

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



**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA
DEL PROCESO TOE TO HEEL STEAMFLOOD (THSF) EN LA ARENA U1,3
DEL YACIMIENTO MFB-53, DEL CAMPO BARE, FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS”**

Realizado Por:

ELIZBETH DEL VALLE DÍAZ RONDÓN
MARCO ANTONIO PADRÓN JIMÉNEZ

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente
como requisito parcial para optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Marzo de 2011

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



**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA
DEL PROCESO TOE TO HEEL STEAMFLOOD (THSF) EN LA ARENA U1,3
DEL YACIMIENTO MFB-53, DEL CAMPO BARE, FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS”**

Realizado Por:

ELIZBETH DEL VALLE DÍAZ RONDÓN
MARCO ANTONIO PADRÓN JIMÉNEZ

ING. EDGAR BASTOS
Asesor Académico

Barcelona, Marzo de 2011

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



**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA
DEL PROCESO TOE TO HEEL STEAMFLOOD (THSF) EN LA ARENA U1,3
DEL YACIMIENTO MFB-53, DEL CAMPO BARE, FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS”**

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

ING. EDGAR BASTOS

Asesor Académico

ING. LUIS CASTRO

Jurado Principal

ING. JOSE RODRÍGUEZ, PhD.

Jurado Principal

Barcelona, Marzo de 2011



RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE:

“LOS TRABAJO DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE, Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS PARA OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIÉN DEBERÁ PARTICIPARLO PREVIAMENTE AL CONSEJO UNIVERSITARIO, PARA SU AUTORIZACIÓN”



DEDICATORIA

Les dedico este logro principalmente a mi padre y mi madre por ser los mejores padres del mundo. A mis hermanos.

Elizabeth



Le dedico este título a mi Madre, mi Padre, a mis Hermanas, a mis Abuelas, a mis Primos y Primas, a mis Tíos y Tías, a mis Abuelos, a Dios, a Jesucristo, y a el Espíritu Santo.

Marco



AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a mis padres por haberme dado la vida y haberme enseñado y llevado siempre por el camino del bien. A ellos gracias por su gran apoyo incondicional (así metiera yo la pata o lo que sea) ellos siempre han estado y estarán allí para regañarme, aconsejarme y decirme que todo saldrá bien aunque yo así no lo vea.

A mis hermanos, que aunque son unas plagas conmigo los quiero mucho y sé que de alguna manera u otra siempre han estado allí para apoyarme en lo que necesite.

A mi novio por toda la ayuda que me ha brindado y por armarse de paciencia y soportarme durante todo este tiempo.

Y finalmente a todos aquellos amigos y compañeros que de alguna manera u otra estuvieron allí para brindarme un consejo o simplemente para pelear conmigo.

Elizabeth



Le agradezco a mi Madre, por despertarme cada mañana y hacerme el desayuno durante todos mis estudios desde la infancia, por su amor, comprensión y cuidados.

Le agradezco a mi Padre, por su apoyo y su justo consejo en los momentos indicados y de dificultad, por llevarme a la escuela cada mañana.

Les agradezco a mis Hermanas por su amor, comprensión y cariño en todo momento.

Les agradezco a mis Tíos por ser unos segundos padres para mi, a mis Primos por ser mis segundos Hermanos.

Les agradezco a mis Abuelas, por ser más que unas madres, al ayudar a criarme, y darme mis correctivos cuando fue necesario.

Les agradezco a toda la gente buena que conocí y me ayudo durante mi paso por la Udo, La gente de Tecnología en Electrónica, La gente del Comedor, la gente de la Petrósala, el comité de la mata' e mango, y todas las demás personas de otras carreras, que olvido nombrar.

Les agradezco a las cocineras del comedor por alimentarme, mas de unas cuantas veces en los desayunos, almuerzos y cenas.

Les agradezco a Neulys y a Jorge "George", por enseñarme cuando llegue a la Udo, lo que es el desprendimiento con el dinero, al no saber más nunca, lo que significaba la palabra ahorro, con tantas guías y libros.

Y para terminar les agradezco, a Dios, a Jesucristo y al Espíritu Santo por protegerme y permitirme alcanzar el título Universitario de Ingeniero, esperando que lo sigan haciendo durante toda mi vida.

Marco



CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS.....	vii
CONTENIDO.....	ix
LISTA DE TABLAS.....	xix
LISTA DE FIGURAS.....	xx
RESUMEN	xxiv
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	25
1.1- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	25
1.2- OBJETIVOS.....	27
1.2.1- Objetivo General:.....	27
1.2.2- Objetivos Específicos.....	27
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	28
2.1- ANTECEDENTES.....	28
2.2- CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	30
2.3- FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	31
2.4- ÁREA AYACUCHO.....	34
2.5- CAMPO BARE.....	34
2.5.1- Ubicación Geográfica del Campo Bare.....	35
2.5.2- Estratigrafía del Campo Bare.....	36
2.5.3- Descripción Sedimentológica y Petrofísica de los Cuerpos Arenosos presentes en el Campo Bare.....	38
2.6- YACIMIENTO MFB-53.....	40



2.6.1- Ubicación Geográfica del Yacimiento MFB-53.	40
2.6.2- Propiedades del Yacimiento MFB-53.....	41
2.6.3- Rasgos Estructurales Locales del Yacimiento MFB-53.	41
2.6.4- Ambientes de Sedimentación.....	42
2.6.4.1- Arena Neta del Yacimiento MFB-53.	43
2.6.5- Características de los Fluidos del Yacimiento.	44
2.6.6- Propiedades Petrofísicas del Yacimiento.....	44
2.6.7- Comportamiento de Producción e Inyección Alterna de Vapor en el Yacimiento.....	44
2.6.8- Reservas.	45
2.7- ÁREA DE ESTUDIO.	45
2.8- RECUPERACIÓN TÉRMICA DEL PETRÓLEO.....	46
2.9- PROCESOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA.....	47
2.9.1- Inyección de Vapor.....	47
2.9.1.1- Inyección Continua de Vapor (ICV).	48
2.9.1.2- Inyección Alterna de Vapor (IAV).....	48
2.9.2- Inyección de Agua Caliente.	48
2.9.3- Combustión In Situ.	49
2.10- CONSIDERACIONES GENERALES EN LA RECUPERACIÓN TÉRMICA.	49
2.10.1- Profundidad.....	50
2.10.2- Petróleo en Sitio.	50
2.10.3- Porosidad.....	50
2.10.4- Saturación de Agua.	50
2.10.5- Segregación.....	50
2.10.6- Heterogeneidad del Yacimiento.....	51
2.10.7- Espesor de la Arena.	51
2.10.8- Movilidad del Petróleo.....	51
2.11- PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (ICV).....	52
2.11.1- Antecedentes del Proceso de Inyección Continua de Vapor.....	52



2.11.2- Mecanismos de Recuperación en el Proceso de Inyección Continua de Vapor.....	52
2.11.3- Ventajas del Proceso de Inyección Continua de Vapor.	53
2.11.4- Desventajas del Proceso de Inyección Continua de Vapor.....	53
2.12- PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR (IAV).	54
2.12.1- Descubrimiento del Proceso de Inyección Alterna de Vapor.	54
2.12.2- Procedimiento de Campo.....	54
2.12.2.1- Periodo de Inyección.....	54
2.12.2.2- Periodo de Remojo.....	55
2.12.2.3- Periodo de Producción.....	55
2.12.3- Mecanismos de Recuperación en el Proceso de Inyección Alterna de Vapor.....	56
2.12.4- Ventajas del Proceso de Inyección Alterna de Vapor.....	57
2.12.5- Desventajas del Proceso de Inyección Alterna de Vapor.	57
2.13- ALGUNOS ASPECTOS DE INTERÉS EN LA INYECCIÓN DE VAPOR.....	58
2.13.1- Tasa y presión de Inyección.....	58
2.13.2- Período de Pre-calentamiento.	58
2.13.3- Distribución Vertical del Vapor.....	58
2.13.4-Tipo de Inyección.....	59
2.14- PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS.....	60
2.14.1- Propiedades Térmicas del Agua y del Vapor.....	60
2.14.1.1- Temperatura de Saturación o Punto de Ebullición del Agua. .	60
2.14.1.2- Calor Específico del Agua y del Vapor.....	61
2.14.1.3- Calor Sensible o Entalpía del Líquido Saturado.	61
2.14.1.4- Calor Latente de Vaporización.....	61
2.14.1.5- Entalpía del Vapor Seco y Saturado.....	62
2.14.1.6- Calidad del Vapor.....	62
2.14.1.7- Volumen Específico.....	62
2.14.1.8- Vapor Sobrecalentado.	62



2.14.1.9- Viscosidad del Agua y del Vapor.....	63
2.14.2- Propiedades Térmicas de los Hidrocarburos.....	63
2.14.2.1- Viscosidad del Petróleo.....	63
2.14.2.2- Peso Específico del Petróleo.	63
2.14.2.3- Calor Específico.....	64
2.14.3- Propiedades Térmicas de las Rocas.	64
2.14.3.1- Capacidad Calorífica de Rocas Saturadas.....	64
2.14.3.2- Conductividad Térmica.....	64
2.14.3.3- Difusividad Térmica.....	64
2.15- PROCESOS TÉRMICOS DE DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO A CORTA DISTANCIA (SDOD).....	65
2.15.1- Ventajas de los Procesos de Desplazamiento del Petróleo a Corta Distancia.....	65
2.15.2- Aspectos a Considerar Durante la Aplicación de un Proceso de Desplazamiento del Petróleo a Corta Distancia.....	66
2.15.3- Tipos de Procesos de Desplazamiento del petróleo a Corta Distancia.....	67
2.15.3.1- S.A.G.D. - Steam Assisted Gravity Drainage.....	68
2.15.3.1.1- Ventajas del Proceso S.A.G.D.....	69
2.15.3.1.2- Desventajas del Proceso S.A.G.D.....	69
2.15.3.2- V.A.P.E.X.- Vapor Petroleum Extraction.....	70
2.15.3.2.1- Características del Proceso V.A.P.E.X.....	70
2.16- PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO TOE TO HEEL (TTH).	71
2.16.1- Historia los Procesos de Desplazamiento Toe to Heel.....	71
2.16.2- Características de los Procesos de Desplazamiento Toe to Heel... 71	
2.16.3- Desventajas de los Procesos de Desplazamiento Toe to Heel.....	73
2.16.4- Arreglos de Pozos Usados en los Procesos de Desplazamiento Toe to Heel.....	73
2.16.5- Proceso Toe to Heel Waterflooding (TTHW).....	73



2.16.6- Proceso Térmico Toe to Heel Air Injection (THAI).....	74
2.16.7- Concepto de CAPRI (Versión Catalítica del THAI).....	75
2.17- PROCESO TOE TO HEEL STEAMFLOOD (THSF).....	75
2.17.1- Antecedentes del Proceso THSF.....	75
2.17.2- Características del Proceso THSF.....	76
2.17.3- Factores que afectan el proceso THSF.....	77
2.17.3.1- Espesor de la zona productora.....	77
2.17.3.2- Intercalaciones de arcillas.	78
2.17.3.3- Tasas, presiones y calidad de inyección del vapor.....	78
2.17.3.4- Propiedades de los fluidos de la formación.....	78
2.17.3.5- Configuración del proceso THSF.....	78
2.17.4- Desventajas del proceso THSF.	78
2.17.5- Recomendaciones para Aplicar el Proceso THSF.	79
2.17.5.1- Ventajas de Agregar Solventes Durante el Proceso THSF.	80
2.17.6- Semejanzas entre el Proceso Single Well SAGD (SW-SAGD) y THSF.....	80
2.17.7- Principales Diferencias entre SAGD, VAPEX y Procesos de Desplazamiento TTH.....	81
2.18- SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.....	82
2.18.1- Razones para Utilizar la Simulación Numérica de Yacimientos. ..	84
2.18.2- Tipos de Simuladores Numéricos de Yacimientos.	85
2.18.2.1- Simuladores de Petróleo Negro.....	85
2.18.2.2- Simuladores Composicionales.	85
2.18.2.3- Simuladores Térmicos.....	86
2.18.2.4- Simuladores Químicos.	86
2.18.3- Representación Geométrica del Yacimiento o Tipos de Mallado de Simulación.	86
2.18.3.1- Modelo Cero Dimensional (0-D).	87
2.18.3.2- Modelos de Una Dimensión (1-D).	87



2.18.3.3- Modelos de Dos Dimensiones (2-D).....	87
2.18.3.4- Modelos de Tres Dimensiones (3-D).....	88
2.18.4- Etapas en la Simulación Numérica de Yacimientos.....	88
2.18.4.1- Inicialización.....	88
2.18.4.2- Cotejo Histórico.....	89
2.18.4.3- Predicciones.....	89
2.18.5- Aplicación de la Simulación Numérica de Yacimientos.....	89
2.18.5.1- Planificación de escenarios de Desarrollo.....	89
2.18.5.2- Esquemas de producción y estimación de reservas.....	89
2.18.5.3- Seguimiento de yacimientos.....	90
2.18.5.4- Distribución de Producción.....	90
2.19- SIMULADOR NUMÉRICO STARS (STEAM, THERMAL AND ADVANCED PROCESSES RESERVOIR SIMULATOR).....	90
2.19.1- Datos de Entrada del Simulador.....	91
2.19.1.1- Datos de Fluidos y Roca:.....	91
2.19.1.2- Datos de la Malla:.....	92
2.19.1.3- Datos de Producción e Inyección por Pozos:.....	92
2.20- POZOS HORIZONTALES.....	92
2.20.1- Ventajas De Los Pozos Horizontales.....	93
2.20.2- Desventajas De Los Pozos Horizontales.....	94
2.20.3- Aplicaciones De Los Pozos Horizontales.....	94
2.20.3.1- Reducción del número de localizaciones.....	95
2.20.3.2- Yacimiento con empuje de agua y/o capa de gas.....	95
2.20.3.3- Perforación en localizaciones inaccesibles.....	95
2.20.3.4- Recuperación mejorada de crudos.....	95
2.20.3.5- Yacimientos naturalmente fracturados.....	96
2.20.3.6- Yacimiento de poco espesor.....	96
2.20.3.7- Macolla de pozos horizontales.....	96
2.20.3.8- Yacimientos de alta permeabilidad.....	96



2.20.4- Producción en Pozos Horizontales.....	97
2.21- MECANISMOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	99
2.21.1- Bombeo Mecánico (BM).....	99
2.21.2- Bombeo De Cavidades Progresivas (BCP).....	99
2.21.3- Bombeo Electrosumergible (BES).....	100
2.21.4- Levantamiento Artificial Por Gas.....	100
2.21.5- Bombeo Hidráulico.....	100
2.22- EVALUACIONES ECONÓMICAS.....	101
2.22.1- Flujo de Caja.....	101
2.21.2- Horizonte Económico.....	102
2.21.3- Tasa de Descuento.....	102
2.21.4- Gastos.....	102
2.21.5- Egresos.....	102
2.21.6- Costos.....	103
2.21.7- Ingresos.....	103
2.21.8- Precio.....	103
2.21.9- Precio del Crudo.....	104
2.21.10- Indicadores Financieros.....	104
2.21.11- Indicadores Estáticos.....	104
2.21.11.1- Flujo de Caja Neto.....	104
2.21.11.2- Período de Recuperación de la Inversión.....	105
2.21.12- Indicadores Dinámicos.....	105
2.21.12.1- Valor Presente Neto (VPN).....	105
2.21.12.2- Tasa Interna de Retorno (TIR).....	106
2.21.12.3- Período de Recuperación Dinámico.....	107
2.21.12.4- Eficiencia de la Inversión (EI).....	107
2.21.12.5- Tiempo de Pago.....	107
2.21.13- Depreciación o Amortización.....	108



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	109
3.1- REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.	110
3.2- RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.	110
3.3- SELECCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.	110
3.4- SELECCIÓN DEL POZO.	111
3.5- ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS.	111
3.5.1- Modelo de Fluidos.	111
3.5.1.1- Propiedades del Petróleo.	112
3.5.1.2- Propiedades del Gas.	116
3.5.1.3- Propiedades del Agua.	118
3.5.2- Análisis de las Propiedades de las Rocas.	120
3.6- ESTIMACIÓN DEL PROMEDIO PONDERADO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS.	120
3.7- CÁLCULO DEL ÁREA Y VOLUMEN.	121
3.8- CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.	121
3.8.1- Inicialización del Modelo.	121
3.8.2- Construcción del Mallado y Definición de las Propiedades Petrofísicas.	121
3.8.3- Propiedades de los Fluidos en el Yacimiento.	122
3.8.4- Definición del Sistema Roca-Fluido.	122
3.8.5- Condiciones Iniciales del Modelo.	123
3.8.6- Condiciones Numéricas.	123
3.8.7- Definición de las Propiedades de los Pozos.	123
3.8.8- Definición de los Parámetros de los Pozos.	123
3.8.9- Volúmenes Originales en Sitio.	124
3.9- COTEJO HISTÓRICO.	125
3.10- ESQUEMAS O PLANES DE EXPLOTACIÓN (PREDICCIONES).	125
3.10.1- Flujo Natural o Caso Base:	125



3.10.2- THSF (Toe to Heel Steam Flood):.....	126
3.10.3- Inyección Alterna de Vapor:	126
3.10.4- Inyección Continua de Vapor:	126
3.10.5- Inyección Alterna de Vapor e Inyección Continua de Vapor:	126
3.11- COMPARAR LOS RESULTADOS DEL PROCESO THSF CON OTROS PROCESOS DE INYECCIÓN CONVENCIONAL.....	127
3.12- REALIZAR UNA EVALUACIÓN ECONÓMICA SOBRE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO.....	127
CAPÍTULO IV: DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	130
4.1- SELECCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	130
4.1.1- Selección de la Arena a ser Aplicado el Proceso.....	131
4.2- SELECCIÓN DEL POZO PARA SER APLICADO EL PROCESO.....	133
4.3- ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS.....	139
4.3.1- Análisis de las Propiedades de los Fluidos.....	139
4.3.1.1- Relación Gas Disuelto inicial en el Petróleo (Rsi).....	140
4.3.2- Análisis de las Propiedades de las Rocas.....	146
4.3.2.1- Permeabilidades Relativas.....	146
4.4- MODELO DE SIMULACIÓN.....	147
4.4.1- Mallado de simulación.....	148
4.4.2- Inicialización del modelo.....	151
4.5- COTEJO HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN.....	151
4.6- ESQUEMAS O PLANES DE EXPLOTACIÓN (PREDICCIONES).....	156
4.6.1- Flujo Natural o producción en frío.....	157
4.6.2- THSF (Toe-to-Heel Steam Flood).....	158
4.6.2.1- Sensibilidades del Punto de Inyección del Vapor.....	160
4.6.2.2- Sensibilidades de la Tasa de Inyección y la calidad del vapor.....	166
4.6.2.2.1- Esquema de THSF con d igual a 0 y Prof. a 70.....	166



4.6.2.2.2- Esquema de THSF con d igual a 0 y Prof. a 50.....	176
4.6.3- Inyección Alterna de Vapor (IAV).....	186
4.6.3.1- Sensibilidades a las Condiciones de Inyección Alterna de Vapor.	187
4.6.4- Inyección Continua de Vapor (ICV).....	195
4.6.4.1- Sensibilidades a las Condiciones de Inyección Continua de Vapor.....	195
4.6.5- Inyección Alterna de Vapor e Inyección Continua de Vapor (IAV- ICV).....	201
4.7- COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PLANTEADOS.....	203
4.8- REALIZAR UNA EVALUACIÓN ECONÓMICA SOBRE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO.....	211
4.8.1- Sensibilidades aplicadas a los diferentes escenarios de explotación.	215
CONCLUSIONES	219
RECOMENDACIONES	222
BIBLIOGRAFÍA	223



LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1. Características de las arenas del Yacimiento U1,3 MFB-53.	132
Tabla 4.2. Datos Básicos para generar el PVT Sintético.	140
Tabla 4.3- Valores obtenidos en la Generación del PVT Sintético.....	142
Tabla 4.4. Propiedades promedio del modelo.	151
Tabla 4.5. Comparación del POES y GOES, calculado por el Simulador y Analíticamente.	151
Tabla 4.6. Acumulado de Petróleo para Diferentes Presiones de fondo fluente.	157
Tabla 4.7. Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 1.500 Bls/día.	170
Tabla 4.8- Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 3000 Bls/día.	173
Tabla 4.9. Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 4.000 Bls/día.	175
Tabla 4.10. Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 1.500 Bls/día.....	178
Tabla 4.11. Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 3.000 Bls/día.....	182
Tabla 4.12. Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 4.000 Bls/día.....	185
Tabla 4.13. Acumulado de Petróleo para Diferentes Calidades.....	188
Tabla 4.14. Acumulado de Petróleo y Agua para Diferentes Tasas de Inyección. ...	190
Tabla 4.15. Acumulado de Petróleo para Diferentes Tiempos de Inyección.....	192
Tabla 4.16. Acumulado de Petróleo para Diferentes Tiempos de Remojo.	193
Tabla 4.17. Acumulados de Petróleo y Agua para Diferentes Tamaños de Arreglo.	197
Tabla 4.18. Acumulado de Petróleo para Diferentes Calidades.....	198
Tabla 4.19. Acumulados de Petróleo y Agua para Diferentes Tasas de Inyección. .	200
Tabla 4.20. Acumulados de Petróleo y Agua para Diferentes Ciclos de IAV en un Proceso Combinado IAV-ICV.	203
Tabla 4.21. Resultados para los diferentes escenarios de producción.	205
Tabla 4.22. Costos utilizados para la Evaluación Económica.	212
Tabla 4.23. Petróleo Acumulado durante el periodo 2010-2020.	213
Tabla 4.24. Indicadores financieros para todos los escenarios Planteados.	213
Tabla 4.25. Sensibilidades al proceso IAV (Inversión inicial 9.000 MBsF).	215
Tabla 4.26. Sensibilidades al proceso THSF (Inversión inicial 8.000 MBsF).....	216
Tabla 4.27. Sensibilidades al proceso IAV-ICV (Inversión inicial 32.000 MBsF).	216
Tabla 4.28. Sensibilidades al proceso ICV (Inversión inicial 32.000 MBsF).....	217



LISTA DE FÍGURAS

Figura 3.1- Metodología aplicada en el proyecto.....	109
Figura 3.2- Gráfico utilizado para determinar el Factor Z.....	117
Figura 4.1- Pozos en Producción en el Yacimiento U1,3 MFB-53, Campo Bare Este.	131
Figura 4.2- Ubicación de la zona Centro-este del yacimiento.	133
Figura 4.3- Pozos seleccionados para el estudio de simulación.....	134
Figura 4.4- Producción acumulada del pozo MFB-675.....	135
Figura 4.5- Tasa de Producción de Petróleo y Porcentaje de agua y sedimentos del pozo MFB-675.	135
Figura 4.6- Producción acumulada del pozo MFB-684.....	136
Figura 4.7- Tasa de Producción de Petróleo y Porcentaje de agua y sedimentos del pozo MFB-684.	137
Figura 4.8- Producción acumulada del pozo MFB-688.....	138
Figura 4.9- Tasa de Producción de Petróleo y Porcentaje de agua y sedimentos del pozo MFB-688.	138
Figura 4.10- Comportamiento de la RGP Inicialmente.	141
Figura 4.11- Comportamiento de la Viscosidad con respecto a la Presión.....	142
Figura 4.12- Factor Volumétrico con respecto a la Presión.....	143
Figura 4.13- Solubilidad del Gas en el Petróleo con respecto a la Presión.....	144
Figura 4.14- Viscosidad del gas con respecto a la presión.	145
Figura 4.15- Factor volumétrico del gas con respecto a la presión.....	145
Figura 4.16- Curvas de Permeabilidad Relativa para el Sistema Agua-Petróleo.....	147
Figura 4.17- Curvas de Permeabilidad Relativa para el Sistema Gas-Petróleo.	147
Figura 4.18- Mapa estructural del modelo generado por geoestadística.....	149
Figura 4.19- Mapa de espesores del modelo generado por geoestadística.	149
Figura 4.20- Mapa que indica la distribución de la porosidad del modelo generado por geoestadística.	150
Figura 4.21- Mapa que indica la distribución de la permeabilidad del modelo generado por geoestadística.	150
Figura 4.22- Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB- 675.....	153
Figura 4.23- Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB- 684.....	153



Figura 4.24- Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB-688.....	154
Figura 4.25- Cotejo del histórico de producción del agua por tasas del Pozo MFB-675.....	155
Figura 4.26- Cotejo del histórico de producción del agua por tasas del Pozo MFB-684.....	155
Figura 4.27- Cotejo del histórico de producción del agua por tasas del Pozo MFB-688.....	156
Figura 4.28- Acumulado de petróleo en frío a diferentes Pwf en el Pozo MFB-688.....	158
Figura 4.29- Configuración del THSF y las variables a sensibilizar para determinar el mejor punto de inyección del vapor.....	159
Figura 4.30- Mallado refinado de la zona de drenaje del Pozo MFB-688 D y el Pozo Inyector.....	161
Figura 4.31- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 D, y el Inyector MFB-688 D Iny, fijando <i>Prof.</i> 50 y sensibilizando <i>d</i> a 0, 25 y 50 pies.....	163
Figura 4.32- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 D, y el Inyector MFB-688 D Iny, fijando <i>Prof.</i> 50 y sensibilizando <i>d</i> a 0, 25 y 50 pies con Acercamiento.....	163
Figura 4.33- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 D, y el Inyector MFB-688 D Iny, fijando <i>d</i> 0 y sensibilizando <i>Prof.</i> a 30, 50 y 70 pies.....	164
Figura 4.34- Vista en corte la Saturación inicial del Petróleo del Pozo MFB-688 D, y el Inyector MFB-688 D Iny, fijado a <i>d</i> 0 y sensibilizando <i>Prof.</i> 70 pies.....	165
Figura 4.35- Vista en corte la Saturación Final del Petróleo del Pozo MFB-688 D, y el Inyector MFB-688 D Iny, fijado a <i>d</i> 0 y sensibilizando <i>Prof.</i> 70 pies.....	165
Figura 4.36- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para un Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día.....	167
Figura 4.37- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día Acercamiento.....	167
Figura 4.38- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para un Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día.....	168
Figura 4.39- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día Acercamiento.....	168
Figura 4.40- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día.....	171
Figura 4.41- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día Acercamiento.....	171



Figura 4.42- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día.....	172
Figura 4.43- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día.....	173
Figura 4.44- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día Acercamiento.....	174
Figura 4.45- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día.....	174
Figura 4.46- Acumulados de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para Tasas de Inyección de 1.500 Bls/día, 3.000 Bls/día, y 4.000 Bls/día, a una calidad de 0,8.	175
Figura 4.47- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día.....	176
Figura 4.48- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día Acercamiento.....	177
Figura 4.49- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día.....	177
Figura 4.50- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para un Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día.....	178
Figura 4.51- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día.....	180
Figura 4.52- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día Acercamiento.....	181
Figura 4.53- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día.....	181
Figura 4.54- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día Acercamiento.....	182
Figura 4.55- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día.....	183
Figura 4.56- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día Acercamiento.....	184
Figura 4.57- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día.....	184
Figura 4.58- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para un Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día Acercamiento.....	185
Figura 4.59- Petróleo Acumulado para Diferentes Calidades.....	188
Figura 4.60- Petróleo Acumulado para Diferentes Tasas de Inyección.....	189



Figura 4.61- Agua Acumulada para Diferentes Tasas de Inyección.....	190
Figura 4.62- Petróleo Acumulado para Diferentes Tiempos de Inyección.....	191
Figura 4.63- Petróleo Acumulado para Diferentes Tiempo de Remojo.....	192
Figura 4.64- Petróleo Acumulado para Uno y Tres Ciclos de Inyección.	194
Figura 4.65- Agua Acumulada para Uno y Tres Ciclos de Inyección.	194
Figura 4.66- Petróleo Acumulado para Diferentes Tamaño de Arreglo de pozos....	196
Figura 4.67- Agua Acumulada para Diferentes Tamaño de Arreglo de pozos.....	197
Figura 4.68- Petróleo Acumulado para Diferentes Calidades.....	198
Figura 4.69- Petróleo Acumulado para Diferentes Tasas de Inyección.....	199
Figura 4.70- Agua Acumulada para Diferentes Tasas de Inyección.....	200
Figura 4.71- Petróleo Acumulado en un Proceso Combinado IAV-ICV.....	202
Figura 4.72- Agua Acumulada en un Proceso Combinado IAV-ICV.	202
Figura 4.73- Petróleo Acumulado para los diferentes escenarios de producción.	204
Figura 4.74- Petróleo y Agua acumulada para los diferentes escenarios.....	206
Figura 4.75- Agua Acumulada para los diferentes escenarios.....	206
Figura 4.76- Relación Petróleo/Vapor Acumulada.....	208
Figura 4.77- Relación Petróleo/Vapor Instantánea.	209
Figura 4.78- Gas Acumulado para los diferentes escenarios de producción.	211



RESUMEN

Este trabajo presenta los resultados de un estudio de simulación numérica realizado al Yacimiento MFB-53 Arena U1,3, ubicado en el Campo Bare del Área Ayacucho en la Faja Petrolífera del Orinoco. El modelo dinámico de fue construido con el simulador STARS, con un mallado de tipo ortogonal cornet point conformado por un total de 58.368 celdas, 76 en dirección I, 32 en J y 24 en Z, a partir de la información estructural y petrofísica de un estudio especializado del modelo estático del yacimiento en estudio. Se generó un PVT sintético para representar las propiedades de los fluidos, además las curvas de permeabilidad relativa se obtuvieron de un análisis de núcleo realizado en el área, el modelo de simulación fue inicializado de manera satisfactoria, para luego proseguir con la fase del cotejo histórico. Posteriormente se realizó la fase de las predicciones con la aplicación de diferentes procesos. Se evaluaron diferentes escenarios de producción, principalmente el proceso térmico de corta distancia THSF, además de otros escenarios como el agotamiento natural y otros procesos térmicos de inyección de vapor convencional (inyección alterna y continua de vapor) por un período de 10 años. Los resultados obtenidos fueron sometidos a un análisis económico, obteniéndose que para efectos de explotación en caliente el proceso de recuperación mejorada que se sugiere es el correspondiente a la técnica THSF el cual obtuvo los mejores resultados con una calidad del 80%, una tasa de vapor de 250 ton/día con el pozo vertical de inyección ubicado a 70 pies por encima de la sección final del pozo horizontal productor arrojando excelentes resultados permitiendo aumentar la producción de petróleo en el orden de un 50% con una inversión mínima dadas las condiciones operacionales propuestas en este estudio.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1- Planteamiento del Problema.

En la actualidad, se está observando un incremento a nivel mundial en la producción y reservas de petróleo pesado, de igual manera ocurre en Venezuela, específicamente la Faja Petrolífera del Orinoco, ya que es una de las acumulaciones de petróleo pesado y extrapesado más grande del mundo, con enormes reservas de Petróleo Original en Sitio, alrededor de $1,2 \times 10^{12}$ barriles normales de crudo pesado y extrapesado, de los cuales según la más reciente certificación, unos 220 mil millones de barriles normales son económicamente recuperables con la tecnología actualmente disponible. La Faja Petrolífera del Orinoco contiene una sola segregación de crudo pesado y extrapesado, con varios rangos de gravedad que cubren desde 7 hasta 18 °API. Sin embargo, este crudo se caracteriza por altos valores de viscosidad, es decir, su movilidad es tan baja a condiciones de yacimiento que impide un alto recobro de los mismos por flujo natural. Esto refleja la necesidad urgente de evaluar tecnologías que permitan implantar un plan de explotación de petróleo pesado y extrapesado, que soporte las demandas del mercado internacional. Para efectos de mejorar el recobro de estos crudos es recomendable aplicar un método de recobro térmico (inyección de vapor) cuyo objetivo principal sea obtener un porcentaje adicional del crudo que queda retenido en el yacimiento, esto debido a que el vapor transporta calor lo que permite calentar el fluido y por ende su viscosidad disminuirá con el consiguiente aumento de la movilidad a condiciones de yacimiento.

Sin embargo, como todo proceso, se debe llevar a cabo un estudio de factibilidad del proceso Toe To Heel Steamflood (THSF) en la Arena U1,3 del Yacimiento MFB-53 ubicado en el Campo Bare. Para ello en la actualidad se dispone de una amplia gama de software, los cuales por medio de un conjunto de programas



de computación usan métodos numéricos que permiten obtener una solución aproximada del modelo matemático, en el cual el yacimiento es visualizado como un conjunto de regiones o bloques que representan volúmenes discretos de una malla en que se ha subdividido el yacimiento.

Por ello haciendo uso de la simulación numérica de yacimientos, mediante la aplicación “STARS”; un simulador desarrollado por CMG, empresa especialista en el área de simulación de procesos térmicos, se realizará un ajuste del modelo dinámico del yacimiento con la finalidad obtener un aproximado del comportamiento de flujo y energético del yacimiento. Además de determinar los parámetros óptimos de producción (tasa de inyección, longitud horizontal de los pozos, espaciamiento entre ellos) permitirá proponer el esquema de producción que sea más óptimo desde el punto de vista técnico y económico, usando la técnica THSF en su forma directa (VIHP), para la explotación de la Arena U1,3 y posteriormente comparar los resultados obtenidos con algunas técnicas convencionales de inyección de vapor (IAV-ICV). Sin embargo, antes de esto, es necesario realizar un estudio previo para seleccionar el área y los pozos donde se llevará a cabo el estudio que permitirá evaluar y/o determinar si existe la posibilidad de aplicación de este método de inyección de vapor en el yacimiento MFB-53.



1.2- Objetivos.

1.2.1- Objetivo General:

Evaluar la factibilidad técnica y económica del proceso Toe To Heel Steamflood (THSF) en la Arena U1,3 del Yacimiento MFB-53, del Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco mediante simulación numérica de yacimientos.

1.2.2- Objetivos Específicos

1. Realizar el ajuste del modelo de simulación de la Arena U1,3 del Yacimiento MFB-53.
2. Proponer diferentes escenarios de explotación utilizando el proceso Toe to Heel Steamflood en su configuración directa (VIHP).
3. Comparar los resultados del proceso THSF con otros procesos de inyección convencional.
4. Realizar una evaluación económica sobre la rentabilidad del proyecto.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1- Antecedentes.

Xia, T.X. y Greaves, M. (2000) “Upgrading Athabasca Tar Sand Using Toe To Heel Air Injection”. En este estudio se realizó un experimento en un modelo físico 3D usando arena bituminosa de Athabasca cuya viscosidad a 15°C es de 1.000.000 mPa·s. Se utilizó una configuración alternada de un pozo vertical de inyección y 2 pozos horizontales de producción (VI2HP). La producción de petróleo empezó a los 300 min, y se logró recuperar el 23% del POES después de 14 horas. La tasa de inyección de vapor fue de 10 cc/min, la relación vapor/petróleo fue de 5 y durante el período de producción se redujo a 3. La temperatura del frente de vapor se estabilizó alrededor de 134°C y su propagación se mantuvo estable a los 720 min ^[1].

Turta, T.A., Singhal, A.K., Xia, T.X., Greaves, M., Goldman, J., e Ivory, J. (2009) “Preliminary Consideration on Application of Steamflooding in a Toe To Heel Configuration”. En este estudio se llevaron a cabo, a nivel de laboratorio, experimentos en un modelo 3D usando crudo pesado con una viscosidad de 15.000 cPs. La primera prueba contempló una inyección convencional de vapor la cual duró 8 horas, se logró un alto recobro de petróleo (55% del POES), la eficiencia del proceso fue alta en las primeras 5 horas cuando la relación vapor/petróleo fue menos de 4m³/m³, en general la caída de presión durante el proceso fue alta. La segunda prueba se inyectó solo vapor en configuración Toe To Heel, la prueba duró más de 12 horas, el recobro de petróleo fue de aproximadamente 50% del POES, la eficiencia del proceso fue alta en las 2-3 primeras horas cuando la tasa de petróleo fue de 5 gal/min y la relación vapor/petróleo fue de aproximadamente 5. En general la prueba fue relativamente ineficaz, hubo canalización del vapor a través del pozo productor, y una alta relación vapor/petróleo. La tercera prueba tuvo una duración de 13,5 horas,



se inyectó vapor además de nitrógeno, se obtuvo un recobro de aproximadamente 77% del POES, la relación vapor/petróleo tuvo fluctuaciones ya que se registraron ráfagas de vapor en los pozos productores las cuales se volvieron más frecuentes hacia el final de la prueba y los fluidos producidos tenían una alta temperatura. En general la cámara de vapor se formó mucho más rápido en el tope y se obtuvo un favorable ángulo de inclinación del frente térmico. La última prueba fue similar a la anterior pero en vez de inyectar nitrógeno se inyectó propano, tuvo una duración de 12 horas, el recobro de petróleo representó el 74% del POES. En esta prueba la relación vapor/petróleo tuvo muy pocas variaciones, no se registraron ráfagas de vapor a través de los pozos productores y los fluidos producidos tenían una baja temperatura aún hacia el final de la prueba ^[2].

Delgadillo, C. y Muñoz, S. (2009) “Estudio de la Técnica Toe To Heel SteamFlood, THSF: Una Nueva Opción para el Recobro de Crudo Pesado”. Se realizó un estudio de simulación numérica de la técnica THSF, se construyó un mallado cartesiano considerando que sus propiedades son uniformes en toda la extensión del modelo. Inicialmente se planteó una configuración de pozos de forma directa (VIHP). Al comparar con un proceso de inyección convencional se observó que el factor de recobro fue de apenas el 5% para el método convencional mientras que para la técnica THSF se alcanzó rápidamente un valor del 20%. Posteriormente se incluyó una configuración alterna del proceso (VI2HP), se observó que el factor de recobro aumenta de forma más acelerada para la configuración alterna, sin embargo, luego de 8 años el factor de recobro solo aumentó 2,5% ^[3].



2.2- Cuenca Oriental de Venezuela.

Es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela, comprende los estados: Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como la extensión meridional del Estado Sucre y el Estado Delta Amacuro, prolongándose mar adentro hacia la plataforma Deltana y el Sur de Trinidad.

La Cuenca Oriental de Venezuela es estructuralmente asimétrica y presenta una inclinación general hacia el Este. El flanco Sur buza suavemente hacia el Norte, mientras que el flanco Norte está conectado a la zona fallada de las cordilleras. Está situada en la zona Centro-Este de Venezuela entre los 8° a 11° de latitud Norte y los 61° a 66° de longitud Oeste, formando una depresión topográfica y estructural que comprende las subcuenca Guárico al Oeste y la subcuenca Maturín al Este ^[4].

Se encuentra limitada al Norte por la cordillera de la Costa, al Sur por el Río Orinoco desde la desembocadura del Río Arauca hasta Boca Grande siguiendo el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste está separada de la Cuenca de Barinas por el Macizo de El Baúl, al Este 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.

En Venezuela esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km. en sentido Este-Oeste y una anchura promedio de 200 Km. de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 Km².

Las acumulaciones más importantes pertenecen a las formaciones del período Terciario especialmente del Oligoceno y del Mioceno ^[5].

La evolución de la Cuenca es relativamente simple, debido a que desde el Paleozoico ha estado apoyada sobre el borde estable del escudo de Guayana, siendo



los suaves movimientos orogénicos de este los que ocasionaron transgresiones y regresiones extensas. Esto originó una columna estratigráfica que consta casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Cámbrico Inferior al Pleistoceno ^[5].

2.3- Faja Petrolífera del Orinoco.

La Faja Petrolífera del Orinoco es una de las acumulaciones de petróleo pesado y extrapesado más grande del mundo, inicialmente conocida como Faja Bituminosa, está situada en la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y se extiende en sentido Este-Oeste desde las cercanías de la ciudad de Tucupita, en el Estado Delta Amacuro, hasta las inmediaciones de la ciudad de Calabozo en el Estado Guárico. Cubre un área de 700 Km. de largo por 32 a 100 Km. de ancho, lo cual le da una extensión de 55.314 Km² aproximadamente. Geológicamente, es la parte Sur de la Cuenca Oriental, y geográficamente se le ha dado el nombre de Faja Petrolífera del Orinoco porque la gran parte de su límite Sur corre a lo largo y cercano al Río Orinoco ^[4].

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. De Este a Oeste se denominan: Carabobo, Ayacucho, Junín y Boyacá. Las arenas fueron sedimentadas al comienzo de una invasión marina, durante la cual se constituyó la Formación Oficina. Esa secuencia arenosa basal descansa en contacto discordante sobre el Cretáceo y sobre las rocas ígneas y metamórficas del Macizo Guayanés.

Estas acumulaciones de hidrocarburos pesados y extrapesados se encuentran localizadas en la Faja Petrolífera del Orinoco de la siguiente manera:



- ✓ Área Boyacá (anteriormente Machete): ubicada al Centro Sur del Estado Guárico, corresponde a la parte más occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco con una extensión superficial de aproximadamente 23.610 Km².
- ✓ Área Junín (anteriormente Zuata): ubicada al Sur – Este del Estado Guárico y el Sur – Oeste del Estado Anzoátegui.
- ✓ Área Ayacucho (anteriormente Hamaca): Ubicada al Centro-Sur del Estado Anzoátegui y comprende una superficie aproximada de 877.300 hectáreas (11.300 Km²).
- ✓ Área Carabobo (anteriormente Cerro Negro): ubicado en la zona Centro – Sur del Estado Monagas y Sur – Este del Estado Anzoátegui.

En muchos aspectos, la estructura de la faja es similar a la de toda el área de Oficina. Los sedimentos presentan rumbo regional Este-Oeste y buzamiento suave, de alrededor de 3° en la parte Sur, que aumenta hacia el Norte. Las fallas de carácter regional son normales, con rumbo en dos sistemas; uno Este-Oeste y el otro Noreste-Suroeste; los planos de falla se inclinan unos 45°, unas veces al Norte hacia la cuenca y otras al Sur, hacia el cratón. En la zona Noroeste se conocen dos fallas mayores, la falla de Ipire de dirección Noroeste, tiene buzamiento hacia el Norte y su máximo desplazamiento conocido es de 400 pies (121 m), la falla de Altamira se conoce con una longitud de 85 Km con rumbo Noroeste y en ella la falla principal parece estar conectada con dos fracturas escalonadas de extensión local. Estas fallas están inclinadas y tiene desplazamiento hacia el Norte de 250 pies (76 m) ^[6].

En la región Norte-Centro-Oriente se observa la mayor cantidad de fallamiento de los dos sistemas denotados. En la zona Norte-Central predominan los rumbos Noreste y desplazamientos al Norte, mientras que en la Oriental las fallas son más frecuentes en el sistema Este-Oeste, con buzamiento hacia el Sur. En el extremo Sur de la faja no se han observado evidencias de fallamiento ^[6].



El entrapamiento del petróleo se produce a veces por levantamientos contra la bifurcación de dos líneas de fallas, otras veces la razón es puramente estratigráfica y por separación lateral de arenas en el borde de los canales o por cambios en la permeabilidad de los lentes de arena y a veces por una barrera de permeabilidad. Otras veces el entrapamiento tiene carácter mixto estratigráfico-estructural ^[6].

La Faja Petrolífera del Orinoco contiene una sola segregación de crudo pesado y extrapesado, con varios rangos de gravedad que cubre desde 7 hasta 18 °API (Felder B. et, al.1980), la gravedad promedio es cerca de 10° API. En la actualidad la faja constituye uno de los mayores yacimientos del mundo, con enormes reservas de Petróleo Original en Sitio, alrededor de $1,2 \times 10^{12}$ barriles de crudo pesado y extrapesado, de los cuales unos 270 millares de barriles son económicamente recuperables con la tecnología actualmente disponible ^[4].

La perforación en la región comenzó en 1953 y aunque para aquella época se pudo demostrar que el área contenía una extensa acumulación de crudos pesados y extrapesados, solo se perforaron 58 pozos en los siguientes 25 años. Esto se debió principalmente al hecho de que se disponía de grandes cantidades de crudos livianos, cuya explotación resultaba más económica en comparación con la de los crudos pesados y extrapesados que requerían de tecnologías más complejas y costosas para su producción, transporte y procesamiento ^[6].

Entre 1979 y 1983, PDVSA comenzó la exploración de las áreas a través de un programa intensivo con el fin de cuantificar la magnitud de los recursos de la faja, las características de los yacimientos y la calidad de los fluidos contenidos en ellos ^[6].



2.4- Área Ayacucho.

El Área Ayacucho puede definirse estratigráficamente como una cuña de rocas sedimentarias que se engrosa e inclina hacia el Norte, suprayacente al basamento ígneo–metamórfico de edad Precámbrica ^[4].

Tiene una extensión de 11.300 Km² y está ubicada en la parte Sur central del Estado Anzoátegui. Constituye una de las mayores áreas operacionales de crudo pesado y extrapesado en Venezuela. Limita por el Norte con las áreas tradicionales de crudo pesado: Yopales Sur, Miga, Melones, Adas y Lejos; al Sur con el Río Orinoco, al Este con el área de Carabobo y al Oeste con el área de Junín. Para los efectos de cuantificación de recursos, el área de Ayacucho se ha dividido en Ayacucho Norte y Ayacucho Sur, la primera se considera área de interés de desarrollo primario a corto plazo, en la cual se encuentra el Bloque Bare. El área Sur se subdivide en dos áreas: una denominada área Pao o sector Sur-Oeste y otra conocida como sector Sur–Este ^[4].

Por razones operativas, el Área de Ayacucho está dividida en 25 cuadrángulos o bloques nominados según la toponimia de etnias y caciques de Venezuela, iniciando cada uno con las letras del alfabeto (desde la A hasta la Y). Estos cuadrángulos son: Arecuna (A), Bare (B), Cariña (C), Dobokubi (D), Eñepa (E), Farante (F); Guahibo (G), Huyapari (H), Irapa (I), Japreria (J), Kuripaco (K), Lache (L), Makiritare (M); Ninan (N), Orechicano (O), Piaroa (P), Quiriquire (Q), Rionegrino (R), Sanema (S); Taurepan (T), Uaica (U), Viakchi (V), Warao (W), Xamatari (X) y Yaruro (Y) ^[6].

2.5- Campo Bare.

El Campo Bare fue descubierto en el año 1978 por el pozo MFB-0001, el cual alcanzó la profundidad de 4.400 pies MD en el Basamento. Fue probado en las Arenas de la unidad U1 (3.598-3.616) con 28 BPPD, 82,1%AyS, 5.607 RGP 9,9 °API, el 21/10/79. Hasta comienzos de los años noventa la perforación de pozos fue esencialmente vertical (307 pozos), y a partir de aquí, se llevó a cabo la perforación



de pozos inclinados y horizontales con un total de 518 pozos. La producción actual está en el orden de los 116 MBPPD, 44 MMPCGPD y 19 MBAPD equivalente a un 20 %AyS. A partir del año 1994 se incrementó la producción como consecuencia de la campaña de perforación de pozos horizontales ^[7].

Según cifras oficiales, el POES para el año 2006, asciende a 14,2 MMMBP de petróleo pesado y extrapesado entre 8 y 15 °API con un promedio de 11 °API. El factor de recobro primario promedio es de 14% con unas reservas recuperables de 2,3 MMMBP. La producción acumulada para noviembre del 2007 es de 442,3 MMBP teniendo un factor de recobro actual de solo el 3%. Las reservas remanentes son de 1,9 MMMBP. El volumen de gas asociado y libre (GOES) está en el orden de los 1,95 BPCN, con unas reservas recuperables de 1,12 BPCN. La producción acumulada es de 60,8 MMPCN y las reservas remanentes se estiman en 1,06 BPCN (PDVSA-Oriente, 2006) ^[7].

El Campo Bare posee 246 yacimientos, de los cuales solo 56 están activos y 190 inactivos. De los 825 pozos perforados, el 98% han sido completados de los cuales el 49% están activos, 41% inactivos y el 10% abandonados ^[7].

El yacimiento principal contiene petróleo de 9°API, tiene una profundidad de 3.500 pies (1.070 metros), una presión inicial de 1.220 psi y una viscosidad mayor a 1.000 cPs ^[8].

2.5.1- Ubicación Geográfica del Campo Bare.

El Campo Bare se encuentra ubicado geográficamente en el Estado Anzoátegui, entre los Municipios Francisco de Miranda y Simón Rodríguez, abarca una superficie de unos 487 Km² con una longitud de 27 Km. y un ancho de 18 Km. aproximadamente. Se encuentra en el sector Noroccidental del Área Ayacucho, en la Faja del Orinoco, presentando un rumbo Este-Oeste. Está a unos 40 Km. al Sur de la



ciudad de El Tigre y a unos 70 Km. al Norte del Río Orinoco entre las coordenadas geográficas de 8° 28'00'' de latitud Norte, y 64° 01'00'' de longitud Este. (Figura 2.3). Los límites del Campo Bare son: al Norte con los Campos Miga (MG-) y Yopales (YS-). Al Este con los Cuadrángulos Cariña (MFC-) e Irapa. Al Oeste con el Campo Arecuna (MFA-), y al Sur con el Cuadrángulo Huyapari.

Las coordenadas UTM Datum La Canoa Huso 20 del Campo Bare son las siguientes [7]:

$$X \text{ min} = 361.980 \text{ m } X \text{ max} = 393.500 \text{ m}$$

$$Y \text{ min} = 941.985 \text{ m } Y \text{ max} = 961.400 \text{ m}$$

2.5.2- Estratigrafía del Campo Bare.

La sección sedimentaria de la columna estratigráfica preservada en el área, está constituida por sedimentos que abarcan desde el Precámbrico hasta el reciente, depositados en un ambiente fluvio-deltaico [6].

La secuencia sedimentaria comienza con las arenas de la Formación Merecure depositadas discordantemente sobre el basamento Ígneo-Metamórfico del Escudo de Guayana. Estas arenas representan una secuencia de canales apilados depositados sobre una planicie deltaica superior. Suprayacente a las mismas sigue una secuencia alternante de areniscas, lutitas, limonitas y lignitos pertenecientes a la Formación Oficina que fueron depositadas en ambientes deltaicos y marinos someros. Sobre la Formación Oficina se depositaron lutitas y limonitas transgresivas de la Formación Freites, de ambiente marino poco profundo. La parte superior de la secuencia la constituyen las arenas de la Formación Las Piedras de origen continental fluvial y de la Formación Mesa de origen fluvial [6].



En el Campo Bare, los yacimientos principales son canales de arena no consolidada de las Formaciones Merecure y la sección media y basal de la Formación Oficina ^[4].

A.-) Formación Merecure (Terciario: Oligoceno-Mioceno Temprano)

Según Funkhouser *et al.* (1948) la formación se compone más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad. Según el LEV (1970), la sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas dulces a salobres. Campos *et al.* (1985) Interpretan un ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas ^[4].

El contacto superior con la Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al marcado cambio litológico a ese nivel. Por consideraciones regionales, se presume que tanto el tope como la base de la Formación Merecure, se hacen más jóvenes hacia el sur y reflejan el avance del mar de Oficina en esa dirección. (LEV II, 1970); González de Juana *et al.* (1980). Para Campos *et al.* (1985) la Formación Merecure, en el Noreste de Anzoátegui, subyace concordantemente a las Formaciones Oficina o Capaya y discordantemente a la Formación Las Piedras; el contacto inferior de la unidad, a pesar de la aparente concordancia sobre la Formación Caratas, representa un hiato, es probablemente de contacto transicional lateralmente con la parte inferior de la Formación Carapita ^[4].

La formación se adelgaza hacia el Sur hasta acunarse, por debajo de la Formación Oficina, en los límites Sur del Área Mayor de Oficina ^[4].



B.-) Formación Oficina: (Terciario: Mioceno Temprano – Mioceno Medio)

La Formación Oficina forma parte de un ciclo transgresivo-regresivo (T-R) de 2º orden, el cual incluye casi toda la sección del Mioceno de la Cuenca Oriental de Venezuela y se extiende desde la base de la Formación Merecure (discordancia basal de de la cuenca antepaís del Terciario) hasta la base de la Formación Las Piedras (Abreu *et al.*, 2001). Descansa sobre el conjunto de sistemas de nivel bajo del mar que está constituido por depósitos fluviales a marinos de la Formación Merecure, e infrayace al conjunto de sistemas de nivel alto del mar, el cual está representado por la Formación Freites. El límite superior del ciclo T-R es una superficie de inundación máxima de 2º orden, la cual está ubicada cerca del contacto entre las formaciones Oficina y Freites (Abreu *et al.*, 2001) ^[7].

Hedberg *et al.* (1947) describen la Formación Oficina como una intercalación de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Para Hedberg *et al.* (1947) la sedimentación se inicia en condiciones de aguas dulces o salobres, continuando con repetidas alternancias de ambientes marinos someros, salobres y pantanosos; en general, las condiciones se hacen más marinas de oeste a este y de sur a norte ^[4].

Es importante tener en cuenta que las arenas de la Formación Oficina y Merecure, constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos de la Cuenca Oriental. Y las lutitas de la unidad han sido consideradas por algunos autores, como posible roca generadora de hidrocarburos (Hedberg, 1950; Méndez, 1985) ^[4].

2.5.3- Descripción Sedimentológica y Petrofísica de los Cuerpos Arenosos presentes en el Campo Bare.

A.-) Unidad U2,3 (unidad inferior): En la unidad U2,3 los canales distributarios presentan las mejores características petrofísicas como roca yacimiento,



con valores de porosidad de 30 y 36,5% y una permeabilidad de hasta 19.186 mD. Estos datos se presentan en el intervalo 3.688 a 3.634 pies. El espesor de estos cuerpos prospectivos es de 54,1 pies ^[7].

El espesor total está entre 20 y 300 pies constituido por arenas de cinturones de canales entrelazados apilados de baja sinuosidad donde la relación arena-lutita es mayor de 0,80. Esta unidad constituye la mejor roca reservorio del campo ^[7].

Los canales entrelazados se diferenciaron por su espesor (>50 pies) empaquetado masivo de arenas con curva de GR cilíndrico. A las áreas asociadas a estos canales se les llamó Áreas de Márgenes o Bordes de Canal/Depósitos de Rotura por su menor espesor, mayor intercalación de lutitas y formas granocrecientes hacia el tope ^[7].

B.-) Unidad U1 (unidad superior): El comienzo de la Formación Oficina se inicia con la unidad U1 cuya base es el límite de secuencia 2 y presentan una porosidad aproximada de 36,7%. Esta unidad muestra sedimentos retrogradacionales (transgresivos) de sistema encadenado transgresivo sobre la Formación Merecure.

Los ambientes interpretados para esta unidad en el Campo Bare van desde canales distributarios en la parte Oeste a barras de desembocadura y canales distributarios al Este. Los depósitos de rotura (abanicos) son comunes mientras que las marismas y los depósitos de bahía interdistributaria son escasos. La dirección de los canales es principalmente Norte-Sur en la parte occidental del campo y adquieren una dirección hacia el Noreste en la parte Nororiental del campo. Su sinuosidad es de baja a media ^[7].



Los espesores brutos van desde 30 a 90 pies con una relación arena-lutita de 0,95 hacia el Sur y Centro-Sur occidental, hacia la parte Norte, central y oriental esta relación disminuye ^[7].

Hacia el Este se interpretan dos (2) barras de desembocadura con anchos entre 3,6 (al Sur) y 10 Km. (al Norte), compuestas por dos (2) cuerpos de arena de unos 20 pies de espesor separados por una lutita de 5 a 10 pies ^[7].

Los abanicos y depósitos de rotura son extensiones entre los canales distributarios compuestos por arenas delgadas granocrecientes de espesores individuales entre 5 y 20 pies de espesor ^[7].

2.6- Yacimiento MFB-53.

El Yacimiento MFB-53 está constituido por las arenas más prospectivas de la Formación Oficina y Merecure, con producción de petróleo pesado y extrapesado. El mismo inicio su producción en febrero de 1985 mediante pozos verticales y desviados, acumulando 44.214 Mbls de crudos extraídos hasta el año 1993, fecha en la cual se comienza la incorporación a producción de pozos horizontales con un potencial promedio de 1.300 BPD ^[4].

El mecanismo principal de producción en el Yacimiento MFB-53 es desplazamiento por gas en solución, el cual está asociado al comportamiento espumante del crudo y empuje hidráulico ^[4].

2.6.1- Ubicación Geográfica del Yacimiento MFB-53.

El Yacimiento MFB-53, Arena U1,3 se encuentra en el Campo Bare, Área Ayacucho, pertenece a la unidad de explotación y producción extrapesados, Distrito Social San Tomé, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).



Dicho yacimiento está ubicado al Sur del Estado Anzoátegui, al Norte del Área Ayacucho comprometiendo volúmenes de los Bloques Bare y Huyapari, con una extensión de 12 Km. de Este a Oeste y 16 Km. de Norte a Sur. Aproximadamente 60 Km. al Sur de San Tomé ^[6].

2.6.2- Propiedades del Yacimiento MFB-53.

- ✓ *Profundidad:* 3.500 pies.
- ✓ *Profundidad del Plano de Referencia (DATUM):* 2.600 pies.
- ✓ *Porosidad Promedio:* 31%.
- ✓ *Permeabilidad Absoluta:* 8.000 mD.
- ✓ *Presión Inicial:* 1.200 lppc.
- ✓ *Presión de Burbujeo:* 1.200 lppc.
- ✓ *Presión de Abandono:* 200 lppc.
- ✓ *Temperatura de Yacimiento:* 137°F.
- ✓ *Gravedad API:* 9,4.
- ✓ *Factor Volumétrico Inicial (Bo):* 1,073 BY/BN.
- ✓ *Factor Volumétrico de Abandono (Boa):* 1,04 BY/BN.
- ✓ *Saturación de Petróleo:* 87%.
- ✓ *Solubilidad del Gas (Rs):* 106 PCN/BN.
- ✓ *Solubilidad del Gas al Abandono (Rs):* 20 PCN/BN.
- ✓ *Petróleo Original en Sitio (POES):* 5.935.521.150 BN.
- ✓ *Factor de Recobro Primario:* 19%.

Fuente: Libro de Reservas Oficiales, Diciembre 2007.

2.6.3- Rasgos Estructurales Locales del Yacimiento MFB-53.

La estructura geológica del Yacimiento MFB-53, está representada por un homoclinal fallado de rumbo Este-Oeste y de suave buzamiento de 1°-3° hacia el Norte, cortado básicamente por dos sistemas de fallas normales ^[4].



El área estuvo sometida a una tectónica de tipo distensivo y de poca intensidad (fallamiento normal). El entrapamiento en el Cuadrángulo Bare es de tipo combinado (estructural-estratigráfico), con fallas y controles litológicos laterales ^[6].

El patrón de fallamiento del área está definido por:

A.-) Fallas normales de rumbo Noroeste–Sureste: las cuales representan el patrón principal de fallamiento. Éste sistema de fallas posiblemente controló la sedimentación del área debido a que la distribución de los sistemas sedimentarios está casi paralelo a dicho sistema de fallas. El buzamiento es de alto ángulo y hacia el Sur-Oeste ^[4]. Consta de ocho (8) fallas de las cuales solo dos fallas, en la parte oriental buzaban al Noreste. Este sistema corta al otro sistema de fallas. Estas fallas también poseen capacidad sellante de acuerdo al ejercicio de distribución de fluidos llevado a cabo en el Campo Bare ^[7].

B.-) Fallas normales de rumbo Noreste–Suroeste: las cuales se presentan casi perpendicular al patrón principal de fallamiento antes mencionado. El buzamiento de estas fallas es hacia el Sur-Este ^[4]. Este sistema está representado por siete fallas de las cuales tres de ellas son fallas principales de larga extensión. Solo dos ramificaciones en la parte occidental del campo buzaban al Norte. La finalización oriental de la falla más al Norte tiene un rumbo Noroeste-Sureste que se sale del patrón de fallamiento. Estas fallas son sellante por la evidencia de distribución de fluidos ^[7].

2.6.4- Ambientes de Sedimentación.

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



A.-) Unidad U2,3 (unidad inferior): se asocia a un relleno de valle, el cual esta litológicamente representado por areniscas de grano medio a fino, bien escogidos, no consolidados, cuarzosas con intercalaciones de lutitas. Según análisis palinológicos (Intevp) se determinó que la unidad U2,3 se depositó en un ambiente fluvial denominado “ríos con corrientes entrelazadas” [6].

B.-) Unidad U1 (unidad superior): Esta litológicamente representado por areniscas de granos finos, cuarzosas, poco consolidadas las cuales presentan intercalaciones de lutitas, limonitas y carbones. El análisis palinológico indica la presencia de dinoflagelados enmarcados dentro del ambiente costero con influencia marina [6].

2.6.4.1- Arena Neta del Yacimiento MFB-53.

El espesor de arena neta en el Yacimiento U1,3/MFB-53 varía entre 21 pies a 138 pies. La geometría de los cuerpos arenosos está orientada en el sentido de la sedimentación (Norte-Sur) y tres ejes principales de canales son evidentes en el mapa de arena neta. El eje principal de canales en Trampa 15 indica una tendencia rica en arena que se muestra angosta hacia el Sur, se amplía en el área central de Trampa 15 y vuelve a constreñirse en la parte Norte. El ancho de los ejes principales es de 600 metros en el Sur 2,8 Km. en la parte central y 1 Km. de ancho al Norte de Trampa 15. La sinuosidad de los canales es baja, con un índice de sinuosidad de 1,17 (la sinuosidad del canal es la relación entre el largo del canal entre dos puntos y la distancia en línea recta entre estos mismos puntos; Schumm, 1963, Platts and others, 1983). El segundo eje se extiende desde el pozo MFB-52 en el Sur hasta más allá del pozo MFB-30 y 33 en el Norte. El espesor de arena neta en este eje es de hasta 95 pies y un ancho del orden de 1,6 Km. El tercer eje de canales se localiza al Este de Trampa 15 y está basado en un limitado control de pozos [7].



2.6.5- Características de los Fluidos del Yacimiento.

El petróleo contenido en este yacimiento presenta una gravedad API de 9,4 (tomado del PVT del pozo MFB-91) a una temperatura de 60°F, está compuesto principalmente de componentes pesados (Heptanos+) en un 71%, Metano en un 26% y etano, propano, iso-butano, normal butano, iso pentano en proporciones muy pequeñas.

2.6.6- Propiedades Petrofísicas del Yacimiento.

Se distinguen dos lentes separados por lutitas. Al Norte del yacimiento existe una zona de coalescencia entre los pozos MFB-91, 111, 108, 316 y en el Centro Sur entre los pozos MFB-291, 353, 357, 362, 376 y 386. El mejor lente es el U2,3 el cual tiene espesores que en algunos casos alcanza los 140 pies. El lente U1 tiene espesores menores aproximadamente 40 pies, pero sus características petrofísicas son similares [6].

Las mejores propiedades petrofísicas se presentan en el centro y al tope de la estructura, al centro del yacimiento existen los mejores espesores de arena neta petrolífera y en la base del yacimiento se observa altas saturaciones de agua. En general se tienen propiedades promedio de: 80 pies de arena neta petrolífera, 31% de porosidad, y 87% de saturación de hidrocarburos.

2.6.7- Comportamiento de Producción e Inyección Alterna de Vapor en el Yacimiento.

En el Yacimiento MFB-53, la actividad de IAV ha sido muy intensa desde su implantación como esquema de explotación en 1985, distinguiéndose una primera fase mediante pozos convencionales (verticales y desviados); hasta al año 1996 cuando se comienza a inyectar vapor en los pozos horizontales debido a su baja producción (posible daño causado por el lodo de perforación) [6].



El programa de IAV engloba la inyección de 275 ciclos y un acumulado de 1,4 MMTON de vapor. Luego de la estimulación con vapor se ha recuperado un total de 90,8 MMBNP de los cuales 47,7 MMBNP corresponden al petróleo adicional producto de la inyección alterna de vapor ^[6].

Hasta septiembre de 2006 la inyección alterna de vapor se ha realizado en 153 pozos del yacimiento (Bare-Oeste). Generalmente se aplicó solamente un ciclo, básicamente como una limpieza o estimulación, pero varios pozos tienen ciclos múltiples (hasta 5). El 46% de los pozos sometidos a IAV se aplicó un ciclo, 26% dos ciclos, 16% tres ciclos, 7% cuatro ciclos y solamente el 5% cinco ciclos. La inyección de vapor y la perforación de pozos horizontales han acelerado la producción de petróleo de este yacimiento.

2.6.8- Reservas.

El Yacimiento MFB-53, Arena U1,3 constituye la acumulación de hidrocarburos de mayor importancia de la trampa 15 y del Campo Bare, el POES (Petróleo Original en Sitio) se estima en unos 5.935.521.150 BNP, con unas reservas probadas de 1.127.749.019 BN siendo su factor de recobro del 19%. En la actualidad presenta una producción acumulada de petróleo de 270.747.863 BNP, y sus reservas remanentes son 857.001.156 BNP.

2.7- Área de Estudio.

El área de estudio es el Yacimiento MFB-53 ubicado en el sector Sureste del Campo Bare, esta en la zona de crecimiento conocida como Bare-Este.

El área Bare-Este abarca una extensión aproximada de 12.240 acres que contiene un POES de 2.079 MMBN, limitado al Norte por un contacto Agua-Petróleo a -2.864 pies, al Sur con un límite de concesión con la Operadora Petropiar, al Oeste



con una falla normal sellante (que la separa del área Bare-Oeste) y al Este con el Bloque Cariña.

El principal mecanismo de producción es el desplazamiento del petróleo por el gas en solución, el cual está asociado al comportamiento espumante del crudo. El comportamiento espumante se ha corroborado mediante pruebas de campo y laboratorios, y se caracteriza porque el gas en solución al liberarse queda atrapado en el petróleo, incrementándose la compresibilidad de la fase oleica.

El área de Bare-Este representa un sector del Yacimiento U1,3 MFB-53, el cual está separado del área Oeste por una falla sellante de gran extensión dividiendo prácticamente al yacimiento en dos bloques distintos conocidos como Zona Oeste (ubicado al lado oeste de la falla) y la Zona Este (ubicado al lado este de la falla). El área de Bare-Este no fue influenciada por la producción de la Zona Oeste, la cual es la zona donde se encuentra la mayor densidad de pozos; esto fue corroborado mediante mediciones de presión durante el comienzo de la fase de explotación del área con lo cual se determinó que esta zona se encontraba a la presión original del yacimiento de 1.230 lpca.

Actualmente la producción en la zona ha sido esencialmente en frío y se ha llevado a cabo a través de pozos horizontales y multilaterales de larga extensión.

2.8- Recuperación Térmica del Petróleo.

La recuperación térmica se define como un proceso en el cual se introduce calor intencionalmente dentro del yacimiento, con el propósito de aumentar el recobro de petróleo. En el caso de petróleos viscosos, los cuales actualmente son los de mayor interés, se utiliza calor para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. La reducción de la viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de



temperatura, permite no solo que el petróleo fluya más rápidamente sino que también resulta en una relación de movilidad más favorable ^[9].

2.9- Procesos de Recuperación Térmica.

Los procesos de recuperación térmica usados 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, a los cuales se les conoce como procesos in situ; estos procesos también se conocen como desplazamientos térmicos o tratamientos de estimulación.

En los desplazamientos térmicos, el fluido se inyecta continuamente en un número de pozos inyectoros para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos, esto no solamente reduce la resistencia al flujo sino que además, añade una fuerza que aumenta las tasas de flujo ^[9].

Por su parte en los tratamientos mediante estimulación térmica, solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos productores. En este tipo de tratamiento, la reducción en la resistencia al flujo, también puede provocar la remoción de sólidos orgánicos o de otro tipo de los orificios del revestidor, del forro ranurado o de la malla de alambre y aún de los poros de la roca que forma el yacimiento ^[9].

Los procesos térmicos más comúnmente usados son:

2.9.1- Inyección de Vapor.

Es uno de los métodos de recuperación con mayor eficiencia tanto térmica como económica en la explotación de crudos pesados y extrapesados, por lo que dicha técnica es ampliamente usada en el campo. El proceso consiste en suministrar



energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alterna ^[6].

2.9.1.1- Inyección Continua de Vapor (ICV).

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento el cual consiste en inyectar vapor en forma continua a través de algunos pozos y producir el petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos ^[9].

El vapor inyectado no solo lleva la energía calorífica (térmica) sino también la energía mecánica necesaria para ayudar en el desplazamiento del petróleo ^[10].

2.9.1.2- Inyección Alterna de Vapor (IAV).

Es un proceso térmico de recobro en el cual la inyección de vapor y la producción de petróleo se realizan por un mismo pozo ^[11]. Esta técnica consiste en la inyección intermitente de vapor a una formación productora por un periodo de tiempo determinado, luego del cual el pozo es cerrado por cierto tiempo y finalmente el pozo es nuevamente puesto en producción, esto es lo que se conoce como ciclo de inyección de vapor.

2.9.2- Inyección de Agua Caliente.

Es un proceso de desplazamiento que consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos y producir el petróleo por otros. Tal como en la inyección continua de vapor los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos ^[9].

La inyección de agua caliente involucra solamente el flujo de dos fases: agua y petróleo. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo son básicamente: la reducción de la viscosidad del petróleo y la expansión térmica de los fluidos de la formación ^[9].



2.9.3- Combustión In Situ.

Es un proceso de recuperación mejorada de petróleo donde la energía térmica para el desplazamiento del petróleo se genera al quemar parte del crudo del yacimiento, es decir, se inyecta aire (oxígeno) al yacimiento el cual mediante ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo ^[9].

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 ^[9].

Los diferentes tipos de combustión en sitio se clasifican en ^[10]:

- ✓ **Métodos Convencionales:** Combustión directa seca, combustión directa húmeda y combustión en reverso.

- ✓ **Métodos Mejorados:** Inyección de aire enriquecido, inyección de oxígeno y estimulación con combustión.

2.10- Consideraciones Generales en la Recuperación Térmica.

En recuperación térmica, se deben tener presente una serie de consideraciones respecto a las variables básicas del yacimiento, tales como profundidad, porosidad, saturación de agua, etc ^[9].



A continuación se presenta brevemente algunas consideraciones generales sobre las variables básicas del yacimiento.

2.10.1- Profundidad.

Es una consideración primordial en vista de que 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 mayor número de etapas de compresión [9].

2.10.2- Petróleo en Sitio.

Se considera que no es recomendable iniciar un proyecto térmico en una formación que contenga menos de 1.000 bls/acre-pie de petróleo en sitio [9].

2.10.3- Porosidad.

Tiene un papel importante en recuperación térmica ya que a medida que la porosidad aumenta, mayor es el volumen de petróleo que se calienta y menor el volumen de roca que se calienta [9].

2.10.4- Saturación de Agua.

En yacimientos donde se haya efectuado una inyección de agua exitosa, son pocas las probabilidades de que un proyecto térmico sea exitoso; sin embargo, existen muchas excepciones a esta regla, especialmente si el precio del crudo es alto. Se piensa que muchos yacimientos agotados por empuje natural hidráulico pueden ser buenos candidatos para recuperación térmica, cuando la viscosidad del petróleo es tan alta que la recuperación primaria es baja [9].

2.10.5- Segregación.

Yacimientos producidos por empuje por gas en solución donde haya ocurrido



segregación gravitacional, pueden presentar problemas cuando sean sometidos a procesos térmicos. Así por ejemplo, si un yacimiento con estas características es sometido a combustión en sitio, la cantidad de petróleo quemado como combustible puede resultar muy alto o puede ser que el aire inyectado se canalice por la zona de gas. Si se inyecta vapor, el vapor puede canalizarse por el tope de la arena, resultando en ruptura temprana del vapor inyectado ^[9].

2.10.6- 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 en sitio, al mismo tiempo que dificulta la predicción de la eficiencia areal y vertical. Una capa de lutita de 1-2 pies de espesor, puede evitar la comunicación de presión, aun después de que la roca debajo de ella haya sido quemada. Si se inyecta en una sección que contenga una de estas capas de lutita, el fluido inyectado puede confinarse a la zona de la sección debajo de la lutita, reduciendo así la eficiencia vertical ^[9].

2.10.7- Espesor de la 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 ^[9]. Arenas de poco espesor (menos de 30 pies), no se consideran como prospectos para inyección de vapor o agua caliente ^[6].

2.10.8- Movilidad del Petróleo.

En algunos yacimientos, el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil. Cuando esto ocurre es difícil 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. En algunos yacimientos, el petróleo tiene cierta movilidad, pero no la



suficiente para permitir tasas de producción de la magnitud de las alcanzadas en procesos térmicos. En este caso los pozos productores requieren alguna forma de estimulación ^[9].

2.11- Proceso de Inyección Continua de Vapor (ICV).

En la Inyección Continua de Vapor se usan pozos diferentes para inyectar y producir de manera tal que se aumentan la tasa de producción y la cantidad de petróleo que se recupera de cada pozo. El calor del vapor inyectado reduce la viscosidad del petróleo a medida que el fluido inyectado empuja el petróleo del inyector al productor.

Es un método de recuperación térmica que permite incrementar reservas en el orden del 40 a 50% del POES.

2.11.1- Antecedentes del Proceso de Inyección Continua de Vapor.

El uso de la inyección continua de vapor comienza en los años 1931-1932, 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 ^[9].

2.11.2- Mecanismos de Recuperación en el Proceso de Inyección Continua de Vapor.

- ✓ Reducción drástica de la viscosidad del petróleo con lo cual disminuye el corte de agua y la razón de movilidad agua-petróleo aumentando la eficiencia vertical.
- ✓ Expansión térmica del petróleo lo cual disminuye la S_{or} .
- ✓ Destilación con vapor de las fracciones más livianas del crudo.



- ✓ Estas fracciones vaporizadas se mezclan con el vapor de agua produciendo un desplazamiento inmisible del petróleo.
- ✓ Al condensarse en la zona fría, las fracciones livianas de petróleo se mezclan con el petróleo frío y hacen un desplazamiento miscible.
- ✓ El vapor condensado produce un desplazamiento inmisible en el frente lo cual estabiliza el frente de invasión.
- ✓ Debido a las altas temperaturas disminuye K_{rw} y aumenta K_{ro} .

Las magnitudes relativas de cada uno de estos efectos dependen de las propiedades del petróleo y del medio poroso en particular ^[9].

2.11.3- Ventajas del Proceso de Inyección Continua de Vapor.

- ✓ Presenta mayores razones de eficiencia areal, vertical y de desplazamiento que la inyección de agua caliente y fría.
- ✓ Actualmente se considera como el único proceso rentable para la recuperación mejorada de petróleo pesado y extrapesado.
- ✓ Se tienen mayores tasas de inyección y menores pérdidas de calor que en el caso de la inyección de agua caliente.

2.11.4- Desventajas del Proceso de Inyección Continua de Vapor.

- ✓ Alto costo de la generación del vapor, diseño de las líneas de vapor en superficie y de los pozos térmicos de inyección.
- ✓ Posible hinchamiento de las arcillas por parte del condensado del vapor lo cual reduce la inyectividad del vapor.
- ✓ 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.
- ✓ Se tienen limitaciones en cuanto a espesores y profundidades del yacimiento.
- ✓ Producción de emulsiones que en algunos casos son difíciles de romper.

2.12- Proceso de Inyección Alterna de Vapor (IAV).

También conocida como remojo con vapor, estimulación con vapor o inyección cíclica de vapor, es uno de los métodos de inyección más ampliamente usados en el presente. Esta popularidad deriva de la fácil aplicación de este método, de la baja inversión inicial y del rápido retorno de la misma ^[9].

2.12.1- Descubrimiento del Proceso de Inyección Alterna de Vapor.

En Octubre de 1959, 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 alterna de vapor ^[13].

2.12.2- Procedimiento de Campo.

2.12.2.1- Periodo de Inyección.

Se inyecta vapor de agua en un pozo productor por cierto periodo de tiempo (por lo general dos o tres semanas) para que el vapor caliente la zona cercana al pozo hasta un radio determinado el cual es aproximadamente $\frac{1}{4}$ del radio de drenaje del pozo. Regularmente se inyecta entre 10 y 50 MMBTU/Pie de esp./ciclo/pozo ^[11].



2.12.2.2- Periodo de Remojo.

Se cierra el pozo por uno o varios días para permitir que el vapor ceda su calor a la formación. Si se abre el pozo a producción tan pronto se le termina de inyectar el vapor, se producirá una gran cantidad de vapor inyectado conjuntamente con el petróleo. En este caso se aprovecha el diferencial de presión entre la presión de inyección y la de fondo fluyente para extraer el crudo. Por el contrario, si se deja un tiempo de remojo largo no se producirá vapor pero en este caso no se aprovecha el incremento de la diferencia de presión en la producción del crudo ^[11].

2.12.2.3- Periodo de Producción.

El pozo se abre nuevamente a producción. Inicialmente el pozo produce grandes cantidades de agua para luego producir petróleo caliente a elevadas tasas durante un cierto tiempo. Este periodo termina cuando la tasa de producción disminuye para alcanzar la tasa de producción original (En frío) y regularmente dura más de 6 meses ^[11].

Después del primer ciclo, un segundo ciclo de inyección hace que parte del petróleo de las regiones exteriores o zona fría que se ha movido a las vecindades del pozo sea producido junto con el petróleo remanente del final del primer ciclo. Si se utilizan varios ciclos de inyección, entra en juego un efecto importante denominado conducción radial. Este efecto se presenta en los alrededores del pozo, cerca del radio exterior de drenaje, a pesar de que los fluidos se están moviendo hacia el pozo durante la etapa de producción. Tal situación se obtiene si la tasa de producción es inferior a la crítica. Sin embargo, en un gran número de situaciones prácticas, se presenta este caso. Cuando se utilizan varios ciclos, las partes exteriores se van calentando aún más y da como resultado que más petróleo se mueva de las partes exteriores del yacimiento hacia las vecindades del pozo. Es importante tomar en cuenta el incremento de la razón agua-petróleo, como consecuencia del aumento en la



saturación de agua y en la permeabilidad relativa de la misma, por lo que, el recobro de petróleo durante tales ciclos será cada vez menor ^[14].

2.12.3- Mecanismos de Recuperación en el Proceso de Inyección Alterna de Vapor.

El mecanismo principal responsable del éxito de la inyección alterna o cíclica de vapor 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, otros factores que contribuyen a la recuperación del petróleo son ^[9,11]:

- ✓ Expansión volumétrica del petróleo.
- ✓ Incremento de la diferencia de presión (Drawdown).
- ✓ Efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas, K_{ro} y K_{rw} .
- ✓ Incremento de los mecanismos de producción por compactación, drenaje por gravedad y empuje por gas en solución.
- ✓ Efecto del calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor.
- ✓ La imbibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad, lo que provoca flujo de petróleo a los estratos permeables y finalmente al pozo.

**2.12.4- Ventajas del Proceso de Inyección Alterna de Vapor.**

Además de las ventajas inherentes al aprovechamiento total de la energía natural del yacimiento y la preparación de éste para otros procesos de recuperación adicional de petróleo, la inyección alterna de vapor presenta las siguientes características ^[6]:

- ✓ Es bien conocido.
- ✓ Es de aplicación general con resultados satisfactorios comprobados.
- ✓ No presenta problemas mecánicos sin solución.
- ✓ Se obtienen rápidamente elevadas tasas de producción de petróleo.
- ✓ La respuesta del yacimiento es inmediata.
- ✓ La rentabilidad del proceso es alta y el tiempo de retorno de la inversión es pequeño.
- ✓ No es afectado grandemente por las heterogeneidades del yacimiento.
- ✓ Debido al poco tiempo de contacto del vapor con el crudo ocurre menos producción de H₂S que en caso de la inyección continua de vapor.

2.12.5- Desventajas del Proceso de Inyección Alterna de Vapor.

Como es de suponer, el proceso de inyección alterna de vapor posee características, que traen como consecuencia las siguientes desventajas ^[9,11].

- ✓ 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.
- ✓ Solo una parte (30-50 %) del agua inyectada es producida cuando el pozo se abre a producción. Esto implica que una gran cantidad de agua se queda en el yacimiento formando una alta saturación en la zona alrededor del pozo.
- ✓ Acelera el mecanismo de compactación y hundimiento del terreno. Esto es beneficioso bajo el punto de vista de recobro pero puede producir graves problemas ecológicos en superficie.
- ✓ El condensado de vapor hincha las arcillas y reduce la inyectividad y productividad del pozo, debido a que puede dañar la permeabilidad del



yacimiento. Esto se puede controlar haciendo un pre-tratamiento de las arcillas con KOH, $Al_2(OH)_3$ o soluciones de polímeros.

- ✓ Se incrementa considerablemente la producción de agua de acuíferos activos que tenga el yacimiento.

2.13- Algunos Aspectos de Interés en la Inyección de Vapor.

2.13.1- Tasa y presión de Inyección.

La presión de inyección de vapor varía entre 500 y 1.400 lpc en el cabezal del pozo, para tasa de inyección de 150 a 600 ton/día de vapor. La tasa y presión de inyección de un pozo dado dependen del número de pozos inyectados simultáneamente, sus inyectividades, las líneas y sargas de inyección y los equipos accesorios y las distancias a la planta de vapor ^[6].

2.13.2- Período de Pre-calentamiento.

Un paso importante en el proceso de inyección de un pozo es el de “pre-calentamiento”, el cual consiste en dejar entrar al pozo sólo una cantidad muy pequeña de vapor. Así se produce un calentamiento gradual del sistema, con lo cual se evapora, y sale a la atmósfera, el agua que se dejó en el espacio anular sarga de inyección-revestidor en la conversión a inyector. En la superficie se detecta visualmente cuando se ha evaporado toda el agua, y se considera entonces que el pozo está listo para inyección. Mediante la observación de la salida del espacio anular se puede detectar así mismo cualquier fuga de vapor a través de la empacadura de inyección ^[6].

2.13.3- Distribución Vertical del Vapor.

Como se ha mencionado, en la inyección de vapor juegan papel importante, entre otros, los siguientes elementos: vapor (presión y tasa de inyección), yacimiento, roca (presión, porosidad, permeabilidad, espesor) y fluidos (viscosidad, saturación). Al considerar todos estos elementos se comprende que en la inyección de pozos



convencionales no puede esperarse una distribución uniforme del vapor en las diferentes arenas o zonas presentes en un pozo, y muchas veces ni en una misma zona; por el contrario en la inyección en pozos horizontales la distribución vertical del vapor se garantiza gracias al efecto de la segregación gravitacional, sin embargo el problema radica en la distribución uniforme del vapor a lo largo de la sección horizontal, donde hechos durante la inyección de vapor en los primeros proyectos desarrollados, indicaron que el vapor entraba con frecuencia en los primeros tramos de la tubería ranurada ^[6].

2.13.4-Tipo de Inyección.

El tipo de inyección que se programa para un pozo determinado puede ser convencional, selectivo y selectivo-consecutivo, con dependencia en lo siguiente ^[6]:

- ✓ Conocimiento de la distribución vertical del vapor en el pozo o en el área.
- ✓ Número y tipo de ciclos anteriores y comportamientos de producción del pozo en los mismos.
- ✓ Comportamiento de producción de pozos vecinos en condiciones similares.

En la inyección convencional, todo el intervalo abierto en el pozo es expuesto al vapor, es decir, no se intenta forzar la entrada del vapor en una sección determinada de dicho intervalo. En general, la inyección convencional se programa en los siguientes tipos de pozos ^[6]:

- ✓ Situados en áreas en las cuales no se conoce la distribución vertical del vapor.
- ✓ Con características geológicas que no ameritan otro tipo de inyección.
- ✓ Con condiciones mecánicas que no permiten otro tipo de inyección.
- ✓ En los cuales se sabe o se presume, que hay una distribución uniforme del vapor.



En la inyección selectiva, se trata de forzar la entrada de vapor en una zona determinada del intervalo abierto en el pozo ^[6].

Las inyecciones convencional y selectiva pueden evaluarse haciendo uso de la información obtenida con: perfiles de inyección, registros de temperatura de fondo, tasa de inyección y presiones de inyección, medidas de desahogo de presión (“pressure fall-off”), medidas de viscosidad del petróleo producido y comportamiento de producción ^[6].

2.14- Propiedades Térmicas de las Rocas y de los Fluidos.

Para comprender la recuperación del petróleo mediante la inyección del vapor de agua se requiere el conocimiento previo de las propiedades térmicas de todos los fluidos envueltos en el proceso, es decir, agua, vapor, petróleo y gas. Las propiedades de las rocas también son de interés, ya que las mismas absorben gran parte del calor inyectado ^[6].

Aunque en muchos cálculos estas propiedades se consideran constantes, la realidad es que ellas dependen de temperatura en la mayoría de los casos ^[9].

2.14.1- 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 ^[9].

2.14.1.1- Temperatura de Saturación o Punto de Ebullición 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 ^[9].



A la presión crítica del agua de 3.206,2 lpca, la temperatura de saturación es 705,4 °F, lo cual a su vez es su temperatura crítica ^[11].

2.14.1.2- Calor Específico del Agua y del 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 ^[9].

Excepto por el amoníaco líquido, el agua es el líquido con mayor calor específico 1,0 BTU/lb-°F a 14,7 lpca y 60°F; para el vapor, el calor específico es mucho menor, del orden de 0,56 BTU/lb-°F ^[9].

2.14.1.3- Calor Sensible o Entalpía del Líquido Saturado.

Es la cantidad de calor que se debe suministrar a una unidad másica de agua para incrementar su temperatura desde 32 °F (0 °C) hasta la temperatura de saturación a una presión dada constante, el mismo incrementa continuamente con presión hasta alcanzar la temperatura crítica ^[11].

2.14.1.4- Calor Latente de Vaporización.

Es la cantidad de calor que debe suministrarse a una unidad másica de agua a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor. Depende de la presión, disminuyendo a medida que la presión aumenta hasta desaparecer a la presión crítica. Después que un líquido comienza a hervir, cualquier adición de calor no produce un aumento en su temperatura, sino que es utilizado en la vaporización del líquido ^[6].



2.14.1.5- Entalpía del Vapor Seco y Saturado.

Es el contenido de calor de una unidad másica de vapor saturado a la temperatura de saturación, es decir, es la suma del calor sensible del agua saturada y del calor latente de vaporización del agua.

2.14.1.6- Calidad del Vapor.

La calidad del vapor expresa la fracción de la masa total de vapor húmedo que corresponde al vapor seco y saturado ^[6].

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.

2.14.1.7- Volumen Específico.

Se refiere al volumen ocupado por la unidad de masa de una sustancia a determinadas condiciones de presión y temperatura ^[9].

2.14.1.8- 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 saturación agregando calor al vapor seco y saturado. Bajo estas condiciones el vapor se denomina vapor sobrecalentado ^[9].

Es dudoso que el vapor sobrecalentado halle aplicación en la recuperación térmica, por lo menos no mientras se usen los generadores de vapor disponibles corrientemente, ya que el calor específico es bastante bajo, del orden de 0,56 BTU/lb-°F, por lo que un alto grado de sobrecalentamiento contribuye poco al contenido de calor ^[6].

**2.14.1.9- Viscosidad del Agua y del Vapor.**

El comportamiento de flujo de líquidos y gases está determinado por su viscosidad, la cual es una propiedad relacionada con la resistencia que una parte de un fluido ofrece al flujo de otra parte del fluido, y obedece la fricción interna entre las moléculas. Existen dos tipos de viscosidades, la dinámica (μ), cuya unidad en el sistema cgs es el “poise”, pero la unidad comúnmente usada es el “centipoise” y la viscosidad cinemática (ν), que es igual a la viscosidad dinámica dividida por la densidad del fluido en gr/cm^3 , y se expresa en “stokes”. La viscosidad de casi todos los líquidos disminuye a medida que aumenta la temperatura. Un comportamiento opuesto se observa en el caso de gases a presiones moderadas ^[6].

2.14.2- Propiedades Térmicas de los Hidrocarburos.

Desde el punto de vista de la recuperación térmica, las propiedades térmicas de mayor interés de los hidrocarburos son:

2.14.2.1- Viscosidad del Petróleo.

Es uno de los parámetros de mayor influencia en los procesos de recuperación de petróleo por inyección de vapor. En general, la viscosidad del petróleo disminuye al aumentar la temperatura; y la reducción es mayor cuanto más viscoso es el petróleo, lo cual da por resultado mayor capacidad de flujo que en condiciones originales de temperatura del yacimiento ^[6].

2.14.2.2- Peso Específico del Petróleo.

El peso específico de una sustancia es el peso por unidad de volumen de dicha sustancia. El peso específico del petróleo varía considerablemente con la temperatura, y es necesario determinarlo experimentalmente en cada caso particular. Sin embargo, en ausencia de datos experimentales, existen correlaciones empíricas para su cálculo ^[6].



2.14.2.3- Calor Específico.

Se define como calor específico de una sustancia a la cantidad de calor requerido para aumentar en un grado la temperatura de la unidad de masa de la sustancia ^[9].

2.14.3- Propiedades Térmicas de las Rocas.

2.14.3.1- Capacidad Calorífica de Rocas Saturadas.

Es la cantidad de calor que debe suministrarse a la unidad de volumen de la roca para elevar su temperatura en un grado. Puede determinarse a través de correlaciones, o encontrarse tabulada. La capacidad calorífica de las arcillas es necesaria para calcular las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes a la roca petrolífera ^[6].

2.14.3.2- Conductividad Térmica.

Es una propiedad que indica la cantidad de calor transferido por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. En general, varía con la presión y temperatura y se expresa normalmente en BTU/lb-pie-°F ^[9].

La conductividad térmica de un medio poroso depende de, entre otros factores: densidad, porosidad, temperatura, saturación de fluidos, tipos de fluidos y movimientos de los fluidos en las rocas. Es una propiedad difícil de medir y se ha observado que disminuye con temperatura, mientras que aumenta con saturación de agua, densidad de la roca, presión y conductividad térmica del fluido saturante ^[9].

2.14.3.3- Difusividad Térmica.

Se refiere a la capacidad para difundir el calor.



2.15- Procesos Térmicos de Desplazamiento de Petróleo a Corta Distancia (SDOD).

Los procesos de desplazamiento de petróleo a corta distancia son definidos como una categoría general de los procesos de desplazamiento del petróleo en los cuales cada partícula de petróleo, antes de ser producida, toma el camino de flujo más corto desde su posición original (en la formación) hacia el pozo productor; la movilidad (viscosidad) del fluido inyectado, ya no es un factor importante a controlar por lo que estos procesos están específicamente diseñados para la inyección de fluidos de alta movilidad, generalmente con relaciones de movilidad no favorables entre el fluido inyectado y el petróleo ^[15].

2.15.1- Ventajas de los Procesos de Desplazamiento del Petróleo a Corta Distancia.

- ✓ Pueden usar pozos productores e inyectores horizontales, o combinaciones de pozos horizontales productores y pozos verticales inyectores.
- ✓ Mitigación de los efectos de las heterogeneidades, estos efectos negativos son mitigados, principalmente, debido al uso del pozo horizontal como una depresión lineal.
- ✓ Reducen la importancia de la relación de movilidad, mientras reducen el camino de flujo. Este enfoque es más práctico, porque para la mayoría de los yacimientos de petróleo pesado, las presiones de inyección requeridas para mantener una tasa de producción económicamente aceptable son poco prácticas o pueden provocar fracturas, lo cual es siempre indeseable en los procesos de desplazamiento. Adicionalmente, es mucho más fácil aplicar pozos horizontales para reducir las distancias de flujo que cambiar la relación de movilidad en un sistema LDOD (procesos de desplazamiento del petróleo a larga distancia).



2.15.2- Aspectos a Considerar Durante la Aplicación de un Proceso de Desplazamiento del Petróleo a Corta Distancia.

Durante la aplicación de los procesos SDOD para la recuperación de petróleo pesado y bitumen, el aspecto más importante es la creación de una comunicación inicial entre pozos inyectoros y pozos inyectoros-productores ya que de esta comunicación inicial depende el éxito de los procesos térmicos a aplicarse. Este es un importante paso para los procesos SAGD y VAPEX, y es aún más importante para procesos de desplazamiento Toe to Heel, donde se intenta crear no solo la comunicación inicial sino también un frente de desplazamiento inicial casi vertical [15].

En arenas petrolíferas, para crear la comunicación inicial existen dos opciones:

- ✓ Calentar la región entre-pozos hasta el petróleo contenido en la región para lograr una cierta movilidad mínima.
- ✓ Mecánicamente desarrollar algún camino artificial (fracturas).

En el último caso, esto puede dañar el rendimiento debido a la falta de control en la creación de la fractura tal como una intensa heterogeneidad. El primer enfoque parece preferible y diferentes procedimientos (tal como circulación de vapor tanto en el pozo inyector como en el productor) se pueden usar. Otros medios de calentamiento de espacio limitado (tal como calentamiento eléctrico) pudieran también ser utilizado. Cierta movilidad mínima del petróleo y alguna energía inicial (presión de yacimiento) sería de gran ayuda en la creación de la comunicación por una estimulación cíclica con vapor de los pozos de inyección y producción [15].



2.15.3- Tipos de Procesos de Desplazamiento del petróleo a Corta Distancia.

Basado en la posición relativa del frente de desplazamiento en la sección horizontal del pozo productor, los procesos de desplazamiento a corta distancia pueden ser divididos en dos categorías:

- ✓ Aquellos con un frente de desplazamiento casi paralelo al pozo horizontal productor.
- ✓ Aquellos con un frente de desplazamiento casi perpendicular al pozo horizontal productor.

Mientras el primer tipo de proceso de desplazamiento usa dos pozos horizontales paralelos (uno para la inyección y el otro para la producción), el segundo tipo usa un pozo vertical inyector y un pozo horizontal productor con la punta localizada cerca de la zapata del pozo inyector. En el primer tipo de proceso, las líneas de flujo son perpendiculares a la sección horizontal del pozo productor, y el pozo produce a través de toda la sección horizontal durante su vida productiva. En el segundo tipo, las líneas de flujo se inclinan hacia el pozo productor, caracterizándose por una distribución del flujo, la cual resulta de un efecto combinado del flujo paralelo hacia el pozo horizontal y segregación gravitacional fluido inyectado/petróleo. Sucesivamente las secciones más pequeñas del pozo horizontal son utilizadas para la producción, es decir, solo una porción de la sección horizontal cercana a la curvatura del pozo es usada para la producción durante la vida entera del pozo. Una zona de petróleo móvil (MOZ) se forma sólo delante del frente de desplazamiento ^[15].

El proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) y la extracción con vapor (VAPEX) pertenecen al primer tipo. Los procesos de desplazamiento Toe To Heel son del segundo tipo. Estos procesos de desplazamiento TTH pueden ser aplicados en un modo no térmico, tal como Toe-to-heel Waterflooding o en modo



térmico tal como el THAI (Toe To Heel Air Injection) junto con su variante CAPRI, destinados a mejorar el petróleo en sitio ^[15].

En el presente SAGD es usado a nivel comercial, mientras que el proceso THAI ha estado bajo pruebas de campo por tres años, las pruebas del proceso CAPRI están programadas para empezar en el 2010. Por otro lado, el proceso TTHW ha sido probado en el campo tanto en Canadá como EEUU ^[2].

2.15.3.1- S.A.G.D. - Steam Assisted Gravity Drainage.

La intención en el desarrollo del SAGD fue desarrollar un método que permitiera que el petróleo pesado o bitumen pudiera ser removido en una manera sistemática con el objeto de obtener un mayor recobro de lo que es posible en procesos convencionales de inyección de vapor, donde el petróleo se mueve desplazado por los fluidos inyectados ^[9].

El proceso SAGD también conocido como drenaje gravitacional asistido con vapor, en su concepción original es una modalidad de la inyección continua de vapor que incorpora la utilización de dos pozos horizontales colocados paralelamente, en donde el pozo inyector de vapor se encuentra en la parte superior y el productor en la parte inferior de la zona de interés. El proceso SAGD, desarrollado por la división de Investigación de Crudos Pesados de Esso Resources en Canadá, se basa en el efecto o efectos que produce el crecimiento de la cámara de vapor (“Steam Chamber”) tanto lateral como verticalmente, cuando ocurre la inyección continua de vapor, en donde el vapor que fluye dentro de la cámara se condensa en la interfase y el calor liberado es transferido hacia la región del yacimiento que rodea la cámara. El petróleo que se encuentra en las vecindades de la cámara se calienta y empieza a moverse debido a la reducción de la viscosidad. La fuerza de gravedad guía el movimiento del petróleo desde los alrededores del perímetro de la cámara hacia el pozo productor, en una



dirección aproximadamente paralela a la interfase. El condensado del vapor fluye junto con el petróleo, expandiéndose la cámara a medida que estos fluidos se producen ^[17].

El proceso SAGD ha sido probado en el campo desde 1984, en el presente existen más de 20 pruebas piloto y el proyecto DOVER que está en una fase semi-comercial ^[15].

2.15.3.1.1- Ventajas del Proceso S.A.G.D.

El proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor tiene las siguientes ventajas ^[9]:

- ✓ 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.

2.15.3.1.2- 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.



2.15.3.2- V.A.P.E.X.- Vapor Petroleum Extraction.

Es una evolución del proceso SAGD en el cual la inyección de vapor es reemplazada por un vapor de hidrocarburos que está cerca de su punto de rocío a la presión del yacimiento. Los vapores de hidrocarburos que han sido estudiados incluyen el Etano, Propano y Butano. Este vapor de hidrocarburo se disuelve en el crudo pesado, reduciendo su viscosidad para que pueda ser producido gravitacionalmente en el pozo horizontal ubicado por debajo del inyector.

2.15.3.2.1- Características del Proceso V.A.P.E.X.

- ✓ El crudo o bitumen es movilizado por dilución con los vapores de hidrocarburos disueltos.
- ✓ Las condiciones son elegidas hasta que el vapor está cerca del punto de rocío, ya que así es más soluble.
- ✓ Mientras el calentamiento ocurre, el calor de la solución de vapor es generalmente insignificante.
- ✓ Se ha encontrado que por cada 0,5 kg. de vapor requerido se recobra 1 kg de petróleo.
- ✓ El solvente VAPEX es selectivo éste se disuelve en el petróleo.
- ✓ Es compatible con yacimientos delgados, con altas saturaciones de agua y baja porosidad.
- ✓ No hay posibilidad de dañar la formación porque no hay interacción con las arcillas.
- ✓ El proceso es llevado a cabo a bajas temperaturas.
- ✓ Hay menor demanda en los requerimientos de equipos.
- ✓ Debido a las bajas temperaturas se pueden usar bombas de cavidades progresivas.
- ✓ No son necesarias técnicas de construcción de pozos para altas temperaturas tales como el uso de cemento con silica-fluor y casing de alto performance.



- ✓ El vapor de hidrocarburos puede ser reciclado.
- ✓ Puede ocurrir la disminución de asfaltenos en el crudo.

2.16- Procesos de Desplazamiento Toe To Heel (TTH).

Los procesos de desplazamiento Toe to Heel se pueden aplicar para el recobro en modo no térmico, tal como el toe to heel waterflooding (TTHW), o en un modo térmico tal como el proceso THAI, con su variante catalítica CAPRI ^[15].

2.16.1- Historia los Procesos de Desplazamiento Toe to Heel.

Mientras el concepto de SAGD fue introducido a finales de 1970 y el proceso VAPEX a comienzos de 1980 por R. Butler, la idea de procesos de desplazamiento Toe to Heel vino mas tarde en el año 1992 y fue el resultado de investigaciones entre el Instituto de recobro del petróleo, Calgary y la Universidad de Bath, Inglaterra. Primero, se investigó el proceso THAI. Basado en THAI, se desarrolló el proceso CAPRI o el THAI catalítico. Ambos procesos implican la combustión in situ aplicada en una manera de desplazamiento Toe to Heel. En CAPRI, el mejoramiento in situ del petróleo producido es logrado por el uso de la sección horizontal del pozo productor, no sólo como productor de petróleo, también como un reactor catalítico ^[15].

2.16.2- Características de los Procesos de Desplazamiento Toe to Heel.

En su formulación fundamental, ubica el punto inicial de producción muy cerca del punto de inyección, es decir, la sección horizontal del pozo productor está localizada en la parte más baja del estrato, y un pozo vertical es usado para la inyección (generalmente usando las perforaciones superiores). La punta del pozo horizontal esta cerca de la zapata del pozo vertical, pero está localizada a varios metros de distancia ^[15].



La gravedad contribuye a la estabilización del frente de desplazamiento, y a la reducción de la presión de inyección para proveer parte de la fuerza hidráulica necesaria para el flujo de líquido. Los líquidos calientes fluyen hacia abajo hacia la sección horizontal del pozo productor, en su mayoría dentro de la zona móvil de petróleo ^[15].

El frente de desplazamiento siempre avanza a lo largo de la sección horizontal del pozo productor, empezando desde la punta y moviéndose hacia la curvatura del pozo, y esto es siempre casi perpendicular a la sección horizontal ^[15].

La irrupción del fluido inyectado dentro de la sección horizontal del pozo productor siempre ocurre en la región de la punta por lo que cerrar las perforaciones en esta región resulta en incrementos del recobro de petróleo. Además que un incremento en la tasa de inyección puede llevar a un incremento de la tasa de petróleo, en tanto que el proceso se vuelve estable ^[15].

La tasa de inyección puede desestabilizar el desplazamiento TTH, dependiendo de la tasa y del contraste de la densidad y la movilidad entre el fluido inyectado y el petróleo. Razón por la cual estos procesos también pueden ser denominados procesos de desplazamientos asistidos por la fuerza de gravedad. De manera alternativa, también se les denomina procesos de desplazamiento de petróleo a corta distancia controlados por la gravedad y el gradiente de presión ^[15].

El efecto negativo de la segregación gravitacional es mitigado por el hecho de que el flujo del fluido inyectado es el resultado de dos efectos opuestos, es decir, un flujo hacia arriba causado por la segregación gravitacional y flujo hacia abajo causado por el pozo horizontal productor el cual actúa como una depresión, con la caída de presión lateral a lo largo del pozo horizontal productor promoviendo una distribución favorable de los fluidos ^[2].



Otra importante característica es la mitigación del efecto de las heterogeneidades, debido a que el flujo no se produce más a lo largo de los planos de estratificación ^[2].

2.16.3- Desventajas de los Procesos de Desplazamiento Toe to Heel.

El frente de desplazamiento se puede volver inestable cuando la segregación gravitacional o la tendencia de canalización del fluido inyectado a través del pozo horizontal productor se vuelven significativas. En cualquiera de estos casos, la eficiencia de barrido es reducida dado que el frente de desplazamiento se distorsiona ^[15].

Si la sección horizontal ofrece una gran conductividad, ocurren significativas desviaciones del yacimiento. Por otro lado, si los pozos ofrecen extremadamente baja conductividad comparada con el yacimiento, el desplazamiento toe to heel no ocurriría; en este caso, la segregación del fluido inyectado es acentuada ^[15].

2.16.4- Arreglos de Pozos Usados en los Procesos de Desplazamiento Toe to Heel.

Estas técnicas se caracterizan por usar básicamente una configuración de pozos en línea de flujo directa la cual incluye un pozo vertical de inyección y un pozo horizontal productor (VIHP) o un pozo horizontal inyector y un pozo horizontal productor (HIHP). También existen otros patrones de pozos dispuestos en línea de flujo alternada los cuales incluyen combinaciones de pozos verticales inyectores y horizontales productores, (2VIHP, VI2HP o HI2HP).

2.16.5- Proceso Toe to Heel Waterflooding (TTHW).

El proceso Toe-to-Heel Waterflooding es un proceso de inyección de agua que fue desarrollado para la explotación de petróleo de viscosidad intermedia con una



cierta movilidad mínima bajo condiciones de yacimientos. También puede ser usado para yacimientos de petróleo liviano ^[15].

Este proceso se caracteriza porque la sección horizontal del pozo productor está localizada en la parte superior de la arena, mientras un pozo vertical, perforado en la parte más baja, es usado para la inyección.

Este arreglo toma en cuenta la densidad del agua siendo esta más alta que la del petróleo. En este caso la gravedad contribuye a la estabilización del frente de desplazamiento, pero esto no contribuye directamente a la reducción de la fuerza hidráulica necesaria para el flujo de líquidos. Estos líquidos fluyen hacia arriba, hacia la sección horizontal del pozo productor ^[15].

2.16.6- Proceso Térmico Toe to Heel Air Injection (THAI).

Es un nuevo proceso para el recobro y mejoramiento de crudo pesado/mediano y bitumen, el cual integra los conceptos de la combustión in situ y la tecnología del pozo horizontal. El proceso THAI consiste en inyectar aire en la parte superior del yacimiento, cercano al comienzo de la sección horizontal del pozo productor, mediante un pozo vertical. Adicional a la reducción de la viscosidad del crudo, ocurre craqueo térmico lo cual mejora el crudo hasta en 8 °API, el drenaje hacia el pozo horizontal productor, que se encuentra cerca de la base de la arena, ocurre por gravedad y por diferencial de presión.

La estabilidad del proceso THAI depende de dos factores claves: a) Una zona quemada a altas temperaturas (450-650 °C), la cual debe avanzar más rápido en el tope del espesor neto petrolífero, y b) Un sello en el pozo productor horizontal el cual previene la canalización del gas detrás del frente de combustión en el pozo productor ^[16].

**2.16.7- Concepto de CAPRI (Versión Catalítica del THAI).**

El concepto “CAPRI” está basado en la tecnología THAI; la sección horizontal del pozo productor contiene catalizador granulado, que incrementa y acelera sustancialmente el craqueo térmico y el catalizador necesario puede ser de desecho de la refinería, por lo que es de muy bajo costo.

2.17- Proceso Toe To Heel Steamflood (THSF).

El proceso Toe to Heel Steamflood es otra aplicación del concepto de desplazamiento Toe to Heel, en el cual el fluido inyectado es vapor en vez de aire. El objetivo de esta técnica es crear una propagación estable del frente de condensación del vapor a lo largo del pozo horizontal productor, de la misma manera como para el frente de combustión en THAI, a fin de lograr un alto barrido del frente de vapor. Por analogía, THSF debe ser capaz de lograr una alta eficiencia de barrido y también un alto recobro acumulado de petróleo ^[1].

2.17.1- Antecedentes del Proceso THSF.

Inicialmente, THSF fue estudiado por simulación numérica bajo el nombre del proceso Pressure Controlled Gravity Drainage (PCGD) ó drenaje gravitacional controlado por la presión, en el año 1997 ^[2].

El proceso PCGD en su concepción original, se utilizan dos pozos horizontales de producción con un pozo vertical de inyección. Además del drenaje gravitacional (tal como en SAGD), la caída de presión desde la curvatura del pozo hacia la punta del pozo productor horizontal provee una fuerza motriz adicional. Esto resulta en el influjo de petróleo frío a lo largo de la porción del pozo horizontal productor cerca de la curvatura del pozo ^[1].

El proceso PCGD tiene un número de ventajas potenciales, tales como:

- ✓ Minimizan el efecto de las heterogeneidades del yacimiento.



- ✓ Control de la caída de presión del pozo.
- ✓ Alto recobro acumulado de petróleo.
- ✓ Baja relación acumulada de vapor/petróleo.

Actualmente PCGD es inyección continua de vapor en configuración Toe To Heel con una mínima modificación de la curva de la punta de la sección horizontal hacia la zapata del pozo vertical inyector para facilitar la generación de una comunicación inicial ^[2].

2.17.2- Características del Proceso THSF.

El proceso THSF, tal como el SAGD usa la tecnología de los pozos horizontales para el recobro de petróleo pesado por inyección de vapor. La principal diferencia entre los procesos SAGD y THSF es que este último usa un pozo vertical de inyección en vez de uno horizontal ^[1].

Los pozos verticales de inyección se utilizan para inicializar el frente de vapor, lo cual subsecuentemente es propagado hacia la curvatura del pozo horizontal productor. Debido a esta configuración y la cercanía del pozo productor con el inyector, el petróleo móvil puede ser drenado de manera casi inmediata ya que no debe atravesar una zona de petróleo frío y su desplazamiento en el yacimiento es muy corto; siendo entonces dominante el efecto gravitacional ^[3].

La estabilidad del THSF es causada por drenaje gravitacional y el gradiente de presión en el pozo productor horizontal una vez que el frente de vapor es iniciado sobre la punta de este pozo. De una manera similar al SAGD, este tiene una columna de líquido entre el pozo inyector y el pozo productor. Si el gradiente de presión en el pozo horizontal es pequeño, y no es lo suficientemente alto para mantener suficiente líquido, la irrupción de gas puede ocurrir. Una limitación del proceso THSF es seleccionar la caída de presión óptima una vez que el frente de vapor se ha iniciado en la punta del pozo horizontal productor. El control de la presión de fondo es el



principal método para lograr una propagación estable del vapor de una manera Toe to Heel, y esta es la razón por la cual el proceso fue llamado drenaje gravitacional controlado por la presión ^[2].

En la práctica, las variables operacionales que influyen en el proceso pueden ser presión de fondo del pozo productor horizontal, presión de inyección, tasa de inyección de vapor, cantidad de gas no condensable o solvente, cierre temporal del pozo de inyección, entre otras ^[2].

Debe enfatizarse que el proceso THSF debe ser operado de modo que este sea ambos (controlado por la gravedad y el gradiente de presión), para maximizar el barrido volumétrico del petróleo. La segregación gravitacional ayuda en la propagación del vapor inyectado (y calor) verticalmente sobre la zona de arena continua, mientras que la caída de presión lateral dentro del pozo horizontal ayuda a barrer el petróleo pesado móvil hacia (a lo largo y alrededor) su longitud dentro del yacimiento. Sería inevitable que ocurra la canalización de alguna cantidad de vapor/agua caliente en el proceso, debido a que el pozo horizontal por si mismo ofrece un conducto para la canalización. Para controlar esta canalización, es deseable que el gradiente de presión lateral dentro del pozo horizontal sea comparable al del yacimiento, necesario para facilitar la producción del petróleo caliente. A fin de incrementar esta caída de presión dentro del pozo, en el campo se puede considerar el uso de un diseño apropiado de pozos, incluyendo caída de presión causada por el equipo del pozo, tal como tubería con aberturas limitadas ^[2].

2.17.3- Factores que afectan el proceso THSF.

2.17.3.1- Espesor de la zona productora.

El proceso THSF depende básicamente de los efectos gravitacionales generados en la zona productora. Por esto, la existencia de un espesor productor que favorezca este efecto, permitirá que el factor de recobro aumente.



2.17.3.2- Intercalaciones de arcillas.

La presencia de estos elementos en procesos térmicos es siempre importante, ya que se ha comprobado que tienden a capturar el vapor que es inyectado. Por lo tanto, es necesario identificarlas y evitar su contacto.

2.17.3.3- Tasas, presiones y calidad de inyección del vapor.

Las condiciones operacionales de un proceso de inyección de vapor son cruciales al momento de evidenciar los resultados de este. Dependiendo de la presión se pueden presentar daños a la formación y según la tasa y calidad del fluido, el avance de la inyección se verá afectada.

2.17.3.4- Propiedades de los fluidos de la formación.

Dependiendo de los fluidos presentes en la formación y de las posibles pérdidas de fluido inyectado, el proceso puede aumentar su eficiencia.

2.17.3.5- Configuración del proceso THSF.

Este factor es el responsable del área realmente barrida por el vapor y por lo tanto, del aumento del factor de recobro.

2.17.4- Desventajas del proceso THSF.

- ✓ La principal limitación del uso del vapor es que una fracción muy grande del petróleo queda inmóvil. Este petróleo residual solo puede ser móvil por craqueo térmico a altas temperaturas ($>500^{\circ}\text{C}$) tal como ocurre en un proceso THAI.
- ✓ Este proceso y sus diferentes configuraciones solo pueden ser considerados para yacimientos donde el petróleo tiene alguna movilidad inicial bajo condiciones de yacimientos.
- ✓ Es necesario controlar la canalización a través del pozo horizontal productor.



- ✓ Es mucho más difícil obtener una propagación estable del frente térmico en el proceso THSF comparado con el proceso THAI. Esto es por la necesidad de obtener un ángulo de inclinación hacia adelante del frente térmico. Este ángulo de inclinación se obtiene muy fácilmente en el proceso THAI debido a la gran diferencia de densidades entre el aire y el petróleo.

2.17.5- Recomendaciones para Aplicar el Proceso THSF.

Con la finalidad de conseguir un frente de propagación térmico estable, las siguientes mejoras técnicas son necesarias:

- ✓ Uso de vapor ligeramente sobrecalentado para la inyección durante todas las fases del proceso: comunicación, inyección de vapor convencional, y propagación TTH.
- ✓ Propagación de un desplazamiento frontal limitado usando pozos de control en línea de flujo directa con los pozos verticales inyectoras, después de una comunicación preliminar en frío; usar vapor e inyección de gas aun para la fase de inyección continua de vapor convencional.
- ✓ Ascenso de la segregación gravitacional por adición de algún gas al vapor seco por lo menos en el periodo temprano de la implementación TTH.

Con la finalidad de controlar la canalización del gas a través del pozo horizontal productor (en el proceso THAI la canalización del gas es despreciable por el sello natural por coque como residuo), se debe desarrollar un mecanismo que permita controlar esta canalización, esto se puede lograr por bloqueo de la porción corriente arriba, cerca de la región de la punta. También se pudiera contemplar un cierto agente de bloqueo químico, para bloquear progresivamente la región de la punta. Además existen dos técnicas no mecánicas que se pudieran utilizar, tales como:

- ✓ Co inyección de solvente.
- ✓ Co inyección de aire.



2.17.5.1- Ventajas de Agregar Solventes Durante el Proceso THSF.

- ✓ Desarrollo más rápido de la cámara de vapor en la parte superior del estrato.
- ✓ Mejor propagación lateral del frente térmico.

Si la propagación TTH del frente de vapor empieza más temprano, también se traduciría en un rendimiento global más efectivo ^[2].

2.17.6- Semejanzas entre el Proceso Single Well SAGD (SW-SAGD) y THSF.

El proceso SW-SAGD no es exactamente una forma relativa del proceso Dual-well SAGD. Este más bien es similar al proceso THSF; es decir, este es un caso limitado (el caso más desfavorable) de inyección de vapor en la configuración Toe to Heel ^[2].

El proceso THSF se vuelve un SW-SAGD, cuando las siguientes modificaciones son operadas:

- ✓ En vez de adoptar una línea de flujo alternada se adopta una línea de flujo directa.
- ✓ La distancia entre la punta del pozo horizontal y la zapata del pozo vertical inyector se vuelve cero.
- ✓ En vez de perforar el pozo vertical inyector en la parte superior, este es perforado en la parte más baja, justo como un método de entrada limitada, en el punto en el cual coincide con la punta del pozo horizontal productor.
- ✓ Finalmente el pozo de inyección es eliminado y el vapor es inyectado a través del coil tubing en la punta del pozo horizontal productor; por lo que el pozo horizontal productor tiene un doble papel: inyección, en su mayoría en la región de la punta, y producción mayormente de la curvatura del pozo horizontal.



Como se vio anteriormente, tres parámetros son eliminados del THSF para conseguir un proceso SW-SAGD, por lo que hasta cierto punto, los fenómenos que ocurren en el proceso SW-SAGD también ocurren en el proceso THSF [2].

2.17.7- Principales Diferencias entre SAGD, VAPEX y Procesos de Desplazamiento TTH.

SAGD y VAPEX usa dos pozos horizontales los cuales son paralelos, con el pozo de inyección ubicado directamente por encima del pozo de producción. Mientras que los procesos TTH usan un pozo vertical de inyección y uno horizontal para la producción [15].

La principal idea para el SAGD es que el vapor caliente el petróleo y este petróleo calentado fluya a través de la zona móvil de petróleo hacia el pozo de producción, la gravedad es la principal fuerza de flujo [15].

En SAGD Y VAPEX el efecto negativo de la segregación gravitacional es mitigado, mientras el efecto de la heterogeneidad en la permeabilidad vertical a lo largo de la dirección horizontal aun permanece. En los procesos de desplazamiento térmico TTH, los efectos de la heterogeneidad de la permeabilidad horizontal a lo largo de la dirección vertical es significativamente mitigado, mientras el efecto de la segregación gravitacional aun permanece en cierto grado [15].

Para SAGD Y VAPEX, con los más altos espesores de arena, se espera el mejor rendimiento. Un máximo espesor de arena no es un criterio de aplicación. Sin embargo, en el caso de procesos térmicos TTH, un máximo espesor de arena puede ser un criterio de resguardo. Esto es porque para yacimientos de petróleo con un espesor de arena grande, el fuerte efecto de segregación puede no ser totalmente controlado, o aun el frente de desplazamiento inicial deseado casi vertical puede no ser creado efectivamente [15].



Por otro lado, mientras los procesos TTH implican la perforación de un solo pozo horizontal, mientras que SAGD y VAPEX dos pozos horizontales (uno por encima del otro, aproximadamente de 2 a 5 m), el espesor mínimo puede ser más pequeño para procesos TTH. De hecho, el espesor de arena mínimo es aproximadamente 12 m para SAGD Y VAPEX (2 m por debajo de la interfase, 3 m entre pozos horizontales y un mínimo de 7 m por encima del tope de la formación). Mientras que para procesos TTH puede ser tan bajo como 6 m (2 m por debajo/encima de la interfase, y un mínimo de 4 m por encima del tope/fondo de la formación)^[15].

2.18- 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 de simulación estaban limitados a agotamiento natural y mantenimiento de presión; sin embargo, durante los años setenta, el panorama cambió marcadamente, pues el incremento rápido en los precios del petróleo y ciertas tendencias gubernamentales hacia la liberación de regulaciones y soporte financiero de proyectos pilotos condujo a la proliferación de procesos de recuperación mejorada. Esto motivo a la implementación de 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.

Los yacimientos y los fluidos difieren mucho entre sí en cuanto a características físicas, comportamiento de flujo, reacciones ante cambios de presiones, temperaturas y profundidades. Todo esto y muchos otros factores deben tomarse en cuenta a la hora de simular. Es por ello que existen en el mercado una diversidad de marcas y tipos de simuladores a disposición de los ingenieros de petróleo. Estos simuladores suministran información de gran utilidad a la hora de caracterizar los yacimientos y



obtener esa valiosa información que se necesita para decidir el mejor método de producción. Indudablemente, el éxito de las simulaciones y la confiabilidad de los datos obtenidos dependen del trabajo humano detrás del simulador.

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. 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 3-D), 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 ^[10].

La simulación de yacimientos es el proceso que permite 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 ^[10].

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. Se debe decidir cuándo es preciso utilizar un modelo y qué tipo de estos es el más conveniente. La selección del modelo, además del aspecto económico, está en función de lo que se desea simular y de la disponibilidad de herramientas siendo preferible utilizar el modelo más sencillo capaz de resolver el problema.

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 ^[18].

2.18.1- Razones para Utilizar la Simulación Numérica de Yacimientos.

La simulación numérica de yacimientos es empleada por:

- ✓ Precisión en la determinación de Reservas Recuperables.
- ✓ Precisión en la predicción de los perfiles de producción de los pozos del yacimiento.
- ✓ Necesidad de determinar el número óptimo de pozos por yacimiento y su mejor distribución (evaluación de arreglos).
- ✓ Evaluación temprana de los posibles efectos de canalizaciones y conificaciones e investigar como minimizarlos. Evaluación de los tiempos de ruptura en el caso de inyección de gas y/o agua.



- ✓ Estimar las capacidades de producción y de almacenamiento en superficie.
- ✓ Determinación de las tasas de inyección óptima y el mejor tiempo para inyectar.
- ✓ Confirmar el entendimiento del flujo de fluidos en el medio poroso además de evaluar barreras.
- ✓ Estimación del riesgo financiero, mediante análisis económico.
- ✓ Determinar los escenarios óptimos de explotación (Optimista y pesimista).

2.18.2- Tipos de Simuladores Numéricos de Yacimientos.

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, dependiendo de las características de flujo de fluidos y el comportamiento en la transferencia de masa y calor.

2.18.2.1- 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 ^[18].

2.18.2.2- Simuladores Composicionales.

Involucra en su configuración el uso de una ecuación de estado. De esta manera se toma en cuenta el comportamiento de las fases de los fluidos o los cambios en su composición debido a la presión, estos 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.

2.18.2.3- 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, permite considerar la variación de la temperatura como una variable adicional en el tiempo.

2.18.2.4- 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 gelificante y flujo de compuestos alcalinos, permiten considerar las reacciones entre los componentes constituyentes de las fases que representan los fluidos del yacimiento.

2.18.3- Representación Geométrica del Yacimiento o Tipos de Mallado de Simulación.

Un yacimiento puede modelarse con los sistemas de mallado 0-D, 1-D, 2-D ó 3-D, en coordenadas radiales o rectangulares, dependiendo de los objetivos del estudio. El número de dimensiones y de bloques depende de:

- ✓ Los niveles de detalle y exactitud deseados en el comportamiento del yacimiento.
- ✓ Las fuerzas del yacimiento que serán aproximadas por el modelo.
- ✓ Los recursos disponibles para realizar el estudio (tiempo, fuerza, hombres, equipos).



A medida que aumenta el número de dimensiones, bloques y pozos, de igual manera aumentan los problemas, siendo el caso más difícil y sofisticado la simulación multibloque 3-D de un yacimiento complejo.

2.18.3.1- Modelo Cero Dimensional (0-D).

Es el modelo más simple, es decir, una celda que es básicamente un balance de materiales. Este modelo 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. Este modelo es muy útil al comienzo del estudio para realizar revisiones rápidas de consistencias de datos como PVT, restricciones de pozos, etc.

2.18.3.2- Modelos de Una Dimensión (1-D).

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

Los modelos 1-D son útiles cuando el espesor del yacimiento es pequeño en comparación con su longitud.

2.18.3.3- Modelos de Dos Dimensiones (2-D).

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.



Con este modelo se puede determinar: tasa crítica de producción a la cual ocurrirá la conificación, predecir el comportamiento futuro de un pozo conificado y para evaluar los efectos de barreras de lutitas o permeabilidad vertical baja. Otro uso es en el análisis de pruebas de presión y probablemente su uso más extensivo es para determinar los patrones óptimos de inyección de agua o gas.

2.18.3.4- Modelos de Tres Dimensiones (3-D).

Los modelos 3-D, 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.

Los modelos 3-D radiales, son una generalización del 2-D radial, en el cual se puede tomar en cuenta penetración parcial del pozo en la arena productora y cañoneo parcial, así como cualquier otro parámetro que dependa de la profundidad.

Cabe resaltar que la escogencia del modelo a utilizar, dependerá de los datos disponibles, de la complejidad del yacimiento, del patrón de pozos, de la distribución de producción entre pozos y otros elementos como completación.

2.18.4- Etapas en la Simulación Numérica de Yacimientos.

Las etapas más importantes en la simulación numérica de yacimientos son inicialización, cotejo histórico y predicción ^[10].

2.18.4.1- Inicialización.

Etapas 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.



2.18.4.2- Cotejo Histórico.

Eta 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.

2.18.4.3- 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.

2.18.5- Aplicación de la Simulación Numérica de Yacimientos.

La simulación numérica de yacimientos es actualmente una de las técnicas más utilizadas en la industria petrolera de acuerdo a sus diferentes aplicaciones y utilidades, entre las cuales se tienen:

2.18.5.1- Planificación de escenarios de Desarrollo.

Incluye los pasos que se deben ejecutar para obtener las reservas del yacimiento. En la medida en que la planificación progresa se van utilizando o construyendo modelos más complicados. La incorporación de nueva información conduce a tomar mejores decisiones para determinar y cuantificar la incertidumbre de los parámetros claves del yacimiento.

2.18.5.2- Esquemas de producción y estimación de reservas.

Esta es una de las tareas más importantes del ingeniero de yacimientos ya que estas cifras se requieren para los análisis económicos, las evaluaciones de campo, y también para atender las disposiciones legales y regulatorias.

**2.18.5.3- Seguimiento de yacimientos.**

Los modelos de simulación están reconocidos como las herramientas más importantes para la evaluación de los esquemas de explotación. En esta área se incluyen perforación, estrategias de producción e inyección, justificación de reparaciones, estimulaciones, perforación horizontal y recuperación adicional.

2.18.5.4- Distribución de Producción.

Muchos campos que contienen sus yacimientos agrupados verticalmente presentan, por lo general, problemas de distribución de producción, al tener los pozos completados en algunos de ellos. Estos problemas de competencia de producción de yacimientos que comparten los mismos pozos pueden ser adecuadamente tratados con modelos de simulación conceptualizados para tales fines.

2.19- Simulador Numérico STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator).

El simulador STARS constituye la nueva generación de simuladores de procesos avanzados para yacimientos de CMG (Computer Modelling Group) ^[19]. Este simulador se califica actualmente como uno de los mejores para representar el comportamiento de yacimientos de crudo pesado y extrapesado sometido a procesos térmicos. STARS es un simulador trifásico, multicomponente, composicional y térmico, con gran versatilidad en el uso de mallas cilíndricas, cartesianas, de espesor y/o profundidad variable. Una de sus propiedades fundamentales, es evaluar los cambios en la composición de las fases, la cual varía cuando la presión desciende por debajo de la presión de burbujeo, o de rocío en yacimientos de gas condensado, permitiendo simular cualquier tipo de yacimiento. STARS fue desarrollado para simular múltiples procesos, como son: Flujo de vapor, inyección cíclica de vapor, inyección de vapor con aditivos, combustión en sitio y combustión seca y húmeda, entre otros.



La creación de un archivo de simulación y realización de las corridas del mismo, requieren de la inversión de un gran esfuerzo de cálculo y tiempo computacional. Por ello en esta sección se describen los parámetros a utilizar en las simulaciones numéricas para realizar los estudios.

El simulador STARS utiliza un conjunto de datos que el usuario establece inicialmente y de allí se generan tres archivos. Cada ejecución del STARS crea un “Text Output File” (archivo de texto de salida), un “SR2 Index File” (archivo índice SR2) (IRF), el cual le sirve al programa para guiarse en la lectura de los datos de salida, y un SR2 main file (archivo principal SR2. MRF) en el cual se guardan todos los datos de salida de la simulación.

Los parámetros del archivo de entrada “DATA SET” comprenden las siguientes partes:

- ✓ Descripción del yacimiento (Malla).
- ✓ Propiedades de los fluidos.
- ✓ Características de la roca.
- ✓ Condiciones iniciales del yacimiento.
- ✓ Control numérico.
- ✓ Datos de los pozos y datos recurrentes e historia de producción.

2.19.1- Datos de Entrada del Simulador.

Los datos de entrada para un simulador convencional de petróleo negro generalmente comprenden características generales del yacimiento, y son obtenidos de mapas de contornos de yacimiento, análisis de núcleos, perfiles, y pruebas de productividad de pozos.

2.19.1.1- Datos de Fluidos y Roca:

- ✓ Presión y temperatura inicial del yacimiento.



- ✓ Profundidad de los contactos iniciales petróleo-agua y gas-petróleo.
- ✓ Permeabilidades absolutas y relativas.
- ✓ Saturación inicial de crudo, gas y agua.
- ✓ Presiones capilares.
- ✓ Compresibilidad de la roca.
- ✓ Datos PVT, obtenidos de ensayos de laboratorio y correlaciones.

2.19.1.2- Datos de la Malla:

- ✓ Definición de la malla.
- ✓ Número de capas.
- ✓ Datos geológicos (fallas normales e inversas) y geometría estructural (elevaciones, espesores netos de la arena petrolífera, permeabilidades absolutas, porosidades, entre otros).

2.19.1.3- Datos de Producción e Inyección por Pozos:

- ✓ Producción de petróleo, gas y agua.
- ✓ Historia de inyección.
- ✓ Localizaciones de los pozos.
- ✓ Índice de productividad.
- ✓ Factor de daño.
- ✓ Intervalos completados por cada pozo.
- ✓ Entre otros.

2.20- POZOS HORIZONTALES.

Un pozo horizontal puede definirse como aquel que es perforado paralelamente al plano de estratificación del yacimiento. El pozo horizontal puede ser representado como una fractura de conductividad infinita, donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección horizontal del plano ^[20].



Este tipo de pozos, debido a su longitud, permite establecer un mayor contacto con el yacimiento, originando una mayor exposición al flujo, lo cual permite alcanzar altas tasa 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 permite producir con una velocidad de flujo menor y con baja caída de presión en las cercanías del pozo ^[21].

Los continuos y significativos avances en la perforación, completación y producción de los pozos horizontales y las grandes ventajas que estos ofrecen en comparación con los convencionales, han hecho que hoy en día este tipo de pozos sea una de las herramientas más eficientes para aumentar la productividad, especialmente en el área de crudos pesados extrapesado ^[6].

2.20.1- Ventajas De Los Pozos Horizontales.

- ✓ Mejora la eficiencia de barrido.
- ✓ Incrementa la productividad del yacimiento mejorando el recobro final del mismo.
- ✓ Reduce la conificación y adedamiento de los fluidos no viscosos.
- ✓ Mejora la posibilidad de explotar yacimientos que presentan bajos porcentajes de recobro de hidrocarburos.
- ✓ Incrementa el área de drenaje.
- ✓ Aumenta la inyektividad en caso de inyección de fluidos.

La utilización de un pozo horizontal para drenar las reservas presenta las siguientes ventajas con respecto a un pozo vertical ^[6]:

- ✓ Aumenta el índice de productividad de 3 a 5 veces.
- ✓ Acelera la producción de las reservas debido a las altas tasa a las que producen los pozos.



- ✓ La sección horizontal puede ser perforada a lo largo del tope de la arena productora, lo cual permite optimizar la distancia entre el intervalo perforado y el contacto agua-petróleo. Así mismo puede ser perforada a lo largo de la base para así optimar la distancia entre el contacto gas-petróleo y el intervalo perforado.
- ✓ Retarda la conificación de agua y/o gas debido a que es posible obtener más producción con una menor caída de presión.

2.20.2- Desventajas De Los Pozos Horizontales.

- ✓ Altos costos de perforación, debido al mayor tiempo de perforación que un pozo vertical, además de que presentan mayores riesgos de problemas operacionales.
- ✓ Barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- ✓ Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desea controlar los problemas ocasionados por los altos cortes de agua y/o altas relaciones gas petróleo (RGP).
- ✓ Sólo parte de la longitud total permite producir o inyectar (Longitud Efectiva).
- ✓ Requiere de fluidos especiales y libres de sólidos para prevenir el daño a la formación; problema que es más importante en arenas consolidadas.

2.20.3- Aplicaciones De Los Pozos Horizontales.

Los objetivos de aplicación de los pozos horizontales varían de acuerdo a las condiciones de acumulación de hidrocarburos en el subsuelo. Entre las aplicaciones más frecuentes se tienen ^[6]:



2.20.3.1- Reducción del número de localizaciones.

Los pozos horizontales reducen los costos en donde se requiere minimizar el número de pozos para drenar un volumen dado del yacimiento.

2.20.3.2- Yacimiento con empuje de agua y/o capa de gas.

Uno de los factores más importantes que limitan la producción de petróleo mediante pozos verticales es cuando existe un acuífero o una capa de gas asociada al yacimiento, es la tendencia de estos fluidos a invadir la zona de producción de estos pozos. Un pozo horizontal tiene un mayor contacto con la formación por lo que la caída de presión para una producción dada es menor que en el caso de un pozo vertical. Esta disminución de la caída de presión, reduce la tendencia del agua y del gas a conificarse.

2.20.3.3- Perforación en localizaciones inaccesibles.

Un pozo horizontal constituye la mejor opción cuando el objetivo se encuentra justo bajo zonas urbanas, industriales o áreas para las cuales las actividades de perforación representan riesgo ambiental.

2.20.3.4- Recuperación mejorada de crudos.

Los pozos horizontales han sido utilizados en procesos de recuperación mejorada de crudos; tales como inyección de agua, fluidos miscibles, y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que pueden ser usados como inyectores o productores. Son usados como inyectores para lograr un mejor desplazamiento de los fluidos hacia los pozos de producción así como también un incremento en la eficiencia de barrido, debido a que poseen una mayor área de contacto con el yacimiento, y reducen el número de pozos requeridos para la inyección.



2.20.3.5- Yacimientos naturalmente fracturados.

Muchos yacimientos de baja permeabilidad, están conectados por fracturas verticales o aproximadamente verticales. Para obtener una alta producción se debe obtener la conexión de un pozo con esas fracturas. Esto es más difícil en pozos convencionales que con pozos horizontales, si este es perforado con los ángulos correctos hacia los planos de fracturas. Con pozos horizontales puede lograrse el contacto del pozo con el mayor número de fracturas y así mejora la productividad de forma sustancial.

2.20.3.6- Yacimiento de poco espesor.

Un pozo horizontal en un yacimiento de poco espesor se comporta como una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal.

2.20.3.7- Macolla de pozos horizontales.

Los pozos horizontales se pueden perforar agrupados en una misma localización (macolla), minimizando el impacto ambiental, costos de taladro e instalaciones de superficie.

2.20.3.8- Yacimientos de alta permeabilidad.

En pozos verticales, la velocidad del gas en la cercanía del pozo es alta, lo cual produce un efecto de turbulencia que origina una disminución de la presión que restringe la tasa de gas. Por el contrario en el caso de pozos horizontales la tasa de gas producido por unidad de longitud es menor, ya que estos alcanzan diferentes longitudes, disminuyendo de esta manera la velocidad del gas en las cercanías del pozo y por ende, la turbulencia se reduce al tiempo que aumenta la productividad del pozo.

La orientación de pozos horizontales es crítica sobre todo en áreas de yacimientos anisotrópicos. Un pozo horizontal, perforado en un dirección de máxima permeabilidad vertical, tendrá mayor productividad que otro perforado en una



dirección arbitraria, es por ello que este tipo de pozo no es conveniente en yacimientos que presenten abundantes barreras lutíticas.

2.20.4- Producción en Pozos Horizontales.

El concepto de índice de productividad (IP), fue desarrollado como un indicador o parámetro clave en la determinación de la capacidad de producción de un pozo, es decir, se define como el potencial o capacidad que tiene un pozo para producir fluido y está relacionado con un diferencial de presión entre la presión estática del pozo y la presión de fondo fluyente. Desafortunadamente el IP no es una cantidad fija o constante, sino que varía en función de la caída de presión ^[22].

También se le puede definir como la relación existente entre el influjo del pozo y la caída de presión del yacimiento. Expresada como la diferencia entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyente (Pe-Pwf).

En términos matemáticos se dice que el índice de productividad es el volumen de fluido producido, por unidad de caída de presión entre el yacimiento y el pozo, la ecuación es la siguiente:

$$IP = \frac{q_o}{P_e - P_{wf}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Desde el punto de vista de producción el índice de productividad se define como la relación entre la tasa de producción y la caída de presión existente en el área de drenaje del pozo. Comúnmente se le designa con las letras: “J” o “IP”; sus unidades son BNPD/lpc lo cual significa barriles fiscales producidos diariamente por cada libra por pulgada cuadrada de diferencial de presión ^[20].

Inicialmente, por simplicidad, la mayoría de los investigadores asumieron que existía una presión constante en los límites del yacimiento con el pozo centrado en el mismo. Actualmente, en las operaciones de yacimientos para recobro primario, esta



presión cambia con el tiempo cuanto más y más fluido es drenado del yacimiento; sin embargo, esta caída de presión también disminuye con el tiempo. Por definición, el IP se calcula con la siguiente expresión:

$$IP = \frac{0,007078 K.h}{\mu_o \beta_o \text{Ln}(re / rw)} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

K: permeabilidad Promedio del Yacimiento (mD).

h: Espesor del yacimiento (pies).

μ_o : Viscosidad del petróleo (cps).

β_o : Factor volumétrico o de formación del petróleo (By/BN).

re: radio externo de drenaje del pozo (pies).

rw: radio del pozo (pies).

Un pozo horizontal de longitud L penetrando un yacimiento de permeabilidad K_h y permeabilidad vertical K_v crea un patrón de drenaje que es diferente al creado por un pozo vertical, la forma de drenaje creada por el pozo es elipsoidal. Joshi presentó una relación para describir la producción en un pozo horizontal:

$$IP = \frac{0,007078 * Kh * h}{\mu_o * \beta_o * [\text{Ln}\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)}\right) + \left(\frac{B^2 * h}{L}\right) * \text{Ln}\left(\frac{h}{2 * rw}\right)]} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

En la ecuación anterior, *a* representa el eje mayor del elipsoide de drenaje, que se forma alrededor de la longitud horizontal y *B* representa la relación entre la permeabilidad horizontal y la vertical. Estas vienen dadas por:

$$a = \frac{L}{2} * \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2 * reh}{L}\right)^4}} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

$$B = \sqrt{\frac{Kh}{Kv}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$



En general, el IP de un pozo horizontal es función de la longitud efectiva del mismo, aumentando de manera proporcional al incremento de esta. El mismo es afectado por el espesor del yacimiento de manera que las productividades máximas se alcanzan cuando la longitud es superior al espesor ^[6].

2.21- Mecanismos de Levantamiento Artificial.

Cuando en un yacimiento se ha agotado la energía natural del mismo todavía no se han extraído todos los fluidos presentes en él, por lo cual se debe recurrir a la utilización de algún método que permita transmitirle cierta energía al yacimiento de tal manera que sea posible extraer mayor cantidad de los fluidos presentes en el yacimiento; entre los métodos más conocidos se mencionan:

2.21.1- Bombeo Mecánico (BM).

El método de bombeo mecánico se fundamenta en la utilización de un movimiento recíproco producido por una unidad de transmisión en la superficie, conocida como balancín, el cual acciona una sarta de cabillas de succión en cuyo extremo inferior está conectado el pistón de la bomba dispuesta en el pozo. La bomba posee una válvula fija en el extremo inferior del cilindro y una válvula viajera en el extremo inferior del émbolo, las cuales abren y cierran durante el ascenso y descenso del balancín, lo que permite llenar y vaciar continuamente el cilindro de la bomba y llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie ^[17].

2.21.2- Bombeo De Cavidades Progresivas (BCP).

Consiste de un rotor helicoidal dentro de una caja elastómera de la misma forma pero de doble hélice. El rotor gira en forma excéntrica respecto al eje central del estator, el cual contiene cavidades sucesivas. Este proceso genera una succión en la entrada de la bomba y una descarga al final de esta, lo cual permite generar un flujo continuo desde el fondo del pozo hasta superficie.



A mayor profundidad se requerirá incrementar la presión de descarga de la bomba, para lograr un desplazamiento efectivo, lo que implica un aumento en el número de etapas ya que se incrementa la fricción en la tubería y se debe también considerar la presión en la línea de flujo.

2.21.3- Bombeo Electrosumergible (BES).

El bombeo electrosumergible permite producir los fluidos por impulsores instalados en el subsuelo, que giran a gran velocidad y son alimentados desde la superficie por un cable eléctrico ^[17]. Su principio de funcionamiento es debido a que son bombas centrífugas de múltiples etapas, donde una etapa está compuesta de un elemento giratorio (el alabe) y un elemento estático (el difusor). El fluido entra al alabe y las partículas de este fluido son aceleradas, incrementando así su energía cinética, mientras que el difusor dirige al fluido al siguiente alabe a una presión mayor. Los motores están lleno de un aceite mineral altamente refinado que provee la resistencia dieléctrica, lubrica los cojinetes del motor y transfiere el calor generado en el motor hacia la carcasa del mismo, donde es extraído por el fluido de producción hacia el exterior del equipo.

2.21.4- Levantamiento Artificial Por Gas.

Consiste en suministrar gas a elevada presión al pozo, para aligerar la columna de fluidos y aumentar su aporte o inducirlo a producir cuando no es capaz de hacerlo naturalmente a bajos costos de operación y mantenimiento. El gas es comprimido e inyectado por el espacio anular, ayudando a levantar los fluidos en la tubería de producción hasta la superficie por una combinación de los siguientes procesos: reducción del gradiente de los fluidos, expansión del gas inyectado y arrastre de los fluidos por Expansión del gas ^[17].

2.21.5- Bombeo Hidráulico.

Consiste en una bomba hidráulica instalada en el subsuelo, accionada por la inyección de un fluido motriz a alta presión suministrado desde la superficie, cuenta



entre sus ventajas el poder levantar grandes volúmenes de fluidos desde una gran profundidad, pudiendo usar gas o electricidad como fuente energética. Entre sus desventajas tenemos que presenta problemas de seguridad debido a las altas presiones en superficie, del volumen del fluido de trabajo y la dificultad de producción de sólidos ^[17].

2.22- Evaluaciones Económicas.

La Evaluación Económica de Proyectos consiste en comparar los beneficios económicos asociados a una inversión con su correspondiente flujo de caja e indicadores de rentabilidad, donde la decisión de inversión se toman para aquellas opciones que tienden a aumentar el valor, en términos monetarios, de la corporación.

Las evaluaciones económicas son usadas fundamentalmente para la toma de decisiones. En el caso de un proyecto son de suma importancia, ya que, a través de las evaluaciones económicas se determina si se continúa o se cancela el desarrollo de un yacimiento a pesar de que técnicamente sea viable, para lo cual, se utilizan indicadores económicos. No obstante, dichos indicadores pueden sugerir una decisión equivocada si las inversiones del proyecto han sido mal determinadas. Por esto es vital tener un estimado de calidad del costo y así garantizar un análisis económico confiable que proporcione la información más acertada posible.

Para realizar la evaluación económica de un proyecto en particular, es necesario conocer los siguientes conceptos.

2.22.1- Flujo de Caja.

También llamado flujo de efectivo, representa el balance de dinero en caja para un período determinado e incluye el beneficio neto, más la depreciación y amortización, menos las inversiones que se realizan en dicho período. El flujo de caja acumulado da una idea perfecta del balance de caja que acumula el proyecto hasta un



período cualquiera del mismo. El flujo de caja acumulado se utiliza para calcular el tiempo de pago y la rentabilidad ^[10].

2.21.2- Horizonte Económico.

El horizonte económico de un proyecto se refiere al período de tiempo establecido durante el cual se calcularán los flujos de caja de una propuesta de inversión. Este horizonte económico incluye el período de inversiones y el período de operación ^[23].

2.21.3- Tasa de Descuento.

Es la tasa que representa el valor al cual un inversionista está dispuesto a arriesgar su capital, siendo uno de los componentes, el costo de oportunidad, la tasa de descuento es diferente y particular para cada inversionista y proyecto, dependiendo de las expectativas de la inversión ^[23].

2.21.4- Gastos.

Es todo aquel desembolso asociado a reparaciones o reemplazos que mantienen los activos en su estado normal de funcionamiento no aumentado significativamente la condición de la unidad, capacidad productiva o eficiencia de servicios, entre estos se destacan;

- ✓ Costos de operación y mantenimiento de instalaciones.
- ✓ Materiales usados en las operaciones
- ✓ Pagos a empleados y funciones administrativas.

2.21.5- Egresos.

La producción de hidrocarburos o la manufactura de sus derivados, así como su distribución y venta, requieren de ciertos desembolsos. En la evolución de un proyecto, el ingeniero obtiene del departamento de contabilidad de la empresa, los



gastos y costos ocasionados por instalaciones similares a las que se consideran, así como los costos de administración u otros gastos incurridos en proyectos afines.

2.21.6- Costos.

Representan los desembolsos asociados a actividades que no han tenido necesariamente una acción contable.

2.21.7- Ingresos.

Para determinar la rentabilidad de un proyecto los ingresos producidos juegan un papel importante. En los proyectos de la industria petrolera, los ingresos provienen de la venta hidrocarburos y sus derivados, el procedimiento a seguir para determinar los ingresos por este concepto, es asignar un valor monetario de volumen de producto y multiplicarlo por el total a producirse.

2.21.8- Precio.

Es la cantidad monetaria que los productores están dispuestos a vender, y los consumidores a comprar un bien o servicio, cuando la oferta y demanda están en equilibrio, para tener una base de cálculo de ingresos futuros es conveniente usar el precio promedio en cualquier tipo de producto. Los precios se especifican como siguen:

- ✓ Internacional; es el utilizado para artículos de importaciones y exportaciones.
- ✓ Regional Externo; es el precio vigente solo en parte de un continente.
- ✓ Regional Interno; es el precio vigente en solo una parte del país.
- ✓ Local; precio vigente en una población o poblaciones pequeñas y cercanas.
- ✓ Nacional; es el precio vigente en todo el país, y normalmente lo tienen productos con control oficial de precio o artículos industriales.

**2.21.9- Precio del Crudo.**

Es un valor monetario estipulado por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en función de las características y la clasificación según la American Petroleum Institute (API) para los diversos hidrocarburos contenidos en el subsuelo.

2.21.10- Indicadores Financieros.

Los resultados de los indicadores financieros ofrecen una orientación acerca de la conveniencia económica de un proyecto. Estos indicadores se agrupan en dos categorías: Los que no consideran el valor del dinero en el tiempo ó indicadores estáticos y los que sí lo hacen ó indicadores dinámicos ^[23].

2.21.11- Indicadores Estáticos.

No consideran el valor del dinero en el tiempo, y su uso se recomienda, únicamente, como una evaluación preliminar a fin de determinar en una primera instancia, la posible conveniencia de ejecutar un proyecto. Si el proyecto no cumple con las expectativas bajo el criterio de estos indicadores, tampoco las sobrepasará al considerar el valor del dinero en el tiempo.

2.21.11.1- Flujo de Caja Neto.

Consiste en sumar todos los cobros realizados menos todos los pagos efectuados durante el horizonte económico del proyecto, o lo que es igual, sumar todos los flujos anuales. Mediante este método, los proyectos con menor tiempo de pago son más atractivos.

Los elementos del flujo de caja están dados por los ingresos y egresos en cada momento del proyecto. Estos elementos son los siguientes:

- Ingresos.
 - ✓ Ventas a Exportación y Mercado Interno.
 - ✓ Valor de Rescate.



- ✓ Crédito por Liberación de Actividad.
- Egresos.
 - ✓ Costos de Operación y Mantenimiento.
 - ✓ Aporte Legal a PDVSA.
 - ✓ Impuestos.

2.21.11.2- Período de Recuperación de la Inversión.

Consiste en calcular los años en que el proyecto tarda en recuperar la inversión inicial.

2.21.12- Indicadores Dinámicos.

Consideran el valor del dinero en el tiempo.

2.21.12.1- Valor Presente Neto (VPN).

Es el valor actual de todos los rendimientos futuros esperados, es decir, la suma de todos los flujos anuales descontados al año base. Cuando se realiza un proyecto, todos los desembolsos deben referirse al valor del dinero para un año determinado; es decir una unidad monetaria de hoy, en valor relativo tendrá menos poder adquisitivo en el futuro, debido a efectos económicos de inflación ^[10].

Matemáticamente se define como:

$$VPN = -A_0 + \sum_{n=1}^i \frac{-An + Itn - Ctn}{(1 + Td)^n} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

n: Unidad de tiempo.

A₀: Inversión Inicial.

Itn: Ingresos totales en el tiempo *n*.

Ctn: Costos totales en el tiempo *n*.

Td: Tasa de descuento.



En el caso de la industria, si:

- ✓ $VPN > 0$, el proyecto es rentable.
- ✓ $VPN = 0$, mínima rentabilidad.
- ✓ $VPN < 0$, se rechaza el proyecto.

2.21.12.2- Tasa Interna de Retorno (TIR).

Es la tasa de interés promedio que iguala el valor presente de un flujo de ingresos y gastos, con la inversión inicial. Este indicador representa el interesante promedio al cual se reinvierten los excedentes de tesorería de un proyecto, independiente del costo capital. La tasa interna de retorno se utiliza como un indicador porcentual del rendimiento de un proyecto. Su expresión matemática es aquella tasa de interés en la cual el valor presente neto es igual a cero (0).

$$VPN = -A_0 + \sum_{n=1}^t \frac{-An + Itn - Ctn}{(1 + Td)^n} = 0 \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde Td en este caso representa la tasa interna de retorno (TIR). Para el caso de la industria la tasa interna de retorno equivale a un 15 %, por lo que para una:

- ✓ $TIR = 15 \%$, se recupera la inversión (Inversión + Costo del Capital).
- ✓ $TIR > 15 \%$, hay recuperación adicional de la inversión (Inversión + Costo del Capital + Ganancia Adicional).
- ✓ $TIR < 15 \%$, no hay rentabilidad (se rechaza el proyecto). En caso de aceptarse, se deberá complementar con argumentos técnicos / operacionales que respalden su ejecución.

Una alta rentabilidad es indicativa de un buen proyecto. Algunos autores definen a la rentabilidad como el indicador que da idea de cuán rápido se recupera la inversión, mientras mayor sea la tasa de retorno más violenta será la recuperación del capital.



2.21.12.3- Período de Recuperación Dinámico.

Este criterio perfecciona el método estático para el cálculo del período de recuperación, al considerar el valor del dinero en el tiempo. Se define cómo el tiempo necesario para que la suma de los flujos netos anuales descontados equiparen la inversión inicial.

2.21.12.4- Eficiencia de la Inversión (EI).

Representa la rentabilidad que se obtiene, en términos reales, por cada unidad monetaria invertida. Este indicador es ampliamente utilizado en la jerarquización de proyectos, debido a que para un capital disponible, permite seleccionar los proyectos que rendirán una mayor rentabilidad. Se define como el cociente entre el VPN del proyecto y el valor de las inversiones realizadas, la cual debe ser mayor que 1.

La expresión matemática es la siguiente:

$$EI = \frac{VP_{gen}}{VP_a} + 1 \quad (Ec. 2.6)$$

Donde:

EI: Eficiencia de la Inversión.

VP_a: Valor presente de la inversión total.

VP_{gen}: Valor presente neto generado por el proyecto

En el caso de la industria, si:

- ✓ $EI < 0$, no se recupera la inversión.
- ✓ $EI = 0$, se recupera la inversión. No hay ni ganancia ni pérdida.
- ✓ $EI > 1$, se recupera la inversión mas una ganancia.

2.21.12.5- Tiempo de Pago.

Es el tiempo en el cual se logra recuperar la inversión realizada, es decir, cuando el Flujo de Caja acumulado pasa de ser negativo a positivo, teóricamente el proyecto se ha pagado en ese momento.



2.21.13- Depreciación o Amortización.

Es una disminución o extensión del valor de los activos fijos según sea aplicable, de acuerdo con el tipo de inversión involucrado. Comprende el costo del uso, desgaste o consumo de los activos fijos tangibles, tales como plantas, equipos e instalaciones, etc.

El método generalmente utilizado es el de la línea recta que se basa en dividir la inversión entre el número de años de vida útil que tiene la instalación conexas con la inversión en la infraestructura.

En la industria existen normas que establecen la vida útil de ciertas instalaciones y equipos y regularmente expresan la depreciación en base a un porcentaje anual. La depreciación dentro de la evaluación económica representa el costo de recuperación de la inversión.

CAPÍTULO III METODOLOGÍA

Con el objeto de desempeñar y cumplir con el estudio de la investigación, fue necesario realizar un esquema metodológico de forma estructurado, el cual facilita la ejecución y el seguimiento a los objetivos planteados, mostrándola a través de un flujograma a continuación.

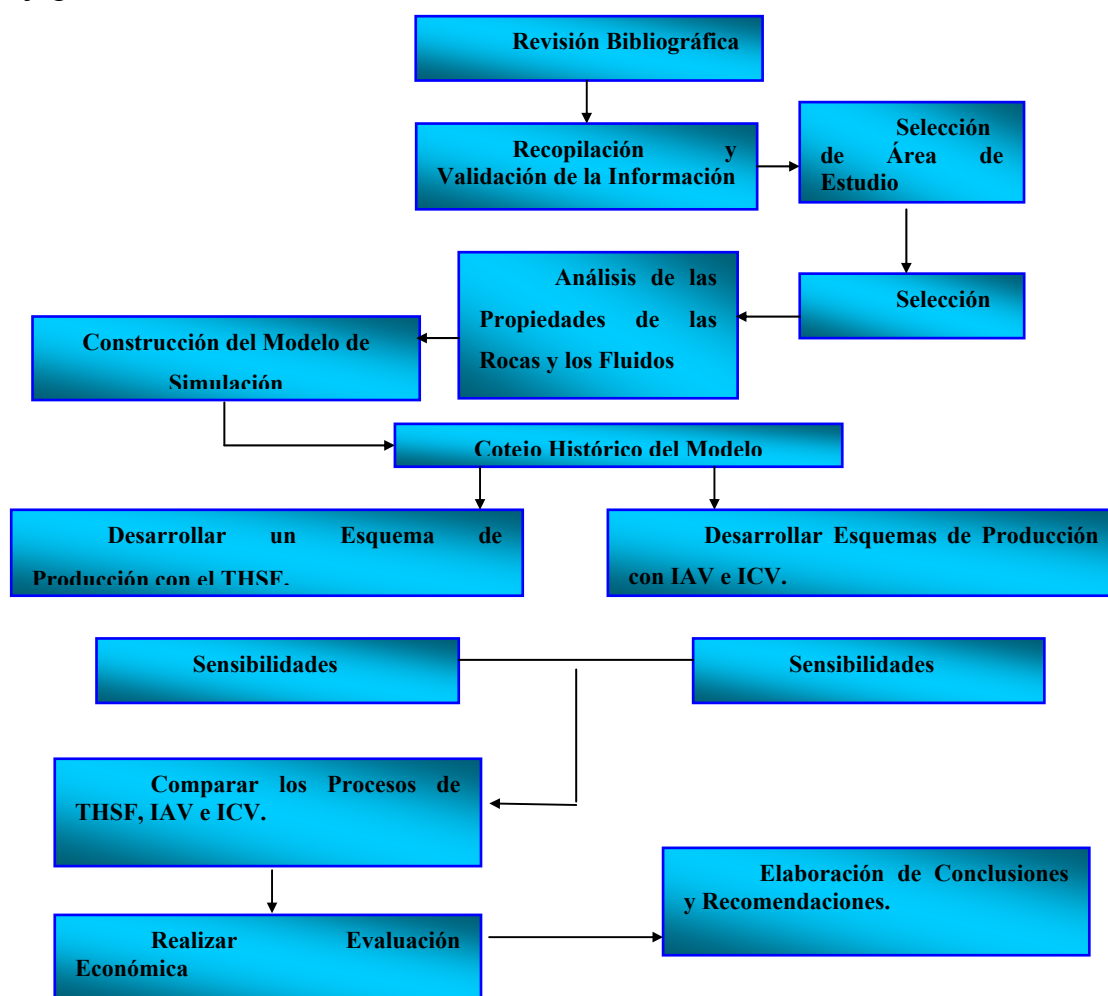


Figura 3.1- Metodología aplicada en el proyecto.



3.1- Revisión Bibliográfica.

Esta etapa la cual corresponde a la primera de todas, representa una de las etapas más importantes del proyecto dado a que a través de esta se obtuvo gran parte de la información necesaria para desarrollar el proyecto planteado, principalmente fueron consultados una serie de libros, publicaciones y trabajos de grado relacionados con el tema de estudio, lo cual contribuyó con el enriquecimiento y fortalecimiento del conocimiento del mismo, conjuntamente fueron consultados una variedad de papers referentes a la simulación numérica de yacimientos, a procesos de inyección de vapor y los manuales de los simuladores empleados.

3.2- Recopilación y Validación de la Información.

En esta etapa fue obtenida toda la información posible del área de estudio (Yacimiento U1,3 MFB-53) como lo es su dimensionamiento, propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos, históricos de producción, diagramas de completación, carpetas de pozos, entre otros, con el objetivo de caracterizar el área estudiada, así como la determinación de la veracidad de la información. Esta información fue aportada por el asesor del proyecto, como por una serie de trabajos de grado realizados recientemente en el área señalada.

3.3- Selección del Área de Estudio.

En base a una serie de estudios e investigaciones, realizados con anterioridad en el Yacimiento U1,3 MFB-53, se observa que ya se cuenta con la información del modelo estático y dinámico, entre esta se encuentra, los mapas estructurales de la arena en estudio, la información petrofísica, y el histórico de producción validado, entre otras, de las cuales observando y analizándolas se pudo seleccionar la mejor área del yacimiento para realizar el estudio.



3.4- Selección del Pozo.

Para la selección del pozo a ser aplicado los diferentes procesos de inyección con vapor se evaluaron los diferentes pozos horizontales existentes en el área seleccionada, encontrándose un pozo horizontal con las características necesarias para aplicar el método THSF, la selección del mismo dependió de la arena en la cual se encontraban completados, del valor del corte de agua que estos presentaban, del histórico de producción, de los trabajos de reacondicionamientos, trayectoria de perforación y problemas operacionales registrados en las carpetas de pozos, así como de la disponibilidad de data que estos presentaban.

3.5- Análisis de las Propiedades de la Roca y de los Fluidos.

3.5.1- Modelo de Fluidos.

La manera más confiable de conocer las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento es por medio de un análisis PVT (presión-volumen-temperatura) de una muestra de fluido tomada del yacimiento. Sin embargo, no siempre estas muestras son representativas del fluido presente en el yacimiento.

La caracterización de los fluidos fue realizada a través de la generación de un PVT sintético ya que el Yacimiento MFB-53, aunque cuenta con varios análisis, ninguno mostró consistencia en los resultados obtenidos. Debido a la importancia que tiene realizar una buena caracterización del fluido presente en el yacimiento, se seleccionaron una serie de correlaciones para cada propiedad asumiendo ciertos criterios de selección como la compatibilidad, representatividad, rango de aplicación de acuerdo al tipo de crudo, experiencias tomadas de otros estudios, como a las condiciones de presión y de temperatura para las cuales fueron diseñadas estas correlaciones.

Datos como el valor de gravedad API del crudo, así como el valor de la relación gas disuelto inicial y temperatura del yacimiento fueron tomados de un análisis previo



realizado a una muestra de fluido perteneciente a la Arena U1,3 y la cual fue tomada en el pozo MFB-91 determinándose para este caso que la muestra era representativa del fluido presente en el yacimiento.

Sin embargo para el cálculo de las propiedades PVT, es necesario calcular la condición inicial de la Presión del yacimiento, para ello se utilizó la ecuación de la CORPOVEN- TOTAL que se muestra a continuación:

$$P_{inicial} = 0.43 * Pr_{ofDatum} + 71.117 \quad (Ec. 3.1)$$

Donde:

P inicial: Presión inicial del yacimiento, (Lpc).

Prof Datum: Profundidad al Datum, (pies)

Y para el cálculo de la Profundidad al Datum, se utilizó la siguiente ecuación:

$$Pr_{of.Datum} = \frac{(Tope + Base)}{2} \quad (Ec. 3.2)$$

Donde:

Tope: Profundidad mayor de la estructura, (pies).

Base: Profundidad menor de la estructura, (pies).

Las correlaciones utilizadas para la generación del PVT sintético fueron:

3.5.1.1- Propiedades del Petróleo.

- **Presión de Burbujeo (Pb).**

Para el cálculo de esta propiedad fue empleada la correlación desarrollada por el Ingeniero Laineth López para crudos extrapesados de los Campos Bare y Arcuna,



cabe destacar que en dicho estudio se emplearon más de 120 análisis PVT representativos y consistentes distribuidos entre los Campos Bare y Arecuna.

$$P_b = 92,8034 + 6,77638 * \left(\frac{R_{si}}{\gamma_g} \right) + 0,688117 * Temp - 24,0569 * API \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

P_b: Presión de Burbujeo, (Lpc).

R_{si}: Relación del gas en solución y el petróleo a la presión inicial, (PCN/BN).

T: Temperatura, (°F).

γ_g: Gravedad específica del gas liberado, (adim).

API: Gravedad API del crudo residual.

- **Relación Gas-Petróleo en Solución (R_s).**

Para el cálculo de esta propiedad fue empleada la correlación desarrollada por Laineth López para los Campos Bare y Arecuna.

$$R_s = -35,6135 + 0,0830159 * P - 0,052482 * T + 51,479 * \gamma_g + 1,98597 * API \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

R_s: Relación de Solubilidad del gas en el Petróleo, (PCN/BN).

P: Presión del yacimiento (Lpc), donde P ≤ P_b.

T: Temperatura, (°F).

γ_g: Gravedad específica del gas liberado, (adim).

API: Gravedad API del crudo residual.

- **Factor Volumétrico del Petróleo (B_o).**

Para el cálculo de esta propiedad también fue empleada la correlación desarrollada por Laineth López.



$$\beta_o = 0,93176 + 0,000422061 * T + 0,000372363 * R_s + 0,0545485 * \gamma_g + 0,00159098 * API$$

(Ec. 3.5)

Donde:

Bo: Factor Volumétrico del Petróleo, (By/BN).

Rs: Relación de Solubilidad del gas en el Petróleo, (PCN/BN).

T: Temperatura, (°F).

γ_g : Gravedad específica del gas liberado, (adim).

API: Gravedad API del crudo residual.

La ecuación anterior solo es aplicable a $P \leq P_b$ por lo que para determinar esta propiedad a presiones mayores a la P_b se requirió del uso de una correlación la cual es dependiente de la compresibilidad del petróleo:

$$\beta_o = \beta_{ob} * e^{[C_o * (P_b - P)]} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

Co: Compresibilidad isotérmica del Petróleo a una presión promedio por encima de la presión de burbujeo (lpc^{-1}).

La compresibilidad del petróleo a $P > P_b$ se puede determinar mediante la correlación de Vásquez y Beggs obtenida de 4.486 datos de laboratorio:

$$C_o = \frac{(-1433 + 5 * R_{sb} + 17,2 * T - 1180 * \gamma_g + 12,61 * API)}{10^5 * P} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

Co: Compresibilidad del petróleo, (lpc^{-1}).

API: Gravedad del crudo, (°API).

P: Presión del yacimiento, (L_{pca}).

Rsb: Gas Disuelto a la Presión de Burbujeo, (PCN/BN).



T: Temperatura del yacimiento, (°F).

γ_g : Gravedad específica del Gas, (Adim).

- **Viscosidad del Petróleo Saturado (μ_o).**

Para el cálculo de esta propiedad se utilizó la correlación desarrollada por Laineth López aplicable a un intervalo de temperatura de 130-142°F.

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

(Ec. 3.8)

Donde:

μ_o : Viscosidad del petróleo saturado, (cPs).

T: Temperatura, (°F).

P: Presión del Yacimiento, (lpc); donde $P \leq P_b$.

R_s : Relación de Solubilidad del gas en el Petróleo, (PCN/BN).

API: Gravedad API del crudo residual.

La ecuación anterior solo es aplicable a $P \leq P_b$ por lo que para determinar esta propiedad a presiones mayores a la P_b Vásquez, M. y Beggs, H.D. desarrollaron la siguiente correlación:

$$\mu_o = \mu_{ob} * \left[\frac{P}{P_b} \right]^B \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$B = 2,6 * P^{1,187} * e^{[-11,513 - 8,98 * 10^{-5} * P]} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde:

μ_o : Viscosidad del petróleo a $P > P_b$ y T, (cPs).

μ_{ob} : Viscosidad del petróleo a P_b y T, (cPs).

P: Presión de interés, (Lpca).

P_b : Presión de Burbujeo, (Lpca).



3.5.1.2- Propiedades del Gas.

- **Gravedad Específica del Gas (γ_g).**

La gravedad del gas es un dato fundamental para la generación del PVT sintético ya que muchas de las correlaciones presentadas anteriormente dependen de este dato, por tal razón el mismo fue calculado mediante la ecuación desarrollada por Ángel Granados en función de la Gravedad API del crudo.

$$\gamma_g = 0,41494 + 0,018089 * API \quad (\text{Ec. 3.11})$$

- **Propiedades Seudocríticas del Gas.**

Estas propiedades del gas fueron calculadas partiendo de las ecuaciones de Standing para gas pobre ($\gamma_g < 0,75$).

$$P_{sc} = 677 + 15 * \gamma_g - 37,5 * \gamma_g^2 \quad (\text{Ec. 3.12})$$

$$T_{sc} = 168 + 325 * \gamma_g - 12,5 * \gamma_g^2 \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde:

γ_g : Gravedad específica del gas liberado, (aire=1).

P_{sc} : Presión seudocrítica, (Lpca).

T_{sc} : Temperatura seudocrítica, (°R).

- **Propiedades Seudoreducidas.**

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Donde:

P_{sr} : Presión seudoreducida, (Adim).

T_{sr} : Temperatura seudoreducida, (Adim).



Una vez calculadas las propiedades pseudoreducidas se puede ingresar a la siguiente gráfica y determinar el factor de compresibilidad del gas (Z).

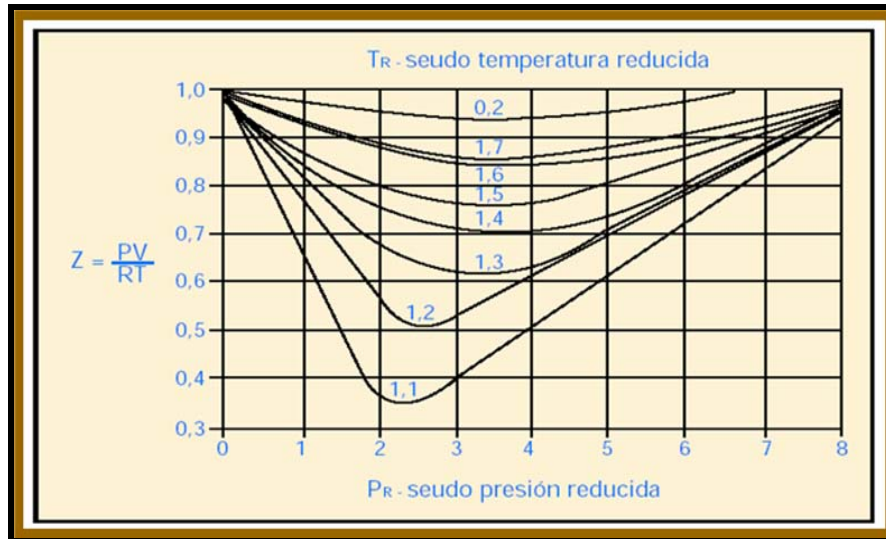


Figura 3.2- Gráfico utilizado para determinar el Factor Z.

- **Factor Volumétrico del Gas, (B_g).**

$$B_g = 0,02829 * \frac{Z * T}{P} \quad (\text{Ec.3.16})$$

Donde:

B_g : Factor volumétrico del gas, (PCY/PCN).

Z: Factor de compresibilidad del gas, (adim).

P: Presión, (Lpca).

T: Temperatura, (°R).

- **Viscosidad del Gas (μ_o).**

Esta propiedad fue calculada mediante el método de Lee, González y Eakin.



$$\mu g = \frac{K * e^{(X * \rho g^Y)}}{10^4} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

$$\rho g = \frac{2,7 * P * \gamma g}{Z * T} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

$$X = 3,448 + \frac{986,4}{T} + 0,01009 * Mg \quad (\text{Ec. 3.19})$$

$$Y = 2,447 - 0,2224 * X \quad (\text{Ec. 3.20})$$

$$K = \frac{(9,376 + 0,01607 * Mg) * T^{1,5}}{209,2 + 19,26 * Mg + T} \quad (\text{Ec.3.21})$$

Donde:

μg : Viscosidad del gas a p y T, (cPs).

ρg : Densidad del gas, (grs/cc).

M: Peso molecular del gas (=28,96 γg), (lbs/lb-mol).

Z: Factor de compresibilidad del gas, (adim).

P: Presión, (Lpca).

T: Temperatura, ($^{\circ}R$).

3.5.1.3- Propiedades del Agua.

- **Factor Volumétrico del Agua, (B_w):**

La siguiente propiedad fue calculada a través de la correlación de McCain, W.D.

$$B_w = (1 + \Delta V_{wp})(1 + \Delta V_{wT}) \quad (\text{Ec.3.22})$$

Donde:

$$\Delta V_{wT} = -1,0001 \times 10^{-2} + 1,33391 \times 10^{-4} T + 5,50654 \times 10^{-7} T^2 \quad (\text{Ec. 3.23})$$

$$\Delta V_{wp} = -1,95301 \times 10^{-9} pT - 1,72834 \times 10^{-13} p^2 T - 3,58922 \times 10^{-7} p - 2,25341 \times 10^{-10} p^2 \quad (\text{Ec. 3.24})$$

Donde:



ΔV_{wp} : Corrección de volumen por presión.

ΔV_{wT} : Corrección de volumen por temperatura.

- **Viscosidad del Agua, (μ_w):**

Para esta propiedad también fue utilizada la correlación desarrollada por McCain, W.D.

$$\mu_w = A T^B \quad (\text{Ec. 3.25})$$

Donde:

$$A = 109,574 - 8,40564S + 0,313314S^2 + 8,72213 \times 10^{-3} S^3 \quad (\text{Ec. 3.26})$$

$$B = -1,12166 + 2,63951 \times 10^{-2} S - 6,79461 \times 10^{-4} S^2 - 5,47119 \times 10^{-5} S^3 + 1,55586 \times 10^{-6} S^4 \quad (\text{Ec. 3.27})$$

T: Temperatura, (°F).

S: Salinidad, % por peso de sólidos disueltos (1 % = 10.000 ppm).

- **Densidad del Agua, (ρ_w):**

La densidad del agua fue calculada a través de la ecuación de McCain, W.D.

$$\rho_{wcn} = 62,368 + 0,438603S + 1,60074 \times 10^{-3} S^2 \quad (\text{Ec. 3.28})$$

Donde:

ρ_{wcn} : Densidad del agua a condiciones normales, (lbs/pie³).

S: Concentración de sólidos disueltos (salinidad) (1 % = 10.000 ppm).

- **Compresibilidad del Agua, (C_w):**

Esta propiedad fue calculada a través de la correlación generada por Dodson, C.R y Standing, M.B.



$$C_{wp} = \frac{A + (B * T) + (C * T^2)}{10^6} \quad (\text{Ec. 3.29})$$

Donde:

$$A = 3,8546 - 1,34 \times 10^{-4} \quad (\text{Ec. 3.30})$$

$$B = -0,01052 + 4,77 \times 10^{-7} \quad (\text{Ec. 3.31})$$

$$C = 3,9267 \times 10^{-5} - 8,8 \times 10^{-10} p \quad (\text{Ec. 3.32})$$

P: Presión, (Lpca).

T: Temperatura, (°F).

3.5.2- Análisis de las Propiedades de las Rocas.

Para la realización del estudio, se contó con información relativa a una prueba de núcleo del Yacimiento MFB-53, que indican el comportamiento de las permeabilidades relativas del yacimiento, por lo tanto el modelo fue construido con la información de las curvas del sistema agua-petróleo y gas-petróleo, procedente de este análisis.

3.6- Estimación del Promedio Ponderado de las Propiedades Petrofísicas.

Con la información del modelo geoestadístico de cada propiedad, se procedió al cálculo del promedio de cada una de ellas, con la finalidad de ser utilizados en la estimación del Petróleo Original en Sitio (P.O.E.S.) y este a la vez en el cálculo del Gas Original en Sitio (G.O.E.S), la ecuación utilizada es la siguiente:

$$X = \frac{\sum X_i * h_i}{\sum h_i} \quad (\text{Ec. 3.33})$$

Donde:



X_i : Propiedades (porosidad, fracción), (permeabilidad md), (saturación de agua, fracción)

h_i : Espesor, pies

3.7- Cálculo del Área y Volumen.

El cálculo del área y volumen, fue realizado con la información del modelo geoestadístico de los espesores y estructurales de la arena, utilizando la herramienta de creación de mapas y mallados, *Surfer 8*.

3.8- Construcción del Modelo de Simulación.

Esta fase correspondió a suministrar al simulador toda la información requerida para la caracterización estática y dinámica del yacimiento con el objetivo de presentar un modelo de simulación representativo y confiable del yacimiento en estudio que una vez realizadas las pruebas planteadas arroje resultados confiables.

En la construcción del modelo fueron realizados los siguientes pasos:

3.8.1- Inicialización del Modelo.

Esta etapa correspondió a suministrar al pre-procesador Builder la herramienta a utilizar, la cual fue en este trabajo el simulador STARS, como el tipo de sistema de unidades y la fecha de inicialización del modelo, dependiendo este último del histórico de producción que el pozo escogido presenta.

3.8.2- Construcción del Mallado y Definición de las Propiedades Petrofísicas.

La elaboración del modelo estático del yacimiento correspondió a la creación del mallado de simulación y a suministrar la información petrofísica al modelo. Para la elaboración del mallado fue utilizada la sección “Reservoir” en la cual a través de Create Grid fue seleccionada la opción Ortogonal Corner Point con 76 bloques en dirección “I”, 32 en dirección “J” y 24 capas verticales, obteniéndose un total de 58.368 bloques.



Esta sección forma parte de la definición geológica del modelo de simulación. Permite definir o declarar las permeabilidades absolutas promedio para cada bloque o para cada conjunto de bloques, los valores de porosidad, y los espesores de los mismos.

En la construcción del modelo de simulación se utilizó la información geoestadística de las propiedades petrofísicas y estructurales del modelo estático, generada por un estudio previo realizado en la arena, esta información fue cargada de archivos, con extensiones *.bna* y *.msh*, en el modelo, por medio del módulo *Specify Property*, donde se encuentran una serie de columnas que corresponden a las diferentes propiedades del modelo, y las capas del mismo, haciendo clic derecho sobre la celda, se selecciona *Geological Map*, y se abre el cuadro de dialogo *Open Map File*, donde se especifica, la extensión del archivo, las unidades y su ruta.

3.8.3- Propiedades de los Fluidos en el Yacimiento.

Luego de generar el mallado y cargar las propiedades petrofísicas de la roca, se procedió a editar la sección de datos correspondientes a las propiedades de los fluidos en la sección *Component Property*. Estos datos fueron obtenidos del PVT sintético generado, como se explicó anteriormente en la sección 3.5.1. Específicamente en esta sección se cargaron estas propiedades para cada componente tales como: viscosidad, solubilidad del gas en el crudo, factor volumétrico del petróleo, etc.

3.8.4- Definición del Sistema Roca-Fluido.

Ingresando al módulo Rock-Fluid se selecciona la opción de “*Create/Edit Rock Types*”, por la cual se despliega una ventana donde se ingresaran los valores de las curvas de permeabilidades relativas del sistema agua-petróleo y gas-petróleo. Los valores de permeabilidades relativas de los diferentes sistemas se obtuvieron, de un análisis de núcleo de la arena.



3.8.5- Condiciones Iniciales del Modelo.

Para suministrar las condiciones iniciales del modelo se ingresa al módulo “*Inicial Conditions*” en el cual se coloca la profundidad de referencia, la presión de referencia, y la profundidad de los contactos de los fluidos, el método de cálculo de equilibrio vertical (Promedio de profundidad mediante la gravedad y la presión capilar).

3.8.6- Condiciones Numéricas.

Las condiciones numéricas son suministradas al simulador a través de la sección “*Numerical*”, donde es ingresado 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.

3.8.7- Definición de las Propiedades de los Pozos.

La creación de los pozos se realizó a través del módulo “*Well & Recurrents*”, donde fueron cargadas las trayectorias y completaciones para los diferentes pozos a través de la opción “*Well completions (PERF)*”, igualmente fueron creadas las trayectorias para los nuevos pozos mediante la opción “*Create trajectories from completions*”, en general los datos cargados están referidos a aspectos tales como: Tipo de pozo, trayectorias, intervalos cañoneados, etc.

3.8.8- Definición de los Parámetros de los Pozos.

La definición de los parámetros de los pozos se realizó a través del módulo “*Well & Recurrents*”, a través de la opción “*Well events*” donde se desprende una ventana con diferentes opciones en las cuales se puede definir el nombre y tipo de pozo, las restricciones, siendo en este caso como parámetro principal la presión de fondo fluyente y la tasa de petróleo entre otras, el estatus de los pozos y los parámetros de inyección para los pozos inyectoros como los son la calidad, presión de inyección, temperatura, proporción de fluidos inyectados, entre otras opciones.



3.8.9- Volúmenes Originales en Sitio.

- **Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES):**

Con los valores de porosidad y saturación de agua promedios obtenidos de la evaluación petrofísica se determinó el POES a través del método volumétrico utilizando la siguiente expresión:

$$POES = 7758 \frac{Vb * \phi * (1 - Swi)}{Boi} \quad (Ec. 3.34)$$

Donde:

POES: Petróleo Original en Sitio, (BN).

Vb: Volumen bruto, obtenido de Surfer 8, (acres-pies).

Φ : Porosidad promedio del yacimiento, (fracción).

Swi: Saturación de agua inicial, (fracción).

Boi: Factor Volumétrico del petróleo, (By/BN).

- **Cálculo del Gas Original en Sitio (GOES):**

El GOES se determina una vez obtenido el valor del POES y la solubilidad inicial de gas en el petróleo, a través de la siguiente ecuación:

$$GOES = POES * Rsi \quad (Ec. 3.35)$$

Donde:

POES: Petróleo Original en Sitio, (BN).

Rsi: Relación inicial gas petróleo en Solución, (PCN/BN)

Este proceso se realiza después de haber cargado todas las propiedades del modelo, y haber construido el mismo, para comparar los Volúmenes iniciales Simulados, y los determinados por el promedio de las propiedades cargadas, calculado de manera analítica, la diferencia de estos valores no debe de exceder del



5%, para considerarse válido, de esta manera se valida la porosidad, el volumen de arena, las propiedades iniciales de los fluidos, y los contactos de los fluidos.

3.9- Cotejo Histórico.

Una vez construido el modelo, el siguiente paso es el cotejo histórico de producción, el cual es una de las etapas más exigentes y de mayor consumo de tiempo en el desarrollo de proyectos de simulación numérica, ya que al momento de construir un modelo de simulación, aunque este sea cargado con la información real y validada del área en estudio, no existe garantía alguna de que el comportamiento simulado, sea igual al real, es por ello, que se trabaja bajo el principio, de que si un modelo no puede emular su comportamiento pasado, mucho menos podrá emular el futuro. Como parte prioritaria se coteja la producción de petróleo, gas y la del agua, modificando y sensibilizando principalmente las propiedades del mallado, las propiedades de los pozos, definición de los fluidos y propiedades de las rocas.

3.10- Esquemas o Planes de Explotación (Predicciones).

Esta etapa correspondió a ser estudiada una vez realizado el cotejo histórico y a la validación de todas las propiedades del modelo para obtener una representatividad excelente del mismo. Como horizonte predictivo se tomó un período de 10 años a partir de la última fecha de producción con la se contó del pozo y tomando como planes de explotación los siguientes escenarios:

3.10.1- Flujo Natural o Caso Base:

Este caso correspondió a la producción del pozo horizontal seleccionado a través de la energía aportada por el yacimiento para la producción de fluidos con el objeto de comparar el comportamiento de producción con respecto a los otros casos predictivos, teniendo como parámetro variable la presión de fondo fluyente para este caso.



3.10.2- THSF (Toe to Heel Steam Flood):

Este caso correspondió a la aplicación de un proceso de inyección, con la configuración Toe-to-Heel, donde se sensibilizó los diferentes parámetros del método, como la calidad de inyección, tasas de inyección, distancia horizontal del pozo inyector vertical con respecto a la sección final del pozo horizontal, y la profundidad del pozo vertical con respecto al final de la sección pozo horizontal.

3.10.3- Inyección Alterna de Vapor:

Este caso correspondió a la aplicación de un proceso de inyección alterna de vapor aplicando las sensibilidades a los diferentes parámetros de inyección como la calidad, tasa de inyección, tiempo de inyección, tiempo de remojo y por último la cantidad de ciclos a aplicar.

3.10.4- Inyección Continua de Vapor:

Este caso correspondió a la aplicación de un proceso de inyección continua de vapor utilizando para este caso un arreglo de cinco pozos normal, se aplicaron sensibilidades a diferentes parámetros de inyección como lo es la calidad, tasa de inyección de vapor así como también el tamaño del arreglo (distancia entre pozos).

3.10.5- Inyección Alterna de Vapor e Inyección Continua de Vapor:

Este caso correspondió a la aplicación combinada de procesos de inyección alterna y continua de vapor, para lo cual se seleccionaron los valores de parámetros de inyección ya sensibilizados en los escenarios anteriores. En este se plantea primero la inyección de un ciclo de vapor de forma alterna y luego el proceso de inyección continúa de vapor, esto con la finalidad de precalentar la formación. Seguidamente se sensibilizara el número de ciclos óptimos de IAV antes de empezar con la inyección continua de vapor.



3.11- Comparar los Resultados del Proceso THSF con otros Procesos de Inyección Convencional.

Para realizar esta comparación se tuvo como referencia principal el petróleo acumulado producido y el agua producida acumulada así como también la relación petróleo/vapor, con el objetivo de definir la factibilidad técnica o no del denominado proceso de recobro de petróleo de corta distancia THSF con respecto a los métodos convencionales de inyección.

3.12- Realizar una Evaluación Económica sobre la Rentabilidad del Proyecto.

Durante esta etapa se plantea estimar los costos relacionados a los diferentes escenarios de producción planteados anteriormente, de manera de conocer cuál es, desde el punto de vista económico, el que brinda mayor aporte de capital y menor inversión, esta estimación de costos se realizará por medio de una hoja de Excel considerando las variables más comunes de los análisis financieros, cabe destacar que en esta fase solo fue considerada la inversión referente a los procesos térmicos así como los costos y los ingresos asociados a los mismos.

Para determinar la rentabilidad de las estrategias de explotación consideradas se tomaron en cuenta los siguientes indicadores económicos:

✓ *Valor presente neto (VPN).*

Para el cálculo de este indicador se empleó la siguiente ecuación matemática:

$$VPN = -A_0 + \sum_{n=1}^t \frac{-An + Itn - Ctn}{(1 + Td)^n} \quad (Ec. 3.36)$$

Donde:

n: Unidad de tiempo.

Ao: Inversión Inicial.

Itn: Ingresos totales en el tiempo n.



Ctn: Costos totales en el tiempo n.

Td: Tasa de descuento.

✓ **Tasa interna de retorno (TIR).**

Este indicador fue calculado mediante la función financiera de Excel TIR la cual está íntimamente relacionada con el valor presente neto (VPN) y para lo cual Excel utiliza un método iterativo a fin de determinar la tasa de interés cuando el VPN=0.

✓ **Eficiencia de la inversión (EI).**

Este indicador fue calculado mediante la ecuación que expresa la relación entre el valor presente neto y las inversiones realizadas durante la vida útil del proyecto, es decir, representa la rentabilidad que se obtiene, en términos reales, por cada unidad monetaria invertida.

La expresión matemática es la siguiente:

$$EI = \frac{VPN}{At} \quad (Ec. 3.37)$$

Donde:

EI: Eficiencia de la Inversión.

VPN: Valor presente neto generado por el proyecto.

At: Inversión Total.

✓ **Periodo de recuperación de la inversión (PRI).**

Este último indicador consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos de caja netos positivos sean iguales al capital invertido, es decir el periodo de recuperación es el tiempo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiamiento. Matemáticamente se define como:



$$\sum_{n=1}^t ITn - Ctn = Ao \quad (\text{Ec. 3.38})$$

Donde:

Ao: Inversión Inicial.

Itn: Ingresos totales en el tiempo n.

Ctn: Costos totales en el tiempo n.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Este proyecto de investigación consistió en desarrollar un modelo de simulación utilizando el simulador numérico STARS a través de la recopilación y validación de los datos necesarios para caracterizar el yacimiento y su comportamiento con el objetivo principal de realizar una evaluación de la factibilidad de aplicar un proceso de Toe to Heel Steam Flood, en un pozo horizontal en el Yacimiento U1,3 MFB-53 ubicado en el Campo Bare, zona Este.

4.1- Selección del Área de Estudio.

La selección del área para aplicar el proceso correspondió a una de las etapas de gran importancia en el proyecto, con el objetivo de seleccionar la parte del yacimiento que representaba de acuerdo a sus características, el área más adecuada para aplicar el estudio. Para realizar este paso fue necesario, el análisis de toda la información disponible del Yacimiento U1,3 MFB-53 del Campo Bare Este.

Debido a que Campo Bare Este, es una zona que ha comenzado a ser explotada, relativamente hace poco tiempo, como lo muestra la Figura 4.1, y que para los inicios de su explotación solo habían unos pocos pozos produciendo, lo cual es lógico, y que a medida que paso el tiempo el número de estos se incremento, esto implica que existe un histórico de producción de esta zona reducido, y que los pozos más antiguos y por tanto con mayor histórico, son unos pocos, es por esto, que la zona de estudio no solo fue escogida, por las características positivas de la misma, como lo son las petrofísicas, las estructurales, etc., sino que se redujo a la zona donde existieran pozos viables para el estudio, con los históricos de producción más amplios posibles.

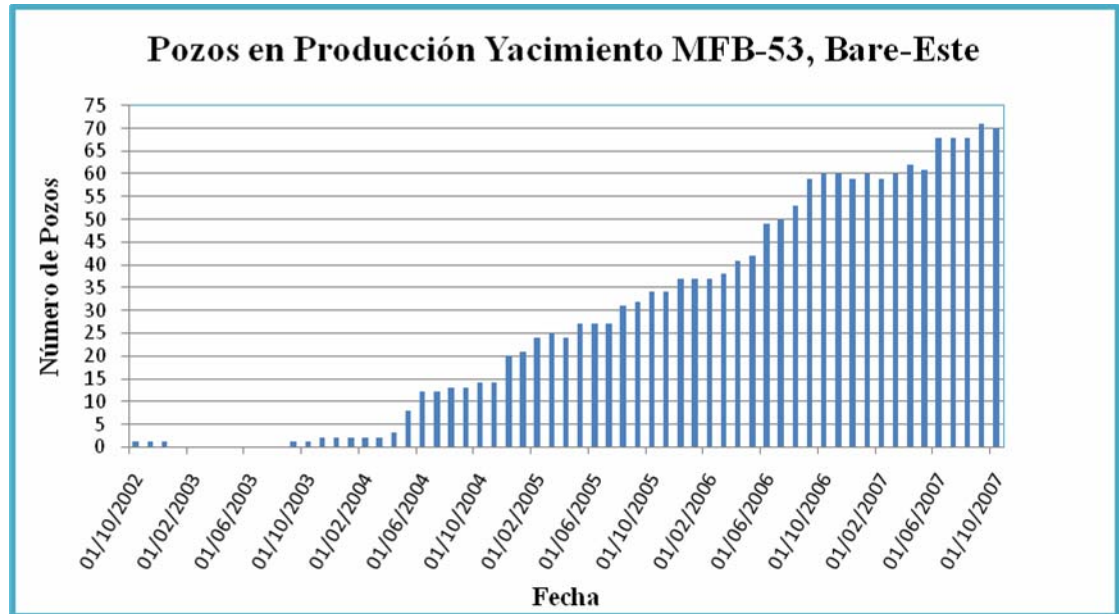


Figura 4.1- Pozos en Producción en el Yacimiento U1,3 MFB-53, Campo Bare Este.

4.1.1- Selección de la Arena a ser Aplicado el Proceso.

El Yacimiento U1,3 MFB-53, desde el punto de vista de capacidad hidráulica, es considerado un cuerpo arenoso masivo con grandes espesores de arena, pero desde el punto de vista sedimentológico está conformado por las arenas U1, y U2,3, como ya se observo en el capítulo 2, donde se hace una descripción de estas arenas, estas poseen características muy parecidas, salvo por el hecho de como se observa en la tabla 4.1, la cual es un resumen de algunas de las propiedades de ambas, que la Arena U2,3, posee espesores muchos más grandes que la U1, que van desde los 90 hasta los 170 pies en algunas zonas, debido a esto la arena U2,3 se convierte en la mejor opción para aplicar el principal método de este estudio, al poseer estos grandes espesores.



Tabla 4.1. Características de las arenas del Yacimiento U1,3 MFB-53.

Arena	Espesor (Pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
U1	29,131	30,34	1424,142
U2,3	140,082	30,26	1769,692

Ahora analizando la información desde el punto de vista petrofísico-estructural, se observó que ambas arenas poseen, una porosidad, en ambos casos muy buenas, siendo prometedoras para la presencia de grandes volúmenes de fluidos, sin embargo, la Arena U2,3, presenta un valor más alto de permeabilidad que la arena U1, por supuesto el valor de la última mencionada tampoco es nada despreciable, ahora al analizar la información, de la tabla A.1 del Apéndice A, donde se muestra las propiedades promedio del modelo geoestadístico de la Arena U1,3 en el Yacimiento MFB-53, utilizado durante este estudio, el cual fue generado de estudios previos especializados con anterioridad como parte de la creación del Modelo Estático de Campo Bare^[7], se puede observar que el volumen de Arcilla es mucho mayor en la Arena U1, que la U2,3, por tanto, esta la hace poco elegible para procesos de inyección de vapor, debido a posibles problemas operacionales por el hinchamiento de las arcillas. Al analizar la saturación de agua de la zona, se encuentra con un valor promedio de 12 % para ambas arenas, y que el Contacto Agua-Petróleo se encuentra a -2.864 pies, aunque este sea un yacimiento que no posee ningún acuífero asociado, siempre es conveniente el perforar pozos lo más lejos posible de los contactos, es por eso que al observar la estructura de este yacimiento, que guarda cierta semejanza con un homoclinal, y que buza en dirección Noreste, se hace conveniente que la zona de estudio se encuentre lo más al Sur posible del mismo, donde se encuentre la mayor cantidad de volumen de petróleo y la menor cantidad de agua, además cabe resaltar que este yacimiento, no posee una Capa de Gas, para el momento de la toma de la información estudiada, por tanto la producción de manera no deseada de una zona con gas no está contemplada, al explotar los intervalos superiores.



Debido a todos los factores mencionados anteriormente, y sobreponer la información una contra la otra, la zona del estudio se encuentra contemplada en esta zona mostrada en la Figura 4.2.



Figura 4.2- Ubicación de la zona Centro-este del yacimiento.

4.2- Selección del Pozo para ser Aplicado el Proceso.

En principio para realizar el estudio, se tenía pensado el seleccionar un solo pozo, cuyas características sean las mejores posibles, tales como: que el mismo estuviera ubicado una zona con buena petrofísica, que su histórico de producción tenga la menor cantidad de interrupciones posibles, que el pozo presentara la menor cantidad de reparaciones y problemas operacionales, además de una completación del pozo lo mas semejante posible a la de un pozo horizontal ideal. Sin embargo como se observó en la figura 4.1, la actividad productiva de la zona ha sido muy poca, por lo que el pozo más antiguo viable para el estudio posee 42 meses de historial de producción, aunque el cotejo histórico represente la condición mínima que debe presentar un modelo de simulación para llamarlo representativo, bajo el principio, de que por lo menos un modelo debería poder emular el comportamiento pasado del yacimiento, para poder proclamar que puede hacer lo mismo con el futuro, es por esto



que aunque se contara con solo esa extensión de tiempo del histórico de producción, se decidió tomar dos pozos más viables cercanos al primero para realizar el cotejo histórico con 3 pozos. De manera de que aunque el histórico de estos pozos no sea tan extenso, al cotejarlos en un mismo modelo le brindara mayor representatividad al mismo.

Los Pozos seleccionados para el estudio son los que aparecen marcados con un círculo en la figura 4.3.

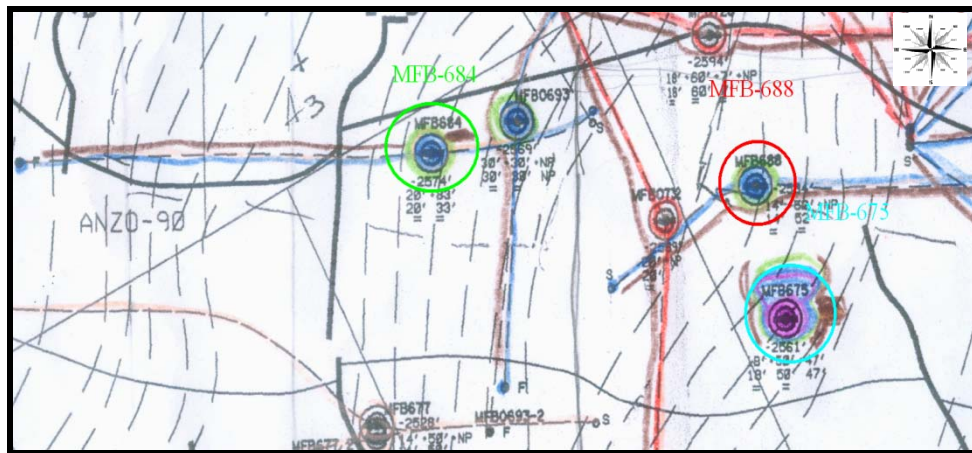


Figura 4.3- Pozos seleccionados para el estudio de simulación.

Pozo MFB-675:

El pozo MFB-675, es un pozo vertical que en principio fue tomado para realizar, las primeras pruebas PVT a este bloque, posee una buena producción de petróleo, además de una producción de agua y sedimentos extremadamente baja en el orden de 0,2%, en su corta historia no presenta problemas operacionales ni ningún tipo de reparación, salvo por una interrupción de la producción, la cual fue deseada, está ubicado en una zona con buenas propiedades petrofísicas, buenos espesores de arena, esta completado en el intervalo comprendido entre 2590 pies y 2695 pies, como es un pozo vertical no es usado para aplicar el método, pero si para cotejar.

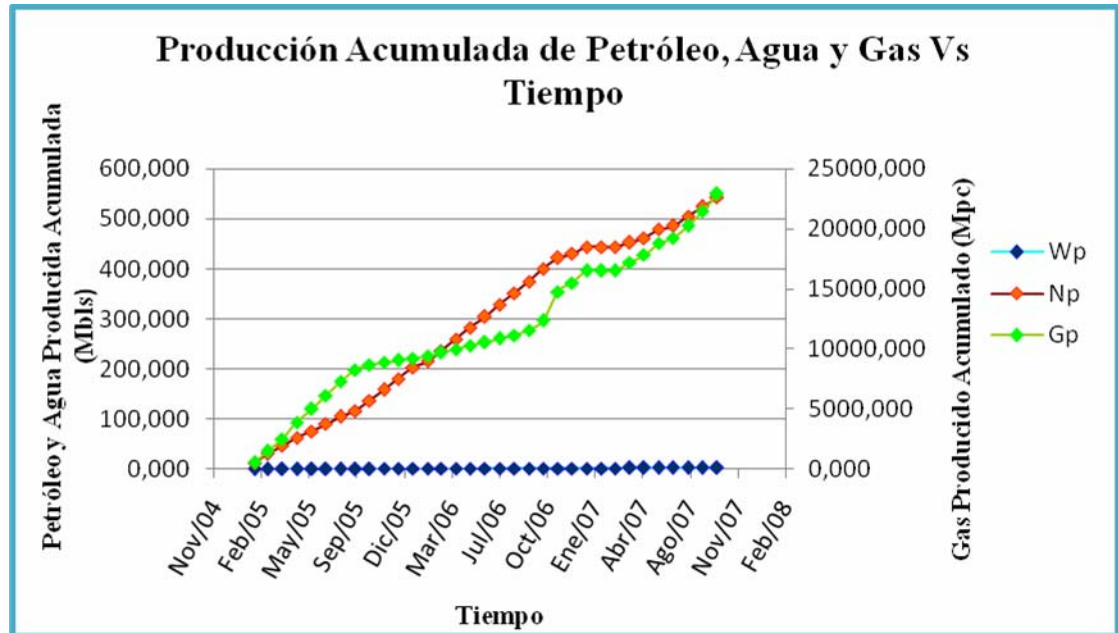


Figura 4.4- Producción acumulada del pozo MFB-675.

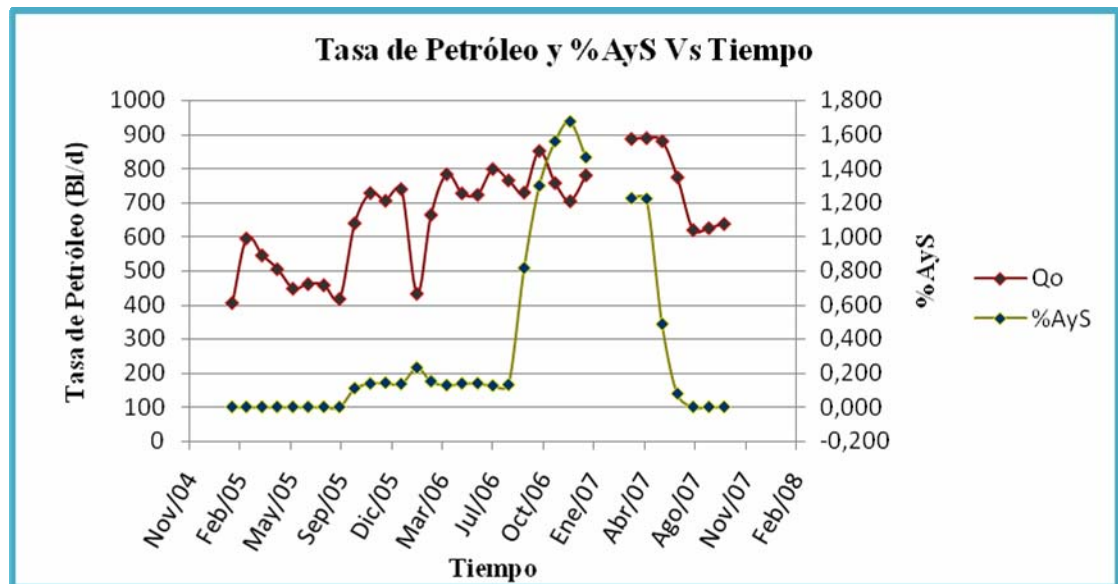


Figura 4.5- Tasa de Producción de Petróleo y Porcentaje de agua y sedimentos del pozo MFB-675.



Pozo MFB-684:

El pozo MFB-684, es un pozo horizontal que posee una longitud efectiva de 3.160 pies y esta completado en el intervalo comprendido entre 2.578 pies a 2.647 pies, posee una buena producción de petróleo, además de una producción de agua y sedimentos extremadamente baja en el orden de 0,2%, en su corta historia no presenta problemas operacionales, ni ningún tipo de reparación, no presenta interrupciones durante su historia de producción, está ubicado en una buena zona de propiedades petrofísicas, y posee buenos espesores de arena. Debido a su baja producción de agua resulta un pozo aceptable para aplicar procesos de inyección de vapor, sin embargo, debido a que su trayectoria resulta ser menos cercana a lo ideal de un pozo horizontal, comparado con otro pozo seleccionado, solo utilizaremos este pozo para el cotejo.

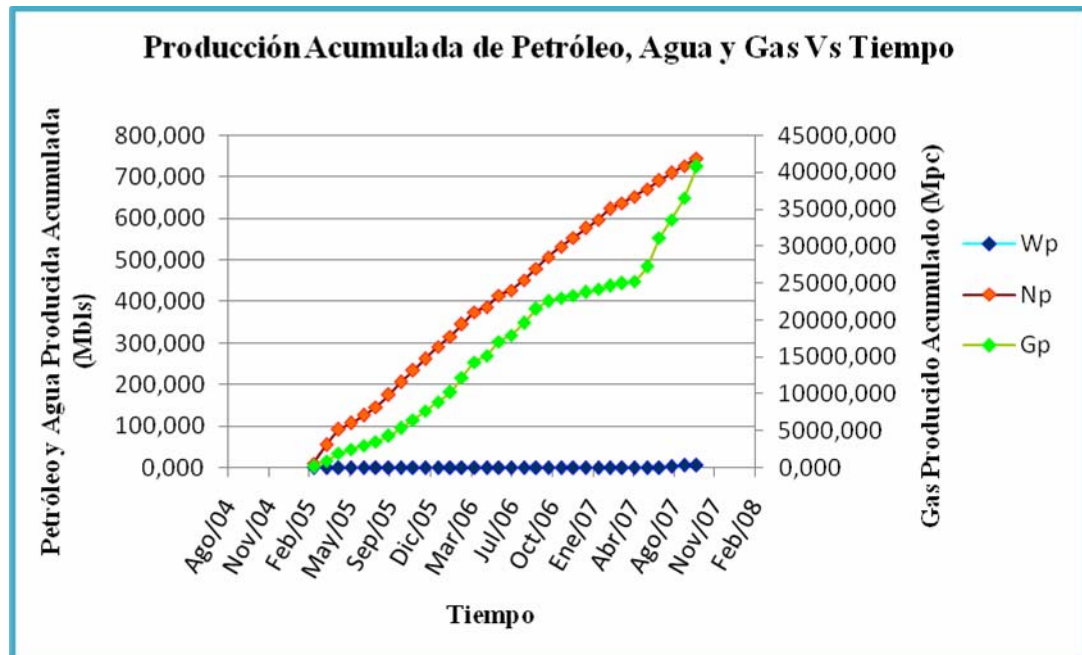


Figura 4.6- Producción acumulada del pozo MFB-684.

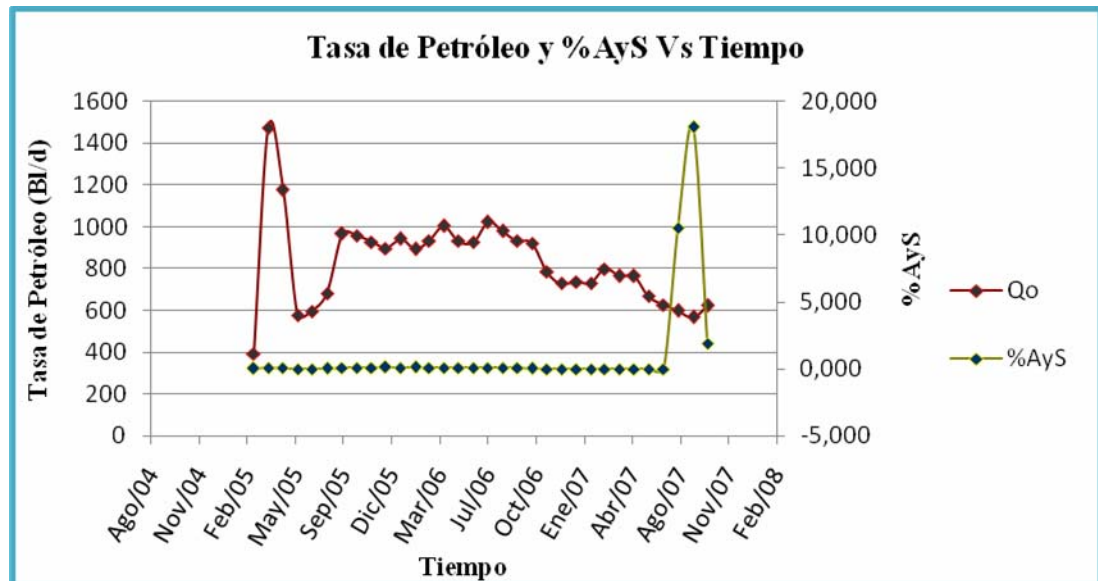


Figura 4.7- Tasa de Producción de Petróleo y Porcentaje de agua y sedimentos del pozo MFB-684.

Pozo MFB-688:

El pozo MFB-688, es un pozo horizontal que posee una longitud efectiva de 3.350 pies y esta completado en el intervalo comprendido entre 2.585 pies y 2.660 pies, posee una buena producción de petróleo, además de una producción de agua y sedimentos extremadamente baja en el orden del 1%, en su corta historia no presenta problemas operacionales, ni ningún tipo de reparación, no presenta interrupciones durante su historia de producción, está ubicado en una buena zona de propiedades petrofísicas, y buenos espesores de arena. Debido a su baja producción de agua resulta un pozo aceptable para aplicar procesos de inyección de vapor y debido a que su trayectoria resulta ser la más cercana a la ideal de un pozo horizontal, por esto este será el pozo utilizado para aplicar los procesos, además de ser utilizado para cotejar.

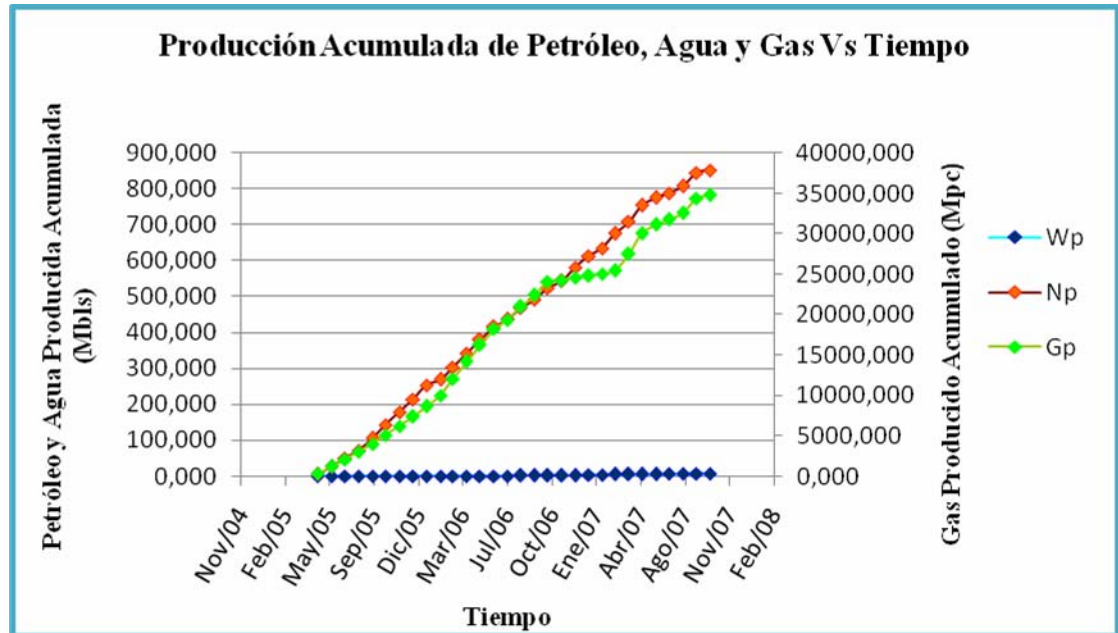


Figura 4.8- Producción acumulada del pozo MFB-688.

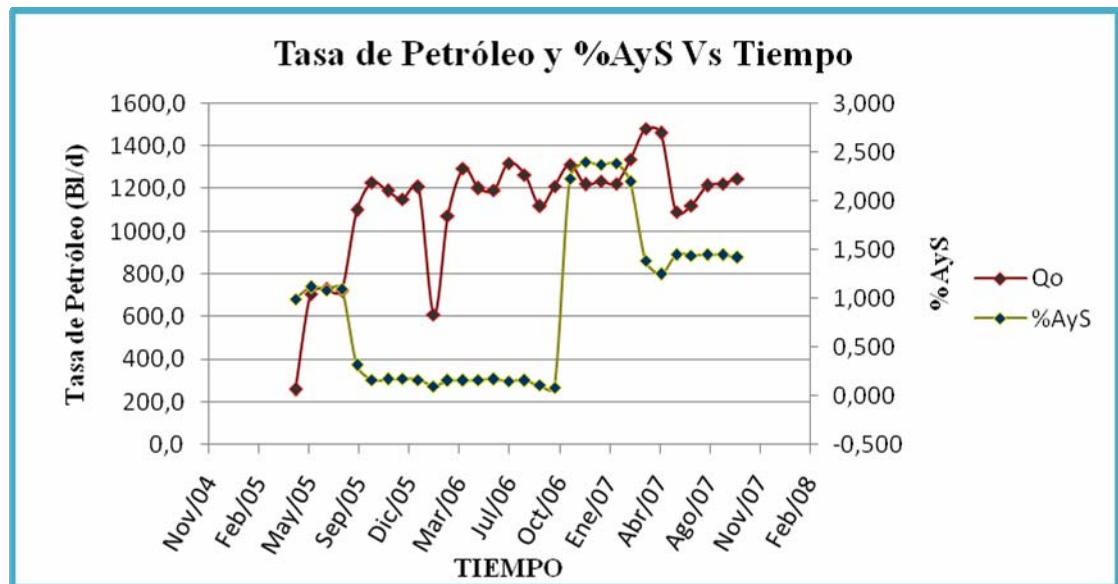


Figura 4.9- Tasa de Producción de Petróleo y Porcentaje de agua y sedimentos del pozo MFB-688.



4.3- Análisis de las Propiedades de las Rocas y de los Fluidos.

4.3.1- Análisis de las Propiedades de los Fluidos.

La caracterización de las propiedades del fluido presente en el yacimiento corresponde a una de las etapas de mayor importancia durante la explotación o desarrollo de un yacimiento, debido a que de una correcta caracterización va a depender, en gran parte, su comportamiento durante las diferentes etapas en la producción de un determinado yacimiento. Tal caracterización usualmente se logra a través de un análisis PVT (presión-volumen-temperatura) de una muestra de fluido tomada del yacimiento, sin embargo estas no siempre son representativas del fluido contenido en el mismo.

La Arena U1,3 del Yacimiento MFB-53 específicamente en el área este del yacimiento cuenta con varios análisis PVT, sin embargo según estudios realizados, ninguno mostró consistencia, por lo cual no son considerados válidos para este estudio. Por tal razón, se procedió a elaborar un PVT sintético, como fue explicado en el capítulo anterior, utilizando correlaciones empíricas las cuales fueron seleccionadas dependiendo a su adaptación de acuerdo al fluido y a su rango de aplicación.

Utilizando las correlaciones elaboradas por el Ingeniero Laineth López para crudos extrapesados de los Campos Bare y Arecuna, se pudo conocer propiedades como la Presión de Burbujeo (P_b), Relación Gas Petróleo en Solución (R_s), Factor Volumétrico del Petróleo (β_o), así como también la Viscosidad del Crudo saturado (μ_o) a diferentes valores de presión por debajo de la presión de burbujeo; cabe destacar que en la generación de estas correlaciones se empleó una base de datos de más de 120 análisis PVT distribuidos entre los Campos Bare y Arecuna, por tal razón se pueden considerar confiables las diferentes propiedades calculadas para el crudo. En vista que el resultado arrojado de presión de burbujeo resultó ser menor a la presión inicial del yacimiento, se realizó los cálculos de factor volumétrico del



petróleo (β_0) por encima de la presión de burbujeo con una ecuación dependiente de la compresibilidad del petróleo como se mostró en el capítulo anterior, igualmente sucedió con la viscosidad del crudo la cual fue calculada por medio de la correlación desarrollada por Vásquez y Beggs. En cuanto a las propiedades del gas se utilizó la ecuación elaborada por Ángel Granados para conocer la Gravedad Específica del Gas (γ_g) de acuerdo a la gravedad API del crudo, además las propiedades Seudocriticas se pudieron determinar por medio de las correlaciones de Standing para gas pobre, y para las propiedades del agua se emplearon las correlaciones de McCain.

Sin embargo, para generar estas propiedades con las correlaciones antes mencionadas, se utilizaron una serie de valores correspondientes al yacimiento y los cuales fueron tomados de un análisis realizado a la Arena U1,3 específicamente en el pozo MFB-91 y el cual según un estudio anterior^[24] realizado en el área oeste del Yacimiento MFB-53 fue considerado representativo y válido. Tales datos son mostrados en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Datos Básicos para generar el PVT Sintético.

Parámetro	Valor
Presión Inicial (lpc)	1215,3
API del crudo residual	9,4
Temperatura (°F)	137
Gravedad Especifica del Gas (Adim)	0,58498
Relación Gas Disuelto inicial (PCN/BN)	106

4.3.1.1- Relación Gas Disuelto inicial en el Petróleo (Rsi).

Con el objeto de validar parte de la información utilizada en la generación del PVT sintético, se escogieron 7 pozos ubicados en diferentes áreas del yacimiento (Ver apéndice A) con la finalidad de observar el comportamiento de la RGP



(Relación Gas Petróleo) durante los primeros años de producción, dando como resultado una tendencia muy cercana a 106 PCN/BN para los primeros años de producción, como se puede observar en los pozos MFB-706, MFB-707 y MFB-732 en la Figura 4.10. por otra parte también se puede observar un incremento del RGP después de cierto tiempo de producción, lo cual es característico de este tipo de yacimientos ya que el mismo se encuentra inicialmente subsaturado, sin embargo vale destacar que la diferencia entre la presión inicial y la presión de burbujeo es poca (1215,3 y 1188,85 lpc) por lo cual con una leve disminución de presión se alcanza rápidamente la condición saturada del fluido y por esto es que se muestra el comportamiento antes descrito.

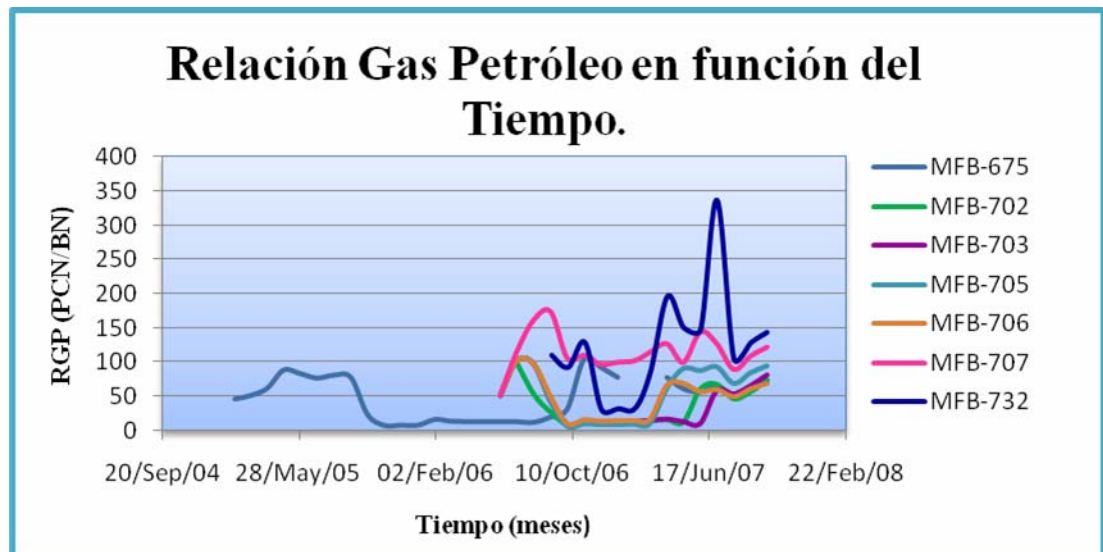


Figura 4.10- Comportamiento de la RGP Inicialmente.

Los valores obtenidos para las diferentes propiedades en la generación del PVT sintético se muestran en la tabla 4.3.



Tabla 4.3- Valores obtenidos en la Generación del PVT Sintético.

Presión (Lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo (By/BN)	μ_o (Cps)	Bg (Pcy/PCN)	μ_g (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
1050	93,145	1,0711	847,049	0,0144	0,0139
1150	101,447	1,0742	824,091	0,0131	0,0141
1188,85	106	1,0759	813,234	0,0126	0,0142
1215,3	106	1,0757	815,191	0,0124	0,0143

A continuación se representan de forma gráfica los diferentes valores de las propiedades estudiadas:

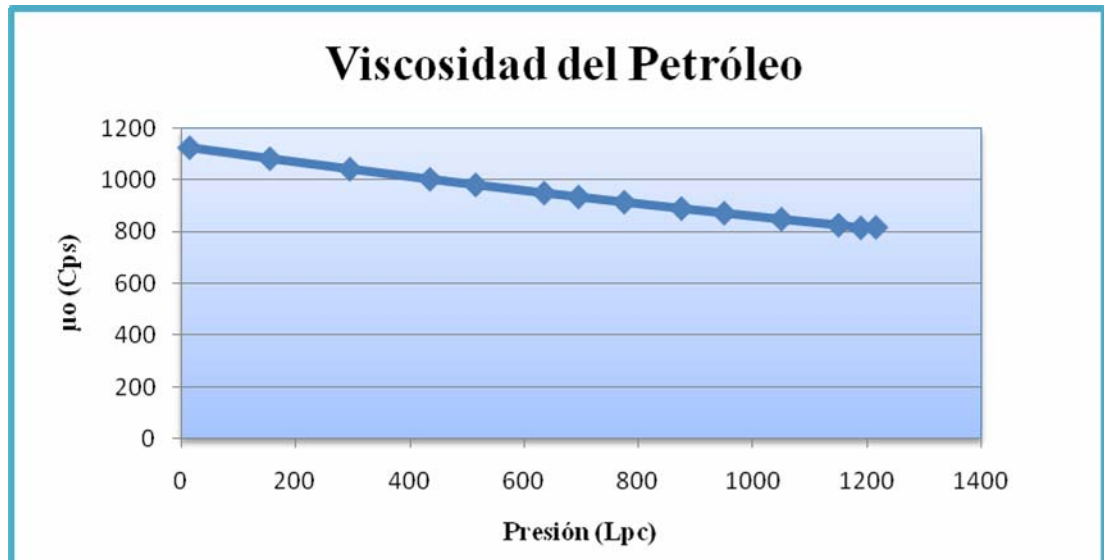


Figura 4.11- Comportamiento de la Viscosidad con respecto a la Presión.



En la Figura 4.11 se muestra el comportamiento de la viscosidad del petróleo con respecto a la presión, en la misma se puede apreciar que a las condiciones de presión de burbujeo la $\mu_o = 813,23$ Cps. Además de esto también se observa como la viscosidad va aumentando paulatinamente a medida que la presión declina por debajo de la presión de burbujeo y también como tiene un leve aumento al incrementar la presión por encima de la presión de burbujeo, lo cual tiene sentido debido a que inicialmente el yacimiento se encuentra en estado subsaturado, pero como se mencionó anteriormente la diferencia entre P_i y P_b no es muy significativa. El incremento de la viscosidad en condiciones saturadas es debido a que parte del gas es liberado a medida que se van produciendo los hidrocarburos, en cambio su aumento por encima de P_b es debido a que el petróleo ya no puede disolver más gas y por ende al aumentar la presión las moléculas del petróleo se juntan entre sí creando mayor fricción y por ende mayor viscosidad.

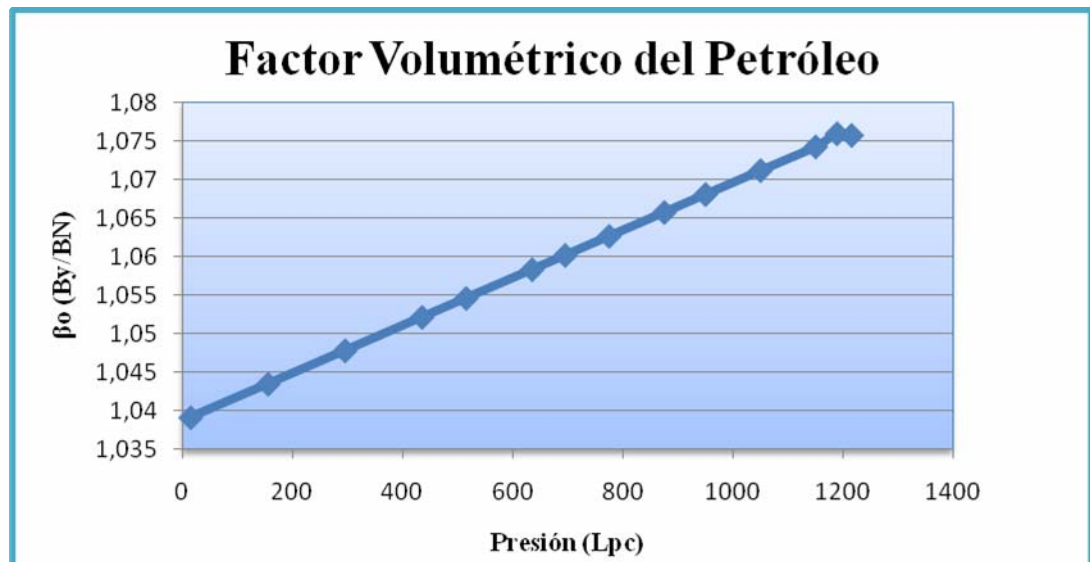


Figura 4.12- Factor Volumétrico con respecto a la Presión.

Debido a que el yacimiento se encuentra en estado subsaturado, el factor volumétrico del petróleo aumenta levemente con la disminución de presión por encima de la presión de burbujeo y disminuye con la disminución de presión por



debajo de la P_b (figura 4.12), lo primero es debido a que a menor presión el petróleo tiende a expandirse y ocupar mayor espacio, por otro lado por debajo de la presión de burbujeo, debido a la liberación del gas que se encontraba en solución ocasiona que el petróleo pierda volumen aún cuando está ganando volumen por efecto de la disminución de presión, sin embargo la pérdida de volumen por la liberación del gas disuelto es mayor y contrarresta el efecto anterior.

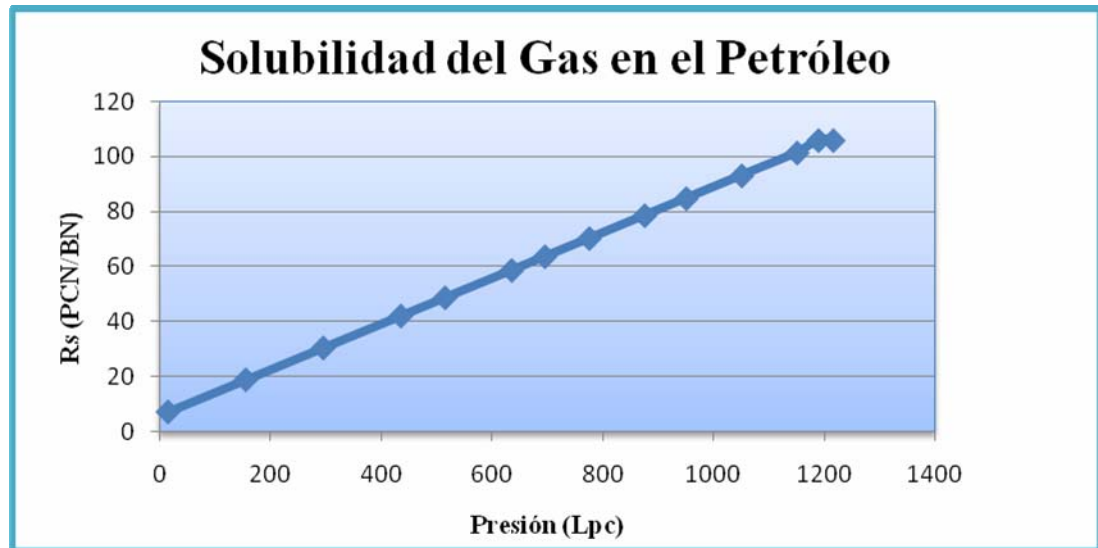


Figura 4.13- Solubilidad del Gas en el Petróleo con respecto a la Presión.

Como se observa en la Figura 4.13 la relación gas disuelto se mantiene constante por encima de la presión de burbujeo, lo cual es lógico debido a que el petróleo ya no puede disolver mas gas, por otro lado a medida que disminuye la presión por debajo de la presión de burbujeo, también disminuye la solubilidad del gas de manera constante esto debido a que a medida que se producen los hidrocarburos se va liberando el gas que se encuentra disuelto en el petróleo y por ende va disminuyendo la cantidad de gas presente en el petróleo.

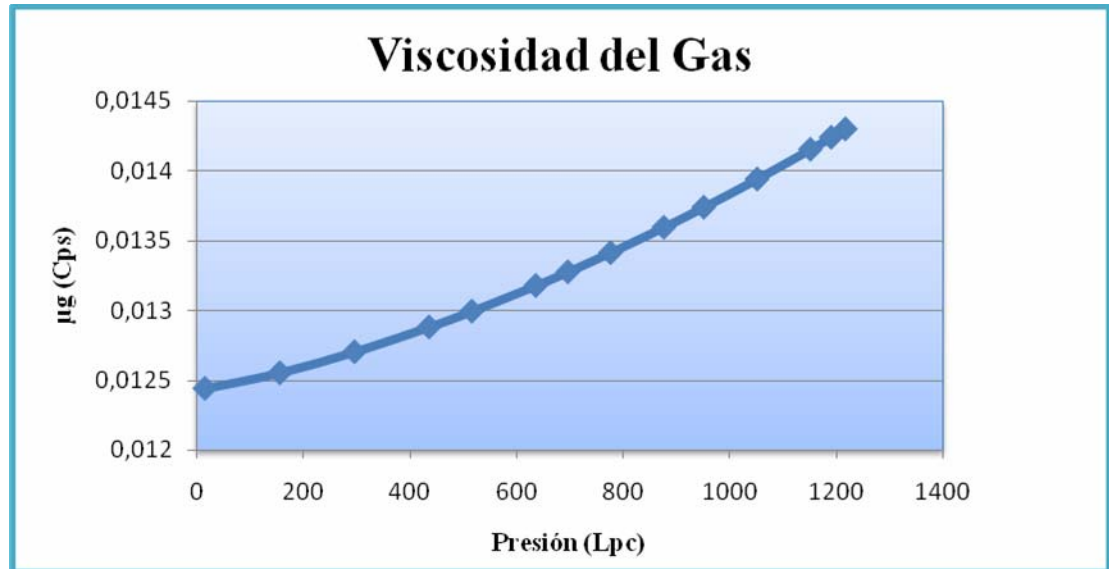


Figura 4.14- Viscosidad del gas con respecto a la presión.

De acuerdo a lo mostrado en la Figura 4.14, a medida que aumenta la presión también aumenta la viscosidad del gas, esto es debido a que las distancias intermoleculares disminuyen provocando un aumento de la energía cinética de las moléculas lo cual trae consigo mayor número de colisiones entre las moléculas que componen el gas.

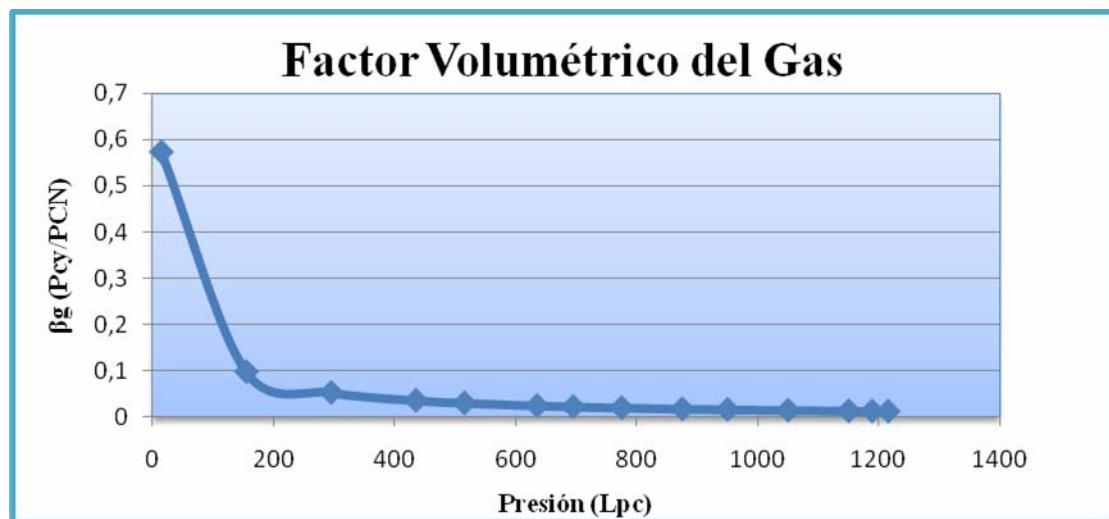


Figura 4.15- Factor volumétrico del gas con respecto a la presión.



Debido a que el yacimiento está inicialmente subsaturado y el petróleo a medida que es producido libera el gas disuelto que posee, este gas en su viaje a superficie sufre una expansión que genera un aumento de volumen haciendo que el factor volumétrico del gas aumente a medida que la presión declina.

4.3.2- Análisis de las Propiedades de las Rocas.

4.3.2.1- Permeabilidades Relativas.

Las curvas de permeabilidad relativa utilizadas en este estudio, fueron obtenidas de un análisis de núcleo correspondiente al pozo MFB-624, ya que mediante diferentes pruebas realizadas al mismo, se determinó el juego de curvas que indica la movilidad de las fases en función de su saturación.

Dado a lo que muestra la figura 4.16, el yacimiento se clasifica como un yacimiento óleofilo, ya que la permeabilidad relativa del agua es mayor a la permeabilidad relativa del petróleo a la misma saturación de agua de 0,5, lo que indica que el agua es la fase que se desplaza preferencialmente a través del medio poroso interconectado (fase no mojante) y el petróleo es el fluido que se adhiere a la roca (fase mojante), lo que en términos de producción se traduce en una condición muy desfavorable, ya que a medida que aumente la saturación de agua la movilidad del petróleo se verá comprometida dificultando su producción.

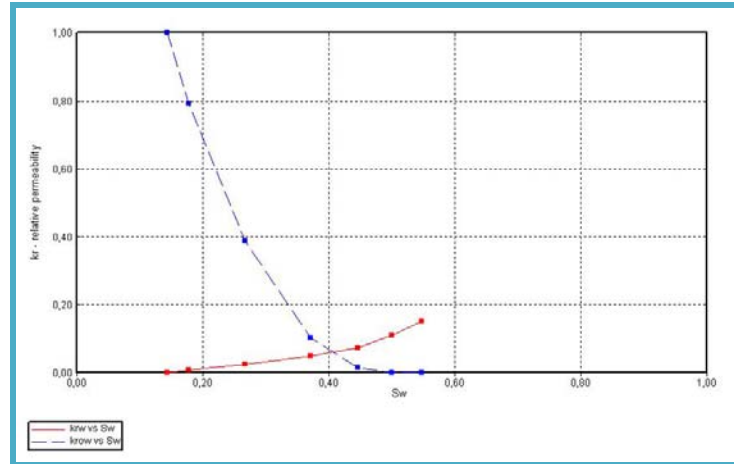


Figura 4.16- Curvas de Permeabilidad Relativa para el Sistema Agua-Petróleo.

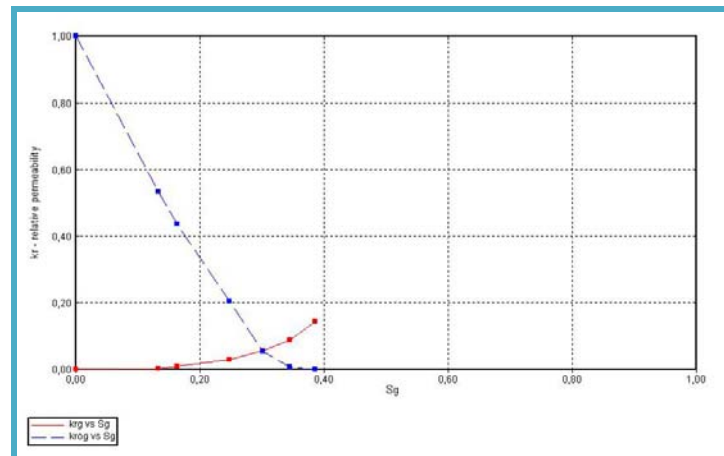


Figura 4.17- Curvas de Permeabilidad Relativa para el Sistema Gas-Petróleo.

4.4- Modelo de Simulación.

El modelo de simulación fue elaborado utilizando el simulador numérico STARS como se describió en el capítulo anterior, siendo la simulación numérica una de las mejores herramientas en la industria petrolera para evaluación y predicción de las estrategias de producción para un determinado yacimiento o campo. Mediante la elaboración del modelo de simulación se introdujeron una serie de parámetros y características con la finalidad de realizar un modelo representativo del yacimiento



U1,3, MFB-53 y de los pozos seleccionados para realizar el cotejo histórico del modelo.

4.4.1- Mallado de simulación.

Dentro de los parámetros o características para la definición del modelo estático del yacimiento se tuvo la creación del mallado de simulación, la cual consistió en la selección de un mallado tipo ortogonal corner point, con un número de divisiones en dirección “I” de 76 divisiones, de 150 pies cada uno, para la dirección “J” 32 divisiones de 290 pies y para la dirección “Z” se seleccionaron 24 capas, resultando en un total de 58.368 celdas.

Las características de este mallado, en lo que respecta a las dimensiones, número de celdas, y número de capas del mismo, se debe a que este era el mallado necesario para poder cargar de manera correcta, la información estructural y petrofísica de los modelos geoestadísticos del yacimiento (Figura 4.18, 4.19, 4.20, 4.21), los cuales fueron obtenidos de un estudio previo especializado para la creación del modelo estático del Campo ^[7]. En el apéndice A se puede observar una tabla donde se hace un resumen de las propiedades promedio por capas del modelo geoestadístico de la zona en estudio.

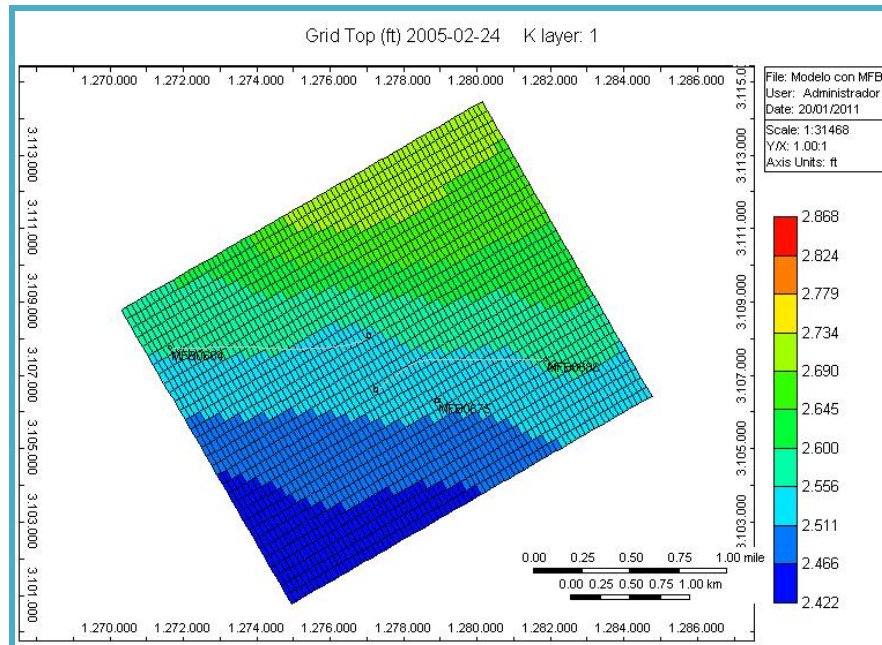


Figura 4.18- Mapa estructural del modelo generado por geostatística.

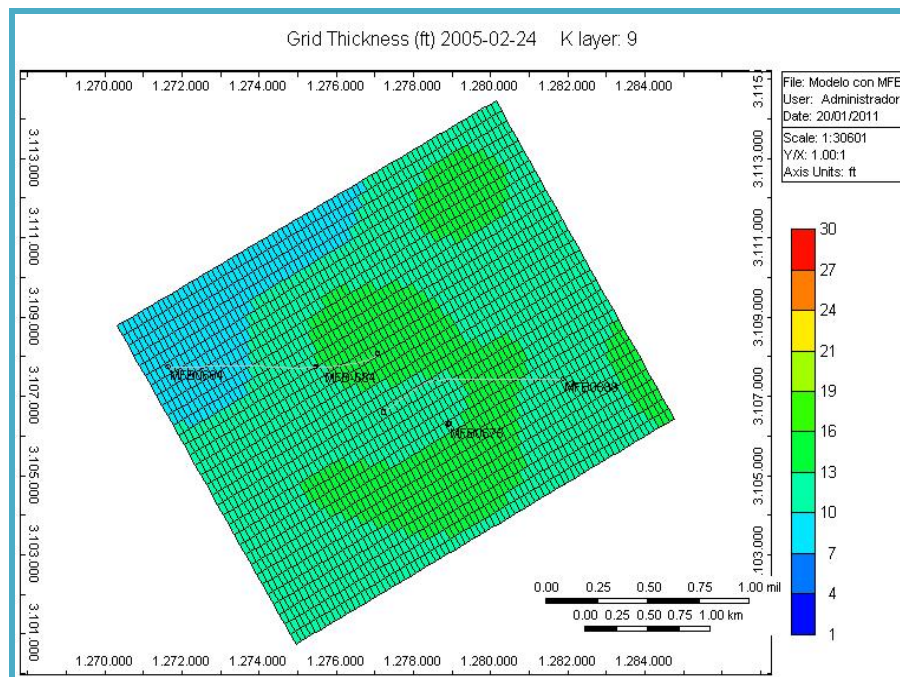


Figura 4.19- Mapa de espesores del modelo generado por geostatística.

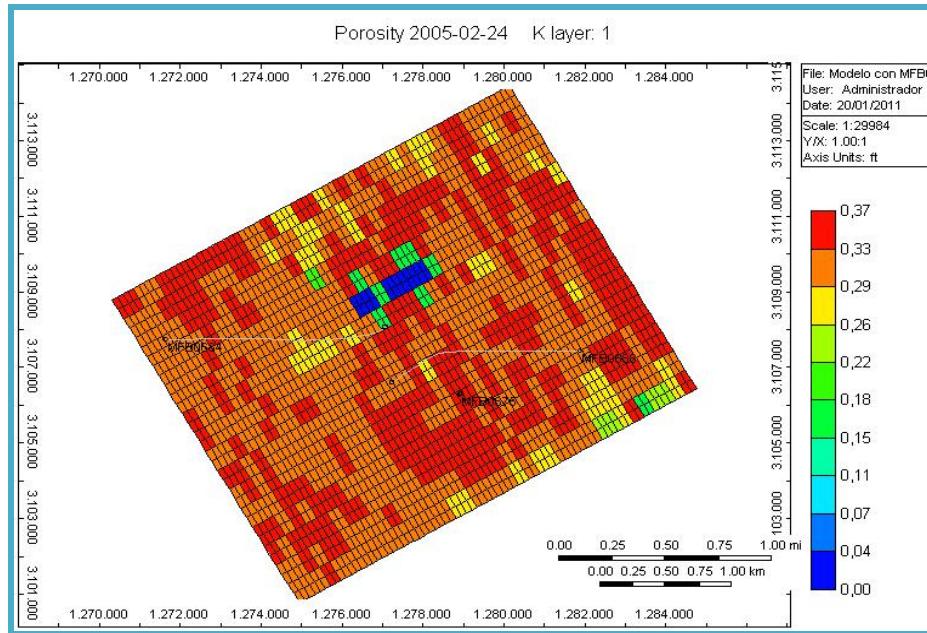


Figura 4.20- Mapa que indica la distribución de la porosidad del modelo generado por geoestadística.

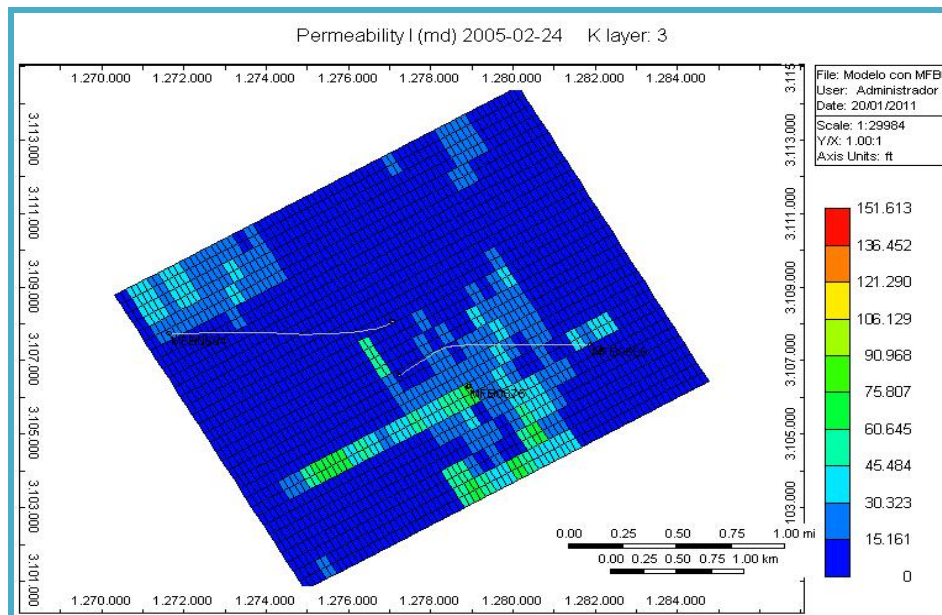


Figura 4.21- Mapa que indica la distribución de la permeabilidad del modelo generado por geoestadística.



4.4.2- Inicialización del modelo.

Como ya fue explicado en el capítulo III, el último paso en la inicialización de un modelo de simulación, es realizar la comparación de los volúmenes originales del modelo, los simulados, versus los volúmenes originales calculados de manera analítica.

Tabla 4.4. Propiedades promedio del modelo.

Φ (%)	Swi (%)	Boi (By/BN)	Volumen Total (acre-pie)	Area (Acres)
30,27	12	1,0757	408.031,31	2.411,34

Tabla 4.5. Comparación del POES y GOES, calculado por el Simulador y Analíticamente.

	Simulado	Analítico	% Error
POES (bls)	7,636300E+08	788.010.731,3	3,09
GOES (ft ³)	8,061400E+10	83.529.137.513	3,49

Como se observa en la tabla 4.5, la diferencia del POES y GOES calculado por el simulador y el calculado analíticamente, no excede el 5%, por lo que el modelo se considera inicializado de manera correcta.

4.5- Cotejo Histórico de Producción.

El cotejo histórico de producción representa una de las etapas de simulación que requiere mayor tiempo y esfuerzo, pero gracias a ella se logra obtener una representación aceptable y confiable de los resultados arrojados en el estudio de predicciones de un determinado pozo, yacimiento o campo. El objetivo principal de esta etapa es reproducir el comportamiento real de producción que presentan los pozos seleccionados para el estudio. Como no se contaba con pruebas de presiones el cotejo de presiones no se realizó. Los 3 pozos seleccionados para el modelo, contaban con un historial de producción reducido, es por ello que se decidió realizar este



estudio con los 3 para así brindarle la mayor representatividad al modelo, en el caso del Pozo MFB-675, el historial va desde el 2005-02-24 hasta el 2008-08-01 con un total de 42 meses de producción, el Pozo MFB-684 cuenta con historial que va desde 2005-02-24 hasta el 2008-01-01, con un total de 35 meses de producción y el Pozo MFB-688, va desde 2005-03-17 hasta el 2008-02-02 con un total de 35 meses de producción. Esta etapa correspondió principalmente a la reproducción del petróleo como variable principal, y luego al agua y gas como variables secundarias, el cotejo de la producción de los fluidos se realizó a través de las tasas.

A continuación, se procedió al cotejo del petróleo en todos los pozos, donde cabe resaltar que este es un yacimiento sin acuífero asociado, por lo tanto no hay aportes de energía del mismo, es por ello que para que la producción de petróleo simulado cotejara con la real, fue necesario aumentar la capacidad de flujo en el modelo, sensibilizando la relación K_v/K_h en algunas zonas donde el desplazamiento de los fluidos era muy pobre, en estas zonas se aumentó la relación K_v/K_h a 0,4 para mejorar la capacidad de flujo del petróleo en las mismas, cabe resaltar que la relación general K_v/K_h del modelo geoestadístico es 0,5; en las figuras 4.22, 4.23, 4.24, se puede observar el cotejo de petróleo realizado por tasas de los 3 pozos seleccionados.

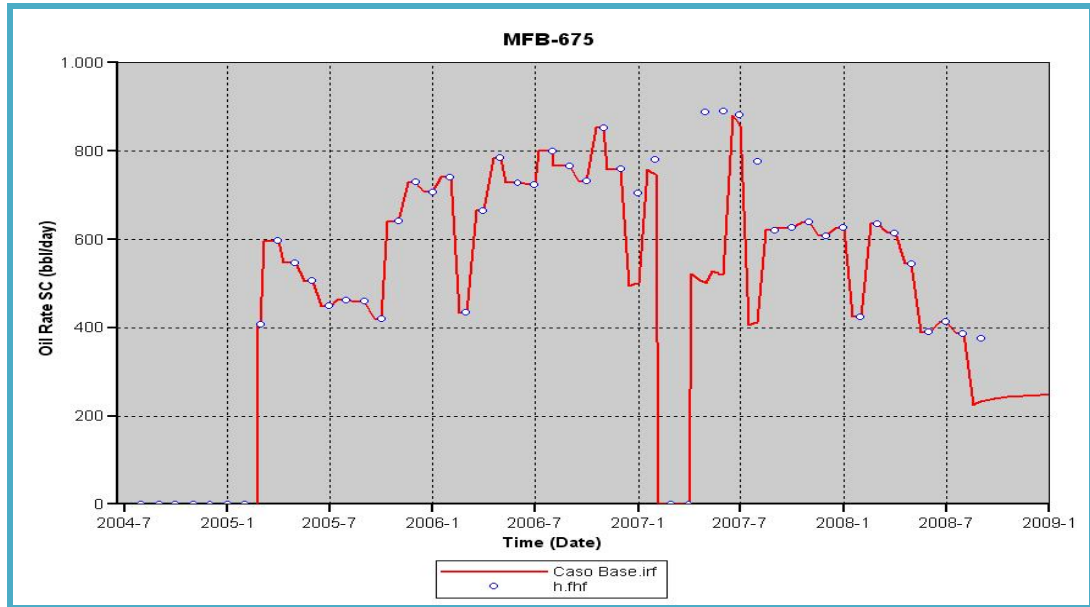


Figura 4.22- Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB-675.

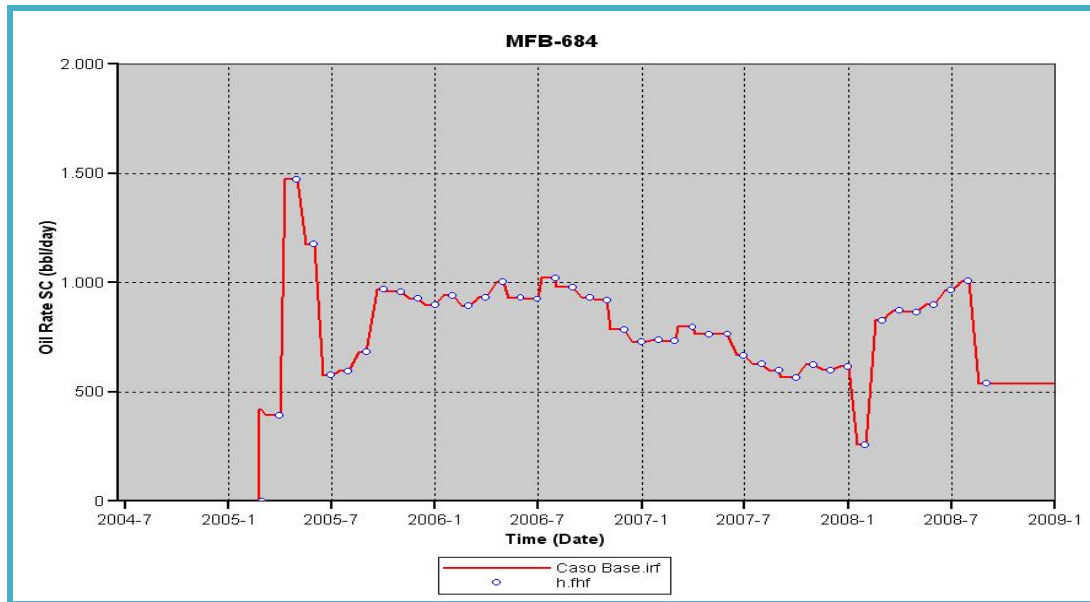


Figura 4.23- Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB-684.

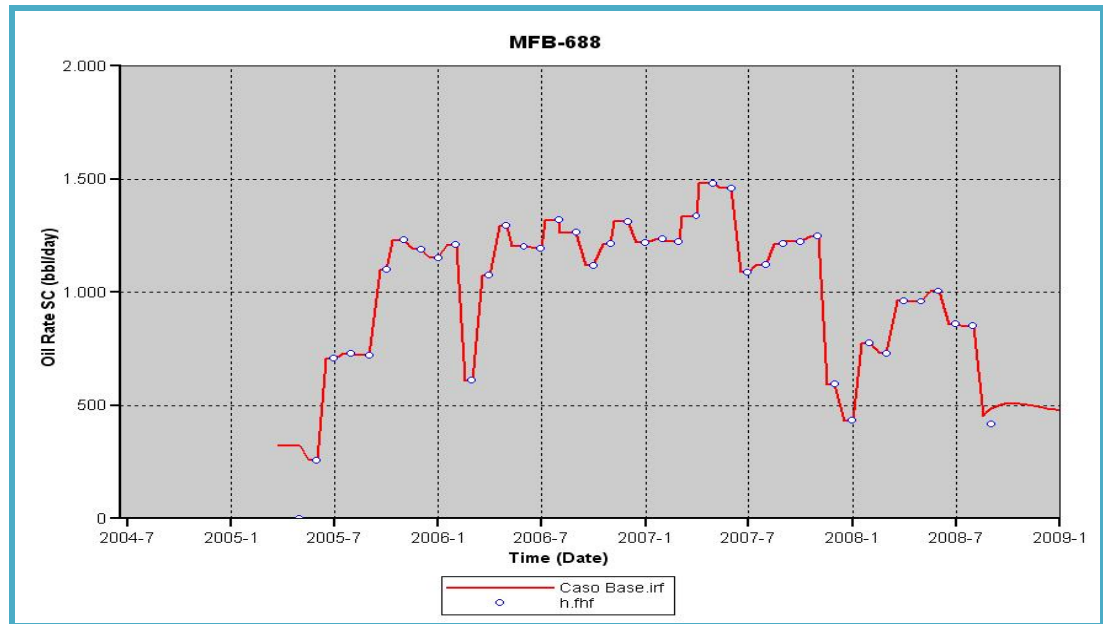


Figura 4.24- Cotejo del histórico de producción de petróleo por tasas del Pozo MFB-688.

Una vez hecho el cotejo de petróleo, se procedió a realizar el cotejo del agua, como ya se mencionó anteriormente, este es un modelo sin acuífero asociado, por lo tanto, el desplazamiento del agua en el modelo se ve dominado por de las curvas de permeabilidad relativa, y presiones capilares, es por esto, que en este caso al carecer de curvas de presión capilar correspondientes al modelo, resultó ser complicado el cotejo de la producción de agua, debido a esto, se decidió tomar el cotejo del agua mostrados en las figuras 4.25, 4.26 y 4.27, como representativo en base a las siguientes condiciones, como se pudo observar en la sección 4.2, de este capítulo, la producción de agua acumulada y el porcentaje de agua y sedimento de estos pozos es mínima, segundo, este es un modelo el cual no posee un acuífero asociado, por lo tanto, el cotejo del agua resultó ser de un menor grado de importancia con respecto a un modelo que posea uno, donde se sabe que el efecto del mismo es trascendental en su comportamiento, y por último como los valores reales y simulados son extremadamente bajos con respecto a la producción de petróleo se pueden considerar



cotejados por ser casi despreciables, el cotejo del agua se centró en la sensibilización de la saturación de agua crítica en las curvas de permeabilidad relativa, a la cual se le dio un valor final de 14,435%.

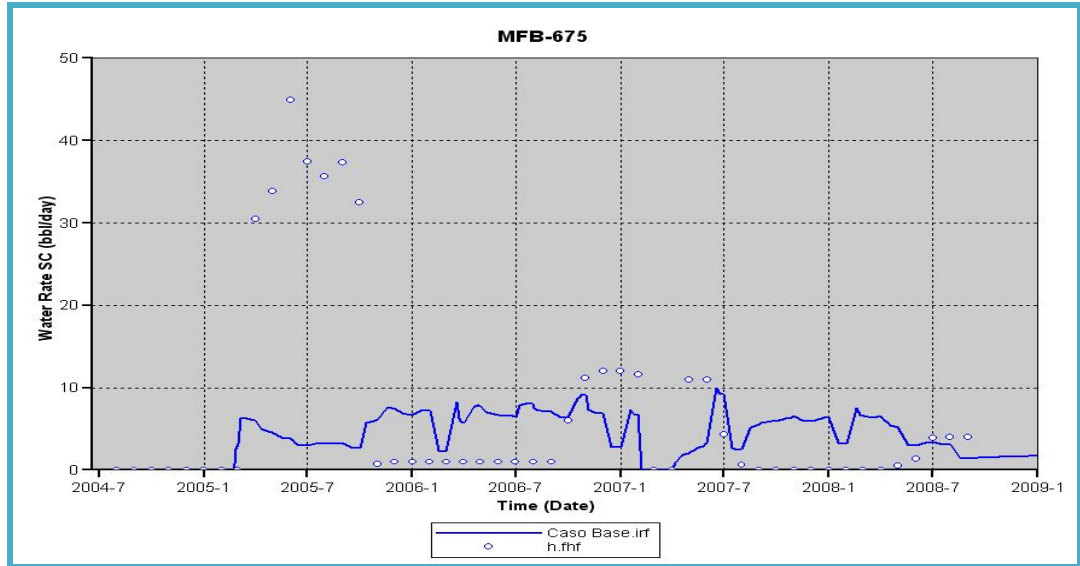


Figura 4.25- Cotejo del histórico de producción del agua por tasas del Pozo MFB-675

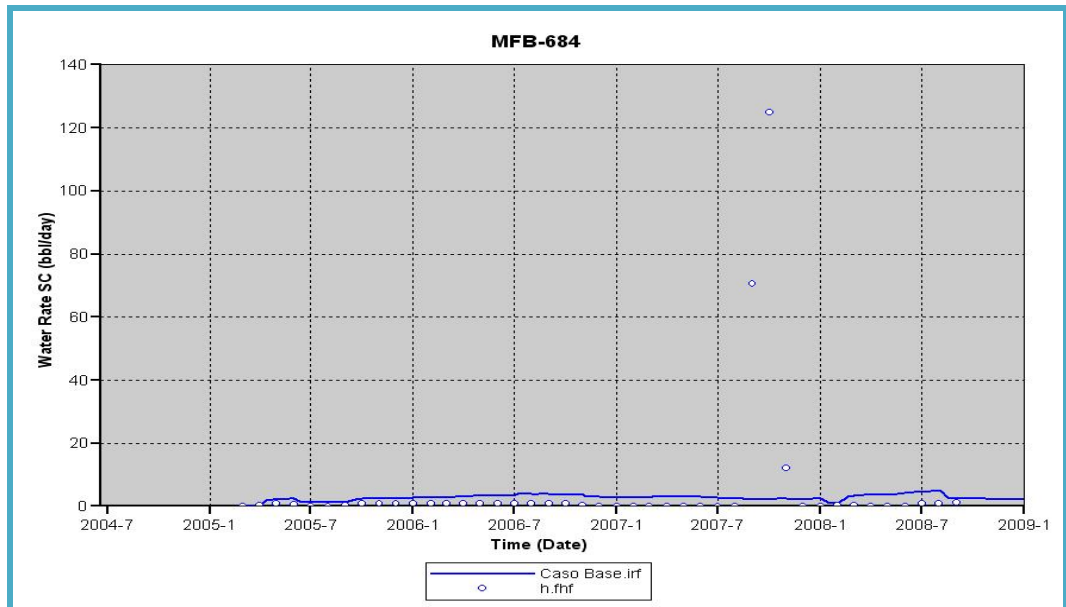


Figura 4.26- Cotejo del histórico de producción del agua por tasas del Pozo MFB-684

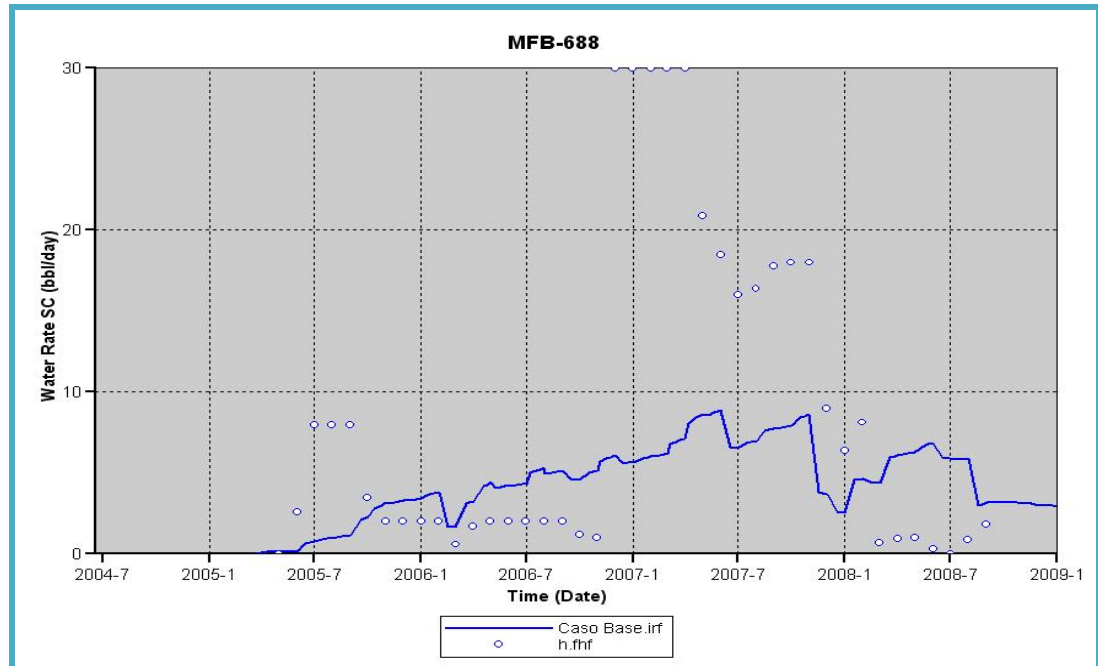


Figura 4.27- Cotejo del histórico de producción del agua por tasas del Pozo MFB-688

Después de cotejar la producción de petróleo y agua, restó cotejar la producción de gas, sin embargo, en este caso se decidió no tomar en cuenta la misma, debido al alto grado de incertidumbre en la confiabilidad de la correcta medición de los volúmenes de gas en el campo, ya que existen muchas fluctuaciones en el histórico, debido que la producción de gas como ocurre comúnmente no es cuantificada de manera correcta y confiable, aunado a esto, como se refleja en uno de los trabajos anteriores realizados en la zona ^[4], se observa un posible comportamiento espumante en los análisis PVT realizados en el área, cabe destacar que ninguno de los mismos resultó representativo, debido a esto, los históricos de producción del gas no se tomaron en cuenta.

4.6- Esquemas o Planes de Explotación (Predicciones).

Las predicciones de este modelo fueron realizadas en un horizonte predictivo de 10 años, a partir de la fecha de 2010-08-01, casi 2 años después de la última fecha en



el histórico, aunque por lo general siempre se inicia la fecha de predicción poco después de la última fecha del histórico, en este caso se decidió iniciar tiempo después para generar una predicción actualizada contemporánea.

4.6.1- Flujo Natural o producción en frío.

Para este esquema, simplemente se utilizó el caso base, dejando que el mismo continuara corriendo hasta alcanzar los 10 años de simulación, con una Presión de fondo fluyente (P_{wf}) de 600 lpc, ya que como muestra la tabla 4.6, y la gráfica 4.28, con esta presión se obtiene mayor recobro, además se utilizó un corte de agua máximo de 80% y una tasa mínima de 100 bls de petróleo diario, estas condiciones se aplicaron a todos los pozos productores del modelo durante el tiempo de predicción.

Además de favorecer la producción de petróleo, se escogió esta P_{wf} ya que favoreció a un mejor barrido por parte del frente de vapor en el proceso THSF, como se muestra en el Apéndice D, en las Figuras D.1 y D.2, y por último cabe señalar que la caída de presión en la sección horizontal del pozo productor, va desde la P_{wf} seleccionada del pozo en el final de la sección horizontal y la misma va aumentando a medida que se acerca a la curvatura del pozo, como se muestra en las figuras D.3, D.4 y se confirma en las figuras D.5 y D.6.

Tabla 4.6. Acumulado de Petróleo para Diferentes Presiones de fondo fluyente.

Pwf (lpc)	Np (BN)	% de Diferencia
600	12.950.450	---
700	11.357.350	12,30
800	9.488.630	16,45
900	7.563.080	20,29

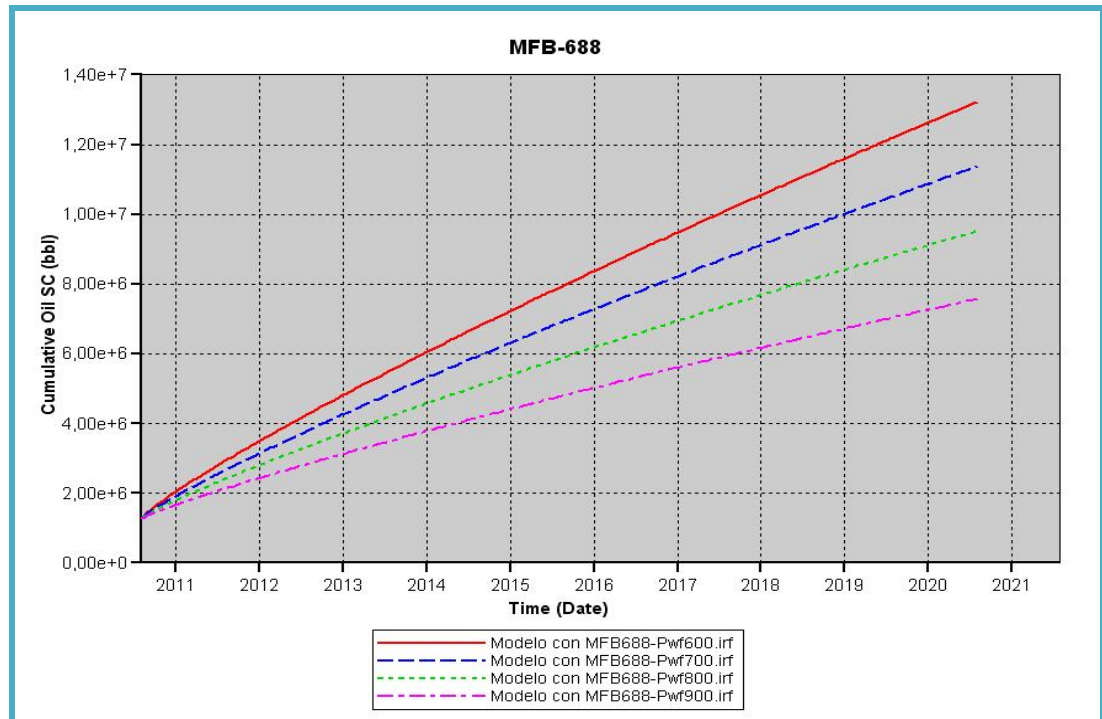


Figura 4.28- Acumulado de petróleo en frío a diferentes Pwf en el Pozo MFB-688.

4.6.2- THSF (Toe-to-Heel Steam Flood).

Este proceso de inyección se basó en colocar un pozo vertical inyector sobre la sección final de un pozo horizontal productor, en la configuración Toe-to-Heel, que se muestra en la figura 4.29.

Lo primero que se debe hacer es comprender la lógica de cómo funciona este proceso, este método pertenece a los llamados de *desplazamiento corto*, se les llama así a los procesos que implican inyección de un fluido, en este caso vapor de agua, para desarrollar un proceso de empuje de un banco de petróleo a una zona cercana al área de drenaje del pozo productor, de esta manera, el banco de petróleo no tiene que ser empujado a grandes distancias, y los resultados de mejora en la producción deberían ser observados a corto plazo.



De esta manera la configuración Toe-to-Heel, si el método es aplicado de manera correcta, debería haber una mejora de la producción, ya que al aprovechar el drenaje gravitacional del petróleo por el vapor, mejorar la movilidad del crudo por disminución de la viscosidad debido al aumento de temperatura, y el desarrollo de un frente de vapor uniforme debido al efecto de vaciamiento del pozo horizontal al drenar la zona ubicada delante del frente, hace que el THSF sea una buena opción al momento de mejorar la producción de un pozo horizontal.

El segundo punto que hay que tomar en cuenta en este método, son las condiciones económicas y la capacidad técnica de realizar el proceso. Para eso se plantea las siguientes condiciones y metas del proceso: se posee la capacidad de ejecutar esta clase de proyectos de empuje, con lo que se busca producir grandes volúmenes de petróleo, sin embargo, se necesita recuperar la inversión a corto plazo, y si es posible, obtener altos recobros con las condiciones operacionales que ocasionen menos costos.

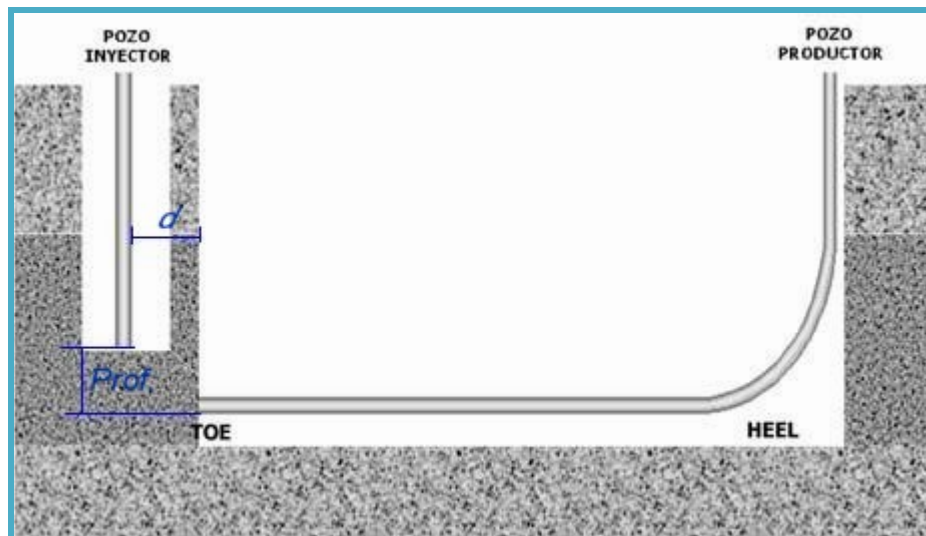


Figura 4.29- Configuración del THSF y las variables a sensibilizar para determinar el mejor punto de inyección del vapor.



Así que básicamente, en este punto del estudio, la meta es, determinar el mejor caso para aplicar el THSF, reduciendo los costos operacionales lo más que sea posible, y que el proceso mejore la producción a la brevedad.

4.6.2.1- Sensibilidades del Punto de Inyección del Vapor.

En esta sección del estudio es necesario sensibilizar el efecto, de dos variables en este proceso, que determinan el punto de inyección del vapor como lo son la d , que representa la distancia horizontal entre el pozo vertical y la sección final del pozo horizontal, y $Prof.$, que viene siendo la Profundidad de la sección final del pozo horizontal con respecto al pozo vertical, como se observa en la figura 4.29.

Para esta parte del estudio, los otros parámetros a sensibilizar como la Tasa de inyección, y Calidad del vapor fueron considerados constantes, para que de esta manera solo se reflejara el efecto del punto de inyección, en el recobro del petróleo, además que estas variables serán sensibilizadas en la siguiente sección.

Con el fin de obtener un comportamiento más representativo del fluido, y sensibilizar de la mejor manera estas variables, se creó un pozo horizontal con las mismas condiciones operacionales del Pozo MFB-688, llamado MFB-688 D, este pozo fue completado en la capa 18 del modelo en su totalidad, ya que esta es la capa en la que el pozo MFB-688, navega casi completamente durante su trayectoria, el pozo viaja por 20 celdas en dirección I, representando un pozo horizontal de 3.000 pies de longitud.

Además de lo anterior se utilizó la herramienta *edit grid, cartesian refined*, en el modulo de *reservoir* para editar el mallado en la zona de drenaje del pozo productor y las zonas aledañas al pozo inyector, como se observa en la figura 4.30.

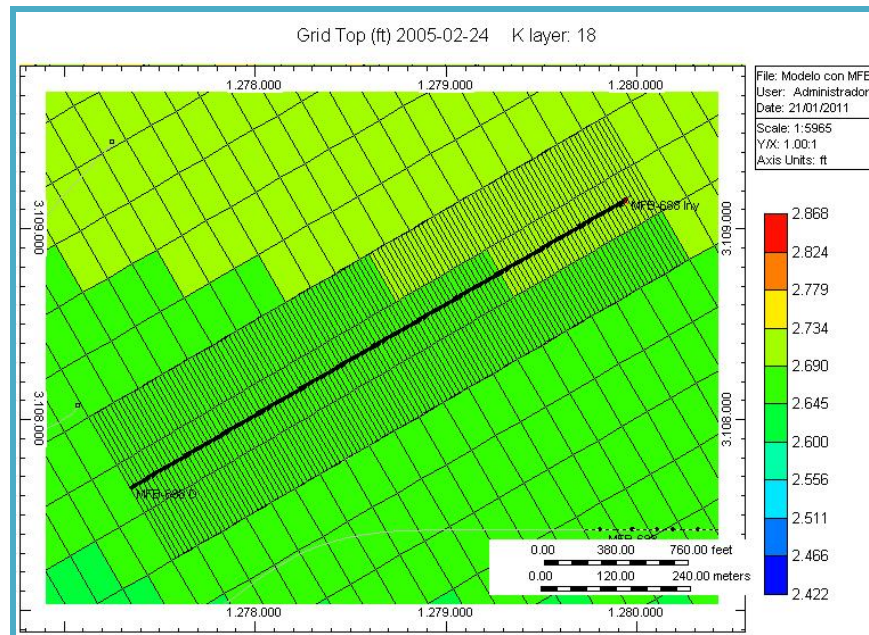


Figura 4.30- Mallado refinado de la zona de drenaje del Pozo MFB-688 D y el Pozo Inyector.

Para aplicar este mallado de forma correcta, se cerraron todos los pozos productores excepto el pozo horizontal creado, para evitar que esto tenga efecto en el proceso, para que sea representativa, siempre y cuando, los pozos activos donde se centra el estudio (MFB-688 D y MFB-688 D Iny) estén dentro de la zona del mallado editado, además esta opción lo que hace, es dividir las dimensiones de las celdas según lo deseado, es decir, una celda se divide en otro número de celdas, pero sigue conservando todas las propiedades asociadas a la celda original, no afectando el cotejo histórico, sin embargo, al aumentar el número de celdas el comportamiento del fluido se vuelve más representativo, ya que las celdas son de menor tamaño, pero el tiempo de computo aumenta drásticamente.

El editado del mallado fue el siguiente, se seleccionó una zona de 21 celdas en dirección I, y 3 en dirección J, y todas las 24 capas del mallado, y se procedió a editar la celda en dirección I dividiéndola en 6, de esta manera las dimensiones de la celda



dentro de la zona del refinamiento son, en dirección I 25 pies, en J 290 pies, y se conservan la misma cantidad de capas. (Figura 4.30).

Las sensibilidades a ejecutar en este modelo son, con la variable d , con valores de 0, 25 y 50 pies, y la variable $Prof.$, con valores de 30, 50, y 70 pies, lo que plantea 9 casos a sensibilizar.

- Modelo con MFB688-THSF-D50-Prof70
- Modelo con MFB688-THSF-D50-Prof50
- Modelo con MFB688-THSF-D50-Prof30
- Modelo con MFB688-THSF-D25-Prof70
- Modelo con MFB688-THSF-D25-Prof50
- Modelo con MFB688-THSF-D25-Prof30
- Modelo con MFB688-THSF-D0-Prof70
- Modelo con MFB688-THSF-D0-Prof50
- Modelo con MFB688-THSF-D0-Prof30

Debido a que el mallado de simulación es tan pequeño, y la sensibilidad de la distancia es de apenas unos pocos pies, las diferencias en las gráficas son poco apreciables, es por ello que para cada sensibilidad se escogió el juego de curvas con mayor diferencia, ya que lo que nos interesa es determinar el efecto de las variables.

Para observar el efecto de la variable d , se tomo los casos con el mismo valor de $Prof.$, es decir, se fijo constante y se analizo el comportamiento, los casos donde se observó claramente el efecto fue fijando la variable $Prof.$ a 50 pies y los casos en que d , tiene valores de 50, 25, y 0 pies.

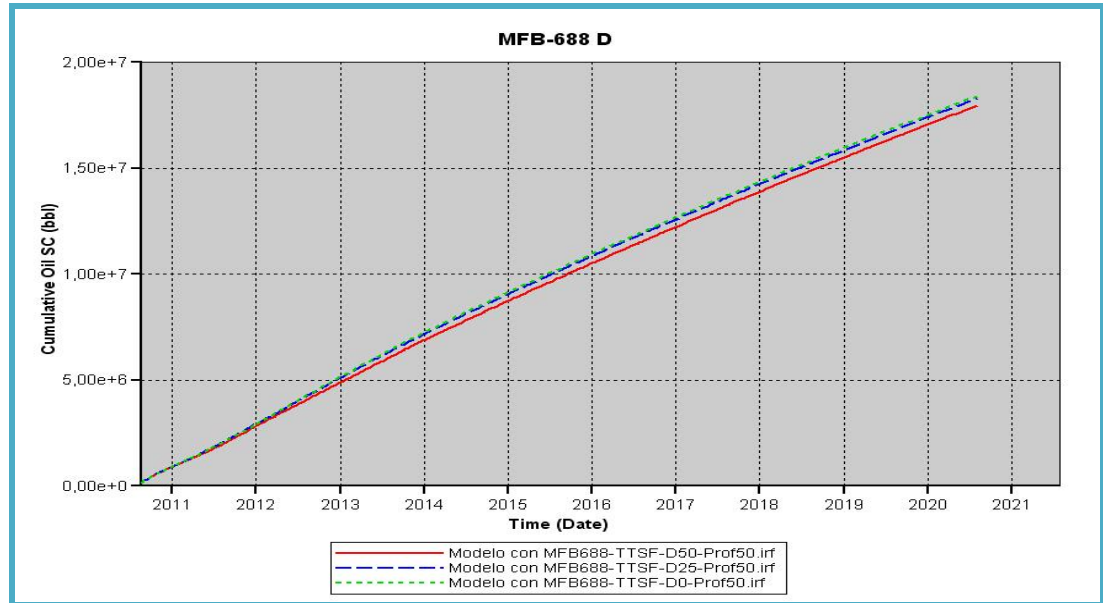


Figura 4.31- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 D, y el Inyector MFB-688 D Iny, fijando *Prof.* 50 y sensibilizando *d* a 0, 25 y 50 pies.

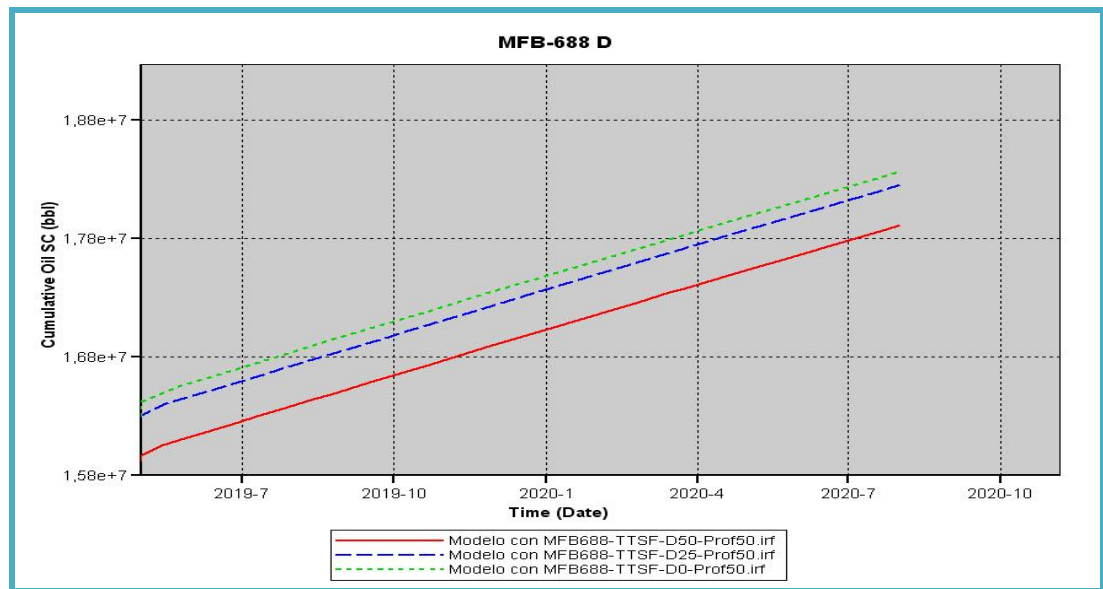


Figura 4.32- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 D, y el Inyector MFB-688 D Iny, fijando *Prof.* 50 y sensibilizando *d* a 0, 25 y 50 pies con Acercamiento.



Como se observa en la figura 4.32, al fijar la profundidad de inyección del pozo inyector a 50 pies de la sección final del pozo horizontal, para todos los casos, y sensibilizando la distancia d , concluimos que a menor valor de d , es donde hay mayor recobro de petróleo, ya que el efecto de la inyección de vapor se encuentra ubicado de manera más cercana al área de drenaje del pozo productor, por lo que presentara un incremento en la producción más rápidamente, debido a esto es conveniente inyectar a una d , con un valor de 0 pies.

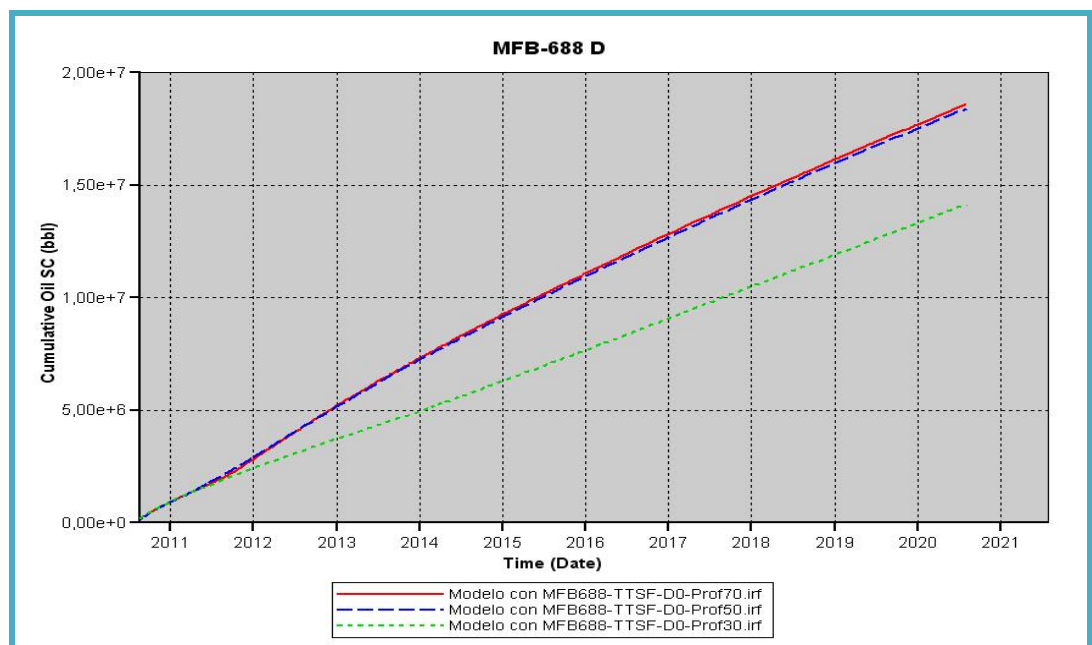


Figura 4.33- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 D, y el Inyector MFB-688 D Iny, fijando d 0 y sensibilizando $Prof.$ a 30, 50 y 70 pies.

Como se observa en la figura 4.33, al fijar la d igual a 0 y sensibilizar la Profundidad del pozo vertical, $Prof.$ a 30, 50 y 70 pies, se observa que hay mayor recobro a un valor de $Prof.$ de 70 pies, esto indica que al haber mayor espesor de arena entre el punto de inyección y el final de la sección horizontal del pozo, habrá mayor recobro ya que se desplazará un volumen mayor de petróleo.



En base a los datos obtenidos de las sensibilidades anteriores, aislando el efecto de las variables tasas de inyección (Q_i) y la calidad del vapor (X), se observó de manera cualitativa, que habrá mayor recobro cuando se aplique el proceso con un valor de d de 0 pies y un valor de $Prof.$ de 70 pies y 50 pies.

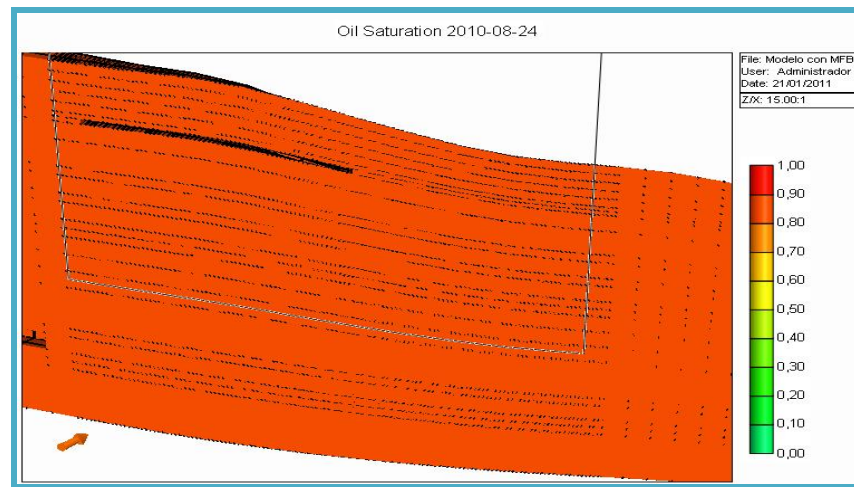


Figura 4.34- Vista en corte la Saturación inicial del Petróleo del Pozo MFB-688 D, y el Inyector MFB-688 D Iny, fijado a d 0 y sensibilizando $Prof.$ 70 pies.

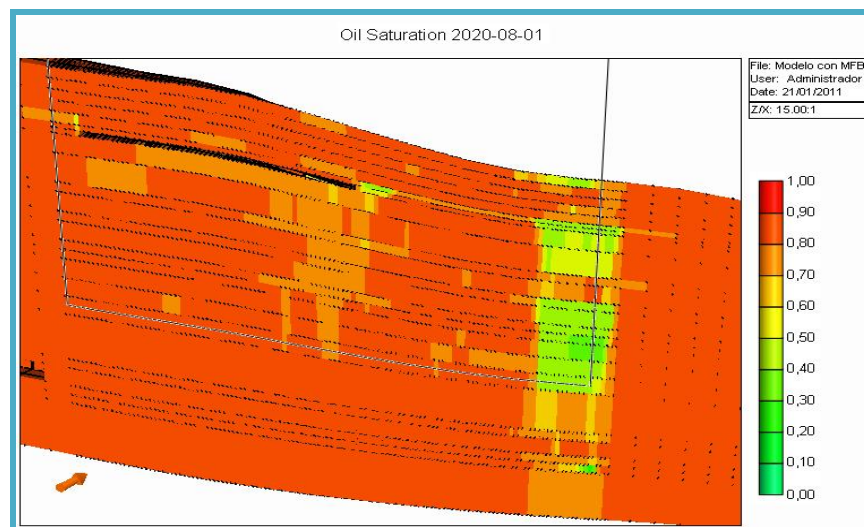


Figura 4.35- Vista en corte la Saturación Final del Petróleo del Pozo MFB-688 D, y el Inyector MFB-688 D Iny, fijado a d 0 y sensibilizando $Prof.$ 70 pies.



4.6.2.2- Sensibilidades de la Tasa de Inyección y la calidad del vapor.

Luego de haber determinado cual es el mejor punto para colocar el pozo inyector al trabajar con un modelo en que se fijó constante la Tasa de inyección (Q_i) y Calidad del vapor (X), se trabajo con un modelo aplicado esta vez al pozo real MFB-688, donde la variable d , es constante con un valor de 0 pies, ya que este valor es el que produjo una respuesta positiva más rápida en la producción, la variable $Prof.$ también fue sensibilizada con valores de 70 pies y 50 pies, desarrollándose de esta manera dos esquemas de producción del THSF, a diferentes valores de $Prof.$, y en cada uno de ellos se sensibilizó la tasa de inyección (Q_i) y la calidad del vapor (X), como se muestra a continuación:

Los valores seleccionados para sensibilizar las variables son:

- Tasa de Inyección (Q_i): 1.500 Bls/d (250 Ton/d) 3.000 Bls /d (500 Ton/d) y 4.000 Bls/d (750 Ton/d)
- Calidad de Vapor (X): 0,8; 0,85; y 0,9.

4.6.2.2.1- Esquema de THSF con d igual a 0 y $Prof.$ a 70.

- Sensibilidades a tasas de 1.500 y diferentes calidades.

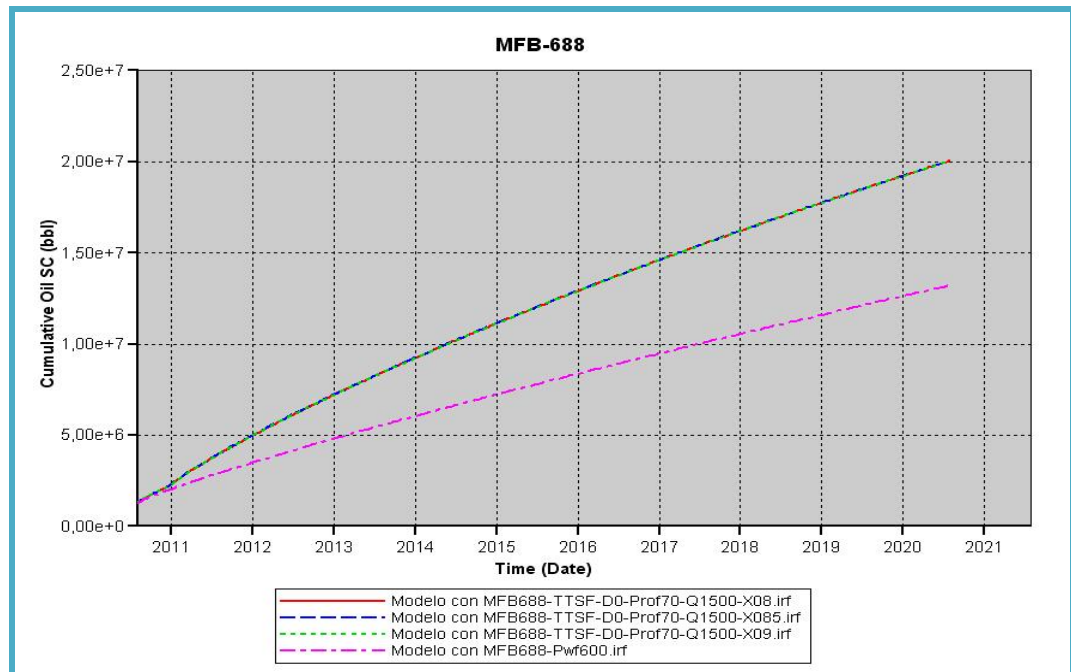


Figura 4.36- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para un Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día.

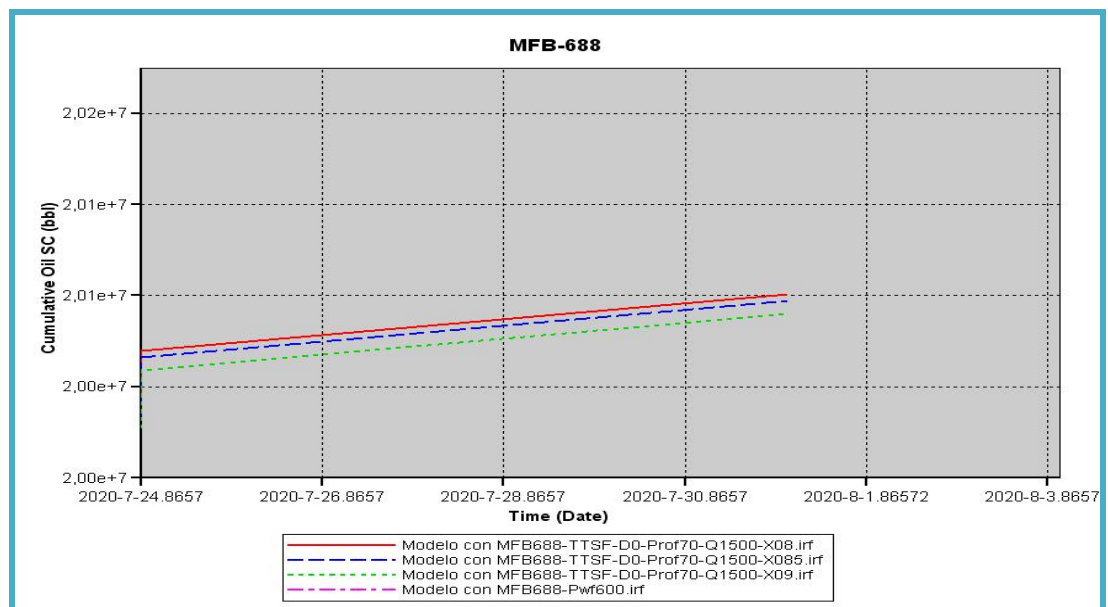


Figura 4.37- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día Acercamiento.

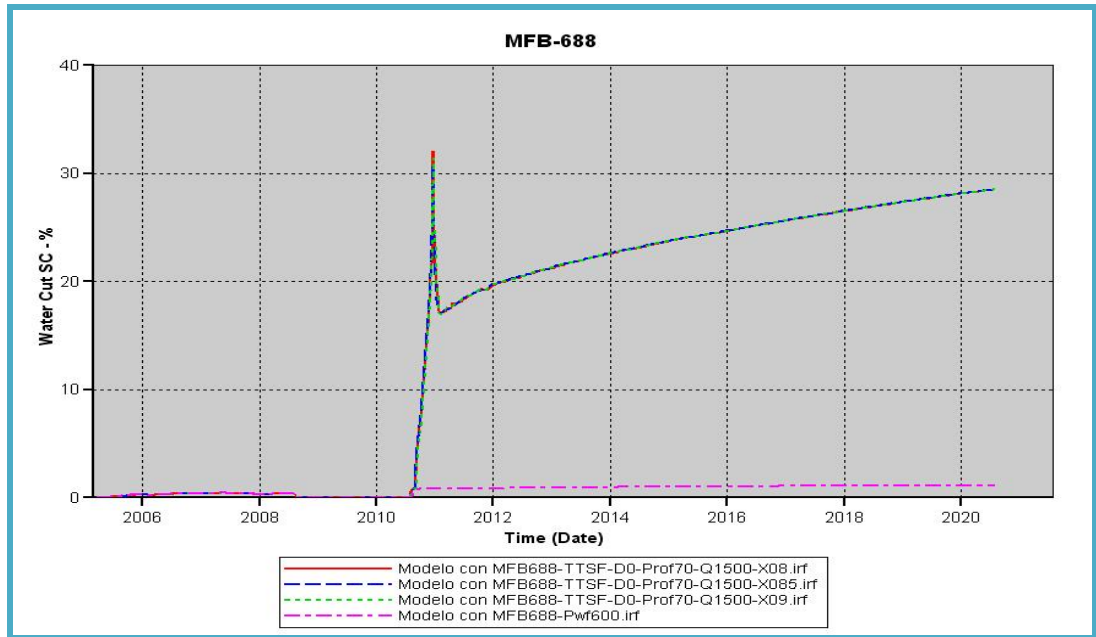


Figura 4.38- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para un Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día.

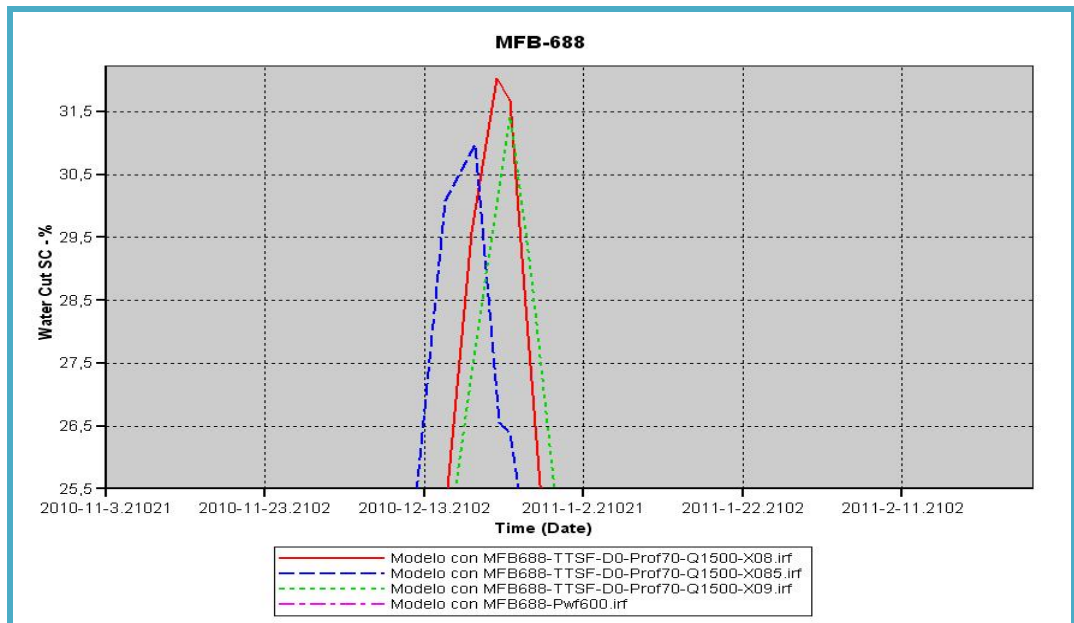


Figura 4.39- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día Acercamiento.



Analizando las figuras 4.36, 4.37, se pudo observar que para una calidad de 0,8 se obtuvo un mayor recobro, seguido de la calidad de 0,85 y 0,9 como se muestra en la grafica de acumulado de producción y en la tabla 4.7, sin embargo, se observó un comportamiento algo atípico en la producción de agua, es por ello que se graficó el corte de agua del pozo, en la figura 4.38, aquí se visualiza un pico en la producción de agua en cada caso, el mismo se atribuyó al momento cuando el banco de agua fría, el cual se formó desde el punto de inyección y fue desplazando el banco de petróleo, irrumpe en el pozo y el mismo es producido, lo que ocasionó que la producción de agua aumentara, disminuyera, y comenzara a aumentar nuevamente, lo que indica la proximidad del siguiente banco de agua fría al pozo, al observar la figura 4.39, se observa de manera más detallada el efecto de la calidad, sobre la irrupción del banco de agua en el pozo y se pudo dilucidar el comportamiento del acumulado de agua en la tabla 4.7; en el caso de la inyección a 0,8 se obtuvo el mayor recobro de petróleo, y el segundo valor más alto de producción de agua acumulada, sin embargo, aquí se observa el valor más alto de corte de agua, y el pico se da entre los valores de 0,85 y 0,9, este comportamiento indicó, que el banco de agua se movió más lentamente que en el caso de 0,85 y más rápido que el de 0,9; lo que indico que al moverse más lentamente, el volumen del banco de agua fría fue mayor con respecto a los otros casos, y el mismo tenía mayor capacidad de desplazar petróleo, y al moverse tan lentamente se produjo menos agua acumulada que en el caso de 0,85; con respecto a la inyección a 0,85 es el caso que produjo mayor cantidad de agua y es el pico de corte de agua más bajo y el que se da de manera más temprana, lo que indica que el vapor al poseer mayor calidad posee menor capacidad de empuje y mayor movilidad, al moverse rápidamente, este se desplazó más rápido hacia el pozo, lo que formo el banco más cerca del mismo, haciendo que este irrumpiera más rápidamente, lo que hizo el volumen del banco de agua fría fuera menor, pero a largo plazo esto ocasiona que el agua se produjera más rápidamente, y para el caso de 0,9; al poseer mayor calidad posee menor capacidad de empuje por lo que es lógico que haya producido menor volumen de petróleo, sin embargo, al poseer mayor movilidad de todos los



casos, este reflejo el segundo pico de corte de agua más alto y el que irrumpe de manera más tardía, y el que produce menos agua, esto indico que parte del vapor se perdió en la formación ocasionando, que el volumen del mismo, fuera el menor que juega parte durante el proceso de todos los demás casos, es por ello que se necesita de más tiempo para que el frente de agua fría se forme e irrumpa, pero aun así este tiempo es suficiente para que el banco tenga mayor volumen que en el caso de 0,85, pero este produjo el agua de manera más lenta, por tanto la menor producción acumulada de agua y ocasionó la mayor pérdida de vapor hacia la formación de todos los casos.

Tabla 4.7. Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 1.500 Bls/día.

X	Np (BN)	% de Diferencia	Wp (BN)
0,8	20.070.300	---	5.651.530
0,85	20.066.800	0,02	5.655.340
0,9	20.059.900	0,03	5.644.720

- **Sensibilidades a tasas de 3.000 y diferentes calidades.**

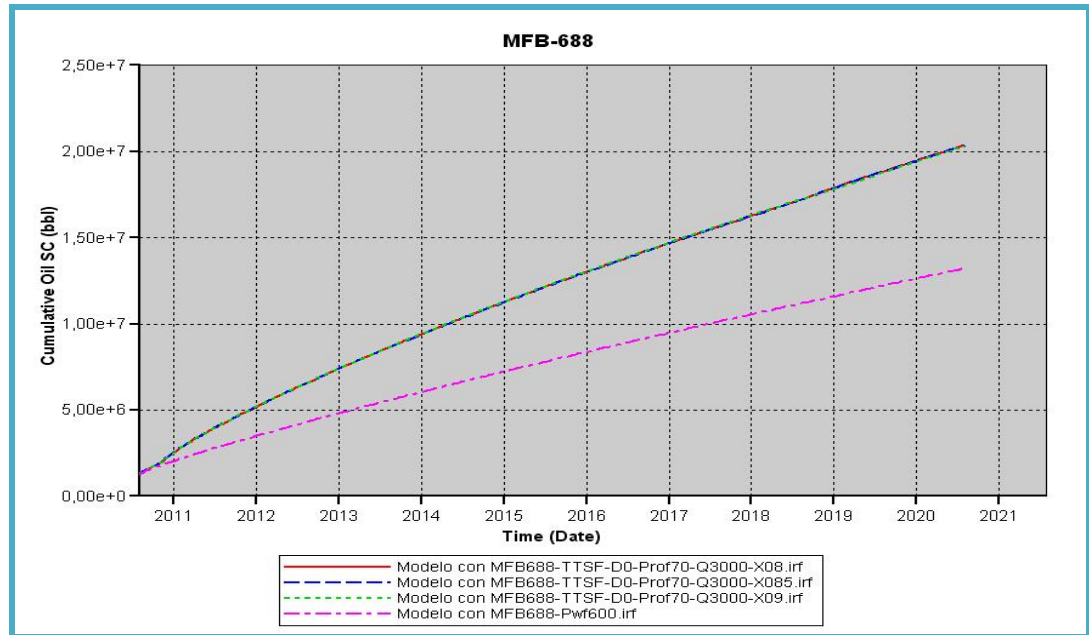


Figura 4.40- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día.

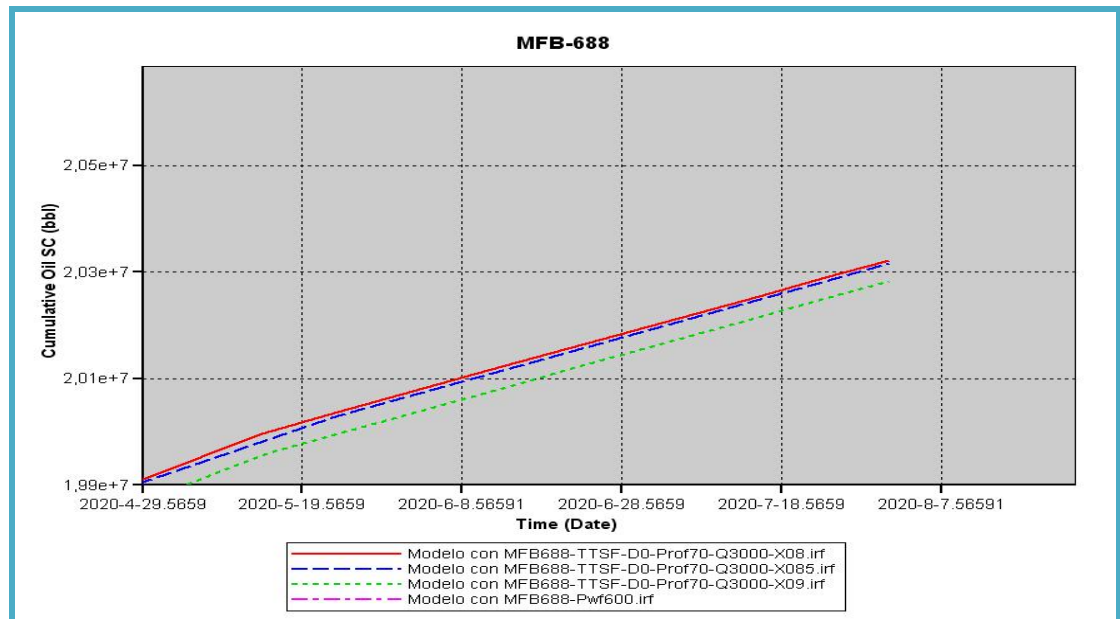


Figura 4.41- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día Acercamiento.

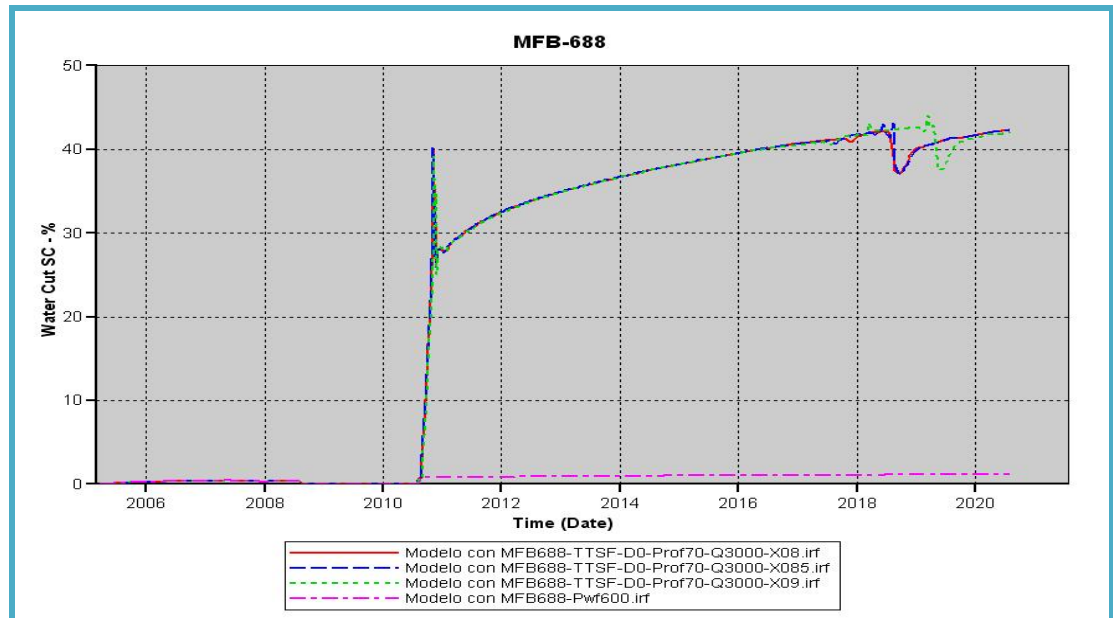


Figura 4.42- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día.

En este caso, observando las figuras 4.40, 4.41 y la tabla 4.8 se pudo visualizar el mismo comportamiento que en el caso anterior, se obtuvo un mayor recobro al inyectar con el valor más bajo de calidad, y este disminuyó al aumentar la misma, corroborando el efecto de empuje del vapor al haber mayor líquido presente en el vapor saturado, también se observó el mismo comportamiento en la producción del agua, que se explicó en el caso anterior, como se muestra en la figura 4.42 y la tabla 4.8, el mismo pico en el corte de agua indicando, la irrupción del frente de agua fría, y la variación del agua producida en cada caso, sin embargo, al inyectar el doble de volumen de vapor, se observó mayores valores de agua acumulada, además al haber mayor volumen de vapor en el proceso, se observó el segundo pico en la gráfica 4.42 de corte de agua, indicando la irrupción de un segundo banco de agua fría al pozo, pero con una menor caída, y conservando la tendencia a aumentar.



Tabla 4.8- Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 3000 Bls/día.

X	Np (BN)	% de Diferencia	Wp (BN)
0,8	20.369.000	---	11.074.800
0,85	20.362.000	0,03	11.084.700
0,9	20.330.000	0,16	11.081.000

- Sensibilidades a tasas de 4.000 y diferentes calidades.

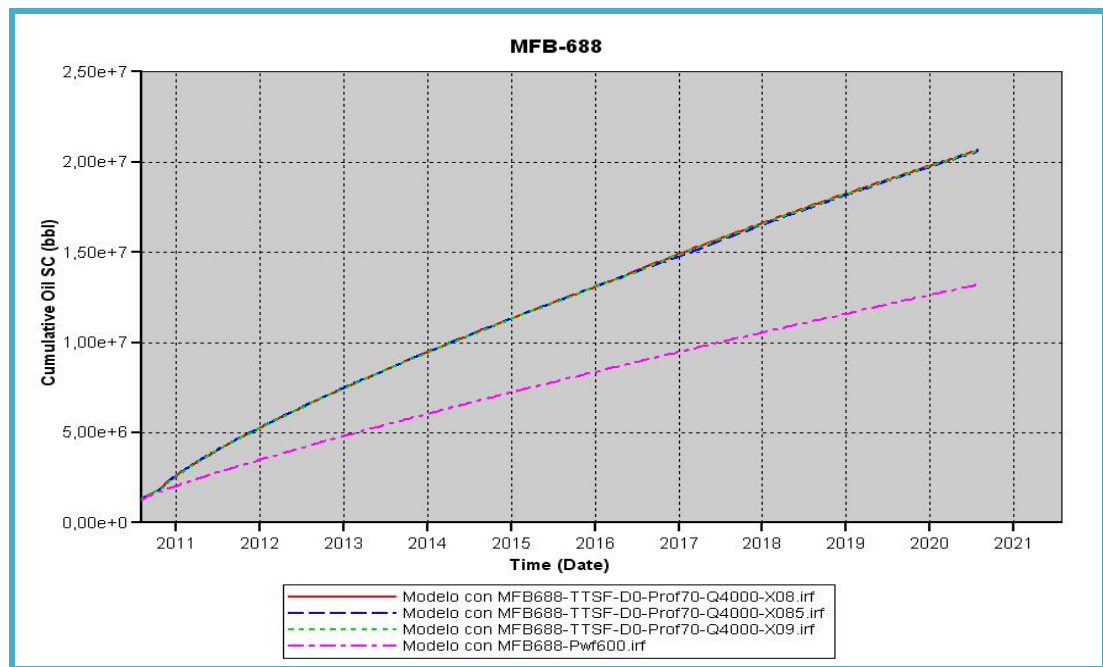


Figura 4.43- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día.

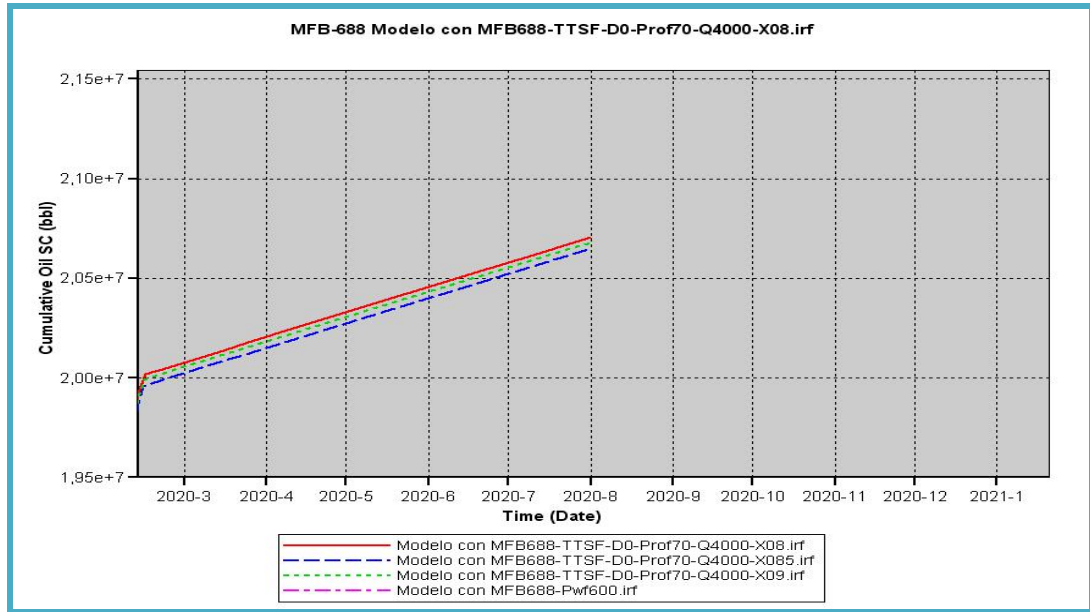


Figura 4.44- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día Acercamiento.

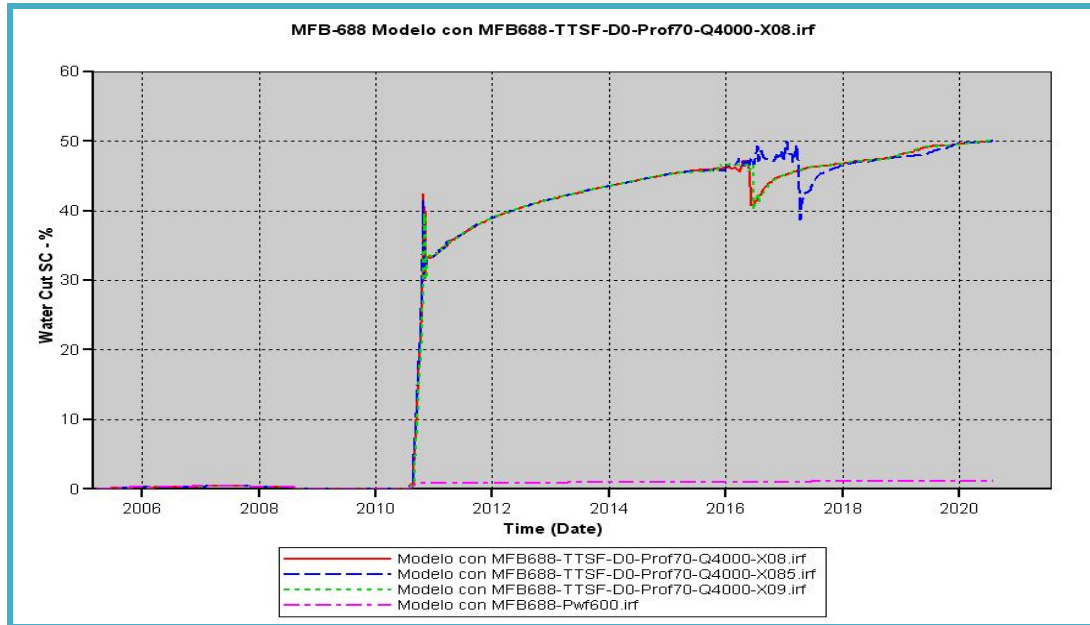


Figura 4.45- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día.



Como en los otros 2 primeros casos, al observarse las figuras 4.43, 4.44, 4.45 y la tabla 4.9, se visualizó el mismo comportamiento del proceso y los mismos análisis aplicaron en este caso, obviamente al inyectarse mayor volumen de vapor, se produjo mayor agua acumulada, y los picos en el corte de agua fueron mayores, salvo por el caso de la inyección con calidad a 0,9; donde se observa mayor recobro, esto indicó que al inyectarse tanto vapor con el mayor valor de calidad, el efecto de la temperatura fue preponderante al disminuir la viscosidad del petróleo y calentar la roca evaporando el agua presente, aumentando la movilidad del petróleo aún más.

Tabla 4.9. Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 4.000 Bls/día.

X	Np (BN)	% de Diferencia	Wp (BN)
0,8	20.679.000	---	14.720.200
0,85	20.625.500	0,26	14.772.900
0,9	20.655.300	0,14	14.705.500

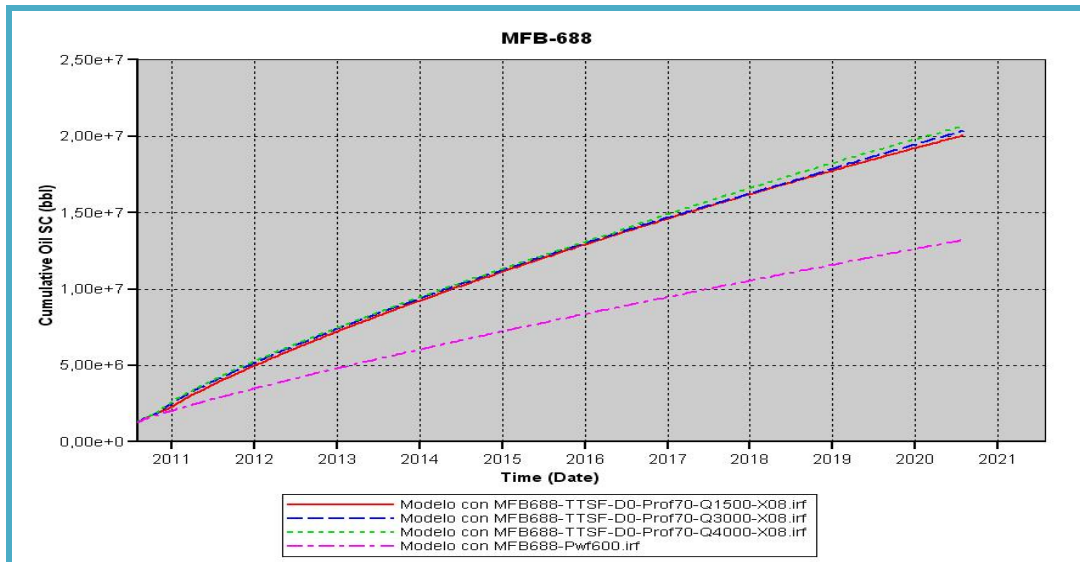


Figura 4.46- Acumulados de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para Tasas de Inyección de 1.500 Bls/día, 3.000 Bls/día, y 4.000 Bls/día, a una calidad de 0,8.



Después de analizar, todas las figuras anteriores, la calidad del vapor determinó, la velocidad con la que el frente de vapor se desplazaba e irrumpía en el pozo, además de la capacidad de empuje del vapor, al existir mayor presencia de líquido en la mezcla de vapor saturado, y así desplazar mayor volumen de petróleo, produciendo mayores recobros, en este esquema la calidad ideal en todos los casos fue la de 0,8.

En el caso de la tasa de inyección de vapor, se observó que a mayores tasas de inyección se obtienen mayores recobros, sin embargo, la diferencia en la producción acumulada de petróleo no resulta ser muy grande entre una tasa y otra como se visualizó en la figura 4.46, y la producción de agua aumenta considerablemente al trabajar con tasas de inyección mayores, es por ello que considerando estos aspectos, para este esquema, la tasa de inyección ideal, es la de 1.500 bls o 250 Toneladas de vapor diarias.

4.6.2.2.2- Esquema de THSF con d igual a 0 y Prof. a 50.

- **Sensibilidades a tasas de 1.500 y diferentes calidades.**

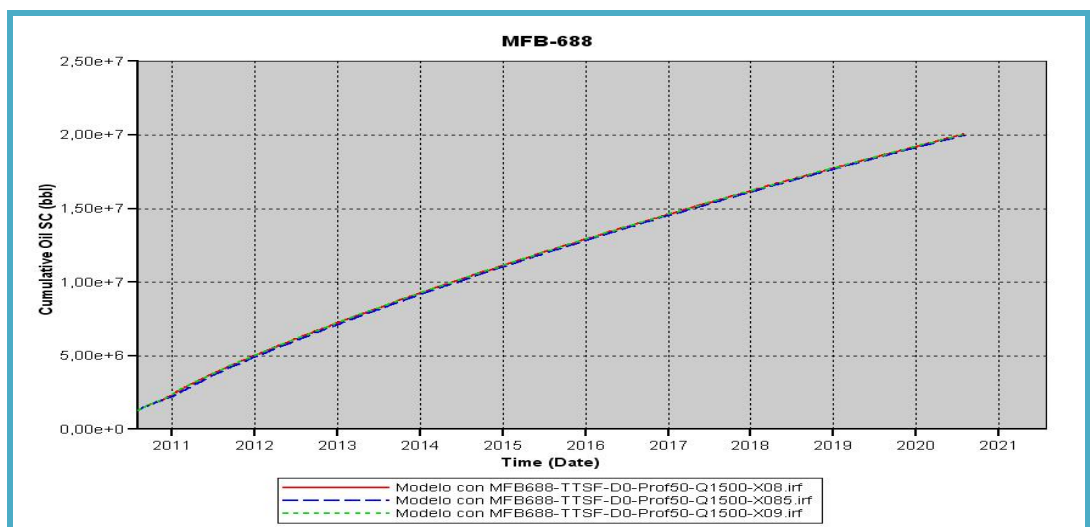


Figura 4.47- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día.

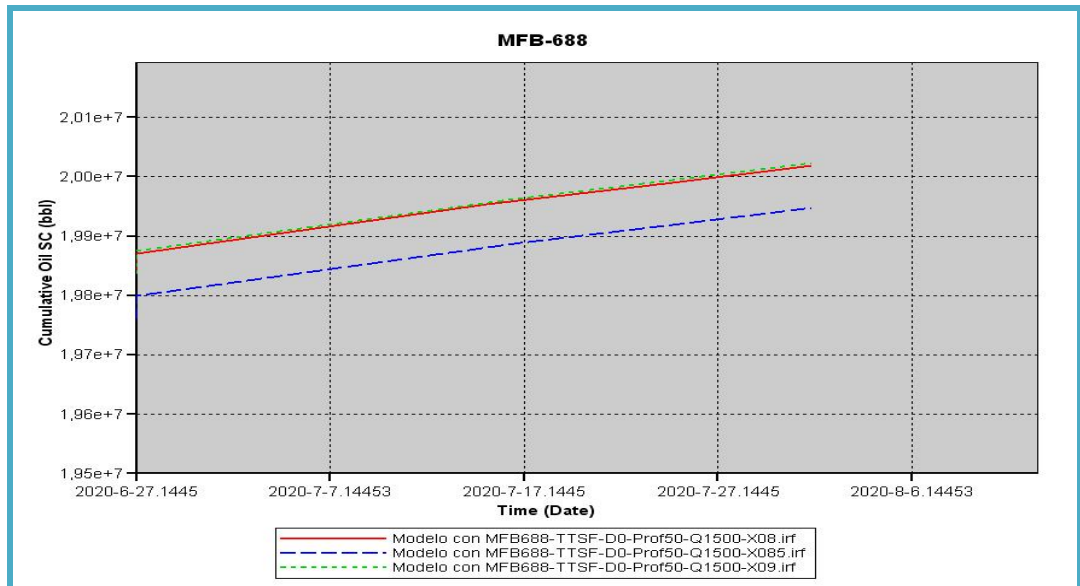


Figura 4.48- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día Acercamiento.

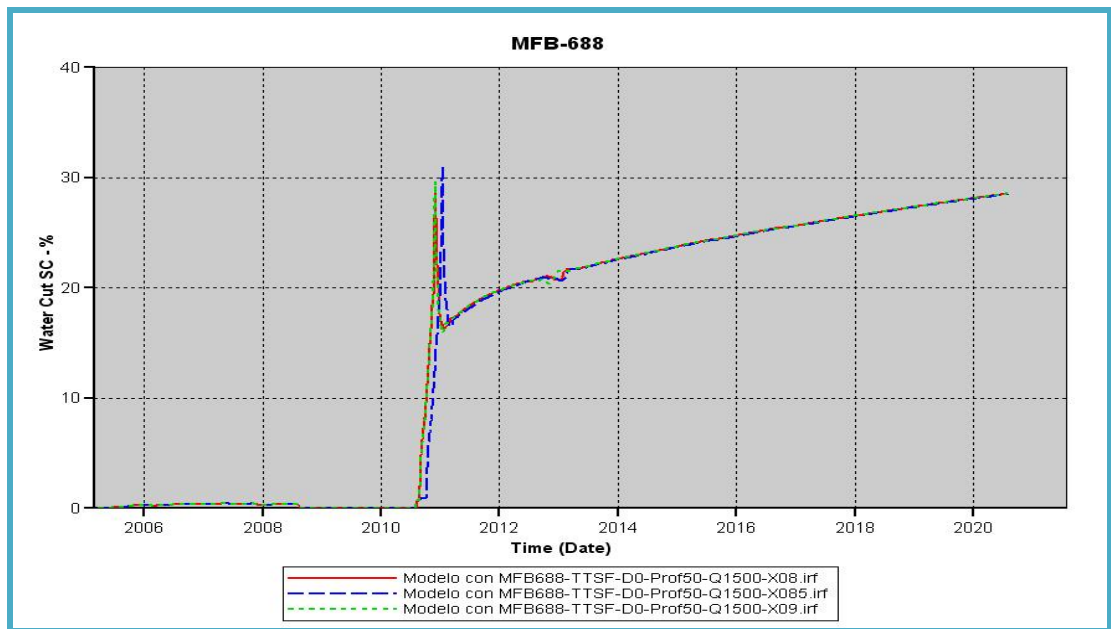


Figura 4.49- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día.

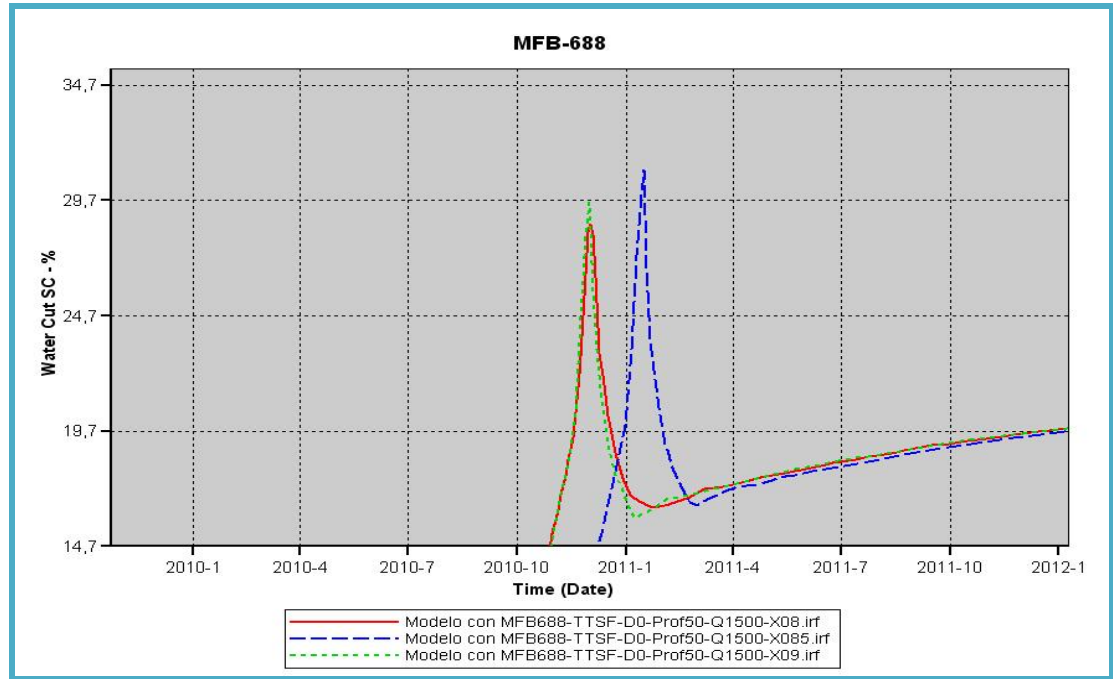


Figura 4.50- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para un Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día.

Tabla 4.10. Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 1.500 Bls/día.

X	Np (BN)	% de Diferencia	Wp (BN)
0,8	20.064.900	---	5.657.680
0,85	19.993.900	0,35	5.590.760
0,9	20.069.200	0,38	5.656.210

Al trabajar con este nuevo esquema de producción, en el cual, en esta ocasión el pozo vertical inyectó vapor a una distancia vertical de 50 pies con respecto a la sección final del pozo horizontal, nuevamente se observó un comportamiento atípico en la producción de los fluidos, diferente al reflejado en el esquema anterior, como se visualiza en las figuras 4.47, 4.48 y en la tabla 4.10, en donde se obtuvo el mayor recobro con una calidad de 0,9 seguida de la de 0,8 y 0,85; de esta manera no se



observa un comportamiento proporcional, sino reversible, además las gráficas de corte de agua, figuras 4.49 y 4.50, presentaron un comportamiento diferente al esquema anterior, ya que el pico que tomamos como indicio del momento en el cual el banco de agua fría irrumpió en el pozo, varió de forma diferente con la calidad, esto llevó a contraponer las condiciones de un esquema contra el otro, para determinar las posibles causas de este comportamiento, de esta manera se dilucido la causa; al ubicarse el punto de inyección más cerca al pozo productor, la medida de la caída de presión entre los pozos es mucho mayor, es por esto que se maximiza el efecto de drenaje gravitacional en la zona, es por esto que al inyectar con una mezcla con mayor densidad, el desplazamiento de los fluidos se acelera, ya que al ser más densa se desplazo más rápido, es por ello que cuando se inyectó con una calidad de 0,8; el vapor saturado al poseer una mayor presencia de líquido en la mezcla se desplazó más rápido, por lo que el banco de agua fría irrumpió más rápido en el pozo, como se muestra en la figura 4.50 de corte de agua, pero aún así el vapor inyectado mantuvo su capacidad de empuje, por lo que con esta calidad se obtuvo el segundo valor más alto de acumulado de petróleo, y el mayor acumulado de agua, como se visualiza en la tabla 4.10, al inyectarse con una calidad de 0,85 la producción responde al mismo comportamiento, ya que al ser el vapor más liviano, este se desplaza más lentamente, y empuja menor cantidad de petróleo, esto se corrobora al observar las figura 4.50, donde el banco de agua fría irrumpe de forma más tardía, y al ver la tabla 4.10, donde esta calidad tiene el acumulado de petróleo más bajo, y el acumulado de agua más bajo; en el caso de la inyección con calidad de 0,9 este comportamiento respondió a las características del vapor inyectado, ya que en esta ocasión este es el más liviano y el que posee mayor movilidad de los otros casos, sumado al efecto de la alta caída de presión, es por esto que en esta ocasión el efecto de drenaje gravitacional es superado por efecto de succión del pozo, haciendo que el vapor se canalice y desplace más rápido, como se muestra en la figura 4.50, donde el frente de agua fría irrumpe más rápido que los demás casos, debido a esto el vapor con alta temperatura caliente y evapora el agua connata en la formación, dándole



mayor movilidad al petróleo al disminuir la saturación del agua en la roca, además de reducir la viscosidad del petróleo por efecto de la temperatura, es debido a esto que al ver la tabla 4.10, se observa el acumulado de petróleo más alto, seguido del segundo valor más alto de agua acumulada por efecto de la canalización del vapor.

- **Sensibilidades a tasas de 3.000 y diferentes calidades.**

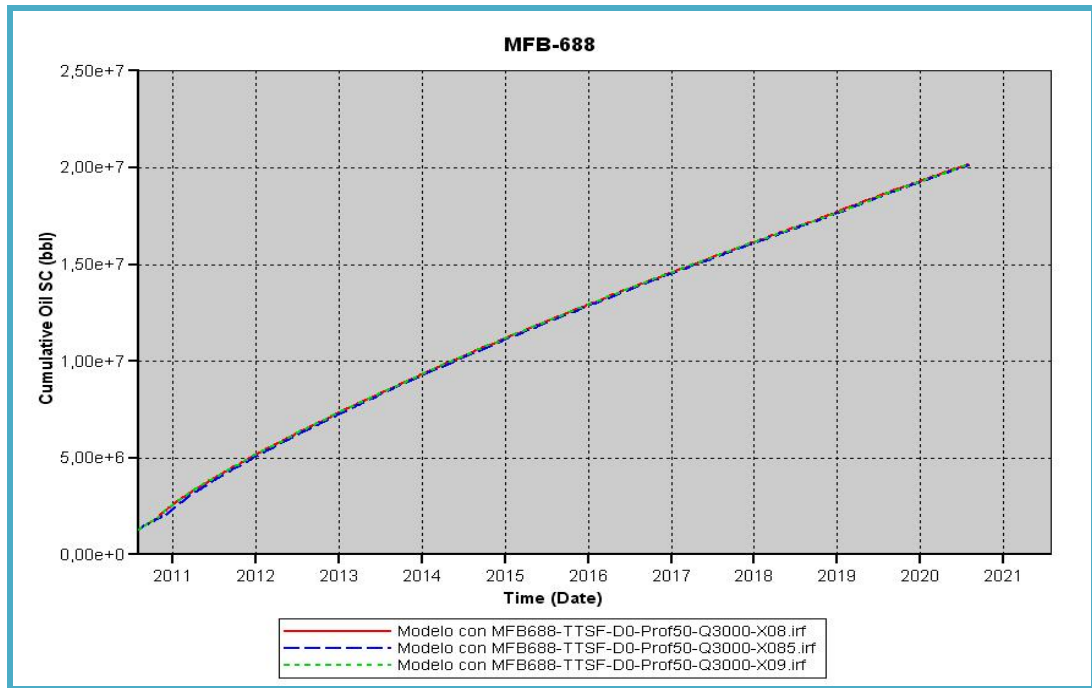


Figura 4.51- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bl/día.

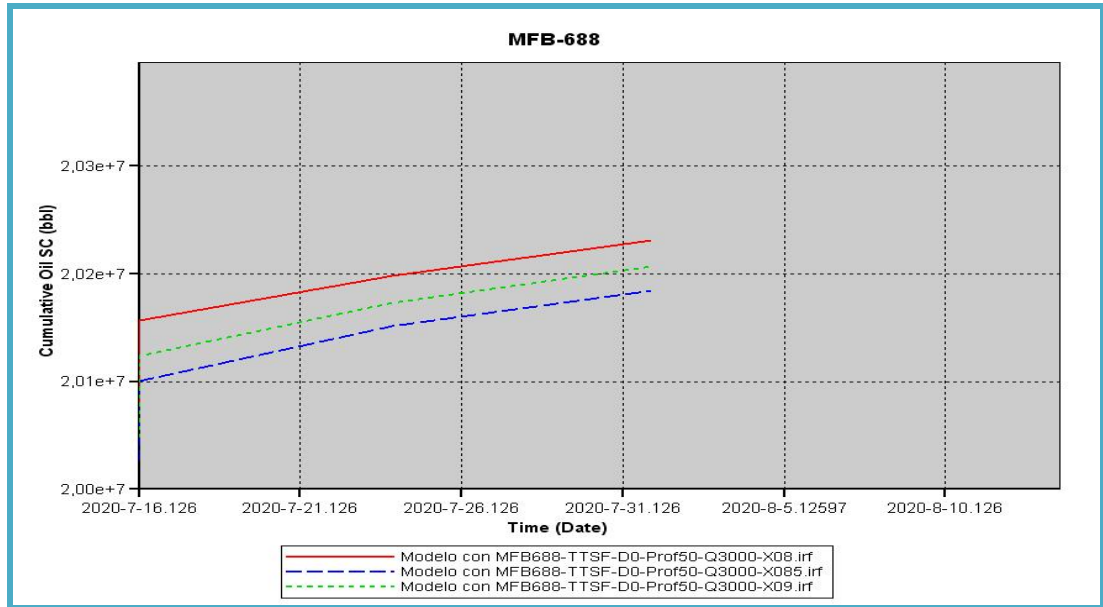


Figura 4.52- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día Acercamiento.

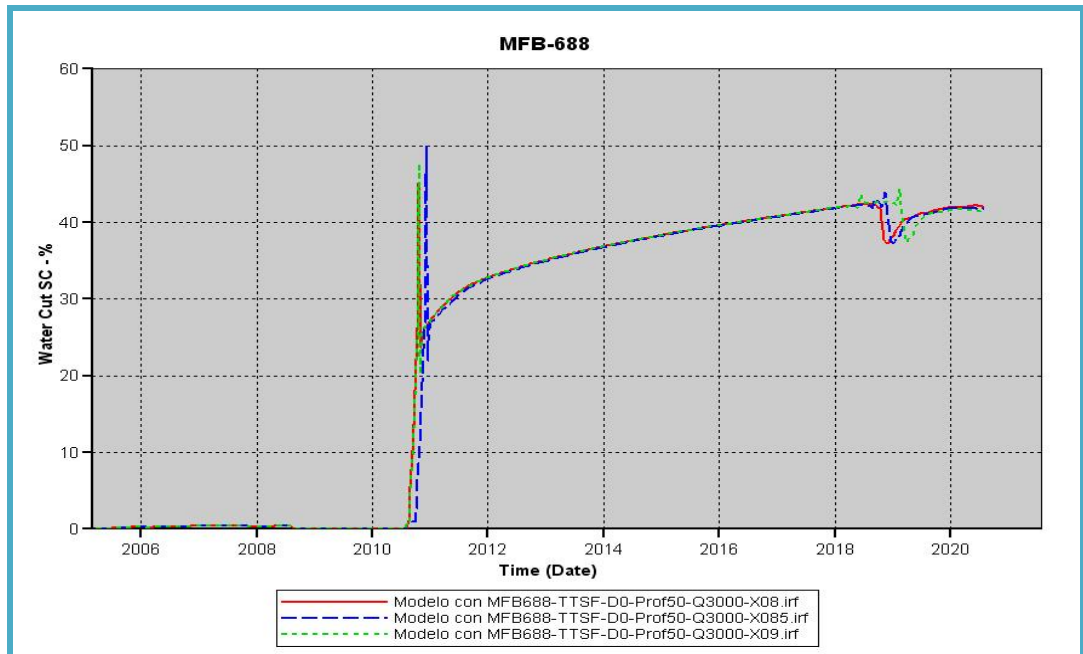


Figura 4.53- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día.

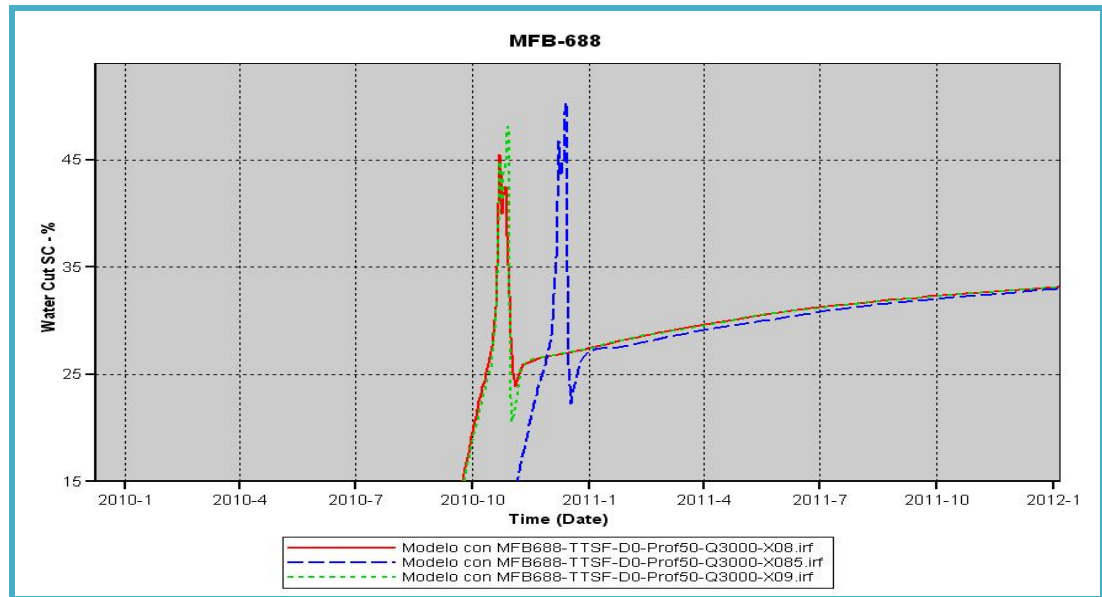


Figura 4.54- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 3.000 Bls/día Acercamiento.

Tabla 4.11. Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 3.000 Bls/día.

X	Np (BN)	% de Diferencia	Wp (BN)
0,8	20.211.900	---	11.088.300
0,85	20.165.700	0,23	10.963.900
0,9	20.188.000	0,11	11.091.500

En este nuevo caso el comportamiento descrito en la parte anterior se sigue repitiendo, salvo que la inyección de mayores volúmenes de vapor influyen en el recobro final de petróleo, en la figura 4.54, se visualiza que el efecto de la calidad sobre la velocidad de irrupción del banco de agua fría en el pozo sigue siendo el mismo, pero como se muestra en la figura 4.51, 4.52 y la tabla 4.11, los acumulados cambian, esta vez el mayor recobro lo obtuvo la calidad de 0,8 esto nos indica que al inyectar mayor volumen el barrido fue más eficaz, que el efecto de la temperatura en el caso de la calidad a 0,9; ya que este caso produjo el segundo valor más alto de



petróleo acumulado, seguido de la calidad de 0,85; por otra parte el acumulado de agua se siguió comportando de la misma manera habiendo mayor volumen de agua a 0,8 seguido de 0,9 y 0,85, salvo por supuesto que al inyectar más mayor producción de agua hubo.

- **Sensibilidades a tasas de 4.000 y diferentes calidades.**

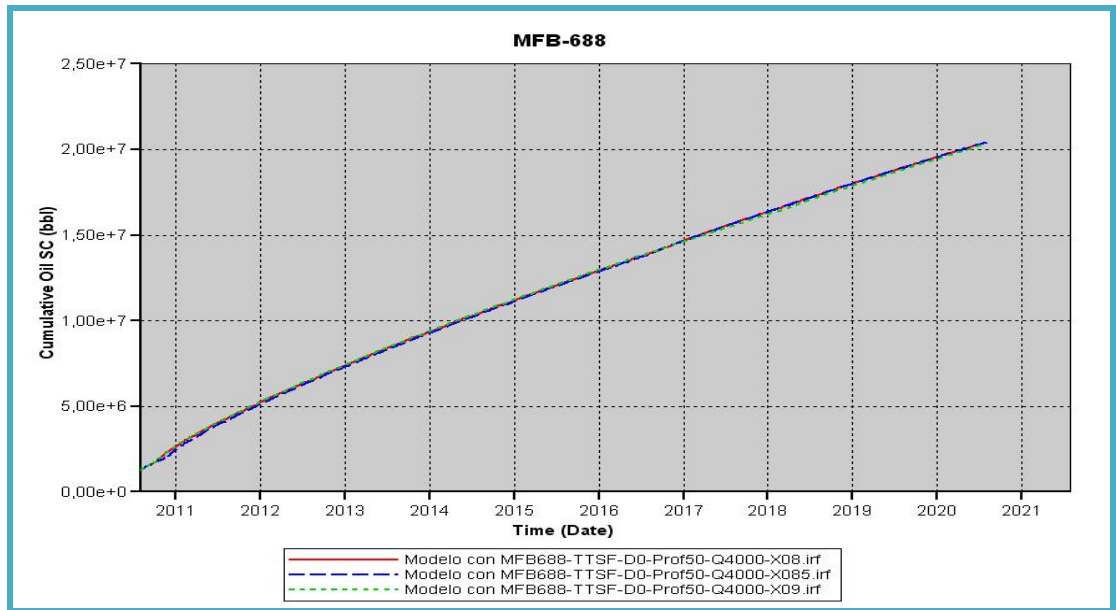


Figura 4.55- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día.

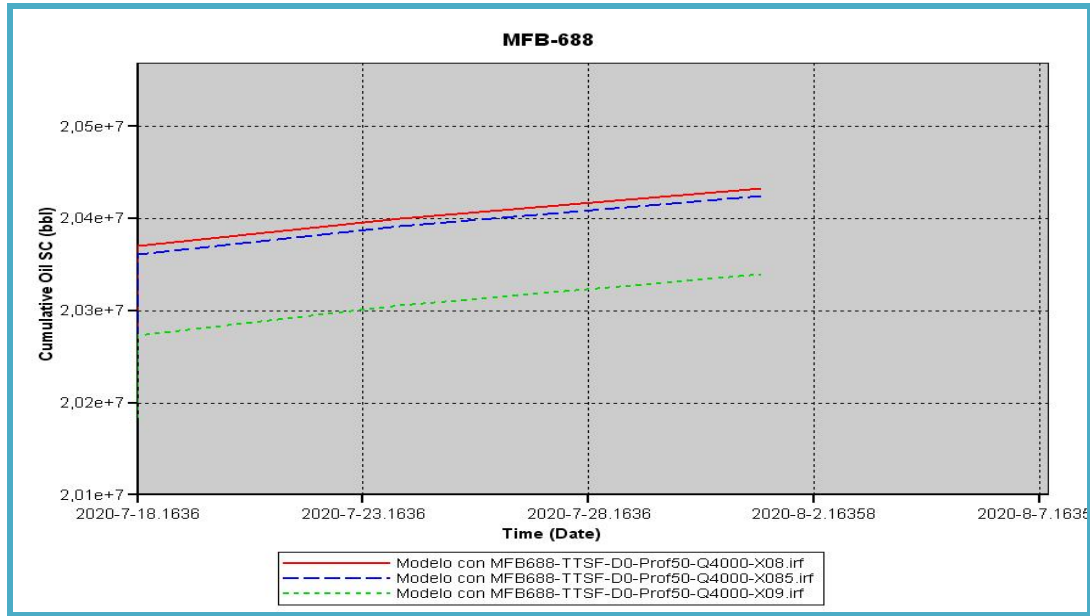


Figura 4.56- Acumulado de Producción de Petróleo del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bl/día Acercamiento.

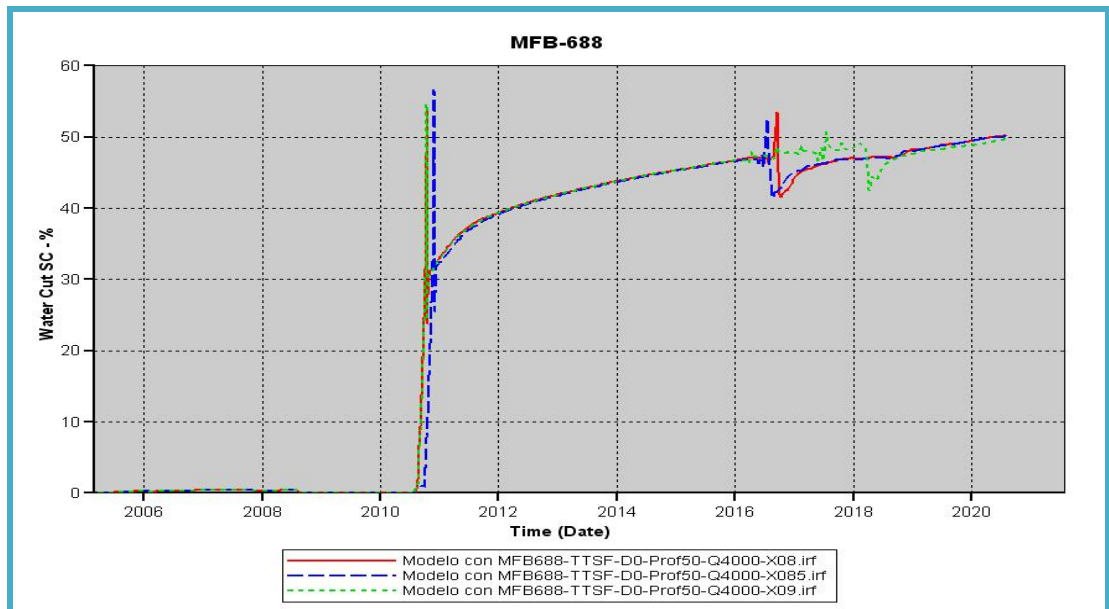


Figura 4.57- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para una Tasa de Inyección de 4.000 Bl/día.

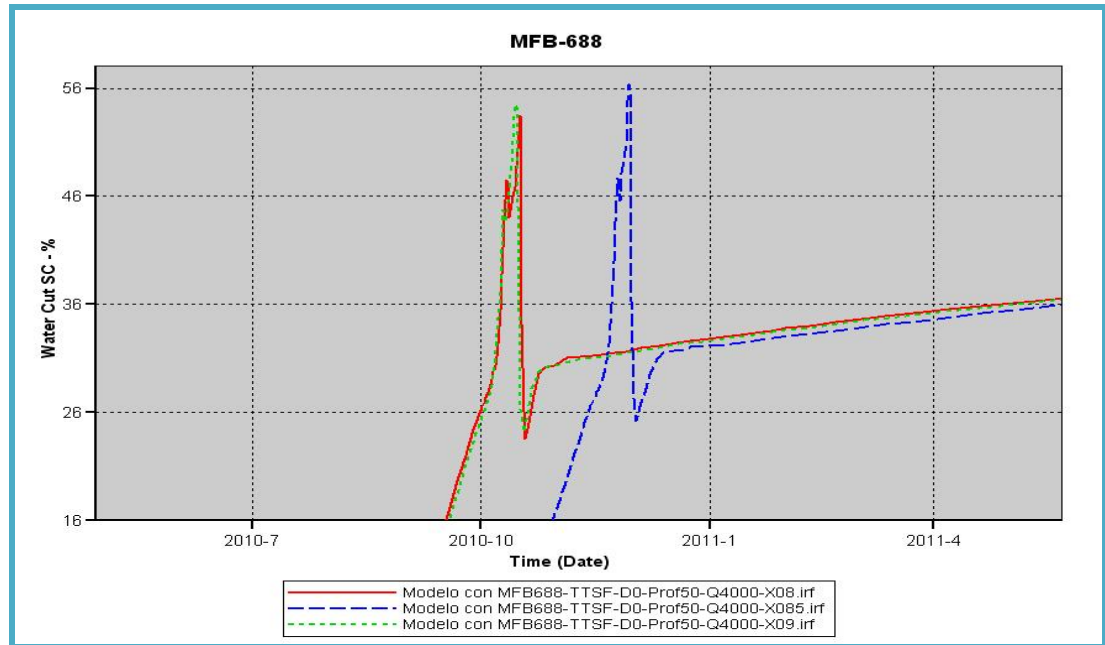


Figura 4.58- Porcentaje de Corte de agua del Pozo MFB-688 para un Tasa de Inyección de 4.000 Bls/día Acercamiento.

Tabla 4.12. Acumulado de Petróleo y Agua a tasas de 4.000 Bls/día.

X	Np (BN)	% de Diferencia	Wp (BN)
0,8	20.442.200	---	14.758.400
0,85	20.433.900	0,04	14.583.900
0,9	20.348.700	0,42	14.750.900

En este último caso el comportamiento descrito en la parte anterior se sigue repitiendo, la relación de movilidad del banco de agua fría siguió siendo la misma, como muestra la figura 4.58, pero la producción de petróleo cambió, ya que al inyectar con este gran volumen de vapor, la inyección de calidad de 0,8 obtuvo el mayor recobro, lo que indicó mayor capacidad de barrido, seguido esta vez por la calidad de 0,85 y por último la calidad de 0,9 donde el efecto de la temperatura fue superado por el barrido, como se muestra en las figuras 4.55, 4.56 y la tabla 4.12, sin



embargo, la relación de agua acumulada producida sigue siendo la misma, salvo que de la misma manera en el caso anterior al inyectar mayor volumen de vapor, hay mayor producción de agua.

En el estudio de este último esquema, se observó que las condiciones más favorables fue el inyectar con la menor tasa de inyección posible, en este caso la de 1500 bls o 250 Toneladas diarias de vapor, para producir la menor cantidad de agua posible, además, la diferencia en la producción no resulta ser tan relevante entre una tasa y otra, con respecto a la calidad la más favorable resultó ser la de 0,8; ya que presenta el mayor recobro bajo las condiciones operacionales que presentaron menor uso de energía.

En base a todas las deducciones anteriores realizadas sobre los dos esquemas estudiados, y con las condiciones y metas preestablecidas al comienzo, el mejor esquema de inyección para el THSF es el de un valor de d , de 0 pies, para obtener una respuesta más rápida en el pozo, un valor de *Prof.* de 70 pies, ya que a mayor espesor, habrá mayor volumen de petróleo a desplazar, una calidad de inyección de 0,8 para obtener mayores recobros, y una tasa de inyección de 1500 bls o 250 Toneladas de vapor, ya que la diferencia en el recobro no era considerable para todos los valores de tasas planteados, es preferible inyectar la menor cantidad de agua posible, para mantener la vida del yacimiento, y ahorrar gastos por uso de calderas y transporte del agua.

4.6.3- Inyección Alterna de Vapor (IAV).

Con la finalidad de conocer el comportamiento del proceso de inyección alterna de vapor, se realizó el estudio tomando en cuenta como parámetros de operación para el pozo productor un corte de agua máximo del 80%, presión de fondo fluyente de 600 lpc y una tasa mínima de petróleo en superficie de 100 bl/d, se tomó como horizonte predictivo un periodo de 10 años comenzando el 01/08/2010. Para la



selección de los parámetros de inyección del proceso se consideró una presión de inyección de 1.515 lpc, de acuerdo a lo recomendado de aplicar un promedio de 300 lpc superior a la presión actual del yacimiento, debido a que presiones menores no garantizan que el fluido llegue a la formación y que presiones muy elevadas podrían fracturar la formación causando daño, una temperatura de inyección de 600 °F, ya que esta es la temperatura de saturación a la referida presión de inyección, en cuanto a la tasa de inyección de vapor inicialmente se consideró 700 ton/día de acuerdo al indicador resultante de un estudio de productividad del Yacimiento MFB-53 el cual consideró el área a calentar por el fluido inyectado resultando los mejores recobros en el intervalo comprendido entre 0,02 y 0,06 ton/pie², también se tomó un tiempo de inyección de 15 días de acuerdo a estudios realizados de inyección de vapor en el Yacimiento MFB-53, un tiempo de remojo de 7 días y una calidad del 90% de modo que el vapor pueda llegar a las condiciones adecuadas al yacimiento.

4.6.3.1- Sensibilidades a las Condiciones de Inyección Alterna de Vapor.

Con la finalidad de obtener los parámetros óptimos de inyección que logren aumentar la producción de petróleo se realizó las sensibilizaciones de la calidad del fluido inyectado, la cantidad de toneladas a inyectar, el tiempo de inyección y el tiempo de remojo.

Primeramente se sensibilizó la calidad del vapor con valores de 0,8; 0,85 y 0,9 respectivamente, observándose a partir de la Figura 4.59 que existe un incremento de la producción de petróleo con el consecuente aumento de la calidad, a excepción de una calidad de 0,9 en la cual se reportó un menor recobro que a una calidad de 0,85 lo cual puede ser porque para un mismo tiempo de remojo existe un valor de calidad del vapor óptimo. Sin embargo, vale recalcar que este aumento de la producción no resultó ser muy significativo para las diferentes sensibilidades de acuerdo a los valores mostrados en la Tabla 4.13 donde se evidencia que el petróleo producido



presenta poca variación y el porcentaje de diferencia aportado entre la calidad de 0,8 y 0,85 que obtuvieron la peor y la mejor producción es de 0,29%.

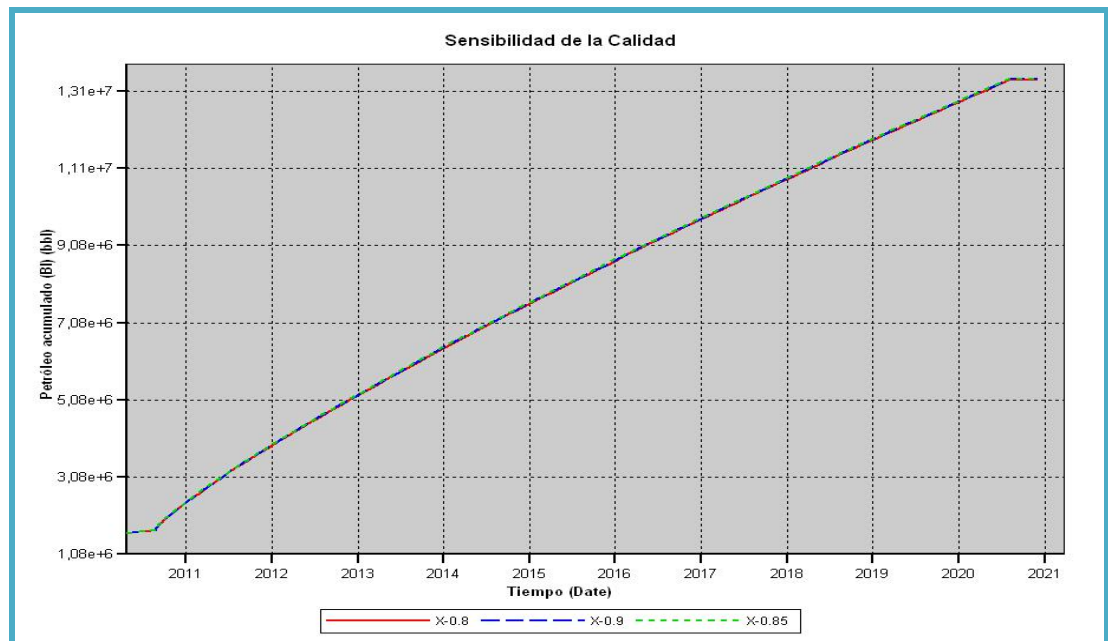


Figura 4.59- Petróleo Acumulado para Diferentes Calidades.

Tabla 4.13. Acumulado de Petróleo para Diferentes Calidades.

Calidad del Vapor	Np (BN)	% de Diferencia
0,8	11.680.450	0,29
0,85	11.714.950	---
0,9	11.698.050	0,14

En vista que el mejor recobro se obtuvo para una calidad de 0,85 se seleccionó esta como la más adecuada para la aplicación del proceso de inyección de vapor.

Luego se procedió a sensibilizar la cantidad de vapor a inyectar, inicialmente se decidió inyectar 700 ton/día de acuerdo al indicador antes mencionado que expresa



que los mejores recobros se obtienen en el intervalo comprendido entre 0,02 y 0,06 ton/pie², seleccionando para este caso un valor promedio de 0,04 ton/pie², posteriormente se inyectaron cantidades de vapor de 500 y 1000 ton/día respectivamente, resultando en este caso el mejor recobro para una tasa de inyección de vapor de 1000 ton/día y la peor para 500 ton/día, lo cual es lógico ya que a mayor cantidad de vapor se está inyectando mayor cantidad de energía (calor) a la formación con el consecuente aumento de la producción de hidrocarburos (Figura 4.60), (Tabla 4.14). En cuanto a la producción de agua se tiene un caso particular, en vista que el agua producida resultó mayor para una tasa de inyección de 500 ton/día, esto puede ser debido a que a menor cantidad de vapor menor será la transferencia de energía en un mismo tiempo, por lo que al transferir toda su energía este vapor se condensa más rápidamente provocando de esta manera un aumento en la producción de agua con respecto a las otras tasas de inyección. (Figura 4.61).

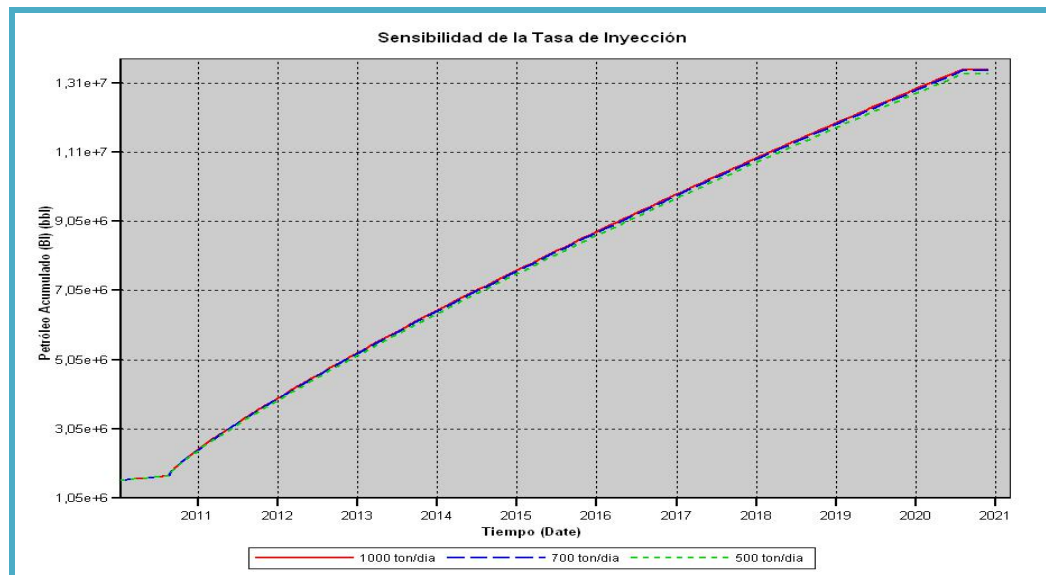


Figura 4.60- Petróleo Acumulado para Diferentes Tasas de Inyección.

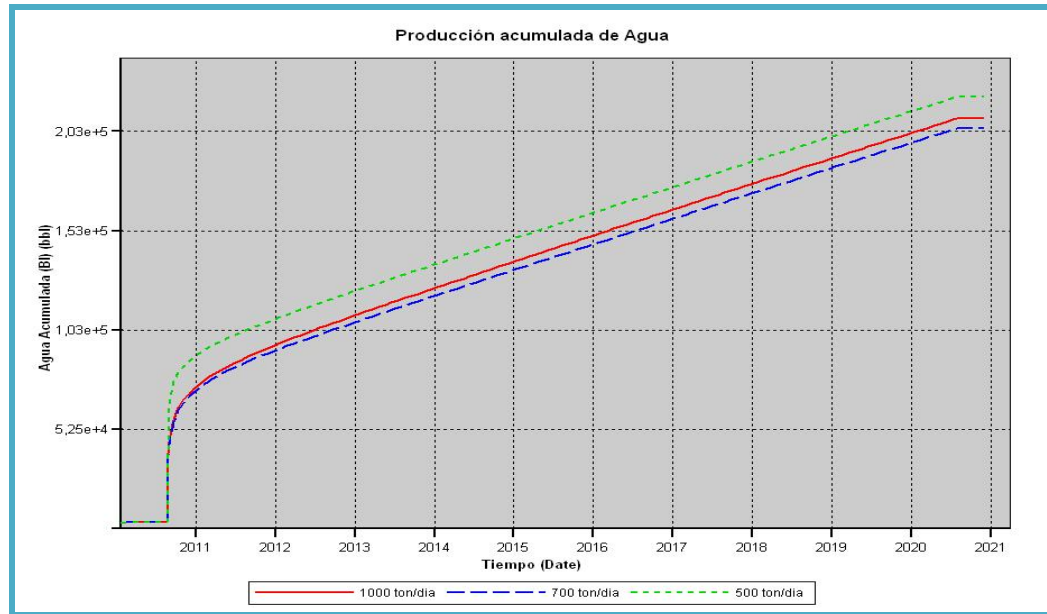


Figura 4.61- Agua Acumulada para Diferentes Tasas de Inyección.

Tabla 4.14. Acumulado de Petróleo y Agua para Diferentes Tasas de Inyección.

Tasa de Inyección (Ton/día)	Np (BN)	% de Diferencia	Wp (BN)
500	11.621.150	1,17	214.068
700	11.714.950	0,37	198.200
1000	11.758.150	---	203.162

Lo particular para estos casos es inyectar la mayor cantidad de vapor posible de modo que la transferencia de calor hacia el pozo y la formación sea más efectiva y la extracción de hidrocarburos sea mayor particularmente porque se tienen pozos cuya longitud horizontal es de 3.000 pies o más, sin embargo, la diferencia en el petróleo producido para los casos de 700 y 1000 ton/día es de apenas 0,37%, en cambio inyectar 700 ton/día registró la menor producción de agua, por lo cual lo ideal sería



inyectar 700 ton/día además que este fue el valor obtenido como tasa de inyección por el indicador 0,04 ton/pie².

Seguidamente fue sensibilizado el tiempo de inyección, empleando 10, 15 y 21 días respectivamente. En la Figura 4.62 se puede notar que al ser el tiempo de inyección mayor se presenta un mayor recobro de hidrocarburo, aunque no de manera muy significativa (Tabla 4.15), esto tiene sentido ya que a mayor tiempo de inyección se está inyectando mayor cantidad de vapor y por ende de energía lo que aumentaría la movilidad del crudo por transferencia de calor por parte del vapor al crudo. La producción de petróleo no aumentó de manera muy significativa, sin embargo como ya se mencionó lo mejor es inyectar mayor cantidad de vapor en pozos de una longitud considerable, por lo cual se seleccionó como tiempo de inyección adecuado 21 días.

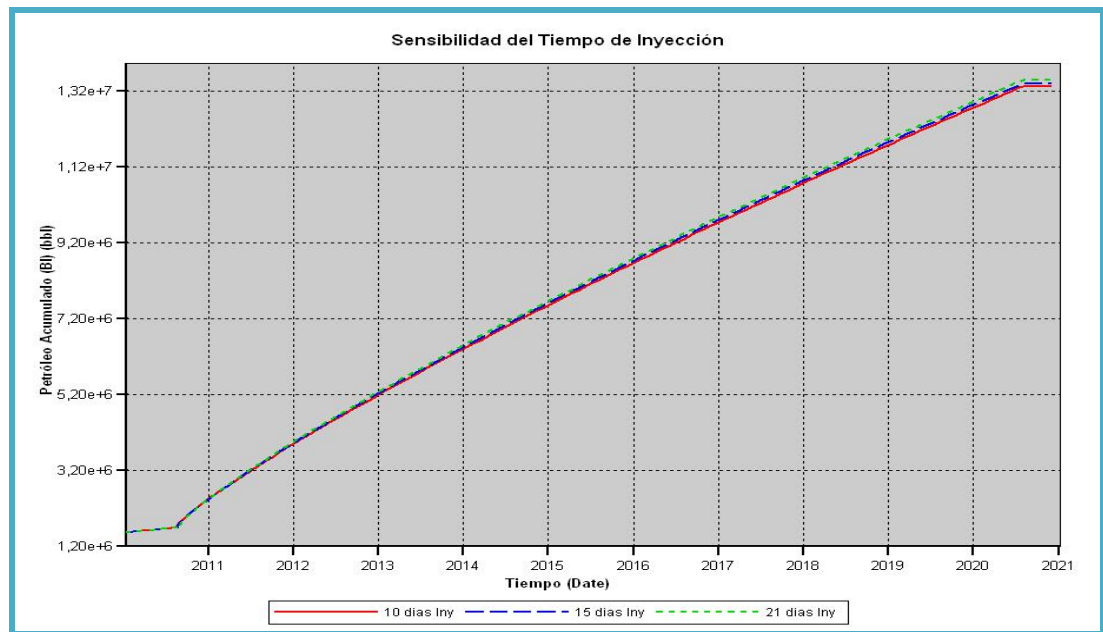


Figura 4.62- Petróleo Acumulado para Diferentes Tiempos de Inyección.



Tabla 4.15. Acumulado de Petróleo para Diferentes Tiempos de Inyección.

Tiempo de inyección (días)	Np (BN)	% de Diferencia
10	11.637.750	1,38
15	11.714.950	0,73
21	11.801.250	---

Ya conocida la calidad del vapor, tasa y tiempo de inyección que presentaron las mejores condiciones se procedió a sensibilizar el tiempo de remojo, utilizando 5, 7 y 10 días respectivamente. En la figura 4.63 se puede observar que al presentar el pozo una menor cantidad de días de remojo, el petróleo producido es mayor, aunque el aumento resultó muy poco (tabla 4.16), lo que deja en evidencia que en este yacimiento el tiempo de remojo no es un parámetro que afecte grandemente la tasa de producción de petróleo.

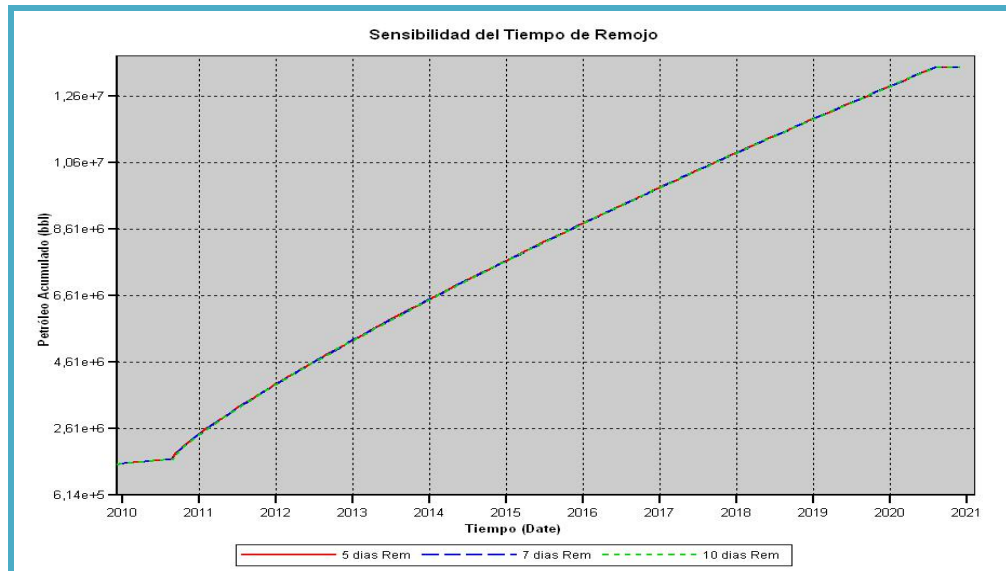


Figura 4.63- Petróleo Acumulado para Diferentes Tiempo de Remojo.



Tabla 4.16. Acumulado de Petróleo para Diferentes Tiempos de Remojo.

Tiempo de Remojo (días)	Np (BN)	% de Diferencia
5	11.802.350	---
7	11.801.250	0,009
10	11.800.650	0.01

Dado que la producción de petróleo obtenida al variar los días de remojo es muy poca, observándose que el porcentaje de diferencia que presenta un tiempo de remojo de 5 días y el que presenta 10 días es de 0.01% siendo estas sensibilidades las que aportaron mayor y menor producción respectivamente, es recomendable aplicar el menor tiempo de remojo estudiado (5 días), ya que así el pozo permanecerá menos días en estado inactivo favoreciendo de esta manera el ámbito económico.

Realizadas todas estas sensibilizaciones se pudo determinar que las mejores condiciones para la aplicación del proceso de inyección alterna de vapor es aplicar una calidad de 0,85, un periodo de remojo de 5 días, una tasa de inyección de vapor de 700 ton/día en un periodo de 21 días, logrando un acumulado de petróleo a la fecha del 01/08/2020 de 13,49 MMBN para un solo ciclo de inyección.

En vista que lo que se plantea con la realización de este objetivo es hacer una comparación con el proceso THSF, en el cual se emplean pozos horizontales para la producción y el horizonte predictivo contemplado inicialmente es de 10 años se procedió a la realización de tres ciclos de inyección de vapor, tal como lo recomienda la literatura, comenzando cada ciclo después que el anterior ya no tiene efecto, por esta razón se inicio un segundo ciclo de inyección el 01/01/2013 y el tercer ciclo se inicio el 01/01/2015, resultando para este caso un incremento pésimo en la producción de petróleo ya que para un ciclo se tiene un valor de 13,49 MMBN y para tres 13,92 MMBN (Figura 4.64), con un porcentaje de diferencia entre ambos de 3,01%, todo lo contrario a lo ocurrido con el agua que aumenta considerablemente



(figura 4.65) con valores de 224.790 BN y 378.083 BN respectivamente con un porcentaje de diferencia de 40,54%.

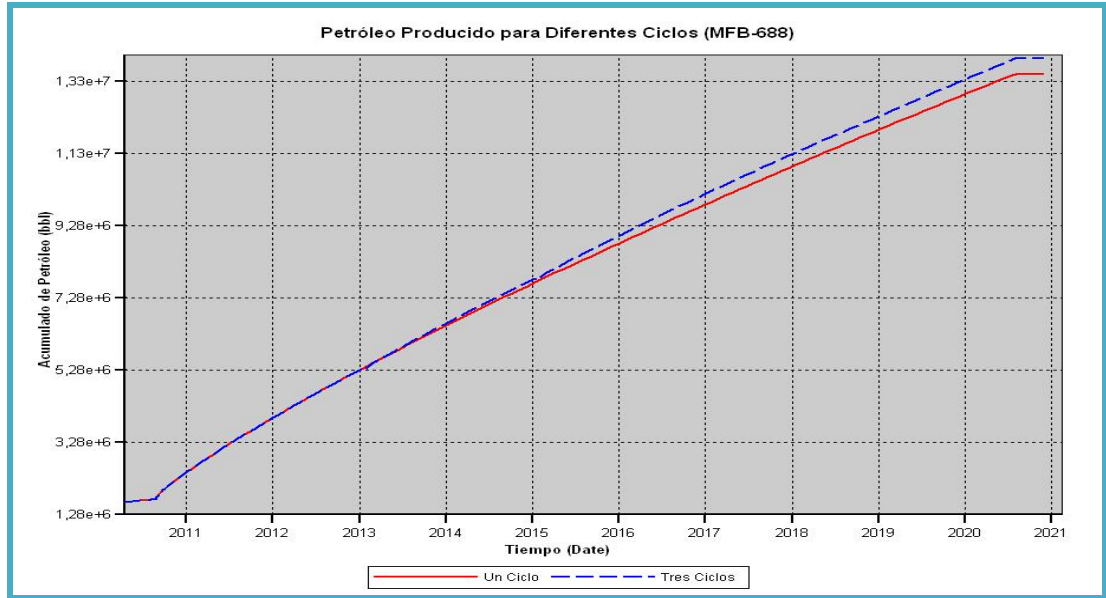


Figura 4.64- Petróleo Acumulado para Uno y Tres Ciclos de Inyección.

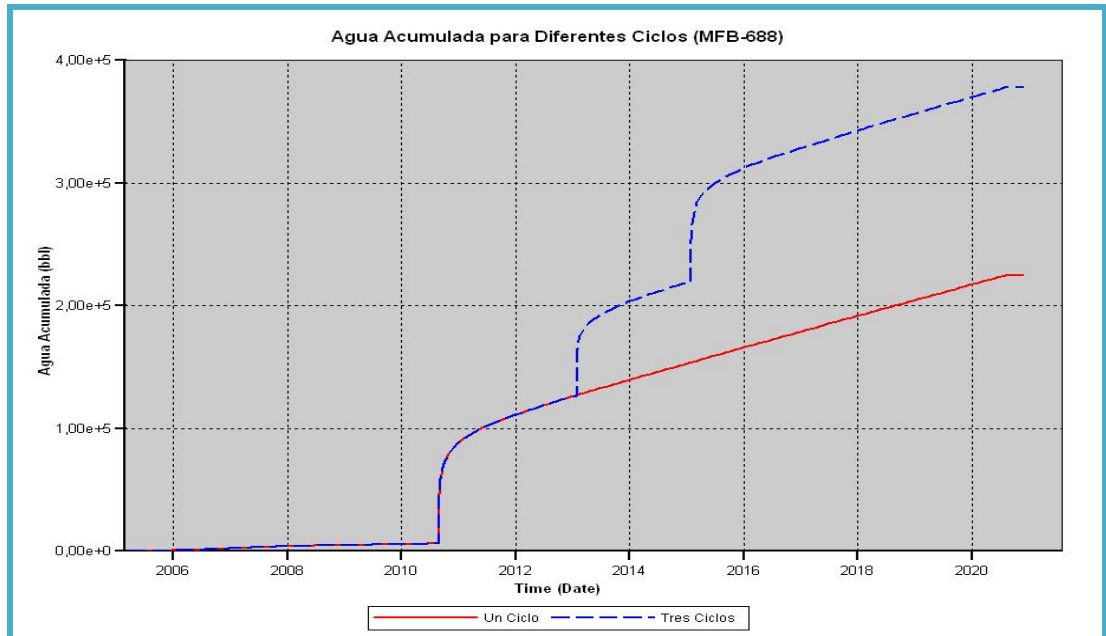


Figura 4.65- Agua Acumulada para Uno y Tres Ciclos de Inyección.



4.6.4- Inyección Continua de Vapor (ICV).

Para la selección de los parámetros de inyección del proceso es un caso diferente al anterior ya que este proceso de recuperación el vapor es inyectado por unos pozos mientras se produce por otros, es decir los pozos se perforan en arreglos, por lo que para este caso fue seleccionado un arreglo de 5 pozos invertido, es decir, 4 pozos verticales inyectoros de vapor mientras el productor se encuentra ubicado en el centro. Cada pozo vertical fue perforado hasta la base de la formación ya que no se tiene la presencia de ningún acuífero de fondo, para la presión de inyección del vapor se consideró un valor de 1.500 lpc, de acuerdo a lo recomendado de aplicar un promedio de 300 Lpc superior a la presión actual del yacimiento, debido a que presiones menores no garantizan que el fluido desplace el hidrocarburo hacia los pozos de producción y que presiones muy elevadas podrían fracturar la formación causando daños o podrían provocar la canalización del vapor hacia el pozo productor sin lograr el barrido de petróleo necesario; una temperatura de inyección de 600 °F, ya que esta es la temperatura de saturación a la referida presión de inyección, en cuanto a la tasa de inyección inicialmente se empleó un valor de 500 ton/día por pozo de acuerdo a valores utilizados en otras tesis de inyección continua de vapor, y una calidad del 90% de modo que el vapor pueda llegar a las condiciones adecuadas al yacimiento.

4.6.4.1- Sensibilidades a las Condiciones de Inyección Continua de Vapor.

Con la finalidad de obtener los parámetros óptimos de inyección que logren aumentar la producción de petróleo se realizó las sensibilizaciones del tamaño del arreglo, la calidad del fluido inyectado y la cantidad de toneladas a inyectar por pozo.

Primeramente se sensibilizó el tamaño del arreglo, para lo cual se usó un arreglo de 10 acres cuyo espaciamiento entre pozos inyectoros fue de 660 pies, y un arreglo más grande en el cual el espaciamiento entre los pozos inyectoros fue de 1.000 pies teniendo este arreglo un tamaño de 23 acres. En la figura 4.66 se puede



observar un aumento en la producción de petróleo en el arreglo más grande lo cual es debido a que en un área de mayores dimensiones existe mayor cantidad de reservas por drenar, en cuanto a la producción de agua (Figura 4.67) se observa como esta alcanza valores considerables en los dos casos considerados lo cual es debido a los grandes volúmenes de agua que se están inyectando en forma de vapor, los cuales al ceder su energía se condensan formándose un frente de agua el cual alcanza al pozo productor. En la tabla 4.17 se observa que existe un porcentaje de diferencia en la producción de petróleo del 14,49% entre el arreglo de 10 y 23 acres.

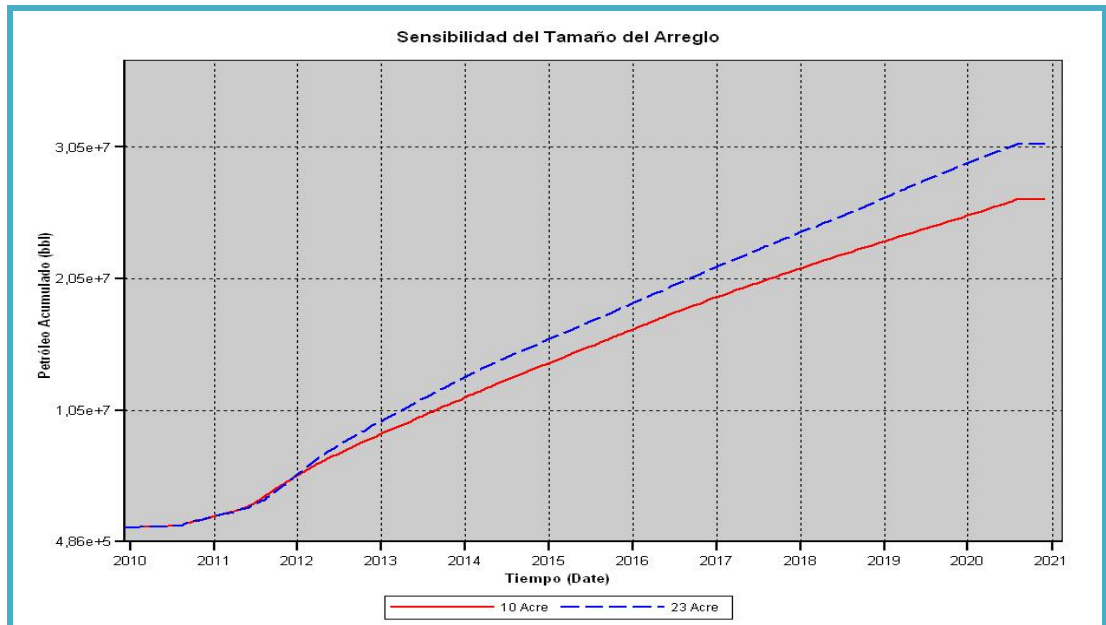


Figura 4.66- Petróleo Acumulado para Diferentes Tamaño de Arreglo de pozos.

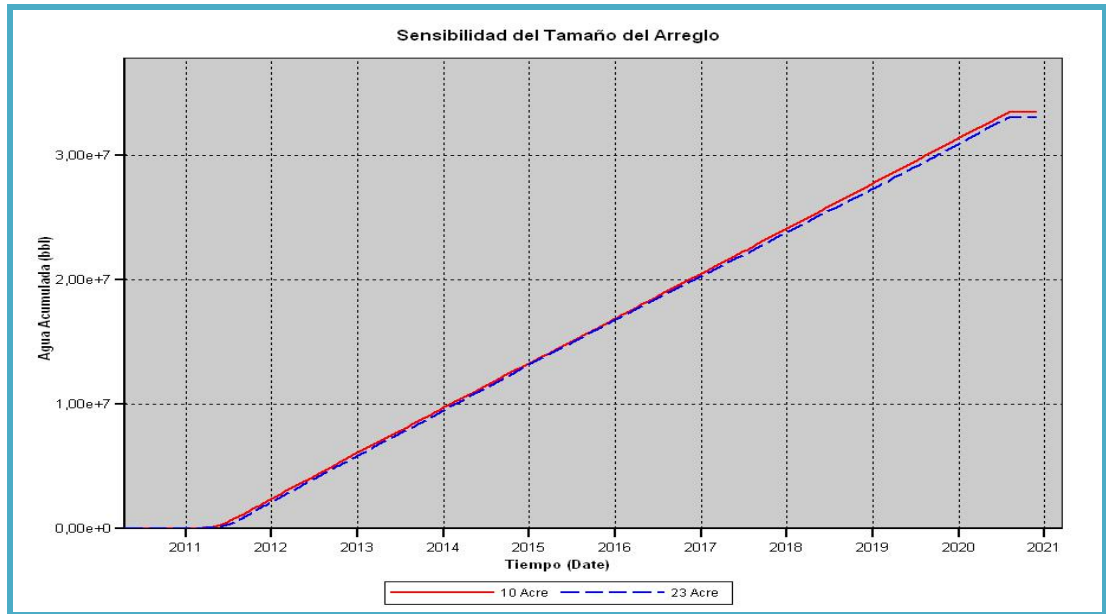


Figura 4.67- Agua Acumulada para Diferentes Tamaño de Arreglo de pozos.

Tabla 4.17. Acumulados de Petróleo y Agua para Diferentes Tamaños de Arreglo.

Tamaño del Arreglo (Acres)	Np (BN)	% de Dif	Wp	% de Dif
10	24.832.850	14,49	33.478.421	---
23	29.041.950	---	33.059.521	1,25

En vista que el mejor recobro de petróleo y la menor producción de agua se obtuvo con el arreglo de 23 acres, se seleccionó este como el tamaño ideal para el proceso de inyección continua de vapor.

Seguidamente fue sensibilizada la calidad del vapor con valores de 0,8, 0,85 y 0,9 respectivamente observándose a través de la figura 4.68 que existe un aumento en la producción de petróleo directamente proporcional al aumento de la calidad del



vapor. Sin embargo este aumento no resultó ser muy significativo para las diferentes calidades de acuerdo a los resultados reflejados por la Tabla 4.18 donde se evidencia claramente que el petróleo producido presentó poca variación y el porcentaje de diferencia entre la calidad de 0,8 y 0,9 los cuales registran la peor y la mejor producción es de apenas 0,29%.

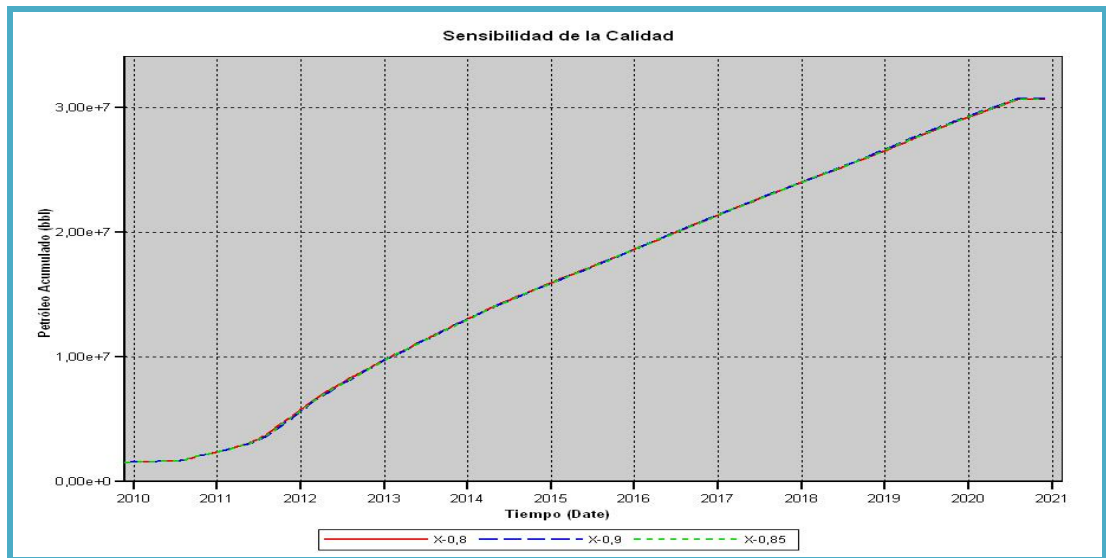


Figura 4.68- Petróleo Acumulado para Diferentes Calidades.

Tabla 4.18. Acumulado de Petróleo para Diferentes Calidades.

Calidad del Vapor	Np (BN)	% de Diferencia
0,8	28.957.950	0,29
0,85	28.986.150	0,19
0,9	29.041.950	---

En vista que el mejor recobro se obtuvo para una calidad de 0,9 se seleccionó esta como la más adecuada para la aplicación del proceso de inyección de vapor.



Ya conocido el tamaño de arreglo adecuado y la calidad que presentaron las mejores condiciones se procedió a sensibilizar los volúmenes de vapor a ser inyectado por pozo, inicialmente se decidió inyectar una cantidad de 500 ton/día, posteriormente fueron inyectadas cantidades de 250 y 750 ton/día. Resultando en este caso, como lo muestra la figura 4.69, el mejor recobro para una tasa de inyección de vapor de 750 ton/día y la peor para 250 ton/día, lo cual es lógico ya que a mayor cantidad de vapor se está inyectando mayor cantidad de energía (calor) a la formación con el consecuente aumento de la producción de hidrocarburos, (Tabla 4.19). En cuanto a la producción de agua se tiene que esta incrementa con el aumento de la tasa de inyección por pozo, lo cual es normal en vista que se están inyectando mayores volúmenes de agua (Figura 4.70).

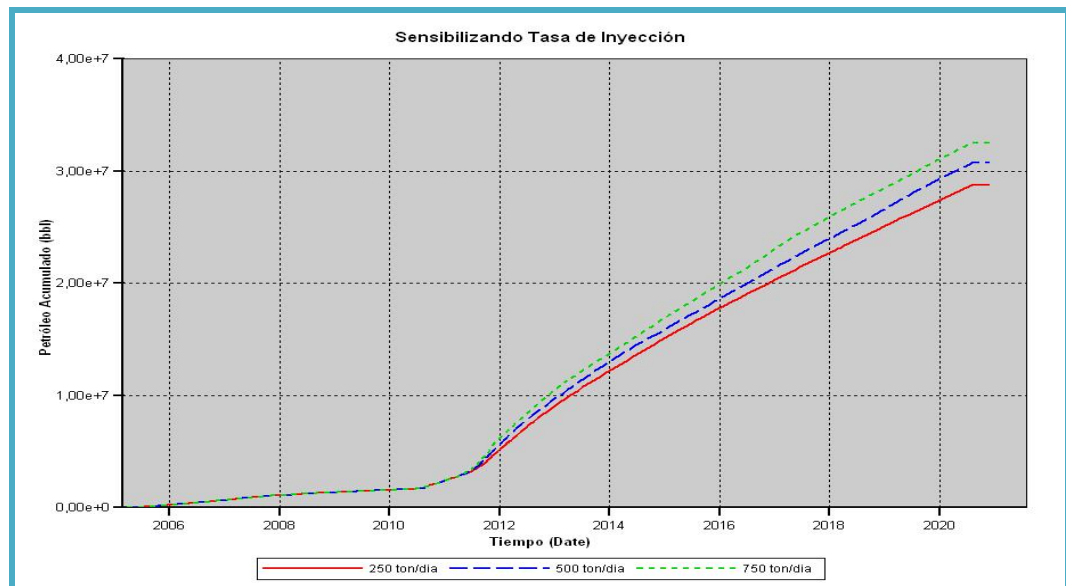


Figura 4.69- Petróleo Acumulado para Diferentes Tasas de Inyección.



Tabla 4.19. Acumulados de Petróleo y Agua para Diferentes Tasas de Inyección.

Tasa de Inyección (ton/día)	Np (BN)	% de Dif	Wp	% de Dif
250	27.070.850	12,15	19.928.022	66,39
500	29.041.950	5,76	33.059.521	44,24
750	30.815.750	---	59.292.222	---

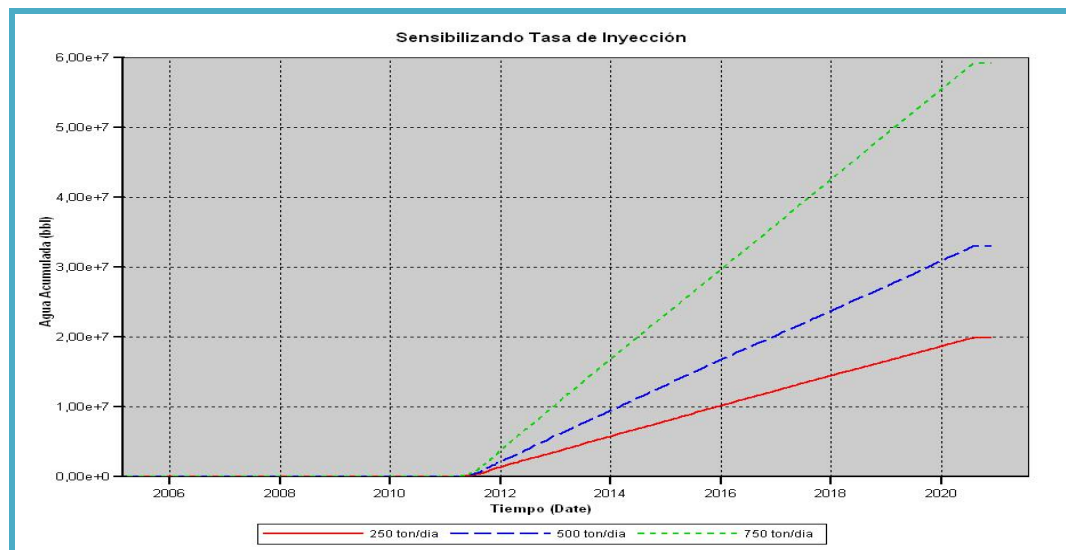


Figura 4.70- Agua Acumulada para Diferentes Tasas de Inyección.

Lo ideal sería inyectar la mayor cantidad de vapor posible de modo que el desplazamiento de petróleo sea más efectivo, pero debido a los valores presentados en las diferentes sensibilidades realizadas la cantidad de vapor a inyectar adecuado sería la de 250 ton/día, debido a que a pesar de tener un menor recobro de hidrocarburos es con la que se obtiene una menor producción de agua, resultando en una relación favorable petróleo-agua, ya que como se observó en la tabla 4.19, se producen mayores volúmenes de petróleo que de agua, a diferencia de la otras tasas de inyección en las cuales se producen mayores volúmenes de agua que de petróleo.



Realizadas todas estas sensibilizaciones se pudo determinar que las mejores condiciones para la aplicación del proceso de inyección continua de vapor es utilizar un arreglo de 23 acres, aplicar una calidad de 0,9 e inyectar 250 ton/día de vapor por pozo, logrando un acumulado de petróleo a la fecha del 01/08/2020 de 28,76 MM BN.

4.6.5- Inyección Alterna de Vapor e Inyección Continua de Vapor (IAV-ICV).

Ya conocidos los parámetros óptimos de aplicación de los procesos de inyección alterna y continua de vapor al pozo seleccionado, se procedió a la aplicación combinada de estos procesos, para lo cual, lo único que se sensibilizó fue el número de ciclos óptimos de inyección alterna a aplicar antes de empezar con el proceso de inyección continua de vapor.

Inicialmente se realizó un ciclo de inyección alterna de vapor considerando los parámetros ya sensibilizados y dejando al pozo producir durante un año, esto con la finalidad de precalentar la formación, e inmediatamente iniciar con la inyección continua de vapor, posteriormente se emplearon dos ciclos y tres de inyección alterna respectivamente, todos con una duración del periodo de producción de un año. Conocido esto en la figura 4.71 se muestra como el petróleo producido es cada vez menor conforme se aplican mas ciclos de inyección alterna de vapor, esto es debido a que el proceso de inyección alterna por sí solo no logró estimular la producción de hidrocarburo, por lo que se asume que el proceso de precalentamiento no fue exitoso, además que durante el año de producción no hubo aumento significativo de la tasa de producción de petróleo, lo mismo ocurrió a medida que se emplearon más ciclos. En cuanto al agua producida, según se aprecia en la Figura 4.72 la misma también es menor a medida que se aplican más ciclos de inyección alterna, lo cual es un comportamiento normal, en vista de que durante los ciclos de inyección alterna de vapor la cantidad de vapor que se inyecta es mucho menor (debido a que se inyecta sólo por 21 días) con respecto a un proceso de inyección continua, por lo que la



saturación de agua en el yacimiento es menor al combinar ambos procesos. En la tabla 4.20 se muestran los resultados obtenidos.

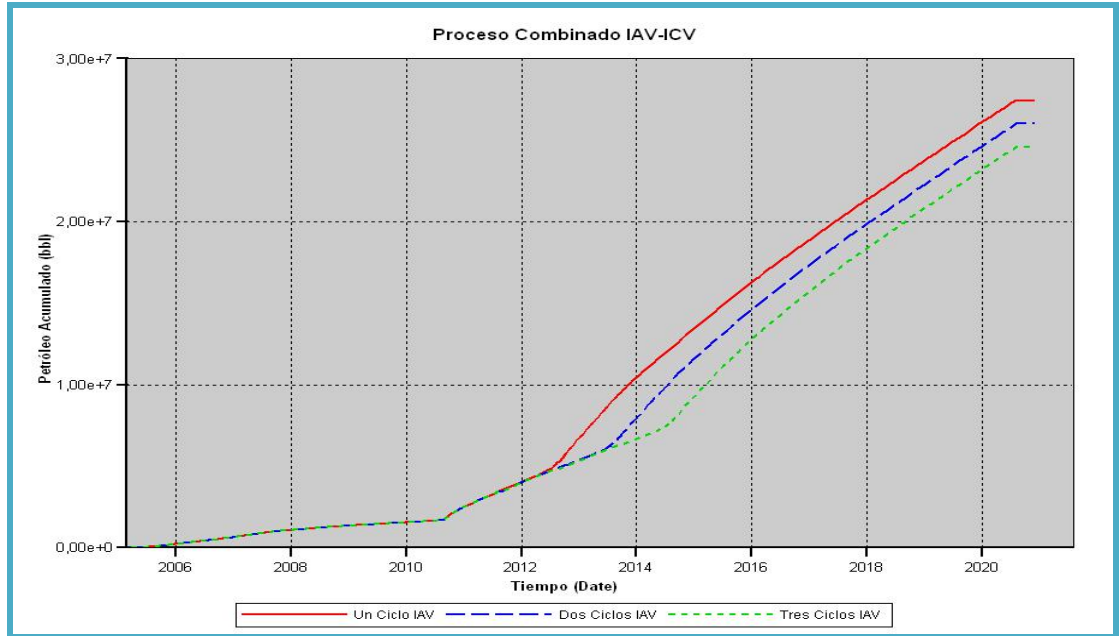


Figura 4.71- Petróleo Acumulado en un Proceso Combinado IAV-ICV.

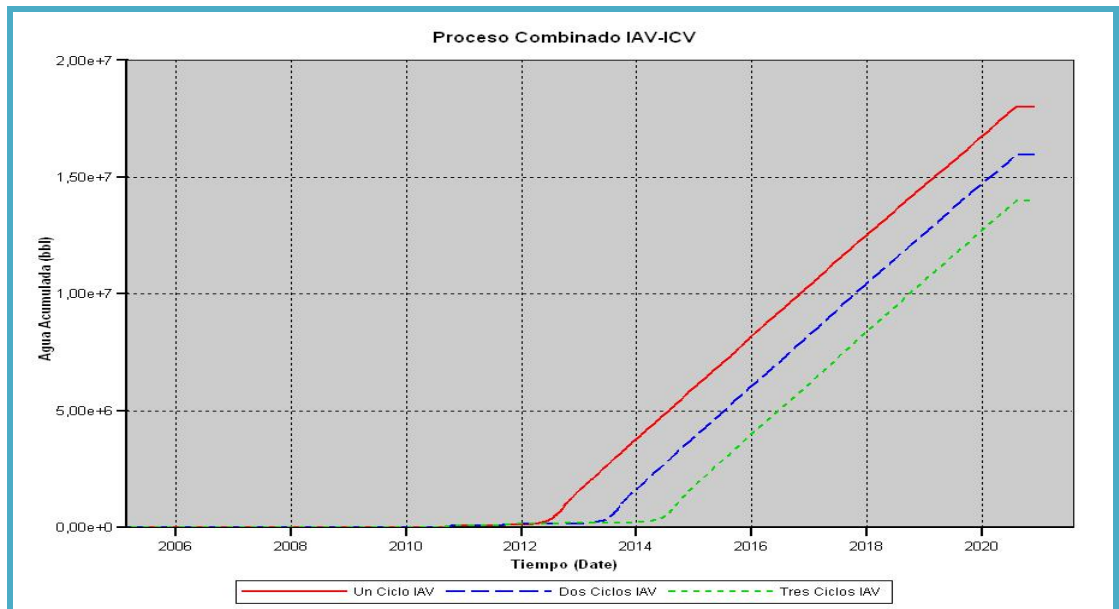


Figura 4.72- Agua Acumulada en un Proceso Combinado IAV-ICV.



Tabla 4.20. Acumulados de Petróleo y Agua para Diferentes Ciclos de IAV en un Proceso Combinado IAV-ICV.

N° de Ciclos	Np (BN)	% de Dif	Wp	% de Dif
1	25.759.050	---	18.002.622	---
2	24.333.350	5,53	15.940.122	11,47
3	22.892.350	11,13	13.969.422	22,40

Dados estos resultados, y la poca efectividad del periodo de precalentamiento con un ciclo de inyección alterna de vapor, se considera que para aplicar un proceso combinado IAV-ICV lo más adecuado es emplear un ciclo de inyección e inmediatamente empezar el desplazamiento del petróleo con el método de inyección continua.

4.7- Comparación de Producción de los Diferentes Escenarios Planteados.

Para la comparación de todos los escenarios estudiados se seleccionaron las sensibilidades o los casos que presentaron una mejor recuperación de petróleo, mostrándose a través de la figura 4.73 en la cual se visualiza que el escenario que registró la mayor recuperación de petróleo fue el correspondiente a la inyección continua de vapor convencional en un arreglo normal de 5 pozos, presentando una diferencia de producción de petróleo de 15,37 MMBN de petróleo adicional con respecto al escenario de producción en frío, lo cual a su vez representa un aumento en la producción del 118,19%, recuperándose un volumen total de 28,32 MMBN de petróleo. En términos de producción de petróleo se tiene que luego de la inyección continua de vapor se tiene el proceso combinado IAV-ICV el cual alcanzó un acumulado de petróleo de 26,90 MMBN, es decir, una producción adicional de petróleo con respecto al escenario de producción en frío de 13,95 MMBN lo cual representó un aumento en la producción de petróleo del 107,72%.



En cuanto al proceso térmico de recobro de petróleo de corta distancia (THSF) se tiene que este registró una producción acumulada de 20,21 MMBN de petróleo, es decir, 7,26 MMBN de petróleo adicional con respecto al caso de producción en frío esto a su vez representa un aumento en la producción 56,06%. Y por último se tiene el proceso convencional de inyección alterna de vapor, el cual demostró ser el escenario menos eficaz al lograr un acumulado de petróleo de tan solo 13,86 MMBN de petróleo, es decir, 0,91 MMBN de petróleo adicional con respecto al caso de producción en frío lo cual significó un aumento de la producción de tan solo el 7,03%, esta baja respuesta del yacimiento al proceso IAV probablemente se deba al hecho de que este método es más un método de estimulación y como tal no se ha comprobado que conduzca a un aumento en el factor de recobro del yacimiento.

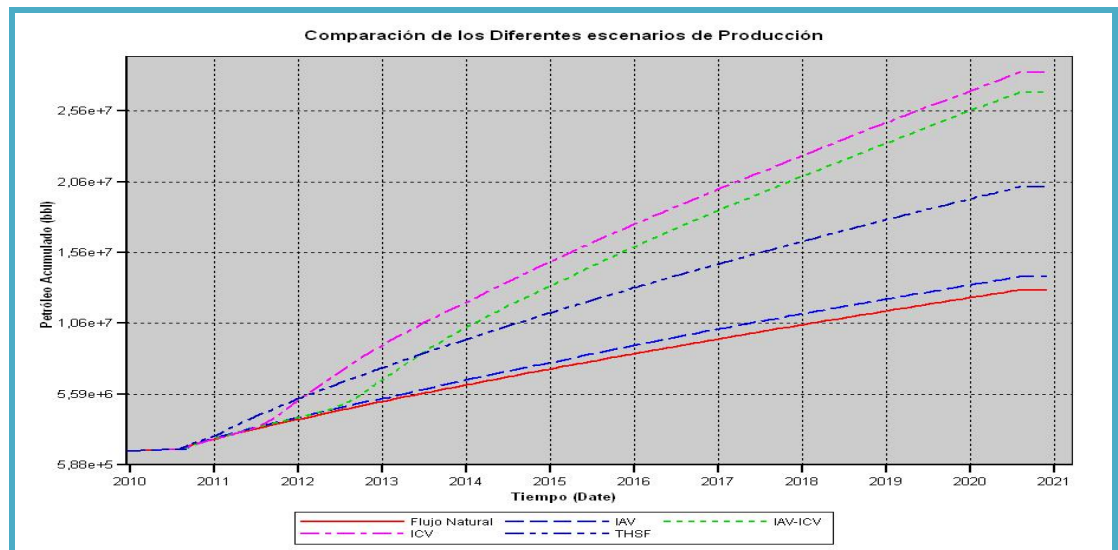


Figura 4.73- Petróleo Acumulado para los diferentes escenarios de producción.

De los procesos anteriormente evaluados se comprueba que una buena opción para producir este yacimiento es utilizar procesos de desplazamiento de petróleo con vapor ya que estos casos demostraron su eficacia con respecto al proceso IAV como se muestra en la tabla 4.21, comprobando de esta manera que la disminución de viscosidad con respecto a la temperatura fue efectiva provocando de esta manera una



mayor movilidad del petróleo hacia el pozo productor y por esto es que se registró un aumento significativo en la producción de petróleo.

Tabla 4.21. Resultados para los diferentes escenarios de producción.

	F. Natural	IAV	THSF	IAV-ICV	ICV
N_p (MMBN)	12,95	13,86	20,21	26,90	28,32
G_p (MMPCN)	1228,08	1321,79	2175,6	4016,18	4223,55
W_p (MMBN)	0,135	0,410	5,622	17,999	19,905
% Diferencia (Petróleo)	---	7,03	56,06	107,72	118,69

Sin embargo, antes de seleccionar el mejor método para la producción del yacimiento también se debe considerar la producción de agua con respecto a la producción de petróleo como se muestra en la figura 4.74, es decir, un gráfico de barras en el cual se compara tanto la producción de petróleo como la de agua, en donde se visualiza claramente que la producción de agua para el escenario de producción en frío es bastante bajo igualmente ocurre con la inyección alterna de vapor lo cual tiene sentido ya que no se tiene la presencia de ningún acuífero y solo se tiene el agua que satura el medio poroso inicialmente, para el caso de IAV es un poco mayor la producción de agua (Figura 4.75) debido a los periodos de inyección de vapor a los que tuvo sometido el pozo durante los ciclos IAV y como es sabido este vapor al ceder su energía se condensa y pasa a saturar la región adyacente el pozo de producción.

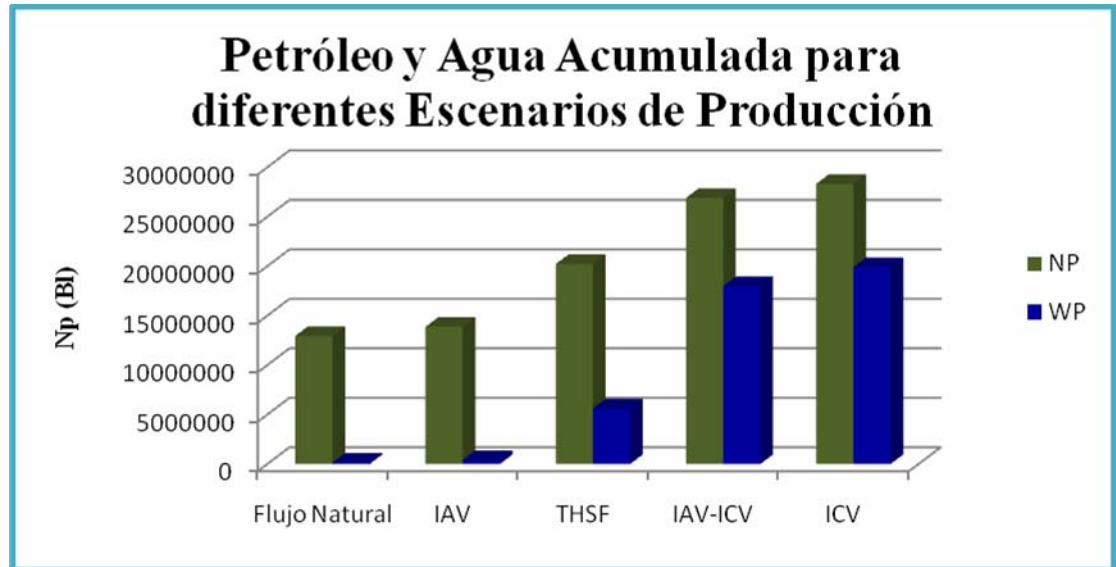


Figura 4.74- Petr6leo y Agua acumulada para los diferentes escenarios.

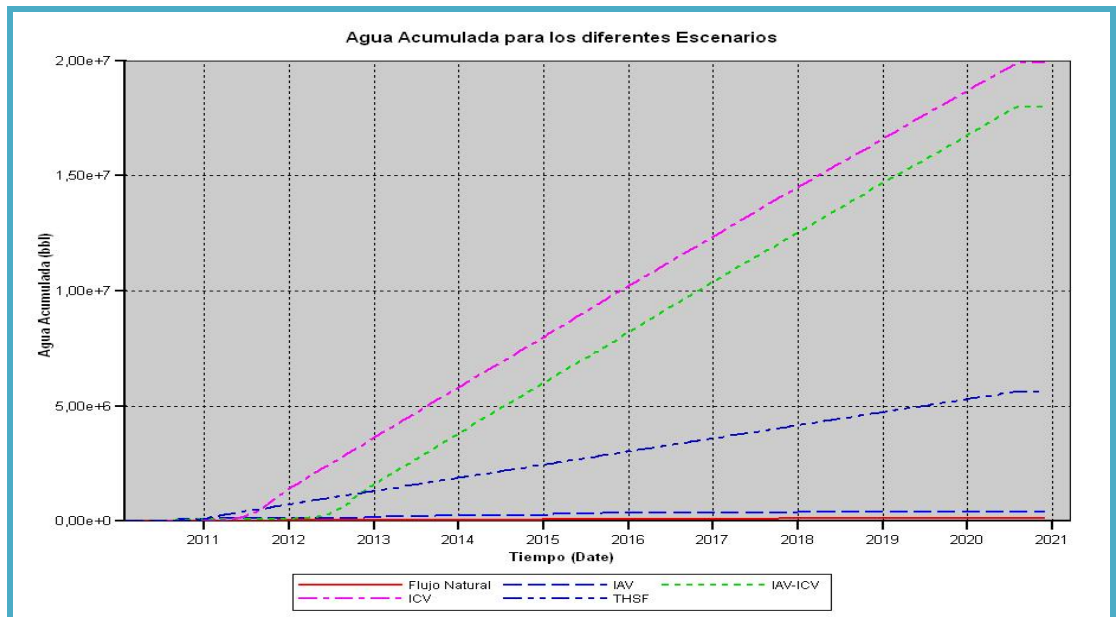


Figura 4.75- Agua Acumulada para los diferentes escenarios.

Claramente se puede apreciar, a trav9s de las figuras 4.74 y 4.75, que los m9todos de desplazamiento no solo logran aumentar la producci3n de petr6leo de manera m9s eficaz sino que tambi9n la producci3n de agua registra un incremento



significativo, lo cual era de esperarse en vista de que se están inyectando mayores volúmenes de vapor y estos al ceder su energía durante su viaje hacia el pozo productor se condensa formando un frente de agua el cual alcanza a ser producido junto con el petróleo. De los casos evaluados se tiene que el que presentó mayor producción de agua fue el escenario de inyección continua de vapor convencional esto es debido a que la inyección se efectuó a través de varios pozos verticales (4), lo que trae consigo mayores tasas de inyección de vapor agua y evidentemente parte de esta agua es producida y a mayores volúmenes de agua inyectada mayor será la producción de la misma, por otro lado el proceso combinado IAV-ICV tiene la segunda mayor producción de agua, registrando una diferencia del 10,59% de menos agua producida que el caso de ICV, esto es debido a que se tuvo un primer ciclo de inyección de vapor cuya duración fue de un año, y la producción de agua durante este periodo fue baja ya que solo se inyectó vapor por 21 días. Finalmente de los métodos de desplazamiento de petróleo con vapor se tiene que el que registró menor producción de agua fue el THSF, y esto es debido a que se están inyectando menores volúmenes de vapor ya que la inyección solo fue realizada a través de un solo pozo de inyección.

Cabe mencionar que una cifra que indica el éxito o fracaso de un proceso de inyección continua de vapor es la relación del volumen de petróleo desplazado de la zona de vapor con respecto al agua inyectada como vapor, esta se conoce como relación petróleo/vapor acumulada y la misma esta expresada de la siguiente manera:

$$OSR = \frac{NP}{ist * t} \quad (Ec. 4.1)$$

Donde:

Np: Petróleo producido Acumulado, (BN).

Ist: Tasa de inyección de Vapor, (BI/D).

T: Tiempo de Inyección, (Días).



En la figura 4.79 se puede apreciar de manera gráfica esta relación para los tres casos que involucraron un proceso de inyección continua de vapor (IAV-ICV, ICV Y THSF).

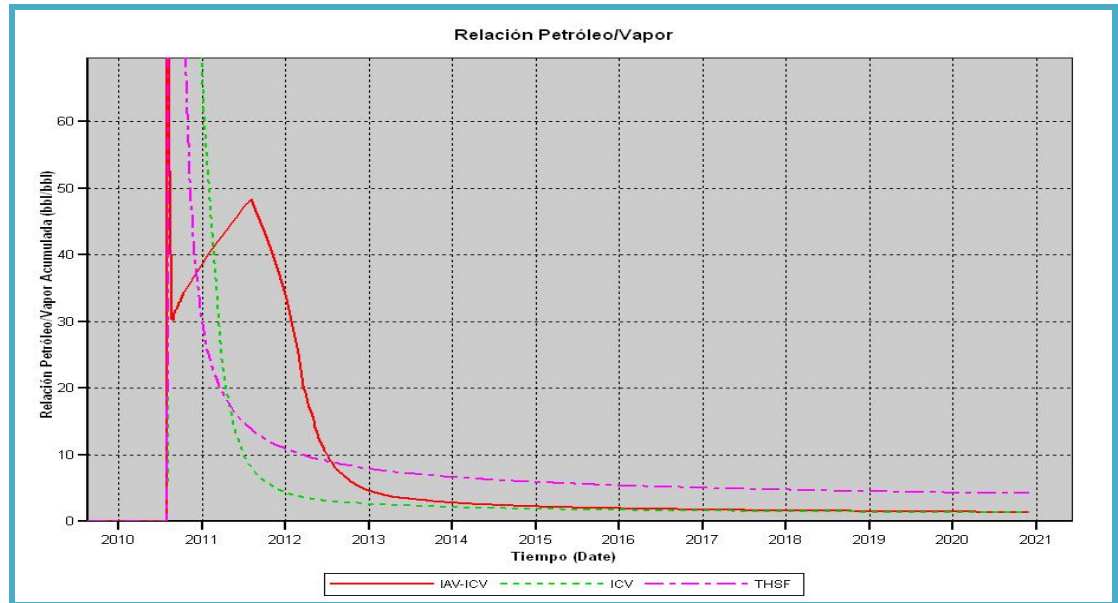


Figura 4.76- Relación Petróleo/Vapor Acumulada.

En la figura anterior se puede apreciar que esta relación varía con el tiempo, teniéndose en este caso (para el 01/08/2020) que el proceso THSF fue más efectivo desde el punto de vista técnico, debido a que reportó un valor de OSR de 4,21 BN/bl, lo que significa que por cada barril equivalente de agua inyectada se logró producir 4,21 BN de petróleo, en cuanto al proceso ICV e IAV-ICV esta relación resultó ser más baja reportando 1,39 BN de petróleo producido por cada barril equivalente de agua inyectada, lo que lo hace desde el punto de vista técnico ineficaz al compararse con el proceso térmico de recobro de petróleo de corta distancia THSF. Este resultado era de esperarse porque en los procesos convencionales no solo se inyectaron mayores volúmenes de vapor, sino que el petróleo tiene que recorrer mayores distancias para alcanzar el pozo de producción, además que se debe atravesar una zona de petróleo frío, lo cual contrarresta en cierto modo la movilidad del petróleo caliente y al paso del vapor queda petróleo caliente sin drenar, en cambio en el



proceso THSF el pozo de inyección se encuentra cerca de la punta (Toe) del pozo de producción y permite drenar las reservas de petróleo cercanas al pozo sin la necesidad de inyectar grandes cantidades de vapor debido a que permite producir el petróleo de manera inmediata y el mismo no debe atravesar una zona de petróleo frío.

Otro resultado de interés es la relación petróleo/vapor instantánea, la cual se expresa como:

$$OSR = \frac{q_o(t)}{i_{st}} \quad (Ec. 4.2)$$

Donde:

q_o: Tasa de petróleo, (BND).

I_{st}: Tasa de inyección de Vapor, (BI/D).

En la figura 4.80 se puede apreciar de manera gráfica el comportamiento de la relación petróleo/vapor instantánea para los casos de inyección continua de vapor.

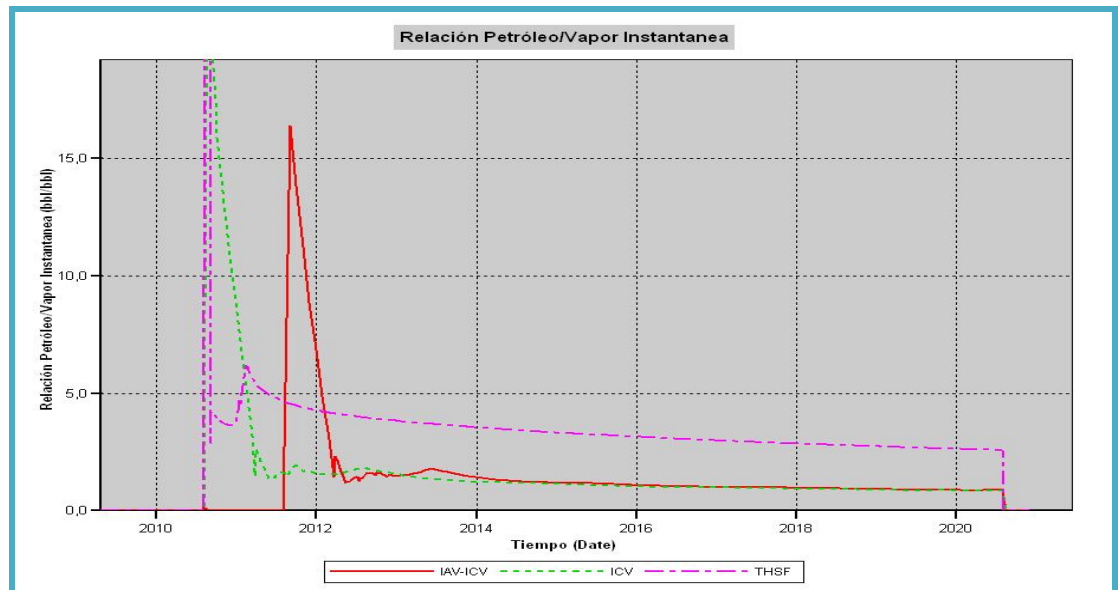


Figura 4.77- Relación Petróleo/Vapor Instantánea.



En la figura anterior se observa como la relación es igualmente mayor para el caso del proceso THSF y al principio registró valores aun más alto lo cual es debido a la alta producción de petróleo inicial cuando aun no se ha efectuado la irrupción por parte del vapor, luego que se produce la irrupción del vapor en el pozo productor se observa que la relación decrece de manera casi constante con respecto al paso del tiempo manteniéndose en valores entre 5,80 y 2,57 BN de petróleo producido por cada barril equivalente de agua inyectada. En cuanto al proceso IAV-ICV esta relación es elevada al principio cuando está en efecto el ciclo de IAV, esto debido a que durante este periodo se inyectó poco vapor, luego la misma relación baja y decrece de manera casi constante y con valores similares a los registrados por el escenario de ICV, oscilando el valor de la OSR instantánea entre 0,87 y 1,57 BN de petróleo producido con respecto a un barril equivalente de agua inyectada.

En cuanto a la producción de gas se puede notar en la figura 4.78 como la misma resultó mayor para el caso de ICV, lo cual era de esperarse debido a que a mayores tasas de inyección de vapor esto provoca un aumento significativo de la temperatura del crudo provocando de esta manera que los componentes livianos presentes en el crudo se desprendan con mayor rapidez y al estos ser más livianos se desplazaran con mayor rapidez hacia el pozo de producción.

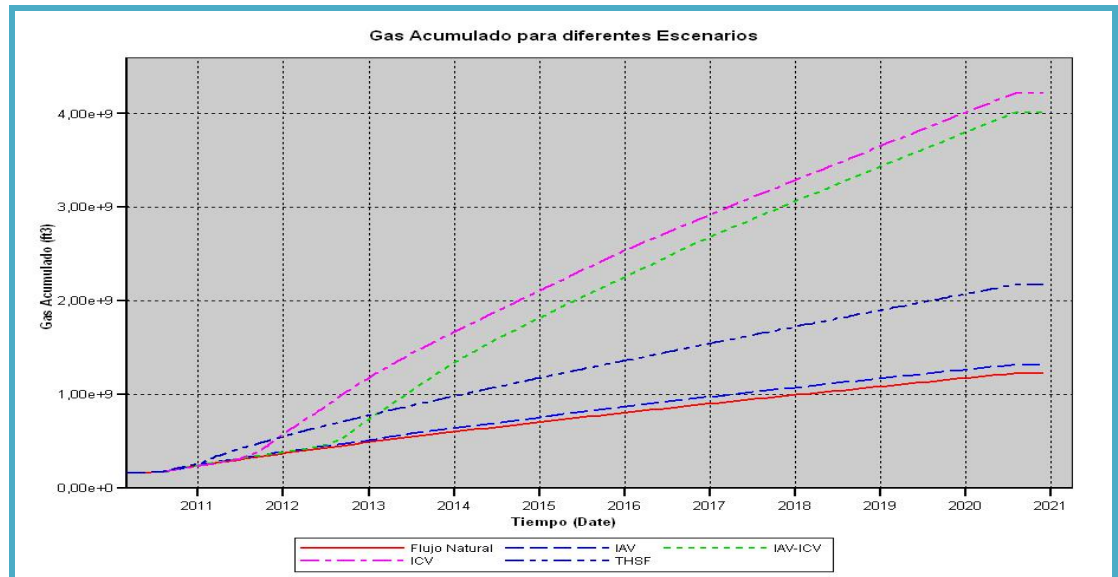


Figura 4.78- Gas Acumulado para los diferentes escenarios de producción.

4.8- Realizar una Evaluación Económica sobre la Rentabilidad del Proyecto.

En esta sección se presentan los resultados del análisis económico de las cuatro estrategias de explotación en caliente evaluadas para el Yacimiento MFB-53 Arena U1,3; cabe mencionar que se consideraron los casos donde se apreció mayor incremento en la producción de petróleo y se le realizaron sensibilidades económicas a futuro variando el precio de venta del petróleo, los costos operacionales y la tasa de cambio como variables menos estables en el tiempo. Por lo que se realizó una evaluación económica por medio de hojas de cálculo elaboradas mediante la aplicación Excel, como fue explicado en el capítulo anterior. Cabe destacar que en la industria petrolera, para considerar un proyecto rentable se debe cumplir con lo siguiente:

- ✓ Tasa Interna de Retorno (TIR) > 15%
- ✓ Eficiencia de Inversión (EI) > 1
- ✓ Valor Presente Neto (VPN) > 0



Vale mencionar que solo fue considerada la inversión referente a los diferentes procesos térmicos evaluados, por lo cual se consideró como inversión inicial la relacionada a la perforación de los pozos de inyección (perforación y completación) así como el costo por la compra del generador de vapor (capacidad de 250 ton/día), por otro lado para el cálculo de los ingresos se consideró la producción acumulada de petróleo mientras que para los egresos fue considerada el costo de operación por generación del vapor.

La evaluación económica fue realizada considerando la siguiente base económica para todos los escenarios:

- ✓ Año base: 2010.
- ✓ Horizonte económico: 10 años.
- ✓ Tasa de cambio: 4,3 Bs/\$.
- ✓ Tasa de descuento: 12%.
- ✓ Precio del barril de petróleo: 72 \$/Bl (2010).
- ✓ Regalías: 30%.

Los costos asociados a los procesos térmicos se resumen en la tabla 4.22.

Tabla 4.22. Costos utilizados para la Evaluación Económica.

Estructura de Costos (MBsF)	
Pozo Inyector Vertical (Perf y Comp)	5.000
Pozo horizontal (Perf y Comp)	10.000
Costo Compra del Generador (250 Ton/día)	3.000
Costo del Vapor (Diario)	60 Bs/TM.



En la tabla 4.23 se muestran los resultados de la producción acumulada de petróleo durante los 10 años considerados como horizonte predictivo.

Tabla 4.23. Petróleo Acumulado durante el periodo 2010-2020.

Escenario	Np Total (MMBN)	Np Extra en Caliente (MMBN)
Flujo Natural	11,27	---
IAV	12,18	0,91
THSF	18,53	7,26
IAV-ICV	25,21	13,94
ICV	26,63	15,36

Los resultados financieros obtenidos para los diferentes escenarios evaluados están reflejados en la tabla 4.24.

Tabla 4.24. Indicadores financieros para todos los escenarios Planteados.

Escenario	Inversión Asociada(MBsF)	Costo del Vapor(MBsF)	VPN (MMBsF)	TIR (%)	EI (BsF/BsF)	PRI (AÑO)
IAV	9.000	2.646	484,38	235	41,59	0,56
TTHSF	8.000	54.750	3760,14	327	59,92	0,08
IAV-ICV	32.000	197.982	6613,82	192	28,76	0,38
ICV	32.000	219.000	7357,49	199	29,31	0,28

De acuerdo a los resultados obtenidos se observa que todos los procesos térmicos son rentables, siendo el proceso THSF el que presenta la menor inversión inicial asociada además de mostrar mayor rentabilidad al presentar la mayor tasa interna de retorno, además presenta la mayor eficiencia en cuanto a la inversión en



vista de que por cada BsF invertido se recuperan 59,92 BsF y el proyecto por si solo se paga en un tiempo menor a un año.

Seguidamente se encuentra el proceso convencional IAV, este alto valor de TIR es debido a que la inversión inicial asociada al proceso es la segunda más baja y el costo operacional por generación del vapor es mucho más baja al compararse con el resto de los procesos térmicos; porque anteriormente se había demostrado técnicamente que su aplicabilidad no conducía a un incremento significativo de la tasa de producción de petróleo por lo que presenta el menor valor de VPN y un tiempo de recuperación de la inversión mayor al resto de los procesos aplicados, en cuanto a la eficiencia de la inversión se puede apreciar que por cada BsF invertido se recuperan 41,59 BsF.

Por otro lado el proceso ICV es el que presenta el mayor VPN, lo cual es debido a que anteriormente se demostró que dicho proceso conduce a un aumento significativo en la producción de petróleo por lo cual los ingresos serán mayores, sin embargo presenta una de las tasa interna de retorno más baja (199%), lo cual es debido a que es el proceso térmico que presenta la mayor inversión inicial además que los costos por generación de vapor también son los más altos, en cuanto a la eficiencia de la inversión se puede apreciar que por cada BsF invertido se logran recuperar 29,31 BsF, también representa uno de los valores más bajo de eficiencia lo cual es debido a como se mencionó anteriormente la inversión asociada al mismo es la más alta, el tiempo de pago del proceso también es menor a un año siendo el segundo método de recobro en recuperar su inversión.

Finalmente se tiene el proceso combinado IAV-ICV el cual presenta la menor tasa interna de retorno a pesar de que su VPN es el segundo más alto, al igual que el proceso ICV, esto es debido a la inversión asociada al proceso, además presenta el menor valor de eficiencia de la inversión es decir, que por cada BsF invertido se



logran recuperar 28,76 BsF en un periodo menor a un año, sin embargo su tiempo de recuperación de la inversión es un poco más alto que el del proceso ICV.

4.8.1- Sensibilidades aplicadas a los diferentes escenarios de explotación.

Desde el punto de vista económico los diferentes procesos térmicos evaluados resultaron ser bastante lucrativos por lo que se realizaron sensibilidades económicas a futuro con la finalidad de conocer la rentabilidad del proyecto bajo diferentes escenarios de precio de venta del crudo, costos operacionales y tasa de cambio, a continuación ver tabla 4.25-4.28.

Tabla 4.25. Sensibilidades al proceso IAV (Inversión inicial 9.000 MBsF).

Precio Crudo (\$/Bl)	Costo del Vapor (MBsF)	VPN (MMBsF)	TIR (%)	EI (BsF/BsF)	PRI (AÑO)
30	2.646	187,85	125	16,13	1,7
50	2.646	329,05	179	28,25	0,86
90	2.646	611,46	279	52,50	0,43
Costo del vapor (BsF/TM)					
100	4.410	474,41	211	35,38	0,63
150	6.615	461,95	189	29,58	0,74
200	8.820	449,49	171	25,22	0,90
Tasa de Cambio (BsF/\$)					
2,15	2.646	230,21	141	19,77	1,33
6	2.646	685,34	304	58,85	0,38
8,6	2.646	992,70	408	85,24	0,26



Tabla 4.26. Sensibilidades al proceso THSF (Inversión inicial 8.000 MBsF).

Precio Crudo (\$/Bl)	Costo del Vapor (MBsF)	VPN (MMBsF)	TIR (%)	EI (BsF/BsF)	PRI (AÑO)
30	54.750	1381,60	167	22,02	0,74
50	54.750	2514,24	245	40,07	0,15
90	54.750	4779,51	393	76,17	0,06
Costo del vapor (BsF/TM)					
100	91.250	3553,91	228	35,81	0,12
150	136.875	3296,12	172	22,75	0,39
200	182.500	3038,32	141	15,95	1,80
Tasa de Cambio (BsF/\$)					
2,15	54.750	1721,39	191	27,43	0,33
6	54.750	5372,17	431	86,61	0,05
8,6	54.750	7837,63	587	124,94	0,03

Tabla 4.27. Sensibilidades al proceso IAV-ICV (Inversión inicial 32.000 MBsF).

Precio Crudo (\$/Bl)	Costo del Vapor (MBsF)	VPN (MMBsF)	TIR (%)	EI (BsF/BsF)	PRI (AÑO)
30	197.982	2084,55	104	9,06	1,7
50	197.982	4241,34	148	18,44	1,3
90	197.982	8554,93	227	37,20	0,20
Costo del vapor (BsF/TM)					
100	329.970	5868,05	139	16,21	1,2
150	494.955	4935,85	107	9,37	1,6
200	659.940	4003,65	89	5,79	3,1
Tasa de Cambio (BsF/\$)					
2,15	197.982	2731,59	117	11,88	1,7
6	197.982	9683,48	246	42,10	0,16
8,6	197.982	14378,27	327	65,52	0,09



Tabla 4.28. Sensibilidades al proceso ICV (Inversión inicial 32.000 MBsF).

Precio Crudo (\$/Bl)	Costo del Vapor (MBsF)	VPN (MMBsF)	TIR (%)	EI (BsF/BsF)	PRI (AÑO)
30	219.000	2325,14	107	9,26	1,8
50	219.000	4721,50	152	18,81	1,2
90	219.000	9514,21	236	37,90	0,16
Costo del vapor (BsF/TM)					
100	365.000	6532,56	143	16,45	1,1
150	547.500	5501,39	110	9,49	1,7
200	730.000	4470,23	91	5,87	2,4
Tasa de Cambio (BsF/\$)					
2,15	219.000	3044,55	121	12,13	1,6
6	219.000	10768,12	257	42,90	0,13
8,6	219.000	15984,38	343	63,68	0,07

En términos generales se puede apreciar que todos los casos son altamente rentables aún cuando el precio del crudo baje en aproximadamente un 50%. También se comprobó la alta rentabilidad de todos los procesos cuando los costos operacionales se incrementan a un valor aproximadamente 3 veces mayor al considerado inicialmente, y por si fuera poco al disminuir la tasa de cambio en un 50% también son bastante atractivos desde el punto de vista económico, todos los procesos estudiados. Los casos en los cuales el precio del crudo aumentó o la tasa de cambio aumente son aún más rentables ya que aumentos de este tipo conducen a la obtención de mayores ingresos. Esto se pudo notar en las tablas anteriores donde se aprecia claramente que, cualquiera que sea el escenario, cuando aumenta el precio del crudo o aumenta la tasa de cambio también aumenta el valor presente neto, la tasa interna de retorno al igual que la eficiencia de la inversión mientras que el tiempo de retorno de la inversión disminuye lo cual tiene sentido ya que aumentos de esta índole



se traducen en mayores ingresos y todos los indicadores financieros mencionados anteriormente están íntimamente relacionados con los ingresos generados por el proyecto, todo lo contrario sucede al aumentar los costos operacionales para generación del vapor, donde se pudo notar que aumentos de esta índole se traducen en disminución del valor presente neto, tasa interna de retorno y eficiencia de la inversión, mientras que el tiempo de retorno de la inversión aumenta lo cual es normal porque al aumentar los costos operacionales se traducen en aumentos de los egresos generados por el proyecto. En el Apéndice B, se puede encontrar un ejemplo de la hoja Excel usada en la evaluación económica, además de diagramas arañas con los diferentes sensibilidades usadas en el estudio.



CONCLUSIONES

1. El proceso THSF resultó ser factible técnica y económicamente.
2. El proceso THSF registró una producción acumulada de 20,21 MMBN de petróleo, es decir, 7,26 MMBN de petróleo adicional con respecto al caso de producción en frío lo que representó un aumento en la producción de 56,06%.
3. El mejor esquema de producción del THSF, fue el que consideró los parámetros de Tasa de Inyección de 1.500 Bls/día ó 250 toneladas de Vapor diarias, con un valor de calidad del vapor inyectado de 80 % y tomando los valores de *Prof.* de 70 pies y *d* con 0 pies.
4. Considerando la variable *d* en el método THSF, la respuesta positiva más rápida en el aumento de la producción se observó con un valor igual a 0 pies.
5. Los mayores recobros de petróleo se observaron con un valor de *Prof.* de 70 pies y 50 pies.
6. En el método THSF, la calidad del vapor inyectado influyó en la velocidad del banco de agua fría, y en el volumen de agua producida.
7. Las condiciones operacionales que resultaron más adecuadas para aplicar un proceso de inyección alterna de vapor fueron: Calidad del vapor de 85 %, tiempo de remojo de 5 días, 700 ton/día de vapor en un tiempo de inyección de 21 días.
8. El proceso IAV en un periodo de 10 años y para 3 ciclos de inyección resultó en un incremento pésimo de la producción de petróleo, logrando producir tan solo 13,86 MMBN de petróleo, es decir, 0,91 MMBN de petróleo adicional con respecto al caso de producción en frío lo cual significó un aumento de la producción de tan solo el 7,03%.



9. Para el proceso ICV se empleó un arreglo de 5 pozos invertido con los pozos verticales perforados hasta la base de la formación, determinándose que las mejores condiciones para la aplicación del proceso es utilizar un arreglo de 23 acres, calidad del 90% e inyectar 250 ton/día de vapor por pozo.
10. El proceso ICV es desde el punto de vista de aceleración del recobro de petróleo, el que aportó mayor incremento en la producción de petróleo logrando un acumulado de 28,32 MMBN, presentando una diferencia de 15,37 MMBN de petróleo adicional con respecto al escenario de producción en frío, lo que representa un aumento en la producción del 118,19%.
11. En el proceso combinado IAV-ICV se pudo apreciar una disminución tanto en la producción de petróleo como de agua con el consecuente aumento del número de ciclos de IAV a aplicar demostrando así la poca efectividad del periodo de precalentamiento.
12. Para aplicar un proceso combinado IAV-ICV lo más adecuado es emplear un solo ciclo de inyección e inmediatamente empezar el desplazamiento del petróleo con el método de inyección continua logrando obtener un acumulado de petróleo de 26,90 MMBN, lo cual representó un aumento en la producción de 107,72%.
13. De acuerdo a los reportes de producción de petróleo registrados por los diferentes esquemas estudiados, los procesos de desplazamiento de petróleo con vapor resultaron ser los más factibles técnicamente.
14. Desde el punto de vista técnico, el proceso THSF resultó ser el más efectivo al registrar la más alta relación petróleo-vapor (OSR) con un valor de 4,21 BN/Bl, en cuanto al proceso ICV e IAV-ICV esta relación resultó ser más baja reportando 1,39 BN/Bl.



15. Desde el punto de vista económico, los procesos térmicos evaluados resultaron ser factibles ya que en todos, no solo se logró recuperar la inversión sino que también genera un aporte extra de capital (ganancias).
16. El proceso THSF es, desde el punto de vista económico, el más lucrativo ya que presenta la menor inversión inicial además presentó la mayor TIR (327%) y EI (59,92 BsF/BsF) y el proyecto por si solo se paga en un tiempo menor a un año siendo este el más bajo registrado por los procesos evaluados.
17. La rentabilidad de todos los procesos térmicos se mantiene aun cuando el precio del petróleo disminuya en un 50% a el valor considerado inicialmente, o cuando los costos por generación del vapor se incremente a un valor 3 veces mayor al considerado inicialmente, o aun cuando la tasa de cambio baje en un 50%.



RECOMENDACIONES

1. Determinar el comportamiento de los fluidos del yacimiento con pruebas PVT, ya sea de tipo convencional o no convencional.
2. Realizar pruebas de presión de fondo estática y fluyente con cierta continuidad, con la finalidad de mantener un registro del comportamiento y declinación de presión del yacimiento y así poder dar seguimiento y control al proyecto.
3. Instalar sistemas de monitoreo que permitan medir la temperatura de fondo alrededor de los pozos de inyección y de producción.
4. Utilizar sensores de fibra óptica en el pozo inyector, para de esta manera tener un control y un estimado del comportamiento de distribución de vapor a lo largo de la sección horizontal del pozo, y así tener una idea del desplazamiento del frente de vapor.
5. Evaluar el proceso THSF empleando las otras configuraciones del proceso.
6. Realizar una evaluación del proceso THSF agregando componentes al vapor, como solventes o propano, para verificar si es posible mejorar la eficiencia del proceso.

**BIBLIOGRAFÍA**

1. Xia, T.X. y Greaves, M., **“Upgrading Athabasca Tar Sand Using Toe To Heel Air Injection”**. Paper SPE 65524 presented at the SPE/CIM International Conference and Exhibition on Horizontal Well Technology, Calgary. (2000).
2. Turta, T.A., Singhal, A.K., Xia, T.X., Greaves, M., Goldman, J., e Ivory, J., **“Preliminary Consideration on Application of Steamflooding in a Toe To Heel Configuration”**. Paper 2008-013 presented at the conference/SPE Gas Technology Symposium, Calgary. (2009).
3. Delgadillo, C. y Muñoz, S., **“Estudio de la Técnica Toe To Heel SteamFlood, THSF: Una Nueva Opción para el Recobro de Crudo Pesado”**. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. (2009).
4. Liu, D., **“Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electrosumergible (BES) en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco”**, Tesis de Grado, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas. (2007).
5. López, L., **“Desarrollo de Correlaciones para la Estimación de Propiedades PVT de los Fluidos de los Yacimientos Pertencientes a los Campos Arcuna y Bare del Área Hamaca de la Faja del Orinoco”**, Tesis de grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz. (2005).
6. Tabares, C., **“Evaluación de los Resultados de la Inyección Alterna de Vapor en los Pozos Horizontales del Yacimiento MFB-53, Arena U1,3 Campo Bare”**, Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz. (2005).
7. PARADIGM-PDVSA., **“Modelo Estático Campo Bare”** Informe de Avance II, Puerto la Cruz. (2008).



8. De Mirabal, M., et al.: **“Integrated Study for the Characterization and Development of the MFB-53 Reservoir, North Hamaca-Orinoco Belt, Venezuela.”** SPE 36095, IV LACPEC. Trinidad and Tobago. (1996).
9. Alvarado, D. y Bánzer, C., **“Recuperación Térmica de Petróleo”**, Manual de Curso, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. (1998).
10. Mundaraín, E., **“Evaluación de Tecnologías de Recuperación Térmica Aplicadas a la Arena U3, Yacimiento MFA-2, Campo Arcuna, Área Hamaca, Faja del Orinoco”**, Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz. (2000).
11. Rojas, G., **“Notas Sobre Algunos Aspectos Prácticos de la Recuperación Térmica”**, Puerto la Cruz. (1991).
12. Green, D. y Willhite, G., **“Enhanced Oil Recovery”**, textbook Series, SPE, Richardson, Texas. (1998).
13. Pérez, A., **“Evaluación de la Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales en el Yacimiento Bachaquero 02”**, Tesis de Magíster, Universidad del Zulia, Maracaibo. (1998).
14. Escobar, M., **“Análisis de la Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales en Yacimientos de Crudos Pesados”**, Tesis de Magíster, Universidad del Zulia, Maracaibo. (1998).
15. Turta, A.T. y Singhal, A.K., **“Overview of Short-Distance Oil Displacement Process”**. Journal of Canadian Petroleum Technology. (2004).
16. Xia, T.X., Greaves, M., Werfilli M.S y Rathbone, R.R., **“Downhole Conversion of Lloydminster Heavy Oil Using THAI-CAPRI Process”**, SPE Paper #78.998, Alberta, Canadá. (2002).



17. Guerra, Y., **“Análisis Geo-Energético en Areniscas Masivas del Yacimiento MFB-5, Arena U1,2, Bloque Bare, Área Hamaca, Faja del Orinoco”**, Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz. (2000).
18. Vaca, P., Ramones, M., Urrucheaga, K., y Ríos, E., **“Simulación de Yacimientos de Petróleos Negros”**, Manual, PDVSA. (2001).
19. Rojas, P., **“Simulación Numérica de Diferentes Esquemas de Recuperación Mejorada Utilizando Métodos Térmicos en Crudos Pesados y Extrapesados”**, Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo, Universidad de los Andes, Mérida. (2003).
20. Babú, D. y ODEH, A., **“Productivity of a Horizontal Well”**. Texas. (1989).
21. Joshi, S.D., **“Horizontal Well Technology”**; Pennwell Books. Tulsa, Oklahoma. (1991).
22. Escalona, J. y Pérez, J., **“Elaboración de Correlaciones de IP y NP de los Pozos Horizontales de la Zona Oeste del Yacimiento MFB-53 Campo Bare y del Yacimiento MM-412 Campo Melones”**. Tesis de grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz. (2004).
23. Gerencia de Evaluaciones Económicas y Financieras, **“Evaluación Económica de Proyectos”**, Gerencia General de Finanzas CORPOVEN, S.A., Caracas. (1995).
24. Hernández, J., **“Diseñar un plan maestro de desarrollo del yacimiento U1,3 MFB-53, del Campo Bare, Distrito San Tomé”**. Tesis de grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz. (2005).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL PROCESO TOE TO HEEL STEAMFLOOD (THSF) EN LA ARENA U1,3 DEL YACIMIENTO MFB-53, DEL CAMPO BARE, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Díaz R. Elizbeth del V.	CVLAC: V-18.114.972 E MAIL: eliz_u2@hotmail.com
Padrón J. Marco A.	CVLAC: V-17.535.578 E MAIL: marco_3027@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Procesos de recuperación térmica

Pozos horizontales

Simulación numérica de yacimientos

Proceso Toe To Heel Steamflood (thsf)

Evaluación económica

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

Este trabajo presenta los resultados de un estudio de simulación numérica realizado al Yacimiento MFB-53 Arena U1,3, ubicado en el Campo Bare del Área Ayacucho en la Faja Petrolífera del Orinoco. El modelo dinámico fue construido con el simulador STARS, con un mallado de tipo ortogonal cornet point conformado por un total de 58.368 celdas, 76 en dirección I, 32 en J y 24 en Z, a partir de la información estructural y petrofísica de un estudio especializado del modelo estático del yacimiento en estudio. Se generó un PVT sintético para representar las propiedades de los fluidos. Se evaluaron diferentes escenarios de producción: THSF, agotamiento natural y procesos de inyección de vapor convencional por un período de 10 años. Los resultados fueron sometidos a un análisis económico, obteniéndose que la técnica THSF obtuvo los mejores resultados con una calidad del 80%, una tasa de vapor de 250 ton/día con el pozo vertical de inyección ubicado a 70 pies por encima de la sección final del pozo horizontal productor arrojando excelentes resultados permitiendo aumentar la producción de petróleo en el orden de un 50% con una inversión mínima dadas las condiciones operacionales propuestas en este estudio.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Bastos, Edgar			X		
	CVLAC:	14.409.676			
	E_MAIL	edgarmbastos@gmail.com			
	E_MAIL				
Castro, Luis					X
	CVLAC:	12.288.427			
	E_MAIL	Guardo_1@yahoo.com			
	E_MAIL				
Rodríguez, José					X
	CVLAC:	12.345.678			
	E_MAIL	jrrodriguez@anz.udo.com			
	E_MAIL				
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011 AÑO	03 MES	17 DÍA
-------------	-----------	-----------

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis Operaciones de Ra/Rc.doc	Aplicación/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: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo_____

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-Grado_____

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo_____

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización"

Elizabeth Díaz

Autor

Marco Padrón

Autor

Edgar Bastos

Asesor

Luis Castro

Jurado

José Rodríguez

Jurado

Rayda Patiño

Por la subcomisión de tesis