

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACION DE ESTRATEGIAS DE APLICACIÓN DEL MÉTODO SAGD EN EL CAMPO CERRO NEGRO, EMPRESA MIXTA PETROINDEPENDENCIA, FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Quino Alvarado, Jhon Wilfredo
Para optar por el título
de Ingeniero de Petróleo

Ciudad Universitaria, Octubre de 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACION DE ESTRATEGIAS DE APLICACIÓN DEL MÉTODO SAGD EN EL CAMPO CERRO NEGRO, EMPRESA MIXTA PETROINDEPENDENCIA, FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: Ing. Diego Manfre

Tutor Industrial: Ing. Adriana Zambrano

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Quino Alvarado, Jhon Wilfredo
Para optar por el título
de Ingeniero de Petróleo

Ciudad Universitaria, Octubre de 2015

Ciudad Universitaria, Octubre 2015.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Quino A. Jhon W. titulado:

“EVALUACION DE ESTRATEGIAS DE APLICACIÓN DEL MÉTODO SAGD EN EL CAMPO CERRO NEGRO, EMPRESA MIXTA PETROINDEPENDENCIA, FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.

Prof. _____.
Jurado

Prof. _____.
Jurado

Prof. Diego Manfre.
Tutor Académico

Ing. Adriana Zambrano
Tutor Industrial

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a **Dios**, por darme vida y salud para mantenerme constante durante el camino. A mi mami **July** por ser es pilar principal en mi familia y mi educación, mi amiga y mi apoyo en todo momento. A mi **papá Wilfredo**, mi **mamá Rosa** y toda mi familia por el apoyo mostrado y los consejos que siempre me fueron útiles.

A la **Universidad Central de Venezuela** y sus profesores por la formación ética y profesional que me dieron. Especialmente a mis tutores Profesor e Ingeniero **Diego Manfre** y la Profesora **Adriana Zambrano**, por siempre mostrar su disposición y ayuda ante cualquier duda y necesidad. Por otro lado, agradecer también al Ingeniero **Juan Villar** de la Empresa CMG y parte del equipo de esta empresa por el apoyo ante las dudas surgidas durante las simulaciones.

Al **Programa Samuel Robinson** y sus coordinadoras la **Profa. Mery González** y la **Profa Margarita La Scalea**, por abrirme las puertas a la mejor universidad del país, dándome una formación única para poder afrontar la carrera de mejor forma,

A la Profesora **Damely Reyes**, por ser la madre de todos los samuelitos y a pesar de no haberme dado clases, siempre estuvo pendiente de mí.

A mi gran amigo y hermano del alma, **Derbid Guerrero**, por esa gran amistad brindada desde la primera fase del PSR, durante toda la carrera y lo que nos falta.

A mi amigos **Frederick, Angelo, Katiuzka, Juan Carlos, Alexis, Daniela y Silvana**, por estar juntos en el PSR y haber compartido mucho durante la carrera.

A mis hermanos **Darwuins, Dennison, Wilmary e Ismary**, por ser parte de mí y por ellos tratar de ser un buen ejemplo a seguir como hermano mayor.

A todos los muchachos del PSR de las cohortes 2013-2014 y 2014-2015, en especial a la sección A de la fase I (2014-2015), **Adrimar, Albanys, Kathy, MariAlex, Lestón, Edgar y Daniel**, por haberme dado la oportunidad de compartir conocimientos y amistad con ellos, además son personas que a pesar del poco tiempo estimo mucho y sé que serán grandes en lo que se propongan.

Quino A. Jhon W

EVALUACION DE ESTRATEGIAS DE APLICACIÓN DEL MÉTODO SAGD EN EL CAMPO CERRO NEGRO, EMPRESA MIXTA PETROINDEPENDENCIA, FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: Ing. y Prof. Diego Manfre. Tutor Industrial: Ing. Adriana Zambrano. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2015.

Palabras Claves: Hidrocarburos, Tecnología de recobro, Métodos de recobro térmico, SAGD, Análisis de sensibilidad, Faja Petrolífera del Orinoco, Campo Cerro Negro.

Resumen: Venezuela es el país con las mayores reservas de hidrocarburos a nivel mundial, la mayoría del volumen de crudo del país se encuentra en la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual posee estructuras geológicas complejas, así como yacimientos únicos en su estilo, que constituye todo un reto para los Ingenieros de petróleo. Por esta razón es indispensable que el país renueve continuamente tanto la tecnología, como las técnicas de extracción y explotación de hidrocarburos pesados y extrapesados, con el fin de aumentar los factores de recobro para generar mayores ingresos per capita. Para solventar parte de las necesidades económicas que tiene el país, las empresas mixtas encargadas de la explotación de la faja, plantean en sus proyectos de producción a largo plazo, el uso de métodos de recobro térmicos, en este caso SAGD, esa es una de las razones por las cuales se realiza este trabajo especial de grado, con el fin de evaluar la aplicación de esta tecnología de recobro en el campo Cerro Negro. Para lograr la evaluación de dicha tecnología se uso CMG STARS como simulador, en el seleccionaron dos pozos por medio de algunos métodos como “índice de oportunidades”, para tener zonas con mejores prospectos, también se evaluaron las profundidades de los pozos. Adicionalmente, se realizaron análisis de sensibilidad como variaciones de las distancias verticales, tasas de inyección y distintas configuraciones de SAGD para observar su rendimiento, compararlos y al final realizar un análisis económico que permitió la selección de la mejor configuración que puede ser aplicada.

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| ÍNDICE DE FIGURAS | IX |
| INDICE DE TABLAS | XI |
| INTRODUCCIÓN | 12 |
| CAPITULO I | 14 |
| 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 14 |
| 1.2. OBJETIVOS | 15 |
| 1.2.1. OBJETIVO GENERAL | 15 |
| 1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS | 15 |
| 1.3. JUSTIFICACIÓN | 16 |
| 1.4. ALCANCE | 16 |
| 1.5. LIMITACIONES | 17 |
| CAPÍTULO II | 18 |
| 2.1. ANTECEDENTES | 18 |
| 2.2. CONCEPTO DE POZO PETROLERO | 19 |
| 2.3. CONCEPTO DE MACOLLA | 19 |
| 2.4. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN | 19 |
| 2.4.1. METODOS DE PRODUCCIÓN PRIMARIA | 20 |
| 2.4.2. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN SECUNDARIA | 22 |
| 2.4.3. ENHANCED OIL RECOVERY | 23 |
| 2.5. PROCESOS DE CONVERSION DE PRODUCCIÓN EN FRÍO A PRODUCCIÓN EN CALIENTE | 24 |
| 2.6. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD) | 25 |
| 2.6.1. OTRAS CONFIGURACIONES DE POZOS SAGD | 28 |
| 2.6.1.1. X-SAGD | 29 |
| 2.6.1.2. FASTSAGD | 29 |
| 2.6.1.3. ES-SAGD | 30 |
| 2.7. SIMULADOR DE YACIMIENTOS | 31 |
| 2.7.1. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS | 31 |
| 2.7.2. COMPOSICIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN | 32 |
| 2.7.2.1. MODELO MATEMÁTICO | 33 |
| 2.7.2.1.1. TIPOS DE ECUACIONES | 33 |
| 2.7.2.1.1.1. VARIABLES PRINCIPALES | 34 |
| 2.7.2.1.1.2. ECUACIÓN DE CONSERVACIÓN | 35 |
| 2.7.2.1.1.3. VARIABLES FLASH | 36 |
| 2.7.2.1.1.4. FLUJO ENTRE CELDAS | 36 |
| 2.7.2.1.1.5. VOLUMEN DE FLUIDO | 38 |
| 2.7.2.1.1.6. FLUIDO HACIA LOS POZOS | 40 |
| 2.7.2.1.1.7. MÉTODO DE SOLUCIÓN | 40 |

| | |
|---|-----------|
| 2.7.2.2. MODELO NUMÉRICO | 41 |
| 2.7.2.2.1. DISCRETIZACIÓN | 41 |
| 2.7.2.2.2. LINEAL Y NO LINEAL | 42 |
| 2.7.2.2.3. IMPLICITO Y EXPLICITO | 43 |
| 2.7.2.2.3.1. IMPES | 43 |
| 2.7.2.2.3.2. FULLY IMPLICIT | 43 |
| 2.7.2.3. MODELO INFORMÁTICO | 44 |
| 2.8. TIPOS DE MALLADOS | 44 |
| 2.8.1. MALLADOS CERO DIMENSIONAL | 44 |
| 2.8.2. MODELOS UNIDIMENSIONALES | 45 |
| 2.8.3. MODELOS BIDIMENSIONALES | 46 |
| 2.8.4. MODELOS TRIDIMENSIONALES | 46 |
| 2.9. TIPOS DE SIMULADORES | 47 |
| 2.9.1. SIMULADOR BLACKOIL | 47 |
| 2.9.2. SIMULADOR COMPOSICIONAL | 47 |
| 2.9.3. SIMULADOR QUÍMICO | 47 |
| 2.9.4. SIMULADOR DE LINEAS DE FLUJO | 48 |
| 2.9.5. SIMULADOR TÉRMICO | 48 |
| 2.9.5.1. CONDICIÓN DE EQUILIBRIO TERMODINAMICO | 49 |
| 2.9.5.2. FRACCIONES MOLARES TOTALES | 50 |
| 2.9.5.3. CONDUCCIÓN DE CALOR | 51 |
| 2.10. CAPEX | 52 |
| 2.11. OPEX | 52 |
| 2.12. RENTABILIDAD ECONÓMICA | 52 |
| CAPÍTULO III | 53 |
| DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO | 53 |
| 3.1. GEOLOGÍA REGIONAL | 53 |
| 3.1.1. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA | 53 |
| 3.1.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA | 54 |
| 1.3. EVOLUCIÓN DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA | 55 |
| 3.1.4. LÍMITES DE LA COV | 57 |
| 3.1.4.1. SUBCUENCA DE GUÁRICO | 57 |
| 3.1.4.2. SUBCUENCA DE MATURÍN | 58 |
| 3.2. FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO | 59 |
| 3.3. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO | 61 |
| 3.3.1. BLOQUE CARABOBO 2 SUR | 62 |
| 3.3.2. BLOQUE CARABOBO 3 NORTE | 62 |
| 3.3.3. BLOQUE CARABOBO 5 | 62 |
| 3.4. ESTRATIGRAFÍA | 63 |
| CAPITULO IV | 65 |
| MARCO METODOLÓGICO | 65 |
| 4.1. TIPOS DE INVESTIGACIÓN | 65 |

| | |
|--|------------|
| 4.2. POBLACIÓN Y MUESTRA | 67 |
| 4.3. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO | 68 |
| 4.3.1. REVISIÓN Y RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA | 69 |
| 4.3.2. BÚSQUEDA DE DATA Y SUBMODELO | 70 |
| 4.3.2.1. OBTENCIÓN DE DATA | 70 |
| 4.3.3. USO DE CMG IMEX® | 71 |
| 4.3.3.1. SECCIÓN DE DATOS DE YACIMIENTOS | 73 |
| 4.3.3.2. SECCIÓN DE COMPONENTES | 73 |
| 4.3.3.3. SECCIÓN DE ROCA FLUIDO | 75 |
| 4.3.3.4. SECCIÓN DE CONDICIONES INICIALES | 76 |
| 4.3.3.5. SECCIÓN DE POZOS Y DATOS RECURRENTE | 76 |
| 4.3.4. CONVERSION CMG IMEX A CMG STARS | 77 |
| 4.3.5. SELECCIÓN DE POZOS | 78 |
| 4.3.6. EVALUACIÓN DE SAGD | 84 |
| 4.3.7. EVALUACIÓN CON POZOS DE RELLENO | 85 |
| 4.3.8. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD #1 | 85 |
| 4.3.9. CASO DE ESTUDIO FAST SAGD | 86 |
| 4.3.10. CASO DE ESTUDIO SAGD MODIFICADO | 86 |
| 4.3.11. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA | 87 |
| CAPITULO V | 88 |
| ANÁLISIS DE RESULTADOS | 88 |
| 5.1. ELABORACIÓN DEL PROYECTO EN EL SIMULADOR | 88 |
| 5.2. SELECCIÓN DE POZOS | 96 |
| 5.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD #1 | 100 |
| 5.3.1. CASO DE ESTUDIO A 15 FT | 100 |
| 5.3.2. CASO DE ESTUDIO A 30 FT | 101 |
| 5.3.2.1. CASO DE ESTUDIO A 30 FT Y 1000 BPD DE INYECCIÓN | 102 |
| 5.3.2.2. CASO DE ESTUDIO A 30 FT Y 2000 BPD DE INYECCIÓN | 107 |
| 5.4. CASO DE ESTUDIO: FAST SAGD | 110 |
| 5.5. CASO DE ESTUDIO: SAGD MODIFICADO | 114 |
| 5.6. ESTUDIO ECONÓMICO | 117 |
| CONCLUSIONES | 118 |
| RECOMENDACIONES | 119 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 120 |

INDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| FIGURA 2.1. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN VERSUS FACTOR DE RECOBRO DE ACUERDO AL MECANISMO DE PRODUCCIÓN | 22 |
| FIGURA 2.2. ESQUEMA SOBRE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA | 23 |
| FIGURA 2.3. ESQUEMA DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN TERCIARIA | 24 |
| FIGURA 2.4. ESQUEMA DE ARREGLO DE POZOS EN SAGD | 26 |
| FIGURA 2.5. SECCIÓN TRANSVERSAL DE LA CÁMARA DE VAPOR SAGD | 27 |
| FIGURA 2.6. SECCIÓN TRANSVERSAL DE FAST SAGD | 30 |
| FIGURA 2.7. ECUACIONES QUE CONSTITUYEN UN SIMULADOR | 34 |
| FIGURA 2.8. BOSQUEJO DE DEFINICIÓN DE ECUACIONES LINEALES Y NO LINEALES | 42 |
| FIGURA 2.9. MALLADO CERO DIMENSIONAL | 45 |
| FIGURA 2.10. MODELOS DE UNA DIMENSIÓN | 45 |
| FIGURA 2.11. MODELOS BIDIMENSIONALES | 46 |
| FIGURA 2.12. MODELO TRIDIMENSIONAL | 46 |
| FIGURA 3.1. PRINCIPALES CUENCAS DE VENEZUELA | 54 |
| FIGURA 3.2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA | 56 |
| FIGURA 3.3. BLOQUES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO | 61 |
| FIGURA 3.4. BLOQUES QUE CONFORMAN E.M. PETROINDEPENDENCIA | 63 |
| FIGURA 4.1. DIAGRAMA DE LA METODOLOGÍA USADA | 69 |
| FIGURA 4.2. CMG IMEX® | 71 |
| FIGURA 4.3. VENTANA INICIAL DE UN ARCHIVO NUEVO | 72 |
| FIGURA 4.4. UNIDADES GEOLÓGICAS PROVENIENTES DEL RESCUE | 72 |
| FIGURA 4.5. VENTANA DE IMPORTACIÓN DE PROPIEDADES | 73 |
| FIGURA 4.6. DATOS PARA LA REALIZACIÓN DEL PVT | 74 |
| FIGURA 4.7. ENDPOINTS PERMEABILIDADES RELATIVAS | 75 |
| FIGURA 4.8. VENTANA DE IMPORTACIÓN DE TRAYECTORIA DE POZOS | 76 |
| FIGURA 4.9. CMG STARS® | 77 |
| FIGURA 4.10. CONVERT SIMULATOR TYPE | 77 |
| FIGURA 4.11. DEFINICIÓN DE PUNTO DE BURBUJA PARA CMG STARS® | 78 |
| FIGURA 4.12. PROPIEDADES USADAS PARA CAPACIDAD DE FLUJO | 79 |
| FIGURA 4.13. CAPACIDAD DE FLUJO NORMALIZADA | 79 |
| FIGURA 4.14. CONNECTED NET PAY | 80 |
| FIGURA 4.15. CONNECTED NET PAY NORMALIZADO | 81 |
| FIGURA 4.16. ÍNDICE DE OPORTUNIDADES | 82 |
| FIGURA 4.17. MAPA TOTAL DE ÍNDICE DE OPORTUNIDADES | 83 |
| FIGURA 4.18. MÉTODO SAGD CON DOS POZOS INYECTORES | 84 |
| FIGURA 5.1. GRÁFICO DE P VS VISO DEL BUILDER | 91 |
| FIGURA 5.2. GRÁFICO P VS VISO DE DATA SUMINISTRADA | 91 |
| FIGURA 5.3. GRÁFICA DE P VS VISO AJUSTADAS | 93 |
| FIGURA 5.4. GRÁFICA P VS RS AJUSTADA | 94 |
| FIGURA 5.5. COMPORTAMIENTOS DE BO DEL PVT REALIZADO | 95 |

| | |
|--|-----|
| FIGURA 5.6. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS | 95 |
| FIGURA 5.7. MAPA TOTAL DE ÍNDICE DE OPORTUNIDADES CON MACOLLAS | 97 |
| FIGURA 5.8. EXTRACCIÓN DE SUBMODELO | 97 |
| FIGURA 5.9. POZOS SELECCIONADOS DE LA MACOLLA WA | 98 |
| FIGURA 5.10 CELDA CON INCONSISTENCIA EN LAS SATURACIONES | 99 |
| FIGURA 5.11. CURVA DE PRODUCCIÓN DE AGUA | 99 |
| FIGURA 5.12. CONFIGURACIÓN PARA ESTUDIO CON 30 FT | 101 |
| FIGURA 5.13. CONFIGURACIÓN PARA ESTUDIO CON 30 FT | 102 |
| FIGURA 5.14. CAMBIOS DE TEMPERATURA POZO WA-31 | 103 |
| FIGURA 5.15. CAMBIOS DE TEMPERATURAS POZO WA-28 Y RELLENO | 104 |
| FIGURA 5.16. ISOSUPERFICIES DE TEMPERATURAS CASO 1000 BPD | 104 |
| FIGURA 5.17. CAMBIOS DE VISCOSIDADES POZO WA-31 | 105 |
| FIGURA 5.18. CAMBIOS DE VISCOSIDADES POZO WA-28 Y RELLENO | 105 |
| FIGURA 5.19. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POZOS WA-28 Y WA-31 | 106 |
| FIGURA 5.20. PETRÓLEO ACUMULADO PARA 1000 BPD POR POZO | 106 |
| FIGURA 5.21. AGUA ACUMULADA PARA 1000BPD POR POZO | 107 |
| FIGURA 5.22. CAMBIOS DE TEMPERATURAS CON 2000 BPD DE INYECCIÓN | 107 |
| FIGURA 5.23. REDUCCIÓN DE VISCOSIDADES 2000 BPD DE INYECCIÓN | 108 |
| FIGURA 5.24. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A 2000 BPD | 109 |
| FIGURA 5.25. PETRÓLEO ACUMULADO PARA 2000BPD POR POZO | 109 |
| FIGURA 5.26. CONFIGURACIÓN FASTSAGD | 110 |
| FIGURA 5.27. CONFIGURACIÓN FASTSAGD EN EL BUILDER | 110 |
| FIGURA 5.28. REDUCCIÓN DE VISCOSIDADES FAST SAGD | 112 |
| FIGURA 5.29. TASAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO FASTSAGD | 112 |
| FIGURA 5.30. PETRÓLEO ACUMULADO EN FASTSAGD POR POZO | 113 |
| FIGURA 5.31. AGUA ACUMULADA EN FASTSAGD POR POZO | 113 |
| FIGURA 5.32. CONFIGURACIÓN DE SAGD MODIFICADO | 114 |
| FIGURA 5.33. CONFIGURACIÓN SAGD MODIFICADO EN BUILDER | 116 |
| FIGURA 5.34. ISOSUPERFICIES DE TEMPERATURAS SAGD MODIFICADO | 116 |
| FIGURA 5.35. PRODUCCIÓN DE POZOS WA- 28 Y WA-31 EN SAGD MODIFICADO | 116 |
| FIGURA 5.36. PETRÓLEO ACUMULADO PARA SAGD MODIFICADO POR POZO | 117 |

INDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| TABLA2.1. CARACTERÍSTICAS DE MECANISMOS DE PRODUCCIÓN PRIMARIA | 19 |
| TABLA 2.2. CRITERIOS PARA APLICACIÓN DE SAGD | 27 |
| TABLA 4.1. POZOS USADOS EN LAS MACOLLAS | 66 |
| TABLA 4.2. CORRELACIONES USADAS POR EL SIMULADOR | 73 |
| TABLA 5.1. DATOS DE YACIMIENTO PARA FORMAR PVT | 88 |
| TABLA 5.2. VALORES PVT DEL BUILDER | 89 |
| TABLA5.3. VISCOSIDADES DE PETRÓLEO MUERTO AJUSTADAS | 90 |
| TABLA 5.4. VISCOSIDADES AJUSTADA | 92 |
| TABLA 5.5 VALORES DE RS AJUSTADOS DESDE EL BUILDER | 94 |

INTRODUCCIÓN

Luego de la certificación de reservas realizadas en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), Venezuela se convirtió en el país con las mayores reservas de hidrocarburos a nivel mundial. La FPO, posee estructuras geológicas complejas, así como yacimientos únicos en su estilo, contenedores de grandes volúmenes de petróleo no convencional, que constituye todo un reto para los Ingenieros de petróleo a la hora de implementar tecnologías de recobro. Por esta razón es indispensable que el país renueve continuamente tanto la tecnología, como las técnicas de extracción y explotación de hidrocarburos pesados y extrapesados, con el fin de aumentar los factores de recobro para generar mayores ingresos per capita.

Existen diferentes métodos de recobro de petróleo, primario, secundario y terciario, donde los dos últimos han ido evolucionando a través del tiempo para dar un mejor aporte y aumentar la productividad de los pozos. Debido a las características del crudo de la FPO, en la gran mayoría de los casos se deben utilizar métodos de recobro secundario junto con métodos de levantamiento artificial desde el comienzo de la producción y posteriormente métodos de recobro terciario, los cuales pueden cambiar las propiedades del crudo para que este fluya con mayor facilidad. Uno de los métodos terciarios que se puede utilizar para estos casos, debido a su gran potencial de recobro para crudos extra pesados, es el de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD por sus siglas en inglés).

Este método consta de dos pozos horizontales paralelos, uno por encima del otro separados por una distancia vertical óptima. El pozo superior es usado para inyectar vapor a la formación, calentando el crudo y permitiéndole fluir hacia el pozo inferior bajo la acción de la gravedad. Por otro lado, existen diferentes configuraciones de SAGD, las cuales pueden

aplicarse dependiendo las condiciones a las que esté sometido el yacimiento, y obtener mejores resultados que con la configuración original del mismo.

La Empresa Mixta PetrolIndependencia así como otras empresas vinculadas a las actividades petroleras, están en la constante búsqueda de mejores estrategias para una óptima extracción y explotación de los yacimientos de hidrocarburos en la FPO.

Con la información recopilada de los modelos estáticos y la visualización de las futuras macollas del campo Bloque C-5, Cerro Negro, a través de la Simulación numérica con el Simulador CMG Stars®, se realizará el siguiente estudio, que tiene como finalidad demostrar la rentabilidad del uso de la tecnología SAGD y otros arreglos en dos macollas de 16 pares a construir en el futuro, de igual manera se pretende establecer una visión detallada de los materiales equipos y planificación que se requiere en el futuro para implantar tal tecnología. Se espera que este estudio sirva como base para futuros proyectos de recuperación mejorada en los otros bloques de la Empresa Mixta PetrolIndependencia.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A través del tiempo se ha buscado el desarrollo de nuevas tecnologías, así como la mejora de las ya existentes, con el fin de optimizar los niveles de perforación y producción de hidrocarburos, además de alargar la vida de los pozos.

Las tecnologías que tienen mayor auge en estos casos, son las de métodos de producción terciario, los cuales poseen en su ventana operacional altos factores de recobro y pueden ser usados de una manera económicamente rentable.

Estas tecnologías, en especial las térmicas, deben tener una completación especial de pozos, ya que con los cambios de temperaturas a los que estarán sometidos variarán las propiedades físicas de las tuberías de revestimiento, ocasionando que la completación usada falle.

Como consecuencia de ello, los pozos que están siendo perforados en la actualidad deben poseer una completación que se adapte a futuras condiciones de altas temperaturas, una vez que sea necesaria la implementación de métodos térmicos para mejorar la producción.

Por lo mencionado anteriormente se desarrolla el siguiente Trabajo Especial de Grado, con el fin de realizar comparaciones entre la producción en frío y producciones con distintas configuraciones de SAGD, donde además estarán incluidos distintos análisis de sensibilidad en algunos parámetros.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar la aplicabilidad del método SAGD y sus diferentes variaciones en pozos que serán construidos en el campo “Cerro Negro del Bloque 5” de la Empresa Mixta PetrolIndependencia en la FPO.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- (a) Recopilar información del campo “Cerro Negro del Bloque 5” de PetrolIndependencia.
- (b) Investigar acerca de prácticas a nivel mundial de reconversión de pozos productores en frío para posteriormente producir a través de métodos térmicos.
- (c) Evaluar la factibilidad de aplicar la tecnología SAGD en pozos del Bloque Carabobo 5 de acuerdo a las propiedades de yacimiento
- (d) Seleccionar los pozos aptos con los cuales se puede realizar un esquema SAGD, perforando pozos inyectores posterior a su producción en frío
- (e) Determinar los requerimientos de perforación y completación para pozos que producirán en frío y posteriormente producirán crudo proveniente de aplicación de tecnología SAGD.
- (f) Evaluar diferentes esquemas de perforación y completación para arreglos tipo SAGD y su correspondiente pronóstico de producción.
- (g) Realizar la evaluación técnico económico a fin de predecir los esquemas óptimos y el tiempo adecuado para realizar la conversión de pozos fríos a arreglo tipo SAGD.
- (h) Preparar una estructura detallada de trabajo de los materiales, equipos y actividades de logística que se requieren para el desarrollo

de tal aplicación, tomando como referencia una macolla del Bloque Carabobo 5.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Luego de la certificación de reservas realizadas en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), Venezuela se convirtió en el país con las mayores reservas de hidrocarburos a nivel mundial, lo que trajo como consecuencia el desarrollo de nuevos negocios tipo Empresas Mixtas, con una visión integrada de producción y mejoramiento de crudo.

La Empresa Mixta Petroindependencia creada desde el año 2010, entre las líneas estrategias corporativas pretende desarrollar gran parte de las reservas a través de métodos de recuperación secundaria con el propósito de aumentar el factor de recobro del Petróleo Originalmente en Sitio y así está establecido en el contrato de Empresa Mixta aprobado por la Asamblea Nacional, es por ello, que en sus planes de desarrollo futuro incluye aplicaciones de métodos de recobro térmicos en sus diferentes campos. La Empresa Mixta inició su producción en los yacimientos del Bloque Carabobo 5, debido a que estos son los que presentan mayor información y presentan buenas propiedades de roca y fluido, lo que los hace candidatos para una futura aplicación de la tecnología SAGD, con la finalidad de aumentar, o en sus defectos mantener, la producción de crudo comprometida.

1.4. ALCANCE

Este trabajo se llevará a cabo en la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela, exactamente en el Bloque Carabobo-5, con datos de macollas que han sido visualizadas durante el modelaje estático del área. El trabajo

estará basado en la combinación de producción en frío y luego aplicando la tecnología mencionada, por lo que se requiere visualizar diferentes estrategias para la construcción de pozos y con la ayuda del simulador numérico CMG Stars®. Predecir y comparar cuáles serán las propuestas más efectivas y que logren alcanzar mayores factores de recobro. Esto servirá de base para los futuros proyectos en las otras macollas del campo.

1.5. LIMITACIONES

Una de las limitaciones del Trabajo, es la confidencialidad de la información privada en los datos que suministre la Empresa Mixta PetrolIndependencia, como algunos nombres de pozos o macollas, los cuales serán modificados.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1. ANTECEDENTES

Mendoza. H, Finol. J & Butler R. (1997) (SPE-53687) “Pruebas pilotos de SAGD en Venezuela”. El trabajo fue realizado por Ingenieros de PDVSA en conjunto con el Dr. Butler, en el Campo Tía Juana, al oeste de Venezuela, con el objetivo de dar a conocer la planificación, implementación, operación, y producción histórica del la primera prueba piloto de SAGD en Latinoamérica, del cual se obtuvo excelentes resultados, mostrando su rentabilidad en campos Venezolanos.

Jansen F.E. et al. (2011)(SPE-146695) “Fullfield heavy oil conversion from cold to hot production; Challenges and Solutions”. El propósito del estudio fue dar a conocer algo que viene sucediendo en estos últimos años y que se debe estar preparado para un futuro con los pozos que se perforan en la actualidad, la conversión de pozos de producción en frío a producción térmica, los grandes retos que se presentan en estos casos, además muestran algunos tips para obtener mejores resultados en la simulación y también cuales propiedades se deben tomar en cuenta para realizar una optimización económica al realizar estos cambios.

Walrond, K. (2006) Presento el trabajo titulado “Criterios de selección de parámetros de yacimiento y fluidos para la aplicación exitosa de SAGD” como parte de su pasantía Industrial. El trabajo tuvo como objetivo investigar las propiedades de yacimientos y fluidos para las pruebas de SAGD realizadas a nivel mundial, investigando los criterios de selección para dicha

tecnología. Por otro lado, también se encontraron las variantes de SAGD, tales como: XSAGD, FastSAGD, ES- SAGD, SAGD Wind Down. Se llegó a la conclusión de que el SAGD es exitoso en yacimientos que cumplan con ciertas características y que dependiendo de ello y de la variante que se coloque, se puede mejorar la eficiencia de recobro.,

2.2. POZO PETROLERO

Es una perforación en el suelo y subsuelo, la cual está diseñada en forma de telescopio para hallar y extraer los fluidos allí presente de una forma mucho más óptima.

2.3. MACOLLA O CLÚSTER

Existen diversas estrategias para la explotación de yacimientos, una de las más simples y más usadas en la industria petrolera es la perforación de Macollas o Clúster. La Macolla, consiste en la perforación de varios pozos desde una misma ubicación, lo cual trae grandes beneficios para la industria ya que se logra reducir el área para las localizaciones, así como costos en construcción de las diferentes vialidades y transporte de equipos y personal a estas áreas.

2.4. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

Para recuperar petróleo existen varias formas, y a través del tiempo estos métodos de producción han sido divididos en tres grupos: primaria, secundaria y terciaria; en algunos casos es considerado como el orden cronológico de producción de un yacimiento, lo cual está erróneo, ya que

existen casos donde se puede pasar del método primario al terciario o comenzar con el secundario. Para conocer mejor cada uno de los métodos de producción, a continuación se describirán.

2.4.1. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN PRIMARIO

La producción primaria es el método donde se usa la energía natural del yacimiento para producir petróleo. Los métodos de producción primaria son:

- Empuje por agua,
- Empuje por gas en solución,
- Expansión de la roca y fluido,
- Empuje por capa de gas y
- Drenaje por gravedad.

Tabla 2.1. Características de mecanismos de producción primaria para crudos convencionales (Según Thakur y Satter ^[1])

| Mecanismo | Presión vaciamiento | RGP | Producción de Agua | Eficiencia | Otros |
|--------------------------------------|---|---|--|-----------------------------|---|
| 1. Empuje por Agua | Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de petróleo, agua y gas. | Permanece baja, si la presión permanece alta. | Aumenta apreciablemente y los pozos abajozan producen agua temprano. | 35 a 80%. Promedio 50% | N calculado por balance de materiales aumenta cuando W_g no es considerado. |
| 2. Empuje por gas en Solución | Declina rápida y continuamente. | Primero baja, luego sube a un máximo y cae | Ninguna (Excepto en yacimientos con alto S_w) | 5% a 35%. Promedio 20% | Requiere bombeo al comienzo de la producción. |
| 3. Expansión de Roca y Fluido | Declina rápida y continuamente. | Permanece baja y constante. | Ninguna (Excepto en yacimientos con alto S_w) | 1% a 10%. Promedio 3% | |
| 4. Empuje por capa de gas | Cae suave y continuamente. | Aumenta continuamente en pozos abajozan arriba. | Ausente o insignificante. | 20% a 40%. Promedio >25% | La ruptura del gas en los pozos abajozan indica un empuje |
| 5. Drenaje por gravedad | Declina rápida y continuamente. | Permanece baja en pozos abajozan y alta en pozos abajozan | Ausente o Insignificante | 40% a 80%. Promedio 60% | Cuando $K > 200$ md y el buzamiento $> 10^\circ$ y la μ_o baja ($<$ |

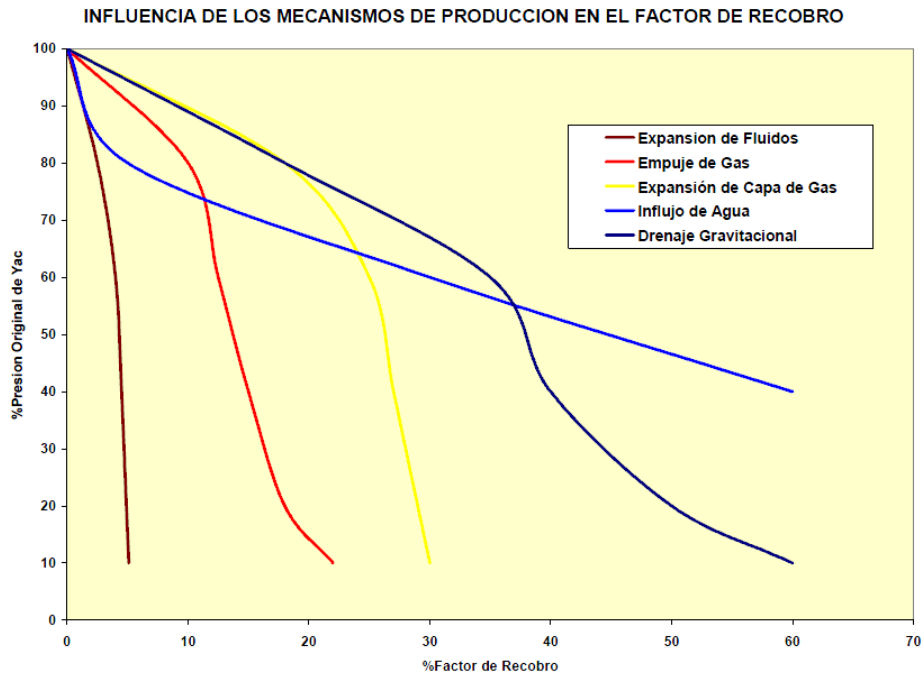


Figura 2.1. Comportamiento de la presión versus factor de recobro de acuerdo al mecanismo de producción para crudos convencionales. [7]

2.4.2. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN SECUNDARIA

Luego de un tiempo de producir naturalmente, se necesita que el yacimiento recobre un poco de energía y así poder continuar con la producción, es allí el momento donde entran los métodos de producción secundaria; Los métodos usados son: Inyección de agua e Inyección de gas, esto con el fin de mantener las presiones de un yacimiento que esté produciendo.

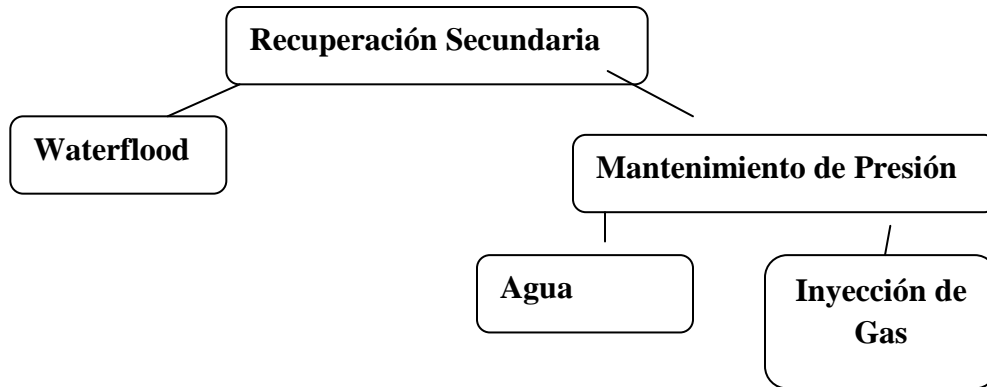


Figura 2.2. Esquema sobre métodos de recuperación secundaria ^[6]
(Mod. Quino)

2.4.3. ENHANCED OIL RECOVERY

Los procesos EOR se han usado como una continuación de la recuperación secundaria, por lo que se les ha denominado procesos de recuperación terciaria^[1]. Aunque como se explicó anteriormente, hay casos donde se debe comenzar de una vez con estos métodos, ya que las diferentes características del crudo o del yacimientos así lo pueden demandar. Entonces podemos definir la recuperación mejorada de crudo o Enhanced Oil Recovery (EOR), como procesos en los cuales se necesita modificar las propiedades tanto del yacimiento como del fluido para una recuperación óptima de crudo allí presente, entre las estrategias usadas para modificar las propiedades del crudo o yacimientos, están: SAGD, Inyección Alterna de Vapor (IAV), Inyección Continua de Vapor (ICV), Combustión, Calentamiento Eléctrico, Could Heavy Oil Production Sands (CHOPS), Inyección de Polímeros, Inyección de Alkali, Inyección de Surfactantes, Inyección de Nitrógeno, Inyección de Dióxido de Carbono e Inyección de Hidrocarburos.

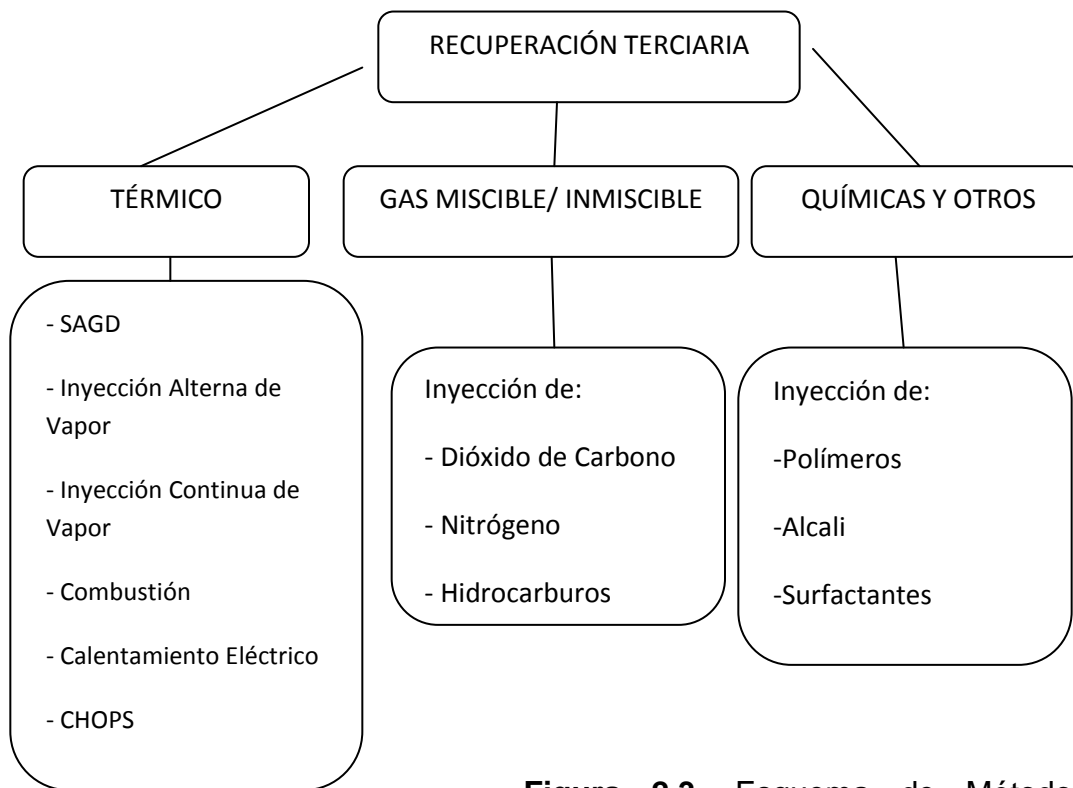


Figura 2.3. Esquema de Métodos de Recuperación Terciaria ^[6] (Mod. Quino)

2.5 PROCESOS DE CONVERSIÓN DE PRODUCCIÓN EN FRÍO A PRODUCCIÓN CALIENTE

Una vez conocidos los métodos de producción en frío o producción primaria y los métodos de producción en caliente o métodos térmicos de producción que se encuentran enmarcados en la producción de crudo mejorado, pasamos a los procesos de conversión de frío a caliente. Uno de los principales conceptos que se deben manejar a la hora de hacer una conversión de frío a caliente, es que es un proceso que va de forma paulatina o paso por paso, y no se puede pretender cambiar de la forma de producción de un día para otro; dentro del proyecto principal debe estar enmarcado que se pretende hacer a futuro como método de recobro una vez

haya decaído la presión, si la idea principal es realizar recuperación térmica, entonces se debe cumplir con una serie de requisitos al completar los pozos para que a futuro no existan problemas. Uno de estos requisitos es la completación de pozos con cemento que contenga los aditivos necesarios para soportar la producción térmica a través de él. También se debe tomar en consideración que en algunos casos de producción, al colocar pozos para inyección térmica, los efectos no se verán de inmediato, ya que se necesita que el yacimiento pueda asimilar el calor que se le está suministrando, a este paso se le llama precalentamiento, y esto ayudara a que la producción por el método EOR sea mucho más eficiente. Por otro lado, se conoce que hacer una conversión tardía o muy temprana, puede afectar al pozo y su producción, es por ello que en los estudios previos realizados se plantea presiones objetivos para la incorporación de las tecnologías térmicas a utilizar y así lograr mantener un plateau planteado al principio del proyecto.

2.6. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD)

A pesar de tener una gran variedad de procesos de recobro terciario, la investigación está enfocada en el método de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD), es por ello que se hará más énfasis en desarrollar teóricamente éste proceso.

SAGD, es un método de recobro térmico aplicado en crudos pesados y extra-pesados, donde se busca reducir la viscosidad y aumentar la movilidad de los mismos. La principal configuración SAGD se basa en dos pozos horizontales paralelos entre sí y uno encima del otro, el cual generará una cámara de vapor donde se modifiquen las propiedades del crudo.

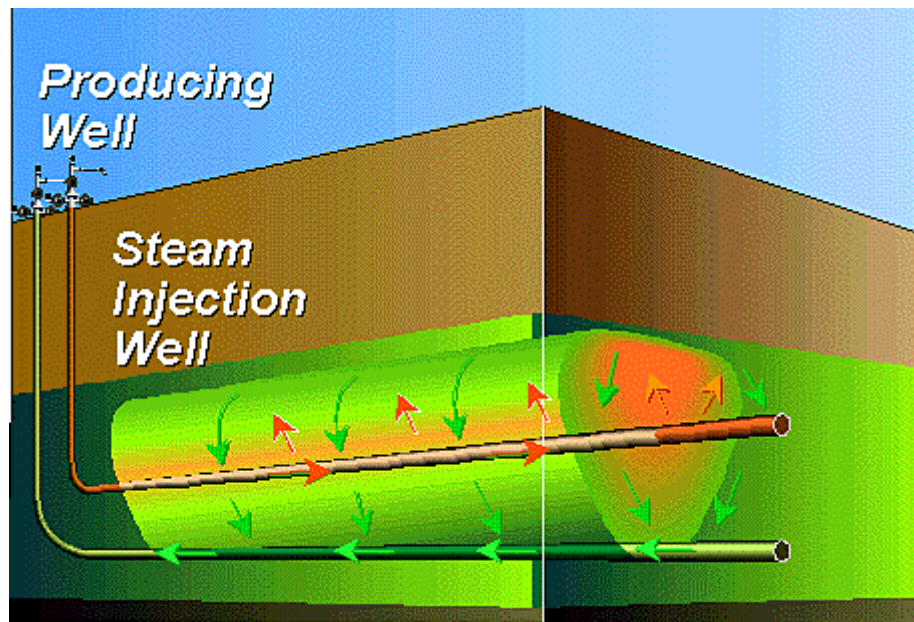


Figura 2.4. Esquema de arreglo de pozos en SAGD ^[9]

Al principio del proceso SAGD se inyecta vapor en los dos pozos, con el objetivo de transferir energía al yacimiento y al crudo allí presente, luego de un tiempo estimado, la inyección sólo será realizada por el pozo superior y el pozo inferior servirá como productor, es entonces cuando se crea la cámara de vapor, la cual será mostrada más adelante. “El calor latente liberado por el vapor se transfiere a la formación principalmente por conducción, es decir la inyección de vapor logra calentar los fluidos en sitio gracias al contacto directo con el vapor. Por el contrario, los fluidos desplazados son calentados tanto por conducción como por convección, por tal motivo el flujo de vapor condensado (agua caliente) y petróleo ocurre en dirección perpendicular a la dirección del flujo de calor por conducción, esto tiene como objetivo reducir la viscosidad del crudo y aumentar su movilidad, lo que atrae como consecuencias positivas una facilidad mayor en la extracción del crudo” ^[2]

Cabe acotar, que el proceso de inyección debe ser realizado con presiones menores a las presiones de fracturas del yacimiento con el fin de evitar

daños a la formación. Por otro lado, no se quiere que se produzca el vapor inyectado, es por ello que se recomienda que en el proceso de producción, el pozo productor se cierre cada cierto tiempo con dicha finalidad.



Figura 2.5. Sección Transversal de la cámara de Vapor SAGD ^[1]

Existen varios parámetros que deben ser estudiados en los campos petroleros para saber si es rentable o no aplicar SAGD como método de recobro mejorado. Para ello se tiene lo que se conoce como ventana operacional o screening, que consiste en una serie de parámetros que debe cumplir cada método de producción para funcionar de manera óptima. Para aplicación de SAGD, se deben cumplir como mínimo los siguientes parámetros:

| | |
|-------------------------------|---------------------------------------|
| PROFUNDIDAD | 500- 5000 pies |
| PRESIÓN ACTUAL | < 1500 lpc |
| VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO VIVO | > 2000 cp |
| PERMEABILIDAD HORIZONTAL (Kh) | > 1000 md |
| PERMEABILIDAD VERTICAL (Kv) | > 100 md |
| CAPA DE GAS | Baja |
| CONTENIDO DE ARCILLA | Baja |
| FRACTURAMIENTO | Ninguno |
| RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO | < 10 ft ³ /ft ³ |
| ESPESOR DE ARENA | > 50 pies |
| POROSIDAD | > 0.26 aproximadamente. |
| TIPO DE CRUDO | Pesado o Extrapesado |

Tabla 2.2. Criterios para aplicación de SAGD

Cabe señalar que estos valores solo nos dan un marco de referencia a la hora de utilizar SAGD como método de recobro, es decir, estos valores de screening son los óptimos pero aun así pueden ser alterados un poco y seguir trabajando de muy buena manera.

2.6.1. OTRAS CONFIGURACIONES DE POZOS DE SAGD.

El SAGD ha sido objeto de trabajo tanto en laboratorios como en campo por medio de algunas pruebas pilotos, donde se pudo comprobar la gran rentabilidad que ofrece este método de recobro para la industria. A pesar de esto el trabajo no pudo detenerse allí, es por ello que la Ingeniería a través de los años ha diseñado distintas configuraciones basadas en SAGD, optimizando aun más los costos y el desempeño en zonas dónde la

configuración original no es tan efectiva. Las variantes de SAGD que se tiene son:

- X SAGD.
- Fast SAGD.
- ES-SAGD.

Se sabe que existen otras configuraciones de SAGD, pero estas quizás no sean útiles para el trabajo que se quiere desarrollar.

A continuación, se dará a conocer de que trata cada uno de las variantes.

2.6.1.1. X-SAGD

Esta configuración es conocida como Cross SAGD o SAGD cruzado, trata de un arreglo geométrico del SAGD convencional, donde las tuberías están una por encima de la otra pero no de forma paralela sino perpendicular, nuevamente el pozo superior es el inyector, mientras que el de abajo es el productor.

2.6.1.2. FAST SAGD

Fast SAGD, es un combinación de SAGD con Inyección Alterna de Vapor (IAV), ya que consta de un par de pozos con configuración SAGD y uno o más pozos individuales, alejados a cierta distancia del par de pozos originales, en donde se aplica IAV. Este método de recobro fue desarrollado por Polikar et al ^[11].

El funcionamiento de proceso de recobro, se basa en ayudar a extender la cámara de vapor del yacimiento creada por el SAGD, con IAV a través del pozo perforado adicionalmente. Esto se logra, ya que al inyectar vapor, por el

pozo adicional, se acelera la comunicación térmica del proceso, como se muestra en la **figura 2.6**, donde se observa que la IAV ayuda a que se propague lateralmente la cámara de vapor. Por otro lado, se logra reducir la SOR y se aumenta la producción, lo cual es una principales razones por las cuales se aplican EOR.

Los pozos adicionales que se necesiten perforar, dependerá de las características que posea el yacimiento, de igual forma la distancia optima a la que debe ser colocado el pozo del pozos con configuración SAGD.

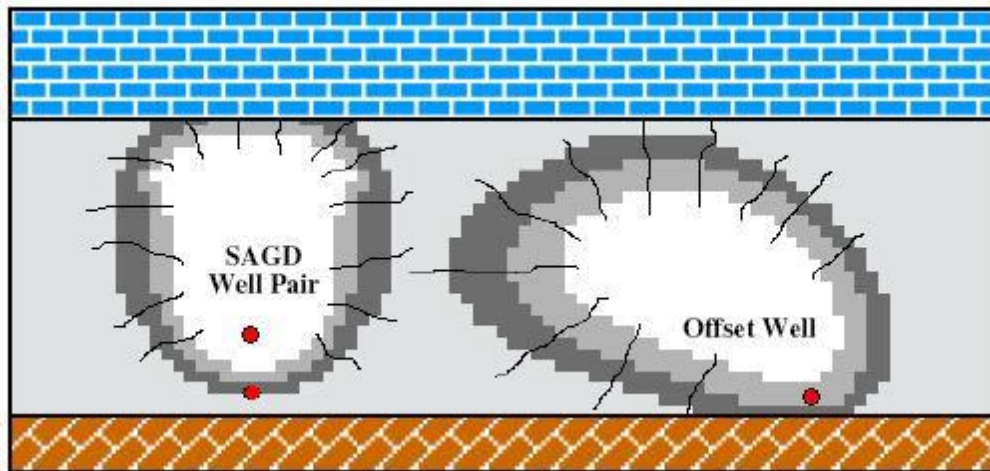


Figura 2.6. Sección transversal de FAST SAGD^[11]

2.6.1.3. ES-SAGD

Expanding Solvent SAGD^[12] Este método no varía mucho del SAGD original, ya que tiene la misma configuración de pozos, sólo se diferencia en la inyección de vapor, porque con este se inyectan pequeñas cantidades de solventes. La formulación usada del solvente es de 10% solvente y 90% agua aproximadamente, donde el solvente usado debe condensarse a las mismas condiciones del agua.

2.7. SIMULADOR DE YACIMIENTOS

Se puede definir el simulador de yacimientos, como un modelo numérico que por medio de sus algoritmos matemáticos puede solucionar las ecuaciones que calculan presiones y cantidades de flujo de las celdas que representan el yacimiento.

Existen diferentes tipos de simuladores de yacimientos en la industria, las empresas de servicio muchas veces crean su propio simulador y luego venden sus licencias a las distintas empresas. Entre los simuladores más utilizados a nivel mundial está el simulador ECLIPSE, creado por Schlumberger, y también están los simuladores IMEX y STARS que creó la empresa Computer Modelling Group (CMG).

2.7.1. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos es la manera de poder predecir cómo se comportara un yacimiento antes y después de haber sido perforado ^[10]. Luego de recibir datos como información estructural, propiedades de la roca, propiedades del fluido, datos de pozo, producción histórica y límites operacionales, todos ellos conocidos como datos de entrada, los cuales son facilitados por los distintos miembros del grupo de trabajo, se procede a añadir estos datos al simulador con el fin de poder obtener la información requerida.

Cabe destacar que el simulador no da una información exacta sobre lo que está sucediendo en el yacimiento, y es allí donde entra la labor del Ingeniero de Simulación, que por medio de conocimientos teóricos e información de campos vecinos, da impresiones un poco más acertadas sobre lo que puede suceder, es decir, la simulación de yacimientos depende de la data que es suministrada, si esta información esta errónea, el simulador dará respuestas

equivocadas y por ende los análisis del Ingeniero de Simulación también lo estarán, por esta razón al finalizar las simulaciones, los datos de salida del simulador deben ser comparados con los suministrados.

Normalmente, se usa un simulador de yacimientos con el fin de poder predecir el comportamiento productivo que puede tener un yacimiento, además de poder realizar análisis de sensibilidad sobre parámetros que posean mayor incertidumbre para lograr tener mejores estrategias de producción sobre un campo en específico.

Otra de las facilidades que nos ofrece una simulación de yacimientos es poder observar cosas como el mejor método de recuperación mejorada para un campo, lo cual es parte esencial es este trabajo especial de grado que se está realizando. Por otro lado, nos puede resolver dudas como el comportamiento inesperado de un yacimiento o factor de recobro.

Aunque la simulación de yacimientos nos puede facilitar la vida en muchos casos, en la industria petrolera no es usada como prioridad, ya que los costos son elevados, es por ello que normalmente es la última opción.

2.7.2 COMPOSICIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN

Los simuladores de yacimientos generalmente están compuestos por tres modelos, que son los encargados de realizar las tareas que le son asignadas.

Estos modelos son:

- Modelo matemático,
- Modelo numérico
- Modelo informático.

2.7.2.1. MODELO MATEMÁTICO

Los fenómenos que suceden en el yacimiento son expresados por medio de ecuaciones matemáticas, lo cual se sabe que al no tener con certeza lo que sucede allí estas ecuaciones no nos llevarán a resultados reales, como se dijo anteriormente, no es información exacta sino aproximaciones.

Los yacimientos deben ser modelados con la intención de tener un número finito de bloques, estos deben poseer volúmenes cambiantes a través de un número finito de intervalos de tiempo, los cuales tienen una duración conocida. Estos bloques son conocidos como celdas y los intervalos de tiempo son los “pasos de tiempo”.

Dentro del modelo matemático podemos encontrar las celdas y pasos de tiempo. Dentro de cada celda se resuelven ecuaciones parciales, estas deben resolverse de forma numérica, ya que de forma analítica sería muy engorroso. Para realizar este proceso, las variables a estudiar deben ser discretizadas.

2.7.2.1.1 TIPOS DE ECUACIONES

Dentro de los modelos matemáticos existen tres (3) tipos de ecuaciones básicas, las cuales constituyen un simulador. Estas ecuaciones son nombradas a continuación, además se presentara un pequeño esquema para visualizarlas de una mejor forma.

- Ecuaciones de continuidad
- Ecuación de flujo
- Ecuación de estado

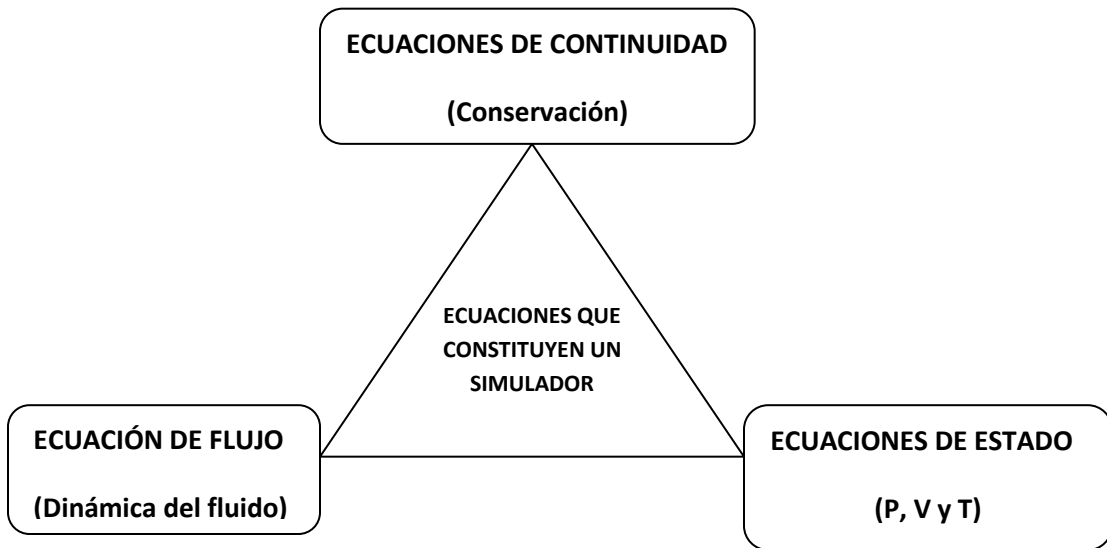


Figura 2.7. Ecuaciones que constituyen un simulador.

2.7.2.1.1.1. VARIABLES PRINCIPALES

Las variables principales usadas en los simuladores son las siguientes:

$$\mathbf{X} = (\mathbf{P}, \mathbf{m}_1, \dots, \mathbf{m}_n, \mathbf{m}_w, \mathbf{e}) \quad (\text{Ecu. 2.1})$$

Donde:

P : Presión.

m_1, \dots, m_n : Densidades molares de cada componente hidrocarburo. (Moles por Unidades de reservorio)

m_w : Densidad molar del componente agua.

e : Densidad de energía interna. (Energía por unidad de volumen bruto)

2.7.2.1.1.2 ECUACIÓN DE CONSERVACIÓN

Con las ecuaciones de conservación, se llegan a resolver las variables principales de energía y volumen usadas en los simuladores.

Por ejemplo, con la ecuación de conservación para los componentes de fluidos como hidrocarburo y agua, se deriva y resulta un residual no lineal de fluidos (R_{fl})

$$R_{fl} = \frac{d}{dt}(V_p m_{fl}) + F_{fl} + Q_{fl} = 0 \quad \text{(Ecu. 2.2)}$$

Donde:

V_p : Volumen Poroso.

F_{fl} : Tasa neta de flujo hacia las celdas vecinas.

Q_{fl} : Tasa neta de flujo hacia los pozos durante el paso de tiempo.

El mismo caso sucede con la ecuación de conservación para la energía, al derivarla resulta un residual no lineal de energía (R_e).

$$R_e = \frac{d}{dt}(V_b e) + F_e + C_e + Q_{HL} + Q_l = 0 \quad \text{(Ecu. 2.2)}$$

Donde:

V_b : Volumen bruto.

F_e : Tasa de flujo convectiva de entalpía hacia las celdas vecinas.

C_e : Tasa de flujo de energía conductiva hacia las celdas vecinas.

Q_{HL} : Tasa de energía conductiva hacia las rocas adyacentes (pérdidas de calor).

Q_e : Tasa neta de flujo de entalpía hacia los pozos durante el paso de tiempo.

Por último, se tiene la ecuación de conservación del volumen, donde se obtiene un residual no lineal (R_w) luego de derivarla.

$$R_w = V_p - V_f = 0 \quad \text{(Ecu. 2.4)}$$

Donde:

V_f : Volumen del fluido.

2.7.2.1.1.3 VARIABLES FLASH

Las variables flash se encuentran al resolver las ecuaciones flash que están presentes en cada una de las celdas.

$$\sum_c X_o^c = 1, (L > 0) \quad \text{(Ecu. 2.6)}$$

$$\sum_c X_g^c + X_g^w = 1, (L > 0) \quad \text{(Ecu. 2.7)}$$

$$L + V + W = 1$$

$$V_b * e = V_p * m_t * (L * e_o + V * e_g + W * e_w) + (V_b - V_p) * e_r \quad \text{(Ecu. 2.8)}$$

Donde:

e_o, e_g, e_w : Energías molares de las fases petróleo, gas y agua, respectivamente.

e_r : Energía por unidad de volumen de roca.

2.7.2.1.1.4 FLUJO ENTRE CELDAS

Cabe acotar que cada uno de los cálculos que realiza el simulador, se van haciendo celda por celda. Es por ello, que es de suma importancia realizar los cálculos de flujos entre celdas. Por ejemplo, la tasa de flujo de

componentes del fluido como hidrocarburos o agua, se realiza con la suma de todos los componentes sobre todas las fases de presión y sobre todas las celdas vecinas.

$$F_{ci} = \sum_n \Gamma_{ni} \sum_p M_p^c * dP_{pni} \quad \text{(Ecu. 2.9)}$$

De igual forma, podemos obtener la tasa del flujo de energía entre celdas.

$$F_{ei} = \sum_n \Gamma_{ni} \sum_p M_p^e * dP_{pni} \quad \text{(Ecu.2.10)}$$

Donde:

Γ_{ni} : Transmisibilidad entre las celdas n e i .

M_p^c : Movilidad del componente c en la fase p .

M_p^e : Movilidad de entalpía en la fase p .

dP_{pni} : es la diferencia de potencial de la fase p entre las celdas n e i .

Las movilidades están dadas por:

$$M_p^c = X_p^c * K_{rp} (S_p) * \frac{b_p}{\mu_p} \quad \text{(Ecu. 2.11)}$$

$$M_p^e = H_p * K_{rp} (S_p) * \frac{b_p}{\mu_p} \quad \text{(Ecu. 2.12)}$$

Donde:

X_p^c : Fracción molar del componente c en la fase p .

H_p : Entalpía molar en la fase p .

K_{rp} : Permeabilidad relativa de la fase p .

S_p : Saturación de la fase p .

b_p : Densidad molar de la fase p .

μ_p : Viscosidad de la fase p .

Para saber de qué forma es evaluada la movilidad del fluido dentro de las celdas en la simulación de yacimientos, se tiene que se debe tomar la celda de origen del fluido en cada fase de presión y de forma separada, tomando una celda n si dP_{pni} es positivo o una celda i si dP_{pni} es negativo. Asimismo, los cálculos realizados se aplican de forma separada para cada una de las fases (gas, petróleo y agua) presentes en la celda.

Por otro lado, tenemos que la diferencia de potencial se constituye de un término de presión, un término de presión capilar y un término hidrostático:

$$dP_{pni} = P_n - P_i + P_{cpn} - P_{cpi} - \rho_{pni} G(D_n - D_i) \quad \text{(Ecu. 2.13)}$$

Donde:

P_{cp} : Presión capilar para la fase p .

ρ_p : Densidad en masa de la fase p .

G : Aceleración de gravedad.

D : Profundidad del centro de la celda.

2.7.2.1.1.5 VOLUMEN DE FLUIDO

En este caso, existe un volumen específico por cada fase y este puede ser calculado a partir las densidades molares de cada fase (b_o , b_g , b_w):

$$V_o = \frac{m_t L}{b_o} \quad \text{(Ecu. 2.14)}$$

$$V_g = \frac{m_t V}{b_g} \quad \text{(Ecu. 2.15)}$$

$$V_w = \frac{m_t W}{b_w} \quad \text{(Ecu. 2.16)}$$

Por otro lado, el balance del volumen residual puede ser escrito de la siguiente forma:

$$R_v = V_p - V_p * (V_o + V_g + V_w) = 0 \quad \text{(Ecu. 2.17)}$$

De igual forma, dentro de los cálculos a realizar se encuentran las saturaciones de las fases (S_o , S_g , S_w), las cuales pueden ser definidas como:

$$S_o = \frac{V_o}{V_o + V_g + V_w} = \frac{m_t L}{b_o} \quad \text{(Ecu. 2.18)}$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_o + V_g + V_w} = \frac{m_t V}{b_g} \quad \text{(Ecu. 2.19)}$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_o + V_g + V_w} = \frac{m_t W}{b_w} \quad \text{(Ecu. 2.20)}$$

Ahora el número de moles de cada componente y la densidad de energía pueden ser calculados con las siguientes ecuaciones:

$$m_c = S_o * b_o * X_o^c + S_g * b_g * X_g^c + S_w * b_w * X_w^c \quad \text{(Ecu. 2.21)}$$

$$V_b * e = V_p * (S_o * b_o * e_o + S_g * b_g * e_g + S_w * b_w * e_w) + (V_b - V_p) * e_r \quad \text{(Ecu. 2.22)}$$

Cuando se necesita calcular las saturaciones, el proceso de simulación toma estas dos ecuaciones para comenzar el proceso.

2.7.2.1.1.6. FLUIDO HACIA LOS POZOS

La cantidad de flujo de un componente c hacia a un pozo productor w por medio de una celda i , se obtiene con la suma de todos los componentes de flujo en cada fase de presión, como se muestra a continuación:

$$Q_{cwi} = -\Gamma_{wi} * \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{bh}) * M_{pi}^c \quad \text{(Ecu. 2.23)}$$

De igual forma, la tasa de flujo de energía hacia un pozo productor w desde una celda i es:

$$Q_{ewi} = -\Gamma_{wi} * \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{bh}) * M_{pi}^e \quad \text{(Ecu. 2.24)}$$

Donde:

Γ_{wi} : es el factor de transmisibilidad de la conexión del pozo.

H : es la corrección hidrostática.

P_{bh} : es la presión de fondo del pozo.

M_{pi}^c : es la movilidad del componente c en la fase p .

M_{pi}^e : es la movilidad de entalpía en la fase p .

2.7.2.1.1.7. MÉTODO DE SOLUCIÓN

En cada celda existen $N+3$ variables, donde entran datos como presión, N componentes hidrocarburos, un componente agua, y la energía, asimismo, hay $N+3$ ecuaciones, entre las cuales hay $N+1$ ecuaciones de

conservación de componentes (incluyendo el agua), la conservación de la energía y el balance de volumen.

Las ecuaciones de conservación de componentes son escritas como:

$$R_{fl} = \frac{V_p(P_{t+\Delta t}) * m_{fl}(t+\Delta t) - V_p(P_t) * m_{fl}(t)}{\Delta t} + F_{fl} + Q_{fl} = 0 \quad \text{(Ecu. 2.25)}$$

De la cual se sabe que en una celda los términos de flujo y los términos de pozos son evaluados en un nuevo tiempo, debido a que los métodos usados son implícitos:

$$F_{fl} = F_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t}) \quad \text{(Ecu. 2.26)}$$

$$Q_{fl} = Q_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t}) \quad \text{(Ecu. 2.27)}$$

2.7.2.2. MODELO NUMÉRICO

Primero que todo se debe saber que el simulador siempre resuelve modelos numéricos, porque este método es mucho más rápido que realizar procedimientos analíticos, en este caso se vuelve a hacer énfasis en la no exactitud del simulador, ya que los métodos numéricos siempre acarrearán un porcentaje de error en los cálculos realizados.

2.7.2.2.1. DISCRETIZACIÓN

Se recuerda que las ecuaciones presentes en los simuladores son resueltas de forma numérica, ya que de forma analítica sería mucho más

lento el proceso. En estas soluciones son sustituidas las derivadas por diferencias finitas, ya que para resolver las ecuaciones diferenciales parciales con estas diferencias le facilita la tarea de programar dichas soluciones en el simulador.

2.7.2.2.2. LINEAL Y NO LINEAL

En el simulador todas las ecuaciones son no lineales, pero en el proceso el trata de llevar estas ecuaciones no lineales a ecuaciones lineales para resolver las mismas de una forma más sencilla. En este proceso de resolución se debe iterar hasta que de un resultado aproximado.

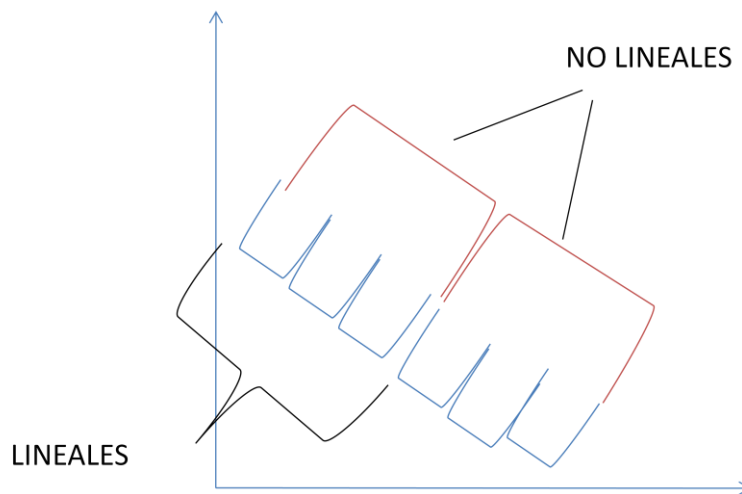


Figura 2.8. Bosquejo de definición de ecuaciones Lineales y No lineales.

2.7.2.2.3. IMPLÍCITO Y EXPLÍCITO

Los simuladores tienen dos formas de ir resolviendo las ecuaciones, de forma explícita o de forma implícita.

La forma explícita se refiere a lo siguiente, cuando todas las incógnitas que se quieren hallar están en el paso del tiempo, mientras que en la forma implícita, se tienen todas las incógnitas que se quieren pero en el paso del tiempo que sigue.

Existen dos grandes métodos de solución implícita y explícita, estos son IMPES y Full Implicit.

$$S_w^{n+1} - S_w^n = q \cdot \Delta t \cdot f_o^n \quad (\text{Forma Explícita}) \quad (\mathbf{Ecu.2.28})$$

$$S_w^{n+1} - S_w^n = q \cdot \Delta t \cdot f_o^{n+1} \quad (\text{Forma Implícita}) \quad (\mathbf{Ecu. 2.29})$$

2.7.2.2.3.1 IMPES

Implicit Pressure, Explicit Saturations (IMPES), es un método de solución explícita en el cual se asume que las presiones no varían, aquí las variables se van resolviendo paso a paso. Por esta razón, no se pueden asumir pasos de tiempo muy largo, ya que no se puede asumir $P_i=P$. La mayoría de los simuladores Composicionales utilizan IMPES.

2.7.2.2.3.2. FULLY IMPLICIT

Es un método de solución implícito, generalmente mucho más lento que IMPES, en el cual se resuelven todas las incógnitas al mismo tiempo. Cabe acotar, que es el método más común en los simuladores de tipo Black Oil. Al resolver todas las incógnitas al mismo tiempo, permite dar pasos de

tiempo mucho más largos, es por ello que se conoce como el método de salto de rana.

2.7.2.3. MODELO INFORMÁTICO

Es el modelo de mayor importancia dentro de los simuladores, ya que consta de un programa computarizado que incluye a los otros modelos, es decir, es capaz de solucionar de forma numérica las ecuaciones planteadas leyendo los datos suministrados (Datos de Entrada) y además muestra resultados obtenidos (Datos de salida) al realizar los cálculos necesarios. La Simulación de Yacimientos, en este caso es el uso de esta herramienta computarizada que nos va a permitir resolver las ecuaciones planteadas.

2.8. TIPOS DE MALLADOS

Hay una diversidad de sistemas de mallados usados en los distintos simuladores de yacimientos en los cuales se usan distintos tipos de coordenadas. Dentro de los tipos de mallas podemos encontrar cero-dimensional, unidimensional, bidimensional y tridimensional, donde la selección del mallado a usar dependerá de que se quiera lograr.

2.8.1. MALLADOS CERO-DIMENSIONAL

Este es el mallado más simple que se puede construir, ya que consiste básicamente en una celda con un balance de materiales en el cual el sistema está en condiciones de equilibrio, asimilando que tienen un único valor para la presión promedio. Este sistema es parecido al mostrado a continuación:

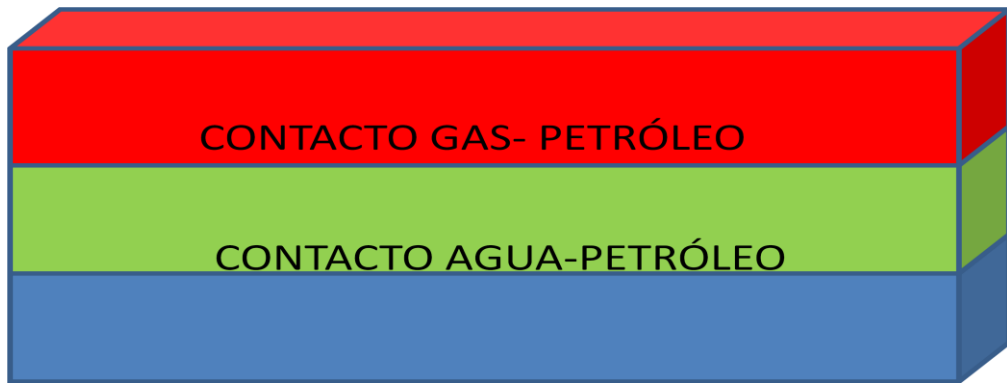


Figura 2.9. Mallado Cero Dimensional.

2.8.2. MODELOS UNIDIMENSIONALES

A continuación se presentan modelos de una dimensión (1-D), en este tipo de modelos la orientación de los bloques varía en distintos sentidos de orientación, estos pueden ser horizontales, verticales o con un ángulo de inclinación, también se puede incluir modelos de tipo radial, estos ejemplos se visualizan de mejor forma en el conjunto de figuras 2.10. Estos modelos dan una buena representación del movimiento de fluidos globalmente, y también de la distribución promedio de las presiones. Los modelos 1-D son útiles cuando el espesor del yacimiento es pequeño en comparación con su longitud.

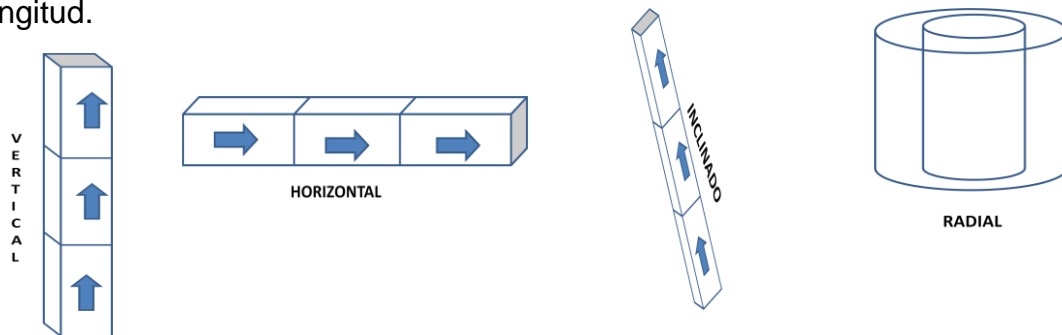


Figura 2.10. Modelos de una dimensión

2.8.3. MODELOS BIDIMENSIONALES

A continuación se presentan los modelos bidimensionales (2-D), donde en la **Figura 2.11**, se muestran los distintos tipos como, modelos radiales, modelos areales y modelos transversales, los cuales son usados para calcular la eficiencia de barridos entre fluidos, también podemos simular conificaciones y segregaciones gravitacionales. Otro uso que se le puede dar a estos modelos son los cálculos de pruebas de presiones, entre otros.

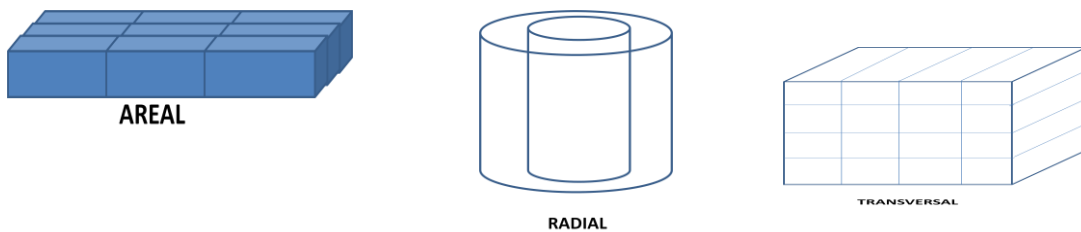


Figura 2.11. Modelos Bidimensionales

2.8.4. MODELOS TRIDIMENSIONALES

A continuación se presentan los modelos tridimensionales (3-D), este es un modelo en cual se toman en consideración todas las fuerzas que están en el yacimiento, debido a que se puede calcular el flujo en las direcciones i, j y k . Por el tamaño del modelo, se hace mucho más complicado resolver problemas como los del modelo 2D.

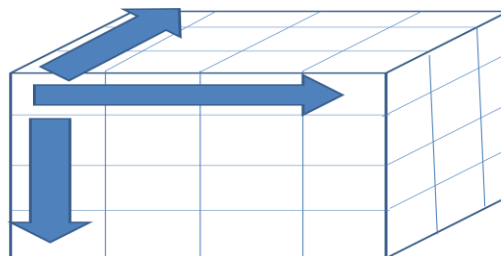


Figura 2.12 Modelo Tridimensional

2.9. TIPOS DE SIMULADORES

Existen diferentes tipos de simuladores, cada uno con un fin específico dentro de las simulaciones. Estos simuladores, también surgen debido a las diferentes características que presentan los yacimientos y se busca el que mejor se adapte y logre arrojar mejores resultados.

2.9.1. SIMULADOR BLACK OIL

En este tipo de simuladores se asume que el petróleo líquido y el gas tienen un solo componente y no se consideran cambios en la composición química de los mismos. Es por ello, que en la mayoría de los casos los yacimientos se modelan usando este tipo de simulador, ya que es el más sencillo de usar.

2.9.2. SIMULADOR COMPOSICIONAL

En este tipo de simulador, las simulaciones duran más tiempo, son más difíciles de entender y de modelar, esto debido a que modelan el comportamiento de los componentes del petróleo por medio de una ecuación de estado. Por otro lado, se sabe que los simuladores composicionales son usados en casos donde se espera que la composición de los fluidos presentes en el yacimiento cambie.

2.9.3. SIMULADOR QUÍMICO

El simulador químico es mucho más complejo que los mencionados anteriormente, ya que debe simular procesos de inyecciones químicas como: surfactantes, polímeros, gelificantes, emulsiones o sistemas de fluidos que

contengan compuestos alcalinos y además deben tomar en cuenta los tipos de interacciones químicas entre fluidos y las interacciones químicas de tipo roca-fluido.

2.9.4. SIMULADOR DE LÍNEAS DE FLUJO

El simulador de líneas de flujo es mucho más rápido que los otros simuladores, esto porque no toma en cuenta las celdas sino que se guía por las caídas de presión que se encuentran presentes en todo el modelo. Los simuladores de líneas de flujo no son usados en todos los casos pero se puede emplear cuando se comienza con la simulación general y así saber cuáles son las direcciones de flujo.

2.9.5. SIMULADOR TÉRMICO

El simulador térmico es empleado en los procesos de recuperación térmica, es similar al simulador composicional en cuanto a la metodología a usar pero solo se diferencian en que el simulador térmico toma en cuenta los efectos termodinámicos que suceden en el yacimiento al realizar los procesos de recuperación térmica. Por otro lado, se debe tomar en cuenta que para poder realizar de mejor manera la simulación térmica, es necesario poseer una gran cantidad de datos de entradas que ayuden a una mejor precisión a la hora de interpretar el mismo. Como bien se sabe, los simuladores no son la primera opción en un estudio debido al costo que este puede representar para la empresa, en este caso, el simulador térmico es el más costoso que existe en la industria petrolera.

Para complementar la información sobre los simuladores térmicos, se sabe que los simuladores térmicos están basadas leyes como la de balance volumétrico de la masa, la ley de Darcy y la ley de conservación de la

energía. Es por ello, que aparte de las ecuaciones mostradas anteriormente, los simuladores térmicos poseen otras ecuaciones, las cuales se les presentaran a continuación.

2.9.5.1 CONDICIÓN DE EQUILIBRIO TERMODINÁMICO

Las propiedades de las fases usadas en las ecuaciones de volumen de fluido y los términos de flujo, se pueden calcular una vez que las fracciones molares han sido determinadas a través de las propiedades de los componentes. El número de moles presentes por cada componente (incluyendo el agua) se puede escribir de la siguiente forma:

$$m_e = m_t * L * X_o^c + m_t * V * X_g^c + m_t * W * X_w^c \quad \text{(Ecu. 2.30)}$$

Donde:

$m_{t*L*X_o^c}$: Número de moles en el petróleo.

$m_{t*V*X_g^c}$: Número de moles en el vapor.

$m_{t*W*X_w^c}$: Número de moles en el agua.

m_t : Densidad molar total del fluido, dada por:

$$m_t = \sum_c m_c + m_w$$

L, V, W : Fracciones molares del petróleo, vapor y agua, respectivamente.

X_p^c : Fracciones del componente en la fase.

Dos condiciones simplificadoras son impuestas, que no hay agua en la fase petróleo y no hay hidrocarburo en la fase agua, de donde:

$$X_o^w = 0$$

$$X_w^c = 0, \text{ para } c = 0, \dots, N$$

$$X_w^w = 1, \text{ si } W > 0$$

Además, se debe asumir que las tres fases están en equilibrio termodinámico, determinado por los valores K :

$$X_g^c = K^c(P, T) * X_o^c$$

$$X_g^w = K^w(P, T) * X_w^w$$

Como se puede observar, los valores K son dependientes de la presión y la temperatura.

Al usar estas ecuaciones, las fracciones molares de cada componente en cada fase, se pueden expresar en términos de las variables principales y de L , V , W y T :

$$X_o^c = \frac{m_c}{m_t} * \frac{1}{L+K^c*V}, (c = 1, \dots, N), (L > 0) \quad \text{(Ecu. 2.31)}$$

$$X_g^c = \frac{m_c}{m_t} * \frac{K^c}{L+K^c*V}, (c = 1, \dots, N), (L > 0) \quad \text{(Ecu. 2.32)}$$

$$X_g^w = K^w, (V > 0), (W > 0) \quad \text{(Ecu. 2.33)}$$

2.9.5.2. FRACCIONES MOLARES TOTALES

Las fracciones molares totales usadas en las ecuaciones mostradas anteriores, se pueden definir como:

$$Z_c = \frac{m_c}{m_t} \quad \text{(Ecu. 2.34)}$$

$$Z_w = \frac{m_w}{m_t} \quad \text{(Ecu. 2.35)}$$

De donde:

$$\sum_c Z_c + Z_w = 1 \quad \text{(Ecu. 2.36)}$$

Y además destaca que las fracciones molares totales difieren de las fracciones molares de hidrocarburo:

$$\zeta_c = \frac{m_c}{m_t + m_w} = \frac{Z_c}{1 - Z_w} \quad \text{(Ecu. 2.37)}$$

Deduciendo que:

$$\sum_c \zeta_c = 1 \quad \text{(Ecu. 2.38)}$$

2.9.5.3. CONDUCCIÓN DE CALOR

El término de conducción de calor para cada celda i , es obtenido con la suma de la conducción entre todas las celdas vecinas n :

$$C_{ei} = - \sum_n \psi_{ni} * \Lambda * (T_i - T_n) \quad \text{(Ecu. 2.39)}$$

De donde se sabe que:

ψ_{ni} : Transmisibilidad de conducción entre las celdas n e i .

Λ : es el multiplicador de la conductividad dependiente de la saturación de la celda origen del flujo.

2.10. CAPEX

Son las siglas en inglés de CAPital EXpenditures, o Bienes de capitales. El capex se puede conocer como la inversión que realiza la industria al comienzo de un proyecto, al comprar los activos principales que tienen una larga duración.

2.11. OPEX

Son las siglas en inglés de OPerating Expense, son los gastos operacionales que va realizando la industria en un proyecto, con el cual se puede obtener un mejor funcionamiento de los activos principales comprados con el capex.

2.12. RENTABILIDAD ECONÓMICA

La rentabilidad económica se puede conocer como la medida que nos dice que tan eficiente es la economía de la empresa. La rentabilidad económica se mide con respecto al capital total, al realizar todos los balances económicos en la empresa se sabe que no se van a obtener los beneficios desde principio pero si en un tiempo estimado, si para el tiempo establecido no se comienza la recuperación del capital, se puede decir que el proyecto no es rentable económicamente.

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1. GEOLOGÍA REGIONAL

3.1.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La Cuenca Oriental de Venezuela (COV), se encuentra ubicada en la zona Centro-Este de Venezuela, comprendida entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y una extensión menor en el estado Sucre. La COV se profundiza sobre la Plataforma Deltana y el Sur de Trinidad. En total abarca 165.000 kilómetros de superficie, con una longitud de 800 kilómetros en sentido Oeste-Este y un ancho promedio de 200 kilómetros en dirección Norte-Sur, aproximadamente.

La COV, es compleja tanto estructural como estratigráficamente, y además posee la acumulación de hidrocarburos más grande del mundo, ubicada en la FPO. El desarrollo de esta fuente de hidrocarburos se debe a la gran depositación sedimentos durante el periodo Cretácico, también a los múltiples espesores reservorios de areniscas y a la amplia deformación estructural. La COV se muestra en la **figura 3.1**, donde también están las otras cuencas de Venezuela.



Figura 3.1 Principales Cuenca de Venezuela

3.1.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La COV posee sus principales acumulaciones de hidrocarburos en los Estados Monagas y Anzoátegui, cuyas formaciones pertenecen a las de edad Oligoceno y Mioceno, y se caracterizan por ciclos de facies donde se alternan areniscas separadas por intervalos regulares de lutitas. Asimismo, se sabe que los bancos arenosos son recipientes gasíferos y petrolíferos, que se encuentran limitados por los diferentes trampas presentes en estas formaciones y que además son de arenas de origen Fluvio-Deltaico y Litoral.

La roca madre de la COV proviene de la Formación Querecual, aunque también se interpreta que otras formaciones son generadoras como la San Antonio y las lutitas de Oficina, pero en menor proporción. Por otro lado, y

basado en los estudios geoquímicos realizados a las rocas madres, éstas se clasifican como Kerógeno tipo II y III de origen marino, donde sus espesores van de 60 a 1.500 metros y su área de drenaje es aproximadamente 50% del área total de la Formación Querecual.

3.1.3 EVOLUCIÓN DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La COV al haber estado apoyada sobre el borde del macizo guayanés, posee una evolución relativamente simple, movimientos suaves de levantamiento y hundimiento de este escudo, originaron transgresiones y regresiones extensas. En esta etapa son precisados tres ciclos sedimentarios. El primero de ellos, corresponde al Paleozoico Medio-Superior y Paleozoico Superior; El segundo ciclo sedimentario se encuentra durante el Cretáceo Medio y se hace progresivo en el transcurso del Terciario Inferior; el tercer ciclo, se presentó durante el Terciario Superior y estableció lo que sería el paso definitivo a la estructura sedimentaria actual de la Cuenca. De la misma forma, las trasgresiones marinas que hubo en el terciario, dejaron una secuencia sedimentaria gruesa, la cual descansa discordantemente sobre los sedimentos del Cretáceo y que está representada por las areniscas y lutitas de la Formación La Pascua y Roblecito hacia el Oeste. En cuanto a su estructura, la COV posee una gran depresión. La Cuenca Oriental de Venezuela posee una gran variedad de unidades litológicas, estas están representadas en la **figura 3.2**.

3.1.4 LÍMITES DE LA COV

La COV se encuentra limitada al Norte con la línea que demarca el piedemonte de la Serranía del Interior Central y Oriental (cinturón móvil, plegado y fallado), los cinturones ígneo-metamórficos de la Cordillera de La Costa/Villa de Cura y de Araya/Paria y la Falla de El Pilar que la separa del Caribe; al Sur con el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca, hacia el Este de Boca Grande, siguiendo aproximadamente el borde septentrional del Cratón de Guayana, al Este continúa por debajo del Golfo de Paria, abarcando la parte ubicada al Sur de la cordillera septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico ecuatorial al Oeste de la costa del delta del Orinoco; y hacia el Oeste con el levantamiento o Arco de El Baúl y su conexión estructural con el Cratón, de donde sigue el curso de los ríos Portuguesa y Pao. La COV está dividida en dos subcuencas:

- Subcuenca de Guárico
- Subcuenca de Maturín

3.1.4.1 SUBCUENCA DE GUÁRICO

Ubicada al oeste, la subcuenca de Guárico incluye a los Campos del Estado Guárico y también algunos del Estado Anzoátegui. La subcuenca de Guárico, posee estructuras distintas de norte a sur, ya que en la parte Norte de la Subcuenca se encuentra el sistema de fallas de Guárico, en el cual existen rocas cretáceas y terciarias, lo que nos lleva a un marco tectónico complejo. Mientras que hacia al Sur, la estructura que presenta la subcuenca es más sencilla, porque hay evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, y con acuñamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección.

3.1.4.2 SUBCUENCA DE MATURÍN

La subcuenca de Maturín ubicada hacia el este, es la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela, no posee una forma definida. Por su ubicación, se sabe que la parte Sur de esta Subcuenca se encuentra sobre el basamento del Macizo de Guayana.

La estratigrafía se asemeja a la estratigrafía de la Subcuenca de Guárico en el subsuelo, ya que presenta en su parte inferior al Grupo Temblador, como representante del Cretáceo, y un Terciario supra yacente de edad Oligoceno-Pleistoceno, donde se notan alternandos los ambientes fluvio-deltaico y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

Un sistema de fallas internos (Fallas de Anaco) separa las dos Subcuencas, a nivel de subsuelo, mientras que a nivel superficial se encuentran separadas por algunos anticlinales. La cuenca posee más de 20.000 pies de sedimentos paleozoicos, cretácicos y terciarios, localizados entre las cadenas montañosas terciarias situadas al Norte y el Escudo Guayanés emplazado al Sur.

La COV se encuentra inclinada hacia el Este, de tal manera que la parte de mayor profundidad se encuentra al Noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. En Venezuela la producción de petróleo fue exitosa tanto en el sur como en el norte de la cuenca, aunque poseen condiciones estratigráficas y estructurales distintas.

En la zona Sur de la COV, los yacimientos petrolíferos se encuentran generalmente al Norte de las fallas. Mientras que las trampas es el resultado de mecanismos estructurales-estratigráficos.

Por otro lado, hacia la zona Nor- Oriental de la cuenca las trampas son aun más complejas en cuanto a su estructura y estratigrafía, en particular en los campos que se encuentran al frente de montañas.

La Cuenca Oriental de Venezuela posee una estructura asimétrica y también una inclinación general hacia el Este. La zona Sur buza un poco hacia el Norte, pero la zona Norte está conectada a una zona fallada de las cordilleras. La COV, fue dividida en subregiones, donde cada una presenta sus respectivos campos, estas subregiones se diferencian por la cantidad de hidrocarburos presentes en ellas y también por algunas características geológicas. Estas subregiones son conocidas como

- Área Mayor de Oficina
- Norte de Anzoátegui: Área de Guaribe-Chaparro en el extremo Noroccidental
- Área Mayor de Anaco al Sur, y el Área de Urica al este
- Área Centro de Anzoátegui y Monagas
- Área Norte de Monagas: Quiriquire, Jusepín, Santa Bárbara
- Área de Guárico
- Área Mayor de Temblador
- Pedernales (Delta)
- Faja Petrolífera del Orinoco

De todas estas subregiones, nuestra área de interés es la Faja Petrolífera del Orinoco.

3.2. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se encuentra ubicada al sureste de Venezuela, aproximadamente a 450 km de Caracas, se le conoce con el

nombre de faja, ya que abarca gran parte del norte del río Orinoco, fue descubierta en 1936. La zona sur de los estados Guárico, Maturín y Anzoátegui es donde se encuentra la FPO, con una extensión de 75.100 km², donde su área de explotación es de aproximadamente 11.593 km², toda esta información fue extraída de PDVSA.

Por otro lado, es bien conocido que la FPO es la zona donde que posee las mayores reservas de hidrocarburos extrapesados a nivel mundial (API<10°), esto se dio a conocer luego de la certificación por medio de empresas extranjeras, las cuales dicen que existe un POES de 1336 MMMBN y tomando un factor de recobro de 20% dichas reservas probadas de crudos pesados y extrapesados son de aproximadamente 259 mil millones de barriles.

La FPO, posee estructuras geológicas complejas, así como yacimientos únicos en su estilo, contenedores de grandes volúmenes de petróleo no convencional, que constituye todo un reto para los Ingenieros de Petróleo a la hora de implementar tecnologías de recobro. Entre las características más resaltantes que se pueden mencionar, están las arenas no consolidadas, es decir, el material cementante entre los granos es poco, esta característica trae como consecuencias buenas porosidades y permeabilidades dentro de los yacimientos someros de la FPO, las porosidades que manejan se manejan son de 30% y las permeabilidades están entre 10000 mD y 20000 mD. Asimismo, según los estudios realizados, se tiene que los espesores están entre 50 y 200 pies.

Para tener una imagen mejor detallada de la FPO, en la figura 3.3 se muestra la ubicación en el mapa de Venezuela, aquí se puede observar las cuatro bloques en las que está dividida. Los nombres de los bloques son los siguientes: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, antiguamente estos bloques tenían otros nombres.

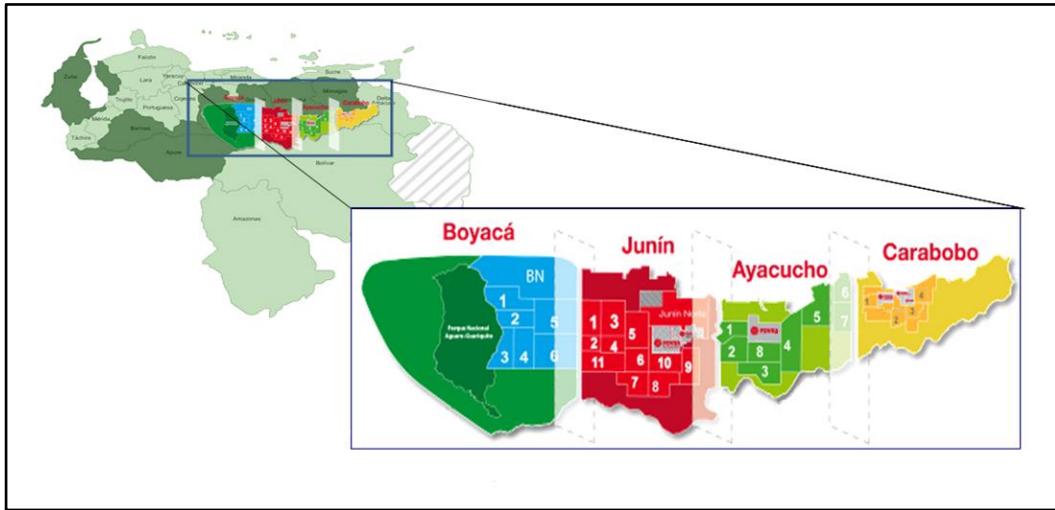


Figura 3.3. Bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco (Imagen suministrada por Petroindependencia)

3.3. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Las operaciones de la Empresa Mixta PetroIndependencia, están ubicadas en el oriente del país, específicamente a 130 km de la ciudad de El Tigre, en el bloque Carabobo y cuya área es de aproximadamente de 534 km², y está conformada por 4 campos, Cerro Negro, Uverito, San Felix y Mamo.

La E.M. Petroindependencia maneja un POES de 67,01 MMMBls y las reservas son de 20,9 MMMBls, también se tiene el conocimiento que el área posee algunas elevaciones que van de los 250 a los 350 pies, que además se encuentra cubierta por plantaciones de pinos cultivados y pradera.

La E.M. Petroindependencia está conformada, en sus 534 km², por las siguientes tres áreas: Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5, los cuales se muestran de mejor manera en la **figura 3.4**. A continuación, se definirán los 3 bloques a los cuales esta asignado Petroindependencia.

3.3.1. BLOQUE CARABOBO 2 SUR

El Bloque Carabobo 2 Sur se ubica en el oriente de Venezuela aproximadamente 60 Km, al noreste de Ciudad Bolívar y 70 Km. al noreste de la ciudad de Puerto Ordaz. El Bloque Carabobo 2 Sur se encuentra limitada al norte con el bloque C2N de Petrovictoria. También, se conoce que parte del bloque Carabobo 2 sur, se ubica dentro de la jurisdicción de Maturín, mientras que otros se ubican dentro de Barcelona, en el estado Anzoátegui.

3.3.2. BLOQUE CARABOBO 3 NORTE

El Bloque Carabobo 3 Norte también se encuentra al este de Venezuela, muy cercano al norte de Puerto Ordaz. Este bloque limita al norte con otra empresa mixta, Sinovensa. Por otro lado, se sabe que el Bloque Carabobo 3 norte, Se encuentra dentro de la jurisdicción de Maturín.

3.3.3. BLOQUE CARABOBO 5

El Bloque Carabobo 5, nuestra área de interés, se ubica en el oriente de Venezuela aproximadamente 55 Km. al noreste de Ciudad Bolívar y 65 Km. al noroeste de la ciudad de Puerto Ordaz, limitado al norte por la empresa mixta Petromonagas. Además, se conoce que este bloque esta dentro de la jurisdicción del estado Anzoátegui.

A continuación, se muestra un mapa con la ubicación de los bloques ya mencionados.

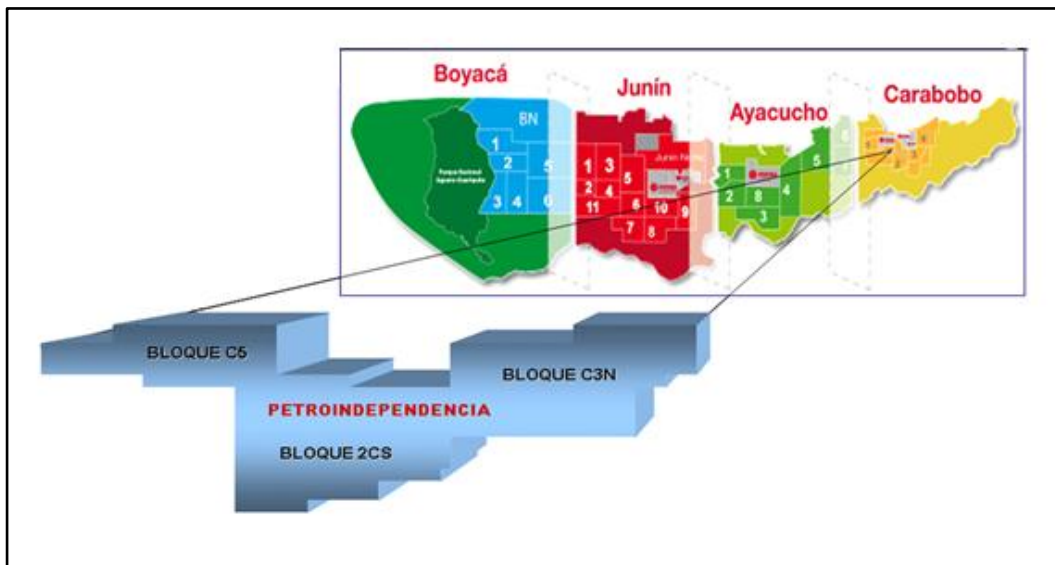


Figura 3.4. Bloques que conforman E.M. Petroindependencia (Imagen suministrada por Petroindependencia)

3.4. ESTRATIGRAFÍA

La formación Oficina, está dividida en cuatro miembros, Morichal, Yabo, Jobo y Pilón, los cuales están en orden desde el más antiguo al más reciente. Es a esta formación a la que se le atribuye principalmente los aportes de hidrocarburos para el área de Carabobo.

La zona de mayor potencial para la producción de hidrocarburos es el miembro Morichal, ya que los espesores de arena neta petrolífera van desde 220 hasta 250 pies. El miembro Morichal se trata actualmente como tres grandes subunidades: Morichal Superior, Morichal Medio y Morichal Inferior.

Esta área se representa por una secuencia de bancos con poca consolidación e intercalada con lutitas y cieno con presencia de carbono. Hacia Morichal Inferior se encuentran grandes conjuntos de bancos con poca consolidación, que están asociados a un entorno fluvial en el cual se define

el espesor principal de dichos bancos (de 60 a 80 pies), por otro lado, en Morichal Medio y Morichal Superior, existen bancos intercalados con lutitas y cieno con presencia de carbono, también se sabe que su espesor es reducido debido a la transición de los distintos tipos de sedimentos de morichal inferior a morichal medio.

CAPITULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1. TIPOS DE INVESTIGACIÓN

Existen diferentes tipos de investigación, cada una dependiendo del tipo de trabajo realizado; según Arias (2006) existe una gran variedad de modelos y clasificaciones sobre los tipos de investigación, los criterios utilizados para saber de cual trata son los siguientes:

- Nivel de Investigación
 - a) Exploratoria
 - b) Descriptiva
 - c) Explicativa
- Diseño de Investigación
 - d) Documental
 - e) De campo
 - f) Experimental
- Propósito de la Investigación
 - g) Pura o Básica
 - h) Aplicada

En la realización de este trabajo especial de grado, se desarrolló una investigación descriptiva, debido a que este tipo de investigación puede definir características importantes de objetos o fenómenos en estudio. Según Arias (2012) “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento”, mientras que Hernández, Fernández y Baptista (2010) dicen que los trabajos

descriptivos son “útiles para establecer las dimensiones de un fenómeno, suceso o situación”.

En este caso, el elemento a estudiar, es el yacimiento de la FPO ubicado en los bloques donde opera la E.M. Petroindependencia, el cual fue caracterizado y a su vez creado en un modelo estático, para definir sus características más importantes y que éstas puedan ayudar a los estudios de simulación realizados posteriormente. Al final, serán definidas algunas dimensiones en las que está basada la investigación, como la producción de los distintos pozos ubicados en la macolla JQ y WA, con sus distintos estudios de análisis de sensibilidad, incluyendo producción a través del método de recuperación térmica SAGD.

Por otro lado, se tiene que el diseño de la investigación según Arias (2012) “es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado”, por lo que a través del trabajo especial de grado, el diseño investigativo usado fue el diseño experimental, ya que según Palella y Martins (2010) “El diseño experimental es aquel según el cual el investigador manipula una variable experimental no comprobada, bajo condiciones estrictamente controladas”, entonces al realizar los distintos tipos de simulaciones con los respectivos análisis de sensibilidad creados para tener una visión más amplia de lo que puede suceder en el campo en estudio por medio de producción en frío y posterior producción térmica por SAGD, estamos realizando experimentos con el fin de solucionar algunas inquietudes que pueda presentar la empresa con respecto al comportamiento que presenten sus campos en un futuro al realizar el proyecto que se tiene planteado.

4.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población del trabajo especial de grado está compuesta por los 60 pozos que conforman las macollas JQ (28 pozos) y WA (32) pozos, ubicadas en el campo cerro negro y que están perforados en su totalidad en la formación morichal medio.

| POZOS UTILIZADOS EN LAS MACOLLAS EN ESTUDIO | | |
|--|-------|-------|
| JQ-1 | JQ-21 | WA-13 |
| JQ-2 | JQ-22 | WA-14 |
| JQ-3 | JQ-23 | WA-15 |
| JQ-4 | JQ-24 | WA-16 |
| JQ-5 | JQ-25 | WA-17 |
| JQ-6 | JQ-26 | WA-18 |
| JQ-7 | JQ-27 | WA-19 |
| JQ-8 | JQ-28 | WA-20 |
| JQ-9 | WA-1 | WA-21 |
| JQ-10 | WA-2 | WA-22 |

| | | |
|-------|-------|-------|
| JQ-11 | WA-3 | WA-23 |
| JQ-12 | WA-4 | WA-24 |
| JQ-13 | WA-5 | WA-25 |
| JQ-14 | WA-6 | WA-26 |
| JQ-15 | WA-7 | WA-27 |
| JQ-16 | WA-8 | WA-28 |
| JQ-17 | WA-9 | WA-29 |
| JQ-18 | WA-10 | WA-30 |
| JQ-19 | WA-11 | WA-31 |
| JQ-20 | WA-12 | WA-32 |

Tabla 4.1. Pozos usados en las macollas

4.3. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para la realización del trabajo especial de grado, se desarrolló una metodología que permitirá cumplir con los diferentes objetivos trazados. El esquema es mostrado en la **figura 4.1**

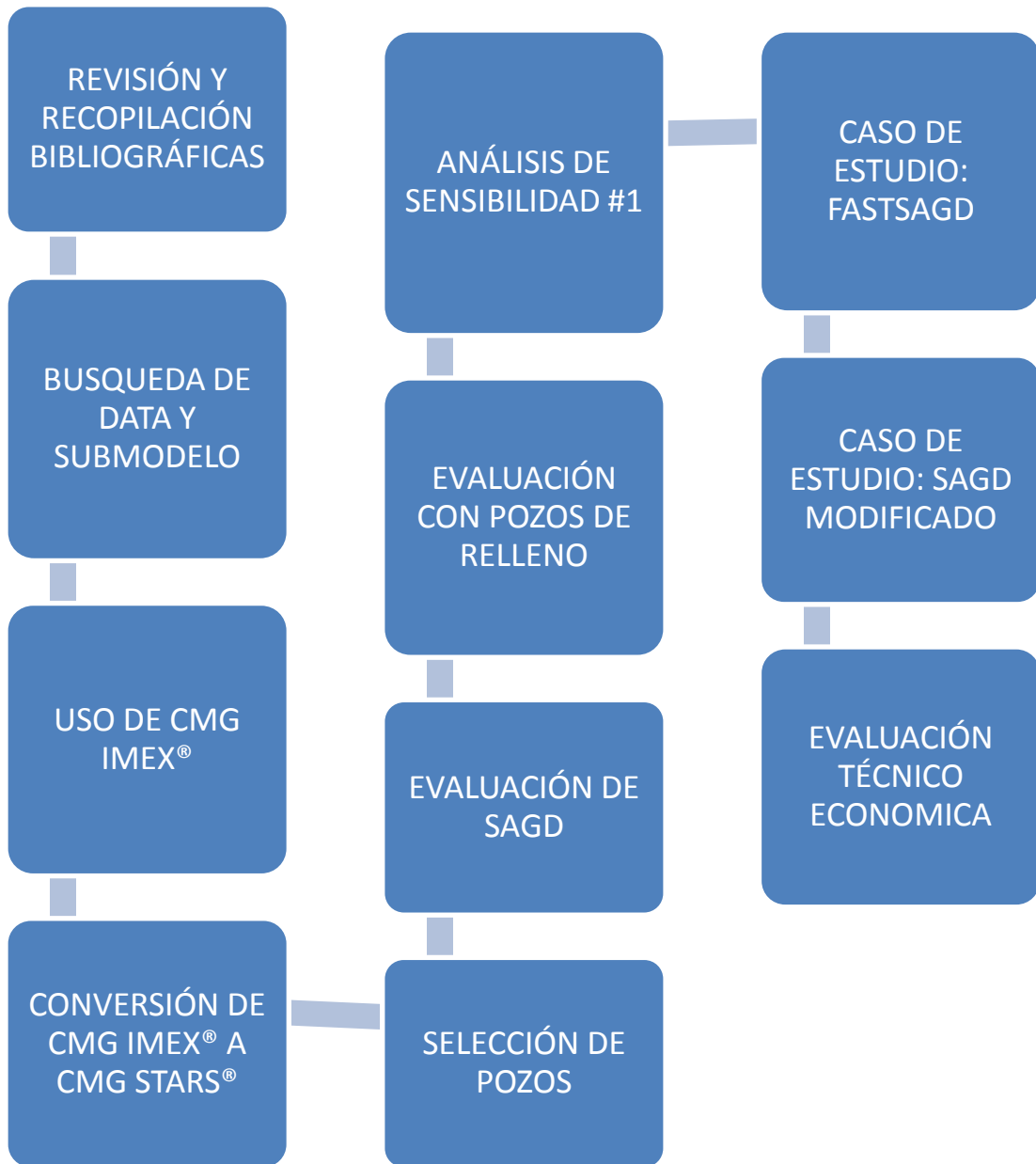


Figura 4.1 Diagrama de la metodología usada.

4.3.1. REVISIÓN Y RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA

Para cumplir a cabalidad con el esquema de desarrollo de este proyecto, se llevó a cabo la recopilación y revisión bibliográfica. Esta

información proveniente de los distintos métodos de investigación que existen hoy en día como Internet, libros, artículos técnicos SPE (Society Petroleum Engineer) y trabajos especiales de grado con temas similares, además del uso de manuales facilitados por la empresa CMG en sus cursos de capacitación, fue analizada e interpretada para luego ser plasmadas en el transcurrir del proyecto, siendo así un paso de suma importancia para la obtención de información breve pero bien detallada sobre los conceptos básicos y también sobre el manejo del programa.

4.3.2. BÚSQUEDA DE DATA Y SUBMODELO

Por otro lado, se necesitó de información adicional pero no menos importante que lo mencionado anteriormente, ya que para poder realizar las simulaciones correspondientes del campo Cerro Negro, ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco, se debió buscar la información del mismo en las oficinas de la Empresa Mixta Petroindependencia, los cuales facilitaron un archivo rescue con el modelo del campo, información sobre dos macollas, archivos para la obtención de datos PVT a través de correlaciones, y archivos para obtener las curvas de permeabilidades relativas y además archivos de datos familiarizados con las expectativas de la empresa.

4.3.2.1 OBTENCIÓN DE DATA

Una vez revisados los archivos facilitados por la Empresa Mixta Petroindependencia, se tiene una información relacionada a la realización las pruebas PVT en el campo Cerro Negro, de este archivo se obtuvo la data dura para la realización del PVT necesario para la simulación, y también las funciones con las cuales se pueden realizar los cálculos de los mismos.

Los datos obtenidos con la revisión de estos archivos fue la siguiente:

- Temperatura del Yacimiento
- Gravedad API del petróleo
- Salinidad del agua
- Presión de Burbuja
- Densidad del gas

4.3.3 USO DE CMG IMEX®

Una vez obtenido el rescue del modelo del campo en estudio, se procedió a ingresarlo al simulador CMG IMEX®, el cual es un simulador de tipo BlackOil, para así facilitar la realización de algunos cálculos necesarios como la obtención de los datos PVT y las curvas de permeabilidades relativas.



Figura 4.2 CMG IMEX®

Para poder cargar este archivo rescue en el simulador CMG IMEX®, se debe crear un proyecto nuevo e inicializarlo como se muestra en la **figura 4.3**.

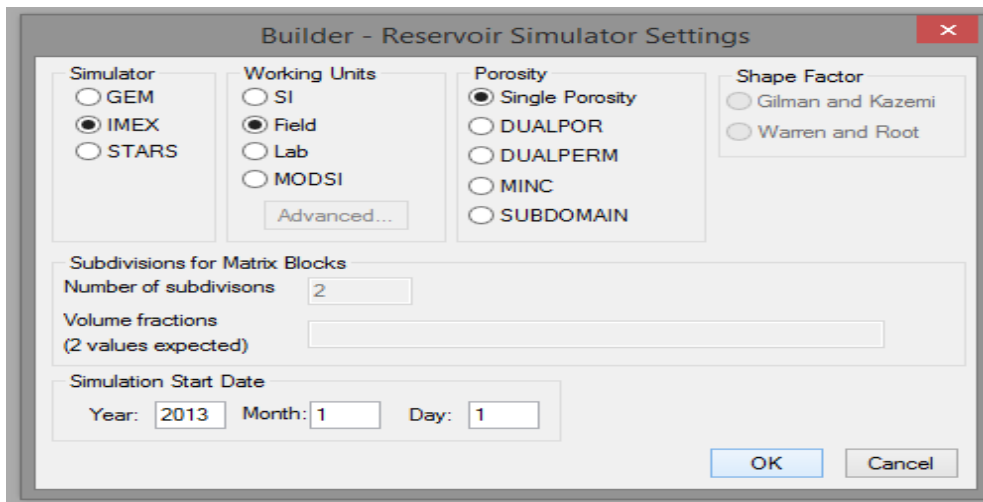


Figura 4.3. Ventana inicial de un archivo nuevo

Luego, dentro del builder, se procede a buscar la opción de cargar archivo como rescue. Después de haber realizado el paso anterior, se debe observar una ventana con las unidades geológicas contenidas en el modelo rescue.

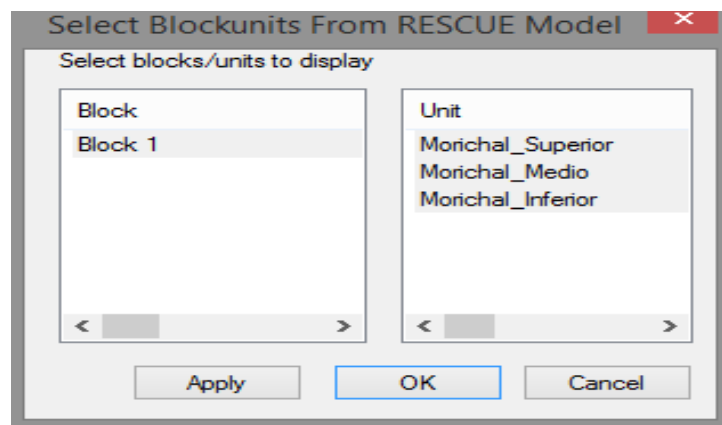


Figura 4.4 Unidades geológicas provenientes del rescue

Por otro lado, se deben importar las propiedades provenientes del rescue, para ello se crean propiedades custom y se van agregando allí una por una, tal como se muestra en la **figura 4.5**

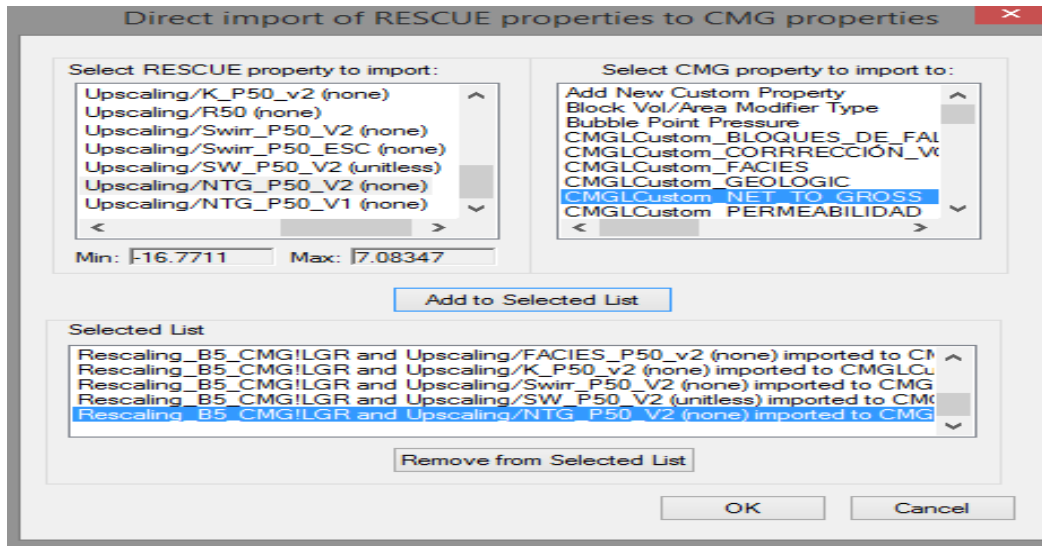


Figura 4.5 Ventana de importación de propiedades.

4.3.3.1. SECCIÓN DE DATOS DE YACIMIENTOS

Una vez cargado el modelo con sus respectivas propiedades, se procedió especificar cada una de ellas por medio de la creación de modelos de ecuaciones y asignación de las mismas a los campos que son necesarios en el simulador para que el simulador pueda ejecutar sus actividades, cabe acotar que este paso pudo haber sido realizado al cargar el rescue. Las fórmulas creadas fueron las siguientes: porosidad, permeabilidad, net to gross, saturación de agua, saturación de petróleo.

4.3.3.2. SECCIÓN DE COMPONENTES

Para la sección de componentes se utilizó la opción de “Create a Quick Blackoil Model Using Correlations”, donde se procedió a introducir la data dura suministrada por la Empresa Mixta Petroindependencia, como se muestra en la **figura 4.6**.

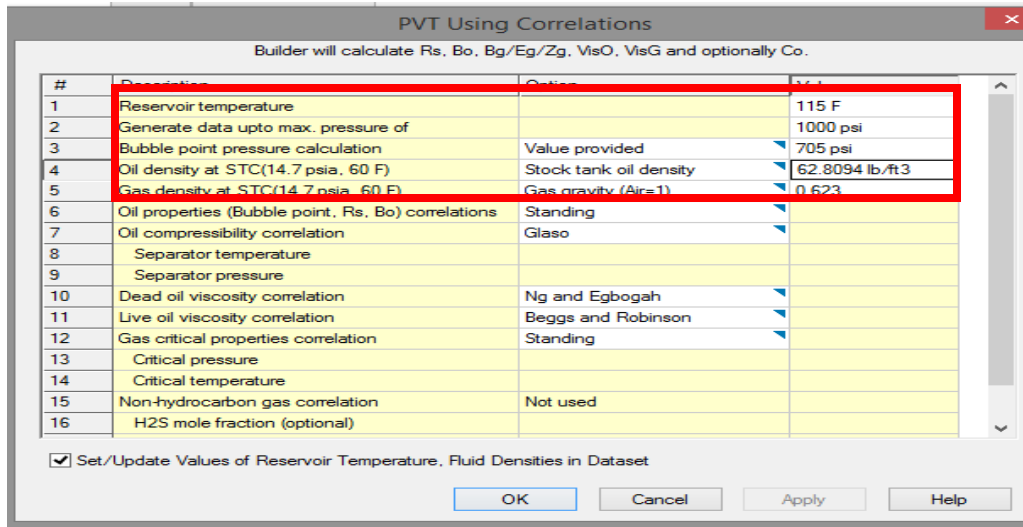


Figura 4.6 Datos para la realización del PVT

El PVT fue realizado por el simulador para liberación instantánea con las correlaciones predeterminadas que este contiene, en la **tabla 4.1** se muestran los datos y correlaciones que se usaron para la realización de este estudio; el uso de las correlaciones predeterminadas se debió a que la empresa solo suministró datos como Tyac, Pb, API y Gravedad del gas.

| CORRELACIÓN | STANDING | BEGGS ROBINSON | NG & EGBOGAH | LEE | GLASO | McCAIN | OSIF |
|-------------|----------|----------------|--------------|-----------|-------|-------------|------|
| PROPIEDAD | -Rs | | | | | - β_w | |
| | -Bo | - μ_o | - μ_{od} | - μ_g | -Co | - μ_w | Cw |
| | -Bg | | | | | | |

Tabla 4.2. Correlaciones usadas por el simulador

La ecuación de estado que utiliza CMG STARS® para caracterizar los fluidos es la siguiente:

$$K = \left(\frac{kv1}{P} + kv2 * P + kv3 \right) * EXP\left(\frac{kv4}{T - kv5}\right) \quad \text{(Ecu 4.1)}$$

Donde kv1, kv2, kv3, kv4 y kv5 son las constantes de equilibrio.

4.3.3.3. SECCIÓN DE ROCA FLUIDO

Nuevamente, con la lectura de la información suministrada por la Empresa Mixta Petroindependencia, se obtuvieron los EndPoints, con los cuales se procedió a la realización de las curvas de permeabilidades relativas. Para esta propiedad se creó primero un tipo de roca y se generó la tabla de permeabilidades usando correlaciones, donde el método predeterminado son las correlaciones de Corey.

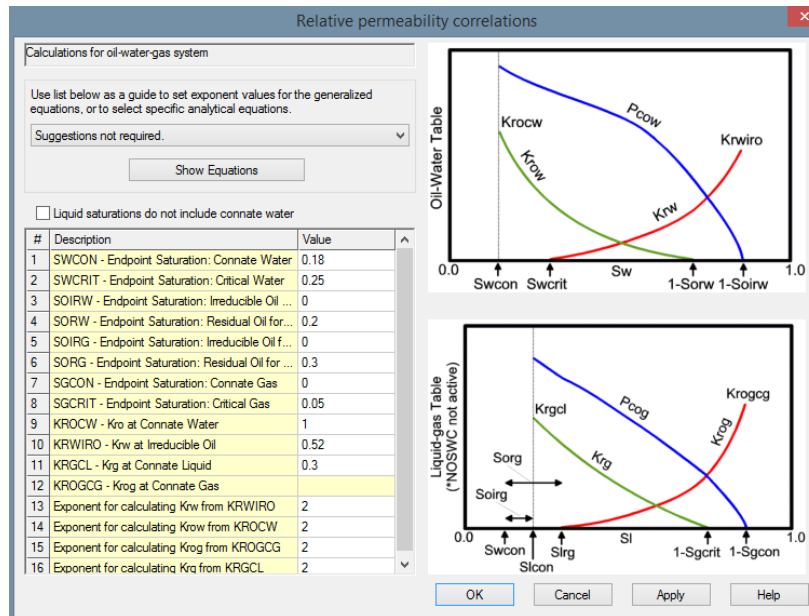


Figura 4.7. EndPoints Permeabilidades Relativas

4.3.3.4. SECCIÓN DE CONDICIONES INICIALES

Para las condiciones iniciales se necesitó presión de datum y una profundidad a donde debía ir referida la misma, entonces se usó una presión de 762,897 psi referida a una profundidad de 2019 ft.

4.3.3.5. SECCIÓN DE POZOS Y DATOS RECURRENTE

La Empresa Mixta Petroindependencia suministro los surveys de los pozos pertenecientes a la macollas JQ y WA, los cuales esperan que estén en construcción a medida que avancen los planes de explotación de la empresa. En esta sección importamos la trayectoria de los pozos suministrados como se indica en la **figura 4.8**

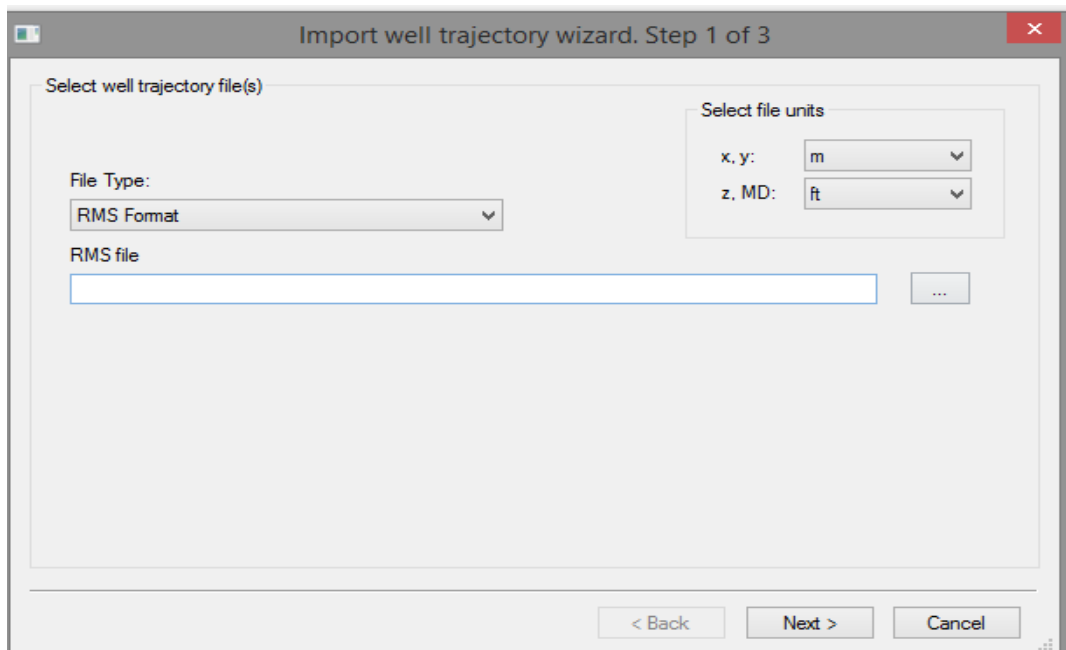


Figura 4.8 Ventana de importación de trayectoria de pozos

4.3.4. CONVERSIÓN DE CMG IMEX® A CMG STARS®

El presente trabajo de investigación no tiene como fin usar una simulación de tipo blackoil, por lo que se tuvo que realizar un cambio de simulador a uno de tipo térmico, en este caso CMG STARS®, para así poder realizar los trabajos de simulación correspondientes al método de recobro mejorado SAGD.



Figura 4.9. CMG STARS®

Para realizar la conversión, se busca la opción de “Convert Simulator Type for Dataset” y allí seleccionamos “to Stars”, luego aparecerá una ventana como la mostrada en la **figura 4.10**, donde se definirá la procedencia del modelo y además el lugar de resguardo.

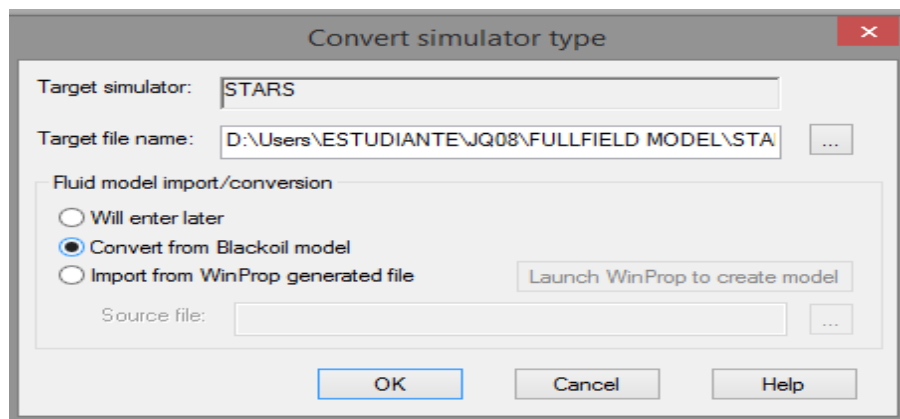


Figura 4.10 Convert Simulator Type

Es de vital importancia saber la diferencia entre un tipo de simulador BlackOil y uno Térmico, y por ende, saber que existen algunas variables que deben ser recalculadas con el fin de obtener un mejor comportamiento del simulador térmico. La propiedad más importante que debe ser recalculada es el PVT, donde se debe definir un punto de burbuja, el cual es la principal herramienta de cambio.

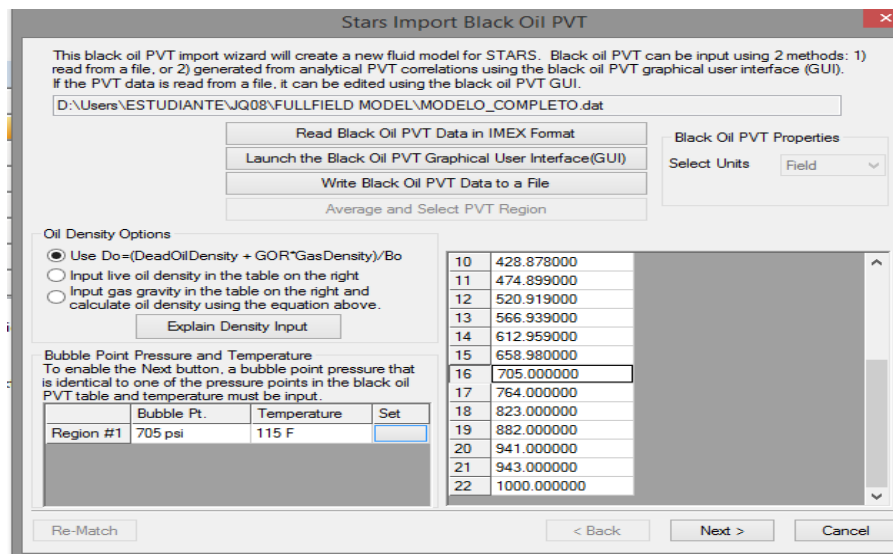


Figura 4.11 Definición de punto de burbuja para CMG STARS®

4.3.5. SELECCIÓN DE POZOS

En la selección de los pozos más óptimos para aplicación de SAGD, se usaron algunos métodos de selección dentro de los cuales esta una herramienta muy práctica llamada Índice de Oportunidades. El índice de oportunidades nos mostró las áreas con mayor prospectiva para realizar el estudio de SAGD. Para la creación del Índice de Oportunidades se necesitó la creación de algunas fórmulas y posterior asignación a propiedades también creadas.

Primero se realizó una fórmula para la capacidad de flujo, donde se usaron propiedades como espesores de arenas, net to gross y permeabilidades.

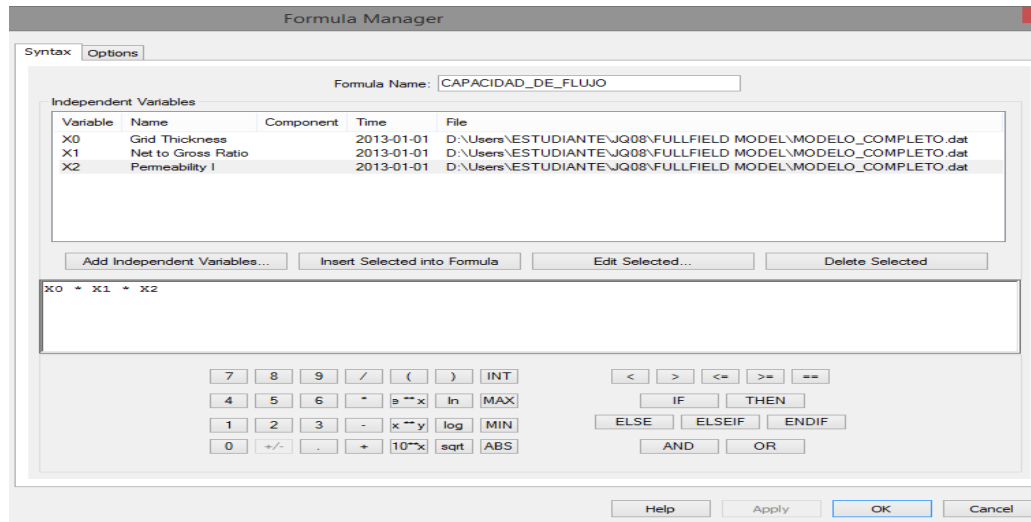


Figura 4.12 Propiedades usadas para Capacidad de flujo

Luego, la capacidad de flujo fue normalizada, siguiendo las directrices como se muestran en la guía práctica suministrada en los cursos realizados en CMG, pero con los valores correspondientes a nuestro caso.

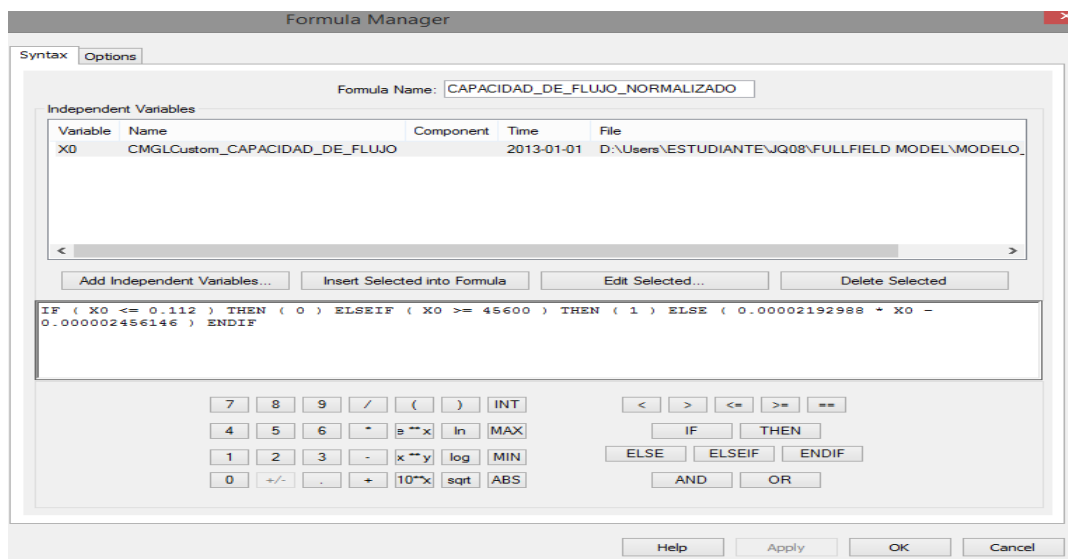


Figura 4.13. Capacidad de flujo normalizada

En segunda instancia, se creó la propiedad del Connected Net Pay, nuevamente siguiendo lo dictado por las guías prácticas de CMG.

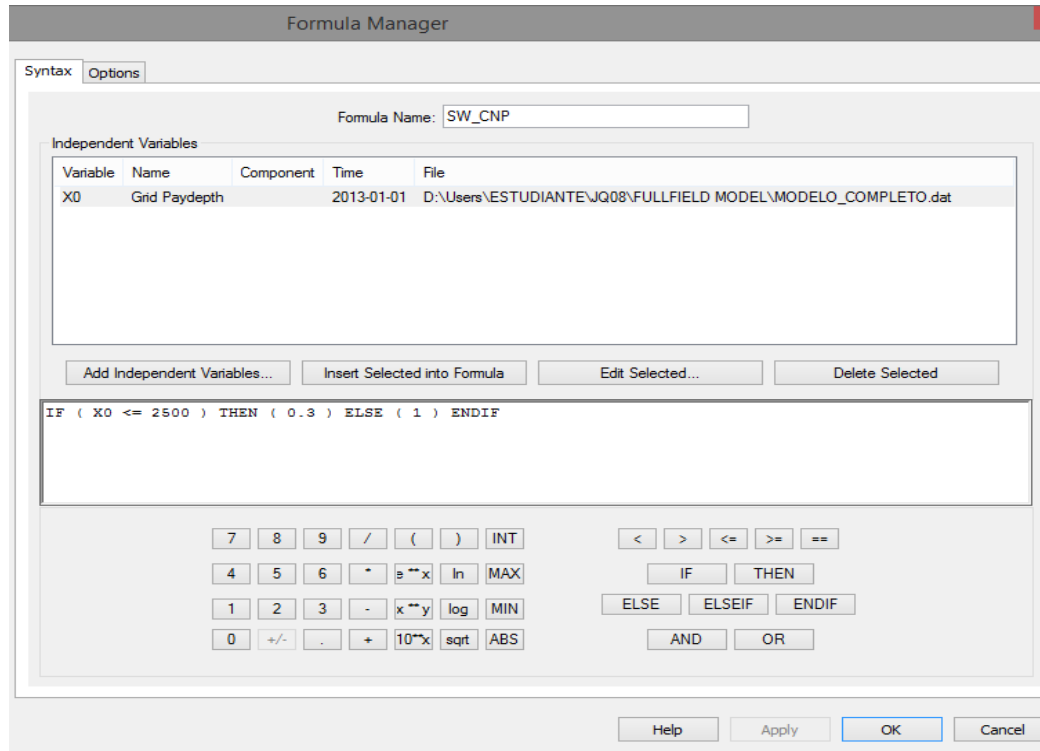


Figura 4.14 Connected Net Pay

Al igual que con la capacidad de flujo, el Connected Net Pay fue normalizado, en la **figura 4.15** se muestran los valores obtenidos y la condiciones para la normalización.

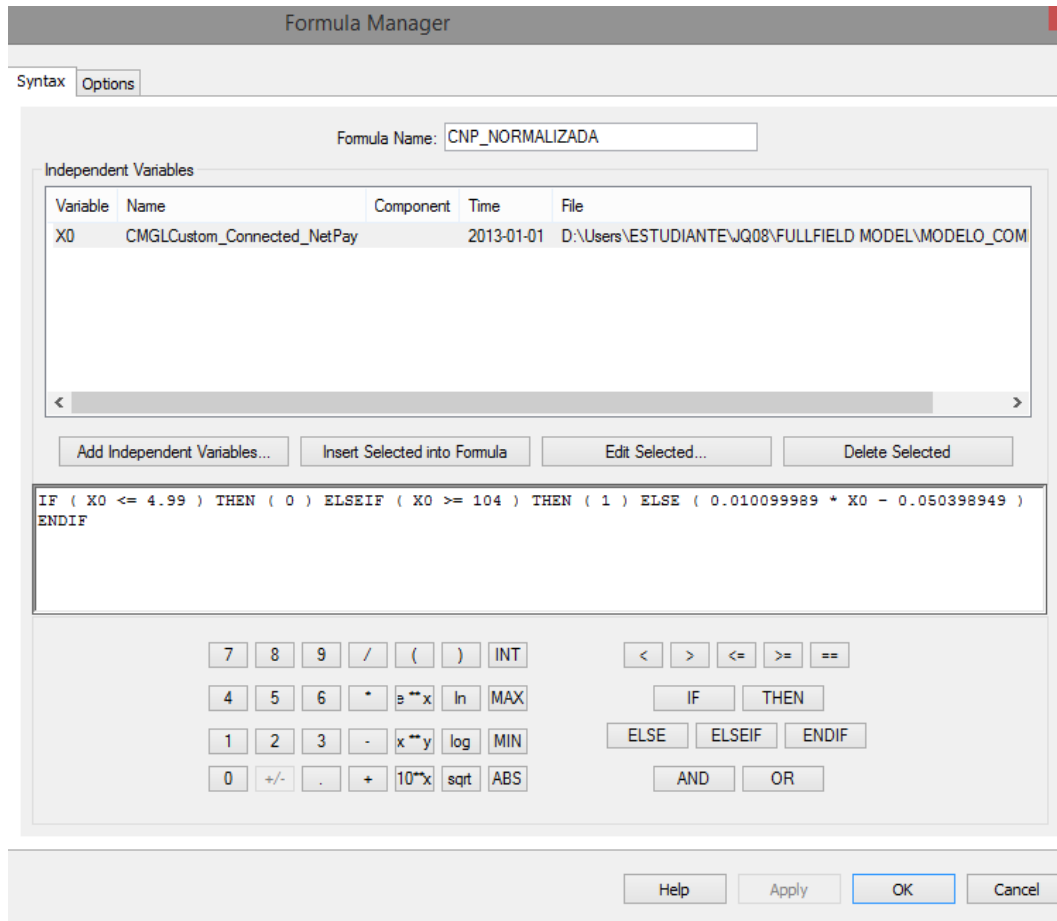


Figura 4.15 Connected Net Pay normalizado

En la tercera parte se creó la herramienta que conocida como Índice de Oportunidades, en el cual se tomaron las fórmulas de capacidad de flujo normalizada y connected net pay normalizado y el producto de ambas fue elevado al cuadrado, para así obtener capa por capa las zonas de mayor índice en donde se pueda realizar el estudio.

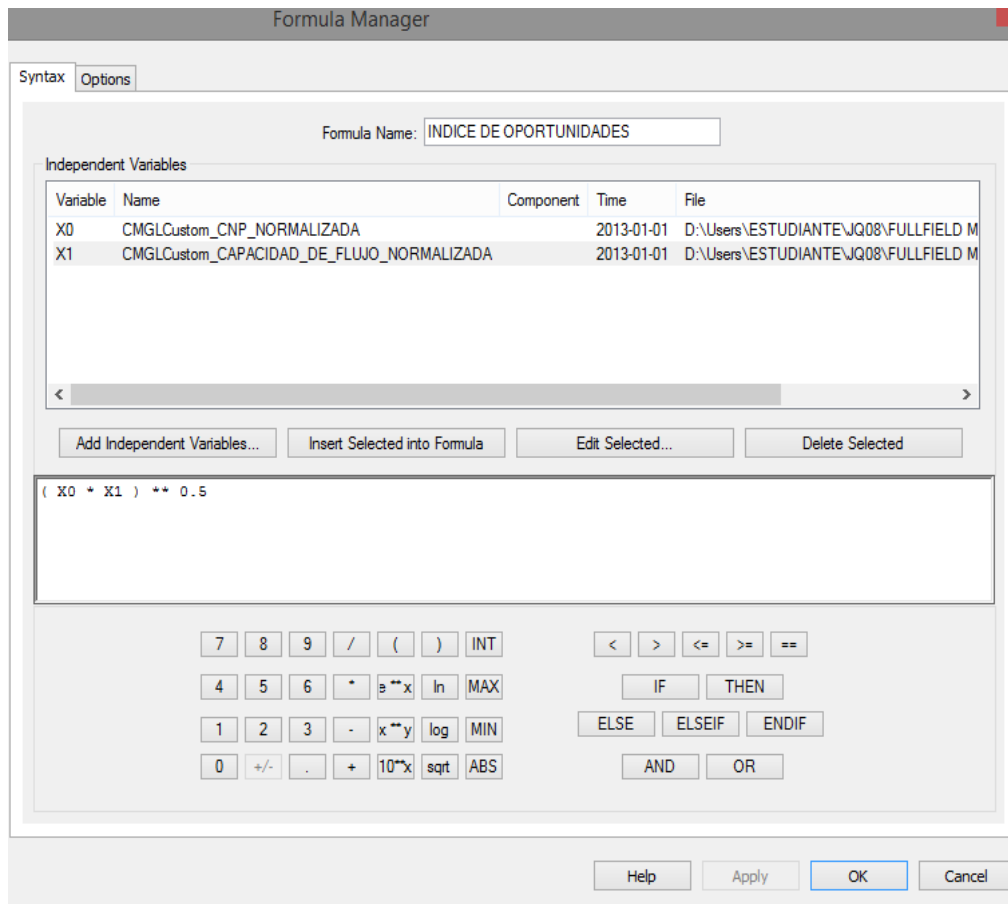


Figura 4.16 Índice de Oportunidades

Por último, se sabe que a través de las distintas capas las zonas de interés van variando, por lo que se procedió a usar una herramienta NBR, que se encuentra en Formula Manager, la cual agrupa todas las capas en una sola para obtención de un mapa en donde se observan las mejores zonas para la aplicación de las tecnologías de recobro.

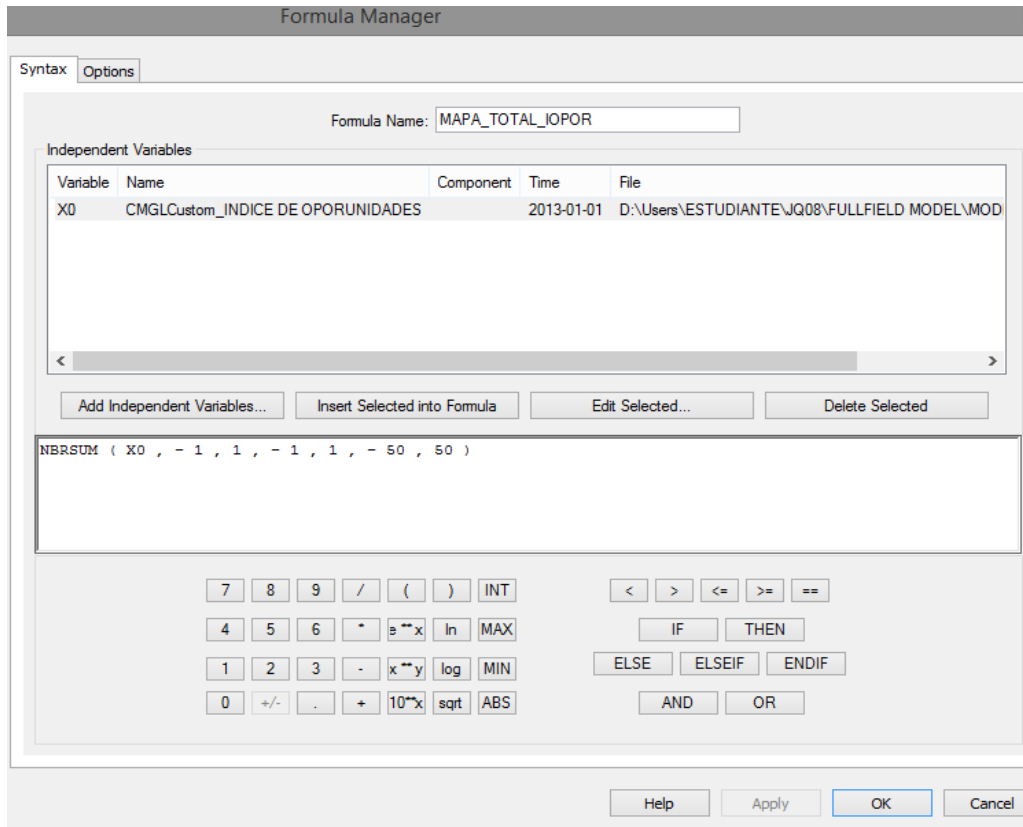


Figura 4.17. Mapa Total de Índice de Oportunidades

De igual forma, se consideró las profundidades a las que deben ser completados los pozos, esto porque para la realización de SAGD se necesita un espacio óptimo entre pozos productores e inyectores.

Para fines prácticos, no se trabajará con toda la población de pozos presentes en el modelo, sino que se fueron reduciendo hasta llegar a los dos pozos con mejor prospectiva, y así tomar ese análisis que puede ser maximizado y llevado a otros pozos que contengan las mismas características que los trabajados.

4.3.6. EVALUACIÓN DE SAGD

Para la realización de una evaluación SAGD en el modelo, fue necesario aplicar cortes para la extracción de un submodelo en el área donde se encuentran los pozos seleccionados, esto después de revisar el mapa total de índice de oportunidades; con este corte, el simulador bajaría su tiempo de corrida, ya que al dejar el modelo completo evaluaría celdas que están muy fuera del radio de drenaje de los pozos a trabajar, y se enfocaría en un área mucho más compacta, aunque del mismo modo que se aplicó el corte, ahora en el submodelo se aplicará un refinamiento del mallado, porque las celdas del modelo facilitado originalmente son muy grandes para representar un proceso SAGD.

Una vez realizado el refinamiento del submodelo, se procedió a agregar los pozos que tendrán la función de ser inyectores en el proceso de SAGD, a ellos se les definen sus respectivas características de pozos inyectores. Estos pozos se realizaron de forma tal que queden paralelos a los pozos productores, por lo que se tomó parte de su trayectoria de los pozos originales para que se lograra el objetivo.

Para la evaluación SAGD, es necesario primero realizar una corrida completa en frío, con esto se logrará observar en cuánto tiempo se tiene una presión de yacimiento de aproximadamente 500 psi, este dato de presión es parte de la planificación de la Empresa, una vez se obtenga esta presión se tiene un mejor conocimiento del intervalo de producción en frío, según lo esperado en el proyecto de la empresa, esto sucederá alrededor de los 10 años después de haber comenzado la producción, luego de ello se vuelve a realizar una nueva corrida pero esta vez con los pozos inyectores activados, ya este proceso cuenta como la primera corrida con SAGD.

4.3.7. EVALUACIÓN CON POZOS DE RELLENO

Para lograr esta evaluación, se realizará una la perforación de un nuevo pozo productor, con la particularidad que debe estar situado en el medio de dos pozos productores originales y tiene como función aumentar la producción y con ello hacer que la presión del yacimiento decaiga mucho más rápido. Este nuevo pozo será activado una vez que comience la inyección alternada de vapor en los pozos productores originales y estará produciendo solo por un lapso de 3 años. A partir de ese momento debe ser activado un nuevo pozo inyector, el cual será el par SAGD del pozo de relleno.

4.3.8. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD #1

En los análisis de sensibilidad #1 se tomará como variable de cambio la profundidad de los pozos inyectores, es decir, la separación vertical que existe entre los pozos productores e inyectores, para fines prácticos se usarán separaciones de 15 ft y 30 ft. Con esto se logrará obtener la distancia de separación óptima entre cada par de pozos, por medio de las tasas de producción en superficie. De igual forma, se variará la tasa de inyección del sistema en cada uno de los casos de variación de distancias óptimas, con esto se obtendrá un análisis mucho más completo para dar mejores conclusiones que ayuden conseguir los objetivos planteados en el trabajo especial de grado. Esta evaluación incluye el proceso de producción que plantea la Empresa en su proyecto, donde están presentes los pozos de relleno.

4.3.9. CASO DE ESTUDIO: FASTSAGD

Uno de los objetivos planteados en el trabajo especial de grado es realizar una sensibilidad con otro método de recuperación térmica, para este caso se usara Fast- SAGD. Con la tasa de inyección de 2000 bbl/d a una distancia horizontal de 150m entre el pozo productor y el pozo de relleno que será inyector, se busca con la incorporación de este método obtener una mayor tasa de recobro.

4.3.10. CASO DE ESTUDIO: SAGD MODIFICADO

Para el cuarto análisis de sensibilidad, la variación del método SAGD, involucra la perforación de dos (2) pozos inyectores por encima de la tubería de perforación, tal como se muestra en la **figura 4.19**. En este caso se realizó una separación horizontal entre los pozos inyectores de 150 m. Se pensó en este método porque los valores de las viscosidades que posee la faja, que en comparación con los crudos donde originalmente se ideó el SAGD, son relativamente bajos.

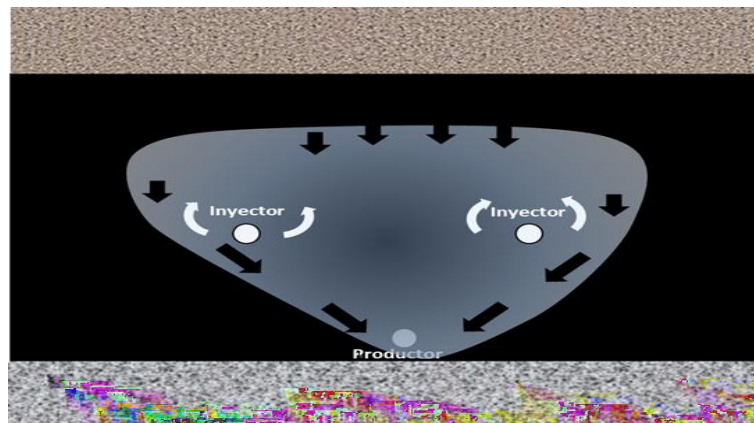


Figura 4.18 Método SAGD con dos pozos inyectores

4.3.11. EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA

Por último se tiene que realizar una evaluación técnico económico para la selección del método que se presente como mejor prospecto para ser recomendado a la empresa. Para ello se organizaran los distintos resultados obtenidos y se hará el análisis correspondiente a cada una de las sensibilidades realizadas.

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. ELABORACIÓN DEL PROYECTO EN EL SIMULADOR

Se revisaron los archivos informativos suministrados por la Empresa Mixta Petroindependencia, del cual se obtuvo la data para la elaboración del modelo dinámico del yacimiento a trabajar, debido a que el modelo estático fue facilitado, es decir, que propiedades como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, net to gross y porcentaje de arcillas, que habían sido modeladas previamente. Por lo que se procedió a agregar los datos confiables en la sección de componentes del Builder, con lo que se obtuvo como resultado la creación de un PVT con las correlaciones presentes en el simulador. En la **tabla 5.1** se muestran los datos suministrados por la empresa, con los cuales se completaron las propiedades para la realización del PVT por medio de las correlaciones internas del simulador.

| P yac. | Pb | T yac | Rs | Bo | G gas | Salinidad | API |
|------------------------|-----------|------------------|------------------------|-----------------|--------------|------------------|------------|
| 943 psi | 705 psi | 115 F | 70,5(PCN/BN) | 1,04 | 0.6230 | 10000ppm | 9 |
| Viscosidad @943 | | 1832,4 cp | Viscosidad @ 15 | 13130 cp | | | |

Tabla 5.1. Datos de yacimiento para formar PVT

Con los datos introducidos, el builder comenzó a trabajar con la ecuación de estado Peng-Robinson que utiliza CMG STARS® (**Ecuación 4.1, pág 76**), para caracterizar los fluidos, y saber cuál es el comportamiento de los pseudocomponentes como “crudo muerto” y “gas en solución”, que son descritos mediante los coeficientes para los cálculos de constantes de equilibrio de valores de K en función de P y T.

Luego fueron revisados los valores de la tabla de PVT completa, cuyos valores fueron comparados con la data obtenida de los archivos y se notó alguna discrepancia en las viscosidades y Rs con respecto a los valores que suministró la empresa, donde los valores arrojados por el simulador fueron muy bajos con respecto a los a los datos puntuales que se manejaron, por lo que se procedió a ajustar el modelo de los datos obtenidos desde el simulador a los datos suministrados por la empresa. En la **Tabla 5.2** se muestran los valores del PVT con las correlaciones del builder.

| Presiones | Rs | Bo | Z | Viso |
|---------------|-----------|---------|----------|---------|
| 14,70 | -0,199425 | 1,02150 | 0,99393 | 956,862 |
| 60,72 | 3,0375 | 1,02263 | 0,98767 | 909,958 |
| 106,74 | 6,3391 | 1,02377 | 0,98148 | 861,218 |
| 152,76 | 9,7054 | 1,02493 | 0,97535 | 812,917 |
| 198,78 | 13,3119 | 1,02663 | 0,969157 | 766,113 |
| 244,80 | 16,6689 | 1,02768 | 0,96324 | 721,347 |
| 290,82 | 20,1456 | 1,02878 | 0,957361 | 678,889 |
| 336,84 | 23,7278 | 1,02991 | 0,951507 | 638,849 |
| 382,86 | 27,4046 | 1,03011 | 0,945698 | 601,238 |
| 428,88 | 31,1675 | 1,03226 | 0,939929 | 566,009 |
| 474,90 | 35,0093 | 1,03349 | 0,93421 | 533,075 |
| 520,92 | 38,9243 | 1,03601 | 0,928534 | 502,327 |
| 566,94 | 42,9075 | 1,03732 | 0,922912 | 473,647 |
| 612,96 | 46,9547 | 1,03732 | 0,917351 | 446,91 |
| 658,98 | 51,0621 | 1,03865 | 0,911852 | 421,989 |
| 705,00 | 55,2265 | 1,04 | 0,90642 | 398,764 |

| | | | | |
|----------------|----------------|----------------|-----------------|----------------|
| 764,00 | 60,6442 | 1,04176 | 0,899961 | 371,277 |
| 823,00 | 66,1455 | 1,04356 | 0,892834 | 346,147 |
| 882,00 | 71,7259 | 1,0454 | 0,886248 | 323,154 |
| 941,00 | 77,381 | 1,04726 | 0,879815 | 302,099 |
| 943,00 | 77,5751 | 1,04732 | 0,879603 | 301,445 |
| 1000,00 | 83,1074 | 1,04916 | 0,873549 | 282,799 |

Tabla5.2 Valores PVT del builder

En primera instancia se realizó el ajuste de la viscosidad de petróleo muerto, donde se usó la **ecuación 5.1** y se creó una tabla a distintas temperaturas y usando 9 API.

$$\mu_{od} = [10^{(10^{(1.0805 - 0.0239 * \text{°API} - 0.0022 * T)})} - 1] \quad (\text{Ecu. 5.1})$$

Viscosidad del crudo muerto, Basada en Ng y Egbogah.

| TEMPERATURAS (F) | μ_{od} (cp) |
|------------------|-----------------|
| 100 | 26287,96 |
| 109 | 16702,02 |
| 115 | 12483,69 |
| 130 | 6260,02 |
| 145 | 3301,51 |
| 160 | 1824,45 |
| 175 | 1052,74 |
| 190 | 632,23 |
| 200 | 459,44 |
| 250 | 115,76 |

Tabla 5.3. Viscosidades de Petróleo muerto ajustadas

Luego, siguió el ajuste a las viscosidades de petróleo vivo. Para realizar este ajuste se tomaron los valores de viscosidades a las distintas presiones que arrojó el simulador, se creó una gráfica donde la línea de tendencia exponencial fue la de mejor ajuste y R^2 , tal como se muestra en la **figura 5.1**.

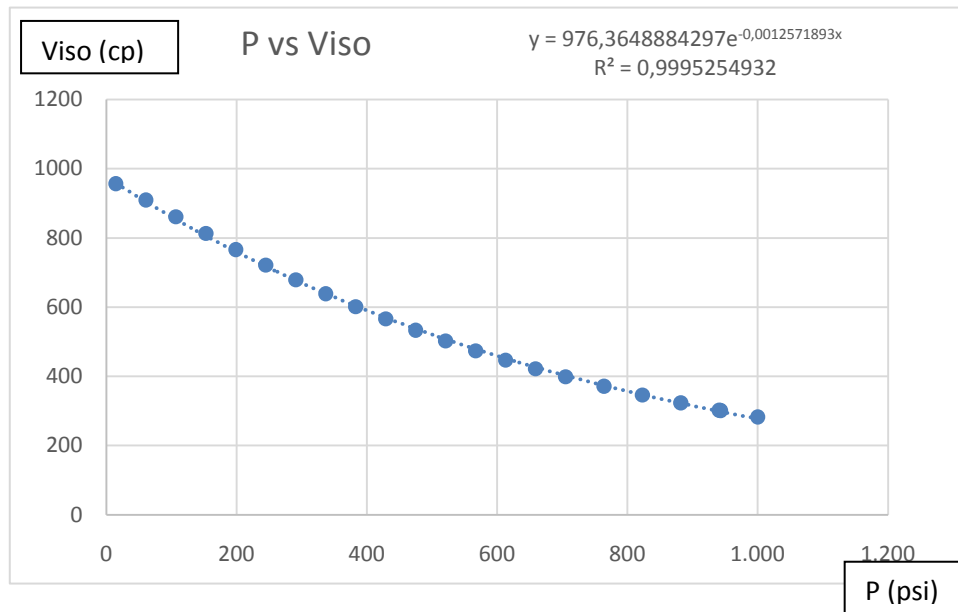


Figura 5.1. Gráfico de P vs Viso del builder

Una vez culminado este paso, se tomaron los valores de viscosidades de la data confiable que suministro la empresa (1832,4 cp@ 943psi y 12483,69@ 14,696) y se creó una nueva gráfica, a la cual se le dio el ajuste exponencial, que previamente se obtuvo como la de mejor ajuste para las viscosidades.

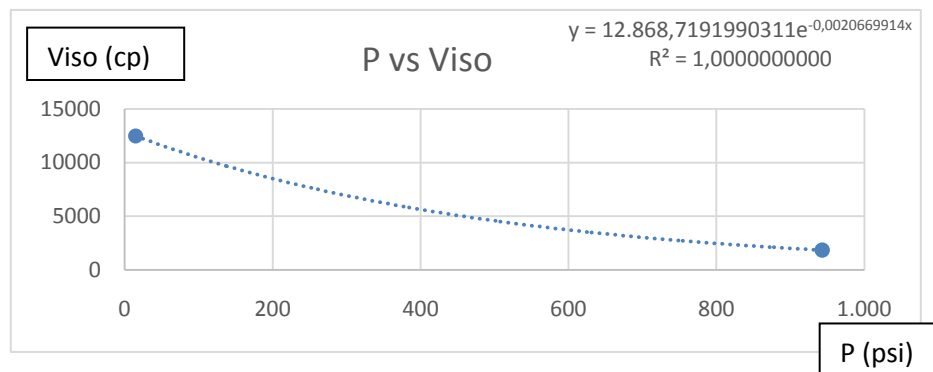


Figura 5.2 Gráfico P vs Viso de data suministrada

Una vez obtenida la ecuación que mejor se ajusto, se procedió a introducir los valores de presiones restantes para formar la nueva tabla de viscosidades que será agregada a la tabla de valores PVT y así tener un modelo con mejor ajuste a los valores suministrados por la empresa.

| Presiones | Viso |
|------------------|-------------|
| 14,70 | 12483,6900 |
| 60,72 | 11350,9272 |
| 106,74 | 10320,9420 |
| 152,76 | 9384,4315 |
| 198,78 | 8532,8989 |
| 244,80 | 7758,6334 |
| 290,82 | 7054,6092 |
| 336,84 | 6414,4820 |
| 382,86 | 5832,4392 |
| 428,88 | 5303,2103 |
| 474,90 | 4821,9931 |
| 520,92 | 4384,4509 |
| 566,94 | 3986,6109 |
| 612,96 | 3624,8703 |
| 658,98 | 3295,9469 |
| 705,00 | 2996,8764 |
| 764,00 | 2652,8063 |
| 823,00 | 2348,2387 |
| 882,00 | 2078,6384 |
| 941,00 | 1839,9908 |
| 943,00 | 1832,4000 |
| 1000,00 | 1628,7423 |

Tabla 5.4. Viscosidades ajustadas

Este procedimiento se llevó a cabo, porque según los estudios de PVT realizados por la empresa, con información de campos vecinos y correlaciones aplicadas, son los datos que mejor representan a los yacimientos en estudio.

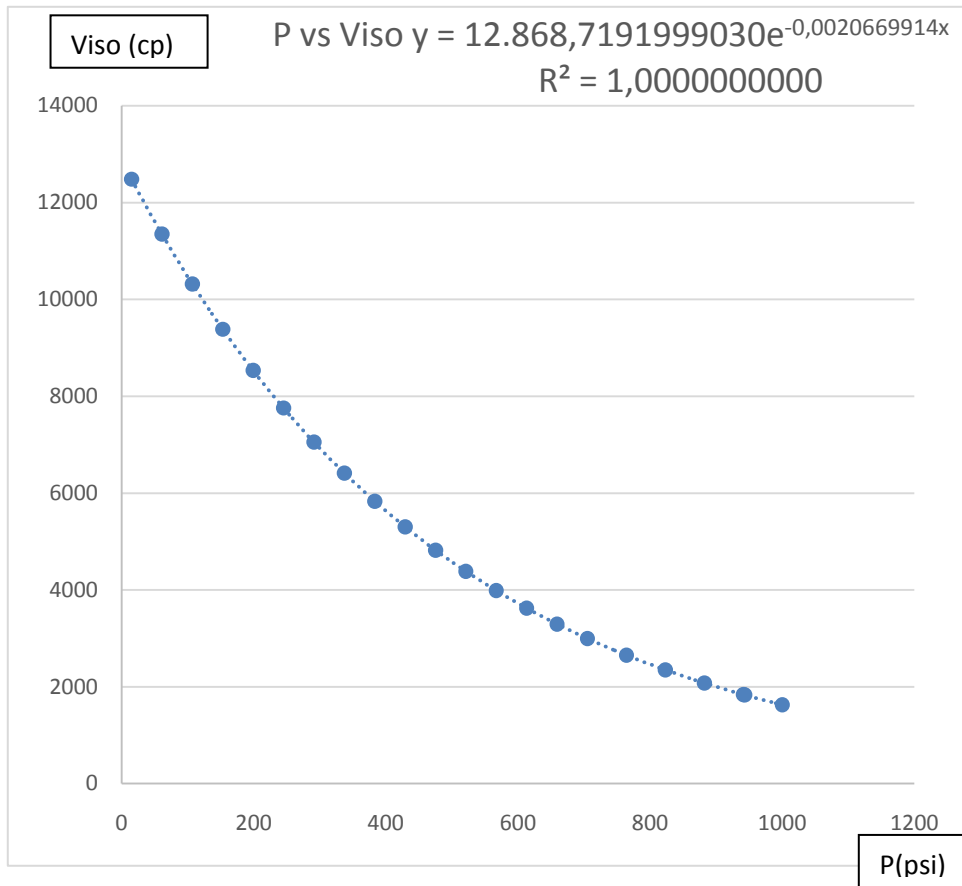


Figura 5.3. Gráfica de P vs Viso ajustadas

Por otro lado, hubo propiedades que se modificaron de forma distinta, debido a las similitudes que tenían con respecto a los datos suministrados. En estos casos, el valor de Rs esperado era de 70,5 @ 705 psi, y como se muestra en la **tabla 5.2**, su valor era menor al esperado. Por lo que se procedió a ajustar de la siguiente forma, se seleccionó la casilla que presentó el problema, se fue al botón tools y se trabajó con la opción “Shift Column values to Match”, en ella se asignó el valor de 70,5 @ 705 psi. En la **tabla 5.4** se muestran los nuevos valores obtenidos para Rs.

| Presiones | Rs |
|-----------|------------|
| 14,70 | -0,2545785 |
| 60,72 | 3,8775719 |
| 106,74 | 8,09230405 |
| 152,76 | 12,3895164 |
| 198,78 | 16,99345 |
| 244,80 | 21,27886 |
| 290,82 | 25,71709 |
| 336,84 | 30,28999 |
| 382,86 | 34,98365 |
| 428,88 | 39,78721 |
| 474,90 | 44,69151 |
| 520,92 | 49,68922 |
| 566,94 | 54,77404 |
| 612,96 | 59,94054 |
| 658,98 | 65,18389 |
| 705,00 | 70,5 |
| 764,00 | 77,41602 |
| 823,00 | 84,43877 |
| 882,00 | 91,56249 |
| 941,00 | 98,78157 |
| 943,00 | 99,02935 |
| 1000,00 | 106,09167 |

Tabla 5.5 Valores de Rs ajustados desde el builder

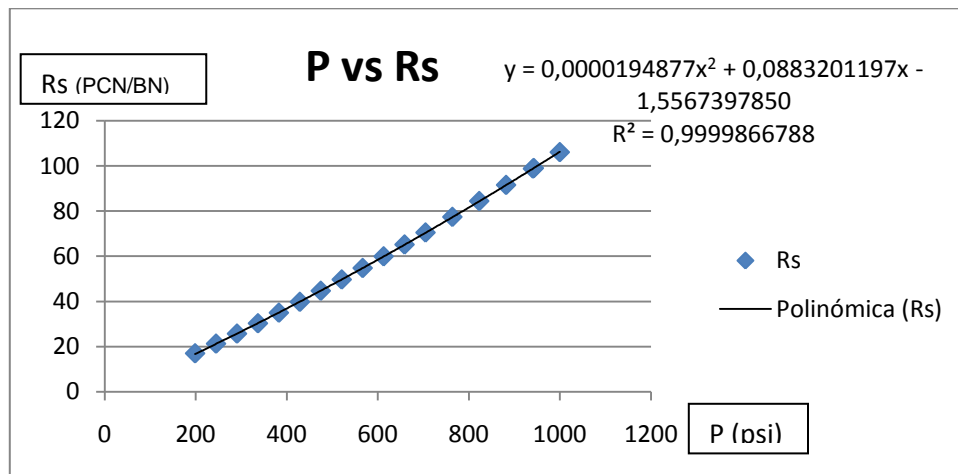


Figura 5.4. Gráfica P vs Rs ajustada

Como se ha mencionado, no se contó con los valores tabulados completos del campo, por lo que se realizaron todos los ajustes explicados anteriormente, esperando valores que se adaptaran a los suministrados por la empresa. Al final, el comportamiento de las gráficas PVT como B_o es muy aceptable según los conocimientos teóricos, **figura 5.5**

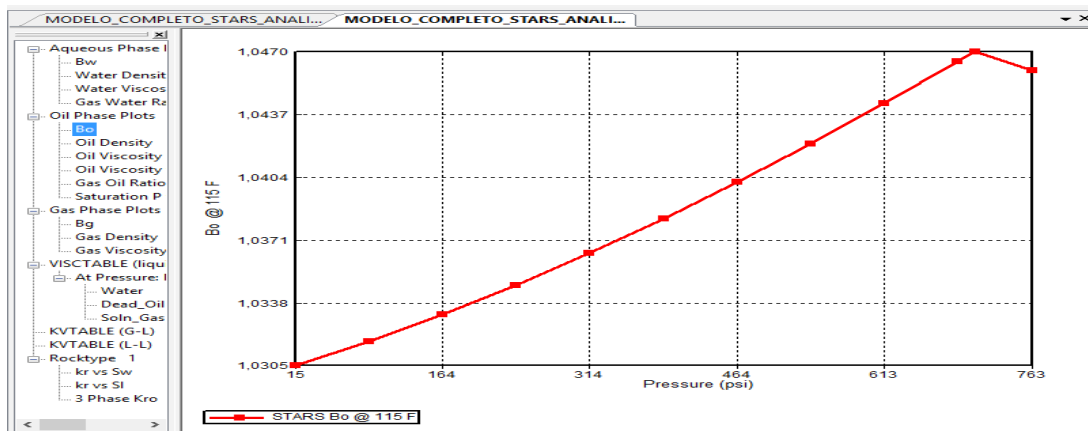


Figura 5.5 Comportamientos de B_o del PVT realizado

En las secciones de Roca-fluido y condiciones iniciales, ya los datos habían sido verificados, en la **figura 4.7** se encuentran los endpoints usados para crear las correlaciones de la sección roca-fluido y para ellos no hubo ningún ajuste, por lo que ya tenía el mallado a trabajar y se pudo continuar con la inserción de los datos restantes para seguir con la simulación. Los resultados de las curvas de permeabilidades relativas se muestran en la **figura 5.6**

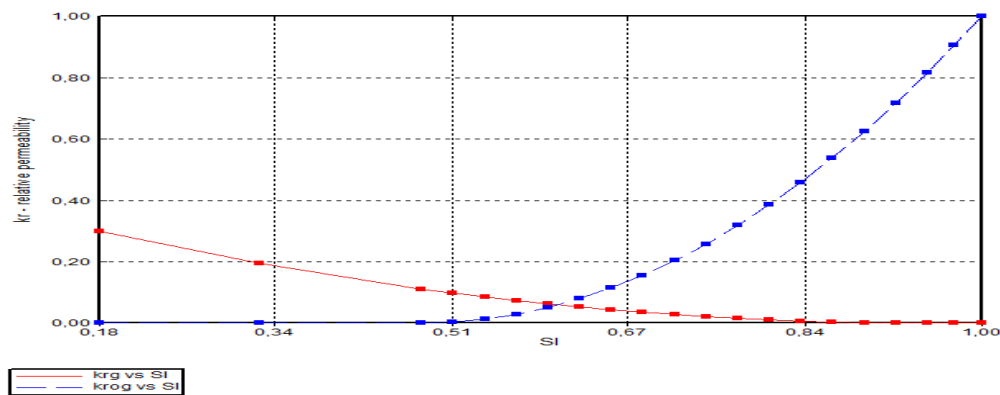


Figura 5.6. Curvas de permeabilidades relativas

5.2. SELECCIÓN DE POZOS

Luego de haber agregados los 60 pozos pertenecientes a las dos macollas en estudio (JQ y WA), el modelo estuvo tal y como se muestra en la **figura 5.7**. Por otro lado, no a todos los pozos se les podía realizar el estudio para aplicación de recuperación terciaria, debido a tiempos de simulaciones y otras características en sus completaciones, es por ello que se antes de comenzar los trabajos de simulación, primero se procedió a realizar una selección de pozos por diversos métodos que permitieron obtener los pozos adecuados para la implementación de SAGD.

El primer método de selección aplicado fue el de índice de oportunidades. Para crear el índice de oportunidades se desarrollaron las fórmulas de capacidad de flujo y connected net pay, con las propiedades que estas incluyen se tienen las zonas del yacimiento con las mejores características de producción de petróleo y luego al ser normalizadas con el obtiene una mejor visión de las zonas más prospectivas. Por último, se sabe que las zonas de producción varían para cada capa, es por ello que se usó una propiedad NBR que incluye el builder, con la cual se creó un mapa donde se suman todas las capas y se muestran en una sola, como la **figura 5.7**. Es allí donde se realizó la selección de la zona más prospectiva tomando en cuenta los pozos presentes.

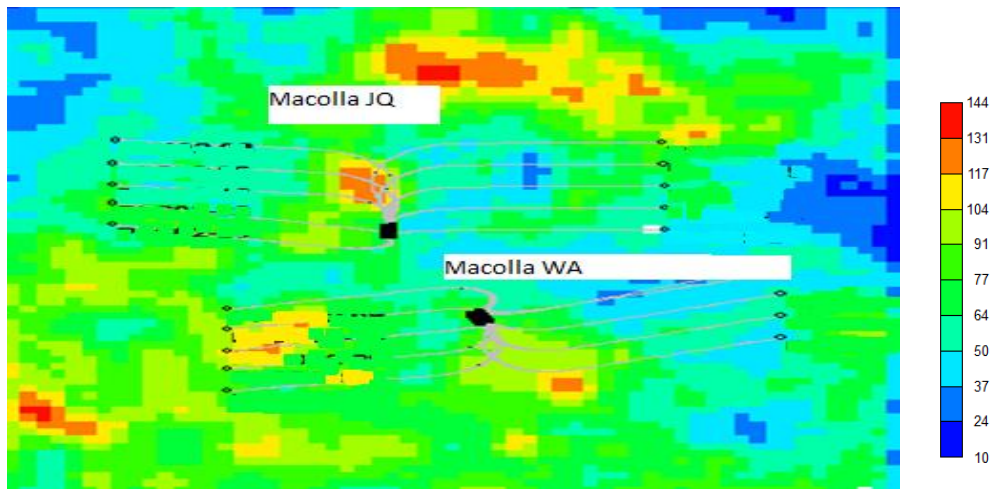


Figura 5.7 Mapa Total de Índice de oportunidades con macollas

Luego de los resultados mostrados anteriormente, se siguió con la extracción de un submodelo en la zona que consideramos de mayor producción, tal como se muestra en la **figura 5.8**.

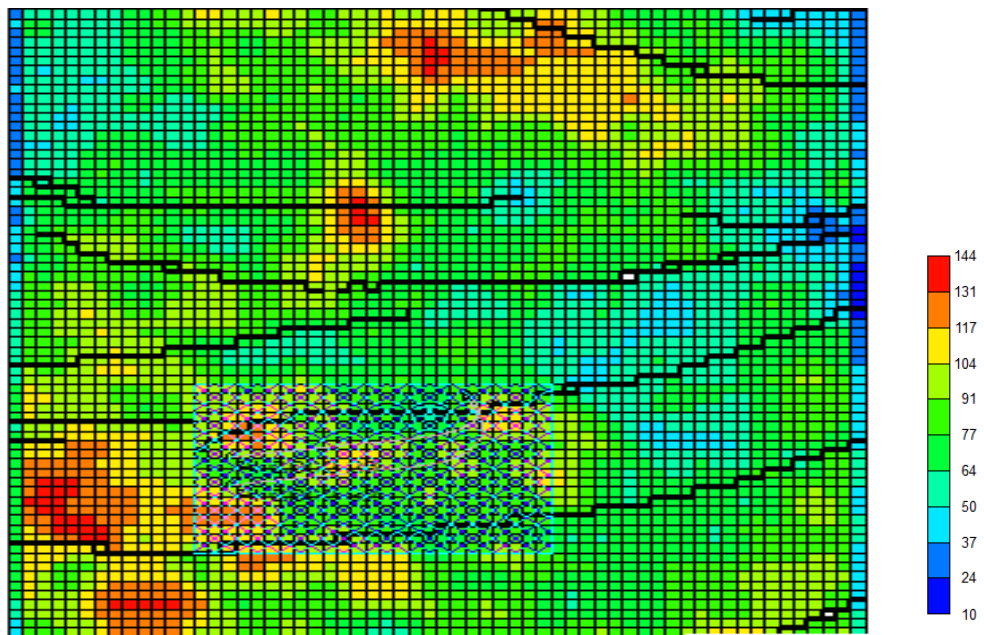


Figura 5.8 Extracción de Submodelo

Posteriormente, se revisaron las profundidades de los pozos y allí se seleccionaron 4 pozos WA- 26, WA-28, WA-31 y WA-32, al final se seleccionaron los pozos WA-28 y WA-31 como se muestra en la **figura 5.9**. A estos pozos seleccionados se les realizó los diferentes estudios de sensibilidades para cumplir con los objetivos planeados en el trabajo especial de grado.

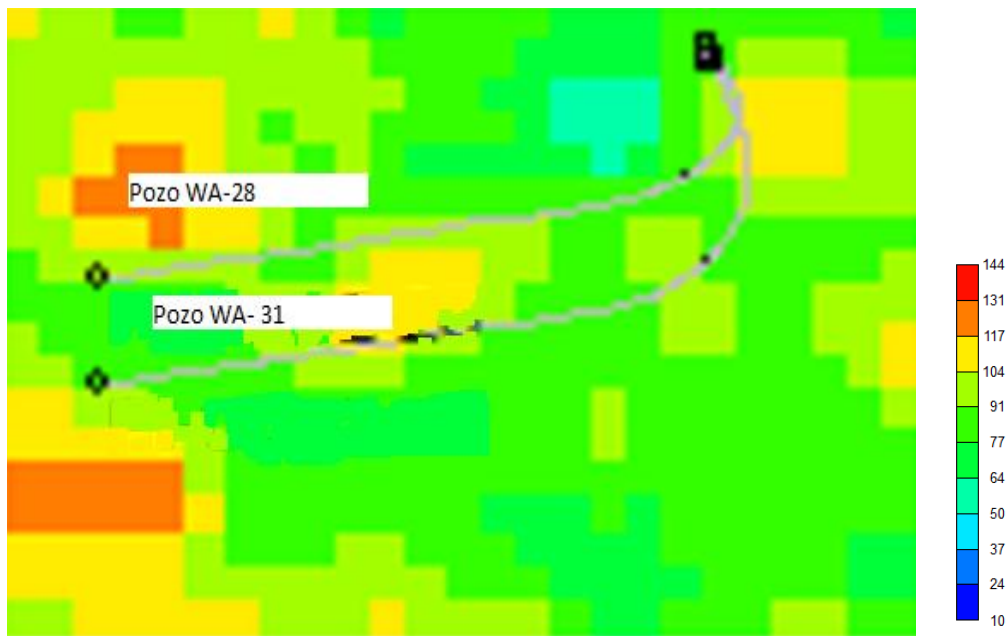


Figura 5.9. Pozos Seleccionados de la macolla WA.

Al realizar las primeras corridas de prueba, se encontraron algunas inconsistencias en el modelo, en la propiedad de saturación de agua por ejemplo, se hubo algunas celdas con una saturación de agua muy alta, con valores de net to gross y permeabilidades que hacían que se crearía una gran confusión en el simulador, ya que se tenían arenas que poseían aguas y con esos valores de permeabilidades el agua se canalizaba muy rápido y se obtenía como resultado una producción de agua irreal y poco consistente para lo que son los yacimientos de la FPO, en la **figura 5.10** se muestran

algunas de estas celdas, y en la **figura 5.11** se logra observar los valores de producción de agua para uno de los pozos seleccionados.

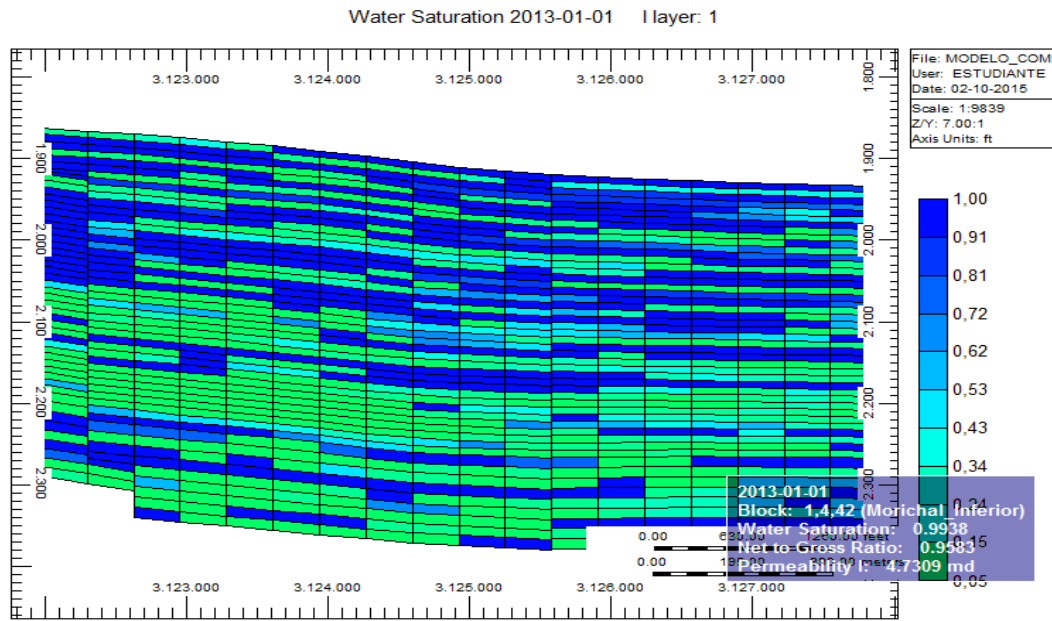


Figura 5.10 Celda con inconsistencia en las saturaciones

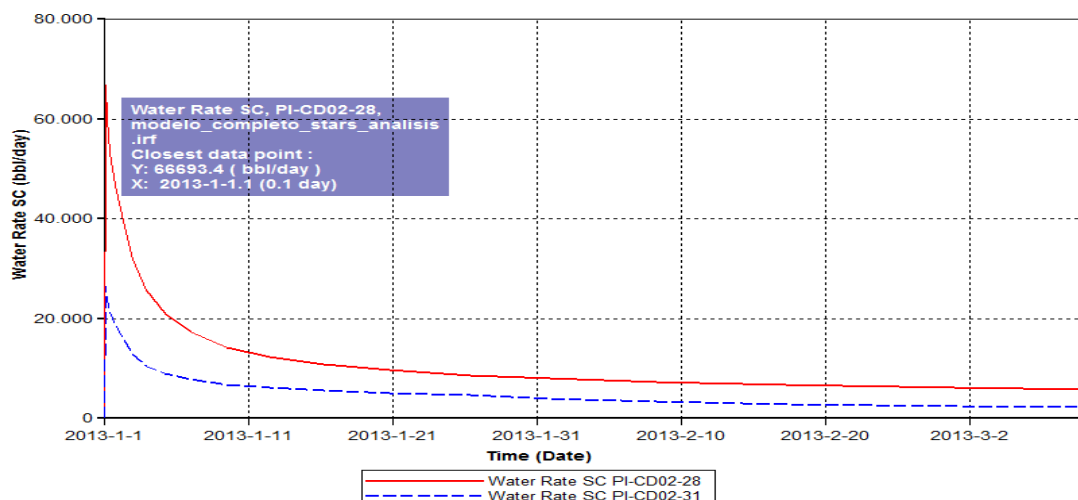


Figura 5.11. Curva de Producción de Agua

Para finalizar con estas modificaciones, se realizó un cambio en el Net To Gross que provenía del rescue, con esta manipulación hecha en el modelo se pueden mostrar resultados más coherentes con respecto a la producción de agua. La fórmula creada y luego asignada a la propiedad del NTG fue la siguiente:

IF (X0>=0.5) THEN (0) ELSE (X1) ENDIF (Ecu 5.2)

Donde: **X0: SW X1: NTG**

5.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD #1

Dentro de lo que fue el primer estudio de sensibilidad, se hicieron varias modificaciones en los pozos y así obtener un modelo más óptimo para cumplir con los objetivos planteados en el trabajo especial de grado; primero se buscó modificar las distancias de separación vertical entre pozos productores e inyectores, también se cambiaron la tasas de inyección.

5.3.1. CASO DE ESTUDIO A 15 FT

Este primer caso de estudio fue con la separación vertical a 15 ft, según Butler en los estudios realizados en Canadá, es la distancia más óptima para la realización de un SAGD. Para el caso de Venezuela es distinto, ya que el crudo y las características de los yacimientos de la FPO son muy distintas. Por ejemplo, en Canadá las temperaturas de los yacimientos son muy bajas en comparación con las nuestra, por ende se necesita un precalentamiento para lograr la comunicación térmica entre los pozos. Por otro lado, distancia planteada por Butler para Canadá también es la óptima porque es donde se logra con mayor estabilidad la comunicación térmica y también se logra una mejor producción como consecuencia de ello. Por estas razones se decidió descartar esta primera corrida en el simulador.

5.3.2. CASO DE ESTUDIO A 30 FT

Para este segundo caso de estudio, la separación entre los pozos inyectoros y productores fue de 30ft. La configuración realizada para dos tasas de inyección, es la mostrada en la **figura 5.12**.

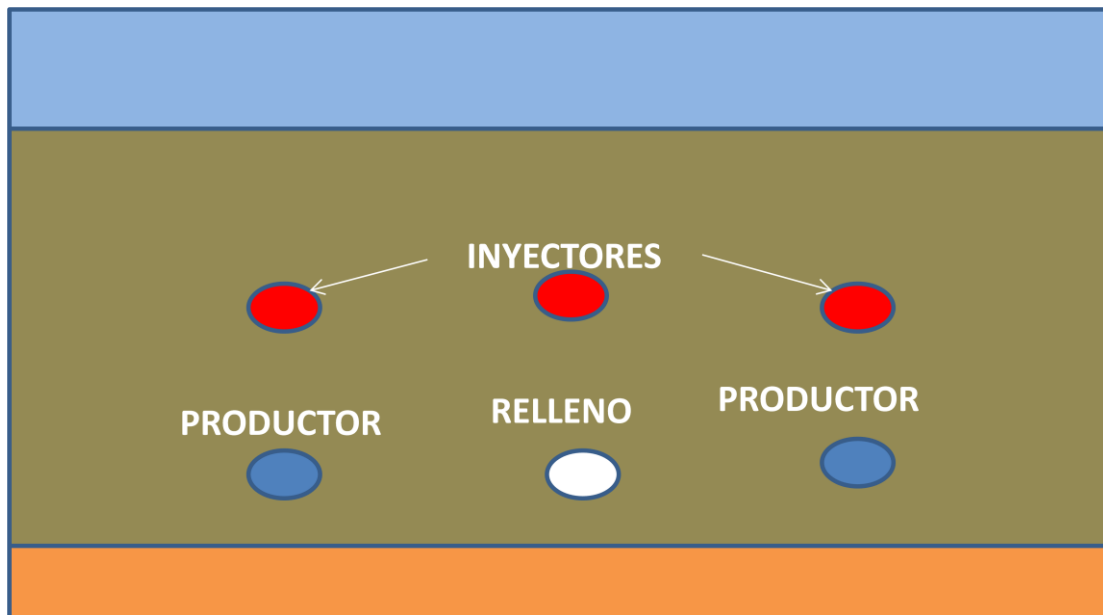


Figura 5.12. Configuración para estudio con 30 ft

Mientras que en la **figura 5.13**, se muestra como se verá esta configuración en el builder.

El proceso de simulación realizado constó de varias fases, las cuales fueron tomadas del proyecto de producción de la Empresa Mixta Petroindependencia, para así ir tomados de la mano con los datos y tener mayor coherencia en lo que pueda concluir.

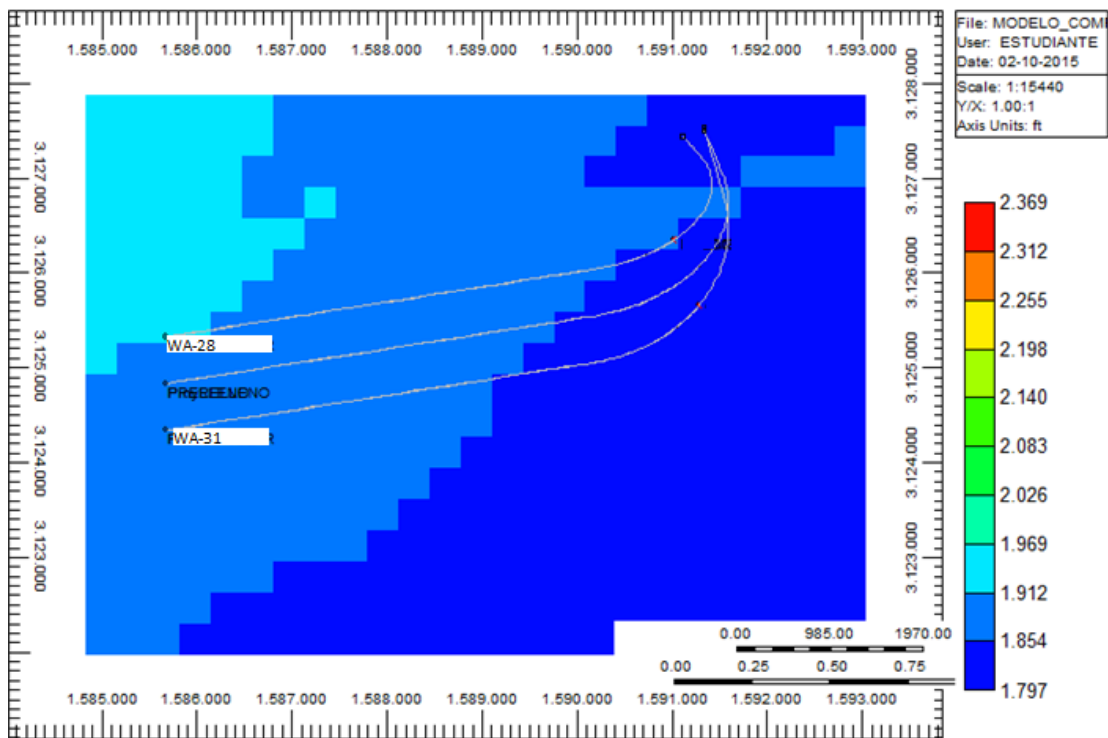


Figura 5.13. Configuración para estudio con 30 ft

5.3.2.1 CASO DE ESTUDIO A 30FT Y 1000 BPD DE INYECCIÓN

Cabe acotar que todo el desarrollo de simulación fue corrido en un lapso de 27 años, en el cual se llevó a cabo el siguiente proceso:

- A. Producción en frío de los pozos por un lapso de 10 años, con restricciones de 800 bbl/d de tasa de petróleo, 300 de Draw Down y 350 de presión de fondo fluyente (BHP).
- B. Tres (3) años de inyección alternada de vapor por los pozos principales, con restricciones de 800 bbl/d y 350 de BHP, mientras que se inyectará a 1000 bbl/d de agua a una temperatura de 500 F y una calidad de vapor de 0.8, los lapsos de inyección, remojo y producción serán de 23 días, 7 días y 243 días respectivamente. Al comenzar la

inyección cíclica, se perforará un pozo de relleno, espaciado a 150 m de los pozos productores, y se colocará a producción a las mismas condiciones que tuvo cada uno de los pozos productores principales en frío.

- C. Luego de 3 años con inyección alternada se colocaron los pozos inyector para comenzar con el proceso SAGD en los pozos principales, estos pozos usarán restricciones de inyección de 1000 bbl/d de agua, 500 F de temperatura y 0.8 de calidad de vapor y 850 de BHP. Mientras tanto el pozo de relleno, luego de tres años de producción, comenzará con el proceso de inyección cíclica de vapor por la misma cantidad de tiempo que estuvo produciendo en frío y con las mismas condiciones del proceso de IAV que se explicó anteriormente.
- D. Se perforó el pozo inyector del pozo interespaciado para comenzar con el proceso SAGD en el mismo, sus condiciones de inyección son similares a la de los pozos originales.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

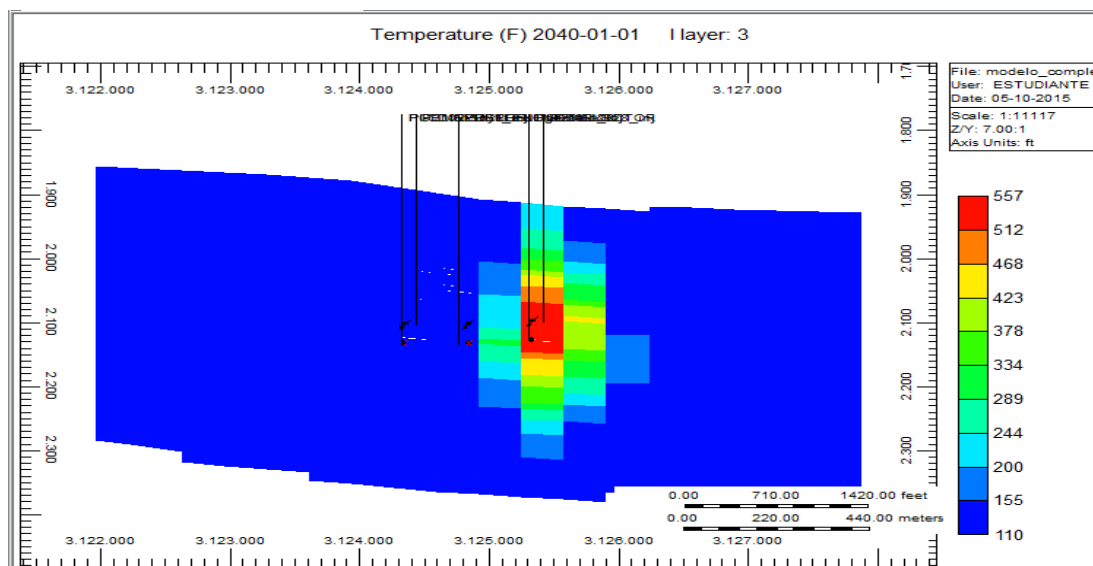


Figura 5.14. Cambios de Temperatura pozo WA-31

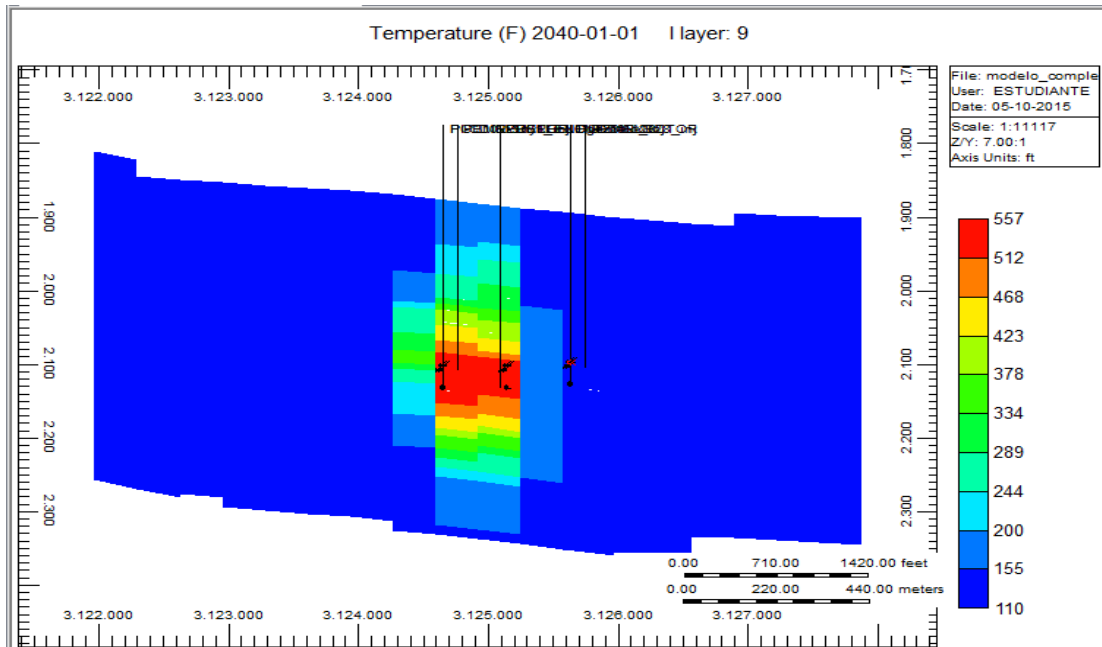


Figura 5.15 Cambios de temperaturas pozo WA-28 y relleno

Colocando el tipo de vista JK-2D, se logra observar una pequeña cámara de vapor debido un cambio de temperatura en algunos de las capas del modelo (**Figuras 5.14 y 5.15**), esto se debe a que la zona de perforación horizontal no es completamente productora, porque dicha completación pasa por zonas de arcillas las cuales no son completadas para producir por sus características, en la **figura 5.16**, se muestra algunas isosuperficies de temperatura para corroborar lo mencionado anteriormente.

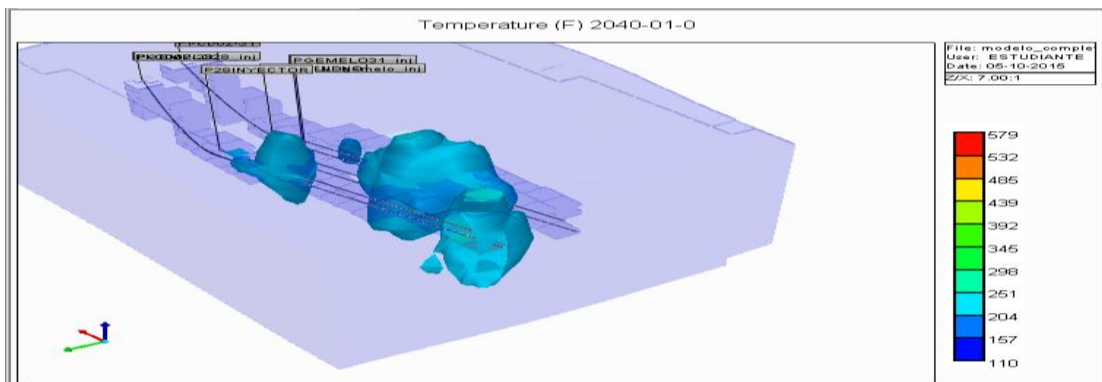


Figura 5.16 Isosuperficies de temperaturas caso 1000 bpd

Por otro lado, se estudiaron otros resultados para corroborar si el método de recobro aplicado funcionó de buena forma, es por ello que en las **figuras 5.17 y 5.18** se muestra la reducción de viscosidades, lo cual es uno de los objetivos principales de SAGD, por lo que se puede decir que dicha tecnología es aplicable en el campo en estudio.

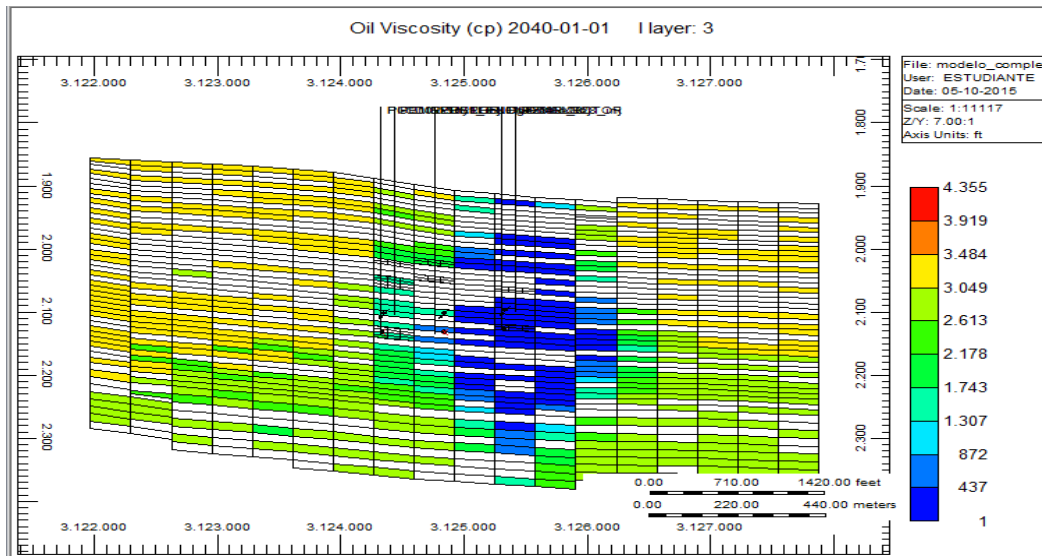


Figura 5.17. Cambios de Viscosidades Pozo WA-31

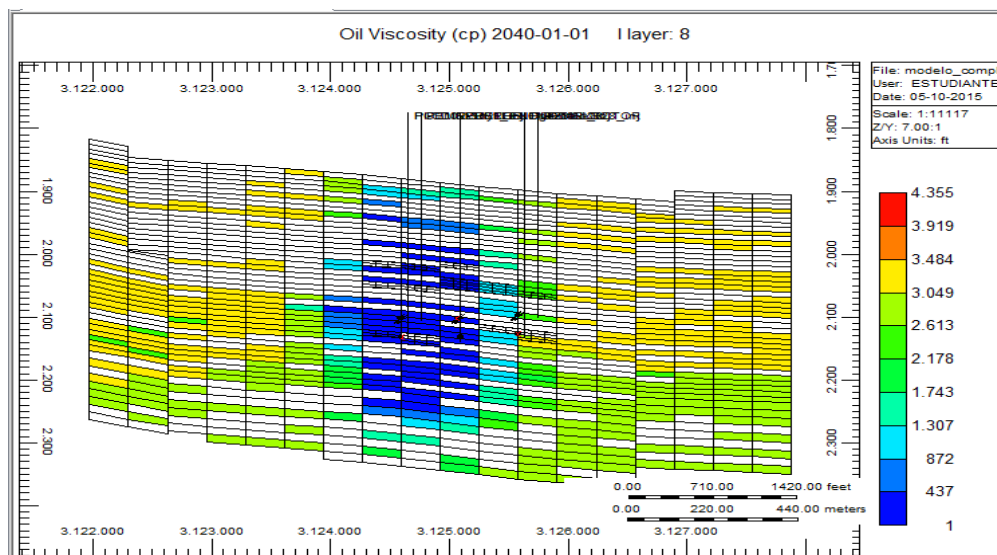


Figura 5.18. Cambios de Viscosidades Pozo WA-28 y relleno

Asimismo, se revisaron los datos de producción de petróleo en un post procesador de CMG llamado Result Graph, dichos resultados son mostrados en las **figura 5.19, 5.20 y 5.21**, donde se muestra claramente el proceso que se llevó a cabo durante la simulación y además se demuestra que con la tecnología aplicada es rentable la producción de petróleo para algunos pozos. Para este caso se logra observar una producción aceptable a través de los años para cada uno de los pozos productores presentes.

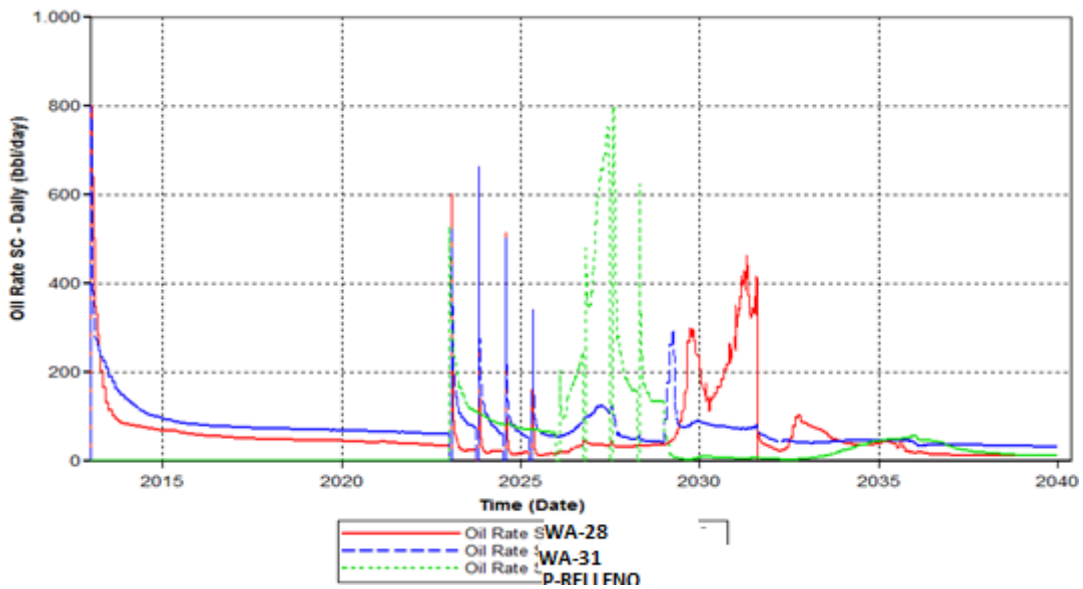


Figura 5.19. Producción de Petróleo pozos WA-28 y WA-31 y relleno

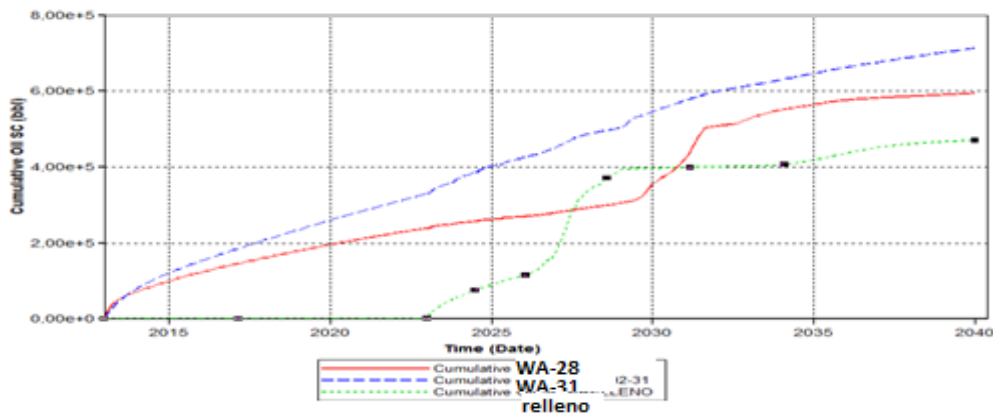


Figura 5.20. Petróleo acumulado para 1000bpd por pozo

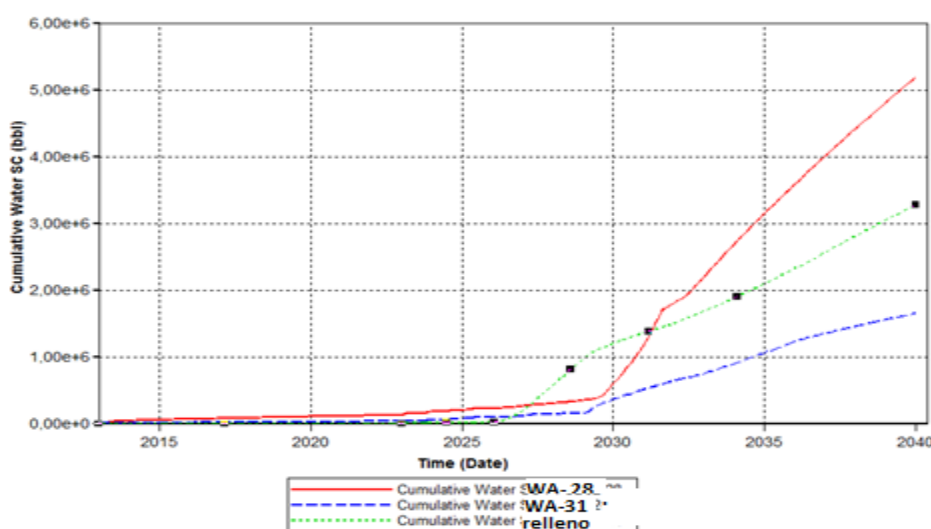


Figura 5.21. Agua acumulada para 1000bpd por pozo

5.3.2.2 CASO DE ESTUDIO A 30FT Y 2000 BPD DE INYECCIÓN

Para este caso se realizó el mismo proceso de simulación explicado anteriormente, a diferencia de las tasas de inyección, que esta vez fueron de 2000 bpd.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

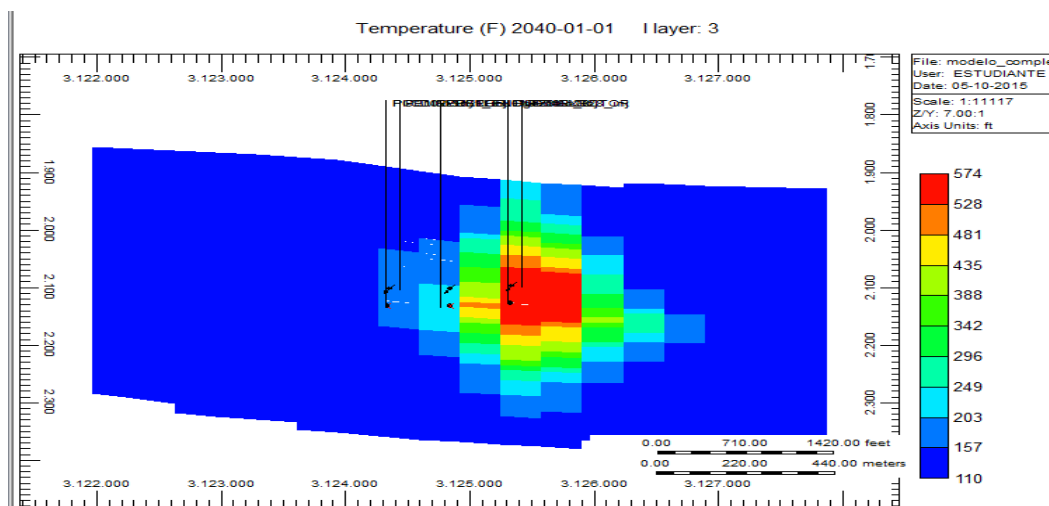


Figura 5.22 Cambios de temperaturas con 2000 bpd de inyección

Para el caso de 2000 bpd de inyección, se nota que la cámara de vapor debido a los cambios de temperaturas en mayor con respecto al método evaluado anteriormente, de igual forma se comparó las viscosidades y también se nota un gran cambio de las mismas en las zonas aledañas a los pozos, **figura 5.23**.

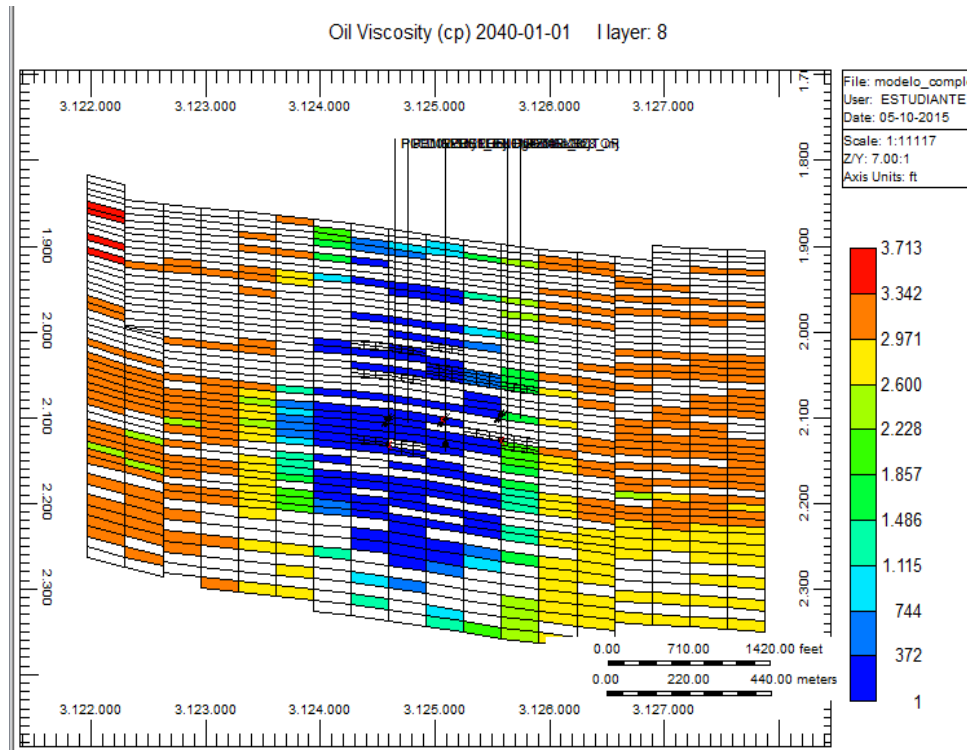


Figura 5.23. Reducción de viscosidades 2000 bpd de inyección

Como último paso de estudio, se revisó la simulación en el post procesador para obtener la data de producción, **figura 5.22**, en esta figura se logra observar una comparación de la producción cuando se usa BHP y cuando no. Cuando se usa BHP la producción es mucho más equilibrada en los años, se sabe que no es una curva de producción de libro debido a la heterogeneidad del modelo a lo largo de la sección horizontal.

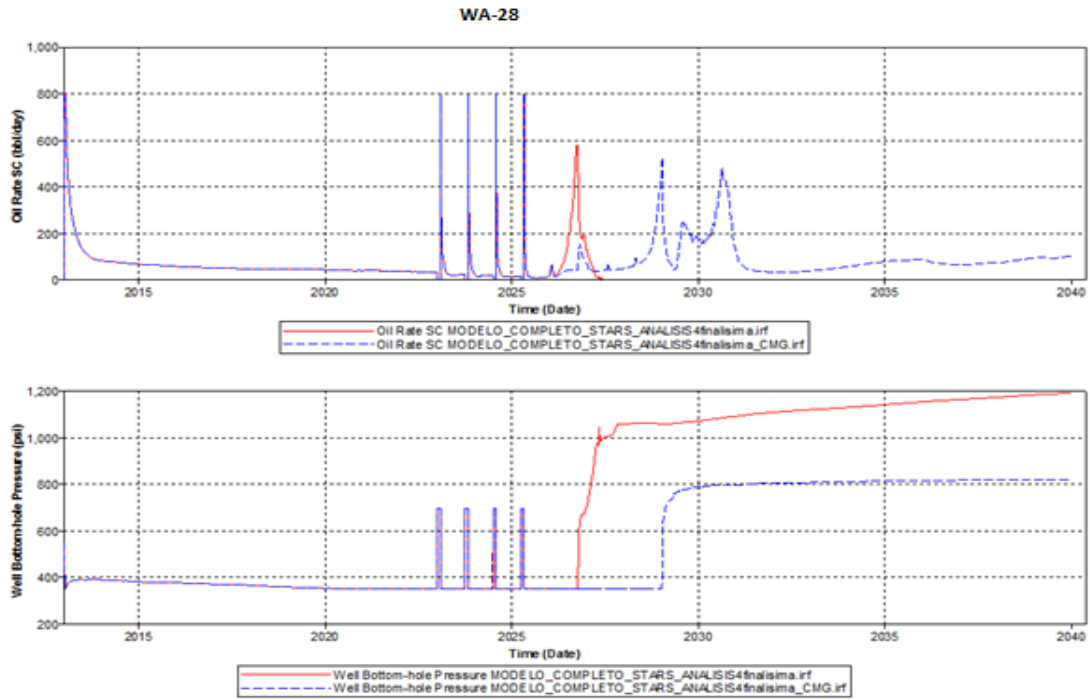


Figura 5.24. Producción de Petróleo y comparación de BHP a 2000 bpd

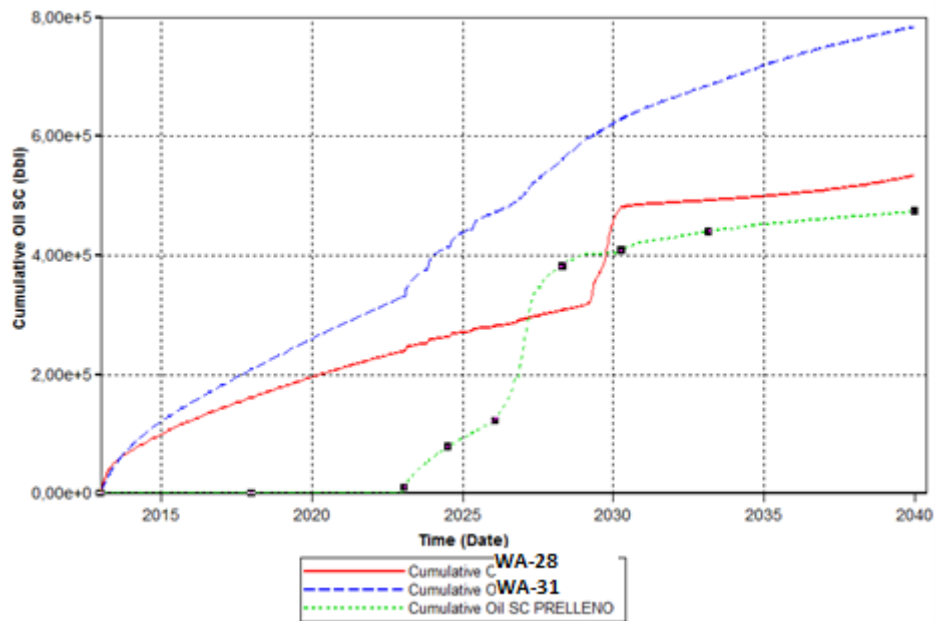


Figura 5.25. Producción de Petróleo acumulada para 2000 bpd por pozo

5.4. CASO DE ESTUDIO: FASTSAGD

En la **figura 5.26** se muestra la configuración usada para este caso de estudio de FastSAGD, donde los pozos de inyección alternada de vapor estarán a una distancia horizontal de 150 m de los pozos productores originales.

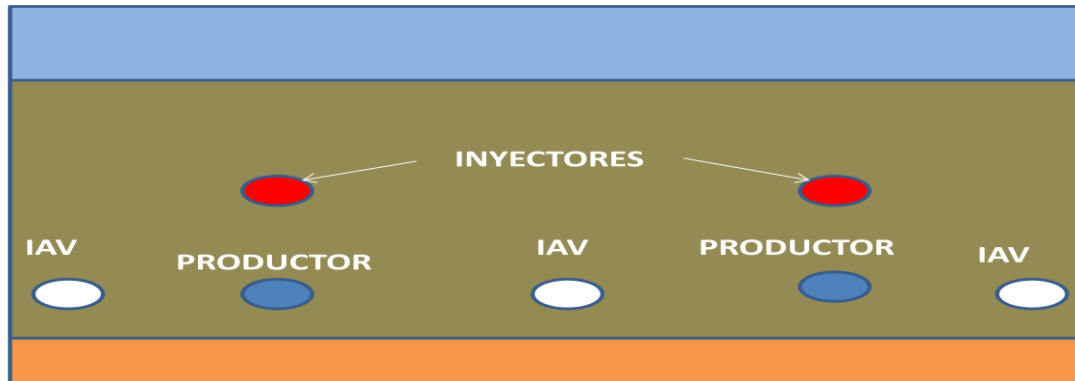


Figura 5.26. Configuración FastSAGD

Mientras que en el builder, la configuración se verá como la mostrada en la **figura 5.27**

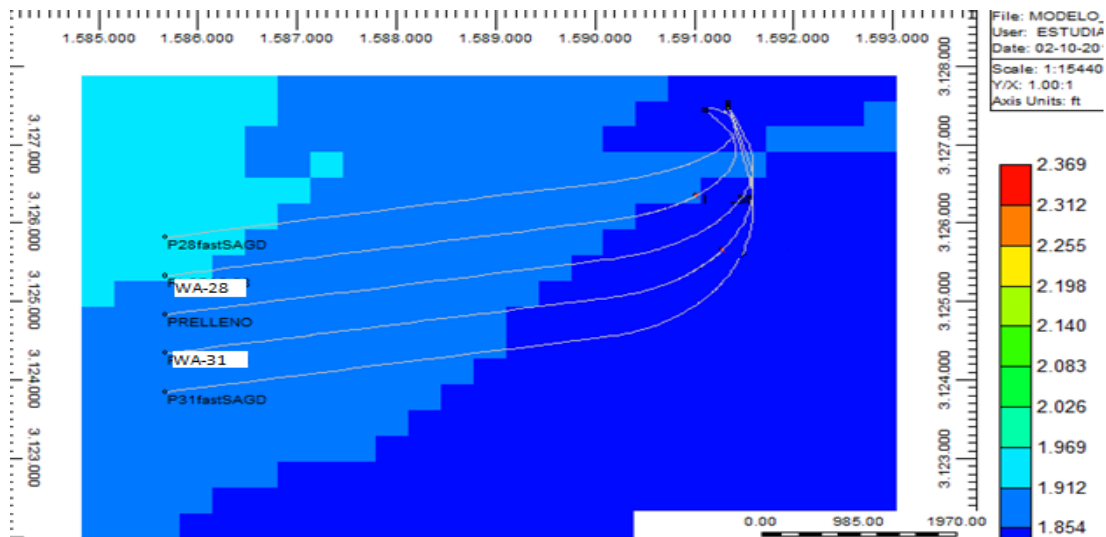


Figura 5.27 Configuración FastSAGD en el builder

El proceso de simulación para este caso de estudio, estuvo basado en dar otras alternativas para que los gastos por perforación de pozos extras sean disminuidos. El estudio se desarrolló por un lapso de 27 años, y se efectuó de la siguiente forma:

- A. Producción en frío de los pozos por un lapso de 10 años, con restricciones de 800 bbl/d de tasa de petróleo, 300 de Draw Down y 350 de presión de fondo fluyente (BHP).
- B. Tres (3) años de inyección alternada de vapor por los pozos principales, con restricciones de 800 bbl/d y 350 de BHP, mientras que se inyectará a 2000 bbl/d de agua a una temperatura de 500 F y una calidad de vapor de 0.8, los lapsos de inyección, remojo y producción serán de 23 días, 7 días y 243 días respectivamente. Al comenzar la inyección cíclica, se perforarán 3 pozos interespaciado a 150 m de los pozos productores, y los cuales serán usados desde ese mismo momento con IAV con las mismas restricciones que los originales. Para este estudio también se usaron 3 años de inyección cíclica y luego quedaran como pozos productores.
- C. Luego de 3 años con inyección alternada se colocaron los pozos inyectoras para comenzar con el proceso SAGD en los pozos principales, estos pozos usarán restricciones de inyección de 2000 bbl/d de agua, 500 F de temperatura y 0.8 de calidad de vapor. Mientras que los pozos de relleno que se usaron con IAV quedaran como pozos productores.

Para comparar los resultados que se obtuvieron de la simulación del Fast SAGD con los análisis realizados anteriormente, se usó la propiedad de viscosidad y también la tasa de producción de petróleo. Estos resultados se muestran en las **figuras 5.28 y 5.29**. En la primera de ellas se logra observar que existe una reducción de viscosidades, lo que se debe a los cambios de temperaturas que están ocurriendo gracias a la inyección de vapor. Por otro

lado, en la gráfica de producción de petróleo, al igual en el caso anterior con 2000 bpd de inyección, que no se puede aplicar un proceso de SAGD con esta tasa a todos los pozos, nuevamente el pozo WA-28 declinó su producción luego de un tiempo de inyección.

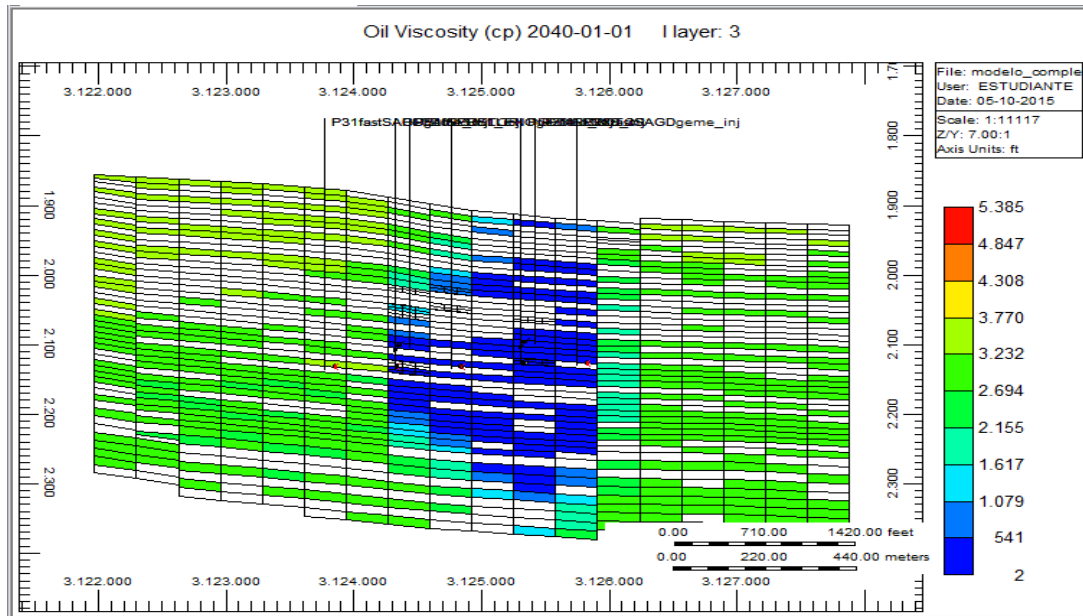


Figura 5.28. Reducción de Viscosidades Fast SAGD

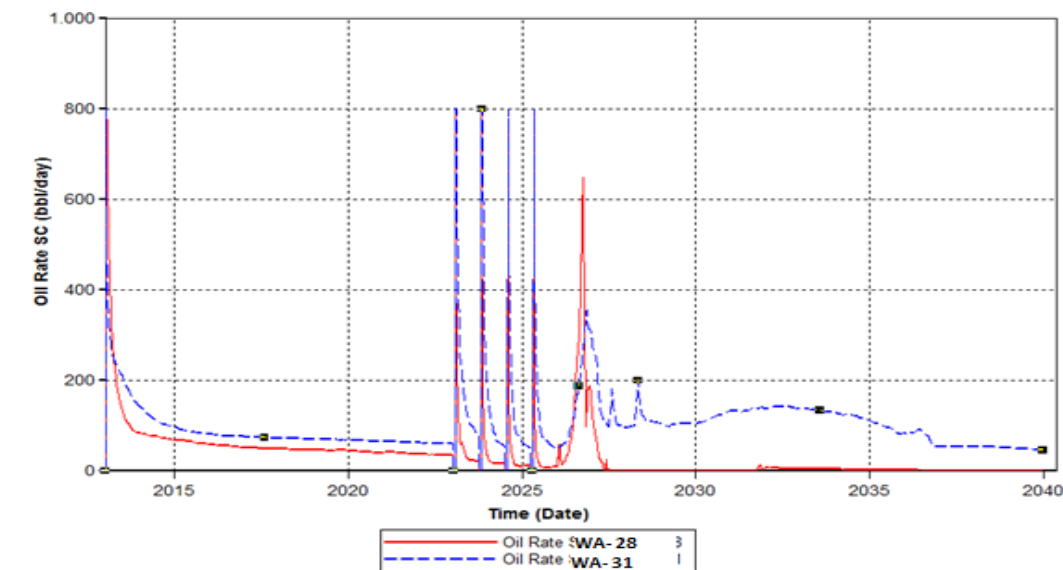


Figura 5.29. Tasas de producción de petróleo FastSAGD

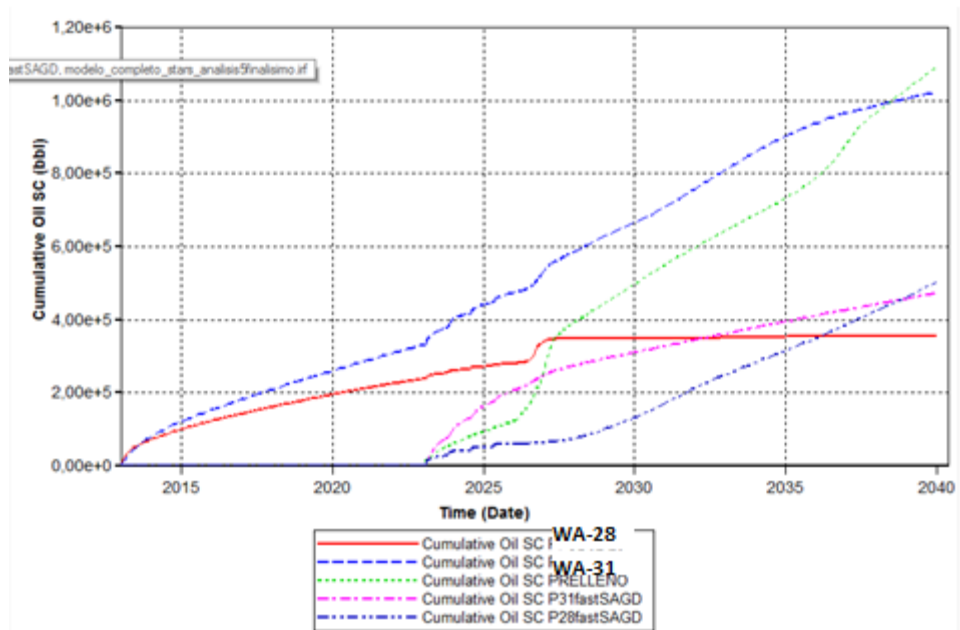


Figura 5.30. Petr6leo acumulado en FastSAGD por pozo productor

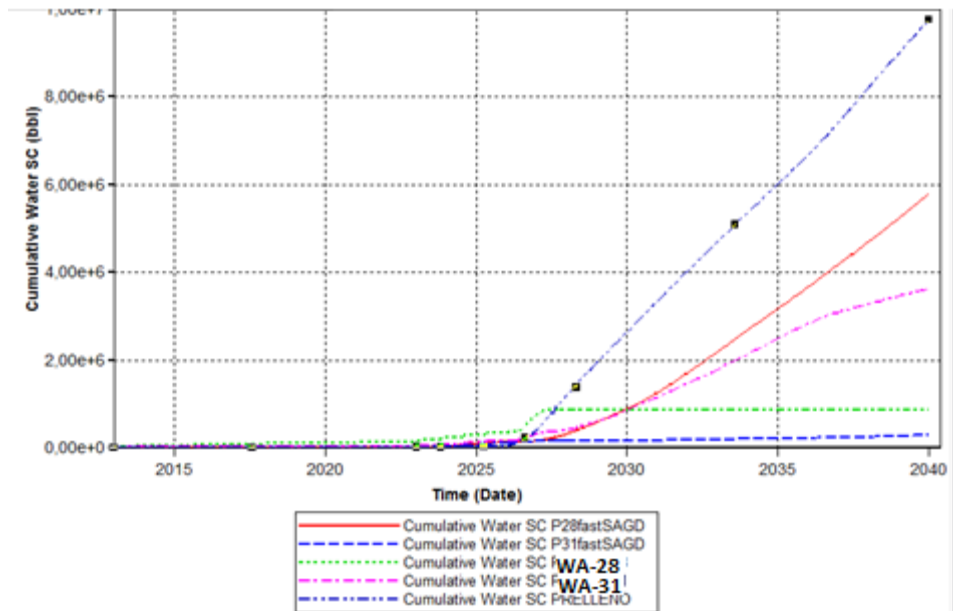


Figura 5.31 Agua acumulada en FastSAGD por pozo productor

5.5. CASO DE ESTUDIO: SAGD modificado

Se estudió la posibilidad de realizar una modificación al proceso SAGD como la mostrada en la **figura 5.32**.

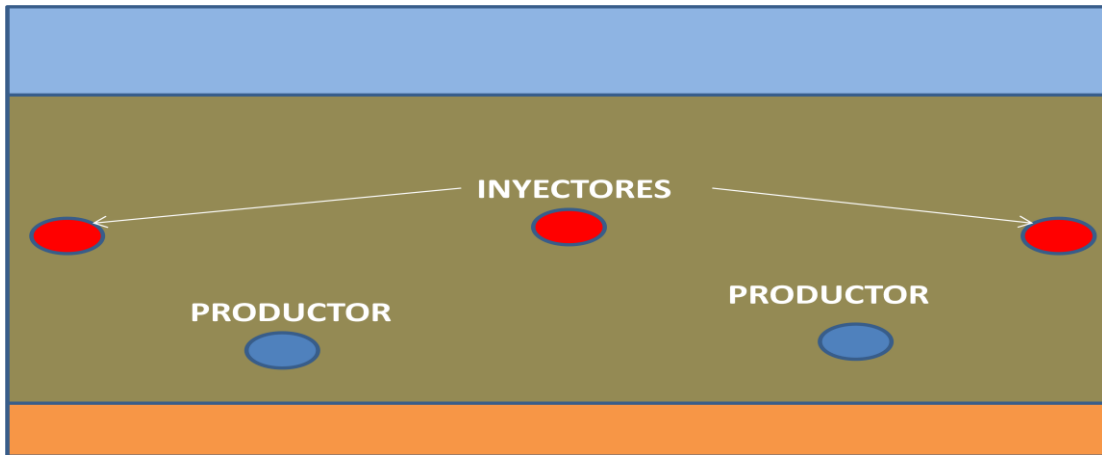


Figura 5.32. Configuración de SAGD modificado

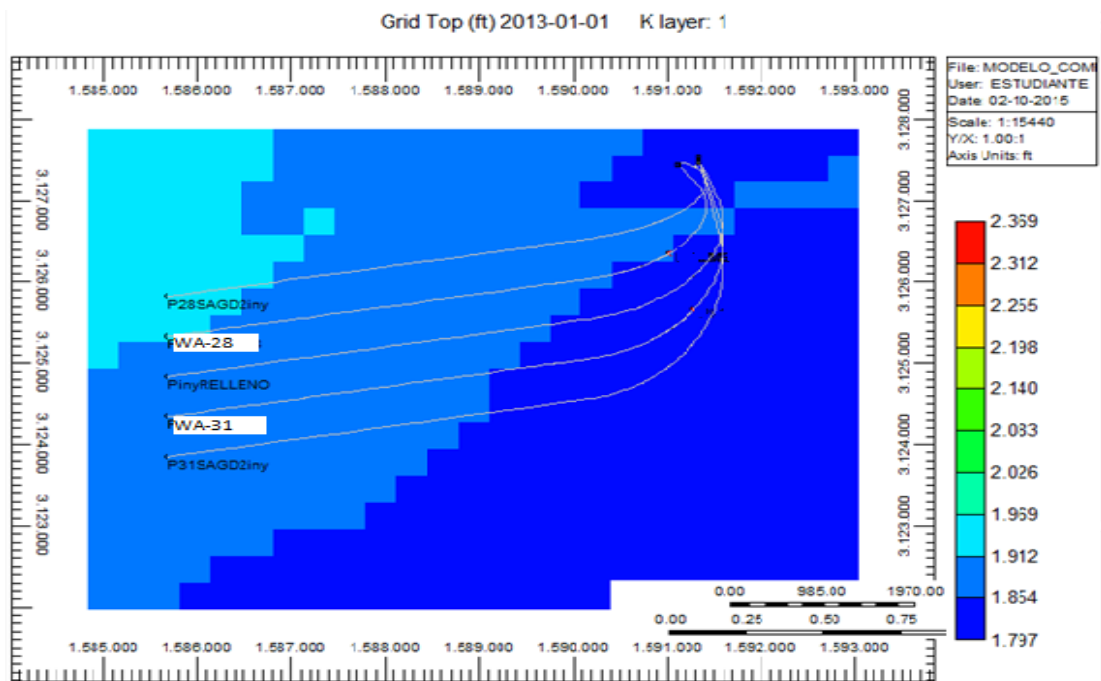


Figura 5.33. Configuración SAGD modificado en builder.

Se estudió este caso por las diferencias entre las características que poseen los yacimientos de Venezuela en comparación con los de Canadá, y analizar qué tanta diferencia existe en la producción de los casos en estudio. Para desarrollar este estudio, que también se realizó en 27 años, el proceso que se siguió fue el siguiente:

- A. Producción en frío de los pozos por un lapso de 10 años, con restricciones de 800 bbl/d de tasa de petróleo, 300 de Draw Down y 350 de presión de fondo fluyente (BHP).
- B. Tres (3) años de inyección alternada de vapor por los pozos principales, con restricciones de 800 bbl/d y 350 de BHP, mientras que se inyectará a 2000 bbl/d de agua a una temperatura de 500 F y una calidad de vapor de 0.8, los lapsos de inyección, remojo y producción serán de 23 días, 7 días y 243 días respectivamente.
- C. Luego de 3 años con inyección cíclica de vapor, se perforaran los pozos inyectores que estarán a una distancia vertical de 30 ft y una distancia horizontal de 150m con respecto a los pozos productores. Estos pozos tendrán las restricciones de 2000 bbl/d de agua para la inyección, con una temperatura de 500 F y una calidad de vapor de 0.8.

Debido a lo mencionado sobre las condiciones de nuestros yacimientos que son totalmente distintas a las que presentan los yacimientos de otros países donde normalmente es aplicado el SAGD, se pensó en usar esta modificación de la tecnología SAGD. En la **figura 5.34** se ven isosuperficies de temperaturas, las cuales logran comunicarse, lo que creará una mayor zona de contacto entre la cámara de vapor y petróleo. De la misma forma, se usó el post procesador del simulador CMG y se estudió la tasa de producción, en donde se mostraron mejores resultados que los casos estudiados anteriormente, **figura 5.35**.

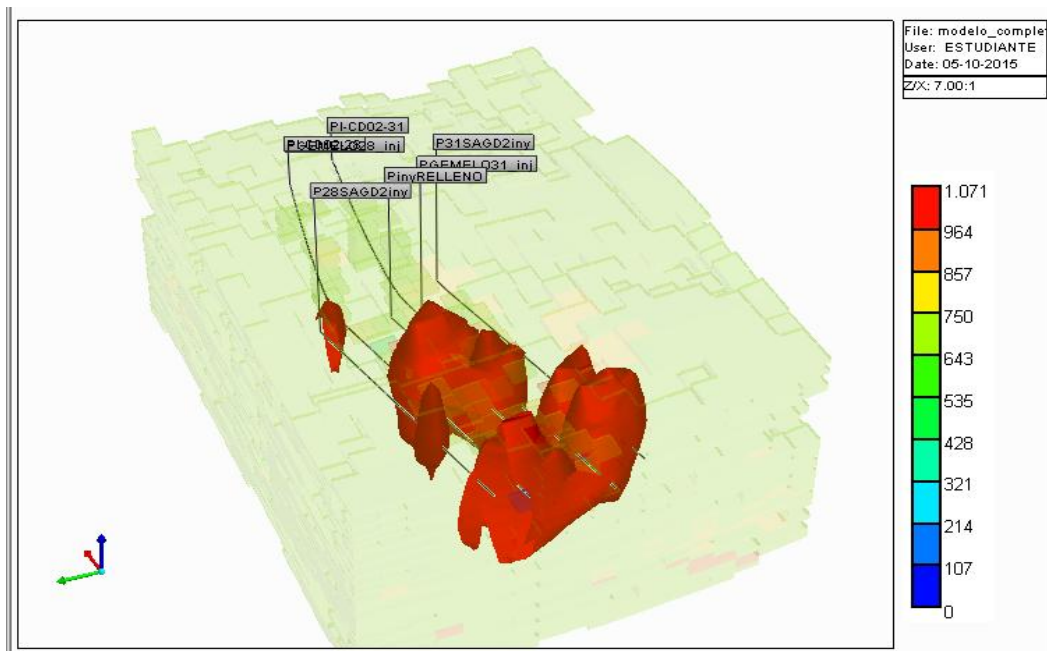


Figura 5.34. Isosuperficies de temperaturas SAGD modificado

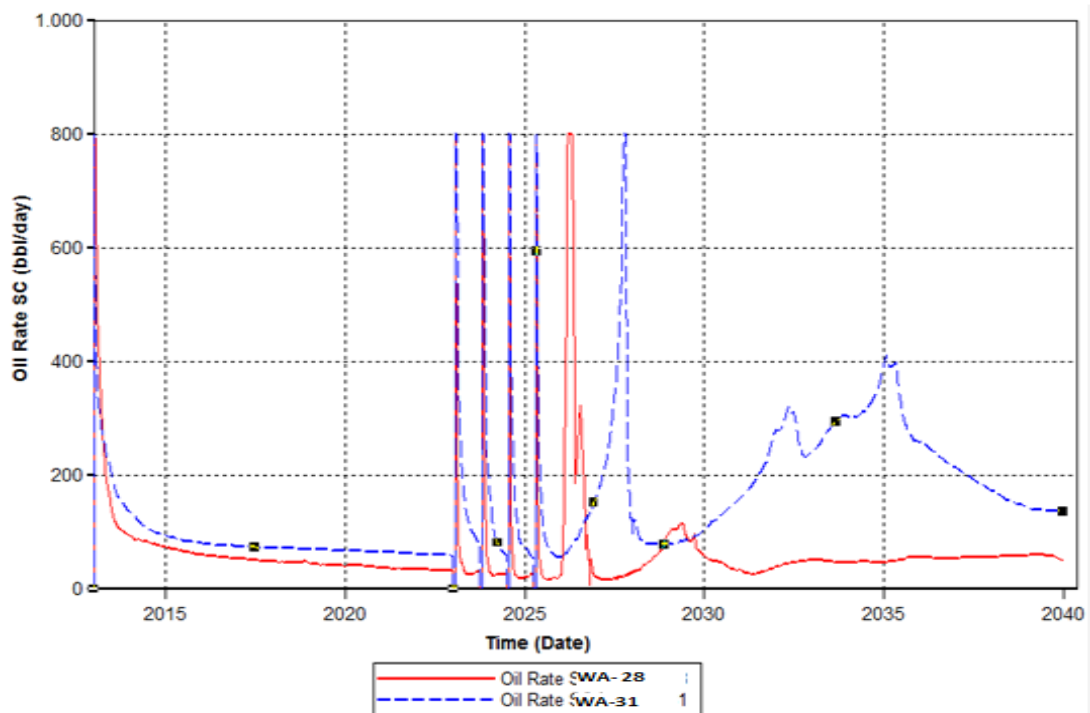


Figura 5.35. Producción de pozos WA- 28 y WA-31 en SAGD modificado

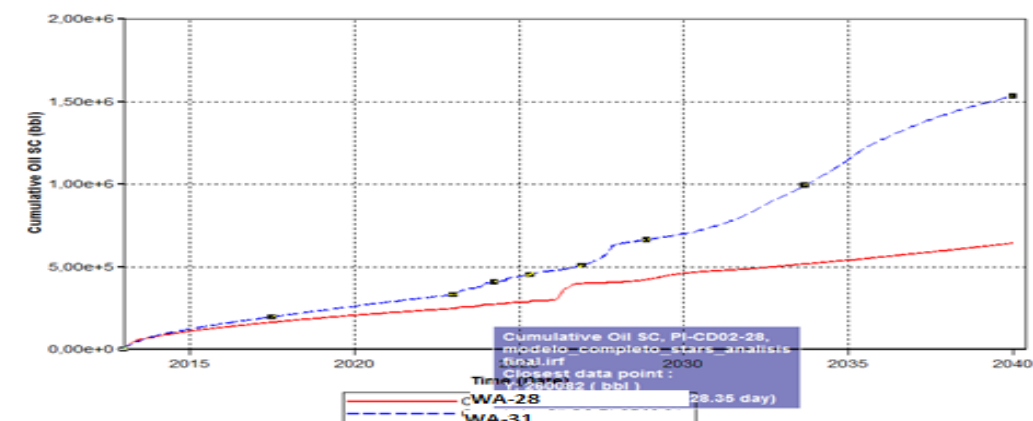


FIGURA 5.36. PETRÓLEO ACUMULADO PARA SAGD MODIFICADO POR POZO

5.6. ESTUDIO ECONÓMICO

Para realizar el estudio económico de los casos en estudio, se hicieron análisis cualitativos sobre los mismos. Comparando primer y segundo caso de estudio SAGD con separación vertical a 30 ft, se obtiene que el gasto para la completación de ellos es similar, ya que se necesitaran los mismos aditivos térmicos para la cementación, tomando esto como uno de los objetos de estudio, en cambio si comparamos las tasas de inyección se sabe que los equipos en superficie para manejo de líquidos pueden ser distintos, ya que se necesita mayor capacidad de volumen para el procesamiento del mismo. El caso de FastSAGD, la empresa se ahorraría mucho con menos perforación de pozos y por ende menor tiempo de taladro, aunque los equipos en superficie deben estar aptos para las tasas de inyección que se vayan a utilizar. Por último, se tiene el caso de SAGD modificado, el cuál arrojó mejores resultados y se puede llegar a plantear como el mejor caso, porque se ahorra mucho en la perforación de pozos extras, donde se toma en cuenta la duración de alquiler de taladro, que es uno de los gastos más significativos en el proyecto, además el caso de SAGD modificado arrojó mejores resultados de producción que los anteriores; de la misma forma, los equipos en superficie deben estar aptos para la producción de líquidos.

CONCLUSIONES

1. Se evaluó la factibilidad de aplicación de la tecnología SAGD en pozos del Bloque Carabobo 5 de acuerdo a las propiedades de yacimiento, donde se observó que no todos los pozos son aptos para la aplicación de este método de recobro.
2. Se seleccionaron dos pozos y se logró realizar un estudio mínimo que luego puede ser llevado al resto del campo, este estudio a nivel micro arrojó muy buenos resultados.
3. Se evaluaron diferentes esquemas de perforación y completación para arreglos tipo SAGD y su correspondiente pronóstico de producción, en donde se descartó el primer modelo de distancia vertical a 15 ft porqué las características de nuestros yacimientos son distintas a las de Canadá, y además se llegó a la conclusión que el arreglo de SAGD modificado fue el mejor en cuanto producción de petróleo.
4. En la evaluación económica realizada de forma cualitativa, se tiene que los mejores modelos para aplicación son Fast SAGD y SAGD modificado.

RECOMENDACIONES

1. Refinar el mallado no solo alrededor de los pozos sino en una zona que abarque los pozos en estudio, con ello quizás se vea de forma más clara los cambios de temperatura y por ende la cámara de vapor que se forma.
2. Estudiar las posibilidades de disminuir el tiempo de inyección cíclica de vapor porque nuestros yacimientos no necesitan tanto precalentamiento. Quizás esto sea uno de los motivos de la producción mínima de los pozos en los casos de SAGD.
3. Realizar más análisis de sensibilidad para cada uno de los modelos de simulación, en especial para el de SAGD modificado. Entre los parámetros de sensibilidad, se puede estudiar las diferencias entre las presiones de BHP de los pozos inyectoros y productores
4. Por las gráficas de producción se observa que quizás los pozos puedan producir un poco más de lo que se estableció, por lo que se recomienda estudiar el cambio de tasa de producción de petróleo.
5. Por lo datos de producción de Venezuela, aun es muy rentable seguir produciendo en frío por mucho tiempo, pero las empresas deben tomar las previsiones y seguir sus proyectos de trabajo, en cuanto a sus completaciones térmicas, para que así no tengan problemas de en un futuro cuando necesiten implementar las tecnologías.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Paris de Ferrer, M. (2001) *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Ediciones Asigo Daia SA. Maracaibo: Venezuela
2. Petroleoamerica.(2011). *SAGD segregación gravitacional asistida por vapor*. 20 de mayo de 2015 de <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/sagd.html>.
3. Butler, R. M. (1998). Distinguished Author Series: *SAGD Comes of AGE!* Journal of Canadian petroleum technology, 37(7), 9-12.
4. Mendoza, H. Finol, J and Butler, R. (1999). *SAGD, pilot test in Venezuela*. Paper SPE 53687. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Caracas, Venezuela.
5. Walrond, K. (2006). *Criterio de selección de parámetros de yacimientos y fluidos para la aplicación exitosa de SAGD*. Trabajo de pasantía industrial. UCV, Caracas
6. Stosur. G. (2003). *The Alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms*. Paper SPE 84908. International Improved Oil Recovery Conference in Asia, Kuala Lumpur, Malaysia.
7. Halliburton.(s/f). *Recopilación técnica: Ingeniería de Yacimientos*.
8. Elliot, K. Kovsky A. (1999). *Computer simulation of Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage*. Bartlesville, Oklahoma.
9. Gupta, S.(2005) *Unlocking the planet's heavy oil and bitumen- a look at SAGD*. Distingue lectures series, SPE Foundation.
10. La comunidad petrolera (2011). *Simulación de yacimientos*. 20 de mayo de 2015 de <http://www.lacomunidaddelpetrolera.com>
11. Stalder J.L., Cross-SAGD (XSAGD) – An Accelerated Bitumen recovery Alternative. Paper SPE PS2005-310. SPE International

Thermal Operations and Heavy Oil Symposium Calgary AB 1-3
Noviembre, 2005.

12. Polikar M., Cyr T.J., Coates R.M. (2000). Fast-SAGD: Half the Wells and 30% Less Steam. Paper SPE 65509-MS. SPE SPE/PS-CIM International Conference on Horizontal Well Technology
13. Nasr T.N., Beaulieu G., Golbeck H., Heck G., (2003) Novel Expanding Solvent-SAGD Process "ES-SAGD". Journal of Canadian Petroleum Technology. Enero, 2003.
14. Jansen, F. *Fullfield heavy oil conversión from Cold to Hot production; Challenges and solutions*. Paper SPE 146695. Annual Technical Conference and Exhibition. Denver: Colorado.
15. Wikipedía. Conceptos de: CAPEX, OPEX y Rentabilidad Económica. 20 de Mayo de 2015. <http://www.wikipedía.com>
16. Schlumberger. (2005). *Eclipse Technical Description*.
17. Mattax, C. C., & Dalton, R. L. (1990, June 1). Reservoir Simulation (includes associated papers 21606 and 21620). Society of Petroleum Engineers.
18. Coats, K. H. (1969, November 1). Use and Misuse of Reservoir Simulation Models. Society of Petroleum Engineers.
19. Coats, K. (1982, August 1). Reservoir Simulation: State of the Art (includes associated papers 11927 and 12290). Society of Petroleum Engineers.
20. Watts, J. W. (1997, November 1). Reservoir Simulation: Past, Present, and Future. Society of Petroleum Engineers
21. Arias, F. *Proyectos de Investigación: Introducción a la metodología científica*. 5ta Edición. Editorial Episteme. Caracas: Venezuela (2006)
22. Hernández, R. Fernández, C. y Baptista, P. *Proyectos de Investigación*. 5ta Edición. McGraw Hill: México (2010).
23. CMG. (2015). *Curso Básico: Introducción a CMG*
24. CMG. (2015). *Simulación de procesos térmicos utilizando STARS*.