

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR
(ICV) EN EL YACIMIENTO MFB-53, ARENA U1, 3 DEL CAMPO BARE,
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

Realizado por:

Angelys María Nuñez Frontado

Leonardo Fabio Primera García

**Trabajo de Grado Presentado como Requisito Parcial
para Optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto la Cruz, junio de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR
(ICV) EN EL YACIMIENTO MFB-53, ARENA U1, 3 DEL CAMPO BARE,
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

ASESOR:

Ing. Edgar Bastos

Asesor Académico

Puerto la Cruz, junio de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR
(ICV) EN EL YACIMIENTO MFB-53, ARENA U1, 3 DEL CAMPO BARE,
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

Ing. Edgar Bastos

Asesor Académico

Ing. José Rodríguez

Jurado Principal

Ing. Ivón Ulacio

Jurado Principal

Puerto la Cruz, junio de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado: “Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

Primeramente quiero agradecer a mi mejor amigo, un ser que siempre ha estado conmigo que me ha dado la fuerza para salir adelante de cada prueba que ha dispuesto para mí, te doy gracias por la vida que elegiste para mí, por mi felicidad, por ayudarme a culminar esta etapa tan importante en mi vida pero sobre todo por haberme dado el mejor regalo que hubiese podido pedir **“MI FAMILIA”**, gracias **“MI DIOS”**, por tanto amor y bendiciones.

La historia está llena de héroes, aquellos seres que de una u otra forma lucharon por alguna razón, por nuestra libertad, descubrieron lugares y han ganado la admiración y el respeto de la gente. Pero hay otros héroes que han pasado desapercibidos para el resto del mundo, personas que han luchado por un ideal sin recibir el reconocimiento de los demás. la historia de de mi vida está protagonizada por los mejores héroes que pueden existir, ellos son **“MIS PADRES”**, unos seres que con su dedicación y amor han sabido cumplir con el significado de esa palabra, han ido más allá de lo posible para lograrlo, son el mejor ejemplo que puede existir de sacrificios y entrega por su familia por esta razón quiero dedicarles el triunfo que significa culminar esta etapa tan importante de mi vida porque es mas de ustedes que mío, los amo muchísimo y agradezco enormemente todo su amor, a ti **“MAMI” (ANA)** por tu cariño y dedicación acompañándome en cada momento y orando siempre por mí y a ti **“PAPI” (FREDDY)** por tus esfuerzos trabajando día a día para sacarnos adelante por confiar siempre en mí. Sus sacrificios, su amor y confianza en mí han sido mi mayor fuente de inspiración para lograrlo y para seguir luchando y alcanzando mis sueños. Muchísimas gracias de verdad.

LOS AMO

Angelys Nuñez

AGRADECIMIENTOS

A **“MI DIOS”** por siempre acompañarme y ayudarme a lograr mis sueños.

A mi madre **“ANA”** y a mi padre **“FREDDY”**, por siempre estar a mi lado acompañándome y apoyándome en todo lo que me propongo. Y dedicándose a mi día a día, sacrificándose cuando era necesario por mí y mi hermano. Los amo.

A mi hermano, **“FREDDY”** porque siempre me cuidaste y protegiste de todo. Eres mi único hermano y no te cambiaría jamás. Y por darme los mejores regalos tus dos hijos **“PAULO DAVID”** a quien quiero mucho porque supo ganarse mi cariño y a la más pequeña mi Gordilinda **“THIANY MICHELL”**, a quien amo con todo mi corazón y siempre contarán conmigo para todo, desde que llegaron a mi vida se convirtieron en una razón más para salir adelante. Los amo mis niños.

A unos seres maravillosos que siempre confiaron en mí y me ayudaron en todo lo que podían, **TÍA RAÍZA**, **DELFIN** y **ADRIAN**. Gracias por su apoyo y confianza.

A mi segunda madre más que mi prima, **“NAIRUBIS”** gracias por tu amor, tu confianza y por estar allí desde siempre guiándome para ser una persona de bien y de éxitos.

A mi adora hermana más que amiga, **“ZULEIDYS”** porque una amiga como tú no es fácil encontrar, siempre me has apoyado y has estado cuando más te he necesitado. Además siempre has creído en mí y sabías que lo lograría, tu fe y confianza en mí fueron fuente de inspiración para lograr esta meta. Tu apoyo en los momentos más difíciles de mi vida me ayudó mucho, siempre tienes una palabra de

aliento un consejo que me hace sentir mejor. Muchísimas gracias por siempre estar conmigo. Te adoro mi Zule igual que a tu bebe Hairam Sofia, nuestra reinita.

A mi amiga “**RANNIELYS**”, por su amistad incondicional, en mi vida llegaste como una amiga mas pero luego te ganaste un lugar muy importante en mi vida, el de mi hermana, ese lazo que jamás ni la distancia ni el tiempo podrán romper, gracias por siempre estar presente. Te quiero mucho.

A una excelente persona que conocí en mi camino recorrido para alcanzar esta meta, “**YOLVICT**” eres una de mis mejores amigas, gracias por tu cariño y por estar siempre que te necesité. Te quiero amiga.

A mi amiga “**LUISA IVANA**”, por su amistad y apoyo en los momentos que la he necesitado. Gracias mi enana.

Al Ingeniero **JEAN ANDRUWS** y al Ingeniero **EDGAR BASTOS** por su ayuda y colaboración para realizar este proyecto.

Por último a unos seres que no puedo dejar de agradecer a mis compañeros de la UDO, personas maravillosas siempre dispuestas a ayudar y dejarse ayudar. Fueron un excelente grupo de estudios y un gran apoyo para vencer esa difícil etapa por la cual pasamos. Gracias **YORBELIS** (mi gocha, te quiero), **JEAN** (sin duda uno de mis mejores amigos y excelente ejemplo de superación, te quiero), **BELTRAN ROMERO** (excelente amigo, estas entre los mejores, siempre sonriéndole a la vida y dándonos momentos de risas y alegrías, te quiero) y todos los del grupo.

ANGELYS NUÑEZ

AGRADECIMIENTOS

La presente Tesis es un esfuerzo en el cual, directa o indirectamente, participaron varias personas leyendo, opinando, corrigiendo, teniéndome paciencia, dando ánimo, acompañando en los momentos de crisis y en los momentos de felicidad.

Un especial Agradecimiento a nuestros asesores Ing. Edgar Bastos e Ing. Andrew por permitirnos el desarrollo de este proyecto y su guía a través de su realización, otorgándonos la oportunidad de nuestro asenso de grado.

El más especial y grande agradecimiento a Marlene García: Hace ya 24 años pude conocer el rostro de esa persona que con amor y dedicación me cuidaba dentro de su vientre, y luego de nacer me guía, orienta, aconseja, ama, reprende y escucha...es tu rostro mamá el que recuerdo cada vez que estaba y estoy en problemas, un mal día o simplemente una preocupación e inmediatamente haces desaparecer en mí cualquier malestar, pues es el mismo rostro que me recuerda que soy amado y querido, y que nunca me dejaras caer, por ese rostro por lo que has hecho de mí es que nunca voy a conseguir palabras, momento o alguna cosa con la cual pueda agradecerte, pero de lo que si estoy seguro es que me siento extremadamente orgulloso de ser tu hijo...Te Amo Mamá... Gracias por ser la musa inspiradora para todos mis logros, metas y seguirás siéndolo porque ahora te convertirás en mi mayor guía para enfrentarme a este mundo ya no como un niño u adolescente que podía equivocarse, sino como un adulto que dejara el seno de protección de su mama pero siempre teniendo en cuenta todas las enseñanzas, valores y reprimendas. Gracias por estar conmigo siempre incondicional.

Gracias Fabio Primera por ser mi padre y darme la oportunidad de existir, y en especial por aunque no se crea gran parte de mi madurez y forma de ver la vida fue gracias a usted.

Gracias a mis hermanos por soportarme y estar ahí para culparlos de mis travesuras Gilbert Primera y Lengymer Primera. Siempre busque ser ese ejemplo a seguir para ustedes, gracias por todo el amor, respeto y comprensión porque si no hubiese sido por ustedes no fuera la persona que soy ahora; gracias de verdad por ser mis hermanos los amo y ahora me toca ser más ejemplar para ustedes.

Mary Primera, gracias a ti abuelita por ser esa tierna voz que lleno mi vida de luz y amor, gracias por consentirme y aconsejarme en todo momento y dame ese apoyo y fuerza; te amo abuela ahora nos viene lo bueno.

No puedo dejar de mencionar y agradecer a mis tías que siempre estuvieron ahí apoyándome, divirtiéndome y burlándose de mí, las amo demasiado aunque no lo crean han sido ejemplos de vidas para mí, de verdad espero seguir siendo su cuerpo estúpido tías bellas. Reyna (mi boquita de vieja), Rosiris (mi dulce de limón), Olinda (mi choli bella), Francis, y Virginia (mi negra); las amo mis viejitas.

Gracias también a mis queridos compañeros, que me apoyaron y me permitieron entrar en su vida durante estos casi cinco años de convivir dentro y fuera del salón de clase. Andreina Gonzalez (my potato face te quiero), Adriannis Guevara (mi dulce niña que aquí sigue y amo desde que me dijo: “no entiendo nada de lo que dice la profesora de inglés!”), Daneysa Medina (el... más grande de Anzoátegui, la mujer que más me regaña en la universidad, te quiero mi Dane), Noriannys Acosta (mi caty bella), Jose C. Cesar (mi compa del alma y pana de inventos y aventuras), Mirvis Molero (mi moro bella y dulce que siempre estuvo conmigo), Rafael Perez (Ralph, el compa loco de gran vocablo técnico) y mi querida Ariana Perez (mi ari)

que aunque ya no estés con nosotros en cuerpo pero siempre lo estás en pensamiento y en mi corazón, nunca olvidare tu sonrisa y tu expresión tan característica hacia a mí: “hay vale Leo.. Si eres loco, pasado...!”. Siempre serán mis amigos y los tendré presente no importa la distancia o circunstancia de verdad gracias por formar parte de mi vida.

No puedo olvidar y dejar de agradecer a mis amigos de vida y aventuras por su gran apoyo incondicional en toda circunstancia y que sé que donde y como sea allí estarán. Mary Carmen, mi loca wuf siempre estuviste y estas presente en los momentos fáciles y difíciles para hacerme reír de nuestras ocurrencias y en especial cuidarme y sacarme de la piscina antes de morir ahogado por envenenamiento etílico, te quiero mi loca eres una mujer súper especial; Luis Nuñez, mi amigo del alma Lucho que siempre está ahí cuando se necesita con quien hablar o salir a divertirse; Argelia Guayulpo una mujer de ejemplo a seguir que siempre está cuidándome y aconsejando pero en especial haciéndome reír y sonrojar cada vez que escucho su voz, gracias mi voz sensual matutina te quiero.

Leonardo Primera

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
AGRADECIMIENTOS	viii
CONTENIDO	xi
LISTA DE FIGURAS	xvi
LISTA DE TABLAS	xx
RESUMEN.....	xxi
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	22
1.1. Descripción del Área.....	22
1.1.1. Cuenca Oriental de Venezuela.....	22
1.1.1.1. Evolución y Estructura de la Cuenca Oriental de Venezuela	23
1.1.2. Faja del Orinoco.....	24
1.1.3. Área Ayacucho.....	26
1.1.4. Cuadrángulo Bare	27
1.1.4.1. Estratigrafía del Campo Bare.....	27
1.1.5. Características Generales del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3	32
1.1.5.1. Ubicación Geográfica.....	32
1.1.5.2. Propiedades del Yacimiento.....	32
1.1.5.3. Estructura	33
1.1.5.4. Ambiente de Sedimentación	33
1.2. Antecedentes	34
1.3. Planteamiento del Problema.....	35
1.4. Objetivos	37
1.4.1. Objetivo General.....	37
1.4.2. Objetivos Específicos.....	38

CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	39
2.1. Fundamentos Teóricos	39
2.1.1. Mecanismos de Transferencia de Calor	39
2.1.2. Propiedades Térmicas del Agua y del Vapor	40
2.1.3. Recuperación Primaria, Secundaria y Terciaria o Mejorada	45
2.1.4. Recuperación Térmica	48
2.1.4.1. Consideraciones Generales para Implantar un Proceso de Recuperación Térmica	48
2.1.4.2. Procesos de Recuperación Térmica	50
2.1.4.2.1. Inyección Continua de Vapor (ICV)	50
2.1.4.2.1.1. Antecedentes del Proceso de Inyección Continua de Vapor (ICV)	51
2.1.4.2.1.2. Mecanismos de Recuperación del Proceso de Inyección Continua de vapor	51
2.1.4.2.1.3. Criterios Generales para el Diseño de Proyectos de Inyección Continua de Vapor (ICV)	51
2.1.4.2.1.4. Ventajas del Proceso de Inyección Continua de Vapor (ICV)	53
2.1.4.2.1.5. Desventajas del Proceso de Inyección Continua de Vapor (ICV)	53
2.1.4.2.2. Inyección Alternativa de Vapor (IAV)	54
2.1.4.2.2.1. Antecedentes del Proceso de Inyección Alternativa de Vapor (IAV)	56
2.1.4.2.2.2. Mecanismos de Recuperación en el Proceso de Inyección Alternativa de Vapor	57
2.1.4.2.2.3. Ventajas del Proceso de Inyección Alternativa de Vapor	58
2.1.4.2.2.4. Desventajas del Proceso de Inyección Alternativa de Vapor	59
2.1.4.2.3. Combustión en Sitio	59

2.1.4.2.3.1. Mecanismos del Proceso Convencional de Combustión en Sitio	60
2.1.1.2.3.2. Tipos de Combustión en Sitio	61
2.1.4.2.4. Proceso de Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor	62
2.1.4.2.4.1. Ventajas del Proceso S.A.G.D	63
2.1.4.2.4.2. Desventajas del Proceso S.A.G.D	64
2.1.5. Simulación Numérica de Yacimientos	64
2.1.5.1. Información Requerida en la Simulación	66
2.1.5.2. Utilidad y Aplicabilidad de la Simulación de Yacimientos	67
2.1.5.3. Tipos de Simuladores de Yacimientos	69
2.1.5.4. Tipos de Modelos de Simulación según sus Dimensiones	70
2.1.5.5. Proceso de la simulación numérica de yacimientos	74
2.1.5.6. Limitaciones de los Simuladores	76
2.1.6. Pozos Horizontales	76
2.1.6.1. Ventajas de los pozos horizontales	77
2.1.6.2. Desventajas de los pozos horizontales	78
2.1.6.3. Parámetros a considerar en la perforación de un pozo horizontal	78
2.1.6.4. Clasificación de Pozos Horizontales	79
2.1.7. STARS	80
2.1.7.1. MODELBUILDER	80
2.1.7.2. GRIDBUILDER	83
2.1.7.3. RESULTS 3D	84
2.1.7.4. RESULTS GRAPH	84
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	86
3.1. Revisión Bibliográfica	86
3.2. Recopilación de la Información	86
3.3. Revisión del Modelo Geológico	87
3.4. Revisión del Modelo de los Fluidos, el Histórico de Producción y las Pruebas de Presión	87

3.4.1. Modelo de los Fluidos.....	87
3.4.2. Propiedades Térmicas del Yacimiento MFB-53, Arena U1,3	99
3.4.3. Curvas de Permeabilidad Relativas.....	102
3.4.4. Histórico de Producción.....	102
3.4.5. Histórico de Presión	103
3.5. Comparación del Petróleo Original en Sitio (POES) Obtenido del Modelo Estático con el Calculado mediante el Método Volumétrico.....	103
3.6. Cotejo del Modelo de Simulación con el Histórico de Producción Real del Yacimiento	103
3.7. Proponer diferentes Esquemas de Explotación para la Optimización de la Producción del Yacimiento mediante la Simulación Numérica de Procesos de ICV para la Posterior Elección del más óptimo desde el punto de vista técnico ..	109
3.8. Evaluación Económica.....	112
CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	113
4.1. Revisión y Recopilación de la Información.....	113
DATOS OFICIALES DEL YACIMIENTO MFB-53, Arena U1, 3.....	113
Unidades.....	113
Gravedad API.....	113
4.2. Revisión del Modelo Geológico.....	115
4.3. Revisión del Modelo de los Fluidos, el Histórico de Producción y las Pruebas de Presión	116
4.3.1. Modelo de los fluidos.....	116
4.3.2. Propiedades térmicas del yacimiento	123
4.3.3. Curvas de permeabilidad relativa.....	124
4.3.4. Histórico de Producción.....	126
4.4. Comparación del petróleo original en sitio (POES) obtenido del modelo estático con el calculado mediante el método volumétrico.....	130

4.5. Cotejo del modelo de simulación con el histórico de producción real del yacimiento	132
4.6. Proponer diferentes esquemas de explotación para la optimización de la producción del yacimiento mediante la simulación numérica de procesos de ICV para la posterior elección del más óptimo desde el punto de vista técnico... 140	
4.7. Evaluación Económica.....	155
CONCLUSIONES	158
RECOMENDACIONES	160
BIBLIOGRAFÍA	161
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	163

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Mapa de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela. Cuenca Oriental	23
Figura 1.2. Ubicación geográfica de la Faja del Orinoco.	25
Figura 1.3. Ubicación geográfica del Área Ayacucho	26
Figura 1.4. Cuadrángulo del Área Ayacucho.....	27
Figura 1.5. Columna Estratigráfica del Campo Bare	28
Figura 2.1. Proceso de Recuperación ^[4]	47
Figura 2.2. Esquema de Inyección Alternada de Vapor ^[2]	55
Figura 2.3. Respuestas Típicas de Producción en un Proceso de I.A.V ^[4]	56
Figura 2.4. Proceso Convencional de Combustión en Sitio ^[2]	60
Figura 2.5. Proceso de Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor ^[5]	63
Figura 2.6. Modelo Cero Dimensional ^[1]	71
Figura 2.7. Modelos de Una Dimensión ^[1]	71
Figura 2.8. Modelos de Dos Dimensiones ^[1]	73
Figura 2.9. Modelo de Tres Dimensiones ^[1]	73
Figura 2.10. Esquema de un Pozo Horizontal ^[10]	77
Figura 2.11. Ventana Principal de ModelBuilder ^[2]	81
Figura 2.12. Ventana Principal de GridBuilder ^[2]	83
Figura 2.13. Ventana Principal de Results 3D ^[2]	84
Figura 2.14. Ventana Principal de Results Graph ^[2]	85
Figura 3.1. Factores de compresibilidad para gases naturales	98
Figura 3.2. Ventana para crear las dimensiones del mallado	104
Figura 3.3. Ventana PVT Regions donde se carga la información del PVT.....	105
Figura 3.4. Curvas de Permeabilidad Relativa para el Sistema Agua-Petróleo	106
Figura 3.5. Curvas de Permeabilidad Relativa para el Sistema Gas-Petróleo	106
Figura 3.6. Ventana para ingresar las condiciones iniciales	107
Figura 3.7. Ventana utilizada para definir las propiedades de los pozos	108

Figura 4.1. Zona del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3 utilizada para el estudio (zona Este).....	115
Figura 4.2. Solubilidad del gas en el petróleo vs. Presión	119
Figura 4.3. Factor Volumétrico del Petróleo vs. Presión	120
Figura 4.4. Viscosidad del Petróleo vs. Presión.....	121
Figura 4.5. Viscosidad del Gas vs. Presión.....	122
Figura 4.6. Factor Volumétrico del Gas vs. Presión	123
Figura 4.7. Permeabilidades Relativas sistema Agua - Petróleo.....	125
Figura 4.8. Permeabilidades Relativas sistema Gas – Petróleo	125
Figura 4.9. Comportamiento de Producción del Pozo MFB-675	127
Figura 4.10. Comportamiento de Producción del Pozo MFB-701	128
Figura 4.11. Comportamiento de Producción del Pozo MFB-702	129
Figura 4.12. Comportamiento de Producción del Pozo MFB-703	130
Figura 4.13. Vista 3D del mallado del Modelo de Simulación construido para el yacimiento MFB-53, Arena U1, 3.....	133
Figura 4.14. Distribución de la Profundidad del yacimiento MFB-53, Arena U1, 3	133
Figura 4.15. Distribución de la Porosidad del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3...	134
Figura 4.16. Distribución de la Permeabilidad del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3.....	134
Figura 4.17. Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB - 675.....	135
Figura 4.18. Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB – 701	136
Figura 4.19. Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB – 702	136
Figura 4.20. Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB – 703	137
Figura 4.21. Cotejo del histórico de producción de Agua por tasas del Pozo MFB – 675.....	138

Figura 4.22. Cotejo del histórico de producción de Agua por tasas del Pozo MFB – 701	138
Figura 4.23. Cotejo del histórico de producción de Agua por tasas del Pozo MFB – 702	139
Figura 4.24. Cotejo del histórico de producción de Agua por tasas del Pozo MFB – 703	139
Figura 4.25. Ubicación de las localizaciones para el Caso Base	142
Figura 4.26. Comportamiento de la Tasa de Producción de Petróleo, Factor de Recobro y Declinación de Presión para el caso base	142
Figura 4.27. Comportamiento de la Producción de Fluidos para el caso base.....	143
Figura 4.28. Ubicación de las localizaciones para el escenario I.....	144
Figura 4.29. Arreglos del Escenario I	145
Figura 4.30. Comportamiento de la Tasa de Producción de Petróleo, Factor de Recobro y Declinación de Presión para el Escenario I	145
Figura 4.31. Comportamiento de la Producción de Fluidos para el Escenario I.....	146
Figura 4.32. Ubicación de las localizaciones para el escenario II	147
Figura 4.33. Arreglos del Escenario II	147
Figura 4.34. Producción de fluidos para el escenario II.....	148
Figura 4.35. Comportamiento de la Tasa de Petróleo, Factor de Recobro y Declinación de Presión para el escenario II	148
Figura 4.36. Producciones de Petróleo de los Escenarios en Frío	149
Figura 4.37. Producción de Petróleo a diferentes tasas en función de Tiempo	150
Figura 4.38. Producción acumulada de Agua a diferentes tasas en función de Tiempo	151
Figura 4.39. Producción de Gas a diferentes tasas en función de Tiempo.....	151
Figura 4.40. Factor de Recobro del Petróleo en función de Tiempo	152
Figura 4.41. Comparación de la Producción de Petróleo y Producción de Agua a la Tasa de Inyección de 2.000 BND.....	153

Figura 4.42. Comparación de la Producción de Petróleo y Producción de Agua a la Tasa de Inyección de 3.000 BND.....	153
Figura 4.43. Comparación de la Producción de Petróleo y Producción de Agua a la Tasa de Inyección de 4.000 BND.....	154

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 3.3	90
Tabla 3.2. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 3.4	91
Tabla 3.3. Rangos de las variables independientes, propuestos para la aplicación de la ecuación 3.5	92
Tabla 3.4. Rangos de las variables independientes, propuestos para la aplicación de la ecuación 3.6	93
Tabla 3.5. Rangos de las variables independientes, propuestos para la aplicación de la ecuación 3.7	94
Tabla 4.1. Datos Oficiales del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3	113
Tabla 4.2. Características de las arenas del Yacimiento U1, 3 MFB-53	115
Tabla 4.3. Datos Oficiales del pozo MFB-91	118
Tabla 4.4. PVT Sintético del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3	118
Tabla N°. 4.5. Propiedades Térmicas del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3	124
Tabla 4.6. Comparación de volúmenes de fluidos originalmente en sitio, obtenidos por el Método Volumétrico y Simulación Numérica	131
Tabla 4.7. Criterios Generales para aplicar el proceso de Inyección Continua de Vapor	141
Tabla 4.8. Producciones de Petróleo de los Escenarios en Frío	149
Tabla 4.9. Comparación de la producción acumulada y factor de recobro de petróleo entre el escenario II (en frío) y el escenario III (ICV)	155
Tabla 4.10. Lineamientos Económicos en cuanto a Costos Asociados	155
Tabla 4.11. Inversión en cuanto a Costo Operacional del Proyecto	156
Tabla 4.12. Resultados de la Evaluación Económica	157

RESUMEN

Este estudio estuvo enfocado en evaluar el proceso de Inyección Continua de Vapor del Yacimiento MFB-53, Arena U13 ubicado en el Campo Bare a través de simulación numérica de Yacimientos con la finalidad de obtener el mejor esquema de explotación que ayude a maximizar el factor de recobro partiendo del mejor esquema de explotación en frío en el cual el yacimiento puede ser producido durante su fase de agotamiento natural.

Se realizó la revisión del modelo geoestadístico elaborado por la empresa Paradigm. Se actualizó el modelo de fluidos generando un PVT a través de correlaciones existentes para el Campo Bare y las curvas de permeabilidad relativa fueron obtenidas a través de un análisis de núcleo realizado en el pozo MFB-624. El modelo de simulación fue generado a través del simulador Stars, el mallado es de tipo Corner point y está constituido por 51 celdas en dirección X, 31 celdas en dirección Y y 25 celdas en dirección Z. Una vez introducidos los datos, se realizó la inicialización obteniéndose una diferencia de 3,15 % entre el POES simulado y el obtenido volumétricamente corroborando la consistencia del modelo. Luego se realizó el cotejo de producción y se realizaron las predicciones de los escenarios en frío con un horizonte económico de 10 años.

Se determinó que el mejor esquema de producción en frío lo constituía el escenario II conformado por 3 arreglos normales de 5 pozos con un área aproximada de 8 acres y un arreglo por espaciamiento de 4 acres entre pozos. A este escenario se le aplicó el método de inyección continua de vapor lográndose aumentar el Factor de Recobro a 2,30 % y la producción acumulada de petróleo a 38 MMBN, a una tasa de inyección de vapor de 2.000 BND escogida como óptima debido a que a tasas mayores la producción de agua supera la producción de petróleo. Finalmente se le realizó a este esquema la evaluación económica, determinándose su factibilidad debido a que se genera un alto valor presente neto de 16,172MM/Bsf con una tasa interna de retorno de 131% y una eficiencia de inversión de 4,944 Bsf/Bsf.

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

1.1. Descripción del Área

1.1.1. Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental se ubica en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural, limitada al sur por el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hacia el Éste hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado al borde septentrional del Craton de Guayana; al Oeste por el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Craton, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al Norte, por la línea que demarca el pie de monte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Éste la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la Costa del Delta del Orinoco (Figura 1.1).

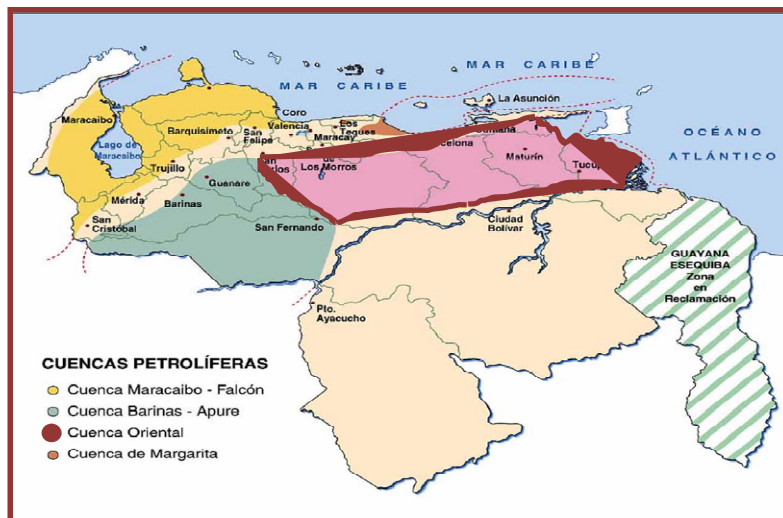


Figura 1.1. Mapa de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela. Cuenca Oriental

Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 km. en sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200 km. de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 km². Entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, y Delta Amacuro, además de una extensión menor en el estado Sucre. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en los estados Anzoátegui y Monagas.

La Cuenca Oriental de Venezuela presenta asimetría, encontrándose el flanco Sur inclinado ligeramente hacia el Norte y el flanco Norte más tectonizado y con mayor buzamiento. Se ha obtenido producción de petróleo en ambos flancos de la Cuenca, bajo condiciones estructurales y estratigráficas muy diferentes.

1.1.1.1. Evolución y Estructura de la Cuenca Oriental de Venezuela

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela es relativamente simple. Por haber estado apoyada sobre el borde estable del Escudo Guayanés, los movimientos

suaves de levantamiento y hundimiento de este escudo originaron transgresiones y regresiones extensas.

Se precisan tres ciclos sedimentarios separados. El primero de ellos corresponde al Paleozoico Medio-Superior y Paleozoico Superior. El segundo ciclo sedimentario comienza durante el Cretáceo Medio y se hace progresivo en el transcurso del Terciario Inferior, mientras que el tercer ciclo, se presentó a lo largo del Terciario Superior y constituyó el paso definitivo de la configuración actual de la Cuenca.

Estructuralmente la Cuenca Oriental de Venezuela, es una depresión. La transgresión marina del terciario que invadió el Oriente del país ha dejado entre otras evidencias, una secuencia sedimentaria gruesa, que 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.

1.1.2. Faja del Orinoco

La Faja del Orinoco es un inmenso depósito de hidrocarburos pesados y extrapesados, conteniendo reservas recuperables estimadas en 272 mil millones de barriles de petróleo. Aunque el costo de producción es relativamente bajo, la extracción de sus crudos depende de las economías de procesamiento para transformarlos en productos aceptables por el mercado. La Faja está ubicada en la parte Sur de La Cuenca Oriental de Venezuela, al Sur de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, paralela al curso del río Orinoco, con una extensión aproximada de 54.000 Km²; limita al Norte con la Áreas de las Mercedes, Oficina y Temblador, al Sur con el río Orinoco, al Este con la Región Deltana y al Oeste con el acuñaamiento o truncamiento de las formaciones productoras contra el arco del Baúl.

La exploración de la Faja del Orinoco se ha venido realizando desde 1920 de manera ocasional y fue desde 1957, después de haberse establecido una producción de 18.800 barriles diarios de crudo pesado, cuando el interés de algunas concesionarias se concentró en esta área.

La industria petrolera llevó a cabo, entre finales de 1978 y 1983, un extraordinario esfuerzo exploratorio con el fin de cuantificar la magnitud de los recursos de la Faja, siendo dividida en cuatro sectores (**Figura 1.2**):

- Boyacá, ubicada al Centro-Sur del Estado Guárico.
- Junín, ubicada al Sur-Este del Estado Guárico y al Sur-Oeste del Estado Anzoátegui.
- Ayacucho, ubicada al Centro-Sur del Estado Anzoátegui.
- Carabobo, ubicada en la zona Centro-Sur del Estado Monagas y Sur-Este del Estado Anzoátegui.



Figura 1.2. Ubicación geográfica de la Faja del Orinoco.

1.1.3. Área Ayacucho

El área Ayacucho forma parte de la faja del Orinoco, ubicada al Centro-Sur del Estado Anzoátegui y ocupa la parte Este-Central del río Orinoco tiene una superficie aproximada de 11.300 Km², limita al Norte con las áreas tradicionales de crudo pesado de PDVSA: Yopales Sur, Melones, Lejos, Merey, Ostra, Oca, Oveja, Adas, Oritupano y Oleos, al Sur con el río Orinoco; por el Este con el área de Carabobo y al Oeste con el área de Junín (**Figura 1.3**).



Figura 1.3. Ubicación geográfica del Área Ayacucho

El área Ayacucho está dividida en 25 cuadrángulos, estos a la vez están identificados con letras que van desde la “A” hasta la “Y”, las cuales representan la inicial del nombre indígena de cada uno de los bloques. Estos cuadrángulos son: Arecuna, Bare (Área de Estudio), Cariña, Dobukubi, Eñepa, Farante, Guahibo, Huyapari, Irapa, Japreria, Kuripaco, Lache, Maquiritare, Ninan, Orechicano, Piaroa,

Quiriquire, Rionegrino, Sanama, Taurepaco, Uaica, Viakchi, Warao, Xamatari Y Yaruro. Así mismo, desde el inicio de la explotación, estos yacimientos han sido agrupados por trampas, ubicados a lo largo de las columnas estratigráficas y comparten el mismo sistema de entrapamiento (**Figura 1.4**).

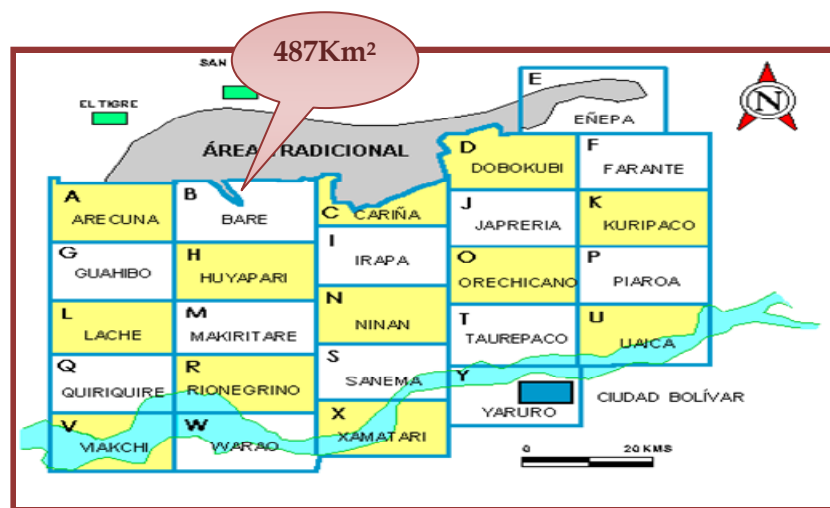


Figura 1.4. Cuadrángulo del Área Ayacucho

1.1.4. Cuadrángulo Bare

El cuadrángulo Bare está ubicado en el sector nor-occidental del Área Ayacucho, en la Faja del Orinoco. Posee una extensión de 487 Km² que abarca parte de los municipios Miranda y Simón Rodríguez del Estado Anzoátegui. Limita al norte con los Campos Miga y Yopales Sur, al sur con el cuadrángulo Huyapari, al Este con los cuadrángulos Cariña e Irapa y al Oeste con el cuadrángulo Arecuna.

1.1.4.1. Estratigrafía del Campo Bare

La estratigrafía del subsuelo del cuadrángulo Bare, presenta una columna conformadas por las formaciones Merecure, Oficina, Freites, Las Piedras y Mesa. La

Formación Oficina Superior, presenta el intervalo con las mejores arenas, desde el punto de vista de roca almacén. En la **Figura 1.5** se presenta la columna estratigráfica del Campo Bare.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUADRÁNGULO BARE		
EDAD	FORMACIÓN	LITOLOGÍA
Cuaternario	RECIENTE	ALUVION Depósitos aluviales
	PLEISTOCENO	MESA Areniscas Conglomeráticas y ferruginosas. Ambiente continental
Mioceno	PLIOCENO SUPERIOR	LAS PIEDRAS Areniscas, limolitas, lutitas y lignitos. Ambiente continental
	MEDIO	FREITES Lutitas marinas verde oliva fosilíferas y areniscas grises. Ambientes Marinos
	INFERIOR	OFICINA LUTITAS CON CUERPOS LENTICULARES DE ARENAS LIGNITOS AMBIENTE FLUVIO- DELTÁICO
OLIGOCENO	MERECURE Areniscas masivas con intercalaciones de lutitas Ambiente Fluvial	
CRETÁCICO	GRUPO TEMBLADOR (F. TIGRE / F. CANOA)	Intercalaciones de lutitas, areniscas y limolitas. Ambiente Marino y Continental
PRE-CÁMBRICO	BASAMENTO	Complejo Igneo-Metamórfico.

Figura 1.5. Columna Estratigráfica del Campo Bare

➤ **Formación Mesa**

Consiste de estratos horizontales o sub-horizontales de arenas de granos fino a grueso, intercaladas con arcillas y conglomerados ferruginosos de colores rojizos y amarillentos, de ambiente fluvio deltaico.

➤ **Formación Las Piedras**

Se conoce con el nombre Formación Las Piedras al intervalo estratificado suprayacente a la Formación de Freites y la pica e infrayacente a la Formación Mesa. Presenta una extensión geográfica que cubre los Estados Anzoátegui y Monagas, en el subsuelo se extiende hacia Pedernales, territorio Delta Amacuro, y por debajo del Golfo de Paria, Estado Sucre. La litología característica comprende sedimentos finos, mal consolidados que incluyen areniscas y limolitas más o menos carbonáceas, lutitas arcillosas. Los espesores máximos se encuentran a lo largo de los ejes de la cuenca de Maturín y se adelgazan hacia los flancos. Se deduce un espesor máximo superior a los 5.000 pies.

➤ **Formación Freites**

Con el nombre de Formación Freites de edad Mioceno Medio, se conoce a los sedimentos del subsuelo en el Campo petrolífero de Oficina, Distrito Freites del Estado Anzoátegui. La extensión geográfica comprende el flanco Sur de la Cuenca de Maturín. Litológicamente se caracteriza por una secuencia de lutitas y arcillas gris verdoso, con delgados desarrollos arenosos hacia la parte superior e inferior de la unidad, interlaminadas e interestratificadas con areniscas y limolitas de colores

claros. El espesor aumenta hacia el eje de la cuenca y varía entre 275 y 1.000 metros en los campos petrolíferos.

➤ **Formación Oficina**

La Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio se designa a una localidad del área del Tigre, Distritos Freites al Sur del Estado Anzoátegui, descubierta por el pozo Oficina N°1. Los yacimientos de dicha formación son los más ricos en petróleo. Se conoce tres grupos de yacimientos: las áreas Mayor de Anaco, Mayor de Oficina y Mayor de Temblador. La extensión geográfica en el subsuelo se comprende hacia todo el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en los Estados Anzoátegui y Monagas, la litología característica consiste de intercalaciones de lutitas y arenas, lenticulares cuerpos de arena, los cuales son extensos, con espesores que van desde 800 y 900 pies, presentes en el Área de Anaco, hasta 1.200 pies en el Área de Anzoátegui Nor-Oriental. Esta formación puede dividirse en tres intervalos mayores de acuerdo a sus características sedimentológicas:

1. Oficina Superior (Arenas A-G)

Constituye un intervalo fundamentalmente lutítico-limolítico intercaladas con arenas delgadas de poca extensión lateral, donde la revisión y evaluación petrofísica pozo a pozo, no señala la posibilidad de existencia de yacimientos de importancia en el área perforada.

2. Oficina Media (Arenas H-O)

Presenta arenas con espesores que varían entre 2 y 70 pies, intercaladas con lutitas con espesores entre 3 y 80 pies. El espesor promedio del intervalo de 550 pies.

Los canales de arena y superficies de inundación, de este intervalo, se asocian a un sistema fluvial de ríos entrelazados.

3. Oficina Inferior (Arenas P-U1)

Corresponde a un intervalo de arenas intercaladas con lutitas de espesor variable, entre 5 y 70 pies las primeras y entre 10 y 60 pies las segundas. El espesor promedio de este intervalo es de 500 pies. Estas arenas son las más atractivas en el área, si se considera que hasta el presente han producido aproximadamente el 83% del petróleo acumulado reportado en los libros de producción.

➤ Formación Merecure

La Formación Merecure es de edad Oligoceno-Medio Inferior del Terciario, con este nombre se designa a las areniscas masivas que infrayacen en la Formación Oficina en los Campos de Anaco. La localidad tipo se encuentra en el Área de Santa Ana de Anaco, de acuerdo a la perforación de pozos en el área. Su extensión geográfica comprende el Área Mayor de Anaco y el Área Mayor del Temblador y los Estados Anzoátegui y Monagas. La litología característica comprende abundantes areniscas de aspecto masivo, de grano fino a grueso, el espesor es variable, llegando a alcanzar hasta 520 metros, en la localidad vista en el pozo Guarío 3, en Anaco.

➤ Grupo Temblador

Está constituido por la Formación Tigre, de ambiente marino que infrayace discordantemente con la Formación Merecure y por la Formación Canoa, de ambiente continental la cual suprayace discordantemente con el basamento ígneo-metamórfico.

El Grupo Temblador representa toda la sedimentación Cretácica conocida en el subsuelo del cuadrángulo. Este intervalo Cretácico se adelgaza en forma de cuña hacia la parte Sur-Este del Cuadrángulo, donde la parte superior ha sido erosionada, por lo que solo parece la Formación Canoa.

➤ **Basamento**

Está constituido por rocas migmatíticas precámbricas del Escudo Ígneo Metamórfico, su litología es muy variada y consiste principalmente de: Granitos, esquistos. Biotita, betas de cuarzo y rocas verdes.

1.1.5. Características Generales del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3

1.1.5.1. Ubicación Geográfica

El yacimiento MFB-53, arena U1, 3, está ubicado al Sur del estado Anzoátegui, al Norte del área Hamaca, comprometiendo volúmenes de los bloques de Bare y Huyapari, con un extensión de 12 kilómetros de Este a Oeste y 16 kilómetros de Norte a Sur. Aproximadamente 60 kilómetros al Sur de San Tomé.

1.1.5.2. Propiedades del Yacimiento

El Yacimiento MFB-53, Arena U1,3 oficialmente presenta las siguientes propiedades:

- **Profundidad:** 3.500 pies.
- **Espesor Promedio Neto:** > 55 pies
- **Porosidad Promedio:** 31 %
- **Permeabilidad Promedio:** 5.008 mD

- **Presión Inicial:** 1.215 lpc
- **Presión de Burbujeo:** 1.188,85 lpc
- **Temperatura Inicial:** 131 °F
- **Gravedad °API:** 10
- **Solubilidad del Gas:** 106 PCN/BN
- **Petróleo Original en Sitio:** 5.935 MMBN

1.1.5.3. Estructura

La estructura al tope de la secuencia es un homoclinal fallado que buza al norte con una inclinación de dos grados promedio. El área estuvo sometida a una tectónica de tipo distensivo y de poca intensidad (fallamiento normal). El entrampamiento en el cuadrángulo Bare es de tipo combinado, con fallas y controles litológicos laterales.

El patrón del área está definido por:

a. Fallas normales con rumbo noreste-sureste el cual representa el patrón principal de fallamiento. El buzamiento de esta falla es de alto ángulo y hacia el Oeste.

b. Fallas normales con rumbo Noreste/Sureste las cuales se presentan casi perpendicular al patrón principal de fallas antes mencionados. El buzamiento de esta falla es hacia el Sur-Oeste.

1.1.5.4. Ambiente de Sedimentación

Sobre la base de datos disponibles en informes técnicos de Intevep, se define que la secuencia de arenas basales se divide en dos unidades:

➔ **Unidad U2,3 (unidad inferior)**

Se asocia a un relleno de valle, el cual está litológicamente representado por areniscas de grano medio a fino, bien escogidos no consolidados, cuarzosas con intercalaciones de lutitas. Según análisis Palinológicos (Intevep) se determinó que la arena U2, 3 se depositó, en un ambiente fluvial denominado “Ríos con corrientes entrelazados”.

➔ **Unidad U1**

Esta litológicamente representada por areniscas de grano fino, cuarzosa, poco consolidada la cual presenta intercalaciones de lutitas, limolitas y carbones. El análisis Palinológicos indica la presencia de dinoflagelados enmarcados dentro del ambiente costero (influencia marina).

1.2. Antecedentes

Martins^[1], estudió mediante simulación numérica, la factibilidad de aplicación de procesos térmicos como inyección continua y alterna de vapor durante la fase de recuperación mejorada en el yacimiento MFB-208/R0, ubicado en el campo Bare del área Ayacucho en la Faja Petrolífera del Orinoco, con la finalidad de maximizar el drenaje del yacimiento, tomando como punto de referencia el mejor esquema de explotación en frío. En este estudio se concluyó que para el yacimiento en cuestión el mejor escenario lo constituye la combinación de tres ciclos de inyección alterna de vapor (IAV) seguidos de un proceso de inyección continua de vapor (ICV).

Gutierrez y Mata ^[2], realizaron un estudio que consistió en Evaluar la Factibilidad Técnica de Aplicar Inyección Continua de Vapor (ICV) al Yacimiento Jobo – 01, Campo Jobo 02 mediante la Simulación Numérica debido a que esta área presentaba problemas de alta producción de agua y bajos niveles en la producción de petróleo. El estudio se basó en la determinación de aplicar este proceso mediante un modelo dinámico que permitiera estimar el factor de recobro del área seleccionada en Jobo 02, con la finalidad de poder reactivar pozos y mejorar escenarios de operación del Campo Jobo y que al mismo tiempo pudiera aportar datos necesarios para generar otros modelos dinámicos con los cuales se podrían precisar estrategias óptimas de explotación del yacimiento Jobo – 01, Campo Jobo 02.

Volpe ^[3], realizó un estudio que consistió en la evaluación de diferentes procesos pilotos de recuperación adicional de crudo para el Campo Melones. El principal problema que presenta este campo es su bajo factor de recobro por lo cual fue necesario estudiar cual proceso de recuperación adicional era más óptimo, dicho estudio arrojó que el proceso más factible para el yacimiento MS-444 arena 13, el cual era considerado el más productivo, fue el proceso de Inyección Continua de Vapor. ^[3]

1.3. Planteamiento del Problema

La Faja Petrolífera del Orinoco está localizada en el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela abarcando un área aproximada de 54.000 Km² y constituye la mayor acumulación de crudo pesado del mundo. Con la exploración de la Faja Petrolífera del Orinoco, se descubrieron cuatro acumulaciones gigantescas que yacen en arenas no consolidadas de origen deltaico, cuya edad es Mioceno Inferior. Una de estas cuatro acumulaciones está representada por el área de (Junín o Ayacucho), la cual está dividida en 25 bloques, uno de los cuales lo constituye el

Campo Bare donde se centraliza este estudio. La estructura de esta zona la representa un homoclinal cuyo buzamiento es menor de 1° hacia el Norte y donde la mayoría de las fallas son de origen tensional. La secuencia estratigráfica del Campo Bare está conformada por las formaciones: Mesa; Las Piedras; Freites, Oficina; Merecure y Basamento. Las acumulaciones petrolíferas en esta área ocurren básicamente en la formación Merecure y en la sección media y basal de la formación Oficina en arenas con permeabilidades ubicadas entre 1 y 2 Darcies. Además, el crudo es extrapesado con una gravedad promedio de 9° API.

Partiendo de la premisa de que la Faja Petrolífera del Orinoco es la única fuente significativa de reemplazo de la declinación de los campos petroleros tradicionales de Venezuela y tomando en consideración que el crudo allí presente constituye un elemento fundamental para el abastecimiento en gran parte de la creciente demanda energética a nivel mundial, se hace necesario optimizar los esquemas de explotación de esas áreas, de tal manera que se pueda aprovechar sus recursos lo más razonablemente posible. Todo lo mencionado anteriormente, ha impulsado el uso de diferentes tecnologías de producción a escala piloto que incluyen desde la inyección de vapor bajo diferentes formas hasta la combustión in situ.

Los avances en caracterización y modelado de yacimientos han abierto las puertas al uso extensivo de procesos de recuperación térmica. Por tal razón, el presente estudio tiene por objeto evaluar la factibilidad de utilizar Inyección Continua de Vapor (ICV) como método de recuperación en el Campo Bare, para lo cual se hará uso de la simulación numérica de yacimientos; considerando que dicho proceso podría tener un impacto significativo en la producción y crudo allí presente. Además, la aplicación de ICV en la zona de estudio, representa una oportunidad única para implementar nuevas tecnologías y desarrollar fuentes de inversión que permitan incrementar los ingresos anuales adicionales en línea con los aumentos de la producción de hidrocarburos.

Con la finalidad de alcanzar el objetivo planteado, en primera instancia se llevará a cabo la revisión de la información geológica, propiedades PVT del fluido y datos de producción referentes al yacimiento en estudio y posteriormente se procederá, mediante la utilización del simulador numérico STARS, a realizar el cotejo histórico, así como las sensibilizaciones necesarias al modelo creado, en base al cual se propondrán los diferentes esquemas de explotación aplicando ICV, los cuales incluirán la variación de la tasa de inyección de vapor y del tipo de arreglo a utilizar (normal e invertido). Finalmente, y de acuerdo a los resultados arrojados por el modelo, se analizará cuál de los esquemas sugeridos ofrece mayores ventajas, resulta más conveniente y se adecúa mejor a las condiciones existentes en el yacimiento estudiado.

En vista de que la ICV contribuye a aumentar el factor de recobro en comparación con la recuperación primaria de crudo pesado, resulta de gran importancia la utilización de la simulación numérica para evaluar cómo afectaría la aplicación de este proceso térmico a la optimización del recobro de crudo en el Yacimiento MFB-53 del Campo Bare, de tal manera de determinar cuán factible resultará la utilización de este proceso para su explotación.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Evaluar el proceso de Inyección Continua de Vapor (ICV), en el Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3 del Campo Bare, mediante simulación numérica.

1.4.2. Objetivos Especificos

1. Revisar la información geológica y petrofísica del yacimiento.
2. Validar el modelo de los fluidos del yacimiento y el histórico de producción correspondiente.
3. Comparar el Petróleo Original en Sitio (POES) obtenido del modelo estático con el calculado mediante el método volumétrico.
4. Cotejar el modelo de simulación con el histórico de producción real del yacimiento.
5. Proponer diferentes esquemas de explotación para la optimización de la producción del yacimiento mediante la simulación numérica de procesos de ICV y elección del óptimo desde el punto de vista técnico.

CAPÍTULO II.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. Fundamentos Teóricos

2.1.1. Mecanismos de Transferencia de Calor

Calor es la energía que se transfiere como resultado de una diferencia o gradiente de temperatura, siendo matemáticamente una cantidad vectorial, en el sentido de que fluye de regiones de altas temperaturas a regiones de bajas temperaturas ^[4]. Los diferentes mecanismos se presentan a continuación:

a) Conducción

El fenómeno de transferencia de calor por conducción es un proceso de propagación de energía en un medio sólido, líquido o gaseoso mediante la comunicación molecular directa o entre cuerpos a distintas temperaturas. Al existir un gradiente de temperatura dentro del medio, la transferencia de calor se lleva a cabo desde la región de mayor temperatura hacia la de menor temperatura. El flujo de calor que se transmite por conducción entre dos puntos es directamente proporcional a la diferencia de temperatura e inversamente proporcional a la distancia que separa ambos puntos ^[1].

b) Convección

El fenómeno de transferencia de calor por convección es un proceso de transporte de energía que se lleva a cabo como consecuencia del movimiento del fluido (líquido o gas). Tal movimiento de partículas se debe a las variaciones de

densidad que experimenta el fluido por acción del gradiente de temperatura. El proceso de transferencia de calor se clasifica como convección forzada si el fluido se hace pasar sobre el sistema mediante la acción de un agente externo. Por otra parte, si el movimiento de fluido es causado únicamente por acción de gradientes de densidad por la diferencia de temperatura y en presencia de un campo gravitacional se habla entonces de convección libre o natural ^[1].

c) Radiación

Los cuerpos son capaces de propagar energía en el vacío mediante la radiación. A una temperatura dada, los cuerpos pueden emitir energía en forma de radiación electromagnética en diferentes longitudes de onda, siendo la radiación dependiente de la temperatura absoluta del cuerpo y de sus características superficiales. Sin embargo, sólo aquella fracción que se encuentra en el rango de longitudes de onda de 0,1 a 100 micrones se considera como radiación térmica ^[1].

2.1.2. Propiedades Térmicas del Agua y del Vapor

El gran interés en la inyección de agua caliente y de vapor en los procesos de recuperación térmica de petróleo, radica en las excelentes propiedades térmicas del agua, bien sea en estado líquido o de vapor, y en la abundancia de ella sobre la tierra. Un cabal entendimiento de las propiedades térmicas del agua es básico para la eficiente utilización de la energía calorífica en tales operaciones ^[4].

a) Temperatura de Saturación del Agua

Es la temperatura a la cual se produce la ebullición (vaporización) del agua a una determinada presión. También se le denomina punto de ebullición y aumenta al

incrementar la presión ^[5]. La temperatura de saturación se puede estimar usando la siguiente expresión:

$$T_s = 115,1 * P_s^{0,225}$$

Ec. 2.1

Donde T_s es la temperatura de saturación en °F y P_s representa la presión de saturación expresado en lpca.

b) Calor Específico del Agua y Vapor

Se define por calor específico a la capacidad que tiene una sustancia para absorber calor y se mide como el número de BTU necesarios para aumentar la temperatura de una libra de una sustancia en 1 °F. Es evidente que mientras mayor sea el calor específico de una sustancia, mayor será la cantidad de calor que debe absorber para que se produzca un determinado aumento de temperatura y por lo tanto mayor será la cantidad de calor liberado al enfriarse. En general, el calor específico de una sustancia no es constante, al contrario depende de la temperatura a la cual se mide ^[4].

c) Calor Sensible

Si se mantiene la presión constante y se agrega en forma continua calor a un líquido, esto da como resultado un aumento de la temperatura hasta que se alcance la temperatura de saturación correspondiente a esa presión constante.

Este calor utilizado en aumentar la temperatura hasta la de saturación, se denomina calor sensible y aumenta al incrementar la presión ^[4]. La entalpia del agua o calor sensible, puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$hw = 91 * P_s^{0,2574}$$

Ec. 2.2

Donde hw es el calor sensible y está expresado en BTU/lbs.

d) Calor Latente de Vaporización

Es la cantidad de calor que debe suministrársele a una libra de un líquido a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor. Depende de la presión, disminuyendo a medida que la presión aumenta ^[5]. El calor latente de vaporización del agua se puede estimar mediante la siguiente ecuación:

$$Lv = 1.318 * P_s^{-0,0877}$$

Ec. 2.3

Donde Lv es el calor latente de vaporización y está expresado en BTU/lbs.

e) Entalpía del Vapor Seco y Saturado

La suma del calor sensible del agua saturada y del calor latente de vaporización del agua, constituye la entalpía del vapor seco y saturado ^[4], ésta viene dada por:

$$hs = hw + Lv$$

Ec. 2.4

Donde hs es la entalpía del vapor seco y saturado en BTU/lb

f) Calidad del Vapor – Vapor Húmedo

A la temperatura de saturación, el agua puede coexistir en estado líquido y en estado de vapor, dependiendo de su contenido de calor. La mezcla de vapor y agua coexistente a la temperatura de saturación, se le denomina vapor húmedo y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, expresado como fracción del peso total (calidad). Así, el vapor seco y saturado tiene una calidad de 100 % puesto que no existe agua en estado líquido; mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual cero. Aquel vapor con calidades entre estos extremos se le denomina simplemente, vapor húmedo ^[4].

La entalpía o contenido de calor del vapor húmedo depende fuertemente de la calidad, especialmente a bajas presiones, donde la entalpía del agua saturada es baja. Dado que la entalpía del vapor húmedo es intermedia entre la del agua saturada y la del vapor seco y saturado; ésta viene dada por la siguiente ecuación:

$$H = h_w + X * L_v$$

Ec. 2.5

Donde X es la calidad del vapor en fracción y H es la entalpía del vapor húmedo en BTU/lbs.

g) Volumen Especifico

Se refiere al volumen ocupado por la unidad de masa de una sustancia a determinadas condiciones de presión y temperatura ^[4]. El volumen específico del vapor húmedo se calcula por:

$$V = X * Vg + (1 - X) * Vf$$

Ec. 2.6

Donde V es el volumen específico del vapor húmedo en pie^3/lbs , Vg es el volumen específico del vapor seco y saturado en pie^3/lbs y Vf es el volumen específico del agua saturada en pie^3/lbs .

A bajas presiones, el volumen específico del agua saturada es despreciable en comparación con el volumen del vapor seco y saturado, de tal forma que la relación anterior se puede aproximar a:

$$V = X * Vg$$

Ec. 2.7

h) Densidad del Vapor

La densidad del vapor seco y saturado, puede ser determinado de tablas de vapor usando valores del volumen específico del vapor seco y saturado. Para presiones de hasta 1.000 lpca, la densidad del vapor seco y saturado puede ser determinado mediante la siguiente ecuación derivada por Farouq Ali ^[4].

$$\rho_g = 0,0000440189 * P_s^{0,9588}$$

Ec. 2.8

Donde ρ_g es la densidad del vapor seco y saturado en grs/cc.

i) Vapor Sobrecalentado

Se sabe que a una presión dada, el vapor tiene una temperatura de saturación definida; sin embargo, es posible aumentar su temperatura por encima de la de vapor se denomina vapor sobrecalentado ^[4].

2.1.3. Recuperación Primaria, Secundaria y Terciaria o Mejorada

Los procesos de recuperación mejorada son el resultado de investigaciones y experiencias de campo llevadas a cabo por la inquietud y el interés de disminuir la cantidad de crudo remanente en los yacimientos después de la aplicación de procesos de recuperación primaria y secundaria.

Durante la **recuperación primaria** el yacimiento es producido aprovechando la energía natural del mismo, debido al diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo. Este tipo de recuperación termina cuando la presión del yacimiento disminuya demasiado o cuando se alcanza la tasa de petróleo, considerada como límite económico del yacimiento por agotamiento o debido a la alta producción de agua y/o gas ^[5].

La **recuperación secundaria** resulta del aumento de la energía natural, al inyectar agua o gas para desplazar el petróleo hacia los pozos productores. En el caso del gas, se inyecta en la capa de gas para mantener la presión y expandirla, o dentro de la columna de petróleo en los pozos para el desplazamiento inmiscibles del petróleo, de acuerdo con las condiciones de permeabilidad relativa y barrido volumétrico. Debido a que un desplazamiento inmiscible de gas es, por lo general,

menos eficiente que una inyección de agua. Hoy en día se usa muy pocas veces como proceso secundario ^[6].

La **recuperación terciaria** o mejorada es la que se obtiene después de la inyección de agua o cualquier otro proceso secundario utilizado. Los procesos terciarios utilizan gases miscibles, químicas y/o energía térmica para desplazar petróleo adicional después de que un proceso secundario se vuelve no rentable ^[6].

La desventaja de considerar los tres escenarios como una secuencia cronológica es que muchas operaciones de producción de yacimientos no se realizan en un orden específico. Un ejemplo de esto es la producción de crudos pesados que ocurre en muchos lugares del mundo. Si el crudo es suficientemente viscoso, este puede no fluir a una tasa económica por medio de la energía natural, por lo que la producción primaria no sería la más adecuada. Para el caso de este tipo de yacimientos, la inyección de agua no sería factible; por lo que, el uso de energía térmica podría ser la única opción para recuperar una cantidad significativa de crudo. En este caso, se puede usar un método considerado para ser un proceso de recobro terciario (recuperación térmica) como el primero y quizás el método definitivo de recuperación.

En otras situaciones, el proceso terciario podría ser aplicado como una operación secundaria en lugar de la inyección de agua. Por ejemplo, si la inyección de agua antes de la aplicación de un proceso terciario disminuyera la efectividad del proceso, entonces se puede obviar, razonablemente, el escenario que involucra la inyección de agua. Debido a estas situaciones, el término “Recuperación Terciaria” ha caído en desuso en la literatura de ingeniería de petróleo y la designación de métodos de Recuperación Mejorada ha venido a ser la más aceptada. Así, como se observa en la figura 2.1, actualmente los procesos de recobro se clasifican en Primario, Secundario y Recobro Mejorado.

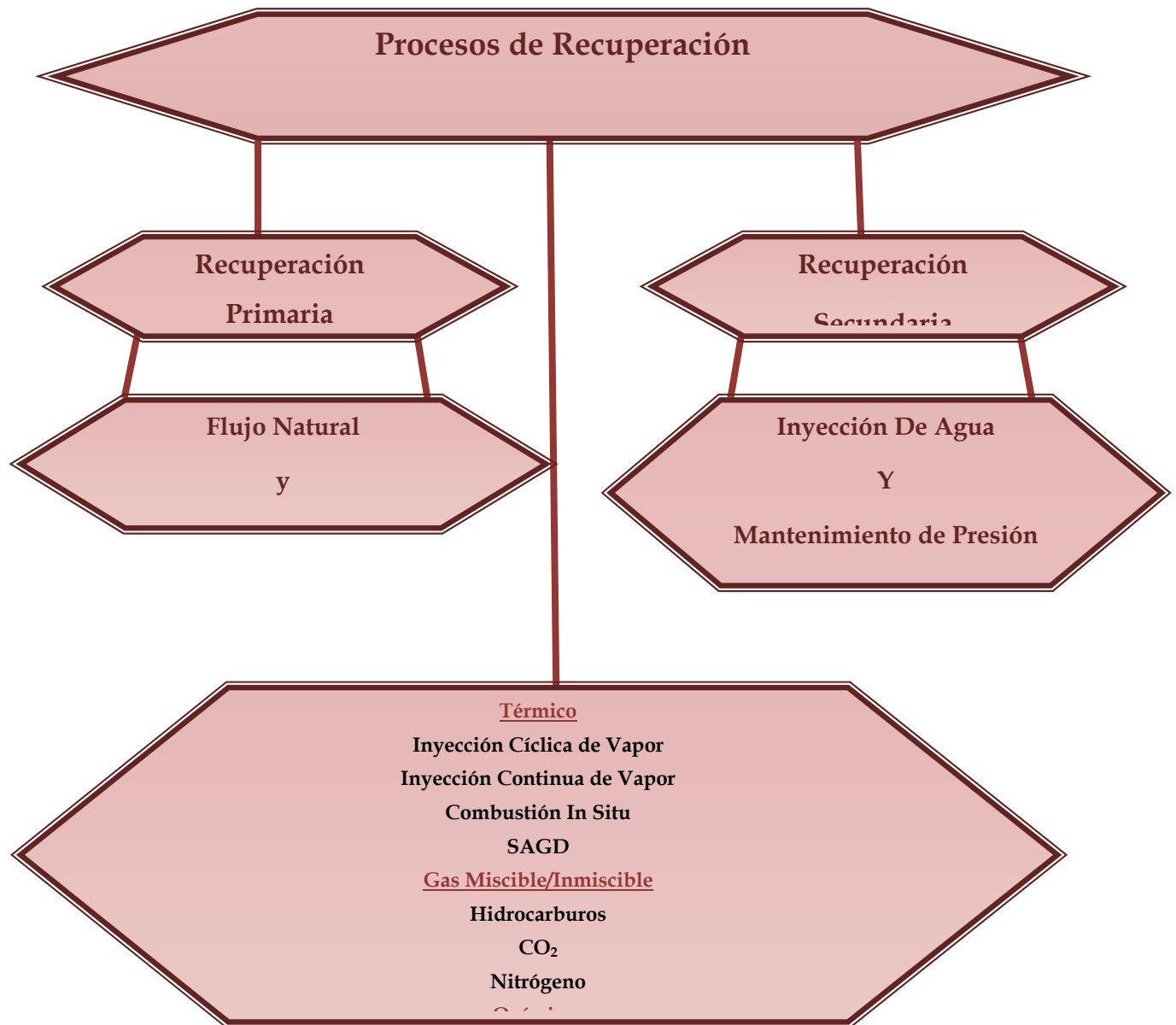


Figura 2.1. Proceso de Recuperación [4]

2.1.4. Recuperación Térmica

Es un proceso por el cual, intencionalmente, se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos, con el propósito de producir combustibles por medio de los pozos.

Por múltiples razones se utilizan los métodos térmicos en lugar de otros métodos de extracción. En el caso de petróleos viscosos, los cuales actualmente son los de mayor interés para la aplicación de estos procesos, se utiliza calor para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. La reducción de viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura, permite no sólo que el petróleo fluya más fácilmente sino que también resulte una razón de movilidad más favorable [4].

2.1.4.1. Consideraciones Generales para Implantar un Proceso de Recuperación Térmica

➡ **Profundidad:** Esta es una consideración primordial. A medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección requerida normalmente aumenta. Para vapor esto se traduce en la necesidad de generadores de mayor capacidad y de mejor calidad del agua de alimentación. Para aire, se traduce en un mayor número de etapas de compresión. La mayoría de los proyectos térmicos existentes se realizan en yacimientos a profundidades menores de 2500 pies. Sin embargo, existen proyectos exitosos a mayores profundidades.

➤ **Petróleo In Situ:** Una vez iniciado el proyecto térmico esta consideración es importante. La cantidad de petróleo que debe existir en sitio para iniciar un proyecto de recuperación térmica aun no se conoce. Sin embargo, como regla práctica, la cual tiene muchas excepciones, se considera que no es recomendable iniciar un proyecto térmico en una formación que contenga menos de 1.000 bls/acre-pie de petróleo in situ.

➤ **Porosidad:** A medida que aumenta la porosidad, mayor es el volumen de petróleo que se calienta y menor el volumen de roca que se calienta.

➤ **Saturación de agua:** En yacimientos donde se haya efectuado una inyección de agua exitosa, son pocas las posibilidades de que un proyecto térmico sea exitoso; sin embargo existen muchas excepciones a la regla, especialmente si el precio del crudo es alto.

➤ **Segregación:** En yacimientos producidos por empuje por gas en solución donde haya ocurrido segregación gravitacional, puede presentar problemas cuando son sometidos procesos térmicos.

➤ **Heterogeneidad del Yacimiento:** La estratificación y/o lenticularidad severa en un yacimiento, hace difícil correlacionar propiedades de pozo a pozo. Esto puede resultar en cálculos erróneos del petróleo in situ, al mismo tiempo que dificulta la predicción de la eficiencia areal y vertical.

➤ **Espesor de arena:** Para inyección de vapor o de agua caliente es conveniente tener espesores moderadamente altos, ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas.

➡ **Movilidad del Petróleo:** En algunos yacimientos, el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil. Cuando esto ocurre es difícil, sino imposible, de iniciar un frente móvil de petróleo y la única forma de calentar un área considerable del yacimiento es creando una fractura. El incremento de temperatura resultante hace que el petróleo se haga móvil en otras áreas del yacimiento ^[4].

2.1.4.2. Procesos de Recuperación Térmica

El objetivo principal de estos procesos es la reducción de la viscosidad del petróleo con la finalidad de mejorar su movilidad.

Los procesos térmicos de extracción utilizados hasta el presente, se clasifican en dos tipos: aquellos que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento y los que utilizan la generación del calor en el propio yacimiento ^[4].

La Inyección de Vapor es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua ^[4].

La inyección de vapor se emplea en depósitos que contienen petróleos muy viscosos. El vapor no solo desplaza el petróleo, sino que también reduce mucho la viscosidad (al aumentar la temperatura del yacimiento), con lo que el crudo fluye más de prisa a una presión dada ^[7].

2.1.4.2.1. Inyección Continua de Vapor (ICV)

Es un proceso de desplazamiento que consiste en inyectar calor en forma continua, a través de algunos pozos y producir el petróleo por otros ^[4]. Las perspectivas de recuperación están en el orden de 40 a 50%.

2.1.4.2.1.1. Antecedentes del Proceso de Inyección Continua de Vapor (ICV)

El uso de la inyección continua de vapor comienza en los años 1.931-1.932, cuando se inyectó vapor por 265 días en una arena de 18 pies de espesor, a una profundidad de 380 pies, en la parcela de Wilson y Swain, cerca de Woodson, Texas. En los siguientes 20 años no hubo registro aparente del uso de la inyección de vapor, hasta el proyecto piloto de inyección de vapor que funcionó en Yorba Linda, California ^[4].

2.1.4.2.1.2. Mecanismos de Recuperación del Proceso de Inyección Continua de vapor

Cuando se inyecta vapor en forma continua en una formación petrolífera el petróleo es producido por tres (3) mecanismos básicos: Destilación por vapor, reducción de la viscosidad y expansión térmica. Otros fenómenos que contribuyen a la recuperación de petróleo son la extracción con solvente, empuje por gas en solución y desplazamiento miscibles por efectos de la destilación al vapor. ^[4]

2.1.4.2.1.3. Criterios Generales para el Diseño de Proyectos de Inyección Continua de Vapor (ICV)

➔ Petróleo en Sitio (Bls/acres-pies) > 1.200

Es conveniente que sea del orden de 1.200 a 1.700 bls/acre-pie con el fin de que el proyecto resulte económicamente atractivo.

➤ **Espesor Neto Petrolífero (pies) > 20**

Esto, debido a las pérdidas de calor que pueden ocurrir hacia las formaciones adyacentes. Sin embargo el proyecto si puede aplicarse para espesores menores, si se consideran otros parámetros que pueden ser importantes como un alto valor de permeabilidad

➤ **Porosidad (%) > 30**

Con el fin de que exista una mayor cantidad de crudo a calentar, y menor sea el volumen de roca a calentar.

➤ **Permeabilidad (mD) >1.000**

Para permitir una alta tasa de flujo de petróleo hacia el pozo productor.

➤ **Profundidad (pies) <3.000**

Para disminuir las pérdidas de calor en el pozo las cuales se traducen en disminución significativa de la calidad del vapor, sin embargo con el uso de aislantes se puede aplicar el proyecto.

➤ **Heterogeneidad del Pozo Inyector al Pozo Productor Baja**

Esto debido a que en yacimientos con una alta heterogeneidad se pierde confianza en las predicciones del comportamiento del proceso térmico.

➤ **Viscosidad a Condiciones de Yacimiento (Cps) < 1.000**

Debido a que con un alto valor de este parámetro puede ocurrir canalización de vapor.

➤ **°API 12-25**

Si el valor es menor a 12, debe revisarse el valor de la viscosidad del crudo para tomar decisiones. Si el valor es mayor a 25, otro proceso de recuperación mejorada no térmico puede ser aplicado.

2.1.4.2.1.4. Ventajas del Proceso de Inyección Continua de Vapor (ICV)

➤ Altos recobros de petróleo. Presenta mayores razones de eficiencia areal, eficiencia vertical y eficiencia de desplazamiento que la inyección de agua caliente y fría.

➤ Actualmente se considera como el único proceso rentable, para la recuperación mejorada del petróleo.

➤ Se tienen mayores tasas de inyección y menores pérdidas de calor que en el caso de la inyección de agua caliente.

2.1.4.2.1.5. Desventajas del Proceso de Inyección Continua de Vapor (ICV)

- Alto costo de la generación de vapor, diseños de las líneas de vapor en superficie y de los pozos térmicos de inyección. Es necesario quemar Gas Natural (G.N) o parte del petróleo producido para generar el vapor.
- Posible hinchamiento de las arcillas, por parte del condensado del vapor, y eso reduce la inyectividad del vapor.
- Se tiene limitaciones en cuanto a espesores y profundidad del yacimiento.
- Fácil canalización del vapor en petróleos muy pesados y viscosos.
- Segregación del vapor hacia la parte superior de la arena en yacimientos delgados donde se está inyectando a través de pozos verticales.
- Producción de ácido sulfúrico en crudos con alto contenido de azufre.
- Producción de emulsiones que en algunos casos son difíciles de romper.

2.1.4.2.2. Inyección Alterna de Vapor (IAV)

Consiste básicamente en inyectar vapor a un pozo de petróleo durante un determinado tiempo, cerrar el pozo por un corto periodo de tiempo y luego ponerlo en producción. El procedimiento de campo puede describirse en tres etapas, (Figura 2.2):

- **Período de Inyección:** Se inyecta vapor por varios días (generalmente 1 a 3 semanas) hasta que el vapor caliente la zona cercana al pozo hasta un radio determinado, aproximadamente $\frac{1}{4}$ del Radio de drenaje del pozo.

➤ **Período de Remojo:** Se cierra el pozo por uno o varios días para que el vapor ceda su calor a la formación. La decisión de permitir o no un tiempo de remojo largo se debe tomar de acuerdo a la experiencia de campo.

➤ **Período de Producción:** Se coloca el pozo en producción. Inicialmente el pozo produce grandes cantidades de agua para luego producir petróleo caliente a elevadas tasas. El período de producción termina cuando la tasa alcanza valores similares a la tasa que producía el pozo en frío ^[9]. Un segundo ciclo de inyección puede emplearse y de nuevo la tasa de producción aumentara y luego declinara (Figura 2.3). Ciclos adicionales pueden realizarse de una manera similar, sin embargo, el petróleo recuperado durante tales ciclos será cada vez menor ^[4].

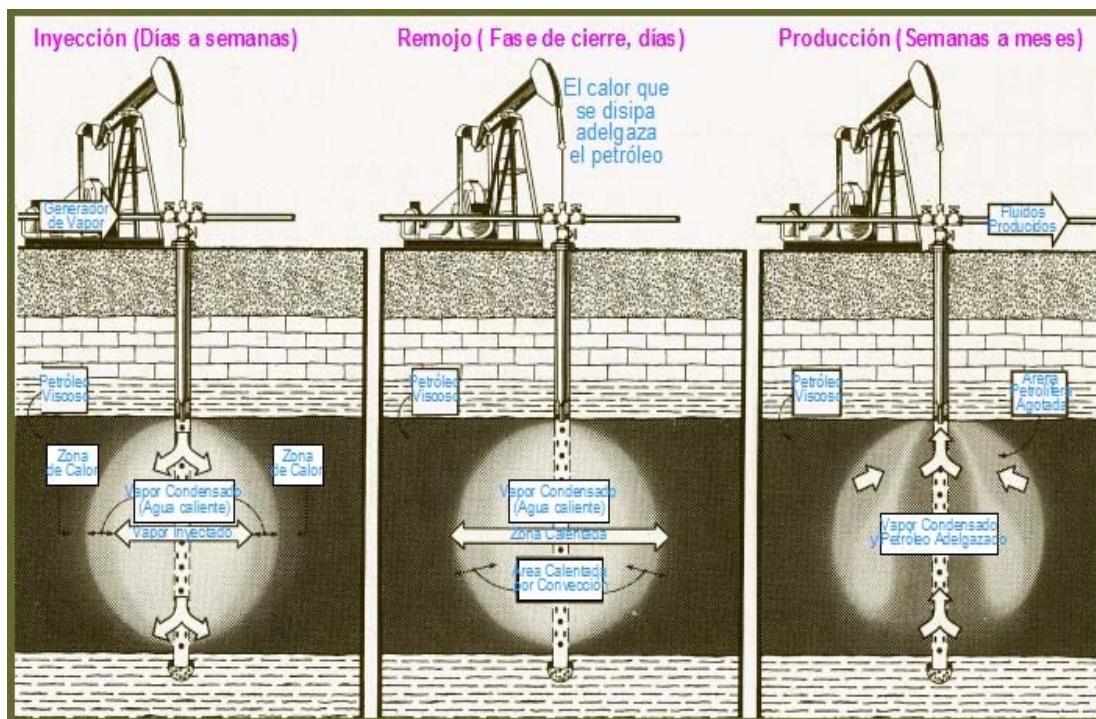


Figura 2.2. Esquema de Inyección Alternada de Vapor ^[2]

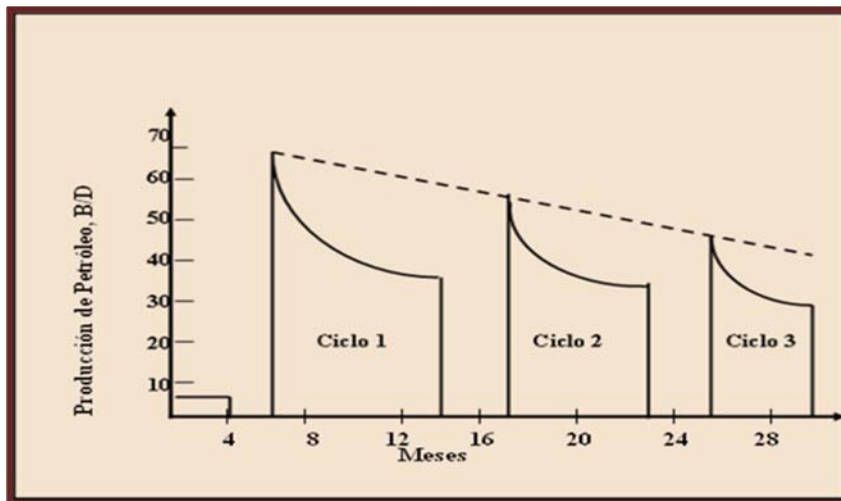


Figura 2.3. Respuestas Típicas de Producción en un Proceso de I.A.V [4]

2.1.4.2.2.1. Antecedentes del Proceso de Inyección Alterna de Vapor (IAV)

En Octubre de 1.959, la Compañía Shell de Venezuela suspendió una prueba piloto de inyección continua de vapor en las arenas bituminosas del Campo Mene Grande, Edo. Zulia. Durante la inyección de vapor, a una profundidad alrededor de 550 pies, la presión de sobrecarga fue excedida. Alrededor de los pozos se produjeron cráteres acompañados por erupciones de vapor, agua y petróleo. Cuando se discontinuó la prueba se decidió aliviar la presión de los inyectores. Sorpresivamente, produjeron pequeñas cantidades de vapor y cantidades de petróleo (100 a 200 BNPD) aunque nunca antes habían producido petróleo. Este descubrimiento accidental dio pie al desarrollo de una nueva metodología para ejecutar la inyección de vapor, la inyección alternada de vapor [1].

2.1.4.2.2. Mecanismos de Recuperación en el Proceso de Inyección Alterna de Vapor

El mecanismo principal responsable del éxito de la inyección alternada o cíclica de vapor de agua, varía de un yacimiento a otro. En general pueden considerarse dos casos extremos: yacimientos con presión inicial moderadamente alta y yacimientos con presión inicial cercana a cero, como lo es generalmente el caso de yacimientos de crudos pesados y de arenas bituminosas. Sin embargo, el elemento común a todo el yacimiento, en mayor o menor magnitud, es la mejora en la razón de movilidad agua-petróleo debido a la disminución de la viscosidad del petróleo como efecto resultante del aumento de temperatura. En el caso de crudos pesados, la disminución de viscosidad es el mecanismo principal que hace que el petróleo se produzca sumado a la remoción del daño de la formación en la vecindad del pozo.

Una vez mejorada la movilidad, la fuerza expulsiva que hace que el petróleo fluya hacia el pozo puede ser atribuida a uno de los siguientes mecanismos:

- a) Presión del yacimiento en caso de que exista
- b) Drenaje por gravedad,
- c) Compactación de la roca yacimiento
- d) Vapor no condensado
- e) Expansión térmica del petróleo
- f) Efecto de la temperatura sobre permeabilidades relativas

g) Calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor.

Sin embargo, el mecanismo de producción más conveniente será aquel que trata de conservar tanto calor dentro del yacimiento como sea posible. Esto bien podría lograrse permitiendo al vapor remojar la formación por cierto tiempo, manteniendo una contrapresión sobre los pozos durante la producción, a fin de evitar la evaporación del agua y limitando la producción de la misma, ya que esta tiene un calor específico que es el doble que el del petróleo ^[1].

2.1.4.2.2.3. Ventajas del Proceso de Inyección Alterna de Vapor

- Respuesta rápida de los pozos. Hay un aumento de producción superior a dos veces la tasa en frío.
- La rentabilidad del proceso es alta, superior a la ICV
- No es afectada grandemente por la heterogeneidad del yacimiento
- Es bien conocido
- Es económicamente atractivo
- Es de aplicación general con resultados satisfactorios comprobados
- No presenta problemas mecánicos sin solución
- Es capaz de generar un potencial de producción dado en corto tiempo, y mantenerlo. dentro de un rango de variación predecible

- Presenta una alta relación petróleo-vapor.

2.1.4.2.2.4. Desventajas del Proceso de Inyección Alterna de Vapor

- Solo afecta una sola porción del yacimiento
- Bajo recobro de petróleo en comparación con la ICV
- Más del 50% del agua inyectada como vapor queda en el yacimiento, creando una zona de alta saturación de agua.
- La inyección alterna de vapor es básicamente un proceso de estimulación, y como tal, no conduce a un gran incremento en el recobro final del yacimiento.
- Acelera el mecanismo de compactación, lo cual puede generar subsidencia en superficie.
- El condensado de vapor hincha las arcillas y reduce la productividad del pozo. Si se sabe previamente esto, se pre-tratan las arcillas con hidróxido de potasio, hidróxido de aluminio o polímeros para procurar que las arcillas no se hinchen.

2.1.4.2.3. Combustión en Sitio

En este proceso los fluidos inyectados y el frente de combustión se mueven en el mismo sentido, del pozo inyector hacia los pozos productores ^[4] **(Figura 2.4)**

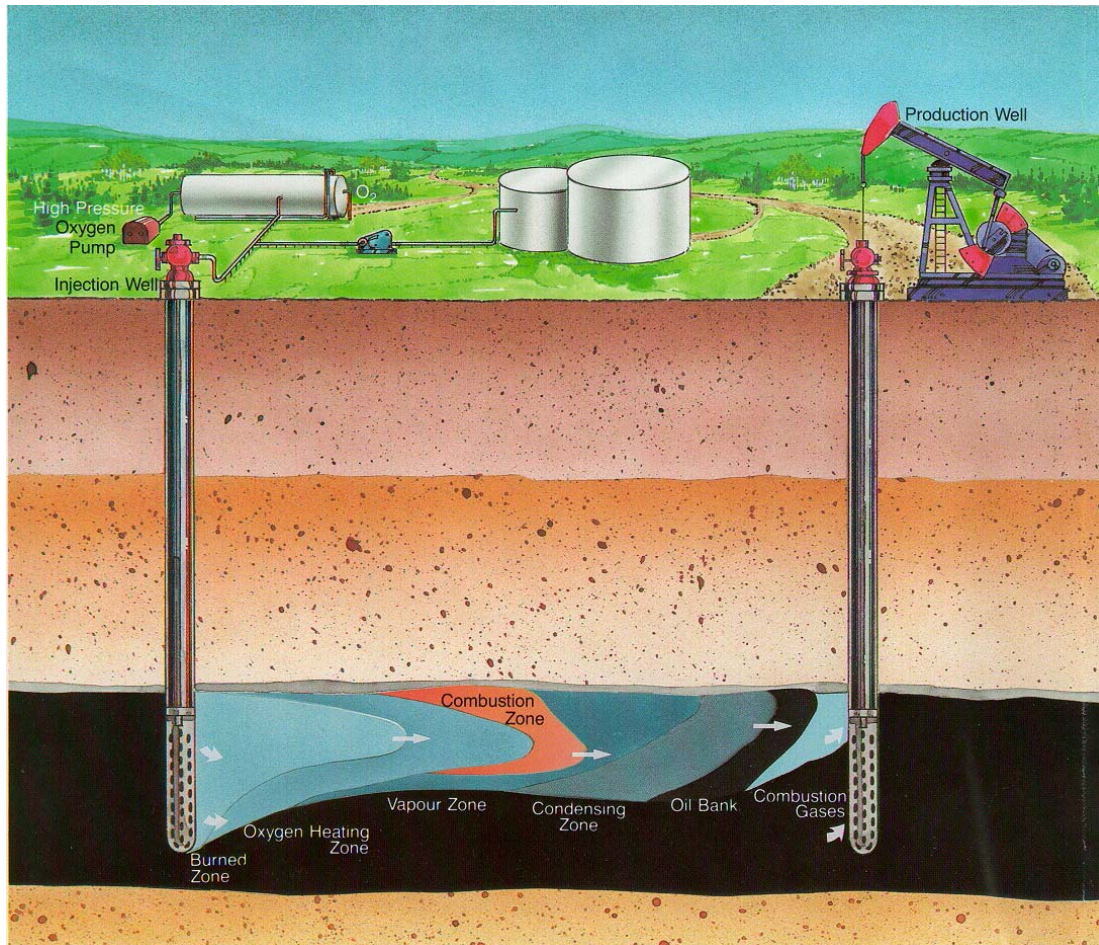


Figura 2.4. Proceso Convencional de Combustión en Sitio ^[2]

2.1.4.2.3.1. Mecanismos del Proceso Convencional de Combustión en Sitio

Los mecanismos que actúan durante este proceso son muy variados, destacándose el empuje por gas, los desplazamientos miscibles, la vaporización y condensación. Tales mecanismos son auxiliados por importantes reacciones, como la oxidación, destilación, desintegración catalítica, y polimerización, las cuales ocurren simultáneamente en las zonas de combustión, coque y desintegración catalítica. En estas zonas ocurre también un incremento en la presión debido principalmente al

aumento en el volumen de los fluidos por expansión térmica, lo cual produce un aumento de la tasa de flujo hacia los pozos productores ^[4].

2.1.1.2.3.2. Tipos de Combustión en Sitio

Los diferentes tipos de combustión en sitio se clasifican en ^[1]:

a) Combustión Convencional o hacia adelante

En este proceso los fluidos inyectados y el frente de combustión se mueven en el mismo sentido, es decir, del pozo inyector hacia los pozos productores. Durante este proceso se forman dentro del yacimiento varias zonas perfectamente diferenciables las cuales se indican en detalle en la figura 1. Estas zonas se originan por las altas temperaturas generadas dentro del medio poroso, el cual se encuentra saturado inicialmente con agua petróleo y gas ^[4].

En este proceso se puede añadir la variante de inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, una vez que se ha logrado la ignición del crudo in situ, originándose la denominada **Combustión Húmeda**. Este tipo de combustión puede clasificarse en:

➤ Combustión Húmeda Normal o Incompleta

En ambos procesos el agua inyectada al ponerse en contacto con la zona quemada se evapora y fluye a través del frente de combustión como parte de la fase gaseosa; pues la máxima temperatura del frente de combustión es, en Este caso, mayor que la temperatura de vaporización del agua a la presión del sistema. El proceso se denomina húmeda normal cuando el coque depositado se consume completamente, por el contrario, cuando el agua inyectada hace que el combustible

depositado no se queme por completo, entonces se trata de una combustión húmeda incompleta. ^[4]

➤ **Combustión Súper Húmeda**

Este proceso se logra cuando la cantidad de calor disponible en la zona quemada, no es suficiente para vaporizar toda el agua inyectada al sistema. En este proceso la máxima temperatura de combustión desaparece, y la zona de vaporización-condensación se esparce por todo el medio poroso ^[4].

b) Combustión en Reverso

En este caso el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de aire, induciéndose la ignición del crudo en el pozo productor. El movimiento del frente de combustión es hacia las zonas de mayor concentración de oxígeno, y los fluidos desplazados atraviesan dicho frente de combustión como parte de la corriente de gas, siendo transportados a través de la zona caliente hacia los pozos de producción por drenaje, por gravedad y por empuje por gas ^[4].

2.1.4.2.4. Proceso de Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor

En este proceso el movimiento de petróleo al pozo productor es causado por la fuerza de gravedad, y la geometría es de tal forma que el petróleo se mueve, aproximadamente, en dirección paralela a la interfase que forma la frontera de una zona saturada de vapor, creciendo continuamente, lo que se conoce como cámara de vapor (“Steam Chamber”). El diagrama del proceso se presenta en la Figura 2.5.

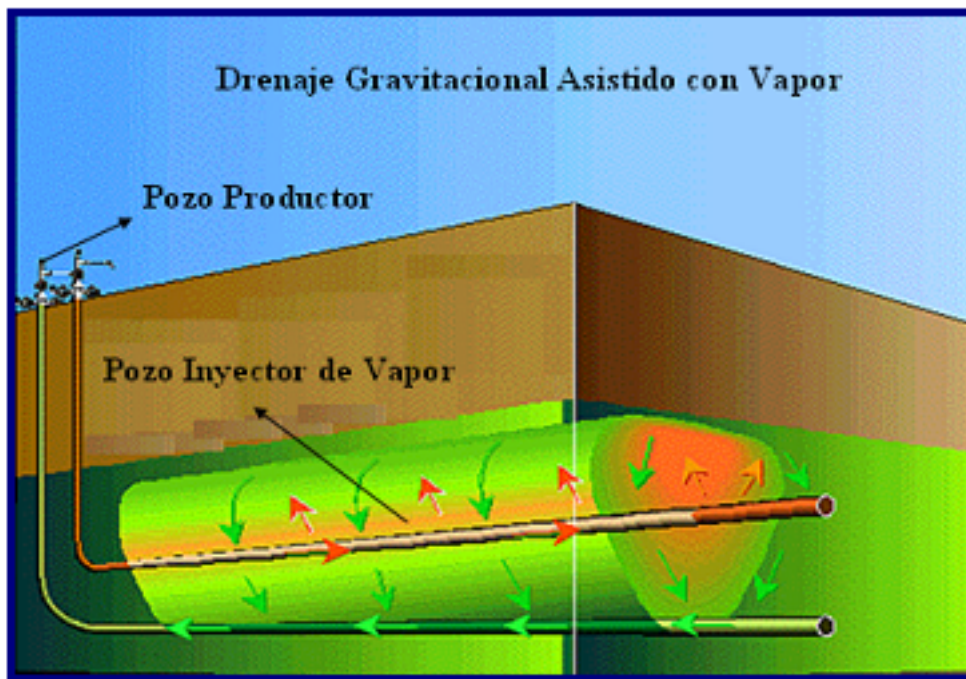


Figura 2.5. Proceso de Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor^[5].

2.1.4.2.4.1. Ventajas del Proceso S.A.G.D

El proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor tiene las siguientes ventajas:

- Aunque el pozo inyector y el pozo productor están bastante cerca en la dirección vertical, el vapor asciende continuamente y crece en sentido horizontal también, permitiendo drenar petróleo de un área bastante grande.
- El petróleo permanece caliente y fluye hacia el pozo de producción. En la inyección de vapor convencional, el petróleo desplazado por el vapor se enfría y es más dificultoso desplazarlo hacia el pozo de producción.

2.1.4.2.4.2. Desventajas del Proceso S.A.G.D

➤ Una mayor consideración del desarrollo de operación de proyectos S.A.G.D. es el costo de la generación del vapor. Factores importantes que deben ser considerados son la relación vapor-petróleo y el costo del combustible requerido por pie³ de vapor. Este costo se ha elevado rápidamente debido al precio del combustible principal, el gas natural.

➤ La cantidad de agua producida es casi igual a aquellas del vapor inyectado. El tratamiento del agua producida para remover la dureza del petróleo puede ser reciclada pero hay una necesidad para retirar cierta agua del circuito para prevenir la restauración de líquido del compuesto del yacimiento (sílice y sal). Una manera de hacer esto involucra el desplazamiento continuo de cierta agua reciclada con agua dulce junto con la disposición de una corriente dentro de una inferior, de otra manera un acuífero no económico.

2.1.5. Simulación Numérica de Yacimientos

La simulación de yacimientos ha sido practicada desde el comienzo de la ingeniería de petróleo en los años treinta. Como tal, el término simulación empezó a ser común en los años sesenta como método predictivo dedicado principalmente a problemas de yacimientos de petróleo negro en dos o tres fases. Los procesos simulados estaban limitados a agotamiento natural y mantenimiento de presión; sin embargo, durante los años setenta, el panorama cambió marcadamente, pues se inició la simulación de nuevos procesos que se extendieron de los métodos convencionales de agotamiento y mantenimiento de presión a procesos miscibles, inyección de químicos, inyección de CO₂, vapor, agua caliente y combustión en sitio ^[1].

La simulación y los programas de computación correspondientes, son herramientas que ayudan a ahorrar tiempo en las predicciones del comportamiento de yacimientos. Los simuladores de yacimientos no suministran una respuesta exacta de su comportamiento pero si muy aproximada. Cuando estas herramientas son alimentadas con datos que describen adecuadamente el yacimiento, pueden suministrar una predicción razonable del comportamiento general esperado de éste, bajo las condiciones operacionales y de contorno dadas por el usuario ^[1]. Estos sofisticados programas de computación presentan amplias ventajas, ya que permiten la solución de un conjunto de ecuaciones diferenciales que describen flujo en varias dimensiones (1-D, 2-D y 3D), transiente y multifásico en un medio poroso heterogéneo. Esta ventaja fue hecha posible por la rápida evolución a gran escala, alta velocidad y desarrollo de métodos numéricos para resolver grandes sistemas de ecuaciones diferenciales ^[1].

La simulación de yacimientos es el proceso de inferir el comportamiento real a partir del comportamiento de un modelo el cual puede ser físico, conceptual o numérico y consiste en describir el yacimiento, hacer el cotejo histórico y predecir el desempeño futuro del yacimiento bajo una variedad de escenarios ^[2]. La simulación numérica juega un rol importante en los procesos de gerencia de yacimientos, ellos son utilizados para desarrollar el plan de administración, monitorear y evaluar su desempeño ^[8].

Durante la descripción, el yacimiento es dividido en pequeñas celdas o bloques que toman en cuenta las heterogeneidades del yacimiento y dirección del flujo de fluidos, así como también las localizaciones de los pozos productores e inyectores y sus condiciones de operación. Los cálculos utilizan las ecuaciones de balance de materiales y flujo de fluidos para las fases petróleo, gas y agua, para cada celda a pasos de tiempo discreto, comenzando desde el momento inicial.

Las propiedades del yacimiento como permeabilidad y porosidad, y las propiedades de los fluidos tales como presión, temperatura y composición, se asumen uniformes en cada bloque en que se ha dividido el yacimiento, no obstante las propiedades de los fluidos y del yacimiento varían de un bloque al otro y durante el período de simulación.

El modelo de simulación contempla un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales que requieren soluciones numéricas, debido a que las soluciones analíticas son casi imposibles de obtener debido a las heterogeneidades del yacimiento (variación de permeabilidad y porosidad, y geometría irregular), la no linealidad de los comportamientos de permeabilidad relativa, presión capilar, propiedades PVT de los fluidos, las cuales varían con composición, temperatura y presión ^[1].

2.1.5.1. Información Requerida en la Simulación

Los datos básicos requeridos son:

- Datos del yacimiento: Geometría, tamaño de los bloques, porosidad, permeabilidad, profundidad de cada bloque, espesor de arena, curvas de permeabilidad relativa, presiones capilares y presión de yacimiento.
- Propiedades PVT: Factor volumétrico, relación gas-petróleo en solución y viscosidad.
- Datos y eventos de los pozos, completaciones, índice de productividad e historia de producción y eventos.
- Datos geológicos, petrofísicos y sedimentológicos ^[2].

2.1.5.2. Utilidad y Aplicabilidad de la Simulación de Yacimientos

La aplicación válida de la simulación de yacimientos generalmente gira alrededor de los siguientes aspectos:

a) Planificación de Escenarios del Desarrollo

Los usos más comunes de la simulación es la planificación de escenarios de yacimientos, los estudios de simulación de yacimientos pueden aplicarse desde una etapa muy temprana del desarrollo donde puedan hacerse simplificaciones como una pequeña extensión de las técnicas clásicas, en la medida que la planificación del desarrollo progrese se van construyendo modelos más complicados, con la incorporación de información nueva que permite ayudar en la toma de decisiones, así como determinar y cuantificar la incertidumbre de parámetros clave del yacimiento; de igual manera estos modelos serán extremadamente útiles para modificar los esquemas de desarrollo si nuevas condiciones así lo requieren ^[2].

b) Perfiles de Producción y Estimación de las Reservas

Entre las tareas más importantes de la ingeniería de yacimientos están, la de estimar los futuros perfiles de producción y las reservas, estas cifras se requieren con muchas frecuencias para los análisis económicos y evaluaciones de campo, así como también para atender disposiciones regulatorias. Es frecuentemente necesario tener disponible un rango de perfiles de producción para cubrir el rango de las incertidumbres en los parámetros críticos y en las alternativas de desarrollo, un modelo de simulación de yacimientos es ideal para generar tales perfiles ^[2].

c) Monitoreo de Yacimientos

Los modelos de simulación están reconocidos, por ser las herramientas para la evaluación de los esquemas de explotación, en esta área se incluye la perforación, estrategia de producción e inyección, justificación de reparaciones, estimulaciones, perforación horizontal y reparación adicional.

Un modelo de simulación desarrollado se puede usar para obtener y evaluar rápidamente las bondades de cualquiera de estas alternativas. Con el ajuste de historia se puede mantener actualizado el modelo, de tal manera que el monitoreo del yacimiento puede ser continuamente ajustado para considerar cambios en los datos de campo ^[2].

d) Distribución de Producción

Muchos campos que contienen sus yacimientos agrupados verticalmente presentaran por lo general problema de distribución de producción por tener los pozos completados en todos ellos. Esta política de explotación de campo pudiera contravenir el esquema de explotación de un yacimiento en particular al no disponer de los pozos necesarios para su explotación óptima.

Los resultados de una simulación incluyen distribución espacial de presiones de fluido y saturación, relación gas-petróleo producción y tasa de producción e inyección para cada pozo a cada intervalo de tiempo ^[2].

2.1.5.3. Tipos de Simuladores de Yacimientos

La simulación de yacimientos es un proceso fundamentado en principios físicos de conversión de masa, flujo de fluidos y la conversión de energía. La selección del simulador más adecuado para representar un determinado yacimiento requiere de un análisis previo y entendimiento del mismo, así como un detallado estudio de los datos disponibles. Existen diferentes tipos de simuladores para describir los diferentes mecanismos de producción. Los tipos más ampliamente usados, son los de petróleo negro, composicional, térmicos y químicos, los cuales toman en cuenta los cuatro mecanismos básicos de recuperación de petróleo que son: Expansión de los fluidos, desplazamiento, drenaje por gravedad e imbibición capilar ^[1].

a) Simuladores de Petróleo Negro

Los simuladores de petróleo negro consideran los cuatro mecanismos básicos en simulación de yacimientos de petróleo por agotamiento natural o mantenimiento de presión. Estos modelos isotérmicos aplican a yacimientos que contienen fases inmiscibles agua-petróleo-gas. Esta representación de los componentes del contenido de hidrocarburos, presume una composición constante en las fases gas-petróleo, no volatilidad del petróleo en la fase gas y no solubilidad del gas y petróleo en agua ^[1].

b) Simuladores Composicionales

Los simuladores composicionales consideran la variación de la composición de las fases con la presión, éstos son utilizados para desarrollar estudios en yacimientos de gas condensado, petróleo volátil y en procesos de recuperación mejorada de petróleo que involucren cambios composicionales de los fluidos involucrados ^[1].

c) Simuladores Térmicos

Los simuladores térmicos toman en cuenta tanto el flujo de fluidos como la transferencia de calor y reacciones químicas. Los usos prácticos de estos simuladores son en simulación de inyección de vapor de agua, agua caliente y procesos de combustión en sitio ^[1].

d) Simuladores Químicos

Los simuladores químicos consideran el flujo de fluidos, el transporte de masa debido a dispersión, adsorción, filtración, cinética de reacción y cambios del comportamiento de fases. Son usados en procesos de inyección de surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujo de compuestos alcalinos ^[1]

2.1.5.4. Tipos de Modelos de Simulación según sus Dimensiones

Un yacimiento puede modelarse con los sistemas de mallado 0D, 1D, 2D o 3D, dependiendo de los objetivos del estudio ^[1].

a) Modelo Cero Dimensional (0D)

Es el modelo más simple, es decir, una celda que es básicamente un balance de materiales (**Figura 2.6**). Se supone que todas las condiciones de yacimiento tienen un valor único para una presión promedio y que el sistema completo está en condiciones de equilibrio.

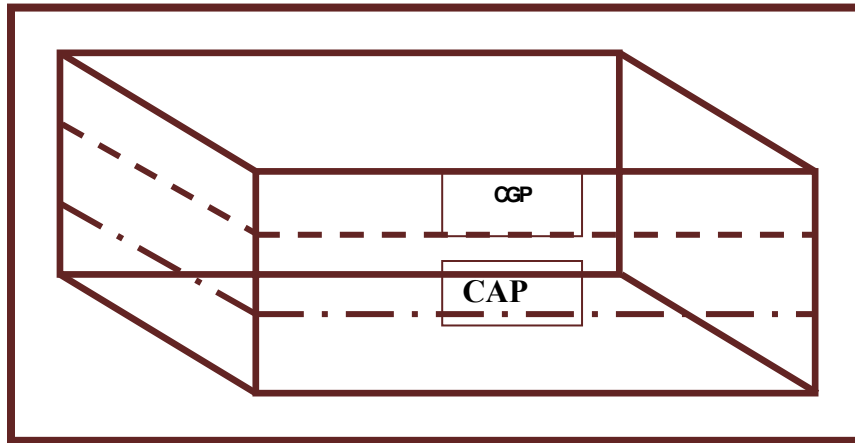


Figura 2.6. Modelo Cero Dimensional ^[1]

b) Modelos de Una Dimensión (1D)

En los modelos de una dimensión la orientación de los bloques puede ser horizontal, vertical o con cierto ángulo de inclinación (**Figura 2.7**). Estos modelos dan una buena representación del movimiento de fluidos globalmente, y también de la distribución promedio de las presiones.

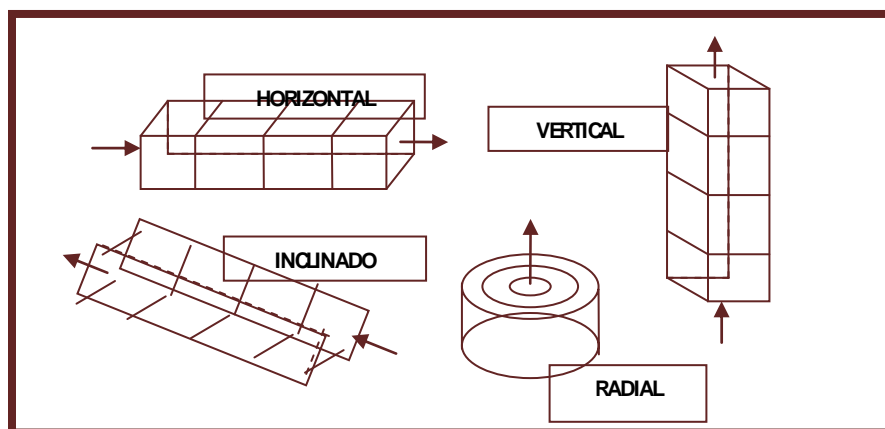


Figura 2.7. Modelos de Una Dimensión ^[1]

c) Modelos de Dos Dimensiones (2D)

Se utilizan para modelar la eficiencia de barrido de un fluido desplazante. Este puede ser un modelo radial, un modelo transversal para simular conificación y segregación gravitacional, o un modelo areal para simular efectos de barrido (**Figura 2. 8**).

c.1) Modelo Areal

Estos son usualmente aplicados en la simulación de campos. Los modelos simulación areal son aplicables cuando el flujo areal domina el comportamiento del yacimiento, y la variación vertical de las propiedades de la roca y de los fluidos es relativamente pequeña.

c.2) Modelo Sección Transversal

Estos son usados para modelar una sección transversal de un yacimiento. La aplicación incluye el efecto de segregación gravitacional, estratigrafía, desplazamiento frontal, intervalos completados y flujo en pozos horizontales. Este modelo es aplicado para generar además, Pseudo funciones que reducen la simulación tridimensional a la simulación areal bidimensional.

c.3) Modelo Radial

Se define usando un sistema de coordenadas cilíndricas y tienen una aplicación especial en el estudio del efecto de un nuevo pozo, determinación de intervalos óptimos de completaciones, tasa de flujo crítica y análisis de pruebas de pozos. Este modelo es comúnmente llamado “modelo cónico” debido a que es usado para estudiar

el comportamiento del gas y del agua alrededor del pozo como fenómenos de conificación.

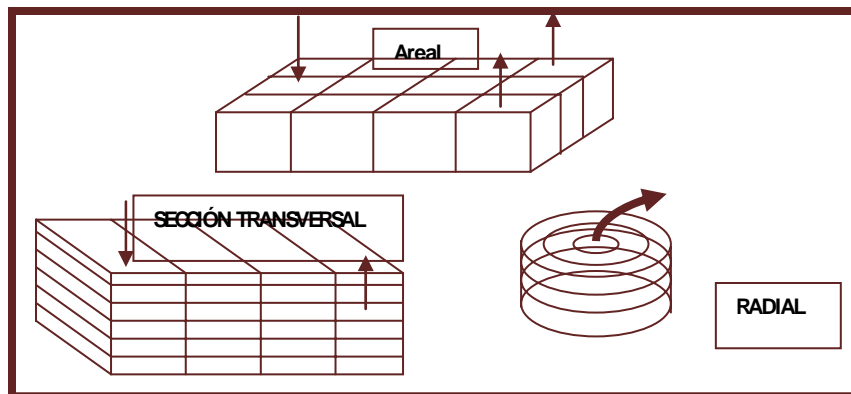


Figura 2.8. Modelos de Dos Dimensiones ^[1]

d) Modelos de Tres Dimensiones (3D)

Los modelos 3D (Figura 2.9), pueden tomar en cuenta casi todas las fuerzas presentes en el yacimiento. Consideran los efectos de barrido areales y gravitacionales. Sin embargo, pueden ser muy difíciles para modelar fenómenos locales (tales como conificación) donde se requieren bloques muy pequeños para una representación adecuada.

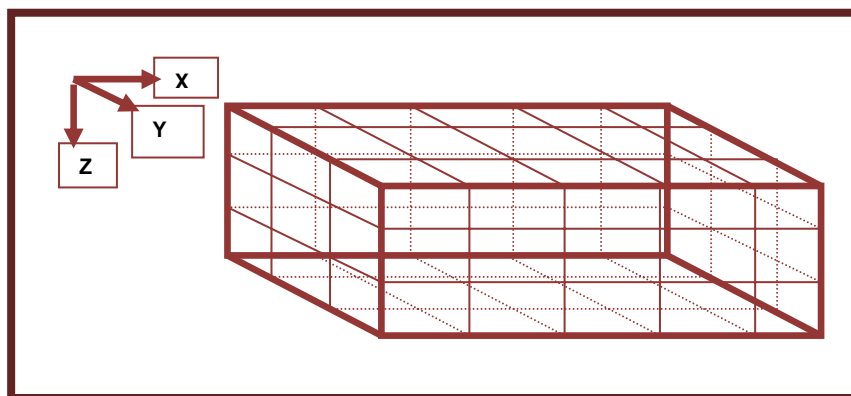


Figura 2.9. Modelo de Tres Dimensiones ^[1]

2.1.5.5. Proceso de la simulación numérica de yacimientos

El proceso de la simulación de yacimientos es básicamente el análisis de ingeniería de yacimientos, el cual incrementara el soporte en la selección de un modelo apropiado de simulación, pues para manejar la complejidad y el volumen de datos necesario para la simulación, es recomendable iniciar un estudio con un modelo simple. La exactitud de los resultados de la simulación depende de la calidad de los datos de entrada y no necesariamente de lo sofisticado del modelo.

En general, el proceso de simulación o la planificación de un modelo de simulación de yacimientos puede ser dividido en seis partes principales las cuales son [6].

1) Construcción del Mallado

Datos generales del yacimiento: Dimensiones, definición del mallado, numero de capas, presión original del yacimiento, contactos iniciales de agua-petróleo y/o gas/petróleo. Estos datos son obtenidos de mapas estructurales, registro y análisis de núcleos, y pruebas de presión de pozos.

2) Adecuación del PVT y la Permeabilidad Relativa

Datos de propiedades de rocas y fluidos: Permeabilidades relativas, presiones capilares, compresibilidad de la roca, y datos PVT los cuales son obtenidos de pruebas de laboratorio o correlaciones.

3) Adecuación Datos Recurrentes al Mallado

Datos de producción/inyección: Históricos de producción de petróleo, agua y gas, históricos de inyección, eventos de cada pozo, localizaciones, índice de productividad, daño de formación e intervalos de perforación de cada pozo.

4) Inicialización

Etapa para calibrar estáticamente el modelo de simulación. Reproduce los volúmenes de fluidos originalmente en sitio mediante el modelo numérico de simulación. Se hace la distribución inicial de presiones y saturaciones.

5) Cotejo Histórico

Etapa en la que se calibra dinámicamente el modelo de simulación. Permite ajustar de manera representativa el desplazamiento de fluidos. El ajuste del modelo de simulación es realizado considerando las tasas producidas y las mediciones de presión. El cotejo debe ser aceptable para poder hacer predicciones.

6) Predicciones

Esta etapa permite evaluar diferentes escenarios o esquemas de explotación en el cual el yacimiento podría ser producido. Los casos de sensibilidades serán tan certeros como el grado de aceptabilidad que tenga el cotejo histórico y las condiciones que definen el escenario de sensibilidad.

2.1.5.6. Limitaciones de los Simuladores

- Producen soluciones aproximadas.
- Los resultados de salida dependen de los resultados de entrada.
- El ajuste de la historia no es garantía de la predicción precisa del futuro (solución no única).
- Los datos históricos suelen tener un alto grado de incertidumbre.
- Igualmente los datos geológicos y petrofísicos (de un punto al campo completo).
- Las mismas ecuaciones diferenciales son simplificaciones de la realidad ^[2].

2.1.6. Pozos Horizontales

Los pozos horizontales son perforados paralelamente al plano de estratificación del yacimiento, con un ángulo de desviación no menor de 86° . Este representa una fractura de conductividad infinita donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección horizontal del plano ^[10]. En la **Figura 2.10** se muestra el esquema de un pozo horizontal.

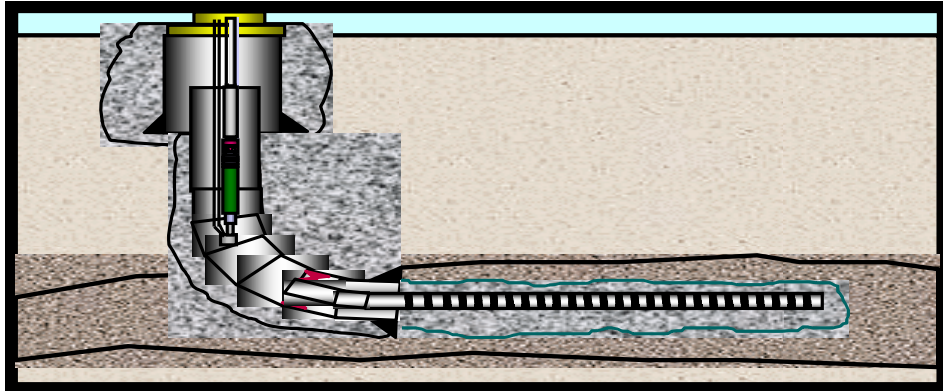


Figura 2.10. Esquema de un Pozo Horizontal ^[10] .

Estos pozos, debido a la longitud de la sección horizontal, permiten establecer un mayor contacto con el yacimiento, originando un área mayor de exposición de flujo, lo cual permite alcanzar altas tasas de producción y por ende obtener una mayor productividad con respecto a un pozo vertical. Además, esta característica reduce altamente la tendencia a la conificación de agua y/o gas en el yacimiento, debido a que se produce con una velocidad de flujo menor y una baja caída de presión en las cercanías del pozo ^[10].

2.1.6.1. Ventajas de los pozos horizontales

- Mejoramiento en la eficiencia de barrido.
- Incremento en la productividad y el recobro final del yacimiento.
- Reducción de la conificación y canalización del gas y del agua.
- Posibilidad de explotar yacimientos con bajos porcentajes de hidrocarburos.
- Incremento del área de drenaje ^[10].

2.1.6.2. Desventajas de los pozos horizontales

- Altos costos de perforación, debido a que se requiere mayor tiempo de perforación que en un pozo vertical y se incrementa de riesgo a presentarse problemas operacionales.
- Las barreras de la permeabilidad vertical limitan la eficiencia del barrido vertical.
- Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas/petróleo.
- Requieren de fluidos especiales de completación y perforación, libres de sólidos para evitar o minimizar los daños a la formación. ^[10]

2.1.6.3. Parámetros a considerar en la perforación de un pozo horizontal

- **Grado de Agotamiento del Yacimiento:** En un yacimiento altamente drenado la perforación de un pozo vertical no aumentaría la producción lo suficiente como para justificar el pozo a nivel económico, sin embargo, con la perforación de un pozo horizontal se aumenta el área de contacto con la arena productora, lográndose aumentar a su vez el área de drenaje.
- **Espesor del Yacimiento:** Es indispensable conocer el espesor de la arena productora para saber cuál será el intervalo óptimo a navegar que permita producir la mayor cantidad de hidrocarburos. Esto se puede conocer mediante registros, mapas isópacos-estructurales.
- **Permeabilidad Vertical:** Es necesario que un yacimiento tenga buena permeabilidad vertical, para que el pozo horizontal perforado presente una buena productividad.

➤ **Geología del Área:** Para que la perforación del pozo horizontal sea exitosa, es de vital importancia disponer de información geológica confiable del área, además se deben considerar el buzamiento, las fallas, los cambios de porosidad y los contactos agua-petróleo o gas-petróleo. Sobre todo es importante el buzamiento al momento de planificar un pozo, ya que se podría conocer el ángulo óptimo en el cual se penetrará la arena objetivo y así ajustar la trayectoria del pozo.

➤ **Espaciado de los Pozos:** Colocar pozos horizontales muy cercanos entre sí en yacimientos altamente drenados, puede traer como consecuencia interferencia entre ellos, en el caso de yacimientos con empuje de gas o agua, la distancia entre los pozos dependerá del espacio mínimo requerido a fin de evitar que algunos de los fluidos se conifiquen entre dos pozos adyacentes, es decir, se debe determinar el espaciamiento óptimo.

2.1.6.4. Clasificación de Pozos Horizontales

➤ **Radio Ultra Corto:** Los pozos característicos de esta clasificación tienen un radio de curvatura entre 1 a 3 pies, con un ángulo de levantamiento entre 45 y 60 grados por pie y secciones horizontales entre 100 y 200 pies de longitud. Esta técnica permite perforar pozos horizontales a diferentes niveles a partir de un pozo vertical, obteniéndose un mejor drenaje de yacimientos multi-capas.

➤ **Radio Corto:** Los pozos característicos de esta clasificación tienen un radio de curvatura de 20 a 40 pies, con ángulo de levantamiento entre 2 y 5 grados por pie y secciones horizontales entre 300 y 800 pies de longitud. Son muy útiles en formaciones con litología compleja debido a la poca desviación y profundidad.

➤ **Radio Medio:** Los pozos característicos de esta clasificación tienen un radio de curvatura entre 300 y 800 pies, con ángulo de levantamiento entre 8 y 35 grados cada 100 pies.

➤ **Radio Largo:** Los pozos característicos de esta clasificación tienen un radio de curvatura entre 1.000 y 3.000 pies y usando equipo de perforación estándar alcanzan ángulos de levantamiento entre 2 y 6 grados por cada 100 pies. Las secciones horizontales oscilan entre 4.000 y 6.000 pies, en algunos casos hasta 8.500 pies.

2.1.7. STARS

Es un simulador multifásico capaz de modelar procesos térmicos (inyección continua y alterna de vapor, drenaje gravitacional asistido por vapor, calentamiento eléctrico) y procesos avanzados (modelos de pozos discretizados, crudo espumante, geles, polímeros, finos) en mallas cilíndricas, cartesianas, puntos de esquina, y de profundidad y espesor variable en dos y tres dimensiones ^[2].

2.1.7.1. MODELBUILDER

Es un programa de preprocesamiento basado en una interface visual, ambiente Windows, para los simuladores IMEX, GEM y STARS (Ver figura 3.19). Pertenece a la serie de construcción de CMG y es usado para preparar la información de entrada para una corrida de simulación. Acepta los datos que ingresa el usuario y escribe un archivo ASCII, usando los keywords apropiados, el usuario puede entonces someter este conjunto de datos a una corrida en el simulador numérico ^[2].

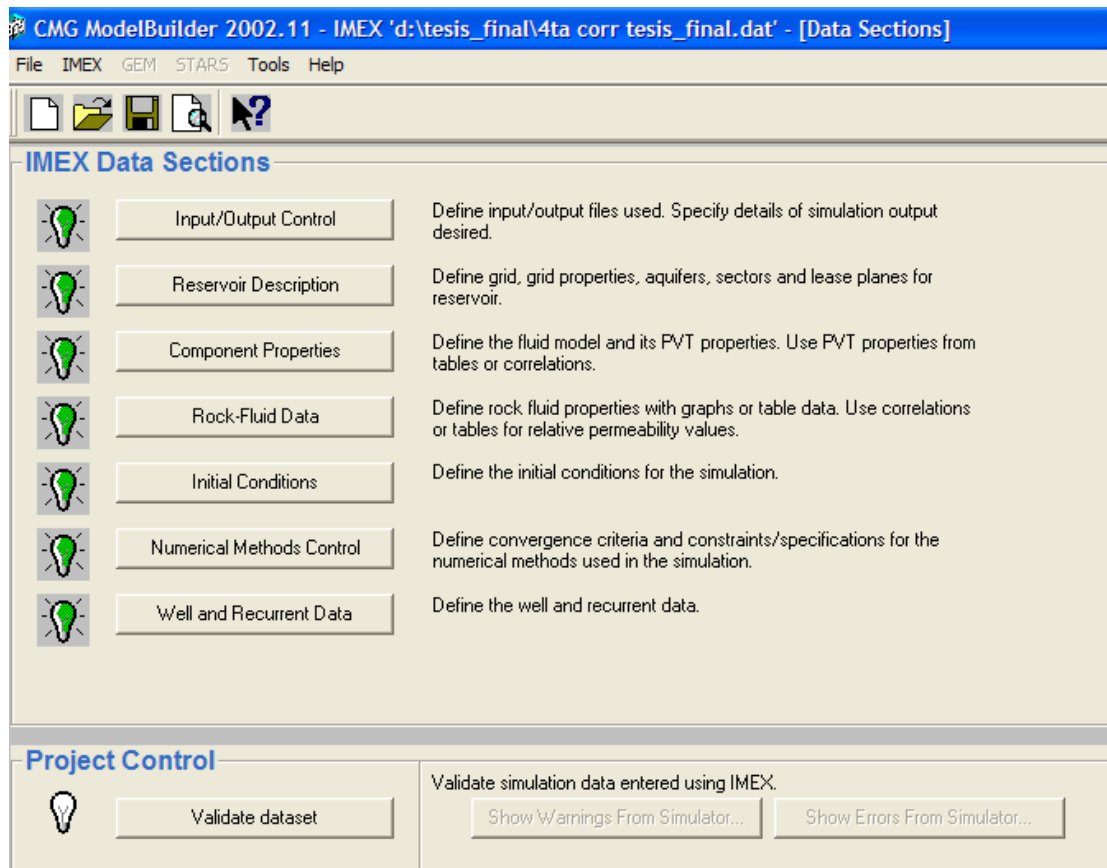


Figura 2.11. Ventana Principal de ModelBuilder [2].

- ➔ **Input/Output Control (Control de Entrada/Salida):** En esta sección se definen los parámetros que controlan las actividades de entrada y salida del simulador, tales como nombre de archivos, unidades, títulos, selecciones y frecuencia con la que éstas se escriben en el archivo de salida.
- ➔ **Reservoir Description (Descripción del Yacimiento):** Contiene datos que describen la roca productiva y el mallado de simulación que se utiliza para representarla. Estos datos pueden ser clasificados en los siguientes grupos:
 - ❖ Opciones de mallado de simulación y refinamiento del mallado.

- ❖ Selección de opciones de yacimientos de fractura natural.
 - ❖ Opción de discretización de pozos.
 - ❖ Propiedades de la roca productiva base.
 - ❖ Opciones de sector.
- ➔ **Component Properties (Propiedades de Componentes):** En esta sección se especifican el número de componentes de la fase líquida y las propiedades fisicoquímicas y termodinámicas de los fluidos involucrados, tales como viscosidad, datos PVT entre otras.
- ➔ **Rock – Fluid Data (Datos Roca-Fluido):** Definen las permeabilidades relativas líquido – líquido y líquido – gas, las presiones capilares y saturaciones críticas.
- ➔ **Initial Conditions (Condiciones Iniciales):** Se especifica las condiciones iniciales o de arranque válidas para la ejecución de la corrida, tales como presión y temperatura iniciales, concentración inicial de fluidos y saturaciones iniciales de las fases.
- ➔ **Numerical Methods Control (Control por Métodos Numéricos):** Aquí se definen los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se produce.
- ➔ **Well and Recurrent Data (Datos de Pozos y Datos Recurrentes):** Esta sección, contiene datos específicos que pueden variar con el tiempo. La mayor parte corresponde a datos de pozos y datos afines, aunque hay palabras claves que definen otra información que es dependiente del tiempo. Entre los datos que se definen en esta sección se tienen definición de pozos como inyectores o

productores, condiciones y restricciones de operación como la presión de fondo, la tasa máxima de fluidos, etc.

2.1.7.2. GRIDBUILDER

Es parte de los preprocesadores, se usa para crear la malla de simulación para los simuladores de yacimientos de CMG, se usa en conjunto con ModelBuilder, puede ser invocado directamente desde ese programa. Soporta los tres simuladores IMEX, GEM y STARS (Ver figura 2.12) [2].

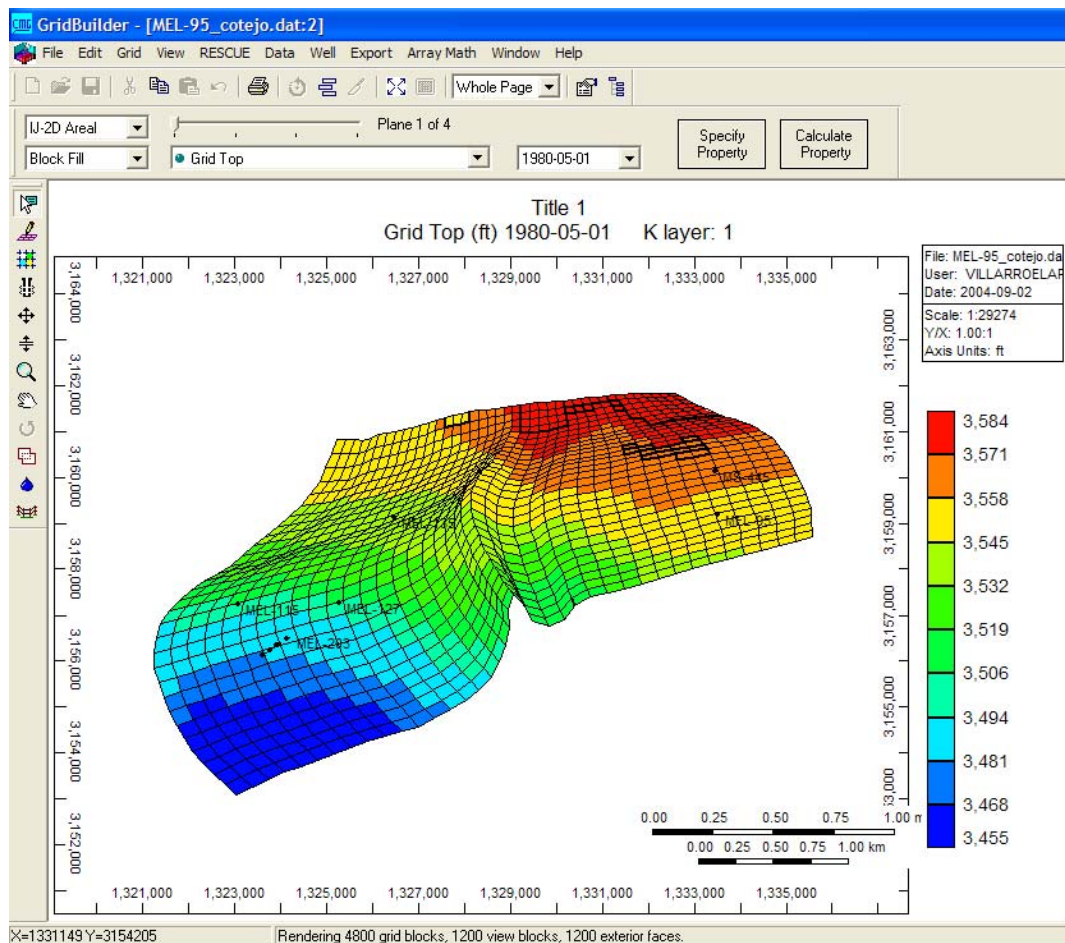


Figura 2.12. Ventana Principal de GridBuilder [2].

2.1.7.3. RESULTS 3D

Es un postprocesador que permite visualizar el mallado y seleccionar entre vistas de modelos de dos y tres dimensiones, para su presentación en pantalla o impresa (figura 2.13). Se pueden visualizar cualquiera de las propiedades del mallado y por supuesto, su respectiva variación con la simulación [2].

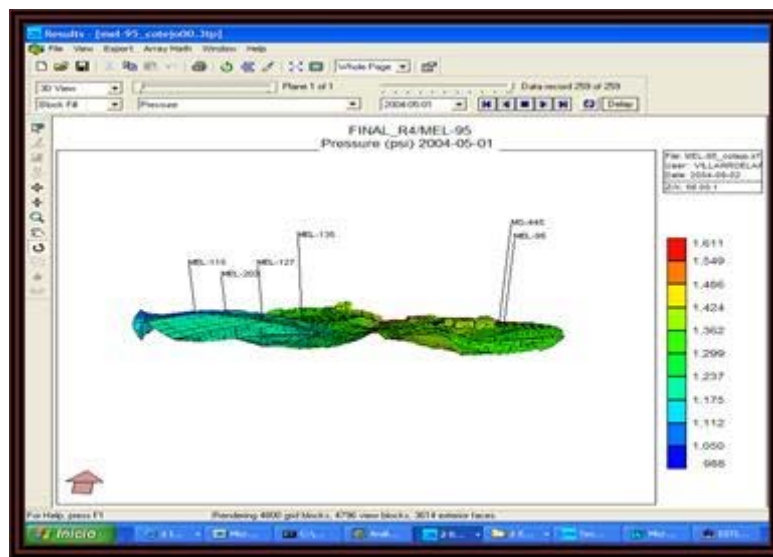


Figura 2.13. Ventana Principal de Results 3D [2].

2.1.7.4. RESULTS GRAPH

Es un postprocesador que se usa para evaluar mediante gráficos, los parámetros de los pozos que varían con el tiempo, como por ejemplo petróleo producido acumulado, tasas de agua, petróleo y gas, etc (figura 2.14) [2].

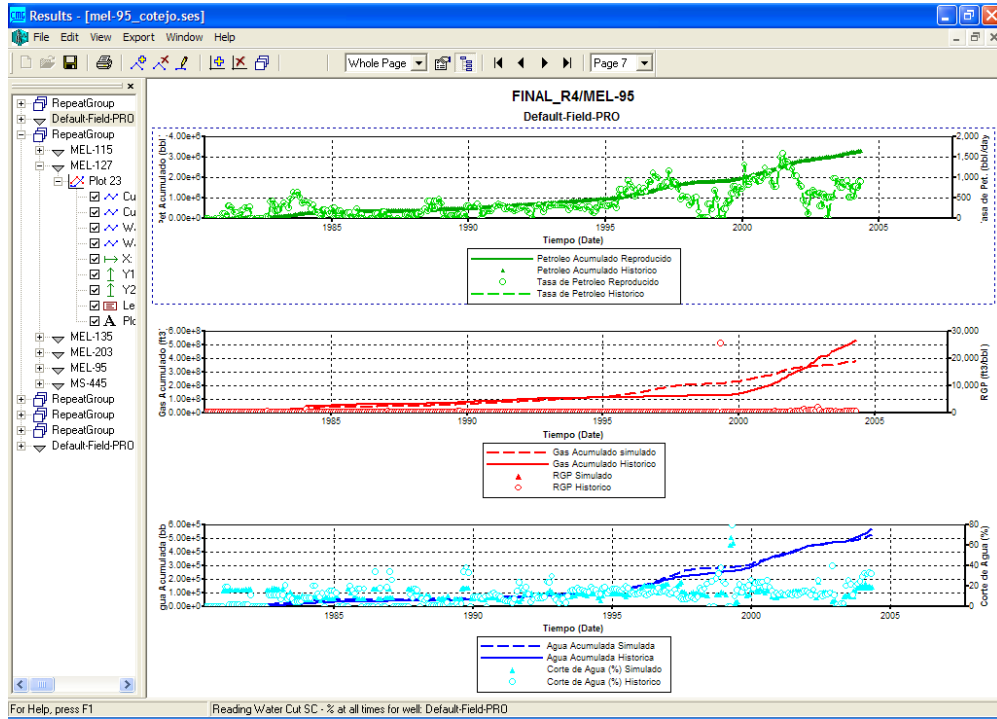


Figura 2.14. Ventana Principal de Results Graph [2].

CAPÍTULO III.

METODOLOGÍA

3.1. Revisión Bibliográfica

Esta etapa es fundamental ya que en ella se adquieren los fundamentos teóricos e información necesaria para la realización del objetivo propuesto en este estudio, se revisaron los antecedentes de investigaciones y trabajos previos realizados en el Campo Bare, así como también las bases teóricas de los procesos de Recuperación Térmica, en especial sobre el proceso de Inyección Continua de Vapor y sobre la Simulación Numérica de Yacimientos, herramienta utilizada para predecir como este método de recuperación térmica impactará en la producción futura del yacimiento. Adicionalmente se revisaron los manuales del Simulador STARS y de cada uno de los pre-procesadores. La fuente de información técnica y bibliográfica fue obtenida a través libros, artículos técnicos y tesis proporcionadas por la sala de tesis de la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui y por medio del personal que labora en sala de Estudios Integrados Pesados-Extrapesado de San Tomé.

3.2. Recopilación de la Información

En esta etapa se recopiló la información concerniente al yacimiento MFB-53, arena U1,3 del Campo Bare en cuanto a información geológica, propiedades físicas del yacimiento, propiedades del fluido, propiedades de la roca, historia de producción.

Además se revisó la información correspondiente a los pozos en estudio, para lo cual fué necesario revisar detalladamente la información proporcionada por la OIL FIEL MANAGER (OFM), la cual contiene: tasas y producciones acumuladas de

petróleo, agua y gas, relaciones gas-petróleo y agua-petróleo. También se revisaron las fichas técnicas, que contienen: historia del pozo, información geológica (coordenadas), pruebas (la prueba oficial de completación y última prueba de producción). Esta información fue facilitada por el personal que labora en PDVSA.

3.3. Revisión del Modelo Geológico

El modelo estático del Campo Bare se obtuvo de un trabajo previo realizado por la empresa Paradigma con el fin de caracterizar toda la columna del Campo. La empresa Paradigma Geophysical Venezuela de acuerdo a las exigencias de Pdvsa generó el modelo estratigráfico, petrofísico, sedimentológico, estructural y geoestadístico de los intervalos petrolíferos escogidos mediante el acuerdo para determinar el POES volumétrico de dichos yacimientos. Paradigma para la generación del modelo estático y diferenciar los cuerpos de arenas utilizó tecnología de primera a través de diferentes aplicaciones. En el presente trabajo solo se cuenta con valores promedios de las propiedades petrofísicas.

3.4. Revisión del Modelo de los Fluidos, el Histórico de Producción y las Pruebas de Presión

3.4.1. Modelo de los Fluidos

Para la construcción del modelo de fluidos de un yacimiento es indispensable conocer la composición y las propiedades PVT de la mezcla de hidrocarburos almacenada en el mismo.

El yacimiento MFB-53, arena U1,3 zona Este no cuenta con un análisis PVT consistente y representativo del mismo, por tal motivo fué necesario realizar un PVT

sintético para ello se tomaron los datos oficiales del PVT del pozo MFB-91 tomado en la arena U1,3, considerado representativo del Campo Bare en un estudio realizado anteriormente.

Para la construcción del PVT sintético del pozo MFB-91 fueron aplicadas las correlaciones desarrolladas recientemente por la Ingeniero Laineth López en su trabajo de grado, debido a que las correlaciones fueron realizadas para ser aplicadas a los Campos Arecuna y Bare, en este último se centraliza nuestro estudio.

Las correlaciones fueron obtenidas de un análisis de regresión lineal múltiple a través del software Statgraphics Plus, con ellas se pueden obtener las siguientes propiedades: presión de burbujeo, el factor volumétrico del petróleo, relación de solubilidad del gas en el petróleo, densidad del petróleo y viscosidad del petróleo a las condiciones de burbujeo y presiones por debajo de éstas.

A continuación se presentarán las correlaciones utilizadas para la generación de las propiedades PVT así como las condiciones que se requieren para ser aplicadas pero antes se determinaron propiedades importantes como son la presión inicial y la temperatura a través de correlaciones existentes para el campo Ayacucho.

Estimación de la presión inicial:

$$P_i = 0,432 * D + 45$$

Ec. 3.1

Donde:

P_i= Presión inicial, (lpc)

D= Profundidad al Datum, (pies)

Estimación de la temperatura inicial:

$$T_i = 0,0175 * D + 85$$

Ec. 3.2

Donde:**T_i**= Temperatura inicial, (°F)**D**= Profundidad al Datum, (pies)**Propiedades del petróleo****Estimación de la Presión de Burbujeo, (P_b)**

$$P_b = 92,8034 + 6,77638 * (R_{si} / Grav) + 0,688117 * Temp - 24,0569 * API$$

Ec. 3.3

Donde:**P_b** = Presión de burbujeo (Lpc).**R_{si}** = Relación del Gas en solución en el petróleo a la presión inicial (PCN/BN).**Grav** = Gravedad Específica del gas (adim.).**Temp** = Temperatura (°F).**API** = Gravedad API del crudo residual.

Los rangos de aplicación para las variables independientes del modelo de regresión para estimar la presión de burbujeo de los campos Arecuna y Bare, se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 3.3

Rs (PCN/BN)	12 -111
Gravedad Específica del gas	0,5086 - 0,74
Temperatura (°F)	124 - 330
Gravedad API	7,4 - 14,5

➔ **Estimación de la relación de solubilidad inicial del gas en el petróleo, (Rsi)**

$$Rsi = -35,6135 + 0,0830159 * P - 0,052482 * Temp + 51,479 * Grav + 1,98597 * API$$

Ec. 3.4

Donde:

Rsi = Relación de solubilidad del gas en el petróleo (PCN/BN)

P = Presión del yacimiento (Lpc), donde $P \leq P_b$.

Temp = Temperatura (°F)

Grav = Gravedad específica del gas liberado (adim)

API = Gravedad API del crudo residual

Los rangos de aplicación para las variables independientes del modelo de regresión para estimar la solubilidad del gas en el petróleo de los campos Arcuna y Bare, se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 3.4

Presión del yacimiento (lpc)	100 - 1315
Gravedad Específica del gas	0,5086 - 0,74
Temperatura (°F)	124 - 330
Gravedad API	7,4 - 14,5

➔ **Estimación del Factor Volumétrico del Petróleo, (B_o)**

$$B_o = 0,93176 + 0,000422061 * T + 0,000372363 * R_s + 0,0545485 * Grav + 0,00159098 * API$$

Ec. 3.5

Donde:

R_s = Relación del Gas en solución con el petróleo a la presión del yacimiento (PCN/BN); donde $P_y \leq P_b$.

T = Temperatura (°F)

$Grav$ = Gravedad específica del gas (adim.)

API = Gravedad API del crudo residual

Los rangos de aplicación para las variables independientes del modelo de regresión para estimar el factor volumétrico del petróleo de los Campos Arecuna y Bare, se muestran en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Rangos de las variables independientes, propuestos para la aplicación de la ecuación 3.5

Presión inicial (lpc)	100 - 1.315
Gravedad Específica del gas	0,5086 - 0,74
Temperatura (°F)	124 - 330
Gravedad API	7,4 - 14,5
Rs (PCN/BN)	12 - 111

➤ **Estimación de la Densidad del Petróleo, (ρ_o)**

$$\rho_o = 1,09698 - 0,000661759 * R_s - 0,000383885 * T + 0,0000402069 * P - 0,0165302 * \gamma_g - 0,006956 * API$$

Ec.3.6

Donde:

ρ_o = Densidad del petróleo a la Presión de yacimiento (gr/cc), donde $P \leq P_b$.

R_s = Relación de solubilidad del gas en el petróleo (PCN/BN)

T = Temperatura de yacimiento (°F).

P = Presión de yacimiento, donde $P \leq P_b$.

γ_g = Gravedad del gas (adim.)

API = Gravedad API del crudo residual.

Los rangos de aplicación para las variables independientes del modelo de regresión para estimar la densidad del petróleo de los campos Arecuna y Bare, se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. Rangos de las variables independientes, propuestos para la aplicación de la ecuación 3.6

Rs (PCN/BN)	12 - 111
Gravedad Específica del gas	0,5086 - 0,74
Temperatura (°F)	124 - 330
Presión inicial (lpc)	100 - 1.315
Gravedad API	7,4 - 14,5

➤ **Estimación de la Viscosidad del Petróleo, μ_o de los crudos saturados en el intervalo de temperatura 130-140°F.**

$$\mu_o = e^{(15,2127 - 0,0339308 * T - 0,000113009 * P - 0,00194864 * R_s - 0,374708 * API)}$$

Ec.3.7

Donde:

μ_o = Viscosidad del petróleo (cps)

T = Temperatura de yacimiento (°F).

P = Presión de yacimiento, donde $P \leq P_b$.

Rs = Relación de solubilidad del gas en el petróleo (PCN/BN)

API = Gravedad API del crudo residual.

Los rangos de aplicación para las variables independientes del modelo de regresión para estimar la viscosidad del petróleo de los campos Arecuna y Bare, se muestran en la tabla 3.5.

Tabla 3.5. Rangos de las variables independientes, propuestos para la aplicación de la ecuación 3.7

Presión de saturación (lpc)	115 - 1.250
Temperatura (°F)	130 - 142
Gravedad API	9,1 - 14,5
Rs (PCN/BN)	10 - 115

Propiedades del Gas

↘ Estimación de la viscosidad del Gas, (μg)

Para determinar esta propiedad se utilizó la ecuación de Lee, González y Eakin.

$$\mu g = \frac{K * EXP(X * \rho g^Y)}{10000}$$

Ec. 3.8

Cálculos adicionales para determinar la viscosidad del Gas

↘ Estimación de las variables X, Y y K

$$X = 3,5 + \frac{986}{Tr} + 0,01 * Mg$$

Ec. 3.9

$$Y = 2,4 - 0,2 * X$$

Ec. 3.10

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 * Mg) * Tr^{1,5}}{209 + 19Mg + Tr}$$

Ec. 3.11

Donde:

Tr = Temperatura (°F)

Mg = Masa molar del gas (b/lb-mol)

➤ Estimación de la Densidad del Gas, (ρ_g)

$$\rho_g = 1,4935 * 10^{-3} * \frac{P * Mg}{Z * Tr}$$

Ec. 3.12

Donde:

 ρ_g = Densidad del Gas (gr/cc)

P = Presión (lpc)

Z = Factor de Compresibilidad del Gas (Adim)

Mg = Masa molar del gas (b/lb-mol)

➤ Estimación del Factor Volumétrico del Gas, (Bg)

Para estimar esta propiedad se utilizó la ecuación de Standing.

$$B_g = \frac{0,02827 * Z * T}{P}$$

Ec. 3.13

Donde:

Bg = Factor volumétrico del gas (PCY/PCN)

P = Presión (Lpc)

Z = Factor de compresibilidad del gas

T = Temperatura de formación (°F)

Cálculos adicionales para determinar el Factor Volumétrico del Gas:

➤ Estimación del Factor de Compresibilidad del Gas, (Z)

Se realizó usando la gráfica de Standing y Katz, para ello son necesarios los valores de temperatura y presión Seudorreducidas calculados a través de las siguientes ecuaciones:

◆ Estimación de la Presión Seudocrítica, (Psc)

$$P_{sc} = 708,75 - 57,5 * \gamma_g$$

Ec. 3.14

Donde:

P_{sc} = Presión Seudocrítica

γ_g = Gravedad específica del Gas

◆ **Estimación de la Temperatura seudocrítica, (T_{sc})**

$$T_{sc} = 169 + 314 * \gamma_g$$

Ec. 3.15

Donde:

T_{sc} = Temperatura seudocrítica (°F)

γ_g = gravedad específica del Gas (Adim)

◆ **Estimación de la Presión Seudorreducida, (P_{sr})**

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}}$$

Ec. 3.16

Donde:

P_{sr} = Presión Seudorreducida (lpc)

P = Presión (lpc)

P_{sc} = Presión Seudocrítica (lpc)

◆ **Estimación de la Temperatura Seudorreducida, (Tsr)**

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}}$$

Ec. 3.17

Donde:

Tsr = Temperatura Seudorreducida (°F)

T = Temperatura (°F)

Tsc = Temperatura pseudocrítica (°F)

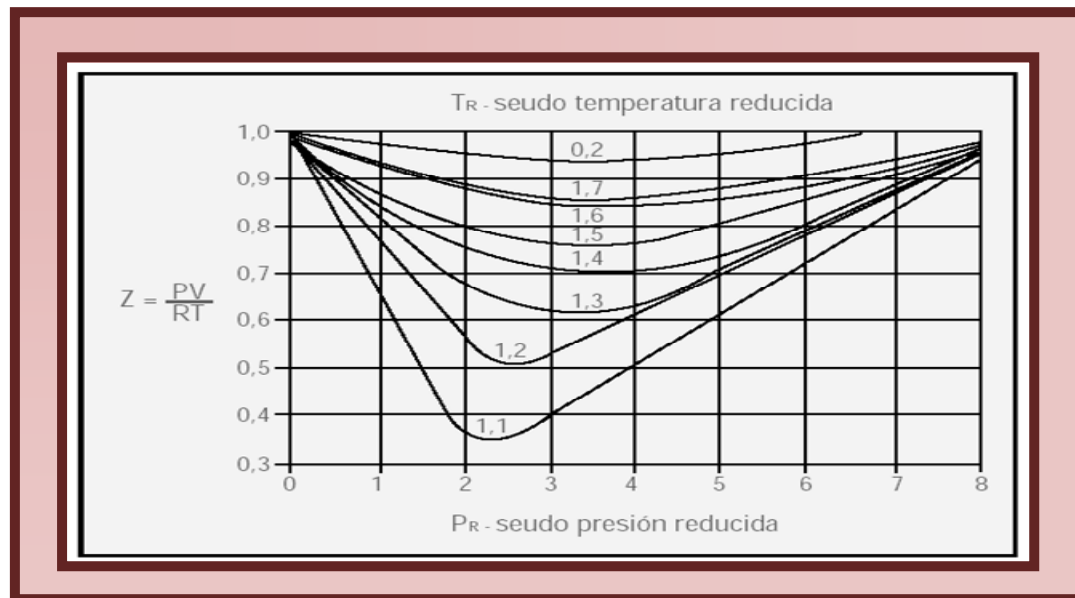


Figura 3.1. Factores de compresibilidad para gases naturales

◆ **Estimación de la Gravedad Específica del Gas, (γ_g)**

Para el cálculo de esta propiedad se utilizó la ecuación de Angel Granado en función de la gravedad API del crudo.

$$\gamma_g = 0,41494 + 0,018089 * \text{°API}$$

Ec. 3.18

Donde:

γ_g = Gravedad Especifica del Gas (Adim)

°API = Gravedad API (Adim)

3.4.2. Propiedades Térmicas del Yacimiento MFB-53, Arena U1,3

En cálculos de procesos de inyección de aire y vapor, se requieren conocer las propiedades térmicas de las rocas y los fluidos envueltos. A continuación se presentan las ecuaciones utilizadas:

➤ Calor Específico de la Roca.

Ecuación de Gambill ^[5].

$$C_r = 0,18 + 0,00006 * T$$

Ec. 3.19

Donde:

C_r = Calor específico, (BTU/lb-°F).

T = Temperatura, (°F)

➤ **Conductividad Térmica de la Roca.**

Ecuación de Thikhomirov^[5] para considerar el efecto combinado de porosidad de la roca, saturación de líquido y temperatura.

$$Kh = \frac{6,36 * e^{0,6(2,65(1-\phi) + Sl)}}{(0,556 T + 255,3)^{0,55}}$$

Ec. 3.20

Donde:

Kh = Conductividad térmica de la roca, (BTU/hr-pie-°F).

Sl = Saturación total de líquido, (fracción).

T = Temperatura, (°F).

Φ = Porosidad, (Fracción).

➤ **Capacidad Calorífica de la Roca Saturada con Petróleo, Agua y Gas.**

$$M = (1 - \phi) \rho_r c_r + \phi (S_o \rho_o C_o + S_w \rho_w C_w + S_g \rho_g C_g)$$

Ec. 3.21

Donde:

M = Capacidad calorífica, (BTU/pie³-°F).

S = Saturación de fluidos, (fracción).

ρ = Densidad, (lbs/pie³).

o, w, r y g = Subíndices referentes a petróleo, agua, roca y gas respectivamente.

➤ **Difusividad Térmica**

$$\alpha = \frac{kh}{M}$$

Ec. 3.22

Donde:

α = Difusividad Térmica, (pie²/hr).

Kh = Conductividad Térmica, (BTU/hr-pie-°F).

M = Capacidad calorífica, (BTU/pie³-°F).

➤ **Conductividad Térmica del Petróleo.**

Para fracciones de petróleo y mezclas de hidrocarburos en general, Cragoe ^[5], propone la siguiente relación: Ó

$$Kh = 0,0677 [1 - 0,0003 (T - 32)] / \sqrt{\gamma_o}$$

Ec. 3.23

Donde:

Kh = Conductividad térmica, (BTU/hr-pie-°F)

T = Temperatura, (°F)

γ_o = Gravedad específica del Petróleo, (Adim)

➤ **Calor Específico para el Petróleo.**

$$C_o = (0,388 + 0,00045 T) / \sqrt{\gamma_o}$$

Ec. 3.24

Donde:

C_o = Calor específico, (BTU/lb-°F).

γ_o = Gravedad específica.

T = Temperatura, (°F).

3.4.3. Curvas de Permeabilidad Relativas

El yacimiento MFB-53, cuenta con la información de una muestra de núcleo que indica el comportamiento del yacimiento. La información de este análisis fué utilizado para la construcción de las curvas del sistema agua-petróleo y gas-petróleo para el estudio.

3.4.4. Histórico de Producción

Las historias de producción de los pozos se obtuvieron de la base de datos de la aplicación OFM (OIL FIELD MANAGER), para tener un mayor conocimiento del comportamiento de producción de los mismos, en esta se incluyen las producciones acumuladas y tasas de Petróleo, Gas y Agua así como también las relaciones Gas-Petróleo (RGP) y el corte de agua y se confirmó la información con las fichas técnicas.

3.4.5. Histórico de Presión

Para el estudio el ajuste de la historia de presión no se tomó en cuenta ya que el Yacimiento MFB-53 no posee o no cuenta con pruebas de presiones estáticas.

3.5. Comparación del Petróleo Original en Sitio (POES) Obtenido del Modelo Estático con el Calculado mediante el Método Volumétrico

El Petróleo Original en Sitio (POES) por el método volumétrico se determinó mediante la ecuación 3.25 para luego ser comparado con el obtenido durante la simulación numérica.

$$POES = \frac{7758 * V_b * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

Ec. 3.25

Donde:

V_b = Volumen total del yacimiento obtenido por SURFER 8 (acres-pie)

Φ = Porosidad promedio del yacimiento (Fracción)

S_{wi} = Saturación inicial de agua promedio del yacimiento (Fracción)

B_{oi} = Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN)

3.6. Cotejo del Modelo de Simulación con el Histórico de Producción Real del Yacimiento

La herramienta utilizada para determinar el mejor esquema de explotación del yacimiento MFB-53, Arena U1,3 del Campo Bare fue el Simulador Star, el cual es un simulador multifásico capaz de modelar procesos térmicos (inyección continua y

alterna de vapor, drenaje gravitacional asistido por vapor, calentamiento eléctrico) y procesos avanzados (modelos de pozos discretizados, crudo espumante, geles, polímeros, finos) en mallas cilíndricas, cartesianas, puntos de esquina, y de profundidad y espesor variable en dos y tres dimensiones. Para lograrlo es necesario realizar una serie de pasos que van desde cargar los datos, la construcción del mallado de simulación, el cotejo del histórico de producción hasta la predicción del comportamiento de producción del yacimiento en estudio.

La introducción de datos al simulador fué a través del pre-procesador de ModelBuilder, iniciando con la sección Reservoir Descripción, como su nombre lo indica se describe todos los datos del yacimiento (porosidad, permeabilidad, compresibilidad de la roca, contornos estructurales e isópacos) además de construir el mallado.

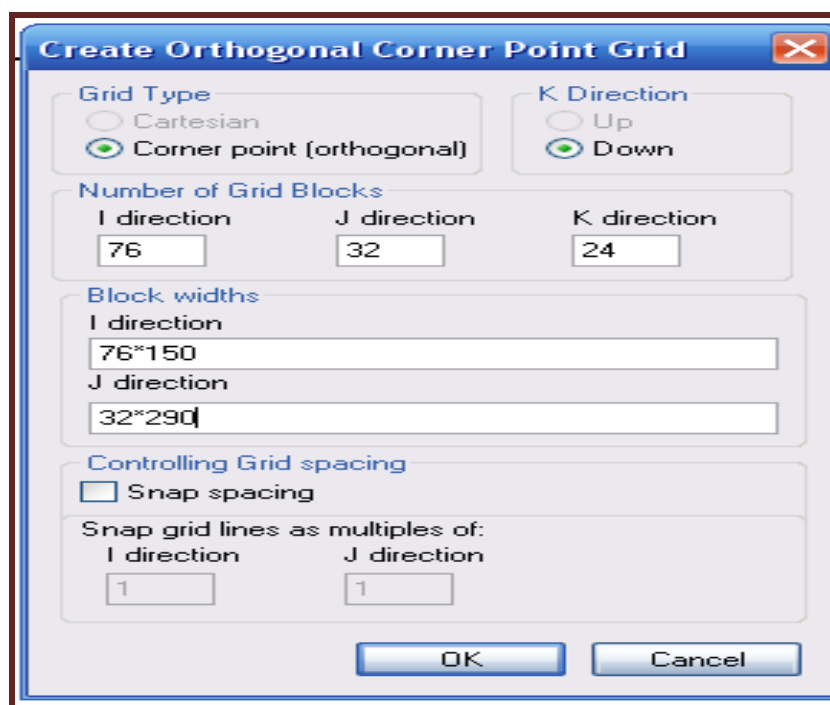


Figura 3.2. Ventana para crear las dimensiones del mallado

Posteriormente en la sección Component Properties (Propiedades de los Componentes) se introducen las propiedades P.V.T, provenientes del PVT sintético generado.

#	p	Rs	Bo	Bg	viso	visg	Comments
	psi	ft ³ /bbl		bbl/ft ³	cp	cp	
1	14.7	7.198928121	1.03912778	0.204232	1125.784999	0.012440402	
2	155	18.84605889	1.04346474	0.0191031	1083.210527	0.012552078	
3	295	30.46828489	1.047792427	0.00990148	1042.332038	0.012702221	
4	435	42.09051089	1.052120114	0.00662552	1002.996233	0.012880306	
5	515	48.73178289	1.054593078	0.00555774	981.1887665	0.012992844	
6	635	58.69369089	1.058302524	0.00445815	949.3633587	0.013176617	
7	695	63.67464489	1.060157247	0.00405162	933.8398764	0.013274805	
8	775	70.31591689	1.062630211	0.00360814	913.53603	0.013412198	
9	875	78.61750689	1.065721416	0.0031686	888.7758854	0.013594356	
10	950	84.84369939	1.06803982	0.00290134	870.647183	0.013737886	
11	1050	93.14528939	1.071131024	0.00260438	847.049482	0.013939671	
12	1150	101.4468794	1.074222229	0.00236037	824.0913644	0.014152369	
13	1188.85	106	1.075917643	0.0022764	813.2337718	0.014238548	

Figura 3.3. Ventana PVT Regions donde se carga la información del PVT

En la sección Rock Fluid Data se cargan presiones capilares y permeabilidades relativas tanto para el sistema agua-petróleo como para el gas-petróleo, conformando con esto el modelo de fluidos.

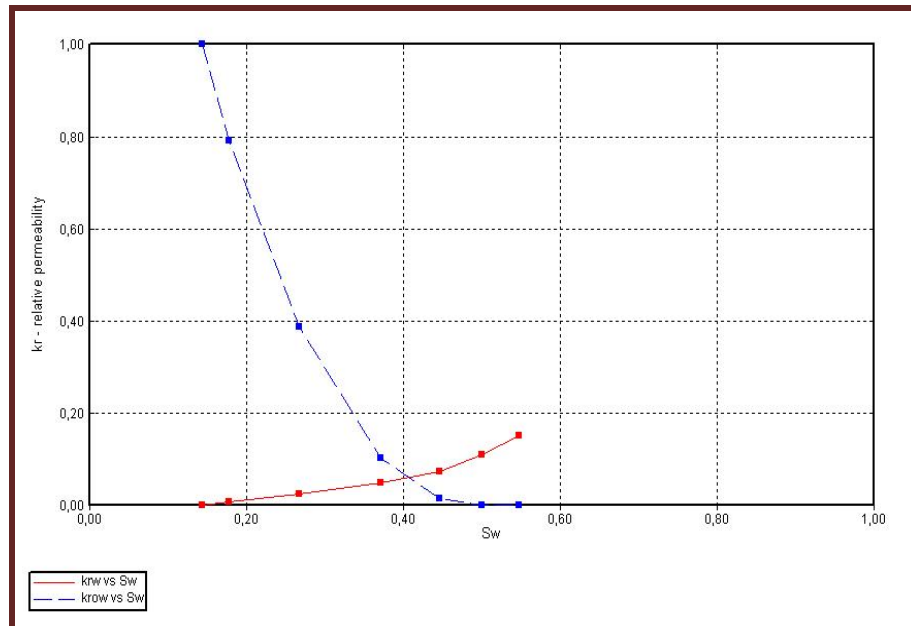


Figura 3.4. Curvas de Permeabilidad Relativa para el Sistema Agua-Petróleo

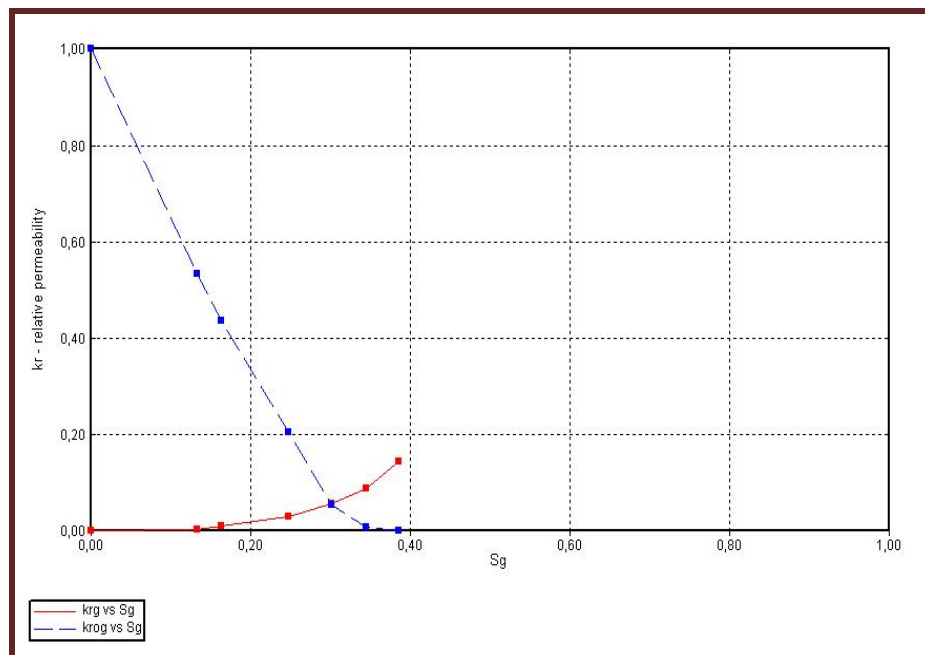


Figura 3.5. Curvas de Permeabilidad Relativa para el Sistema Gas-Petróleo

En la sección Initial Conditions se introducen la presión inicial, profundidad del contacto agua-petróleo, profundidad de referencia (DATUM), entre otros.

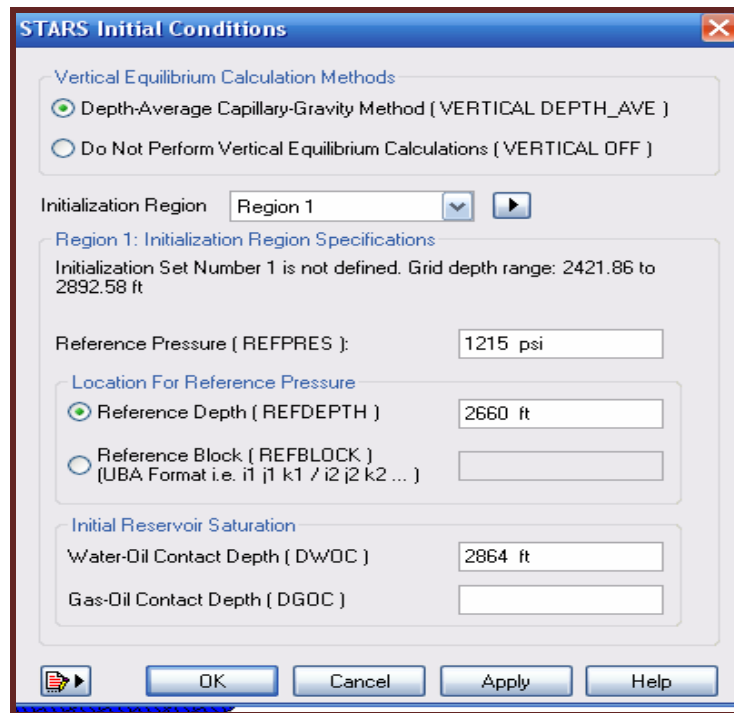


Figura 3.6. Ventana para ingresar las condiciones iniciales

En la sección “Numerical” se ingresa un “DTWELL” de 0,02 días, siendo este el único valor requerido ya que las demás opciones se recomienda ser utilizadas por expertos en simulación solamente.

Por último en Well and Recurrent Data se introduce el archivo *.prd con la producción de los pozos en el tiempo, es decir tiempos de apertura y cierre de los pozos y las tasas de petróleo, agua y gas de los mismos, a través de la opción Production Data Wizards con lo cual el simulador genera un archivo de tipo *.fhf que posteriormente será utilizado en el postprocesador Results Graph, para la

visualización de resultados, en esta misma sección se introduce la trayectoria de los pozos completados en la arena en estudio.

Figura 3.7. Ventana utilizada para definir las propiedades de los pozos

Luego se realizó la inicialización del modelo, lo que permite calibrar estáticamente el modelo de simulación. A fin de verificar la correspondencia de este modelo y su distribución de los fluidos (bajo condiciones de equilibrio) y el modelo estático, se realiza la primera corrida a tiempo cero, es decir, sin cálculos de producción de fluidos para determinar los fluidos originales en sitio (POES y GOES), y comprobar que el porcentaje de desviación entre los volúmenes generado por el simulador y el calculado por el método volumétrico sea menor de 5 %, lo que permite verificar la veracidad de los datos de entrada.

Una vez hecho esto y constatada la representatividad del modelo se empieza a cotejar la historia del yacimiento. El objetivo es lograr representar o reproducir la historia de producción del yacimiento en estudio, a través del ajuste o modificación

de una serie de parámetros, para lograr cotejar de la manera más exacta un periodo de producción que está comprendido desde el año 2.004 al año 2.008, los pozos utilizados en el modelo son: MFB-675, MFB-701, MFB-702 y MFB-703. Para lograr este objetivo se utilizó como parámetro de control la tasa de petróleo para cotejar la producción de petróleo una vez cotejada se procedió a cotejar las otras variables (producción de agua y gas).

3.7. Proponer diferentes Esquemas de Explotación para la Optimización de la Producción del Yacimiento mediante la Simulación Numérica de Procesos de ICV para la Posterior Elección del más óptimo desde el punto de vista técnico

Antes de proponer esquemas de explotación para el yacimiento en estudio, se confirmó que éste cumpliera con los rangos óptimos para aplicar el proceso de inyección continua de vapor en cuanto a cantidad de petróleo en sitio, espesor de arena neta petrolífera, porosidad, permeabilidad, profundidad de la formación productora, saturación de agua y viscosidad a condiciones del yacimiento.

Para esta etapa se procede a establecer predicciones del comportamiento de los pozos y del yacimiento por un periodo de 10 años comenzando en el 2.010 y finalizando en el 2.020. Se propone la perforación de nuevos pozos para tratar de drenar mayor área posible. En este caso se propusieron parámetros de control para los pozos entre los cuales se encuentran: una tasa máxima de petróleo que oscila entre los 700 y 900 BNPD, presión de fondo fluyente (BPH) mínima entre 600 y 700 Lpc.

Para el proceso de inyección continua de vapor las condiciones de operaciones fueron tomadas mediante los siguientes criterios:

➤ **Presión de Inyección:** tomamos en cuenta una sobrecarga de 300 lpc con respecto a la Presión del Yacimiento para el momento en el cual se va a ejecutar el proyecto.

$$\text{Presión de Inyección} = \text{Presión del Yacimiento} + 300 \text{ (lpca)}$$

Ec. 3.26

➤ **Temperatura de Inyección:** debido a que el proyecto de recuperación térmica es con Vapor, lo que define el estado del mismo es la ecuación de Farouq Ali, para agua saturada, estimando nuestra temperatura de saturación a la Presión de Inyección.

$$T_s = 115,1 * P_s^{0,225}$$

Ec. 3.27

➤ **Calidad del Vapor:** este valor debe ser diferente de 0 y 1, ya que es lo que define el estado de mezcla de fluido, ya que de no hacerlo será necesario ingresar un valor de Presión de Inyección manualmente.

De acuerdo estos parámetros las condiciones de operación para la inyección continua de vapor son: presión y temperatura de inyección de 1.515 lpc y 600 °F respectivamente y una calidad de vapor sensibilizada que será de 0,8 y 0,9.

A continuación se presenta los escenarios de producción a evaluar en las predicciones propuestas para el yacimiento:

Caso Base:

Este caso está conformado por los cuatro pozos escogidos para aplicar el proceso de Inyección Continua de Vapor en el área este del Campo Bare.

Escenario I:

Este escenario se utilizarán los pozos existentes del área formando con ellos dos tipos de arreglos de pozos, mediante la adición de pozos en el mallado de simulación, quedando de la siguiente manera: el primero es un arreglo normal de 5 pozos, dentro los 4 pozos productores se utilizó el pozo MFB-675 (existentes en el Área) y se propusieron 3 pozos productores y uno inyector cubriendo un área de 8 acres aproximadamente. El segundo arreglo fue por espaciamiento conformado por los pozos horizontales productores MFB-701, MFB-702, MFB-703 (existentes en el área) y se le adicionaron 3 pozos inyectores entre ellos con un espaciamiento aproximado de 4 acres y uno productor con el mismo espaciamiento para aprovechamiento energético.

Escenario II:

Está definido por los mismos parámetros y pozos que el anterior, a este se le adicionan 10 pozos al mallado de simulación, formando 2 arreglos normales de 5 pozos cada uno, cubriendo un área de drenado de 8 acres aproximadamente con la finalidad de recuperar mayor cantidad de hidrocarburo en áreas que no estaban siendo drenadas.

Escenario III:

Se propone realizar la inyección continua de vapor al escenario que presente la mejor producción en frío, las predicciones se realizaron por un periodo de 10 años y las tasas sensibilizadas fueron 2.000, 3.000, 4.000, 5.000, 6.000, 7.000 BND y de calidad de vapor de 0,8 y 0,9 para así seleccionar la más óptima para este proceso térmico.

3.8. Evaluación Económica

Para esta sección del proyecto se utilizó la herramienta Excel, se introdujeron diferentes variables, entre ellas: costos de inversión por pozos, producción del escenario evaluado con la finalidad de definir la rentabilidad, costos por generadores de vapor. El escenario de mayor rentabilidad será considerado como la estrategia óptima de explotación para extraer las reservas del yacimiento.

CAPÍTULO IV.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Revisión y Recopilación de la Información

El Yacimiento U1, 3 MFB-53 se encuentra ubicado en el sector Noroeste del Área Ayacucho, en la Faja del Orinoco, cuadrángulo Bare. Posee una extensión de 487 km² que abarca parte de los municipios Miranda y Simón Rodríguez del Estado Anzoátegui. Limita al Norte con los Campos Miga y Yopales Sur, al Sur con el cuadrángulo Huyapari, al Éste con los cuadrángulos Cariña e Irapa y al Oeste con el Cuadrángulo Arcuna.

En la Tabla 4.1 se muestran los valores oficiales del yacimiento (Tabla 4.1).

Tabla 4.1. Datos Oficiales del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3

DATOS OFICIALES DEL YACIMIENTO MFB-53, ARENA U1, 3		UNIDADES
Gravedad API	10	°API
Profundidad de Referencia (Datum)	2.660	Pies
Temperatura del Yacimiento	131	°F
Presión Inicial del Yacimiento	1.188,85	Lpc
Porosidad Promedio del Yacimiento	31	%
Permeabilidad Promedio del Yacimiento	8.000	MD
Saturación de Petróleo	83	%
Petróleo Original En Sitio (POES)	5.935	MMBLS
Factor de Recobro Primario de Petróleo	14	%
Presión de Saturación de Petróleo	1.188	Lpc
Viscosidad del Petróleo	10,6	Cps

Una vez revisada toda la información concerniente al Yacimiento MFB-53, arena U1,3, se seleccionó para el estudio la zona Este del Campo Bare, tomando en cuenta sus excelentes características, tales como petrofísicas, estructurales entre otras, así como también que debido a que esta zona comenzó a ser explotada recientemente, se cuenta con históricos de producción reducidos en dicha zona, escogiéndose así ésta, por existir el mayor números de pozos aptos para ser aplicados el proceso de inyección de vapor.

La arena U1, 3 del Yacimiento MFB-53, desde el punto de vista sedimentológico está conformado por las arenas U1 y U2, 3, por lo tanto, fueron analizados varias características que se muestran en la tabla 4.2, con el fin de escoger la mejor arena para realizar el estudio. En cuanto al espesor la arena U2,3 cuenta con los mejores valores alcanzando hasta 150 pies en algunas zonas, lo que la hace la mejor opción para aplicar el proceso. En cuanto a la porosidad ambas arenas cuentan con valores muy buenos, lo que permite predecir un gran volumen de fluido almacenado, pero la arena U2,3 posee una permeabilidad mucho mayor que la arena U1, que cabe destacar que su valor no es nada despreciable, sin embargo, se puede observar en el Apéndice A (propiedades promedio del modelo geoestadístico de la Arena U1,3 en el Yacimiento MFB-53), que el volumen de arcillosidad para la arena U2,3 es menor que en la arena U1, por tal razón, esta última es descartada para aplicar el proceso ya que se corre el riesgo de presentar problemas operacionales causados por el hinchamiento de las arcillas, determinándose así, una vez analizadas todas estas características que la mejor arena para aplicar el proceso de inyección de vapor es la arena U2,3.

En cuanto a la saturación de agua ambas arenas presentan el mismo valor, por la tanto, nos basamos en la ubicación del contacto agua-petróleo que se encuentra a -2.864 pies para deducir que los pozos a ser escogidos deben estar ubicados más a la parte Sur del Campo Bare Este, aunque no se cuente con un acuífero asociado pero es

conveniente perforar en esta zona por poseer grandes volúmenes de petróleo y menor cantidad de agua.

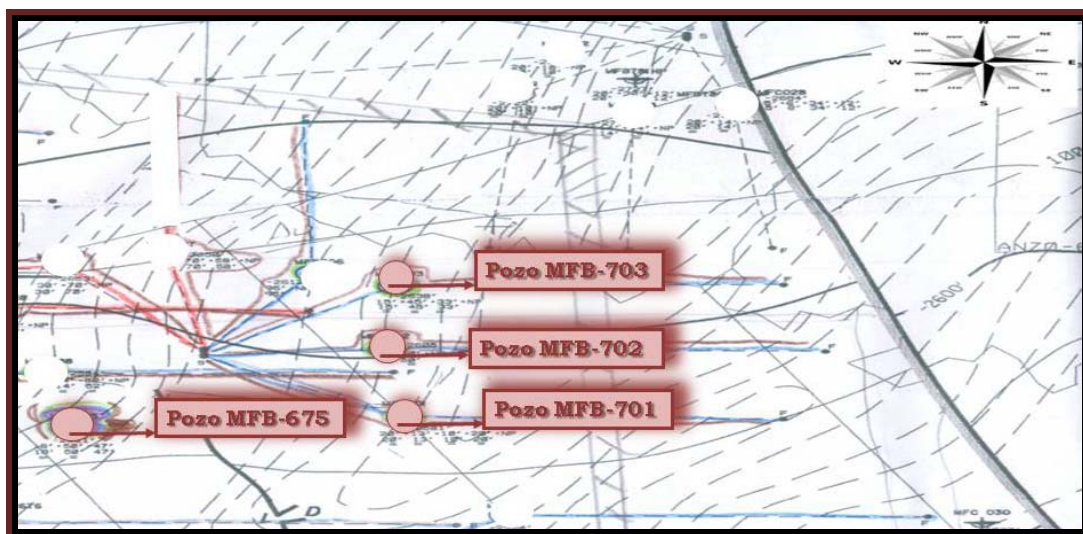


Figura 4.1. Zona del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3 utilizada para el estudio (zona Este)

Tabla 4.2. Características de las arenas del Yacimiento U1, 3 MFB-53

	Arenas	
	U1	U2,3
Espesor (pies)	29,131	140,082
Porosidad (%)	30,34	30,26
Permeabilidad (K)	1.424,142	1.769,692

4.2. Revisión del Modelo Geológico

Como se mencionó en la metodología el modelo geoestadístico para el estudio se tomó de un estudio previo realizado al Campo Bare por la empresa Paradigma Geophysical Venezuela.

La Arena U1, 3, del Yacimiento MFB-53, según su sedimentología se puede dividir en dos secuencias, una en la unidad U2,3 (inferior) y la otra en la unidad U1 (superior). La arena U1 se encuentra situada análogamente por encima de la arena U2,3 lo que permite deducir que son estructuras similares. Las arenas mencionadas están divididas por dos fallas normales importantes con un salto que varía entre 50 a 70 pies, lo cual es suficiente para determinar que las arenas no pueden ser desplazadas totalmente de cualquier lado de la falla. Estas arenas se depositaron en un período transgresivo de la cuenca en un ambiente continental.

Fueron identificadas 12 facies sedimentarias interpretativas, las cuales incluyen facies de canal abandonado, canal fluvial, canal distributivo, abanico de rotura, depósitos de rotura (delta del rotura y canal de rotura), barra de desembocadura, llanura de inundación, pantano, bahía interdistributaria, paleosuelo, marisma y laguna. En general, la arena U2, 3 es predominantemente facies de canal, mientras que la U1 tiene una parte más elevada de llanura de inundación y generalmente es de una calidad más pobre de arena.

Los resultados de las propiedades fueron obtenidas de estudios realizados previamente en el área, los cuales aplican a los yacimientos pertenecientes al Campo Bare (Tabla 4.2), cabe destacar que solo se cuenta con valores promedios de estas propiedades.

4.3. Revisión del Modelo de los Fluidos, el Histórico de Producción y las Pruebas de Presión

4.3.1. Modelo de los fluidos

En la metodología previamente descrita se explicó que debido a que el yacimiento MFB-53, Arena U1, 3 no cuenta con un análisis PVT consistente y

representativo se utilizaron los datos oficiales del PVT del pozo MFB-91 (Figura 4.3.), el cual es representativo del Campo Bare zona Oeste tomado de un estudio realizado anteriormente para la generación del PVT del área en estudio.

A través de las correlaciones desarrolladas por la Ingeniero Laineth López se obtuvieron las siguientes propiedades: Presión de Burbujeo (P_b), la cual resultó ser menor que la presión del yacimiento (P_y), ($P_b < P_y$) lo que permitió determinar que el yacimiento se encuentra en estado sub-saturado, cabe destacar que la diferencia entre ellas es insignificante que sometida al mínimo cambio de Presión, la presión inicial del yacimiento alcanzaría rápidamente la Presión de Burbujeo. La Solubilidad del Gas en el Petróleo (R_{si}), la Densidad del Petróleo (ρ_o), el Factor Volumétrico del Petróleo (β_o) que debido al estado sub-saturado del yacimiento fué necesario calcularlo por encima de la presión de Burbujeo para ello se utilizó la ecuación dependiente de la compresibilidad del Petróleo y por último la Viscosidad del crudo utilizando para presiones mayores a la de burbujeo la correlación desarrollada por Vásquez y Beggs. En cuanto a la Viscosidad del Gas (μ_g), utilizamos de ecuación de Lee, González y Eakin, para la Gravedad Específica del Gas (γ_g) se utilizó la ecuación de Ángel Granado así como las propiedades pseudocríticas a través de la correlaciones de Standing.

A continuación se presenta los datos oficiales del pozo MFB-91 así como el PVT sintético generado, además a través de las ecuaciones 3.1 y 3.2, se determinó que la presión y temperatura inicial son 1.215 lpc y 131 °F respectivamente.

Tabla 4.3. Datos Oficiales del pozo MFB-91

Datos Oficiales del pozo MFB-91	
Rsi (PCN/BN)	106
yg (adim)	0,5849766
Temp (°F)	137
API	9,4
Pyac (Lpc)	1.215,3

Tabla 4.4. PVT Sintético del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3.

Presión (Lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo (By/BN)	μ (Cps)	Bg (Pcy/PCN)	μ (Cps)
14,7	7,199	1,0391	1125,785	0,5729	0,0124
155	18,846	1,0435	1083,210	0,0979	0,0125
295	30,468	1,0478	1042,332	0,0529	0,0127
435	42,091	1,0521	1002,996	0,0359	0,0128
515	48,732	1,0546	981,189	0,0303	0,0129
635	58,694	1,0583	949,363	0,0244	0,0132
695	63,675	1,0602	933,839	0,0223	0,0133
775	70,316	1,0626	913,536	0,0199	0,0134
875	78,618	1,0657	888,776	0,0175	0,0136
950	84,844	1,0680	870,647	0,0160	0,0137
1.050	93,145	1,0711	847,049	0,0144	0,0139
1.150	101,447	1,0742	824,091	0,0131	0,0141
1.188,85	106	1,0759	813,234	0,0126	0,0142
1.215,3	106	1,0757	815,191	0,0124	0,0143

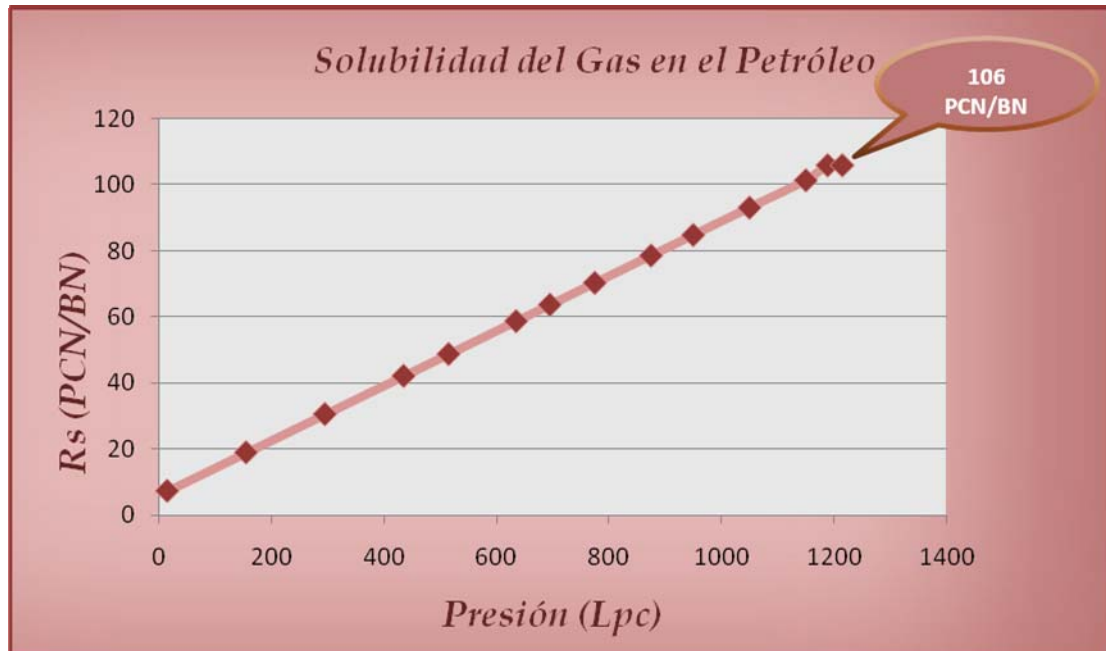


Figura 4.2. Solubilidad del gas en el petróleo vs. Presión

En la Figura 4.2, se observa que a la presión de burbujeo la solubilidad del gas en el petróleo es 106 PCN/ BN, valor característico de los crudos de la faja del Orinoco variando entre 50-300 PCN/BN. A presiones mayores a la presión de burbujeo es constante e igual a R_{si} , ya que a estas presiones no se desarrolla gas en el espacio poroso y la mezcla se desplaza como líquido hacia el pozo. Esta propiedad disminuye a medida que la presión disminuye por debajo de la presión de burbujeo debido a que se comienza a formar gas en el yacimiento y menos gas permanece en solución.

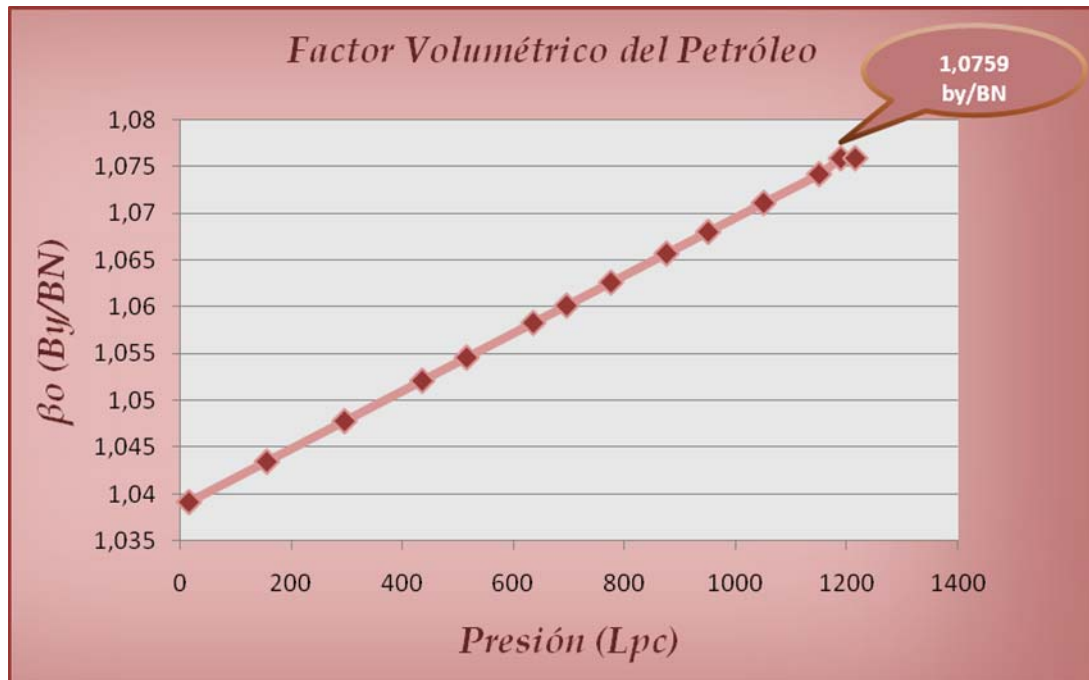


Figura 4.3. Factor Volumétrico del Petróleo vs. Presión

En la figura 4.3, se muestra que el factor volumétrico del petróleo resultó 1,075 BY/BN a la presión de burbujeo. Por encima del punto de burbujeo a medida que la presión disminuye, el factor volumétrico del petróleo aumenta debido a que el gas en solución se expande. Una vez alcanzado el punto de burbujeo, a medida que la presión decrece, el factor volumétrico del petróleo disminuye debido a la liberación del gas disuelto.

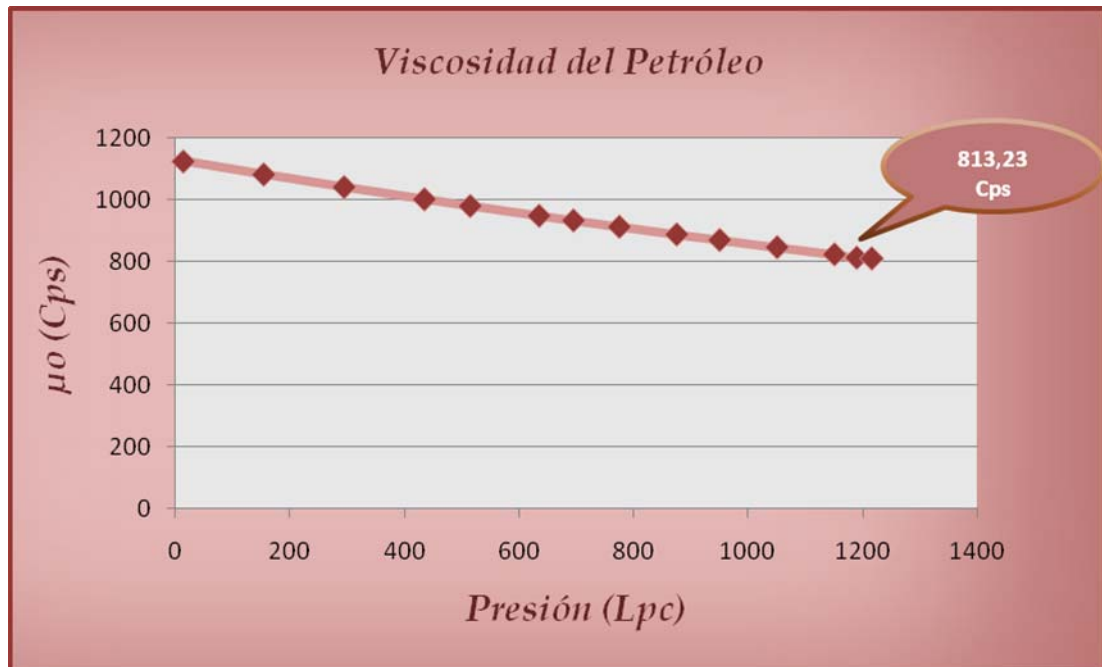


Figura 4.4. Viscosidad del Petróleo vs. Presión

En la figura 4.4, se muestra la viscosidad del petróleo en función de la presión resultando un valor de viscosidad del petróleo de 813,23 Cps a la presión de burbujeo. A medida que disminuye la presión hasta la presión de burbujeo, la viscosidad disminuye debido a que la expansión del gas disuelto hace que el crudo se desplace con mayor facilidad. Por debajo de este valor esta propiedad aumenta a consecuencia de la liberación de los componentes livianos.

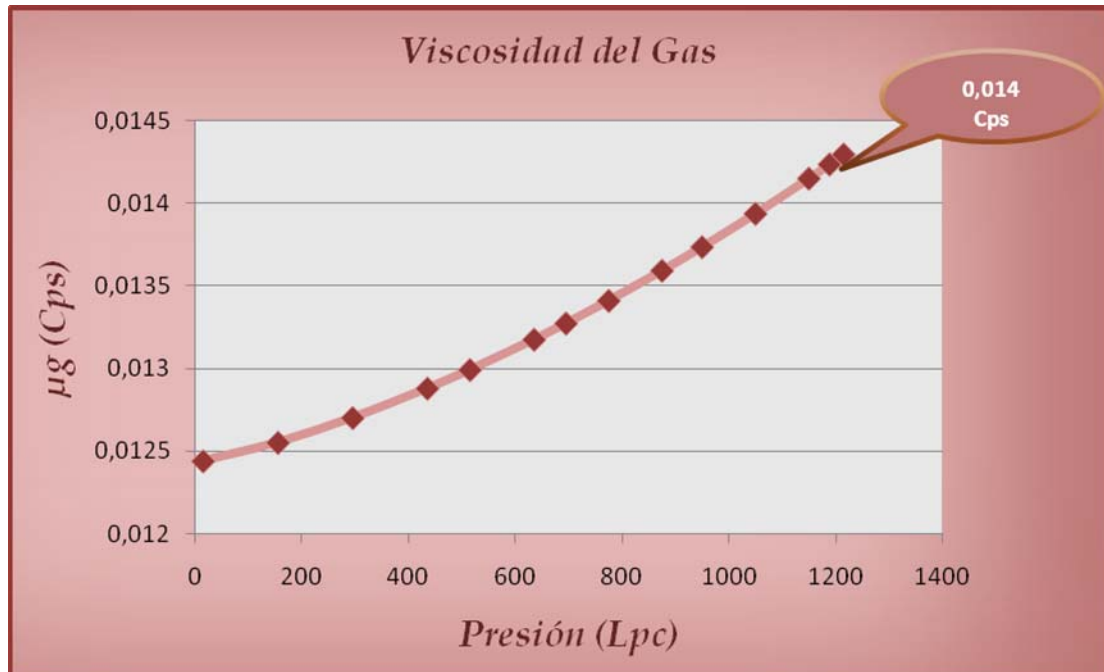


Figura 4.5. Viscosidad del Gas vs. Presión

En la figura 4.5, se observa que la viscosidad del gas a la presión de burbujeo resultó 0,014 cps, se observa que a medida que la presión disminuye la viscosidad del gas también disminuye a consecuencia del aumento de las distancias intermoleculares.

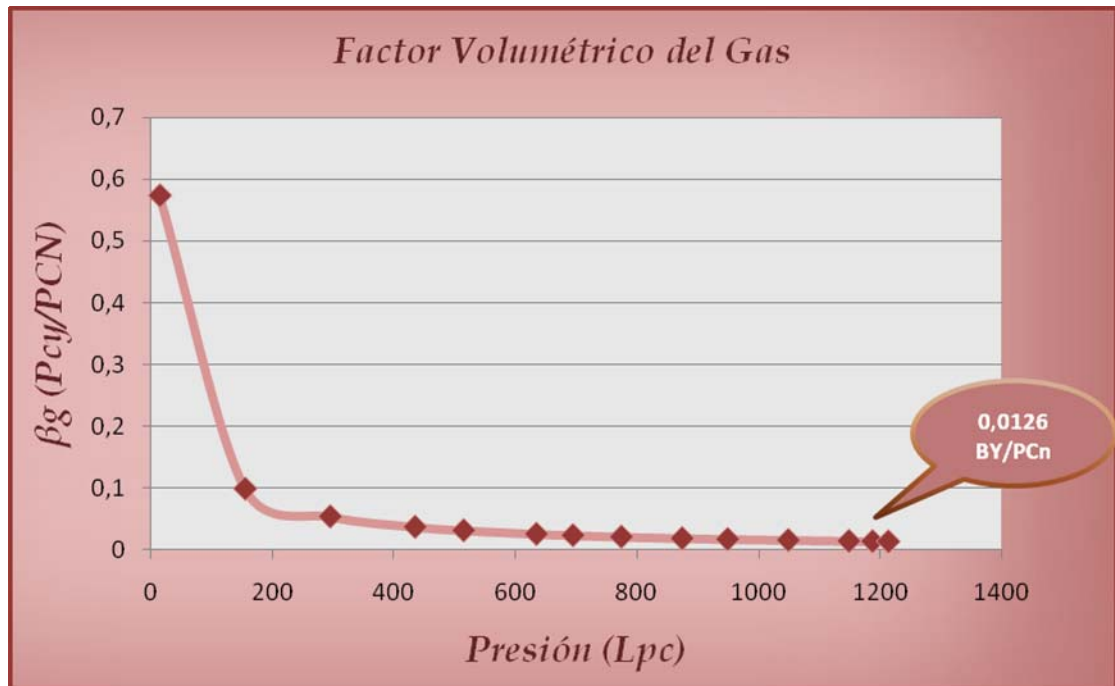


Figura 4.6. Factor Volumétrico del Gas vs. Presión

En la figura 4.6, se observa que el factor volumétrico del gas a la presión de burbujeo resultó 0,0126 PCY/PCN. Esta propiedad aumenta a medida que la presión declina debido a que el gas sufre una expansión durante su viaje a superficie.

4.3.2. Propiedades térmicas del yacimiento

Para los procesos de inyección de aire y vapor, se requieren conocer las propiedades térmicas de las rocas y los fluidos envueltos. En la Tabla 4.5, se muestran las propiedades térmicas del yacimiento en estudio:

Tabla N°. 4.5. Propiedades Térmicas del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3

Conductividad Térmica de la Roca (BTU/día-pie-°F)	106
Conductividad Térmica del Petróleo (BTU/día-pie-°F)	1,8
Conductividad Térmica del Agua (BTU/día-pie-°F)	8,46
Conductividad Térmica del Gas (BTU/día-pie-°F)	0,6
Capacidad Calorífica de la Roca (BTU/pie³-°F)	35

4.3.3. Curvas de permeabilidad relativa

El modelo de interacción entre la roca y los fluidos presentes en el yacimiento es primordial dentro de la caracterización dinámica para la cuantificación de las reservas originales en sitio y la reproducción del comportamiento de los yacimientos al ser sometido tanto a agotamiento natural como a algún proceso de recuperación mejorada, por tal motivo, se elaboró el Modelo Roca-Fluido del Campo Bare, capaz de representar de manera eficiente las propiedades físicas de las rocas del campo mencionado.

A través de un análisis de núcleo realizado al pozo MFB-624, se obtuvieron las curvas de permeabilidad relativa. En las Figuras 4.7 y 4.8 se presentan las gráficas de las permeabilidades relativas en función de la saturación de agua para el sistema agua – petróleo. El punto de intersección entre las curvas se encuentra a la izquierda de la saturación de agua correspondiente al 50 %, por tanto se puede inferir que el yacimiento presenta tendencia oleófila, es decir, que la roca se encuentra mojada preferencialmente por petróleo.

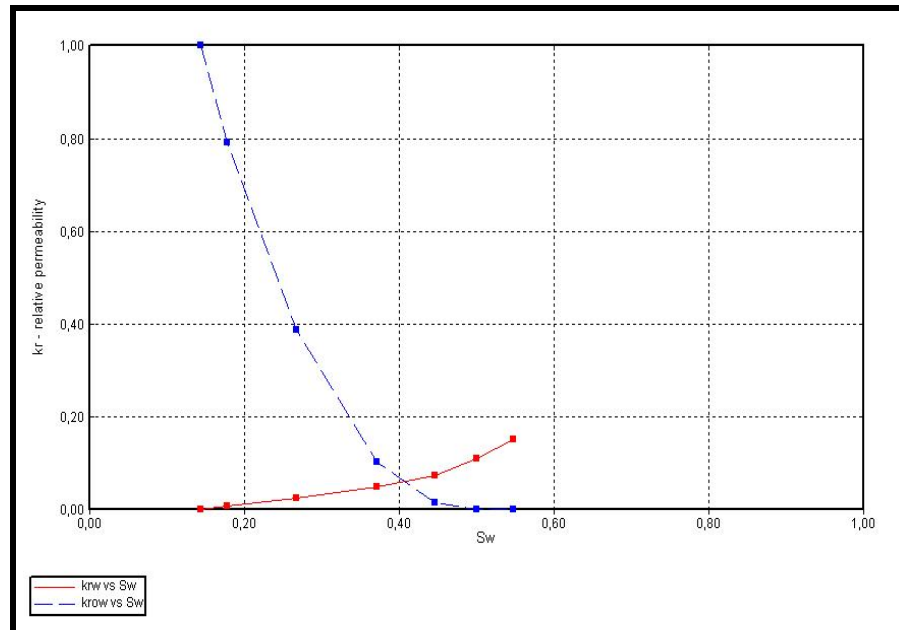


Figura 4.7. Permeabilidades Relativas sistema Agua - Petróleo

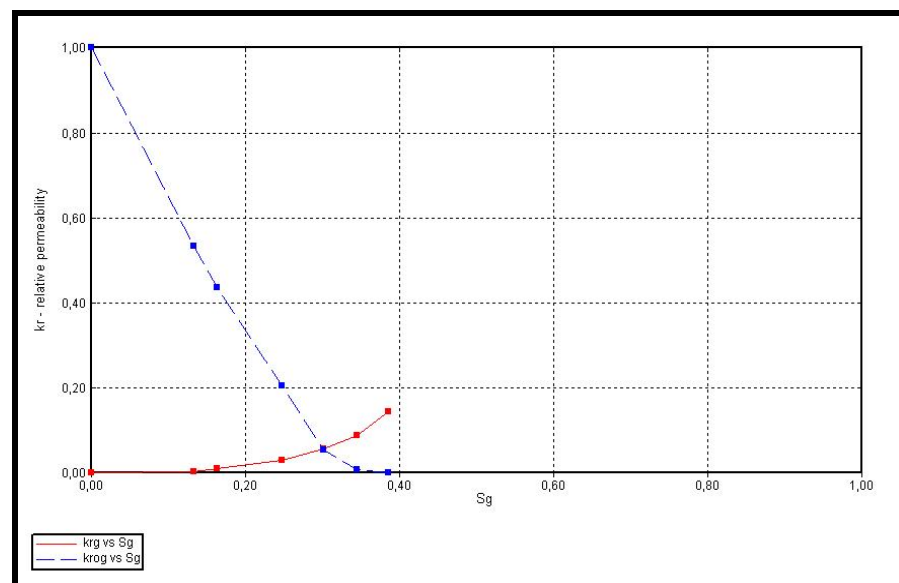


Figura 4.8. Permeabilidades Relativas sistema Gas – Petróleo

4.3.4. Histórico de Producción

A través de la base de datos de la aplicación de OFM (OIL FIELD MANAGER), se analizó la historia de producción de los pozos seleccionados para el estudio. A continuación se presenta el análisis por pozo:

➤ Pozo MFB-675

Este pozo fué perforado el 16 de agosto del 2004 y completado el 09 de septiembre del mismo año en la arena U1, 3. Es un pozo vertical, fué utilizado para pruebas PVT. Comenzó su vida productiva en el año 2005, presenta buena producción de petróleo, bajo corte de agua y no ha presentado problemas operacionales. Está completado en el intervalo 2.590 y 2.695 pies, está ubicado en una zona con buenas propiedades petrofísicas y buenos espesores.

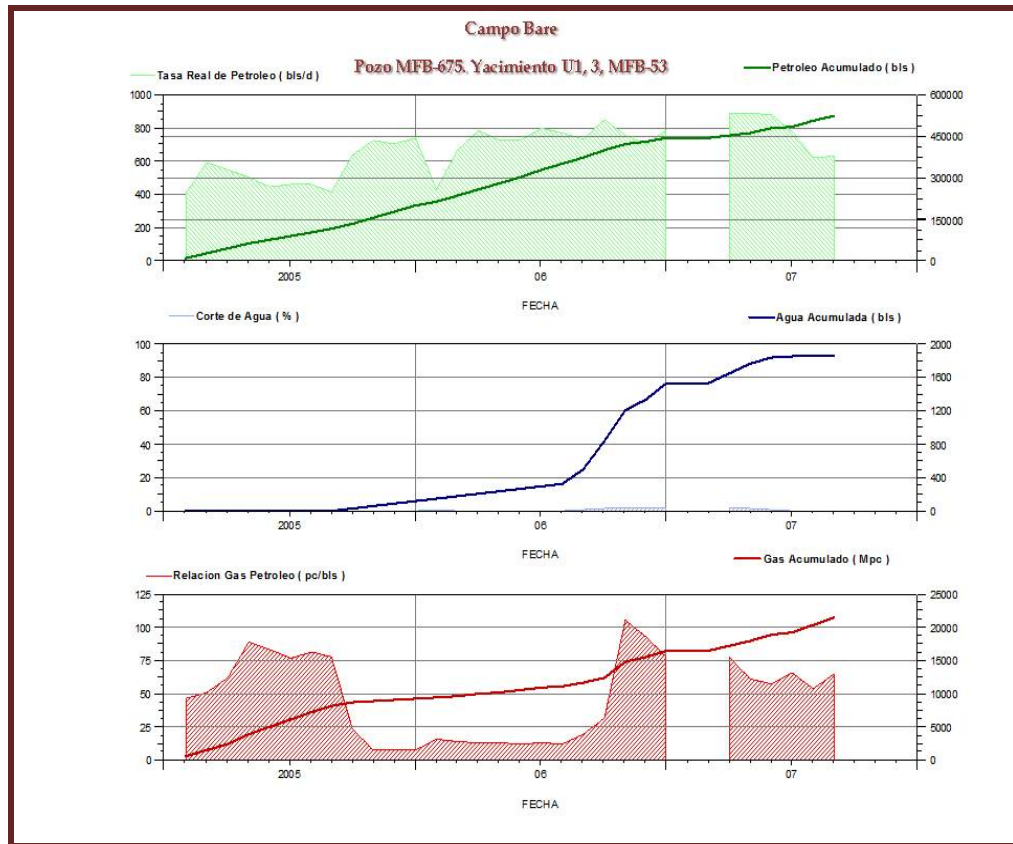


Figura 4.9. Comportamiento de Producción del Pozo MFB-675

➤ Pozo MFB-701

Este pozo comenzó a producir en el año 2006, fué perforado y completado en la arena U1, 3. Es un pozo horizontal, fué completado en el intervalo 2.570 y 2.685 pies y tiene una longitud efectiva de 3.555 pies. Este pozo no ha presentado problemas operacionales, está ubicado en una zona con buenas propiedades petrofísicas, buenos espesores, bajo corte de agua y presenta buena producción de petróleo. Además no ha presentado problemas operacionales.

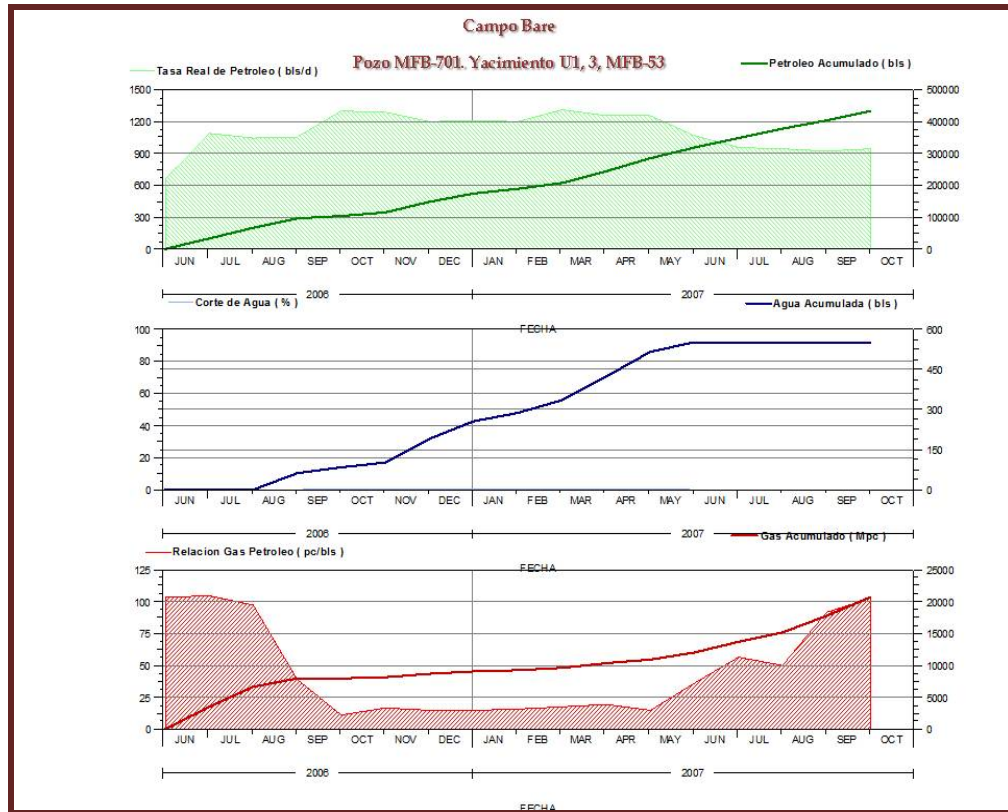


Figura 4.10. Comportamiento de Producción del Pozo MFB-701

➤ Pozo MFB-702

Este pozo inició su vida productiva en el año 2006, es un pozo horizontal perforado y completado en la arena U1, 3, en el intervalo 2.585 y 2.670 pies y una longitud efectiva de 3.555 pies. Está ubicado en una zona con excelentes propiedades petrofísica, buenos espesores, presenta buena producción de petróleo y bajo corte de agua. No presenta problemas operacionales.

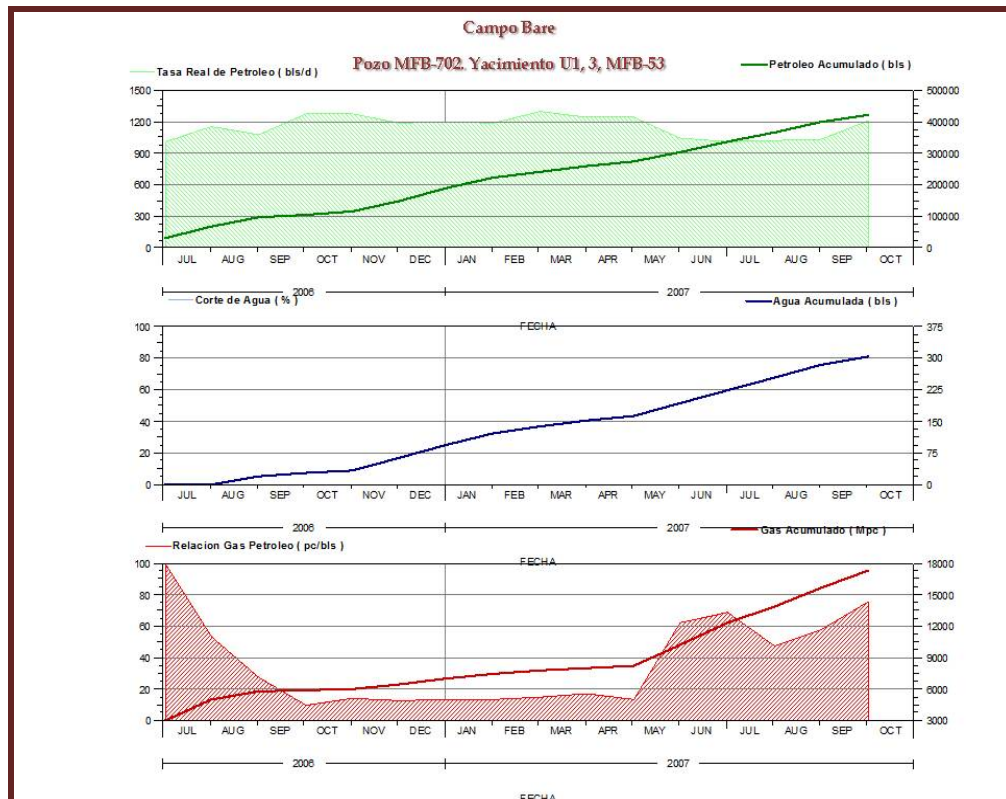


Figura 4.11. Comportamiento de Producción del Pozo MFB-702

➔ Pozo MFB-703

Inicio su vida productiva en el año 2006, es un pozo horizontal perforado y completado en la U1, 3 con liner ranurado y Bombeo de Cavity Progresiva, en el intervalo 2.620 y 2.730 pies y una longitud efectiva de 3.500 pies.

Está ubicado en una zona con excelentes propiedades petrofísicas, buen espesor, bajo corte de agua y excelente producción de petróleo, y no cuenta con problemas operacionales hasta el momento.

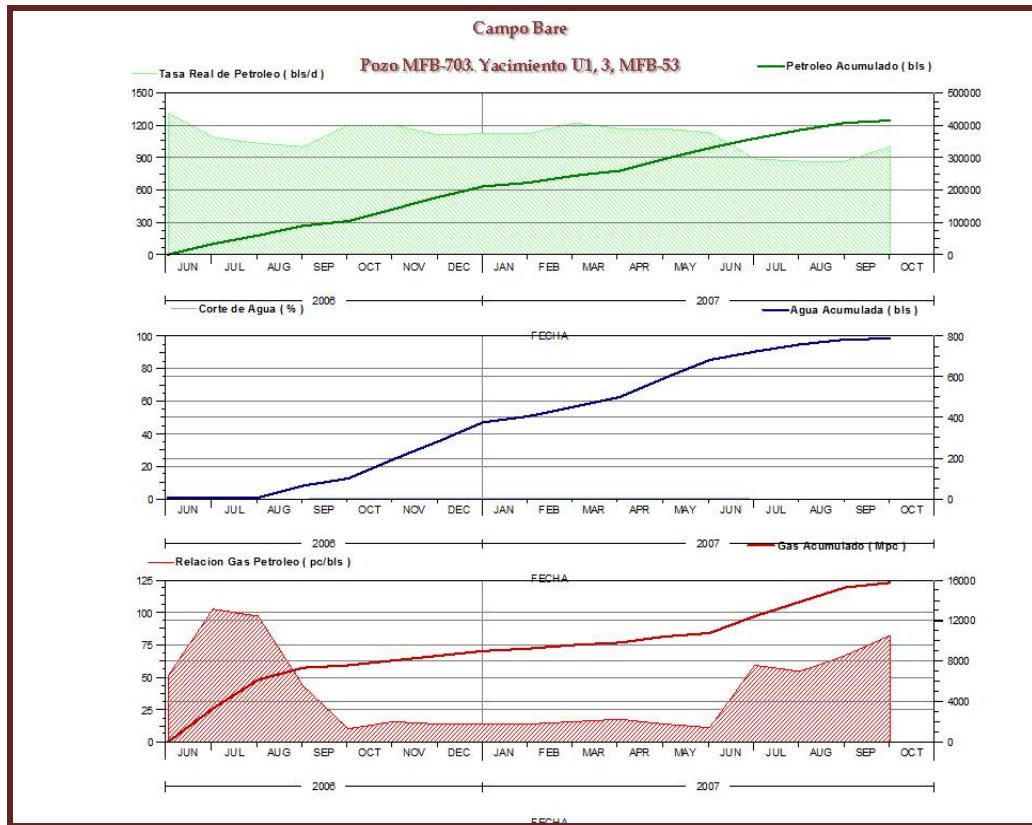


Figura 4.12. Comportamiento de Producción del Pozo MFB-703

4.4. Comparación del petróleo original en sitio (POES) obtenido del modelo estático con el calculado mediante el método volumétrico

Se realizó la primera corrida con el simulador Stars, a tiempo cero (sin calcular la producción de fluidos), del cual se obtuvo el volumen originalmente en sitio de petróleo (POES) y gas (GOES), cuyos resultados fueron comparados con los obtenidos del método volumétrico. La estimación de POES y GOES por el Método Volumétrico, se realizó utilizando la ecuación señalada en la metodología, considerando como datos de entrada, los valores petrofísicos promediados del yacimiento y el volumen bruto del mismo extraído de Surfer 8.

En la Tabla 4.6, se observa una diferencia de 3,15 % entre el POES generado por simulación con respecto al volumétrico. Esta diferencia es generada por la forma en que son asignadas las propiedades petrofísicas en ambos métodos. En el método volumétrico se asignan propiedades promedias de porosidad, permeabilidad y saturaciones de agua mientras que en la simulación son asignadas en cada celda independientes de las otras celdas del mismo modelo, resultando la simulación estocástica del modelo petrofísico. La diferencia de 3,64 % asociada al GOES por ambos métodos está relacionada directamente con lo descrito anteriormente ya que este depende del POES directamente.

Tabla 4.6. Comparación de volúmenes de fluidos originalmente en sitio, obtenidos por el Método Volumétrico y Simulación Numérica.

	Volumétrico	Simulado	% de Diferencia
POES (MMBN)	790,14	765,20	3,15
GOES (MMMPCN)	83,75	80,70	3,64

Como se puede observar en la Tabla 4.6, los porcentajes de error son menores al 5 %, por lo tanto, se puede decir que el modelo de simulación generado con el modelo geológico introducido, representa aceptablemente las condiciones del yacimiento.

4.5. Cotejo del modelo de simulación con el histórico de producción real del yacimiento

Una vez acabado el proceso de introducir los datos y creado el mallado, el cual es del tipo Corner point y está constituido por 51 celdas en dirección X, 31 celdas en dirección Y y 25 celdas en dirección Z conformando un total de 39.525 celdas (Figura 4.13), se procedió a realizar la inicialización del modelo con el fin de corroborar que el mallado creado se ajusta al real. La inicialización permite establecer que el modelo se encuentra inicialmente en equilibrio estático, realizando balances de masas por celdas para determinar volúmenes de petróleo, agua y gas en las mismas, a condiciones iniciales. Los parámetros fundamentales para esta etapa son la presión inicial de 1.215 lpc y la profundidad al datum de 2.660 pies. Como se explicó en el objetivo anterior se realizó una corrida a tiempo cero (sin cálculo de producciones de fluidos) obteniéndose los volúmenes originalmente en sitio POES y GOES y fueron comparados con los obtenidos mediante el método volumétrico, en la Tabla 4.6, se puede observar que los porcentajes de diferencias entre ambos métodos son menores al 5% por lo tanto se considera que el modelo de simulación generado representa aceptablemente las condiciones del yacimiento. En las Figuras 4.13 – 4.16, se observa la Vista 3D del mallado del Modelo de Simulación, Distribución de la Profundidad, Distribución de la Porosidad y Distribución de la Permeabilidad del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3 respectivamente.

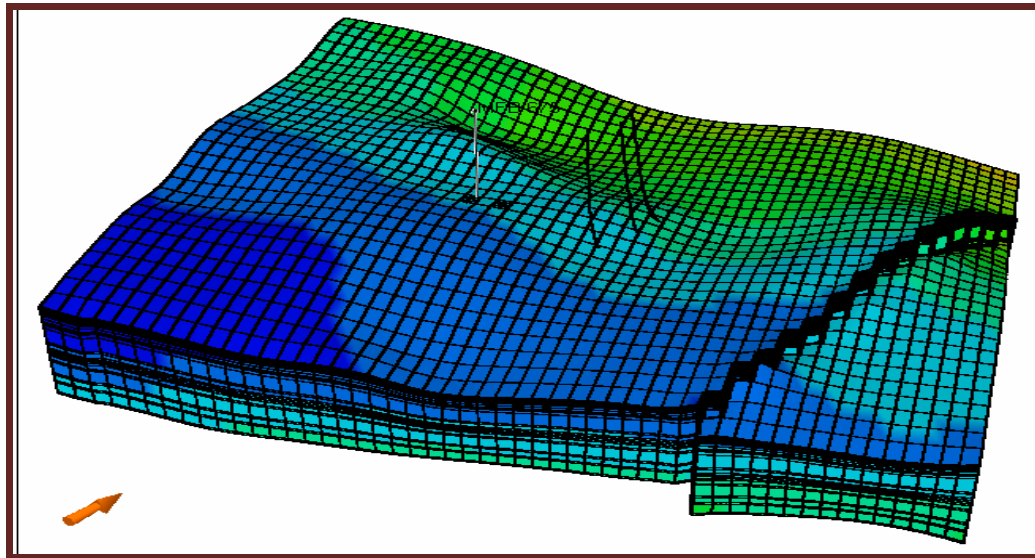


Figura 4.13. Vista 3D del mallado del Modelo de Simulación construido para el yacimiento MFB-53, Arena U1, 3

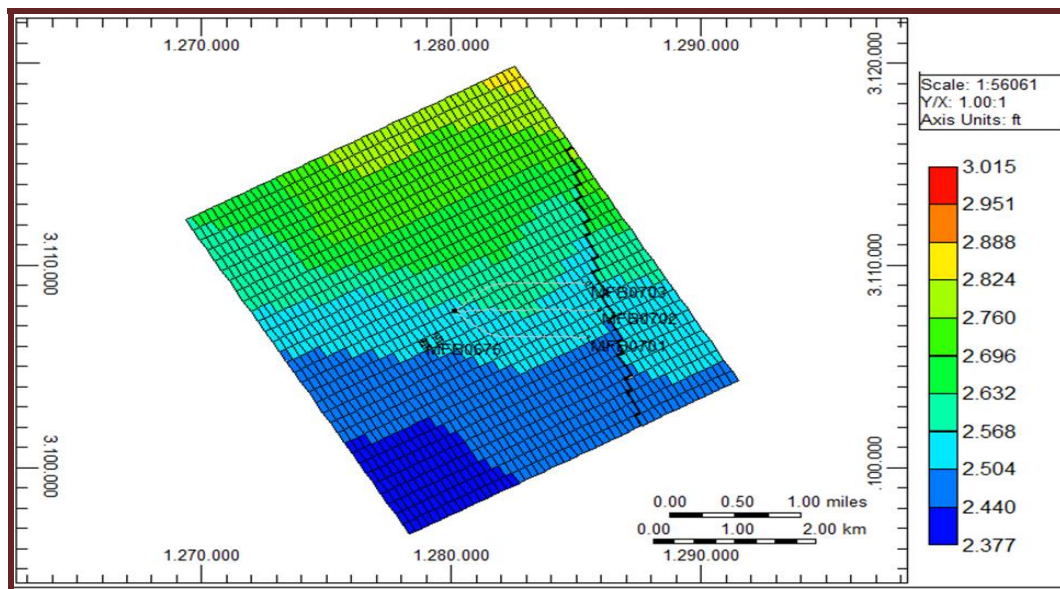


Figura 4.14. Distribución de la Profundidad del yacimiento MFB-53, Arena U1, 3

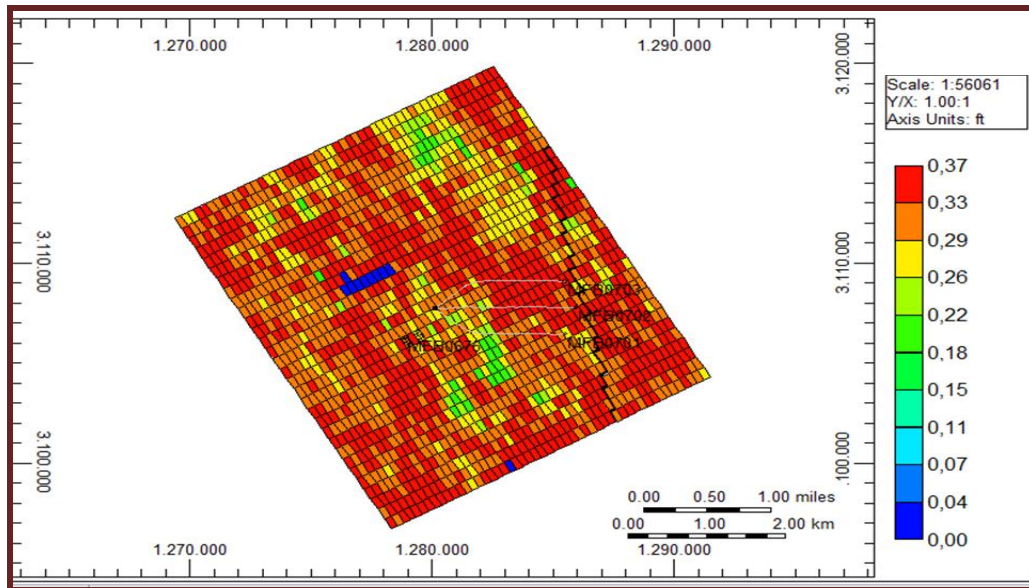


Figura 4.15. Distribución de la Porosidad del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3

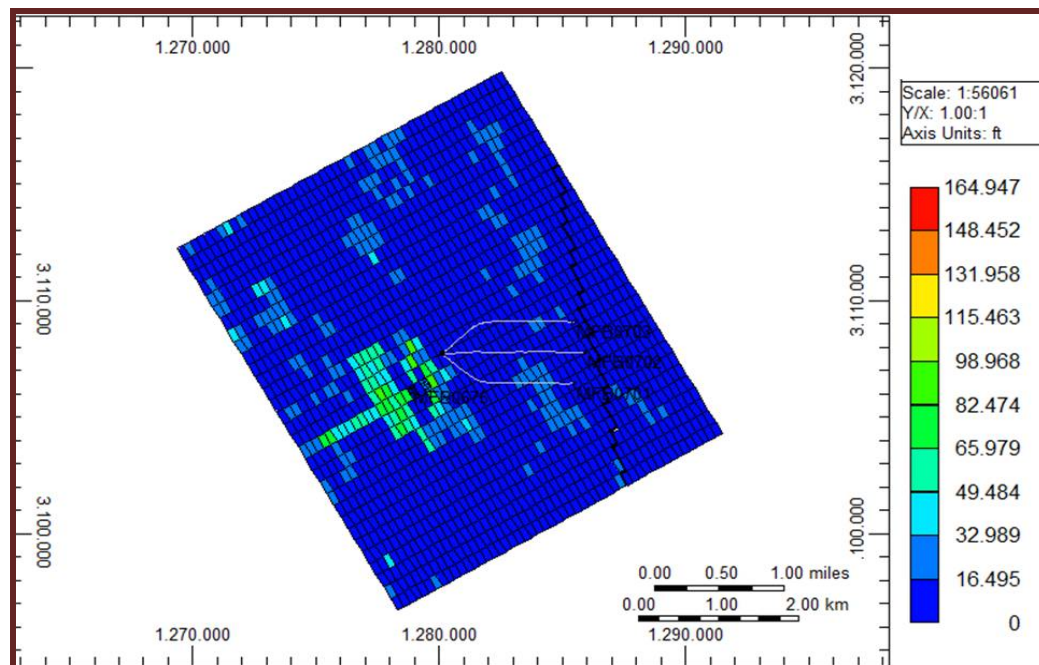


Figura 4.16. Distribución de la Permeabilidad del Yacimiento MFB-53, Arena U1, 3

Ya corroborado que el modelo se encontraba en equilibrio se procedió al ajuste del histórico de producción, el objetivo principal es la reproducción de la producción

del comportamiento de producción real de los pozos seleccionados. El cotejo se realizó a través de tasas, tomando como variable principal la producción de petróleo y las producciones de agua y gas como variables secundarias. Para lograr la mejor representatividad del modelo se realizó el cotejo por pozo ya que su historia de producción es reducida.

El cotejo de la tasa de petróleo logró un ajuste aceptable por lo tanto no se realizó ninguna sensibilidad, en las Figuras 4.17 - 4.20 se muestra el cotejo de tasas de Petróleo por pozos. En la siguiente figura se muestra que ha principio del año 2.007 el histórico de producción no se ajusta con los valores de la simulación esto se debe a que el pozo fué cerrado para realizar cambios de método de producción.

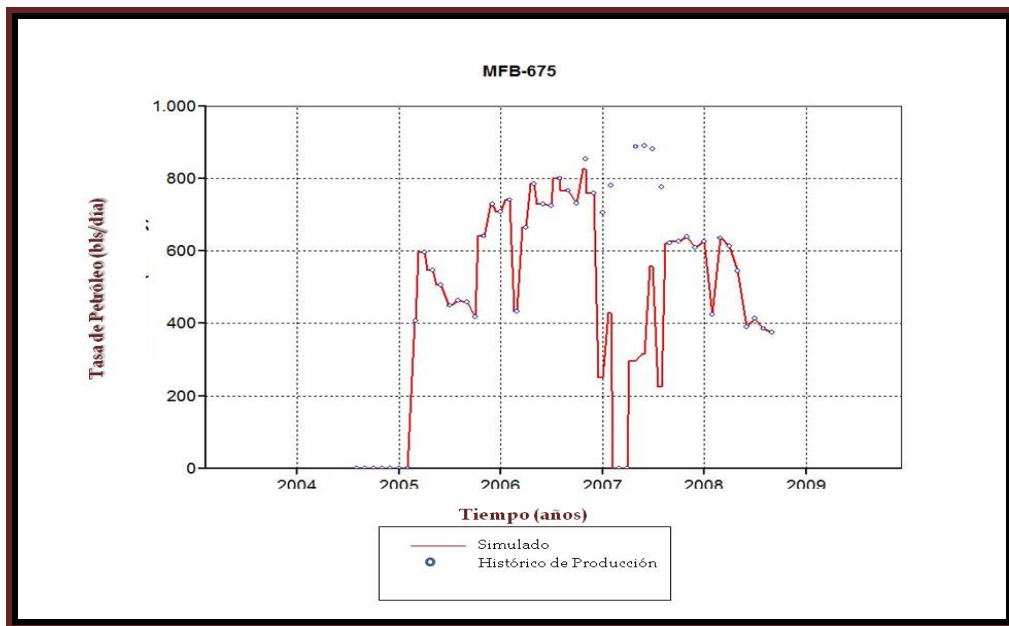


Figura 4.17. Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB -

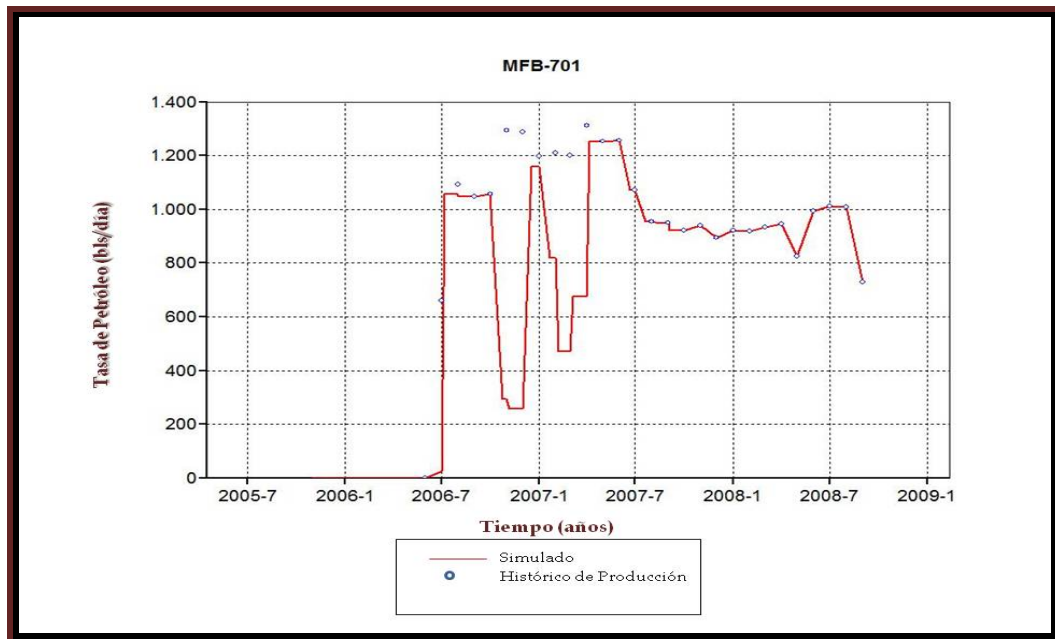


Figura 4.18. Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB – 701

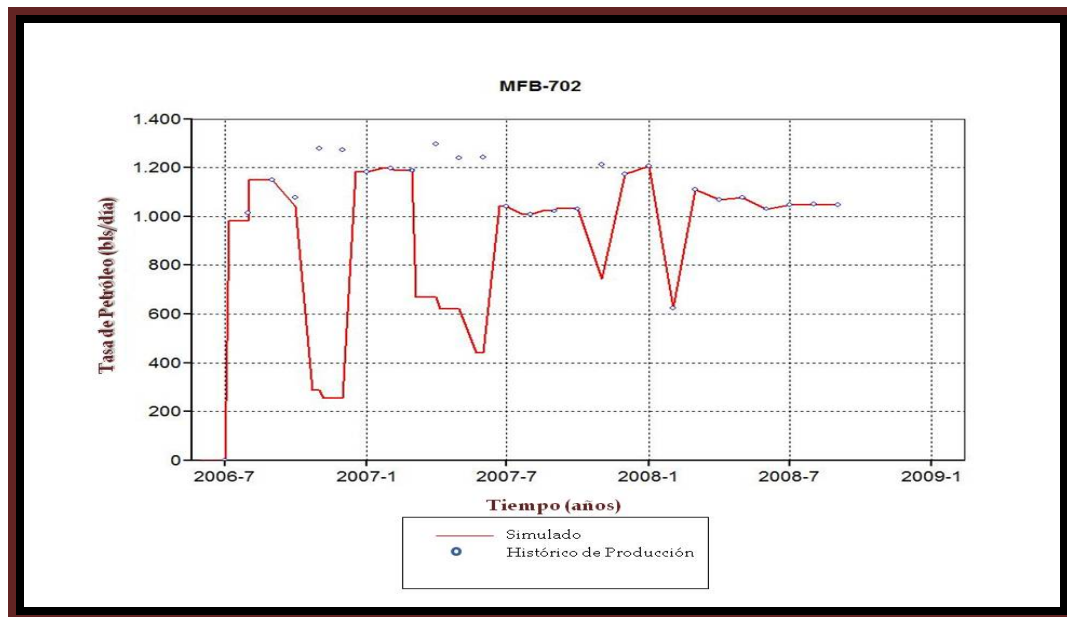


Figura 4.19. Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB – 702

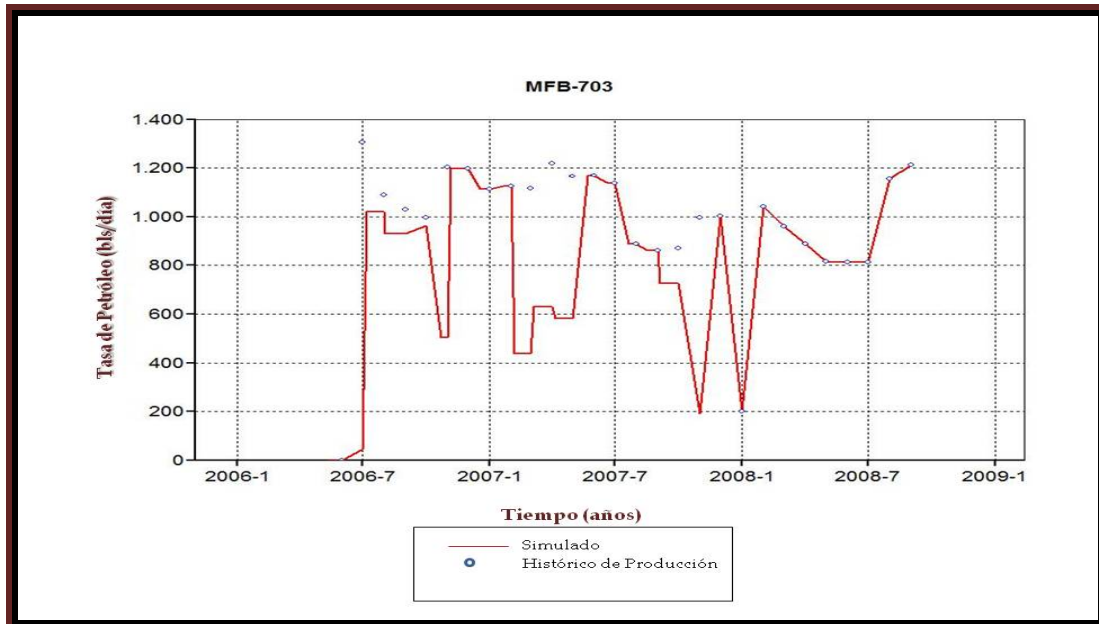


Figura 4.20. Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB – 703

En el cotejo de la producción de agua, se sensibilizaron las curvas de permeabilidad relativas sistema agua-petróleo variando el exponente de la ecuación de Corey y colaboradores “n”, este valor se disminuyó para aumentar la producción de agua simulada. Aun así no se logró un buen ajuste y tomando en cuenta que este yacimiento no cuenta con un acuífero asociado, el desplazamiento del agua queda dominado por las curvas de permeabilidad relativas y de presión capilar, resaltando que este no posee esta última y que ya se le realizaron ajustes a la curvas de permeabilidad relativa del sistema agua-petróleo se tomaron como aceptables las curvas que se muestran en las Figuras 4.21 - 4.24. Cabe destacar que el ajuste de las producciones de agua fué difícil lograr debido a que no se llevaba un buen control de la producción de la misma.

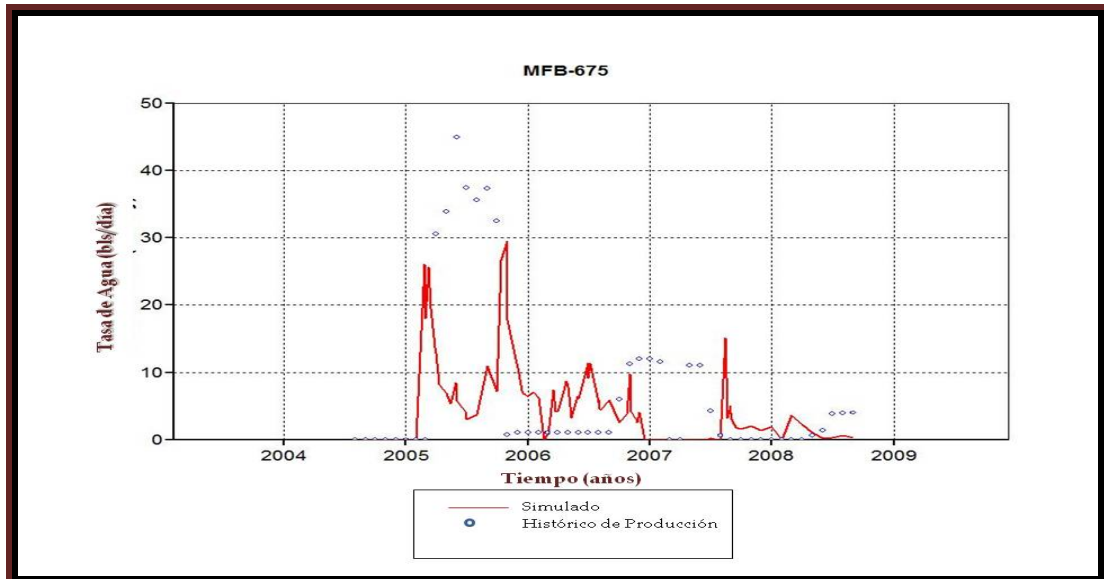


Figura 4.21. Cotejo del histórico de producción de Agua por tasas del Pozo MFB – 675

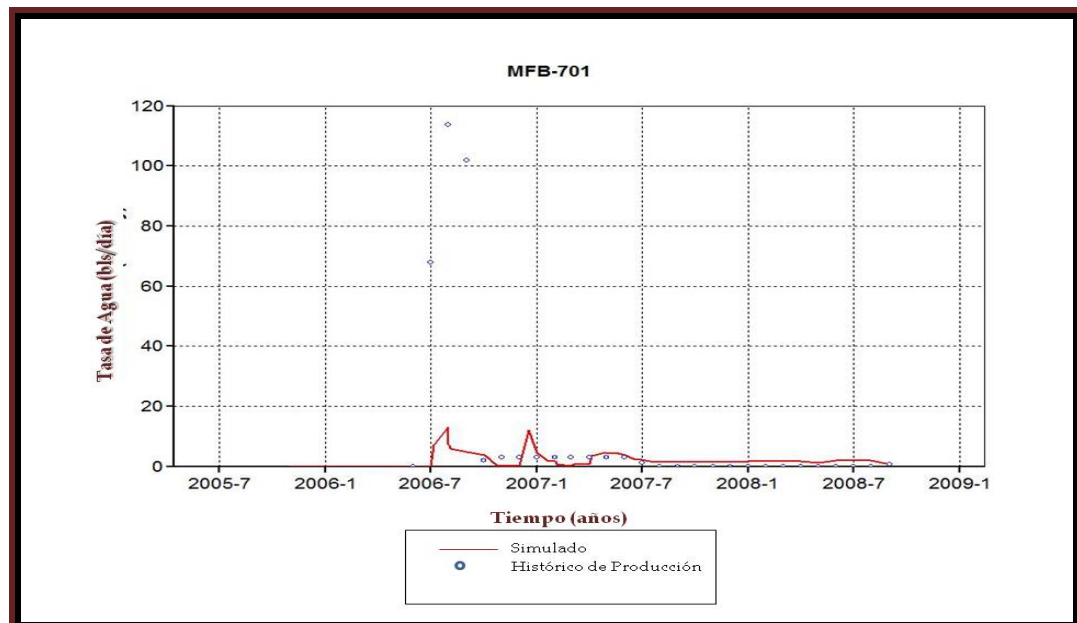


Figura 4.22. Cotejo del histórico de producción de Agua por tasas del Pozo MFB – 701

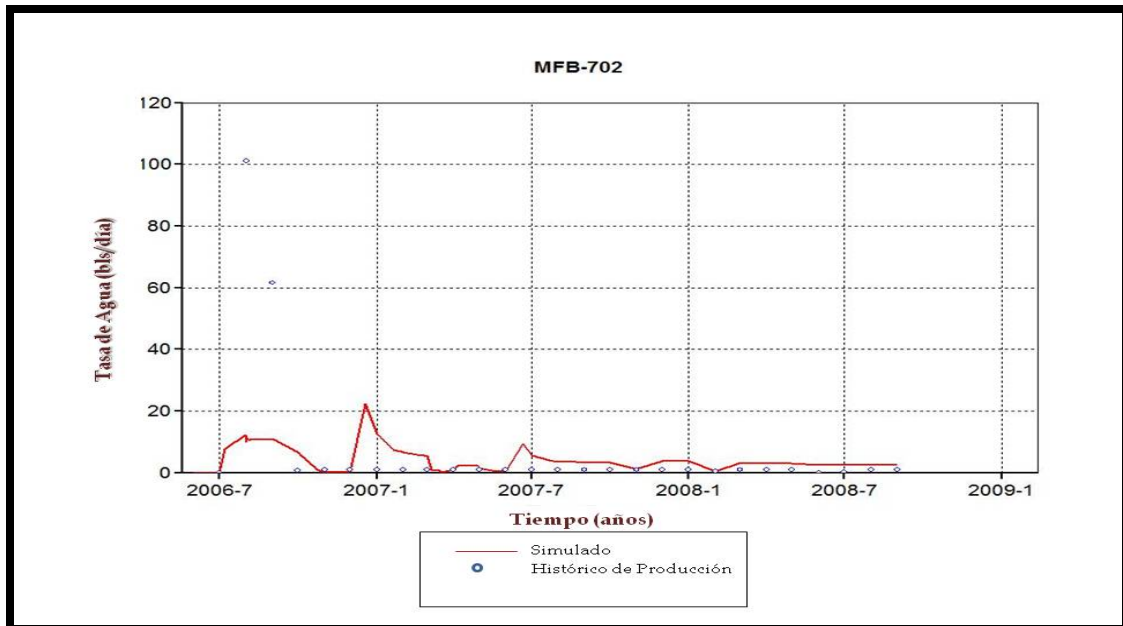


Figura 4.23. Cotejo del histórico de producción de Agua por tasas del Pozo MFB – 702

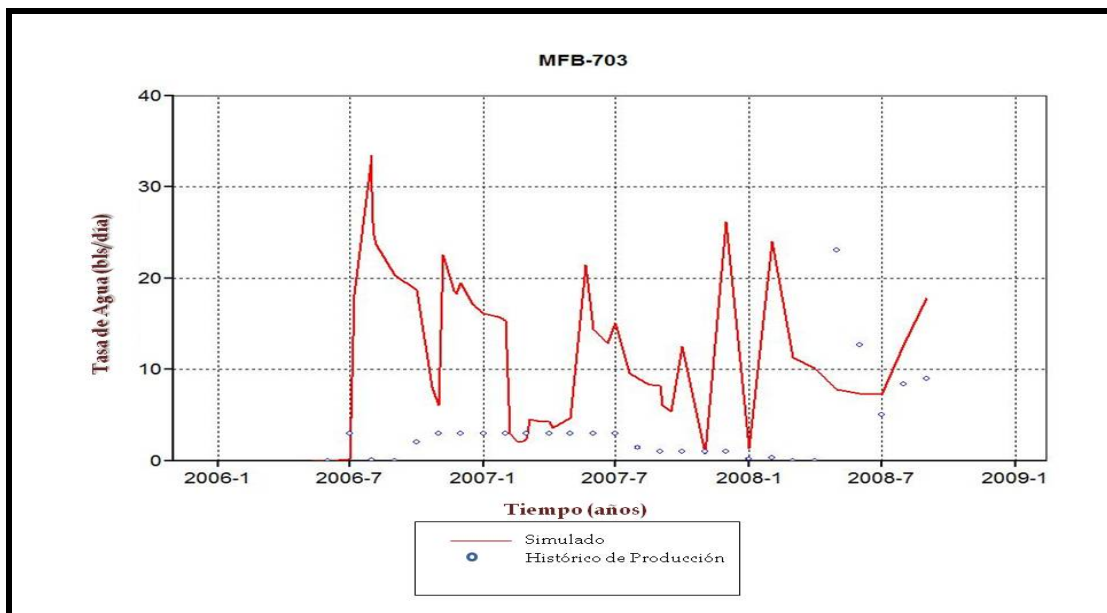


Figura 4.24. Cotejo del histórico de producción de Agua por tasas del Pozo MFB – 703

Por último, faltaba el cotejo de la producción de gas pero se decidió no realizarlo debido a que el manejo de este parámetro en campo no es confiable por no contarse con facilidades de mediciones en superficie desde el comienzo de la producción del yacimiento obteniéndose medidas erróneas del volumen del mismo. Esto lo podemos observar en el histórico de producción de gas donde existen muchas fluctuaciones lo cual puede estar aunado a un posible comportamiento espumante del crudo arrojado en los análisis PVT realizados en trabajos anteriores en esta zona, resultando no ser representativos.

El cotejo de presión no se pudo realizar debido a que no se contaba con medidas de presión.

4.6. Proponer diferentes esquemas de explotación para la optimización de la producción del yacimiento mediante la simulación numérica de procesos de ICV para la posterior elección del más óptimo desde el punto de vista técnico.

El yacimiento MFB-53, Arena U1, 3, presenta condiciones dentro de los rangos óptimos requeridos para aplicar el proceso de inyección continua de vapor, en la Tabla 4.7 se detalla la comparación de los mismos.

Tabla 4.7. Criterios Generales para aplicar el proceso de Inyección Continua de Vapor

CARACTERÍSTICAS GENERALES PARA INYECCION CONTINUA DE VAPOR	YACIMIENTO MFB-53, Arena U1,3
Petróleo en Sitio > 1.200 Bls/acres-pies	5935
Espesor de Arena Neta Petrolífera >20 pies	✓ 21-138
Porosidad > 20 %	✓ 31
Permeabilidad > 1.000 Md	✓ 8.000
Profundidad de la Formación Productora < 3.000 pies	✓ 3.000
Saturación de Agua < 45 %	✓ 13
Viscosidad a Condiciones de Yacimiento <1.000 Cps	✓ 10,6

Caso Base:

Este caso está conformado por los cuatro pozos escogidos para aplicar el proceso de Inyección Continua de Vapor en el área este del Campo Bare, los cuales producen en un horizonte de 20 años un acumulado de petróleo de aproximadamente de 10,6 MMBN, de agua una producción nula notándose que no hay acuífero asociado y gas de 1,02 MMMPCN, lo que representa un factor de recobro de 0,64 %. La declinación de presión fué aproximadamente de 25 lpc aproximadamente. En la **Figura 4.25**, se encuentra la distribución de las localizaciones del caso base, en la **Figura 4.26**, se presenta el comportamiento de la tasa de producción, factor de recobro y declinación de presión y seguidamente en la **Figura 4.27**, se muestra la producción de fluidos. En esta graficas se observa claramente que la producción de hidrocarburo es mínima, debido a que el yacimiento no posee fuerza energética para un recobro de petróleo considerable por lo cual se propone escenarios de explotación.

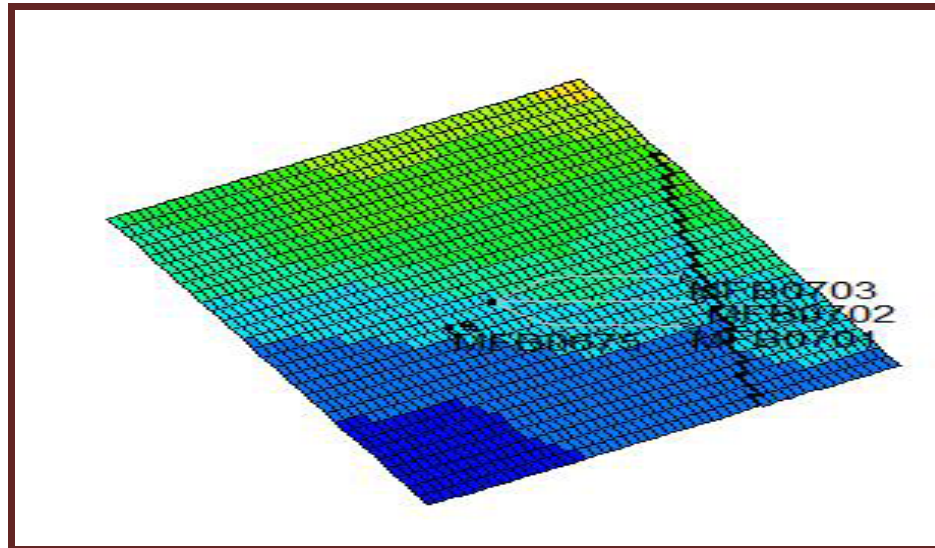


Figura 4.25. Ubicación de las localizaciones para el Caso Base

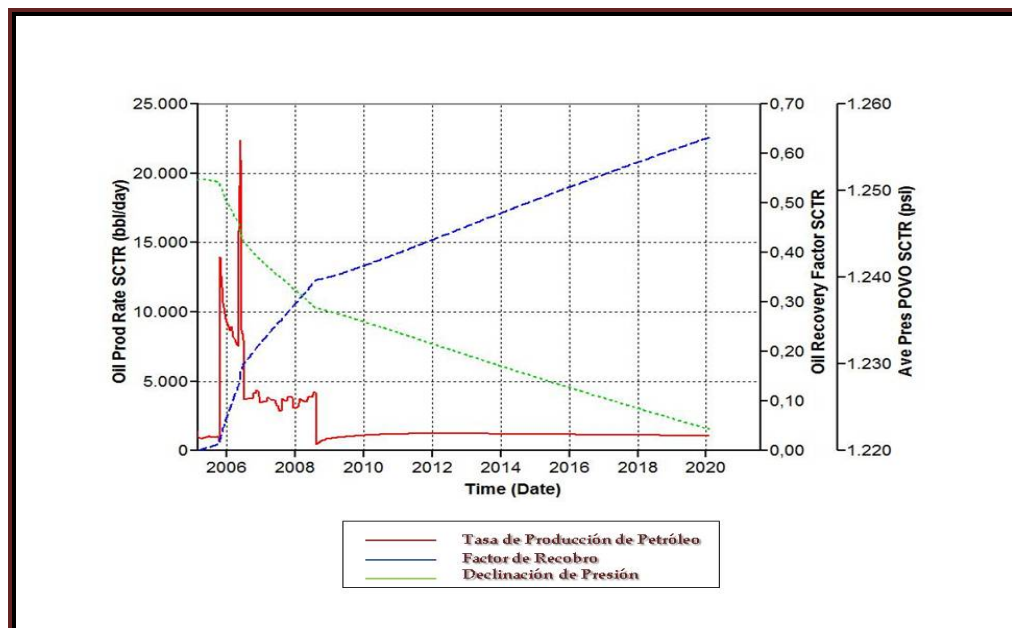


Figura 4.26. Comportamiento de la Tasa de Producción de Petróleo, Factor de Recobro y Declinación de Presión para el caso base

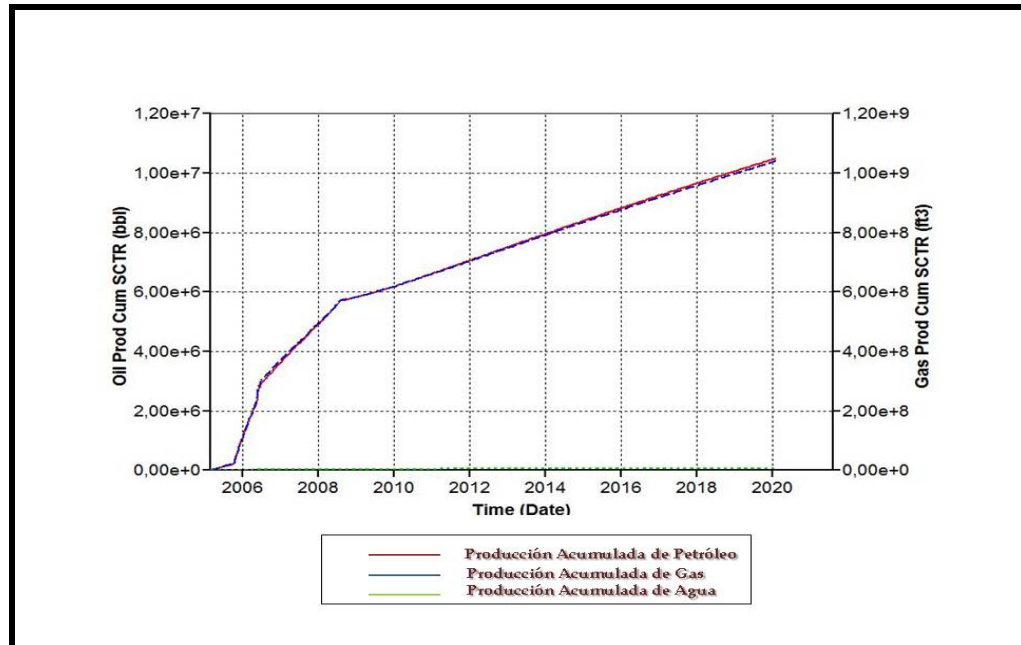


Figura 4.27. Comportamiento de la Producción de Fluidos para el caso base

Escenario I:

Para la realización de esta predicción se tomaron en consideración los mismos parámetros de operatividad de los pozos del escenario anterior. La diferencia radica en que fueron perforados 8 localizaciones, formando con ellos dos tipos de arreglos de pozos, mediante la adición de pozos en el mallado de simulación, quedando de la siguiente manera: el primero es un arreglo normal de 5 pozos, dentro los 4 pozos productores se utilizó el pozo MFB-675 (existentes en el Área) y se propusieron 3 pozos productores y uno inyector cubriendo un área de 8 acres aproximadamente. El segundo arreglo fué por espaciamiento conformado por los pozos horizontales productores MFB-701, MFB-702, MFB-703 (existentes en el área) y se le adicionaron 3 pozos inyectores entre ellos con un espaciamiento aproximado de 4 acres y uno productor con el mismo espaciamiento para aprovechamiento energético, tal como se muestra en la **Figura 4.28** y en la **Figura 4.29** se observan más

detalladamente. Una vez realizada la simulación, se obtiene una producción en frío de petróleo de 15,89 MMBN, de agua no existe porque no hay acuífero asociado, y de gas de 1.600 MMPCN, un factor de recobro de 0,96 % lo que representa un aumento de 0,32 con respecto al caso base. La declinación de presión fue muy similar al del caso base. En la **Figura 4.30**, se presenta el comportamiento de la tasa de producción, factor de recobro y declinación de presión y seguidamente en la **Figura 4.31**, se muestra la producción de fluidos.

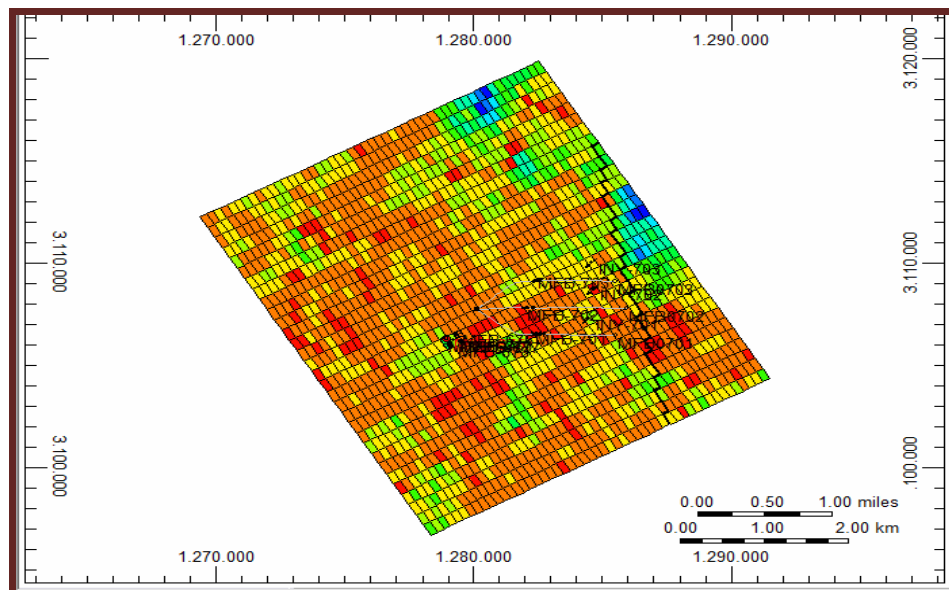


Figura 4.28. Ubicación de las localizaciones para el escenario I

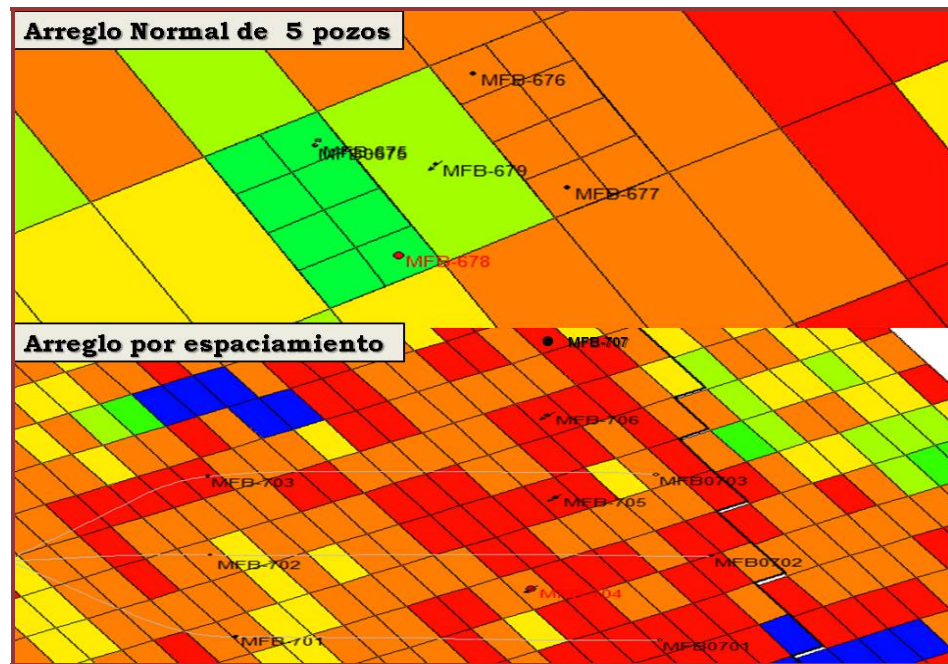


Figura 4.29. Arreglos del Escenario I

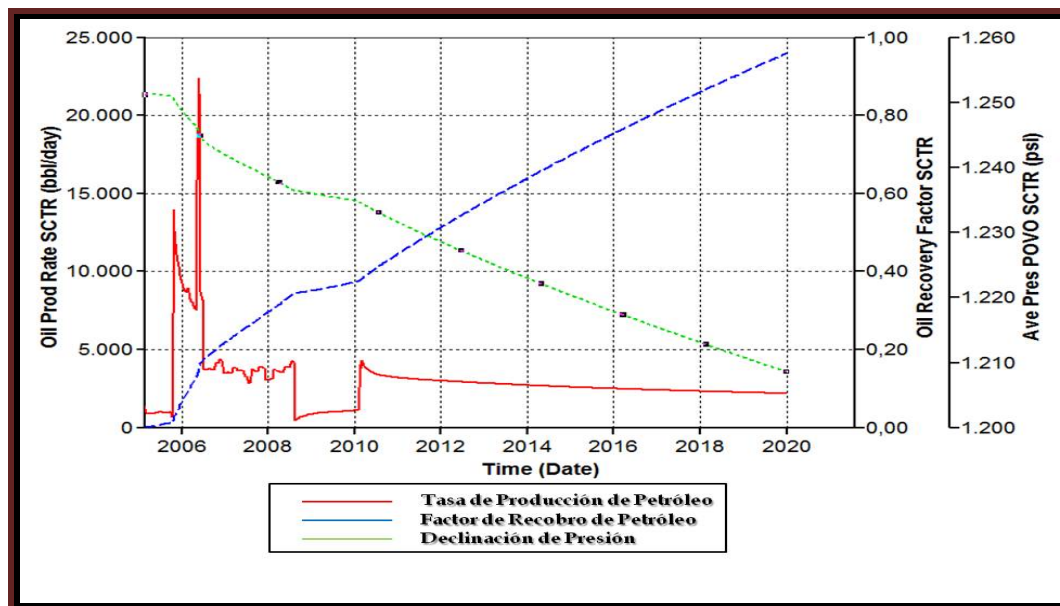


Figura 4.30. Comportamiento de la Tasa de Producción de Petróleo, Factor de Recobro y Declinación de Presión para el Escenario I

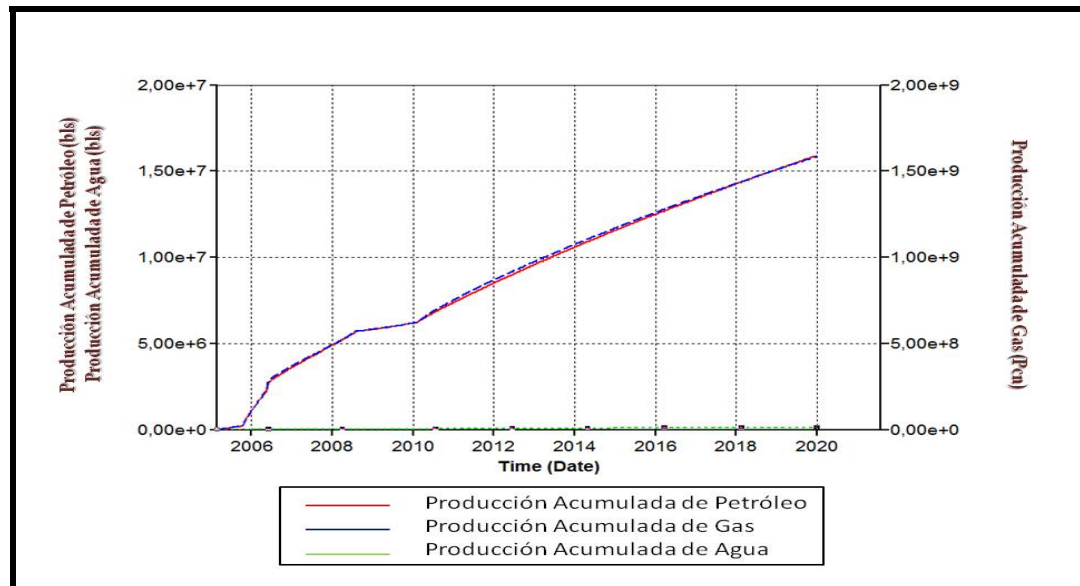


Figura 4.31. Comportamiento de la Producción de Fluidos para el Escenario I

Escenario II

Está definido por los mismos parámetros y pozos que el anterior, a este se le adicionan 10 pozos al mallado de simulación, formando 2 arreglos normales de 5 pozos cada uno, cubriendo un área de drenado de 8 acres aproximadamente con la finalidad de recuperar mayor cantidad de hidrocarburo en áreas que no estaban siendo drenadas, lo cual se puede observar en la **Figura 4.32** y **el en la Figura 4.33** donde se observan mas detalladamente. Donde se obtiene en frío en un horizonte económico de 10 años una producción acumulada de petróleo de 21,82 MMBN, de agua de 2,85 MMBN y de gas de 2.167 MMPCN, lo que representa un factor de recobro de 1,33 %. Esto significa que hay mayor recuperación de hidrocarburo de forma estratégica debido que en las zonas escogidas donde se ubicaron los pozos existía buena saturación fluidos tal como se puede visualizar en la **Figura 4.34** y **Figura 4.35**.

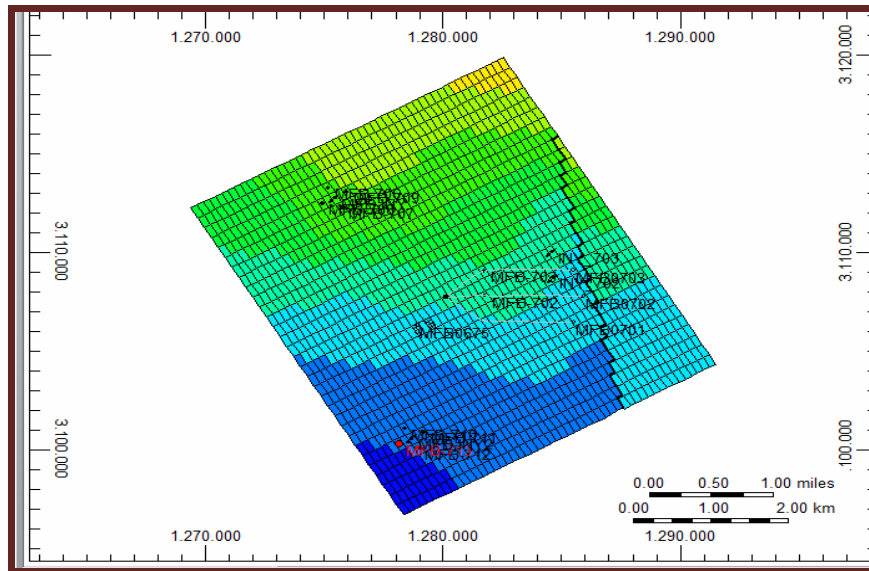


Figura 4.32. Ubicación de las localizaciones para el escenario II

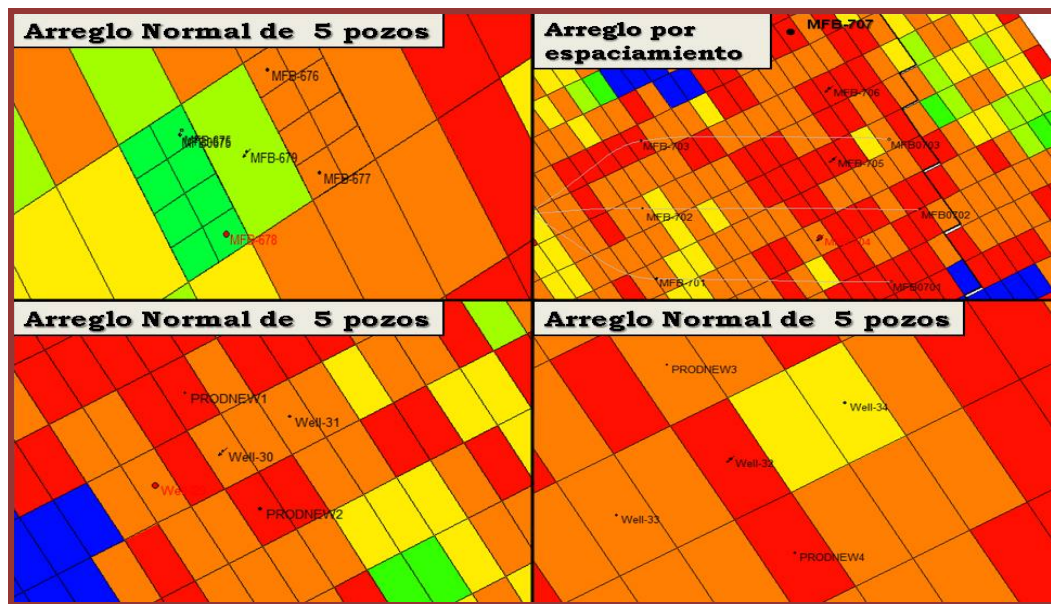


Figura 4.33. Arreglos del Escenario II

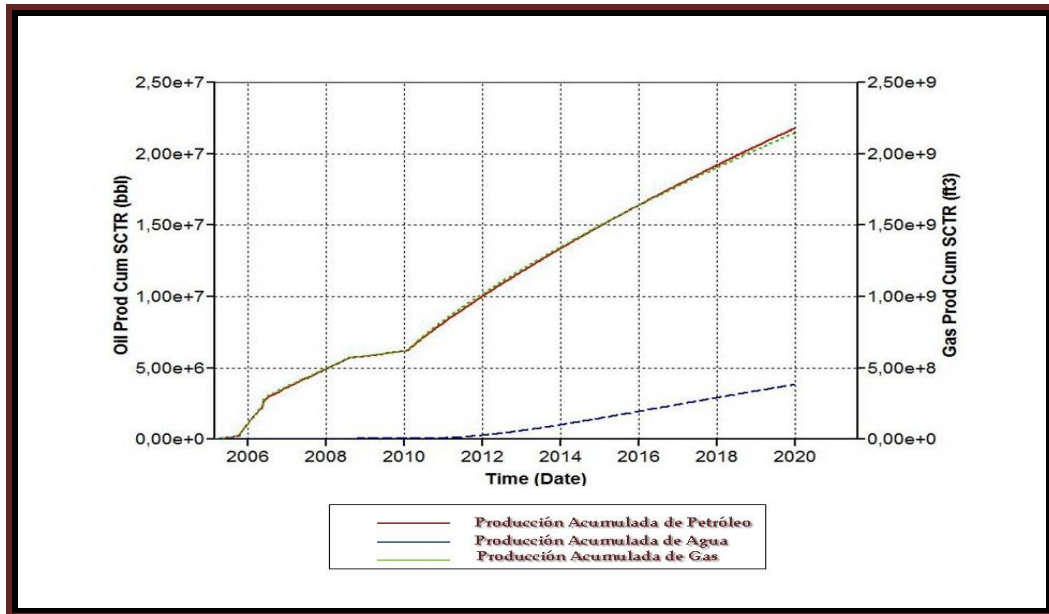


Figura 4.34. Producción de fluidos para el escenario II

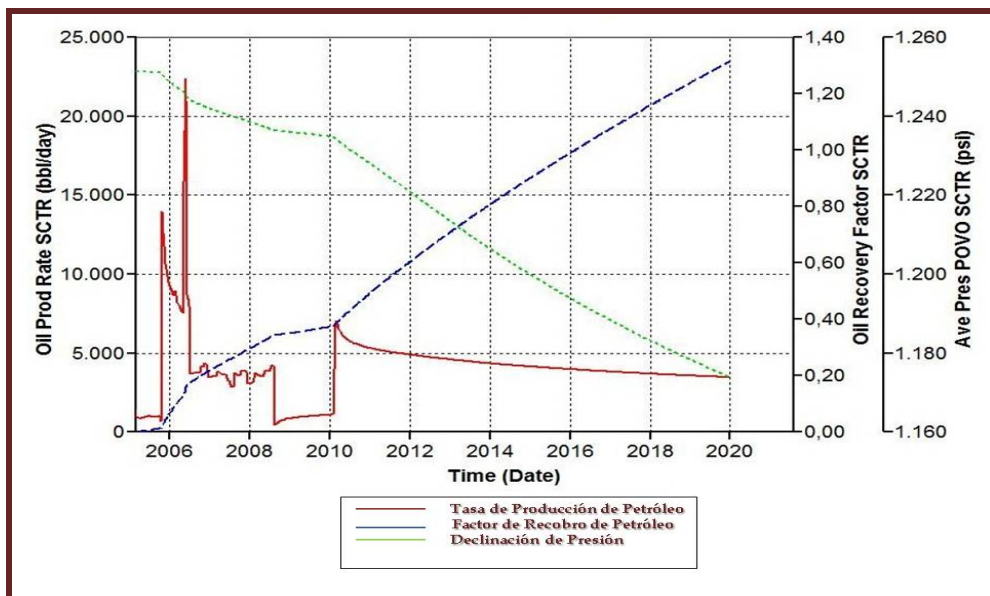


Figura 4.35. Comportamiento de la Tasa de Petróleo, Factor de Recobro y Declinación de Presión para el escenario II

Una vez planteados los diferentes escenarios, se observó que el mejor escenario en frío lo conformaba el escenario II por presentar la mejor producción de Petróleo con respecto al caso base, tal como se puede observar en la **Tabla 4.8** y la **Figura 4.36**.

Tabla 4.8. Producciones de Petróleo de los Escenarios en Frío

	(caso Base)	Escenario I	Escenario II
Np(MMBls)	10,45	15,89	21,82

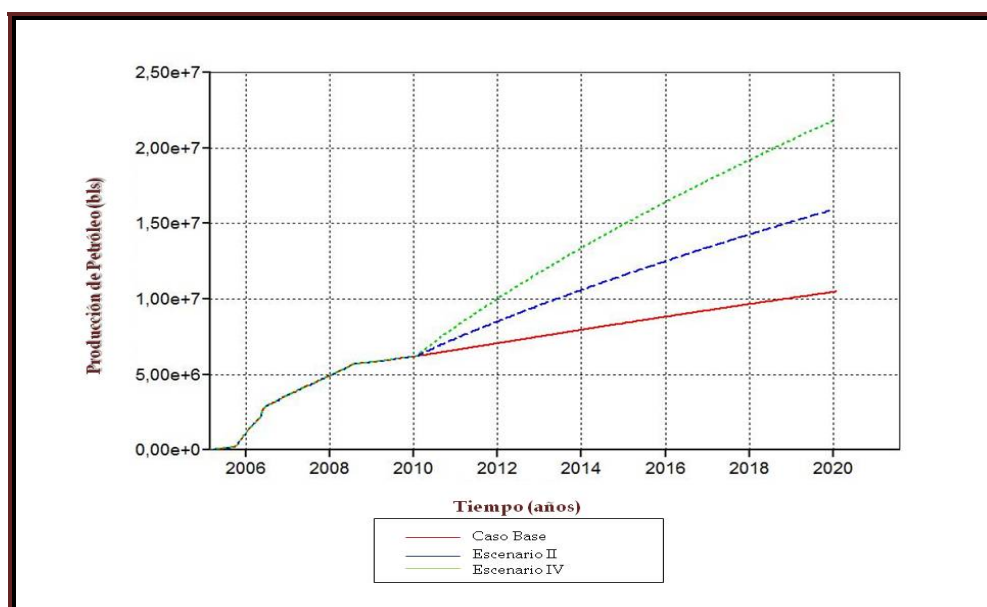


Figura 4.36. Producciones de Petróleo de los Escenarios en Frío

Una vez escogido dicho escenario se procedió a escoger la tasa óptima del Proceso de Inyección Continua, en las Figuras 4.37 - 4.40, se observa que la tasa de petróleo aumenta al variar la tasa diaria de inyección de vapor por pozo desde 2.000, 3.000, 4.000, 5.000, 6.000 hasta 7.000, ya que de esta manera, se suministra mayor cantidad de calor al yacimiento, lo cual ocasiona disminución de la viscosidad y por

ende, disminución de la razón de movilidad, haciendo efectivo el proceso térmico. Lo mismo ocurre cuando se analizan las gráfica restantes, a medida que se aumenta la tasa de inyección, aumenta la producción de los tres fluidos presentes en el yacimiento, petróleo, gas y agua.

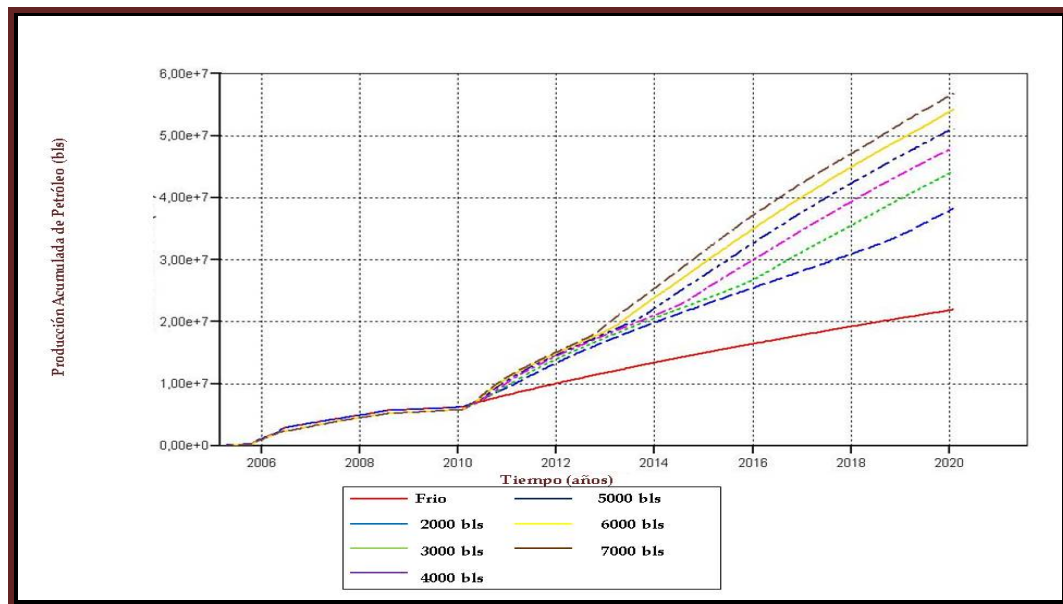


Figura 4.37. Producción de Petróleo a diferentes tasas en función de Tiempo

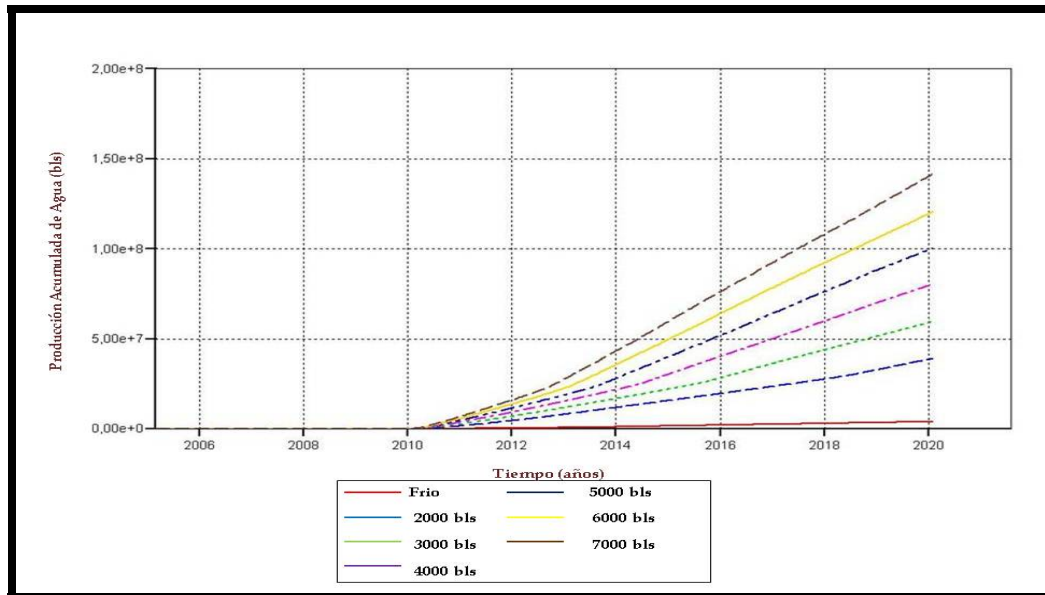


Figura 4.38. Producción acumulada de Agua a diferentes tasas en función de Tiempo

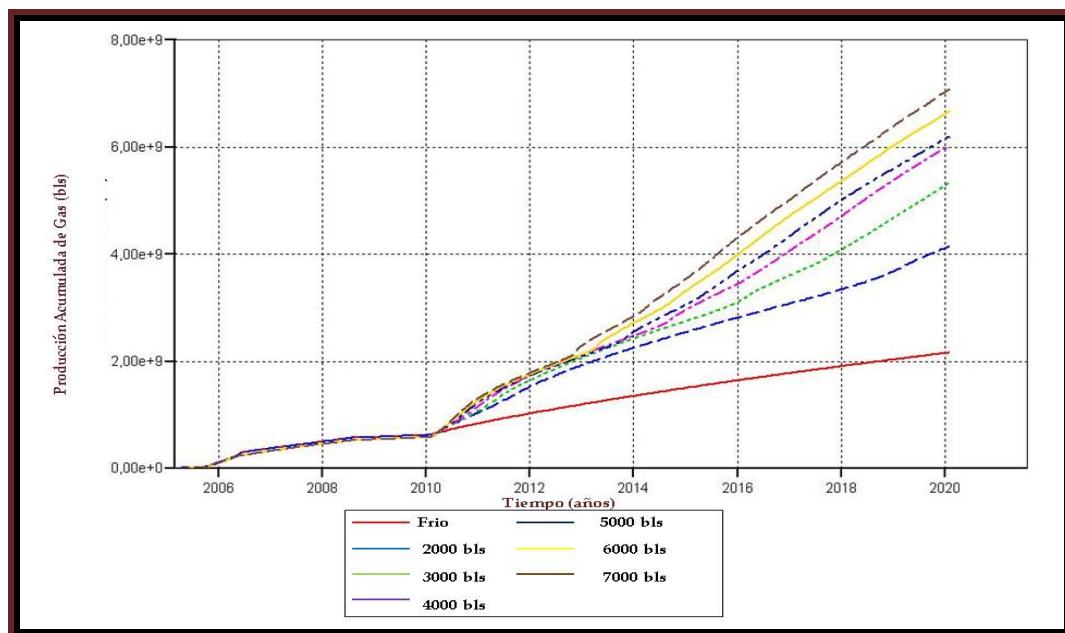


Figura 4.39. Producción de Gas a diferentes tasas en función de Tiempo

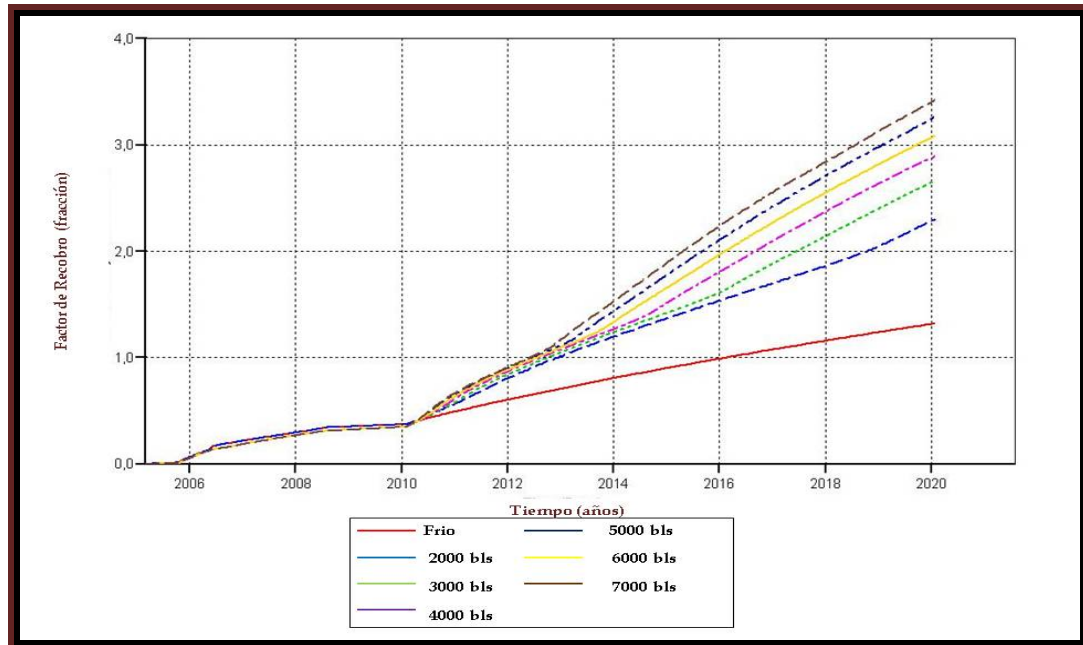


Figura 4.40. Factor de Recobro del Petróleo en función de Tiempo

A través de las Figuras 4.41 - 4.43, se observa que técnicamente la tasa óptima para aplicar el método de inyección de vapor es la tasa de 2.000 BND a pesar de obtenerse con ella la menor cantidad de petróleo, ya que a tasas mayores la producción de agua supera la producción de petróleo, esto es debido a que el petróleo presente es extremadamente viscoso produciendo canalización rápida del agua condensada. En el Apéndice B se muestran las gráficas para las tasas de inyección de 4.000, 5.000, 6.000 y 7.000 BND.

Para obtener una mayor recuperación de Petróleo a tasas mayores de 2.000 BND, sería necesario implementar una estrategia desde superficie para tratar el agua producida durante el proceso de inyección.

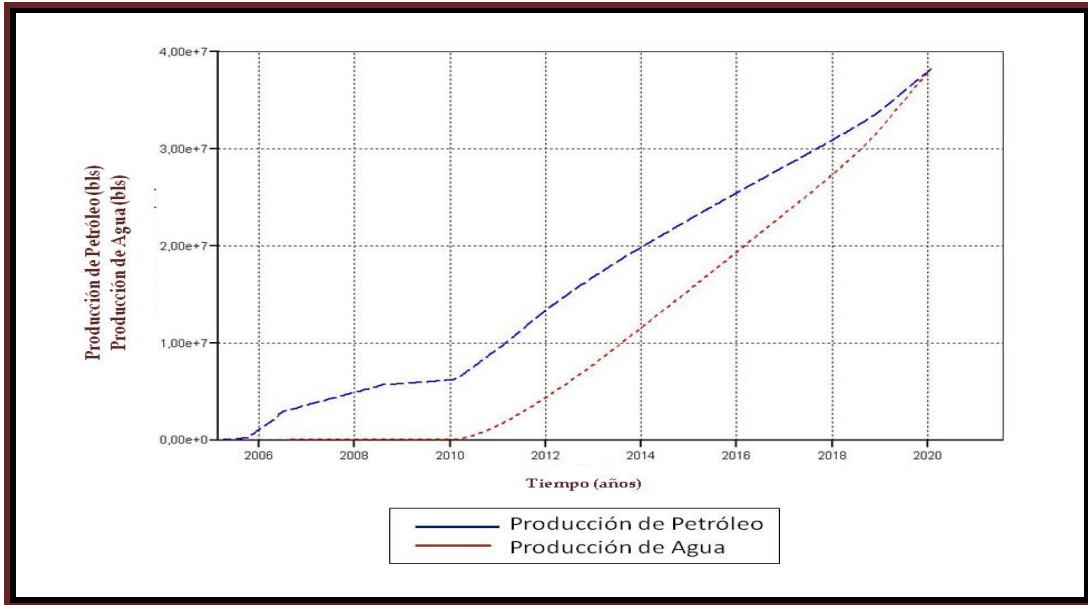


Figura 4.41. Comparación de la Producción de Petróleo y Producción de Agua a la Tasa de Inyección de 2.000 BND

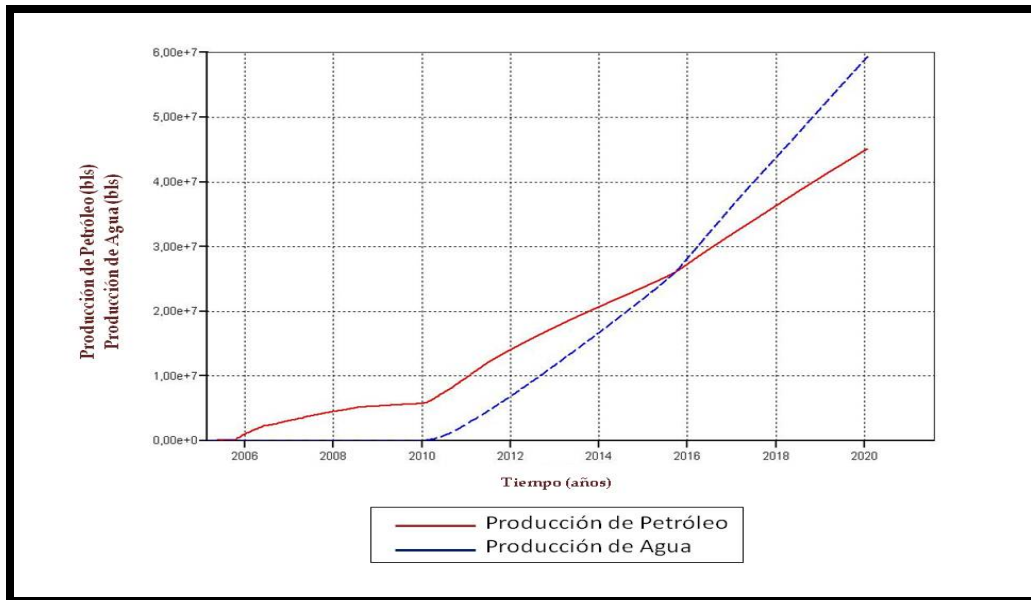


Figura 4.42. Comparación de la Producción de Petróleo y Producción de Agua a la Tasa de Inyección de 3.000 BND

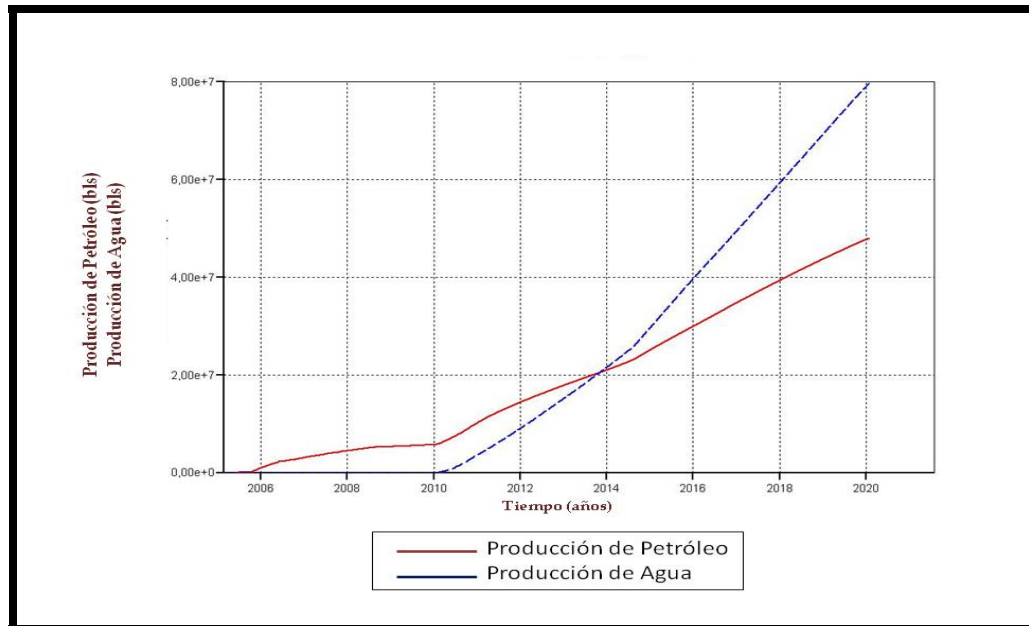


Figura 4.43. Comparación de la Producción de Petróleo y Producción de Agua a la Tasa de Inyección de 4.000 BND

Las condiciones de operación elegidas para este escenario fué temperatura de inyección de 600 °F calculada mediante la ecuación 3.27 de Farouq Alí, en cuanto a la presión de inyección fué de 1.515 lpc calculada mediante la ecuación 3.26 y por último la calidad fué sensibilizada teniéndose que con calidad de 0,9 se obtenía mayor producción de petróleo que con calidad de 0,8, pero a nivel campo es más fácil reproducir este último valor de calidad debido a que en la actualidad los generadores de vapor usados son portátiles.

En este escenario final propuesto se obtiene con una tasa de inyección de 2.000BN a una calidad de vapor de 0,8 una producción acumulada de petróleo de 39,5 MMBN, de agua de 39,8 MMBN y de gas de 4.050 MMPCN. Donde se observa claramente una producción acumulada adicional de petróleo en caliente de 17,68 MMBN, es decir, la producción aumentó en un 80 % y de 29,05 MMBN con respecto

a la producción en frío del caso Base. En cuanto al factor de recobro fué de 2,30 % obteniéndose con el proceso de Inyección un aumento de 70 % todo este proceso a una declinación de presión baja.

Tabla 4.9. Comparación de la producción acumulada y factor de recobro de petróleo entre el escenario II (en frío) y el escenario III (ICV)

Frío	ICV	
Np(MMBND)	21,82	39,5
Fr(fracción)	1,33	2,65

4.7. Evaluación Económica

Una vez escogida la tasa óptima desde el punto de vista técnico, se realizó la evaluación económica para definir su rentabilidad para su posterior aplicación. La herramienta utilizada para tal fin fue Excel en conjunto con sus funciones financieras.

En la Tabla 4.10 se observa que se tiene un costo de 300.000 Bsf para generar durante 20 días 5.000 toneladas de vapor de agua, es decir, el costo diario es de 15.000 Bsf y tal como se aprecia se generan 250 ton/diaria de vapor, por lo tanto, el costo unitario del vapor es de 60 Bsf/ton. Cabe destacar que estos costos incluyen combustible para el generador, operación del equipo, tratamiento del agua producida, administración y oficina.

Tabla 4.10. Lineamientos Económicos en cuanto a Costos Asociados

COSTOS ASOCIADOS	
POZO VERTICAL (PERF Y COMP), BSF	5.000.000
GENERADOR DE VAPOR (250 TON/DIA) BSF	3.000.000
VAPOR DIARIO (BSF/TON)	60

A nivel de inversión solo se va a considerar el proceso térmico, por ende se considerara los costos asociados a la producción del petróleo acumulado, tal como se observa en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11. Inversión en cuanto a Costo Operacional del Proyecto

INVERSION ASOCIADA A GASTOS OPERACIONALES		
Número de Pozos Perforados	18	90.000.000 Bsf
Número de Generadores de Vapor	12	36.000.000 Bsf
	INV. INICIAL (BSF)	126.000.000

Esto solo representaría la inversión inicial del proyecto, a lo cual se le tiene que adicional el costo generado por el vapor total utilizado en este proyecto que sería de 912.500 ton/pozo generando un gasto operacional de 657.000.000 Bsf. Teniendo como inversión final en el proyecto de Bsf. 454.500.000.

En la Tabla 4.12 se puede observar los resultados de los diferentes indicadores económicos obtenidos:

Tabla 4.12. Resultados de la Evaluación Económica

AÑO	NP (MMBN/AÑO)	ING ACUM (MMBSF)	FCN (BSF)	VPN Anual (MMBSF)	TIR
2.011	3,30	715,71	387,21	345,73	25%
2.012	4,02	1.590	1.260	1.003,71	86%
2.013	3,45	2.335,54	2.007,04	1.428,57	110%
2.014	2,95	2.975,15	2.646,65	1.681,99	120%
2.015	2,89	3.601,14	3.272,64	1.856,98	125%
2.016	2,71	4.188,11	3.859,61	1.955,40	127%
2.017	2,83	4.800,56	4.472,06	2.022,93	128%
2.018	2,79	5.405,27	5.076,77	2.050,42	128%
2.019	3,51	6.165,29	5.836,79	2.104,80	128%
2.020	4,00	7.031,45	6.702,95	2.158,17	128%

En la Tabla 4.12 del escenario II de producción resulta ser muy óptimo desde el punto de vista económico debido a que se tiene una producción acumulada de petróleo en caliente de 3,240 MMBN a bajo corte de agua, el cual genera un alto valor presente neto de 16,15 MM/Bsf con una tasa interna de retorno de 128 % y una eficiencia de flujo de 4,744 Bsf/Bsf., es decir, que por cada bolívar fuerte invertido se ganará alrededor de 5 Bsf, lo que significa que tiene un alto rango de aplicabilidad y menores riesgos de pérdida económica, factor fundamental en el negocio petrolero.

CONCLUSIONES

1. La tasa de inyección óptima para el proceso de Inyección Continua de Vapor desde el punto técnico resultó ser 2.000 bls/día para cada pozo inyector.
2. A tasas mayores a 2.000 bls/día el proceso de inyección continua de vapor no es factible por la alta producción de agua que se obtendría.
3. Las condiciones de operación fueron presión de inyección de 1.515 lpca, temperatura de inyección de 600 °F, calidad de 0,8 y una tasa de inyección de 2.000 BND.
4. Desde el punto de vista económico se corroboró que es factible aplicar el proceso de Inyección Continua de Vapor a una tasa de 2.000 bls/día generando un alto valor presente neto de 16,172MMBsf con una tasa interna de retorno de 131% y una eficiencia de flujo de 4,944 Bsf/Bsf, es decir, que por cada bolívar fuerte invertido se ganara alrededor de 5 Bsf.
5. A través de la Inyección Continua de Vapor, se logra aumentar el Factor de Recobro a 2,30 y la producción Acumulada de Petróleo a 38 MMBN a una tasa de inyección de 2000 BND.
6. A través del modelo de simulación se pudo comprobar la consistencia del mismo, debido a que el POES obtenido por el método volumétrico 790,15 MMBN y el obtenido por simulación numérica 765,20 MMBN arrojó una diferencia menor al 5%.
7. El yacimiento presenta tendencia oleófila y se encuentra inicialmente subsaturado.

8. El yacimiento MFB-53, Arena U1,3 cumple con los criterios generales de selección en cuanto a las condiciones de yacimiento y fluido para aplicar el proceso de inyección continua de vapor.

RECOMENDACIONES

1. Diseñar una estrategia para tratar el agua producida durante la inyección de vapor y así obtener mayor recuperación de Petróleo a tasas mayores de 2.000 BND.
2. Aplicar el escenario II en frío que comprende 3 arreglos normales de 5 pozos de 8 acres aproximadamente y un arreglo por espaciamiento conformado por 3 pozos horizontales productores y 3 pozos inyectores propuestos entre ellos con un espaciamiento de 4 acres aproximadamente y un pozo productor adicional para aprovechamiento energético.

BIBLIOGRAFÍA

1. MARTINS R, Graciela. **“Elaboración de un Esquema de Explotación Recuperación Mejorada de las Reservas del Yacimientos MFB-208/RO, Campo Bare, Área Ayacucho, Faja del Orinoco”**. Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo UDO – Anzoátegui, Puerto la Cruz, 2006.
2. GUTIÉRREZ S, Amín y MATA R, Joskarina. **“Evaluación de la Factibilidad Técnica de Aplicar Inyección Continua de Vapor (ICV), Mediante la Simulación Numérica, al Yacimiento Jobo-01, Campo Jobo.02”**. Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo UDO – Anzoátegui, Puerto la Cruz, 2006.
3. VOLPE Z, Andreina. **“Evaluación de Diferentes Procesos Pilotos de Recuperación Adicional de Crudo para el Campo Melones”**. Tesis de Grado, Departamento de Petróleo UDO – Anzoátegui, Puerto la Cruz, 2007.
4. ALVARADO, Douglas A. **“Recuperación Térmica del Petróleo”**. Maracaibo. Edo. Zulia. Institutos de investigaciones petroleras, 1993.
5. RODRIGUEZ C, Iván. **“Evaluación de Estrategias de Explotación del Yacimiento MEL-225, Arena R4, Campo Melones, Mediante Simulación Numérica”**. Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo UDO – Anzoátegui, Barcelona, 2006.
6. BASTOS, Edgar. **“Simulación Numérica de Yacimientos. Petróleo Negro”**. Guía de Simulación de Yacimientos, Departamento de Petróleo.

7. CÁMARA PETROLERA DE VENEZUELA. **“Maximizando el Potencial de la Faja a través de la Inyección Continua de Vapor”**. Maturín – Venezuela. 2008.
8. RODRÍGUEZ, Fernando. **“Simulación de Yacimientos Petroleros”**. México. PEMEX E&P – UNAM., 2005.
9. Paris, M., **“Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”**, Ediciones Astro data S.A, Maracaibo, Venezuela (2001).
10. MENDEZ, José., **“Productividad de los Pozos Horizontales del Campo Bare en el Oriente de Venezuela”**, Monagas – Venezuela. PDVSA, 1999.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (ICV) EN EL YACIMIENTO MFB-53, ARENA U1, 3 DEL CAMPO BARE, MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Núñez Frontado Angelys María	CVLAC: V- 18.776.265 E MAIL: angelys1988@hotmail.com
Primera García Leonardo Fabio	CVLAC: V – 17.779.372 E MAIL: arexfabio1987@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

INYECCIÓN DE VAPOR

RECUPERACIÓN MEJORADA

RECUPERACIÓN TÉRMICA

YACIMIENTO

SIMULACIÓN NUMÉRICA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

Este estudio estuvo enfocado en evaluar el proceso de Inyección Continua de Vapor del Yacimiento MFB-53, Arena U13 ubicado en el Campo Bare a través de simulación numérica de Yacimientos con la finalidad de obtener el mejor esquema de explotación que ayude a maximizar el factor de recobro partiendo del mejor esquema de explotación en frío en el cual el yacimiento puede ser producido durante su fase de agotamiento natural.

Se realizó la revisión del modelo geoestadístico elaborado por la empresa Paradigm. Se actualizó el modelo de fluidos generando un PVT a través de correlaciones existentes para el Campo Bare y las curvas de permeabilidad relativa fueron obtenidas a través de un análisis de núcleo realizado en el pozo MFB-624. El modelo de simulación fue generado a través del simulador Stars, el mallado es de tipo Corner point y está constituido por 51 celdas en dirección X, 31 celdas en dirección Y y 25 celdas en dirección Z. Una vez introducidos los datos, se realizó la inicialización obteniéndose una diferencia de 3,15 % entre el POES simulado y el obtenido volumétricamente corroborando la consistencia del modelo. Luego se realizó el cotejo de producción y se realizaron las predicciones de los escenarios en frío con un horizonte económico de 10 años.

Se determinó que el mejor esquema de producción en frío lo constituía el escenario II conformado por 3 arreglos normales de 5 pozos con un área aproximada de 8 acres y un arreglo por espaciamiento de 4 acres entre pozos. A este escenario se le aplicó el método de inyección continua de vapor lográndose aumentar el Factor de Recobro a 2,30 % y la producción acumulada de petróleo a 38 MMBN, a una tasa de inyección de vapor de 2.000 BND escogida como óptima debido a que a tasas mayores la producción de agua supera la producción de petróleo. Finalmente se le realizó a este esquema la evaluación económica, determinándose su factibilidad debido a que se genera un alto valor presente neto de 16,172MM/Bsf con una tasa interna de retorno de 131% y una eficiencia de inversión de 4,944 Bsf/Bsf.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
BASTOS, EDGAR	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
RODRIGUEZ, JOSE	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
ULACIO, IVON	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	06	17
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación del Proceso de Inyección Continua de Vapor en el Yacimiento Mfb-53, Arena U1, 3 del Campo Bare, Mediante Simulación Numérica.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4
5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”

AUTOR

Angelys María Nuñez Frontado

AUTOR

Leonardo Fabio Primera Garcí

TUTOR

Ing. Edgar Bastos

JURADO

Ing. José Rodríguez

JURADO

Ing. Ivón Ulacio

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño