

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE CRUDOS  
PESADOS MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL PROCESO VAPEX EMPLEANDO  
ETANO Y BUTANO COMO SOLVENTES.**

**GUERLY CRISTINA CABRERA  
HISNARDO SÁNCHEZ MOLINA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2011**

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE CRUDOS  
PESADOS MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL PROCESO VAPEX EMPLEANDO  
ETANO Y BUTANO COMO SOLVENTES.**

**GUERLY CRISTINA CABRERA  
HISNARDO SÁNCHEZ MOLINA**

Trabajo de grado presentado como requisito  
para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director  
**JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, MSc**  
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2011**

**Nota de aceptación**

---

---

---

**Presidente del Jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

**Neiva, Enero de 2011**

## **DEDICATORIA**

*Dedico este trabajo de grado y toda mi carrera a Dios por ser mi guía, quien ha estado a mi lado brindándome toda la sabiduría y la fortaleza necesaria para continuar luchando día tras día y poder lograr mis metas, igualmente a toda mi familia quienes nunca dudaron que lograría este triunfo y han estado a mi lado brindándome apoyo, a mi madre Olga Lucía por su cariño, comprensión y orientación, a mi hermano Carlos Andrés, a mis abuelos Lucila y Humberto, a mis tíos María Eugenia, Luis Eduardo y Carlos Humberto y de una forma especial a mi esposo Federney quien ha sido mi gran amigo y consejero incondicional y al director de la tesis el profesor Jairo Antonio Sepúlveda Gahona quien con su continuo esfuerzo por enseñarnos logró que culmináramos esta investigación y hacer de nosotros unos investigadores.*

*Guerly Cristina.*

*Este trabajo lo dedico primero que todo a mis padres, Leonidas y Cecília, quienes gracias a su apoyo incondicional hicieron que pudiera llevar a feliz término ésta una de las mayores metas propuestas, a mi abuela Eulalia y mi hermano Fredy que gracias a sus consejos me ayudaron a tomar decisiones correctas en el momento apropiado, a mi amorcito Diana Paola quien me ha acompañando en todo el proceso y mucho mas allá para darme apoyo, consejos y sostén en los momentos difíciles para convertirlos en momentos llenos de magia, a su lado la vida se hace más fácil, finalmente y sin menor importancia a todos mis amigos y amigas que patrocinaron y apoyaron el estudio y la vagancia para hacer que mi recorrido por la Surcolombiana fuera una verdadera vida universitaria.*

*Hisnardo.*

## **AGRADECIMIENTOS**

- A nuestro director de tesis el profesor Jairo Antonio Sepúlveda Gahona por brindarnos sus conocimientos y su apoyo en el desarrollo de este trabajo de investigación.
- A nuestros evaluadores de tesis, la profesora Carmen Pinzón y el profesor Fredy Escobar por su dedicación al momento de revisar este trabajo de investigación.
- Y a las todas las personas que de alguna u otra forma influyeron en la realización y culminación de este trabajo de investigación.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>RESUMEN</b> .....	<b>11</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>12</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>13</b>
<b>1 ASPECTOS TEÓRICOS</b> .....	<b>14</b>
1.1 LA IMPORTANCIA DE LOS YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO .....	14
1.2 MÉTODOS DE RECOBRO.....	15
1.2.1 Recobro mejorado .....	16
1.2.2 Métodos no convencionales térmicos .....	16
1.2.2.1 Inyección continua de vapor .....	17
1.2.2.2 Inyección alternada de vapor.....	17
1.2.2.3 Drenaje por gravedad asistido con vapor.....	17
1.2.2.4 Combustión in situ .....	17
1.2.2.5 Combustión húmeda .....	17
1.3 MÉTODO VAPEX.....	18
1.3.1 Difusión y dispersión .....	20
1.3.2 Parámetros para aplicar VAPEX .....	20
1.3.3 Mecanismo del proceso VAPEX en medios porosos:.....	21
1.3.4 Ventajas del método.....	24
1.3.5 Costos .....	24
1.3.6 Selección de los solventes y las condiciones de uso.....	26
1.3.7 Factores que afectan el desempeño del proceso VAPEX: .....	28
<b>2 MODELAMIENTO MATEMÁTICO VAPEX</b> .....	<b>30</b>
2.1 BUTLER & MOKRYS 1989 .....	30
2.2 BUTLER & MOKRYS 1991 .....	36
2.3 BUTLER & MOKRYS 1993 .....	38
2.4 JIANG Y BUTLER 1996 .....	39
2.5 DAS AND BUTLER 1997 .....	39
2.6 YAZDANI AND MAINI 2005 .....	40
2.7 JAMES AND CHATZIS 2005.....	41
2.8 DAS 2005 .....	42
2.9 COEFICIENTE DE DIFUSIÓN DE LA FASE ACEITE .....	43
<b>3 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS</b> .....	<b>45</b>
3.1 SIMULADOR .....	45
3.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO .....	45
3.3 MODELAMIENTO PVT.....	46
3.4 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO .....	50
3.5 SELECCIÓN DEL SOLVENTE A INYECTAR .....	51
3.6 DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN.....	52

3.6.1	<i>Variación de las propiedades del yacimiento.</i>	53
3.6.2	<i>Variación de los parámetros operacionales del proceso VAPEX.</i>	53
3.6.3	<i>Comparación de la producción en frío con el método VAPEX.</i>	54
3.6.4	<i>Variación de la distancia horizontal entre pozos.</i>	54
3.6.5	<i>Producción de un Campo.</i>	54
<b>4</b>	<b>EVALUACIÓN DE RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.</b>	<b>55</b>
4.1	EVALUACIÓN DEL PROCESO.	55
4.1.1	<i>Producción Acumulada de Aceite (Npo).</i>	55
4.1.2	<i>Producción Acumulada de Gas (Npg).</i>	55
4.1.3	<i>Producción Acumulada Neta de Aceite para Venta (NCOPS).</i>	55
4.1.4	<i>Factor de Recobro (FR).</i>	56
4.1.5	<i>Factor de Recobro Neto (FR neto).</i>	56
4.1.6	<i>Relación de Solvente - Aceite Acumulado Neto (NCSOR).</i>	57
4.2	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.	58
4.2.1	<i>Variación de las propiedades del yacimiento.</i>	58
4.2.1.1	Espesor de la formación.	58
4.2.1.2	Porosidad de la formación	61
4.2.1.3	Saturación inicial de de aceite.	63
4.2.1.4	Permeabilidad horizontal de la formación.	64
4.2.1.5	Presión de yacimiento	67
4.2.2	<i>Variación de los parámetros operacionales del proceso VAPEX.</i>	69
4.2.2.1	Distancia vertical entre pozos.	69
4.2.2.2	Caudal de inyección	72
4.2.2.3	Temperatura de inyección	74
4.2.2.4	Presión de fondo fluyendo del pozo productor.	77
4.2.2.5	Longitud de los pozos.	79
4.2.3	<i>Comparación de la producción en frío entre el caso base y el caso optimizado</i>	81
4.2.4	<i>Comparación de la producción en frío con el método VAPEX.</i>	83
4.2.5	<i>Variación de la distancia horizontal entre pares de pozos.</i>	84
4.2.6	<i>Producción de un campo</i>	86
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES.</b>	<b>92</b>
<b>6</b>	<b>RECOMENDACIONES.</b>	<b>93</b>
<b>7</b>	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>94</b>

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Composición y propiedades físicas del crudo de Hamaca.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 2. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 3. Definición de componentes usados en la simulación.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 4. Propiedades del Yacimiento Base.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 5. Parámetros Operacionales del Proceso VAPEX.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 6. Propiedades y rangos de yacimientos analizados.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 7. Parámetros de operación y rangos analizados.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 8. Descripción de los casos simulados.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 9. Distancia horizontal entre pares de pozos.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 10. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando el espesor de la formación.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 11. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la porosidad de la formación.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 12. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la saturación inicial de aceite.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 13. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando las permeabilidades de la formación.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 14. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la presión del yacimiento.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 15. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la distancia vertical entre los pozos.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 16. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando el caudal de inyección.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 17. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la temperatura de inyección del vapor.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 18. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 19. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la longitud de los pozos.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 20. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX en los casos simulados.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 21. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la distancia horizontal entre los pares de pozos.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 22. Propiedades del Campo estudio.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 23. Parámetros Operacionales del Proceso VAPEX.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 24. Resultados obtenidos por la evaluación del proceso VAPEX en la producción de un campo.....</i>	<i>87</i>



## LISTA DE GRÁFICAS

<i>Grafica 1. Total de reservas de petróleo del mundo. ....</i>	<i>15</i>
<i>Grafica 2. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca.....</i>	<i>48</i>
<i>Grafica 3. Diagrama de fases PVT.....</i>	<i>49</i>
<i>Grafica 4. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando el espesor de la formación.....</i>	<i>59</i>
<i>Grafica 5. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la porosidad de la formación.....</i>	<i>61</i>
<i>Gráfica 6. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la saturación inicial de aceite. ....</i>	<i>63</i>
<i>Gráfica 7. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando las permeabilidades de la formación. ....</i>	<i>65</i>
<i>Gráfica 8. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la presión del yacimiento. ....</i>	<i>67</i>
<i>Gráfica 9. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la distancia vertical entre los pozos. ....</i>	<i>70</i>
<i>Gráfica 10. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando el caudal de inyección.....</i>	<i>72</i>
<i>Gráfica 11. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la temperatura de inyección.....</i>	<i>74</i>
<i>Gráfica 12. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor. ....</i>	<i>77</i>
<i>Gráfica 13. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la longitud de los pozos. ....</i>	<i>80</i>
<i>Gráfica 14. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX en los casos simulados.....</i>	<i>82</i>
<i>Gráfica 15. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la distancia horizontal entre los pares de pozos. ....</i>	<i>85</i>
<i>Gráfica 16. Comportamiento de la Temperatura y Viscosidad en el campo simulado.....</i>	<i>90</i>
<i>Gráfica 17. Comportamiento de la Producción de aceite y del FOIP .....</i>	<i>91</i>
<i>Gráfica 18. Comportamiento de la producción acumulada de aceite y la producción acumulada de gas. ....</i>	<i>91</i>

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1.</i>	<i>Cámara de vapor Butler &amp; Mokrys (1991).....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2.</i>	<i>Ruta de comunicación.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 3.</i>	<i>Fase de aumento de la cámara.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 4.</i>	<i>Fase de propagación de la cámara.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 5.</i>	<i>Fase de caída de la cámara.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 6.</i>	<i>Crecimiento de la cámara de solvente, los progresos del tiempo de izquierda a derecha (Butler &amp; Mokrys 1989).....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 7.</i>	<i>Sección vertical de la interfaz (Butler &amp; Mokrys 1989).....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 8.</i>	<i>Sección vertical a través de la celda Hele-Shaw (Butler &amp; Mokrys 1989).....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 9.</i>	<i>Configuraciones de inyección y producción para VAPEX seco y húmedo.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 10.</i>	<i>El progreso de la interfaz después de que la cámara solvente alcanza el borde lateral (James &amp; Chatzis 2005).....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 11.</i>	<i>Vista 3D del modelo Simulado.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 12.</i>	<i>Vista trasversal del modelo Simulado.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 13.</i>	<i>Figura frontal Y-Z mostrando la saturación de aceite al inyectar Etano y Butano.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 14.</i>	<i>Vista frontal Y-Z, variando espesores.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 15.</i>	<i>Vista frontal Y-Z, variando porosidad.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 16.</i>	<i>Vista transversal Y, X, variando permeabilidad.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 17.</i>	<i>Vista transversal Y, X, variando presión de yacimiento.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 18.</i>	<i>Vista transversal Y, X, variando la distancia vertical entre los pozos.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 19.</i>	<i>Vista transversal Y, X, variando caudal de inyección.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 20.</i>	<i>Vista frontal Y, Z, variando la temperatura de inyección.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 21.</i>	<i>Vista frontal Y, Z, variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 22.</i>	<i>Vista transversal Y, X, variando la longitud de los pozos.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 23.</i>	<i>Vista frontal Y, Z, de producción en frío del caso base y caso optimizado.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 24.</i>	<i>Vista frontal Y, Z, comparando la producción en frío con el método VAPEX.....</i>	<i>83</i>
<i>Figura 25.</i>	<i>Vista frontal Y, Z, variando la distancia horizontal entre los pares de pozos.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 26.</i>	<i>Vistas periódicas en 3D del campo simulado aplicando el proceso VAPEX.....</i>	<i>89</i>

## RESUMEN

Este proyecto fue aplicado a un yacimiento de crudos pesados para realizar el análisis, evaluación y optimización del proceso VAPEX (Vapour Extraction), como uno de los métodos de punta para el recobro mejorado de yacimientos de este tipo. Dadas las características condicionales (yacimiento de crudo pesado y método de recuperación térmica), se utilizó un simulador termal para hacer un adecuado desarrollo del proyecto.

Debido a que VAPEX es un proceso relativamente nuevo y poco estudiado muestra una serie de retos y cierta complejidad a la hora de ser implementado. De la misma forma la cantidad de variables a tener en cuenta al hacer la aplicación del proceso hace necesario dividir el estudio de estas variables en parámetros de yacimiento y en condiciones de operación.

Los parámetros de yacimiento son unas características muy importantes, por lo que la primera parte tiene como objetivo de investigación, estudiar el impacto de algunas de ellas, tales como: espesor, porosidad, saturación inicial de aceite, permeabilidades y presión de yacimiento; con el fin de encontrar los rangos óptimos de aplicación para el proceso VAPEX.

Las condiciones operacionales nos muestran la forma de optimizar los diferentes métodos aplicados a yacimientos. En la segunda parte del estudio se evaluaron dichas condiciones para encontrar los valores ideales en la aplicación del proceso VAPEX. Los parámetros analizados fueron: la distancia vertical entre pozos, caudal de inyección del solvente, temperatura de inyección del solvente, presión de fondo fluyendo del pozo productor y la longitud de los pozos.

De igual forma se vio la necesidad de realizar una comparación entre la producción del yacimiento en frío versus la producción del mismo yacimiento aplicando el proceso VAPEX, esto con el fin, de observar la importancia de VAPEX en la recuperación de crudos pesados.

Finalmente, con el objetivo de realizar la implementación del proceso VAPEX en un campo, se realizó la evaluación de la distancia horizontal entre pares de pozos para encontrar una distancia óptima que permitiera abarcar un campo completo.

## ABSTRACT

This Project was apply a heavy oil reservoir for make the analysis, evaluation and optimization of VAPEX process (Vapour Extraction), as one of the top methods for enhanced recovery of reservoir of this type. Given the conditional characteristics (heavy oil reservoir and Thermal recovery method), was used a thermal simulator for proper development of the project.

Due to VAPEX is a relatively new and little studied process shows a series of challenges and a certain complexity when it is implemented. Likewise the number of variables to consider when making the application process is necessary to divide the study of these variables in reservoir parameters and operating conditions

Reservoir parameters are very important characteristics, so that the first part of research aims to study the impact of some of them, such as thickness, porosity, initial oil saturation, permeability and reservoir pressure, with to find the optimal ranges of application for VAPEX process.

The operating conditions show us how to optimize the different methods applied to reservoirs. In the second part of the study were these evaluate conditions to find the ideal values in the implementation of VAPEX process. The parameters analyzed were: the vertical distance between wells, flow injection solvent, solvent injection temperature, pressure well flow from the production well and length of the wells.

Likewise was the need to make a comparison between production cold reservoir versus the production of the same reservoir applying the VAPEX process, to observe the importance of VAPEX in heavy oil recovery.

Finally, with the objective of realize the implementation process VAPEX in a field was performed review the horizontal distance between pairs of wells to find an optimal distance that would cover an entire field.

## INTRODUCCIÓN

El estimativo en el mundo de recursos naturales en forma de crudo pesado y bitumen es alrededor de 6 trillones de barriles de petróleo in-situ, con alrededor de seis veces el total de reservas de petróleo convencional. Desafortunadamente, el recobro primario en el mejor de estos yacimientos puede estar alrededor solo del 6% del petróleo original in-situ. La inyección de agua eventualmente ayuda a incrementar la producción de petróleo, pero en conjunto este recobro incremental puede ser logrado de manera limitada debido al rápido incremento del corte de agua.

Los métodos de recobro térmico se muestran muy efectivos ya que la viscosidad del petróleo es muy sensible a la temperatura. Las técnicas de recobro termal no son económicamente viables para yacimientos con zonas muy delgadas, zonas con agua en fondo y/o zonas con capa de gas, baja conductividad termal de la matriz de la roca, alta saturación de agua, baja porosidad, fracturas y/o fisuras verticales, etc. El recobro de petróleo en este tipo de yacimientos es considerado problemático con las tecnologías existentes.

VAPEX es relativamente un nuevo proceso que infiere una reducción drástica de la viscosidad del crudo por dilución de este con solventes de hidrocarburos vaporizados. El proceso normalmente envuelve un par de pozos horizontales, con un pozo inyector localizado directamente sobre el pozo productor. Los solventes vaporizados, se inyectan a través del pozo inyector, estos entran a disolver el petróleo viscoso reduciendo drásticamente la viscosidad. El petróleo diluido es entonces tan móvil como para drenar bajo la influencia de la gravedad dentro del pozo productor localizado cerca del fondo de la formación, desde donde es bombeado a superficie.

Comparando las técnicas existentes de recobro térmico, el proceso VAPEX tiene algunas ventajas únicas en términos de bajo consumo de energía, baja polución ambiental, no degrada el petróleo in-situ, y bajo costo. Al contrario de los métodos de recobro térmico, no hay problema con la pérdida de solvente en el yacimiento, agua connata, sobrecarga y no sobrecarga debido a que estos hidrocarburos son solubles únicamente en el petróleo dentro del espacio poroso. En consecuencia, el proceso VAPEX aparece como la única tecnología IOR que puede ser económicamente viable para tales problemáticas de yacimientos de crudo pesado.

# 1 ASPECTOS TEÓRICOS

## 1.1 LA IMPORTANCIA DE LOS YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

La merma del suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales.

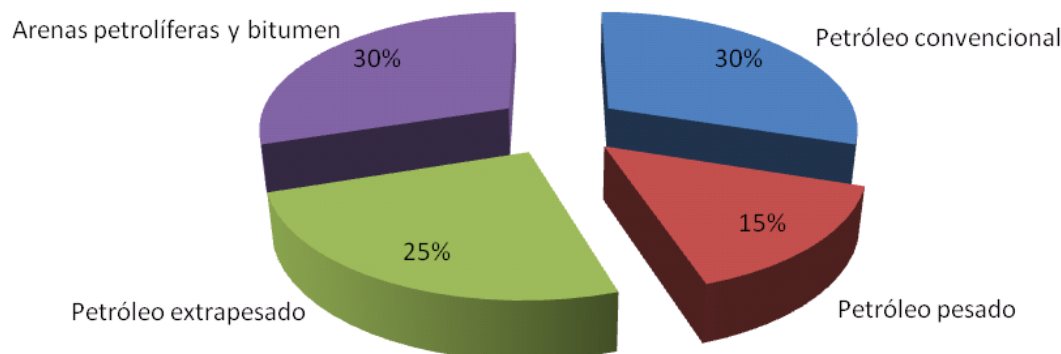
La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponden a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico.

Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. *El petróleo pesado se define como petróleo con 22.3°API o menor densidad. Los petróleos de 10°API o menor densidad se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua.*

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. *La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP) y aproximadamente 10 cP. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP y más de 1.000.000 cP. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.*

El petróleo pesado, el petróleo extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles. Véase gráfica 1.

## Total de reservas de petróleo en el mundo



Grafica 1. Total de reservas de petróleo del mundo.

### 1.2 MÉTODOS DE RECOBRO

La explotación de un yacimiento de petróleo ocurre básicamente en tres etapas. En la primera, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto de gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento.

Cuando la presión del medio se hace inadecuada, o cuando se están produciendo cantidades importantes de otros fluidos (agua y gas, por ejemplo), se inicia entonces la segunda fase, la cual consiste en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el crudo para mantener un gradiente de presión.

En la actualidad un 85% de la producción mundial de crudo se extrae por métodos de recuperación primaria y secundaria, con un aproximado del 35% de recobro del petróleo existente en el yacimiento, quedando el resto atrapado en los poros de la estructura del reservorio debido a fuerzas viscosas y capilares, además de la presencia de fracturas naturales o regiones de alta permeabilidad causantes de que el agua inyectada fluya a través de canales potenciales de menor resistencia y dejando cantidades importantes de crudo atrapado en la formación.

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía un estimado de 60-80% del POES (Petróleo Original En Sitio). Numerosos métodos han sido estudiados para la recuperación, al menos parcial, de estas grandes cantidades de crudo remanente en los pozos conocidos como métodos de recuperación mejorada, EOR (Enhanced Oil Recovery).

### *1.2.1 Recobro mejorado*

Las tecnologías de recobro mejorado se han usado durante más de cincuenta años para producir crudos no convencionales (crudos pesados, arenas bituminosas, bitumen, campos maduros casi agotados, etc.). No obstante, muchas de estas tecnologías no habían alcanzado el desarrollo esperado, debido a que los precios del petróleo no justificaban los costos extra de la tecnología de recobro.

Sin embargo, los altos precios del crudo en los últimos años y el desplazamiento de la frontera petrolífera le han dado un gran impulso. Entre estas tecnologías llamadas Métodos de Recobro Mejorado (EOR –Enhanced Oil Recovery) se pueden relacionar las siguientes, que pueden clasificarse en cuatro grupos:

- **Térmicos:** inyección de fluidos calientes, inyección de vapor cíclica y continua, combustión in situ.
- **Miscibles:** inyección de dióxido de carbono, inyección de nitrógeno, inyección combinada de dióxido de carbono y nitrógeno.
- **Inyección de químicos:** inyección de polímeros, inyección de alcalinos, inyección de surfactantes.
- **Inyección microbial:** continua y cíclica.

### *1.2.2 Métodos no convencionales térmicos*

Estos procesos son especialmente útiles para los crudos pesados (5-15 ° API), ya que la función principal de estos es disminuir la viscosidad del petróleo y optimizar su movilidad. Estos métodos de recuperación han alcanzado el mayor éxito en los últimos años y por ello gran porcentaje de la producción diaria de EOR en Canadá, Estados Unidos y Venezuela proviene principalmente de ellos.

A continuación se describen brevemente los distintos métodos de recuperación térmica:

#### *1.2.2.1 Inyección de agua caliente*

Este método, sencillo y convincente, consiste en desplazar el petróleo inmisciblemente al inyectar agua caliente y agua fría. La zona próxima al pozo inyector se calienta y al mismo tiempo parte de ese calor se disipa hacia las formaciones adyacentes. El agua introducida pierde calor rápidamente y alcanza la temperatura del yacimiento, por lo que en el borde de este frente se desplaza es el petróleo no calentado. Este proceso permite disminuir la viscosidad del crudo y mejorar su movilidad, reducir el petróleo residual y expandir el fluido por temperatura.



#### ***1.2.2.2 Inyección continua de vapor***

Del mismo modo que la inyección de agua, este mecanismo de empuje es un arreglo entre pozos de inyección y producción. En este caso, las pérdidas de calor son mayores, por lo que el tamaño del arreglo es un punto importante a considerar. Sin embargo, al recobro de petróleo puede pasar del 50%. El proceso consiste en inyectar continuamente el vapor, formándose una zona de vapor que avanza a una tasa siempre decreciente.

#### ***1.2.2.3 Inyección alternada de vapor***

Este mecanismo posee diferentes etapas. Primero se inyecta un volumen de vapor preestablecido por una a tres semanas. Luego se cierra el pozo por unos días en fase de remojo de manera que el vapor se disperse uniformemente y caliente la formación. Finalmente se abre de nuevo el pozo en fase de producción hasta que este deje de ser económicamente rentable.

#### ***1.2.2.4 Drenaje por gravedad asistido con vapor***

Se inyecta vapor continuamente cerca del fondo del yacimiento, éste tiende a subir mientras que el petróleo calentado baja hasta el fondo, esto permite que el petróleo drene por gravedad hasta el pozo productor.

#### ***1.2.2.5 Combustión in situ***

Consiste en quemar una cierta cantidad de petróleo en el yacimiento (aproximadamente 10%) para generar calor. “El proceso se inicia bajando un calentador o quemador que se coloca en el pozo inyector. Luego se inyecta aire hacia el fondo del pozo, se pone a funcionar el calentador hasta lograr el encendido. Después se calienta los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continua con la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión”, lo que permite que el fluido sea menos viscoso y se pueda optimizar la producción de petróleo.

#### ***1.2.2.6 Combustión húmeda***

Se inyecta agua alternada con aire. Al reducirse la viscosidad del petróleo frío se extiende la zona del vapor o zona caliente, esto hace que el petróleo se mueva más fácilmente dependiendo de la cantidad del crudo quemado y la tasa de inyección del aire.

### 1.3 MÉTODO VAPEX

Extracción de petróleo asistida por vapor, o VAPEX, fue propuesta en 1991 como una alternativa eficiente y rentable para la producción de yacimientos de crudos pesados y bitúmenes.

VAPEX es un proceso relativamente nuevo que envuelve una alta reducción de la viscosidad del crudo por dilución del mismo con solventes de hidrocarburos vaporizados. Los precursores de este método fueron Butler & Mokrys<sup>1</sup> quienes realizaron un proceso análogo al método SAGD. El método VAPEX mezcla el drenaje por gravedad con la inyección de un solvente como mecanismos claves. El proceso normalmente envuelve un par de pozos horizontales, con un pozo inyector localizado directamente sobre el pozo productor, como se muestra en la figura 1.

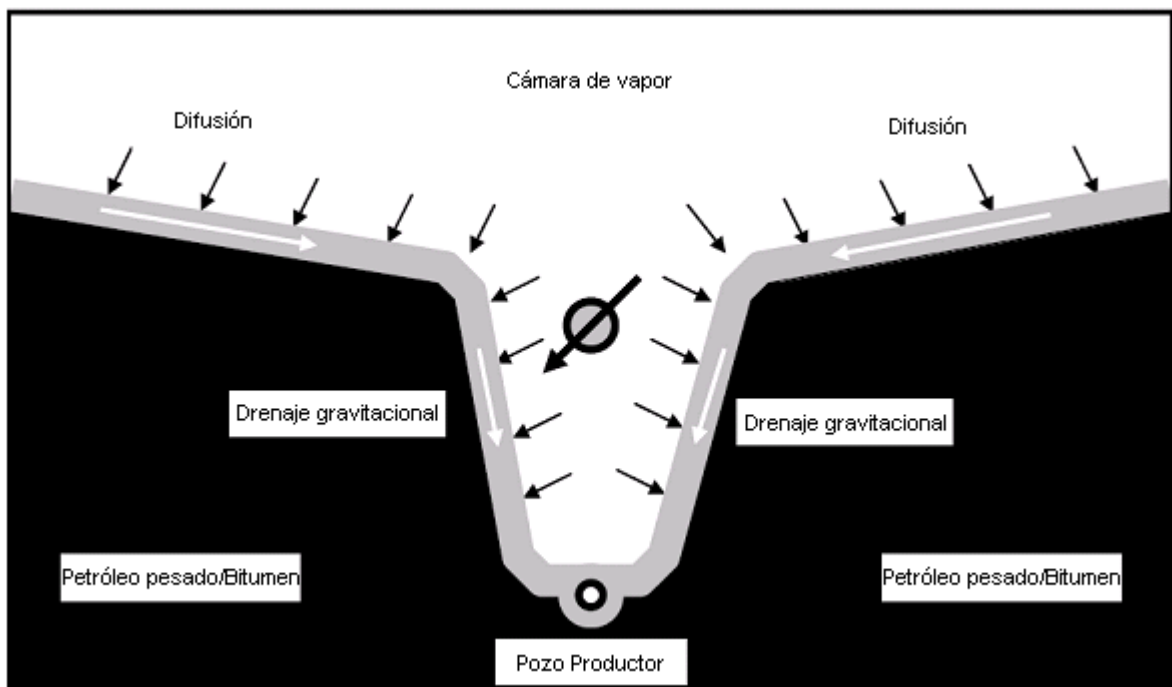


Figura 1. Cámara de vapor Butler & Mokrys (1991)

Los solventes vaporizados, se inyectan a través del pozo inyector, se disuelven con el petróleo y reducen drásticamente la viscosidad. El petróleo es entonces bastante móvil como para drenar bajo la influencia de la gravedad al pozo productor localizado cerca del fondo de la formación, desde donde es bombeado a superficie.

<sup>1</sup> FORSTER, Louis Jaime. Numerical Modeling of the VAPEX Process in Heterogeneous Media. The University of Texas at Austin, 2008, p. 2.

El espacio poroso alrededor del pozo de inyección desde donde el petróleo fue drenado es llenado con el vapor de solvente y se conoce como “cámara de vapor” (ver figura 1). Esta cámara de vapor crece a medida que más petróleo es sacado del yacimiento. La disolución del vapor de solvente dentro del crudo ocurre en las paredes de la cámara de vapor aumentando su tamaño y el flujo de petróleo se dirige hacia abajo en una fina capa adjunta a esta cámara.

A diferencia del proceso SAGD, este método (VAPEX) permite trabajar en yacimientos con acuíferos y en yacimientos con capa de gas. A continuación hay una breve descripción de cómo sería el funcionamiento del método VAPEX en esta clase de yacimientos.

#### ❖ **Yacimientos con acuíferos**

El proceso VAPEX es probable que funcione sin problemas en la presencia de agua de fondo. La migración de los solventes en el acuífero subyacente será insignificante. Un acuífero suprayacente sería menos deseable, ya que daría lugar a la intrusión de agua del acuífero en la cámara de vapor, lo que resultaría en un incremento del corte de agua en la producción de petróleo; aunque es probable que tal migración de agua reduzca el entrapamiento de solvente en el yacimiento al finalizar el proceso. Sin embargo, parece que VAPEX es la única tecnología viable para la explotación de yacimientos de petróleo pesado en contacto con los acuíferos subyacentes o suprayacentes.

#### ❖ **Yacimientos con capa de gas**

El método VAPEX presenta una gran ventaja al ser utilizado en este tipo de yacimientos, debido a que la migración del solvente inyectado en la capa de gas puede acelerar la transferencia de masa y por ahí mejorar el rendimiento del proceso. El inyector horizontal puede ser ventajosamente completado cerca de la zona de capa de gas. Esto ayudará al solvente inyectado a la rápida propagación en la zona de gas y hacer efectiva una gran fracción de la superficie de contacto gas-aceite para la transferencia de masa por difusión en las primeras etapas del proceso.

La comunicación entre el productor y la capa de gas puede establecerse, permitiendo que el gas se conifique en el pozo productor. Un poco de aceite también puede ser producido bajo esta capa de gas hasta que la presión en la capa desciende a la presión de operación del proceso VAPEX. Una de las desventajas que presenta el proceso en este tipo de yacimientos se debe a que una gran capa de gas también podría retrasar el aumento de la concentración de solvente en fase de vapor y aumentará el sostenimiento del solvente en el yacimiento.

Sin embargo, es probable que, la presencia de una pequeña capa de gas hiciera que el proceso VAPEX trabajara mejor en comparación a la situación donde no haya presencia de la capa de gas.

### **1.3.1 Difusión y dispersión**

El interés en utilizar VAPEX como una alternativa a los métodos térmicos para la recuperación de petróleo pesado y bitumen está ganando interés. La principal diferencia entre los métodos es que mientras que los métodos térmicos dependen de la conducción de calor, así como la transferencia de masa, VAPEX sólo se basa en la transferencia de masa. Estos límites de difusión de masa y convección únicamente pueden ocurrir a través del espacio poroso, mientras que el calor de los métodos térmicos se puede llevar a cabo a través de sólidos. Por lo tanto, se ha postulado que VAPEX es más sensible a la heterogeneidad que los métodos térmicos.

La difusión y dispersión (la combinación de difusión y convección) juegan un papel importante en el proceso VAPEX ya que aceleran la mezcla entre el solvente inyectado y el petróleo in situ. Esta mezcla puede ser aumentada por la mezcla capilar. La tasa de producción de petróleo en VAPEX depende en gran medida en la difusión y / o dispersión del solvente en el petróleo y el drenaje por gravedad de la mezcla aceite-solvente. La dispersión en los modelos numéricos de simulación puede enmascarar estos efectos de transferencia de masa.

Los altos coeficientes de difusión pueden resultar en una penetración más profunda causando una zona de difusión más gruesa que puede no ser realista. Los bajos coeficientes de difusión pueden resultar en bajas tasas de producción.

### **1.3.2 Parámetros para aplicar VAPEX**

- Puede ser aplicado en áreas donde SAGD tiene limitaciones:
  - Yacimientos delgados (10´-30´)
  - Casos con bajas saturaciones y viscosidades de petróleo.
  - Puede utilizarse conjuntamente con SAGD
- El diseño básico del método VAPEX utiliza pozos horizontales con un espacio entre ellos de aproximadamente 5 metros (16.4 ft).
- La separación entre el inyector y productor se establecerá por la movilidad del aceite a las condiciones del yacimiento. En un yacimiento de aceite pesado relativamente móvil, el inyector puede ponerse cerca del tope del yacimiento,

mientras que en un yacimiento de bitumen, el par de pozos horizontales deben estar bastante cerca para lograr una comunicación temprana entre ellos. En un yacimiento con un acuífero en fondo, el inyector y el productor pueden ubicarse en el contacto agua - aceite al contrario de los modelos estándar; el vapor de solvente inyectado sube, y el aceite diluido es drenado por gravedad y se mueve a lo largo del contacto agua - aceite hacia el productor. Esta configuración de pozos produce una recuperación más alta debido a la naturaleza del proceso de extracción.

- Tasa de inyección de solvente de 0.2 b/b de aceite.
- El solvente es inyectado a través del pozo de inyección sólo debajo de la presión de vapor del solvente; para las mezclas de solventes la presión inyección está simplemente debajo del punto del rocío.
- La solubilidad de un solvente vaporizado es máxima cerca de su presión de punto de rocío.

### *1.3.3 Mecanismo del proceso VAPEX en medios porosos.<sup>2</sup>*

El mecanismo básico del proceso involucra los siguientes pasos:

1. Disolución del vapor de solvente en la interface solvente-bitumen.
2. Difusión del solvente disuelto en la mayor parte del bitumen.
3. El solvente disuelto y difundido diluye el aceite viscoso.
4. Si la concentración de solvente es lo suficientemente alta el petróleo es desasfaltado in situ.
5. El petróleo diluido (y desasfaltado) es drenado al pozo productor por gravedad.

Teóricamente, el proceso VAPEX puede ser separado en cuatro fases como se muestra a continuación:

#### **a) Ruta de comunicación (Figura 2a y 2b)**

El primer paso en VAPEX es crear la comunicación entre el inyector y los pozos productores. Esto se puede lograr en diferentes caminos, incluyendo: 1) por calentamiento del petróleo alrededor del pozo, 2) mediante la inyección de

---

<sup>2</sup> YIN TAM, Sindy Pui. VAPEX Experiments in an Annular Packing of Glass Beads and the Numerical Simulation of VAPEX using Comsol®. The University of Waterloo, 2007, p. 5.

solvente en el pozo para diluir el petróleo a su alrededor, y/o 3) mediante la circulación de vapor entre los dos pozos.



Figura 2. Ruta de comunicación.

### b) Fase de aumento de la cámara (Figura 3)

Después de que la comunicación entre los dos pozos se estabiliza, el solvente es inyectado en el yacimiento a través del pozo de inyección. El solvente inyectado penetra en el petróleo viscoso, a medida que sube al tope del yacimiento va diluyendo el petróleo. El petróleo diluido es entonces drenado por gravedad en contra de la corriente de vapor de solvente. El flujo en contra corriente de solvente y petróleo resulta en una alta tasa de producción de aceite.

El flujo en contra corriente de VAPEX es aplicable a yacimientos con agua de fondo libre. La idea es que el pozo de inyección sea perforado dentro de la zona de agua para utilizar la alta movilidad de esta y así distribuir el vapor de solvente en la interface agua-petróleo. Esto se traduce en mantener el flujo en contracorriente de petróleo y solvente en el ciclo de producción de VAPEX.

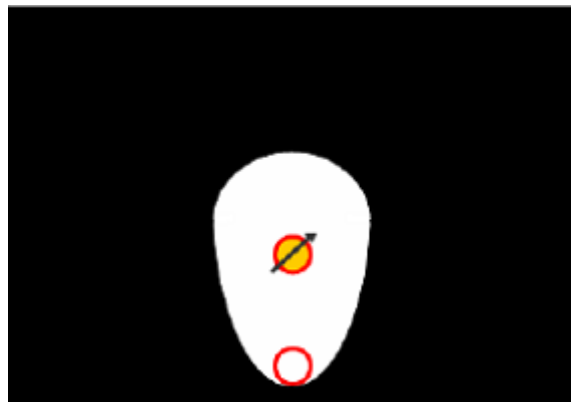


Figura 3. Fase de aumento de la cámara

### c) Fase de propagación de la cámara (Figura 4)

Una vez el solvente llega al tope de la formación, la interfase petróleo-solvente comienza a extenderse hacia los lados a una velocidad constante. La tasa de producción de petróleo es constante durante este periodo de tiempo en que el proceso VAPEX entra en un estado pseudo estable. Se ha observado que la tasa de producción durante la fase de propagación de la cámara fue de 2 – 3 veces menor que la de la fase de sensibilización de la cámara (Butler & Morkys, 1991). La fase de propagación de la cámara es muy importante para VAPEX, ya que representa el 80 - 90% del tiempo de producción en VAPEX (Oduntan, 2001). Este fenómeno termina una vez que la interfaz alcanza el límite de los yacimientos y cuando comienza la fase de caída de la cámara.

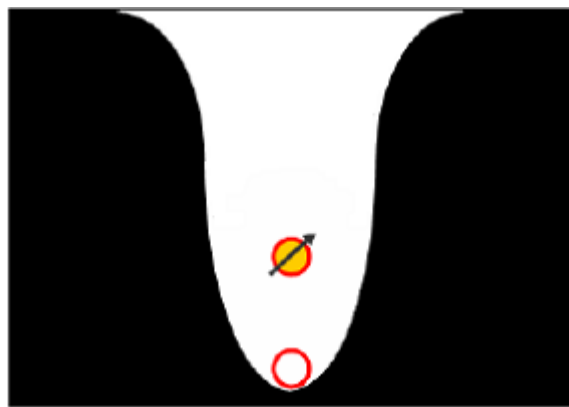


Figura 4. Fase de propagación de la cámara.

### d) Fase de caída de la cámara (Figura 5a y figura 5b)

Cuando la interfaz petróleo – solvente alcanza el límite del yacimiento, el yacimiento es agotado verticalmente. La tasa de producción comienza a disminuir lentamente hasta que la producción no es rentable (Zhang et. al., 2006).

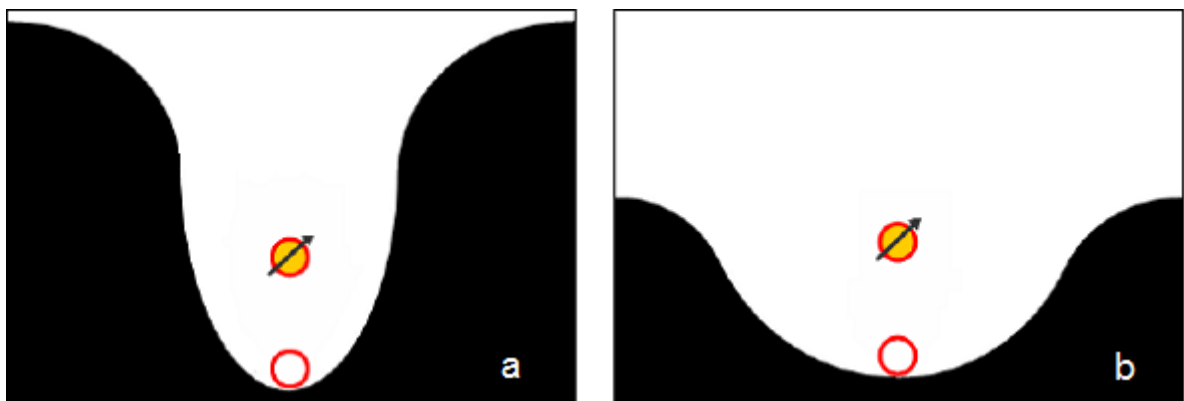


Figura 5. Fase de caída de la cámara.

### 1.3.4 Ventajas del método<sup>3</sup>

Comparando las técnicas existentes de recobro térmico, el proceso VAPEX tiene algunas únicas ventajas en términos de:

- Bajo consumo de energía,
- Baja contaminación ambiental,
- No degrada el petróleo in-situ, y
- Bajo costo.

Al contrario de los métodos de recobro térmico, no hay problema con: la pérdida de solvente en el yacimiento ya que gran parte del solvente puede ser reciclado y recuperado, agua connata, sobrecarga y no sobrecarga debido a que los solventes utilizados son solubles únicamente en el petróleo dentro del espacio poroso. De acuerdo a lo anterior, el proceso VAPEX aparece como la única tecnología IOR (Improved Oil Recovery) que puede ser económicamente viable para tales problemáticas de yacimientos de crudo pesado. El éxito de la aplicación de VAPEX junto con los procesos térmicos podría reducir significativamente las emisiones de gases invernadero.

Otra de las ventajas de este proceso es que el crudo producido se puede transportar fácilmente y tiene una buena calidad para ser refinado, ya que el solvente diluye el bitumen *in situ*. La popularidad de VAPEX ha congregado a un importante número de investigadores en la industria y en la academia, los cuales han propuesto y desarrollado variaciones del concepto original como nuevas alternativas. Por ejemplo, se puede citar a Tawfik Nasr, quien patentó el proceso ES-SAGD (Expanding Solvent-SAGD), y S. Gupta y colaboradores, quienes implementaron una prueba piloto del proceso SAP (Solvent Aided Process) en el campo Christina Lake, de Canadá localizado en Alberta.

### 1.3.5 Costos

El proceso VAPEX tiene varias ventajas y desventajas potenciales para el balance económico de la producción de aceite.

---

<sup>3</sup>[http://www.petroleo.com/pi/secciones/PI/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc\\_43736\\_HTML.html?idDocumento=43736](http://www.petroleo.com/pi/secciones/PI/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc_43736_HTML.html?idDocumento=43736)



Las ventajas potenciales son:

- No generación de vapor
- No hay procesamiento ni reciclaje de agua
- Bajos costos de combustible
- Gran eficiencia energética
- Bajas emisiones de dióxido de carbono
- Puede ser ventajoso en yacimientos con agua en fondo
- Mejoramiento de la calidad del petróleo en el yacimiento (In-situ upgrading)

*(La palabra “upgrading” se usa aquí en el sentido de “mejora de calidad”. El “upgrading in situ” requiere que la mejora se realice en el yacimiento y no en superficie.*

**Upgrading:** *Se define como los procesos que mejoran la calidad de los crudos producidos incrementando su valor de venta por aumento de la gravedad API, reducción de viscosidad, menor contenido de azufre, metales y de asfaltenos.)*

Las desventajas potenciales son:

- Compresión del solvente
- Perdidas de solvente
- No se pueden realizar pruebas en campo
- No se pueden realizar pruebas en pozo ni en el diseño de facilidades.

El crudo obtenido sería de acuerdo a algunos investigadores 2 USD / barril más costoso. Adicionalmente, los reservorios depletados podrían emplearse para disponer CO<sub>2</sub>.

Una investigación realizada por Swapan Das, Ian Mokrys y Roger Buttler<sup>4</sup>, de la Universidad de Calgary, indica que los costos de operación, completamiento y los requerimientos energéticos de VAPEX son más bajos que los de procesos de recobro térmico como SAGD e inyección de vapor. Lo anterior ha permitido que VAPEX llame la atención y gane importancia dentro de la industria de las arenas petrolíferas y lo ha convertido en una tecnología con gran potencial para ser aplicada exitosamente, incluso en los yacimientos que tengan alta saturación de agua, baja porosidad y baja conductividad térmica.

---

<sup>4</sup> DAS, Swapan K and Butler, Roger M., Mechanism of the Vapor Extraction for Heavy Oil and Bitumen. Journal of Petroleum Science & Engineering, 1998 Volume 21, No. 1-2. Pag. 43-59

### **1.3.6 Selección de los solventes y las condiciones de uso**

El uso de solvente vaporizado en lugar de solvente líquido se debe a que este produce una fuerza de impulso superior para el drenaje por gravedad, debido a la alta diferencia de densidad entre el bitumen y el vapor de solvente, y también asegura que la cantidad residual de solvente en el yacimiento sea menor que con los solventes líquidos.

En este proceso, la tasa de producción está directamente relacionada con la cantidad de solvente disuelto y difundido en el petróleo. Un aspecto importante de este proceso es el desasfaltado que proporciona el mejoramiento de la calidad del crudo in situ, reduciendo muchos problemas de flujo. El grado de desasfaltado también depende de la cantidad de solvente.

La solubilidad de un solvente vaporizado es máxima cerca de la presión del punto de rocío. Por lo tanto, la presión de inyección del solvente debe ser lo más cerca posible de su presión de vapor a la temperatura del yacimiento. Si la presión del punto de rocío del solvente es inferior a la presión del yacimiento, el solvente se licua y llena la matriz de arena extraída con solvente líquido. Así, un barril de petróleo se sustituye por un barril de solvente líquido el cual no es económico. Por lo tanto, es conveniente para el proceso, que el solvente tenga una presión de punto de rocío ligeramente superior a la presión del yacimiento para que pueda inyectarse con seguridad, sin licuefacción y la solubilidad máxima se pueda lograr al mismo tiempo. Este criterio combinado con las altas presiones de yacimiento, y el costo y la disponibilidad de los solventes limita la elección del solvente a etano, propano y butano. En nuestros experimentos se observó que el rendimiento del proceso con etano es inferior a la de propano y butano. El propano y butano tienen tasas de rendimientos comparables. Sin embargo, el propano mejora la calidad del petróleo por desasfaltado, el cual es menos prominente con el butano. Hay muchos yacimientos de crudo pesado y bitumen, donde la presión está en el rango de la presión de punto de rocío del propano. En yacimientos poco profundos el butano puede ser adecuado.

El costo del solvente es el factor económico más importante en el diseño de VAPEX. Estudios experimentales desarrollados por Butler<sup>5</sup> y colaboradores, en 1995, determinaron que la relación óptima entre solvente y crudo debe estar dentro de un intervalo de 0,12 m<sup>3</sup> a 0,3 m<sup>3</sup> de solvente por m<sup>3</sup> de crudo pesado. Los solventes más utilizados en VAPEX son propano, butano o mezclas de

---

<sup>5</sup>Butler, R.M., Mokrys, I., and Das, K., "The Solvent Requirement for VAPEX Recovery," Proceedings of the SPE International Heavy Oil Symposium in Calgary, Alberta, Canada, Paper No. SPE 30293 (June 1995).

propano-butano. Sin embargo, en 1994, Lim G<sup>6</sup>. y colaboradores utilizaron etano como solvente para estimular la producción de crudo pesado en el campo Cold Lake, de Imperial Oil de Canadá.

Otro ejemplo de un solvente innovador se presentó en la Conferencia Canadiense del Petróleo realizada entre el 7 y el 9 de junio de 2005 en Calgary, donde A. Cavallaro<sup>7</sup> y G. Galliano, de Repsol-YPF, presentaron resultados de laboratorio utilizando crudo Llançanelo (campo ubicado en Argentina, en la provincia de Mendoza) y un solvente con una composición molar de 44,44% CO<sub>2</sub>, 2,84% C<sub>2</sub>, 19,67% C<sub>3</sub> y 33,04% C<sub>4</sub>+. Ellos reportan un excelente recobro de 82,9 %. Lo anterior es prueba de que el CO<sub>2</sub> puede ser usado efectivamente, al tiempo que reduce el costo del solvente y minimiza las emisiones de este gas a la atmósfera.

**El uso de solventes puede inducir precipitación de asfáltenos** y en algunos casos podría bloquear el flujo de crudo en la formación. No obstante, este tema es controversial y requiere más investigación. Aunque la mayoría de científicos coincide en reportar la ocurrencia de precipitación de asfáltenos, todavía no hay suficiente evidencia para confirmar el bloqueo o la reducción significativa de la producción de crudo en todos los yacimientos, ya que depende de las propiedades químicas del solvente y del crudo pesado, y también de variables como temperatura y presión de yacimiento. Por ejemplo, en 1994, Das<sup>8</sup>, de la Universidad de Calgary, realizó experimentos con Crudo Peace River y reportó que el butano no causa precipitación de asfáltenos. Pero cuando utilizó Crudo de Lloydminster, el butano precipitó un poco de asfáltenos. Wu<sup>9</sup> y colaboradores, de la Universidad de Alberta, utilizaron un simulador composicional (Stars) para modelar la precipitación de asfáltenos y en junio de 2005 reportaron inexistencia de evidencias para demostrar que los asfáltenos impidan el flujo de crudo en yacimientos donde VAPEX es utilizado.

---

<sup>6</sup> **Lim, G.B., Kry, P.R., Harker, B.C. and Jha, K.N.**, "Three Dimensional Scaled Physical Modeling of Solvent Vapour Extraction of Cold Lake Bitumen," Proceedings of SPE/CIM/CANMET International Conference on Recent Advances in Horizontal Well Applications in Calgary, Alberta, Paper No. HWC94-46 (March 1994).

<sup>7</sup> **Cavallaro, A.N, Galliano, G.R., SIM, S., Singhal, A., and Fisher, D**, "Laboratory Investigation of an Innovative Solvent Based Enhancement Recovery and In Situ Upgrading Technique," Proceedings of the Petroleum Society's 6<sup>th</sup> Canadian International Petroleum Conference (56<sup>th</sup> Annual Technical Meeting) in Calgary, Alberta, Paper No. 2005-016 (June 2005).

<sup>8</sup> **DAS, Swapan K and Butler, Roger M.**, Mechanism of the Vapor Extraction for Heavy Oil and Bitumen. Journal of Petroleum Science & Engineering, 1998 Volume 21, No. 1-2. Pag. 963

<sup>9</sup> **Wu, X., Polikar, M., and Cunha, L.B.**, "A Numerical Approach to Simulate and Design VAPEX experiments," Proceedings of the Petroleum Society's 6<sup>th</sup> Canadian International Petroleum Conference (56<sup>th</sup> Annual Technical Meetings) in Calgary, Alberta, Paper No. 2005-180 (June 2005).

### 1.3.7 Factores que afectan el desempeño del proceso VAPEX:

- ❖ **Temperatura:** La viscosidad del petróleo pesado y el bitumen es muy sensible a la temperatura. La viscosidad del petróleo cae drásticamente y la difusividad del solvente se incrementa con el aumento de la temperatura. Los efectos antes mencionados son favorables para la recuperación de petróleo. Por otra parte, la solubilidad del propano en el petróleo disminuye con el aumento de la temperatura. Sin embargo, el efecto neto de aumento de la temperatura es positivo.
- ❖ **Presión:** La solubilidad del solvente vaporizado en el petróleo aumenta con un incremento de la presión. Esto tiene dos efectos beneficiosos: (1) reduce la viscosidad del aceite diluido y (2) aumenta la tasa de transferencia de masa en la fase líquida, proporcionando una mayor diferencia de concentración entre la interfase gas-petróleo y la mayor parte del aceite.
- ❖ **Viscosidad del petróleo:** En el proceso VAPEX, la tasa de recuperación de aceite está gobernada por la difusión de las moléculas del solvente en el petróleo pesado. La difusividad molecular del propano aumenta con la disminución de la viscosidad del aceite, que a su vez aumenta la tasa de recuperación de petróleo.
- ❖ **Sistema de inyección de solvente:** La fracción de solvente, como propano o butano presente en el petróleo pesado in situ, en el bitumen y en las arenas bituminosas es insignificante. En consecuencia, se desarrolla un alto gradiente de concentración de las moléculas de solvente y la transferencia de masa se produce a una velocidad inicial alta cerca de la interfase gas-aceite inmediatamente después del comienzo de la inyección de solvente. Se espera que la tasa de consumo de solvente sea mucho mayor en el inicio del proceso. Para promover aun más la alta tasa inicial de transferencia de masa, parece conveniente mantener una alta tasa de inyección de solvente en el comienzo. Esto aceleraría el desarrollo inicial de la concentración de solvente en la interfaz y con ello el proceso de recuperación.

Cuando el pozo de inyección se desplace lateralmente desde el pozo de producción y una capa de gas esté involucrada, los solventes inyectados tienen que viajar a través de la longitud de la capa de gas para llegar al pozo de producción. En esta situación, una alta tasa inicial de inyección de solvente es esencial para reducir los retrasos en el inicio de la producción de petróleo.

- ❖ **Espaciamiento del pozo:** En el yacimiento con una pequeña capa de gas, el inyector horizontal puede ser ventajosamente completado en la zona de gas para lograr una alta inyectividad durante el proceso de puesta en marcha. Cuando el solvente inyectado llega a la zona de interés, el solvente vaporizado puede propagarse rápidamente por toda la zona de gas a través de los

procesos de difusión y dispersión. Por tanto, el área de contacto gas-petróleo es menos dependiente del espaciamiento lateral entre el inyector y productor.

- ❖ **Capa de gas:** En el yacimiento que contiene una capa de gas, el solvente inyectado puede propagarse rápidamente sobre la superficie de contacto gas-petróleo y hace que el proceso de difusión sea más rápido desde el comienzo, siempre que el pozo de inyección se haya completado en la zona de gas.

**Otros factores que afectan y determinan la eficiencia de VAPEX son la transferencia de masa, la difusión molecular, la dispersión mecánica, la altura de drenaje, la heterogeneidad de yacimiento, la distancia entre pozos y la humectabilidad del medio poroso.** Aunque existen ecuaciones para modelar algunos de estos factores individualmente, los modelos desarrollados en laboratorio para el estudio y la simulación de VAPEX aún no han sido completamente correlacionados o ajustados a las condiciones en campo. Los resultados obtenidos hasta ahora indican que VAPEX es una tecnología apta para ser implementada en yacimientos de crudos pesados y bitúmenes, no sólo en Canadá sino que puede ser adaptada en otros países. La aplicación de VAPEX en la industria se encuentra en su etapa inicial y su optimización depende fundamentalmente de la investigación de factores que hasta el momento no han sido considerados y que son determinantes en la implementación del proceso.

El Departamento de Ingeniería Química de la Universidad de New Brunswick de Canadá desarrolla un proyecto de investigación que tiene como objetivos estudiar los mecanismos de alteración de la humectabilidad durante el proceso VAPEX y analizar el efecto que tiene la temperatura en la precipitación de asfáltenos. Las metodologías utilizadas para realizar las pruebas experimentales son visualización de micro-modelos y resonancia magnética nuclear (NMR).

## 2 MODELAMIENTO MATEMÁTICO VAPEX

Hay literatura considerable sobre el proceso VAPEX, y lo que se presenta aquí es una progresión de tiempo de la base teórica. La literatura incluye los resultados de algunos de los trabajos experimentales realizados y el impacto que estos tienen sobre la evolución teórica. Los trabajos se inician con los resultados iniciales de laboratorio y un modelo matemático inicial y los progresos a través de los cambios realizados a este modelo basado en los resultados observados en el laboratorio.

### 2.1 BUTLER & MOKRYS 1989<sup>10</sup>

Butler & Mokrys (1989) desarrollaron un modelo análogo para el método de Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor, SAGD. Ellos desarrollaron una solución analítica que es análoga al SAGD y realizaron experimentos en laboratorio usando la celda Hele-Shaw para confirmar la validez de su modelo matemático. Ambos métodos, el SAGD y el solvente análogo son procesos de difusión y drenaje gravitacional donde el vapor en el proceso SAGD es reemplazado por solvente en el proceso de solvente análogo. Esto implica que la transferencia de calor por conducción es reemplazado por la transferencia de masa por difusión, y el bitumen calentado en el proceso SAGD es reemplazado por bitumen diluido para el proceso de solvente análogo.

La celda está compuesta de dos placas de vidrio paralelas con un espacio entre estas que proporciona un hueco uniforme, teniendo una permeabilidad similar entre ambas placas. La celda estaba llena con crudo pesado y se sellaron tres de los cuatro lados de la celda. El cuarto lado, un borde lateral, se expuso al solvente tolueno. Esto puede ser visualizado en la figura 6. En esta figura al lado derecho, el tope y el fondo del borde fueron sellados. El lado izquierdo fue expuesto al solvente que se disolvió en el bitumen a la temperatura del cuarto y presión atmosférica. El proceso creó una cámara de vapor característica con una interfaz en forma de S. El bitumen y la solución de solvente fueron drenados hacia el fondo del borde lateral donde fueron recogidos y medidos. La producción de bitumen fue analizada para los diferentes espaciamientos entre las placas, y los experimentos de laboratorio fueron realizados variando las permeabilidades.

---

<sup>10</sup> FORSTER, Louis Jaime. Numerical Modeling of the VAPEX Process in Heterogeneous Media. The University of Texas at Austin, 2008, p. 5.



Figura 6. Crecimiento de la cámara de solvente, los progresos del tiempo de izquierda a derecha (Butler & Mokrys 1989)

La teoría matemática que acompaña el proceso del solvente involucra un balance de masa dimensional y un balance de fuerzas. Este balance fue derivado del bitumen y la interfaz del solvente como se muestra en la figura 7. En este trabajo inicial la interfaz fue definida como la zona visual de mezclado entre el bitumen y el solvente. La inyección de solvente en esta investigación inicial fue en fase líquida y se asumía que era perfectamente miscible con el bitumen; no había tensión superficial.

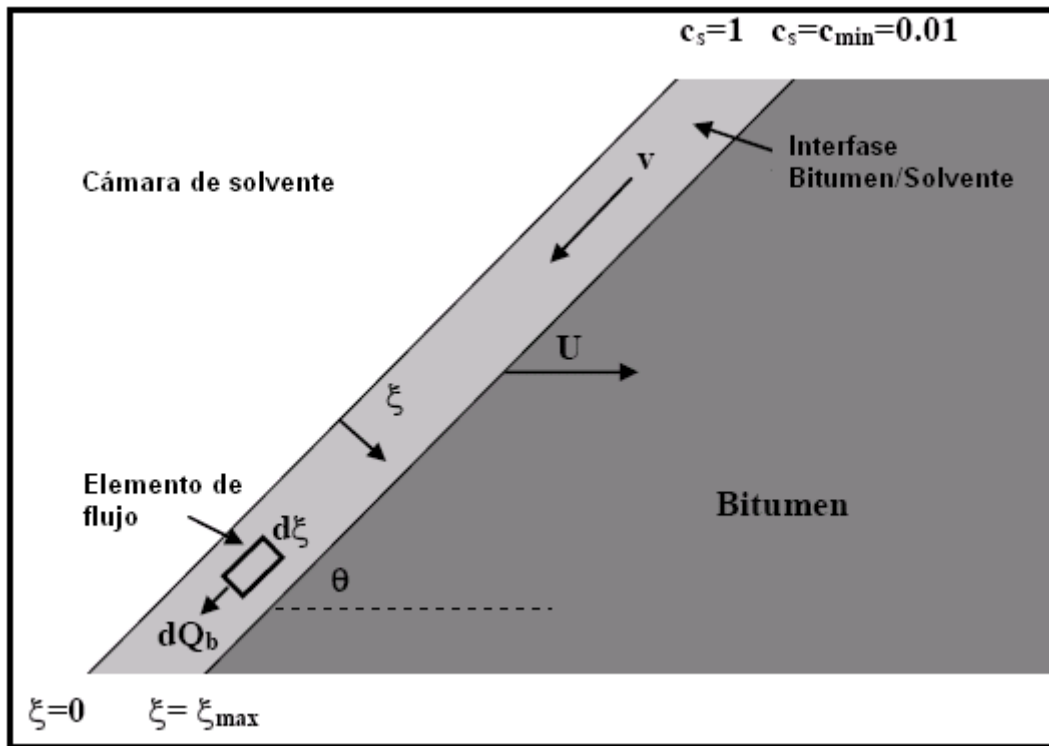


Figura 7. Sección vertical de la interfaz (Butler & Mokrys 1989)

La figura anterior muestra la sección donde fue situada la interfaz, entre la cámara de solvente y el bitumen inalterado. Los flujos de bitumen diluido al fondo del lado izquierdo a lo largo de esta interfaz y los balances de masa y momento a lo largo de esta, fueron esenciales para la predicción de las tasas de recobro de aceite. Para derivar la solución analítica del modelo de solvente análogo fueron requeridas una serie de suposiciones:

- El bitumen inalterado no es móvil, el bitumen se vuelve móvil cuando el solvente alcanza una concentración mínima admisible.
- El elemento de flujo es paralelo a la interfaz, el estado estable de la interfaz avanza a una velocidad constante.
- La concentración del solvente y las propiedades dependientes de la concentración del solvente son constantes dentro del elemento de flujo. Las propiedades dependientes de la concentración incluyen la viscosidad del bitumen y la solución de solvente, la difusividad intrínseca del solvente, y del bitumen y solvente y la densidad de la solución del bitumen.

Con el uso de un balance de masa, la concentración de solvente en la interfaz está dada por una ecuación de difusión dimensional,

$$-D_s \frac{dc_s}{d\xi} = Uc_s \quad (2-1)$$

Donde  $D_s$  es la difusividad intrínseca del solvente,  $c_s$  es la concentración de solvente,  $U$  es la velocidad frontal de la interfaz en estado estable, y  $\xi$  es la distancia normal de la cámara de solvente donde  $c_s = 1$  (Figura 7).

Un balance de fuerza también fue hecho para obtener los gradientes de presión en la dirección de flujo dentro de la interfaz,

$$\Delta\rho g \sin(\theta) = \frac{V\mu}{k} + \mu \frac{d^2V}{d\xi^2} \quad (2-2)$$

Donde el término del lado izquierdo describe la fuerza de la gravedad, el primer término de la derecha es generado por la viscosidad de arrastre entre el fluido y las paredes de la celda, y el tercer término corresponde a la resistencia a los cambios en el gradiente de velocidad en la dirección normal al flujo en las superficies. El término  $\Delta\rho$  es la diferencia de densidad entre el solvente y el bitumen,  $g$  es la aceleración debido a la gravedad,  $\theta$  es el



ángulo de inclinación,  $V$  es la velocidad de drenaje, y  $k$  es la permeabilidad, donde en el caso de la celda Hele-Shaw se representa como sigue,

$$k = \frac{b^2}{12} \quad (2-3)$$

Donde  $b$  es la apertura de la placa en la celda Hele-Shaw. Para las placas estrechamente espaciadas el tercer término en la ecuación 2-2 es despreciable comparado a las otras condiciones, y la velocidad de drenaje es solamente debida a la gravedad:

$$V_g = \frac{k\Delta\rho g \sin\theta}{\mu} \quad (2-4)$$

El flujo de bitumen en dos espacios dimensionales se obtiene entonces por,

$$Q_b = \int_0^{\xi_{\max}} V_g (1 - c_s) d\xi \quad (2-5)$$

Donde  $(1 - c_s)$  es la concentración de bitumen, y  $\xi_{\max}$  es el espesor de la interfaz.

Ahora solucionando la ecuación 2-1 para  $d\xi$  y combinando con los rendimientos de la ecuación 2-5,

$$Q_b = \frac{kg \sin\theta}{U} \int_{c_{\min}}^1 \frac{\Delta\rho (1 - c_s) D_s}{\mu c_s} dc_s = \frac{kg \sin\theta}{U} N_s \quad (2-6)$$

Donde:

$$N_s = \int_{c_{\min}}^1 \frac{\Delta\rho (1 - c_s) D_s}{\mu c_s} dc_s \quad (2-7)$$

Y el número adimensional  $N_s$  es solamente una función de las propiedades del sistema y es una constante para temperatura y presión. Estos parámetros  $\Delta\rho$ ,  $D_s$ , y  $\mu$  son entonces solamente una función de la concentración del solvente.

La figura 8 muestra el proceso del solvente en la celda Hele-Shaw. El área de extracción muestra la cantidad de aceite drenada a través de esa sección a esa coordenada particular,  $(x, y)$  a un tiempo  $t$  es proporcional a el área de extracción

que se muestra en esa figura. La recuperación acumulada de bitumen a un tiempo  $t$  y el área de extracción están relacionadas por lo siguiente:

$$\int_0^t Q_b dt = \phi \Delta S_o \int_y^h x dy \quad (2-8)$$

Donde  $h$  es la altura de drenaje,  $\phi$  representa la porosidad, y  $\Delta S_o$  es la diferencia entre las saturaciones de aceite inicial y residual,  $S_{oi} - S_{or}$ . Diferenciando con respecto a “ $y$ ” seguido por los rendimientos de  $t$ :

$$\frac{\partial Q}{\partial y} = -\phi \Delta S_o \frac{\partial x}{\partial t} \quad (2-9)$$

De las cinemáticas de la interfaz, la velocidad frontal en la dirección  $x$  es,

$$\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{U}{\sin \theta} \quad (2-10)$$

Ahora combinando las ecuaciones 2-6, 2-9, y 2-10 se obtiene lo siguiente,

$$Q_b = -\frac{kg\phi\Delta S_o}{\frac{\partial Q_b}{\partial y}} \cdot N_s \quad (2-11)$$

Qué se integra entonces entre 0 y  $h$  para obtener lo siguiente.

$$Q_b = \sqrt{2kg\phi\Delta S_o h N_s} \quad (2-12)$$

Esta ecuación representa la rata de flujo de bitumen para los procesos de laboratorio usando la celda Hele-Shaw, la cual representa un medio de la cámara de solvente, así para obtener la solución para una cámara de solvente entera en el campo u otros modelos de laboratorio es necesario incluir un coeficiente de 2 delante de la raíz cuadrada. Otro aspecto de esta ecuación es que está en función de la altura de drenaje sin depender de la forma de la interfaz o de la extensión horizontal. Se asume que como los incrementos de la extensión horizontal y más el área de la interfaz están disponibles, la pendiente más pequeña restringe el flujo, mientras que el área adicional disponible es contrarrestada eficazmente para la difusión.

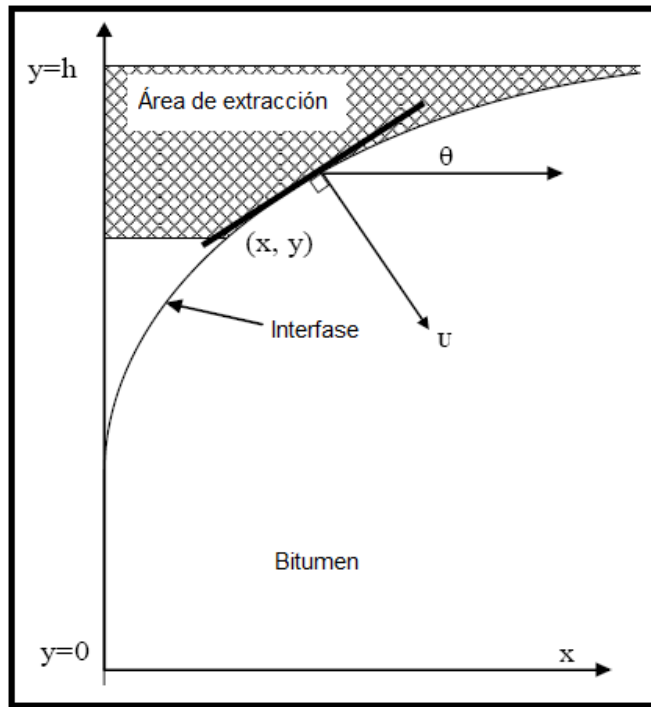


Figura 8. Sección vertical a través de la celda Hele-Shaw (Butler & Mokrys 1989)

Los experimentos de laboratorio fueron realizados usando bitúmenes de Athabasca y Suncor alimentados con Tolueno como solvente. Dos categorías de experimentos fueron realizados. En un set de experimentos las tasas de flujo de bitumen fueron observadas para varias alturas de drenaje. En el segundo set fue mantenida una altura de drenaje constante con variación en la permeabilidad. Por inspección de la ecuación 2-12 puede verse que ambos efectos, la altura de drenaje y la permeabilidad, tienen igual resultado en la tasa de flujo de bitumen,  $Q_b$ .

Para el set de variación de la altura de drenaje, los experimentos de laboratorio fueron corridos por un largo tiempo para que al ir disminuyendo la altura de drenaje resulte en una reducción de la tasa de flujo del bitumen como se muestra en la figura 6. En esta figura la cámara de solvente está situada a la izquierda (color claro), el bitumen está representado al lado derecho, y la altura de drenaje es la distancia vertical entre el fondo de la celda y el tope del bitumen. A tiempos tempranos el drenaje por gravedad es más grande en magnitud resultando en una interfaz que es principalmente vertical con una zona de mezclado muy delgada. Cuando el proceso continúa se desarrolla una interfaz lisa en forma de s. A tiempos tardíos la altura de drenaje decrece con un incremento en el espesor de la interfaz. La reducción de la altura de drenaje resulta en una disminución en la tasa de flujo del bitumen.

Una progresión similar ocurrió para la variación de la permeabilidad. La permeabilidad fue incrementada en sucesión de 484 Darcy, a 1935 Darcy, y finalmente a 17,420 Darcy. Al valor de permeabilidad bajo de 484 Darcy el perfil desarrolló una curva llana en forma de s. La interfaz se fue incrementando verticalmente para los valores de permeabilidad progresivamente más grandes. Al máximo valor de permeabilidad la interfaz se volvió vertical lo cual resulta en una inestabilidad del frente de la interfaz. Cuando esta inestabilidad ocurre, la teoría presentada por Butler & Mokrys no tiene gran validez.

Los resultados de laboratorio estaban de acuerdo con la teoría para el espaciado de la placa de cierre. La dependencia de la raíz cuadrada con la altura de drenaje fue observada y la rata de flujo de bitumen podría predecirse de la ecuación 2-12. La rata de flujo era más pequeña que la predicha, pero esto se remedió por el uso de la suposición de "Tandrain" (Butler & Mokrys 1989). Esta suposición declara que se necesitan 25% de cabeza hidrostática disponible para mover el aceite, drenando al pozo productor. Este resultado es una pequeña modificación a la ecuación 2-12, donde el valor de 2 en la raíz cuadrada es reemplazado por 1.5. Con esta corrección la dependencia de la raíz cuadrada se mostró en los resultados del laboratorio, y la rata de flujo de bitumen resultó en buenas predicciones para las configuraciones con el espacio de la placa de cierre, produciendo un acuerdo íntimo con la teoría. Más allá del acuerdo entre la teoría y los experimentos era la predicción del ancho de la capa de difusión. El ancho podría ser estimado por la solución de la ecuación 2-1 para espesores  $\xi$  variables. La tendencia resultante era que para el incremento del espacio de la placa, el espesor de interfaz de difusión disminuyó. Cuando el espacio de la placa aumentó, la permeabilidad aumentó. Esto producía los efectos viscosos que dominan por encima de la difusión y una velocidad de drenaje más grande.

## 2.2 BUTLER & MOKRYS 1991<sup>11</sup>

El trabajo posterior de Butler & Mokrys (1991) modificó el método analógico de solvente inyectando propano como el solvente en fase vapor cerca de su punto de rocío, así como inyectando agua caliente simultáneamente para aumentar la temperatura de los modelos. Este proceso es conocido como la extracción de vapor, método VAPEX. Estos cambios resultaron en una alta rata de flujo de bitumen superando los del trabajo inicial.

---

<sup>11</sup> FORSTER, Louis Jaime. Numerical Modeling of the VAPEX Process in Heterogeneous Media. The University of Texas at Austin, 2008, p. 12.

Se derivaron ecuaciones para tiempo y permeabilidad. La primera de las dos ecuaciones se presenta a continuación:

$$\left[ \frac{\phi t}{H^2} \right]_M = \left[ \frac{\phi t}{H^2} \right]_F \quad (2-13)$$

Esta ecuación es la relación entre el tiempo de laboratorio y el tiempo del campo. Aquí la M indica que las variables corresponden al modelo de laboratorio, y la F corresponden al modelo de campo. Las variables  $\phi$ ,  $t$ , y  $H$  representan porosidad, tiempo, y altura respectivamente. Por lo tanto, para conocer los valores de porosidad y altura de drenaje, el tiempo para una relación de operación en campo puede obtenerse de un tiempo conocido que se tomó para realizar un experimento de laboratorio. Por consiguiente, insertando un valor de una hora en el modelo, junto con los valores de porosidad y altura de drenaje para el modelo, se obtiene un tiempo correspondiente al campo. La ecuación de permeabilidad se muestra a continuación.

$$k_M = k_F \cdot \frac{H_F \phi_M^2 \Delta S_o \curvearrowright_M}{H_M \phi_F^2 \Delta S_o \curvearrowright_F} \quad (2-14)$$

En esta ecuación la variable  $k_M$  representa la permeabilidad para un modelo de laboratorio. Si recordamos la ecuación 2-12, la permeabilidad y la altura de drenaje son variables intercambiables, estas dos se consideran de igual importancia.

Los resultados del trabajo de Butler & Mokrys (1991) mostraron que usando un solvente en fase vapor se obtiene mejores resultados que si se usara el solvente en fase líquida. Adicionalmente, incrementando la temperatura del sistema, la tasa de flujo de aceite aumento significativamente, particularmente a las más bajas temperaturas. A las temperaturas más altas el aumento en temperatura sólo llevaba a ganancias modestas en la tasa de flujo de aceite.

### 2.3 BUTLER & MOKRYS 1993<sup>12</sup>

Un modelo significativamente más grande con termocuplas fue empleado para analizar más allá los resultados más tempranos e identificar problemas no observados usando un modelo más pequeño. Las termocuplas permitieron el estudio de la geometría y magnitud de la cámara de solvente.

Se dirigieron dos tipos de experimentos: VAPEX húmedo y VAPEX seco. En VAPEX húmedo una inyección de agua caliente precede una inyección de vapor. Una vez terminada la producción de aceite, es inyectado simultáneamente el vapor de solvente con agua caliente. Esto resultó en tres regímenes de producción. El primer régimen fue el desplazamiento de agua caliente, el segundo régimen fue el desplazamiento del gas, y el tercer régimen fue el drenaje. El VAPEX seco es similar, con la excepción de que ahí no se inyecta agua.

La ubicación del inyector y el productor se muestra en la figura 9. En la versión húmeda, el inyector fue posicionado directamente sobre el productor; en la versión seca, el inyector se posicionó diagonalmente al productor.

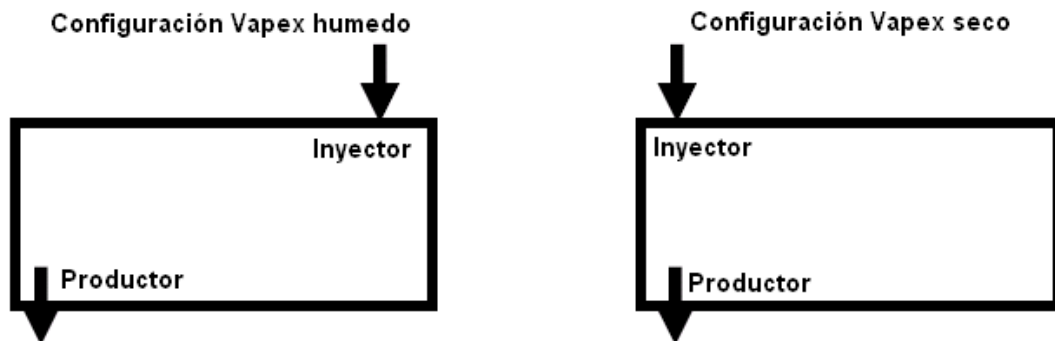


Figura 9. Configuraciones de inyección y producción para VAPEX seco y húmedo.

El porcentaje de recobro de aceite para ambos modelos después de 7 horas fue aproximadamente de 60% y 50% para los métodos húmedo y seco respectivamente.

---

<sup>12</sup> FORSTER, Louis Jaime. Numerical Modeling of the VAPEX Process in Heterogeneous Media. The University of Texas at Austin, 2008, p. 16.

## 2.4 JIANG Y BUTLER 1996<sup>13</sup>

Jiang y Butler (1996) examinaron el rol de la heterogeneidad para el recobro de crudos pesados usando el proceso VAPEX con el solvente butano. Esto postulo que la capilaridad podría tener un impacto mucho mayor sobre el recobro para el método VAPEX que con el método SAGD. En el método SAGD el calor puede ser conducido a través de capas de baja permeabilidad de varios metros de espesor por conducción termal, los cuales cuando inician podrían movilizar el aceite y causar el drenaje. En el método VAPEX la difusión molecular ocurre solamente en el espacio poroso, así la capilaridad podría inhibir el proceso, y el VAPEX podría ser afectado adversamente por la heterogeneidad.

Muchos modelos 2-D fueron ensamblados variando las proporciones en la malla de arena, las configuraciones incluyen continuos cambios de arenas de baja y alta permeabilidad, una variación de la ubicación del inyector, una fractura, lentes de baja permeabilidad con una alta permeabilidad de la matriz y capas continuas de arena fina y gruesa.

## 2.5 DAS AND BUTLER 1997<sup>14</sup>

A través de estos experimentos se mostró que los resultados en medios porosos desarrollaron un mejor orden de magnitud, que los esperados por cálculos típicos usando sólo la difusividad molecular, incluso aunque la dependencia de la raíz cuadrada de la predicción teórica fue mantenida (Das and Butler 1997). Éste resultado va más allá del desarrollo teórico de la formulación de VAPEX. La ecuación 2-1 fue modificada para medios porosos como sigue.

$$-AD_P \frac{dc_s}{d_s} = A\phi U c_s \quad (2-15)$$

---

<sup>13</sup> FORSTER, Louis Jaime. Numerical Modeling of the VAPEX Process in Heterogeneous Media. The University of Texas at Austin, 2008, p. 18.

<sup>14</sup> FORSTER, Louis Jaime. Numerical Modeling of the VAPEX Process in Heterogeneous Media. The University of Texas at Austin, 2008, p. 20.

En donde, A es el área de la sección transversal entre el solvente y el bitumen y  $D_p$  es el coeficiente de difusión aparente del solvente en el bitumen en medios porosos y está relacionado a la difusividad intrínseca,  $D_s$ .

$$D_p = D\phi^m \quad (2-16)$$

La sustitución de la ecuación 2-16 dentro de la 2-15 resulta en la siguiente ecuación.

$$-D \frac{dc_s}{d_s} = \phi^{1-m} U c_s \quad (2-17)$$

En la ecuación 2-17 el factor de cementación está representado por m y D es la difusividad mutua del solvente en el bitumen a una concentración de solvente dada. D está relacionado a la difusividad intrínseca  $D_s$  a través de una relación empírica. Siguiendo el procedimiento de Butler and Mokrys (1989), resulta una ecuación similar a la 2-12:

$$Q_b = \sqrt{2kg\phi^m \Delta S_o h N_s} \quad (2-18)$$

Esta ecuación representa la rata de flujo del bitumen por medio de la sección transversal de un yacimiento o modelo de laboratorio para medios porosos.

## 2.6 YAZDANI AND MAINI 2005<sup>15</sup>

Yazdani & Maini (2005) desarrollaron un método de escalamiento por el método VAPEX. Ellos propusieron que el efecto de la dispersión entre el solvente y el crudo pesado in situ en medios porosos estaba siendo ignorado en desarrollos previos de modelos de escalamiento. Ellos sugirieron que la dispersión era probablemente un factor significativo y podría ser la razón de los altos caudales en modelos empaquetados.

En su último estudio ellos construyeron un modelo de empaquetado de arena usando dos tubos formando una geometría anular. Ellos usaron dos tamaños de vidrio y un tipo de arena para variar la permeabilidad, y usaron dos tipos de crudo y variaron la temperatura para que las dos muestras tuvieran la misma viscosidad

---

<sup>15</sup> FORSTER, Louis Jaime. Numerical Modeling of the VAPEX Process in Heterogeneous Media. The University of Texas at Austin, 2008, p. 24.



de petróleo muerto. Todos los experimentos se hicieron utilizando el solvente butano, inyectado solo por debajo de la presión del punto de burbuja a la respectiva temperatura.

Los resultados demostraron una no dependencia de la rata de flujo a la composición del crudo. Los resultados para la geometría anular son consistentes con los resultados de la geometría rectangular de estudios previos.

Finalmente, la relación general de escalamiento podría ser postulada como:

$$\frac{Q_{field}}{Q_{model}} = \left( \frac{h_{field}}{h_{model}} \right)^n \frac{\sqrt[k\phi^m]{k\phi^m}_{field}}{\sqrt[k\phi^m]{k\phi^m}_{model}} \quad (2-19)$$

Donde n es el índice de poder para la altura de drenaje. Aunque una dependencia de la rata de flujo sobre la altura podría permanecer, el valor del índice de poder podría necesitar calibración para cada sistema y este sería determinado haciendo variaciones entre 1.1 y 1.3.

## 2.7 JAMES AND CHATZIS 2005<sup>16</sup>

James and Chatziz (2005) intentaron describir las predicciones de formación de hidratos en pozos por medio del estudio de la progresión del avance de la interfaz (figura 12). Ellos buscaron explorar como la velocidad de la interfaz,  $V_i$ , y el descenso de la interfaz,  $V_z$ , está relacionado con la rata de flujo de petróleo y la altura del sistema. Ellos monitorearon la velocidad y el descenso de la interfaz como una función del tiempo; encontraron que la velocidad de la interfaz era función de la celda utilizada. Cerca al tope del sistema la interfaz avanzaba mucho más rápido que en la base, generando un perfil en forma de S. En la base del modelo, el bitumen fue cubierto por una película de solución de bitumen-solvente, considerando que al tope el solvente era libre de difundirse dentro del bitumen. En cuanto a la interfaz en el tope se alcanzó un borde lateral, la interfaz en el tope procedió a descender.

Sus resultados mostraron que la velocidad de la interfaz fue una constante de 20% por debajo del tope del modelo. Esto significa la obstrucción del tope del 20% del

---

<sup>16</sup> FORSTER, Louis Jaime. Numerical Modeling of the VAPEX Process in Heterogeneous Media. The University of Texas at Austin, 2008, p. 25.

modelo, la velocidad de la interfaz fue constante al variar la altura del modelo. Igualmente, desde la cámara de vapor se alcanzó un borde lateral, el descenso de la interfaz fue también constante al variar la altura del modelo. Como una consecuencia, la rata de flujo de petróleo fue proporcional a la altura del modelo. Ellos razonaron que doblando la altura, doblaban el área de la interfaz, así como la cantidad disponible para difusión. La velocidad y descenso de la interface no depende fuertemente de la longitud física del modelo, y la longitud de la interfaz fue responsable por la rata de flujo de crudo. Por consiguiente, el aumento de la cámara podría ser similar para sistemas que tengan las mismas condiciones de operación, usando los mismos solventes, dimensiones similares, y la misma permeabilidad.

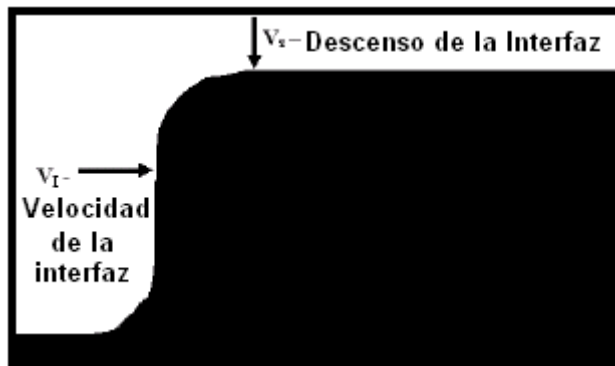


Figura 10. El progreso de la interfaz después de que la cámara solvente alcanza el borde lateral (James & Chatzis 2005)

## 2.8 DAS 2005<sup>17</sup>

Das (2005) intentó comprender mejor la transferencia de fluidos en medios porosos. Él creó un modelo de simulación para estudiar la difusión en el límite de la capa y la distribución de solvente. En su búsqueda para modelar un fenómeno microscópico en un modelo macroscópico, él creó un modelo de rejillas de alta resolución donde el tamaño del bloque de rejillas en todas las direcciones era fijo a 0.4 metros. El coeficiente de difusión era variado, alcanzando unos valores de  $1.0 \times 10^{-1}$  a  $1.0 \times 10^{-5}$   $\text{cm}^2/\text{s}$ . Era destacado que para los valores más grandes del coeficiente de difusión, el ancho de la interfaz no fue realmente grande, a menudo desarrollando la mayoría del modelo. Sin usar los valores bajos, la interfaz de la

<sup>17</sup> FORSTER, Louis Jaime. Numerical Modeling of the VAPEX Process in Heterogeneous Media. The University of Texas at Austin, 2008, p. 27.

difusión fue reducida atrás a un espesor razonable pero no podría ser considerado para la correcta transferencia de masa entre los límites. Esto significa que la rata simulada de petróleo fue más pequeña que en los experimentos previos. La sugerencia hecha fue reducir en tamaño de la grilla tanto como sea posible para proveer mejores resultados y emplear una grilla dinámica que represente el proceso de transferencia másica como una difusión con más precisión.

## 2.9 COEFICIENTE DE DIFUSIÓN DE LA FASE ACEITE

Los coeficientes de difusión de la fase aceite son altamente dependientes de la temperatura. Sin embargo, la dependencia exacta no se conoce. En las ecuaciones de Stokes-Einstein y Wilke-Chang (1955), el coeficiente de difusión en fase de aceite se considera proporcional a la temperatura y la viscosidad del aceite. Esta viscosidad disminuye exponencialmente con el aumento de la temperatura y, en consecuencia, el coeficiente de difusión de la fase aceite aumenta rápidamente al aumentar la temperatura. El coeficiente de difusión se puede considerar aproximadamente proporcional a la raíz cuadrada de la inversa de la viscosidad de la fase aceite (Reid et al., 1977) y no inversamente proporcional a la viscosidad de la fase aceite como lo indicó Stokes-Einstein y Wilke-Chang (1955).

Algunas correlaciones para los coeficientes de difusión de la fase aceite se proporcionan a continuación:

$$\text{Stokes-Einstein y Wilke-Chang, 1955: } D_{\infty} \frac{T}{\mu}$$

Donde: D = Coeficiente de difusión molecular (cm<sup>2</sup>/s)

$\mu$  = Viscosidad de la fase aceite = f (T) (cp)

T = Temperatura (°K)

$$\text{Hayduk et al, 1971: } D_{\infty} \frac{T}{\mu^{0,45}}$$

$$\text{Reid et al, 1977: } D_{\infty} \frac{T}{\mu^{0,5}}$$

$$\text{Das \& Butler, 1996: } D_{\infty} \frac{T}{\mu^{0,46}}$$

Las diferentes correlaciones producen amplias variaciones en los coeficientes de difusión de la fase aceite para una temperatura dada. Esto se debe a que la viscosidad decrece exponencialmente al aumentar la temperatura. Así, si el coeficiente de difusión a 20 °C es  $5 \times 10^{-6} \text{ cm}^2/\text{s}$ , entonces la correlación de Stokes-Einstein indica que el coeficiente de difusión a 216 °C es  $1,08 \times 10^{-3} \text{ cm}^2/\text{s}$  mientras que la correlación de Reid et al produce un valor de  $7,95 \times 10^{-6} \text{ cm}^2/\text{s}$ .

### 3 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS

#### 3.1 SIMULADOR

Para el desarrollo de este proyecto se empleó un simulador termal, debido a que el proceso VAPEX es un método de recobro térmico que se utiliza en yacimientos de crudos pesados y/o extrapesados, en los cuales la viscosidad es muy alta y la mejor manera de producirlo es mediante el aumento de la temperatura de yacimiento lo que conlleva a una disminución de la viscosidad, de esta forma es necesario realizar estudios termodinámicos para analizar este método de recobro mejorado.

#### 3.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

Para el desarrollo de las pruebas piloto se generó una grilla cartesiana de bloques centrados de tres dimensiones, con 30 celdas en la dirección X, 20 en la dirección Y, y 20 en la dirección Z; el tamaño de las celdas en X fue de 70 pies, en la dirección Y de 10 pies y en Z de 5 pies; los tamaños de las celdas en las direcciones Y y Z son menores ya que se requiere tener una vista más detallada para poder observar el desarrollo de la cámara de vapor, y el tamaño de las celdas en la dirección X se debe a que en este sentido no se requiere tanto detalle para la interacción entre bloques, ya que en esta dirección están orientados los dos pozos horizontales paralelos, un pozo productor cerca a la base del yacimiento y uno inyector separado a una cierta distancia vertical del productor (ver figuras 11 y 12).

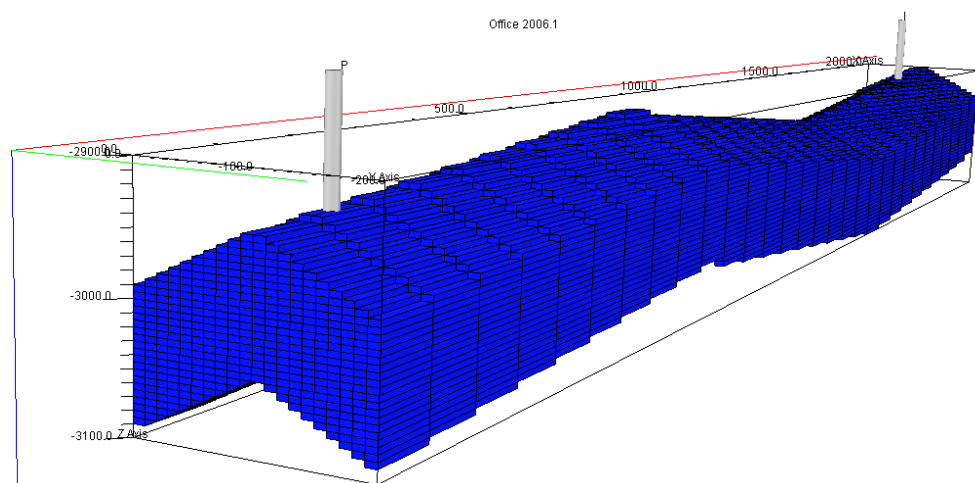


Figura 11. Vista 3D del modelo Simulado.

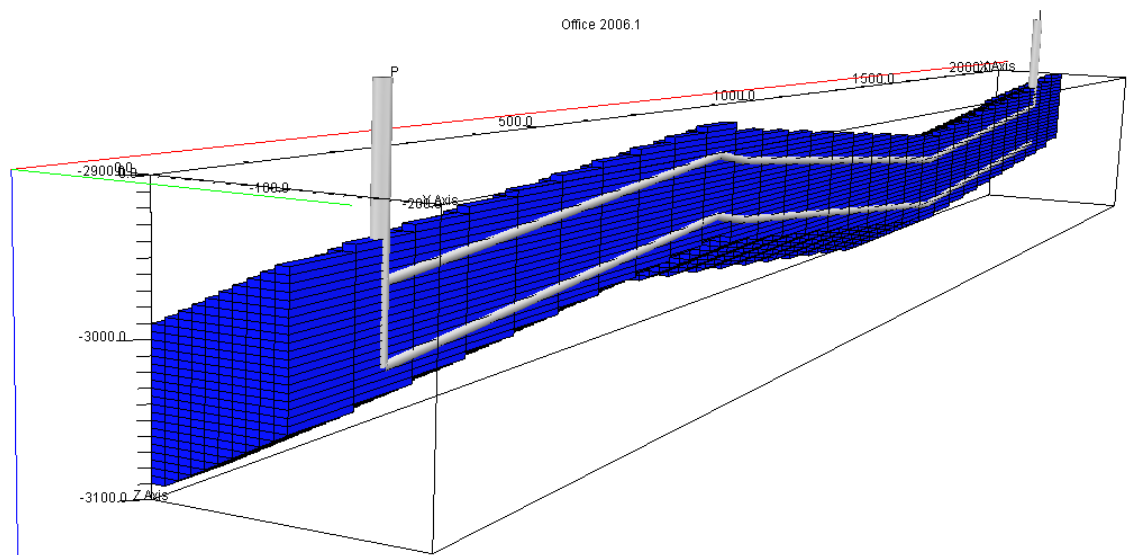


Figura 12. Vista trasversal del modelo Simulado

### 3.3 MODELAMIENTO PVT

El PVT que se utilizó para el desarrollo de este proyecto fue tomado de la tesis “ADEQUATE DESCRIPTION OF HEAVY OIL VISCOSITIES AND A METHOD TO ASSES OPTIMAL STEAM CYCLIC PERIODS FOR THERMAL RESERVOIR SIMULATION”<sup>18</sup> realizada por ALONSO LUIS MAGO. En donde se estudio la correcta caracterización y la regla de mezclas adecuada, para poder utilizar un PVT de crudo extra pesado en una simulación de recobro térmico. El crudo que se tomo para ese estudio fue un crudo extra pesado del campo Hamaca ubicado en el cinturón de crudos pesados del Orinoco en Venezuela (ver tabla 1).

<sup>18</sup> MAGO, ALONSO LUIS. Adequate Description of Heavy Oil Viscosities and a Method to Asses Optimal Steam Cyclic Periods for Thermal Reservoir Simulation. Texas A&M University. Mayo 2006.

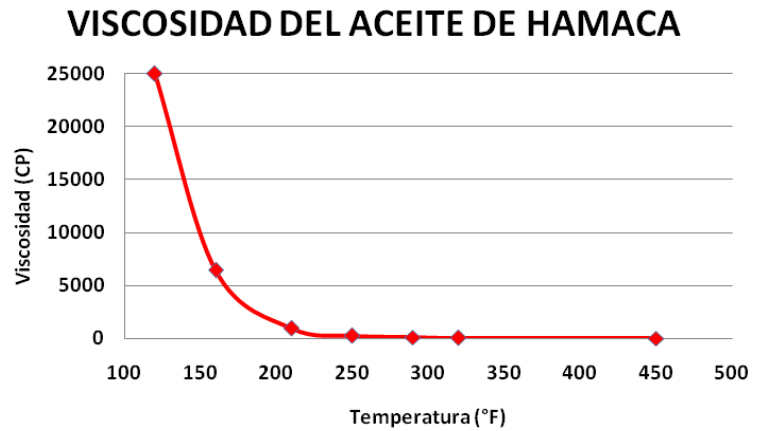
Tabla 1. Composición y propiedades físicas del crudo de Hamaca

<b>Componentes</b>	<b>Composición del fluido en % molar</b>
N <sub>2</sub>	0.03
CO <sub>2</sub>	1.92
C <sub>1</sub>	29.04
C <sub>2</sub>	0.29
C <sub>3</sub>	0.15
i-C <sub>4</sub>	0.07
n-C <sub>4</sub>	0.12
i-C <sub>5</sub>	0.08
n-C <sub>5</sub>	0.08
C <sub>6</sub>	0.31
C <sub>7</sub>	0.72
C <sub>8</sub>	0.11
C <sub>9</sub>	0.06
C <sub>10</sub>	67.02
Total Mole %	100.00
<b>Propiedades C10</b>	
Gravedad del Gas (aire=1)	1.008
Peso Molecular	531.886
<b>Propiedades del Fluido</b>	
Peso Molecular	363.48
GOR (SCF/STB)	111.5
Gravedad del Gas (aire=1)	0.6346
Gravedad el Aceite °API	9.3

*Tabla 2. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca.*

Grafica 2. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca.

VISCOSIDAD DEL ACEITE DE HAMACA	
Temperatura (°F)	Viscosidad del aceite (cp)
120	25000
160	6430
210	945
250	245
290	79
320	35
450	3



Para poder utilizar este PVT en un simulador el autor planteo una agrupación de componentes, debido a que el simulador no realiza correctamente los cálculos de viscosidad y de caracterización del crudo usando el PVT original. Con este agrupamiento se obtuvieron cuatro pseudo-componentes con sus respectivos pesos moleculares, temperaturas y presiones críticas, factor acéntrico y composición molar (ver tabla 3).

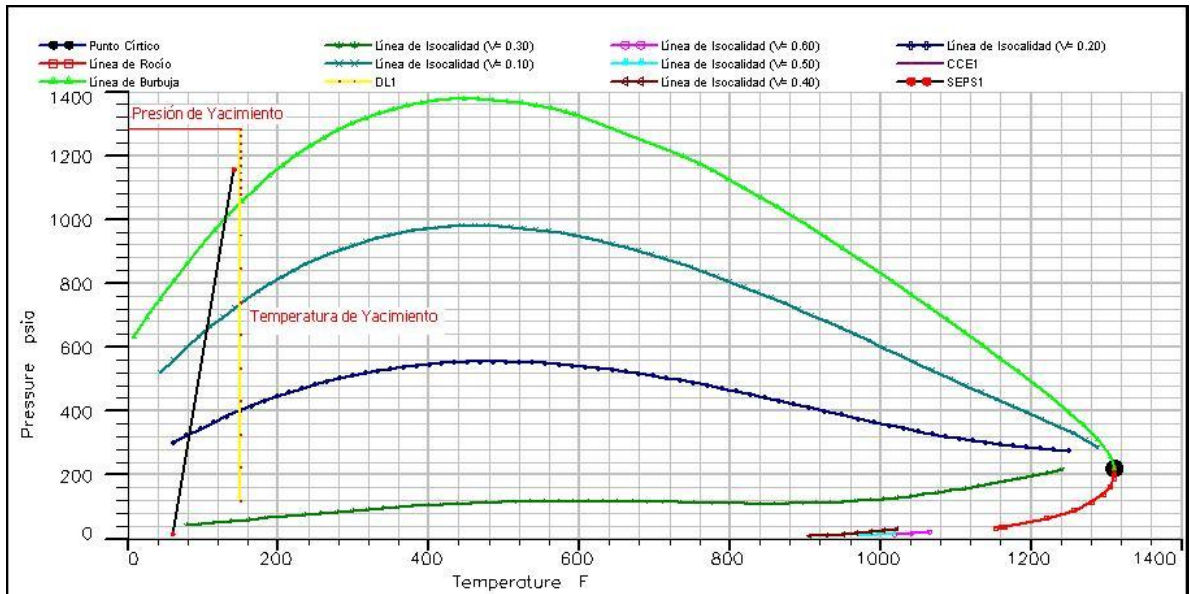


Tabla 3. Definición de componentes usados en la simulación

COMPONENTES				
	C <sub>1</sub> -C <sub>31</sub>	C <sub>32</sub> -C <sub>46</sub>	C <sub>47</sub> -C <sub>60</sub>	C <sub>61</sub> -C <sub>80</sub>
<b>Fracción Molar</b>	0.6246	0.1481	0.1091	0.1183
<b>Temperatura Crítica (°F)</b>	1296.9	1686.8	1908.6	2149.1
<b>Presión Crítica (psi)</b>	285.05	225.14	228.68	236.99
<b>Factor Acéntrico</b>	0.4354	1.2614	1.5296	1.7704
<b>Peso Molecular</b>	140.34	537.74	741.29	975.41

Para este estudio se tomó como temperatura inicial de yacimiento 136 °F y una presión de 1264.7 psia, las cuales son condiciones representativas de yacimientos de crudo pesado (ver gráfica 3).

Gráfica 3. Diagrama de fases PVT  
(Realizado en el programa PVTi del paquete GeoQuest Schlumberger)



### 3.4 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El yacimiento que se tiene como base para el desarrollo de este estudio cuenta con información real de campos de crudo pesado, con el fin de hacer las simulaciones lo mas veraces posible. A partir de este yacimiento se van variando progresivamente diversos parámetros como espesor de formación, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc., con el fin de encontrar las condiciones ideales de yacimiento en aras de la optimización del proceso VAPEX. (Ver tablas 4 y 5).

*Tabla 4. Propiedades del Yacimiento Base*

<b>PROPIEDADES</b>	<b>VALOR</b>
Profundidad al tope de la formación	3000 ft
Longitud horizontal. (X)	2100 ft
Longitud horizontal. (Y)	2000 ft
Temperatura	136 °F
Espesor (z)	100 ft
Porosidad	30 %
Saturación Inicial de Aceite	70 %
Permeabilidad Horizontal	0,5 D
Presión	1250 psi

Tabla 5. Parámetros Operacionales del Proceso VAPEX.

PARÁMETRO	VALOR
Distancia Vertical entre Pozos	55 ft
Caudal de Inyección de Solvente	1800 Mscf
Temperatura de Inyección	580 °F
Pwf Pozo Productor	1250 psi
Longitud Horizontal de los Pozos	1820 ft
Tiempo de Simulación	3652 días (10 Años)

**NOTA:** Las simulaciones realizadas para encontrar el yacimiento ideal fueron hechas a seis (6) años, luego de escoger las mejores condiciones, el tiempo simulado fue de diez (10) años.

### 3.5 SELECCIÓN DEL SOLVENTE A INYECTAR

A continuación se hizo una comparación entre la inyección de Etano ( $C_2$ ) y Butano ( $C_4$ ) como solventes, se hicieron las dos simulaciones sobre el caso base y se obtuvieron los resultados de Factor de Recobro correspondientes. En la figura 13 se muestran los cortes frontales al final de las simulaciones.

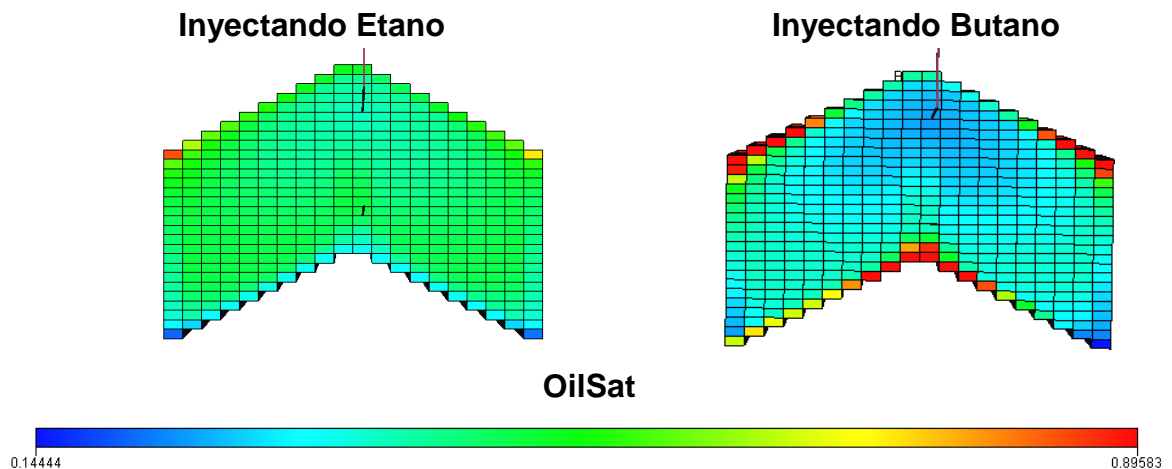


Figura 13. Figura frontal Y-Z mostrando la saturación de aceite al inyectar Etano y Butano.

Es claro observar que el caso que mostró un mejor factor de recobro fue en cual se inyectó Butano como solvente, éste muestra un mejor barrido de la capa de yacimiento dejándolo con una menor saturación de aceite al final de la simulación.

Por esta razón durante el desarrollo siguiente de este trabajo de investigación en todos los casos se tomó como solvente a inyectar el gas BUTANO.

### 3.6 DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN.

Las simulaciones fueron realizadas en un yacimiento de crudo pesado con dos pozos horizontales (un pozo inyector y un pozo productor), teniendo en cuenta el caso base expuesto anteriormente.

Inicialmente se ingresan en el simulador los datos del yacimiento por medio de los keywords (palabras claves) y se seleccionan las diferentes opciones que sugiere el simulador, que son necesarias para representar de manera adecuada el modelo requerido. Dentro de estas opciones se encuentran, la selección de las fases que se escogieron teniendo en cuenta el PVT de Mago, el cual es de aceite vivo, que bajo algunas condiciones puede llegar a liberar gas, por lo que las fases definidas fueron aceite, gas y agua.

Otras opciones seleccionadas fueron: el tipo de solución que utilizó el simulador fue AIM (Adaptive Implicit), los pozos definidos fueron pozos horizontales, la conductividad térmica de la roca fue (24 Btu °F/ft día) y la capacidad calorífica de la roca fue (35 Btu °F/ft<sup>3</sup>).

Los pozos fueron especificados en la desviación entre las secciones verticales y horizontales, completados celda a celda, conectando así los pozos al yacimiento. El pozo inyector fue controlado, por el caudal de inyección que para el caso base fue de 1800 Mscf, y el productor fue controlado por la presión de fondo fluyendo (Pwf), que para el caso base fue de 1250 psi.

Por último se definieron los parámetros a reportar como producciones acumuladas, caudales de aceite gas y agua, presión del yacimiento, petróleo original in-situ, temperaturas, viscosidades de los bloques, condiciones de los pozos, tiempo de corrida, etc..

Las simulaciones se dividieron en cinco partes:

### 3.6.1 Variación de las propiedades del yacimiento.

Teniendo en cuenta los proyectos de aplicación de VAPEX que se han realizado, se han identificado ciertas propiedades de yacimiento, las cuales tienen que estar dentro de ciertos rangos para que VAPEX sea exitoso. Estas propiedades se analizaron una por una, realizando una simulación para cada uno de los valores del rango establecido de cada propiedad, con el fin de obtener lo que sería un yacimiento ideal para la aplicación de VAPEX y verificar que el yacimiento que se tomó como caso base está dentro del rango de aplicación exitosa. (Ver tabla 6).

Tabla 6. Propiedades y rangos de yacimientos analizados.

PROPIEDADES	VALOR							
Espesor de la formación (ft)	80	100	120	140	160	180	200	
Porosidad (%)	15	20	25	30	35	40		
Saturación inicial de aceite (%)	40	50	60	70	80	85	90	
Permeabilidad horizontal (D)	0.25	0.5	0.75	1	2	3	4	5
Presión de yacimiento (psi)	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	

### 3.6.2 Variación de los parámetros operacionales del proceso VAPEX.

Al igual que el caso anterior, basados en casos reales se identificaron los parámetros operacionales más relevantes dentro del proceso VAPEX y se realizó el análisis, haciendo una optimización de estos parámetros, usando las propiedades de yacimiento definidas inicialmente, por ser estas representativas de yacimientos de crudos pesados reales (ver tabla 7).

Tabla 7. Parámetros de operación y rangos analizados.

PARAMETROS	VALOR								
Distancia vertical entre pozos (ft)	15	20	30	40	50	55	60	70	80
Caudal de inyección (Mscf)	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	
Temperatura de inyección (°F)	300	350	400	450	500	550	580	600	
Pwf pozo productor (psi)	100	300	500	700	900	1100	1250	1300	1500
Longitud horizontal de pozos (ft)	420	630	840	1050	1260	1470	1680	1820	

### 3.6.3 Comparación de la producción en frío con el método VAPEX

En esta tercera parte, se planteo el análisis de la recuperación incremental de crudo, al desarrollar un proceso VAPEX de diferentes formas, comparándolo con la recuperación que se obtendría sin este método; es decir con producción en frío (ver tabla 8).

Tabla 8. Descripción de los casos simulados.

Caso	Descripción caso
1	Caso base, con producción en frío, con un solo pozo productor.
2	Caso base optimizado, con producción en frío, con un solo pozo productor.

### 3.6.4 Variación de la distancia horizontal entre pozos.

En esta cuarta parte el tamaño de la grilla, se modificó a 40 celdas con un tamaño de 20 ft en la dirección (Y), con el fin de añadir otro par de pozos de manera que se permitiera hacer variaciones entre la distancia horizontal entre los pares de pozos, con facilidad para observar los efectos y la interacción que puede ocurrir en el yacimiento con este arreglo (ver tabla 9).

Tabla 9. Distancia horizontal entre pares de pozos.

Distancia horizontal entre pares de pozos (ft)	120	240	300	360	400	540
------------------------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

### 3.6.5 Producción de un Campo.

Teniendo en cuenta los resultados de la optimización logrados con las simulaciones anteriores, se diseñó un arreglo de varios pares de pozos en la grilla modificada previamente, con el fin de verificar la viabilidad tanto técnica como económica de un proceso VAPEX en un campo modelado.

## 4 EVALUACIÓN DE RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.

### 4.1 EVALUACIÓN DEL PROCESO.

Las simulaciones del proceso VAPEX fueron realizadas en periodos de 6, 10 y 20 años. Los criterios de evaluación para medir la eficiencia y éxito de las variables analizadas, se basaron en la producción acumulada de aceite, producción acumulada de gas, factor de recobro, factor de recobro neto y la relación solvente inyectado acumulado petróleo producido acumulado NCSOR.

#### 4.1.1 Producción Acumulada de Aceite ( $N_{po}$ ).

La producción acumulada de aceite (MMSTB) se obtuvo de los reportes que genera la simulación. Este valor es la producción total de aceite del campo en los 6, 10 o 20 años simulados.

#### 4.1.2 Producción Acumulada de Gas ( $N_{pg}$ ).

La producción acumulada de gas (MMScf) se obtuvo de los reportes que genera la simulación. Este valor es la producción total de gas del campo en los 6, 10 o 20 años simulados.

#### 4.1.3 Producción Acumulada Neta de Aceite para Venta (NCOPS).

La producción acumulada neta de aceite (MMSTB) para venta es definida como, la producción acumulada de aceite menos el aceite usado como combustible para generar el vapor requerido para el proceso, ecuación 4-1. Se asume que todo el gas producido es usado en otro propósito y que únicamente se usa aceite para generar el vapor.

$$NCOPS = N_{po} - N_{osg} \quad (4-1)$$

$N_{po}$  = Volumen de producción de aceite acumulada (MMSTB).

$N_{osg}$  = Volumen equivalente de aceite necesario para generar el vapor (MMSTB).

Para calcular el consumo de combustible para generar vapor, se consideró que el contenido calórico producido de un aceite de 9.3 °API fue 19377.87 BTU/Lb calculado a 77 °F.

La liberación de energía durante la combustión de este aceite pesado es aproximadamente equivalente a 5.94 MMBTU/barril. Para calcular la cantidad de energía necesaria para generar el vapor, se consideró que el agua de alimentación tenía una temperatura de 60 °F (Condiciones Estándar), y la temperatura y presión de salida del generador de vapor fue de 550 °F y 1300 psi respectivamente. Sin embargo no toda la energía liberada se transfirió al agua; parte de estas pérdidas fueron a la atmósfera y a los elementos adyacentes al sistema; para este estudio se consideró que la eficiencia de la caldera fue del 90%.

Los generadores comerciales típicamente tienen entre un 80% - 90% de calidad para evitar la precipitación de scaling (escamas) y sales en los tubos de generador; este hecho fue también considerado para los cálculos. La calidad del vapor inyectado a la cabeza el pozo fue aumentada al 100%, considerando la inclusión de la trampa de agua justo antes del cabezal del pozo.

Con un barril de aceite quemado, 15.5 barriles equivalentes de agua son convertidos para generar vapor considerando, la eficiencia del generador (90%) y una calidad de salida del generador de 90%.

#### **4.1.4 Factor de Recobro (FR).**

El factor de recobro (%) es la relación de petróleo producido con el petróleo original in-situ, este sirve para evaluar la eficiencia técnica del proceso (ecuación 4-2).

$$FR = \frac{Noi - No}{Noi} \times 100\% = \frac{Npo}{Noi} \times 100\% \quad (4-2)$$

Noi = Volumen de petróleo original in-situ (MMSTB).

No = Volumen de petróleo in-situ al final de un periodo de tiempo dado (MMSTB).

Npo = Volumen de producción de aceite acumulada (MMSTB).

#### **4.1.5 Factor de Recobro Neto (FR neto).**

Para evaluar la producción de aceite dentro del modelo, el factor de recobro neto fue calculado tomando en cuenta los cambios en el petróleo in-situ en el modelo y restando los barriles de aceite necesario para generar el vapor a inyectar. Por lo tanto esta definición de factor de recobro es afectada por el aceite utilizado durante el proceso.



La ecuación usada es la siguiente:

$$FR_{NETO} = \frac{Noi - No - Nosg}{Noi} \times 100\% = \frac{Npo - Nosg}{Noi} \times 100\% \quad (4-3)$$

Noi = Volumen de petróleo original in-situ (MMSTB).

No = Volumen de petróleo in-situ al final de un periodo de tiempo dado (MMSTB).

Npo = Volumen de producción de aceite acumulada (MMSTB).

Nosg = Volumen equivalente de aceite necesario para generar el vapor (MMSTB).

#### 4.1.6 Relación de Solvente - Aceite Acumulado Neto (NCSOR).

El NCSOR es la relación que existe entre la cantidad de solvente inyectado acumulado menos el solvente recuperado, con respecto al volumen acumulado de aceite producido, ecuación 4-4. Este parámetro es una de las formas para evaluar la eficiencia y el límite económico de un proyecto.

$$NCSOR = \frac{\text{Solvente inyectado acumulado}}{Npo} \quad (4-4)$$

Solvente acumulado = Volumen de solvente inyectado acumulado (MMScf).

Npo = Volumen de producción de aceite acumulada (MMSTB).

Para hallar el límite económico de la relación solvente inyectado acumulado por petróleo producido acumulado NCSORLE, se supuso el precio de un barril de petróleo pesado en US\$ 30, el precio de un ft<sup>3</sup> de solvente a inyectar en US\$ 10,37, la utilidad mínima del proyecto 20%. El NCSORLE fue hallado mediante las siguientes formulas:

$$NCSOR_{LE} = \frac{N_{inj}}{N_{po}} = \frac{\text{precio de solvente } (\text{US\$})}{\text{precio de petróleo } (\text{US\$})} \quad (4-5)$$

$$\text{precio neto de petróleo } (\text{US\$}) = \text{precio petróleo } (\text{US\$}) * (100 - \text{utilidad } (\%)) \quad (4-6)$$

Reemplazando se obtuvo:

$$\begin{aligned} \text{precio neto de petróleo (US\$)} &= 30 * (100 - 20) \\ \text{precio neto de petróleo (US\$)} &= \text{US\$}24 \end{aligned} \quad (4-7)$$

$$NCSOR_{LE} = \frac{10,37}{24} = 0,43$$

Este valor de  $NCSOR_{LE}$  de 0,43 fue tomado como referencia para evaluar y comparar los resultados obtenidos en las simulaciones.

## 4.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.

Los resultados obtenidos fueron tabulados y graficados en el orden definido en el capítulo 3, “Descripción de los casos simulados”.

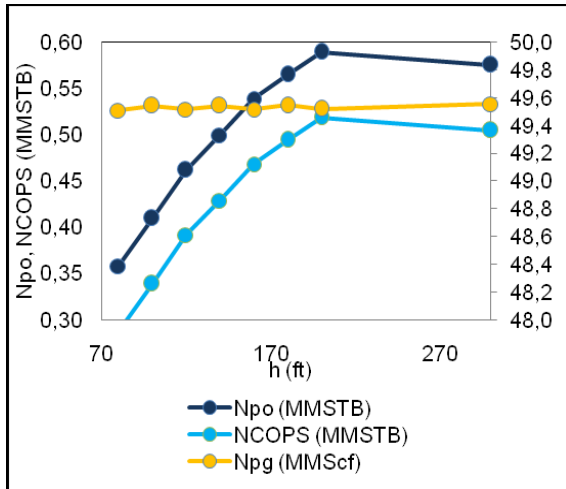
### 4.2.1 Variación de las propiedades del yacimiento.

#### 4.2.1.1 Espesor de la formación.

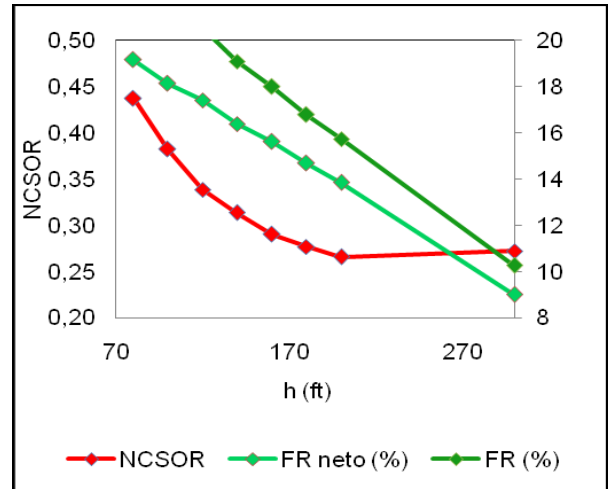
Tabla 10. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando el espesor de la formación.

h (ft)	Npo (MMSTB)	Npg (MMScf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
80	0,3579	49,5075	0,2873	<b>0,4370</b>	23,86	19,15
100	0,4096	49,5440	0,3389	0,3819	21,90	18,12
120	0,4621	49,5158	0,3914	0,3385	20,54	17,40
140	0,4996	49,5440	0,4289	0,3131	19,07	16,37
160	0,5390	49,5167	0,4684	0,2902	17,97	15,61
180	0,5651	49,5453	0,4944	0,2768	16,77	14,67
200	0,5893	49,5208	0,5186	0,2654	15,71	13,83
300	0,5754	49,5537	0,5047	0,2718	10,24	8,98

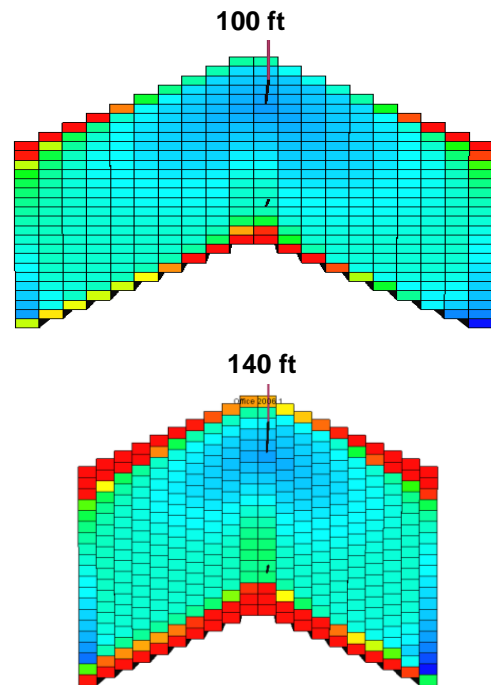
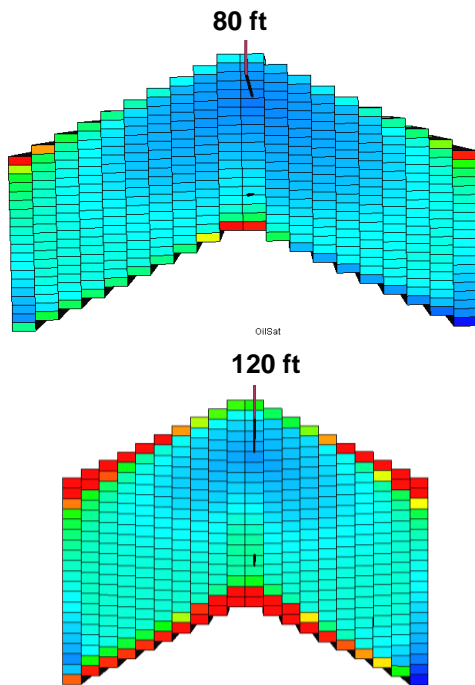
Grafica 4. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando el espesor de la formación.



(a)



(b)



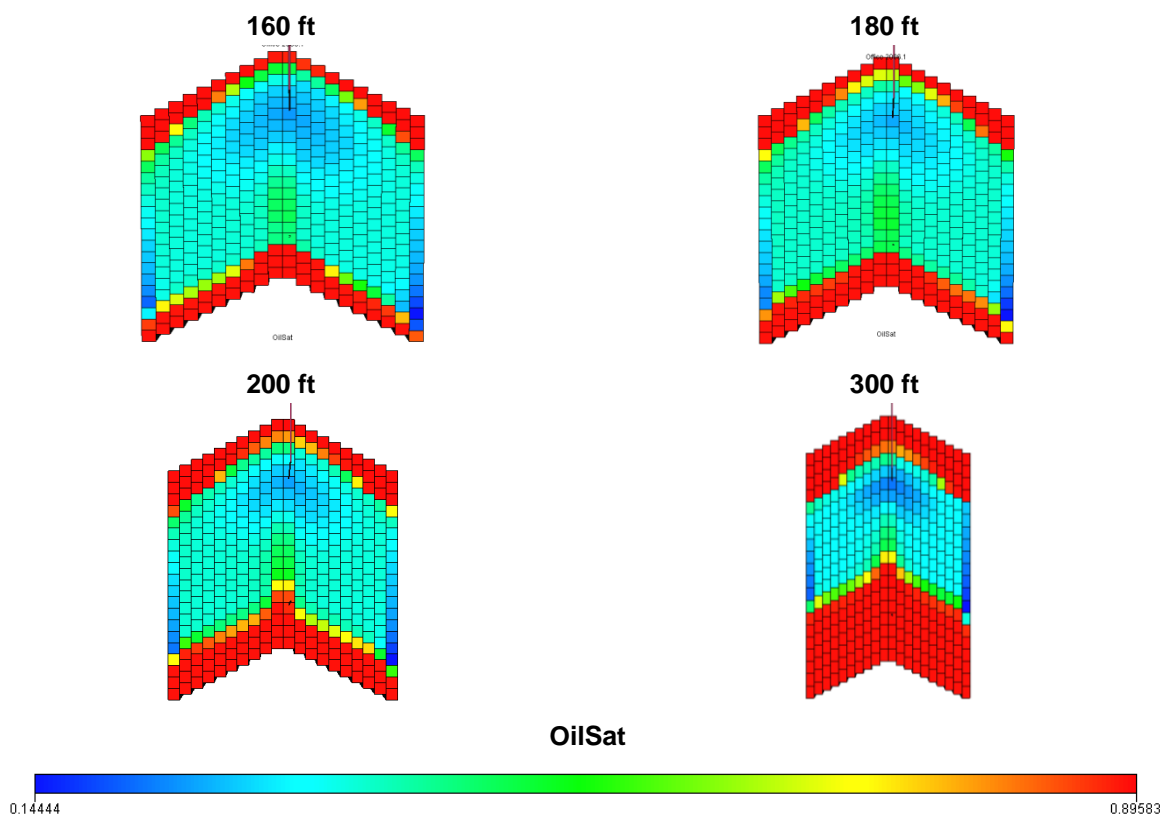


Figura 14. Vista frontal Y-Z, variando espesores

Analizando los resultados obtenidos en la simulación, se puede observar que el rango de espesores aceptables para aplicar VAPEX se encuentra entre (80 – 200) ft, para yacimientos con espesores menores a 80 ft el método resulta ser antieconómico debido a que el valor de NCSOR se encontraría por encima del valor tomado como referencia (0,43). A espesores mayores de 200 ft aunque el valor de NCSOR se encuentra dentro de lo establecido, el factor de recobro disminuyó de forma drástica afectando la economía del proyecto, esto debido a que para yacimientos con grandes espesores el calor suministrado por el solvente es disipado rápidamente sin disminuir la viscosidad del crudo en las zonas lejanas al pozo inyector.

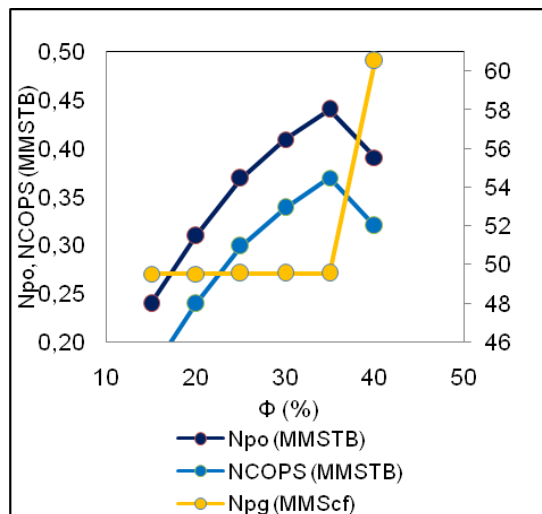
El valor óptimo de espesor resultó ser el de 200 ft, encontrando el mayor volumen de petróleo producido y un valor de NCSOR de 0,266 indicativo de un proyecto rentable.

#### 4.2.1.2 Porosidad de la formación

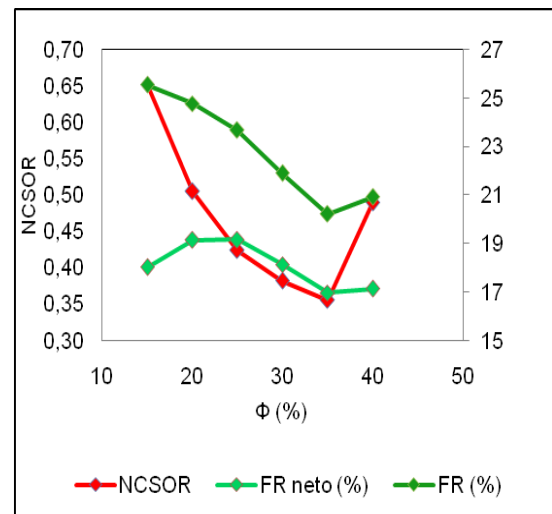
Tabla 11. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la porosidad de la formación.

$\Phi$ (%)	Npo (MMSTB)	Npg (MMScf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
15	0,2397	49,5114	0,1691	0,6523	25,53	18,01
20	0,3097	49,5198	0,2391	0,5049	24,78	19,13
25	0,3694	49,5326	0,2987	<b>0,4234</b>	23,68	19,15
30	0,4096	49,5440	0,3389	0,3819	21,90	18,12
35	0,4404	49,5538	0,3698	0,3551	20,20	16,96
40	0,3909	60,5469	0,3203	0,4890	20,90	17,13

Grafica 5. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la porosidad de la formación.



(a)



(b)

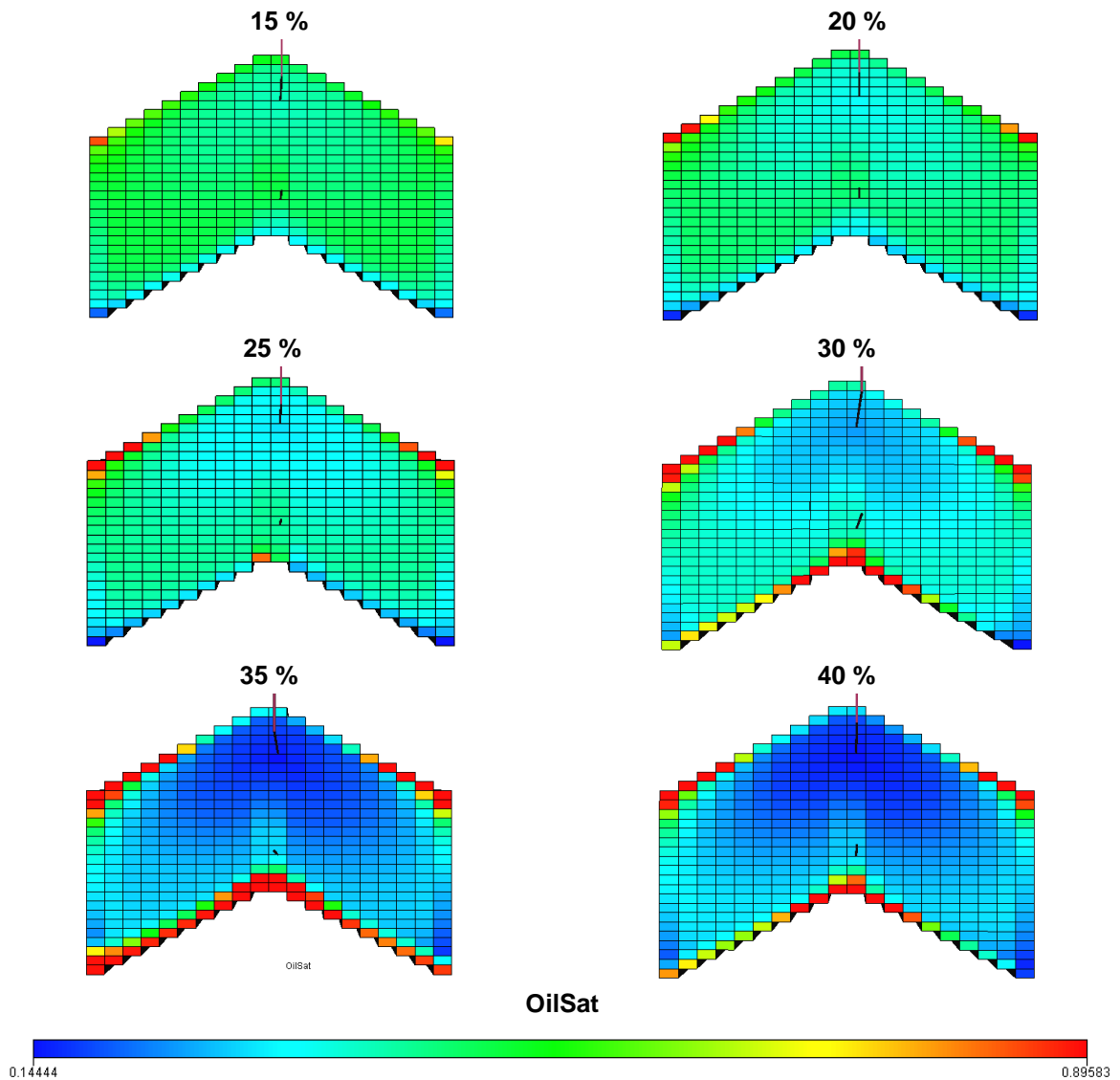


Figura 15. Vista frontal Y-Z, variando porosidad.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se determina que el rango de porosidades aceptables para aplicar VAPEX se encuentra entre (25 – 35) %, para valores inferiores al 25%, el proyecto resultaría antieconómico ya que aunque se aprecia un mayor barrido de la cámara de vapor, la cantidad de fluido para recuperar es menor, por ende la producción de petróleo sería mínima. Para valores superiores al 25%, el proceso es aplicable, ya que a mayor porosidad existe más volumen poroso y por tanto mayor cantidad de petróleo disponible para ser recuperado. A la vez que el recobro será menor a medida que la porosidad aumenta, debido a la cantidad de volumen in-situ a recuperar.

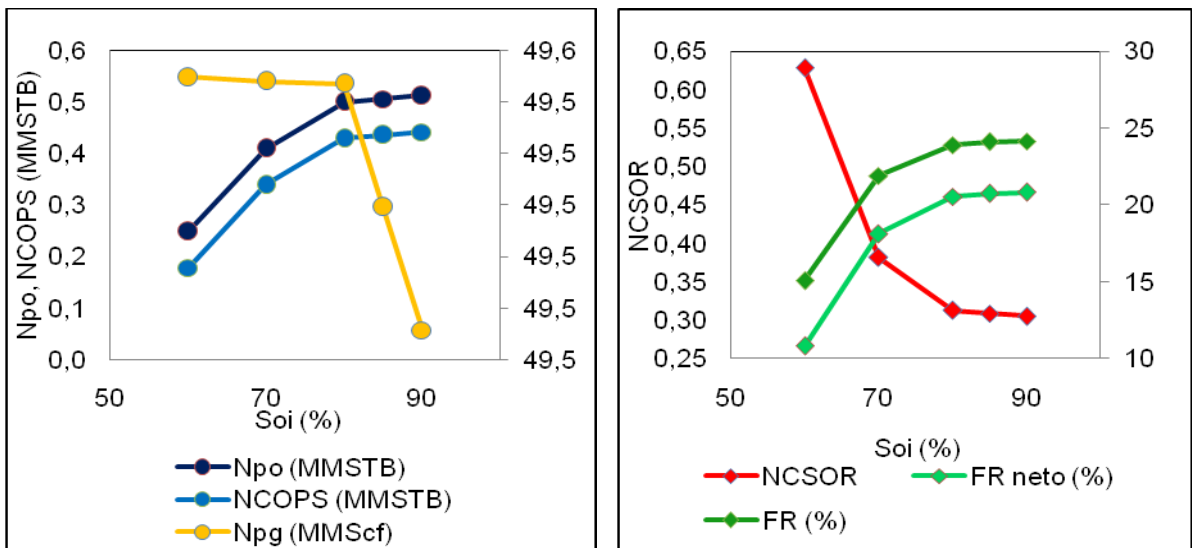
El valor óptimo de porosidad resulta ser el de 35%, encontrando el mayor volumen de petróleo producido y un valor de NCSOR de 0,35 indicativo de un proyecto rentable.

#### 4.2.1.3 Saturación inicial de de aceite.

Tabla 12. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la saturación inicial de aceite.

Soi (%)	Npo (MMSTB)	Npg (MMScf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
60	0,2489	49,5448	0,1782	0,6285	15,08	10,80
70	0,4096	49,5440	0,3389	0,3819	21,90	18,12
80	0,4998	49,5435	0,4291	0,3129	23,91	20,53
85	0,5060	49,5196	0,4354	0,3091	24,10	20,73
90	0,5122	49,4958	0,4416	<b>0,3053</b>	24,16	20,83

Gráfica 6. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la saturación inicial de aceite.



(a)

(b)

Al finalizar este estudio se encontró que el límite mínimo de saturación inicial de aceite para poder aplicar VAPEX exitosamente es de 70%, ya que a saturaciones menores a este valor, el NCSOR aumenta considerablemente, y esto se debe a que la movilidad del agua es mayor al estar en mayor cantidad dentro del yacimiento, lo que genera cortes de agua altos y producciones de aceite bajas disminuyendo así el recobro final.

El caso base evaluado (85%) estuvo dentro del rango encontrado y el caso óptimo fue el de mayor saturación (90%), ya que en este existe mayor cantidad de volumen recuperable, debido a que la transferencia de calor por el fluido inyectado será casi en su totalidad al aceite y poca temperatura se perderá calentando el agua del yacimiento.

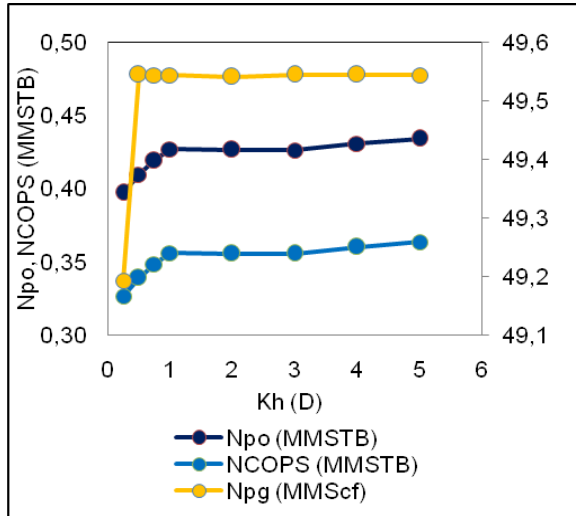
#### 4.2.1.4 Permeabilidad horizontal de la formación.

Tabla 13. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando las permeabilidades de la formación.

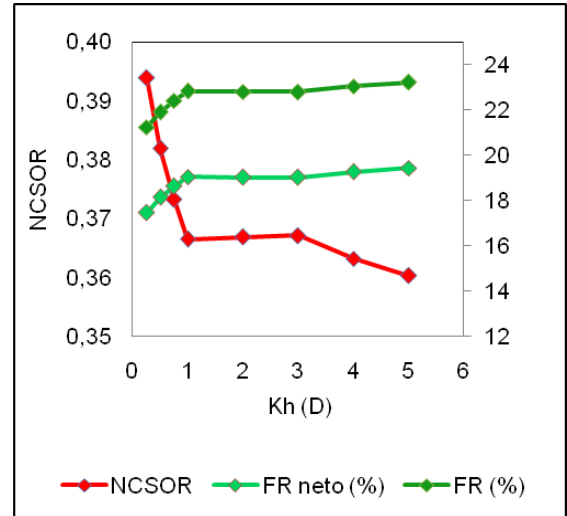
<b>Kh (D)</b>	<b>Npo (MMSTB)</b>	<b>Npg (MMScf)</b>	<b>NCOPS (MMSTB)</b>	<b>NCSOR</b>	<b>FR (%)</b>	<b>FR neto (%)</b>
0,25	0,3972	49,1926	0,3265	0,3938	21,24	17,46
0,5	0,4096	49,5440	0,3389	0,3819	21,90	18,12
0,75	0,4191	49,5436	0,3484	0,3732	22,41	18,63
1	0,4267	49,5434	0,3561	0,3665	22,82	19,04
2	0,4263	49,5405	0,3557	0,3669	22,80	19,02
3	0,4261	49,5443	0,3554	0,3671	22,78	19,01
4	0,4307	49,5441	0,3600	0,3631	23,03	19,25
5	0,4341	49,5436	0,3635	0,3603	23,21	19,44



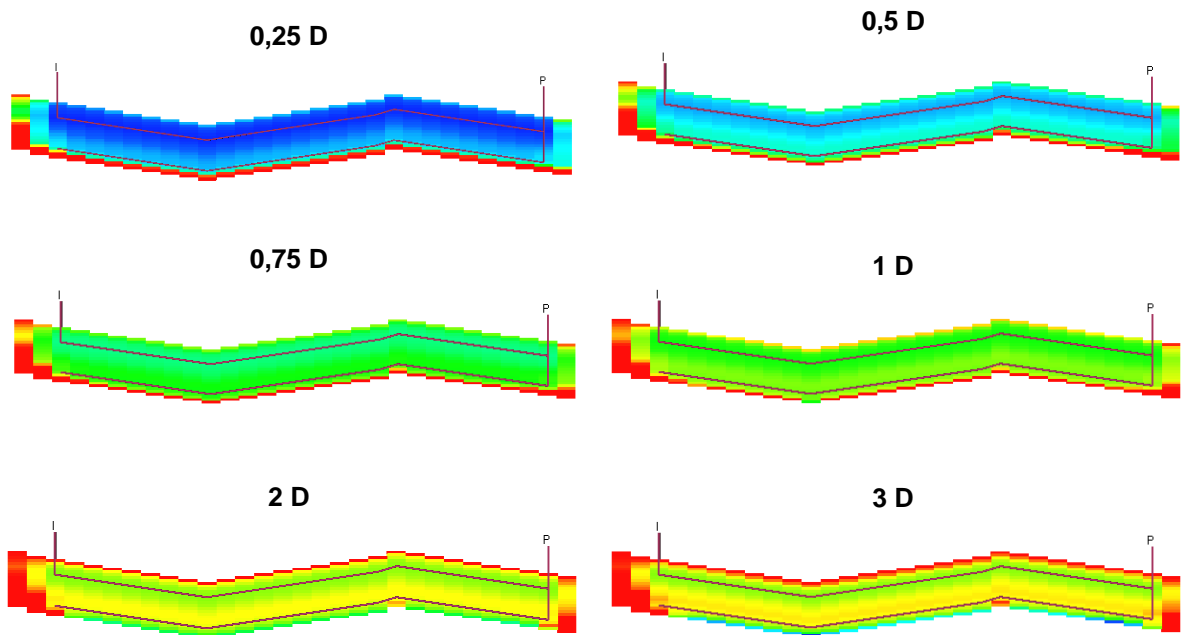
Gráfica 7. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando las permeabilidades de la formación.



(a)



(b)



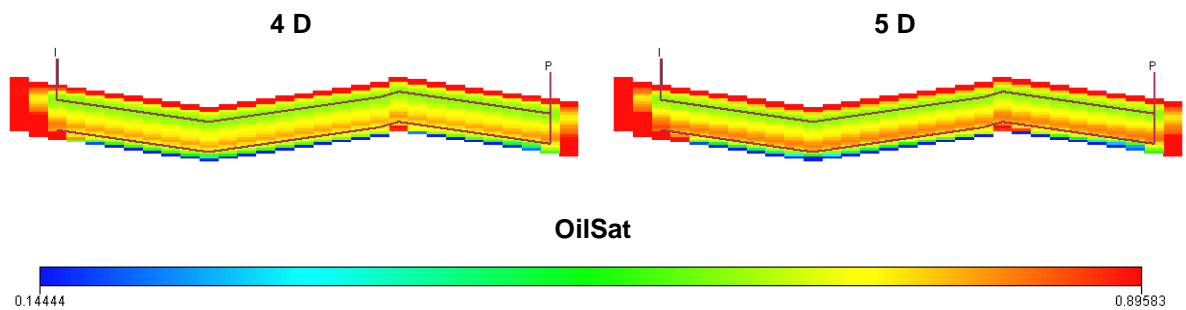


Figura 16. Vista transversal Y, X, variando permeabilidad.

De acuerdo a las corridas hechas y luego de hacer un análisis gráfico de los resultados se determinó que el rango de valores adecuado para la aplicación de VAPEX se encuentra entre  $(0.25 - 1)D$ . Para permeabilidades menores de este rango por más que se disminuya la viscosidad de los fluidos, no se logra aumentar la movilidad; y a valores por encima de este rango, la cámara de vapor no se logra formar de manera uniforme al eje paralelo a los pozos, generando una forma de cuña desde la desviación de los pozos hasta la punta de estos. Este fenómeno se presenta por que el fluido inyectado tiende a canalizarse hacia el pozo productor en la cercanía de la desviación y genera que el vapor (agua + solvente) barra solo la parte cercana a la desviación y el resto del yacimiento se queda sin drenar. A permeabilidades muy altas como 4D y 5D, el frente de avance de la cámara de vapor fue muy desigual, debido a la canalización que se presenta en la zona de interés, aumentando la producción, el recobro y disminuyendo el NCSOR.

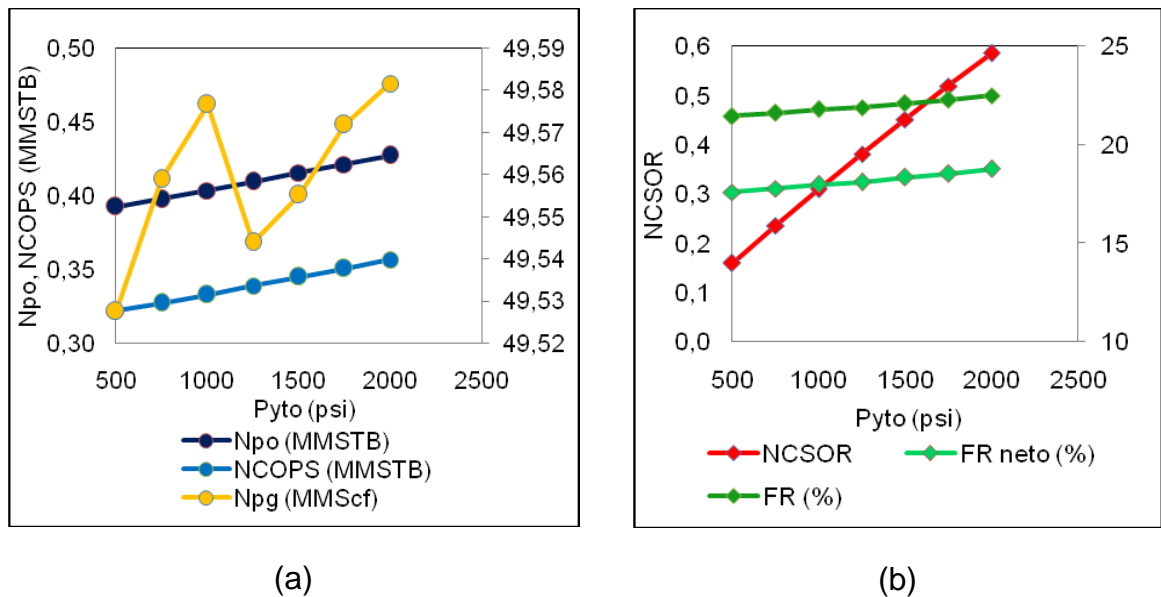
Teniendo en cuenta el límite mínimo y máximo mencionado anteriormente, el caso base (0.5D) quedo dentro de este rango encontrado, y el caso óptimo fue de 1D porque fue donde se obtuvo una mayor recuperación de aceite.

#### 4.2.1.5 Presión de yacimiento

Tabla 14. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la presión del yacimiento.

Pyto (psi)	Npo (MMSTB)	Npg (MMScf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
500	0,3926	49,5275	0,3220	<b>0,1593</b>	21,46	17,60
750	0,3976	49,5588	0,3270	0,2360	21,61	17,77
1000	0,4033	49,5767	0,3327	0,3102	21,80	17,98
1250	0,4096	49,5440	0,3389	0,3819	21,90	18,12
1500	0,4156	49,5551	0,3449	0,4516	22,10	18,35
1750	0,4212	49,5719	0,3506	0,5198	22,29	18,55
2000	0,4273	49,5817	0,3567	0,5856	22,49	18,77

Gráfica 8. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la presión del yacimiento.



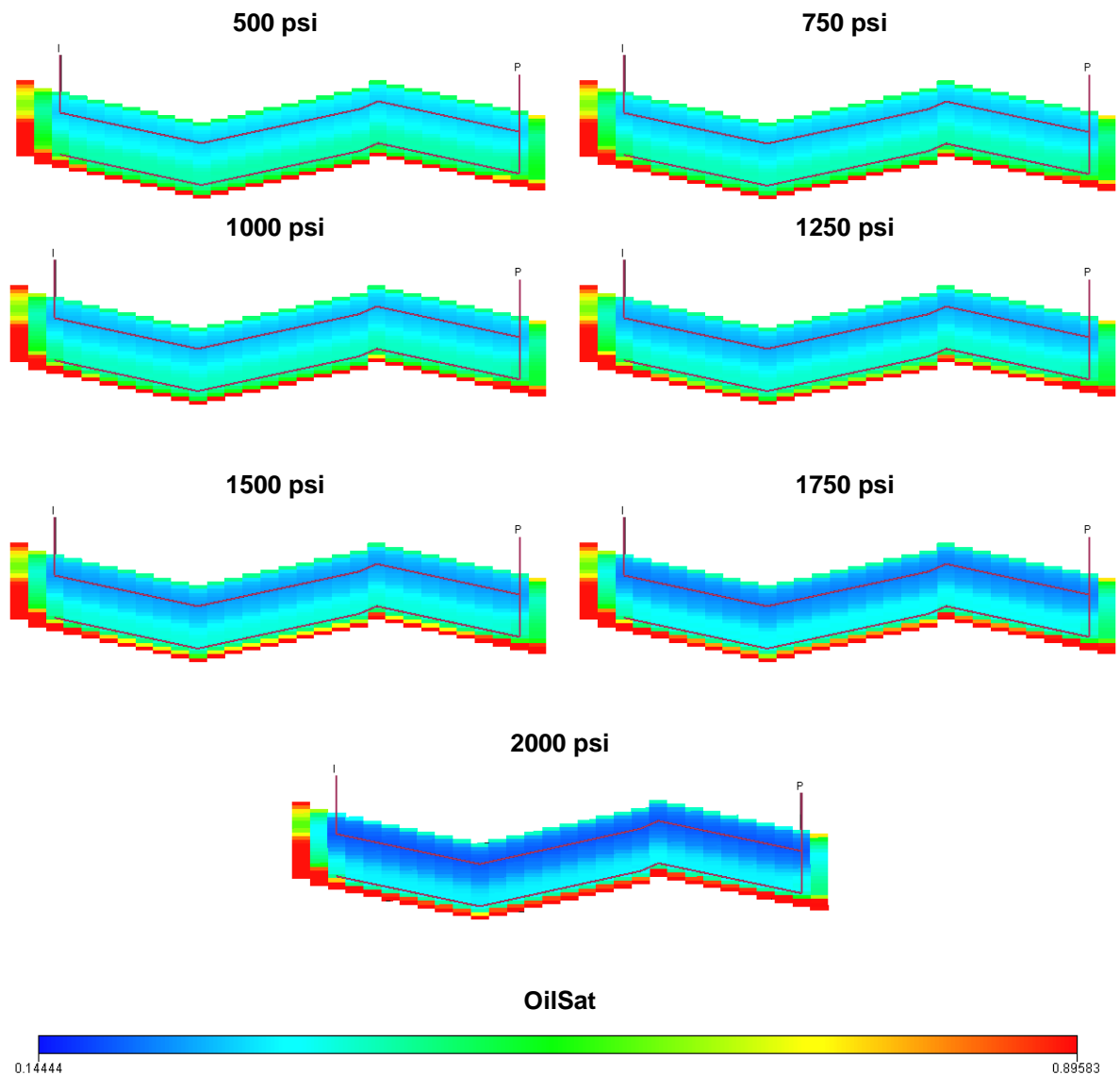


Figura 17. Vista transversal Y, X, variando presión de yacimiento.

Para estos casos la  $P_{wf}$  fue cambiada a 500 psi, para hacer una caída de presión a favor de los yacimientos de baja presión.

El límite mínimo de presión de yacimiento aceptable fue de 500 psi con un NCSOR de 0.16, para presiones de yacimiento menores a este valor, el proceso no aplica por que la energía del yacimiento no es suficiente para producir un buen caudal y hacer el proceso rentable. El límite superior fue de 1250 psi con un NCSOR de 0,38 siendo el valor más cercano al propuesto inicialmente (0,43). Para presiones por encima de este valor el proyecto se vuelve antieconómico, la producción de petróleo se hace a un alto costo como es deducido por el elevado valor de NCSOR.

Por último, el valor del caso base (1250 psi) se encuentra dentro del rango de aplicación expuesto anteriormente, y el caso óptimo es 500 psi debido a que es el que presenta el menor NCSOR indicativo de un proceso rentable.

#### 4.2.2 Variación de los parámetros operacionales del proceso VAPEX.

Para esta segunda parte de la simulación, se tomaron las propiedades del yacimiento del caso base, debido a que estos valores estuvieron dentro de los rangos planteados para el estudio de la primera parte de la simulación.

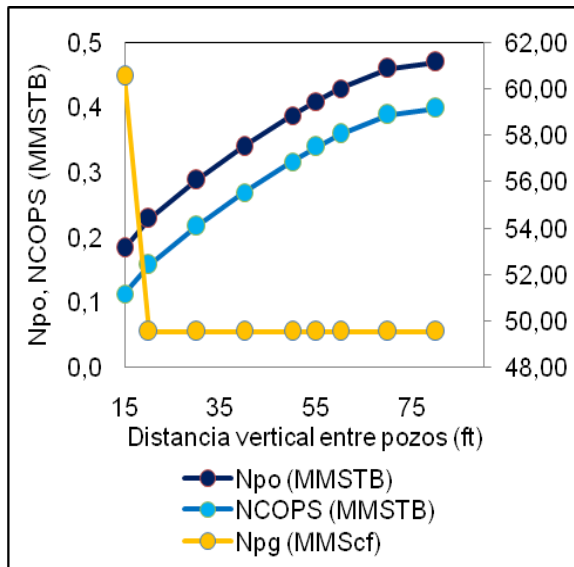
La evaluación de las sensibilidades de condiciones de operación, se realizó para optimizar lo que sería la implementación de un proceso VAPEX en un yacimiento determinado.

##### 4.2.2.1 Distancia vertical entre pozos.

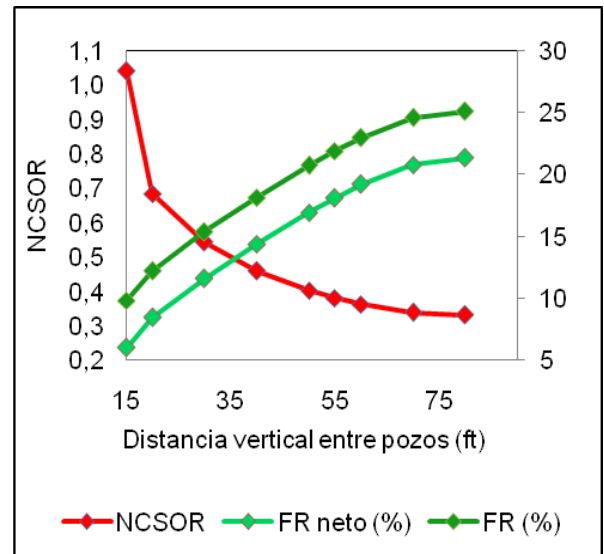
Tabla 15. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la distancia vertical entre los pozos.

Distancia vertical entre pozos (ft)	Npo (MMSTB)	Npg (MMScf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
15	0,1838	60,5472	0,1132	1,0397	9,83	6,05
20	0,2286	49,5447	0,1579	0,6841	12,22	8,45
30	0,2879	49,5448	0,2172	0,5433	15,39	11,62
40	0,3399	49,5448	0,2693	0,4601	18,18	14,40
50	0,3875	49,5441	0,3169	0,4036	20,72	16,95
55	0,4096	49,5440	0,3389	0,3819	21,90	18,12
60	0,4297	49,5435	0,3590	0,3640	22,98	19,20
70	0,4596	49,5435	0,3889	0,3403	24,58	20,80
80	0,4697	49,5438	0,3991	<b>0,3329</b>	25,12	21,34

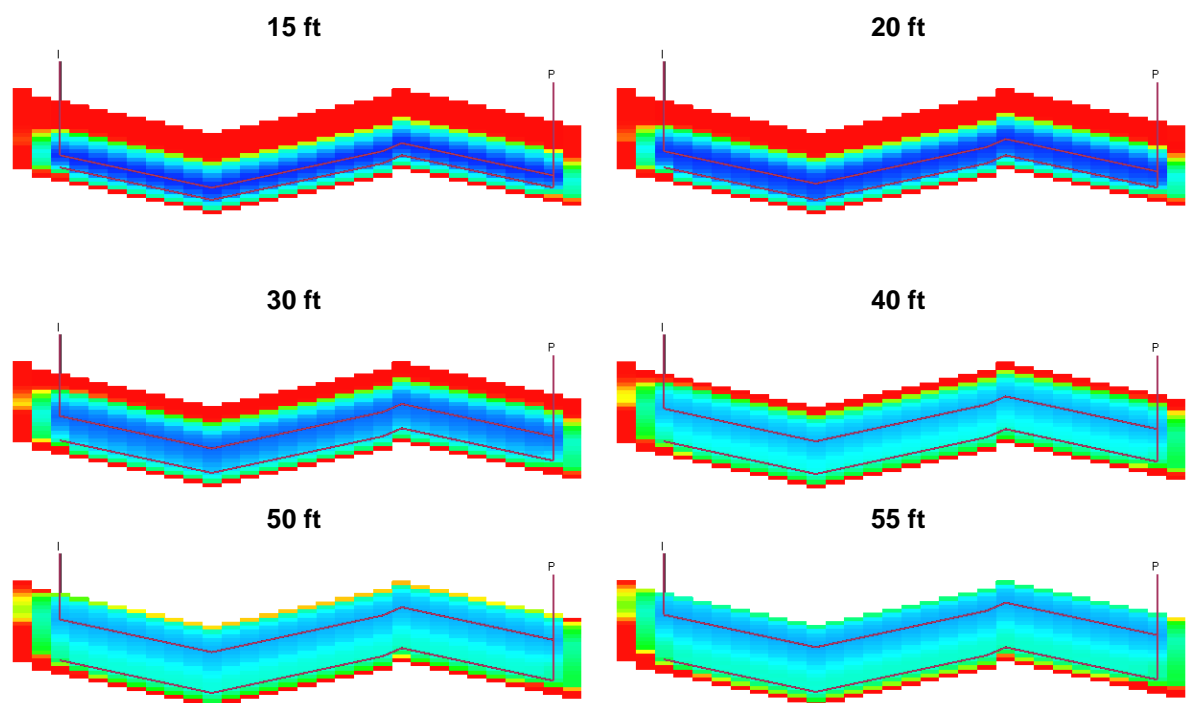
Gráfica 9. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la distancia vertical entre los pozos.



(a)



(b)



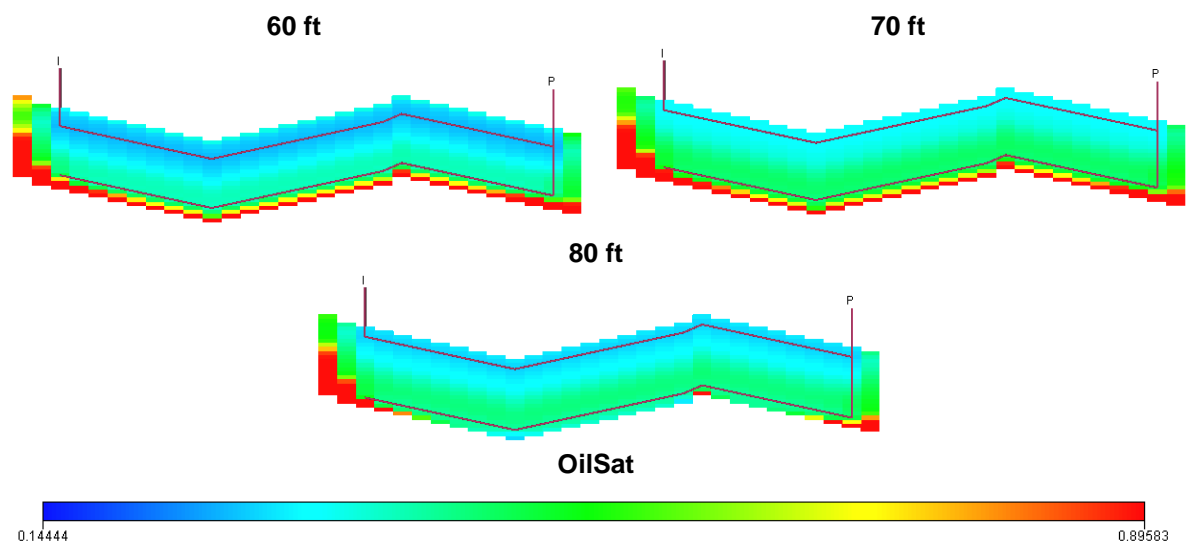


Figura 18. Vista transversal Y, X, variando la distancia vertical entre los pozos.

En el análisis de esta variable se determinó que el rango de espaciamento vertical ideal para los pares de pozos es de (50 – 80) pies. En estos casos se observó que para distancias menores a 50 ft, se presenta una disminución en la producción de aceite, debido a que al estar los pozos tan cerca, el fluido inyectado alcanza rápidamente el área de drene del pozo productor.

Para el límite superior se debe tener en cuenta que: primero, los casos simulados inicialmente se hicieron con un espesor de 100 ft y el rango propuesto anteriormente ésta dado para dicho espesor; segundo, el caso optimizado se corrió con espesor de 200 ft y para éste espesor la distancia vertical óptima encontrada fue de 110ft.

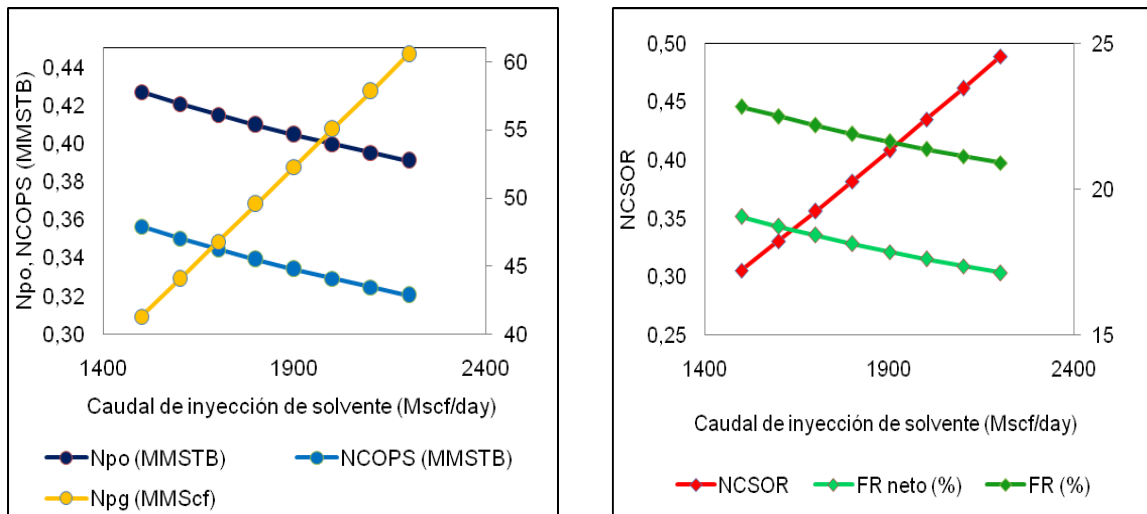
Finalmente, el caso base (55 ft) se encuentra dentro del rango adecuado para la aplicación de VAPEX, y la distancia vertical entre pozos óptima para la aplicación del proceso VAPEX es de 80 ft, debido a que presenta el menor NCSOR (0.33) y al mismo tiempo se puede observar que con este arreglo se generó un barrido casi completo del yacimiento.

#### 4.2.2.2 Caudal de inyección

Tabla 16. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando el caudal de inyección.

Qiny (Mscf/day)	Npo (MMSTB)	Npg (MMScf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
1500	0,4269	41,2910	0,3563	<b>0,3053</b>	22,83	19,05
1600	0,4208	44,0422	0,3501	0,3304	22,50	18,72
1700	0,4150	46,7927	0,3443	0,3559	22,19	18,41
1800	0,4096	49,5440	0,3389	0,3819	21,90	18,12
1900	0,4045	52,2947	0,3338	0,4081	21,63	17,85
2000	0,3997	55,0454	0,3290	0,4348	21,37	17,60
2100	0,3952	57,7962	0,3245	0,4617	21,13	17,35
2200	0,3909	60,5469	0,3203	0,4890	20,90	17,13

Gráfica 10. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando el caudal de inyección.



(a)

(b)



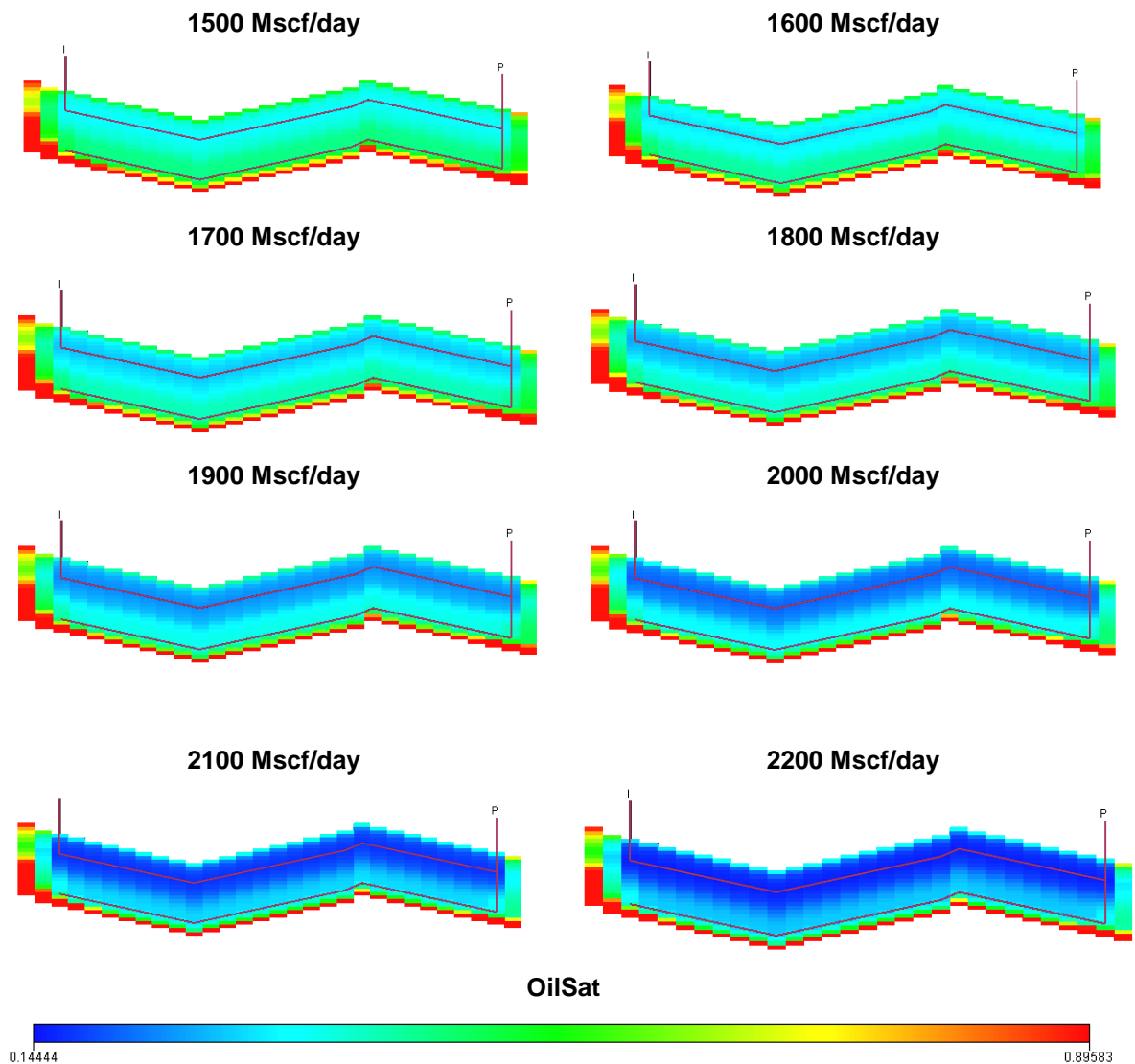


Figura 19. Vista transversal Y, X, variando caudal de inyección.

En los casos simulados para evaluar el caudal de inyección se encontró como límite mínimo 1500 Mscf/day, el cual generó un NCSOR de 0.305, sin embargo de acuerdo a las observaciones visuales se nota que no se obtiene el mejor barrido del yacimiento. El límite máximo se encontró a los 2000 Mscf/day, generando un NCSOR de 0.43; a valores mayores a este caudal el proceso es antieconómico, por la cantidad de solvente que se tiene que inyectar.

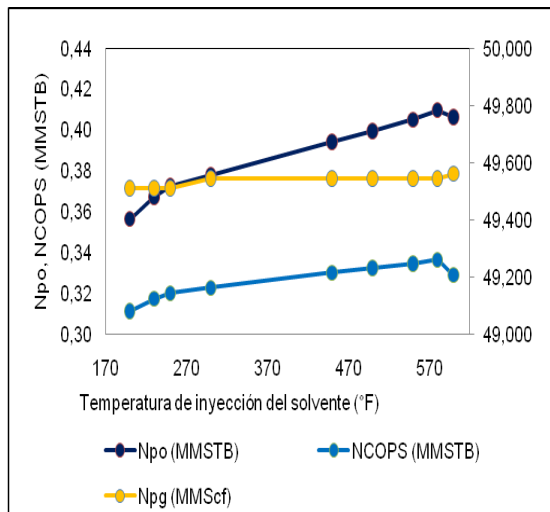
Por otro lado, cuando se hace la revisión visual se tiene que a mayor cantidad de solvente inyectado se obtiene un mejor barrido de yacimiento aunque el factor de recobro baja un poco. Con base en esto y pensando en tiempos de producción mayores el valor óptimo de caudal de inyección es 2000 Mscf/day siendo éste valor el que mejor barrido de yacimiento mostró.

#### 4.2.2.3 Temperatura de inyección

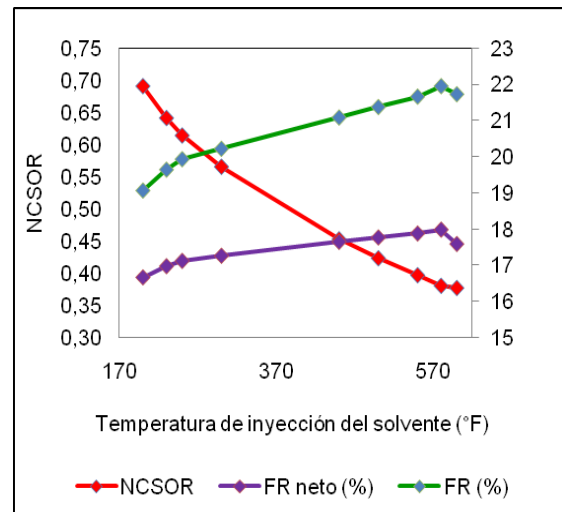
Tabla 17. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la temperatura de inyección del vapor.

Tiny (°F)	Npo (MMSTB)	Npg (MMScf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
200	0,3563087	49,5102794	0,3114	0,69165647	19,053941	16,6506943
230	0,3671237	49,5102794	0,3172	0,64209501	19,632283	16,9640032
250	0,3725312	49,5102794	0,3200	0,61495	19,921455	17,1119825
300	0,3779387	49,5439694	0,3227	0,56626803	20,210626	17,2541783
450	0,3941612	49,5439694	0,3300	0,45346287	21,078139	17,6460655
500	0,3995687	49,5439694	0,3322	0,42402777	21,36731	17,7651276
550	0,4049762	49,5439694	0,3343	0,3976547	21,656481	17,8784064
580	0,4096837	49,5439694	0,3363	0,38109527	21,945652	17,9859018
600	0,4061943	49,560825	0,3288	0,37775951	21,72162	17,5846745

Gráfica 11. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la temperatura de inyección.

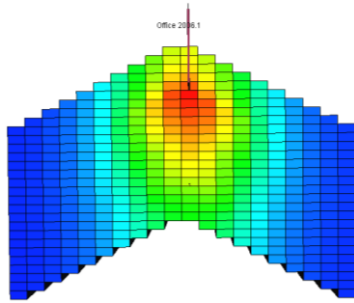


(a)

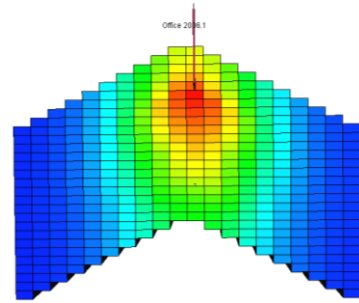


(b)

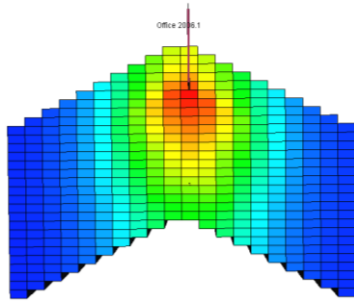
**200 °F**



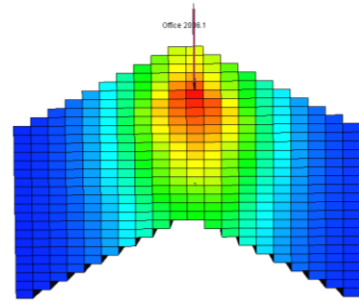
**230 °F**



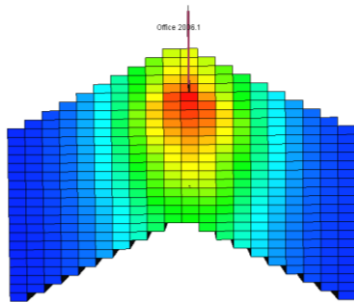
**250 °F**



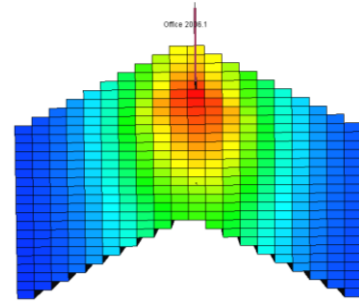
**300 °F**



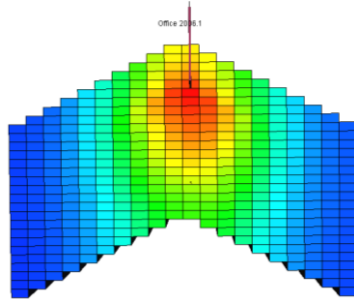
**450 °F**



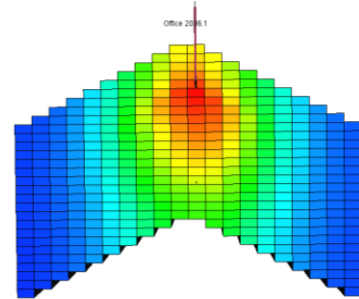
**500 °F**



**550 °F**



**580 °F**



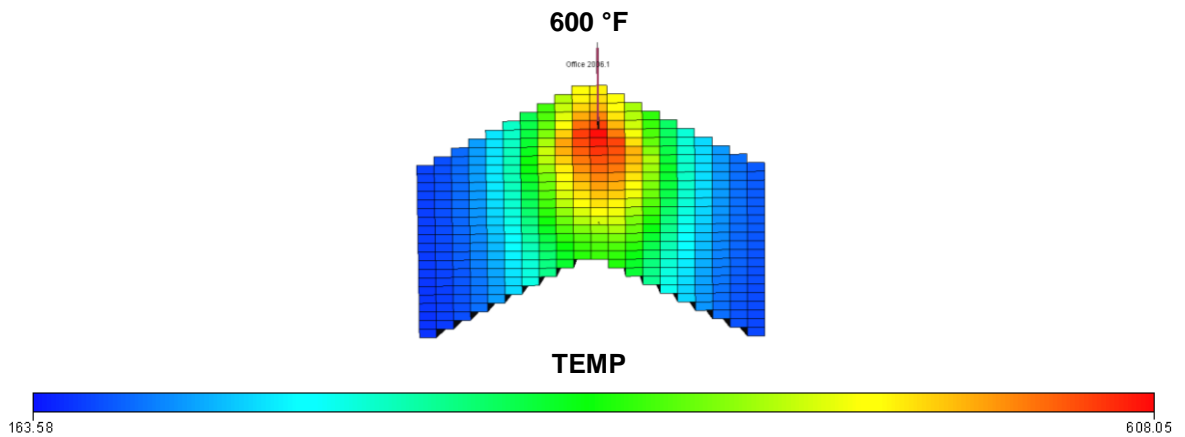


Figura 20. Vista frontal Y, Z, variando la temperatura de inyección.

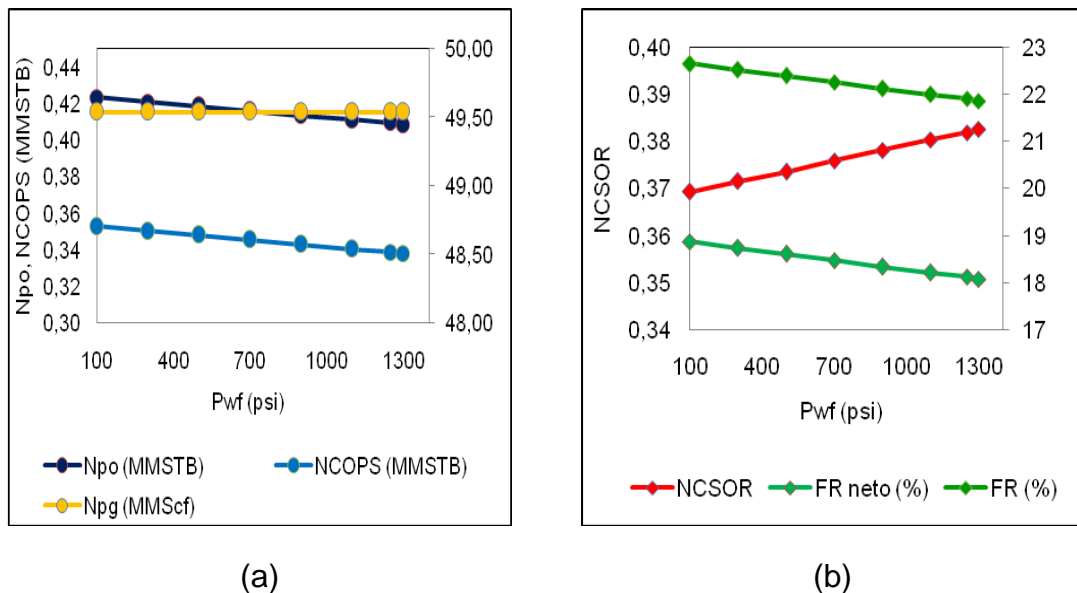
La temperatura de inyección de vapor del solvente es un factor de poca relevancia, debido a que los parámetros se ven muy poco afectados por los cambios de esta variable de yacimiento. Sin embargo se evaluó la temperatura para conocer el valor óptimo al cual se debería inyectar el solvente con el fin de utilizar la menor cantidad de éste; teniendo en cuenta el valor de NCSOR de 0.43 se encontró que la temperatura mínima de aplicación del proceso VAPEX es de 500 °F, el valor óptimo de aplicación es de 580 °F mostrando el mayor factor de recobro neto; a temperaturas por encima de éste valor el recobro disminuye porque la temperatura se acerca al punto crítico de la mezcla Solvente/Agua ( $T_{crit}=1080.47^{\circ}F$ ) afectando el buen desempeño de la eficiencia de barrido al disminuir el efecto que este causa debido a que el calor latente disponible para transferir al petróleo es menor.

4.2.2.4 Presión de fondo fluyendo del pozo productor.

Tabla 18. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor.

Pwf prod (psi)	Npo (MMSTB)	Npg (MMScf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
100	0,4235	49,5438	0,3528	0,3693	22,65	18,87
300	0,4209	49,5438	0,3503	0,3716	22,51	18,73
500	0,4187	49,5441	0,3480	0,3736	22,39	18,61
700	0,4161	49,5437	0,3454	0,3759	22,25	18,47
900	0,4136	49,5439	0,3430	0,3781	22,12	18,34
1100	0,4112	49,5436	0,3406	0,3803	21,99	18,21
1250	0,4096	49,5440	0,3389	0,3819	21,90	18,12
1300	0,4088	49,5441	0,3381	0,3826	21,86	18,08

Gráfica 12. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor.



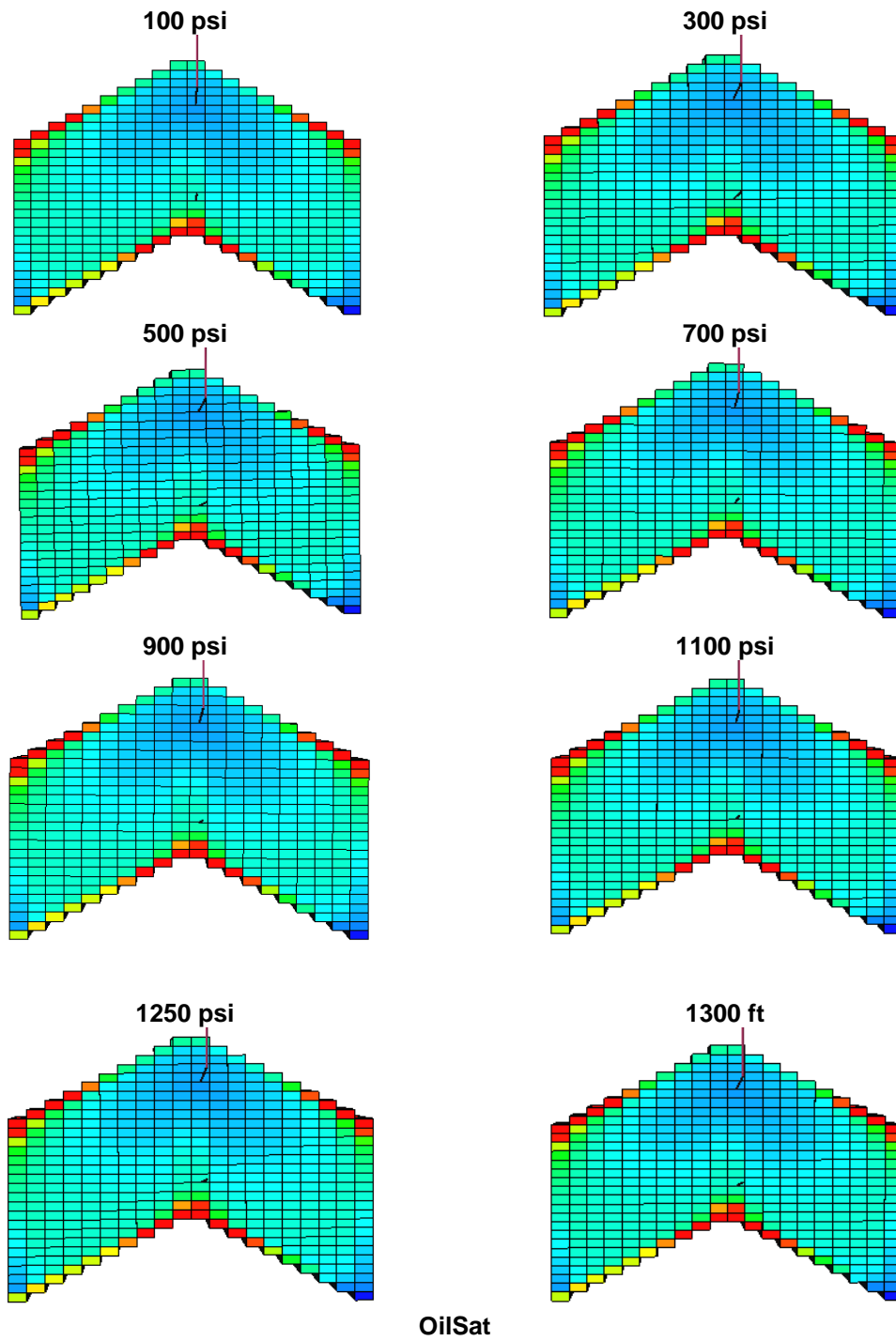


Figura 21. Vista frontal Y, Z, variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor.

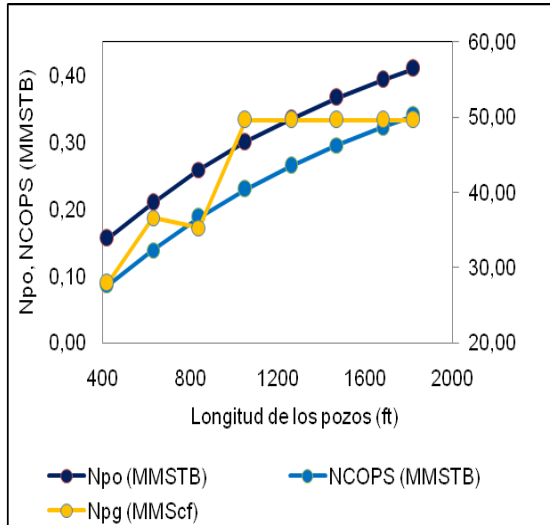
Para el caso base montado se observó que las variaciones de la Pwf no genera cambios significativos en los factores de recobro, se puede deducir que esto ocurre gracias a la combinación de dos factores importantes: La baja permeabilidad (0.5D) y la alta viscosidad del aceite. Sin embargo, como era de esperarse a menor Pwf se recuperó mayor cantidad de petróleo, siendo para este caso un valor optimo de 100 psi por el bajo NCSOR que presentó (0.37) y mayor producción y recobro de aceite. Para Pwf cercanas a la presión de yacimiento (baja caída de presión) la producción de fluidos es baja, disminuyendo así la producción de aceite y aumentando el NCSOR, haciendo menos eficiente el barrido, ya que el pozo productor no es capaz de extraer el crudo que aporta el yacimiento.

#### 4.2.2.5 Longitud de los pozos.

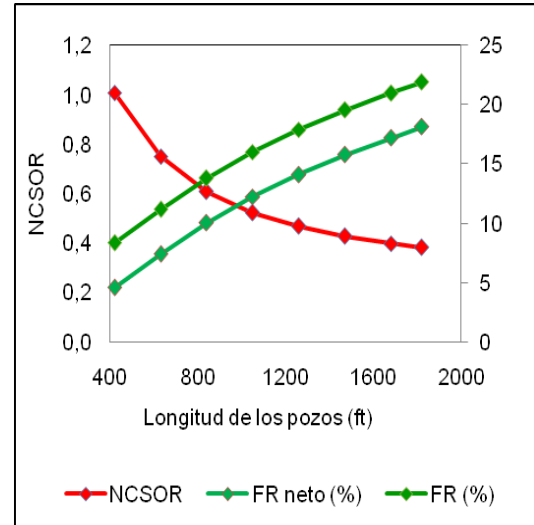
Tabla 19. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la longitud de los pozos.

Longitud pozos (ft)	Npo (MMSTB)	Npg (MMScf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
420	0,1559	27,9192	0,0853	1,0085	8,34	4,56
630	0,2088	36,5578	0,1382	0,7514	11,17	7,39
840	0,2583	35,2672	0,1876	0,6078	13,81	10,03
1050	0,2998	49,5448	0,2291	0,5218	16,03	12,25
1260	0,3346	49,5447	0,2639	0,4675	17,89	14,11
1470	0,3659	49,5435	0,2953	0,4274	19,57	15,79
1680	0,3926	49,5439	0,3219	0,3984	20,99	17,21
1820	0,4096	49,5440	0,3389	<b>0,3819</b>	21,90	18,12

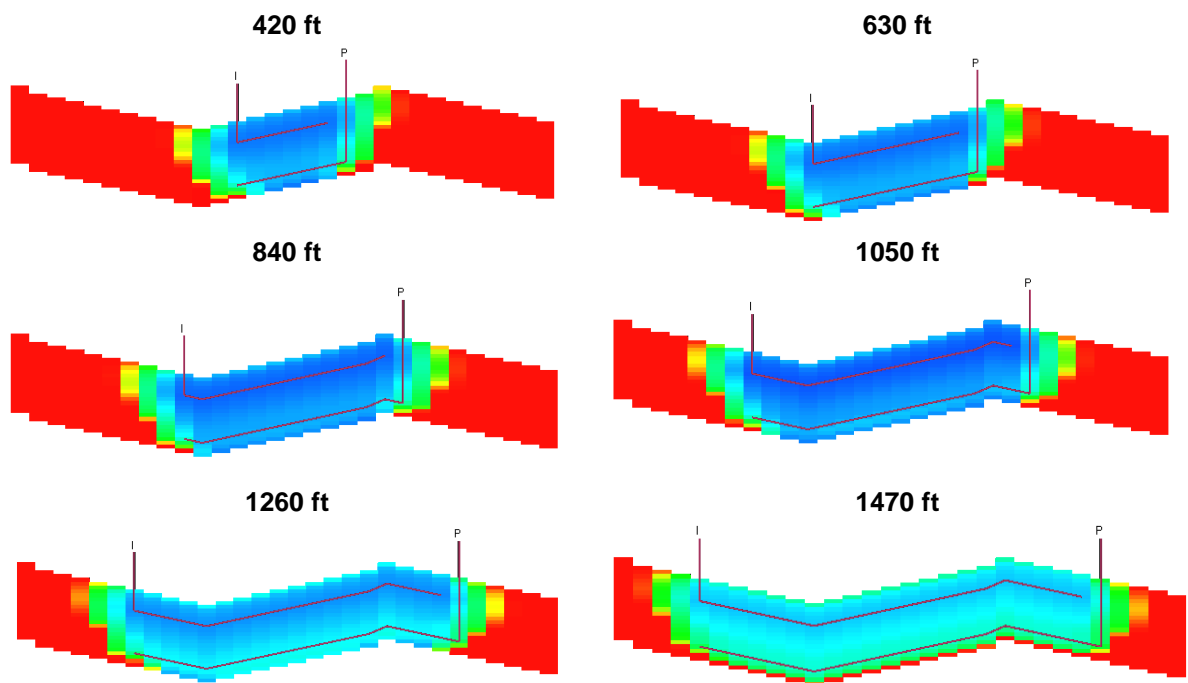
Gráfica 13. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la longitud de los pozos.



(a)



(b)





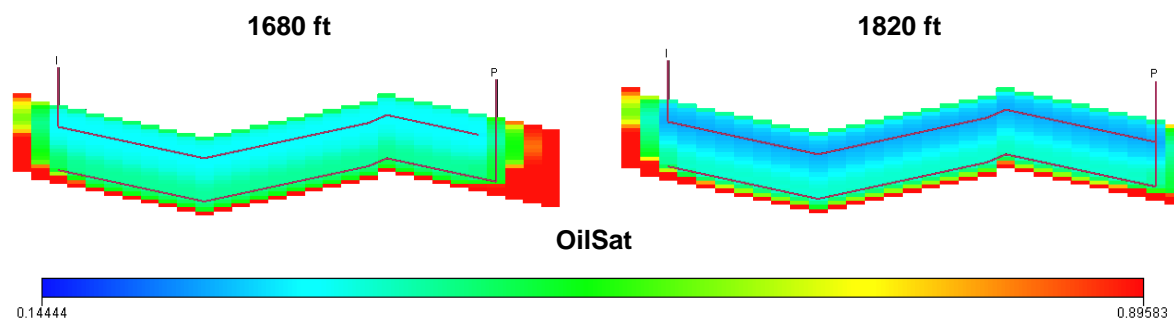


Figura 22. Vista transversal Y, X, variando la longitud de los pozos.

En estos casos se puede observar que solo la sección que entra en contacto con el solvente inyectado es drenada por el pozo productor, por tanto entre mayor sea la longitud de los pozos mayor será la producción, el factor de recobro de aceite y menor el NCSOR, aumentando la eficiencia del proceso. Dentro de los valores analizados se encontró la longitud óptima de 1820 ft, siendo esta longitud la que obtuvo un NCSOR de 0.38 y mayor producción de aceite.

#### 4.2.3 Comparación de la producción en frio entre el caso base y el caso optimizado

Tabla 20. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX en los casos simulados.

Caso	Npo (MMSTB)	Npg (MMScf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
1	0,3373	0,0317	0,2666	0,7871	18,04	14,26
2	2,2781	0,1047	2,2075	0,0813	50,18	48,62

Gráfica 14. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX en los casos simulados.

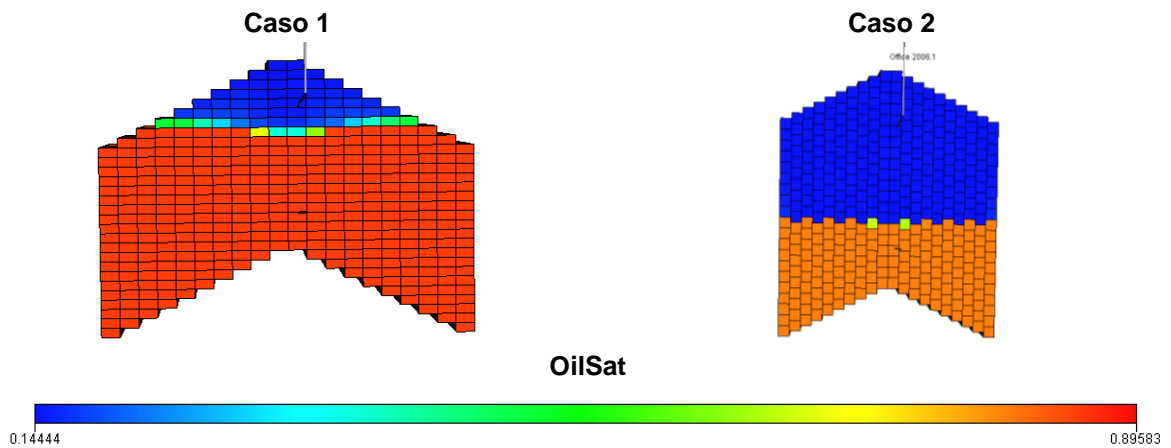
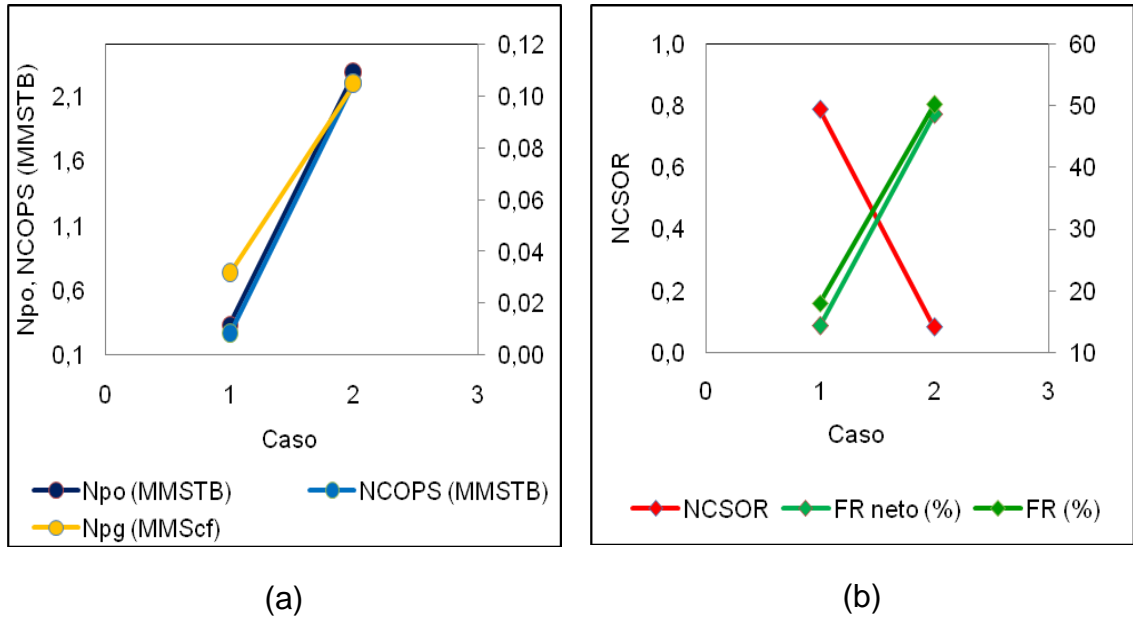


Figura 23. Vista frontal Y, Z, de producción en frío del caso base y caso optimizado.

En este punto se tomaron todos los valores óptimos mostrados en cada una de las simulaciones anteriores y se aplicaron al yacimiento, para hacer una configuración ideal para el recobro por el método VAPEX. A este nuevo modelo le llamamos caso optimizado y fue corrido en frío para comparar las posibles mejoras entre éste y el caso base.

Al hacer la comparación tanto visual como numérica de los dos casos mostrados se puede observar una notable diferencia en la producción, esto nos da un indicativo satisfactorio de que las corridas fueron exitosas, ayudándonos a seleccionar las mejores características del yacimiento ideal.

#### 4.2.4 Comparación de la producción en frío con el método VAPEX.

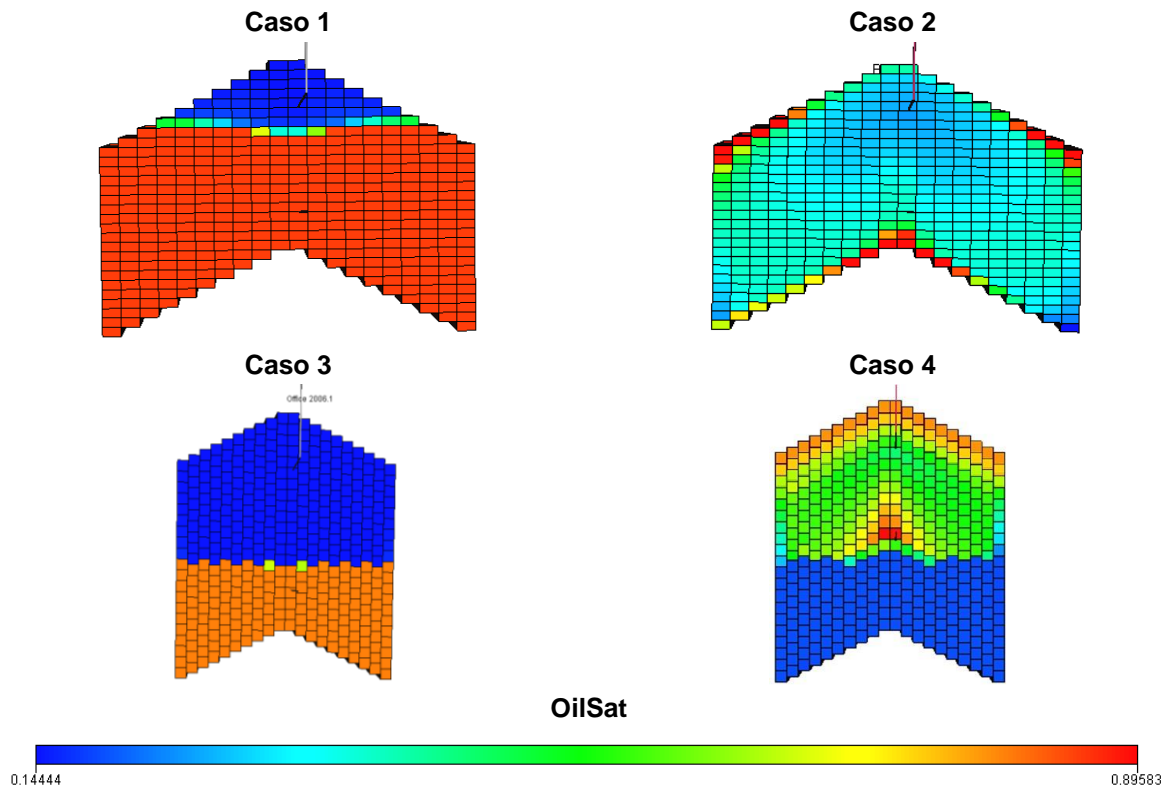


Figura 24. Vista frontal Y, Z, comparando la producción en frío con el método VAPEX.

En los cuatro casos mostrados en la figura anterior se observa la comparación entre el caso base y el caso optimizado, simulados en frío (caso 1 y caso 3) con los mismos casos simulados aplicando el proceso VAPEX (caso 2 y caso 4).

Realizando un análisis cualitativo se puede observar una notable ganancia en el recobro de petróleo en ambos casos; en el caso base se ve un barrido mucho más uniforme que seguramente se debe al bajo caudal de inyección de gas permitiendo que de a poco este se fuera disolviendo en la fase líquida del petróleo,

mientras que en el caso optimizado se observa un barrido mucho más completo en el área transversal del yacimiento, esto gracias a las simulaciones hechas previamente para escoger los parámetros más apropiados en la implementación del proceso VAPEX.

En el análisis cuantitativo se determinó que el factor de recobro neto del caso base en frío es de 14% y de este mismo caso aplicando VAPEX es de 21%; para el caso optimizado en frío el factor de recobro neto es de 29% y aplicando VAPEX fue del 63%. El NCSOR de los dos casos simulados con VAPEX están dentro del rango planteado inicialmente ( $\leq 0.43$ ) lo que hace que los dos sean económicamente viables.

En los dos casos se pudo confirmar las revisiones bibliográficas hechas al comienzo del proyecto que pronosticaban unos óptimos resultados con la implementación del método VAPEX.

#### 4.2.5 Variación de la distancia horizontal entre pares de pozos.

Tabla 21. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la distancia horizontal entre los pares de pozos.

Distancia horizontal entre pares de pozos (ft)	Npo (MMSTB)	Npg (MMScf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
240	1,8828	295,2572	1,8121	<b>0,1942</b>	10,35	9,96
300	1,9202	295,2581	1,8495	0,1905	10,56	10,17
360	1,9388	295,2583	1,8681	0,1886	10,66	10,27
400	1,9392	298,5270	1,8686	0,1886	10,66	10,27
540	1,8956	295,2574	1,8249	0,1929	10,42	10,03

Gráfica 15. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso VAPEX variando la distancia horizontal entre los pares de pozos.

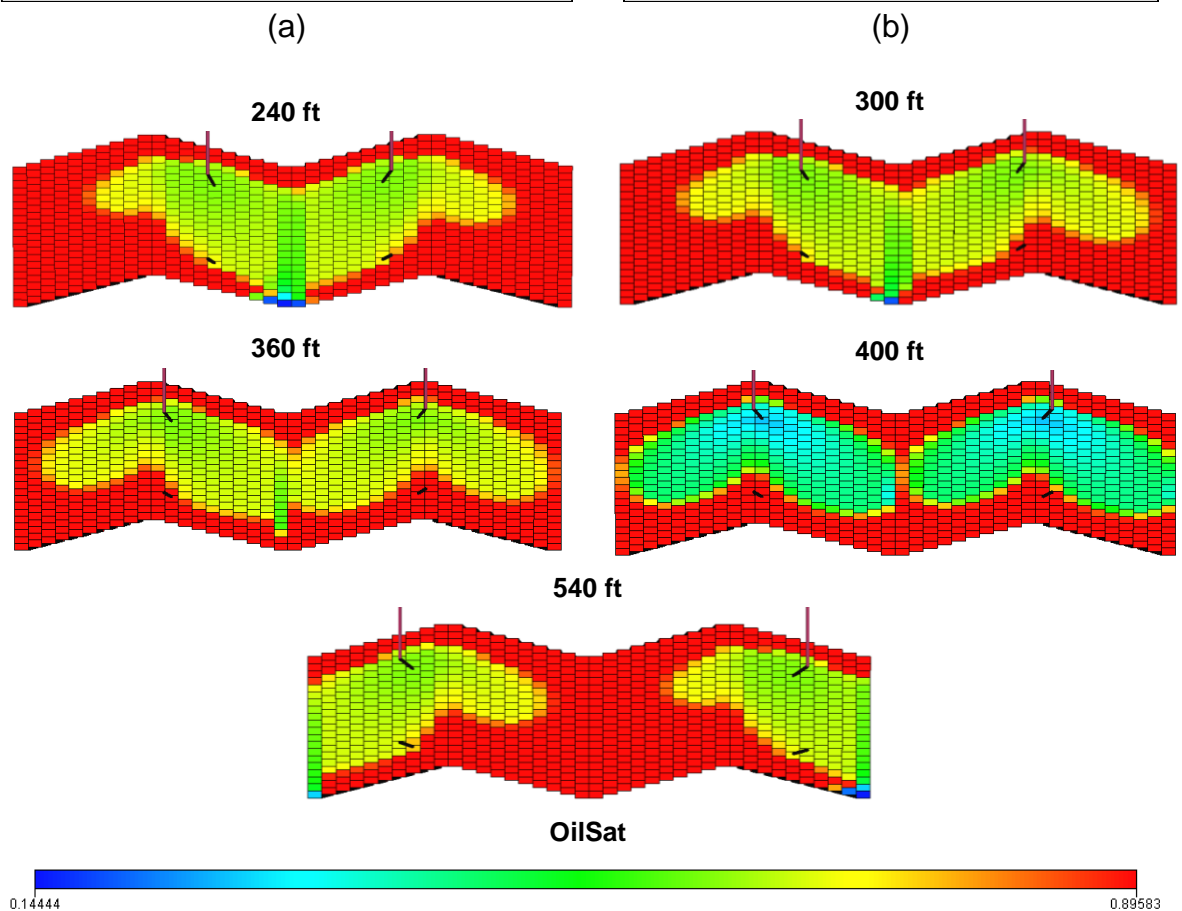
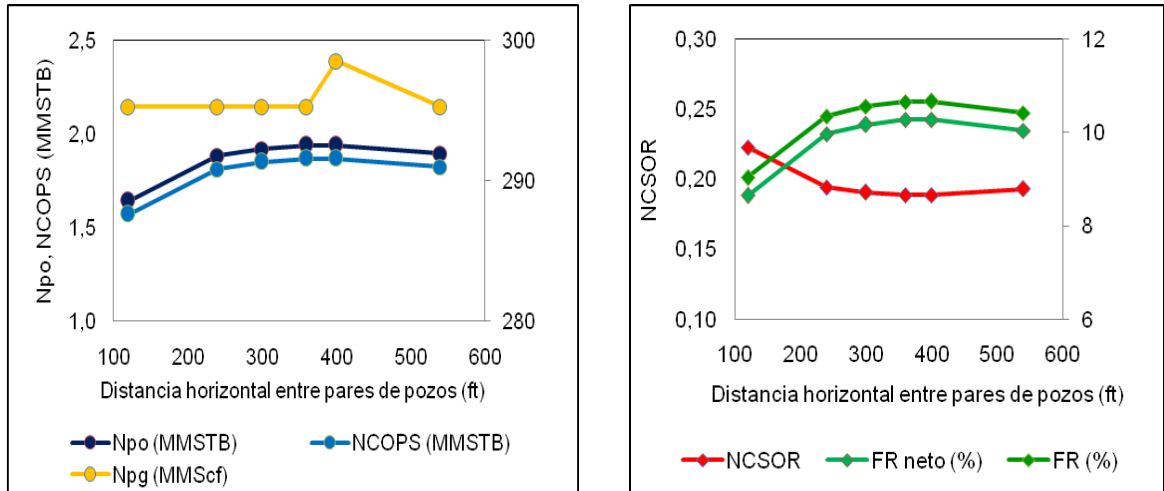


Figura 25. Vista frontal Y, Z, variando la distancia horizontal entre los pares de pozos.

Para el desarrollo de este grupo de simulaciones, se amplió la grilla que se utilizó en el caso base, aumentando a 40 el número de celdas del eje “Y” con el fin de poder añadir otro par de pozos y además que permitiera hacer una variación de la distancia horizontal entre estos. Los parámetros de operación que se utilizaron en estas corridas fueron aquellos valores óptimos obtenidos de las simulaciones anteriores. El objetivo de estas corridas es identificar el espaciamiento horizontal más apropiado para la aplicación del método VAPEX y así poder implementarlo en las pruebas representativas del desarrollo de un campo.

Analizando los resultados obtenidos, se puede concluir que cuando los pares de pozos están muy cerca, se observa una interferencia en el área de barrido de las cámaras de vapor, reduciendo el radio de drene de los dos pozos productores, disminuyendo la producción de aceite, el factor de recobro y aumentando el NCSOR. Y cuando los pares de pozos están muy distanciados, se presenta una zona entre las dos cámaras de vapor que queda sin ser drenada, disminuyendo el petróleo producido, el factor de recobro y aumentando el NCSOR.

Como se puede apreciar en la figura anterior, la distancia horizontal entre los dos pares de pozos óptima encontrada fue de 400 ft, debido a que presenta la mayor producción acumulada, el mayor factor de recobro y el menor NCSOR (0.19).

#### 4.2.6 Producción de un campo

Finalmente se hizo el diseño de un campo con cinco (5) pares de pozos utilizando la grilla ampliada anteriormente y los valores óptimos determinados en las simulaciones anteriores. Las propiedades del campo y los parámetros operacionales se presentan a continuación:

Tabla 22. Propiedades del Campo estudio.

PROPIEDADES	VALOR
Profundidad al tope de la formación	3000 ft
Longitud horizontal. (X)	2100 ft
Longitud horizontal. (Y)	800 ft
Temperatura	136 °F
Espesor (z)	200 ft
Porosidad	35 %
Saturación Inicial de Aceite	90 %
Permeabilidad Horizontal	0,5 D
Presión	500 psi

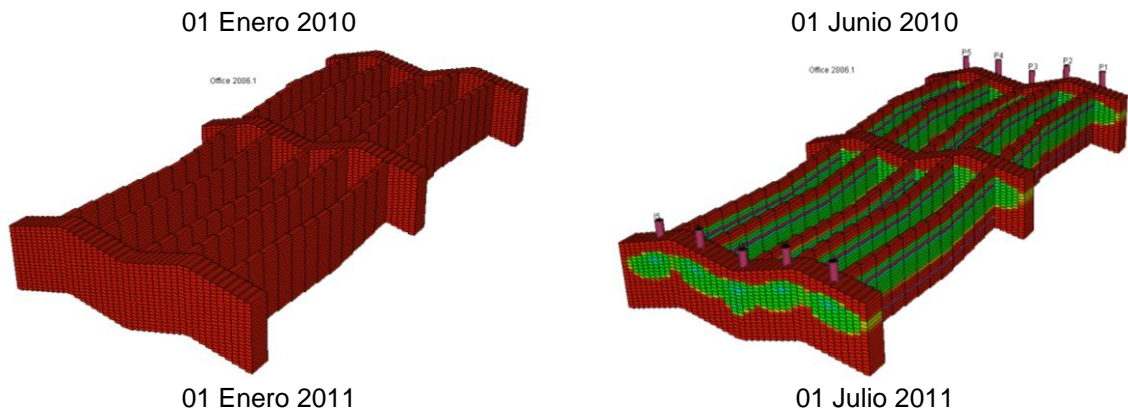
Tabla 23. Parámetros Operacionales del Proceso VAPEX.

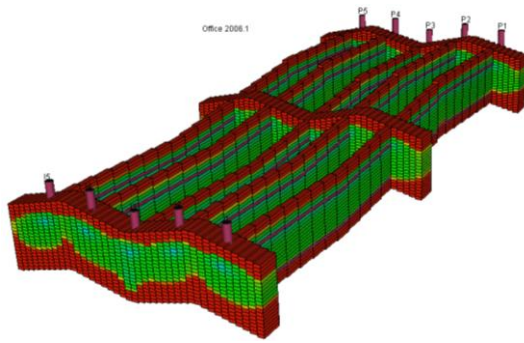
PARÁMETRO	VALOR
Distancia Vertical entre Pozos	110 ft
Caudal de Inyección de Solvente	3200 Mscf/day
Temperatura de Inyección	550 °F
Pwf Pozo Productor	500 psi
Longitud Horizontal de los Pozos	1820 ft
Distancia horizontal entre pares de pozos	140 ft
Tiempo de Simulación	3623 días

Al término de la simulación se obtuvieron los siguientes resultados que luego serán analizados:

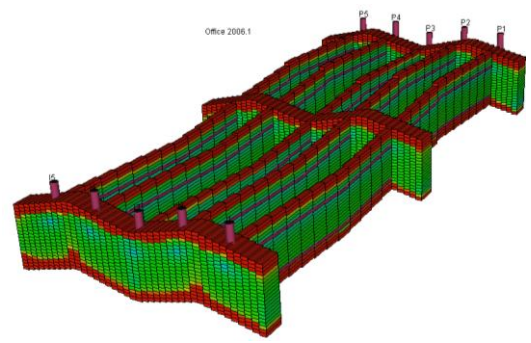
Tabla 24. Resultados obtenidos por la evaluación del proceso VAPEX en la producción de un campo.

Npo (MMSTB)	Npg (MMscf)	NCOPS (MMSTB)	NCSOR	FR (%)	FR neto (%)
13,5133	740,5944	13,4427	0,0685	74,37	73,98

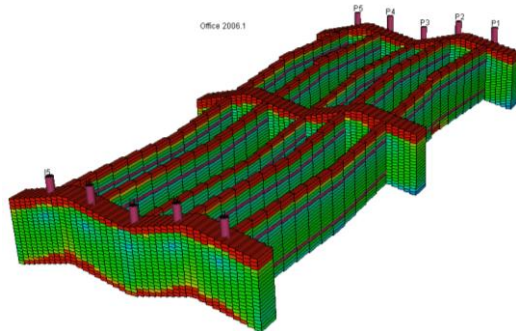




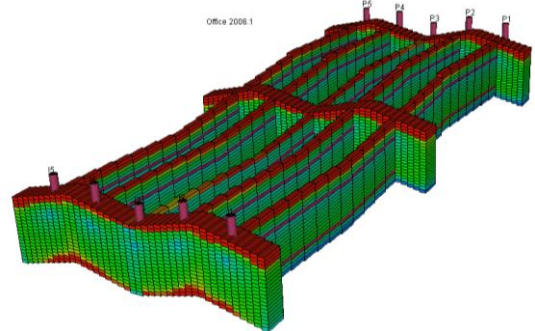
01 Enero 2012



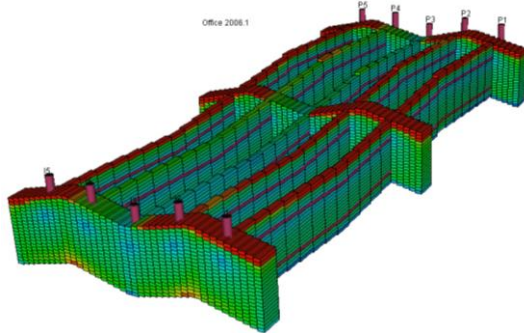
01 Enero 2013



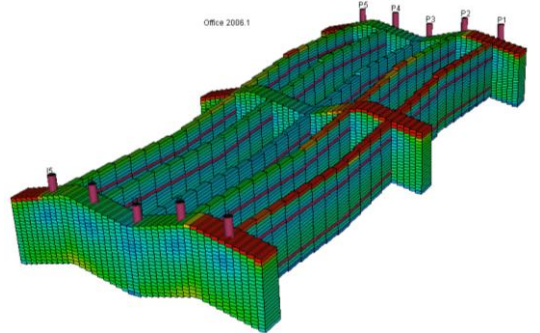
01 Enero 2014



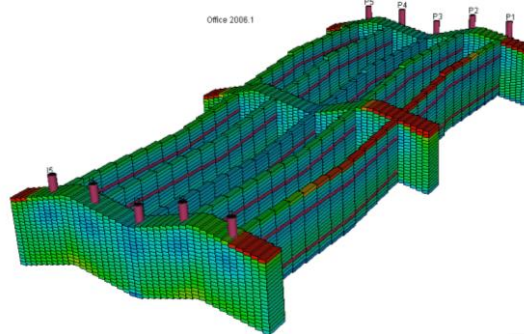
01 Enero 2016



01 Enero 2017



01 Enero 2018





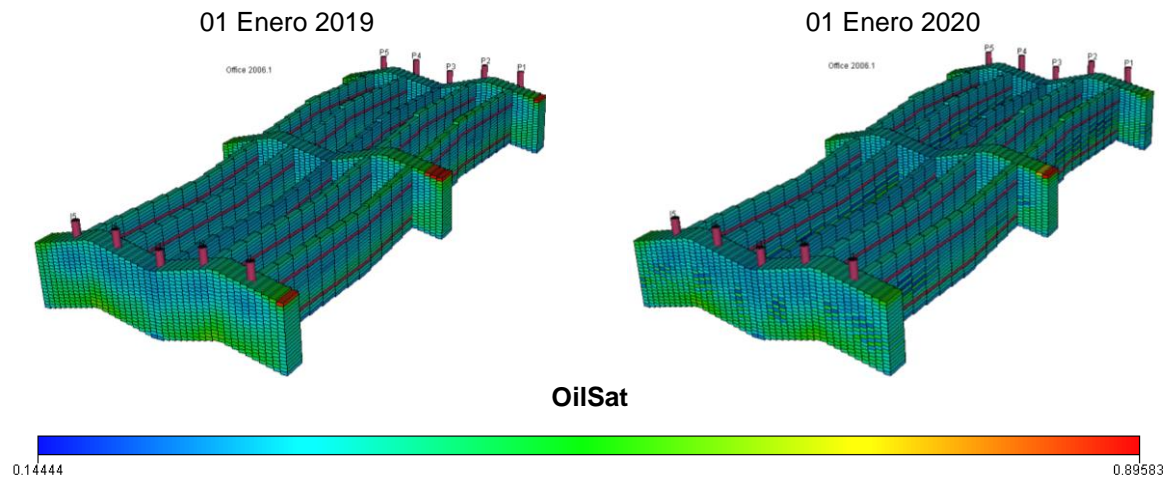


Figura 26. Vistas periódicas en 3D del campo simulado aplicando el proceso VAPEX

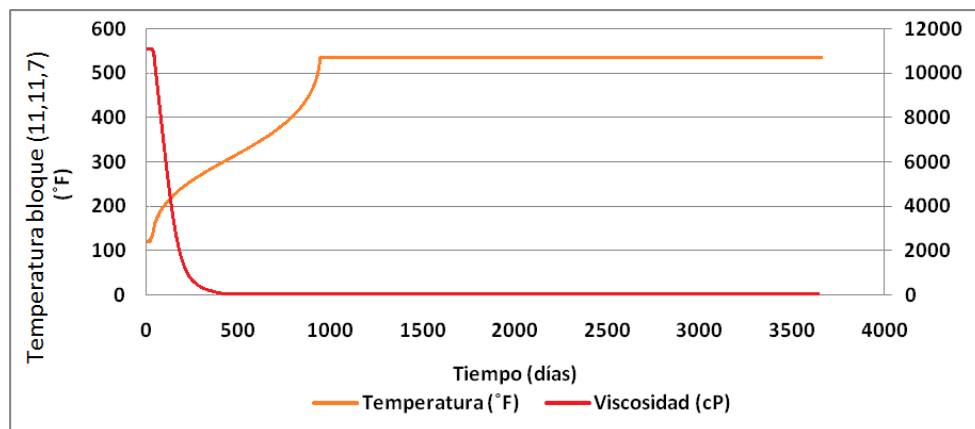
En esta figura se observa el comportamiento de la producción de un campo petrolífero en un periodo de diez (10) años, cuando se aplica el proceso VAPEX como método de recobro. Al inicio del tiempo de producción se ve un barrido lento del yacimiento, en este periodo temprano el solvente inyectado se está disolviendo en el petróleo y acumulándose en el yacimiento para luego hacer presión; es claro observar que luego de un tiempo determinado el barrido se hace mucho más eficiente y rápido, momento en el cual el solvente se encuentra en altas cantidades en el yacimiento, una parte disuelto y la otra haciendo el mantenimiento de presión correspondiente.

En el tiempo temprano de la simulación se ve como se empieza a formar la cámara de vapor propuesta en la teoría según los estudios hechos por diferentes autores, ésta se forma debido a la diferencia de permeabilidades existentes ( $K_h > K_v$ ), esta diferencia de permeabilidades hace que el solvente se expanda primero en la capa horizontalmente y como tiene el pozo productor en la parte inferior se drenan los fluidos hacia él formando un cono invertido; cuando las cámaras de los diferentes pares de pozos se conectan entre si se amplía sustancialmente el área de drenaje lo que permite el aumento de la eficiencia del proceso VAPEX.

Al final de la simulación podemos observar gráficamente un excelente barrido alrededor de los pozos inyectoras y un muy buen barrido en todas las demás zonas del yacimiento, en las zonas aledañas a los pozos inyectoras la saturación de aceite alcanzada llega a ser del 0.14% que viene siendo la saturación de aceite residual (SOR).

En la gráfica 16 se muestra el comportamiento de la temperatura y viscosidad del crudo en una celda cercana al pozo inyector, se observa claramente que la viscosidad del crudo desciende drásticamente tan solo al comienzo de la simulación y que luego permanece casi constante en un valor aproximado a 2.5 cP, esto confirma las bases teóricas que dicen que con un pequeño aumento de temperatura se mejora la movilidad del aceite; por otro lado la temperatura aumenta de una forma particular hasta permanecer constante a un valor cercano de la temperatura de inyección (550°F).

Gráfica 16. Comportamiento de la Temperatura y Viscosidad en el campo simulado.

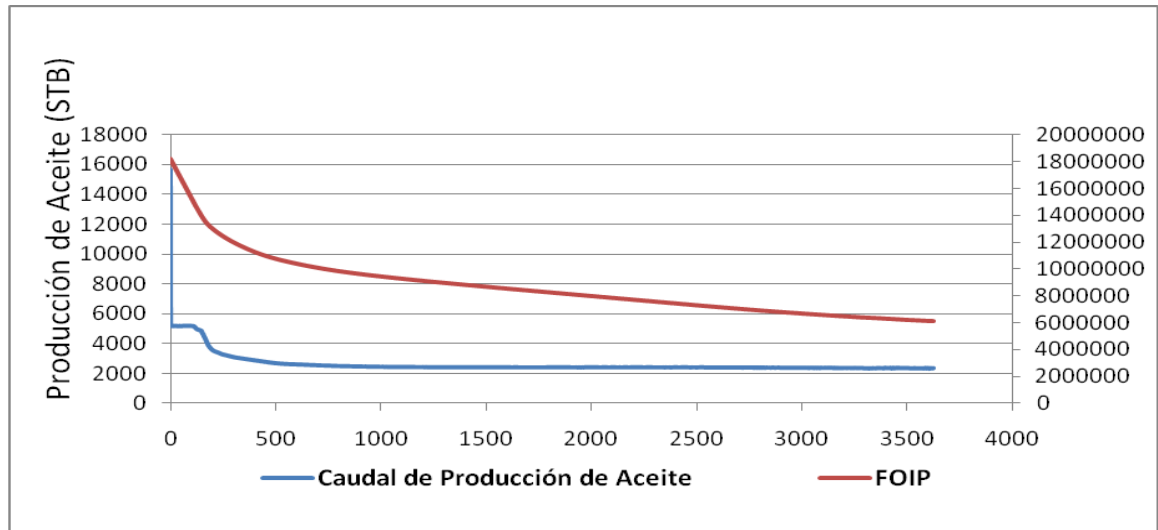


En la gráfica 17 se observa que en el primer instante en que comienza la simulación el caudal de producción de aceite muestra un valor elevado, esto es debido a la diferencia de presión existente entre el yacimiento y el pozo productor, a tiempos muy cercanos el caudal se estabiliza a medida que se estabiliza la BHP.

En la gráfica se puede ver que hay dos estados en el caudal de producción, el primer estado es debido a la presión existente en el yacimiento en los tiempos tempranos de la simulación por lo que se ve un caudal de producción relativamente alto, el segundo estado se produce cuando el solvente inyectado empieza a disolverse en mayor cantidad en el petróleo, en este momento la presión de yacimiento ha declinado un poco lo que se ve reflejado en la merma del caudal de producción, de esta manera, el solvente además de disolverse en el petróleo ayuda en el sostenimiento de presión.

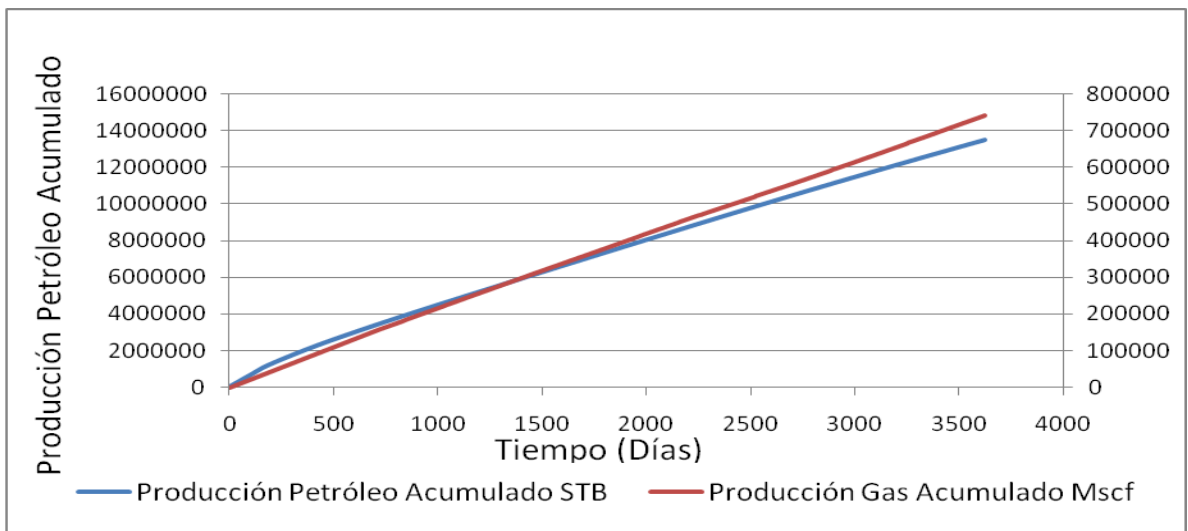
La curva de FOIP (Fluido Original In Situ) muestra un comportamiento regular en el que a los primeros tiempos de simulación decrece rápidamente y luego tiende a mantenerse constante.

Gráfica 17. Comportamiento de la Producción de aceite y del FOIP



La gráfica 18 muestra el comportamiento durante todo el periodo simulado de la producción de petróleo y gas acumulado; al inicio de la producción de petróleo se observa una pendiente alta lo que es concordante con el alto caudal de producción en este mismo periodo de tiempo, luego se ve claramente que la pendiente se mantiene casi constante durante el resto del periodo simulado; por otro lado la curva de producción de gas acumulado mantiene una pendiente casi constante durante todo el periodo simulado, esto se debe a que el caudal de inyección permaneció constante.

Gráfica 18. Comportamiento de la producción acumulada de aceite y la producción acumulada de gas.



## 5 CONCLUSIONES

- El proceso VAPEX resulto ser un excelente método a la hora de hacer recuperación de crudos pesados, en nuestro caso se hizo la inyección de un solvente (C4) acompañado de vapor de agua.
- El método VAPEX resultó ser un excelente método para el recobro mejorado de petróleo, en las optimizaciones hechas durante el trabajo se encontraron muy buenos resultados, sin embargo, para que estos resultados se den es necesario tener un yacimiento ideal y de condiciones específicas que en la realidad resultaría un poco difícil de encontrar.
- Durante el desarrollo de esta investigación se encontró que el método VAPEX supera ampliamente a otros métodos de recobro mejorado habiendo llegado a obtener un factor de recobro de 74%.
- La utilización del butano como solvente para la inyección de un solvente en el método VAPEX resulto ser una buena forma para disminuir la viscosidad de crudos pesados facilitando la dilución del gas en el petróleo.
- La temperatura de inyección de solvente no mostro ser relevante a la hora de la implementación del método VAPEX, es aconsejable tenerla alrededor del los 550 °F únicamente para tener en buen estado la calidad del vapor de agua que acompaña al solvente.
- A diferencia de los métodos tradicionales de recuperación de crudos pesados basados en la inyección de vapor, el proceso VAPEX requeriría menos energía y menores instalaciones, no genera gases contaminantes y gran parte del solvente puede ser reciclado y recuperado. El crudo obtenido sería de acuerdo a algunos investigadores 2 U\$\$ / barril más costoso. Adicionalmente, los reservorios depletados podrían emplearse para disponer CO<sub>2</sub>.
- La separación de los asfáltenos del resto de los componentes del crudo fresco permite la producción de un crudo mejorado que no necesita ser mezclado con crudos medianos para ser competitivos en el mercado mundial petrolero.

## 6 RECOMENDACIONES

Se considera apropiado para futuros estudios tener muy en cuenta la proporcionalidad adecuada entre la mezcla vapor de agua-solvente, preferiblemente ser uno de los primeros criterios a evaluar y una vez encontrada dicha proporcionalidad mantenerla constante durante todo el proceso. Durante las simulaciones hechas para encontrar los valores operacionales ideales, se encontraron algunos problemas al momento de aumentar o disminuir la cantidad de vapor de agua inyectado. El proceso VAPEX es muy sensible a estos cambios puesto que para cada proporción vapor de agua-solvente diferente se obtiene un comportamiento de fases diferente para cada una de las mezclas.

Por otro lado, según estudios anteriores hechos por otros autores, se menciona la probabilidad de precipitación de asfáltenos al utilizar el método Vapex al inyectar altos volúmenes de solvente, precipitación que afectaría considerablemente el factor de recobro al taponar las gargantas de poro de la roca del yacimiento.

En los análisis hechos en este estudio no se tuvo en cuenta éste factor puesto que el simulador en el cual se hicieron las diferentes corridas no tenía la herramienta necesaria para desempeñar una correcta fiscalización a la posible precipitación de asfáltenos.

Como es evidente que a mayor cantidad de fluido inyectado mayor es la posibilidad de recobro de petróleo, es recomendable que se busque un simulador en el cual se haga un estudio detallado de éste tema y en el cual se demuestre la posible precipitación o no de asfáltenos en diferentes valores operacionales.

## 7 BIBLIOGRAFIA

- ✚ FORSTER, Louis Jaime. Numerical Modeling of the VAPEX Process in Heterogeneous Media. The University of Texas at Austin, 2008, p. 2.
- ✚ YIN TAM, Sindy Pui. VAPEX Experiments in an Annular Packing of Glass Beads and the Numerical Simulation of VAPEX using Comsol®. The University of Waterloo, 2007, p. 5.
- ✚ [http://www.petroleo.com/pi/secciones/PI/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc\\_43736\\_HTML.html?idDocumento=43736](http://www.petroleo.com/pi/secciones/PI/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc_43736_HTML.html?idDocumento=43736)
- ✚ DAS, Swapan K and Butler, Roger M., Mechanism of the Vapor Extraction for Heavy Oil and Bitumen. Journal of Petroleum Science & Engineering, 1998 Volume 21, No. 1-2. Pag. 43-59, 963
- ✚ Das, Swapan, Diffusion and dispersion in the simulation of Vapex Process. SPE/PS-CIM/CHOA 97924, PS2005-418, Pag. 1-6
- ✚ Butler, R.M., Mokrys, I., and Das, K., "The Solvent Requirement for VAPEX Recovery," Proceedings of the SPE International Heavy Oil Symposium in Calgary, Alberta, Canada, Paper No. SPE 30293 (June 1995).
- ✚ Qi Jiang and Roger M. Butler, Selection of Well Configurations in Vapex Process, SPE 37145, University of Calgary, 1996.
- ✚ Lim, G.B., Kry, P.R., Harker, B.C. and Jha, K.N., "Three Dimensional Scaled Physical Modeling of Solvent Vapour Extraction of Cold Lake Bitumen," Proceedings of SPE/CIM/CANMET International Conference on Recent Advances in Horizontal Well Applications in Clagary, Alberta, Paper No. HWC94-46 (March 1994).
- ✚ Cavallaro, A.N, Galliano, G.R., SIM, S., Singhal, A., and Fisher, D, "Laboratory Investigation of an Innovative Solvent Based Enhancement Recovery and In Situ Upgrading Technique," Proceedings of the Petroleum Societys 6<sup>th</sup> Canadian International Petroleum Conference (56<sup>Th</sup> Annual Technical Meeting) in Calgary, Alberta, Paper No. 2005-016 (June 2005).

- ✚ Wu, X., Polikar, M., and Cunha, L.B., "A Numerical Approach to Simulate and Design VAPEX experiments," Proceedings of the Petroleum Society's 6<sup>th</sup> Canadian International Petroleum Conference (56<sup>th</sup> Annual Technical Meetings) in Calgary, Alberta, Paper No. 2005-180 (June 2005).
  
- ✚ MAGO, ALONSO LUIS. Adequate Description of Heavy Oil Viscosities and a Method to Assess Optimal Steam Cyclic Periods for Thermal Reservoir Simulation. Texas A&M University. Mayo 2006.
  
- ✚ SEPULVEDA, J. ESCOBAR, F. Simulación de Yacimientos: Principios, conceptos y construcción de mallas. Neiva-Huila. Universidad Surcolombiana, 2005.
  
- ✚ SCHLUMBERGER, ECLIPSE Reference Manual 2006.1; pagina 903 - 970, 2009.