

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**VOLUMEN DE VAPOR PARA LA ESTIMULACIÓN DE POZOS
HORIZONTALES: YACIMIENTO MFB-53 (ARENA U1,3)
CAMPO BARE**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Gutiérrez P., Ricardo
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**VOLUMEN DE VAPOR PARA LA ESTIMULACIÓN DE POZOS
HORIZONTALES: YACIMIENTO MFB-53 (ARENA U1,3)
CAMPO BARE**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Alfredo Essis

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Vicente Murgueytio

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Gutiérrez P., Ricardo
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

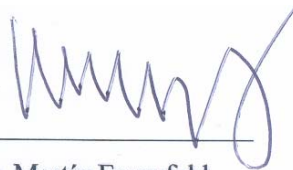
Caracas, 2007

Caracas, 2007.

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 Gutiérrez P., Ricardo G. titulado:

**“VOLUMEN DE VAPOR PARA LA ESTIMULACIÓN DE POZOS
HORIZONTALES: YACIMIENTO MFB-53 (ARENA U1,3)
CAMPO BARE”**

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



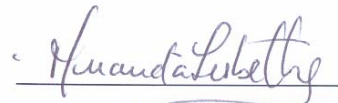
Dr. Martín Essensfeld

Jurado



MSc. José R. Villa

Jurado



Ing. Lisbeth Miranda

Jurado

DEDICATORIA

A **Dios Todopoderoso**, por protegerme y brindarme en la vida oportunidades maravillosas.

A la **Universidad Central de Venezuela**, por ser cuna de mis estudios, brindándome los conocimientos necesarios para poder lograr uno de los objetivos más importantes de mi vida, ser un profesional y haber crecido como persona

A mi tutor industrial, **Ing. Vicente Murgueytio**, quien con su experiencia técnica y gran personalidad siempre estuvo a la mayor disposición para orientarme y apoyarme durante la elaboración de este trabajo. “Muchas gracias Sr. Vicente”.

A mi tutor académico, **Ing. Alfredo Essis**, por dedicar parte de su tiempo para guiarme y aconsejarme durante el desarrollo de este trabajo. “Gracias Profesor por todo su apoyo y asesoría brindada”.

Al **Ing. José Castillo**, por haberme brindado la oportunidad de finalizar mi carrera en la sala de Estudios Integrados Pesado-Extrapesado San Tomé.

Al equipo de profesionales: **Sr. Virgilio, Sr. Jesús, Jorge P., Cleopatra, Lisbel, Rodolfo, Karin, Melitza, Karin, Nathalia** y muy en especial a, **Dayana, Jorge B., Jesús R., Luis Franco, Luis Leal, Joyce, Yamilkha, Laineth, Ricardo, Francisco, Marta, Cruz**, por poner su granito de arena para que este trabajo pudiese culminarse. “Gracias por todo su cariño y por su valiosa colaboración”.

A los profesores, **Angel Da Silva, Victor León, Sandro Gasbarri, José Villa, Martín Essinfeld, Leopoldo Farías, Lisbeth, Pedro Martorano, Pedro Vaca, Orlando Méndez, Francisco Barrios**, quienes siempre estuvieron dispuestos a compartir sus conocimientos de manera desinteresada, “son lo máximo”.

A mi Madre, **Xiomara**, simplemente por ser la madre más bella, ejemplar, incondicional maravillosa y cariñosa del mundo y por guiarme a donde hoy estoy. Gracias mamá, te amo.

A mi abuelita, **Rosa**, por sus oraciones y bendiciones. “Abue, te quiero muchísimo y quiero que sepas que admiro mucho tu dulzura y dedicación”.

A mis tíos, en especial a **Beatriz** y **Rodolfo** por todo su cariño, atención y por tratarme siempre como su hijo, los quiero muchísimo.

A mis primas, **Andrea & Vanessa**, por ser excelentes personas y hacerme saber que cuento con ustedes.

A mi novia y tu familia, **Ayarith, Sr. Victor, Sra. Ariani y Nella**. Aya, gracias por tu incondicional apoyo, por estar conmigo en las buenas y en las malas, por enseñarme tantas cosas valiosas en la vida, y simplemente por amarme. Gracias, y a tu familia por hacerme sentir que hay otro hogar para mi en ustedes, los quiero.

A **Cesar**, gracias por brindarme una sincera amistad y por hacerme reír en los buenos y difíciles momentos de mis pasantías, me diste tu apoyo de indudable ayuda para culminación de mi trabajo de grado, eres especial amigo.

A mis mejores amigos: **Any, Carelia, Alexander (Gordo), Gonzalo, Leo, Rafa (Guajiro), Yeczain (El Gordo), Guille, Cesar, Alemán (Don Ramón), Marcos (El negro), Alfimar (Analfi), Hugo, Jean Carlos (El papo), Engelbert (Nieto), Johana**, por los inolvidables momentos que compartí con ustedes durante mi carrera.

RICARDO GABRIEL GUTIÉRREZ PÉREZ

AGRADECIMIENTOS

A **Dios Todopoderoso**, por escucharme, protegerme en todo momento y permitir alcanzar mis metas al lado de personas maravillosas.

A la **Universidad Central de Venezuela**, por ser cuna de mis estudios, brindándome los conocimientos necesarios para poder lograr uno de los objetivos más importantes de mi vida, ser un profesional y haber crecido como persona

A mi madre, **Xiomara**, por darme la vida, por todo su cariño, apoyo incondicional, fiel ejemplo de que cuando hay problemas podemos solucionarlos con fe y fuerza. Te admiro no solo lo que has logrado “Cosa que me enorgullece magistralmente”, sino por ser una persona indispensable para que mis sueños se conviertan en realidad. “Ma... Te Amo”.

A mi Abuela, **Rosa**, gracias por ser mi guía en conjunto con mi madre de los pasos más importantes de mi vida, por estar siempre ahí en los momentos buenos y malos. Gracias por ayudar a levantar a la familia ya que sin ti, no estaríamos donde estamos ahora, ¡eso nunca lo olvidaré!, ten siempre presente que te quiero muchísimo y quien soy hoy es producto de tu apoyo y esfuerzo. “Abuela lo logramos, Te adoro...”.

A mis tíos y Primas: **Beatriz & Rodolfo, Andrea & Vanessa**, por enseñarme que cuando luchamos, obtenemos todo lo que queremos, **Beatriz**, por ser mi segunda mamá y representar un gran ejemplo a seguir en cuanto a responsabilidad, trabajo y superación, ¡te admiro mucho Títa linda!, **Rodolfo**, te has convertido en un ejemplo necesario como representante en mi vida, tus consejos, juegos y hasta regaños han servido para formar la persona que ves hoy “Gracias Saba”. **Andrea & Vanessa**, tengan en cuenta así como lo han hecho, la familia que Dios les ha puesto por delante, sigan con los ojos cerrados el ejemplo de sus padres, me encanta que luchen y hagan

lo que quiere ya que tienen el mundo en sus manos. “Las Admiro y Adoro muchísimo niñas”

A mi novia, **Ayarith**, por haberte dejado en uno de los últimos lugares no creas que eres menos importante, contigo he vivido cosas que con nadie en la vida, te amo con todas mis fuerzas y pretendo recordarme de este, como uno de los momentos importantes que nos quedan por vivir de ahora en adelante. Gracias a ti y a toda tu familia “Que considero como la mía también” que me permitieron quedarme con ustedes. ¡Te Adoro mi Ti y a tu Familia también...!

A mi padre, **Pedro**, tú que aunque no has estado presente en muchas ocasiones, siento el apoyo incondicional y cariño que me has brindado. De igual forma este título es para ti. Gracias por haberme dado la vida y ayudarme a lograr mis sueños ¡Pa... Te Adoro...!

A mis Amigos, **Any, Carelia, Alexander (Goldo), Gonzalo, Leo, Rafa (Guajiro), Yeczain (El Goldo), Guille, Cesar, Alemán (Don Ramón), Marcos (Polquería), Alfimar (Analfi), Hugo, Jean Carlos (El papo), Engelbert (El Botija)**, esto también es de ustedes, quiero que sepan que los admiro, y que los quiero muchísimo. Son los mejores amigos que alguien pudiese tener, cada uno con características totalmente diferentes, que hacen de cada uno de ustedes personas especiales e importantes en mi vida. Si me pongo a hablar de cada uno “Cosa que me sobran ganas” no me dejan presentar la tesis por exceso de páginas.... Los Adoro Amigos. Sigán adelante y para atrás no (Como ejemplo lo que le pasó a Jean por andar mirando atrás). Nos estaremos viendo siempre.

***LOS AMO A TODOS.
RICARDO GABRIEL GUTIÉRREZ PÉREZ.***

Gutiérrez P., Ricardo

**VOLUMEN DE VAPOR PARA LA ESTIMULACIÓN DE POZOS
HORIZONTALES: YACIMIENTO MFB-53 (ARENA U1,3)
CAMPO BARE**

**Tutor Académico: Prof. Alfredo Essis. Tutor Industrial:
Ing. Vicente Murgueytio. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.
Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2007, 209 pág.**

Palabras Claves: Hidrocarburos, Estimulación de Yacimientos, Estadística, Recobro Térmico del Petróleo, Simulador CMG STARS, Evaluación Económica, Inyección Alternada de Vapor.

Resumen. En la industria petrolera mundial, es indispensable maximizar el recobro de hidrocarburo para aumentar así las ganancias de producción, lo que resulta en incremento de beneficios económicos a la hora de explotar un campo petrolero. Específicamente en campos Venezolanos se encuentra, en su mayoría crudo pesado que dificulta la tarea de extracción, por lo que se requiere la utilización de métodos de levantamiento especializados como procesos térmicos que implican inyección de vapor para lograr el cometido de incrementar en cuanto sea posible las ganancias concedidas por el campo tratado. El presente trabajo se realiza con la finalidad de calcular la cantidad de vapor necesario para estimular los pozos horizontales presentes en el campo Bare en Venezuela para acelerar el proceso de recobro de petróleo y de esta forma lograr acrecentar los beneficios económicos.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
ÍNDICE DE GRÁFICOS	xv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	6
1 ASPECTOS GENERALES DEL ESTUDIO.....	6
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	6
1.2 OBJETIVOS	6
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	6
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	7
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	7
1.4 SUPOSICIONES.....	8
1.5 LIMITACIONES	9
CAPÍTULO II.....	10
2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	10
2.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	10
2.1.1 Cuenca Oriental de Venezuela	10
2.1.2 Evolución de la Estructura de la Cuenca.....	12
2.1.3 Subcuenca de Guárico.....	12
2.1.4 Subcuenca de Maturín.....	13
2.1.5 Faja del Orinoco	13
2.1.6 Área Ayacucho.....	14
2.1.7 Cuadrángulo Bare.....	15
2.2 YACIMIENTO U1,3/MFB-53	16
CAPÍTULO III.....	21
3 MARCO TEÓRICO.....	21
3.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	21
3.1.1 Viscosidad del Petróleo.....	22
3.1.2 Factor volumétrico del Petróleo y del Gas	25
3.1.3 Densidad del Petróleo.....	30
3.1.4 Compresibilidad del petróleo	33
3.1.5 Gas en solución	37

3.1.5.1	Correlación Vasquez-Beggs	39
3.1.5.2	Correlación de Glasco	40
3.1.5.3	Correlación de Marhoun.....	40
3.1.5.4	Correlación de Petrosky-Farshad	41
3.1.5.5	Correlación de Laineth López	41
3.1.6	Presión de burbuja y de rocío	42
3.2	PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ROCA EN EL YACIMIENTO	45
3.2.1	Porosidad.....	45
3.2.2	Permeabilidad.....	46
3.2.3	Saturación.....	48
3.2.4	Mojabilidad de la Roca o Humectabilidad	50
3.2.5	Tensión Superficial y Tensión Interfacial (σ)	52
3.2.6	Presión Capilar	53
3.3	PROPIEDADES TÉRMICAS DE ROCAS Y FLUIDOS.....	55
3.3.1	Calor Específico	55
3.3.1.1	Hidrocarburos Líquidos y Petróleo.....	56
3.3.1.2	Hidrocarburos Gaseosos.....	56
3.3.1.3	Agua Saturada	56
3.3.1.4	Rocas	56
3.3.2	Conductividad Térmica	57
3.3.2.1	Conductividad térmica de líquidos y gases:	57
3.3.2.2	Conductividad Térmica de las Rocas:	59
3.3.3	Difusividad Térmica.....	60
3.3.4	Capacidad Térmica de las Rocas Saturadas.....	61
3.4	TIPOS DE POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO.....	62
3.4.1	Pozos Verticales	62
3.4.2	Pozos Horizontales.....	63
3.4.2.1	Ventajas de los Pozos Horizontales.....	64
3.4.2.2	Desventajas de los Pozos Horizontales	65
3.4.2.3	Aplicaciones de los pozos horizontales.....	66
3.4.2.4	Métodos de levantamiento generalmente usados en pozos horizontales	66
3.5	MÉTODOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA	67
3.5.1	Combustión in Situ.....	69
3.5.2	Inyección Alterna de Vapor (I.A.V.).....	70
3.5.2.1	Inyección Convencional.....	70
3.5.2.2	Inyección Selectiva.....	70

3.5.2.3	Mecanismos involucrados en la Inyección Alterna de Vapor	73
3.5.2.4	Parámetros involucrados en la Inyección Alterna de Vapor.....	74
3.5.2.4.1	Presión del Yacimiento.....	74
3.5.2.4.2	Profundidad de la Formación Productora	75
3.5.2.4.3	Espesor del Intervalo Abierto a Producción	75
3.5.2.4.4	Saturación de Petróleo	75
3.5.2.4.5	Saturación de agua.....	76
3.5.2.4.6	Viscosidad del Petróleo	76
3.5.2.4.7	Porosidad	76
3.5.2.4.8	Relación Gas Petróleo.....	77
3.5.2.4.9	Tasa de Producción Fría y Relación Agua/Petróleo – Gas/Petróleo.....	77
3.5.2.5	Factores que ocasionan las pérdidas de calor en el pozo.....	78
3.5.3	Inyección Continua de Vapor.....	78
3.5.4	Inyección de Agua Caliente.....	79
3.6	SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.....	80
3.6.1	Tipos de Simuladores de Yacimientos	82
3.6.1.1	Simuladores de Petróleo Negro	82
3.6.1.2	Simuladores Composicionales.....	82
3.6.1.3	Simuladores de Procesos Térmicos	83
3.6.1.4	Simuladores de Procesos Químicos.....	83
3.6.2	Diseño de los modelos de Simulación.....	83
3.6.2.1	Modelo 0-D	84
3.6.2.2	Modelo 1-D	85
3.6.2.3	Modelo 2-D	85
3.6.2.4	Modelo 3-D	86
3.7	CONCEPTOS E INDICADORES ECONÓMICOS.....	87
3.7.1	Horizonte Económico.....	88
3.7.2	Flujo de Caja	88
3.7.3	Tasa de Descuento.....	88
3.7.4	Indicadores Económicos.....	89
3.7.5	Otros términos de interés económico	90
CAPITULO IV.....		93
4	DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS UTILIZADAS	93
4.1	RIPPET - RED DE INFORMACIÓN PETROLERA Y PETROQUÍMICA	93
4.2	SIMDE – CARPETA DE POZOS	94
4.3	SIGEMAP	95

4.4	APLICACIONES LANDMARK	96
4.4.1	PetroWorks	97
4.4.1.1	Shale Volume	98
4.4.1.2	OnePhieSw	98
4.4.1.3	MathPack	98
4.5	APLICACIONES DE LA PLATAFORMA CMG	98
4.5.1	Constructor del Modelo de Simulación (Builder)	99
4.5.2	Control de Entrada/Salida (I/O control)	99
4.5.3	Yacimiento (Reservoir)	100
4.5.4	Propiedades de los Componentes (Components)	101
4.5.5	Datos de las Propiedades de la Roca y de los Fluidos (Rock-Fluid)	101
4.5.6	Condiciones Iniciales (Initial)	102
4.5.7	Control de Métodos Numéricos (Numerical)	103
4.5.8	Datos Recurrentes de los Pozos (Wells&Recurrent)	103
4.6	SIMULADOR STARS	104
4.6.1	Resultados del Modelo Tridimensional (Results 3D)	105
4.6.2	Gráficos de Resultados (ResultsGraph)	106
4.7	SISTEMA DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (SEEPLUS)	106
4.8	HOJA DE CÁLCULO DE MICROSOFT (EXCEL)	107
4.9	CRYSTAL BALL SOFTWARE (HERRAMIENTA ESTADÍSTICA)	108
CAPITULO V		110
5	MARCO METODOLÓGICO	110
5.1	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	111
5.2	CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	112
5.3	MODELO PETROFÍSICO	113
5.3.1	Cálculo de la Porosidad	113
5.3.2	Cálculo de la Arcillosidad	114
5.3.3	Cálculo de la Saturación de Agua	115
5.3.4	Cálculo de la Permeabilidad	116
5.3.5	Cálculo del Espesor de Arena Neta Petrolífera	117
5.4	Aplicación Estadística	117
5.5	PERMEABILIDAD RELATIVA	118
5.6	SIMULACIÓN NUMÉRICA	118
5.6.1	Generación del mallado de simulación	118
5.6.2	Ajuste Histórico de PROducción del Submodelo	120
5.6.3	Escenarios de Simulación	121

5.7	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	122
5.8	GENERACIÓN DE UNA BASE DE DATOS	124
CAPITULO VI.....		125
6	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	125
6.1	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	125
6.2	EVALUACIÓN PETROFÍSICA.....	127
6.2.1	RESISTIVIDAD DEL AGUA DE LA FORMACIÓN.....	127
6.2.2	Cálculo de la Saturación de Agua	127
6.2.2.1	Salinidad.....	128
6.2.2.2	Matriz (a/m/n)	128
6.2.3	VOLUMEN DE ARCILLA	129
6.2.4	Creación de un modelo Petrofísico.....	129
6.2.5	Determinación del valor de Arena Neta Petrolífera.....	130
6.2.6	Determinación de la POROSIDAD Y LA Permeabilidad.....	131
6.2.7	representación de sensibilidades realizadas a las variables operacionales	134
6.3	CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS.....	135
6.3.1	Permeabilidades Relativas.....	135
6.3.2	Propiedad de los fluidos - Análisis PVT	136
6.4	SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	137
6.4.1	MODELO DINÁMICO	138
6.4.2	COTEJO HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN.....	139
6.4.3	GENERACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE SIMULACIÓN	139
6.5	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	143
6.6	BASE DE DATOS GENERADA	147
6.7	COMPARACIÓN DE RESULTADOS	148
CONCLUSIONES		155
RECOMENDACIONES.....		157
BIBLIOGRAFÍA.....		158
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		160
APÉNDICE A.....		161
APÉNDICE B		163
APÉNDICE C		168
APÉNDICE D.....		182
APÉNDICE E		189
APÉNDICE F.....		207

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Solubilidad del gas en crudos pesados.	23
Tabla 2: Rango de las variables independientes propuestas para la aplicación de la ecuación 4.	25
Tabla 3: Rango de las variables independientes propuestas para la aplicación de la ecuación 7.	28
Tabla 4: Rango de las variables independientes propuestas para la aplicación de la ecuación 15.	33
Tabla 5: Coeficientes utilizados en la correlación de Vasquez & Beggs	39
Tabla 6: Coeficientes utilizados para la correlación de Marhoun	41
Tabla 7: Rango de las variables independientes propuestas para la aplicación de la ecuación 26.	42
Tabla 8: Rango de las variables independientes propuestas para la aplicación de la ecuación 27.	44
Tabla 9: Ángulos indicativos de la adherencia de un líquido sobre una superficie sólida	50
Tabla 10: Unidades utilizadas en la ecuación de Capacidad Calorífica	62
Tabla 11: Características de los métodos de levantamiento usados en pozos horizontales.....	67
Tabla 12: Criterios de preselección para la aplicación de I.A.V.	120
Tabla 13: Criterios económicos para la aceptación de un proyecto de inversión.....	123
Tabla 14: Valores de los parámetros Matriz tomados del núcleo MFB-598.....	128
Tabla 15: Resultado de la evaluación estadística (Espesor).....	130
Tabla 16: Frecuencia de ocurrencia para el espesor de los pozos horizontales del yacimiento MFB-053, perteneciente al campo Bare.	130
Tabla 17: Rango de propiedades representativas del yacimiento (Espesor).....	131
Tabla 18: Frecuencia de ocurrencia para la porosidad de los pozos horizontales del yacimiento MFB-053, perteneciente al campo Bare.	132
Tabla 19: Frecuencia de ocurrencia para la permeabilidad de los pozos horizontales del yacimiento MFB-053, perteneciente al campo Bare.	133
Tabla 20: Resultado de la evaluación estadística (Permeabilidad).....	133
Tabla 21: Rango de propiedades representativas del yacimiento (Permeabilidad)	134
Tabla 22: Rango de aplicación de variables operacionales.	134
Tabla 23: Propiedades del análisis PVT del yacimiento MFB-53/U1,3.....	136
Tabla 24: Sensibilidades aplicadas a los parámetros representativos en una I.A.V. para Bare.	140
Tabla 25: Sensibilidad aplicada a la presión de Yacimiento	140
Tabla 26: Modelo representativo del análisis de sensibilidad generado.....	141
Tabla 27: Comparación de datos de producción reales con los simulados, para I.A.V.....	149
Tabla 28: Propiedades Térmicas de las Rocas	162
Tabla 29: Evaluación Petrofísica por Pozo (189 Pozos)	169
Tabla 30: Resultados de la Evaluación Petrofísica Original	176

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Variación de la Gravedad API según la densidad del Petróleo	31
Gráfico 2: Variación de la densidad del Crudo en Función de la Temperatura.....	32
Gráfico 3: Incremental de producción de crudo para propiedades promedio.....	142
Gráfico 4: V.P.N. de la I.A.V. para propiedades promedio del Yacimiento MFB-53/U1,3.....	145
Gráfico 5: Desviación de los resultados simulados con los reales, ante la I.A.V.....	150
Gráfico 6: Estadística de la L.H. de los Pozos del Yacimiento MFB-053/U1,3, Campo Bare.....	151
Gráfico 7: Tonelaje de vapor para una longitud horizontal y permeabilidad promedio.....	152
Gráfico 8: Tonelaje de vapor para una longitud horizontal y permeabilidad promedio.....	153
Gráfico 9: Relación Gras Petróleo en Solución (PVT Utilizado).....	164
Gráfico 10: Factor Volumétrico del Petróleo (PVT Utilizado).....	164
Gráfico 11: Factor Volumétrico del Gas (PVT Utilizado).....	165
Gráfico 12: Viscosidad del Petróleo (PVT Utilizado).....	165
Gráfico 13: Viscosidad del Gas (PVT Utilizado).....	166
Gráfico 14: Compresibilidad del Petróleo (PVT Utilizado).....	166
Gráfico 15: Permeabilidad Relativa al Agua.....	167
Gráfico 16: Permeabilidad Relativa el Gas	167
Gráfico 17: Resultados de la comparación estadística (Espesor)	177
Gráfico 18: Resultados de la comparación estadística (Permeabilidad).....	178
Gráfico 19: Resultados de la comparación estadística (Porosidad).....	179
Gráfico 20: Resultados de la comparación estadística (Saturación de Agua)	180
Gráfico 21: Resultados de la comparación estadística (Arcillosidad).....	181
Gráfico 22: Producción Acumulada de Petróleo, Pozo MFB-0433	183
Gráfico 23: Producción Acumulada de Agua, Pozo MFB-0433	184
Gráfico 24: Producción Acumulada de Gas, Pozo MFB-0433.....	185
Gráfico 25: Cotejo de producción acumulada de petróleo, Pozo MFB-0433.....	186
Gráfico 26: Cotejo de producción acumulada de agua, Pozo MFB-0433	187
Gráfico 27: Cotejo de producción acumulada de gas, Pozo MFB-0433	188
Gráfico 28: VPN de la I.A.V. para una Longitud Horizontal de 1000' (Caso Modelo de Resultados)190	
Gráfico 29: VPN de la I.A.V. para una Longitud Horizontal de 2000' (Caso Modelo de Resultados)191	
Gráfico 30: VPN de la I.A.V. para una Longitud Horizontal de 3000' (Caso Modelo de Resultados)192	
Gráfico 31: VPN de la I.A.V. para una Longitud Horizontal de 4000' (Caso Modelo de Resultados)193	
Gráfico 32: VPN/Vapor Inyectado Vs. Vapor Inyectado/Espesor para una L.H. de 1000'	194
Gráfico 33: VPN/Vapor Inyectado Vs. Vapor Inyectado/Espesor para una L.H. de 2000'	195

Gráfico 34: VPN/Vapor Inyectado Vs. Vapor Inyectado/Espesor para una L.H. de 3000'	196
Gráfico 35: VPN/Vapor Inyectado Vs. Vapor Inyectado/Espesor para una L.H. de 4000'	197
Gráfico 36: Valor presente neto (VPN) respecto al tonelaje de inyección, para 1000' de L.H.....	198
Gráfico 37: Valor presente neto (VPN) respecto al tonelaje de inyección, para 2000' de L.H.....	199
Gráfico 38: Valor presente neto (VPN) respecto al tonelaje de inyección, para 3000' de L.H.....	200
Gráfico 39: Valor presente neto (VPN) respecto al tonelaje de inyección, para 4000' de L.H.....	201
Gráfico 40: V.P.N. de la I.A.V. basado en propiedades promedio del Yacimiento MFB-53/U1,3.....	202
Gráfico 41: V.P.N. de la I.A.V. por Longitud Horizontal, para propiedades promedio del Yacimiento MFB-53/U1,3.	203
Gráfico 42: V.P.N. por incremental de producción en caliente.....	204

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela	10
Figura 2: Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco	14
Figura 3: Ubicación Geográfica de Ayacucho	14
Figura 4: Ubicación del Cuadrángulo Bare en el Área Ayacucho.....	15
Figura 5: Trampas del Cuadrángulo Bare	16
Figura 6: Trampa 15 Campo Bare.....	16
Figura 7: Sección Estratigráfica Oeste/Este del yacimiento U1,3/MFB-53	17
Figura 8: Sección Estratigráfica Sur/Norte del yacimiento U1,3/MFB-53	18
Figura 9: Mapa de Ambiente del Yacimiento U1,3/MFB-53.....	18
Figura 10: Efecto de la presión en la viscosidad, en un sistema isotérmico.....	23
Figura 11: Comportamiento del factor volumétrico del petróleo con la presión.....	26
Figura 12: Comportamiento del factor volumétrico del gas en función de la presión.....	29
Figura 13: Comportamiento del factor volumétrico total respecto a la presión	29
Figura 14: Comportamiento de la compresibilidad del petróleo bajo cambios de presión.....	34
Figura 15: Comportamiento del gas en solución bajo los efectos de disminución de la presión.....	35
Figura 16: Comportamiento del coeficiente de compresibilidad del petróleo en función de la presión	36
Figura 17: Comportamiento de R_s (Gas en solución) respecto a los cambios de presión	38
Figura 18: Esquema gráfico de la evolución de los puntos de burbuja y de rocío	44
Figura 19: Permeabilidad Relativa, Comportamiento Característico	47
Figura 20: Distribución de los fluidos en el yacimiento (Con Petróleo de $^aAPI > 10$).....	49
Figura 21: Ángulos de contacto según mojabilidad de la roca.....	51
Figura 22: Tensión Interfacial	52
Figura 23: Ilustración de un ensayo en tubo capilar.....	53
Figura 24: Curvas Típicas de Presión Capilar.....	55
Figura 25: Visualización de un pozo vertical.....	63
Figura 26: Visualización de un pozo horizontal.....	64
Figura 27: Diagrama de la Inyección Alterna de Vapor.....	71
Figura 28: Diagrama del proceso de Inyección Continua de Vapor.....	79
Figura 29: Esquema de un modelo de simulación (2-D).....	84
Figura 30: Esquema de un modelo de simulación (1-D).....	85
Figura 31: Esquema de un modelo de simulación (2-D).....	85
Figura 32: Esquema de un modelo de simulación (3-D).....	86
Figura 33: Punto de equilibrio en un proyecto de inversión.....	92

Figura 34: Pantalla Principal de Búsqueda de Documentación RIPPET.....	94
Figura 35: Ventana Principal (SIMDE).....	95
Figura 36: Aplicación Carpeta de Pozos (SIMDE)	95
Figura 37: Ventana principal de MicroStation SE.....	96
Figura 38: Ventana principal de trabajo en Sigemap	96
Figura 39: Ventana Principal de CMG Launcher.....	98
Figura 40: Módulo Builder - “Constructor de modelos de Simulación”	99
Figura 41: Módulo I/O Control - “Control de Entrada/Salida”	100
Figura 42: Módulo Reservoir - “Yacimiento”	100
Figura 43: Módulo Components - “Componentes”	101
Figura 44: Modulo Rock – Fluids - “Propiedades de la Roca y de los Fluidos”	102
Figura 45: Modulo Initial Conditions - “Condiciones Iniciales”	102
Figura 46: Módulo Numerics - “Métodos Numéricos”	103
Figura 47: Módulo de Pozo - “Well & Recurrent”	104
Figura 48: Ventana Principal del Simulador STARS.....	105
Figura 49: Ventana Principal del “Results 3D”	105
Figura 50: Ventana de los “Gráficos de los Resultados” (Results Graph)	106
Figura 51: Ventana Principal del Sistema de Evaluaciones Económicas SEEPLUS	107
Figura 52: Hoja de cálculo en Excel	108
Figura 53: Ventana de trabajo del Cristal Ball Software.....	109
Figura 54: Flujograma de actividades propuesto.....	110
Figura 55: Ventana de Shale Volume.....	114
Figura 56: Variación de la Permeabilidad en función de la Porosidad, según Coates & Denoo.	116
Figura 57: Generación del Submodelo de simulación.....	119
Figura 58: Aspectos relacionados al análisis económico de la I.A:V.....	144
Figura 59: Base de datos generada en Excel.	148

INTRODUCCIÓN

Uno de los factores de mayor contundencia, desde el inicio de la aplicación del método de recuperación térmica de Inyección Alternada de Vapor (I.A.V.) en las empresas operadoras nacionales y anteriormente en sus predecesoras, es el volumen de vapor óptimo tanto económica como energéticamente a ser inyectado. Aún, en nuestros días, luego de tener más experiencia en cuanto a este tema, y luego de haberse inyectado en diversos campos de crudo pesado y extra-pesado en el mundo entero, no se ha obtenido a ciencia cierta una respuesta contundente que indique la cantidad de vapor a inyectar en determinado pozo.

En búsqueda de una respuesta al problema planteado anteriormente, en la reducción de costos y de un aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos, cada empresa operadora establece su propio método para la determinación efectiva del valor respecto al parámetro discutido. Para esto se han generado modelos matemáticos de predicción de producción bajo estas condiciones de producción mediante estimulación, con ayuda de herramientas estadísticas y programas de evaluación económica, que permitan establecer algún tipo de correlación válida para extender la aplicación de este método en otras áreas de trabajo.

Otro factor determinante dentro del problema y uno de los más preocupantes, es que cada yacimiento responde diferente bajo la aplicación de estos métodos de recuperación térmica, y hablando de forma más específica, cada uno de los pozos pertenecientes a esos yacimientos responderá de forma distinta bajo la aplicación de tratamientos iguales en cuanto a dosis de vapor.

Se tiene entonces la idea de desarrollar un método basado en la simulación numérica, que en el mejor de los casos, permita establecer el comportamiento de producción de un pozo ante la estimulación con vapor. Los resultados de campo basados en la

aplicación del comportamiento predicho mediante este modelo, pudieran ser analizados más adelante para ver si son aplicables en todo el yacimiento.

En tal sentido se ha atacado el problema propuesto en el presente trabajo, utilizándose como pozo piloto MFB-0433 para verificar la integración de los modelos estático y dinámico, ya que posee historia de producción continua y cumple con las condiciones descritas en el presente trabajo que le permite, entre muchos casos, ser modelo ejemplar para la aplicación de procesos de estimulación con vapor. Este proceso constituye una investigación que consta básicamente de 6 partes:

1. Identificación del problema.
2. Determinación de las técnicas a implementar para su solución.
3. Estudio del comportamiento de los parámetros petrofísicos y operacionales que se encuentran involucrados en el proceso de I.A.V.
4. Análisis estadístico de los parámetros involucrados en el proceso de I.A.V. para ampliar el rango de aplicación de este proceso, generando diversos escenarios de explotación.
5. Simulación numérica de los escenarios para predecir el comportamiento de producción, y su respuesta bajo efectos de sensibilización de sus parámetros.
6. Optimización de los resultados mediante la aplicación de herramientas financieras.

Como objetivo adicional se tratará de establecer una correlación que permita determinar el comportamiento de producción y rentabilidad de este yacimiento de forma más sencilla y simplificada.

Experiencias relacionadas con la I.A.V. en la Faja Petrolífera del Orinoco

En referencia al tema de I.A.V. la experiencia que se tiene es amplia en el mundo petrolero, sin embargo, cuando se habla respecto al tonelaje de vapor óptimo para la

inyección en un pozo, es poco lo que se ha escrito. Uno de los trabajos consultados de mayor importancia para la realización de éste proyecto de investigación fue el presentado por el Ing. Manolo Reyna ^[7], que trata de la determinación del vapor requerido para la estimulación de pozos verticales en la Faja del Orinoco.

Uno de los aspectos más resaltantes que se discuten es, la dificultad para evaluar la producción asociada a diferentes dosis de vapor inyectado. El diferencial de producción de petróleo, o petróleo adicional producido a consecuencia de la estimulación, es indicativo de la optimización del uso de la energía, en donde, este factor se ve maximizado cuando la ganancia en cuanto a producción es máxima para bajos volúmenes de vapor suministrados, lo que no quiere decir, que se obtiene el máximo beneficio económico bajo estas características.

En base a lo descrito anteriormente, la empresa Maraven determinó un método consistente para determinar la máxima relación petróleo adicional / vapor inyectado (RPEV), por toneladas por pie de vapor (T/P) para los parámetros considerados por ellos de influencia en el proceso de I.A.V., son mencionados a continuación:

- ✓ Calidad del vapor.
- ✓ Espesor de la arena.
- ✓ Presión del yacimiento.
- ✓ Permeabilidad de la formación.
- ✓ Viscosidad del petróleo.

Con los resultados obtenidos de la variación de estos parámetros, se tomó el máximo de cada uno de ellos y se construyeron modelos que permitieron construir la curva de RPEV contra T/P.

El impacto de la aplicación de este método en el campo Tía Juana ^[7], aplicando la misma cantidad de vapor a la inyectada hasta 1988, hubiera representado con

respecto al real, un incremento del recobro y obviamente un RPEV de un 23% lo que se hubiese traducido en ahorros de un 10% en el costo del barril producido. Luego se determina el volumen de inyección que maximiza la RPEV, se conjugan los perfiles de producción acumulada y ganancia neta contra el tratamiento, T/P, curva de la que se obtiene un punto de máxima rentabilidad correspondiente a una dosis de vapor superior a la que se obtiene para la máxima RPEV.

Previo a la implementación del método de I.A.V., se llevan a cabo estudios de yacimientos, en donde se fijan las tasas a utilizar en los modelos matemáticos, luego de hacer sensibilidades en la dosis de vapor a ser inyectado. En la tabla siguiente se presentan los volúmenes de vapor recomendados para los pozos tipos del yacimiento en estudio, como resultado de la experiencia obtenida en campo:

Toneladas de Vapor (TON)
2500
5000
7500
10.000

Esta información es de indiscutible valor puesto que con ella se indica en primera instancia, la factibilidad técnica y económica del proyecto utilizándose además, para el efecto de pronóstico del potencial a corto y a largo plazo. Sin embargo, existen pozos que se alejan bastante del pozo tipo y al darle tratamientos iguales se incurre en errores que repercuten negativamente en el resultado final de la I.A.V. Además de la experiencia en el área en operaciones de este tipo, se ha fijado un número rentable de ciclos implementados para este proceso hasta un máximo de 3, ya que para el comportamiento tipo de los pozos en los yacimientos de esta área, el beneficio económico deja de ser óptimo aunque aún existan ganancias.

Resultados de Laboratorio en Relación al Tema de Estudio

Hoy en día solo se han realizado pruebas de campo o con modelos matemáticos y algunas donde se complementen ambas. Sin embargo, el auge de pruebas de laboratorio cada vez toma más fuerza y se vuelve en tal sentido más y más importante con el tiempo. Esto se logra representando el comportamiento de los procesos que quieren ser estudiados bajo esquemas de modelos físicos escalados. Experimentos de este tipo son realizados en INTEVEP simulando las condiciones de los yacimientos que serán sometidos en estudio, de la mano con esquemas de explotación real y modelos matemáticos, a los que se les permita comparar para su aplicación.

Como ejemplo de este estudio, se obtuvo resultados simulando las condiciones del campo Boscan, dando como respuesta un volumen de vapor óptimo de 5000 toneladas para un espesor de 150 pies. Esto resulta un índice óptimo de 33 T/P. Cabe destacar que lo anterior se realizó para un pozo vertical, ya que para esa fecha, los pozos horizontales no eran aún implementados.

Aplicación de Técnicas Dinámicas de Programación

Otra óptica en la determinación de tan importante parámetro es la introducción de trabajos realizados con idénticos fines pero usando la técnica de “Programación Dinámica”, perteneciente a la materia de Investigación de Operaciones que cada día se difunde más en todas las instituciones, bien sea lucrativas o no. En este sentido, García y Cols. Se plantearon lo siguiente: “El problema se basa en determinar la política de inyección/producción óptima para maximizar el beneficio económico del proyecto, incrementando el recobro del petróleo, minimizando los costos de inyección de vapor, minimizando el valor de la producción atrasada durante el período en el que el pozo es cerrado (Tiempo de remojo), y el costo fijo asociado con la regeneración del yacimiento, por la escogencia de cuando y cuanto vapor se debe inyectar al yacimiento”.

CAPÍTULO I

1 ASPECTOS GENERALES DEL ESTUDIO

En este capítulo se plantean los objetivos del trabajo, la importancia o justificación del estudio, las implicaciones que tuvo para su desarrollo teórico y las suposiciones planteadas durante el desarrollo del mismo.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido al bajo factor de recobro alcanzado en pozos en presencia de presiones que han declinado y de viscosidades que no favorecen la movilidad del crudo, surge este Trabajo Especial de Grado. Dirigido a la búsqueda de aportes académicos fundamentales como el procesamiento sencillo y eficiente de datos, el análisis de registros de producción asociados a esquemas de explotación por medio de herramientas de simulación, además del desarrollo y estudio de diversos escenarios de producción bajo efectos de estimulación térmica que permitan incrementar beneficios tanto energéticos como económicos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo principal de este Trabajo de Grado consiste en determinar el volumen de vapor requerido para la estimulación de los pozos horizontales del yacimiento U1,3 MFB-53 Campo Bare, mediante el uso del Software de Simulación Térmico STARS de CMG (Computer Modeling Group).

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Identificar las variables fundamentales involucradas en el proceso de Inyección Alternada de Vapor.
- ✓ Hacer variar las propiedades involucradas, para el planteamiento de diversos escenarios de explotación bajo efectos de estimulación térmica.
- ✓ Evaluar los diferentes escenarios de explotación establecidos, mediante simulación numérica de yacimientos.
- ✓ Realizar un análisis económico de los diversos escenarios de explotación.
- ✓ Determinar el tonelaje de vapor para estimulación de los pozos horizontales presente en cada uno de los escenarios establecidos.
- ✓ Clasificar los resultados en base a los análisis comparativos de los escenarios, mediante la generación de una base de datos.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El desarrollo y análisis de escenarios de explotación por medio de la simulación numérica de yacimientos bajo efectos de estimulación térmica, junto a la generación de una base de datos, presenta una alternativa valiosa que pudiese predecir el resultado del comportamiento de producción de pozos con características específicas en respuesta a tales efectos de estimulación, y una opción a la hora de la toma de decisiones en un proyecto de inversión, que en la mayoría de los casos, pueden mostrar resultados confiables. Sin embargo, debido a las suposiciones del análisis, su resolución y a la complejidad en cuanto al tema del fenómeno de producción e

inyección resulta en ocasiones más un arte que una ciencia, donde entra en juego un factor fundamental que es la experiencia en el área sometida a estudio.

Asimismo, para que este proceso de identificación y análisis sea rentable y eficiente, se requiere de una experticia que en muchas ocasiones es costosa y, en algunos casos, de difícil disposición.

Un punto importante en proyectos de inversión consiste en la elaboración de propuestas, que permitan luego de un análisis cauteloso de los planteamientos generados la toma de una decisión. En tal sentido, el presente trabajo reside en facilitar la toma de decisiones de proyectos de inversión bajo diversos escenarios de explotación, en conjunto con su respectivo análisis económico que permitan la toma de decisiones de forma óptima, que minimicen gastos, maximicen tanto el aprovechamiento energético e incrementen el capital de la empresa.

1.4 SUPOSICIONES

Para la generación de los distintos escenarios de explotación y el uso de un simulador térmico de yacimientos, se hicieron algunas suposiciones, entre las cuales se encuentran:

- ✓ Límite de tasa de petróleo permitido para asegurar rentabilidad en la vida productiva de un pozo, 30 bbl/d.

- ✓ Tasa de producción en frío para comenzar con la aplicación de la I.A.V., 200 bbl/d.

- ✓ La utilización de 2 generadores de vapor (250 TON c/u) que permitan la inyección de 500 Toneladas de Vapor por día para los pozos sometidos a I.A.V.
- ✓ Tiempo de remojo establecido para mejorar la movilidad del crudo luego de la inyección de vapor, 7 días.
- ✓ Homogeneidad de propiedades petrofísicas en el área de drenaje del pozo, como efecto de la generación de modelos conceptuales, es decir, isotropía de las propiedades.

1.5 LIMITACIONES

Este trabajo presenta las siguientes limitaciones:

- ✓ La extensión de este trabajo se limita al área sometida a estudio, Campo Bare.
- ✓ Las propiedades tomadas para la realización de este trabajo son el resultado de un estudio estadístico previo a la generación de los escenarios, por lo que no refleja en su totalidad y de forma detallada las posibilidades de ocurrencia en cuanto a valores petrofísicos del yacimiento.
- ✓ En cuanto a las propiedades de producción y de la roca, se enfoca el trabajo a las propiedades promedio, no tomando en cuenta las variaciones que pudiesen presentar éstas a lo largo del yacimiento.

CAPÍTULO II

2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

2.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La Cuenca Oriental de Venezuela se ubica en la parte Centro – Este de Venezuela y comprende las zonas petroleras de los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico, Sucre y Delta Amacuro, que constituye una depresión estructural y topográfica (Figura 1).

La Cuenca Oriental se encuentra limitada el Sur por la rivera Norte del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hasta Boca Grande en el Delta del Orinoco. En el límite Norte encontramos a piedemonte de la serranía del interior Central y Oriental. Por el Oeste se encuentra limitado por el levantamiento del Baúl, que aproximadamente presenta un rumbo paralelo al curso de los ríos del estado Portuguesa y Pao. Al Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria y se hunde en el Océano Atlántico hacia el Este del Delta del Río Orinoco.

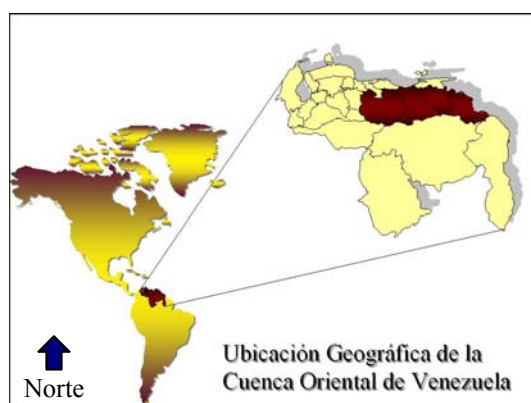


Figura 1: Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela

Cuenta con una extensión de 165.000 Km² que hace de esta Cuenca la más extensa y entre la enmarca entre las primeras en importancia. Presenta más de 3.500 pozos activos. Se caracteriza por presentar asimetría encontrándose el flanco Sur inclinado ligeramente hacia el Norte y el flanco Norte más tectonizado y con mayor buzamiento. Se ha obtenido producción de petróleo en ambos lados de la cuenca, bajo condiciones estructurales y estratigráficas muy diferentes. ^[1]

Dentro de esta cuenca se encuentra la Faja bituminosa del Orinoco, en la cual se produce petróleo considerado como pesado en la mayoría de su extensión, con alto contenido de azufre, que está siendo explotado para producir orimulsión, un combustible específicamente diseñado para uso de empresas eléctricas, el sector industrial y para calefacción.

Las principales arenas de las cuales proviene la producción de petróleo, generalmente son de edades que van desde el Mioceno hasta el Cretáceo. Los campos más sobresalientes de esta cuenca son en el estado Anzoátegui: Oficina, Guara, Santa Rosa, Nipa, Merey, Dacion, Leona y Yopales; en Delta Amacuro: Tucupita y Pedernales; en Guarico: Budare, Las Mercedes, Gaban, Ruiz y Barzo; en Monagas: Lobo, Acema, Pílon, Quiriquire, Oritupano y Morichal.

Conformada, de Oeste a Este, por las Subcuencas de Guárico y Maturín, separadas por el corrimiento de Anaco y su proyección suroccidental el alto subparalelo de Altamira. La Subcuenca de Maturín presenta acuñaamiento en la formación la Pica, en el flanco Norte, mientras que en el flanco Sur, contiene yacimientos múltiples en las formaciones Oficina y Merecure del Oligoceno-Medio, en domos que han sido cortados por fallas inversas, cierres contra fallas y posibles asociaciones con emanentes erosionales “Monadnocks” hacia el extremo Sur de la cuenca, en la “Faja Petrolífera del Orinoco” ^[1]

2.1.2 EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE LA CUENCA

En el pasado, la Cuenca Oriental de Venezuela, se mantuvo apoyada sobre el borde estable del Escudo Guayanés. Los movimientos suaves que rigen el comportamiento de los movimientos de levantamiento y hundimiento de este escudo, originaron transgresiones y regresiones externas.

Según González de Juana, la configuración actual de la cuenca se puede precisar en tres ciclos sedimentarios separados. El primero corresponde al Paleozoico Medio-Superior y Paleozoico Superior. El segundo comienza durante el Cretáceo Medio y se hace progresivo en el transcurso del Terciario Inferior, mientras que el tercer ciclo, se presentó a lo largo del Cretáceo Superior. La transgresión marina del Terciario que invadió el Oriente de Venezuela dejó entre otras cosas secuencias sedimentarias de conformación marina, o lo que se conoce como secuencias sedimentarias gruesas, que descansa discordantemente sobre los sedimentos del Cretáceo y que está representada por las areniscas y lutitas de la Formación la Pascua y Roblecito hasta el Oeste. El contacto superior es transicional con la Formación Chaguaramos o con unidades litoestratigráficas equivalentes. Hacia el este de la cuenca la secuencia desaparece acuñándose contra el basamento. En la parte Oriental de la misma se depositaron los sedimentos fluviodeltáicos y de plataforma de las Formaciones Merecure, Oficina y Freites.

2.1.3 SUBCUENCA DE GUÁRICO

Esta subcuenca abarca los campos del estado Guárico y parte del Norte del estado Anzoátegui. El flanco Norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas Cretácicas y Terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el sur, la estructura es más sencilla, con evidencia de depresiones estructurales en las que se

conservaron rocas Jurásicas, y paleozoicas, y con un acuñamiento de las secuencias Cretácicas y Terciarias en la misma dirección ^[1].

2.1.4 SUBCUENCA DE MATURÍN

Esta subcuenca conforma la parte Este de la Cuenca Oriental de Venezuela, siendo un depocentro alargado y asimétrico, con orientación N50°E paralela a la simetría interior. Presenta un flanco Sur pasivo, apoyado en el basamento ígneo metamórfico del Escudo Guayanés, caracterizado por un régimen extensivo y un flanco Norte activo que tiene estructuras compresivas relacionadas con la colisión mencionada anteriormente ^[1].

2.1.5 FAJA DEL ORINOCO

La Faja del Orinoco se localiza en la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (Figura 2) al Norte del río Orinoco. Abarca una extensión de 40.000 Km², limitado en la parte norte con las áreas mayores de Temblador, Oficina y las Mercedes, el río Orinoco al Sur, el Delta al Este y al Oeste el extremo oriental de la Cuenca Barinas-Apure.

La F.P.O. está dividida en cuatro grandes áreas operacionales de crudos pesados y extra-pesados como son:

Área Boyacá: ubicada al Centro-Sur del estado Guárico.

Área Junín: Ubicada en el Sur-Este del estado Guárico y el Sur-Oeste del estado Anzoátegui.

Área Ayacucho: ubicada en el Centro-Sur del estado Anzoátegui.

Área Carabobo: ubicada en la zona Centro-Sur del estado Monagas y Sur-Este del estado Anzoátegui.



Figura 2: Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco

2.1.6 ÁREA AYACUCHO

Es una de las áreas con mayores reservas de crudos pesados y extra-pesados de Venezuela. Como se muestra en la figura 3, está ubicada en la región centro sur del estado Anzoátegui y comprende una superficie aproximada de 877.300 hectáreas (11.300 Km²). Limita por el Norte con las áreas tradicionales de crudo pesado, Yopales Sur, Miga, Melones, Lejos, Merey, Ostra, Oca, Oveja, Adas, Oritupano y Oleos; al Sur con el río Orinoco, por el Este con el área de Carabobo y al Oeste con el área de Junín



Figura 3: Ubicación Geográfica del Área Ayacucho

En cuanto al proceso de entrapamiento del cuadrángulo Bare, el mismo es del tipo combinado; es decir, originado por fallas y cambios litológicos laterales. La estructura la presenta un homoclinal cuyo buzamiento es de aproximadamente 2° hacia el Norte. Las mayorías de las fallas son de origen tensional y están asociadas al hundimiento de los sedimentos hacia el centro de la cuenca y por levantamiento diferencial del Escudo Guayanés en el Sur. La orientación preferencial de los sistemas de las fallas es Este-Oeste y Noreste-Sureste.

Los yacimientos más representativos del Campo Bare los constituyen las arenas basales de la formación Oficina (R, S, T, U1) y las arenas U2 y U3 de la formación Merecure, confinadas en las trampas: MFB-5, MFB-8, MFB-15, MFB-16, MFB-24, MFB-31 y MFB-32, las cuales son del tipo estructural-estratigráfico. (Figura 5 – 6)

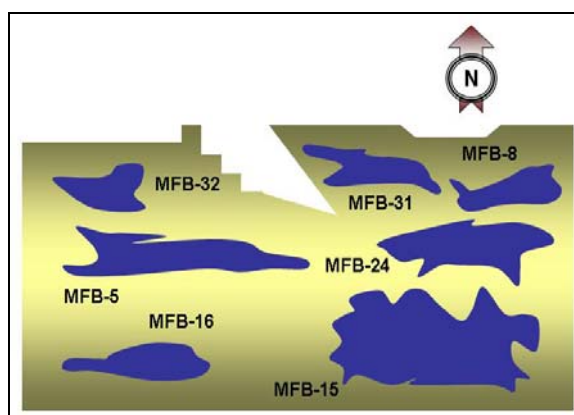


Figura 5: Trampas del Cuadrángulo Bare

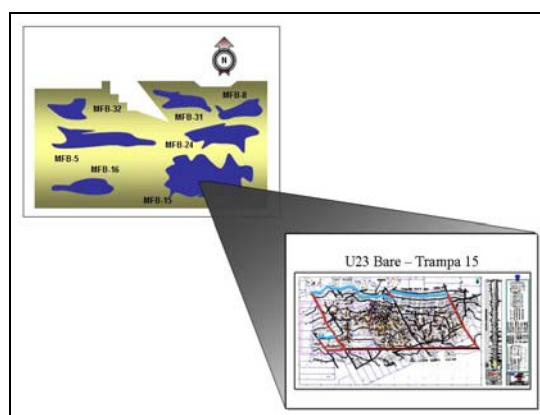


Figura 6: Trampa 15 Campo Bare

2.2 YACIMIENTO U1,3/MFB-53 ^[2]

Desde el punto de vista estructural, el campo Bare es un monoclinual con un buzamiento aproximado de 2-3° hacia el noreste. De acuerdo al estudio realizado por el Sr. Petter Bartock, para la empresa Ameriven en el área de Hamaca, los eventos tectónicos de mayor importancia que afectan el Bloque Bare, son el corrimiento de

Anaco y las fallas extensionales que se desarrollaron a lo largo del margen sur de la Cuenca Oriental.

En la figura 7 y 8 se hace referencia a la secuencia estratigráfica del yacimiento, que permite determinar el comportamiento de los sistemas que enmarcan a esta área.

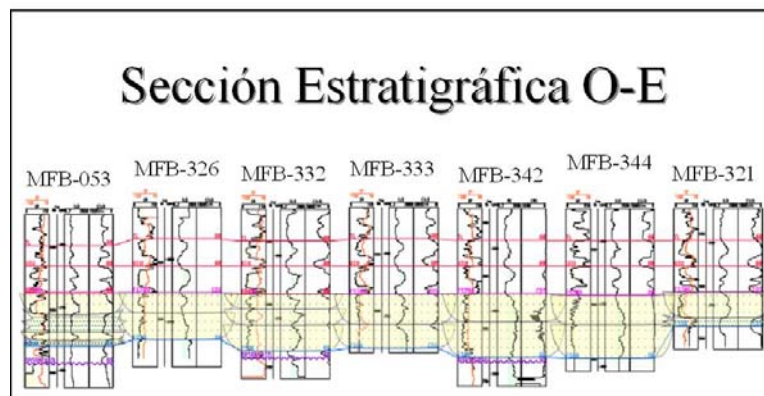


Figura 7: Sección Estratigráfica Oeste/Este del yacimiento U1,3/MFB-53

Los análisis de estratigrafía secuencial indican que los principales yacimientos de la arena U1,3, son paquetes de areniscas de ambiente fluvial muy típicos de sistemas de flujos entrelazados. Un pequeño número de abanicos de rotura y areniscas transgresivas finas aparecen lateralmente. Las lutitas y lodolitas laterales y verticales son indicativas de llanuras de inundación y de sedimentación marina somera, respectivamente. Se identificaron superficies de inundación significativas (desde FS-60 hasta FS-90) dentro de cada secuencia de núcleos. Los análisis bioestratigráficos reflejan la misma interpretación de ambientes sedimentarios (Figura 9) y sistemas de secuencia. Desde el punto de vista petrográfico, las areniscas de las formaciones Temblador, Merecure y Oficina son de composición muy similar; estas en la mayoría son ricas en cuarzo con cantidades variables de arcilla detrítica (predominantemente caolinita) como matriz. Las arcillas autógenas (con igual predominio de caolinita) y cementos van de escasos a no existentes en las areniscas. Las lodolitas y lutitas

circundantes están compuestas principalmente de caolinita, pequeñas cantidades de illita, escasa esmectita y ausencia de clorita.

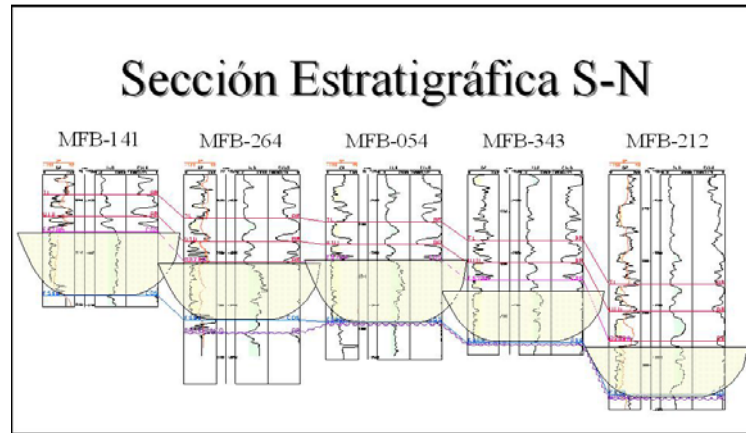


Figura 8: Sección Estratigráfica Sur/Norte del yacimiento U1,3/MFB-53

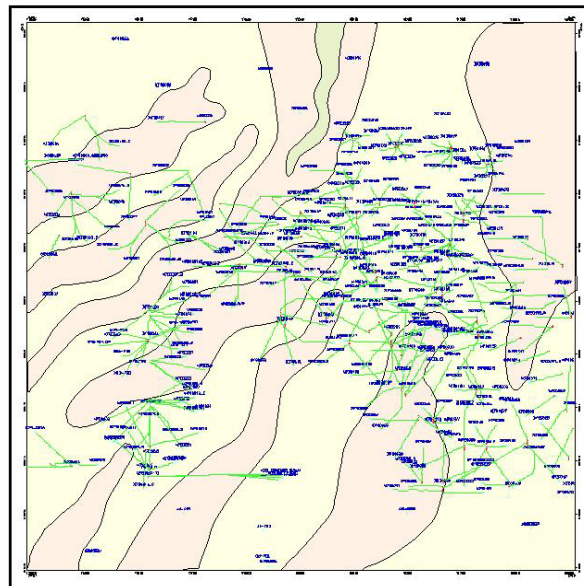


Figura 9: Mapa de Ambiente del Yacimiento U1,3/MFB-53

Los datos del análisis del núcleo convencional y el perfil de Permeabilidad brindan una visión detallada sobre la arquitectura y calidad de la arena del yacimiento (Porosidad y Permeabilidad). Estas arenas son de una calidad de yacimiento

excelente, con porosidades que exceden el 30% y permeabilidades mayores que 5000 mD.

El espesor de arena neta en el yacimiento U1,3 (FS70 – FS90) varía entre 20 a 150 pies. La geometría de los cuerpos arenosos observados en esta área, está orientada en el sentido norte – sur. Tres ejes principales de canales son evidentes en el mapa de arena neta. El primer eje se encontró al oeste de la Trampa - 15, presentando un ancho promedio de 800 metros hacia el sur y una reducción gradual del ancho hacia el norte. El segundo eje del canal fue ubicado en la parte central del sistema donde se concentra la mayor población de pozos; esta área está conformada hacia el sur por dos ejes de canales que se unifican en el norte, alcanzando 3.5 km. de ancho. El tercer eje de canal fue localizado al Este, extendiéndose desde el pozo MFB 675 al norte con un espesor de arena neta petrolífera de más 120 pies, presentando un ancho de 600 metros hacia el sur y de 1.6 km. en el centro del canal y extendiéndose de esta forma hacia el norte de la Trampa 15.

Con la integración de información de pozos nuevos perforados en el área, sísmica, núcleos y la metodología de estratigrafía por secuencias, se determinaron nuevos límites del yacimiento MFB 53 arena U1,3:

- ✓ Al Norte: contacto agua-petróleo a @ -2864 pies bnm.
- ✓ Al este una falla normal de rumbo NW- SE con buzamiento suroeste.
- ✓ Al oeste una falla normal de rumbo NW-SE con buzamiento suroeste.
- ✓ Al sur un límite arbitrario.

La metodología de trabajo implementada para el estudio realizado, permitió verificar espesores mayores a 150 pies, teniendo como promedio 80 pies para el yacimiento, los datos de núcleo permitieron volver a estimar la permeabilidad a 6500 milidarcys.

En cuanto a información de reservas se encuentra que el yacimiento presenta un petróleo original en sitio (P.O.E.S.) de 5.935 MMbbl, un gas original en sitio (G.O.E.S.) de 629.165 MMpcn y que posee una presión inicial (P_i) igual a la presión de burbuja (P_b) con un valor de 1.200 Lpca.

CAPÍTULO III

3 MARCO TEÓRICO

Para estimar eficientemente el vapor requerido que será inyectado para la estimulación de pozos, es estrictamente necesario el conocer las propiedades de las rocas y de los fluidos presentes en el yacimiento y como varían estos bajo efectos de cambios de temperatura. Generalmente este tipo de información es obtenida experimentalmente. Sin embargo, de los resultados obtenidos de los avances tecnológicos, se han venido desarrollando una serie de correlaciones ya presente hoy en día en los simuladores de uso frecuente, que nos permiten obtener resultados preliminares del comportamiento esperado a condiciones futuras en las operaciones de extracción de crudo.

3.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

El yacimiento se encuentra saturado de crudo extra-pesado donde la presión inicial fue de 1200 Lpc y es igual a la presión de burbujeo, éste cuenta con una relación gas petróleo en solución de 106 PCN/BN y un factor volumétrico de formación del crudo de 1.073 BY/BN a la temperatura de yacimiento de 137 °F, el crudo presenta una gravedad °API promedio de 9.4 a una temperatura de 60 °F; el fluido contiene principalmente componentes pesados (heptanos plus – C₇⁺) en un 71 %, metano en un 26 % y etano, propano, iso-butano, normal-butano, iso-pentano en proporciones muy pequeñas, la viscosidad del crudo a la presión y temperatura del yacimiento es de 684 cps. A partir de la prueba PVT realizada al una muestra de fluido proveniente del pozo MFB-091 se corrigieron los datos del yacimiento, estos se evidencian en la hoja de datos básicos.

3.1.1 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO [7]

La viscosidad de un crudo es el factor que cuantifica la resistencia al movimiento relativo que experimenta un fluido. La unidad en el sistema internacional es el poise (p), que es la fuerza en dinas que hay que suministrar a una lámina de líquido de 1 cm² para que se desplace un cm. sobre una lámina igual del mismo líquido, a una velocidad de 1 centímetro por segundo (cm. / seg.). El submúltiplo más utilizado es el centipoise 0,01 poise (cp).

La viscosidad es de vital importancia en los procesos de recuperación térmica, ya que es determinante en la movilidad del fluido. En tal forma se presenta que la movilidad de un fluido es:

$$\lambda = \frac{k}{\mu} \dots\dots\dots(Ec. 1)$$

Donde k representa la permeabilidad y μ la viscosidad del crudo.

Esta propiedad se reduce bajo los efectos de incrementos de temperatura y con el aumento de la razón del gas disuelto en el crudo, que es principalmente afectado por cambios de presión. De esta forma, los incrementos térmicos juegan papeles fundamentales en el comportamiento de un fluido. Por otro lado, la caída de presión presente en yacimientos, afecta disminuyendo el valor de la viscosidad, hasta el punto en que se alcanza la presión de burbuja, y donde el gas que se encontraba en solución y que reduce la viscosidad del petróleo, se va liberando haciendo de éste un fluido más viscoso.

Usualmente en crudos pesados, el gas en solución es muy bajo, incrementando generalmente este valor, a medida que incrementa la gravedad API del mismo. De tal

forma, se presenta a continuación una tabla que permite visualizar un aproximado de gas en solución representativo para crudos menores de 25 °API:

Tabla 1: Solubilidad del gas en crudos pesados.

TIPO DE CRUDO PESADO	GAS EN SOLUCIÓN [pcn/bbl]
Crudo medianamente pesado (>15°API)	100
Crudo altamente pesado (< 15 °API)	20 - 50

La figura presentada a continuación, representa el comportamiento típico de la viscosidad en un sistema isotérmico, frente a cambios de presión:

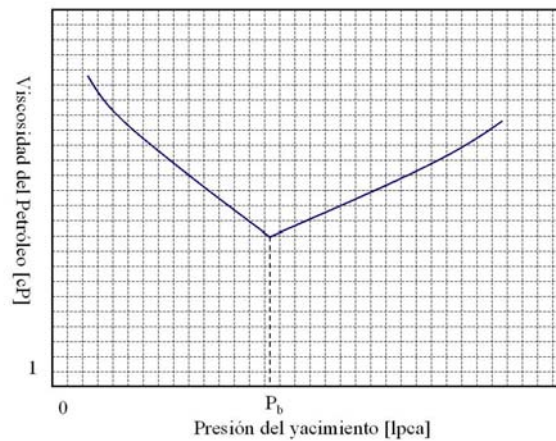


Figura 10: Efecto de la presión en la viscosidad, en un sistema isotérmico

Existen tres métodos de uso común para correlacionar viscosidad y temperatura de petróleos crudos de frecuente aplicación en métodos de recuperación térmica:

Ecuación de Andrade: basada en relación existente entre la viscosidad y el inverso de la temperatura determina que:

$$\mu = ae^{b/T} \dots\dots\dots(\text{Ec. 2})$$

Donde a y b son valores constantes, y (T) es la temperatura expresada en unidades absolutas.

Técnica de un solo punto: esta trara de conseguir un valor de viscosidad a una alta temperatura, teniendo un dato de viscosidad a baja temperatura. Bajo estas condiciones es implementada la técnica de Lewis y Squires, la cual requiere el uso de la gráfica denominada correlación generalizada de viscosidad- temperatura.

Carta ASTM de Viscosidad -Temperatura: La carta ASTM D 341-43 es aplicable para productos líquidos de petróleo crudo, basada en la ecuación doblemente exponencial de Walther:

$$\log[\log(v + 0,8)] = -n * \log\left(\frac{T^*}{T_1^*}\right) + \log[\log(v_1 + 0,8)] \dots\dots\dots(\text{Ec. 3})$$

Donde ν es viscosidad cinemática a la temperatura T^* en centistokes y n es la constante a determinar.

Además de las técnicas descritas anteriormente, tanto en el Campo Bare como en Arcuna, se utilizan correlaciones que han logrado describir el comportamiento de los fluidos presentes, entre una de ellas destaca la Correlación para la viscosidad de la Ing. Laineth López ecuación 4:

$$\mu_o = e^{(15.2127 - 0.0339308 * T - 0.000113009 * P - 0.00194864 * R_s - 0.374708 * API)} \dots\dots\dots(\text{Ec. 4})$$

Donde:

μ_o : Viscosidad del petróleo saturado (cps).

- T: Temperatura del yacimiento (°F)
 P: Presión del yacimiento (L_{pc}); donde $P \leq P_b$.
 Rs: Relación de solubilidad del gas en el petróleo (PCN/BN)
 API: Gravedad API del crudo residual.

Tabla 2: Rango de las variables independientes propuestas para la aplicación de la ecuación 4.

Presión inicial (L_{pca})	115 – 1250
Temperatura (°F)	130 – 142
Gravedad API	9.1 – 14.5
Rs (PCN/BN)	10 - 115

3.1.2 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS ^[2]

Encontramos diferencias significativas al momento de la medición del crudo en superficie comparada con el cuantificado en el yacimiento. El volumen de crudo que llega a superficie es menor, que el correspondiente proveniente del yacimiento y que fluye hasta el pozo.

El cambio de volumen reflejado en respuesta al cambio de las condiciones del yacimiento al de la superficie, es debido a factores fundamentales. El más importante de ellos es el gas en solución presente en el hidrocarburo. Como este gas se ve afectado por la presión, reducción en este factor, ocasionan que el gas en solución sea liberado, de forma tal, que el volumen de crudo disminuya considerablemente cuando hay una cantidad significativa de gas en el crudo.

De acuerdo a lo descrito anteriormente podemos decir que:

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen de petróleo + Gas en solución @ condiciones de yacimiento}}{\text{Volumen de petróleo en tanques de superficie @ condiciones estándar}} \dots(\text{Ec. 5})$$

Expresada habitualmente en las siguientes unidades:

$$\beta_o : \left[\frac{\text{m}^3 \text{ de petróleo @ P, T}}{\text{m}^3 \text{ de petróleo en tanque}} \right] \text{ ó } \left[\frac{\text{bbl}}{\text{STB}} \right]$$

El comportamiento de β_o Vs. Presión se presenta en la siguiente figura, considerando temperatura constante en el sistema:

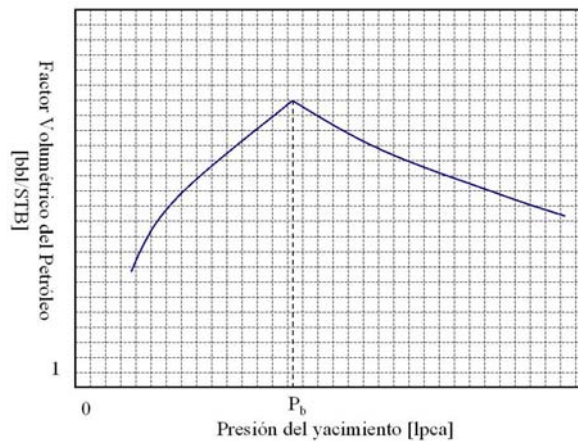


Figura 11: Comportamiento del factor volumétrico del petróleo con la presión

El yacimiento antes descrito mediante la figura 11, presenta una presión por arriba de la presión de burbuja inicialmente. El factor volumétrico del petróleo presenta pequeños aumentos, debido a la expansión del líquido en el yacimiento.

La reducción de la presión en el yacimiento por debajo de la presión de burbuja, resulta en la liberación del gas que anteriormente se encontraba en solución en el crudo, acumulándose en los espacios porosos. El líquido que queda remanente, presenta una disminución en el gas en solución, y como consecuencia, un menor factor volumétrico.

Una de las ecuaciones que mejor describe el comportamiento del factor volumétrico del petróleo, es la que plantea Standing en 1974 mediante la siguiente expresión matemática que involucra los parámetros fundamentales que afectan este valor.

$$\beta_o = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 6})$$

Donde:

- T: Temperatura en °R
- γ_o : Gravedad específica del petróleo.
- γ_g : Gravedad específica del gas en solución.

Una de las ecuaciones de más utilidad en el área de estudio, es la establecida por la Ing. Laineth López, respecto a un estudio realizado para determinar modelos de fluidos representativos para los campos Bare y Arecuna ^[6], representada en la ecuación 7:

$$\beta_o = 0.93176 + 0.000422061 * T + 0.000372363 * R_s + 0.0545485 * \gamma_g + 0.00159098 * \text{API} \dots\dots\dots(\text{Ec. 7})$$

Donde:

- Rs: Relación del Gas en solución a la presión del yacimiento (PCN/BN)
- T: Temperatura (°F)
- γ_g : Gravedad específica del gas (adim.)
- API: Gravedad API del crudo residual

En la tabla 3 se muestra el rango de las variables independientes para el cual la ecuación 7 es efectiva.

Tabla 3: Rango de las variables independientes propuestas para la aplicación de la ecuación 7.

Presión inicial (Lpca)	100 – 1315
Gravedad Específica del Gas	0.5086 – 0.74
Temperatura (°F)	124 – 330
Gravedad API	7.4 – 14.5
Rs (PCN/BN)	12 - 111

Por otra parte, el factor volumétrico del gas, es el cociente entre el volumen de gas (Vg) en el yacimiento a su correspondiente condición de presión y temperatura, y el volumen de gas que obtenemos en superficie a condiciones normales.

Generalmente se expresa en las siguientes unidades:

$$\beta_g = 0.00504 \left(\frac{z \cdot T_R}{P} \right) : \left[\frac{\text{Barriles @ condiciones de yacimiento}}{\text{Pié cúbicos @ condiciones normales de gas}} \right] = \left[\frac{\text{BY}}{\text{PCN}} \right]$$

.....(Ec. 8)

Ó

$$\beta_g = 0.02827 (460 + T_R) \left(\frac{z}{P} \right) : \left[\frac{\text{Pié cúbicos @ condiciones de yacimiento}}{\text{Pié cúbicos @ condiciones normales de gas}} \right] = \left[\frac{\text{PCY}}{\text{PCN}} \right]$$

.....(Ec. 9)

En comparación con el comportamiento del factor volumétrico del petróleo, el comportamiento de este factor es diferente. Disminuye exponencialmente bajo incrementos de presión como se muestra en la siguiente figura:

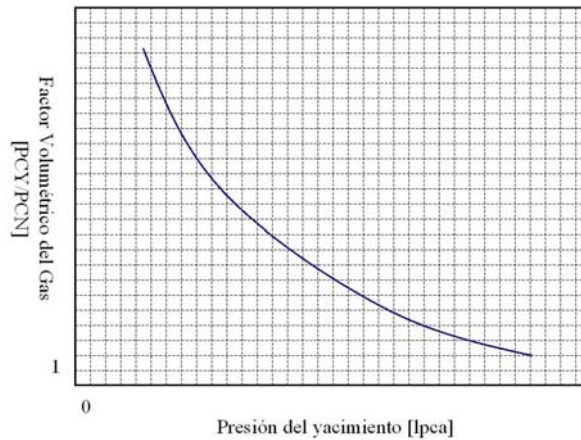


Figura 12: Comportamiento del factor volumétrico del gas en función de la presión

En conjunto, estas dos propiedades forman lo que se conoce como Factor Volumétrico Total (β_T), que es el volumen en barriles que ocupa a condiciones de yacimiento un barril de petróleo, más su gas en solución a su respectiva presión de burbuja. En otras palabras, incluye el volumen líquido β_o , más el volumen de la diferencia entre la razón Gas-Petróleo a las condiciones actuales del yacimiento.

$$\beta_T = \beta_o + \beta_g (R_{sb} - R_s) \dots\dots\dots(\text{Ec. 10})$$

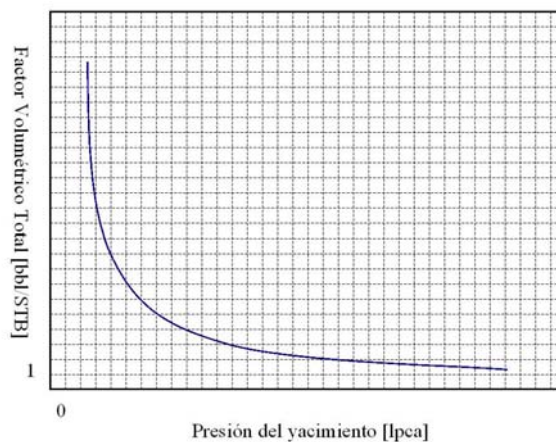


Figura 13: Comportamiento del factor volumétrico total respecto a la presión

3.1.3 DENSIDAD DEL PETRÓLEO [2]

La densidad de un crudo se define como la masa existente en una unidad de volumen a determinadas condiciones de presión y temperatura.

La gravedad específica de un líquido, es la relación existente entre la densidad de ese líquido entre la densidad del agua, ambas tomadas a la misma temperatura y a la misma presión.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots\dots\dots(\text{Ec. 11})$$

Nota: en este caso referida a la gravedad específica del petróleo, pero la correlación es igual para cualquier líquido.

Las unidades de esta propiedad parecen ser adimensionales, ya que usamos para su cálculo, las mismas unidades tanto del líquido como del agua, sin embargo, esto no es necesariamente correcto. Actualmente se utilizan en el sistema inglés:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} : \left[\frac{\frac{\text{Libras de petróleo}}{\text{Pié cúbicos de petróleo}}}{\frac{\text{Libras de agua}}{\text{Pié cúbicos de agua}}} \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 12})$$

En algunos casos la densidad del líquido viene expresado como sigue: 60°/60° lo que significa, en este ejemplo, que las densidades de ambos líquidos fueron tomadas a 60 °F y a la presión atmosférica.

La densidad del petróleo no es una propiedad aditiva, de tal forma que para determinar esta propiedad, deben referirse cada uno de sus componentes de acuerdo a

la composición del fluido, determinando las densidades relativas de los mismos. De esta forma pasan a ser propiedades aditivas, que luego de su adición se estandariza respecto a un fluido base (agua), lo que se define como gravedad específica de un fluido. Mediante correlaciones establecidas por el Instituto Americano de Petróleo (API), esta gravedad posee un equivalente unidades de °API de la siguiente manera:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5^{\circ} \dots\dots\dots(\text{Ec. 13})$$

Donde γ_o es la gravedad específica del petróleo (Adimensional).

Por lo general los crudos son más livianos que el agua y algunos son más pesados. En términos numéricos se habla de un intervalo de densidad desde 50 a 65 libras por pie cúbico, lo cual equivale en grados API a un intervalo de aproximadamente 45 a 4 grados.

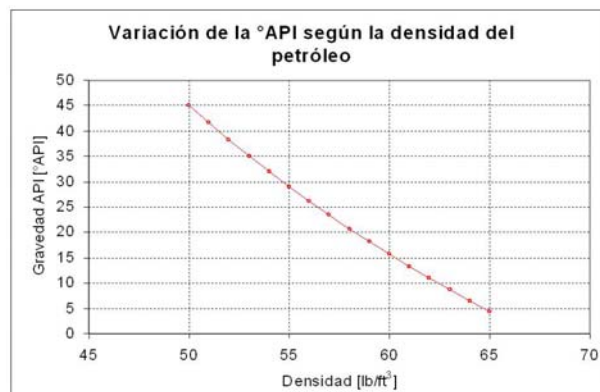


Gráfico 1: Variación de la Gravedad API según la densidad del Petróleo

Por otra parte, la densidad del petróleo al igual que la viscosidad, se ve influenciada a cambios de temperatura, reduciendo su valor a medida que sufre incrementos térmicos. En búsqueda a la predicción de este fenómeno, se han realizado estudios que culminan en la estructuración de correlaciones que se aproximen a este

comportamiento. La ecuación 14 refleja la variación de la densidad en libras por pie cúbico [lbs/ft³] sometido variaciones de temperatura:

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{\left(1 + \frac{T - 68}{1885}\right)} \dots\dots\dots(\text{Ec. 14})$$

Donde ρ_{osc} representa el valor de la densidad del petróleo, referido a condiciones estándar, 14.7 Lpca y 60 °F, y viene expresado en libras por pie cúbico [lbs/ft³]. La temperatura expresada en °F.

En el gráfico 2 se muestra el comportamiento característico, en cuanto a la variación de la densidad en función de la temperatura, tomando para este caso una gravedad API de referencia de 16 °API.

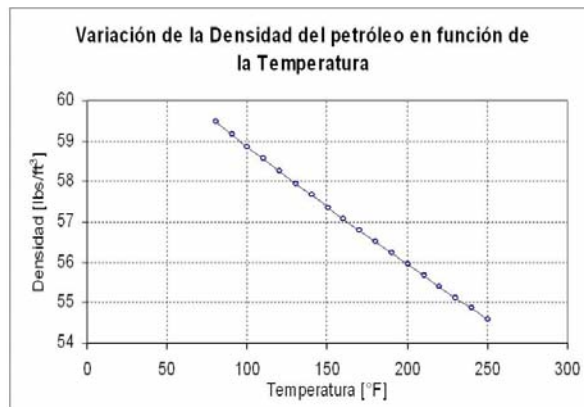


Gráfico 2: Variación de la densidad del Crudo en Función de la Temperatura

Otras de las ecuaciones de uso frecuente para el área de estudio son las generadas por la Ing. Laineth López ^[6]. Esta propiedad es otra de las cuales se le ha establecido correlación, para lograr predecir su comportamiento, en función a los parámetros de yacimiento en los que se encuentre. Esta correlación se muestra en la ecuación 15.

$$\rho_o = 1.09698 - 0.000661759 * R_s - 0.000383885 * T + 0.0000402069 * P - 0.0165302 * \gamma_g - 0.006956 * API \quad \dots(\text{Ec. 15})$$

Donde:

ρ_o : Densidad del petróleo a la Presión de yacimiento (g/ml), donde $P_y \leq P_b$.

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

T : Temperatura de yacimiento (°F).

P : Presión de yacimiento, donde $P_y \leq P_b$ (Lpca).

γ_g : Gravedad del gas (adim.)

API: Gravedad API del crudo residual.

Tabla 4: Rango de las variables independientes propuestas para la aplicación de la ecuación 15.

Presión inicial (Lpca)	100 – 1315
Gravedad Específica del Gas	0.5086 – 0.74
Temperatura (°F)	124 – 330
Gravedad API	7.4 – 14.5
R_s (PCN/BN)	12 - 111

3.1.4 COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO ^[2]

La definición de este coeficiente de compresibilidad isotérmica, por arriba del punto de burbuja es:

$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad \dots\dots\dots(\text{Ec. 16})$$

La unidad de este coeficiente se expresa generalmente en $Lpca^{-1}$.

En donde se puede definir como el cambio fraccional en el volumen de un líquido, a medida que la presión varía, bajo condiciones de temperaturas constantes. En la figura 14 se muestra la relación existente entre la compresibilidad del petróleo negro y la presión, por arriba del punto de burbuja:

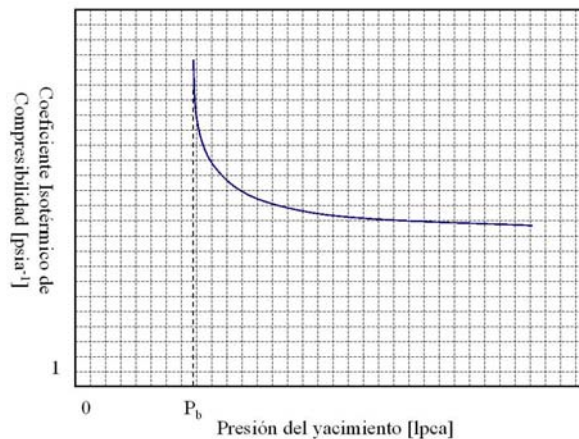


Figura 14: Comportamiento de la compresibilidad del petróleo bajo cambios de presión

El comportamiento de la compresibilidad es normalmente constante, excepto a presiones cercanas a las de burbuja.

La ecuación es modificada en función de los volúmenes específicos presentes, de tal forma obtenemos que:

$$v_2 = v_1 * e^{[C_o(P_1-P_2)]} \dots\dots\dots(Ec. 17)$$

Recordemos la definición de volumen específico: $v = \frac{1}{\rho}$

Una vez que la presión decline, y las presiones siguientes alcancen valores por debajo del punto de burbuja, nuevos términos deben ser agregados a la definición anterior, por los efectos del gas solución que se desprende del hidrocarburo. En este escenario se presentan una situación diferente, ya que el volumen de líquido presente en el

yacimiento se ve reducido, como resultado de la disminución de la presión y de la liberación del gas en solución. Sin embargo, el volumen ocupado en el yacimiento, anteriormente ocupado por la masa de líquido, aumenta. Este fenómeno ocurre por el efecto de la liberación de gas ya descrita. El cambio del volumen que sufre el líquido, puede ser expresado mediante la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\partial \beta_o}{\partial P}\right)_T \text{ y el cambio que experimenta la cantidad de gas en solución por: } \left(\frac{\partial R_s}{\partial P}\right)_T$$

En forma ilustrada se tiene que:

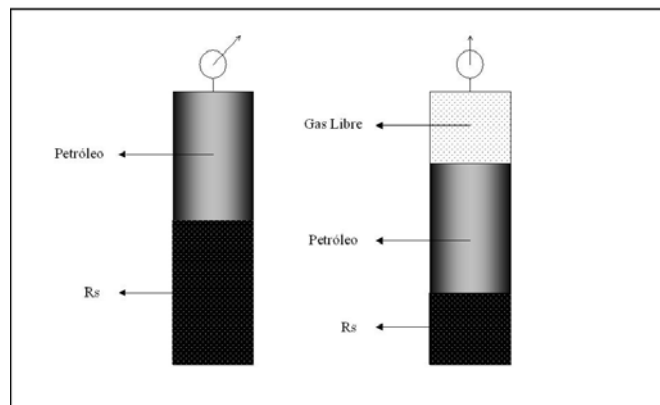


Figura 15: Comportamiento del gas en solución bajo los efectos de disminución de la presión

Donde se denota que el gas en solución varía de la siguiente forma: $-\left(\frac{\partial R_s}{\partial P}\right)_T$

Finalmente, como resultado de lo estudiado anteriormente tenemos que la compresibilidad del petróleo se ve afectada tanto por el cambio de volumen de la fase líquida presente, como del gas en constante liberación bajo caídas de presión, obteniendo la ecuación 18.

$$C_o = \frac{1}{\beta_o} \left[\left(\frac{\partial \beta_o}{\partial P} \right)_T - \beta_g \left(\frac{\partial R_s}{\partial P} \right)_T \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 18})$$

La ecuación descrita define el comportamiento del coeficiente de compresibilidad del petróleo con la presión.

La figura 16 muestra el comportamiento total de la compresibilidad del crudo, en un rango completo de presiones de yacimiento, partiendo de una presión inicial superior a la de burbuja:

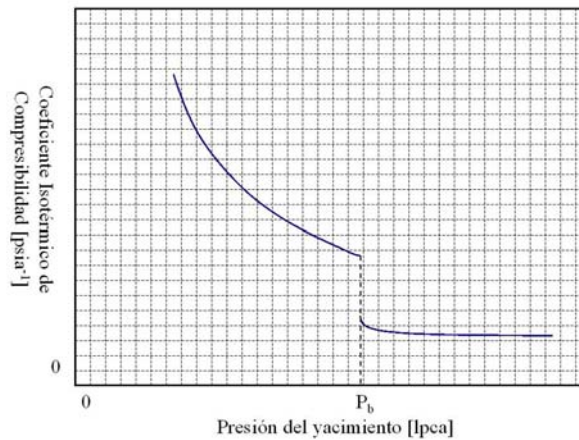


Figura 16: Comportamiento del coeficiente de compresibilidad del petróleo en función de la presión

La curva se presenta en forma discontinua, debido a que la evolución de la primera burbuja genera un gran cambio en el valor de la compresibilidad. Vale la pena destacar que para efectos visuales, la gráfica 16 fue exagerada. En pruebas de laboratorio, este salto es prácticamente inapreciable a simple vista.

3.1.5 GAS EN SOLUCIÓN ^[2,6]

La cantidad de micromoléculas de gas presentes en la fase líquida, es función de la presión, temperatura, la gravedad API del líquido, la gravedad específica del gas y la cantidad de micromoléculas presentes.

El petróleo negro es llamado saturado, cuando pequeñas disminuciones de presión, permiten liberación del gas que se encontraba disuelto. El caso de alcanzar la presión de burbuja es un caso de saturación especial, donde la primera molécula de gas es liberada. Por otra parte, el crudo es considerado insaturado, cuando se encuentra en condiciones de presión más alta que la de burbuja. En este punto la fase líquida podría disolver más micromoléculas de gas, si estas estuviesen presentes.

Según lo anterior discutido, se tiene:

$$R_s = \frac{\text{Vol. de gas producido en superficie @ cond. de sup.}}{\text{Vol. de petróleo que entra en el tanque de almac. @ cond. de sup.}} \dots\dots(\text{Ec. 19})$$

Las unidades presentes comúnmente son, $R_s : \left[\frac{\text{scf}}{\text{STB}} \right]$

En la figura 17 se muestra el comportamiento de R_s en función de la presión:

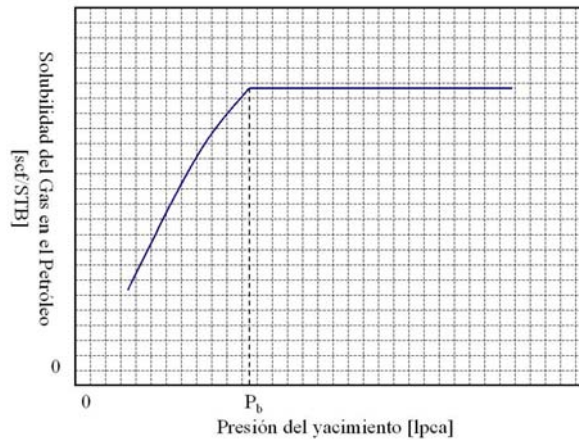


Figura 17: Comportamiento de Rs (Gas en solución) respecto a los cambios de presión

En la figura presentada anteriormente, se muestra como la disminución de la presión altera la estabilidad del gas en solución por debajo del punto de burbuja, disminuyendo significativamente con cambios de esta propiedad, a temperatura constante. Por otro lado, la presión no afecta el valor del gas en solución por arriba del valor de la presión de burbuja, debido a que el gas que se encuentra en solución en el crudo permanece en solución.

Las siguientes correlaciones empíricas son utilizadas para estimar la cantidad de gas en solución:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^X \right]^{1.2048} \dots\dots\dots(\text{Ec. 20})$$

Con: $X = 0.0125\text{API} - 0.00091(T - 460)$

Donde:

- T: Temperatura en °R
- P: Presión presente en el sistema en Lpca.
- γ_g : Gravedad específica del gas en solución.

La ecuación representa el comportamiento del gas en solución desde el punto de burbuja, y hasta presiones por debajo de este valor.

3.1.5.1 Correlación Vasquez-Beggs

La definición se presenta en la ecuación 21:

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} \exp \left[C_3 \left(\frac{API}{T} \right) \right] \dots\dots\dots (Ec. 21)$$

donde:

Tabla 5: Coeficientes utilizados en la correlación de Vasquez & Beggs

Coeficiente	API " 30	API > 30
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	0.1870
C ₃	25.7240	23.931

Además tenemos que:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} (API)(T_{SEP} - 460) \log \left(\frac{P_{SEP}}{114.7} \right) \right] \dots\dots\dots (Ec. 22)$$

Definiendo los términos utilizados tenemos que:

- γ_{gs} : Gravedad del gas en solución a la presión de separador de referencia.
- γ_g : Gravedad del gas a las condiciones actuales del separador (P_{SEP} y T_{SEP}).
- P_{SEP} : Presión actual en el separador en Laca.
- T_{SEP} : Temperatura actual en el separador en °R.

3.1.5.2 Correlación de Glasco

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{API^{0.989}}{(T - 460)^{0.172}} \right) (P_b^*) \right]^{1.2255} \dots\dots\dots(Ec. 23)$$

Donde P_b^* es el número de correlación que se define como:

$$P_b^* = 10^X$$

$$\text{Con } X = 2.8869 - [14.1811 - 3.3093 \log(P)]^{0.5}$$

Donde:

- T: Temperatura en °R
- P: Presión presente en el sistema en Lpca.
- γ_g : Gravedad específica del gas en solución.

3.1.5.3 Correlación de Marhoun

$$R_s = [a \gamma_g^b \gamma_o^c T^d P]^e \dots\dots\dots(Ec. 24)$$

Donde:

- P: Presión presente en el sistema en Lpca.
- γ_g : Gravedad específica del gas en solución.
- γ_o : Gravedad específica del petróleo en el tanque de almacenamiento.

Tabla 6: Coeficientes utilizados para la correlación de Marhoun

Coeficiente	Valor
a	185.843208
b	1.877840
c	-3.1437
d	-1.32657
e	1.398441

3.1.5.4 Correlación de Petrosky-Farshad

$$R_s = \left[\left(\frac{P}{112.727} + 12.340 \right) \gamma_g^{0.8439} 10^X \right]^{1.73184} \dots\dots\dots(\text{Ec. 25})$$

Con $X = 7.916 (10^{-4})(API)^{1.5410} - 4.561 (10^{-5})(T - 460)^{1.3911}$

Donde:

T: Temperatura en °R

P: Presión presente en el sistema en Lpca.

3.1.5.5 Correlación de Laineth López ^[6]

La ecuación 26 es la utilizada actualmente para determinar el comportamiento del gas en solución en los campos Arcuna y Bare:

$$R_s = -35.6135 + 0.0830159 * P - 0.052482 * T + 51.479 * \gamma_g + 1.98597 * API \dots\dots\dots(\text{Ec. 26})$$

Donde:

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

P: Presión del yacimiento (Lpc).

T: Temperatura (°F)

γ_g : Gravedad específica del gas liberado (adim)

API: Gravedad API del crudo residual

Los rangos de aplicación para las variables independientes del modelo de regresión para estimar la relación entre el volumen de gas en solución y el volumen de petróleo de los campos Arecuna y Bare, se muestran en la tabla 7.

Tabla 7: Rango de las variables independientes propuestas para la aplicación de la ecuación 26.

Presión inicial (Lpca)	100 – 1315
Gravedad Específica del Gas	0.5086 – 0.74
Temperatura (°F)	124 – 330
Gravedad API	7.4 – 14.5

3.1.6 PRESIÓN DE BURBUJA Y DE ROCÍO ^[2]

La presión de burbujeo es la presión más alta a la cual la primera burbuja de gas presente en solución es liberada de la fase líquida. En este sistema, esta fase está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

Por debajo de esta presión, se presentan entonces dos fases en equilibrio:

Una fase líquida (Hidrocarburo con gas en solución).

Una fase gaseosa (Gas natural libre).

La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural. Por esto a esta presión se le llama presión de saturación. Usualmente, la presión de saturación se utiliza como sinónimo de presión de burbujeo.

La presión de burbuja esta estrictamente relacionada con la solubilidad del gas y la gravedad específica del mismo, la gravedad API del crudo y la temperatura. En donde $P_b = f(R_s, \gamma_g, API, T)$

Muchas de las correlaciones desarrolladas para el cálculo del punto de burbuja, involucran los parámetros descritos anteriormente, determinando de forma matemática expresiones que reflejen el valor de esta presión. Entre algunas se tiene:

- ✓ Standing
- ✓ Vasquez y Beggs
- ✓ Glaso
- ✓ Petrosky y Farshad
- ✓ Laineth López

Entres estas, la más utilizada en campo para el área de Arecuna y Bare, es la correlación de Laineth López^[6] que se muestra en la ecuación 27.

$$P_b = 92.8034 + 6.77638 \cdot (R_{si}/\gamma_g) + 0.688117 * T - 24.0569 * API \quad \dots\dots\dots(\text{Ec. 27})$$

Donde:

- Pb: Presión de burbujeo (Lpc).
- Rsi: Relación del gas en solución a la presión inicial (PCN/BN).
- γ_g : Gravedad específica del gas (adim.).
- T: Temperatura (°F).
- API: Gravedad API del crudo residual.

La ecuación requiere los siguientes rangos de valores para las variables independientes:

Tabla 8: Rango de las variables independientes propuestas para la aplicación de la ecuación 27.

Presión inicial (Lpca)	100 – 1315
Gravedad Específica del Gas	0.5086 – 0.74
Temperatura (°F)	124 – 330
Gravedad API	7.4 – 14.5

Por otra parte, la presión de rocío, es la presión en la cual se genera la formación de líquido en un sistema monofásico gaseoso, de tal forma, que el gas se encuentre en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. Es a partir de este punto, donde el sistema pasa a ser uno bifásico, en donde cada estado, luego de alterada alguna de las condiciones de presión o temperatura, se encuentra en equilibrio.

Esquemas gráficos que representan la evolución luego de alcanzados el punto de burbuja y de rocío.

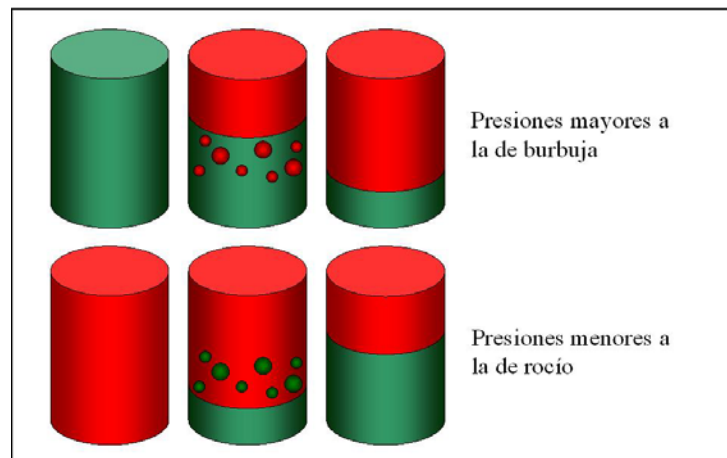


Figura 18: Esquema gráfico de la evolución de los puntos de burbuja y de rocío

Luego de analizadas estas correlaciones que son utilizadas en el campo Bare para las propiedades descritas, se muestran en el apéndice F algunas características de confiabilidad del uso de estas correlaciones comparadas con las de la Ing Laineth López, lo que resalta la confiabilidad de su utilización. Los datos utilizados para este análisis fueron tomados del PVT conseguido del pozo MFB – 091.

3.2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ROCA EN EL YACIMIENTO

3.2.1 POROSIDAD ^[2]

La porosidad se refiere a una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca, hablamos de los espacios porosos de la misma. Llevada en términos manejables, la porosidad se define como la relación entre el volumen poroso de una roca y el volumen bruto de la misma. La porosidad se desglosa en término a su efectividad (Conexión entre poros), en donde encontramos:

Porosidad efectiva: abarca los espacios vacíos de la roca interconectados entre sí. Este, es el volumen que debe ser tomado en cuenta a la hora de determinar la cantidad de hidrocarburos que puede ser realmente recuperado (POES).

$$\varphi = \frac{\text{Volumen de los poros interconectados}}{\text{Volumen bruto de la roca}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 28})$$

Porosidad no efectiva: tiene que ver con el hidrocarburo almacenado dentro de los espacios vacíos, pero que no están conectados entre sí. Se debe descartar el fluido acumulado en estos espacios, para efectos de cálculo de recobro.

3.2.2 PERMEABILIDAD ^[2]

Es una propiedad de medio poroso que determina la facilidad de que los fluidos se muevan a través de él. La permeabilidad tiene efecto sobre la tasa a la cual los fluidos pueden ser producidos o desplazados de este medio poroso y la dirección que tomarán los mismos al momento de fluir. Dos factores principales que contribuyen a la permeabilidad, son el tamaño de los espacios vacíos y sus interconexiones.

Las fases presentes, determinan el tipo de permeabilidad, donde tenemos:

Permeabilidad absoluta (k): donde una única fase es la que satura el espacio poroso en un 100%.

Permeabilidad efectiva (k_e): es la correspondiente a una determinada fase, cuando por el medio poroso fluye más de una fase. Es función de la saturación del fluido considerado. La permeabilidad efectiva, está relacionada a los fluidos presentes en el yacimiento, agua, petróleo y gas.

Permeabilidad relativa (k_r): Es la relación presente entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la absoluta. Esta depende de la saturación del fluido en la roca y su valor siempre es menor a la unidad. Esta relación es presentada en la ecuación 23.

$$k_r = \frac{k_e}{k_{\text{absoluta}}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 29})$$

Comúnmente, dentro de la industria, se construyen curvas de permeabilidad relativa en función de la saturación de fluidos. Se reflejan las k relativas del petróleo y del agua versus la saturación de la fase mojante ya sea agua o petróleo. Para obtenerlas se requiere de cierta parte de la saturación de fase mojante, para indicar el momento en que se comienza a fluir. Por otro lado, las curvas de permeabilidad dependen (si durante el proceso de desplazamiento no hay cambios importantes en la tensión interfacial) de la saturación, de la historia de saturación (Histéresis), de la distribución

del tamaño de los poros, de humectabilidad de la matriz de la roca y de la temperatura.

La saturación de fluidos determina en buena parte el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa. A medida que aumenta la saturación de un fluido, incrementa la permeabilidad relativa hasta un valor máximo.

El efecto de la historia de saturación sobre K_r depende de que proceso este actuando en el medio poroso. Si se trata de Drenaje el medio poroso inicialmente está saturado con la fase mojannte y la permeabilidad relativa se obtiene disminuyendo la saturación de ésta por desplazamiento con la fase no mojannte. Por el contrario si se habla de Imbibición, la permeabilidad relativa se logra aumentando la saturación de la fase mojannte. Las permeabilidades relativas para la fase no mojannte en imbibición son menores que en drenaje por entrapamiento de la fase no mojannte (se queda en los poros en forma inmóvil) por la mojannte.

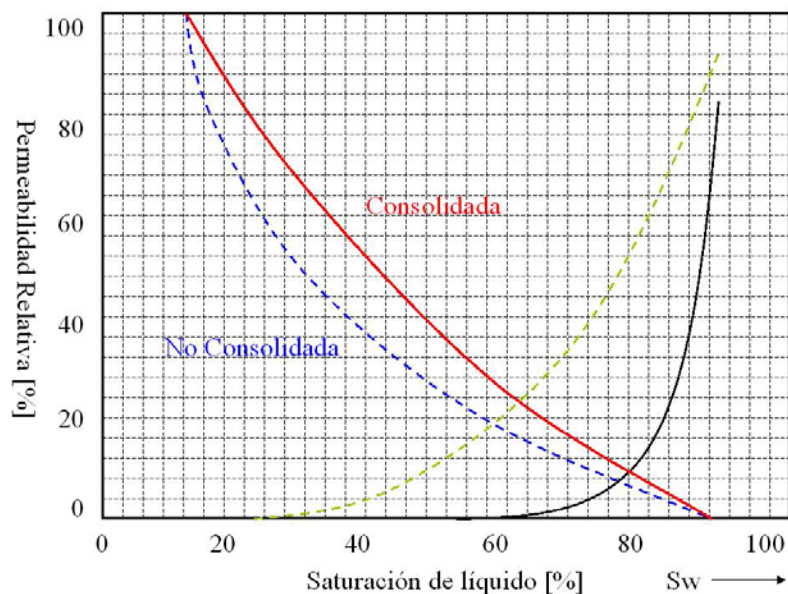


Figura 19: Permeabilidad Relativa, Comportamiento Característico

El efecto de la distribución del tamaño de los poros sobre K_r se manifiesta en las arenas consolidadas con un valor menor en la fase mojante y mayor a la no mojante para arenas no consolidadas.

La humectabilidad ejerce influencia ya que en yacimientos hidrófilos el petróleo fluye por los canales de mayor área de flujo y el agua por las de menor área de flujo, mientras que en yacimientos oleófilos ocurre lo contrario. Bajo condiciones similares de desplazamiento, la recuperación de petróleo es mayor en sistemas hidrófilos.

En yacimientos con humectabilidad intermedia, el volumen de petróleo residual es pequeño.

En cuanto a la temperatura tenemos que un aumento de esta ocasiona que:

- ✓ K_{ro} aumente y K_{rw} disminuya.
- ✓ El agua humecte en mayor grado la roca del yacimiento.
- ✓ La histéresis entre drenaje e imbibición disminuya.
- ✓ La saturación residual de petróleo disminuya.
- ✓ La saturación irreducible del agua aumente ($S_{wir} = 0,001364 T + 0,0945$)

3.2.3 SATURACIÓN ^[2]

Representa la fracción del espacio poroso ocupado por un fluido determinado, que está presente en la roca.

$$S = \frac{\text{Volumen Total Ocupado por el Fluido}}{\text{Volumen Poroso Total}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 30})$$

En un yacimiento de hidrocarburos se puede encontrar simultáneamente agua, petróleo y/o gas; sin embargo, debido a los efectos de la gravedad, los fluidos se

segregan o se separan en el yacimiento a consecuencia de la diferencia entre sus densidades, generalmente quedan distribuidos de la siguiente forma:

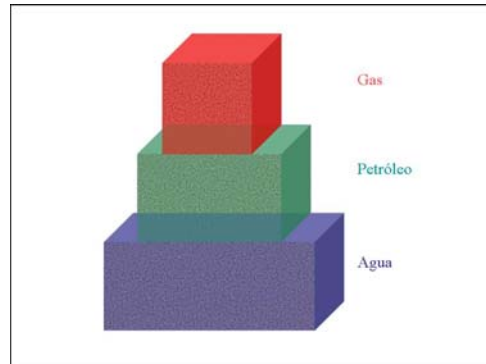


Figura 20: Distribución de los fluidos en el yacimiento (Con Petróleo de $^{\circ}\text{API} > 10$).

Por otra parte, debido a las fuerzas retentivas o fuerzas capilares, habrá agua distribuida a través de las zonas de petróleo y de gas. El agua en estas zonas se verá reducida hasta un mínimo irreducible al que se denomina Saturación de agua intersticial o connata (S_{wc}), importante ya que reduce el espacio disponible entre petróleo y gas presentes.

Otro tipo de saturaciones de fundamental interés, son las saturaciones críticas, correspondiente a cada una de las fases, en donde tenemos:

Saturación crítica del petróleo (S_{oc}): es el punto de saturación mínimo al cual el petróleo permanece en los poros de la roca y para efectos prácticos no fluye.

Saturación residual de petróleo (S_{or}): en el proceso de desplazamiento de petróleo por algún fluido (Agua y/o Gas) existirá petróleo remanente, que cuantitativamente representa un valor mayor al de la saturación crítica de petróleo. Este valor es el que se denomina Saturación de Petróleo Residual. Generalmente el término es asociado en el proceso en el que una fase no mojante es desplazada por una fase mojante.

Saturación de petróleo móvil (S_{om}): es la fracción del volumen poroso ocupado por petróleo móvil y se define como:

$$S_{om} = 1 - S_{oc} - S_{wc} \dots\dots\dots(Ec. 31)$$

Saturación crítica de gas (S_{gc}): a consecuencia de pérdidas de presión en el yacimiento, y al alcanzar valores por debajo de la presión de burbuja, el gas inicialmente en solución en la fase líquida comienza a liberarse, aumentando de esta forma su saturación. La fase gaseosa permanece inmóvil hasta que el valor de saturación excede un valor determinado, denominado saturación de gas crítica.

3.2.4 MOJABILIDAD DE LA ROCA O HUMECTABILIDAD

Es la tendencia a la adherencia de un fluido a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. Esta tendencia a la adherencia de un fluido se expresa convencionalmente mediante la medición del ángulo de contacto entre el líquido y la superficie sólida. Este ángulo siempre es medido del líquido a la superficie sólida, y se denomina ángulo de contacto. Valores bajos de este parámetro, son indicativos de alta adherencia del líquido sobre la superficie sólida, de esta forma tenemos que:

Tabla 9: Ángulos indicativos de la adherencia de un líquido sobre una superficie sólida

Ángulo de Contacto (Grados)	Característica
180°	No adherencia del líquido
0°	Adherencia total del líquido

En muchas literaturas consideran que entre 60° y 90° la superficie sólida tiende a repeler al líquido, entrando entonces en rangos de mojabilidad intermedias.

La mojabilidad de una roca a los fluidos del yacimiento, determina entre otras cosas la distribución de fluidos en el medio poroso. Por efecto de las fuerzas de atracción, la fase mojanante tiende a ocupar los espacios porosos más pequeños de la roca, permitiendo de esta forma que la fase no mojanante ocupe los canales de distribución mas abiertos.

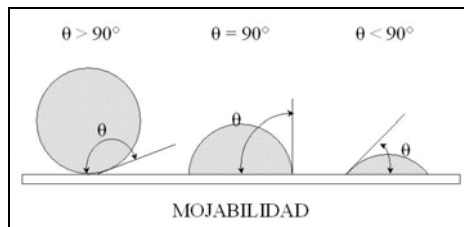


Figura 21: Ángulos de contacto según mojabilidad de la roca

Dependiendo de la preferencia que tenga la roca a dejarse mojar por un fluido u otro tenemos que los yacimientos pueden ser hidrófilos u oleófilos (mojados preferencialmente por petróleo).

Los yacimientos hidrófilos son mojados preferencialmente por agua, la cual se desplaza por los canales pequeños obligando al petróleo a moverse por los más grandes. La mayoría de los yacimientos de hidrocarburos son de este tipo.

Los yacimientos oleófilos, por su parte, se dejan mojar preferencialmente por petróleo el cual se mueve por los canales más pequeños forzando al agua a desplazarse por los más grandes. Las rocas con estas características son ricas en compuestos polares como ácidos y bases orgánicas. Los yacimientos de este tipo debido a su naturaleza misma son menos usuales que los hidrófilos y llevan asociados costos elevados en los procesos de producción.

3.2.5 TENSION SUPERFICIAL Y TENSION INTERFACIAL (σ) [2]

Es necesario tomar en cuenta las fuerzas existentes en presencia de sistemas con más de una fase que sean inmiscibles. Cuando los fluidos presentes son líquidos y gases el término Tensión Superficial es utilizado para describir las fuerzas que actúan en la interfase del sistema. De igual forma, existe un término que determina el comportamiento de estas fuerzas pero en interfaces líquido-líquido, llamada Tensión Interfacial. Definimos estas fuerzas por unidad de longitud, y dependen generalmente de la superficie de contacto establecida entre las fases.

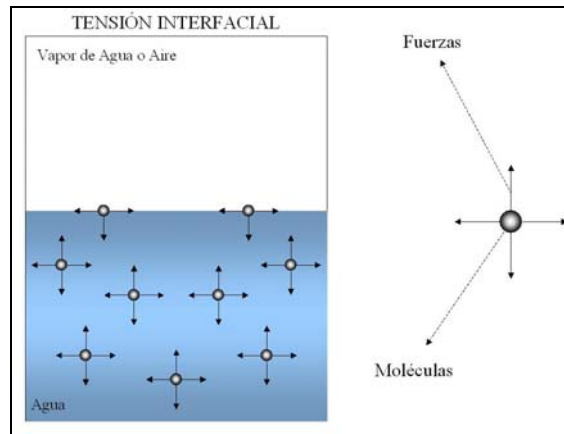


Figura 22: Tensión Interfacial

Algunas de las ecuaciones que describen el comportamiento de estas fuerzas, generalmente se establecen mediante ensayos en tubos capilares, en donde como resultado se obtuvo que:

$$\sigma_{gw} = \frac{r h \rho_w g}{2 \cos(\theta)} \dots\dots\dots(\text{Ec. 32})$$

$$\sigma_{ow} = \frac{r h (\rho_w - \rho_o) g}{2 \cos(\theta)} \dots\dots\dots(\text{Ec. 33})$$

Para un sistema multifásico gas-líquido. (Ecuación 32)

Para un sistema multifásico líquido-líquido. (Ecuación 33)

Donde:

Las densidades (ρ) se expresan en: $\left[\frac{\text{gm}}{\text{cm}^3} \right]$, las fuerzas superficial e interfacial (σ)

en: $\left[\frac{\text{dynas}}{\text{cm}} \right]$, la aceleración de la gravedad (g) en: $\left[\frac{\text{cm}^2}{\text{seg}} \right]$ y (θ) representa el ángulo

de contacto. De forma ilustrada se presenta el ensayo en tubos capilares para el cálculo de las fuerzas involucradas en los contactos interfaciales y superficiales:

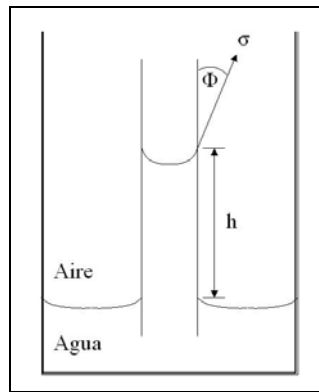


Figura 23: Ilustración de un ensayo en tubo capilar.

3.2.6 PRESIÓN CAPILAR [2]

Estas presiones surgen como resultado de la combinación del efecto de las fuerzas interfaciales y superficiales de las rocas y fluidos, de la geometría y tamaño de los poros y de la mojabilidad característica del sistema. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, se presenta una discontinuidad en la presión entre los dos fluidos

existentes, el cual depende de la curvatura de la superficie de contacto de la interfase que separa los fluidos. Esta diferencia de presión, es la que denominamos presión capilar (P_c).

El desplazamiento de fluidos por otro fluido en el medio poroso, se ve afectado por las fuerzas capilares. En consecuencia, en dirección a mantener los poros parcialmente saturados con fluido no mojante y mientras el medio es expuesto por el fluido mojante, es necesario mantener la presión del fluido no mojante, mayor que la correspondiente a la del fluido mojante. Es en este punto entonces, donde podemos definir la presión capilar de la siguiente forma:

$$P_c = \text{Presión de la fase no mojante} - \text{Presión de la fase mojante}$$

$$P_c = P_{nw} - P_w \dots\dots\dots(\text{Ec. 34})$$

La presión capilar es función tanto de la saturación como de la permeabilidad, alterando de esta forma su valor en cambios relativos de estas propiedades.

Muchas características del sistema roca – fluidos de un yacimiento pueden ser descritas y cuantificadas a través de la construcción de curvas de presión capilar. Las curvas de presión capilar describen las propiedades de la roca que relacionan el volumen de espacio poral controlado por las gargantas porales de un tamaño dado (en micrones) a una presión dada (presión de flotación).

Ciertos parámetros como porosidad efectiva, saturación irreducible de agua, tamaño de los poros y distribución de los fluidos pueden estimarse utilizando las curvas de presión capilar. Además, dichas curvas permiten la deducción de correlaciones para la permeabilidad absoluta de muestras irregulares o ripios e indican valores bastante aproximados de la permeabilidad (k) de la fase mojante y no mojante.

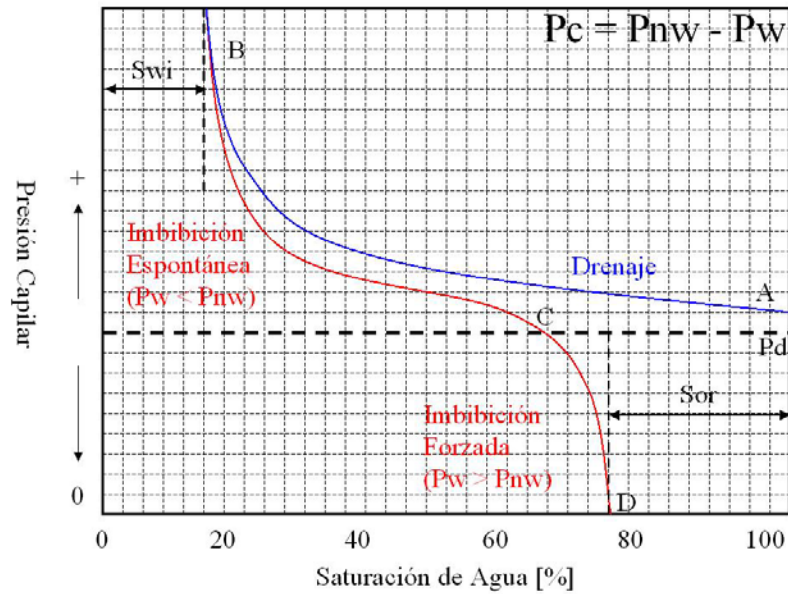


Figura 24: Curvas Típicas de Presión Capilar

3.3 PROPIEDADES TÉRMICAS DE ROCAS Y FLUIDOS

Las siguientes propiedades térmicas de las rocas y fluidos se requieren a la hora de realizar cálculos para el estudio de la factibilidad destinados a la aplicación de métodos de recuperación térmica. En general son dependientes de la temperatura, pero son frecuentemente consideradas constantes para facilitar y simplificar los cálculos correspondientes.

3.3.1 CALOR ESPECÍFICO ^[3]

Es la cantidad de calor requerida para aumentar en un grado la temperatura de la unidad de masa de la sustancia.

Gambill, presenta las siguientes ecuaciones para estimar el calor específico de líquidos, gases y rocas:

3.3.1.1 Hidrocarburos Líquidos y Petróleo

$$C_o = \frac{0,388 + 0,00045 * T}{\sqrt{\gamma_o}} : \left[\frac{\text{BTU}}{\text{lbs} - ^\circ\text{F}} \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 35})$$

Temperatura expresada en °F

3.3.1.2 Hidrocarburos Gaseosos

$$C_g = 4 + 1,30 * n + 0,012 * n * T : \left[\frac{\text{BTU}}{\text{lb} - \text{mol} - \text{F}} \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 36})$$

Donde “n” expresa el número de átomos de carbonos presenten en un mol y “T” representa la temperatura en unidades absolutas (Kelvins) K.

3.3.1.3 Agua Saturada

$$C_w = 1,0504 - 6,05 \times 10^{-4} + 1,79 \times 10^{-6} * T^2 : \left[\frac{\text{BTU}}{\text{lb} - \text{F}} \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 37})$$

Donde “T” representa la temperatura en °F ($T \leq 500$ °F)

3.3.1.4 Rocas

$$C_r = 0,18 + 0,00006 * T : \left[\frac{\text{BTU}}{\text{lb} - \text{F}} \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 38})$$

Donde “T” representa la temperatura en °F

3.3.2 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA

La conductividad térmica, K_h , es una propiedad que determina la cantidad de calor transferido, por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. En general, la conductividad térmica varía con la presión y temperatura. Se expresa por la Ley de Fourier, la cual establece que:

$$\frac{Q_c}{A} = -K_h \frac{\partial T}{\partial x} \dots\dots\dots(\text{Ec. 39})$$

Donde:

$\frac{Q_c}{A}$, Término que representa la tasa de transferencia de calor, en: $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{ft}^2} \right]$ y $\frac{\partial T}{\partial x}$ que

indica el gradiente de temperatura, en: $[\text{°F}/\text{ft}]$

K_h expresado en: $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{hrs} - \text{ft} - \text{°F}} \right]$

Téngase en cuenta que:

$$1 \frac{\text{milicaloría}}{\text{seg} - \text{cm} - \text{C}} = 4,13 \frac{\text{BTU}}{\text{hrs} - \text{ft} - \text{°F}}$$

3.3.2.1 Conductividad térmica de líquidos y gases:

Generalmente varían entre 0,05 y 0,2 $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{hrs} - \text{ft} - \text{°F}} \right]$ y normalmente su valor disminuye con aumento de temperatura. El agua es una excepción a la regla

anteriormente descrita, donde la conductividad térmica sube al subir la temperatura, hasta 130 °C generando un valor máximo de $0,398 \left[\frac{\text{milicalorías}}{\text{seg} - \text{cm} - \text{K}} \right]$

Para el agua, puede usarse la siguiente expresión:

$$K_w = 0,004 * T + 0,228 \dots\dots\dots(\text{Ec. 40})$$

con “T”, en unidades absolutas de temperatura (K)

Bajo las siguientes condiciones: $(10 \text{ °C} \leq T \leq 80 \text{ °C})$

Una de las correlaciones mas usada para el cálculo de la conductividad térmica en líquidos, es la siguiente:

$$K_h = \frac{0,0677[1,0 - 0,0003(T - 32)]}{\sqrt{\gamma}} \cdot \left[\frac{\text{BTU}}{\text{hrs} - \text{ft} - \text{°F}} \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 41})$$

Donde “T” representa la temperatura del sistema, expresada en °F y γ representa la gravedad específica del líquido.

Para gases a condiciones comunes de presión y temperatura, la conductividad térmica varía entre 0,002 y 0,025 $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{hrs} - \text{ft} - \text{°F}} \right]$

La siguiente relación para calcular la conductividad térmica de gases, fue desarrollada por Cambell:

$$K_h = \mu \left(C_p + \frac{2,48}{M} \right) : \left[\frac{\text{BTU}}{\text{hrs} - \text{ft} - ^\circ\text{F}} \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 42})$$

Donde la viscosidad del gas “μ” se expresa en, $\left[\frac{\text{lbs}}{\text{ft} - \text{hrs}} \right]$ y M representa el peso

molecular en $\left[\frac{\text{lbs}}{\text{lbs} - \text{mol}} \right]$

Recordando que:

$$1 \text{ cP} = 2,4191 \left[\frac{\text{lbs}}{\text{ft} - \text{hrs}} \right]$$

Para vapor a altas temperaturas, se recomienda la siguiente relación:

$$K_h = 0,5778 \times 10^{-4} (176 + 0,587T + 1,04 \times 10^{-3} T^2 - 4,51 \times 10^{-7} T^3) \dots\dots\dots(\text{Ec. 43})$$

$$\text{Unidades:} \left[\frac{\text{BTU}}{\text{hrs} - \text{ft} - ^\circ\text{F}} \right]$$

Donde “T” representa la temperatura en °F

3.3.2.2 Conductividad Térmica de las Rocas:

La conductividad térmica de un medio poroso depende de un gran número de factores, algunos de los cuales son: densidad, porosidad, temperatura, saturación de fluidos, tipos de fluidos y movimiento de los fluidos en la roca. Es una propiedad difícil de medir y se ha observado que disminuye con temperatura, mientras que aumenta con saturación de agua, densidad de la roca, presión y conductividad térmica del fluido saturante.

Entre varias de las ecuaciones que determinan este valor, se encuentran dos de las más completas, que involucran en su definición la mayoría de las propiedades anteriormente mencionadas.

La ecuación de Tikhomirov para considerar el efecto combinado de la densidad, saturación de fluidos y temperatura.

En el correspondiente orden tenemos:

Conductividad térmica de una roca saturada parcialmente de agua:

$$K_h = \frac{26,31}{T^{0,55}} e^{0,6(\rho_r + S_w)} 0,24175 : \left[\frac{\text{BTU}}{\text{hrs} - \text{ft} - ^\circ\text{F}} \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 44})$$

Donde “T” representa la temperatura del sistema en unidades absolutas (K)

Y por otra parte tenemos que:

$$K_h = \frac{6,36 e^{0,6[2,65(1-\phi) + S_l]}}{(0,556T + 255,3)^{0,55}} : \left[\frac{\text{BTU}}{\text{hrs} - \text{ft} - ^\circ\text{F}} \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 45})$$

Donde “S_l” representa la saturación total de líquido en fracción y “T” representa la temperatura en unidades absolutas (K), mientras que la porosidad (φ) viene expresada en fracción.

3.3.3 DIFUSIVIDAD TÉRMICA ^[5]

En la mayoría de las ecuaciones de transferencia de calor se utiliza más comúnmente el término de difusividad térmica que el de conductividad térmica. Por tanto, es

conveniente definirla y usarla donde sea posible. La difusividad térmica se designa con la letra α y se define como:

$$\alpha = \frac{K_h}{M} : \left[\frac{\text{ft}^2}{\text{hrs}} \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 46})$$

Donde K_h representa la conductividad térmica en $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{hrs} - \text{ft} - ^\circ\text{F}} \right]$ y M representa la capacidad calorífica en $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3 - ^\circ\text{F}} \right]$

En el apéndice A se presenta una tabla que refleja los valores característicos de las propiedades térmicas de las rocas encontradas con mayor frecuencia.

3.3.4 CAPACIDAD TÉRMICA DE LAS ROCAS SATURADAS ^[3]

Una propiedad térmica de gran interés en el diseño de procesos térmicos, debido a que de su valor depende cuanto calor se debe suministrar para elevar la temperatura de la roca y los fluidos que ella contiene, en un determinado incremento.

La capacidad calorífica de una roca saturada con petróleo, agua y gas, está dada por:

$$M = (1 - \phi)\rho_r C_r + (S_o\rho_o C_o + S_w\rho_w C_w + S_g\rho_g C_g) \dots\dots\dots(\text{Ec. 47})$$

Las unidades son:

Tabla 10: Unidades utilizadas en la ecuación de Capacidad Calorífica

Término	Definición	Unidades
M	Capacidad Calorífica	$\left[\frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3 - ^\circ\text{F}} \right]$
S	Saturación de Fluidos	[Fracción]
C	Calor Específico	$\left[\frac{\text{BTU}}{\text{lbs} - ^\circ\text{F}} \right]$
ρ	Densidad	$\left[\frac{\text{lbs}}{\text{ft}^3} \right]$
o, w, r, g	Subíndices referentes a petróleo, agua, roca y gas respectivamente	

3.4 TIPOS DE POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO

Generalmente contamos con tres tipos de pozos a la hora de realizar las operaciones de producción, entre los que tenemos:

- ✓ Pozos Verticales
- ✓ Pozos Horizontales
- ✓ Pozos Desviados

3.4.1 POZOS VERTICALES ^[2]

Entra en el rango de planificación de extracción de petróleo debido a que son los más económicos, gracias a la simplicidad de trayectoria empleada, en comparación con los otros dos tipos de pozos y por poseer ventaja respecto al ahorro en tuberías

implementadas en el proceso perforación. Generalmente utilizados en yacimientos con arenas de gran espesor, yacimientos profundos. Lo que se busca en este tipo de pozos, es el lograr la penetración de la arena lo más perpendicular posible a la dirección de los estratos, para mejorar el contacto con ella e incrementar la productividad del mismo. Entre unas de sus desventajas, resalta el hecho de que estos son sensibles a la conificación en presencia de formaciones con problemas de interfase entre fluidos, además de su baja eficiencia de producción en arenas de poco espesor y con posibles problemas de arenamiento en yacimientos con arenas poco consolidadas.

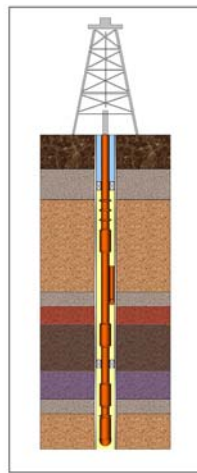


Figura 25: Visualización de un pozo vertical

3.4.2 POZOS HORIZONTALES ^[2]

El objetivo principal de este tipo de pozos, es el de maximizar en lo posible el contacto del pozo con la arena del yacimiento, lo que se logra diseñando trayectorias de perforación que permitan al pozo penetrar la arena de forma paralela a los estratos y que representan longitudes de varios miles de pies. Generalmente se dice que un pozo es horizontal, cuando se perforan con un ángulo de inclinación no menor de 86° con respecto a la horizontal al estar en contacto con la arena productora, de lo contrario entran en la clasificación de los pozos desviados. Los mismos representan

una fractura de conductividad finita que incrementa por su efecto, el índice de productividad de un pozo.

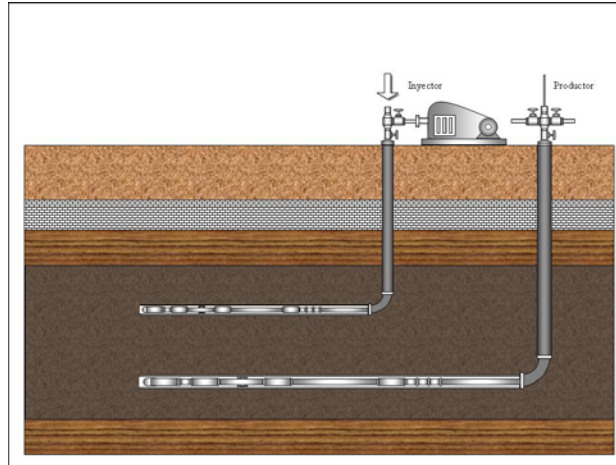


Figura 26: Visualización de un pozo horizontal

3.4.2.1 Ventajas de los Pozos Horizontales

Entre las ventajas que más representativas que resultan de la utilización de los pozos horizontales tenemos:

- ✓ Incremento de la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación secundaria.
- ✓ Posibilidad de incrementar el factor de recobro de yacimientos naturalmente fracturados.
- ✓ Brinda una distribución más uniforme del avance del frente desplazante, por lo que se espera aumente el recobro final de los yacimientos.
- ✓ Reduce los problemas de conificación en formaciones con problemas de interfase entre fluidos.
- ✓ Posibilidad de explotar yacimientos con bajos porcentajes de recobro de hidrocarburos.
- ✓ Incrementa el área de drenaje por pozo en el yacimiento.

- ✓ Aumenta la inyectividad, en caso de inyección de fluidos.
- ✓ Pueden reemplazarse varios pozos verticales dentro de un mismo yacimiento, debido a su largo alcance, permitiendo que este tipo de pozos penetre en búsqueda de más de una arena no necesariamente alineada con otras arenas.
- ✓ Permiten llegar desde instalaciones terrestres a yacimientos cercanos ubicados en zonas marinas.

3.4.2.2 Desventajas de los Pozos Horizontales

- ✓ Mucho más costosos que los pozos tipo vertical, debido a que se requiere mayor tiempo de perforación que en un pozo vertical y el incremento del riesgo a presentar problemas operacionales, además de que se aumenta la cantidad de tubería a utilizar.
- ✓ Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia del barrido vertical.
- ✓ Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas-petróleo.
- ✓ Requieren de fluidos especiales y libres de sólidos para prevenir el daño a la formación, debido a las altas tasas de flujo presente.
- ✓ El daño a la formación, la excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo, formaciones donde la producción de arena es un problema, las secciones onduladas pueden ser taponadas por deposiciones de arena.
- ✓ Dificulta la utilización de algunas de las herramientas de medición, como consecuencia de una trayectoria ondulada.
- ✓ Dificulta la implementación de algunos mecanismos de producción convencional, como los balancines.

3.4.2.3 Aplicaciones de los pozos horizontales

- ✓ Reducción del número de localizaciones.
- ✓ Yacimientos con empuje de agua y/o capa de gas.
- ✓ Perforación en locaciones inaccesibles.
- ✓ Recuperación mejorada de crudo y producción de crudo pesado.
- ✓ Yacimientos naturalmente fracturados, de espesor delgado y/o de alta permeabilidad.

3.4.2.4 Métodos de levantamiento generalmente usados en pozos horizontales

Entre los criterios de selección para escoger el método más apropiado para levantamiento de crudo tenemos ^[2]:

- ✓ Productividad del pozo.
- ✓ Profundidad de la arena productora.
- ✓ Tipos de fluidos bombeados.
- ✓ Temperatura de los fluidos en el fondo.
- ✓ Costo de los equipos y el mantenimiento de los mismos.

Entre los métodos de producción más apropiados empleados en el ámbito mundial se encuentran:

Bombeo Mecánico. (BM)

Bombeo Electrosumergible. (BES)

Bombeo de Cavidad Progresiva. (BCP)

En la tabla 11 las características más importantes de cada uno de los métodos citados:

Tabla 11: Características de los métodos de levantamiento usados en pozos horizontales.

MÉTODO DE LEVANTAMIENTO	CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
BM	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema de superficie que transforma rotación en traslación. - Diseño simple y sencillo. - Partes mecánicas simples. 	<ul style="list-style-type: none"> - Ocupa mucho espacio. - Soporta altas temperaturas. - Ampliamente conocido. 	<ul style="list-style-type: none"> - Flotación de las cabillas. - Susceptible a la erosión. - Eficiencia moderada a baja, debido a flujo espumante. - Estiramiento de las cabillas. - Alta inversión inicial. - Afecta al ambiente.
BES	<ul style="list-style-type: none"> - Bombas centrífugas. - Motor en el fondo del pozo. - Cable eléctrico hasta el fondo del pozo - Requiere diluyente en pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> - No usan sarta de cabillas. - Vida útil larga en ciertas aplicaciones. - Resistente a temperaturas moderadas a altas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Inversión inicial alta. - Alto consumo de potencia. - Bomba susceptible a abrasión. - Problemas con gas. - Problemas en pozos profundos por efecto de la temperatura.
BCP	<ul style="list-style-type: none"> - Bomba de desplazamiento positivo. - Motor en superficie con sarta de cabillas. - Puede o no utilizar diluyente en fondo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Excelente en crudos pesados. - Mínima inversión inicial. - Mínimo consumo eléctrico. - Bomba resistente a la abrasión. 	<ul style="list-style-type: none"> - Elastómero y estator no soportan grandes temperaturas. - Susceptible al desgaste de cabillas. - Rigurosa selección del elastómero, debido a que debe ser compatible con los fluidos. - Problemas con gas.

3.5 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA

En la industria petrolera mundial, es indispensable maximizar el mencionado factor recobro de hidrocarburo, en lo posible, para aumentar así las ganancias de producción. Específicamente en Venezuela encontramos campos petroleros que resultan ser de crudo pesado, como los que se encuentran en el oriente del país, lo que dificulta la tarea de extracción, por lo que se requiere la utilización de métodos especializados para incrementar el recobro. Aquí encontramos los procesos de recuperación mejorada de petróleo. Esta surge como resultado de investigaciones

realizadas por aquellas personas interesadas en tratar de incrementar en lo posible el recobro en los yacimientos, así como también como resultado de las experiencias obtenidas en las operaciones de campo.

Los escenarios operacionales relacionados con el recobro de petróleo han sido generalizados en tres ramas:

Recuperación primaria: producción de un pozo, gracias a la energía natural que está presente en el yacimiento.

Recuperación Secundaria: escenario de producción en donde la energía del yacimiento es muy baja o ya no es suficiente para que produzca de forma natural. Por lo que se implementan técnicas que aumentan la energía de yacimiento provocando así desplazamiento de los fluidos en el presente, de forma tal que podamos producirlo. Entre métodos mas utilizados para brindar energía suficiente al yacimiento para poder producirlo encontramos:

- ✓ Inyección de Agua. (Método más utilizado)
- ✓ Inyección de Gas.
- ✓ Restauración o Mantenimiento de Presión del yacimiento.
- ✓ Recuperación Terciaria: enmarcan procesos térmicos de extracción de petróleo, y también métodos de estimulación, donde surge la modificación de las características físicas y/o químicas del yacimiento, para conseguir o mejorar la producción de sus pozos. Por otra parte los métodos de recuperación térmica consisten en la introducción de calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos con el propósito de producir petróleo a través de los pozos

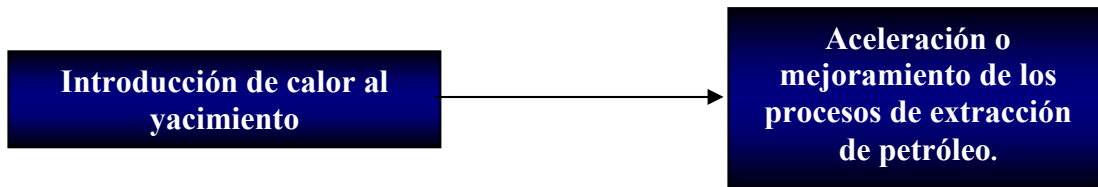
Entre los métodos relacionados de esta sección encontramos:

- ✓ Procesos Térmicos de Estimulación.
- ✓ Combustión in Situ.

- ✓ Inyección Alterna de Vapor.
- ✓ Inyección Continua de Vapor.
- ✓ Inyección de Agua Caliente.
- ✓ Adición de fluidos miscibles y/o químicos que alteren las características del petróleo para facilitar su extracción.

Generalmente estas tres etapas pueden o no, irse presentado en la vida de producción de un pozo en el mismo orden en el que fueron nombradas, si se decide.

Esquemáticamente los procesos térmicos se resumen en:



Este tercer escenario, se ha ido implementando y desarrollando cada vez en mayor proporción en el campo petrolero mundial, destacando entre ellos los métodos de recuperación térmica, que serán descritos a continuación:

3.5.1 COMBUSTIÓN IN SITU ^[2, 5]

Consiste en la quema de combustible presente en el yacimiento, aplica a los procesos de extracción, en donde se inyecta aire, o específicamente un gas que contiene oxígeno en el yacimiento, donde se hace reaccionar con combustibles orgánicos, lo que resulta en la generación de calor es utilizado para la extracción de la fracción de fluido que no fue afectado en el proceso de quemado.

3.5.2 INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR (I.A.V.) [2, 5, 8]

Es uno de los métodos más utilizados hoy en día, debido a su fácil aplicabilidad y rentabilidad alcanzada con su aplicación. Aquí se presenta un escenario bastante llamativo, en donde los bajos costos de inversión inicial y la rápida respuesta de producción, conducen a la efectiva restitución de estos gastos y lo que convierte a este, en un método beneficioso en comparación con otros métodos de recuperación térmica.

Tipos de Inyección Alterna de Vapor

3.5.2.1 Inyección Convencional

Aquí, se inyecta vapor a través de todo el intervalo cañoneado.

3.5.2.2 Inyección Selectiva

En este caso se inyecta por secciones hasta tener toda la arena inyectada con vapor. De esta forma, es necesaria la utilización de métodos que permitan realizar la inyección de manera selectiva en la arena.

Este procedimiento consiste en la inyección de vapor a través de un pozo de petróleo por un tiempo determinado, generalmente de unas semanas (Entre 1-3 semanas), seguido de un proceso de cierre del pozo inyector por unos pocos días (De 3-5 días) y luego de pasado este tiempo reactivarlo para la producción. Lo anterior descrito se presenta de forma esquemática a continuación:

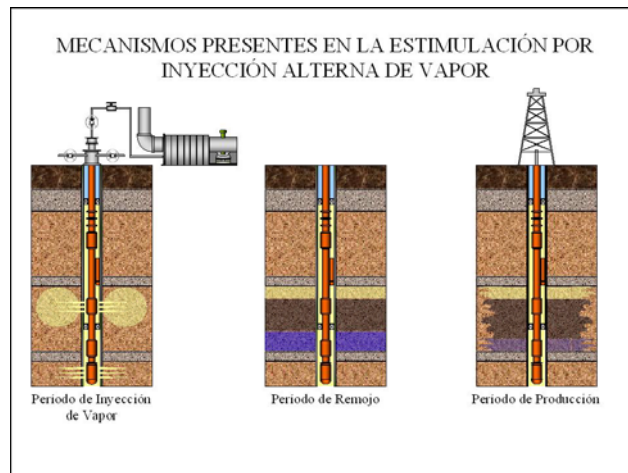


Figura 27: Diagrama de la Inyección Alternada de Vapor

Al finalizar el proceso térmico y ya en producción el pozo se encontrará produciendo bajo los efectos de la estimulación anterior realizada, en un período de tiempo comprendido entre 4-6 meses, resultando luego de este período, en declinación continua de la tasa de producción, hasta acercarse a los valores de producción original. Aunque este proceso generalmente es realizado a crudos pesados, de gravedad API entre 8-15 °API, el método puede aplicarse en yacimientos de cualquier tipo de crudo.

A parte del primer ciclo de inyección descrito anteriormente, nuevos de estos ciclos pueden ser aplicados obteniendo como resultado, nuevos aumentos en la tasa de producción del pozo pero que terminaran al igual que en el primer ciclo, declinando su tasa hasta alcanzar un aproximado a la inicial. Vale destacar, que el petróleo recuperado luego de la aplicación de los procesos cíclicos de recuperación, será cada vez menor. Es aquí donde entran en juego las variables de rentabilidad económica, limitante que demarcará la cantidad óptima de ciclos de inyección para un pozo bajo este régimen operacional.

Datos estadísticos y experimentales basados en evaluaciones económicas, demuestran que a partir de un número superior a tres (3) ciclos, la aplicación de estos procesos de recuperación deja de ser económicamente atractivos.

Nótese que aunque no hay duda de que el proceso de recuperación térmica de inyección alterna de vapor ayuda al aumento de la tasa de producción de un pozo, a ciencia cierta, no se ha podido demostrar que el mismo permite el aumento del recobro del yacimiento.

Una de las características que se debe destacar en este estudio, es el hecho de la aplicación de este tipo de procesos en pozos horizontales. Con esto se logra ampliar el rango de aplicabilidad de este proceso de recuperación térmico, ya que se mejora la superficie de contacto del pozo con la arena, lo que se traduce en el aumento de la cantidad de vapor a inyectar, mejorando proceso de inyección de vapor, difusión del mismo y como consecuencia superar las tasas de producción originales.

Una de las desventajas de la aplicación de este método, es que se podría inhabilitar o reducir la eficiencia de la aplicación futura de algún otro método de desplazamiento de recuperación de petróleo. Lo anterior descrito es importante destacarlo, para lograr prevenir sus efectos, por lo que se recomienda el estudio de métodos alternativos al de la inyección alterna de vapor. Además en comparación con el método de inyección continua de vapor, este proceso ofrece un menor factor de recobro, referido a la extracción final de petróleo.

Se presenta entonces, una idea atractiva, que representa la aplicación combinada de ambos métodos de recuperación obteniendo como resultado:

- ✓ Aceleración en cuanto a la respuesta de producción de crudo.
- ✓ Mejoramiento de la cantidad de extracción final.

3.5.2.3 Mecanismos involucrados en la Inyección Alterna de Vapor

Como se vio anteriormente, los mecanismos involucrados en la inyección de vapor, para generar un mejor escenario productivo de petróleo y así buscar el incremento de la relación Costo/Beneficio, son diversos y complejos.

Alta tasa de inyección e vapor, para incrementar el rango de penetración y así, conseguir un calentamiento eficiente tanto de la roca como los fluidos presentes en el yacimiento.

Luego de la inyección del volumen de vapor calculado para el proceso de estimulación, entra el proceso de remojo, en donde parte parcial del vapor inyectado condensa. El propósito fundamental de estos líquidos es aumentar el calentamiento de las rocas como del fluido presente, aprovechando la condición ventajosa de conducción térmica que ofrecen los líquidos en comparación con la de los gases.

Durante el período de la inyección de vapor y del tiempo de remojo, la viscosidad del crudo se ve afectada, disminuyendo en esta forma su valor y aumentando así la movilidad, en las zonas cercanas donde el vapor y el líquido condensado han hecho contacto. El efecto de expansión térmica ocurre tanto del crudo como del agua presente, y es aquí donde cualquier volumen presente de gas libre, es forzado a introducirse en el petróleo y convertirse en gas en solución del mismo.

Una vez el pozo es puesto en producción, la arena que fue calentada gracias a la transferencia de calor, contiene ahora petróleo móvil, vapor y agua. El diferencial de presión presente entre el yacimiento y la cara de la arena, hace mover estos fluidos, a tasas mucho más altas que las iniciales antes del proceso de estimulación.

Otros mecanismos presentes son:

Los cambios en las fuerzas de superficie debido al incremento de temperatura.

Las diferentes compresibilidades de las fases y vaporización instantánea del agua.

La imbibición del agua caliente en los estratos de baja permeabilidad, que trae como resultado el flujo de petróleo en estratos más permeables para finalmente llegar al pozo.

3.5.2.4 Parámetros involucrados en la Inyección Alternada de Vapor

Entre las consideraciones técnicas que afectan en mayoría este método de recuperación térmica, tenemos aquellas que influyen en la generación de calor in situ o la inyección de calor a tasas eficientes en el yacimiento, las que afectan el desplazamiento del petróleo y su futura extracción. Además, en este método de recuperación térmica se pueden presentar dificultades, como por ejemplo:

- ✓ Cuando la inyectividad es pobre.
- ✓ Cuando el petróleo es muy viscoso.
- ✓ En yacimientos profundos.
- ✓ Cuando la presión del yacimiento es alta.
- ✓ Cuando están presentes grandes casquetes de gas o zonas acuíferas subyacentes.

A continuación se presenta una breve descripción de algunos de los parámetros no controlables que afectan la inyección alternada de vapor:

3.5.2.4.1 Presión del Yacimiento

Parámetro determinante en procesos de recuperación térmica, ya que representa la energía disponible por el yacimiento para producir estos fluidos hasta la superficie.

Aunque las altas presiones dificulten las operaciones de inyección de vapor, la respuesta de producción será mejor en un yacimiento con alta presión que en uno con baja presión. Por otra parte el factor de declinación de un pozo, determina entre otros factores, el número de ciclos a ser implementado en el proceso de recuperación.

3.5.2.4.2 Profundidad de la Formación Productora

Es un factor que limita en la elección de los yacimientos candidatos a inyección de vapor, debido a las pérdidas excesivas de calor, a través del pozo y las fallas de los revestidores en pozos profundos. Hoy en día, debido al gran avance en el desarrollo tecnológico, es posible inyectar vapor a profundidades mayores de 2.500 pies mediante el uso de tuberías aisladas, minimizando en lo posible de esta forma, las pérdidas de calor presentes en este tipo de operaciones, que se traducen en baja calidad de vapor, o en el peor de los casos en agua caliente en el fondo del pozo, con dependencia en la profundidad y la tasa de inyección. A la vez, a mayor profundidad, generalmente aumenta la presión necesaria para inyectar el vapor, lo que se resume entonces en el requerimiento de generadores de mayor potencia, y en el mejoramiento de la calidad de agua en la alimentación destinada para la inyección de vapor.

3.5.2.4.3 Espesor del Intervalo Abierto a Producción

A medida que este factor es mayor, existen más posibilidades de que el calor se disipe a lo largo de la arena de interés, y no hacia las formaciones adyacentes a la misma. De esta forma, buscamos el aprovechar al máximo el calor transmitido en el proceso de inyección.

3.5.2.4.4 Saturación de Petróleo

Los mejores candidatos son los yacimientos que poseen porosidad efectivas altas con elevada saturación de crudo, para así, asegurar la recuperación de la inversión aplicada, para la realización del método de estimulación. Por otra parte, estas

propiedades actúan en conjunto a la facilidad de movimiento que la roca le suministre, es decir, una buena permeabilidad aumenta eficientemente el proceso de recuperación.

3.5.2.4.5 Saturación de agua

Es muy probable que en yacimientos a los que se hayan aplicado métodos de desplazamiento para aumento del recobro de petróleo, en particular el caso de inyección de agua, la aplicación de un método de recuperación térmica resulte no exitoso. En contradicción a esta regla, debido a altas viscosidades la recuperación primaria de los yacimientos sometidos a empuje hidráulico natural es baja. El escenario anterior podría ser buen candidato para ser sometido a recuperación térmica.

3.5.2.4.6 Viscosidad del Petróleo

La reducción de la viscosidad incrementa notablemente la movilidad del crudo, aumentando en respuesta la tasa de producción de petróleo. Por esta razón, debe mantenerse un monitoreo de esta propiedad luego de la aplicación de algún ciclo de inyección, de forma tal, que el método de recuperación sea lo más eficiente posible, y de ser necesario, pensar en la posibilidad de implementar futuros ciclos de inyección de vapor, en cuanto sea económicamente beneficioso.

3.5.2.4.7 Porosidad

Esta propiedad juega un factor importante, ya que determina la cantidad de hidrocarburo que se acumula en el yacimiento. A medida que este valor aumenta, la cantidad de petróleo que se puede almacenar es mayor, pero como efecto es menor el volumen de roca que se calienta. Se considera entonces, que un yacimiento que posee una porosidad menor que el 18-20% posee pocas posibilidades de éxito a la hora de la aplicación de algún tipo de mecanismo de recuperación térmica.

3.5.2.4.8 Relación Gas Petróleo

En la movilidad de los fluidos presentes en el yacimiento, si se incrementa la temperatura del yacimiento mediante la acción del vapor, la viscosidad del gas se incrementa disminuyendo su movilidad. El petróleo disminuye su viscosidad y aumenta su movilidad, fluyendo hacia el pozo y disminuyendo así la relación gas-petróleo del yacimiento. Este proceso ocurre cuando la saturación de gas no es alta. Si la saturación de gas es elevada, el flujo de gas hacia el pozo continuará.

3.5.2.4.9 Tasa de Producción Fría y Relación Agua/Petróleo – Gas/Petróleo

La tasa de producción en frío antes de la inyección de vapor puede tener mucho efecto sobre la relación petróleo/vapor. Un pozo que tenga daño en la formación puede tener una relación petróleo/vapor alta aún cuando la tasa de producción en frío fuese baja. Quizás sea mejor tener como criterio la alta presión y transmisibilidad ($k \cdot h$) del yacimiento, que la alta tasa de producción en frío, pues al escoger los candidatos con base en el primer criterio mencionado se incluirán los pozos con daño en la formación aún cuando sus tasas de producción en frío fuesen bajas. De la misma forma una alta relación agua/petróleo influye negativamente en la respuesta de la inyección alternada, pues la producción de grandes volúmenes de agua a través de la zona calentada acelera el enfriamiento. Además, si el pozo se produce a presiones de fondo demasiado bajas al comienzo de la fase de producción del yacimiento, parte del agua se vaporizará, con lo cual se aumentará grandemente la tasa de remoción del calor, debido a lo alto del calor de vaporización del agua. Una alta relación gas/petróleo también puede ser negativa pues la producción de gas reducirá la presión parcial del vapor de agua en la zona calentada y dará lugar a la remoción de aún más calor.

3.5.2.5 Factores que ocasionan las pérdidas de calor en el pozo

Los principales factores que afectan las pérdidas de calor en el pozo son:

- ✓ Tiempo de inyección.
- ✓ La tasa de inyección.
- ✓ La profundidad del pozo.
- ✓ La presión de inyección en el caso de vapor saturado, y la presión y temperatura de inyección en el caso de vapor sobrecalentado.

Alguno de los métodos utilizados para predecir de forma numérica estas pérdidas son:

- ✓ Método de Willhite.
- ✓ Método de Ramey.
- ✓ Método de Setter.
- ✓ Método de Pacheco y Farouq Alí.
- ✓ Método de Sugiera y Farouq Alí.

3.5.3 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR ^[5, 8]

Este método difiere del que será descrito a continuación (Inyección de agua caliente), siendo esta diferencia producto únicamente de la presencia y efecto de la condensación del vapor de agua. Por otro lado, la presencia de la fase gaseosa de la inyección de vapor provoca destilación en las fracciones más livianas presentes en el crudo y como consecuencia sean transportados como componentes hidrocarburos en la fase gaseosa. De esta forma, donde el vapor condense, los hidrocarburos presentes en el también lo harán, reduciendo así, la viscosidad del petróleo en el frente de condensación. Además, la condensación del vapor induce un proceso de desplazamiento más eficiente y mejora la eficiencia de barrido. Por esto, en

comparación con el método de inyección por agua caliente, la inyección de vapor continua obtiene mayor efecto de extracción de petróleo.

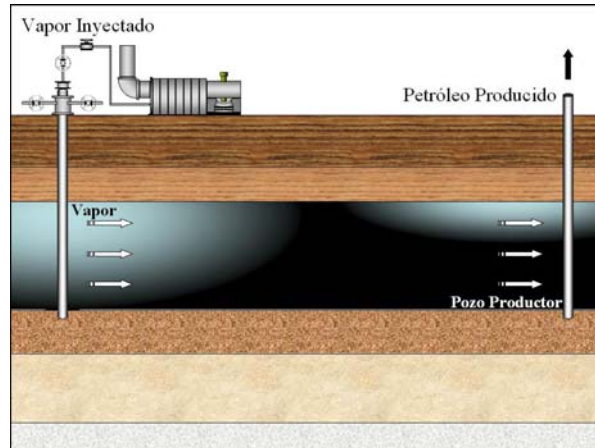


Figura 28: Diagrama del proceso de Inyección Continua de Vapor

3.5.4 INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE ^[5]

Proceso que involucra solamente el flujo de dos fases (Agua-Petróleo), lo que hace que los elementos presentes en la aplicación de este método sean fáciles de describir, ya que se trata básicamente de un proceso de desplazamiento, en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente, tanto por el agua caliente como la fría. La inyección de agua caliente tiene semejanza con lo que sería la inyección convencional de agua, exceptuando claro los efectos de temperatura.

Además de esto se sabe que la presencia de la fase gaseosa afecta el comportamiento de la inyección convencional de agua y se supone que debería suceder lo mismo para el proceso de inyección de agua caliente, factores a considerar en la utilización de este método, además del hecho de que la temperatura afecta tanto la viscosidad del petróleo como la del agua, reduciendo de esta forma ambas propiedades.

3.6 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS ^[2]

La simulación de yacimientos, comienza a practicarse en procesos y operaciones petroleras en la década de los treinta (30's), de forma muy básica, para agilizar el cálculo de operaciones con variables múltiples y obtener respuestas más rápidas que se traducían entonces en dividendos. No fue sino treinta años después, en los sesenta (60's), que el término de simulación comenzó a tomar auge, y su utilización se volvía cada vez más común, principalmente en problemas de yacimientos de petróleo negro en presencia de hasta tres (3) fases, pero limitados a las condiciones de agotamiento natural y mantenimiento de presión del yacimiento.

Durante los años setenta, este escenario pese a las necesidades en el área, se inició la simulación de nuevos procesos que se extendieron de los métodos que limitaban las operaciones de simulación en los 60's a procesos miscibles, inyección de químicos, inyección de CO₂, y en general, procesos de recuperación térmica de combustión, inyección de vapor e inyección agua.

La aplicación de modelos de simulación, surge con la necesidad de predecir el comportamiento real y complejo que se presenta en el yacimiento, a partir del comportamiento de un modelo matemático, físico y/o conceptual que represente las condiciones de dicho yacimiento. Con lo anterior descrito, se logra la realizar cotejos históricos y de igual forma se puede monitorear en tiempo real y a futuro, el desempeño del yacimiento. La ventaja de la simulación, es que se puede alterar las condiciones operacionales del yacimiento dentro de un rango real, creando de esta forma distintos escenarios para comparar su comportamiento, y realizar decisiones gerenciales basándose en el análisis de los resultados de simulación obtenidos.

En pro a la necesidad de describir fenómenos más complejos, y modelar mecanismos de producción diferentes que reflejen de forma aproximada el comportamiento real en un yacimiento, se han desarrollado una variedad de simuladores como los

simuladores de petróleo negro, los composicionales, los que involucran procesos térmicos y los desarrollados para procesos químicos, que toman en cuenta los mecanismos básicos de recuperación de petróleo entre los que encontramos:

- ✓ Expansión de los fluidos.
- ✓ Desplazamiento de fluidos por otros fluidos.
- ✓ Drenaje de petróleo por acción gravitatoria.
- ✓ Proceso de imbibición capilar.

Hasta ahora existen cuatro etapas principales para la representación de un modelo de simulación de yacimientos. El primero de ellos, un modelo físico que permita determinar el comportamiento del flujo de fluidos que se desarrolla en el proceso de extracción. En segundo lugar, se obtiene la formulación matemática del modelo físico descrito en la primera etapa. Una vez se logra entender el comportamiento del yacimiento mediante las formulaciones descritas en la etapa anterior, y que al mismo tiempo, son compatibles con el modelo físico de la primera etapa, se produce una discretización numérica de las ecuaciones matemática, lo que se determina como modelo numérico, el cual requiere de propiedades de gran precisión y estabilidad, que le permitan establecer de forma fidedigna una solución a los esquemas de simulación establecidos. Finalmente, los resultados matemáticos arrojados en los esquemas anteriores, son comparados con la representación física del yacimiento, lo que permitirá determinar que los esquemas y procesos establecidos representan en forma fiel el comportamiento del mismo.

3.6.1 TIPOS DE SIMULADORES DE YACIMIENTOS

3.6.1.1 Simuladores de Petróleo Negro

Este tipo de simulador considera los cuatro mecanismos básicos presentes en simulación de yacimientos de petróleo, bajo condiciones de agotamiento natural o de mantenimiento de presión. De la misma forma, los modelos aplicados bajo este tipo de simulación, son isotérmicos que consisten en fases inmiscibles agua/petróleo/gas.

Condiciones para la aplicación de un Simulador de Petróleo Negro

1. Composición constante en las fases gas/petróleo.
2. Ausencia de volatilidad del crudo en la fase gaseosa.
3. Tanto el gas como el petróleo no son solubles en el agua.

3.6.1.2 Simuladores Composicionales

Una de las características más relevantes de este tipo de simulador, es que considera el comportamiento de la composición de las fases presentes en el crudo respecto a los cambios de presión. Su aplicación destaca en el desarrollo de estudios de yacimientos de gas, gas condensado, petróleo volátil y en procesos de recuperación mejorada, donde necesariamente existan cambios en la composición de los fluidos presentes en el proceso. Hoy en día una aplicación de gran interés para la utilización de este simulador, es la predicción del comportamiento bajo régimen de inyección de nitrógeno (N_2), además del comúnmente utilizado dióxido de carbono (CO_2), en donde se altera la composición del fluido a ser extraído.

3.6.1.3 Simuladores de Procesos Térmicos

Además de tomar en cuenta el comportamiento de flujo de los fluidos involucrados la producción de yacimientos, este simulador considera la transferencia de calor presente y reacciones químicas que ocurren en dicho proceso. El rango de aplicabilidad de estos simuladores cubre los procesos térmicos de recuperación de crudo más comunes, como la combustión in situ, inyección de vapor, inyección de agua caliente y en general, procesos en los que exista intercambio de calor de los sistemas presentes.

3.6.1.4 Simuladores de Procesos Químicos

Al igual que los simuladores de procesos térmicos, este tipo de simulador considera el movimiento de los fluidos, pero específicamente se desarrolla para determinar el mecanismo de transporte de masa por efecto de la dispersión, adsorción, filtración, cinética de reacción y cambio en el comportamiento de las fases. Esencialmente utilizados en proyectos de inyección de químicos para predicción de su comportamiento, como surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujo de compuestos alcalinos.

3.6.2 DISEÑO DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN

Una vez tomada la decisión de realizar un modelo de simulación, el siguiente paso es diseñar dicho modelo. Esta fase implica la selección del tipo de geometría a utilizar:

- ✓ Adimensional (0-D)
- ✓ Unidimensional (1-D)
- ✓ Bidimensional (2-D)
- ✓ Tridimensional (3-D)

Para la selección de un modelo eficaz y eficiente, varios factores deben ser tomados en consideración, como lo son: el mecanismo de recobro del yacimiento, calidad y tipo de la información disponible, tipo de respuesta requerida y los recursos disponibles. La definición del modelo de simulación de un yacimiento representa una de las fases más importantes en la estructura de un estudio típico de simulación, en relación al volumen del trabajo y al impacto sobre el resultado final.

A continuación se presentan varios tipos de modelos de simulación, cuya aplicación depende de las condiciones y características del yacimiento.

3.6.2.1 Modelo 0-D

También conocidos como tanques, estos modelos están basados en la conocida ecuación de balance de materiales. Esta ecuación supone que tanto las características de los fluidos como los de la formación, son uniformes a lo largo del yacimiento. La formación se considera homogénea, isotrópica y en cualquier punto y a cualquier tiempo el gradiente de presión es muy pequeño con lo cual la presión del yacimiento puede ser representada como un valor promedio (\bar{P}), valor con el que se realizan todos los cálculos correspondientes de producción.

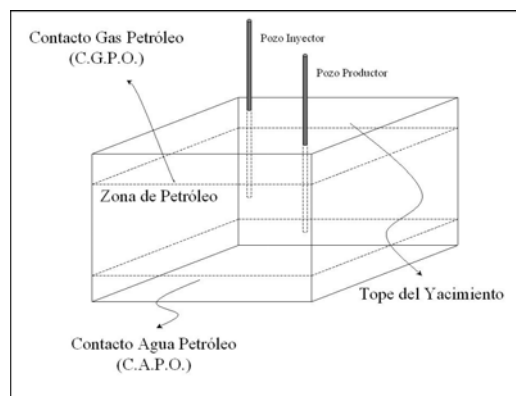


Figura 29: Esquema de un modelo de simulación (2-D)

3.6.2.2 Modelo 1-D

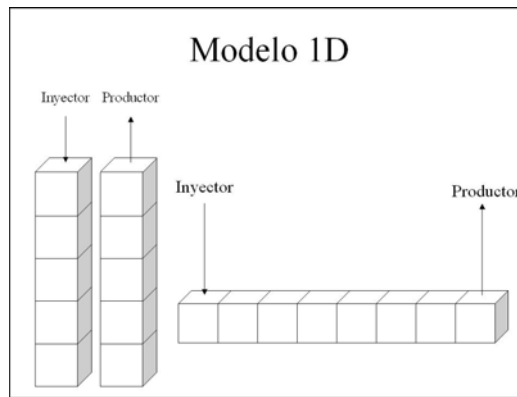


Figura 30: Esquema de un modelo de simulación (1-D)

Generalmente, este tipo de modelos de simulación es utilizado para determinar el comportamiento del yacimiento, realizando sensibilidades en los parámetros involucrados en los procesos del mismo. Un ejemplo de su uso, es la aplicación en procesos de recuperación secundaria, para el cálculo de avance del frente de agua en el yacimiento.

3.6.2.3 Modelo 2-D

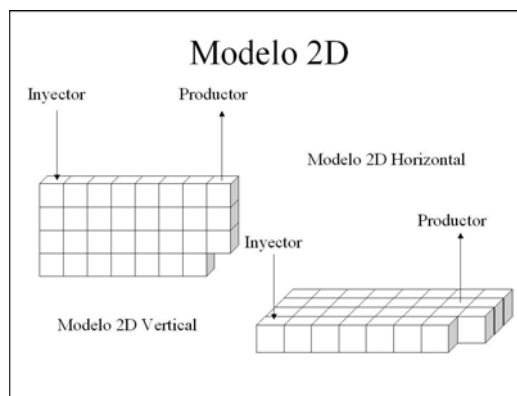


Figura 31: Esquema de un modelo de simulación (2-D)

Los modelos horizontales o areales cartesianos 2-D (x,y) son los más usados en los estudios de yacimientos. Se usan principalmente para estudiar el yacimiento entero en casos donde el espesor de la formación es relativamente pequeño o donde no hay una gran variación vertical en las propiedades de los fluidos y la formación.

3.6.2.4 Modelo 3-D

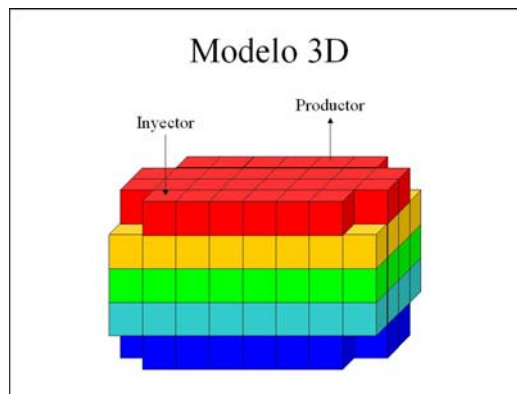


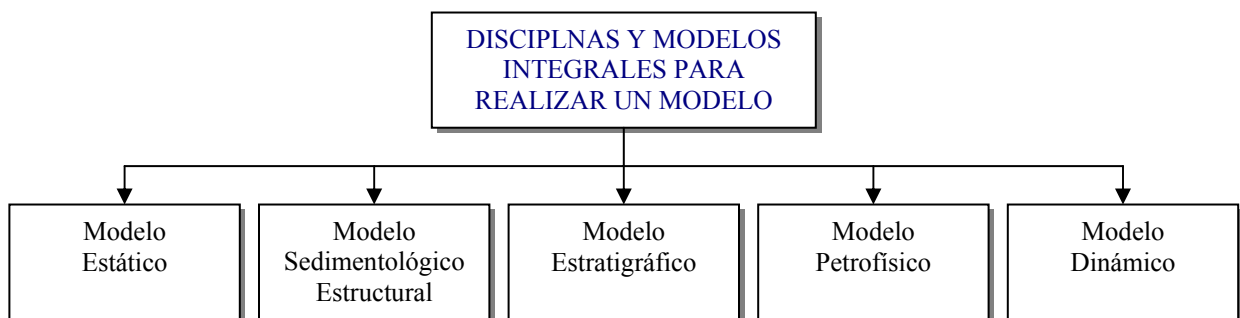
Figura 32: Esquema de un modelo de simulación (3-D)

Los modelos 3-D son usados donde la geometría del yacimiento es muy compleja como para ser modelado por uno 2-D. Los yacimientos en etapa de agotamiento avanzada tienen una dinámica de fluido muy compleja y requieren 3-D. También se usan modelos 3-D para simular el desplazamiento de fluidos donde los regímenes de flujo son dominados por el flujo vertical. En algunos casos, el uso de modelos 3-D es más simple que desarrollar pseudofunciones para todas las regiones incluidas en el yacimiento.

Un problema que está asociado a los modelos 3-D es el tamaño. Un adecuado modelo puede tener un mallado muy complejo, que requeriría el consumo de mucho tiempo para proporcionar resultados, lo que retardaría la toma de decisiones de un proyecto.

La evaluación del comportamiento actual del yacimiento y las predicciones a futuro, son aspectos esenciales en el proceso de administrar un yacimiento. Entonces, un modelo de yacimiento adecuado puede usarse para simular la vida de un yacimiento bajo diferentes escenarios y proveer una poderosa herramienta para optimizar la explotación del mismo.

Para construir un modelo de yacimiento, es necesario integrar un conjunto de disciplinas, cada una con diferencias particulares, que hacen complejo el modelo. Un modelo contiene diferentes piezas de trabajo construidas, en algunos casos, por distintos profesionales, pero esto también contribuye al enriquecimiento del modelo, lo que lo hace más representativo al comportamiento de un yacimiento.



3.7 CONCEPTOS E INDICADORES ECONÓMICOS

La evaluación económica es factor fundamental en la toma de decisiones para la elaboración de cualquier proyecto, determinando la rentabilidad del mismo de acuerdo a una justificación elaborada mediante los procesos estudiados en el presente capítulo, como evaluaciones, simulaciones, entre otras. De esta forma, es indispensable la realización de este tipo de análisis y el conocer los conceptos y definiciones que esto involucra.

3.7.1 HORIZONTE ECONÓMICO

Este concepto establece los flujos de caja o movimientos de efectivo que serán realizados en el período de tiempo en que una propuesta de inversión será llevada a cabo. En este se incluyen tanto las inversiones del proyecto como los egresos en el período de operación del proceso de producción. El Horizonte económico es una de las características que deben ser fijadas desde el inicio de la evaluación del proyecto, y puede ser variado bajo criterios de selección preestablecidos, que permitan alterar este período.

Una inversión es el recurso financiero necesario para obtener los bienes y equipos que representarán el valor capital del proyecto. Adicionalmente, incluye el capital inicial de trabajo y los montos necesarios para los estudios de ingeniería. Los gastos establecidos en una inversión, se plantean con la finalidad de su recuperación y pronta generación de ganancias bajo un horizonte económico. Indiscutiblemente, en la industria petrolera las inversiones se realizan para extraer, tratar, transportar, refinar y vender petróleo y/o gas, tanto al mercado nacional como al internacional.

3.7.2 FLUJO DE CAJA

Representa el balance de dinero en caja para un período determinado de tiempo e incluye el beneficio neto más la depreciación y amortización menos las inversiones que se realizan en dicho período. El flujo de caja acumulado da una idea perfecta del balance de caja que acumula el proyecto hasta un período cualquiera del mismo, y se utiliza para calcular el tiempo de pago y la rentabilidad del proyecto.

3.7.3 TASA DE DESCUENTO

Es el valor al cual un inversionista está dispuesto a arriesgar su capital para la realización de algún proyecto, por lo que es necesario establecer criterios y escenarios

que hagan de la inversión una actividad económicamente atractiva. El costo de oportunidad es uno de los componentes presentes en el valor de la tasa de descuento.

3.7.4 INDICADORES ECONÓMICOS

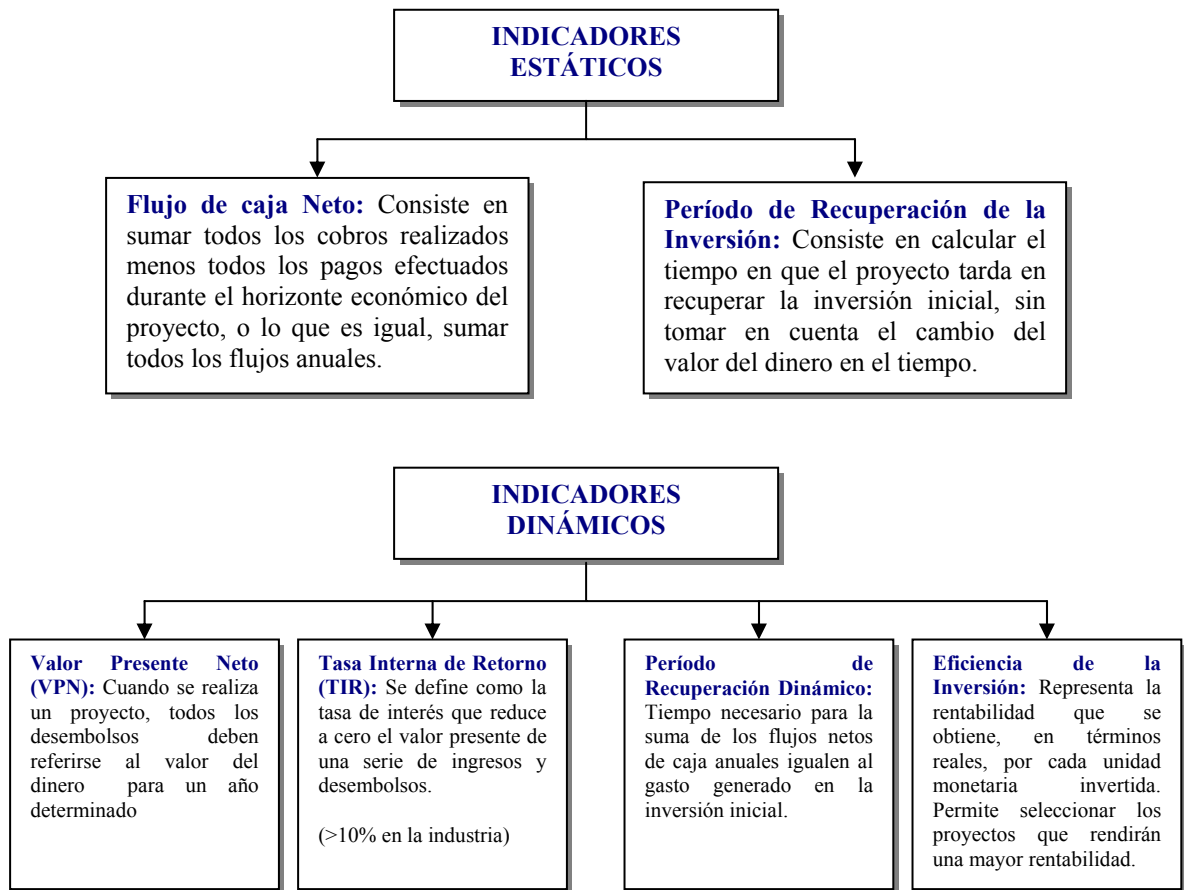
Son las diversas relaciones, que entre las distintas partidas de los Estados Financieros se pueden calcular con el objeto de facilitar el análisis de éstas.

El índice por sí mismo no es significativo, por lo tanto hay que compararlo, esta comparación debe hacerse primero con su propia trayectoria histórica y en segundo lugar se debe buscar los índices de las empresas competidoras que más semejanza tengan con la analizada.

Bajo el análisis de estos indicadores, es posible obtener información acerca de la conveniencia económica de un proyecto de inversión. Estos se dividen en dos categorías que son:

Los indicadores estáticos: que no consideran el valor del dinero en el tiempo. Generalmente utilizados para realizar de evaluaciones preliminares de un proyecto y determinar de esta forma la posible conveniencia de su ejecución. Vale destacar, que si un proyecto no cumple con las expectativas de inversión bajo criterio de estos indicadores, tampoco superará las expectativas de inversión bajo los criterios de selectividad de los indicadores dinámicos.

Los indicadores Dinámicos: consideran el valor de dinero en el tiempo.



3.7.5 OTROS TÉRMINOS DE INTERÉS ECONÓMICO

Depreciación: la distribución sistemática del costo de un activo de capital por un período de tiempo con propósitos de reporte financiero, fiscales o ambos. Las deducciones de depreciación que cargan con el rendimiento de impuestos de la empresa son tratados como gastos. Así, la depreciación disminuye el ingreso gravable.

Costos: Adicionalmente se tienen otros flujos de dinero que se utilizan para operar el proyecto, estos incluyen tanto ciertos pagos fiscales como los costos de operación, mantenimiento y administración, necesarios dentro del contexto de la evaluación. Entre los costos normales de un proyecto se tienen los siguientes:

Regalías: Referidos al impuesto de explotación que corresponde al Estado como un derecho al explotarse los yacimientos. Está contenido en la Ley de Hidrocarburos.

Inflación: La inflación se describe comúnmente en términos de un porcentaje anual que representa la tasa a la cual los precios del año en referencia han aumentado en relación con los precios del anterior. Debido a esta definición se puede ver que la inflación tiene un efecto compuesto al igual que lo estudiado con las tasas de interés.

Todos los costos y las inversiones se afectan con la inflación de una u otra forma.

Impuesto Sobre la Renta: Se calcula multiplicando el ingreso fiscal bruto menos los costos (incluyendo las regalías, depreciación y amortización y el aporte a PDVSA) por el factor 0.657, que a su vez incluye un descuento por capacidad de ejecución de inversiones. Es decir, que el factor real es 0.675 (67.5%), pero existe el 0.1 descuento de 0.018 (1,8%) por la razón antes señalada.

Beneficio Neto (Net profit): Es la ganancia neta que se obtiene luego de cubrir todos los egresos (Ingresos reales menos egresos).

Flujo de Caja (Cash flow): Representa el balance de dinero en caja para un período determinado e incluye el beneficio neto más la depreciación y amortización menos las inversiones que se realizan en dicho período. El flujo de caja acumulado da una idea perfecta del balance de caja que acumula el proyecto hasta un período cualquiera del mismo. El flujo de caja acumulado se utiliza para calcular el tiempo de pago y la rentabilidad.

Punto de Equilibrio en un proyecto de inversión: Es el nivel de producción en el que son exactamente iguales los beneficios por ventas a la suma de los costos fijos y los variables. Su principal utilidad radica en poder determinar fácilmente el punto

mínimo de producción. Pero es importante entender que ésta no es una herramienta para evaluar rentabilidad de una inversión.

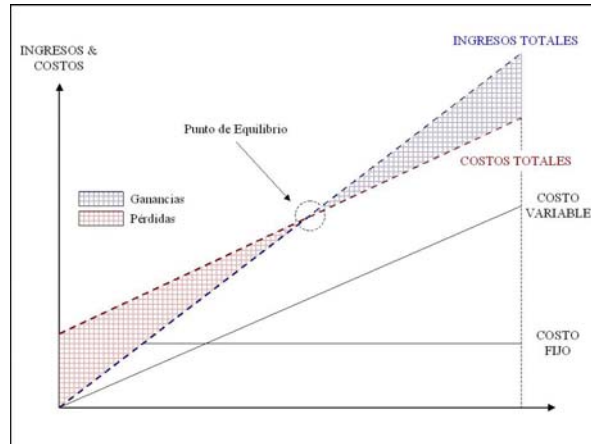


Figura 33: Punto de equilibrio en un proyecto de inversión

CAPITULO IV

4 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS UTILIZADAS

La empresa Petróleos de Venezuela (PDVSA) dispone de un sistema computacional conformado por una serie de programas cuya finalidad radica en la búsqueda, proceso, desarrollo, seguimiento e información referente a los proyectos en curso. Tal información es importante en los programas de ingeniería de yacimientos para lograr determinar y resaltar la consistencia de los datos utilizados.

A continuación se presenta una breve descripción de aquellos programas y/o herramientas utilizados para el desarrollo del tema en estudio:

4.1 RIPPET - RED DE INFORMACIÓN PETROLERA Y PETROQUÍMICA

Sistema computarizado en línea que permite tener acceso a las publicaciones realizadas de los temas de investigación de interés desarrollados en la empresa, específicamente en el centro de documentación Exploración y Producción (CDEP) PDVSA, ubicada en Puerto la Cruz, donde se encontró información relevante en relación al tema de estudio. Entre las publicaciones citadas mas consultadas destaca:

- ✓ Textos.
- ✓ Informes técnicos.
- ✓ Charlas.
- ✓ Simposium.

La ventana principal del sistema se muestra en la figura 34.



Figura 34: Pantalla Principal de Búsqueda de Documentación RIPPET

4.2 SIMDE – CARPETA DE POZOS

Es una aplicación computacional que permite la visualización de los trabajos en forma digital, relacionados con los pozos de determinada área. Cuenta con una red interna, que facilita a los trabajadores de la empresa, realizar seguimientos de los eventos que ocurren en la vida de nuestros pozos, como por ejemplo, trabajos de acondicionamiento, registros, reparaciones, pruebas de presión, ensayos PVT, entre otras.

Una de las ventajas de este programa es su estructura organizativa, ya que fácilmente permite encontrar la información buscada. Esto, debido a que los pozos se encuentran separados por áreas de estudio y pueden ser identificados independientemente dentro de la aplicación, generando una lista de eventos realizados a dicho pozo.

La interfaz gráfica de estas aplicaciones se muestran en las figuras 35 y 36 respectivamente.



Figura 35: Ventana Principal (SIMDE)

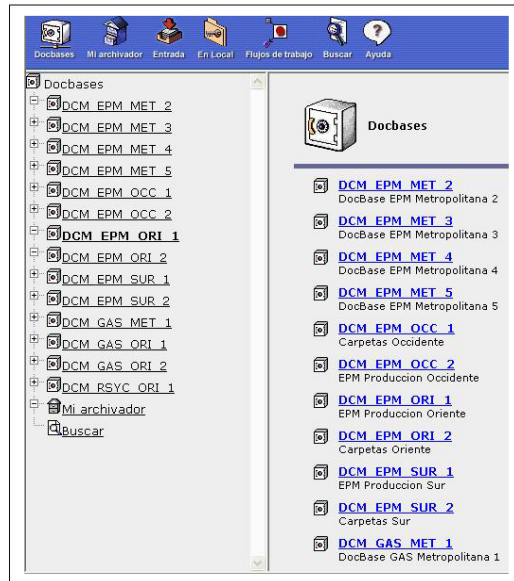


Figura 36: Aplicación Carpeta de Pozos (SIMDE)

4.3 SIGEMAP

Sigemap es un sistema que facilita la generación de mapas, actualización, validación y disponibilidad base de datos de mapas oficiales automatizados. Trabaja sobre la plataforma gráfica Microstation SE (figura 37), basado en lenguajes de programación

como Visual Basic, Microstation Development Language (MDL) y Microstation Basic.



Figura 37: Ventana principal de MicroStation SE

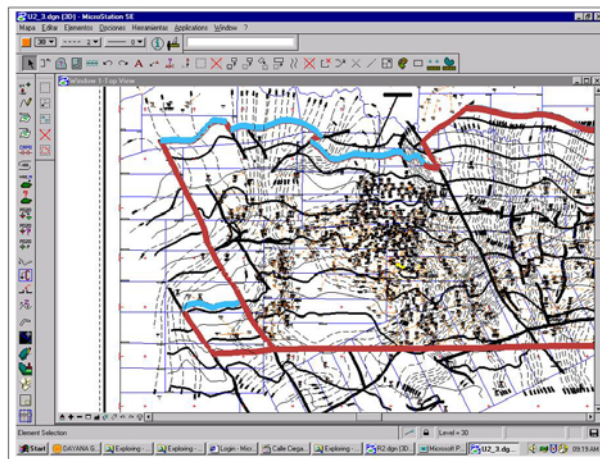


Figura 38: Ventana principal de trabajo en Sigemap

4.4 APLICACIONES LANDMARK

OpenWorks es la solución integrada de LandMark, que facilita la creación de una base de datos única para cada proyecto, que permite a sus intérpretes (Geólogos, Geofísicos, Petrofísicos e Ingenieros) tener acceso a los mismos datos y aplicaciones. Lo anterior descrito, estimula el desarrollo de los eventos en los sectores de

Exploración y Producción y al mismo tiempo conduce el trabajo en equipo, lo que se traduce en menor tiempo de interpretación de datos y en conclusiones para la aplicación efectiva y temprana de proyectos.

Esta herramienta consta de diversos módulos, entre los cuales tenemos:

- ✓ PetroWorks (referentes a la petrofísica).
- ✓ StratWorks (referentes a la geología).
- ✓ Z-MAP Plus (Creación de mapas).
- ✓ SeisWorks (sísmica).
- ✓ OpenVision (visualizador 3D).
- ✓ StratWorks (referentes a la geología).

Siendo únicamente utilizado el primer y el último módulo para efecto del estudio realizado.

4.4.1 PETROWORKS

Está diseñada para asistir a los petrofísicos y geocientíficos en el análisis e interpretación de datos de perfiles de pozos. Permite calcular propiedades petrofísicas como la porosidad, la saturación de agua, el volumen de arcilla, permeabilidad, entre otras, utilizando diversos sub-módulos entre los cuales se encuentran *Shale Volume*, *OnePhieSw* y *MathPack*, donde se introducen los datos de entrada, se definen los algoritmos a utilizar y se seleccionan los nombres de las curvas de salida o resultantes de la evaluación. Además, cuenta con el módulo *Summation*, que permite visualizar los resultados en forma de reporte.

4.4.1.1 Shale Volume

Este módulo permite crear la curva de índice de arcillosidad para cada pozo, a través de las lecturas de los registros eléctricos, Rayos Gamma y Potencial Espontáneo.

4.4.1.2 OnePhieSw

Este módulo permite calcular las curvas de saturación de agua a partir de datos tomados de los registros disponibles de cada pozo, entre los cuales se pueden mencionar profundidad de la perforación, temperatura, resistividad del lodo, entre otros.

4.4.1.3 MathPack

En este módulo se pueden generar algoritmos y además aplicarlos en uno o varios pozos en el intervalo que se requiera; dichos algoritmos utilizados permiten generar diferentes curvas entre las que se encuentran la de permeabilidad y porosidad.

4.5 APLICACIONES DE LA PLATAFORMA CMG.

La aplicación *Computer Modelling Group* (CMG Launcher) le permite al usuario manejar los archivos pertenecientes a los proyectos desarrollados de simulación; además de administrar listas de simulaciones, correr los simuladores IMEX, STARS y GEM, los preprocesadores, postprocesadores y otras aplicaciones auxiliares.

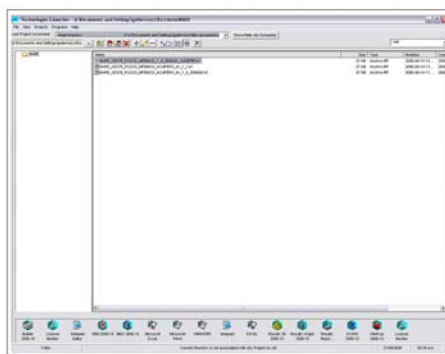


Figura 39: Ventana Principal de CMG Launcher

Está conformado por las siguientes secciones de trabajo:

4.5.1 CONSTRUCTOR DEL MODELO DE SIMULACIÓN (BUILDER)

Es un programa de pre-procesamiento basado en una interfase visual para los simuladores IMEX, GEM y STARS. Pertenece a la serie de construcción de CMG y es usado para preparar la entrada de datos para una corrida de simulación. (Figura 40)

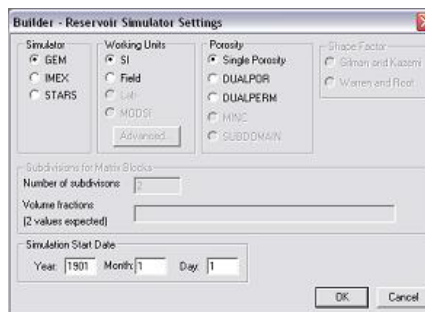


Figura 40: Módulo Builder - “Constructor de modelos de Simulación”

4.5.2 CONTROL DE ENTRADA/SALIDA (I/O CONTROL)

Esta aplicación mostrada en la figura 41, permite definir los parámetros de entrada y salida de los datos del simulador, tales como: asignar títulos, seleccionar unidades de entrada y salida de la simulación, definir simulaciones de reinicio (Restarts), definir la frecuencia para guardar resultados de la simulación, definir la información de salida deseada.

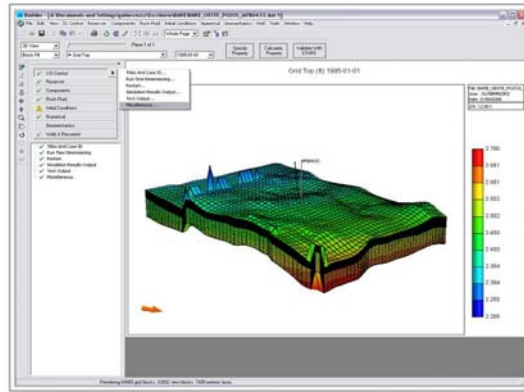


Figura 41: Módulo I/O Control - “Control de Entrada/Salida”

4.5.3 YACIMIENTO (RESERVOIR)

Mediante esta sección visualizada en la figura 42, se pueden crear mallas de simulación del tipo cartesiana, puntos de esquina (ortogonal y no ortogonal) y radial, refinamientos locales cartesianos e híbridos para obtener celdas de menor longitud, especificación e interpolación de propiedades, definir sectores, acuíferos y planos compartidos, entre otros.

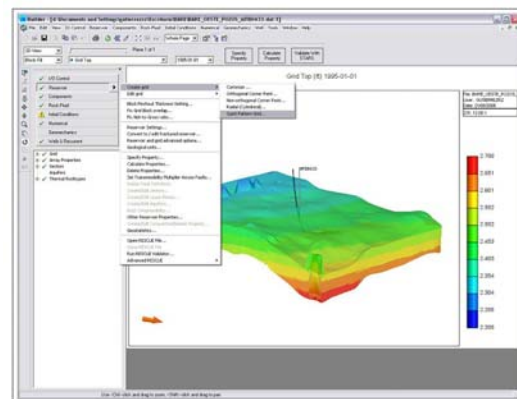


Figura 42: Módulo Reservoir - “Yacimiento”

4.5.4 PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES (COMPONENTS)

En esta sección (Figura 43) se define el modelo de fluidos a utilizar para el yacimiento, así como las propiedades PVT de los fluidos, bien sea generados por tablas o por correlaciones, ya que esta aplicación cuenta con estas dos funciones.

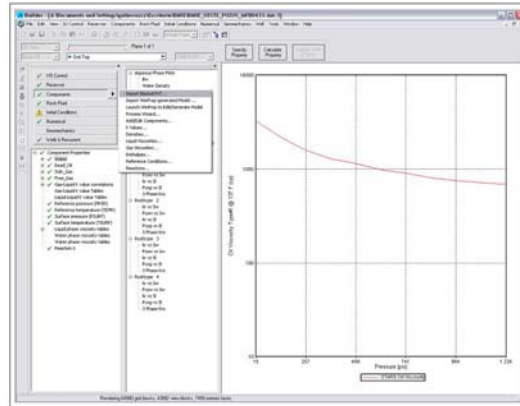


Figura 43: Módulo Components - “Componentes”

4.5.5 DATOS DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS (ROCK-FLUID)

En esta sección (Figura 44) se definen los valores de permeabilidades relativas, presiones capilares; bien sea calculados dentro de esta aplicación por correlaciones o generados por tablas. Esta aplicación genera, al introducir los datos de roca – fluidos, las gráficas correspondientes.

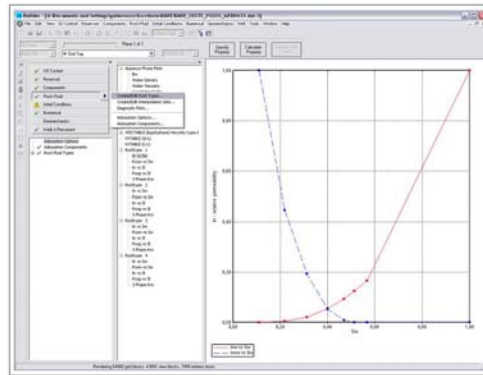


Figura 44: Modulo Rock – Fluids - “Propiedades de la Roca y de los Fluidos”

4.5.6 CONDICIONES INICIALES (INITIAL)

En esta sección (figura 45) se definen los parámetros iniciales del modelo requeridos por el simulador como presión inicial, profundidad de los contactos, profundidad de referencia de la arena, definición de las condiciones iniciales de la región de los datos PVT definidos, entre otros.

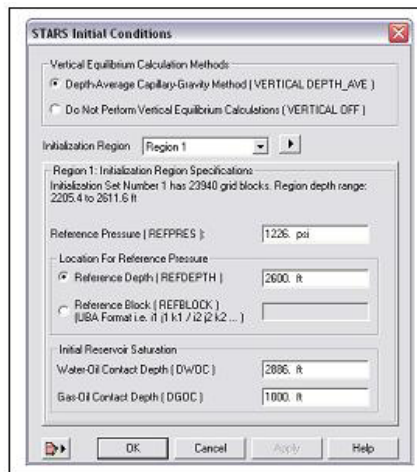


Figura 45: Modulo Initial Conditions - “Condiciones Iniciales”

4.5.7 CONTROL DE MÉTODOS NUMÉRICOS (NUMERICAL)

Define parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se produce. La interfaz de esta sección se presenta en la figura 46.

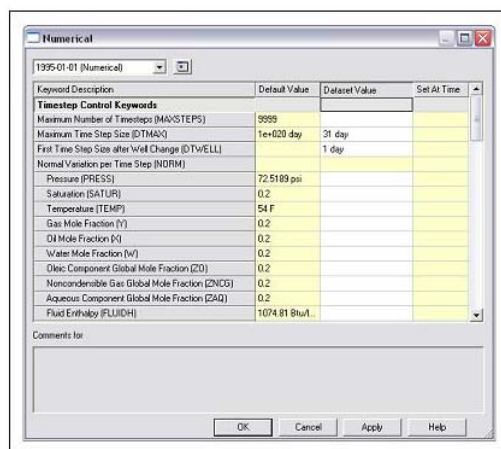


Figura 46: Módulo Numerics - “Métodos Numéricos”

4.5.8 DATOS RECURRENTE DE LOS POZOS (WELLS&RECURRENT)

Esta sección (Figura 47) contiene datos y especificaciones que pueden variar con el tiempo. La mayor parte corresponde a datos de pozos, cargar historia de producción, definir perforaciones, completaciones y cargar archivos de eventos de pozos, definir tipos de restricciones de control de pozos, entre otras.

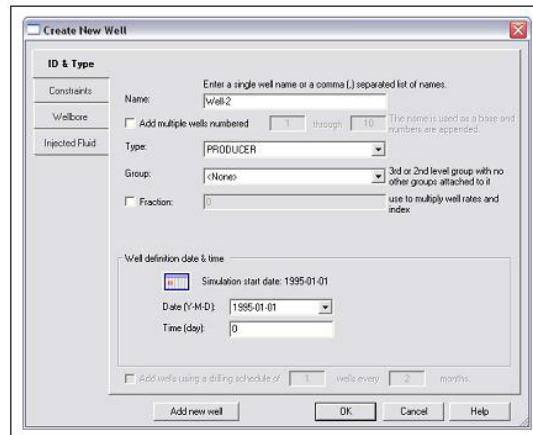


Figura 47: Módulo de Pozo - “Well & Recurrent”

4.6 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. En la figura 48 se muestra la ventana de entrada para ejecutar la corrida de simulación en STARS.

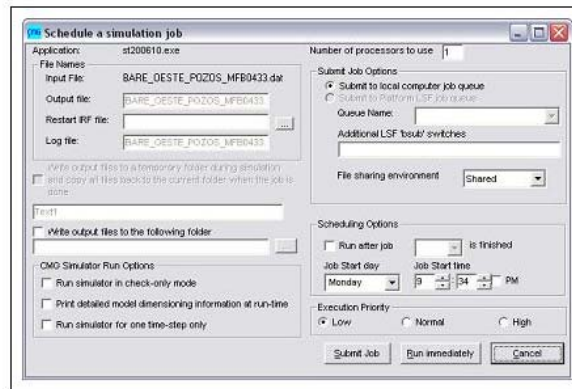


Figura 48: Ventana Principal del Simulador STARS

4.6.1 RESULTADOS DEL MODELO TRIDIMENSIONAL (RESULTS 3D)

Este módulo permite visualizar el mallado y seleccionar entre imágenes de modelos de dos y tres dimensiones, para la presentación en pantalla o impresa. Se pueden visualizar cualquiera de las propiedades del mallado y por supuesto, la respectiva variación con la simulación (Figura 49).

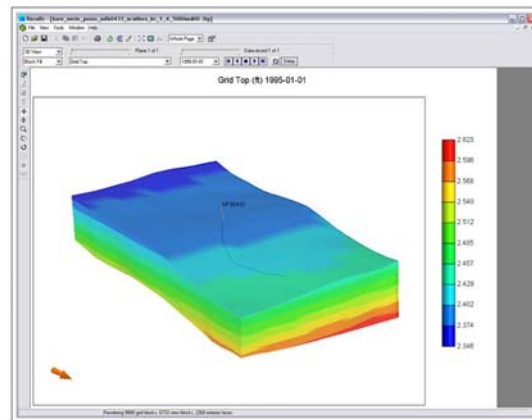


Figura 49: Ventana Principal del “Results 3D”

4.6.2 GRÁFICOS DE RESULTADOS (RESULTSGRAPH)

Se usa para evaluar, mediante gráficos, las propiedades de los pozos que varían con el tiempo, como por ejemplo: volumen de petróleo producido acumulado, tasas de agua, petróleo y gas, entre otros (Figura 50).

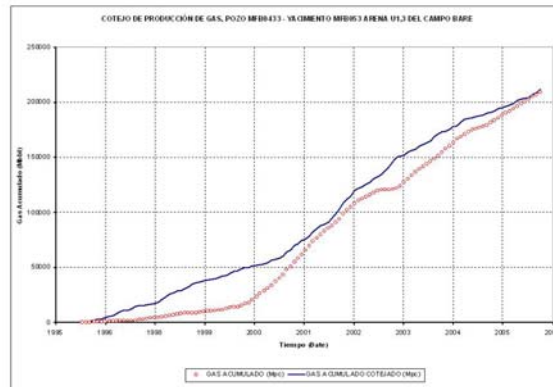


Figura 50: Ventana de los “Gráficos de los Resultados” (Results Graph)

4.7 SISTEMA DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (SEEPLUS)

El sistema de Evaluaciones Económicas SEEPLUS (Figura 51) es una herramienta económica que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de Inversión a través de los siguientes indicadores económicos:

- ✓ Valor Presente Neto (V.P.N.)
- ✓ Tasa Interna de Retorno (T.I.R.)
- ✓ Tasa Interna de Retorno Modificada (T.I.R.M.)
- ✓ Eficiencia de la Inversión (E.I.)
- ✓ Tiempo de pago Dinámico (T.P.D.)

El sistema cuenta además con la facilidad de poder evaluar varias alternativas de un proyecto bajo diferentes escenarios económicos entre otras, así como de realizar un gráfico de sensibilidad con el propósito de conocer cuan susceptible es el Valor Presente Neto (V.P.N.) del proyecto a los cambios en los parámetros tales como: Inversiones, Costos e Ingresos.

El programa funciona bajo el sistema operativo Windows y está desarrollado en la herramienta PowerBuilder 7.02, siendo compatible con ambientes Windows 95, 98, 2000, NT y XP, y bajo la plataforma Multiusuario ORACLE (Manejador de Base de Datos), haciendo que el mismo pueda ser utilizado a través de la Intranet de PDVSA.



Figura 51: Ventana Principal del Sistema de Evaluaciones Económicas SEEPLUS

4.8 HOJA DE CÁLCULO DE MICROSOFT (EXCEL)

La hoja de cálculo Excel de Microsoft (Figura 52) es una aplicación integrada en el entorno Windows cuya finalidad es la realización de cálculos sobre datos introducidos en la misma, así como la representación de estos valores de forma gráfica. A estas capacidades se suma la posibilidad de utilizarla como base de datos.

Top Performing Categories					
Based on revenue and margin growth					
Best Performers					
Departments	2002 Revenue	2003 Revenue	2004 Revenue	Growth	Margin Growth
Furniture	\$ 116,900.00	\$ 126,200.00	\$ 150,100.00	22.12%	2.00%
Housewares	\$ 114,975.79	\$ 144,712.79	\$ 172,000.00	22.01%	-2.29%
Electronics	\$ 145,100.00	\$ 154,400.00	\$ 173,300.00	16.10%	2.43%
Video	\$ 123,200.00	\$ 130,400.00	\$ 135,500.00	9.10%	1.40%
Hardware	\$ 129,400.00	\$ 134,500.00	\$ 141,200.00	8.32%	-2.20%
Worst Performers					
Departments	2002 Revenue	2003 Revenue	2004 Revenue	Growth	Margin Growth
Books	\$ 90,200.00	\$ 96,900.00	\$ 100,000.00	3.44%	-0.87%
Toys	\$ 242,300.00	\$ 277,900.00	\$ 279,000.00	3.20%	-4.79%
Clothing	\$ 199,009.09	\$ 190,027.27	\$ 184,765.20	2.56%	-3.30%
Shoes	\$ 110,210.33	\$ 117,966.47	\$ 119,817.00	1.50%	-1.52%
Office Supplies	\$ 108,433.33	\$ 113,300.00	\$ 114,034.60	0.64%	-1.03%

Figura 52: Hoja de cálculo en Excel

4.9 CRYSTAL BALL SOFTWARE (HERRAMIENTA ESTADÍSTICA)

Crystal Ball (Figura 53) es una suite de aplicaciones basadas en Microsoft® Excel que aprovecha y amplía la potencia analítica de las hojas de cálculo. Con Crystal Ball, se definen las variables de entrada como rangos realistas de valores (como costes, retornos, tiempo), calcula todos los posibles resultados, y se registran para un posterior análisis e informe. Gracias a esta aproximación al problema, conocida como simulación, comprenderá mejor lo acertada que resulta su estrategia y descubrirá qué factores afectan al éxito en mayor medida.

Crystal Ball es una herramienta flexible, que puede aplicarse para resolver prácticamente cualquier problema en que la incertidumbre y variabilidad distorsionen las predicciones de una hoja de cálculo. Además de la simulación, puede usar los datos históricos para crear modelos predictivos y buscar las soluciones óptimas que tengan en cuenta la incertidumbre y las restricciones. Crystal Ball puede aplicarse rápidamente a nuevos modelos de hoja de cálculo y a los ya existentes.



Figura 53: Ventana de trabajo del Cristal Ball Software

CAPITULO V

5 MARCO METODOLÓGICO

A continuación se describe la secuencia de pasos que se llevaron a cabo para realizar este estudio, cumpliendo con todos y cada uno de los objetivos específicos que se plantearon al comienzo del proyecto, con la finalidad de crear un esquema de trabajo, que permita la ejecución de forma sincronizada y organizada de todas las actividades que contemplan el desarrollo de este estudio.

De tal forma, se creó un flujograma de actividades, en donde se resume la metodología que será aplicada a lo largo de este proyecto y que se describen en mejor detalle a lo largo de este capítulo. Este flujograma se presenta en la figura 54.

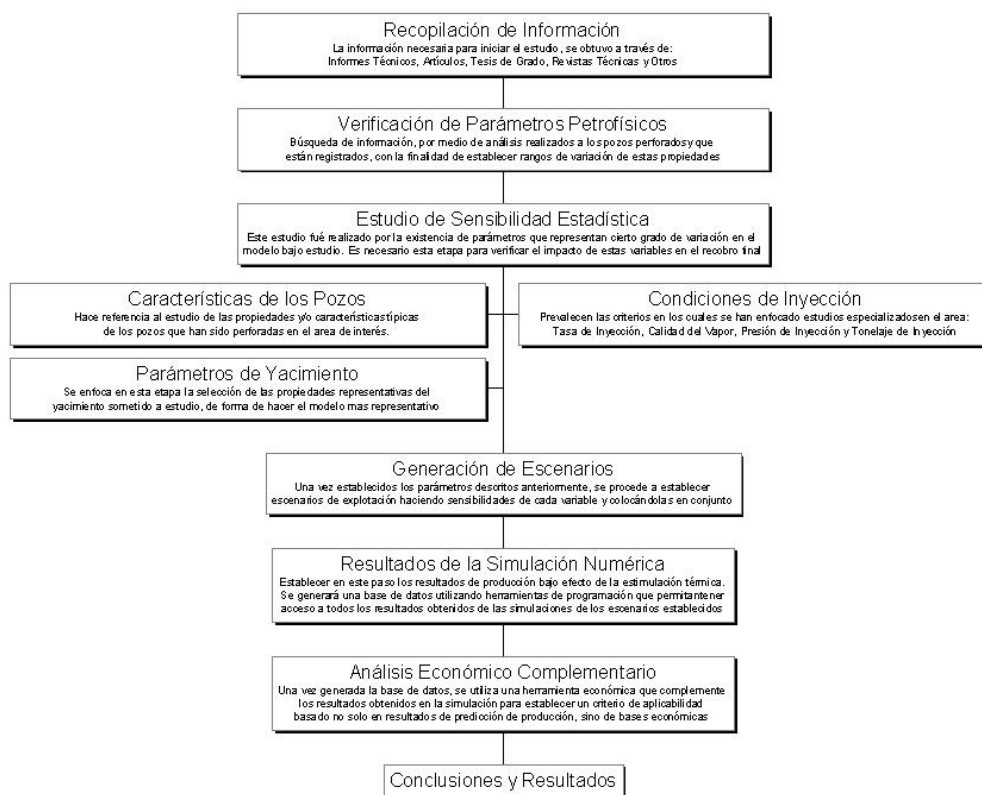


Figura 54: Flujograma de actividades propuesto

5.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

La investigación se inició con la revisión de la bibliografía referente al campo en estudio (BARE) y la zona en la que se encuentra. La información técnica y bibliográfica se obtuvo a través de la aplicación RIPPET, la cual permitió indagar este tipo de información, que sería necesaria para la realización del estudio en cuestión. Por otra parte, se revisaron informes técnicos y tesis desarrolladas en el área de estudio, las cuales fueron facilitadas en físico por el personal que labora en la sala CDG (Centro de Documentación Geológica). Esta revisión estuvo en constante actividad, debido a la aparición continua de nueva información a medida que se avanzaba.

También se realizó una exhaustiva revisión de los mapas isópacos-estructurales, mapas de isoporosidad, de isopermeabilidad y de isoarcillosidad existentes para la arena U1,3, ubicada en el yacimiento de estudio U1,3/MFB-53, para tener una idea de la morfología que éste presenta. De ésta forma, y junto con la asesoría tanto de geólogos experimentados como de petrofísicos, se visualizaron los escenarios de depositación que permitieron definir y describir el desarrollo de las propiedades características a lo largo del yacimiento.

De la inspección de mapas estructurales, se tomó el nombre de un grupo representativo de pozos que atravesaban al yacimiento, con la intención de comenzar a recolectar información respecto al rango de propiedades petrofísicas en las que se hizo énfasis, para la realización del análisis de sensibilidad que se realizaría como siguiente paso (Espesores de arena neta petrolífera, Permeabilidad, Porosidad, Saturación de Agua, Arcillosidad).

5.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Un modelo de fluido se conforma por la composición del mismo y sus propiedades ante cambios de presión, volumen y temperatura (Propiedades PVT). El yacimiento estudiado posee un período de explotación moderada, donde se han generado la toma de muestras para el desarrollo de análisis de los fluidos (PVT), por lo que se conoce de esta forma, la composición original de la mezcla de hidrocarburos presente en el área estudiada.

El análisis PVT utilizado para representar el comportamiento de los fluidos, y que sería introducido para efectos de simulación, fue seleccionado de varios análisis realizados en la zona. Entre estos se encontraban el del pozo MFB-091 y MFB-103, cada uno de ellos fue validado como parte de los objetivos de la tesis de grado, por la Ing. Laineth López, a través de mecanismos de validación utilizados en la industria, como el Balance de Materiales y de la función Y.

Verificados de esta forma los análisis realizados en el área, y con el soporte de que se encontraban ya validados, se procede a la selección del análisis más consistente con la finalidad de obtener resultados confiables a la hora de la simulación. De ésta consideración se tomó el resultado del análisis PVT realizado para el pozo MFB-091, que además de presentar estas características de consistencia en cuanto a los resultados obtenidos por el desarrollo de la validación, es el que actualmente se utiliza para el desarrollo de modelo dinámico por los especialistas que realizan estudios en el Campo Bare.

Se verificó que los datos coincidieran con los que habían sido introducidos en el modelo en desarrollo por los especialistas en el área, para lograr representar de forma fidedigna el movimiento y características de los fluidos presentes en los submodelos que se crearán y serán desarrollados para el estudio.

Se hizo seguimiento de las pruebas de presión que se han realizado a los pozos del área, acotando que no existen pruebas recientes, por lo que se realizó la extrapolación del comportamiento de las pruebas conseguidas, para así partir de la presión actual en los submodelos de simulación que serán propuestos. Esto se fundamenta en la búsqueda de una correlación que represente el comportamiento de presión del campo, para luego hacer uso de ella en referencia a la fecha actual, encontrando un valor aproximado de la presión que posee el yacimiento en la actualidad.

5.3 MODELO PETROFÍSICO

La petrofísica se define como el estudio de las propiedades y características fundamentales de la roca tales como el índice de arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad del intervalo de interés, para conocer la calidad de la roca y el tipo de fluidos. A través de ella se pudo determinar la capacidad de almacenamiento y el volumen de hidrocarburos en el yacimiento lo que sirvió como base para resaltar las variaciones en la calidad del mismo. Los registros de densidad - neutrón (RHOB-NPHI) fueron indispensables en esta evaluación.

5.3.1 CÁLCULO DE LA POROSIDAD

Para el cálculo de la porosidad efectiva, se utilizó el módulo MathPack, perteneciente a las aplicaciones PetroWorks/Pro y StratWorks de OpenWorks, determinando esta propiedad a partir de las curvas de neutrón (NPHI) y densidad (RHOB), donde las lecturas de Densidad y Neutrón serán corregidas por los efectos de arcillosidad.

Mediante este módulo se seleccionaron los pozos, el intervalo a evaluar y el algoritmo a utilizar para la porosidad, luego se descartaron los errores del algoritmo a través del ícono “Check Syntax” y posteriormente se realizó el cálculo o generación de la curva mediante el ícono “Process Algorithm”.

Cabe destacar que a los pozos a los que no se le realizaron estos registros (Densidad & Neutrón), no se les pudo calcular la porosidad efectiva.

5.3.2 CÁLCULO DE LA ARCILLOSIDAD

El cálculo del volumen de arcilla es indispensable ya que de este parámetro dependen significativamente los resultados que se obtuvieron al determinar la saturación de fluidos. La presencia de arcilla en la arena disminuye la resistividad, por lo que si sólo se considera la existencia de arenas limpias, las bajas resistividades se interpretarán como altas saturaciones de agua, lo cual es incorrecto. Es por ello que en primer lugar se realizó el cálculo del volumen de arcilla “Vshale”, siendo necesaria la utilización del módulo Lithology de la aplicación StratWorks, para así determinar los valores de la línea de arena limpia y la línea de lutitas, definida en cada pozo seleccionado de forma individual.

El índice de arcillosidad se calculó por medio del módulo Shale Volume (Fig. 55), empleando alguno de los modelos disponibles, entre los cuales se encuentran: Lineal, Larionov, Larionov en rocas terciarias, entre otros; siendo utilizado este último en este estudio para la evaluación petrofísica, debido a que proporciona menores valores de volumen de arcilla que el método lineal. En este módulo se incluyeron solamente los valores de GR_{Clean} y GR_{Shale} para la creación de la curva de índice de arcillosidad.

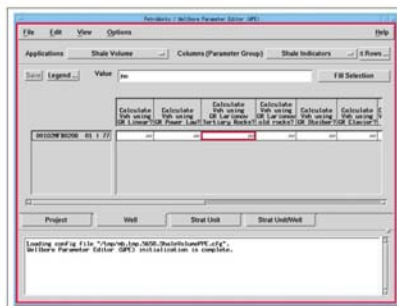


Figura 55: Ventana de Shale Volume

La correlación de Larionov utilizada en este módulo viene definida por la relación exponencial:

$$VshGR_{LARIONOV\ TERTIARY\ ROCK} = 0.083 \left(2^{3.7 VshGR (Lineal) - 1} \right) \dots\dots\dots(Ec. 48)$$

$$VshGR_{LINEAL} = \frac{GRLeido - GRArena}{GRArcilla - GRArena} \dots\dots\dots(Ec. 49)$$

Donde:

$VshGR_{LARIONOV\ TERTIARY\ ROCK}$: Índice de arcillosidad determinado por el Método Gamma Ray Larionov Tertiary Rocks (Fracción)

$VshGR_{LINEAL}$: Índice de arcillosidad determinado por el Método Gamma Ray Linear (Fracción).

5.3.3 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA

Para el cálculo de la saturación de agua fue utilizado el módulo OnePhieSw de la aplicación Petroworks/Pro, en este módulo se utilizó la ecuación de SIMANDOUX modificada por ajustarse a las realidades sedimentológicas del área. Simandoux no solo toma en consideración el agua contenida en los espacios porosos sino que hace correcciones para las arcillas presentes, que son importantes en el análisis de los registros y en la determinación de la porosidad y permeabilidad, debido a que las arcillas emiten respuestas eléctricas que influyen en la determinación de la saturación de fluidos.

A continuación se muestra la ecuación utilizada para este cálculo:

$$S_w = \sqrt{\left[\left(\frac{R_w * F}{2}\right)\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)\right]^2 + \left(\frac{R_w * F}{R_t}\right) - \left[\left(\frac{R_w * F}{2}\right)\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)\right]} \dots\dots\dots(\text{Ec. 50})$$

5.3.4 CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD

El siguiente paso fue la realización los cálculos de la permeabilidad partiendo de los datos de porosidad efectiva obtenidos previamente, para lo que se utilizó la ecuación 51 de “Coates & Denoo”, adaptada al campo Bare, la cual está en función de la porosidad ajustada con los núcleos existentes en el área.

$$K = (8.3 \text{ E } 6)(\phi_e)^{6.5} \dots\dots\dots(\text{Ec. 51})$$

Donde:

k: Permeabilidad (mD)

ϕ_e : Porosidad efectiva (fracción)

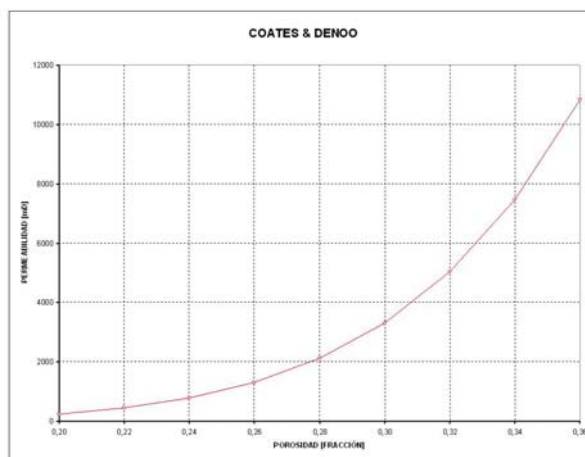


Figura 56: Variación de la Permeabilidad en función de la Porosidad, según Coates & Denoo.

5.3.5 CÁLCULO DEL ESPESOR DE ARENA NETA PETROLÍFERA

Se hace énfasis en la búsqueda de esta propiedad en mapas isópacos-estructurales, con la finalidad de tener información de las características y desarrollo a lo largo del área de estudio. Este avance se realizó en los pozos característicos seleccionados para el yacimiento, tratando de obtener un comportamiento característico de esta propiedad.

5.4 APLICACIÓN ESTADÍSTICA

Lo que se trata en este punto es de establecer intervalos representativos de cada una de las propiedades petrofísicas descritas anteriormente. Para cumplir el objetivo descrito, se utilizó de una herramienta Estadística-Matemática conocida como “Crystal Ball”, la cual reconoce diferentes tipos de distribuciones estadísticas que permiten determinar el comportamiento de una variable y su frecuencia de ocurrencia en determinado evento. Específicamente y enfocados en el estudio realizado, permite determinar la frecuencia de ocurrencia de variables como porosidad, permeabilidad, espesor de arena, entre otras, para englobar de esta forma, el comportamiento de cada una de estas propiedades, obteniendo como resultado la variación de cada parámetro sometido a estudio para el yacimiento en cuestión.

Una vez establecida la información descrita anteriormente, se lleva a cabo un análisis estadístico que permita acotar estas propiedades (Porosidad, Permeabilidad, Espesores de Arena Neta Petrolífera, entre otras), para su futura evaluación a través de un estudio de sensibilidad, que se realizará a través de la simulación numérica de yacimientos, mediante una herramienta de simulación térmica de yacimientos utilizada comúnmente en la industria “STARS”.

5.5 PERMEABILIDAD RELATIVA

En la revisión y búsqueda de información relacionada con el yacimiento y la arena de estudio, se encontró que existen pruebas de núcleo que determinan el comportamiento que rige la preferencia de movimiento de los fluidos, las curvas de permeabilidad relativa. La información se obtuvo de análisis ya elaborados para el yacimiento, específicamente de la prueba de núcleo realizada al pozo MFB-596 perteneciente al campo Bare. Esta curva fue levemente modificada para lograr el cotejo de un pozo modelo “MFB-0433”, de donde partirán las sensibilidades que serán realizadas como objeto de estudio.

5.6 SIMULACIÓN NUMÉRICA

En esta etapa de desarrollo del estudio, se construyó un submodelo de simulación numérica para representar el comportamiento de producción de los pozos pertenecientes al yacimiento U1,3/MFB-53, bajo el régimen de los distintos escenarios postulados, a través del simulador de yacimientos conocido como STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator), registrado con la firma de Computer Modelling Group Ltd. (CMG). STARS es un simulador trifásico, multicomponente, composicional y térmico con gran versatilidad en el uso de mallas (cilíndricas, cartesianas, variable espesor y/o profundidad).

A continuación se describirán cada una de las etapas seguidas en la realización del submodelo de simulación numérica del yacimiento U1,3/MFB-53:

5.6.1 GENERACIÓN DEL MALLADO DE SIMULACIÓN

Para esta etapa, la idea incidió en la simple extracción de un submodelo, tomado del modelo estático que se ha venido desarrollando por los ingenieros especializados en

el área de interés, por lo que no se hizo énfasis en la búsqueda de algún tipo de mallado específico, que representara de esta forma, la mejor distribución de las propiedades del yacimiento a lo largo de su extensión. Siguiendo con la metodología que se venía aplicando por los ingenieros, que desarrollan estudios en este campo (Bare), se sigue utilizando entonces para el submodelo elegido para el presente trabajo, el mismo mallado “Orthogonal Corner Points”.

El submodelo extraído (Figura 57), fue seleccionado tratando que las propiedades del mismo coincidieran con las propiedades promedio del yacimiento y que cumpla con las condiciones mínimas requeridas para una tentativa I.A.V., además se trató que el pozo tuviese una producción en la medida de lo posible ininterrumpida, que permita la realización del cotejo de producción de forma mas completa y detallada, y sobre todo, que el área de drenaje del mismo sea lo mas real posible, correspondiendo a las características del pozo en estudio (200’-300’).

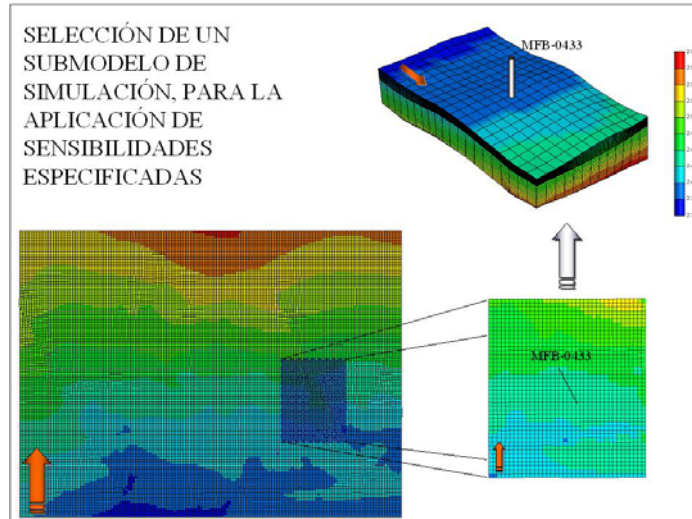


Figura 57: Generación del Submodelo de simulación

5.6.2 AJUSTE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL SUBMODELO

Una vez integrada toda la información en el Constructor del modelo de simulación (Builder) para el submodelo seleccionado, se procedió a su inicialización, con el fin de establecer las condiciones iniciales de equilibrio del yacimiento y sus condiciones, para así lograr representar de mejor manera su comportamiento.

Como el objetivo principal de este trabajo consiste en el cálculo del tonelaje de vapor óptimo que debe ser inyectado a los pozos horizontales del yacimiento U1,3/MFB-53, éste ajuste histórico de producción fue enfocado hacia un pozo piloto, al que se le aplicarían sensibilidades para así generar el rango de aplicación de este proceso de inyección de vapor.

Los criterios de producción establecidos para la selección de este pozo piloto son:

Tabla 12: Criterios de preselección para la aplicación de I.A.V.

Propiedad	Criterio de aplicación
Profundidad	< 3000 pies.
Espesor	> 20 pies.
Porosidad	> 20 %
Permeabilidad	> 1.000 mD.
Saturación de Agua	< 40 %
Además de esto, debe existir una alta saturación de petróleo en la zona	

En tal sentido, y junto a las características de mallado y las propiedades buscadas para lograr el cotejo, el pozo seleccionado fue el MFB-0433.

Una vez finalizada la etapa de inicialización, se ejecutó una corrida al submodelo de simulación establecido, a través del simulador de yacimientos STARS, sin efectuar cambios en los datos ya almacenados provenientes del modelo original. Finalizada la corrida, se realizó una comparación entre las variables que conforman los datos históricos de producción reales y con los datos calculados por el simulador, el resultado fue visualizado mediante el módulo Resultados – Gráficos (Results Graph). Las variables analizadas fueron las siguientes:

1. Producción acumulada de petróleo.
2. Producción acumulada de agua.
3. Producción acumulada de gas.

Obtenida la comparación y análisis entre dichas variables se procedió a ajustar la producción de agua y de gas simuladas a la real, para ello se realizan ajustes en las curvas de permeabilidad relativa de ambos fluidos del yacimiento. Además de realizar ajustes en las curvas, fue necesario retribuir la energía e influjos que se perdieron en el submodelo, a causa de la extracción de las celdas del modelo original, para poder representar de la forma más real posible el comportamiento de nuestro pozo piloto.

Cabe destacar que el cotejo histórico de la producción, contempló sólo 1 pozo horizontal productor (MFB-0433) completado en el yacimiento en estudio y abarcó el período comprendido entre mayo de 1996 y junio de 2006.

5.6.3 ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

Una vez obtenido el ajuste histórico de la producción del yacimiento U1,3/MFB-53, comprobándose que el submodelo representa de manera aceptable el comportamiento de producción del pozo modelo seleccionado, se procedió a utilizar el submodelo para generar predicciones del comportamiento de producción y presión de los

distintos escenarios de producción que se generarían a través de análisis de sensibilidades realizados sobre el submodelo cotejado, para así establecer mediante evaluación económica, la rentabilidad de la aplicación de I.A.V. bajo distintos escenarios de producción.

El pronóstico del comportamiento se inició el 1 de Junio de 2006 hasta 31 de diciembre de 2020 (15 años aproximadamente).

Para la generación de los escenarios de simulación, se hizo énfasis en las propiedades que caracterizan al yacimiento en procesos de recuperación térmica a través de la inyección de vapor en un ciclo, realizando variaciones representativas que permitieran abarcar el rango total de las características encontradas en el área de estudio.

Dichas propiedades se mencionan a continuación:

- ✓ Longitud Horizontal del pozo (L.H.).
- ✓ Espesor de arena neta petrolífera (h).
- ✓ Permeabilidad (k).
- ✓ Porosidad (ϕ).
- ✓ Presión de fondo fluyente (Pwf).
- ✓ Tonelaje de Inyección (Ton.).
- ✓ Presión de Yacimiento (Py).

5.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En esta etapa se evaluó la rentabilidad de cada uno de los escenarios de explotación y producción generados del yacimiento U1,3/MFB-53 tanto del escenario piloto como los sub-escenarios generados a partir del mismo con sus variaciones petrofísicas y

operacionales correspondientes, recordando que estos escenarios representan únicamente el comportamiento de un submodelo que se toma como el pozo óptimo del yacimiento. La evaluación económica se llevó a cabo utilizando la herramienta corporativa SEEPLUS (Sistema de Evaluaciones Económicas) y con la ayuda de una herramienta matemática de hoja de cálculo EXCEL de la compañía *Microsoft*.

Los datos de entrada al modelo incluyó las siguientes variables como: características del escenario en estudio, tipo de fluido, gravedad API del crudo, costo de inversión, costo de infraestructura y facilidades de producción, relación gas-petróleo, potencial promedio, comportamiento de producción del escenario, depreciación, tasa de interés, precio de petróleo y gas, paridad cambiaria, gastos de producción de fluidos y almacenamiento, entre otras, al sistema de evaluaciones económicas SEEplus, donde se evalúan los proyectos, siguiendo los lineamientos de PDVSA.

Este análisis se realizó con la finalidad de calcular la tasa interna de retorno (TIR), valor presente neto (VPN), eficiencia de inversión (Ei) y tiempo de pago (TPd), los cuales son los indicadores económicos que se utilizan en PDVSA para determinar la rentabilidad de llevar a cabo la ejecución de los proyectos.

Se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones para hacer del proyecto de inversión atractivo económicamente:

Tabla 13: Criterios económicos para la aceptación de un proyecto de inversión.

Variable	Consideración
V.P.N.	> 0 [Unidad Monetaria]
T.I.R.M.	> 15 %
E.I.	> 1 [Adimensional]

La finalidad de esta evaluación consiste en la orientación a la posible aplicabilidad de la inyección alternada de vapor en los pozos horizontales, que se encuentran en el yacimiento que fue sometido a estudio.

5.8 GENERACIÓN DE UNA BASE DE DATOS

Obtenidos los resultados tanto de simulación como de su respectivo análisis económico, se genera una base de datos que contemple tanto las características de producción en frío (Sin ser estimulado) como en caliente (Estimulado con vapor), con la finalidad de comparar cada escenario por medio de su incremental de producción por tonelada de vapor inyectada, ayudado por su evaluación económica.

CAPITULO VI

6 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

La realización de este estudio comenzó con la revisión de la bibliografía referente al campo en estudio y la zona en la que se encuentra, se realizó una exhaustiva revisión de los mapas isópacos-estructurales de toda la arena U1,3, donde se encuentra el yacimiento, para tener una idea de la morfología que éste presenta. De esta forma, y junto con la opinión de geólogos experimentados en el campo, se visualizó la escena en la que se depositaron los sedimentos que conforman esta arena y cómo era el canal de los ríos que sirvieron como vehículos para la sedimentación.

La descripción convencional de núcleos en aproximadamente 1541 pies, en los pozos: MFB 264, MFB 265, MFB 596 y MFB 598 integrados al análisis de estratigrafía secuencial, indican que los principales yacimientos de la arena U1,3 son paquetes de areniscas de ambiente fluvial muy típicos de sistemas de flujos entrelazados. Un pequeño número de abanicos de rotura y areniscas transgresivas finas aparecen lateralmente. Las lutitas y lodolitas laterales y verticales son indicativas de llanuras de inundación y de sedimentación marina somera, respectivamente. Se identificaron superficies de inundación significativas dentro de cada secuencia de núcleos.

La unidad sedimentaria de las arenas basales se puede subdividir en dos secuencias, una en la unidad U2,3 (inferior) y la otra en la unidad U1 (superior), las cuales se sedimentaron en un período transgresivo de la cuenca en un ambiente continental y presentan espesores que alcanza hasta 180 pies de sedimentos.

La construcción de un modelo geoestadístico tridimensional detallado de las unidades de flujo del yacimiento, realizado por los expertos en el área, permitió incorporar toda la información clave para la caracterización del yacimiento y redujo la incertidumbre del modelo. La arquitectura geológica del yacimiento fue representada por mallados tridimensionales desarrollados de la interpretación de facies de los registros de pozo y modelos sedimentológicos conceptuales, representados por mapas de facies 2D. Las características petrofísicas a partir de perfiles de pozo, se interpolaron a todo el yacimiento a través de técnicas geoestadísticas. Se establecieron los límites del yacimiento y se obtuvieron realizaciones geoestadísticas sobre la base del volumen de petróleo del yacimiento modelado.

El espesor de arena neta en el yacimiento U1,3 varía entre 20 a 150 pies. La geometría de los cuerpos arenosos observados en esta área, está orientada en el sentido norte – sur. Tres ejes principales de canales son evidentes en el mapa de arena neta. El primer eje se encontró al oeste de la Trampa 15, presentando un ancho promedio de 800 metros hacia el sur y una reducción gradual del ancho hacia el norte. El segundo eje del canal fue ubicado en la parte central del sistema donde se concentra la mayor población de pozos; esta área está conformada hacia el sur por dos ejes de canales que se unifican en el norte, alcanzando 3,5 km. de ancho. El tercer eje de canal fue localizado al Este, extendiéndose desde el pozo MFB 675 al norte con un espesor de arena neta petrolífera de más 120 pies, presentando un ancho de 600 metros hacia el sur y de 1,6 km. en el centro del canal y extendiéndose de esta forma hacia el norte de la Trampa 15.

El estudio de la arquitectura interna de la arena U1,3 permitió determinar lutitas extensivas lateralmente, que actúan como barreras verticales de permeabilidad que por efecto del vapor condensado pueden llegar a hidratarse. La variabilidad y distribución areal de las facies se estudió para establecer la distribución lateral de lutitas que pudieran ofrecer barreras laterales de permeabilidad.

6.2 EVALUACIÓN PETROFÍSICA

Para el análisis de los parámetros petrofísicos se utilizaron datos de núcleos tomados en los pozos: MFB 264, MFB 265, MFB 596 y MFB 598. Una vez obtenidos los datos petrofísicos, se calibraron los parámetros m , n , y a , se determinó que la mejor relación para calcular el volumen de arcilla es la ecuación de Larionov (Ec. 48), la cual tiene buena calibración con el contenido de arcilla, reportado en los análisis de difracción de Rayos X (XRD) de los núcleos y se estableció la mejor relación de permeabilidad, obteniendo a partir de ésta, un valor promedio de 8% para el valor de arcillosidad, lo que ocasiona patologías a la hora de estar en contacto con el vapor, ya que la reacción directa de este proceso se resume en la hidratación de la arcilla, contribuyendo a la expansión de la misma.

6.2.1 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE LA FORMACIÓN

La resistividad de la formación constituye una propiedad muy importante para indicar la litología y el contenido de los fluidos dentro de la roca, debido a que ésta, está constituida por minerales no conductores, tales como cuarzo, silicatos, carbonatos; la respuesta al paso de corriente es debida solamente a la presencia de fluidos conductivos dentro de los espacios porosos interconectados, tal como lo es el agua ionizada. El valor de la resistividad de formación fue determinado en $0.34 \Omega.m @ 124 \text{ }^\circ\text{F}$, dicho valor tomado del núcleo del pozo MFB-598.

6.2.2 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA

Para el cálculo de la saturación de fluidos se determinaron las siguientes variables:

6.2.2.1 Salinidad

Con la información obtenida a través de muestras de agua de formación, se determinó el valor promedio de R_w de las arenas de la Formación Oficina en el orden de 0.34 $\Omega.m$ y el de la Formación Merecure 1.3 $\Omega.m$.

6.2.2.2 Matriz (a/m/n)

En este caso fueron utilizados los valores medidos en el núcleo del pozo MFB-598, los cuales son:

Tabla 14: Valores de los parámetros Matriz tomados del núcleo MFB-598.

Variable	Valor
m	1.52
n	1
a	0.81

Siguiendo con el cálculo de la saturación de agua, se utilizó el módulo OnePhieSw de la aplicación Petroworks/Pro, en este módulo se utilizó la ecuación de SIMANDOUX MODIFICADA por ajustarse a las realidades sedimentológicas del área. Simandoux no sólo toma en consideración el agua contenida en los espacios porosos sino que hace correcciones para las arcillas presentes, que son importantes en el análisis de los registros y en la determinación de la porosidad y permeabilidad, debido a que las arcillas emiten respuestas eléctricas que influyen en la determinación de la saturación de fluidos.

Los valores calculados se encuentran en el rango comprendido entre 5% y 50%. Cabe destacar que las altas saturaciones de agua son debido a que algunos de los pozos se

encuentra ubicados hacia el borde del canal donde se encuentra acumulada la mayor cantidad de arcilla y uno de ellos muy cerca del contacto agua-petróleo, por esta razón se tomo solo los pozos que se encontraban en el centro del canal para el cálculo de la saturación de agua inicial, porque de lo contrario sobreestimaríamos dicho valor, resultando así 10,5%. De forma similar la saturación de agua irreducible se estimó igual a la inicial, debido a que estudios realizados a núcleos del área reflejan que estas dos propiedades se comportan de esa manera. La saturación de agua crítica fue estimada a partir de la saturación de agua irreducible y fue modificada en el proceso de ajuste histórico, debido a que las movilidades del agua cargadas no correspondían a lo observado con la producción, lo que trajo por consiguiente que se aumentara la movilidad del agua con la modificación de la saturación de agua crítica hasta lograr el cotejo de agua producida. Como resultado se obtiene una saturación de agua promedio para el yacimiento de 24%.

6.2.3 VOLUMEN DE ARCILLA

Para el cálculo de la arcillosidad fue seleccionado el indicador del Gamma Rey (GR) de Larionov. Es necesario comentar que los otros indicadores no lineales del GR dan valores semejantes pero algo más optimistas. Por otro lado, el estudio sedimentológico recomendó la no utilización del registro Densidad-Neutrón debido a la presencia de caolinita tanto en las arenas como en las arcillas. El resultado del análisis indica que este valor está en el orden de 8%, por lo que es considerada una arena con un porcentaje de arcilla bajo y una arena moderadamente limpia.

6.2.4 CREACIÓN DE UN MODELO PETROFÍSICO

Mediante la ecuación de SIMANDOUX MODIFICADA (Ec.50) fueron calculados en cada pozo la saturación para calibrar y validar la data de producción.

Los valores de Saturación de agua irreducible fueron determinados a partir de pruebas de presión capilar en núcleos de los pozos MFB 596 y MFB 598, observándose rangos para arenas productoras de 5 % a 25 %.

6.2.5 DETERMINACIÓN DEL VALOR DE ARENA NETA PETROLÍFERA

Como resultado de la evaluación estadística realizada a partir de los pozos seleccionados en este yacimiento representados en el apéndice C, se tiene:

Tabla 15: Resultado de la evaluación estadística (Espesor).

Máximo espesor encontrado:	180 pies.
Mínimo espesor encontrado:	2 pies.
Promedio aproximado de espesor	75 pies.

Además de la evaluación estadística, se realizó un estudio en cuanto a la distribución de esta propiedad, de acuerdo a la frecuencia de ocurrencia de la misma en los pozos del yacimiento en estudio. De tal forma, se obtuvo la siguiente distribución:

Tabla 16: Frecuencia de ocurrencia para el espesor de los pozos horizontales del yacimiento MFB-053, perteneciente al campo Bare.

Rango de Espesor (pie)	Frecuencia (%)
< 40	12,26%
40 < h > 80	29,89%
80 < h > 120	37,93%
120 < h > 160	16,09%
> 160	3,83%

Donde se demuestra que para el yacimiento en estudio, los espesores promedios se presentan en el rango entre 40 a 80 pies.

Adicionalmente, se seleccionó un rango de espesores por medio de la aplicación de estadística permitiendo limitar esta propiedad para la realización del análisis de sensibilidad propuesto, resultando entonces:

Tabla 17: Rango de propiedades representativas del yacimiento (Espesor)

Espesor (pie)
30
50
80
110
140

6.2.6 DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD

Para la determinación de la permeabilidad de la formación fue utilizada la aplicación MathPack que utiliza la ecuación de Coates & Denoo adaptada al campo Bare, la cual está en función de la porosidad, cuya ecuación fue ajustada con los núcleos existentes en el área.

Previamente a este proceso se procedió a conocer la porosidad efectiva (P_{hie}) la cual se determinó a partir de las curvas de neutrón (NPHI) y densidad (RHOB), mediante el módulo MathPack descrito en la metodología, donde las lecturas de Densidad y Neutrón fueron corregidas inicialmente por arcillosidad, ya que las arcillas dentro del cuerpo de arena, causan un aumento en la porosidad debido a la tendencia que

brindan de disminuir la densidad total de la formación, medida por el registro de densidad.

Los valores de porosidad utilizados parten de la distribución de la misma, encontradas del análisis estadístico realizado para las propiedades petrofísicas, obteniendo que:

Tabla 18: Frecuencia de ocurrencia para la porosidad de los pozos horizontales del yacimiento MFB-053, perteneciente al campo Bare.

Rango de Porosidad (Fracción)	Frecuencia (%)
< 0.080	0,38%
0.080 < Ø > 0.160	3,07%
0.160 < Ø > 0.240	15,71%
0.240 < Ø > 0.320	57,09%
> 0.320	23,75%

El resultado obtenido para la porosidad efectiva promedio del yacimiento fue de 31% y varía en un rango de 25% y 37%.

Obtenidos y validados los datos de porosidad de los pozos seleccionados para el análisis se obtiene una distribución de la frecuencia de ocurrencia para los datos de permeabilidad que son mostrados en la tabla 19.

Tabla 19: Frecuencia de ocurrencia para la permeabilidad de los pozos horizontales del yacimiento MFB-053, perteneciente al campo Bare.

Rango de Perm. (mD)	Frecuencia (%)
< 2500	2,68%
2500 < k > 5000	5,75%
5000 < k > 7500	47,51%
7500 < k > 10.000	25,67%
> 10.000	18,39%

Para esta propiedad, al igual que para el espesor, se determinó un rango de valores representativo, que servirían para la futura evaluación haciendo sensibilidades, mediante la simulación numérica de yacimientos, dando como resultado:

Tabla 20: Resultado de la evaluación estadística (Permeabilidad).

Máxima permeabilidad encontrada:	25000 mD.
Mínima permeabilidad encontrada:	500 mD.
Promedio aproximado de permeabilidad	6500 mD.

Ya establecido los parámetros de permeabilidad y conociendo su comportamiento a partir de la evaluación estadística previa, se procede a definir intervalos de esta propiedad representativo, que abarque las condiciones petrofísicas más frecuentes en el área de estudio. De esta forma se muestra en la tabla 21 esta distribución.

Tabla 21: Rango de propiedades representativas del yacimiento (Permeabilidad)

Permeabilidad (mD)
1000
3000
5000
7000
10000

6.2.7 REPRESENTACIÓN DE SENSIBILIDADES REALIZADAS A LAS VARIABLES OPERACIONALES

Siguiendo con el estudio, se hizo análisis de sensibilidad a las otras variables involucradas en el proceso de inyección de vapor, dependiendo de su aplicabilidad en campo, ya que son variables que pueden ser manipuladas bien sea al momento de la perforación del pozo (Longitud de la sección horizontal del pozo), por el cambio de bombas (presión de fondo fluyente) o de manipulación en superficie en el caso de las toneladas de vapor inyectadas, para obtener de forma similar, un rango de ocurrencia para estas propiedades. Se presenta en la tabla 22 un resumen que describe lo anterior descrito:

Tabla 22: Rango de aplicación de variables operacionales.

L.H. (pie)	Pwf (Lpc)	Ton. (TON)
1000	500	2500
1500	400	5000
2000	300	7500
3000	200	10000
4000	100	

De esta forma, se ha logrado enmarcar las propiedades involucradas en el proceso de inyección de vapor. El siguiente punto es la combinación de cada una de estos parámetros, que permitirán definir los escenarios de explotación de forma conceptual, característicos para el yacimiento.

6.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS

Como se explicó en la metodología, el yacimiento MFB-53/U1,3 a pesar de tiempo de explotación moderado, ya dispone de varias muestras de fluido y análisis de núcleo, permitiendo así la realización de un análisis PVT. De esta forma, se conoce la composición original de la mezcla y sus curvas características de permeabilidades relativas.

6.3.1 PERMEABILIDADES RELATIVAS

En el caso de desplazamiento del petróleo por agua, es decir, un proceso de imbibición, para que el agua comience a fluir, se requiere alcanzar un cierto valor de saturación (Saturación Crítica o Saturación de Equilibrio) de tal manera que forme una fase continua. Durante el desplazamiento, el petróleo alcanza una saturación en la cual pierde continuidad, quedando atrapado sin movilidad por el agua, cuando todavía la saturación de petróleo es finita. Esa saturación de petróleo límite es la llamada saturación residual de petróleo y es consecuencia de la tensión interfacial y de los efectos capilares presentes en el proceso. De la misma forma, este fenómeno se presenta en el caso de desplazamiento de petróleo por gas, en donde también se tiene una saturación de gas crítica o de equilibrio que es el punto en donde el gas comienza a fluir y donde empieza a desarrollar la permeabilidad relativa al gas; y una saturación residual de petróleo en la cual deja de ser una fase continua.

Las curvas de permeabilidad relativa son las mostradas en el Apéndice B, que fueron levemente modificadas hasta obtener un cotejo de producción de fluidos satisfactorio.

6.3.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS - ANÁLISIS PVT

De todos los PVT validados que se poseen para el yacimiento (Validados por la Ing. Laineth López), se tomó el que resultó más consistente por los dos métodos utilizados frecuentemente para la validación de las pruebas de liberación diferencial e instantánea, en este caso, por Balance de Materiales y por medio de la Función Y, en donde se seleccionó el del pozo MFB-091.

El yacimiento se encuentra saturado de crudo extra-pesado donde la presión inicial fue de 1200 Lpc y es igual a la presión de burbujeo, éste cuenta con una relación gas petróleo en solución de 106 PCN/BN y un factor volumétrico de formación del crudo de 1.073 BY/BN a la temperatura de yacimiento de 137 °F, el crudo presenta una gravedad °API promedio de 9.4 a una temperatura de 60 °F.

En la tabla 23, se muestran los resultados obtenidos del análisis PVT de los fluidos del yacimiento en estudio:

Tabla 23: Propiedades del análisis PVT del yacimiento MFB-53/U1,3

PRESION [Lpca]	Rs [PCN/BY]	Bo [BY/BN]	Bg [PCY/PCN]	μ_o [cP]	μ_g [cP]	C_o [10 ⁻⁶ Lpca ⁻¹]
1514,7	106	1,055	0,0102	652	0,01490	4,2667
1174,7	106	1,070	0,0131	684	0,01414	4,5194
1014,7	93	1,065	0,0152	732	0,01380	4,6716
814,7	76	1,058	0,0190	829	0,01340	4,9096
614,7	58	1,051	0,0252	983	0,01300	5,2327
414,7	4	1,044	0,0374	1237	0,01266	5,7202
214,7	21	1,037	0,1830	1705	0,01230	6,6391
14,7	0	1,029	1,0800	3311	0,01193	12,1797

En el Apéndice B, se muestran las gráficas del comportamiento de las propiedades PVT del crudo, provenientes del estudio realizado.

Cabe destacar que las propiedades PVT validadas por medio de las correlaciones establecidas por la Ing. Laineth López, son de exclusivo uso para el yacimiento en estudio ya que fueron realizadas específicamente para éste. Estas propiedades fueron comparadas con otras correlaciones de antigua aplicación en campo para verificar que la correlación que se usa frecuentemente es la que mejor se adapta a la representación de las propiedades de los fluidos en el yacimiento.

En el apéndice F se encuentra la verificación de la correlación de la Ing. Laineth López en comparación con las otras correlaciones, entre las cuales destacan, la de la TOTAL, P. Virginia, A. Granado, SPE, la de José Castillo, entre otras, obteniendo como resultado que las correlaciones generadas para el campo, se adaptan mucho mejor al comportamiento del fluido para las propiedades de presión, viscosidad, factor volumétrico del petróleo y gravedad específica del petróleo. Lo que confirma la aplicación de estas correlaciones, para generar las tablas de propiedades de los fluidos que fueron introducidos para el estudio de los escenarios establecidos.

6.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA

En esta etapa se mostrarán los resultados de los pasos que se realizaron para lograr el cotejo histórico y para evaluar diferentes escenarios de explotación para el yacimiento MFB-53/U1,3.

Una vez establecidos los parámetros que serían introducidos al simulador, parámetros petrofísicos, propiedades del yacimiento, condiciones de inyección, se implementaron para la realización del submodelo que representaría el comportamiento del pozo MFB-0433 del yacimiento en estudio, con la finalidad de tener bases respecto a su

proceder para comenzar con la aplicación de las sensibilidades establecidas anteriormente.

El primer paso consistió en cotejar los datos de producción provenientes de este pozo (MFB-0433) para asegurar la integración de los modelos estáticos con los dinámicos. Luego de esto se decide aplicar mediante simulación numérica, dosis de vapor diferentes al pozo para estudio de su comportamiento. De este modelo, se parte como base para la realización de sensibilidades en los restantes submodelos de simulación generados.

6.4.1 MODELO DINÁMICO

Al disponer del mallado de simulación, se procedió a asignarle los datos referentes a la historia de producción del pozo MFB-433, a la malla de simulación en la sección Well & Recurrent. Inmediatamente se verificó que los intervalos de completación estuvieran dentro de la malla, determinando así la conexión del pozo a las celdas de la malla. En el apéndice D se observa el comportamiento de producción de este Pozo antes y después de la aplicación del cotejo de simulación, que permita la representación del yacimiento de forma fidedigna, para seguir con la simulación de los submodelos que serían generados a partir de este pozo piloto.

Luego de haber integrado los datos recurrentes en el preprocesador Builder, se introdujeron las propiedades PVT, generadas a partir de las correlaciones descritas en el capítulo anterior, en la sección Componente; aquí se introdujeron las propiedades del petróleo vivo, gas y la del agua, lo que permitió al simulador realizar la distribución inicial de los fluidos presentes en el yacimiento.

También fueron introducidas en la sección de yacimiento “*Reservoir*” las curvas de permeabilidad relativas para el sistema agua-petróleo y gas-petróleo, para que el

simulador realizara la distribución inicial de la saturación del agua y le impartiera movilidad a los fluidos.

6.4.2 COTEJO HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

Como resultado del cotejo de simulación, se logró contrastar una de las variables más importante en la historia de producción de un pozo, como es la tasa de petróleo. En consecuencia, tanto la tasa de agua como la de gas, varían en función al comportamiento crudo, por tal razón en oportunidades tanto el cotejo de agua como de gas no es inmediato. En la fase del cotejo de la producción de agua se realizaron sensibilidades de la curva de permeabilidad relativa agua-petróleo, logrando un ajuste aceptable a la producción de agua real. Para el caso de la producción de gas, también se realizaron sensibilidades con las curvas de permeabilidad relativa gas-Petróleo, logrando un ajuste de producción de gas aceptable para el yacimiento. Las curvas de permeabilidades relativas descritas anteriormente, se muestran en las gráficas apéndice B.

6.4.3 GENERACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

Después de haber finalizado el ajuste de producción, es decir, después de haber representado el comportamiento de producción del pozo MFB-0433 satisfactoriamente con el submodelo de simulación creado; se procedió a realizar las predicciones de los diferentes escenarios de explotación del yacimiento MFB-53/U1,3, para un horizonte económico tan largo como fuese la duración del período de producción luego de la estimulación, hasta alcanzar su respectiva tasa de producción en frío, en la fase de agotamiento natural del yacimiento. Como se describió en la metodología, se plantearon varios escenarios y los resultados se discutirán de acuerdo a los parámetros establecidos en cada uno de ellos.

En general, se parte de una tabla que representa las sensibilidades que se realizarán, obtenidas de los resultados petrofísicos y estadísticos encontrados para estas. En la tabla 22 se muestra un bosquejo las propiedades, que gobernarán cada uno de los escenarios que serán sometidos a estudio.

Tabla 24: Sensibilidades aplicadas a los parámetros representativos en una I.A.V. para Bare.

L.H. (pie)	h (pie)	k (mD)	Pwf (Lpc)	Ton. (TON)
1000	30	1000	500	2500
1500	50	3000	400	5000
2000	80	5000	300	7500
3000	110	7000	200	10000
4000	130	10000	100	

Adicionalmente a la generación de escenarios con todas las combinaciones posibles de las propiedades descritas en la tabla anterior, se realizó una sensibilidad extra con parámetros de presión de yacimiento, para obtener de este modo un rango de aplicabilidad mayor para este proyecto, extendiéndolo a otras zonas del yacimiento, e incluso a otros momentos de aplicación del mismo, donde la presión caiga como resultado del agotamiento del yacimiento. De esta forma uno de los parámetros igualmente importantes al que se le aplicó sensibilidad se presenta en la tabla 23.

Tabla 25: Sensibilidad aplicada a la presión de Yacimiento

Py (Lpca)
500
650
850

En cuanto a las parámetros operacionales se fijó una presión de inyección de vapor de 500 TON/Día ya que se cuenta con 2 generadores de vapor de 250 toneladas cada uno, una calidad de vapor de 80% y una presión de inyección de 1300 Lpca, considerando las pérdidas de calor desde la superficie hasta la profundidad de la inyección.

Se presenta en la tabla 24 un ejemplo representativo de lo que serían las sensibilidades para un caso particular de longitud horizontal, espesor de arena, permeabilidad, presión de fondo fluyente y tonelaje de inyección, efectuados para los submodelos establecidos:

Tabla 26: Modelo representativo del análisis de sensibilidad generado

L.H. (pie)	h (pie)	k (mD)	Pwf (Lpc)	Ton. (TON)
1000	30	1000	500	2500
1500	50	3000	400	5000
2000	80	5000	300	7500
3000	110	7000	200	10000
4000	130	10000	100	

Cabe destacar que la porosidad no fue incluida en el análisis, ya que viene relacionada de forma implícita con la permeabilidad, según la correlación establecida para el campo Bare de “*Coates & Denoo*”. Por otra parte, la selección de este escenario en particular, es representativo para una presión de yacimiento específica.

Aplicando cálculos simples se determinó el número de escenarios que serían simulados, con la finalidad de crear una estrategia de trabajo que permitiera optimizar el tiempo de elaboración de este proyecto. Se obtienen entonces a través de las sensibilidades 2500 casos diferentes por presión de yacimiento establecida, mediante

la combinación de cada una de las variaciones aplicadas a las propiedades involucradas en el proceso de inyección, escenarios que luego se les aplicarían análisis económicos para terminar de evaluar su rentabilidad.

Uno de los resultados previo al análisis económico, muestra que a medida que se incrementa el tonelaje de vapor inyectado en los pozos, aumenta la cantidad de petróleo recuperado en respuesta a la estimulación, reflejado en la gráfica 3.

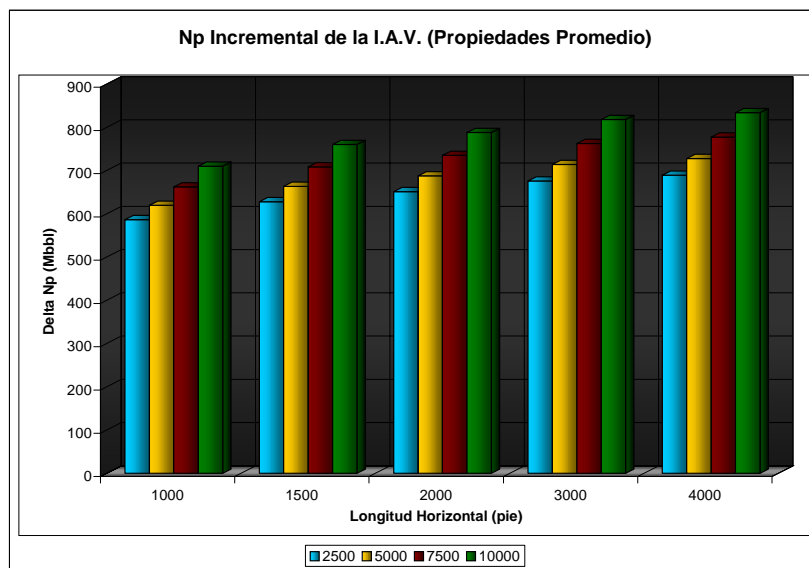


Gráfico 3: Incremental de producción de crudo para propiedades promedio.

Se realizó una base de datos en una hoja de cálculo utilizando la herramienta EXCEL de la compañía *Microsoft*, que fuese acumulando los resultados de la simulación de los submodelos, para tener acceso a esta información de forma mas rápida y sencilla. Esta base de datos generada, tiene la posibilidad de buscar de forma específica resultados de simulación determinados, ya que cuenta con una interfaz interactiva que permite seleccionar las condiciones puntuales de un escenario, mostrando los resultados de forma inmediata.

6.5 ANÁLISIS ECONÓMICO

Con el objetivo de determinar una estrategia de explotación más rentable, en este capítulo se presentan los resultados del análisis económico de las estrategias de explotación diseñadas y evaluadas en el yacimiento U1,3/MFB-53 perteneciente al campo Bare, en un horizonte que abarcara el tiempo de la estimulación con vapor del pozo (Hasta alcanzar la tasa de producción en frío luego de la estimulación). Los mismos fueron almacenados en una hoja de cálculo bajo métodos de programación, debido a la cantidad de resultados establecidos en esta investigación.

En tal sentido, se procede a la evaluación de uno de los casos más representativos, haciendo énfasis en las propiedades promedio del área sometida a estudio, basado en los resultados estadísticos obtenidos previo a este proceso de evaluación.

Para la estimación de la rentabilidad del proyecto se aplicó el Sistema de Evaluación Económica SEEplus, utilizando los lineamientos del Manual de Normas y procedimientos de Finanzas establecidos por PDVSA, para la aceptabilidad de un proyecto de inversión (Tabla 13).

A fin de obtener un bosquejo de los elementos involucrados en el análisis económico se plantea en la figura 58 un organigrama que refleja cada uno de los aspectos tomados en cuenta a la hora de la realización de la evaluación económica. En esta, se incluyen tanto los costos asociados a la generación de vapor como los relacionados con la producción de crudo, además de contener los ingresos producto del incremental de petróleo y gas producido luego de haber estimulado el pozo.

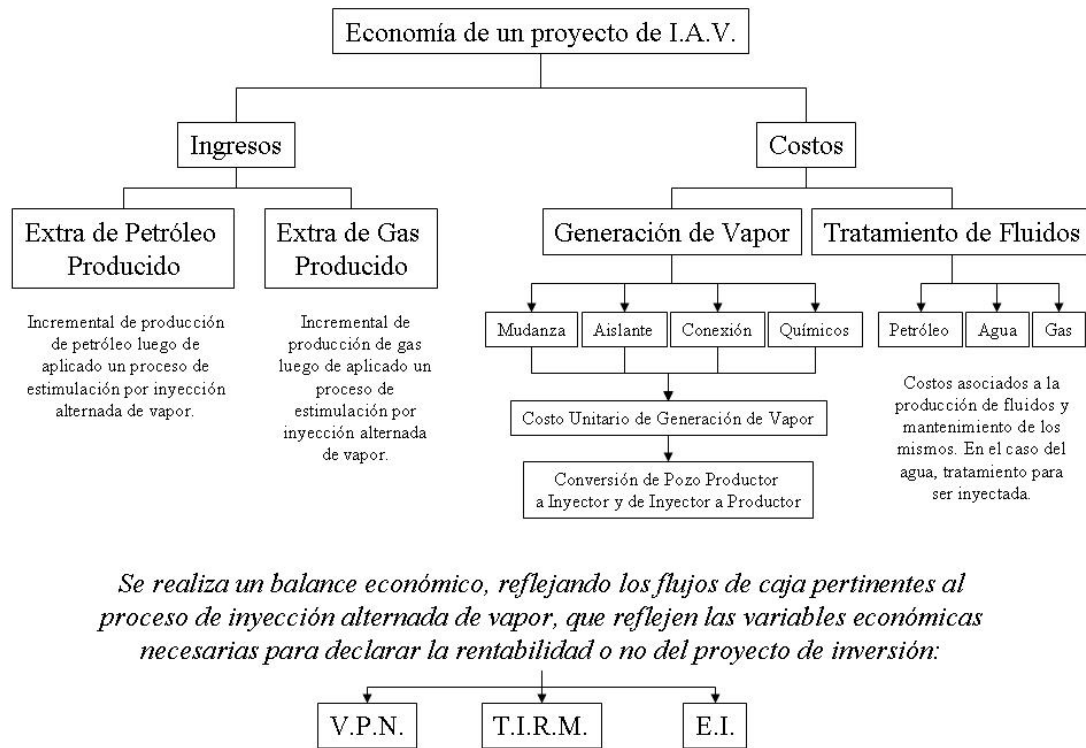


Figura 58: Aspectos relacionados al análisis económico de la I.A.V.

Luego estableces las variables para la utilización de programa de evaluación económica, y ya establecidos tanto los ingresos como los egresos fijos, se plantea dentro del mismo el conjunto de datos encontrados al finalizar la simulación de cada uno de los escenarios, de manera de establecer flujos de caja durante el proceso de la evaluación para la verificación de las variables económicas de interés. Con esto, lograremos establecer el tonelaje de vapor más adecuado para cada uno de los escenarios establecidos.

Una vez realizada la evaluación económica a través del Sistema SEEplus y con ayuda de la hoja de cálculo generada para soportar estos cálculos y hacerlos más rápidamente, se obtuvieron resultados definitivos aplicados por submodelo de simulación generado, obteniéndose entre muchas otras el siguiente tipo de gráfico:

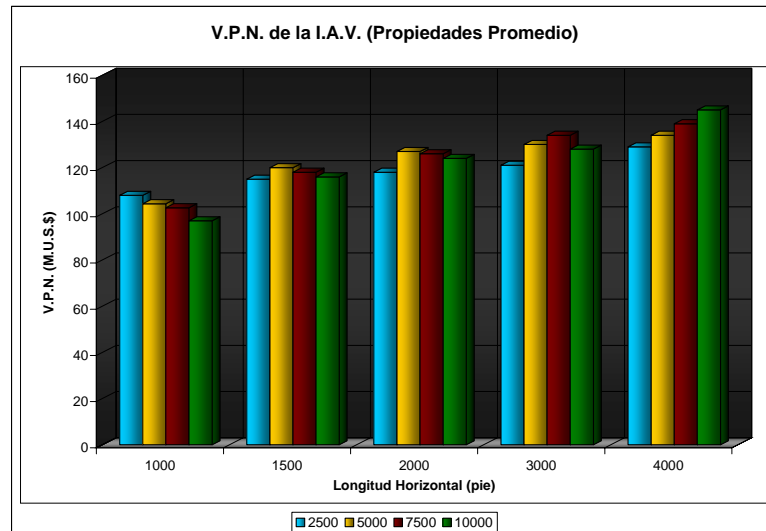


Gráfico 4: V.P.N. de la I.A.V. para propiedades promedio del Yacimiento MFB-53/U1,3.

El gráfico 4 fue generado bajo la condición de estudio de las condiciones promedio del yacimiento en estudio y para todas las condiciones de inyección de Vapor y de Longitud Horizontal del pozo.

Porosidad: 31%
 Permeabilidad: 6500 mD.
 Espesor: 80 Pie.
 Presión de yacimiento: 650 Lpc.
 Presión de fondo: 400 Lpc.

Esta, describe la rentabilidad económica de un proyecto de inversión, frente al tonelaje de vapor implementado para el proceso de estimulación de un pozo. Para cada longitud de la sección horizontal establecida en el estudio, puede observarse variación en cuanto a la cantidad de vapor requerida para obtener el máximo beneficio posible, lo que indica que esto no sea una regla para todo el rango variación de parámetros sometido a estudio, ya que esto puede variar dependiendo de las propiedades petrofísicas y de inyección establecidos.

En el apéndice E se muestran gráficos tipo que reflejan el comportamiento en cuanto a la cantidad de vapor óptima a inyectar en cada uno de los escenarios promedios estudiados. Tomando como base una presión de yacimiento de 650 Lpca y una presión de fondo fluyente de 400 Lpca se obtienen las gráficas desde la 28 hasta la 31, donde se muestra la rentabilidad del proyecto de inversión frente a las distintas dosis de vapor analizadas en el estudio para la variación de parámetros de permeabilidad y espesor (Capacidad de flujo $k \cdot h$). Aunque la capacidad de flujo se estudió hasta sus fronteras, haciendo cálculos que abarcan desde los espesores y permeabilidades mínimos hasta los máximos, se tiene que en realidad este valor se presenta en un rango de ocurrencia promedio, entre 150.000 mD*pie y 650.000 mD*pie para el yacimiento. Es en este rango donde se aprecia un comportamiento regular en cuanto a la razón de vapor a ser inyectada por longitud de la sección horizontal del pozo.

Los resultados obtenidos para un rango de propiedades petrofísicas y de producción promedio del yacimiento, domina la aplicación un tonelaje normalizado para la inyección de vapor en los pozos de el yacimiento en estudio que es de 2,5-3 TON/pie de longitud horizontal, lo que no quiere decir que este resultado sea implementado para el resto de las propiedades fuera de este rango, pues como se ha dicho anteriormente, depende de las variables de producción y propiedades petrofísicas a las que esté sujeto el pozo a ser estimulado, por lo que se esperan tonelajes de inyección diferentes dependiendo de estas condiciones.

Tal comportamiento se identifica al analizar las fronteras de nuestro rango, donde la relación capacidad de flujo y la longitud de la sección horizontal del pozo pasan a jugar un papel determinante en el tonelaje de vapor a inyectar, alcanzando dosis de vapor desde a 1.5 hasta 4 TON/pie de longitud horizontal. Se encuentra que a mayor capacidad de flujo el tonelaje para la estimulación del pozo tiende a ser mayor, caso opuesto a lo que ocurre para capacidades de flujo menores.

La gráfica 39 del apéndice E, muestra para espesores de arena constante, propiedades petrofísicas promedio, presión de yacimiento 650 Lpca y de fondo fluyente 400 Lpca, un tonelaje de inyección fijo en 7500 Ton y una variación de la longitud de la sección horizontal de los pozos, el producto de la inversión como respuesta a la estimulación. Nótese que no es significativo el incremento de los ingresos económicos para los espesores bajos, resultado que va incrementando a medida que encontramos espesores de arena mayor, lo que hace significativo la implementación de pozos con secciones horizontales mas grandes a medida en que se encuentran espesores de arena mayores en nuestro yacimiento, haciendo de esta forma un proyecto de inversión mas lucrativo económicamente.

Con la finalidad de visualizar el mínimo de recuperación de petróleo en caliente para hacer rentable un proyecto de inversión, se hace análisis de la gráfica 42 del apéndice E. Esta se obtiene graficando el valor presente neto de la inversión, versus el incremental de producción producto de la estimulación, generando puntos de corte que oscilan entre 8500 – 9800 barriles de crudo para todo el rango de tonelajes de vapor descrito para este estudio. Sobre este rango, aseguramos un valor positivo para el V.P.N. Hay que recordar que este valor no es el único que determina la rentabilidad del proyecto de inversión, también hay que tomar en cuenta los diferentes parámetros económicos descritos como reglamento para hacer provechoso proyectos de esta índole, como tasa interna de retorno y la eficiencia de la inversión. Un ejemplo de estos cálculos para la I.A.V. es ilustrado al final del apéndice E en detalle con cada uno de los elementos involucrados procesos de estimulación de este tipo.

6.6 BASE DE DATOS GENERADA

Al final de este estudio se cuenta con una base de datos (Figura 59) que permite determinar el comportamiento de cada escenario generado bajo los efectos de una inyección alternada de vapor a distintos tonelajes de inyección, que en conjunto con

una evaluación económica, permiten dar idea a la cantidad de vapor que debe ser inyectada por escenario para mejor aprovechamiento energético y mayor beneficio económico.

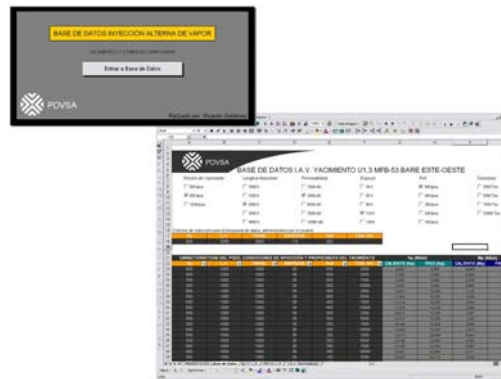


Figura 59: Base de datos generada en Excel.

6.7 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Una vez obtenidos los resultados y recopilados de forma ordenada en la base de datos generada, se procede a verificar la desviación de los valores obtenidos mediante la simulación de los escenarios establecidos para el estudio, mediante la búsqueda de pozos con historias de producción en lo posible constantes, a los que se les haya aplicado estimulación a través de la inyección alternada de vapor, en este caso de un ciclo. Valores reales y simulados de respuesta de pozos ante procesos de inyección de vapor alterna fueron comparados con la finalidad de contabilizar la confiabilidad del trabajo, lo que nos lleva al aumento de la confiabilidad en el uso de esta herramienta. A cada pozo se les identificaron las propiedades (Espesor de arena neta donde fue completado, porosidad, permeabilidad, tonelaje de inyección, presión de fondo y de yacimiento) para buscar entre los resultados el escenario que cumpliera con estas de la forma más análoga posible.

Se compara entonces, la producción de crudo en ambos casos y se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 27: Comparación de datos de producción reales con los simulados, para I.A.V.

Pozo	Número de Ciclos	Np (Caliente) [Mbbbl]		% Desviación
		Real	Simulado	
MFB-086	1	81,71	93,15	12,28%
MFB-413	1	47,00	52,27	10,08%
MFB-419	1	225,41	207,68	8,54%
MFB-442	1	22,92	25,25	9,21%
MFB-447	1	79,71	71,62	11,30%
MFB-463	1	142,28	154,49	7,91%
MFB-466	1	11,01	38,77	71,61%
MFB-486	1	358,40	323,81	10,68%
MFB-488	1	355,64	341,23	4,22%
MFB-493	1	270,83	298,06	9,14%
MFB-540	1	21,92	52,22	58,03%
MFB-546	1	90,15	83,18	8,38%

La tabla 27 contempla la desviación optimista o pesimista de los resultados obtenidos con los reales tomados de pruebas de producción para los pozos mencionados. Nótese que para los pozos MFB-466 y el MFB-540 esta desviación adquiere valores muy elevados perdiendo certeza en estos casos. Este comportamiento se debe a que se encontró que los pozos fueron cerrados por motivos operacionales y por alto corte de agua respectivamente, por lo que las pruebas de producción no fueron tomadas hasta el fin del proceso de producción en caliente para estos pozos, por lo que los datos simulados no corresponden a la historia de comportamiento de los mismos, generando resultados que se alejan de la realidad en forma significativa. El resto de los pozos poseen historias de producción bastante continuas. La desviación para estos fue totalmente opuesta a la de los pozos descritos anteriormente, reflejando un rango de diferenciación que no supera el 15 % bien sea por arriba o por debajo de los valores reales, lo que quiere decir, que aunque el trabajo no represente respuestas exactas ante los procesos por I.A.V. aplicadas a los pozos horizontales de este campo,

nos da la capacidad de analizar la conveniencia o no de la aplicación en procesos de esta índole, además de darnos idea de un comportamiento probable de producción ante I.A.V. con un rango de desviación aceptable, partiendo del hecho que los modelos simulados son conceptuales y no reflejan en detalle las características de cada pozo.

Otro punto a mencionar es el de los pozos que poseen valores de permeabilidad bajos, que estén completados en zonas donde los espesores de arena son menores a 40 pies o incluso pozos que poseen secciones horizontales por debajo de los 2000 pies, presentan las desviaciones más elevadas dentro del rango de aceptabilidad. Caso contrario ocurre cuando estas propiedades son más elevadas, se obtiene una certeza mucho mayor a la hora de hacer la comparación con los datos reales, como ejemplo de esto en la tabla 25 en los pozos MFB-419, MFB-463 y MFB-488 donde la diferencia no supera el 10 %, entonces esperamos un nivel de confiabilidad mucho mayor a medida en que las propiedades de los pozos son mas parecidas a las promedio e incluso superiores a estas.

Los resultados de la comparación se muestran en la gráfica 5:

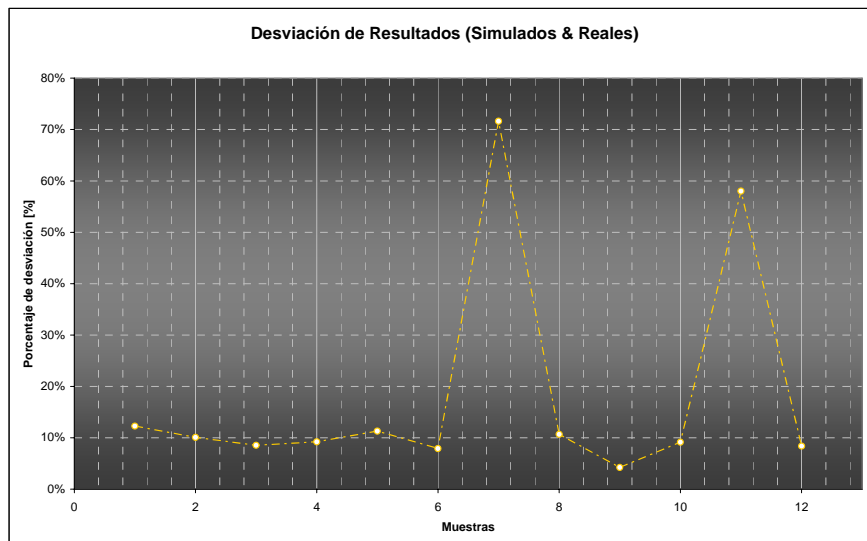


Gráfico 5: Desviación de los resultados simulados con los reales, ante la I.A.V.

De diferentes estudios realizados en el país respecto al tema de I.A.V., destaca el realizado en el Lago de Maracaibo, específicamente en el yacimiento Bachaquero-01^[9] por la empresa Lagoven S.A., hoy en día Petróleos de Venezuela. En este se estudió al igual que en el presente trabajo la dosis de vapor que requerían sus pozos para optimizar el rendimiento de los mismos, y se determina que para su yacimiento debe inyectarse aproximadamente 2,5 TON/pie de vapor para incrementar la producción y así maximizar las ganancias. Haciendo analogía en cuanto a las propiedades presentes en el yacimiento estudiado en Maracaibo, con el del presente trabajo, se cuenta con otro punto de comparación que favorece aún más los resultados obtenidos para nuestro yacimiento.

De forma representativa se realiza un estudio estadístico de la longitud de los pozos horizontales, donde se trata de plasmar los resultados correspondientes a las propiedades representativas del yacimiento, donde tenemos los siguientes resultados:

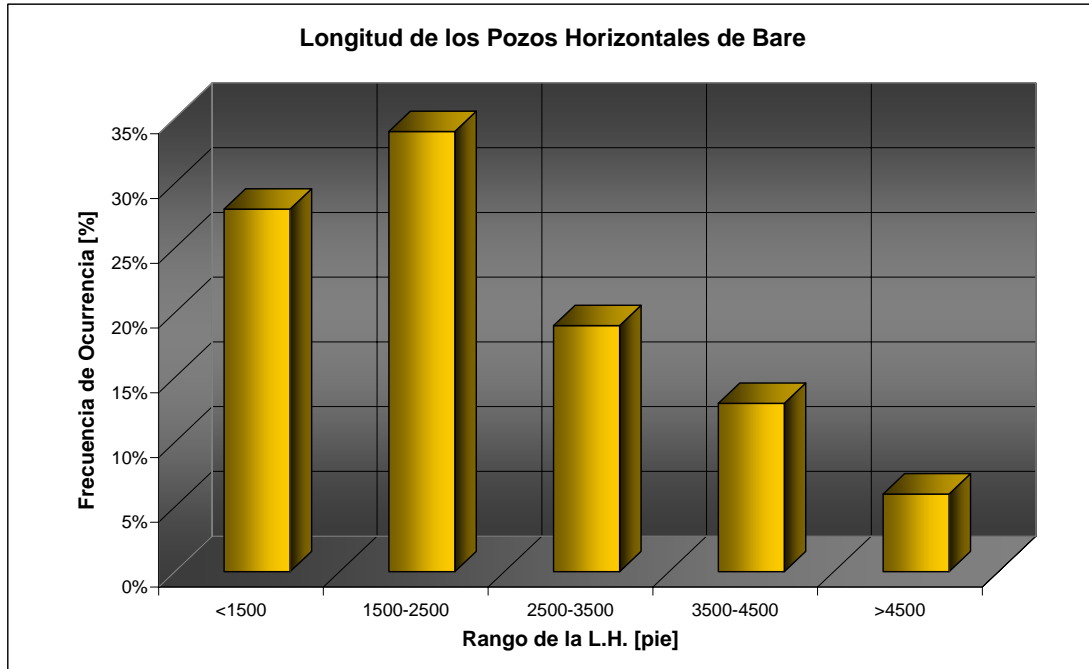


Gráfico 6: Estadística de la L.H. de los Pozos del Yacimiento MFB-053/U1,3, Campo Bare.

Según los resultados obtenidos ante el estudio estadístico de longitud horizontal por pozo, la mayoría de estos están completados en una sección horizontal que va desde los 1500 hasta los 2500 pies. Para visualizar el comportamiento del yacimiento bajo los efectos de la inyección de vapor mostramos en la gráfica 7 la variación de las dosis de vapor, para la permeabilidad promedio y L.H. encontrada.

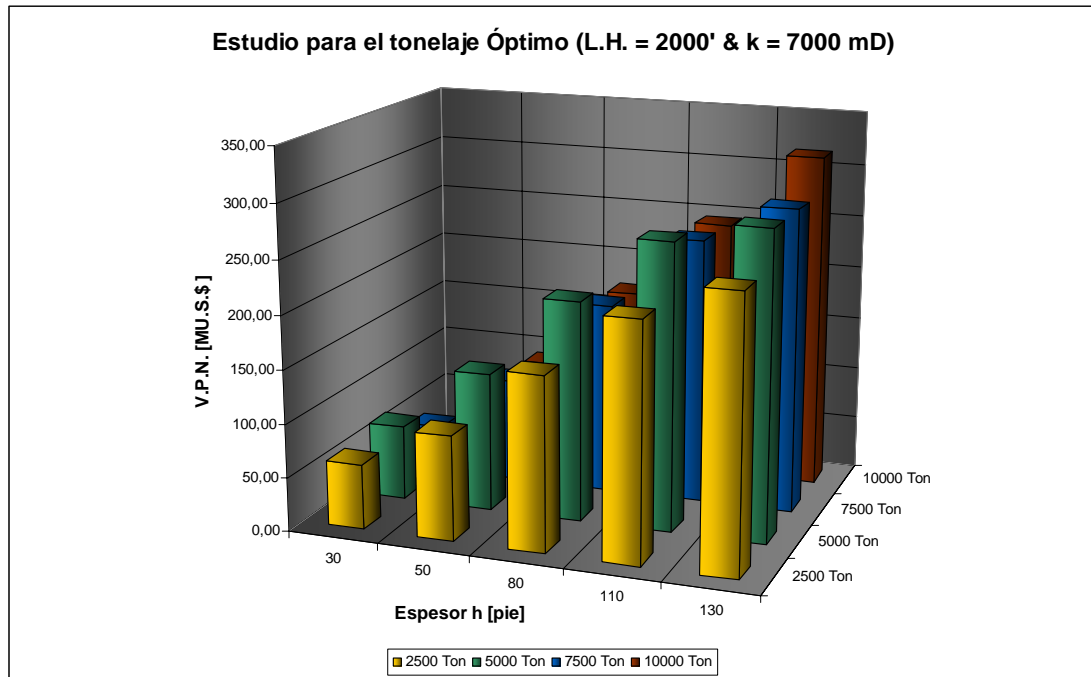


Gráfico 7: Tonelaje de vapor para una longitud horizontal y permeabilidad promedio.

En el gráfico anterior puede notarse la consistencia de la inyección de 2,5 TON/pie de longitud horizontal para los pozos con espesores promedio. Esto se obtuvo a partir de saber el tonelaje de vapor a ser inyectado 5000 Ton / L.H. del pozo en estudio, que en este caso es de 2000 pies. Así mismo, se propone el estudio del comportamiento del tonelaje de inyección para los distintos escenarios pero ahora haciendo varias la permeabilidad y dejar las otras propiedades petrofísicas fijas, al igual que la longitud horizontal conseguida estadísticamente. Finalmente, en la gráfica 8 se presenta el comportamiento de las diferentes dosis de vapor haciendo variar la permeabilidad de los pozos.

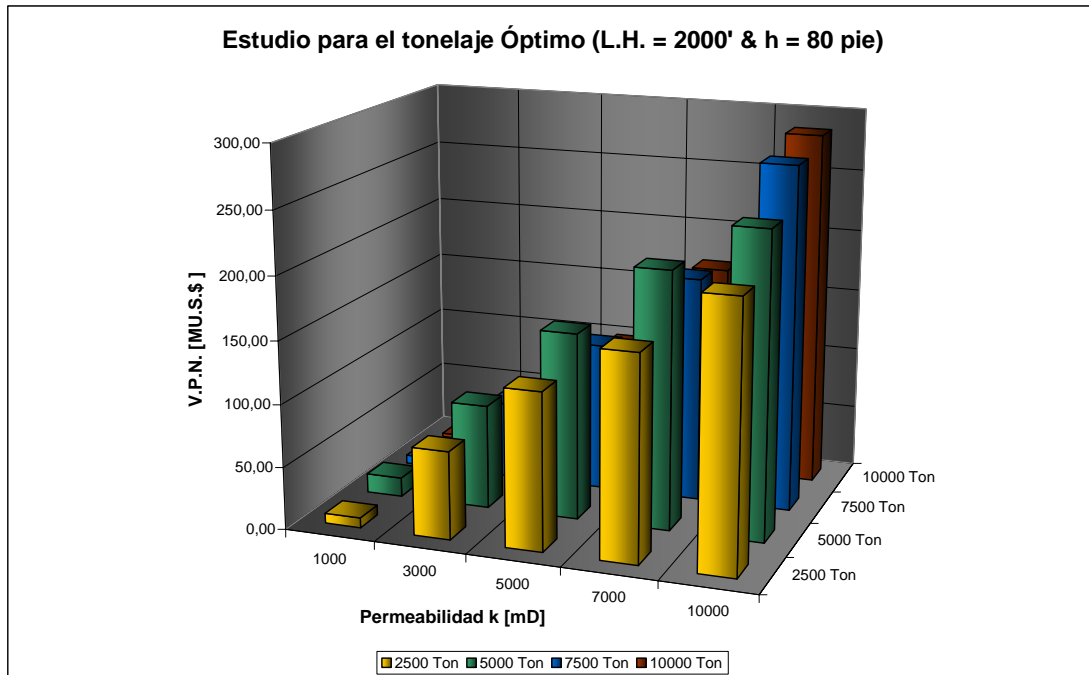


Gráfico 8: Tonelaje de vapor para una longitud horizontal y permeabilidad promedio.

Nuevamente persiste la inyección en la mayoría de los casos promedio de 2,5 TON / pie de sección horizontal, para el rango de permeabilidades establecidos en el estudio. Este comportamiento sale del resultado común (2,5 TON/pie de sección horizontal), como se ha demostrado, a la hora de fijar propiedades que superan a los valores promedio, obteniendo para este caso en particular, valores que superan las 4 TON / pie de sección horizontal. Podemos decir, que el rango de inyección para los pozos que se encuentran entre el rango de propiedades características del yacimiento en estudio, oscila entre 2 y 4 TON / pie de sección horizontal, dependiendo como se ha dicho anteriormente, de las propiedades petrofísicas que presente el pozo.

Se hace énfasis en que las toneladas de vapor a inyectarse, deben ser tratadas por pozo y no pueden ser generalizadas para el yacimiento en particular, por lo que este valor puede ser mayor o menor o el establecido, dependiendo de las propiedades del pozo que es sometido a estudio y recordando la complejidad de los mismos al ser comparados con los resultados de submodelos, que son conceptuales.

La utilidad de esta investigación radica en el hecho de tratar de identificar los pozos que posiblemente sean rentables para la aplicación de procesos de una inyección alternada de vapor, además de tener idea de su comportamiento ante distintas dosis de vapor aplicadas el mismo. En tal sentido, el trabajo nos orienta hacia pozos candidatos a ser estimulados, y nos pone en preaviso ante aquellos pozos que se encuentren entre los límites tanto de producción como económicos, lo que ameritará realizar un estudio mas detallado en estos casos, recordando que poseemos un rango de incertidumbre de aproximadamente 10%.

CONCLUSIONES

1. El yacimiento MFB-53/U1,3 cumple con los criterios generales de selección en cuanto a las propiedades petrofísicas y de fluidos para aplicar el proceso de inyección alterna de vapor.
2. Se estableció una cantidad de vapor óptima a ser inyectada de aproximadamente 2.5 Ton/Pie para propiedades promedio del yacimiento en estudio, el volumen de vapor para propiedades diferentes a las promedio, quedaron descritas en la base de datos generada, donde pueden alcanzarse valores inferiores o superiores, dependiendo de las propiedades petrofísicas del pozo estudiado.
3. El incremental de producción de petróleo, por cada ciclo, a consecuencia de un proceso de I.A.V., deberá ser mayor a 8700 bls para el caso en que se inyecta 2500 Ton, de 9300 bls para 5000 Ton, de 9930 bls para 7500 Ton y de 10560 bls para el caso de 10.000 Ton. Con lo descrito anteriormente se asegura un V.P.N. positivo.
4. Se verificó que el proceso de I.A.V. no es rentable para los casos en que los espesores de arena sean menores a 20'.
5. Se cuenta con una base de datos de I.A.V que permite la toma de decisiones de forma más rápida y sencilla sobre la respuesta ante la estimulación de un pozo con características específicas.
6. No es posible aislar la determinación del tonelaje óptimo de la evaluación económica. La maximización del aprovechamiento energético no implica la mejor rentabilidad en el proyecto.

7. La incertidumbre encontrada ante la comparación de los datos obtenidos con el simulador y datos reales es de aproximadamente 10%.
8. El trabajo permite identificar los pozos que son candidatos a generar respuestas productivas ante procesos de recuperación térmica por inyección alternada de vapor, para de esta forma maximizar los beneficios económicos.
9. La variedad de parámetros que afectan el proceso de I.A.V. requiere que cada pozo sea tratado como un caso aparte, con el fin de obtener la mejor selección de tonelaje óptimo de vapor a inyectar.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un sistema experto en conjunto con especialistas en la materia de recuperación térmica, que permita establecer criterios de selección para la inyección alternada de vapor de forma más desarrollada y precisa, al mismo tiempo, ampliando los límites de aplicabilidad que este trabajo representa, tomando en cuenta la sensibilidad en cuanto a criterios de producción en la vida de los pozos, como %AyS, RGP, entre otras.
2. Partiendo de la base de datos generada, se plantea la creación de una nueva base de forma más interactiva para que se pueda acceder a ella por medio de la intranet de la empresa, con la finalidad de que el personal interesado en el área pueda obtener información de este estudio desde cualquier sede.
3. Hacer sensibilidades con diferentes tonelajes de inyección de vapor de forma más detallada para cada uno de los casos encontrados en el estudio, de forma de optimizar aun más la producción y maximizar tanto el beneficio energético como económico.
4. Hacer estudios similares enfocados en otros procesos de recuperación térmica, que permitan generar un mecanismo de selección rápido por pozo.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Bánzer, C., (1996). **“Correlaciones Numéricas P.V.T.”**, Maracaibo.
- ✓ Barberi, E., (1998) **“El Pozo Ilustrado”**, Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Caracas, Venezuela.
- ✓ Escobar, M., (1998). **“Análisis de la Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales en Yacimientos de Crudos Pesados”**, Tesis de Magíster, Universidad del Zulia, Maracaibo.
- ✓ EXGEO-PDVSA., (2003). **“Caracterización Geológica 3D y de Ingeniería de Yacimientos Integrada del Campo Bare, Área Trampa 15”**, Volumen II, Puerto La Cruz.
- ✓ Farouq, S. y Meldau, R., (1987) **“Practical Heacy Oil Recovery”**, sin Edición, Canadá.
- ✓ Flores, F., (2002) **“Evaluación de los resultados de la inyección alterna de vapor de los campos pertenecientes al área de crudos pesados distrito San Tomé”**, Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz.
- ✓ Gerencia de Evaluaciones Económicas y Financieras, (1995). **“Evaluación Económica de Proyectos”**, Gerencia General de Finanzas CORPOVEN, S.A., Caracas.
- ✓ González de J., Clemente, I.J. y Picard, X., (1980), **Geología de Venezuela y de sus cuencas Petrolíferas**. Ediciones Foninves, Caracas, Venezuela, Tomo I y II, P 1039.
- ✓ Guevara, R., (2006) **“Determinación de las Estrategias de explotación para la fase de agotamiento natural de las reservas primarias del yacimiento Ro/MFB-208 del Campo Bare, Faja del Orinoco, mediante la simulación numérica”**, Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz.
- ✓ Mundarín, E., (2000) **“Evaluación de las Tecnologías de Recuperación Térmicas aplicadas a la arena U3, Yacimientos MFA-2, Campo Arcuna,**

área Hamaca, Faja del Orinoco”, Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz.

- ✓ Prats, M., (1987) “**Procesos Térmicos de extracción de Petróleo**”, Ediciones Técnicas INTEVEP, Los Teques, Venezuela.
- ✓ Reina, M., (1988) “**Determinación de tonelaje óptimo para estimulación de pozos mediante inyección alterna de vapor en la Faja petrolífera del Orinoco**”, Corpoven S.A., San Tomé, Venezuela.
- ✓ Swing, R., (1989) “**Advances in reservoir simulation techniques for enhanced oil recovery**”, Universidad de Wyoming, Estados Unidos.
- ✓ Vaca, P., Ramones, M., Urrucheaga, K., y Ríos, E., (2001). “**Simulación de Yacimientos de Petróleos Negros**”, Manual, PDVSA.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. González de J., Clemente, I.J. y Picard, X., (1980), **Geología de Venezuela y de sus cuencas Petrolíferas**. Ediciones Foninves, Caracas, Venezuela, Tomo I y II, P 1039.
2. Flores, F., (2002) “**Evaluación de los resultados de la inyección alterna de vapor de los campos pertenecientes al área de crudos pesados distrito San Tomé**”, Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz.
3. Prats, M., (1987) “**Procesos Térmicos de extracción de Petróleo**”, Ediciones Técnicas INTEVEP, Los Teques, Venezuela.
4. Barberi, E., (1998) “**El Pozo Ilustrado**”, Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Caracas, Venezuela.
5. Farouq, S. y Meldau, R., (1987) “**Practical Heacy Oil Recovery**”, sin Edición, Canadá.
6. López, L. (2005) “**Desarrollo de correlaciones para la estimación de propiedades PVT de los fluidos de los Yacimiento pertenecientes a los Campos Arcuna y Bare del área de Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco**”, Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz.
7. Reina, M., (1988) “**Determinación de tonelaje óptimo para estimulación de pozos mediante inyección alterna de vapor en la Faja petrolífera del Orinoco**”, Corpoven S.A., San Tomé, Venezuela.
8. Swing, R., (1989) “**Advances in reservoir simulation techniques for enhanced oil recovery**”, Universidad de Wyoming, Estados Unidos.
9. Trebolle, R.L., De Paz, M.C. y Martínez, D.E. (1993) “**Parametric Study of the Design Factor for Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields**” SPE Paper # 25810, Maracaibo, Venezuela.
10. Vaca, P., Ramones, M., Urrucheaga, K., y Ríos, E., (2001). “**Simulación de Yacimientos de Petróleos Negros**”, Manual, PDVSA.

APÉNDICE A
PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS

Tabla 28: Propiedades Térmicas de las Rocas

ROCA	DENSIDAD $\left[\frac{\text{lbs}}{\text{ft}^3} \right]$	CALOR ESPECIFICO $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{lbs} - ^\circ\text{F}} \right]$	COND. TÉRMICA $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{hrs} - \text{ft} - ^\circ\text{F}} \right]$	DIF. TERMICA $\left[\frac{\text{ft}^2}{\text{hrs}} \right]$
Rocas secas				
Arenisca	130	0,183	0,507	0,0213
Arena cienosa	119	0,202	0,400*	0,0167*
Limolita	120	0,204	0,396	0,0162
Lutita	145	0,192	0,603	0,0216
Caliza	137	0,202	0,983	0,0355
Arena (Fina)	102	0,183	0,362	0,0194
Arena (Gruesa)	109	0,183	0,322	0,0161
Rocas saturadas de agua				
Arenisca	142	0,252	1,592	0,0445
Arena cienosa	132	0,288	1,500*	0,0394*
Limolita	132	0,276	1,510*	0,0414*
Lutita	149	0,213	0,975	0,0307
Caliza	149	0,266	2,050	0,0517
Arena (fina)	126	0,339	1,590	0,0372
Arena (gruesa)	130	0,315	1,775	0,0433

Los valores con el símbolo (*) son estimados^[3]

APÉNDICE B

ANÁLISIS PVT, PERMEABILIDADES RELATIVAS

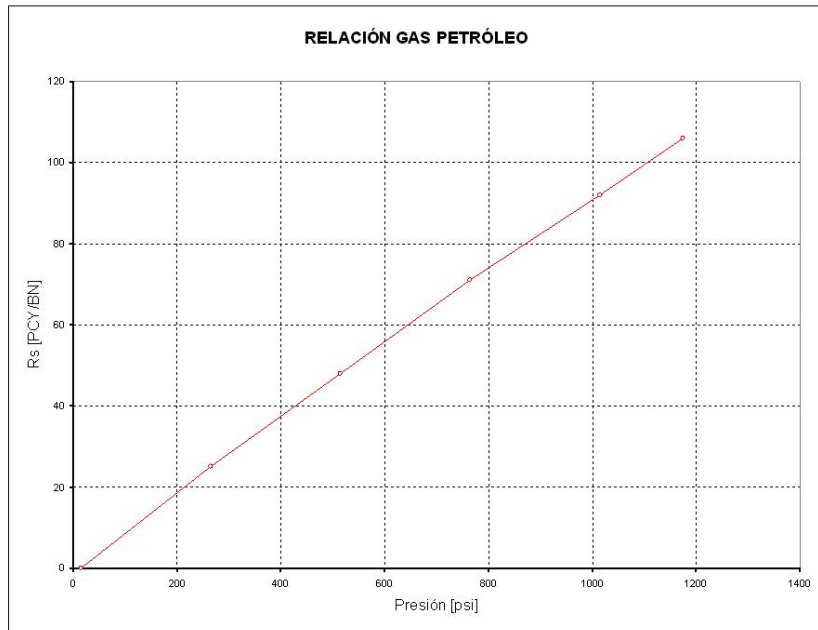


Gráfico 9: Relación Gas Petróleo en Solución (PVT Utilizado)

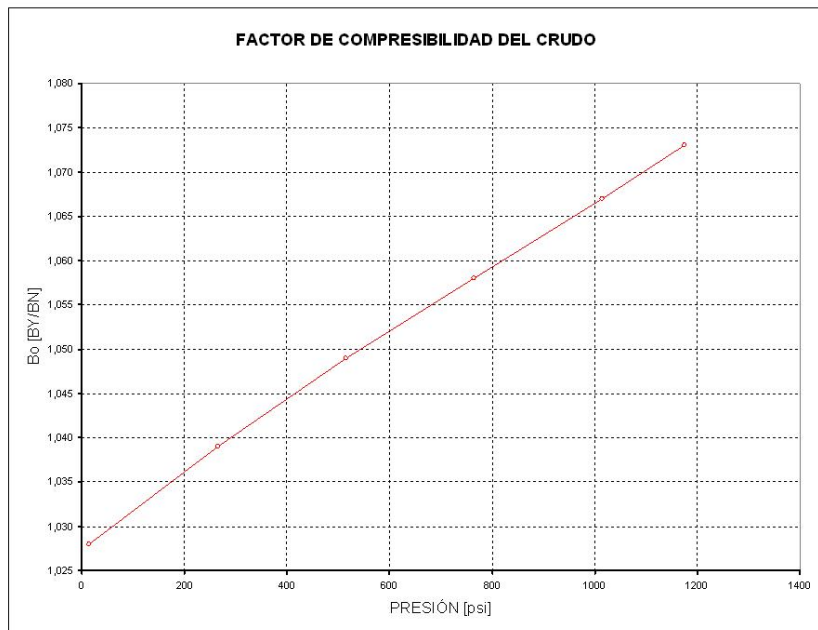


Gráfico 10: Factor Volumétrico del Petróleo (PVT Utilizado)

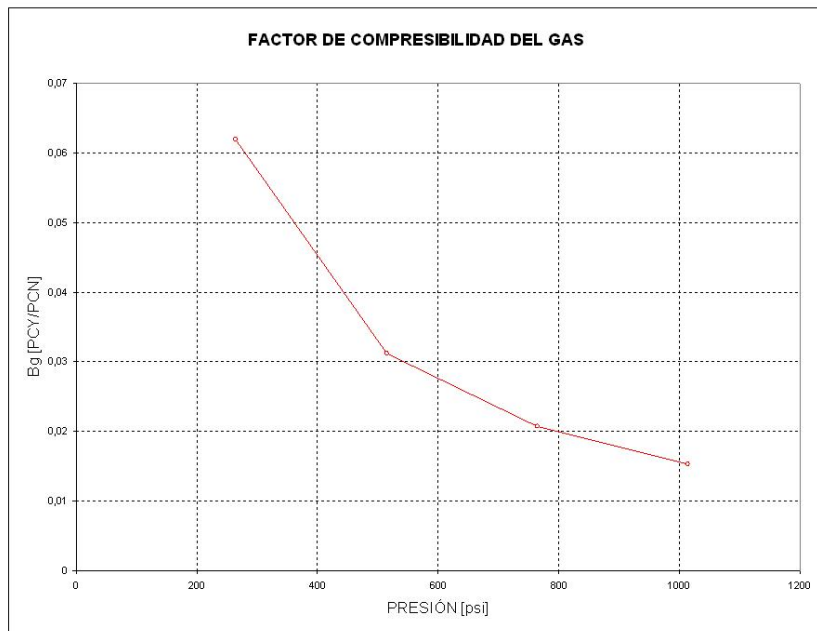


Gráfico 11: Factor Volumétrico del Gas (PVT Utilizado)

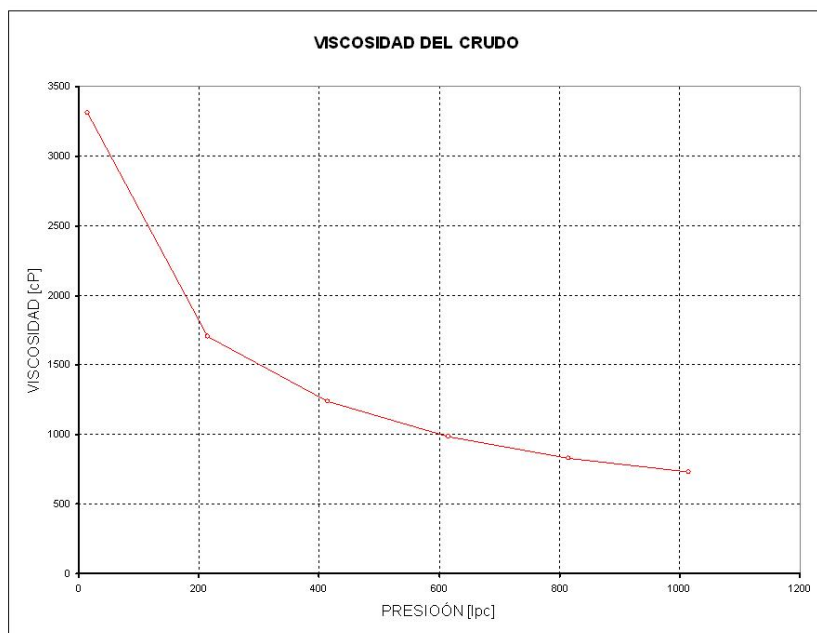


Gráfico 12: Viscosidad del Petróleo (PVT Utilizado)

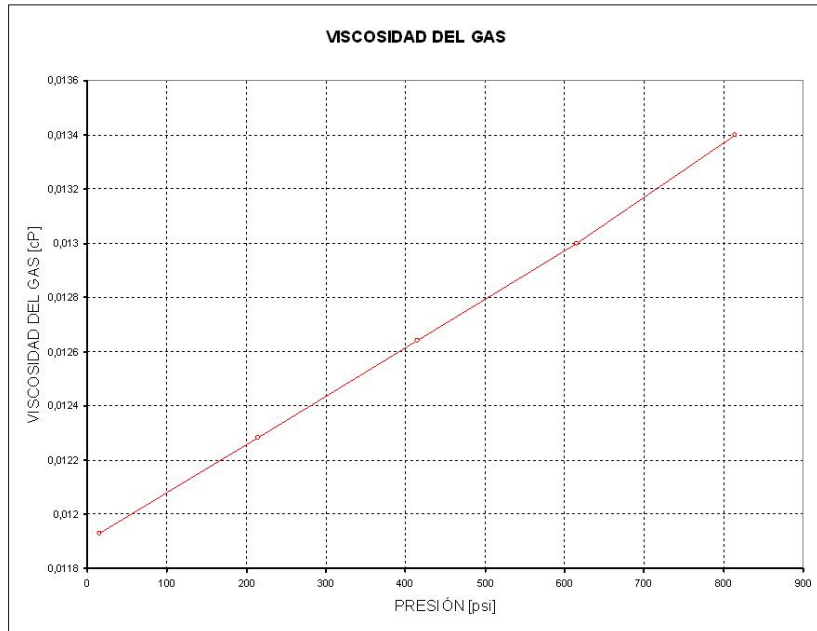


Gráfico 13: Viscosidad del Gas (PVT Utilizado)

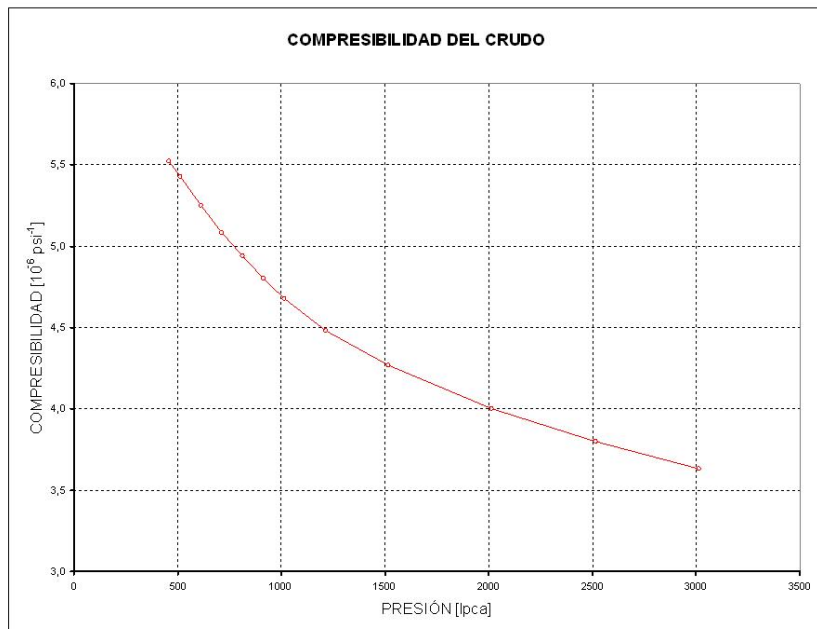


Gráfico 14: Compresibilidad del Petróleo (PVT Utilizado)

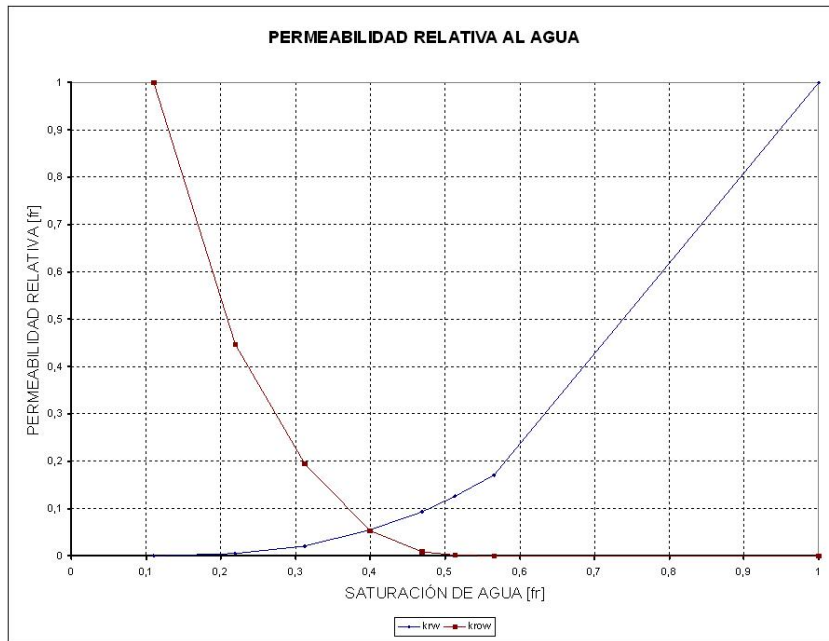


Gráfico 15: Permeabilidad Relativa al Agua

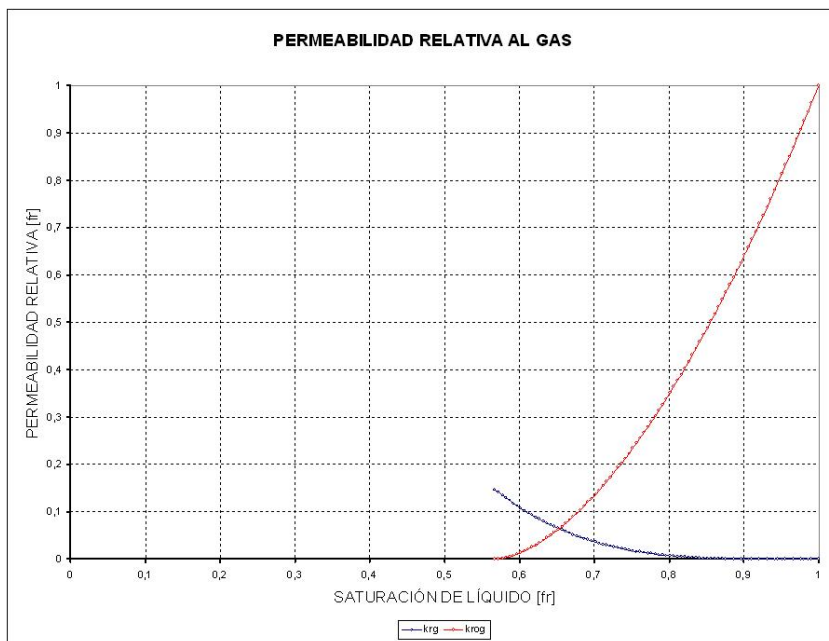


Gráfico 16: Permeabilidad Relativa el Gas

APÉNDICE C

EVALUACIÓN PETROFÍSICA POR POZO Y COMPARACIÓN CON LAS PRUEBAS ESTADÍSTICAS REALIZADAS

Tabla 29: Evaluación Petrofísica por Pozo (189 Pozos)

POZO	h [ft]	k [mD]	ϕ [fr.]	S _w [fr.]	V _{SHALE} [fr.]
MFB0001	30,5	7325,8	0,3169	0,1848	0,0319
MFB0003	114,5	5923,7	0,3083	0,1650	0,0439
MFB0006	49,5	7053,0	0,2907	0,3329	0,0477
MFB0012	37,0	11378,0	0,3295	0,2129	0,0286
MFB0014	26,5	7538,3	0,2986	0,2298	0,0464
MFB0015	73,7	4273,4	0,2661	0,0947	0,0815
MFB0018	6,0	6980,0	0,2945	0,4281	0,1694
MFB0022	13,5	14197,7	0,3375	0,2151	0,0667
MFB0023	25,0	6202,4	0,3150	0,2160	0,0099
MFB0024	12,5	3560,8	0,2504	0,2344	0,1120
MFB0030	9,0	24434,6	0,3582	0,2123	0,0199
MFB0033	105,5	5901,4	0,2599	0,3041	0,0737
MFB0035	11,0	6334,0	0,2760	0,3058	0,0930
MFB0039	1,5	827,1	0,2548	0,3062	0,1608
MFB0040	28,5	4380,0	0,2979	0,2166	0,0247
MFB0041	56,5	8025,4	0,3132	0,2280	0,0459
MFB0043	15,0	5577,5	0,2990	0,2537	0,0369
MFB0044	13,0	7268,1	0,3158	0,2681	0,0197
MFB0047	23,0	3979,3	0,2977	0,2338	0,0325
MFB0052	19,0	6325,6	0,2697	0,3723	0,1342
MFB0053	20,2	6718,0	0,2773	0,1317	0,1203
MFB0054	111,0	7210,7	0,2932	0,0592	0,0622
MFB0058	6,0	24619,4	0,3587	0,2971	0,0155
MFB0062	14,5	5154,2	0,2968	0,2097	0,0581
MFB0065	8,5	7087,3	0,3173	0,2584	0,0693
MFB0074	10,5	5731,3	0,3101	0,2865	0,0585

MFB0084	2,5	25940,8	0,3605	0,3064	0,0205
MFB0087	15,5	2188,8	0,2756	0,2204	0,1504
MFB0090	42,0	7500,4	0,2986	0,1651	0,0435
MFB0091	72,8	9098,9	0,1708	0,0669	0,0501
MFB0094	55,5	6646,1	0,3052	0,1809	0,0453
MFB0096	45,0	5946,0	0,3074	0,1865	0,0768
MFB0097	37,0	5474,3	0,3085	0,2042	0,0387
MFB0099	5,5	1078,4	0,2623	0,2913	0,0143
MFB0103	108,1	6942,2	0,2808	0,0658	0,1010
MFB0104	40,0	5244,0	0,2429	0,1147	0,1378
MFB0106	50,5	5713,8	0,1979	0,1109	0,1266
MFB0108	121,8	8340,2	0,2078	0,0653	0,0405
MFB0111	70,0	5371,1	0,1606	0,0937	0,0561
MFB0112	112,5	8005,7	0,3142	0,1320	0,0288
MFB0115	54,5	3562,0	0,2901	0,1213	0,0228
MFB0116	79,0	6804,8	0,2849	0,4482	0,0222
MFB0118	77,0	5648,0	0,3051	0,2066	0,0636
MFB0121	5,5	3135,1	0,2921	0,2828	0,0405
MFB0122	51,0	14976,3	0,3403	0,1796	0,0588
MFB0131	41,5	9170,0	0,3213	0,1893	0,0319
MFB0133	54,5	10835,7	0,3297	0,2293	0,0454
MFB0135	62,5	5164,6	0,3047	0,2489	0,0266
MFB0136	84,5	11800,0	0,3249	0,1809	0,0406
MFB0138	83,0	3042,2	0,2899	0,0702	0,0204
MFB0141	114,0	6762,5	0,2811	0,0476	0,0878
MFB0142	87,2	6519,5	0,2606	0,0964	0,0766
MFB0152	11,5	6719,8	0,3173	0,2285	0,0112
MFB0153	107,7	7581,7	0,1172	0,0440	0,0419

MFB0156	80,0	6713,4	0,3135	0,1176	0,0232
MFB0157	64,5	5202,3	0,3006	0,2237	0,0695
MFB0158	63,0	18777,5	0,3482	0,1196	0,0420
MFB0159	85,0	8415,5	0,3164	0,0646	0,0598
MFB0163	15,5	5591,7	0,1909	0,4191	0,0682
MFB0176	39,3	7013,1	0,2876	0,1003	0,0442
MFB0185	33,8	6868,8	0,0949	0,1000	0,0162
MFB0186	47,9	7285,0	0,2960	0,2067	0,0268
MFB0189	133,8	7481,3	0,2802	0,0726	0,0484
MFB0198	54,0	2556,9	0,2806	0,1785	0,0476
MFB0199	55,0	4182,0	0,2941	0,2073	0,0408
MFB0200	95,5	3931,5	0,2938	0,1943	0,0455
MFB0203	41,5	7693,7	0,3143	0,1571	0,0254
MFB0205	33,5	7319,6	0,2924	0,2238	0,0471
MFB0208	11,5	2338,5	0,1625	0,2648	0,1646
MFB0210	82,5	5837,4	0,2609	0,0819	0,1125
MFB0212	75,5	7763,6	0,2593	0,1127	0,0773
MFB0213	83,0	7203,1	0,3101	0,1763	0,0587
MFB0214	98,0	12490,4	0,3330	0,1026	0,0263
MFB0216	72,0	10570,3	0,3237	0,1764	0,0439
MFB0217	121,0	12505,0	0,3275	0,1299	0,0350
MFB0218	45,6	5239,3	0,0830	0,1591	0,0452
MFB0219	91,0	10517,5	0,3089	0,1617	0,0208
MFB0220	86,0	11355,4	0,3289	0,1417	0,0446
MFB0221	2,7	587,3	0,0782	0,3237	0,2133
MFB0222	102,5	2743,2	0,2843	0,1721	0,0473
MFB0223	78,7	7378,4	0,2905	0,0390	0,0637
MFB0225	95,5	4914,2	0,3036	0,2088	0,0571

MFB0226	97,0	7469,5	0,2996	0,0592	0,0450
MFB0227	125,0	7959,5	0,3108	0,1293	0,0449
MFB0228	60,5	6555,2	0,3096	0,1535	0,0216
MFB0229	91,0	8775,8	0,3161	0,1950	0,0434
MFB0230	65,3	5626,5	0,2572	0,1355	0,1001
MFB0231	109,0	10951,5	0,3185	0,1790	0,0392
MFB0232	70,0	6931,2	0,3056	0,1849	0,0466
MFB0233	89,0	4992,8	0,3014	0,1589	0,0605
MFB0234	101,4	6229,5	0,2284	0,0516	0,0804
MFB0235	86,0	5151,7	0,3060	0,1932	0,0304
MFB0236	149,4	7432,1	0,1156	0,0661	0,0361
MFB0237	84,0	6507,4	0,3119	0,1330	0,0286
MFB0239	77,0	15386,4	0,3416	0,1471	0,0475
MFB0240	92,5	12186,8	0,3308	0,1946	0,0472
MFB0241	88,5	7302,7	0,3127	0,1568	0,0584
MFB0242	84,0	3996,8	0,2974	0,1886	0,0321
MFB0243	157,9	7530,0	0,2744	0,1224	0,0332
MFB0244	105,0	6385,1	0,3096	0,1518	0,0375
MFB0246	107,0	7647,8	0,3155	0,1490	0,0225
MFB0248	105,5	4925,9	0,2964	0,1527	0,0528
MFB0249	82,5	10551,1	0,3207	0,1406	0,0323
MFB0250	96,0	6017,6	0,3094	0,1101	0,0299
MFB0251	91,5	7103,2	0,2923	0,1179	0,0667
MFB0252	88,5	8801,9	0,3188	0,2205	0,0341
MFB0253	52,0	6059,0	0,2132	0,1661	0,0832
MFB0255	91,0	4737,2	0,2999	0,1746	0,0334
MFB0258	132,7	6687,9	0,2390	0,0506	0,0867
MFB0260	23,5	5255,9	0,2477	0,1498	0,1147

MFB0261	76,6	6981,3	0,2353	0,1732	0,0413
MFB0262	36,0	7263,9	0,3174	0,1814	0,0382
MFB0263	16,0	5392,7	0,3094	0,2036	0,0193
MFB0264	93,0	6667,3	0,2799	0,0351	0,1119
MFB0265	104,6	7416,1	0,2765	0,0512	0,0823
MFB0266	56,8	5658,7	0,2609	0,1443	0,0656
MFB0267	36,0	3442,0	0,2928	0,1433	0,0180
MFB0268	82,0	6696,5	0,3093	0,1434	0,0255
MFB0269	102,0	1949,5	0,2763	0,2320	0,0465
MFB0270	70,5	9573,3	0,3252	0,1734	0,0402
MFB0271	68,5	11189,5	0,3267	0,1335	0,0461
MFB0272	81,0	11924,9	0,3295	0,1420	0,0402
MFB0273	81,5	6023,1	0,3079	0,1740	0,0351
MFB0274	98,5	4881,4	0,2975	0,1290	0,0547
MFB0275	113,5	15603,2	0,3370	0,1552	0,0453
MFB0276	28,5	1824,2	0,2710	0,1947	0,0267
MFB0277	47,5	11107,7	0,3226	0,1605	0,0552
MFB0278	99,5	14371,2	0,3314	0,1690	0,0333
MFB0279	105,5	4834,8	0,3011	0,1489	0,0331
MFB0280	52,5	4805,2	0,2995	0,2145	0,0656
MFB0281	71,5	4348,8	0,3015	0,2023	0,0428
MFB0282	71,0	1490,2	0,2687	0,1399	0,0413
MFB0283	71,6	6633,7	0,3104	0,1767	0,0346
MFB0284	60,0	4511,1	0,3018	0,2130	0,0532
MFB0285	79,0	8190,0	0,3159	0,1624	0,0419
MFB0286	80,5	10272,8	0,3258	0,0989	0,0545
MFB0292	44,3	7489,9	0,2093	0,0863	0,0508
MFB0299	43,5	3065,8	0,2875	0,1398	0,0463

MFB0302	77,3	7758,6	0,2259	0,1152	0,0239
MFB0308	141,6	4753,0	0,2387	0,0420	0,1019
MFB0313	94,8	7630,9	0,1899	0,0395	0,0586
MFB0314	97,2	7262,7	0,2246	0,0427	0,0626
MFB0315	113,7	6892,7	0,2269	0,0886	0,0509
MFB0316	124,6	6831,3	0,2654	0,0397	0,0595
MFB0317	138,4	8840,9	0,2327	0,0580	0,0336
MFB0318	120,9	7091,4	0,2032	0,0965	0,0316
MFB0319	140,0	6861,3	0,2324	0,0215	0,0996
MFB0320	108,9	6007,4	0,1586	0,0736	0,0604
MFB0322	153,4	6628,8	0,2204	0,0563	0,0643
MFB0323	59,5	6467,5	0,2765	0,0950	0,1083
MFB0324	109,7	7113,0	0,1868	0,0821	0,0435
MFB0325	33,3	6055,5	0,2588	0,1498	0,1410
MFB0327	64,3	3204,8	0,0775	0,1521	0,0748
MFB0328	111,1	6170,5	0,2470	0,0742	0,1140
MFB0331	88,6	5321,6	0,0747	0,0116	0,0426
MFB0332	77,4	5226,8	0,2330	0,0653	0,1353
MFB0333	91,8	6776,7	0,0778	0,0845	0,0355
MFB0341	109,7	4732,4	0,2213	0,0670	0,1516
MFB0342	110,7	4437,1	0,2141	0,0523	0,1185
MFB0343	95,8	8075,6	0,2725	0,1038	0,0834
MFB0344	108,0	5469,3	0,1297	0,0868	0,0721
MFB0345	132,3	6853,0	0,2836	0,0976	0,0522
MFB0347	71,5	2580,5	0,0493	0,0655	0,0615
MFB0348	147,2	6511,0	0,2035	0,0455	0,0724
MFB0350	130,6	5435,2	0,1925	0,0900	0,0773
MFB0351	67,4	6032,5	0,1766	0,1284	0,0552

MFB0352	88,5	7044,8	0,2917	0,1040	0,0627
MFB0353	114,6	6282,1	0,2299	0,0677	0,0854
MFB0354	97,5	7180,4	0,2938	0,0844	0,0546
MFB0355	120,9	7874,4	0,3058	0,0729	0,0907
MFB0358	93,0	6823,9	0,2861	0,0865	0,0650
MFB0359	114,0	7199,6	0,2949	0,0598	0,0553
MFB0360	106,5	7143,6	0,2940	0,0591	0,0446
MFB0362	56,0	1741,8	0,1372	0,1028	0,2220
MFB0363	68,8	5060,9	0,1753	0,0859	0,1004
MFB0366	91,5	5304,9	0,1939	0,1188	0,1195
MFB0368	139,6	7787,3	0,2318	0,0823	0,0325
MFB0369	55,7	5665,8	0,1693	0,0534	0,0912
MFB0370	85,0	5489,7	0,2537	0,0726	0,1349
MFB0381	130,1	6392,5	0,2271	0,0584	0,0785
MFB0384	117,8	5862,2	0,1976	0,0676	0,0773
MFB0387	60,4	5484,2	0,0206	0,0592	0,0112
MFB0392	75,9	7247,2	0,1855	0,1938	0,0404
MFB0400	88,0	7916,9	0,3086	0,0511	0,1018
MFB0426	32,0	7415,3	0,1922	0,0486	0,1224
MFB0542	57,2	6014,0	0,2420	0,1311	0,1268
MFB0543	11,5	3580,8	0,2975	0,2552	0,0154
MFB0598	49,5	7684,0	0,3011	0,0568	0,0846
MFB0624	104,5	13971,0	0,3328	0,1313	0,0413

Tabla 30: Resultados de la Evaluación Petrofísica Original

	PROMEDIOS	MÁXIMO	MÍNIMO	DES. EST.
POROSIDAD	0,2677	0,3605	0,0206	0,0649
ESPEJOR	73,4	157,9	1,5	37,4
PERMEABILIDAD	7056,4	25940,8	587,3	3599,8
ARCILLOSIDAD	0,0604	0,2220	0,0099	0,0375
SAT. DE AGUA	0,1495	0,4482	0,0116	0,0375

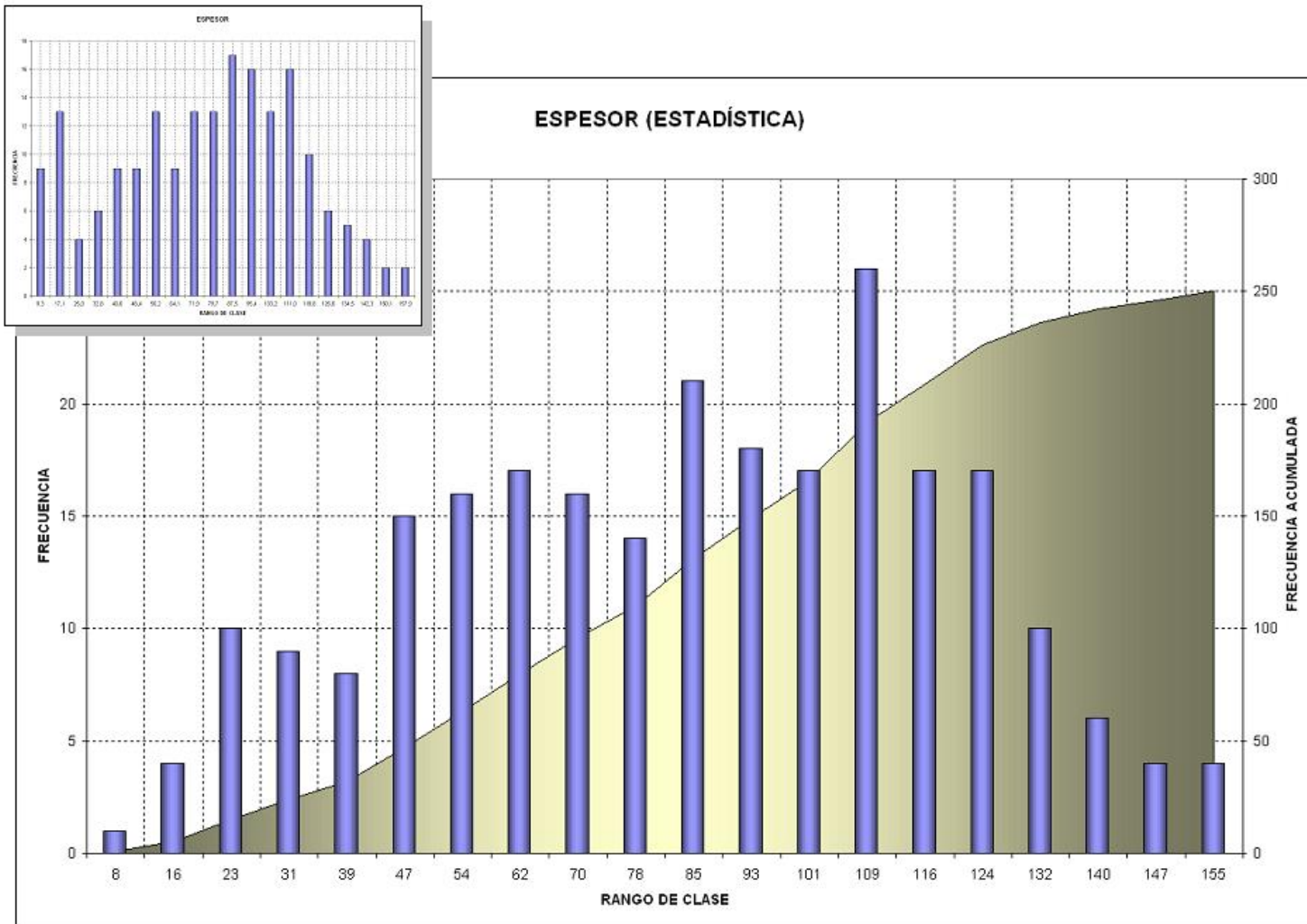


Gráfico 17: Resultados de la comparación estadística (Espesor)

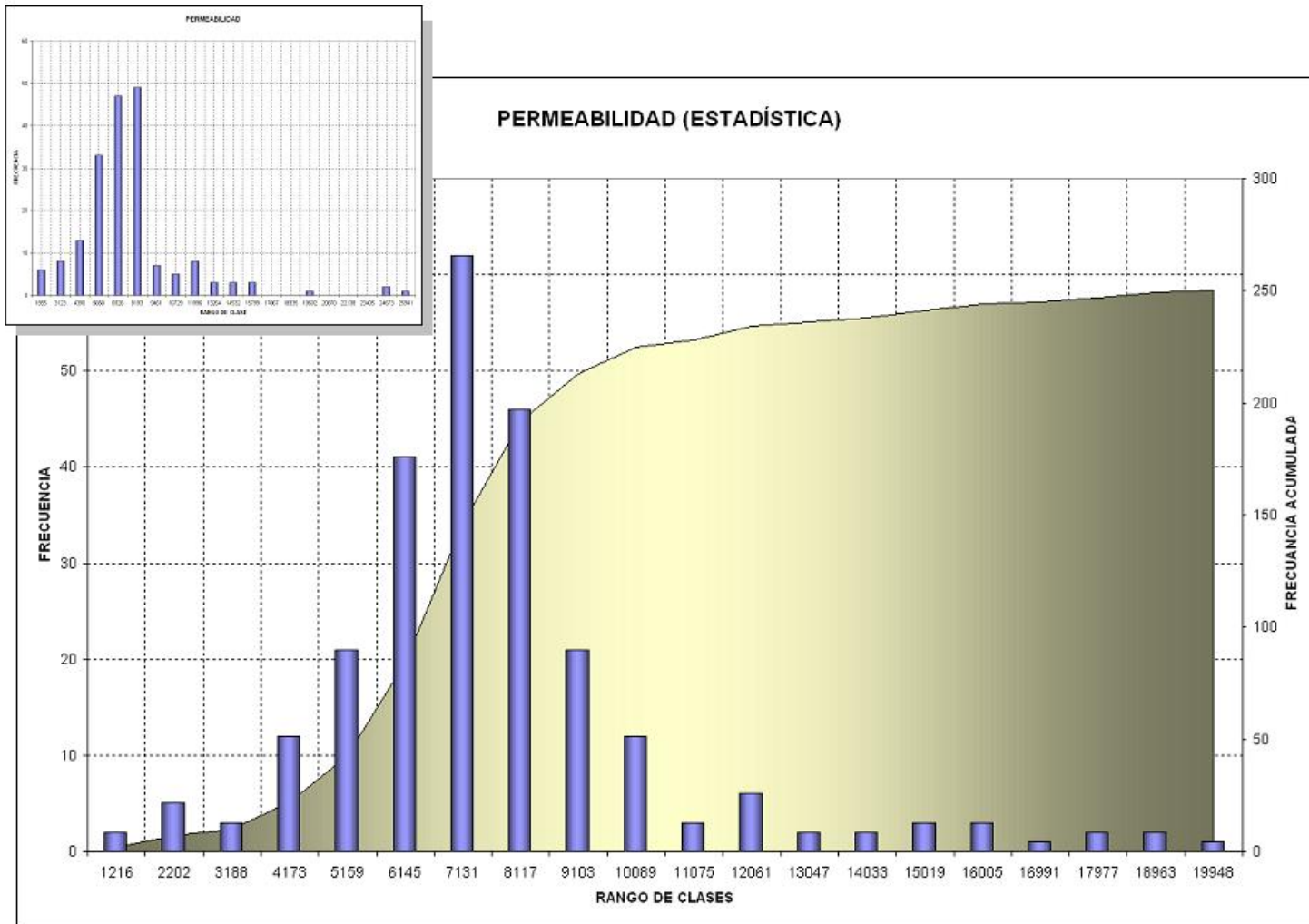


Gráfico 18: Resultados de la comparación estadística (Permeabilidad)

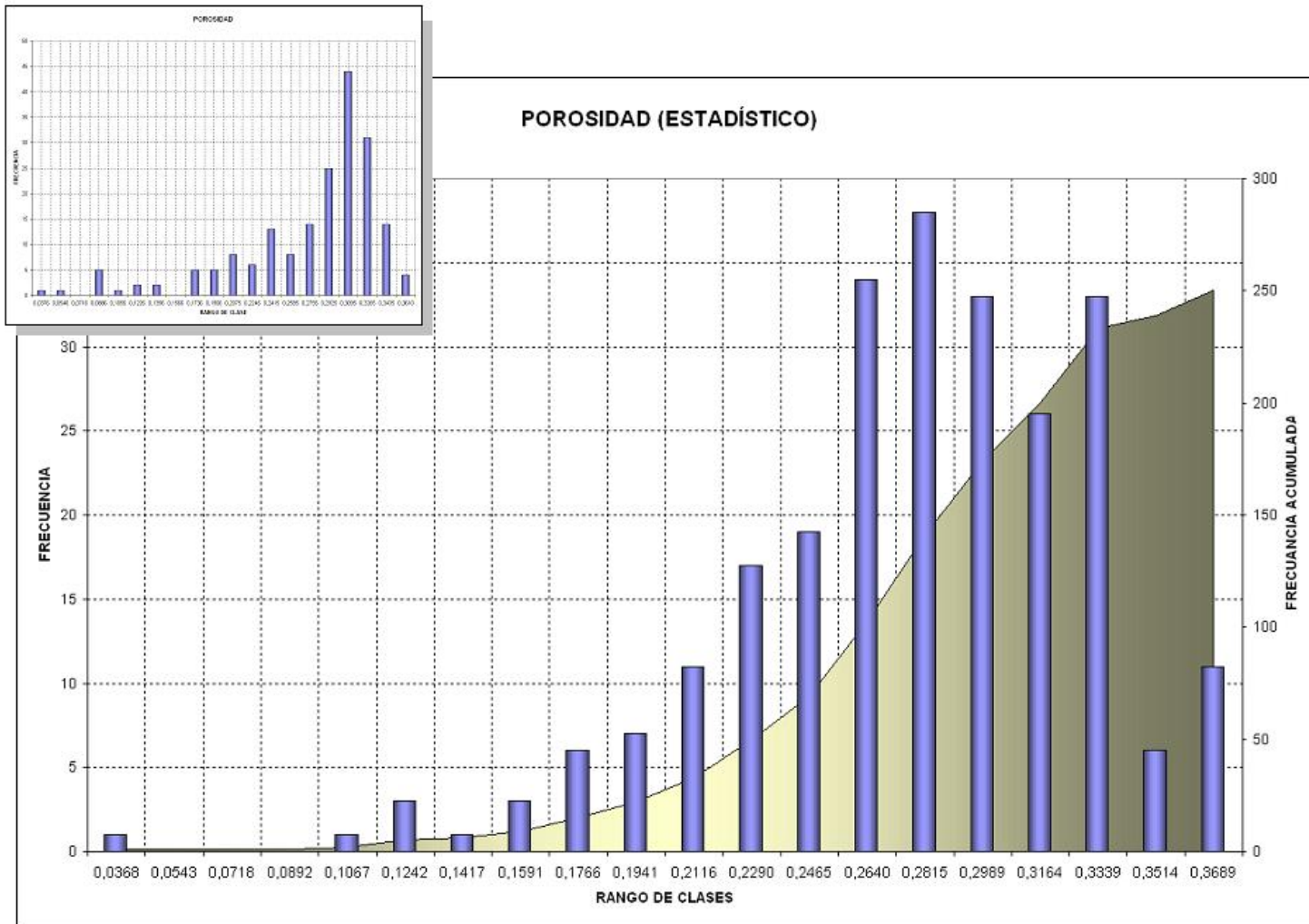


Gráfico 19: Resultados de la comparación estadística (Porosidad)

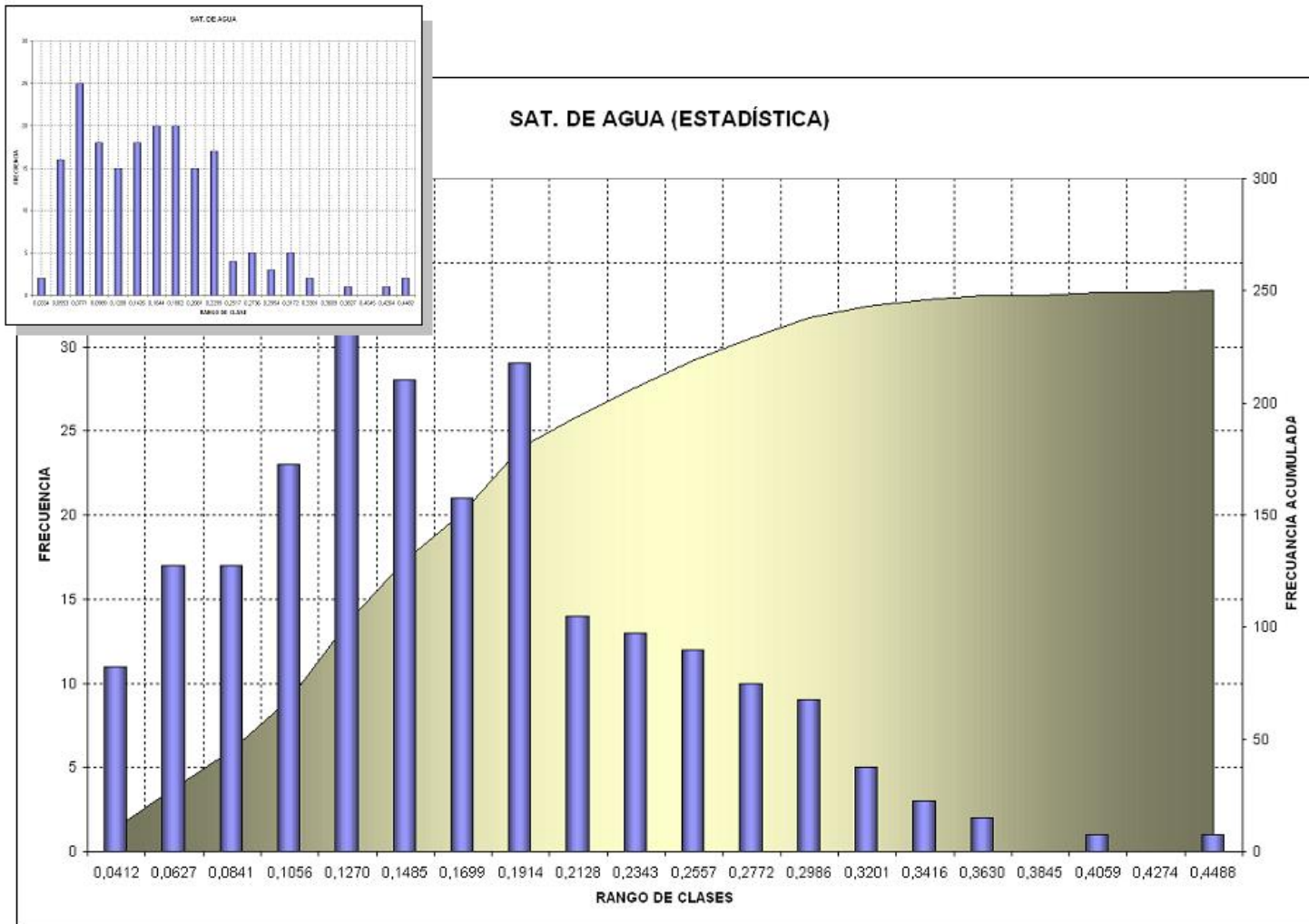


Gráfico 20: Resultados de la comparación estadística (Saturación de Agua)

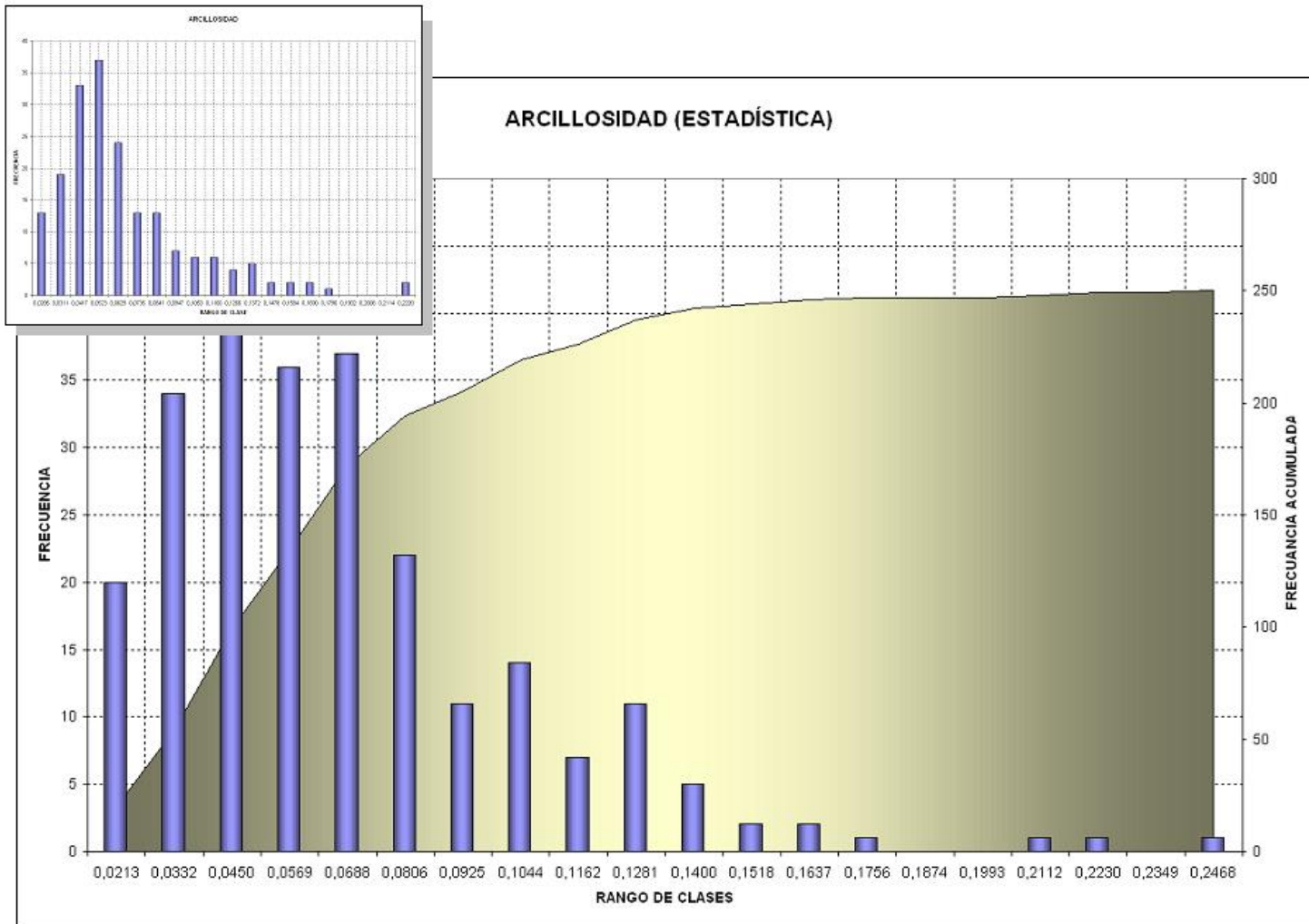


Gráfico 21: Resultados de la comparación estadística (Arcillosidad)

APÉNDICE D

PRODUCCIÓN ACUMULADA REAL DEL POZO MFB-0433 Y
RESULTADOS DEL COTEJO DEL POZO MFB-0433

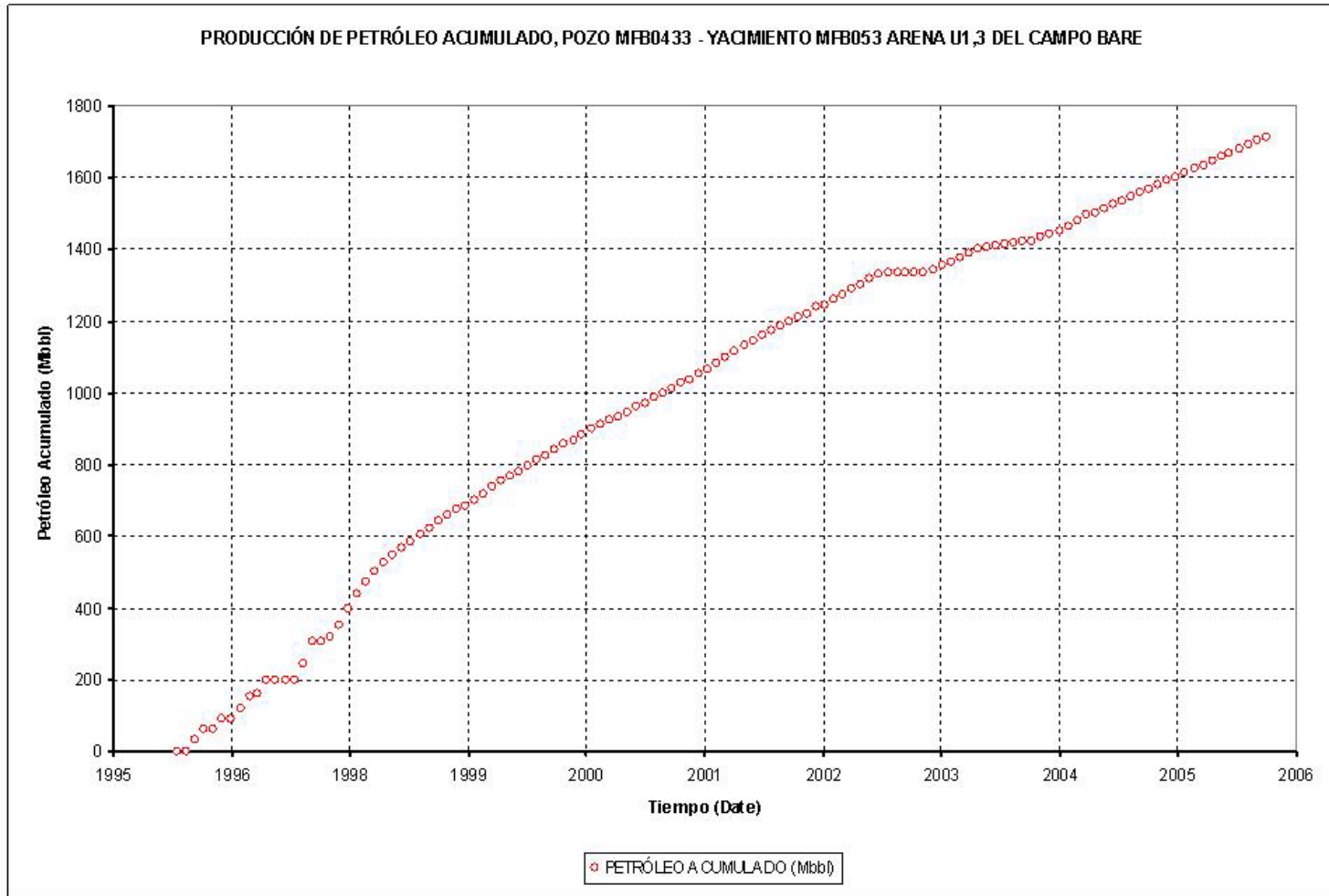


Gráfico 22: Producción Acumulada de Petróleo, Pozo MFB-0433

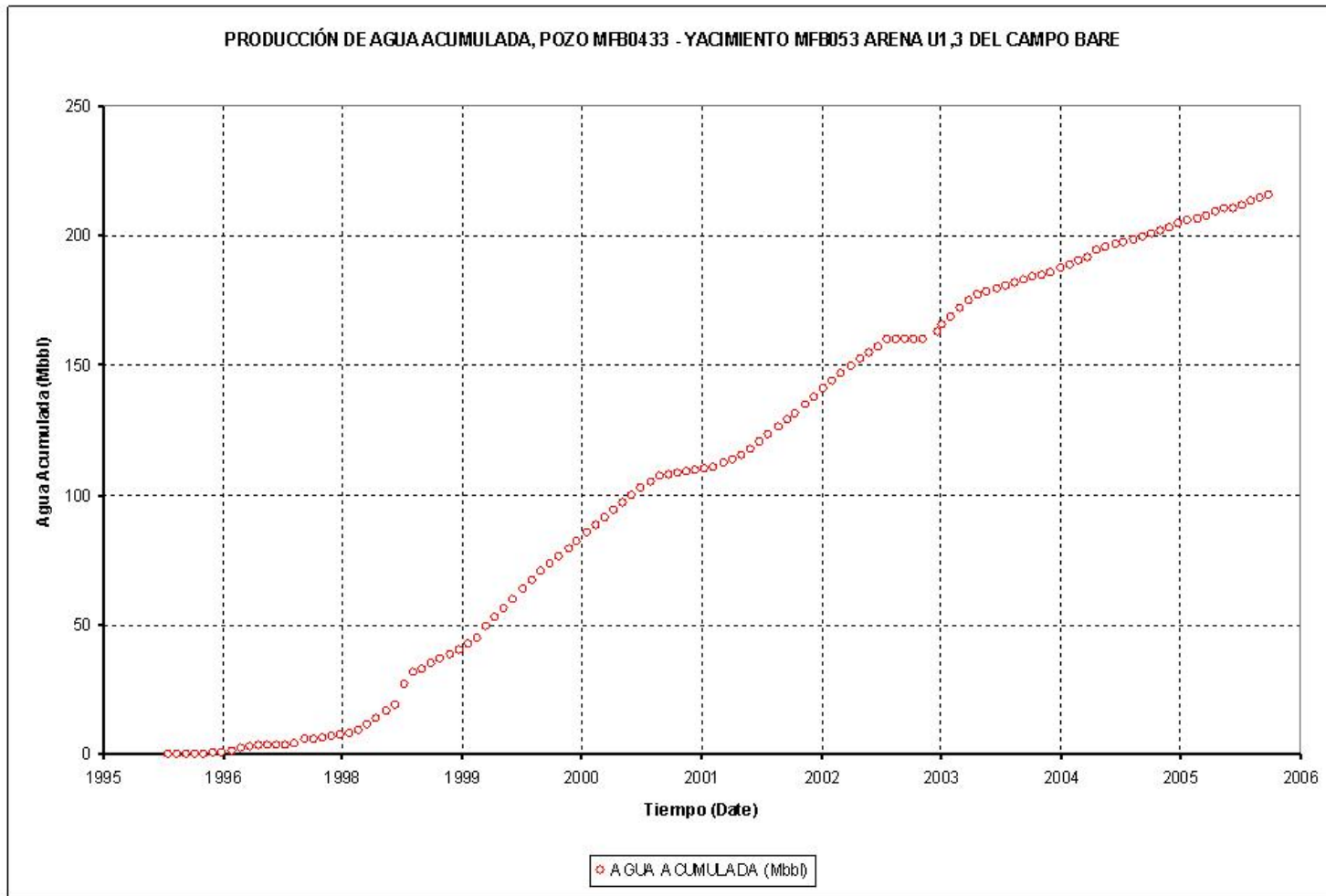


Gráfico 23: Producción Acumulada de Agua, Pozo MFB-0433

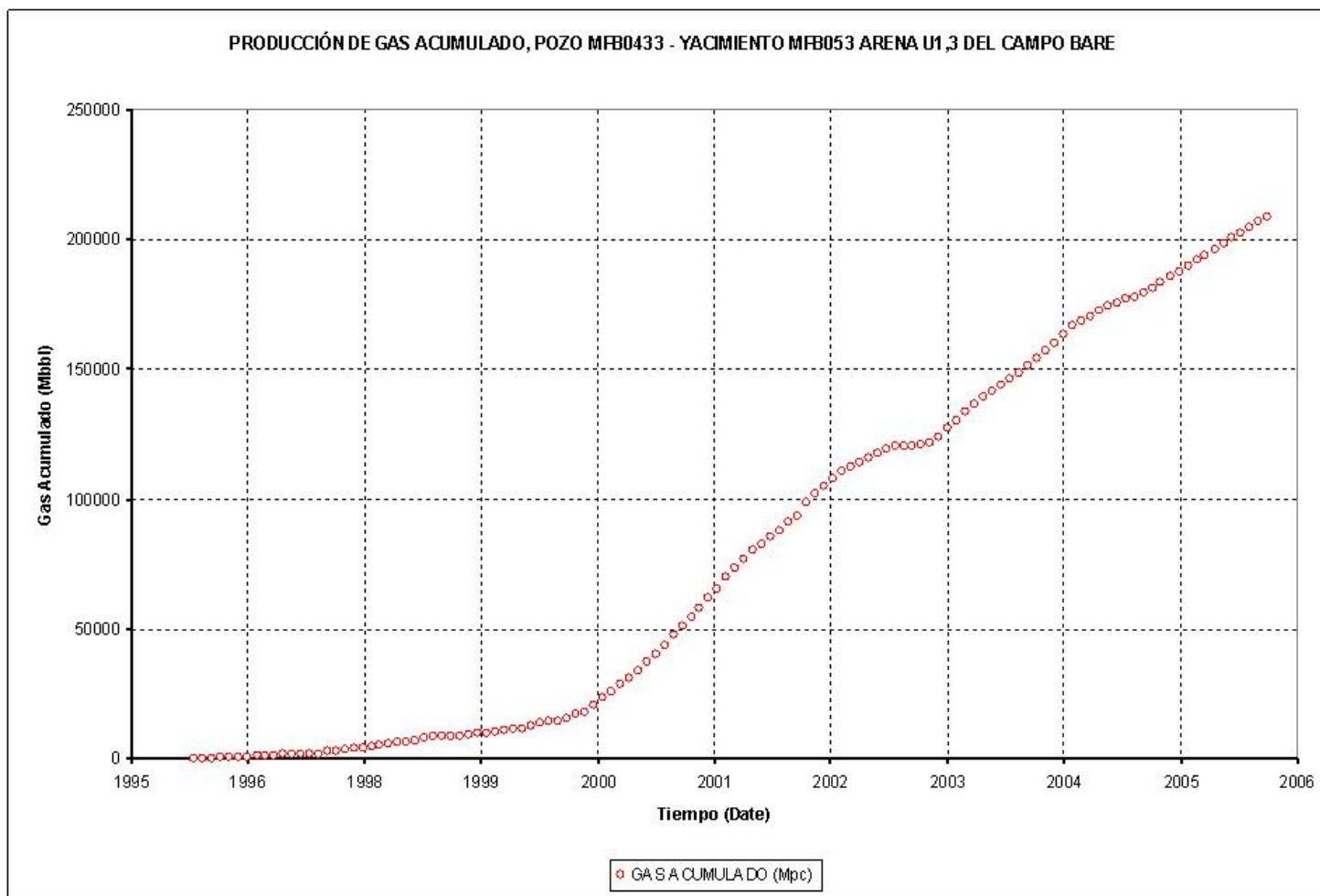


Gráfico 24: Producción Acumulada de Gas, Pozo MFB-0433

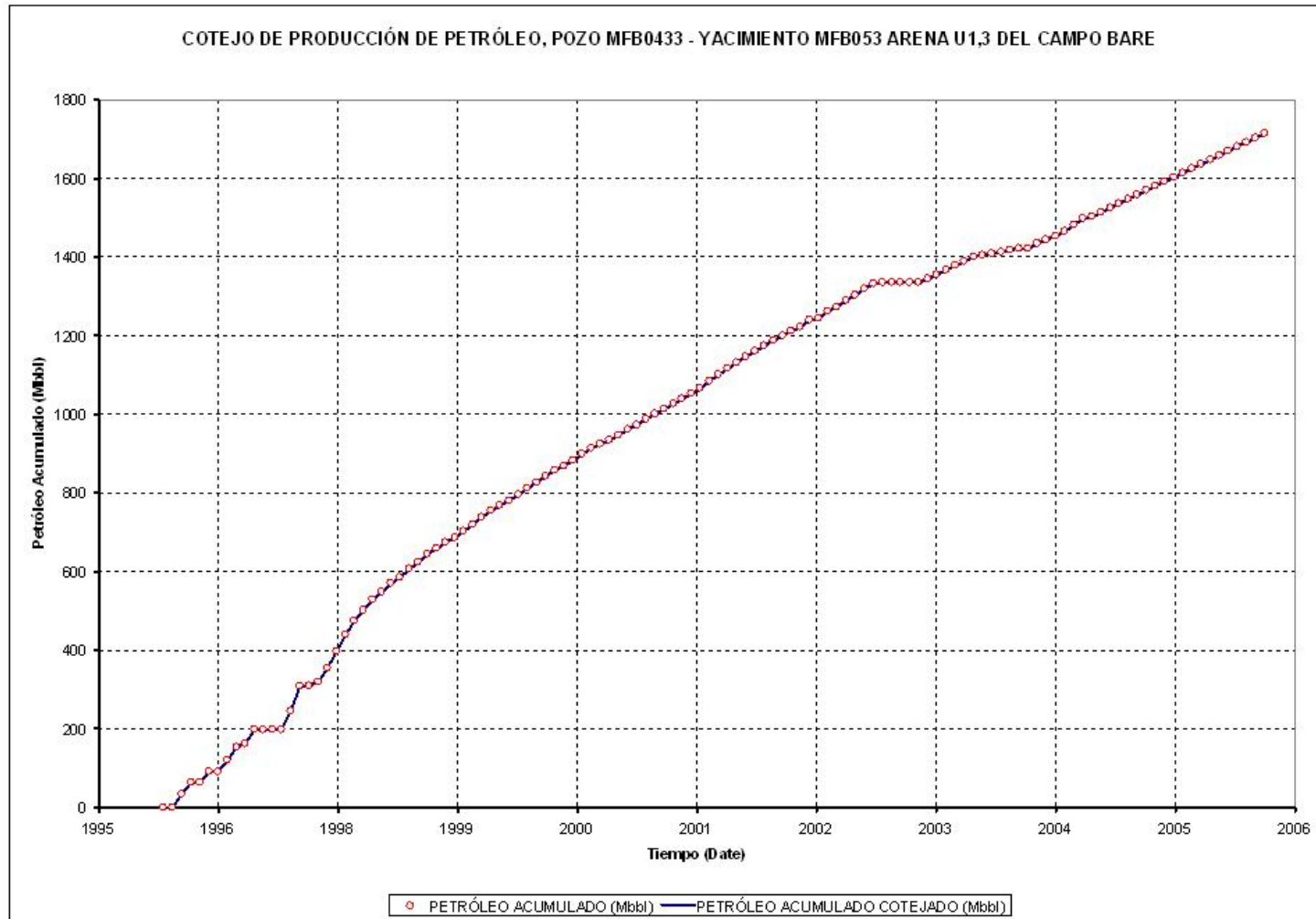


Gráfico 25: Cotejo de producción acumulada de petróleo, Pozo MFB-0433

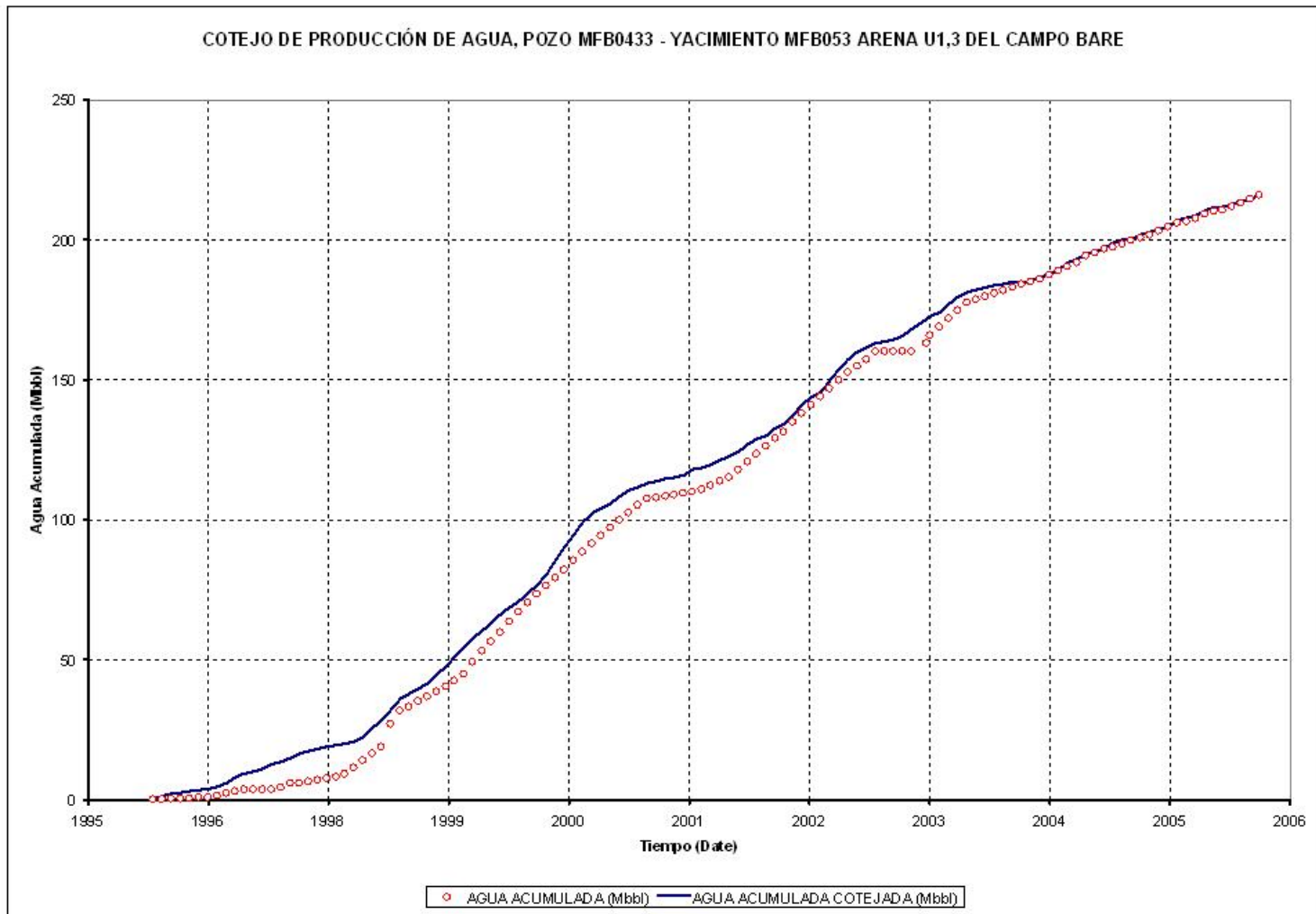


Gráfico 26: Cotejo de producción acumulada de agua, Pozo MFB-0433

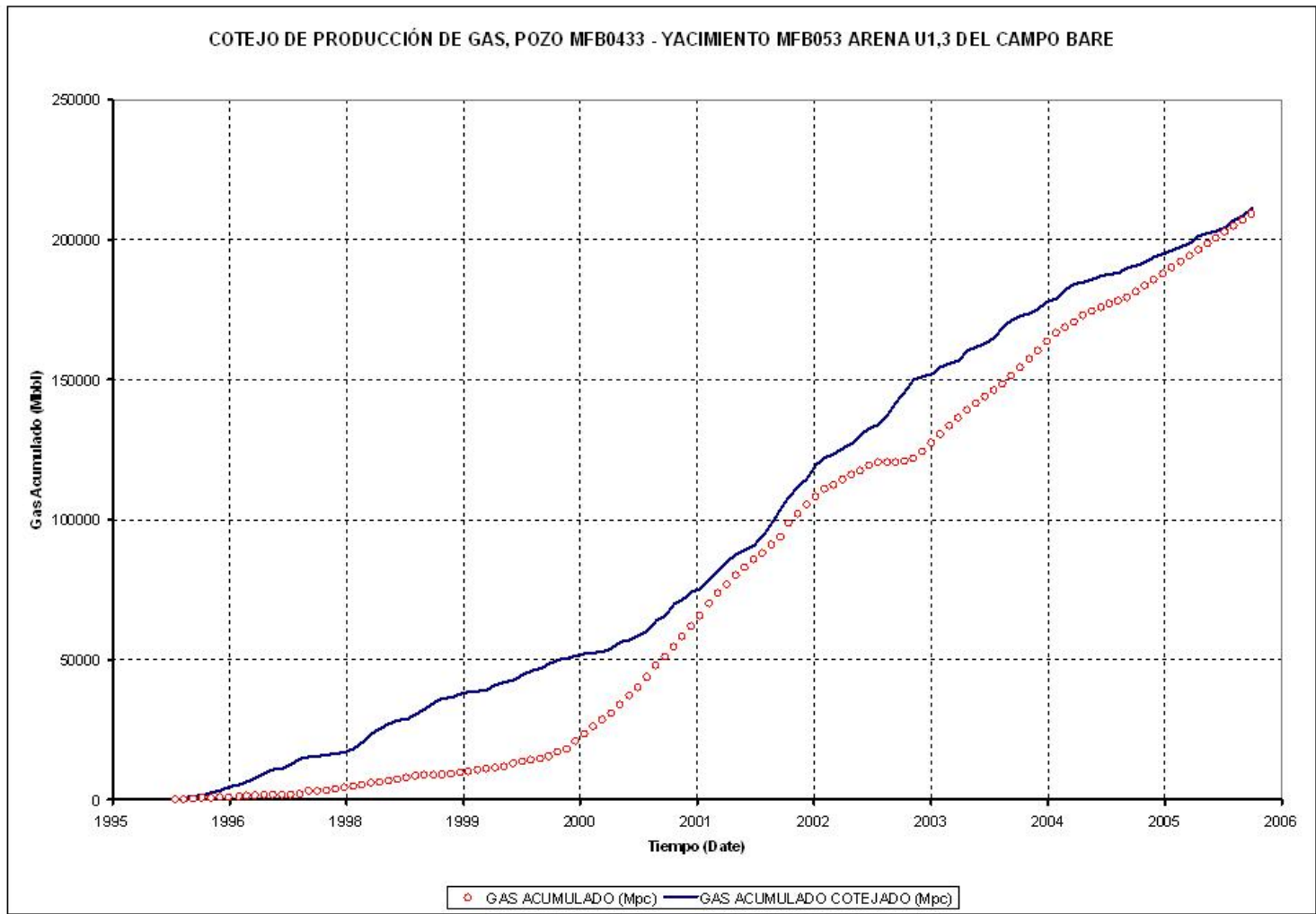


Gráfico 27: Cotejo de producción acumulada de gas, Pozo MFB-0433

APÉNDICE E

GRÁFICAS DE RESULTADOS (CASO MODELO) Y MODELO DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

Presión de Yacimiento = 650 lpc.

Presión de fondo fluyente = 400 lpc.

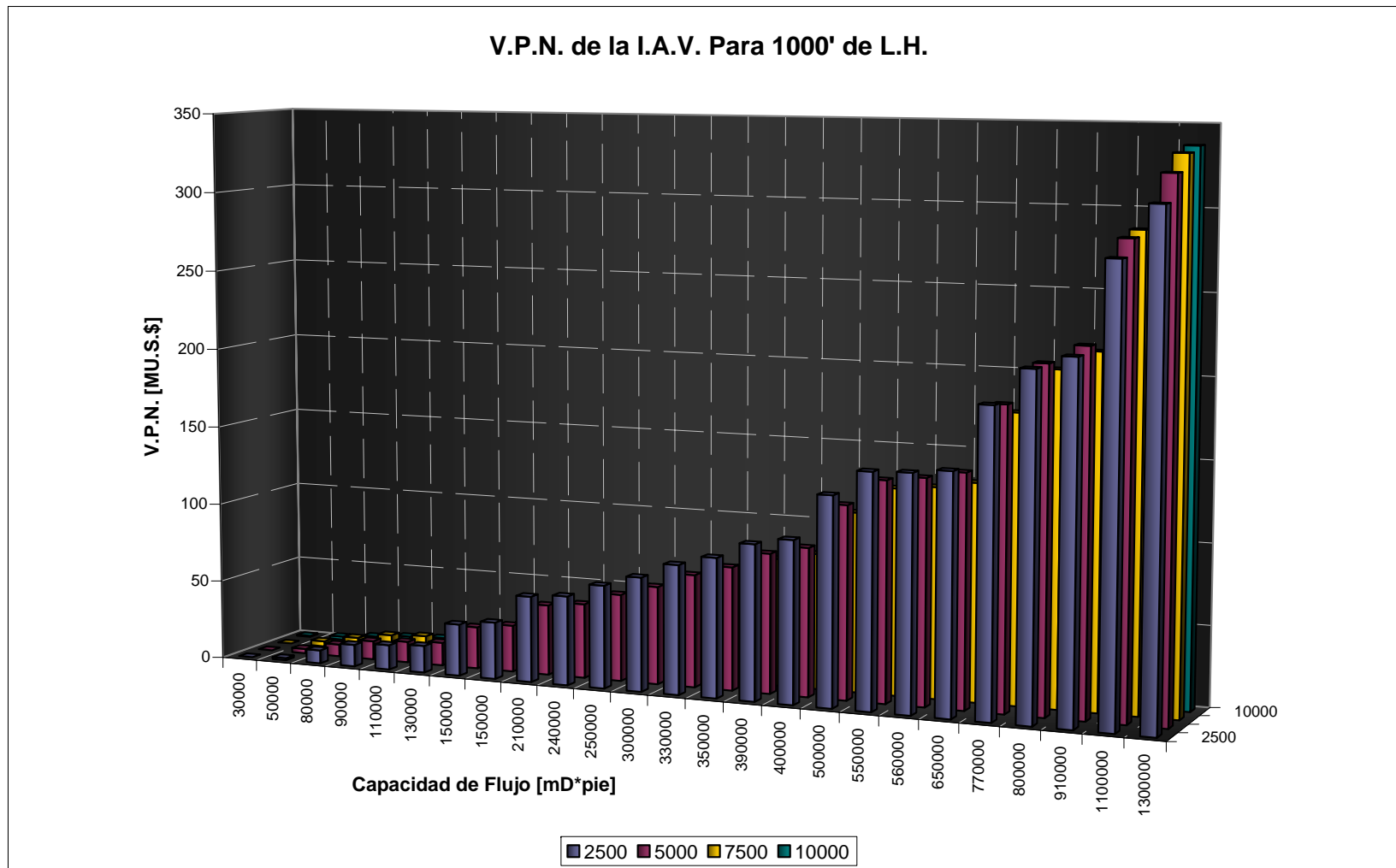


Gráfico 28: VPN de la I.A.V. para una Longitud Horizontal de 1000' (Caso Modelo de Resultados)

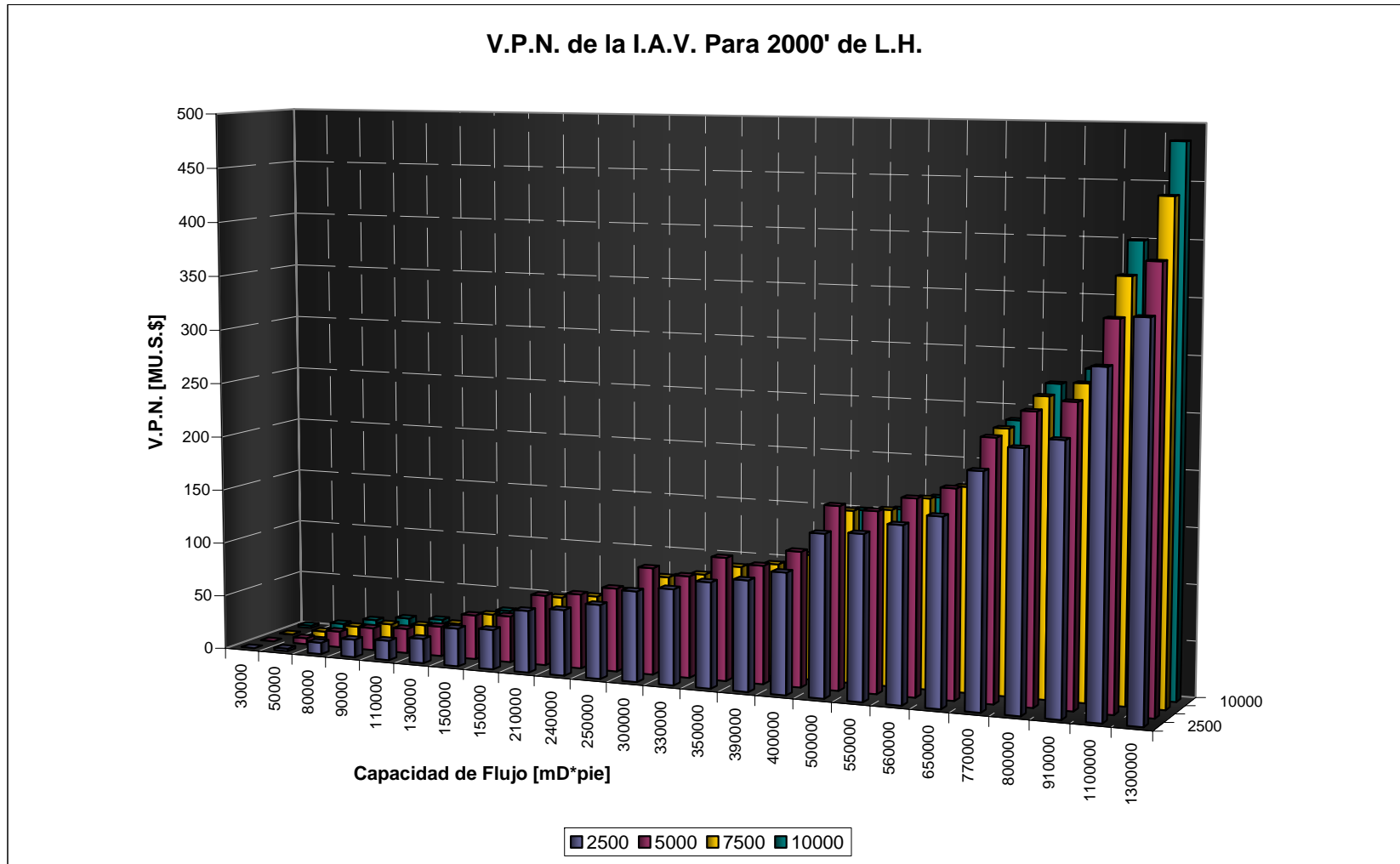


Gráfico 29: VPN de la I.A.V. para una Longitud Horizontal de 2000' (Caso Modelo de Resultados)

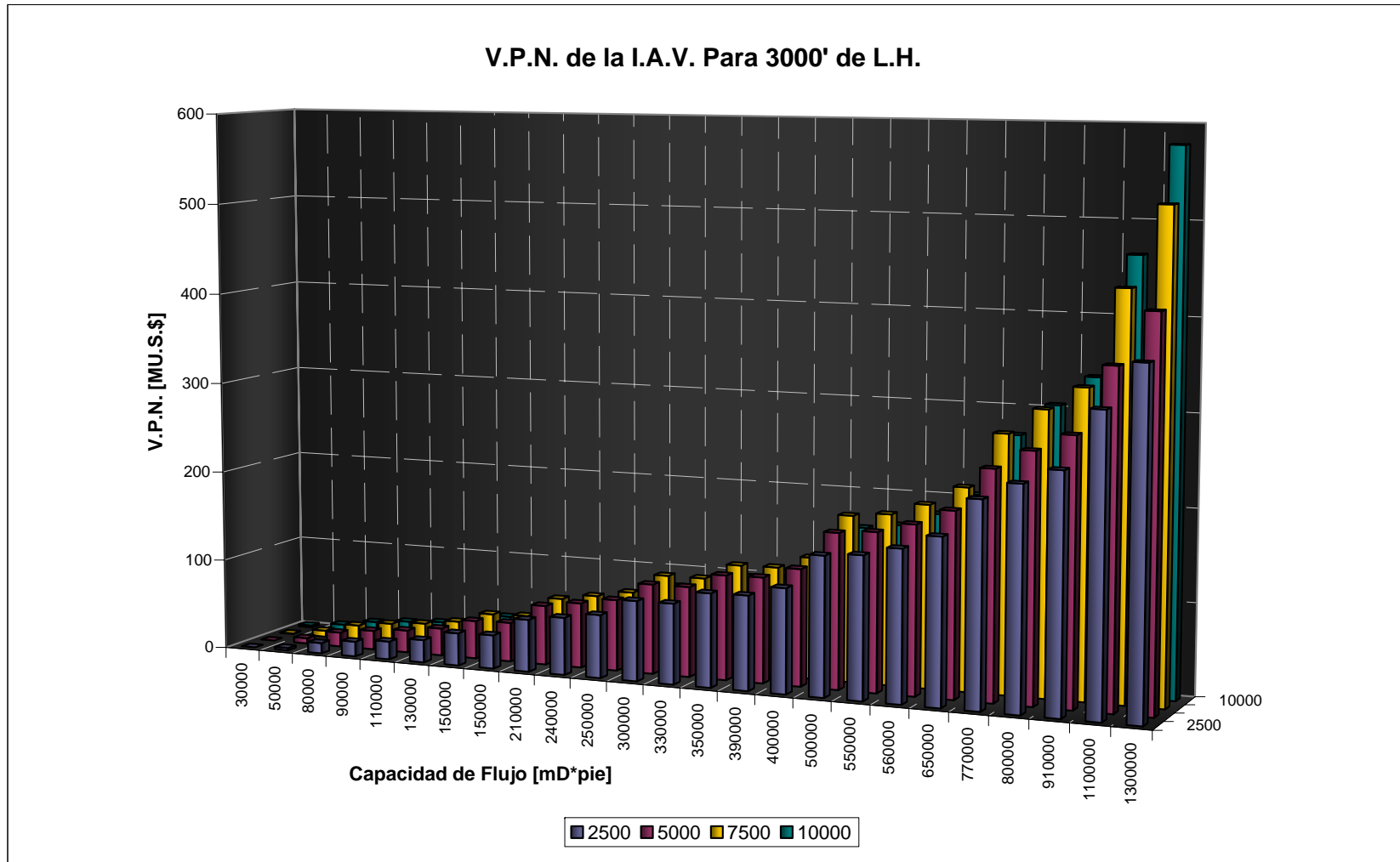


Gráfico 30: VPN de la I.A.V. para una Longitud Horizontal de 3000' (Caso Modelo de Resultados)

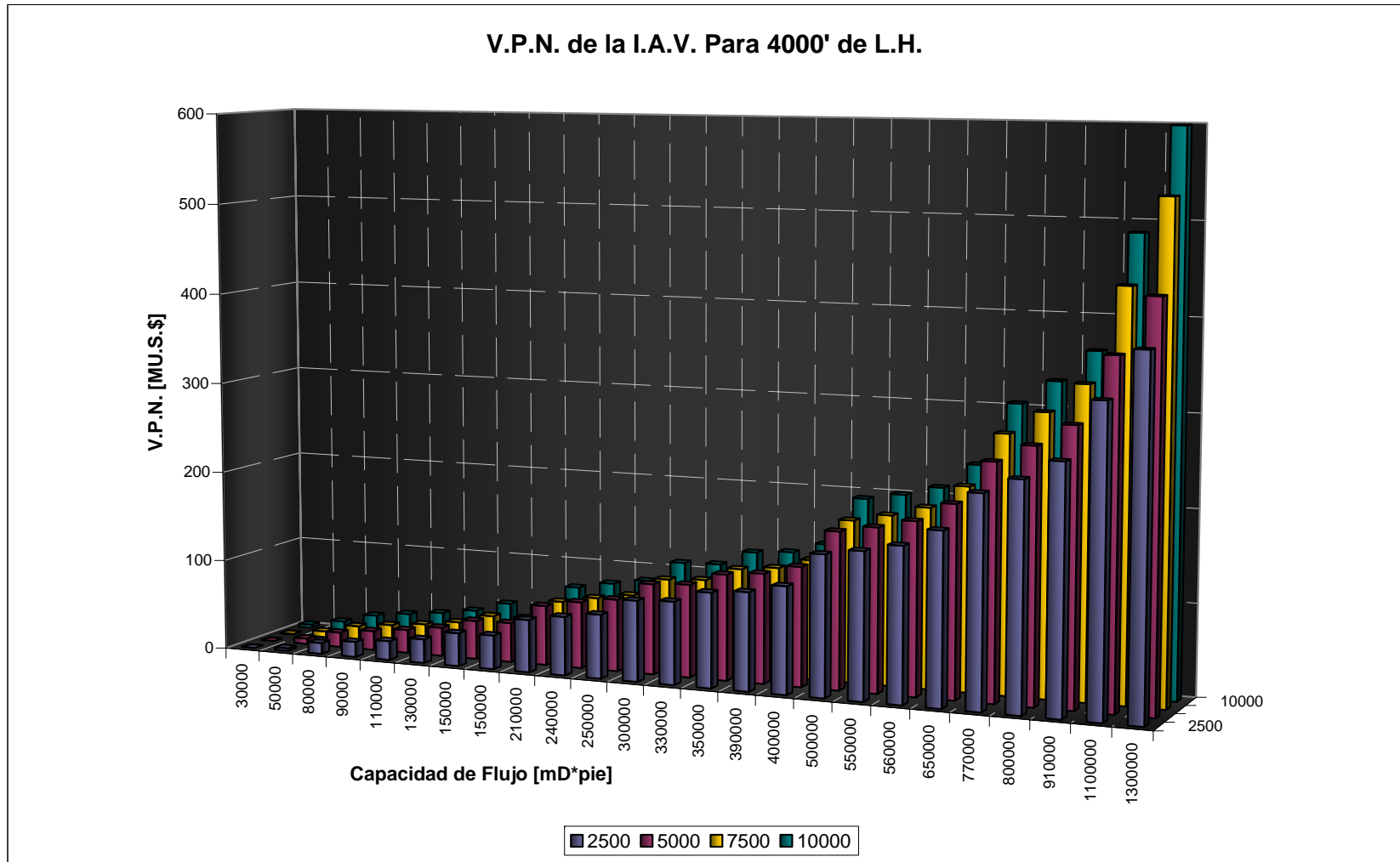


Gráfico 31: VPN de la I.A.V. para una Longitud Horizontal de 4000' (Caso Modelo de Resultados)

Gráfico VPN/VAP Vs. VAP/ESP (1000' L.H.)

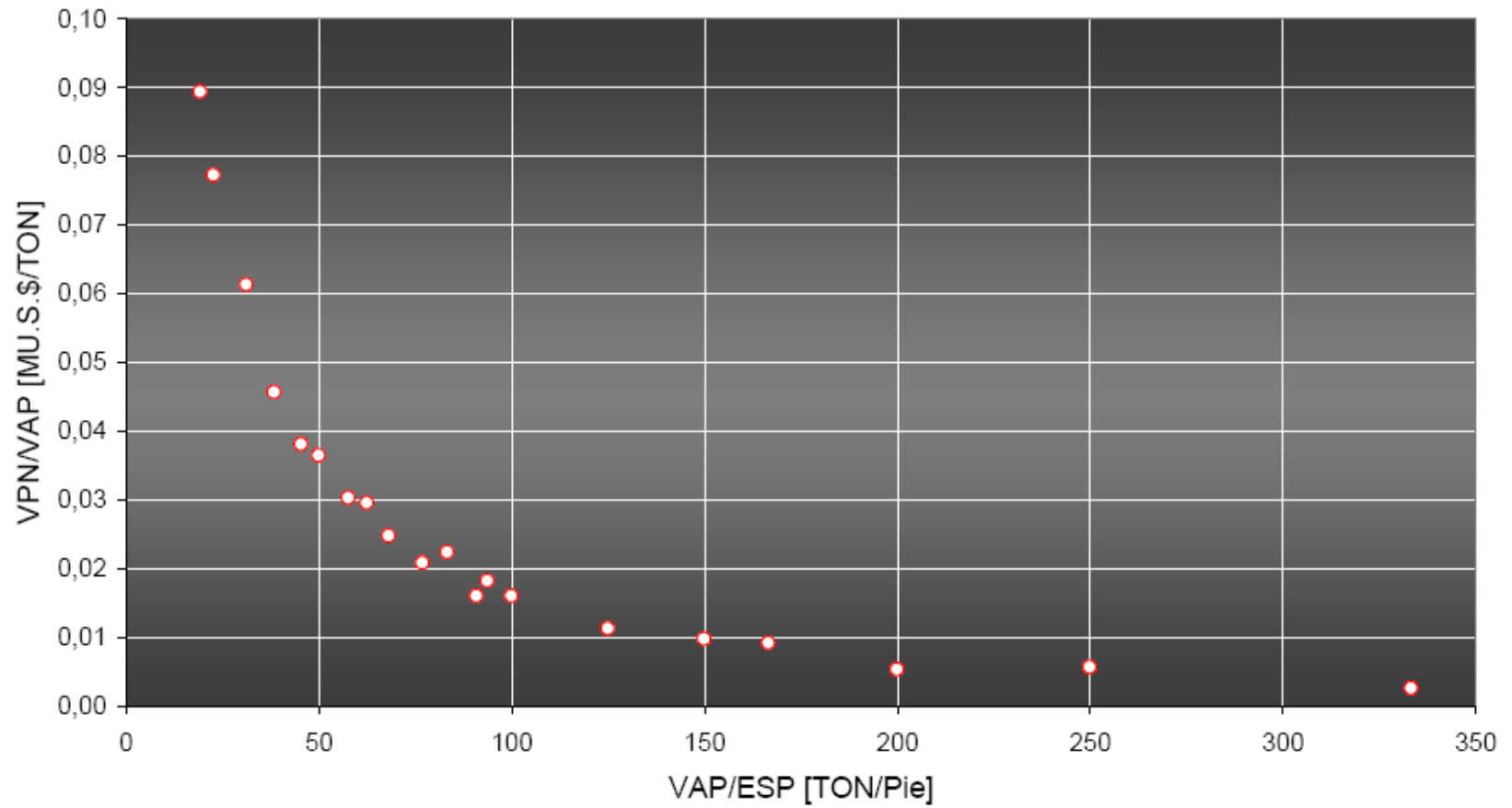


Gráfico 32: VPN/Vapor Inyectado Vs. Vapor Inyectado/Espesor para una L.H. de 1000'.

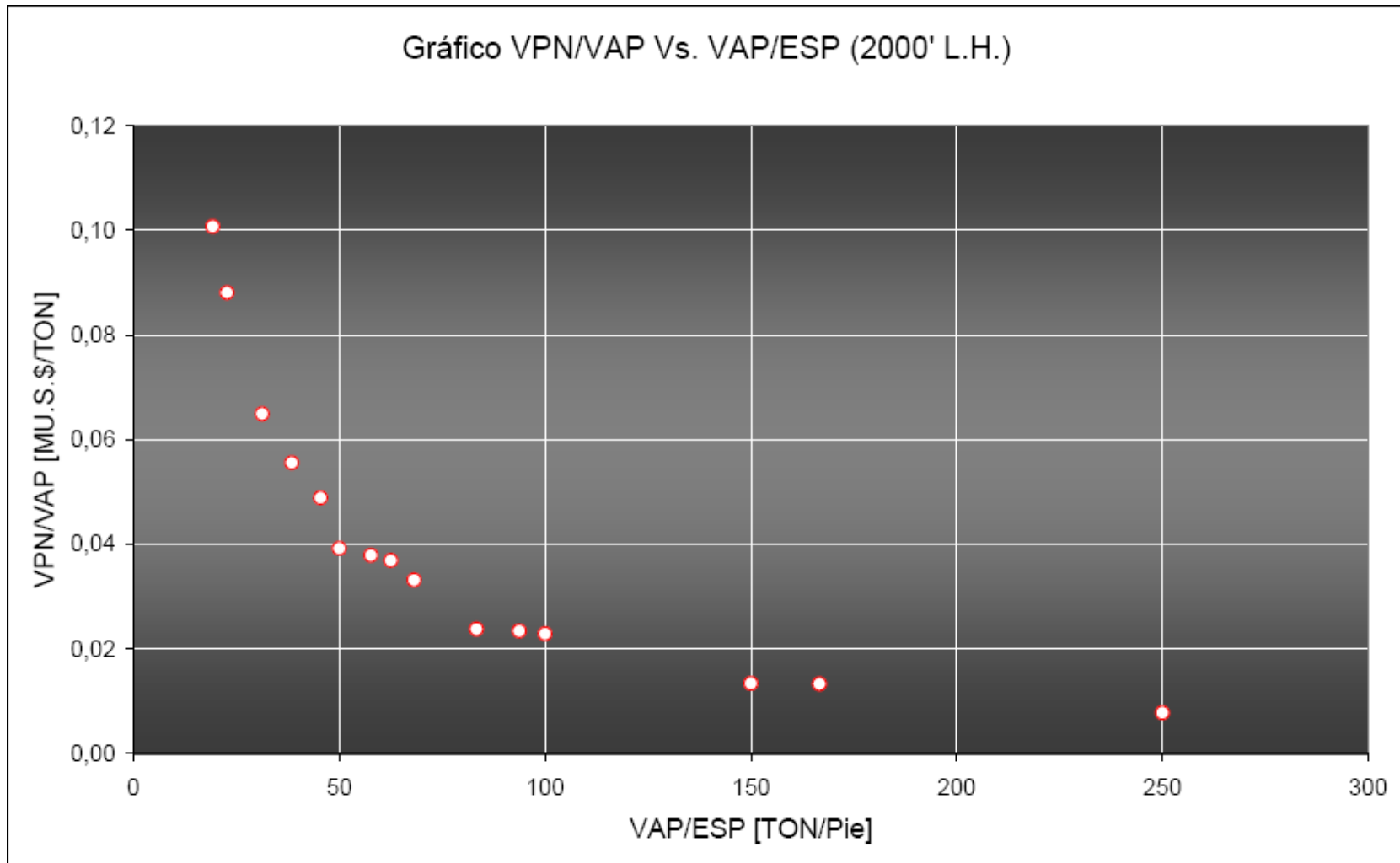


Gráfico 33: VPN/Vapor Inyectado Vs. Vapor Inyectado/Espesor para una L.H. de 2000'.

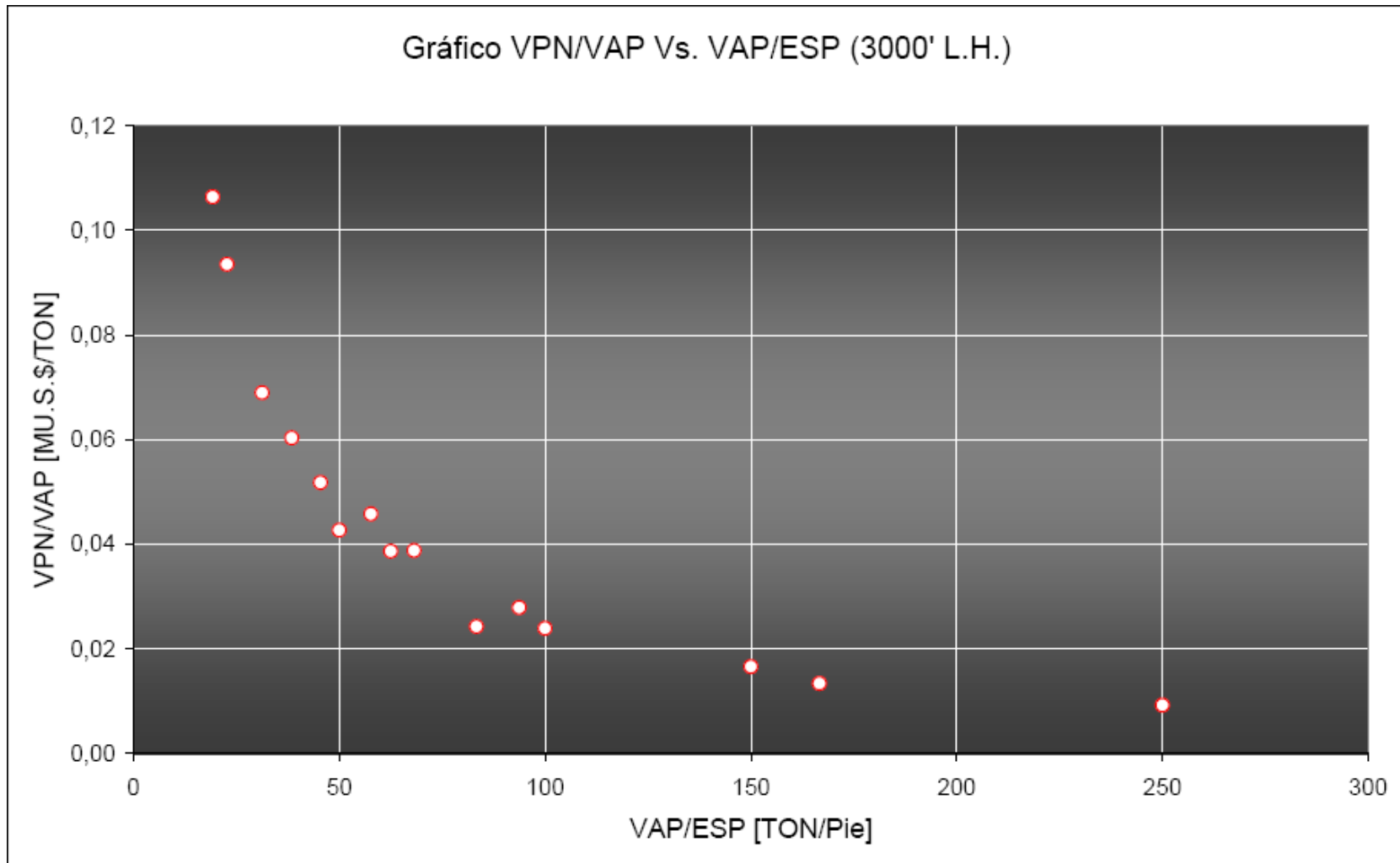


Gráfico 34: VPN/Vapor Inyectado Vs. Vapor Inyectado/Espesor para una L.H. de 3000'.

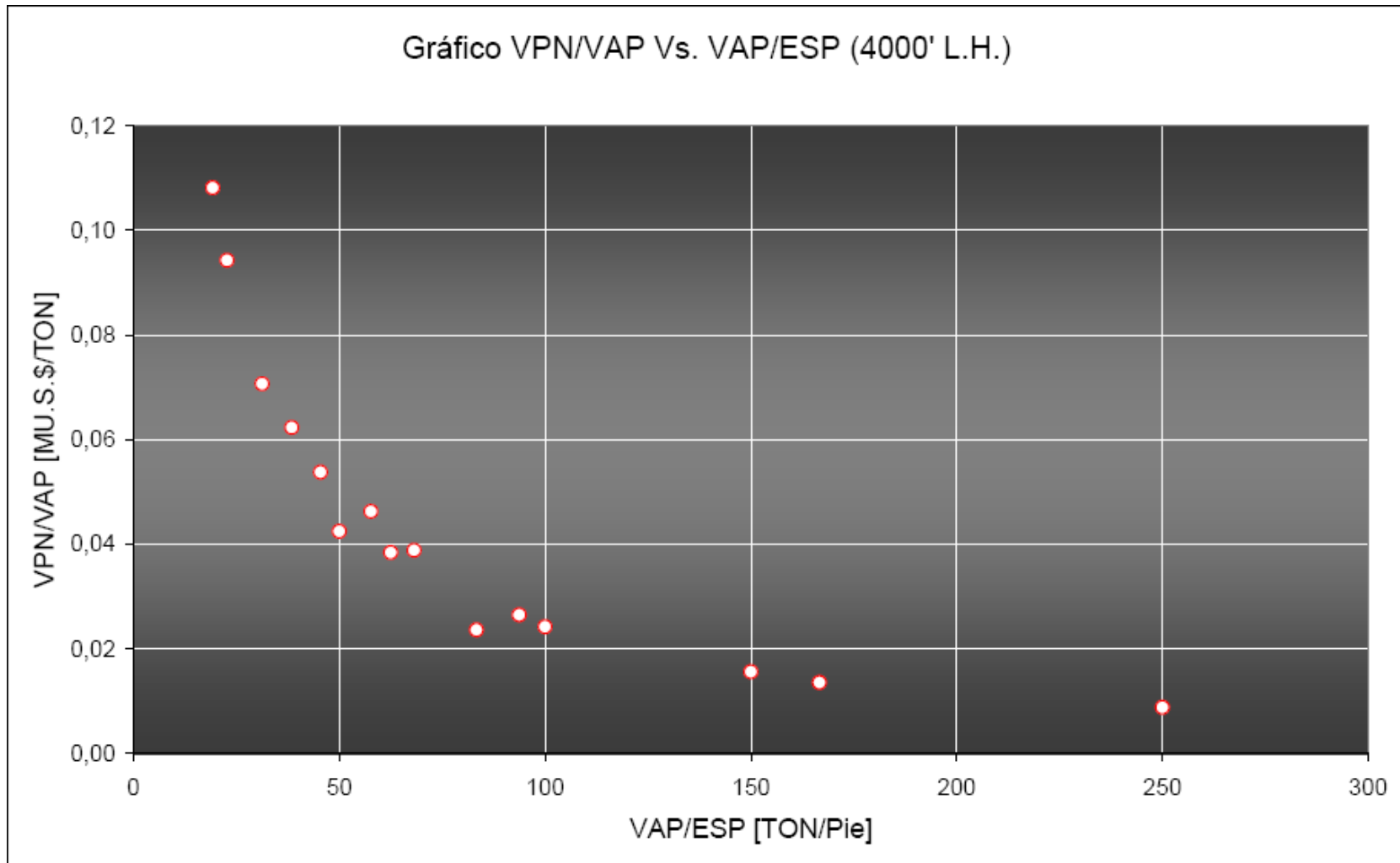


Gráfico 35: VPN/Vapor Inyectado Vs. Vapor Inyectado/Espesor para una L.H. de 4000'.

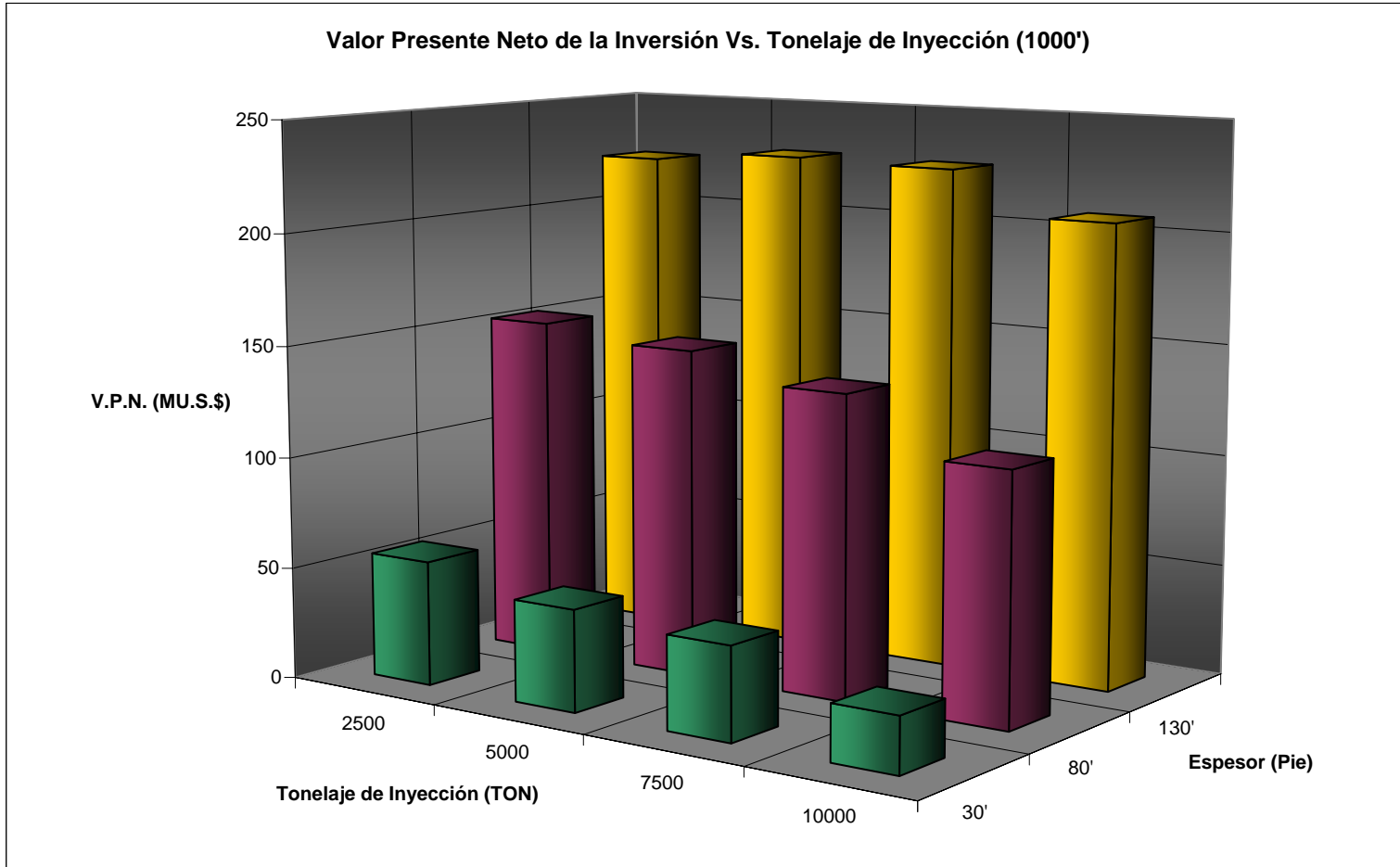


Gráfico 36: Valor presente neto (VPN) respecto al tonelaje de inyección, para 1000' de L.H.

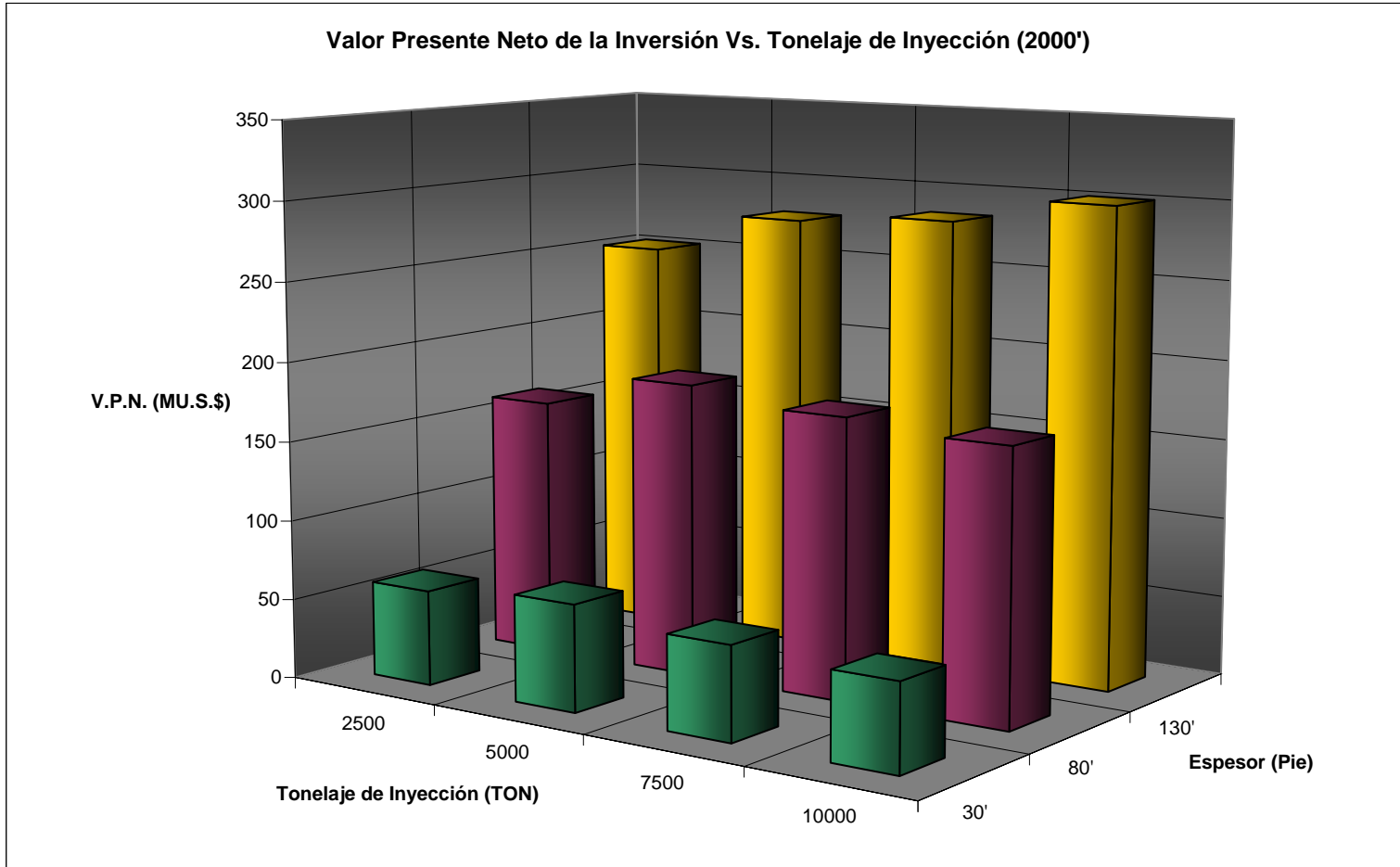


Gráfico 37: Valor presente neto (VPN) respecto al tonelaje de inyección, para 2000' de L.H.

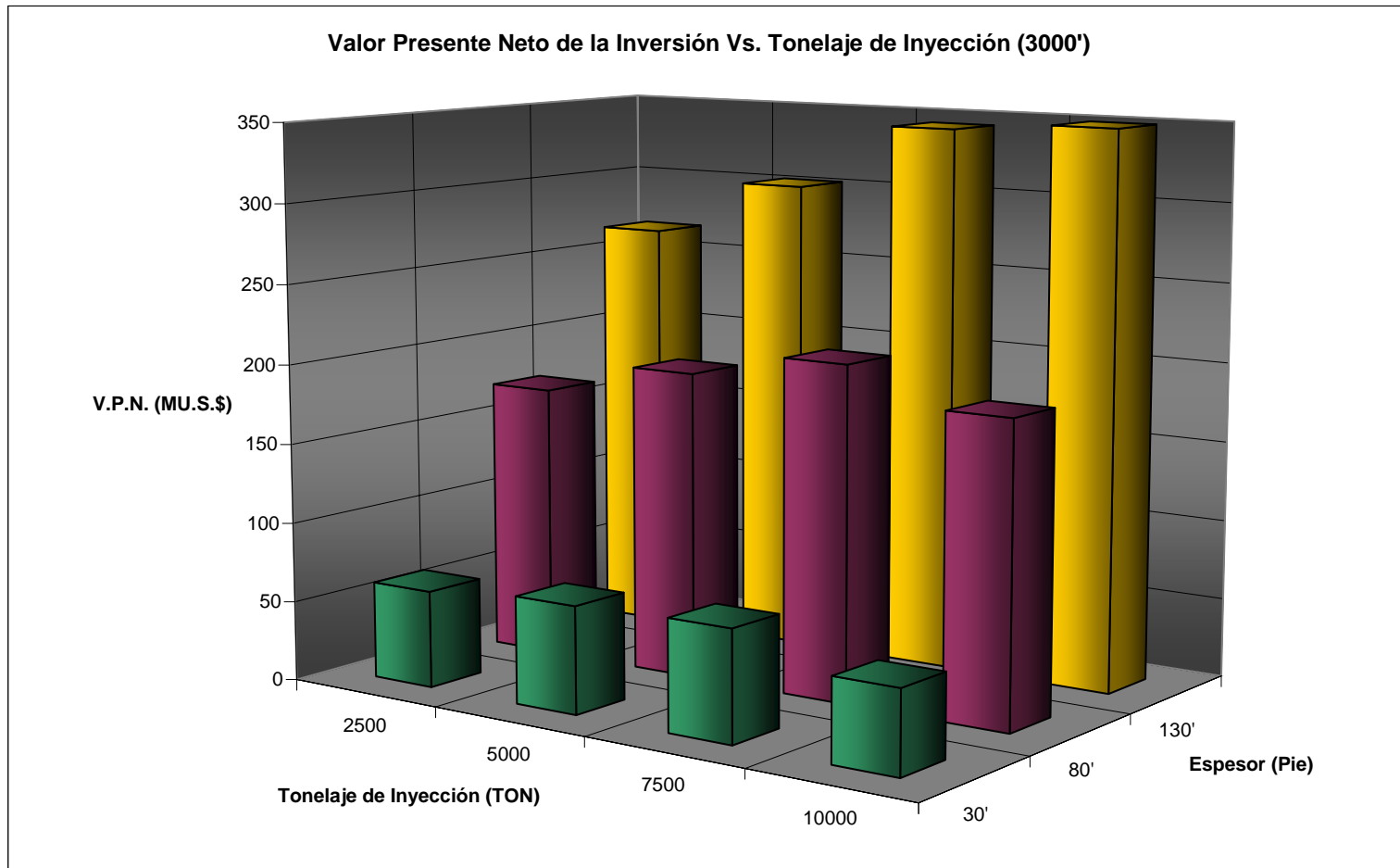


Gráfico 38: Valor presente neto (VPN) respecto al tonelaje de inyección, para 3000' de L.H.

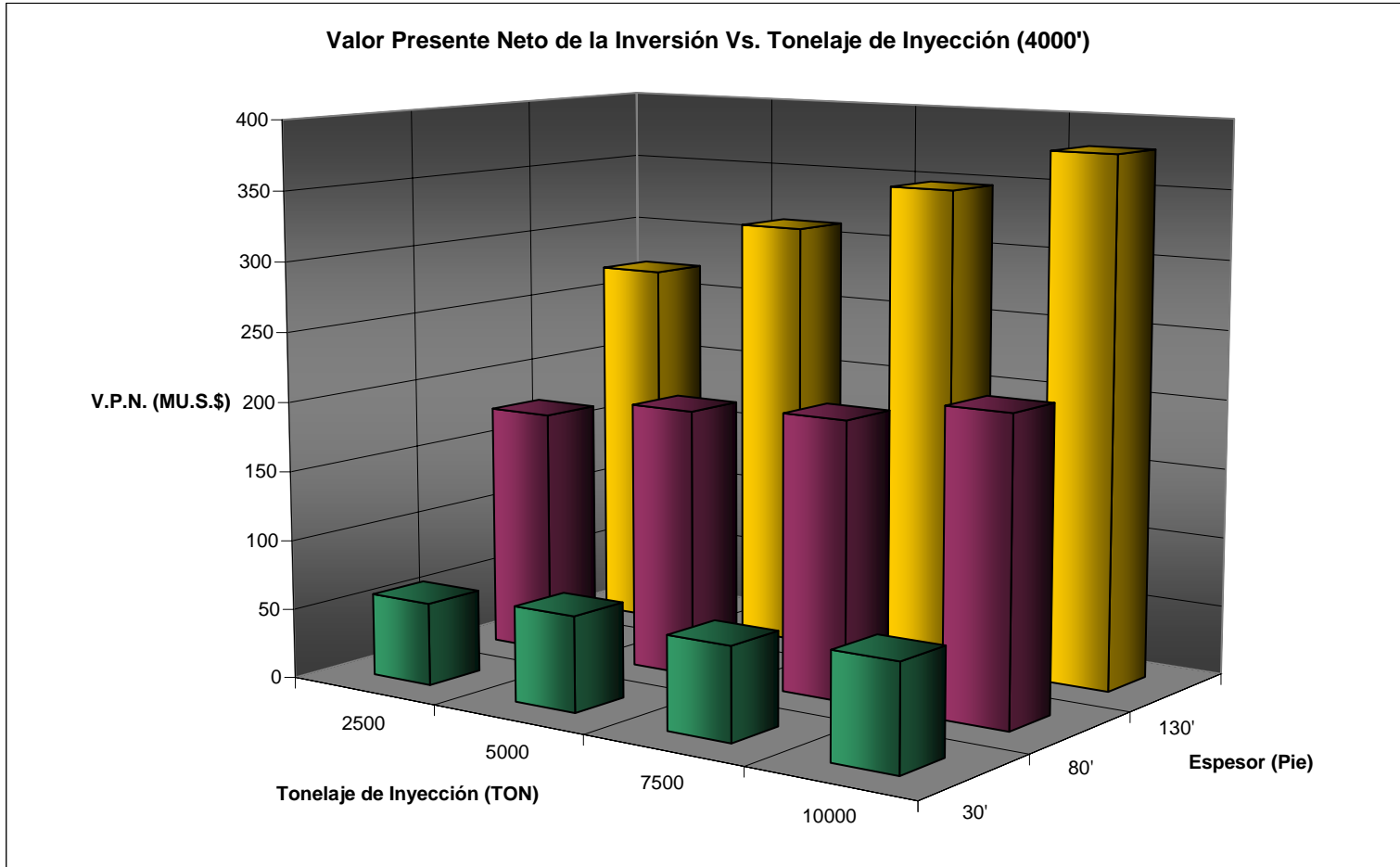


Gráfico 39: Valor presente neto (VPN) respecto al tonelaje de inyección, para 4000' de L.H.

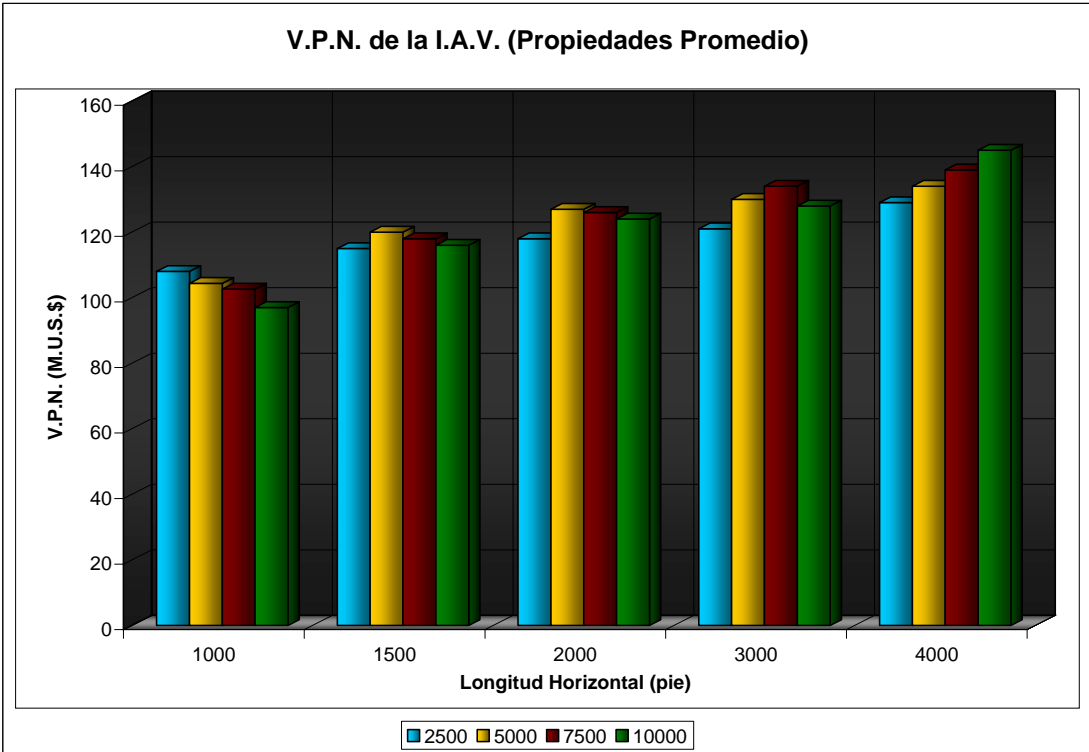


Gráfico 40: V.P.N. de la I.A.V. basado en propiedades promedio del Yacimiento MFB-53/U1,3.

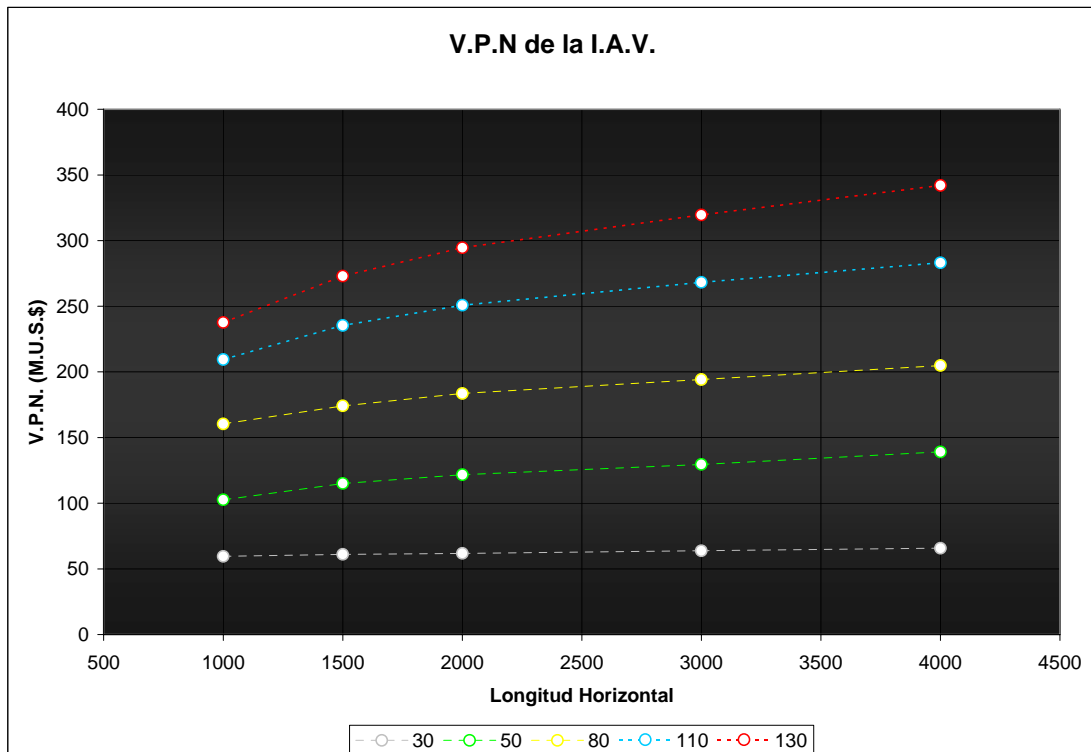


Gráfico 41: V.P.N. de la I.A.V. por Longitud Horizontal, para propiedades promedio del Yacimiento MFB-53/U1,3.

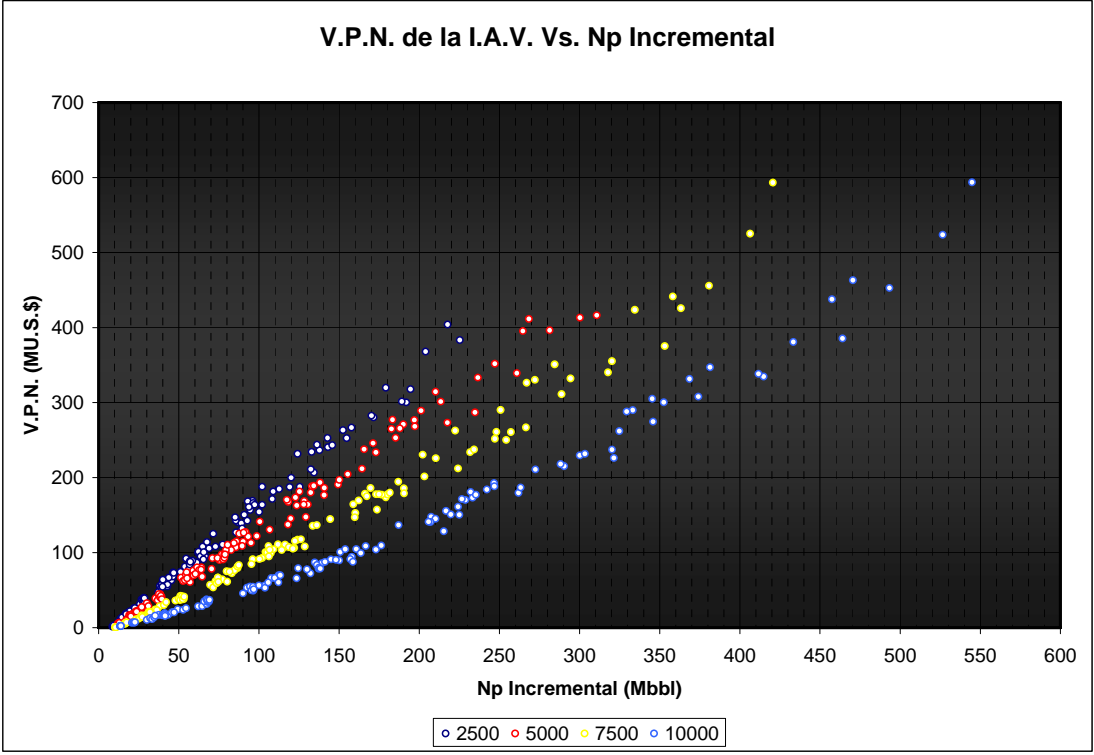


Gráfico 42: V.P.N. por incremental de producción en caliente.

RENTABILIDAD DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR

INVERSIONES ASOCIADAS AL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR		
Traslado y Conexión de cada generador (Mudanza del generador, Costo de Aislante y Costo de conexiones y Químicos necesarios)	51	(MMBs)
Pozo Productor de Agua de 1500' de Sección Horizontal (Tiempo de Vida = 11 años, capacidad de inyección de 15000 BN/d)	2000	(MMBs)
PIA: Implementos y Materiales de Tratamiento de Agua de Disposición, para cada 50000 BN de agua producida.	13050	(MMBs)
Kit Generador de Vapor (Un generador de capacidad de 250 TON/d, una reparación grande, Planta Tratamiento de Agua)	4000	(MMBs)
Proceso de conversión de un Pozo Productor a Inyector y de inyector a productor nuevamente.	230	(MMBs)

COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL	19331	(MMBs)
------------------------------------	--------------	---------------

COSTOS DE OPERACIONES ASOCIADAS A LA GENERACIÓN DE VAPOR		
Labor Operacional (Supervisores y Operadores), en proyecto para generar y inyectar una tonelada de vapor.	3370	(Bs/TON)
Ordenes internas (Supervisores, mecánicos, instrumentistas, electricistas y materiales), por contribuir en generación y inyección de una tonelada de vapor.	2852	(Bs/TON)
Gas combustible, para generar una tonelada de vapor.	3920	(Bs/TON)

COSTOS POR TONELADA DE VAPOR GENERADA	10142	(Bs/TON)
--	--------------	-----------------

PRODUCCIÓN OBTENIDA POR MEDIO DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA			
	CALIENTE	FRIO	DIFERENCIA
Producción de Petróleo (Mbbbl)	712,00	621,54	90,46
Producción de Agua (Mbbbl)	199,66	109,53	90,13
Producción de Gas (MMpc)	129,70	105,58	24,12

PRECIOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN Y MANEJO DE HIDROCARBUROS		
Precio de Venta del Petróleo	26,5	(\$/bbl)
Precio de Venta del Gas	7100	(\$/MMpc)
Costo Asociado a la Producción de Petróleo	2,18	(\$/bbl)
Costo Asociado a la Producción de Agua	0,28	(\$/bbl)
Costo Asociado a la Producción de Gas	130	(\$/MMpc)

INFORMACIÓN ADICIONAL		
Paridad Cambiaria	2150	(Bs/\$)
Número de Pozos Promedio Involucrados en el Proy.	5	Pozos
Toneladas de Vapor a ser Inyectadas	5000	Ton

GASTOS E INGRESOS GENERADOS POR POZO EN EL PROCESO DE IAV		
Ingresos Generados por Producción Extra de Crudo	5154,1	(MMBs)
Ingresos Generados por Producción Extra de Gas	368,4	(MMBs)
Gastos Generados por Producción de Crudo	424,0	(MMBs)
Gastos Generados por Producción de Agua	54,3	(MMBs)
Gastos Generados por Producción de Gas	6,742	(MMBs)
Gastos Establecidos por Inversión de Proyecto	4091	(MMBs)
Gastos por Generación de Vapor	50,71	(MMBs)

RENTABILIDAD DEL PROYECTO DE INYECCIÓN	894,8	(MMBs)
	416,8	MU.S.\$

Esquema generado para un pozo modelo con 3000' de longitud horizontal y las propiedades petrofísicas aproximadas a las promedio del yacimiento, para un ciclo de inyección alternada de vapor.

APÉNDICE F

**CONFIABILIDAD Y COMPARACIÓN DE LAS ECUACIONES
GENERADAS POR LAINETH LÓPEZ CON OTRAS
CORRELACIONES UTILIZADAS EN EL ÁREA**

Caso Base: Pozo MFB - 091

PVT del pozo MFB - 091

Gravedad API promedio: 9.4 °API

Temperatura promedio: 137 °F

PRESIONES [Lpca]	Rs [PCN/BN]	Bo [BY/BN]	γ_o [Adim.]	μ_o [cP]
1175	106	1,073	0,573	684
1015	92	1,067	0,601	732
765	71	1,058	0,603	829
515	48	1,049	0,612	983
265	25	1,039	0,636	1237
15	0	1,028	0,706	1705

Comparación de correlaciones

Presión Unidad [Lpca]

MILLAN	A. GRANADO	TOTAL	SPE	L. LÓPEZ
1475	1351	1283	1333	1214
1269	1118	1069	1148	998
1030	860	830	934	759
743	572	561	678	492
423	287	288	393	227
-25	0	0	0	-39

Bo (FVF) Unidad [BY/BN]

MILLAN	A. GRANADO	TOTAL	L. LÓPEZ	J. CASTILLO
1,0950	1,0598	1,0733	1,0756	1,075
1,0915	1,0568	1,0662	1,0710	1,043
1,0872	1,0532	1,0556	1,0638	0,993
1,0765	1,0493	1,0439	1,0548	0,943
1,0596	1,0456	1,0324	1,0463	0,893
0,0000	1,0423	1,0199	1,0368	0,843

Rs Unidad [PCN/BN]

A. GRANADO	TOTAL	SPE	L. LÓPEZ	J. CASTILLO
97	91	93	103	99
89	82	83	91	86
68	63	61	70	65
47	43	40	50	44
26	24	20	31	24
2	2	1	13	3

μo Unidad [cP]

P. VIRGINIA	L. LÓPEZ
713	815
810	852
996	908
1277	972
1678	1039
2329	1116