

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE RECUPERACIÓN TÉRMICA A TRAVÉS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL YACIMIENTO MU MM-416 DEL CAMPO MELONES. DISTRITO SAN TOMÉ, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Flores Navas Franklin Wilfredo
para optar al título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE RECUPERACIÓN TÉRMICA A TRAVÉS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL YACIMIENTO MU MM-416 DEL CAMPO MELONES. DISTRITO SAN TOMÉ, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.

Tutor Académico: Prof. Diego Manfre

Tutor Industrial: Ing. Ronald Mago

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Flores Navas Franklin Wilfredo
para optar al título
de Ingeniero de Petróleo

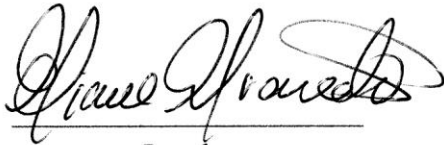
Caracas, Noviembre 2015

Caracas, 03 de Noviembre de 2015

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller Flores Navas Franklin Wilfredo titulado:

“EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE RECUPERACIÓN TÉRMICA A TRAVÉS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL YACIMIENTO MU MM-416 DEL CAMPO MELONES. DISTRITO SAN TOMÉ. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”

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



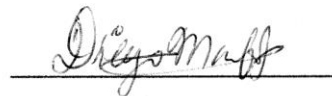
Jurado

Prof. Eliana Alvarado



Jurado

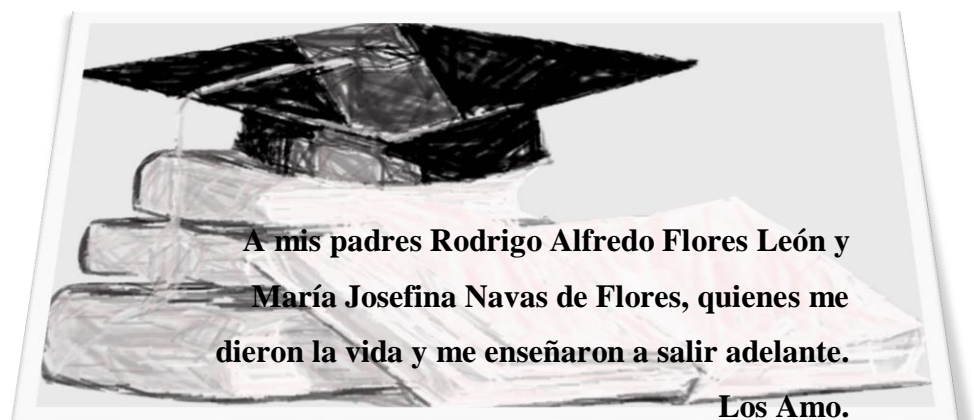
Prof. Adriana Zambrano



Tutor

Prof. Diego Manfre

DEDICATORIA



AGRADECIMIENTOS

Agradecido con Dios y la vida por permitirme las experiencias a nivel profesional que he vivido todos estos años, en los cuales me caí de mil maneras pero me levante todas las veces necesarias para llegar hoy en día a este gran paso del comienzo de mi vida profesional.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela por su calidad educativa y su excelencia y a cada uno de los profesores que imparten clases en la escuela de petróleo, mil gracias por hacer de mí lo que soy hoy en día.

A mi tutor académico el profesor e ingeniero Diego Manfre por su colaboración, atención y puntualidad a lo largo de la realización del presente trabajo. A mi tutor industrial el ingeniero Ronald Mago y a mis cotutores que nunca me fallaron y siempre estuvieron en cada momento difícil y de dificultades, el ingeniero Carlos Rojas y la ingeniero Rosana Alcalá, mil gracias de corazón a los dos.

A PDVSA Distrito San tomé y PETROPIAR por darme la oportunidad de realizar mi trabajo especial de grado en sus instalaciones.

A mis padres Rodrigo Alfredo Flores León y María Josefina Navas de Flores, quienes nunca me desampararon a lo largo de estos años de carrera y por sobre todas las cosas siempre creyeron en mí de una manera indispensable, brindándome el apoyo necesario y la motivación para cada día echarle ganas.

A mis hermanas, dos pilares importantes en mi vida Dayana Flores y Damaris Flores gracias por tanta ayuda, quienes me vieron llorar y estudiar como loco todos los días, las quiero mucho.

A toda mi familia sin duda alguna la mejor, quienes estuvieron pendientes en cada momento de mi surgimiento y en las necesidades que tuve en la realización de mi trabajo especial de grado. A mis tias Yolanda Flores, Liseida Flores, Yajaira Agro; a mis tíos Carlos Flores, Pedro Flores, Luis Flores, Eugenio Sayago y a mi abuelo Rodrigo Flores que le doy gracias a Dios porque aun lo tengo en vida y a mis dos abuelas que están en el cielo y se que se sienten orgullosas de mi Carmen Luisa de Flores y Pilar Navas. A mis primos que son personas muy valiosas en mi vida Luisa Flores, Ender Flores, Yohana Sayago, Yonathan Sayago, Yorgeidy Sayago, Edimar Flores y Edwin Flores, los quiero.

A la señora Liseth Bermúdez y al señor Gustavo Aponte por ayudarme los primeros días en mi llegada a San Tomé – El Tigre, sin conocerme me prestaron su apoyo incondicional. A los Ingenieros José Fuentes, Edgar Ortiz y Arnaldo Hernández por su colaboración en todo momento. Agradecido también con el Geólogo Eudis Alcalá por su tutoría en la parte geológica del presente trabajo.

A mis amigos ucvistas gracias por su amistad sincera, por compartir desde inicios de la carrera locuras inolvidables: Génesis Salazar, Kimberly Díaz, Sergio Peña, Armando Blanco, Félix Aranguren, Katherine La Cruz, Hanadi Kwassan, Lisbeth Vásquez, Dulce Figuera, Maigleth Méndez, Daniela Vivanco, Sanderson Roa, Ruddy Vera, Dayanis Villafañe, Delfina González, Yareim Núñez y demás estudiantes de la escuela de petróleo UCV que estuvieron al tanto de mis avances durante toda la carrera.

A mis compañeros de tesis, ingenieros y futuros ingenieros de Petróleo y Geología de la UDO y LUZ, Euridice, Argimar, José Luis, Francis, Claudia, Roangela, Cesar, Alejandro y Elbano muchas gracias por su apoyo, ayuda, momentos de risas y por compartir conmigo la estadía en la ciudad de El Tigre.

Gracias a todos...

Flores N. Franklin W.

**EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA LA
APLICACIÓN DE RECUPERACIÓN TÉRMICA A TRAVÉS DE
INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL YACIMIENTO
MU MM-416 DEL CAMPO MELONES. DISTRITO SAN TOMÉ,
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.**

Tutor Académico: Prof. Diego Manfre. Tutor Industrial: Ing. Ronald Mago
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.
Año 2015, 150 páginas.

Palabras Claves: Recuperación Mejorada, Inyección de Vapor, Factor de Recobro,
Simulación.

Resumen: En el presente trabajo se desarrolló una evaluación técnica económica para el yacimiento MU MM-416, del campo Melones, Faja Petrolífera del Orinoco, utilizando ICV como recuperación mejorada de hidrocarburo. El yacimiento MU MM-416 contiene hidrocarburo pesado de 11 °API y viscosidad que varía entre los 600 y 5000 cps. Esto tiene como consecuencia una difícil extracción y un bajo factor de recobro que no permite que la zona sea factible. El yacimiento posee un factor de recobro oficial primario de 10% y un factor de recobro actual de 0.25%. Para el diseño de escenarios evaluados, se realizó un modelo de simulación numérica representativo del yacimiento en el programa Builder, y se evaluó el proceso de ICV en el programa STARS. Del mapa digital del yacimiento se exportaron los contornos estructurales e isópacos con los que se creó un mallado adecuado para la zona. A partir de la caracterización petrofísica del yacimiento realizada a diez (10) pozos, se realizaron mapas de isopropiedades que representaron la distribución de volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de agua de todo el yacimiento para la evaluación de futuros escenarios de producción, para así poder verificar si el área es factible o no, a causa de la presencia y el alto corte de agua que los pozos poseen en la zona, debido a la conificación se obtuvo una disminución de la presión lo que genera la alta producción de agua en el yacimiento.

ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS-----	xiii
ÍNDICE DE TABLAS-----	xvi
ÍNDICE DE GRÁFICAS-----	xvii
ÍNDICE DE ECUACIONES-----	xviii
INTRODUCCIÓN-----	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA-----	3
1.1 Definición del Problema-----	3
1.2 Justificación del problema-----	3
1.3 Objetivos de la Investigación-----	4
1.3.1 Objetivo General-----	4
1.3.2 Objetivos Específicos-----	4
1.4 Alcance-----	5
1.5 Limitaciones-----	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO-----	6
2.1 Recuperación de petróleo-----	6
2.2 Tipos de recuperación-----	7
2.2.1 Recuperación Primaria-----	7
2.2.2 Recuperación Secundaria-----	7
2.2.3 Recuperación Terciaria o Mejorada-----	8
2.3 Procesos Térmicos-----	10
2.4 Consideraciones generales en los procesos térmicos-----	11
2.4.1 Profundidad-----	11
2.4.2 Petróleo en Sitio-----	12
2.4.3 Porosidad (Φ)-----	12
2.4.4 Saturación de Agua (S_w)-----	12

2.4.5 Segregación-----	12
2.4.6 Heterogeneidad del Yacimiento-----	13
2.4.7 Espesor de la Arena-----	13
2.4.8 Movilidad del Petróleo-----	13
2.5 Clasificación de los procesos de recuperación térmica-----	14
2.5.1 Procesos de generación de calor en el propio yacimiento-----	14
2.5.2 Procesos de inyección de fluidos calientes en el yacimiento-----	14
2.6 Procesos térmicos aplicables-----	15
2.6.1 Inyección Continua de Vapor (I.C.V)-----	15
2.6.1.1 Mecanismos de Recuperación en el proceso de I.C.V-----	17
2.6.1.2 Ventajas de aplicar I.C.V-----	17
2.6.1.3 Desventajas de aplicar I.C.V-----	18
2.6.2 Inyección de Agua Caliente-----	18
2.6.3 Combustión in Situ-----	19
2.6.4 Inyección Alternada de Vapor o Inyección Cíclica de Vapor (I.A.V)-----	19
2.6.4.1 Mecanismos de Recuperación en el proceso de I.A.V-----	20
2.6.4.2 Ventajas de aplicar I.A.V-----	20
2.6.4.3 Desventajas de aplicar I.A.V-----	21
2.6.5 Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)-----	22
2.7 Pérdidas de calor durante la inyección de vapor-----	24
2.8 Criterios básicos para el diseño de un proceso de inyección de vapor-----	25
2.9 Caracterización de yacimientos-----	27
2.9.1 Modelo Estático de yacimientos-----	27
2.9.1.1 Mapa Isópaco Estructural-----	27
2.9.1.2 Modelo Estructural-----	28
2.9.1.3 Modelo Estratigráfico-----	29
2.9.1.4 Modelo Sedimentológico-----	29
2.9.1.5 Modelo Petrofísico-----	30
2.9.1.5.1 Porosidad (\emptyset)-----	30
2.9.1.5.2 Permeabilidad (K)-----	31

2.9.1.5.3 Volumen de arcilla (Vsh)-----	32
2.9.1.5.4 Saturación de agua-----	32
2.9.1.6 Mapas de Isopropiedades-----	33
2.9.1.7 Puntos LAS o curvas (.Las)-----	33
2.9.1.8 Desviación o Survey -----	34
2.9.1.9 Registros de Pozos-----	34
2.9.2 Modelo Dinámico de yacimientos-----	37
2.9.2.1 Modelo de Fluidos-----	37
2.9.2.1.1 PVT-----	38
2.9.2.1.1.1 Densidad y gravedad especifica-----	38
2.9.2.1.1.2 Viscosidad-----	39
2.9.2.1.1.3 Gravedad API-----	39
2.9.2.1.1.4 Relacion gas/petróleo en solución-----	39
2.9.2.1.1.5 Factor Volumétrico-----	41
2.9.2.1.1.6 Compresibilidad-----	41
2.9.2.1.2 Permeabilidad Relativa-----	42
2.9.2.1.2.1 Mojabilidad-----	44
2.9.2.1.2.2 Drenaje-----	45
2.9.2.1.2.3 Imbibición-----	45
2.9.2.2 Modelo de Presiones y Producción-----	46
2.10 Factor de recobro-----	46
2.11 Arreglo de pozos-----	46
2.12 Simulación Numérica de Yacimiento-----	47
2.12.1 Simuladores de petróleo negro (Black Oil)-----	47
2.12.2 Simuladores composicionales-----	48
2.12.3 Simuladores de recuperación mejorada-----	48
2.12.4 Simuladores térmicos-----	48
2.13 Evaluación Económica-----	49
2.13.1 Valor Presente Neto-----	49
2.13.2 Tasa Interna de Retorno-----	50

2.13.3 Eficiencia de la Inversión-----	51
CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO-----	52
3.1 Cuenca Oriental de Venezuela-----	52
3.2 Faja petrolífera del Orinoco-----	53
3.2.1 Área Boyacá-----	56
3.2.2 Área Junín-----	56
3.2.3 Área Ayacucho-----	56
3.2.4 Área Carabobo-----	58
3.3 Distrito San Tomé-----	58
3.4 Campo Melones-----	59
3.5 Yacimiento MU MM-416-----	60
CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA-----	62
4.1 Aspectos generales de la investigación-----	63
4.1.1 Diseño de la investigación-----	63
4.1.2 Población y Muestra-----	64
4.1.3 Técnicas e Instrumentos para la recolección de datos-----	64
4.1.3.1 Petrel-----	65
4.1.3.2 Interactive Petrophysics (ip)-----	65
4.1.3.3 Simulador STARS-----	66
4.1.3.4 Centinela-----	67
4.1.3.5 Oíl Field Manager (OFM)-----	67
4.1.3.6 Sigemap Microestation-----	68
4.1.3.7 CMOST-----	68
4.1.3.8 Sistema de evaluaciones económicas-----	68
4.2 Etapas de la investigación-----	69
4.2.1 Revisión bibliográfica-----	69
4.2.2 Modelo estático-----	70
4.2.2.1 Modelo estructural, estratigráfico y sedimentológico-----	70

4.2.2.2 Mapa isópaco estructural-----	74
4.2.2.3 Modelo petrofísico-----	75
4.2.2.3.1 Cálculo de porosidad-----	77
4.2.2.3.2 Cálculo de volumen de arcilla-----	78
4.2.2.3.3 Cálculo de saturación de agua-----	79
4.2.2.3.4 Cálculo de permeabilidad-----	80
4.2.2.3.5 Cálculo de promedios ponderados-----	81
4.2.2.4 Mapas de isopropiedades-----	82
4.2.3 Modelo dinámico-----	83
4.2.3.1 Modelo de fluidos-----	83
4.1.3.1.1 PVT-----	83
4.1.3.1.1.1 Validación de pruebas PVT-----	84
4.1.3.1.2 Curvas de permeabilidad relativa-----	86
4.2.3.2 Modelo de producción-----	88
4.2.4 Modelo de simulación-----	88
4.2.4.1 Mapas de contornos en formato Atlas Boundary-----	90
4.2.4.2 Asignación de las propiedades petrofísicas-----	91
4.2.4.3 Asignación de otras propiedades térmicas de STARS-----	93
4.2.4.4 Definición de la pestaña de componentes-----	95
4.2.4.5 Definición de la pestaña roca – fluido-----	95
4.2.4.6 Pestaña de Condiciones iniciales de yacimiento-----	95
4.2.4.7 Pestaña numérica-----	95
4.2.4.8 Definición de la pestaña de pozos-----	96
4.2.5 Cotejo histórico-----	100
4.2.6 Escenarios de producción-----	102
4.2.6.1 Escenario 1-----	102
4.2.7 Economía-----	104
CAPÍTULO IV: DISCUSIÓN DE RESULTADOS-----	105
5.1 Modelo Estático-----	105

5.1.1 Modelo Estratigráfico, Estructural y Sedimentológico-----	106
5.1.2 Actualización del mapa Isópaco Estructural-----	112
5.1.3 Petrofísica-----	113
5.1.4 Mapas de Isopropiedades-----	114
5.2 Modelo Dinámico-----	119
5.2.1 PVT-----	119
5.2.2 Curvas de Permeabilidad Relativa-----	128
5.2.3 Producción-----	130
5.2.4 Perforación-----	131
5.3 Propuestas de Pozos para ICV-----	132
5.4 Simulación Numérica-----	132
5.5 Cotejo Histórico-----	133
5.6 Sensibilidades para la aplicación de ICV-----	138
5.6.1 Escenario 1-----	138
5.7 Economía-----	142
CONCLUSIONES-----	144
RECOMENDACIONES-----	146
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS-----	148

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig.II.1 Diferentes Procesos de recobro de petróleo-----	6
Fig.II.2 Etapas en la recuperación de hidrocarburos-----	9
Fig.II.3 Distribución de métodos RMH respecto a la profundidad y viscosidad-----	10
Fig.II.4 Representación esquemática de un proceso de Inyección Continua de Vapor (I.C.V) -----	15
Fig.II.5 Distribución de temperatura y saturación durante un proceso de Inyección Continua de Vapor (I.C.V) -----	16
Fig.II.6 Representación esquemática de un proceso de Inyección Alterna de Vapor I.A.V-----	20
Fig.II.7 Esquema de pozos utilizando tecnología SAGD-----	23
Fig.II.8 Esquema de pozos utilizando tecnología HASD-----	24
Fig.II.9 Curvas de permeabilidad relativa para un sistema Agua /Petróleo-----	43
Fig.II.10 Curvas de permeabilidad relativa para un sistema Gas /Petróleo-----	44
Fig.II.11 Arreglo de pozos-----	46
Fig.III.1 Mapa de las cuencas petrolíferas de Venezuela-----	53
Fig.III.2 Mapa de la Faja Petrolífera del Orinoco y sus 4 divisiones de exploración y producción-----	54
Fig.III.3 Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé. Estado Anzoátegui-----	58
Fig.III.4 Ubicación Geográfica del Campo Melones-----	60
Fig.IV.1 Organigrama de la metodología a seguir en la investigación-----	62
Fig.IV.2 Inicio del programa Petrel 2009-----	65
Fig.IV.3 Inicio del programa ip-----	66
Fig.IV.4 Inicio del programa OFM-----	67
Fig.IV.5 Esquema de los pasos seguidos en la investigación-----	68
Fig.IV.6 Correlación de la Arena MU y Lambda, a través de Petrel 2009. Escala 1:200-----	71
Fig.IV.7 Columna estratigráfica del área mayor de Oficina-----	72
Fig.IV.8 Zona central del yacimiento MU MM-416-----	73

Fig.IV.9 Zona oeste del yacimiento MU MM-416-----	73
Fig.IV.10 Localización de los pozos que se utilizaron para la evaluación petrofísica-----	76
Fig.IV.11 Registro del pozo MEL-67 y MEL-133 en Petrel 2009. Escala 1:1000-----	77
Fig.IV.12 Ventana inicial de Builder 2007-----	89
Fig.IV.13 Formato Atlas Boundary (.bna)-----	90
Fig.IV.14 Opción de Builder de interpolar propiedades a partir de mapas de contornos-----	92
Fig.IV.15 Definición de la propiedad Net to Gross Ratio, utilizando una fórmula personal-----	93
Fig.IV.16 Propiedades térmicas de la roca ingresadas al simulador-----	94
Fig.IV.17 Otras propiedades térmicas ingresadas-----	94
Fig.IV.18 Formato de ingreso de trayectorias al simulador-----	97
Fig.IV.19 Ventana para importar trayectoria de los pozos-----	98
Fig.IV.20 Ventana de visualización de la perforación por cada pozo-----	99
Fig.IV.21 Formato de ingreso de producción al simulador-----	99
Fig.IV.22 Escenario 1. Arreglo de 7 pozos completados-----	103
Fig.IV.23 Vista 3D del arreglo de pozos del escenario 1, mostrando saturación De agua-----	103
Fig.V.1 Vista 3D, espesor de arena neta del yacimiento MU MM-416-----	105
Fig.V.2 Vista areal, espesor de arena neta del yacimiento MU MM-416-----	106
Fig.V.3 Sección estratigráfica horizontal A-A` arena MU-----	107
Fig.V.4 Sección estructural horizontal A-A` arena MU-----	107
Fig.V.5 Sección estratigráfica horizontal B- B` arena MU-----	108
Fig.V.6 Sección estructural horizontal B-B` arena MU-----	108
Fig.V.7 Sección estratigráfica vertical C-C` arena MU-----	109
Fig.V.8 Sección estructural vertical C-C` arena MU-----	109
Fig.V.9 Sección estratigráfica horizontal D-D` arena MU-----	110
Fig.V.10 Sección estructural horizontal D-D` arena MU-----	110

Fig.V.11 Sección estratigráfica vertical E-E` arena MU-----	111
Fig.V.12 Sección estructural vertical E-E` arena MU-----	111
Fig.V.13 Mapa isópaco estructural yacimiento MU MM-416. Desactualizado-----	112
Fig.V.14 Barrera de permeabilidad-----	112
Fig.V.15 Mapa isópaco estructural actualizado para el yacimiento MU MM-416-----	113
Fig.V.16 Mapa de isoporosidad en 3D, yacimiento MU MM-416-----	114
Fig.V.17 Mapa de isoporosidad en 2D, yacimiento MU MM-416-----	115
Fig.V.18 Mapa de isopermeabilidad en 3D, yacimiento MU MM-416-----	115
Fig.V.19 Mapa de isopermeabilidad en 2D, yacimiento MU MM-416-----	116
Fig.V.20 Mapa de isosaturacion de Agua en 3D, yacimiento MU MM-416-----	116
Fig.V.21 Mapa de isosaturacion de Agua en 2D, yacimiento MU MM-416-----	117
Fig.V.22 Mapa de isoarcillosidad en 3D, yacimiento Mu MM-416-----	118
Fig.V.23 Mapa de isoarcillosidad en 2D, yacimiento MU MM-416-----	118
Fig.V.24 Pozos verticales completados actualmente en la arena MU-----	132
Fig.V.25 Submodelo del yacimiento MU MM-416, zona central-----	133
Fig.V.26 Producción del yacimiento y curva de simulación sin cotejar-----	134
Fig.V.27 Campos necesarios en el programa CMOST-----	134
Fig.V.28 Finalización de la corrida en el programa CMOST-----	135
Fig.V.29 Rectas de mejor ajuste arrojadas por CMOST-----	135
Fig.V.30. Cotejo de tasa y acumulado de petróleo para el yacimiento MU MM-416-----	137
Fig.V.31. Cotejo de agua y gas para el yacimiento MU MM-416-----	138
Fig.V.32. Petróleo acumulado luego de la inyección continúa de vapor-----	139
Fig.V.33. Producción acumulada del pozo MM-528-----	140
Fig.V.34. Factor de recobro luego de la Inyección continúa de Vapor-----	141
Fig.V.35. Distribución de presiones pozos productores. Escenario 1-----	142
Fig.V.36. Distribución de presiones pozos productores. Escenario 1-----	142

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Parámetros a, n y m para el cálculo de S_w -----	80
Tabla 4.2 Valores de permeabilidad relativa Agua/Petróleo-----	87
Tabla 4.3 Valores de permeabilidad relativa Gas/Petróleo-----	87
Tabla 4.4 Pozos completados involucrados en el Escenario 1-----	104
Tabla 5.1 Valores petrofísicos por pozo, yacimiento MU MM-416-----	113
Tabla 5.2 Valores petrofísicos ponderados para el yacimiento MU MM-416-----	114
Tabla 5.3. Resultados para la prueba de densidad-----	119
Tabla 5.4. Valores para la construcción de la función Y. Pozo MM-437-----	120
Tabla 5.5 Valores para la construcción de la función Y. Pozo MM-519-----	121
Tabla 5.6 Valores para la construcción de la función Y. Pozo MEL-150-----	122
Tabla 5.7. Análisis PVT para el yacimiento MU MM-416-----	122
Tabla 5.8. Datos relevantes de la muestra evaluada-----	128
Tabla 5.9. Valores modificados durante el cotejo-----	136

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 5.1 Gráfica de Función Y para el pozo MM-437-----	120
Gráfica 5.2 Gráfica de Función Y para el pozo MM-519-----	121
Gráfica 5.3 Gráfica de Función Y para el pozo MEL-150-----	122
Gráfica 5.4 Factor volumétrico del agua -----	123
Gráfica 5.5 Factor volumétrico del petróleo-----	124
Gráfica 5.6 Factor volumétrico del gas-----	124
Gráfica 5.7 Relación Gas/ Petróleo en solución-----	125
Gráfica 5.8 Viscosidad del agua-----	125
Gráfica 5.9 Viscosidad del petróleo-----	126
Gráfica 5.10 Viscosidad del gas-----	126
Gráfica 5.11 Densidad del agua-----	127
Gráfica 5.12 Densidad del petróleo-----	127
Gráfica 5.13 Densidad del gas-----	128
Gráfica 5.14 Curva de permeabilidad relativa Agua/Petróleo-----	129
Gráfica 5.15 Curva de permeabilidad relativa Gas/Petróleo-----	130
Gráfica 5.16 Producción acumulada del yacimiento MU MM-416-----	131

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 4.1 Cálculo de porosidad. Método de Densidad/Neutrón-----	77
Ecuación 4.2 Cálculo de porosidad. Método de Densidad/Neutrón-----	77
Ecuación 4.3 Cálculo de volumen de arcilla. Método de Larinov-----	78
Ecuación 4.4 Cálculo de volumen de arcilla. Método de Larinov-----	78
Ecuación 4.5 Cálculo de saturación de agua. Método Simandoux Modificada---	79
Ecuación 4.6 Cálculo de permeabilidad. Método de Timur-----	80
Ecuación 4.7 Promedio ponderado para volumen de arcilla-----	81
Ecuación 4.8 Promedio ponderado para porosidad-----	81
Ecuación 4.9 Promedio ponderado para saturación de agua-----	81
Ecuación 4.10 Promedio ponderado para permeabilidad-----	82
Ecuación 4.11 Cálculo de prueba de densidad-----	84
Ecuación 4.12 Cálculo de prueba de desigualdad-----	85
Ecuación 4.13 Cálculo de prueba de linealidad para la función Y-----	86

INTRODUCCIÓN

En la presente investigación se analizaron todos los aspectos tanto técnicos como económicos para el yacimiento en estudio, con la finalidad de determinar la factibilidad del mismo y así poder incrementar con el proceso de ICV el factor de recobro de la zona. Se enmarcan los aspectos que introducen a la problemática de la investigación, como también los objetivos que darán paso a la realización de la misma cumpliendo las especificaciones que cada uno representa y tomando en cuenta aquellas limitaciones que pudieron afectar dicha investigación.

Se describe toda la parte teórica referente a la investigación, resaltando aquellos puntos importante y necesarios para la realización de dicho trabajo como lo fue el método de investigación y definición de población y muestra a considerar y en este caso todo lo relacionado a procesos térmicos, también toda información o citas textuales que ayudaron a comprender cada etapa del proceso y también aquellos aspectos relacionados a la investigación como lo fue en el caso de la creación de un modelo de yacimiento y todo lo teórico relacionado al mismo.

En cuanto al área de estudio se describió desde la Faja Petrolífera del Orinoco hasta el yacimiento MU MM-416 que engloba todas las zonas donde se enmarco el proyecto, cabe destacar que el campo melones es una zona muy amplia dentro del bloque ayacucho.

Se desarrolló toda la metodología utilizada durante la investigación, es decir, aquellos pasos que dieron origen a los resultados obtenidos. Esta sección de presente trabajo es de suma importancia porque refleja la cronología en tiempo y espacio de cada parte de la investigación y desarrollo del tema realizado, donde se aprecia cada margen de error en dicha investigación y es el capítulo que le da introducción a los resultados obtenidos. Aquí se describió todo lo referente a los pasos a seguir desde los inicios de

la parte geológica hasta finalizar con la parte económica correspondiente a la investigación si es necesaria en este caso por la alta producción de agua que genera el yacimiento MU MM-416 del Campo Melones..

Por último se plasmó todos aquellos resultados obtenidos cronológicamente en la investigación, desde la parte geológica hasta la parte de la evaluación económica. En esta sección se puede decir que es la más importa, ya que, refleja todo lo predicho en el trabajo y hace cumplir los alcances y objetivos que se plantearon en dicha investigación desde el inicio.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Definición del Problema

El yacimiento MU MM-416 perteneciente al Campo Melones se caracteriza por poseer arenas no consolidadas de buen espesor, con un P.O.E.S. de 1941 MMBLS y una producción acumulada (N_p) de 4,873 MMBLS generando así un factor de recobro igual a 0,25%. Para el incremento del factor de recobro se contara con la evaluación de un modelo estático y dinámico, además de arreglos de pozos que sean efectivos para el incremento de este valor, usando los pozos ya completados que posean características petrofísicas adecuadas para implementar este método de recobro, por tal motivo se empleara simulación numérica de yacimientos para la aplicación de recuperación térmica a través de inyección continua de vapor, con el objetivo de determinar el incremento de las reservas a drenar en dicho yacimiento, y por lo tanto el aumento del factor de recobro.

1.2 Justificación del problema

El proceso de inyección continua de vapor (I.C.V) se realiza con la finalidad de inyectar vapor de agua a través de arreglos de pozos para aportar energía en forma de calor al yacimiento y reducir la viscosidad del crudo mejorando su movilidad. Se implementará este método, debido a que el yacimiento MU MM-416 posee un crudo del tipo pesado y arreglos de pozos completados térmicamente. Se registra un factor de recobro plan de 10% y actualmente un factor de recobro de 0,25%.

1.3 Objetivos de la Investigación

A continuación se especifica el objetivo general y los objetivos específicos que se cumplieron para dicha investigación:

1.3.1 Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica y económica de un proceso de inyección de vapor mediante modelos de simulación numérica y determinar las condiciones de inyección que produzcan una movilidad eficiente del fluido en el yacimiento.

1.3.2 Objetivos Específicos

- 1) Revisión Bibliográfica
- 2) Analizar las propiedades petrofísicas de la roca y propiedades de los fluidos del yacimiento MU MM-416 con la finalidad de generar un modelo estático y un modelo dinámico de yacimiento.
- 3) Proponer pozos candidatos a ser sometidos a I.C.V para generar los arreglos pertinentes.
- 4) Elaborar el modelo de simulación del yacimiento a través del simulador numérico STARS.
- 5) Realizar el cotejo histórico de producción del área en estudio.
- 6) Realizar sensibilidades a través del modelo de simulación para diferentes esquemas de producción mediante I.C.V.

- 7) Determinar las condiciones operacionales adecuadas del proceso de ICV.
- 8) Realizar un análisis económico para esta aplicación a futuro, para poder observar la rentabilidad del proyecto si lo requiere.

1.4 Alcance

Se cuenta con 65 pozos completados en la arena MU de los cuales 2 están en categoría 1 (activos), 12 pozos que serán recompletados0. de la arena LAM2UL y completados en la arena MU y 163 pozos interpretados en todo el yacimiento con una totalidad de 240 pozos a evaluar.

1.5 Limitaciones

El trabajo podrá estar limitado dependiendo de la disponibilidad de información necesaria y también de aquellos márgenes de error en las estimaciones realizadas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Recuperación de petróleo

Son técnicas aplicadas a los yacimientos con la finalidad de proporcionarle energía y ayudar a la producción del mismo mediante arreglos pertinentes de pozos, en la siguiente *Figura II.1* se pueden observar los diferentes métodos de recuperación de petróleo los cuales pueden ser de dos tipos: convencionales y RMH o por sus siglas en inglés EOR. ^[1]

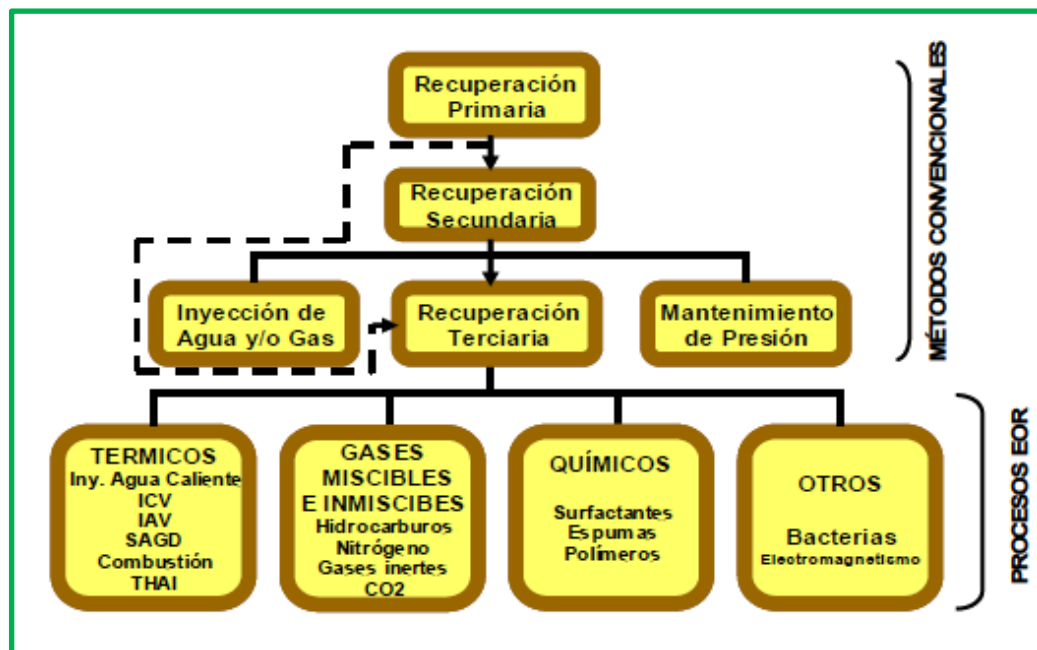


Figura II.1. Diferentes Procesos de recobro de petróleo

Fuente: Franklin J. Colina M. Tesis, 2009.

2.2 Tipos de recuperación

Existen tres tipos de recuperación de petróleo entre ellos tenemos: Recuperación Primaria, Recuperación Secundaria y Recuperación Terciaria o Recuperación Mejorada (EOR por sus siglas en inglés, Enhanced Oil Recovery), se presentaran a continuación.

2.2.1 Recuperación Primaria

El recobro primario resulta de la utilización de las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos para el desplazamiento del petróleo y gas hacia los pozos productores. Tiene lugar cuando el petróleo es producido utilizando la energía disponible en el yacimiento por la presencia de los siguientes mecanismos de producción. ^[2]

- (a) Compactación de la roca
- (b) Empuje por gas en solución
- (c) Empuje hidráulico
- (d) Expansión de la capa de gas
- (e) Segregación gravitacional

2.2.2 Recuperación Secundaria

Se define como el proceso a través del cual se le inyecta algún fluido al yacimiento después que este ha alcanzado completamente el agotamiento de su energía original para expulsar fluidos contenidos en él, este tipo de recuperación requiere presurizar o aumentar la presión en el yacimiento. Los fluidos inyectados más comunes son el agua y el gas. La recuperación secundaria se emplea generalmente cuando los procesos de recuperación primaria ya no son rentables o factibles para ser aplicados al yacimiento, aunque existen proyectos donde la recuperación secundaria es el

principal método aplicado en la explotación del yacimiento debido a las condiciones que esté presente. Actualmente es casi sinónimo de inyección de agua o de inyección de gas.^[2]

2.2.3 Recuperación Terciaria o Mejorada

Los procesos de recuperación mejorada de petróleo son todos aquellos que incrementan económicamente el recobro de hidrocarburos mediante fuentes externas de energía o aditivos, cuando estos no pueden ser producidos económicamente por medios convencionales. En su mayoría consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de la energía térmica. Estos procesos consideran cambios en las propiedades de las rocas (como la mojabilidad) o del fluido (como la viscosidad o la tensión interfacial). Sin embargo, la recuperación mejorada de hidrocarburo puede aplicarse cuando la recuperación primaria no alcanza las expectativas de recobro, en ciertos casos, es ventajoso utilizar la recuperación mejorada de hidrocarburo antes de terminar la recuperación primaria.^[3]

Producir el petróleo remanente es el objetivo de las operaciones de recobro mejorado. Existen varios métodos de recuperación mejorada de hidrocarburo, los cuales se pueden visualizar en la *Figura II.2* clasificados de acuerdo a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

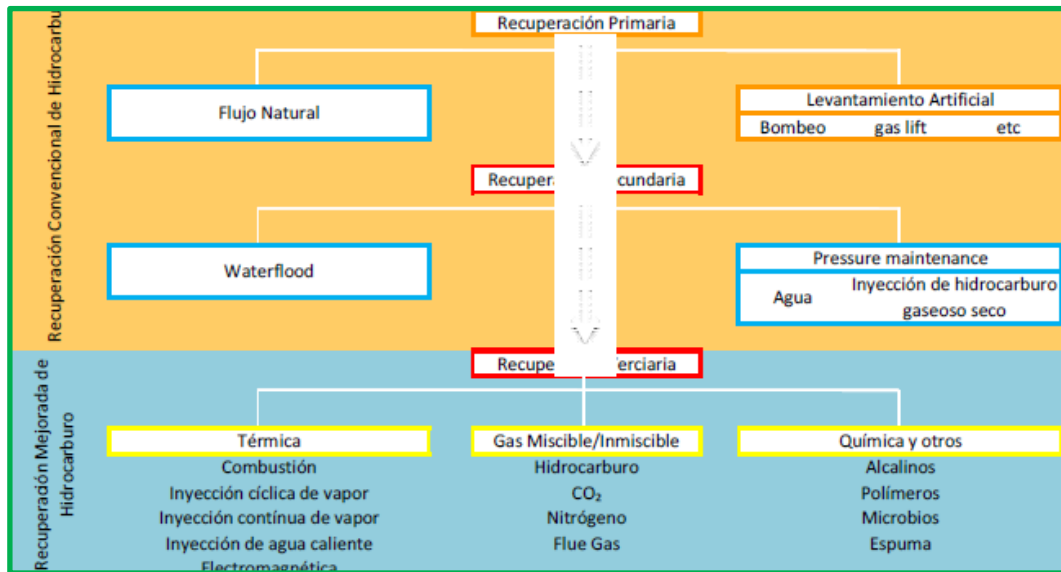


Figura II.2. Etapas en la recuperación de hidrocarburos.

Fuente: CMG. 2013

Los métodos de recuperación térmica incluyen inyección de agua caliente, inyección de vapor y combustión en sitio. La inyección o transmisión de calor al yacimiento se realiza con el fin de reducir la viscosidad del petróleo y mejorar el radio de movilidad en el proceso de desplazamiento.^[3]

Por múltiples razones se utilizan los métodos térmicos, en lugar de otros métodos de extracción tal es el caso de los petróleos viscosos, los cuales son los de mayor interés en la Faja Petrolífera del Orinoco. Adicionalmente, la saturación de petróleo residual se reduce a consecuencia de la expansión procesos de destilación y craqueo en el crudo, reduciendo la tensión superficial y las fuerzas capilares. En este trabajo se trataran los métodos de recuperación mejorada donde esté involucrada la energía térmica, los cuales se expondrán a continuación.^[3]

Se presenta en la *Figura II.3* un gráfico de Prof. Vs Viscosidad, el cual refleja la mejor escogencia del proceso térmico para un análisis de simulación.

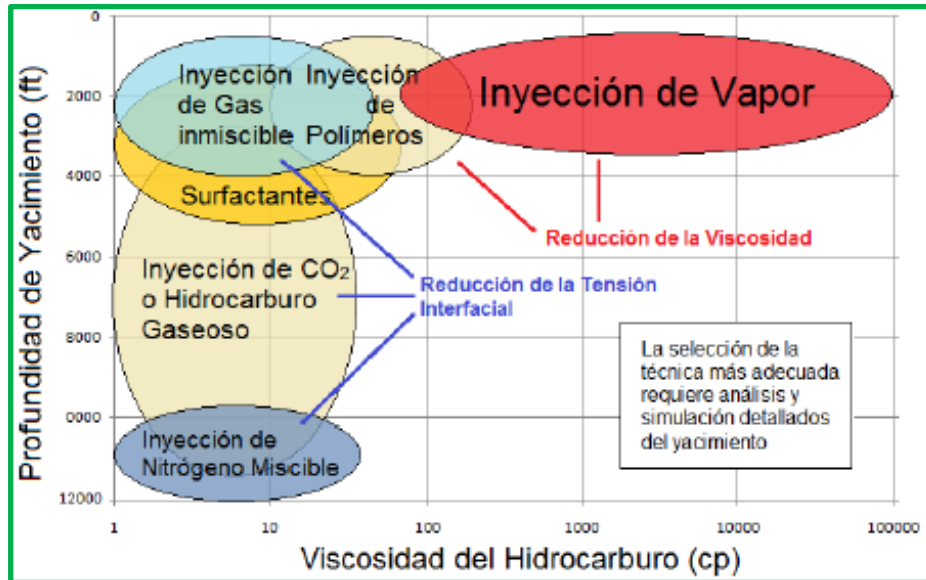


Figura II.3. Distribución de métodos RMH respecto a la profundidad y viscosidad.

Fuente: CMG. 2013

2.3 Procesos Térmicos

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.^[2]

En los desplazamientos térmicos, el fluido se inyecta continuamente en un número de pozos inyectores 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.^[2]

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.^[2]

Los procesos térmicos aparte de reducir la viscosidad, mejoran la eficiencia de desplazamiento, así como también disminuye la saturación residual del petróleo en las zonas que han sido calentadas, ya que debido a las altas temperaturas generadas se producen procesos de destilación y craqueo en el crudo, reduciendo la tensión superficial y las fuerzas capilares existentes.^[2]

2.4 Consideraciones Generales en los procesos térmicos

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, entre otros. A Continuación se detallara brevemente cada una de estas consideraciones.^[4]

2.4.1 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.^[4]

2.4.2 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.^[4]

2.4.3 Porosidad (Φ)

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.^[4]

2.4.4 Saturación de Agua (S_w)

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. 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.^[4]

2.4.5 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.^[4]

2.4.6 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.^[4]

2.4.7 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. Arenas de poco espesor (menos de 30 pies), no se consideran como prospectos para inyección de vapor o agua caliente.^[4]

2.4.8 Movilidad del Petróleo

En algunos yacimientos, el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil. Cuando esto ocurre es difícil iniciar un frente móvil de petróleo y la única forma de calentar un área considerable del yacimiento es creando una fractura. El aporte de calor 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.^[4]

2.5 Clasificación de los procesos de Recuperación Térmica:

2.5.1 Procesos de generación de calor en el propio yacimiento

Estos procesos consisten básicamente en inyectar oxígeno en el yacimiento para quemar una parte del petróleo “*in situ*”, con el objeto de generar calor para producir el petróleo remanente. Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la combustión in situ en un yacimiento, denominadas: combustión convencional hacia adelante (*forward combustión*) debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos; y combustión en reverso o contracorriente (*reverse combustión*) debido a que la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la del flujo de fluidos.^[2]

2.5.2 Procesos de inyección de fluidos calientes en el yacimiento

Estos procesos comprenden la inyección de fluidos previamente calentados en la superficie. La variedad de los fluidos incluye el más común como el agua (líquido o vapor, hasta otros como el gas natural, el dióxido de carbono, los gases de escape (producto de los procesos de combustión) y solventes. La selección del fluido está controlada por el costo, por su efecto sobre la producción de crudo obtenida, por la disponibilidad de los fluidos y por la naturaleza del yacimiento. La relación de movilidad efectiva asociada con la inyección de fluidos calientes es muy desfavorable para los gases no condensables (menos para el agua caliente) y favorable para gases condensables como el vapor de agua. Cuando el proceso implica el desplazamiento de un fluido caliente de un pozo a otro, se requiere que el yacimiento posea continuidad a lo largo de distancias algo mayores que las del espaciamiento entre pozos.^[2]

2.6 Procesos térmicos aplicables

En la vida útil de un pozo con características tales como: baja °API o alta viscosidad donde el yacimiento comienza la etapa de agotamiento, por tal motivo se emplean los procesos de recuperación térmica para ayudar a drenar las reservas remanentes de crudo, hoy en día son aplicables los siguientes procesos:

2.6.1 Inyección Continua de Vapor (I.C.V)

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 [2]. A continuación se muestra el proceso en la *Figura II.4*.

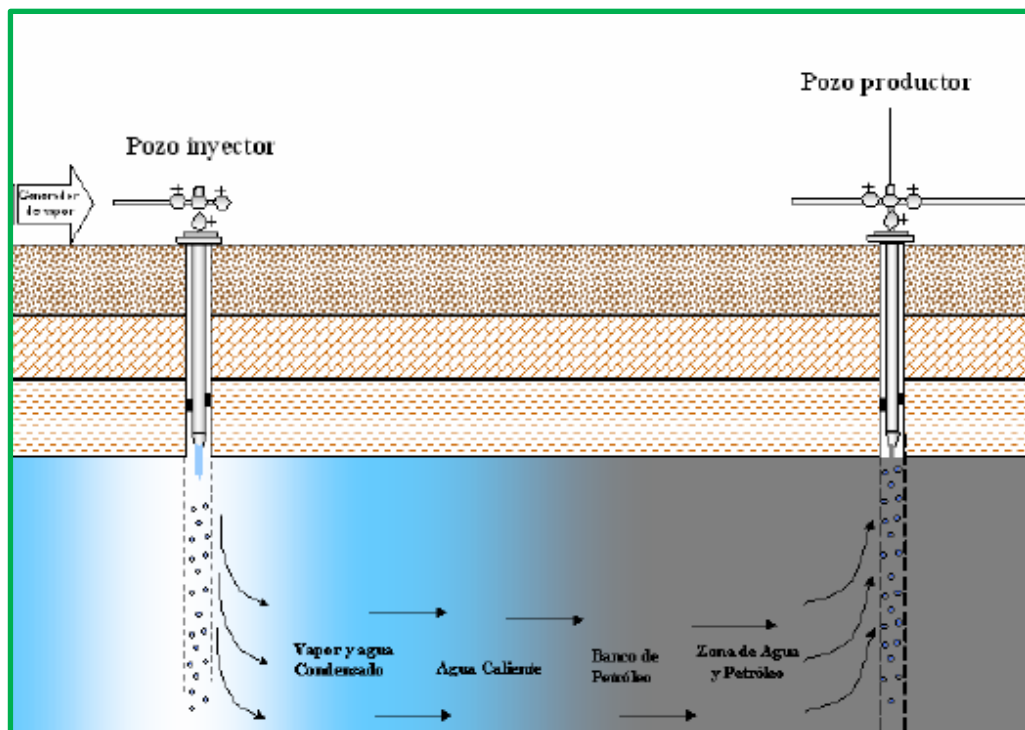


Figura II.4. Representación esquemática de un proceso de Inyección Continua de Vapor (I.C.V)

Fuente: Infante O. Joanna. Tesis, 2007

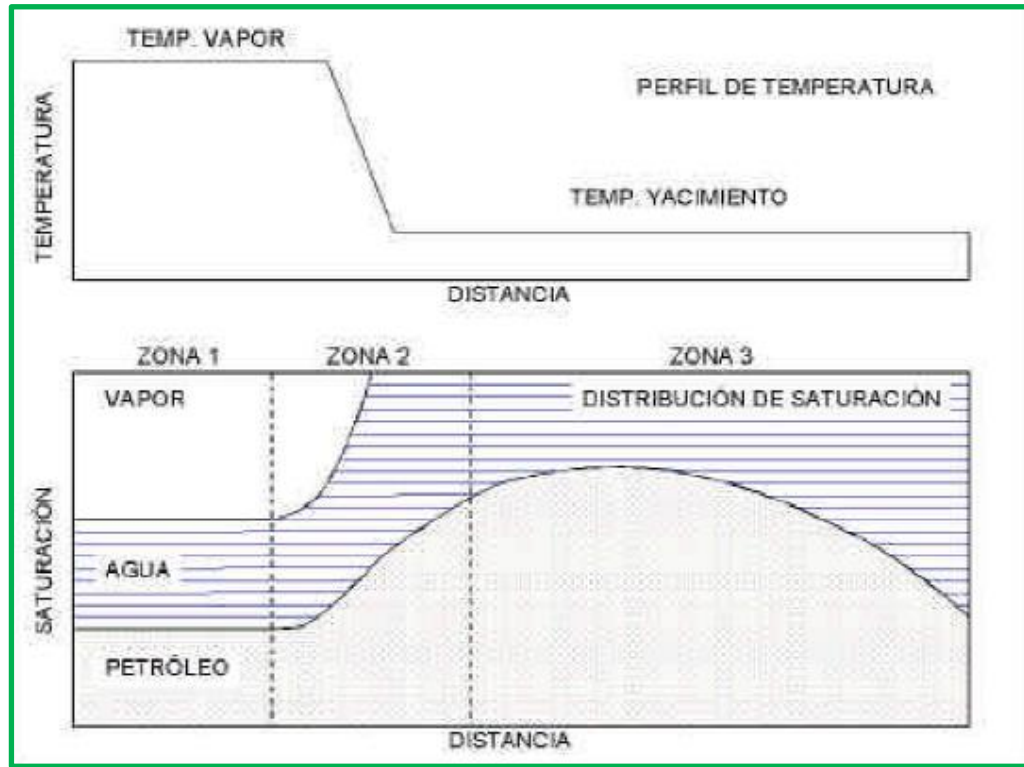


Figura II.5. Distribución de Temperatura y Saturación durante un proceso de Inyección Continua de Vapor (I.C.V)

Fuente: Mannucci, Jesús. Recobro Adicional de petróleo por métodos No Convencionales.

En la parte inferior de la *Figura II.5*, se muestran las diferentes zonas de desplazamiento originadas por la inyección de vapor. La zona 1 es el área más cercana al pozo inyector y es la zona barrida por el vapor. En ella el petróleo se ha reducido a su saturación residual. Delante de la zona 1 se presenta una región donde ocurre la condensación del vapor y corresponde a la zona 2, donde el agua caliente desplaza el petróleo hacia la zona 3, la cual constituye un banco de petróleo a la temperatura del yacimiento, pero con una saturación de petróleo mayor que la inicial debido al desplazamiento ocurrido en la zona de vapor y en la zona de agua caliente.^[5]

En la parte superior de la misma figura, se muestra la distribución de la temperatura a la que el vapor entra a la formación petrolífera a una determinada presión de

inyección. A medida que el vapor se aleja del pozo inyector, la temperatura decrece gradualmente hasta alcanzar la temperatura del yacimiento en el frente de vapor, debido a la disminución de la presión en la formación. Al llegar aquí, la temperatura disminuye repentinamente hasta alcanzar la temperatura del yacimiento.^[5]

2.6.1.1 Mecanismos de recuperación en el proceso de I.C.V^[4]

- (a) 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.
- (b) Expansión térmica del petróleo lo cual disminuye la saturación residual de petróleo (Sor).
- (c) Destilación con vapor de las fracciones más livianas del crudo.
- (d) Estas fracciones vaporizadas se mezclan con el vapor de agua produciendo un desplazamiento inmisible del petróleo.
- (e) Al condensarse en la zona fría, las fracciones livianas de petróleo se mezclan con el petróleo frío y hacen un desplazamiento miscible.
- (f) El vapor condensado produce un desplazamiento inmisible en el frente lo cual estabiliza el frente de invasión.
- (g) Debido a las altas temperaturas disminuye la permeabilidad relativa al agua (K_{rw}) y aumenta la permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}).

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

2.6.1.2 Ventajas de aplicar I.C.V^[4]

- (a) Presenta mayores razones de eficiencia areal, vertical y de desplazamiento que la inyección de agua caliente y fría.

- (b) Actualmente se considera como el único proceso rentable para la recuperación mejorada de petróleo pesado y extrapesado.
- (c) Se tienen mayores tasas de inyección y menores pérdidas de calor que en el caso de la inyección de agua caliente.

2.6.1.3 Desventajas de aplicar I.C.V ^[4]

- (a) Alto costo de la generación del vapor, diseño de las líneas de vapor en superficie y de los pozos térmicos de inyección.
- (b) Posible hinchamiento de las arcillas por parte del condensado del vapor lo cual reduce la inyectividad del vapor.
- (c) Fácil canalización del vapor en petróleos muy pesados y viscosos.
- (d) Segregación del vapor hacia la parte superior de la arena en yacimientos delgados donde se está inyectando a través de pozos verticales.
- (e) Producción de ácido sulfúrico en crudos con alto contenido de azufre.
- (f) Se tienen limitaciones en cuanto a espesores y profundidades del yacimiento.
- (g) Producción de emulsiones que en algunos casos son difíciles de romper.

2.6.2 Inyección de Agua Caliente

En su forma más sencilla, la inyección de agua se trata básicamente de un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente, tanto por agua caliente como por agua fría. Exceptuando los efectos de la temperatura y el hecho de que generalmente se aplica a crudos viscosos, la inyección de agua caliente tiene varios elementos comunes con la inyección convencional de agua. Debido a la difundida presencia del agua en todos los yacimientos petrolíferos, el desplazamiento por agua caliente debe ocurrir, en cierto grado, en todos los procesos de extracción térmica. Se conoce que este mecanismo contribuye al desplazamiento del petróleo en las zonas corriente abajo tanto en la inyección continua de vapor como en la combustión “*in situ*”.^[1]

2.6.3 Combustión in Situ

El principio de la combustión in situ consiste en la realización de un proceso de combustión en una formación saturada de crudo (ya que el crudo presenta la propiedad de oxidarse fácilmente dando lugar a reacciones exotérmicas), inyectando aire, para quemar parte del crudo y generar energía calórica suficiente para facilitar la producción de las fracciones no quemadas. En un proceso de combustión in situ intervienen diferentes mecanismos: ^[2]

- (a) Reducción de la viscosidad del petróleo y modificación de la relación de movilidad.
- (b) Expansión térmica de la roca y los fluidos
- (c) Empuje con vapor
- (d) Vaporización y condensación de las fracciones más livianas del petróleo
- (e) Craqueo térmico
- (f) Variación de la saturación residual de petróleo y modificación de las permeabilidades relativas.

2.6.4 Inyección Alterna de Vapor o Inyección Cíclica de Vapor (I.A.V)

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 ^[2]. A continuación se ilustra el proceso en la *Figura II.6*.

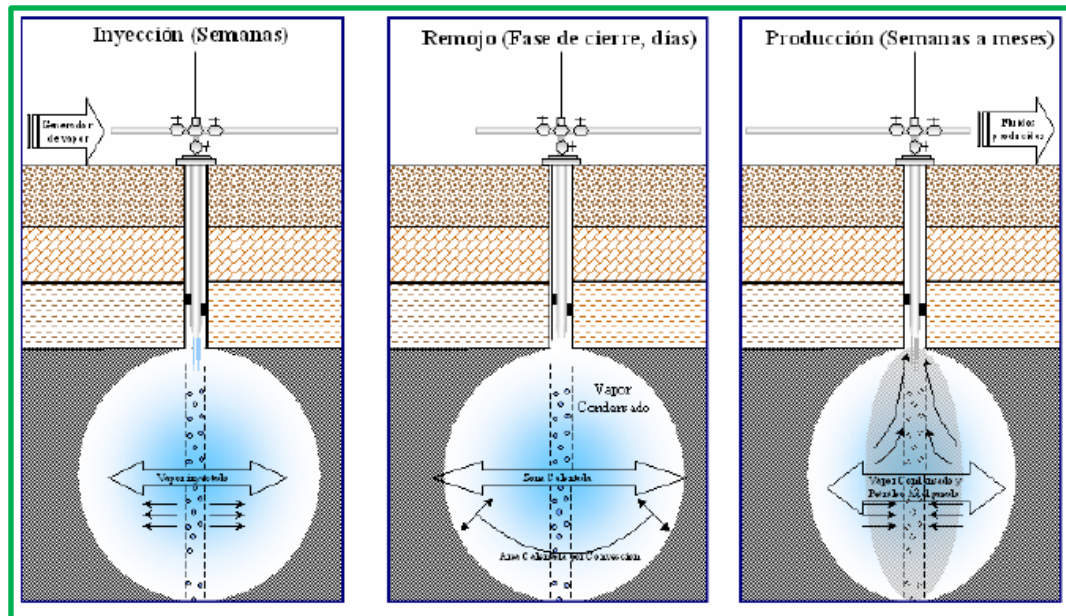


Figura II.6. Representación esquemática de un proceso de Inyección Alternada de Vapor I.A.V

Fuente: Infante O. Joanna. Tesis, 2007.

2.6.4.1 Mecanismos de Recuperación en el proceso de I.A.V ^[4]

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

2.6.4.2 Ventajas de aplicar IA.V ^[4]

- (a) Es bien conocido.
- (b) Es de aplicación general con resultados satisfactorios comprobados.

- (c) No presenta problemas mecánicos sin solución.
- (d) Se obtienen rápidamente elevadas tasas de producción de petróleo.
- (e) La respuesta del yacimiento es inmediata.
- (f) La rentabilidad del proceso es alta y el tiempo de retorno de la inversión es pequeño.
- (g) No es afectado grandemente por las heterogeneidades del yacimiento.
- (h) 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.

2.6.4.3 Desventajas de aplicar I.A.V ^[4]

- (a) 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.
- (b) 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.
- (c) 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.
- (d) 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, Al₂(OH)₃ o soluciones de polímeros.
- (e) Se incrementa considerablemente la producción de agua de acuíferos activos que tenga el yacimiento.

2.6.5 Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)

En el método de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD), se perfora un par de pozos horizontales paralelos, situándose un pozo unos 5 a 7 m (16 a 23 pies) encima del otro. El pozo en la parte superior ejerce la función de pozo inyector y el pozo en la parte inferior funciona como pozo productor. El vapor, por efectos de densidad, asciende hacia el tope de la formación creando una cámara de vapor. La gravedad hace que el petróleo movilizado fluya en sentido descendente, hacia el pozo productor inferior. ^[3]

El calentamiento del petróleo por medio del vapor ocasiona una reducción en su viscosidad cinemática facilitando, de ésta forma, que el crudo fluya a través de la interface vapor-arena hacia el pozo productor por diferencia de densidades (*Drenaje Gravitacional*). Esto es, el movimiento del petróleo hacia el pozo productor es causado por la fuerza de la gravedad y la geometría de una zona saturada de vapor, la cámara de vapor, en donde la presión permanece constante, de forma tal que el crudo se desplaza casi paralelo a la interface formada por la frontera de la cámara de vapor que incrementa sus dimensiones de manera continua. De esta forma, el petróleo y los condensados que se depositan en la parte más baja de la cámara de vapor son producidos continuamente a través del pozo productor ^[3], así como se puede apreciar mediante la *Figura II.7*.

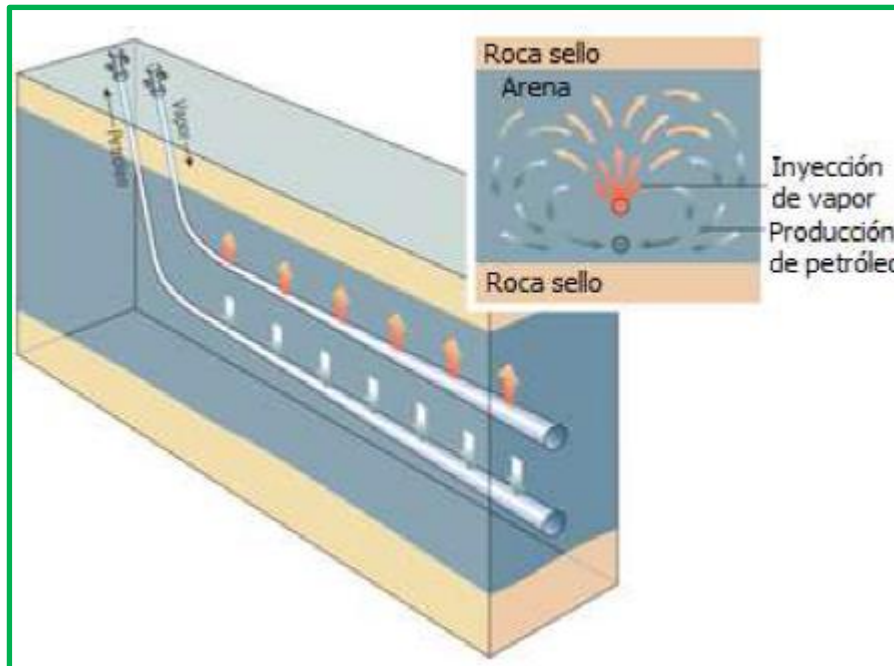


Figura II.7. Esquema de pozos utilizando tecnología SAGD

Fuente: CMG. 2013

2.6.6 Horizontal Alternating Steam Drive (HASD)

Es un proceso de recuperación térmica que integra tecnología de pozos horizontales, con inyección cíclica e inyección continua de vapor y es una opción interesante para mejorar la explotación de yacimientos de crudos pesados y extrapesados, en arenas delgadas donde la aplicación de otros métodos de recuperación térmica como SAGD e ICV, se ven comprometidos.^[3]

Consiste en el uso de un patrón repetitivo de pozos cuyo esquema básico consta de dos pozos horizontales, paralelos entre sí y al plano de buzamiento del estrato, que drenan el yacimiento actuando cada pozo alternativamente como productor de hidrocarburos e inyector de vapor, durante un período o tiempo de ciclo.^[3]

Los pozos horizontales se colocan uno al lado del otro en la parte baja de la formación. El espaciamiento es similar al utilizado en un proyecto SAGD y no se recomienda que exceda los 100 metros. Cada pozo es inyector y productor en forma alternada, pero los períodos de inyección y producción son iguales y coordinados entre pozos vecinos; cuando un pozo cambia a inyector, su vecino cambia a productor. En consecuencia, el número de inyectores y el de productores permanece constante en todo el tiempo. Se considera que el período típico para cambiar del modo inyector al productor puede rondar los 6 meses^[3]. Se refleja en la *Figura II.8* a continuación:

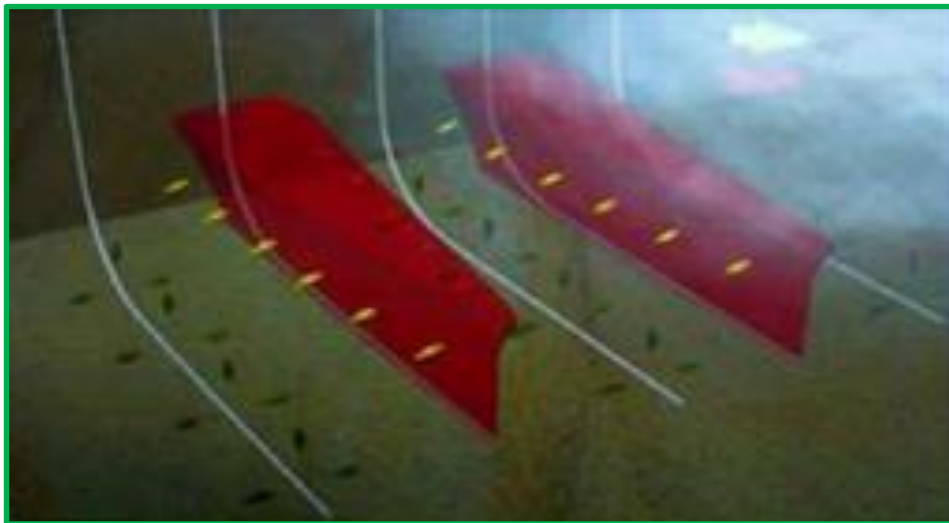


Figura II.8. Esquema de pozos utilizando tecnología HASD

Fuente: CMG. 2013

2.7 Pérdidas de calor durante la Inyección de Vapor

Las pérdidas de calor comienzan en el generador de vapor o fuente de calor, con pérdidas de calor subsecuentes ocurriendo en las líneas de inyección de superficie, el cabezal de inyección, el hoyo y finalmente en la misma formación y estratos adyacentes.^[3]

Mientras que ocurre una cierta pérdida de calor en el mismo generador de vapor, usualmente se toma en cuenta en la eficiencia térmica. Luego, la temperatura del vapor y su calidad pueden medirse a la salida del generador. En las tuberías de superficie, desde el generador hasta el cabezal del pozo, ocurren ciertas pérdidas de calor de igual forma. Desafortunadamente, muy poca información válida ha sido publicada con la cual la tasa de intercambio de calor a través de una tubería al aire libre pueda ser calculada con certeza.^[3]

Cuando el vapor es desplazado a través del hoyo para inyectarlo en la formación, el calor se transfiere hacia los alrededores debido a la diferencia entre las temperaturas geotérmicas y del fluido inyectado. La magnitud de esta transferencia de calor es importante en el cálculo de la cantidad efectiva de calor transportada por el vapor, y su temperatura cuando alcanza la cara de la arena.^[3]

En la Faja Petrolífera del Orinoco, es común inyectar nitrógeno como aislante térmico en el espacio anular del hoyo para minimizar las pérdidas de calor. El nitrógeno es un excelente aislante térmico, sin embargo, las condiciones óptimas para su alto rendimiento son difíciles de alcanzar en campo.^[3]

Estudios teóricos y de laboratorio demuestran que la tasa de pérdida de calor en estratos adyacentes es el factor más importante que determina la factibilidad económica de un proyecto de inyección térmica. El área calentada del yacimiento es bastante amplia, y el calor debe sostenerse por un largo periodo de tiempo. Entonces, las pérdidas de calor acumuladas en estratos adyacentes son elevadas, a pesar del hecho que la conductividad térmica del material terrestre es muy pequeña.^[3]

2.8 Criterios básicos para el diseño de un proceso de Inyección de Vapor

En la inyección de vapor se debe tener presente una serie de consideraciones respecto a las variables básicas del yacimiento tales como: profundidad, porosidad, saturación

de agua, entre otras. Recuérdese, que un proceso térmico involucra una inversión, por lo que el diseño de éstos requiere la garantía de un trabajo óptimo y de resultados satisfactorios, además de conservar la vida útil del yacimiento.^[3]

La ventaja principal de la inyección de vapor en relación a otros métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos es que el vapor puede ser aplicado a una amplia variedad de yacimientos. Dos factores limitantes son: profundidad y espesor de arena (mayores a 10 pie). La limitación de profundidad se debe a la presión crítica del vapor (3202 psia); ya que éste comienza a condensarse. A medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección debe incrementarse. Para generar vapor esto requiere generadores de mayor capacidad. Por lo general, la inyección de vapor se realiza en profundidades menores a 5.000 pies de profundidad. El espesor de yacimiento es una limitante por las pérdidas de calor hacia la base y la roca sello. Este es un parámetro importante en todos los procesos térmicos. Para inyección de vapor es conveniente tener espesores moderadamente altos, ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas. Arenas de menos de 30 pies, se consideran de poco espesor para inyección de vapor.^[3]

La porosidad tiene un papel importante en recuperación térmica. A medida que la porosidad aumenta, mayor es el volumen de petróleo que se calienta y menor el volumen de roca que se calienta. Se considera que un proceso térmico en yacimientos con porosidades menores a 18% tiene pocas posibilidades de éxito.^[3]

Si se inyecta vapor en una sección que contenga una capa de lutita, el vapor puede confinarse en la zona de la sección debajo de la lutita, reduciendo así la eficiencia vertical. Cuando la estratificación y lenticuralidad están presentes en grado extremo, se pierde confianza en las predicciones del comportamiento del proceso térmico.^[3]

Otros parámetros de yacimiento que benefician la inyección de vapor son: densidad del petróleo menores a 12° API, viscosidad del petróleo entre 100-10.000 cPs a

temperatura de yacimiento. Se considera que no es recomendable iniciar un proyecto térmico en una formación que contenga menos de 1.500 Bls/acre*pie de petróleo en sitio.^[3]

2.9 Caracterización de yacimientos

Es toda la etapa de descripción tanto estática como dinámica que involucra la interacción roca – fluido en toda el área del yacimiento, para así tener indicios precisos de como es el comportamiento del mismo y de todos los eventos que ocurren o puedan ocurrir en toda su vida de exploración, explotación y producción.

2.9.1 Modelo Estático de yacimientos

Es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, tope, límites, fallas, ambiente de deposición, continuidad vertical/lateral de las arenas, litología y límites de la roca, que unidos a pruebas de yacimientos, permiten definir con mayor claridad el yacimiento. Entre los aspectos que se estudian en esta parte de la caracterización tenemos:

2.9.1.1 Mapa isópaco estructural

Un mapa estructural es la proyección de las líneas de intersección entre un plano horizontal y una superficie, las cuales muestran sobre un plano horizontal el tope o la base de un cuerpo de arena neta o nivel estratigráfico de interés, con los accidentes geológicos que la afectan tales como pliegues, truncaduras, erosión entre ellos ^[16]

El mapa estructural está conformado por los contornos o curvas estructurales; éstas son curvas que conectan puntos de igual valor con respecto a un nivel de referencia (generalmente el nivel del mar, por lo que a cada profundidades le sustrae el valor

correspondiente a la mesa rotaria). Estos no se cruzan ellos mismos, ni se cruzan a otros. Pasan entre puntos que tienen mayor o menor valor que el del contorno. Los intervalos deben ser constantes para todo el mapa. Su trazado y datos da información sobre: el rumbo del estrato mapeado, el buzamiento del mismo, la morfología de la estructura (pliegues, anticlinales, homoclinales, entre otros), el desplazamiento y trazas de fallas ^[16]

Este mapa es la combinación del mapa isópaco y del mapa estructural. En él se muestra tanto la variación de espesores, relación espacial del nivel estratigráfico mapeado y la distribución de los fluidos dentro del yacimiento ^[13]

El ingeniero determina a partir de un mapa isópaco los espesores de arena apropiados al momento de diseñar la trayectoria horizontal y el plan de completación de un pozo. Los mapas isópacos representan por medio de contornos, los espesores de una determinada unidad estratigráfica. Para ello se requiere de dos horizontes claves. Uno es la parte superior (tope) y el otro en la parte inferior (base) de la unidad a representar ^[16]

Un plano isópaco es extremadamente útil debido a que proporciona información directa sobre el lugar de máximo espesor, o la terminación lateral de las formaciones porosas o permeables que pueden coincidir con trampas estratigráficas ^[16]

2.9.1.2 Modelo estructural

Las secciones estructurales muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos. La construcción de secciones estructurales a partir de perfiles de pozos nos indica:

- (a) Correlación.
- (b) Ubicación de un dato estructural en profundidad (bajo el nivel del mar).

- (c) Interpretación de la estructura actual (buzamiento, pliegues, fallas).
- (d) Identificación de trampas potenciales de hidrocarburos.

Este modelo se logra con la revisión de la sísmica con la cual se puede observar el tope del yacimiento, los lentes que los conforman, además definir orientación y geometría de los elementos estructurales, y delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación. Este estudio abarca tanto el marco regional como del marco local, para determinar y generar planos de fallas y mapas estructurales.

2.9.1.3 Modelo estratigráfico

El objetivo de hacer secciones estratigráficas, es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Una información importante obtenida de un buen mallado de secciones estratigráficas, es la de relaciones verticales entre las unidades para predecir la movilidad de los fluidos, este modelo define la arquitectura interna del yacimiento. Para realizarlo se correlacionan los reflectores intra-yacimiento de los lentes que lo conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo-pozo y análisis de estratigrafía secuencial.

2.9.1.4 Modelo sedimentológico

Este modelo se basa en la descripción, clasificación e interpretación de las rocas sedimentarias, es decir, busca explicar los procesos que originan la formación de las rocas sedimentarias, lo cual comprende el origen, transporte y deposición de los materiales, su diagénesis y litificación. Esta información que proporciona este modelo y todas sus variables son de suma importancia para evaluar la extensión, calidad y potencial de producción de un yacimiento.

2.9.1.5 Modelo Petrofísico

Un análisis petrofísico consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático; algunas de las propiedades físicas y texturales de las mismas pueden ser medidas en el laboratorio analizando sus núcleos.^[6]

Generalmente la información a utilizar en un estudio petrofísico, se obtiene principalmente de: Muestras de canal, Operaciones de perforación, Muestras de pared, Núcleos convencionales, Registros de pozos.^[13]

Los principales parámetros físicos necesarios para la evaluación de un yacimiento mediante un análisis petrofísico son: saturación de agua, porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla y espesor de la capa permeable.

A continuación se describen las principales propiedades determinadas en un estudio petrofísico:

2.9.1.5.1 Porosidad (\emptyset)

Se define como la capacidad que posee una roca de almacenar fluidos y está denotada con la letra griega \emptyset . Por definición, la porosidad es el espacio vacío de la roca dividido por el volumen total de la roca y puede ser expresado como fracción o como porcentaje.^[6]

Durante el proceso de sedimentación y litificación, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos tales como cementación y compactación. Por ende, existirán poros interconectados y otros aislados. Esto conlleva a clasificar la porosidad en absoluta y efectiva. La porosidad efectiva, se define como la porosidad

interconectada: se considera porosidad efectiva al total de espacios vacíos interconectados a través de los cuales puede haber movilización de fluidos.^[6]

La porosidad absoluta es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté interconectado o no. La porosidad de una formación se puede obtener de las siguientes maneras: a través de análisis de núcleos, mediante micro perfiles, con perfiles radiactivos y/o acústicos, y mediante gráficos de resistividad ^[13]

La importancia de la porosidad radica en que esta propiedad puede indicar el espacio disponible de la roca para almacenar fluidos, a partir de ella, se realizan los cálculos de reservas del yacimiento y de saturación de fluidos.^[6]

2.9.1.5.2 Permeabilidad (K)

La permeabilidad es la capacidad de permitir el paso de fluidos a través de la roca y generalmente se expresa en miliDarcys (mD) variando entre 0,1 mD y varios Darcys. Para flujo lineal, la ley de Darcy expresa que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al diferencial de presión e inversamente proporcional a la viscosidad. ^[6]

La unidad Darcy expresa el flujo en un centímetro cuadrado de roca durante un segundo, y con un diferencial de presión de una atmósfera. Usualmente mientras más grande sea el poro mayor será la permeabilidad. Una arena sólo es permeable cuando sus poros están conectados entre sí, pero si esta conexión no existe, la arena puede ser porosa pero no permeable.^[6]

2.9.1.5.3 Volumen de Arcilla (Vsh)

Aunque la composición mineralógica de las rocas y de los sedimentos varía en gran medida, en una evaluación petrofísica convencional se utilizan definiciones simplificadas de la litología. Entre éstas, tenemos los términos arena y arcilla. Sin embargo, el término “arcilla” puede referirse a lutitas y limolitas arcillosas. La selección de un modelo para determinar el volumen de arcilla es de gran importancia, ya que es una variable que afecta significativamente el cálculo de las saturaciones de los fluidos, porque uno de los efectos de las arcillas es disminuir la resistividad leída por los perfiles. Si se asumiera únicamente la presencia de las arenas limpias de la formación, esta disminución de la resistividad se asociaría a una alta saturación de agua lo cual obviamente, es incorrecto. ^[13]

2.9.1.5.4 Saturación de agua (Sw)

En un medio poroso pueden existir dos tipos de fluidos a saber, hidrocarburos y agua de formación. La distribución de éstos fluidos en la roca, va a estar controlada por: la tensión superficial, la tensión interfacial, la diferencia de densidad entre los fluidos, el tamaño de los poros y la humectabilidad de las rocas por los fluidos. La distribución de los fluidos puede representarse mediante saturación, que no es más que los porcentajes del espacio poroso que ocupan los diferentes fluidos. ^[6]

La resistividad del agua de formación (R_w) es un parámetro imprescindible para el cálculo de la saturación de agua (S_w). Varía significativamente de una zona a otra, sobre todo para cada cuenca. Esta variación está relacionada con la salinidad y las características geológicas del área que se evalúa. Se puede determinar a partir de la curva SP, a través del método de R_w aparente, a partir del análisis químico de muestra de agua, por la medición directa de muestra de agua, métodos gráficos (crossplot) y archivos o catálogos de resistividad de agua. ^[6]

Existe una gran cantidad de arenas con intercalaciones de arcilla (laminar y/o dispersa), las cuales se miden bajo valores de resistividad verdadera de la formación (Rt). Es posible que en la mayoría de estas arenas no se tenga planificado la recuperación o producción de hidrocarburos, ya que en algunos casos estas arenas se interpretan como de alta saturación de agua o como arenas con hidrocarburos no comerciales. Es de suma importancia, como primer paso para evaluar una formación, analizar cuidadosamente la porosidad efectiva (ϕ_e) y la saturación de agua (S_w) de estas formaciones arcillosas, y su distribución en el yacimiento. ^[6]

2.9.1.6 Mapas de Isopropiedades

Estos mapas permiten tener una mejor visualización de las características físicas de la roca y la distribución de los fluidos en el yacimiento. Representan, a través de contornos, los valores de cada propiedad petrofísica sobre un plano horizontal de vista aérea del yacimiento. Los mapas de isopropiedades pueden generarse a través de un software que interpole valores para toda el área a partir de puntos con valores conocidos. ^[3]

Existen varios métodos de interpolación y la selección del método adecuado dependerá de la interpretación del ingeniero. Para la simulación numérica, durante el modelo estático, es indispensable contar con un mapa de isopropiedad para asignar un valor petrofísico a cada bloque de la grilla. ^[3]

2.9.1.7 Puntos LAS o curvas (.Las)

Son aquellos archivos que contienen dichos registros corridos en cada uno de los pozos, con la finalidad de poder observarlos en digital y obtener un mejor conteo de los mismos, ya que cada uno de estos es de suma importancia a la hora de elaborar el modelo petrofísico del yacimiento o área en estudio.

2.9.1.8 Desviación o survey

Son aquellas coordenadas, registradas como MD (measured depth), azimut e inclinación de la trayectoria del pozo que nos dará indicios del objetivo en estudio y del tipo de pozo que se esté manejando.

2.9.1.9 Registros de Pozos

El perfilaje de pozos es una técnica usada en la industria petrolera para registrar propiedades roca-fluidos y encontrar zonas de hidrocarburo en las formaciones geológicas dentro de la corteza terrestre. El proceso de perfilaje consiste en colocar una herramienta de registro (sonda) al extremo final de un cable e introducirla dentro de un pozo para medir las propiedades de las rocas y los fluidos de las formaciones. Una interpretación de estas mediciones es realizada para localizar y cuantificar las profundidades de las zonas potencialmente contendoras de hidrocarburo.^[3]

El perfilaje es usualmente desarrollado a medida que la sonda es retirada del hoyo. Esta data es grabada e impresa en un registro llamado Registro de Pozo y es normalmente transmitido digitalmente a las oficinas centrales. La medición de la profundidad es un factor crítico en las operaciones de perfilaje, ya que ésta es considerada referencia estándar para correlacionarse con otro tipo de data. La contribución de la petrofísica se orienta hacia la descripción estática y dinámica de los yacimientos.^[3]

Entre los registros más importantes para la realización de cada uno de los modelos antes mencionados se tienen:

2.9.1.9.1 Registro de resistividad

Los registros de pozos generalmente identifican muchas de las propiedades físicas de las rocas que perfora la mecha. Una de las más importantes es la resistividad: capacidad que tiene una sustancia de resistir o impedir el flujo de una corriente eléctrica. En los cálculos de saturación de hidrocarburos se utilizan las medidas de resistividad, en conjunto con la porosidad y resistividad del agua. En el registro de pozos se utilizan los términos resistividad y conductividad, siendo inversamente proporcionales entre ambos ^[13]

El principio de medición es el siguiente: la sonda para usar dentro del pozo posee electrodos, componentes electrónicos de medición y una brida aislada. Una corriente eléctrica bidireccional de baja frecuencia producida por un electrodo de la fuente dentro de la sonda vuelve a través de la formación hasta la armadura del cable por sobre la brida. Los potenciales generados por este flujo de corriente se miden en varios de los electrodos sensores de la sonda respecto de un electrodo de tensión de referencia que frecuentemente se ubica en la superficie ^[13]

2.9.1.9.2 Registro de potencial espontaneo

La curva SP es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil de un pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad. ^[6]

No se puede registrar una curva de SP en pozos que utilizan lodos no conductivos, ya que éstos no proporcionan una continuidad eléctrica entre el lodo del SP y la formación. Además si las resistividades del filtrado de lodo y del agua de formación son casi iguales, las deflexiones del SP serán muy pequeñas y la curva no será muy significativa. ^[3]

2.9.1.9.3 Registro de Rayos Gamma

El registro GR (Gamma Ray) es una medición de la radioactividad natural de la formación. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones ya que los contenidos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que contaminantes radioactivos, como cenizas volcánicas o residuos de granito, estén presentes o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas. ^[6]

El registro GR puede ser corrido en pozos revestidos, lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro del SP y como sustituto de la curva SP en pozos perforados con lodos salados, aire o lodos con base de aceite. ^[6]

2.9.1.9.4 Perfil de Inducción Eléctrica

El registro de inducción eléctrica es una combinación de curvas eléctrica y de inducción; por lo tanto mide la conductividad de la formación y es muy efectivo en formaciones de porosidad intermedia a alta. Incluye una curva SP y/o de Rayos Gamma, la normal de 18 pulgadas y la curva de inducción tanto en la columna de resistividad como en la de conductividad. ^[6]

2.9.1.9.5 Perfil de Densidad Compensada

Esta técnica es utilizada principalmente para determinar la porosidad de la formación. La medición de la densidad de la formación, también se aplica en la identificación de minerales, detección de gas y evaluación de arenas arcillosas. ^[6]

Una fuente radioactiva, que para este caso será una muestra que emita radiación gamma, colocada en una almohadilla se presiona contra la pared del pozo. Esta fuente emite hacia la formación rayos gamma, los cuales interaccionan con los electrodos de la formación según el Efecto Compton, que es una radiación secundaria producida en los átomos de la formación y que se originan porque la formación cede energía a los átomos dejándolos en estado excitados. ^[6]

Estos últimos rayos son detectados y evaluados como una medida de la densidad de la formación, ya que el número de rayos gamma Compton está directamente relacionado con el número de electrones en la formación. Tiene una fuente y dos detectores de rayos gamma, los cuales están montados en una almohadilla de alrededor de 3 pies de largo, forzada a la pared del pozo mediante un brazo de soporte. ^[6]

2.9.2 Modelo dinámico de yacimientos

Dentro del modelo dinámico se estudian los fluidos del yacimiento y su comportamiento conforme cambia la presión y la temperatura, y como se desplazan a través del medio poroso y permeable. Representa todas aquellas propiedades que varían con el tiempo. Entre los modelos involucrados se tienen:

2.9.2.1 Modelo de fluidos

En este modelo se definen las propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento. Cuantifica volúmenes de hidrocarburos en sitio. Específicamente este modelo encierra el análisis de propiedades físico-químicas de los fluidos, la determinación de las propiedades a través de análisis PVT.

2.9.2.1.1 PVT

En el análisis del comportamiento de yacimientos, se requiere el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. Estas propiedades normalmente se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de los pozos o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie.^[3]

El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis Presión-Volumen-Temperatura, P.V.T., y consiste en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos (Líquido y gas) en particular. Muchas veces, no se dispone de información experimental, debido a que no se pueden obtener muestras representativas de los fluidos o porque el horizonte productor no garantiza la inversión para realizar un análisis P.V.T. de los fluidos del yacimiento. En otros casos, el yacimiento en estudio es de gran antigüedad o muy maduro.^[3]

Las propiedades físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogía o mediante el uso de correlaciones empíricas. En el pasado, las correlaciones P.V.T. fueron presentadas en forma tabular y/o gráfica; sin embargo, con la aparición de las calculadoras manuales programables y las computadoras personales, tales correlaciones han sido reducidas a simples ecuaciones numéricas o expresiones analíticas con el propósito de utilizarlas en programas de computación. A continuación se muestran las principales propiedades de un estudio PVT.^[3]

2.9.2.1.1.1 Densidad y Gravedad Específica

La densidad de un material es la relación que existe entre su masa y el volumen que ocupa en el espacio. La densidad del petróleo crudo se define como la masa de una unidad de volumen a determinada temperatura y presión, y generalmente, se expresa en lbm/pie³. La gravedad específica del petróleo se define como la razón de la

densidad del petróleo con la densidad del agua, ambas medidas a la misma presión y temperatura. Lo propio, para la gravedad específica del gas.^[3]

2.9.2.1.1.2 Viscosidad

En general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir (moverse). El efecto de la temperatura sobre la viscosidad de petróleos sin gas en solución (muertos) y productos destilados es disminuirla. La unidad de medición de la viscosidad dinámica o absoluta, μ , normalmente referida como viscosidad es el centiPoise o Poise. La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica.^[3]

2.9.2.1.1.3 Gravedad API

Otro índice de apreciación de la fluidez de los crudos es la gravedad °API, que mientras más alta sea indica más fluidez. La gravedad API, por siglas en inglés “American Petroleum Institute”, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua.^[3]

Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y por lo tanto su gravedad API es mayor.^[3]

2.9.2.1.1.4 Relación gas – petróleo en solución

La relación gas petróleo en solución, o solubilidad del gas en el petróleo (Rs), se define como el número de pies cúbicos normales (pcn) de gas que pueden disolverse

en un barril normal (bn) de petróleo cuando ambos son llevados a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.^[3]

Se dice que un crudo está saturado con gas cuando tiene en solución la máxima cantidad de gas que admite, y en este caso, al reducir un poco la presión ocurre liberación de gas. Si el crudo tiene una cantidad de gas inferior a la que puede admitir a ciertas condiciones de P y T, se dice que el crudo está subsaturado, o sea que tiene una deficiencia de gas.^[3]

La relación gas petróleo aumenta con la presión hasta alcanzar la presión de burbuja, a partir de la cual se mantiene constante. La razón de esto, es que al llegar al punto de burbuja no existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo.^[3]

Así, por arriba de la presión de burbuja el petróleo está sobresaturado ya que una disminución de presión no causa liberación de gas (R_s es constante); sin embargo, por debajo de la presión de burbujeo el petróleo está saturado, ya que una disminución de presión origina una liberación de gas debido a que R_s disminuye.^[3]

En un crudo, si se dispone de suficiente gas y se puede someter el petróleo a altas presiones y temperaturas, puede decirse que el gas es infinitamente soluble en el petróleo, lo que limita la solubilidad del gas en el petróleo en el yacimiento, son las condiciones de presión y temperatura que allí existan y por supuesto la cantidad de gas disponible. Por esta razón, se encuentran yacimientos con capa de gas inicial (exceso de gas a las condiciones de P y T existentes) y yacimientos subsaturados (no saturados).^[3]

2.9.2.1.1.5 Factor Volumétrico

Puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación del gas en solución.^[3]

El factor volumétrico del petróleo, se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución. El factor volumétrico del petróleo es importante al momento de realizar el cálculo de reservas de hidrocarburo de un yacimiento.^[3]

El factor volumétrico del agua depende lógicamente de presión, temperatura y de la salinidad del agua. La variación del factor volumétrico del agua con presión es diferente a la del petróleo, o sea, que aumenta con disminución de presión. Cuando la presión del yacimiento es reducida desde su presión inicial a la presión del punto de burbuja, el factor volumétrico del agua aumenta debido a la expansión del agua en el yacimiento. A presiones por debajo de la presión de burbuja, gas es liberado, pero el factor volumétrico continúa aumentando debido a que la disminución en el volumen de agua, resultante de la liberación de gas, es insuficiente para contrarrestar la expansión del líquido. Este efecto se debe a la baja solubilidad del gas natural en el agua.^[3]

2.9.2.1.1.6 Compresibilidad

En general, la compresibilidad isotérmica de un fluido, en $lpc-1$, se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante. Cuando el volumen de un líquido subsaturado disminuye a medida que la presión aumenta, la compresibilidad es positiva. Para algunos crudos de ciertos yacimientos, la compresibilidad es esencialmente constante por arriba del punto de

burbujeo, mientras que en otros varía con la presión. Por debajo de la presión de burbuja, el gas disuelto afecta la compresibilidad.^[3]

Para el agua, esta propiedad es afectada por presión, temperatura y solubilidad del gas en el agua, la cual a su vez es afectada por la salinidad. Así, un aumento en presión causa una reducción en la compresibilidad, mientras que un aumento en temperatura produce un aumento de compresibilidad. Por otro lado, a presión y temperatura dada, el efecto del gas disuelto en el agua es aumentar la compresibilidad en relación al agua pura a las mismas condiciones de P y T, mientras que un aumento en la salinidad del agua disminuye la compresibilidad.^[3]

2.9.2.1.2 Permeabilidad Relativa

Cuando dos o más fluidos fluyen al mismo tiempo en el medio poroso, la permeabilidad relativa de cada fase a una específica saturación equivale a la razón entre la permeabilidad efectiva de dicha fase y la permeabilidad absoluta. Es conveniente precisar que cuando existen tres fases presentes, la suma de las permeabilidades relativas es variable y siempre menor o igual a la unidad.^[3]

No obstante, la permeabilidad relativa se determina, por lo general, para sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo, con un agua connata inmóvil y se representa gráficamente mediante un par de curvas comúnmente referidas como curvas de permeabilidad relativa.^[3]

Las curvas de permeabilidades relativas de la fase no mojante tiene forma de S. La curva de permeabilidad relativa de la fase mojante es cóncava. Para sistemas agua-petróleo, normalmente el agua es la fase mojante. En sistemas gas-petróleo el petróleo es la fase mojante.^[3]

A continuación se muestran dos gráficos representativos del estilo de las curvas de permeabilidad relativa tanto para el caso de agua – petróleo como gas – petróleo ^[3]. A continuación se ilustran en las *Figura II.9* y *Figura II.10* a continuación:

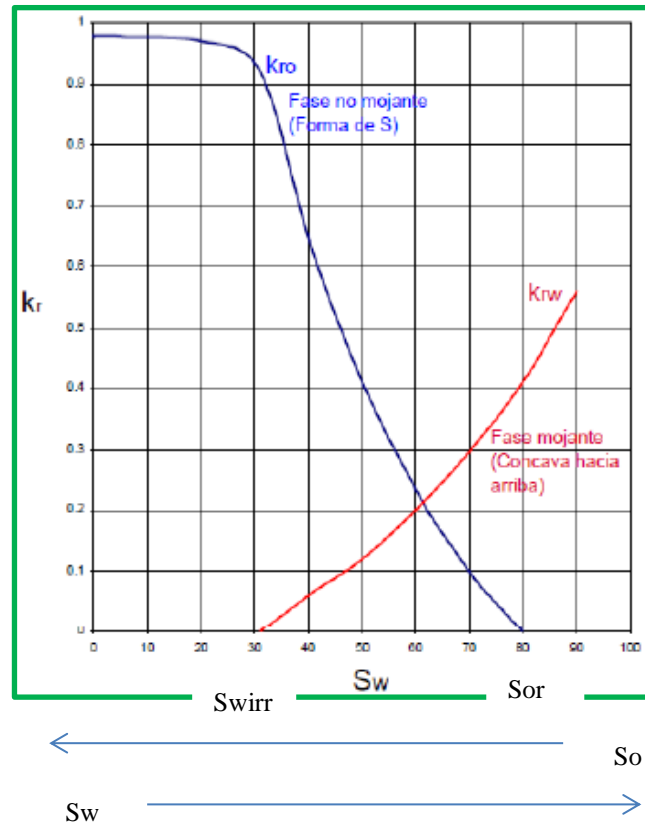


Figura II.9. Curvas de Permeabilidad Relativa para un sistema Agua – Petróleo

Fuente: Escobar F. 2014

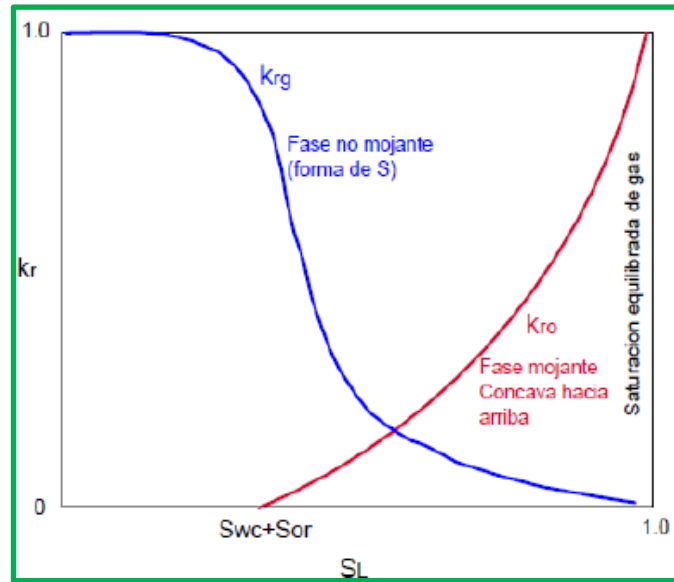


Figura II.10. Curvas de Permeabilidad Relativa para un sistema Gas – Petróleo

Fuente: Escobar F. 2014

Al hablar de curvas de permeabilidad relativa se debe conocer el proceso de su generación y el significado que estas nos pueden proporcionar de manera informativa, ya que, los datos extraídos de las mismas son de suma importancia saber interpretarlos de manera correcta. A continuación se hablara un poco acerca de la mojabilidad y conceptos asociados al mismo parámetro.

2.9.2.1.2.1 Mojabilidad

La mojabilidad es la habilidad de la fase de un fluido de mojar o adherirse a una superficie sólida con preferencia ante la presencia de otra fase inmisible. Geológicamente el agua es mojable. En virtud a la variación del contenido mineralógico del medio poroso y a la deposición de compuestos orgánicos procedentes del crudo, habrá zonas de diferente mojabilidad. La condición de mojabilidad en un sistema roca fluido depende de la tensión interfacial.^[2]

En algunos yacimientos, los compuestos polares orgánicos en el crudo reaccionan con la superficie de la roca convirtiéndola en mojable por petróleo. Al agregar químicos como surfactantes, polímeros o inhibidores de corrosión se puede alterar la mojabilidad.^[2]

2.9.2.1.2.2 Drenaje

Según algunas teorías de formación del petróleo, el agua fue lo primero que entró en la formación. Posteriormente, el petróleo migra hacia la formación y se distribuye por el yacimiento, desplazando algo del agua y reduciéndola a una saturación residual. Por ésta razón, cuando se describe un yacimiento, los espacios porosos muestran una saturación de agua connata y una de petróleo inicial. En el caso de que sea el gas el agente desplazante, éste se mueve en el yacimiento y va desplazando el petróleo. En un proceso de drenaje, la fase no mojante aumenta y el fluido de la fase mojante disminuye.^[2]

2.9.2.1.2.3 Imbibición

Llámesese Imbibición al aumento de la fase mojante y la disminución de la la fase no mojante. El desplazamiento del petróleo por agua es un proceso de imbibición. Las curvas de presión capilar y permeabilidades relativas deben hacerse bajo condiciones de imbibición sólo en caso de futuros procesos de Inyección de Agua. El proceso de inyección de Agua es distinto al proceso de inyección de Vapor. El principio de la inyección de agua es aumentar la energía del yacimiento y desplazar al petróleo hacia un pozo productor. La inyección de vapor persigue aumentar la temperatura del petróleo y así disminuir su viscosidad, solo un pequeño porcentaje de la fase inyectada está en fase líquida y su única función es transmisión de calor.^[2]

2.9.2.2 Modelo de Presiones y Producción

Es la rama del modelo dinámico que se encarga de representar adecuadamente todos los cambios (históricos) de presiones y producción que han existido en un yacimiento desde el momento de su descubrimiento hasta la etapa actual de producción, definiendo así su presión inicial, actual y de abandono.^[3]

2.10 Factor de recobro

Es el porcentaje de petróleo o gas recuperables en un yacimiento que en última instancia puede ser retirado mediante técnicas primarias o secundarias.

2.11 Arreglo de pozos

Se entiende por arreglo la disposición de los pozos inyectores y productores con las cuales se va a llevar a cabo el proceso de producción - inyección. Algunos de estos arreglos se pueden apreciar en la *Figura II.11*.

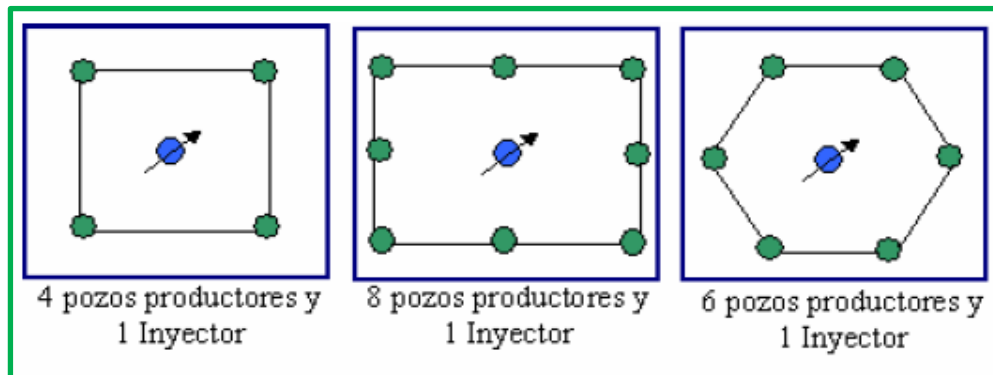


Figura II.11. Arreglo de pozos.

Fuente: Infante O. Tesis, 2007

2.12 Simulación numérica de yacimiento

La simulación numérica ha sido implementada desde el comienzo de la ingeniería de petróleo en los años treinta, pero fue hasta los años 60, cuando el término simulación se hizo común como un método predictivo involucrado con sofisticados programas de computación. Estos programas presentan amplias ventajas, ya que permiten procesar una gran cantidad de variables dentro de ecuaciones de flujo bajo distintas condiciones y en diferentes medios.^[3]

De esta manera se pueden definir los modelos numéricos de simulación, como un conjunto de programas de computación que usan métodos numéricos para obtener una solución aproximada del modelo matemático, representando por:^[2]

- (a) Heterogeneidad del yacimiento.
- (b) Permeabilidad relativa y presión capilar no lineal con respecto a saturaciones.
- (c) Variación no lineal en las propiedades PVT de los fluidos como función de presión.

El yacimiento se visualiza como un conjunto de regiones o bloques que representan volúmenes discretos de una malla en que se ha subdividido el yacimiento, con la cual se logra combinar variables, para representar con mayor exactitud las condiciones del yacimiento con el propósito de predecir el recobro de hidrocarburo bajo diferentes esquemas de explotación. De acuerdo al proceso y al número de componentes a ser modelados, los simuladores de yacimiento pueden ser clasificados en:^[2]

2.12.1 Simuladores de petróleo negro (Black Oil)

Son aquellos que modelan el flujo multifásico en un yacimiento sin considerar la composición de los hidrocarburos. La fase líquida está constituida por agua y petróleo

con gas en solución. La fase gaseosa está compuesta solamente por gas libre. La transferencia de masa de componentes del petróleo de la fase líquida a la fase gaseosa no está tomada en cuenta. Este modelo es frecuentemente utilizado para simular procesos isotérmicos, flujo simultáneo de petróleo, gas y agua debido a fuerzas gravitacionales. Se basa en que los fluidos del yacimiento pueden representarse por medio de sólo tres seudocomponentes (petróleo, gas y agua).^[2]

2.12.2 Simuladores composicionales

Consideran la transferencia de masa entre la fase líquida y la fase gaseosa. La fase de hidrocarburo está representada por un número finito de componentes y los valores de las constantes de equilibrio se usan para representar el comportamiento de la fase. Estos simuladores son utilizados para desarrollar estudios en yacimientos de gas condensado y petróleo volátil.^[2]

2.12.3 Simuladores de recuperación mejorada

Incluyen combustión en sitio, estimulación con vapor, procesos miscibles, inyección de dióxido de carbono (CO₂) e inyección de químicos. Estos simuladores aplican conceptos básicos tanto para modelar un proceso particular de recuperación mejorada.^[2]

2.12.4 Simuladores térmicos

Toman en cuenta tanto el flujo de fluidos como la transferencia de calor y reacción química. Los usos prácticos de estos simuladores se encuentran en simulación y de inyección de vapor de agua, agua caliente y procesos de combustión en sitio.^[2]

2.13 Evaluación Económica

La evaluación de un proyecto de inversión es una técnica decisional que permite determinar si un proyecto debe ejecutarse o debe abandonarse. La evaluación debe realizarse en términos de conveniencia, de tal forma que el proyecto asegure la pertinencia de que resolverá una necesidad o un requerimiento en forma eficiente, segura y rentable. Esto es, se pretende tomar la mejor decisión con respecto a un problema económico, disponiendo de antecedentes y de la información necesarios que permitan asignar en forma racional los factores de la producción a la opción más eficiente y viable frente a una necesidad percibida, de modo que se establezcan las ventajas y desventajas que tiene la asignación de recursos para lograr un objetivo determinado.^[3]

La precisión del flujo de caja es función de la fase del ciclo de vida donde se ubique el proyecto y su metodología de cálculo dependerá del tipo de estimado de costo que corresponda según la clasificación PDVSA, sin embargo, la evaluación económica del proyecto será realizada en base a indicadores económicos, que si bien son iguales en su formulación matemática, su interpretación dependerá si el proyecto genera ingresos o no. Estos indicadores económicos se explican detalladamente a continuación.^[3]

2.13.1 Valor Presente Neto

Por definición, el Valor Presente Neto corresponde al valor actual de los flujos de efectivo neto determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico. Para calcular dicho valor actual del flujo neto, éste se descuenta a una tasa de interés dada (conocida como tasa de descuento). La sumatoria de los flujos de efectivo descontados estructura la propuesta y constituyen a su vez el Valor Presente Neto.^[3]

El método del VPN es muy utilizado por dos razones importantes: la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque toma el valor del dinero en el tiempo a través de la tasa de descuento.^[3]

De los resultados que se obtengan del VPN, se maneja que si éste es menor a cero (0) implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés, si por el contrario el VPN es mayor a cero (0), se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero (0) se dice que el proyecto es indiferente (rinde lo que se le exige). De aquí que la aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice en este procedimiento. De esto podemos decir que el VPN disminuye a medida que aumenta la tasa de interés. En consecuencia, para el mismo proyecto puede presentarse que a una cierta tasa, el VPN puede variar significativamente, hasta el punto de llegar a rechazarlo o aceptarlo según sea el caso.^[3]

2.13.2 Tasa Interna de Retorno

Se define como aquella tasa de descuento (interés) que hace el valor presente neto (VPN) igual a cero, es decir, que iguala el valor presente de los ingresos al valor de los egresos. Desde el punto de vista de la evaluación económica de proyectos corresponde a la tasa que a través del descuento de flujos de efectivo permite recuperar la inversión.^[3]

Al utilizar este indicador en la toma de decisiones, se evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por período con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. En la actualidad, conforme a los lineamientos financieros vigentes para la preparación de los planes a mediano plazo, la tasa de retorno mínima exigida por PDVSA es del 15%, la cual está fijada para este estudio.^[3]

2.13.3 Eficiencia de la Inversión

Conceptualmente corresponde a la rentabilidad que en términos de valor presente se obtiene por cada unidad monetaria invertida. Debe ser utilizado este indicador como información complementaria al VPN. Su uso más importante está dirigido a la jerarquización de proyectos cuando se tienen restricciones de capital para emprender proyectos.^[3]

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la región Centro-Este del país. Abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y el Sur de Trinidad. Está limitada al Norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental, al Sur por el Río Orinoco, al Este se prolonga hasta la Plataforma Deltana y al Oeste la limita el levantamiento de El Baúl.^[3]

Se encuentra subdividida operacionalmente en dos subcuencas: subcuenca de Guárico y subcuenca de Maturín. En ésta cuenca se encuentran importantes yacimientos productores de petróleo, como la denominada área Mayor de Oficina, siendo las principales formaciones productoras, en orden estratigráfico, Merecure, Oficina y Freites. Las acumulaciones más importantes pertenecen a las formaciones del período Terciario especialmente del Oligoceno y del Mioceno.^[3]

Toda la Cuenca Oriental de Venezuela se inclina hacia el Este, de manera que sus partes más profundas se encuentran al Noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos y Terciarios.^[3]

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los Estados Anzoátegui y Monagas entre cadenas montañosas situadas al Norte y el Escudo de Guayana emplazado al Sur. La cuenca actual es asimétrica, con el flanco Norte más tectonizado y con mayor buzamiento, conectado a la zona

plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan con la Cuenca Oriental de Venezuela hacia el Norte ^[2]. Se ilustra el mapa de Venezuela con las principales cuencas en la *Figura III.1*.



Figura III.1. Mapa de las cuencas petrolíferas de Venezuela.

Fuente: González D., 2005.

3.2 Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco alberga la acumulación de hidrocarburos más grande del planeta. Ocupa la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Abarca una zona de 600 km de largo con un promedio de 70 km de ancho, lo cual le da un área aproximada de 420.000 km² en los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro.^[3]

Las formaciones que constituyen estos yacimientos de crudos pesados y extrapesados son arenas no consolidadas, es decir, los granos de arena tiene poca adhesión entre sí

y por lo tanto son bastantes sueltos. Esta condición de poca consolidación hace que los yacimientos en su estado virgen muestren elevada porosidad, encontrándose porosidades de 30% y en algunos casos hasta 38% y 40%; así como también alta permeabilidad.^[3]

Con la explotación de la Faja del Orinoco se descubrieron cuatro acumulaciones gigantescas que yacen en arenas no consolidadas de características sedimentológicas fluvial a deltaico. Estas acumulaciones petrolíferas se encuentran en las áreas de Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y pueden apreciarse en la figura ^[3]. Se puede apreciar los bloques que conforman la faja en la *Figura III.2*.



Figura III.2. Mapa de la Faja Petrolífera del Orinoco y sus 4 divisiones de exploración y producción.

Fuente: Informe de gestión anual de PDVSA, 2013.

En los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco, los contactos agua – petróleo original in situ (CAPOS), en su mayoría se encuentran bien definidos, pero en ocasiones hay areniscas con agua que se encuentran por encima del petróleo pesado, esto por la diferencia de densidad entre los fluidos.^[3]

La Faja Petrolífera del Orinoco, fue descubierta en el año 1936, con la perforación del pozo CANOA-1, el cual produjo crudo de 7 °API, a una tasa de 40 bls/día; pero no fue hasta finales de los años 60 que el estudio sobre la Faja se cuantificó, cuando, a través de PDVSA, se evaluaron técnicas de producción en frío y en caliente.^[3]

Al inicio de la producción de la Faja Petrolífera del Orinoco, se estimó un factor de recobro de 5% sin usar calentamiento para influenciar la viscosidad, lo que no fue rentable económicamente, por lo que la Faja debió esperar para poder ser puesta en producción.^[3]

En la faja, en comparación con otros crudos pesados con densidad similar, razón por la cual, fue posible bombear crudo desde el yacimiento, obteniendo producciones de unos cientos de barriles sin métodos térmicos, pero se necesitaba más volumen de crudo para justificar las grandes inversiones que debían ejecutarse sobre los campos, es por ello que surgió la necesidad de implementar nuevas tecnologías para influenciar mayor producción.^[3]

La primera solución al problema de producción fue aportada por el área de perforación, donde a través de pozos horizontales se obtenía mayores flujos con menor diferencial de presión y una minimización de la producción de arena. Por medio de ésta tecnología se obtuvo recobros semejantes al uso de pozos verticales con inyección de vapor.^[3]

El siguiente paso en el fortalecimiento de la producción, fue la incorporación del bombeo a través del levantamiento con bombas de cavidad progresiva (BCP) y las bombas electro - sumergibles (BES), con las cuales se puede manejar crudos pesados y agua a grandes volúmenes.^[3]

La evolución de pozos horizontales a pozos multilaterales marco el siguiente paso y quizás el más significativo, ya que permitió llegar a varias arenas simultáneamente y junto con los sistemas de levantamiento como BCP y BES, arrojar factores de recobro de un 12% aproximadamente. Con la incorporación de métodos de recuperación térmica como inyección de vapor, inyección de emulsiones químicas o la combustión en sitio, pueden obtenerse factores de recobro superiores a 20% en los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco.^[2]

La Faja Petrolífera del Orinoco como ya se mencionó anteriormente se subdivide en cuatro grandes áreas representativas para la búsqueda y explotación de hidrocarburos, a continuación se detallara un poco de cada una de estas:

3.2.1 Área Boyacá

Se encuentra en la zona más Occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco, ubicada en la parte Centro-Sur del Estado Guárico con una extensión superficial de aproximadamente 23.610 km². Las acumulaciones principales de hidrocarburos se encuentran en las Formaciones Roblecitos-La Pascua y Chaguaramas Basal.

3.2.2 Área Junín

Ubicada al Sur-Este del Estado Guárico y al Sur-Oeste del Estado Anzoátegui. Esta acumulación se encuentra en las arenas basales no consolidadas de la Formación Oficina y es la de mayor extensión territorial de las cuatro acumulaciones de primer orden de la Faja Petrolífera del Orinoco. Existen cuatro sectores que definen la calidad de los sedimentos en Junín: un área prioritaria (área de San Diego), cuyas arenas son altamente petrolíferas y pertenecen a la sección basal de la Formación Oficina; el sector occidental denominado sector de Guárico, que tiene petróleo extrapesado en arenas arcillosas, intercaladas con niveles acuíferos y, finalmente, el Cretáceo que aporta mínimo volumen en el cómputo de reservas ^[3]

3.2.3 Área Ayacucho

El área Ayacucho forma parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Sur del Estado Anzoátegui. Ocupa la parte Centro-Este del Río Orinoco, limita por el Norte con los campos Yopales Sur, Migas, Melones, Adas y Lejos; al Sur con el Río Orinoco, por el Este con el área de Carabobo y al Oeste con el área de Junín. Tiene un

área de 8.700 km² subdividida en 25 cuadrángulos, lo cual representa el 27% del área asignada a PDVSA.

Esta área puede definirse estratigráficamente como una cuña de rocas sedimentarias que se incrementa y buza hacia el Norte, suprayacente al basamento ígneo-metamórfico de edad Precámbrica ^[3]

La estratigrafía presente en la región comprende rocas que van desde el Precámbrico hasta el Reciente y están afectadas por varios períodos de tectonismo que dieron lugar a eventos regionales que al combinarse entre sí, favorecieron la acumulación estratigráfica de petróleo en gran magnitud.

El área está dividida en 25 bloques o cuadrángulos identificados con una letra que va desde la A hasta la Y, la cual representa la inicial del nombre de cada uno. Estos cuadrángulos son: Arecuna (A), Bare (B), Cariña (C), Dobokubi (D), Eñepa (E), Farante (F), Guahibo (G), Huyapari (H), Irapa (I), Japreira (J), Kuripaco (K), Lache (L), Makiritare (M), Ninan (N), Orichicano (O), Piaroa (P), Quiriquire (Q), Rionegrino (R), Sanema (S), Taurepaca (T), Uaica (U), Viakchi (V), Warao (W), Xamatari (X) y Yaruro (Y).

La mayoría de las acumulaciones petrolíferas pertenecientes a esta área se encuentra en la Formación Merecure y en la sección media y basal de la Formación Oficina. La información petrofísica procedente de la evaluación de núcleos, revela similitud de las características de roca a lo largo de toda el Área Ayacucho, presentando una porosidad promedio de 32%, permeabilidad en un rango de 8 a 10 Darcys, saturación de agua connata de 13% y contenido de arcilla de 5%.

3.2.4 Área Carabobo

Ubicada en la zona Centro-Sur del Estado Monagas y Sur-Este del Estado Anzoátegui. Se compone de tres miembros formacionales: Morichal, Jobo y Pílon. Al igual que el resto del área, el recipiente principal es el complejo de arenas deltaicas del Miembro Morichal. Los crudos de Carabobo tienen gravedad de 9° API, son de base nafténica y poseen un alto contenido de azufre y metales ^[3]

3.3 Distrito San Tomé

El Distrito San Tomé está ubicado en el Municipio Freites en la región Centro Sur del estado Anzoátegui, tiene un área aproximada de 8.000 km² comprendiendo la mayor parte del Sur del estado Anzoátegui y se extiende hasta Casma-Soledad en el estado Monagas. Este Distrito está ubicado específicamente en el centro de la Mesa de Guanipa y es responsable del área de Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se puede observar la ubicación geográfica en la *Figura III.3*.

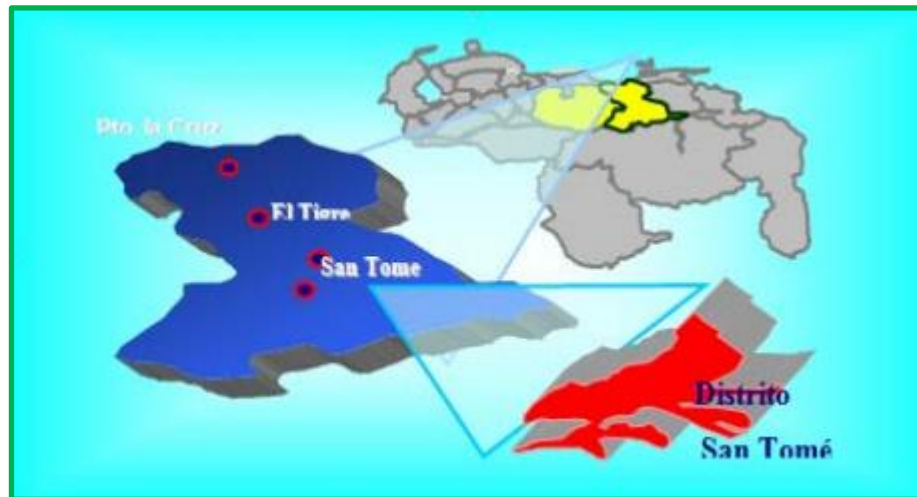


Figura III.3. Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé. Estado Anzoátegui

Fuente: Manuel R. Guzmán M. Tesis, 2010

3.4 Campo Melones

El Campo Melones está ubicado en el Distrito Simón Rodríguez del estado Anzoátegui a 65 km. al Sur-Este de la ciudad de El Tigre. Limita al Sur con el cuadrángulo Cariña, al Este con el cuadrángulo Dobokubi y al oeste con los campos Oleos y Miga cubriendo una extensión de 699 km².^[7]

Geológicamente está situado en el borde del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde la estratificación está determinada por secciones sedimentarias que se adelgazan al Sur, especialmente el Grupo Merecure y Formaciones Oficina y Freites, las cuales se acuñan contra el basamento ígneo-metamórfico, cuya línea de afloramiento va bordeando el Río Orinoco en una dirección aproximadamente Este-Oeste. A la vez este campo está en el borde Norte de la Faja Petrolífera de Orinoco.^[7]

Cuenta con un petróleo original en sitio (POES) de 15 MMBNP y una producción acumulada de 36,98 MMBNP aproximadamente, por lo cual es considerado el de mayor productividad del Área Tradicional, por todo esto existe un mayor interés en esta zona por desarrollar planes de explotación a corto, mediano y largo plazo. Las principales acumulaciones de hidrocarburos de dicho campo están formadas por canales fluvio deltaicos de arenas de las formaciones Oficina, Merecure y Freites, siendo las arenas U, S5 y MU algunas de las que cuentan con las mayores reservas de crudo ^[7]. Se puede apreciar la ubicación geográfica en la *Figura III.4*.



Figura III.4. Ubicación Geográfica del Campo Melones

Fuente: Informe RARC_IAV.MU

3.5 Yacimiento MU MM-416

El yacimiento MU MM-416 inició su fase de explotación a comienzos del año 1958, mediante la perforación de pozos exploratorios, fue a inicio de la década de los años 80 cuando se dio el auge en este yacimiento con la perforación de pozos en forma de macolla con la visión de implantar procesos de recuperación térmica. La arena MU pertenece a la base de la Formación Freites de edad Mioceno Superior. Esta arena suprayace las arenas Lambda que a su vez suprayacen las arenas A de la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a medio.^[7]

El mecanismo de producción principal en el yacimiento MU MM-416 es el desplazamiento por gas en solución y la expansión roca fluido, se manejan viscosidades entre 600 y 5000 cps, con un factor de recobro plan de 10%, actualmente dicho factor de recobro es de 0,25%.

Cabe destacar que esta área como es común en el área tradicional de crudos pesados posee poca información para realizar el estudio integrado de la misma, así como registros muy viejos, realizados con el mínimo avance tecnológico en esa área para aquella época, de allí el carácter imperativo de la adquisición de algunos registros especiales para la verificación de saturaciones de fluidos, así como calidad de cemento. De igual manera realizar toma de muestras de fluidos, que ayuden a fortalecer el modelo termodinámico del área, así como incluir en los análisis de núcleo de los próximos pozos estratigráficos a perforarse en el área, análisis de permeabilidades relativas con variación de temperatura, que permitan contar con información para elaborar un modelo roca-fluido que incluya cambios en los puntos extremos de los diferentes set de permeabilidad relativa con el efecto térmico, y de esta manera reducir todas las posibles incertidumbres que puedan existir en los modelos elaborados.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

Para el desarrollo de la presente evaluación técnica económica se implementó un esquema de investigación. A continuación se presenta un breve organigrama en el cual se reseña la metodología empleada en el proyecto en la *Figura IV.1*:

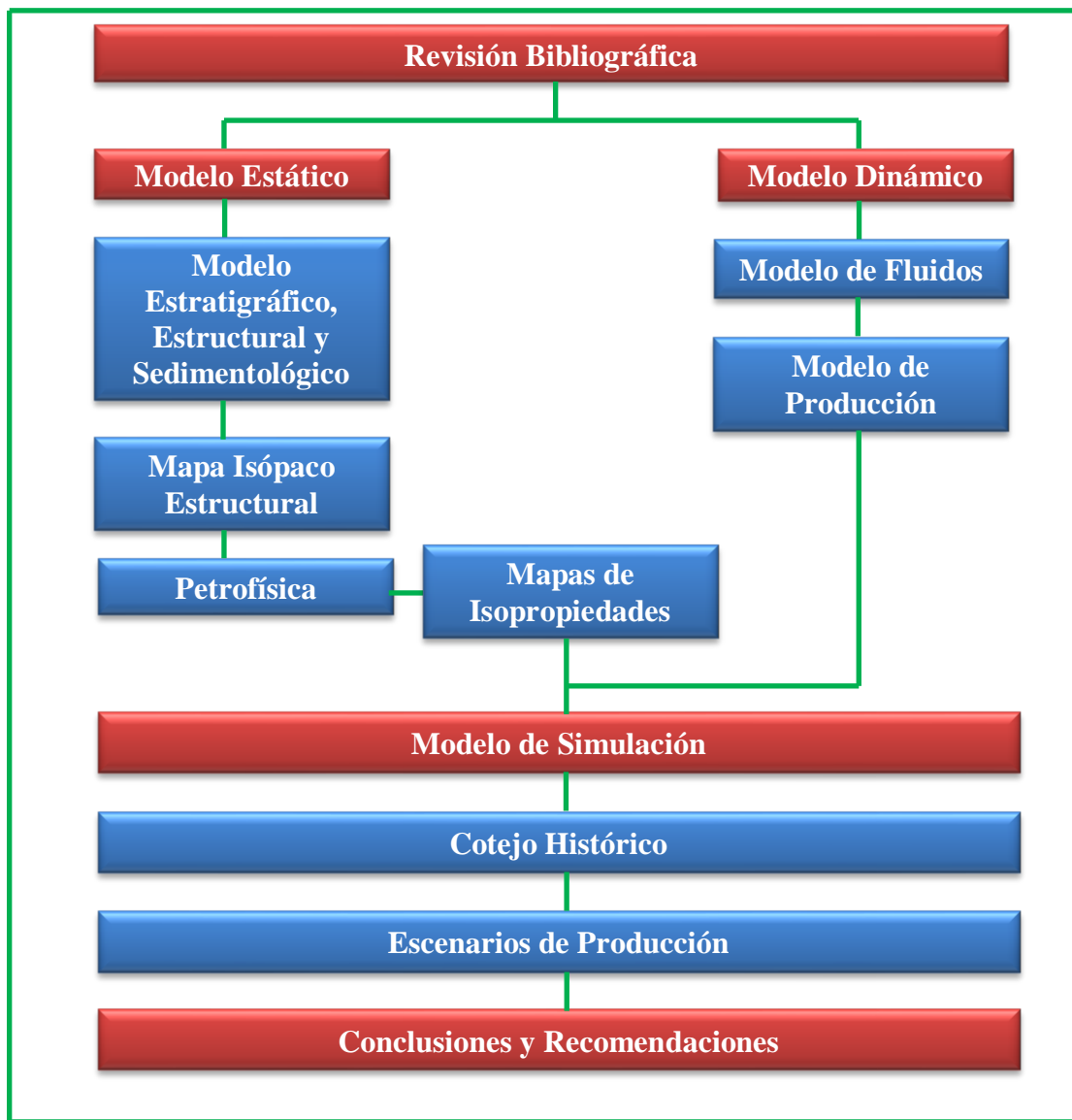


Figura IV.1. Organigrama de la metodología a seguir en la investigación

4.1 Aspectos generales de la investigación

A continuación se reseñan los aspectos necesarios para la ejecución de esta investigación con la finalidad de describir el diseño de la investigación, población y muestra y las técnicas e instrumentos que se utilizaron para la recolección de datos.

4.1.1 Diseño de la investigación

El nivel de la investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un fenómeno u objeto de estudio. Existen varias clasificaciones de investigaciones, según Hurtado (2008) la *Investigación Proyectiva* propone soluciones a una situación determinada a partir de un proceso de indagación. Implica explorar, describir, explicar y proponer alternativas de cambio, mas no necesariamente ejecutar la propuesta. Todas las investigaciones que implican el diseño o creación de algo con base en un proceso investigativo, también entran en esta categoría.

El diseño de investigación hace explícitos los aspectos operativos de la misma. El diseño se refiere a dónde y cuándo se recopila la información, así como la amplitud de la información a recopilar, de modo que se pueda dar respuesta a la pregunta de investigación de la forma más idónea posible ^[20]

Referente a lo dicho anteriormente se puede decir, que la presente investigación es de carácter proyectiva, debido a que en la evaluación realizada en el yacimiento MU MM-416 se está proponiendo escenarios de producción evaluando posibles propuestas.

El diseño se denomina de campo, si la fuente de información se recoge en su ambiente natural, pero si la fuente de información se recoge en un ambiente artificial o creado, se habla de diseño de laboratorio. Por el contrario, si las fuentes no son vivas, sino documentos o restos, el diseño es documental. Esta investigación tiene un

diseño documental, al ser la información extraída a partir de actualizaciones geológicas, registros de pozos, surveys de perforación y correlaciones empíricas.

4.1.2 Población y Muestra

Según Hurtado, (2008) la población es el conjunto de seres que poseen la característica o evento a estudiar y que se enmarcan dentro de los criterios de inclusión que conforman la población. En algunos casos la población es tan grande o inaccesible que no se puede estudiar toda, entonces el investigador tendrá la posibilidad de seleccionar una muestra.

A partir de lo dicho por Hurtado, (2008) se puede inferir que la población en esta investigación es el yacimiento MU MM-416, ya que, es donde se quiere generar un modelo que abarque el mismo y pueda arrojar resultados favorables.

4.1.3 Técnicas e Instrumentos para la recolección de datos

Las técnicas tienen que ver con los procedimientos utilizados para la recolección de los datos. Estas pueden ser de revisión documental, observación, encuesta y técnicas sociométricas, entre otras. Las técnicas de recolección de datos empleadas en esta investigación son del tipo de *observación y revisión documental* ^[20]

Los instrumentos representan la herramienta con la cual se va a recoger, filtrar y codificar la información. Los *instrumentos de registros*, utilizados en esta investigación, fueron la hoja de cálculo Excel y el archivador de documentos Word, que permiten tener un soporte de la información en períodos de tiempo relativamente largos. (Hurtado, 2008).

A continuación se presentan las herramientas utilizadas durante la investigación:

4.1.3.1 Petrel

Es una aplicación integrada para computadoras portátiles con el sistema operativo, que abarca desde la interpretación sísmica hasta la simulación de yacimientos. Todos los procesos de trabajos conducen a un modelo del subsuelo posibilita la toma de mejores y más rápidas decisiones. Petrel ofrece un conjunto de herramientas de geología, incluyendo la selección tradicional de marcadores, correlaciones estratigráficas, y opciones de mapeo con una poderosa caracterización y modelado 3D del yacimiento. En la *Figura IV.2* se aprecia la ventana inicial del programa.

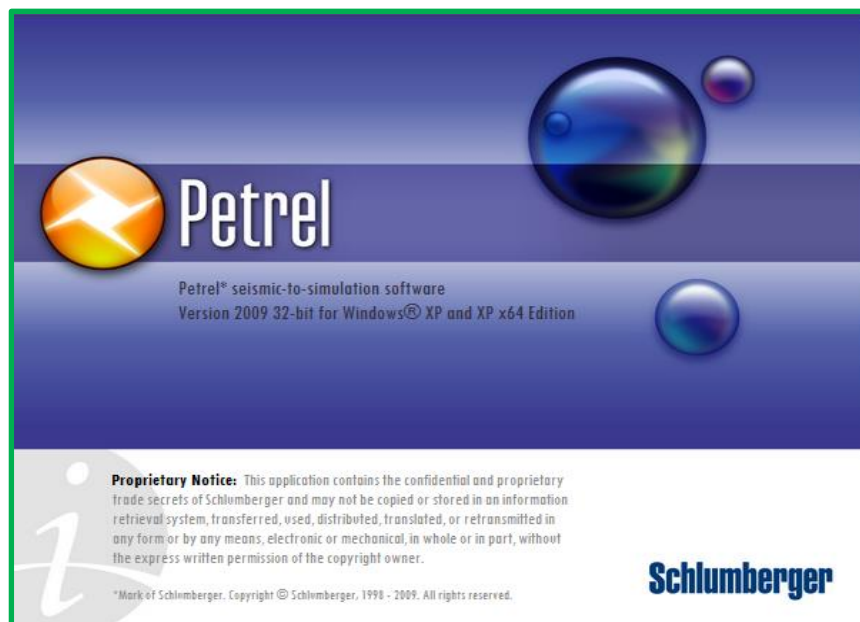


Figura IV.2. Inicio del Programa Petrel 2009

Fuente: Petrel. 2009

4.1.3.2 Interactive Petrophysics (ip)

Es una herramienta muy útil para la generación de la base de datos petrofísica de un área en estudio. Este software calcula parámetros de permeabilidad, saturación de agua, porosidad y volumen de arcilla mediante la generación de crossplot que

permiten visualizar de manera exacta las variaciones y las propiedades petrofísicas del yacimiento.

A través del mismo se puede observar litología y los registros de pozos adaptando las líneas de lutita y arcilla correspondiente para una zona determinada. Tiene opciones de carga masiva de pozos o uno a uno como convenga el caso a realizar. Utiliza las ecuaciones pertinentes ya internas en el programa dependiendo de la formación en estudio y los rangos de temperatura y profundidad. En la *Figura IV.3* se observa la ventana inicial del programa.

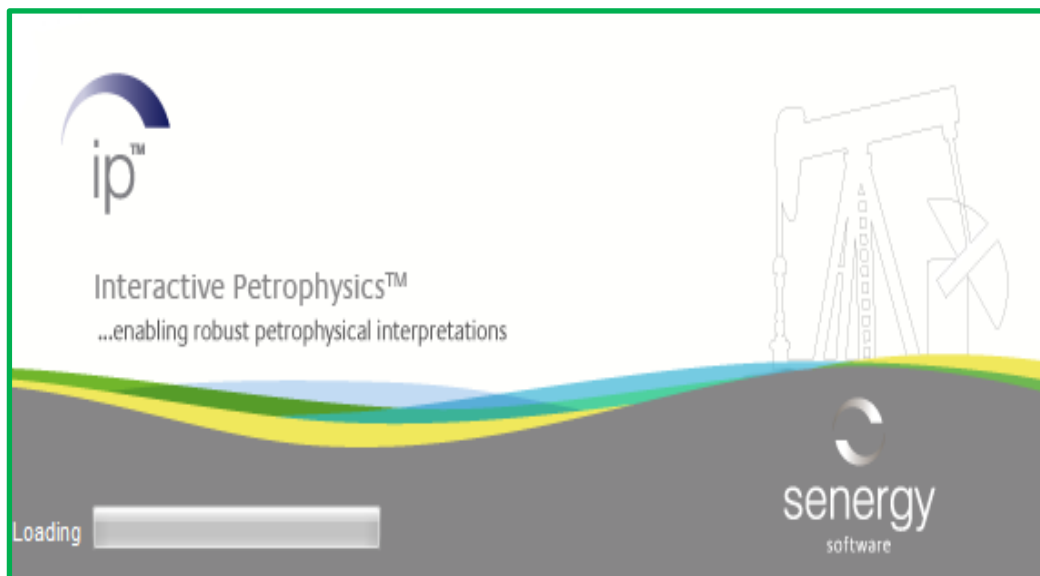


Figura IV.3. Inicio del programa ip.

Fuente: Interactive Petrophysics v4.1.2012

4.1.3.3 Simulador STARS

Es un programa de simulación numérica de yacimientos que fue desarrollado por la empresa Computer Modelling Group (CMG) con sede en Canadá. Es un simulador trifásico de múltiples componentes, de aplicación térmica para combustión “in situ” e inyección de vapor. Los sistemas de mallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o de

profundidad variable/espesor variable. Con cualquiera de estos sistemas de mallado son posibles las configuraciones bidimensionales y tridimensionales.

4.1.3.4 Centinela

Centinela es un programa desarrollado por PDVSA que se encarga de almacenar los eventos históricos de cada pozo. De Centinela se puede extraer los pozos completados en el yacimiento, sus coordenadas de superficie, los trabajos realizados, los estados del pozo y las pruebas que en él han sido realizadas.

4.1.3.5 Oil Field Manager (OFM)

Es un programa desarrollado por la empresa Schlumberger donde pueden administrarse varios campos petrolíferos. PDVSA almacena bases de datos para cada una de sus divisiones. En la *Figura IV.4* se observa la ventana inicial del programa.



Figura IV.4. Inicio del programa OFM

Fuente: OFM. 2009

4.1.3.6 Sigemap Microestation

Es una herramienta de digitalización en la cual se pueden observar las áreas de interés, como yacimientos, fallas, contornos estructurales, contornos isópacos, límites de rocas, límites arbitrarios si existen, contactos agua – petróleo y gas –petróleo, pozos completados e interpretados con sus nomenclaturas, profundidades, lados levantados y deprimidos, entre otros, en el cual también se pueden realizar modificaciones internas a los mapas si los requieren. Con esta herramienta se exportan dichos contornos para realizar cualquier proyecto pertinente que requiera del mapa isópaco estructural.

4.1.3.7 CMOST

Es un software de CMG que trabaja en conjunto con los simuladores de yacimientos de CMG para realizar cinco tareas:

1. Análisis de Sensibilidad
2. Cotejo Histórico
3. Optimización
4. Análisis de Incertidumbre
5. Definición por el usuario

4.1.3.8 Sistema de evaluaciones económicas

El sistema de evaluaciones económicas es el programa de PDVSA utilizado para evaluar la rentabilidad de los proyectos y generar los indicadores económicos de una inversión. Las evaluaciones económicas se realizan para un horizonte de tiempo de 20 años y en este programa se almacenan los valores de los precios y los planes estratégicos de PDVSA.

4.2 Etapas de la investigación

En esta sección del presente trabajo se comienza con la descripción detallada de la metodología o pasos que fueron realizados para cumplir cada uno de los objetivos propuestos en dicha investigación, como se puede observar en la siguiente *Figura IV.5*:

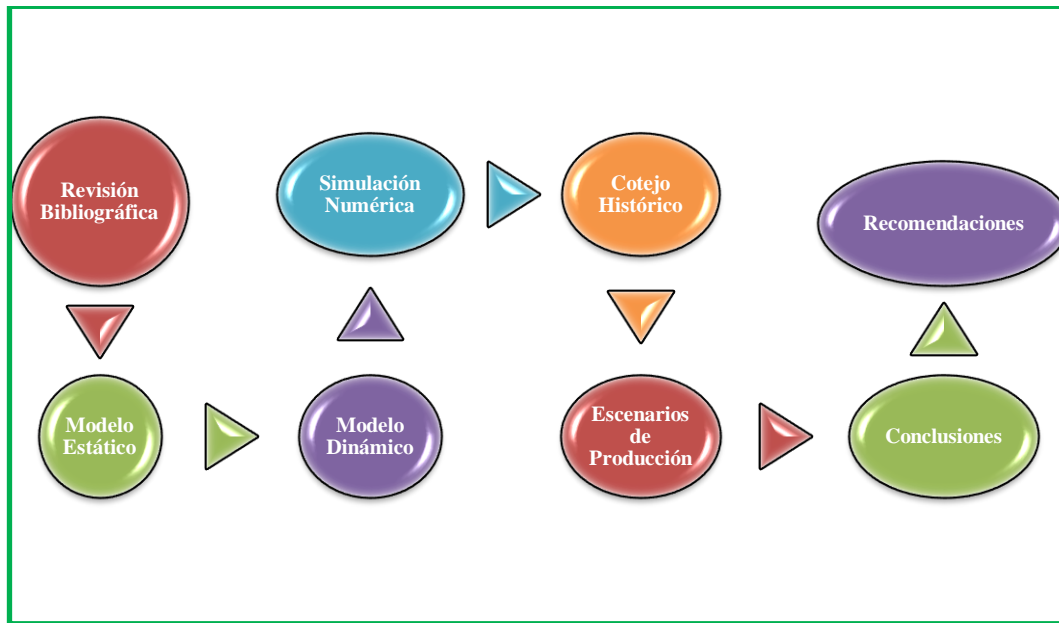


Figura IV.5. Esquema de los pasos seguidos en la investigación.

4.2.1 Revisión bibliográfica

Se realizó una revisión de los datos disponible acerca de la zona, de varios trabajos de grado relacionados con procesos térmicos y a su vez a investigar mediante papers, libros y manuales acerca del tema en desarrollo para así tener idea clara del trabajo que se iba a realizar.

4.2.2 Modelo estático

El modelo estático abarca la estructura física general y original del volumen poroso y el volumen de roca del yacimiento. Para construirlo, fue necesario contar con un mapa estructural e isópaco creado a partir de la correlación de los pozos existentes en el área a través de los registros eléctricos, antes evaluados por la parte encargada de la geología.

A partir de los registros también se realizó la evaluación petrofísica. Con los datos petrofísicos obtenidos a partir de diez (10) pozos seleccionados bien distribuidos en el yacimiento, se extrapoló la distribución petrofísica por todo el yacimiento, generando mapas de isopropiedades.

La estrategia empleada se basó en el análisis de los últimos estudios geológicos realizados en el área, a pesar de que esta área no se le ha referenciado un modelo estático adecuado que abarque todas las propiedades necesarias para una evaluación.

El informe “*Evaluación del proceso de Inyección Alternada de Vapor en el yacimiento MU MM-416 del Campo Melones*” (Atahualpa V. y Matute L. 2009) sirvió como trabajo de apoyo para la construcción del modelo estático de este estudio.

4.2.2.1 Modelo estructural, estratigráfico y sedimentológico

Para definir cada uno de estos modelos que conforman la parte estática del yacimiento, se comenzó a reunir los registros de pozos que estaban disponibles tanto en digital como en físico para verificar la continuidad de las curvas.

Se generó al realizar la correlación mediante el programa Petrel, que ayudo de forma digital a marcar cada tope y base de la arena en estudio y además se correlaciono la arena inferior a la estudiada, es decir, la arena MU se

encuentra en la formación Freites e inferior a ella se encuentra la arena Lambda que es la base de dicha formación y el tope de la formación Oficina.

En la *Figura IV.6* se puede observar un ejemplo de la correlación que se realizó para los pozos en esta arena, tomados en cuenta pozos completados e interpretados, de 240 pozos se tomaron en cuenta 202 pozos correlacionados que tenían registros de Resistividad (RD), Potencial Espontaneo (SP), Gamma Ray (GR) y Densidad/Neutrón.

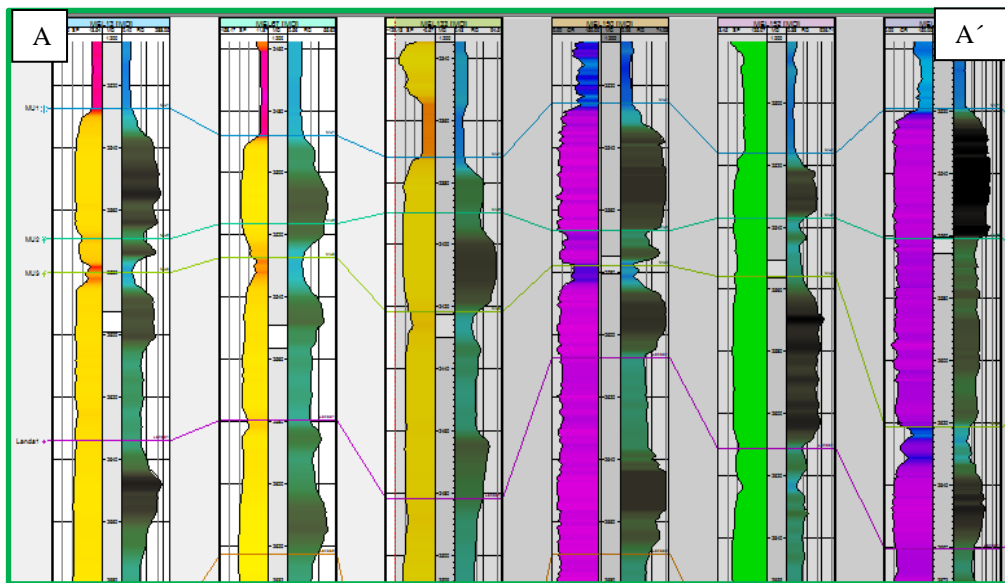


Figura IV.6. Correlación de la Arena MU y Lambda, a través de Petrel 2009.

Escala 1:200

La columna estratigráfica en el área donde se ubica el Campo Dobokubi ha sido determinada mediante la interpretación de registros de 26 pozos, así como el análisis del núcleo en el pozo MEL 124 del Campo Melones ubicado al Oeste.^[7]

La Formación Merecure de edad Oligoceno ha sido identificada como la más profunda y descansa discordante sobre basamento. Esta formación está constituida por una secuencia de areniscas masivas, típicas de ambiente fluvial, fundamentalmente originadas por superposición de canales entrelazados, separadas

por alternancias de lutitas de extensión variable. Suprayacente se encuentra la Formación Oficina de edad Mioceno medio a inferior, la cual está constituida básicamente por una alternancia de areniscas y lutitas con algunas intercalaciones de lignito, formando depósitos fluvio deltaicos, los cuales conjuntamente con los depósitos de la Formación Merecure contienen la mayoría de los yacimientos de hidrocarburo comerciales del Área Mayor de Oficina. [7]

A continuación se ubica la Formación Freites de edad Mioceno Superior a Plioceno Inferior, caracterizada por una sección de lutitas producto de una gran transgresión marina. Suprayacente a la Formación Freites se ubica la Formación Las Piedras de edad Plioceno, caracterizada por un ambiente fluvio deltáico y finalmente se encuentra la Formación Mesa de edad Pleistoceno. (Atahualpa V. y Matute L. 2009). En la Figura IV.7 se observa la columna estratigráfica.

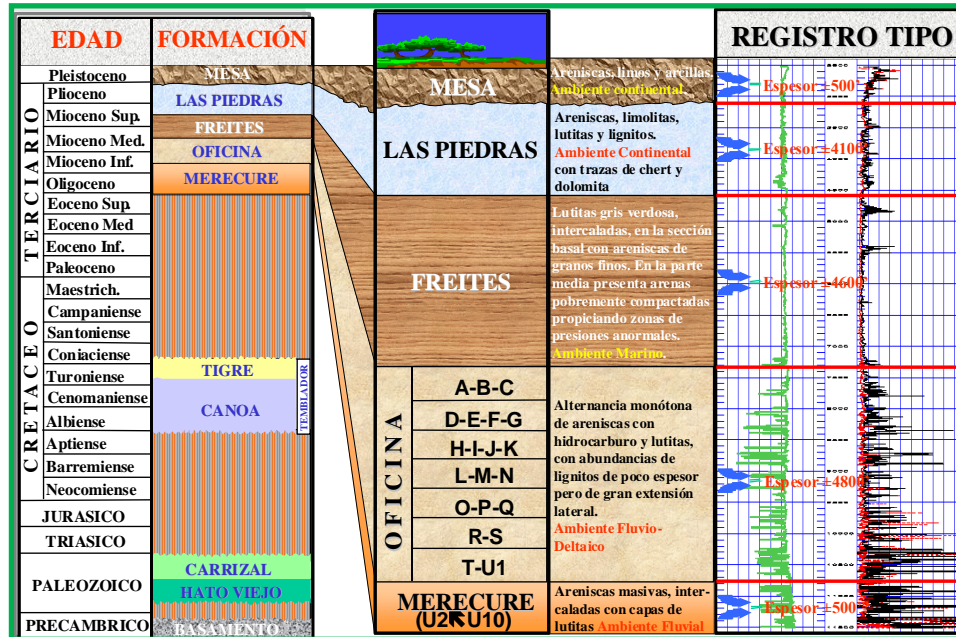


Figura IV.7. Columna Estratigráfica del área mayor de Oficina.

Fuente: Informe RARC_IIV (Atahualpa V. y Matute L. 2009).

Estudiada la columna estratigráfica correspondiente y analizado el informe antes citado, se generó el modelo estratigráfico y estructural para la arena en estudio. Dichas secciones se tomaron en el sentido de la sedimentación, Suroeste – Noreste en dos (02) zonas específicas del yacimiento donde involucrara a los pozos completados en dicha arena. Estas zonas se muestran en la *Figura IV.8* y *Figura IV.9* a continuación:

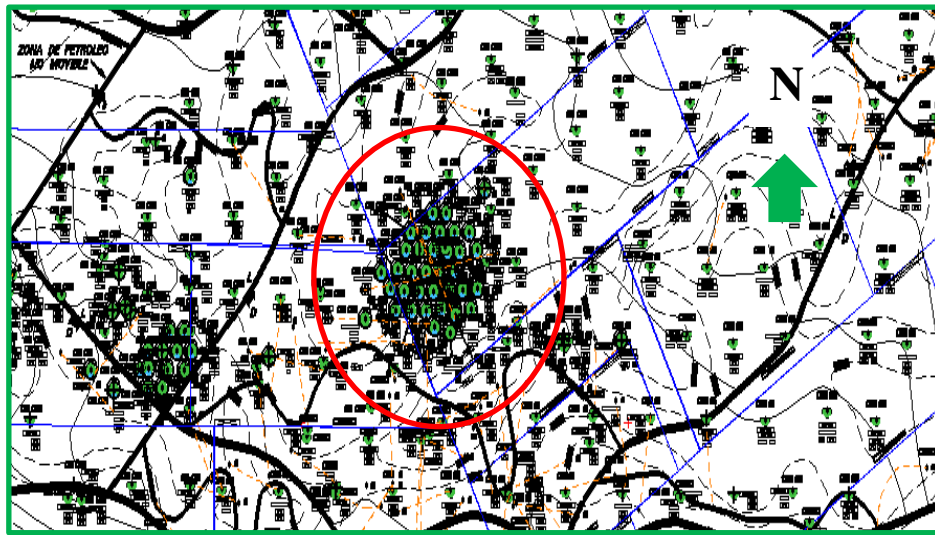


Figura IV.8. Zona Central del yacimiento MU MM-416.

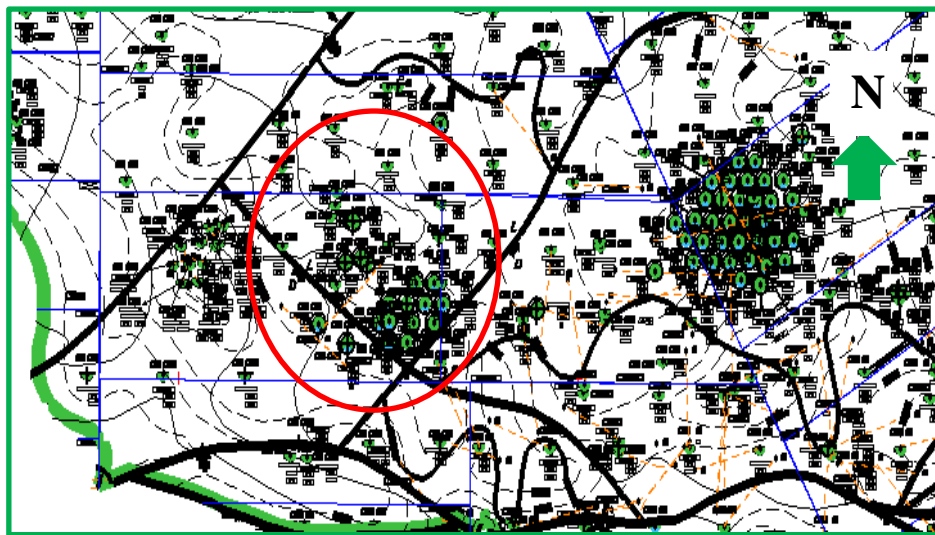


Figura IV.9. Zona Oeste del yacimiento MU MM-416.

Según Atahualpa V. y Matute L. 2009. en su informe “*Evaluación del proceso de Inyección Alternativa de Vapor en el yacimiento MU MM-416 del Campo Melones*” en cuanto a la sedimentología de la arena MU, esta arena suprayace las arenas Lambda que a su vez suprayacen las arenas A de la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a medio.

La elaboración del mapa de electrofacies y de las secciones de detalle de la arena integrada MU, ubicada en la parte inferior de la Formación Freites, permitió la identificación de cuerpos fluvio-deltáico y coalescentes de buen espesor ubicados en el centro del área de estudio y hacia la parte Oeste, que suprayacen sobre barras de desembocadura preexistentes. En algunas zonas las tres arenas del nivel MU coalescen con los niveles Lambda de la Formación Freites y A de la Formación Oficina. (Atahualpa V. y Matute L 2009)

La definición de facies y de ambientes de sedimentación del núcleo del pozo MEL-124 y su correlación con la electrofacies de los otros pozos muestran que las arenas MU corresponden a un sistema de canales distributarios que progradan sobre barras del frente deltáico (Atahualpa V. y Matute L.2009).

4.2.2.2 Mapa isópaco estructural

Los mapas estructurales son una proyección del plano horizontal del tope o la base de la arena o nivel estratigráfico de interés, están conformados por los contornos o curvas estructurales y las trazas de las fallas; informan sobre la orientación de los estratos cartografiados (rumbo), la inclinación y magnitud del estrato con respecto al plano horizontal (buzamiento), la morfología de la estructura (pliegue, anticlinales, homoclinales), el desplazamiento y el tipo de falla.

El mapa isópaco indica los espesores de arena neta de la formación por medio de contornos de espesor determinados mediante la diferencia entre el tope y la base de la arena empleando las curvas de correlación.

Para el estudio se contó inicialmente con un mapa isópaco estructural el cual contaba con barreras de permeabilidad, lo cual se validó y se corroboró con la ayuda de un geólogo del área de pesado del distrito San Tomé y se produjo a la actualización de dicho mapa isópaco estructural, el cual varió poco en su forma y estructura pero si se notó la variación en la cantidad de pozos que pertenecen actualmente al yacimiento MU MM-416, ya que, estas barreras de permeabilidad no existen para el Ministerio de Energía y Petróleo. Se cuenta con un total de 380 pozos distribuidos en el área.

4.2.2.3 Modelo petrofísico

La caracterización petrofísica se realizó a un total de diez (10) pozos bien distribuidos en todo el espacio areal del yacimiento, con las curvas de Densidad/Neutrón, Rayos Gamma, Potencial Espontáneo y Resistividad, tomando en cuenta el pozo MEL-124 que posee núcleo, lo que permitió realizarle la evaluación petrofísica mediante modelos empíricos establecidos para cada propiedad, dicha distribución de los pozos se muestra en la *Figura IV.10*.

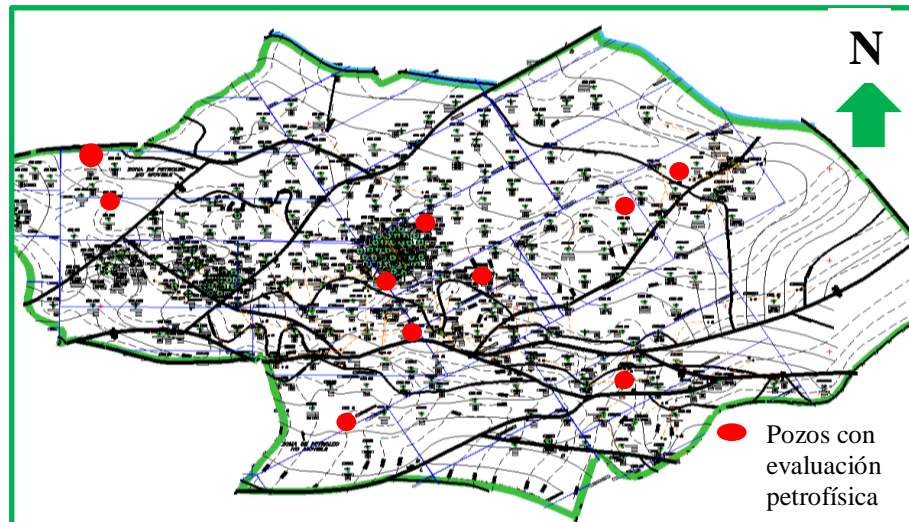
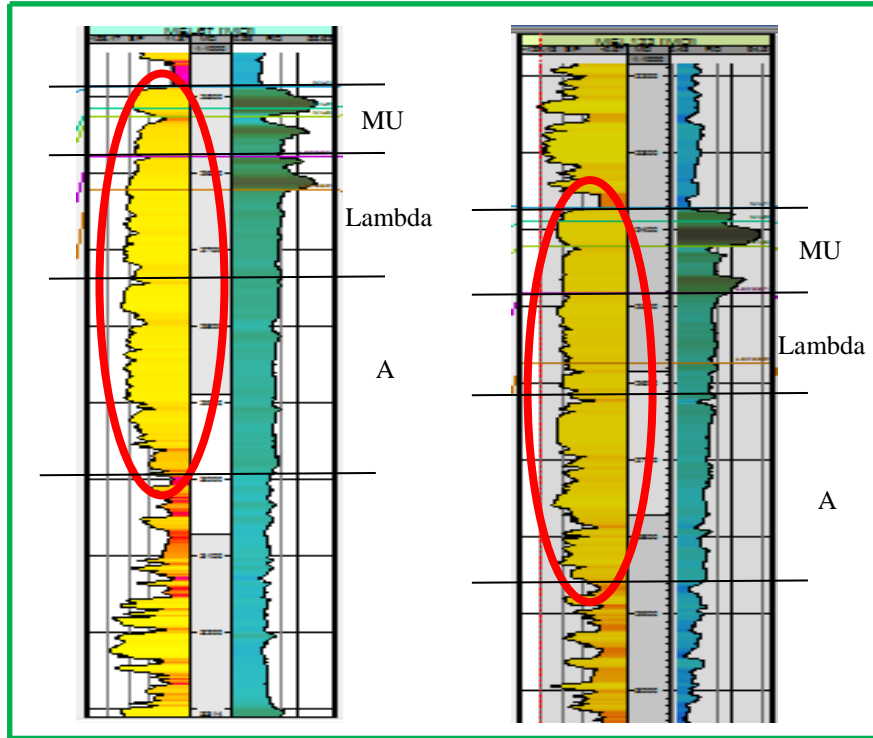


Figura IV.10. Localización de los pozos que se utilizaron para la evaluación petrofísica.

Cabe destacar que para realizar este modelo se tomó en cuenta toda la continuidad del lente de arena que se observa en todos los pozos del Campo Melones, a partir de la arena MU hasta la base de la arena A perteneciente a la formación Oficina, debido a que es una arena muy pronunciada y continua que obtiene las mismas propiedades petrofísica en todo su espesor. Como referencia se tomó en cuenta en el inicio de una lutita representativa y al final de otro lutita representativa como se muestra en la *Figura IV.11*:



**Figura IV.11. Registro del pozo MEL-67 y MEL-133 en Petrel 2009.
Escala 1:1000**

4.2.2.3.1 Cálculo de porosidad

Para la determinación de la porosidad se utilizó el método de Densidad/Neutrón, a partir de la *ecuación 4.1* y *ecuación 4.2*:

$$\phi = \phi_{NM} + (V_{Nsh} - \phi_{NM}) * V_{sh} + (1 - \phi_{NM}) * \phi_{EF}$$

Ecuación 4.1

$$\phi_{EF} = \frac{\rho_M * (1 - V_{sh}) + (\rho_{sh} * V_{sh}) - \rho_{leida}}{\rho_M - \rho_{fluido}}$$

Ecuación 4.2

dónde:

Ø: Porosidad	adim
Ø _{NM} : Porosidad de la matriz	adim
Ø _{sh} : Porosidad de la arcilla	adim
V _{sh} : Volumen de arcillosidad	adim
Ø _{EF} : Porosidad efectiva	adim
ρ _M : Densidad de la matriz	gr/cc
ρ _{sh} : Densidad de arcilla	gr/cc
ρ _{leida} : Densidad leída en la zona a evaluar	gr/cc
ρ _{fluido} : Densidad del fluido	gr/cc

4.2.2.3.2 Cálculo de volumen de arcilla

De igual manera para determinar el volumen de arcilla se trabajó con el método de Larinov para rocas terciarias como se describe en la ecuación 4.3 y ecuación 4.4:

$$V_{sh} = 0.083 * (2^{3.7 * I_{sh}} - 1)$$

Ecuación 4.3

$$I_{sh} = \frac{(Gr_{leido} - Gr_{arena})}{(Gr_{sh} - Gr_{arena})}$$

Ecuación 4.4

dónde:

V _{sh} : Volumen de arcillosidad	adim
I _{sh} : Índice de arcillosidad	adim
Gr _{leido} : Valor de Gamma Ray leído en la zona a evaluar	° API
Gr _{sh} : Valor de Gamma Ray de la arcilla	° API
Gr _{arena} : Valor de Gamma Ray de la arena	° API

4.2.2.3.3 Cálculo de saturación de agua

Para este parámetro se usó la *ecuación 4.5* de Simandoux Modificada descrita a continuación:

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{a * R_w}{\phi_{EF}^m * R_t}\right) + \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi_{EF}^m * R_{sh}}\right)^2 - \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi_{EF}^m * R_{sh}}\right)}$$

Ecuación 4.5

dónde:

S_w : Saturación de agua	ohm*m
n: Exponente de saturación	adim
a: Factor de Tortuosidad	adim
R_w : Resistividad del agua de formación	ohm*m
ϕ_{EF} : Porosidad efectiva	adim
m: Exponente de cementación	adim
R_t : Resistividad de la formación	ohm*m
V_{sh} : Volumen de arcillosidad	adim
R_{sh} : Resistividad de la arcilla	ohm*m

Cabe destacar que se emplearon los siguientes valores para los parámetros de a, n y m que se ajustaban a la Formación Freites como se muestra en la *tabla 4.1*, con un $R_w = 0,109$ ohm*m a una Temperatura de 140 °F.

4.2.2.3.5 Cálculo de promedios ponderados

(a) Volumen de Arcilla

$$V_{sh} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} (V_{shi} * A_{ni})}{\sum_{i=1}^{i=n} A_{ni}}$$

Ecuación 4.7

dónde:

V_{sh}: Volumen de arcilla promedio adimV_{shi}: Volumen de arcilla por pozo adimA_{ni}: Arena neta petrolífera por pozo pie

(b) Porosidad

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} (\phi_i * A_{ni})}{\sum_{i=1}^{i=n} A_{ni}}$$

Ecuación 4.8

dónde:

Ø: Porosidad promedio del yacimiento adim

Ø_i: Porosidad por pozo adimA_{ni}: Arena neta petrolífera por pozo pie

(c) Saturación de Agua

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} (S_{wi} * A_{ni})}{\sum_{i=1}^{i=n} A_{ni}}$$

Ecuación 4.9

dónde:

S_{wi} : Saturación promedio del yacimiento	adim
S_w : Saturación de agua por pozo	adim
A_{ni} : Arena neta petrolífera por pozo	pie

(d) Permeabilidad

$$K = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} (K_i * A_{ni})}{\sum_{i=1}^{i=n} A_{ni}}$$

Ecuación 4.10

dónde:

K: Permeabilidad promedio del yacimiento	mD
K_i : Permeabilidad por pozo	mD
A_{ni} : Arena neta petrolífera por pozo	pie

4.2.2.4 Mapas de isopropiedades

Un mapa de isopropiedad es un mapa que representa la distribución de valores petrofísicos a través de todo el yacimiento, en un plano horizontal. Este permite visualizar las tendencias petrofísicas y apreciar las zonas de mejor interés.

Para crear un modelo de simulación numérica completo de un yacimiento, fue necesario establecer un valor petrofísico en cada nodo, y esto se alcanzó interpolando valores a partir de los mapas de isopropiedades.

Se crearon mapas de contornos en la herramienta OFM. A partir de un proyecto (base de datos) que almacenaba los contornos estructurales e isópacos y los valores petrofísicos de los diez (10) pozos evaluados en todo el yacimiento. Se generaron

mapas de contorno para saturación de agua, volumen de arcilla, porosidad y permeabilidad.

La elaboración de mapas de contornos requirió de técnicas de interpolación para generar las curvas o contornos en el mapa a partir de cierta cantidad de puntos. Se seleccionó la técnica del “*Valor más cercano*”, la cual utiliza el método de la distancia inversa para generar las curvas al promediar los valores de cada punto de control en toda el área.

4.2.3 Modelo dinámico

El modelo dinámico englobó el comportamiento PVT de los fluidos del yacimiento, las curvas de permeabilidad relativa que representan el comportamiento de interacción roca-fluido y la producción a lo largo del tiempo de vida útil de cada pozo. En otras palabras, se involucraron las variables que evidencian cambios en el yacimiento a través del tiempo.

4.2.3.1 Modelo de fluidos

Este modelo abarca el análisis de pruebas PVT para el yacimiento en estudio y la continuidad y el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa pertinentes para dicha evaluación.

4.2.3.1.1 PVT

El yacimiento MU MM-416 presenta análisis de fluidos o pruebas PVT las cuales fueron suministradas por la gerencia de estudios integrados del distrito San Tomé, contándose hasta la actualidad con tres (03) pruebas para los pozos MEL-150 en el año 2000, MM-437 en el año 1979 y MM-519 en el año 1980.

4.2.3.1.1.1 Validación de pruebas PVT

En el proceso de validación de los datos reportados en los análisis PVT se debe hacer una revisión de la representatividad de la muestra de fluido. Para inferir que un análisis PVT es representativo la temperatura a la cual se realiza la prueba debe ser igual a la temperatura del yacimiento, la presión de burbuja en la prueba debe ser menor o igual a la presión de yacimiento, de igual forma el pozo debe estar produciendo de forma estabilizada. Por último, la solubilidad inicial (Rsi) experimental debe ser igual o con un margen de diferencia no mayor al 10%, al ser comparado con el RGP de producción en la etapa subsaturada del yacimiento. De manera adicional, en este estudio, se compararan los valores de °API

Para verificar la consistencia de los mismos se tomaron en cuenta los siguientes métodos a evaluar:

(a) Prueba de densidad

En esta prueba simple se compara que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbuja durante la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos obtenidos a las condiciones de separación. Esta prueba se considera consistente cuando la diferencia de ambos valores obtenidos no exceda de un 5%. La Ecuación 4.11 muestra como se obtiene la densidad de petróleo calculada.

$$\rho_{o\text{calculada}} = \frac{350 * \left(\frac{\gamma_o}{\beta_{ob}}\right) + 0.076327 * \frac{(\gamma_g * R_{s\text{separador}}) + (\gamma_g * R_{s\text{tanque}})}{\beta_{ob}}}{158980} * 450$$

Ecuación 4.11

dónde:

$\rho_{o\text{calculada}}$: Densidad del petróleo Calculada a condiciones de separación gr/cc.

B_{ob} : Factor Volumétrico en el punto de Burbuja	BY/BN
γ_o : Gravedad específica del petróleo	adm
γ_g : Gravedad específica del gas	adm
$R_{s\text{separador}}$: Solubilidad del gas a condiciones de separador	PCN/BN
$R_{s\text{tanque}}$: Solubilidad del gas a condiciones de tanque	PCN/BN

(b) Prueba de Desigualdad

En esta prueba se debe cumplir que la derivada del factor volumétrico con respecto a la presión debe ser menor al producto del factor volumétrico del gas y la derivada del R_s con respecto a la presión. En resumen, se debe cumplir la siguiente relación descrita por la *Ecuación 4.12*:

$$\frac{\Delta\beta_o}{\Delta P} < \beta_g * \left(\frac{\Delta R_s}{\Delta P}\right)$$

Ecuación 4.12

dónde:

$\frac{\Delta\beta_o}{\Delta P}$: Derivada del Factor Volumétrico con respecto a la presión adm

$\frac{\Delta R_s}{\Delta P}$: Derivada de la solubilidad del gas con respecto a la presión adm

B_g : Factor Volumétrico del gas PCY/PCN

B_o : Factor Volumétrico del petróleo BY/BN

(c) Prueba de Balance Molar

Esta prueba consiste en calcular valores de solubilidad del gas (R_s) en cada etapa de agotamiento de presión (haciendo un balance de materiales) y compararlo con la R_s obtenida experimentalmente. La diferencia entre ambos valores no debe exceder de un 5%.

Tabla 4.2. Valores de Permeabilidad Relativa Agua/Petróleo.

Fuente: Gerencia de Planes y Explotación. Distrito San Tomé.

Saturación de Agua, fracción Vp	Relación de Permeabilidad Relativa Agua/Petróleo	Permeabilidad Relativa al Agua, fracción	Permeabilidad Relativa al Petróleo, fracción
0.232	0.0000	0.0000	1.000
0.336	0.0387	0.0187	0.484
0.394	0.122	0.0350	0.286
0.440	0.283	0.0541	0.191
0.480	0.606	0.0761	0.126
0.513	1.04	0.0989	0.0951
0.538	1.65	0.119	0.0722
0.558	2.44	0.138	0.0564
0.593	5.30	0.175	0.0330
0.621	11.5	0.210	0.0182
0.644	25.7	0.242	0.0094
0.663	64.5	0.271	0.0042
0.695	---	0.326	---

Tabla 4.3. Valores de Permeabilidad Relativa Gas/Petróleo.

Fuente: Gerencia de Planes y Explotación. Distrito San Tomé.

Saturación de Gas, fracción de espacio poroso	Relación de Permeabilidad Gas/Petróleo	Permeabilidad Relativa al Gas, fracción	Permeabilidad Relativa al Petróleo, fracción
0.000	0.0000	0.0000	1.000
0.077	0.0583	0.0388	0.666
0.102	0.107	0.0573	0.538
0.127	0.185	0.0782	0.423
0.164	0.393	0.112	0.286
0.193	0.687	0.141	0.206
0.223	1.20	0.173	0.144
0.276	3.15	0.235	0.0744
0.308	5.64	0.274	0.0486
0.336	9.50	0.310	0.0326
0.363	16.0	0.346	0.0215
0.395	31.7	0.390	0.0123
0.427	72.5	0.435	0.0060
0.430	---	0.429	0.000

Para chequear la consistencia de los datos se tienen las siguientes reglas:

- S_{gmax} no debe ser mayor que $(1 - S_{wi})$
- S_{gc} no debe ser mayor que $(1 - S_{wmax})$, (usualmente S_{gc} es cero)
- S_{omax} debe ser igual a $(1 - S_{wi})$
- $K_{row} @ S_{omax}$ debe ser igual a $K_{rog} @ S_{omax}$
- $K_{rw} @ S_w = 0$, debe ser cero
- $K_{rg} @ S_g = 0$, debe ser cero
- $K_{row} @ S_o = 0$, debe ser cero
- $K_{rog} @ S_o = 0$, debe ser cero

4.2.3.2 Modelo de producción

El histórico de producción del yacimiento MU MM-416 se realizó recolectando la información de las aplicaciones Centinela y OFM, en esta etapa se revisó la producción de cada pozo completado en el yacimiento estudiado y se realizó un formato comparando la información de cada herramienta (OFM y centinela), de manera de validar dichos datos de producción.

El formato se realizó en una hoja de cálculo del programa Excel y contiene la información de producción diaria, mensual y acumulada, además del porcentaje de agua y sedimentos de los tres fluidos (petróleo, gas y agua) y además se realizó para cada pozo una gráfica de producción con todos los datos contenidos en el formato vs el tiempo, es decir, un gráfico de producción diaria, mensual y acumulada de los tres fluidos, además de la gráfica del corte de agua y sedimentos.

4.2.4 Modelo de simulación

Para construir un modelo de simulación en Builder, se seleccionó STARS como programa de simulación numérica, se ingresó la fecha de inicio de la simulación, la cual corresponde al inicio de producción del primer pozo en el yacimiento, las

respectivas unidades de campo y el tipo de porosidad. En la *Figura IV.12* se aprecia la ventana inicial de condiciones de la simulación de Builder.

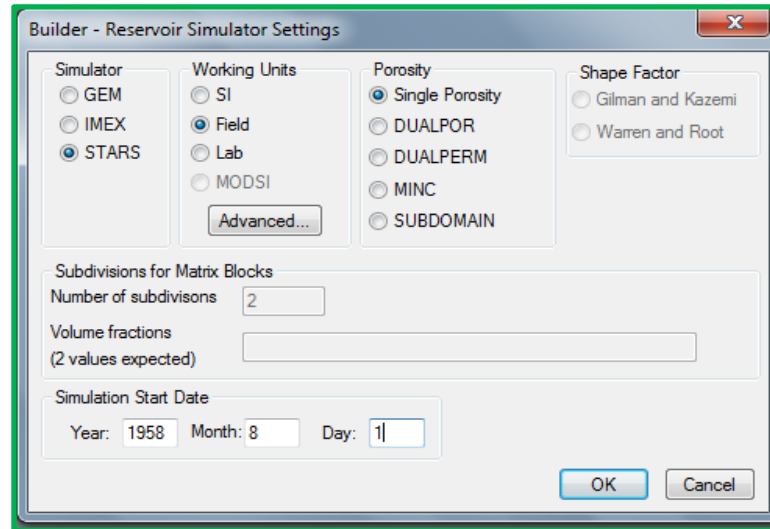


Figura IV.12. Ventana Inicial de Builder 2007

Para crear una malla cartesiana, se definió una unidad geológica para la arena MU yacimiento MM-416, a partir de un mapa de tope y otro de espesor. El mapa tope se creó de los contornos estructurales extraídos de Map View, y el mapa de espesor se creó de los contornos isópacos. Estos mapas se ingresaron en formato Atlas Boundary (*extensión .bna*) y las unidades de profundidad para las coordenadas en x, y fueron en metros y z en pies. Es indispensable tener en cuenta que Builder trabaja con puntos para expresar decimales y comas para expresar miles.

Se estableció el origen en X y en Y, la dimensión y el número de divisiones (nodos) en la grilla, cuidando que los límites del yacimiento se encontrasen dentro de ella. Finalmente se generó una grilla en 3D definiendo 5 capas en dirección Z. Para definir un volumen de yacimiento, se activaron como bloques nulos los bloques que se encontraban fuera de los límites del yacimiento. Un bloque nulo es un bloque inactivo de la grilla donde no se realizaron cálculos matemáticos durante la simulación.

4.2.4.1 Mapas de contornos en formato Atlas Boundary

Para esta investigación se utilizó el formato Atlas Boundary, fue necesario crear un archivo de contorno en formato Atlas Boundary para el mapa isópaco, estructural y para cada archivo de contorno de isopropiedad extraído de OFM.

El archivo Atlas Boundary, cuya extensión es *.bna*, almacena información especial que contiene polígonos, polilíneas y puntos. Las entradas para el mapa se identifican a través de IDs primario y secundario. No se requiere información de las unidades del mapa. El formato general de un archivo Atlas Boundary se puede observar en la siguiente figura, dicho formato se encuentra en la pestaña HELP del programa como se muestra en la *Figura IV.13*:

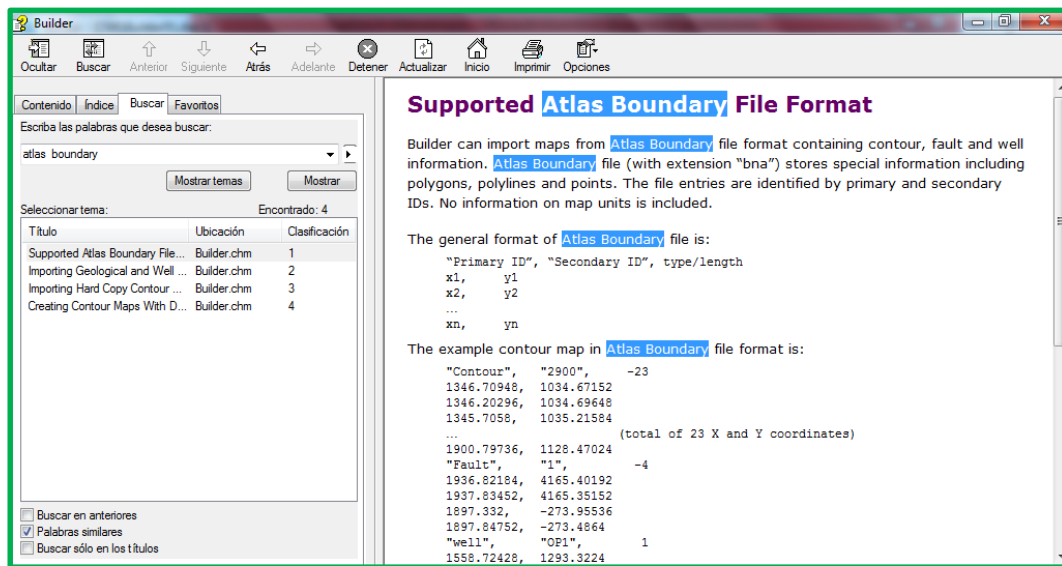


Figura IV.13. Formato Atlas Boundary (.bna)

Los ID primarios y secundarios son cadenas de texto. Las comillas alrededor de cada cadena de texto son requeridas si el texto contiene espacios o signos delimitantes. En Builder los ID primarios deben ser:

“Contour” o solo la primera letra “C” para objetos de contornos.

“Fault” o solo la primera letra “F” para objetos de fallas.

“Well” o solo la primera letra “W” para pozos.

Los ID de Builder no son sensibles a las mayúsculas. El ID tipo/tamaño es una variable que identifica el tipo de objeto y el número de pares de coordenadas X, Y posee:

1 punto

>2 polígono

<-1 polilínea

Cada coordenada puede ser una cifra con o sin decimal. Cada par debe ir en una línea.

4.2.4.2 Asignación de las propiedades petrofísicas

A cada uno de los bloques activos de la unidad geológica MU MM-416 se le asignaron valores petrofísicos. Builder calcula un valor para cada bloque de la malla interpolando a partir del mapa de contorno de isopropiedad. Los mapas de contornos de isopropiedades se importaron al simulador en formato Atlas Boundary (*extensión .bna*) para especificar cada propiedad. Es preciso mencionar que estos mapas de isopropiedades se exportan de OFM en un formato tipo *.ano*.

En la *Figura IV.14* se puede observar el comando con el cual Builder realiza la interpolación de los mapas.

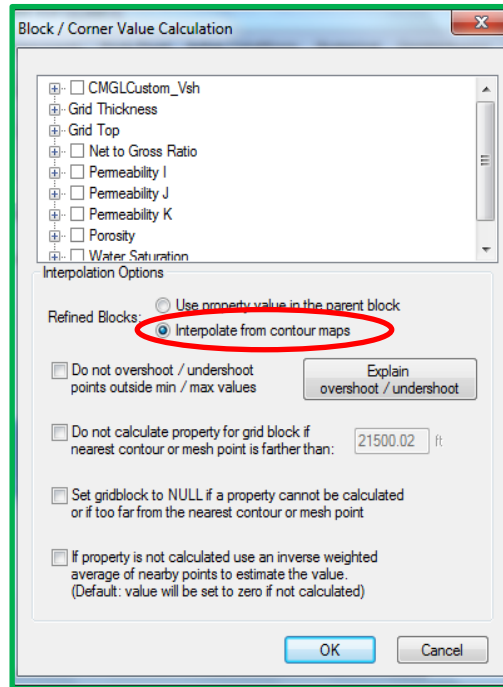


Figura IV.14. Opción de Builder de interpolar propiedades a partir de mapas de contornos.

Se especificaron valores de saturación de agua inicial, volumen de arcilla, porosidad y permeabilidad para cada nodo. Builder no contempla la propiedad petrofísica de volumen de arcilla dentro de sus propiedades, sin embargo, tiene una propiedad llamada “Net to Gross Ratio” o “Relación Neto/Bruto” para las arenas.

Se creó una propiedad personal, o “Custom Property”, llamada “CMGLCustom_Vsh” y se le interpolaron sus valores para cada bloque a partir del mapa de contorno de volumen de arcilla. Luego, se creó una fórmula personal llamada “Vsh”, definida por la resta de “1- CMGLCustom_Vsh”. Finalmente, se expresó la propiedad Net to Gross Ratio con la fórmula Vsh como se muestra en la *Figura IV.15*.

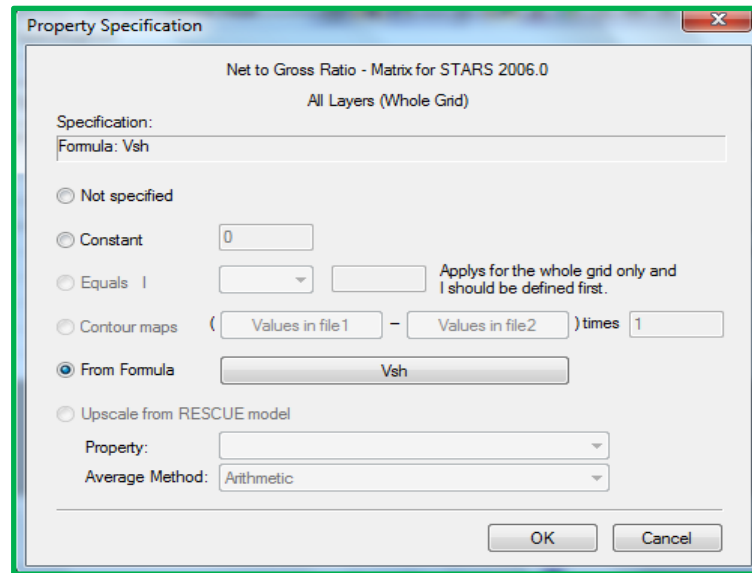


Figura IV.15. Definición de la propiedad Net to Gross Ratio, utilizando una fórmula personal.

4.2.4.3 Asignación de otras propiedades térmicas de STARS

Las variables involucradas dentro de las propiedades térmicas de la roca fueron Capacidad Calorífica Volumétrica, Coeficiente de dependencia de la Temperatura, y valores de Conductividad Térmica para la roca en sus tres fases, las cuales fueron tomadas del manual de CMG, ya que, no fueron suministradas por la empresa y evaluando algunos trabajos similares ya realizados se tomaron en cuenta los mismos parámetros para este caso en estudio.

Las pérdidas de calor totales experimentadas en de cada bloque de la malla. Los parámetros utilizados en esta sección provienen de material bibliográfico. Estos parámetros se visualizan en las *Figura IV.16* y *Figura IV.17*.

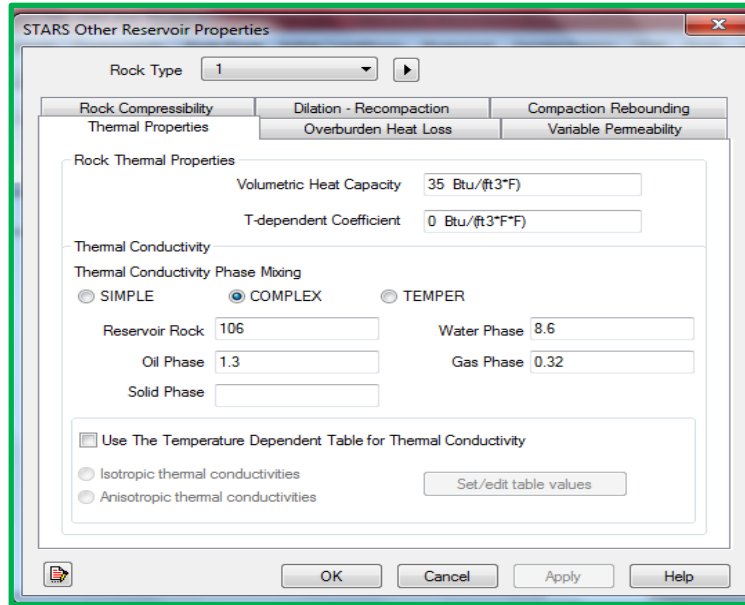


Figura IV.16. Propiedades Térmicas de la roca ingresadas al simulador.

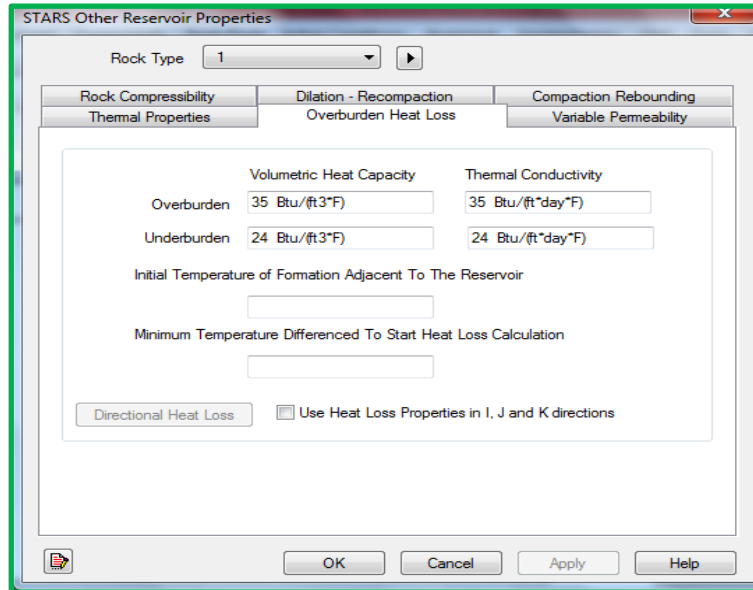


Figura IV.17. Otras propiedades térmicas ingresadas.

4.2.4.4 Definición de la pestaña de componentes

Para esta sección se tomo en cuenta la prueba PVT del pozo MM-437 la cual resulto más consistente al validarse por cada uno de los métodos antes descritos, por lo cual se introdujeron los datos pertinentes a la misma que pudieran generar los gráficos adecuados y estimados para dicha prueba y para un modelo de yacimiento representativo para la zona en estudio.

4.2.4.5 Definición de la pestaña roca – fluido

En esta sección del simulador se ingresaron las curvas de permeabilidad relativa tanto para un sistema agua – petróleo como para un sistema gas – petróleo respectivamente. Estas curvas fueron extraídas del núcleo MEL-124 en una segunda muestra a la profundidad de la arena de interés, estableciéndose así los pertinentes puntos de control para las mismas.

4.2.4.6 Pestaña de Condiciones iniciales de yacimiento

Dentro de las condiciones iniciales se estableció la presión de referencia al datum y las profundidades del contacto agua-petróleo. También se escogió el método Gravitacional-Capilar de promedio de profundidad para el cálculo de equilibrio vertical.

4.2.4.7 Pestaña numerical

Los keywords modificados para el control numérico fueron *DTWELL el cual describe el tamaño de un paso de tiempo a 0.1 días. También se definió un valor de 100 Ortogonalizaciones e Iteraciones máximas para cada solución lineal (*ITERMAX, *NORTH).

4.2.4.8 Definición de la pestaña de pozos

En esta pestaña se ingresaron todos los pozos involucrados en la simulación del yacimiento, lo cual comprendió a los 65 pozos completados en la arena MU, sus trayectorias, sus completaciones, la información de producción e inyección y los eventos de calendario de cada pozo. Por lo tanto, se puede dividir este módulo en cinco secciones:

4.2.4.8.1 Definición de pozos

Debió crearse un pozo por cada pozo del yacimiento, ingresando su nombre y definiéndolo como Productor o Inyector. En cualquier caso, para cada pozo debió definirse al menos un “Constraint”, o “Restricción”. Un Constraint define las restricciones de operación para cada pozo y la acción a llevarse a cabo si el Constraint es violado.

Esta sección varía en cuanto a la función que se le otorgue a cada pozo o a los mismos eventos que el mismo haya tenido en el pasado.

4.2.4.8.2 Trayectorias de los pozos

Se importaron las trayectorias suministradas en el distrito San Tomé y validadas mediante las carpetas de pozos en físico, de los pozos verticales y horizontales en formato block de notas como se muestra en la *Figura IV.18*.

UWID	X-SURFACE	Y-SURFACE	ELEVATION	X-COORD	Y-COORD	TVD	DEPTH-MD
MEL13	415921.24	964662.03	613	415921.24	964662.03	4820	482
MEL67	416267.88	962856.94	576	416267.88	962856.94	4513	451
MEL133	416611.11	961035.72	519	416611.11	961035.72	4436	443
MM416	409760.50	964182.68	600	409760.50	964182.68	4722	472
MM417	409411.18	964419.72	601	409411.18	964419.72	4400	440
MM437	410627.52	965976.46	645	410627.52	965976.46	4821	482
MM483	413253.89	965058.77	624	413253.89	965058.77	4624	462
MM490	409895.49	964894.70	631	409895.49	964894.70	2707	270
MM497	413885.83	964867.03	618	413885.83	964867.03	4742	474
MM504	410621.57	965105.51	646	410621.57	965105.51	2520	252
MM505	409758.24	965216.49	629	409758.24	965216.49	2596	259
MM506	409673.94	964900.98	624	409673.94	964900.98	2491	249
MM516	413523.40	965213.12	632	413523.40	965213.12	2764	276
MM517	413523.85	964901.05	628	413523.85	964901.05	2778	277

Figura IV.18. Formato de ingreso de trayectorias al simulador.

El significado de cada Keyword es el siguiente:

- **UWID (ó WELL)** Nombre del pozo. Cualquier secuencia de texto sin separaciones. Si se necesita separar con espacios entonces el nombre del pozo debe estar encerrado en apóstrofe simple, por ejemplo, ‘Nombre del pozo’. Adicionalmente, los nombres son sensible a las mayúsculas.
- **X-SURFACE** Coordenada en X de superficie del Pozo (Opcional).
- **Y-SURFACE** Coordenada en Y de superficie del Pozo (Opcional).
- **ELEVATION** Elevación de la mesa rotaria con respecto al nivel del mar.
- **X-COORD** Coordenada en X del nodo de la trayectoria del pozo.
- **Y-COORD** Coordenada en Y del nodo de la trayectoria del pozo.
- **TVDSS** Profundidad vertical verdadera por debajo del nivel del mar. Coordenada en Z negativa por debajo del nivel del mar.
- **TVD** Profundidad vertical verdadera, Coordenada en Z positiva por debajo de la superficie.
- **DEPTH-MD** Profundidad medida a lo largo del pozo.

Cabe destacar que el simulador al tener el TVDSS presente en el formato, no toma en cuenta la columna de ELEVATION, por ende se debe corregir este error manualmente. Otro punto importante son las unidades, recordando que el simulador mide x, y en metros y z (TDV, MD) en pies.

La manera de ingreso de este formato al simulador es como se muestra en la *Figura IV.19* a continuación:

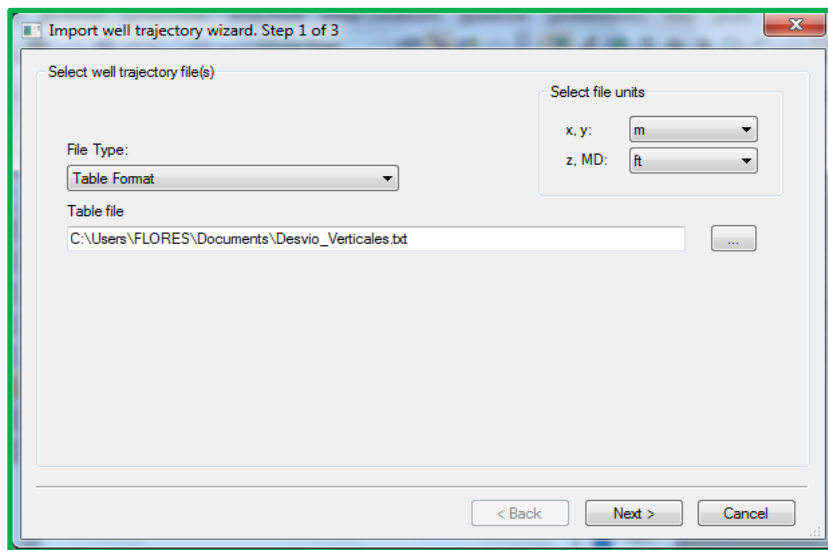


Figura IV.19. Ventana para importar trayectoria de los pozos.

4.2.4.8.3 Completación de los pozos

Se estableció un radio de 0,28 ft para todas las completaciones y se seleccionaron y activaron los nodos completados en la formación para definir el área de drenaje correspondiente.

Los nodos de la formación atravesados por un pozo se visualizan luego de haberse cargado la data de trayectorias con la opción “Use Trajectory Perf Intervals” ó utilizar intervalos de perforación a partir de la trayectoria. La ventana de los nodos perforados por cada pozo puede visualizarse en la *Figura IV.20*:

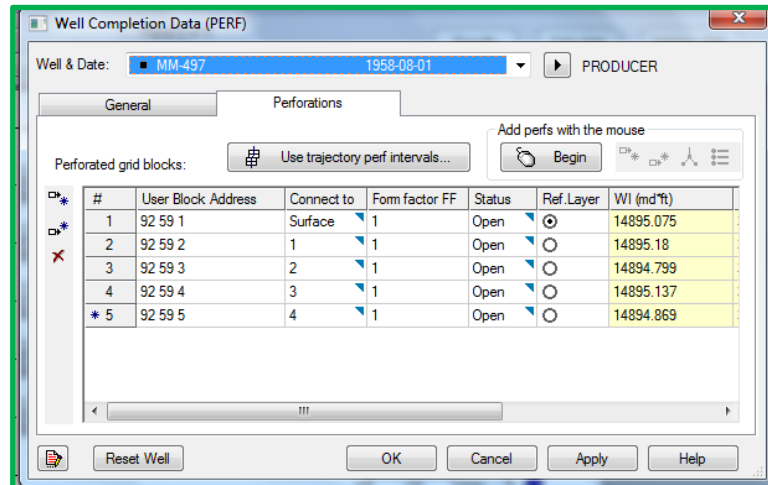


Figura IV.20. Ventana de visualización de la perforación por cada pozo.

4.2.4.8.4 Producción de cada pozo

Los datos de producción se ingresó con los valores extraídos de OFM desde inicios de producción del yacimiento hasta la actualidad. Dicho formato se ingresa al simulador en un archivo tipo block de notas en el orden como se muestra en la *Figura IV.21* a continuación:

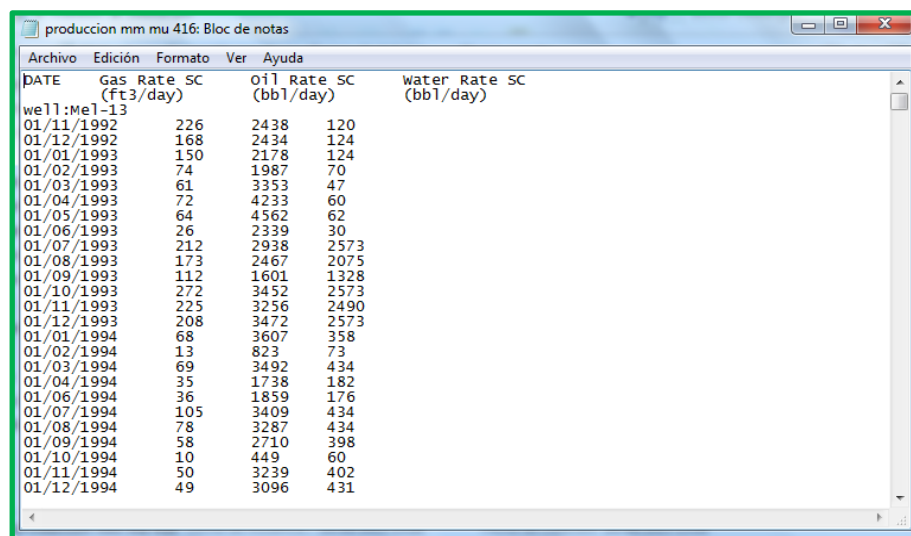


Figura IV.21. Formato de ingreso de Producción al simulador.

Si los datos de producción se encuentra almacenada en más de un archivo, se puede llamar al asistente las veces que se requiera para importar toda la data de producción que se tenga.

Todos los datos importados por el asistente se debe guardar a un archivo CMGL Field History File con la opción “Create Field History File” desde el menú de pozo. Este archivo se utiliza más tarde en el programa Results Graph para ser comparado con los resultados de la Simulación durante el cotejo.

4.2.4.8.5 Ajuste de los eventos del pozo

En esta sección se realizaron todos los ajustes pertinentes en cuanto se refiere a las manipulaciones que ha sufrido el pozo a lo largo de toda su vida útil de producción, como ciclos de inyección de vapor, tiempo de remojo en el caso de haber tenido recuperación mediante IAV y otros casos como reparaciones menores o servicios al mismo.

4.2.4.8.6 Submodelo de yacimiento

Debido a la alta saturación de agua, al alto corte de agua que presentan los pozos y al tiempo de computo a la hora de la simulación, se tomó un submodelo el cual involucrara los pozos más prospectivos para efectuarles inyección continua de vapor teniendo en cuenta el bajo corte de agua de algunos para la zona central y la zona más prospectiva en cuanto a las principales propiedades de la roca.

4.2.5 Cotejo histórico

Para la realización del cotejo histórico se tomó en cuenta la herramienta CMOST la cual sirvió de ayuda para la realización en primer lugar de un análisis de sensibilidad de aquellos parámetros menos confiables, para así de tal manera poder generar un

rango que fuese estable para dicho cotejo de estas variables que se generaron como menos confiables en el análisis.

En primer lugar se tomaron en cuenta las variables de:

- Compresibilidad del petróleo (C_o)
- Densidad del Petróleo
- Gravedad Especifica del Gas
- Compresibilidad del agua
- Viscosidad del Petróleo

Introducidos estos valores en CMOST a través del archivo .dat que genera la simulación numérica, se produjo a realizar el análisis de sensibilidad de estas variables con un margen de variación de 25% por debajo y por encima del valor ya prescrito, para así poder observar la tendencia de mejor ajuste a las curvas de producción de campo y poder tener más exactitud de que parámetros cambiar a la hora de realizar dicho cotejo histórico.

Cabe destacar que CMOST por ser una herramienta de CMG es de utilidad a la hora de realizar cotejos históricos de zonas que sean extremadamente grandes, debido a que su exactitud en la búsqueda del mejor ajuste es muy acertada para realizar un cotejo histórico factible y de resultados favorables.

Arrojados los resultados y las líneas de tendencia de mejor ajuste por la herramienta CMOST se produjo a realizar el cotejo histórico con las variables de mejor ajuste para así corroborar el cotejo del yacimiento para los tres fluidos.

Para afianzar la investigación se puede recalcar que cotejar es simplemente ajustar el modelo de simulación al caso real o base en estudio, para así poder obtener menos errores a la hora de realizar predicciones en dicho modelo de simulación numérica.

Se graficaron todos los parámetros importantes y resaltantes por yacimiento y por pozo de manera tal que se observara la continuidad y el cotejo de simulación con la realidad del campo.

4.2.6 Escenarios de producción

Para los escenarios de producción se tomó en cuenta los siguientes parámetros, para conformar los arreglos de pozos que serán sometidos a ICV:

- (a) % AyS < 50
- (b) Espesor de arena > 30 pies
- (c) Permeabilidad entre 1000 y 6000 mD
- (d) Pozos completados térmicamente

Para esto se crearon diversos escenarios, tomando en cuenta la saturación de agua alta que arrojó el estudio del mapa de isopropiedad, que con este se pudo observar cuales eran las zonas más prospectivas para el proyecto en estudio.

4.2.6.1 Escenario 1

En este escenario se tomó en cuenta un arreglo con pozos ya completados en el yacimiento pero inactivos actualmente para verificar como es la reacción en esta zona al implementar ICV. A continuación se presenta la *Figura IV.22* donde se observa el arreglo para este escenario lo cual amerita dependiendo de los resultados una reactivación de pozos y en la *Figura IV.23* se puede observar el mismo arreglo en el submodelo de simulación en 3D, además mostrándolo en el mapa de isosaturación de agua:

En la *Tabla 4.4* se muestran los pozos involucrados para realizar el proceso de ICV:

Tabla 4.4. Pozos completados involucrados en el Escenario 1

Pozos Escenario 1	
MM529	Productor
MM546	Productor
MM549	Productor
MM542	Productor
MM539	Productor
MM528	Productor
MM541	Inyector

Donde el pozo inyector MM541 posee completación térmica.

4.2.7 Economía

No se contó con una análisis económico debido a los resultados arrojados, ya que, no es factible la producción de agua para este trabajo especial de grado y no se realizó dicho estudio económico, debido a que el mismo buscaba la finalidad de inversión en caso de implementar la inyección de vapor en esta arena.

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se realizara un recuento de todos los resultados obtenidos en la evaluación técnica económica del yacimiento MU MM-416, cumpliendo con los objetivos planteados al inicio de dicho trabajo especial de grado.

5.1 Modelo Estático

El yacimiento MU MM-416 presento ser una estructura homoclinal, fallado de rumbo Este-Oeste y buzamiento suave al Norte, entre 1 y 3 grados. Se caracteriza por una serie de bloques cortados por fallas normales de alto ángulo, con desplazamiento vertical variable entre 25 y 200 pies como se puede apreciar en las *Figura V.1* y *Figura V.2* a continuación:

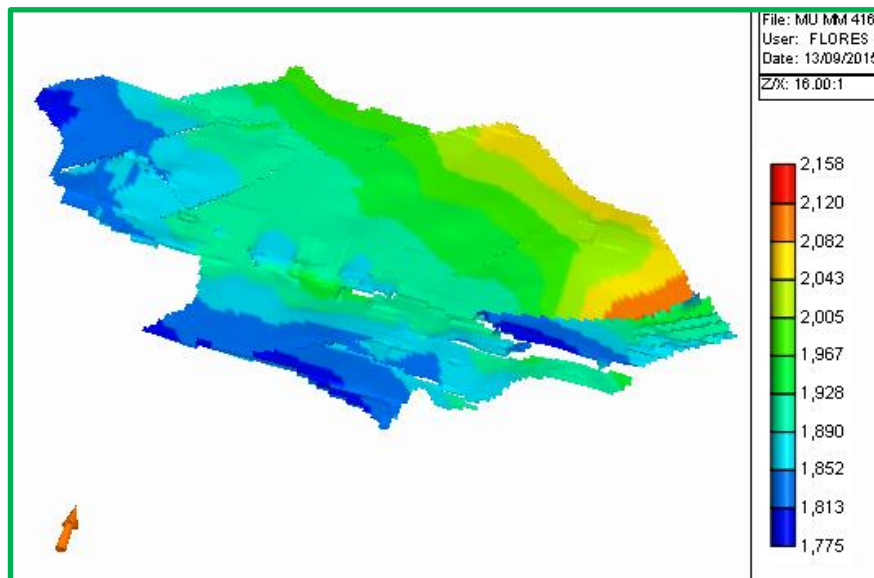


Figura V.1. Vista 3D, espesor de arena neta del yacimiento MU MM-416.

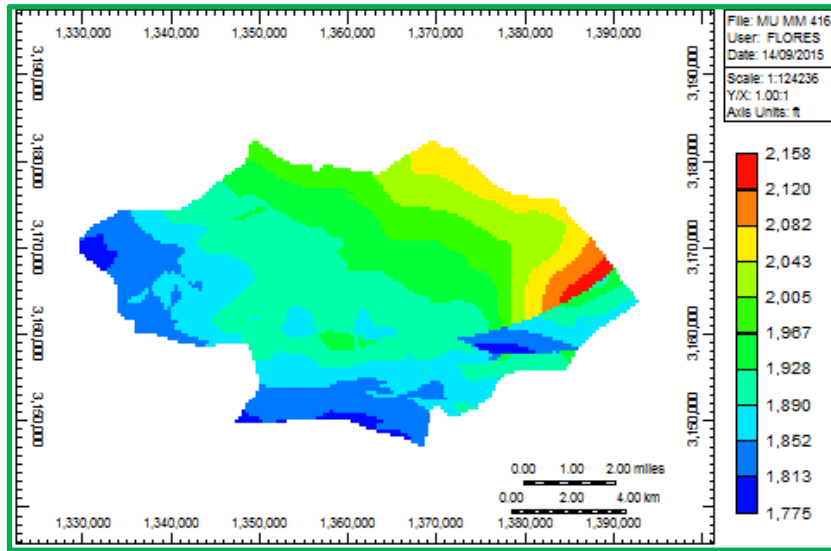


Figura V.2. Vista areal, espesor de arena neta del yacimiento MU MM-416.

5.1.1 Modelo Estratigráfico, Estructural y Sedimentológico

La Formación Freites de edad Mioceno Superior a Plioceno Inferior, se caracterizó por ser una sección de lutitas producto de una gran transgresión marina.

La arena MU que se ubica en la parte inferior de la Formación Freites, permitió la identificación de cuerpos fluvio-deltáico y coalescentes de buen espesor ubicados en el centro del área de estudio y hacia la parte Oeste, que suprayacen sobre barras de desembocadura preexistentes. En algunas zonas las tres arenas del nivel MU coalescen con los niveles Lambda de la Formación Freites y A de la Formación Oficina.

Para el modelo estratigráfico se tomó un marcador en una lutita que fuese constante en todos los pozos y para definir el modelo estructural se utilizó un marcador de referencia por encima de la arena en estudio el cual reflejara una profundidad datum por encima del tope de la arena MU tomando en cuenta el pozo más somero y que al

igual que el estratigráfico fuera constante a lo largo de toda la correlación de cada uno de los pozos en estudio.

(a) Zona Central del yacimiento MU MM-416



Figura V.3. Sección Estratigráfica Horizontal A-A` arena MU.

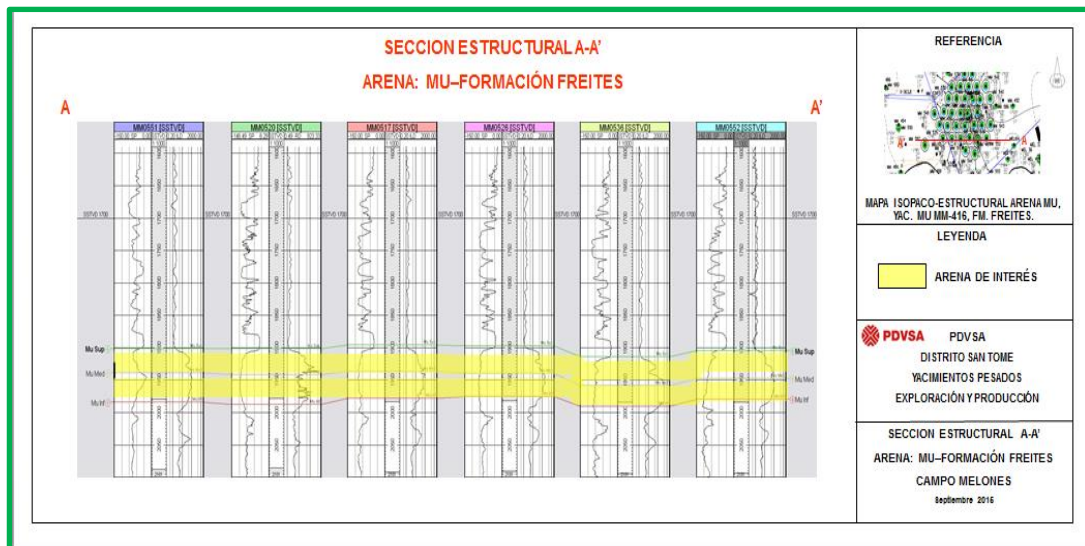


Figura V.4. Sección Estructural Horizontal A-A` arena MU.

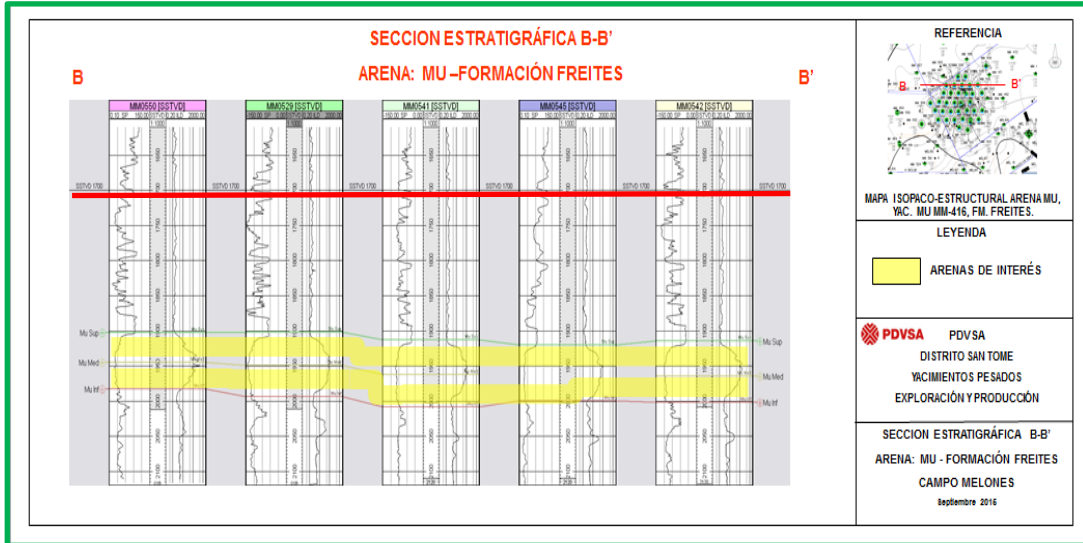


Figura V.5. Sección Estratigráfica Horizontal B-B` arena MU.

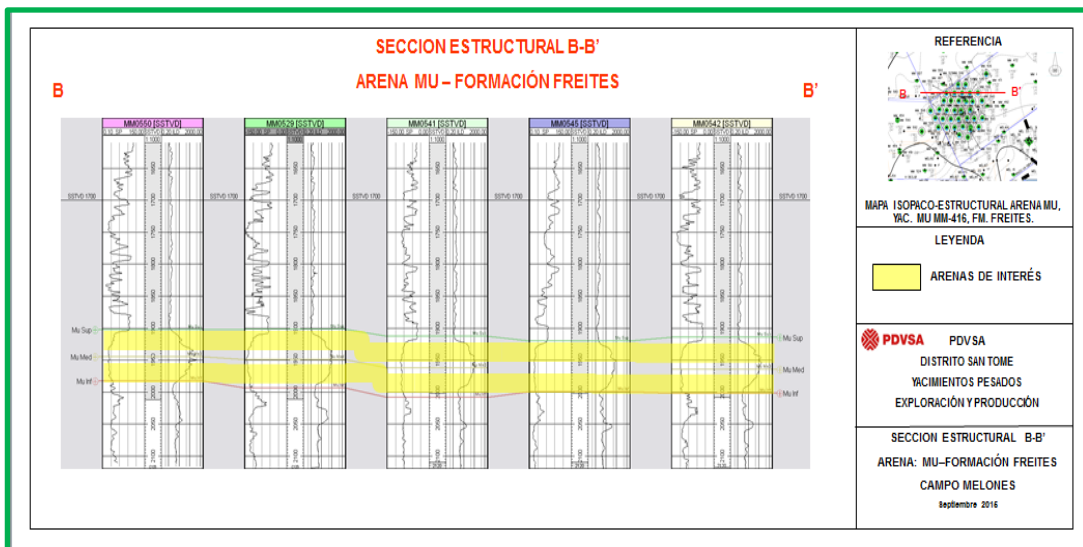


Figura V.6. Sección Estructural Horizontal B-B` arena MU.

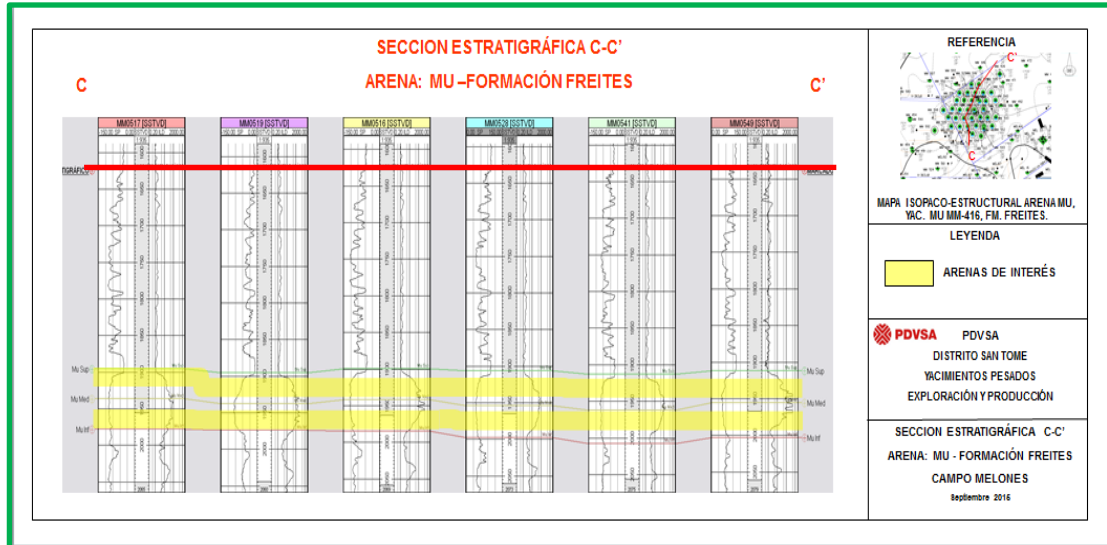


Figura V.7. Sección Estratigráfica Vertical C-C` arena MU.

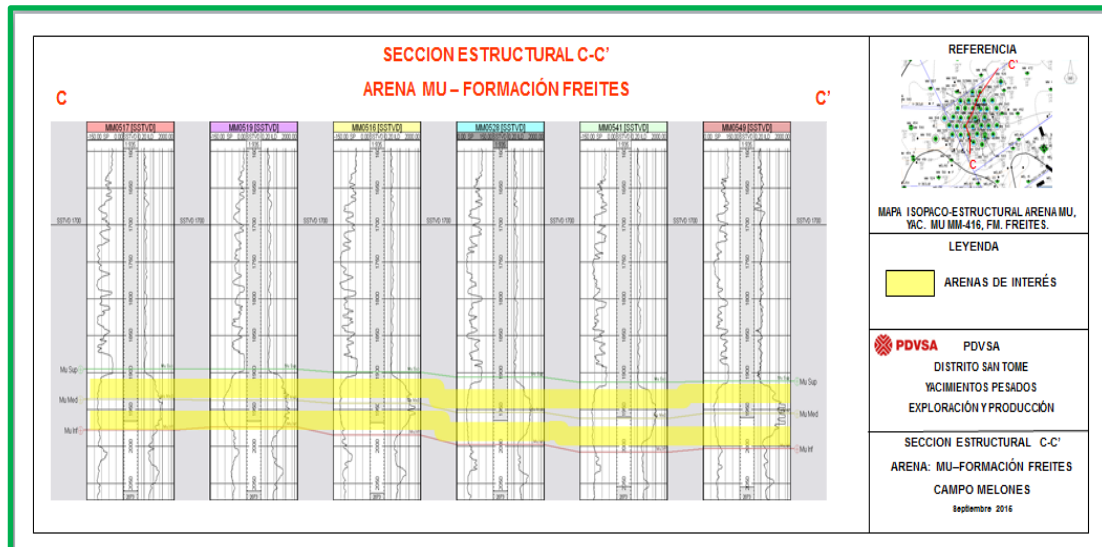


Figura V.8. Sección Estructural Vertical C-C` arena MU.

(b) Zona Oeste del yacimiento MU MM-416

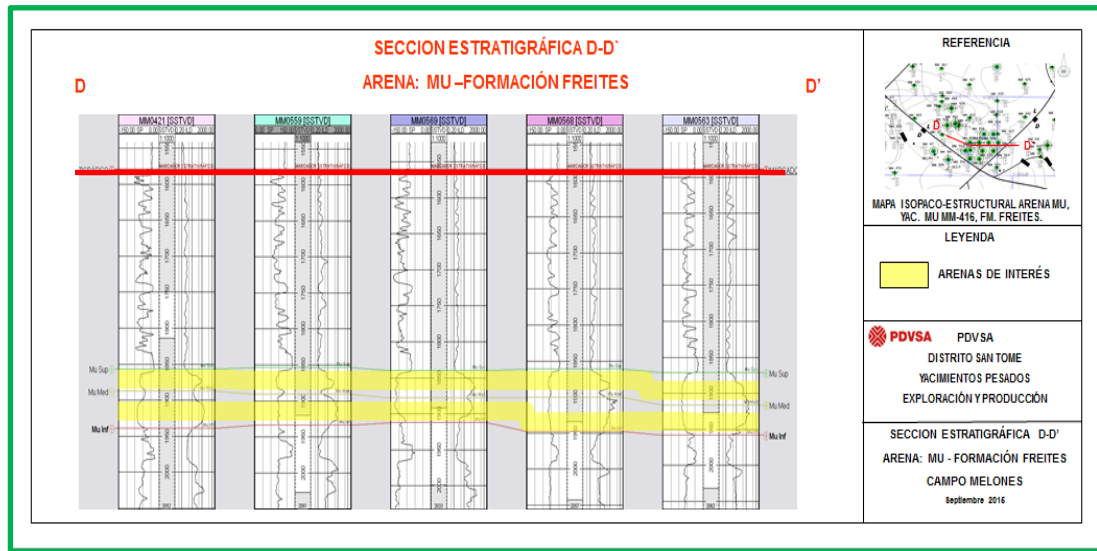


Figura V.9. Sección Estratigráfica Horizontal D-D` arena MU.



Figura V.10. Sección Estructural Horizontal D-D` arena MU

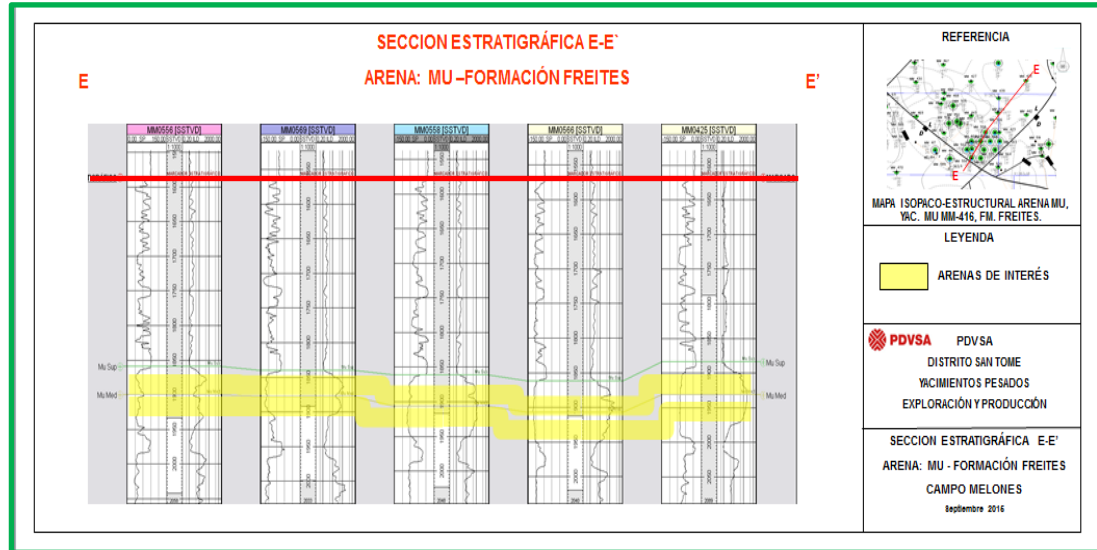


Figura V.11. Sección Estratigráfica Vertical E-E` arena MU.

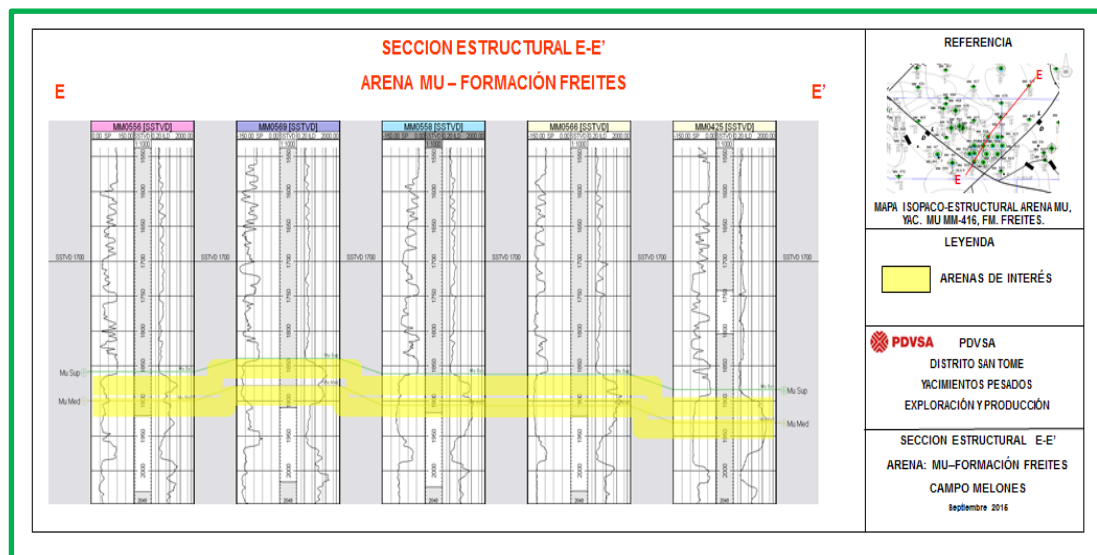
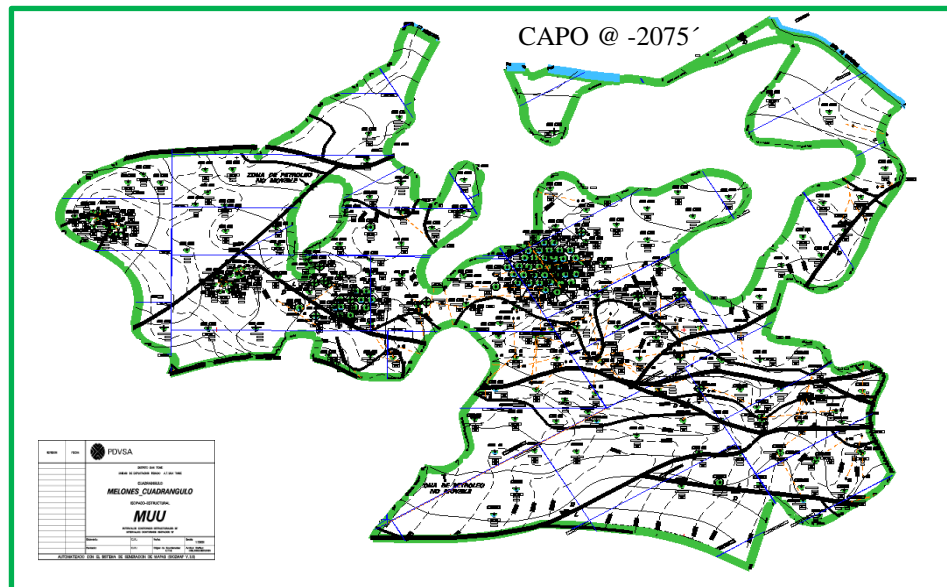


Figura V.12. Sección Estructural Vertical E-E` arena MU.

5.1.2 Actualización del mapa Isópaco Estructural

Se disponía de un mapa isópaco estructural el cual contenía barreras de permeabilidad como se muestra en la *Figura V.13* y además con muchas discontinuidades que requirió la actualización del mismo con la ayuda de expertos en el área de geología de la superintendencia de Pesado del Distrito San Tomé.



**Figura V.13. Mapa Isópaco Estructural yacimiento MU MM-416.
Desactualizado**

Fuente: Gerencia de mapeo. Pesado. Distrito San Tomé.

En la *Figura V.14* se muestra la barrera de permeabilidad la cual poseía el mapa en todo su contorno como límite de petróleo no movible, las cuales ya no existen.

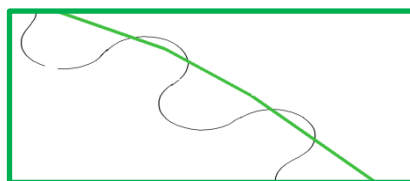


Figura V.14. Barrera de Permeabilidad.

Fuente: Gerencia de mapeo. Pesado. Distrito San Tomé.

En la *Figura V.15* se observa el mapa actual para el yacimiento MU MM-416.

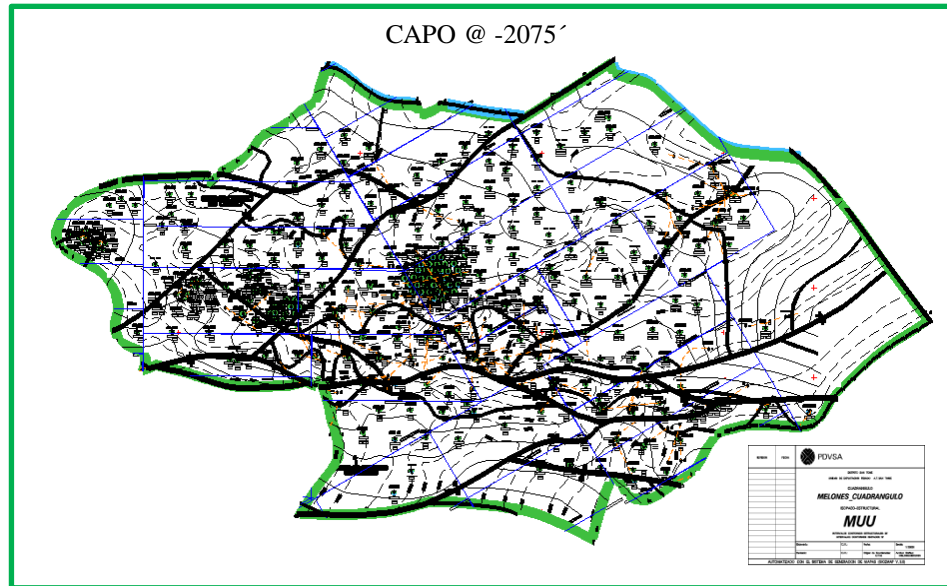


Figura V.15. Mapa isópaco estructural actualizado para el yacimiento MU MM-416

Fuente: Gerencia de mapeo. Pesado. Distrito San tomé.

5.1.3 Petrofísica

Se obtuvieron los siguientes resultados por pozo resumidos a continuación en la *Tabla 5.1* y para el yacimiento en la *Tabla 5.2*:

Tabla 5.1. Valores petrofísicos por pozo, yacimiento MU MM-416.

Pozo	Intervalo de arena en TVD (ft)	AN (ft)	ANP (ft)	Ø (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)
MEL6	(2400 - 2480)	74	62	28	94	17	2077
MEL55	(2602 - 3030)	389	361	31	69	6	4835
MEL56	(2553 - 2758)	102	102	25	32	26	1436
MEL92	(2365 - 2585)	215	215	32	61	7	5307
MEL124	(2555 - 3015)	387	382	27	61	11	2436
MEL129	(2490 - 2620)	128	128	33	64	5	5938
MEL139	(2540 - 2775)	194	30	31	23	7	4867
MM510	(2510 - 2575)	54	50	28	89	3	2794
MM514	(2470 - 2565)	90	90	24	37	22	1230
MM540	(2535 - 2652)	100	82	31	13	8	5691

Tabla 5.2. Valores petrofísicos ponderados para el yacimiento MU MM-416.

Propiedades	yacimiento MU MM-416
AN (ft)	173.3
ANP (ft)	150.2
Ø (%)	32.2
Sw (%)	54.3
Vsh (%)	9.2
K (mD)	3661.1

5.1.4 Mapas de Isopropiedades

A continuación en las siguientes figuras se presentan los mapas de isopropiedades que se obtuvieron después de ser exportados desde OFM al simulador STARS.

(a) Isoporosidad

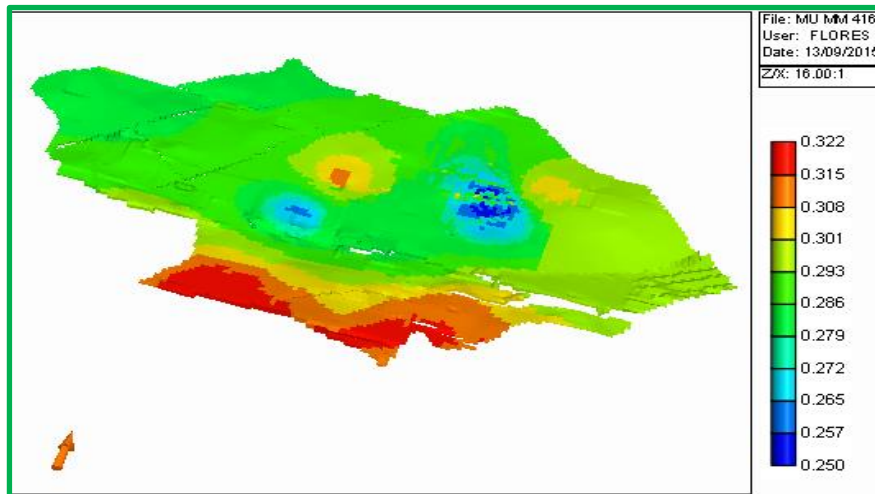


Figura V.16. Mapa de isoporosidad en 3D, yacimiento MU MM-416.

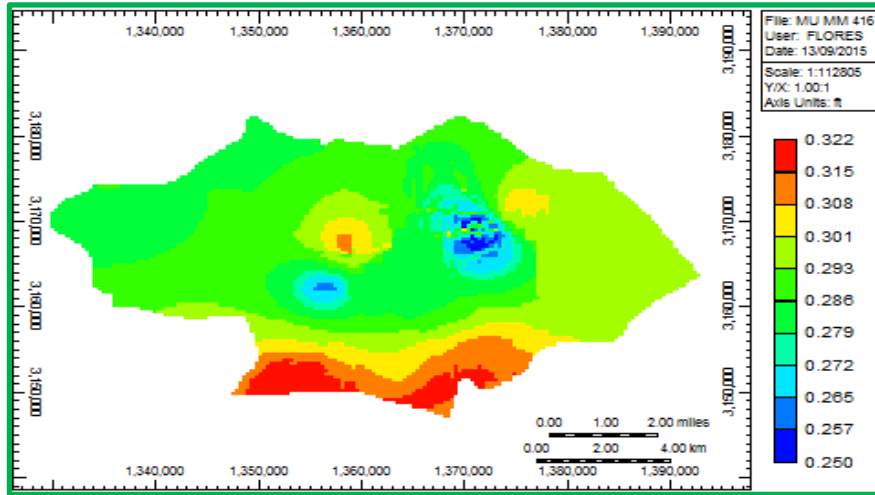


Figura V.17. Mapa de isoporosidad en 2D, yacimiento MU MM-416.

Se puede apreciar en el mapa de isoporosidad que las mayores porosidades se encuentran hacia el Sur del área en estudio, la porosidad de todo el yacimiento varía entre (0.25 – 0.322) %.

(b) Isopermeabilidad

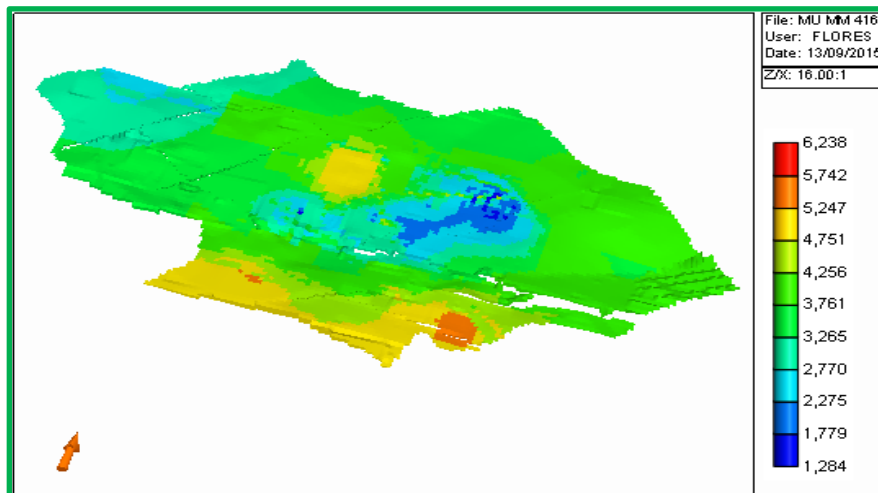


Figura V.18. Mapa de isopermeabilidad en 3D, yacimiento MU MM-416

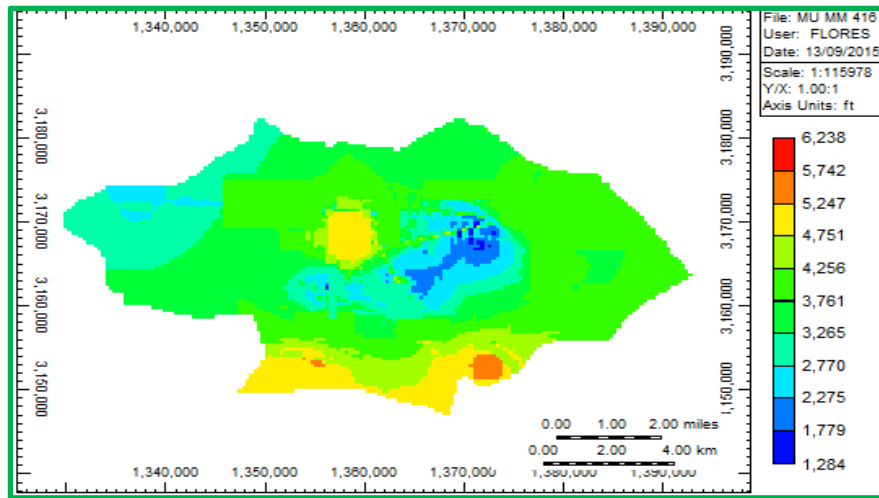


Figura V.19. Mapa de isopermeabilidad en 2D, yacimiento MU MM-416.

Cabe destacar que la permeabilidad en dirección I y J son las mismas, y la permeabilidad en K se introdujo como la permeabilidad en I por el 70%. Se aprecia en el mapa de isopermeabilidad la zona más permeable esta hacia el Sur del área y que toda la permeabilidad varia en un rango de (1284 – 6238) mD.

(c) Isosaturacion de Agua

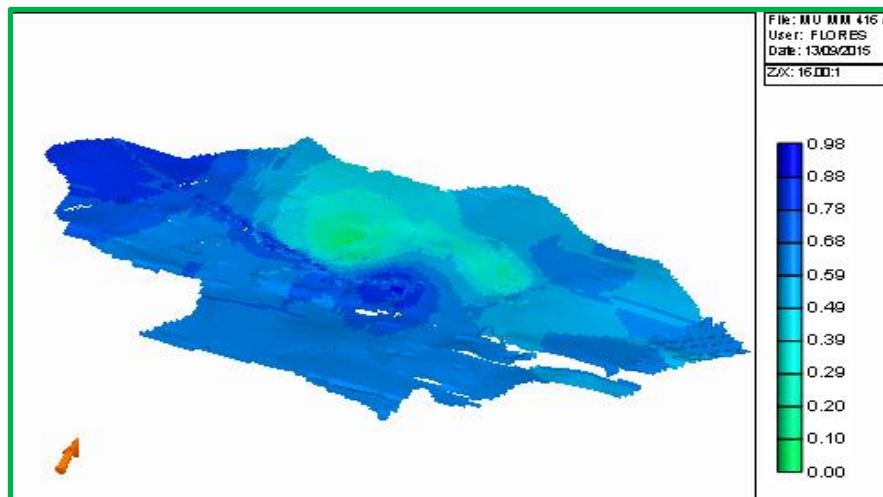


Figura V.20. Mapa de isosaturacion de Agua en 3D, yacimiento MU MM-416.

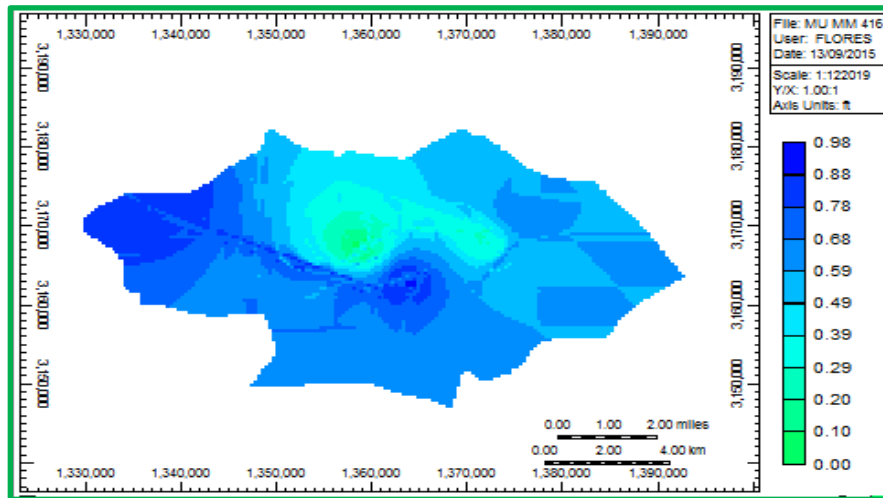


Figura V.21. Mapa de isosaturación de Agua en 2D, yacimiento MU MM-416.

Este mapa define y arroja muchas conclusiones acerca del yacimiento en estudio, ya que, como se observa prácticamente todas las zonas poseen saturación de agua relativamente alta, esto se verifica y corrobora con el alto corte de agua que produjeron los pozos cuando estaban activos. También se puede observar que la menor saturación de agua se concentra en el centro del yacimiento y es donde se enfocara dicho proyecto en estudio. Esta propiedad varia en un rango que va desde (0 – 0.98) %.

(d) Isoarcillosidad

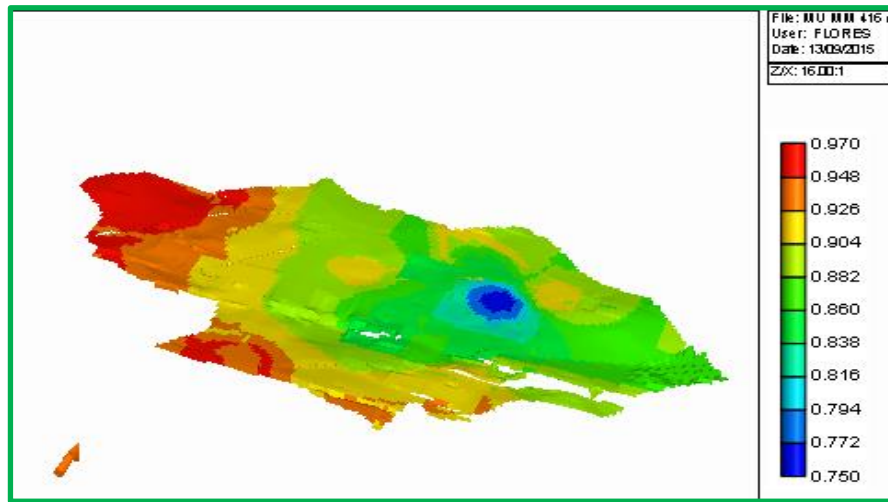


Figura V.22. Mapa de isoarcillosidad en 3D, yacimiento Mu MM-416.

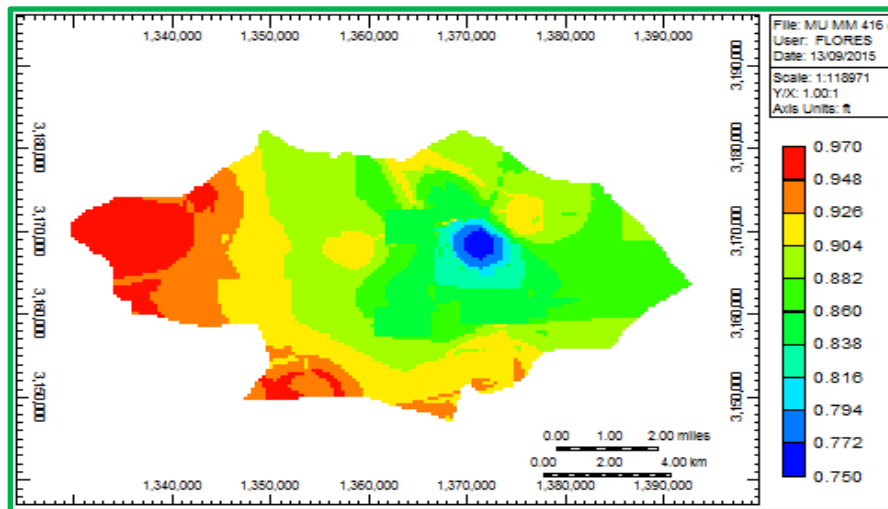


Figura V.23. Mapa de isoarcillosidad en 2D, yacimiento MU MM-416.

Esta propiedad refleja alta contención de arcilla hacia la zona Oeste del yacimiento. La arcillosidad para este caso varia en un rango que va desde (.750 – 0.970) %.

Cabe mencionar en esta parte del trabajo que los mapas de isopropiedades son de suma importancia, ya que, nos arrojan indicios de zonas prospectivas. Para este

Trabajo Especial de Grado se tomara la zona central que posee las propiedades más indicadas para una inyección de vapor, a pesar de poseer saturación de agua relativamente alta.

5.2 Modelo Dinámico

5.2.1 PVT

Para la validación del PVT de los pozos se analizaron los siguientes errores en cada uno de los métodos realizados los cuales dieron indicios de que el pozo MM-437 era el mas consistente. Estos errores se muestran a continuación en las siguientes tablas para las dos pruebas más representativas:

(a) Prueba de densidad

Tabla 5.3. Resultados para la prueba de densidad

Pozo	ρ_o (lbs/bbl)	$\rho_{\text{calculado}}$ (lbs/bbl)	%error
MM437	335.194	325	3.041223888
MM519	337.087	330	2.102424597
MEL150	-	-	-

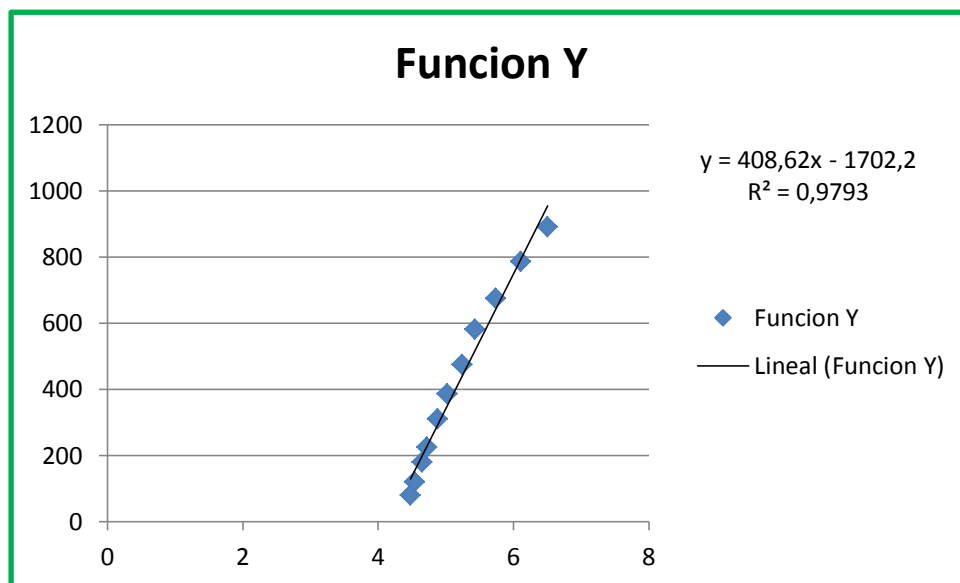
Se puede observar que para los pozos MM-437 y MM-519 esta prueba resulto consistente, ya que el porcentaje de error es menor a 5% y cabe destacar que para el pozo MEL-150 no se realizó la prueba, ya que, no se contaba con valores de densidad de petróleo.

(b) Prueba de linealidad de la función Y

Para el pozo MM-437 se obtuvo la siguiente Gráfica para la función Y:

Tabla 5.4. Valores para la construcción de la función Y. Pozo MM-437.

P (lpc)	Volumen Relativo (adm)	Función Y
890	1.011	6.501
785	1.0348	6.111
675	1.0707	5.737
580	1.116	5.433
475	1.1868	5.246
385	1.2835	5.026
310	1.4069	4.878
225	1.6435	4.727
180	1.8541	4.653
120	2.3606	4.546
80	3.0557	4.481

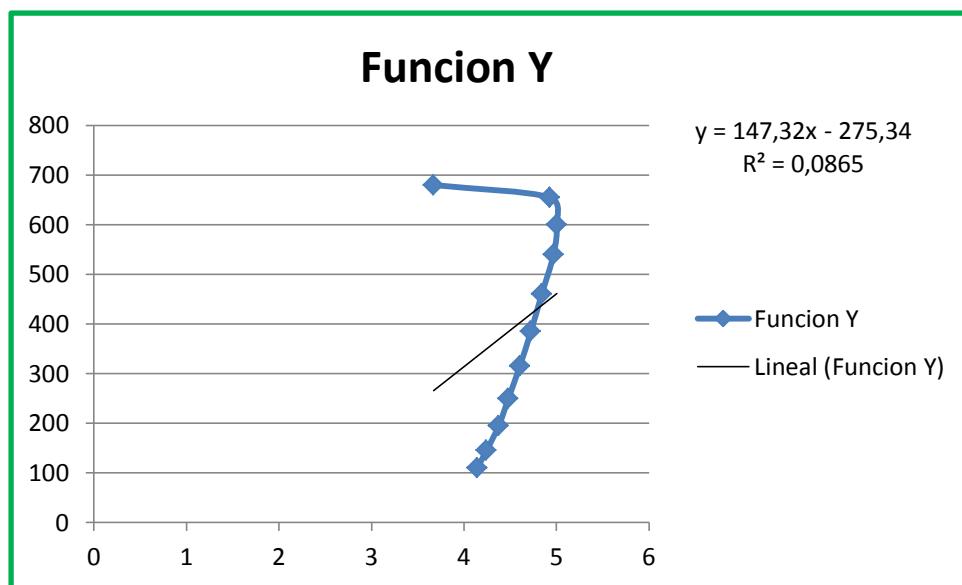


Gráfica 5.1. Gráfica de Función Y para el pozo MM-437.

Para el pozo MM-519 se obtuvo la siguiente Gráfica para la función Y:

Tabla 5.5 Valores para la construcción de la función Y. Pozo MM-519.

P (lpc)	Volumen Relativo (adm)	Función Y
680	1.0067	3.672
655	1.0127	4.927
600	1.0315	5.002
540	1.0569	4.969
460	1.1031	4.841
385	1.1651	4.724
315	1.2514	4.604
250	1.3764	4.481
195	1.5463	4.376
145	1.8129	4.244
110	2.1332	4.144

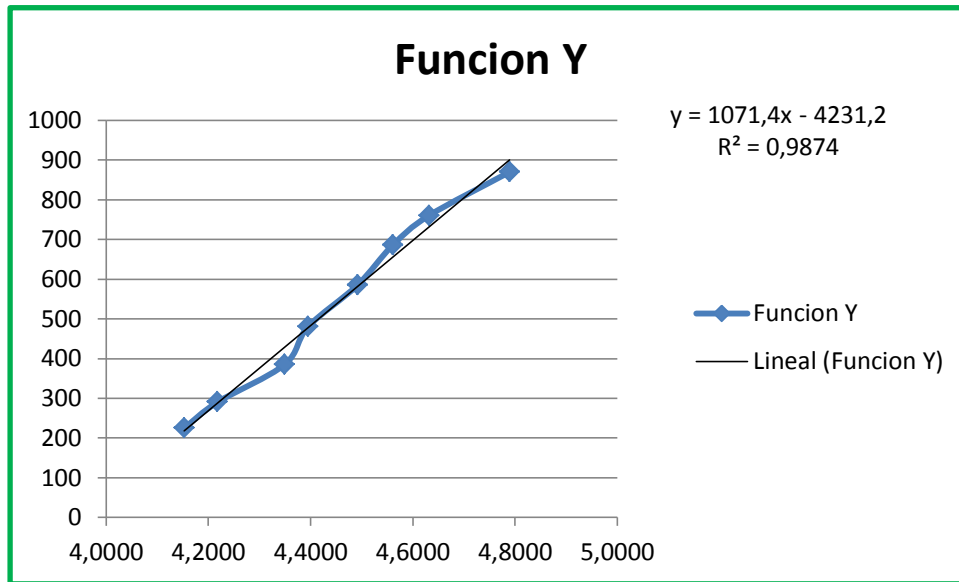


Gráfica 5.2. Gráfica de Función Y para el pozo MM-519.

Para el pozo MEL-150 se obtuvo la siguiente Gráfica para la función Y:

Tabla 5.6 Valores para la construcción de la función Y. Pozo MEL-150.

P (lcp)	Volumen Relativo (adm)	Función Y
870	1.0144	4.7896
760	1.0483	4.6314
685	1.0784	4.5603
585	1.1313	4.4918
480	1.2133	4.395
385	1.3255	4.3492
290	1.5233	4.2175
225	1.7546	4.1526



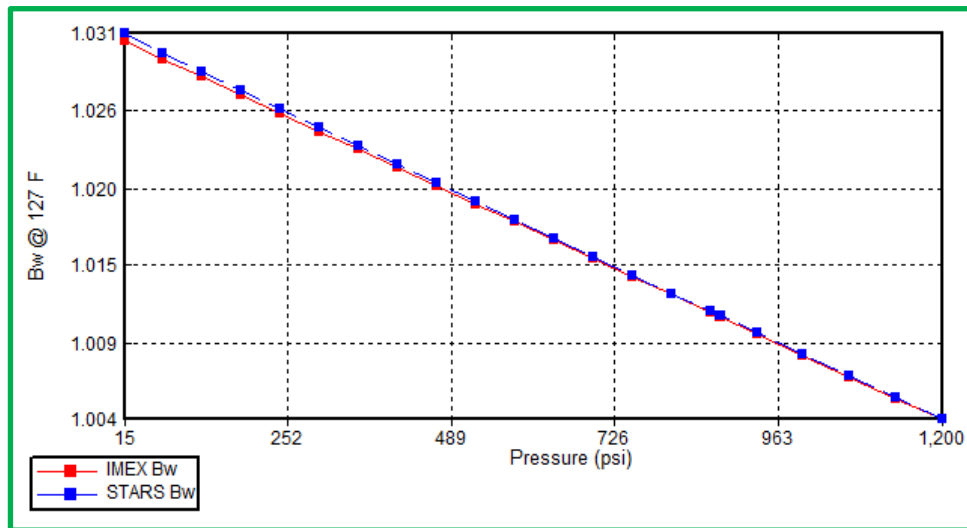
Gráfica 5.3. Gráfica de Función Y para el pozo MEL-150.

Después de haber validado los tres (03) análisis PVT suministrados por la gerencia se compararon como se muestra en la siguiente tabla para así poder trabajar con el más consistente, que resultó ser el del pozo MM-437 como se muestra en la *Tabla 5.7*.

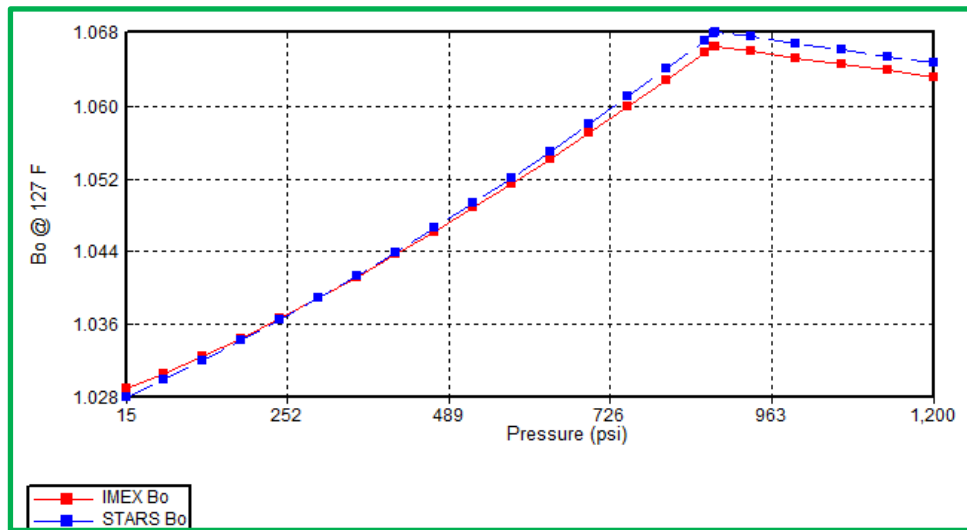
Tabla 5.7. Análisis PVT para el yacimiento MU MM-416.

Pozo	Descripción Obtenida
MM437	Muestra tomada en superficie; $P_i=985$ y 125°F @2550 pies. La recombinación se hizo a $RGP = 90$ PCN/BN Muestra consistencia para las pruebas de densidad, desigualdad, el balance de masas y función Y.
MM519	Muestra tomada en superficie; $P_i=1100$ y 170°F @1900 pies. Se determinó la viscosidad del fluido a diferentes temperaturas 120°F , 220°F y 327°F . Muestra consistencia para las pruebas de densidad y desigualdad mas no así para el balance de masas (aunque él % de desviación es menor de 20% en cada intervalo de presión) y función Y donde se observa a la P_b subestimada.
MEL150	Muestra tomada en superficie. Se indicó que la presión de saturación es 960 lpca, se realizó análisis convencional y no convencional, se determinó la viscosidad con un viscosímetro capilar. Se dio la condición de que la presión de burbujeo es de 960 lpca a 120°F . Muestra consistencia para las pruebas de desigualdad, el balance de masas y función Y.

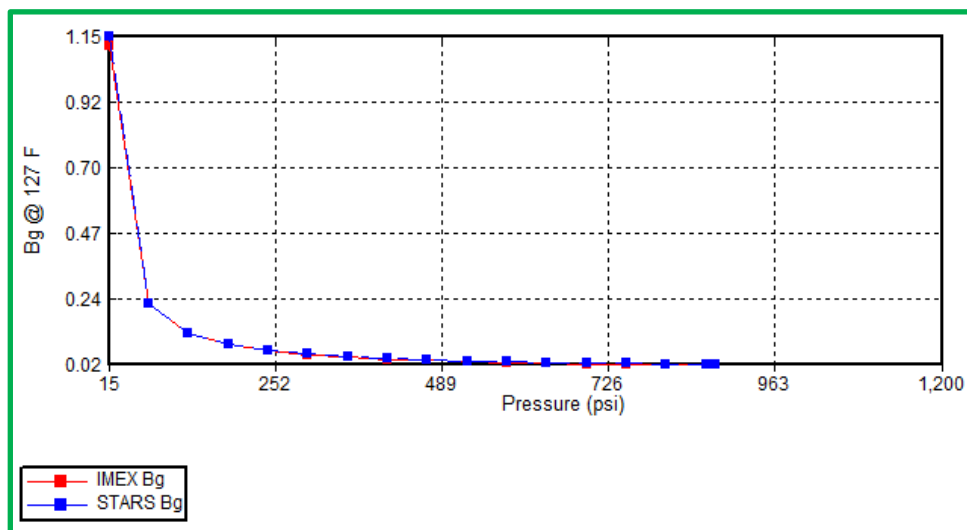
El PVT que resulto más representativo fue el del pozo MM-437, debido a que mostro más consistencia en cada una de las pruebas de validación, al ingresar el respectivo PVT al simulador se generaron gráficas donde se comparan los simuladores IMEX y STARS. A continuación se muestran dichas gráficas obtenidas en el simulador:



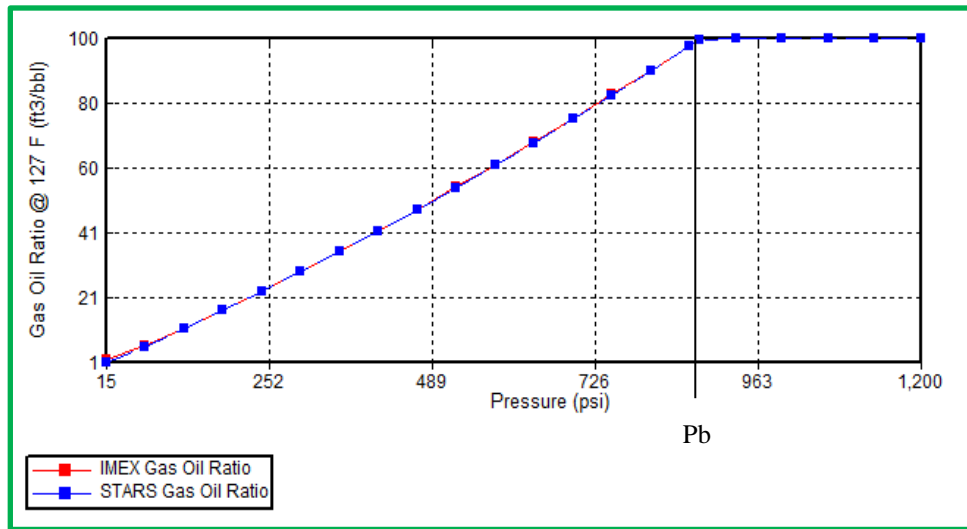
Gráfica 5.4. Factor Volumétrico del agua



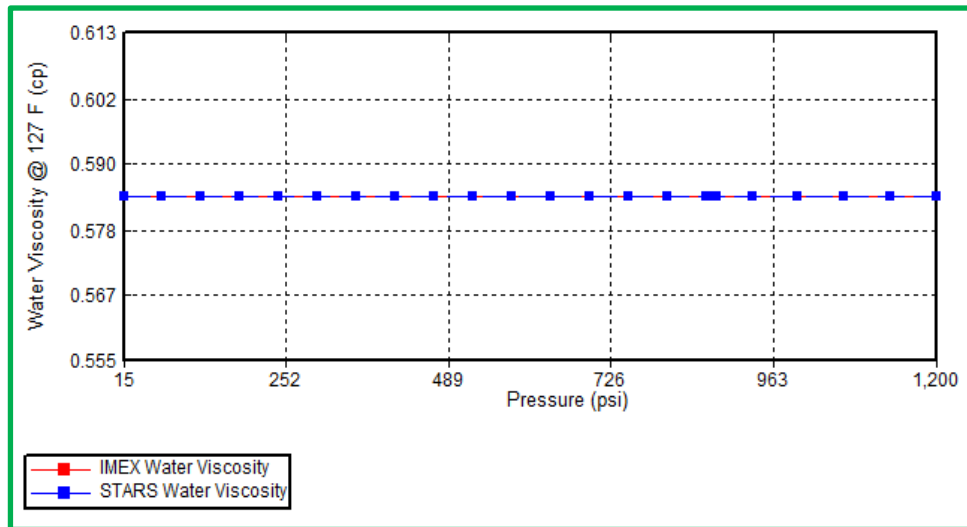
Gráfica 5.5. Factor Volumétrico del Petróleo.



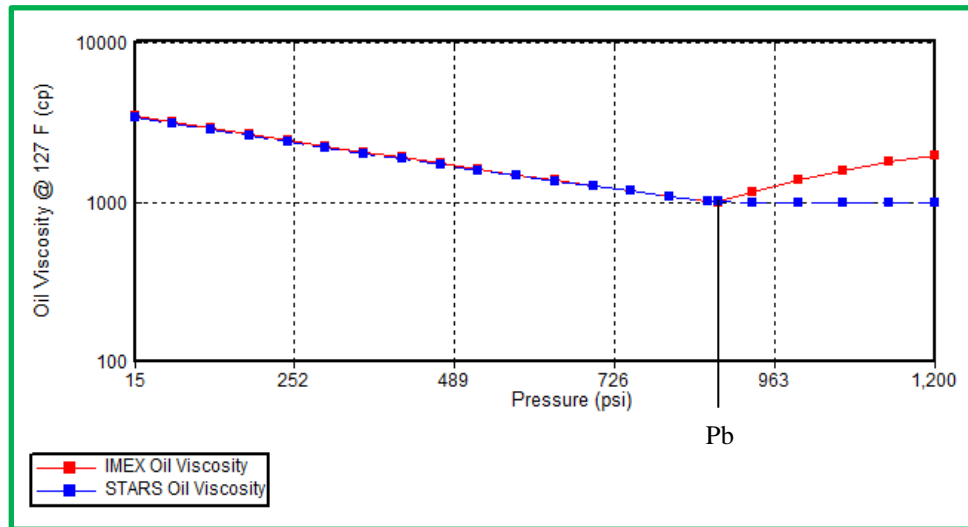
Gráfica 5.6. Factor Volumétrico del gas.



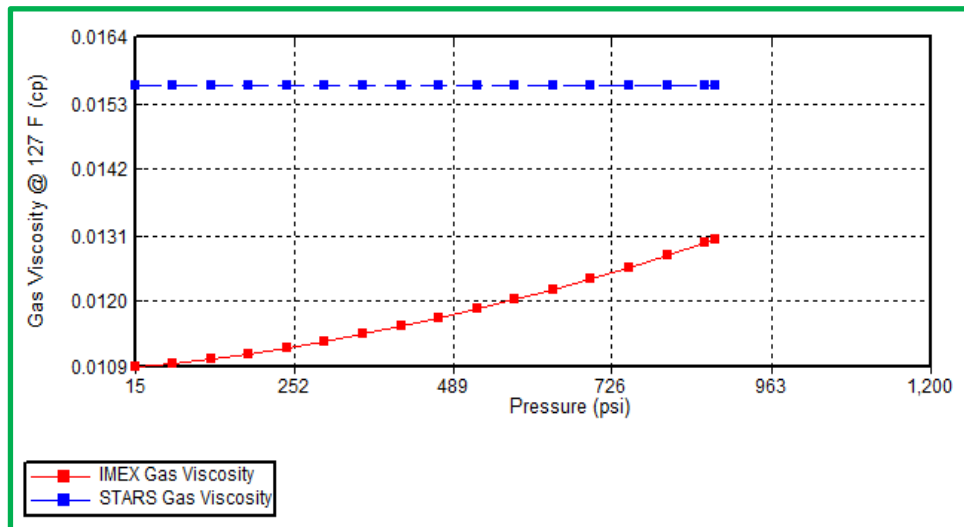
Gráfica 5.7. Relación Gas/Petróleo en Solución.



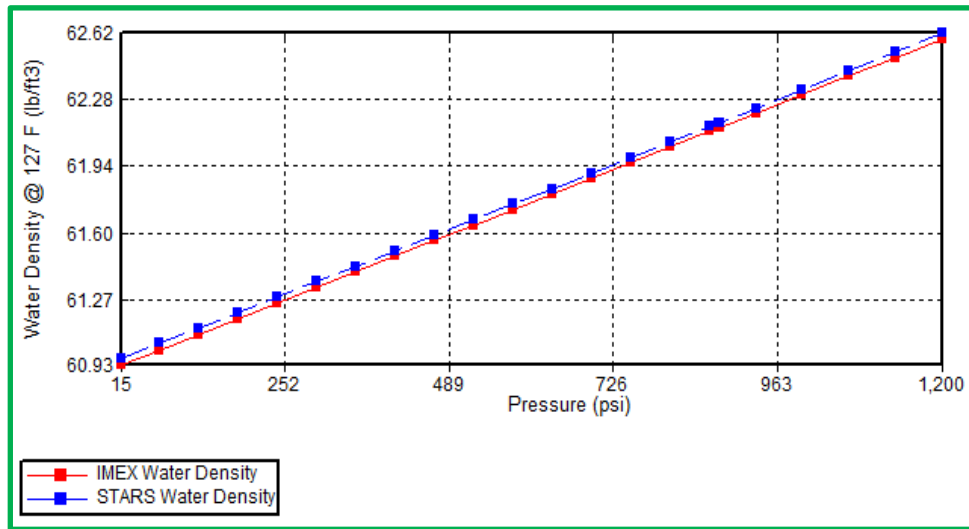
Gráfica 5.8. Viscosidad del agua.



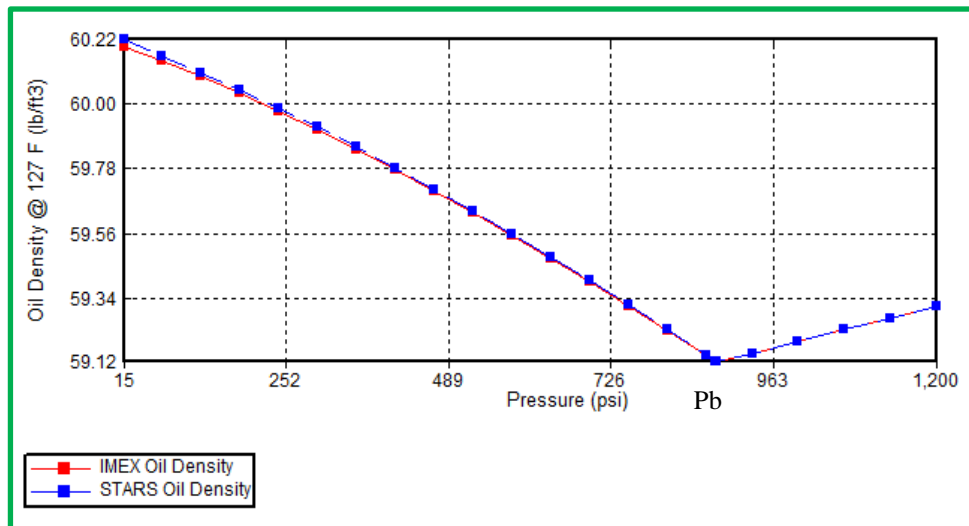
Gráfica 5.9. Viscosidad del Petróleo.



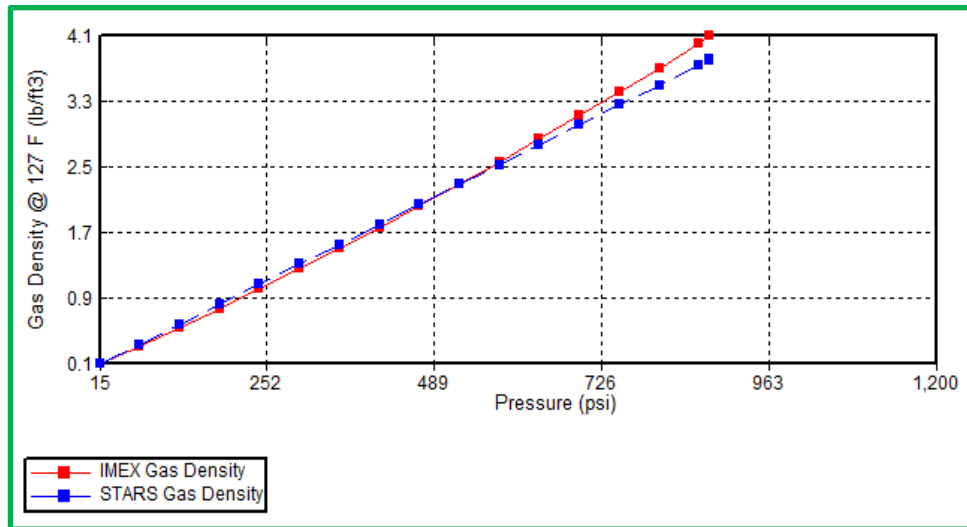
Gráfica 5.10. Viscosidad del gas.



Gráfica 5.11. Densidad del agua.



Gráfica 5.12. Densidad del Petróleo.



Gráfica 5.13. Densidad del gas.

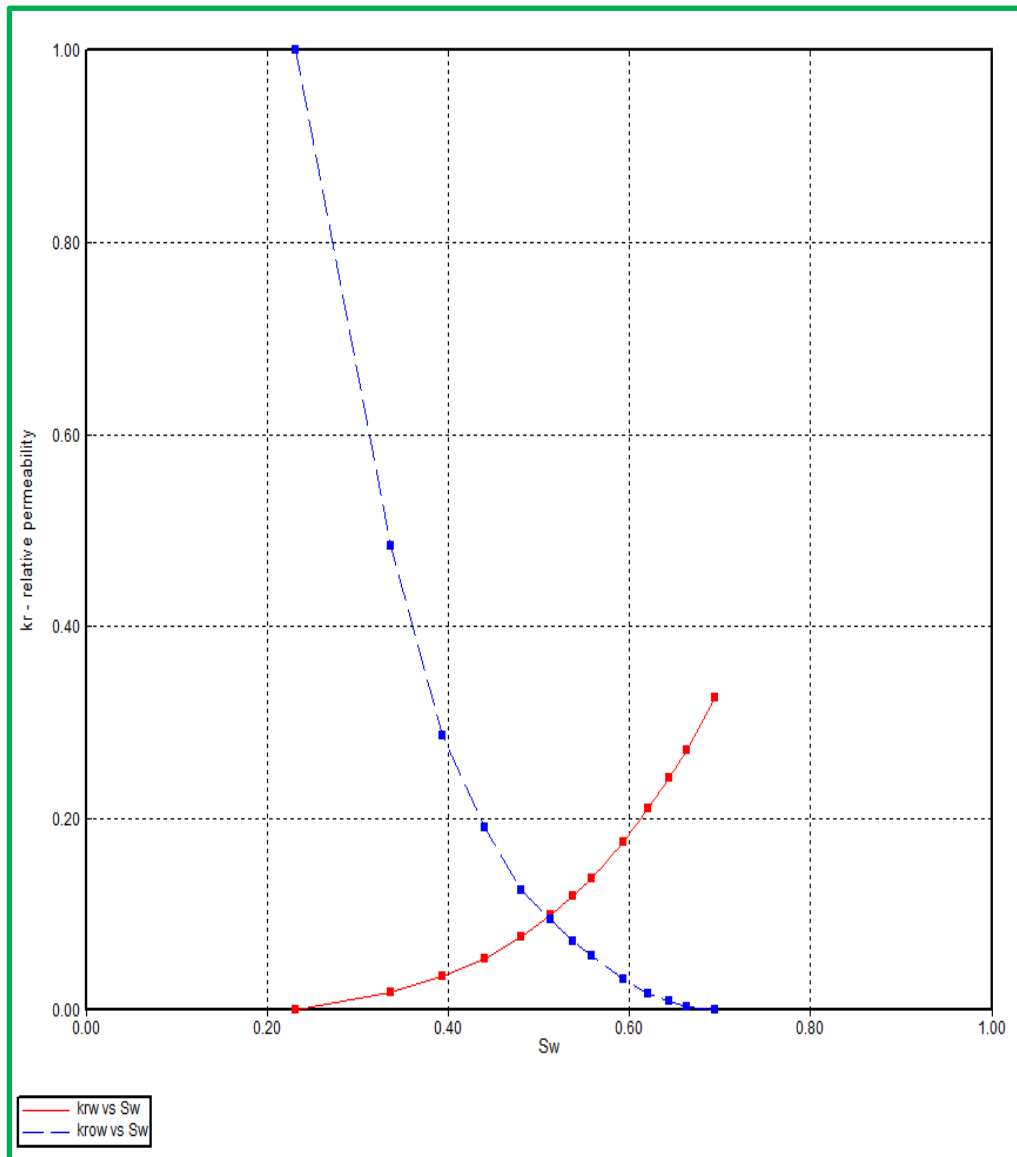
5.2.2 Curvas de Permeabilidad Relativa

Se presentan a continuación las curvas de permeabilidad relativa tomadas del núcleo MEL-124 pozo interpretado en el yacimiento MU MM-416.

Para la gráfica de permeabilidad relativa agua/petróleo y gas/petróleo se obtuvo la siguiente información, presente en la *Tabla 5.8* a continuación:

Tabla 5.8. Datos relevantes de la muestra evaluada.

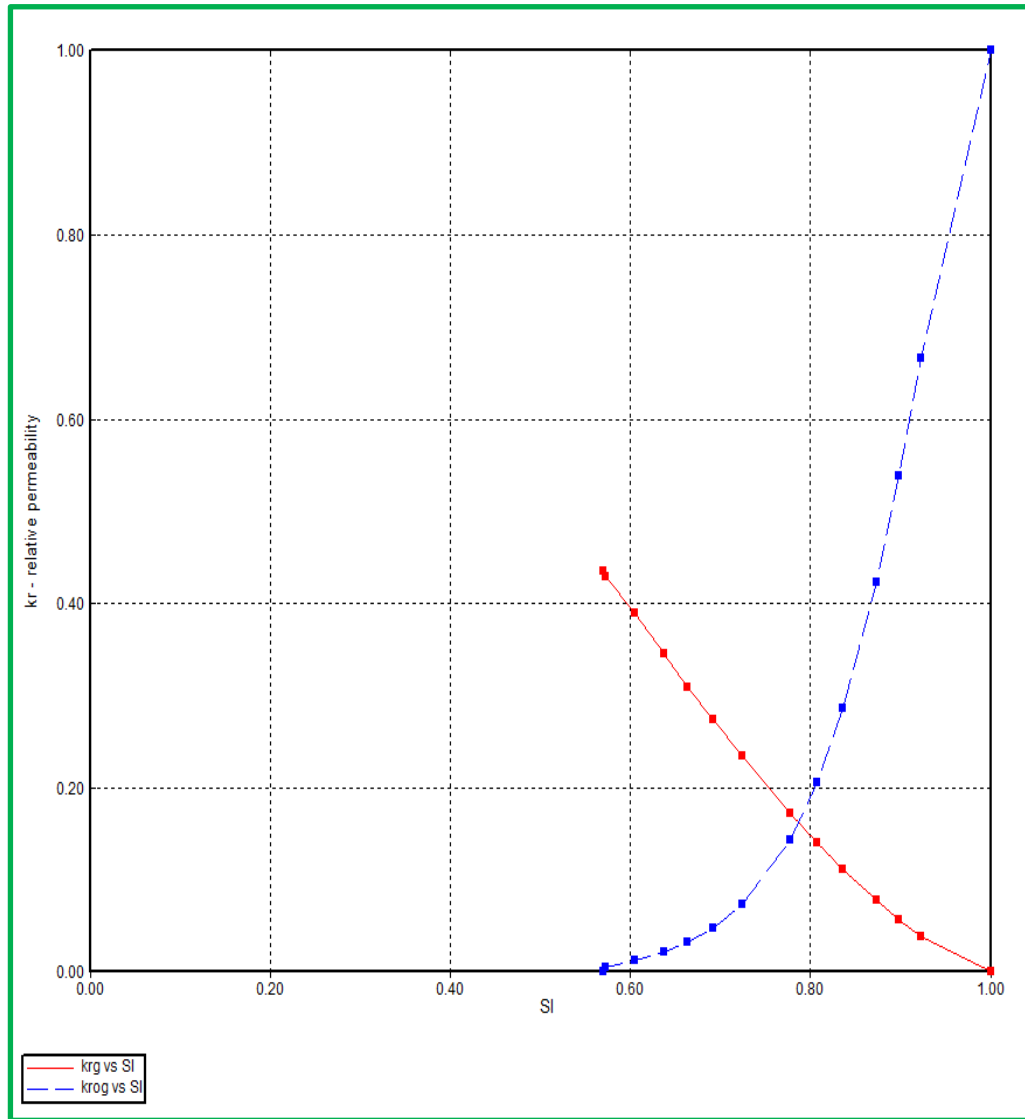
Muestra No.:	2
Profundidad, pies:	2615.2
Permeabilidad al Aire, md:	8822
Porosidad, fracción:	0.364
Saturación Irreducible de Agua, fracción:	0.232
Permeabilidad Efectiva al Petróleo a Swi:	5456



Gráfica 5.14. Curva de Permeabilidad Relativa Agua/Petróleo.

En términos de producción, esto se traduce en un yacimiento petrolífero con alto contenido inicial en agua, se podrá extraer petróleo con agua; al ir aumentando el grado de extracción, al alcanzar una saturación en crudo del orden del 50 - 55% se extraerá una mezcla de crudo y agua, en la que la proporción de la segunda irá aumentando progresivamente, hasta un valor de saturación en agua del 80 - 90%,

momento en que solamente se extraerá agua. Se observa como la permeabilidad condiciona el ritmo de extracción, lo que explica la importancia de su estudio.

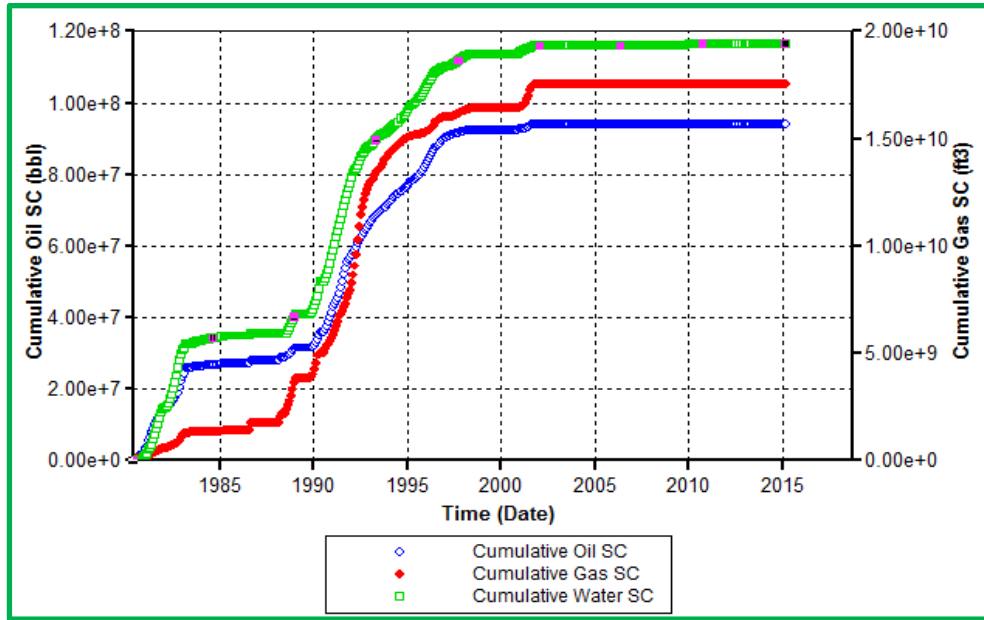


Gráfica 5.15. Curva de Permeabilidad Relativa Gas/Petróleo.

5.2.3 Producción

La producción se extrajo del software OFM. Desde Junio de 1980, hasta Febrero de 2015, un total de treinta y siete (37) pozos para el submodelo de los cuales han

producido en el yacimiento. Hasta la fecha indicada se ha producido 93 MMBN de petróleo, 180 MMBN de agua y 17,5 MMMPCN de gas, lo que evidencia el potencial de agua que genera este yacimiento, debido al lente inferior que muestra una baja resistividad e influye en la producción a la hora de perforar y cañonear en el lente superior, todo esto se resume en el *Gráfico 5.13*.



Gráfica 5.16. Producción Acumulada del yacimiento MU MM-416.

5.2.4 Perforación

El yacimiento MU MM-416 cuenta con sesenta y cinco (65) pozos completados a lo largo de su estructura agrupados en dos zonas como se explicó anteriormente. Actualmente existen cincuenta y ocho (58) pozos verticales y siete (07) pozos horizontales de los cuales solo 2 se encuentran activos con una baja tasa de producción. Cabe mencionar que los pozos horizontales se descartaron debido a que los surveys estaban malos y además se decidió trabajar con la zona central por poseer baja saturación de agua se muestra en la *Figura V.24* a continuación:

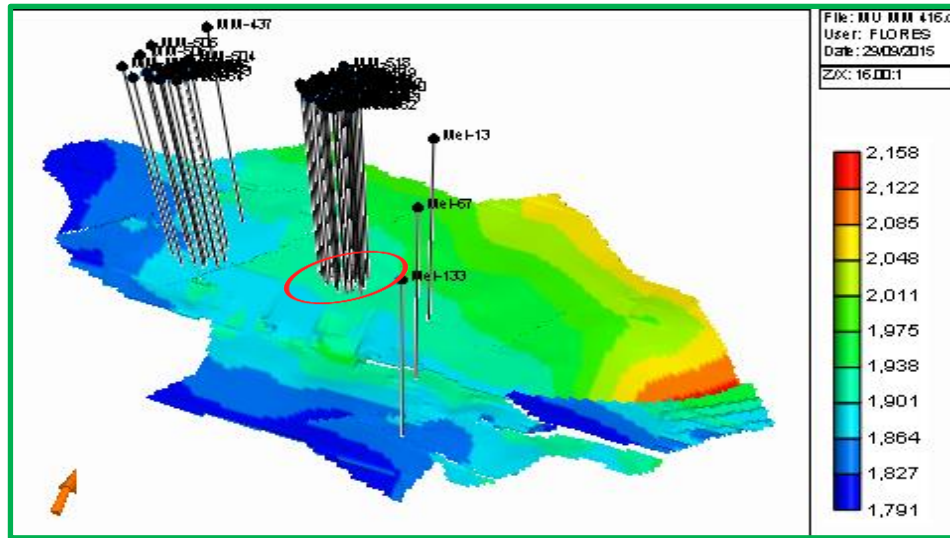


Figura V.24. Pozos verticales completados actualmente en la arena MU.

5.3 Propuestas de Pozos para I.C.V

Como se explicó anteriormente se seleccionó el grupo de pozos más propensos a ser sometidos a ICV, tomando en cuenta la saturación y corte de agua de estos para así tratar de evitar la producción masiva de agua, ya que, el yacimiento MU MM-416 por sus características arroja mucha producción de agua y no es factible. Se trabajó con treinta y siete (37) pozos distribuidos en el centro del yacimiento y además todos verticales.

5.4 Simulación Numérica

Para la simulación numérica se tomó un submodelo, debido a la cantidad de pozos y a la poca producción que cada uno mostraba, también como ya se mencionó antes se tomó en cuenta el mapa de isosaturacion de agua y el corte de agua que los mismos producen para poder discretizar el modelo a una escala menor y disminuir el tiempo de computo del simulador, este submodelo se muestra en la *Figura V.25* a continuación:

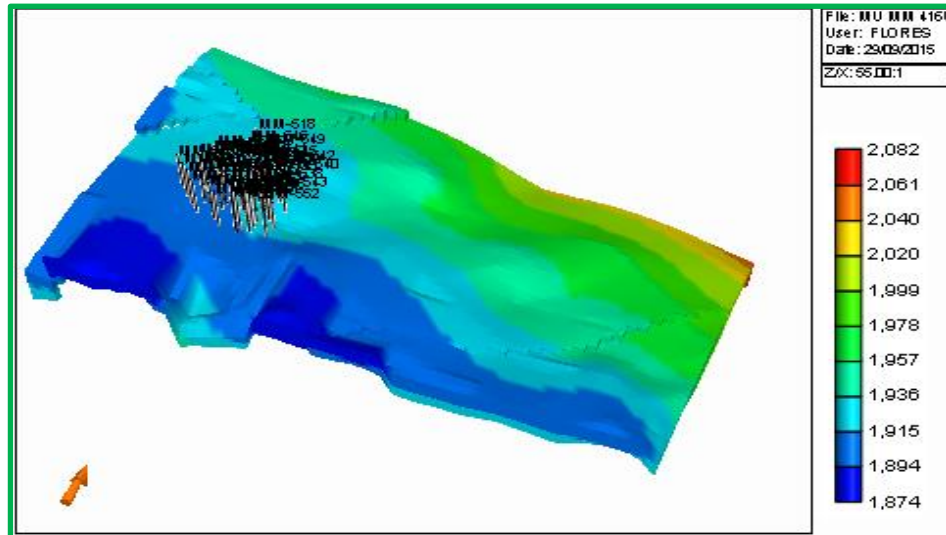


Figura V.25. Submodelo del yacimiento MU MM-416, zona central.

5.5 Cotejo Histórico

El principal problema del yacimiento MU MM-416 es el lente inferior de la arena que tiene un impacto importante en toda la producción del yacimiento, inicialmente no cotejaba nada del yacimiento en cuanto se trata a tasas de petróleo como se puede apreciar en la *Figura V.26* sin embargo, en cuanto a producción de agua y gas la similitud entre el simulador y lo real generaba un margen de error muy pequeño, por lo tanto se produjo a cotejar el petróleo, variando parámetros con la ayuda del software CMOST al cual se le indicaron parámetros para que el mismo generara intervalos de sensibilidad para estas variables.

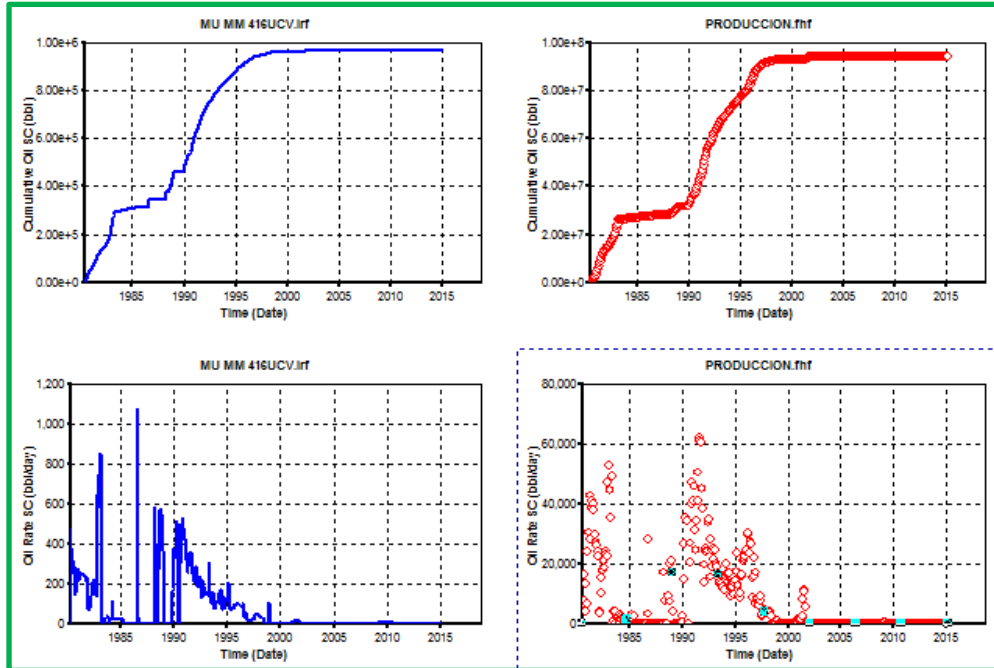


Figura V.26. Producción del yacimiento y curva de simulación sin cotejar.

Introducidas las variables al programa CMOST y completados todos los campos, mostrados en la siguiente figura necesarios para el cotejo:

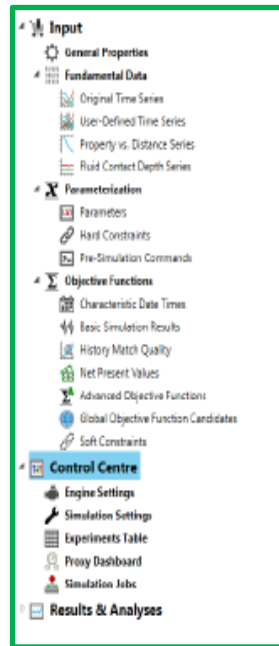


Figura V.27. Campos necesarios en el programa CMOST.

Completados todos los campos y una vez corrido el programa, se mostrara la pantalla como se aprecia en la siguiente figura:

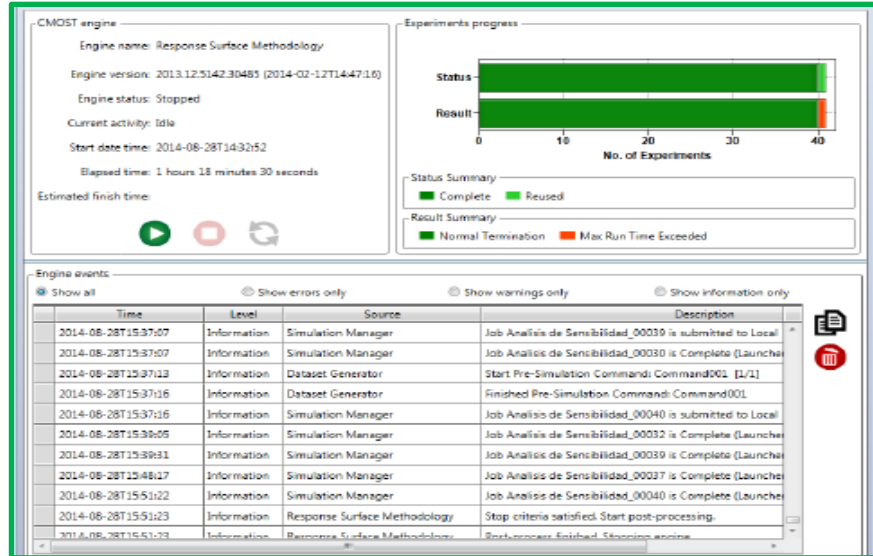


Figura V.28. Finalización de la corrida en el programa CMOST.

A continuación se muestra el caso base para las variaciones de gas del yacimiento y las curvas de mejor ajuste que arrojo CMOST en la siguiente figura:

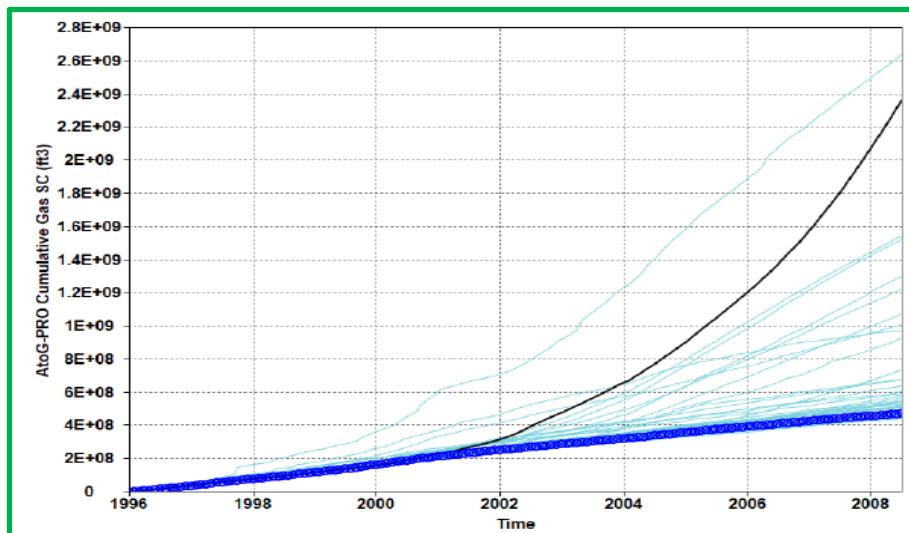


Figura V.29. Rectas de mejor ajuste arrojadas por CMOST.

En la *Figura V.32* se observa el caso para el gas donde la curva de color azul representa la producción original (.fhf), la curva de color negro la corrida del simulador (.irf) y las curvas azul los casos bases que plantea CMOST para encontrar un ajuste al mejor cotejo de este parámetro.

Por lo consiguiente se obtuvo un cotejo aceptable para el modelo en estudio como se puede apreciar en la *Tabla 5.9* a continuación:

Tabla 5.9. Valores modificados durante el cotejo.

Parámetros	Libro de Reservas 2013	Modelo Cotejado	%Error
Compresibilidad del Petróleo	1.55E-06	1.45E-06	6.4271
Densidad del Petróleo	1210	991.99	18.017
Gravedad Especifica del gas	0.85	0.75	11.765
Compresibilidad del agua	4.44E-07	4.44E-07	0.0032
Viscosidad del Petróleo	1000	600	40
Gravedad API	11	10.6	3.6364

En la *Tabla 5.9* se puede apreciar que el margen de error que se tomó para poder decir que el modelo es representativo fue menor al 20% y cabe mencionar que no se modificaron las curvas de permeabilidad relativa las cuales son el parámetro de mayor incertidumbre en un cotejo, ya que, las mismas son de fuente confiable y además tomadas a una muestra de campo.

También es muy importante destacar la incertidumbre que ocasionó la viscosidad del petróleo, ya que, la misma en las fuentes consultadas solo mostraban un rango que comprende entre 600 y 5000 cps lo cual generaba la duda de este parámetro pero el cotejo se ajustó a una viscosidad de 600 cps lo cual corrobora que es crudo pesado y comparado con crudos extrapesados de otros yacimientos es un valor muy aceptable.

A continuación se muestran las siguientes figuras donde se observan gráficos de lo que fue el modelo cotejado representativo para el yacimiento MU MM-416.

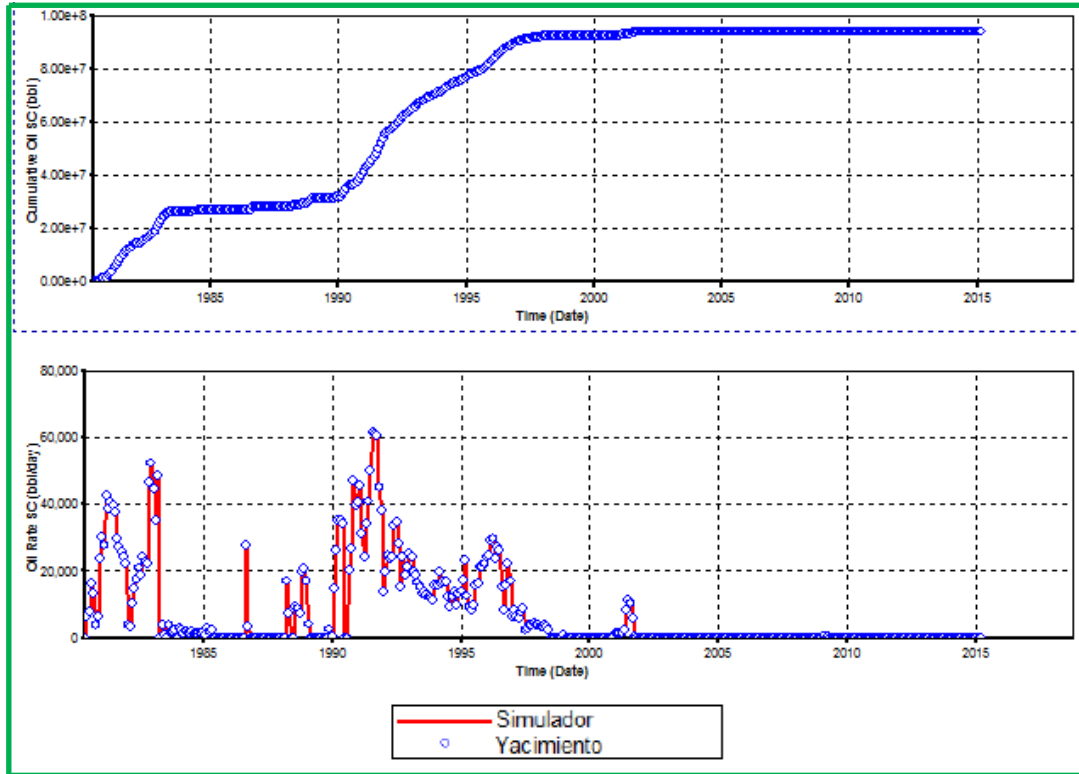


Figura V.30. Cotejo de tasa y acumulado de petróleo para el yacimiento MU MM-416.

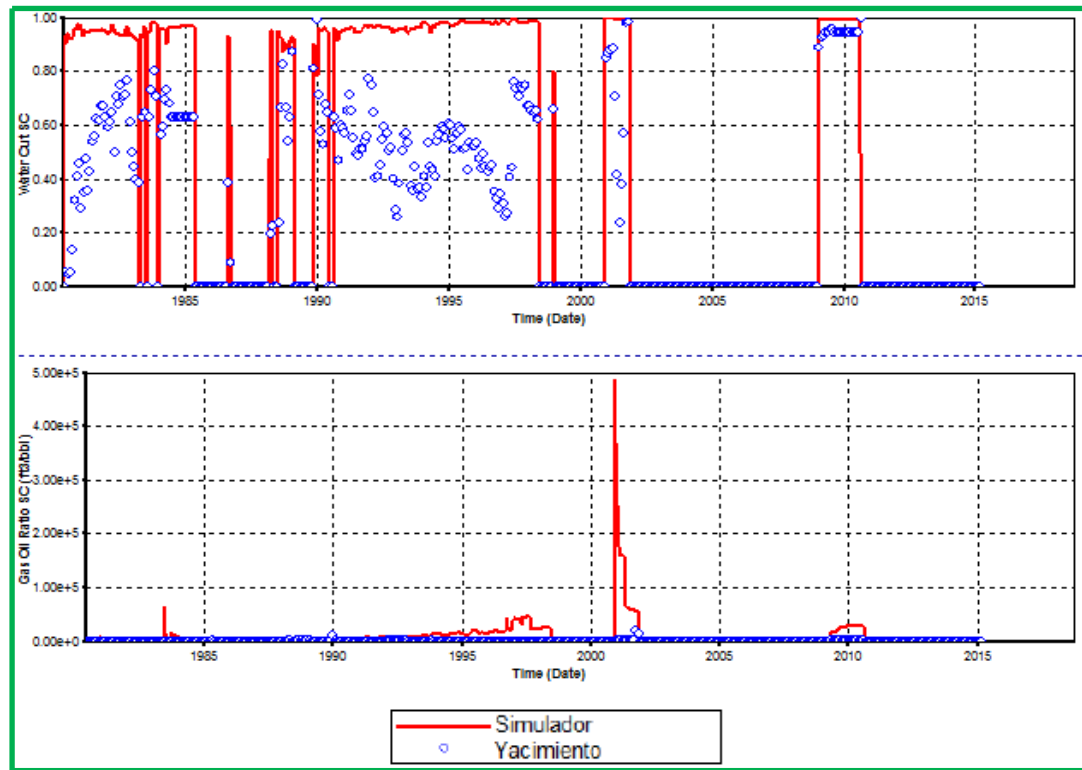


Figura V.31. Cotejo de agua y gas para el yacimiento MU MM-416.

5.6 Sensibilidades para la aplicación de I.C.V

Luego de diseñar el escenario se estudiaron los resultados generados los gráficos se generaron por medio del programa Results Graph del paquete de simulación CMG. También se estudiaron los cambios a través del tiempo de variables como presión, temperatura y saturación de petróleo, utilizando el programa Results 3D de CMG. A continuación se reportan los principales resultados de cada escenario diseñado. Este escenario se plantó en un lapso de tiempo de 20 años con la finalidad de aumentar el factor de recobro en la zona.

5.6.1 Escenario 1

Se puede destacar que este escenario se realizó con la finalidad de observar el comportamiento de la zona con menor saturación de agua al implementar ICV como

recuperación mejorada, además con esta primera evaluación se podrían tomar medidas definitivas de aplicar esta tecnología. En las siguientes figuras se pueden observar los resultados arrojados con un lapso de 20 años de producción.

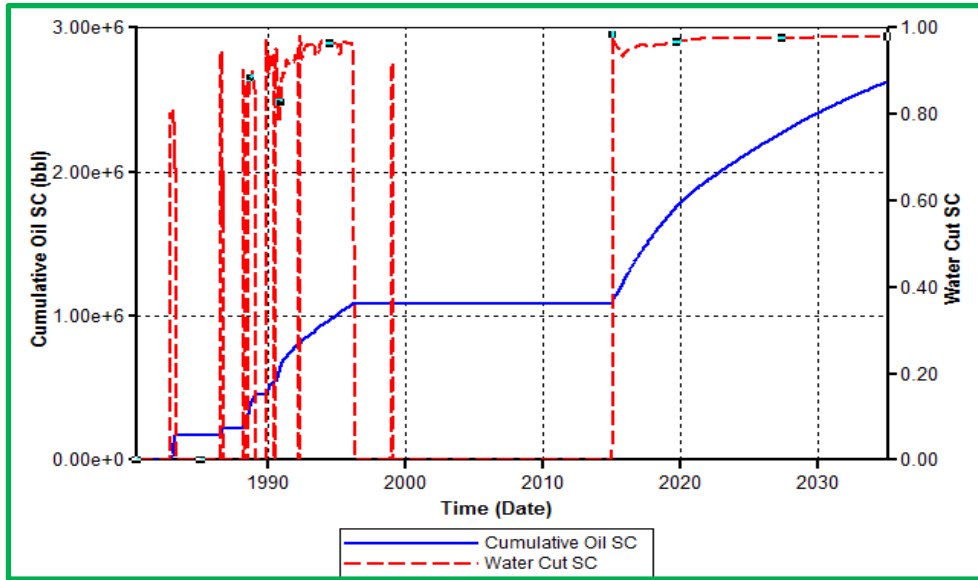


Figura V.32. Petróleo acumulado luego de la inyección continua de vapor.

En la *Figura V.35* se puede apreciar que para el 2015 se comienza con la inyección continua de vapor y el petróleo incrementa su producción pero el agua la incrementara mucho más para inicios de 2035, por lo tanto los pozos productores tendrán un comportamiento como se apreciara en la *Figura V.36*:

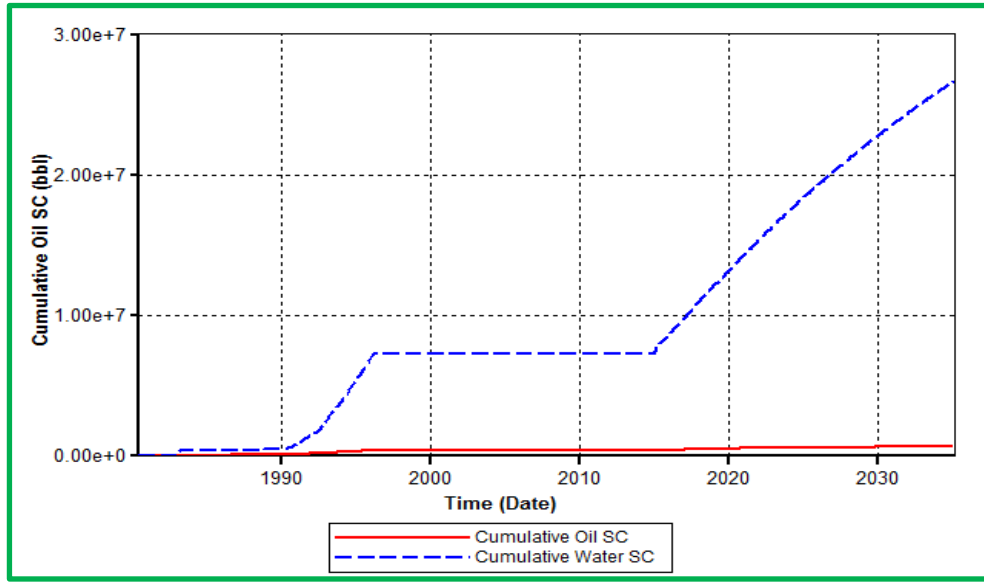


Figura V.33. Producción acumulada del pozo MM-528.

Debido a los resultados obtenidos se notara que con esta alta producción de agua el factor de recobro no debería de aumentar mucho, a pesar de que se esté produciendo poco petróleo. A continuación se muestra la *Figura V.37* sobre el incremento del factor de recobro luego de aplicar ICV:

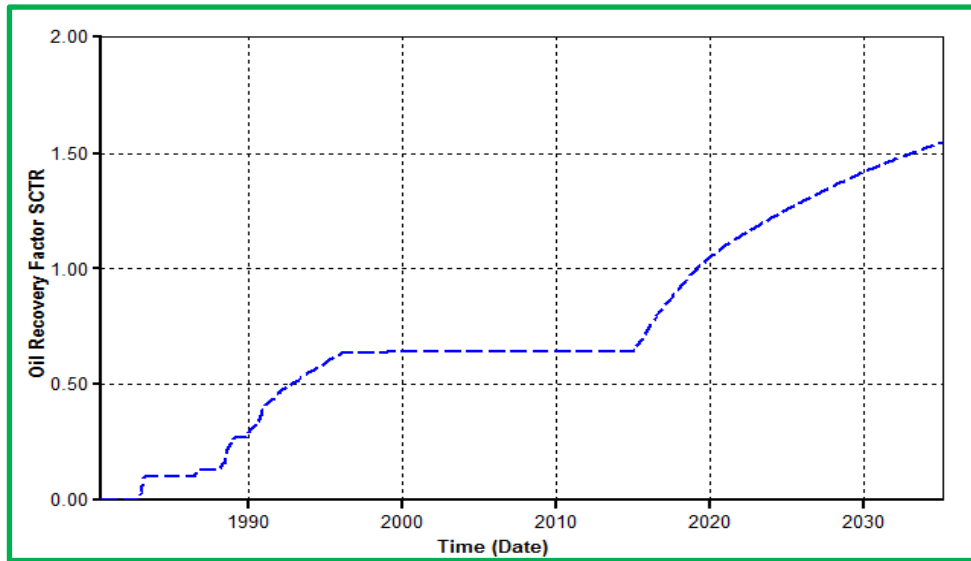


Figura V.34. Factor de recobro luego de la Inyección continúa de Vapor.

No se llegara al factor plan de 10% como se tenía planteado desde el inicio, todo esto es debido al alto contenido de agua que proporciona la arena MU.

A continuación se presenta en la siguiente figura la distribución de presión para los pozos productores del escenario 1:

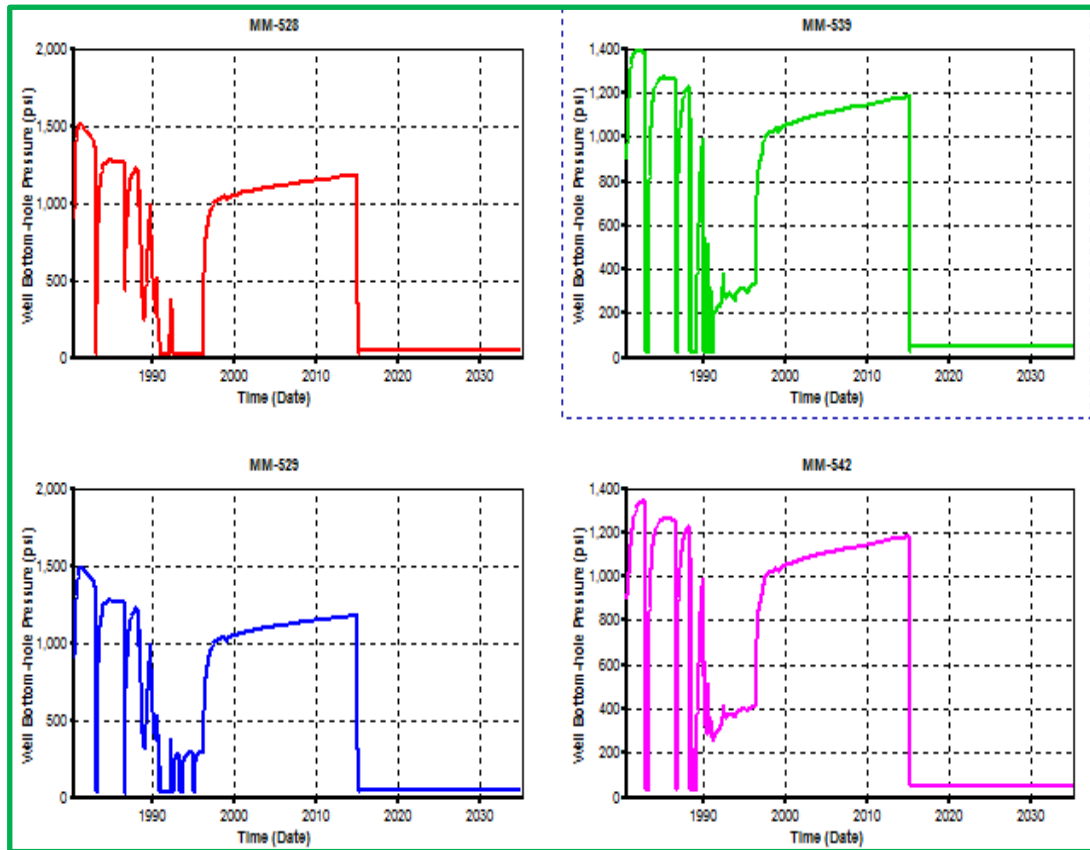


Figura V.35. Distribución de presiones pozos productores. Escenario 1.

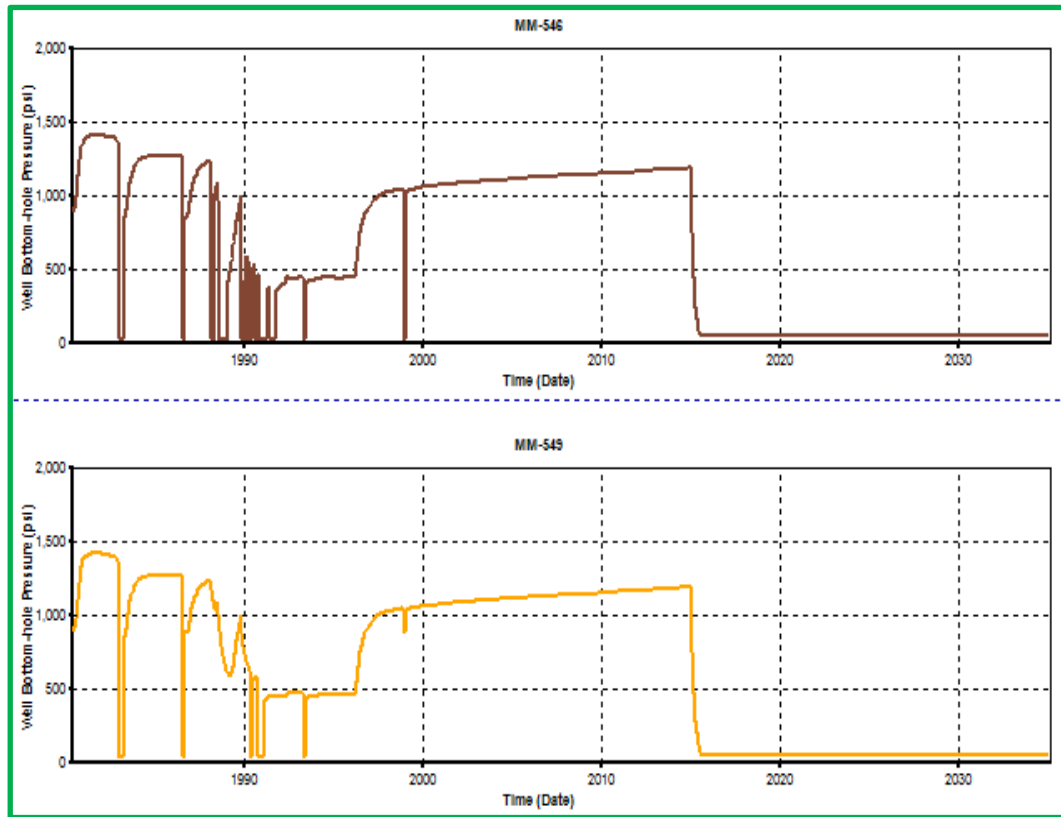


Figura V.36. Distribución de presiones pozos productores. Escenario 1.

Se observa que la presión en la cara de los pozos es suficiente baja, los pozos están completados directamente sobre el contacto agua – petróleo y no hay barreras de flujo vertical, entonces habrá conificación de agua y mayor producción de la misma.

5.7 Economía

Esta parte no se tomó en cuenta, ya que, no es rentable realizar un análisis económico cuando los resultados no son factibles en cuanto a producción de petróleo. Realizar un análisis económico sabiendo que la producción de agua es alta no es conveniente para la empresa invertir en esta arena en cuanto a inyección continua de vapor.

Las reservas recuperables fueron de 29,115 MMBN lo que represento el 1,5% del POES total del yacimiento, por tal motivo es ilógico realizar un balance económico

cuando la producción no sustenta la inversión que se tenga que realizar para la aplicación de dicho proyecto en estudio.

En relación a la conificación se prefiere manejar volúmenes de agua, es decir, tratar de no frenar la conificación pues resulta antieconómico, porque al hacer eso se disminuye el caudal de petróleo más de lo usual. El manejo de agua es más que rentable con la producción de petróleo.

CONCLUSIONES

- 1) Con el modelo estructural y estratigráfico se logró observar los lentes que conforman la arena MU y a su vez la disminución de resistividad que se genera en el lente inferior.
- 2) Se obtuvieron valores petrofísicos acorde a la zona en estudio.
- 3) El mapa de isosaturación de agua confirmó el alto corte de agua que produce la arena MU.
- 4) Se logró una consistencia para el PVT del pozo MM-437, la cual se utilizó para el modelado del yacimiento.
- 5) Se definió la viscosidad del petróleo en el área en estudio de 600 cps.
- 6) La curva de permeabilidad relativa agua/petróleo arrojó la presencia de un yacimiento petrolífero con alto contenido de agua.
- 7) Hasta la actualidad existe mayor producción de agua que de petróleo en el yacimiento MU MM-416.
- 8) Se logró un modelo de simulación consistente para la zona en estudio y un submodelo del cual se obtuvieron los resultados.
- 9) No resultó factible la inyección continua de vapor para el submodelo de la zona con menor saturación de agua, debido a que no se cumplía con el factor de recobro plan de 10%.
- 10) La producción en la mayoría de los pozos que han sido completados en la arena MU han tenido reactivación por procesos térmicos mediante Inyección Alterna de Vapor (IAV), debido a la alta producción de agua que estos

procesos generan en el yacimiento y sin embargo sigue resultado no factible por alto corte de agua.

11) La conificación es la causa de la producción de agua que proviene del acuífero inferior de la arena MU.

RECOMENDACIONES

- 1) Debido al fracaso que se ha tenido al implementar procesos térmicos en este caso ICV en la arena MU, se recomienda probar otra tecnología de recuperación mejorada como puede ser SAGD aplicado en pozos horizontales o inyección de polímeros.
- 2) Se recomienda perforaciones de pozos horizontales y buscar cañonear exactamente el lente superior, ya que, los pozos horizontales tienen menor área de drenaje.
- 3) Revisar muy a fondo el mapa isópaco estructural actual.
- 4) Definir a más profundidad el modelo estático de la zona, ya que, no lo posee.
- 5) Revisar los surveys de los únicos siete (07) pozos horizontales completados en la arena MU que son: MEL-150, MEL-152, MEL-197, MM-426, MM-450, MM-591 y MM-593, debido a que al cargarlos en el simulador se mostraban verticales y se corroboraron con las carpetas de pozos y efectivamente son horizontales.
- 6) Realizar más investigaciones geológicas sobre la arena MU, para poder predecir con exactitud que es lo que está pasando en ella.
- 7) Al producir tan alto corte de agua se pueden realizar estudios de reutilización del agua producida para implementar inyección de agua en otras zonas cercanas o reutilizarla para inyección de vapor en otros campos de mayor producción de petróleo.
- 8) Mejorar las curvas .Las para aquellos pozos que no se pudieron usar en dicho proyecto.

- 9) Realizar curvas de Chan para ayudar a entender la procedencia del agua de los pozos productores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Franklin J. Colina M. “Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento JOBO 01, Campo JOBO 02, a través de la simulación numérica”. Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Barcelona, Octubre (2009).
- [2] Joanna. Infante O. “Estimado de factor de recuperación por inyección continua de vapor: Campo Orocual”. Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Mayo (2007).
- [3] Elbano. Morales T. “Plan de explotación de la arena R2 del yacimiento MFB-90 Campo Bare Faja Petrolífera del Orinoco mediante Recuperación Térmica”. Tesis de Grado. Universidad del Zulia. Maracaibo, Junio (2014).
- [4] Dr. Adafael C. Rincón Mora. “Recuperación Térmica de Petróleo”. Caracas (2002).
- [5] Jesús Mannucci. “Recobro adicional de petróleo por métodos no convencionales”.
- [6] Geólogo Eudis J. Alcalá T. “Evaluación de formaciones a través de registros de pozos”. División faja. Distrito San Tomé. Gerencia de Yacimiento. San Tomé (2012).
- [7] Ing. Atahualpa Villarroel e Ing. Luís Matute. “Evaluación del proceso de Inyección Alterna de Vapor en el yacimiento UM MM 416 del campo melones”. Tesis. Puerto La Cruz, Marzo (2009).

- [8] Èfren J. Córdova M. “Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor en el yacimiento S5, T MM-412, perteneciente al campo Melones, U.E.Y Pesado Oeste San Tomé”. Tesis de Grado. Universidad De Oriente. Puerto La Cruz, Abril (2005).
- [9] Aurel Carcoana. “Applied Enhanced Oil Recovery”. 1992 by Prentice – Hall, Inc. A Simon and Schuster Company Englewood Cliffs, New Jersey 07632.
- [10] Efraín Barberii. “Pozo Ilustrado”.
- [11] Jesus Mannucci. “Caracterización física de yacimientos”.
- [12] Magdalena Paris. “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”. Segunda Edición (2001).
- [13] CIED PDVSA. “Gerencia de yacimientos maduros”.
- [14] A.Marciales and T. Babadagli. “Solvent Selection Criteria Based on Diffusion Rate and Mixing Quality for Different Temperature Steam/Solvent Applications in Heavy-Oil and Bitumen Recovery”. University of Alberta. SPE – 169291 – MS.
- [15] Abee A Awotude, and Madhar S Azad, King Fahd University of petroleum & Minerals, Naranjo Suarez CE, Ecopetrol. “Improving Steam Drive in Naturally Fractured Reservoirs: A Global Optimization Strategy”. SPE – 169409 – MS.
- [16] Ing. José S. Rivera V. “Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”. Puerto La Cruz (2004).

- ^[17] Elizabeth Del Valle Díaz. R y Marco A. Padrón J. “Evaluación de la factibilidad técnica y económica del proceso TOE TO HELL STEAMFLOOD (THSF) en la arena U1, 3 del yacimiento MFB-53, del campo BARE, faja petrolífera del Orinoco mediante simulación numérica de yacimientos”. Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Barcelona, Marzo (2011).
- ^[18] Andreina O. Hernández “Evaluación de las condiciones en la inyección continua de vapor para una producción eficiente del crudo extrapesado”. Tesis de Grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas (2012).
- ^[19] Ramos G. Daniel A. “Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alterna de vapor en pozos horizontales considerando un ciclo de inyección”. Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas (2003).
- ^[20] Hurtado de B. Jacqueline (2008). “El Proyecto de Investigación”.