

**EVALUACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES
PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA EN UN YACIMIENTO
COLOMBIANO NO VOLUMETRICO DE CRUDO PESADO, MEDIANTE LA
SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**



JOHN EDINSON RODRÍGUEZ FAJARDO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**EVALUACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES
PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA EN UN YACIMIENTO
COLOMBIANO NO VOLUMETRICO DE CRUDO PESADO, MEDIANTE LA
SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

JOHN EDINSON RODRÍGUEZ FAJARDO

**Trabajo de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**ING. WILLIAM NAVARRO GARCÍA
DIRECTOR**

**ING. RAMÓN URIEL OCHOA DELGADO
CO-DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander por permitirme formarme como profesional.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y su planta docente por su contribución en la formación profesional.

Al director William Navarro García, por su gran colaboración y dirección durante el proceso de formación, por el compromiso y participación activa durante el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero Ramón Uriel Ochoa Delgado, por su responsabilidad, apoyo y guía en la realización de este proyecto.

A la corporación NATFRAC, por su colaboración en la utilización de software especializado.

Al ingeniero Aníbal Ordoñez, por sus valiosas recomendaciones y apreciaciones realizadas.

Al ingeniero Palma Bustamante, por su valiosa revisión, consejos y recomendaciones

Al ingeniero Duilio Alterio y Luis Otoniel, por su disposición y colaboración para la adquisición de la información utilizada como referencia para la evaluación financiera. Les admiro por su ejemplo de liderazgo y dirección.

Al ingeniero Hernán Pedraza y Luis Carlos Leal, por sus aportes e información suministrada utilizada en este estudio como valores de referencia para la evaluación financiera. Muchas gracias por su colaboración.

Al ingeniero Fauricio Romero y Eduber Peña, por sus consejos y comprensión en las labores de campo asignadas para la disposición del tiempo en el desarrollo de este proyecto. Muchas Gracias.

DEDICATORIA

A Dios por su gran amor, por la hermosa y especial familia que me has regalado, por darme las fuerzas, la sabiduría y el entendimiento para poder alcanzar mis metas y logros siendo la luz y guía en mi camino.

*A mi madre Arcelia, que siempre me ha brindado su gran apoyo, por sus consejos, confianza y ejemplo de vida.
Muchas gracias por su amor.*

A mi padre Alberto por su ayuda prestada, le agradezco por su colaboración

A mis tías Briza y Betulia, mis segundas mamás quienes me apoyaron y acompañaron en una etapa importante de mi vida.

A mis hermanos Edwin y Yesid por sus consejos, apoyo, ayuda y ejemplo.

Al profesor William Navarro García por su gran dirección y colaboración, y al ingeniero Ramón Uriel Ochoa por su gran apoyo y orientación.

A Nemesio Dávila por su gran consejo y dirección, muchas gracias

A mis profesores del colegio Simón Bolívar German, Smilsen, Maribel, Carlos, Mari Luz, Gloria Amada, Esperanza, gracias por su formación y enseñanza.

A Julieth Villamizar, por compartir hermosas palabras y momentos placenteros. Muchas gracias

A todos mis amigos, compañeros y personas que me dieron su confianza, que me acompañaron en algún momento y aportaron a este proyecto, en especial a Peter Camacho, Jonathan Ortega, Javier Alexander, Wilmer Camacho, Jorge Oviedo, Sergio Amaya, Diana Oviedo, Wilmar Pérez, Jorge Suarez, Greysy Hastamorir, Cristian Camilo, Andrea Sana, Mónica Mantilla, Jonathan Pérez, Jonathan Villamizar, Leo Torres, Diana, Gustavo Niño, John Pabón y todos los que se me escapan, muchas gracias

John Edinson Rodríguez Fajardo

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. POZOS HORIZONTALES PARA CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA	20
1.1 YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO CON EMPUJE DE AGUA EN FONDO	23
1.2 TECNOLOGÍAS PARA PREVENIR LA CONIFICACIÓN DE AGUA	25
1.2.1. Bloqueo mecánico.	25
1.2.2. Aislamiento del agua por inyección de químicos	25
1.2.3 Bombeo del acuífero, (Downdip Aquifer Pumping).	26
1.2.4 Métodos estabilizados por gravedad.	27
1.2.5 Completamiento dual de pozos (Down-Hole Water Sink).	29
1.3 ESTUDIO DE DOS DRENAJES EN LA FORMACIÓN PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA	30
1.3.1 Completamiento Dual.	30
1.3.2 Estudio de dos drenajes en la formación para el control de la conificación de agua en un pozo vertical (Downhole Water Sink).	31
1.3.3 Aplicación de dos drenajes en la formación para el control de la conificación de agua en un pozo vertical (Downhole Water Sink)	34
1.3.4 Estudio de dos drenajes en la formación para el control de la formación de la cresta de agua en pozos horizontales.	36
1.4 CONIFICACIÓN DE AGUA	38
1.4.1 Conificación.	38
1.4.2 Conificación de Agua	39
1.4.3 Parámetros que influyen en la conificación de agua	40
1.4.3.1 Relación de movilidad.	41
1.4.3.2 Espesor de la zona de petróleo	41
1.4.3.3 Relación de las fuerzas de gravedad y las fuerzas viscosas	41
1.4.3.4 Espaciamiento entre pozos.	43
1.4.3.5 Relación de la permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal.	43
1.4.3.6 Localización del pozo.	44
1.4.3.7 Tasa de producción.	44

1.5 EFECTO DE LA TASA EN EL INCREMENTO DEL RECOBRO	46
1.6 FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES	47
1.6.1 Discusión del mecanismo de recobro	49
1.6.2 Límite de Corte de Agua.	51
2. DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	53
2.1 SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN	53
2.2 DEFINICIÓN DEL MODELO	54
2.3 SELECCIÓN DE LA MALLA Y DEFINICIÓN GEOLÓGICA DEL MODELO	54
2.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	57
2.5 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO	61
2.6 EFECTIVIDAD DE DOS POZOS HORIZONTALES PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA	62
2.6.1 Longitud equivalente de un pozo horizontal	62
2.6.2 Comparación de la efectividad de pozos horizontales y verticales en el control de la conificación de agua.	63
2.6.2.1 Comportamiento de la producción de petróleo.	65
2.6.2.2 Comportamiento corte de agua.	67
2.6.3 Comparación de un pozo horizontal y dos pozos horizontales en el control de la conificación de agua.	69
2.6.3.1 Comportamiento de la producción de petróleo.	69
2.6.3.2 Comportamiento corte de agua	71
3. OPTIMIZACIÓN PARÁMETROS DE DOS POZOS HORIZONTALES EN EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA	75
3.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LOS PARÁMETROS DE DOS POZOS HORIZONTALES EN EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA	75
3.2 CMOST (COMPUTER ASSISTED HISTORY MATCHING, OPTIMIZATION AND UNCERTAINTY ASSESSMENT TOOL)	76
3.2.1 Análisis de sensibilidad en CMOST.	76
3.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A PARÁMETROS OPERACIONALES	77
3.3.1 Resultado del análisis de sensibilidad parámetros operacionales	79
3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A PARÁMETROS DE YACIMIENTO	82
3.4.1 Resultado del análisis de sensibilidad parámetros de yacimiento	83

3.5 OPTIMIZACIÓN PARÁMETROS OPERACIONALES	85
3.5.1 Proceso de optimización.	86
3.5.2 Función objetivo.	88
3.5.2.1 Valor presente neto (VPN).	88
3.5.3 Algoritmo DECE (Designed Exploration and Controlled Evolution).	89
3.5.4 Análisis de resultados.	90
3.5.4.1 Comparación caso óptimo con un pozo horizontal.	94
4. APLICACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO COLOMBIANO	96
4.1 SECTOR DEL MODELO DE YACIMIENTO	96
4.1.1 Descripción del Modelo	96
4.1.1.1 Propiedades de la roca	97
4.1.1.2 Propiedades de los fluidos	99
4.1.1.3 Interacción roca-fluido.	101
4.1.1.4 Condiciones Iniciales.	101
4.1.1.5 Pozo productor	102
4.1.1.6 Ajuste Histórico.	103
4.2 COMPARACIÓN DOS POZOS HORIZONTALES	105
4.2.1 Optimización de los Parámetros Operacionales.	106
4.2.1.1 Parámetros optimizados.	108
4.2.2 Resultados casos optimizados.	108
4.3 CAMBIO DE LOS PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	111
4.3.1 Cambio de la viscosidad.	111
4.3.2 Cambio de la permeabilidad.	113
5. EVALUACIÓN FINANCIERA	116
5.1 EGRESOS	118
5.1.1 Inversión neta o inicial.	118
5.1.2 Impuestos.	118
5.1.2.1 Regalías.	118
5.1.2.2 Impuesto de renta.	118
5.2 INGRESOS	119
5.3 FLUJO DE CAJA	120

5.4 INDICADORES DE RENTABILIDAD	122
5.4.1 Valor presente neto.	122
5.4.2 Tasa interna de retorno (TIR).	122
5.4.3 Relación beneficio- costo.	123
5.4.4 Periodo de recuperación de la inversión, (Payback Ajustado).	123
6. CONCLUSIONES	125
7. RECOMENDACIONES	127
BIBLIOGRAFÍA	128
ANEXOS	131

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Configuración dos pozos horizontales en el control de la conificación	21
Figura 2. Completamiento dual multilateral	22
Figura 3. Conificación de agua	24
Figura 4. Típico pozo para el levantamiento del acuífero	26
Figura 5. Forma de la cresta en el pozo horizontal, flujo sin fricción	28
Figura 6. Forma de la cresta en el pozo horizontal, flujo con fricción	28
Figura 7. Perfil de Presión en un par de pozos SAGD	29
Figura 8. Completamiento dual	29
Figura 9. Esquema de la configuración Tail-Pipe Water Sink	37
Figura 10. Esquema de la configuración Bilateral Water Sink	38
Figura 11. Efecto de la relación de la fuerza de gravedad sobre las fuerzas viscosas	43
Figura 12. Efecto de la K_v/K_h sobre la conificación de agua	44
Figura 13. Efecto de la tasa de producción sobre la conificación de agua	45
Figura 14. Producción anual de petróleo y agua del campo Lafitte de Jefferson Parish, Lousiana	45
Figura 15 Factor de recobro vs. tasa de producción para un corte de agua 90%	47
Figura 16. Comparación de un sólo pozo horizontal con BWS	49
Figura 17. Comparación perfil de saturación de agua	50
Figura 18. Corte de Agua y recobro de aceite en BWS comparado con un sólo pozo horizontal a una tasa alta.	51
Figura 19. Enmallado de simulación, Vista 3D	55
Figura 20. Enmallado de simulación. Vista superior.	55
Figura 21. Enmallado de simulación. Vista Lateral.	57
Figura 22. Gas en solución (A) y Factor volumétrico de formación del petróleo (B)	59

Figura 23. Viscosidad del crudo vivo vs Presión	60
Figura 24. Factor volumétrico de formación del gas (A) y viscosidad del gas (B)	60
Figura 25. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite	61
Figura 26. Casos considerados en la comparación	65
Figura 27. Comportamiento de la producción de petróleo	66
Figura 28. Factor de recobro de los pozos verticales y horizontales.	67
Figura 29. Corte de agua de los pozos productores verticales y horizontales	68
Figura 30. Comportamiento de la producción de petróleo	70
Figura 31. Factor de recobro	71
Figura 32. Corte de agua pozo superior	73
Figura 33. Factor de recobro vs. Corte de agua pozo zona de petróleo	73
Figura 34. Isosuperficies de la saturación de agua	74
Figura 35. Diagrama de Flujo Análisis de Sensibilidad en CMOST	77
Figura 36. Resultados del análisis de sensibilidad, función objetivo factor de recobro.	81
Figura 37. Resultados del análisis de sensibilidad, función objetivo corte de agua del pozo horizontal en la zona de aceite.	81
Figura 38. Permeabilidades Relativas	84
Figura 39. Resultados del análisis de sensibilidad, función objetivo factor de recobro	85
Figura 40. Diagrama de Flujo Optimización en CMOST	87
Figura 41. Optimización función objetivo VPN, modelo conceptual	90
Figura 42. Factor de recobro y corte de agua de las corridas de simulación	91
Figura 43. Histogramas de frecuencia	92
Figura 44. Factor de recobro de un pozo horizontal y dos pozos horizontales	95
Figura 45. Enmallado sector de yacimiento, Vista 3D	97
Figura 46. Distribución de la permeabilidad, corte transversal	98
Figura 47. Factor volumétrico del petróleo sector yacimiento	100
Figura 48. Gas en solución sector de yacimiento	100

Figura 49. Viscosidad del petróleo sector del yacimiento	100
Figura 50. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite sector yacimiento	101
Figura 51. Vista 3D, sector de yacimiento	102
Figura 52. Vista lateral pozo horizontal	102
Figura 53. Historia de producción	103
Figura 54. Tasa de producción de petróleo	104
Figura 55. Tasa de producción de agua	104
Figura 56. Presión promedio sector del yacimiento	105
Figura 57. Comparación valor presente neto y reservas recuperables	109
Figura 58. Comparación factor de recobro y tiempo de producción	110
Figura 59. Vista 3D, Posición óptima dos pozos horizontales	110
Figura 60. Valor presente neto vs viscosidad del crudo	112
Figura 61. Vista lateral posición inicial de los pozos	113
Figura 62. Vista superior de la barrera de baja permeabilidad	113
Figura 63. Vista superior permeabilidad cambiada de la barrera	114
Figura 64. Valor presente neto vs viscosidad del crudo	115
Figura 65. Esquema evaluación financiera	117
Figura 66. Flujo de Caja caso 1	120
Figura 67. Flujo de Caja caso 3	121
Figura 68. Flujo de Caja caso 5	121
Figura 69. Valor presente Vs. Tasa de interés	123
Figura 70. “Payback Ajustado” del proyecto	124

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Dimensiones del modelo	56
Tabla 2. Propiedades de la roca	56
Tabla 3. Propiedades del petróleo	58
Tabla 4. Punto de burbuja, gas en solución y factor volumétrico del petróleo	58
Tabla 5. Viscosidades del crudo vivo	59
Tabla 6. Propiedades del agua	61
Tabla 7. End Points de la curva de permeabilidad relativa	62
Tabla 8. Valores de los parámetros.	64
Tabla 9. Datos de los casos presentados	69
Tabla 10. Parámetros operacionales- análisis de sensibilidad	78
Tabla 11. Parámetros de yacimiento- análisis de sensibilidad	82
Tabla 12. Valores de los parámetros operacionales	86
Tabla 13. Interpretación del indicador de rentabilidad VPN.	88
Tabla 14. Datos variables para el cálculo del valor presente neto	89
Tabla 15. Valores para el cálculo del valor presente neto	89
Tabla 16. Estado de los parámetros, modelo conceptual	91
Tabla 17. Valores para el cálculo del valor presente neto de un pozo horizontal.	94
Tabla 18. Propiedades del acuífero	98
Tabla 19. Propiedades del fluido	99
Tabla 20. Parámetros operacionales iniciales	106
Tabla 21. Valores de los parámetros operacionales	107
Tabla 22. Parámetros para el cálculo del valor presente neto	107
Tabla 23. Valores cálculo valor presente	107
Tabla 24. Parámetros optimizados	108
Tabla 25. Condiciones de operación pozos horizontales	111
Tabla 26. Datos de las curvas de viscosidad	112
Tabla 27. Influencia de la viscosidad sobre el valor presente neto	114
Tabla 28. Costos pozo horizontal	118
Tabla 29. Valores de los egresos del proyecto	119
Tabla 30. Precio de venta del crudo	119
Tabla 31. Valor presente neto	122
Tabla 32. Relación beneficio - costo	123

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A CORRELACIONES PVT	131
ANEXO B COMPARACIÓN POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES	139
ANEXO C OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS	143

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA EN UN YACIMIENTO COLOMBIANO NO VOLUMÉTRICO DE CRUDO PESADO, MEDIANTE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTO*

AUTOR: JOHN EDINSON RODRÍGUEZ FAJARDO**

PALABRAS CLAVE: pozos horizontales, crudo pesado, conificación de agua, simulación numérica, yacimientos con empuje de agua fondo.

DESCRIPCION:

En Colombia, actualmente las reservas de crudo pesado son alrededor del 49% de las reservas totales, parte de estas se encuentran en la cuenca de los llanos en campos influenciados por un acuífero activo. Este tipo de campos se caracterizan por el mantenimiento de la presión y la producción temprana de agua debido al problema de conificación, el cual causa el rápido incremento del corte de agua hasta el límite económico con petróleo remanente producible.

En este trabajo se evaluó una solución para contrarrestar el problema de conificación de agua en pozos horizontales en yacimientos de crudo pesado. Para demostrar la efectividad de la aplicación de la técnica se comparó con otras configuraciones de pozos en un modelo conceptual, con propiedades características de yacimientos de crudo pesado. Posteriormente con las condiciones consideradas se realizó un análisis de sensibilidad para determinar el efecto de los parámetros operacionales y de yacimiento sobre el factor de recobro. Los resultados obtenidos de las simulaciones fueron analizados y considerados en el modelo real de un sector de un campo colombiano ubicado en la cuenca de los llanos, determinando la configuración óptima de dos pozos horizontales para aumentar la tasa de producción de petróleo, el tiempo de producción y las reservas recuperables por la disminución de la producción de agua en el pozo horizontal proyectado en la zona de aceite, no obstante debido a las características del sector del modelo de yacimiento, los costos de tratamiento de altas tasas de producción de agua contaminada disminuyen la viabilidad del proyecto, viéndose más rentable la perforación de un pozo horizontal.

*Proyecto de grado

**Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Ing. Willian Navarro García. Co-Director: Ing. Ramón Uriel Ochoa Delgado.

ABSTRACT

TITLE: CONFIGURATION EVALUATION OF TWO HORIZONTAL WELLS FOR CONTROL WATER CONING IN A NON-VOLUMETRIC COLOMBIAN HEAVY OIL RESERVOIR THROUGH NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION

AUTHOR: JOHN EDINSON RODRÍGUEZ FAJARDO **

KEYWORDS: horizontal wells, heavy oil, water coning, numerical simulation, reservoir with bottom water drive.

DESCRIPTION:

In Colombia, actually heavy oil reserves are about 49% of total reserves. Parts of these reserves are in the Llanos basin in oil field with bottom water drive. These oil fields are characterized by pressure maintenance and early water production due to coning problem, which causes the rapid increase in water cut to the economic limit with producible remaining oil.

This study evaluated a solution to counter the water coning problem in horizontal wells in heavy oil reservoirs. In order to demonstrate the effectiveness of the technique application, it was compared with other wells configurations on a conceptual model, with properties that are characteristic of heavy oil reservoirs. Later with the conditions considered, it was performed a sensitivity analyzes to determine the effect of both operational and reservoir parameters over the recovery factor. The results of the simulations were analyzed and considered in the real model of a sector of a Colombian oil field located in the Llanos basin, determining the optimal configuration of two horizontal wells to increase the oil production rate, production time and recovery factor for water production decrease in the horizontal well projected to the oil zone, however, the characteristics of the reservoir model sector, the treatment costs of high production rates contaminated water, by the lower horizontal well location in the transition zone, decreases project feasibility being more profitable the option of a horizontal well.

^{*} Graduate Project- Thesis

^{**} Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School.

Director: Willian Navarro García, Engineer..Co-director: Ramón Uriel Ochoa Delgado, Engineer.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la creciente demanda energética y el aumento del precio del barril de petróleo favorecen las condiciones para la evaluación y aplicación de nuevas tecnologías en la industria de los hidrocarburos permitiendo optimizar la producción en yacimientos de crudo pesado para aumentar las reservas recuperables y la recuperación económica de los proyectos.

Las tecnologías necesarias para producir crudo pesado, se dividen en dos grupos principales de acuerdo con el uso del calor. Primero los métodos asistidos térmicamente, los cuales presentan limitaciones que restringen su aplicación efectiva, en estos la presencia de un acuífero activo obstaculiza la operación debido a las pérdidas de calor por la conductividad térmica del acuífero. El otro grupo, los métodos de producción en frío, no requieren la adición de calor, pueden ser utilizados siempre y cuando las viscosidades del crudo pesado a las condiciones del yacimiento sean lo suficientemente bajas como para permitir que el crudo fluya a tasas económicas.

En el desarrollo de yacimientos de crudo pesado con problemas de producción de agua, es comúnmente imposible eliminar la conificación de agua con tasas de producción económicas. Varios investigadores han recomendado la tecnología de pozos horizontales como una solución para el desarrollo de yacimientos con problemas de conificación de agua. En estos el crecimiento de la cresta y el corte de agua pueden ser controlados mediante el drenaje en la zona de agua con un pozo horizontal ubicado en la parte inferior del pozo horizontal productor de petróleo y la configuración adecuada de las tasas de producción.

En esta investigación se desarrolla un modelo conceptual de un yacimiento de crudo pesado en el simulador de aceite negro IMEX (IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator), en el cual se evalúa la configuración de los parámetros operacionales de dos pozos horizontales para el control de la conificación de agua. Se identifican los principales parámetros de yacimiento y operacionales que afectan el desempeño mediante un análisis de sensibilidad con la ayuda de la herramienta CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool) para determinar la influencia de los parámetros y analizar el efecto de cada uno sobre la eficiencia en el control de producción de agua. Posteriormente se realiza un proceso de optimización de acuerdo con el valor presente neto y se compara con el desempeño de un sólo pozo horizontal en el modelo conceptual desarrollado.

Finalmente conociendo los parámetros más influyentes, se evalúa financieramente la aplicación de la configuración óptima de dos pozos horizontales en un sector de un modelo ajustado de un sector campo colombiano de crudo pesado.

1. POZOS HORIZONTALES PARA CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA

Varios investigadores han recomendado la tecnología de pozos horizontales como una solución para el desarrollo de yacimientos con problemas de conificación de agua¹. Aunque muchas aplicaciones en campo fueron reportadas tempranamente en la vida de estos campos desarrollados con pozos horizontales, la evidencia reciente en campo muestra que la reducción en el drawdown no es una solución total al influjo de agua. Los pozos horizontales, por su naturaleza y geometría, tienen problemas inherentes. Uno de tales problemas es debido a la zona de yacimiento contactada, la cual es una ventaja en términos de tasas de producción de fluido, llega a convertirse en una desventaja cuando el agua irrumpe en el pozo causando un incremento muy rápido en el corte de agua.

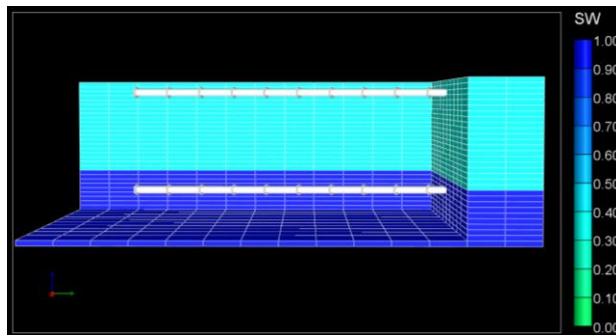
Para controlar el crecimiento de la cresta y la irrupción de agua en un pozo horizontal en un yacimiento con empuje de agua en fondo, la zona de agua puede ser drenada a través de un pozo horizontal produciendo una tasa determinada de agua. De esta manera producir el agua y el petróleo separadamente de sus respectivas zonas. La aplicación de dos pozos horizontales es capaz de suprimir la cresta de agua mediante la producción de petróleo y agua de forma simultánea.

A diferencia de la producción de un pozo horizontal, donde la cresta de agua invade rápidamente la zona de petróleo haciendo el mecanismo de empuje del agua ineficaz; la configuración de dos pozos horizontales, uno por encima del contacto agua-petróleo y otro por debajo del contacto, previene la formación de la

¹ Solomon O. Inikori, SPE, and Andrew K. Wojtanowicz, SPE, "New Concepts of Dual-Completion for Water Cresting Control and Improved Oil Recovery in Horizontal Wells", 2 October 2002

cresta de agua por la alteración del potencial de flujo cerca al área del pozo. El flujo de producción del pozo en la zona superior está libre de agua y el agua impulsa el petróleo en los bordes del área de drenaje del pozo, dando como resultado una recuperación mayor respecto a una configuración convencional. La figura 1, muestra el esquema de la configuración de dos pozos horizontales en la formación. Los colores presentados hacen referencia a la saturación de agua.

Figura 1. Configuración dos pozos horizontales en el control de la conificación

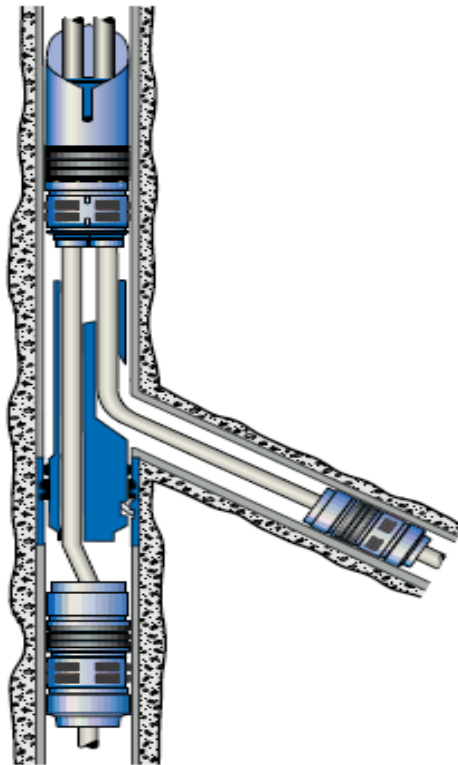


Fuente: Simulador IMEX, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

El estudio de dos pozos horizontales para el control de la formación de la cresta de agua, inicia con el estudio del principio de completamiento dual en pozos verticales, en el cual se produce separadamente de las zonas de aceite y agua para contrarrestar el desarrollo del cono. Dentro del estudio de dos pozos horizontales se ha propuesto una variante del nivel cinco de pozos multilaterales (figura 2), en la cual dos secciones horizontales en el pozo multilateral permiten producir separadamente el aceite y el agua de sus respectivas zonas, a esta configuración se le conoce como Bilateral Water Sink. Para el desarrollo eficiente de crudos pesados BWS parece ser más adecuado que el completamiento dual en pozos verticales. La configuración BWS ha sido recomendada para el control del crecimiento de la cresta en pozos horizontales y es a menudo más atractiva en operaciones offshore donde añadir un pozo horizontal puede ser mucho más costoso. Además, una adecuada configuración de los parámetros operacionales de BWS puede evitar

la mezcla de petróleo y agua en la tubería y facilidades de producción, lo que hace más atractivo en desarrollos costa afuera, donde la separación agua-petróleo es un problema. Una ventaja de la aplicación de dos pozos horizontales o BWS es que el agua producida puede ser limpia, libre de petróleo y puede ser utilizada como fluido de inyección.

Figura 2. Completamiento dual multilateral



Fuente: José Fraija et al., "Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales", Oilfield Review, año 2002

Inikori y Wojtanowicz (2002)² analizaron la tecnología BWS en pozos horizontales usando simulaciones numéricas; ellos encontraron que en yacimientos de crudo convencional, la tecnología Bilateral Water Sink puede adicionar un 7% al factor de recobro.

² Solomon O. Inikori, SPE, and Andrew K. Wojtanowicz, SPE, "New Concepts of Dual-Completion for Water Cresting Control and Improved Oil Recovery in Horizontal Wells", 2 October 2002

Wenting Qin (2011)³ presenta un modelo analítico para determinar la configuración de las tasas de producción de agua y petróleo de la tecnología BWS en yacimientos de crudo pesado.

1.1 YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO CON EMPUJE DE AGUA EN FONDO

La recuperación del crudo pesado se dificulta con la presencia de agua subyacente dentro del yacimiento. La capa de agua está ubicada por lo general debajo de la zona de petróleo, pero cuando el crudo es muy pesado, puede sobrepasar la zona de petróleo. Por ejemplo, Maurice B. Dusseault⁴ informó que la formación McMurray de las arenas petrolíferas de Athabasca está cubierta por una formación de agua clara, ya que el peso específico es mayor que el de agua dulce.

La reducción de la presión en el pozo durante el proceso de producción produce el levantamiento de agua en forma de cono en un pozo vertical o en forma de cresta en un pozo horizontal (Figura 3). Muskat (1947) sugiere que si el petróleo se produce a una tasa de producción lo suficientemente baja (conocido como la tasa crítica), el gradiente de presión causado por las fuerzas viscosas puede ser equilibrado por las fuerzas de gravedad resultante de la diferencia entre las densidades del petróleo y del agua. En este caso el cono o la cresta de agua están en equilibrio hidrostático debajo de la región donde fluye petróleo. Por otro lado si la tasa de producción excede la tasa de producción crítica, el contacto agua-petróleo se moverá hacia arriba, causando la producción de agua⁵. En crudos pesados esto siempre ocurre y la tasa de producción crítica es demasiado pequeña para ser económicamente viable. Sin embargo, para una tasa de

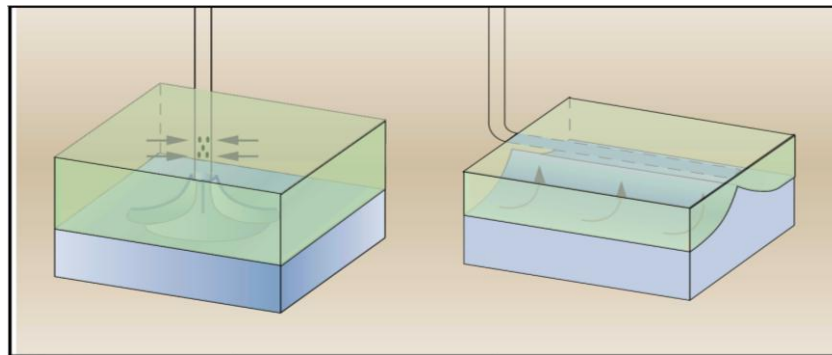
³ Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, New Cold Production Technique for Heavy Oil with Strong Bottom Water Drive. SPE 146928

⁴ Dusseault, M.B.: "The future of Oil: Canadian Viscous Oil Resources and New Production Technologies", University of Waterloo, Waterloo, Ontario, Canada pp10-16

⁵ Wenting Qin, PhD. Dissertation, "Analytical Design Method For Cold Production Of Heavy Oil With Bottom Water Using Bilateral Sink Wells". 2011

producción por encima de la tasa crítica, el corte de agua se aumentará rápidamente a altos valores, haciendo el proceso no rentable. Como resultado la ruptura de agua ocurre tempranamente, poco después de puesto en producción el pozo. Después de eso, el pozo producirá petróleo con gran cantidad de agua. El corte de agua se incrementará más rápidamente que en un pozo convencional de petróleo. De esta manera es que los yacimientos de crudo pesado generan más agua que los yacimientos de petróleo convencional.

Figura 3. Conificación de agua



Fuente: Bill Bailey et al., "Control de Agua", Oilfield Review, año 2000.

En yacimientos de crudo pesado con empuje de agua en fondo, es usualmente imposible eliminar la conificación de agua con tasas de producción económicas si la viscosidad del crudo excede 100 cP. Para una tasa de producción por encima de la tasa crítica, el corte de agua puede incrementarse más rápidamente alcanzando valores que hacen este proceso no sea factible⁶.

Por ejemplo, el campo petrolero de H. K., ubicada en Shandong, China, es un yacimiento típico de crudo pesado con empuje de agua en fondo. La viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento es de 710 cP y presenta un corte de agua del 90% con una recuperación de petróleo de solamente un 1,0%.⁷

⁶ W. Qin, and A.K. Wojtanowicz, SPE 125414, "Water Problems and Control Techniques in Heavy Oils With Bottom Aquifers", 23–25 March 2009

⁷ B.Ju. et al., An Effective Method To Improve Recovery of Heavy Oil Reservoir With Bottomwater Drive, IPTC 10521

Muchos de los yacimientos de petróleo ubicados costa afuera están sometidos a un empuje de agua en fondo. El crudo pesado localizado dentro del territorio del Reino Unido cuenta con aproximadamente 10 billones de barriles de petróleo con una viscosidad de 10 a 100 cP (Jayasekera 2000). La mayoría de estos campos están influenciados por un acuífero incluyendo los campos de Alba, Mariner, Bressay y Gannet E. El campo de Jubarte influenciado por un acuífero está localizado costa afuera en Brasil, contiene 600 millones de barriles de 17,1 API y una viscosidad en sitio de 14,5 cP. (Marcio et al. 2004).⁸

1.2 TECNOLOGÍAS PARA PREVENIR LA CONIFICACIÓN DE AGUA

Varias soluciones prácticas han sido desarrolladas para intentar minimizar la producción de agua en la producción de crudo pesado. Algunos de los métodos se describen brevemente a continuación.

1.2.1. Bloqueo mecánico. En muchos de los problemas que ocurren en la cercanía del pozo, como filtraciones en el revestidor, el flujo detrás del revestidor y el ascenso de agua desde el fondo, se opta por bloqueo mecánico. Este debe disminuir el volumen de agua que entra en el pozo por dispositivos mecánicos, como empaques y tapones. La desventaja de este método es que los dispositivos mecánicos también pueden reducir la producción de crudo y no es una solución definitiva para problemas de conificación de agua.

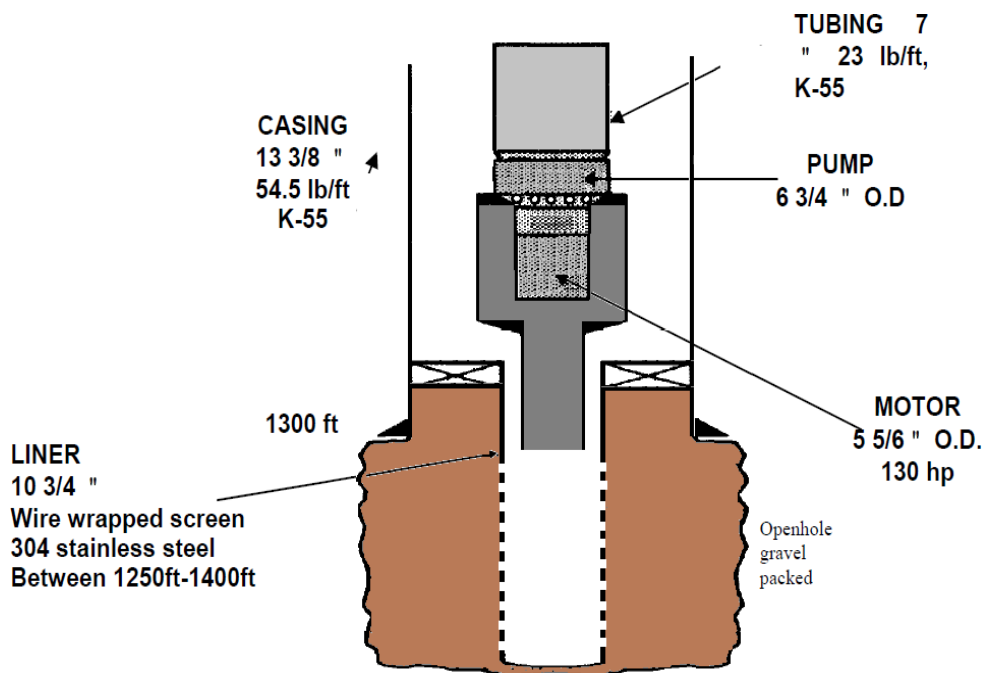
1.2.2. Aislamiento del agua por inyección de químicos. Los métodos de aislamiento de agua por inyección de químicos son para el bloqueo y la disminución de la producción de agua, al mantener la producción de petróleo. La mayoría de productos químicos de inyección son geles de polímero o pre-geles

⁸ Wenting Qin, PhD. Dissertation, "Analytical Design Method For Cold Production Of Heavy Oil With Bottom Water Using Bilateral Sink Wells". 2011

que son altamente tóxicos. Dusseault⁹ notificó que en la explotación de crudo pesado, casos de bloqueos exitosos de conificación para cantidades significativas de tiempo son extremadamente raros; por lo general la inyección de agentes de bloqueo son totalmente ineficaces. Además, este método puede dañar el pozo y por lo tanto, se debe utilizar con precaución.

1.2.3 Bombeo del acuífero, (Downdip Aquifer Pumping). La producción de agua a través de los pozos para el levantamiento del acuífero, como se muestra en la figura 4. El completamiento del pozo está localizado debajo del contacto agua-petróleo. El propósito de la instalación del pozo en el acuífero es para producir grandes volúmenes de agua, disminuyendo la presión en el contacto agua-petróleo y posteriormente reducir la cantidad de flujo de agua dentro del campo petrolífero.

Figura 4. Típico pozo para el levantamiento del acuífero



Fuente: W. Qin, and A.K. Wojtanowicz, Water Problems and Control Techniques in Heavy Oils With Bottom Aquifers

⁹ Dusseault, M.B.: "Sequencing Technologies to Maximize Recovery", 7th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, June 13-15, 2006.

Fram¹⁰ mencionó que el bombeo de agua del acuífero es una práctica técnica, que ha sido usada en gran escala para aumentar la recuperación de petróleo en algunos proyectos de inyección de vapor. También reportó que el campo The Mount Poso, el cual está localizado en el valle de San Joaquin aproximadamente 14 millas al norte de Bakersfield tiene una eficiencia de recuperación relativamente baja, causado por un acuífero. La eficiencia de recobro se ha mejorado mediante la instalación de aproximadamente 60 pozos ubicados cerca de OWC. Dietrich¹¹ informó de 40 pozos para levantar el acuífero, fueron perforados para mejorar la eficiencia de conducción de la inyección de vapor, al sur de California en el campo Belrided, el cual está delimitado por un acuífero activo.

1.2.4 Métodos estabilizados por gravedad. Los métodos estabilizados por gravedad semejante a SAGD y VAPEX han sido reconocidos como una solución para los yacimientos de crudo pesado con la presencia de un acuífero activo. Dusseault¹¹ establece que fases de inyección de vapor alternando con inyección de gas inerte(VAPEX) pueden ser usados, siempre y cuando el valor de la diferencia de presión entre el yacimiento y el pozo horizontal sean lo suficientemente bajas para que no exista flujo de agua del acuífero en la zona de petróleo y la fuerza de gravedad sea la dominante. Sin embargo, la formación de la cresta de agua todavía puede ocurrir en pozos horizontales. Cuando los pozos horizontales se utilizan como productores, varias experiencias de campo (Nzekwu, Tehrani¹²) indicaron que los pozos horizontales no eliminan el problema de la conificación de agua en yacimientos con un acuífero activo.

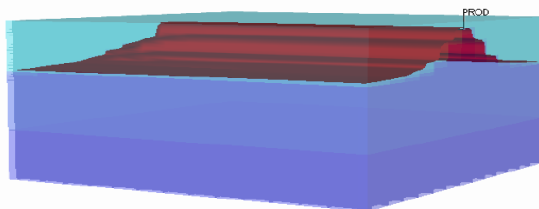
¹⁰ Fram, J.H., "Closing the Flood Gates"- History of the South Belridge Field Drive Aquifer Project, SPE 35660, SPE WesternRegional Meeting held in Anchorage, USA, May 22-24,1996.

¹¹ Dietrich, J.K.: " Steamflooding in a Water Drive Reservoir: Upper Tulare Sands, South Belridge Field", SPE 17453, SPE California Regional Meeting held in Long Beach, California, March 23-25, 1988.

¹² Tehrani, A.D.H., et al.: " An overview of horizontal well targets recently drilled in Europe", SPE 22390, SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China, March 24-27,1992.

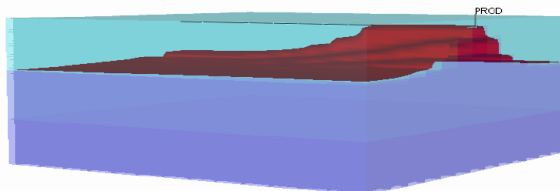
En estudios realizados por Guo¹³, se determinó que la mayoría de los análisis teóricos descuidaban las pérdidas de presión por fricción en el pozo, sin embargo las pérdidas de presión por fricción causan una disminución en el gradiente de presión en la formación a lo largo de la sección horizontal del pozo. La implicación de esto es que la cresta de agua es mayor en el talón que en la punta del pozo horizontal. Por lo tanto la ruptura de agua ocurre en el talón del pozo y continua la producción de petróleo, causando el avance de agua hacia la punta del pozo como lo muestra las figuras 5 y 6.

Figura 5. Forma de la cresta en el pozo horizontal, flujo sin fricción



Fuente: W. Qin, and A.K. Wojtanowicz, Water Problems and Control Techniques in Heavy Oils With Bottom Aquifers

Figura 6. Forma de la cresta en el pozo horizontal, flujo con fricción

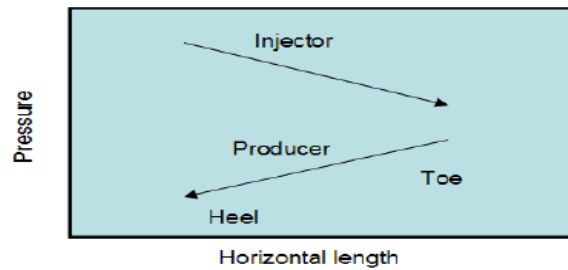


Fuente: W. Qin, and A.K. Wojtanowicz, Water Problems and Control Techniques in Heavy Oils With Bottom Aquifers

Cuando un pozo horizontal es usado como inyector no es fácil hacer que el vapor inyectado se extienda uniformemente a lo largo de la sección horizontal del pozo, especialmente durante el periodo de inyección de vapor. Esto se debe a que la diferencia de presión entre el inyector y el productor es mayor en el talón; desde que la producción es retirada del talón, como se muestra en la figura 7.

¹³ Guo, B., Molinard, L.E. et al. : " A general solution of Gas/Water coning problems for horizontal wells", SPE 25050, SPE European Petroleum Conference, Cannes, France, November 16-18, 1992.

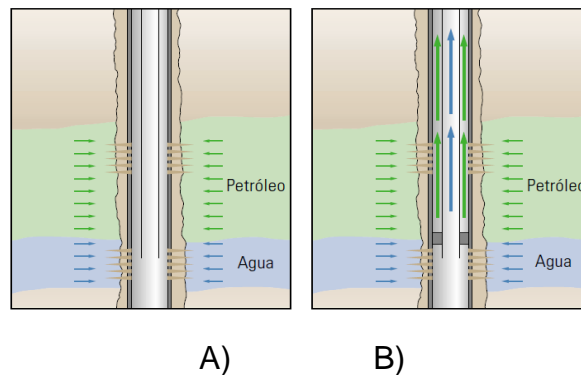
Figura 7. Perfil de Presión en un par de pozos SAGD



Fuente: W. Qin, and A.K. Wojtanowicz, Water Problems and Control Techniques in Heavy Oils With Bottom Aquifers

1.2.5 Completamiento dual de pozos (Down-Hole Water Sink). El completamiento dual para el control de la conificación consiste en dos intervalos abiertos en la formación, uno en la zona de petróleo y uno en la zona de agua para la producción de agua y petróleo de forma simultánea. Este enfoque de bajo costo puede incrementar el corte de agua pero mejora la eficiencia de barrido y aumenta las reservas recuperables a largo término (figura 8A). Como alternativa el agua y el petróleo se pueden producir de forma separada a través de la tubería de producción y el espacio anular, a esta configuración se le conoce como Downhole Water Sink (DWS), la cual se basa sobre el principio hidrodinámico similar al bombeo de agua del acuífero aunque económicamente puede ser más atractivo (figura 8B).

Figura 8. Completamiento dual



Fuente: Bill Bailey et al., "Control de Agua", Oilfield Review, año 2000.

La tecnología DWS (Wojtanowicz y Armenta)¹⁴ controla la conificación de agua mediante el empleo de mecanismos hidrodinámicos de drenaje de agua en el yacimiento debajo del contacto agua-petróleo o gas -agua. El drenaje de petróleo se realiza por otro completamiento del pozo instalado en la zona de petróleo, por encima del contacto agua-petróleo.

La gran ventaja de la tecnología sobre el bombeo del acuífero es su bajo costo, porque requiere menos pozos que los pozos requeridos en el bombeo del acuífero. En lugar de la perforación de pozos para producir agua del acuífero, utiliza el mismo número de pozos de producción para lograr un efecto similar de bombeo de agua. Este principio también se extendió a pozos horizontales y se conoce como Bilateral Water Sink (BWS). En yacimientos de crudo pesado la tecnología BWS parece ser más adecuada que DWS.

1.3 ESTUDIO DE DOS DRENAJES EN LA FORMACIÓN PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA

Varias de las tecnologías mencionadas anteriormente han sido usadas en la industria para contrarrestar la ruptura de agua en el completamiento del pozo debido a la conificación de agua. En esta sección se amplía sobre el completamiento dual y algunas aplicaciones de campo.

1.3.1 Completamiento Dual. Un concepto para el control de agua es usar el completamiento dual junto con algunos esquemas innovadores de producción/inyección, para contrarrestar la conificación de agua.

¹⁴ Wojtanowicz, A.K. and Armenta, M. : "Assessment of Down-hole Water Sink Technology for Controlling Water Inflow at Petroleum Wells", J. Energy Resources Technology -Transactions ASME, Vol. 126, December 2004, 334 – 341

Pirson y Mehta (1967), presentaron los resultados de estudios realizados usando simuladores numéricos. En el estudio se investigó varias soluciones a los problemas de conificación de agua en pozos verticales, unas de las soluciones fue la reinyección del aceite producido dentro del yacimiento bajo las perforaciones en la zona de aceite para suprimir el desarrollo del cono. Esta técnica conocida como "oil doublet model" no fue atractiva económicamente, otra opción investigada por Pirson y Mehta fue la producción selectiva del agua y aceite de sus respectivas zonas usando el completamiento dual. Ellos concluyeron que aunque el enfoque reduce el crecimiento del cono, no reducirá la relación total agua-petróleo.

1.3.2 Estudio de dos drenajes en la formación para el control de la conificación de agua en un pozo vertical (Downhole Water Sink). Widmyer (1958)¹⁵, patentó una técnica para el control de conificación de agua, en la cual él propuso un completamiento dual para producir separadamente de las zonas de aceite y agua, contrarrestando el desarrollo del cono. Él sugirió la perforación en el tope y fondo de la zona de aceite y producir de cada zona con un tubing de producción.

Considerando el costo del completamiento dual con una tubería doble, Driscoll¹⁶ (1972) sugirió una variante de la técnica de completamiento dual. Él sugirió dos perforaciones, una en la zona de aceite y otra en la zona de agua bajo el contacto original de agua-aceite. El fluido de ambas perforaciones es mezclado en el tubing de producción. Driscoll propuso el uso de un packer y un choque para ajustar la caída de presión y la tasa de flujo del agua y petróleo. El problema de este enfoque es la reducción en la tasa de petróleo como un resultado del incremento de la presión hidrostática del fluido mezclado. También la separación del fluido producido y disposición del agua contaminada, hace de esta tecnología

¹⁵ Widmyer, R.H.: "Producing Petroleum from Underground Formations" US Patent No. 2,855,047, Oct. 3, 1955.

¹⁶ Driscoll, V.J.: "Multiple Producing Intervals to Suppress Coning," US Patent No. 3,638,731, Feb. 1, 1972.

no tan diferente del completamiento convencional pero soluciona el problema de bypass de petróleo en el yacimiento.

En la tecnología de completamiento dual con Dowhole Water Sink (DWS), el completamiento en el tope es localizado lo más alto posible, dentro del 20% de la zona de petróleo y la segunda perforación es localizada a cierta distancia por debajo del contacto agua-petróleo. La localización del completamiento inferior es una determinación muy importante en la eficiencia de producción de la tecnología.

Fisher, Letkeman y Tetreau¹⁷ (1970), hicieron probablemente el primer intento de evaluación de DWS. Ellos usaron un simulador numérico para estudiar la aplicación del completamiento dual con producción selectiva en el lago de Bellshill, Blairmore Pool en Canadá y concluyeron que el completamiento dual puede reducir los efectos de la conificación y en algunos casos eliminar este completamente. Castañeda¹⁸ comprobó la viabilidad de esta idea para yacimientos de crudo pesado. Cramer¹⁹ patentó un método y equipo para bombeo de fluidos desde el pozo como un método de reducción del corte de agua²⁰.

El Departamento de Ingeniería de Petróleos LSU (Universidad del Estado Louisiana) publicó los resultados de los primeros estudios teóricos de la tecnología DWS en 1991-1994. El concepto básico usado en el enfoque de LSU fue añadir un aislamiento hidrodinámico al completamiento dual con el fin de producir cada fluido independientemente. Este mostró que el aislamiento hidrodinámico del completamiento del tope y el fondo son un factor clave para obtener el control sobre el sistema dual DWS. En 1995 la primera prueba de campo de DWS fue exitosa; este recibió el Premio Meritorio Especial por su

¹⁷ Fisher, W.G, Letkeman, J.P, and Tetreau, E.M.: "The Application of Numerical Coning Model to Optimize Completion and Production Methods To Increase Oil Productivity in Bellshill Lake Blairmore Pool: JCPT, Ott-Dec., 1970,33-39.

¹⁸ Castaneda F.: "Mathematical Simulation Effect of Selective Water Encroachment in Heavy Oil Reservoirs," Proceedings of the II UNITAR Conference, Caracas, Venezuela, Feb. 7-17, 1982.

¹⁹ Cramer, R.L.: "Method and Apparatus for Pumping Fluids from Bore Holes; Canadian Patent No.1, 140,459, Feb. 1, 1983.

²⁰ Wenting Qin, PhD. Dissertation, "Analytical Design Method For Cold Production Of Heavy Oil With Bottom Water Using Bilateral Sink Wells". 2011

innovación técnica. Swisher y Wojtanowicz reportaron resultados de la primera aplicación en campo de la tecnología DWS, en el campo Nebo-Hemphill.

Ehlig-economides y colaboradores (1996), observaron que el concepto de la tasa crítica, es un nombre inapropiado ya que el agua está obligada a ser producida en cualquier yacimiento con un fuerte empuje de agua en fondo. Ellos también observaron que la cercanía del intervalo perforado al contacto agua-petróleo y el método de completamiento dual, conducen a la mayor producción y recuperación de petróleo pero a un costo de manipulación de altas tasas y volúmenes de agua de producción.

Texaco fue la primera importante empresa de petróleos en interesarse en la aplicación de esta tecnología y firmaron un acuerdo de cooperación con la Universidad del Estado Louisiana (LSU). Luego nueve compañías de petróleo participaron en la iniciativa de DWS, en un proyecto basado en acuerdos de cooperación con LSU. El objetivo de este proyecto es llevar la tecnología DWS en las operaciones de campo.

Una razón lógica para esperar que la aplicación de DWS sea superior, es porque el completamiento dual permite dos pozos en uno, de esta manera altas tasas de producción se alcanzarán con los mismos valores de drawdown.

Teóricamente la disminución del cono de agua con DWS, permite el flujo de petróleo en el completamiento superior, el cual puede llevar al corte del aceite de un bajo porcentaje a casi el 100% de la tasa de producción. Sin embargo, reducir el cono requiere alta producción de agua en el completamiento inferior que puede considerablemente incrementar el corte total de agua, es decir, la fracción de agua de la producción combinada del completamiento superior e inferior.

1.3.3 Aplicación de dos drenajes en la formación para el control de la conificación de agua en un pozo vertical (Downhole Water Sink) ²¹.

Resultados de cinco aplicaciones de campo de la tecnología DWS son presentados a continuación. Las compañías que implementaron la tecnología restringieron los resultados de pruebas de campo, porque los reportes sobre el historial de campo están lejos de completarse.

La primera prueba en la industria de DWS fue hecha por Hunt Petroleum en cooperación con la Universidad del Estado Louisiana. La tasa de producción del pozo completado con DWS fue 30% más alto que un pozo convencional. El corte de agua después de dos meses de producción fue 0.1% comparado al 92% para un pozo convencional en el campo. Después de 17 meses de producción, el pozo con 57 BOPD y 1900 BWPD en la zona de agua. El corte total de agua para el pozo completado con DWS es 97%, el cual es cercano al valor del corte de agua obtenido en un pozo con completamiento convencional en el mismo campo a una tasa de 10 BOPD.

El segundo caso histórico es una prueba de campo realizada en Canadá en un pozo que fue abandonado por la alta producción de agua. El yacimiento es una arena con 60 ft de columna de petróleo y 23 ft de acuífero. La permeabilidad varía de 2 a 9 mD. El pozo fue recompletado para el drenaje y reinyección de agua. El completamiento incluyó taponamiento de la mayoría de las perforaciones dejando 10 ft abierto al flujo, se perforó un intervalo de 8 ft por debajo del OWC. El pozo con un casing 5 1/2 pulgadas, en fondo se dejó abierto en una zona Leduc de carbonatos, para la inyección de agua. Empaques separan todo el intervalo completado y el completamiento incluye dos bombas: PCP para la producción de petróleo y ESP para el drenaje y reinyección de agua. El pozo fue puesto en producción con 250 BFPD en la zona de petróleo y 5400 BWPD de la zona de

²¹ Ephem I. Shirman, and Andrew K. Wojtanowicz, SPE, Louisiana State University, "More Oil with Less Water Using Downhole Water Sink Technology: A Feasibility Study", 27-30 October, 1998.

agua. El contenido inicial de petróleo en el tope del completamiento fue el 6%. El contenido de petróleo en este flujo permaneció incrementando a una tasa de 0.1% por día.

El tercer caso histórico se refiere a una prueba de campo de DWS en Bakersfield, California donde un pozo con diez años de producción fue recompletado para la producción separada de petróleo y agua. El espesor neto de 40 ft contiene un aceite de 32 API. Antes del completamiento del pozo producía 6 BOPD con un corte de agua igual al 99%. Después una completación adicional en la zona de agua y producción a una tasa de 900 BWPD, el intervalo perforado superior tuvo una tasa de producción de 25 BOPD con un corte de agua del 58%. Los datos de producción indican que el corte de agua total para el pozo es de 97.4% el cual es cercano al corte de agua del pozo antes de la recompletación.

El cuarto caso histórico es sobre un pozo en el oriente de Texas. En esta aplicación de campo de DWS, un pozo viejo fue recuperado y puesto a una tasa de producción de 24 BOPD con un corte total de agua de 97%. La tasa máxima de petróleo fue tan alta como 47 BOPD a una tasa de producción de agua de 628 BWPD.

El quinto caso histórico es sobre un pozo localizado en Indonesia con cinco años de problemas de conificación, un corte de agua de 84%, la gravedad del petróleo de 30 API. Después de la implementación de la tecnología DWS el pozo produjo 298 BOPD (20 BOPD a través de drenaje de agua). La tasa de producción de agua fue alrededor de 2550 BWPD.

Los análisis de resultados de estas pruebas de campo llevan a las siguientes observaciones, excepto para una prueba, la tecnología DWS ha sido probada en pozos que han producido por un largo periodo de tiempo con completamiento convencional y alto corte de agua. Aunque los pozos fueron luego recompletados

con la instalación de DWS, la zona cerca del pozo fue probablemente saturada con agua y redujo la permeabilidad al petróleo. Durante estas pruebas el sistema DWS fue ocupado en el drenaje de la saturación de agua alrededor del completamiento superior. Este es un proceso lento y requiere un considerable drawdown para ser creado en un completamiento inferior, es decir bombeo de altas tasas de agua. Por lo tanto existe una fuerte posibilidad que las pruebas no tengan buenos indicadores de la verdadera relación agua-petróleo resultado del completamiento DWS.

Estos datos de pruebas de campo confirman el potencial de DWS para incrementar la tasa de producción de petróleo. Sin embargo, en términos del valor absoluto excepto para el último caso, la tasa de producción con DWS fue pequeña. La razón fue que esas pruebas fueron limitadas a pozos marginales teniendo un pequeño índice de productividad incluso sin conificación de agua.

1.3.4 Estudio de dos drenajes en la formación para el control de la formación de la cresta de agua en pozos horizontales. Dos variantes de las técnicas multilaterales han sido conceptualizadas y ampliamente estudiadas para mitigar el desarrollo de la cresta de agua en pozos horizontales. Estas técnicas siguen el principio del control de la conificación de agua en pozos verticales con la tecnología Downhole Water Sink (DWS). Estas son:

- Una extensión del pozo vertical dentro en la zona de agua y la sección del pozo horizontal en la zona de petróleo cerca al tope para un óptimo recobro. Esta tecnología es llamada “Tail-pipe Water Sink” (TWS).
- Dos pozos horizontales perforados lateralmente, uno cerca del tope de la zona de petróleo y el otro a pocos pies por debajo del contacto original agua-petróleo. Este enfoque es conocido como “Bilateral Water Sink” (BWS).

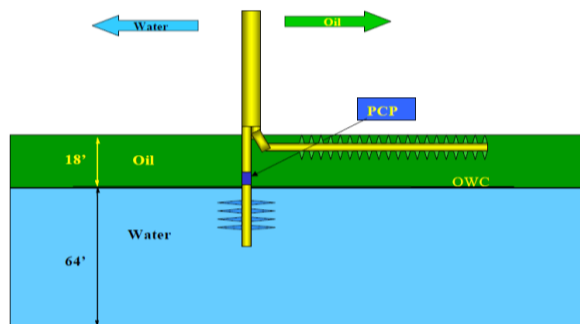
La idea de dos completamientos es basado en evidencia de campo del perfil de desarrollo de la cresta de agua en pozos horizontales, el cual indica que el agua

primero irrumpe en el talón del pozo y luego se extiende a lo largo de la longitud del pozo. La producción simultánea de agua de la zona de agua usando el tail pipe vertical o la sección del pozo horizontal por debajo del contacto agua-petróleo realiza una doble función: primero redistribuye la presión a lo largo del pozo pero más específicamente alrededor del talón, y segundo reduce el crecimiento de la cresta de agua permitiendo un mayor recobro de petróleo.

La producción segregada de agua libre de petróleo en el pozo horizontal inferior o en el vertical tail-pipe (Similar a su variante para pozos verticales llamado tecnología Downhole Water Sink), esencialmente crea una presión de drenaje alrededor del talón del pozo horizontal.

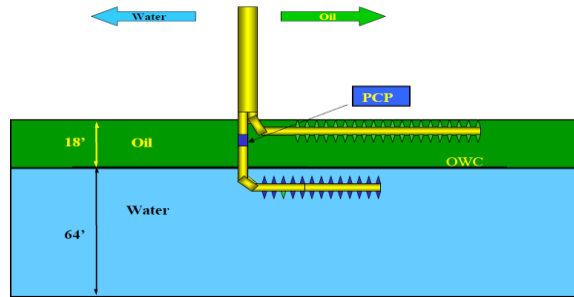
La figura 9 muestra el esquema de TWS, el vertical tail-pipe es simplemente una extensión de la sección del pozo perforado para las pruebas de las propiedades del yacimiento antes del inicio de la perforación de la sección horizontal. La figura 10 muestra el esquema de la tecnología BWS, La producción segregada de agua de la sección horizontal inferior crea un efecto de la redistribución de la presión alrededor del talón del pozo horizontal en la zona de petróleo y de esta manera reduce el influjo de agua alrededor del talón.

Figura 9. Esquema de la configuración Tail-Pipe Water Sink



Fuente: Solomon O. Inikori, SPE, and Andrew K. Wojtanowicz, SPE, "New Concepts of Dual-Completion for Water Cresting Control and Improved Oil Recovery in Horizontal Wells", 2 October 2002.

Figura 10. Esquema de la configuración Bilateral Water Sink



Fuente: Solomon O. Inikori, SPE, and Andrew K. Wojtanowicz, SPE, "New Concepts of Dual-Completion for Water Cresting Control and Improved Oil Recovery in Horizontal Wells", 2 October 2002.

1.4 CONIFICACIÓN DE AGUA

El estudio de la conificación de agua es muy importante ya que causa una disminución en la rentabilidad del proyecto en diversas formas. Primero, la productividad del crudo se reduce debido a efectos de la permeabilidad relativa, segundo, los costos de levantamiento aumentan como resultado de un fluido promedio más pesado y el acondicionamiento de agua es sustancialmente costoso. Tercero, la eficiencia de recobro se reduce porque el límite económico del corte de agua se alcanza con petróleo remanente producible en el área de drenaje del pozo.²²

1.4.1 Conificación. La conificación es el resultado del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento en la dirección de menor resistencia, balanceada por una tendencia de los fluidos a mantener el equilibrio por gravedad. La producción del pozo crea un gradiente de presión que tiende a elevar el contacto agua-petróleo en medio de la vecindad del pozo. Contrarrestando estos gradientes de flujo está la del agua a mantenerse por debajo de la zona de petróleo por su densidad más alta. Estas fuerzas contrarrestan la tendencia a deformar el contacto agua-petróleo en forma de cresta en un pozo horizontal.

²² Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos

Existen esencialmente tres fuerzas que pueden afectar la distribución del flujo de fluidos alrededor del pozo. Estas son:

- Fuerzas capilares
- Fuerzas de gravedad
- Fuerzas viscosas

Las fuerzas capilares usualmente tienen efectos insignificantes sobre la conificación y son despreciados. Las fuerzas de gravedad están dirigidas en la dirección vertical y surgen de las diferencias de densidad entre fluidos. El termino fuerzas viscosas se refiere a los gradientes de presión asociados al flujo de fluidos a través del yacimiento como lo describe la Ley de Darcy. Por lo tanto, en un tiempo dado existe un equilibrio entre fuerzas gravitacionales y las fuerzas viscosas para puntos sobre y lejos del intervalo completado. Cuando las fuerzas dinámicas (viscosas) en el pozo exceden las fuerzas gravitacionales, un “cono” irrumpirá dentro del pozo.

1.4.2 Conificación de Agua. La conificación de agua se debe a que la caída de presión que causa el flujo o producción de agua es mayor que la fuerza gravitacional:

$$P_{woc} - P_{wf} \geq 0.433 * (\gamma_w - \gamma_o) * H \quad (1.1)$$

P_{woc} = Presión en el contacto agua petróleo, psia

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, psia

γ_w = Gravedad específica del agua

γ_o = Gravedad específica del aceite

H = Distancia del fondo del pozo al contacto agua petróleo

La ecuación 1.1 no habla de tiempo. Sin embargo, expresa que a cualquier tiempo esta desigualdad se satisface ocurriendo instantáneamente la conificación. También cuando la desigualdad no se satisface no habrá conificación puesto que la presión de fondo fluyente es controlable mediante la regulación de la tasa de flujo. Luego, la conificación es controlable¹⁸.

Si el pozo está produciendo a una tasa constante y el gradiente de presión en el sistema de drenaje ha llegado a ser constante, una condición de estado estable es alcanzada. Si a esta condición, las fuerzas dinámicas en el pozo son menores que la fuerza de gravedad, entonces el cono de agua que se ha formado no se extenderá al pozo. Por otra parte, el cono no avanzará o reducirá, estableciendo así lo que se conoce como un cono estable.

Si la caída de presión de flujo es lo suficientemente mayor para superar las fuerzas de gravedad, el cono inestable crecerá e irrumpirá en el pozo. Por ejemplo, con la depleción del yacimiento, el contacto agua-petróleo puede avanzar hacia el intervalo completado.

La tasa crítica se define como la máxima tasa de flujo de petróleo permitido que se puede tener en el pozo para evitar el avance del cono. La tasa crítica corresponde al desarrollo de un cono estable, una elevación justo debajo de la parte inferior del intervalo perforado en un sistema agua-aceite²³.

1.4.3 Parámetros que influyen en la conificación de agua²⁴. El mecanismo de conificación de agua en el pozo es conocido, pero su control es muy limitado debido a que únicamente tres salidas de siete variables influyentes en la conificación, pueden ser controladas.

²³ Tarek Ahmed, "RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK" Second Edition, Pnas 570,571. 2000

²⁴ A.K. Wojtanowicz, Hui Xu, and Z. Bassiouni, "Oilwell Coning Control Using Dual Completion With Tailpipe Water Sink", SPE 21654, 1991

- Relación de movilidad.
- Espesor de la zona de petróleo.
- Relación de la fuerzas de gravedad y fuerzas viscosas.
- Espaciamiento entre pozos.
- Relación de la permeabilidad vertical y permeabilidad horizontal.
- Localización del pozo.
- Tasa de producción.

1.4.3.1 Relación de movilidad. La relación de movilidad sobre la conificación de agua, ha sido estudiada usando modelos a escala de laboratorio. Estudios con un modelo radial demostraron que la relación de movilidad afecta, de forma inversa, el rendimiento de la producción de petróleo. La alta relación de movilidad presenta la ruptura más rápida de agua, demostrado que cuando la relación de movilidad es mayor que uno, la conificación de agua se alcanza rápidamente y el corte de agua experimenta un rápido incremento. Al continuar la producción el cono se expande en todas las direcciones y disminuye la producción de petróleo. Cuando la relación de movilidad es menor que uno, el cono inicialmente se expande hacia el exterior radialmente, y gradualmente alcanza la parte inferior del pozo.

1.4.3.2 Espesor de la zona de petróleo. El espesor de la zona de petróleo afecta la conificación de agua, en relación al tamaño del espesor de la zona de agua. Estudios demuestran que cuando la relación entre el espesor de la zona de agua respecto a la zona de petróleo se incrementa, la conificación también se aumentará significativamente, mientras otros parámetros permanecen inalterados. Consecuentemente, un serio problema de conificación puede ser esperado en un tiempo de producción cuando una mayor parte de la zona de petróleo ha sido saturada por el agua.

1.4.3.3 Relación de las fuerzas de gravedad y las fuerzas viscosas. La relación de la fuerza de gravedad y las fuerzas viscosas, es una medida fundamental en

el fenómeno de conificación de agua, porque la conificación ocurre cuando las fuerzas viscosas generadas por el movimiento de los fluidos, vencen las fuerzas gravitacionales inducidas por las diferencias entre las densidades de los fluidos. Estudios de laboratorio utilizando un modelo radial, demostraron que la relación entre la fuerza de gravedad y las fuerzas viscosas se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$R_{gv} = \frac{g\Delta\rho Ak_h}{Q_o\mu_o} \quad (1.2)$$

Donde

g = gravedad

$\Delta\rho$ = diferencia de densidad

A = área del modelo

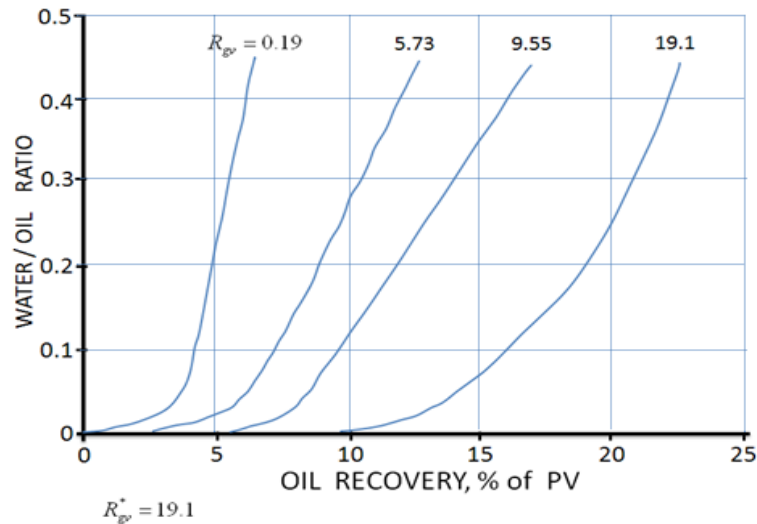
K_h = Permeabilidad Horizontal

Q_o = Tasa de producción de petróleo

μ_o = Viscosidad del petróleo

La figura 11 muestra el incremento en el corte de agua causada por la conificación de agua durante la producción de aceite. El resultado indica una disminución de la conificación de agua a altos valores de R_{gv} . Un alto valor de R_{gv} conlleva a un apaciguamiento de la conificación de agua.

Figura 11. Efecto de la relación de la fuerza de gravedad sobre las fuerzas viscosas

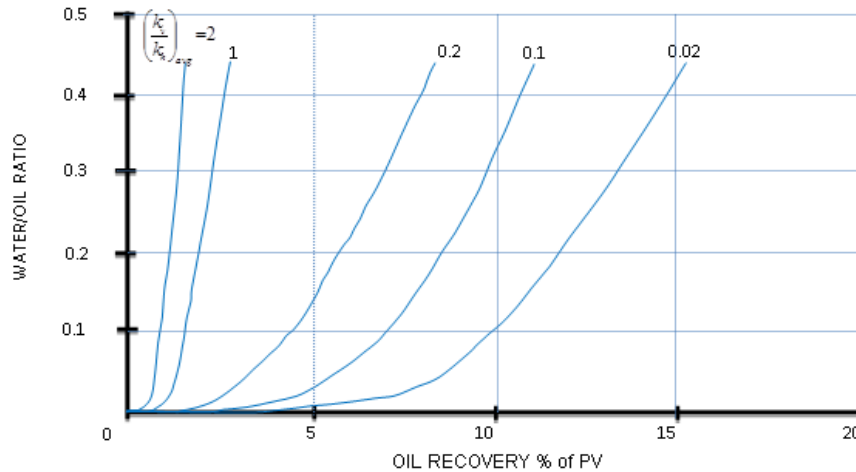


Fuente: A.K. Wojtanowicz, Hui Xu, and Z. Bassiouni, "Oilwell Coning Control Using Dual Completion With Tailpipe Water Sink", SPE 21654, 1991

1.4.3.4 Espaciamiento entre pozos. La primera variable que puede ser controlada es el espaciamiento entre pozos. La conificación de agua puede disminuir significativamente por la perforación de pozos con un espaciamiento reducido entre ellos. Sin embargo, la viabilidad económica para la implementación es altamente cuestionable.

1.4.3.5 Relación de la permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal. Otra variable potencialmente controlable es la relación entre la permeabilidad vertical y la permeabilidad horizontal. Como se evidencia en la figura 12, la reducción de esta relación disminuye la conificación. Un ejemplo de un caso relacionado se observó en el Medio Oriente en un gran yacimiento de petróleo donde una barrera de alquitrán fue presentada entre la zona de petróleo y la zona de agua. Técnicamente la permeabilidad puede ser afectada por el fracturamiento de la formación. Sin embargo, el único incremento de la permeabilidad horizontal, no es viable porque el mejoramiento de la permeabilidad vertical es más posible a ocurrir que la permeabilidad horizontal.

Figura 12. Efecto de la K_v/K_h sobre la conificación de agua



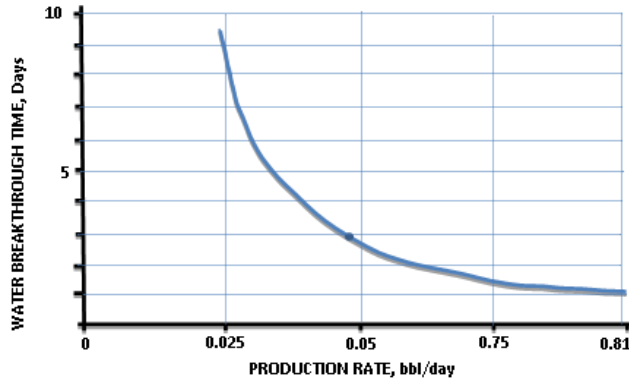
Fuente: A.K. Wojtanowicz, Hui Xu, and Z. Bassiouni, "Oilwell Coning Control Using Dual Completion With Tailpipe Water Sink", SPE 21654, 1991

1.4.3.6 Localización del pozo. En pozos horizontales, estudios recientes en yacimientos de crudo pesado con empuje de agua en fondo, muestran que el completamiento horizontal en el tope de la zona de aceite, puede disminuir el tiempo de ruptura del agua, lo cual aumenta el tiempo de producción y el factor de recobro final del pozo.

1.4.3.7 Tasa de producción. La tasa de producción de aceite es fácil de controlar. Su fuerte efecto sobre la conificación ha sido probado en estudios de laboratorio (figura 13) y en prácticas de campo²⁵. La figura 14 muestra la producción anual para el petróleo y agua de arenas poco profundas en el campo Lafitte de Jefferson Parish, Louisiana. Un constante incremento de la producción de agua resultó del mecanismo de intrusión de agua y conificación. Se observa el aumento significativo en la producción de agua con cambios pequeños en la producción de aceite. Es evidente de estas gráficas que de dos a cinco veces, incrementa la producción de agua resultado de dos veces el incremento de la producción de aceite en 1971, 1979 y 1986.

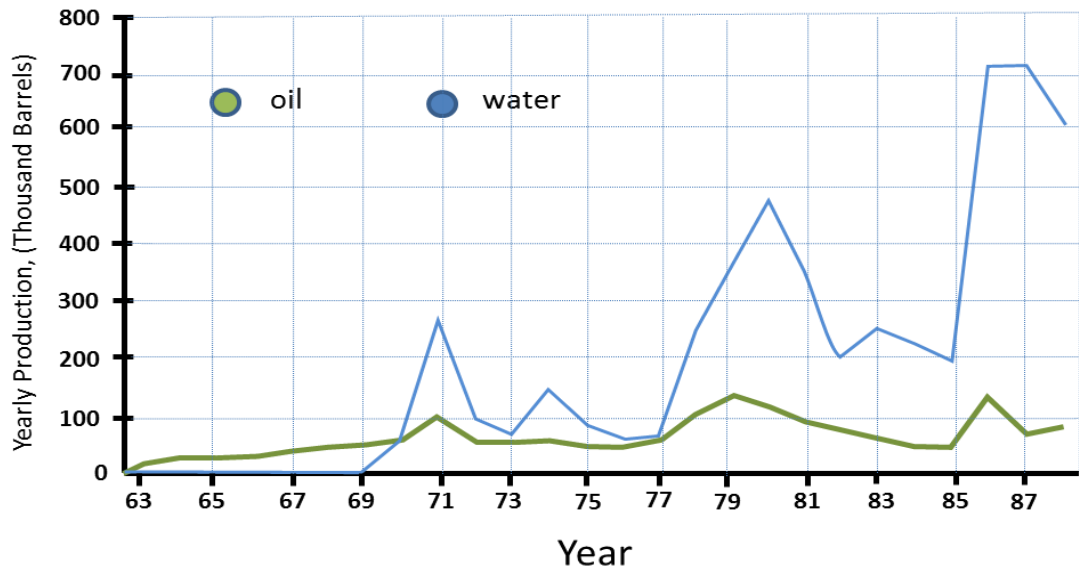
²⁵ Cooke, M. S., "A Reservoir Engineering and Coning Study of Shallow Oil Sand in the Lafitte Field of Jefferson Parish, Louisiana," M.S. Thesis, Louisiana State University, Baton Rouge, LA, December 1989

Figura 13. Efecto de la tasa de producción sobre la conificación de agua



Fuente: A.K. Wojtanowicz, Hui Xu, and Z. Bassiouni, "Oilwell Coning Control Using Dual Completion With Tailpipe Water Sink", SPE 21654, 1991

Figura 14. Producción anual de petróleo y agua del campo Lafitte de Jefferson Parish, Louisiana



Fuente: A.K. Wojtanowicz, Hui Xu, and Z. Bassiouni, "Oilwell Coning Control Using Dual Completion With Tailpipe Water Sink", SPE 21654, 1991

El control de la conificación de agua requiere reducción de la tasa de producción de petróleo por debajo de la tasa de producción crítica. Modelos predictivos para calcular esta tasa han sido recientemente revisados. En varios casos, sin embargo, no es económico permanecer con una tasa de producción por debajo

de su valor crítico. Además, una vez ocurre la ruptura, puede ser difícil volver al valor inicial del corte de agua. Aún en la tasa reducida de aceite, debido al irreversible cambio de la relación de movilidad causada por los efectos de imbibición/drenaje sobre las permeabilidades relativas.

1.5 EFECTO DE LA TASA EN EL INCREMENTO DEL RECOBRO

Un estudio numérico realizado por Kuo²⁶ (1983) en pozos verticales para desarrollar una correlación del comportamiento de corte de agua después de la irrupción de agua, demostró que sin importar la tasa de producción, el recobro de aceite al final (limitado económicamente por el corte de agua máximo) era el mismo. Una alta tasa de producción de un pozo podría acelerar los proyectos y acortar la vida del pozo, produciendo el mismo recobro al final. El estudio se enfocó principalmente en petróleo convencional con una relación de movilidad en el rango de 1 a 10.

Sin embargo, para el crudo pesado (Wenting Qin 2011²⁷) a causa de la alta relación de movilidad, se produce en una etapa temprana la irrupción de agua (en un par de meses), y más agua es producida en relación al petróleo después de la irrupción, resultando en un incremento rápido del corte de agua a un valor alto por encima del límite económico.

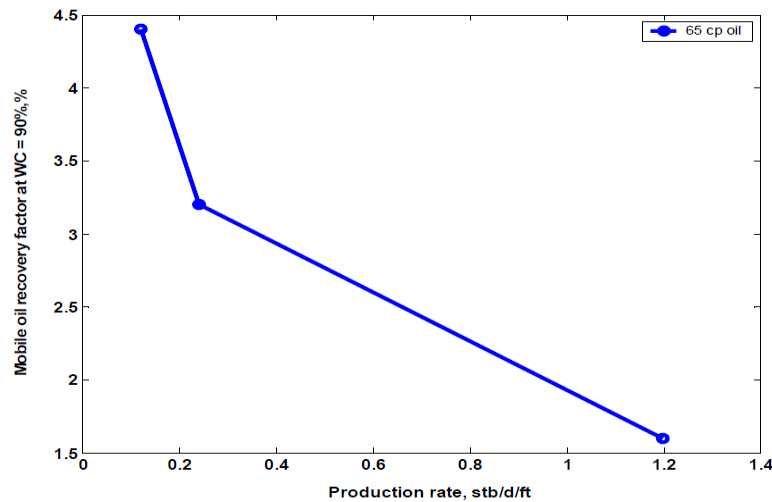
En la figura 15, se observa el factor de recobro con el 90% de límite económico de corte de agua. Se muestra que el recobro final de aceite disminuye ligeramente a medida que la tasa de producción por unidad de longitud se incrementa, debido al problema de la conificación de agua asociado con una alta tasa de producción.

²⁶ Kuo, M. C. T. 1983. A Simplified Method for Water Coning Predictions. Paper SPE 12067, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, California, October 5-8.

²⁷ Wenting Qin, PhD. Dissertation, "Analytical Design Method For Cold Production Of Heavy Oil With Bottom Water Using Bilateral Sink Wells". 2011

El recobro final de aceite depende de la tasa de flujo y una alta tasa de producción, tendrá un impacto negativo debido a la temprana irrupción de agua y alto corte de agua en el pozo.

Figura 15 Factor de recobro vs. tasa de producción para un corte de agua 90%



Fuente: Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, PhD. Dissertation, "Analytical Design Method For Cold Production Of Heavy Oil With Bottom Water Using Bilateral Sink Wells". 2011

Por consiguiente en los yacimientos de crudo pesado, la máxima recuperación se podría obtener si se previene la irrupción de agua o el corte de agua se mantiene por debajo de su valor máximo.

1.6 FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES

La configuración de dos pozos horizontales, uno por encima del contacto agua-petróleo y otro por debajo del contacto, retrasa la formación cresta de agua por la alteración del potencial de flujo cerca al área del pozo. La producción segregada de agua de la sección horizontal inferior crea un efecto de redistribución de la presión alrededor del pozo horizontal en la zona de petróleo dando como resultado una recuperación mayor respecto a una configuración convencional.

Existen varias ventajas potenciales de la aplicación de dos pozos horizontales:

- Incrementa la tasa de producción de aceite al retrasar la reducción de la permeabilidad relativa del aceite en la zona alrededor del pozo.
- Posibilita la alta caída de presión en el tope mientras evita la temprana irrupción de agua.
- Puede incrementar el corte de agua pero mejora la eficiencia de barrido y aumenta las reservas recuperables a largo término.
- Extiende la vida del pozo más lejos del tiempo sin control de conificación.
- Soluciona el problema de bypass de petróleo en el yacimiento.
- La producción de agua en el pozo horizontal proyectado en la zona de agua no será contaminada con crudo, desémulsificante y otros agentes usados en la producción de aceite. Por lo tanto, comúnmente reunirá las condiciones del agua impuesta por las regulaciones medioambientales en el área.
- Cuando la presencia de un acuífero activo obstaculiza la operación de inyección de vapor, influyendo en presiones de la cámara de vapor más altas de lo deseado, la producción de agua por la sección horizontal inferior permite mejorar la eficiencia de conducción de la inyección de vapor (Fram²⁸, Dietrich²⁹).

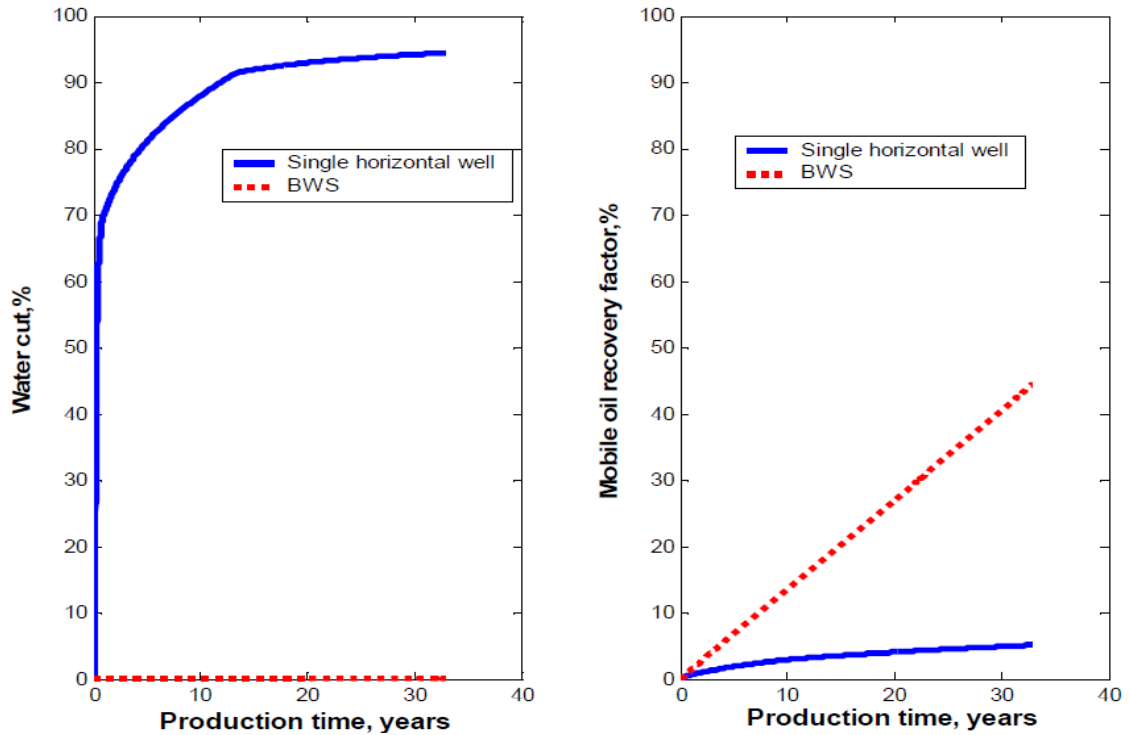
Wenting en un estudio de simulación comparó la eficiencia de producción, de un pozo horizontal y dos secciones horizontales en un pozo bilateral (Bilateral Water Sink), con el lateral inferior en la zona de agua. En la zona de aceite el completamiento del tope, igual que para un sólo pozo horizontal, produjo a una tasa constante de 0.12 stb/dia/ft, y en el lateral inferior, a una tasa de 12.5 stb/dia/ft, la cual obtuvo a partir de simulaciones para hacer estable la interface agua-petróleo.

²⁸ Fram, J.H., "Closing the Flood Gates"- History of the South Belridge Field Drive Aquifer Project, SPE 35660, SPE Western Regional Meeting held in Anchorage, USA, May 22-24, 1996.

²⁹ Dietrich, J.K.: " Steamflooding in a Water Drive Reservoir: Upper Tulare Sands, South Belridge Field", SPE 17453, SPE California Regional Meeting held in Long Beach, California, March 23-25, 1988.

La aplicación de la tecnología Bilateral Water Sink (figura 16), fue una ventaja disminuyendo el corte de agua desde 90% a 0%, y mejorando la recuperación de aceite móvil desde menos del 10% hasta 40% comparada con un pozo horizontal.

Figura 16. Comparación de un sólo pozo horizontal con BWS



A) Corte de agua

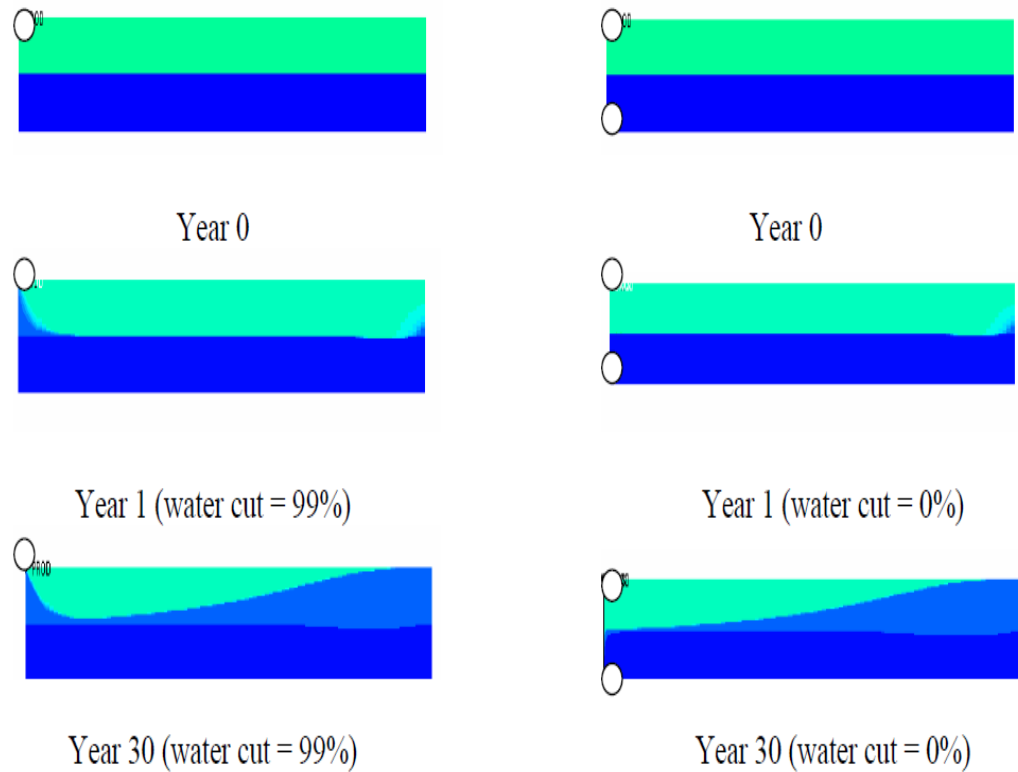
B) Factor de recobro

Fuente: Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, PhD. Dissertation, "Analytical Design Method For Cold Production Of Heavy Oil With Bottom Water Using Bilateral Sink Wells". 2011

1.6.1 Discusión del mecanismo de recobro. Wenting (Figura 17), también comparó la aplicación de BWS a una tasa en el tope de 0.12 stb/d/ft y una tasa de producción de agua en el lateral inferior de 12.5 stb/d/ft, con un pozo horizontal a una tasa de producción igual a la suma de las tasas del completamiento del tope y del lateral inferior de BWS, ($12.5+0.12= 12.62$ stb/d/ft). Los resultados se observan en la figura 18, en la cual para un corte de agua límite de 95%, el pozo tendría que ser abandonado después de sólo 42 días y el

recobro final de aceite sería 1.5%. Sin embargo, si el pozo horizontal sencillo produce a un corte de agua límite del 99%, el recobro de aceite sería mayor comparado con la aplicación de BWS al final de la vida de producción (el recobro de aceite para BWS es igual a 44% y para un pozo horizontal es 48%).

Figura 17. Comparación perfil de saturación de agua

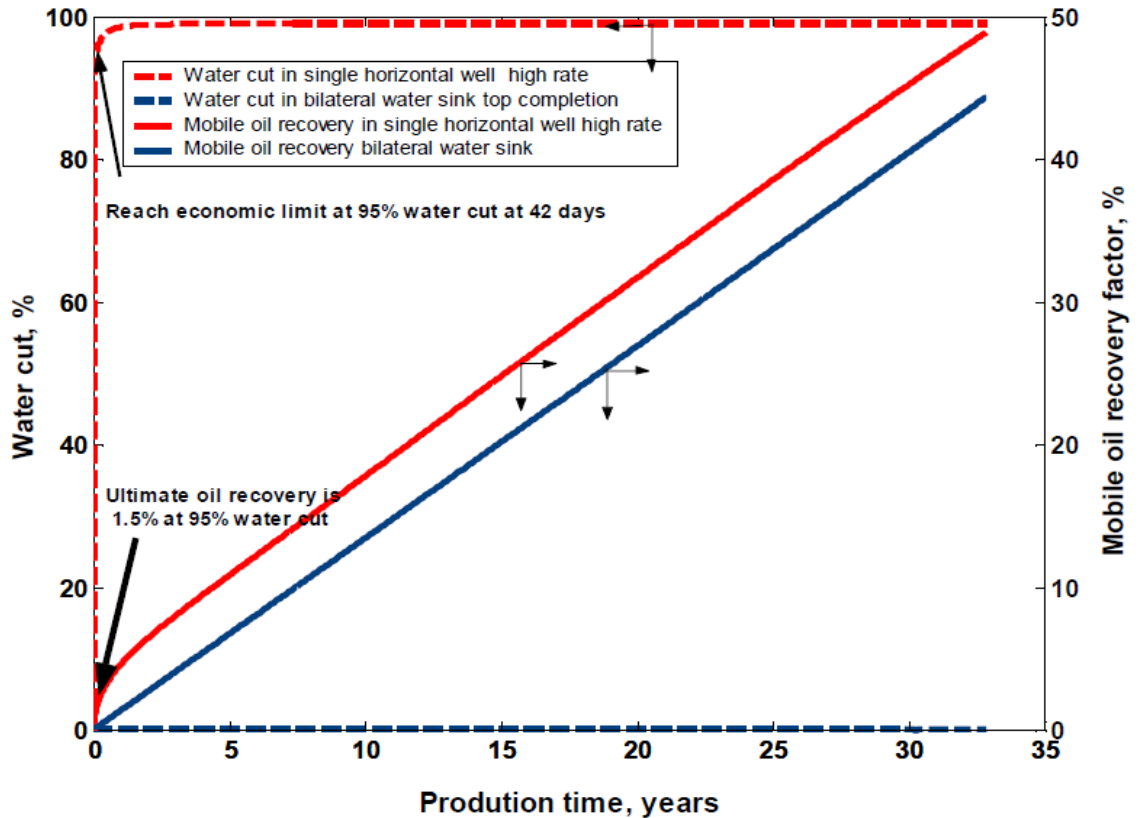


Un sólo pozo horizontal ($q_l=12.62$ stb/d/ft)
stb/d/ft)

BWS($q_{top} = 0.12$ stb/d/ft, $q_{bottom} =12.5$

Fuente: Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, PhD. Dissertation, "Analytical Design Method For Cold Production Of Heavy Oil With Bottom Water Using Bilateral Sink Wells". 2011

Figura 18. Corte de Agua y recobro de aceite en BWS comparado con un sólo pozo horizontal a una tasa alta.



Fuente: Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, PhD. Dissertation, "Analytical Design Method For Cold Production Of Heavy Oil With Bottom Water Using Bilateral Sink Wells". 2011

1.6.2 Límite de Corte de Agua. Basado en la literatura (Aziz y Flores³⁰ 1974; Miller y Rogers³¹ 1973), el recobro final se determina por el corte de agua. Por ejemplo, para un yacimiento de aceite liviano de Louisiana en costa afuera, el límite económico de corte de agua a una tasa de líquido de 1000 stb/d es de 94.4% (Miller y Rogers 1973), y en el mar del Norte, el pozo horizontal GA-03 fue cerrado cuando el corte de agua alcanzó el 95% (Barratt³² et al. 2010).

³⁰ Aziz, K., and Flores, J. 1974. Influence of Production Rate and Oil Viscosity on Water Coning. 25th Ann. Tech. Meeting of the Petroleum Society of CIM, Calgary, Alberta. May7-10.

³¹ Miller, R.T., and Rogers. W. L. 1973. Performance of Oil Wells in Bottom Water Drive Reservoirs: Paper SPE 4633, 48th Ann. Fall Meeting, Soc. of Petroleum Engineers, AIME, Las Vegas, Nev. September 30-October 3.

³² Barratt, T., Goldsworthy, B., et al. 2010. A Case History: The Installation of a Damaged Control Line Replacement Safety Valve System in a North Sea Well. Paper SPE 134500, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Italy, Florence, September 19-22.

Otro factor que limita el corte de agua surge a partir de las dificultades en la separación de agua-aceite. La pequeña diferencia de densidad entre el aceite y el agua resulta en una emulsión del aceite pesado con agua (Visser³³ 1989). Un valor de 95% de corte de agua como un límite económico es un valor más optimista para crudo pesado costa afuera debido al problema de emulsión y al tamaño limitado de las facilidades de producción.

Para el cálculo del límite económico de corte de agua³⁴ debe ser determinado el valor de un barril de petróleo, (V_o), después de deducir los impuestos y el costo de levantamiento, excluyendo el tratamiento del agua, y (C_w), el costo de manejo del agua producida. Si se asume que los valores son 20US\$/barril de petróleo para V_o y 0.7 US\$/barril de agua para C_w . Utilizando estos valores, el límite económico de la relación agua petróleo (WOR_e), es 28.6, y para el corte de agua es 96.6%.

$$\begin{aligned}WOR_e &= V_o / C_w \\ &= 20 \text{ US\$} / \text{barril de petróleo} / 0.7 \text{ US\$} / \text{barril de agua} \\ &= 28.6 \text{ barriles de agua} / \text{barril de petróleo} \\ \text{Corte de agua} &= WOR / (1 + WOR) \\ &= 28.6 / (1 + 28.6) \\ &= 96.6 \% \text{ en el límite económico}\end{aligned}$$

³³ Visser, R. C. 1989. Offshore Production of Heavy Oil. SPE Journal of Petroleum Technology 41(1): 67-70.

³⁴ Richard Arnold et al., "Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso", Oilfield Review, año 2004.

2. DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

En esta sección se construye un modelo conceptual con el objetivo de representar un yacimiento de crudo pesado con empuje de agua en fondo para evaluar la aplicación de dos pozos horizontales. Las propiedades del yacimiento fueron tomadas de la literatura en donde ha sido estudiada la aplicación de dos pozos.

Dentro de las características del modelo se supone que el límite del yacimiento en la parte superior de la zona productora de petróleo es una frontera de no flujo, existe un flujo constante en el límite inferior representando la afluencia de agua natural del acuífero subyacente y se considera una interfaz clara entre el agua y el petróleo. La porosidad es uniforme y permeabilidad homogénea en la dirección horizontal y vertical. A continuación se presenta el procedimiento realizado para construir el modelo conceptual.

2.1 SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

Se selecciona el simulador de aceite negro IMEX (IMplicit EXplicit Black Oil Simulator) de la compañía CMG (Computer Modelling Group LTD). Este permite representar el proceso en estudio y está acoplado con la herramienta CMOST(Computer Assisted History Matching, Optimization And Uncertainty Assessment Tool) el cual facilita la evaluación del proceso y se utiliza en este estudio para realizar análisis de sensibilidad y optimización.

IMEX es una herramienta de simulación numérica que permite modelar procesos de recobro primario, secundario, procesos de desplazamiento pseudo-miscible e inmiscibles estos involucran inyección de polímeros, inyección de gas, inyección

de agua, inyección de solventes con varios tipos de roca, múltiples regiones PVT y regiones de equilibrio. También permite realizar estudios de conificación, fracturamiento hidráulico, estudios de pozos infill, pozos horizontales y pozos multilaterales. El modelo se construye en la aplicación Builder, usada en la preparación y diseño de modelos de simulación de yacimientos.

2.2 DEFINICIÓN DEL MODELO

Para la selección de las propiedades del modelo conceptual se generó una matriz de datos sobre las propiedades de yacimientos y de los modelos encontrados en la literatura^{35/36/37}. Las fases presentes en el modelo son petróleo, agua y gas en solución. La presión inicial se encuentra por encima del punto de burbuja y su disminución es influenciada por la entrada de agua de un acuífero activo tipo Carter Tracy localizado en la parte inferior del modelo en la dirección k para un sistema cartesiano. La fecha de inicio de la simulación es el primero de enero del 2013.

2.3 SELECCIÓN DE LA MALLA Y DEFINICIÓN GEOLÓGICA DEL MODELO

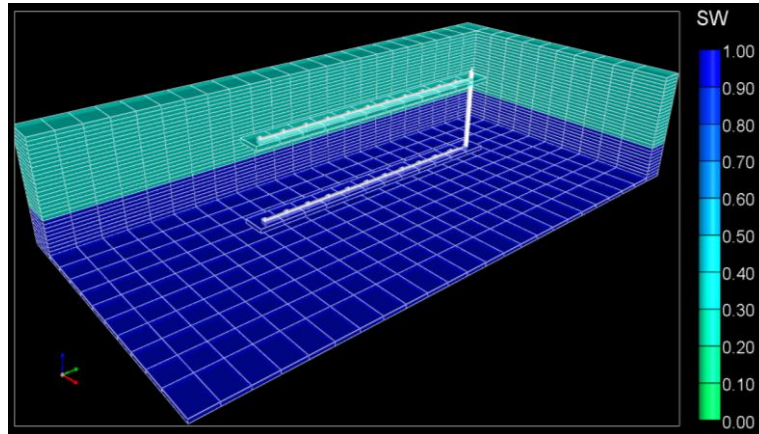
El tipo de enmallado es cartesiano con 11, 24 y 30 celdas en las direcciones I, J y K, respectivamente. Las dimensiones de las celdas en I corresponden a dos columnas de celdas en los extremos de 150 ft y nueve intermedias de 100 ft, en J veinticuatro columnas de celdas de 100 ft y en K treinta filas de celdas de 5 ft (Ver figura 19 y 20). Los colores presentados hacen referencia a la saturación de agua.

³⁵ Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, Louisiana State University, "Well Performance Analysis For Heavy Oil With Water Coning", June 2007

³⁶ Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, Louisiana State University, "Water Problems and Control Techniques in Heavy Oils With Bottom Aquifers", March 2009

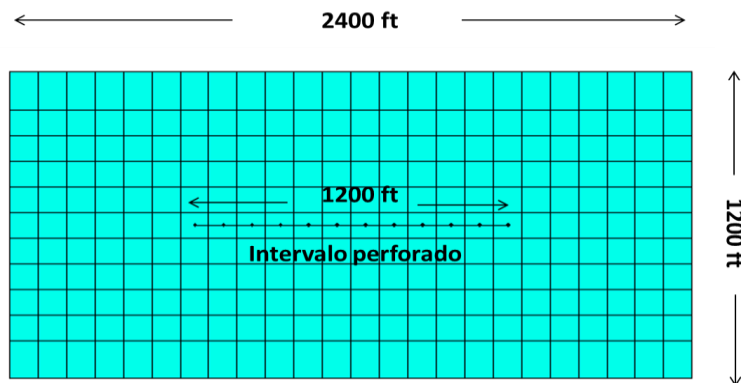
³⁷ Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, SPE, Christopher D. White, SPE, Louisiana State University, "New Cold Production Technique for Heavy Oil with Strong Bottom Water Drive", November 2011

Figura 19. Enmallado de simulación, Vista 3D



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

Figura 20. Enmallado de simulación. Vista superior.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

El área total del modelo es de 66 acres, la arena productora tienen un espesor de 100ft y una zona de agua de 50 ft (Ver figura 21). En la tabla 1 se presentan las dimensiones del modelo conceptual.

El gradiente de presión utilizado fue 0.436 psi/ft, y el de temperatura 15 °F/1000ft. Para una profundidad de 5733 ft, la temperatura de yacimiento es 146 °F y una presión cercana a 2500 psi. Varios de los yacimientos de crudo pesado presentan características similares: porosidades alrededor del 30%, permeabilidades de uno a varios darcis, saturación de petróleo de 50 a 80% con espesores de formación

de más de 50ft^{22/23}. En la tabla 2 se presentan las propiedades petrofísicas seleccionadas para el modelo conceptual.

Tabla 1. Dimensiones del modelo

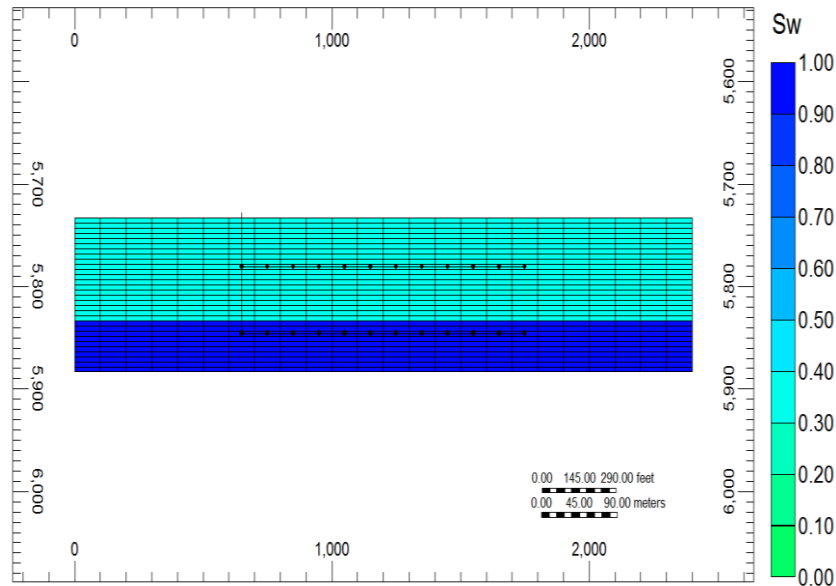
CARACTERISTICA	VALOR	UNIDAD
Área	66	acres
Celdas en I	11	
Celdas en J	24	
Celdas en K	30	
Longitud Total en I	1200	ft
Longitud Total en J	2400	ft
Espesor zona de petróleo	100	ft
Espesor zona de agua	50	ft
Espesor Total	150	ft
Número de Bloques	7920	
Original Oil in Place	9694200	STB
Tiempo de Simulación	3652	días
Angulo de buzamiento	0	grados

Tabla 2. Propiedades de la roca³⁸

CARACTERISTICA	VALOR	UNIDAD
Porosidad	0.3	
Permeabilidad horizontal	986	mD
Permeabilidad vertical	493	mD
Compresibilidad de la roca (2500psi)	2.15E-05	1/psi
Presión @ 5733 ft	2500	psi
Temperatura @ 5733 ft	146	F

³⁸ Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, PhD. Dissertation, "Analytical Design Method For Cold Production Of Heavy Oil With Bottom Water Using Bilateral Sink Wells". 2011

Figura 21. Enmallado de simulación. Vista Lateral.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

2.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las propiedades del fluido del modelo conceptual desarrollado, se obtuvieron de correlaciones PVT empíricas, las cuales son desarrolladas a partir de datos de laboratorio y de campo. Antes de determinar una propiedad, se debe asegurar que la aplicación de interés se encuentre dentro del rango de los datos para la cual la correlación fue desarrollada.

En IMEX se puede generar el comportamiento PVT del petróleo negro por debajo del punto de burbuja o ingresar los datos de las tablas del comportamiento PVT del fluido. Debido a las altas viscosidades necesarias para este estudio, las propiedades del petróleo del modelo conceptual se construyeron utilizando las correlaciones PVT presentadas en el anexo A. Se generaron altas viscosidades por debajo y por encima del punto de burbuja para luego ingresar los datos del comportamiento PVT al simulador.

Los datos necesarios para determinar el comportamiento de algunas propiedades PVT a través de las correlaciones^{39/40/41/42}, se presentan en la tabla 3. Estos datos fueron seleccionados de valores característicos de las propiedades de yacimientos de crudo pesado consultados en la literatura.

Tabla 3. Propiedades del petróleo

CARACTERISTICA	VALOR	UNIDAD
Temperatura de yacimiento	146	°F
Gravedad específica del gas	0.7	
Gravedad del Petróleo	14.4	°API
Rsb @ Pb	112.292	SCF/STB
Presión de yacimiento @ 5700 ft	2500	psi

En la tabla 4 y figura 22 se presentan las propiedades del factor volumétrico de formación del petróleo y el gas en solución para lo cual fue necesario determinar el punto de burbuja y la compresibilidad del aceite utilizando la correlación de kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z (1994).

Tabla 4. Punto de burbuja, gas en solución y factor volumétrico del petróleo

P(psi)	Rs (SCF/BBL)	Bo (BBL/STB)
15	1.385	1.0397
67.3684	6.235	1.0429
119.737	11.091	1.0455
172.105	15.951	1.0479
276.842	25.675	1.0523
643.421	59.744	1.0657
1114.74	103.587	1.0813
1167.11	108.461	1.0829
Punto de burbuja	112.292	1.0842
1219.47	112.292	1.0841
1271.84	112.292	1.0838
1376.58	112.292	1.0832
1428.95	112.292	1.0829
1795.53	112.292	1.0815
1847.89	112.292	1.0814
2528.68	112.292	1.0799

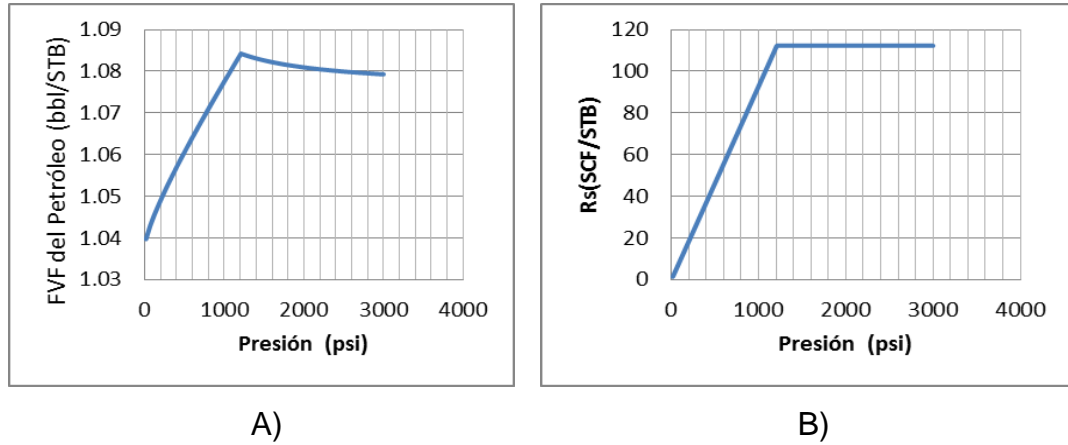
³⁹Giambattista De Ghetto, Francesco Paone, and Marco Villa, "Pressure- Volume- Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils". June 1995.

⁴⁰Carlos Bázer S. Universidad del Zulia, "Correlaciones Numéricas P.V.T". Enero de 1996.

⁴¹Trevor Bennison, IBC Heavy Oil Field Development Conference, "Prediction of Heavy Oil Viscosity" December 1998.

⁴²Ahmed Al-Zahaby, the British University in Egypt. "Guidelines for Selecting Appropriate PVT Correlations for Black Oils". February 2012.

Figura 22. Gas en solución (A) y Factor volumétrico de formación del petróleo (B)



Fuente: Autor

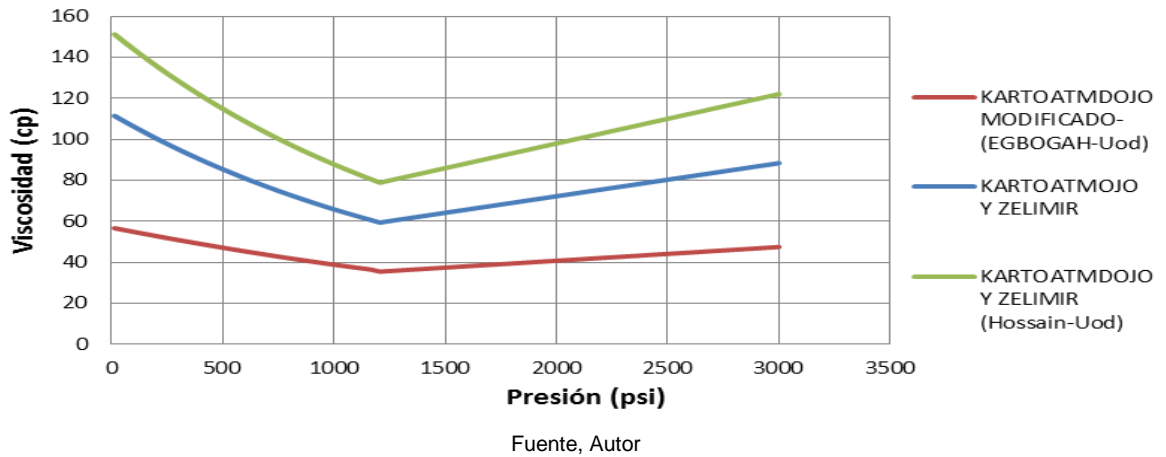
En la tabla 5, se presentan los valores de viscosidad del crudo vivo a determinadas presiones y las correlaciones utilizadas para el cálculo de la viscosidad del crudo muerto y vivo. La correlación utilizada para el caso base es Kartoatmdojo y Zelimir para el cálculo de la viscosidad del crudo muerto y el crudo vivo.

Tabla 5. Viscosidades del crudo vivo

CORRELACIÓN CRUDO VIVO	KARTOATMDOJO Modificado (1995)	KARTOATMDOJO Y ZELIMIR (1994)	KARTOATMDOJO Y ZELIMIR (1994)
CORRELACIÓN CRUDO MUERTO	MODIFIED EGBOGAH-JACKS -UOD(1988)	TRIJANA KARTOATMDOJO Y ZELIMIR SCHMIDT-UOD(1994)	HOSSAIN Y COLABORADORES-UOD(2005)
Presión(psi)	Uo(cP)	Uo(cP)	Uo(cP)
15	56.6	111.4	151.1
67.4	55.5	108.2	146.6
119.7	54.5	105.1	142.3
172.1	53.4	102	138.1
276.8	51.3	96.3	130.1
643.4	44.6	79.1	106.2
1114.7	37.2	62.2	82.7
1167.1	36.4	60.6	80.5
1208.3	35.5	59.4	78.8
1219.5	35.5	59.6	79.2
1271.8	35.9	60.5	80.4
1376.6	36.6	62.1	82.9
1428.9	36.9	62.9	84.2
1795.5	39.4	68.9	93.0
1847.9	39.7	69.8	94.3
2528.7	44.3	80.7	110.7

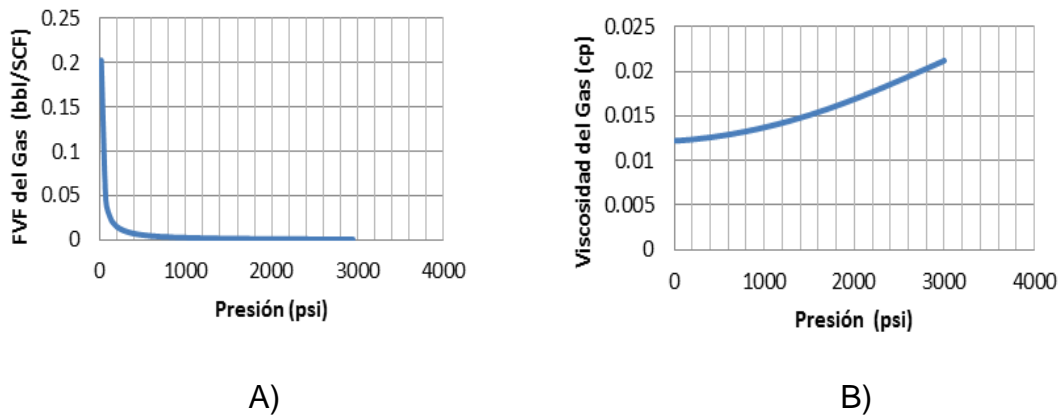
En la figura 23 se observa los tres comportamientos de la viscosidad que se generaron con las correlaciones presentadas para observar cómo afecta este parámetro en el análisis de sensibilidad que se realizará más adelante al modelo conceptual.

Figura 23. Viscosidad del crudo vivo vs Presión



En la figura 24 se observa el comportamiento del factor volumétrico de formación y la viscosidad del gas. Estas propiedades fueron calculadas con el software Kappa PVT utilizando la correlación de Lee para la viscosidad.

Figura 24. Factor volumétrico de formación del gas (A) y viscosidad del gas (B)



Fuente: Autor

Las propiedades del agua se generaron en la sección Components en IMEX de acuerdo con los datos presentados en la tabla 6.

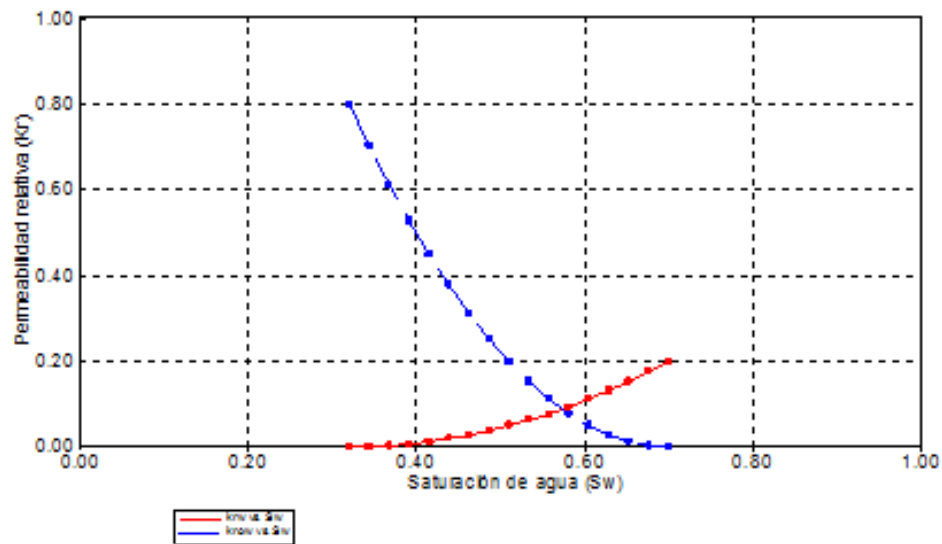
Tabla 6. Propiedades del agua

CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDAD
Factor volumétrico de formación del agua	1.02	BBL/STB
Salinidad	10000	ppm
Viscosidad	0.615	cP
Densidad del agua	62.5322	lb/ft3

2.5 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

La figura 25 muestra la curva de permeabilidad relativa del agua y del aceite en función de la saturación de agua. Esta curva fue generada en IMEX con los end points requeridos en la correlación de Hirasaki.

Figura 25. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

De acuerdo con el comportamiento de la curva de permeabilidad relativa del agua y el aceite, el yacimiento se encuentra mojado por agua. Los end points de la curva y los exponentes se presentan en la tabla 7.

Tabla 7. End Points de la curva de permeabilidad relativa

Característica	Valor
Saturación de agua connata (S_{wcon})	0.32
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.32
Saturación de aceite inicial (S_{oi})	0.68
Saturación de aceite irreducible (S_{oir})	0.3
Saturación de aceite residual (S_{oR})	0.3
Permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua connata (K_{rocw})	0.8
Permeabilidad relativa del agua a saturación de aceite irreducible (K_{rwir})	0.2
Exponente para la curva de permeabilidad relativa al aceite (K_{ro})	2
Exponente para la curva de permeabilidad relativa al agua (K_{rw})	2

2.6 EFECTIVIDAD DE DOS POZOS HORIZONTALES PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA

Tres parámetros serán considerados en la comparación, determinando cual es el caso más adecuado como solución para el control de la conificación de agua. Los parámetros son: la tasa de producción de petróleo, el factor de recobro y el corte de agua.

2.6.1 Longitud equivalente de un pozo horizontal. Un pozo horizontal puede ser considerado como un número de pozos verticales perforados uno junto al otro y completados en un limitado espesor de la zona de interés. Cada extremo del pozo horizontal debería drenar media área circular de radio b , con una forma de drenaje rectangular del pozo horizontal. Asumiendo que cada extremo del pozo horizontal es representado por un pozo vertical que drena media área del

círculo con un radio igual a b, Joshi (1991) propuso dos métodos para calcular el área de drenaje de un pozo horizontal. Estos son presentados en el anexo B.

Un pozo vertical con un radio de drenaje de 600 ft, tiene un área de drenaje de:

$$A = \frac{r_{eV}^2 * \pi}{43,560} = 25.964 \text{ Acres}$$

Para el área total del modelo (66 acres), dos pozos verticales son necesarios con un área de drenaje de 51.928 acres. La longitud del pozo horizontal que drena esta misma área combinando los dos métodos de Joshi es la siguiente:

$$\frac{1}{2} \left\{ \left((L * 2 * 600) + \pi * 600^2 \right) + \left(\pi * \left(\frac{L}{2} + 600 \right) * 600 \right) \right\} = 51.928 \text{ Acres}$$

Despejando la longitud equivalente del pozo horizontal se tiene

$$L = \frac{2 * 51.928 * 43560 - 2 * \pi * 600^2}{\frac{\pi * 600}{2} + 2 * 600}$$

La longitud del pozo horizontal es 1056 ft, la cual se aproximará a 1060 ft para la debida comparación en el modelo conceptual con dos pozos verticales. Con el objetivo de comparar efectivamente el desempeño de cada una de las tecnologías se analizará el factor de recobro, el corte de agua y la tasa de producción.

2.6.2 Comparación de la efectividad de pozos horizontales y verticales en el control de la conificación de agua. El análisis se realiza con las mismas propiedades del modelo conceptual desarrollado en la sección anterior. Los casos considerados son un pozo vertical, un pozo horizontal, un pozo vertical con completamiento dual, dos pozos verticales y dos pozos horizontales (figura 26).

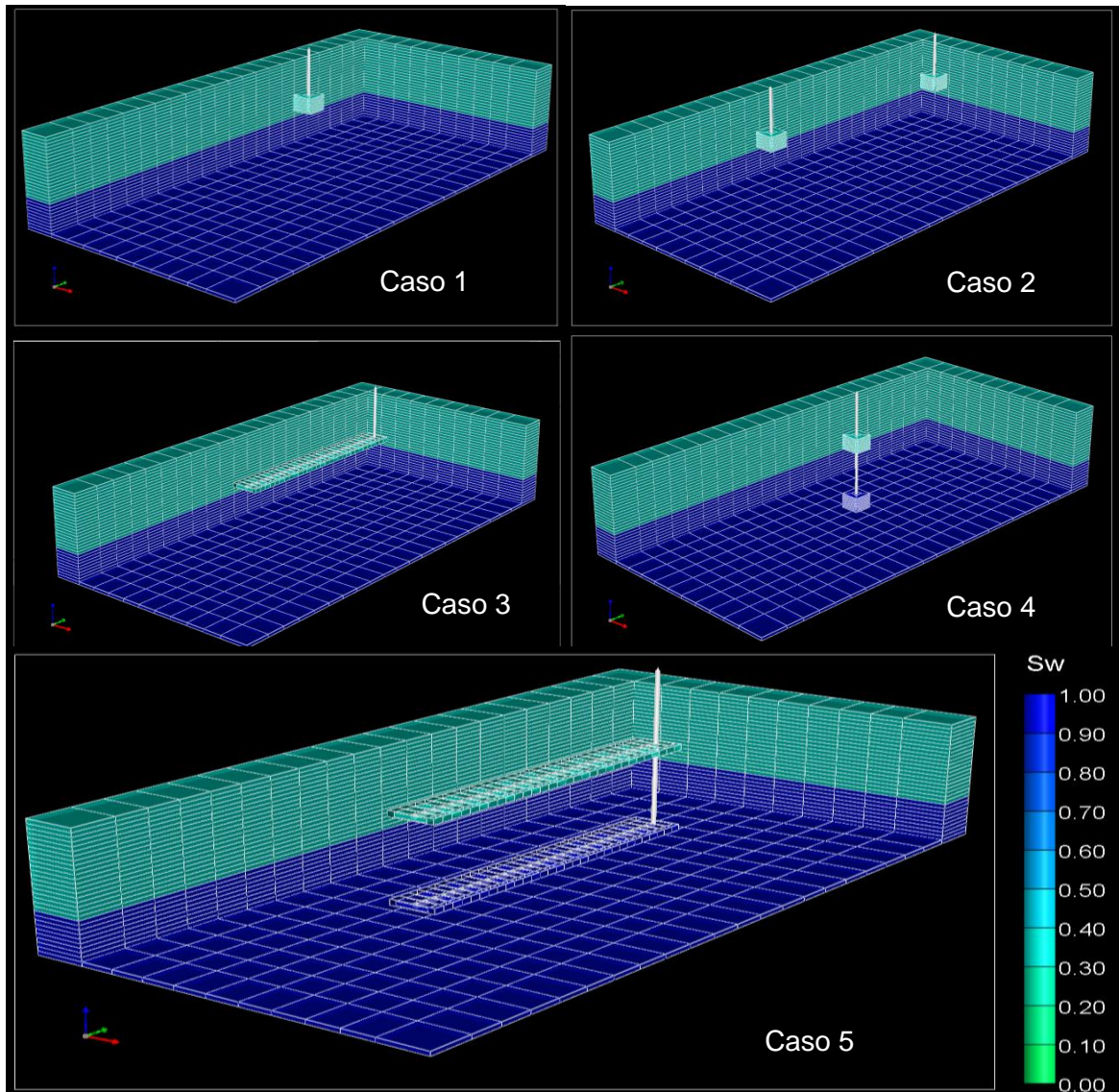
Se tuvo en cuenta la longitud del pozo horizontal para la debida comparación con dos pozos verticales, aplicando el concepto de área de drenaje equivalente. La longitud e intervalo perforado de los pozos verticales y horizontales fue optimizada para obtener el mayor factor de recobro en un tiempo de 10 años, a una tasa de producción en la zona de petróleo de 3000 bbl/día. Los datos utilizados para cada uno de los casos se presentan en la tabla 8.

Tabla 8. Valores de los parámetros.

	CASO	TASA (bbl/día)		INTERVALO PERFORADO (ft)	MÍNIMA BHP
Un Pozo Vertical	1	Pozo Zona de Petróleo	3000	60	100
Dos Pozos Verticales	2	Pozo Zona de Petróleo	1500	25	100
		Pozo Zona de Petróleo	1500	25	100
Un Pozo Horizontal	3	Pozo Zona de Petróleo	3000	1060	900
Un Pozo vertical con Completamiento Dual	4	Pozo Zona de Petróleo	3000	60	100
		Pozo Zona de Agua	8000	20	100
Dos Pozos Horizontales	5	Pozo Zona de Petróleo	3000	1060	900
		Pozo Zona de Agua	8000	1060	900

Para el caso 4 el tope del intervalo abierto en la zona de agua se encuentra a 25 ft por debajo del contacto agua-petróleo. Para el caso 3 y 5 el pozo horizontal en la zona de petróleo se ubica a 17 ft del tope de la formación y para el caso 5 el pozo ubicado en la zona de agua se encuentra a 17 ft por debajo del contacto agua-petróleo. En la figura 26 se puede observar la configuración utilizada en la comparación de cada una de las tecnologías

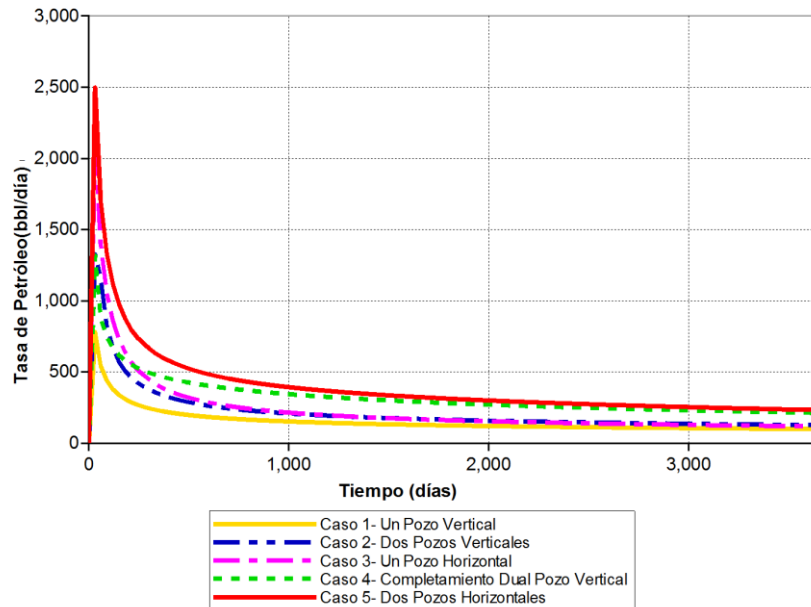
Figura 26. Casos considerados en la comparación



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

2.6.2.1 Comportamiento de la producción de petróleo. Como se observa en la figura 27 para el caso 1 se presenta la menor tasa de producción de petróleo, ya que se genera el mayor drawdown para producir una tasa constante de líquido de 3000 bbl/día.

Figura 27. Comportamiento de la producción de petróleo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

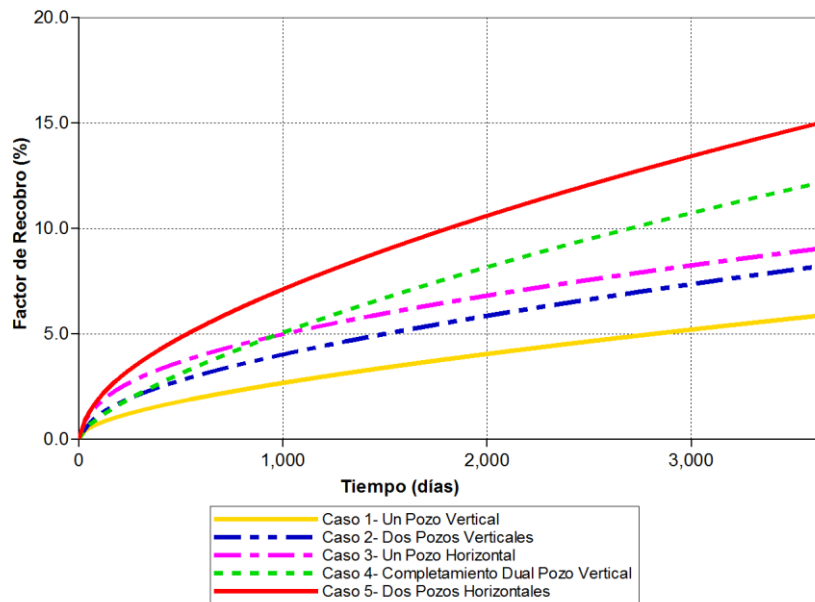
Para el caso 4 y 5, la producción en la zona de agua a una tasa de 8000 bbl/día, contrarresta las fuerzas viscosas permitiendo un levantamiento del contacto agua-petróleo más uniforme. Después de un periodo de 3652 días de producción, las mayores tasas de petróleo son 213 bbl/día y 233 bbl/día para el caso 4 y caso 5, respectivamente.

En términos del factor de recobro como se puede observar en la figura 28 el comportamiento del caso 4 efectivamente tiene un mejor desempeño que el caso 1, debido al completamiento dual en pozos verticales. El factor de recobro para el caso 4 en un periodo de 3652 días fue 6.32 % mayor que el caso 1.

Para el caso 3, en el mismo periodo alcanzó un factor de recobro de 9.1 % y una producción de 81MSTB de petróleo más que el caso 2, demostrando la efectividad de un pozo horizontal sobre dos pozos verticales al considerar el concepto de área de drenaje equivalente.

El caso 5 permite recuperar la máxima cantidad de hidrocarburos con un factor de recobro del 15% y una producción acumulada de 1460MSTB, Esto evidencia la capacidad de la aplicación de dos pozos horizontales en yacimientos de crudo pesado con empuje de agua en fondo.

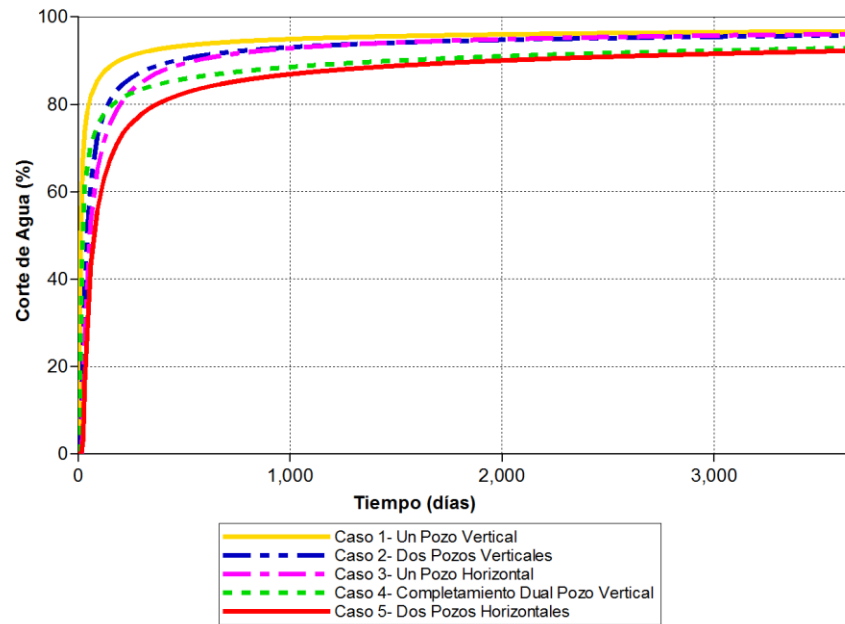
Figura 28. Factor de recobro de los pozos verticales y horizontales.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

2.6.2.2 Comportamiento corte de agua. Para el caso 1 como se puede observar en la figura 29, la ruptura de agua en el pozo ocurre rápidamente, alcanzado en 182 días un corte de agua del 90 %. El caso 3 presenta un acelerado aumento en el corte del agua desde su inicio a producción (90 % a los 546 días de producción), sin embargo, es levemente menor al corte de agua presentado en el caso 2.

Figura 29. Corte de agua de los pozos productores verticales y horizontales



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

En la figura 29, también se observa que los casos 4 y 5 presentan el menor corte de agua, alcanzado a los 3652 días de producción un corte de 92.9 % y 92.2 %, respectivamente.. Aunque estos casos tienen el menor corte de agua y la mayor producción de petróleo, el drenaje en la zona de agua a una tasa de 8000 bbl/día, aumenta considerablemente la producción acumulada de agua en 2.9 MMbbls a los 3652 días. El agua drenada del pozo proyectado en la zona de agua no requiere tratamiento para la separación del petróleo, lo cual disminuye los costos de tratamiento y almacenamiento para su disposición.

Los resultados del caso 5 muestran que la inclusión de un pozo horizontal en la zona de agua, permite obtener mayores tasas de petróleo reduciendo la producción de agua influenciada por el acuífero en el pozo proyectado en la zona de petróleo.

2.6.3 Comparación de un pozo horizontal y dos pozos horizontales en el control de la conificación de agua. La comparación se realiza según los datos presentados en la tabla 9, en la cual se especifican las tasas para las dos opciones consideradas de un pozo horizontal y los dos pozos horizontales. La tasa de producción del caso 3, es la suma de las tasas del pozo superior e inferior del caso 2.

El pozo horizontal en la zona de petróleo se encuentra a 17 ft bajo el tope de la formación para los tres casos considerados y el pozo horizontal inferior para el caso 2 se encuentra a 37 ft debajo el contacto agua-petróleo.

Tabla 9. Datos de los casos presentados

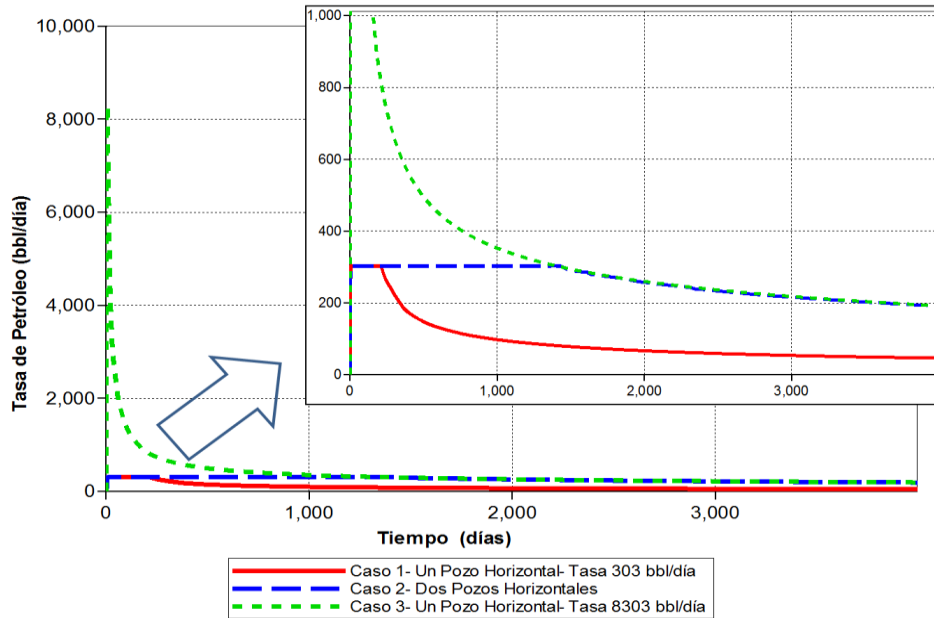
	CASO	TASA (bbl /día)		INTERVALO PERFORADO (ft)	MÍNIMA BHP
Un Pozo Horizontal	1	Pozo Zona de Petróleo	303	1060	900
Dos Pozos Horizontales	2	Pozo Zona de Petróleo	303	1060	900
		Pozo Zona de Agua	8000	1060	900
Un Pozo Horizontal	3	Pozo Zona de Petróleo	8303	1060	900

2.6.3.1 Comportamiento de la producción de petróleo. Para el caso 3, la disminución de la tasa de petróleo, como se observa en la figura 30, es significativa, pasando de 8000 a 585.87 bbl/día en un año de producción, es decir una disminución del 93% en la producción de petróleo. Esto indica la rápida intrusión de agua en el pozo debido al alto drawdown manejado para producir a una tasa alta.

Para el caso 1 la disminución de la tasa de producción de petróleo es mucho menor, pasando de una tasa de 303 a 187 bbl/día, es decir, una reducción del 38.3 % en un año de producción. En el caso 2 la producción de petróleo se

mantiene constante de 303 bbl/día y la intrusión de agua en el pozo inicia sólo después de 1339 días.

Figura 30. Comportamiento de la producción de petróleo

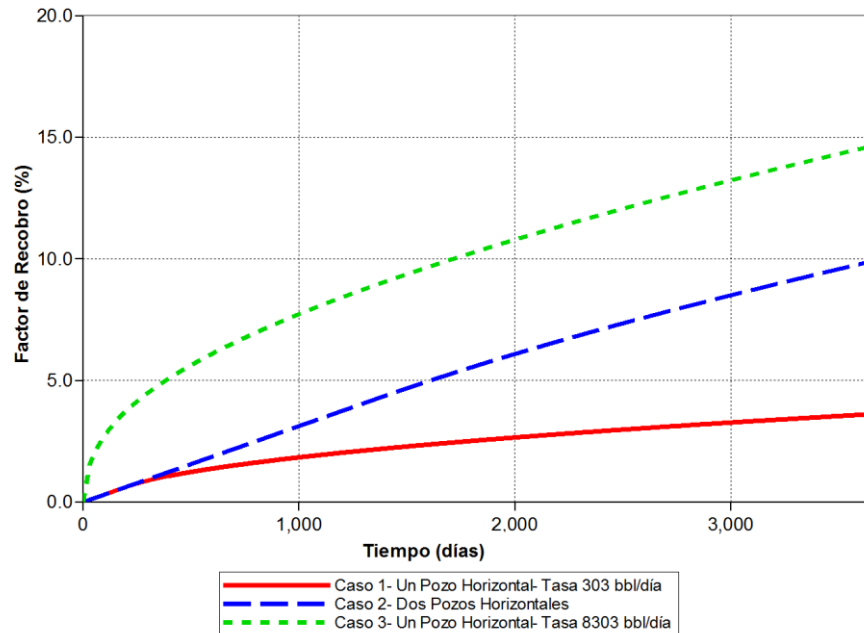


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

La tasa de petróleo para el caso 3 tiende a ser cercana al caso 2 como se observa en la figura 30, produciendo después de 1734 días una tasa de petróleo de 275 bbl/día, con sólo 5 barriles de diferencia al caso 2. Los dos pozos horizontales no sólo pueden reducir la tasa de agua en el pozo superior sino suprimirla por completo, produciendo agua y petróleo separadamente permitiendo un desplazamiento uniforme del contacto agua-petróleo.

En la figura 31, se puede observar que el mayor factor de recobro (14.5%) se presentó en el caso 3, con una producción de 459 Mbbbl de petróleo más que el caso 2, el cual obtuvo un factor de recobro de 9.81% a los 3652 días. En el caso 1, se obtuvo el menor factor de recobro de 3.62%.

Figura 31. Factor de recobro



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

2.6.3.2 Comportamiento corte de agua. En el caso 3, se obtuvo el mayor factor de recobro y la mayor producción de agua contaminada (28.7MMbbl de agua más que el caso 2 y 28.1MMbbl más que el caso 1). El tratamiento de la producción del agua contaminada presenta dificultades en la separación agua-petróleo, ya que la pequeña diferencia entre la densidad del petróleo y la densidad del agua favorece la formación de fuertes emulsiones. Según Euphemio⁴³ las emulsiones presentes en operaciones de producción reducen la eficiencia de separación agua-petróleo, de acuerdo con la prueba en el campo Marlin, incluso con la inyección del desemulsificador por encima de la válvula de choque, sólo alrededor del 10% del corte de agua original puede ser removido en el separador, operando con un tiempo de retención hasta 20 minutos. Como se observa en la figura 32 en un año el corte de agua para el caso 3 alcanza el 93% y rápidamente avanza al 96% en un tiempo de 1126 días. Por lo tanto esta opción

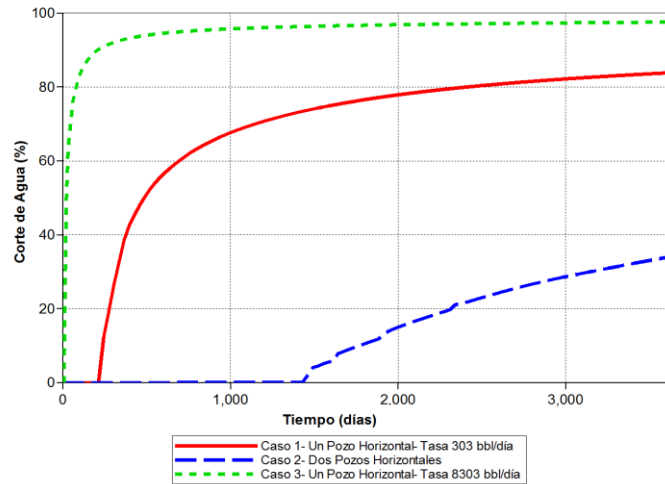
⁴³ Wenting Qin, PhD. Dissertation, "Analytical Design Method For Cold Production Of Heavy Oil With Bottom Water Using Bilateral Sink Wells". 2011

tiene que ser evaluada por el límite económico del corte de agua a una tasa de 8303 bpd. Esto determinará el factor de recobro al final del proyecto para este caso. En caso de ser viable y teniendo como criterio el factor de recobro, el caso 3 sería la mejor opción, ya que la separación de agua-petróleo está disponible para altos cortes de agua.

La configuración de las tasas en el caso 2 permite producir por 1340 días únicamente petróleo el pozo proyectado en la zona de petróleo, luego alcanza un corte de agua máximo de 34.8 % y una producción acumulada de agua de 155MBBL a los 3652 días. La producción acumulada para el pozo proyectado en la zona de agua es de 29 MMbbl a los 3652 días. La producción de esta agua no requiere de tratamiento térmico, químico y altos tiempos de retención para la separación agua-petróleo, lo cual disminuye los costos de producción para su disposición.

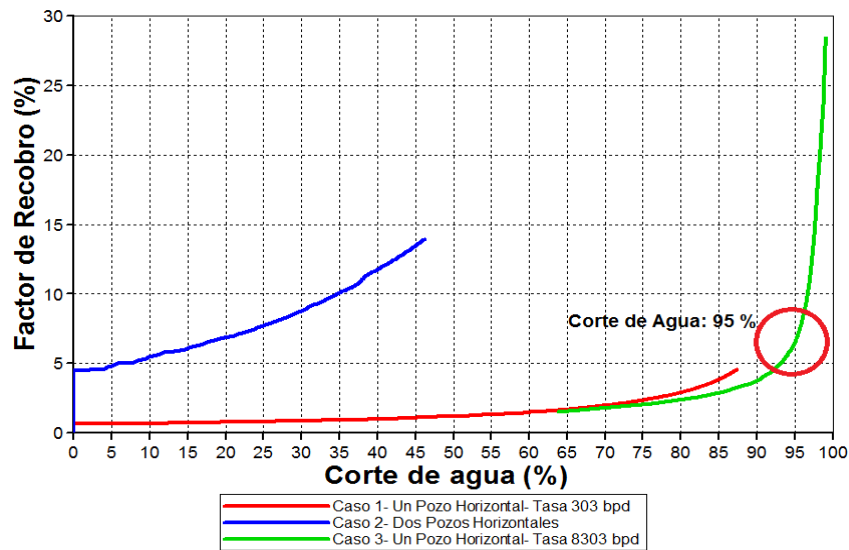
En un ambiente costa afuera el tamaño limitado de las facilidades de producción disminuye el límite económico del corte de agua a una tasa determinada, algunos autores asumen un valor optimista de 95% de corte de agua como límite (Barratt et al. 2010). Si este hubiese sido el escenario, para el caso 3 el factor de recobro alcanzado para un corte de agua del 95% es 6.49% en un tiempo de 699 días (figura 33), el cual es mayor al caso 1 con un corte de agua del 83.9 % después de 3652 días de producción y un factor de recobro de 3.62 %, es decir que para este escenario, el caso 2 me representan la mejor opción de producción con un factor de recobro de 9.81 % y un corte de agua en el pozo superior de 34.8 % después de 3652 días.

Figura 32. Corte de agua pozo superior



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

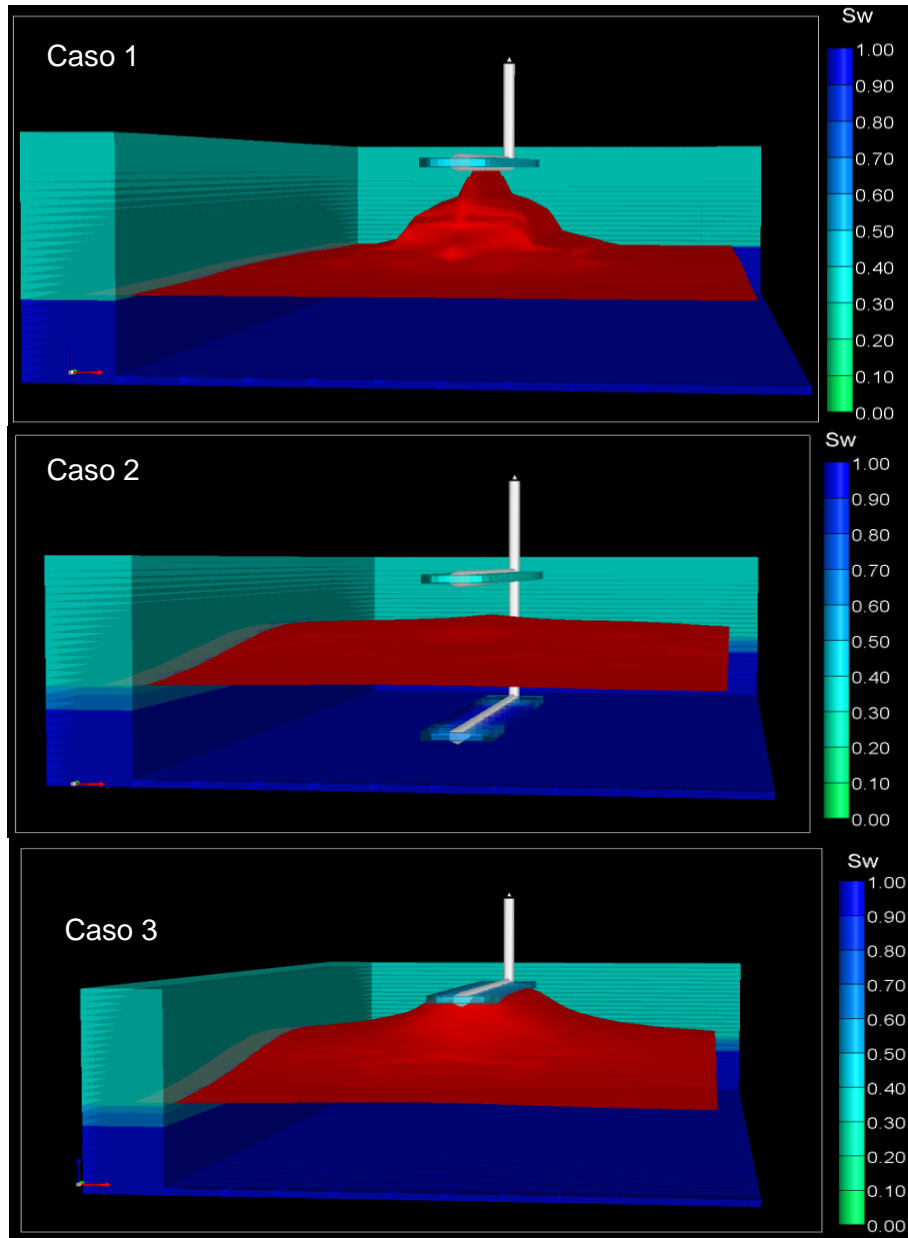
Figura 33. Factor de recobro vs. Corte de agua pozo zona de petróleo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

La figura 34, muestra las isosuperficies de la saturación de agua de 0.5 para los tres casos considerados en un tiempo de 3652 días. En el caso 2 se puede observar la forma casi uniforme del levantamiento de la isosuperficie sin formación de la cresta, al contrario de los casos 1 y 3 en donde la forma de la cresta de la isosuperficie alcanza al pozo.

Figura 34. Isosuperficies de la saturación de agua



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

3. OPTIMIZACIÓN PARÁMETROS DE DOS POZOS HORIZONTALES EN EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA

Existen diferentes alternativas para aumentar la producción y la recuperación de hidrocarburos, cada una con diferentes costos, grado de dificultad y tiempo de respuesta. La técnica de dos drenajes en la formación para el control de la cresta de agua en pozos horizontales, es una de estas opciones enfocada en la producción en frío de yacimientos de crudo pesado con empuje hidráulico. En el presente capítulo, se realiza un análisis de sensibilidad a los parámetros de yacimiento y operacionales, determinando las variables más influyentes dentro de la aplicación de la configuración de dos pozos horizontales. Posteriormente ya conocidos los parámetros de mayor influencia, se determina la configuración óptima de espaciamiento entre pozos, longitud de la sección horizontal y tasas de producción de los pozos. La herramienta utilizada en el análisis de sensibilidad y la optimización es CMOST (Computer Assited HistotyMatchig, Optimization and Uncertainty Assessment Tool) de la compañía CMG.

3.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LOS PARÁMETROS DE DOS POZOS HORIZONTALES EN EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA

El análisis de sensibilidad es usado para determinar la variación general en los resultados de la simulación bajo diferentes valores de parámetros permitiendo conocer la influencia de cada parámetro sobre los resultados de la simulación. La información luego puede utilizarse en otras tareas como ajuste histórico, optimización y análisis de incertidumbre, ya que permite determinar que parámetros deben ser variados y sus rangos aproximados. El análisis de

sensibilidad utiliza dos valores para cada parámetro (un valor máximo y mínimo), esto significa que existe una relación lineal y que el rango de valores es el rango esperado para el caso considerado.

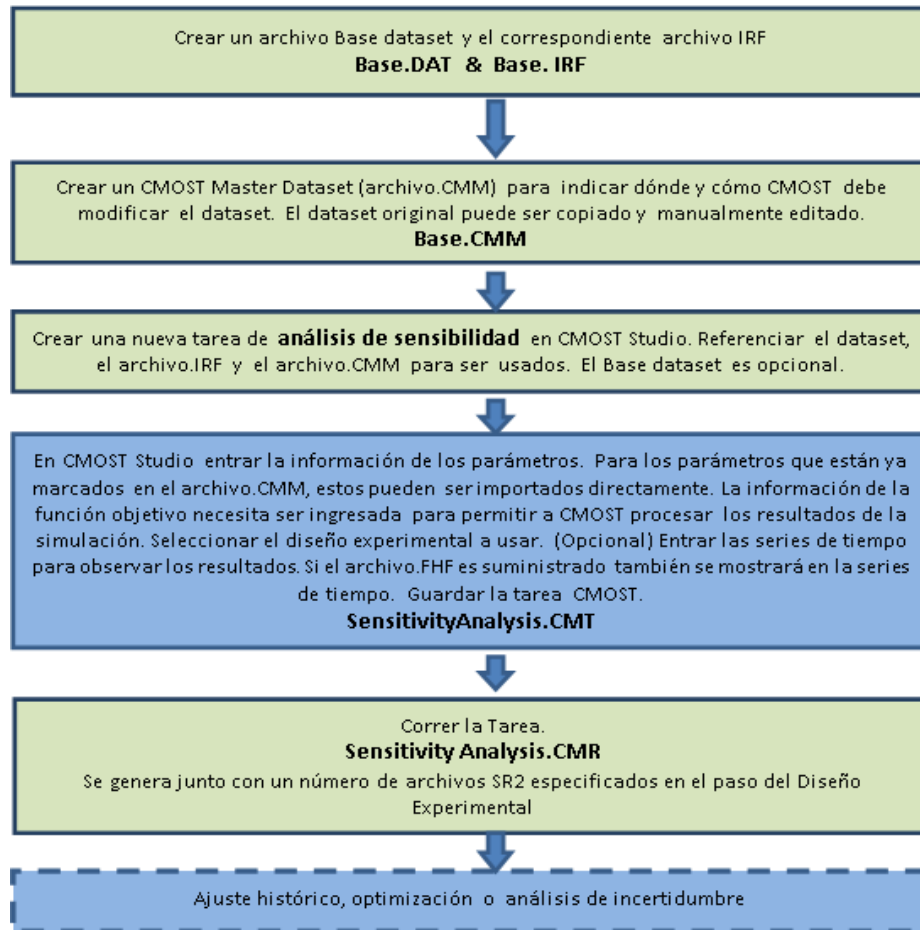
Al completar el análisis de sensibilidad se puede determinar qué parámetros deben ser considerados en una optimización y cuáles pueden ser eliminados porque simplemente tienen poco o ningún efecto sobre los resultados de la simulación.

3.2 CMOST (COMPUTER ASSISTED HISTORY MATCHING, OPTIMIZATION AND UNCERTAINTY ASSESSMENT TOOL)

CMOST es una herramienta que permite realizar ajuste histórico, optimización, análisis de sensibilidad y de incertidumbre. Una vez creado el diseño por CMOST automáticamente envía las corridas de simulación al simulador correspondiente (IMEX, GEM o STARS) y comprueba periódicamente el estado de la simulación. Al completar las simulaciones, CMOST procesa automáticamente los resultados que son presentados de manera que proporcionen una visión general del problema permitiendo al ingeniero realizar un análisis eficiente.

3.2.1 Análisis de sensibilidad en CMOST. En el análisis de sensibilidad, CMOST deliberadamente cambia uno o más variables (parámetros) con el objetivo de observar el efecto de los cambios sobre uno o más variables de respuesta (función objetivo). El diseño estadístico de experimentos es un procedimiento eficaz para la planificación de los experimentos (corridas de simulación) de modo que los datos obtenidos se pueden analizar para obtener conclusiones válidas y objetivas. La figura 35 muestra el diagrama de flujo del análisis de sensibilidad en CMOST.

Figura 35. Diagrama de Flujo Análisis de Sensibilidad en CMOST



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, CMOST

3.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A PARÁMETROS OPERACIONALES

En la figura 35, se muestra el diagrama de flujo generalizado del proceso de análisis de sensibilidad en CMOST. En este diagrama se observa los archivos obligatorios y los que solicita el programa. Los archivos que exige el programa se muestran a continuación.

- Base Dataset .dat
- Base IFR .irf
- Base Session File

- Field History File

Son necesarios los archivos .dat y el .irf los cuales contienen la información básica del modelo a simular y los resultados de la simulación base. Para indicar dónde y cómo CMOST debe modificar el dataset se debe crear un CMOST Master Dataset (archivo.CMM). Para este caso se modifican los parámetros como máxima tasa de producción, longitud de los pozos, ubicación de los pozos y la mínima presión de fondo fluyendo. Para crear el archivo.CMM, el dataset original puede ser copiado y manualmente editado.

Después de modificar el archivo.dat, se debe guardar el archivo con formato .CMM. Luego de determinar los parámetros y de definirlos en el archivo .CMM, se importan en la sección de "parameters", para luego definir el valor máximo y mínimo de cada parámetro. El valor máximo y mínimo definido para cada uno de los parámetros operacionales, se determinó por criterio ingenieril. Estos valores se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Parámetros operacionales- análisis de sensibilidad

PARÁMETROS OPERACIONALES	MÍNIMO	BASE	MÁXIMO
Mínima BHP Pozo Horizontal Superior(psi)	1100	1600	2100
Mínima BHP Pozo Horizontal Inferior(psi)	1100	1600	2100
Longitud Pozo Horizontal Superior(ft)	400	800	1200
Longitud Pozo Horizontal Inferior(ft)	400	800	1200
Tasa de Líquido por Unidad de Longitud Pozo Superior (bpd/ft)	0.5	2.75	5
Tasa de Líquido por Unidad de Longitud Pozo Inferior (bpd/ft)	1	4	7
Posición Pozo Horizontal Superior (dirección en K)	3	10	18
Posición Pozo Horizontal Inferior (dirección en K)	22	25	28

En el siguiente paso se definen las funciones objetivo. Para este caso se tomaron como funciones objetivo; el factor de recobro y el corte de agua. Luego se selecciona el método de muestreo, para este caso el elegido es el fraccional

fraccional. Con este método el número de combinaciones que se generaron fue 32. Posteriormente en “Result Observers” se pueden importar las funciones objetivo e ingresar las propiedades que se desean observar sus resultados para todas las corridas que se generaron por el diseño experimental seleccionado.

3.3.1 Resultado del análisis de sensibilidad parámetros operacionales. Los resultados son presentados en un gráfico tornado, el cual muestra la secuencia de la influencia de cada uno de los parámetros sobre la función objetivo en orden ascendente. A la derecha de la línea base se encuentran los parámetros que se comportan en forma directamente proporcional a la función objetivo junto con su valor de proporcionalidad positivo. En el caso de los parámetros con un comportamiento inversamente proporcional, estos se encuentran en la parte izquierda con su valor de proporcionalidad negativo. La figura 36, muestra los resultados del efecto de los parámetros sobre el factor de recobro como función objetivo. El parámetro con mayor influencia es la tasa por unidad de longitud del pozo superior, que es la máxima tasa permitida para una longitud determinada, con una influencia sobre el factor de recobro de 7.1 %. Al aumentar tasa de producción en el pozo superior, mayor es el factor de recobro, el parámetro es directamente proporcional al factor de recobro y a la producción de agua como se observa en la figura 37, donde la función objetivo es el corte de agua del pozo proyectado en la zona de aceite. La producción acelerada produce el rápido levantamiento de la cresta de agua y aumento en el corte de agua, esto puede representar la inviabilidad económica debido a los costos asociados a la producción de agua. El segundo parámetro que tiene mayor influencia sobre el factor de recobro con 6.3%, es la tasa por unidad de longitud del pozo inferior, no sólo con un comportamiento proporcional al factor de recobro sino que es el parámetro que mayor afecta el corte de agua en el pozo superior reduciendo la producción de agua contaminada.

Ya que se definió el parámetro de la tasa por unidad de longitud del pozo inferior, la influencia de la longitud del pozo inferior importante en el factor de recobro y se comporta inversamente proporcional al corte de agua del pozo superior, con un porcentaje de 11.1%.

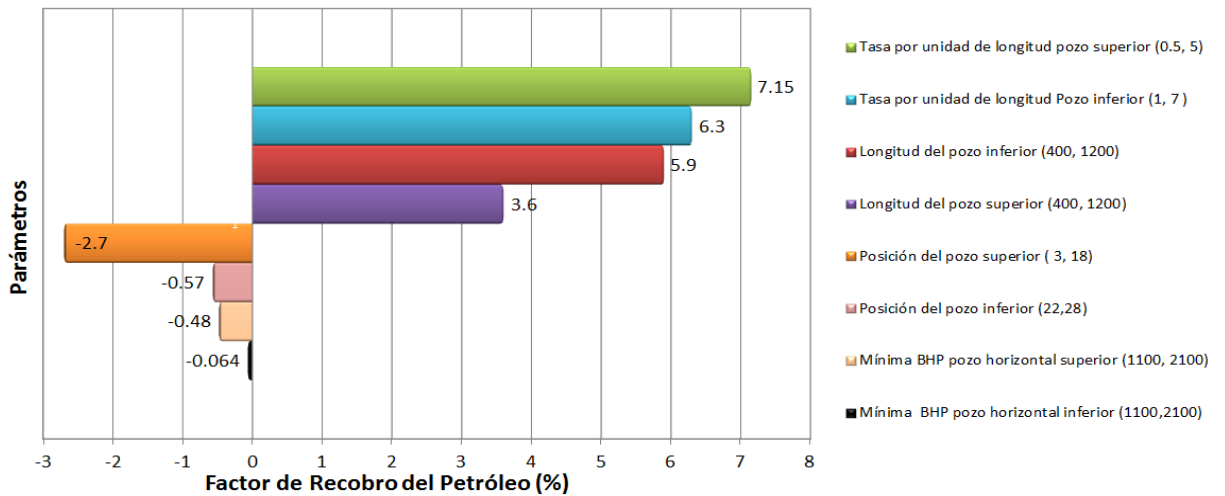
A mayor longitud de la sección horizontal del pozo proyectado en la zona de aceite, menor es la caída de presión generada por la distribución de la presión a lo largo de la sección horizontal, esto permite tener más producción con una menor caída de presión en el yacimiento, lo cual es favorable por el levantamiento lento de la cresta de agua. La influencia de este parámetro sobre el factor de recobro y el corte de agua en el pozo superior es de 3.6% y 17.5%, respectivamente.

La determinación de la posición óptima del pozo horizontal superior e inferior es de vital importancia en la técnica para controlar la conificación de agua aunque su influencia en el factor de recobro sea de 2.7% y 0.57%, respectivamente. Si el pozo inferior en la zona de agua está muy cercano al contacto agua-petróleo, puede producirse la conificación inversa y provocar el aumentando de los costos por el levantamiento y acondicionamiento del agua. También si el pozo se localiza lejos del contacto agua-petróleo, será menor su influencia en el factor de recobro, por tal razón en este estudio se optimiza su localización mediante la herramienta CMOST de CMG.

Los parámetros con menor influencia de acuerdo con los valores seleccionados es el límite mínimo de la presión de fondo fluyendo, con una influencia en el factor de recobro de 0.48% para el pozo superior y 0.06% para el pozo inferior. Si se cuenta con la limitación por recomendaciones de ingeniería en la mínima presión de fondo fluyendo debido a problemas que se pueden generar en el yacimiento como la producción de arena, el drawdown que se genera puede no ser suficiente para producir la tasa deseada con el fin de contrarrestar las fuerzas viscosas que

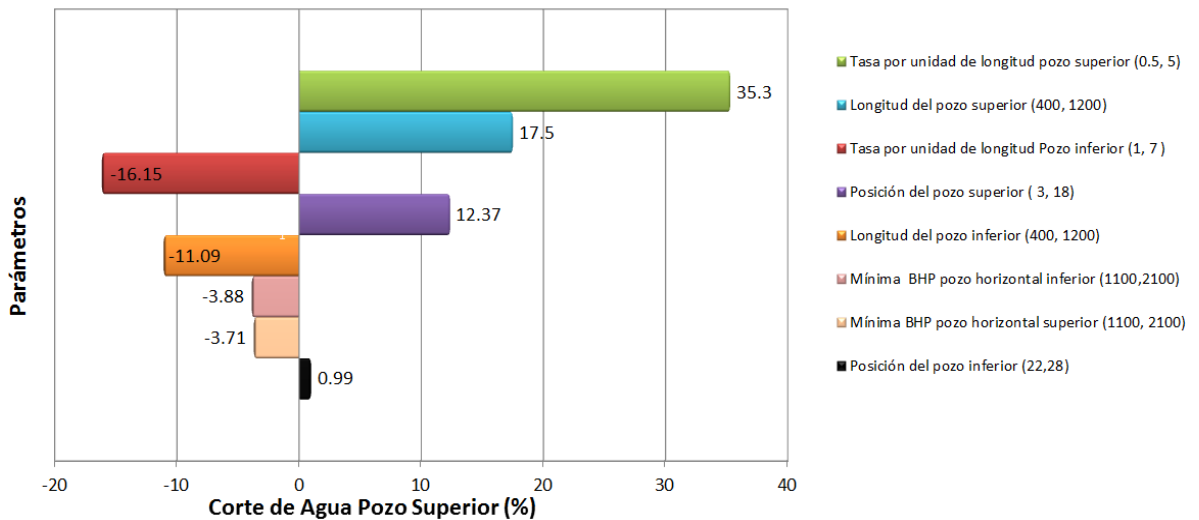
están en función del diferencial de presión generado en el pozo superior. Estos parámetros tomarían una importancia alta si no permiten la producción de la tasa deseada, ya que están afectando directamente la tasa de producción en los pozos.

Figura 36. Resultados del análisis de sensibilidad, función objetivo factor de recobro.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, CMOST

Figura 37. Resultados del análisis de sensibilidad, función objetivo corte de agua del pozo horizontal en la zona de aceite.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, CMOST

3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A PARÁMETROS DE YACIMIENTO

Conocer como influyen ciertos parámetros de yacimiento en la aplicación de dos drenajes para el control de la cresta de agua, es muy importante ya que permite conocer su efecto en la respuesta de producción y la necesidad de asegurar la información de las propiedades requeridas, antes de decidir si la tecnología es aplicable al yacimiento de interés. En este análisis de sensibilidad sólo se buscó determinar la influencia de los parámetros de yacimiento seleccionados sobre los resultados obtenidos.

La metodología utilizada fue la misma empleada para el análisis de sensibilidad para los parámetros operacionales. El simulador utilizado para realizar este análisis fue CMOST, de CMG.

Los parámetros sensibilizados con los rangos máximos y mínimos se muestran en la tabla 11. El valor de μ_1 , corresponde a la curva de viscosidad del crudo vivo generada por la correlación de Kartoatmodojo Modificado y los valores μ_2 y μ_3 , corresponden a las curvas de viscosidad del crudo vivo generada por la correlación de Kartoatmodjo y Zelimir.

Tabla 11. Parámetros de yacimiento- análisis de sensibilidad

Parámetros	Valor mínimo	Valor base	Valor máximo
Viscosidad del petróleo (cP)	μ_1	μ_2	μ_3
Compresibilidad de la roca (1/psi)	3.0 E-6	2.15 E-5	4.0 E-5
Permeabilidad Horizontal (mD)	200	986	1500
Relación Kv/kh	0.1	0.5	1
End Point Krw (Sor)	0.1	0.2	0.3

Las propiedades de viscosidad del petróleo se generaron con las correlaciones mostradas en la tabla 5. Las correlaciones utilizadas para el caso base fueron

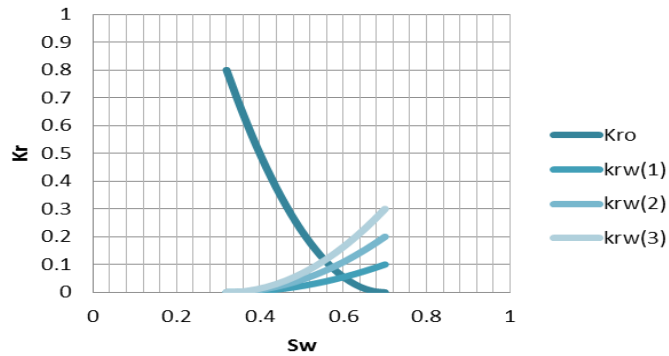
Kartoatmdojo y Zelimir para el cálculo de la viscosidad del crudo muerto y el crudo vivo. El tiempo en el cual se analiza las respuestas de los parámetros sobre la función objetivo es 10 años.

La función objetivo que se tomó para este caso fue el factor de recobro, los resultados se pueden observar en la figura 39. El diseño experimental seleccionado fue el full factorial.

3.4.1 Resultado del análisis de sensibilidad parámetros de yacimiento. Los resultados muestran que el parámetro que tiene mayor influencia sobre el factor de recobro es el end point de la permeabilidad relativa del agua a la saturación residual de aceite, con un efecto en el factor de recobro de 4.41%. Este parámetro modifica la curva de permeabilidad relativa del agua que depende, en gran medida de las interacciones roca-fluido o mojabilidad.

La figura 38 muestra la curva de permeabilidad relativa del agua para cada uno de los end point seleccionados. La curva con el end point de 0.1, me representa las condiciones más favorables ya que la permeabilidad efectiva para el agua y la relación de movilidad son menores. La relación de movilidad afecta de forma inversa el rendimiento de la producción de petróleo. Cuando la relación de movilidad es alta, la conificación de agua para un sólo pozo, se alcanza rápidamente y el corte de agua experimenta un rápido incremento. Si la cresta de agua ha alcanzado la zona alrededor del pozo, esta zona es saturada con agua y reduce la permeabilidad efectiva al petróleo.

Figura 38. Permeabilidades Relativas



Fuente: Autor

El segundo parámetro con mayor influencia es la viscosidad del petróleo con una influencia sobre el factor de recobro de 4.3%, con un comportamiento inversamente proporcional, cuanto menor sea la viscosidad del petróleo, mayor es el factor de recobro ya que la relación de movilidad disminuye favoreciendo el desplazamiento del aceite por la fase mojante.

De acuerdo con la solución analítica presentada por Wenting Qin⁴⁴ (2011), se necesita una tasa mayor de drenaje de agua para contrarrestar la cresta de agua a altas viscosidades del petróleo. También si la permeabilidad efectiva del agua es mayor, la relación entre el la tasa de flujo del pozo proyectado en la zona de agua y el pozo proyectado en la zona de aceite aumenta, provocando más costos por la alta producción de agua y las facilidades necesarias para el tratamiento y disposición.

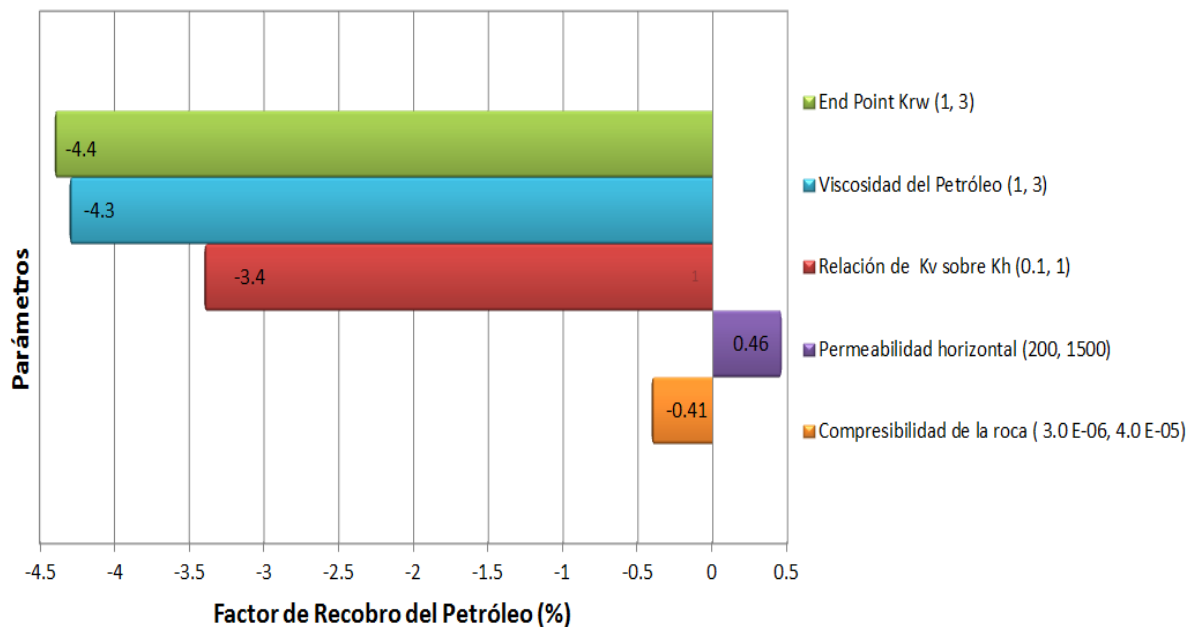
La relación de permeabilidad vertical con respecto a la horizontal se comporta inversamente proporcional al factor de recobro, un valor alto favorece el rápido levantamiento de la cresta de agua. La influencia sobre el factor de recobro de este parámetro es 3.38% y depende de la permeabilidad horizontal, el cual es el

⁴⁴ W. Qin, and A.K. Wojtanowicz, : SPE 125414 , "Water Problems and Control Techniques in Heavy Oils With Bottom Aquifers", 23–25 March 2009

único parámetro dentro de los considerados que tiene un comportamiento directamente proporcional a la función objetivo seleccionada. Este permite el desplazamiento del petróleo en la dirección horizontal. Para los valores considerados tiene un efecto sobre el factor de recobro de 0.46%.

El parámetro con menor influencia sobre la función objetivo es la compresibilidad de la roca con un comportamiento inversamente proporcional y su efecto de 0.41 % sobre el factor de recobro.

Figura 39. Resultados del análisis de sensibilidad, función objetivo factor de recobro



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, CMOST

3.5 OPTIMIZACIÓN PARÁMETROS OPERACIONALES

La optimización tiene como objetivo identificar el plan más adecuado de desarrollo de campo y las condiciones de operación que producirán ya sea un

valor máximo o mínimo para las funciones objetivo especificadas. Estas funciones objetivo pueden ser cantidades físicas, tales como la producción acumulada de petróleo, el factor de recobro, la relación entre petróleo producido y vapor inyectado etc. También pueden ser valores financieros como el valor presente neto.

3.5.1 Proceso de optimización. Para el proceso de optimización se requiere la selección del caso base de estudio, el cual CMOST tomará como punto de referencia para evaluar estadísticamente el efecto de cada uno de los valores de los parámetros sobre la función objetivo. El diagrama de flujo de optimización en CMOST se presenta en la figura 40.

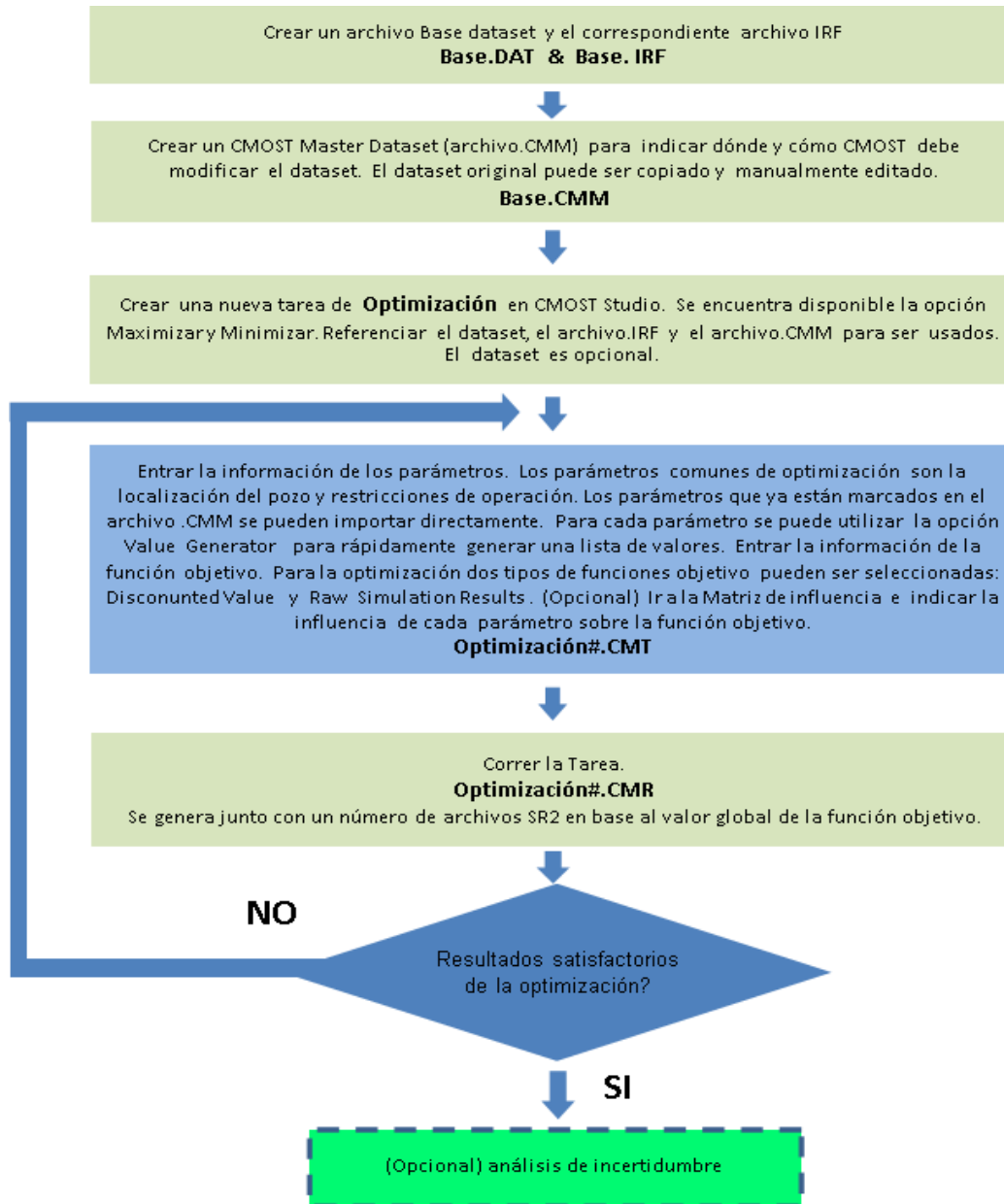
Los archivos solicitados en la sección General Properties es el .CMM, .dat, .ses y .irf, de los cuales son necesarios el archivo .CMM y .irf. Después cargar los archivos se importan los parámetros especificados en el archivo .CMM e ingresan la serie de valores para cada parámetro. El análisis de sensibilidad realizado a los parámetros operacionales, permitió determinar la influencia de cada uno de los parámetros sobre el factor de recobro. A partir de este análisis se definió los parámetros operacionales a optimizar y la serie de valores para cada parámetro como se especifica en la tabla 12.

Tabla 12. Valores de los parámetros operacionales

PARÁMETROS	VALORES										
Longitud Pozo Inferior (ft)	200	400	600	800	1200						
Posición del Pozo Inferior(k)	23	24	25	26							
Posición del Pozo Superior(k)	3	4	5	6	7	8	11	12	15		
Tasa por unidad de longitud Pozo Inferior(Bbl/d)	4	5	6	6.8	7	8					
Tasa por unidad de longitud Pozo Superior(Bbl/d)	0.13	0.2	0.5	0.9	1	1.5	2	2.5	3	4	5

Posteriormente de haber definido los parámetros y sus valores correspondientes se procede a seleccionar la función objetivo, el cual puede ser cualquier variable de salida. Normalmente la función objetivo puede ser el factor de recobro y el valor presente neto, los cuales permiten evaluar financieramente el proyecto de estudio.

Figura 40. Diagrama de Flujo Optimización en CMOST



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, CMOST

3.5.2 Función objetivo. Para este caso se optimizaron los parámetros definiendo como función objetivo el valor presente neto evaluado a 5 años.

3.5.2.1 Valor presente neto (VPN). Es el resultado algebraico de traer al valor presente, utilizando una tasa de descuento adecuada, un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión en un proyecto. Es el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto. De forma analítica el VPN se puede interpretar de varias formas, dando lugar a la toma de decisiones acerca de la inversión del proyecto, lo cual se muestra en la tabla 13.

Tabla 13. Interpretación del indicador de rentabilidad VPN.

Valor	Significado	Decisión a tomar
VPN > 0	Proyecto viable, La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida.	El proyecto puede aceptarse, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión
VPN < 0	Proyecto no viable, la inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida, la inversión no sería cubierta según el tiempo de estudio de la proyección.	El proyecto debería rechazarse, la inversión no sería cubierta según el tiempo de estudio de la proyección.
VPN = 0	Proyecto indiferente, la inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios.

Fuente: Mónica Lara "Optimización De La Producción De Los Pozos Asociados A La Estación Tres Del Campo Llanito De Ecopetrol S.A. Utilizando El Método De Análisis Nodal" Tesis UIS, 2012.

Los valores considerados para las variables utilizadas en el cálculo del valor presente neto en un periodo de 5 años se tomaron de datos de campo y se resumen en la tabla 14.

Tabla 14. Datos variables para el cálculo del valor presente neto

Año	Precio del crudo (US\$/bbl)	Costo levantamiento (US\$/bbl)	Costo tratamiento agua- Pozo horizontal superior (US\$/bbl)	Costo tratamiento Agua- Pozo horizontal inferior (US\$/bbl)
2013	40.05	5.75	0.51	0.306
2014	40.05	7.36	0.50	0.300
2015	42.60	8.19	0.53	0.318
2016	42.61	8.55	0.50	0.300
2017	42.63	8.91	0.52	0.312

En la tabla 15, se muestra los datos adicionales que son necesarios para el cálculo del valor presente neto.

Tabla 15. Valores para el cálculo del valor presente neto

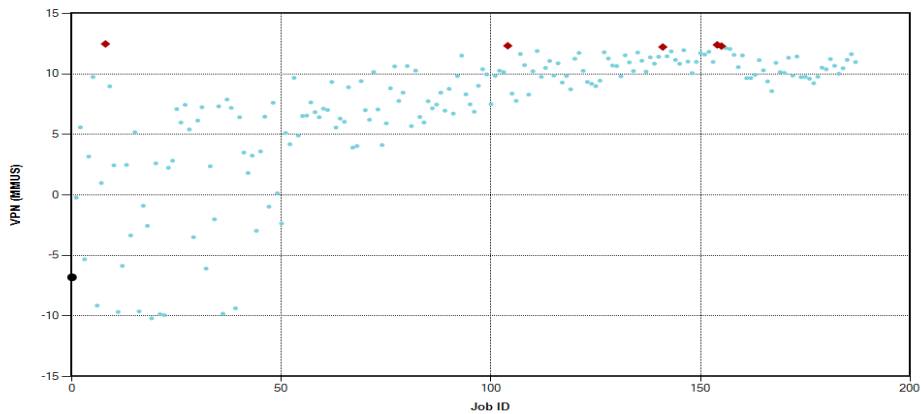
Detalle	Valor
Regalías	20%
Impuesto de renta	34%
Tasa de descuento anual	11%
Inversión Inicial US\$	12.000.000

3.5.3 Algoritmo DECE (Designed Exploration and Controlled Evolution). El método de optimización DECE intenta imitar el proceso que los ingenieros de yacimientos comúnmente utilizan para solucionar problemas de ajuste histórico y optimización. Por simplicidad, la optimización con DECE puede ser descrita como un proceso de optimización iterativo que aplica una etapa de Designed Exploration y una etapa de Controlled Evolution de forma secuencial. En la etapa de Designed Exploration, el objetivo es explorar el espacio de búsqueda de forma aleatoria diseñado de tal manera que la máxima información sobre el espacio de soluciones pueda ser obtenida. En esta etapa, el diseño experimental y técnicas de búsqueda se aplican para escoger valores de los parámetros y crear conjuntos de datos representativos de la simulación. En la etapa de Controlled

Evolution, análisis estadísticos son realizados para los resultados obtenidos de la simulación en la etapa de Designed Exploration.

3.5.4 Análisis de resultados. Uno de los beneficios de trabajar con la herramienta CMOST es la presentación de los resultados que facilitan el entendimiento y análisis de las variables seleccionadas, permitiendo observar la influencia de los parámetros sobre la función objetivo en el proceso de optimización. A continuación se presentan los resultados del proceso de optimización del modelo seleccionado. Los resultados son presentados en una gráfica de la función objetivo con respecto a las iteraciones realizadas, definiendo de esta forma cuales fueron las iteraciones que presentaron los valores máximos de la función (figura 41). Se presenta el factor de recobro con respecto al tiempo, el corte de agua del pozo superior (figura 42) y los resultados del estatus de los parámetros en la tabla 16, en los cuales las celdas coloreadas de rojo, son las soluciones adecuadas de acuerdo con la optimización.

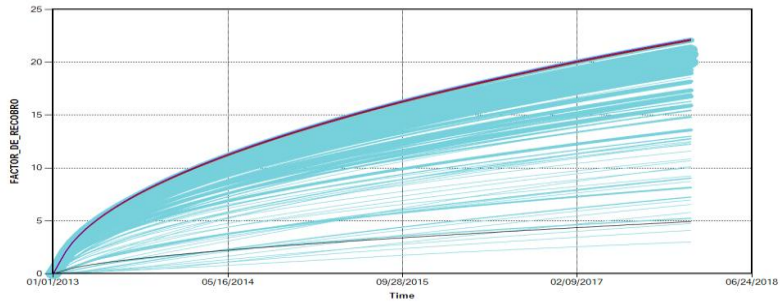
Figura 41. Optimización función objetivo VPN, modelo conceptual



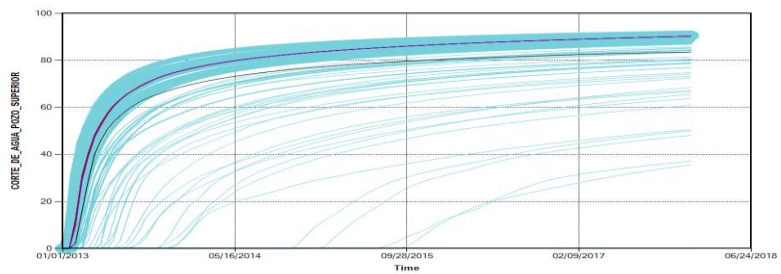
Fuente : Computer Modeling Group, CMG, CMOST

El método de optimización DECE deja de buscar soluciones cuando se detecta que la mejora en las soluciones no es posible con los valores de los parámetros seleccionados, para este caso el número de corridas de simulación fue de 187.

Figura 42. Factor de recobro y corte de agua de las corridas de simulación



A) Factor de Recobro



B) Corte de Agua

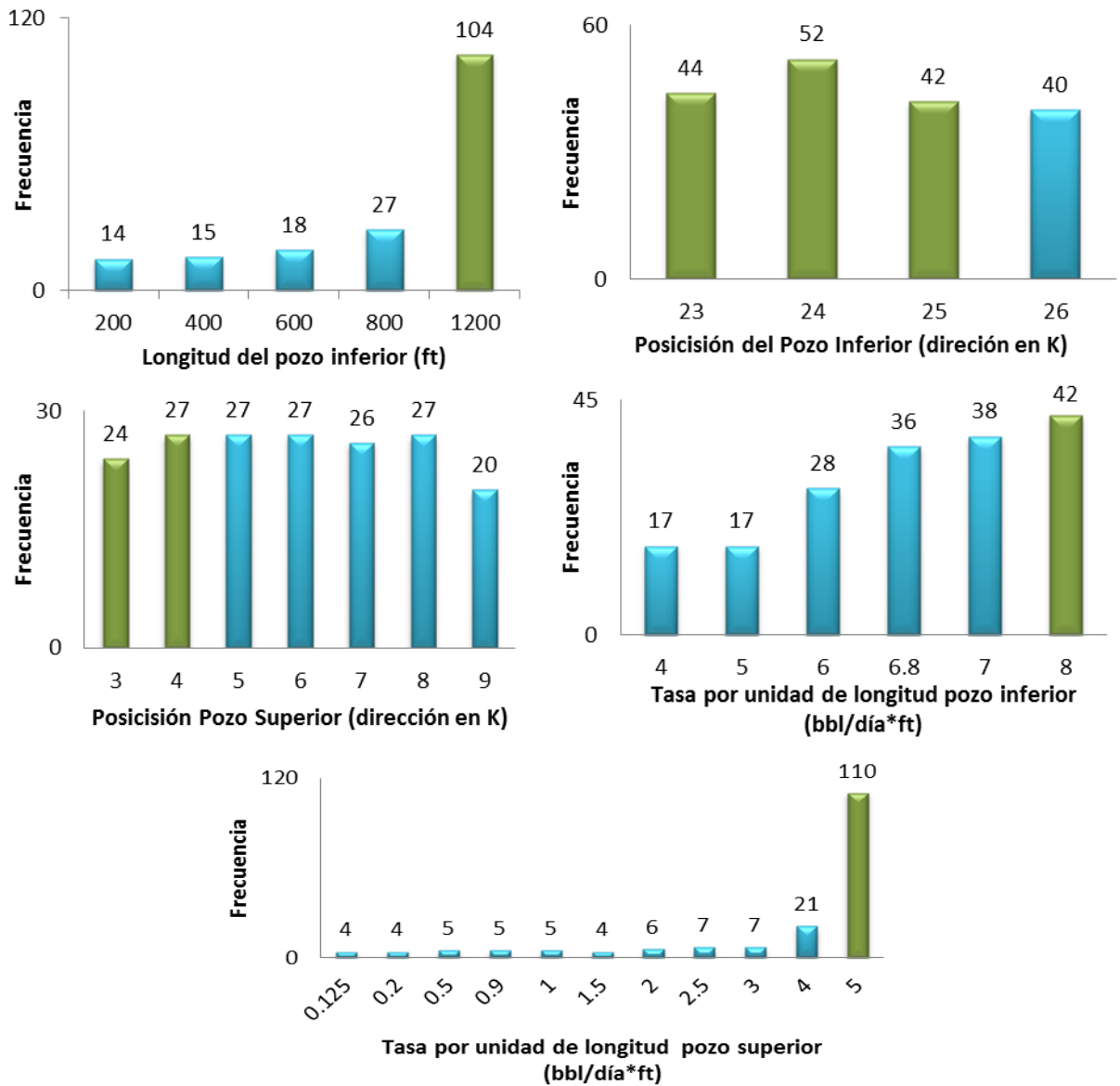
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, CMOST

Tabla 16. Estado de los parámetros, modelo conceptual

PARÁMETROS	VALORES									
Longitud Pozo Inferior (ft)	200	400	600	800	1200					
Posición del Pozo Inferior(k)	23	24	25	26						
Posición del Pozo Superior(k)	3	4	5	6	7	8	11	12	15	
Tasa por unidad de longitud Pozo Inferior(Bbl/d)	4	5	6	6.8	7	8				
Tasa por unidad de longitud Pozo Superior(Bbl/d)	0.13	0.2	0.5	0.9	1	1.5	2	2.5	3	4

A continuación se presenta el conjunto de valores de cada variable seleccionada en el proceso de optimización en un histograma de frecuencias, el cual resume la frecuencia que cierto valor de cada parámetro ha sido usado y los valores óptimos de cada uno de los parámetros, seleccionados por el algoritmo DECE (figura 43).

Figura 43. Histogramas de frecuencia



Fuente : Computer Modeling Group, CMG, CMOST

La evolución de la función objetivo (VPN) se puede observar en la figura 41 para cada una de las corridas realizadas. Las configuraciones del valor de los parámetros son diseñados por el algoritmo DECE, obteniendo como soluciones óptimas la configuración del valor de los parámetros que me represente el mayor

valor de la función objetivo. En este caso la configuración del valor de los parámetros diseñados para la corrida 8 representa el mayor valor presente neto con US\$ 12.374.436. La configuración de los parámetros seleccionados por CMOST para la corrida 8 fueron en el pozo superior una tasa de producción de líquido de 6000 bbl/día, localizado en la capa 3 en la dirección K(17ft por debajo del tope de formación) y en el pozo inferior una tasa de producción de agua de 9600 bbl/día, localizado en la capa 23 en la dirección K(17ft por debajo del contacto agua-petróleo).

En la figura 42, se observan las curvas del factor de recobro y el corte de agua del pozo superior para todas las corridas. En color azul oscuro se muestra el caso óptimo con el mayor valor presente neto, este coincide con el más alto factor de recobro (figura 42A), pero no con la curva del menor corte de agua (figura 42B). El potencial de dos pozos horizontales puede reducir o suprimir la producción de agua en el pozo superior mediante la configuración adecuada de los parámetros. En este caso debido a las consideraciones económicas para manejar altos cortes de agua (límite de corte de agua 98.03 %) y a la función objetivo utilizada en la optimización para un tiempo de 5 años, la configuración de los valores de los parámetros determinados no coincide con el menor corte de agua en el pozo superior.

En la tabla 16, se muestra el estado de los valores de los parámetros, mostrando cuales fueron los óptimos para obtener el mayor valor presente neto.

Las mayores tasas por unidad de longitud en el pozo superior e inferior, fueron seleccionadas por el algoritmo DECE, aunque altas tasas de producción en el pozo superior acelera los problemas de conificación de agua, esta permite la mayor producción de crudo y en este caso el mayor valor presente neto y factor de recobro en un periodo de 5 años. Una relación alta entre las tasas de producción del pozo inferior y el pozo superior, disminuye el corte de agua en el

pozo superior y posiblemente puede generar conificación inversa de petróleo, por lo que la posición del pozo inferior influye significativamente; ya que al estar muy cerca del contacto agua-petróleo, ocasiona la conificación inversa, y al estar muy lejano del contacto, disminuye su efecto para contrarrestar el levantamiento de la cresta de agua. La ubicación óptima para la sección horizontal del pozo inferior es localizada por el algoritmo DECE en la posición de las celdas 23, 24 y 25 en la dirección K, es decir a una distancia aproximada de 15, 20 y 25 ft, respectivamente del pozo inferior al contacto agua-petróleo.

La posición del pozo superior debe ser la adecuada para el levantamiento lento de la cresta de agua, la solución encontrada es alrededor de 15ft de distancia de la sección horizontal del pozo al tope de la formación.

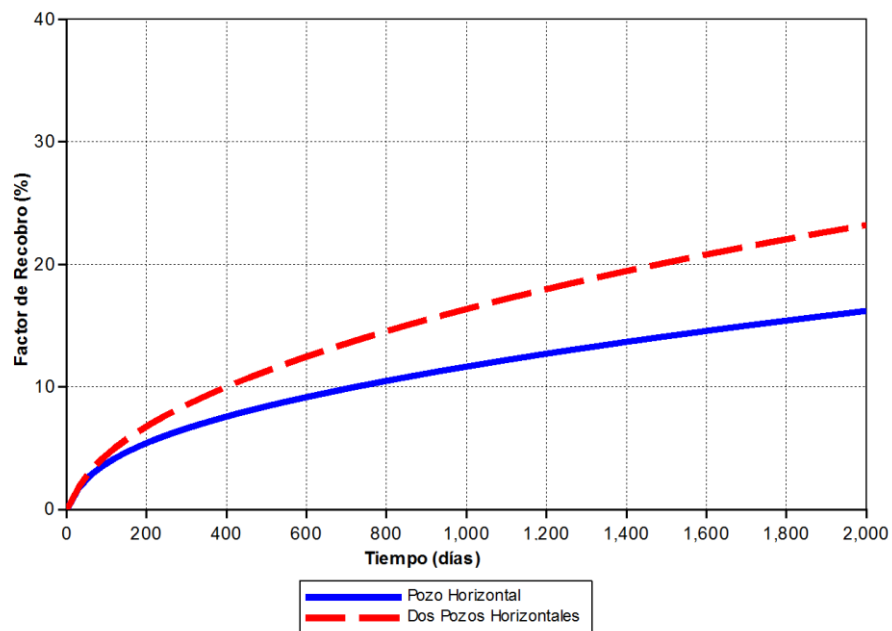
3.5.4.1 Comparación caso óptimo con un pozo horizontal. La siguiente comparación entre el caso óptimo de dos pozos horizontales y un pozo horizontal se realiza teniendo como criterio la misma tasa de producción del pozo horizontal proyectado en la zona de petróleo, la cual es de 6000 bbl/día. Para el cálculo del valor presente neto del pozo horizontal se toman los valores presentados en la tabla 14 y tabla 17 donde se resume los valores utilizados para determinar el valor presente neto de un pozo horizontal.

Tabla 17. Valores para el cálculo del valor presente neto de un pozo horizontal.

Parámetros	Un Pozo Horizontal	Dos Pozos Horizontales
Inversión Inicial (\$)	6000000	12000000
Impuesto de Renta (%)	34	34
Regalías (%)	20	20
Tasa de Descuento Anual (%)	11	11

El valor presente neto calculado para el pozo horizontal es de US\$ 12.253.587, a los 5 años de producción, este valor es menor al calculado con los dos pozos horizontales el cual es de US\$ 12.374.436. Además como se puede observar el comportamiento del factor de recobro en la figura 44, la diferencia de los casos considerados aumenta con el tiempo. En un periodo de 5 años el factor de recobro para el pozo horizontal es de 15.52% y para los dos pozos horizontales es de 22.21 %, con una diferencia de 6.69 %. En un periodo de 10 años esta diferencia en el factor de recobro es igual a 9.06 %, lo cual indica la ventaja de la técnica sobre un pozo horizontal en las condiciones consideradas.

Figura 44. Factor de recobro de un pozo horizontal y dos pozos horizontales



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

4. APLICACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO COLOMBIANO

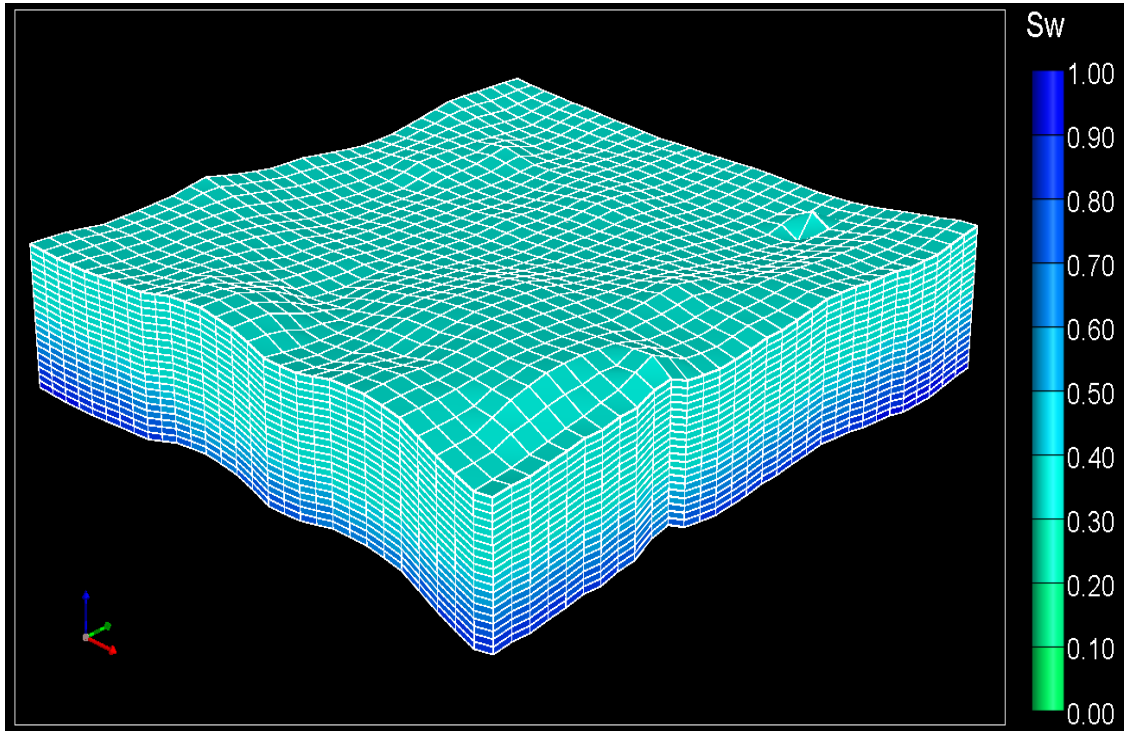
La inclusión de un pozo y la configuración de los parámetros operacionales, es evaluada para obtener la mayor recuperación económica en un pozo horizontal con un fuerte historial de conificación de agua en un sector de un campo colombiano. La evaluación se realiza en el pozo horizontal denominado “pozo horizontal superior” en el campo UIS 63 (nombrado así por motivos de confidencialidad). El petróleo es de base parafínica con una viscosidad de 715 cP hasta 1065 cP en sitio y una gravedad API alrededor de los 12.5. En cuanto a la salinidad del agua de formación se encuentra entre 300 – 1000 ppm de sólidos totales disueltos.

4.1 SECTOR DEL MODELO DE YACIMIENTO

El modelo de yacimiento representa un sector del campo el cual tiene como principal mecanismo de empuje la intrusión de agua debido a la influencia de un acuífero activo localizado bajo la zona de petróleo. En este tipo de yacimientos se puede evidenciar el empuje hidráulico, debido a que la presión del yacimiento no declina rápidamente y se presenta la producción temprana de agua. Este mecanismo de empuje se produce por la expansión del agua del acuífero asociado a la formación; a medida que la presión es reducida el agua se expande e invade el yacimiento remplazando los fluidos extraídos.

4.1.1 Descripción del Modelo. El sector del modelo de yacimiento presenta un enmallado tipo corner point, con 29, 31 y 22 celdas en la dirección I, J y K, respectivamente. Las dimensiones de las celdas en la dirección I y J son 164 ft, y en la dirección K varía de 4.67 a 5.85 ft. El modelo tiene un total de 19778 celdas y un área de 555 acres. En la figura 45 se observa el enmallado del sector del modelo.

Figura 45. Enmallado sector de yacimiento, Vista 3D

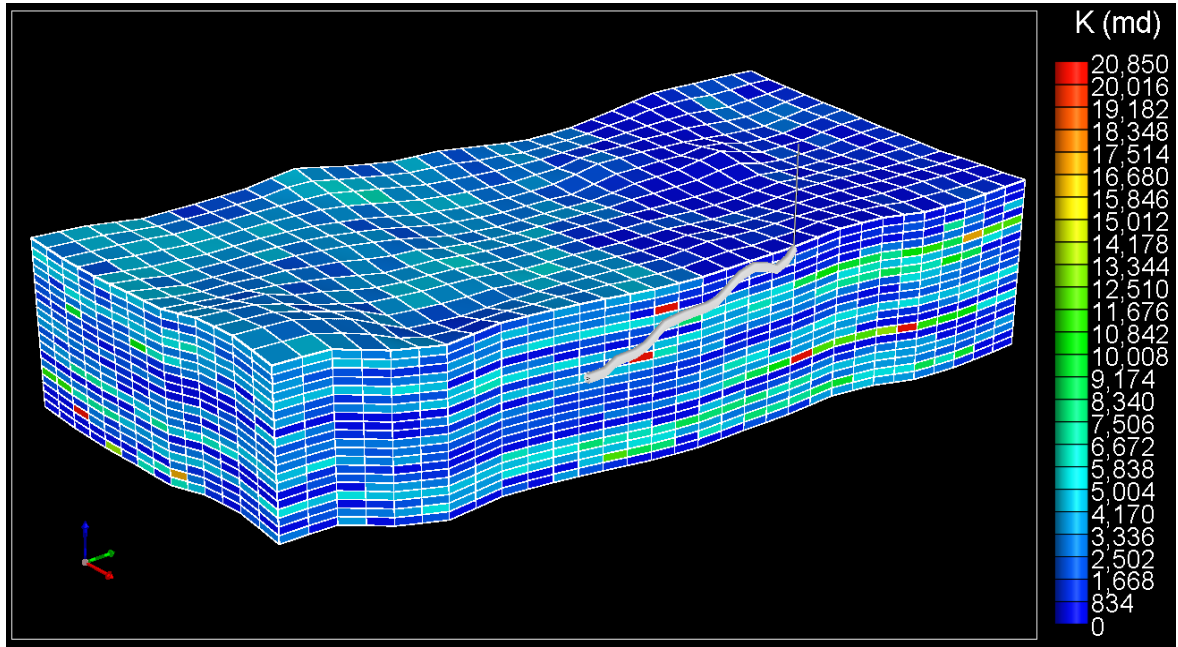


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

4.1.1.1 Propiedades de la roca. Las propiedades del sector de yacimiento favorecen la producción de altas tasas de líquido, en algunos pozos horizontales alrededor de los 10.000bb/día. La permeabilidad varía entre 0 a 20 Darcies, con una porosidad alrededor del 30 % y un espesor de la zona de petróleo alrededor de los 129 ft. El volumen total de agua, petróleo y gas en sitio son de 55.3MMSTB, 39.5MMSTB y 273.0MMSCF, respectivamente.

En la figura 46 se observa que los estratos del yacimiento son altamente heterogéneos, los tipos de arenisca presentan un rango amplio de permeabilidades y la presencia de arcillolita se representa con permeabilidad cero.

Figura 46. Distribución de la permeabilidad, corte transversal



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

El sector del yacimiento está conectado en la parte inferior a un acuífero activo, este se representa en IMEX con el modelo analítico de Fetkovitch conectado en la parte inferior del modelo y actuando en la dirección de flujo K, las propiedades generales son presentadas en la tabla 18.

Tabla 18. Propiedades del acuífero

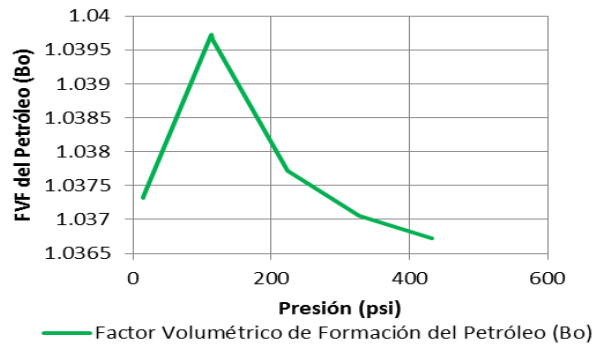
PROPIEDAD	VALOR
Tipo de Acuífero	Fetkovitch Conectado en la celda 20
	Actuando en dirección de flujo k
	Celdas 21 y 22 nulas
Espesor (ft)	300
Porosidad	0.35
Permeabilidad (mD)	3000
Radio (ft)	1000

4.1.1.2 Propiedades de los fluidos. La gravedad del crudo en el sector del modelo de yacimiento es de 12 API, con una viscosidad en sitio de 1065 cP a 1126 psi, clasificándose de esta manera como un crudo pesado. La presión en el sector no cae por debajo de la presión de burbuja es decir el yacimiento se encuentra en estado subsaturado, por lo cual no ocurre liberación de gas en el yacimiento pero si la expansión de los fluidos como se observa en el comportamiento del factor volumétrico de formación del petróleo (figura 47). Esto se refleja en el comportamiento del gas en solución (Rs), con respecto a la presión (figura 48), el cual se mantiene constante influyendo en la disminución de la viscosidad al reducirse la presión y favoreciendo la movilidad del crudo (figura 49). Las propiedades PVT del fluido fueron ingresadas en el simulador IMEX-CMG, algunas de las propiedades generales se presenta en la tabla 19.

Tabla 19. Propiedades del fluido

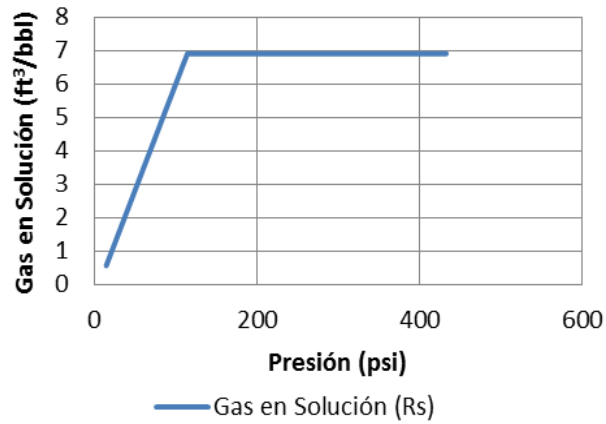
PROPIEDAD	VALOR
Profundidad Referencia (ft)	2100
Densidad del Agua (lb/ft ³)	62.4279
Factor Volumétrico del Agua@1200psi	1.007
Compresibilidad del Agua (1/psi) @1200psi	3.05E-06
Densidad del Gas(Aire=1)	0.793002
API	12
Presión de Burbuja (psi)	114.4
Factor Volumétrico del Petróleo @ 114.43 psi	1.0396
Rsb (ft ³ /bbl) @ 114.43 psi	6.8
Viscosidad del petróleo(cP)	715-1065

Figura 47. Factor volumétrico del petróleo sector yacimiento



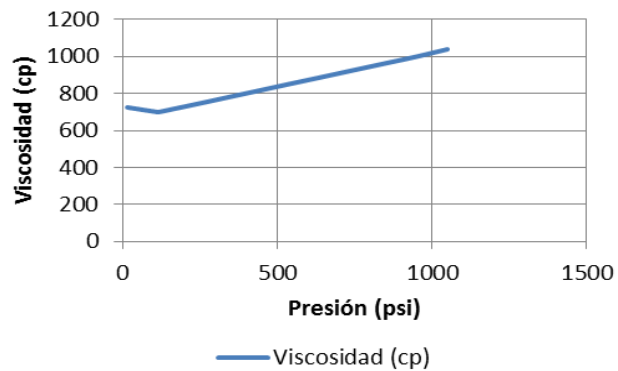
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

Figura 48. Gas en solución sector de yacimiento



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

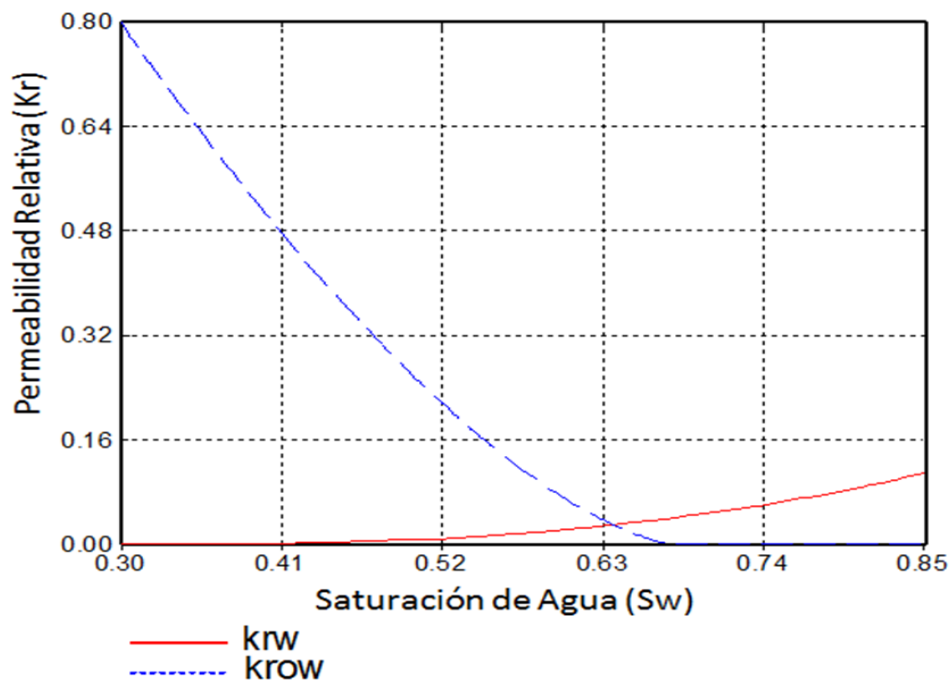
Figura 49. Viscosidad del petróleo sector del yacimiento



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

4.1.1.3 Interacción roca-fluido. De acuerdo con la figura 50, el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa del agua y del aceite, el yacimiento se encuentra mojado por agua, esto favorece el desplazamiento del aceite por el agua. También, el bajo valor (0.1) del end point de la permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite irreducible, favorece la movilidad del crudo permitiendo una mayor recuperación aunque este efecto es opacado por la alta viscosidad del crudo.

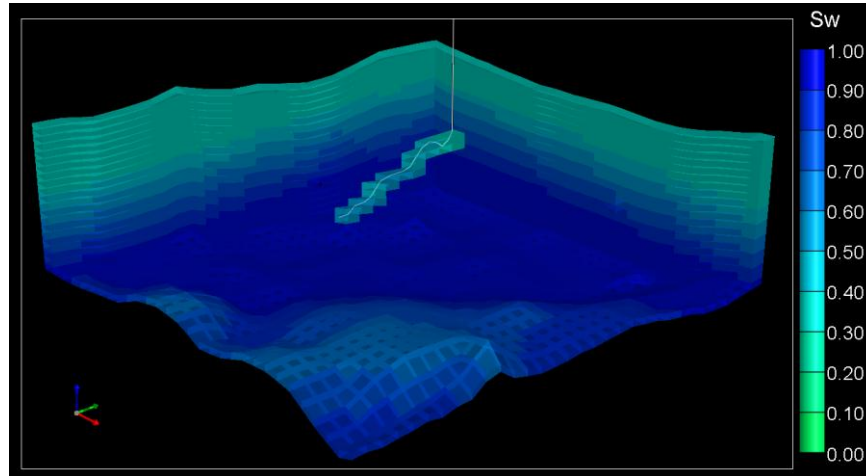
Figura 50. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite sector yacimiento



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

4.1.1.4 Condiciones Iniciales. Las condiciones iniciales del sector del modelo de yacimiento están definidas por equilibrio, el contacto inicial agua-petróleo se encuentra a una profundidad de 2128 ft, el tope de la formación a una profundidad de 1999 ft, con una presión promedio inicial de 1085.28 psi y una saturación de petróleo inicial alrededor de 0.65. En la figura 51 se muestra la posición del pozo horizontal, el color hace referencia a la saturación inicial de agua.

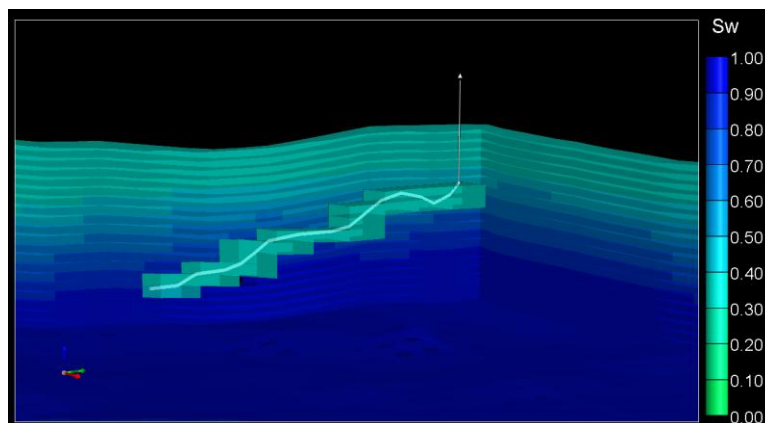
Figura 51. Vista 3D, sector de yacimiento



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

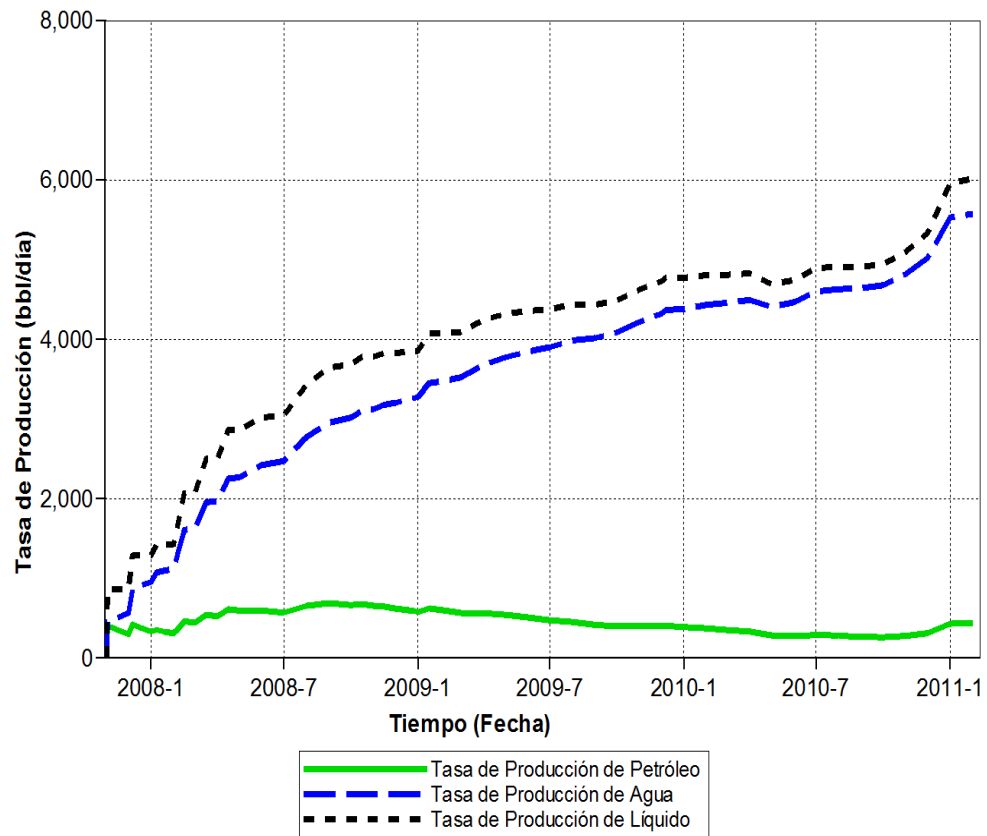
4.1.1.5 Pozo productor. Dentro de las condiciones de operación del pozo, la mínima presión de fondo fluyendo es 250 psi. El pozo se encuentra ubicado alrededor de los 18 ft sobre el contacto inicial agua-petróleo con una sección horizontal de 1440 ft y un intervalo abierto de 949 ft (figura 52). El pozo inicia su producción el 31 de octubre de 2007, a una tasa de líquido de 864 bbl/día, la cual aumenta progresivamente hasta una tasa de 6020 bbl/día en enero de 2011 (figura 53). La ruptura de agua en el pozo se produce casi inmediatamente después del inicio a producción y el corte de agua aumenta a más del 92% en dos años de producción.

Figura 52. Vista lateral pozo horizontal



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

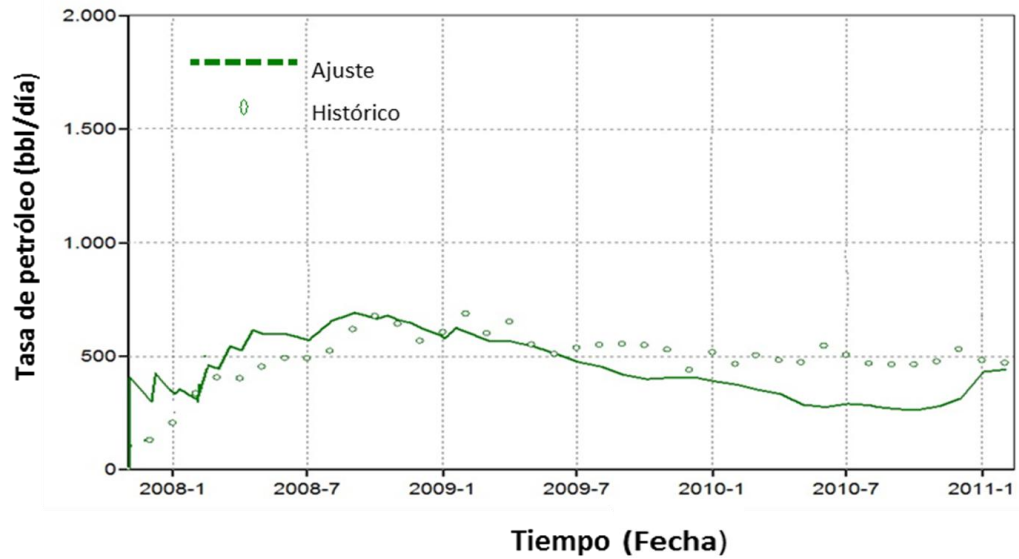
Figura 53. Historia de producción



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

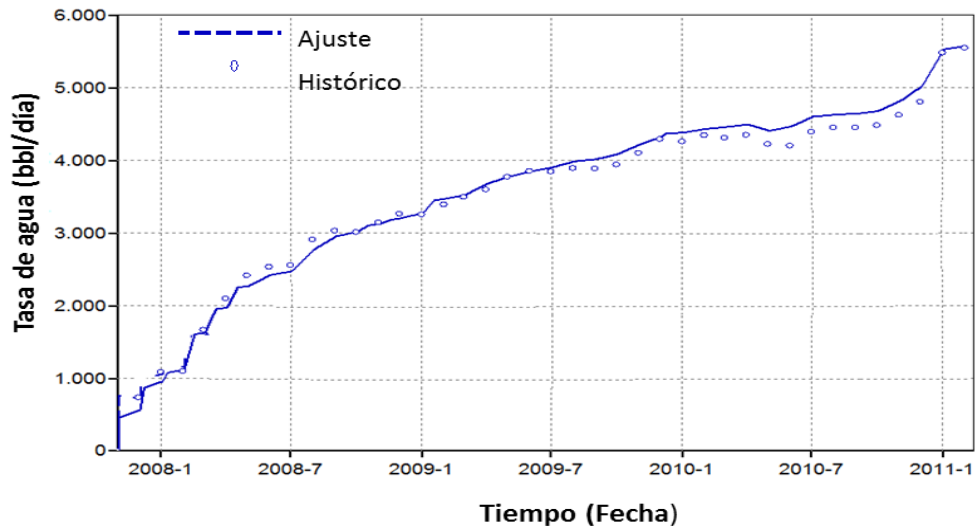
4.1.1.6 Ajuste Histórico. Con el fin de analizar el comportamiento de la producción del sector del yacimiento en estudio, con la configuración óptima de dos pozos horizontales, es necesario un ajuste de los datos históricos proporcionados. Los diferentes eventos en la producción de petróleo y agua transcurridos desde el 31 de octubre de 2007, hasta el 01 de febrero del 2011 se presentan con el ajuste histórico en la figura 54 y figura 55, respectivamente. El comportamiento de la presión promedio para el sector del modelo de yacimiento también se presenta en la figura 56 en este se refleja la fuerte influencia del acuífero.

Figura 54. Tasa de producción de petróleo



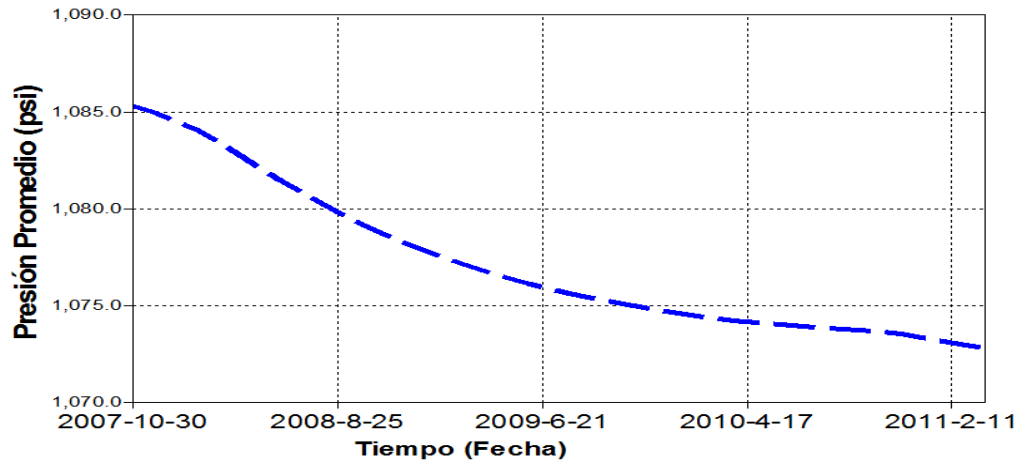
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

Figura 55. Tasa de producción de agua



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

Figura 56. Presión promedio sector del yacimiento



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

4.2 COMPARACIÓN DOS POZOS HORIZONTALES

Teniendo en cuenta el ajuste presentado por el sector del modelo del campo colombiano, en esta sección se predice el comportamiento de la producción para cinco escenarios distintos de explotación y se comparan teniendo como criterio las reservas recuperables y el valor presente neto evaluado a 5 años. La comparación se realiza sobre el modelo ajustado considerando cada caso como primer escenario de explotación del sector a partir del 31 de octubre de 2007 hasta el 31 de octubre de 2012. En todos los casos la posición y longitud del pozo horizontal proyectado en la zona de aceite permanecen sin modificación, la máxima tasa de producción es 6020 bpd, la cual es la más alta presentada en el historial del pozo y la mínima presión de fondo fluyendo es 250 psi.

Para el caso 1, se consideró una tasa de 6020 bpd, ya que con esta el pozo obtiene el mayor valor presente neto en un tiempo de 5 años. Para los casos 2, 3, 4 y 5, se evaluó la inclusión de un pozo horizontal localizado en la parte inferior del sector del modelo, bajo el pozo horizontal proyectado en la zona de aceite. Los parámetros de longitud, posición y tasa de líquido para los casos 2 y 4 fueron

optimizados de acuerdo al petróleo acumulado en un periodo de veinticinco años. Para los casos 3 y 5 los parámetros se optimizaron de acuerdo al valor presente neto en un periodo de 5 años. Los datos iniciales utilizados para cada uno de los casos se presentan en la tabla 20.

Tabla 20. Parámetros operacionales iniciales

Caso	Característica	Pozo	Tasa Máxima de Producción (bpd)	Posición en la dirección en K	BHP (psi)
Caso 1	Un pozo horizontal	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
Caso 2	Dos pozos, pozo inferior por debajo del contacto agua-petróleo, optimización petróleo acumulado.	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
		Pozo horizontal Inferior	6020	20	250
Caso 3	Dos pozos, pozo inferior por debajo del contacto agua-petróleo, optimización VPN.	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
		Pozo horizontal Inferior	6020	20	250
Caso 4	Dos pozos, pozo inferior por encima del contacto agua-petróleo, optimización petróleo acumulado.	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
		Pozo horizontal Inferior	6020	16	250
Caso 5	Dos pozos, pozo inferior por encima del contacto agua-petróleo, optimización VPN.	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
		Pozo horizontal Inferior	6020	16	250

4.2.1 Optimización de los Parámetros Operacionales. La metodología utilizada para el proceso de optimización de los parámetros operacionales fue la misma empleada en el modelo conceptual. Se seleccionaron cuatro parámetros, los valores se muestran en la tabla 21, para el caso 2 y 3 sólo se consideró la posición en las celdas 19 y 20 en la dirección K para la sección horizontal del pozo inferior por debajo del contacto agua-petróleo. Las funciones objetivo que se definieron, fueron el valor presente neto y el petróleo acumulado dependiendo del caso. Para el determinar el valor presente neto los ingresos fueron calculados con

los datos definidos en la tabla 22 y la tabla 23 en un periodo de 5 años a partir del 31 de octubre del 2007.

Tabla 21. Valores de los parámetros operacionales

Longitud Pozo Inferior (ft)	164	328	492	656	820	984										
Posición del Pozo Inferior (dirección en K)	20	19	18	17	16	15	14									
Tasa de líquido Pozo inferior (bpd)	5000	6000	6500	7000	7500	8000	8500	9000								
Tasa de líquido Pozo superior (bpd)	6020	5500	5000	4500	4000	3500	3000	2500	2000	1500	1000	500	250	100	75	

Tabla 22. Parámetros para el cálculo del valor presente neto

Precio de venta del petróleo(US\$/bbl)	Costo levantamiento por barril (US\$/bbl)	Costo tratamiento agua (US\$/bbl)	Costo tratamiento de agua sin separación agua- petróleo (US\$/bbl)
46.00	7.360	0.540	0.345
45.00	7.885	0.515	0.330
47.00	7.549	0.551	0.353
47.00	8.160	0.540	0.345
49.00	8.334	0.566	0.362

Fuente: Ecopetrol S. A.

Tabla 23. Valores cálculo valor presente

Detalle	Valor
Regalías	20%
Impuesto de renta	33%
Tasa de descuento anual	11%
Costo un pozo horizontal US\$	4.000.000

En el anexo C se presenta el proceso de optimización de los parámetros operacionales para los casos considerados.

4.2.1.1 Parámetros optimizados. En la tabla 24 se presentan los valores de los parámetros operacionales optimizados para cada uno de los casos. En total se realizaron 686 corridas.

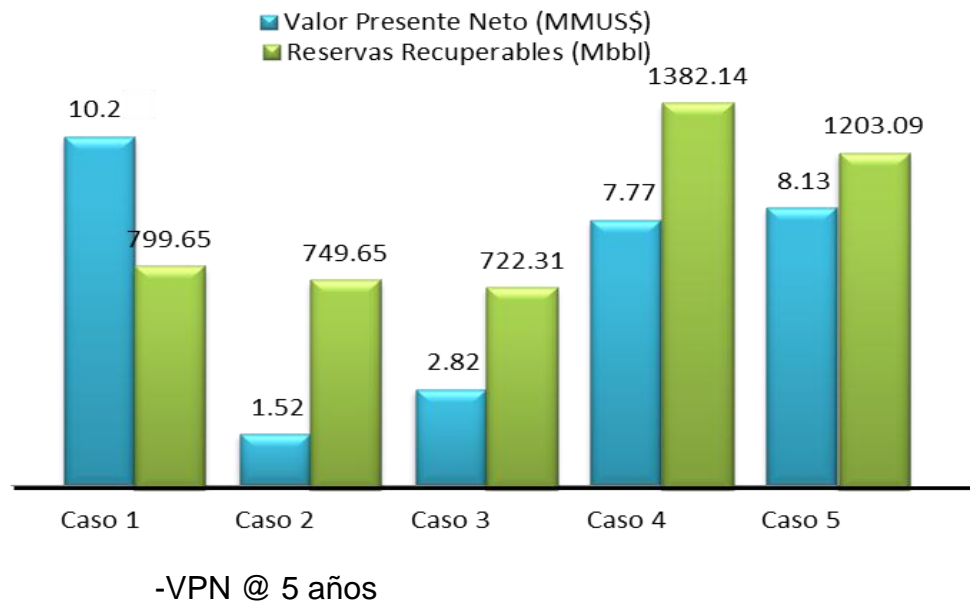
Tabla 24. Parámetros optimizados

Caso	Característica	Pozo	Tasa Máxima de Producción (bpd)	Posición en la dirección en K	Intervalo abierto (ft)
Caso 1	Un pozo horizontal	Pozo horizontal Superior	6020	9	984
Caso 2	Dos pozos, pozo inferior por debajo del contacto agua-petróleo, optimización petróleo acumulado.	Pozo horizontal Superior	6020	9	984
		Pozo horizontal Inferior	5000	20	984
Caso 3	Dos pozos, pozo inferior por debajo del contacto agua-petróleo, optimización VPN.	Pozo horizontal Superior	6020	9	984
		Pozo horizontal Inferior	6000 (4500)	20	164
Caso 4	Dos pozos, pozo inferior por encima del contacto agua-petróleo, optimización petróleo acumulado.	Pozo horizontal Superior	6020	9	984
		Pozo horizontal Inferior	7500	14	820
Caso 5	Dos pozos, pozo inferior por encima del contacto agua-petróleo, optimización VPN.	Pozo horizontal Superior	3500	9	984
		Pozo horizontal Inferior	8500	14	984

4.2.2 Resultados casos optimizados. Como se observa en la figura 57, el caso 1 presentó el mayor valor presente neto(VPN), aunque no obtuvo las mayores reservas recuperables debido al rápido aumento del corte de agua. Los casos que presentaron mayores reservas recuperables fueron el 4 y 5, en los cuales el pozo inferior se ubicó en la zona de transición debido a una zona de baja permeabilidad por encima del contacto agua petróleo. En estos el costo de tratamiento del agua de producción de los dos pozos es el mismo, por esta razón una parte de estas reservas recompensan el costo de tratamiento del agua siendo aún más rentable el caso 1 (un pozo horizontal). En los casos 2 y 3 donde el pozo inferior se ubicó por debajo del contacto agua-petróleo se obtuvieron los menores

VPN y menores reservas recuperables, puesto que la barrera de baja permeabilidad disminuye la influencia del pozo horizontal inferior para contrarrestar las fuerzas viscosas generadas por una tasa de líquido (6020 bbl/día) del pozo horizontal superior. Esto se confirma en la siguiente sección donde son variados algunos parámetros del yacimiento.

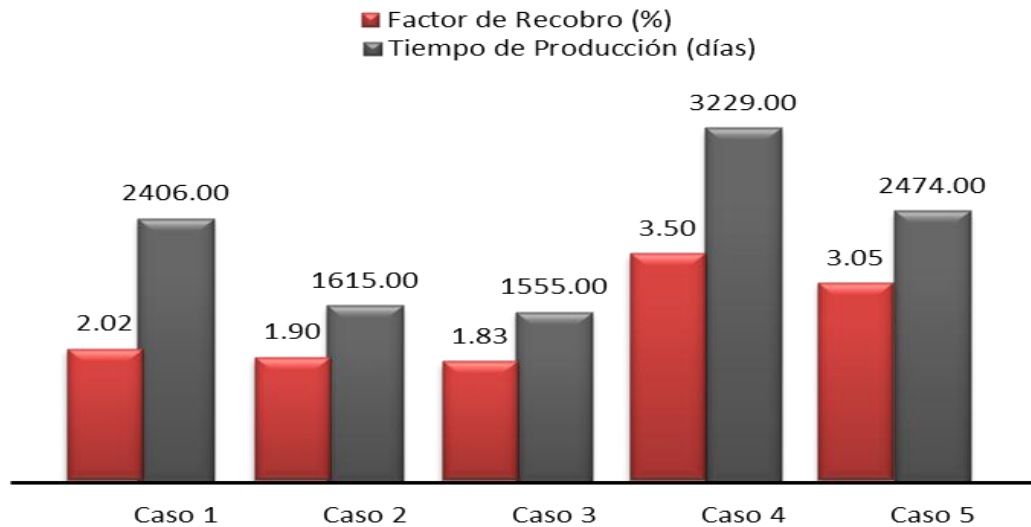
Figura 57. Comparación valor presente neto y reservas recuperables



Fuente: Autor

En la figura 58, se muestra que a mayor tiempo de producción, mayor el factor de recobro, por lo cual los casos 2 y 4 optimizados de acuerdo a la producción de petróleo acumulado en un tiempo de 25 años, tienen el mayor factor de recobro y tiempo de producción que los casos 3 y 5, optimizados de acuerdo al valor presente neto.

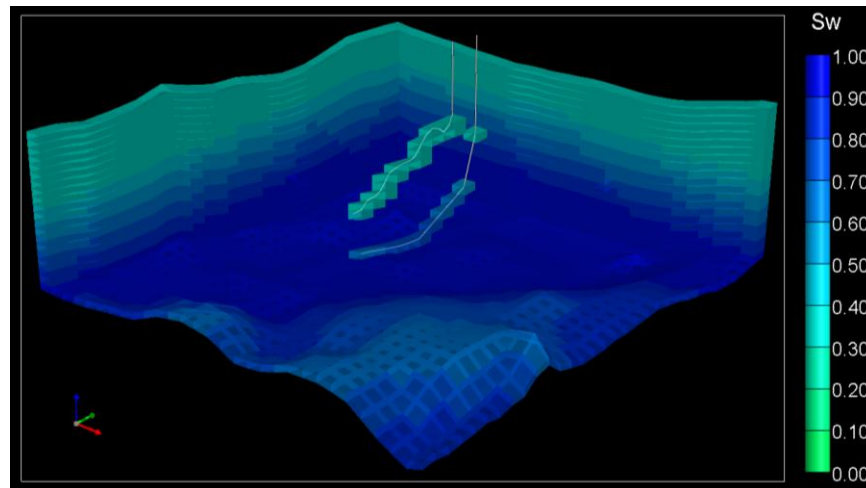
Figura 58. Comparación factor de recobro y tiempo de producción



Fuente: Autor

En la figura 59, se observa la vista 3D de la posición óptima de dos pozos horizontales para los casos 4 y 5, los colores presentados hacen referencia a la saturación de agua.

Figura 59. Vista 3D, Posición óptima dos pozos horizontales



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

4.3 CAMBIO DE LOS PARÁMETROS DEL YACIMIENTO

Algunos parámetros críticos de yacimiento son variados para determinar en qué condiciones la aplicación de dos pozos horizontales (uno proyectado en la zona de petróleo y el otro proyectado en la zona de agua) sería más viable que la aplicación de un pozo horizontal.

4.3.1 Cambio de la viscosidad. En el análisis realizado del modelo conceptual en la herramienta CMOST, los parámetros de yacimiento sensibilizados que tienen mayor influencia en el factor de recobro utilizando dos pozos horizontales es el end point de la permeabilidad relativa del agua y la viscosidad del crudo en sitio. En este modelo el end point de la permeabilidad relativa al agua tiene un bajo valor de 0.1 favoreciendo la movilidad del crudo. Sin embargo, la viscosidad afecta de manera crítica la aplicación, ya que cuanto más alta sea la viscosidad se requieren mayores tasas de producción en la zona agua para contrarrestar la cresta de agua en el pozo horizontal superior. Por esta razón se realizó una sensibilidad a la viscosidad en este modelo determinando la influencia de este sobre el valor presente neto con los valores financieros considerados.

Las condiciones de operación como tasa de líquido, posición y longitud del pozo se presentan en la tabla 25, las cuales son tomadas para comparar la aplicación de dos pozos horizontales y un pozo horizontal en el modelo variando el comportamiento de la curva de viscosidad.

Tabla 25. Condiciones de operación pozos horizontales

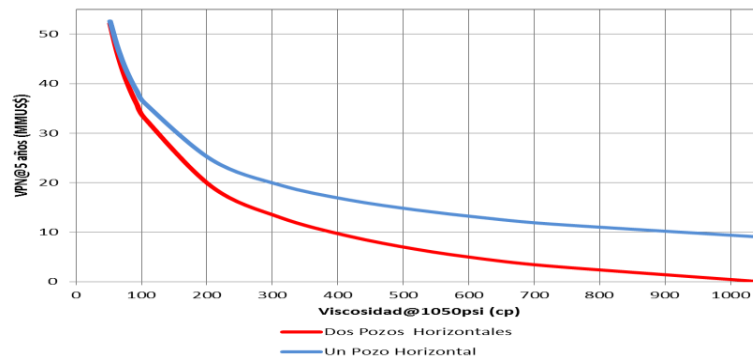
Característica		Tasa Máxima de Producción (bpd)	Posición en la dirección en K	Mínima BHP (psi)
Un pozo horizontal	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
	Pozo horizontal Inferior	9000	20	250
Dos pozos horizontales	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
	Pozo horizontal Inferior	9000	20	250

En la tabla 26 se muestran los valores de las curvas de viscosidad y en la figura 60 se observa el valor presente neto al cambio de la curva de viscosidad del crudo, en esta también se aprecia que a una menor viscosidad, más pequeña es la diferencia entre el valor presente neto calculado para un sólo pozo y dos pozos horizontales. A una viscosidad en sitio de 51,96 cP, la diferencia entre el VPN es US\$ 494.000.

Tabla 26. Datos de las curvas de viscosidad

PRESIÓN (PSI)	DATOS DE LAS CURVAS DE VISCOSIDAD (CP)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
116	700	490	420	350	280	210	140	70	63	56	49	42	35
224	738	516	443	369	295	221	148	74	66	59	52	44	37
328	775	543	465	388	310	233	155	78	70	62	54	47	39
433	813	569	488	407	325	244	163	81	73	65	57	49	41
537	851	596	511	425	340	255	170	85	77	68	60	51	43
642	889	622	533	444	355	267	178	89	80	71	62	53	44
746	926	648	556	463	370	278	185	93	83	74	65	56	46
851	964	675	578	482	386	289	193	96	87	77	67	58	48
955	1002	701	601	501	401	300	200	100	90	80	70	60	50
1050	1039	728	624	520	416	312	208	104	94	83	73	62	52
1164	1077	754	646	538	431	323	215	108	97	86	75	65	54
1269	1115	780	669	557	446	334	223	111	100	89	78	67	56
1373	1152	807	691	576	461	346	230	115	104	92	81	69	58
1478	1190	833	714	595	476	357	238	119	107	95	83	71	60
1582	1228	859	737	614	491	368	246	123	110	98	86	74	61
1687	1265	886	759	633	506	380	253	127	114	101	89	76	63
1791	1303	912	782	652	521	391	261	130	117	104	91	78	65
1896	1341	939	804	670	536	402	268	134	121	107	94	80	67
2000	1378	965	827	689	551	414	276	138	124	110	96	83	69

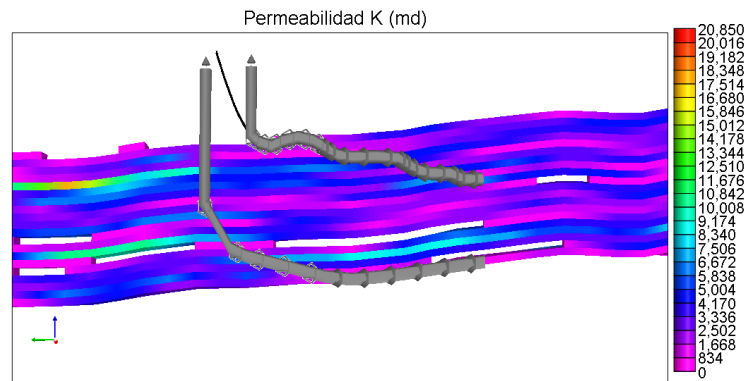
Figura 60. Valor presente neto vs viscosidad del crudo



Fuente: Autor

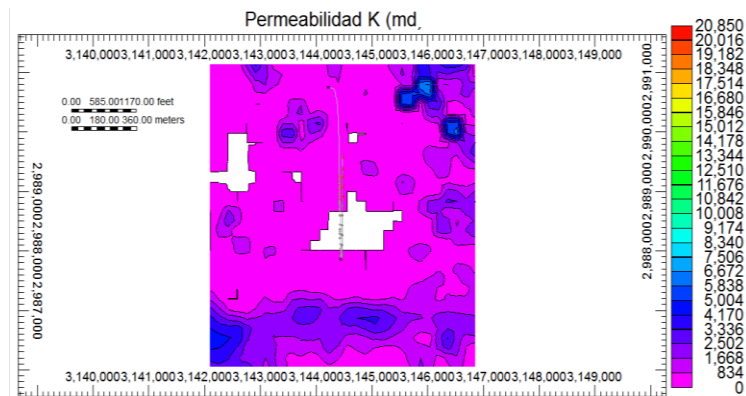
4.3.2 Cambio de la permeabilidad. Según las condiciones del sector del campo colombiano, debajo de la zona donde se ubica el pozo horizontal superior una barrera de baja permeabilidad se encuentra por encima del contacto agua-petróleo. Esto disminuye la influencia del pozo horizontal inferior para contrarrestar las fuerzas viscosas generadas por una tasa de líquido de 6020 bbl/día, del pozo horizontal superior. En la figura 61 y 62 se observa la vista lateral y superior de la barrera de baja permeabilidad.

Figura 61. Vista lateral posición inicial de los pozos



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

Figura 62. Vista superior de la barrera de baja permeabilidad

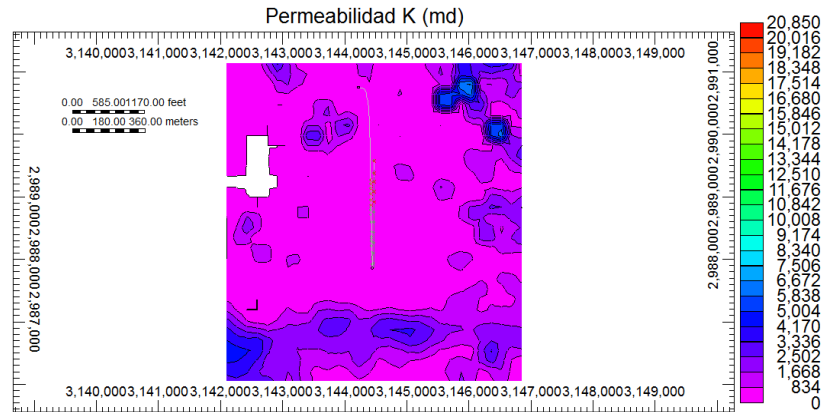


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

Con el propósito de determinar la influencia de la barrera de baja permeabilidad sobre la viabilidad de la aplicación de dos pozos horizontales, se modificó la

permeabilidad de la barrera de acuerdo a las propiedades a su alrededor en la misma capa.

Figura 63. Vista superior permeabilidad cambiada de la barrera



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Implicit Explicit Black Oil Simulator, IMEX

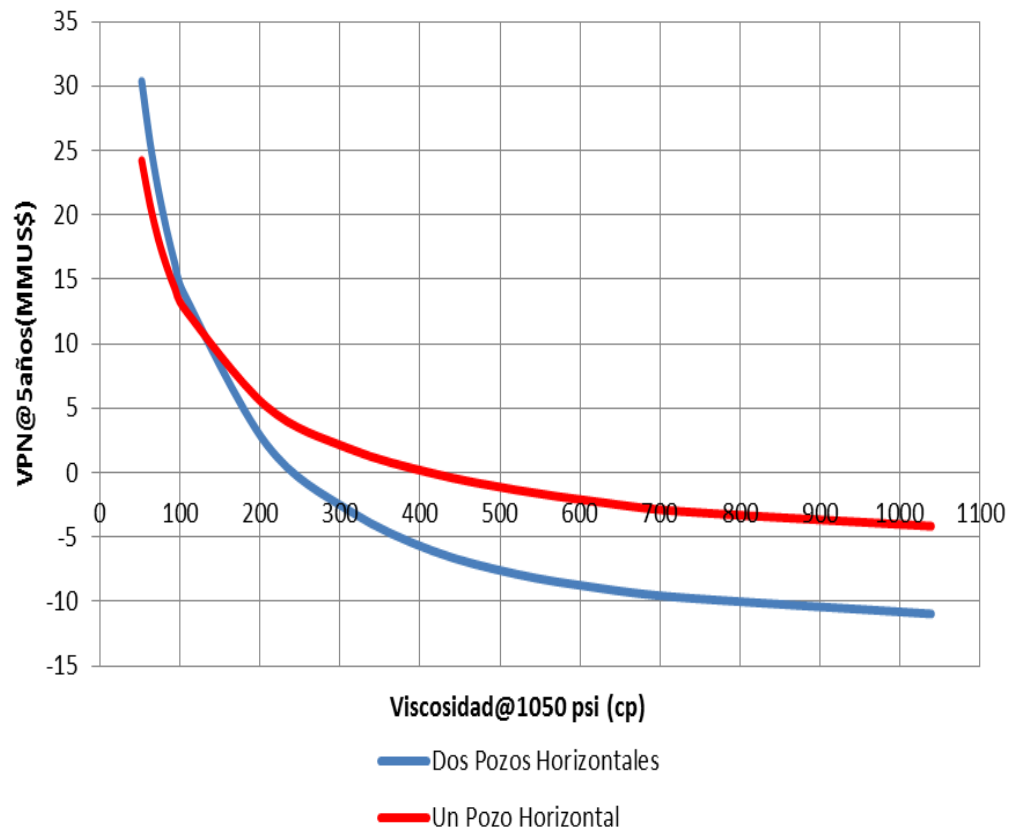
Los resultados de la aplicación de dos pozos horizontales con el cambio de la permeabilidad de la barrera y la curva de viscosidad del crudo son presentados en la tabla 27.

Tabla 27. Influencia de la viscosidad sobre el valor presente neto

Viscosidad@ 1050 psi (cP)	Valor Presente Neto@ 5 años (MMUS\$)	
	Un Pozo Horizontal	Dos Pozos Horizontales
1039.307	-4.1618	-10.97
727.5149	-3.0229	-9.7036
623.5842	-2.2916	-8.9718
519.6535	-1.3491	-7.8749
415.7228	-0.063511	-6.0821
311.7921	1.8493	-2.967
207.8614	5.1373	2.2078
103.9307	12.84	14.008
93.53763	14.293	16.202
83.14456	16.029	18.849
72.75149	18.129	21.947
62.35842	20.829	25.681
51.96535	24.214	30.365

Como se observa en la figura 64 a una viscosidad menor de 120 cP en sitio, la aplicación de dos pozos horizontales comienza a ser más viable que un pozo horizontal. El valor presente neto de la aplicación de dos pozos horizontales para una viscosidad de 51.96 cP medida a 1050 psi es MMUS\$ 6.15 mayor que para un pozo horizontal.

Figura 64. Valor presente neto vs viscosidad del crudo



Fuente: Autor

5. EVALUACIÓN FINANCIERA

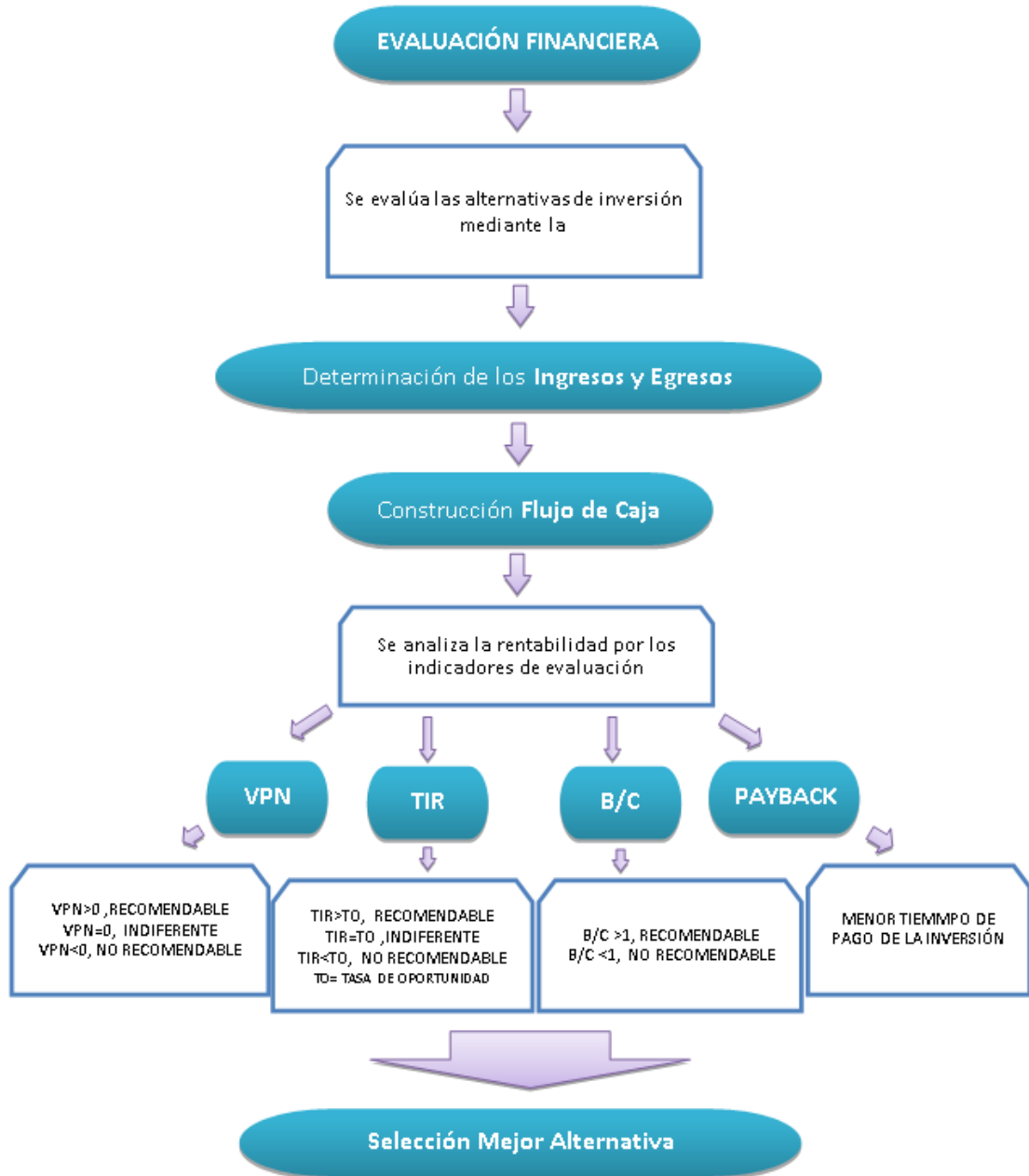
La evaluación financiera juega un papel fundamental en el proceso decisorio de un proyecto porque permite analizar la rentabilidad financiera del mismo. La evaluación financiera toma en cuenta la manera como se obtienen y se pagan los recursos financieros necesarios para el proyecto, permitiendo el análisis de estrategias de recuperación de costos y de financiamiento. Con el fin de evaluar la factibilidad financiera del escenario óptimo de la aplicación de dos pozos horizontales, se realiza un análisis por medio del estudio de algunos indicadores que son utilizados para demostrar los beneficios de la aplicación en estudio.

Para la evaluación financiera de un proyecto se utilizan algunos índices que se obtienen del tratamiento técnico y cuantitativo que se le dé al flujo de caja del proyecto o alternativa respectiva. Tales índices como el VPN o el TIR ayudan a tomar una decisión adecuada sobre qué proyecto realizar, o si es o no conveniente el desarrollo de un proyecto en caso de tener una sola alternativa.

En la evaluación financiero realizado se evalúa la aplicación de dos pozos horizontales con la configuración presentada en el caso 3 y caso 5 del capítulo anterior, los cuales fueron optimizados de acuerdo al valor presente neto. Estas configuraciones son comparadas con la aplicación de un pozo horizontal, caso 1 del capítulo anterior. En el caso 3 el pozo horizontal inferior se localiza en la zona de agua bajo el contacto agua-petróleo y en el caso 5 el pozo horizontal inferior se encuentra en la zona de transición capilar. La evaluación financiera se realiza teniendo en cuenta cuatro índices de evaluación, el valor presente neto, la tasa interna de retorno, la relación beneficio-costos y el tiempo de pago de la

inversión. La secuencia generalizada de las etapas principales de la evaluación financiera se muestra en la figura 65.

Figura 65. Esquema evaluación financiera



Fuente: Autor

5.1 EGRESOS

El cálculo de los egresos considera los costos de inversión, costos de operación, costos de mantenimiento, los impuestos pagados al estado, se tiene en cuenta las regalías y el impuesto de renta.

5.1.1 Inversión neta o inicial. La inversión inicial de este proyecto está relacionada a los costos asociados a la perforación, completamiento de un pozo horizontal y sistema de levantamiento del fluido. Estos costos varían de acuerdo con el sitio y tiempo de servicio de los equipos involucrados, el costo total relacionado a la inversión inicial de un pozo horizontal se presentan en la tabla 28.

Tabla 28. Costos pozo horizontal

Descripción	Valor
Costo de un pozo horizontal (US\$)	4.000.000,0

5.1.2 Impuestos. La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son las regalías y el impuesto sobre la renta.

5.1.2.1 Regalías. En Colombia el porcentaje de las regalías referente a la producción de hidrocarburos varía de acuerdo con la producción como lo estipula la ley 756 de 2002⁴⁵. Para este caso el valor se muestra en la tabla 29.

5.1.2.2 Impuesto de renta. El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. En Colombia, en los últimos años ha oscilado entre el 30 y 40%. Este impuesto se aplica sobre la ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación.

⁴⁵ Vera J. LA POLITICA PETROLERA, RESULTADOS Y PROYECCIÓN AÑOS 2010-2015. Ministerio de Minas y Energía

En la tabla 29 se resumen los costos de operación y mantenimiento incluidos en el lifting cost y el costo de tratamiento del agua, también se resumen los costos de los impuestos devengados al estado, las regalías y el impuesto de renta. Los valores están calculados a 5 años con los datos presentados en la tabla 22 y tabla 23 para los casos 1, 3 y 5.

Tabla 29. Valores de los egresos del proyecto

Año	Lifting cost excluyendo costo tratamiento de agua (US\$)	Costo tratamiento agua (US\$)	Regalías del 20% (US\$)	Impuesto sobre la renta del 34% (US\$)	Inversión Inicial (US\$)	Total Egresos (US\$)
CASO 1	8,573,487	7,421,739	10,448,772	8,513,954	7,085,220	42,043,174
CASO 3	8,349,460	9,157,174	10,119,925	7,581,111	12,572,19	47,779,871
CASO 5	11,554,424	10,983,708	13,955,737	10,983,98	14,170,44	61,648,300

5.2 INGRESOS

Hace referencia a las ganancias que recibe una empresa por la venta de sus productos o servicios, en este caso la venta de barriles de petróleo adicionales producidos al perforar un pozo horizontal con el objetivo de contrarrestar la conificación de agua para el aumento de la producción de petróleo en un pozo horizontal con alto corte de agua. En la tabla 30 se presentan los ingresos por la venta del precio del crudo.

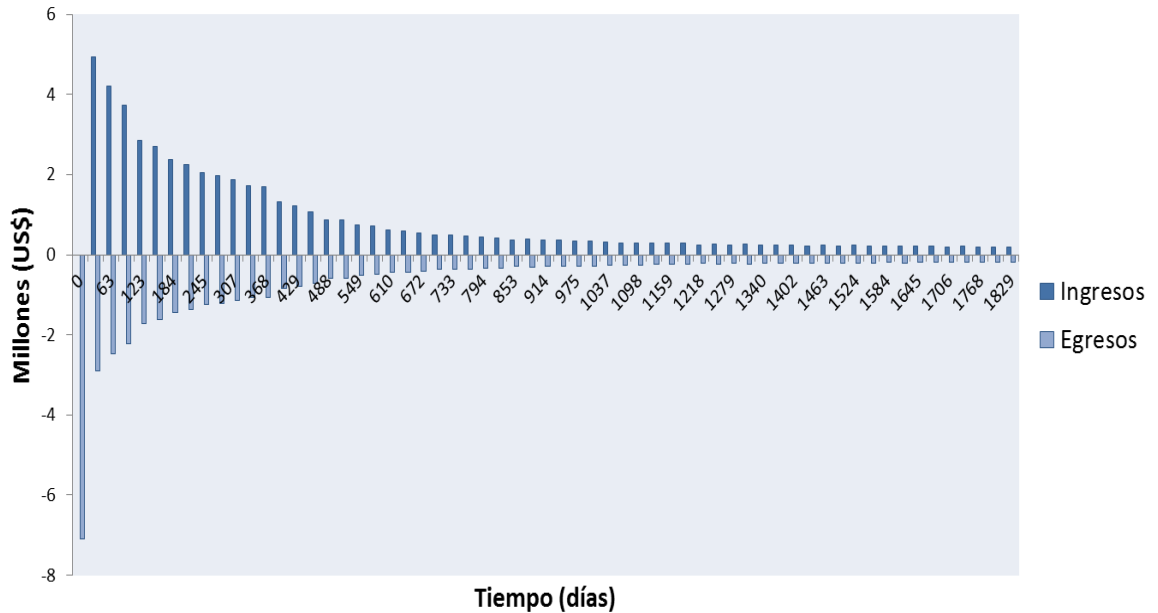
Tabla 30. Precio de venta del crudo

Año	Producción @ 5 años	Ingresos
CASO 1	733,752	52,243,860
CASO 3	722,315	50,599,626
CASO 5	781,922	69,778,686

5.3 FLUJO DE CAJA

En la estimación del flujo de caja deben considerarse factores como los ingresos provenientes del ejercicio u operación del proyecto como el precio de venta del barril de petróleo (WTI), los egresos generados por la inversión inicial, los costos de operación, mantenimiento y los impuestos en que se incurren por el desarrollo del proyecto. En la figura 66 se observa el flujo de caja para el proyecto sobre el caso 1 en un periodo de 5 años.

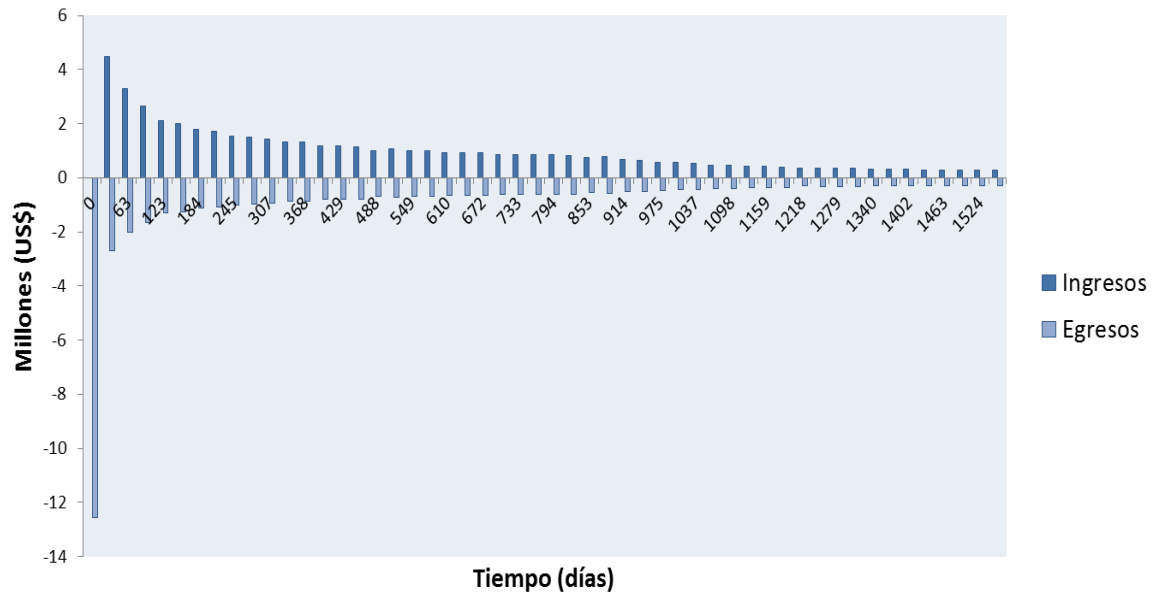
Figura 66. Flujo de Caja caso 1



Fuente: Autor

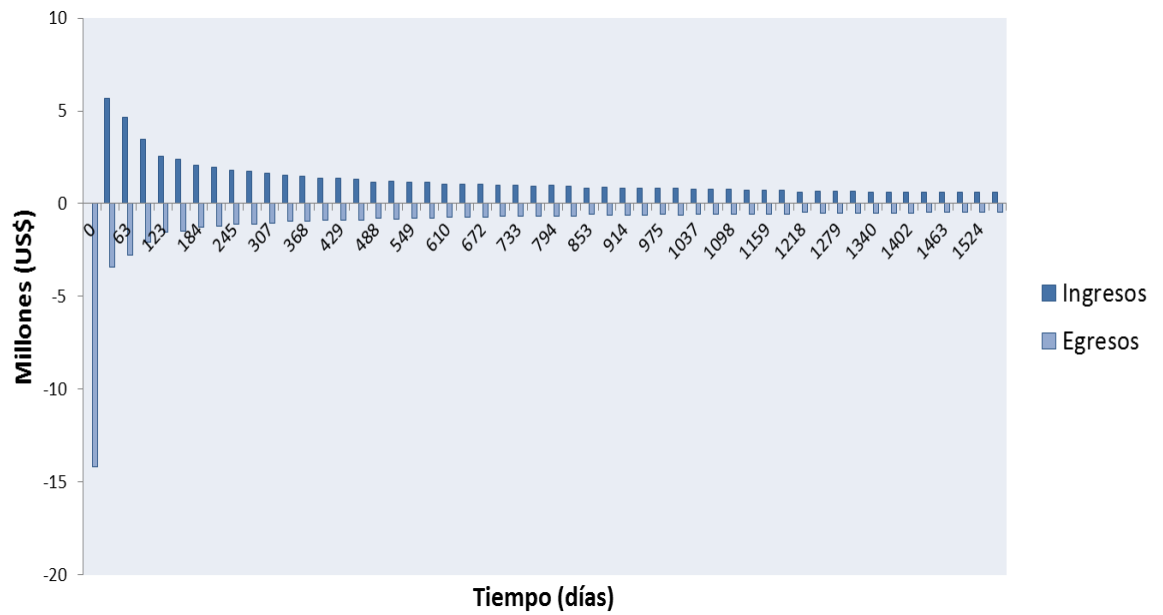
En la figura 67 los flujos de caja para el caso 3 y en la figura 68 para el caso 5, el cual es el que tiene la mayor inversión inicial.

Figura 67. Flujo de Caja caso 3



Fuente: Autor

Figura 68. Flujo de Caja caso 5



Fuente: Autor

5.4 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Para la evaluación del proyecto varios indicadores son necesarios ya que cada uno evalúa un criterio diferente, permitiendo tener una visión más amplia del comportamiento de los ingresos y egresos. En la evaluación de la rentabilidad del proyecto se realiza el cálculo de los siguientes indicadores de rentabilidad para medir la efectividad de la inversión.

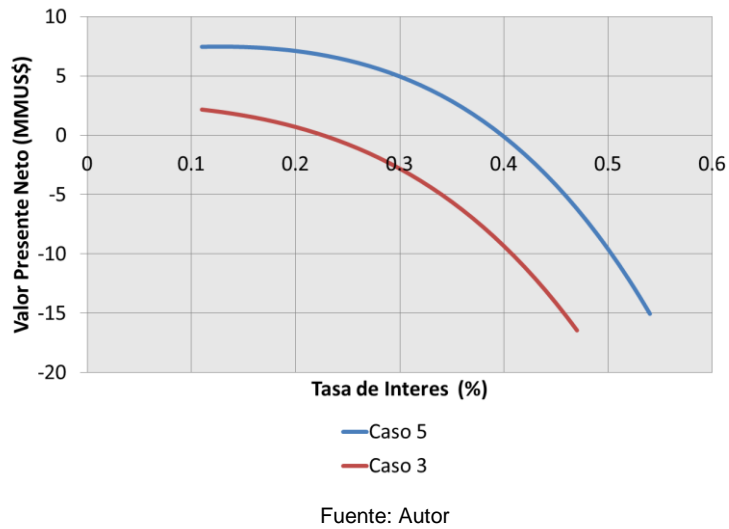
5.4.1 Valor presente neto. El cálculo del valor presente neto se realiza a los tres casos seleccionados en el capítulo anterior (caso 1, caso 3, caso 5). La tasa de interés utilizada para la actualización de los flujos de caja es del 11% anual (0.87% mensual), la cual es fijada por la empresa e indica el margen de utilidades que se desea. En el anexo C, se puede observar para cada caso las corridas realizadas y los valores máximos del valor presente neto para los parámetros óptimos seleccionados por el algoritmo DECE. En la tabla 31, se presentan los resultados del valor presente neto para los casos optimizados en un periodo de 5 años.

Tabla 31. Valor presente neto

	Caso 1	Caso 3	Caso 5
VPN (US\$)	10,200,687	2,819,755	8,130,385

5.4.2 Tasa interna de retorno (TIR). La tasa de interés para el cual el valor presente de los ingresos es igual al valor presente de los egresos es 0,226 para el caso 3 y 0,398 para el caso 5. De acuerdo con la figura 69 los intereses generan suficientes ganancias hasta un interés máximo de 0,226 para el caso 3 y 0,398 para el caso 5. Sin embargo, la mejor opción sigue siendo el caso 1 (un pozo horizontal) ya que presenta un mayor valor presente (US\$ 10,200,687) y un TIR de 1,20.

Figura 69. Valor presente Vs. Tasa de interés



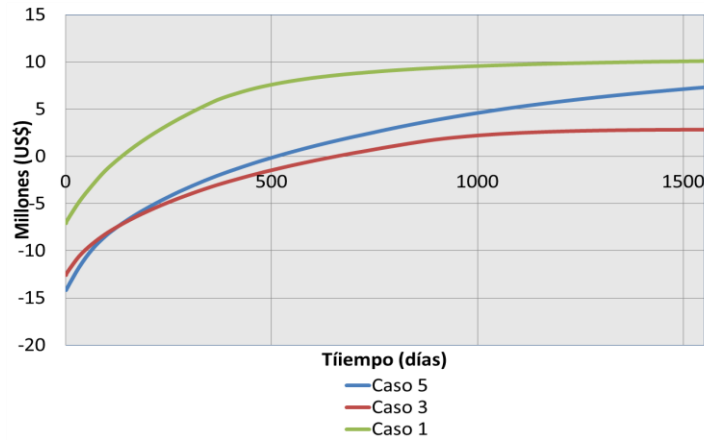
5.4.3 Relación beneficio- costo. Como se observa en la tabla 32, el total de ingresos para el caso 5 fue el mayor, sin embargo, los costos asociados a la producción de grandes volúmenes de agua y el tratamiento necesario para la disposición aumentan los egresos, lo cual disminuye la relación beneficio-costos y la viabilidad financiera con respecto al caso 1. El caso 1 bajo las condiciones consideradas es el más adecuado ya que es el que obtuvo el mayor valor presente neto y el que tiene la más alta relación beneficio-costos.

Tabla 32. Relación beneficio - costo

	CASO 1	CASO 3	CASO 5
TOTAL INGRESOS (US\$)	52,243,860	50,599,626	69,778,686
TOTAL EGRESOS(US\$)	42,043,174	47,779,871	61,648,300
RELACIÓN BENEFICIO-COSTO	1.24	1.06	1.13

5.4.4 Periodo de recuperación de la inversión, (Payback Ajustado). Como se puede observar en la figura 70, la inversión inicial del proyecto es recuperada en 672 días para el caso 3 y 519 días para el caso 5, siendo más viable el caso 1 con un tiempo de pago de la inversión de 154 días. En este tiempo los costos inherentes al proyecto y la inversión inicial son pagados con las ganancias generados por el proyecto.

Figura 70. “Payback Ajustado” del proyecto



Fuente: Autor

La aplicación de dos pozos horizontales para configuración del caso 3, muestran que una barrera de baja permeabilidad por encima del contacto agua-petróleo afecta la influencia de la tasa del pozo inferior sobre las fuerzas viscosas generadas por el pozo superior, causando el menor factor de recobro y tiempo de producción. Por lo anterior, los indicadores de evaluación financiera considerados presentan para el caso 3 los menores valores. La configuración de los parámetros del caso 5, genera los mayores ingresos brutos alrededor de MMUS\$ 17 más que el caso 1, obtenidos por la venta del crudo, recuperando la inversión inicial en 519 días y generando ganancias suficientes hasta un interés máximo de 39.8%, no obstante los costos de tratamiento de altas tasas de producción de agua contaminada debido a posición del pozo inferior, disminuyen la viabilidad del proyecto viéndose más rentable la opción de un sólo pozo.

6. CONCLUSIONES

- En este estudio se muestra la efectividad de dos pozos horizontales en el control de la conificación de agua para incrementar la tasa de producción de petróleo y disminuir la tasa de producción de agua mejorando la recuperación de hidrocarburos en yacimientos de crudo pesado con un acuífero de fondo.
- Se determinó la efectividad de dos pozos horizontales para el control de la conificación de agua mediante la evaluación de la tasa de producción de petróleo, el factor de recobro y el corte de agua para los casos estudiados (un pozo vertical, un pozo vertical con completamiento dual, dos pozos verticales, un pozo horizontal y dos pozos horizontales)
- Se determinó dentro de los parámetros considerados que los de mayor influencia sobre el factor de recobro utilizando dos pozos horizontales, es el end point de la permeabilidad relativa del agua, el cual influye sobre la relación de movilidad afectando de forma inversa el rendimiento de la producción de petróleo cuando este aumenta y la viscosidad del crudo, el cual afecta de manera crítica la aplicación, ya que cuanto más alto sea la viscosidad se requieren mayores tasas de producción en la zona agua para contrarrestar la cresta de agua en el pozo horizontal.
- El análisis de sensibilidad realizado en CMOST a los parámetros operacionales muestra que los más influyentes en el factor de recobro y el corte agua, son la tasa por unidad de longitud del pozo superior y la tasa por unidad de longitud del pozo inferior. Las tasas de producción pueden ser configuradas para producir solamente petróleo por el completamiento superior o para obtener el

mayor VPN, las cuales no necesariamente coinciden con la máxima recuperación de crudo.

- Se determinó la configuración óptima dentro de los parámetros operacionales considerados de dos pozos horizontales en un sector de un yacimiento colombiano. Los resultados mostraron (caso 4), la capacidad de dos pozos horizontales para aumentar las reservas recuperables en 582 Mbbl y el tiempo de producción en 823 días con respecto a un pozo horizontal. La ubicación óptima del pozo horizontal inferior fue localizada en la zona de transición capilar, debido a una zona de baja permeabilidad por encima del contacto agua-petróleo produciendo altas tasas de agua contaminada, lo cual disminuye la viabilidad financiera del proyecto.
- En la evaluación financiera realizada, los indicadores evaluados mostraron que la aplicación de dos pozos horizontales para configuración del caso 5, generan los mayores ingresos brutos (MMUS\$ 69.77) obtenidos por la venta del crudo, recuperando la inversión inicial en 519 días y generando ganancias suficientes hasta un interés máximo de 39.8%, no obstante los costos de tratamiento de altas tasas de producción de agua contaminada disminuyen la viabilidad del proyecto viéndose más rentable la opción de un sólo pozo.
- La presencia de intercalaciones de formaciones de baja permeabilidad, afecta negativamente la aplicación de dos pozos horizontales debido a la disminución de la influencia del pozo horizontal inferior, sobre las fuerzas viscosas generadas por la tasa de producción del pozo proyectado en la zona de petróleo.

7. RECOMENDACIONES

- En este estudio se evaluó la aplicación de dos pozos horizontales para el control de la conificación de agua en yacimientos de crudo pesado con un acuífero activo que permitió determinar los parámetros operacionales más influyentes y óptimos en un modelo conceptual y un sector del modelo de un campo colombiano. Sin embargo, las suposiciones incluidas en el ajuste del sector del campo colombiano que incluye zonas de baja permeabilidad sobre el contacto agua-petróleo, una zona de transición capilar considerable, altas permeabilidades en la dirección vertical y la alta viscosidad del crudo son algunas de las condiciones que desfavorecen la aplicación de la tecnología afectando la viabilidad financiera; de acuerdo a lo anterior se recomienda evaluar la tecnología en un sector de un campo con condiciones que favorezcan la aplicación.
- En la evaluación de la tecnología se consideró como primer escenario de explotación en el sector del campo colombiano, la aplicación de dos pozos horizontales con sus parámetros operacionales optimizados. Por lo anterior en pozos con problemas de conificación de agua se recomienda el estudio de la aplicación de dos pozos horizontales después de ocurrida la conificación de agua para evaluar la factibilidad y viabilidad financiera por el aumento de la tasa de producción de petróleo y la disminución en el corte de agua.

BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed Al-Zahaby, the British University in Egypt. "Guidelines for Selecting Appropriate PVT Correlations for Black Oils". February 2012.
- A.K. Wojtanowicz, Hui Xu, and Z. Bassiouni, "Oilwell Coning Control Using Dual Completion With Tailpipe Water Sink", SPE 21654, 1991.
- B.Ju. et al., An Effective Method To Improve Recovery of Heavy Oil Reservoir With Bottomwater Drive, IPTC 10521.
- Carlos Bázer S. Universidad del Zulia, "Correlaciones Numéricas P.V.T". Enero de 1996.
- Cooke, M. S., "A Reservoir Engineering and Coning Study of Shallow Oil Sand in the Lafitte Field of Jefferson Parish, Louisiana," M.S. Thesis, Louisiana State University, Baton Rouge, LA, December 1989.
- Dietrich, J.K.: " Steamflooding in a Water Drive Reservoir: Upper Tulare Sands, South Belridge Field", SPE 17453, SPE California Regional Meeting held in Long Beach, California, March 23-25, 1988.
- Dusseault, M.B.: "The future of Oil: Canadian Viscous Oil Resources and New Production Technologies", University of Waterloo, Waterloo, Ontario, Canada pp10-16.

- Dusseault, M.B.: “Sequencing Technologies to Maximize Recovery”, 7th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, June 13-15, 2006.
- Ephim I. Shirman, and Andrew K. Wojtanowicz, SPE, Louisiana State University, “More Oil with Less Water Using Downhole Water Sink Technology: A Feasibility Study”, 27-30 October, 1998.
- Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D.Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.
- Fram, J.H,” Closing the Flood Gates”- History of the South Belridge Field Drive Aquifer Project, SPE 35660, SPE WesternRegional Meeting held in Anchorage, USA, May 22-24,1996.
- Giambattista De Ghetto, Francesco Paone, and Marco Villa, “Pressure-Volume- Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils”. June 1995.
- PALMA J. y MEJIA J: “Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2008.
- Solomon O. Inikori, SPE, and Andrew K. Wojtanowicz, SPE, “New Concepts of Dual-Completion for Water Cresting Control and Improved Oil Recovery in Horizontal Wells”, 2 October 2002.
- Tarek Ahmed, “RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK” Second Edition, Pnas 570,571. 2000.

- Trevor Bennison, IBC Heavy Oil Field Development Conference, “Prediction of Heavy Oil Viscosity” December 1998.
- Vera J. LA POLITICA PETRÓLERA, RESULTADOS Y PROYECCIÓN AÑOS 2010-2015. Ministerio de Minas y Energía.
- Wenting Qin, PhD. Dissertation, “Analytical Design Method For Cold Production Of Heavy Oil With Bottom Water Using Bilateral Sink Wells”. 2011.
- Wojtanowicz,A.K.and Armenta, M. : “Assessment of Down-hole Water Sink Technology for Controlling Water Inflow at Petroleum Wells”, J. Energy
- Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, Louisiana State University, “Well Performance Analysis For Heavy Oil With Water Coning”, June 2007.
- Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, Louisiana State University, “Water Problems and Control Techniques in Heavy Oils With Bottom Aquifers”, March 2009.
- Wenting Qin, and Andrew K. Wojtanowicz,: SPE 125414 ,“Water Problems and Control Techniques in Heavy Oils With Bottom Aquifers”, 23–25 March 2009.
- Wenting Qin, Andrew K. Wojtanowicz, SPE, Christopher D. White, SPE, Louisiana State University, “New Cold Production Technique for Heavy Oil with Strong Bottom Water Drive”, November 2011.

ANEXOS

ANEXO A. CORRELACIONES PVT

Las siguientes correlaciones fueron utilizadas en el desarrollo de las propiedades PVT del modelo, a continuación se hace un breve resumen de las correlaciones presentando el rango de aplicabilidad.

- **Correlación de Kartootmodjo, T. y Schmidt, Z para determinar el punto de burbuja:**

$$Pb = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc}^{C_2} 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460} \right)}} \right]^{C_4}$$

Donde:

Pb: Presión de burbuja, psi

R_{sb}: Gas en solución a la presión de burbuja (Pb), SCF/STB

T: Temperatura del Yacimiento, °F

γ_{gc}: Gravedad específica del gas corregida a 100 psi, (aire=1)

γ_{API}: Gravedad del petróleo, °API

Para esta correlación un total de 5392 puntos de datos fueron obtenidos de 740 muestras de diferentes de crudos del Sud-Este de Asia (Indonesia), Norte de América, Medio Oriente y América Latina fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Los datos fueron separados en dos grupos debido a la volatilidad de los crudos. El primer grupo contenía crudos con gravedades < 30 °API, y el segundo grupo con crudos de gravedades > 30 °API. La **tabla A-1** presenta los

valores de las constantes C1, C2, C3 y C4 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

Valores de las constantes C1, C2, C3, C4

	C1	C2	C3	C4
API < 30	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
API > 30	0.0315	0.7587	11.2895	0.9143

La **tabla A-2** presenta el rango de datos utilizados en el desarrollo de la correlación. Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio relativo de 3.34032% con una desviación estándar de 263.08% para la correlación.

Rango de los datos para la correlación de Kartoatmodjo, T. Y Schmidt, Z.

CARACTERISTICA	VALOR
Presión de burbuja, psi	14.7 - 6054.7
Temperatura, F	75-320
Factor volumétrico del petróleo, BBL/STB	1.007-2.144
Razón gas disuelto- petróleo, SCF/BBL	0.0- 2890
Gravedad del petróleo, API	14.4 -58.9
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0.379-1.709

- **Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z. para determinar el R_s :**

$$R_s = C_1 * \gamma_{gc}^{C_2} * p^{\frac{1}{C_4}} * 10^{\left(\frac{C_3 * \gamma_{API}}{T+460}\right)}$$

Donde:

R_s : Gas en Solución $P < P_b$, SCF/SBT

P: Presión de interés, psi.

T: Temperatura del yacimiento, F

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 psi,(aire=1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, API

Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de -4.6839 % para la correlación.

- Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt para determinar la compresibilidad del petróleo:

$$C_o = \frac{6.8257 * R_s^{0.5002} \gamma_{API}^{0.3613} T^{0.76606} \gamma_{gc}^{0.35505}}{p * 10^6}$$

Donde:

Co: Compresibilidad isotérmica del petróleo, 1/psi

R_s: Gas en Solución, SCF/STB

P: Presión de interés, psi.

T: Temperatura del yacimiento, F

γ_{gc}: Gravedad específica del gas corregida a 100 psi,(aire=1)

γ_{API}: Gravedad del petróleo, API

Un total de 2545 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de 0.30078%.

- Correlación Kartoatmodjo y Schmidt para determinar el factor volumétrico de formación:

$$B_{ob} = 0.98496 + 1.0 * 10^{-4} * F^{15}$$

Donde

$$F = R_{sb}^{0.755} \gamma_{gc}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45 * T$$

B_{ob}: Factor volumétrico del petróleo a P_b, BBL/STB

R_{sb}: Razón gas disuelto-petróleo a P > P_b, SCF/STB

T: Temperatura del yacimiento, °F

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 psi., (aire=1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Kartoatmodjo y Schidt reportan un error promedio de -0.104% para la correlación. La correlación anterior puede ser utilizada para estimar valores del factor volumétrico del petróleo (B_o) a presiones por debajo de la presión de burbuja. Los valores de B_o por debajo del punto de burbuja están afectados tanto por la solubilidad del gas como por la compresibilidad, mientras que por arriba del punto de burbuja la solubilidad es constante y por lo tanto sólo influye la compresibilidad. Por lo tanto, si se conoce la compresibilidad del petróleo puede determinarse el B_o a presiones mayores que la presión del punto de burbuja ($P > P_b$):

$$B_o = B_{ob} \exp[C_o \cdot (P_b - P)]$$

Donde;

B_o : Factor volumétrico del petróleo a $P > P_b$, BBL/STB

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a P_b , BBL/STB

P_b : Presión de burbuja, psi.

P : Presión de interés, psi.

C_o : Compresibilidad isotérmica del petróleo, 1/psi.

- Correlaciones para determinar la viscosidad del crudo vivo y muerto:

En general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir. En el caso de petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad: viscosidad de un petróleo sin gas en solución, y viscosidad del petróleo a determinada presión y temperatura llevando consigo la cantidad de gas (R_s), que puede disolverse a esas condiciones. En ambos casos, el efecto de la temperatura es disminuir la viscosidad, sin embargo;

la presión en el primer caso aumenta la viscosidad y en el segundo la disminuye, ya que el efecto de disminución de la viscosidad por gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo.

- **Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z. para determinar la viscosidad del crudo muerto:**

$$\mu_{od} = 16.0 * 10^8 * T^{-2.8177} (\log \gamma_{API})^{(5.7526 \log T - 26.9718)}$$

Donde:

μ_{od} : Viscosidad del petróleo libre de gas

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

T: Temperatura del yacimiento, °F

El desarrollo de esta ecuación se utilizó un total de 661 muestras diferentes de crudos, y reporta un error promedio de -13.158%. La **Tabla A-3** presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

Rango de los datos para la correlación de Kartoatmodjo, T. Y Schimidt, Z.

CARACTERISTICA	VALOR
Temperatura, F	75-320
Gravedad del petróleo, API	14.4-58.9
Viscosidad, cP.	0.5-682

- **Correlación Modified Egbogah-Jacks para determinar la viscosidad del crudo muerto:**

$$\mu_{od} = 10^{10(2.06492 + 0.0179 API - 0.70226 \log(T))} - 1$$

- **Correlación Hossain y colaboradores para determinar la viscosidad del crudo muerto:**

$$\mu_{od} = 10^{(-0.71523API + 22.13766)} * T^{(0.269024API - 8.268047)}$$

Esta correlación fue desarrollada para crudos pesados a partir de las bases de datos experimentales de Chevron, De Ghetto y col. Y Kartoatmodjo y Schmidt.

- **Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z. para determinar la viscosidad del crudo vivo en el punto de burbuja es:**

$$\mu_{ob} = -0.06821 + 0.9824 * A + 40.34 * 10^{-5} * A^2$$

Donde:

$$A = \left(0.2001 + 0.8428 * 10^{-0.00084R_s} \right) * \mu_{od}^{(0.43 + 0.5165*b)}$$

$$b = 10^{-0.008 * R_s}$$

Un total de 5321 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación, la cual reportó un error promedio de 0.8034% respecto a los valores experimentales.

- **Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z. para determinar la viscosidad del crudo vivo por encima del punto de burbuja:**

$$\mu_o = 1.00081 * \mu_{ob} + 1.127 * 10^{-3} * (P - P_b) \left(-65.17 * 10^{-4} * \mu_{ob}^{1.8148} + 0.038 * \mu_{ob}^{1.59} \right)$$

Donde:

P_b : Presión en el punto de burbuja, psi.

P : Presión de interés, psi.

Esta correlación fue desarrollada a partir de 3588 puntos de datos obtenidos de 661 análisis PVT. Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de -4.287% para la correlación.

- Correlación de Kartoatmodjo modificado para determinar la viscosidad del crudo vivo por debajo del punto de burbuja:

El rango de datos para la aplicación de la correlación de Kartoatmodjo modificado se presenta en la **Tabla A-4**.

Rango de los datos para la correlación de Kartoatmodjo modificado

CARACTERISTICA	VALOR
Gravedad API	14.4 - 58.95
Presión de Punto del Burbuja (psia)	0 – 6040
Temperatura del Yacimiento (° F)	75 – 320
Factor Volumétrico de Formación al Punto de Burbuja (BBL/STB)	1.022- 2.747
Gas en Solución (SCF/STB)	0 – 2890
Gravedad del Gas (aire=1)	0.4824 – 1.668
Presión del Yacimiento	10 - 6000

Correlación:

$$\mu_{ol} = 2.3945 + 0.8927 * F + 0.001567 * F^2$$

Donde

μ_{ol} = Viscosidad del crudo vivo por debajo del punto de burbuja.

$$F = \left(-0.0335 + 1.0785 * 10^{-0.000845R_s} \right) * \mu_{od}^{(0.5798 + 0.3432 * y)}$$

$$y = 10^{-0.0008 * R_s}$$

μ_{od} = Viscosidad del crudo muerto cP.

- **Correlación de Kartoatmodjo modificado para determinar la viscosidad del crudo vivo por encima del punto de burbuja:**

$$\mu_o = 0.9886 * \mu_{ol} + 0.002763 * (P - P_b) * \left(-0.01153 * \mu_{ol}^{1.7933} + 0.0316 * \mu_{ol}^{1.5939} \right)$$

Dónde:

P_b : Presión en el punto de burbuja, psi.

P : Presión de interés, psi.

Datos utilizados y propiedades del fluido determinadas

Los datos utilizados para determinar las propiedades del petróleo se presentan en la **tabla A-5**

Propiedades del petróleo

CARACTERISTICA	VALOR	UNIDAD
Temperatura de yacimiento	146	°F
Gravedad específica del gas	0.7	
Gravedad del Petróleo	14.4	°API
Rsb	112.292	SCF/STB
Presión de yacimiento	2500	psi

ANEXO B COMPARACIÓN POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES

Ventajas del pozo horizontal frente al pozo vertical

Desde 1980, los pozos horizontales comenzaron a capturar una proporción cada vez mayor en la producción de hidrocarburos. Los pozos horizontales ofrecen las siguientes ventajas sobre los pozos verticales:

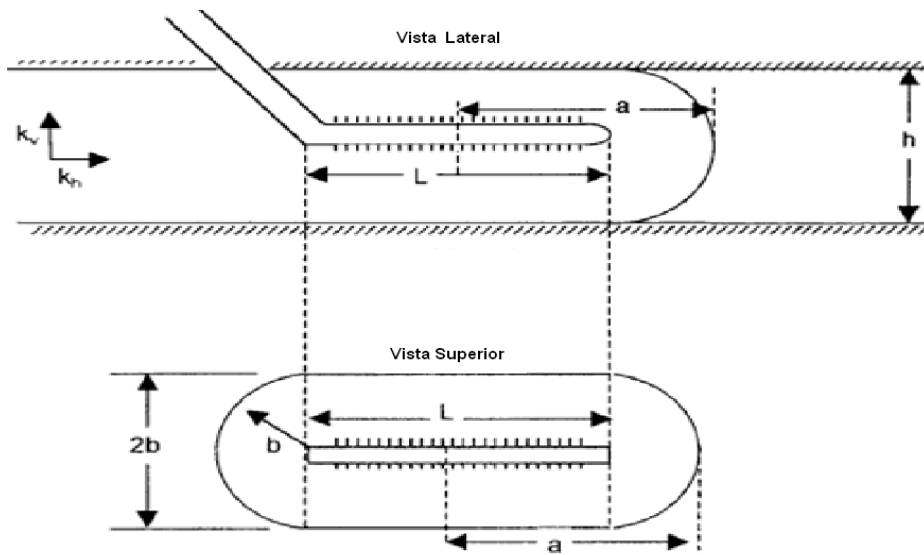
- Grandes volúmenes del yacimiento pueden ser drenados por cada pozo horizontal
- Mayor producción en zonas del yacimiento con bajos espesores
- Los pozos horizontales minimizan los problemas de conificación de agua y gas.
- En yacimientos de alta permeabilidad, donde las velocidades del gas cerca del pozo son altas en pozos verticales, puede usarse pozos horizontales para reducir la turbulencia y velocidad cerca del pozo.
- En aplicaciones de recuperación secundaria, los pozos horizontales permiten altas tasas de inyectividad.
- La longitud de un pozo horizontal puede estar en contacto con múltiples fracturas lo cual mejora en la productividad.

El actual mecanismo de producción y régimen de flujo del yacimiento alrededor del pozo horizontal es considerado más complicado que los de un pozo vertical, especialmente si la sección horizontal del pozo es de una longitud considerable. Algunas combinaciones de flujo lineal y radial actualmente existen, y el pozo puede comportarse de una manera similar a un pozo que ha sido ampliamente fracturado. Varios autores reportaron que la forma de medida del IPR para un pozo horizontal es similar a los predichos por el método de Vogel o Fetkovich. Los autores señalaron que la productividad ganada de la perforación de un pozo horizontal de 1,500 ft de longitud es de dos a cuatro veces mayor que un pozo vertical.

Longitud equivalente de un pozo horizontal

Un pozo horizontal puede ser considerado como un número de pozos verticales perforados uno junto al otro y completados en un limitado espesor de la zona de interés. La **figura B-1** muestra el área de drenaje de un pozo horizontal de longitud L en un yacimiento con espesor h . Cada extremo del pozo horizontal debería drenar un área media circular de radio b , con una forma de drenaje rectangular del pozo horizontal.

Área de drenaje de un pozo horizontal



Fuente: Reservoir Engineering Handbook Second Edition, pna 516

Asumiendo que cada extremo del pozo horizontal es representado por un pozo vertical que drena media área del círculo con un radio igual a b , Joshi (1991) propuso los siguientes dos métodos para calcular el área de drenaje de un pozo horizontal.

Método de la aproximación del rectángulo y medio círculo. Joshi propuso que el área de drenaje es representado por dos semicírculos de radio b (equivalente a un radio de un pozo vertical r_{ev}) en cada extremo y un rectángulo de

dimensiones $L(2b)$, en el centro. El área de drenaje del pozo horizontal está dada por:

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43,560}$$

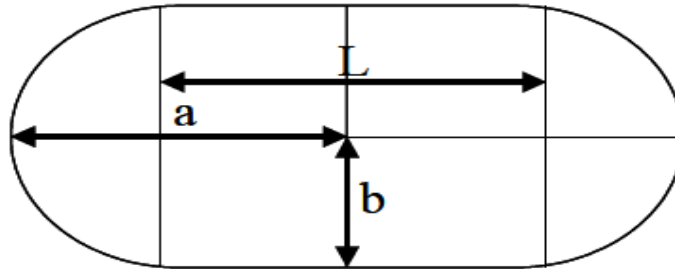
Donde

A = Área de drenaje, acres

L =Longitud del pozo horizontal, ft

b = Mitad del eje menor de una elipse, ft

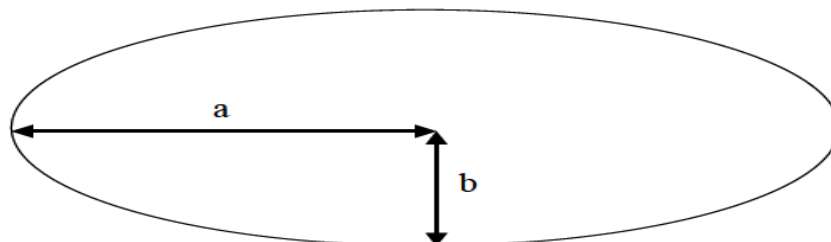
Área de drenaje rectángulo y medio círculo de un pozo horizontal



Fuente: Solomon O. Inikori, SPE, and Andrew K. Wojtanowicz, SPE, "New Concepts of Dual-Completion for Water Cresting Control and Improved Oil Recovery in Horizontal Wells", 2 October 2002

Método del área de drenaje de forma elipse. Joshi asumió que el área de drenaje de un pozo horizontal es una elipse como se muestra en la figura B-3.

Área de drenaje elíptica de un pozo horizontal



Fuente: Solomon O. Inikori, SPE, and Andrew K. Wojtanowicz, SPE, "New Concepts of Dual-Completion for Water Cresting Control and Improved Oil Recovery in Horizontal Wells", 2 October 2002

y está dado por

$$A = \frac{\pi * a * b}{43,560}$$

Con

$$a = \frac{L}{2} + b$$

Donde (a) es la mitad del eje mayor de la elipse.

La mayoría de las ecuaciones de la tasa de producción requieren el valor del radio de drenaje del pozo horizontal el cual está dado por:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43,560 * A}{\pi}}$$

Donde

r_{eh} = Radio de drenaje del pozo horizontal, ft

A = Área de drenaje del pozo horizontal, acres

Área de drenaje promedio. Joshi notó que los dos métodos dan diferentes valores para el área de drenaje y sugirió asignar el valor promedio para el drenaje del pozo horizontal como lo muestra la siguiente ecuación.

$$\frac{1}{2} \left\{ \left((L * 2 * b) + \pi * b^2 \right) + \left(\pi * \left(\frac{L}{2} + b \right) * b \right) \right\} = Area$$

A= Área de drenaje, acres

L=Longitud del pozo horizontal, ft

b= Radio de drenaje del pozo vertical, ft

ANEXO C OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS

Se suponen las condiciones iniciales como tasa de líquido, posición y longitud del pozo, las cuales serán tomadas como caso base para el proceso de optimización. En la tabla C.1 se presentan las condiciones operacionales tomadas para el caso base.

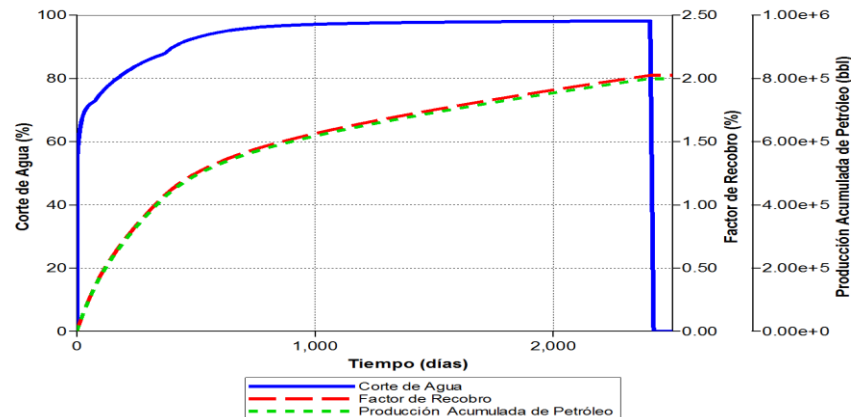
Condiciones iniciales

Caso	Característica	Pozo	Tasa Máxima de Producción (bpd)	Posición en la dirección en K	BHP (psi)
Caso 1	Un pozo horizontal	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
Caso 2	Dos pozos, pozo inferior por debajo del contacto agua-petróleo, optimización petróleo acumulado.	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
		Pozo horizontal Inferior	6000	20	250
Caso 3	Dos pozos, pozo inferior por debajo del contacto agua-petróleo, optimización VPN.	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
		Pozo horizontal Inferior	6000	20	250
Caso 4	Dos pozos, pozo inferior por encima del contacto agua-petróleo, optimización petróleo acumulado.	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
		Pozo horizontal Inferior	6000	19	250
Caso 5	Dos pozos, pozo inferior por encima del contacto agua-petróleo, optimización VPN.	Pozo horizontal Superior	6020	9	250
		Pozo horizontal Inferior	6000	19	250

Para el caso 1, se consideró una tasa de producción de líquido de 6020 bpd, la cual es la mayor tasa de producción registrada en el historial del pozo y con la que se obtiene el mayor valor presente neto en un periodo de 5 años. En la figura C.1 se muestran los resultados del comportamiento de la producción, los cuales son

comparados con los resultados de la aplicaciones de óptimas de los casos de dos pozos horizontales.

Producción acumulada de petróleo un pozo horizontal



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMplicit EXplicit Black Oil Simulator, IMEX

OPTIMIZACIÓN PARÁMETROS OPERACIONALES

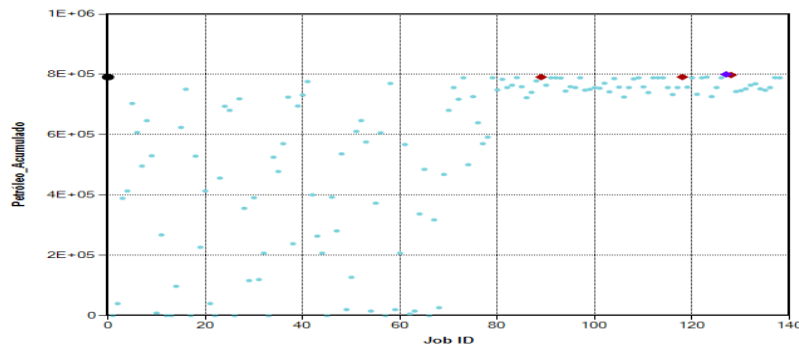
La optimización de los parámetros operacionales de dos pozos horizontales se realizó con la herramienta CMOST de CMG. Se selecciona el algoritmo DECE como método de optimización, el cual se mencionó anteriormente. Los ingresos para cada caso son calculados con los datos presentados en la tabla 4.6 y la tabla 4.7 a partir del 31 de octubre del 2007.

OPTIMIZACIÓN CASO 2

En este caso se consideró los dos pozos horizontales como primer escenario de explotación. La inclusión del pozo horizontal se realiza por debajo del contacto agua-petróleo. La función objetivo definida para la optimización de los parámetros operacionales fue la producción de petróleo acumulado, para un periodo de 25 años.

Los resultados que se presentan en la figura C.2, muestran la evolución de la tendencia de las corridas de simulación a los valores máximos de la función objetivo con respecto a las iteraciones realizadas. La configuración de los valores de los parámetros que obtuvo el mayor petróleo acumulado de 749.646 Mbbl es el caso óptimo seleccionado y corresponde a la corrida de simulación número 127. Los valores óptimos de los parámetros se presentan en la tabla C.2, sombreados en rojo.

Optimización parámetros operacionales, función objetivo VPN, caso 2



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, CMOST

Estado de los parámetros, caso 2

Longitud Pozo Inferior (ft)	164	328	492	656	820	984											
Posición del Pozo Inferior (dirección en K)	20	19															
Tasa de líquido Pozo inferior (bpd)	5000	6000	6500	7000	7500	8000	8500	9000									
Tasa de líquido Pozo superior (bpd)	6020	5500	5000	4500	4000	3500	3000	2500	2000	1500	1000	500	250	100	75		

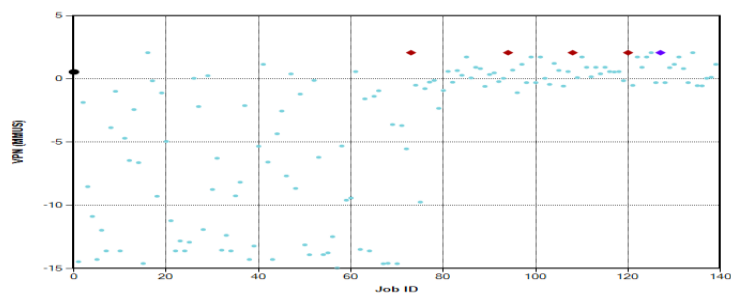
OPTIMIZACIÓN CASO 3

Al igual que el caso 2, en este caso la posición de la sección horizontal del pozo inferior está por debajo del contacto agua-petróleo pero la función objetivo definida

para la optimización de los parámetros fue el valor presente neto, evaluada para un periodo de 5 años.

La evolución de la tendencia de las corridas de simulación a los valores máximos de la función objetivo se presentan en la figura C.3, La configuración de los valores de los parámetros que obtuvo el mayor valor presente neto de US\$ 2,819,755 es el caso óptimo seleccionado y corresponde a la corrida de simulación número 127. Los valores óptimos de los parámetros se presentan en la tabla C.3, sombreados en rojo.

Optimización parámetros operacionales, función objetivo VPN, caso 3



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, CMOST

Estado de los parámetros, caso 3

Longitud Pozo Inferior (ft)	164	328	492	656	820	984										
Posición del Pozo Inferior (dirección en K)	20	19														
Tasa de líquido Pozo inferior (bpd)	5000	6000	6500	7000	7500	8000	8500	9000								
Tasa de líquido Pozo superior (bpd)	6020	5500	5000	4500	4000	3500	3000	2500	2000	1500	1000	500	250	100	75	

OPTIMIZACIÓN CASO 4

Para este caso, la inclusión del pozo horizontal se realiza por encima del contacto agua-petróleo en la zona de transición capilar. La función objetivo definida

para la optimización de los parámetros operacionales fue la producción de petróleo acumulado, para un periodo de 25 años.

En la figura C.4 se presentan los resultados de los valores máximos de la función objetivo con respecto a las iteraciones realizadas. Los valores de los parámetros con las que se obtuvo el mayor petróleo acumulado de 1113.5 Mbbl corresponde a la corrida de simulación número 158, para un total de 196 corridas. Los valores óptimos de los parámetros se presentan en la tabla C.4, sombreados en rojo.

Optimización parámetros operacionales, función objetivo VPN, caso 4

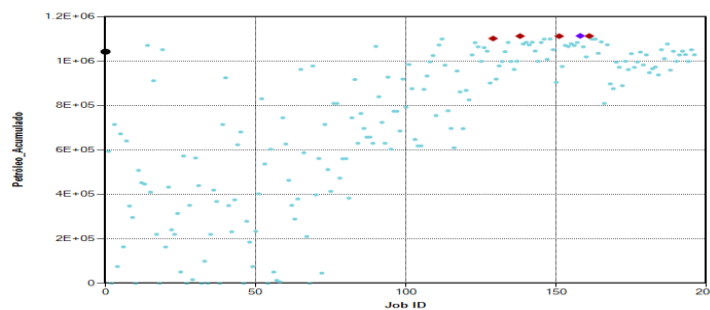


Tabla C.4 Estado de los parámetros, caso 4

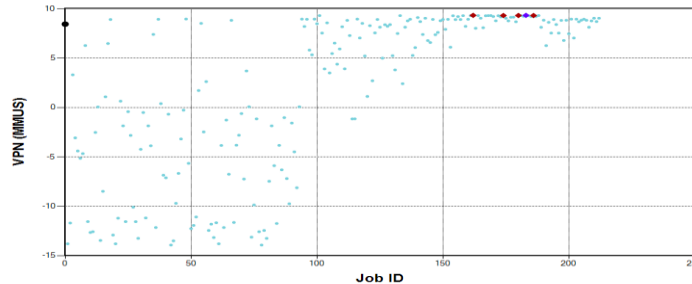
Longitud Pozo Inferior (ft)	164	328	492	656	820	984										
Posición del Pozo Inferior (dirección en K)	19	18	17	16	15	14										
Tasa de líquido Pozo inferior (bpd)	5000	6000	6500	7000	7500	8000	8500	9000								
Tasa de líquido Pozo superior (bpd)	6020	5500	5000	4500	4000	3500	3000	2500	2000	1500	1000	500	250	100	75	

OPTIMIZACIÓN CASO 5

Similar al caso 4, la inclusión del pozo horizontal se realiza por encima del contacto agua-petróleo, en la zona de transición capilar pero la función objetivo definida para la optimización de los parámetros operacionales fue el valor presente neto, para un periodo de 5 años.

Los resultados de los valores máximos de la función objetivo se presentan en la figura C.5. El caso óptimo corresponde a la corrida de simulación número 183 con un valor presente neto de US\$ 8,130,386. Los valores óptimos de los parámetros se presentan en la tabla C.5, sombreados en rojo. En total fueron 212 corridas.

Optimización parámetros operacionales, función objetivo VPN, caso 5



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, CMOST

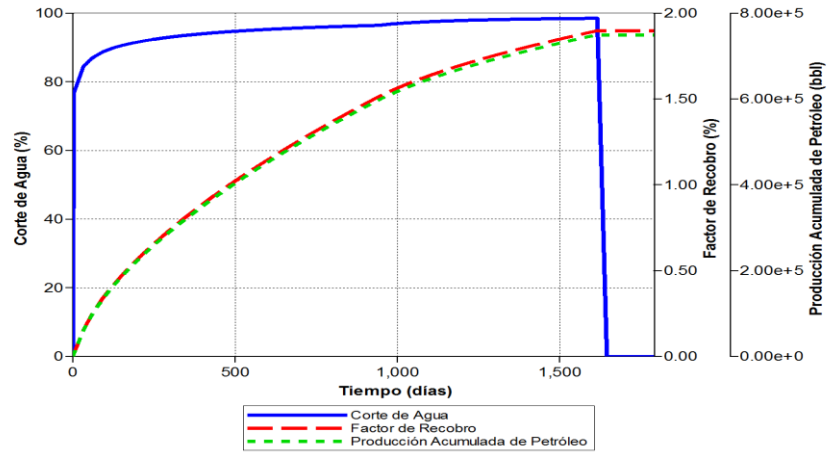
Tabla C.5 Estado de los parámetros, caso 5

Longitud Pozo Inferior (ft)	164	328	492	656	820	984										
Posición del Pozo Inferior (dirección en K)	19	18	17	16	15	14										
Tasa de líquido Pozo inferior (bpd)	5000	6000	6500	7000	7500	8000	8500	9000								
Tasa de líquido Pozo superior (bpd)	6020	5500	5000	4500	4000	3500	3000	2500	2000	1500	1000	500	250	100	75	

En las **figuras C.6, C.7, C.8 y C.9** se observan los resultados del comportamiento del corte de agua, la producción acumulada de petróleo y el factor de recobro para los casos óptimos. Los resultados para cada uno de los casos son resumidos en la **tabla C.6**, donde se presentan las reservas recuperables, el

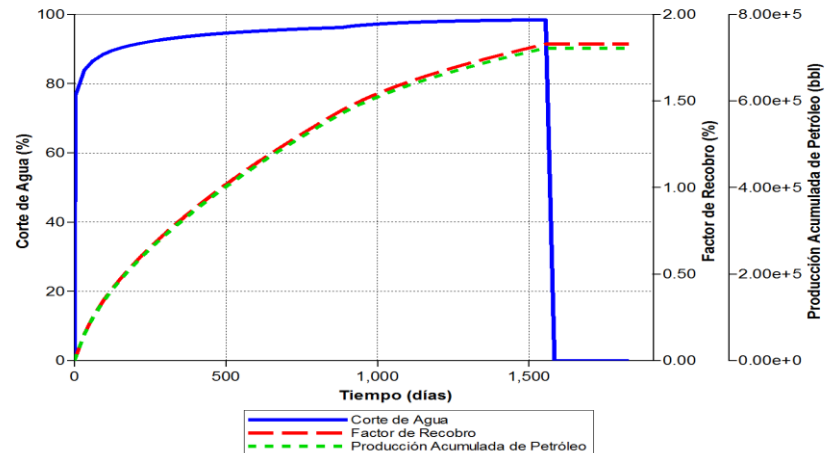
tiempo de producción, el factor de recobro, el valor presente neto y la producción acumulada a 5 años.

Producción acumulada de petróleo, caso 2



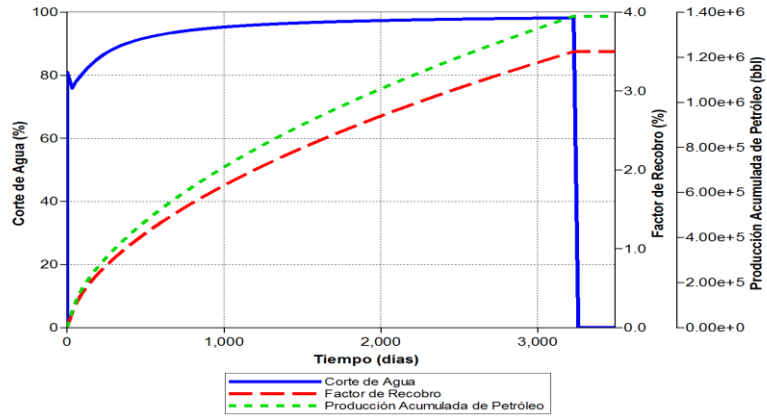
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Implicit EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

Producción acumulada de petróleo, caso 3



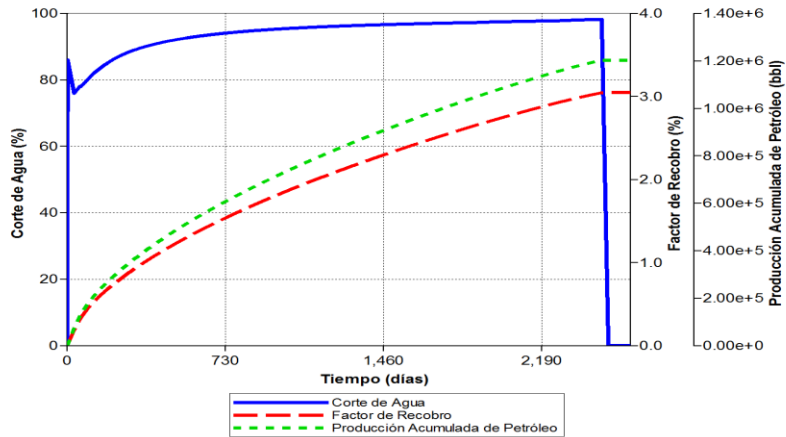
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Implicit EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

Producción acumulada de petróleo, caso 4



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

Producción acumulada de petróleo, caso 5



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, IMPLICIT EXPLICIT Black Oil Simulator, IMEX

Resultados de la aplicación de los casos de dos pozos horizontales

Caso	Valor presente neto a 5 años (US\$)	Producción acumulada de petróleo a 5 años (Mbbbl)	Total Reservas Recuperables (Mbbbl)	Tiempo de Producción (días)	Factor de recobro (%)
Caso 1	10,213,932	733,752	799,654	2406	2.024
Caso 2	1,515,657	749.646 (1615 días)	749.646	1615	1.897
Caso 3	2,819,755	722.314 (1555 días)	722.314	1555	1.828
Caso 4	7,770,091	1007.832	1382.136	3229	3.499
Caso 5	8,130,386	1030.275	1203.090	2474	3.045