

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE IMPLEMENTAR UN
GENERADOR DE VAPOR EN FONDO APLICADO A UN YACIMIENTO DE
CRUDO PESADO.**

JEYSSON STEVEN BARBOSA HERNANDEZ

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

2013

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE IMPLEMENTAR UN
GENERADOR DE VAPOR EN FONDO APLICADO A UN YACIMIENTO DE
CRUDO PESADO.**

JEYSSON STEVEN BARBOSA HERNANDEZ

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO DE
PETRÓLEOS**

**Director
JORGE PALMA BUSTAMANTE
M. Sc. Ingeniero de Petróleos**

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

2013

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander por darme la oportunidad de pertenecer a esta gran institución, formando profesionales íntegros en la parte laboral, humana y preparada para afrontar los retos del mundo moderno.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS y todos sus profesores en especial al ingeniero Fernando Calvete, por su dedicación y sus invaluable enseñanzas y por todo su apoyo, a ustedes muchas gracias.

Al grupo de Recobro Mejorado de Ecopetrol S.A, en cabeza de los ingenieros Juan Carlos y Publio Alejandro, quienes me ayudaron incondicionalmente para la realización de este trabajo.

A todos los amigos de la Universidad (Samir, Nilson, Oriolson, Emilio, Fula, Juancho y Julián) y demás compañeros de estudio que permitieron que este sueño fuese realidad, a todos ustedes mi más sinceros agradecimientos.

Muchas Gracias a Todos, Dios los Bendiga.

Dedicatoria

A Dios, por darme la fuerza de salir adelante, en este duro y bonito proceso, tú eres mi guía y mi pastor, gracias por haberme dado la oportunidad de nacer en mi familia, gracias por haber tenido la oportunidad de estudiar tan grandiosa carrera, gracias señor por haberme mostrado el camino, y te pido que me ayudes a seguirlo.

*A Yesid, mi mentor, mi amigo, la persona que dio todo de sí, para mi bienestar, Padre no sé cómo agradecerle por todo lo que me has dado, mi dios nos va a dar la oportunidad de volvernos a encontrar, y en la reunión, nos reiremos y compartiremos todas nuestras experiencias. Y por último observaremos que si fuimos capaces de cambiar las estrellas. Porque si es verdad lo que dijimos en algún momento **“si tenemos capacidad”**. Diosito, mil y mil gracias por haber tenido la fortuna de tener a mi Padre, Yesid **“mi caudillo”**. Dios te bendice por tu buen corazón.*

A mis madres (Claudia, Prisila e Himelda), a quienes les doy gracias por haberme dado sus ejemplos, experiencias, comprensión y su amor incondicional. Me siento muy orgulloso de conocerlas y tenerlas a mi lado. Dios las bendice.

A mi abuelito Roque y mis tíos (Edwin, William, Wilson y Nidia), quienes han estado ahí a acompañando en mi proceso. Ustedes, son conocidos en mi vida como mis espejos, en verdad sus vidas son para mí, unos fabulosos libros, en los cuales puedo aprender muchas cosas. Gracias por su ayuda incondicional y su comprensión .Dios los bendice.

A mi Danielita y mi Susu, por ser las personas que me inspiran, quien me han dado su amor y una amistad incondicional, gracias por ser tan lindas y especiales conmigo, y la promesa está en mi corazón y mi mente, todos los días estamos trabajando por ella. Dios las bendice.

A mis amigos y familiares, quienes en los momentos de necesidad estuvieron ahí apoyándome y regalándome su amistad y su buena energía, gracias Samir por su grandiosa amistad, gracias Edgar y Sonia, por su colaboración para este trabajo, gracias Eduar por su buen corazón para con la familia, gracias Oriolson por su enseñanza, sin su ayuda no hubiera sido posible la realización de este proyecto. Dios los bendice.

Jeysson

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE VAPOR	20
1.1. INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR	20
1.1.1. Parámetros básicos de la inyección cíclica de vapor.	23
1.1.1.1. Parámetros de yacimiento:	23
1.1.1.2. Parámetros operacionales:	25
1.1.1.3. Factores que afectan la inyección cíclica de vapor.	25
1.2. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	27
1.2.1. Parámetros básicos de la inyección continua de vapor.	29
1.2.1.1. Parámetros de yacimiento:	29
1.2.1.2. Parámetros de operación:	31
1.2.2. Factores que afectan el proceso de inyección continua.	31
1.3. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PRESENTES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR.	33
1.4. GENERACIÓN DE VAPOR EN SUPERFICIE	35
1.5. GENERACIÓN DE VAPOR EN FONDO	38
1.5.1. Generadores de combustión.	39
1.5.1.1. Generadores de vapor en fondo por contacto directo:	39
1.5.1.2. Generadores de vapor en fondo por contacto indirecto:	41
1.5.2. Generador eléctrico de vapor en fondo.	42
1.5.3. Ventajas de la generación de vapor en fondo.	44
1.5.4. Desventajas de los generadores de vapor en fondo.	45
1.5.5. Equipos de superficie necesarios en la generación de vapor en fondo.	46
1.6. GENERALIDADES DEL CAMPO	47
1.6.1. Reseña histórica.	47
1.6.2. Aceite original en sitio (OOIP).	48
1.6.3. Localización del campo.	49
1.6.4. Geología estructural del yacimiento.	50

1.6.5. Geología estratigrafía.	51
1.6.5.1. Ambiente de depósito:	53
1.6.6. Distribución de producción.	53
1.6.7. Caracterización de fluidos del campo HT.	54
1.6.8. Sistema de levantamiento artificial.	54
1.6.9. Sistema de recolección de fluidos del campo HT	56
1.7. FACILIDADES DE SUPERFICIE.	56
2. DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR DE VAPOR EN FONDO APLICADO AL SECTOR DEL CAMPO HT	57
2.1. FUNDAMENTO TEÓRICO DEL GENERADOR DE VAPOR EN FONDO	59
2.2. SECCIONES DEL DHSG DE HYDROFLAME TECHNOLOGIES	60
2.2.1. Vórtice.	61
2.2.2. Quemador.	64
2.2.3. Zona de transferencia de calor.	66
2.3. FUNDAMENTOS BÁSICOS PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL DHSG	68
2.4. BALANCE DE MATERIA DEL DHSG	69
2.4.1. Balance molar del DHSG.	70
2.4.2. Balance volumétrico del DHSG.	73
2.5. EQUIPOS DE SUPERFICIE NECESARIOS PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR DEL DHSG	77
2.5.1. Sistema de compresión de aire.	78
2.5.2. Sistema de Compresión del gas natural.	78
2.5.3. Bomba de alimento de agua.	79
2.6. DISEÑO DE POZOS TÉRMICOS PARA LA APLICACIÓN DEL DHSG.	80
2.6.1 Completamiento del pozo inyector para el DHSG.	80
2.6.2. Completamiento térmico de un pozo productor.	83
2.7. VENTAJAS Y CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR DE VAPOR EN FONDO (DHSG)	85
2.8. APLICACIÓN DE CAMPO DEL DHSG	86

3. ANALISIS DE SENSIBILIZACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE PARAMETROS DE OPERACIÓN UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN DE VAPOR EN FONDO	89
3.1. SECTOR MODEL	89
3.1.1. Propiedades de la Roca.	90
3.1.2. Propiedades de los fluidos.	91
3.1.3. Interacción roca-fluido.	94
3.1.4. Modelo de inyección.	94
3.1.5. Piloto de inyección de vapor en fondo.	97
3.1.6. Producción primaria:	99
3.2. CASO BASE DE INYECCIÓN DE VAPOR EN FONDO	103
3.2.1. Variación de la tasa de inyección de vapor	105
3.2.2. Inyección selectiva de vapor:	113
3.2.3. Producción selectiva.	120
3.2.4. Variación de las tasas de inyección en tiempos de ruptura del vapor.	127
3.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN DEL CASO BASE DE INYECCIÓN DE VAPOR EN FONDO.	131
3.3.1. Análisis de sensibilidad de los parámetros de operación del DHSG.	131
3.3.2. Análisis de resultados.	134
3.4. OPTIMIZACIÓN DE LOS PARAMETROS OPERACIONALES DEL DHSG.	138
3.4.1. Resultados Obtenidos.	141
3.4.2. Mejor escenario.	145
4. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DE VAPOR EN FONDO PARA UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO COLOMBIANO.	151
4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	153
4.2. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	154
CONCLUSIONES	161
RECOMENDACIONES	163
BIBLIOGRAFÍA	164

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Etapas de la inyección cíclica de vapor	22
Figura 2. Inyección continua de vapor	28
Figura 3. Perdidas de calor en la generación de vapor en superficie	35
Figura 4. Secciones del generador de vapor en superficie	36
Figura 5. Generador de vapor estático	37
Figura 6. Generador de vapor portátil	37
Figura 7. Generación de vapor en fondo por contacto directo	40
Figura 8. Generación de vapor en fondo por contacto indirecto	42
Figura 9. Generación de vapor en fondo por DHSG eléctrico	43
Figura 10. Equipos de superficie necesarios en la generación de vapor en fondo	47
Figura 11. Localización del Campo HT	49
Figura 12. Mapa estructural del campo HT	51
Figura 13. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos	52
Figura 14. Registro tipo campo HT	53
Figura 15. Sistema de bombeo electro sumergible	55
Figura 16. Inyección de gases combustión	58
Figura 17. Generador de vapor en fondo	61
Figura 18. Hidrociclón	62
Figura 19. Hidrociclones en secuencia	63
Figura 20. Quemador	64
Figura 21. Quemador en forma vórtice	65
Figura 22. Zona de transferencia de calor	67
Figura 23. Equipos de superficie para el DHSG	77
Figura 24. Equipos en superficie para el DHSG	79
Figura 25. Completamiento térmico del pozo inyector	83
Figura 26. Completamiento térmico de un pozo productor	84
Figura 27. Mapa de ubicación del sector model	89
Figura 28. Viscosidad del aceite Vs Temperatura	92
Figura 29. Rs obtenido PVT sintético.	93

Figura 30. Factor volumétrico de formación de aceite	93
Figura 31. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite	94
Figura 32. Sector Model del campo HT	95
Figura 33. Patrón de inyección de 5 puntos invertido	97
Figura 34. Sector de análisis en STARS	99
Figura 35. Factor de recobro en producción primaria	100
Figura 36. Presión promedio en producción primaria	101
Figura 37. Caudal de aceite en producción primaria	102
Figura 38. Caudal de agua en producción primaria	102
Figura 40. Inyectividad en el yacimiento, debido a los diferentes Caudales de inyección de vapor en fondo.	106
Figura 41. Presión de inyección del DHSG para el sector del campo HT	107
Figura 42. Producción de aceite diaria por las diferentes tasas de inyección del DHSG.	108
Figura 43. Perfiles de temperatura, alcanzadas por la tasas de inyección de vapor del DHSG	109
Figura 44. Factor de recobro al cansado por las diferentes tasas de DHSG	110
Figura 45. Relación acumulada, aceite incremental- vapor inyectado (RAV) por las tasas de inyección de DHSG.	111
Figura 46. Corte de agua del sector, para las diferentes tasas de inyección del DHSG.	113
Figura 47. Factor de recobro en la variación de las capas a inyectar de la unidad productora B2.	114
Figura 48. Saturaciones de aceite de la formación B2 del campo HT, por la inyección selectiva de las capas.	115
Figura 49. RAV, en la variación de capas a inyectar	116
Figura 50. Saturación de aceite en el patrón de inyección de vapor en fondo, a lo largo del tiempo del proyecto	117
Figura 51. Inyectividad de las capas 17 y 18 de la formación B2 del campo HT	118
Figura 52. Corte de agua del sector, en la inyección selectiva para las capas de la unidad B2 del campo HT.	119
Figura 53. Producción selectiva "Layercom_13"	121
Figura 54. Factor de recobro producción selectiva	123
Figura 55. RAV para producción selectiva	124

Figura 56. Corte de agua del sector por la variación de los escenarios de la producción selectiva para el sector del campo HT.	125
Figura 57. Corte de agua de los pozos productores del patrón de inyección y del sector	127
Figura 58. Recuperación de aceite por una tasa de inyección constante para el sector frente a la variación de tasas después del tiempo de ruptura.	129
Figura 59. RAV de un escenario de tasa de inyección constante frente a un escenario de variación de tasas después del tiempo de ruptura para la DHSG	130
Figura 60. Diagrama tornado del factor de recobro	134
Figura 61. Diagrama tornado RAV acumulado	136
Figura 62. Gráfico de VPN obtenido en la optimización	141
Figura 63. Histograma de frecuencia	143
Figura 64. Factor de recobro obtenido en la optimización frente al caso base.	146
Figura 65. SOR obtenido en la optimización frente al caso base	147
Figura 65. SOR acumulado, en la optimización frente al caso base	148
Figura 66. Esquema de inyección de vapor	153
Figura 67. Reducción de la viscosidad del crudo en las tres unidades del campo HT.	157
Figura 68. Costo por MMBTU	159
Figura 69. Relación VPN vs I%	159

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Criterios de selección de la inyección cíclica de vapor (Screening)	22
Tabla 2. Parámetros del proceso de inyección cíclica de vapor	24
Tabla 3. Criterios de selección de la inyección continua de vapor	28
Tabla 4. Parámetros del proceso de inyección continua de vapor	29
Tabla 5. Especificaciones técnicas de generadores de vapor en superficie	38
Tabla 6. Estimación de OOIP históricos del Campo HT	48
Tabla 7. Corrientes de alimento DHSG a condiciones estándar	70
Tabla 8. Composiciones de las corrientes de entrada al DHSG	70
Tabla 9. Fracciones molares de los gases de entrada y salida del DHSG	73
Tabla 10. Tasa de inyección de vapor de DHSG.	75
Tabla 11. Fracciones volumétricas a la salida DHSG	76
Tabla 12. Sistema de compresión del DHSG	78
Tabla 13. Información de estados mecánicos del campo HT	85
Tabla 14. Propiedades de la roca	90
Tabla 15. Propiedades de la unidad productora B2	90
Tabla 16. Propiedades del fluido	91
Tabla 17. Pozos y sus completamientos iniciales	96
Tabla 18. Parámetros operacionales del caso base	104
Tabla 19. Tabla de resumen para la variación de capas a inyectar	120
Tabla 20. Producción selectiva (todos los escenarios)	122
Tabla 21. Tabla de resumen. Variación de los escenarios de producción selectiva	126
Tabla 22. Fechas en que se variaron las tasas de inyección de DHSG	129
Tabla 23. Parámetros operacionales del caso base	132
Tabla 24. Variación de parámetros operacionales	133
Tabla 25. Valores utilizados en la optimización	139
Tabla 26. Valores usados en el cálculo del VPN "Optimización"	140
Tabla 27. Parámetros de operación descartados en la optimización	142
Tabla 28. Parámetros de operación del mejor escenario	146

Tabla 29. Producción de aceite incremental, por la optimización de los parámetros operacionales DHSG, frente a la producción primaria	150
Tabla 30. Inversión inicial del proyecto	154
Tabla 31. Ingresos del proyecto	155
Tabla 32. Costos de operación del piloto de DHSG.	155
Tabla 33. Egresos del proyecto de inyección de vapor en fondo	157
Tabla 34. Flujo de caja para el proyecto	158
Tabla 35. Evaluación económica del proyecto	158

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE IMPLEMENTAR UN GENERADOR DE VAPOR EN FONDO APLICADO A UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO.*

AUTOR: JEYSSON STEVEN BARBOSA HERNANDEZ**

PALABRAS CLAVE: Generación de vapor en fondo, generación de vapor en superficie, generadores de vapor en fondo (DHSG), inyección continua de vapor, pérdidas de calor, simulación numérica de yacimientos, eficiencia térmica.

Descripción:

La generación de vapor en superficie presenta limitaciones técnicas; Una de ellas es la profundidad del yacimiento, como alternativa a este problema existe la generación de vapor en fondo. La cual genera el vapor de alta calidad en la cara de la formación, optimizando las pérdidas de calor, y así aprovechándose los beneficios de inyectar un vapor de alta calidad a un yacimiento de crudo pesado profundo.

Para el estudio de la factibilidad técnica de la implementación del generador de vapor en fondo, se evaluaron las características geológicas del yacimiento y los estados mecánicos de los pozos presentes en el campo HT, con el objetivo de observar si es posible el diseño, perforación y completamiento de pozos térmicos en el sector del campo, que cumplan con los requisitos de instalación del generador de vapor en fondo.

Seguido a esto se evaluaron las características operacionales del generador (Parámetros operacionales) mediante la simulación numérica a un sector model del campo HT, donde el caso base para la inyección de vapor en fondo, es una inyección continua, la cual presenta el mejor escenario para la recuperación de crudo incremental en el sector. Por medio de la herramienta software de CMOST de CMG, se realiza un análisis de sensibilidad y optimización a los parámetros operacionales alcanzados por la herramienta, implementados en el caso base de simulación numérica, permitiendo establecer el mejor escenario de inyección de vapor en fondo para el sector del campo, y así realizarle su respectiva evaluación financiera.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Jorge Palma Bustamante.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL FEASIBILITY OF IMPLEMENTING A DOWNHOLE STEAM GENERATOR IN A HEAVY OIL RESERVOIR*¹.

AUTHOR: JEYSSON STEVEN BARBOSA HERNANDEZ**

KEYWORDS: Surface steam generation, Downhole steam generation (DHS), Steam flooding, heat losses, Reservoir simulation, thermal efficiency.

ABSTRACT

Surface Steam generation presents technical limitations, one of which is the depth of the reservoir, as an alternative to this problem exists in the down hole steam generation. Which generates high quality steam in the borehole, optimizing heat loss, thus exploiting the benefits of injecting a high quality steam to a deep heavy oil reservoir.

To study of the technical feasibility of the implementing a down hole steam generator. Geological features of the reservoir and wells' mechanical status were evaluated, in order to determine if it is possible the design, drilling and completion of thermal wells in a field sector that fulfill the installation requirements of the down hole steam generator

Afterward to this study, the operational characteristics of the generator were evaluated (operational parameters) by numerical simulation of a sector model of the HT field, where the base case for down hole steam generation, This case is a steam flooding, which presents the best scenario for enhancing oil recovery in the sector. Through the software CMOST a CMG's tool, a sensitivity analysis and optimization of the operational parameters of the tool (down hole steam generator) were performed, those parameters were implemented in the base case of the numerical simulation, allowing to establish the best scenario of down hole steam generation for a sector of the field then their respective financial evaluation were performed.

*Degree work

**Physiochemical Engineering Faculty, Petroleum School. Universidad Industrial de Santander, Jorge Mario Palma Bustamante.

INTRODUCCIÓN

A medida que disminuyen las reservas de crudos livianos y medianos, los depósitos de crudos pesados cobran importancia, y las compañías petroleras inevitablemente comienzan a considerar los costos y la logística para desarrollar estos campos. Los países andinos poseen una porción muy importante de los yacimientos mundiales de crudo pesado. Y estos ya se explotan exitosamente en la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela, y Colombia que particularmente viene promocionando activamente la oportunidad de hacerlo. Los procesos aplicados a esta clase de yacimientos son los llamados Métodos de Recobro (EOR, por sus siglas en inglés).

Los métodos de recobro mejorado son técnicas aplicadas a yacimientos de crudo pesado; a éstos se le debe suministrar energía para recuperar sus reservas remanentes, la cual es una situación común en la actualidad; los grandes yacimientos de crudo pesado son buenos candidatos para la aplicación de métodos térmicos como lo son la inyección de agua caliente, vapor y combustión insitu. De los anteriores procesos, la inyección de vapor es el método más utilizado a nivel mundial para la recuperación de crudo pesado, dando como resultado un aumento en el factor de recobro en un 50% en promedio. El principal objetivo de inyectar vapor a las formaciones productoras es reducir la viscosidad del crudo generándose un aumento en su movilidad y por ende una más fácil extracción.

Existen dos maneras de realizar la inyección de vapor a los yacimientos, como es la inyección continua de vapor, la inyección cíclica de vapor o la combinación de estas dos técnicas tomando la inyección cíclica como estimulación, para mejorar la inyectividad de los pozos inyectoras, seguido de una inyección continua que permite al vapor llegar a zonas más alejadas de los pozos inyectoras. A nivel mundial se ha inyectado vapor a yacimientos someros que manejan profundidades

menores a los 3000 pies, obteniéndose buenos resultados en la recuperación de crudo, pero a profundidades mayores a los 3000 pies, la transferencia de calor del vapor hacia el entorno (pérdidas de calor en la tubería, revestimiento, y formaciones supra yacentes e infra yacentes) aumentan considerablemente, lo que genera una condensación del vapor antes de llegar a la zona de interés. Por tal motivo la profundidad del yacimiento es una de las limitaciones más importantes a tener en cuenta en la generación de vapor en superficie.

Para evitar las pérdidas de calor en la inyección de vapor para yacimientos profundos se cuenta con una alternativa de generación de vapor en fondo (Downhole Steam Generator “DHSG”), esta es una tecnología que ya ha sido aplicada de manera exitosa en campos de Canadá y Estados Unidos²

La generación de vapor en fondo es una tecnología emergente que soluciona los problemas de transferencia de calor del vapor hacia el entorno. Consiste en inyectar agua caliente al fondo del yacimiento, un generador de vapor se ubica en el fondo de la formación y convierte el agua en vapor saturado, consiguiendo así, una alta eficiencia térmica del vapor, la cual es aprovechada para calentar el crudo del yacimiento. Además de optimizar la eficiencia térmica del vapor, los gases de combustión son inyectados al yacimiento, haciendo a este método más amistoso con el medio ambiente a causa de la disminución de las emisiones del dióxido de carbono.

A lo largo de este proyecto se estudiara la factibilidad técnica y financiera de la aplicación de un generador de vapor en fondo a un campo real de crudo pesado colombiano, al cual por motivos de confidencialidad durante el desarrollo de este libro llamaremos “Campo HT”. Dentro de la factibilidad técnica se evaluarán factores como: El completamiento de los pozos productores e inyectores

²ESON, R.; SCHRIRMER R. A Direct – Fired Downhole Steam Generator From Desing to Field Test. SPE 10705, 1985.

favorables para la aplicación del DHSG, detalles técnicos de la herramienta, entre otros aspectos. Después de la descripción de la herramienta de Hydroflame Technologies, Se escogerá un caso base de simulación numérica del yacimiento, el cual tendrá definido el mejor método de recuperación térmica por la inyección de vapor en fondo, a partir de este caso base se tendrá como propósito predecir la producción incremental del sector del campo de crudo pesado. Posteriormente, se realizará un análisis de sensibilidad a los parámetros operacionales implementados, junto con la optimización de los mismos.

La factibilidad financiera del proyecto, parte del estudio técnico favorable de la aplicación del generador de vapor en fondo. Iniciando con el análisis de la inversión inicial para el desarrollo del proyecto, teniendo en cuenta los ingresos en base en la producción incremental y los egresos para la operación del mismo, para hacer un adecuado flujo de caja para la vida útil del proyecto, con lo cual se puede aplicar los métodos de evaluación económica.

1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE VAPOR

La inyección de vapor es la tecnología de recobro que mayor éxito ha tenido en el mundo para la recuperación de crudos pesados. El proceso consiste en inyectar vapor saturado con el objetivo de aumentar la temperatura del yacimiento, el cual está conformado por un fluido muy viscoso que difícilmente se mueve. Al subir la temperatura de la formación con el vapor, se baja la viscosidad y éste se torna más fluido, lo que permite su fácil desplazamiento hacia la superficie.

La inyección de vapor para una formación productora, se puede realizar desde la superficie y en fondo en donde se pueden aplicar las técnicas de inyección cíclica de vapor o inyección continua de vapor.

1.1. INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor fue descubierta en 1957, cuando Shell Oil Company de Venezuela, realizaba pruebas con pilotos de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande. Un problema de sobrecarga en el pozo inyector, causo la suspensión de las operaciones por problemas mecánicos; al abrir el pozo nuevamente, se observó un aumento en la producción de aceite de 10 a 100 BPD con un bajo corte de agua³.

La inyección cíclica de vapor o también conocida como “Huff and Puff”. Es una técnica que involucra tres etapas. La Primera (“Huff”), inyección de un alto volumen de vapor dentro del pozo por un corto tiempo (días a semanas); habitualmente el vapor es inyectado a través de un pozo vertical y a una presión por debajo de la presión de fractura del yacimiento. Segunda (“Soak”-remojo),

³ TREBOLLE, R, L. CHALOP, J. P. AND COLMENARES, R.: “The Orinoco Heavy oil Belt Pilots and Development Strategy”, papers SPE 25798.p 2.

el pozo es cerrado un tiempo (días) durante el cual el vapor transfiere calor latente a los fluidos del yacimiento y la roca, creando una zona calentada a través de la cual se reduce la viscosidad del petróleo permitiendo que este pueda fluir hacia el pozo. Finalmente, viene la fase de producción ("Puff") en la cual el vapor condensado y los fluidos calientes del yacimiento son producidos a través del mismo pozo.

Cuando la tasa de producción es similar a la tasa que se tenía antes de iniciar el ciclo de inyección, se considera que el yacimiento se ha enfriado, y de nuevo el proceso es repetido tantas veces hasta que deje de ser rentable (número de ciclos).

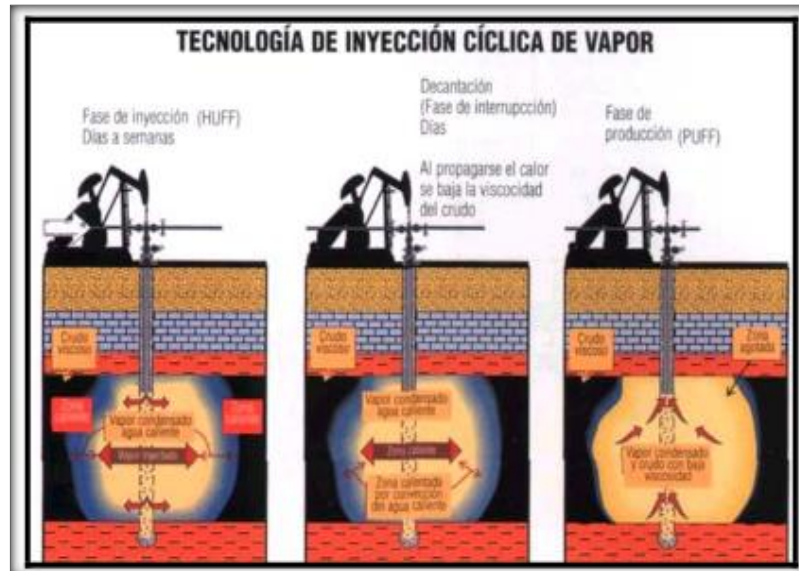
Aunque la estimulación con vapor puede originar altas tasas de petróleo, los recobros son usualmente menores de un 20 %, siendo ésta la mayor desventaja de esta técnica. La figura 1, ilustra las etapas de una inyección cíclica de vapor y la tabla 1 muestra los criterios de selección de este método térmico.

El proceso de inyección de vapor Cíclico es práctico y económicamente competitivo con otros métodos térmicos, por ello presenta varias ventajas con los demás métodos de recuperación térmica como por ejemplo:

- Es recomendado para yacimientos de crudo pesado ya que provee fuerza de movilidad y al transferir calor al yacimiento reduce las fuerzas viscosas facilitando el flujo del crudo hacia los pozos productores.
- Remueve los depósitos orgánicos de la formación o a lo largo de la tubería de producción, dichos depósitos suelen restringir el flujo de crudo hacia los pozos productores, causando una mejor recuperación de aceite para la formación.

- El calentamiento de la formación genera un aumento en la cantidad de gas libre del yacimiento.
- Se produce una gran disminución en la viscosidad del aceite debido a las altas temperaturas que alcanza el yacimiento tras la inyección del vapor.

Figura 1. Etapas de la inyección cíclica de vapor



Fuente: ECOPETROL S.A, Carta petrolera. Noviembre del 2000. P.15

Tabla 1. Criterios de selección de la inyección cíclica de vapor (Screening)

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	< 15
Viscosidad del crudo, cP	> 300
Profundidad, pies	< 3000
Espesor neto, pies	> 30
Presión del yacimiento, psi	< 1500
Porosidad, fracción	> 0,3
Permeabilidad, md	1000-2000
Saturación de aceite residual	>0,6

Fuente: ALI, S.M. Farouq. Practical Heavy Oil Recovery. HOR H, 2006.

1.1.1. Parámetros básicos de la inyección cíclica de vapor. Los parámetros básicos de la inyección cíclica de vapor son tenidos en cuenta dentro del diseño del proceso y se clasifican en dos grandes grupos: parámetros de yacimiento y parámetros operacionales, estos permiten realizar chequeos en un plano general y hacen parte fundamental del éxito técnico y económico del proyecto (Tabla 2).

1.1.1.1. Parámetros de yacimiento: Como en todo proceso de recuperación, existen propiedades de formación en las cuales es apropiado aplicar la técnica de estimulación cíclica de vapor, de la presencia del mejor escenario dependerá el éxito y efectividad de este método.

- **Espesor de la formación:** El espesor de la formación es un parámetro importante en los proceso de recuperación térmica como la inyección cíclica de vapor, ya que dependiendo del longitud de la arena estimulada se producirán valores altos o bajos en las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.
- **Presión del yacimiento:** Este parámetro, juega un papel muy importante en la recuperación de hidrocarburos mediante la inyección de vapor; justo antes de que el pozo es puesto en producción, la arena calentada por el vapor contiene aceite y agua altamente móviles, lo cual hace que cuando comience la producción y la presión en la cara de la formación disminuya, existan fuerzas de empuje que ayuden a la expulsión del aceite y otros fluido incluyendo el vapor condensado.
- **Daño a la formación:** La existencia de Skin en el pozo, tiene un efecto significativo en la respuesta a la producción cuando se efectúa una estimulación, si hay presencia de daño, la cara de la arena se tapona impidiendo el flujo del aceite, causando una disminución en la producción; en la mayoría de los casos, cuando el daño existente es alto (40-60) y puede ser removido se tiene un aumento en la cantidad de aceite producido por unidad

de volumen de vapor inyectado, ya que se mejora las condiciones de flujo en la cara de la formación.

- **Profundidad de la formación:** Este parámetro limita considerablemente la aplicación de procesos de recuperación con vapor, pues a mayor profundidad se generan mayores pérdidas de calor y se pueden presentar fallas mecánicas en el casing a grandes profundidades⁴.

Cuando la formación es muy profunda, en su recorrido desde superficie parte del vapor inyectado se condensa, repercutiendo en una disminución de la calidad del vapor en la cara del pozo y por ende en una menor eficiencia del proceso; si se realizan procesos de inyección de vapor a profundidades mayores a 3000 pies se corre el riesgo de que el vapor se condense en su totalidad y se termine inyectando tan solo agua caliente.

Tabla 2. Parámetros del proceso de inyección cíclica de vapor

Parámetros	Factores
Parámetros de yacimiento	Profundidad de la formación
	Presión de yacimiento
	Daño de la formación
	Viscosidad del crudo
	Relación arena-arcilla
	Espesor de la arena productora
	Saturación de aceite
Parámetros operacionales	Tasa de inyección
	Presión de inyección
	Calidad del vapor
	Temperatura del vapor
	Cantidad de energía inyectada BTU/hr

Fuente: Autor

⁴DIETZ, D: "Review of Thermal Recovery Methods". SPE-AIME 5584. 1975. p 6.

1.1.1.2. Parámetros operacionales: Durante la recuperación con vapor, la selección de los parámetros operacionales juega un papel importante en el desarrollo y éxito del proceso.

- **Tasa de inyección del vapor (BPD):** Generalmente en los procesos de inyección cíclica de vapor, es recomendable emplear altas tasas de inyección para minimizar las pérdidas de calor hacia las formaciones es adyacentes. El cálculo de la tasa de inyección depende principalmente de factores como: viscosidad del fluido al inicio del proceso, capacidad de los equipos de generación de vapor disponibles, condiciones de presión y temperatura del yacimiento y espesor de la arena estimulada. Un estimativo para determinar la tasa de inyección en la inyección cíclica es inyectar alrededor de 30 MMBTU/pie de formación. Cuando se trabaja con tasas de inyección altas se logra maximizar el radio de calentamiento para mejorar el efecto de la estimulación y que el periodo de cierre en la etapa de remojo sea menor para no perder producción.
- **Presión de inyección de vapor (PSI):** La presión de inyección está relacionada directamente con la tasa de inyección; es importante considerar, que para el proceso de estimulación lo ideal es trabajar con tasas de inyección altas lo cual implica una presión de inyección de igual magnitud; sin embargo, si la presión a la cual se inyecta el vapor es mayor que la presión de fractura del yacimiento, se puede dañar la formación generando pérdidas de calor y una disminución considerable en el factor de recobro. En la recuperación de crudo pesado se utilizan generalmente presiones de inyección moderadas, con el fin evitar fracturas en la formación y efectos de sobrepresionamiento que ocasionen baja inyectividades.

1.1.1.3. Factores que afectan la inyección cíclica de vapor. Para determinar los factores que afectan el proceso de inyección cíclica de vapor es importante tener presente el comportamiento de la relación aceite incremental vapor inyectado (RAV, bb_{oil}/bb_{agua}) frente a cada uno de estos parámetros.

El RAV, es la variable más importante en los procesos de recuperación térmica, porque está relacionada con el análisis económico de la operación⁵. La relación aceite-vapor (RAV) indica cuantos barriles de vapor expresados en barriles equivalentes de agua fría (CWE, Cold Water Equivalent) deben ser inyectados para recuperar un barril de crudo en superficie y puede expresarse de forma instantánea o acumulativa, siendo uno de los aspectos más importantes para considerar cuando la aplicación de la técnica de estimulación alcanza el límite económico (punto en el que el costo neto de generación de vapor es igual a la ganancia neta).

La relación SOR se define como el número de barriles de vapor en términos de agua fría equivalente (CWE, Cold Water Equivalent), requeridos para producir un barril de petróleo, se caracteriza por ser recíproca, por eso también se suele utilizar comúnmente la relación petróleo vapor, OSR (Oil Steam Ratio). Este parámetro es muy importante porque ayuda a determinar en gran parte la viabilidad del proyecto de inyección, debido a que relaciona los costos de la generación de vapor ya sea en superficie o en fondo.

El número de ciclos o estimulación establece la duración de los periodos de inyección, remojo y producción el siguiente paso, es hacer un estudio acerca del número de ciclos de estimulación que deben ser aplicados en el yacimiento, teniendo en cuenta el calentamiento de la formación, la reducción en la viscosidad del aceite y la relación aceite-vapor (RAV). En caso de requerir un proceso de inyección continua de vapor posterior a la estimulación, es importante establecer el número de ciclos de estimulación que son técnica y económicamente viables de implementar antes de llevarla cabo dicho proyecto.

⁵BOBERG, T. C.: "Thermal Methods of Oil Recovery". AN EXXON MONOGRAPH, John Wiley & Sons, Inc., 1988.p.69.

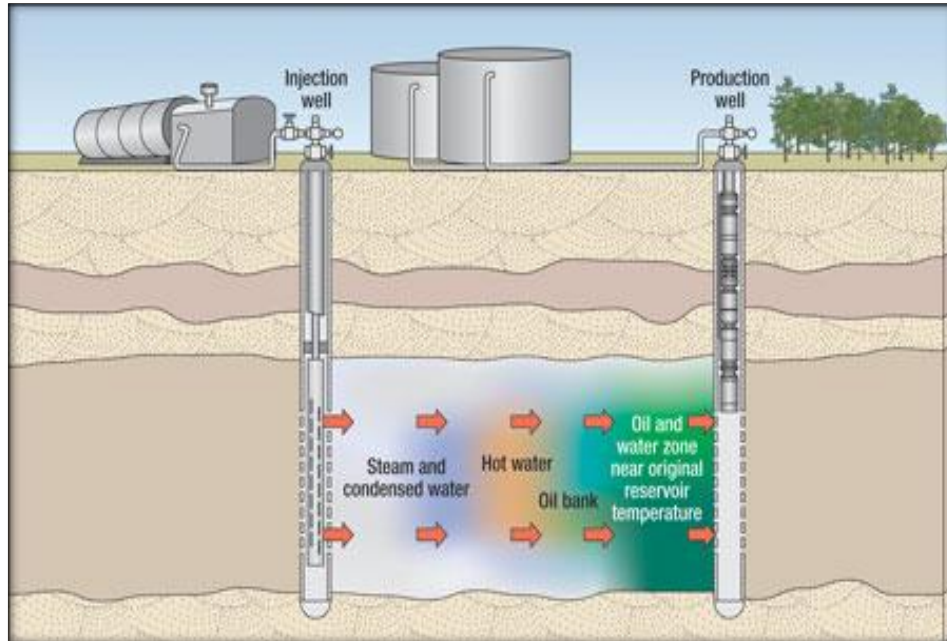
1.2. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Este método térmico consiste en inyectar continuamente vapor saturado al yacimiento, con el propósito de producir el crudo por un pozo productor a diferencia de la inyección cíclica de vapor, (Donde se inyecta vapor por un pozo y se produce por el mismo), en la inyección continua de vapor se usan pozos diferentes para inyectar y producir, véase la figura 2. El calor del vapor inyectado reduce la viscosidad del petróleo a medida que el fluido inyectado lo empuja del inyector hacia el productor.

Los inyectores y productores pueden ser verticales u horizontales, su ubicación y los programas de inyección dependen de las propiedades del fluido y del yacimiento, que se muestran en la tabla 3 (criterios de selección). Es un método de recuperación que permite obtener factores de recobro en el orden del 40 a 50%.

Cuando el vapor llega a la zona cañoneada del pozo inyector se eleva por diferencia de densidad con respecto a los otros fluidos "in situ", hasta que alcanza una barrera impermeable, luego se distribuye lateralmente hacia los pozos productores hasta que irrumpe en los mismos. Después, el volumen de vapor se desplaza hacia abajo a medida que el petróleo es producido por drenaje gravitacional como se puede apreciar en la figura 2. Normalmente, las heterogeneidades del yacimiento y problemas asociados al pozo causan que el vapor viaje a lo largo de trayectorias desconocidas, saliéndose del modelo ideal.

Figura 2. Inyección continua de vapor



Fuente: <http://petrolerosdebarina.blogspot.com>

Tabla 3. Criterios de selección de la inyección continua de vapor

PARÁMETRO	IDEAL	ACEPTABLE
PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO		
Tipo de Roca	Arenisca	Caliza
Espesor Neto	30 – 150 pies	> 10 pies
Profundidad	400 – 3000 pies	200 – 5000 pies
Presión	< 2000 psi	< 2000 psi
Permeabilidad	> 300 Md	> 100 Md
Anisotropía	No	Si
Capa de Gas	No	Mínima
Acuífero	No	Si

Fuente: PALMA, J. "Inyección continua de vapor". Métodos de recobro mejorado. 2012.

1.2.1. Parámetros básicos de la inyección continua de vapor. En el diseño de una inyección continua de vapor, es importante tener presente algunos parámetros de yacimiento y operación, para garantizar el buen desempeño del proceso. Con ello se busca dar mejores condiciones de funcionamiento, evitar posibles inconvenientes en el desarrollo del proyecto y prevenir posibles desventajas económicas.

Al igual que en el proceso de inyección cíclica de vapor y en general a la mayoría de los procesos de recobro, los aspectos básicos que deben ser considerados se clasifican en: parámetros de yacimiento y parámetros operacionales.

Tabla 4. Parámetros del proceso de inyección continua de vapor

Parámetros	Factores
Parámetros de yacimiento	Profundidad de la formación
	Presión de yacimiento
	Viscosidad del crudo
	Intercalaciones de Arcillas
	Espesor de la arena productora
Parámetros operacionales	Tasa de inyección
	Presión de inyección
	Calidad del vapor
	Temperatura del vapor
	Cantidad de energía inyectada BTU/hr
	Tipo de completamiento del pozo

Fuente: Autor

1.2.1.1. Parámetros de yacimiento: En el desarrollo de la inyección continua se necesitan algunas propiedades de yacimiento “ideales”, para que el campo pueda ser producido en una forma adecuada por un método de recuperación con vapor como la inyección continua, dentro de estas propiedades se encuentran:

- **Presión del yacimiento:** Es un factor muy influyente en los resultados de la cantidad de aceite recobrado en la inyección continua. Para yacimientos con presiones elevadas, se requiere que la inyección de vapor se realice a una presión alta; sin embargo, este fenómeno irá acompañado de la posibilidad de fracturar la formación si la presión de inyección sobrepasa la presión de fractura y de algunas desventajas en las altas temperaturas de vapor manejadas.
- **Espesor de la formación:** Es el principal factor del cual dependen las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes y el calentamiento efectivo de los fluidos del yacimiento. El espesor de la formación debe ser grande de 50 a 100 pies, pues así se reduce el área de contacto del vapor con los estratos superiores e inferiores y se disminuye la cantidad de calor disperso; recíprocamente, cuando el espesor de la formación productora es grande, el proyecto es muy económico debido a que se maneja valores altos en la relación aceite vapor (RAV) es decir, para una misma cantidad de vapor inyectado, se obtiene mayor producción de aceite en un yacimiento con espesor grande que en un yacimiento de formación delgada.
- **Profundidad de la formación:** La profundidad a la que se encuentre el yacimiento es otro de los parámetros decisivos en la aplicación de un proyecto de inyección continua de vapor, debido a que a profundidades mayores de 3000 pies, el vapor no puede ser inyectado teniendo un buen nivel de eficiencia del calentamiento; esto se presenta porque a profundidades mayores a las mencionadas, la calidad del vapor en la cara de la formación es realmente baja, ya que este tiene que recorrer una mayor distancia antes de entrar en la zona de interés y al llegar a la arena productora parte del vapor inyectado se ha condensado y en algunos casos puede haberse convertido en agua caliente.
- **Viscosidad del aceite:** A medida que el vapor entra en la formación productora, la transferencia de calor reduce la viscosidad del aceite, permitiendo que este aumente su movilidad y pueda fluir fácilmente hacia el

pozo productor, donde la reducción en la viscosidad del aceite depende principalmente de la viscosidad original del crudo, es decir la viscosidad del fluido al inicio del proceso; en cuanto más grande sea esta viscosidad mayor va a ser la reducción por efectos del calentamiento.

1.2.1.2. Parámetros de operación: Son aquellos parámetros que pueden ser modificados o manipulados durante la aplicación de los diferentes procesos. Algunos de los parámetros de operación que tienen gran importancia en el proceso de la inyección continua de vapor son: tasa y presión de inyección, calidad del vapor y espaciamiento entre pozos.

- **Tasa de inyección del vapor (BPD):** En la inyección continua, se utilizan tasas de inyección relativamente altas al inicio del desplazamiento, lo cual lleva a una comunicación térmica temprana entre los pozos productores e inyectores, es decir, a una rápida irrupción del vapor en el pozo productor después de determinado tiempo de inyección; sin embargo, la utilización de una tasa alta de inyección implica que la presión con la cual el vapor es suministrado a la formación sea moderadamente alta, lo cual crea mayores pérdidas de calor en los pozos inyectores y mayores esfuerzos térmicos en el “casing”. Una aproximación empleada en los campos de crudo pesado de California, propuesta por Faruq Alí para calcular la tasa de inyección de un proceso de desplazamiento con vapor es emplear 1.5 BBl/acre-pie; sin embargo, el valor obtenido de dicha relación depende de la viscosidad del fluido que se desea recuperar, además de la capacidad y disponibilidad de los equipos de generación de vapor.

1.2.2. Factores que afectan el proceso de inyección continua. Para mejorar el desarrollo de la inyección continua de vapor, se debe tener en cuenta los parámetros que afectan el proceso tanto positiva como negativamente; proporcionando un criterio decisivo a la hora de implementar un proyecto de

inyección continúa de vapor y con los cuales se busca proporcionar el mejor escenario para el desarrollo técnico y económico del proceso.

A continuación se presentan algunos factores a considerar en la aplicación del proceso de inyección continua de vapor entre los cuales se encuentran:

- **Espaciamiento entre pozos.** Este parámetro es determinante, no tiene sentido esperar buenas eficiencias de barrido en un proceso de vapor cuando se tienen espaciamientos grandes (> 8 acres). El uso de espaciamientos pequeños (< 4 acres) reduce el tiempo de irrupción del vapor, las pérdidas de calor, la incertidumbre de encontrar barreras de no flujo y por consiguiente se mejora el factor de recobro. Para una inyección cíclica de vapor el espaciamiento puede ser entre 8-10 acres aproximadamente.
- **Heterogeneidades de yacimiento.** La presencia de intercalaciones de arcilla, fracturas en la formación, acuíferos, estratos de muy baja saturación de crudo y alta permeabilidad, grandes variaciones en la permeabilidad de la zona productora y la pobre continuidad del yacimiento entre los pozos inyectores y productores, son la causa de la “no uniformidad” o “heterogeneidad” del yacimiento, haciendo que el vapor no siga la trayectoria ideal y se vaya por trayectorias desconocidas.
- **Previa estimulación del yacimiento.** En la mayoría de los proyectos de recuperación con vapor se acostumbra a complementar los procesos de inyección cíclica y continua, por dos razones importantes: en primera instancia se encuentra la poca movilidad del aceite; generalmente, cuando se implementa un proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento frío con una viscosidad de crudo muy alta, la respuesta del fluido para adquirir movilidad es muy baja, además, las tasas y presiones de inyección manejadas deberán ser altas para garantizar la eficiencia del proceso, lo cual resulta en la

utilización de una mayor cantidad de vapor para recuperar una porción de aceite poniendo en riesgo la economía del proyecto; por esta razón, si se efectúa una previa estimulación de la formación durante un periodo de tiempo que sea suficiente para calentarlos fluidos y con ello disminuir la viscosidad del petróleo permitiendo que el vapor lo desplace de manera efectiva⁶, la eficiencia del proceso será mayor y los resultados obtenidos en el factor de recobro aumentarán considerablemente las ganancias del proyecto.

El proceso de estimulación del yacimiento y el número de ciclos que se empleen dependerán de las condiciones iniciales del fluido como: viscosidad, gravedad API, tensión interfacial y el punto de movilidad que se desea obtener para poder aplicar el proceso de inyección continua de vapor. De igual forma, durante el desarrollo de la técnica de estimulación, se debe tener un control de la cantidad de vapor de agua inyectada que al condensarse, está siendo retenida por la formación, ya que para el proceso de inyección continua, esto generaría un aumento en las pérdidas de calor y una disminución en la eficiencia térmica del vapor.

1.3. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PRESENTES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR.

En la aplicación de un proceso de inyección de vapor se tienen varios mecanismos de producción que ayudan a la extracción del crudo al yacimiento, dentro de los principales están: mejoramiento de la movilidad del crudo y destilación de livianos, sin embargo se encuentran presentes mecanismos secundarios que también ayudan a la extracción del crudo, como lo son: expansión del crudo, agotamiento de presión y drenaje gravitacional.

⁶ HE, Z. ZHANG, R. "The Feasible Conditions Study of Steamflooding for Heavy Oil Reservoirs in China After Cyclic Steam Injection". SPE 30303. 1995. p 8.

- **Mejoramiento de la movilidad del crudo:** La disminución de la viscosidad del aceite por efecto del aumento de la temperatura, es el mecanismo de producción más importante para la recuperación de crudos pesados.

El calor inyectado al yacimiento es transferido a la roca y a los fluidos que este contiene, logrando una disminución de la viscosidad del crudo en la zona alterada por el vapor, lo cual hace que aumente la movilidad del mismo (M_o), de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$M_o = \frac{K_o}{\mu_o} \quad (1)$$

Dónde:

μ_o = Viscosidad del crudo

K_o = Permeabilidad efectiva del aceite

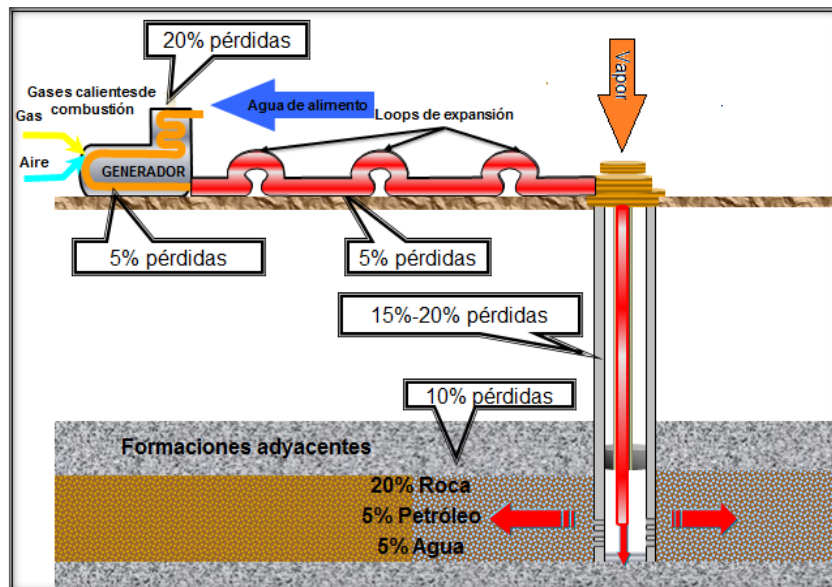
- **Destilación de livianos:** Este fenómeno consiste en la volatilización de los componentes relativamente livianos del crudo los cuales se caracterizan por tener una alta presión de vapor, estos son transportados hacia el frente de vapor hasta que se condensan en zonas de menor temperatura. El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes livianos, originándose con ello extracción por solventes y desplazamientos miscibles sobre el petróleo original del yacimiento, aportando de esta manera a la producción de crudo.

1.4. GENERACIÓN DE VAPOR EN SUPERFICIE

Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento, inyectando vapor de agua por medio de un generador de vapor ubicado en la superficie. El proceso de inyección de vapor desde la superficie puede ser en forma continua o cíclica.

La principal limitación para la generación de vapor en superficie son las pérdidas de calor que se presentan desde la generación de vapor (eficiencia térmica del generador) hasta la llegada del vapor a la formación, donde el total de las pérdidas de calor superan el 50 por ciento, ocasionando una condensación del vapor antes de llegar a la formación de interés, haciendo este proceso ineficiente para la inyección de vapor para yacimientos profundos de crudo pesado. En la figura 3 se puede apreciar las pérdidas de calor por la generación de vapor en superficie.

Figura 3. Pérdidas de calor en la generación de vapor en superficie



Fuente: PALMA, J. "Inyección cíclica de vapor". Métodos de recobro mejorado.

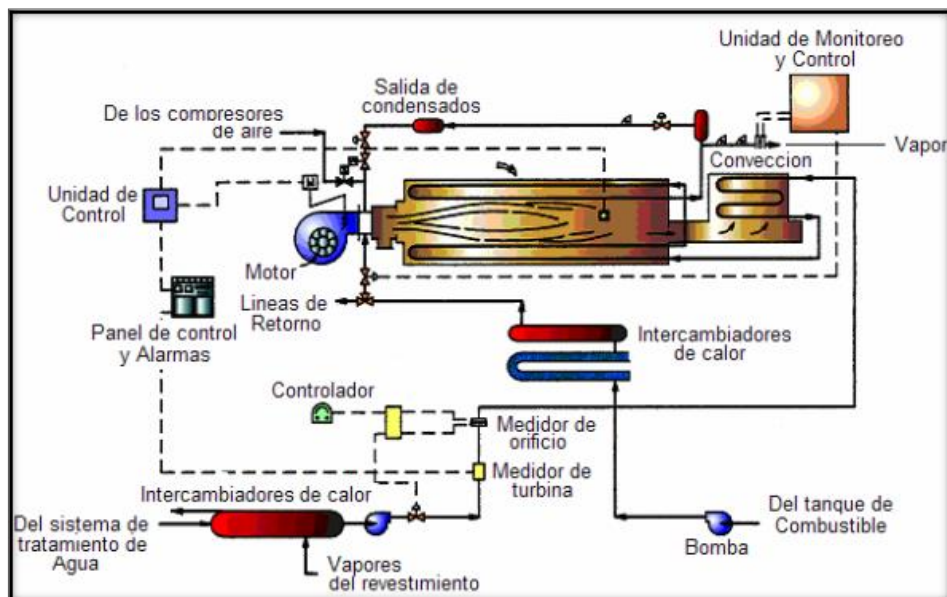
2012.

Para la generación de vapor en superficie se tiene dos clases de generadores: Los generadores estáticos y los generadores portátiles, donde los generadores estáticos, están ubicados en un solo punto del campo y cuando se perforan nuevos pozo inyectores para el campo, se deben echar líneas de tubería que los conecten con el generador. A diferencia de los generadores portátiles, los cuales se puede llevar hasta la cabeza del pozo inyector, pero estos presentan una menor capacidad de generación de vapor que los generadores estáticos.

En general un generador de vapor es un equipo que permite transformar el agua en vapor húmedo suministrándole energía en forma de calor. Donde el agua de alimento para el generador debe ser tratada previamente, para que no se precipiten solidos que puedan ocasionar problemas de corrosión en la pared de la cámara de combustión y taponamientos en las tuberías de conducción de vapor.

En la figura 4 se puede apreciar las secciones principales de un generador de vapor de superficie.

Figura 4. Secciones del generador de vapor en superficie



Fuente: REY, S; VELAZCO A. UIS 2007.

El generador de vapor estático se puede ver en la figura 5y en la figura 6se muestra un generador portátil.

Figura 5. Generador de vapor estático



Fuente: BELTRAN, J. UIS 2008.

Figura 6.Generador de vapor portátil



Fuente: BELTRAN, J. UIS 2008.

En la tabla 5 se puede apreciar las especificaciones técnicas de los generadores de vapor estático y portátil de uso común para la generación de vapor.

Tabla 5. Especificaciones técnicas de generadores de vapor en superficie

ESPECIFICACIONES	GENERADOR ESTÁTICO	GENERADOR MÓVIL
Calidad del vapor	75%-85%	75%-85%
Calor generado	50 MMBTU/hr	25 MMBTU/hr
Consumo promedio	80-90 GPM	42-49 GPM
Eficiencia de operación	80%-90%	80%-90%
Temp. De operación	550 °F	550 °F
Presión de operación	1050 psi	1050 psi
Combustible requerido	1.5 MMPC/d	0.7 MMPC/d

Fuente: Modificado, REY, S; VELAZCO A. UIS 2007.

1.5. GENERACIÓN DE VAPOR EN FONDO

La generación de vapor en fondo es una tecnología emergente y nace por las limitaciones técnicas y ambientales en la generación de vapor en superficie (Perdidas de calor y emisión de gases de efecto invernadero), para yacimientos de crudo pesado profundos, donde no es viable su aplicación.

La inyección de vapor en fondo a yacimientos de crudo pesado, consiste en inyectar agua al fondo del yacimiento por una línea de alimento (umbilical) que la conduce al generador de vapor en fondo, este se ubica en el fondo de la formación y convierte el agua en vapor saturado. Consiguiendo así, una alta eficiencia térmica del vapor. La cual es aprovechada para calentar el yacimiento con el objetivo de producir petróleo rápidamente.

La generación de vapor en fondo puede realizarse con dos clases de generadores: los de tipo eléctrico y los que emplean combustión.

1.5.1. Generadores de combustión. Al igual que los generadores de vapor en superficie, los generadores de vapor en fondo utilizan la combustión para generar el vapor, el cual es alimentado desde la superficie por umbilicales de alimento, en estos se transporta el gas natural, el aire y el agua, donde el aire u oxígeno reacciona con el gas natural para generar la combustión y así transferir la energía en forma de calor al agua para su evaporación.

El DHSG se instala por encima de la arena productora y el vapor inyectado en promedio es de un 80 por ciento en calidad frente a la formación, calentando el yacimiento y logrando una reducción de la viscosidad del crudo.

Los generadores de combustión pueden ser aplicados en pozos inyectoros verticales o en pozos inyectoros horizontales (En procesos de SAGD). Y se clasifican en dos: Los de contacto directo, donde el vapor y los gases de combustión son inyectados a la formación, y los de contacto indirecto, donde los gases de combustión retornan a la superficie por una tubería, con el propósito de que no se mezclen con el vapor de inyección, haciendo a estos menos amistosos con el medio ambiente.

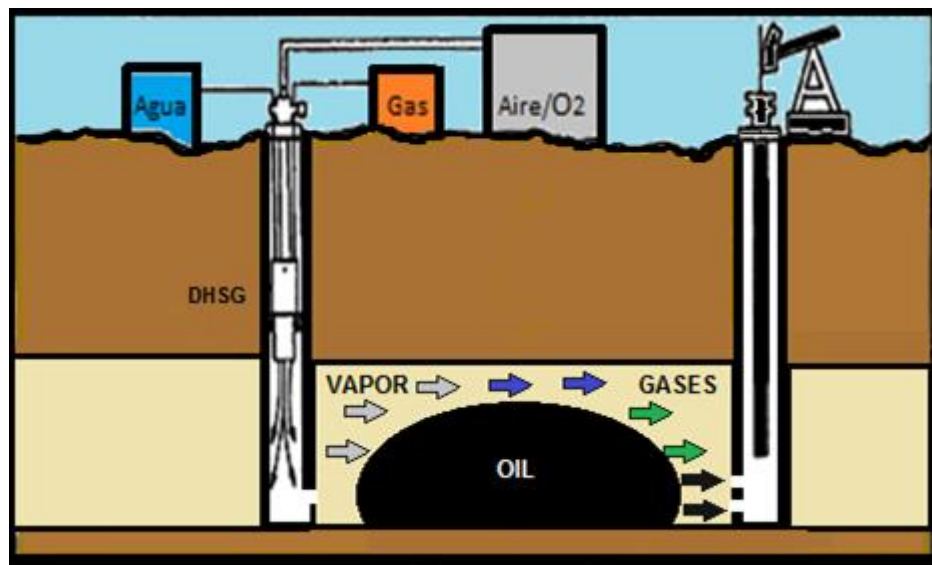
1.5.1.1. Generadores de vapor en fondo por contacto directo: En los generadores de contacto directo, los gases de combustión se inyectan al reservorio, en esta clase de generadores se inyecta el vapor a una alta presión con el objetivo de tener tres beneficiosos:

- Los gases de combustión se mueven por delante del frente de vapor, disolviéndose en el aceite e hinchándolo, dando como resultado una reducción de la viscosidad del aceite, aumentando la movilidad del crudo y por ende una mayor extracción del petróleo insitu.

- Presurizar el yacimiento por la inyección de gases insolubles en el aceite⁷.
- Los gases de combustión son inyectados al yacimiento, haciendo a este método, más amigable con el medio ambiente.

El agua es evaporada por contacto directo con los gases de combustión y la llama. Estos gases junto con el vapor son inyectados en el yacimiento. Este proceso es mostrado en la Figura 7.

Figura 7. Generación de vapor en fondo por contacto directo



Fuente: Autor

Los gases de combustión contienen dióxido de carbono (CO_2) y Nitrógeno (N_2) los cuales ayudan al recobro de hidrocarburos debido a su miscibilidad con los crudos pesados.

Cuando se utiliza oxígeno puro en vez de gas natural, los generadores son muy similares a los generadores de combustión directa de alta presión, en este caso se usa oxígeno puro o aire enriquecido con oxígeno. La combustión con esta clase de combustible produce menos nitrógeno lo cual tiene varias ventajas:

⁷SHEHZAD, A. "A techno-economic evaluation of downhole steam generation in enhanced oil recovery". DALHOUSIE UNIVERSITY. 2005. p 34.

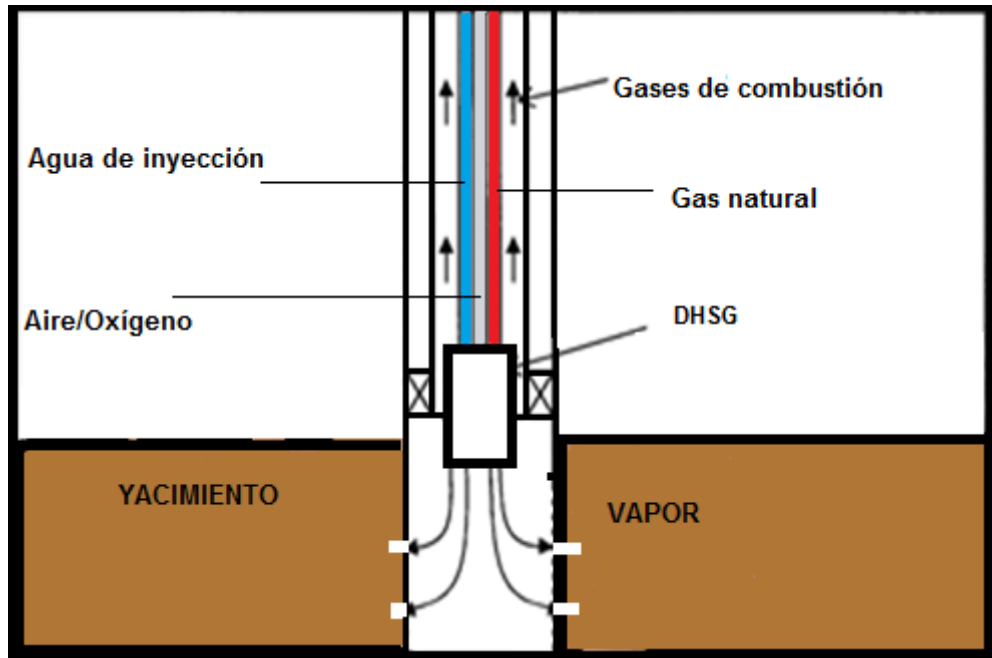
- Reduce la miscibilidad de los fluidos en el yacimiento.
- La usencia de nitrógeno aumenta el tiempo de irrupción de los gases en los pozos y aumenta la eficiencia de barrido del aceite.
- El CO₂ en ausencia del nitrógeno aumenta su interacción con el crudo permitiendo una reducción mayor de la viscosidad.

En el capítulo 2. Se hablara con más detalle del generador de vapor en fondo que se implementara para la inyección de vapor en el sector de estudio del campo HT, desarrollado por la compañía Hydroflame Technologies el cual es un generador de tipo combustión directa que emplea oxígeno puro, aire enriquecido o aire.

1.5.1.2. Generadores de vapor en fondo por contacto indirecto: En este tipo de combustión la presión es menor que la del yacimiento. Los gases de combustión son llevados a superficie (ver Figura 8) y liberados a la atmosfera, esta descarga de gases al medio ambiente genera polución en la superficie. Esta clase de generador convierte agua en vapor por medio de un intercambiador de calor donde es alimentado con combustible y aire, a través de dos tuberías que llegan hasta la cámara de combustión, donde se produce la reacción química que libera la energía necesaria para la evaporación del agua, que a su vez es bombeada al equipo por medio de otra tubería, que lo conduce a través de la región externa de la cámara de combustión, que actúa como un intercambiador de calor, haciendo que ocurra la evaporación del agua gracias al calor de los gases de combustión.

Finalmente, los gases de combustión salen por el desfogue, ubicado en la parte superior del generador, y son dirigidos a la superficie mientras que el vapor sale por la parte inferior del equipo hacia la cara del pozo figura 8.

Figura 8. Generación de vapor en fondo por contacto indirecto



Fuente: Autor

1.5.2. Generador eléctrico de vapor en fondo. Este método fue desarrollado en laboratorio por Heggelund en el año 1992. El modelo ha sido desarrollado en laboratorio y probado durante 72 horas continuas. Donde el vapor es generado en fondo haciendo pasar una corriente eléctrica a través del agua. El agua es bombeada desde superficie y esta pasa a través de electrodos que generan un campo eléctrico que finalmente evapora el agua por el incremento en la temperatura.

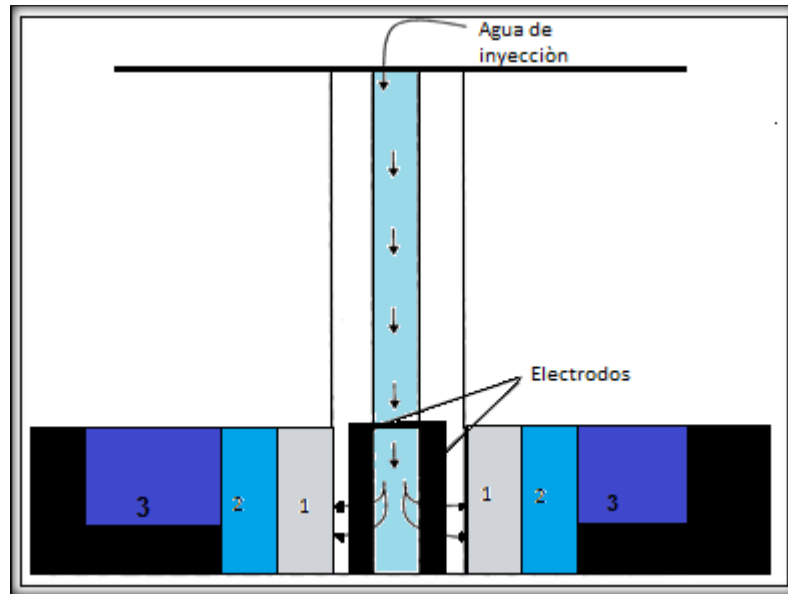
El método eléctrico presenta 4 zonas, La primera es la zona donde el agua es calentada debido a la electricidad. El radio de la zona es de 3 – 20 pies desde el pozo al yacimiento⁸. En la zona numero dos el agua es evaporada, esta zona puede tener una longitud de unos pocos metros hasta cientos. La zona posterior

⁸Heggelund, G. D., (1992). In situ Steam Generation Using Electrical Resistance Heating. Department of Petroleum Engineering, Texas A&M University, College Station TX.

(Tercera) es de condensación del vapor. Posterior a la condensación es una zona calentada donde el aceite es barrido. Ver Figura 9.

Existen dos requerimientos para este método, una corriente eléctrica y una de agua. Ambas son puestas desde superficie.

Figura 9. Generación de vapor en fondo por DHSG eléctrico



Fuente: Autor

Varias ventajas presenta este método. Las pérdidas de calor en superficie y en pozo son reducidas a cero. Como el vapor es generado in situ no se requiere de gran cantidad de equipos en superficie.

La generación de vapor por medio de corriente eléctrica es totalmente amigable con el medio ambiente porque no produce gases de efecto invernadero. El casing no se calienta en ningún momento por lo cual no se requiere un calentamiento térmico. Este método puede ser aplicado en yacimientos de grandes profundidades y tiene aplicación Offshore e incluso se puede inyectar agua de mar y por tener alta salinidad, la electricidad será conducida en mejor manera.

Económicamente el método eléctrico no puede ser aplicado en campo debido a que presenta grandes consumos de energía, haciendo a este menos atractivo frente a la opción de los generadores de combustión en fondo, convirtiéndose en un método de generación de vapor teórico.

1.5.3. Ventajas de la generación de vapor en fondo. Según Singh, Nguyen and Wong (1998) las ventajas de usar generadores de vapor en fondo son⁹:

- **Reducción de la polución:** Los gases de los generadores de vapor en fondo no son liberados a la atmosfera, estos son inyectados junto con el vapor en el yacimiento (En la mayoría de los métodos). Estos gases producidos por la combustión ayudan al alza del factor de recobro.
- **Reducción de las pérdidas de calor:** Como el vapor es generado a la misma profundidad del yacimiento (in situ), no ocurre ninguna pérdida de calor. Normalmente con la inyección de vapor con generadores de superficie se presentan grandes pérdidas de energía en las líneas de superficie y en el pozo. Con la generación de vapor en fondo estos problemas son solucionados.
- **Aplicables a altas profundidades:** Estos métodos pueden ser aplicados a todo esos yacimientos que se encuentran a profundidades mayores a 2500 ft desde la superficie. Por este motivo esta clase de generación de vapor puede ser aplicada a gran cantidad de yacimientos de crudos pesados con grandes profundidades.
- **Aplicación Offshore:** Un gran número de yacimientos de crudos pesados offshore han sido descubiertos y la única forma de producir estos crudos son con la reducción de la viscosidad de los mismo. Debido a que la generación de vapor en superficie requiere una gran cantidad de equipos (calderas) y estructuras pero por el poco espacio disponible en las plataformas esto se

⁹PARTHA, S. OLSEN, D. PRACTICAL ASPECTS OF STEAM INJECTION PROCESSES A HANDBOOK FOR INDEPENDENT OPERATORS: Downhole steam generator selection chart Oklahoma: NIPER, 1992. p 185.

hace muy complicado. Los generadores de vapor en fondo pueden ser aplicados en campos offshore debido a que requiere una menor cantidad de equipos en superficie (facilidades).

- **Represurización del yacimiento:** Los generadores de vapor en fondo no solamente reducen la viscosidad del crudo también tiene la ventaja que presurizan el yacimiento manteniendo el delta de presión necesario para que las fuerzas viscosas sean suficientes para producir el crudo.
- **Aplicabilidad en general:** Estos métodos son aplicables en arenas bituminosas, shaleoil, campos offshore, crudos livianos, yacimientos supercríticos, yacimientos someros y profundos de crudos pesados e incluso en campos de hidratos de gas.

1.5.4. Desventajas de los generadores de vapor en fondo. Los generadores de vapor en fondo tienen varias desventajas las cuales son discutidas a continuación:

- **Riesgo de perder el pozo:** El pozo se puede perder por la caída del generador en el pozo. El principal motivo de esto es la corrosión de las líneas del generador. El costo del pozo aumenta exponencialmente con la profundidad del mismo por los implementos térmicos que se deben agregar al completamiento convencional.
- **Flexibilidad limitada:** Los generadores de vapor en fondo pueden ser usados en inyección continua de vapor pero en algunos casos no puede ser usado en estimulación cíclicas con vapor debido a que durante cada ciclo el generador debe ser extraído del pozo para empezar la etapa de producción.
- **Problemas de mantenimiento:** Uno de los principales problemas de los generadores de vapor es su mantenimiento puesto que para realizar un mantenimiento a un equipo de estos es necesario llevarlo a superficie.
- **Control de la combustión a altas presiones:** los DHSG no presentan algún mecanismo que permita controlar la combustión a altas temperaturas por lo

cual en yacimiento con presiones muy altas se pueden presentar problemas con la llama del generador.

- **Corrosión y problemas del empaque:** La corrosión severa se presenta en los generadores por la presencia de componentes sulfurados existentes en los gases resultantes de la combustión. Los generadores de vapor en fondo usualmente producen altas temperaturas y presión en los pozos. Los empaques usados en el pozo debe ser lo suficientemente fuerte para soportar las temperaturas y las presiones.
- **Costos de compresión:** Debido a que necesitan aire u oxígeno como comburente este debe ser bombeado al generador que está instalado en el fondo del pozo lo que requiere compresión multietapa. El costo de compresión puede llegar a ser muy alto para yacimientos muy profundos.

En 1980 fueron desarrollados gran cantidad de generadoras en fondo de pozo, la mayoría de estos en California, Nuevo México y Texas (Hong, 1999). Casi todos estos equipos fallaron en la prueba en campo. La principal razón de las fallas radica en que estos dispositivos no pueden ser operados en el campo en periodos muy largos de tiempo.

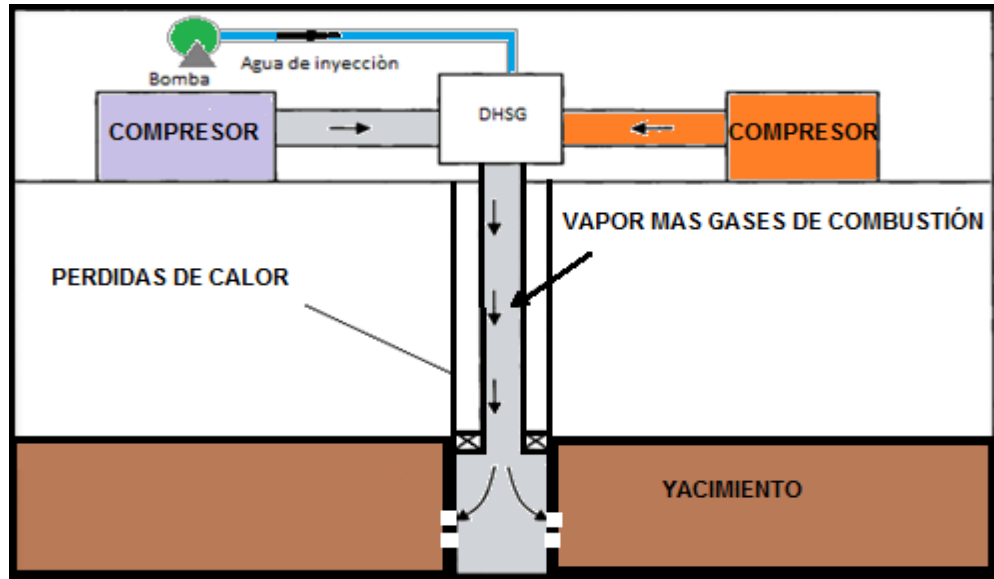
1.5.5. Equipos de superficie necesarios en la generación de vapor en fondo.

En la figura 10 se observa un generador en fondo el cual está colocado en la cabeza del pozo. En estos casos se presentara perdidas de calor en el pozo pero no se presentaran perdidas en las líneas de superficie. La gran ventaja de posicionar de esta forma el generador es que puede ser usado en estimulación con vapor debido que el generador puede ser instalado y removido fácilmente tanto así como un generador portátil. A estos generadores se les puede realizar mantenimiento.

Los principales combustibles son diesel, orimulsión o gas comprimido (Peachey, B.R, 2002) y claramente se puede apreciar en la figura 10 que es necesario de un

compresor de aire, un compresor de gas una bomba de alimento de agua, para la generación de vapor.

Figura 10. Equipos de superficie necesarios en la generación de vapor en fondo



Fuente: Autor

1.6. GENERALIDADES DEL CAMPO

Ecopetrol a través del grupo de yacimientos inició en 1998 una evaluación integrada de yacimientos del campo HT para prepararse a recibir el campo del operador Chevron. En ese momento se tuvo en cuenta la información sísmica y los registros eléctricos de los pozos existentes. Posteriormente en 2002 se hizo una cuantificación del petróleo original in situ para la formación B2 utilizando la historia de producción del pozo HT-18 y los demás pozos, determinando un potencial petrolífero de esta unidad en el área.

1.6.1. Reseña histórica. El campo HT fue descubierto por Chevron en 1969 con la perforación del pozo HT-1 e inició producción en el año de 1985. Actualmente cuenta con 44 pozos perforados a Diciembre de 2009, de los cuales 12 producen

crudo de 20 °API de las unidades A1 y A2, dos pozos que producen en conjunto de las tres unidades productoras (A1, A2 y B2) con crudo de 15 °API y 11 pozos de 9 °API que producen de la unidad B2. Han sido abandonados los pozos HT-12 y el HT-10 el cual se perdió durante la perforación. La producción promedio del campo a Diciembre de 2009 es de 13500 BOPD y un corte de agua de 73%.

1.6.2. Aceite original en sitio (OOIP). Las unidades productoras son las formaciones A1 y A2 de edad Cretáceo Medio. Adicionalmente se tiene como formación productora unidad B2.

Ecopetrol S.A a través del grupo de yacimientos inició en 1998 una evaluación integrada de yacimientos del campo HT para prepararse a recibir el campo del operador Chevron. En ese momento se tuvo en cuenta la información sísmica y los registros eléctricos de los pozos existentes. Posteriormente en 2002 se hizo una cuantificación del petróleo original in situ para la formación productora del campo HT, utilizando la historia de producción del pozo HT-18 y los demás pozos, determinando un potencial petrolífero de esta unidad en el área. En la actualidad y debido a las pruebas de pozos en la unidad B2, la estrategia de perforación de pozos bajos estructuralmente y el estudio de caracterización de yacimientos realizados entre 2008 y 2009, se tienen nuevas estimaciones de OOIP, los diferentes valores estimados se encuentra reportados en la tabla 6.

Tabla 6. Estimación de OOIP históricos del Campo HT

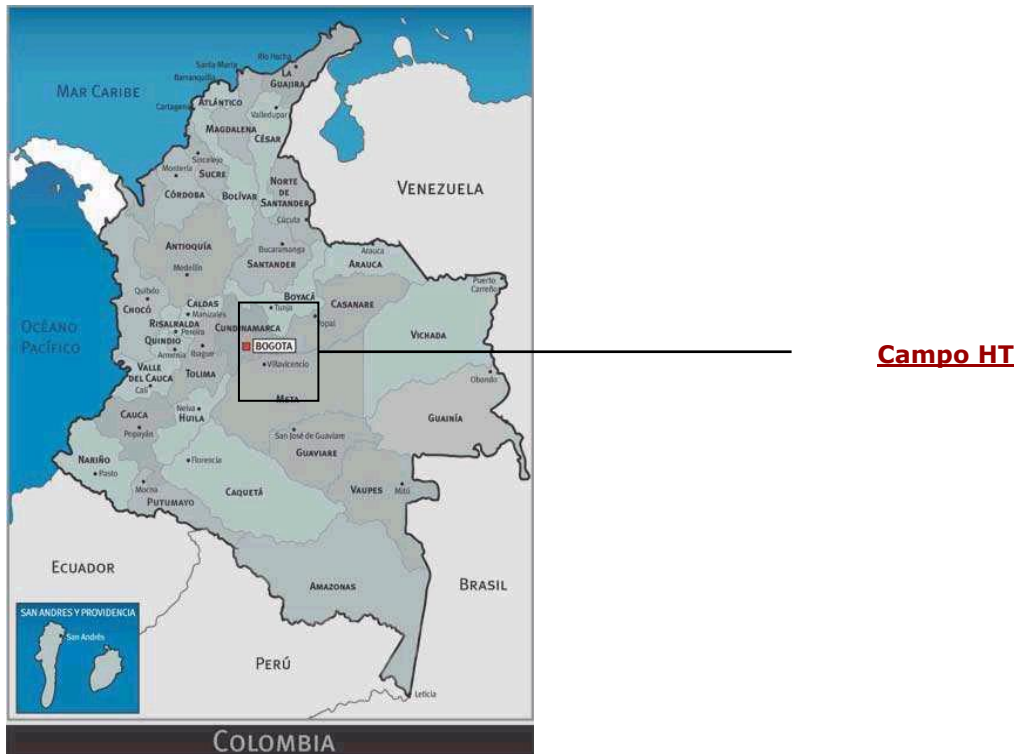
AÑO	OOIP A1-A2 (MBBI)	OOIP B2 (MBBI)
2009	247	2577
2008	122	1303
2007	122	846

Fuente: Ecopetrol S.A

El campo HT hasta Diciembre de 2009 tiene una producción acumulada en las unidades A1-A2 de 41.80 MBBI lo que representa un factor de recobro actual de 16.92% y la producción acumulada de la unidad B2 alcanza 6.65 MBBI lo que representa un factor de recobro actual de 0.25%.

1.6.3. Localización del campo. El campo HT está ubicado en el centro del país en el departamento del Meta (Ver figura11).Este campo inició producción con el contrato de asociación cucuna con la compañía Tres Jotas. Dicho contrato terminó el 30 de Enero de 2000 tras lo cual Ecopetrol suscribió un contrato por seis meses con Tres Jotas para su administración. Terminado este contrato, y tras adelantar un estudio de explotación adicional del campo, la gerencia de Ecopetrol entró a operar directamente este campo.

Figura 11. Localización del Campo HT



Fuente: Ecopetrol S.A

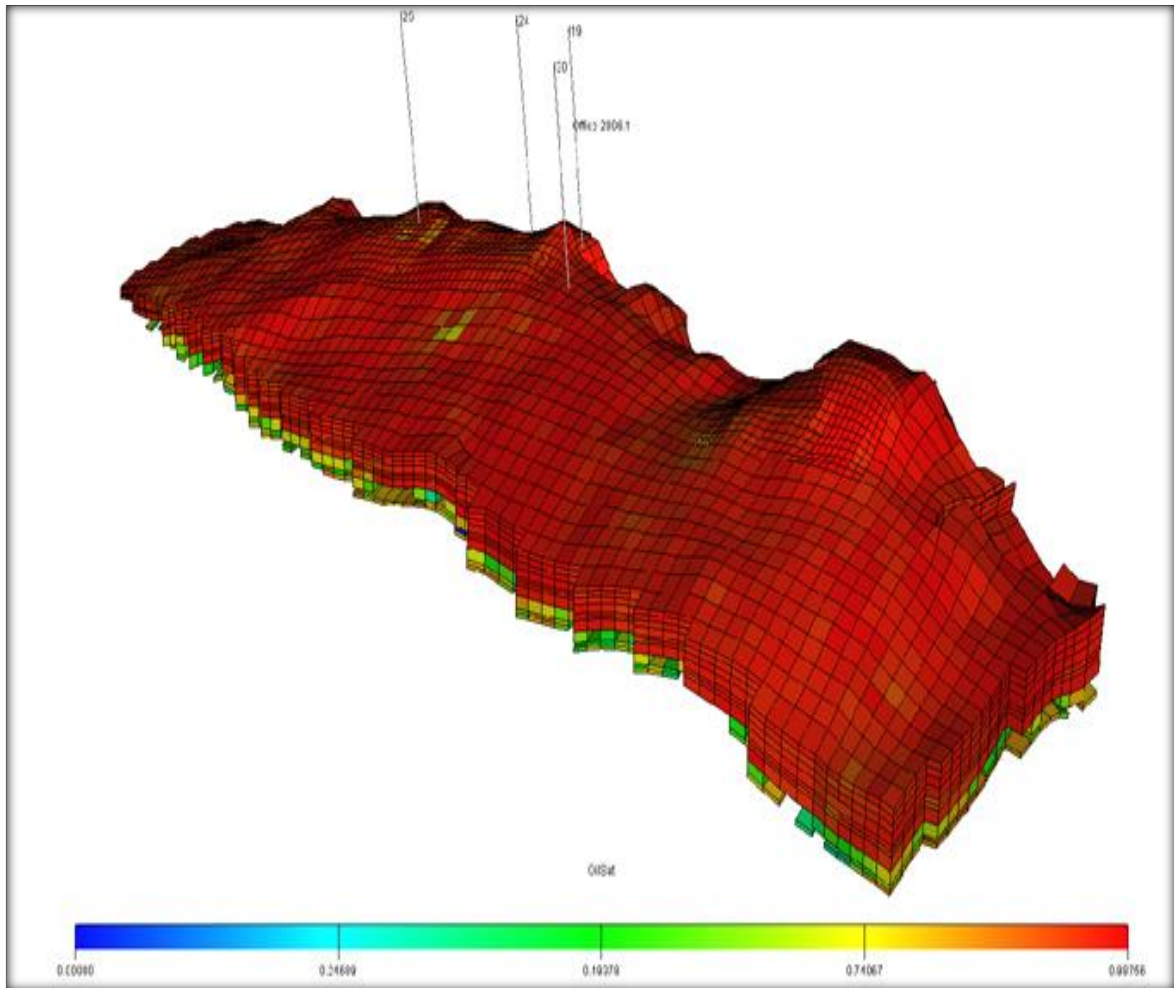
1.6.4. Geología estructural del yacimiento. Las interpretaciones estructurales realizadas determinan que el campo HT es un anticlinal asimétrico, alargado en dirección N60°E de aproximadamente 6 Km. de longitud y 4 Km de ancho, delimitado por una falla inversa compleja hacia el este y sureste. Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con buzamientos hasta de 7° y se intersecta con la falla que limita el campo.

La falla del campo HT es de carácter inverso; tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el Noroccidente con un ángulo de 50°. La parte Suroeste de la estructura está separada por un sinclinal y es formada por un cierre de tres vías en contra de la misma falla inversa que limita la parte norte de la estructura.

Análisis estructurales desarrollados por Chevron y evaluados posteriormente por Ecopetrol, proponen que existe una diferencia de espesor entre las rocas Cretáceas ubicadas en los bloques colgante y de piso de la falla del campo HT, y concluyen que dicha diferencia es el resultado de una inversión estructural relativamente reciente, a partir de un marco extensional de edad Cretáceo. La información sísmica en el bloque de piso de la falla es de inferior calidad, y no existen pozos que permitan precisar el espesor real de la sección Cretácea.

Las principales unidades estratigráficas son la unidad A2, la unidad superior A1 las cuales son miembros de la formación cretácica y la Formación terciaria B2, ver figura 12.

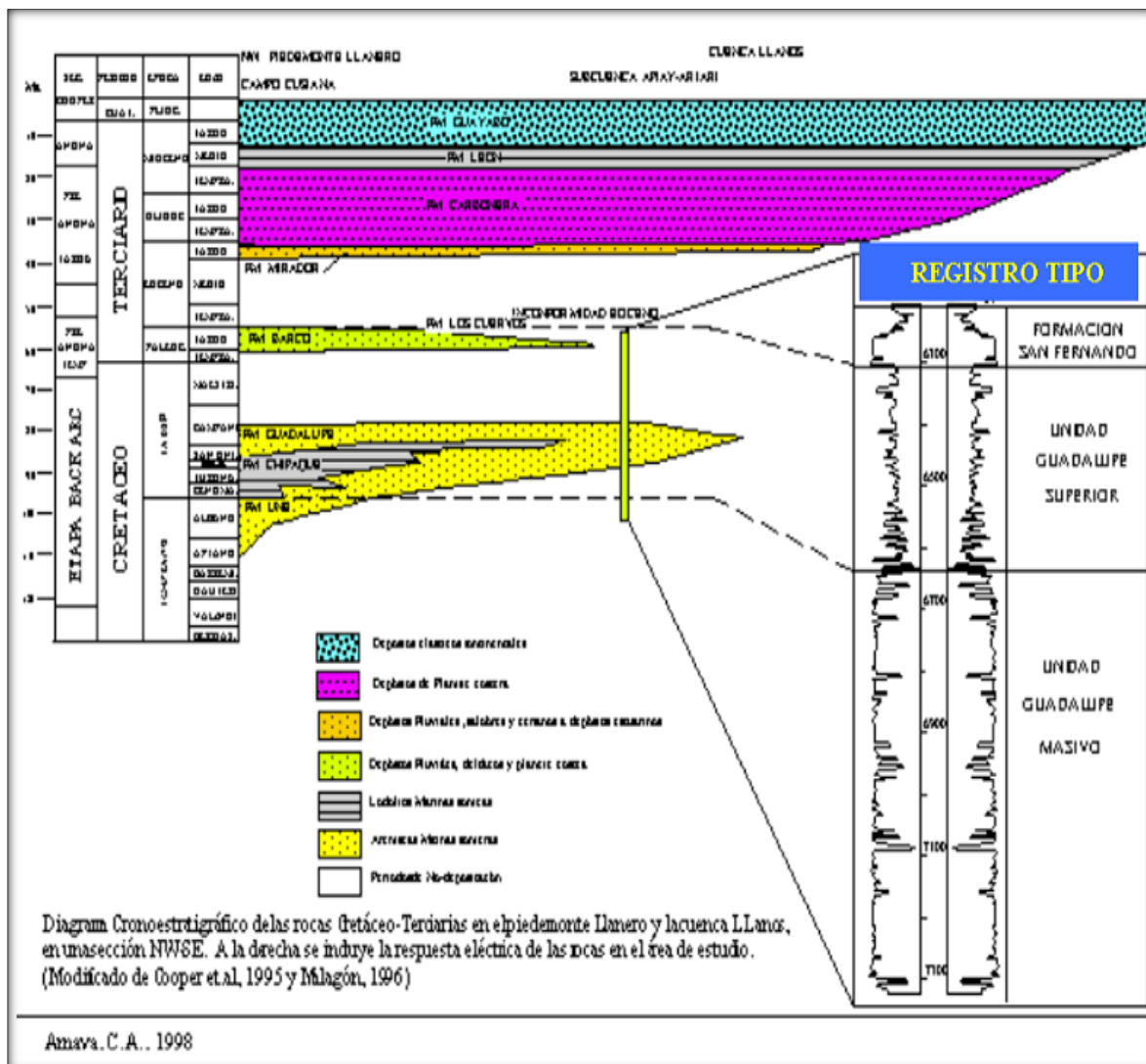
Figura 12. Mapa estructural del campo HT



Fuente: ECOPETROL S.A

1.6.5. Geología estratigráfica. Mediante la descripción de muestras durante la perforación de los pozos, la respuesta de registros eléctricos, la descripción de núcleos y el análisis de secciones delgadas, se define la unidad B2 como una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, localmente conglomerática a la base de secuencias grano decrecientes e intercaladas con delgadas capas de shale. La figura 13 muestra la columna estratigráfica de los llanos.

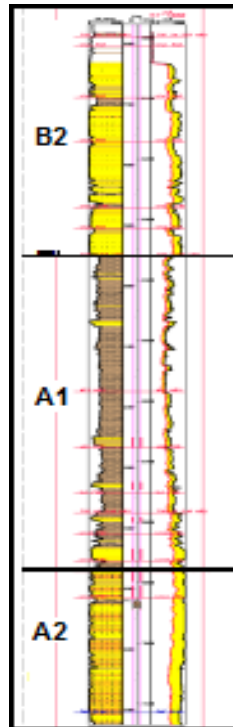
Figura 13. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos



Fuente: ECOPETROL S.A.

La roca generadora de hidrocarburos en el área es la formación A1 o A2, la cual a su vez en su sección inferior es roca acumuladora y productora. Las Rocas acumuladoras y productoras son las formaciones Une o B2, la formación A2 o A1 y la Formación B2. En la figura 14 se presenta un registro tipo de estas formaciones en el campo HT.

Figura 14. Registro tipo campo HT



Fuente: Ecopetrol S.A.

1.6.5.1. Ambiente de depósito: El ambiente sedimentario en el cual se depositaron las rocas de la unidad B2, se define como continental tipo fluvial con depósitos de canales trenzados y anastomosados con intervalos de facies finas en los topos de algunos canales, que corresponden a depósitos de abandono de canal.

1.6.6. Distribución de producción. El campo HT cuenta con producción de las unidades A1, A2 y B2. Aunque la historia de producción tiene su inicio el 1984 en esta fecha solo se contaba con producción de las unidades A1 y A2. La producción de la unidad B2 sólo inició en el año 2005 con el pozo HT-18 el cual debido al bajo potencial en las unidades A1 y A2 tuvo que ser completado en la unidad superior B2.

Para el modelo dinámico se realizó una distribución de producción teniendo como base el modelo petrofísico existente del campo y cada uno de los intervalos cañoneados históricamente en los pozos. Adicionalmente se tuvo en cuenta las pruebas periódicas disponibles de los pozos y los registros existentes de PLT, al igual que los niveles de fluidos reportados.

1.6.7. Caracterización de fluidos del campo HT. El campo HT produce crudo de las siguientes características:

Crudo de la formación A1 y A2:

- 20 °API
- Viscosidad entre 200- 300 Cp
- BSW entre 90-95 %
- GOR despreciable

Crudo de la formación B2:

- 9 °API
- Viscosidad 300- 2000 Cp
- BSW < 10 %
- GOR entre 200 PCS/BF y 500 PCS/BF

1.6.8. Sistema de levantamiento artificial. El sistema de levantamiento artificial predominante utilizado para la extracción de crudo en el campo HT, es el Bombeo Electrosumergible y cuenta con dos pozos con sistema de bombeo mecánico (HT-11 y HT-13).

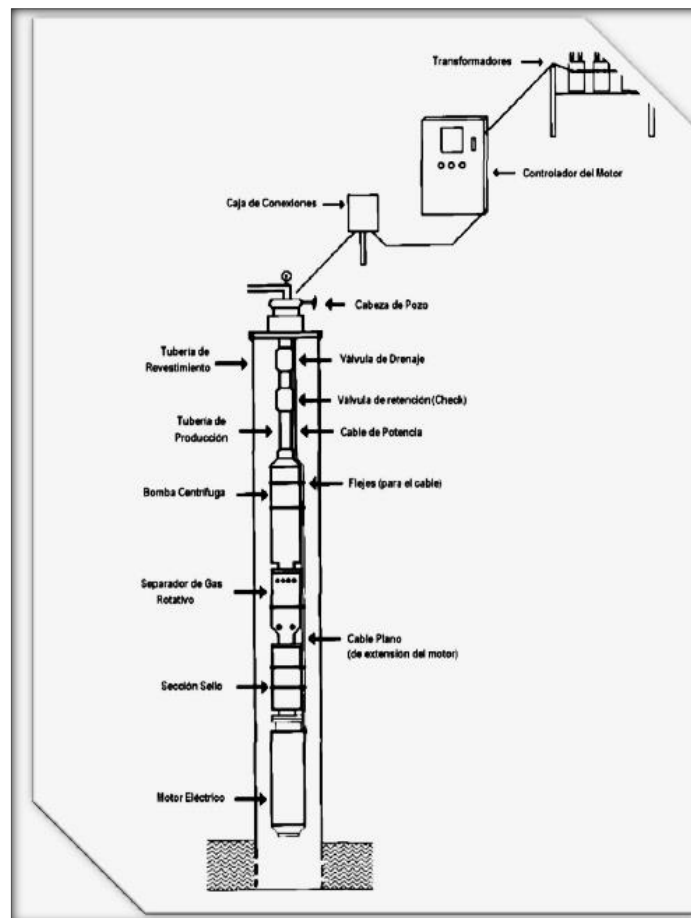
El sistema de bombeo electro sumergible es un sistema de levantamiento artificial comúnmente usado en la extracción de crudo extra pesado, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar grandes cantidades de fluido desde

grandes profundidades en una gran variedad de pozos, por esta razón es el sistema levantamiento artificial predominante en la extracción de crudo de la unidades productoras del campo HT.

En el piloto de inyección de vapor en fondo se maneja este sistema de levantamiento artificial, la inyección de vapor en fondo alcanzara altas temperaturas en la cara de los pozos productores, por lo que es necesario utilizar la línea de HOT LINE de bombeo electro sumergible (BES).

La figura 15 el sistema de bombeo electro sumergible predominante para el campo HT.

Figura 15. Sistema de bombeo electro sumergible



Fuente: BACKER HUGHES "CENTRILIFT"

1.6.9. Sistema de recolección de fluidos del campo HT. El campo HT cuenta con un sistema de recolección dividido en tres áreas:

Área Norte, Área Sur y Área Centro. Para el desarrollo del piloto de inyección de vapor, la producción de los fluidos de los pozos del patrón serán recibidos en las troncales B2 y A1-A2.

Específicamente la disposición del crudo y el agua será en la troncal B2 del campo HT, ya que esta se encuentra concentrada la producción de crudo extra-pesado del campo correspondiente a la unidad productora B2. A esta troncal pertenecen 44 pozos del campo HT.

1.7. FACILIDADES DE SUPERFICIE.

Para el manejo de la producción proveniente de los pozos del campo HT, se cuenta con tres estaciones de recolección (Estación 1, Estación 2 y Estación 4) y la planta de inyección de agua (PIA) a través de la cual se reinyecta el agua producida asociada a la producción de crudo como proceso de disposición de aguas residuales buscando la protección del medio ambiente y la reutilización del agua para el piloto de inyección de vapor.

2. DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR DE VAPOR EN FONDO APLICADO AL SECTOR DEL CAMPO HT

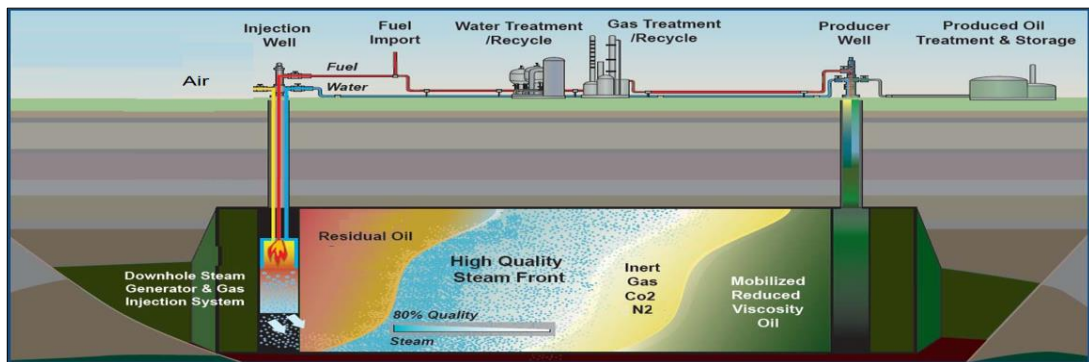
En el año 2008 la compañía Hydroflame Technologies comercializa un nuevo generador de vapor en fondo con el objetivo de recuperar crudo pesado para yacimientos profundos, ofreciendo a la industria petrolera una alternativa de recuperación térmica de vapor para estos crudos. Donde el desarrollo de compactos y eficientes generadores de vapor en fondo (DHSG), es oportuno y práctico, ya que el petróleo pesado constituye el 70% de las reservas mundiales de hidrocarburos en todo el mundo.

El DHSG de Hydroflame Technologies, nace por las limitaciones técnicas y ambientales de la generación de vapor en superficie para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. Limitación técnica: En las formaciones productoras de crudo pesado mayores a los 5000 pies de profundidad, la generación de vapor en superficie está limitada. Ya que presentan grandes pérdidas de calor (Recorrido del vapor desde la superficie a la cara de la formación). Limitación ambiental: En el proceso de conversión del agua, a la fase de vapor saturado, se generan gases de combustión, en donde se vierten a la atmosfera creándose un problema ambiental. En algunos casos las grandes cantidades de gases de combustión generadas por la inyección de vapor en superficie conllevan a la no aprobación del proyecto como método de explotación para el campo, siendo este, un buen candidato para la recuperación térmica.

Las diferencias entre las tecnologías de generación de vapor en superficie y en fondo convencionales, con la tecnología de Hydroflame Technologies, son dos: la primera, en los generadores de superficie y de fondo convencionales, los gases de combustión son enviados a la atmosfera generando contaminación, mientras

que el DHSG de Hydroflame inyecta los gases de combustión (aproximadamente 3600 pies cúbicos por cada barril de vapor generado) aprovechando los beneficios de recuperación de crudo adicional por la inyección de los gases de dióxido de carbono y Nitrógeno (figura 16). La segunda diferencia con los generadores de vapor en superficie y los generadores de vapor en fondo convencionales, es la forma en que se trasfiere el calor al flujo de agua para su conversión a vapor saturado; el DHSG de Hydroflame utiliza la trasferencia de calor por contacto directo (Ver numeral 2.1)reduciendo las pérdidas de calor, ya que no necesita de un material conductor, para transferir la energía a la corriente de agua disminuyendo las pérdidas de calor a cero, haciendo a esta, una tecnología eficiente térmicamente, a diferencia de los generadores de superficie y de fondo donde la trasferencia de energía ocurre por conducción a través de un material (Generalmente metal) a la corriente de agua que circula por la parte externa (cámara de combustión) del material conductor, así mismo los gases de combustión trasfieren la energía desde la parte interna del material, presentando perdidas de calor hasta de un 20% Y problemas como la corrosión en la cámara de combustión.

Figura 16. Inyección de gases combustión



Fuente: Capper, L. Advancing Thermal and Carbon Dioxide Recovery Methods beyond their conventional limits: Downhole Innovation, SPE, 2011.

La aplicación del generador de vapor de Hydroflame ha obtenido excelentes resultados (Evidenciados en el numeral 2.7 “Pruebas de campo”) en campos petrolíferos de CANADA y ESTADOS UNIDOS¹⁰.

2.1. FUNDAMENTO TEÓRICO DEL GENERADOR DE VAPOR EN FONDO

Durante varios años los generadores de vapor en fondo convencionales presentaron problemas relacionados con su tamaño (Diámetros mayores a 6 pulgadas), limitando su aplicación a la mayoría de los pozos, ya que el completamiento térmico de los pozos (Inyectores-productores para el caso de una inyección cíclica o para el pozo inyector de una inyección continua de vapor) no cumplen con las dimensiones requeridas para la implementación estos DHSG, en la mayoría de los casos. Para La solución de este problema, se redujeron los diámetros de los generadores de vapor en fondo, pero en consecuencia, también se redujo la capacidad de generación de energía (MMBTU/hr) por parte del generador, por la razón de que a menor diámetro, se disminuye el área de contacto para la transferencia de calor a la corriente de agua, ya sea por contacto directo o por conducción (DHSG'S convencionales).

Entre 1 y 3.5 MMBTU/hr (Unidades térmicas británicas por hora) son las capacidades promedio de generación de energía para un generador de vapor en fondo convencional. Con el objetivo de favorecer el intercambio de calor y la reacción química y física de los componentes (Agua, aire y gas natural) es necesario aumentar el área superficial de contacto. El diseño de hidrociclones (Ver figura 18) aumenta el área de contacto entre la llama y el fluido, incrementando su eficiencia térmica hasta el punto de generar 200MMBTU/hora.

¹⁰ Hydroflame Technologies. Aplicación de campo DHSG.[En línea]. 2012. [Citado 15-Dic-2012]. Disponible en internet: <http://www.hydroflametechnologies.com/field>

La transferencia de calor por contacto directo consiste en someter la corriente de agua al contacto directo con la llama, sin necesidad de un material o barrera intermedia (entre la llama y el fluido), que transfiera el calor de la combustión de los gases al fluido.

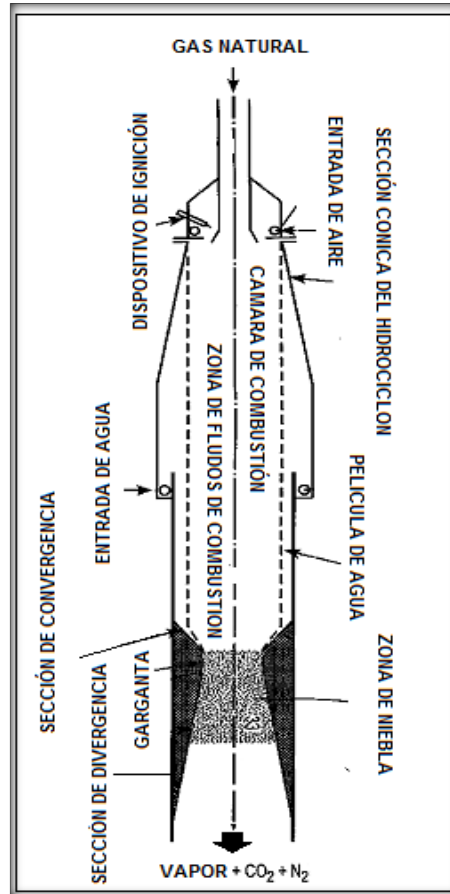
2.2. SECCIONES DEL DHSG DE HYDROFLAME TECHNOLOGIES

El DHSG de Hydroflame Technologies genera vapor por contacto directo con la llama. Un quemador rota sobre el eje axial, donde el hidrociclón o vórtice tiene dos entradas de líquido que atraviesan sus paredes. La entrada de líquido está adaptada tangencialmente con el fin de crear un flujo espiralado con la ayuda de la superficie, la cual tiene ranuras que mantienen el flujo con esa geometría.

El quemador o cámara de gases presenta un bloque metálico con agujeros posicionados tangencialmente por donde ingresa el gas combustible y el aire u oxígeno. El aire al igual que la corriente de agua, tiene una geometría de flujo tangencial creando una zona de recirculación de los gases liberados de la combustión, llevando a estos gases a la base de la flama proporcionando una continua fuente de ignición para el combustible inyectado, favoreciendo la estabilidad de la llama a altas intensidades.

La llama es desplegada axialmente en el centro de la cámara de vórtice, de este modo el flujo rotacional de agua rodea la zona de combustión. Por tal motivo el generador de vapor en fondo es de forma esférica permitiendo la aplicación a los pozos inyectoros. Lo anterior se describe en la figura 17.

Figura 17. Generador de vapor en fondo

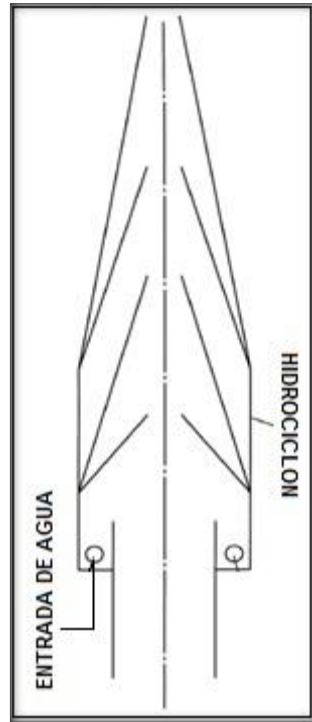


Fuente: HYDROFLAME TECHNOLOGIES

2.2.1. Vórtice. El incremento en el diámetro de la sección cilíndrica del DHSG, permite un aumento del diámetro del flujo de aire e incrementa el espacio para la llama. El aumento tanto del diámetro como de la longitud permite aumentar la capacidad del generador de vapor. Si esto sucede hay un incremento de la zona cónica del vórtice (disminuyendo el Angulo del cono), aumentando la capacidad del generador (MMBTU/hr) y proveyendo estabilidad a las dos películas de agua que rodean la cámara de combustión, este efecto es descrito en la Figura 18. Las películas de agua son esenciales para evitar la transferencia de calor desde la zona de combustión a las paredes del generador, facilitando el manejo de altas

temperaturas por el uso de aire enriquecido con oxígeno u oxígeno puro, sin dañar el generador.

Figura 18. Hidrociclón

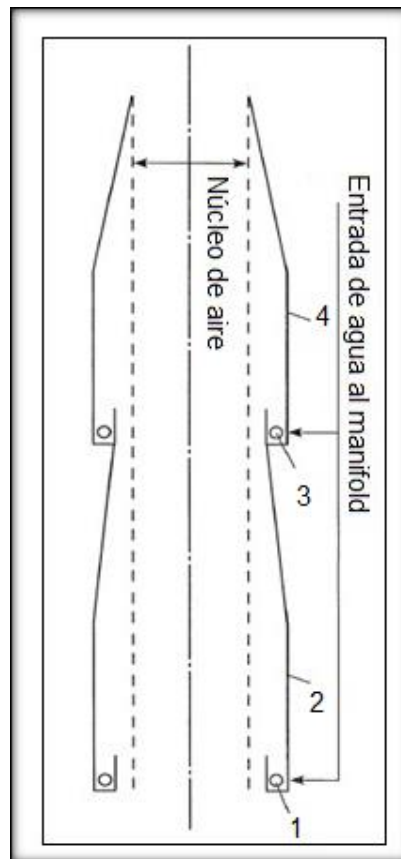


Fuente: HYDROFLAME TECHNOLOGIES

El diseño de hidrociclones en secuencia permite al generador de vapor aumentar la generación de vapor (MMBTU/hr) con el objetivo de mantener el diámetro del vórtice dentro de los límites (Impuestos por el diámetro del pozo), donde se tiene la opción de dividir el flujo de agua en dos. Uno de estos flujos entra tangencialmente al primer hidrociclón para proveer el flujo necesario de agua alrededor de la llama y sobre las paredes del generador. Mientras que el segundo flujo es inyectado en el segundo hidrociclón para suministrar el flujo de agua faltante requerido para la generación de vapor. Como se muestra en la figura 19.

El proceso de dividir los flujos puede ser usado para varios hidrociclones permitiendo generar una mayor cantidad de calor (por ejemplo 10-100 MMBTU/hr) además mayor cantidad de vapor y CO₂.

Figura 19. Hidrociclones en secuencia



Fuente: HYDROFLAME TECHNOLOGIES

De la figura 19 anterior se resaltan las siguientes partes:

- 1) Manifold de entrada de agua para el primer hidrociclón.
- 2) Primer hidrociclón.
- 3) Manifold de entrada de agua para el segundo hidrociclón.
- 4) Segundo hidrociclón o vórtice.

2.2.2. Quemador. Años atrás, los generadores de vapor en fondo presentaban una generación de vapor entre 2.5 y 3.5 MMBTU/hr, sin embargo para la inyección de vapor en pozos verticales es necesario inyectar entre 5-10MMBTU/hr y para pozos horizontales en procesos de SAGD son necesarios 50-100MMBTu/hr. Por tal motivo la solución posible era aumentar el flujo de gas combustible y aire u oxígeno a unas velocidades que permitieran la combustión de una mayor cantidad de combustible, pero esto generaba una llama inestable y en muchos casos un ahogo de la misma. Para superar estos problemas, el DHSG de Hydroflame no aumento la velocidad del flujo de combustible sino aumento la intensidad de la llama por medio de un flujo en forma de vórtice (Igual que la geometría de flujo de la corriente de agua en las paredes del hidrociclon) a alta intensidad.

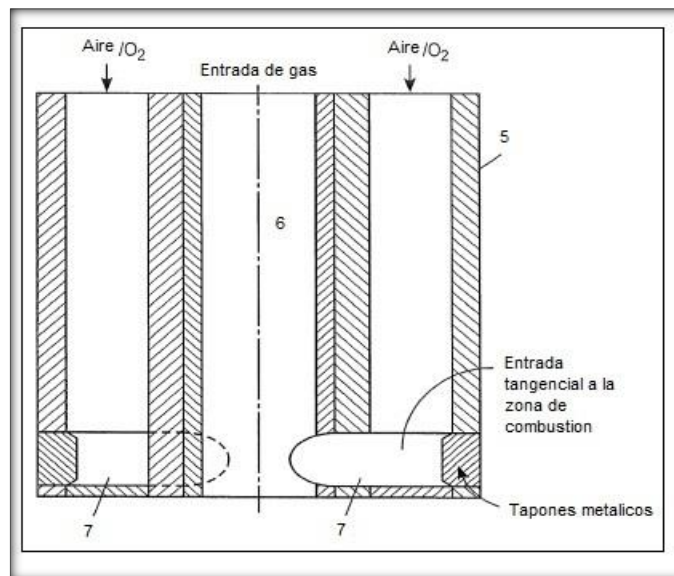
La figura 20 presenta las partes del quemador:

5) Bloque solido de metal

6) Hueco axial

7) Cuatro entradas de combustible para el suministro de aire a la zona de combustión.

Figura 20. Quemador

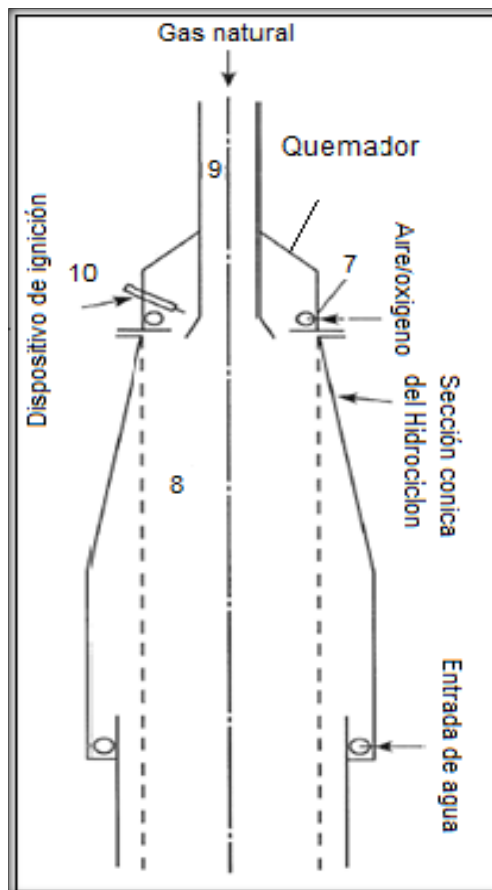


Fuente: HYDROFLAME TECHNOLOGIES

La chispa de ignición puede generarse por un dispositivo ubicado cerca de la zona de mezcla entre aire y gas. Otra forma de iniciar la llama es con el flujo tangencial de aire el cual lleva los gases de combustión a la base de la llama. Donde pueden ayudar a generar la ignición por su alta temperatura, la recirculación de los gases de combustión mantiene la llama estable a altas intensidades.

El modelo mostrado en la figura 21 usa el patrón de inyección de gas tipo ciclón para inyectar aire o aire enriquecido tangencialmente. A continuación se muestra la descripción de cada parte de la figura:

Figura 21. Quemador en forma vórtice



Fuente: HYDROFLAME TECHNOLOGIES

- 7) Entrada de aire: Esta puede ser de manera tangencial a la cámara de combustión.
- 8) Cámara de combustión: Las cámaras de combustión con un flujo de espiral pueden llegar a generar 5-200MMBTU/hr
- 9) Entrada de combustible: Esta puede ser lineal (bajas intensidades de llama) o con un flujo de vórtice (para altas intensidades de llama) con ayuda de hélices que direccionan el flujo del gas natural.
- 10) Dispositivo de ignición.

2.2.3. Zona de transferencia de calor. Al pasar los gases de combustión y las gotas de agua por la zona de transferencia de calor (Garganta del DHSG) se aumenta el área superficial de contacto entre ellos y si hay suficiente calor en los gases de combustión se facilita la transferencia de calor ocasionando una evaporación de las gotas de agua en muy bajos tiempos de residencia en la región de transferencia de calor (Garganta). Resultando una alta eficiencia térmica.

Cuando el flujo de agua en espiral (película de agua que rodea la zona de combustión y de transferencia de calor) es evaporado totalmente o en gran parte por la llama, se presentan puntos calientes en el generador, que posteriormente serán puntos de corrosión por presentar grandes esfuerzos térmicos, dando así como resultado el problema operacional para estos generadores de vapor.

La figura 22 muestra la zona transferencia de calor modificada que esta después de la zona de combustión. A continuación se describe cada una de las partes de la región de transferencia:

- 11) Zona de convergencia de fluidos: Debido a que la mayoría de fluidos ingresa a la zona de convergencia, estos es su mayoría aumentan su velocidad.

2.3. FUNDAMENTOS BÁSICOS PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL DHSG

Se deben considerar unos fundamentos básicos los cuales hacen posible la aplicación comercial de este generador:

- El proceso completo consiste de un hidrociclón, quemador y una zona de evaporación, estas deben ser capaces mantener una combustión usando aire, aire enriquecido e incluso oxígeno puro con el objetivo de generar la cantidad de vapor y de CO₂ deseado.
- El quemador debe ser capaz de suplir el suficiente calor de vaporización correspondiente a la presión de operación, quemando el suficiente combustible conjuntamente con aire u oxígeno de manera que se genera la suficiente estabilidad aerodinámica.
- El vórtice debe ser capaz de hacer fluir una mayor cantidad de agua, que el vapor generado (dependiendo de la calidad de vapor requerido) para proveer la suficiente estabilidad hidrodinámica a la película de agua rotante, y proporcionar el diámetro y longitud (Núcleo de aire) apta para el flujo de aire que pueda acomodar la flama, evitando un apagado prematuro de la llama por contacto con el agua o problemas de corrosión en las paredes del vórtice o hidrociclón.
- La zona de intercambio de calor, la zona de combustión y la zona de la llama deben ser capaces de generar el suficiente calor y altos coeficientes de transferencia de masa, con el objetivo de generar una efectiva transferencia de calor y promover la evaporación del líquido con un razonable tiempo de residencia y transferencia de calor a lo largo del generador.

2.4. BALANCE DE MATERIA DEL DHSG

El balance de materia de las reacciones químicas es denominado estequiometria. Siempre se plantea en moles, en donde la reacción de combustión completa, todo el carbono (C₂) se trasforma CO₂ y el hidrogeno (H₂) se convierte en agua (H₂O) en estado gaseoso. Esta característica es del combustible a emplear, independiente del proceso de combustión.

Cuando es usado oxígeno puro como comburente, las temperaturas de inyección pueden llegar a alcanzar temperaturas que exceden los 4000°F. La aplicación de oxígeno puro hace más compacto el generador de vapor de Hydroflame, ya que se disminuye el área de contacto entre los fluidos, pero manteniéndose una alta eficiencia de reacción del gas natural con el oxígeno.

La reacción de combustión que sucede en el DHSG de Hydroflame es completa y se enuncia en la ecuación 1.¹¹



Donde El 21% del aire es consumido en la combustión debido a que corresponde al contenido de oxigeno presente en el aire, el 79% restante corresponde al contenido de nitrógeno (Gas inerte), que solo llega a reaccionar a altas temperaturas generando óxidos de nitrógeno.

En la tabla 7 se puede apreciar las corrientes de alimento a condiciones estándar de operación del DHSG.

¹¹United States Patent Rao.Laosiana.Agosto, 2010 no. US 7780152 B2

Tabla 7. Corrientes de alimento DHSG a condiciones estándar

Generación de vapor (MMBTU/hr)	Agua (BPD)	Aire(MSCF/D)	Gas natural(MSCF/D)
1	60	237	23,7
5	300	1187	118,7
10	600	2370	237
15	900	3560	356
25	1200	5940	594

Fuente: HYDROFLAME TECHNOLOGIES

2.4.1. Balance molar del DHSG. A manera de ejemplo se determinara el balance molar de las corrientes alimento (Gas natural más aire) y de salida del generador de vapor (dióxido de carbono, nitrógeno y agua estado gaseoso).

Las composiciones del gas natural y del aire utilizado para el balance molar del DHSG, se ilustran en la tabla 8.

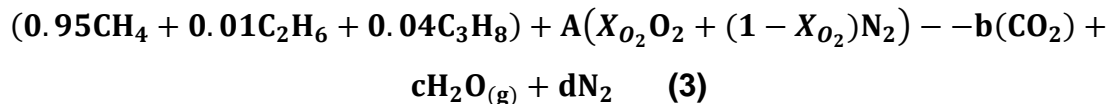
Tabla 8. Composiciones de las corrientes de entrada al DHSG

Aire		
Composición	Fracción molar	Peso molecular (gr/mol)
Nitrógeno(N ₂)	0,79	28
Oxígeno(O ₂)	0,21	32
Gas natural		
Composición	Fracción molar	Peso molecular (gr/mol)
Metano(CH ₄)	0,95	16,04
Etano (C ₂ H ₆)	0,01	30,07
Propano(C ₃ H ₈)	0,04	44,1

Fuente: Autor

Para determinar las fracciones molares de la corriente de salida del generador se hicieron los cálculos a condiciones de superficie (estándar) y están basados en el principio de la conservación de la materia (las moles que entran al DHSG son iguales a la salida del DHSG). Se resumen a continuación las operaciones:

La ecuación 2 de reacción completa



Dónde:

A= Fracción molar del aire (Necesario para la combustión).

b= Fracción molar del dióxido de carbono (CO_2).

c= Fracción molar del agua en fase gaseosa ($\text{H}_2\text{O}_{(g)}$).

Para determinar las fracciones molares de la corriente de salida del generador (Gases de combustión) se hicieron balances molares individuales para cada elemento involucrado en la reacción química, tomando como base de cálculo una mol de gas natural.

- Balance molar para el carbono (C2)

$$0.95 + 2 * 0.01 + 0.04 = b \quad (4)$$

- Balance molar para el hidrogeno (H2)

$$\frac{0.95 * 4 + 0.01 * 6 + 0.04 * 8}{2} = c \quad (5)$$

- Balance molar para el oxígeno (O₂)

$$2 * A = 2 * b + c \quad (6)$$

$$\frac{2 * 1,09 + 2,09}{2 * 0,21} = A$$

Siendo b igual a 1,09 moles (CO₂) y c igual a 2,09 moles(H₂O_(g))

- Balance molar para el nitrógeno (N₂)

$$0,79 * A = d \quad (7)$$

Siendo A igual a 10,08 moles (Aire)

Se puede ver que para reaccionar una mol de gas natural se necesita 10.08 moles de aire (21% de oxígeno y 79% de nitrógeno), generando 1.09 moles de dióxido de carbono, 2.09 moles agua en estado gaseoso y 8.03 moles de nitrógeno respectivamente. Lo cual es cierto y se puede ver en la tabla xx donde se mantiene una relación de 10 volúmenes de aire por una un volumen de gas natural utilizada (237 MSCF/D de aire para reaccionar con 23,7 MSCF/D de gas natural).

En resumen las fracciones molares de los gases a la entrada y salida del generador de vapor se muestran en la tabla 9.

Tabla 9. Fracciones molares de los gases de entrada y salida del DHSG

FRACCIONES MOLARES DE LOS GASES DE ALIMENTO Y SALIDA DEL DHSG					
ENTRA AL DHSG			SALIDA DEL DHSG		
CORRIENTE	MOLES	FRACCIÓN MOLAR	CORRIENTE	MOLES	FRACCIÓN MOLAR
GAS NATURAL	1	0,09	CO ₂	1,09	0,09
AIRE	10,08	0,91	N ₂	8,03	0,73
			H ₂ O _(g)	2,09	0,18

Fuente: Autor

Las fracciones molares de los gases de combustión pueden cambiar según la composición del gas natural que utilice el generador para la combustión. Donde se puede apreciar en el balance molar de la ecuación dos de combustión completa, que las moles dependen de la cantidad de componentes del gas natural.

Conociendo las fracciones molares de cada compuesto se puede realizar un escalamiento entre los valores (moles de CO₂, N₂ y H₂O) para calcular la cantidad de masa inyectada a la formación (Gases de combustión), junto con el vapor inyectado por el DHSG de Hydroflame Technologies.

Para el balance molar total en el DHSG, se debe tener en cuenta las moles de agua que entran al DHSG, se conservan a la salida del generador (conservación de la masa) y no reaccionan químicamente con los gases de alimento.

2.4.2. Balance volumétrico del DHSG. La corriente salida del DHSG, normalmente consta de 60% de vapor y 40% de gases de combustión (CO₂ + N₂) en volumen. El caudal total de inyección de los gases de combustión, son la suma de los caudales de aire y gas¹².

¹²United States Patent Rao.Laosiana. Agosto, 2010 no. US 7780152 B2

Para una tasa de inyección de vapor de 5 MMBTU/hr a 2200 PSI y de calidad del 80%, se requiere de un caudal de agua de 332 BPD. Los cálculos se resumen a continuación:

- La entalpia del vapor húmedo a la presión indicada, se hallada con la siguiente ecuación:

$$h_v = h_f + h_l X \quad (8)$$

La entalpia del agua saturada es de 687 BTU/lb, el calor latente (L) de 424 BTU/lb para la presión de 2200 psi, remplazando los valores en la ecuación 8, se tiene que la entalpia del vapor saturado es de:

$$h_v = 687 + (424)(0.8)$$

$$h_v = 1033.45 \text{ BTU/lb}$$

- Para una eficiencia térmica del DHSG de 90%, un poder calorífico del gas natural de 1100 BTU/PC y un caudal del gas natural de 4946 PC/hr. La masa necesaria para generar 5MMBTU/hr es:

$$\dot{m} = \frac{ET * Pc * Qg}{h_v} \quad (9)$$

Remplazando en la ecuación 11 se tiene:

$$\dot{m} = \frac{0,90 * 1100 * 4946}{1033.45} = 4837.83 \left(\frac{lb}{hr} \right) \approx 332(BPD)$$

Dónde:

h_v =Entalpia de la mezcla (liquido más vapor de agua)

h_f =Entalpia del líquido

h_l =Entalpia del vapor

X =Calidad del vapor

\dot{m} =Flujo másico de agua

De igual manera se determinan los caudales de agua necesarios para generar el vapor por el DHSG (Tabla 10).

Tabla 10. Tasa de inyección de vapor de DHSG.

CAPACIDAD DHSG (MMBTU/hr)	CAUDAL EQUIVALENTE	UNIDAD
5	332	BBL/DIA
10	664	BBL/DIA
15	996	BBL/DIA
20	1327	BBL/DIA
25	1659	BBL/DIA

Fuente: El autor

Las corrientes de salida del DHSG son de 60% en vapor y un 40% en gases de combustión, y se sabe que la combustión es completa donde el oxígeno (O₂) es consumido totalmente. (21% de los gases de combustión es de CO₂ y 79% N₂). se tiene que:

$$q_{gases} = q_{agua} * \left(\frac{0,4}{0,6}\right) \text{ (BPD)} \quad (10)$$

Remplazando el caudal de agua. El caudal de los gases a la salida del DHSG para las condiciones operacionales mencionadas anteriormente son:

$$q_{agua} = 332 \left(\frac{bbl}{dia} \right)$$

$$q_{gases} = \frac{332 * 0.4}{0.6} = 175 \left(\frac{bbl \text{ de gases resultantes de la combustion}}{dia} \right)$$

$$q_{total} = 332 + 221 = 553 \left(\frac{bbl}{dia} \right)$$

Dónde:

q_{gases} = Caudal de gases de combustión.

q_{total} = Caudal total de inyección del DHSG.

A continuación se presenta la tabla 11 en la cual se muestran los caudales de todos los componentes para los diferentes valores de generación de energía. Estos valores fueron hallados de igual forma a los cálculos anteriores y están determinados a condiciones de inyección. Las fracciones volumétricas no son mostradas debido a que se conservan es decir nunca varían.

Tabla 11. Fracciones volumétricas a la salida DHSG

GENERACION DE VAPOR (MMBTU/hr)	CAUDAL DE VAPOR SATURADO (bbl/día)	CAUDAL DE GASES DE COMBUSTION (bbl/día)	
		CAUDAL DE CO ₂ (bbl/día)	CAUDAL DE N ₂ (bbl/día)
5	332	221	
		46	175
10	664	442	
		93	350
15	996	663	
		139	524
20	1327	884	
		186	699
25	1659	1105	
		232	874

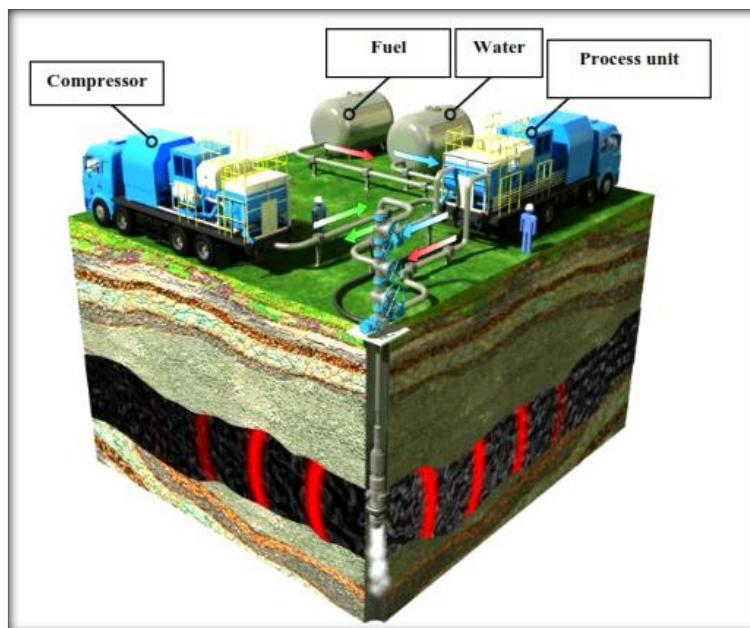
Fuente: Autor

Para las corridas de simulación numérica del piloto de inyección de vapor en fondo se es necesario conocer el caudal de inyección del generador y las fracciones volumétricas a la salida de este. Para así poder representar las condiciones reales de la generación de vapor de la herramienta de Hydroflame Technologies.

2.5. EQUIPOS DE SUPERFICIE NECESARIOS PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR DEL DHSG

Los equipos de superficie juegan un papel muy importante para la generación de vapor en fondo por parte del DHSG, ya que estos tienen como función suministrar las condiciones de operación y de alimento de las corrientes al generador. A continuación se muestran los equipos de superficie y sus principales características de operación. En la figuras 23, se puede apreciar los equipos en superficie para la generación de vapor en fondo.

Figura 23. Equipos de superficie para el DHSG



Fuente: HYDROFLAME TECHNOLOGIES

2.5.1. Sistema de compresión de aire. El DHSG en el proceso de evaporización, las corrientes de alimento del aire, gas natural y agua, debe entrar a una presión igual o similar a la presión de descarga, ya que este generador para realizar la conversión del agua, lo hace isobáricamente. Por esta razón los equipos a emplear deben tener la suficiente presión de descarga para alimentar el generador de vapor.

Las condiciones de operación que debe cumplir el DHSG son de 2136 Psi y una temperatura de inyección de 645 °F, para esto el sistema de inyección de aire debe cumplir con una presión de descarga similar a la presión de inyección del vapor. Por esta razón la compañía Hydroflame propone un diseño de dos compresores en secuencia para satisfacer las necesidades del generador de vapor (6 MMSCF/día para la generación de 25 MMBTU/hr, ver tabla 7), las características de los dos compresores se mencionan en la tabla 11.

Tabla 12. Sistema de compresión del DHSG

SISTEMA DE COMPRESIÓN	
Compresor centrífugo	
Presión de descarga (PSI)	240
Potencia del motor (hp)	1000
Motor trifásico (rev/min)	3560
Compresor reciprocante	
Presión de descarga aire (PSI)	3000
Potencia del motor (hp)	2000
Motor trifásico (rev/min)	900
Temperatura de descarga aire (°F)	290

Fuente: Hydroflame Technologies

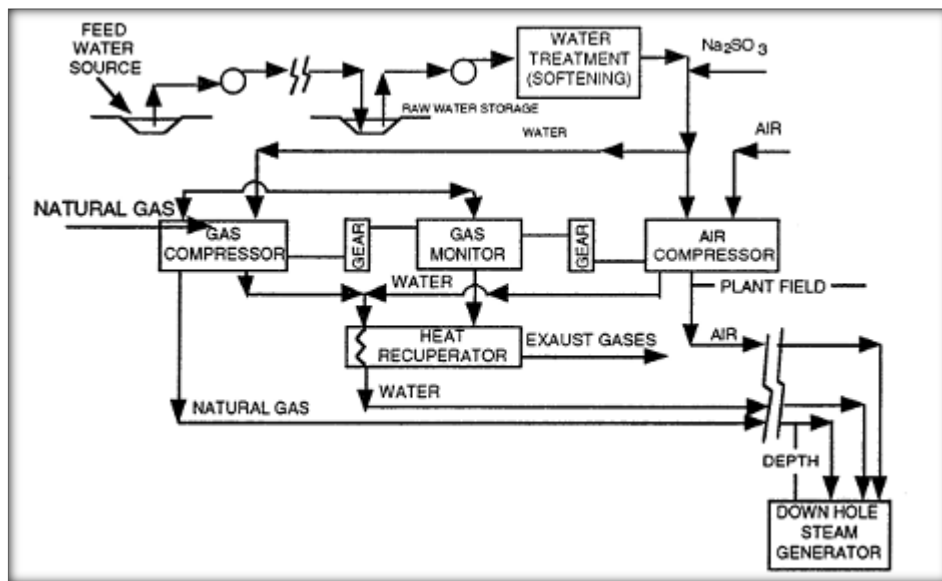
2.5.2. Sistema de Compresión del gas natural. Para la compresión del gas natural se tiene un compresor reciprocante, con un motor eléctrico de potencia

de 600 hp y una temperatura de descarga de aire de 300 °F, con una presión mínima de descarga de 2000 PSI, donde este compresor garantiza el caudal y la presión de descarga necesaria para la combustión en el DHSG (594 MSCF/día, caudal de alimento de gas al DHSG, “tabla 7”) y la generación de 25 MMBTU/hr.

2.5.3. Bomba de alimento de agua. La bomba de alimento de agua es requerida para la conducción del agua a las condiciones necesarias para la generación de vapor, este equipo es de gran importancia para dar las condiciones de presión y de velocidad del líquido dentro del generador de vapor en fondo. Se debe tener en cuenta que la presión que presenta el fluido dentro del umbilical que lo transporta y lo contiene es alta (presión hidrostática) por lo cual se es necesario una bomba centrífuga que proporciona la velocidad requerida por el generador para evaporizar el agua.

La figura 24 muestra en resumen el sistema de los equipos en superficie del generador de vapor enfondo de la compañía Hydroflame Technologies.

Figura 24. Equipos en superficie para el DHSG



Fuente: HYDROFLAME TECHNOLOGIES

Se debe tener en cuenta que los costos de operación de los equipos en superficie juegan un papel muy importancia para la evaluación económica del proyecto de inyección de vapor en fondo para el campo HT. En el capítulo 4 se analizara en de talle el costo de operación de estos equipos.

2.6. DISEÑO DE POZOS TÉRMICOS PARA LA APLICACIÓN DEL DHSG.

El completamiento de un pozo térmico debe tomar en cuenta las altas temperaturas que se van a generar dentro del pozo, ya que los elementos del pozo se van a ver afectados y por tanto se van a incrementar los costos operacionales.

Se debe tener en cuenta que los pozos térmicos no deben estar cementados en el fondo, para evitar el pandeo en las secciones no cementadas de cualquier longitud significativa, a menos de que el casing esté libre para expandirse a través de un empaque ubicado en el primer revestidor de superficie. Las juntas del revestidor tenderán a separarse si la carga de tensión excede la resistencia de separación de las juntas¹³.

En completamientos nuevos para pozos térmicos se puede evitar la separación de las juntas seleccionando una combinación conveniente de materiales, controlando la temperatura del casing y cementándolo en tensión. En los pozos existentes, solamente se puede controlar la temperatura del revestidor.

2.6.1 Completamiento del pozo inyector para el DHSG. El diseño de este tipo de pozos está limitado por los diámetros de la tubería empleados en su

¹³ MARTELO, S. DELGADO, G. "SISTEMAS DE COMPLETACIÓN EN PROCESOS TÉRMICOS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO". Caracas: UCV, 2006.

completación (La tubería de revestimiento debe ser de 7 pulgadas como mínimo, ya que para la instalación del DHSG, la tubería de producción para el pozo inyector debe ser de 6 pulgadas) y los efectos de la temperatura sobre los esfuerzos térmicos en el casing (tubería de revestimiento), para el caso donde el periodo de parada en la inyección cíclica de vapor es larga (Tiempos de producción), presentando una disminución en la temperatura del pozo, originando esfuerzos de tensión en el casing. El revestidor tiende a extenderse longitudinalmente cuando se calienta.

El completamiento de los pozos de inyección de vapor para el DHSG, debe ser diseñado para que el vapor saturado y su contenido de calor a la tasa, presión o temperatura deseadas, puedan alcanzar la formación. El equipo para prevenir el daño en el pozo y cambios de presión durante la inyección de vapor, requiere diseños térmicos específicos de completamiento de pozos.

El revestimiento es importante en los pozos de inyección de vapor porque las variaciones en temperatura resultan en grandes esfuerzos térmicos para el casing, los cuales pueden causar la falla del mismo por rotura. Las condiciones más severas ocurren en pozos profundos donde se requiere inyección a alta temperatura y presión.

En pozos superficiales, el revestimiento falla raras veces, si ha sido cementado hasta superficie y si las temperaturas y presiones son bajas durante la inyección. Las fallas ocurren frecuentemente en sartas de más de 3000 pies de profundidad, a temperaturas calculadas entre los 400– 650 °F, y a presiones de 250 – 3200 psi como es el caso de los parámetros operacionales manejados por el generador de vapor en fondo para el piloto de inyección para el campo HT, donde la profundidad de la formación es de 8000 pies de profundidad y se requiere una presión de inyección de vapor de 2136 PSI, por presentar el sector una presión de 1836 PSI (ver capítulo 3).

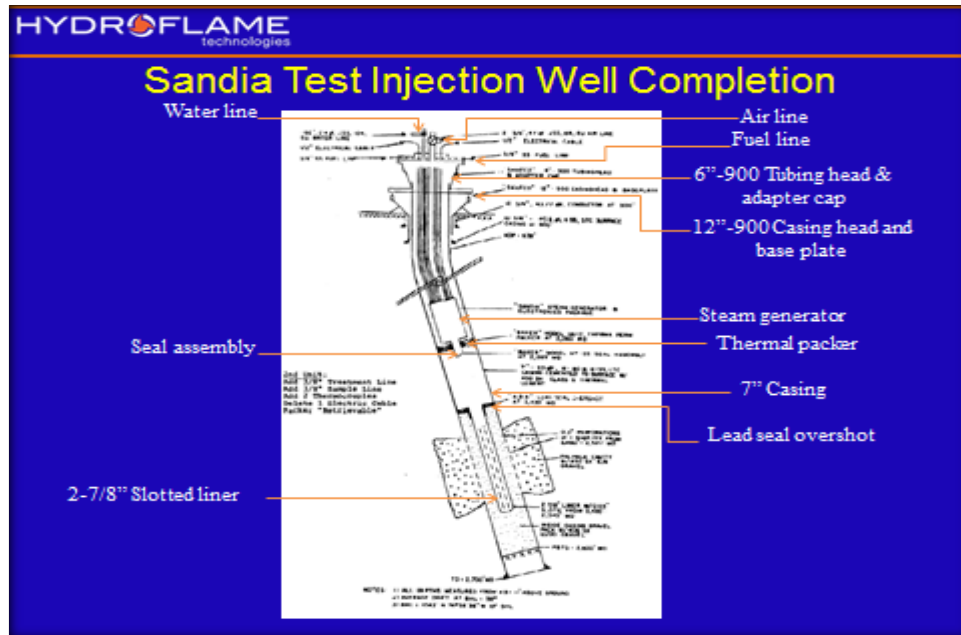
La cementación en un pozo de inyección de vapor para el DHSG, debe realizarse adecuadamente, para contener vapor en la zona de flujo. Si es posible, la sarta debe estar cementada hasta superficie, para contener esfuerzos térmicos y prevenir el movimiento excesivo. La cementación hasta superficie, también ayuda en la protección contra la corrosión.

Para reducir estos problemas, debe ser aplicada la formulación apropiada de cemento. Los cementos usados típicamente son, los API Clase A o G, o los cementos de aluminato de calcio. Estos cementos exhiben relativamente buena estabilidad térmica, pero para mejorar su desempeño se usan aditivos. Uno de los aditivos más importantes, es la sílice, que usualmente eleva en un 30% a 40% el total del peso del cemento.

El cabezal de pozo es parte integral en la implementación del DHSG. Este es similar al árbol de navidad de un pozo de inyección de vapor convencional, pero con unas modificaciones que se pueden ver en la figura 25, donde estas se resaltan a continuación:

- Se requieren un empaque térmico y una unión expansiva para disminuir la posibilidad de fallas térmicas inducidas en el revestimiento.
- El árbol de inyección debe proveer acceso fácil para insertar termocuplas u otros dispositivos para medición de temperatura.
- Deben ser usados componentes de roscado y sello especiales que puedan tolerar altas temperaturas durante prolongados períodos de tiempo.
- El árbol de navidad debe tener aberturas que permitan la entrada de las corrientes de alimento para el DHSG.

Figura 25. Completamiento térmico del pozo inyector



Fuente: HYDROFLAME TECHNOLOGIES

En la figura anterior se puede apreciar el completamiento térmico del pozo inyector para la aplicación del DHSG de la compañía Hydroflame Technologies. El cual es el diseño que se debe adoptar para la perforación del pozo HT172 (Pozo inyector del piloto de inyección de vapor para el sector del campo HT). Sin embargo también puede aplicar la tecnología de Coiled tubing para la instalación del generador, la cual reemplaza el diseño de la tubería de producción (Tubing).

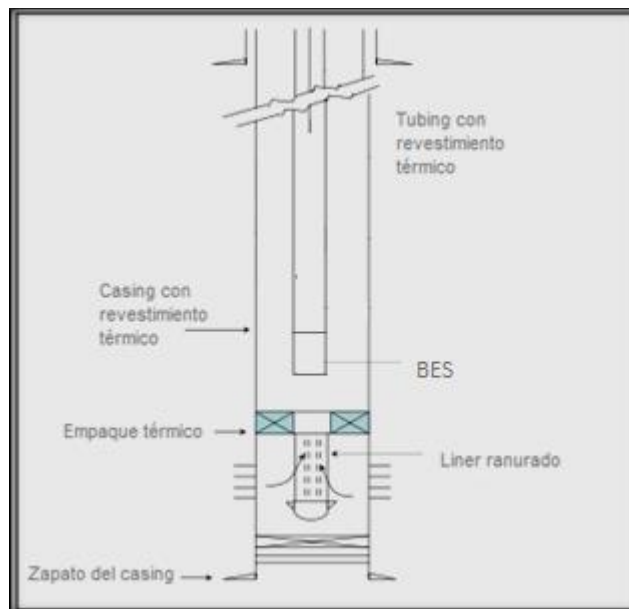
2.6.2. Completamiento térmico de un pozo productor. El completamiento de pozos productores en un proceso de inyección de vapor en fondo, es esencialmente el mismo que para cualquier pozo productor normal. El completamiento más conocido e implementado para la inyección de vapor es el liner ranurado como se puede observar en la figura 26.

Para pozos productores, el diseño del revestimiento, es el mismo que para los pozos inyectores, debido a que estos están sujetos a altas temperaturas cuando encuentran la llegada del vapor en la cara de la arena productora.

El pozo debe ser completado con un revestimiento lo suficientemente grande (N80 o K55), para permitir la instalación de configuraciones de tubos productores y bombas de subsuelo, con el tamaño suficiente que permitan bombear el crudo pesado del pozo.

El sistema de levantamiento utilizado para la producción de crudos pesados en un proceso de inyección de vapor, generalmente es el bombeo mecánico. Este sistema consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción recíprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de varillas. Cabe aclarar que el sistema de levantamiento artificial predominante en el campo HT es el bombeo electro sumergible el cual no es problema para la generación de vapor en fondo ya que esta puede soportar altos gradientes de temperatura en su línea HOT LINE y puede manejar grandes caudales de fluidos.

Figura 26. Completamiento térmico de un pozo productor



Fuente: HYDROFLAME TECHNOLOGIES

Para los pozos productores del piloto de inyección de vapor (HT95, HT96, HT174 y HT173), se debe realizar un debido completamiento térmico con el objetivo de prevenir fallas mecánicas que puedan ocasionar el cierre de estos, por las altas temperaturas (300 °F) en la cara de la formación productora. Ver capítulo tres donde se muestran los pozos productores del piloto de inyección de vapor.

En la tabla 13, se pueden observar algunos estados mecánicos de los pozos existentes del campo HT, donde la característica más importante es el diámetro del casing de revestimiento, ya que para una profundidad de 8300 ft, el diámetro es de 9 5/8, mostrando que es posible tener pozos inyectoros con completamientos mayores e iguales a 7 pulgadas necesarios para la instalación DHSG en el campo.

Tabla 13. Información de estados mecánicos del campo HT

POZOS	PMP (ft)	LINER OD (In)	PESO (Lb)	TUBING ID (in)	PROF (ft)	CASING OD (in)	PESO (Lb)	INTAKE (ft)	TUBING OD (in)	TUBING ID (in)	PESO (Lb)	ESPESOR (in)
HT 2	7934	7	23	6.336	7919.5	-	-	4810	3 1/2	2.992	9.3	0.254
HT 3	8007	7	23	6.336	7958	-	-	5962.63	3 1/2	2.992	9.3	0.254
HT 5	7794	7	28	6.276	7893	9 1/8	43.5	4494.76	5 1/2	4.95	17	0.275
HT 7	7796	7	29	6.184	7796	9 1/8	43.5	5108	5 1/2	4.95	15.5	0.304
HT 8	8051	7	29	6.184	8055.5	9 1/8	47	5026	5 1/2	4.95	17	0.275
HT 9	8710	7	29	6.184	8094	9 1/8	47	6018	5 1/2	4.95	17	0.275

Fuente: ECOPETROL S.A.

2.7. VENTAJAS Y CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR DE VAPOR EN FONDO (DHSG)

Las características y ventajas más relevantes del DHSG de Hydroflame Technologies son:

- Las dimensiones del DHSG para la inyección de vapor en pozos verticales son de cuatro pulgadas de diámetro por seis pies de largo. En procesos de SAGD las dimensiones son de cuatro pulgadas de diámetro y 20 pies de largo.
- El generador de vapor en fondo puede aplicar las dos técnicas de inyección vapor al yacimiento, Cíclica (El DHSG se instala en la cabeza del pozo, considerándose la perdidas de calor dentro de este) y continua de vapor (El DHSG se instala por encima de la formación productora evitándose la perdidas en el sistema).
- Los gases de combustión son inyectados junto con el vapor a la formación logrando una reducción de viscosidad adicional y haciendo la tecnología más amistosa con el medio ambiente.
- No necesita un riguroso proceso de tratamiento de agua de alimento.
- El generador de vapor en fondo alcanza un 98% de eficiencia térmica y por ende genera un vapor de alta calidad (80 a 90 %).
- Recuperación incremental de petróleo de 100 al 900% en las formaciones.
- Tiene aplicación en arenas bituminosas.
- Opera a altas temperaturas (Hasta 4000 °F), presiones (> a 2500 PSI) y profundidades (Mayores de 3000 pies).
- No tiene problemas de fatiga ni esfuerzos térmicos que generen un deterioro en la cámara de combustión.
- El DHSG puede operar por largos periodos de tiempo (tiempos mayores a 5 años) sin presentar problema alguno.

2.8. APLICACIÓN DE CAMPO DEL DHSG

Varios intentos para desarrollar generadores de vapor en fondo se han hecho en el pasado, pero todos han tenido problemas debido a dificultades técnicas. Probablemente el intento más conocido fue por Sandia National Laboratories en

1980¹⁴. Donde se presentaron altos gradientes de temperatura en la cámara de combustión causando la falla eventual del DHSG. El problema surgió por la circulación de agua a baja temperatura en la cara externa de la cámara de combustión presentándose grandes esfuerzos térmicos por la presencia de las altas temperaturas de los gases de combustión en su cara interna. Por esta razón hubo agrietamiento en las paredes de la cámara ocasionando la falla del generador de vapor.

En febrero del 2012, el DHSG de Hydroflame Technologies fue probado en superficie para realizar una inyección cíclica de vapor a un pozo que estaba cerrado desde el año 1985, este presento una producción de 5 BPD y después fue cerrado por no producir petróleo. Para el año 2006 se trató de producir aceite por inyección de vapor generada desde superficie, pero se obtuvo una mala respuesta en la recuperación de petróleo para este pozo. La inyección de gases de combustión y de vapor por parte del generador de vapor de Hydroflame en el proceso de inyección cíclica de vapor, para el pozo, produjo inicialmente 15 BPD para el cuatro de febrero del dos mil doce (04/02/2012), acumulando 722 BBL para el 7 de febrero del mismo año. Actualmente el pozo sigue produciendo y ha acumulado más de 1200 BBL de petróleo. En otras pruebas del DHSG en campos de Canadá y Estados Unidos, mejoraron la recuperación de petróleo de un 100 a 900%¹⁵.

En esta sección del libro se describieron las características operacionales, funcionamiento, secciones principales, diseño del pozo inyector, equipos de superficie, balances volumétricos del DHSG de Hydroflame Technology. A continuación (Capítulo 3) se evaluará la respuesta de la formación (Aceite

¹⁴MONTES, E. PACHECO, H. "APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGIAS PARA LA RECUPERACION DE CRUDO PESADO EN YACIMIENTOS PROFUNDOS". Bucaramanga: UIS, 2006. p45.

¹⁵ Hydroflame Technologies. Aplicación de campo DHSG. [En línea]. 2012. [Citado 15-Dic-2012]. Disponible en internet: <http://www.hydroflametechnologies.com/field>

incremental por la tecnología) al inyectarse vapor de alta calidad, y por medio de la sensibilización y optimización de los parámetros operacionales del DHSG de Hydroflame Technologies se obtendrá el mejor escenario de inyección de vapor en fondo para el sector del campo HT.

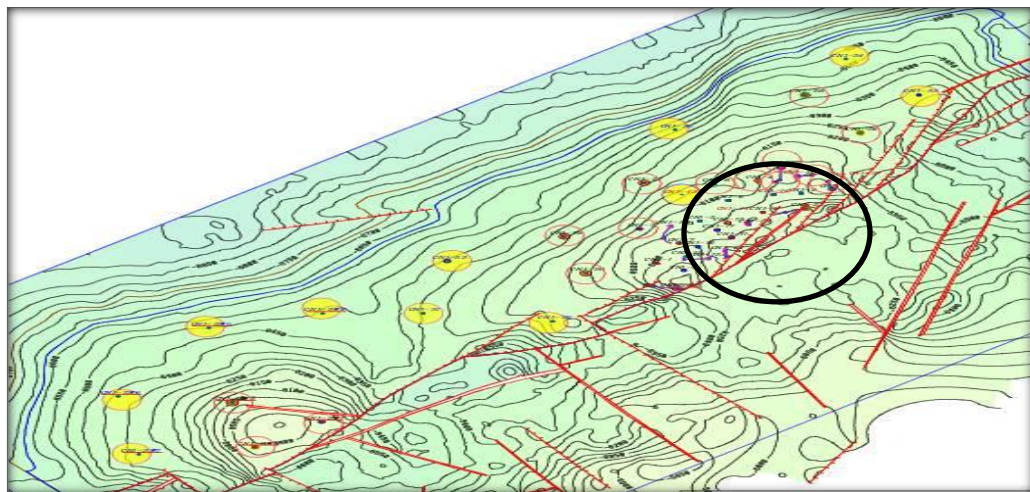
3. ANALISIS DE SENSIBILIZACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE PARAMETROS DE OPERACIÓN UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN DE VAPOR EN FONDO

En esta sección del libro se evaluará la factibilidad técnica de la implementación del generador de vapor en fondo a la formación productora B2 del campo HT, donde los parámetros operacionales del DHSG serán evaluados, sensibilizados y optimizados por medio de la herramienta software CMOST de CMG, con el propósito de observar la respuesta de la formación a este modelo de inyección de vapor.

3.1. SECTOR MODEL

El sector model que entrega el equipo de ECOPETROL S.A. para la realización del piloto de inyección de vapor en fondo, está ubicado en el área norte del campo HT, el cual tiene una profundidad de 5993 ft y 6680 ft (Profundidad del yacimiento medida desde el nivel del mar), éste presenta una falla de cabalgamiento (inversa) que no permite el flujo a través de la misma y limita el yacimiento. Ver figura 28.

Figura 27. Mapa de ubicación del sector model



Fuente: ECOPETROL S.A.

3.1.1. Propiedades de la Roca. La información estratigráfica del modelo se obtuvo a partir de información petrofísica de pozos corazonados. El campo en estudio se caracteriza por presentar un número considerable de intercalaciones de arcilla a lo largo su columna estratigráfica. Además este campo presenta varios tipos de arenas productoras con diferentes propiedades. La tabla 13 muestra las propiedades térmicas de la roca y su compresibilidad.

Tabla 14. Propiedades de la roca

PROPIEDADES DE LA ROCA	VALOR
Compresibilidad de la formación (1/psi)	4.45E-6
Conductividad térmica (BTU/ft °F día)	40
Capacidad calórica volumétrica (BTU/ ft ³ °F)	34

Fuente: Autor

Los estratos del yacimiento son altamente heterogéneos. En la tabla 15 se puede observar las propiedades características de las 6 capas de la unidad productora B2 del campo HT, las cuales están presentes en el sector donde se ubicara el piloto de inyección de vapor en fondo.

Tabla 15. Propiedades de la unidad productora B2

PROPIEDADES DE LA UNIDAD T2							
Layer	Espesor (ft)	Ki (mD)	Kj (mD)	Kk (mD)	Porosidad (Fracción)	So(Fracción)	Sw (Fracción)
13	10,7	600	600	700	0,17	0,8	0,2
14	10,9	600	600	700	0,18	0,73	0,27
15	10,5	3000-4000	3000-4000	3000-4000	0,2	0,68	0,32
16	10,5	3000	3000	3000	0,2	0,82	0,18
17	10,7	4000-700	4000-700	4000-700	0,15	0,78	0,22
18	10,6	700-4000	700-4000	700-4000	0,18	0,75	0,25

Fuente: Autor

3.1.2. Propiedades de los fluidos. Las propiedades de los fluidos juegan un papel muy importante en la selección y el esquema de desarrollo de cualquier proceso de recobro mejorado, dentro de estas encontramos la viscosidad, la gravedad API, la densidad y la compresibilidad de la formación, entre otras. Estas son enunciadas en la tabla 16.

Tabla 16. Propiedades del fluido

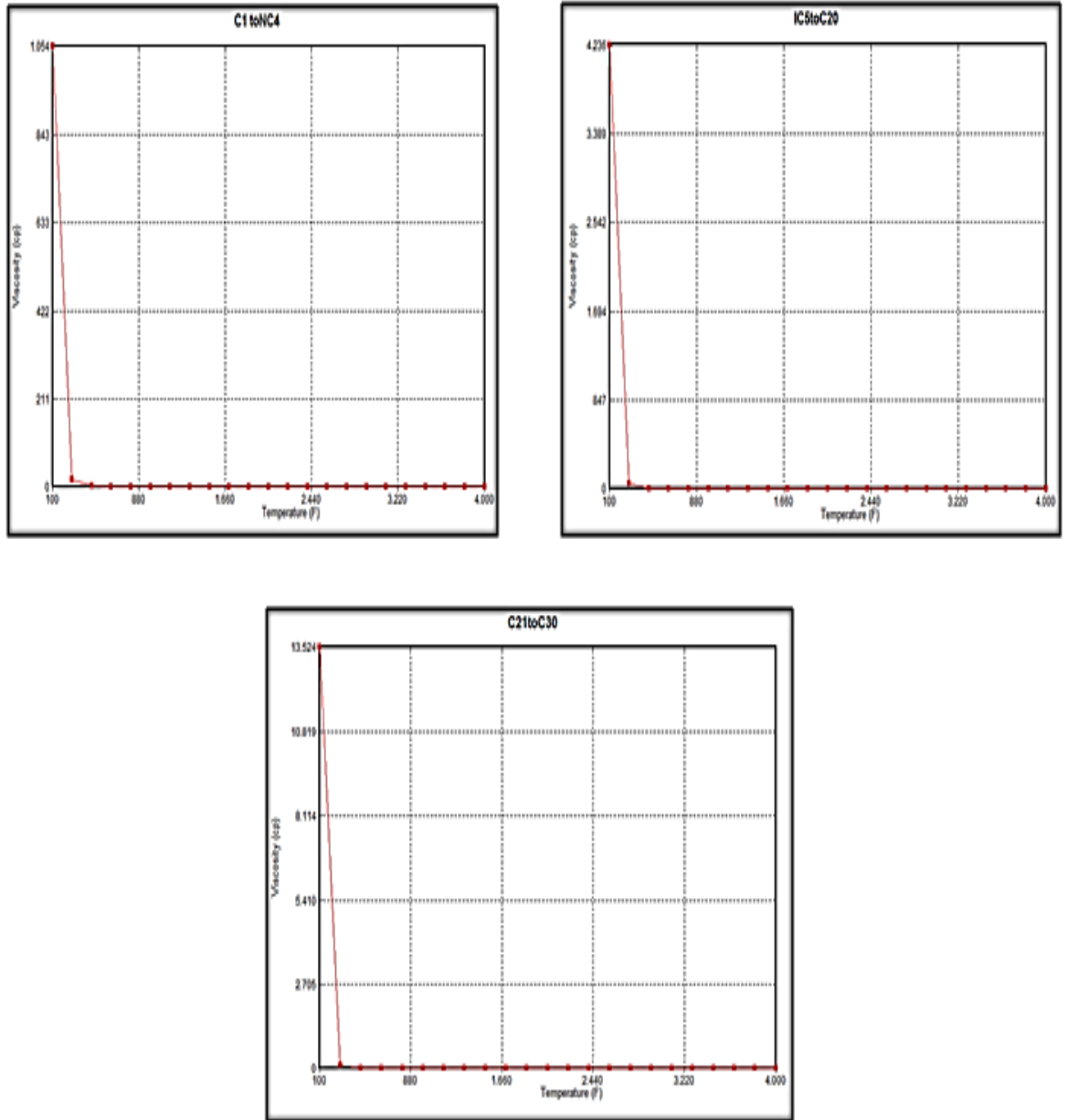
PROPIEDADES DEL FLUIDO	
Peso molecular (lb-mol)	360
Densidad del aceite (lb/ft ³)	60.2
Temperatura del yacimiento (°F)	180
Presión de Burbuja (Psi)	550
Gravedad específica del Gas	0.6
AGUA	
Propiedades estándar	

Fuente: autor

El modelo de fluidos del sector se generó a partir de un PVT sintético creado en IMEX-CMG, mediante el uso de correlaciones. En la siguiente tabla se presentan las propiedades utilizadas para generar el PVT sintético las cuales fueron obtenidas a partir de pruebas de laboratorio realizadas a muestras de fluidos del campo en estudio.

El aceite contenido en la unidad productora B2 en el sector de estudio del campo HT, tiene una viscosidad que oscila entre 300 a 500 Cp; la cual es representativa para la temperatura del yacimiento (180 °F), esto se puede apreciar en la figura 28.

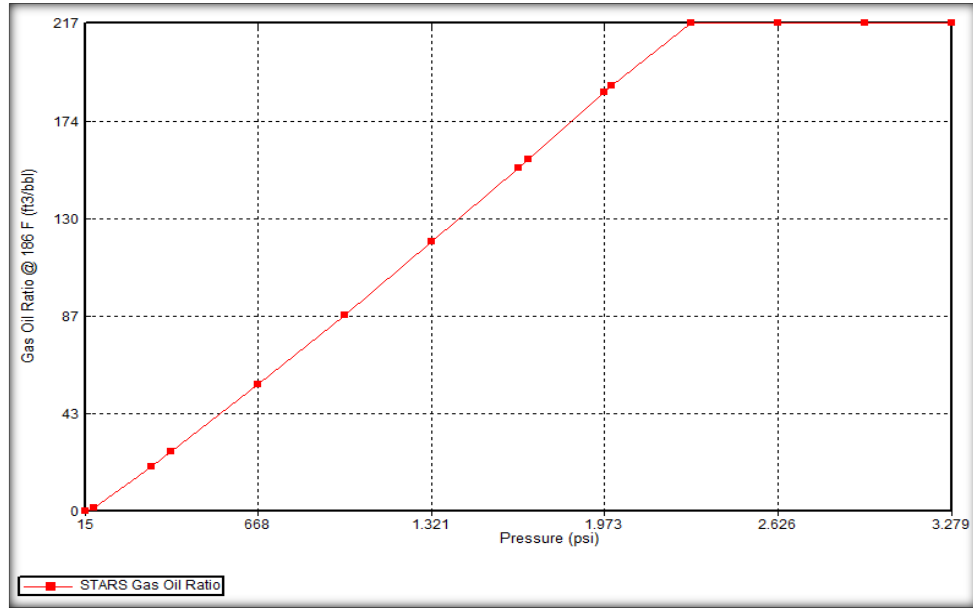
Figura 28. Viscosidad del aceite Vs Temperatura



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, STARS.

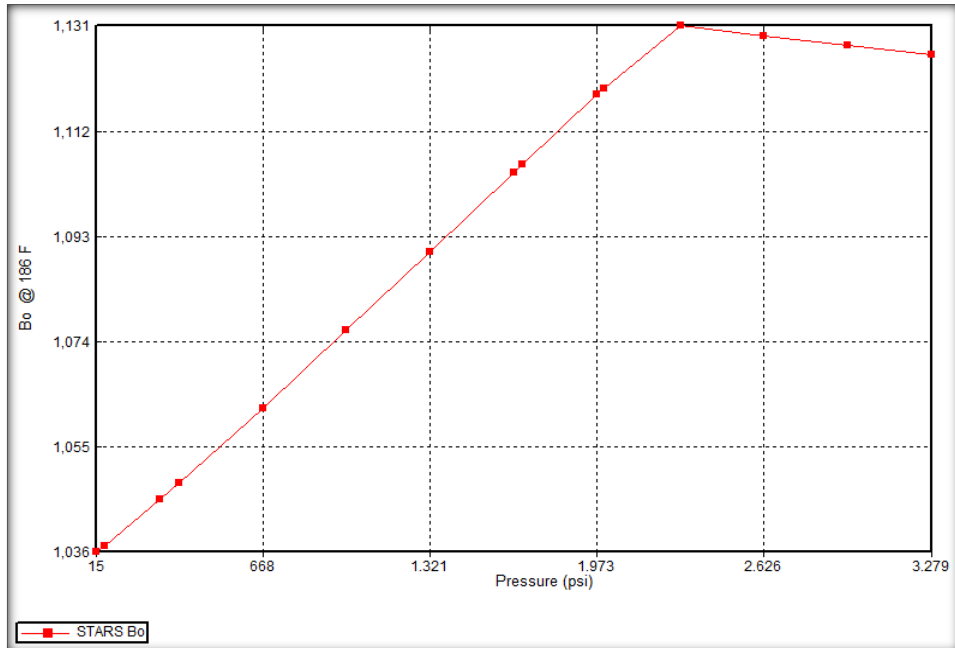
Otras propiedades del fluido obtenidas con el PVT sintético como el gas en solución y el factor volumétrico del aceite son mostradas a continuación (Figuras 29 y 30).

Figura 29. Rs obtenido PVT sintético.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, STARS.

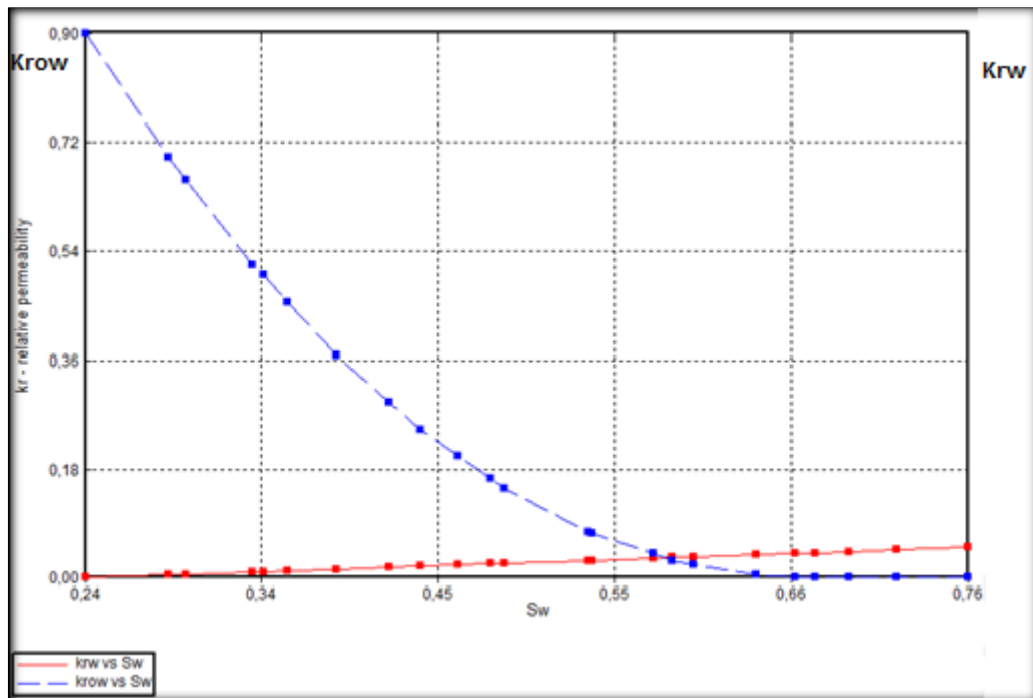
Figura 30. Factor volumétrico de formación de aceite



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

3.1.3. Interacción roca-fluido. Las propiedades resultantes de la interacción roca-fluido dan una idea del comportamiento del movimiento de los fluidos en el yacimiento, estos datos son la base de los modelos numéricos para la predicción del comportamiento de cualquier proceso de recobro mejorado. En la figura 31 se pueden observar las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.

Figura 31. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite



Fuente: CMG, STARS.

De acuerdo al comportamiento de la curva de permeabilidad relativa se puede clasificar el yacimiento como mojado por agua, lo cual favorece el desplazamiento del aceite por agua; sin embargo, este efecto es opacado por la alta viscosidad que presenta el crudo a condiciones de yacimiento (Fuerzas viscosas).

3.1.4. Modelo de inyección. En la presente sección se describirán las principales características del modelo de inyección de vapor que se planteó para el análisis

de la factibilidad técnica del generador de vapor en fondo de la compañía Hydroflame Technologies en el piloto de inyección del campo HT.

Para el análisis de la factibilidad técnica del generador de vapor en fondo en el campo HT, el departamento de recobro mejorado de Ecopetrol S.A. Suministro el modelo de simulación en STARS (CMG), el cual ya está calibrado (History Matching). Por esta razón se realizaron modificaciones a los parámetros operacionales alcanzados por el DHSG, sin modificar los parámetros geológicos y las condiciones operacionales de los pozos presentes en el piloto de inyección (Espaciamiento de los pozos, presión de fondo y máxima producción de aceite). Se resalta que estas condiciones de operación permiten la implementación del DHSG.

El modelo de simulación comprende un enmallado no ortogonal Corner Point con un total de 30566 Grid blocks distribuidos de la siguiente forma (ver figura 32):

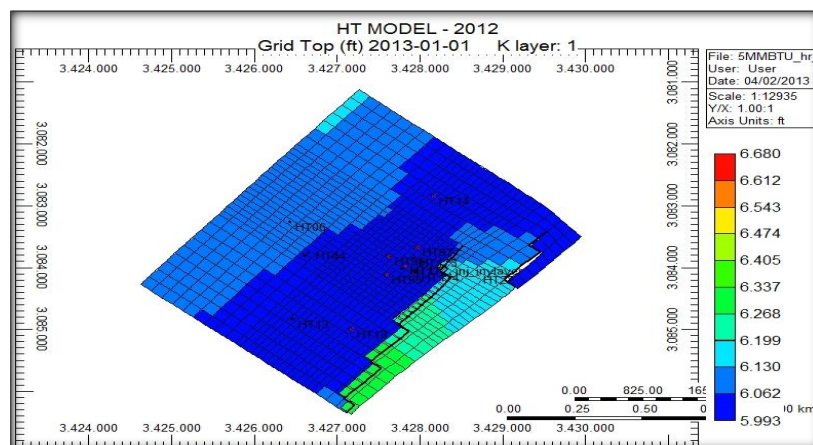
Bloques en X: 34

Bloques en Y: 29

Bloques en Z (capas o layers): 31

Área total aproximada=339.9 Acres

Figura 32. Sector Model del campo HT



Fuente: Builder. CMG

El modelo de simulación inicia, el 2 de febrero del año 2010 y finaliza el 1 de enero del 2018. El pozo HT 18 se encuentra perforado desde el inicio del modelo, y con este fue calibrado el modelo de simulación. La tabla 17 muestra los pozos presentes en el modelo y sus fechas de completamiento.

Tabla 17. Pozos y sus completamientos iniciales

POZO	FECHA DE COMPLETAMIENTO
HT 18	02-FEBRERO-2010
HT 22	10-OCTUBRE-2010
HT 14	11-NOVIEMBRE-2010
HT 13	01-ENERO-2012
HT 95	01-MARZO-2012
HT 96	01-ABRIL-2012
HT 97	01-MAYO-2012
HT 06	01-NOVIEMBRE-2012
HT 44	01-NOVIEMBRE-2012
HT 172	01-ENERO-2013
HT 173	01-ENERO-2013
HT 174	01-ENERO-2013
HT 172_INJ	01-ENERO-2013

Fuente: El autor

De los trece pozos, cinco hacen parte del patrón de inyección (Cinco puntos, invertido), los cuales serán considerados en el piloto de inyección de vapor en fondo.

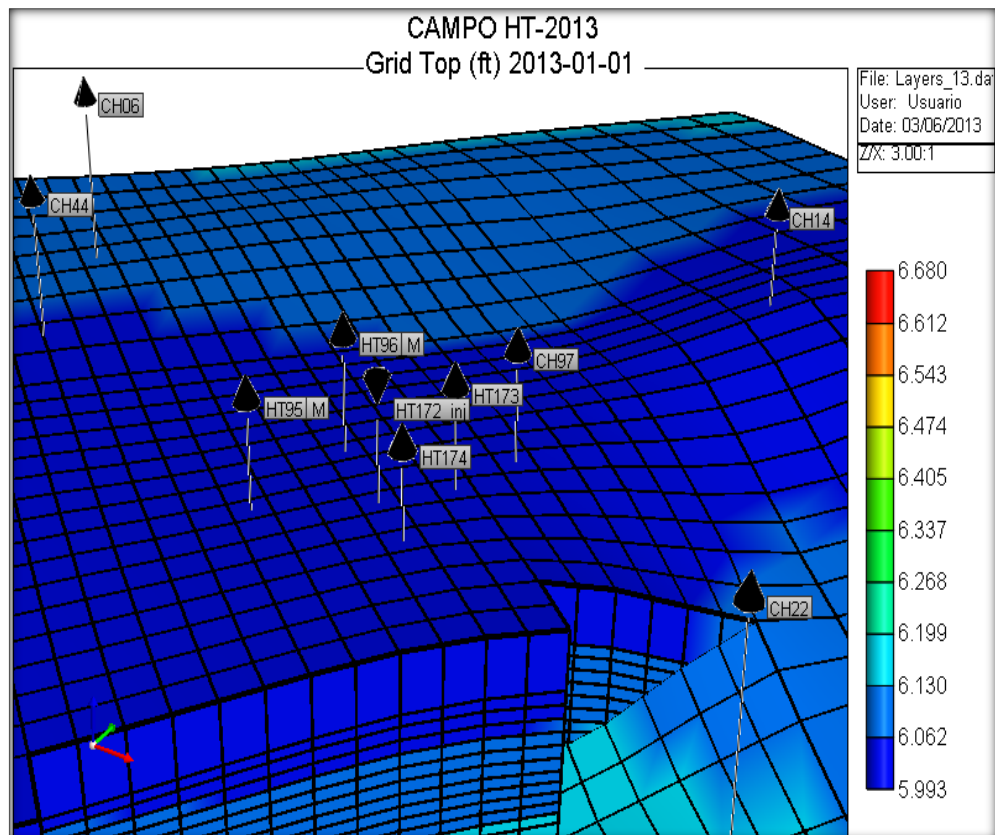
Los contactos Agua-Aceite y Gas-Aceite no están presentes en la unidad productora B2 (Definida en los layers 13-18), por lo cual se esperan bajos cortes

de agua y baja relación aceite gas (GOR) en la etapa inicial del proceso (antes de la inyección de vapor).

3.1.5. Piloto de inyección de vapor en fondo.

La región donde se realizara la inyección de vapor presenta un refinamiento de celdas, en el cual se encuentran 6 pozos en total (5 productores y 1 inyector), de esos cinco pozos, 4 hacen parte del patrón de inyección junto con el pozo inyector (HT 172_inj). El pozo restante (HT 97) se tomara como un pozo de monitoreo para la generación de vapor en fondo. Ver figura 33.

Figura 33. Patrón de inyección de 5 puntos invertido



Fuente: Builder. CMG

En el piloto de inyección de vapor en fondo se refinaron en total 324 Grid Blocks del sector en estudio, los cuales corresponden a la unidad productora B2 del sector del campo HT. El área refinada del piloto de inyección de vapor es de 8.23 acres; El área del patrón (Irregular) de inyección es de dos acres con un espaciamiento del pozo inyector con los pozos productores de 220 pies en promedio. El espesor de la unidad B2 es de 63.9 pies y está comprendida en 7 capas para el sector de estudio. La tabla 15 resume las principales características de la unidad productora B2 del campo HT.

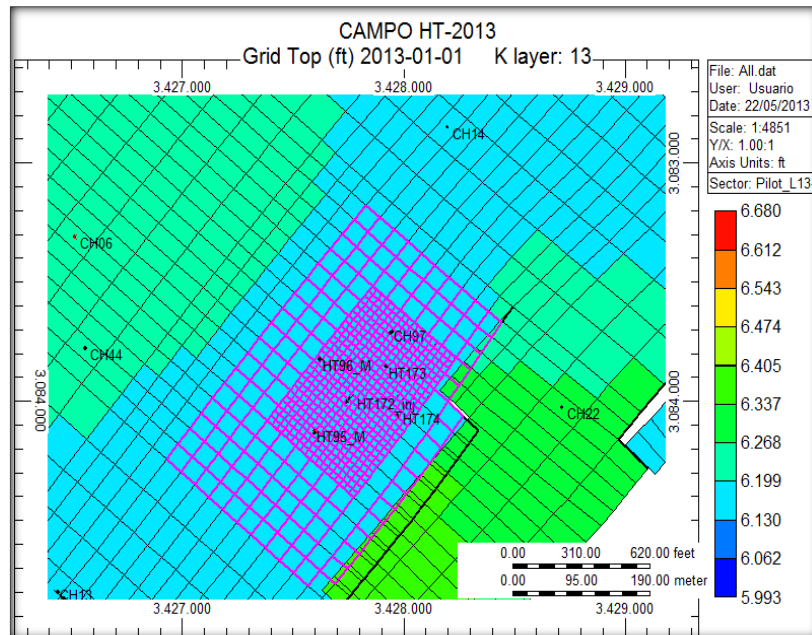
En el piloto de inyección de vapor en fondo, los pozos productores tienen una restricción de 1300 BPD (Barriles por día) de producción máxima de aceite y 1300 PSI de presión mínima en fondo, los cuales están completados de la siguiente manera:

- Los Pozos productores producen de la capa 13 a la capa 31 con el objetivo de aprovechar la producción de las tres unidades productoras del campo HT.
- El Pozo inyector (HT_172) esta completado a lo largo de la formación B2 (Layers 13-18). Con el propósito de evaluar el mejor escenario de inyección de vapor para la formación del campo HT (Inyección selectiva).

Para efectos de la simulación numérica en STARS (CMG software) la producción primaria ira desde el dos de febrero del 2010, hasta el primero de enero del 2013. Donde empieza el piloto de inyección de vapor en fondo.

El sector o región del cual se analizaran los resultados (ver figura 36), se extraerán parámetros tales como: El factor de recobro, relación Aceite-Vapor para efectos del análisis económico, temperatura, producción de agua y crudo, entre otras variables a observar con el fin de caracterizar el proceso y determinar su viabilidad técnica.

Figura 34. Sector de análisis en STARS



Fuente: Builder. CMG

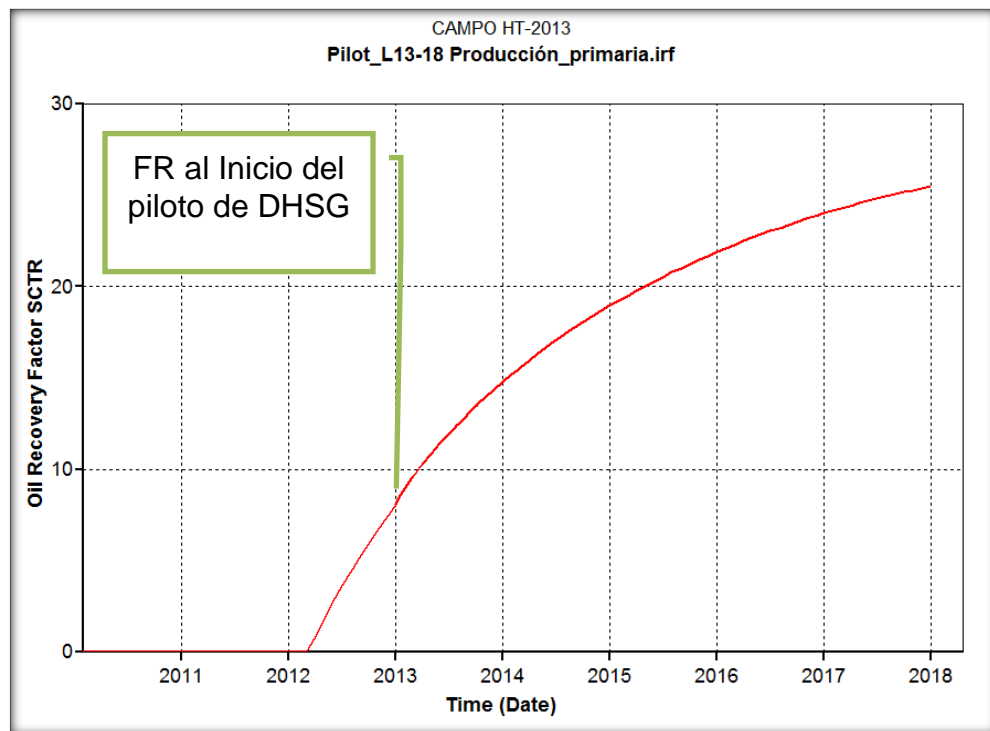
Se debe tener en cuenta que para el desarrollo del mejor escenario de inyección de vapor en fondo para la unidad productora B2, no se harán modificaciones a las características geológicas, condiciones de operación y ubicación de los pozos productores entregados por el grupo de recobro mejorado de Ecopetrol S.A, con el fin de proporcionar un escenario real, para las condiciones de operación de DHSG y de los pozos del piloto del campo HT.

3.1.6. Producción primaria: En el planteamiento del modelo de producción primaria o en frío, se tomaron los pozos del sector que fueron perforados antes y después del primero de enero del 2013 (HT95, HT96, HT173 y HT174) y se dejaron produciendo hasta el final del tiempo de simulación (Primero de enero del 2018), alcanzando un factor de recobro de 25.5 % (480.000 BBI de aceite). Esta recuperación de crudo para el sector (Figura 35) se obtiene por los altos

gradientes de presión de la formación que permite la producción de aceite de la unidad productora B2 del campo HT.

El factor de recobro obtenido para el primero de enero del 2013 (Inicio del piloto de inyección de vapor en fondo) por la producción primaria de los pozos HT95 Y HT96 es de 8%, representado en 150.018 BBl de aceite recuperados para el sector al inicio del proyecto.

Figura 35. Factor de recobro en producción primaria

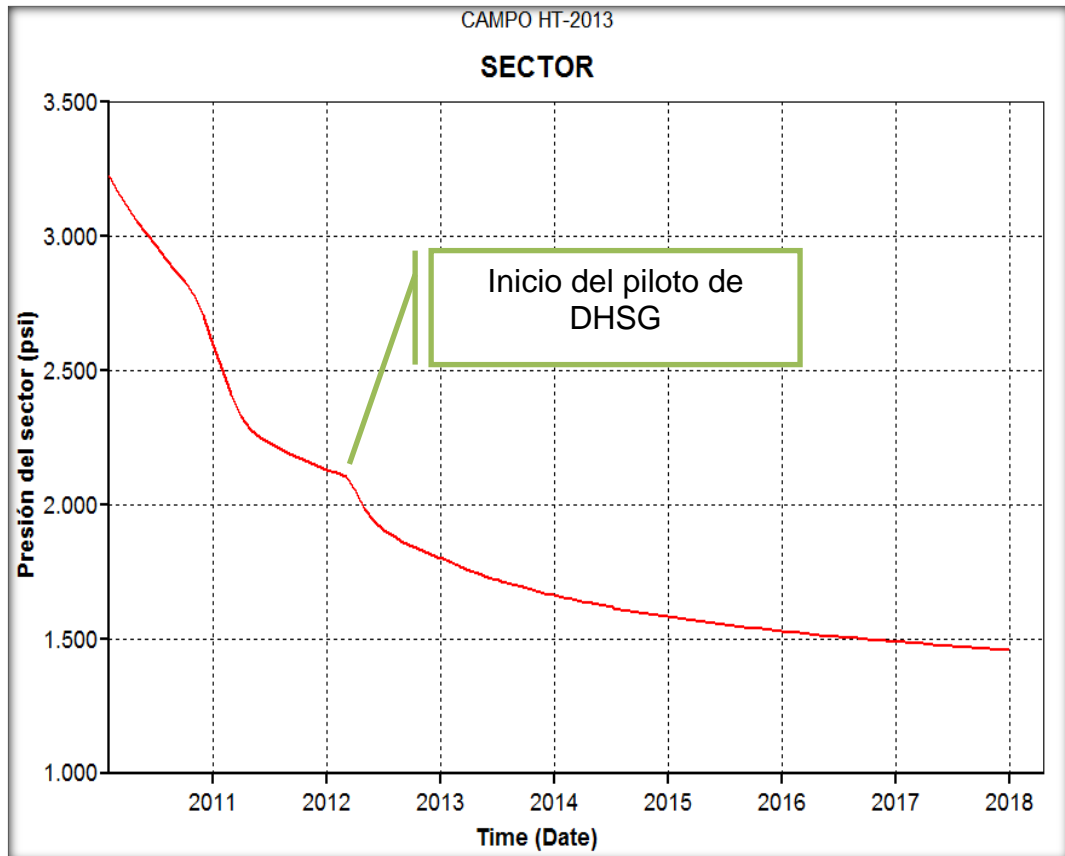


Fuente: Builder. CMG

En la figura 36 se puede observar la presión promedio del sector, en la cual se observa una curva de depleción natural, presentando la expansión de la roca y los fluidos del yacimiento. Los cambios de tendencia evidenciados en la gráfica son resultado de la perforación de nuevos pozos en el campo. La presión del sector evidencia las condiciones de presión en las que se debe inyectar el vapor a la

unidad productora B2 por parte del piloto de generación de vapor en fondo (300 Psi por encima de la presión del sector, lo cual no es problema para la tecnología de generación de vapor en fondo “Características operacionales de la DHSG”).

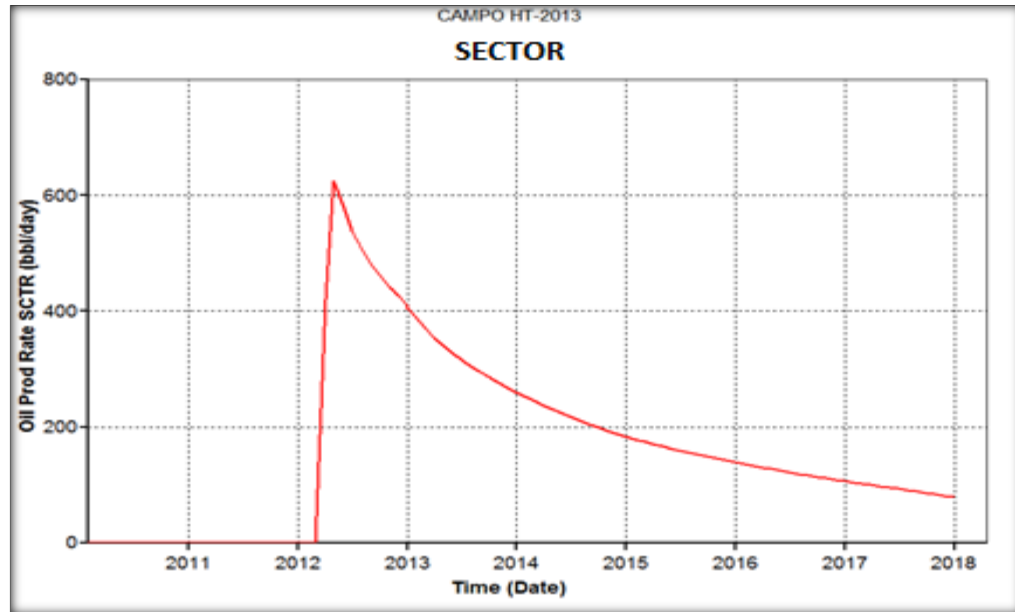
Figura 36. Presión promedio en producción primaria



Fuente: Builder. CMG

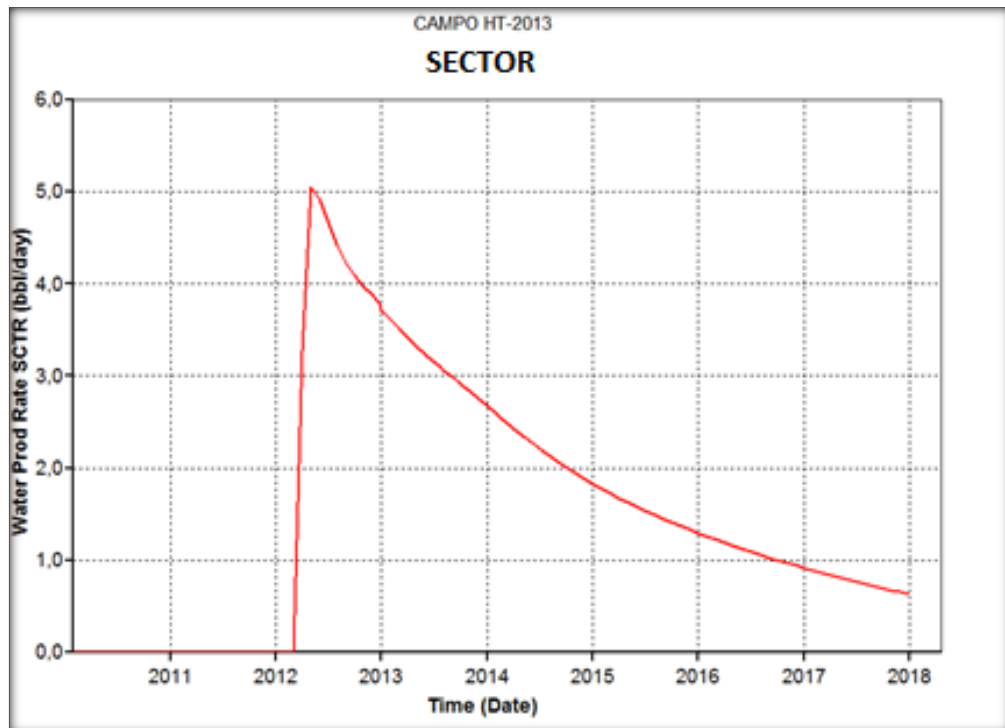
Las figuras 37, 38 y 39, muestran la producción diaria de agua, aceite y los cortes de agua en los pozos productores del sector en la producción primaria, que irán hasta el primero de enero del 2018 (Fin de la simulación), esto se realiza con el fin de mostrar al lector el comportamiento de la formación B2, sin la implementación del proceso térmico de la generación de vapor en fondo, y servirán como referencia para determinar el impacto de la generación de vapor en fondo para la unidad productora B2 del campo HT.

Figura 37. Caudal de aceite en producción primaria



Fuente: Builder. CMG

Figura 38. Caudal de agua en producción primaria



Fuente: Builder. CMG

Figura 39. Corte de agua de los pozos productores, en la recuperación primaria para el sector



Fuente: Builder. CMG

3.2. CASO BASE DE INYECCIÓN DE VAPOR EN FONDO

El caso base es un escenario de inyección continua de vapor como método de generación de vapor en fondo para la recuperación de crudo de la formación B2 del campo HT.

Con el propósito de obtener el mejor escenario de inyección continua de vapor en fondo, se evaluarán las características operacionales del DHSG “Tasas de inyección, calidad del vapor inyectado y presión de inyección”. Además la unidad productora B2 presenta una alta heterogeneidad en sus propiedades (Porosidad Y permeabilidad) y una reducida área del patrón de inyección, por lo cual se plantea una inyección y producción selectiva en las capas de la formación B2, con el propósito de controlar la irrupción temprana del vapor en los pozos productores.

Evaluando el aumento en los porcentajes de los cortes de agua del sector, se establecerá las fechas para cuando el vapor irrumpe en piloto de inyección de vapor en fondo. Para estos periodos de tiempo se variara la tasa de inyección de vapor con la finalidad de tener una mayor eficiencia de barrido del vapor y una menor producción de agua, traduciéndose en menores costos para el proyecto.

Los parámetros del caso base de inyección de vapor en fondo se resumen en la tabla 18, y son tomados por las condiciones de operación del generador de vapor en fondo de la compañía Hydroflame Technologies (Se recomienda ver las características operacionales y balances volumétricos del DHSG, descritos en el capítulo 2), los cuales se mantendrán constantes en las corridas de simulación para determinar un caso base adecuado (Mejor configuración de inyección, producción de la formación y la variación de las tasas de inyección después del tiempo de ruptura) para la generación de vapor en fondo, y así poder realizar un análisis de sensibilidad y optimización de sus parámetros, que representen el mejor esquema de explotación para la unidad productora B2.

Tabla 18. Parámetros operacionales del caso base

INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR “DHSG”	
PARÁMETRO	VALOR
Presión de inyección de vapor(PSI)	2200
Temperatura de inyección(F)	650
Calidad del vapor (%)	80
Presión en fondo de los pozos productores (PSI)	1300
Producción máxima de los pozos productores (PSI)	1300
Espaciamiento entre el pozo inyector (HT172) y productores (ft)	220

Fuente: Autor

La presión de inyección del vapor fue tomada a partir de la presión promedio del sector (1836 psi para 01 de Enero de 2013). Según la literatura¹⁶ se debe tomar un delta de presión entre 200 a 500 psi por encima de la presión promedio, garantizando que el vapor pueda entrar a las arenas productoras. Por tal motivo, la presión de inyección es de 2200 PSI y la temperatura de saturación del vapor es de 650 °F (Tablas de vapor).

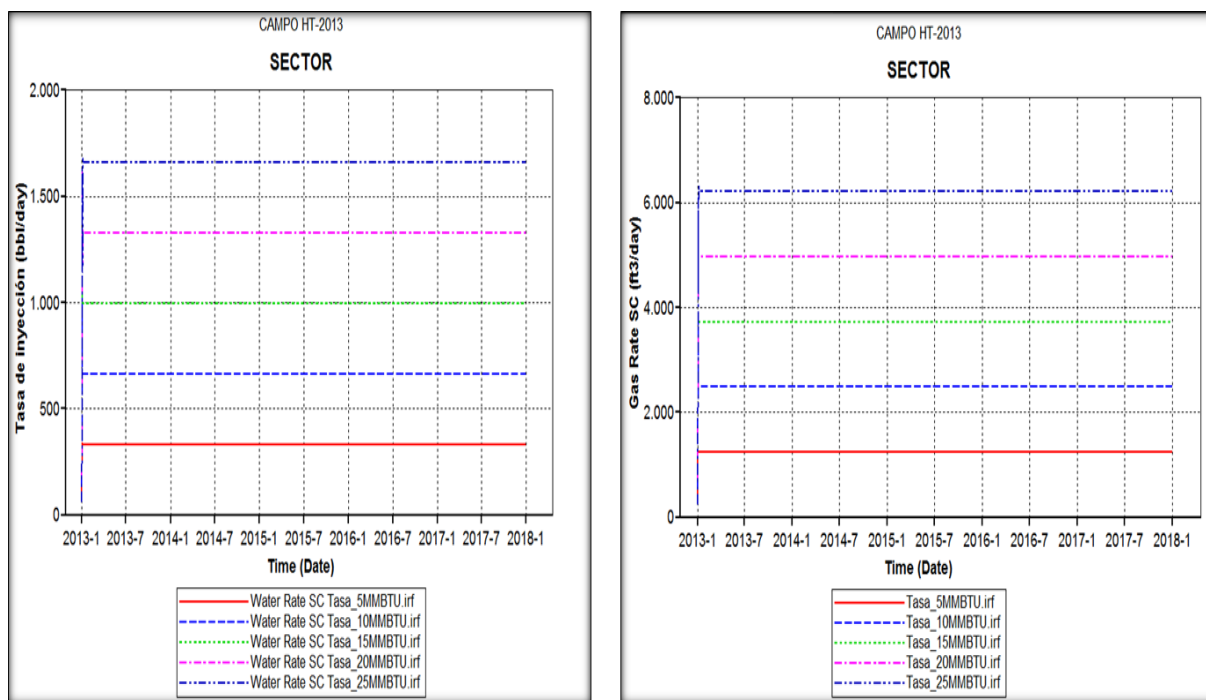
3.2.1. Variación de la tasa de inyección de vapor

Como se mencionó anteriormente, los parámetros operacionales (Tablas 18) se mantienen constantes, y se inyecta el vapor a lo largo de la unidad B2. Para este escenario solo se varían las tasas de inyección de vapor alcanzadas por el DHSG, con el objetivo de ver la recuperación incremental que se obtiene por la inyección de vapor a una alta calidad.

Es importante conocer el valor óptimo de caudal de inyección de vapor más los gases de combustión a una tasa constante de DHSG, con el fin de disminuir costos de inyección del vapor, ya que a mayor caudal, mayor será el requerimiento de potencia en los equipos de superficie para la compresión de los gases (Aire y gas natural) y el costo de tratamiento y consumo de las tasas de alimento para el generador de vapor en fondo, traduciéndose en menos ganancias para el proyecto. Este parámetro se variara a 553, 1106, 1659, 2212, y 2766 BPD.

¹⁶ GOMEZ, L.G. Recuperación mejorada de hidrocarburos inyección cíclica y continua de vapor. UIS. 1989

Figura 40. Inyectividad en el yacimiento, debido a los diferentes Caudales de inyección de vapor en fondo.



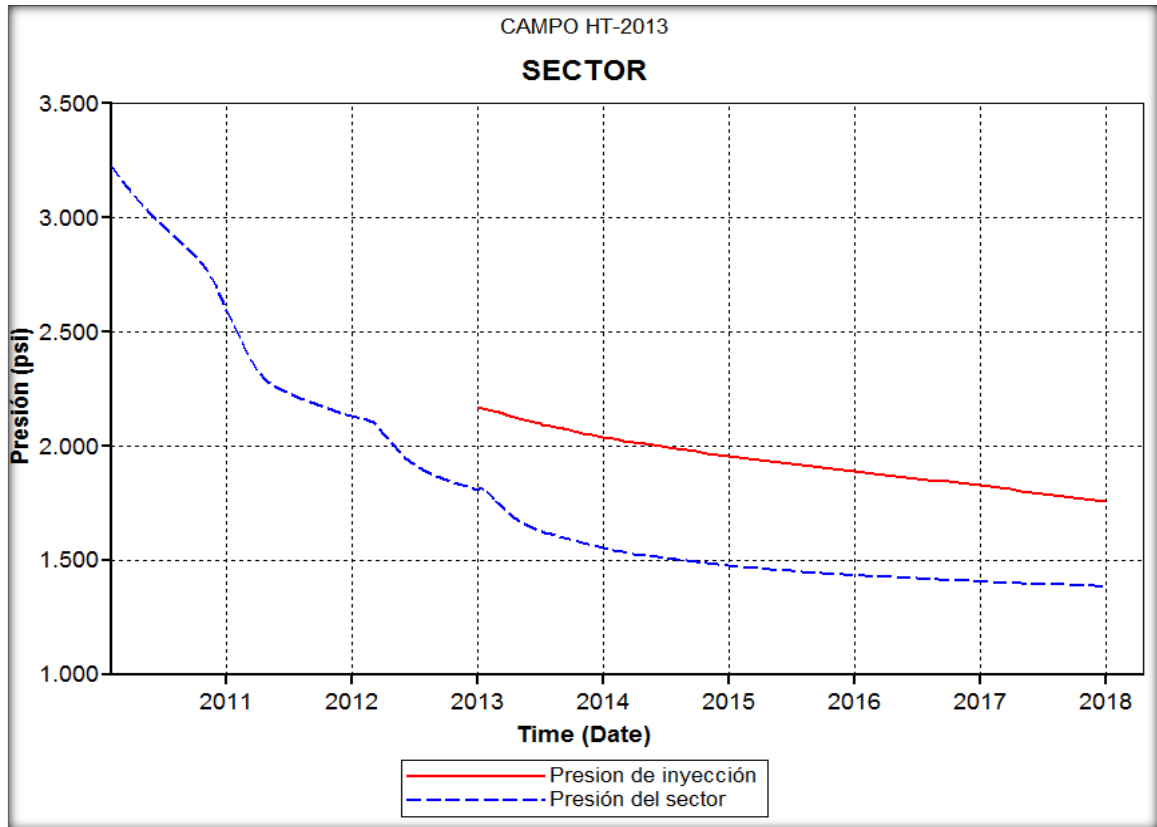
Fuente: Results Graph. CMG

En la figuras 40, se aprecia que las tasas de vapor inyectadas a la formación productora B2 por parte del DHSG, son aceptadas por la unidad productora, al igual que los gases de combustión, ya que las capas que conforman la formación tienen altas permeabilidades y porosidades que favorecen la inyectividad del vapor y los gases de combustión del generador de vapor en fondo.

Se debe aclarar que cuando se refiere a una tasa de inyección por parte del DHSG, se está inyectando un 60 % de vapor y un 40% de gases de combustión, esto ya fue visto en el capítulo 2 (Balance volumétrico).

La presión de inyección del pozo inyector HT172, para las diferentes tasas inyectadas por el DHSG se mantienen por encima de la presión del sector, permitiendo que el vapor entre a la formación y transfiera su energía (Figura 41).

Figura 41. Presión de inyección del DHSG para el sector del campo HT.

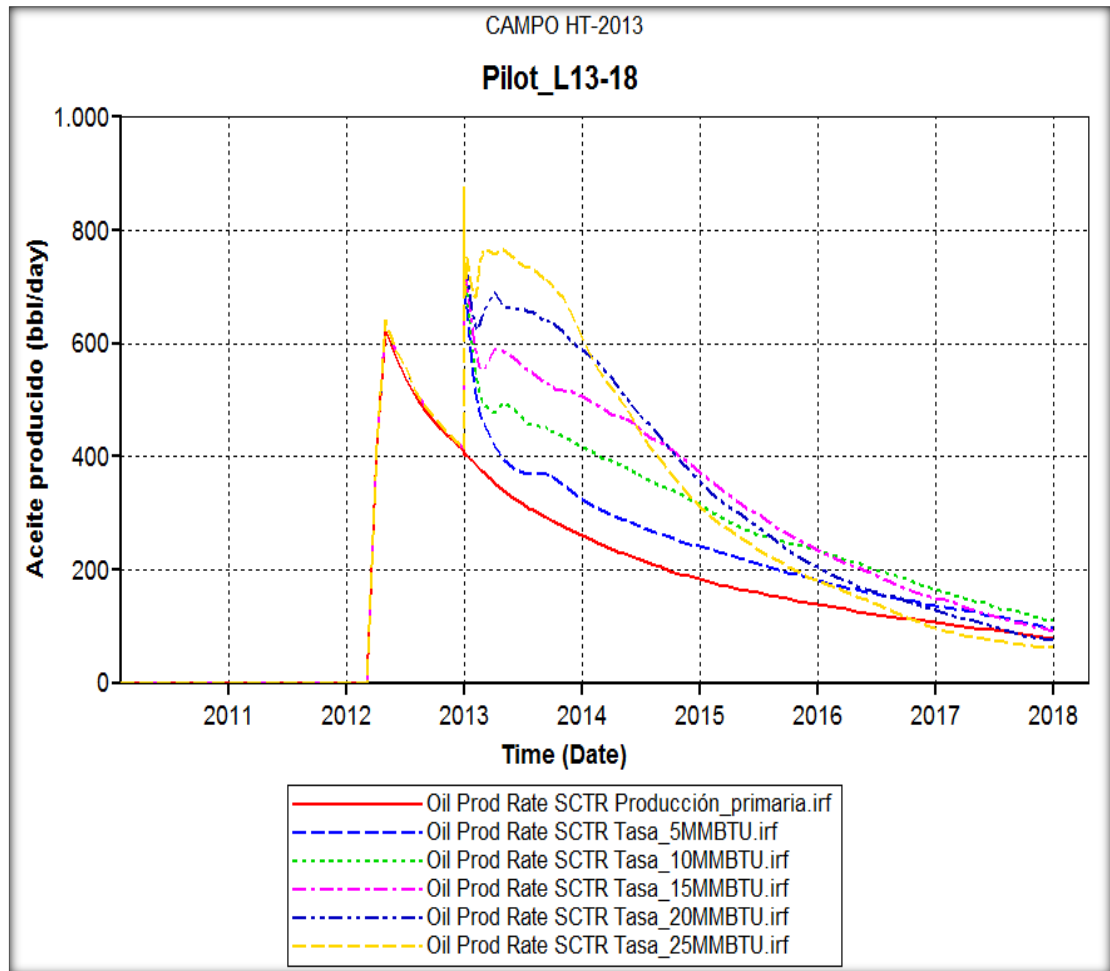


Fuente: Results Graph. CMG.

En la producción diaria de crudo para el sector (Figura 42), se observa que para valores más elevados de tasa de inyección, se presentan varios fenómenos en el yacimiento: El primero, es el calentamiento rápido de la formación causando una pronta disminución de la viscosidad y por ende una mayor recuperación de crudo a tiempos tempranos (Alta eficiencia de desplazamiento).

La segunda es la reducción temprana de las saturaciones de aceite en la zona calentada por el vapor, originando una disminución en la producción diaria de aceite para el sector en la etapa de finalización del proyecto. La tercera es la ruptura temprana del vapor en el área del patrón (Disminución de la eficiencia de barrido).

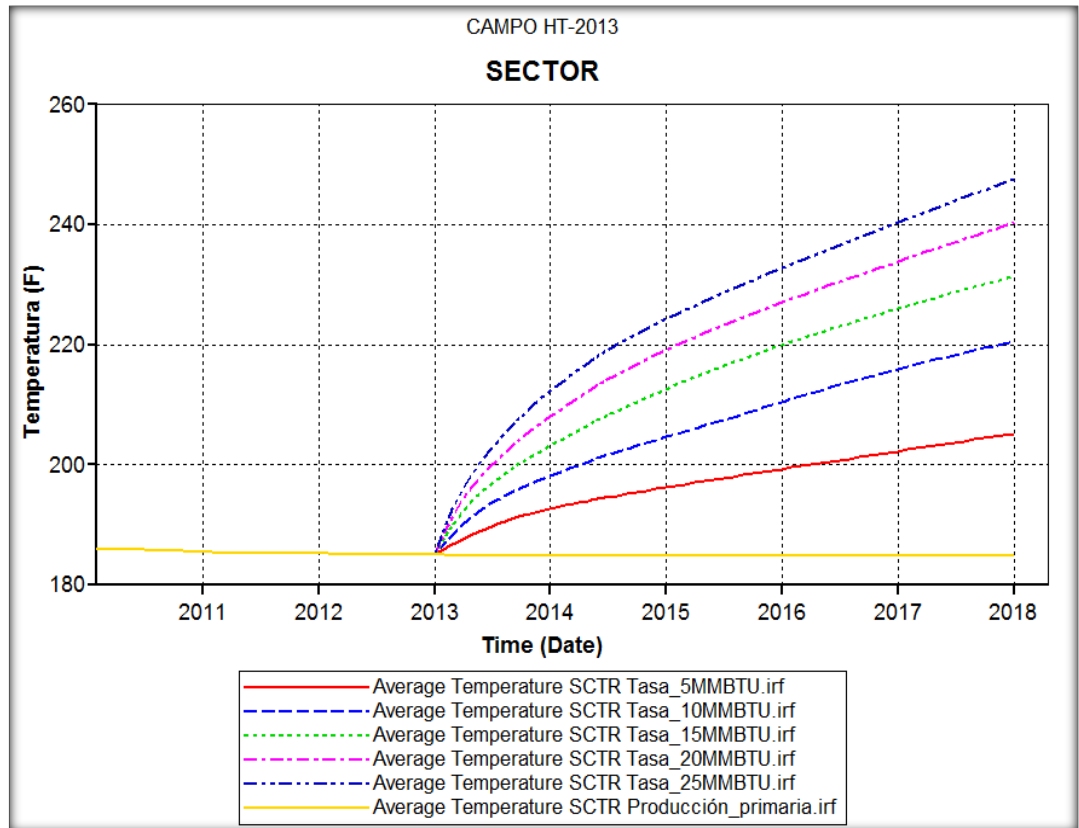
Figura 42. Producción de aceite diaria por las diferentes tasas de inyección del DHSG.



Fuente: Results Graph. CMG.

Para conocer como es la distribución de los perfiles de temperatura alcanzados en el sector de la formación B2, debido a los diferentes caudales de inyección de DHSG, se puede notar en la figura 43, en la que se observa que entre mayor sea el caudal de inyección de vapor, el yacimiento se calienta más rápidamente, hasta alcanzar un valor de 250 °F, haciendo que la producción diaria de crudo sea más elevada durante la etapa temprana de la simulación (Figura anterior).

Figura 43. Perfiles de temperatura, alcanzadas por las tasas de inyección de vapor del DHSG

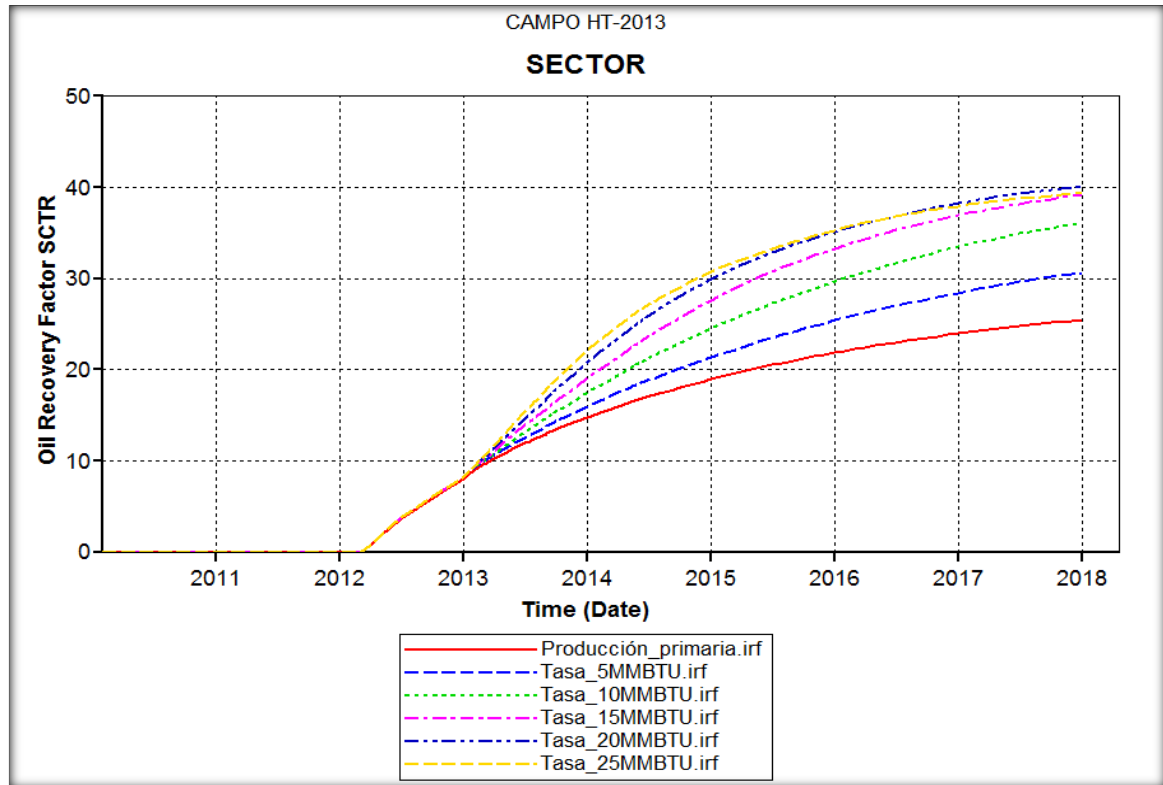


Fuente: Results Graph. CMG.

Las gráficas más importantes para el análisis de la variación de las tasa de inyección de vapor en fondo para la formación B2, son la gráfica del factor de recobro y la gráfica de relación aceite incremental– vapor inyectado (RAV).

El factor de recobro proporciona información acerca de cuanto crudo se puede recuperar del petróleo original en el yacimiento con cada una de las variaciones de las tasas de inyección constantes realizadas al piloto de inyección de vapor en fondo.

Figura 44. Factor de recobro al cansado por las diferentes tasas de DHSG



Fuente: Results Graph. CMG.

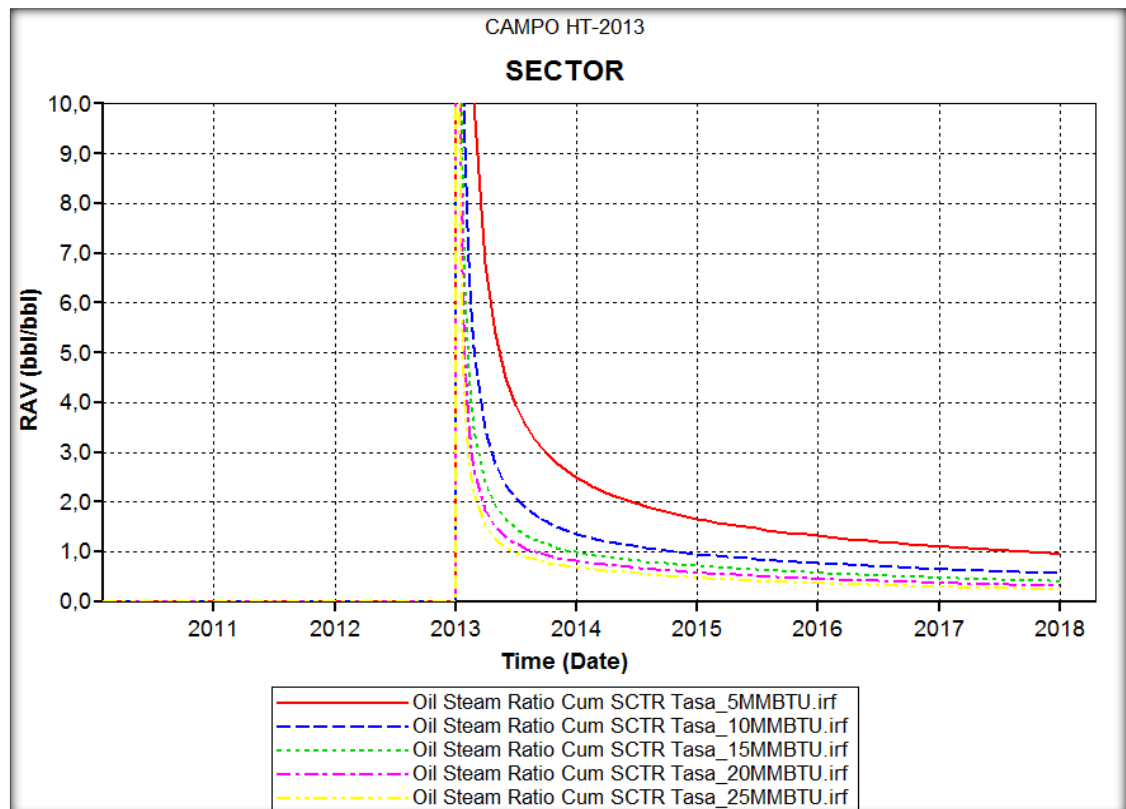
Para este caso en particular se ve que la mejor respuesta se obtiene con un caudal de inyección de vapor de 2212 BPD (20 MMBTU/hr), con el cual el factor de recobro es más alto hacia el final del tiempo de simulación, como se observa en la figura 44. Esto se produce por la eficiencia de barrido del vapor a una menor tasa de inyección en la etapa final del proyecto, donde las bajas saturaciones de aceite en la zona calentada son desplazadas con una mayor o igual eficiencia que a una mayor tasa (25 MMBTU/hr).

Para el caso de las tasas de inyección más bajas, se recupera una menor cantidad de aceite para el sector, por lo que se inyecta una menor energía al yacimiento, pero en la etapa de finalización obtiene mejores resultados en la producción diaria de aceite.

Los resultados en el factor de recobro para las tasas de inyección constante plantean un escenario de variación de tasas de inyección en los periodos donde la eficiencia de desplazamiento disminuye indicando que el vapor irrumpe en los pozos productores.

La tasas de inyección de vapor más los gases de combustión de alta calidad elevan la producción de aceite para el sector demostrando que la generación de vapor en fondo incrementa la recuperación de aceite insitu en un 25%, frente a la producción primaria para el sector.

Figura 45. Relación acumulada, aceite incremental- vapor inyectado (RAV) por las tasas de inyección de DHSG.



Fuente: Results Graph. CMG.

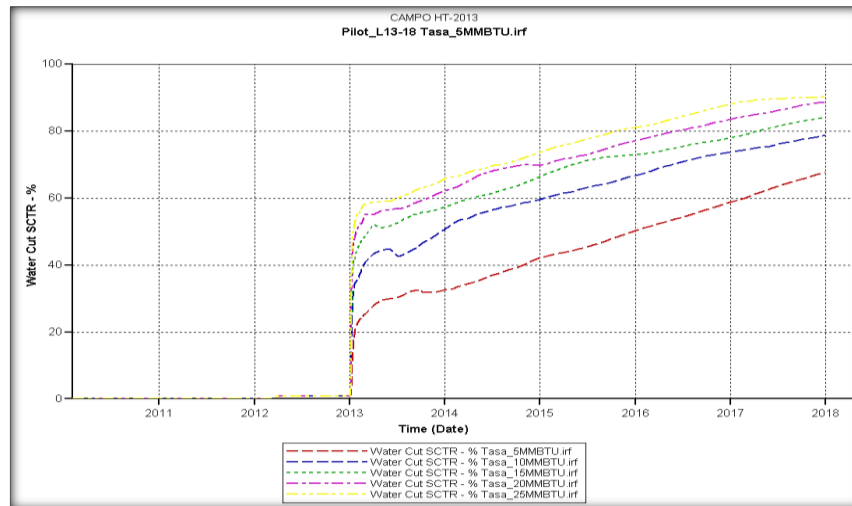
Para escoger el caudal adecuado de inyección, uno de los parámetros más importantes que se deben tener en cuenta es la razón aceite – vapor “RAV”, que es un indicador económico, y permite conocer cuánto vapor se está inyectando para extraer el crudo. Entre mayor sea el valor del RAV, menor es la cantidad de vapor necesario a inyectar para la producción de crudo incremental. Para el proyecto es estimada en la figura 45.

Para las tasas de 20 y 25 MMBTU/hr se tiene un RAV menor que a las tasas de 5,10 y 15 MMBTU/hr respectivamente, y es de esperar este resultado, ya que para las diferentes tasas de inyección de vapor del DHSG, se recupera aproximadamente la misma producción de aceite para la formación en la etapa de finalización del proyecto. Por este motivo se configurara una inyección y producción selectiva para el sector, con el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido del vapor y que este no se canalice en las zonas de menor saturación de aceite (Capas superiores). Para estos escenarios se tomara como referencia la tasa de inyección de vapor en fondo de 15 MMBTU/hr.

Advirtiéndose que las tasas de inyección de vapor serán sensibilizadas y optimizadas por la herramienta software CMOST de CMG, para así determinar el mejor escenario de inyección de vapor en fondo para el proyecto.

Analizando el corte de agua del sector (Figura 46), se puede apreciar la producción de agua del piloto en las variaciones de las tasas de inyección, lo cual indica para que fechas el vapor irrumpe en los pozos productores para las tasas del DHSG. Para este caso en particular se tiene al inicio del piloto de inyección, esto se debe a la distancia de los pozos y a la alta permeabilidad que presentan las capas superiores de la formación, donde al finalizar el tiempo de simulación el corte de agua superior al 80 %.

Figura 46. Corte de agua del sector, para las diferentes tasas de inyección del DHSG.



Fuente: Results Graph. CMG.

Con el objetivo de mitigar esta irrupción temprana del vapor se plantea una inyección y producción selectiva en las capas que conforman la unidad B2 del campo HT.

3.2.2. Inyección selectiva de vapor: Para determinar el mejor de los escenarios de inyección posible para el sector del campo HT, en la generación de vapor en fondo, se realizara una inyección selectiva de vapor a las capas de la formación B2.

Con el objetivo de evaluar la mejor configuración, en cuanto a las capas a inyectar, se realizó la variación de los completamientos en el pozo inyector HT172. Los parámetros operacionales utilizados en las corridas de simulación se presentan en la tabla 18 (anterior), y se inyecta a una tasa constante de 15 MMBTU/hr. La producción del sector se obtiene de todas las capas de la formación.

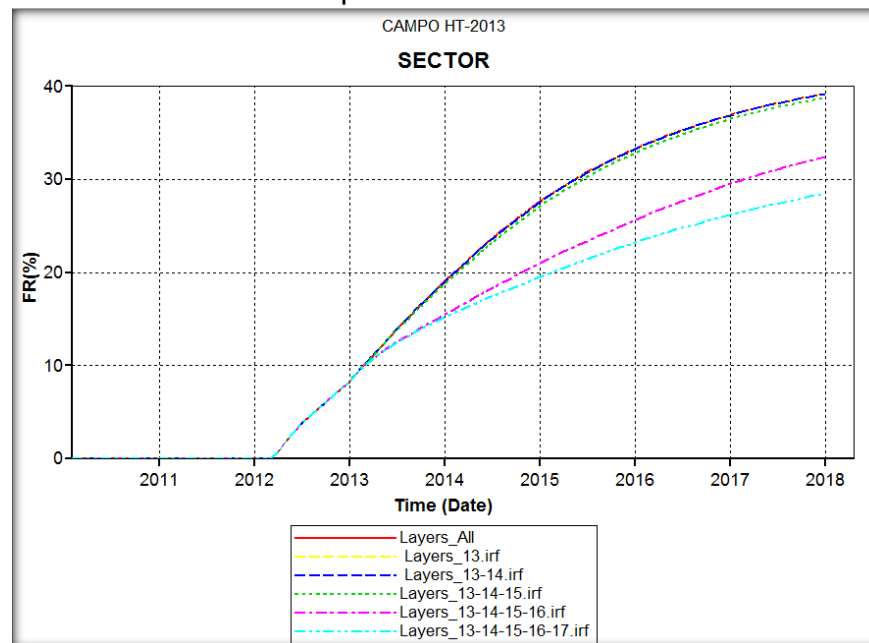
La data "Layer_All" indica que se está inyectando por todo el intervalo de la formación B2, con el objetivo de realizar una comparación de este escenario con

las inyecciones selectivas de la formación, y así poder observar si se obtienen mejores beneficios en cuanto a la recuperación de hidrocarburos y una menor producción de agua para el sector.

Para escoger la mejor configuración de inyección de vapor en las capas de la unidad B2 del campo HT, se tendrá como metodología de análisis las variables del factor de recobro, relación acumulada de aceite incremental-vapor inyectado (RAV) y corte de agua del sector.

La figura 47, muestra los factores de recobro obtenidos en las diferentes corridas de simulación variando la capa en la que se inyecta el vapor. Con el propósito de que el lector entienda por cual capa se está inyectando el vapor y por cuales no se inyecta; se tiene como ejemplo la data “Layers_ 13-14-15”, la cual indica que el vapor no se está inyectando por estas capas de la formación.

Figura 47. Factor de recobro en la variación de las capas a inyectar de la unidad productora B2.

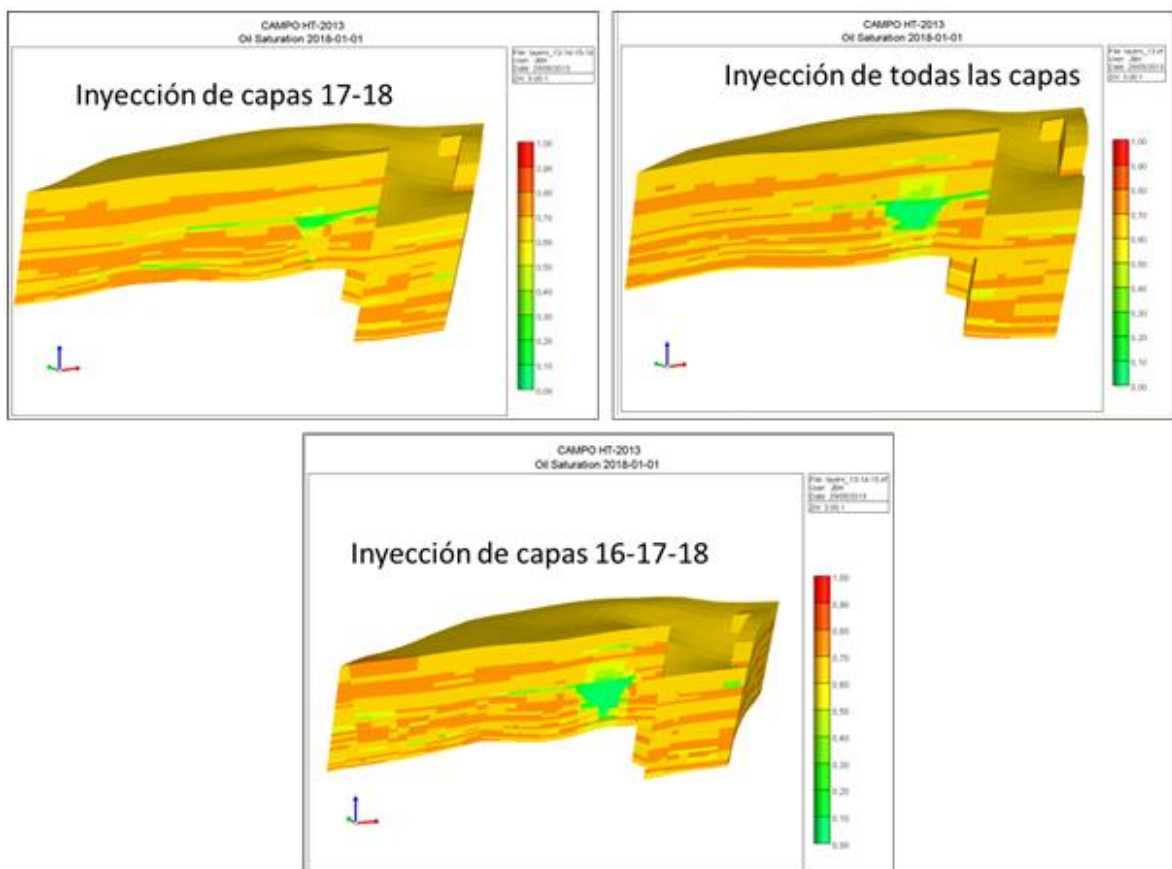


Fuente: Results Graph. CMG.

La diferencia entre la inyección selectiva y la inyección de vapor global de la formación “layers_All” no es muy notable en cuanto a la recuperación de aceite para el sector, confirmando que existen una alta conectividad y conductividad capas superiores de la formación (Capas 13 y 14 y 15). A diferencia de inyectar en las capas inferiores, donde el vapor viaja por trayectorias desconocidas, sin contactar un mayor o igual volumen de aceite que los casos anteriores.

El análisis anterior se puede apreciar en la figura 48, donde se observa las saturaciones del aceite para cada capa de la formación B2 del campo HT, al finalizar las corridas de simulación para las variaciones de la inyección selectiva.

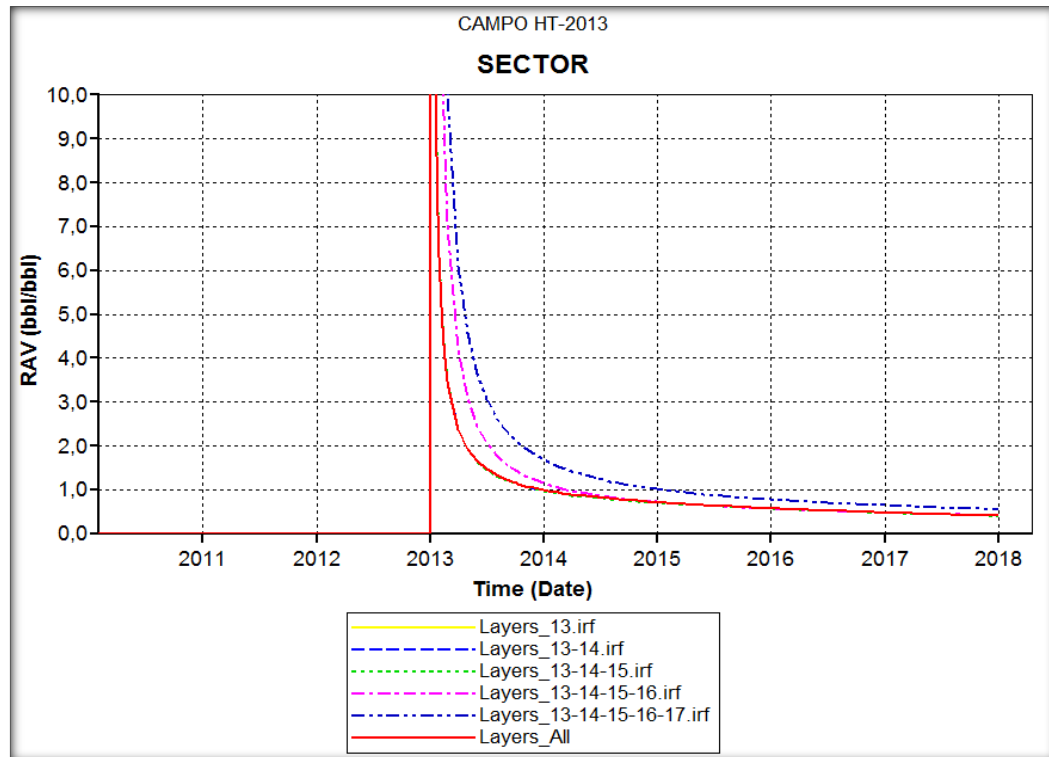
Figura 48. Saturaciones de aceite de la formación B2 del campo HT, por la inyección selectiva de las capas.



Fuente: Results 3D. CMG

A continuación se presenta la gráfica de la relación aceite-vapor (RAV) con el fin de mostrar en función de este parámetro los resultados obtenidos para cada variación en la inyección selectiva de las capas de la formación B2. Se recuerda que a mayor RAV más rentable será el proyecto. Ver figura 49.

Figura 49. RAV, en la variación de capas a inyectar



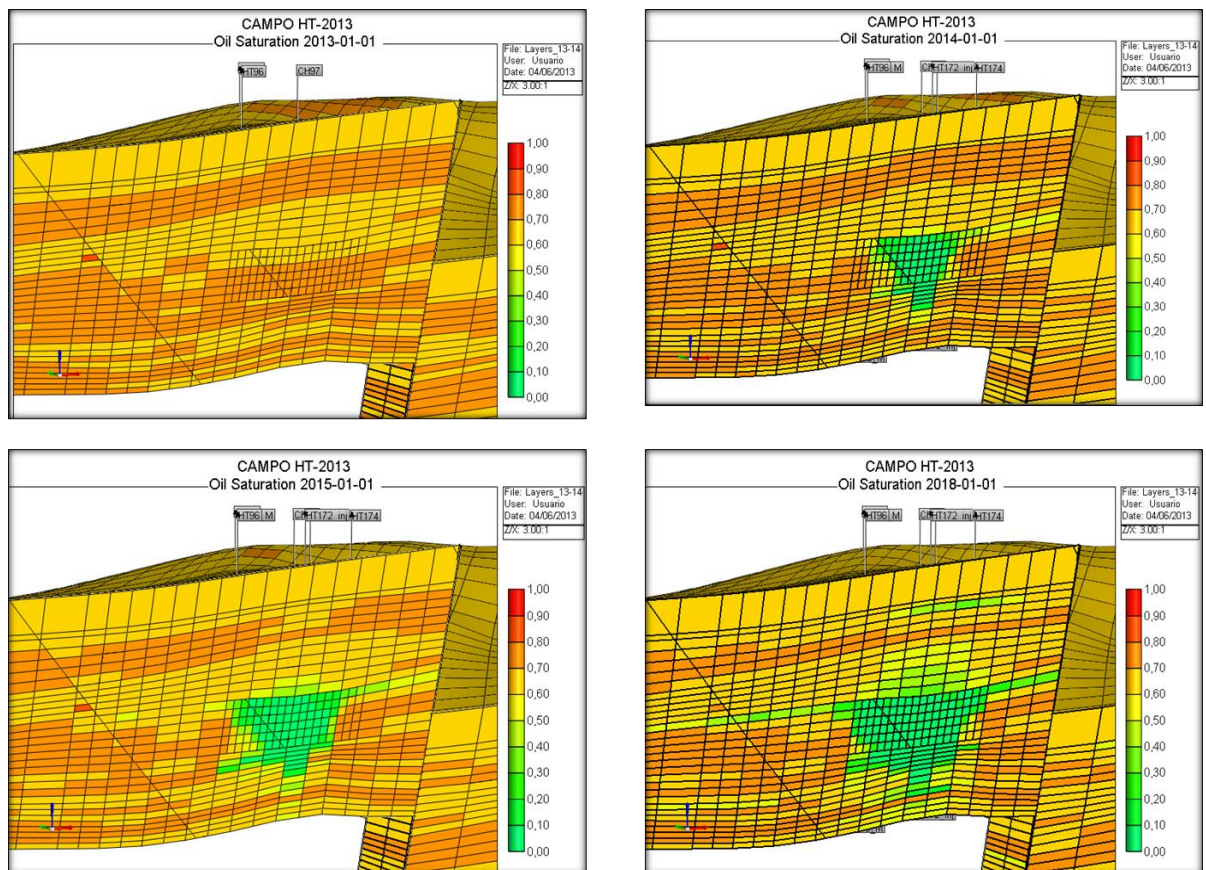
Fuente: Results Graph. CMG.

Observando la gráfica del RAV (Figura 49) se puede apreciar que el proyecto de generación de vapor en fondo alcanza el límite económico a tiempos tempranos de simulación para todas las variaciones en la inyección selectiva de vapor para la formación B2. Esto se produce porque a tiempos tempranos de simulación, el vapor barre rápidamente una gran cantidad de petróleo contenido en el piloto de inyección, días después del inicio del proyecto, el vapor irrumpe en los pozos productores, disminuyendo drásticamente la eficiencia de desplazamiento del

vapor, evidenciado en la figura 49, ya que este se canaliza y no contacta el aceite de la formación (Zona de Petróleo frío), alcanzado rápidamente el límite económico del proyecto.

El análisis anterior se puede apreciar en la figura 50, la cual muestra las saturaciones de aceite del sector para el inicio, meses después y finalización del proyecto (Año 2018) de generación de vapor en fondo, en donde se puede apreciar que para los diferentes periodos las saturaciones de aceite en el sector no cambian notoriamente.

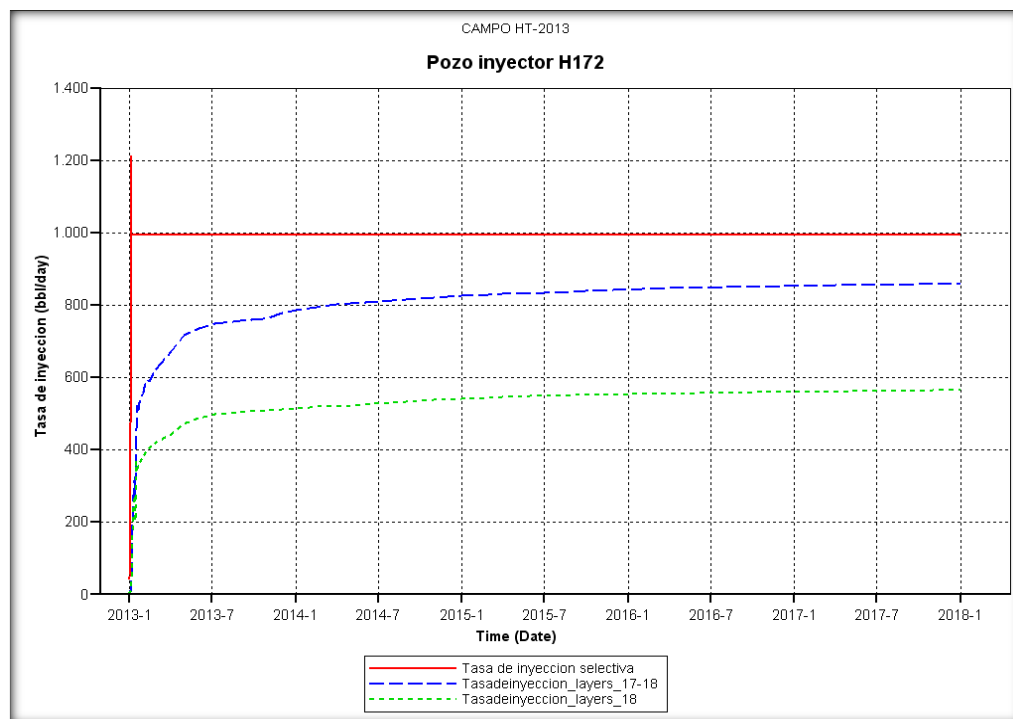
Figura 50. Saturación de aceite en el patrón de inyección de vapor en fondo, a lo largo del tiempo del proyecto



Fuente: Results 3D. CMG

La inyección selectiva de las capas (17 y 18), muestran una mejor respuesta en el RAV (Figura 49), el motivo de este resultado es que se inyecta el vapor a una menor tasa para la formación, ya que estas capas tienen un bajo índice de inyectividad, lo cual se evidencia en la figura 51. Determinando que no es posible hacer una inyección selectiva para estas capas con tasas mayores a 15 MMBTU/hr; En otras palabras no es rentable ni técnicamente viable la inyección selectiva en las capas inferiores 17 y 18 de la formación B2 del campo HT.

Figura 51. Inyectividad de las capas 17 y 18 de la formación B2 del campo HT



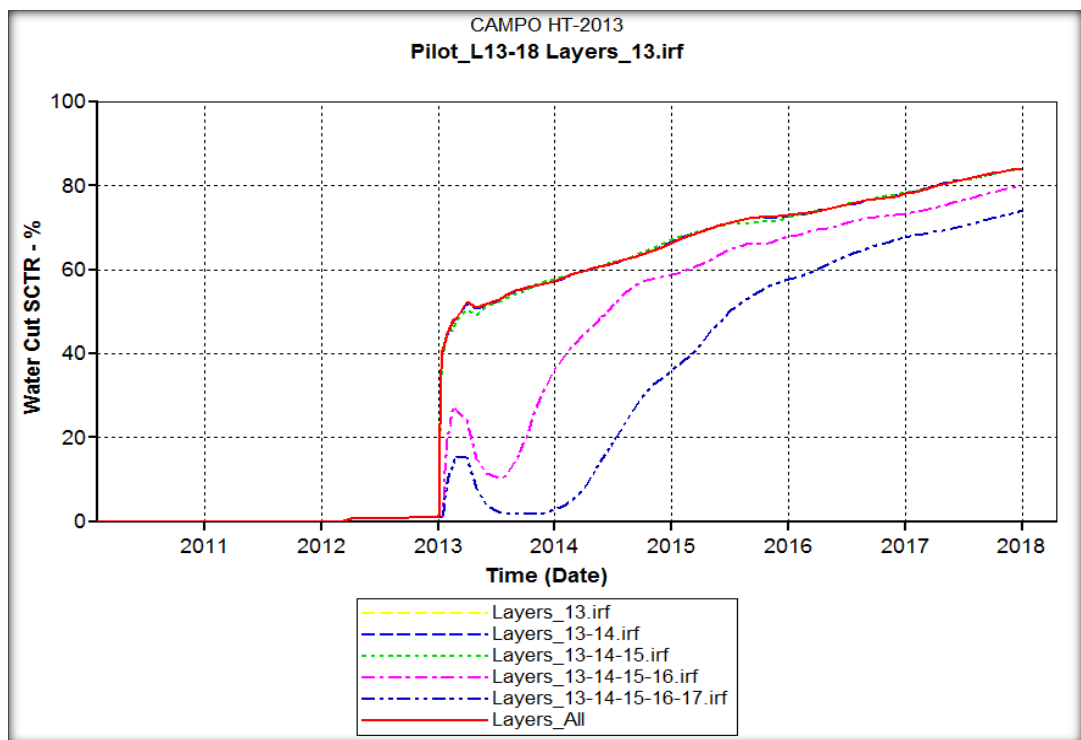
Fuente: Results Graph. CMG.

Los incrementos abruptos en el corte de agua del sector, indican las fecha para cuando el vapor irrumpe en los pozos productores, analizando la figura 51, se puede apreciar que el vapor irrumpe en el piloto, tres meses después del inicio del proyecto, este comportamiento se puede presentar por tres razones: La primera, poco espaciamiento de los pozos del patrón de inyección. La segunda, existe una

muy buena conductividad y conectividad de las capas, aumentando la eficiencia de barrido de la formación. La tercera una canalización del vapor en las capas superiores de la unidad B2 (13 Y 14).

Por este motivo se determina inyectar en las capas de la formación 16,17 y 18; Con el propósito de mejorar la eficiencia de barrido en estas capas y reducir el corte de agua para el sector.

Figura 52. Corte de agua del sector, en la inyección selectiva para las capas de la unidad B2 del campo HT.



Fuente: Results Graph. CMG.

A manera de resumen se tiene la tabla 21. La cual muestra los resultados obtenidos en los escenarios de inyección selectiva para la formación. Recordando que la inyección selectiva para las capas 17 y 18 no son posibles por tener una baja inyectividad, y por ende una menor recuperación para el sector.

Tabla 19. Tabla de resumen para la variación de capas a inyectar

CAPAS INYECTADAS	FACTOR DE RECOBRO (%)	RAV(BBLoil/BW)	Wcut(%)
All	38.57	0.41	84
14-15-16-17-18	39	0.41	83.8
15-16-17-18	39	0.41	83.5
16-17-18	38.78	0.41	82.5

Fuente: El autor

3.2.3. Producción selectiva. El planteamiento de escenarios de producción selectiva para los pozos productores tiene como objetivo aumentar la eficiencia de barrido en las capas inferiores de la formación y contralar la canalización del vapor en las capas superiores (figura 48).

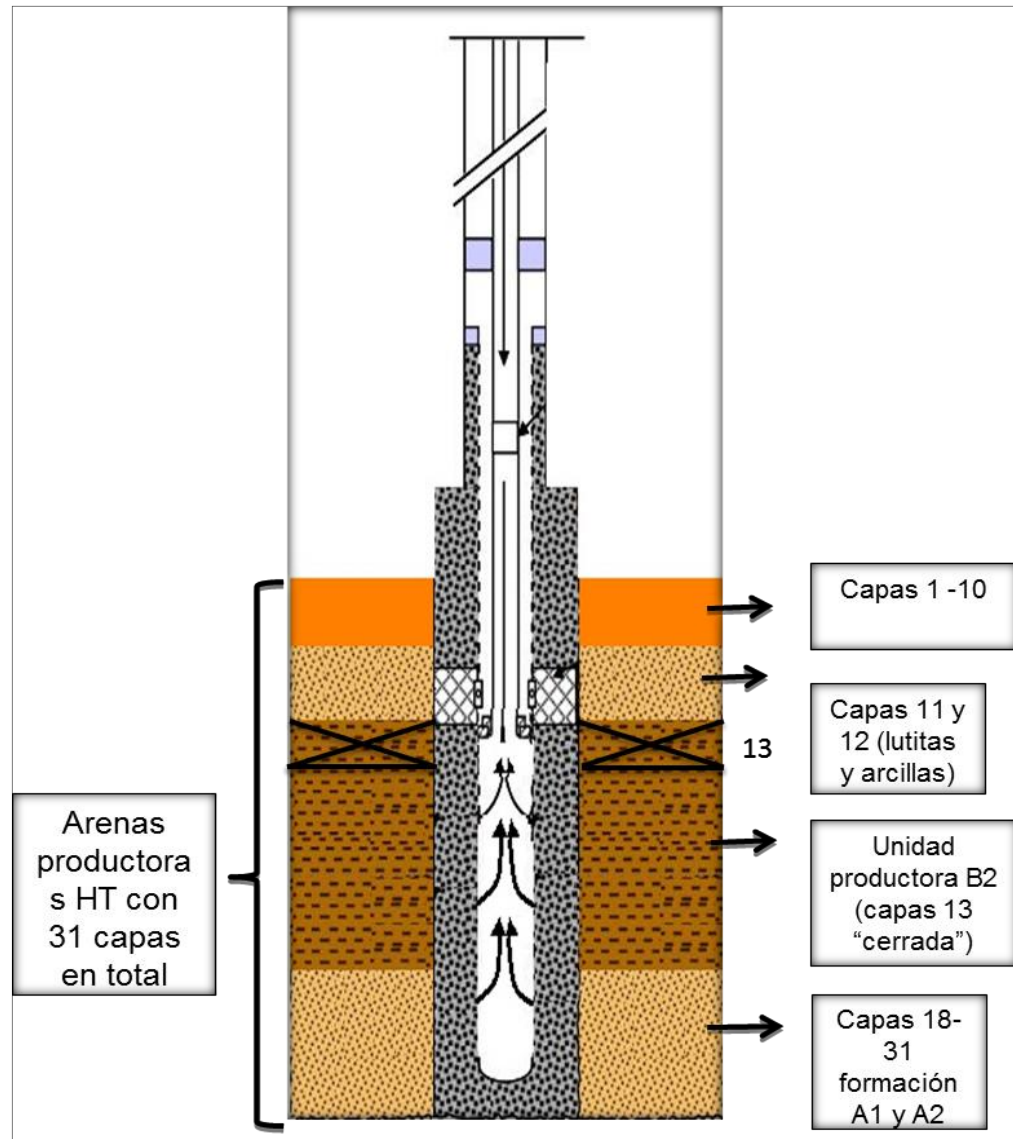
Los resultados en el factor de recobro, RAV (Relación de aceite incremental-vapor inyectado) y el porcentaje del corte de agua para el sector (%Wcut), ayudaran a determinar la mejor configuración de la producción selectiva para los pozos productores del patrón de inyección.

Los parámetros usados en estas simulaciones son iguales para el caso de la inyección selectiva de vapor en fondo (Tabla 18), y se tomara como referencia el mejor caso de inyección (Layer_13-14-15), con la finalidad de ver si los escenarios propuestos para la producción de crudo de la formación B2, ayudan a mejorar la recuperación de petróleo para el sector y una menor producción de agua para el tiempo después de ruptura del vapor.

En la figura 53, se muestra un ejemplo del completamiento de producción para los pozos en la que se llamó "Layerscom_13". Para este escenario se cerró la capa 13 y se produjo por las demás capas (14-18). Para el caso de las otras unidades productoras (A1 y A2) del campo HT están abiertas en producción, ya que se

avisto los beneficios de la generación de vapor en fondo en estas unidades (Aumento en la temperatura en las formaciones A1 y A2).

Figura 53. Producción selectiva “Layercom_13”



Fuente: Autor

Las demás opciones son resumidas en la tabla 20. Estas opciones son manejadas de igual forma que el cierre de la capa 13 “Layercom_13”. A partir de estas modificaciones en los pozos productores se realizaron las corridas de simulación y se determinara el completamiento óptimo de la producción del patrón

de 5 puntos invertido. Este análisis será mostrado posteriormente en la presente sección.

Tabla 20. Producción selectiva (todos los escenarios)

Layer	13	14	15	16	17	18-31
Escenarios						
Layercom_13	X	O	O	O	O	O
Layercom_13-14	X	X	O	O	O	O
Layercom_13-14-15	X	X	X	O	O	O
Layercom_13-14-15-16	X	X	X	X	O	O
Layercom_13-14-15-16-17	X	X	X	O	X	O
Layercom_All	O	O	O	O	O	O

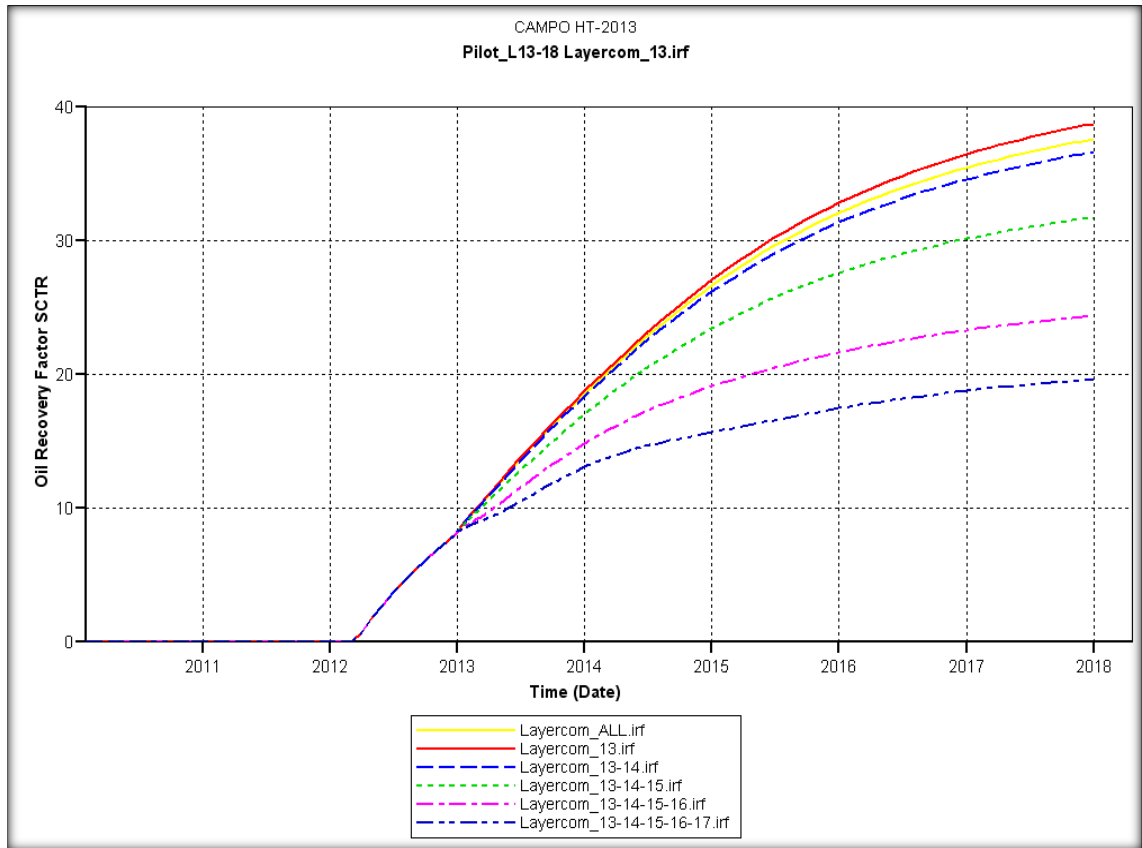
X=CERRADO
O=ABIERTO

Fuente: Autor

A continuación se realiza la metodología de análisis propuesta en la sección anterior del libro (FR, RAV y %Wcut) para escoger la mejor configuración de producción para el piloto de generación de vapor en fondo.

La figura 54 muestra los factores de recobro obtenidos en los diferentes escenarios de producción en los pozos del patrón de inyección. Los cambios de completamiento se realizan en todos los pozos de manera simultánea.

Figura 54. Factor de recobro producción selectiva

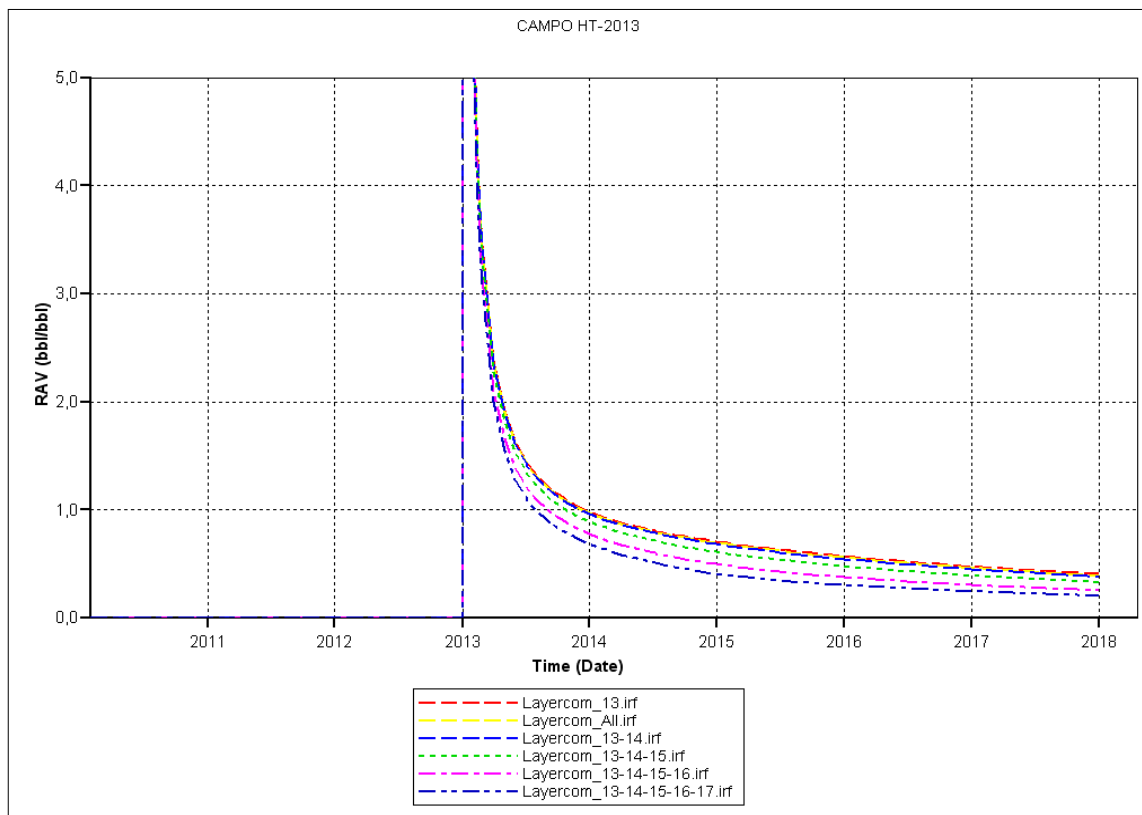


Fuente: Results Graph. CMG

Como se observa en la figura 54, la variación del factor de recobro final, a las diferentes configuraciones de producción, es notoria. Ya que al cerrar en producción una mayor cantidad de capas en los pozos productores del patrón, la producción de aceite del sector cae abruptamente. Esto sucede posiblemente por la buena conectividad y conductividad de las capas, donde el espaciamiento de los pozos (220 pies de un pozo productor con el inyector) y la permeabilidad vertical de la formación permiten tener una buena eficiencia de desplazamiento y de barrido del vapor en la mayoría de las capas de la formación B2, haciendo innecesario cerrar una mayor cantidad de capas del yacimiento para mejorar la recuperación de aceite.

La figura 55, evidencia la relación aceite incremental / Vapor inyectado (RAV) de cada una de las opciones de producción selectiva de las capas de la formación B2.

Figura 55. RAV para producción selectiva

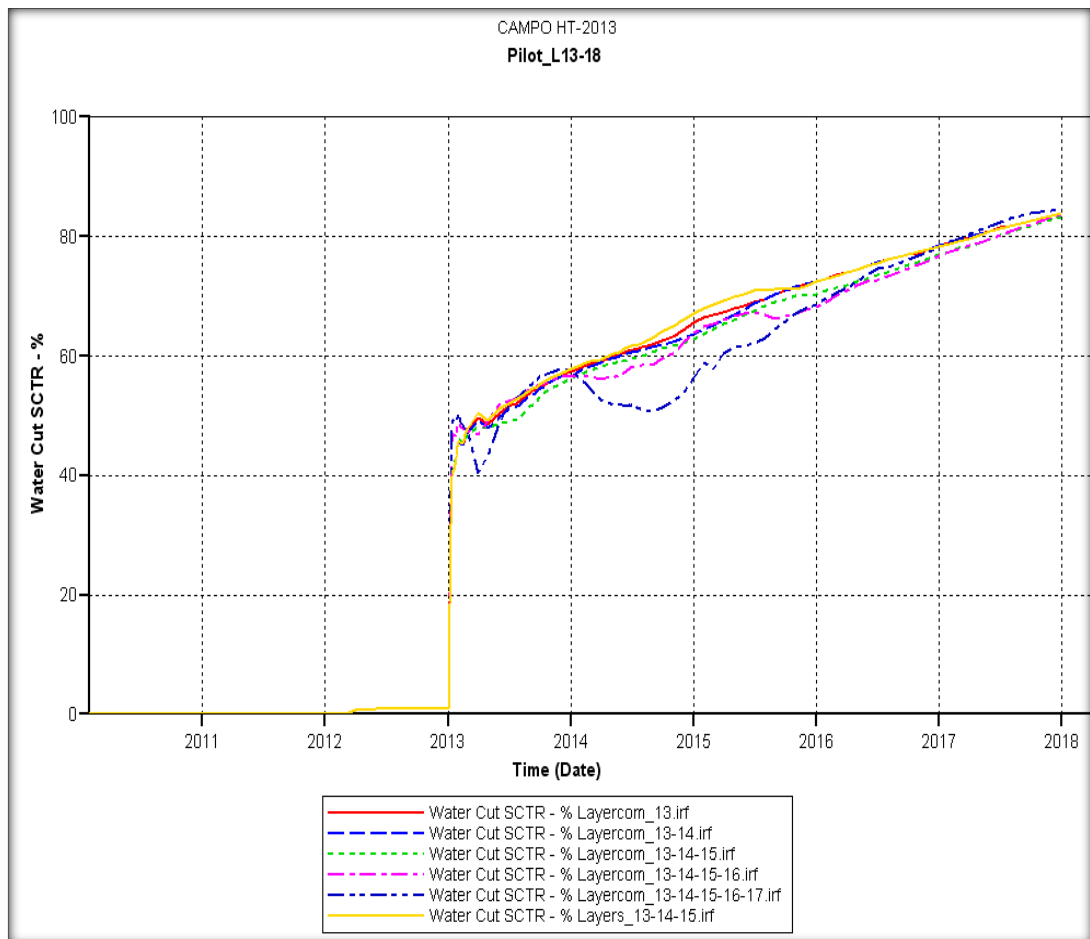


Fuente: ResultGraph. CMG

La grafica de la relación aceite incremental-vapor inyectado (Figura 55), determina que el mejor escenario de producción selectiva desde el punto de vista económico, es cerrando la capa 13 en los pozos productores. Pero se deja claro que este escenario no prolonga el límite económico del proyecto y tampoco obtiene buenos resultados en la reducción del corte de agua para el sector (Figura 56).

Evidenciando que el espaciamiento entre los pozos productores y las bajas saturaciones de aceite de las capas superiores, son las variables responsables de los resultados obtenidos. Se aclara al lector, que este parámetro operacional no se modificara, con la finalidad de mantener las condiciones reales del sector del campo HT, para que los resultados obtenidos en la simulación numérica de la generación de vapor en fondo, sean los más objetivos para el proyecto, y así poder determinar su factibilidad técnica y financiera para el sector del campo HT.

Figura 56. Corte de agua del sector por la variación de los escenarios de la producción selectiva para el sector del campo HT.



Fuente: Results Graph. CMG.

A continuación se presenta la tabla 21. Donde se resumen los resultados obtenidos de las opciones planteadas en esta sensibilización. Donde a partir de estos resultados y de los análisis hechos a lo largo de esta sección se llegara a la conclusión de cuál es el mejor completamiento de producción de los pozos piloto del sector.

Tabla 21. Tabla de resumen. Variación de los escenarios de producción selectiva

OPCIÓN	FACTOR DE RECOBRO (%)	RAV (BBLoil/BCW)	Wcut(%)
Layercom_13	39.5	0.45	82
Layercom_13-14	36.67	0.42	81.5
Layercom_13-14-15-	31.78	0.41	80.7
Layercom_13-14-15-16	24.39	0.40	80.4
Layercom_13-14-15-16-17	19.62	0.38	80.2
Layercom_All	38.57	0.44	83

Fuente: Autor

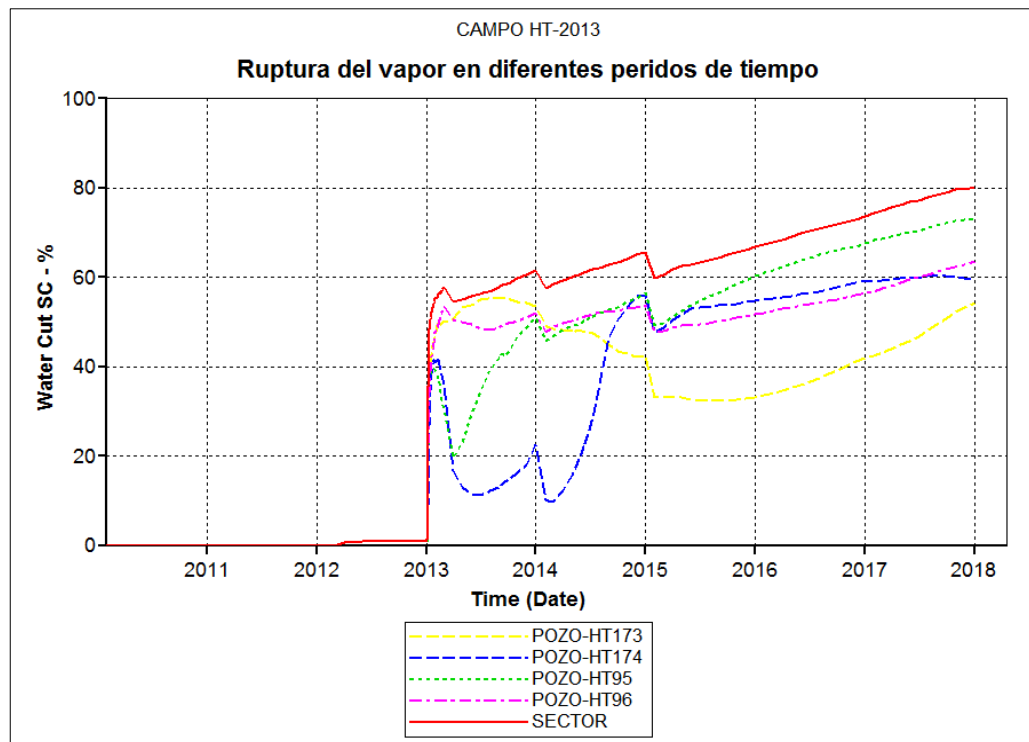
La formación B2 presenta una alta permeabilidad vertical, ocasionando que el vapor se desplace hacia las capas superiores (figura 48), donde este se canaliza perdiéndose la energía inyectada para la formación (Menor entalpia producida, mejorando la eficiencia térmica del proceso de DHSG); Cerrando la capa 13 en producción, se controla en una pequeña parte la canalización del vapor en las arenas superiores y los hidrocarburos livianos desplazados por el vapor se disuelven en el aceite cercano a los pozos productores de las capas inferiores, mejorando su movilidad en ellas y por ende una mayor recuperación de crudo para la formación, por esta razón, el mejor escenario de producción selectiva es la data “Layercom_13” en la cual se obtiene una mayor producción de aceite y una leve disminución en el corte de agua para el sector. En otras palabras se reduce los costos para el tratamiento del agua de producción y se recupera una mayor cantidad de crudo para el sector del campo HT.

3.2.4. Variación de las tasas de inyección en tiempos de ruptura del vapor.

Con el propósito de obtener una mayor recuperación de crudo del sector del campo HT a un menor costo de generación de vapor en fondo, se variara las tasas de inyección del generador en los periodos donde ocurre la ruptura del vapor para el sector.

Este parámetro es importante en el proceso de inyección continúa de vapor en fondo, debido a que se aumenta la eficiencia de barrido del yacimiento y mejora la economía del proyecto. Cuando el vapor llega a los pozos productores del piloto, la tasa de inyección del DHSG se disminuye, haciendo que el proceso sea más rentable (Menores costos de tratamiento de las corrientes de alimento del generador y consumo de energía de los equipos en superficie del DHSG).

Figura 57. Corte de agua de los pozos productores del patrón de inyección y del sector



Fuente: Results Graph. CMG.

La ruptura del vapor en el piloto de inyección, se presenta en tres fechas en específico (1155, 1430 y 1826 días de simulación), esto sucede porque el vapor llega a cada pozo del piloto en diferentes periodos de tiempo, evidenciados en la figura 57.

Como se ha venido realizando los análisis para los escenarios anteriores, se tomara como referencia el mejor escenario de producción selectiva de vapor en fondo (Incluida la mejor respuesta a la inyección selectiva), con el fin de analizar si tiene una respuesta positiva en la recuperación de crudo y un aumento en la relación acumulada aceite incremental-vapor inyectado (RAV), por la variación de las tasas después de la ruptura del vapor en el piloto de inyección de vapor en fondo (Los parámetros operacionales de la “Tabla 18” no se varían para la selección de este proceso).

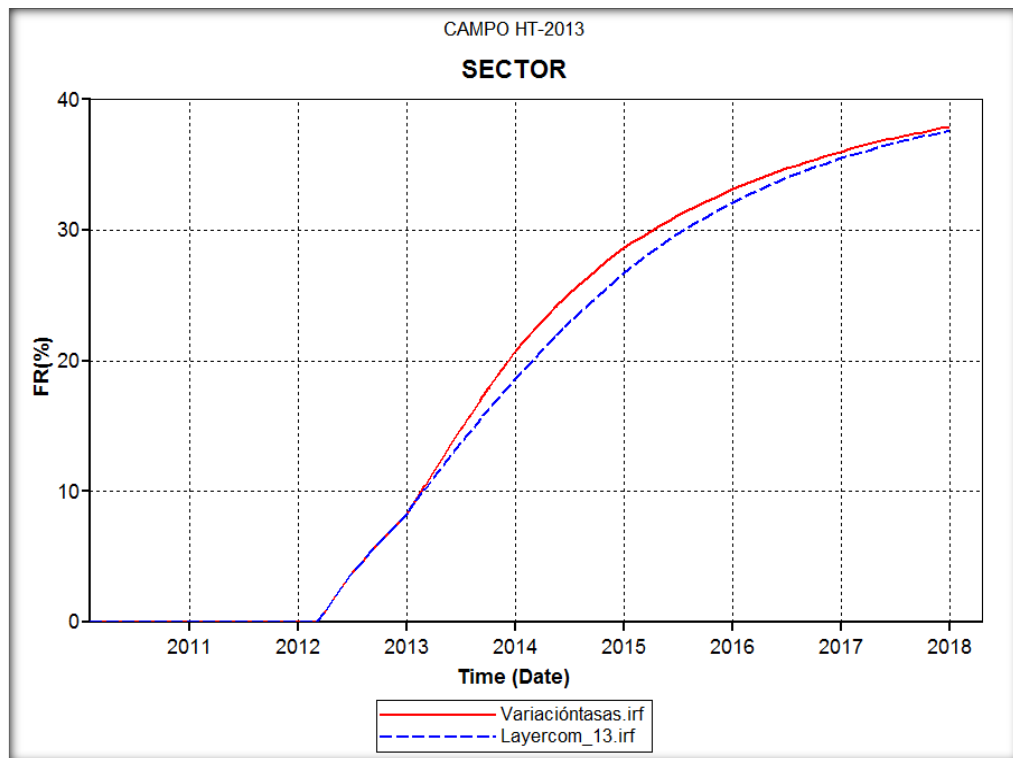
La tabla 22, resume la variación de la tasas de inyección y la fecha en que fueron cambiadas; la comparación se hará con una tasa de inyección constante de 15 MMBTU/hr, Esta tasa de inyección tiene el promedio de los resultados en el factor de recobro y la relación aceite incremental-vapor inyectado (RAV) de las diferentes tasas de inyección del generador de vapor en fondo, Para así poder analizar si la variación de las tasas de inyección después del tiempo de ruptura mejoran la eficiencia del proceso.

Tabla 22. Fechas en que se variaron las tasas de inyección de DHSG

Fecha (Días)	Tasa de inyección (BPD)
1065 (Inicio del piloto DHSG)	2766
1124	2212
1430	1659
1795	1106

Fuente: Autor

Figura 58. Recuperacion de aceite por una tasa de inyeccion constante para el sector frente a la variación de tasas despues del tiempo ruptura.

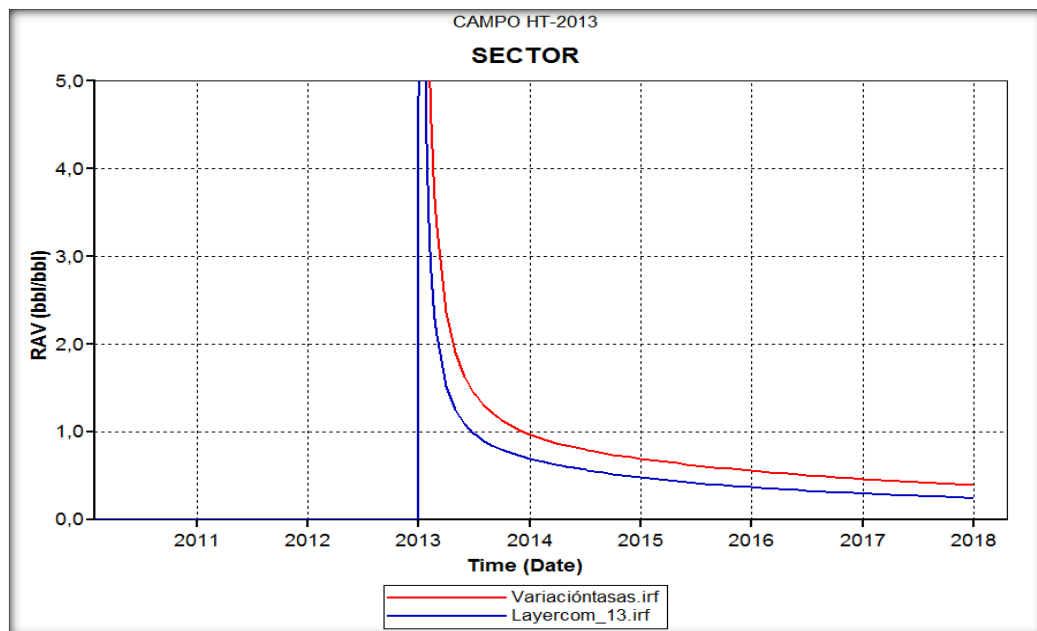


Fuente: Results Graph. CMG.

Es de esperarse que emplear una tasa de inyección alta al inicio del piloto (25 MMBTU/hr), la cantidad de aceite recuperado para el sector, será mayor comparada con la obtenida en la tasa de inyección constante de 15 MMBTU/hr (Figura 58). Tiempo después, se aprecia que la recuperación de aceite con una alta o más baja tasa de inyección (10 MMBTU/hr) es similar, debido a que el vapor a tiempos tempranos ya ha barrido una buena cantidad de aceite del sector, mostrando la eficiencia de inyectar vapor a una alta calidad por parte del DHSG.

El análisis anterior es diseñado en la figura 59 (RAV acumulado, para la variación de las tasas de inyección después del tiempo de ruptura y una tasa constante), donde se observa que durante todo el tiempo de simulación, la variación de las tasas de inyección es el mejor escenario económico para la generación de vapor en fondo, por presentar una mayor recuperación de aceite para el sector.

Figura 59. RAV de un escenario de tasa de inyección constante frente a un escenario de variación de tasas después del tiempo ruptura para la DHSG



Fuente: Results Graph. CMG.

Los resultados alcanzados por la variación de las tasas de inyección después del tiempo de ruptura, plantean buscar las tasas apropiadas durante el periodo de inyección de vapor en fondo, con el propósito de mejorar la eficiencia del proceso. Por esta razón se sensibilizarán y optimizarán los parámetros operacionales (Presión de inyección, tasa y calidad del vapor) del generador de vapor en fondo de Hydroflame Technologies mediante la herramienta software CMOST de CMG para los diferentes periodos de inyección de vapor en fondo.

3.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN DEL CASO BASE DE INYECCIÓN DE VAPOR EN FONDO.

Los parámetros operacionales del generador de vapor en fondo de la compañía Hydroflame technologies, serán sensibilizados por medio del software CMOST de CMG, el cual es una herramienta de automatización estadística, orientada a la simulación de yacimientos. Es ideal para el ingeniero de yacimientos ya que este necesita una investigación del comportamiento del yacimiento eficiente, específicamente en tareas de análisis de sensibilidad, ajuste histórico, optimización y manejo de incertidumbre.

La principal ventaja de CMOST, radica en que automatiza la creación de un conjunto de simulaciones que a su vez ayudan a generar resultados más representativos, presentándolos de un modo gráfico, analítico y de fácil interpretación¹⁷.

3.3.1. Análisis de sensibilidad de los parámetros de operación del DHSG. La tarea de análisis de sensibilidad es usada para determinar la variación total en los resultados de simulación bajo diferentes valores de parámetros y determinar así cuales tienen el mayor efecto en los resultados de la simulación.

¹⁷Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2009. p 8.

Este análisis determina que tan sensibles son los resultados a diferentes parámetros ajustables. La información obtenida puede ser usada posteriormente en otras tareas como ajuste histórico, optimización o análisis de incertidumbre; Pues ayudara a determinar cuáles parámetros deben ser variados y su rango de mayor aproximados y cuáles pueden ser simplemente eliminados debido a que tienen baja o nula influencia en los resultados de toda la simulación. El análisis de sensibilidad usa dos valores para cada parámetro (El mayor y el menor de un rango definido) lo que indica que la relación de sensibilidad es lineal, y el rango de los valores es el esperado para el caso que este siendo estudiado.

Teniendo el caso base (Escenario de variación de las tasas de inyección después del tiempo de ruptura) se procede a analizar los parámetros que serán sensibilizados. A continuación se muestra en la tabla 23, los parámetros operacionales del caso base.

Tabla 23. Parámetros operacionales del caso base

*Periodo	Parámetros operacionales	Valor
1	Tasa de inyección BBL/día	2766
2	Tasa de inyección BBL/día	2212
3	Tasa de inyección BBL/día	1659
4	Tasa de inyección BBL/día	1106
	Calidad del vapor (Fracción)	0,8
	Presión de inyección (Psi)	2200
	Temperatura inyección (°F)	650

Fuente: Autor

* Los periodos del caso base, son las fechas en las que se variaron de las tasa de inyección del DHSG para cuando el vapor irrumpe en los pozos productores, con la intención de hacer más rentable el proyecto.

Para realizar el análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales del caso base, se determina un rango de valores razonables para cada una de las variables de diseño a partir del criterio ingenieril y las características operacionales de DHSG. Estos rangos son presentados en la tabla 24.

Tabla 24. Variación de parámetros operacionales

Periodo	Parámetros	Mínimo	Base	Máximo
1	Tasa de inyección (BBL/día)	553	2766	2766
	Calidad del vapor (Fracción)	0.8	0,8	0,9
	Presión de inyección (PSI)	2000	2200	2500
2	Tasa de inyección (BBL/día)	1659	2212	2766
	Calidad del vapor (fracción)	0,8	0,8	0,9
3	Tasa de inyección BBL/día	553	1659	2766
	Calidad del vapor (Fracción)	0,7	0,8	0,9
4	Tasa de inyección BBL/día	553	1106	2766
	Calidad del vapor (Fracción)	0.7	0.8	0.9

Fuente: Autor

El siguiente paso es determinar las funciones objetivo o dependientes, en ellas se observa el efecto de la variación en los parámetros elegidos en el paso anterior.

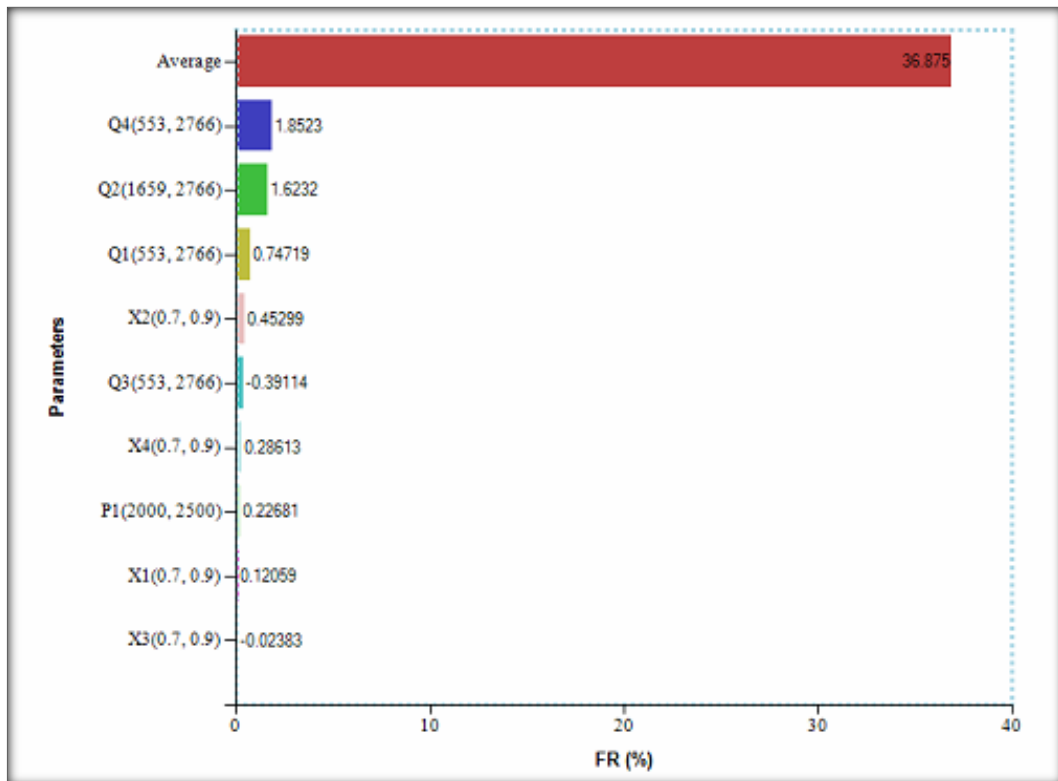
Para el caso base se escogieron como variables objetivo: El factor de recobro, y relación acumulada de aceite incremental / vapor inyectado “RAV”. Estos parámetros fueron elegidos como variables objetivo ya que ayudan a medir el desempeño de cualquier proceso de recobro térmico.

Los resultados obtenidos son presentados por CMOST mediante diagramas tornado, estos son gráficos de barras horizontales donde se puede observar el efecto de cada parámetro sobre las funciones objetivo.

3.3.2. Análisis de resultados. A continuación se presentan los diagramas tornado que muestran detalladamente la influencia que tiene cada uno de los parámetros operacionales sobre la función objetivo y su respectiva interpretación (Figura 60 y 61).

Cabe resaltar que los resultados varían de acuerdo a los rangos escogidos para cada parámetro, es decir, la respuesta en cuanto a la influencia de cada variable depende de la diferencia entre los valores usados y de la respuesta del yacimiento al desarrollo del proceso de inyección de vapor en fondo.

Figura 60. Diagrama tornado del factor de recobro



Fuente: CMOST. CMG.

En el diagrama tornado de la figura 60, se observa que la tasa de inyección cuatro (Q4), ocupa el primer lugar de influencia con un porcentaje de signo positivo (+), lo que implica que la maximización del factor de recobro en la generación de vapor en fondo, se obtiene cuando se inyecta una mayor tasa para esta fecha del proyecto. Esto se debe a que mayor energía suministrada por el DHSG al yacimiento, el vapor transferirá una mayor energía, calentando un mayor volumen de roca y aceite de la formación.

Se debe recordar que la máxima tasa de generación de vapor en fondo del generador de Hydroflame Technologies es de 25 MMBTU/hr, Limitando una mayor tasa de inyección para la recuperación de crudo de la formación. Adicionalmente encontramos que la diferencia sobre el factor de recobro al finalizar el proyecto con una tasa de 5 y 25 MMBTU/hr, se ve reflejado en una diferencia de 1.85% (35243 barriles de crudo), este petróleo recuperado por inyectar 2766 BPD a la formación (Tres años de opresión del proyecto), no paga los gastos de generación de vapor durante la finalización del proyecto.

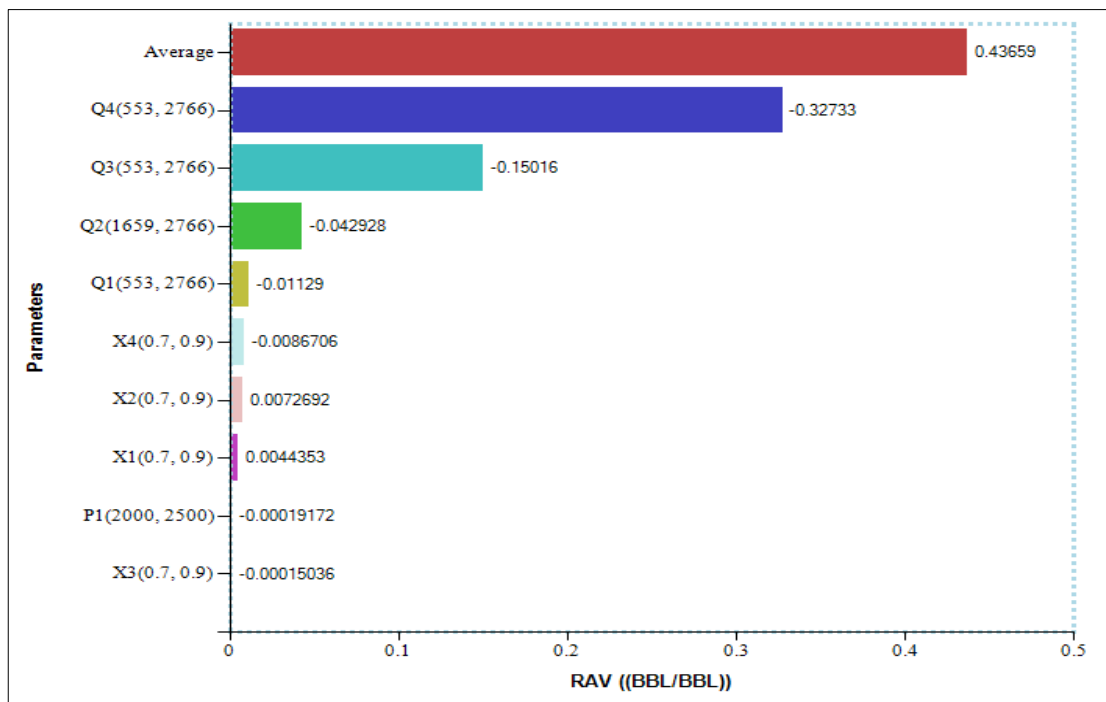
En el segundo lugar de influencia, sigue la tasa de inyección dos (Q2) con un impacto positivo sobre el factor de recobro, este resultado se obtiene porque para esta fecha se necesita una alta tasa de inyección para barrer una mayor cantidad de crudo de la formación.

En el tercer y cuarto lugar se encuentra la tasa de inyección uno (Q1) y calidad del vapor en la tasa de inyección dos (X2). Estos tienen un efecto menor en comparación con los otros parámetros ya discutidos. Este comportamiento es similar a lo menciona para las tasa cuatro y dos de vapor, donde se observa que a una mayor tasa y calidad del vapor se transferirá un mayor calor latente, aumentando la movilidad del crudo en la formación.

En quinto y sexto lugar de influencia, se encuentra la tasa de inyección uno (Q3), junto con su calidad del vapor en la tasa (X4). Como se puede observar su efecto no es tan marcado sobre el factor de recobro, como las otras tasas de inyección junto con su calidad del vapor. Sin embargo, hay que tener en cuenta que a una menor tasa de inyección se puede mejorar la eficiencia de barrido del vapor en la formación, por esta razón el resultado que se observa en el factor de recobro es de signo negativo.

La presión de inyección del vapor no tiene una mayor influencia en la recuperación de crudo adicional (0.001%). Observando que con un presión de 2200 PSI, el vapor puede contactar la misma cantidad de aceite (reduciendo su viscosidad) y desplazar los componentes livianos del crudo hacia los pozos productores. Adicionalmente, utilizar una menor presión de inyección de vapor ayuda a disminuir los costos de operación de los equipos de superficie para la generación de vapor en fondo.

Figura 61. Diagrama tornado RAV acumulado



Fuente: CMOST. CMG

En el diagrama tornado para la función objetivo RAV acumulado (Relación aceite producido / vapor inyectado) figura 61, se observa que las tasas de inyección de vapor mantienen el mismo orden de influencia en su resultado al igual que el diagrama tornado del FR. Ya que el vapor que se inyecte después de la fecha de la última ruptura (1826 días) tendrá el mismo efecto que inyectar vapor a una menor tasa (553 BPD).

Analizando la figura 69 se puede decir que:

- Las tasas de inyección (Q4, Q3 y Q2) se deben reducir, con el objetivo de tener un mayor RAV acumulado, para así disminuir los costos del proyecto, ya que se produce la misma cantidad de petróleo para una tasa mayor y menor de vapor.
- El vapor se debe inyectar a una calidad mayor o igual al 80 %, mostrando una respuesta positiva en el aumento en la recuperación de hidrocarburos para la tasa al inicio del proyecto.
- Para el caso de la presión de inyección del vapor (P1), se analiza que no tiene una mayor incidencia para la función objetivo (-0,0001).

Los resultados de sensibilización dejan claro, que el parámetro operacional que más influye en los resultados de la generación de vapor en fondo, es el espaciamiento entre los pozos del patrón de inyección y la heterogeneidad de la formación, ya que al modificar los parámetros operacionales de la inyección continua de vapor en fondo (Tasas de inyección, calidad del vapor y presión de inyección de vapor), no producen una mayor influencia en la recuperación de hidrocarburos.

En esta sensibilización de los parámetros operacionales del DHSG, se obtiene un rango de valores para cada periodo del proceso, los cuales serán optimizados con

el objetivo de tener el mejor escenario de inyección de vapor en fondo para la arena productora B2 del campo HT.

3.4. OPTIMIZACIÓN DE LOS PARAMETROS OPERACIONALES DEL DHSG.

Los rangos de valores obtenidos por la sensibilización de los parámetros operacionales para cada periodo del proyecto serán optimización, con el objetivo de encontrar el mejor escenario de generación de vapor en fondo, para la formación productora B2 del campo HT.

El problema de optimización consiste en maximizar o minimizar el valor de una variable, esta es expresada en función de otras que serán probadas y modificadas hasta encontrar una combinación que conlleve a su maximización o minimización.

La optimización es aplicada en la industria petrolera principalmente para pronósticos sobre la futura operación de pozos, de tal forma que se logre una mejora en su desempeño.

Dentro del área de yacimientos, más específicamente el área de simulación numérica, se han desarrollado diversos programas que ayudan a predecir el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de desarrollo, permitiendo al ingeniero evaluar múltiples escenarios de operación antes de realizar una implementación en campo. CMOST, es una herramienta que además automatiza estos procesos de evaluación, con este se pueden llevar a cabo tareas de optimización, ajuste histórico, análisis de sensibilidad y análisis de incertidumbre de forma más eficiente que en otras herramientas.

El software CMOST de CMG realiza estas tareas de optimización fundamentado en el algoritmo DECE¹⁸ (Designed Exploration and Controlled Evolution), algoritmo que requiere del establecimiento de una función objetivo y de parámetros de entrada y que bloquea los parámetros que él reconoce como no beneficiosos para el éxito del proyecto, imitando así el trabajo que desarrolla un ingeniero de yacimientos para encontrar las condiciones óptimas para la aplicación de un proceso.

El algoritmo evalúa de manera independiente todos los resultados obtenidos para cada variable y determina si tienen un efecto positivo en la función objetivo, así, si no lo tiene descarta la variable para las siguientes corridas.

Posteriormente se asigna a cada parámetro los posibles rangos de valores a optimizar determinados en la sensibilización de los parámetros operacionales de DHSG, como se observa en la tabla 24. Se debe resaltar que esta variación de los parámetros son alcanzados en la operación del generador de vapor en fondo de la compañía Hydroflame Technologies

Tabla 25. Valores utilizados en la optimización

PARÁMETROS OPERACIONALES	VARIACIÓN		
Tasa de inyección (Q1) (BBL/día)	1659	2212	2766
Tasa de inyección (Q2) (BBL/día)	1659	2212	2766
Tasa de inyección (Q3) (BBL/día)	553	1659	2212
Tasa de inyección (Q3) (BBL/día)	553	1659	2212
Calidad del vapor (X1) (Fracción)	0.8	0.9	
Calidad del vapor (X2) (Fracción)	0.8	0.9	
Calidad del vapor (X3) (Fracción)	0.7	0.8	
Calidad del vapor (X4) (Fracción)	0.7	0.8	

Fuente: Autor

¹⁸Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2009. (Página 36)

La función objetivo utilizada en este análisis, es el valor presente neto (VPN), este es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El Valor Presente Neto permite determinar si una inversión cumple o no con el objetivo básico financiero, ya que tiene en cuenta los flujos de caja originados por la inversión. Se pueden presentar tres casos.

- $VPN > 0$: Para este caso, las utilidades que representa la implementación del proyecto, son mayores a los costos de inversión; de esta manera se dice que el proyecto es viable e igualmente atractivo.
- $VPN < 0$: En casos con datos de Valor Presente Neto menores a cero, no es viable el desarrollo del proyecto, ya que sé que la inversión para la implementación del proyecto nunca será cubierta según el tiempo de estudio de la proyección de los negocios.
- $VPN = 0$: En esta situación la aprobación o denegación del proyecto resulta indiferente, ya que el costo de inversión es apenas cubierto por las utilidades que deja la aplicación del mismo.

La estimación aproximada del valor presente neto para el caso de aplicación consideró, el precio de venta del barril de petróleo, el costo de tratamiento del agua de producción, el costo de generación del vapor y la inversión inicial del proyecto. Estos datos son suministrados por el grupo de recobro mejorado de Ecopetrol S.A y se observan en la tabla 26.

Tabla 26. Valores usados en el cálculo del VPN “Optimización”

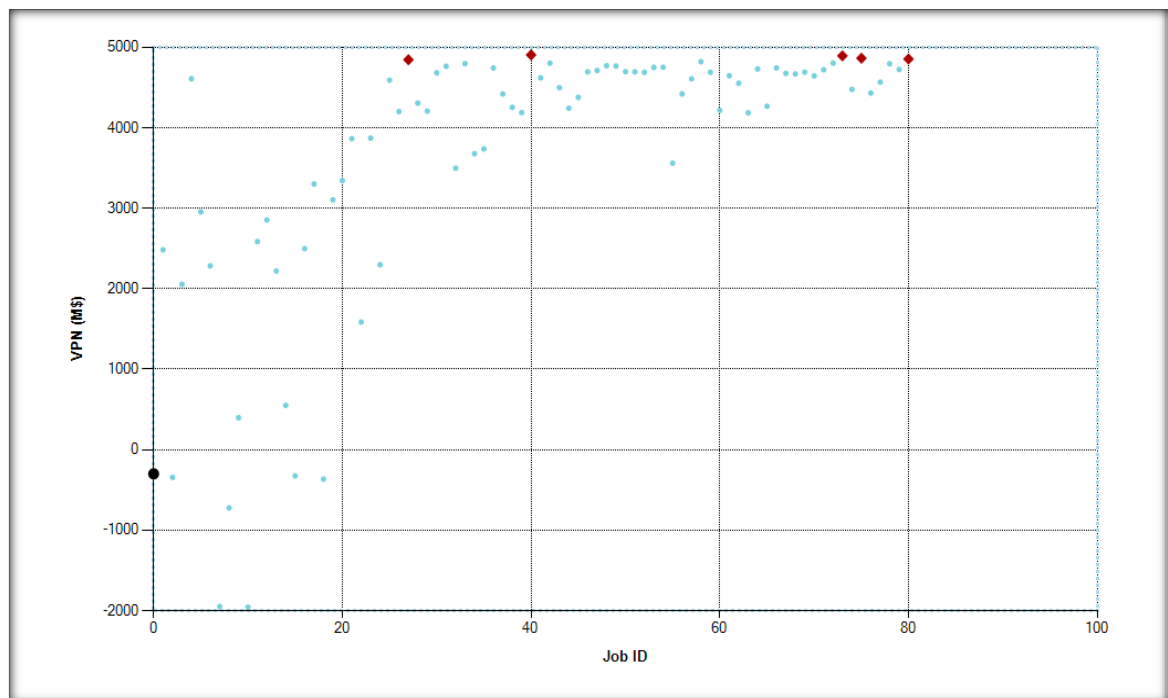
COSTOS	PRECIO
Producción de aceite (US\$/BBI)	55
Costo de tratamiento de agua producción US\$/BW	0,25
Costo de generar vapor US\$/BEW	8
Inversión inicial del proyecto (US\$)	8.525.000

Fuente: ECOPETROL S.A.

3.4.1. Resultados Obtenidos. Los resultados de la optimización que genera CMOST, se pueden observar de tres distintas formas. Durante las corridas de simulación CMOST va generando un gráfico de VPN (función objetivo) obtenido en cada corrida, en este grafico son señalados todas las corridas realizadas, el caso base corresponde a la corrida uno, los escenarios donde se ha alcanzado un valor máximo de la función VPN correspondientes a los puntos de color rojo.

En el caso base de estudio para el sector, las corridas 44, 57, 58, 68 y 71 presentaron los más altos valores del VPN, sin embargo se obtienen valores negativos para algunas corridas, mostrando que el mejor escenario de inyección de vapor en fondo alcanza a pagar la inversión inicial y los costos de la generación de vapor del proyecto, obteniendo un factor de recobro para el sector del campo HT de 39% en promedio.

Figura 62. Grafico de VPN obtenido en la optimización



Fuente: CMOST. CMG.

Los resultados de la optimización también son presentados en forma de tabla 27, donde son resaltados en color rojo aquellos valores de parámetros que deben ser descartados pues no ayudan a la maximización del valor presente neto.

Tabla 27. Parámetros de operación descartados en la optimización

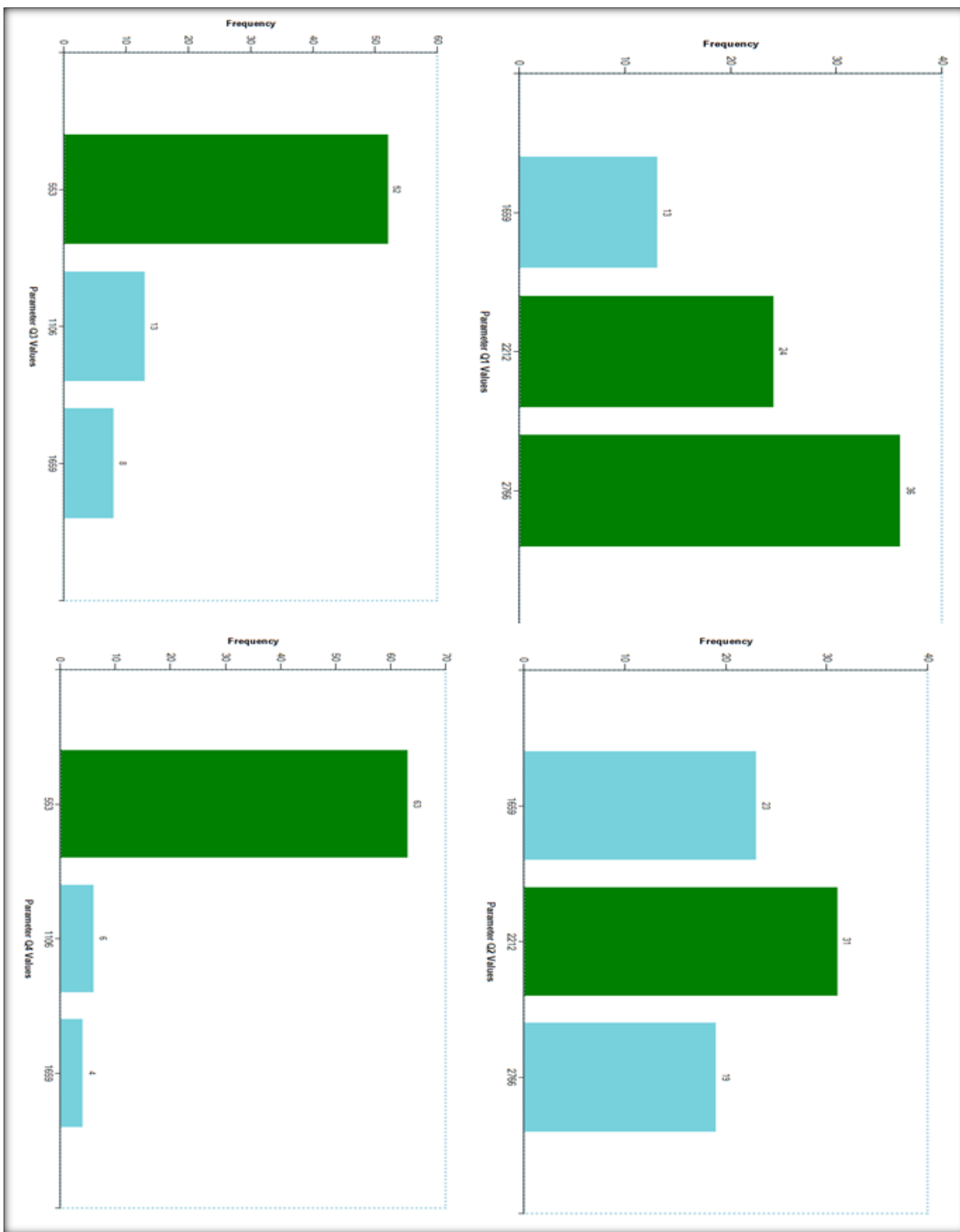
Parameters status map:			
Q1	1659	2212	2766
Q2	1659	2212	2766
Q3	553	1106	1659
Q4	553	1106	1659
X1	0.8	0.9	
X2	0.8	0.9	
X3	0.7	0.8	
X4	0.7	0.8	

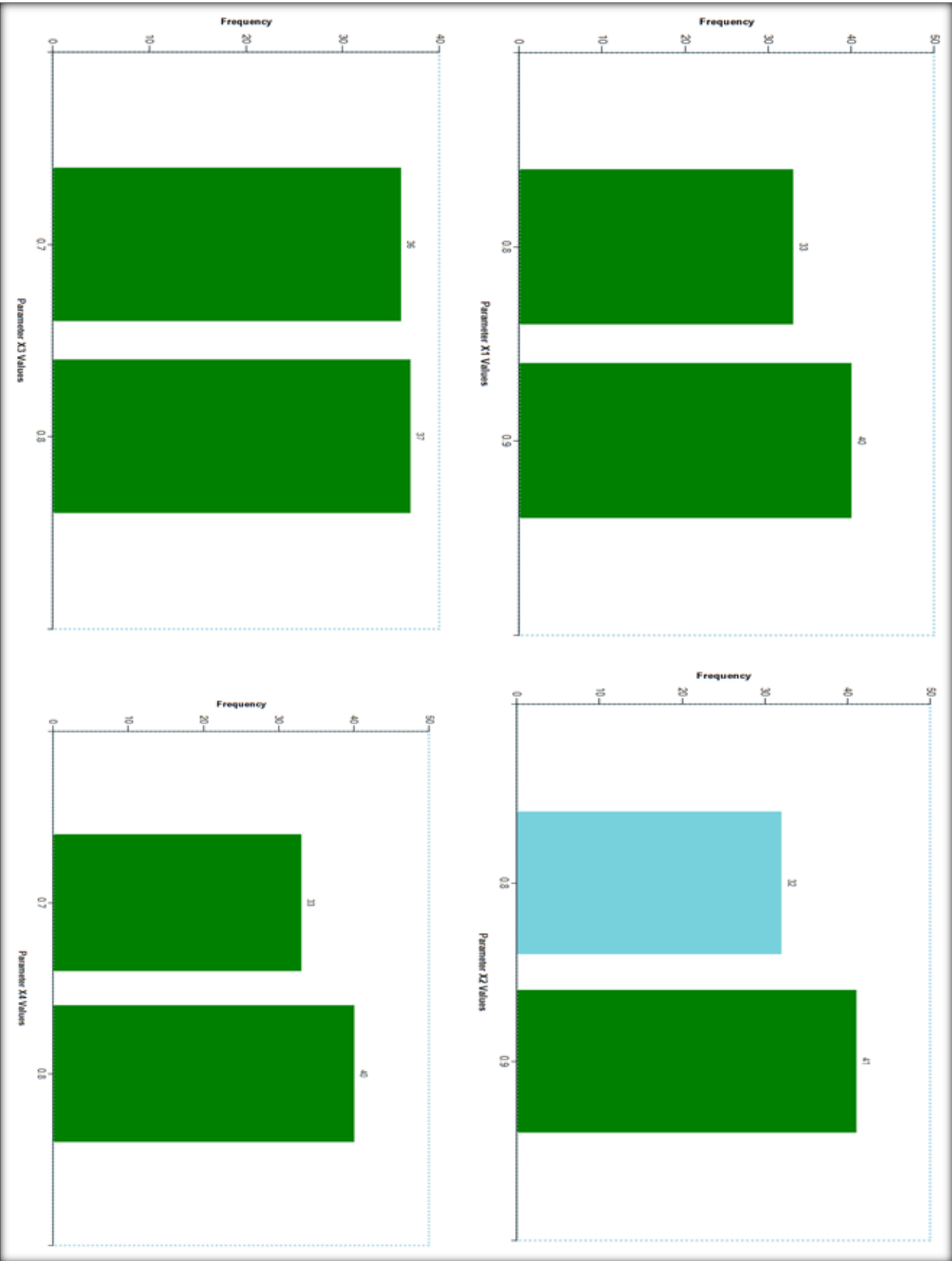
Fuente: CMOST. CMG

Para el caso de estudio se encontró que al inicio del proyecto se debe inyectar con tasas de 2212 y 2766 BPD respectivamente, recuperándose una mayor cantidad de petróleo en un menor tiempo inyección para la unidad productora B2, este resultado se observó también en el análisis de sensibilización de los parámetros del DHSG (Numeral 3.3).

Finalmente CMOST genera unos histogramas de frecuencia donde se puede observar el número de veces que utilizó cada uno de los valores asignados a cada parámetro para obtener los mejores escenarios. Los resultados obtenidos en el caso de estudio se observan en la figura 71, ratificando los valores obtenidos en la tabla 27.

Figura 63. Histograma de frecuencia





Fuente: CMOST. CMG.

Con el resultado obtenido en el histograma de frecuencia de CMOST se puede determinar el mejor escenario de inyección de vapor en fondo y los parámetros operacionales que no se deben implementar en el desarrollo del proyecto.

Los resultados en las corridas optimización de los parámetros operacionales de la generación de vapor en fondo en la herramienta software CMOST, dejan en claro, que las tasas al inicio del proyecto deben ser altas con una calidad del 90%, para el tiempo después de ruptura (1115 días) se debe variar a 20 MMBTU/hr, ya que con esta calidad tenemos una buena eficiencia de desplazamiento del crudo de la formación para este periodo. Secuencialmente las saturaciones de aceite en la zona de fluidos calientes (Capas superiores) disminuyen, por lo que es necesario bajar la tasa de inyección a 5 MMBTU/hr, aumentando la eficiencia económica del proyecto.

3.4.2. Mejor escenario. En la tabla 28, se presenta el mejor escenario obtenido en la optimización, los parámetros operacionales manejados y los resultados de producción incremental de aceite con respecto a la producción en frío, factor de recobro final después de la generación de vapor en fondo y el SOR acumulado (Vapor inyectado/ Aceite producido).

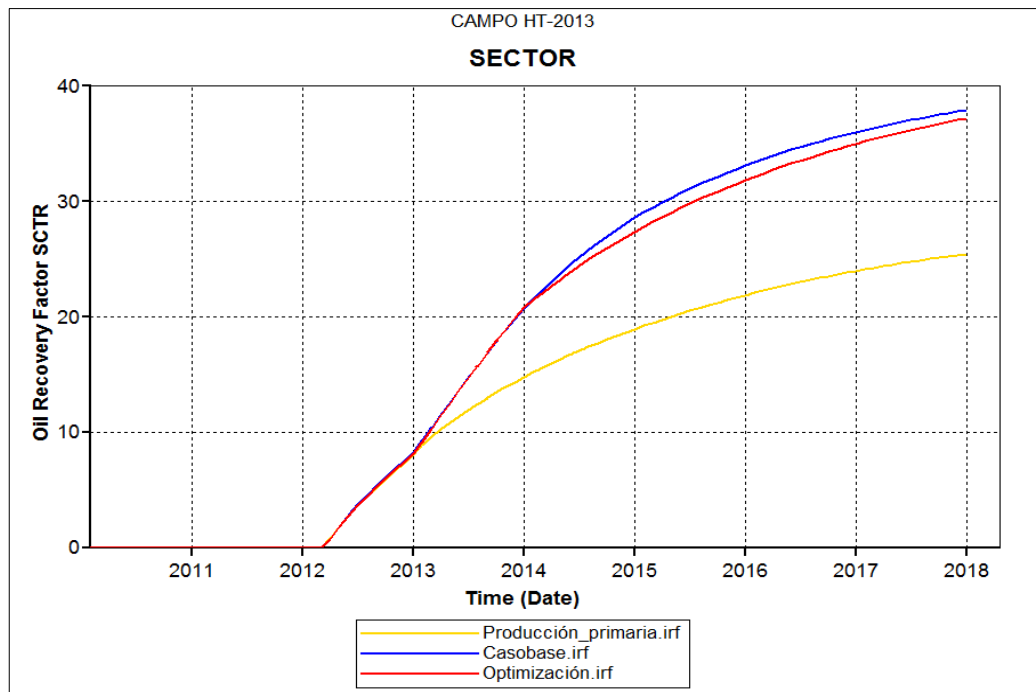
Los resultados en la recuperación de crudo incremental para el sector por la inyección de vapor en fondo es de 11.8 % frente a la producción primaria o frío. El SOR acumulado (Vapor inyectado/ aceite incremental) obtenido al final de la implementación del generador de vapor de Hydroflame Technologies, determina que para extraer aceite de la unidad B2 demanda altos costos de generación de vapor (1.40 BBI vapor/BBI aceite).

Tabla 28. Parámetros de operación del mejor escenario

Periodo	Parámetros de operación	Optimización
1	Tasa de inyección (BB/día)	2766
2	Tasa de inyección (BB/día)	2212
3	Tasa de inyección (BB/día)	553
4	Tasa de inyección (BB/día)	553
1	Calidad del vapor (fracción)	0.9
2	Calidad del vapor (fracción)	0.9
3	Calidad del vapor (fracción)	0.8
4	Calidad del vapor (fracción)	0.8
Presión de inyección (PSI)		2200
Temperatura inyección (°F)		650
Factor de recobro final EOR (%)		37.20
Factor de recobro primario final (%)		25.5
Factor de recobro incremental EOR (%)		11.8
SOR acumulado		1.40

Fuente: Autor

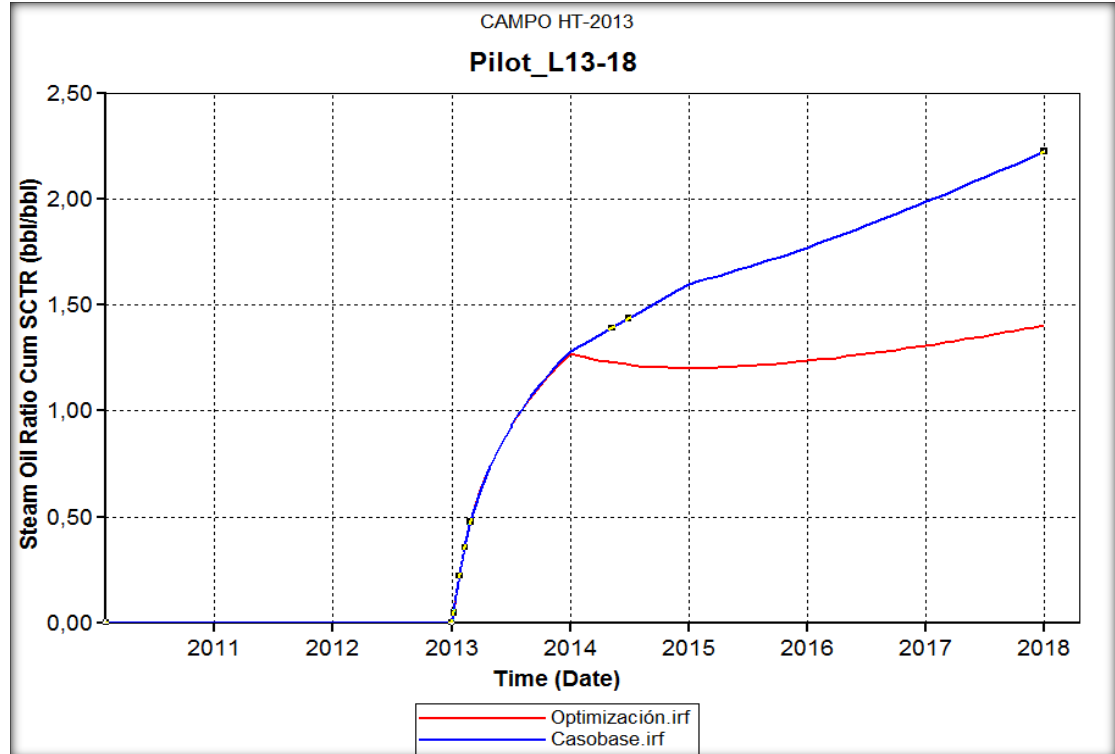
Figura 64. Factor de recobro obtenido en la optimización frente al caso base.



Fuente: Results Graph. CMG.

Mediante la comparación de los parámetros operacionales del caso base (Tabla 18) con el mejor escenario de optimización. Se observa en la figura 64, que el caso base presenta una mayor recuperación de aceite para la unidad productora frente al escenario de optimización en un 0.7%, esto se debe a que se inyecta en los periodos de finalización del proyecto a una mayor tasa de inyección, reduciendo aún más las saturaciones de aceite en la zona calentada por el vapor en la unidad B2, Pero esto implica inyectar una mayor cantidad de energía a la formación traduciéndose en mayores gastos para el piloto de generación de vapor en fondo. La figura 65 (SOR acumulado), evidencia la eficiencia de los dos escenarios (Optimización y caso Base) en cuanto a la económica del proyecto, donde el escenario de la optimización inyecta una menor tasa y recupera una producción de aceite similar al caso base. Haciendo al proyecto más viable financieramente.

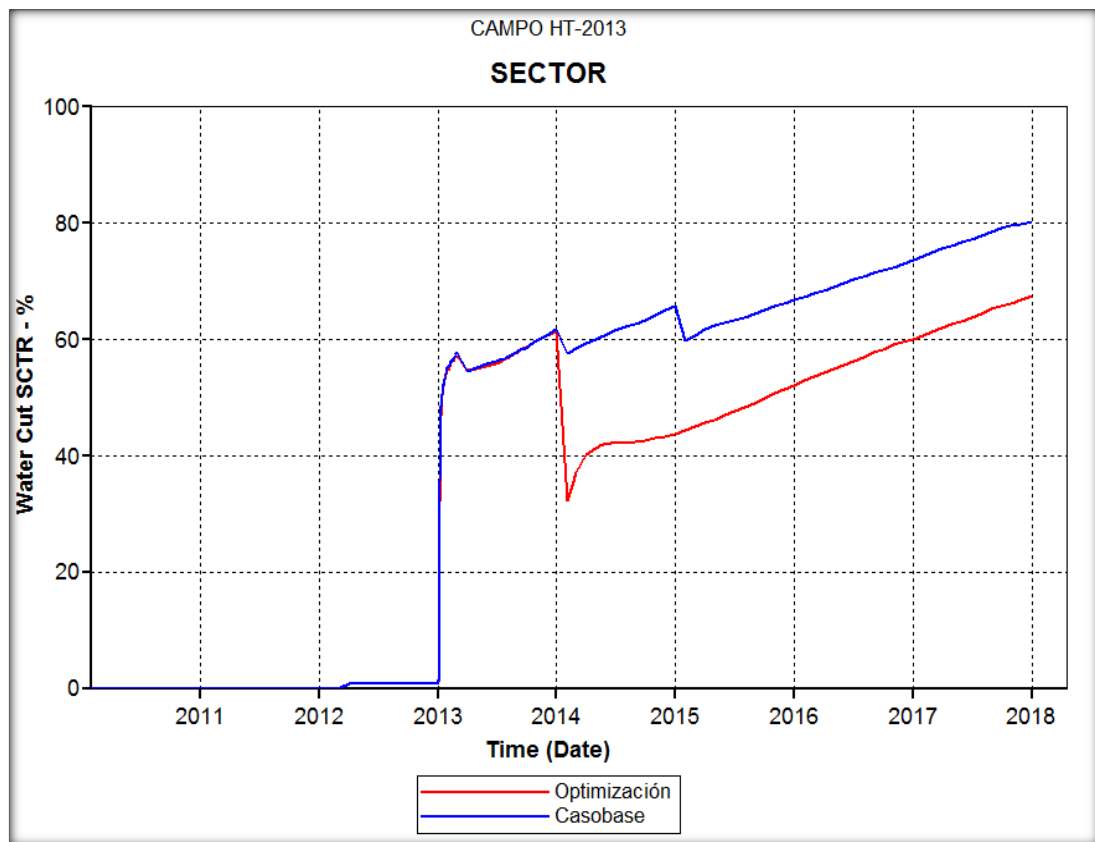
Figura 65. SOR obtenido en la optimización frente al caso base



Fuente: Results Graph. CMG.

La reducción de las tasas de inyección en los fechas de irrupción del vapor, señala una mejor respuestas en el corte de agua del sector y por ende un menor gasto en el levantamiento y tratamiento de los fluidos producidos por el sector a base de DHSG, donde se puede apreciar que la optimizacion de las tasas de inyeccion ofrece una disminucion en la produccion del agua para el sector, ver figura 66.

Figura 65. SOR acumulado, en la optimización frente al caso base



Fuente: Results Graph. CMG.

A partir del análisis de las tres descripciones de los resultados de la optimización por parte de la herramienta software CMOST de CMG, se puede observar que el VPN alcanzado en todas las corridas es negativo, lo que indica que el proyecto de inyección de vapor en fondo para la recuperación de crudo de la unidad B2 del campo HT no es viable. Por las siguientes razones:

- El espaciamiento de los pozos del patrón (Área del patrón de inyección) en el sector del campo HT no es el adecuado para el proyecto, ocasionando que la inyección de vapor no contacte y barra una mayor cantidad de petróleo del sector, por este motivo se presenta una irrupción temprana del vapor en los pozos productores, desaprovechándose la eficiencia térmica de la generación de vapor en fondo.
- La Heterogeneidad de la formación productora B2, ocasiona que el vapor viaje por trayectorias desconocidas sin poder contactar una mayor cantidad de aceite presente en la formación.
- Las condiciones de operación de los pozos productores, determinan en gran parte la producción de aceite producido por el sector en la generación de vapor en fondo (Presión de fondo mínima de 1300 PSI).
- Alta inversión inicial del proyecto (US\$ 8.525.000).
- Tiempo de duración del proyecto, recuperándose una menor cantidad de aceite a medida que transcurre el tiempo de simulación.

Los resultados obtenidos por la optimización de los parámetros operacionales (Producción de aceite incremental, vapor inyectado y producción de agua en el piloto), serán tomados para la evaluación financiera del proyecto de generación de vapor en fondo (Tabla 29), con el objetivo de tener una mejor apreciación de los costos del proyecto de generación de vapor en fondo para la producción de crudo de la unidad B2 del campo HT.

Tabla 29. Producción de aceite incremental, por la optimización de los parámetros operacionales DHSG, frente a la producción primaria

Mejor escenario de DHSG				
Año	Np (BBI)	Wp (BBI)	Winy (BBI)	Np+Wp(BBI)
1	114.486	312500	499723	584968
2	44731	86118	121106	209354
3	28585	76962	121106	160835
4	19854	77215	121106	136820
5	13828	73974	121106	115592
Total	221484	626769	984147	1207569

Fuente: Autor

La producción de aceite incremental por la DHSG en la recuperación de crudo para la unidad productora B2 es técnicamente factible, al aumentar el factor de recobro para el sector en 11.8%, pero se debe tener en cuenta que la distancia entre los pozos productores con el pozo inyector, favorecen la recuperación del 80% de aceite contenido en el área del patrón de inyección (221.484 BBI), pero así mismo limita la capacidad de una mayor recuperación de petróleo para la formación B2 del campo HT por parte de la generación de vapor en fondo.

4. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DE VAPOR EN FONDO PARA UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO COLOMBIANO.

La evaluación financiera del proyecto parte de la factibilidad técnica favorable en la aplicación del generador de vapor en fondo para el sector del campo HT, lo cual ya está discutida en los capítulos anteriores. Con el propósito de evaluar la factibilidad económica del proyecto se tomó los resultados de la corrida de simulación denominada “Optimización”, quien representa una inyección continua de vapor para el sector del campo HT.

El tiempo de duración del proyecto de inyección de vapor en fondo para el sector del campo HT es de 3 años (Hasta el año 2016), ya que después del 1 de enero del 2016 el factor de recobro no aumenta considerablemente después de la fecha mencionada (Tabla 29), en otras palabras no se recupera la suficiente cantidad de crudo que satisfaga los costos de inyección de vapor por parte de la generación de vapor en fondo para el sector. Por esta razón la evaluación económica se realizara hasta el año 2016.

Es importante mencionar que la evaluación económica se basara en una alternativa de negociación planteada entre las dos compañías interesadas en el desarrollo proyecto de inyección de vapor en fondo para un yacimiento de crudo pesado colombiano (Hydroflame Tecnologías y Ecopetrol S.A). A continuación se resumen los términos más importantes de la negociación:

- La inversión inicial del proyecto y los costos relacionados en la generación de vapor en fondo, serán pagados por el proyecto, donde Ecopetrol S.A hará la inversión inicial del proyecto (Obras civiles, infraestructura, perforación y

completamiento del pozo inyector), este dinero será recuperado por Ecopetrol S.A en el transcurso del proyecto de inyección de vapor.

- Hydroflame Technologies suministrara el generador de vapor en fondo con todos los equipos necesarios para la generación de vapor, cobrando una renta impuesta sobre la recuperación incremental de crudo en el sector del campo HT (15% de las ganancias reportadas por el proyecto después de pagar todos los costos e impuestos generados por la explotación del sector del campo HT).
- Los gastos del proyecto, se toman desde el inicio piloto de generación de vapor en fondo hasta la producción del aceite en la cabeza de los pozos productores.
- La compañía Hydroflame Technologies suministra el mantenimiento y operación de los equipos comprometidos en la generación de vapor en fondo.
- El proyecto de inyección de vapor en fondo devenga grandes cantidades de agua y gas natural, donde Ecopetrol S.A se compromete a suministrar estas corrientes de alimento; Aclarando que los costos generados por estos suministros serán pagados por el proyecto.
- El manejo y operación de los equipos en superficie del DHSG será por parte de la compañía Hydroflame Technologies.

Con esta información se procederá a realizar la evaluación económica del proyecto de inyección de vapor en fondo para el sector del campo HT.

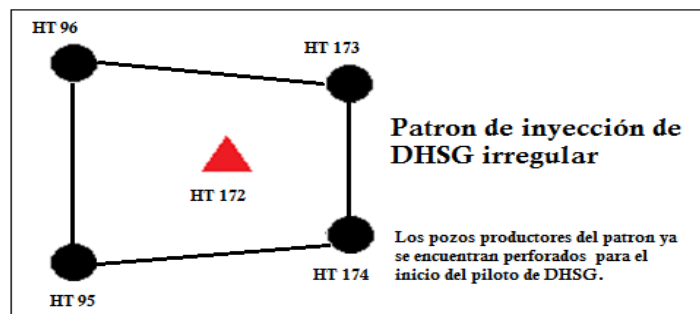
4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Para llevar a cabo este proyecto, se considera la perforación de un (1) pozo inyector para un arreglo de cinco (5) puntos, con un espaciado del patrón de inyección de tres (3) acres y un espaciado entre el pozo inyector y los pozos productores de 0.75 acres aproximadamente, como se puede apreciar en la figura 66.

En el desarrollo del proyecto se requiere de un generador de vapor en fondo, con una capacidad de 25 MMBTU/hr. Este piloto presenta una gran ventaja y es que ya cuenta con las facilidades tanto de tratamiento del agua de generación como las de tratamiento de los fluidos producidos. Para la adecuación del terreno donde se va a ubicar el pozo, se hacen obras civiles por un valor de US\$ 25.000.

El tratamiento químico para el agua de generación tiene un costo aproximado de 6 US\$/MBBI de agua tratada; el consumo de energía eléctrica para los equipos de generación tiene un costo de 0.10 US\$/kW-hr; el costo de gas natural es de 6.3 US\$/KPC; El salario de operadores, supervisores y mantenimiento de los equipos de generación de vapor en fondo no se tienen en cuenta para este proyecto, ya que Hydroflame Technologies asume esta operación ; las regalías son del 8%, por ser recobro mejorado y el impuesto de renta actual es del 34%.

Figura 66. Esquema de inyección de vapor



Fuente: Autor

Este piloto tiene una duración de tres (3) años; la producción se evaluó mediante simulación numérica (Optimización) y el precio de portafolio del crudo es 55 US\$/BBI.

4.2. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Para realizar la evaluación económica, se llevan a cabo los siguientes pasos:

- Se determina la infraestructura requerida para implementar el proyecto. Como se mencionó anteriormente, se necesita perforar un pozo inyector y las obras civiles para la adecuación del terreno pozo inyector del piloto de DHSG es de US\$ 25.000. La inversión total es igual a la suma de los elementos nombrados anteriormente, y tiene un valor de US\$ 8.565.000. Ver tabla 30.

Tabla 30. Inversión inicial del proyecto

Inversión inicial	Valor Unit	Valor Total
Costo de perforar y completar el pozo inyector	\$ 6.500.000	\$ 6.500.000
Costo de obras civiles (US\$/pozo)	\$ 25.000	\$ 25.000
Total		\$ 6.525.000

Fuente: Autor

- Se establece el precio del petróleo y la producción anual, para calcular los ingresos. El precio tomado para este caso es de US\$ 55 por barril de aceite, en el primer año, con incrementando anual de 5% para los años posteriores. La producción se obtuvo en la corrida de simulación numérica “Optimización”. La duración del proyecto es de 3 años, y los ingresos para cada año se observan en la tabla 31.

Tabla 31. Ingresos del proyecto

Año	Precio del petróleo (US\$/BBL)	Producción (BBL/año)	Total de Ingresos (US\$)
1	\$ 55	114.486	\$6.296.730
2	\$ 58	44.731	\$2.594.398
3	\$ 61	28.585	\$1.743.685

Fuente: Autor

Se hallan los egresos, que corresponden a los costos de operación, mantenimiento de pozos del patrón y el levantamiento de los fluidos producidos por el piloto de inyección, estos (Tabla 33) son calculados por medio de la tabla 32. Y por medio de ecuaciones propuestas para la evaluación de proyectos de inyección de vapor¹⁹.

Tabla 32. Costos de operación del piloto de DHSG.

Tratamiento de agua de generación	
Descripción	Costo
Tratamiento químico (US\$/MBBL)	6
Consumo de Energía Eléctrica equipos de superficie de DHSG	
Consumo (KW)	2736
Valor de energía (US\$/KW-hr)	0,1
Consumo de Gas Natural	
Costo de gas (US\$/KSCF)	6,3
Levantamiento de fluidos producidos	
Costo de levantar un barril de fluido (US\$/BBL)	0,58
Pozos productores	
Mantenimiento y energización (US\$/pozo*año)	\$ 50.000
Pozo inyector	
Mantenimiento (US\$/pozo*año)	\$ 100.000

Fuente: Ecopetrol S.A

- ¹⁹ REY, S. VELASCO, J: "APLICACIÓN SOFTWARE PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE INYECCIÓN DE VAPOR". Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2007.

Las siguientes ecuaciones permiten referenciar los egresos a una misma unidad (Dólar por MMBTU).

Costo de tratamiento químico del agua de alimento (Ecuación 11).

$$\text{Costo} \left[\frac{\text{US\$}}{\text{MMBTU}} \right] = 0,00143 * \frac{\text{Quimicos} * \text{GPM.Agua}}{\text{Capacidad de DHSG}} \quad (11)$$

Donde 0,00143 es un factor de conversión de unidades.

Costo por consumo de energía de los equipos en superficie de generación de vapor en fondo (Compresión del gas natural y del aire), ecuación 12.

$$\text{Costo} \left[\frac{\text{US\$}}{\text{MMBTU}} \right] = \frac{\text{Consumo de energia} * \text{Valor de energia}}{\text{Capacidad de DHSG}} \quad (12)$$

Costo por consumo de gas natural

$$\text{Costo} \left[\frac{\text{US\$}}{\text{MMBTU}} \right] = \frac{\text{Costo del gas} * \text{Cantidad de gas}}{\text{Capacidad de DHSG}} \quad (13)$$

Se recuerda que las tasas de inyección disminuyen en los tres años de operación del proyecto (De 25 a 5 MMBTU/hr), reduciendo los costos de compresión, tratamiento y consumo de las corrientes de alimento del generador de vapor en fondo. La tabla 33 muestra los egresos del proyecto de generación de vapor en fondo para los diferentes años del proyecto.

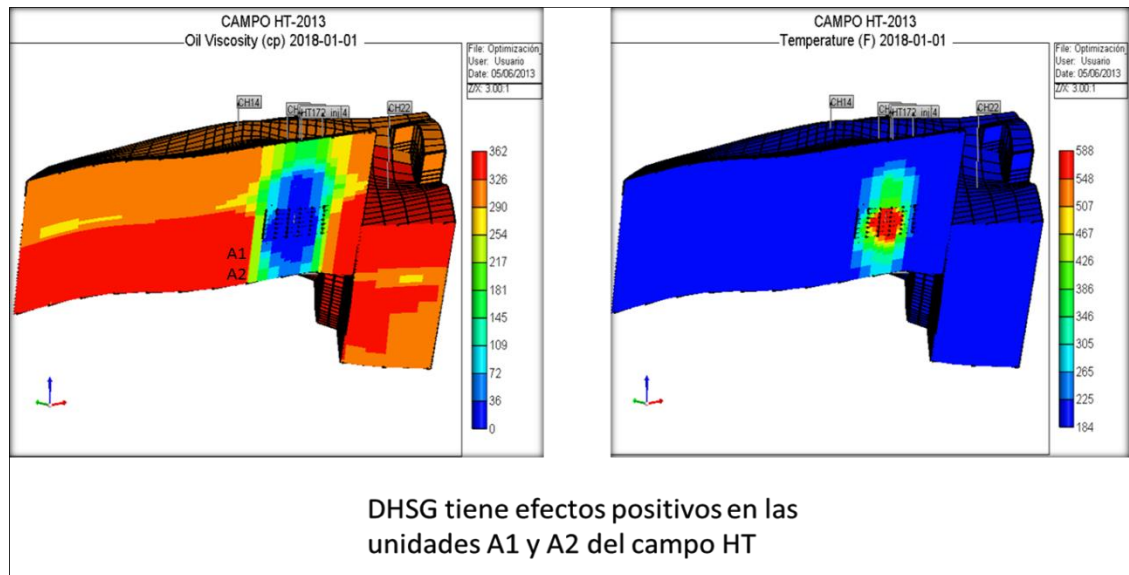
Tabla 33. Egresos del proyecto de inyección de vapor en fondo

Egresos						
Año	Vapor usado (MMBTU)	Operación (US\$/MMBTU)	Levantamiento fluidos producidos (US\$)	Mantenimiento y energización (US\$)	Mantenimiento pozo inyector (US\$)	Total de operación(US\$)
1	192720	18,42	\$ 339.281,44	\$ 200.000,00	\$ 100.000,00	\$ 4.189.183,19
2	43800	17,19	\$ 121.425,32	\$ 200.000,00	\$ 100.000,00	\$ 1.174.347,32
3	43800	18,00	\$ 93.284,30	\$ 200.000,00	\$ 100.000,00	\$ 1.181.400,30

Fuente: Autor

- Se calculan los flujos de efectivo anuales, con los cuales se determina el flujo de caja para el proyecto, ya que el dinero es de la empresa, y no requiere préstamos, como se observa en la tabla 34. Para calcularlo, la inversión inicial del proyecto será dividida en tres (US\$ 2.200.000), por las tres unidades productoras del campo HT, ya que están estimuladas por la generación de vapor en fondo (Disminución de la viscosidad de aceite por el aumento de la temperatura del sector del campo HT, figura 67).

Figura 67. Reducción de la viscosidad del crudo en las tres unidades del campo HT.



Fuente: Results 3D. CMG

Tabla 34. Flujo de caja para el proyecto

Flujo de caja para el proyecto (US\$)				
Año	0	1	2	3
Inversión (-)	2.200.000			
Ingresos (+)		\$ 6.296.730,0	\$ 2.583.215,3	\$ 1.733.322,9
regalias (-)		\$ 503.738	\$ 206.657	\$ 138.666
Operación (-)		\$ 4.188.924	\$ 1.174.347	\$ 1.181.684
Depreciación lineal con amortización nula (-)		\$ 733.333	\$ 733.333	\$ 733.333
Ganancias antes de impuesto (+)		\$ 870.734	\$ 468.877	-\$ 320.361
Impuesto de renta (-)		\$ 296.050	\$ 159.418	
Ganancia despues de impuesto (+)		\$ 574.684	\$ 309.459	-\$ 320.361
Depreciación (+)		\$ 733.333	\$ 733.333	\$ 733.333
Arriendo del DHSG (-)		\$ 196.203	\$ 156.419	\$ 61.946
FLUJO DE CAJA TOTAL	-\$ 2.200.000	\$ 1.111.815	\$ 886.374	\$ 351.027

Fuente: Autor

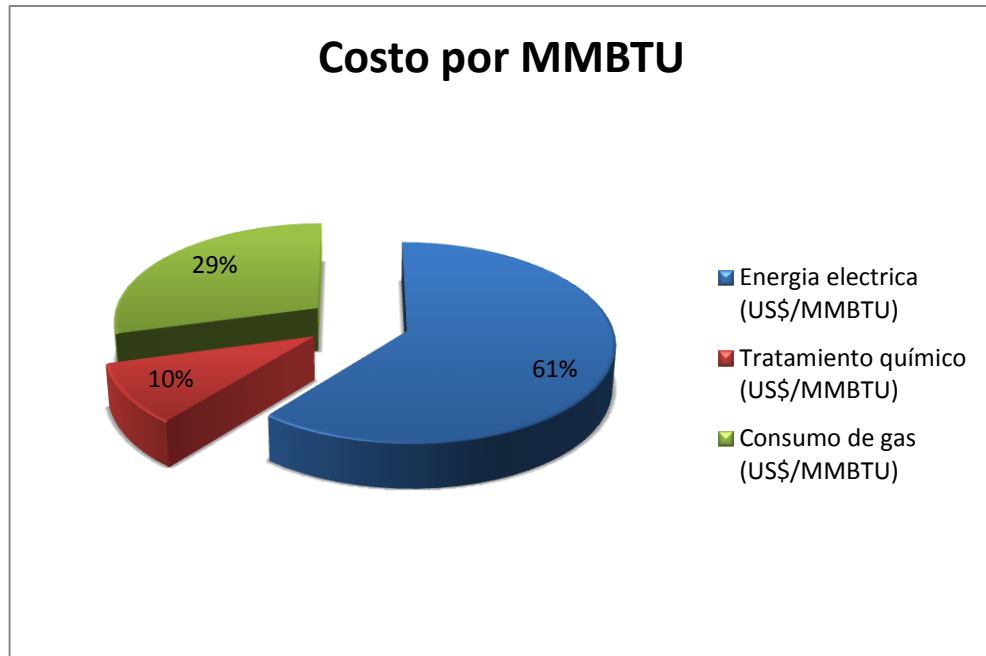
- Para la evaluación económica del proyecto se analizara el valor presente neto (VPN), Payback ajustado y tasa interna retorno (TIR), con los cuales se determina la viabilidad económica del proyecto. Estos resultados incluyen gráficas del costo para generar 1MMBTU y la relación de las tasas de oportunidad con el VPN. Recordando que la tasa de oportunidad para Ecopetrol S.A es de 11,2 %. Ver tablas 35 ,36 y figura 67, 68.

Tabla 35. Evaluación económica del proyecto

Evaluación económica del proyecto	
Tasa de oportunidad (Fracción)	0,112
Valor presente neto (US\$)	(\$ 205.094,97)
Tasa interna de retorno (%)	4%
Payback (Años)	2,2
Eficiencia de inversión (fracción)	(0,09)

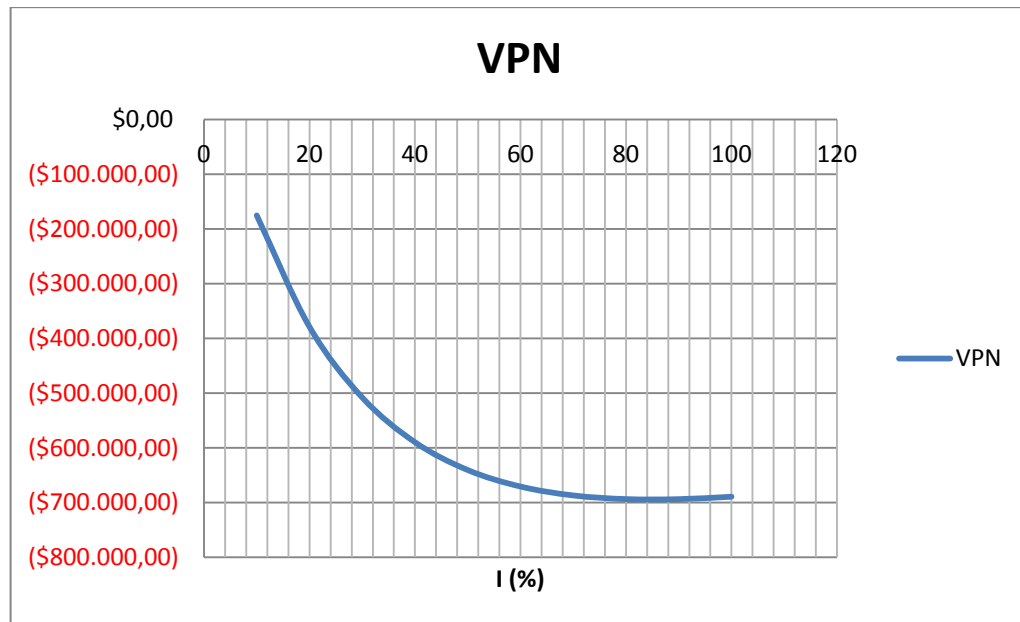
Fuente: Autor

Figura 68. Costo por MMBTU



Fuente: Autor

Figura 69. Relación VPN vs I%



Fuente: Autor

Según la evaluación económica obtenida, se observa que este proyecto no es viable, con la tasa de oportunidad de Ecopetrol S.A reportando un valor presente neto (VPN) negativo, igualmente esto se ve reflejado en la tasa interna de retorno (TIR), la cual es del 4% siendo una tasa baja para proyectos de inversión, la eficiencia de la inversión es de -0.09, lo cual demuestra por cada dólar invertido en el proyecto no se tiene ganancia. Analizando el proyecto en función del tiempo, también se concluye que no es viable, ya que al ser un piloto cuya duración es de 3 años, la inversión se recupera en 2.2 años.

Por lo dicho anteriormente, técnicamente la DHSG como esquema para la explotación de la unidad B2 del campo HT es viable, Pero financieramente no es factible la implementación del generador de vapor en fondo de la compañía Hydroflame technologies. Ya que las condiciones del sector del campo HT, no son las mejores, en cuanto al espaciamiento de los pozos del patrón de inyección determinando la baja recuperación de crudo para el sector, así se obtenga una alta recuperación del petróleo contenido en el patrón de inyección. En otras palabras el petróleo que se recupera por el DHSG es muy baja, para pagar la inversión inicial del proyecto.

CONCLUSIONES

- Los pozos existentes en el campo HT, están completados para una profundidad de 8000 pies con revestimientos mayores e iguales a 7 pulgadas de diámetro, por lo cual si es posible el diseño, perforación y completamiento de pozos térmicos que cumplen con los requisitos para la instalación del generador de fondo de la compañía Hydroflame Technologies.
- Las características operacionales del DHSG (Presiones de inyección mayores a los 2200 PSI, altas capacidades de generación “25 MMBTU/hr”, altas calidad de vapor saturado “Mayor al 80%”), presentan buenos escenarios en la recuperación de crudo para la unidad productora B2, con un factor de recobro incremental del 75% en promedio. Equivalente a 221.000 BBI aceite recuperados de un volumen de crudo contenido en el patrón de inyección de 250.000 BBI; Elevando en 11.8% el factor de recobro para el sector del campo HT, frente a la recuperación de crudo por la producción primaria del sector. Haciendo a esta tecnología atractiva para la explotación de yacimientos profundos de los campos de crudo pesado de Ecopetrol S.A.
- En el análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales del caso base de DHSG por medio de la herramienta software CMOST de CMG, el nivel de incidencia de las características operacionales del generador de vapor en fondo para la recuperación de crudo del sector son bajas. Concluyendo que la variable de mayor incidencia en la recuperación de aceite en la unidad productora B2 del campo HT, es el espaciamiento de los pozos del piloto de inyección.
- A partir de la optimización realizada utilizando la herramienta CMOST de la empresa CMG, se determinaron los valores de los parámetros operacionales con los cuales se mejora la eficiencia del proceso. Este escenario óptimo fue

obtenido a partir del cálculo de VPN, y no siempre coinciden con la máxima recuperación de crudo. Esto se pudo observar comparando los resultados del factor de recobro incremental para el caso base (13%) y para el mejor escenarios planteado con un 11.8% en promedio, frente a la recuperación primaria. Demostrando que los costos de generación de vapor en fondo, tratamiento del agua y precio de venta del crudo juegan un factor determinante para el éxito económico del proyecto.

- La cantidad de aceite presente en el patrón de inyección de vapor es baja (250.000 BBI), ocasionando que la recuperación de crudo por la generación de vapor en fondo (75%) no alcance a pagar la inversión inicial del proyecto, determinando una eficiencia de inversión de -0.09 dólares por dólar invertido para el piloto de generación de vapor en fondo como esquema de explotación de la unidad productora B2 del campo HT.
- La variable que mayor incidencia o impacto en los costos de generación de vapor en fondo, es el consumo eléctrico de los equipos necesarios para la DHSG, viéndose que en el cálculo del costo de generar un millón de BTU, el costo por consumo de energía eléctrica es del 61% del valor total.

RECOMENDACIONES

- Se advierte que en la inyección continua de vapor para la formación productora B2, la distancia entre los pozos productores juega un papel muy importante en la distribución del calor en la zona de interés y en la economía del proyecto. Por lo cual se recomienda sensibilizar el espaciamiento entre los pozos y el área del patrón de inyección, con el objetivo de tener un mayor beneficio por la inyección de vapor de alta calidad del generador de vapor de Hydroflame Technologies.
- Se recomienda evaluar el sistema de levantamiento artificial de los pozos productores del piloto, con el fin de disminuir la presión de fondo fluyente de los pozos productores y así obtener una mayor producción de petróleo para el sector.
- Se recomienda analizar y optimizar el consumo de energía de los equipos en superficie involucrados en la generación de vapor en fondo por la herramienta de Hydroflame Technologies, para así disminuir los costos en la generación de vapor para el piloto de inyección.
- Se sugiere la metodología implementada en este proyecto para la evaluación de un equipo análogo de generación de vapor en fondo en el sector del campo HT, con el propósito de comparar características operacionales de los equipos, junto con sus ventajas y desventajas, y así tener un mejor criterio de selección e implementación de la tecnología para el desarrollo del potencial del crudo pesado de la formación B2 del campo HT.

BIBLIOGRAFÍA

- ABREU, TOMAS J. & Otros. Apuntes de recuperación secundaria. División de ingeniería en ciencias de la tierra. Universidad nacional de México.
- ASÍS, K. & RAMESH, A. B. Fourth SPE Comparative solution project: Comparison of steam injection simulators. SPE 13510.
- BLEVINS T. BILLINGSLEY R. The ten pattern steamflood, Kern river field, California. SPE
- BOBERG, T. C. Thermal Methods of Oil Recovery, John Wiley & Sons, New York, 1988.
- BOBERG, T. C. & LANTZ, R. B. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well, En: JPT, diciembre 1966; p. 1613-1623.
- Capper, L. Advancing Thermal and Carbon Dioxide Recovery Methods beyond their conventional Limits: Down hole Innovation, SPE, 2011.
- CURTIS, C. KOPPER, R. DECOSTER, E. HUGGINS C. Yacimientos de petróleo pesado, Oilfieldreview. 2002 / 2003.
- DIETZ, D. "Review of Thermal Recovery Methods". SPE-AIME 5584, 1975.
- FAROUQ, ALI. S. M. Oil Recovery by Steam Injection, Producers Publishing Company Inc. Bradford, Pennsylvania, 1970.
- FAROUQ, ALI. S. M; MELDAU R. Current steamflood technology. SPE7183.
- GONZALES, D. "Análisis e Interpretación de Yacimientos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante analogías". Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.
- GOMEZ, L. G. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos. Inyección Cíclica y Continua de Vapor, UIS, 1989.
- GONZALES, D. "Análisis e Interpretación de Yacimientos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante analogías". Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.

- HEGGELUND, G. D., (1992). Insitu Steam Generation Using Electrical Resistance Heating. Department of Petroleum Engineering, Texas A&M University, College Station TX.
- MARTELO, S. y DELGADO, G. “Sistemas de Competición en Procesos Térmicos en la Faja Petrolífera del Orinoco”. Caracas: UCV, 2006.
- PALMA, J. MEJIA J: “Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2008.
- REY, S. VELASCO, J: “APLICACIÓN SOFTWARE PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE INYECCIÓN DE VAPOR”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2007.
- Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2011.
- UNITED STATES PATENT # 4783535.1988.
- UNITED STATES PATENT # 7780152 B2. 2006.
- Schlumberger.Oil Field review.Tomado de: http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review. Citado, Diciembre del 2012.
- Hydroflame.Advantages.<http://www.hydroflameproduction.com/advantages>. Citado, 2013.