

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO
CON VAPOR A PARTIR DE MODELOS ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN
NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**



JESÚS ALBERTO BOTETT CERVANTES

MARÍA PAULA ESPINOSA QUINTERO

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

2014

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO
CON VAPOR A PARTIR DE MODELOS ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN
NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

JESÚS ALBERTO BOTETT CERVANTES

MARÍA PAULA ESPINOSA QUINTERO

**Trabajo de grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

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

Co-Directores

**Carlos Eduardo Naranjo Suarez
Ingeniero de Petróleos M.Sc.**

**Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco
Ingeniero de Petróleos**

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

2014

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a todas las personas y entidades que hicieron posible la realización de este proyecto de grado, especialmente a:

El ingeniero, maestro y amigo Samuel Fernando Muñoz Navarro, por su incondicional apoyo, orientación y lo más importante, la confianza brindada en el corto período de formación profesional y personal.

La ingeniera y amiga Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco, por sus aportes valiosos para el desarrollo de este trabajo. Sin su compromiso y acompañamiento, no habría sido posible alcanzar nuestras metas propuestas.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, GRM, y a todos las personas que la conforman. Gracias por la ayuda y colaboraciones dadas a lo largo de nuestra formación profesional como ingenieros.

A la Empresa Colombiana de Petróleos, representada por el Instituto Colombiano del Petróleo, por la oportunidad de hacer parte de sus proyectos a través del mejor grupo de investigación de la escuela de petróleos.

A la Selección Colombia de Fútbol por darnos la mejor de las alegrías, gozar un mundial de futbol con sus goles, bailes y cantos. Muchísimas gracias.

Nuestra querida Universidad Industrial de Santander, Alma Mater, por habernos obsequiado la oportunidad de formarnos como profesionales pero ante todo, como personas del bien actuar. De igual forma, agradecemos a los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por todos los conocimientos y experiencias compartidas.

DEDICATORIA

En primer lugar a Dios, que con su infinita grandeza fortaleció mi corazón e iluminó mi mente para hacer posible el cumplimiento de esta hermosa etapa en mi vida.

Con mucho cariño, dedico esto a mis padres, Luis Botett y Francisca Cervantes, los motores de mi vida.

Con su esfuerzo, su apoyo, su confianza y su afán de querer formar un ser integral, lograron que esta meta que tanto anhelé con mi corazón se convirtiera en realidad. Ustedes no descansaron para siempre verme feliz. Esta vez será momento de que yo los haga felices a ustedes. Simplemente gracias.

A mis hermanos Luis Jair, Alexander, Luis Carlos, Ángel y mis hermanas Leidy y Allison. Son lo más valioso que poseo; Son la fuente de las alegrías que regocija mi corazón. No podría haber pedido mejores personas que ustedes y los considero bendiciones de Dios.

A la familia GRM: Fer, María Mónica, Xiomara, Sindy, Nayis, Rubén, Felipe, Mónica, Sebastián, Raúl, Ruddy, Kathe, Sergio, Shir, Lexy, Johan, Olarte y Alberto. Gracias por ser hermosas personas que ayudaron a mi formación personal e integral.

A todos mis amigos y amigas que me acompañaron en esta maravillosa etapa de mi vida. Marykate, Viviana, Sergio, Johana, Oskar degen, Ivan, Piky, Jacobo, Amayis, Silvia, Gemelo, Tarazona, Anamile, Curru cu cú, Tatiana, Shindy, Keidy, Manuel, Molly, Yessi, Angie y demás personas que siempre me hicieron sonreír.

A mi fiel compañera, amiga, confidente y mejor mascota canina que he podido tener a lo largo de mi vida, LAIKA. Aquella que con solo verla me saca sonrisas y que con sus lengüetazos de cariños, me secaron lágrimas en los momentos más difíciles. Eres mi más grande tesoro.

A la mejor compañera de carrera, Confidente, profesora y amiga que pude tener. Te convertiste en mi más grande aliada para superar cualquier dificultad, y lo más importante, en la amiga, y persona más cercana que tuve a lo largo de mi formación universitaria. Te agradezco mucho, Nema, el haber permitido dejarme ser tu amigo y dejarme aprender mucho de ti. Eres invaluable para mí. Espero sigas jugando Fútbol para siempre, para ver si algún día me ganas en banquitas. Siempre La firmeza andando presente.

Por último y no menos importante, dedico este libro a mi primera amiga en esta ciudad. Aprendí mucho solo con observarte y admirarte. Compartimos muchos y hermosos momentos en los cuales predominó la alegría como factor fundamental en el desarrollo de nuestra amistad. Eres ese hermoso Ángel guardián que me cuida y esa fuerza que siempre me impulsa a seguir adelante. Muchas gracias por todo, mi hermosa Amiga, Chevy (QEPD).

Jesús Botett Cervantes

DEDICATORIA

Infinitas gracias a Dios por mi vida. Por llenarme de enormes bendiciones cada día, permitiéndome alcanzar este importante logro, y en definitiva todo lo que soy y tengo. La gloria sea para él y en sus manos pongo los nuevos retos y caminos.

A mis padres, por su apoyo incondicional y su acompañamiento. En especial a mi madre Hilda Quintero por ser la guía más importante en mi vida. Por demostrarme con su valiente actuar que las cosas siempre se podrán hacer bien sin importar cuán difícil sean. A mis hermanas por su ayuda y su compañía, y a mi hermosa Molly por darme alegría siempre.

A Deu, gracias por su compañía, apoyo, amistad y entendimiento. Gracias por enseñarme a luchar por la que quiero con lo que tengo. Gracias por ser la hñita que Dios me ha dado como mi regalo más grande. Por siempre y para siempre estaré agradecida con la vida por conocerte.

A mis amigos, maravillosos y siempre incondicionales. Siempre harán parte de mis triunfos y mis logros, les llevo en mi corazón y en mis buenas intenciones. Gracias por todos esos buenos momentos, risas, alegrías y en definitiva su amistad. Sergio Iván, Juli, May, Faruk, Pipe Brilla, Linda, Elsis, Manu, Barajitas, Nana, tortas y caucheras 2008.

A Charles (Johana), Iván y Okkar gracias por estos cinco años juntos compartiendo esta meta. Dios los bendiga. Gracias al Ing, Cesar Pineda por su apoyo, ejemplo y de cierta forma marcar un buen inicio a esta meta.

A lo mejor de esta experiencia. A el mejor de todos los seres que he conocido. Gracias por su compañía incondicional, apoyo en todo sentido, enseñanzas, amistad. Gracias por ser siempre alguien más, alguien inesperado. Gracias por ser mi compañero, amigo y Nemo. Infinitas gracias por todo Chucho. Siempre la firmeza andando.

A la selección futsala UIS, profe René por su acompañamiento, confianza y enseñanzas. Gracias por los buenos momentos, los triunfos y las derrotas a todas las niñas, en especial Linda, Laura G., Yessica y Diana. Siempre será un orgullo ser UIS.

Gracias al fútbol por ser siempre lo mejor del mundo.

Simplemente a todos de los que han hecho y hacen parte de mi vida; Gracias por todo.

María Paula Espinosa Quintero

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO CON VAPOR SAGD	22
1.1. GENERALIDADES SAGD	22
1.2. ETAPAS DEL PROCESO	24
1.3. DESCRIPCIÓN DE LA CÁMARA DE VAPOR	27
1.4. VARIABLES QUE AFECTAN EL PROCESO	30
1.5. VENTAJAS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO SAGD	32
1.6. LIMITACIONES DEL MÉTODO SAGD	32
1.7. PROBLEMAS COMUNES	33
2. MODELOS ANALÍTICOS PARA EL PROCESO SAGD	34
2.1. MODELO DE BUTLER	34
2.2. MODELO DE TANDRAIN	36
2.3. MODELO DE JOHN REIS	38
2.4. MODELO DE JOHN DONELLY	39
2.5. MODELO DE ELEVACIÓN DE LA CÁMARA DE VAPOR	42
3. PROGRAMACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS	43
3.1. MODELOS ANALÍTICOS: DESARROLLO Y CONSIDERACIONES	44
3.1.1. Modelo analítico de Butler	44
3.1.2. Modelo analítico de Tandrain	47
3.1.3. Modelo analítico de Reis	54
3.1.4. Modelo analítico de Donelly	55
3.1.5. Modelo de elevación de la cámara de vapor	57
3.1.6. Códigos adicionales	58
4. MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	62
4.1. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN	62
4.1.1. Descripción del modelo base	64
4.1.2. Configuración de los pozos	70

4.2.	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	72
4.2.1.	Etapa de inicialización	72
4.2.2.	Etapa de desarrollo	73
5.	ANÁLISIS DEL PROCESOS SAGD APARTIR DE MODELOS ANALÍTICOS.	85
5.1.	MODELO DE BUTLER	86
5.2.	MODELO DE TANDRAIN	91
5.3.	MODELO DE REIS	95
5.4.	MODELO DE DONELLY	96
6.	ANÁLISIS COMPARATIVO DEL PROCESO SAGD APARTIR DE MODELOS ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA.	100
7.	MODIFICACIÓN PROPUESTA A LOS MODELOS ANALÍTICOS	110
7.1.	RECONOCIMIENTO DEL PROBLEMA	110
7.2.	MODIFICACIÓN PROPUESTA	111
7.3.	RESULTADOS	112
7.4.	COMPARACIÓN ENTRE EL MODELO BASE DE SIMULACIÓN Y LOS MODELOS ANALÍTICOS CORREGIDOS	113
8.	CONCLUSIONES	118
9.	RECOMENDACIONES	120
	BIBLIOGRAFIA	121
	ANEXOS	123

LISTA DE FIGURAS

	pág
	.
Figura 1. Configuración general de un proceso SAGD.	23
Figura 2. Esquema cámara de vapor	24
Figura 3. Fenómenos de la cámara de vapor	30
Figura 4. Cámara de vapor según Butler	35
Figura 5. Frontera vertical propuesta por Butler y Stephens (1981)	37
Figura 6. Geometría de la cámara de vapor según Reis	39
Figura 7. Cámara de vapor del modelo de Donnelly & Chmilar	40
Figura 8. Diagrama de flujo de Butler	49
Figura 9. Consideración del factor f Modelo de Tandrain	50
Figura 10. Diagrama de flujo Modelo de Tandrain	51
Figura 11. Posición de la cámara de vapor a diferentes tiempos	50
Figura 12. Corrección de posición de la cámara de vapor	52
Figura 13. Programación de la geometría triangular de la cámara de vapor	55
Figura 14. Extensión lateral de la cámara de vapor, modelo de Reis	55
Figura 15. Diagrama de flujo modelo de Donnelly	57
Figura 16. Diagrama de flujo modelo de elevación de la cámara de vapor.	59
Figura 17. Dimensiones del grid	65
Figura 18. Factor volumétrico de formación vs Presión	68
Figura 19. Viscosidad vs Presión	69
Figura 20. Viscosidad vs Temperatura para crudo vivo	69
Figura 21. Curvas de Permeabilidad Relativa Agua-Aceite	70
Figura 22. Configuración de los pozos con el módulo Flexwell	71
Figura 23. Esquema de la cámara de vapor en diferentes etapas	71
Figura 24. Conexión térmica de pozos	74
Figura 25. Saturación de aceite en la etapa de inicialización	74
Figura 26. Saturación de agua entre los pozos	76
Figura 27. Presión de yacimiento	77
Figura 28. Producción de aceite	78
Figura 29. Crecimiento de la cámara de vapor a los 7 meses.	79
Figura 30. Crecimiento de la cámara de vapor hasta el tope de la formación	80

Figura 31. Saturación de aceite en la cámara de vapor cuando se alcanza el tope de la formación	81
Figura 32. Cámara de vapor al tiempo final de la evaluación del proceso	82
Figura 33. Saturación de aceite en el tiempo final del proceso.	82
Figura 34. Relación Vapor-Aceite del modelo base de simulación	84
Figura 35. Factor de recobro del modelo base simulado.	84
Figura 36. Producción acumulada.	85
Figura 37. Pantalla de inicio <i>software</i> desarrollado. Entrada de datos	87
Figura 38. Tasa de producción diaria por pozo Butler	88
Figura 39. Tasa de producción acumulada por pozo Butler	90
Figura 40. Factor de recobro por pozo Butler	90
Figura 41. Posición de la cámara de vapor Butler	91
Figura 42. Tasa de producción diaria por pozo Tandrain	92
Figura 43. Tasa de producción acumulada por pozo Tandrain	93
Figura 44. Posición de la cámara de vapor Tandrain	94
Figura 45. Factor de recobro por pozo Tandrain	94
Figura 46. Tasa de producción diaria por pozo Reis	95
Figura 47. Tasa de producción acumulada por pozo Reis	96
Figura 48. Factor de recobro por pozo Reis	97
Figura 49. Posición de la cámara de vapor Reis	97
Figura 50. Tasa de producción diaria por pozo Donelly	98
Figura 51. Tasa de producción acumulada por pozo Donelly	99
Figura 52. Factor de recobro por pozo Donelly	99
Figura 53. Posición de la cámara de vapor Donelly	100
Figura 54. Archivo <i>log</i> del simulador STARS. Identificación del problema	101
Figura 55. Comparación entre modelos analíticos sin modificación y simulación numérica, Tasa de producción diaria.	103
Figura 56. Determinación del tiempo de cambio de modelo	104
Figura 57. Factor C de modelos analíticos	105
Figura 58. Comparación entre modelos analíticos sin modificación y simulación numérica. Producción acumulada.	108
Figura 59. Comparación entre modelos analíticos sin modificación y simulación numérica. Factor de Recobro	109
Figura 60. Identificación del problema en Tandrain.	110
Figura 61. Correlaciones para la modificación de los modelos.	111
Figura 62. Producción de aceite, Reis modificado	112
Figura 63. Factor de recobro, Reis modificado	113

Figura 64. Comparación en la producción de aceite entre el modelo numérico y los modelos analíticos modificados.	115
Figura 65. Comparación en la producción acumulada de aceite entre el modelo numérico y los modelos analíticos modificados.	116
Figura 66. Comparación en el factor de recobro entre el modelo numérico y los modelos analíticos modificados	117

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Screening SAGD	25
Tabla 2. Ecuaciones del modelo de Butler	47
Tabla 3. Ecuaciones cálculo de variables para el modelo de Tandrain	53
Tabla 4. Dimensiones del enmallado	65
Tabla 5. Propiedades petrofísicas	67
Tabla 6. Propiedades del fluido	67
Tabla 7. Puntos finales de las curvas de permeabilidades	68
Tabla 8. Diámetros de las tuberías	72
Tabla 9. Constraints usados en los pozos	75

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL PROCESO DE DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO CON VAPOR A PARTIR DE MODELOS ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA*

AUTORES: JESÚS ALBERTO BOTETT CERVANTES, MARÍA PAULA ESPINOSA QUINTERO**

PALABRAS CLAVES: SAGD, cámara de vapor, modelos analíticos, simulación numérica, declinación, producción.

El proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor, SAGD, es una técnica de recobro térmico que involucra el uso de pozos horizontales e inyección de vapor de manera continua aplicado generalmente a yacimientos poco heterogéneos. Esta tecnología ha demostrado ser eficiente en yacimientos de bitumen, caracterizados por ser poco profundos, con permeabilidades verticales y horizontales altas y con crudos de viscosidades superiores a 10 000cp; sin embargo, el éxito del proceso está ligado a la optimización de los parámetros operacionales, las características geológicas del campo y lo más importante, la uniformidad del barrido producto de la geometría adoptada por la cámara de vapor, responsable principal del proceso SAGD.

El modelamiento de este proceso, llevado a cabo inicialmente por el Dr. Roger Butler, marcó la pauta para la predicción del desarrollo y eficiencia de este método de recobro térmico. A través de modelos escalados, continuó el refinamiento de sus trabajos anteriores y logró desarrollar las correlaciones matemáticas que predicen el comportamiento de la elevación de la cámara de vapor y la declinación de la producción a través del tiempo. Años más tarde, los trabajos del Dr. Butler fueron retomados y modificados por Reis (1992) y Donelly & Chmilar (1995) con el propósito de ajustar las tasas de producción a las calculadas por modelos de simulación numéricos aplicados a casos reales de inyección de vapor usando la tecnología SAGD.

Para validar este trabajo, los resultados obtenidos se compararán con la respuesta del simulador numérico STARS de la compañía CMG, usando un modelo conceptual base reportado en la literatura, con el propósito de establecer cuál sería el mejor modelo que logre predecir la declinación de la producción, permitiendo en futuras ocasiones de implementación de la tecnología SAGD, ajustar parámetros operacionales que logren optimizar la tasa de drenaje de crudos pesados.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro; Codirectores: M.Sc. Carlos Naranjo Suarez, Ing Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco

ABSTRACT

TÍTULO: ASSESSMENT OF STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE PROCESS, BASED ON ANALYTICAL SOLUTIONS AND NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION*

AUTORES: JESÚS ALBERTO BOTETT CERVANTES, MARÍA PAULA ESPINOSA QUINTERO**

PALABRAS CLAVES: SAGD, steam chamber, analytical solutions, numerical simulator, decline, production.

The process of steam assisted gravity drainage, SAGD is a thermal recovery technique that involves the use of horizontal wells and steam injection continuously, generally applied to slightly heterogeneous reservoirs. This technology has proven to be efficient in bitumen deposits, characterized by being shallow, with high vertical and horizontal permeabilities and high crude oil viscosities, above 10 000cp; however, the success of the process is linked to the optimization of operational parameters, geological field and the most important characteristics, uniformity of swept, product of a geometry adopted by the steam chamber, primarily responsible for the SAGD process.

The modeling of this process, initially conducted by Dr. Roger Butler, set the tone for the prediction of the development and efficiency of this method of heat recovery. Many years later, the work of Dr. Butler were taken up and modified by Reis (1992) and Donnelly & Chmilar (1995) in order to adjust production rates calculated by the numerical simulation models applied to real cases of steam injection through SAGD technology.

In this thesis, the production will be estimated using the most popular and useful analytical models, given by the different authors mentioned above, in order to understand the behavior of the vapor chamber and its influence on the rate of drainage. Likewise, this paper includes the implementation of those models using a *software* tool that have the mathematics equations given by each author and finally this tool will be able to visualize the formation of the steam chamber, the daily production, cumulative production and finally, the recovery factor obtained.

To validate this work, the results will be compared with the numerical simulator CMG STARS Company, in order to establish which would be the best model to predict production decline behavior, and then set operational parameters that achieve optimize the rate of drainage.

* Work degree

** Faculty of Physicochemical's Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector: Carlos Naranjo Suarez, Codirectora: Astrid Xiomara Rodriguez Castelblanco

NOMENCLATURA

OOIP= *Original Oil in place*. Aceite original *in situ*.

A: Área del yacimiento.

h= Espesor de la formación.

B_o = Factor volumétrico de formación.

\emptyset = Porosidad de la formación.

S_o = Saturación de Aceite.

μ_i = Viscosidad inicial del crudo.

k = Permeabilidad

α = Coeficiente de Difusividad térmica.

ΔS_o = Diferencial de saturación de aceite.

m = Factor de caracterización del fluido (correlación entre la viscosidad y la temperatura).

ν_s = Viscosidad cinemática del aceite a la temperatura del vapor.

Q = Tasa de producción de aceite a lo largo del pozo horizontal

L = Longitud sección horizontal del pozo Productor.

q = tasa de producción diaria de aceite para un plano vertical de la cámara de vapor.

T_S = Temperatura del vapor.

T_R = Temperatura del yacimiento.

ν_R = Viscosidad cinemática del crudo a la temperatura de yacimiento.

T_R = Temperatura de yacimiento

w_s = Ancho de la cámara de vapor (Teoría de Reis y Donelly).

θ = Angulo *teta* de inclinación respecto a la horizontal de la cámara de vapor.

q^* = caudal de producción corregido (Tandrain)

t^* = Tiempo adimensional.

C = Constante c acorde al modelo de declinación.

Y_{iny} = Distancia del pozo productor al pozo inyector.

w = Distancia del pozo inyector al límite de no flujo.

$\rho_{s,v}$ = Densidad del crudo a temperatura de vapor y/o yacimiento

a = Factor "a" para modelos de Reis y Donelly, igual a 0,4

t = Tiempo de evaluación

t' = Tiempo adimensional para modelo de Butler

s_{or} = Saturación de aceite remanente.

FR = Factor recobro.

γ = Factor de forma, modelo de elevación de la cámara.

β = Factor inespecífico.

qa = Producción acumulada por pozos.

INTRODUCCIÓN

El drenaje gravitacional asistido con vapor SAGD, es una técnica de recuperación térmica caracterizada especialmente por alcanzar altos factores de recobro. Considerada como una de las tecnologías más novedosas y con mayores posibilidades de acrecentar su desarrollo y aplicación, se perfila como la mejor opción de explotación en los tan hoy nombrados yacimientos no convencionales.

Con sus máximos ejemplares en Canadá, la técnica SAGD ha demostrado que una modificación a la inyección de vapor convencional puede alcanzar mejores resultados en yacimientos con pocas oportunidades de desarrollo. El proceso SAGD se basa fundamentalmente en la inyección continua de vapor a un yacimiento de crudo de baja movilidad (bitumen), usando una configuración de dos pozos horizontales paralelos entre si y separados verticalmente una distancia de unos pocos pies, con una extensión horizontal determinada por la geología del yacimiento. El objetivo principal en un proceso SAGD es el desarrollo de una cámara de vapor. Ésta influenciará y conducirá el proceso durante todo el proyecto. Su estudio, compresión y modelamiento se convierte entonces en el punto central. A medida que la cámara de vapor alcanza el tope de la formación y se extiende lateralmente, ésta altera la viscosidad del crudo, mejorando su movilidad, para luego simplemente drenarse por gravedad y producirse por el pozo inferior (productor). De acuerdo a lo anterior, modelos analíticos han sido propuestos enmarcando específicamente el crecimiento y forma de la cámara de vapor, y su respectiva influencia en la mejora y producción del crudo.

Adicionalmente, el uso de la simulación numérica de yacimientos, permite la evaluación de un proyecto de este tipo con mayor robustez y dinámica, conservando los mismos propósitos de los modelos analíticos. El objetivo de este proyecto está direccionado a la evaluación del proceso SAGD usando la simulación numérica de yacimientos y la programación avanzada de algunos modelos analíticos reportados en la literatura, para luego hacer un análisis comparativo entre los mismos para un caso en común.

De acuerdo a lo anterior, el presente trabajo se divide principalmente en 4 secciones. La primera de ellas hace referencia a las generalidades que envuelven un proceso SAGD, enfatizando en los fenómenos, etapas y condiciones necesarias para que el proceso se lleve a cabo bajo un marco de factibilidad técnica y económica, garantizando por supuesto su validación. Seguido a esto, se describen cada uno de los modelos analíticos a tratar, destacando sus principales

consideraciones y a partir de esto, se crea una herramienta *software* programación avanzada, que permita visualizar los resultados obtenidos con cada uno de ellos para un caso común usando. Como tercera sección, se expone el procedimiento llevado a cabo para la elaboración del modelo conceptual de simulación utilizando el *software* STARS de la compañía CMG. Y finalmente, teniendo los modelos analíticos y el modelo de simulación, se presenta a manera de conclusión el análisis de los resultados obtenidos por ambos métodos.

1. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO CON VAPOR

En este capítulo se presenta una breve revisión bibliográfica dando a conocer generalidades del proceso SAGD, su desarrollo y principales características del proceso, las cuales son responsables del éxito de esta tecnología en el recobro de crudos extrapesados.

1.1. GENERALIDADES SAGD

La inyección de vapor es el proceso más ampliamente usado en cuanto a la inyección de fluidos calientes. Entre sus mayores ventajas se tiene que se pueden alcanzar altos factores de recobro y altas tasas de energía inyectada en el yacimiento. Los altos factores de recobro se deben a que grandes cantidades de vapor inyectado pueden pasar a través de la formación hacia el frente de condensación, donde la máxima penetración ha ocurrido. No obstante, los efectos de la gravedad, las altas viscosidades del aceite y la heterogeneidad del yacimiento pueden causar el *overriding* del vapor y una pobre eficiencia del barrido volumétrico bajo ciertas condiciones. Como una solución a los problemas de una inyección de vapor convencional se tiene la implementación de una nueva tecnología, la cual se ha impuesto en las últimas décadas, superando de cierta forma parte de las limitaciones hasta el momento evidentes en un proceso de inyección de vapor. La sinergia entre pozos horizontales y un método térmico exitoso, permitió la consolidación del drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD), como la mejor opción para la explotación de crudos extrapesados o bituminosos.

Un sistema SAGD consiste de dos pozos horizontales paralelos, perforados uno encima del otro, separados una distancia vertical de unos pocos pies de acuerdo a la viscosidad del crudo. El pozo inyector será el superior, mientras que el productor ocupara la parte inferior, lo más cercano posible a la base de la formación.

Observando la configuración planteada en la figura 1, el funcionamiento del sistema consiste en la inyección continua de vapor a través del pozo superior con el objetivo de formar una cámara de vapor alrededor de este. El vapor calienta el crudo reduciendo su viscosidad, y de esta manera mejora su movilidad, logrando que éste drene al pozo inferior por efecto de gravedad. Cabe destacar que la

esencia de este proceso se basa específicamente en que el único mecanismo de producción del crudo es el drenaje gravitacional, junto con el efecto combinado de la conducción y convección del calor aportado por el vapor inyectado.

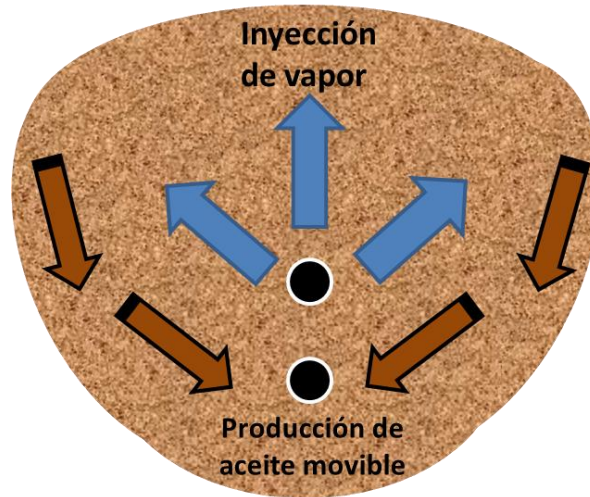
Se considera que durante la propagación del vapor, este va ocupando los espacios que va dejando el petróleo producido, y de esta manera se garantiza su continuo crecimiento. En un principio, el movimiento del vapor será vertical tomando la forma de una elipse, y una vez se alcanza el tope de la formación, comienza a extenderse lateralmente, adoptado la forma de la figura 2.

Figura 1. Configuración de un proceso SAGD.



La duración aproximada de un proceso SAGD está entre 5 y 8 años, momento a partir del cual se implementa una nueva etapa llamada mejoramiento del proceso o ESAGD. Esta consiste básicamente en la optimización del proceso, alcanzando la zona no barrida entre pozos con la inclusión de por los menos dos pares más de pozos, a una distancia del orden de tres o cuatro veces el espesor de la formación.

Figura 2. Cámara de vapor



1.2. ETAPAS DEL PROCESO

Un proceso SAGD se desarrolla a lo largo de cinco etapas consecutivas. Estas son: selección del área piloto, diseño de pozos, etapa de inicialización o *start up*, etapa de desarrollo y mejoramiento.

Las dos primeras etapas corresponden a fases que proporcionan la factibilidad técnica y física del proceso. Incluyen análisis de registros, estudios sísmicos y evaluación de parámetros de *screening*.

A nivel de yacimiento, las propiedades involucradas en el almacenamiento de fluidos, juegan un papel importante a la hora de priorizar los criterios de selección. En cuanto al espesor, su influencia es mucho más relevante. Técnicamente se necesita de un espesor mínimo de 45 ft, para que la perforación de dos pozos horizontales paralelos sea posible, además de guardar una relación directa con las implicaciones económicas y energéticas determinadas por la cantidad de vapor que demandaría un mayor o menor espesor.

La presencia de un acuífero activo y/o una alta saturación de agua, afectan negativamente el proceso, ya que por su alto calor específico se convierte en zonas ladronas de energía. Lo mismo sucede con las intercalaciones de arcilla, con el adicional de que estas tienden a fracturarse. La presencia de arcillas, por su

parte, tiene un límite permisible con respecto al espesor, los cuales deben ser menores a un metro o que no representen más del 10% de la formación. Finalmente la presencia de gas, es necesaria en el yacimiento para limitar el crecimiento de la cámara y disminuir pérdidas de calor a otros estratos, siempre y cuando se cumpla la condición de que el tipo de gas presente no sea condensable.

Para el diseño de los pozos y las consideraciones a tener en cuenta para su consolidación, se estudian principalmente las posibilidades de espaciamiento vertical de acuerdo a la movilidad del crudo (viscosidad), mientras que para la longitud horizontal de los pozos prima la continuidad geológica. Adicional a esto, se debe tener en cuenta otros factores importantes como el tipo de completamiento y la selección del tipo de aislante con que se recubrirá la tubería para evitar altas pérdidas de energía con el medio.

Tabla 1. Screening para la implementación de SAGD

PARÁMETRO	Ito & Singhal	Dussealult	Bryson	Alberta Research Council
Profundidad (ft)	-	>500	-	<4593
Saturación Aceite (%)	>50	-	>75	-
Porosidad (%)	-	>25	-	>26
Espesor Neto (ft)	>98	>66	>50	>49
Permeabilidad (md)	>1000	>500	>1000	>1000
Viscosidad (cp.)	>2000	>500000	-	>2000
Espesor Capa Gas (ft)	<7	-	-	<15
Espesor Acuífero	-	<25 %	-	-

Fuente: Trigos Becerra, Erika, Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado, tesis de maestría, 2011.

- **Fase de inicialización**

También llamada *start up*, consiste en inyectar vapor saturado a bajas presiones por ambos pozos simultáneamente hasta alcanzar la comunicación térmica entre ambos. Una vez se logra tal objetivo, se suspende la inyección de vapor por el pozo productor (inferior) continuando el proceso solo por el inyector. Esta etapa es entonces definida por el tiempo transcurrido entre el momento en que se inicia la circulación de vapor por ambos pozos, hasta el instante en que se detiene por el productor. Este proceso específico también es llamado precalentamiento.

Es importante que esta etapa transcurra en el mínimo tiempo posible, asegurando un calentamiento uniforme sin problemas operacionales, y a su vez reduciendo el tiempo en el que no se registran entradas significativas debido a la baja producción de aceite. Muchas veces se plantea como solución inducir la comunicación térmica provocando una caída de presión entre los pozos, pero su implementación convertiría el proceso en un “SAGD forzado”, con una posible irrupción temprana del vapor en el pozo productor.

- **Fase de desarrollo**

Esta es la fase central de un proceso SAGD. La formación de la cámara de vapor se debe desarrollar lo más uniforme posible y con ella la subsecuente producción de condensados y petróleo. El paso de la fase de inicialización a la de desarrollo se establece de manera natural cuando el yacimiento ha sido calentado lo suficiente para que el aceite o bitumen adquiera movilidad, junto con una evidente reducción de fluido producido en el pozo inyector. Una vez hecha la conversión, el comportamiento de la producción debe seguir siendo supervisado, ya que según muchos autores, precisamente al realizar modificaciones a las condiciones operacionales para mantener el proyecto dentro de marco de viabilidad económica, el proceso SAGD se vuelve algo limitante o con cierta desventaja frente a otras técnicas. Finalmente según un estimativo la rentabilidad del proyecto, puede estar enmarcada por un *SOR (Steam Oil Relation)* menor a 4.

- **Fase de mejoramiento**

También conocida como ESAGD, consiste inicialmente en la perforación de pares de pozos adicional y aplicar un diferencial de presión entre cámaras de vapor adyacentes, logrando con esto que el vapor contacte con zonas que no han sido barridas, mejorando la eficiencia de barrido hasta un 20%. Esta etapa adicional, en muchos casos, se considera una técnica independiente del proceso SAGD convencional, y por lo tanto, no hará parte del desarrollo de este trabajo.

1.3. DESCRIPCIÓN DE LA CÁMARA DE VAPOR

Gracias al doctor Butler¹, y los numerosos estudios como complemento a sus pioneras suposiciones y descripción del proceso, hoy se tiene un mayor conocimiento referente a los fenómenos que ocurren en el seno de la cámara de vapor, considerándola como eje central del proceso y principal responsable del éxito de esta tecnología. Por su papel protagónico en un proceso SAGD, resulta necesario y conveniente describir cada uno de los fenómenos que ocurren en la cámara de vapor, durante su formación y desarrollo, así como sus efectos directos en variables como la producción de crudo y el factor de recobro.

- **Flujo de fluidos**

Durante las diferentes etapas del proceso SAGD se presentan dos regímenes de flujo. Inicialmente de acuerdo con Butler ^[2], el flujo se da sobre la zona de transición y paralelamente a la interfase del vapor, hasta alcanzar el tope de la formación, es decir, durante el crecimiento vertical de la cámara. A tiempos mayores, y una vez alcanzado el tope de la formación, la cámara tenderá a crecer lateralmente y por tanto el aceite que contacta en la interfase será el que se producirá, presentando un movimiento igualmente paralelo a la misma, pero en contracorriente. La tasa de producción entonces declinará a medida que aumenta el tiempo, porque el aceite que es calentado es mayor en cantidad durante el crecimiento vertical.

¹BUTLER. Op. Cit. Thermal Recovery of Oil and Bitumen .

- **Saturación de aceite**

De acuerdo a los regímenes de flujo y la forma en la que aparentemente crece la cámara de vapor, la saturación de aceite es una consecuencia de los mismos. Inicialmente la saturación de aceite en la cámara de vapor declina pronunciadamente producto de un proceso constante de reemplazo de fluidos, es decir, al garantizar que los fluidos condensados y petróleo móvil se producen continuamente, el vapor va ocupando el espacio que dejan estos, haciendo que el barrido sea mucho más eficiente y contacte una mayor cantidad de aceite. Mientras que a tiempos finales acorde al segundo régimen, la influencia de la cámara no será tan importante y por tanto la disminución de la saturación será menos pronunciada. Este comportamiento es descrito adecuadamente por Cardwell & Parson² con la siguiente ecuación:

$$S_{or} = 0,43 \left(\frac{h\mu_i\phi}{kg \text{ tiempo}} \right)^{0,4} \quad \text{Ec.1}$$

- **Formación de emulsiones**

De acuerdo a lo necesario para la formación de una emulsión, estas guardan relación con los regímenes de flujo que se presentan en el proceso. De esta manera y ya conociendo lo que sucede en los tiempos iniciales del proceso SAGD, esta etapa es la responsable de la formación de emulsiones, esencialmente debido al flujo en diferentes direcciones (agitación).

Mientras que, en el segundo régimen, la dirección de los líquidos (paralela a la interfase de la cámara de vapor) contribuye a que el vapor condensado y el aceite se separen y no se presente este fenómeno.

La formación de emulsiones no es favorable para el proceso, puesto que al aumentar la viscosidad del fluido producido se reduce la tasa de producción del mismo, teniendo en cuenta que entre los factores que más afectan la formación de emulsiones se encuentra la calidad del vapor, la ubicación del pozo inyector y la saturación de agua inicial³.

²CARDWELL & PARSON. Gravity Drainage Theory. AIME 179. 1949.

³K. H. CHUNG & R. M. BUTLER. In Situ Emulsification by the Condensation of Steam in Contact with Bitumen. JCPT 89

- **Digitación viscosa**

Como se mencionó antes, la uniformidad del crecimiento de la cámara de vapor es afectada por múltiples condiciones y está muy lejos de ser el cuerpo uniforme que se expande a igual velocidad en todas las direcciones. De esta forma, la cámara crecerá en diversas direcciones y a diferentes velocidades formando múltiples dedos, en cada uno de los cuales se presenta flujo corriente y contracorriente, antes expuesto de manera general. La velocidad de avance de estos canales y su tamaño depende de la permeabilidad del yacimiento, la temperatura del vapor y la viscosidad del aceite. De esta manera, una alta heterogeneidad del yacimiento distorsiona aún más la cámara de vapor, presentándose este fenómeno con mayor frecuencia. La digitación viscosa se presenta principalmente en el tope de la formación (ver figura 3) en el momento en que el vapor que asciende intenta penetrar y desplazar el aceite que se encuentra sobre el mismo. Como consecuencia de la diferencia de viscosidad entre los dos fluidos, los *dedos* o canales se forman⁴, pero a medida que aumenta la movilidad del crudo por el calor cedido por el vapor, el efecto disminuye (menor diferencia de viscosidades entre los dos fluidos).

- **Piscina de Líquidos**

Operando a una temperatura menor a la de condensación del vapor (2 a 3 grados centígrados por debajo), se logra que este fluido pase a fase líquida en el yacimiento, cediendo la totalidad de su calor latente⁵ al crudo para la disminución de su viscosidad y de esta manera provocar una acumulación de agua líquida en los alrededores del pozo productor que, junto con el aceite alterado, forman lo que se conoce como piscina de líquido. Este fenómeno hace parte de una práctica de producción muy común para los procesos SAGD, conocida como trampa de vapor. Esta piscina de líquidos controla la irrupción temprana del vapor al pozo productor.

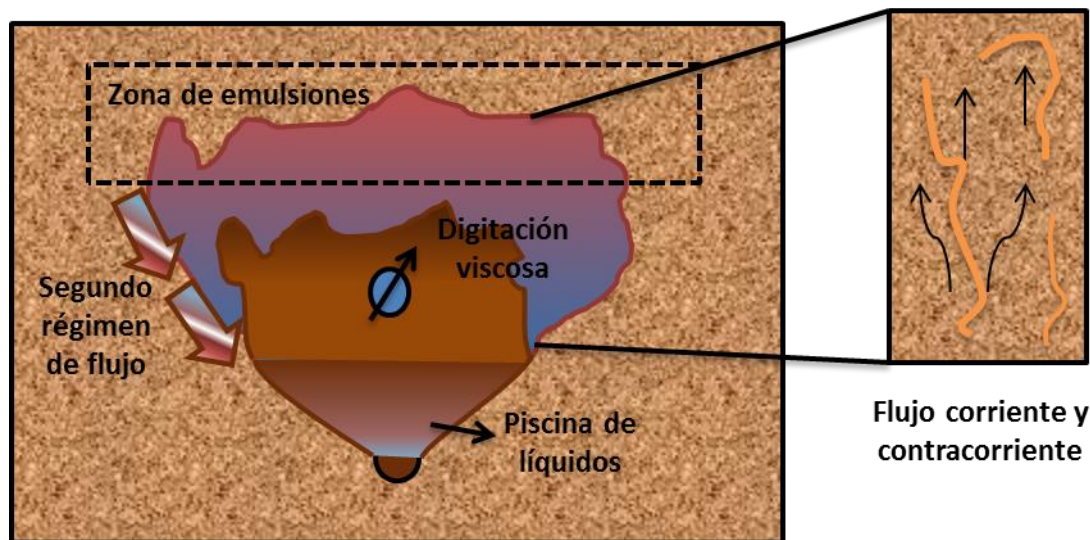
Al combinar todos los fenómenos antes descritos, se obtendrá la naturaleza real de la cámara de vapor de la figura 3. Es importante mencionarlos y describirlos, ya que en secciones posteriores serán determinantes para validar el modelo conceptual de simulación planteado para evaluar el proceso SAGD.

01-04. Alberta, Canada. 1989.

⁴ Trigos, Erika. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. 2010

⁵ GÓMEZ, Gonzalo. Recuperación mejorada de hidrocarburos. Inyección cíclica y continua de vapor. Generalidades.

Figura 3. Fenómenos de la cámara de vapor⁶



1.4. VARIABLES QUE AFECTAN EL PROCESO

Son muchas las variables que afectan el proceso de SAGD. A manera de resumen estas se pueden agrupar en dos grupos; las propiedades de almacenamiento y las de flujo. A continuación se expondrán los detalles más importantes de cada grupo y su posible influencia en el proceso.

▪ Propiedades de almacenamiento

Tomando como referencia el modelo volumétrico para el cálculo del volumen inicial de fluidos en yacimiento⁷, las propiedades de la ecuación 2, que se consideran que afectan el proceso SAGD son la porosidad, la saturación de aceite inicial y el espesor neto. Conceptualmente un mayor espesor de yacimiento resulta favorable para un proceso SAGD, reduciendo las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes que es lo que en esencia se quiere evitar, para aumentar la tasa de producción de aceite y disminuyendo el SOR. Pero, sí acompañado a

⁶ TRIGOS, Erika. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. 2010.

⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2009. Cap. 1. Conceptos Básicos.

un alto espesor se presenta heterogeneidades, se presentan problemas e inestabilidades en el proceso de formación de la cámara de vapor. Según estudios hechos por Shir y Polikar para analizar el efecto del espesor en los procesos SAGD⁸, se determinó que el espesor mínimo necesario aumenta a medida que disminuya la permeabilidad, por lo cual ambas propiedades deben sensibilizarse en simultáneo, usando el concepto de productividad⁹.

$$OOIP = \frac{Ah\phi S_O}{B_O} \quad \text{Ec. 2}$$

La porosidad de la roca y la saturación de aceite inicial son propiedades mutuamente dependientes, de tal manera que lo ideal es tener una alta porosidad para favorecer una mayor acumulación de aceite y además una menor proporción de roca (matriz) que por su capacidad calórica robaría parte de la energía inyectada, que se quiere sea transferida en su totalidad al fluido a producir.

▪ Propiedades de flujo

En cuanto al movimiento de los fluidos en el yacimiento, variables como permeabilidad vertical, la relación entre permeabilidad vertical y horizontal, la viscosidad del aceite, y la presión del yacimiento deben ser analizadas.

Altos valores de permeabilidad conducen a buenos resultados sobre SAGD. Su efecto se refleja en la etapa del crecimiento de la cámara que esté ocurriendo, es decir, durante la expansión de la cámara en tiempos tempranos es fundamental altos valores de permeabilidad vertical que favorezcan además la producción de aceite, mientras que a tiempos tardíos, que el crecimiento es lateral, la importancia la toma la permeabilidad horizontal.

Por su parte, la viscosidad del crudo es un parámetro que en general es poco analizado, ya que la patente original del proceso fue aplicado específicamente a bitúmenes con un rango de viscosidades comunes. Básicamente según lo estudiado por algunos autores¹⁰, se concluye que a mayor viscosidad, mayor efectividad del proceso. Sin embargo la viscosidad es un factor determinante a la hora de decidir la distancia vertical entre pozos, siendo menor para crudos más

⁸SHIN & POLIKAR. Optimizing the SAGD Process in Three Major Canadian Oil Sands Areas. SPE 95754. 2005. Ibid. P 3.

⁹TRIGOS, Erika. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. 2010. P 66.

¹⁰BUTLER, R.M. Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future. Op. Cit. P 44-50.

viscosos. De la mano de esta propiedad, está la gravedad API, cuyo efecto se analiza en el mismo sentido. Según experiencias reportadas en el estudio de los efectos de la gravedad API en el proceso SAGD, Shanquiang¹¹ encontró que para crudos con API menores a 9, obtuvieron mejores resultados que aquellos cuya gravedad API sobrepasaba este valor¹².

1.5. VENTAJAS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO SAGD

Las experiencias en campo han demostrado que este método es exitoso siempre y cuando se establezcan las mejores condiciones operacionales y se haya hecho un análisis robusto de las propiedades del yacimiento, todo esto para lograr que la cámara de vapor se forme adecuadamente, en pro del aumento de la producción¹³. Entre algunas de las ventajas podemos observar:

- Alta área de drenaje debido al pozo productor horizontal, lo cual garantiza mayor producción de aceite comparado con un pozo vertical.
- Bajas presiones de inyección, lo cual ayuda a mantener la integridad del yacimiento.
- Mayor movilidad del aceite. El aceite hace contacto con el vapor y logra llegar aún caliente al pozo de producción; luego en el proceso se mantiene al crudo con menor viscosidad.
- El costo es mayor que en un arreglo de pozos verticales, pero la producción puede llegar a ser 10 veces mayor.

1.6. LIMITACIONES DEL MÉTODO SAGD

Entre las limitaciones encontradas se encuentran:

- Limitaciones en el tratamiento de altas cantidades de vapor.
- No es aplicable en yacimientos heterogéneos y en yacimientos estratificados con intercalaciones de *shales* en la zona productora.

¹¹SHANQUIANG & BAKER. Optimizing Horizontal Well Steam Stimulation Strategy for Heavy Oil Development. SPE 104520. 2006. P 3-6.

¹²TRIGOS, Erika. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. 2010. Anexo B.

¹³TRIGOS, Erika. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. 2010.

- Necesita de constantes fuentes de agua fresca y energía para el generador de vapor.
- El proceso se ve limitado, como en la mayoría de métodos de inyección de vapor, por la profundidad.

1.7. PROBLEMAS COMUNES

Entre los principales problemas potenciales encontrados en un proceso SAGD, están¹⁴¹⁵¹⁶¹⁷:

- **Canalización de vapor:** esto implica el colapso de la cámara de vapor quedando zonas sin barrer, lo cual puede generar pérdida de energía y de dinero. Las causas más comunes están ligadas a los parámetros operacionales, como un pozo productor completado con doble sarta (puede haber flujo preferencial en alguna de las tuberías) o heterogeneidades presentes en los alrededores de los pozos (el vapor tenderá a fluir por el camino de mayor permeabilidad, generando discontinuidad en la cámara de vapor).
- **Arenamiento:** se puede presentar este problema por disolución del cemento que mantiene unidos los granos en la formación. De manera general, como los yacimientos elegidos para la aplicación del proceso SAGD son someros, esto puede ocasionar arrastre de arena debido a la poca consolidación de las rocas, por lo tanto, los tapones de arena producen las fallas en el revestimiento y daños por abrasión.
- **Formación de emulsiones:** este problema puede llegar a ser crítico si no se realiza un estudio analítico que involucre la calidad del vapor, saturación de agua y la ubicación de los pozos. Cuando se forman emulsiones, la viscosidad del fluido producido aumenta, retardando la producción. y por consiguiente, la dispersión de calor en las demás zonas del yacimiento.
- **Pérdidas de energía:** la presencia de acuíferos y de zonas arcillosas relacionadas con alta heterogeneidad en la formación, producen las pérdidas de la energía inyectada a través del vapor, generando pérdidas económicas y retardando el éxito del proyecto.

¹⁴TRIGOS, Erika. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. 2010.

¹⁵SINGHAL. Citado en: ALBAHLANI. Op. Cit. P3.

¹⁶FAROUQ ALI. Is There Life After SAGD. JCPT 97-06 DAS. Vol 36. No. 6. Junio, 1997. P 22.

¹⁷DENG. Recovery Performance and Economics of Steam/Propane Hybrid Process. SPE 997760. Calgary, Canada. Nov 2005.

2. MODELOS ANALÍTICOS PARA EL PROCESO SAGD

Para este segundo capítulo, se presenta la descripción de los fenómenos que ocurren en la cámara de vapor antes mencionados, enmarcados en una serie de modelos analíticos, los cuales presentan una versión simplificada del proceso, tratando de construir un modelamiento matemático que refleje la realidad de este método. Los modelos analíticos aquí mencionados, fueron seleccionados entre algunos reportados en la literatura, y por tanto hacen parte fundamental del desarrollo de este trabajo de investigación. Como precursor de la tecnología, se conoce que Butler fue quien dio el primer paso en este esfuerzo por caracterizar el proceso SAGD.

Durante su investigación, Butler desarrolló unos modelos analíticos que permiten predecir las tasas de producción esperadas en un proceso SAGD al determinar la razón de crecimiento de la cámara de vapor. Adicional a esto, complementó los modelos con aquellos que permiten predecir la saturación de aceite residual en procesos de drenaje gravitacional desarrollados por Cardwell & Parsons (1949). Unos años después de haber sido desarrollado el primer modelo analítico, Butler y otros investigadores continuaron con la tarea de mejorar y adecuar los modelos existentes para la predicción analítica en procesos SAGD. A continuación, se dará una breve descripción de cada modelo:

2.1. MODELO BÁSICO DE BUTLER

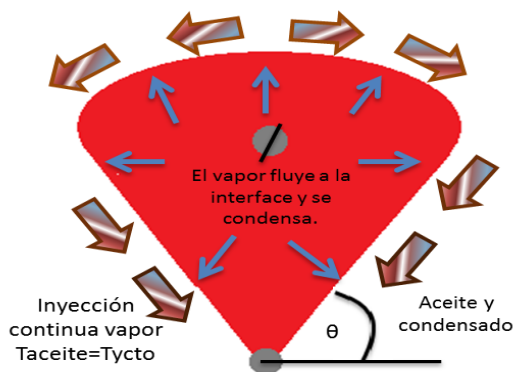
El modelo de Butler parte de la ley de Darcy, un balance de materia y la teoría desarrollada por Cardwell & Parson para determinar la saturación de aceite residual en procesos de drenaje gravitacional, se obtiene una expresión para el cálculo de la tasa de aceite fluyendo hacia el pozo productor. Para la creación de este modelo, Butler (1981)¹⁸ establece una serie de condiciones o suposiciones que permiten simplificar la comprensión del proceso. Estas, además del listado que a continuación se presenta, pueden ser resumidas en la figura 4:

- El aceite fluye paralelo a la superficie de condensación dejando atrás una región de vapor.

¹⁸BUTLER. Op. Cit. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. P 265-269.

- La cámara de vapor se encuentra a una temperatura igual a la temperatura del vapor inyectado y el aceite a la temperatura del yacimiento.
- El vapor se condensa en la interfase de drenaje o superficie de condensación.
- La superficie de condensación se encuentra inclinada θ grados con respecto a la horizontal.
- La temperatura en la interfase es igual a la temperatura del vapor.
- La transferencia de calor se da por conducción.
- A medida que se aleja de la cámara de vapor, la temperatura va disminuyendo progresivamente hasta alcanzar la temperatura del yacimiento.
- Se asume que la cámara de vapor está totalmente desarrollada; es decir, que el modelo no involucra la fase de inicialización y asume que el vapor ya ha tocado el tope de la formación.
- La cámara de vapor es inicialmente un plano vertical sobre el pozo productor y se expande horizontalmente hacia el infinito.

Figura 4. Cámara de vapor según Butler



Ecuaciones usadas en el modelo

Saturación residual de aceite (Cardwell & Parson)¹⁹

$$S_{or} = 0,43 \left(\frac{h\mu_i\phi}{kg \text{ tiempo}} \right)^{0,4} \quad \text{Ec 3.}$$

¹⁹CARDWELL & PARSON. Gravity Drainage Theory. AIME 179. 1949. P 199-211.

Tasa de producción para un plano vertical de la cámara de vapor

$$q = 2 \sqrt{\frac{2kg\alpha\phi\Delta S_o h}{mv_s}} \quad \text{Ec 4.}$$

La anterior ecuación muestra la dependencia del caudal de aceite, con la altura de la cámara de vapor y no de la extensión lateral que ésta experimenta. Es obvio que el crecimiento horizontal aumenta el área de transmisión de calor, pero según los estudios hechos por Butler²⁰, el flujo de aceite hacia el pozo productor es gobernado por el contraflujo producido por la gravedad luego de que la movilidad del crudo haya aumentado.

La tasa de producción a lo largo del pozo horizontal está dada por:

$$Q = L q \quad \text{Ec 5.}$$

Parámetro de caracterización del fluido, m: Esta variable es adimensional, y generalmente se encuentra entre 3-4 para crudos pesados. Está determinado por la relación entre la temperatura y la viscosidad del bitumen (Butler, 1985)²¹.

A través de aproximaciones matemáticas se encontró que el valor apropiado del parámetro m puede ser calculado a través de la siguiente expresión:

$$m = \left[V_s \int_{T_R}^{T_S} \left(\frac{1}{V} - \frac{1}{V_R} \right) \frac{dT}{T - T_R} \right]^{-1} \quad \text{Ec 6.}$$

Este valor cambia con la temperatura del vapor y disminuye con el incremento de la temperatura del yacimiento.

2.2. MODELO DE TANDRAIN

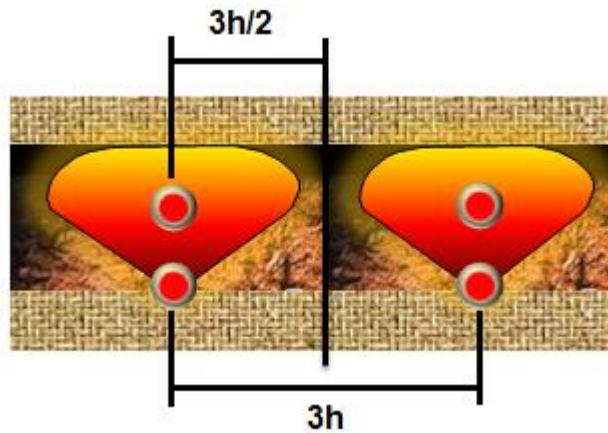
De acuerdo a las consideraciones antes expuestas para el modelo de Butler, este consideraba una extensión horizontal infinita de la cámara de vapor durante la etapa de desarrollo. Esta característica no permitía evaluar el efecto de confinamiento de los pozos adyacentes, por lo cual fue modificado. Esta nueva versión extendida, considera fronteras verticales de no flujo, que limitan ese crecimiento horizontal antes tomado como infinito. La ubicación de estas fronteras

²⁰BUTLER. Op. Cit. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. P 265-269.

²¹BUTLER. Op. Cit. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. 1985.

se encuentra en la mitad de la distancia que hay entre un par de pozos y otro adyacente como se muestra en la figura 5, es decir a una distancia equivalente a $3h/2$ siendo h el espesor de la formación de interés.

Figura 5. Frontera vertical propuesta por Butler y Stephens (1981)²²



La ecuación que predice la tasa de aceite teniendo en cuentas estas nuevas consideraciones cambia en la constante empleada por Butler como se muestra en la ecuación 7:

$$q = 2 \sqrt{\frac{1,5kg\alpha\phi\Delta S_o h}{mv_s}} \quad c=1,5 \quad \text{Ec 7.}$$

El proceso de cierta forma con esta pequeña variación matemática, considera el hecho de un crecimiento horizontal limitado que disminuye la cantidad de aceite a producir en un 25%.

2.3. MODELO DE JOHN REIS

Este modelo analítico fue desarrollado por Reis en el año de 1992²³ quien propuso una modificación al modelo básico planteado por Butler *et al.*, (1981), con el

²²BUTLER. Op. Cit. Thermal Recovery of Oil and Bitumen P. 302-305

²³ REIS, L.C.: A Steam Assisted Gravity Drainage model for tar sands: Linear geometry, JCPT, Vol 13, No. 10, 1992

propósito de ajustar las tasas de producción predichas por el modelo básico a los datos de producción de las arenas bituminosas.

Para la creación del modelo, se establecieron las siguientes suposiciones:

- La cámara de vapor crecerá lateralmente a medida que el bitumen drena a lo largo de la interfase hasta el pozo productor.
- El vapor cerca al *overburden* o tope de la formación se expandirá de manera lateral, y el vapor cercano a la base del estrato permanecerá fija, de tal manera que el resultado final sea una cámara de vapor en forma de un triángulo, estableciendo una geometría lineal. Esta es la suposición más importante del modelo.
- Para la geometría del modelo se asume un sistema de coordenadas de acuerdo al movimiento de la interfase. En la figura 6 se muestran las coordenadas ξ y η , perpendicular y paralela, respectivamente a la cámara de vapor.
- El aceite drenará a lo largo de la interfase con una tasa dependiente de la viscosidad local, la que a su vez es dependiente de la distancia de la interfase.
- La máxima velocidad ocurrirá a lo largo del tope de la zona de vapor

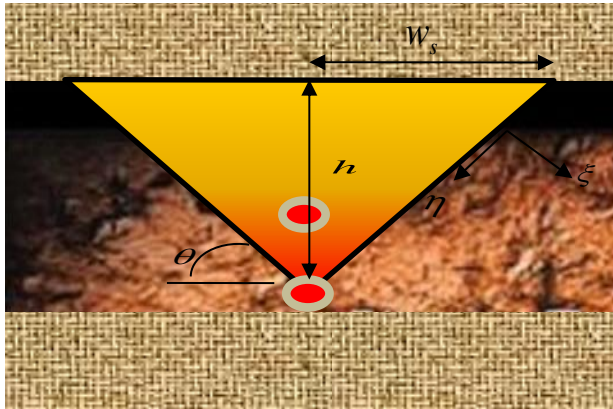
Modelamiento matemático

Tasa de drenaje:

$$q = 2 \sqrt{\frac{kg\alpha\phi\Delta S_o h}{2amv_s}} \quad \text{Ec 8.}$$

La constante 'a' en la ecuación toma el valor de 0,4, que a diferencia de los anteriores modelos tomaban el valor de 1. Cabe destacar que, además de lo anterior, otra variación de este modelo analítico en comparación con los anteriores modelos propuestos, es que se usó la velocidad máxima que alcanza la cámara de vapor y no la velocidad local que depende de la posición de la interfase.

Figura 6. Geometría de la cámara de vapor según Reis



Ancho de zona de vapor:

$$w_s = 2 \sqrt{\frac{2kg\alpha}{\phi\Delta S_o h a v_s m}} t \quad \text{Ec 9.}$$

El ángulo θ :

$$\theta = \arctan\left(\frac{h}{w_s}\right) \quad \text{Ec 10.}$$

2.4. MODELO DE JOHN DONELLY

En 1995, Donnelly & Chmilar²⁴ llevaron a cabo un estudio para observar la factibilidad de la recuperación comercial de aquellas arenas bituminosas que eran iguales o superiores a la zona de Athabasca, y para esto, escogieron un modelo de simulación numérica para ajustar las tasas de producción de un piloto de la fase A y para predecir también el recobro de un pozo de la fase B del proyecto *Underground Test Facility (UTF)*²⁵. Sin embargo, ese modelo de simulación numérica no pudo ser aplicado completamente debido a que, aún eliminando los pozos que no cumplían con el *screening* de las condiciones geológicas, el gasto extenuante de verificación de datos, el tiempo de entrada y el

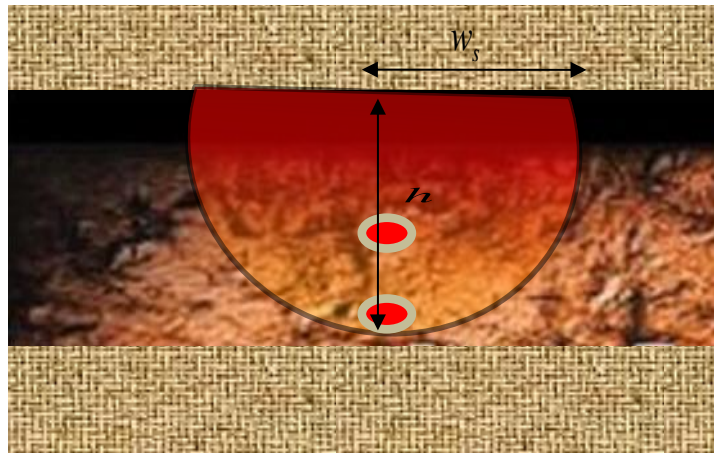
²⁴ DONNELLY J.K. and Chmilar M.J.: The commercial potential of Steam assisted Gravity Drainage, Society of petroleum engineers Inc, 1995

²⁵ TRIGOS, Erika. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. 2010.

tiempo de ejecución computacional seguían siendo altos; además que no podía ser aplicado por todo el área de Athabasca. Por las razones mencionadas anteriormente, Donnelly & Chmilar recurrieron a la aplicación de un modelo analítico para predecir el desarrollo de la producción en el área de estudio. La aproximación adoptada para la evaluación fue comparar las tasas de producción predichas por el modelo de Reis (descrito en el año de 1992) con las calculadas por el modelo de simulación UTF y de esta manera modificar el modelo analítico. Durante este proceso, encontraron que las tasas calculadas por este nuevo método analítico eran más cercanas a las calculadas por el modelo de simulación si la geometría lineal del modelo era reemplazada por una de forma semielíptica.

Representando el área de la zona de vapor como la mitad de una elipse, la tasa de producción de aceite en este modelo será $\pi/2$ o 1.57 veces la calculada por el modelo Reis.

Figura 7. Cámara de vapor del modelo de Donnelly & Chmilar



Fuente: Donnelly, J. K., & Chmilar, M. J. (1995)

Modelamiento matemático

Tasa de aceite:

$$q = 2 \left(\frac{\pi}{2} \right) \sqrt{\frac{kg\alpha\phi\Delta S_o h}{2amv_s}}$$

Ec. 11.

La ecuación de ancho se mantiene igual a la de Reis, por lo explicado anteriormente (Donelly toma como base el modelo de Reis).

2.5. MODELO DE ELEVACIÓN DE LA CÁMARA DE VAPOR

Los modelos mostrados anteriormente no predicen la tasa de drenaje para el periodo de elevación de la cámara debido a que se asume que ésta ya se ha formado. Por lo tanto, Butler, Stephens & Weiss (1980)²⁶ desarrollaron un modelo con el cual las tasas de producción para esta etapa pudieran ser calculadas y así analizar el proceso SAGD en su totalidad.

En este modelo se asume nuevamente que la cámara es un plano vertical y que su forma permanece geoméricamente similar a medida que se eleva. También se asume que el espacio disponible para la extensión vertical de la cámara de vapor es menor que el total de la altura h , debido a que parte de este espacio es requerido para mover el aceite horizontalmente²⁷. Butler *et al.*, (1980) representan esta suposición al incluir un factor inespecífico β , con la expectativa que tenderá a ser menor que 2 como se muestra en la siguiente correlación:

$$q = 2 \sqrt{\frac{\beta k g \alpha \phi \Delta S_o h}{m v_s}} \quad \text{Ec. 12.}$$

La producción acumulada de aceite será proporcional al aceite móvil por unidad de área multiplicada por el cuadrado de la altura de la cámara. Al diferenciar la producción acumulada con respecto al tiempo se obtiene la siguiente correlación para la tasa de producción, donde γ es el factor de forma de la cámara:

$$q = 2\gamma\phi\Delta S_o h \frac{dh}{dt} \quad \text{Ec. 13.}$$

Al igualar las ecuaciones 12 y 13 se obtiene la ecuación 14 para calcular la altura de la cámara de vapor en un instante t ; sin embargo, no se conoce el valor de la constante que resulta de dicho procedimiento.

²⁶ BUTLER, R.: THERMAL RECOVERY OF OIL AND BITUMEN, GravDrain Inc., Calgary, Alberta, 1997

²⁷ TRIGOS, Erika. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. 2010.

$$h = \left(\frac{9\beta}{4\gamma^2}\right)^{\frac{1}{3}} \left(\frac{kg\alpha}{mv_s\phi\Delta S_o}\right)^{\frac{1}{3}} t^{\frac{2}{3}} \quad \text{Ec. 14.}$$

Para hallar esta constante (el primer paréntesis) Butler *et al.*, (1980) desarrollaron modelos experimentales escalados y encontraron su valor y también el del factor de forma γ ; dichos valores son 2 y 9/16 respectivamente. De esta manera dedujeron una correlación para hallar la tasa de producción en un instante de tiempo t como se muestra a continuación:

$$q = 3 \left(\frac{kg\alpha}{mv_s}\right)^{\frac{2}{3}} (\phi\Delta S_o)^{\frac{1}{3}} t^{\frac{1}{3}} \quad \text{Ec. 15.}$$

$$FR = \frac{Q_{cum}}{hw\phi\Delta S_o} \quad \text{Ec. 16.}$$

La ecuación 15 predice menores tasas de drenaje en el punto donde la cámara alcanza el tope del yacimiento que las calculadas por el modelo de Tandrain para el mismo valor de h .

Butler *et al.*, (1981) recomiendan que es práctico continuar usando la ecuación 15 después que la cámara alcance el tope del yacimiento hasta que la tasa alcance el valor predicho por la ecuación en el modelo Tandrain (Tandrain fue el modelo anteriormente desarrollado por él, por lo tanto, es tomado como referencia). Sin embargo, se debe tener en cuenta que no solamente la tasa debe ser igual. El criterio aplicado es, calcular la tasa mediante el modelo de elevación hasta un punto en el que la tasa calculada por este modelo sea igual a la calculada por el modelo Tandrain (declinación) y, el factor de recobro calculado en ambos modelos sea igual. Cabe destacar que, como ha sido el único modelo que simula la predicción de la tasa de drenaje antes de la formación de la cámara de vapor, es aplicado para todos los modelos anteriormente descritos. Esto se tendrá en cuenta a la hora de calcular las variables importantes para todo el proceso, de igual forma que lo hace el simulador, y de esta manera hacer una comparación bajo las mismas condiciones.

3. PROGRAMACION DE LOS MODELOS ANALITICOS

Como fue explicado previamente cada uno de los modelos analíticos tiene diferentes consideraciones en cuanto a su concepción del proceso SAGD. Sin embargo, modelar el proceso a partir de cualquiera de los mismos implica un desarrollo consecutivo y ordenado de adquisición de datos, validación y obtención de resultados a través de cálculos matemáticos. El lenguaje de programación, ha sido ampliamente usado por su facilidad en el manejo de grandes cantidades de información, en los que procesos cíclicos o repetitivos de cálculos se pueden volver tediosos y exhaustivos. En este sentido, la elaboración de una herramienta *software* se llevó a cabo con el fin último de entregar a la industria un programa sencillo y fácil de manejar para el análisis de procesos SAGD, programando cada uno de los modelos antes descritos. A través de este se pueden obtener resultados de la evaluación del proceso a partir de los modelos analíticos, y así, al final poder realizar la comparación con los resultados del modelo de simulación para el mismo caso base.

Una manera sencilla y práctica de analizar y representar inicialmente un proceso que implique numerosos cálculos se puede lograr a través el uso de diagramas de flujo. En esencia la programación de los modelos, se inició con la elaboración de sus respectivos diagramas de flujo, para luego llevarlos a un lenguaje de programación que incluyera todo tipo de características que permitieran un análisis más amplio.

A continuación, se muestra la representación de cada variable usada en los diagramas:

Φ : Porosidad.

K: Permeabilidad.

g: Gravedad.

t: Tiempo.

Δx : Valor del paso.

h: Espesor de la formación.

m: Parámetro de caracterización del fluido.

α : Coeficiente de difusividad térmica.

vs: Viscosidad cinemática del aceite a la temperatura del vapor.

Soi: Saturación de aceite inicial.

Sor: Saturación de aceite residual.

q: tasa de producción diaria.

qa: producción acumulada

FR: Factor de recobro

3.1. MODELOS ANALÍTICOS: DESARROLLO Y CONSIDERACIONES

A continuación se presenta el desarrollo de los diagramas de flujo para cada uno de los modelos analíticos. En general, todos guardan la misma estructura, con la diferencia en el uso de las ecuaciones correspondientes de cada modelo para el cálculo de las variables de interés en el análisis de resultados que son; tasa de producción diaria de aceite, tasa acumulada de aceite, factor de recobro y la posición de la cámara de vapor.

El código de cada modelo en general estará dividido en tres secciones: la primera de ellas hará referencia a la obtención de datos (propiedades) de petrofísica, de fluidos, de yacimiento y operacionales del modelo base (yacimiento) necesarios para evaluar el proceso, las cuales se llamaran variables de entrada. La segunda sección, será consecuencia de la entrada de los datos anteriores y a groso modo corresponderá a los ciclos necesarios para la obtención de las variables de interés antes mencionadas a través de las ecuaciones matemáticas correspondientes. Finalmente como última sección, los códigos tendrán la opción de impresión de los cálculos antes hechos, para visualizar a través de tablas y graficas los resultados de la aplicación del proceso SAGD a partir de cada modelo.

3.1.1. Modelo analítico de Butler

El modelo analítico de Butler, fue el primero en ser desarrollado y planteado. En el momento de programarlo, su principal característica está en considerar un crecimiento infinito lateral de la cámara de vapor.

Asumiendo que la presión de inyección de vapor es constante y se mantiene de esta forma en la cámara formada en yacimiento, logrando que solo el vapor sea el fluido que tiene movilidad dentro de ésta (saturación de aceite es residual) y que la transferencia de calor desde el vapor hacía el aceite frío se da mediante la conducción, se usa el diagrama de flujo para programar la fundamentación teórica dada por Butler en este primer y básico modelo, que se muestra en la figura 8., en el que se pueden apreciar las tres secciones antes descritas.

a. Entrada de datos

Inicialmente todos los modelos tendrán esta primera sección de forma común. El objetivo es pedirle al usuario que digite las propiedades petrofísicas del yacimiento y operacionales, como datos de entrada, para iniciar el proceso de cálculo. Básicamente la introducción de valores lógicos o representativos marcará la pauta del buen desempeño del programa y por lo tanto la calidad de los resultados. Es deber del usuario la validación de los valores a ingresar antes de continuar con el análisis. Propiedades como porosidad, permeabilidad, la constante de gravedad, tiempo, espesor, difusividad térmica, saturación de aceite inicial, área superficial, longitud del pozo, coeficiente de caracterización m y viscosidad del aceite a la temperatura del vapor deben ser ingresados. El *software* estará diseñado para hacer cálculos internos en cuanto a conversión de unidades, pero es importante que estos inicialmente se ingresen en las ya conocidas unidades de campo.

En un primer escenario el usuario tendrá la posibilidad de ingresar directamente la viscosidad cinemática del aceite a la temperatura del vapor. De no conocerse ésta -ya que no es común tener viscosidades cinemáticas-, el usuario podrá usar una herramienta interna adicional para el cálculo de la misma. Se deberán ingresar entonces, variables operacionales como la presión de inyección del vapor, la temperatura del vapor, y adicionalmente la viscosidad inicial del crudo a la temperatura de yacimiento, la gravedad API y una viscosidad dinámica conocida a su respectiva temperatura, que a través del método de Andrade²⁸ arrojará inmediatamente el valor de la viscosidad cinemática del aceite. Todas estas variables son leídas (lenguaje de programación) y declaradas en la parte inicial del diagrama de flujo y corresponderán a las variables conocidas.

²⁸ GÓMEZ, Gonzalo. Recuperación mejorada de hidrocarburos. Inyección cíclica y continua de vapor. Generalidades.

Ya establecidos estos valores, se calcula el aceite original en sitio OOIP, usando el método volumétrico²⁹ y se declaran y dimensionan los vectores y matrices necesarias para guardar la información que se vaya obteniendo con el pasar del tiempo en los ciclos que se desarrollan a continuación (figura 8.). El tiempo para este caso estará en días.

b. Cálculo del caudal y geometría de la cámara de vapor

En esta sección del diagrama de flujo, se usa un primer ciclo denominado el “ciclo de los tiempos”, necesario para que el programa calcule y evalúe las variables de interés día a día. Iniciado el ciclo de tiempos, primero se calcula la saturación de aceite residual Sor, a través de la ecuación planteada por Cardwell & Parsons³⁰ para un tiempo dado, y luego se procede a hallar el caudal o la tasa de drenaje de aceite diaria, junto con un caudal acumulado para ir obteniendo un registro de cuanto se produce aplicando este modelo. Cabe mencionar que estos cálculos hacen referencia a la producción de un solo plano de la cámara de vapor. Por esto, se calculará igualmente una tasa de aceite acumulada equivalente a la longitud horizontal efectiva del pozo y así, finalmente poder calcular el factor de recobro para cada tiempo. Por último, para el mismo tiempo en que se calculó el caudal, se crea un ciclo interno llamado “ciclo de la posición de la cámara de vapor” en el que se hallan las dimensiones de los valores de los ejes Y (altura de la cámara de vapor) y X (extensión lateral de la cámara de vapor), para cada tiempo del ciclo de tiempos. Este proceso se vuelve iterativo con el uso de los ciclos, permitiendo que para cada tiempo se calcule un Sor, tasas de drenaje diario y acumulado y una determinada geometría del proceso, acorde con las consideraciones específicas del modelo. La tabla 2 resume las ecuaciones que simulan el modelo analítico de Butler.

C. Resultados

En esta última sección, se imprimen los valores correspondientes al tiempo, caudal diario para la cámara y el pozo, caudal acumulado y factor de recobro, calculados en la sección anterior. Estos datos serán el resultado de la aplicación del modelo analítico en la evaluación del proceso SAGD, que luego se usaran para compararlos con el modelo conceptual corrido en la simulación.

²⁹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2009. Cap. 1. Conceptos Básicos.

³⁰ CARDWELL & PARSON. Gravity Drainage Theory. AIME 179. 1949. P 199-211.

3.1.2. Modelo de Tandrain

El modelo de Tandrain corresponde a una modificación y extensión hecha por Butler y Stephens al trabajo realizado por Butler con el modelo básico. Para este caso, las dos variaciones más importantes frente al modelo anteriormente descrito se pueden enmarcar en:

- Crecimiento lateral de la cámara de vapor con límites de no flujo, correspondientes a la distancia media entre pares de pozo, es decir, $3h/2$.
- Corrección de curvas de la posición de la cámara de vapor a diferentes tiempos, dado por el factor f , basado en la diferencia existente entre las áreas del modelo básico y el actual (ver figura 2).

Tabla 2. Ecuaciones del modelo de Butler

Parámetro	Formula
Saturación de aceite residual SOR - Cardwell y Parsons	$Sor = 0,43 \left(\frac{hv\phi}{kgt} \right)^{0,4}$
Producción Plano vertical	$q = \sqrt{\frac{2kg\alpha\phi\Delta Sh}{mv_s}}$
Producción pozo	$Q = Lq$
Posición de la cámara (adimensional)	$X = \frac{x}{h} \qquad Y = 1 - \frac{1}{2} \left(\frac{t'}{X} \right)^2$ $t' = \frac{t}{h} \sqrt{\frac{kg\alpha}{\phi\Delta S_o m v_s h}}$

El factor f de corrección solo debe tenerse en cuenta para el cálculo de la tasa de producción diaria, acumulada y el factor de recobro. La posición de la cámara de vapor se calcula de la misma forma que para el Modelo básico de Butler, con una modificación matemática para la conversión de cada curva a una aproximación recta para los puntos menores a la distancia del pozo inyector.

Como se puede observar en la figura 10. El diagrama dispone de 4 ciclos, uno adicional al del modelo de Butler. El primer ciclo, conserva la función que cumplía en el modelo Básico, permitiendo hacer el cálculo de tasas de producción diaria y acumulada, y el factor de recobro para cada tiempo que se desea analizar. Este ciclo es el principal, y los 3 restantes serán internos al mismo, permitiendo el cálculo de la posición de la cámara de vapor y teniendo en cuenta las consideraciones hechas por Tandrain frente a lo planteado por Butler. En la figura 11 se presenta el resultado de lo que se planeó a través del uso de estos ciclos anidados descritos anteriormente. Las curvas representan cada tiempo que se desea analizar, y por tanto visualizan la forma que va tomando la cámara de vapor con el tiempo. La figura 11, también permite observar algo peculiar y es que las curvas no tienen un origen común, lo cual no representa la configuración de dos pozos horizontales ubicados uno debajo del otro. Esto sucede, si se representa la cámara de vapor directamente a partir de los resultados obtenidos con este primer ciclo interno.

Como solución a esto se plantea el tercer ciclo, solo para el primer tiempo, en el que se evalúa la pendiente en cada punto $f(x,y)$ antes calculado y se busca el punto en el que el valor de esa pendiente sea el máximo. Ese punto corresponderá teóricamente a la distancia a la que se encuentra el pozo inyector. Una vez conocida la distancia al pozo inyector $Yiny$, se calculan las pendientes de las curvas para los demás tiempos, y de esta forma, se corrigen los puntos menores a esta distancia, usando la expresión simple y conocida de la ecuación de una recta; $y=mx$. Finalmente, se imprimen los datos de interés a través del último ciclo.

Figura 8. Diagrama de flujo de Butler

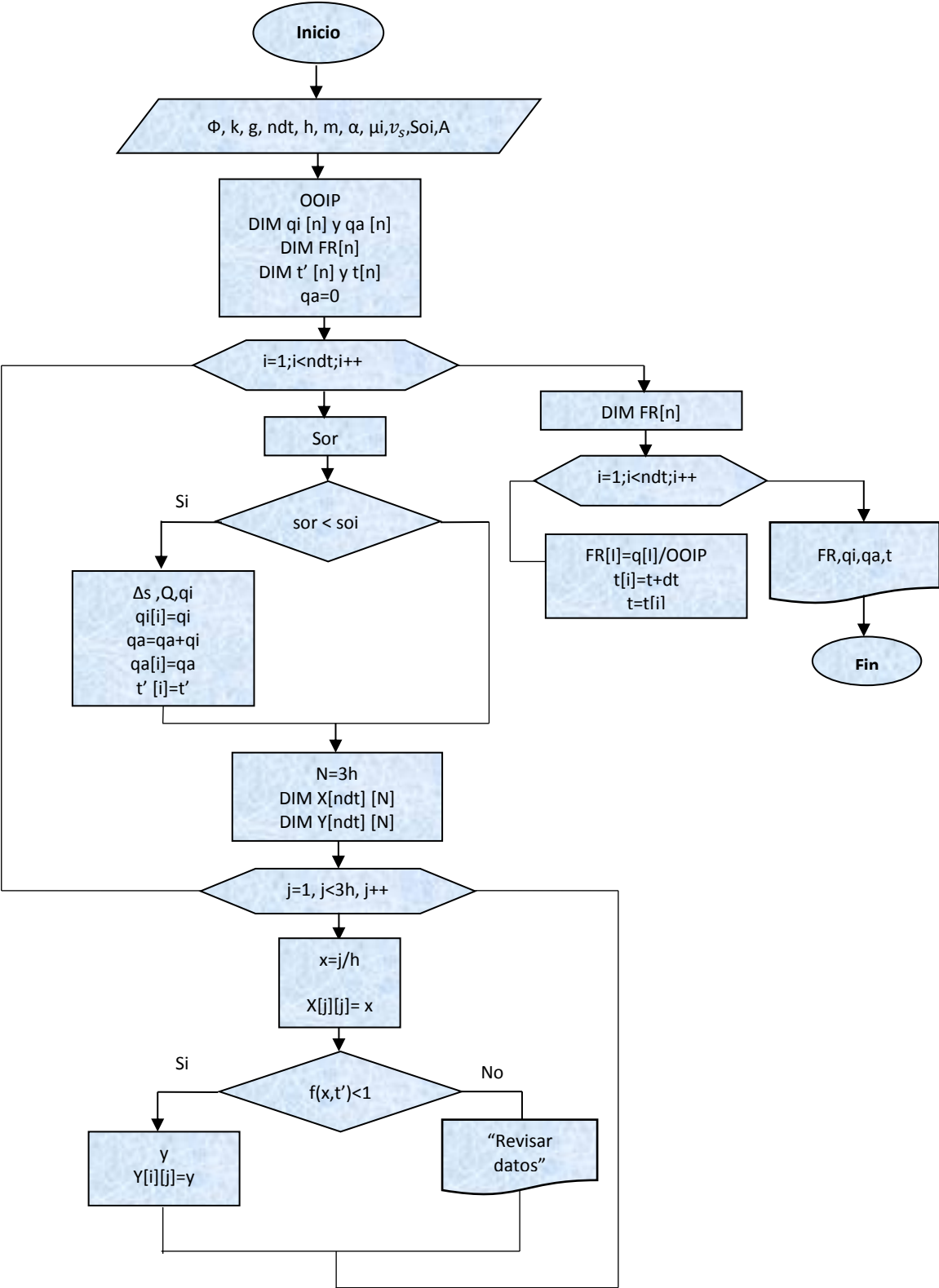
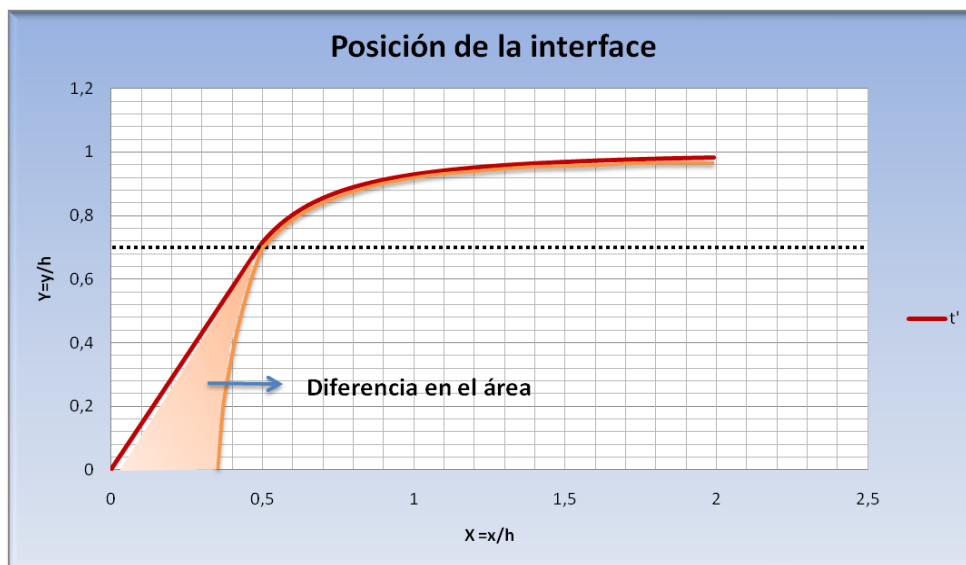
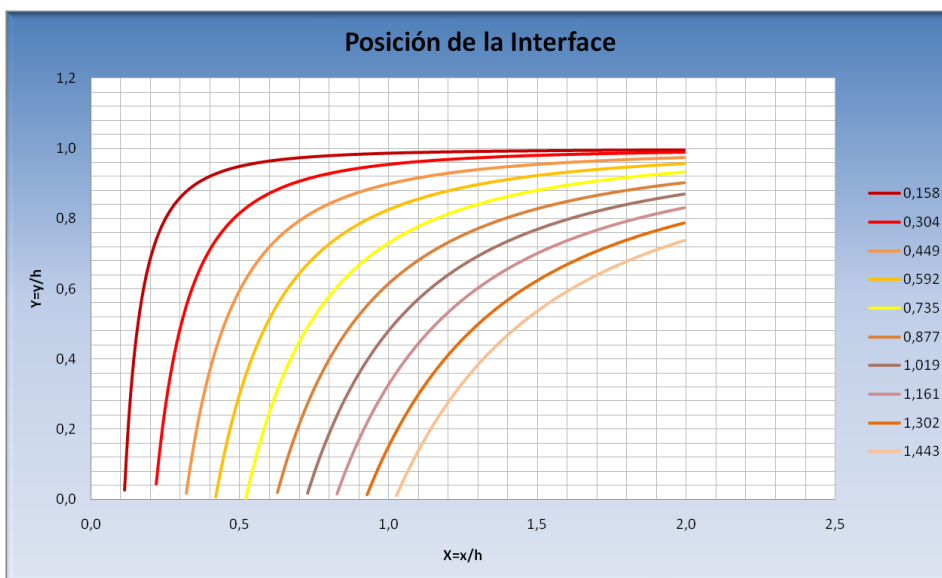


Figura 9. Consideración del factor f Modelo de Tandrain



Fuente: Suarez, Yamit. Modelos analíticos para procesos SAGD

Figura 11. Posición de la cámara de vapor a diferentes tiempos



Fuente: Suarez, Yamit. Modelos analíticos para procesos SAGD

Figura 10. Diagrama de flujo Modelo de Tandrain.

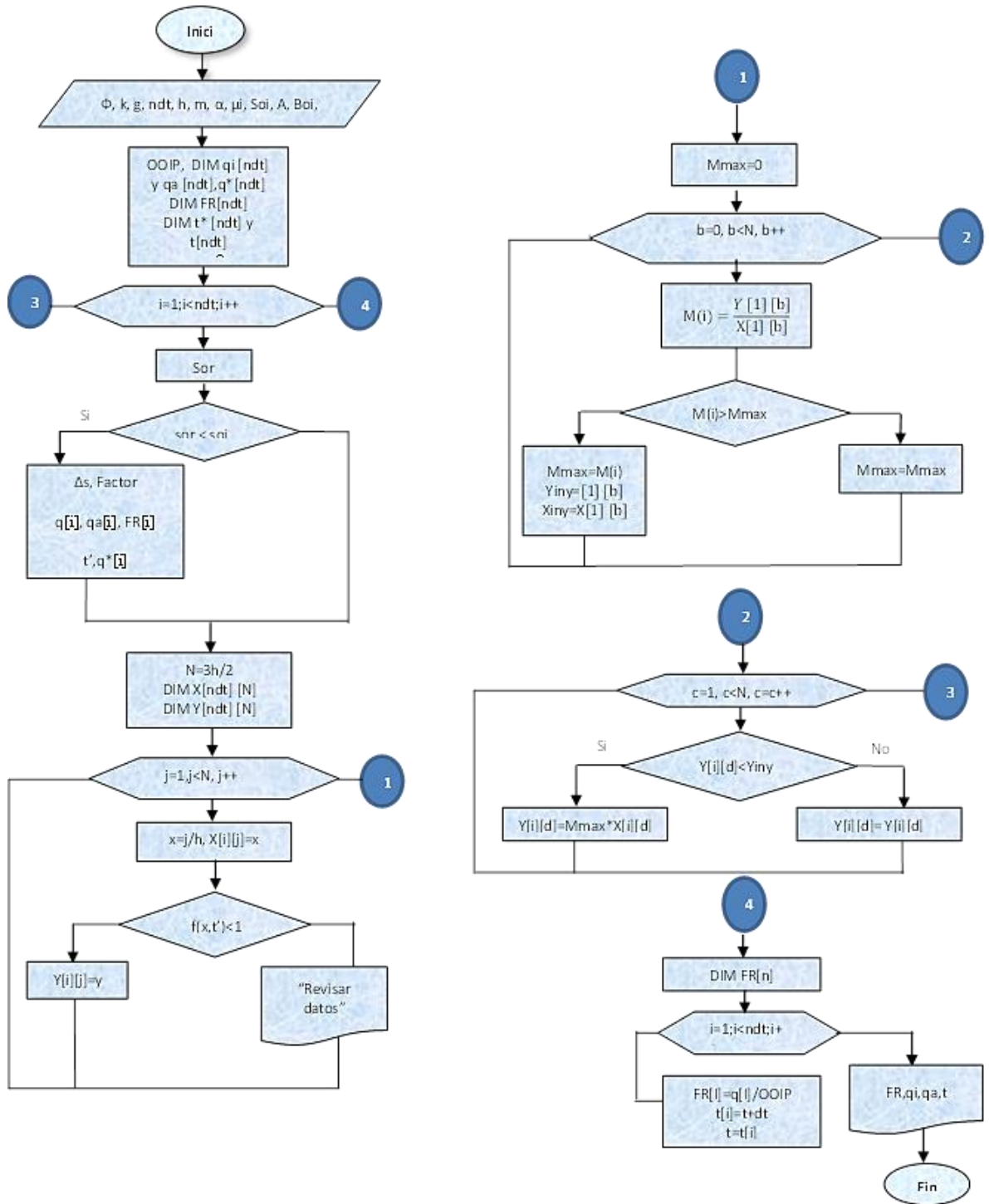
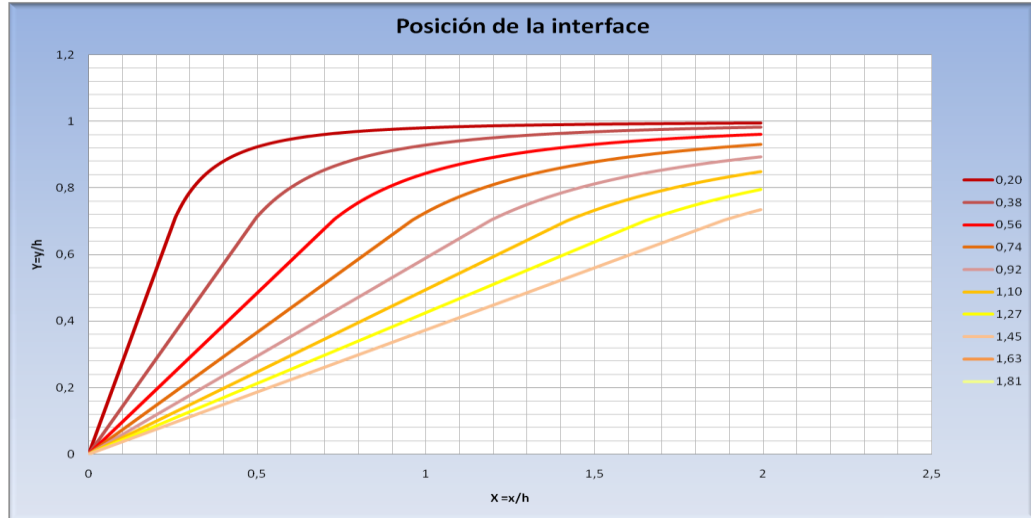


Figura 12. Corrección de posición de la cámara de vapor



Fuente: Suarez, Yamit. Modelos analíticos para procesos SAGD

La metodología expuesta en el diagrama es la misma que para Butler, y a medida que se van presentando los otros modelos la estructura se conservará. La idea de usar una herramienta como la programación simplemente es tener en cuenta los detalles de cada modelo frente al básico y de esta manera facilitar los cálculos al evaluar el proceso de SAGD con cada uno de ellos.

Para Tandrain estas son las ecuaciones usadas en los cálculos implícitos en el diagrama de la figura 10.

Tabla 3. Ecuaciones cálculo de variables para el modelo de Tandrain

Parámetro	formula
Saturación de aceite residual	$S_{or} = 0,43 \left(\frac{h\nu\phi}{kgt} \right)^{0,4}$ <p>Cardwell y Parsons</p>
Producción Plano vertical	$q = 2 \sqrt{\frac{1,5kg\phi\alpha\Delta S_o h}{mv_s}}$
Producción pozo	$Q = Lq$
Factor de corrección f	$factor = \sqrt{\frac{kg\alpha\phi\Delta S_o h}{mv_s}}$
Posición de la cámara (adimensional)	$X = \frac{x}{h}$ $t^* = \frac{t}{w} \sqrt{\frac{kg\alpha}{\phi\Delta S_o mv_s h}}$
Efecto de la declinación en la tasa	$q^* = \sqrt{C} - t^{*2} \sqrt{\frac{1}{C}}$
Tasa de drenaje	$q = (2q^* factor)$
Factor de recobro	$FR = \sqrt{Ct^* - \frac{1}{3} \sqrt{\frac{1}{C}} t^{*3}}$

3.1.3. Modelo analítico de Reis

Este modelo plantea una geometría lineal de la cámara de vapor en forma de triángulo invertido (ver figura 14.). A lo largo del desarrollo conceptual y práctico de los modelos se ha evidenciado que la metodología es la misma, y que el proceso para obtener la mejor forma de representar el proceso y calcular las variables más importantes del mismo es progresivo, es decir, basado en lo hecho por otros autores previamente. En este sentido, Reis realizó una importante modificación sobre la geometría de la cámara de vapor, con el fin de minimizar cálculos y hacer más simple el entendimiento.

En cuanto a la expresión final para el cálculo de tasa de producción, ésta difiere solo por el uso de una constante C , que fue necesaria implementar para ajustar los resultados obtenidos de su modelo con los de estudios referenciados en su trabajo³¹. Dado esto, el desarrollo e introducción de las variables petrofísicas y la manera como se calculan los caudales y el factor de recobro para cada tiempo, no se analiza en detalle y solo se muestra la programación de la geometría triangular del modelo en la figura 13.

Para cada tiempo, se calcula el ancho o la extensión lateral que tiene la cámara con la ecuación propuesta por Reis y luego con el valor de la altura de la cámara de vapor que será el mismo espesor de la formación, se halla la pendiente de la línea recta que representaría la interfase entre el vapor y el crudo, como se puede ver en el ejemplo de la figura 14. Dado lo anterior, lo último es tomar el ancho y dividirlo en una cantidad finita de puntos (en la figura 14 se divide en 4 partes) para poder construir la línea a través de la ecuación de una línea recta. Este proceso es iterativo, y para cada tiempo se recalcula la extensión horizontal (w) de la cámara de vapor, se divide en partes iguales y se genera la recta, logrando al final, la visualización de la geometría lineal en forma de triángulo invertido, propuesta por Reis (ver figura 6.).

³¹ REIS, L.C.: A Steam Assisted Gravity Drainage model for tar sands: Linear geometry, JCPT, Vol 13, No. 10, 1992

Figura 13. Programación de la geometría triangular de la cámara de vapor

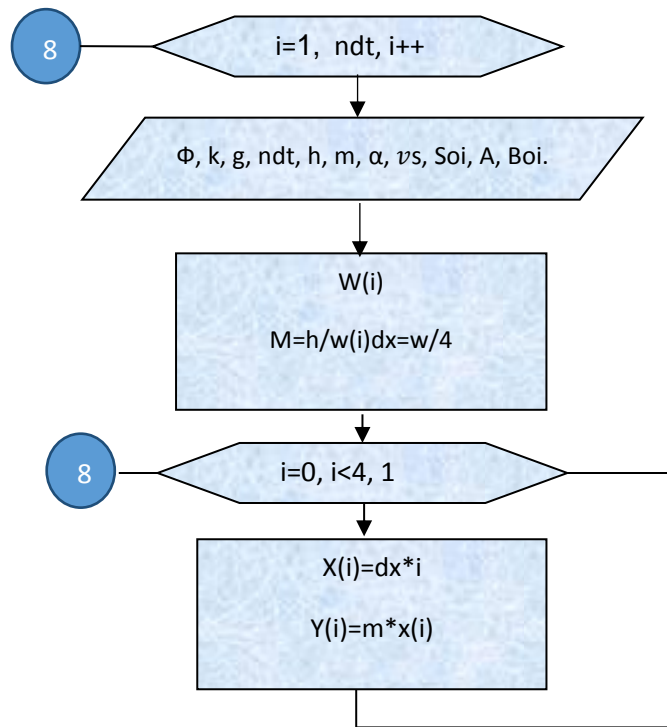
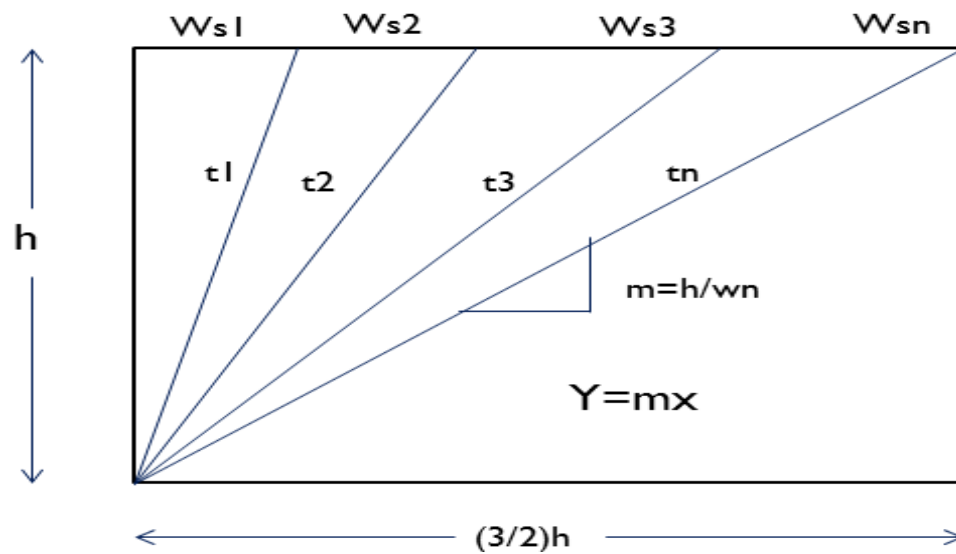


Figura 14. Extensión lateral de la cámara de vapor, modelo de Reis



3.1.4. Modelo de Donelly

Al comparar la predicción de las tasas de aceite producidas por el modelo de Reis (1992)³², con un modelo de simulación, se encontraron que las tasas calculadas por el método analítico eran más cercanas a las calculadas por el modelo de simulación si la geometría lineal del modelo de Reis era reemplazada por una de forma semi elíptica (figura 7.).

Representando el área de la zona de vapor como la mitad de una elipse, la tasa de producción de aceite en este modelo será $\pi/2$ o 1.57 veces la calculada por el modelo Reis como se muestra en la siguiente ecuación:

$$q = 2 \left(\frac{\pi}{2} \right) \sqrt{\frac{kg\alpha\phi\Delta S_o h}{2amv_s}} \quad \text{Ec. 17}$$

La constante C para este modelo es entonces:

$$C = \frac{\pi^2}{8a} \quad \text{Ec. 18}$$

Además se tiene la expresión para calcular el ancho w;

$$w_s = \sqrt{\frac{2kg\alpha}{\phi\Delta S_o h a v_s m}} t \quad \text{Ec. 19}$$

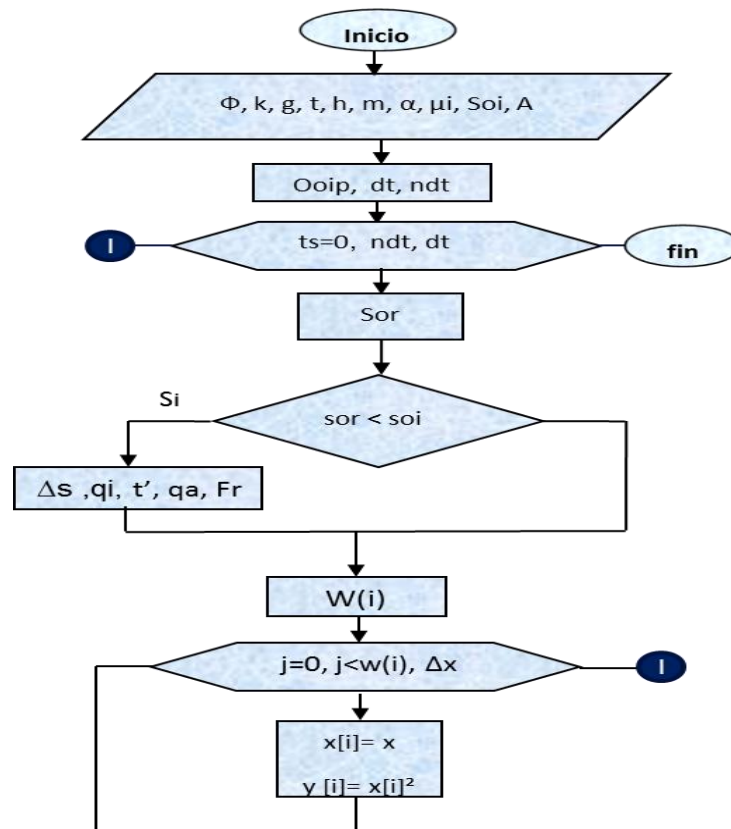
A continuación se presenta el diagrama de flujo para este modelo (figura 15).

El primer ciclo del diagrama de flujo de la figura 15 es el más importante y en este se calculan las tasas de producción diaria y acumulada así como el factor de recobro usando las ecuaciones planteadas por Donelly. Dentro de este ciclo, para

³² REIS, L.C.: A Steam Assisted Gravity Drainage model for tar sands: Linear geometry, JCPT, Vol 13, No. 10, 1992

este modelo, se presenta finalmente una aproximación propuesta en este trabajo de grado, para poder visualizar la forma y posición de la cámara de vapor como perfil a los diferentes tiempos de análisis teniendo en cuenta la consideración de una forma semi elíptica concebida por el autor del modelo. Para esto se propone una aproximación cuadrática, en la que a cada tiempo, se calcula el ancho w , y este se subdivide en intervalos iguales que se toman como coordenada en X y posteriormente se hace el cálculo en Y como el cuadrado de X .

Figura 15. Diagrama de flujo modelo de Donelly



3.1.5. Modelo de elevación de la cámara de vapor

Los modelos antes descritos permiten el análisis de un proceso SAGD una vez la cámara de vapor se ha formado, es decir, ha contactado el tope de la formación. Estos modelos se consideran como los modelos de declinación. Para tener

encuentra la producción de aceite durante la etapa de inicialización del proceso, en el que el fenómeno del crecimiento vertical de la cámara de vapor es lo principal, Butler plantea un modelo adicional exclusivo para tiempos antes de la formación de la cámara de vapor³³, conocido como modelo de elevación de la cámara de vapor. De la misma forma que para los modelos antes descritos, éste tiene su propio conjunto de expresiones matemáticas para el cálculo de las variables de interés. La idea es usar este último modelo analítico en conjunto con los demás modelos, de esta manera el análisis del proceso será completo. Inicialmente se aplica el modelo de elevación de la cámara de vapor, en el que se calcularán las variables de interés durante el crecimiento vertical de la misma, y finalmente usando los modelos analíticos de Butler, Tandrán, Reis y Donnelly, se tendrá en cuenta el proceso de declinación, o desarrollo de la cámara de vapor (crecimiento lateral) que corresponden a la segunda fase un proceso SAGD convencional.

Teniendo en cuenta lo anterior se plantea el diagrama de flujo del modelo de elevación de la cámara de vapor, que se puede observar en la figura 16. En este inicialmente se tiene un ciclo principal en el que se calculan las tasas de producción diaria y acumulada así como el factor de recobro para cada tiempo que se desea analizar, usando los dos modelos: el de declinación (Butler, Tandrán, Donnelly, o Reis) y el modelo de elevación de la cámara de vapor.

Para determinar el momento en el que el modelo de declinación se debe usar, se establece una tolerancia de 1×10^{-4} entre las tasas de producción diaria calculados con el modelo de declinación y con el de elevación. Teóricamente, en el momento en el que las tasas estimadas por ambos modelos son iguales, el modelo de declinación se debe usar para seguir evaluando el proceso de SAGD. Sin embargo esta igualdad en tasas no es posible con tal precisión. La tolerancia en el diagrama cumplirá entonces, la función de condicional para evaluar el proceso con el modelo correcto de acuerdo a la etapa que se esté desarrollando.

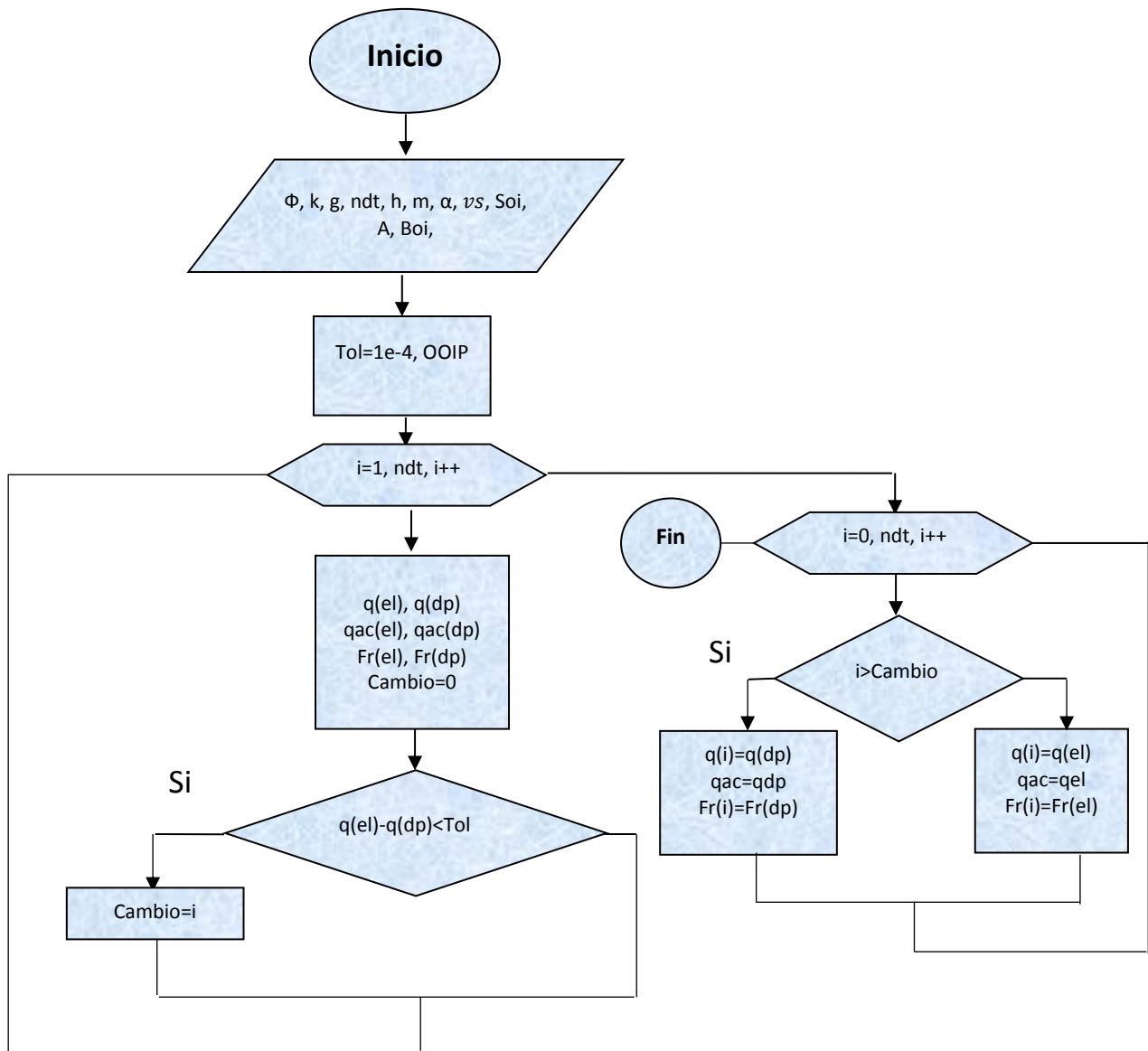
3.1.6. Códigos adicionales

Adicional a la programación de los modelos analíticos seleccionados en el marco de este trabajo de grado, se plantean los códigos para cálculo interno de las viscosidades cinemáticas y la determinación del factor m , necesarias para la aplicación de cualquiera de los modelos de declinación. De igual manera, como ya

³³BUTLER. Op. Cit. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. 1985

se explicó antes, todos los modelos tendrán en común en el modelo de elevación de la cámara de vapor para así tener en cuenta la producción y los fenómenos típicos de la cámara de vapor como elemento esencial del proceso durante toda la vida práctica y técnica de un proceso SAGD.

Figura 16. Diagrama de flujo modelo de elevación de la cámara de vapor



- **Cálculo de la viscosidad cinemática a la temperatura del vapor y del yacimiento**

Debido a que los modelos analíticos incluyen dentro de sus expresiones matemáticas el uso de la viscosidad cinemática del aceite a la temperatura del vapor, y conociendo de ante mano que en la práctica este tipo de propiedad difícilmente está disponible, se planteó un método para el cálculo de este valor mediante correlaciones encontradas en la literatura.

Los datos de entrada para el cálculo de esta viscosidad son: Presión de inyección del vapor o temperatura del vapor inyectado, temperatura del yacimiento, gravedad API y dos datos de viscosidad dinámica reportados a sus respectivas temperaturas. En este orden de ideas, al momento de incluir este código adicional, inmediatamente, estos datos de entrada también deben pedirse de manera general al inicio del programa, para que la herramienta *software* que se logró elaborar pueda hacer todos los cálculos correspondientes.

Por definición, los datos principales para el cálculo de la viscosidad cinemática son: la viscosidad dinámica y la densidad del petróleo a la temperatura del vapor y del yacimiento.

$$v_{v,ycto} = \frac{\mu^{\circ T v,ycto}}{\rho^{\circ T v,ycto}} \quad \text{Ec. 20}$$

De acuerdo a la ecuación 20, se plantean las siguientes correlaciones:

- Temperatura de saturación del vapor

Para este valor, el usuario puede ingresar el valor de la temperatura del vapor si la conoce, si no, será calculada mediante la ecuación deducida por Farouq Ali³⁴(Ec. 21), para ello se pedirá al usuario ingresar el valor de la presión de inyección.

$$T_s = 115,1P^{0,225} \quad \text{Ec. 21}$$

³⁴FAROUQ ALI, S.M.: "Oil Recovery by Steam Injection," Producers Publishing Company, Inc., Bradford, Pennsylvania, (1970).

- Viscosidad dinámica

Mediante la ecuación de Andrade³⁵, ecuación 22. Se calcula la viscosidad dinámica del crudo a la temperatura del vapor. Para este cálculo se necesitan viscosidades dinámicas a su respectiva temperatura, pero para efectos prácticos, la herramienta elaborada solo pedirá una, y usará la viscosidad y temperatura de yacimiento como la otra. Se pedirá entonces al usuario ingresar estos datos. El programa contiene la solución del sistema de ecuaciones que se genera a partir de los dos datos de viscosidad ingresados.

$$\mu_{T_{V,ycto}} = Ae^{B/T} \quad \text{Ec. 22}$$

- Densidad del petróleo a la temperatura del vapor

Dado la ecuación 20. adicional a las viscosidades dinámicas es necesario tener las densidades del aceite a la temperatura del vapor. Para ello, se obtiene inicialmente la densidad del crudo a condiciones estándar, calculada directamente de la gravedad API, como se muestra en la ecuación 23.

$$\rho_{15^{\circ}C} = \frac{141,5}{API+131,5} \quad \text{Ec. 23}$$

Posteriormente, se halla el valor de la densidad corregido a la temperatura del vapor y del yacimiento mediante la ecuación 24.

$$\rho_0 = \rho_{osc} \left(1 + \frac{T-68}{1885} \right) \quad \text{Ec. 24}$$

Calculados los datos de viscosidad dinámica y densidad del petróleo finalmente se determina el valor de la viscosidad cinemática a la temperatura del vapor y del yacimiento. Cabe aclarar que es importante tener en cuenta las unidades correctas de las magnitudes físicas implícitas en cada ecuación antes mencionada. De no ser, así los resultados serán ilógicos. En definitiva la viscosidad cinemática que se obtiene siguiendo las ecuaciones 20 a 24, será centi- Stokes.

³⁵ ANDRADE, E.N. da C.: Nature, 125, 309 (1930).

4. MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACION

La simulación numérica de yacimientos es una de las herramientas más empleadas en la industria del petróleo como medio de análisis del comportamiento de los fluidos en el subsuelo. El principal objetivo de ella es estudiar el yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación, mejorando la producción de aceite bajo la integración de diferentes áreas de la ingeniería de petróleo tales como la petrofísica, ingeniería de yacimientos, producción, entre otras. En la actualidad, la simulación numérica se emplea entre otras cosas:

- Determinar el volumen de aceite original en el yacimiento
- Conocer el comportamiento de los fluidos en el medio poroso a través del tiempo
- Establecer el comportamiento del yacimiento bajo diferentes mecanismos de desplazamiento.
- Simular procesos de recuperación secundaria y terciaria.
- Determinar los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento, en su productividad y eficiencia de barrido.
- Planear escenarios de explotación de un yacimiento.

Como contraparte a lo expuesto hasta ahora, se plantea la creación de un modelo base de simulación, exclusivamente conceptual, con el fin de obtener un fundamento de comparación, analizar los resultados obtenidos con los modelos analíticos, y determinar cuál sería el mejor, en cuestión de predicción y ajuste a la realidad. A continuación se expone la metodología planteada para el desarrollo del modelo de simulación.

4.1. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

A continuación se expone la metodología usada para el desarrollo del modelo de simulación.

a) Selección del *software* de simulación

El *software* empleado para el análisis del comportamiento de la cámara de vapor y su influencia en la tasa de drenaje, fue STARS de la compañía CMG. STARS es un simulador usado para procesos térmicos y procesos de recobro avanzados. Permite simular cambios en el yacimiento basados en el comportamiento de fluidos al inyectar vapor o aire, calentamiento eléctrico o inyección de químicos.

Entre las aplicaciones térmicas del simulador, se tienen:

- Inyección de agua caliente
- Combustión in situ
- Calentamiento eléctrico
- Proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD)

b) Selección de los datos del modelo

Basados en los criterios de *screening* disponibles en la industria para el proceso de SAGD³⁶, se determinan las propiedades óptimas para la construcción de los modelos de simulación. Este fue precisamente el paso a seguir, para esta segunda parte.

c) Construcción del modelo de simulación

La construcción de un modelo de simulación requiere en primera instancia establecer un caso base de simulación que permita efectuar simulaciones de ajuste preliminares para analizar resultados previos obtenidos y de esta manera corregir parámetros y propiedades que pueden haber sido mal seleccionados. El objetivo principal de implementar un modelo conceptual de simulación es agilizar el tiempo de cómputo que implicaría el estudiar un fenómeno específico a nivel de

³⁶LLAGUNO P. E, A Reservoir Screening Methodolgy for SAGD Application, PDVSA INTEVEP S.A, 2002

yacimiento. Para este caso, en primera instancia, se estudia la inyección de vapor continua bajo una configuración de pozos horizontales, ambos en categoría de inyectores para representar la etapa de inicialización en un proyecto SAGD, precedido por la conversión de un de estos pozos inyectores a pozo productor, considerando que la cámara de vapor ya habrá alcanzado el tope de la formación. El procedimiento que se llevó a cabo para construir el modelo de simulación fue el siguiente:

- *Selección del grid de simulación:* la selección del grid de simulación debe tener en cuenta los criterios de selección básicos para evitar problemas de convergencia y exactitud, optimizar el tiempo de corrida y evitar posibles errores que se puedan presentar en el balance de materia del yacimiento.
- *Corridas preliminares y ajuste de parámetros:* se realizan varias corridas preliminares con el fin de revisar los datos no recurrentes y verificar la validez de los datos de entrada del modelo construido, identificando y corrigiendo los problemas que estos presenten con el objetivo de obtener resultados confiables y representativos.

4.1.1. Descripción del modelo base

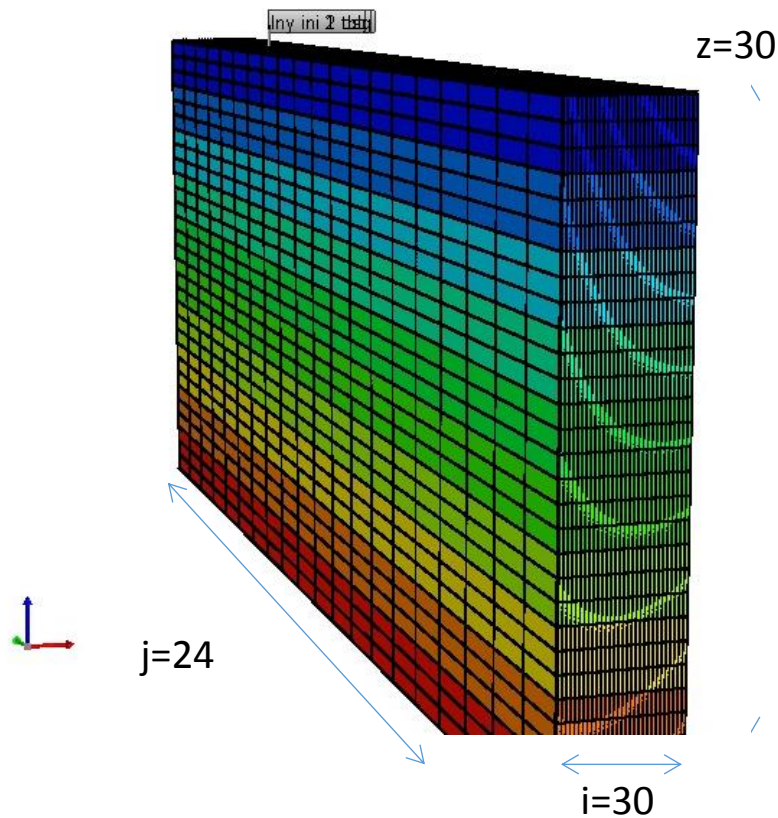
- a. *Dimensiones del grid de simulación:* el primer paso es establecer el tamaño del modelo y de igual forma, el tipo de enmallado a usar. Para este estudio, se utilizó un enmallado cartesiano con el área del modelo referenciado de manera vertical debido a que es el comportamiento predominante e importante para visualizar es la cámara de vapor. Dado lo anterior, el grado de discretización del modelo está en función de lo establecido por los modelos analíticos, donde la extensión horizontal de la cámara de vapor se correlaciona con la longitud vertical o el espesor.

La tabla 4 muestra las dimensiones del enmallado del modelo base:

Tabla 4. Dimensiones del enmallado

Propiedad	Valor
Celdas en i	30
Celdas en j	24
Celdas en k	30
Número de celdas	21600

Figura 17. Dimensiones del grid



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder

En la figura 17, se puede observar el modelo base de simulación, el cual tiene un área total superficial de 12.4 acres y un espesor de 90 pies de arena neta petrolífera. Se consideró que éste espesor estará limitado por 2 espesores de arcillas de espesor despreciable, y que no existirá transferencia de masa en los límites.

- b. *Propiedades petrofísicas*: las propiedades del medio poroso son los factores más influyentes en la tasa de drenaje. Para el caso del proceso SAGD, las propiedades predominantes son la porosidad, la saturación de aceite inicial y el espesor neto. En cuanto a estas, conceptualmente un mayor espesor del yacimiento resulta favorable para un proceso SAGD, pues se reduce las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes que es lo que en esencia se quiere evitar, para así aumentar la tasa de producción de aceite y disminuir el SOR.

En la tabla 5. se puede observar las propiedades del yacimiento necesarias para efectuar la simulación.

- c. *Modelo de fluidos*: Este representa el comportamiento de los fluidos hidrocarburos en yacimientos producto de los cambios de presión, temperatura y volumen. Para el modelo base, se implementa el uso del simulador IMEX de la compañía CMG, para generar un PVT sintético y exportarlo al simulador térmico STARS de la misma compañía. En la tabla 6, se encuentran los valores usados para generar el PVT artificial.
- d. *Curva de permeabilidades relativas*: al aplicar y considerar una temperatura constante de operación durante todo el período de simulación, y teniendo en cuenta que la saturación máxima de aceite es 0.8, a través de la correlación de Hirasaky³⁷ se procede a hallar los *EndPoints* necesarios para la construcción de las curvas de permeabilidades. Todo esto con el fin de lograr una mayor precisión en los cálculos hechos por el simulador. La figura # muestra la curva de permeabilidades relativas y la tabla 7 los valores usados como *EndPoints* en el simulador.

³⁷HIRASAKI GJ: "Wettability: Fundamentals and surface forces" SPE Formation Evaluation 6:217-226.

Tabla 5. Propiedades petrofísicas

Propiedades	Valores
Profundidad (ft)	850
Porosidad (%)	32
Saturación de aceite inicial (fracción)	0.8
Permeabilidad horizontal (mD)	4412
Relación entre permeabilidades (Kv/Kh)	0.5
Conductividad térmica de la arenisca (BTU/ft ³ d°F)	26
Capacidad calorífica de la arena (Btu/(ft ³ *F)	35
Compresibilidad de la arena (psi-1)	5x10-6
Presión inicial (Psia)	370
Temperatura (°F)	55

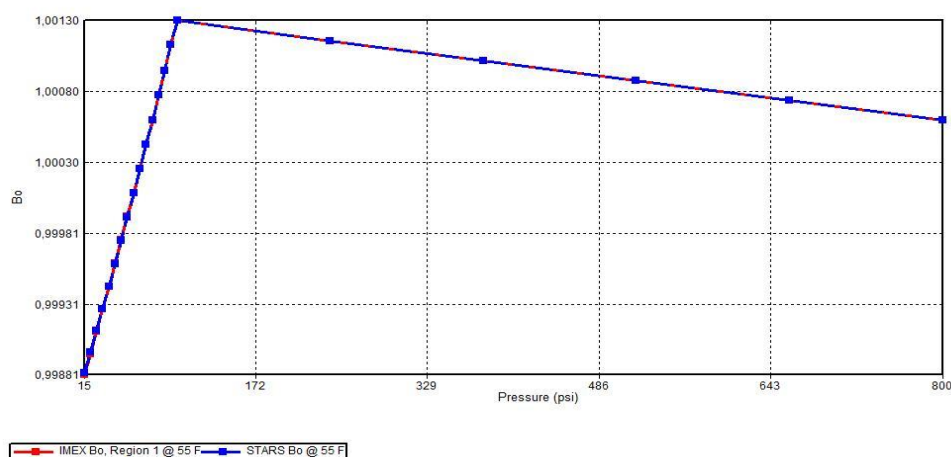
Tabla 6. Propiedades del fluido

Propiedades	Valores
Temperatura del yacimiento (°F)	55
Presión de burbuja (Psia)	100
Densidad del crudo (API)	11
Viscosidad del crudo (correlación, cp)	64000
Correlación viscosidad crudo muerto	Beal & Chew
Correlación viscosidad crudo vivo	Beal & Chew

Tabla 7. Puntos finales de las curvas de permeabilidades relativas

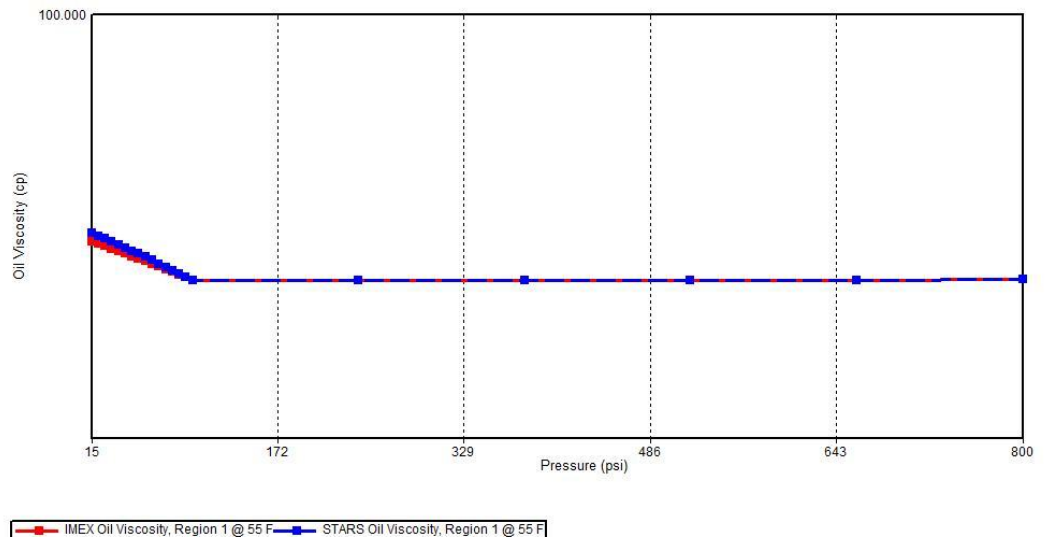
End point	Valor
Saturación de Agua Connata (SWCON)	0.2
Saturación de Agua Critica (SWCRIT)	0.2
Saturación de Aceite Irreducible al agua (SOIRW)	0.15
Saturación de Aceite Residual al Agua (SORW)	0.15
Saturación de Aceite Irreducible al gas (SOIRG)	0.15
Saturación de Aceite Residual al Gas (SORG)	0.15
Saturación de Gas Connata (SGCON)	0.0
Saturación de Gas Critica (SGCRIT)	0.05
Permeabilidad Relativa del Agua @SORW (KRWIRO)	0.3
Permeabilidad Relativa del Aceite @SWCON (KROCW)	0.9

Figura 18. Factor volumétrico de formación vs Presión



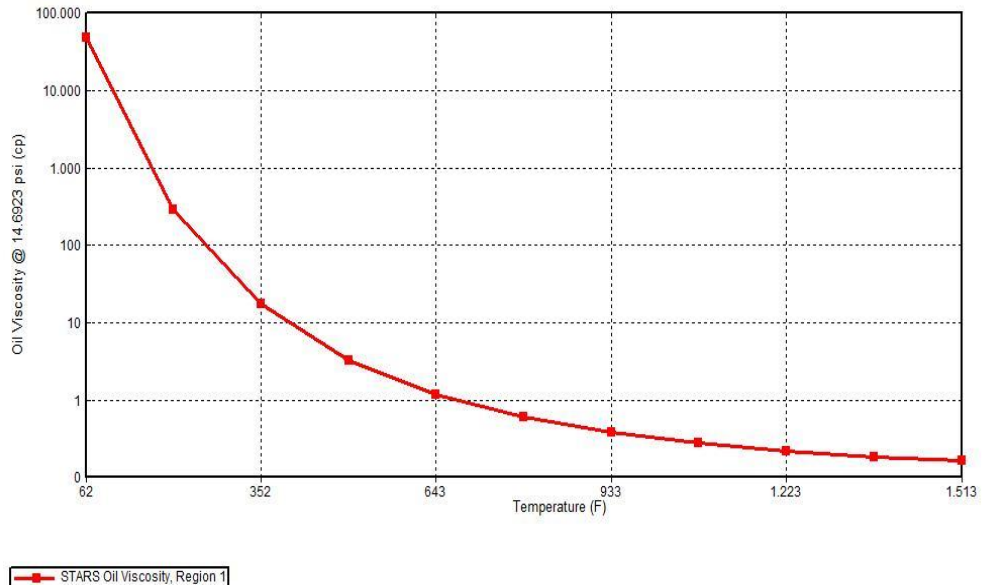
Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder

Figura 19. Viscosidad vs Presión



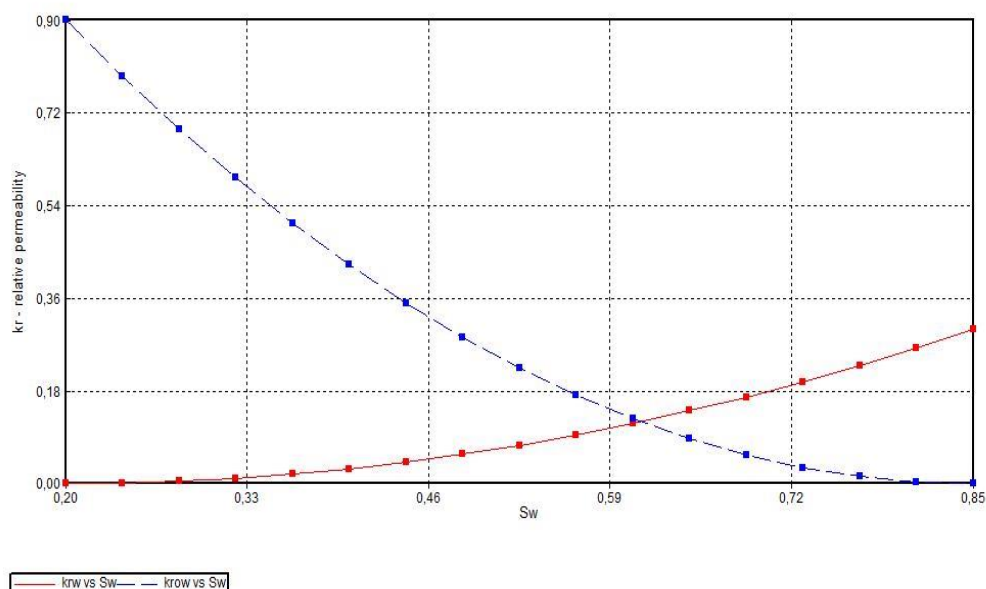
Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder

Figura 20. Viscosidad vs Temperatura para crudo vivo



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder

Figura 21. Curvas de Permeabilidad Relativa Agua-Aceite



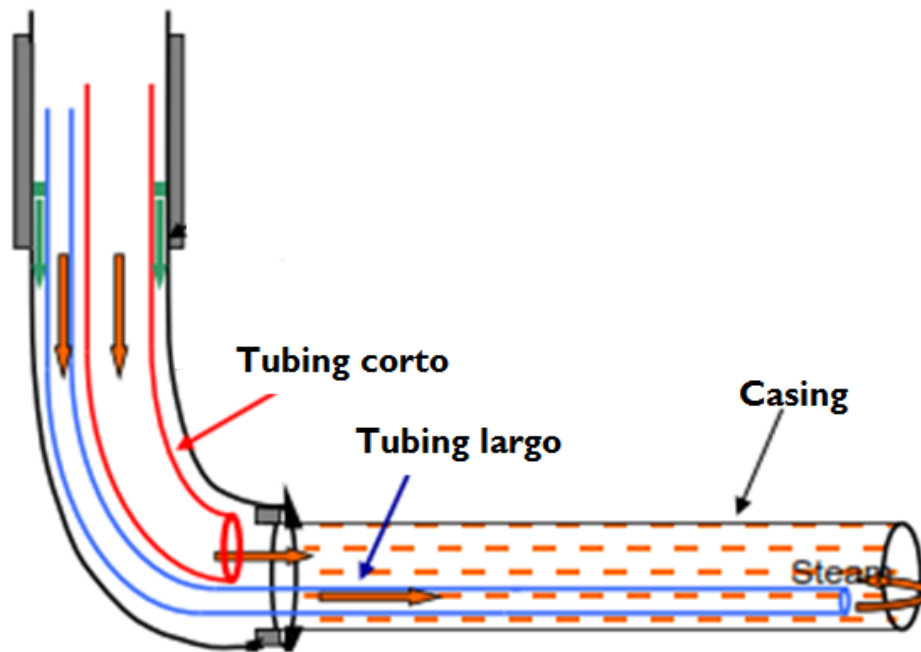
Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder

4.1.2. Configuración de los pozos

Para simular el proceso SAGD de forma real y representativa, se implementó la sección Flexwell³⁸ de la herramienta STARS de CMG. Este módulo facilita la inclusión de completamientos convencionales y/o complejos de los pozos dentro del modelo de simulación durante las etapas de inyección de vapor y producción de aceite. Para este caso en particular, los pozos se componen de dos tuberías en su interior; una larga (*toe*) y una corta (*heel*). La tubería larga simula la inyección/producción cerca del *toe*, mientras que la tubería corta simula la producción de aceite cerca del *heel*, todo esto con el fin de recrear la formación de la cámara de vapor en etapas tempranas (inicialización) y desarrollo (Figura 22.), permitiendo obtener las variables de evaluación del proceso más legítimas al potencial que puede brindar el yacimiento conforme a sus propiedades. La figura 23. es un esquema de la configuración usada en el simulador y la tabla 9. muestra los valores de los diámetros de tubería usados acorde a esa configuración.

³⁸Flexible Wellbore Model Coupled to Thermal Reservoir Simulator. Computer Modelling Group Ltd. PAPER 2009-308

Figura 22. Configuración de los pozos con el módulo Flexwell



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder

Figura 23. Esquema de la cámara de vapor en diferentes etapas

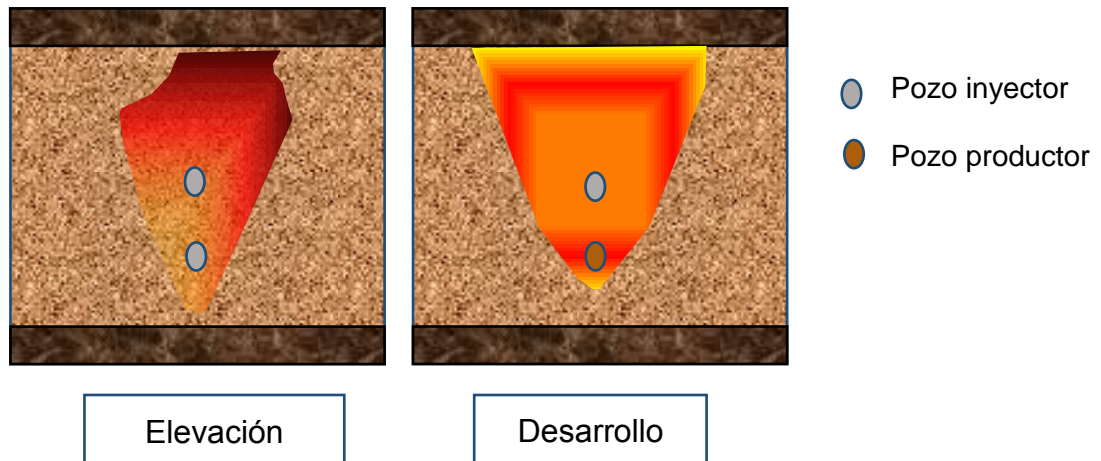


Tabla 8. Diámetros de las tuberías

Tubería	Diámetros	
	OD (in)	ID (in)
Casing	9 5/8	9,921
Tubing Corto	4 ½	4,052
Tubing Largo	3 ½	3,068

4.2. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

4.2.1. Etapa de inicialización

- **Conexión térmica entre pozos**

La etapa de inicialización tiene dos propósitos principales:

- a) Precalentar el yacimiento para permitir un leve aumento en la movilidad del crudo.
- b) Establecer una conexión térmica entre pozos favoreciendo el crecimiento vertical a la cámara de vapor.

El modelo descrito anteriormente se considera homogéneo por sus características y propiedades, por ejemplo, una permeabilidad vertical igual para todos los estratos. Se establecen estas condiciones, con el fin de poner bajo el mismo plano de evaluación y no generar ventajas o desventajas entre la simulación numérica y los modelos analíticos al momento de hacer la comparación entre los resultados obtenidos por los mismos. Se recrearon entonces, las etapas que ocurren en un proceso SAGD, para garantizar la ejecución de un “proyecto real” de inyección de vapor en un yacimiento de crudo pesado. Acorde con los resultados obtenidos, la etapa de inicialización se alcanzó en un periodo de tiempo de 3 meses, en el que como se mencionó anteriormente, a través del crecimiento de la cámara de vapor, se logra una comunicación térmica (perfil de temperatura) entre los pozos. Este fenómeno se puede observar en la figura 24., representado en este caso por las celdas con un promedio de temperatura mayor al inicial o temperatura de

yacimiento (color distinto al azul oscuro), acorde con la escala que se presenta a la derecha la gráfica. Con una temperatura promedio de 187°F, se concluye entonces que para la fecha 2014-10-14, se da por terminada la etapa de inicialización.

▪ **Producción de líquidos**

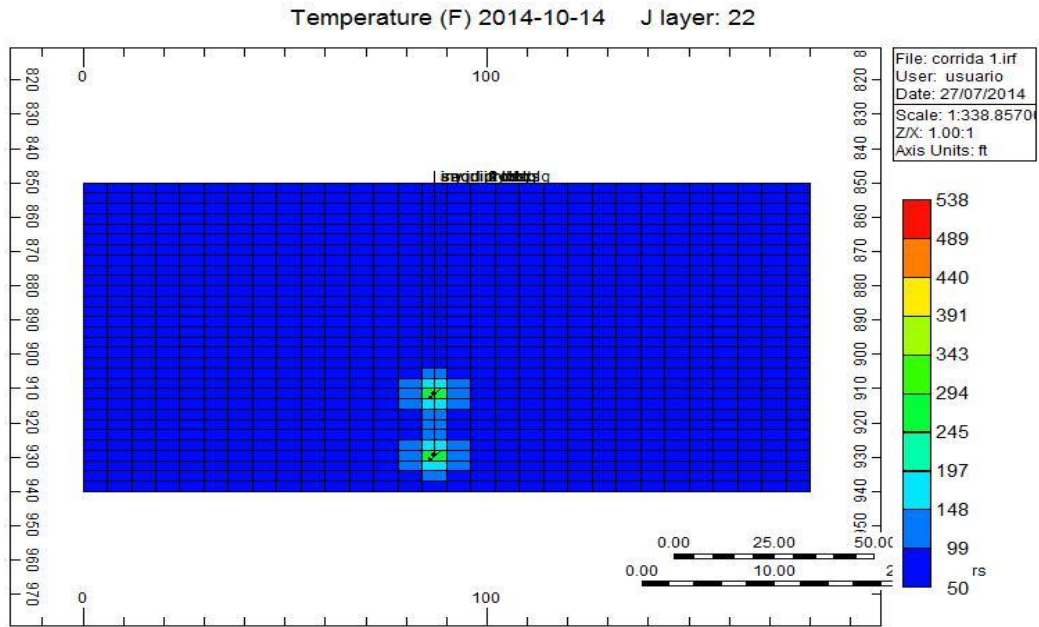
En esta primera etapa, la inyección de vapor se hace tanto por el pozo superior como el pozo inferior específicamente por la tubería de mayor longitud en cada uno de estos, a una tasa de 350 barriles de agua vaporizada por día, con una presión de inyección de 650 psi, a una temperatura de 495 °F y una calidad del vapor de 0.8. La producción de líquidos se da por la tubería de menor longitud, a un constraint constante de un BHP de 370 psi. Debido a que el objetivo de esta primera etapa es lograr la conexión térmica entre pozos con una baja tasa de inyección de vapor, la cantidad de aceite drenado será muy baja. Adicional a esto, como consecuencia del diferencial de temperatura existente entre la temperatura del vapor y la temperatura del yacimiento, parte del vapor se condensa y también es drenado por las tuberías cortas de ambos pozos, aumentando la saturación, tanto de aceite, en los alrededores de los pozos, como se puede visualizar en la figuras 25.

4.2.2. Etapa de desarrollo

Una vez alcanzada la conexión térmica entre pozos, se procede a realizar un cambio operacional para instaurar el proceso SAGD en el yacimiento. Para esto, cada pozo tendrán solo una función, inyectar vapor o producir aceite.

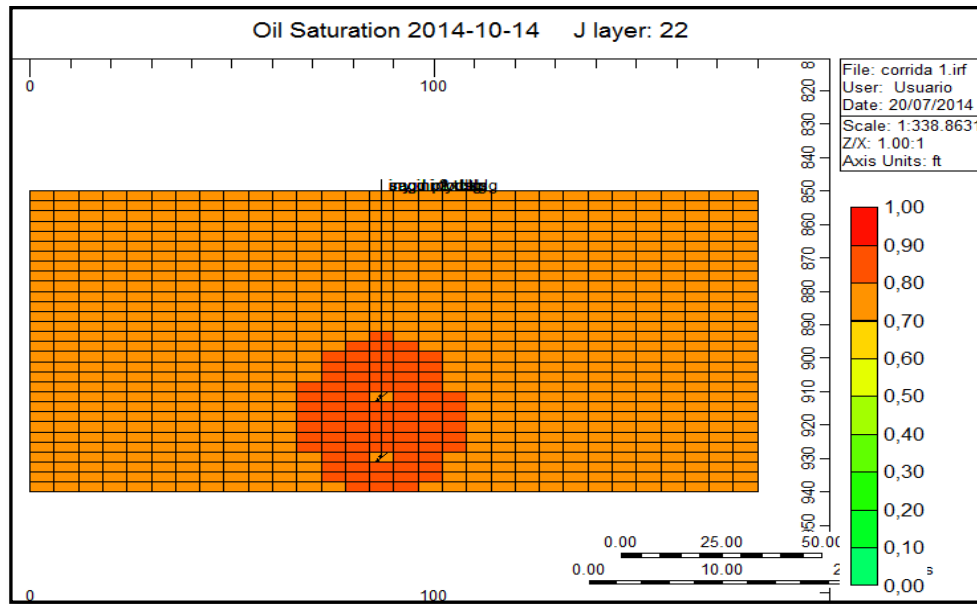
Siguiendo la teoría, en esta segunda etapa del proceso, el pozo superior continuará inyectando vapor, mientras que el pozo inferior, se convierte en el pozo productor. Durante la etapa de desarrollo, la tasa de inyección de vapor aumenta, para permitir que la cámara de vapor crezca de manera vertical a mayor velocidad y luego de alcanzar el tope de la formación, se expanda lateralmente, logrando un aumento en la eficiencia de barrido y en la transferencia de calor al crudo, provocando a su vez, un aumento en la tasa de drenaje de aceite y el factor de recobro.

Figura 24. Conexión térmica de pozos



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results 3D

Figura 25. Saturación de aceite en la etapa de inicialización



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results 3D

Cabe resaltar que además de aumentar la tasa de inyección, también es necesario incluir un constraint básico a las tuberías pertenecientes al pozo productor, el cual tiene como nombre “STEAMTRAP”. Este parámetro, también conocido con el nombre de “SUBCOOL”, hace parte de las prácticas operacionales más comunes en procesos SAGD, y busca simular lo que se explicó anteriormente como trampa de vapor

Los objetivos fundamentales de implementar este método de control en el pozo son:

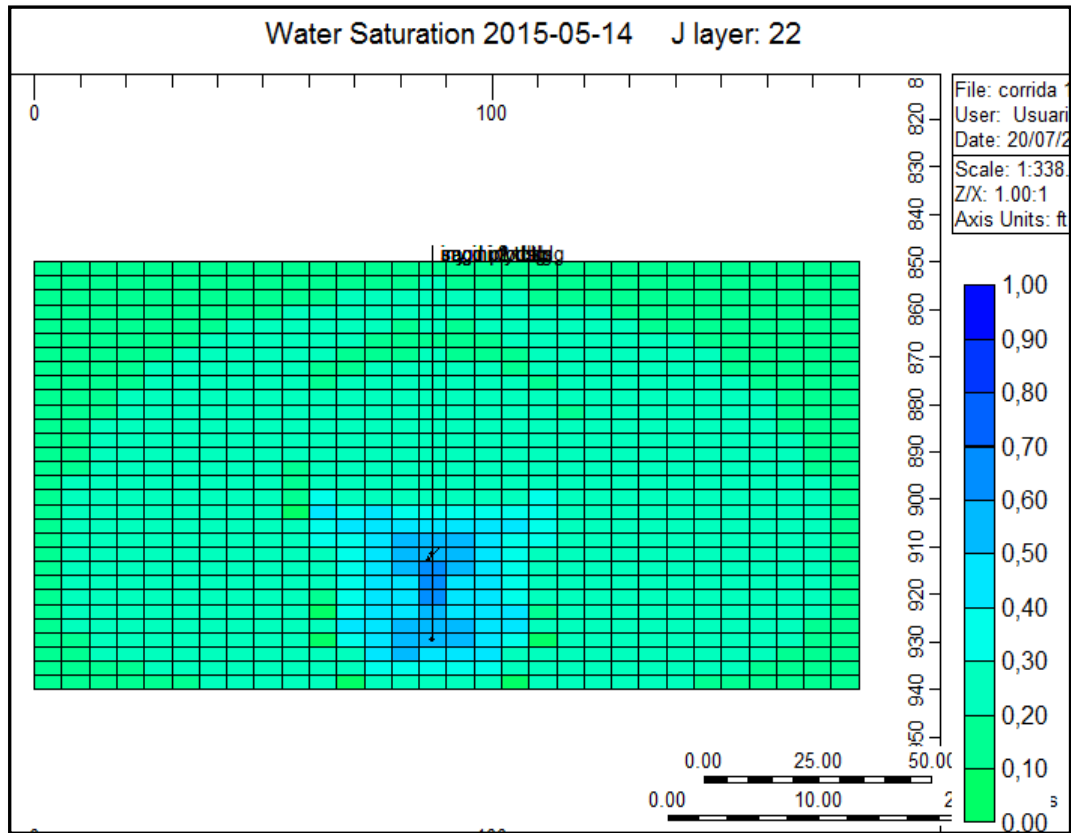
- Prevenir el *breakthrough* del vapor hacia el pozo productor para conservar energía y reducir el *SOR (Steam Oil Ratio)*.
- Excesiva inyección de vapor puede ocasionar movimientos de finos, logrando erosionar el *liner* del pozo productor llegando a una posible irrupción del vapor.

Aunque el simulador no recreará perfectamente este fenómeno, si generará una piscina de líquido en el espacio intermedio entre los pozos, evitando que el vapor inyectado sea producido directamente por el pozo productor. La figura 27. muestra una alta saturación de agua entre los dos pozos, producto de la condensación del vapor debido al diferencial de temperatura. La tabla 9 muestra los valores de los *constraint* usados en el simulador STARS para controlar las tuberías del pozo inyector y del pozo productor.

Tabla 9. Constraints usados en los pozos.

Parámetro	Pozo inyector	Pozo productor	
BHP	650 psi	BHP	370 psi
Tasa de inyección	1250 bls agua/día	Steamtrap	54 °F
Temperatura del vapor	495 °F	STI	2600 bl liq/día
Calidad del vapor	0.8		

Figura 26. Saturación de agua entre los pozos.

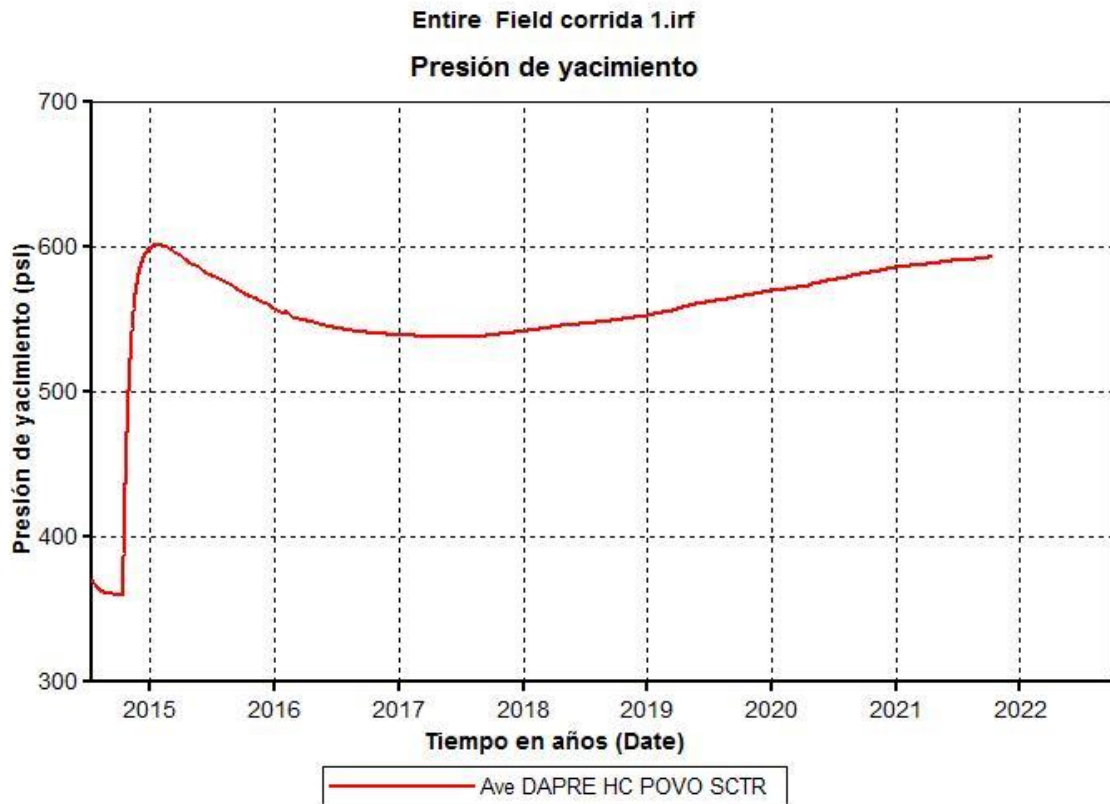


Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results 3D

▪ Presión de yacimiento

La gráfica 27 detalla el comportamiento de la presión de yacimiento al inyectar vapor a través de pozos horizontales. En los primeros 3 meses, se observa un pequeño decremento en la presión debido a la producción de aceite, en bajas cantidades, durante la etapa de inicialización. Luego, la presión aumenta abruptamente y esto es producto de la inyección de mayor cantidad de vapor, alcanzando un valor cercano a la presión de inyección el cual es 650 psi. Como la producción de aceite es evidente al aumentar el caudal de inyección, la presión empieza a declinar suavemente, como consecuencia de mayores tasas de producción de aceite. Finalmente, a mediados del año 2018, un aumento en la presión se vuelve a presentar porque el vapor va ocupando los poros que van quedando vacíos por el drenaje de aceite.

Figura 27. Presión de yacimiento



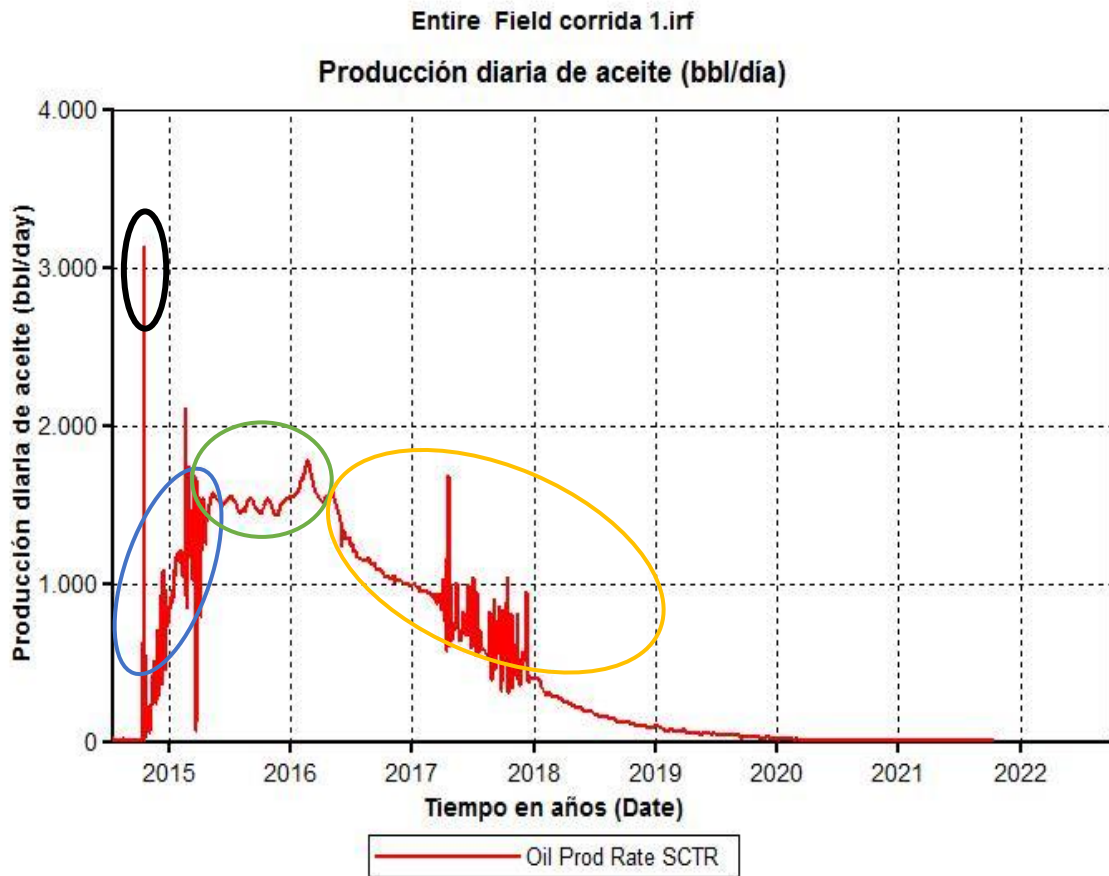
Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

- **Producción de aceite**

La figura 28 muestra la producción de aceite de todo el proceso (incluida la etapa de inicialización) aplicado en el yacimiento, durante 7 años.

Como se puede apreciar en la figura, existen 3 pendientes, identificadas de distinto color, que muestran diferentes comportamientos del drenaje del crudo del modelo simulado, y que están asociadas con el comportamiento de la cámara de vapor durante el desarrollo del proyecto.

Figura 28. Producción de aceite



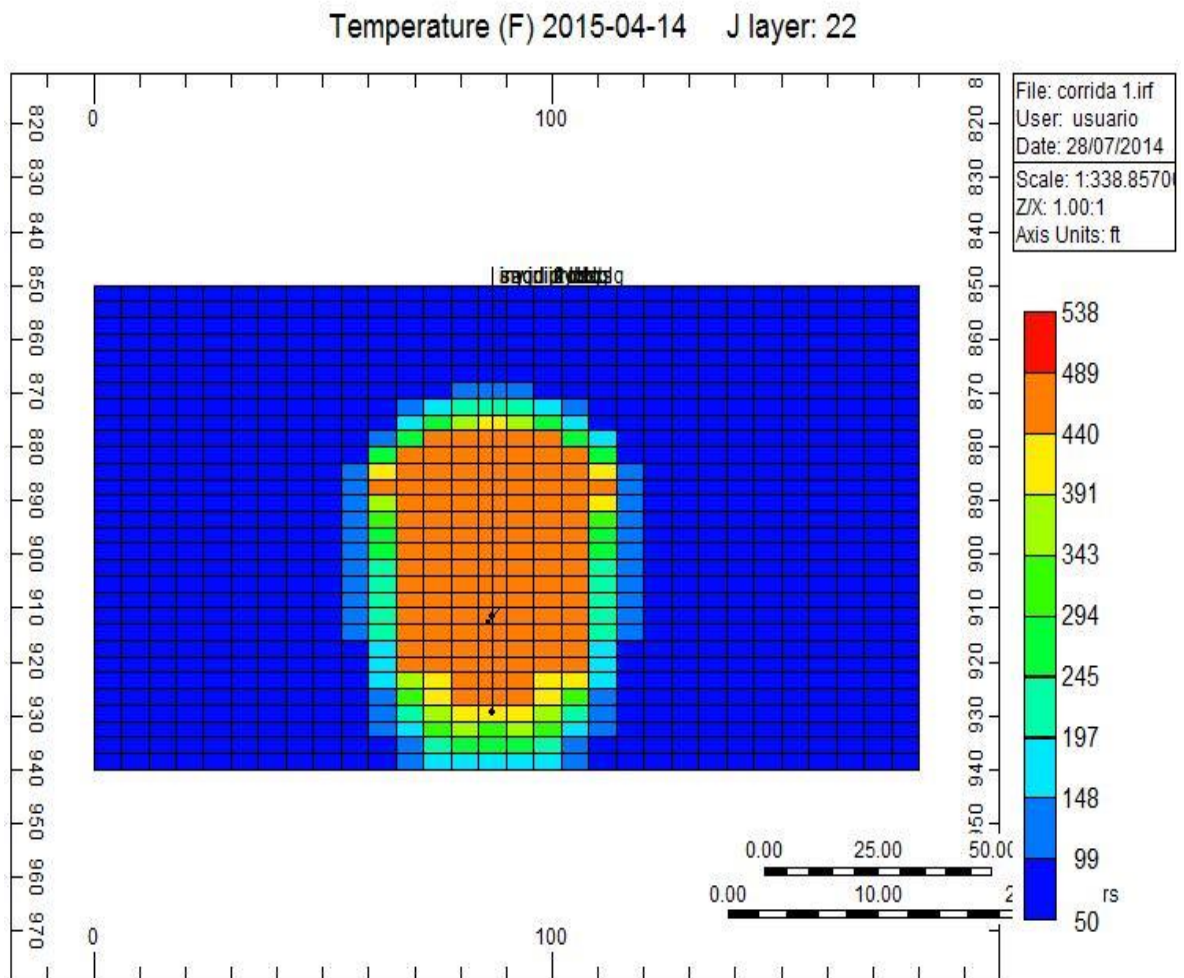
Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

La zona identificada con el color azul, muestra el crecimiento en la tasa de producción de aceite, perteneciente a un tiempo posterior a los 3 meses que dura la etapa de inicialización. El período de crecimiento corresponde a 7 meses (Octubre del 2014 a Abril del 2015) del proyecto, y esto se debe al crecimiento vertical que sufre la cámara de vapor por altas tasas de inyección. Hasta el final de este tiempo, la cámara de vapor no ha alcanzado el tope de la formación, como se puede visualizar en la figura 29.

En los siguientes 14 meses (color verde), la producción de aceite se mantiene casi constante, y en este período, la cámara de vapor se sigue extendiendo verticalmente, manteniendo uniforme la geometría a medida que transcurre el tiempo. Finalizando este tiempo, aproximadamente en junio del 2016, el tope de la

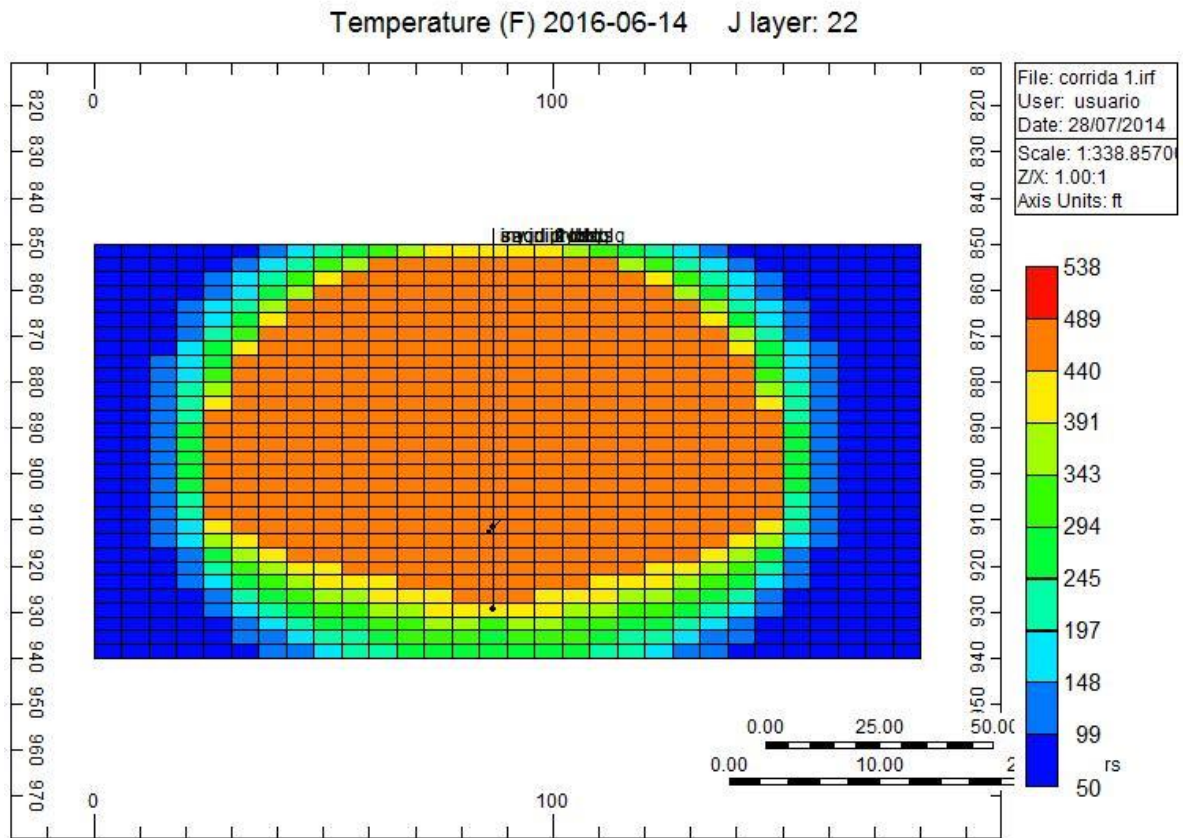
formación es alcanzado por la cámara, como se puede detallar en la figura 30, generando que el valor máximo de producción sea obtenido y el cual es cercano a los 1800 barriles por día.

Figura 29. Crecimiento de la cámara de vapor a los 7 meses de la etapa de desarrollo.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics.

Figura 30. Crecimiento de la cámara de vapor hasta el tope de la formación.



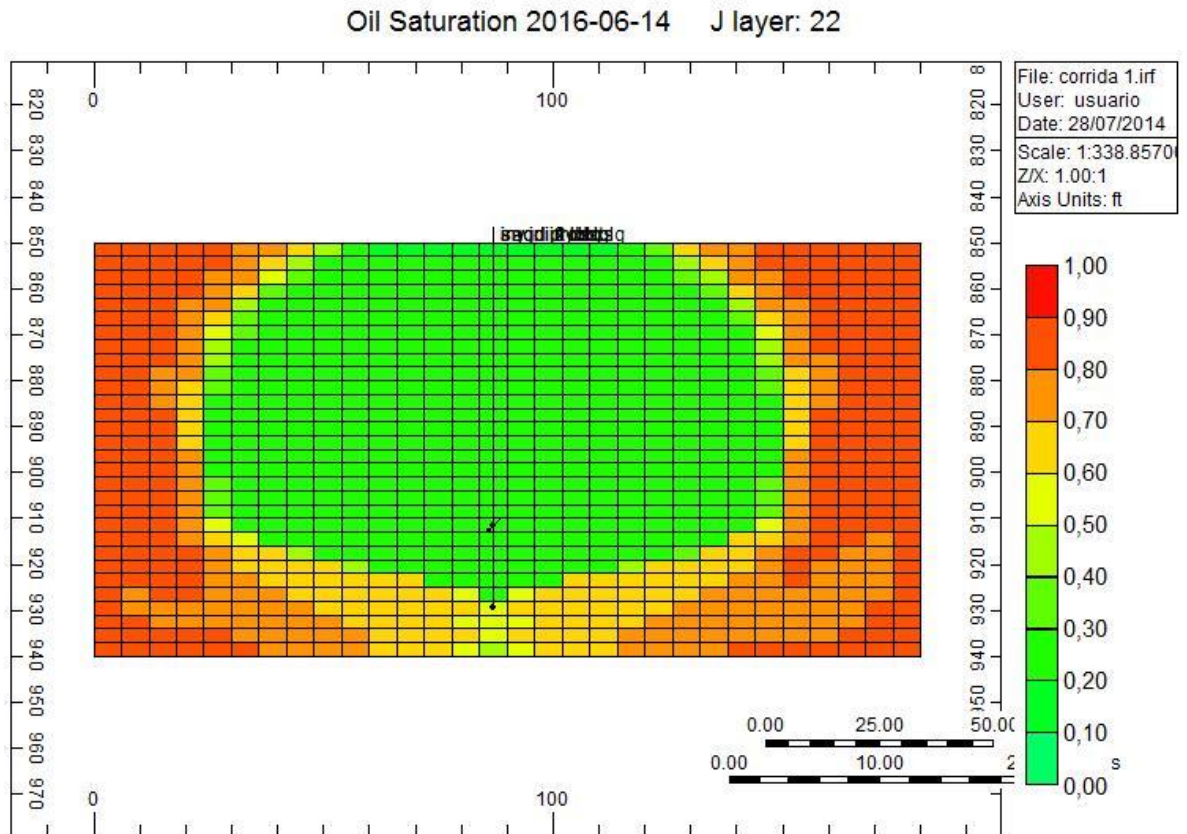
Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics.

Cabe resaltar que el aceite, al ser desplazado por el vapor, reduce su saturación en la zona donde se forma la cámara de vapor, como se puede visualizar en la figura 31. La saturación de aceite no disminuye hasta un valor de cero debido al efecto que produce las fuerzas capilares en los poros de la roca, evitando que todo el vapor inyectado desplace totalmente al aceite en la zona donde se genera la cámara.

Luego de este período de producción casi constante, sigue la declinación en la producción, el cual está identificado en la gráfica con el color naranja. En este tiempo, luego de que la cámara haya alcanzado el tope de la formación, se expande de manera horizontal en todo el estrato, generando que la producción de aceite se reduzca por la reducción en la participación de las fuerzas gravitacionales y por el aumento de las fuerzas viscosas. La figura 32 muestra la

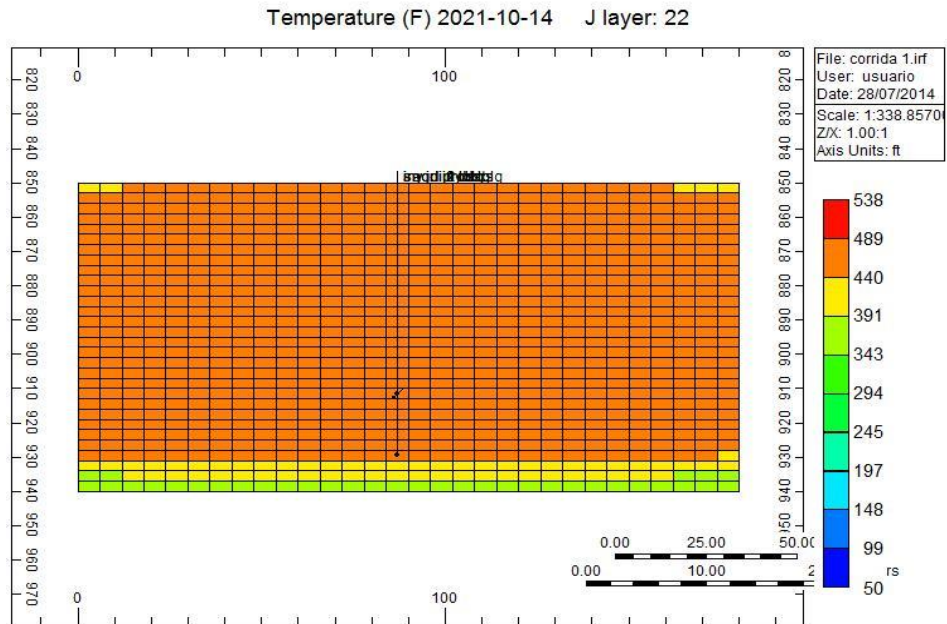
expansión final de la cámara de vapor a los 7 años de evaluación del proceso, donde éste alcanza a ocupar casi todo el espacio donde se encuentran los pozos horizontales. Del mismo modo, en la figura 33 se puede detallar la saturación de aceite en la fecha final de evaluación del proceso SAGD en el simulador. El valor de saturación es de aproximadamente 20 % para casi todos los estratos, pero se puede observar una característica importante en el estrato donde se encuentra el pozo inferior (pozo productor), donde la saturación de aceite remanente es cercano a 60% (Saturación remanente del estrato, no respecto a todo el yacimiento), y esto es debido a que el aceite que se encontraba en esta zona no pudo ser drenado totalmente porque el vapor, al expandirse verticalmente, transmitía el calor en dirección hacia arriba.

Figura 31. Saturación de aceite en la cámara de vapor cuando se alcanza el tope de la formación.



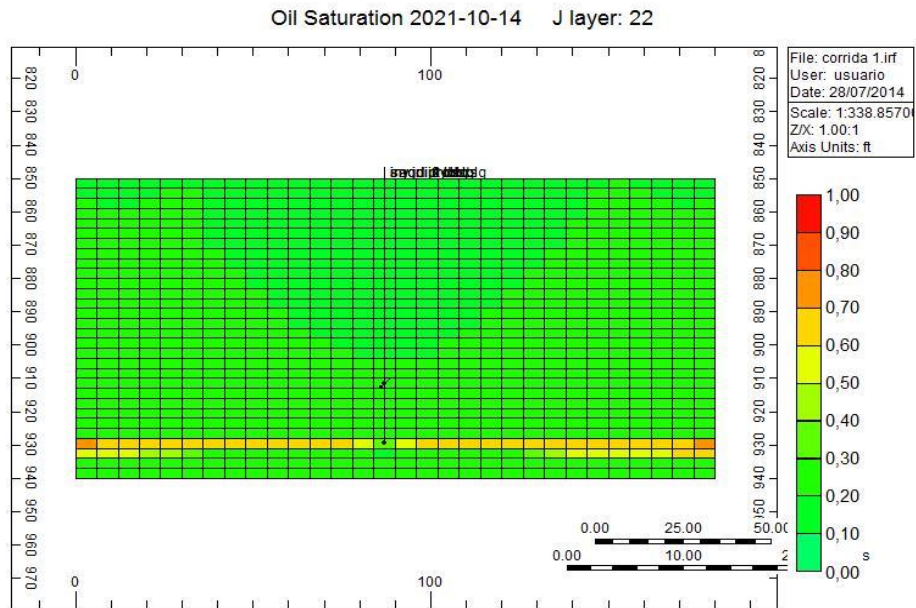
Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics.

Figura 32. Cámara de vapor al tiempo final de la evaluación del proceso.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics.

Figura 33. Saturación de aceite en el tiempo final del proceso.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics.

- **Relación Vapor-Aceite (*SOR-Steam Oil Ratio*)**

La relación vapor aceite es una razón entre los barriles de agua vaporizada que se inyectan en el yacimiento y los barriles de aceite que se producen debido al incremento de la movilidad del crudo, por la transmisión de calor que aporta el vapor. Al posicionar al vapor en la primera parte de la terminología, el numerador de este parámetro adimensional hace referencia a los barriles de agua vaporizada inyectada, mientras que el denominador corresponde a los barriles de aceite producidos. Dado esto, se puede leer como la cantidad de agua en barriles (en forma de vapor) que se inyecta para obtener o producir un barril de crudo. Este parámetro es clave para decidir la continuación de un proyecto de inyección de vapor, y se estima que la mínima rentabilidad del proyecto es alcanzada cuando se obtiene un SOR equivalente a 4.

La gráfica 34 precisa el comportamiento de la relación vapor-aceite a lo largo del tiempo de la simulación. Para tiempos cercanos (color AZUL), el SOR arroja un valor de 4,8, pero esto se debe a la cantidad de vapor que necesita el crudo para poder calentarse y aumentar su movilidad.

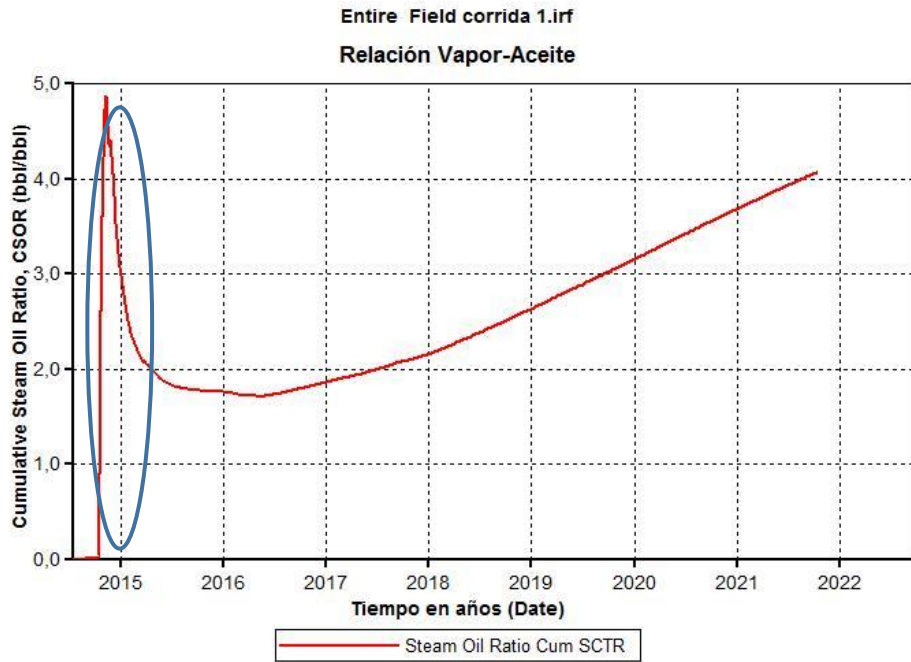
Luego de que el vapor genere que el crudo del yacimiento disminuya la viscosidad, la cantidad de vapor requerido para producir un barril de crudo se reduce, hasta alcanzar un valor de SOR de aproximadamente 1.7, a partir del cual aumenta gradualmente en el tiempo del proyecto y se obtiene que el proyecto deja de ser rentable (tomando en consideración lo explicado anteriormente) a mediados del año 2019, donde la razón entre la cantidad de agua vaporizada y aceite producido es de aproximadamente 3,1.

- **Factor de recobro y producción acumulada**

Las figuras 35 y 36 representan el factor de recobro obtenido y la producción acumulada del modelo base simulado. El máximo factor de recobro obtenido es de 62%, que corresponde a una producción acumulada de 1.400.000 barriles de aceite (el OOIP está estimado en 2.014.935 barriles), demostrando la efectividad de la implementación de un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado.

Para ambas gráficas, se visualiza el inicio de una línea constante que ocurre en el tercer mes del año 2019, donde ya se alcanza, para el caso del factor de recobro, un valor de 60%, y luego su crecimiento es gradual pero no tan significativo.

Figura 34. Relación Vapor-Aceite del modelo base de simulación.



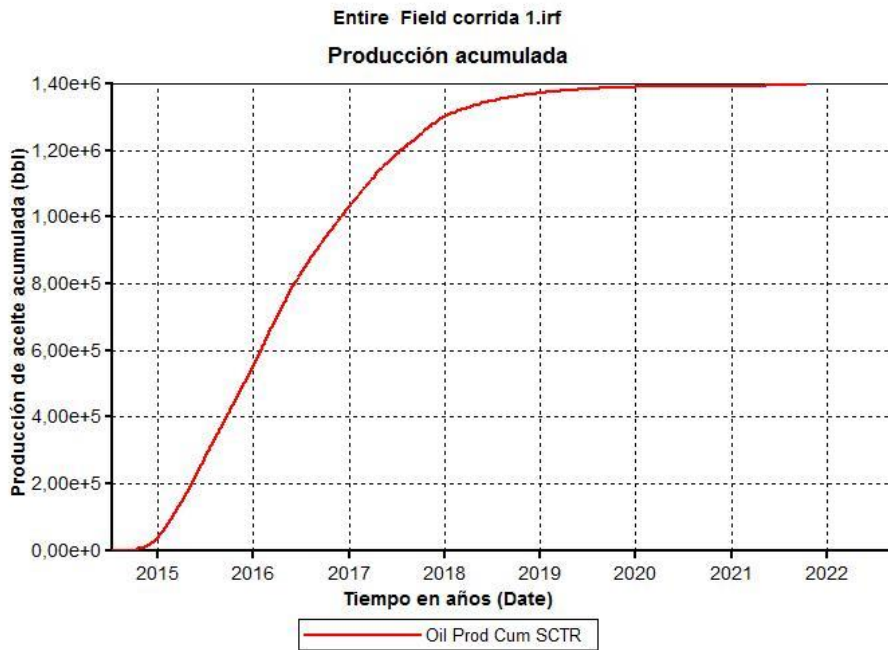
Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics.

Figura 35. Factor de recobro del modelo base simulado.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics.

Figura 36. Producción acumulada.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics.

5. ANALISIS DEL PROCESOS SAGD A PARTIR DE MODELOS ANALITICOS

El uso de la programación avanzada, con el propósito de simplificar cálculos y minimizar el tiempo que toman los mismos resulta la mejor forma de evaluar el proceso SAGD a partir de los modelos analíticos. En el capítulo 3, se presentaron los diagramas de flujo desarrollados para cada modelo, teniendo en cuenta las consideraciones precisadas por cada autor. Esta forma de codificación es bastante práctica para explicar procesos cíclicos de una forma sencilla, pero es una herramienta exclusivamente visual. Por esta razón, estos esquemas se transcribieron en lenguaje de programación. Adicional a esto, se logró la creación de un *software* aplicado, con el fin de sintetizar todo el trabajo en una herramienta dinámica y útil para todo aquel que desea analizar un proceso SAGD con los modelos analíticos antes mencionados.

A continuación se presentan los resultados de la programación de cada modelo, y su visualización en el *software* desarrollado, teniendo en cuenta los

datos seleccionados en la creación del modelo de simulación. Para conocer más acerca del *software*, ver anexo A.

5.1. MODELO DE BUTLER

El modelo de Butler, mejor conocido como el modelo básico, fue el primer modelo analítico desarrollado con el fin de representar un proceso SAGD. La programación de éste, guarda la estructura de su respectivo diagrama de flujo, que incluye las consideraciones hechas por dicho autor.

Es conveniente mencionar, que los resultados presentados, serán el reflejo de la programación del modelo de declinación de Butler, en conjunto con el modelo de elevación de la cámara de vapor, que como se mencionó antes, debe ser adicionado a todos los demás modelos para poder evaluar el proceso SAGD adecuadamente.

Las figuras presentadas en este capítulo son obtenidas del *software* desarrollado para la evaluación del proceso SAGD a partir de modelos analíticos. La figura 37. es un pantallazo de la interfaz a la que puede tener acceso el usuario que use el *software*. En este se deben introducir todos los datos necesarios para que dicha herramienta funcione adecuadamente (ver anexo A.). El tiempo de evaluación del proceso para todos los modelos es de 7 años, que corresponde al tiempo establecido en el modelo de simulación. Sin embargo las gráficas que se presentan visualizaran los resultados solo a 5 años, pues de acuerdo a lo obtenido con la simulación, a partir de este tiempo el proyecto deja de ser viable, ya que lo que se produce es muy poco y representa tan solo un aumento del 3% aproximadamente en el factor de recobro para los dos últimos años. Lo cual en términos económicos, no resultaría rentable para un proyecto que en primera instancia incluye la perforación de pozos horizontales. Esta decisión aunque no es justificada con un estudio económico más preciso es fácilmente identificable con el análisis de las variables de interés, por lo cual no es presentado en este trabajo.

Los resultados obtenidos para el modelo de Butler usando los datos de la figura 37, se presentan en las figuras 38 a 42. La figura 38. representa la tasa de producción diaria obtenida por pozo en unidades de campo. Para el primer año el comportamiento es de tipo creciente, evaluado con el modelo de elevación de la cámara de vapor.

Figura 37. Pantalla de inicio *software* desarrollado. Entrada de datos

The screenshot shows a software window titled "Entrada de Datos" with two main sections: "Ingreso de Datos" and "Datos de Viscosidad".

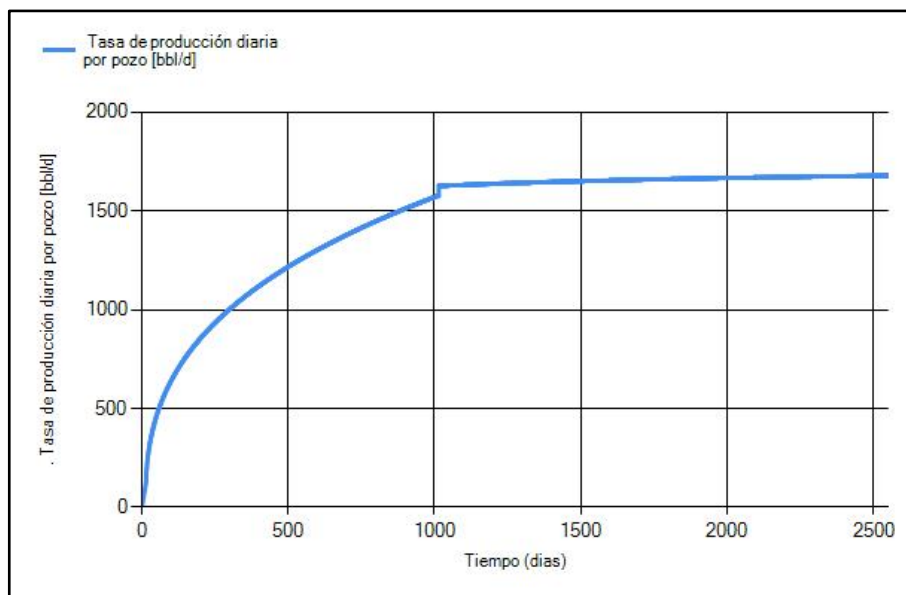
Ingreso de Datos	
Permeabilidad (darcys)	4.412
Coefficiente de Difusividad Térmica(m ² /d)	0.07
Porosidad (fracción)	0.32
Espesor de la formación (ft)	90
Tiempo (días)	2550
Saturación de Aceite inicial (fraccion)	0.8
Longitud Horizontal del Pozo (ft)	2500
Area (Acres)	12.4
Factor Volumétrico Bo (bbl/STB)	1.1
Distancia de la Base al Pozo Inyector (ft)	30

Datos de Viscosidad	
Presión de Inyección (psia)	650
*Temperatura del Vapor (*F)	<input type="button" value="Calcular"/> 495
*Temperatura de Yacimiento (*F)	55
Gravedad API	11
Viscosidad inicial de aceite a condiciones de yacimiento (cP)	64000
Viscosidad dinamica 2 (cP)	0.1651
Temperatura de la viscosidad dinamica 2 (*F)	1513
Viscosidad @ *T vapor (cSt)	25.922
Viscosidad @ *T Yacimiento (cSt)	64007.798

Una vez se cumple con la tolerancia establecida en el capítulo 3 entre las tasas diarias calculadas por el modelo de Butler y el de elevación, el *software* está diseñado para que grafique los puntos obtenidos con el modelo de declinación, es decir haga un cambio de modelo y se visualicen los resultados para la etapa de desarrollo. Cabe destacar que esta segunda parte, evaluada con el modelo de Butler, no representa propiamente el comportamiento que en teoría debería ocurrir. La máxima tasa alcanzada es de 1679.47 bbl/d y ocurre al final del tiempo de evaluación es decir en la etapa de desarrollo, característica igualmente incoherente, ya que a estos tiempos como se explicó antes la cámara de vapor ha

tocado el tope de la formación y su crecimiento es meramente lateral, representado por una caída sostenida en la producción de aceite que logra ser contactado por el vapor. Este comportamiento atípico para la etapa de desarrollo, representado exclusivamente por el modelo de declinación en este caso el modelo de Butler, es lo más destacable al analizar la figura 38. Los resultados no son los esperados, y por tanto un análisis comparativo con el modelo de simulación bajo este plano no resulta productivo y conveniente. Sin embargo como propósito de éste trabajo, este análisis y otros tantos más propuestos se presentaran en capítulos posteriores.

Figura 38. Tasa de producción diaria por pozo Butler



La figura 39. representa la producción acumulada por pozo, con un comportamiento creciente y sostenido durante todo el tiempo de evaluación, por supuesto producto de lo obtenido para la tasa de producción diaria (figura 38.), y su inconsistencia de igual forma marca la tendencia en esta nueva variable de análisis. La tasa de producción acumulada representa la sumatoria consecutiva de las tasas de producción diaria por pozo. La máxima producción acumulada se registra en un valor aproximado de 3707618.05bbl, correspondiente al último día de evaluación. Este valor en este caso, es mayor al *OOIP* (2014935.97 STB)

también calculado por el *software*. Esta característica es igualmente incoherente e inconsistente teóricamente hablando y se presenta como una respuesta o consecuencia de los resultados de la estimación de la tasa de producción diaria. Debido a un crecimiento en la tasa de producción diaria, después de cambiar al modelo de declinación, las inconsistencias en las gráficas para el caudal acumulado, y el factor de recobro son evidentes e inevitables, pues son variables que dependen de la primera.

La figura 40. muestra el factor de recobro por pozo en fracción para el modelo de Butler. Ésta tiene una marcada tendencia creciente, casi lineal, con una importante cantidad de datos superando el valor de 1 como máximo teórico. Esto debido precisamente a lo explicado anteriormente con la figura 39. que en términos generales es consecuencia del comportamiento tomado por la tasa de producción diaria. Es importante mencionar que en la figura 40, solo se pueden apreciar los datos hasta el día 1291, en el que el factor de recobro calculado sigue siendo menor al 80%. Este límite, se estableció en el *software* para evitar mostrar resultados incoherentes y poco factibles en la realidad, como factores de recobro que incluso pueden superar el 100%. Por supuesto, estos resultados atípicos obtenidos con el modelo de Butler, dejan al descubierto problemas de concepción de los principios físicos y las reglas generales de producción de hidrocarburos, debido principalmente al hecho de que en realidad no es un modelo propiamente de declinación que represente la etapa de desarrollo de un proceso SAGD.

Finalmente, para la visualización de la cámara de vapor, el *software* tiene la opción de seleccionar un intervalo de tiempos al que se quieran obtener las curvas de la posición de la misma, el cual en el caso de la figura 41, se define como 50.

Esta grafica a diferencia de las anteriores es adimensional, y conserva las proposiciones y consideraciones propuestas por cada autor. Se plantea esta forma de visualización selectiva, porque los programas están diseñados para calcular las demás variables diariamente, lo cual podría arrojar gráficas para la geometría de la cámara de vapor demasiado pobladas. Estas graficas solo presentaran un lado de lacámara de vapor por practicidad, pero el fenómeno realmente es simétrico.

Figura 39. La producción acumulada por pozo Butler

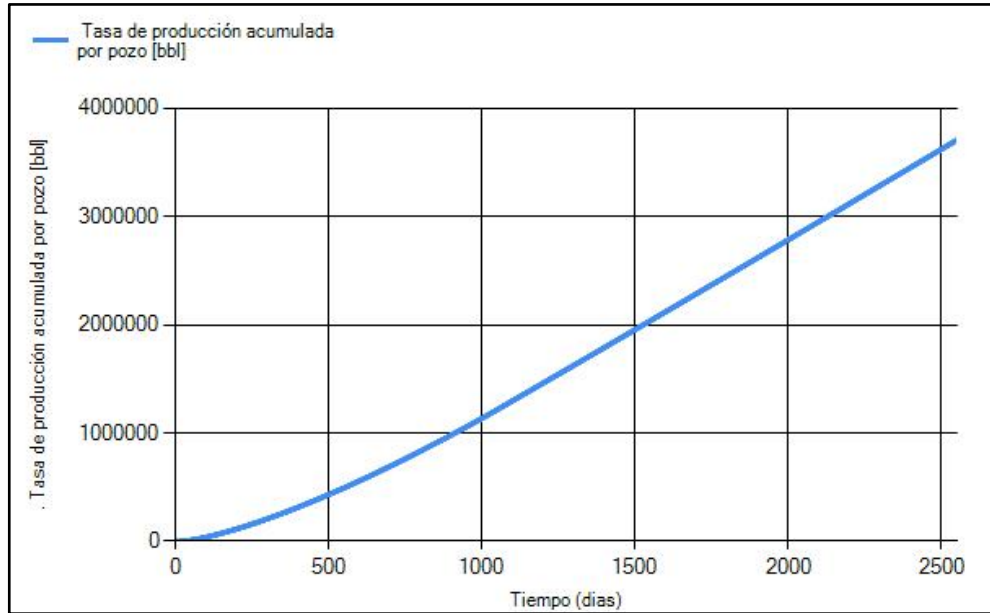


Figura 40. Factor de recobro por pozo Butler

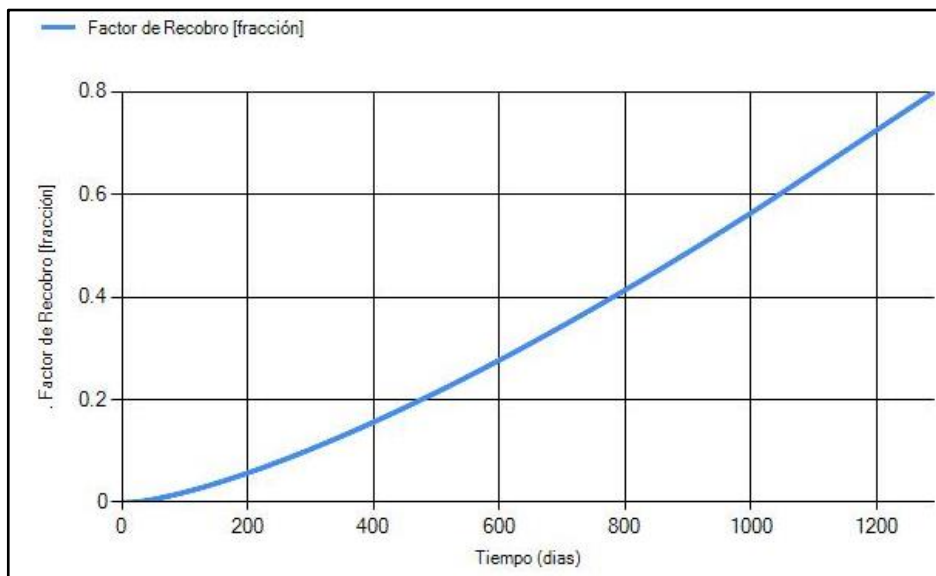
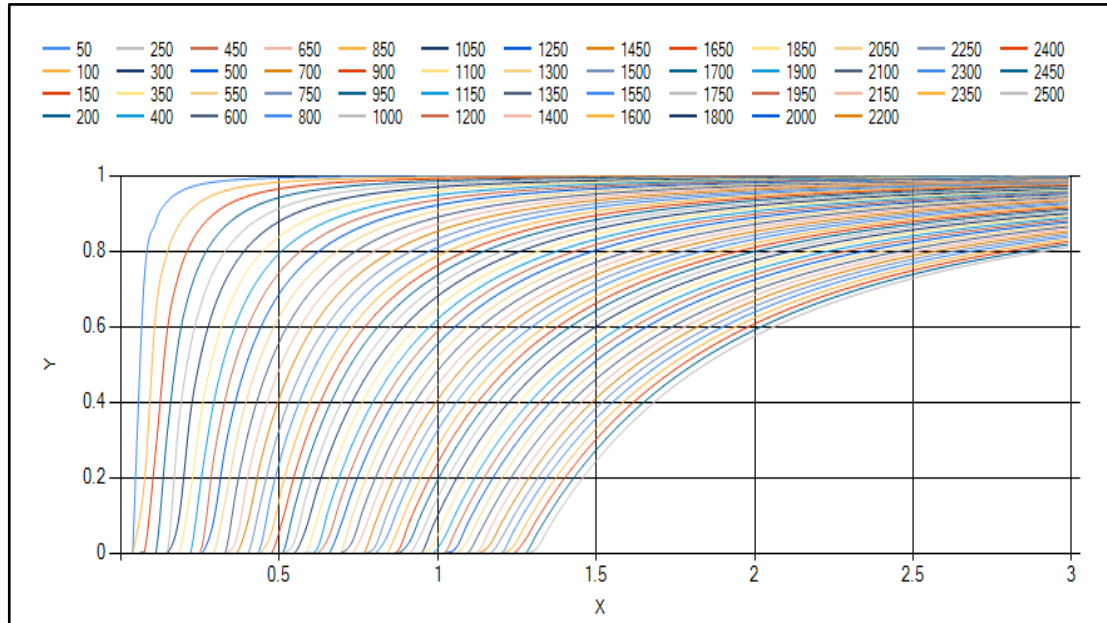


Figura 41. Posición de la cámara de vapor Butler a diferentes tiempos

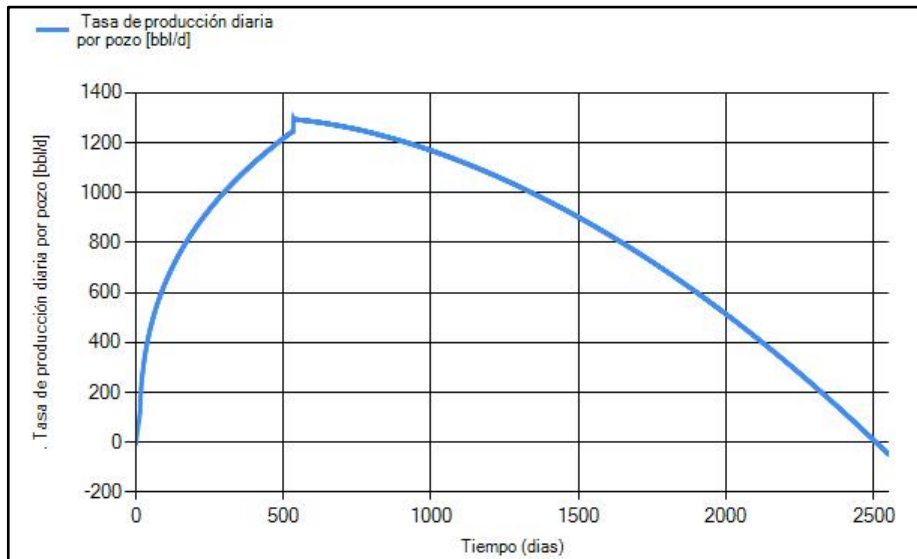


5.2. MODELO DE TANDRAIN

El modelo de Tandrain en general comparte gran parte de las consideraciones hechas por Butler en su primer modelo, con la diferencia de que las variables de interés incluirán un factor de corrección. Adicional a esto, Tandrain corrige la geometría de la cámara de vapor planteada por Butler para que su representación sea más real. El efecto de estas nuevas consideraciones se pueden observar en las figuras 42 a 45.

La tasa de producción diaria para el caso de Tandrain (figura 42), conserva un crecimiento sostenido en el primer año, ponderado, como se dijo antes, por el modelo de elevación. El tiempo en el que ocurre el cambio, es menor al determinado por el Modelo Butler. Adicional a esto, la segunda parte del proceso muestra una tendencia diferente, y mucho más acorde a lo esperado. Una caída en la tasa de producción hasta el final de tiempo de evaluación.

Figura 42. Tasa de producción diaria por pozo Tandrain



La tasa de producción máxima es de aproximadamente 1288.07bbl/d, alcanzada aproximadamente cerca al punto del cambio de modelo, lo cual es lógico y de esperarse acorde con la teoría concerniente a los diferentes fenómenos que se desarrollan en sucesión para un proceso *SADG*. De esta manera, Tandrain refleja un comportamiento mucho más representativo, a lo que realmente ocurre en un proceso de este tipo acorde con la teoría y lo obtenido en el modelo de simulación. Esta primera conclusión es lograda basada en la tasa de producción diaria, que entre las variables de evaluación es la que permite visualizar mejor los cambios que provocan las diferentes etapas y de cierto modo evaluar el modelo analítico como tal, que en últimas es lo que se desea.

Para la producción acumulada, el comportamiento es creciente, y su valor máximo aproximadamente de 2070477.53bbl, para el final del tiempo de evaluación. Este valor es menor al *OOIP*, y se debe básicamente a que la tasa de producción diaria después del cambio de modelo no sigue aumentando sino que cae como un modelo de declinación (ver figura 43). Es decir, a diferencia de Butler, el modelo de Tandrain sí arroja resultados acertados con la etapa que debe simular. En concepto, éste sí es un modelo declinación, y efectivamente está representando la etapa de desarrollo.

Finalmente el factor de recobro, sigue guardando resultados por la misma línea, acorde con lo anterior, y como es de esperarse esta variable no supere el valor de 1, reafirmando su coherencia y correcta evaluación.

La posición de la cámara de vapor, en este caso toma en cuenta las nuevas consideraciones, corrigiendo las curvas mostradas por Butler, con un punto común que representa al pozo productor. Por supuesto, esta nueva representación, también supera las expectativas, y en general es mucho más representativa que la obtenida por Butler. (figura 45).

Figura 43. Tasa de producción acumulada por pozo Tandrain

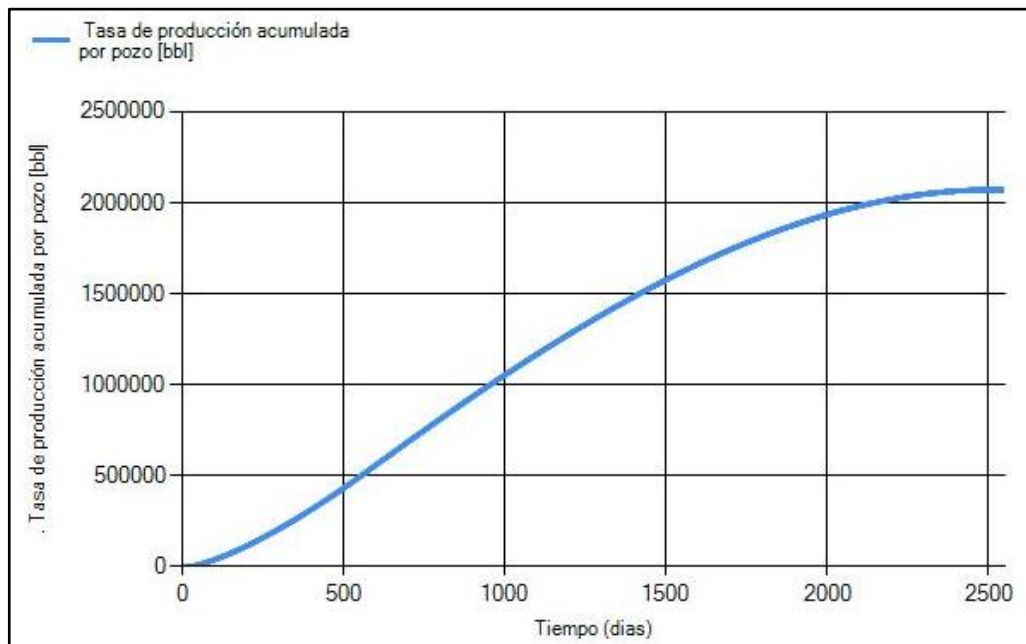


Figura 44. Factor de recobro por pozo Tandrain

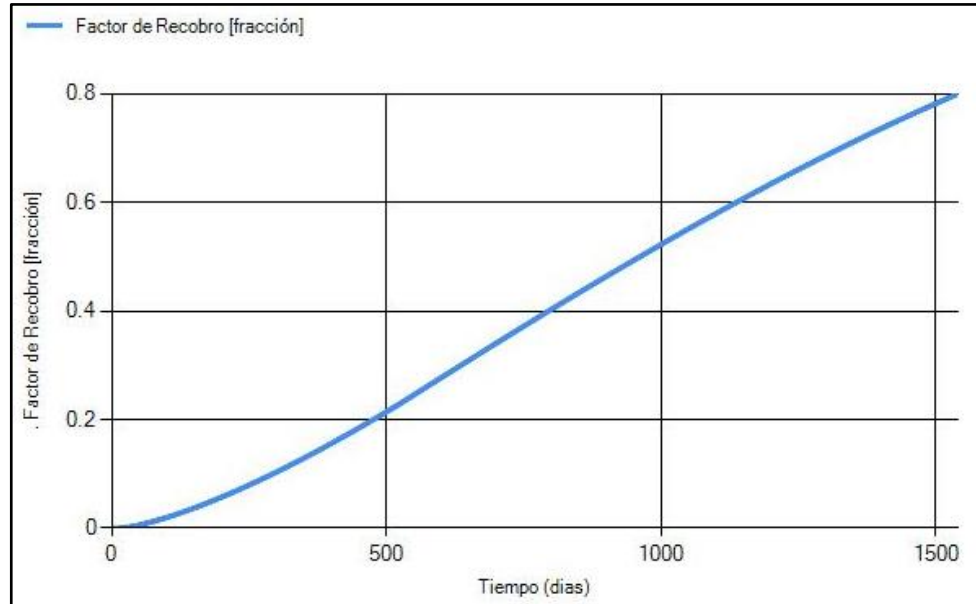
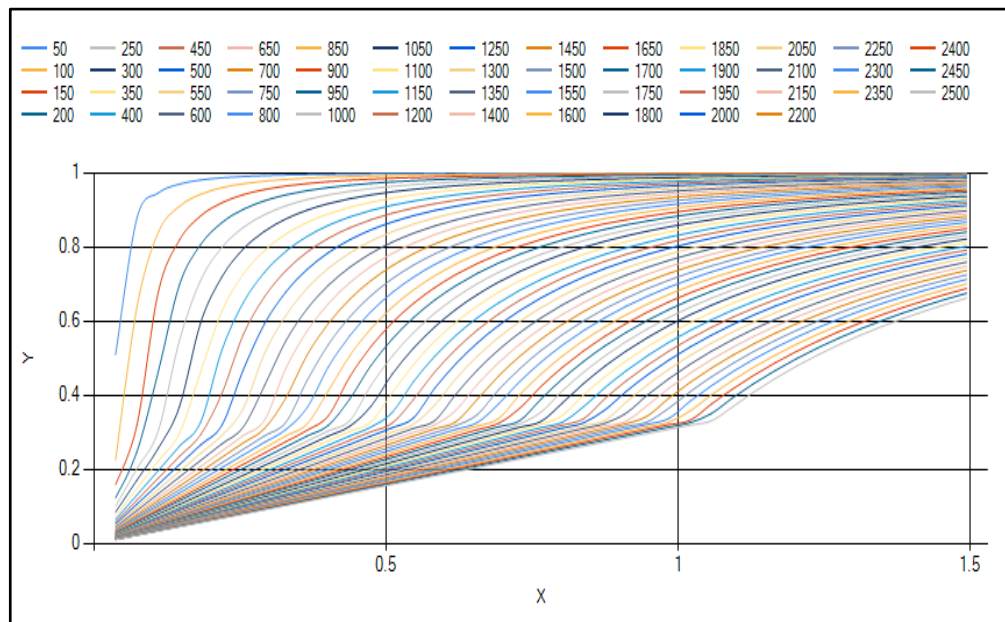


Figura 45. Posición de la cámara de vapor Tandrain



5.3. MODELO DE REIS

Respecto a los modelos anteriores, la principal diferencia de este modelo está en la forma en la que se concibe el crecimiento de la cámara de vapor. Considerando una geometría lineal en forma de triángulo invertido, para Reis se obtiene los resultados mostrados en las figuras 46 a 49.

La tasa de producción diaria (figura 46) al igual que Butler presenta una tendencia de crecimiento sostenida. Antes del primer año aproximadamente la variable es calculada con el modelo de elevación, y luego los resultados son obtenidos con el modelo de declinación, en este caso el de Reis. El tiempo en el que ocurre el cambio de modelo es menor a los dos anteriores. La tasa máxima alcanzada se logra al final del tiempo de evaluación con un valor de 1327.74 bbl/d y al igual que lo dicho por Butler, los resultados que aquí se presentan son incoherentes para la etapa de desarrollo.

En el caso de la producción acumulada (figura 48) el valor máximo alcanzado es de 3100103.4 bbl, valor que por supuesto supera el *OOIP* disponible, debido a que al igual que Butler, la etapa de desarrollo no ha sido debidamente representada a través de un verdadero modelo de declinación, sino por el contrario siempre se mantiene una producción en crecimiento.

Figura 46. Tasa de producción diaria por pozo Reis

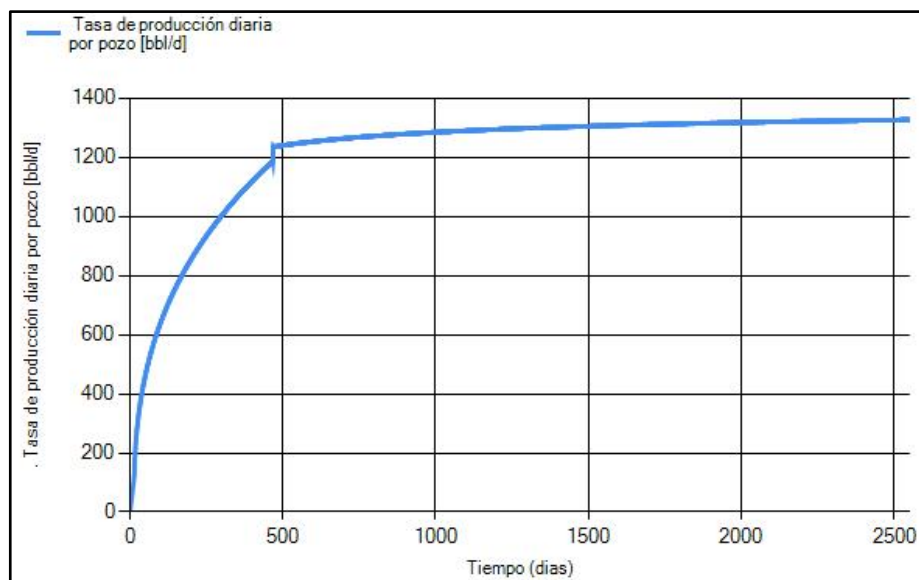
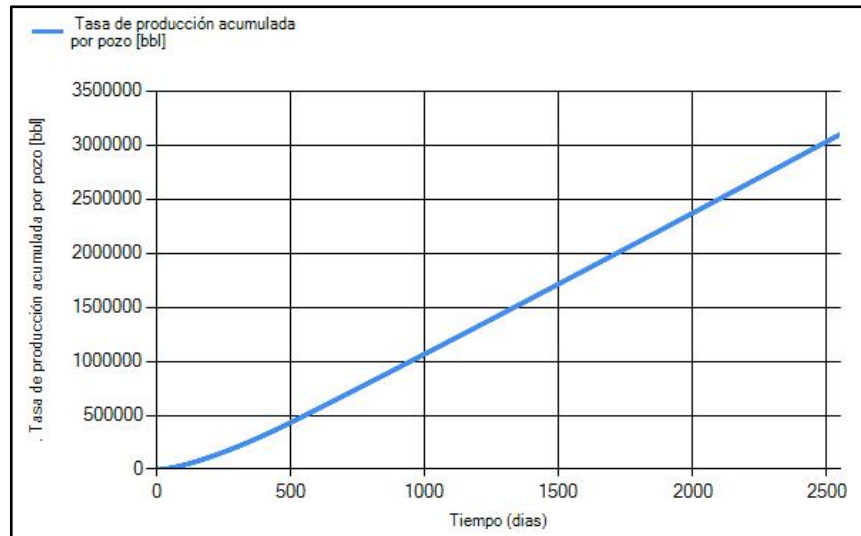


Figura 47. Tasa de producción acumulada por pozo Reis



La figura 48. muestra el resultado obtenido para el factor de recobro del pozo. De acuerdo a lo dicho para las gráficas de producción, es de esperarse que la gráfica registre valores mayores a la unidad. Sin embargo, no son gran cantidad de puntos, y ocurren solo al final del tiempo de evaluación.

La posición de la cámara de vapor guarda la geometría lineal en forma de triángulo invertido propuesta por el autor, y se puede observar en la figura 49.

5.4. MODELO DE DONELLY

Este último modelo considera una geometría totalmente diferente a las descritas por los autores anteriores. De acuerdo a un caso de estudio tomado como referencia, Donelly decidió plantear una geometría elíptica, que aparte de modificar la visualización común de la cámara de vapor, aumenta el factor C a más del 50% del considerado por Butler como pionero de los modelos analíticos.

Figura 48. Factor de recobro por pozo Reis

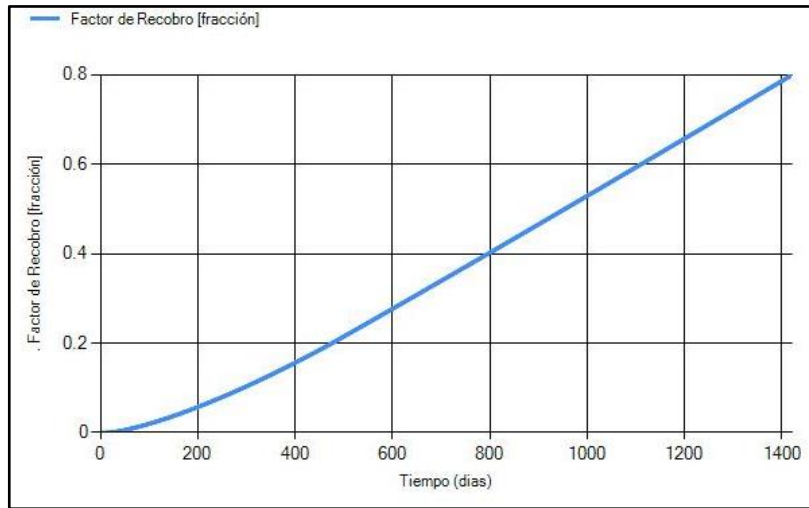
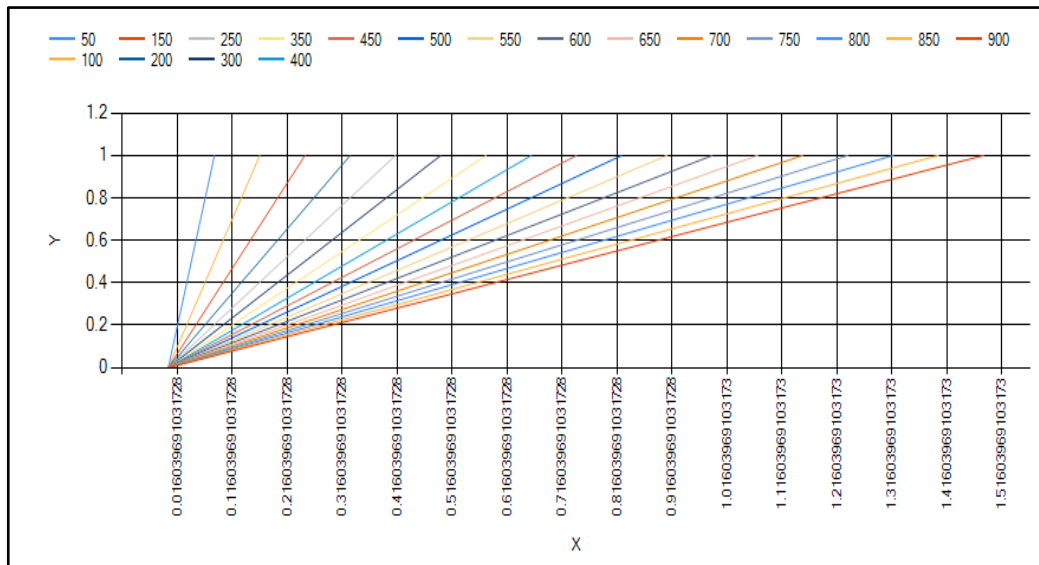


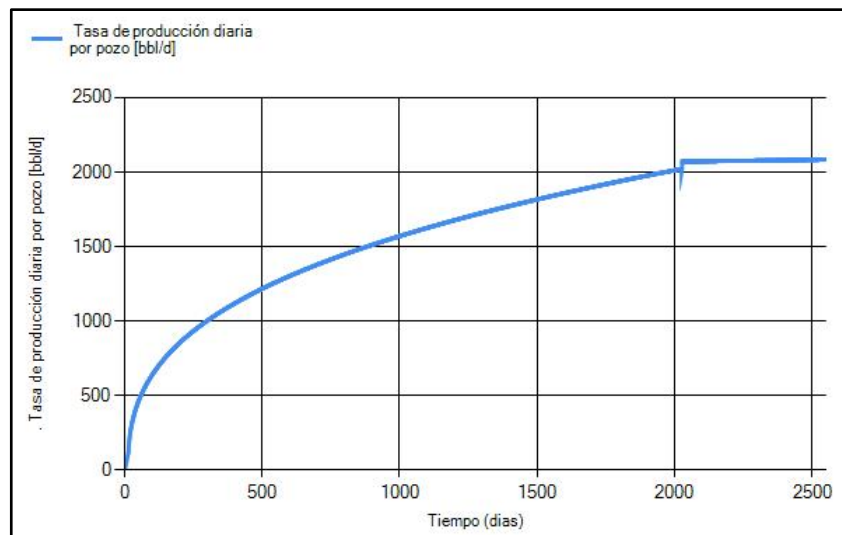
Figura 49. Posición de la cámara de vapor Reis



En la figura 50. se puede observar el comportamiento de la tasa de producción diaria por pozo, con una fuerte tendencia de crecimiento sostenida hasta el quinto año. Este largo periodo de tiempo, corresponde a la evaluación del proceso a partir del modelo de elevación. En el momento en el que ocurre el cambio, solo

quedan dos años de evaluación, en los que la tendencia a crecer se mantiene, pero en este caso son datos determinados con el modelo de declinación. Este es el caso en el que hace el cambio de modelo más tardío de los 4 modelos analíticos. Esto se debe principalmente a sus suposiciones teóricas, que en comparación con Butler sobreestiman casi en el doble las diferentes variables de evaluación.

Figura 50. Tasa de producción diaria por pozo Donelly



Debido a lo anterior, la gráfica de producción acumulada registra un valor por encima del OOIP (ver figura 51.), con un máximo de 4088108.56bbl, muy superior al obtenido con Butler o los demás modelos. De la misma forma, se da el comportamiento en la curva del factor de recobro, reportando valores mayores a 1, desde el momento en el que sucede el cambio de modelo. Es decir ni siquiera es válida la evaluación del proceso con el modelo analítico, porque a ese tiempo ya es inviable y poco factible.

Para el caso de la cámara de vapor, Donelly solo menciona una geometría semi-elíptica³⁹, pero en la literatura no se presenta un modelamiento matemático para representarlo. En este trabajo, se propone una aproximación cuadrática, para modelar tal geometría, como una solución y una forma sencilla de visualizar

³⁹DONNELLY J.K. AND CHMILAR M.J. The commercial potential of steam assisted gravity drainage, society of petroleum engineers inc, 1995.

esquemáticamente lo expuesto por el autor. El resultado se puede observar en la figura 53.

Figura 51. Tasa de producción acumulada por pozo Donelly

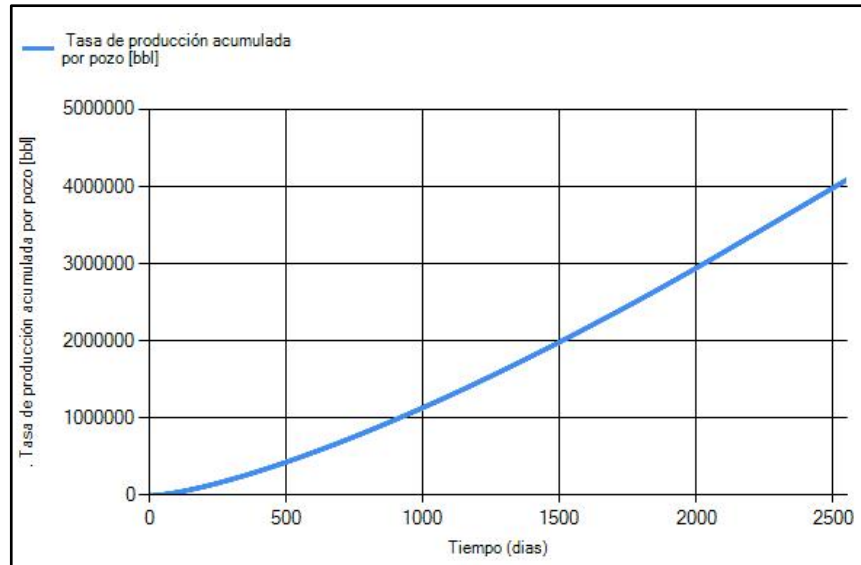


Figura 52. Factor de recobro por pozo Donelly

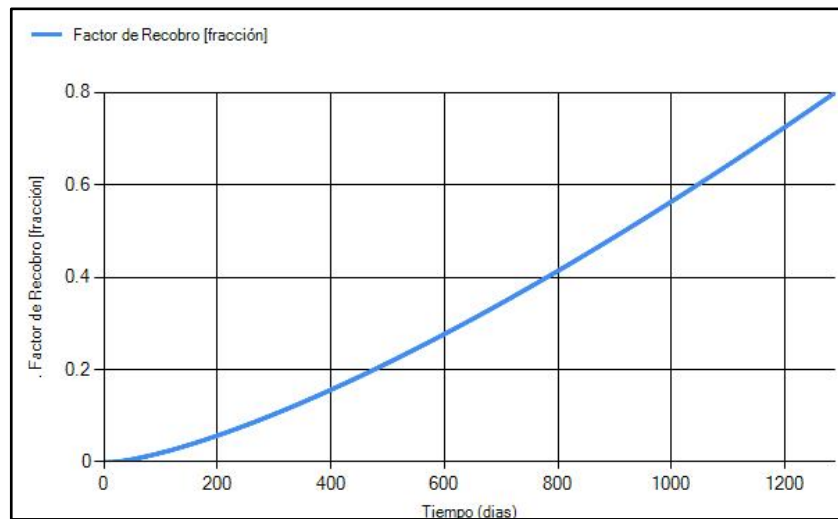
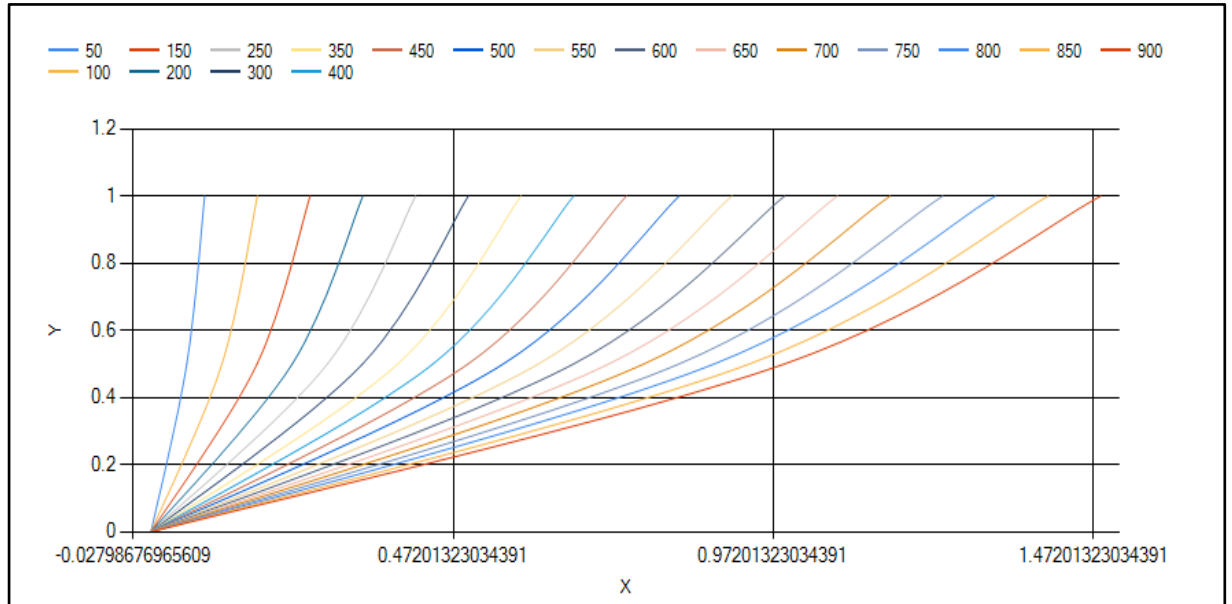


Figura 53. Posición de la cámara de vapor Donnelly



6. ANALISIS COMPARATIVO DEL PROCESO SAGD APARTIR DE MODELOS ANALITICOS Y SIMULACION NUMERICA

Para efectuar una comparación entre los modelos, se hace uso de la herramienta office **EXCEL**, para poder tener los resultados del modelo de simulación y los resultados de los modelos analíticos en una sola gráfica, dependiendo del parámetro a evaluar.

La plataforma **results graphics** del simulador **STARS** de **CMG** permite exportar los datos de los resultados del simulador a una hoja de cálculo como lo es Excel, permitiendo visualizar los valores de la función que se desea analizar. Dado esto, para los resultados de producción de aceite diario, producción de aceite acumulado y factor de recobro, se observó que el simulador reporta diferentes valores para una sola fecha, generando “picos” que no corresponden a la tendencia de la línea, como se puede observar en la figura 28 en el círculo de color negro, o en la figura 54, que es el archivo de resultados del simulador. Esta anomalía ocurre debido a que el simulador divide un día en diferentes partes,

provocando varios valores de la función que se quiere evaluar. Se establece sacar un promedio de estos valores en las fechas donde ocurren esto, para eliminar las inconsistencias presentadas.

Figura 54. Archivo *log* del simulador STARS. Identificación del problema

STARS TIME STEP SUMMARY																		
---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----				--Injection--		Mat	---Maximum Changes---							
No.	Size	C	U	oil	Gas	Water	GOR	Wat.	Gas	Water	Bal	Pres	Sat	Temp				
	days	IT	T	days	yy/mm/dd	bb1/d	ft3/d	bb1/d	ft3	Cut	%	ft3/d	bb1/d	Err	%	psi	w/o/g	deg F
41	.3567	5	95.40	2014/10/17	494.6	3054	1431	6.176	74.31	930.5	62e-3	23.51	-.0862w	122.9				
42	.2613	1	95.66	2014/10/17	483.7	3053	1461	6.311	75.13	772.6	56e-3	17.74	-.0275o	25.66				
43	.4187	6	96.08	2014/10/18	533.3	3475	1631	6.515	75.36	960.7	82e-3	33.58	-.0863w	122.6				
44	.3074	4	96.39	2014/10/18	628.0	4098	1908	6.526	75.23	853.1	18e-3	31.92	-.0906o	85.72				
45	4.7e-2	6	96.43	2014/10/18	738.9	4824	2114	6.529	74.11	844.5	18e-3	8.061	0.0948g	21.11				
46	7.3e-2	10	96.51	2014/10/18	816.2	5272	2769	6.459	77.24	939.0	21e-3	6.382	0.1235g	40.61				
47	9.8e-2	16	96.61	2014/10/18	1185	9.69e4	2366	81.81	66.63	879.3	67e-3	23.31	0.1394g	116.6				
48	7.5e-2	9	96.68	2014/10/18	1988	4.10e5	3212	206.5	61.76	1297	.1169	-85.1	-.1359o	153.9				
49	4.6e-2	7	96.73	2014/10/18	1966	5.23e5	3234	266.5	62.20	1267	.1552	-10.5	0.1030g	67.28				
50	4.9e-2	5	96.78	2014/10/18	1963	5.93e5	3236	302.2	62.24	1261	.2014	12.04	0.0485g	37.94				
51	6.9e-2	6	96.85	2014/10/18	1907	6.20e5	3293	325.3	63.32	1322	.2642	11.27	0.0322g	66.23				
52	7.4e-2	8	96.92	2014/10/18	2064	5.48e5	3136	265.8	60.31	1415	.3290	32.58	0.0370g	50.09				
53	9.1e-2	18	97.01	2014/10/19	685.8	4.31e5	2578	629.3	78.99	1499	.4107	39.67	-.0440o	76.96				
54	9.0e-2	21	97.10	2014/10/19	680.2	3.26e5	2568	479.5	79.06	1633	.4952	-21.2	0.0487g	61.63				
55	.1005	20	97.20	2014/10/19	384.1	7.61e5	1834	680.1	82.68	1684	.6065	15.09	0.0511g	66.14				
56	5.3e-2	10	97.26	2014/10/19	204.9	1.82e5	999.4	888.7	82.98	1702	.6727	11.90	-.0890o	21.10				
57	8.5e-2	24	97.34	2014/10/19	51.37	5.47e4	450.9	1062	89.74	1876	.7609	22.40	-.0660w	20.93				

Fuente: Archivos de CMG STARS.

Establecido la forma de corrección de las inconsistencias generadas por el simulador, se procede a graficar la producción de aceite, el caudal acumulado y el factor de recobro, con el modelo de simulación y los modelos analíticos en la misma hoja de cálculo, para observar las diferencias existentes entre ellos.

El objetivo de este capítulo es reunir los resultados mostrados hasta ahora de manera individual para la simulación del modelo base de yacimiento y la programación avanzada de cada modelo analítico.

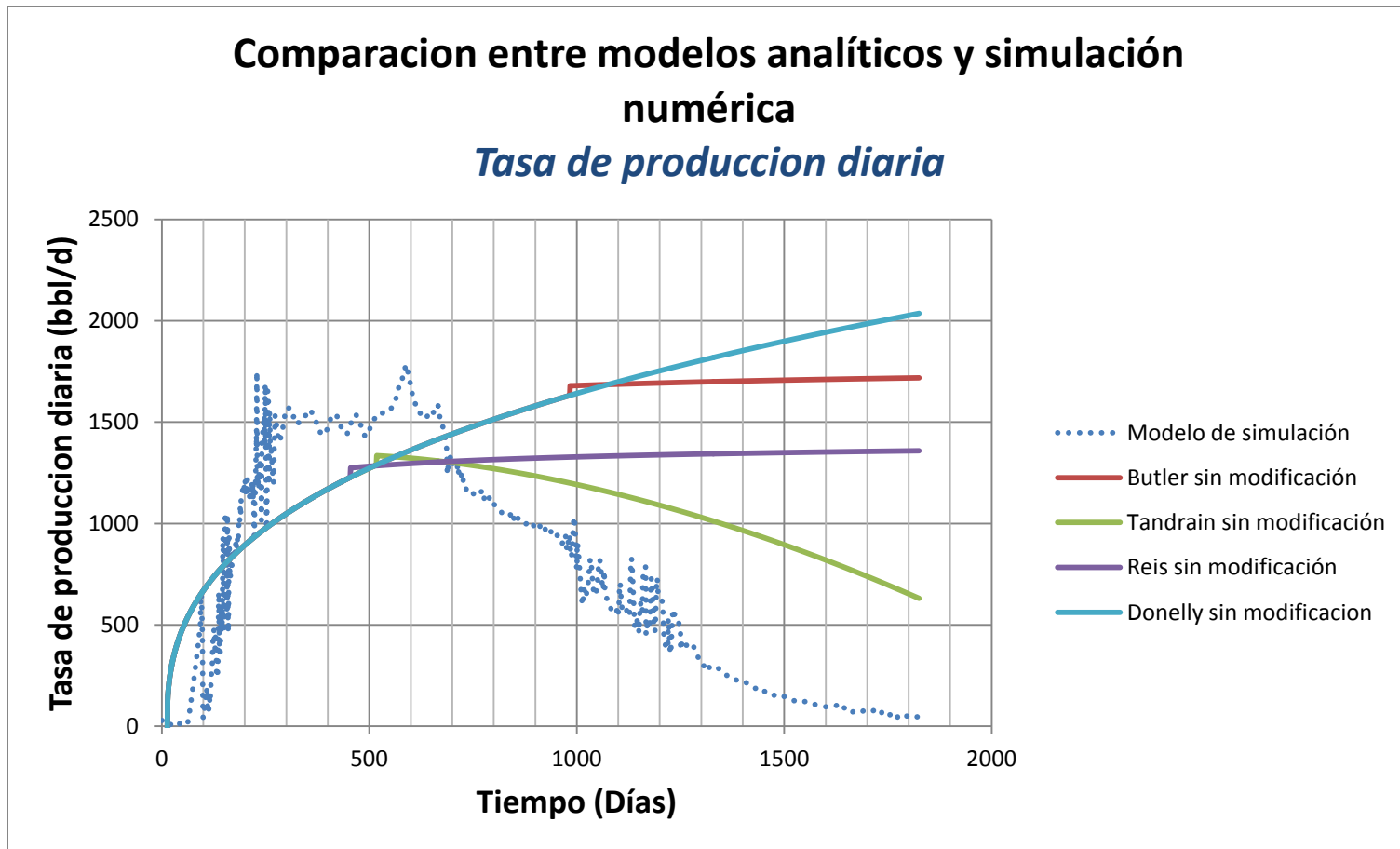
Para lograr una adecuada evaluación de cada modelo analítico, el modelo de simulación se toma como la base de comparación, ya que es una herramienta mucho más confiable y dinámica que considera una mayor cantidad de condiciones en simultáneo a la hora de simular cualquier proceso, en este caso SAGD.

En la figura 55. se presenta una gráfica que reúne los resultados obtenidos con ambas herramientas; el simulador STARS y el *software* desarrollado para los modelos analíticos. En este caso las curvas representan la tasa de producción diaria por pozo en bbl/d para cada caso. Cabe mencionar que los resultados que se muestran en esta figura reflejan la evaluación de un caso común, cuyas propiedades principales fueron presentadas previamente en el capítulo 3. El tiempo de estudio es de 7 años y tres meses, pero por concepto de viabilidad, se presentan los resultados para los 5 primeros años, por cuestiones explicadas en el capítulo anterior.

Lo más destacable para analizar de la figura 55. está en el hecho de que en teoría los modelos analíticos, son considerados modelos de declinación y fueron establecidos específicamente para evaluar la segunda etapa de un proceso SAGD, correspondiente al desarrollo. A diferencia de esto, los modelo de Butler, Reis y Donnelly estiman tasas con una tendencia creciente que por supuesto, se aleja no solo del concepto teórico sino de la realidad misma. Independientemente de la tecnología aplicada a cualquier yacimiento con el fin de mejorar su producción y aumentar el factor de recobro del mismo, el yacimiento continuara depletándose y la técnica irá en decremento en cuanto a su efectividad.

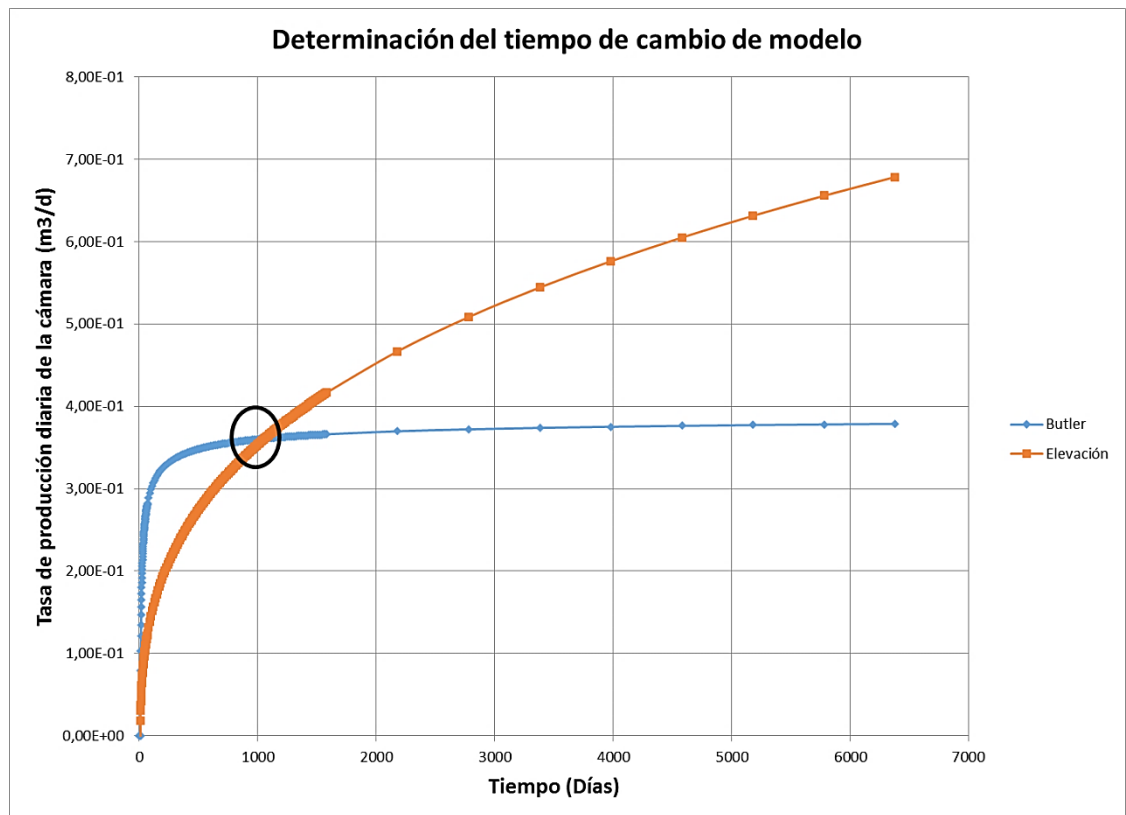
Teniendo en cuenta esta importante anotación, el análisis comparativo se reduce en parte a lo logrado únicamente por el modelo de Tandrain. Este modelo en teoría corrige parte del trabajo propuesto por Butler con su modelo básico. Estas correcciones cumplen la función de tener en cuenta la forma y la tasa de crecimiento de la cámara de vapor directamente en la expresión matemática para el cálculo de la tasa de producción diaria. De esta manera el proceso es modelado más acorde a la realidad, generando ese importante “puente” entre los efectos de la cámara de vapor y el aceite que se puede producir, y es precisamente ésta consideración adicional propuesta por Tandrain, la que hace que el modelo no asigne un comportamiento de crecimiento a la etapa de desarrollo después del cambio de modelo, sino que implementa una nueva tendencia de decremento de la tasa de producción, lo cual es correcto.

Figura 55. Comparación entre modelos analíticos sin modificación y simulación numérica, Tasa de producción diaria.



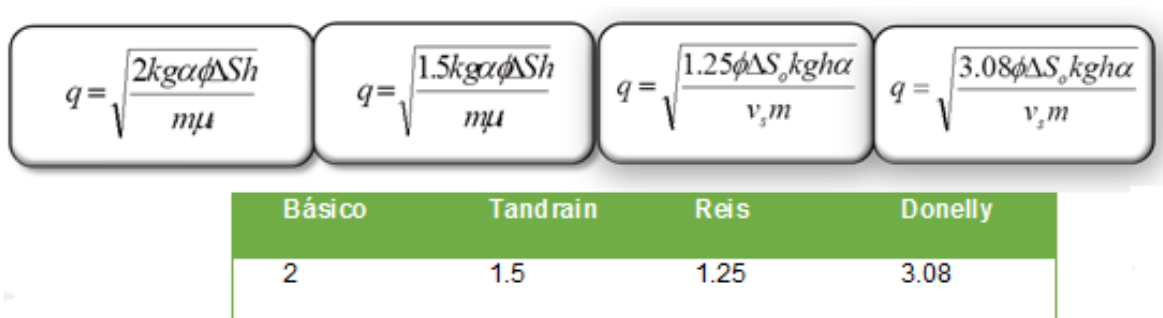
Inicialmente todas las curvas calculan la tasa de producción con el modelo de elevación de la cámara de vapor, y por ello solo se muestra una línea superpuesta en la figura 55 para esta etapa, representando lo que ocurre durante el crecimiento vertical de la cámara de vapor y sus efectos en la tasa de producción diaria. Para tener en cuenta, el cambio de modelo, el *software* está diseñado para que él mismo haga el salto en el día adecuado. Este salto ocurre cuando la diferencia entre las tasas calculadas por el modelo de elevación de la cámara y el modelo de declinación sea menor a un valor establecido como tolerancia mínima de $1E-03$ (ver figura 56).

Figura 56. Determinación del tiempo de cambio de modelo



Adicional a lo anterior, los resultados obtenidos con cada modelo son congruentes con la teoría y las consideraciones expuestas por cada autor. Es importante recordar que la diferencia fundamental entre los modelos analíticos está en su concepción de la geometría y crecimiento de la cámara de vapor, que como se mencionó antes es el eje central del estudio de un proceso SAGD. De esta manera, tomando a Butler como el modelo básico, es fácil concluir el por qué los resultados obtenidos con los otros modelos. Para un mejor entendimiento, se presenta la figura 57. que resumen las expresiones matemáticas determinadas por cada autor, para el cálculo de la tasa de producción diaria de la cámara de vapor. Como se puede observar las propiedades fundamentales de yacimiento son comunes en cada expresión y la única diferencia está en el antes mencionado *Factor C*. Ese factor C es el responsable de sobreestimar o subestimar la tasa de producción calculada por cada modelo, si se compara con el modelo de simulación.

Figura 57. Factor C de modelos analíticos



El tiempo en el que ocurre el cambio de modelo depende también del factor C. De acuerdo a su valor hace que la curva del modelo de declinación aumente desde el primer día más rápidamente hasta alcanzar una tasa de producción igual a la calculada por el modelo de elevación (figura 56). Por esta razón observando la figura 55, se puede notar que el primer modelo que hace el salto es el modelo de Reis, pues su constante C es la menor (1,25).

La tasa de crecimiento de la curva del modelo de elevación siempre va a ser menor que la de los modelos de declinación a tiempos tempranos, entonces al tener un valor de constante C menor, el crecimiento no será tan acelerado y en un menor tiempo el modelo de elevación tendrá un valor igual al del modelo de

declinación. Cuando se cumple con esto, ocurre el cambio, y el modelo de elevación continua arrojando tasas de producción en aumento, mientras que el modelo de declinación se estabiliza (figura 56). Esto ocurre a los modelos de Butler, Reis y Donelly. En el caso de Tandrain como se analizó antes, es el único modelo que al momento del cambio su tasa no se estabiliza sino que decrece. En este orden de ideas, por concepción solo el modelo de Tandrain tiene cabida en un análisis comparativo tomando como base el modelo de simulación. Este modelo guarda las mismas relaciones que la curva del modelo de simulación y lo más importante lo hace aproximadamente en el mismo periodo de tiempo (ver figura 55). Presenta inicialmente un aumento sostenido en la tasa de producción y al llegar el punto de máxima producción al igual que el modelo de simulación, hace el salto de modelo y la tasa comienza a decrecer. La manera en la que la tasa de producción decrece con el modelo de Tandrain no es la más adecuada a la hora de representar este fenómeno. Sin embargo, este comportamiento es resultado y es netamente representativo de lo considerado por el autor a través de su conjunto de ecuaciones.

La máxima tasa de producción alcanzada por el modelo de simulación (1500bbl/d) es mayor a la calculada por el Modelo de Tandrain (1307 bbl/d), sin embargo como se mencionó antes, este valor se da para ambos casos aproximadamente en el mismo periodo de tiempo. A partir del momento en el que el modelo analítico empieza a decrecer, la forma en la que lo hace, le pone siempre por encima del comportamiento del modelo de simulación. Analizando y comparando las tasas calculadas para cada caso, es notable que hasta el día 1200, la diferencia entre las dos curvas se mantiene en 200 bbl aproximadamente, que es lo que inicialmente se reportó como diferencia entre los mismos para la máxima tasa alcanzada (ver figura 55). Es decir, lo que ocurre es una especie de compensación por parte de modelo de Tandrian, que a pesar de no ser la forma típica de decrecer, guarda una buena relación con el modelo de simulación y por ello presenta los mejores resultados para cada una de las variables de evaluación. Es importante mencionar este análisis, ya que esta es la causa del comportamiento y los resultados obtenidos en cuanto a la producción acumulada de aceite y el factor de recobro.

Los demás modelos analíticos por el contrario, muestran resultados incoherentes, basados especialmente en la tasa de producción diaria de la figura 55. Al estimar tasas en aumento después de que la cámara de vapor ha tocado el tope de la formación, hace que la producción acumulada y por tanto el factor de recobro aumenten continuamente, mostrando entonces un comportamiento atípico, como se puede observar en la figura 58.

Los modelos de Bulter, Reis y Donelly alcanzan una producción acumulada que supera los 2014935.97 bbl del OOIP, lo cual en efecto significaría que en aproximadamente 5 años de aplicación de esta tecnología se estaría produciendo el total del aceite disponible en yacimiento, lo cual por supuesto es inconcebible e imposible. Mientras que el modelo de Tandrain resulta ser más conservativo, y reporta aproximadamente el mismo valor de tasa acumulada al final del tiempo de evaluación que el modelo de simulación. De igual forma se puede observar que a partir de los 1200 días (año 2017) la curva del modelo de Tandrain se aleja del comportamiento del modelo de simulación, precisamente porque la tasa de producción diaria calculada para tiempos mayores a este punto es mucho mayor a la del modelo de simulación, lo cual hace que la producción acumulada aumente.

De igual forma ocurre con el comportamiento del factor de recobro (ver figura 59). Los modelos de Butler, Reis y Donelly, superan el 100%, precisamente por alcanzar tasas de producción acumulada superiores al OOIP. Sin embargo el modelo de Tandrain, mantiene un comportamiento adecuado, y al igual que la producción acumulada registra valores aproximadamente iguales a los obtenidos con el modelo de simulación.

Todos los modelos analíticos presentan una buena relación con el modelo de simulación durante el primer año de evaluación, para cada una de las tres variables analizadas. Esto permite inferir que el modelo de elevación, que es el encargado de calcular las variables para este tiempo, funciona adecuadamente a la hora de representar el crecimiento de la cámara de vapor. Sin embargo, los modelos de declinación que son los de principal interés, pierden esa buena relación y empiezan a sobreestimar resultados, siendo Tandrain el único entre estos, que conserva un poco de afinidad con los resultados del modelo de simulación.

Figura 58. Comparación entre modelos analíticos sin modificación y simulación numérica. Producción acumulada.

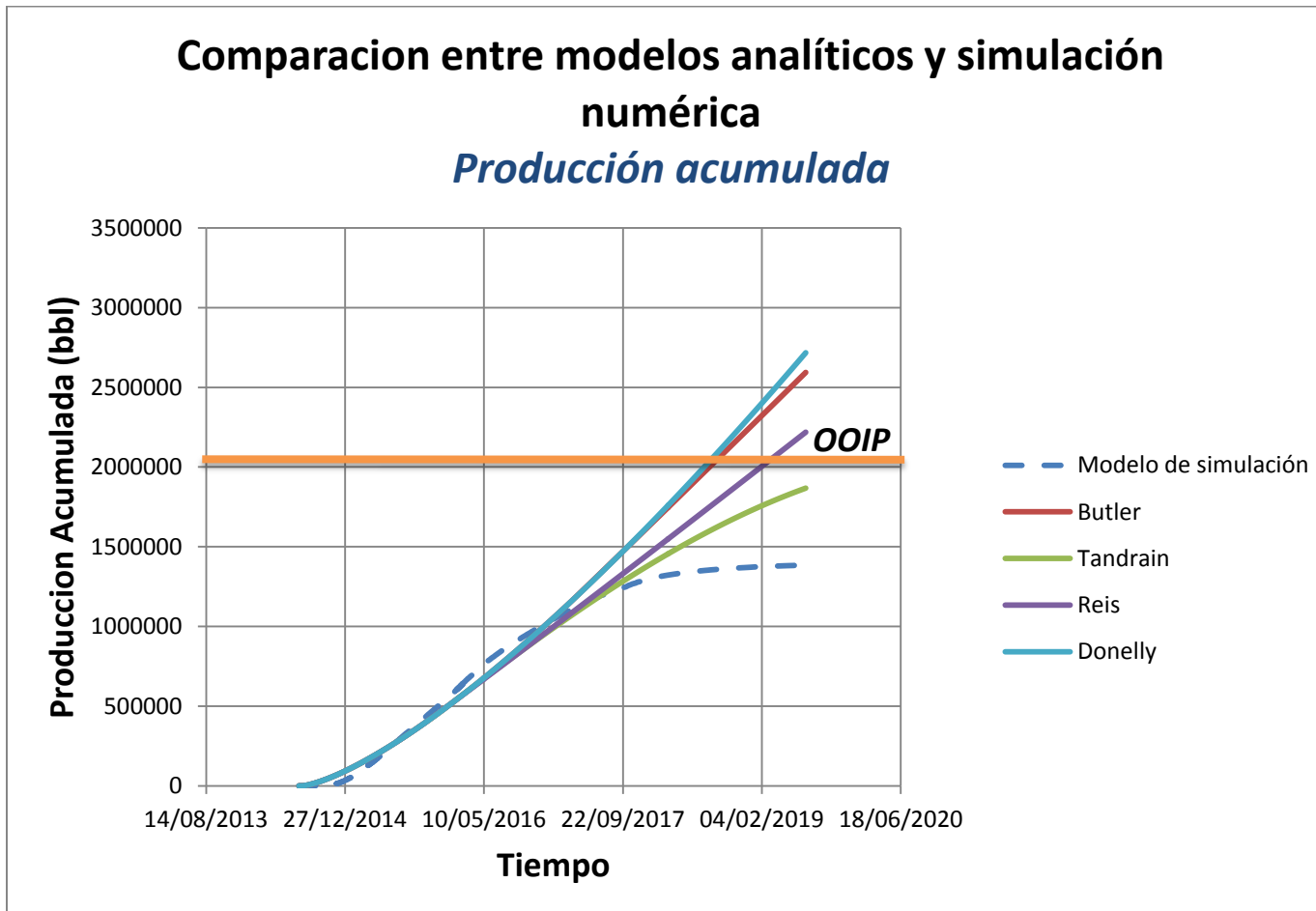
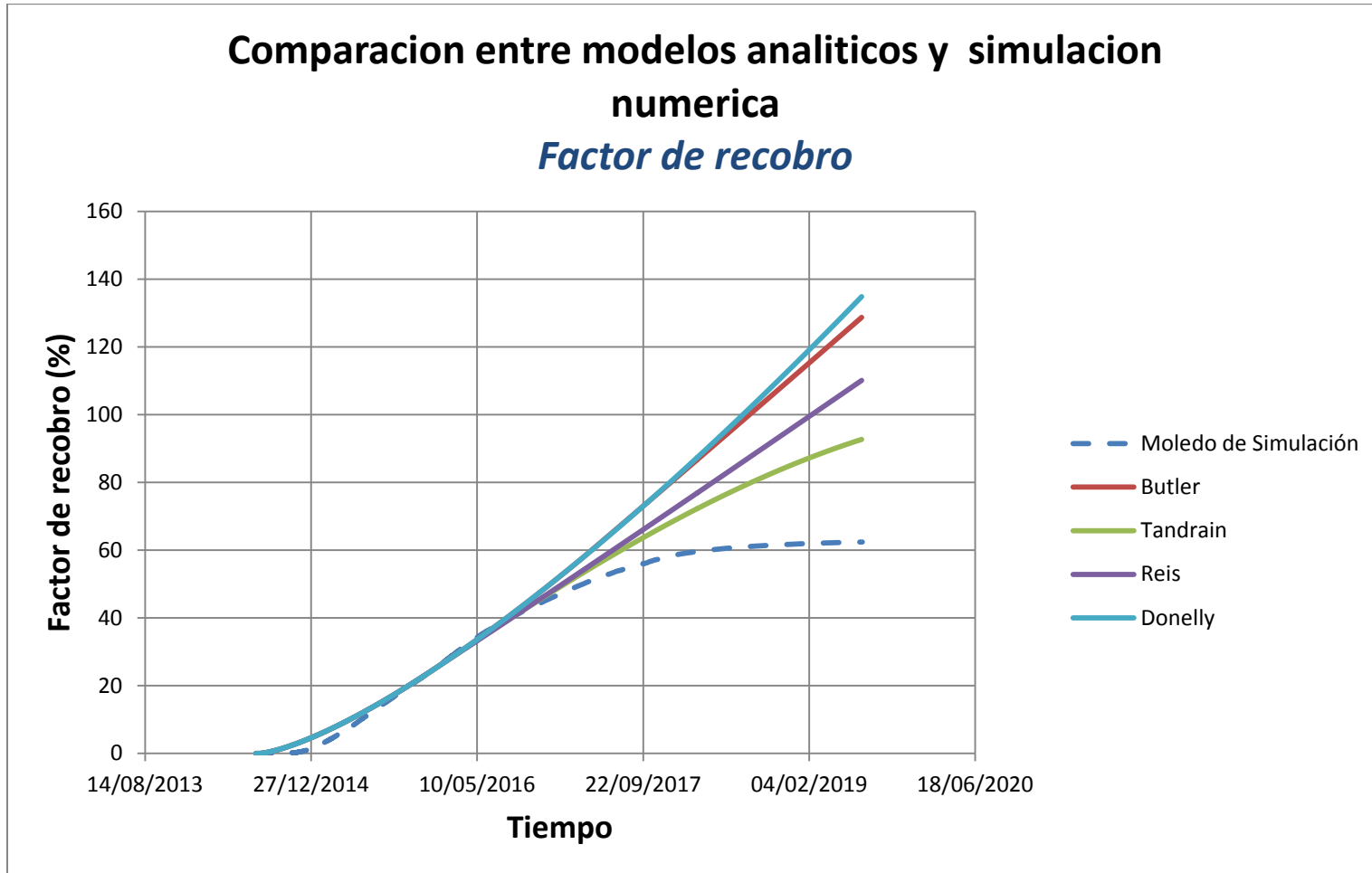


Figura 59. Comparación entre modelos analíticos sin modificación y simulación numérica. Factor de Recobro



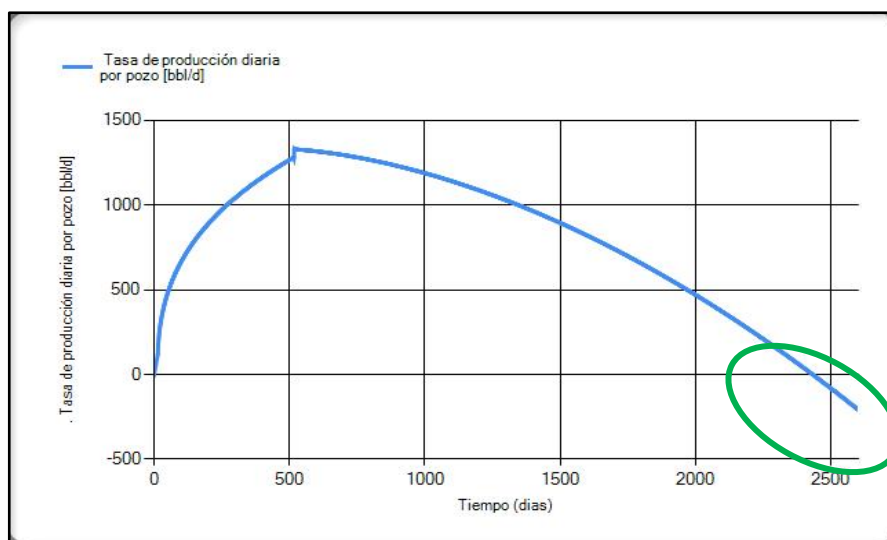
7. MODIFICACIÓN A LOS MODELOS ANALÍTICOS

7.1. RECONOCIMIENTO DEL PROBLEMA

Las gráficas anteriores son de ayuda para identificar dos problemas comunes respecto al cálculo de la tasa de drenaje en tiempos de declinación de la producción. El primer inconveniente encontrado en las gráficas corresponde a los cálculos de los modelos de Butler, Reis y Donelly para hallar el caudal de aceite en los tiempos posteriores a cuando la cámara de vapor ya ha alcanzado el tope de la formación. Como se puede visualizar en las figuras 36, 48 y 50, el caudal de aceite incrementa con el tiempo y nunca caerá, logrando que se produzca más aceite de lo que contiene el yacimiento (Original Oil In Place) y por consiguiente, factores de recobro mayores al 100 %.

El segundo problema reconocido parte de la figura 60, que muestra el cálculo de aceite, en tiempos de declinación en la producción, propuesto por Butler con su otro modelo denominado Tandrain. La gráfica muestra la tendencia que lleva la producción al caer desde el punto de máxima producción, con un comportamiento irreal debido a que en tiempos mayores, se reportan valores negativos de caudal, generando la inconsistencia que se puede visualizar en la gráfica.

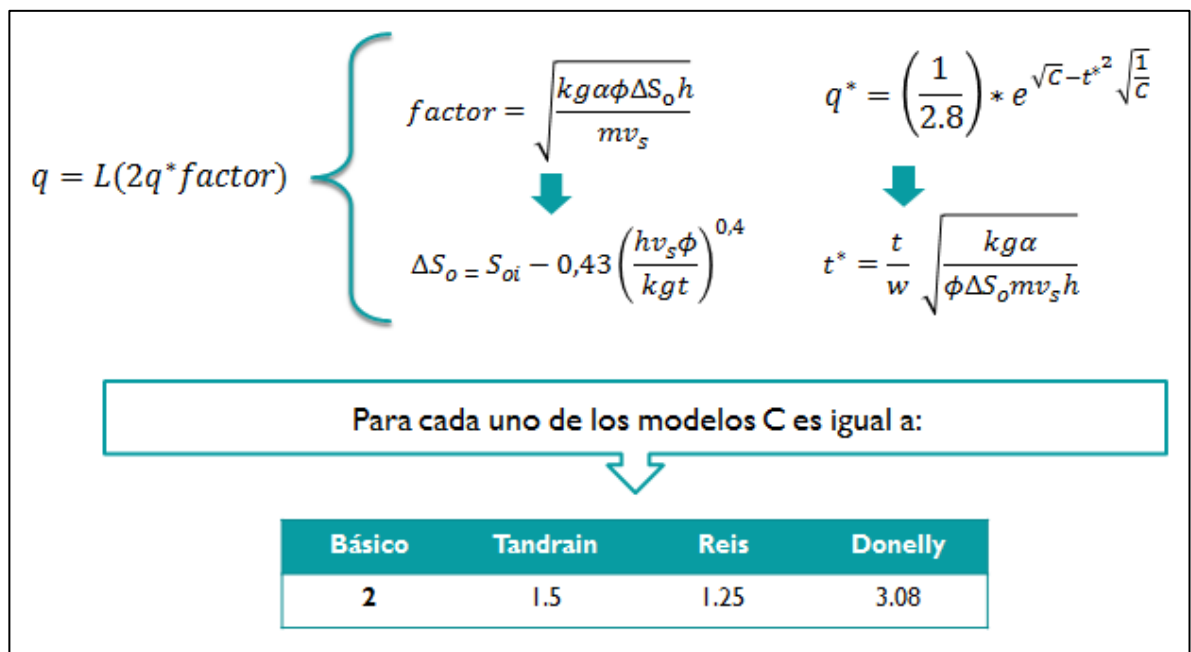
Figura 60. Identificación del problema en Tandrain.



7.2. MODIFICACIÓN PROPUESTA

Se plantea generar que las curvas de Butler, Reis y Donelly muestren comportamiento descendente en sus respectivas gráficas de producción, y esto se logra implementando el mismo factor de corrección que Tandrain conserva en sus suposiciones. Además, a través del uso de la ecuación exponencial, se busca que las curvas tengan una caída en la producción, característica de los proyectos de inyección de vapor, el cual declinará de forma no brusca y tendrá como asíntota el valor "0", para corregir el problema de Tandrain. A continuación, en la figura 61 se observa las correlaciones usadas para la propuesta establecida, que como se puede notar, el cambio principal radica en la ecuación para hallar q^* , que posee una constante igual a 0.3571 (1/2.8) y la constante **Euler** elevado a las constantes de cada modelo. Se escogió la constante 0.3571 como valor en la ecuación porque este valor ayuda a que no exista un cambio brusco en las tasas de aceite, cuando se pasa del modelo de elevación al modelo de declinación de los autores.

Figura 61. Correlaciones para la modificación de los modelos.



7.3. RESULTADOS

A través de la modificación propuesta anteriormente, la siguiente figura muestra la nueva gráfica de producción y factor de recobro para el modelo de Reis, la cual se escogió como ejemplo para la visualización del arreglo o modificación propuesto.

Tal como se observa en la figura 62, la curva de producción de aceite no presenta el comportamiento anterior, y esta vez sí declina, mostrando un comportamiento exponencial en la caída, pero no muy pronunciada. Esto ayuda a corregir el factor de recobro, como se puede detallar en la figura 63, logrando que los valores hallados sean menores al 100%.

Figura 62. Producción de aceite, Reis modificado

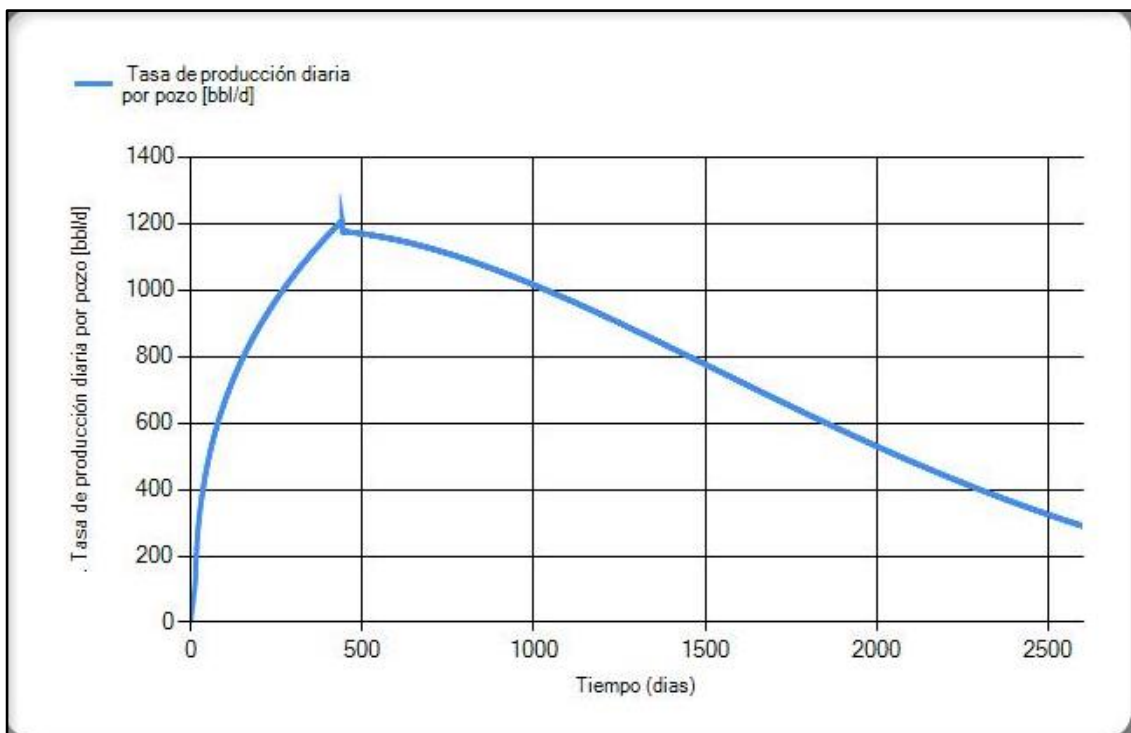
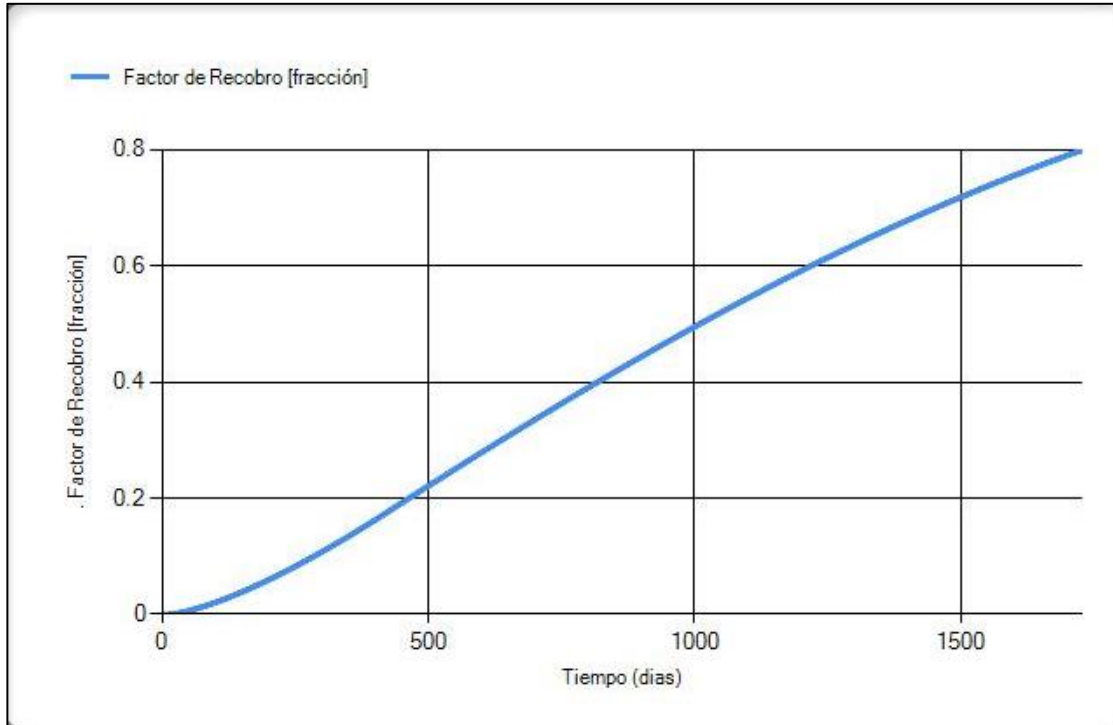


Figura 63. Factor de recobro, Reis modificado



7.4. COMPARACIÓN ENTRE EL MODELO BASE DE SIMULACIÓN Y LOS MODELOS ANALÍTICOS CORREGIDOS

Como se puede observar en la figura 64, 65 y 66, ningún modelo alcanza el valor máximo de la producción hecha en el modelo de simulación. Sin embargo, el modelo de Donelly sigue sobre-estimando la producción, empezando a declinar en un período mucho mayor a lo que lo hace el modelo de simulación numérica, lo que provoca que se alcance altos factores de recobro, incluso, superiores al 100 %, manteniendo desventaja ante los demás modelos, incluso con la nueva ecuación.

El mismo comportamiento a Donelly lo presenta el modelo de Butler modificado, el cual muestra valores de declinación de la tasa de aceite drenado en un tiempo mayor al que indica el modelo de simulación. De igual forma, no se corrige la anomalía de poseer factores de recobro mayores al 100%, quitando credibilidad al modelo analítico planteado por el autor.

Reis, al tener el valor más bajo en la constante, empieza a declinar mucho antes, y es quien “más cercano” tiene la línea descendente de producción con respecto al modelo de simulación. De igual forma, la declinación de Reis no es muy pronunciada, y esto provoca que los valores de producción que obtiene a tiempos finales del proyecto, compensen la cantidad de barriles faltantes para alcanzar el punto máximo de producción, lo que tiene como consecuencia, que este modelo sea quien alcance valores similares en la producción acumulada (cercaos a 1.500.000 barriles) y factores de recobro (cercaos al 75% con respecto al OOIP) a fechas finales del proceso evaluado en el simulador.

El modelo de Tandrain, aunque en la comparación establecida anteriormente con los modelos originales (sin modificaciones en el cálculo del caudal), es el que presenta resultados con valores similares en la producción y factor de recobro, (pasa lo mismo con lo explicado arriba con el modelo de Reis modificado, compensa los barriles faltantes al inicio con la cantidad de barriles producidos en tiempos posteriores, los cuales son mucho mayores a los que arroja el simulador), en esta nueva comparación es el segundo modelo con valores cercaos al simulador, y sufre esta variación por tener una constante mayor que la de Reis, lo que indica que, debido a la constante que posee cada modelo, esto logra reducir o aumentar el tiempo en que la producción asciende, lo que puede generar que el modelo subestime la caída de producción antes de lo que ocurre en realidad.

Figura 64. Comparación en la producción de aceite entre el modelo numérico y los modelos analíticos modificados.

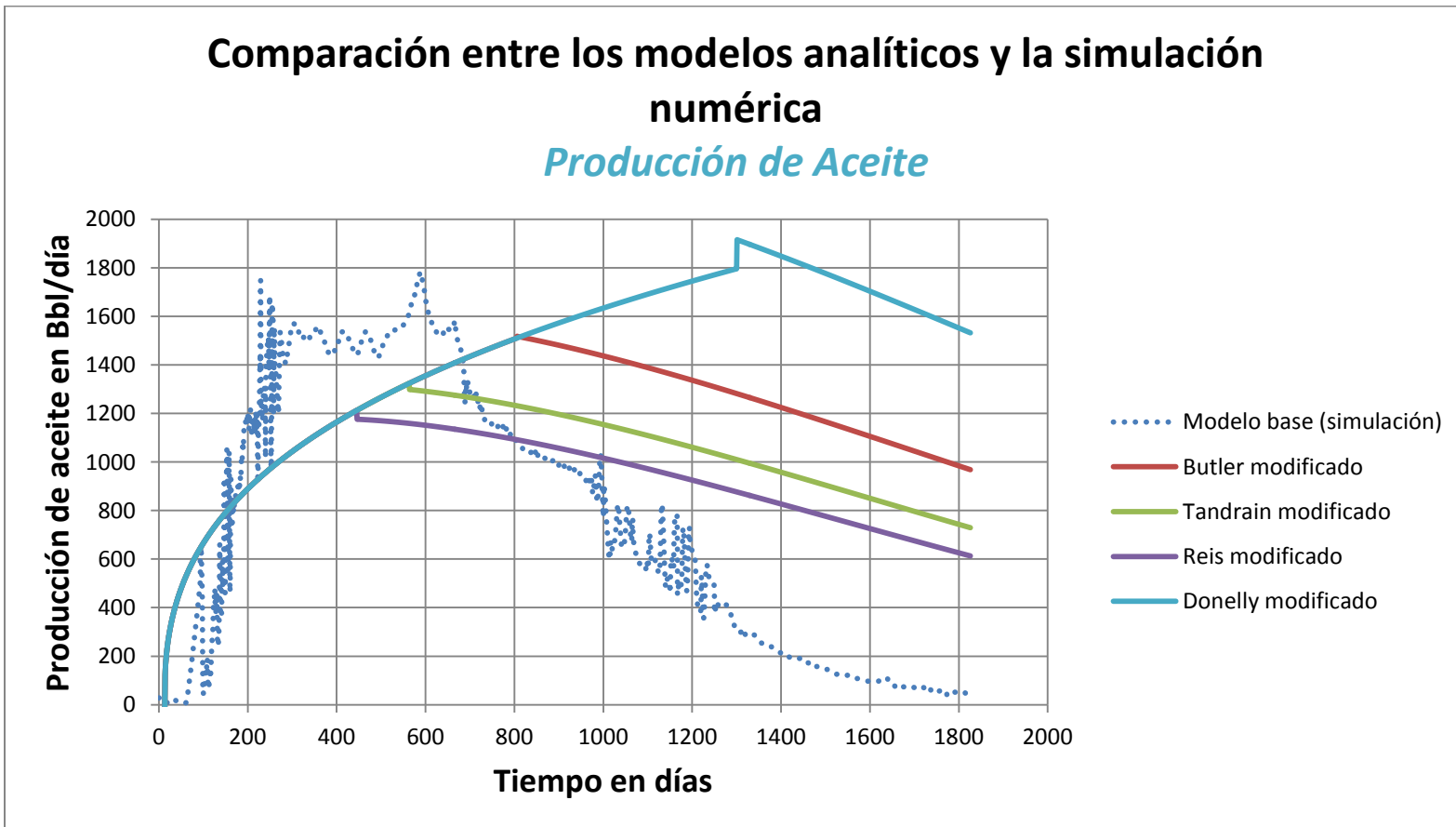


Figura 65. Comparación en la producción acumulada de aceite entre el modelo numérico y los modelos analíticos modificados.

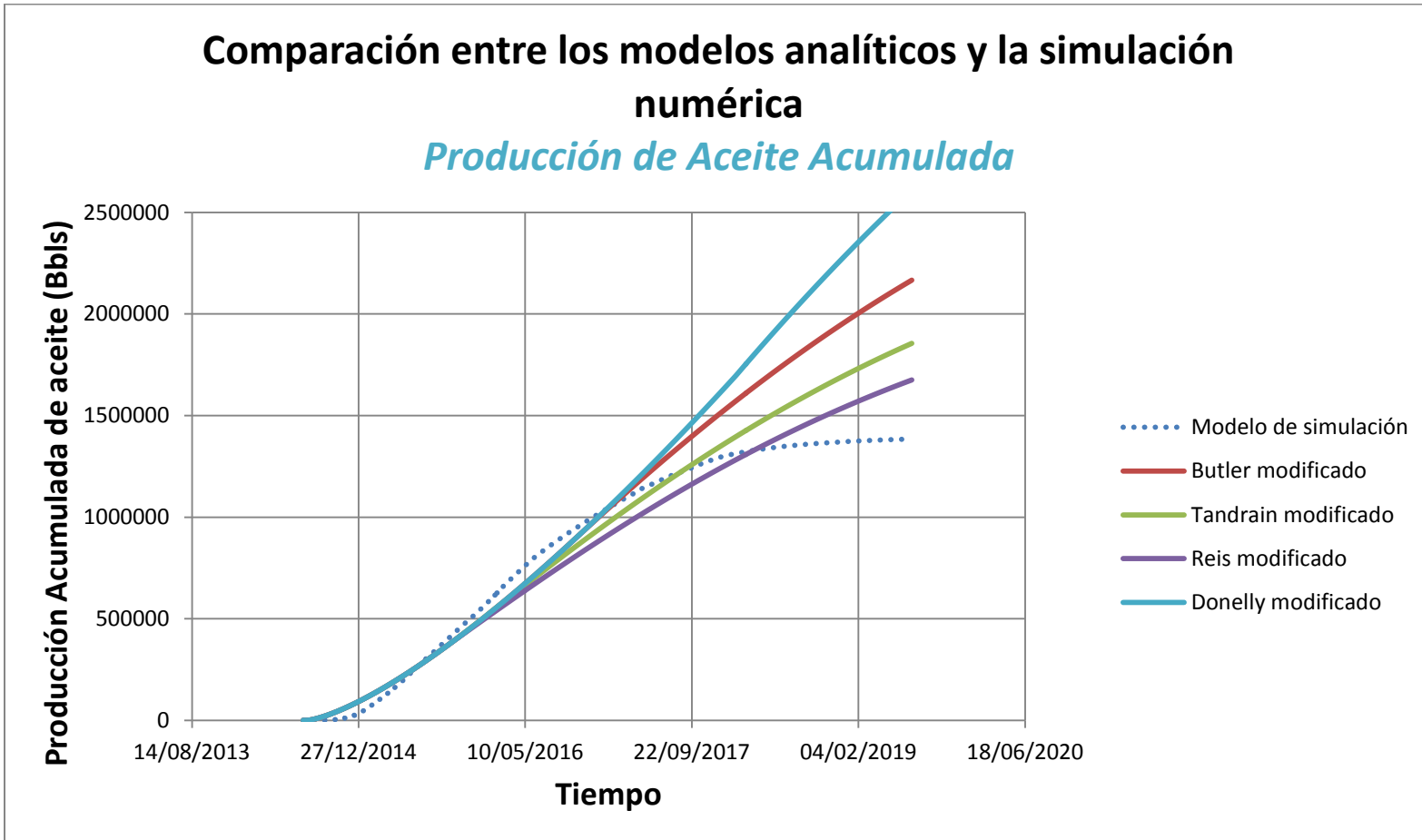
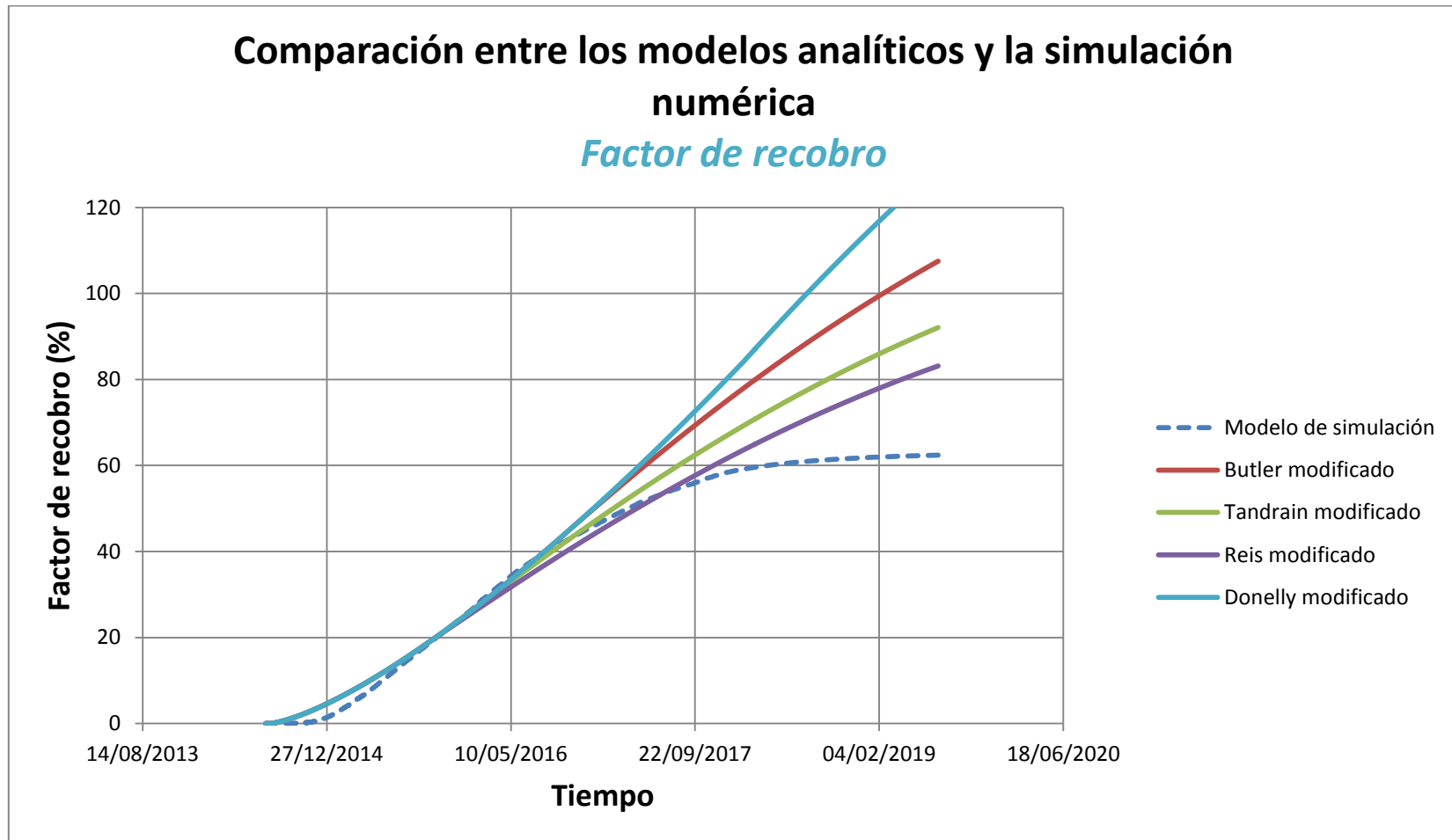


Figura 66. Comparación del factor de recobro entre el modelo numérico y los modelos analíticos modificados.



CONCLUSIONES

- Para la simulación de un proceso SAGD, el dimensionamiento del grid, el tamaño de los bloques y la relación entre las longitudes horizontales y la longitud vertical del modelo son parámetros esenciales para la buena caracterización del yacimiento, logrando predecir de mejor forma la distribución de la cámara de vapor en la arena.
- El tiempo de duración de la fase de inicialización incide sobre parámetros claves como la tasa de circulación del vapor y el diferencial de presión que debe existir entre los pozos pertenecientes al proceso. Definir el tiempo correcto de esta etapa ayuda a una distribución uniforme de la temperatura a lo largo de la sección horizontal del pozo y permite optimizar la inyección del vapor en la etapa de desarrollo.
- El modelo de Tandrain es el único modelo que, a partir de una corrección hecha por su autor, permite observar una declinación de la tasa de producción después de que la cámara de vapor se ha formado y ha tocado el tope de la formación. El problema radica en el comportamiento de la gráfica que este modelo predice, puesto que resulta ser diferente y poco cercano a la realidad, al reportar valores negativos en la producción a grandes períodos de tiempo.
- El modelo analítico de Donelly sobreestima en gran medida la tasa de producción y el factor de recobro, en comparación con los demás modelos, debido esencialmente a su consideración de geometría elíptica de la cámara de vapor, lo cual le da un valor de 3,08 a la constante. Cabe resaltar que este autor propuso su modelo analítico para un solo caso específico, lo que implica que la ecuación establecida no genere buenos resultados para yacimientos con características diferentes al que fue elegido como caso de estudio del autor.

- Aplicando la corrección propuesta por Tandrain a cada uno de los demás modelos analíticos, se generan errores teóricos de concepción y una baja representación del proceso para tiempos después de la etapa de crecimiento de la producción de aceite. Para esto, se propuso una solución numérica, al arreglo matemático concebido por Tandrain, para generar una caída en la producción más realista en la evaluación del proyecto. Sin embargo, los modelos analíticos con la corrección propuesta sobreestiman la caída en la tasa de drenaje de aceite, ya que la curva tiene como principal característica tener una declinación suave, lo que genera altos valores de caudal de crudo en tiempos finales del proyecto.

RECOMENDACIONES

- Modificar y/o plantear un nuevo modelo analítico para la evaluación de un proceso SAGD, que combine la etapa de crecimiento y la etapa de declinación de la producción.
- Mejora del *software* desarrollado, incluyendo opciones de visualización de resultados más detallados, y la inclusión del cálculo automático del factor de caracterización m .
- Mejorar el ajuste propuesto a los modelos analíticos para la predicción de la tasa de producción en la etapa de declinación.

BIBLIOGRAFIA

ANDRADE, E.N. da C. Nature, 125, 309 (1930).

BUTLER. Op. Cit. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. 1985

.

BUTLER, SAGD. Concept development, performance and future, jcpt 1994.

BUTLER, R. Thermal recovery of oil and bitumen, gravdrain inc., calgary, alberta, 1997.

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

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. Flexible Wellbore Model Coupled to Thermal Reservoir Simulator..PAPER 2009-308.

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

DONNELLY J.K. AND CHMILAR M.J. The commercial potential of steam assisted gravity drainage, society of petroleum engineers inc, 1995.

FAROUQ Ali, S.M. "Oil Recovery by Steam Injection," Producers Publishing Company, Inc., Bradford, Pennsylvania, (1970).

GÓMEZ, Gonzalo. Recuperación mejorada de hidrocarburos. Inyección cíclica y continua de vapor. Generalidades.

GRM, curso Métodos de Recobro para la extracción de crudos pesados, Bucaramanga 2010.

HIRASAKI GJ: "Wettability: Fundamentals and Surface Forces" SPE Formation Evaluation 6:217-226.

LLAGUNO P. E, A Reservoir Screening Methodology for SAGD application, PDVSA Intevep s.a, 2002

PM. COLLINS, The false lucre of low pressure SAGD, Petroleum Geomechanics.

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

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

REIS, L.C.: A Steam Assisted Gravity Drainage model for tar sands: linear geometry, Jcpt, vol 13, no. 10, 1992

TRIGOS BECERRA E.M. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado, tesis de maestría UIS, 2010.

ANEXO A. MANUAL DE USO SOFTWARE DESARROLLADO

EL *software* desarrollado es una herramienta útil y de fácil manejo para todo aquel que desee estudiar un proceso SAGD a partir de algunos modelos analíticos. Fue elaborado a partir de programación avanzada de las ecuaciones matemáticas propuestas por los autores de los diferentes modelos analíticos, con un método adicional para cada uno de estos, como una corrección. Los modelos que se incluyen son: Butler, Tandrain, Reis y Donnelly.

El *software* es compatible con cualquier sistema operativo. Para su inicialización solo debe abrirse el archivo con extensión .exe. Una vez abierto una pantalla de presentación se presenta con la denotación de *Entrada de datos* en la que textualmente se le indica al usuario los datos de entrada que son necesarios para el funcionamiento del mismo. Algunos de estos datos tienen la opción de ser calculados a partir de otros (proceso interno) o su digitación directa. Aquellos datos que tengan esta opción, mostrarán el mensaje “Sí no conoce este valor por favor digite cero “0” al colocar el cursor sobre el cuadro correspondiente. El usuario puede seguir la indicación y digitar cero y el *software* calculará los datos y los mostrará en su respectiva casilla.

Es importante que el usuario note que los datos de entrada deben introducirse en las unidades que se indican entre paréntesis (por ejemplo, permeabilidad (darcys)). De no ser así existirán errores en la estimación de las variables de interés.

Después de ingresar los datos y oprimir el botón *Calcular*, el *software* abrirá una nueva pestaña, con las opciones que tiene el usuario para visualizar resultados, así como los modelos disponibles para analizar el proceso.

Las variables de interés que el usuario podrá visualizar serán: tasa de producción diaria por pozo, tasa de producción acumulada y el factor de recobro, las cuales son típicas en procesos de este tipo. Adicional a esto, las curvas de la posición de la cámara de vapor para cada modelo.

Entrada de Datos

Ingreso de Datos

Permeabilidad (darcys)	<input type="text" value="4"/>
Coefficiente de Difusividad Térmica(m ² /d)	<input type="text" value="0.07"/>
Porosidad (fracción)	<input type="text" value="0.3"/>
Espesor de la formación (ft)	<input type="text" value="90"/>
Tiempo (días)	<input type="text" value="720"/>
Saturación de Aceite inicial (fraccion)	<input type="text" value="0.8"/>
Longitud Horizontal del Pozo (ft)	<input type="text" value="2500"/>
Area (Acres)	<input type="text" value="10"/>
Factor Volumétrico Bo (bbl/STB)	<input type="text" value="1.2"/>
Distancia de la Base al Pozo Inyector (ft)	<input type="text" value="30"/>

Datos de Viscosidad

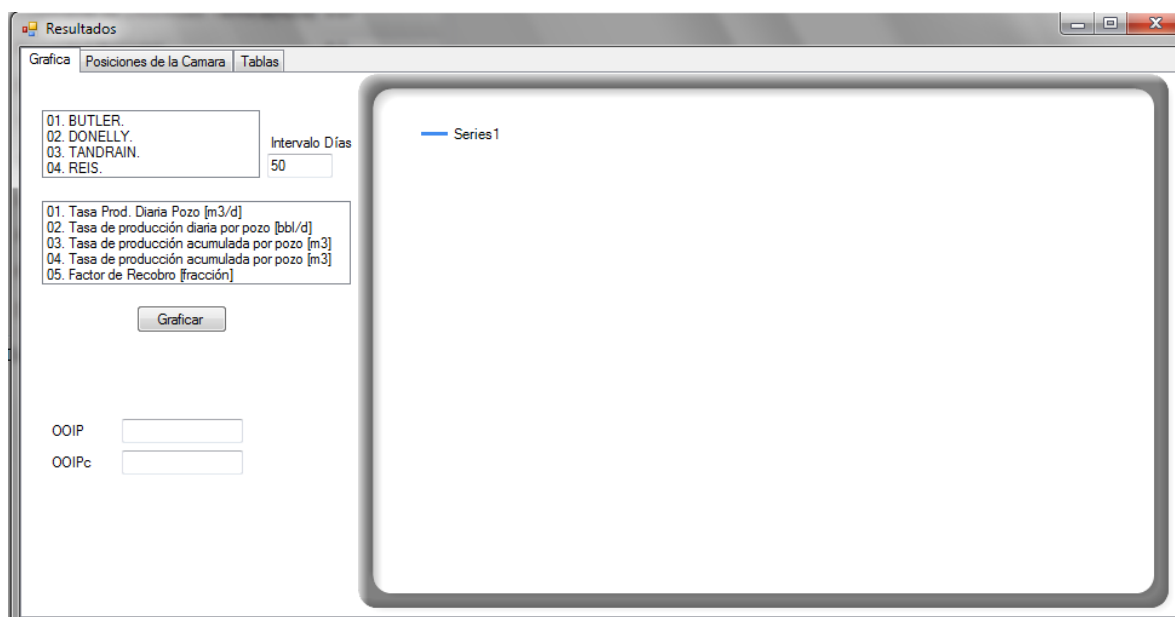
Presión de Inyección (psia)	<input type="text" value="650"/>
°Temperatura del Vapor (°F)	<input type="text" value="495"/>
°Temperatura de Yacimiento (°F)	<input type="text" value="55"/>
Gravedad API	<input type="text" value="11"/>
Viscosidad inicial de aceite a condiciones de yacimiento (cP)	<input type="text" value="48000"/>
Viscosidad dinamica 2 (cP)	<input type="text" value="294.804"/>
Temperatura de la viscosidad dinamica 2 (°F)	<input type="text" value="207.397"/>
Viscosidad @ °T vapor (cSt)	<input type="text" value="0.674"/>
Viscosidad @ °T Yacimiento (cSt)	<input type="text" value="0.612"/>

Viscosidad @ *T vapor (cSt)

Viscosidad @ *T Yacimiento (cSt)

Parámetro de Caracterización del Fluido

Si no conoce este valor por favor digite cero "0"



A continuación se presenta los pasos para el correcto uso de esta herramienta:

1. Introduzca los datos que se muestran en la pestaña "Entrada de datos" teniendo en cuenta las unidades que se especifican para cada propiedad entre paréntesis.

Ingreso de Datos

Permeabilidad (darcys)

Adicional a esto es importante mencionar, que los datos que se introduzcan en cada una de las casillas disponibles, debe hacerse en formato de número, sin ningún tipo de notación científica. Es decir, por ejemplo, Si la difusividad térmica es 0.07 (m²/d), esta debe introducirse tal cual, y no usando este formato: “7e-03”. Tampoco se pueden digitar en formato de fracción.

2. El *software* inicialmente le da dos opciones en cuanto a dos propiedades:

2.1. *Temperatura del vapor de inyección*: Este parámetro no es de obligatoria digitación en los datos de entrada. Pero para tenerlo en cuenta, a través de un cálculo interno, se necesitara la previa introducción de la presión de inyección. De ser así, al lado izquierdo de la casilla en blanco para esta propiedad, aparece un botón que dice *Calcular*. Oprima el botón sino conoce el valor de la temperatura de inyección, y continúe llenando los otros datos.

Datos de Viscosidad

Presión de Inyección (psia)

*Temperatura del Vapor (°F)

Datos de Viscosidad

Presión de Inyección (psia)

*Temperatura del Vapor (°F)

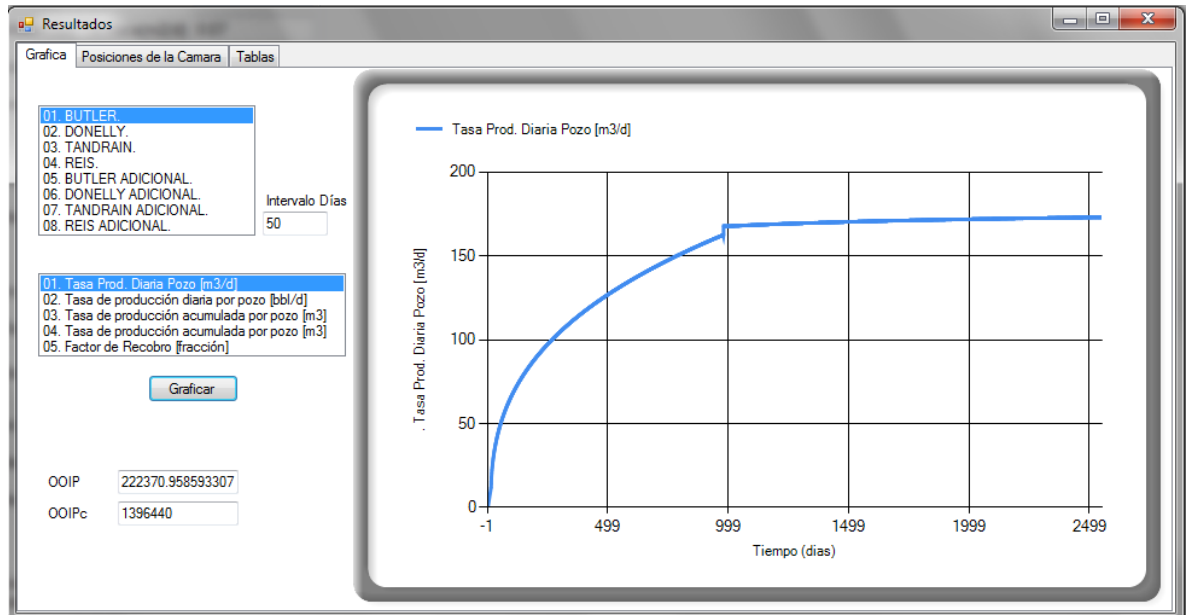
2.2. *Viscosidad cinemática del aceite a la temperatura del vapor*: Esta propiedad es la más importante dentro de los datos de entrada. Usualmente no es un valor disponible en la industria, por lo que la herramienta le permite al usuario estimarla usando una aplicación interna basada en el método de Andrade (ver bibliografía). Si no conoce el valor, entonces debe llenar en su totalidad la sección denominada *Cálculos de viscosidad*. De acuerdo a esto, el usuario deberá digitar la temperatura de yacimiento, viscosidad dinámica del aceite a condiciones de yacimiento, y un dato valido de viscosidad dinámica a su respectiva

temperatura. Esta viscosidad dinámica debe ser representativa del crudo a una temperatura alta (mayor a 900°F). Esto con el fin de que la correlación del Método de Andrade calcule la viscosidad cinemática a un valor cercano a lo que podría tenerse en mediciones de laboratorio. Adicional a esto, la gravedad API, y la temperatura de vapor deben haber sido introducidas (ver punto 2.1). De esta manera, si conoce la propiedad, puede digitar el valor en la casilla en blanco, o digitar cero, y luego dar click en el botón calcular en la parte baja de la pestaña “Entrada de datos”, y el valor será calculado inmediatamente.

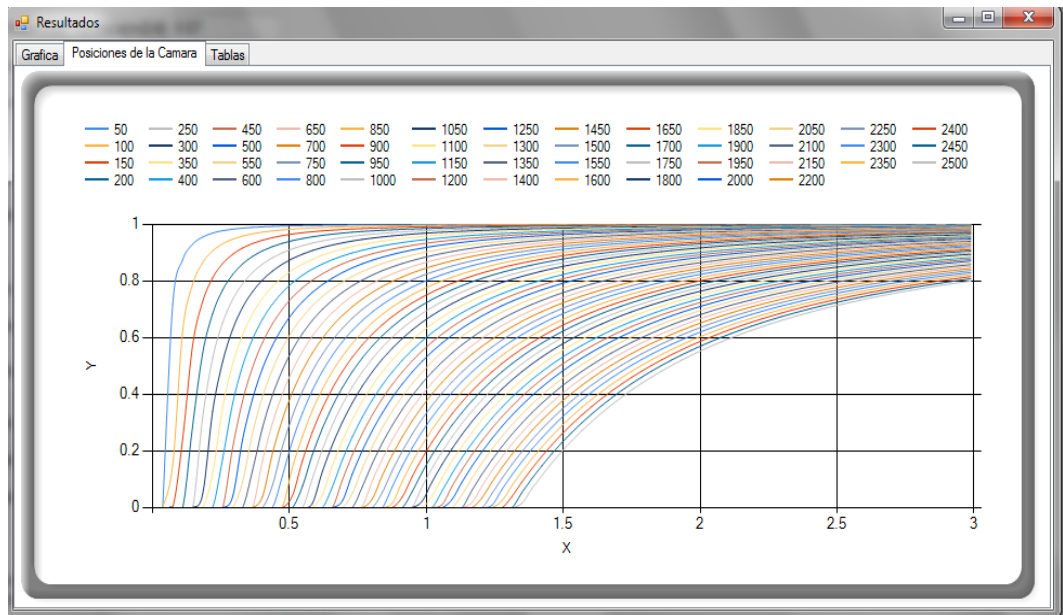
Datos de Viscosidad		Datos de Viscosidad	
Presión de Inyección (psia)	650	Presión de Inyección (psia)	650
*Temperatura del Vapor (°F)	Calcular 494.289	*Temperatura del Vapor (°F)	Calcular 494.289
*Temperatura de Yacimiento (°F)	55	*Temperatura de Yacimiento (°F)	55
Gravedad API	11	Gravedad API	11
Viscosidad inicial de aceite a condiciones de yacimiento (cP)	48000	Viscosidad inicial de aceite a condiciones de yacimiento (cP)	48000
Viscosidad dinamica 2 (cP)	0.1651	Viscosidad dinamica 2 (cP)	0.1651
Temperatura de la viscosidad dinamica 2 (°F)	1513	Temperatura de la viscosidad dinamica 2 (°F)	1513
Viscosidad @ *T vapor (cSt)	0	Viscosidad @ *T vapor (cSt)	23.413
Viscosidad @ *T Yacimiento (cSt)	48005.849	Viscosidad @ *T Yacimiento (cSt)	48005.849
Parámetro de Caracterización del Fluido	4	Parámetro de Caracterización del Fluido	4

3. El dato *parámetro de caracterización del fluido* debe introducirse entre el rango de 3-4 correspondiente a crudos extrapesados. Es importante seguir esta indicación, para que el *software* arroje resultados válidos.
4. Para observar los resultados, oprima calcular. (ultimo botón)
5. A continuación se presenta una nueva interfaz, con tres pestañas de opción. La primera *Graficas*, le permitirá visualizar las gráficas para cada una de las variables de interés antes mencionadas. A la izquierda se presenta las opciones de los modelos analíticos disponibles junto con las variables de interés. Seleccione la combinación que desea y luego oprima

Graficar. Las gráficas pueden ser guardadas o copiadas por el usuario, dando click derecho sobre la gráfica y escogiendo la opción que desee.



6. La opción *Intervalo de días* le permite estipular el rango de tiempo (en días) al que quiera visualizar los resultados de las curvas de la cámara de vapor (por ejemplo, un curva diaria, *Intervalo de días*=1, mensual=30, etc).
7. La segunda pestaña *Posición de la cámara*, le permite visualizar las curvas acorde al intervalo de tiempo previamente seleccionado (numeral 6). Que representan el crecimiento de la cámara de vapor con el tiempo. Es una curva de tipo adimensional, y la tendencia de las curvas dependerá del modelo escogido en el numeral 4. (Consideraciones de cada autor). Dando click derecho sobre la gráfica se podrá guardar o copiar.



8. Finalmente la pestaña *Tablas*, le permite ver la tabulación de todos los datos calculados para cada una de las variables de interés por día. Estos datos pueden ser copiados, seleccionándolos, y oprimiendo “Ctrl+C”.

Gráfica	Posiciones de la Camara	Tablas					
Tiempo (días)	Tasa Producción Diaria de la Camara (m ³ /d)	Tasa Producción Diaria de la Camara (bbl/d)	Tasa de producción diaria por pozo (m ³ /d)	Tasa de producción diaria por pozo (bbl/d)	Producción acumulada por pozo (m ³ /d)	Producción acumulada por pozo (bbl/d)	Factor de Recobro (fraccion)
53	0.098428844676...	0.618445171892...	50.01465684769...	314.25059547404	1502.735277295...	9441.941332676...	0.006757785669...
54	0.099350767139...	0.624237767532...	50.48311338409...	317.1939875674...	1553.218390679...	9759.135320243...	0.006984807730...
55	0.100259183425...	0.629945501559...	50.94470702519...	320.09425892232	1604.163097704...	10079.22957916...	0.007213905574...
56	0.101154582941...	0.635571449010...	51.39968645425...	322.9529720580...	1655.562784158...	10402.18255122...	0.007445049455...
57	0.102037426957...	0.641118508115...	51.84828605577...	325.7715996523...	1707.411070214...	10727.95415087...	0.007678210684...
58	0.102908150804...	0.646589414137...	52.29072703482	328.5515315740...	1759.701797249...	11056.50568245...	0.007913361566...
59	0.103767165862...	0.651986751849...	52.72721842615...	331.2940812243...	1812.429015675...	11387.79976367...	0.008150475345...
60	0.104614861356...	0.657312966811...	53.15795800621...	334.0004912660...	1865.586973681...	11721.80025494...	0.008389526157...
61	0.105451605978...	0.662570375585...	53.58313311902...	336.6719388137...	1919.170106800...	12058.47219375...	0.008630488976...
62	0.106277749366...	0.667761175002...	54.00292142590...	339.3095401435...	1973.173028226...	12397.781733898	0.008873339579...
63	0.107093623443...	0.672887450595...	54.41749158727...	341.9143549775...	2027.590519813...	12739.69608887...	0.009118054500...
64	0.107899543643...	0.677951184284...	54.82700388408...	344.4873903883...	2082.417523698...	13084.18347926...	0.009364610994...
65	0.108695810025...	0.682954261386...	55.231610785136	347.0296043632...	2137.649134483...	13431.21308362...	0.009612987001...
66	0.109482708293...	0.687898477040...	55.63145746603...	349.5419090653...	2193.280591949...	13780.75499269...	0.009863161115...
67	0.110260510736...	0.692785542079...	56.02668228472...	352.0251738210...	2249.307274233...	14132.78016651...	0.010115112550...
68	0.111029477084...	0.697617088433...	56.41741721793...	354.4802278626...	2305.724691451...	14487.26039437...	0.010368821178187
69	0.111789855300...	0.702334674086...	56.80378826238...	356.9078628489...	2362.528479714...	14844.16825722...	0.010624267191...