

EVALUACIÓN DE LA TÉCNICA HASD (HORIZONTAL ALTERNATING STEAM
DRIVE) EN UN MODELO CONCEPTUAL DE UN CAMPO COLOMBIANO DE
CRUDO PESADO POR MEDIO DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS.

DALGY MELISSA ARENAS EZENARRO

VICTOR ALFONSO LUQUE SIMANCA

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

2015

EVALUACIÓN DE LA TÉCNICA HASD (HORIZONTAL ALTERNATING STEAM
DRIVE) EN UN MODELO CONCEPTUAL DE UN CAMPO COLOMBIANO DE
CRUDO PESADO POR MEDIO DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS.

DALGY MELISSA ARENAS EZENARRO

VICTOR ALFONSO LUQUE SIMANCA

Trabajo de grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos

Director:

NELSON ENRIQUE QUINTERO VALERO

Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

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

2015

DEDICATORIA

Primeramente a Dios por llenarme de sabiduría, conocimientos e inteligencia, porque nunca me ha desamparado siempre ha estado conmigo en el transcurso de mi vida.

A mi Madre Nelsy Ezenarro Contreras y mi Padre Ramón Emilio Arenas Monsalve, por el amor incondicional que siempre me han expresado.

A mi Nono Clímaco y a mi Abuela Amira, por esos momentos tan maravillosos compartidos y por instruirme cada día en el buen camino.

A mis Hermanos Naya Durley y Jehisson Fernel por estar a mi lado apoyándome durante todos estos años de mi vida.

A mis Sobrinas Brenda Natalia y Danna Sofía, porque han sido una gran bendición para nuestra familia.

A cada una de esas personas con las que me he encontrado en el camino de la vida, por cada enseñanza que me han dejado.

DALGY MELISSA ARENAS EZENARRO

DEDICATORIA

A Dios por mirarme con ojos de piedad y misericordia, el cual no me ha abandonado en ningún momento. En su promesa un día me dijo: ¿Se olvidará la mujer de lo que dio a luz, para dejar de compadecerse del hijo de su vientre? Aunque olvide ella, yo nunca me olvidaré de ti. – Isaías 49:15

A mi madre Elvia Simanca Caballero, mujer valiente y esforzada que fue un apoyo incondicional para lograr esta meta hoy cumplida, mujer que fue, ha sido y será padre y madre para mí. A mi hermano Karl Lewis, uno de los mejores regalos de Dios y la vida para mí. A mi abuelo Abel Antonio, un hombre el cual Dios le quitó sus ojos naturales para ponerle los ojos del alma con los cuales me aconsejó en todo momento. A la familia Simanca, a mi abuela Carmen y Elvia, a la familia Luque que fueron un apoyo enorme en esta ciudad, a pesar de que los conocí de forma repentina me ayudaron hasta el día de mi grado. A la familia Lobo Medina gracias por sus palabras de ayuda.

A mis amigos Lexly y Rubén, los cuales fueron una colaboración única durante el desarrollo de este logro. Un especial agradecimiento a ustedes dos por ser tan nobles y solidarios en lo que necesité. A Melissa Arenas, mi compañera de tesis porque superamos las diferencias y avanzamos hasta el final del camino trazado.

A mis amigos y compañeros Mónica, Tatiana, Felipe, Nicolay, Daniel, Catalina, Diego, Gloria, Leiby, Mafe, Katherine, Sharon, Dunis, Fabian, Ninfa, Leidy, Yeraldin, Brayan, Johana Cáceres, en fin, a todos mis amigos gracias por brindarme ese espacio en sus corazones.

A mis profesores de la universidad como Pinillos, Rogers, Wilber, Nacho, Félix y Alexander, Nelson mi director de tesis de grado.

A doña Lola y mi abuelo Efraín, gracias totales por recibirme en su hogar y brindarme ese amor incondicional en esta etapa.

A la fundación generadores de felicidad, a mis profesores del colegio, a la UIS sede Barranca y Bucaramanga, a los papás de mis amigos que conocí en la universidad, gracias y mil gracias a cada uno de ustedes por creer en mí y ayudarme cuando más lo necesité. Dios les pague y les recompense cada grano de arena puesto a este sueño que hoy empieza a dar sus frutos.

VICTOR ALFONSO LUQUE SIMANCA

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN _____	18
1.GENERALIDADES DE LA TÉCNICA HASD _____	19
1.1 PARÁMETROS EMPLEADOS EN POZOS HORIZONTALES _____	19
1.1.1 Clasificación de pozos horizontales _____	20
1.1.2 Ventajas de los pozos horizontales _____	21
1.1.3 Desventajas de los pozos horizontales _____	22
1.1.4 Perforación de pozos horizontales _____	23
1.1.5 Completamiento de pozos horizontales _____	23
1.2 HORIZONTAL ALTERNATING STEAM DRIVE (cíclica de vapor en pozos horizontales) _____	27
1.2.1 Descripción de la Técnica HASD _____	28
1.3 APLICACIONES DE LA TÉCNICA HASD _____	29
1.3.1 Proceso de unidad de vapor alterna horizontal para la Faja Petrolífera del Orinoco en el oriente de Venezuela. _____	29

1.3.2 Un innovador esquema de producción térmica para yacimientos móviles de crudo pesado con acuífero de fondo.	36
2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	47
2.1 MODELOS ESTÁTICOS	47
2.1.1 Modelo Geológico	47
2.1.2 Modelo Estructural	47
2.1.3 Modelo Estratigráfico	48
2.1.4 Modelo Sedimentológico	52
2.1.5 Modelo Petrofísico	52
2.1.6 Modelo de Malla	53
2.1.7 Modelo Fluido PVT	55
2.1.8 Modelo Térmico	58
2.1.9 Modelo Roca-Fluido	59
2.2 CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS	62
2.3 RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN EN FRÍO	63
2.4 PROCESO DE ESTIMULACIÓN CÍCLICA DE VAPOR	66

2.4.1 Factor de recobro durante la estimulación _____	67
2.4.2 Relación vapor aceite _____	70
2.4.3 Reducción de la viscosidad y la saturación de aceite _____	71
2.4.4 Producción de aceite _____	73
2.4.5 Tasas y cortes de agua inyectada _____	74
2.5 AJUSTE DEL PROCESO DE INYECCIÓN EN FORMA ALTERNADA HASD	76
2.5.1 Factor de recobro _____	77
2.5.2 Relación vapor aceite (RVA) _____	80
2.5.3 Cortes de agua _____	81
2.6 ETAPAS FUNDAMENTALES DEL HASD _____	82
2.6.1 Etapa inicial _____	82
2.6.3 Etapa final _____	84
2.8 ACELERACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO _____	86
2.9 ANILLO DE CONFINAMIENTO _____	88
3. MODELO HASD-PRO Y MODELO HASD EN PRESENCIA DE ACUÍFERO _	94
3.1 MODELO HASD-PRO _____	94

3.1.1 Factor de recobro en la variante HASD PRO _____	95
3.2. MODELO HASD EN PRESENCIA DE ACUÍFERO _____	98
4. ANÁLISIS FINANCIERO _____	103
4.1 INVERSIÓN INICIAL _____	103
4.2 INGRESOS _____	104
4.3 EGRESOS _____	105
4.4 FLUJO DE CAJA _____	106
4.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA _____	107
5. CONCLUSIONES _____	110
6. RECOMENDACIONES _____	111
BIBLIOGRAFÍA _____	112

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades del medio poroso.	52
Tabla 2. Propiedades del modelo de simulación.	53
Tabla 3. Propiedades del modelo PVT.	55
Tabla 4. Propiedades del modelo térmico.	59
Tabla 5. Valores End Point para generar PVT.	60
Tabla 6. Permeabilidades relativas creadas a partir de los End Point.	62
Tabla 7. Condiciones operacionales para la estimulación de inyección cíclica.	67
Tabla 8. Aporte de cada ciclo de estimulación.	75
Tabla 9. Condiciones operacionales para el HASD.	77
Tabla 10. Barriles de petróleo recuperados.	88
Tabla 11. Costos de perforar los pozos horizontales.	104
Tabla 12. Inversión inicial total.	104
Tabla 13. Tabla de Ingresos según la producción.	105
Tabla 14. Tabla de Egresos del proyecto.	106
Tabla 15. Ingresos por año de producción.	106
Tabla 16. Indicadores económicos a diferentes precios de WTI.	109

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación de los pozos horizontales según el radio de curvatura.	21
Figura 2. Completamiento con hueco abierto.	24
Figura 3. Completamiento con liner ranurado.	24
Figura 4. Completamiento con grava.	25
Figura 5. Completamiento con cemento.	26
Figura 6. Escenarios de producción de petróleo acumulado, con unas calidades del 80% y el 55% del vapor de fondo de pozo.	33
Figura 7. Evolución del vapor acumulado a escenarios de relación de aceite con calidades de 80% y 55% de vapor de fondo de pozo.	34
Figura 8. Isosuperficies de temperatura esbozadas (4 años) para el escenario con una calidad de 80% de vapor de fondo de pozo (izquierda) y la calidad del vapor de fondo de pozo 55% (derecha).	35
Figura 9. Isosuperficies de temperatura esbozadas (8 años) para el escenario con una calidad de 80% de vapor de fondo de pozo (izquierda) y la calidad del vapor de fondo de pozo 55% (derecha).	35
Figura 10. Isosuperficies de temperatura esbozadas (15 años) para el escenario con una calidad de 80% de vapor de fondo de pozo (izquierda) y la calidad del vapor de fondo de pozo 55% (derecha).	36
Figura 11. Modelo homogéneo 2D sin acuífero.	38
Figura 12. Modelo homogéneo 2D sin acuífero, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).	39
Figura 13. Modelo homogéneo 2D con acuífero conectado, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).	40
Figura 14. Modelo homogéneo 2D con zona enrojecida, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).	41
Figura 15. Porosidades vistas del modelo 3D, lutitas en barreras azul, acuífero en la parte inferior, los pozos en la parte superior del yacimiento.	43
Figura 16. Modelo homogéneo 3D sin acuífero, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).	44
Figura 17. Modelo homogéneo 3D con acuífero parcialmente conectado, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).	45
Figura 18. Modelo homogéneo con acuífero activo, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).	46

Figura 19. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	51
Figura 20. Modelo homogéneo. Vista 3D, permeabilidad del modelo.	54
Figura 21. Modelo heterogéneo. Vista 3D, permeabilidad del modelo.	54
Figura 22. Factor Volumétrico de Formación vs Presión.	56
Figura 23. Gas en Solución vs Presión.	57
Figura 24. Viscosidad del crudo vs Presión.	57
Figura 25. Viscosidad vs Temperatura.	58
Figura 26. Curva de permeabilidad relativa aceite-agua.	61
Figura 27. Curva de permeabilidad relativa liquido-agua.	61
Figura 28. Configuración de los pozos.	63
Figura 29. Factor de recobro para diferentes presiones de fondo fluyendo.	64
Figura 30. Presión promedio del yacimiento.	65
Figura 31. Tasas de producción de aceite.	65
Figura 32. Factor de recobro para diferentes tasas de inyección.	67
Figura 33. Factor de recobro vs tiempo para diferentes días de inyección.	69
Figura 34. Comparación de la producción cíclica con la producción en frío	70
Figura 35. Relación Vapor Aceite durante la etapa de estimulación.	71
Figura 36. Vista areal de la viscosidad del crudo al final de la estimulación.	72
Figura 37. Vista areal de la saturación del crudo al final de la estimulación.	72
Figura 38. Tasas de producción de Aceite.	73
Figura 39. Tasas de inyección de agua.	74
Figura 40. Corte de agua durante la estimulación.	75
Figura 41. Aporte de cada ciclo de estimulación.	76
Figura 42. Factor de recobro vs tiempo para diferentes tasas de inyección.	78
Figura 43. Factor de recobro para los diferentes días de inyección- producción.	79
Figura 44. Relación vapor-aceite para las tasas de inyección.	80
Figura 45. Cortes de agua	82
Figura 46. Tasa de producción de aceite para el HASD.	83
Figura 47. Avance del crudo en el yacimiento.	84
Figura 48. Avance de las cámaras de vapor.	85
Figura 49. Avance de las cámaras de vapor y el crudo en el yacimiento.	86
Figura 50. Aceleración del factor de recobro.	87
Figura 51. Esquema de explotación.	87
Figura 52. Petróleo recuperado en cada escenario de simulación.	88
Figura 53. Modelo confinado vista 3D.	89
Figura 54. Vista 3D areal del modelo confinado con porosidad 0.4 en fracción.	90
Figura 55. Vista 3D areal del modelo confinado con porosidad 0.6 en fracción.	90
Figura 56. Vista 3D areal del modelo confinado con porosidad 0.8 en fracción.	92

Figura 57. Caída de presión con el anillo de confinamiento.	92
Figura 58. Factor de recobro con el anillo de confinamiento.	93
Figura 59. Proceso del HASD PRO.	94
Figura 60. Vista 3D del modelo HASD-PRO.	96
Figura 61. Factor de recobro en el HASD PRO.	96
Figura 62. Comparación del factor de recobro entre el HASD y HASD-PRO.	97
Figura 63. Vista 3D del modelo HASD con acuífero de fondo.	99
Figura 64. Yacimiento con acuífero de fondo.	99
Figura 65. Vista 3D de pozo horizontal con acuífero de fondo.	100
Figura 66. Factor de recobro con acuífero de fondo.	101
Figura 67. Caída de Presión con acuífero de fondo.	102
Figura 68. Flujo de caja.	107
Figura 69. Valor presente Neto Vs Tasas de interés.	108

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LA TÉCNICA HASD (HORIZONTAL ALTERNATING STEAM DRIVE) EN UN MODELO CONCEPTUAL DE UN CAMPO COLOMBIANO DE CRUDO PESADO POR MEDIO DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.*

AUTORES: VICTOR ALFONSO LUQUE SIMANCA, DALGY MELISSA ARENAS EZENARRO**

PALABRAS CLAVE: Inyección alterna de vapor, crudo pesado, distribución de vapor, simulación numérica.

DESCRIPCIÓN:

Colombia no es ajena al crudo pesado, las reservas de crudo se encuentran localizadas en las cuencas de los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena y Putumayo, anteriormente la explotación de estos crudos no era viable debido a su poca competitividad en materia de tratamiento y transporte, pero actualmente, cuando la gran mayoría de yacimientos están sin explotar, es considerado como la más importante fuente de hidrocarburos.

Con el objetivo de establecer la mejor opción de extraer el crudo pesado que se encuentra en las arenas de espesores delgados, el presente trabajo exhibe una valoración técnica y financiera para aplicar la técnica HASD. La valoración técnica se inició con la construcción de los modelos conceptuales homogéneos y heterogéneos. Esto incluyó ajustar el PVT del campo y realizar análisis de sensibilidad para simular la producción en frío lo más cercano a la realidad.

Establecida la producción en frío se comienza a ajustar la estimulación cíclica y la técnica de inyección de vapor alternada en pozos horizontales (HASD). La estimulación cíclica fue necesaria con el fin de disminuir la viscosidad del crudo a rangos menores a 1500 Cp en las cercanías del pozo, para que el HASD fuera más eficiente a la hora de “barrer” el crudo en el yacimiento.

Ajustada la estimulación cíclica, se procede a ajustar la inyección continua de vapor, se realizaron análisis de sensibilidad y se estableció los parámetros operacionales que ofrecían el mejor factor de recobro hasta su límite económico; también se evaluó las variantes HASD-PRO y el HASD en presencia de acuíferos, con el fin de evaluar la viabilidad de la variante y el impacto del mismo. Con los estudios realizados se obtuvo un escenario óptimo de explotación con el cual se procedió a desarrollar la valoración financiera, demostrando que si genera rentabilidad implementar la técnica.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Nelson Quintero Valero.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF HASD TECHNIQUE (HORIZONTAL ALTERNATING DRIVE STEAM) IN A CONCEPTUAL MODEL OF A COLOMBIAN FIELD OF HEAVY OIL THROUGH NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION.*

AUTHORS: VICTOR ALFONSO LUQUE SIMANCA, DALGY MELISSA ARENAS EZENARRO**

KEYWORDS: Alternate steam injection, heavy oil, steam distribution, numerical simulation.

DESCRIPTION:

Colombia is not unaware to the heavy oil. The oil reservoirs are located on the basin of the “*Llanos Orientales*”, middle Magdalena valley and Putumayo, in the past the exploitation of these fields were not viable because of its few competitiveness in terms of treatment and transport, but actually when most of the reservoirs don't have an exploitation, it is considered as the most important source of oil.

With the objective of establish the best way to extract the heavy oil located in these thin sands. This workshop exposes a technique and financial evaluation in order to apply the HASD technique. This technique assessment was started with the construction of conceptual, homogenous and heterogeneous models. That included adjust the PVT of the field and make a sensitivity analysis to simulate the cold production the closest to reality.

Once this production is started, the cyclic stimulation and the HASD technique is started. The cyclic stimulation was necessary in order to decrease the viscosity of oil in ranks smaller to 1500Cp in the surrounding area of the well so that the HASD was more efficient at extracting the oil inside the reservoir.

As the cyclic stimulation is adjust, it is proceed then to adjust the constant steam injection; sensitivity analysis were made and operational parameters that offered the best recovery factor until its economic limit were established, in the same way, HASD-PRO and HASD were evaluated in presence of aquifers with the objective of evaluate the viability of the techniques and its impact. With the studies made, it was obtained an ideal scenario of exploitation, which was used to proceed to develop the financial assessment, showing that applying this technique do generates profitability.

* Work degree

** Faculty of Physicochemical's Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Nelson Quintero Valero.

INTRODUCCIÓN

Las esperanzas de muchos campos petroleros en la actualidad están puestas en el recobro mejorado, es importante desarrollar nuevas técnicas que incluyan tecnologías de punta la cual faciliten la extracción de todo tipo de crudo.

La mayor cantidad de reservas en el mundo están representadas en los crudos pesados, Colombia presenta una cantidad significativa en cuanto a hidrocarburos de alta densidad con los que se han incrementado las reservas probadas dentro de las que representan el 45% (Minminas). Dados los niveles de los precios del crudo y el esfuerzo por conservar el abastecimiento energético del país, se requiere evaluar técnicas que mejoren y contribuyan al crecimiento de las reservas entorno a este gran potencial.

El propósito de la recuperación mejorada de petróleo es recuperar al menos parte de los hidrocarburos que quedan remanentes en el yacimiento, después de que éste ha sido sometido a recuperación primaria y secundaria. Hay varios procesos que pueden ser aplicados en la recuperación mejorada de petróleo, ellos son: tratamientos químicos, recuperación térmica de petróleo y métodos de desplazamiento miscible.

El proceso HASD (Horizontal Alternating Steam Drive) o inyección de vapor alterna en pozos horizontales es un nuevo proceso de recuperación térmica que integra tecnología de pozos horizontales, con inyección cíclica e Inundación de vapor. Es una técnica que busca mejorar la extracción de crudos pesados y extra pesados en las arenas delgadas de un yacimiento, aumentando la eficiencia y optimizando la cantidad de pozos con respecto a otros métodos de recuperación térmica como SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) e Inyección Cíclica de Vapor convencional. Además, el proceso HASD mejora la distribución del calor y el transporte lateral de fluidos optimizando la eficiencia de barrido.

La aplicación del HASD resulta un método realmente eficiente y económico para la producción, en comparación con métodos de recuperación mejorada como la combustión in situ, inyección de polímeros, álcalis, e incluso más económico que el SAGD debido a que se necesita menos cantidad de pozos para su implementación. Todas las corridas fueron realizadas en el simulador STARS de la compañía CMG.

1. GENERALIDADES DE LA TÉCNICA HASD

El objetivo del recobro térmico mejorado es la recuperación de hidrocarburos de baja gravedad API que han quedado en el yacimiento que no han sido posible extraer después de la vida productiva del campo.

Los yacimientos estratificados de crudo pesado contienen intercalaciones de arcillas y muchas veces no permiten una buena formación en la cámara de vapor de los pozos verticales, razón por la cual se hace necesario implementar la inyección de vapor con pozos horizontales para que exista un mayor contacto con el área del yacimiento.

La recuperación térmica se define como el proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de hidrocarburos con el propósito de reducir su viscosidad. Dependiendo de la forma en que el calor es generado en el yacimiento, los procesos térmicos pueden ser divididos en tres categorías: Combustión In Situ, Inyección de vapor, y Combustión Húmeda.¹

HASD son las siglas que significan Horizontal Alternating Steam Drive, o conocida en la traducción al español como inyección de vapor alternada en pozos horizontales o inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, es una de las opciones térmicas que se presentan a la hora de aumentar la productividad de crudos pesados en un yacimiento.²

1.1 PARÁMETROS EMPLEADOS EN POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales son aquellos pozos que son perforados de manera direccional, paralelos a planos de un yacimiento, a una profundidad y dirección establecida.

¹ E. Donaldson. Enhanced Oil Recovery, Processes and operations. Volumen II. Año 1989, páginas 2-9

²FERNANDEZ, Edgar A., BASHBUSH, Jose Luis .Horizontal Alternating Steam Drive process for the Orinoco heavy oil belt in Eastern Venezuela. Canadá. Octubre 2008. SPE 117689.

Los parámetros que están involucrados en los pozos horizontales son igual a los parámetros que se tienen en cuenta en el diseño de un pozo vertical, pero cabe mencionar que hay diferencias en sus etapas de perforación, completamiento, longitud, rendimiento y operación.

1.1.1 Clasificación de pozos horizontales. Los pozos horizontales se clasifican según la longitud del radio de curvatura y no según la longitud horizontal que el pozo tenga. A continuación se menciona cada clasificación:

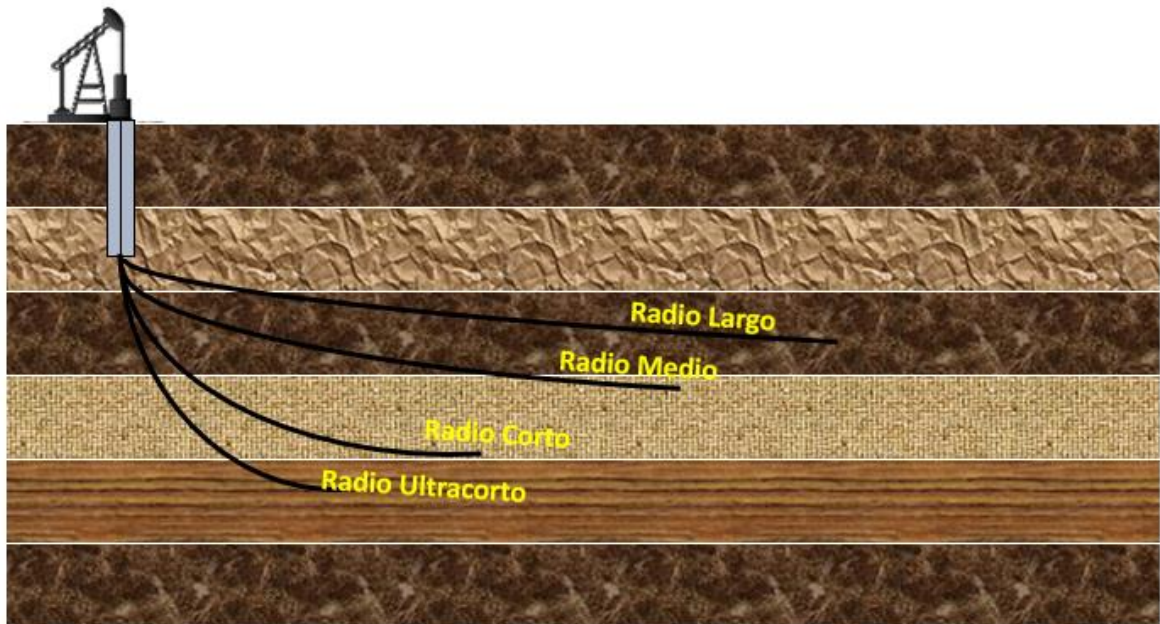
1.1.1.1 Pozos de radio Ultracorto: Se utiliza agua a altas presiones como mecanismos de perforación, pero se limita a yacimientos poco consolidados. Sus radios de curvaturas son aproximadamente entre 10 y 12 pulgadas. Las longitudes horizontales que se pueden alcanzar son de 100 a 200 pies con un diámetro aproximado de 4 pulgadas como se observa en la figura N°1.

1.1.1.2 Pozos de radio corto: Este sistema también es llamado rotacional, debido al uso de herramientas y equipo rotatorio para la obtención del pozo hasta la horizontal. Se caracteriza por tener un radio de curvatura inferior a 50 pies, con una razón de curvatura por pie perforado superior a 1 grado. Las longitudes horizontales que se pueden alcanzar son de 200 a 800 pies. (Figura N°1).

1.1.1.3 Pozos de radio medio: Las longitudes horizontales que se pueden alcanzar superan los 1000 pies con una curvatura de 20 a 75 grados por cada 100 pies perforados. El radio de giro del pozo es amplio, razón por la cual ha permitido que sea más comunes los pozos de radio medio que los otros pozos, ya que es posible emplear herramientas en el fondo de uso convencional. (Figura N°1).

1.1.1.4 Pozos de radio largo: Las longitudes horizontales que se pueden alcanzar superan los 3000 pies con una curvatura de 1 a 8 grados por cada 100 pies perforados. En forma general, se utilizan motores dirigibles para contrarrestar el arrastre de ripios generados en la perforación y las dificultades que se presentan con el torque cuando se superan los 4000 pies de longitud horizontal. (Figura N°1).

Figura 1. Clasificación de los pozos horizontales según el radio de curvatura.



Fuente: Adaptado y modificado de Gómez I y Morales J. “Viabilidad de la aplicación de pozos horizontales en el campo Palagua como alternativa a la propuesta de la inyección cíclica de vapor”. Tesis de grado.

1.1.2 Ventajas de los pozos horizontales. La ventaja más representativa es el contacto que se tiene con el área de drenaje en el yacimiento.

1.1.2.1 Ventajas técnicas

- Reducen la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interfase de fluidos y producción de arena: debido a la baja caída de presión alrededor de la cara del pozo, se espera una alta tasa de producción de petróleo sin conificación. En un yacimiento con agua en el fondo o gas en el tope, el aumento de agua y la baja circulación de la capa de gas puede ser controlada para obtener un mejor barrido del yacimiento.
- Mejoran la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación de petróleo.
- Aumentan el índice de productividad de 3 a 5 veces para una misma caída de presión.
- Aumentan la inyectividad, en caso de inyección de fluidos.

- Incrementan el área de drenaje por pozo en el yacimiento.
- Aceleran el factor de recobro debido a las altas tasas de producción, además de que se reduce el número de pozos para producir un yacimiento.
- Pueden hacerse perforaciones horizontales perpendiculares a las fracturas, en yacimientos naturalmente fracturados para aumentar la productividad

1.1.2.2 Ventajas económicas y ambientales. La ventaja económica que se presenta es que reducen el número de pozos verticales, los cuales pueden ser reemplazados por un solo pozo horizontal, lo cual reduce significativamente los costos de un proyecto.

La ventaja ambiental es que zonas ambientales sensibles como ríos, parques nacionales, reservas ecológicas y yacimientos donde existan asentamientos humanos como una ciudad, los pozos horizontales pueden ser empleados para drenar un gran volumen del yacimiento con una mínima alteración de la superficie.

1.1.3 Desventajas de los pozos horizontales. Las desventajas que se presentan pueden ser tanto técnicas como económicas entre ellas tenemos:

1.1.3.1 Desventajas técnicas

- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- El daño a la formación, la excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo. En formaciones con producción de arena, las secciones onduladas pueden ser taponadas por acumulación de arena.
- Las opciones de completamiento son limitadas en los casos en que se deseen controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas-petróleo (GOR).
- Se requiere mayor tiempo de perforación que en un pozo vertical, y debido a la mayor complejidad de las operaciones hay un incremento del riesgo a presentarse problemas operacionales.

1.1.3.2 Desventajas Económicas: La principal desventaja económica es el costo de la perforación y completamiento, ya que por lo general, cuesta alrededor de 1,4 a 3 veces más que un pozo vertical, dependiendo del método de perforación y la técnica de completamiento empleada en el proceso. Un factor adicional en la determinación de los costos de perforación es el buen conocimiento que se tenga del área de estudio. Por lo general, el costo del primer pozo horizontal es mayor que el del segundo, ya que las características de las zonas a perforar son desconocidas.

1.1.4 Perforación de pozos horizontales. Para desarrollar e implementar este tipo de tecnología es necesario el estudio detallado que implican los siguientes aspectos:

- Definición de un modelo geológico: se basa en la identificación y correlación de los cuerpos de arena, con el fin de elaborar secciones estructurales y estratigráficas que cubran el área de estudio.
- Identificación cartográfica de los cuerpos de arena y los mapas isópacos estructurales (mapas que muestran espesores variables de una unidad estratigráfica por medio de curvas trazadas por puntos de igual espesor)³.
- Cálculo de la cantidad de energía presente en el yacimiento y detección del acuífero, si lo hay.
- Diseño de la perforación a realizar teniendo en cuenta el tipo de la broca, la amplitud de la perforación, ángulos de inclinación, uniformidad de los rumbos, profundidad final, fluidos de perforación y el tipo de equipo que se va a emplear.

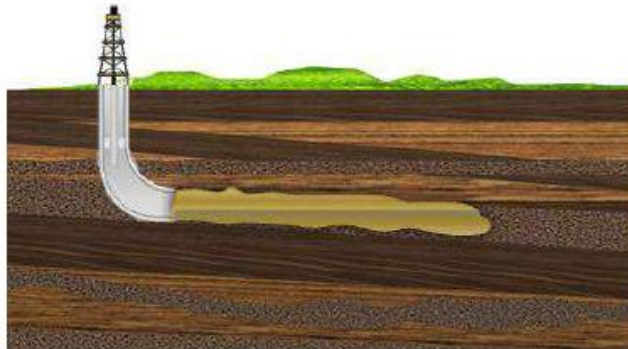
1.1.5 Completamiento de pozos horizontales. Existen distintos tipos de completamiento según las condiciones que se presentan en los yacimientos, como se menciona a continuación:

Hueco abierto: este tipo de completamiento se realiza cuando las rocas son estables y no existen los efectos de conificación, es decir, no hay problemas en el yacimiento. (Figura N° 2)⁴.

³ James Lowell. "Structural Styles in Petroleum Exploration", Oil & Gas Consultants International Inc. Tulsa.

⁴ C.T. Doan & S.M. Farouq Ali. "Horizontal Wells-are they worth the world?". University of Alberta (Edmonton). SPE 30154

Figura 2. Completamiento con hueco abierto.



Fuente: Sandoval Plubio, Naranjos Carlos, Trigos Erika, Rueda Silvia, Bello Johana. Presentación "piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca para incrementar el factor de recobro". Ecopetrol S.A.

Liner ranurado: consiste en un liner ranurado que permite perforar zonas donde resulta más eficiente la producción, con el fin de controlar y mejorar los fluidos del pozo. Por lo general, este completamiento se utiliza cuando el yacimiento presenta fracturas en sentido vertical. (Figura N° 3).

Figura 3. Completamiento con liner ranurado.

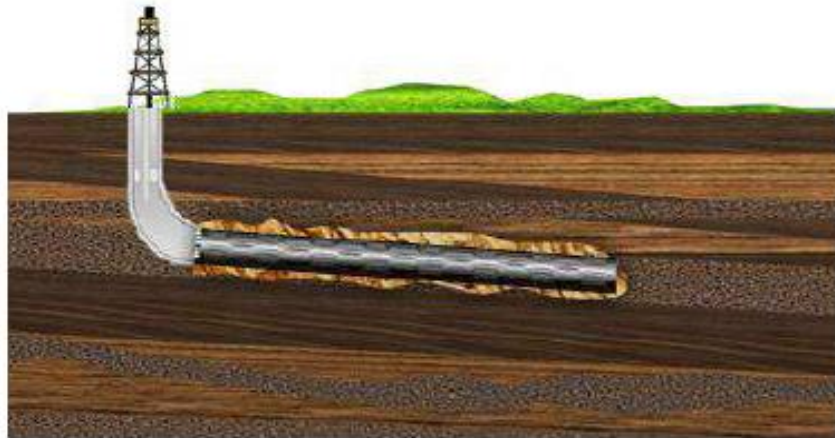


Fuente: Sandoval Plubio, Naranjos Carlos, Trigos Erika, Rueda Silvia, Bello Johana. Presentación "piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca para incrementar el factor de recobro". Ecopetrol S.A.

Empaquetamiento con Grava: Se utiliza para mitigar arenamientos hacia la tubería de producción. Consiste en crear pequeños tapones compuestos por partículas de gran tamaño, que se alojan en los espacios porosos de la grava, reteniendo partículas de arena más pequeñas. El material que se acumula en los

poros de la grava corresponde a partículas de arena de la formación de 4 a 5 veces más pequeño que el de la grava, y 2 o 3 veces más grande que el tamaño promedio de arena. (Figura N° 4).

Figura 4. Completamiento con grava.

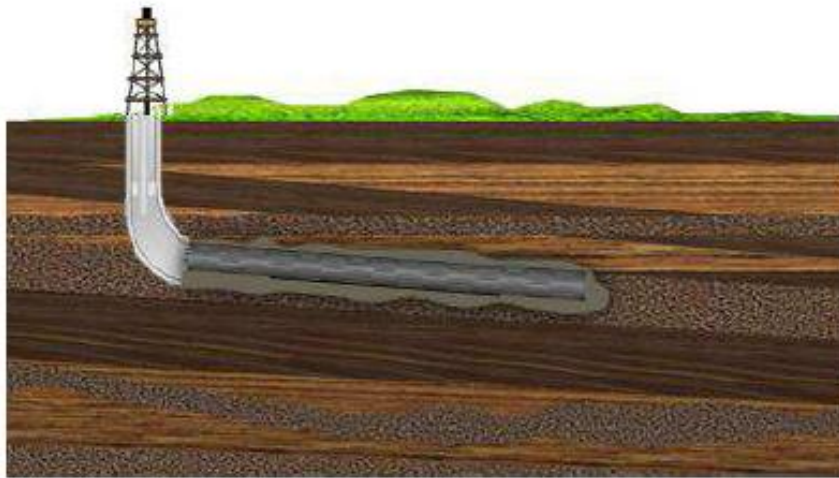


Fuente: Sandoval Plubio, Naranjos Carlos, Trigos Erika, Rueda Silvia, Bello Johana. Presentación "piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca para incrementar el factor de recobro". Ecopetrol S.A.

Hueco cementado: Se aplica para yacimientos poco consolidados y que presentan conificación de agua y gas. Su uso es amplio, ya que genera seguridad en el completamiento.

El principal problemas en el completamiento del hueco cementado es que las partículas sólidas de la lechada de cemento tienden a asentarse en el fondo cuando el agua migra hacia la parte superior, creando así canales de flujo en la sección más alta del pozo. (Figura N° 5).

Figura 5. Completamiento con cemento.



Fuente: Sandoval Plubio, Naranjos Carlos, Trigos Erika, Rueda Silvia, Bello Johana. Presentación "piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca para incrementar el factor de recobro". Ecopetrol S.A.

1.1.5.1 Completamiento térmico. El completamiento de los pozos está diseñado para ofrecer baja resistencia al flujo de fluidos y prevenir la entrada de la arena al pozo.

La selección adecuada de la grava para el empaquetamiento del pozo es importante, ya que hay gravas que son solubles a las condiciones a las condiciones de vapor condensados que prevalece en el fondo de los pozos inyectores. En pozos donde se inyecta vapor, el agua caliente de alto pH, procedente del generador y la que se condensa como resultado de las pérdidas de calor, tiende a disolver los granos de arena del yacimiento, como también la grava del empaque.

Una alternativa del completamiento térmico para evitar daños en tuberías y pérdidas de calor es el uso de empaquetadores térmicos que pueden reducir la temperatura promedio del casing en 120°F y los esfuerzos térmicos.

El control del perfil de inyección de vapor es un problema mucho más difícil, especialmente para arenas no consolidadas separadas por estratos muy delgados

de lutitas. En un completamiento convencional el vapor inyectado entra en cada una de las arenas de acuerdo con la resistencia relativa de ellas al flujo. Hay estudios de laboratorio que han demostrado que una cementación normal puede dañarse a temperaturas de 230°F, ya que se incrementa su permeabilidad y se reduce la resistencia a los esfuerzos. Se recomienda el uso de cementos expansibles, los cuales se obtiene agregando cloruros de sodio a la composición del cemento, con una mejora del 20-30% en la consistencia del mismo y una reducción a la fricción.

En forma general, para procesos de inyección de vapor se recomienda utilizar 2 tipos de cementos, el API clase G, mezclando con una dosis de un pie cúbico de cemento, 1 a 3 pies cúbicos de perlita expandida, 30% de silica-fluor y 2% de gel bentonita, donde el último componente es de relevancia para el control de separación de las perlitas.⁵

1.2 HORIZONTAL ALTERNATING STEAM DRIVE (cíclica de vapor en pozos horizontales).

HASD es considerada una de las opciones térmicas que se tienen en cuenta cuando se quiere aumentar la productividad de crudos pesados en un yacimiento.

El sistema está basado en la combinación de tecnología de pozos horizontales (paralelos al buzamiento de los estratos) que se encuentren en el mismo plano horizontal, junto con mecanismos de desplazamientos que incluyen la disminución de la viscosidad con la temperatura (calentamiento de la formación). Lo que se intenta es generar una cámara de vapor a partir de un pozo inyector correspondiente y que este calor sea transferido a los fluidos que se encuentran en el yacimiento, con el propósito de disminuir la viscosidad del petróleo, generando así un frente de barrido hacia el pozo productor gracias al gradiente de presión.

HASD es quizás la mejor elección para la explotación de petróleo pesado en arenas delgadas, tanto por las facilidades de perforación y posicionamiento de los pozos como por el requerimiento del número de pozos para un mismo espaciado, esto significa que podría tener hasta un solo pozo horizontal inyectarle vapor y luego de un tiempo, producir por este mismo pozo. Con dos

⁵ C.F Gates and B.G. Holmes, Mobil Oil Corporation. "Thermal well completions and operation". SPE 07v03p0419

Pozos horizontales se puede intercambiar en repetidas ocasiones el pozo inyector por el productor y viceversa, creando así una mayor cámara de vapor afectando a su vez una mayor área del yacimiento.

1.2.1 Descripción de la Técnica HASD. HASD es considerada la combinación de las inundaciones de vapor (o inyección continua de vapor) + estimulación cíclica de vapor (CSS) + pozos horizontales (Steam Flooding + cyclic steam stimulation + horizontal wells), es un proceso de estimulación que involucra uno o varios pozos, y comúnmente se aplica a yacimientos de petróleo pesado (10-22.3 °API).

Su principal objetivo es suministrar energía térmica en las cercanías del pozo, utilizando el vapor como medio de transporte de calor y permitiendo que la roca actúe como intercambiador para el almacenamiento de la energía inyectada. Este calor es usado para disminuir la viscosidad del petróleo que fluye a través de la región calentada. Fundamentalmente implica tres etapas: periodo de inyección, periodo de remojo y un último periodo de producción.

1.2.1.1 Período de inyección: Es la primera etapa del proceso en la cual se inyecta vapor de forma continua por un pozo mientras el otro es puesto a producir, el periodo de inyección depende de factores como el espesor de la arena, la cantidad y calidad del vapor que se quiere inyectar.

1.2.1.2 Período de estabilidad o remojo: Terminada la etapa de inyección se cierra el pozo esperando que el vapor inyectado se expanda en la formación que rodea al pozo, una vez se ha transferido el calor latente del vapor a la formación el crudo es calentado para una fácil extracción. El periodo de remojo puede ir de 3 a 6 días.

1.2.1.3 Período de producción: En esta etapa final el pozo es puesto en producción por el mismo tiempo que se inyectó. Durante la última etapa, la tasa de producción de fluidos calientes al inicio es más alta que la de la producción primaria en frío. Sin embargo, la tasa de petróleo declina con el tiempo a valores cercanos a los de la etapa de pre-estimulación, ya que el calor es removido con los fluidos producidos y disipado dentro de las formaciones no productivas contiguas. Estas tres etapas se repiten hasta que el proceso resulte no rentable.

El HASD aumenta la tasa de producción, sin embargo, esta no conduce a un aumento de la recuperación final del yacimiento, es decir, es un proceso de aceleración de producción⁶.

Desde un punto de vista operacional, la inyección cíclica es ampliamente aceptada ya que la aplicación del proceso es simple: un único generador de vapor puede servir para un gran número de pozos. Además si el proceso es exitoso, el aumento de la producción ocurre inmediatamente, ya que el petróleo caliente fluirá hacia el pozo.

1.3 APLICACIONES DE LA TÉCNICA HASD.

En la siguiente sección se describirá dos estudios realizados sobre el HASD uno en yacimientos estratificados y otro en acuífero de fondo.

1.3.1 Proceso de unidad de vapor alterna horizontal para la Faja Petrolífera del Orinoco en el oriente de Venezuela. Se realizaron simulaciones numéricas de un modelo representativo (datos de petrofísica y propiedades PVT) de uno de los principales bloques de la Faja usando Eclipse térmica aplicada a las arenas de espesor medio en el rango de 20 a 50 pies netos.

Se analizaron diferentes escenarios para obtener un procedimiento generalizado paso a paso de optimización para el proceso bajo las propiedades del fluido y la condición del reservorio.

Para el análisis de las pérdidas de calor en la superficie y el fondo del pozo de inyección a la red, se utilizó el programa PIPESIM, que considero los aspectos representativos de la operación de inyección de vapor del campo en el Oriente de Venezuela.

Los análisis de sensibilidad se realizaron teniendo en cuenta el posicionamiento relativo del pozo horizontal en la columna del yacimiento, a diferentes secuencias de inyección; variando la duración de cada ciclo de inyección; a diversas tasas de inyección; y longitudes del alcance horizontal de los pozos.

⁶ Steven E Ross, the use of horizontal Wells to affect drainage area and increase oil and gas recover, Chevron Petroleum technology company, La Habana, California, U.S.A, SPE 15v02p0445.

Se analizaron las acumulaciones de petróleo pesado y las técnicas de recuperación mejoradas que podrían aplicarse a ellos, tres principales parámetros distintivos se consideraron; espesor neto (arenas finas, arenas de espesor medio, arenas en bloques), el contenido de esquisto (arenas limpias, arenas arcillosas) y la presencia o ausencia de un acuífero activo.

“El estudio se llevó a cabo en una parte rectangular isotrópica horizontal del depósito de aceite pesado con un espesor bruto constante de 60 pies y una neta a bruta (h / H) de 0.8.”⁷

La porosidad fue del 26% y la Saturación inicial de petróleo 79% (Saturación de agua connata 21%), con una Permeabilidad horizontal de 6 Darcies y una relación de K_v / K_h de 0,1. La viscosidad del aceite (μ_{oi}) era 3.300 cp a la presión del depósito inicial (p_i) de 1200 psi y una Temperatura promedio del reservorio (T_r) de 137 ° F.

Una malla de simulación que consiste en 40,670 celdas (83 x 49 x 10), las dimensiones de la malla seleccionados fueron: $X = 20$ pies, $D_y = 50$ pies y $\Delta Z = 6$ pies. La separación fija entre pozos fue de 100 m (328 pies).⁸

Para calcular correctamente las caídas de presión y los efectos de transferencia de calor a lo largo de la sección horizontal de los pozos y su interacción con los bloques de la cuadrícula que representan el yacimiento, la opción multi-segmentado en Eclipse térmica también se activó y se utiliza en todos los escenarios analizados.

Todos los casos tenían un "periodo de remojo" de 3 días al final de cada inyección o episodio de producción. Estos períodos de cierre proporcionan tiempo suficiente para volver a alinear las válvulas en la superficie y redirigir adecuadamente las corrientes de producción e inyección hacia sus destinos previstos, una vez que las presiones en los inyectores del ciclo anterior han disminuido y las presiones de los productores en el ciclo anterior se han acumulado. También permiten que simplemente con vapor inyectado en los pozos se entregue parte de su calor latente a los fluidos y a la formación, disminuyendo la cantidad de Vapor

⁷ FERNANDEZ, Edgar A., BASHBUSH, Jose Luis .Horizontal Alternating Steam Drive process for the Orinoco heavy oil belt in Eastern Venezuela. Canadá. Octubre 2008. SPE 117689.

⁸ IBID 3.

desperdiciado al principio de cada ciclo. Todas las previsiones de simulación se ampliaron a 15 años de producción e inyección HASD.

Seis parámetros fueron estudiados para definir la aplicación óptima de la metodología.

- El posicionamiento de los pozos Horizontales HASD con respecto a la parte inferior de la formación: Cinco lugares a los 57 pies, 39 pies, 21 pies, 9 pies y 3 pies de distancia de la parte inferior se investigaron.
- Secuencia de inyección: Se analizaron dos secuencias diferentes, uno mediante el cual se produjo la inyección a través del primer número par de pozos y la otra donde se produjo la primera inyección a través de los pozos impares.
- Duración de cada ciclo de inyección / producción: Se analizaron cuatro intervalos, 2 meses, 3 meses, 4 meses y 6 meses. Todos los ciclos en cada caso eran de igual duración.
- Tasa de inyección de vapor: Se consideraron cinco tasas, 150 toneladas / d, 200 toneladas / día, 250 toneladas / día, 350 toneladas / día y 400 toneladas / Día.
- Longitud horizontal Buena: Dos longitudes se compararon, 1.600 pies y 2.000 pies.
- Se calcularon las calidades de vapor correspondientes para cada velocidad de inyección.

Un parámetro clave en cualquier proceso de inyección de vapor es la cantidad de calor que se puede entregar de manera efectiva a la formación.

Este parámetro está directamente relacionado con la calidad de presión, temperatura y vapor de agua en la parte inferior del agujero (y la profundidad y las temperaturas en la superficie y en la formación). A su vez, estos son una función de la (p, T, x) entregado por la caldera y en las pérdidas de calor relacionadas en las instalaciones de superficie, la red de inyección, la cabeza de pozo y la parte vertical del pozo.

El objetivo es llegar a la formación con la más alta calidad del vapor sea posible para maximizar la cantidad de calor latente entregado por el vapor.

La red de inyección consistió en unos 100 -m, 5-in, línea de flujo conectado a través de la boca del pozo a unos 4,300 pies (a 7-in. la carcasa y 5-in. de diámetro de tubo de inyección).

Como no habían unidades centralizadas de generación de vapor de agua, los pilotos del área se llevan a cabo utilizando generadores de vapor portátil, normalmente se distanció unos cientos de pies de distancia de las cabezas de pozo cuyos tubos están cubiertos por 2 in. De aislamiento de fibra de vidrio.

Inicialmente para ejecutar todos los escenarios de simulación propuestos, los pozos horizontales fueron definidos a 2.000 pies y una cantidad de vapor de 250 toneladas /día se inyectaron de vapor de agua en cada pozo. Todos los casos se llevaron a cabo en primer lugar con un 80% la calidad del vapor en fondo de pozo y luego se fue variando.

Primero se miró la sensibilidad relacionada con la profundidad relativa de los pozos horizontales dentro de la formación productora. El objetivo era encontrar el lugar que optimizara la interacción entre las fuerzas de la gravedad y las fuerzas viscosas de la matriz especial donde cada uno de los pozos sirve tanto como productor y como un inyector.

De los cinco escenarios considerados, el caso óptimo fue el de colocar los pozos en una posición equivalente a aproximadamente el 15% del espesor bruto (9 pies) de la parte inferior de la formación y la proporción de aceite de vapor más baja a esta sensibilidad, lo que resalta la importancia del componente gravitacional en el proceso HASD con el vapor caliente que sube hacia la parte superior y que fluye el aceite calentado y menos viscoso hacia la base.

Vale la pena notar que el caso en que los pozos se colocaron a una distancia de sólo 5% de la base (3 pies) rindió un resultado ligeramente menos favorable.

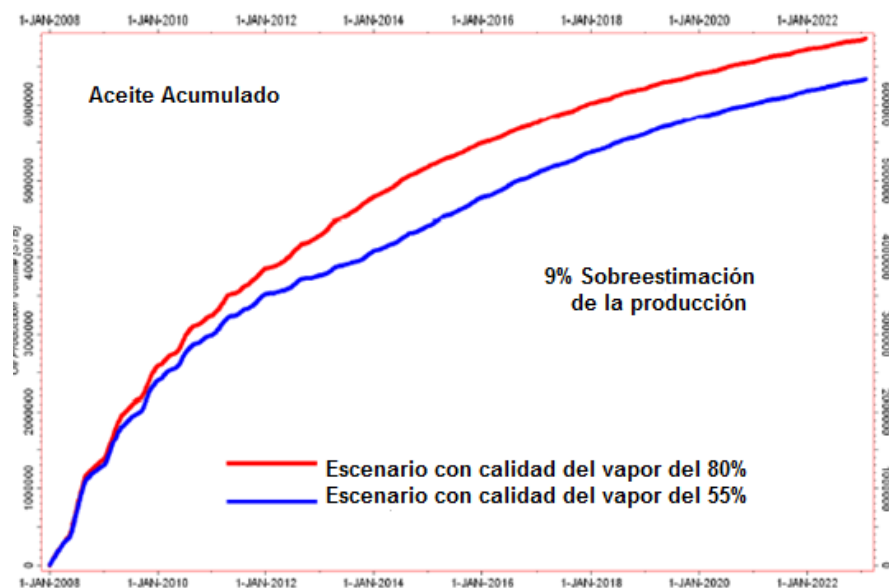
De las dos secuencias diferentes analizadas, el caso en que se produjo la primera inyección a través de los pozos impares la producción en frío llegó inicialmente a través de los pozos de número par recuperados más de 200.000 barriles de petróleo. Por esa razón, todos los demás casos se realizaron utilizando esta secuencia. Se analizaron cuatro períodos del ciclo, teniendo en cuenta todos los ciclos de igual duración, el rendimiento óptimo en este caso se obtuvo para un tiempo de ciclo de 4 meses.

La tasa de inyección de vapor en un proyecto no sólo controla la cantidad de energía proporcionada al yacimiento sino que también influye la calidad del vapor entregado en la cara de la arena y lo más importante, altera dentro del reservorio el equilibrio de las fuerzas viscosas gravitatorias y la distribución de temperatura, que a su vez, controla la velocidad de condensación de vapor de agua al agua.

Para este caso, una tasa de inyección de vapor de 250 toneladas /día es la más óptima. Teniendo en cuenta que se analizaron dos longitudes de pozos horizontales, el caso óptimo se dio con la longitud de 2.000 pies dando una mayor recuperación de petróleo acumulado y una inferior relación de aceite-vapor acumulado.

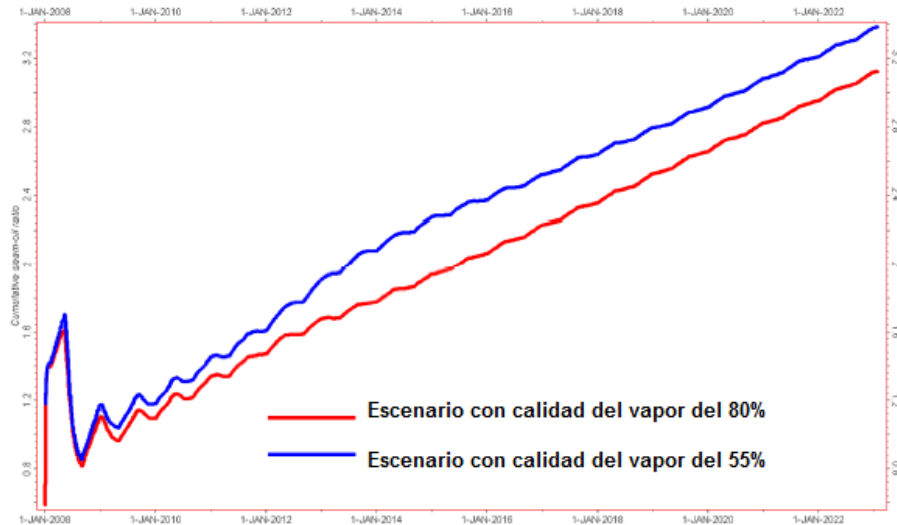
El modelo de red de inyección se utiliza en conjunto con el programa PIPESIM para calcular las cualidades del vapor de fondo de pozo para cada caso, por ejemplo para el caso de una tasa de inyección de 250 toneladas / día, la calidad de vapor en fondo de pozo calculada para estas condiciones fue sólo 55%.

Figura 6. Escenarios de producción de petróleo acumulado, con unas calidades del 80% y el 55% del vapor de fondo de pozo.



Fuente: Fernandez E. and Bashbush J., Schlumberger. "Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela". SPE 117689.

Figura 7. Evolución del vapor acumulado a escenarios de relación de aceite con calidades de 80% y 55% de vapor de fondo de pozo.



Fuente: Fernandez E. and Bashbush J., Schlumberger. “Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela”. SPE 117689.

Comparando ambos casos, el de 55% y otra con 80% de calidad del vapor en fondo de pozo, los resultados indicaron que hubo una sobreestimación de 9% en la producción de aceite acumulado y una subestimación del vapor acumulado en proporción de aceite con respecto a la calidad del vapor supuesta del 80%.

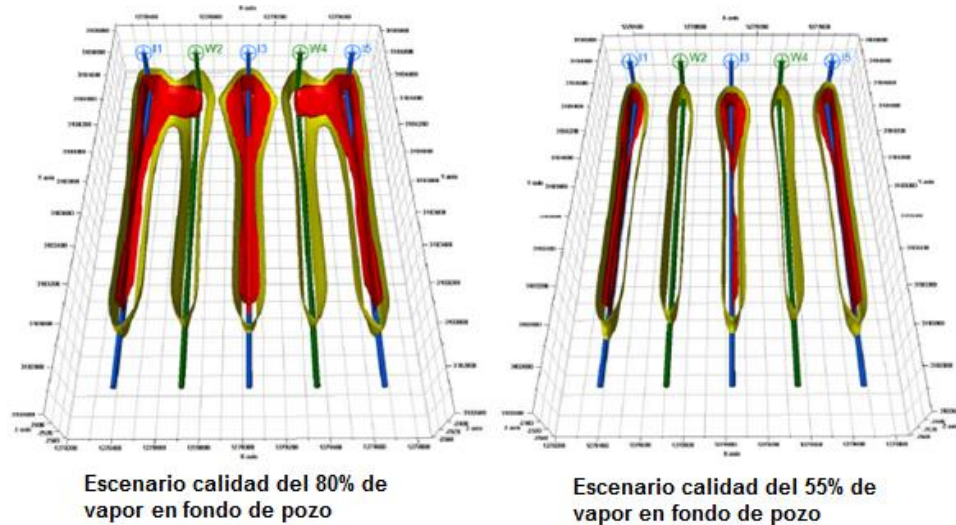
“En consecuencia, el corte de agua acumulada al final de los 15 años de predicción para el caso de la inyección de vapor con 55% de calidad del vapor era 10% mayor que la calculada para el caso que supone que el vapor podría penetrar en la cara de la arena con una calidad del 80%.”⁹

Las figuras N° 8, 9 y 10 representan los 5 HASD mostrando la temperatura isosuperficies en tres bocetos diferentes con tiempo después del inicio del proceso, a los 4 años, 8 años y a los 15 años, respectivamente. La isosuperficie roja corresponde a la temperatura de 500 ° F y el amarillo a 200 ° F. Las imágenes de la izquierda de estas tres imágenes representan los casos simulados con un 80% la calidad del vapor del fondo del pozo, mientras que los casos en el lado

⁹ FERNANDEZ, Edgar A., BASHBUSH, Jose Luis .Horizontal Alternating Steam Drive process for the Orinoco heavy oil belt in Eastern Venezuela. Canadá. Octubre 2008. SPE 117689.

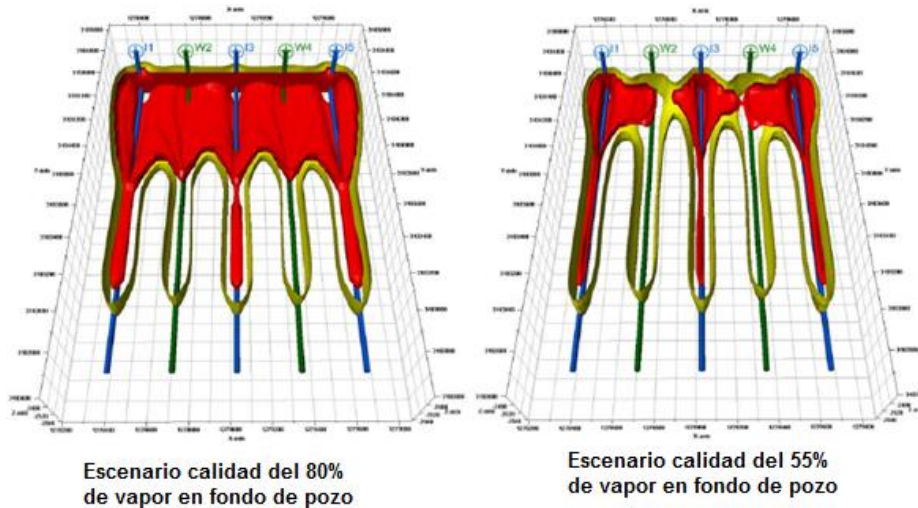
derecho corresponden a las predicciones con una correcta calidad del vapor estimada en fondo de pozo del 55%.

Figura 8. Isosuperficies de temperatura esbozadas (4 años) para el escenario con una calidad de 80% de vapor de fondo de pozo (izquierda) y la calidad del vapor de fondo de pozo 55% (derecha).



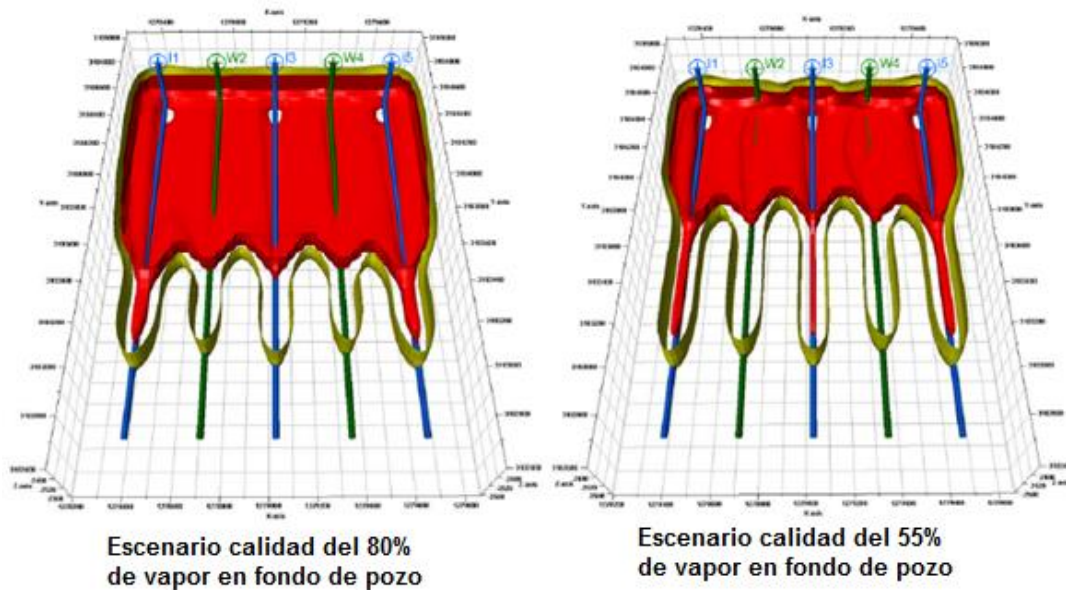
Fuente: Fernandez E. and Bashbush J., Schlumberger. "Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela". SPE 117689.

Figura 9. Isosuperficies de temperatura esbozadas (8 años) para el escenario con una calidad de 80% de vapor de fondo de pozo (izquierda) y la calidad del vapor de fondo de pozo 55% (derecha).



Fuente: Fernandez E. and Bashbush J., Schlumberger. "Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela". SPE 117689.

Figura 10. Isosuperficies de temperatura esbozadas (15 años) para el escenario con una calidad de 80% de vapor de fondo de pozo (izquierda) y la calidad del vapor de fondo de pozo 55% (derecha).



Fuente: Fernandez E. and Bashbush J., Schlumberger. "Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela". SPE 117689.

1.3.2 Un innovador esquema de producción térmica para yacimientos móviles de crudo pesado con acuífero de fondo. En presencia de aceites pesados móviles (viscosidad <10.000 cp), el agotamiento natural utilizando drenajes horizontales es el proceso más comúnmente propuesto para el desarrollo del campo, debido al (relativamente) bajo costo implícito para la producción.

Cuando, gracias a la movilidad inicial de aceites pesados, la producción se puede asegurar por el agotamiento natural, los procesos térmicos pueden ser considerados como un problema a largo plazo, debido a la alta inversión y costos operacionales adicionales que implican.

Sin embargo, las recuperaciones asociadas al agotamiento natural son bajas ($<10\%$), e incluso podría reducirse drásticamente en presencia de un acuífero, ya que los productores están sujetos a fuertes avances de agua.

HASD es un nuevo proceso térmico que combina inyección de vapor horizontal y ciclos periódicos entre inyectores y productores.

En realidad, HASD y SAGD serán esencialmente la misma área de drenaje. Sin embargo, mientras que la cámara de vapor SAGD se expandirá a través de sus formas clásicas "burbuja", las cámaras de vapor HASD se ampliarán de manera más eficiente lateralmente (durante los ciclos de inyección), debido al gradiente de presión lateral inducido por la producción de los pozos adyacentes.¹⁰

Las Simulaciones térmicas en un modelos 2D se realizaron utilizando el software de simulación stars (CMG). Tres modelos fenomenológicos simples fueron diseñados para representar un reservorio con presencia de un acuífero conectado en la parte inferior, una "zona enrojecida" conectada, y un yacimiento sin acuífero inferior. Los modelos se mantuvieron simples con el objetivo de la comprensión de los fenómenos físicos bajo situaciones térmicas.

Primero se trabajó en el caso más sencillo, sin ningún acuífero inferior. Diferentes diseños HASD / SAGD se pusieron a prueba, principalmente jugando con el espaciamiento (100m, 200m, 300m). Los tamaños de los modelos de simulación se ajustaron a estas separaciones.

Los datos de petróleo negro y permeabilidades relativas obtenidos a partir de una muestra procedente de un productor del campo de crudo pesado, se convierten a STARS (CMG) (valores K, descripción de la viscosidad), con 3 componentes (H₂O, fracción de pesados, gas disuelto). La transferencia del PVT a STARS dio lugar a una regla de mezcla ligeramente no lineal para las viscosidades de aceite, haciendo hincapié en el impacto del gas disuelto en la viscosidad del aceite resultante.

Los Escenarios Estudiados fueron:

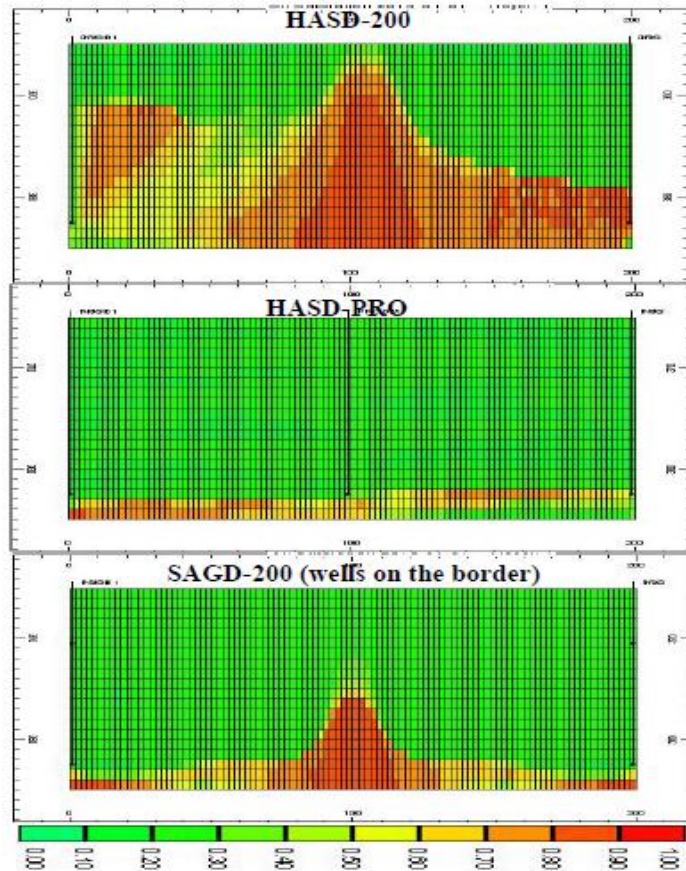
- La producción de frío
- HASD-200: pozos HASD situados cada 200 m
- HASD-100: pozos HASD situados cada 100 m
- HASD PRO: HASD-200, más 1 productor acostado en medio entre los pozos HASD

¹⁰ RODRIGUEZ, J. R. An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs with Bottom Aquifer. Denver, Colorado 2003. SPE 84031.

- SAGD-200: 1 par de pozos SAGD cada 200 m
- SAGD-300: 1 par de pozos SAGD cada 300 m.

La figura N° 11 muestra la saturación de petróleo final (10 años) para HASD-200, HASD-PRO y SAGD-200, lo que demuestra que HASD-PRO (1 productor en medio) permite drenar todo el yacimiento mejor que los otros procesos.¹¹

Figura 11. Modelo homogéneo 2D sin acuífero.



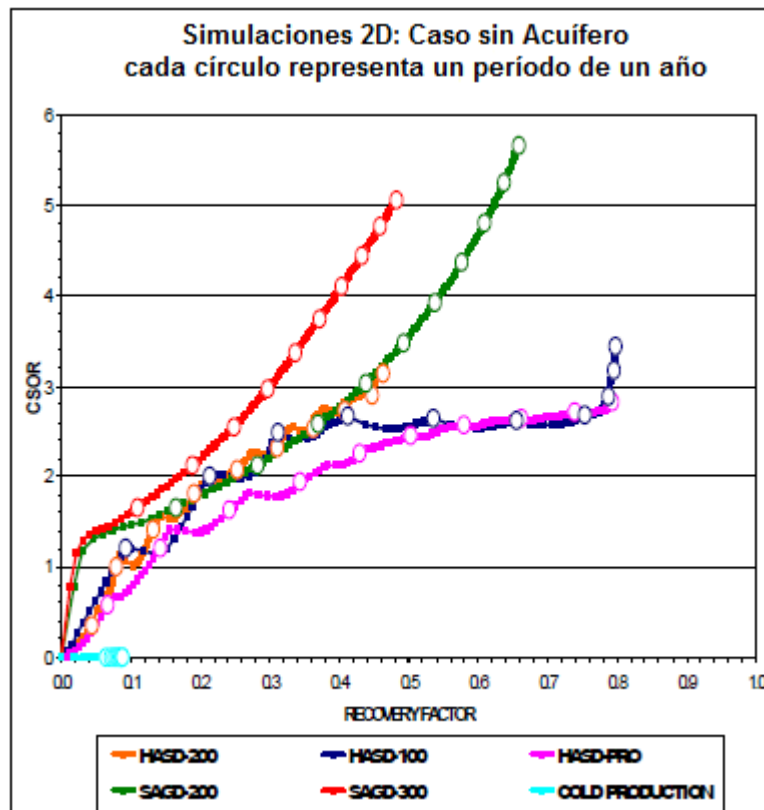
Fuente: Rodríguez J., Darche G. and Espinasse J., “An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs with Bottom Aquifer”. SPE 84031.

Las recuperaciones de petróleo limitados a un valor CSOR de 3 para todos los casos de inyección de vapor eran más altos que el obtenido por producción de frío.

¹¹ IBID 6

La figura N° 12 muestra todos los procesos térmicos, con recuperaciones entre 40% y 70%, mejoraron los rendimientos de producción de frío (menos de 10% de recuperación). Los escenarios HASD tuvieron los mejores resultados en términos de recuperación de petróleo y CSOR después de diez años, entre 46 a 79%, y entre 2,82 y 3,44, respectivamente.

Figura 12. Modelo homogéneo 2D sin acuífero, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).



Fuente: Rodríguez J., Darche G. and Espinasse J., “An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs with Bottom Aquifer”. SPE 84031.

Luego se realizaron las simulaciones de modelos homogéneos en 2D con los acuíferos, Acuífero totalmente conectado. Este modelo añade una sección de espesor de 10 m de completo acuífero inferior conectado con el modelo de yacimiento protegido.

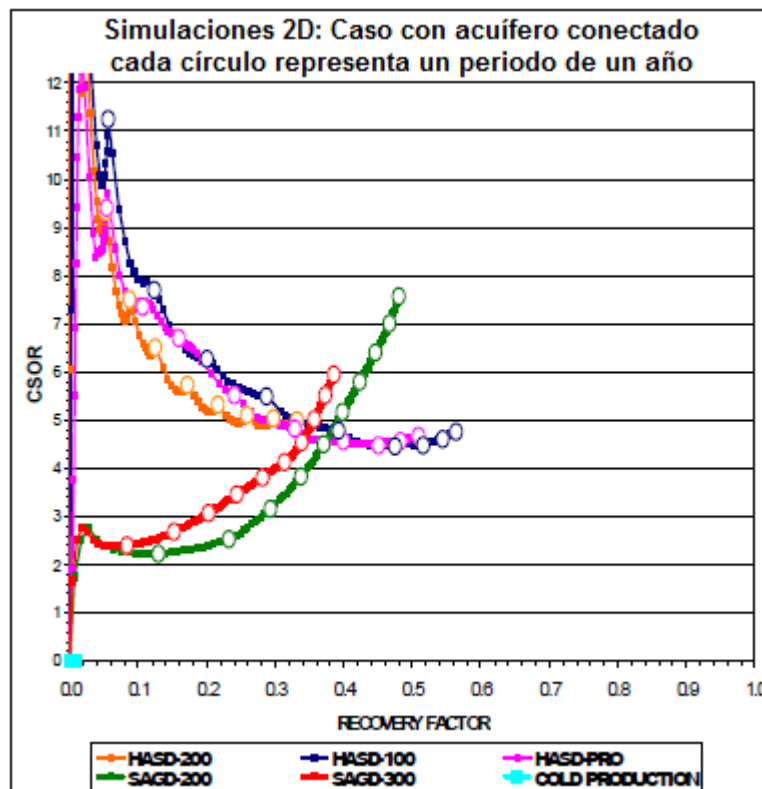
Pozos de inyección de agua se colocaron en la zona del acuífero inferior con el fin de mantener una presión constante, lo que representa un acuífero activo, los resultados utilizando los mismo escenarios se pueden observar en la figura N° 13.

Como era de esperar, debido a la proximidad del acuífero, la producción en frío muestra una muy pequeña recuperación (1% en este caso).

Todos los escenarios HASD presentaron conificación de agua durante el período inicial desde la inyección de vapor aún no tenía presurizado las áreas de drenaje alrededor de los productores, y demasiado vapor inicial era necesario para evitar la conicidad del acuífero, como se muestra por el aumento inicial repentino de CSOR.

Los mayores valores de recuperación de petróleo se obtuvieron con los escenarios hasD-100 y HASD PRO, sin embargo, su valor CSOR estabilizado fue de aproximadamente 4,5, mucho más alto que el límite económico común de 3.

Figura 13. Modelo homogéneo 2D con acuífero conectado, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).



Fuente: Rodríguez J., Darche G. and Espinasse J., "An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs with Bottom Aquifer". SPE 84031.

Los escenarios SAGD parecían ser más eficientes en una etapa temprana mostrando una buena recuperación y el valor CSOR después de 3 a 4 años. Aunque la recuperación siguió aumentando, el CSOR aumentó rápidamente a valores mucho más grande que 4.

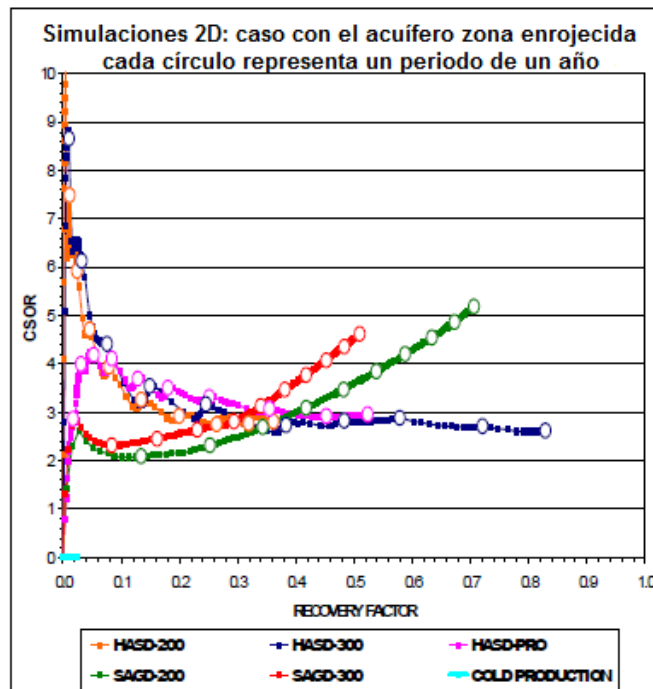
En todos los casos, se observó que la inyección de vapor tendía a desplazar aceite del yacimiento a la región del acuífero inferior.

Finalmente se estudió el caso de yacimiento conectado con zona "enrojecida". En este modelo el agua del modelo del acuífero conectado era reemplazado por un fluido tipo "zona enrojecida", con un Swi de 0,35 y limitando la Krw @ Sorw a 0.1, lo que representa la zona enrojecida de una región del yacimiento.

Una vez más, se aplicaron los mismos escenarios, y la visualización de los resultados de la simulación se observan en la figura N° 14.

La presencia de una zona enrojecida parecía tener un positivo efecto sobre el rendimiento de la inyección de vapor.

Figura 14. Modelo homogéneo 2D con zona enrojecida, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).



Fuente: Rodríguez J., Darche G. and Espinasse J., "An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs with Bottom Aquifer". SPE 84031.

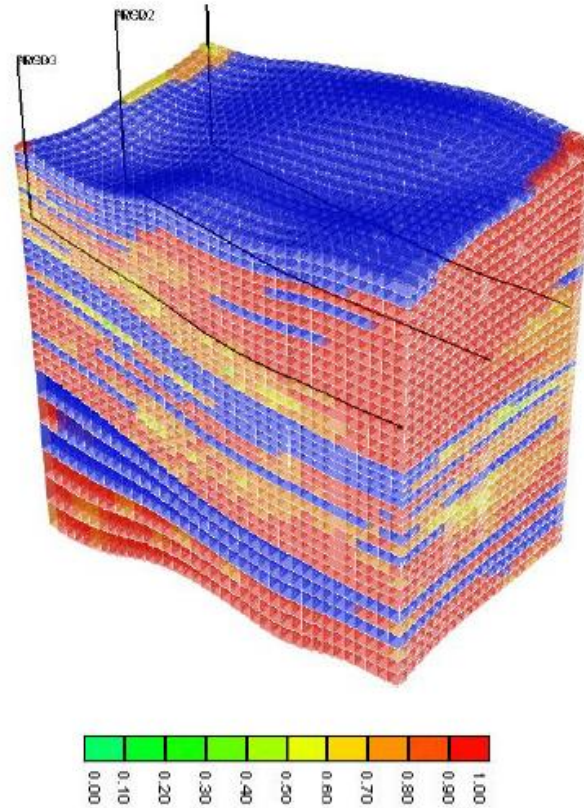
La otra parte del estudio se basó en las simulaciones de campo 3D, el objetivo de estas simulaciones fue probar los esquemas de producción considerados en el fenomenológico 2D se utilizó un modelo 3D disponible en un campo de crudo pesado (Figura N° 15).

El simulador térmico STARS se utilizó para estas simulaciones 3D. Los mismos esquemas de producción probados en el modelo conceptual 2D se ejecutaron; todos los escenarios comenzaron con la inyección de vapor, excepto, por supuesto, para el caso de producción de frío. Cuando sea necesario, el modelo era modificado con el fin de conectar mejor el acuífero inferior al reservorio, que fue prácticamente desconectado en el modelo original.

Los procesos estudiados fueron:

- La producción en frío.
- HASD-220: pozos HASD situados cada 220 m (3 pozos definidos en el modelo 3D).
- HASD-110: pozos HASD situados cada 110 m (5 pozos definidos en el modelo 3D).
- HASD PRO: HASD-220, más 1 productor en la mitad de los pozos HASD (5 pozos en el modelo 3D).
- SAGD-220: 1 par de pozos SAGD cada 220 m (3 pares definidos en el modelo 3D).

Figura 15. Porosidades vistas del modelo 3D, lutitas en barreras azul, acuífero en la parte inferior, los pozos en la parte superior del yacimiento.



Fuente: Rodríguez J., Darche G. and Espinasse J., "An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs with Bottom Aquifer". SPE 84031.

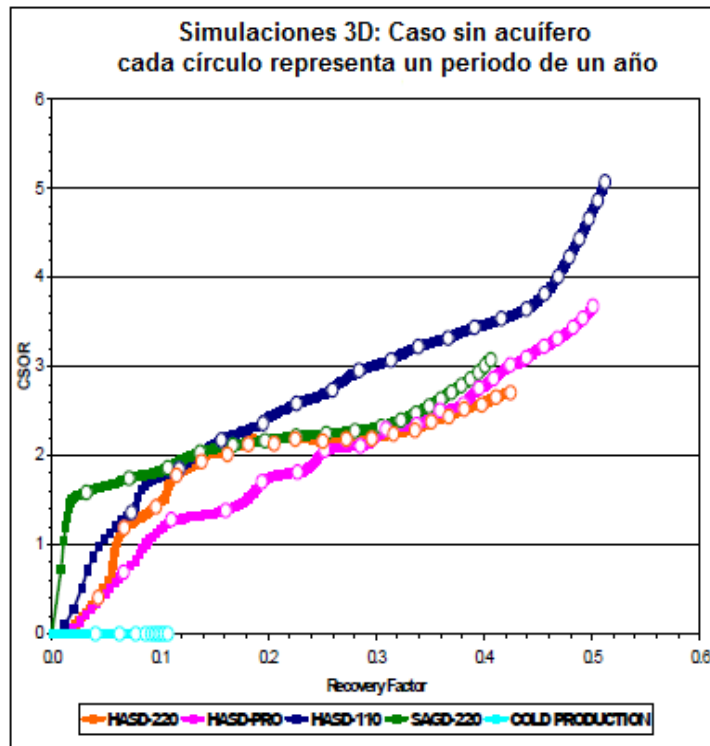
En el Modelo sin acuífero se utilizó el modelo original, sin modificar las capas inferiores. La figura N° 16 representa el factor de recuperación frente al CSOR para cada escenario de producción bajo este modelo de yacimiento.

Los diferentes escenarios HASD tuvieron los mejores resultados en términos de las recuperaciones, que van entre el 43 a 51% después de 20 años. En términos de CSOR después de 20 años, HASD-220 obtuvo el valor más bajo de 2.71, seguido por el SAGD-220, y HASD-PRO. El escenario HASD-110 mostró actuaciones más pobres, principalmente porque inyecta demasiado vapor en comparación con los otros procesos.

HASD-PRO, debe tenerse en cuenta ya que llega a las mismas actuaciones que SAGD en un tiempo más corto (14 años en lugar de 20 años), para la misma densidad de pozos.

HASD-220 muestra los mejores rendimientos, con un CSOR menor que para SAGD, con la mitad del número de pozos que SAGD. Todos los escenarios mostraron mucha mejora en la recuperación en comparación con sólo la producción de frío.

Figura 16. Modelo homogéneo 3D sin acuífero, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).



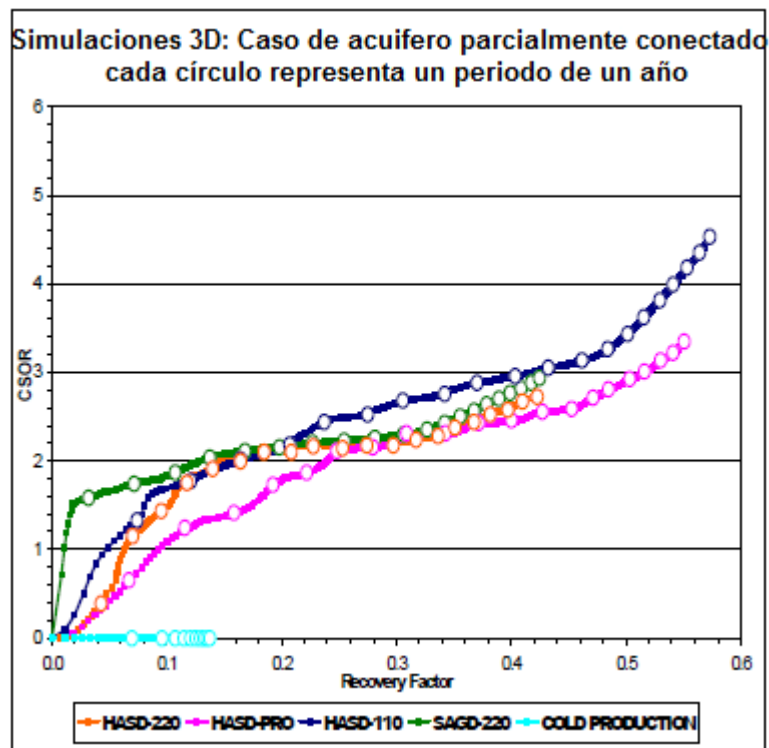
Fuente: Rodríguez J., Darche G. and Espinasse J., “An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs with Bottom Aquifer”. SPE 84031.

Luego se analizó el modelo con el acuífero parcialmente conectado, en el cual una barrera de esquisto intermedia se modificó mediante la activación de celdas del modelo y la asignación de propiedades petrofísicas promedio, la permeabilidad horizontal de 15000 mD y porosidad de 0,27.

Los resultados de la simulación (Figura N° 17) muestran que los escenarios HASD tienen un mejor comienzo que el SAGD, con una mejor CSOR para las pequeñas recuperaciones.

El HASD-220 mostró actuaciones finales comparables a SAGD, pero es superior en términos de un buen patrón, ya que utiliza la mitad del número de pozos requeridos por SAGD. HASD-110, con el mismo número de pozos que SAGD, muestra una CSOR más grande que SAGD, sin embargo, en última actuación alcanza SAGD en 10 años, mientras que SAGD necesitarían 20 años. Finalmente, HASD-PRO muestra un mejor comienzo, y una final mejora en la recuperación, Incluso si se restringe esta recuperación por debajo del límite de 3 para CSOR.

Figura 17. Modelo homogéneo 3D con acuífero parcialmente conectado, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).



Fuente: Rodríguez J., Darche G. and Espinasse J., “An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs with Bottom Aquifer”. SPE 84031.

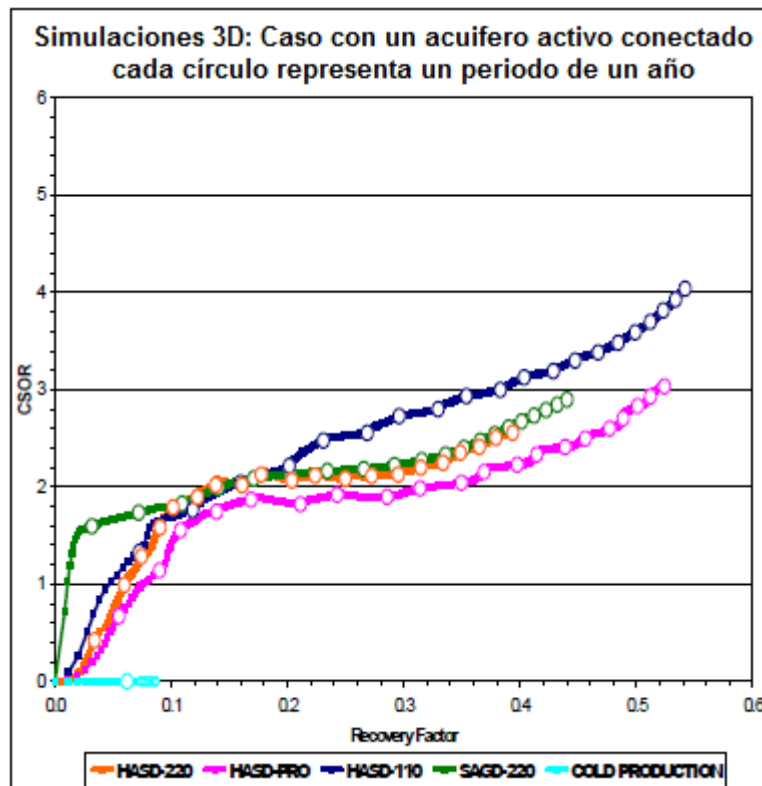
Por último se analizó el modelo con el acuífero activo, en el cual se hicieron modificaciones al modelo de acuífero parcial con el fin de conectar la sección saturada del yacimiento de aceite y la actuación del acuífero unido a las capas inferiores. Una vez más, una barrera de esquisto profunda se reactivó con

propiedades petrofísicas promedio, de acuerdo con los resultados de la simulación (Figura N° 18), los escenarios HASD tienen un mejor comienzo (CSOR más pequeño para recuperaciones pequeñas).

En cuanto a la actuación final, las conclusiones son menos optimistas que con un acuífero parcialmente conectado. SAGD ofrece grandes recuperaciones en comparación con el HASD-220, y que el HASD-110 (si consideramos solamente CSOR menor que 3).

Sin embargo, incluso si la recuperación HASD-220 es más pequeña que SAGD, su costo es más barato lo cual lo hace atractivo. Finalmente, HASD-PRO muestra actuaciones mejores que SAGD (recuperación final más grande), para el mismo número de pozos.

Figura 18. Modelo homogéneo con acuífero activo, actuaciones de procesos (CSOR vs recuperación).



Fuente: Rodríguez J., Darche G. and Espinasse J., "An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs with Bottom Aquifer". SPE 84031.

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

2.1 MODELOS ESTÁTICOS

2.1.1 Modelo Geológico. El campo estudiado se encuentra localizado en el valle medio del Magdalena la cual se comporta como una cuenca intracordillerana, basculada hacia el oriente, con tendencia homoclinal disturbada por algunos pliegues y fallas.

Geomorfológicamente está limitada por la cordillera central al occidente y la zona de transición occidental de la cordillera oriental al oriente. Esta cuenca ha sido afectada tanto por eventos distensivos como compresivos.

Los principales eventos tectónicos que dieron lugar a la formación de la cuenca del Valle Medio del Magdalena están relacionados con la separación de Norte y Suramérica y el levantamiento de la Cordillera Oriental durante la Orogenia Andina.

2.1.2 Modelo Estructural. La estructura que contiene este campo corresponde a un monoclinal que ha sido disectado en bloques por fallas resultantes de una tectónica tensional y con buzamiento de 4 a 7 grados hacia el oriente. Donde se identifican dos sistemas de fallas: el primero es un sistema de Fallas normal (NNE-SSW) con bloque caído a oriente y constituye el mecanismo principal sello en los campos de crudo pesado. El segundo es un sistema de falla lateral (NNW-SSE) causante del entrapamiento del petróleo.

Estructuralmente el margen oriental del Valle Medio del Magdalena está limitado por la Falla de la Salina hacia las partes media y sur. Y por las Fallas de Río Sucio y Lebrija hacia la parte Norte. Sobre la margen occidental no existe un rasgo estructural continuo que establezca el límite, sino una serie de fallas normales con el bloque oriental hundido; algunos corresponden aparentemente a paleotaludes deposicionales.

Las estructuras principales y el patrón primario de fallamiento terciario en el Valle Medio, exhiben una orientación general NE-SE, paralela a la cuenca.

La parte oriental se caracteriza por pliegues sinclinales amplios y anticlinales estrechos, limitados por fallas inversas hacia su flanco occidental.

La cordillera occidental se levanta con el cabalgamiento de las capas en dirección sur durante el cretáceo, luego sucede el levantamiento del macizo de Santander en la cuenta del valle medio del magdalena correspondiente a una fase de compresión que deforma la formación tablazo en el plioceno.

Existen discordancias secuenciales del terciario en los topes de Lizama, correspondiente a sedimentos plegados y fallados. En la cordillera oriental existe un empuje de las zonas más subsidentes del valle medio del magdalena en su frontera corresponden a flancos.

Durante el mioceno la cuenca del valle medio del magdalena se plegó por compresión formando la estructura actual sobre la cual se han depositado los sedimentos más recientes.

2.1.3 Modelo Estratigráfico. La secuencia estratigráfica del área presenta espesores de sedimentos que varían entre 1.200 a 3.000 pies (Figura N° 19. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena).¹²

Con base en la litología y en el contenido de fluidos se han definido dos zonas o unidades operacionales para los sedimentos Terciarios, que de tope a base son: Zona A: Se correlaciona geológicamente con la Formación Colorado; Zona B: Tiene su equivalencia geológica con el Formación Mugrosa.

2.1.3.1 Pre-Cretáceo. Lo constituyen conglomerados, arenitas, limolitas, arcillolitas y menor proporción silos andesíticos o riolíticos, pertenecientes a la Formación Girón de edad Jurásica que suprayacen rocas ígneas plutónicas y rocas metamórficas como esquistos, filitas y cuarcitas cloríticas de edad Precámbrica.

¹²BELTRÁN, E; "Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones mugrosa y colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación colorado en el campo casabe en la cuenca del valle medio del magdalena, Colombia", Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, 2012.

2.1.3.2 Cretáceo. Está representado en el área por las formaciones Tambor, Rosablanca y Paja. Las cuales fueron depositadas en ambientes que varían desde netamente continental pasando por condiciones marinas costeras hasta una profundización gradual del mar.

Posteriormente se depositaron sedimentos de ambientes marinos como los son los de las formaciones Caliza del Tablazo, Shale de Simití y Caliza El Salto.

En el Cretáceo Tardío se acumulan shales negros, margas y calizas de la Formación La Luna, depositados en condiciones marinas más profundas; y suprayaciendo a estos, se encuentra a sedimentos de condiciones más someros de la Formación Umir.

2.1.3.3 Terciario. Caracterizado por rocas de origen principalmente continental. Los cuales se encuentran representados en el área por las formaciones La Paz y Esmeraldas (Grupo Chorro), Mugrosa y Colorado (Grupo Chuspas), y el Grupo Real.

- Eoceno (Grupo Chorro)

Se tiene la depositación de la formación la paz de origen continental, en un ambiente de corrientes trenzadas. En este tiempo se deposita también la formación Esmeraldas compuesta por areniscas de grano fino, limolitas y shales, con algunas capas de carbón.¹³

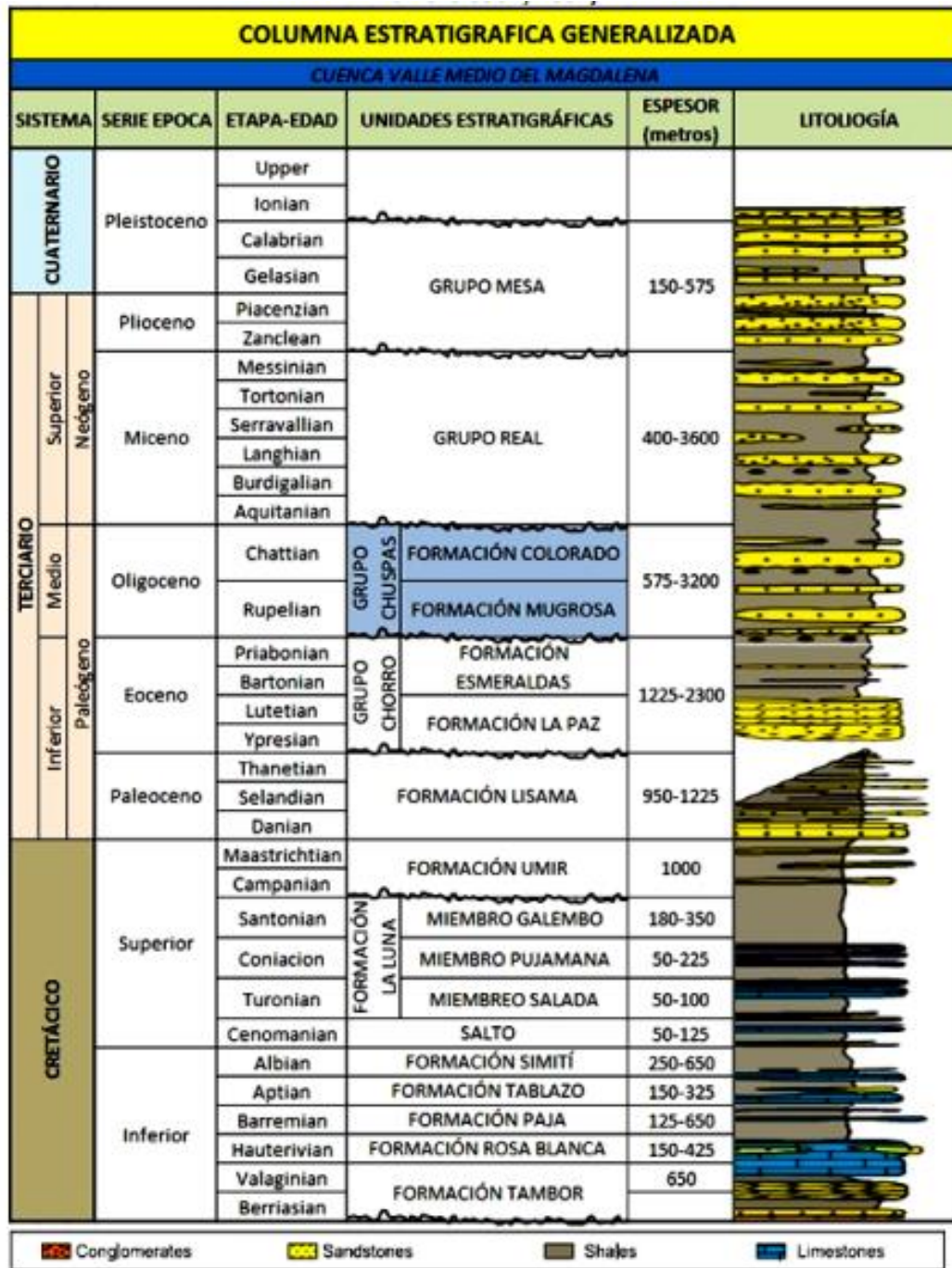
- Oligoceno (Grupo Chuspas)

Se tiene la depositación de la formación mugrosa. Durante el Mioceno inferior se tiene la depositación de la formación Colorado. Durante el Mioceno Medio se produce la Orogenia Andina y ocurre una inversión tectónica en la cuenca.¹⁴

¹³BELTRÁN, E; “Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones mugrosa y colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación colorado en el campo casabe en la cuenca del valle medio del magdalena, Colombia”, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga,2012.

¹⁴IBID 26

Figura 19. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: BELTRÁN, E; “Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones mugrosa y colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación colorado en el campo casabe en la cuenca del valle medio del magdalena, Colombia”, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, 2012.

✓ Formación Mugrosa

Se depositó durante el periodo Terciario, probablemente durante el Oligoceno Temprano. Está definida como areniscas levemente calcáreas de grano muy fino a fino, masivas con intercalaciones parciales de lutitas y limolitas.¹⁵

✓ Formación Colorado

Se caracteriza por presentar areniscas de grano fino a muy fino, con abundantes intercalaciones de lutitas y limolitas, no consolidadas con finos lentes esporádicos de caliza.¹⁶

✓ Mioceno (Grupo Real)

Esta unidad corresponde a lodolitas arenosas abigarradas con intercalaciones de cuarzoarenitas arcillosas de grano fino a medio y litoarenitas arcillosas friable. Esta formación suprayace a la Formación Colorado.

2.1.3.4 Cuaternario

- Plioceno a Reciente (Grupo Mesa)

Corresponde a sedimentos encontrados sobre el Mioceno y que yacen inconformes sobre el Grupo Real. Consiste de conglomerados líticos, areniscas y tobas andesíticas pobremente consolidados. Los cuales fueron derivados de las Cordilleras Central y Oriental, que fueron depositados o retrabajados por abanicos aluviales y corrientes fluviales (ICP, 2001).

En el sector de Honda el Grupo Mesa presenta una morfología de mesetas claramente apreciables en paisaje.

Los sedimentos recientes consisten toda clase de depósitos de tipo fluvial como son terrazas, coluviones, derrubios, aluviones, etc.

¹⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Colombia. 2012.

¹⁶BID 41

2.1.4 Modelo Sedimentológico. El campo estudiado está conformado por dos zonas productoras, la zona A y la zona B.

La Zona B principal arena productora del campo tiene su equivalencia geológica con la Formación Mugrosa, y está compuesta por cuerpos lenticulares de arenisca de grano fino a medio interestratificados con lodolitas abigarradas con manchas rojizas por óxidos de hierro.

De la zona A se ha probado como productoras las arenas inferiores. Las arenas productoras de origen fluvial se presentan como cuerpos continuos y solamente unas pocas arenas delgadas tienen carácter lenticular, especialmente en la Zona A, hacia el extremo sur del campo. Tres formaciones se hacen presentes en el área y son: Formación Diamante - Formación Zorro- Formación Tune.

Debido a la litificación de roca durante el cretáceo tardío se formó un alto nivel eustático que descendió con el afloramiento de la cordillera occidental y con el cabalgamiento de las capas en dirección sur por esfuerzos tectónicos. Durante el eoceno se depositaron las formaciones la paz, esmeralda y mugrosa y durante el oligoceno se depositó la formación colorado.

Se generaron condiciones principales para la generación de canales distributarios aluviales asociados a crevasse y llanuras de inundación con un ambiente de sedimentación fluvial.

2.1.5 Modelo Petrofísico

Tabla 1. Propiedades del medio poroso.

Propiedades del medio Poroso	
Parámetro	Descripción
Porosidad	0,29
Profundidad de referencia	1600 Ft
Permeabilidad en I	1080 mD (prom)
Permeabilidad en J	1080 mD (prom)
Permeabilidad en K	0,3 Kv/Kh

2.1.6 Modelo de Malla. La simulación se basó en una sección del yacimiento paralelepípedo a modelar el cual está compuesto por una arena que se divide en 6 bloques para la simulación numérica, con dos sellos tope y base de arcilla respectivamente sobre la arena objetivo de la zona A del campo de estudio. Los bloques de la sección de arena (la zona de interés tienen dimensión de $dx= 50$ ft, $dy = 20$ ft, $dz = 12$ ft de arena y 15 ft de arcilla superior e inferior, los bloques en las zonas de arcillas son significativamente más grandes que la región discretizada de areniscas siliciclasticas debido a los objetivos de la SNY. A los autores nos interesa más la zona de arenas por lo que se hace un refinamiento de celdas y bloques donde se perforaran los pozos horizontales y la tecnología HASD.

Tabla 2. Propiedades del modelo de simulación.

Dimensión del Modelo	
Parámetro	Descripción
Arreglo	Lineal
Espesor neto productor	12 Ft
Celdas en I	56
Celdas en J	70
Celdas en K	10
Longitud de celdas en I (ft)	50
Longitud de celdas en J (ft)	20
Longitud de celdas en K	15ft, 6 veces 2Ft, 15ft
Tiempo de simulación	10 años
Área del modelo (Acres)	90

En las siguientes figuras se pueden observar los modelos homogéneos y heterogéneos diseñados a partir de las propiedades del campo de estudio. Cabe resaltar que el modelo homogéneo se diseña con el único objetivo de evaluar las variables que pueden afectar la técnica, y una vez definidos esos parámetros se procede a simular el modelo heterogéneo tomando como base el caso homogéneo ya simulado.

Figura 20. Modelo homogéneo. Vista 3D, permeabilidad del modelo.

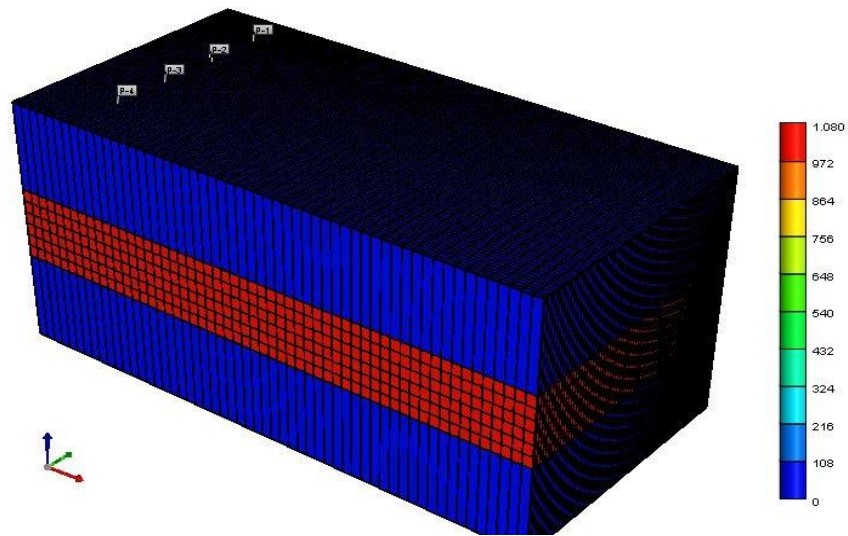
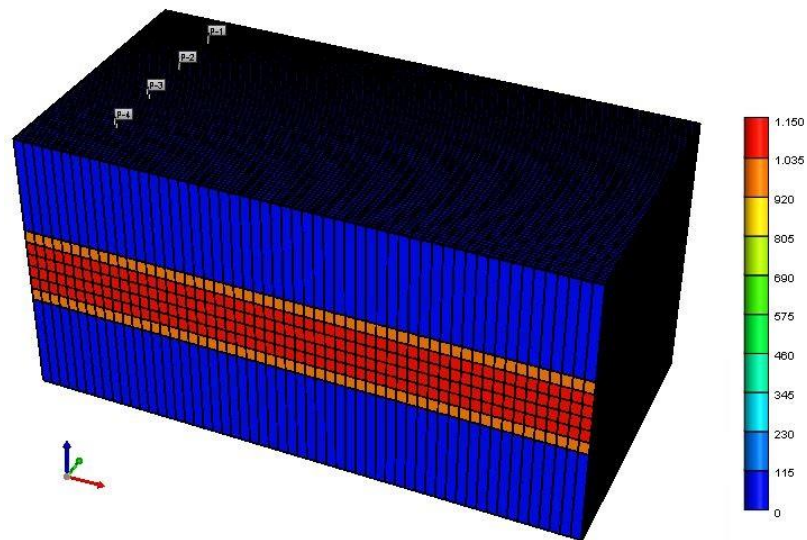


Figura 21. Modelo heterogéneo. Vista 3D, permeabilidad del modelo.



Los parámetros que se obtendrán del modelo heterogéneo se especifican más adelante en este libro, y los parámetros obtenidos para el yacimiento heterogéneo son los que se utilizarán para evaluar el modelo homogéneo para así comprender el comportamiento de la técnica en ambos yacimientos.

2.1.7 Modelo Fluido PVT. Las propiedades de los fluidos son de gran importancia debido estas caracterizan al fluido cuando el yacimiento experimenta cambios en la temperatura, presión y saturación; además que juega un papel importante en la selección y en el esquema de desarrollo de cualquier proceso de recobro térmico.

Para representar un modelo de fluidos PVT obtenidos de pruebas de laboratorio fue necesario basarse en los trabajos sobre núcleos sintéticos debido que no se contaba con pruebas y muestras para evaluarse, se usaron correlaciones numéricas y algoritmos computacionales para la determinación de las respectivas propiedades PVT del fluido a estudiar antes de Pb y después, estas correlaciones fueron utilizadas en la plataforma CMG y desarrolladas en STAR-CMG elegida del tablero de opciones tools.

El modelo PVT del fluido es de gran importancia para el conocimiento del tipo de aceite que se trabaja en campo y con este poder seleccionar las mejores correlaciones para las propiedades en un aceite negro pesado móvil de 11 °API.

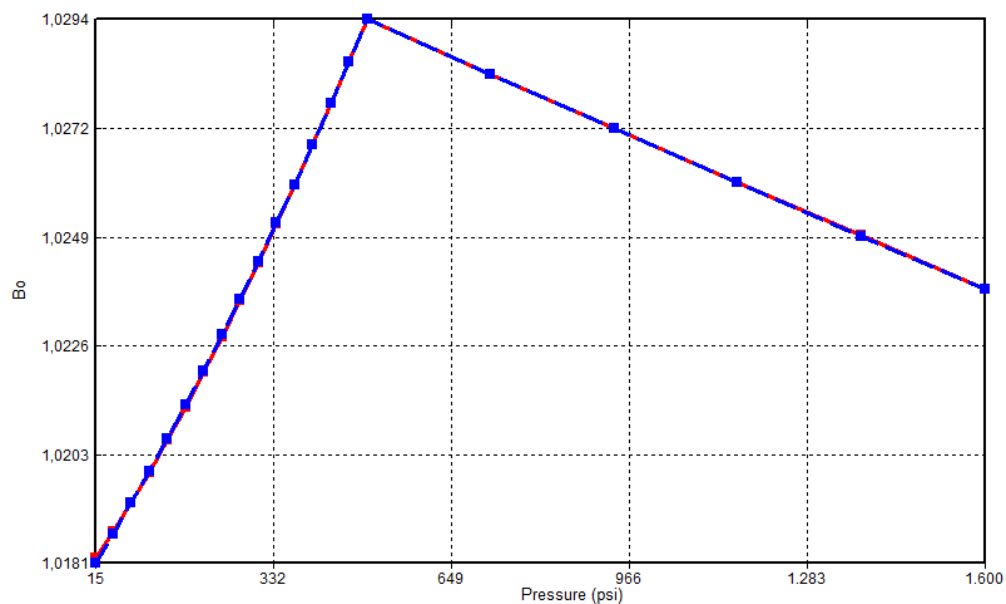
En este proyecto se tuvo importancia en la lectura de datos y propiedades del crudo ya que de estos números dependerá la siguiente etapa de procesamiento y cálculos dinámicos de la simulación para estimar reservas, curvas de producción y la implementación del HASD.

Tabla 3. Propiedades del modelo PVT.

Datos para Generar PVT	
Parámetro	Descripción
Presión a 1600 Ft	890 Psi
Temperatura a 105 °F	105 °F
Presión de burbuja	500 Psi
°API del crudo	11 °API
Viscosidad del Crudo muerto a 105°F	4050 Cp
Gravedad específica del Gas	0,6
Comprensibilidad del crudo subsaturado	5e-6 1/psi

En la figura N° 22 se puede observar la línea de tendencia que tiene el factor volumétrico del crudo utilizado, para presiones menores a la presión de burbuja (P_b), vemos la tendencia de declinación lineal del factor volumétrico con una pendiente pronunciada mientras que para presiones menores disminuye lentamente hasta la presión inicial del yacimiento teniendo su máxima a la presión de burbuja, podemos ver que corresponde a un fluido pesado de un aceite colombiano, teniendo un comportamiento pseudo compresible por lo que su cambio volumétrico de yacimiento a superficie va ser muy pequeño.

Figura 22. Factor Volumétrico de Formación vs Presión.



En la figura N° 23 se puede observar el comportamiento natural de la relación gas en solución vs presión con un R_s constante de 39 (ft³/Bbl) para presiones menores a la presión de burbuja y R_s grandes para presiones grandes.

En La figura N° 24 la viscosidad presenta un ligero aumento de valor para presiones menores a burbuja y un comportamiento constante para presiones mayores a la presión de burbuja teniendo su mínimo a 500 psi. Se pueden observar viscosidades altas para un crudo pesado lo cual tiene diferentes problemas de movilidad al crudo para procesos de inyección de agua por lo que la opción más adecuada es un proceso de inyección de vapor alternada en ciclos de pocos meses.

La figura N° 25 muestra el comportamiento característico inverso de la viscosidad como función de la temperatura en el yacimiento hasta superficie (60°F), para temperaturas mayores las viscosidades son bajas y a temperaturas menores la viscosidad del crudo es alta.

Figura 23. Gas en Solución vs Presión.

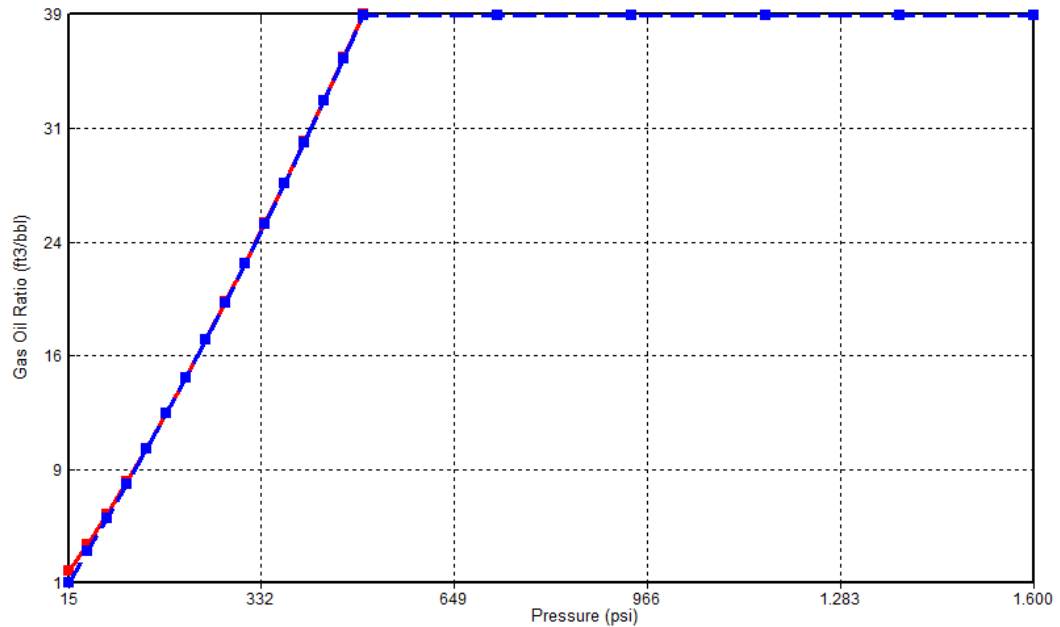


Figura 24. Viscosidad del crudo vs Presión.

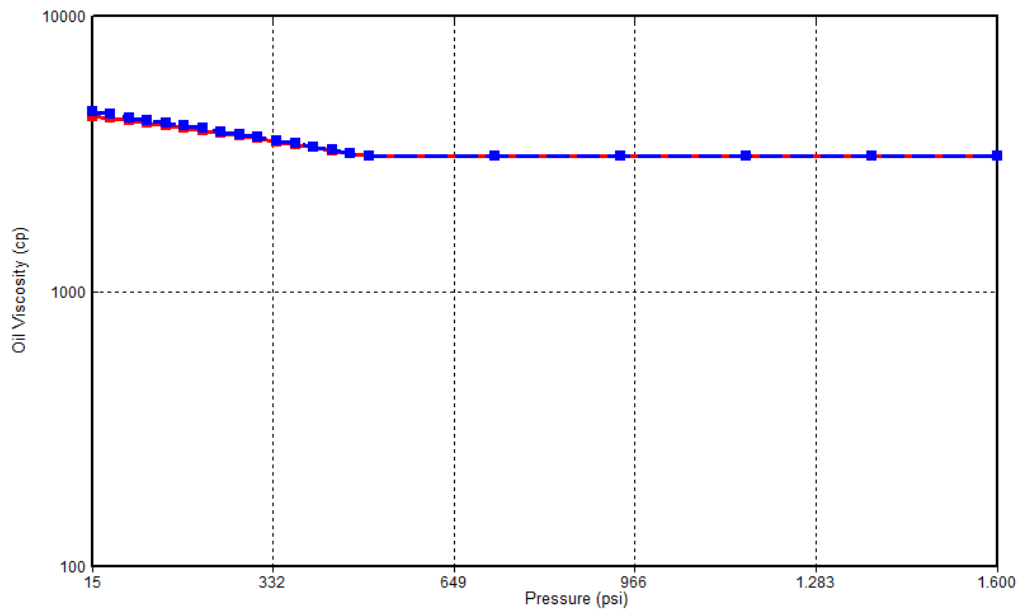
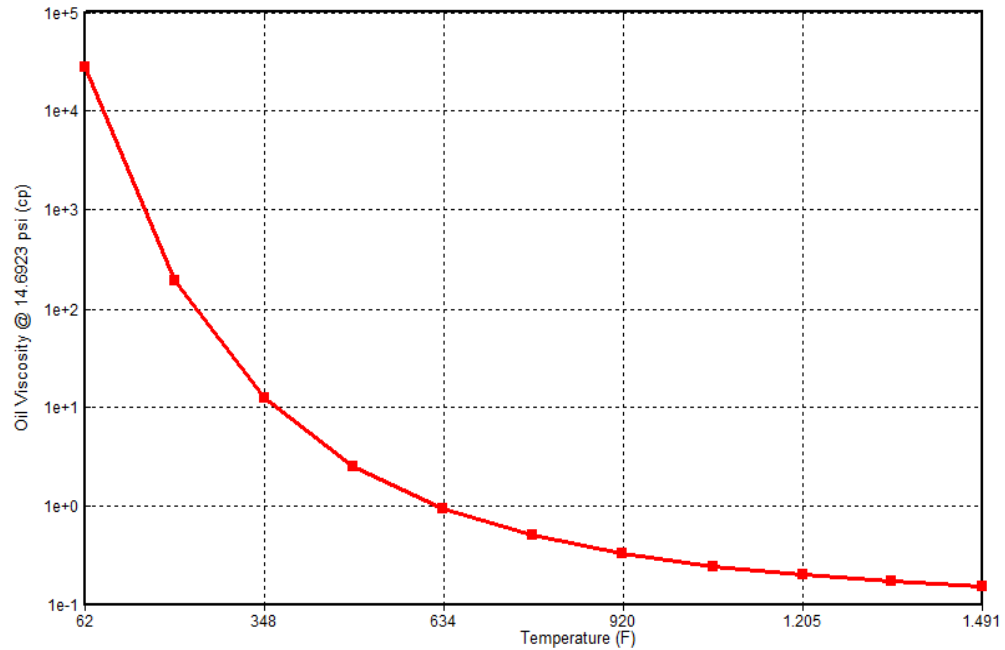


Figura 25. Viscosidad vs Temperatura.



La viscosidad del fluido del campo que se simulo es una propiedad muy importante por lo que se ve significativamente afectada por la presión y temperatura y afecta directamente la movilidad de los fluidos en el yacimiento.

2.1.8 Modelo Térmico. Las caracterización térmica de las formaciones son muy significativas para observar el comportamiento de los procesos de recobro térmico del yacimiento estratificado ya que permiten ajustar el desempeño térmico del yacimiento del proceso a condiciones más reales, por lo tanto se hace necesario usar dos tipos de roca térmica, la primera modelará las formaciones de arenas y la segunda modelara las capas de arcilla superior e inferior, estas arcillas (shale en su traducción al inglés) tienen el carácter de formaciones ladronas de calor y energía térmica que se inyecta, por lo que se requiere más energía a inyectar al yacimiento para reducir su viscosidad y aumentar la movilidad del aceite para que se produzca a pozo, la cantidad de calor que permanece en la formación productoras se contiene en la siguiente tabla.

Tabla 4. Propiedades del modelo térmico.

PROPIEDAD	ARENA	ARCILLA
Compresibilidad	5*E-5 Psi-1	34.6*E-6 Psi-1
Conductividad térmica	24 Btu/F*Day*ft	30 Btu / F*Day*ft
Capacidad calorífica	30 Btu/ F*ft	40 Btu / F*Day*ft
Conductividad térmica petróleo	2 Btu / F*Day*ft	0
Conductividad térmica gas	1.2 Btu / F*Day*ft	0
Conductividad térmica agua	8.6 Btu / F*Day*ft	0

2.1.9 Modelo Roca-Fluido. Las propiedades de la interacción roca – fluido proporcionan una idea del movimiento de los fluidos en el yacimiento a su saturación. Estos son la base de los modelos numéricos para la predicción del desempeño de cualquier proceso de recobro mejorado con inyección alterna de vapor, para la correcta descripción del modelo roca fluido son muy comunes las curvas de K_r 's s S_w .

En el caso del yacimiento en estudio no se tenían información de permeabilidades relativas, por lo cual se utilizó la correlación de Hirasaki para el modelo roca-fluido.

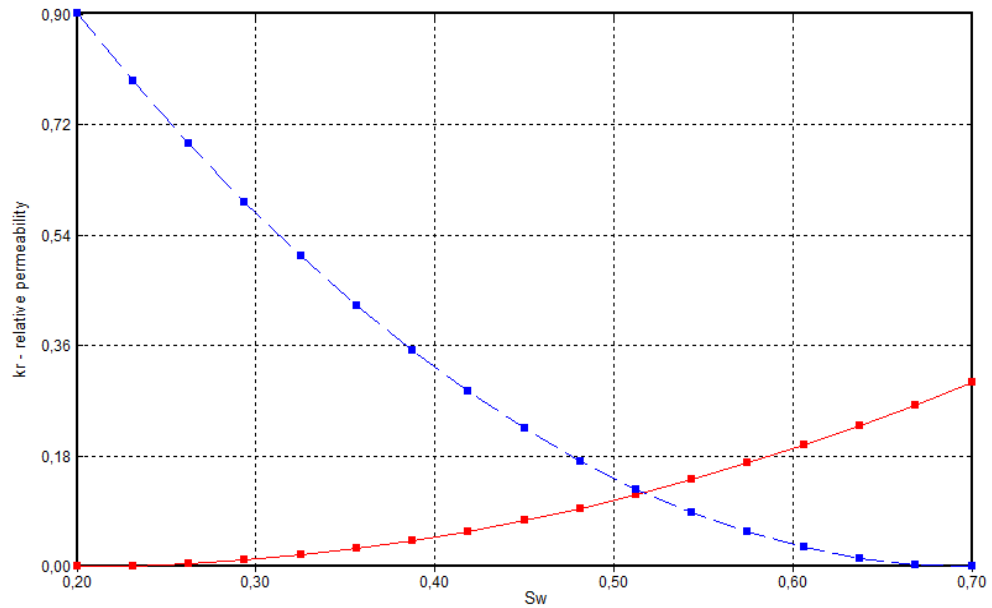
Las curvas de permeabilidad relativas Petróleo-agua, están en función de la saturación e agua, fase mojante, no-mojante se puede deducir del yacimiento se encuentra mojado por agua ya el corte es mayor al 505.

Tabla 5. Valores End Point para generar PVT.

Datos de End Point	
SWCON - Endpoint Saturation: Connate Water	0.2
SWCRIT - Endpoint Saturation: Critical Water	0.2
SOIRW - Endpoint Saturation: Irreducible Oil for Water-Oil Table	0.3
SORW - Endpoint Saturation: Residual Oil for Water-Oil Table	0.3
SOIRG - Endpoint Saturation: Irreducible Oil for Gas-Liquid Table	0.3
SORG - Endpoint Saturation: Residual Oil for Gas-Liquid Table	0.3
SGCON - Endpoint Saturation: Connate Gas	0
SGCRIT - Endpoint Saturation: Critical Gas	0.05
KROCW - Kro at Connate Water	0.9
KRWIRO - K _{rw} at Irreducible Oil	0.3
KRGCL - K _{rg} at Connate Liquid	0.6
KROGCG - K _{rog} at Connate Gas	0.9
Exponent for calculating K _{rw} from KRWIRO	2
Exponent for calculating K _{row} from KROCW	2
Exponent for calculating K _{rog} from KROGCG	2
Exponent for calculating K _{rg} from KRGCL	2

La figura N° 26 representa las curvas de permeabilidades relativas del modelo roca fluido planteado, se observa que el aceite corresponde a la fase no mojante y el agua la fase mojante lo cual beneficia la producción del yacimiento (intersección mayor a 0.5), el agua tiene una saturación crítica de 0.2 que es la inicial con la que se trabajó el proyecto, un Sor de 0.3 y S_{gi} de 0.05, asumimos la formación de arenas limpias consolidadas con N igual a 2. La fase no mojante llega hasta una saturación de 0.7 la cual es la máxima saturación de agua.

Figura 26. Curva de permeabilidad relativa aceite-agua.



En la figura N° 27 podemos evaluar que la intersección de las dos curvas es mayor al 70%, asumimos que todo el gas está condensado en hidrocarburos líquidos con toda la R_s constante mayor P_b .

Figura 27. Curva de permeabilidad relativa liquido-agua.

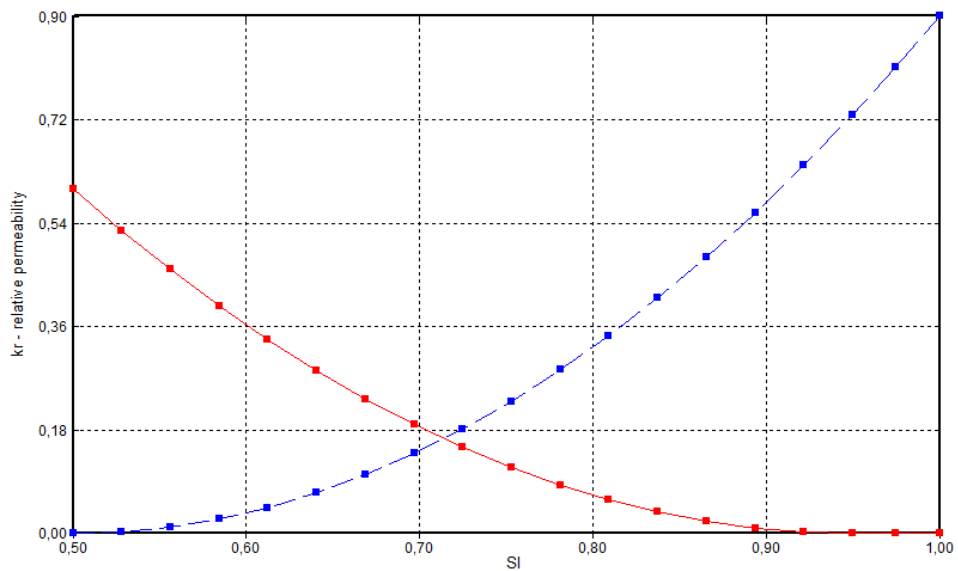


Tabla 6. Permeabilidades relativas creadas a partir de los End Point.

Sw	Kro	Krw
0.2	0	0.9
0.23125	0.00117188	0.791016
0.2625	0.0046875	0.689063
0.29375	0.0105469	0.594141
0.325	0.01875	0.50625
0.35625	0.0292969	0.425391
0.3875	0.0421875	0.351563
0.41875	0.0574219	0.284766
0.45	0.075	0.225
0.48125	0.0949219	0.172266
0.5125	0.117188	0.126562
0.54375	0.141797	0.0878906
0.575	0.16875	0.05625
0.60625	0.198047	0.0316406
0.6375	0.229687	0.0140625
0.66875	0.263672	0.00351563
0.7	0.3	0.0

Permeabilidades relativas Agua-Aceite

SL	Krg	Krog
0.5	0.6	0
0.528125	0.527344	0.00284766
0.55625	0.459375	0.0113906
0.584375	0.396094	0.0256289
0.6125	0.3375	0.0455625
0.640625	0.283594	0.0711914
0.66875	0.234375	0.102516
0.696875	0.189844	0.139535
0.725	0.15	0.18225
0.753125	0.114844	0.23066
0.78125	0.084375	0.284766
0.809375	0.0585938	0.344566
0.8375	0.0375	0.410063
0.865625	0.0210937	0.481254
0.89375	0.009375	0.558141
0.921875	0.00234375	0.640723
0.95	0	0.729
0.975	0	0.81225
1	0	0.9

Permeabilidades relativas Líquido-Gas

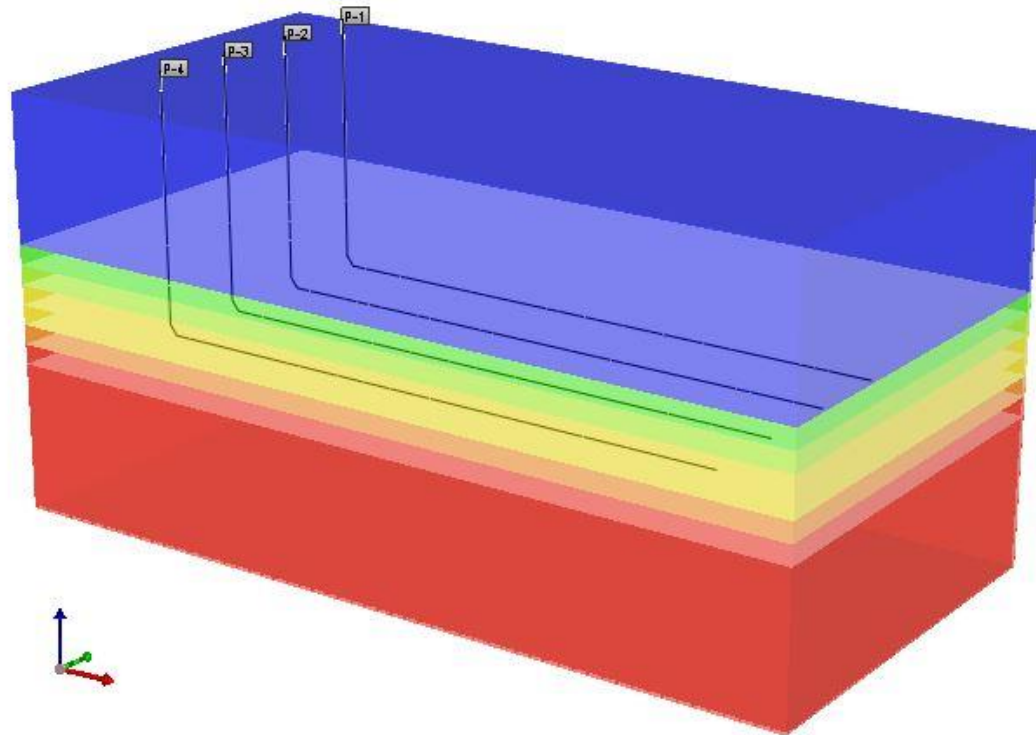
2.2 CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS

Para el modelo planteado, se cuenta con área de 90 acres para el modelo. En el desarrollo de la técnica, se realiza una configuración de 4 pozos horizontales con una longitud de 2000 ft cada uno, separados a 300 ft de distancia entre cada pozo. Se aclara que para la producción en frío se maneja los 4 pozos horizontales.

Para la producción en caliente se hace necesario perforar en el simulador 4 pozos más, ya que el simulador no permite que los pozos creados originalmente sean inyectores y productores al mismo tiempo.

El espesor neto productor es de 12 ft, por lo cual los pozos se encuentran ubicados en la base del espesor productor.

Figura 28. Configuración de los pozos.



2.3 RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN EN FRÍO

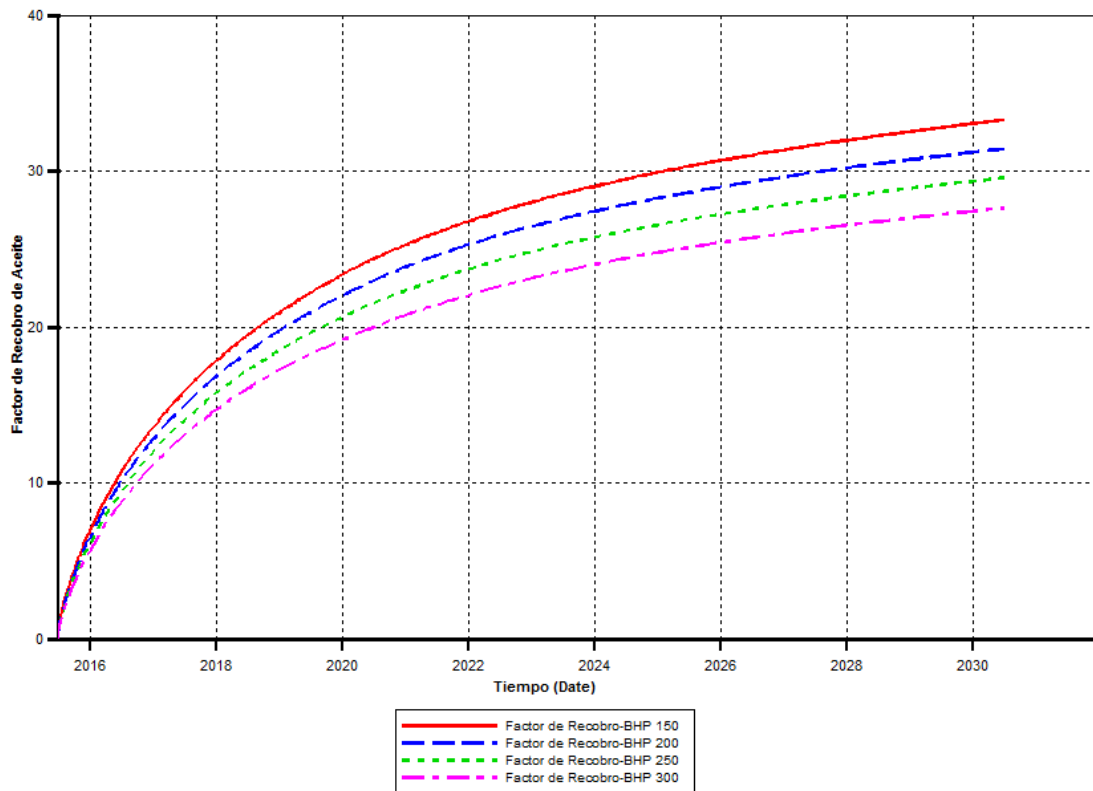
Por lo general, antes de iniciar un proceso de recobro mejorado se hace necesario modelar la producción en frío del campo, ya que en base a la producción en frío se evaluará que tan eficiente será la técnica HASD que implementaremos. Básicamente se modelará la caída de presión, factor de recobro, cortes de agua, aceite y gas. El propósito de la producción en frío es modelar el comportamiento del campo y así tomar la decisión después de que tiempo se hará necesario implementar la técnica.

Los pozos usados son pozos horizontales, ya que así lo requiere la técnica. Inicialmente, la longitud de cada pozo es 2000 ft. Se propuso una tasa de

producción de líquidos de 1000 BPD y presiones de fondo fluyendo de 150, 200, 250 y 300 Psi.

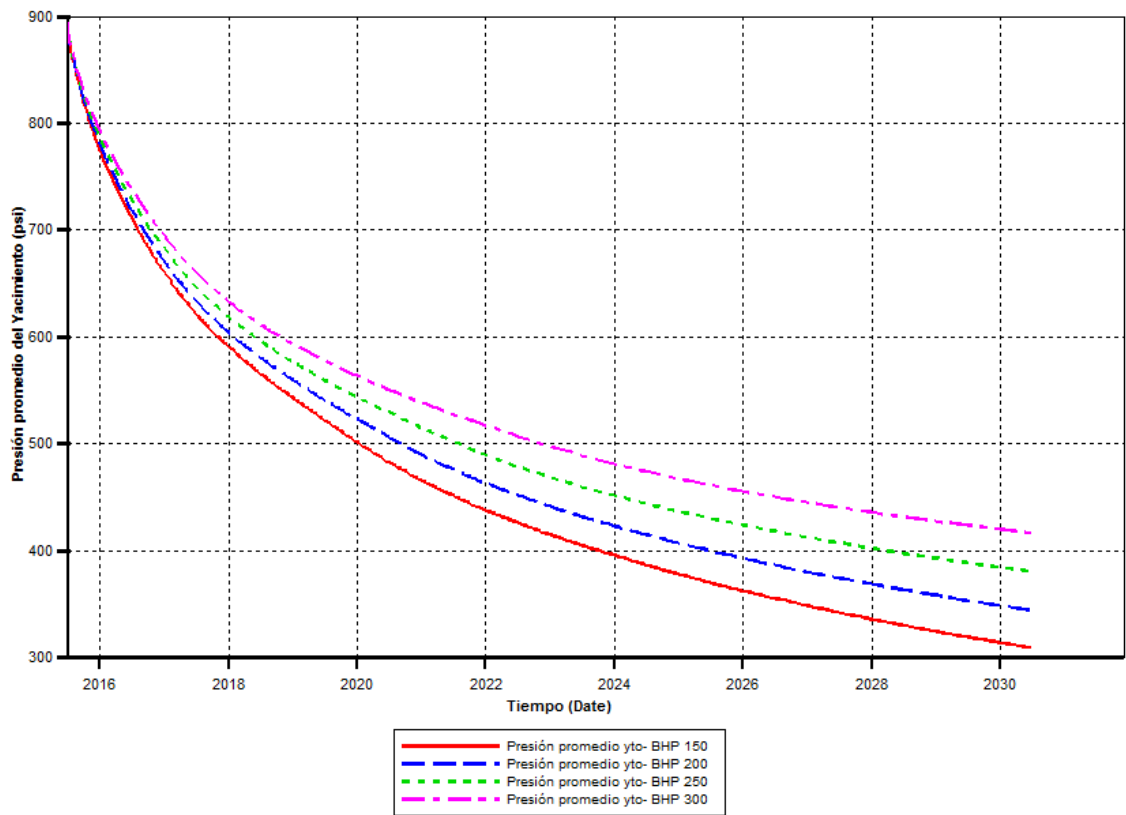
La siguiente figura muestra cada una de los escenarios planteados. El factor de recobro al finalizar los 3 años de producción en frío para la BHP escogida es de 17,23%.

Figura 29. Factor de recobro para diferentes presiones de fondo fluyendo.



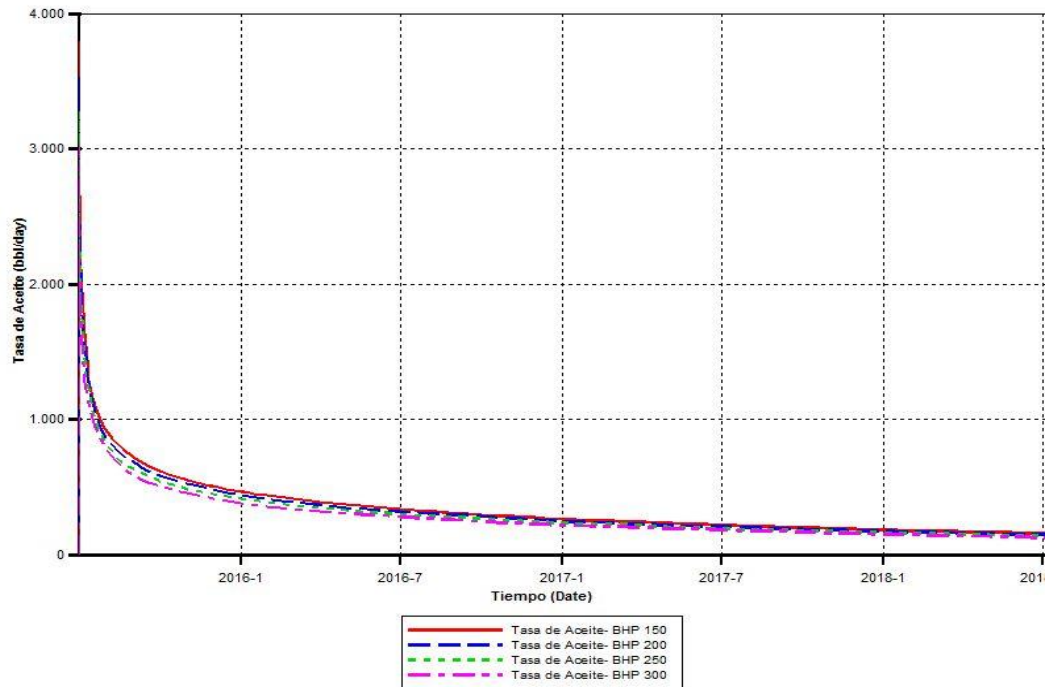
Se observa que el mayor factor de recobro lo ofrece la BHP de 150 psi, pero no indica que sea la mejor, ya que al mismo tiempo es la BHP que más caída de presión del yacimiento tiene como se puede observar en la figura N° 30 se determinó que la mejor presión de fondo fluyendo era la de 250 Psi, ya que el factor de recobro es aceptable para un campo de crudo pesado. Además, Para 250 psi la caída de presión es normal y la presión del yacimiento no era menor que la presión de burbuja al finalizar los 3 años de producción en frío. Al final de los 3 años de producción en frío, la presión del yacimiento es 596 psi.

Figura 30. Presión promedio del yacimiento.



En la figura N° 31 se puede observar el comportamiento de las tasas de aceite para las diferentes BHP. Para la BHP escogida, la producción era de 142 BPD para los 4 pozos horizontales, es decir, 35 BPD por cada pozo, los cuales son caudales comunes para yacimientos de crudo pesado.

Figura 31. Tasas de producción de aceite.



2.4 PROCESO DE ESTIMULACIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Se debe tener en cuenta que en la técnica HASD se inyecta el vapor continuamente. Como el HASD es una técnica continua, se hace necesario llevar la viscosidad y saturación del petróleo a las condiciones actas de una inyección continua para así poder aplicar la técnica.

Para nuestro caso, la viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento es de 4050 Cp y saturación 0.8 de aceite, por lo tanto se debe bajar esta viscosidad a los rangos de una inyección continua, la cual el crudo debe estar a una viscosidad menor a 1500 Cp y saturación de aceite de 0.6-0.67.

También la inyección cíclica de vapor para este caso servirá como un precalentamiento del yacimiento, en donde se aumenta la movilidad del crudo y así hacer que la respuesta del yacimiento a la hora de aplicar el HASD sea la mejor.

Tabla 7. Condiciones operacionales para la estimulación de inyección cíclica.

Condiciones Operacionales del Pozo	
Parámetro	Descripción
Presión de Fondo Mínima Pozo productor	250 Psi
Caudal Máximo de Producción de líquidos	1000 Bbl/día
Presión de Fondo Máxima Inyector	1200 Psi
Calidad del vapor en fondo	0.65
Temperatura	570 °F
Tiempo de inyección	10 días
Tiempo de remojo	4 días
Tiempo de producción	200 días

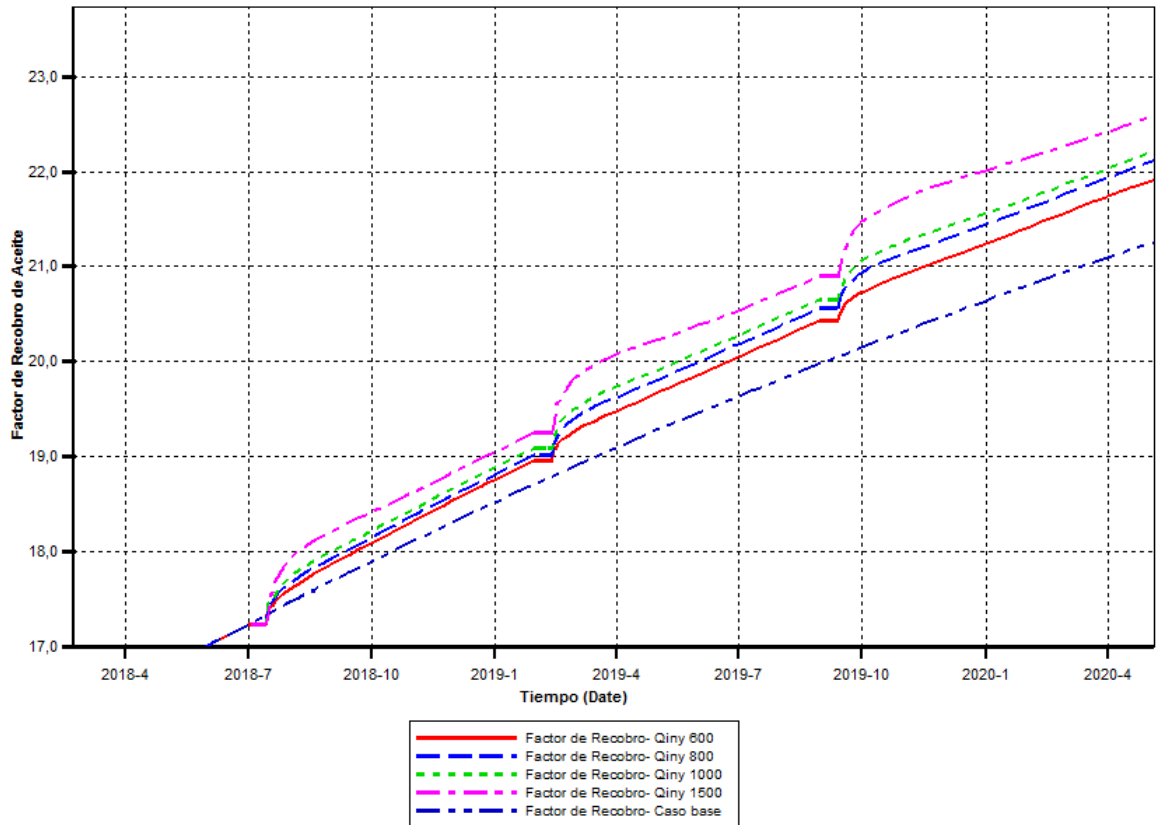
Para escoger el número óptimo de ciclos, se hizo necesario realizar análisis de sensibilidad para determinar hasta que ciclo la estimulación ya había bajado la viscosidad hasta 1500 Cp y la saturación de aceite entre 0.6-0.67. Además, un parámetro importante era determinar hasta que ciclo la estimulación ya no era rentable.

2.4.1 Factor de recobro durante la estimulación. Para los escenarios planteados, se determinó que después de 3 ciclos la estimulación ya no era rentable. Se evaluaron diferentes tasas de inyección en el modelo planteado con los 4 pozos horizontales, en donde se estimuló cíclicamente cada pozo al mismo tiempo. Las tasas evaluadas fueron 600, 800, 1000 y 1500 [BWE/d] respectivamente. En la figura N° 32 se observa el comportamiento del factor de recobro para cada tasa propuesta.

Los valores del factor de recobro para las diferentes tasas de inyección fueron de 21.73%, 21.93%, 22.03% y 22.41% respectivamente.

Se observa en la figura N° 32 que el mejor recobro lo ofrece la tasa de 1500 [BWE/d], pero los generadores en Colombia no superan los 40 MMBtu/hora, lo que se traduce en que una tasa muy alta superaría la capacidad que nuestros generadores ofrecen. La tasa que se seleccionó adecuadamente es la de 800 [BWE/d], ya que es una tasa óptima para la entrega del generador.

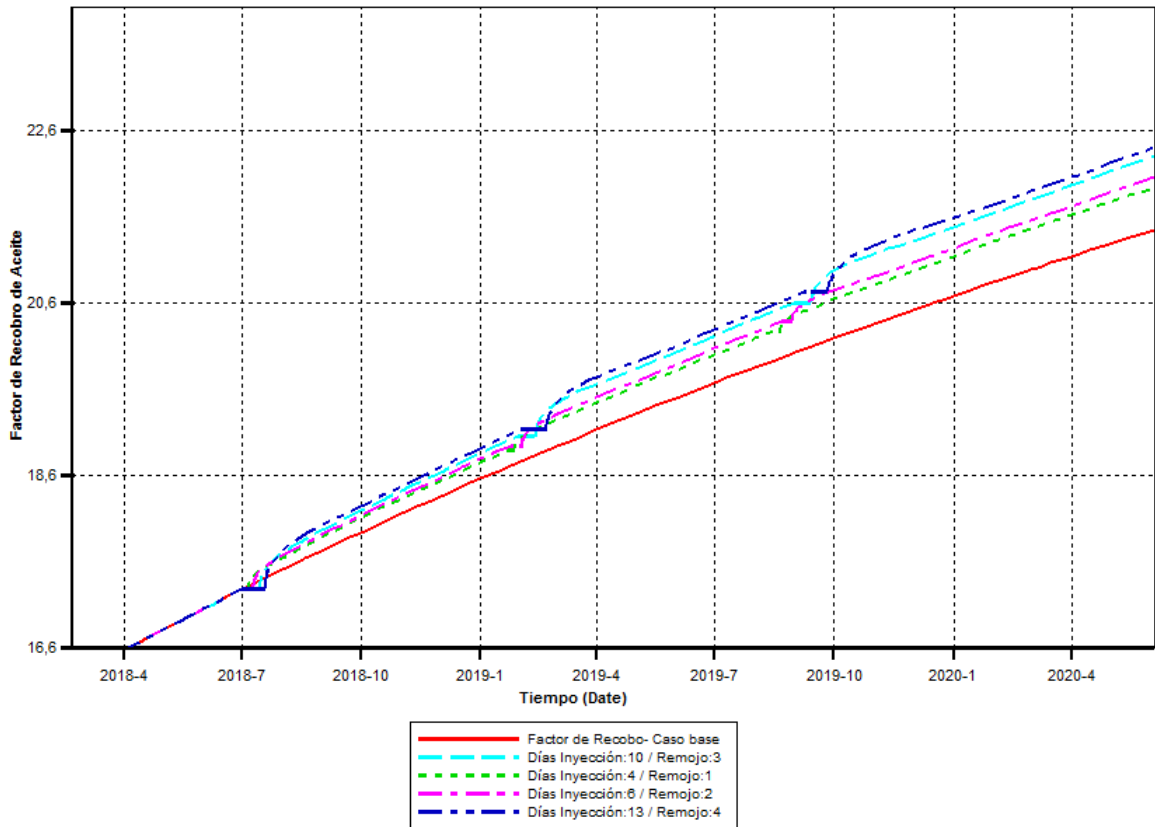
Figura 32. Factor de recobro para diferentes tasas de inyección.



La tasa de 1000 [BWE/d] también es una buena candidata para seleccionar, pero comparada con la de 800 [BWE/d] solo aumenta un 0.1% el factor de recobro lo cual sería costoso generar el vapor a esta tasa. La tasa de 1500 [BWE/d] queda descartada por que supera la capacidad de entrega del generador.

Una vez establecida la tasa de inyección de 800 [BWE/d] para la estimulación cíclica, fue necesario evaluar los días de inyección y remojo, dejando constante los 200 días de producción para cada una de las sensibilidades a realizar. Se planteó 4, 6, 10 y 13 días como días de inyección, y 1, 2, 3 y 4 como días de remojo. La figura N° 33 muestra los resultados planteados.

Figura 33. Factor de recobro vs tiempo para diferentes días de inyección.



Se observa en la figura N° 33 que para los 10 y 13 días de inyección el resultado es favorable respecto a la producción en frío, pero se deja como base los 10 días de inyección, ya que a partir de 10 días de inyección el incremento es poco significativo. Los 3 días de remojo se dejan para que las presiones al interior del yacimiento se estabilicen y el calor pueda ser transferido a la formación.

En la figura N° 34 se puede observar que la producción acumulada para la tasa de 800 [BWE/d] es de 415.675 barriles, mientras que para la producción en frío para esa misma fecha es 399.899 barriles, lo que se traduce que después de 1 año y medio (2020-04-01) de estar aplicando la estimulación cíclica, se recuperó 15.776 barriles.

2.4.2 Relación vapor aceite. En la figura N° 35 se identifica los bajos valores de la relación vapor-aceite durante la inyección cíclica de vapor, mostrando que el proceso se hace atractivo desde la estimulación, debido a que no supera el valor de 0.25 bbl de vapor inyectado/bbl de aceite obtenido, lo que se puede traducir que para 25 barriles equivalentes de agua inyectada, se obtienen 100 barriles de petróleo recuperados.

Los bajos valores de la figura N° 35 indica que se obtiene una buena producción de petróleo en cortos períodos de inyección de vapor, lo cual es típico de la inyección cíclica de vapor presentar bajos valores en la relación vapor-aceite.

Figura 34. Comparación de la producción cíclica con la producción en frío

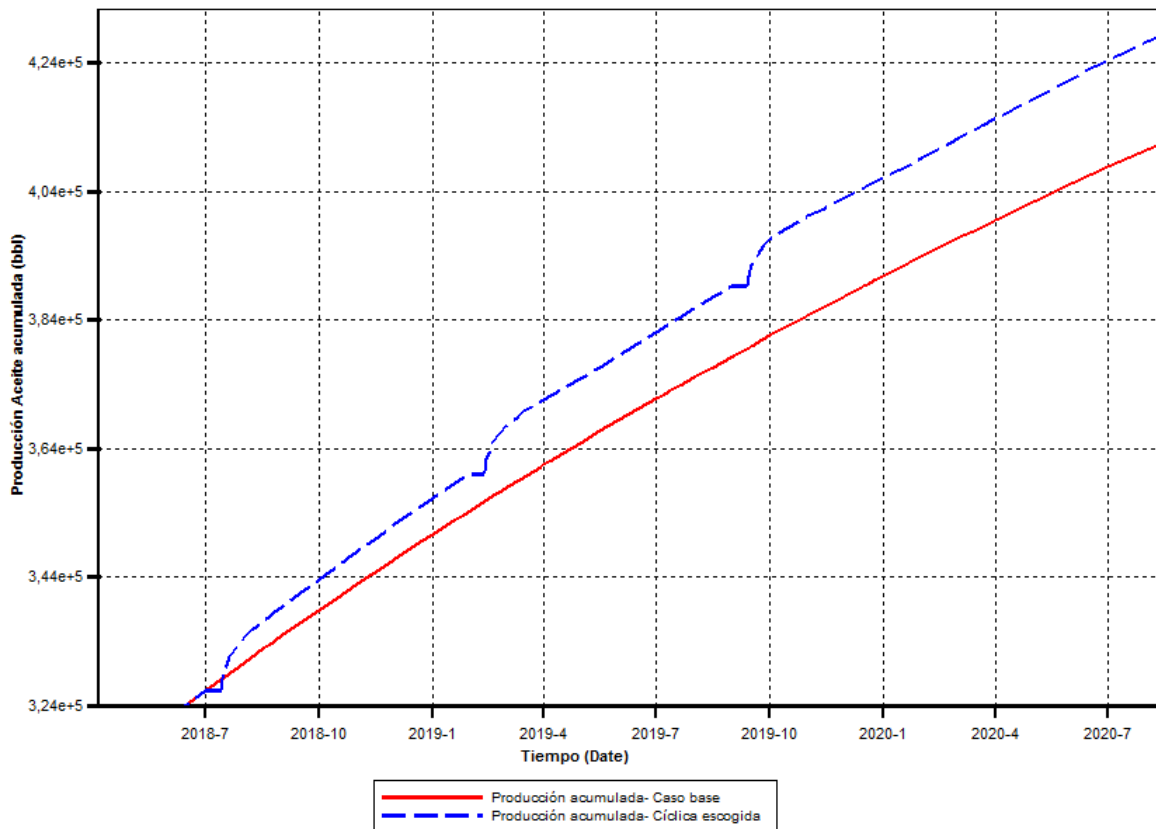
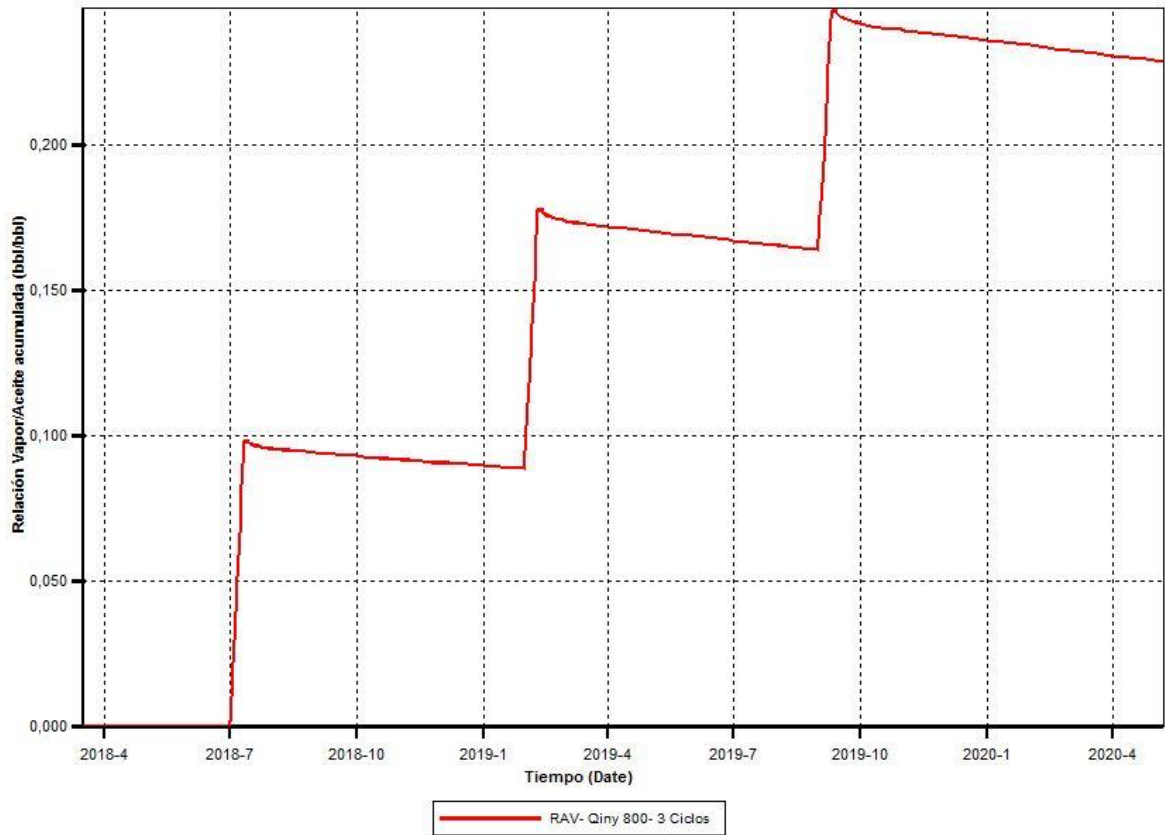


Figura 35. Relación Vapor Aceite durante la etapa de estimulación.



2.4.3 Reducción de la viscosidad y la saturación de aceite. En las figuras N° 36 y 37 muestra una vista areal de la viscosidad y saturación del crudo, evidenciando que los alrededores del pozo después de 3 ciclos de estimulación, ya se encuentra apto para iniciar la técnica de inyección continua en forma alternada HASD.

Para la inyección HASD, se sugiere que la viscosidad del crudo sea menor a 1500 Cp y la saturación de aceite esté entre 0.6-0.67. En las figuras N° 36 y 37 se muestran estos parámetros respectivamente.

Figura 36. Vista areal de la viscosidad del crudo al final de la estimulación.

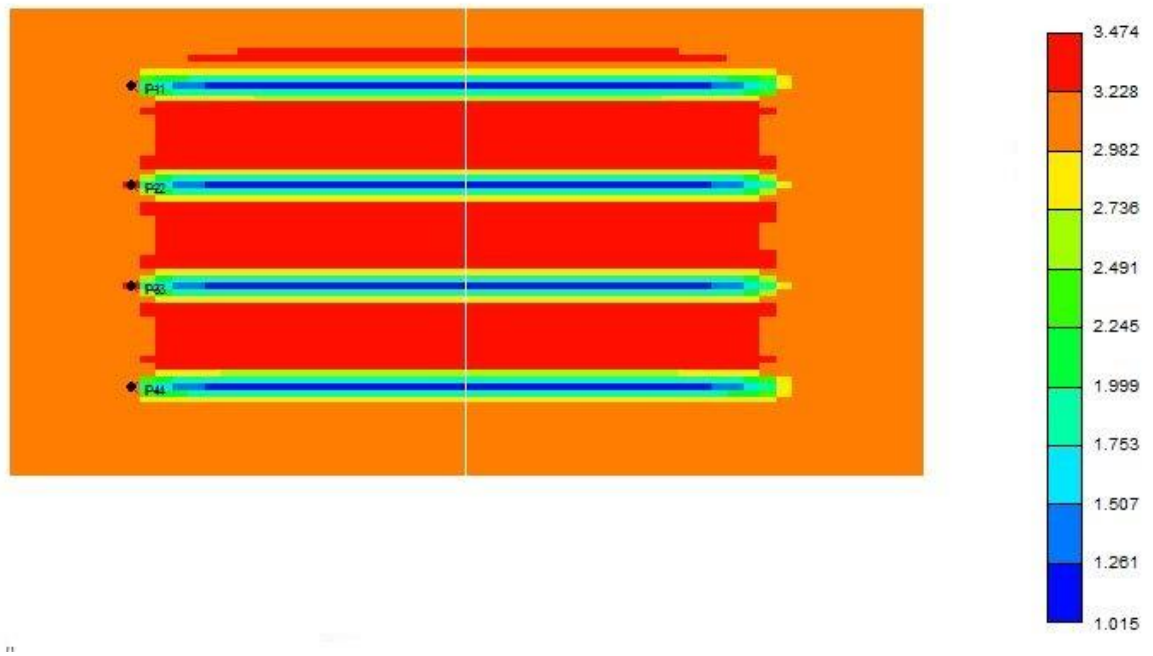
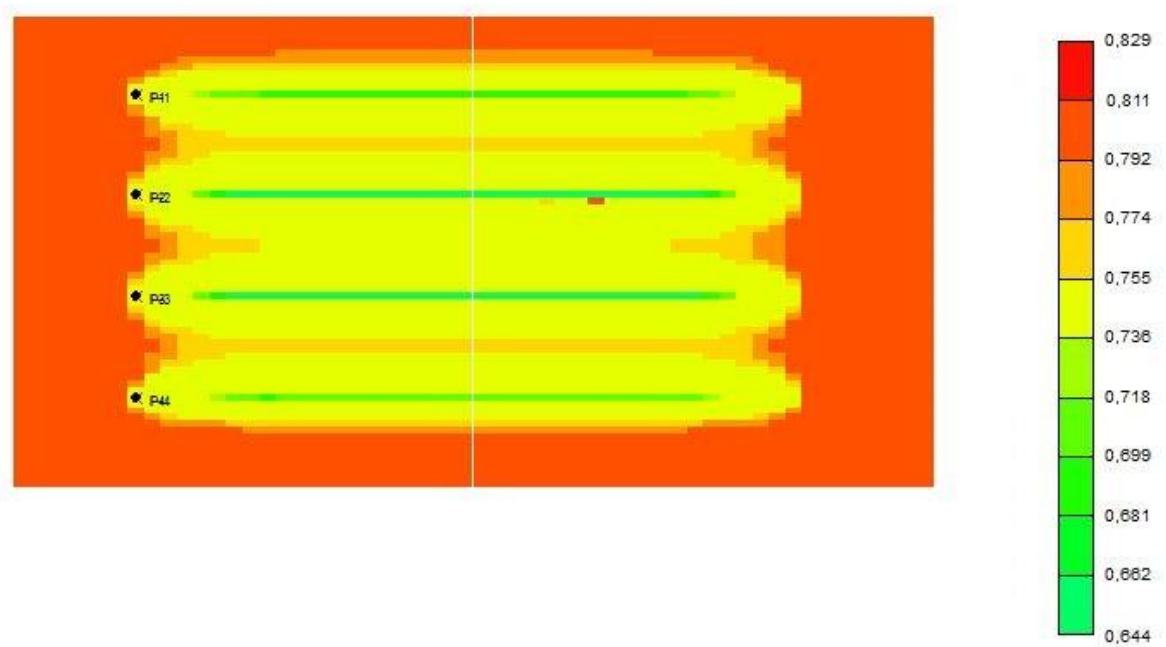


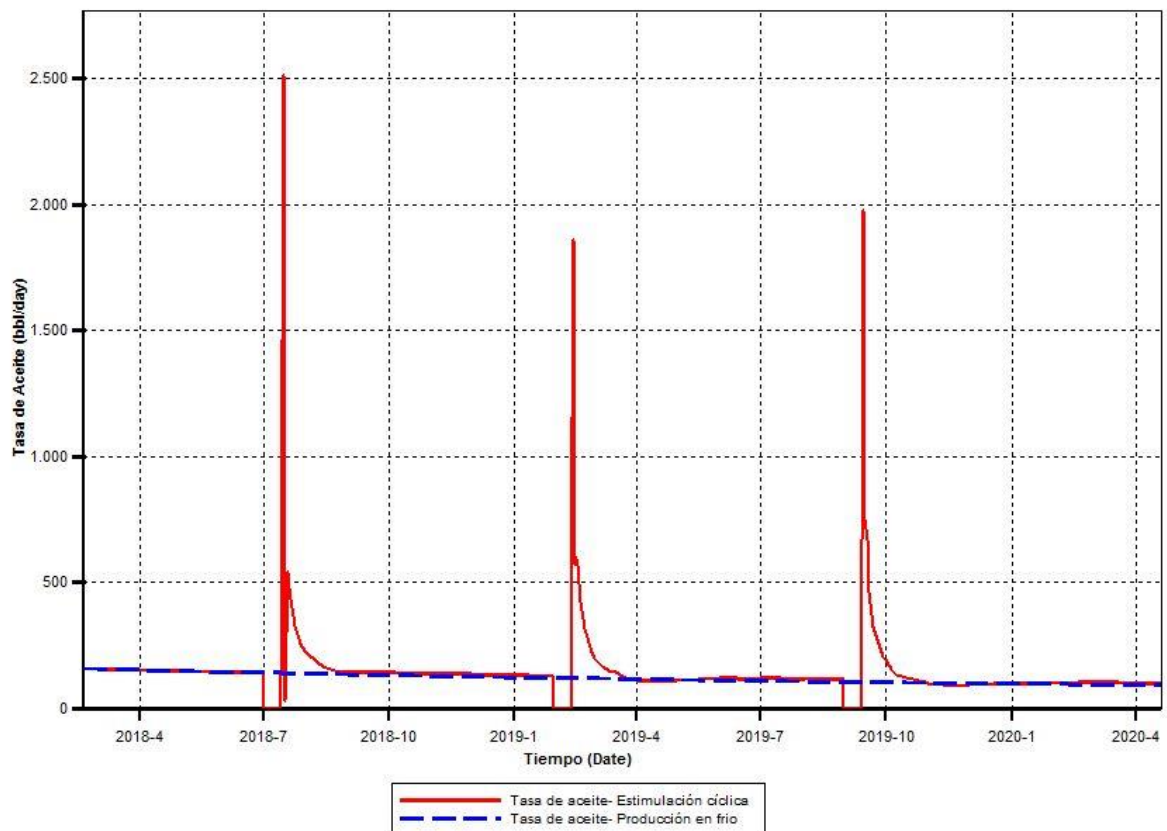
Figura 37. Vista areal de la saturación del crudo al final de la estimulación.



2.4.4 Producción de aceite. En cada ciclo, se recuperó entre 40 y 500 barriles de petróleo por día, teniendo sus valores más altos en donde en los periodos donde se esperaba la respuesta inmediata a la inyección de vapor. La figura N° 38 evidencia las tasas de producción normal para un campo de crudo pesado y la figura N° 39 muestra el comportamiento de la tasa de inyección de agua para los 4 pozos horizontales.

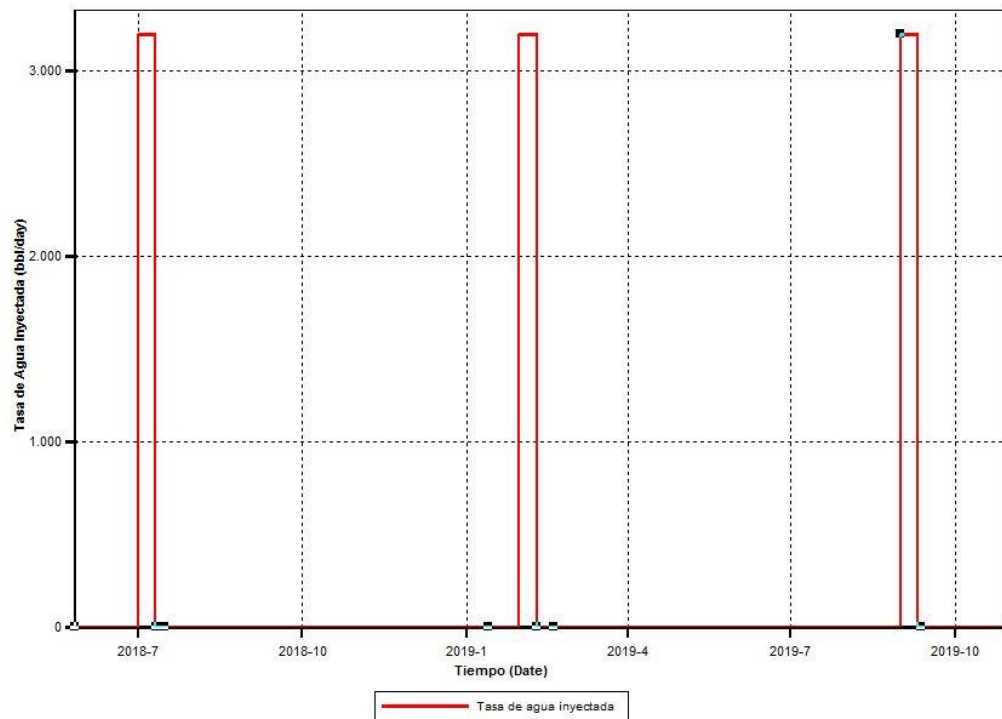
La figura N° 38 indica una alta tasa de aceite al inicio de cada ciclo que es donde se espera la respuesta inmediata de la estimulación, luego ocurre una declinación rápida durante el ciclo alcanzando valores iguales a la producción en frío. Después del tercer ciclo la estimulación el yacimiento se despresuriza de forma rápida, por lo cual se hace poco viable implementar más ciclos de estimulación después del tercero.

Figura 38. Tasas de producción de Aceite.



2.4.5 Tasas y cortes de agua inyectada. En la figura N° 39 se encuentra que las máximas tasas de cada ciclo arrojan un valor de 3200 Barriles de agua equivalente en forma de vapor para las 4 pozos, es decir, un valor de 800 barriles por cada pozo como se había indicado en los parámetros operacionales. Los 800 barriles de cada pozo se evidencian en el momento que se inyecta el vapor al yacimiento, y entre ciclo y ciclo se marcan las caudales de inyección como cero barriles de agua, lo que indica que los pozos inyectoros han sido cerrados para dar pozo a la producción de petróleo que se estimuló durante la inyección.

Figura 39. Tasas de inyección de agua.



Se evidencia como los cortes de agua se aumentan en cada ciclo, interpretándose en la figura N° 40 que el agua inyectada de nuevo se obtiene en superficie, es decir, el agua inyectada no se queda retenida en el yacimiento.

Tabla 8. Aporte de cada ciclo de estimulación.

Ciclos	Aceite recuperado (barriles)
1	6325
2	5467
3	3984

De los 15776 barriles de petróleo recuperados en la estimulación el 40% lo aportó el primer ciclo, el 35% los aportó el segundo y 25% lo aportó el tercer ciclo. La figura N° 41 muestra en un diagrama de torta el aporte de cada ciclo de estimulación. Se analiza que cada ciclo alcanzado es menos lo que aporta, ofreciendo una idea de que no es factible implementar varios ciclos de estimulación para nuestro campo de estudio.

Figura 40. Corte de agua durante la estimulación.

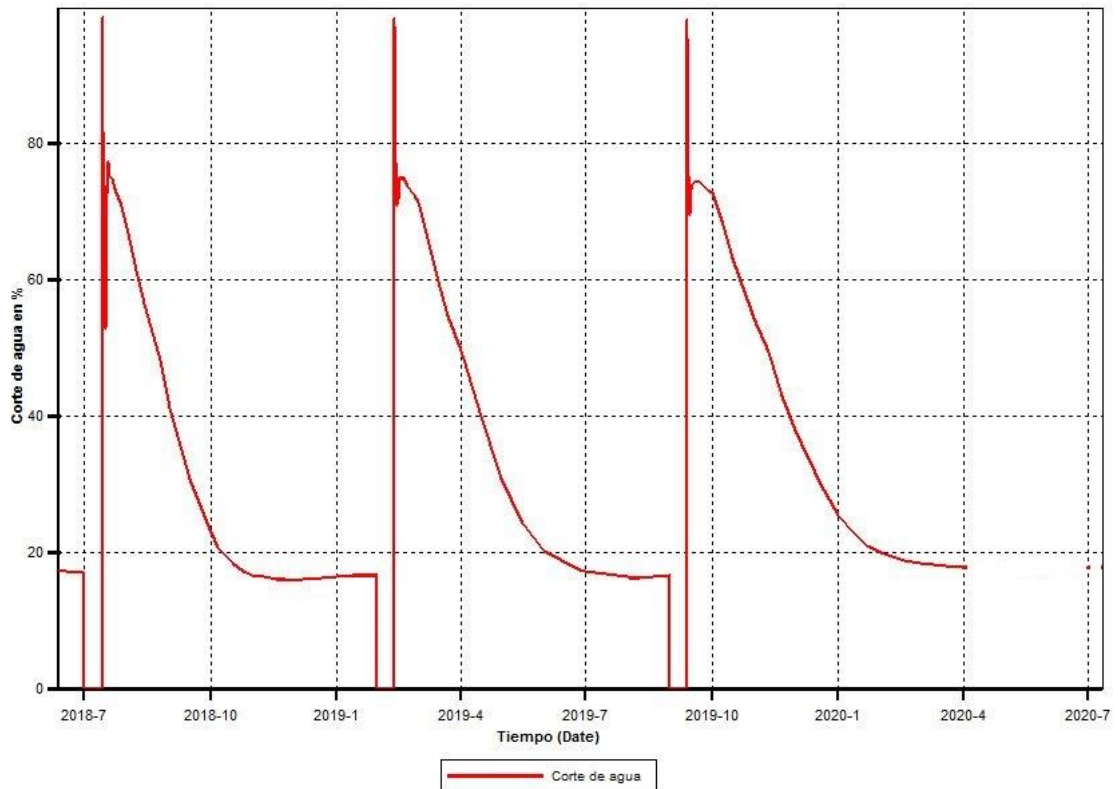


Figura 41. Aporte de cada ciclo de estimulación.



2.5 AJUSTE DEL PROCESO DE INYECCIÓN EN FORMA ALTERNADA HASD

Para implementar la técnica HASD, fue necesario realizar una estimulación cíclica con vapor para que la técnica fuera más eficiente a la hora de implementarla.

Una vez realizada la estimulación, se realizan análisis de sensibilidad para escoger el mejor escenario para la técnica HASD. Se evaluaron tasas de 600, 700, 750, 800, 1000 y 1500 BWE/día.

La configuración de los pozos es la misma: 4 pozos horizontales de 2000 pies cada uno, pero se decide inyectar en forma alternada por cada par de pozos, para este caso se empezó inyectando por los pozos 1 y 3, mientras que 2 y 4 producían los líquidos hasta superficie.

Tabla 9. Condiciones operacionales para el HASD.

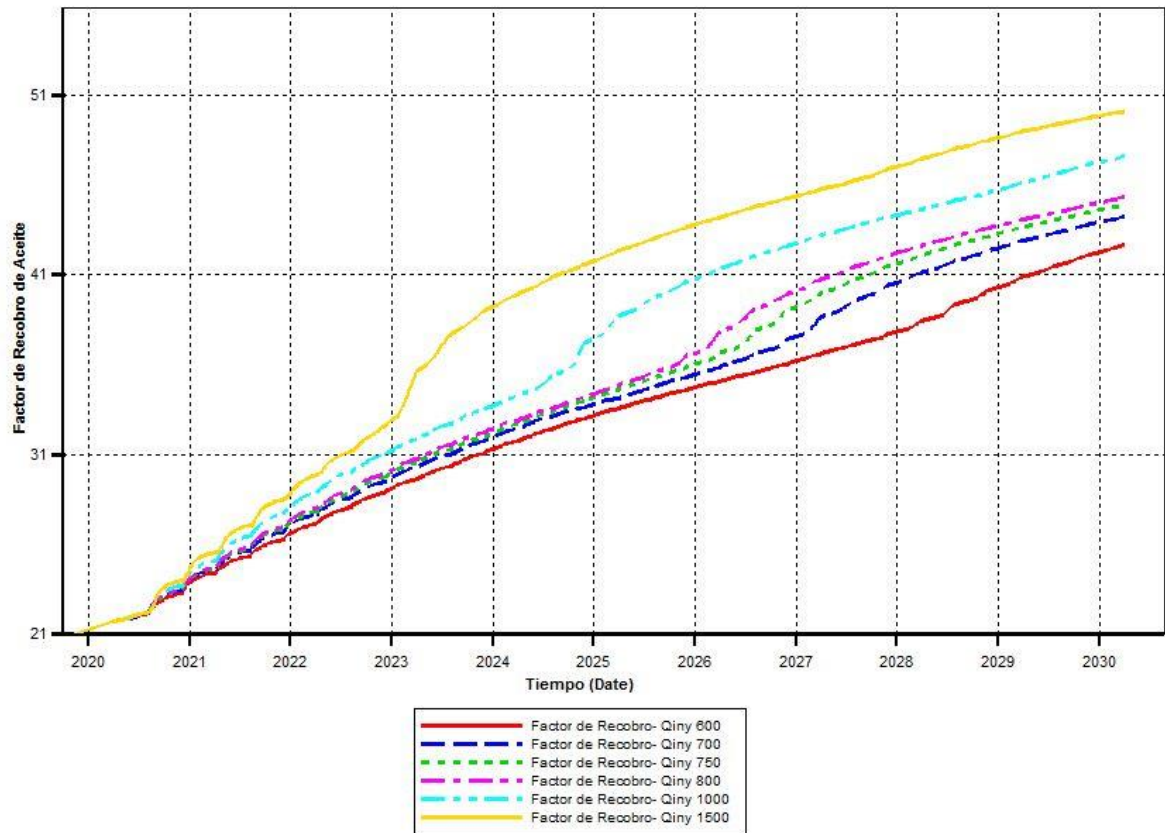
Condiciones Operacionales del Pozo	
Parámetro	Descripción
Presión de fondo Mínima Pozo productor	250 Psi
Caudal máximo de Producción de líquidos	1000 Bbl/día
Presión de Fondo Máxima Inyector	1200 Psi
Tiempo de inyección	120 días
Tiempo de remojo	3días
Tiempo de producción	120 días

2.5.1 Factor de recobro. En la figura N° 42 muestra los diferentes valores del factor de recobro para las tasas de inyección planteadas. Se evidencia que el mayor factor de recobro lo ofrecen las tasas de 1000 y 1500 BWE/día por cada pozo, pero como se mencionó anteriormente, estas altas tasas superan la capacidad de entrega del generador, por lo cual quedan descartadas para la técnica.

Las tasas de 600, 700,750 y 800 BWE/día son las que quedan como candidatas a escoger. Después de estudiar y definir qué tasa era la que se escogería, se decide implementar la tasa de 700 BWE/día como la mejor opción, ya que ofrece un buen factor de recobro y su relación vapor/aceite opera dentro del límite económico para los 10 años establecidos para la estimulación. Para este caso, se toma como límite económico la relación vapor/aceite en un valor de 5.

Para escoger la tasa adecuada de inyección de 700 BWE/día, se tuvo en cuenta que fuera una tasa que ofreciera un buen factor de recobro y una baja relación vapor-aceite.

Figura 42. Factor de recobro vs tiempo para diferentes tasas de inyección.



En la figura N° 42, para la tasa escogida, el factor de recobro es 44.43% al finalizar los 10 años de simulación. La relación vapor-aceite para la tasa de 700 BWE/día alcanza el límite económico con un RVA de 5 para el 2027-05-29, es decir, después de 7 años y 4 meses de haber finalizado la estimulación cíclica de vapor, lo que indica que la estimulación si fue efectiva por que hizo que se prolongara el tiempo del límite económico de la técnica.

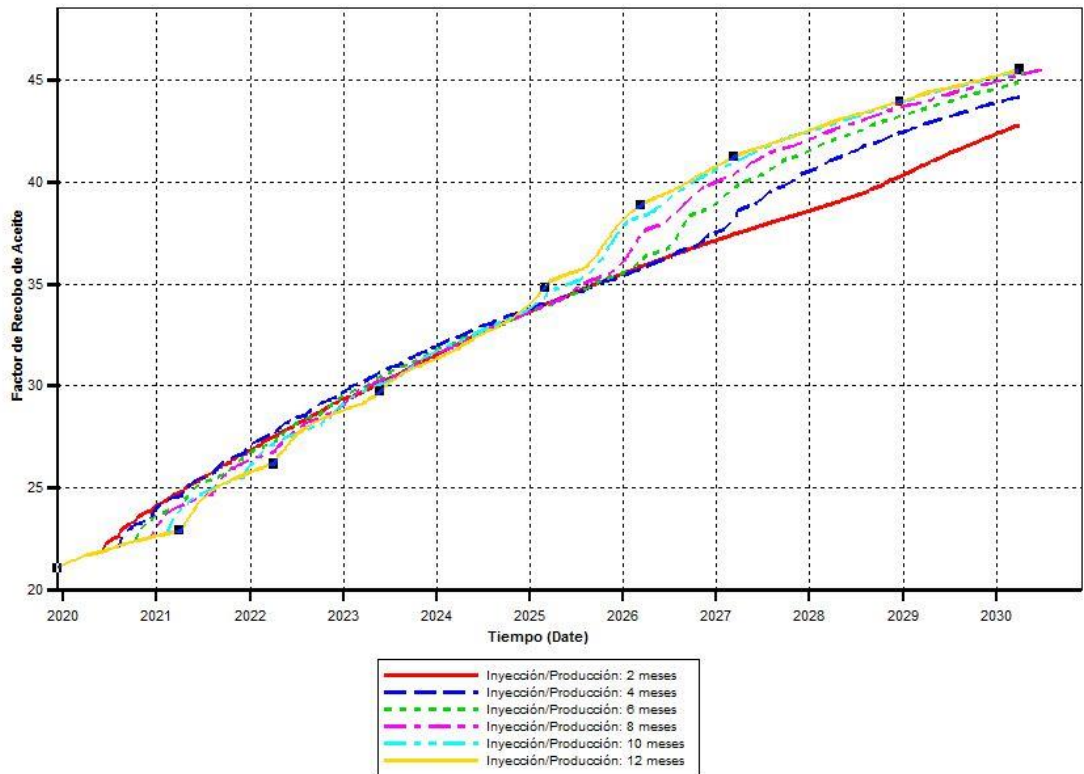
Una vez escogida la tasa de 700 BWE/día, se realizaron análisis de sensibilidad para los días de inyección y producción, los cuales son los mismos días, es decir, los mismos días que se dura inyectando son los mismos días para la producción en forma alternada entre pozos vecinos, con el fin de que el vaivén del crudo en el yacimiento se haga efectivo y así el desplazamiento pueda ser mayor, mejorando la movilidad del crudo en el yacimiento para facilitar la extracción del mismo.

Inicialmente para la técnica se usaron 120 días de inyección-producción (4 meses), pero para realizar los análisis de sensibilidad se plantearon 2, 6, 8, 10 y 12 meses de inyección y producción para el ciclo HASD.

Se recalca que el ciclo HASD se completa cuando el rol de cada pozo se haya cumplido como inyector y productor, es decir, hasta ahora un par de pozos inyecta por 120 días mientras el otro par produce también por 120 días, es decir, el ciclo HASD duraba 240 días (8 meses). Se hace necesario el análisis de estos días de inyección y producción con el fin de aumentar el factor de recobro con la misma tasa de 700 BEW/día.

La figura N° 43 muestra el resultado del factor de recobro para los diferentes meses de inyección producción. Se evidencia que el factor de recobro más estable lo muestra los 180 días de inyección-producción (línea verde), ya que si se inyecta y produce por más tiempo, el recobro no sufre un aumento significativo.

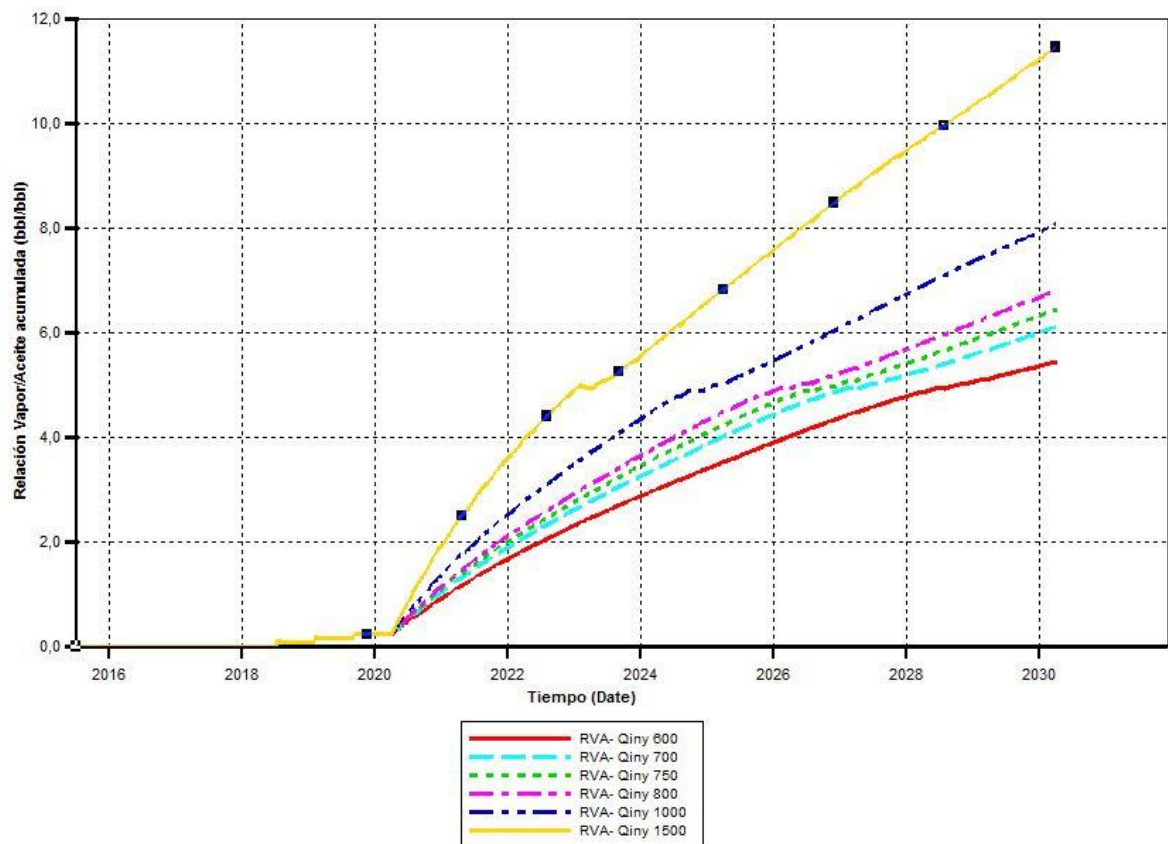
Figura 43. Factor de recobro para los diferentes días de inyección-producción.



2.5.2 Relación vapor aceite (RVA). La relación vapor aceite se define como la cantidad de vapor necesario para extraer un barril de petróleo y su límite varía según la necesidad de cada proyecto. Esta variable es importante porque incide en el límite económico que toma valores máximos típicos entre 4 y 5, sin embargo su valor se decide en base a los cálculos económicos para generar rentabilidad.

Cuando los yacimientos son estratificados parte de la energía que se inyecta al estrato productor se pierde hacia las formaciones vecinas (arcillas) las cuales actúan como ladronas de calor, no permitiendo que el vapor entregue rápidamente su calor a la formación productora ni los fluidos contenidos en ella, por lo cual se disminuye la producción. Esto implica que para un yacimiento estratificado deben inyectarse altas tasas de vapor y por ende su relación vapor aceite se aumenta más rápido que en un yacimiento no estratificado.

Figura 44. Relación vapor-aceite para las tasas de inyección.



La figura N° 44 muestra los diferentes valores de la Relación vapor-aceite (RVA) ó SOR (Relación vapor-aceite, en su traducción del inglés). Al principio durante la estimulación cíclica los valores de la RVA son bajos alcanzando un valor máximo de 0.25, lo cual indica que la producción de fluidos es bastante y la cantidad de vapor inyectado es poca. Sin embargo, para la inyección alternada los valores de la RVA crecen debido a que la cantidad de vapor inyectada se realiza de manera constante y a altas tasas, mejorando así la movilidad del crudo para facilitar su extracción.

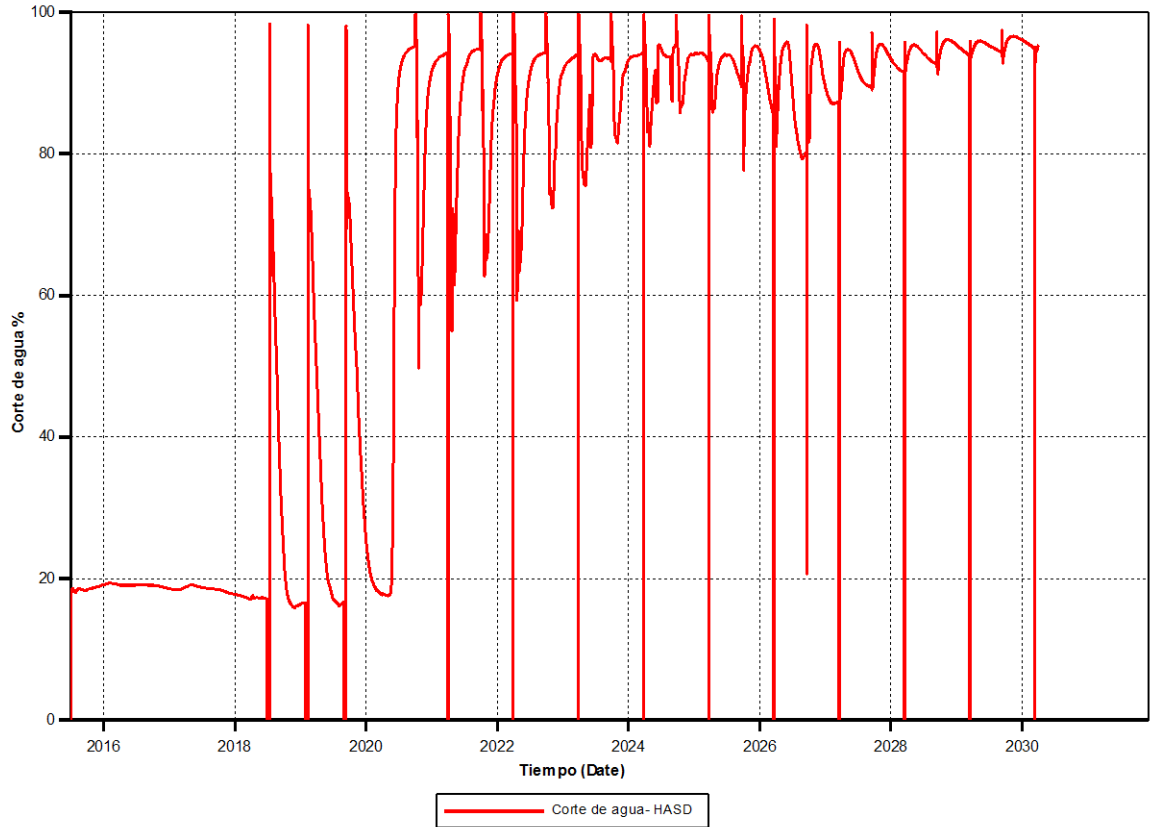
Los caudales de inyección evaluados de 1000 y 1500 BEW/día son los que ofrecen una mayor RVA, lo cual es un parámetro para descartar estas tasas debido a que se llega a límite económico más rápidamente que con otras tasas de inyección. La tasa de inyección adecuada para implementar la técnica es de 750 BEW/día por que ofrece un alto factor de recobro y una baja relación vapor-aceite.

2.5.3 Cortes de agua. Una de las ventajas que se obtiene con el HASD es que el agua que se inyecta no se queda retenida en el yacimiento sino que se obtiene en superficie. Esto implica que en el yacimiento no se formarán zonas de altas saturaciones de agua que más adelante puedan afectar a otros procesos de recobro que impliquen desplazamiento, ya que la eficiencia areal de barrido se vería afectada.

En la figura N° 45 se observa que más del 90% del agua que se inyecta se obtiene en superficie, evitando el problema de que se formen en el yacimiento zonas de altas saturaciones de agua. También se observa que durante los 3 primeros años de producción en frío el corte de agua no superaba el 20%, ya que el agua que se registraba en superficie era solo el agua connata del yacimiento.

Después de la producción en frío se nota un elevado corte de agua. Estos elevados cortes se deben a que el vapor inyectado al yacimiento se condensa tiempo después por que ha transferido su calor a los fluidos y por lo tanto el agua vuelve a su fase líquida, provocando altos cortes de agua como lo indica la figura 45.

Figura 45. Cortes de agua



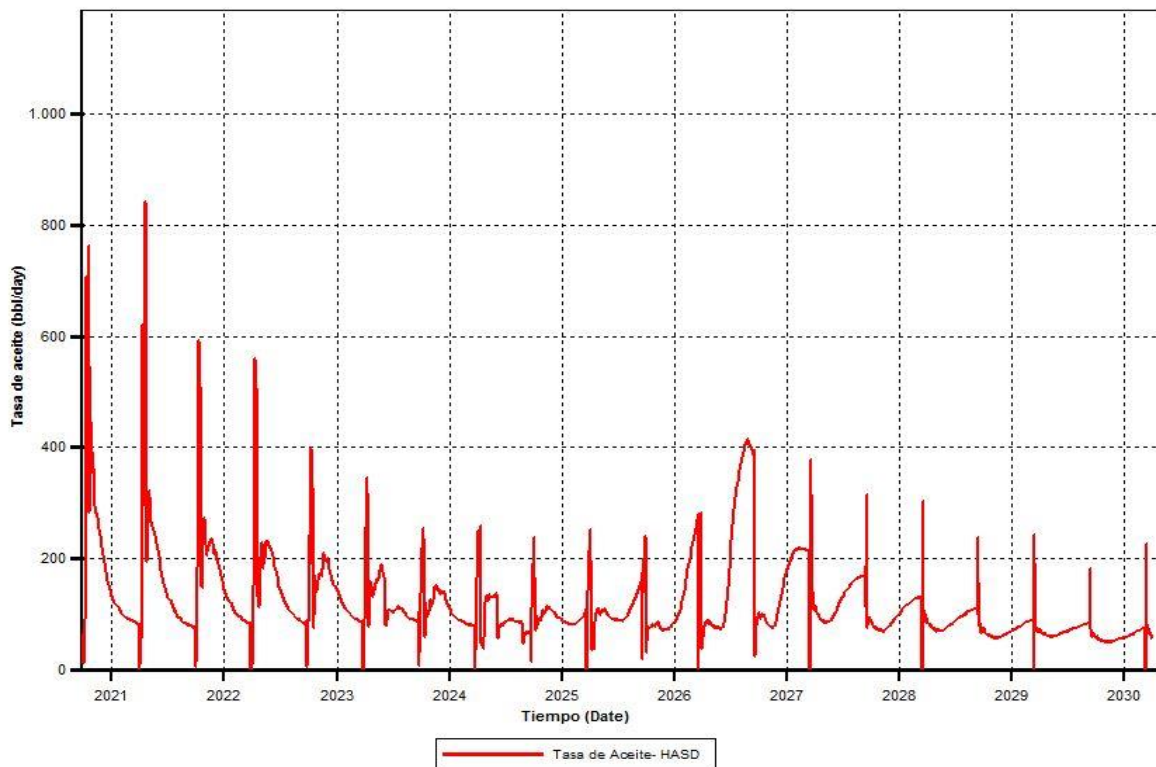
2.6 ETAPAS FUNDAMENTALES DEL HASD

Se analizan las tasas de producción de aceite para observar el comportamiento de la técnica. El proceso que ocurre durante los 10 años de simulación, la describiremos en 3 etapas fundamentales.

2.6.1 Etapa inicial: Durante los tres primeros años y 5 meses el HASD se comporta como si fuese una inyección cíclica de vapor como lo indica la figura N° 46, en donde se evidencia una alta tasa de producción de aceite pero luego declina rápidamente. El vapor que se está inyectando lo recibe la formación para hacer que transfiera el calor al yacimiento, permitiendo así que la movilidad del crudo se mejore.

2.6.2 Etapa intermedia: El comportamiento de la tasa de aceite sufre un cambio a partir del séptimo ciclo (inicio del año 2024). Al inicio del ciclo se nota un elevado pico de producción, pero cuando el pico declina la tasa de aceite sube de nuevo como a la mitad del ciclo aproximadamente. En la literatura se encuentra que este aumento en la producción se debe al flujo de petróleo calentado que proviene de las zonas cercanas al pozo más el petróleo caliente que proviene de las zonas intermedias de los pozos el cual es empujado debido al diferencial de presión que existe entre pozos inyectoros y productores.

Figura 46. Tasa de producción de aceite para el HASD.

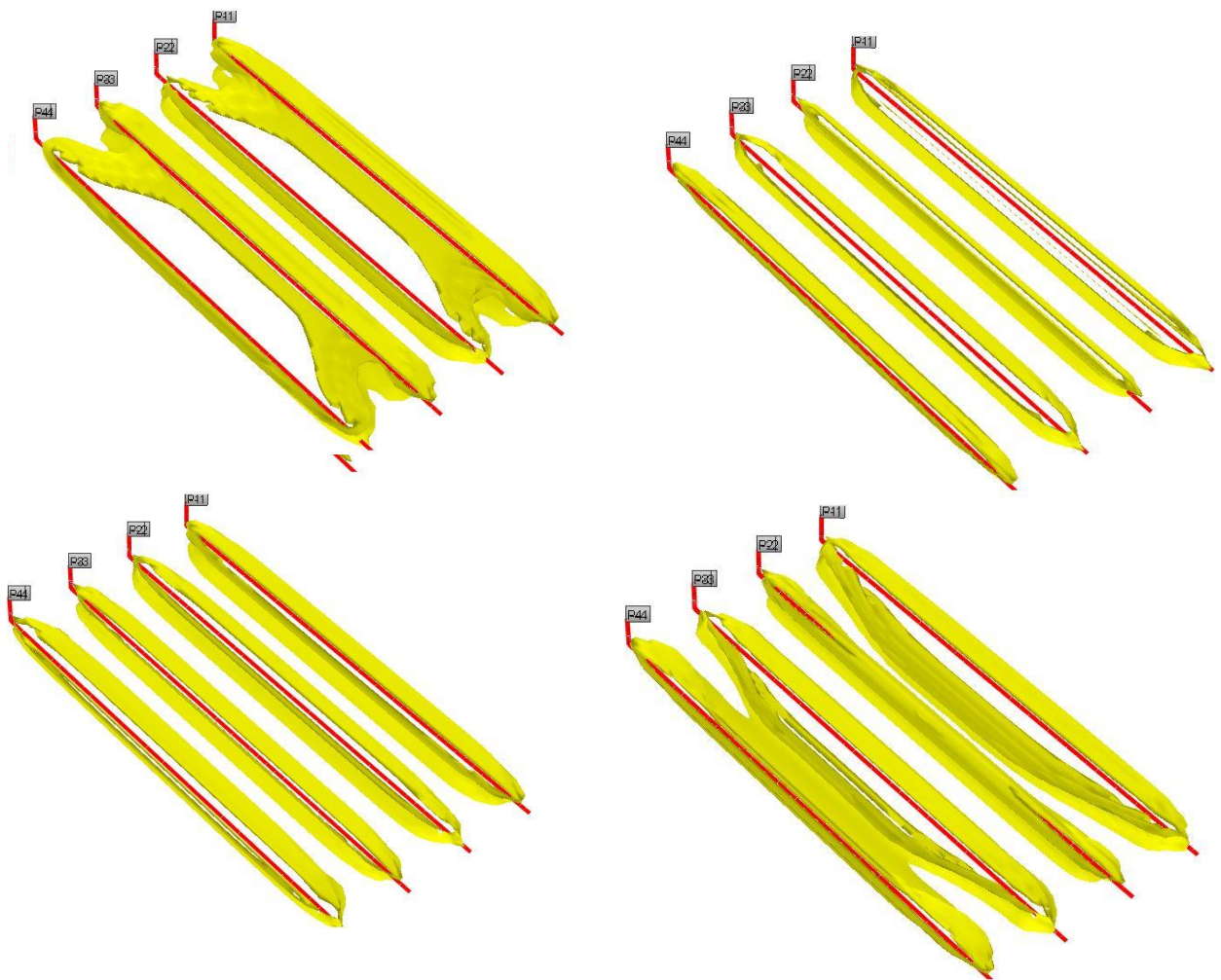


El efecto del desplazamiento del petróleo que proviene de las zonas intermedias entre los pozos es generado por el efecto del barrido o empuje del vapor, evidenciándose así el efecto combinado entre un proceso de inyección cíclica y continua de vapor, que es la base del HASD. La figura N° 47 muestra el avance del crudo (representado por el color amarillo) en el yacimiento a medida el vapor empuja de un pozo a otro. Es necesario para que se evidencie el desplazamiento del crudo, que transcurra un tiempo para que el yacimiento sea calentado y exista un cierto nivel de agotamiento. Cabe resaltar que una inyección continua se basa

en que el yacimiento esté depletado para que la técnica pueda ser eficiente, lo cual se evidencia en el HASD.

2.6.3 Etapa final: Después de 8 años de aplicar la técnica HASD, el comportamiento de la producción de nuevo se torna como si fuera una inyección cíclica de vapor. Esto se debe al agotamiento del yacimiento y al menor diferencial de presión que existe entre los productores e inyectores, lo cual el efecto del desplazamiento del crudo se hace menor.

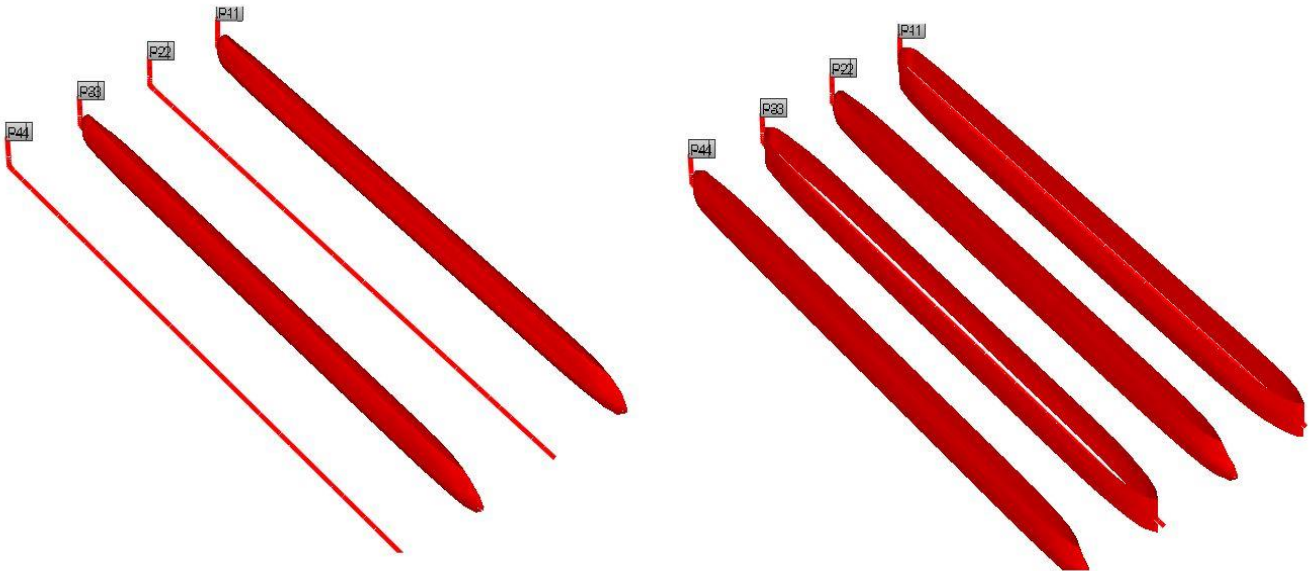
Figura 47. Avance del crudo en el yacimiento.



2.7 PERFIL DE TEMPERATURA EN EL YACIMIENTO

Una de las principales características del HASD es que se desea calentar el yacimiento a través de la inyección de vapor continua en forma alternada en los pozos horizontales. Para evaluar de qué manera se está calentando el yacimiento, se observa en la figura N° 48 el avance de las cámaras de vapor (representadas en color rojo) que se forman alrededor de los pozos a medida que pasa el tiempo. Se resalta que las cámaras de vapor se forman debido a los diferenciales de presión que existen entre los pozos inyectoros y productores.

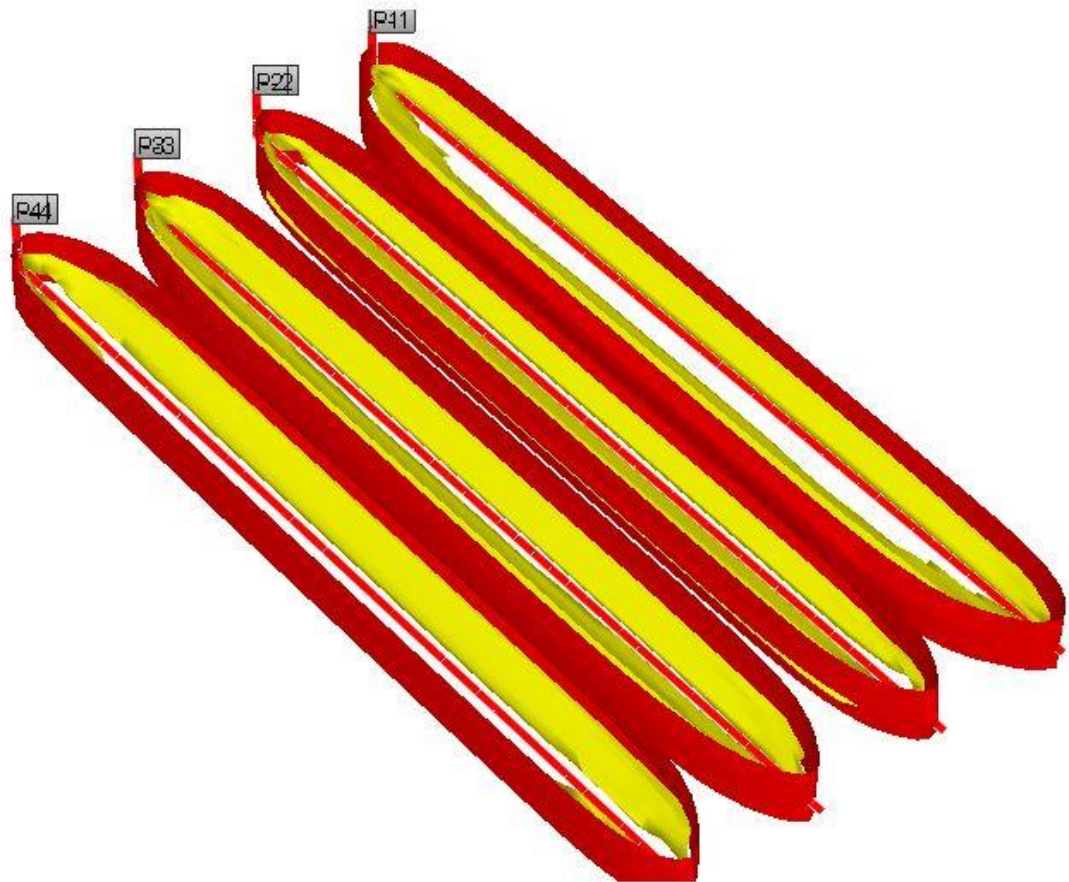
Figura 48. Avance de las cámaras de vapor.



En la figura N° 49 se puede ver el avance combinado entre la cámara de vapor y la saturación de aceite en el yacimiento.

El propósito de calentar el yacimiento es hacer que el crudo deje de ser tan viscoso y por ende que se baje la viscosidad para poder facilitar el proceso de recobro mejorado.

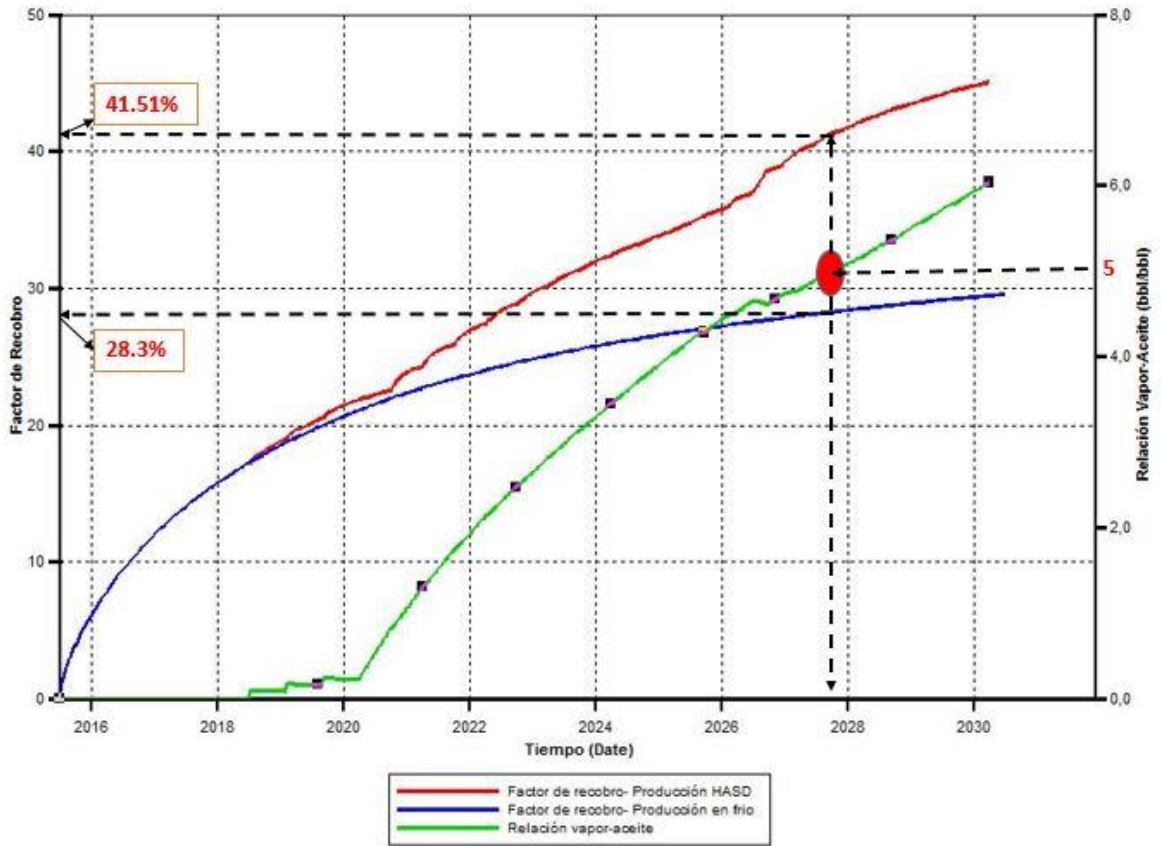
Figura 49. Avance de las cámaras de vapor y el crudo en el yacimiento.



2.8 ACELERACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO

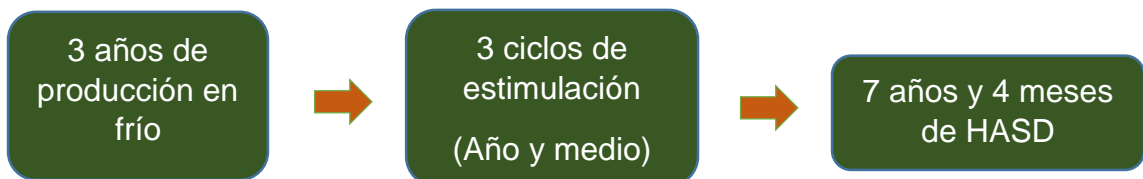
La técnica HASD no conduce a un aumento a la recuperación final del yacimiento, pero si es un proceso que acelera la producción. La aceleración del factor de recobro se puede observar en la figura N° 50, en donde se observa que para el tiempo donde se alcanza el límite económico con un RVA de 5 (2027-10-01) para la producción en caliente se recupera el 41.51%, es decir, 783.984 barriles de petróleo, mientras que para esa misma fecha para la producción en frío solo se habría alcanzado 28.3%, es decir, 536.045 barriles de petróleo. Se han ganado 247.939 barriles durante el proceso cuando ha alcanzado el límite económico, una cifra bastante atractiva para la técnica.

Figura 50. Aceleración del factor de recobro.



El esquema de explotación que queda para la implementación del HASD después de realizar los diferentes análisis de sensibilidad queda establecido de la siguiente manera:

Figura 51. Esquema de explotación.

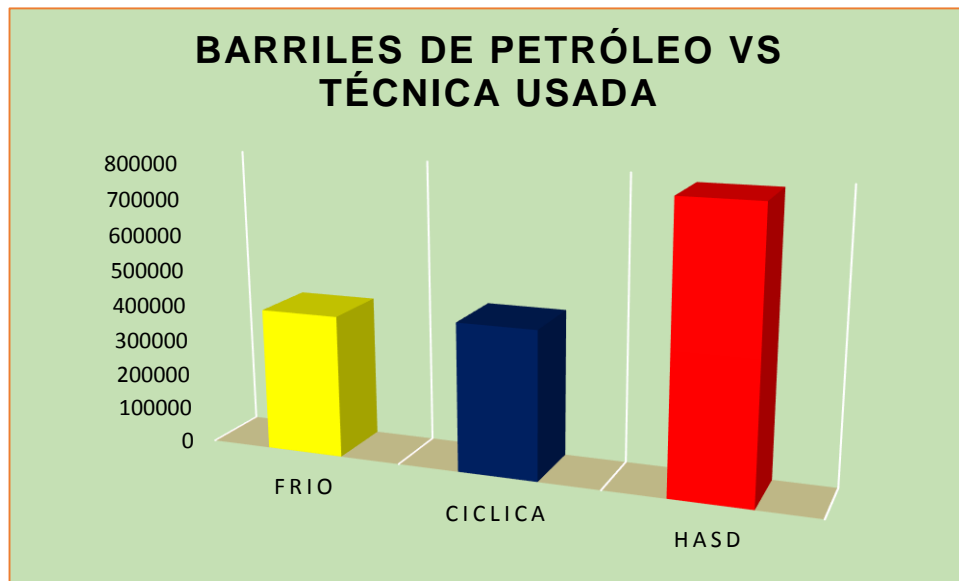


La cantidad de petróleo recuperado durante la estimulación y la técnica HASD se establecen a continuación, donde se observa la cantidad de barriles recuperados.

Tabla 10. Barriles de petróleo recuperados.

Técnica Usada	Barriles recuperados
Frio	399899
Cíclica	415675
HASD	783984

Figura 52. Petróleo recuperado en cada escenario de simulación.



2.9 ANILLO DE CONFINAMIENTO

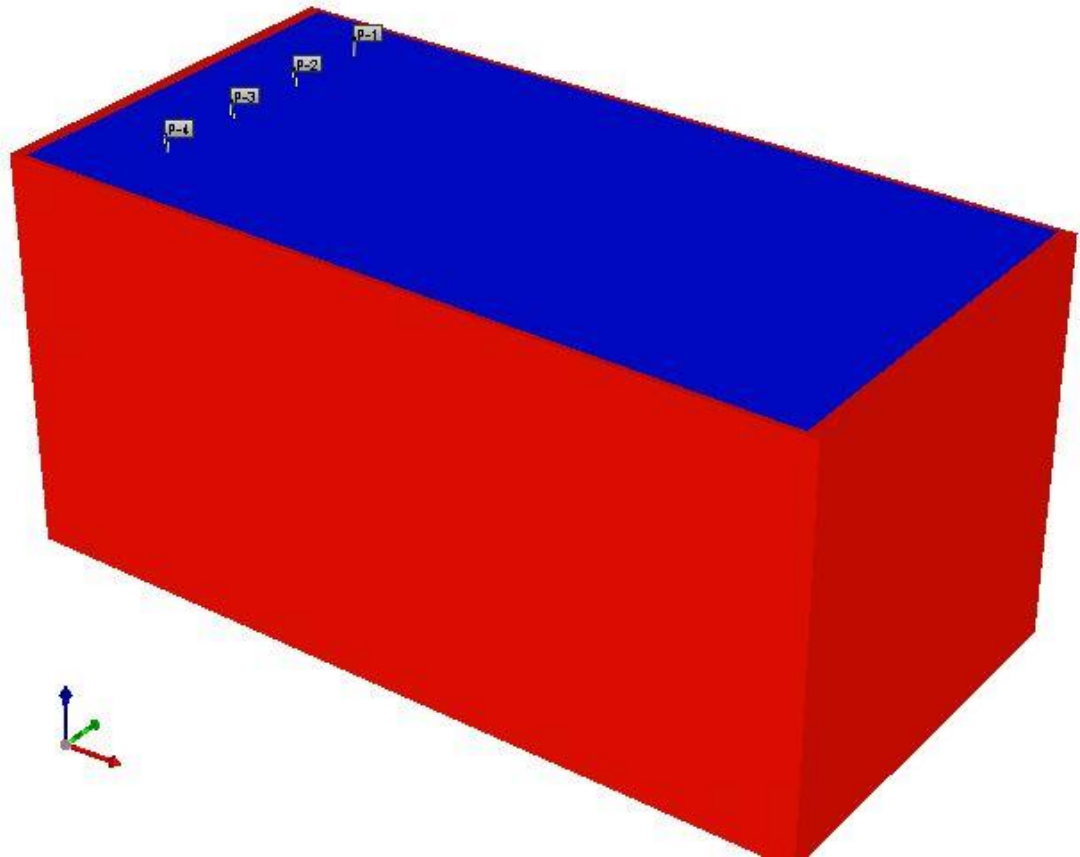
Para los procesos de simulación de yacimientos, por lo regular se toma un esquema o patrón el cual consiste en solo un sector (para nuestro caso solo una arena productora y arcilla superior e inferior), ignorando así el resto de yacimiento. Es por eso que variables como la presión caen de manera rápida debido a que el modelo conceptual simulado se despresuriza en forma acelerada.

Una forma de representar el aporte de fluidos del resto del yacimiento consiste en un anillo de no confinamiento el cual consta de altas porosidades y bajas

permeabilidades, con el fin de que el anillo contenga alta cantidad de crudo almacenado. Además, el anillo sirve para evitar la caída de presión del yacimiento, el cual resulta favorable para el proceso.

Para construir el anillo de no confinamiento, fue necesario replantear el modelo que se tiene añadiendo una hilera más de celdas alrededor del modelo base que se tenía planteado. Se tuvo que sectorizar el modelo como se ilustra en la figura N° 53, donde el color rojo representa el anillo y el sector azul el modelo base que se venía trabajando.

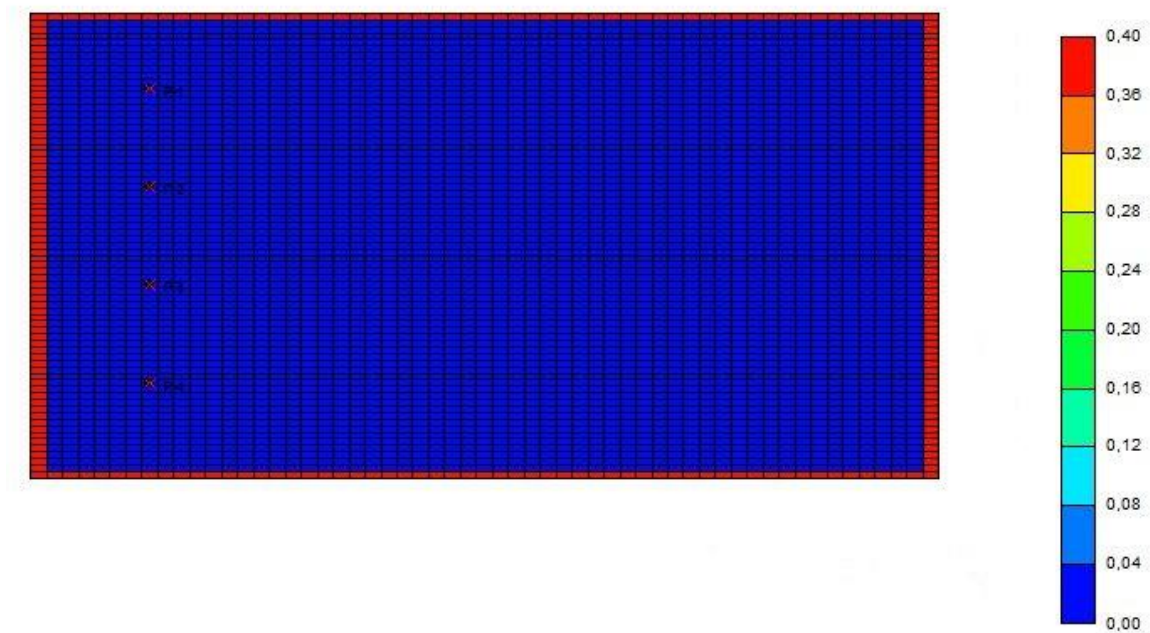
Figura 53. Modelo confinado vista 3D.



Para seleccionar el modificador de volumen adecuado se realiza un análisis de su variable principal la cual es el VAMOD, en donde se observaba el comportamiento para la caída de presión.

El valor de VAMOD usado es de 25 y se varía la porosidad y permeabilidad del anillo, la permeabilidad se dejó en 5 mD y se variaron las porosidades de 0.4, 0.6 y 0.8, teniendo en cuenta que el anillo debe tener mucho almacenamiento de crudo pero poca capacidad para fluir (bajas permeabilidades). Las figuras N° 54, 55 y 56 muestran los diferentes vistas areales para la fracción porosa utilizada en el anillo.

Figura 54. Vista 3D areal del modelo confinado con porosidad 0.4 en fracción.

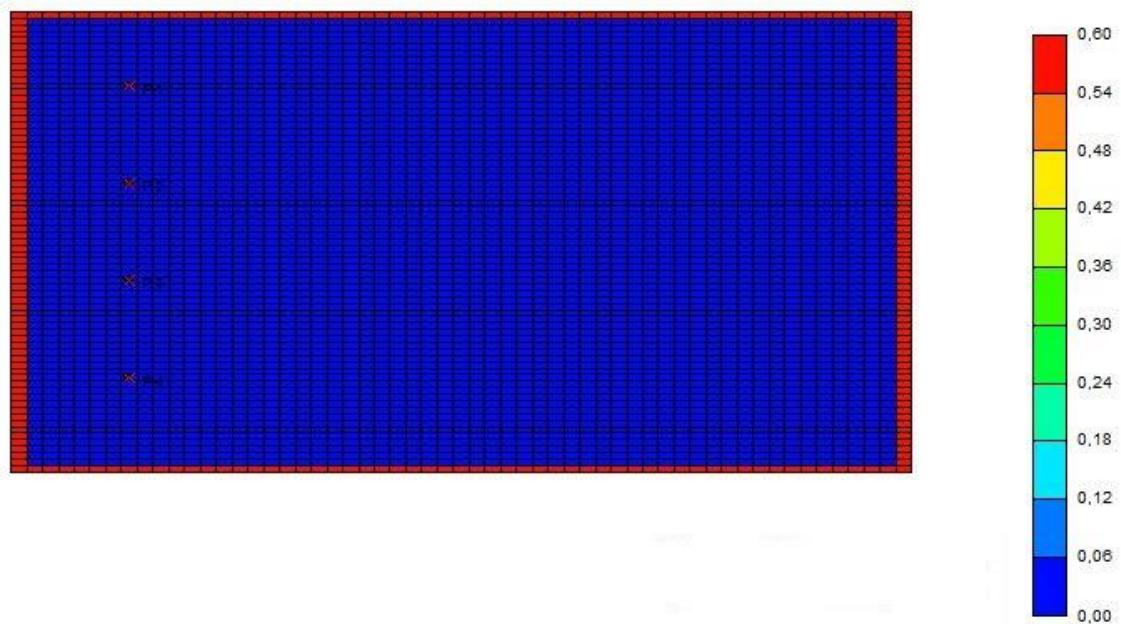


Es indispensable crear sectores dentro del mismo sector del yacimiento que se tenía planteado como caso base para poder analizar el confinamiento, ya que el anillo al contar con más capacidad de almacenamiento incrementa el área volumen de fluidos y por lo tanto reduce su factor de recobro.

El factor de recobro se reduce debido a que se aumenta el petróleo en sitio con el anillo, pero su producción en superficie es la misma, razón por lo cual hace que el recobro disminuya. Al construir los sectores en el modelo base, si se puede comparar el recobro y la caída de presión cuando ya se tiene el anillo y sin anillo.

En las figuras N° 57 y 58 se ilustra el comportamiento de la caída de presión y el factor de recobro para la porosidad de 0.6 en fracción escogida, notándose como el anillo reduce la caída de presión y aporta más fluidos al modelo replanteado, aumentando así el factor de recobro.

Figura 55. Vista 3D areal del modelo confinado con porosidad 0.6 en fracción.



Después de realizar los diferentes análisis de sensibilidad, se escogió la porosidad de 0.6 en fracción porque es la que mejor ofrece un buen resultado para la caída de presión y leve aumento para el factor de recobro como se observa en la figura N° 57 y 58 respectivamente.

En la figura N° 57 se observa que el anillo de confinamiento mantiene la presión del yacimiento y no la deja caer la presión drásticamente, lo cual favorece que la presión del yacimiento no decline rápidamente con valores por debajo de la presión de burbuja. Lo que se espera es que el yacimiento en lo posible no alcance la presión de burbuja, ya que el petróleo que está en el yacimiento al entrar en la zona de saturación (valores por debajo de la presión de burbuja) empieza a liberar el gas que está en solución disminuyendo su viscosidad lo cual no facilitaría su extracción.

Otra de las razones por la cual no se desea alcanzar valores por debajo de la presión de burbuja es que el gas que se empieza a liberar va ocupando el espacio que el vapor puede ocupar cuando se implemente la técnica.

Figura 56. Vista 3D areal del modelo confinado con porosidad 0.8 en fracción.

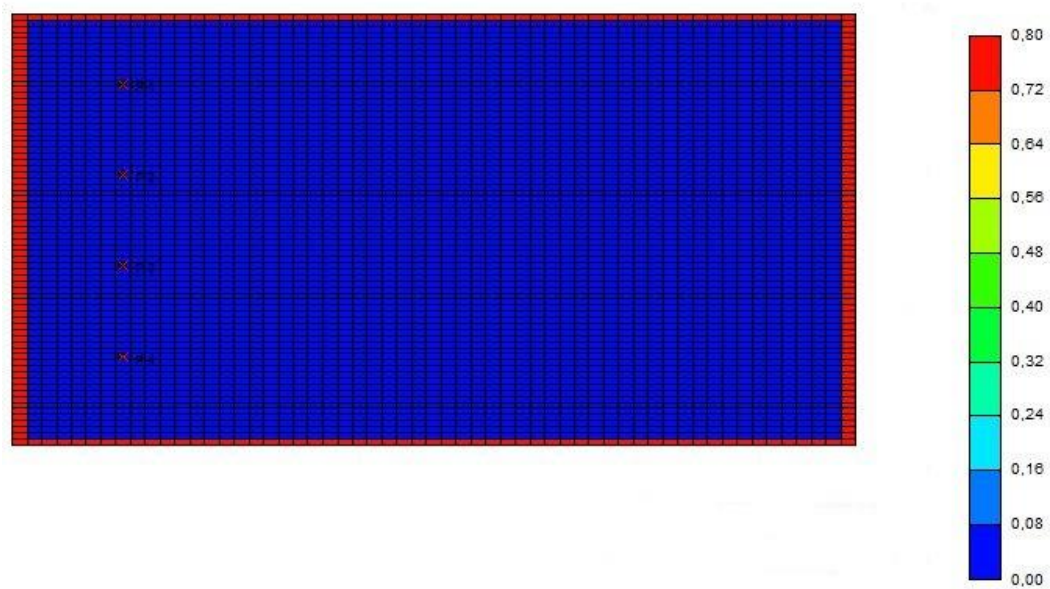


Figura 57. Caída de presión con el anillo de confinamiento.

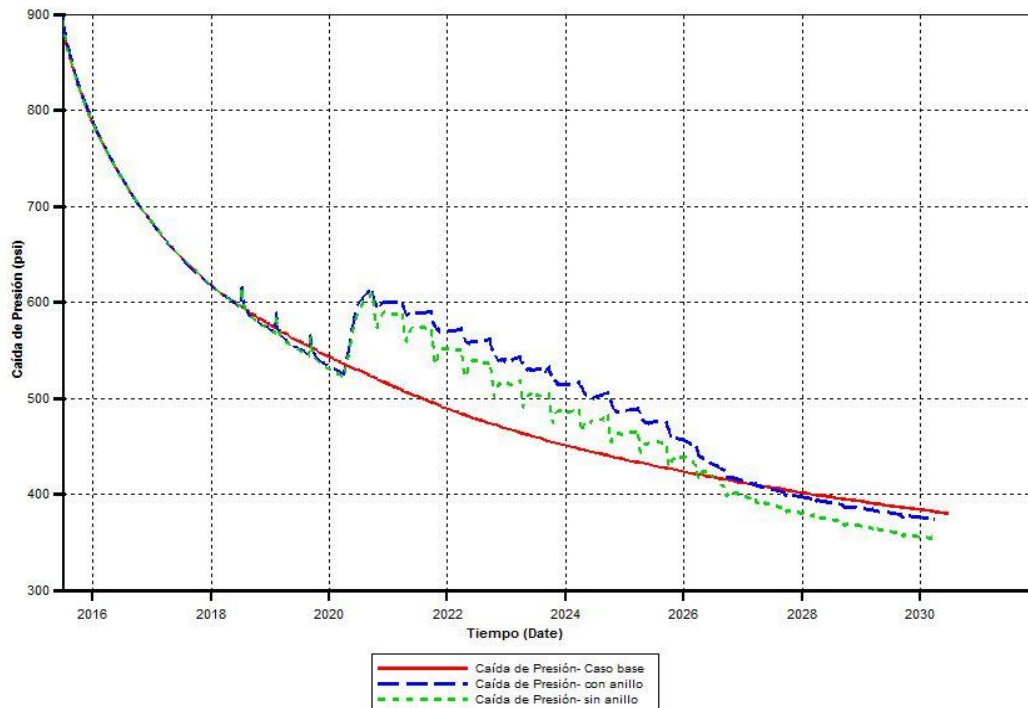
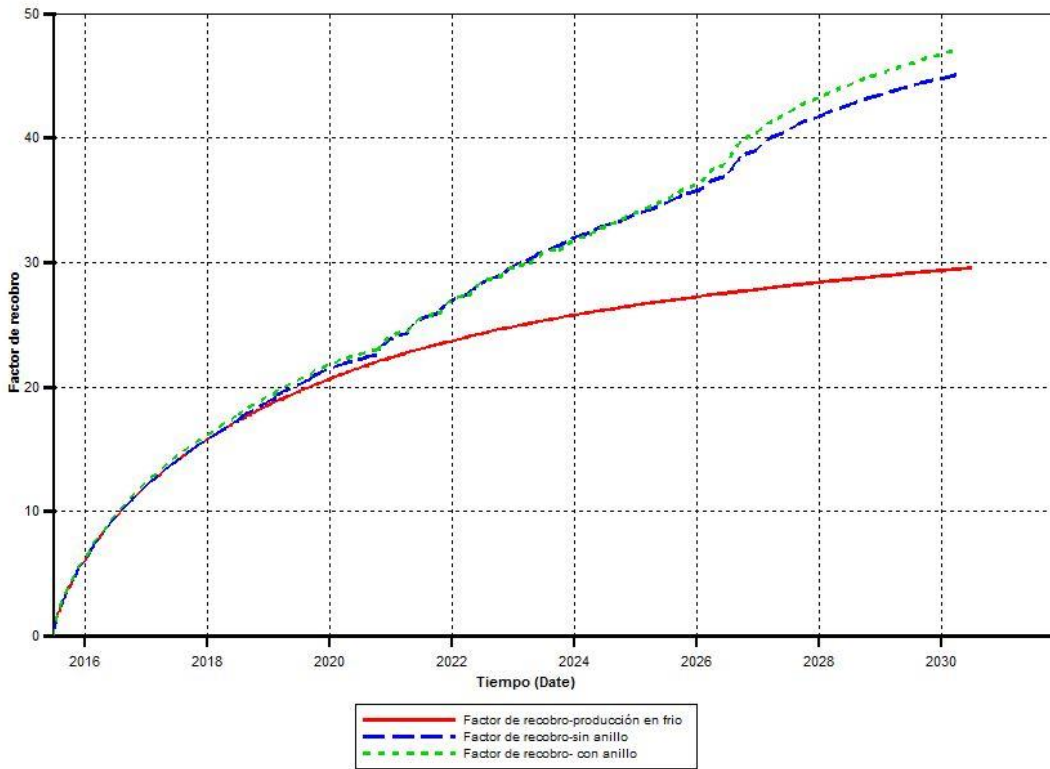


Figura 58. Factor de recobro con el anillo de confinamiento.



En la figura N° 58 queda demostrado que con el anillo de confinamiento se alcanza un leve aumento de la recuperación de hidrocarburos y por ende un aumento en el factor de recobro, evidenciándose el aporte del resto de fluidos en el yacimiento que no se tuvo en cuenta en el modelo inicial de simulación con el petróleo original en sitio (OOIP, por sus siglas en inglés).

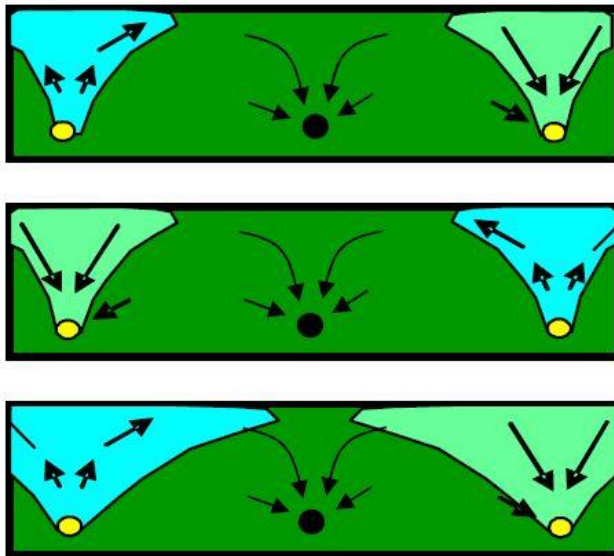
Con el anillo de confinamiento se acerca un poco más a la realidad de lo que se puede alcanzar en un proceso de recobro mejorado, ya que no solo se tiene en cuenta el área del modelo simulado sino gran parte del campo donde posiblemente se puedan seguir implementando varios escenarios de simulación con la técnica HASD, es decir, reproducir el modelo en casi todo el campo.

3. MODELO HASD-PRO Y MODELO HASD EN PRESENCIA DE ACUÍFERO

3.1 MODELO HASD-PRO

El modelo HASD-PRO es una variante del HASD. Para simular esta variante se tomó el modelo del área de 90 acres sin anillo que se venía simulando, solo que para este caso se añadió un pozo demás, es decir, nuestro nuevo modelo cuenta ahora con un total de 5 pozos horizontales.

Figura 59. Proceso del HASD PRO.



Fuente: FERNANDEZ, Edgar A., BASHBUSH, Jose Luis .Horizontal Alternating Steam Drive process for the Orinoco heavy oil belt in Eastern Venezuela. Canadá. Octubre 2008. SPE 117689.

Para el HASD –PRO se debe tener como mínimo 3 pozos horizontales como se observa en la figura 59, donde el pozo de la mitad siempre es productor mientras los pozos a lado y lado del pozo productor son pozos HASD, es decir, son pozos en donde forma alternada cambian su rol de inyector a productor después de un lapso de tiempo, que para nuestro caso ese lapso de tiempo definido en la técnica HASD fue de 6 meses. En la tabla N° 9 que fue descrita anteriormente se pueden detallar las variables operacionales definidas para el HASD.

Antes de iniciar el HASD-PRO con 5 pozos horizontales, primero se evaluó la variante con 3 pozos así como lo exige la técnica, pero a la hora de comparar variables como el factor de recobro y la caída de presión en el yacimiento, no eran significativos para comparar con el HASD que ya contaba con 4 pozos horizontales. Dicho de otra manera, los valores del factor de recobro del HASD-PRO eran bajos en comparación de la técnica HASD.

Se hizo necesario añadir un pozo más para simular el HASD-PRO, donde los pozos 1, 3 y 5 son los pozos HASD y los pozos 2 y 4 son siempre productores como lo indica la figura N° 60. Los pozos impares son los pozos que cambian su rol de inyector a productor y viceversa, mientras los pozos pares son los productores durante la simulación, evidenciándose así el HASD-PRO.

Para el HASD-PRO se dejaron los mismos parámetros operacionales del HASD, pero como esta vez se añadió un pozo demás fue necesario hacer de nuevo varias corridas de simulación en donde se analizara la producción en frío y en caliente con los 5 pozos de la técnica, y así poder comparar el efecto del HASD-PRO sobre la producción por flujo natural.

3.1.1 Factor de recobro en la variante HASD PRO. El factor de recobro en el HASD-PRO es significativo en comparación con su producción en frío con los 5 pozos horizontales, ya que se alcanzan valores altos, lo que indica que la variante PRO pueda ser eficiente. En la figura N° 61 se evidencia lo descrito en términos del factor de recobro.

La variante HASD-PRO resulta ser un buen escenario de simulación, pero debe tenerse en cuenta que para nuestro caso se necesitó un pozo horizontal demás para poder alcanzar un buen factor de recobro que oscilara entre el 40 y 50% (valores aceptables dentro del rango de una inyección continua).

Figura 60. Vista 3D del modelo HASD-PRO.

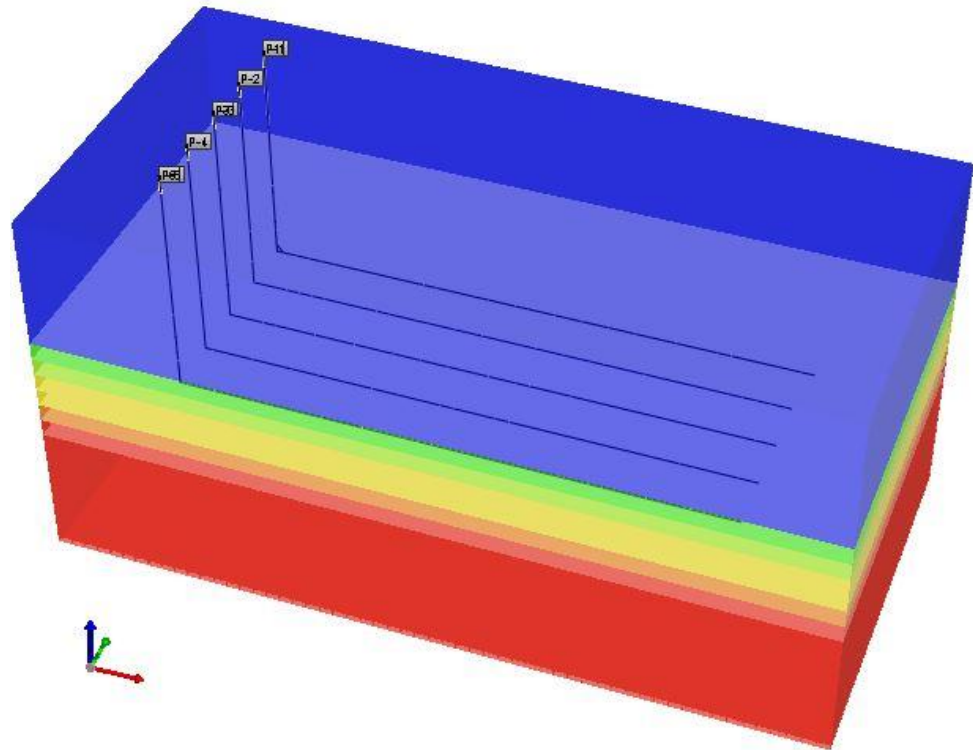
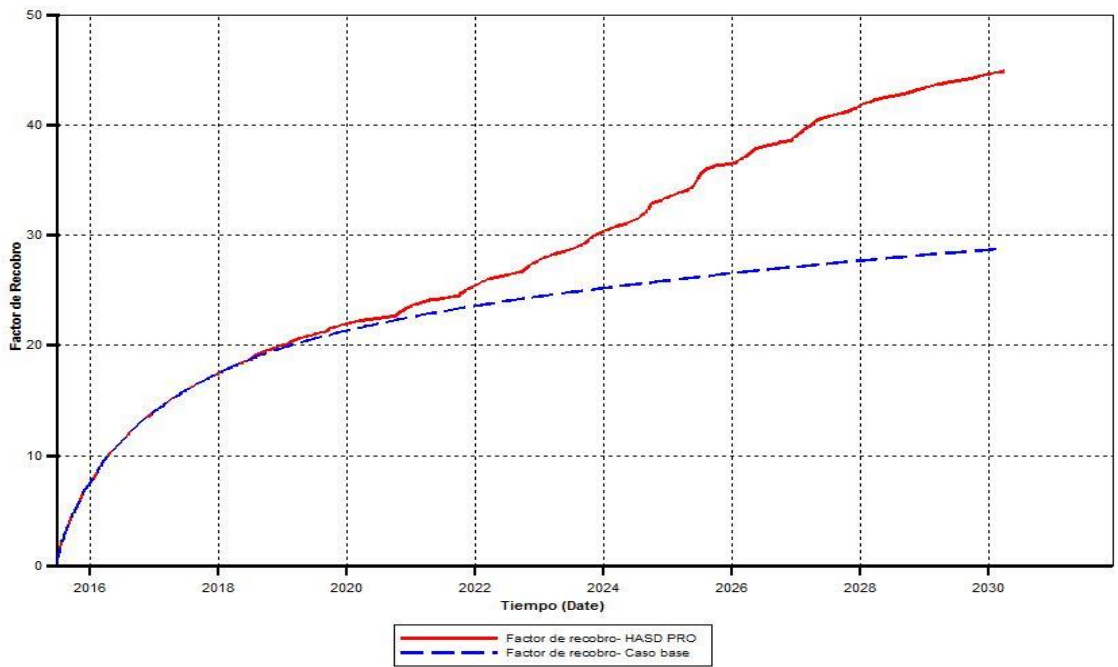
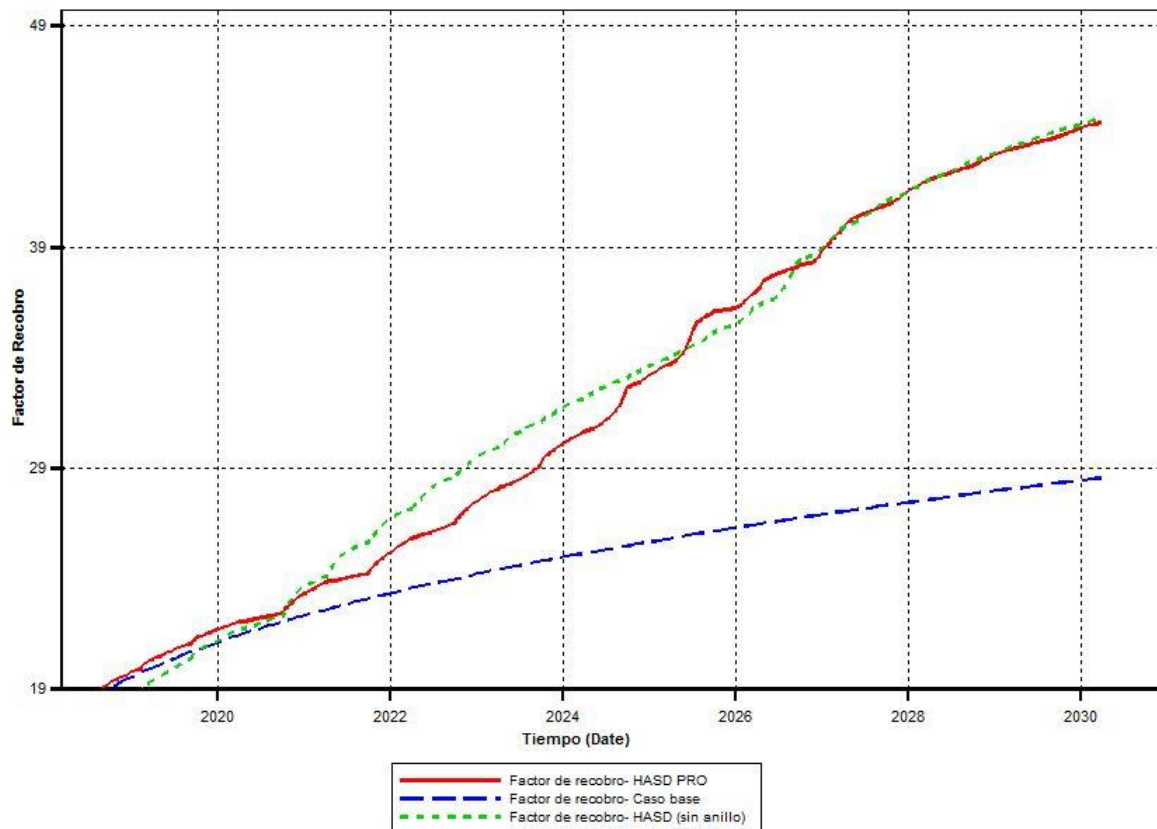


Figura 61. Factor de recobro en el HASD PRO.



La figura N° 62 muestra el resultado del factor de recobro alcanzado con el HASD y el HASD-PRO, evidenciándose que la diferencia entre ambos valores es poca, lo que indica que aunque el HASD-PRO alcanza altos valores en el recobro implica seleccionar 1 pozo horizontal además, lo cual implicaría un gasto operacional el cual puede ser remplazado por un HASD normal de 4 pozos, lo cual resultaría poco conveniente para nuestro caso escoger un escenario de simulación como el HASD-PRO.

Figura 62. Comparación del factor de recobro entre el HASD y HASD-PRO.



Para continuar con los análisis de los parámetros que afectan la técnica, se sigue utilizando el modelo HASD con 4 pozos horizontales con algunas modificaciones y no el HASD-PRO, ya que como se demostró resulta poco viable usar esta variante en nuestro modelo simulado. Las modificaciones realizadas al modelo se describirán en los siguientes capítulos.

3.2. MODELO HASD EN PRESENCIA DE ACUÍFERO

Para el estudio de este capítulo se hizo necesario seleccionar desde el simulador un acuífero, el cual hubo que incluirlo en la arena que es el estrato productor para que se pudiera sentir su efecto sobre la técnica. El acuífero seleccionado fue un acuífero de fondo.

El modelo base consta de 15 pies de arcilla por encima y por debajo de la arena, es decir, 30 pies en total de arcilla, mientras que la arena cuenta con 12 pies. A la hora de perforar los pozos en el modelo base se perforó a 3 pies sobre la base de la arena, la cual no daba espacio para incluir el acuífero de fondo.

El acuífero había que incluirlo en la arena y no en la arcilla, ya que si se incluía en la arcilla no tenía un fuerte impacto en la técnica debido a la baja permeabilidad con la que cuentan las arcillas, y al contar con baja capacidad para fluir el aporte del acuífero era insignificante porque el agua no encontraba los canales de flujo para llegar hasta la arena.

Se tomó la decisión de subir los pozos horizontales cerca del tope de la arena para dejarle espacio al acuífero en la base del estrato productor, pero no funcionó esta estrategia debido a que la arena contaba con solo 12 pies y el recobro bajaba de forma drástica, ya que los pozos al estar ubicados en la parte superior de la arena el drenaje gravitacional ya no era tan efectivo como cuando los pozos estaban en la base.

Debido a los inconvenientes encontrados en la técnica se hizo necesario modificar el modelo base incrementado el volumen de arena con el fin de poder subir los pozos hasta la mitad del estrato y dejar el acuífero de fondo, respetando la cantidad de arcilla superior e inferior en el modelo con 20 pies cada una. El nuevo modelo se encuentra en la figura N° 63.

Con el nuevo modelo planteado, se simula de nuevo la producción en frío y en caliente con el acuífero de fondo ubicado a 15 pies de la arena, arena que cuenta con 60 pies de espesor. Los pozos se encuentran ubicados en la mitad de la arena. Los parámetros operacionales son los mismos que se usaron en el HASD descritos en el capítulo anterior.

Las figuras N° 64 y 65 representa un yacimiento con acuífero de fondo, en donde se parte de la suposición que a medida que el yacimiento es depletado el acuífero de fondo aporta el agua que va dejando el espacio del crudo, llenando así esos espacios desocupados con la extracción del yacimiento manteniendo la presión del modelo simulado.

Figura 63. Vista 3D del modelo HASD con acuífero de fondo.

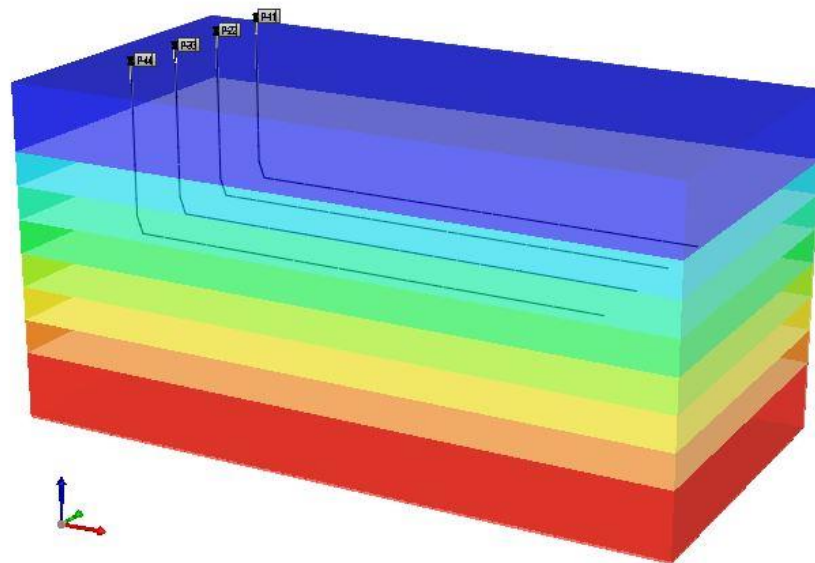
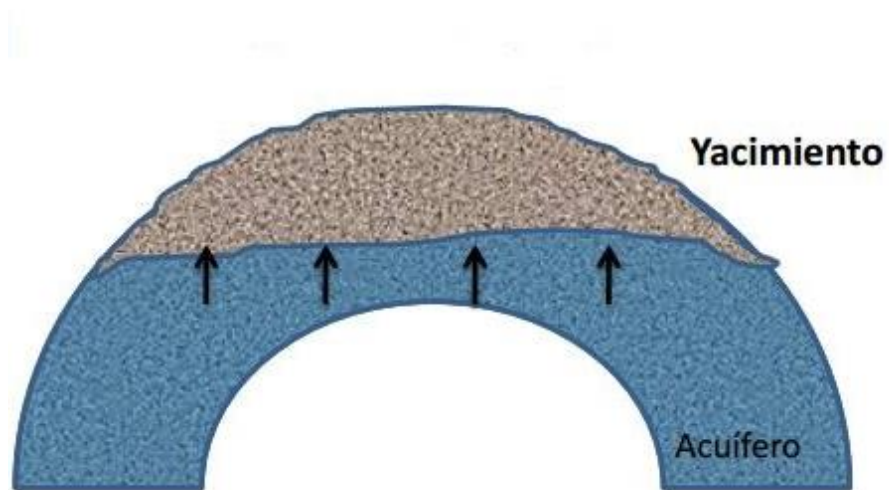
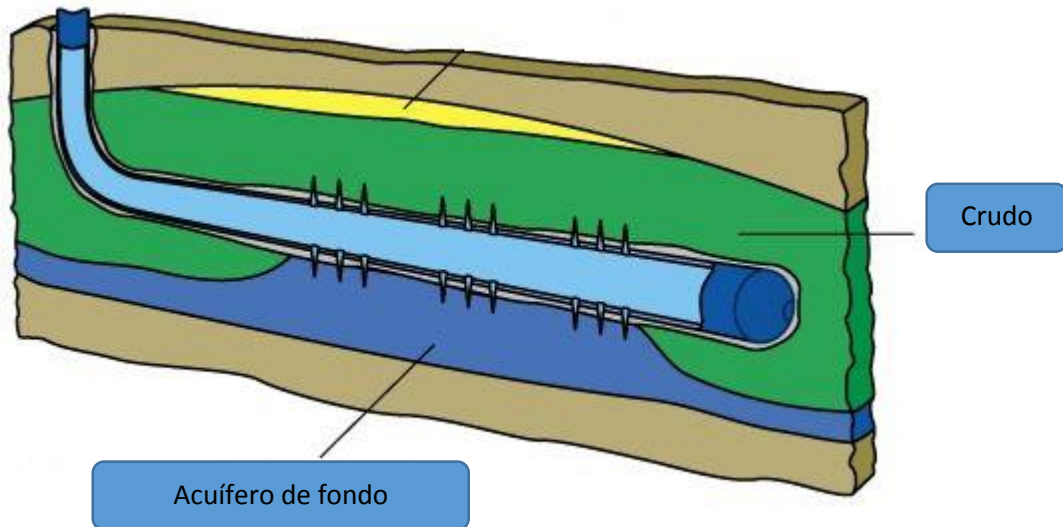


Figura 64. Yacimiento con acuífero de fondo.



Fuente: lacomunidadpetrolera.com/ingenieríadeyacimiento

Figura 65. Vista 3D de pozo horizontal con acuífero de fondo.



Fuente: Tomado y Modificado. blogpetrolero.wordpress.com/category/yacimiento

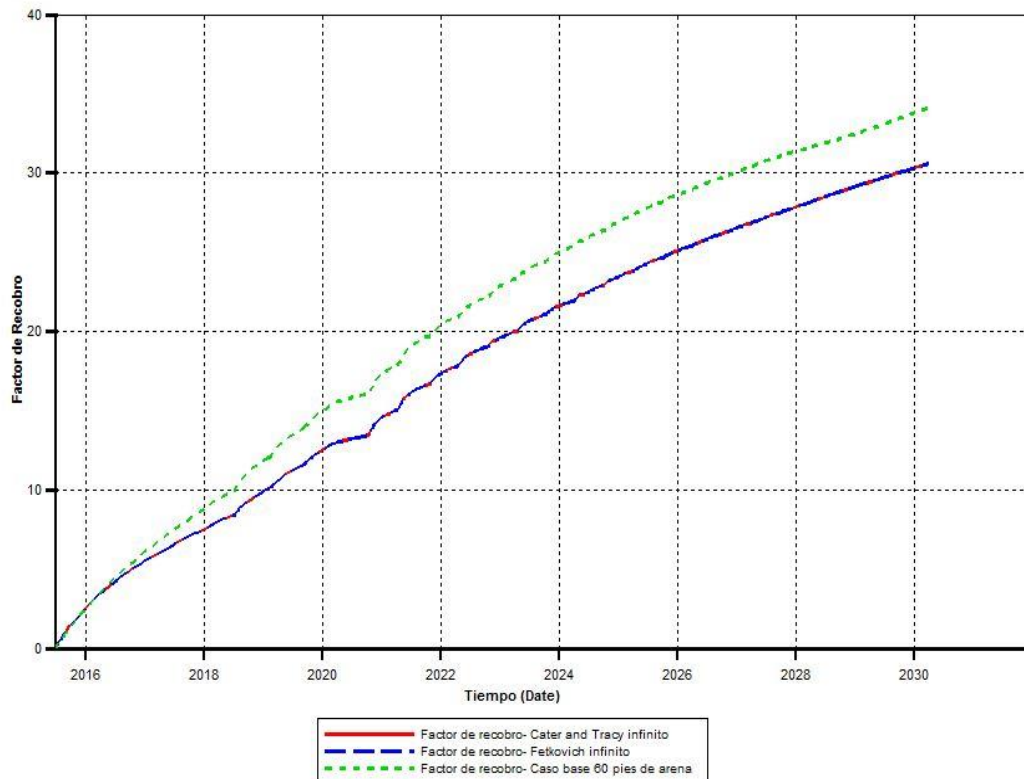
La figura N° 66 muestra el factor de recobro de la producción en frío, la producción en caliente con y sin acuífero de fondo arrojando como resultado que el acuífero afecta el recobro, ya que parte de la energía que se está inyectando en forma de vapor es capturada por el agua y por lo tanto el calor no se está pasando a la formación.

Como no se aumenta el factor de recobro con el acuífero de fondo, no se hace viable implementar la técnica cuando hay presencia de un acuífero, ya que el espacio que va dejando el crudo extraído es ocupado por el aporte que realiza el acuífero y no permite que el vapor que se inyecte ocupe ese espacio que el crudo que se ha extraído en la producción.

Se tomaron los parámetros que por defecto ofrece el simulador para los acuíferos de fondo de Fetkovich y Cater and Tracy infinitos, con el fin de estudiar el impacto de los acuíferos en el modelo planteado.

Los acuíferos usados por el simulador STARS de CMG son analíticos y no numéricos, por lo cual el simulador no permite evidenciar la cantidad de energía que es capturada por los acuíferos. Por esta razón el impacto de los acuíferos se analizan desde el factor de recobro y las caídas de presión.

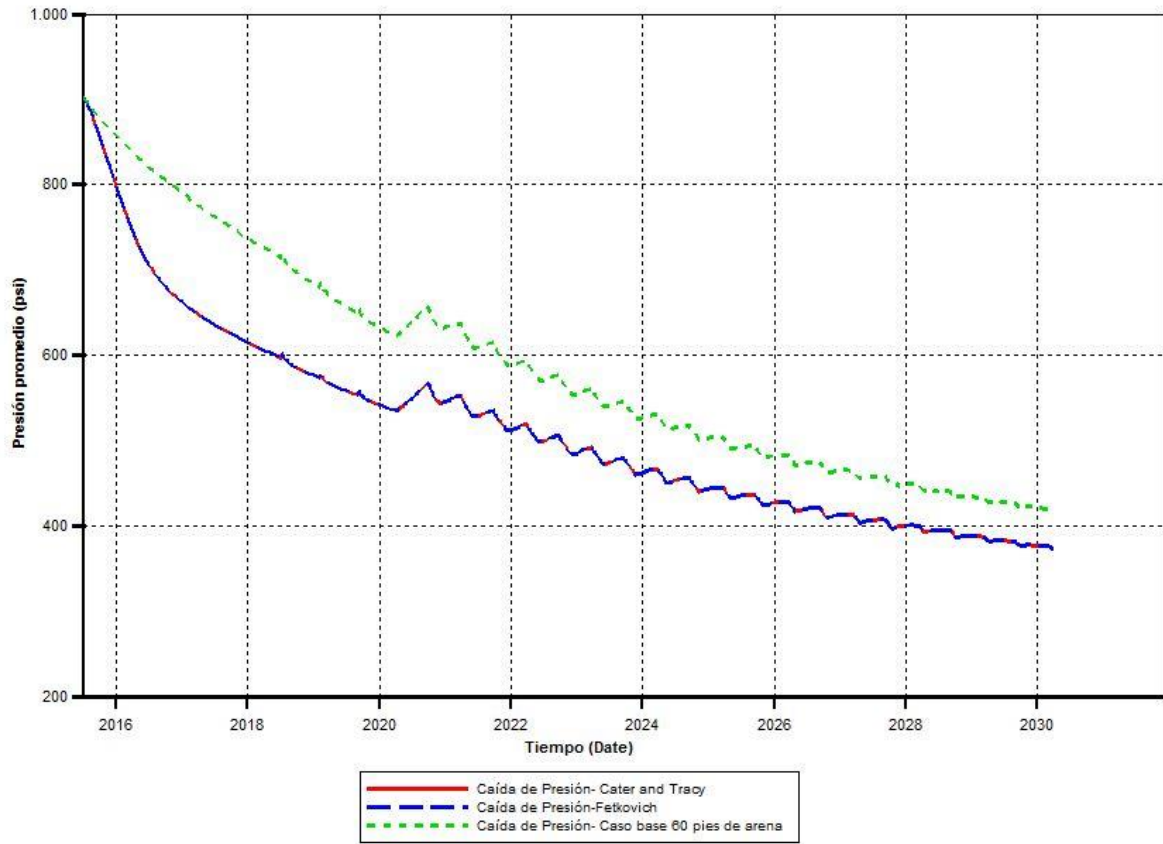
Figura 66. Factor de recobro con acuífero de fondo.



Las caídas de presión se afectan con los acuíferos, ya que el acuífero sostiene la caída de presión en forma similar como la sostiene un anillo de confinamiento. Para ambos acuíferos (Fetkovich y Cater and Tracy infinitos), el comportamiento del factor de recobro y la caída de presión son las mismas.

La figura N° 67 muestra el comportamiento de la caída de presión para ambos acuíferos. La presión del yacimiento se mantiene estable, debido a que por cada barril de crudo que se extrae el acuífero aporta uno de agua, lo que incide en que el yacimiento no se despresurice rápidamente.

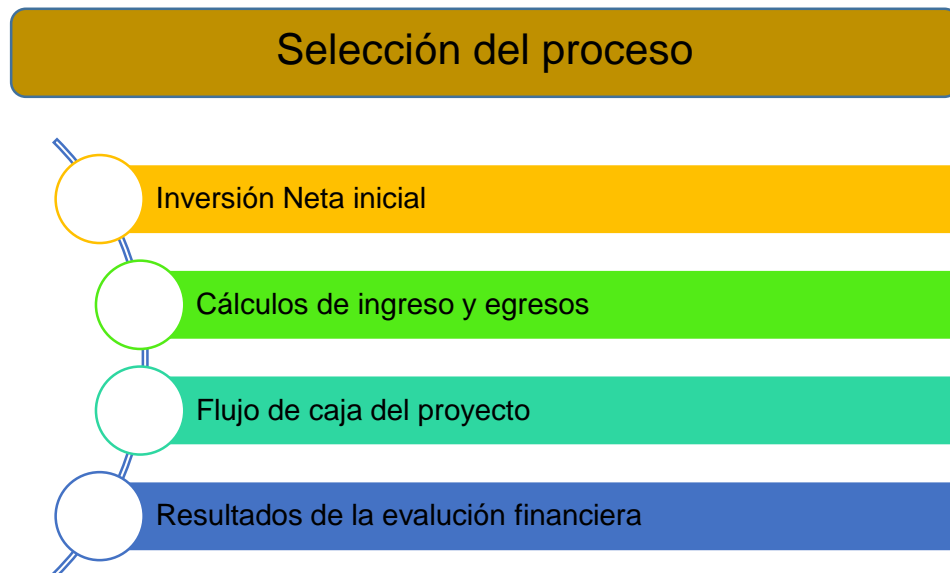
Figura 67. Caída de Presión con acuífero de fondo.



4. ANÁLISIS FINANCIERO

Realizar un análisis económico es una herramienta importante para la toma de decisiones en la implementación de una técnica de recobro mejorado, ya que nos permite saber qué tan rentable es el proyecto. El análisis económico busca establecer si las ganancias que se van a obtener durante el proyecto superarán la inversión para la realización del mismo.

Para llevar a cabo el análisis económico de la técnica HASD se hace necesario conocer el cálculo de la inversión inicial del proyecto en su infraestructura, locación, equipos de perforación, etc. Los ingresos, egresos, flujos de caja, mantenimiento de equipos, impuestos, regalías y demás, son el resto de variables tenidas en cuenta para la selección del proceso.



Fuente: Adaptado y modificado Colmenares K. Martínez E, "Análisis de riesgo e incertidumbre aplicados a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor" Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2008.

4.1 INVERSIÓN INICIAL

La inversión es el primer paso para la realización de un proyecto, es decir, sus gastos que se asumen en la realización del proyecto. Para nuestro campo de estudio se parte del hecho que en el campo TECA desde hace tiempo ya se utiliza el vapor para la recuperación del crudo, por lo tanto el costo del generador de vapor se incluye en la inversión inicial asumiendo que para la implementación del HASD se comprará el generador.

A continuación se describe los costos de perforar un pozo horizontal.

Tabla 11. Costos de perforar los pozos horizontales.

Descripción	Cantidad	US\$/cantidad	Total (US\$)
Sarta de inyección (pies)	3200	45	144.000
Cabeza de inyección	1	20.800	20.800
TOTAL			164.800

Fuente: Adaptado y modificado de Uribe H. Carlos, "Evaluación técnico financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales" Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2012.

Para la inversión inicial se tiene en cuenta todos los gastos cuando se inicia el proyecto. La tabla N° 12 muestra todos los gastos iniciales del proyecto.

Tabla 12. Inversión inicial total.

Descripción	Costos (US\$)
Generador de vapor	500.000
TOTALES	500.000

4.2 INGRESOS

Los ingresos son las ganancias que se generan a partir de la producción de crudo obtenido durante la producción en frío, la estimulación con vapor y la técnica HASD. Se utiliza un precio de WTI de 40 US\$/barril para el análisis de los ingresos.

Tabla 13. Tabla de Ingresos según la producción.

DESCRIPCIÓN	BARRILES PRODUCIDOS	INGRESOS (US\$)
Primer ciclo de estimulación	6.325	253.000
Segundo ciclo de estimulación	5.467	218.680
Tercer ciclo de estimulación	3.984	159.360
Producción HASD (7 años y 4 meses)	213.922	8.556.880
TOTAL	229.698	9.187.920

4.3 EGRESOS

Para poder sacar los egresos primero se deben conocer los tres grandes grupos que componen la inyección de vapor, estos son: la operación, el mantenimiento y los impuestos. Dentro de los costos de operación se contemplan principalmente el tratamiento químico, el consumo de energía y el consumo de gas natural. El dinero destinado al mantenimiento pretende tener el proyecto en condiciones óptimas de operación. El último grupo de egresos son los impuestos los cuales son dos para la industria petrolera colombiana, se tienen en cuenta las regalías y el impuesto de renta. En la siguiente tabla N° 14 se muestran los costos tenidos en cuenta para el cálculo de los egresos totales.

Tabla 14. Tabla de Egresos del proyecto.

Descripción	Costos (US\$)
Costo del gas	4 US/MMBTU
Tratamiento del agua	0,5 US/Bbl
Impuesto de Renta	34%
Regalías	6%

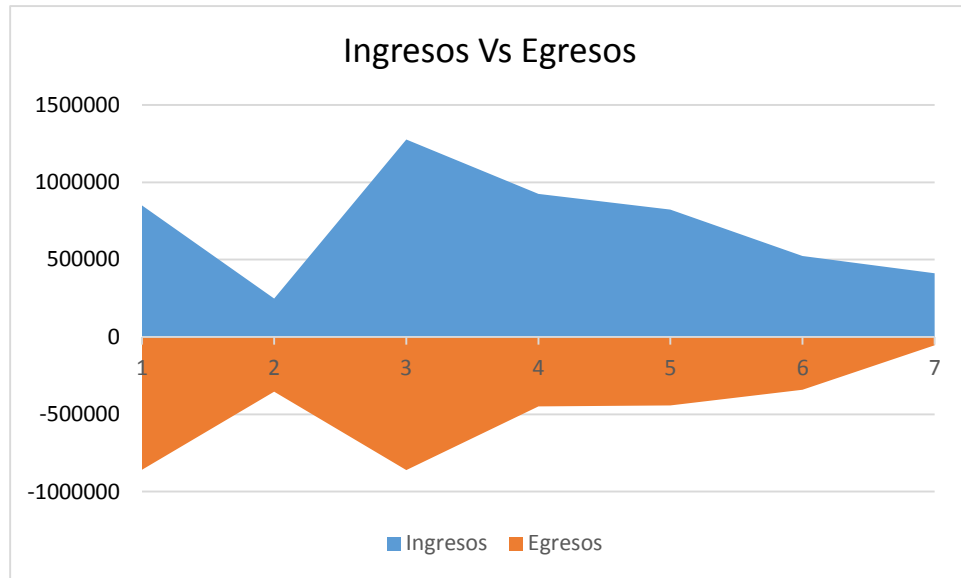
Tabla 15. Ingresos por año de producción.

Años	Barriles	Ingresos (US\$)
1	9646	385.840
2	3625	145.000
3	31268	1.250.720
4	28709	1.148.360
5	31892	1.275.680
6	23096	923.840
7	20595	823.800
8	30561	1.222.440
9	50306	2.012.240
TOTAL	229.698	9.187.920

4.4 FLUJO DE CAJA

Para el flujo de caja se consideró los costos en la producción en frío, en la estimulación cíclica y el HASD. Para realizar la gráfica del flujo de caja para los ingresos, solo se tiene en cuenta lo que se produjo de petróleo en el HASD y no la estimulación cíclica de vapor, con el fin de evaluar la verdadera rentabilidad de realizar el proyecto.

Figura 68. Flujo de caja.



El flujo de caja es un informe financiero que hace referencia a los flujos de ingresos y egresos generados durante el proyecto en un período dado. En la figura N° 68 se evidencia que los ingresos son superiores a los egresos, dando viable económicamente el modelo simulado en el campo de estudio.

4.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Para el análisis económico se hace uso de los flujos de ingresos y egresos durante el proyecto. Existen procedimientos para entender mejor la evaluación financiera, ya que a partir de estos análisis se decidirá qué tan viable es el proyecto.

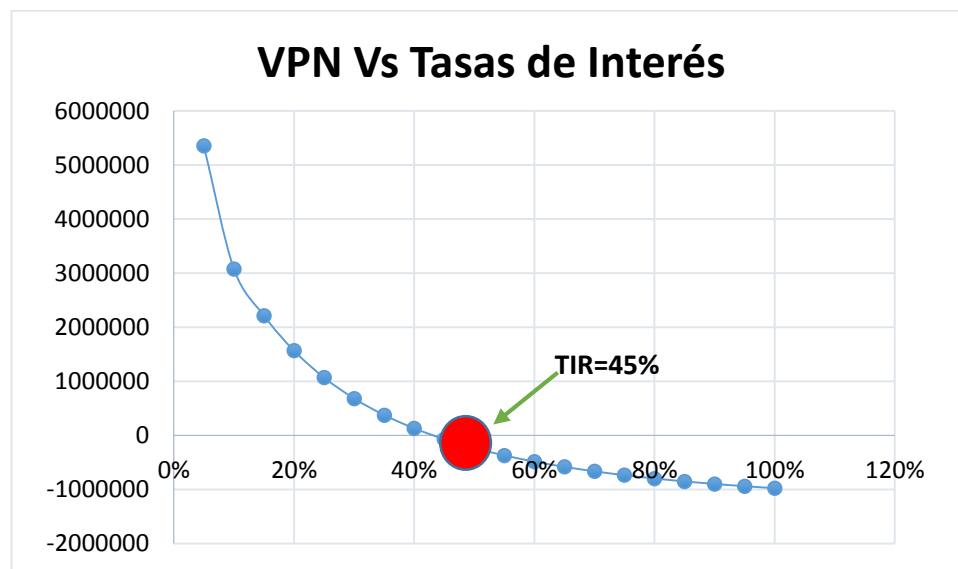
El Valor Presente Neto (VPN) es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de cajas futuras. El método consiste en calcular un valor presente de flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado con llevarlo a cabo y que se asume que se paga al inicio

del proyecto.¹⁷ Este método descuenta una tasa de interés igual para todo el período considerado. Se pueden dar tres casos para el VPN:

- $VPN > 0$: Las utilidades son mayores que la inversión, por lo cual se afirma que el proyecto es viable económicamente.
- $VPN < 0$: Las utilidades son menores que la inversión, por lo cual se afirma que el proyecto no es viable económicamente.
- $VPN = 0$. Las utilidades son iguales que la inversión, por lo cual se afirma que la negación o aprobación del proyecto es indiferente, ya que los ingresos apenas cubren los costos iniciales de inversión.

La figura N° 69 muestra el comportamiento del VPN teniendo en cuenta el flujo de ingresos y egresos. En el eje vertical muestra el VPN y en el eje horizontal muestra las diferentes tasas de interés las cuales se evaluaron desde un 5 hasta un 100%, con el fin de determinar hasta qué tasa el VPN era igual a cero. Según la gráfica nuestro $VPN=0$ cuando la tasa de interés es igual al $i=45\%$, es decir, para tasas mayores al 45% el proyecto generaría pérdidas y no ganancias, haciéndolo poco viable desde el punto de vista económico.

Figura 69. Valor presente Neto Vs Tasas de interés.



¹⁷ REY S, VELASCO JOHNNIE. “Aplicación software para la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor”. Tesis UIS , 2007.

Para un precio de WTI de 40 US\$/barril, se obtiene una tasa interna de retorno TIR= 45% cuando el VPN=0 como lo indica la figura N° 69 es decir, el 45% sería lo máximo que se estaría dispuesto a pagar a quien financie el proyecto considerando que también se recupere la inversión inicial.

Otro factor importante para destacar es el PAYBACK TIME, el cual es una variable que indica en qué tiempo se paga la inversión inicial para el proyecto. Con el payback se desea conocer en cuanto tiempo una inversión generará fondos suficientes para igualar al total de dicha inversión.

A continuación se muestra la siguiente tabla en donde indica el cambio de las variables PAYBACK TIME, VPN, TIR a diferentes precios de WTI, por lo cual se puede inferir en que escenarios de la referencia del precio internacional del crudo el proyecto sería viable. Para nuestro caso, el PAYBACK a un WTI de 40 US\$/barril es de 2.33 años, es decir, 2 años y 4 meses aproximadamente.

Tabla 16. Indicadores económicos a diferentes precios de WTI.

WTI	US\$ 20/BBL	US\$ 30/BBL	US\$ 40/BBL	US\$ 50/BBL	US\$ 60/BBL	US\$70/BBL
VPN (US\$)	1.595.066	2.654.831	3.714.596	4.774.361	5.834.126	6.893.891
PAYBACK (Años)	3,67	3	2,33	1,8	1,3	0,98
TIR %	18%	35%	45%	55%	63%	75%

5. CONCLUSIONES

- Los diferenciales de presión entre los pozos productores e inyectores es un parámetro operacional clave en el uso de la técnica.
- Un parámetro de gran influencia en la recuperación de petróleo fue la longitud horizontal de los pozos, debido a que se contactaba y calentaba una mayor sección del yacimiento.
- Para el caso de estudio la estimulación cíclica en los pozos horizontales no era rentable después del tercer ciclo de producción, debido a que después de 3 ciclos de estimulación la producción en caliente era igual o menor que la producción en frío.
- Los parámetros generales más óptimos fueron la simulación en frío por tres años, 3 ciclos de inyección de vapor cada uno de un periodo de 7 meses aproximadamente, y aplicar la técnica HASD alrededor de 7 años.
- La variante HASD-PRO no es recomendable como escenario de simulación en el modelo de estudio, porque incluye 5 pozos horizontales y el factor de recobro obtenido es muy similar al HASD convencional con 4 pozos horizontales. Un pozo horizontal demás representa una inversión cuantiosa y no se justifica si no aumenta nada el factor de recobro.
- El análisis financiero permite definir el proyecto como rentable, permitiendo recuperar la inversión inicial en aproximadamente 2 años y 4 meses (PAYBACK TIME= 2.33 años).
- El recobro alcanzado con el HASD fue un 41.51% en su límite económico, lo que indica que aumentó el 13.21% respecto a su producción en frío durante la simulación. Los barriles producidos en frío y los recuperados en la técnica fueron 536.015 barriles, aumentando significativamente el recobro y por ende generando mayores ingresos.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar el proceso de simulación en un computador que posea un procesador de alta gama para así obtener más resultados en menor tiempo de cómputo posible.
- Se recomienda tener en cuenta si el yacimiento posee o no un acuífero de fondo para no realizar un replanteamiento en el proceso de simulación por no haberlo tenido en cuenta, en caso de que existiese.

BIBLIOGRAFÍA

ARDILA C, Lexly Johanna, HOYOS P, Rubén Darío. Evaluación de diferentes estrategias para la inyección selectiva de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Aplicación campo colombiano. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2014.

BALDOMIR, Mauricio. Efectos de flujo en tubería en los procesos de inyección de vapor en pozos horizontales. Tesis de grado ingeniero de Petróleos. Caracas: Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2004.

BOTON GARCÍA, Liliana y PACHECO GÓMEZ, Erika Andrea. Simulación de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua. Tesis de grado ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2007.

COLINA, Franklin. Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento JOBO 01, CAMPO JOBO 02, a través de la simulación numérica. Tesis de grado ingeniero de Petróleos. Barcelona: Universidad de oriente, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2009.

ESCOBAR, E. *et. al.* Optimization Methodology for Cyclic Steam Injection with Horizontal wells. SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology, 6-8 November, Calgary, Alberta, Canada. [online] 2000. SPE 65525.

FERNANDEZ, Edgar A. and BASHBUSH, Jose Luis .Horizontal Alternating Steam Drive process for the Orinoco heavy oil belt in Eastern Venezuela. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 20-23 October, Calgary, Alberta, Canada. [online] 2008. SPE 117689.

GONZÁLEZ ROA, Deisy. Análisis e Interpretación de yacimientos sometidos a inyección cíclica de vapor mediante analogías. Tesis de grado de ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas 2005.

GUTIÉRREZ CEPEDA, Hernán Gilberto. Evaluación Técnica de la implementación de TOE TO HEEL en procesos de inyección de vapor mediante Simulación numérica. Tesis de grado ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2011.

MAIQUIZA, Klever. Estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente en un yacimiento de crudos pesados de un campo del oriente ecuatoriano. Tesis de grado ingeniero de Petróleos. Quito Ecuador. Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2008.

MEDINA, Miguel. Análisis de sensibilidad de las variables presentes en un piloto vertical de inyección continua de vapor de cinco puntos utilizando simulación numérica de yacimientos. Tesis de grado ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2005.

MENDOZA, Humberto. *et. al.* Prueba Piloto de Pozos Horizontales en Campo Girasol, Colombia. Bogotá D.C., XIII Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia, 1o - 4 de Diciembre de 2009.

OJEDA HERNÁNDEZ, Andreina. Evaluación de las condiciones en la inyección continua de vapor para una producción eficiente del crudo extra pesado. Tesis de grado de ingeniera de Petróleos. Caracas: Universidad central de Venezuela, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2012.

ORDOÑEZ, Anny. Modelo de pozos de simulación numérica de yacimientos. Tesis de grado de ingeniera de Petróleos. Caracas: Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2007.

PINILLA, J.M. *et. al.* Evaluación del proceso de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica. Aplicación campo TECA. XIII Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia, 1o - 4 de Diciembre de 2009.

PÉREZ, Argenis. Estado del arte de las tecnologías de inyección cíclica de vapor. Tesis de grado de ingeniera de Petróleos. Caracas: Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2011.

RAMOS, Daniel. Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alternada de vapor en pozos horizontales considerando un ciclo de inyección. Tesis de grado de ingeniero de Petróleos. Caracas: Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2003.

RODRIGUEZ, J. R.; DARCHE, G. and ESPINASSE, J. An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs with Bottom Aquifer. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October, Denver, Colorado. [online]. 2003. SPE 84031.

ROJAS SOSA, Gustavo Adolfo y CHACON SIERRA, Jhon Fredy. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanísticos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor. Tesis de grado de ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2011.

RUEDA, Silvia. y ROCHA, Jair. Evaluación de la factibilidad técnica de reactivar un proyecto de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica. Tesis de grado de ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2011.

TRIGOS, Erika Margarita. *et. al.* Feasibility Study of Applying Steam Flooding in a Reservoir With High Shale/Sand: Teca Field. Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, 27-30 June, Port of Spain, Trinidad. [online] 2010. SPE-132775-MS. [cited: 3 Julio 2015] Available from One Petro.

URIBE HIDALGO, Carlos Andrés. Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Tesis de grado de ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2012.