

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

IDENTIFICACIÓN DE PLANES DE EXPLOTACIÓN PARA EL YACIMIENTO C7 DEL ÁREA VLA-31, FLANCO OESTE, CAMPO LAGOMAR, ESTADO ZULIA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Alvarez R., Argenis J.

Caracas, Febrero 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

IDENTIFICACIÓN DE PLANES DE EXPLOTACIÓN PARA EL YACIMIENTO C7 DEL ÁREA VLA-31, FLANCO OESTE, CAMPO LAGOMAR, ESTADO ZULIA

TUTOR ACADÉMICO: Dr. Martín Essenfeld

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Miguel Ramonez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Alvarez R., Argenis J.

Caracas, Febrero 2002

A mis Padres, Irma y Argenis, a ustedes que son las personas mas importantes en mi vida. Gracias por ser Mis Eternos e Incansables Maestros. Este y todos mis logros son y serán siempre de ustedes.

A mi Hermana Irma, por ser mi amiga incondicional y el ejemplo de dedicación de mi vida.

A mí Padrino Jesús Rojas, por ser mi segundo Padre. Gracias por tus consejos y tu ayuda incondicional.

A mi Primo José Rojas. ¡**MIL GRACIAS COLEGA!**

AGRADECIMIENTOS

Aprovecho esta oportunidad para expresar mí agradecimiento a todas las personas e instituciones que de una u otra forma colaboraron en mi formación profesional. Extiendo este agradecimiento muy especialmente a:

La Ilustre Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, y a todos los profesores y empleados, por toda la colaboración prestada durante toda la carrera.

A PDVSA INTEVEP por permitirme la realización de este Trabajo Especial de Grado.

A mí Tutor Industrial, Ing. Miguel Ramonez, primordialmente por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo y por todo su apoyo, ayuda y orientación durante la elaboración del mismo.

A mí Tutor Académico, Dr. Martín Essenfeld, por permitirme el honor de contar con su colaboración durante todo el desempeño de este trabajo, gracias por compartir sus conocimientos a través de sus consejos.

Al Ingeniero Denys Delgado, por su orientación, colaboración en todo momento y por prestar su valiosa ayuda para realizar la elaboración de este trabajo.

A todas aquellas personas que laboran en PDVSA INTEVEP que colaboraron en la elaboración de este Trabajo Especial de Grado: Orlando Mijares, Francisco Bolívar, Miguel Romero, Alexander Carrizo, Carlos Pérez, James McGuee, José R. Villa, Astrid Centeno, Andy Viera, Ignacio Linares y Danilo León, así como a todos los compañeros de UDO, LUZ y USB.

Y muy especialmente a todos mis compañeros de la UCV, por toda la colaboración prestada en todo momento durante toda la carrera.

Alvarez R., Argenis J.

**IDENTIFICACIÓN DE PLANES DE EXPLOTACIÓN
PARA EL YACIMIENTO C7 DEL ÁREA VLA-31,
FLANCO OESTE, CAMPO LAGOMAR, ESTADO ZULIA**

**Tutor Académico: Dr. Martín Essenfeld. Tutor Industrial: Ing. Miguel Ramonez.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2002, 184 p.**

Palabras Claves: Planes de Explotación, Simulación, Modelo, Yacimiento

Resumen: Para contribuir con el desarrollo del Yacimiento C7 del Área VLA-31, Bloque I, se ha preparado un modelo de simulación de petróleo negro que busca reproducir el comportamiento histórico de dicho yacimiento. Este yacimiento, ha producido alrededor del 11,1% del POES estimado en 304.4 MMBN, siendo el mecanismo de producción principal un acuífero asociado, que genera altos cortes de agua debido a su alta actividad.

El objetivo principal de este estudio, fue evaluar el óptimo número de pozos adicionales y sus respectivas localizaciones, para definir el esquema más apropiado de explotación que maximice las reservas remanentes del yacimiento. Para esto se realizó una evaluación de distintos escenarios, que comparan a una misma escala la perforación de pozos horizontales y multilaterales, para estimar la cantidad de hidrocarburos que se podrían recuperar adicionalmente al esquema de explotación actual del campo.

Adicionalmente, se realizó un estudio económico basado en los resultados de las evaluaciones de producción de los pozos propuestos, lo cual muestra que la opción más rentable es la de añadir cuatro pozos multilaterales al esquema de explotación actual.

El Plan de Explotación Propuesto, logra una recuperación adicional de 66,4 MMBN de petróleo en 20 años, la cual implica un aumento en el factor de recobro del 22.1 % comparado con el esquema de explotación actual, logrando un factor de recobro final del 34.8%. Todo esto, con indicadores económicos atractivos.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTAS DE TABLAS.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1: FUNDAMENTOS TEORICOS.....	3
1.1 Simulación Numérica	3
1.1.1 Historia de la Simulación	5
1.1.2 Avances Recientes	6
1.1.3 Razones para Efectuar Simulación	10
1.1.4 Preparación de los Datos	10
1.1.5 Tipos de Modelos de Simulación	12
1.1.6 Discretización Espacial y del Tiempo	22
1.1.7 Efecto de la Dimensión de la Malla	24
1.1.8 Guías para la Selección de la Dimensión de la Malla	24
1.1.9 Sensibilidad del Modelo a las Dimensiones de la Malla	25
1.1.10 Selección del Paso Máximo de Tiempo	25
1.1.11 Planificación de un estudio de Simulación	26
1.2 Esquemas de Explotación	35
1.3 Perforación Horizontal	36
1.3.1 Tipos de Pozos Horizontales	38
1.4 Pozos Multilaterales.....	39
1.4.1 Clasificación de los Pozos Multilaterales.....	38

LISTA DE TABLAS

1.4.2 Tipos de Pozos Multilaterales	42
CAPÍTULO 2: CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	44
2.1 Ubicación geográfica	44
2.2 Antecedentes	45
2.3 Propiedades del Yacimiento	49
2.3.1 Propiedades de los Fluidos	49
2.3.2 Propiedades de la Roca	52
2.3.3 Historia de Desarrollo del Yacimiento	53
CAPÍTULO 3: CONSTRUCCIÓN DEL MODELO	65
3.1 Modelo Analítico	65
3.1.1 Balance de Materiales	65
3.2 Modelo de Simulación Numérica	72
3.2.1 Construcción del Mallado	72
3.2.2 Construcción del Archivo de Datos del Simulador	80
CAPÍTULO 4: INICIALIZACIÓN, COTEJO HISTÓRICO	85
4.1 Inicialización del Modelo	85
4.2 Cotejo de los Datos Históricos de Producción	87
4.2.1 Cotejo Histórico de la Producción de Petróleo	88
4.2.2 Cotejo Histórico del Comportamiento de la Presión	89
4.2.3 Cotejo Histórico de la Producción de Agua	90
4.2.4 Cotejo Histórico de la Producción de Gas	92

CAPÍTULO 5: IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DEL ESQUEMA ÓPTIMO DE EXPLOTACIÓN	95
5.1 Predicciones del Comportamiento del Yacimiento	95
5.1.1 Diseño del Esquema de Explotación.....	96
5.1.1 Caso Base	97
5.1.2 Caso1: Rehabilitación de Pozos	100
5.1.3 Caso 2: Pozos Multilaterales	104
5.1.4 Caso3: Pozos Horizontales	120
5.2 Evaluación económica de los Esquemas de Explotación	126
5.2.1 Evaluación de Pozos Multilaterales	127
5.2.2 Evaluación de Pozos Horizontales	138
5.3 Esquema Óptimo de Explotación – Primera Aproximación	140
5.4 Riesgo Operacional	151
CONCLUSIONES	152
RECOMENDACIONES.....	154
BIBLIOGRAFÍA.....	156
ANEXO A.....	158
ANEXO B.....	165

	Pág.
Figura 1.1 Modelo Adimensional	17
Figura 1.2 Modelo Unidimensional	18
Figura 1.3 Modelo 2-D Areal	19
Figura 1.4 Modelo 2-D Transversal	20
Figura 1.5 Modelo 3-D	21
Figura 1.6 Clasificación de Pozos Multilaterales	41
Figura 1.7 Tipos de Pozos Multilaterales	43
Figura 2.1 Ubicación del yacimiento C7, Área VLA-31	44
Figura 2.2 Mapa Estructural del yacimiento C7, Área VLA-31	46
Figura 2.3 Ajuste de propiedades PVT del Pozo VLA-185	50
Figura 2.4 Ajuste de propiedades PVT del Pozo VLA-300	51
Figura 2.5 Comportamiento histórico de producción	53
Figura 2.6 Comportamiento histórico de producción, Bloque A1	54
Figura 2.7 Comportamiento histórico de producción, Bloque A2	57
Figura 2.8 Comportamiento histórico de producción, Bloque B1	59
Figura 2.9 Comportamiento histórico de producción, Bloque B2	61
Figura 2.10 Comportamiento histórico de producción, Bloque C	63
Figura 3.1 Gráfico del método de Campbell	66
Figura 3.2 Gráfico del método de Campbell, yacimiento C7, Area VLA-31	67
Figura 3.3 Propiedades del acuífero, yacimiento C7, Area VLA-31	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.4 Cotejo histórico, yacimiento C7, Área VLA-31	68
Figura 3.5 Mecanismo de Producción, yacimiento C7, Area VLA-31	69
Figura 3.6 Diagrama del yacimiento C7, Area VLA-31	70
Figura 3.7 Cotejo histórico simultaneo para los Bloques A, B y C	71
Figura 3.8 Modelo Geológico Esquemático, delimitado por los mapas de fallas del yacimiento	73
Figura 3.9 Esqueleto de la malla	74
Figura 3.10 Modelo generado en FloGrid, Arena C7	75
Figura 3.11 Refinamiento Local	76
Figura 3.12a Mapa de Permeabilidad de la Unidad C70	77
Figura 3.12b Mapa de Permeabilidad de la Unidad C72	78
Figura 3.12c Mapa de Permeabilidad de la Unidad C74	78
Figura 3.13 Malla luego del Escalamiento de la Permeabilidad	79
Figura 3.14 Curvas de Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo	81
Figura 3.15 Curvas de Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo	81
Figura 3.16 Diagramas de Eventos del Pozo VLA0185	82
Figura 3.17 Historia de producción del pozo VLA0185	83
Figura 3.18 Vista 3D de la trayectoria del pozo VLA0185	84
Figura 4.1 Regiones de Equilibrio	85
Figura 4.2 Distribución Inicial de Saturación de Agua	86
Figura 4.3 Distribución de Presiones al Inicio de Producción	87
Figura 4.4 Cotejo Global de la Tasa de Petróleo	88
Figura 4.5 Cotejo Histórico del Comportamiento de la Presión	90
Figura 4.6 Cotejo Global de la Tasa de Agua	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 4.7 Cotejo Global Producción Total de Gas	93
Figura 4.8 Cotejo Producción Total	93
Figura 4.9 Distribución de Saturación de Agua a las Condiciones de Cierre del Ajuste Histórico	94
Figura 5.1 Comportamiento de la producción total de petróleo (Np), Caso Base	98
Figura 5.2 Comportamiento del corte de agua total (%), Caso Base	98
Figura 5.3 Comportamiento de la producción total de gas (Gp), Caso Base	99
Figura 5.3a Comportamiento de la Presión, Caso Base	99
Figura 5.4 Comparación de la producción total de petróleo obtenida entre el Caso Base y el Caso 1	101
Figura 5.5 Comparación del corte de agua total del yacimiento obtenida entre el Caso Base y el Caso 1	101
Figura 5.6 Comparación de la producción total de gas obtenida entre el Caso Base y el Caso 1	102
Figura 5.6a Comparación del comportamiento de la Presión entre el Caso Base y el Caso 1	102
Figura 5.7 Perfiles de saturación y de propiedades petrofísicas de la arena C70	105
Figura 5.8 Estructura del pozo MLT-01	106
Figura 5.9 Estructura del pozo MLT-02	106
Figura 5.10 Estructura del pozo MLT-03	107
Figura 5.11 Estructura del pozo MLT-04	107
Figura 5.12 Estructura del pozo MLT-05	108
Figura 5.13 Gráfico de sensibilidad de longitud de brazo, para el pozo MLT-01	109

LISTA DE FIGURAS

Figura 5.14 Gráfico de sensibilidad de longitud de brazo, para el pozo MLT-02	109
Figura 5.15 Gráfico de sensibilidad de longitud de brazo, para el pozo MLT-03	110
Figura 5.16 Gráfico de sensibilidad de longitud de brazo, para el pozo MLT-04	110
Figura 5.17 Gráfico de sensibilidad de longitud de brazo, para el pozo MLT-05	111
Figura 5.18 Gráfico detallado del tiempo al cierre del pozo MLT-05	112
Figura 5.19 Gráfico comparativo de la producción total de petróleo entre el Caso Base y el Caso 2 con sus respectivas sensibilidades de longitud de brazo	112
Figura 5.20 Gráfico comparativo de la producción total de gas entre el Caso Base y el Caso 2 con sus respectivas sensibilidades de longitud de brazo	113
Figura 5.21 Gráfico comparativo del corte de agua total del yacimiento entre el Caso Base y el Caso 2 con sus respectivas sensibilidades de longitud de brazo	113
Figura 5.22 Estructura del pozo MLT-02, para la sensibilidad “Cantidad de Brazos”	115
Figura 5.23 Estructura del pozo MLT-03, para la sensibilidad “Cantidad de Brazos”	116
Figura 5.24 Estructura del pozo MLT-04, para la sensibilidad “Cantidad de Brazos”	116
Figura 5.25 Gráfico de sensibilidad de cantidad de brazos para el Pozo MLT-02	117

Figura 5.26 Gráfico de sensibilidad de cantidad de brazos para el Pozo MLT-03	117
Figura 5.27 Gráfico de sensibilidad de cantidad de brazos para el Pozo MLT-04	118
Figura 5.28 Gráfico comparativo de los resultados para la sensibilidad “ <u>Aumento del Espaciamiento</u> ”	119
Figura 5.29 Gráfico comparativo entre el pozo multilateral MLT-01 y sus respectivos horizontales	121
Figura 5.30 Gráfico comparativo entre el pozo multilateral MLT-02 y sus respectivos horizontales	121
Figura 5.31 Gráfico comparativo entre el pozo multilateral MLT-03 y sus respectivos horizontales	122
Figura 5.32 Gráfico comparativo entre el pozo multilateral MLT-04 y sus respectivos horizontales	122
Figura 5.33 Gráfico comparativo entre el pozo multilateral MLT-04 y sus respectivos horizontales	123
Figura 5.34 Sensibilidad de longitud de brazo de los dos pozos horizontales que reemplazan al pozo MLT-05	124
Figura 5.35 Predicciones del comportamiento futuro de la producción acumulada de petróleo vs tiempo para los diferentes escenarios de producción estudiados	124
Figura 5.36 Predicciones del comportamiento futuro del corte de agua vs tiempo para los diferentes escenarios de producción estudiados	125
Figura 5.37 Predicciones del comportamiento futuro de la producción acumulada de gas vs tiempo para los diferentes escenarios de producción estudiados	125

LISTA DE FIGURAS

Figura 5.38 Valor Presente Neto para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”</u>	129
Figura 5.39 Tasa Interna de Retorno para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”</u>	129
Figura 5.40 Tiempo de Pago para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”</u>	131
Figura 5.41 Valor Presente Neto para la sensibilidad “ <u>Cantidad de Brazos”</u>	134
Figura 5.42 Tasa Interna de Retorno para la sensibilidad “ <u>Cantidad de Brazos”</u>	135
Figura 5.43 Tiempo de Pago para la sensibilidad “ <u>Cantidad de Brazos”</u>	136
Figura 5.44 VPN vs. TIR para el pozo MLT-03	137
Figura 5.45 VPN para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”, Pozo W007</u>	139
Figura 5.46 TIR para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”, Pozo W007</u>	140
Figura 5.47 TP para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”, Pozo W007</u>	141
Figura 5.48 VPN para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”, Pozo W008</u>	142
Figura 5.49 TIR para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”, Pozo W008</u>	142
Figura 5.50 TP para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”, Pozo W008</u>	143
Figura 5.51 VPN para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”, Pozo W009</u>	144
Figura 5.52 TIR para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”, Pozo W009</u>	144
Figura 5.53 TP para la sensibilidad “ <u>Longitud de Brazo”, Pozo W009</u>	145
Figura 5.54 Predicción del comportamiento de la Tasa de Petróleo	146
Figura 5.55 Tasa Interna de Retorno para los dos escenarios evaluados	148
Figura 5.56 Tiempo de Pago para los dos escenarios evaluados	149

INTRODUCCIÓN

El yacimiento C7 pertenece al Área VLA-31, Bloque I y se encuentra localizado en el Flanco Oeste del Campo Lagomar, ubicado en la Cuenca del Lago de Maracaibo. Este yacimiento forma parte de la Formación Misoa C de Edad Eoceno Inferior y se encuentra compuesto por tres unidades de flujo, C70, C72 Y C74. El yacimiento cubre una extensión de unos 3700 acres y produce un crudo con gravedad promedio de 30° API aproximadamente. Tiene una profundidad promedio estimada de 9000 PBNM y un POES aproximado de 300 MMBNP.

El modelo geológico - estructural del yacimiento se caracteriza por estar controlado en la dirección N-S por un sistema de fallas inversas que dividen el área bajo estudio en tres grandes bloques denominados: Bloques A, B y C, siendo todos diferentes en profundidad, extensión y profundidad de los contactos de los fluidos.

Hasta el presente se han completado un total de 20 pozos con una producción acumulada de 33.8 MMBN, lo cual representa un 11,11% del POES, este yacimiento ha estado produciendo por agotamiento natural de presión sin inyección de fluidos, donde el mecanismo de producción de mas influencia es el influjo de agua, ya que el yacimiento cuenta con un acuífero asociado de gran actividad.

Actualmente, el yacimiento produce sólo a través de cuatro pozos activos, y el objetivo principal de este estudio es proponer acciones para aumentar la productividad del campo, mejorando la eficiencia de recobro mediante nuevos planes de explotación. Para lograr este objetivo, se propuso realizar un modelo para simular el comportamiento del yacimiento, cuya tendencia reflejara la conducta real del mismo.

Al momento de realizar la construcción del modelo se encontraron los siguientes aspectos críticos: modelo geológico altamente fallado/complejo, incertidumbre en la naturaleza de las fallas (carácter sellante), incertidumbre en la razón permeabilidad vertical - horizontal, distribución de los fluidos en el medio poroso, sinceración de los volúmenes de petróleo en sitio, incertidumbre del grado de conectividad entre las áreas vecinas entre otros.

El modelo dinámico construido, permitió evaluar el impacto del carácter sellante de las fallas inversas sobre el movimiento y la distribución de los fluidos entre los bloques, y esto se reflejó sobre el grado de dificultad en el ajuste del comportamiento histórico del yacimiento.

El estudio de simulación se llevó a cabo con la herramienta ECLIPSE 100¹, bajo la plataforma integrada OFFICE con pre y post procesadores como: FLOGRID, FLOVIZ, PLANOPT, SCAL y SCHEDULE junto con los paquetes CPS3², MBAL³ y OFM⁴ utilizados para realizar el ensamblaje que representara la arquitectura del yacimiento y el manejo apropiado de los datos recurrentes.

Finalmente, se realizó el proceso de identificación de oportunidades de desarrollo del campo bajo un nuevo esquema de explotación, que contempla tanto un programa de reacondicionamientos así como un programa de perforación selectiva, basados en un estudio económico detallado para efectuar la comparación de productividad entre pozos multilaterales y grupos o macollas de pozos horizontales. Todo esto con la finalidad de evaluar las opciones más atractivas para maximizar los indicadores económicos del proceso de recuperación de hidrocarburos.

CAPÍTULO 1
FUNDAMENTOS TEÓRICOS**1.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA⁵**

La simulación del comportamiento de yacimientos de petróleo se refiere a la construcción y operación de un modelo cuya tendencia debe reflejar la conducta real del yacimiento.

Usualmente, el propósito de la simulación es generar predicciones de comportamiento del yacimiento bajo uno o más esquemas de explotación. La simulación de los distintos esquemas utilizando el modelo del yacimiento genera resultados que permiten definir el modo óptimo de producción, a un costo relativamente bajo. Los simuladores también se utilizan para monitorear y evaluar el comportamiento del yacimiento. La simulación numérica se rige por principios de balance de materiales, tomando en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y la dirección de flujo de los fluidos.

La simulación numérica es una mezcla especializada de conocimientos de varias disciplinas: ingeniería, física, química, matemáticas, análisis numérico y sistemas de programación. El simulador conjuga estas disciplinas en un modelo que utiliza los datos medidos transformándolos en una representación del comportamiento del yacimiento. Básicamente, tratan de representar los cambios del yacimiento causados por la producción e inyección de fluidos en el mismo.

A diferencia del análisis convencional de balance de materiales (Cero-Dimensional), el cual reduce al yacimiento a un punto, la simulación numérica toma en cuenta parámetros como la ubicación de los pozos, sus condiciones de

operación, tanto de presión como de tasa, y si están sujetos a restricciones de flujo o a cambios operacionales durante algunos períodos.

En la simulación se divide al yacimiento en pequeños bloques o celdas, para tomar en cuenta la heterogeneidad del yacimiento. Cuanto más fina sea la división, más preciso será el modelo, pero esto trae el inconveniente de hacer más lentas las corridas de simulación, puesto que se realizan muchos mas cálculos en el simulador. Se recomienda que el usuario de simuladores use el modelo más simple y malla más gruesa posible, cuyos resultados sean suficientemente confiables y certeros para permitir al ingeniero tomar las decisiones apropiadas para el desarrollo del campo o yacimiento bajo estudio.

Estos cálculos se realizan, para cada celda, en pasos discretos de tiempo, utilizando ecuaciones de balance de materiales y de flujo para cada fase presente en las celdas.

La utilidad de los modelos numéricos radica en que permiten atacar problemas complejos con soluciones simples. Un modelo realista de yacimiento puede ser una herramienta efectiva para evaluar posibles planes de explotación en campos nuevos, evaluar planes que aumenten la productividad de los pozos, incrementar o acelerar la producción, reducir costos operacionales e incrementar el recobro y algunas otras combinaciones posibles.

1.1.1 HISTORIA DE LA SIMULACIÓN

La simulación de yacimientos ha sido practicada desde el inicio de la Ingeniería de Petróleo como especialidad. En la década de los años 40, el potencial de la simulación de yacimientos fue reconocido y muchas compañías iniciaron el desarrollo de modelos analógicos y numéricos con la finalidad de mejorar las soluciones analíticas existentes (cálculo de balance de materiales y desplazamiento 1-D de Buckley-Leverett).

En la década de los años 50, se llevaron a cabo investigaciones en lo que respecta a solución numérica de ecuaciones de flujo. Como resultado, se desarrollaron programas para simulación de yacimientos, sencillos pero útiles. Estos programas representaron el mayor avance y usaron la solución de un conjunto de ecuaciones de diferencias finitas para describir el flujo multifásico 2-D y 3-D en medios porosos heterogéneos. Fue la primera vez que los ingenieros de yacimientos lograron evaluar rápidamente problemas complejos.

En la década de los años 60, el desarrollo de la simulación de yacimientos, estuvo dirigido a resolver problemas de flujo de tres fases en yacimientos de hidrocarburos. Los métodos de recuperación que fueron simulados incluían agotamiento de presión y varias formas de mantenimiento de presión. Los programas desarrollados operaban en grandes computadoras (Mainframe) y usaban tarjetas para la carga de datos.

Durante la década de los años 70, la tendencia cambió bruscamente, debido al creciente número de investigaciones en procesos EOR, avances en técnicas de simulación numérica y la disminución del tamaño e incremento de velocidad de las computadoras.

Los simuladores matemáticos fueron desarrollados de tal manera que incluían procesos de inyección química, inyección de vapor y combustión in-situ. La

investigación durante este período resultó en avances significativos en lo que se refiere a la caracterización de los hidrocarburos durante el desplazamiento bajo la influencia de la temperatura, agentes químicos y comportamiento de fases multicomponentes.

Durante la década de los años 80, el rango de las aplicaciones de la simulación de yacimientos continuó expandiéndose. La descripción de yacimientos avanzó hacia el uso de la geoestadística para describir heterogeneidades y proporcionar una mejor definición del yacimiento.

Se desarrolló la tecnología para modelar yacimientos naturalmente fracturados, incluyendo efectos composicionales. Asimismo, se modeló el fracturamiento hidráulico y pozos horizontales y su aplicación al monitoreo del yacimiento. Al inicio de esta década, las aplicaciones fueron desarrolladas en grandes computadoras y al final de la década se empezaron a usar microcomputadoras.

Actualmente, las computadoras personales y una gran cantidad de sistemas de simulación de yacimientos, proporcionan al usuario un medio económico y eficiente para resolver problemas complejos de ingeniería de yacimientos.

1.1.2 AVANCES RECIENTES

Los avances más recientes se han centrado principalmente en los puntos siguientes:

- ◆ Descripción del yacimiento
- ◆ Yacimientos naturalmente fracturados

- ◆ Fracturamiento hidráulico
- ◆ Pozos horizontales

Referente a descripción del yacimiento, se están aplicando técnicas sustentadas en lo siguiente:

- ◆ Información incompleta del yacimiento en todas sus escalas
- ◆ Deposición compleja de facies en el espacio
- ◆ Propiedades variables de roca
- ◆ Relación desconocida entre propiedades
- ◆ Abundancia relativa de muestras con información proveniente de los pozos

Referente a yacimientos naturalmente fracturados, la simulación se ha extendido a aplicaciones composicionales e inyección cíclica de vapor.

Respecto a fracturamiento hidráulico, se ha enfatizado en la predicción de la geometría de las fracturas. Se dispone de varias técnicas para predecir la distribución de los esfuerzos in-situ, mejorando de esta forma la simulación del crecimiento de las fracturas en el sentido vertical y lateral.

El objetivo general de la simulación de pozos horizontales es estudiar los efectos de longitud del pozo, ángulo de inclinación, heterogeneidades locales, permeabilidad direccional, barreras y caída de presión en el pozo sobre las expectativas de producción del pozo. La simulación exacta de los fenómenos cerca del pozo, ha permitido estudiar los efectos que tienen los pozos horizontales sobre la productividad, intersección de fracturas, conificación y recuperación de hidrocarburos.

Con respecto a un yacimiento en particular, una de las funciones del ingeniero de yacimientos es predecir la recuperación final y el comportamiento futuro considerando diferentes mecanismos de recuperación y métodos de desarrollo.

Cabe mencionar que muchas de las herramientas clásicas de ingeniería de yacimientos tales como modelos tanque (balance de materiales que trata al yacimiento como un gran tanque con propiedades promedio uniformes) no proporcionan un modelaje adecuado de los yacimientos, sistemas hidrocarburos y/o esquemas complejos de recuperación.

Un claro ejemplo de lo anterior es la técnica referente a la ecuación del acuífero basándose en balance de materiales. Ese enfoque proporciona el influjo de agua acumulado en el yacimiento a un tiempo dado, pero la distribución areal del agua es desconocida, por lo que no es factible obtener una localización óptima de los pozos. Otro caso son los métodos referentes a conificación, los cuales no consideran los efectos de presión capilar, por lo que estos métodos no son apropiados para predecir el comportamiento de un pozo que este ubicado en una gran zona de transición.

La simulación numérica actual incluye una formulación rigurosa del sistema físico a ser modelado, incluyendo:

- ◆ Propiedades variables de la roca
- ◆ Propiedades de los fluidos versus presión
- ◆ Balance de materiales
- ◆ Ecuaciones de flujo en el medio poroso

- ◆ Presión capilar

Estas ecuaciones matemáticas generalmente son manipuladas para representar adecuadamente los complicados fenómenos del yacimiento que serán estudiados.

Un simulador numérico reduce el balance de materiales (tanque) a un pequeño elemento y considera este elemento como uno de muchos dentro del límite del yacimiento. Cada elemento es considerado contiguo y en comunicación con los otros que lo rodean. Asimismo, los elementos pueden ser arreglados areal y verticalmente para representar mejor la geometría física del yacimiento a ser estudiado. Además, las características de la roca y el yacimiento pueden ser variadas para representar cualquier heterogeneidad de un yacimiento anisotrópico. Los yacimientos pueden ser descritos de manera mas fiel usando elementos o bloques muy pequeños. Muchos elementos pequeños, incrementarán el tiempo de cálculo.

Una vez que se ha preparado la representación del yacimiento en forma de elementos individuales, el modelo de simulación numérica resuelve para cada serie de tiempos (“time-steps”) un conjunto de ecuaciones de balance de materiales para todos los bloques, hasta que los efectos dinámicos del movimiento de fluidos, causado ya sea por producción o inyección en uno o más bloques, sea balanceado.

Estas resoluciones o soluciones son efectuadas en pasos pequeños de tiempo, para reflejar el comportamiento del yacimiento en general y para cada pozo activo considerado por el modelo. Debido a que se permite el flujo de fluidos a través de los bloques (dentro de los límites), el movimiento de los frentes de fluidos puede seguirse con los simuladores numéricos, detectando cambios en los contactos

gas-petróleo o agua-petróleo. Los modelos también deben representar los cambios dinámicos en la presión y distribución de saturación en el yacimiento.

1.1.3 RAZONES PARA EFECTUAR SIMULACIÓN

La simulación puede proporcionar beneficios potenciales en los rubros siguientes:

- ◆ Estudiar la recuperación final primaria y su comportamiento bajo diferentes modos de operación tales como agotamiento natural, inyección de agua y/o gas
- ◆ Evaluar el momento en el cual debe iniciarse un proceso de recuperación mejorada a fin de maximizar la recuperación, así como el tipo de patrón que debe ser usado
- ◆ El tipo de proceso de recuperación mejorada mas apropiado y cual será la recuperación final y el comportamiento con el proceso elegido
- ◆ Investigar los efectos de nuevas ubicaciones y espaciamientos de pozos
- ◆ Analizar el efecto de las tasas de producción sobre la recuperación
- ◆ Analizar qué tipos de datos tienen el mayor efecto sobre la recuperación y por lo tanto los que deben ser evaluados mas cuidadosamente con experimentos físicos en el laboratorio.

1.1.4 PREPARACIÓN DE LOS DATOS

La calidad de los datos de salida no puede ser mejor que la calidad de los datos de entrada. Los datos requeridos para hacer un estudio de simulación provienen

de varias fuentes y no están siempre en el formato requerido para ser utilizados directamente en el modelo.

Existen diferentes fuentes que proporcionan la misma información. Se debe diferenciar y seleccionar la mejor data disponible. Si esta no está disponible para un caso particular, se debe determinar alguna forma alternativa de conseguir la misma información.

1.1.4.1 DATOS REQUERIDOS

Los datos requeridos para efectuar una simulación generalmente son los siguientes:

- ◆ Dimensiones para el modelo del yacimiento (malla)
- ◆ Geometría del yacimiento
- ◆ Distribuciones de Porosidad y Permeabilidad
- ◆ Datos de presión capilar y permeabilidad relativa
- ◆ Datos PVT de los fluidos
- ◆ Distribución dentro del yacimiento de la presión y saturación inicial
- ◆ Parámetros de diagnóstico y control de la ejecución de la "Corrida"
- ◆ Parámetros para el acuífero del modelo
- ◆ Datos de producción y de los pozos.

1.1.5 TIPOS DE MODELOS DE SIMULACIÓN

Los modelos utilizados en la simulación de yacimiento, se clasifican generalmente según el número de fases o según el número de dimensiones. A continuación se da una explicación breve acerca de cada uno de los tipos de modelos nombrados

◆ SIMULADOR DE FASE SIMPLE

Se utiliza para representar las siguientes condiciones físicas:

- ◆ Agotamiento de yacimiento de gas sin influjo de agua
- ◆ Expansión del agua en el acuífero
- ◆ Problemas de pruebas de pozo con una sola fase

◆ SIMULADOR DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO NEGRO “BLACK OIL”

Modela el flujo de fluidos, en yacimientos donde se asume existen tres fases distintas en el yacimiento, petróleo, agua y gas (caso más complejo). Este es el simulador mas comúnmente usado en yacimientos de petróleo y la principal suposición es que las composiciones del petróleo y el gas no cambian significativamente con el agotamiento. Generalmente son isotérmicos.

El agua y el petróleo se asumen inmiscibles y que no existe intercambio de masa o cambio de fase entre ellos. Se asume además que el gas es soluble en el petróleo, pero no en el agua.

A pesar que los resultados de un estudio de simulación pudieran ser juzgados como más aceptables, debido a la complejidad que se le proporciona al modelo, es mejor diseñar el modelo más simple que permita simular el proceso de desplazamiento con suficiente exactitud. El diseño de un modelo estará influenciado por los factores siguientes:

- ◆ Tipo y complejidad del problema
- ◆ Tiempo disponible para completar el estudio
- ◆ Costo del estudio
- ◆ Calidad de los datos disponibles
- ◆ Capacidad del simulador y equipos existentes

Estos modelos generalmente se usan en las siguientes aplicaciones:

- ◆ Usados para simular yacimientos de petróleo que tienen baja volatilidad ($Bo < 2$)
 - ◆ Utilizado para representar procesos de desplazamiento agua/petróleo o gas/petróleo
 - ◆ Utiles en yacimientos con empuje por gas disuelto, expansión de capa de gas o inyección de gas.
-
- ◆ **SIMULADOR COMPOSICIONAL DE YACIMIENTOS**

Toma en cuenta el comportamiento composicional entre los componentes individuales de los hidrocarburos en las fases de gas y líquidos. Esto se debe a

que la información PVT usual no describe el comportamiento del fluido adecuadamente para los petróleos volátiles y condensados. La transferencia de masa entre cada uno de los elementos se calcula en fracciones molares de cada componente individual o seudocomponentes, combinando dos o mas de los componentes hidrocarburos individuales. Este tipo de modelo se debe utilizar para yacimientos de gas condensado (retrógrado) y petróleo volátil, así como cierto tipo de inyección de gas y/o procesos de recuperación mejorada. Algunos simuladores permiten el uso de gradientes de temperatura.

Generalmente tienen aplicación para los siguientes casos:

- ◆ Yacimientos de gas que caen por debajo del punto de rocío durante el agotamiento
 - ◆ Inyección de gas seco para reciclar los yacimientos indicados en el punto anterior
 - ◆ Inyección miscible de gas enriquecido o gas a alta presión
 - ◆ Yacimientos de petróleo volátil ($Bo > 2$)
-
- ◆ **MODELOS DE DOBLE POROSIDAD**

Son necesarios para modelar el comportamiento de yacimientos naturalmente fracturados así como algunos sistemas de carbonatos. El comportamiento de flujo y presión de este tipo de yacimientos debe ser considerado mas complejo que un sistema de porosidad simple.

- ◆ **MODELOS TÉRMICOS**

Se utiliza para simular procesos de inyección de vapor y combustión en sitio en yacimientos de petróleo pesado, donde se moviliza al petróleo básicamente por reducción de la viscosidad con la temperatura, el fraccionamiento del petróleo y la destilación de componentes intermedios de la fase petróleo hacia la fase gaseosa más móvil.

◆ SIMULADORES QUÍMICOS

Modelan el flujo de fluidos y el transporte de masa ocasionado por la dispersión, absorción, fraccionamiento y por comportamientos complejos de fase. Los modelos de flujo químico incluyen a los procesos de inyección de polímeros, surfactantes y alcálisis. Los procesos químicos involucran interacciones complejas roca / fluido como lo son: el intercambio de iones, la adsorción de los químicos en la roca, el flujo de tres o más fases y los esfuerzos viscosos de corte.

◆ SIMULADORES DE LINEAS DE FLUJO O STREAMLINES⁶

Este tipo de simulador, funciona mediante la aproximación de cálculos de flujo de fluidos en 3D por una suma de soluciones en 1D a través de la línea de corriente.

La ventaja computacional del método de líneas de flujo o “streamlines” puede atribuirse a las siguientes razones:

- ◆ Las líneas de corriente no requieren ser actualizadas frecuentemente
- ◆ Las ecuaciones de transporte, generalmente pueden ser resueltas analíticamente

- ◆ La solución numérica unidimensional no está limitada por el criterio de estabilidad de la malla
- ◆ Para desplazamientos heterogéneos, el tiempo de computo varia linealmente con el número de celdas, lo cual representa un buena opción para modelos de escala fina.

Estos modelos en la actualidad pueden representar una, dos o tres dimensiones.

La selección del número de dimensiones es el primer paso en el diseño de un modelo. Esto es necesario para reflejar la geometría del yacimiento.

La geometría del yacimiento se define por los mapas estructurales del tope y de la base, los cuales muestran todas las características estructurales del sistema, tales como fallas. Estos mapas deben incluir el acuífero, si existe.

A continuación se describen los modelos según el número de dimensiones

- ◆ **MODELOS ADIMENSIONALES**

Los modelos adimensionales ó tanque están basados en la conocida Ecuación de Balance de Materiales. Se asume que las propiedades de los fluidos y la formación son uniformes a través de todo el 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. Todas las características del yacimiento se representan mediante un solo bloque, Figura 1.1.

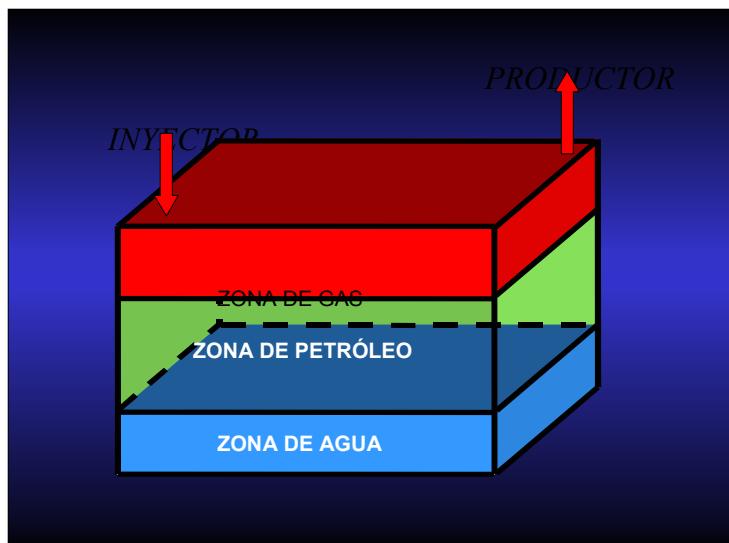


Figura 1.1 Modelo Adimensional

◆ MODELOS UNIDIMENSIONALES

Este tipo de modelos es usado para estudiar la sensibilidad del comportamiento del yacimiento a las variaciones de los parámetros del yacimiento. Por ejemplo, la sensibilidad del petróleo recuperable a la relación de movilidad, permeabilidad absoluta o la forma de las curvas de permeabilidad relativa.

Estos modelos son raramente empleados en estudios de yacimientos para un campo completo, por no poderse modelar el barrido areal y vertical. Por ejemplo, no se pueden efectuar cálculos confiables de la eficiencia del desplazamiento en regiones invadidas debido a que no se pueden representar adecuadamente los efectos gravitacionales que actúan perpendicularmente a la dirección del flujo. En este tipo de modelo, el yacimiento se representa por una fila de bloques rectangulares de área transversal constante, Figura 1.2.

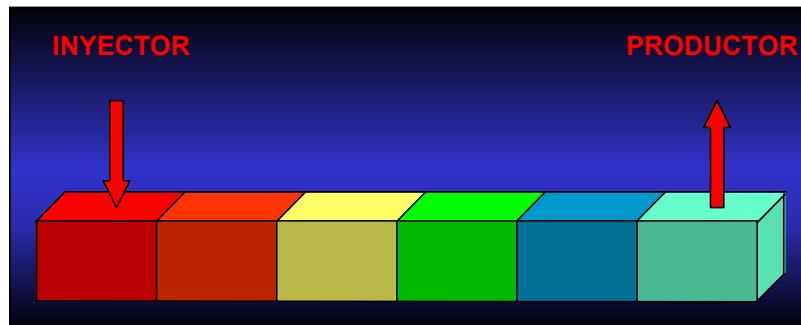


Figura 1.2 Modelo Unidimensional

♦ **MODELOS 2-D**

SECCIONES AREALES

Los modelos areales cartesianos 2-D (x,y) son los más usados en los estudios de yacimientos, para 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. También son utilizados cuando se desea efectuar el estudio del movimiento de fluidos entre pozos y la efectividad de un proceso de inyección.

Estos modelos se pueden usar para estudiar yacimientos de gran espesor que no sean altamente estratificados.

Los modelos areales usan normalmente un sistema de coordenadas cartesianas (x,y), y se representa el sistema físico de dos dimensiones por medio de bloques rectangulares de igual espesor, Figura 1.3. Sin embargo, existen algunas aplicaciones que requieren sistemas de coordenadas radiales (r,q) o curvilíneas.

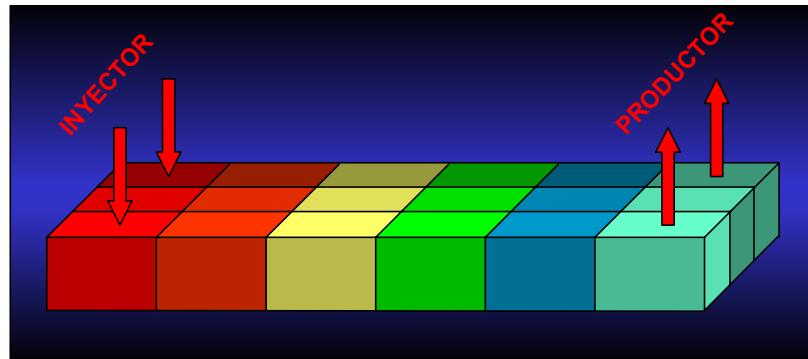


Figura 1.3. Modelo 2-D Areal

Estos dos últimos sistemas proporcionan una mejor definición cerca a los pozos. En ciertos casos, las coordenadas curvilíneas pueden utilizar un menor número de celdas que los modelos areales o 3-D.

SECCIONES TRANSVERSALES

Se usan fundamentalmente para:

- ◆ Simular inyección periférica de agua o inyección de gas en la cresta, con la finalidad de proporcionar información sobre la uniformidad de la eficiencia de barrido
- ◆ Analizar el efecto de la gravedad, capilaridad y fuerzas viscosas sobre la eficiencia de barrido vertical (conificación de agua)

Si la eficiencia de barrido areal es un aspecto importante a ser tomado en cuenta, no se debe usar este tipo de modelo para estimar el comportamiento total del campo. En el modelo de sección transversal se utiliza un sistema de dos

dimensiones de bloques rectangulares de igual espesor, distribuidos transversalmente, Figura 1.4, para representar adecuadamente la sección transversal física.

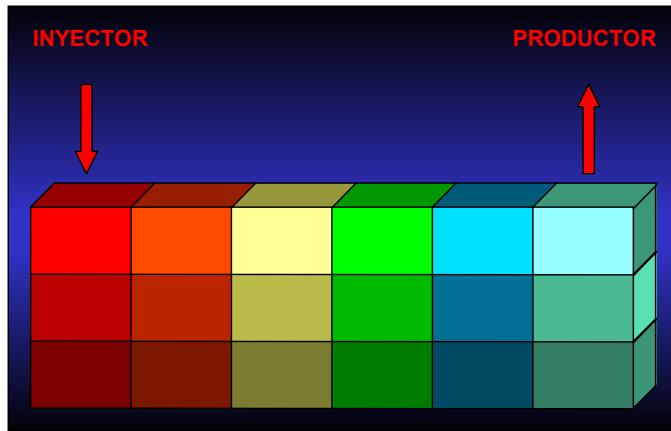


Figura 1.4. Modelo 2-D Transversal

◆ MODELOS RADIALES

Generalmente se usan para desarrollar funciones de pozo que permitan predecir el comportamiento cuando se usen en modelos 2-D areales y 3-D. Permiten evaluar el comportamiento de los pozos cuando los efectos verticales dominan el comportamiento, como ocurre en el caso de la conificación de agua o gas.

Los modelos 2-D radiales son muy usados para simular la convergencia o divergencia del flujo en una región radialmente simétrica del yacimiento.

Además, estos modelos se usan para estudiar el comportamiento de pozos en yacimientos con empuje de agua de fondo, con capa de gas y yacimientos que

tienen una columna delgada de petróleo y se encuentran rodeados por agua o gas.

◆ MODELOS MULTICAPAS

Estas herramientas se usan para modelar yacimientos con varias capas sin flujo cruzado. Sin embargo, estas capas tienen las mismas condiciones límite, tales como acuífero común o cuando la producción proveniente de las capas se mezcla en el pozo.

◆ MODELOS 3-D

Son los que mejor representan las características geológicas y movimientos de fluidos en el yacimiento. Estos modelos son usados cuando la geometría del yacimiento es muy compleja como para ser modelado por un 2-D y además se dispone de una buena definición geológica en el sentido areal y vertical, Figura 1.5.

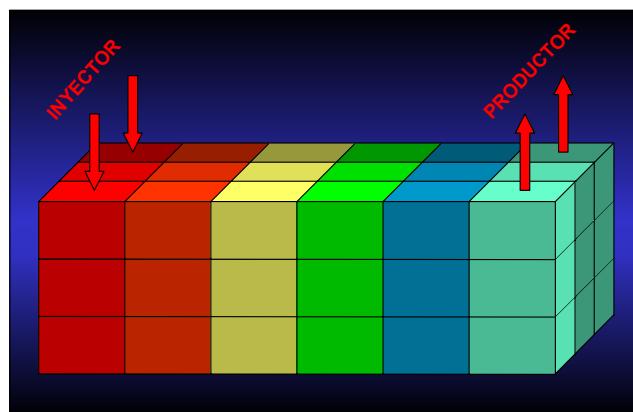


Figura 1.5 Modelo 3-D

Los yacimientos en etapa avanzada de agotamiento, tienen una dinámica de fluidos muy compleja y requieren modelaje 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.

Un problema que está asociado a los modelos 3-D es el tamaño. Un modelo adecuado puede tener tantas celdas que consumiría mucho tiempo en generar resultados y retardaría la toma de decisiones.

1.1.6 DISCRETIZACIÓN ESPACIAL Y DEL TIEMPO EN UN MODELO DE SIMULACIÓN

Se define la discretización como la subdivisión de la distancia y el tiempo en incrementos o pasos definidos y específicos. Es decir, las ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de fluidos en el yacimiento, no pueden ser resueltas analíticamente. Estas deben ser resueltas numéricamente, reemplazando las ecuaciones diferenciales con ecuaciones de diferencias finitas. En tal sentido, para usar ecuaciones de diferencias finitas es necesario tratar al yacimiento como si estuviera compuesto de elementos discretos de volumen y calcular los cambios en las condiciones para cada elemento de volumen en cada intervalo discreto de tiempo.

1.1.6.1 DISCRETIZACIÓN ESPACIAL

A.- UBICACIÓN DE LOS POZOS

La discretización espacial se realiza de tal manera que sea factible obtener los valores de presión y saturación en las zonas donde se piensa incluir ubicaciones

para pozos. Normalmente estas ubicaciones están representadas por todos los pozos existentes o planificados.

B.- GEOMETRÍA Y GEOLOGÍA DE LA ESTRUCTURA

Una representación adecuada de la geometría, geología y propiedades físicas del yacimiento es factor importante en el diseño de un sistema de modelaje. El límite externo del yacimiento es el factor mas obvio.

Las barreras internas al flujo de fluidos (barreras de lutitas, discontinuidades del yacimiento y fallas sellantes) definen la dimensión mínima de la malla.

La malla se elige de tal forma que permita aproximar la localización de las barreras. Los yacimientos altamente estratificados pueden requerir una mayor segmentación de la malla en la dirección vertical. La definición de la malla en la zona de transición es normalmente fina.

C.- PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Las variaciones en las propiedades de los fluidos (viscosidad, presión de saturación y RGP) pueden requerir una densificación de malla fina en algunas regiones del modelo. Algunos ejemplos son: zona de petróleo viscoso cercana al contacto agua/petróleo, cambios en la presión de saturación con la profundidad o posiciones areales en yacimientos de gas donde las propiedades del gas cambian con la profundidad.

1.1.7 EFECTO DE LA DIMENSION DE LA MALLA SOBRE EL MANEJO DE LA PRODUCCION Y LA PRESION ESTIMADA

La predicción certera de la presión y la tasa de flujo con el tiempo es altamente dependiente de la dimensión de las celdas en el sistema de mallado. Se requieren pocas celdas para modelar adecuadamente regiones de fase simple como es el caso de regiones con acuífero o capa de gas. En regiones multifásicas, la dimensiones de las celdas deben ser varias veces menores a las usadas en la región de fase simple, con la finalidad de definir adecuadamente las saturaciones dentro de la región. La predicción certera de las saturaciones es esencial para el cálculo de la presión y tasas de producción.

1.1.8 GUIAS PARA LA SELECCION DE DIMENSION DE LA MALLA

Desde el punto de vista geológico, seria ideal representar cada límite de facie (vertical y areal) por una celda. En muchos casos esto conduciría a celdas con altura vertical de 1 a 2 metros y un ancho lateral de 100 metros.

Desde el punto de vista práctico, esto es imposible de manejar. Mas aún, si se considera que el modelo geológico no puede ser diseñado para proporcionar ese tipo de detalle en el espacio entre pozos.

De acuerdo con la práctica, es necesario colocar entre cada pozo un espacio de al menos una celda. Asimismo, la dimensión elegida de la malla estará influenciada

por el proceso de desplazamiento y la posición de los contactos de los fluidos. Los pares productor-inyector deben estar separados por un mínimo de 3 celdas. Deben existir por lo menos 3 celdas entre el intervalo abierto de los pozos y el contacto original petróleo/agua y muchas mas celdas entre el intervalo abierto de los pozos y el contacto original petróleo/gas.

En lo referente a la orientación de la malla, es aconsejable alinearla en forma paralela a la característica estructural principal o a una falla limitante o a un tren predominante de un cuerpo arenoso.

1.1.9 SENSIBILIDAD DEL MODELO A LAS DIMENSIONES DE LA MALLA

La respuesta o soluciones del modelo matemático debería ser independiente de la dimensión de la malla del sistema seleccionado. Una vez que un sistema es seleccionado, es esencial verificar que este sistema proporcione una respuesta estable y poco variable a las preguntas definidas por el objetivo del estudio.

1.1.10 SELECCION DEL PASO MÁXIMO DE TIEMPO

Los pasos grandes de tiempo reducirán la calidad de las respuestas, mientras que los pequeños incrementarán los tiempos de cómputo.

1.1.10.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE LOS PASOS DE TIEMPO

Generalmente, antes de tomar en cuenta que tamaño tendrán los paso de tiempo, es importante considerar los siguientes factores:

- ◆ Estabilidad de la solución
- ◆ Dimensión de la malla
- ◆ Movilidades de los fluidos

1.1.10.2 PASOS VARIABLES DE TIEMPO

Se requieren pasos pequeños de tiempo para simular un yacimiento desde el inicio hasta que los gradientes de potencial y direcciones de flujo sean establecidos. Se considera que de 5 a 10 días, generalmente son intervalos de tiempo lo suficientemente pequeños para comenzar la simulación. Las dimensiones de los pasos de tiempo son incrementadas hasta que se alcancen los pasos de tiempo básicos del modelo.

1.1.11 PLANIFICACIÓN DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN

A continuación se presenta un “orden sugerido” de las actividades mas importantes a llevar a cabo durante un estudio de simulación:

- ◆ Definición del Problema
- ◆ Adquisición y Revisión de datos
- ◆ Descripción del yacimiento y diseño del modelo
- ◆ Ajuste de historia ó cotejo histórico
- ◆ Predicción
- ◆ Informe final

1.1.11.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El primer aspecto a tratar cuando se lleva a cabo un estudio de simulación es definir los problemas del comportamiento del yacimiento y problemas operativos asociados. Para lograr esto se debe reunir información suficiente acerca del yacimiento y su forma de operación, para así identificar las alternativas necesarias en lo que respecta a pronósticos.

Se debe definir en forma clara y concisa el objetivo práctico del estudio. Asimismo, son necesarias evaluaciones rápidas a fin de identificar el mecanismo principal de producción y reconocer qué factores dominarán el comportamiento del yacimiento (gravedad, heterogeneidad, conificación, etc.).

Si es posible, se debe determinar el nivel de complejidad del modelo de yacimiento, para iniciar el diseño del mismo e identificar los datos necesarios para su construcción.

1.1.11.2 ADQUISICIÓN Y REVISIÓN DE LOS DATOS

Los datos deben ser revisados y reorganizados, después que estos hayan sido recopilados, debido a que estos han sido obtenidos para diferentes usos y normalmente no han sido organizados de tal forma que tengan entrada directa en el simulador.

La revisión debe efectuarse cuidadosamente y se debe utilizar todo el tiempo necesario a fin de evitar trabajo innecesario en el futuro.

1.1.11.3 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO Y DISEÑO DEL MODELO

El diseño de un modelo de simulación está influenciado por el tipo de proceso a ser modelado, problemas relacionados con la mecánica de fluidos, los objetivos del estudio, la calidad de los datos del yacimiento y su descripción, restricciones de tiempo y el nivel de confiabilidad necesario para asegurar que los resultados del estudio sean aceptados como certeros.

1.1.11.4 AJUSTE DE HISTORIA

Después que se ha construido un modelo del yacimiento, debe ser verificado a fin de determinar si puede duplicar el comportamiento histórico del yacimiento. Generalmente, la descripción del yacimiento usada en el modelo es validada haciendo "correr" el simulador con datos de históricos de producción de crudo o líquido e inyección y comparando las presiones calculadas y el movimiento de los fluidos con el comportamiento real del yacimiento.

El principal objetivo de un estudio de simulación es predecir o pronosticar el comportamiento futuro del yacimiento con mayor exactitud que alguna otra técnica más sencilla de predicción.

Es evidente que el comportamiento del modelo numérico debe ser similar al del yacimiento para que los resultados sean aceptables. Debido a la incertidumbre inherente a los datos requeridos para construir el modelo, se debe probar el

comportamiento del modelo antes de ser usado para predecir el comportamiento futuro.

La única forma de probar el modelo es simular el comportamiento pasado del yacimiento y comparar los resultados con los datos históricos. Este proceso se usa también para identificar las inconsistencias del modelo y corregirlas.

El ajuste de historia es, por lo tanto, el proceso de refinar el modelo a través del ajuste de parámetros de geología, roca y fluido, para producir la mínima diferencia entre los datos de campo y los resultados del simulador, todo esto en una etapa de comportamiento conocido o estimable.

◆ PARÁMETROS PARA EL AJUSTE DE HISTORIA

Los parámetros a los que se acostumbra realizar un ajuste son los siguientes:

- ◆ Presión
- ◆ Tasas de flujo
- ◆ RGP
- ◆ RAP
- ◆ Tiempo de irrupción del frente

El objetivo es minimizar la diferencia entre estos parámetros históricos y los calculados por el simulador.

◆ PARÁMETROS QUE PUEDEN SER MODIFICADOS

Existen varios parámetros que pueden ser modificados ya sea solos o en conjunto para lograr un mejor ajuste de historia:

- ◆ Permeabilidad y espesor del yacimiento
- ◆ Permeabilidad y espesor del acuífero
- ◆ Capacidad de almacenamiento del acuífero
- ◆ Datos de permeabilidad relativa
- ◆ Datos de presión capilar
- ◆ Datos del pozo (factor de daño, etc.)

Existen parámetros adicionales que son conocidos con mayor certeza, pero que a veces pueden ser variados:

- ◆ Porosidad y espesor del yacimiento
- ◆ Definición geológica del yacimiento
- ◆ Compresibilidad de la roca
- ◆ Propiedades de los fluidos
- ◆ Contactos agua/petróleo y gas/petróleo
- ◆ Presiones de fondo fluyente

La variación a realizar en algunos de estos parámetros, depende de la confianza o certidumbre que se tenga en los valores.

◆ MECÁNICA DEL AJUSTE DE HISTORIA

Para realizar ajustes de la historia, es necesario seguir los siguientes pasos:

- ◆ Reunir los datos de historia de producción
- ◆ Evaluar su calidad
- ◆ Definir los objetivos para el ajuste de historia
- ◆ Desarrollar un modelo preliminar basado en los mejores datos disponibles
- ◆ Comparar los resultados del simulador con el comportamiento del yacimiento
- ◆ Decidir si los resultados del ajuste están dentro de una tolerancia aceptable
- ◆ Decidir si es necesario un ajuste automático de historia
- ◆ Efectuar ajustes al modelo y simular otra vez para mejorar el ajuste

◆ ANÁLISIS DE DATOS DE CAMPO

Los datos de producción deben ser analizados, pozo a pozo, para identificar y eliminar inconsistencias. En esta etapa se deben revisar los siguientes parámetros:

- ◆ Producción de petróleo
- ◆ Producción e inyección de gas
- ◆ Producción e inyección de agua

- ◆ Presiones fluyentes o de cierre corregidas al datum

Los resultados no representativos de producción de un pozo o zona productiva, también deben ser evaluados. Se debe tener especial cuidado para refinar estos datos, ya que estos pueden representar características anormales, si es que no se eliminan.

Cabe mencionar que datos de producción e inyección de agua no son medidos tan certeramente como la producción de petróleo.

El volumen inicial de petróleo, así como los contactos agua/petróleo y gas/agua, deben ser comparados con estimados conocidos, y si hubiera diferencia, proceder a revisarlos a fin de continuar con la predicción.

◆ AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESIÓN

Se recomiendan los siguientes pasos para lograr un ajuste exitoso de presión:

- ◆ Identificar los parámetros a ser ajustados. Normalmente la permeabilidad de la roca es la variable menos definida, y se usa frecuentemente para lograr un ajuste de presión. La porosidad no debe ser ajustada, a menos que exista incertidumbre en la data. Si la porosidad es obtenida del análisis de perfiles eléctricos o núcleos, no debe ser cambiada. La porosidad, espesor y extensión areal del acuífero son menos conocidos que en el yacimiento de petróleo, y pueden ser ajustados para obtener una mejor reproducción de la presión.
- ◆ Estimar el nivel de incertidumbre para las variables mencionadas anteriormente.

- ◆ Efectuar una primera corrida de prueba y decidir si la presión volumétrica promedio del yacimiento completo es reproducida satisfactoriamente por el modelo. Si no lo es, se debe usar alguna técnica simple, junto con la información geológica disponible, para efectuar algunos cambios. En este paso, se deben analizar los diferentes mecanismos de agotamiento a fin de evaluarlo y ajustarlos para lograr un ajuste de presión del yacimiento total.
 - ◆ Después que se logra un ajuste del yacimiento total, se debe llevar a cabo un ajuste de las regiones mayores del yacimiento. En esta etapa se refinan los parámetros de heterogeneidad del yacimiento, barreras al flujo y acuífero.
 - ◆ Dependiendo de los objetivos del estudio, se pueden obtener ajustes de presión para cada pozo.
-
- ◆ **AJUSTE DE LAS RGP Y RAP**

La mejor indicación de validez del modelo en la representación del yacimiento, es el ajuste de la RGP y RAP. El procedimiento usado para el ajuste puede variar de un yacimiento a otro. Sin embargo se puede sugerir el siguiente procedimiento:

- ◆ Identificar los parámetros que influyen en el movimiento del agua y gas dentro del yacimiento y acuífero.
- ◆ Estimar los límites superior e inferior para cada parámetro basado en su incertidumbre.
- ◆ Ajustar el comportamiento de un pozo en el cual el agua o gas rodea la zona de completación. El modelo se ajusta variando la permeabilidad en capas donde la incertidumbre es grande. La permeabilidad vertical es un factor muy crítico de ajuste en el modelo.
- ◆ Examinar las corridas efectuadas en el ajuste de presión. Estas corridas pueden ser usadas para identificar la severidad de la estratificación, la cual

puede requerir el ajuste de la permeabilidad vertical. Se debe probar la sensibilidad del modelo a la permeabilidad vertical.

- ◆ La distribución areal de la permeabilidad es otro factor importante y puede ser ajustada.
- ◆ Se deberá decidir si se efectúa ajuste en los datos de permeabilidad relativa.

◆ AJUSTE DE LA PRESIÓN DE LOS POZOS

La dimensión de una celda que contiene a un pozo productor o inyector en un simulador es normalmente mucho mayor que el radio del pozo. La presión de fondo medida, representa la presión a $r = rw$ y al momento de la prueba. Por otro lado, la presión calculada representa la presión promedio dentro de la celda donde se encuentra el pozo al final de cualquier paso de tiempo. Por lo tanto, la presión de fondo medida en un pozo activo, no debe ser comparada directamente con la presión estimada para la celda.

◆ AJUSTE DE LA SATURACIÓN DE LA MALLA A LA PROFUNDIDAD DEL CONTACTO

La dimensión de la malla es normalmente muy grande para determinar exactamente la posición de los contactos agua/petróleo y gas/petróleo a partir de la saturación de la malla en modelos 2-D o 3-D. Los contactos (CAP y CGP) obtenidos de perfiles eléctricos, no pueden ser comparados directamente a la saturación en la malla o retícula.

Un método usado frecuentemente es desarrollar una correlación con los resultados de un modelo detallado de sección transversal.

1.1.11.5 PREDICCIÓN

Una vez que se ha obtenido un ajuste aceptable de la historia, el modelo puede ser usado para predecir con mayor confianza el comportamiento futuro del yacimiento y así alcanzar los objetivos trazados por el estudio.

La calidad de las predicciones depende de las características del modelo y la exactitud de la descripción del yacimiento.

1.1.11.6 INFORME FINAL

El paso final de un estudio de simulación es plasmar los resultados y conclusiones en un Informe Final claro y conciso. El mismo puede ser un breve memorando para un pequeño estudio o un informe completo de gran volumen para un estudio al nivel de yacimiento completo.

En el Informe Final se deben incluir los objetivos del estudio, la descripción del modelo usado y presentar los resultados y conclusiones referentes al estudio específico.

1.2 ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN ⁷

Uno de los objetivos principales de los estudios de simulación es la selección de los esquemas de explotación futura, donde los esquemas de explotación son el conjunto de políticas que garantizan la máxima creación de valor en los procesos

de recuperación de las reservas de hidrocarburos. Los mismos tratan de delinear políticas de agotamiento dirigidas a maximizar el valor de las reservas.

No existen procedimientos ni normas específicas para elaborar un Plan de Explotación, ya que cada yacimiento responde a políticas particulares e individuales. Para adelantarnos, se requiere conocer el yacimiento y contar con las herramientas para lograr elaborar una Estrategia Óptima de Explotación.

La idea de los Planes de Explotación es definir estrategias para:

- ◆ Continuar el desarrollo de las reservas en producción
- ◆ Desarrollar las reservas probadas aun no desarrolladas
- ◆ Incorporar y desarrollar nuevas reservas

Este estudio se basará en realizar una evaluación de nuevas localizaciones a través de tecnología basada en la perforación de pozos horizontales y multilaterales. A continuación se da una pequeña reseña acerca de las principales características de estos pozos.

1.3 PERFORACION HORIZONTAL

Los pozos horizontales o paralelos a la zona productora, en general se perforan con la finalidad de tener mayor producción por pozo que sus equivalentes verticales.

La disponibilidad de la tecnología y su perfeccionamiento operacional, ha permitido que varias empresas productoras de petróleo cambien la perforación vertical por horizontal. La razón de este cambio se debe a un mayor beneficio

económico en función de la inversión realizada, reduciendo el costo unitario de extracción⁸.

Algunos de los beneficios en la perforación horizontal son:

- ◆ Menor impacto ambiental
- ◆ Incrementar el área de exposición del yacimiento
- ◆ Evitar conificación de gas/petróleo/agua
- ◆ Acceder a zonas de poco drenaje o no drenadas
- ◆ Mejorar la eficiencia del drenaje

Previo a una perforación horizontal se deben realizar un grupo de estudios como:

- ◆ Geológicos y de Yacimientos: justifican técnicamente la localización
- ◆ Económicos: determinan cuan atractivo es el proyecto desde el punto de vista de inversión de capital.
- ◆ Perforación: Para determinar los problemas potenciales que se pueden encontrar desde el punto de vista operacional.
- ◆ Programa de Terminación: Para garantizar que el pozo se complete con un mínimo daño y con la completación óptima.
- ◆ Evaluación Final

Aunque la perforación horizontal no es de aplicación universal (algunos yacimientos no reúnen las condiciones necesarias), la experiencia adquirida hasta ahora en diversos sitios del mundo señala siete usos prácticos:

- ◆ Perforación de zonas fracturadas en el yacimiento
- ◆ Yacimientos con problemas de conificación del agua, ya que, con los pozos horizontales es posible reducir la formación del cono, al existir un diferencial menor entre la formación y el pozo
- ◆ Yacimientos con empuje hidráulico periférico o con empuje de gas, en los que pozos horizontales rinden un doble beneficio: (1) más eficiente drenaje por gravedad y (2) área de drenaje mucho más amplia
- ◆ Yacimientos con horizontes productores de poco espesor, en los que se requeriría gran números de pozos verticales para efectuar su desarrollo
- ◆ Proyectos de recuperación secundaria o terciaria, ya que los pozos horizontales pueden incrementar notablemente el índice de inyectividad y mejorar la eficiencia areal de barrido
- ◆ Evaluación de nuevos yacimientos. Los pozos horizontales permiten estudiar la evolución geológica y dar información valiosa para programar el desarrollo del campo
- ◆ Campos costafuera. Experiencias recientes indican que, en ciertos casos, con cuatro pozos horizontales se pueden reemplazar los 12 a 16 pozos direccionales que suelen perforarse desde una plataforma fija típica.

1.3.1 TIPOS DE POZOS HORIZONTALES

Existen cuatro tipos básicos de pozos horizontales:

- ◆ Radio largo, (400 mts ó 1312'), ángulo de desviación: 2-6°/100 pies
- ◆ Radio medio, (90 mts ó 295'), ángulo de desviación: 6-29°/100 pies
- ◆ Radio corto, (10 mts ó 33'), ángulo de desviación: 29-280°/100 pies

- ◆ Radio ultra-corto, (0,3 mts ó 1'), ángulo de desviación: 90°/pies

Cada uno de estos tipos de pozos requiere de técnicas de perforación y completación que van en función directa con la tasa de incremento de ángulo y por supuesto con el desplazamiento horizontal.

Los pozos horizontales se dividen en pozos nuevos o de reentrada. En el caso de perforar un pozo horizontal reentrada, se deben evaluar algunos factores:

1. Estado del Revestidor: corrosión, punzados, etc.
2. Cementación del Revestidor: sobre todo en la zona donde se va a realizar la apertura de la ventana
3. Intervalos superiores: los intervalos que están por encima de la profundidad del K.O.P. (“Kick Off Point” o punto de desvío de la vertical), deben estar cerrados y no deben interferir durante la perforación del pozo horizontal, donde la profundidad del K.O.P depende geométricamente de la profundidad de la arena objetivo y de que éste punto quede ubicado en una formación resistente (como el caso de una lutita) que permita alcanzar la inclinación de 90° en el punto horizontal dentro de la arena objetivo
4. Cabezal del pozo: estado en que se encuentra.

1.4 POZOS MULTILATERALES⁹

Los pozos multilaterales son aquellos en los cuales se perforan brazos dentro de una o más secciones productoras desde un pozo principal: los laterales o brazos pueden seguir una o diferentes direcciones entre sí.

Con estos pozos se busca lograr acelerar la producción por el incremento de la productividad del pozo, ya sea, aumentando el recobro final del yacimiento, con acceso a múltiples compartimentos o yacimientos lenticulares, con mantenimiento de alto potencial a bajo costo, reduciendo la depositación de lodo, ahorro en revestimiento de superficie e intermedio y en cementación, además de obtenerse menor impacto ambiental.

1.4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES¹⁰

Según la forma de completación en la unión o junta, los pozos multilaterales pueden clasificarse de la siguiente manera (Figura 1.6)

- ◆ **Nivel 1 - Unión abierta/ no soportada:** Pozo principal y lateral en el hueco abierto o con el liner colgado en cualquiera de los dos intervalos
- ◆ **Nivel 2 - Pozo principal revestido y cementado - Lateral abierto:** Lateral en hueco abierto o con el liner colgado en el hueco principal
- ◆ **Nivel 3 - Pozo Principal Revestido y Cementado – Lateral revestido pero no cementado:** El liner lateral es “anclado” con un colgador sin cementar
- ◆ **Nivel 4 - Pozo Principal y Pozo Lateral Revestido y Cementado:** Ambos pozos se cementan en la unión
- ◆ **Nivel 5 - Integridad de Presión en la Unión:** Realizada con la completación (sin cementación)
- ◆ **Nivel 6 - Integridad de Presión en la Unión:** Realizada con el revestimiento (cemento no aceptable)

Se debe hacer énfasis en que ha medida que aumenta el nivel de la junta (de Nivel 1 al 6) se incrementa el costo, el riesgo y la complejidad del pozo. Al

finalizar este trabajo se hace de nuevo referencia a este aspecto en la discusión de resultados.

La integridad de la formación en la junta determinará la presión diferencial de la junta inicialmente y durante la vida del pozo. Otro punto a considerar es la mecánica de producción en el caso de que existan varias zonas productoras con producción simultánea o separada. También se debe considerar la capacidad de reentrar en las zonas en caso de realizar trabajos futuros de reparación de pozos.

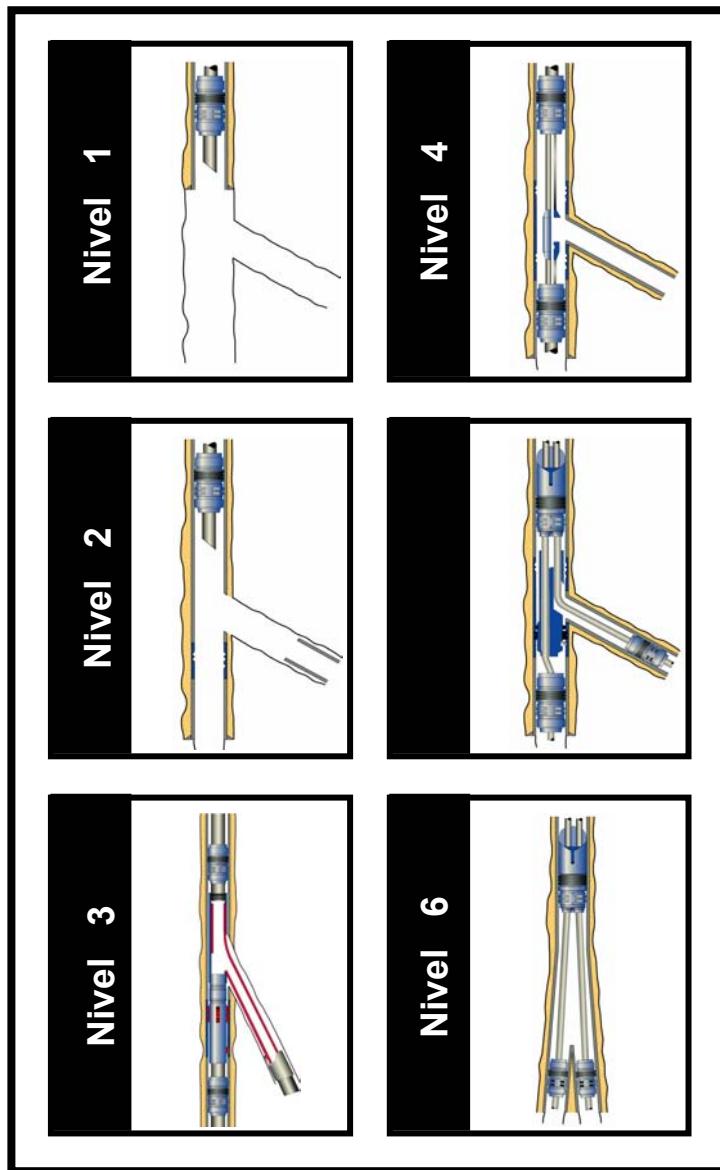


Figura 1.6 Clasificación de Pozos Multilaterales según la completación en la unión o junta¹¹

1.4.2 TIPOS DE POZOS MULTILATERALES SEGÚN SU DISPOSICIÓN GEOMÉTRICA¹²

Existen diferentes maneras de completar pozos multilaterales para drenar el yacimiento de manera efectiva. A continuación se da una breve explicación de los tipos de pozos multilaterales según la geometría del yacimiento (Figura 1.7)

- ◆ **Dos Laterales Opuestos:** Este tipo de pozo se completa con un brazo buzamiento arriba y otro brazo buzamiento abajo (en sentido contrario al otro brazo)
- ◆ **Laterales apilados:** Se utiliza para producir de dos o más zonas que se encuentren separadas por lentes de baja permeabilidad
- ◆ **Pozo Multiramas:** Utilizados para producir una zona donde son perforados múltiples hoyos a partir de un hoyo principal
- ◆ **Ramas Laterales conectadas a un hoyo madre horizontal:** En este tipo de pozo todos los brazos salen en direcciones distintas, manteniéndose siempre en un plano horizontal
- ◆ **Ramas extendidas:** Igual que el caso anterior, sólo que ahora los brazos del pozo horizontal se mantienen siempre en un plano vertical
- ◆ **Pozo Tenedor:** Esta configuración de pozo consiste en dos brazos que se encuentran en la misma dirección y a una misma profundidad lateral

Cada uno de estos tipos de pozos tiene un atractivo especial de acuerdo a condiciones específicas del yacimiento que se pretenden drenar.

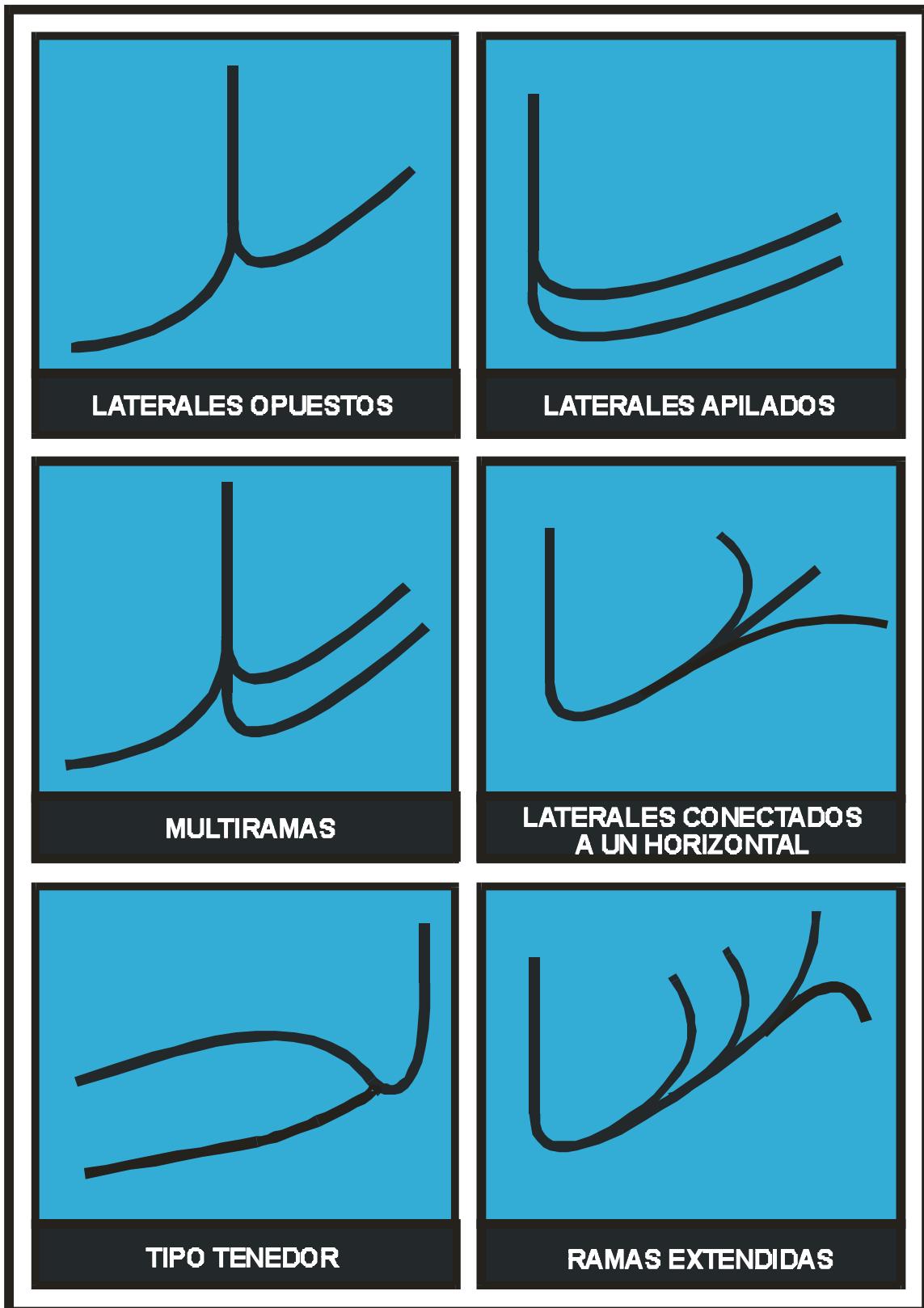


Figura 1.7 Tipos de Pozos Multilaterales

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El yacimiento C7 pertenece al área VLA-31, Bloque I, Campo Lagomar y se encuentra localizado en el Flanco Oeste de la región norcentral de la Cuenca del Lago de Maracaibo (Figura 2.1), formando parte de la Formación Misoa de Edad Eoceno Inferior.

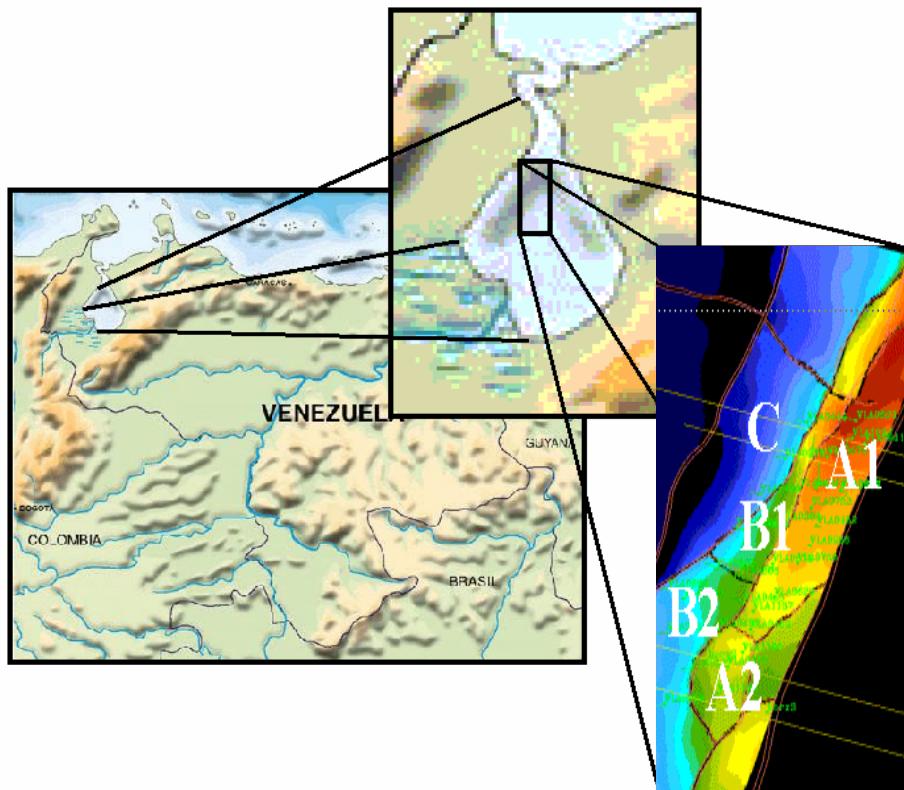


Figura 2.1 Ubicación del yacimiento C7, Área VLA-31

2.2 ANTECEDENTES¹³

El área VLA-31 fue descubierta en 1956, y produjo un crudo de gravedad promedio de 30° API de la formación Misoa C, la cual está constituida básicamente por varios yacimientos estratificados con intercalaciones de lutitas quedando compuesto por tres unidades de flujo: C70, C72 y C74.

Hasta el presente se han completado un total de 20 pozos con una producción acumulada de petróleo de 33.8 MMBN lo cual representa 11.11% del POES estimado de 304.1 MMBN. Actualmente produce a una tasa promedio cercana a los 900 BLS/d con un corte de agua aproximado de 65.7% y una RGP de 2548 PCN/BN.

La presión inicial fue de 4300 Ipcá, referida a un datum de 9370 pies. La prueba inicial del pozo descubridor (VLA-185) indicó un crudo de 30 °API. Se determinó que la presión de burbujeo es 2950 Ipcá, lo cual indica que el crudo estaba subsaturado originalmente. Este yacimiento ha estado produciendo por agotamiento natural de presión con influjo de agua, sin inyección de fluidos.

La explotación del yacimiento ha sido concentrada básicamente en los sectores centro-este y sur-este, motivado principalmente a factores geológicos. Los datos petrofísicos indican que la columna es de hidrocarburos de unos 490 pies, pero con una baja porosidad (12% promedio) y una alta saturación inicial de agua (42.1%).

Las tres unidades de flujo tienen un tren estructural dominado por el sistema de la falla ICOTEA. Este sistema generó patrones de fallas inversas, cortando a la roca madre La Luna. Estas fallas son las responsables, no solamente de la formación

de trampas estructurales, sino también, han sido las rutas probables activas de migración durante la sedimentación de Misoa B y claramente a través de Lagunillas Inferior. Estas fallas inversas son las mayores dentro de la sección de hidrocarburos y causan la subdivisión del área en varios bloques: A, B y C (Figura 2.2)

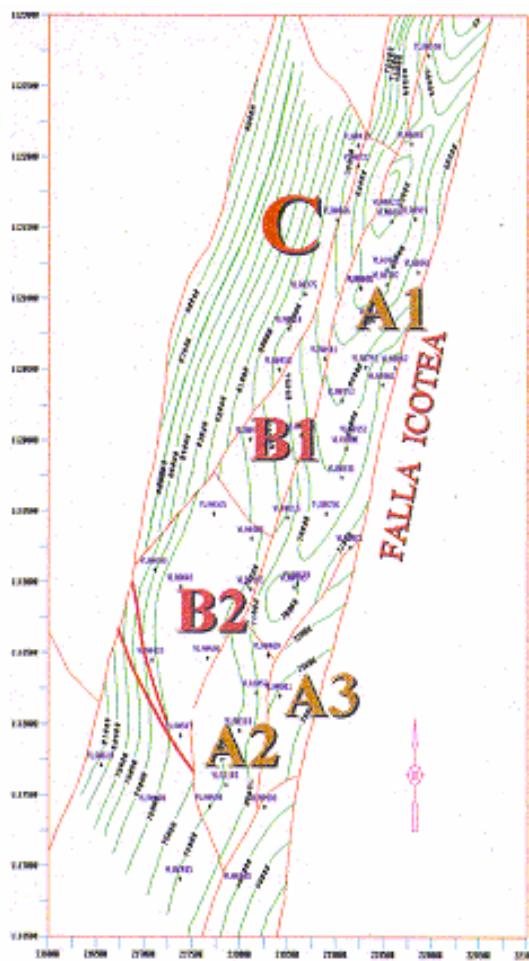


Figura 2.2 Mapa Estructural del yacimiento C7, Área VLA-31

En la Tabla 2.1 se muestra como se encuentran distribuidos los pozos según la subdivisión del yacimiento:

Tabla 2.1 Distribución de los pozos por bloques, Arena C7, Área VLA-31

Arena	Sub-Bloque	Bloque A	Bloque B	Bloque C
C7	1	VLA-185		
		VLA-469	VLA-300	VLA-834
		VLA-736	VLA-787	VLA-861
		VLA-745	VLA-1080	VLA-910
		VLA-1089		
	2	VLA-316	VLA-485	
		VLA-901	VLA-496	
		VLA-1052	VLA-507	----
		VLA-1059	VLA-515	

En la Tabla 2.2 se muestran los pozos que han sido los mayores productores en C7:

Tabla 2.2 Pozos con mayor producción acumulada en la Arena C7, Área VLA-31

Pozo	Petróleo Acumulado (MMBN)
VLA-0316	8.41
VLA-0185	5.14
VLA-0469	4.36
VLA-0787	3.55
VLA-0485	3.32
VLA-0496	3.12

Estos pozos han producido el 78% del total correspondiente del yacimiento.

Actualmente, el yacimiento produce a través de cuatro pozos activos, los cuales se indican en la Tabla 2.3

Tabla 2.3 Pozos activos en la Arena C7, Área VLA-31

Pozo	Tasa de Petróleo (BPPD)	RGP (PCN/BN)	Corte de Agua (fracción)
VLA-0787	308	1804	0.634
VLA-1052	112	3339	0.776
VLA-1059	261	2753	0.636
VLA-1089	147	3179	0.650

2.3 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO¹³

2.3.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

El Área VLA-31 contiene un crudo de gravedad promedio de 30° API. A continuación en la Tabla 2.4 se muestran las propiedades PVT obtenidas de dos muestras de fluidos del campo para la Arena C7:

Tabla 2.4 Propiedades PVT de los Crudos, Arena C7, Área VLA-31

FECHA		
	Agosto de 1957	Octubre de 1959
Pozos	VLA-185	VLA-300
°API	30.1	36
Profundidad de la Muestra, Pies	9050	10250
Compresibilidad del Crudo, 1/LPC	17.0E-06	16.5E-06
Presión de Burbujeo, LPC	2944.95	3092.357
Relación gas en solución inicial, PC/BY	753	877.5
Factor vol. del crudo @ Pb, BY/BN	1.4997	1.6444
Viscosidad del crudo @ Pb, Cps	0.476	0.386

Las propiedades PVT fueron ajustadas y validadas usando el programa MBAL mediante las correlaciones de Glaso y Beal et al. como se observa en las Figuras 2.3 y 2.4.

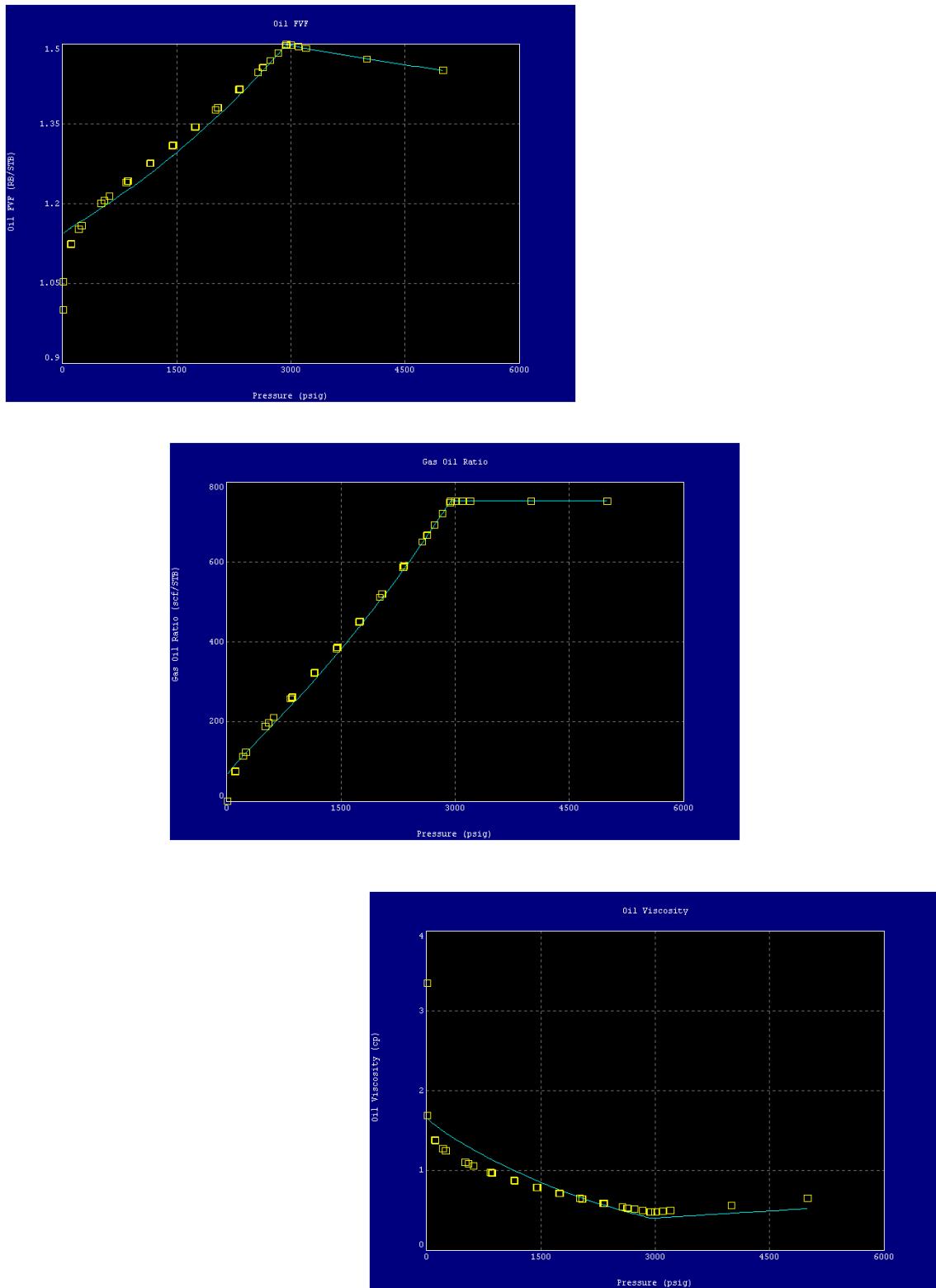


Figura 2.3 Ajuste de propiedades PVT del Pozo VLA-185

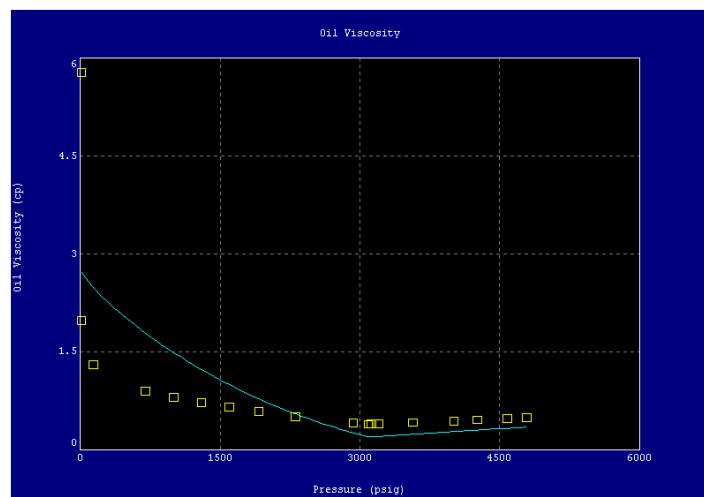
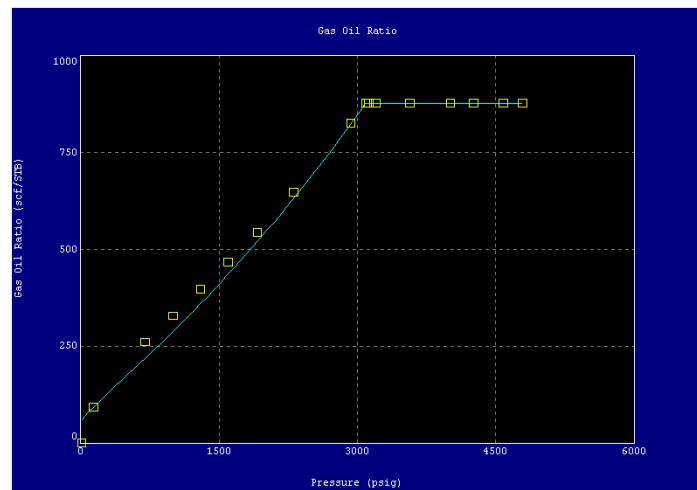
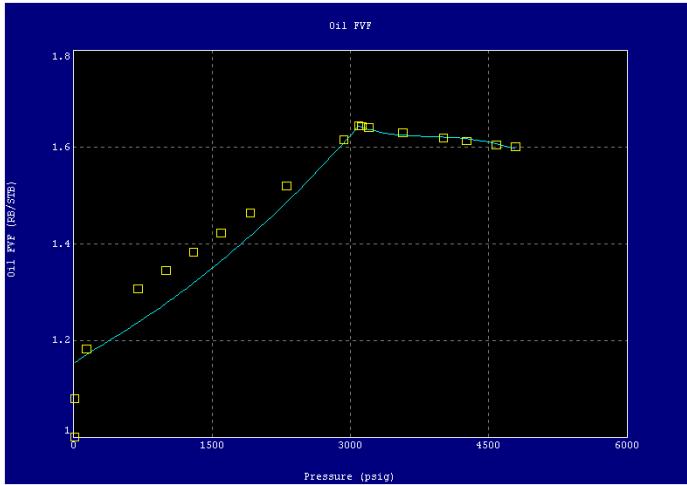


Figura 2.4 Ajuste de propiedades PVT del Pozo VLA-300

2.3.2 Propiedades de la Roca

Las propiedades petrofísicas promedio para cada una de las unidades de flujo se obtuvieron mediante la interpretación sísmica y los análisis de facies realizados durante la evaluación de la Fase II del proyecto ¹³. Estos resultados se muestran a continuación en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Valores Petrofísicos Promedio para las Unidades C70/C74,

Area VLA-31

Unidad	Tope Pies	Base Pies	ANT Pies	ANP Pies	Φ	Sw
C70	9379	9821	443	227	0.124	0.413
C72	9939	10161	222	90	0.119	0.404
C74	10189	10499	310	180	0.124	0.425
			975	496		

Es importante señalar que la mayoría de los pozos sólo penetran C70 y parcialmente C72. Pocos pozos penetraron C74 y en algunos casos la arena es repetida debido al efecto de la falla inversa, creando esto distorsión en los valores estimados para ANT y ANP.

2.4 HISTORIA DE DESARROLLO DEL YACIMIENTO¹³

UNIDAD C70/C74

La arena C7 ha producido desde Junio de 1956. Alcanzó una tasa máxima de 7000 BPPD en Dic/68, a través de seis (6) pozos completados. El potencial de producción empezó a declinar hasta alcanzar una tasa de 1500 BPPD. Después, la producción se incrementó con el aporte de tres pozos nuevos, luego se observa una disminución en la tasa hasta finales de 1987 cuando empieza a mantener una tendencia constante de 1000 BPPD durante cuatro años (Figura 2.5).

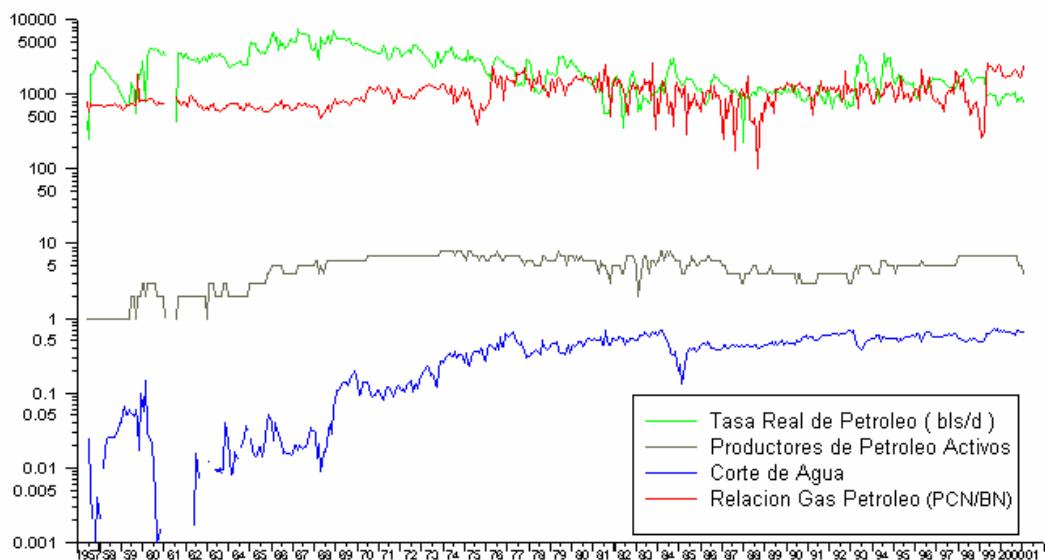


Figura 2.5 Comportamiento histórico de producción, Arena C7, Área VLA-31

A mediados de 1993, la producción alcanzó el nivel máximo de 3000 BPPD por el aporte de cinco (5) pozos activos, para luego declinar a 1000 BPPD debido al cierre de un (1) pozo en 1994. Con la completación de dos pozos adicionales el

potencial se incrementa otra vez a 3000 BPPD. Entre los años 1994 y 1996 la producción se mantiene constante en unos 1500 BPPD cuando empieza a declinar la tasa a 1100 BPPD hasta finales de 1997 cuando son completados dos (2) pozos y se incrementa el potencial a 2000 BPPD. Luego, continua declinando hasta la actualidad, donde el potencial del yacimiento es de unos 900 BPPD con un corte de agua aproximado de 65.7% y una RGP de 2548 PCN/BN.

La producción acumulada de 20 pozos ha sido de 34.14 MMBN de petróleo, 32.897 MMMPCN de gas y 15.122 MMBN de agua. Se concluye que este yacimiento ha estado bajo la influencia de un acuífero extenso.

Bloque A1

El Bloque A1 ha estado produciendo desde Junio de 1956, a través del pozo VLA-185. La tasa máxima alcanzada fue de 3000 BPPD con la completación de los pozos VLA-185 y VLA-469 en marzo de 1965 (Figura 2.6). Luego la producción empieza a declinar debido a un incremento en el corte de agua.

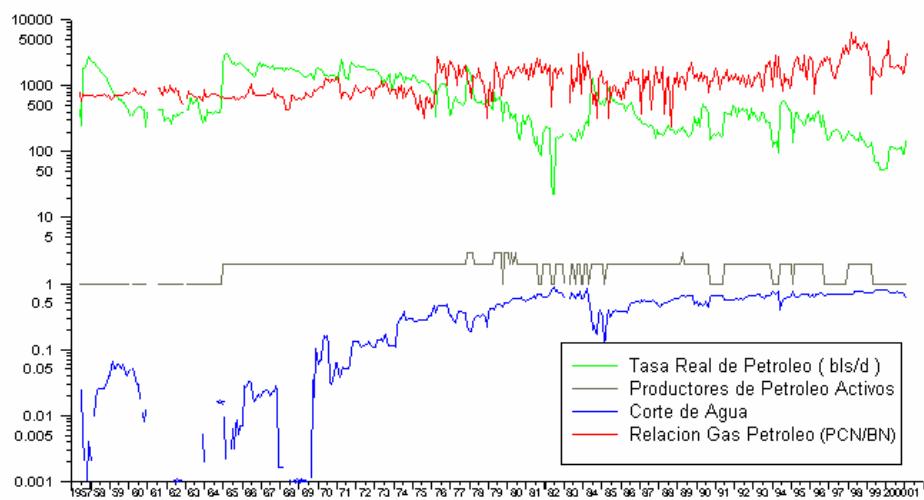


Figura 2.6 Comportamiento histórico de producción, Bloque A1.

Para Noviembre de 1977, se completa el pozo VLA-745, lo cual eleva la producción a 2000 BPPD. Posteriormente, el pozo VLA-469 es abandonado por baja productividad en junio de 1980. Seguidamente la producción de petróleo se redujo a consecuencia del aumento de la producción del agua. En marzo de 1984, la tasa de petróleo era de 282 BPPD con un corte de agua de 80%. Mediante un trabajo de reacondicionamiento en el pozo VLA-745, se redujo el corte de agua incrementando la tasa de petróleo a 1300 BPPD, para luego declinar a niveles de 200 BPPD en 1987.

A finales del año 1991, la tasa de producción alcanzó un máximo de 500 BPPD, declinando posteriormente a 100 BPPD debido al incremento tanto del corte de agua como de la relación gas petróleo. Para junio de 1994 se completa el pozo VLA-1089 y el potencial del yacimiento incrementa a 600 BPPD. A finales de 1994 la producción de petróleo nuevamente a declina a unos 200 BBPD debido a los altos cortes de agua.

Para marzo de 2001, este bloque producía 132 BPPD con una relación gas petróleo de 3179 PC/BN y un corte de agua de 65%, a través de un pozo activo. La producción acumulada hasta la fecha ha sido de 11.059 MMBN de petróleo, 10.6 MMMPCN de gas y 4.17 MMBLS de agua. A continuación la Tabla 2.6 muestra el estado actual de los pozos completados en el bloque A1:

Tabla 2.6 Estado actual pozos completados en el Bloque A1, Arena C7.

POZO	FECHA	ESTADO	COMENTARIOS
VLA-185	06/1957	Inactivo desde 04/1999	Baja productividad; (Qo= 42 BPPD, %AyS= 59.6% RGP= 475.6 PCN/BN)
VLA-469	01/1965	Inactivo desde 06/1980	Baja productividad; (Qo= 55 BPPD, %AyS= 60% RGP= 2000 PCN/BN)
VLA-736	04/1989	Inactivo desde 05/1989	El pozo se probó en 04/1989. Mostró baja productividad; (Qo= 87 BPPD)
VLA-745	11/1977	Inactivo desde 12/1993	Qo= 183 BPPD, %AyS= 60% RGP= 2213 PCN/BN
VLA-1089	06/1994	Activo	Qo= 147 BPPD, %AyS= 65%

BLOQUE A2

Este bloque ha sido drenado desde febrero de 1960 con la completación del pozo VLA-316. La tasa de producción máxima de 3526 BPPD se alcanzó en octubre de 1960. A partir de esta fecha comienza a declinar debido a la declinación de la presión. Para mayo de 1969 la producción de petróleo se ubicó en 1040 BPPD con un corte de agua de 7% y una relación gas petróleo de 416 PC/BN.

El potencial de producción se mantuvo casi constante hasta 1977, cuando la tasa empieza nuevamente a declinar. Para mayo de 1983 la producción se ubicó alrededor de 100 BPPD con un corte de agua de 10%. Con la completación adicional del pozo VLA-901 en diciembre de 1983 se incrementa la producción a

300 BPPD, pero este pozo empieza a declinar su potencial debido a la alta producción de agua (Figura 2.7). Luego se cierran los pozos VLA-901 (diciembre de 1985) y el VLA-316 en Julio de 1988.

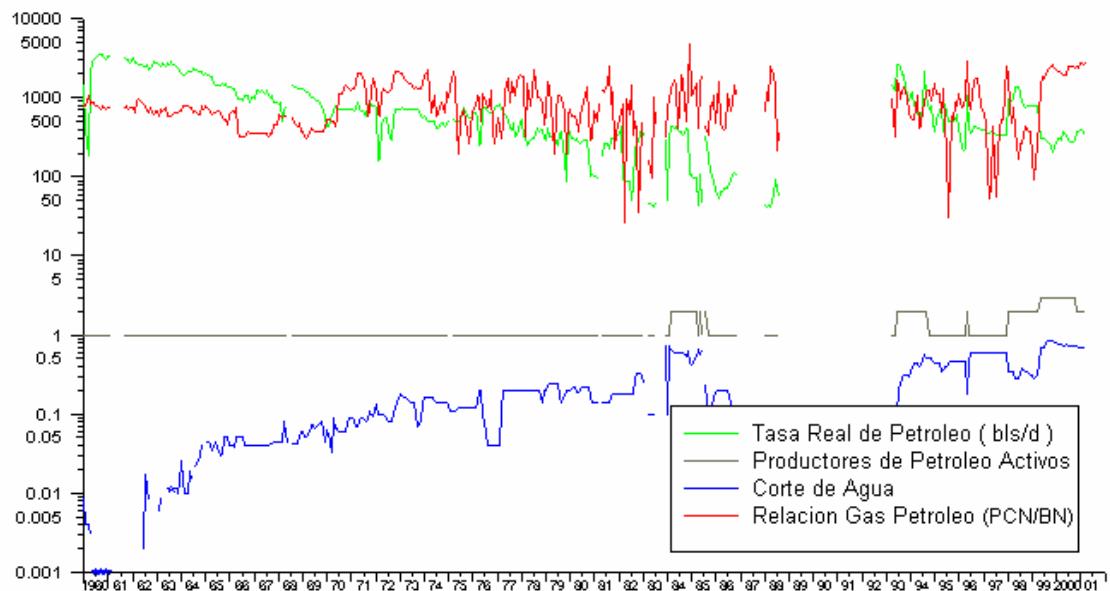


Figura 2.7 Comportamiento histórico de producción, Bloque A2

La producción de este bloque es nuevamente restablecida con la apertura de los pozos VLA-1052 y VLA-1059 completados entre abril y mayo de 1993 respectivamente. La apertura de estos dos nuevos pozos permite alcanzar una tasa de 2626 BPPD en julio de 1993, Luego en septiembre de 1994 se cierra el pozo VLA-1059 debido a los altos cortes de agua, declinando la producción a 1021 BPPD; esta tendencia de declinación se mantiene hasta llegar a 330 BPPD en diciembre de 1997. En enero de 1998 se pone en producción el pozo VLA-316 y se vuelve alcanzar un potencial aproximado de 1000 BPPD, aunque este es cerrado nuevamente en septiembre de 2000 debido a los altos cortes de agua (72.5%).

En la actualidad la producción de petróleo para este bloque es de 344 BPPD, con una relación gas petróleo de 2901 PCN/BN y un corte de agua de 67.6%, a través de dos pozos productores (VLA-1052 y VLA-1059). La producción acumulada hasta la fecha ha sido de 10.05 MMBN de petróleo, 8.23 MMMPCN de gas y 2.44 MMBLS de agua. A continuación, la Tabla 2.7 muestra el estado actual de los pozos completados en el bloque A2:

Tabla 2.7 Estado actual pozos completados en el Bloque A2, Arena C7.

POZO	FECHA	ESTADO	COMENTARIOS
VLA-316	02/1960	Inactivo desde 09/2000	Baja productividad; (Qo= 40 BPPD, %AyS= 72.5% RGP= 1622 PCN/BN)
VLA-901	12/1983	Inactivo desde 08/1985	Baja productividad; (Qo= 87 BPPD, %AyS= 75.7% RGP= 3339 PCN/BN)
VLA-1052	04/1993	Activo	Qo= 112 BPPD, %AyS= 75.7% RGP= 3339 PCN/BN
VLA-1059	06/1993	Activo	Qo= 261 BPPD, %AyS= 63.6% RGP= 2753 PCN/BN

BLOQUE B1

Este bloque se encuentra en producción desde Agosto de 1956 a través del pozo productor VLA-300. En octubre de 1978 el bloque soló había logrado acumular 422 MBN a través de su único pozo completado que luego es cerrado por alto corte de agua. En junio de 1979 se reactiva la producción en el bloque a través del pozo VLA-787 alcanzando un potencial de 1734 BPPD (Figura 2.8).

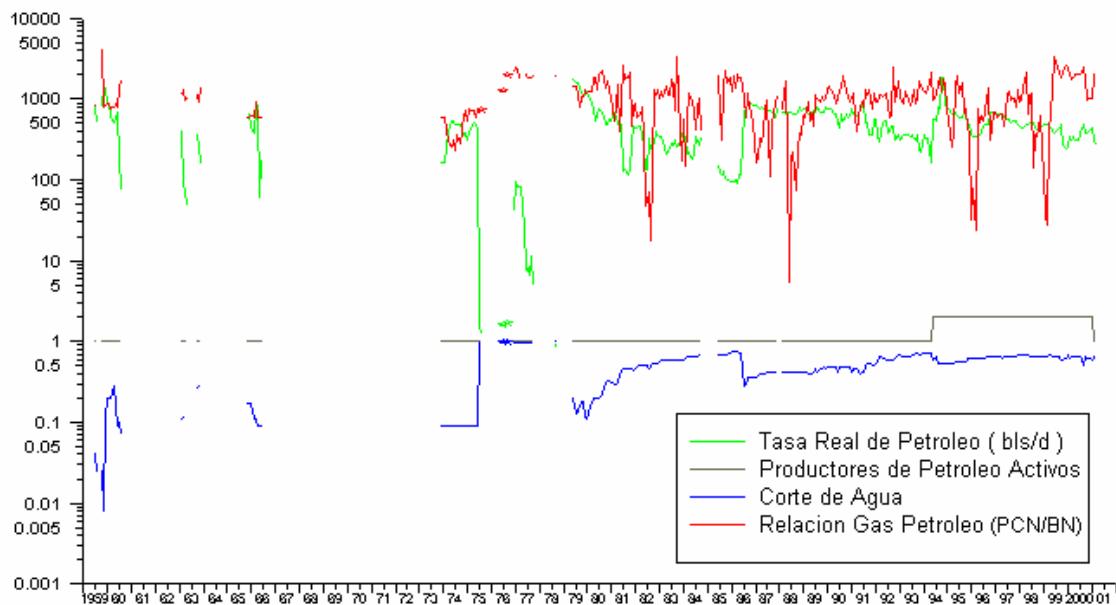


Figura 2.8 Comportamiento histórico de producción, Bloque B1

En noviembre de 1984, la tasa de producción era de 338 BPPD con un corte de agua promedio de 67%. Luego es cerrada la producción por siete meses y en junio de 1986 se repara el pozo VLA-787, mejorando el potencial de producción a 900 BPPD, una relación gas petróleo de 1146 PC/BN y un corte de agua de 36%. Estos niveles de producción se mantienen casi constantes hasta finales de 1989 cuando la tasa declina por incremento en el corte de agua.

En junio de 1994 se completa el pozo VLA-1080 aumentando el potencial de 168 a 1820 BPPD, para luego disminuir drásticamente por razones de incremento en el corte de agua.

Para la fecha de marzo de 2001, el potencial de producción de este bloque a través de su único pozo activo (VLA-787) era de 275 BPPD con un corte de agua de 63.4% y una RGP de 1804 PCN/BN. La producción acumulada hasta la fecha

ha sido de 4.39 MMBN de petróleo, 4.41 MMMPCN de gas y 4.94 MMBLS de agua. A continuación la Tabla 2.8 muestra el estado actual de los pozos completados en el Bloque B1:

Tabla 2.8 Estado actual pozos completados en el Bloque B1, Arena C7.

POZO	FECHA	ESTADO	COMENTARIOS
VLA-300	08/1959	Inactivo desde 10/1978	Alto Corte de agua (90%)
VLA-787	06/1979	Activo	$Q_o = 308 \text{ BPPD}$, $\%AyS = 63.4\%$ $RGP = 1804 \text{ PCN/BN}$
VLA-1080	06/1994	Inactivo desde 01/2001	Baja productividad $Q_o = 78 \text{ BPPD}$, $\%AyS = 83.6\%$ $RGP = 3923 \text{ PCN/BN}$

BLOQUE B2

El bloque B2 en la arena C7 se ha drenado a través de los pozos VLA-485, VLA-496, VLA-507, VLA-515, siendo el primer pozo productor el VLA-485 completado en febrero de 1966. El potencial máximo de 4138 BBPD se alcanzó en abril de 1967 (Figura 2.9) con dos pozos completados (VLA-485 y VLA-496). Después, la tasa de producción de petróleo declina debido en parte al aumento en el corte de agua y a la declinación de presión del bloque. Para febrero de 1968 es completado el pozo VLA-515, lo cual restablece el potencial de producción a 4000 BPPD a finales de diciembre del 1968.

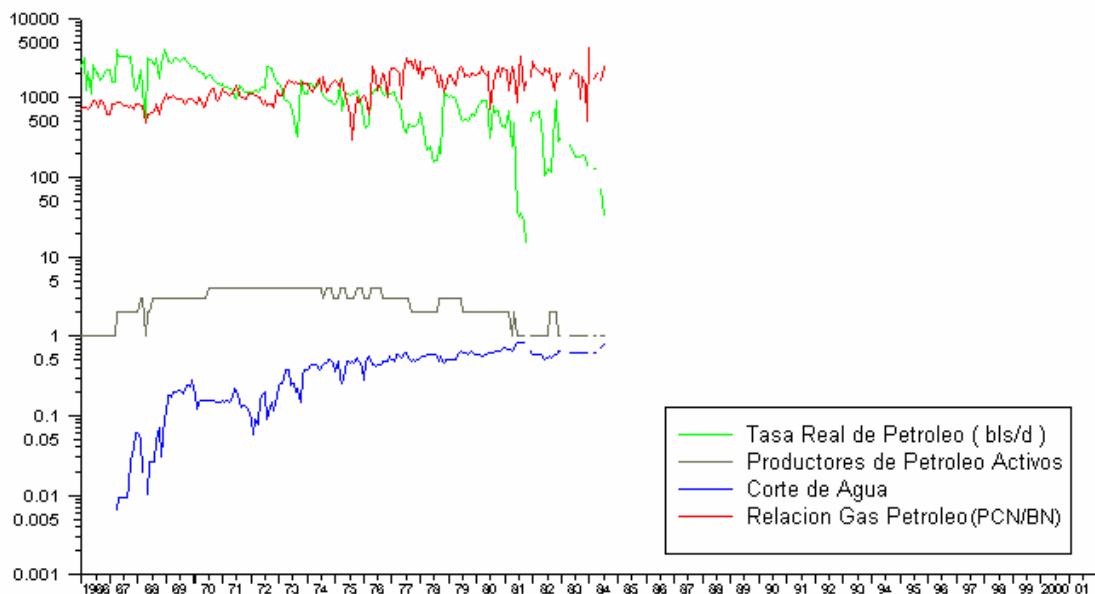


Figura 2.9 Comportamiento histórico de producción, Bloque B2

Posteriormente, la tasa de producción comienza a declinar en forma sostenida a pesar de la completación adicional del pozo VLA-515 en julio de 1970. Sin embargo, se aprecia un incremento en la tasa de producción a 2450 BPPD en julio de 1972, lo cual se atribuye a un incremento en el potencial del pozo VLA-496.

Este bloque mantuvo el potencial de producción hasta comienzos de 1977, cuando la tasa de producción de petróleo se reduce por el cierre del pozo VLA-507 por razones de baja productividad. Posteriormente, se cierran los pozos VLA-515 en agosto 1977 y VLA-507 en junio de 1979 debido a baja productividad y por alto corte de agua respectivamente. Para ese momento la tasa de producción promedio del bloque era de 552 BPPD, una RGP de 2396 PCN/BN y un corte de agua de 65%.

En octubre de 1982 se cierra el pozo VLA-496 por alta relación gas petróleo y baja productividad. Posteriormente, se cierra el único pozo productor (VLA-485) debido a que producía una tasa baja de petróleo por el alto corte de agua y alta relación gas petróleo.

Actualmente, este bloque no dispone de pozos activos siendo la producción acumulada hasta la fecha de 7.31 MMBN de petróleo, 8.23 MMMPCN de gas y 3.1 MMBLS de agua. A continuación la Tabla 2.9 muestra el estado actual de los pozos completados en el bloque B2:

Tabla 2.9 Estado actual pozos completados en el Bloque B1, Arena C7.

POZO	FECHA	ESTADO	COMENTARIOS
VLA-485	02/1966	Inactivo desde 08/1984	Baja productividad, alto corte de agua, alta RGP
VLA-496	12/1967	Inactivo desde 11/1982	Baja productividad; alto corte de agua, RGP>2000 PCN/BN
VLA-507	04/1968	Inactivo desde 06/1979	Baja productividad, alto corte de agua.
VLA-515	06/1970	Inactivo desde 08/1977	Baja productividad, alto corte de agua.

BLOQUE C

Este bloque inicialmente fue drenado con la completación del pozo VLA-834 en febrero de 1981, alcanzando un potencial máximo de 500 BPPD con un corte de agua de 22%. A pesar de la incorporación del pozo VLA-861 en abril de 1982 la tasa de producción comenzó a declinar hasta un nivel de 60 BPPD en junio de 1984 debido a que el corte de agua aumentó a 70% (Figura 2.10).

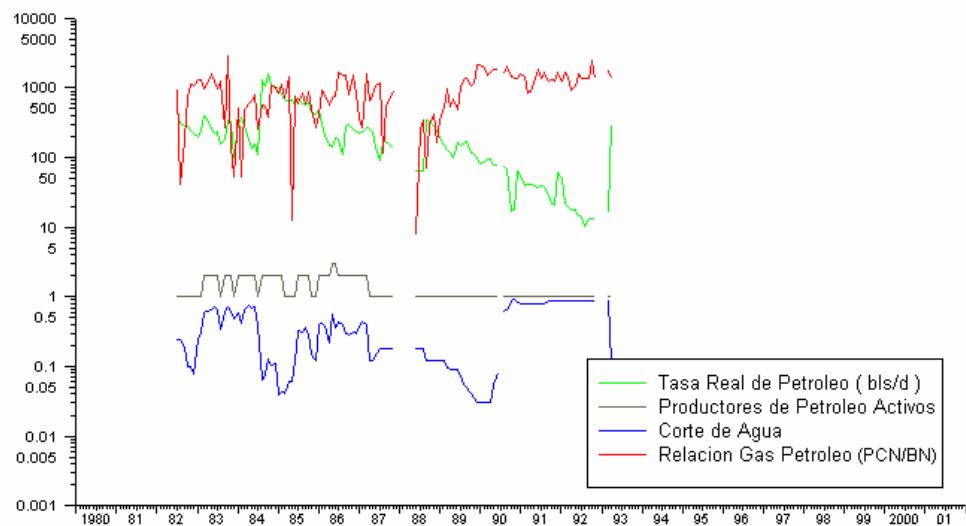


Figura 2.10 Comportamiento histórico de producción, Bloque C

En junio de 1984, se restablece la producción hasta 900 BPPD mediante el reacondicionamiento del pozo VLA-834 (se completa un horizonte superior), pero la tasa de producción declina nuevamente por incremento en el corte de agua. Posteriormente se detecta un colapso en la tubería, recompletándose en un intervalo superior, para seguir mostrando bajo potencial, quedando inactivo en junio de 1993.

Actualmente este bloque no dispone de pozos activos, siendo la producción acumulada hasta la fecha de 754 MBN de petróleo, 610 MMPCN de gas y 439 MBLS de agua.

A continuación la Tabla 2.10 muestra el estado actual de los pozos completados en el Bloque C

Tabla 2.10 Estado actual pozos completados en el Bloque C, Arena C7.

POZO	FECHA	ESTADO	COMENTARIOS
VLA-834	03/1983	Inactivo desde 05/1993	Baja productividad, acumuló 600 MBN de petróleo y 305 MBLS de agua.
VLA-861	07/1982	Inactivo desde 03/1987	Obstrucción en la tubería, acumuló 180 MBN de petróleo y 134 MBLS de agua.
VLA-910	05/1986	Inactivo desde 05/1986	Baja productividad y alto corte de agua desde su completación original.

CAPÍTULO 3**CONSTRUCCIÓN DEL MODELO****3.1 MODELO ANALÍTICO****3.1.1 BALANCE DE MATERIALES**

Para realizar el balance de materiales se utilizó el paquete MBAL. Esta es una herramienta de análisis de yacimiento que utiliza la historia de producción y las características PVT del fluido para desarrollar los cálculos de la Ecuación de Balance de Materiales y así estimar los volúmenes de petróleo originalmente en sitio (POES), identificar los mecanismos de producción, el aporte de cada uno en términos de energía/producción y caracterizar el acuífero asociado al yacimiento mediante el proceso de "Cotejo Histórico".

El primer paso que se lleva a cabo es chequear si el yacimiento tiene algún aporte de energía externa. Para visualizar esto el programa trabaja a través del método de Campbell ¹⁴que permite preparar el gráfico de:

$$\frac{F - We}{Et} Vs.F$$

Donde:

F: Vaciamiento

We: Influjo de Agua

Et: Expansión total

El gráfico de Campbell puede tomar varias formas (Figura 3.1). Si todos los puntos yacen sobre una línea horizontal significa que el aporte de energía o la compresibilidad de la formación es constante, (Figura 3.1a). En cambio, si los puntos tienen tendencia a subir indica que existe un soporte extra de energía, (Figura 3.1b). En el caso de que esta fuente de energía pierda fuerza, entonces llega un momento que la línea empieza a declinar, (Figura 3.1c).

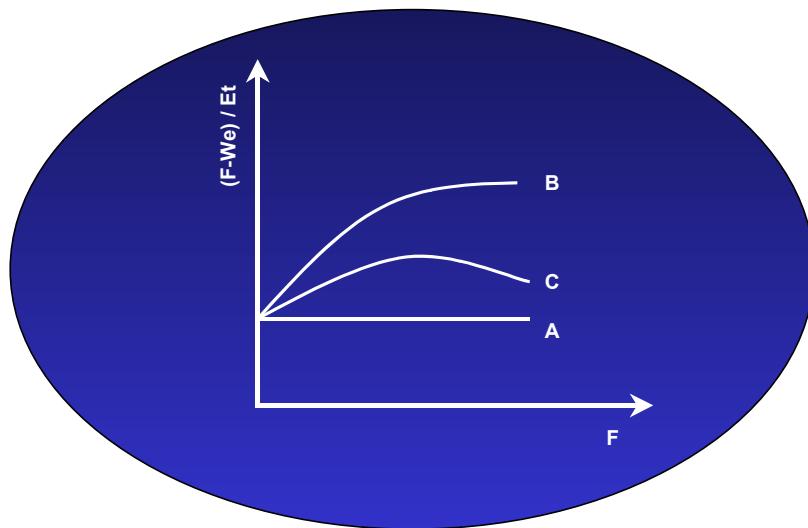


Figura 3.1 Gráfico del método de Campbell

Inicialmente se realizó un estudio considerando el yacimiento como un solo bloque, para obtener las características generales del mismo. Como primer paso se considera el yacimiento como si no tuviera acuífero activo para detectar si el yacimiento tiene alguna fuente de energía externa. Luego de esto, se realizó el gráfico de Campbell. Este gráfico indicó que en este yacimiento se está en presencia de una fuente de energía adicional que poco a poco va perdiendo fuerza (Figura 3.2).

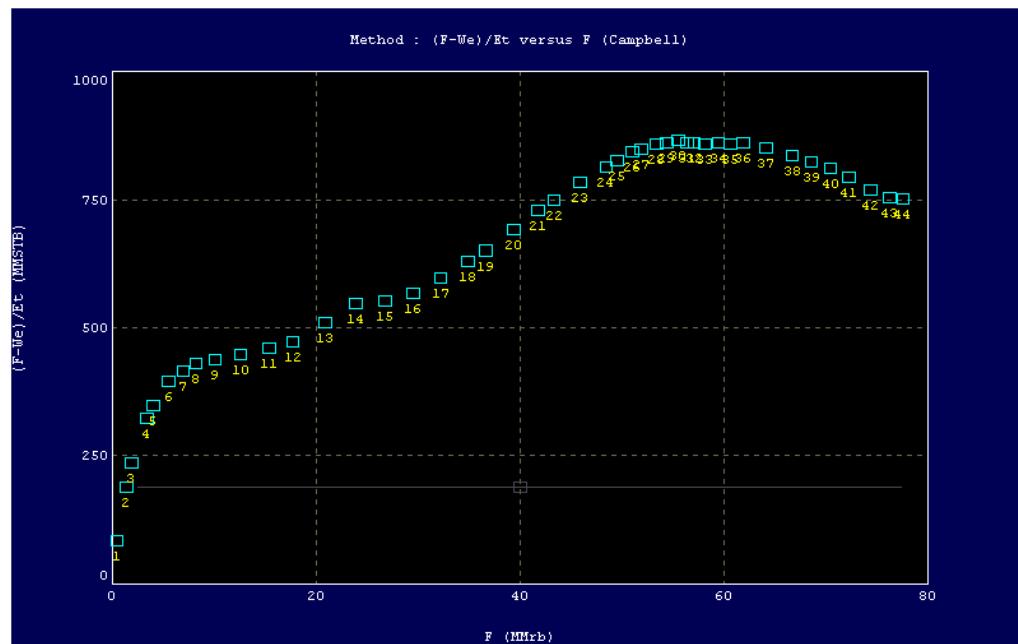


Figura 3.2 Gráfico del método de Campbell, yacimiento C7, Area VLA-31

A partir de esto, se procedió a realizar la caracterización del acuífero, realizando el cotejo histórico con los distintos modelos de acuífero, hasta lograr el ajuste más aceptable. El mejor ajuste se obtuvo con un acuífero de geometría radial de tipo Hurst-van Everdigen-Odeh (Figura 3.3)

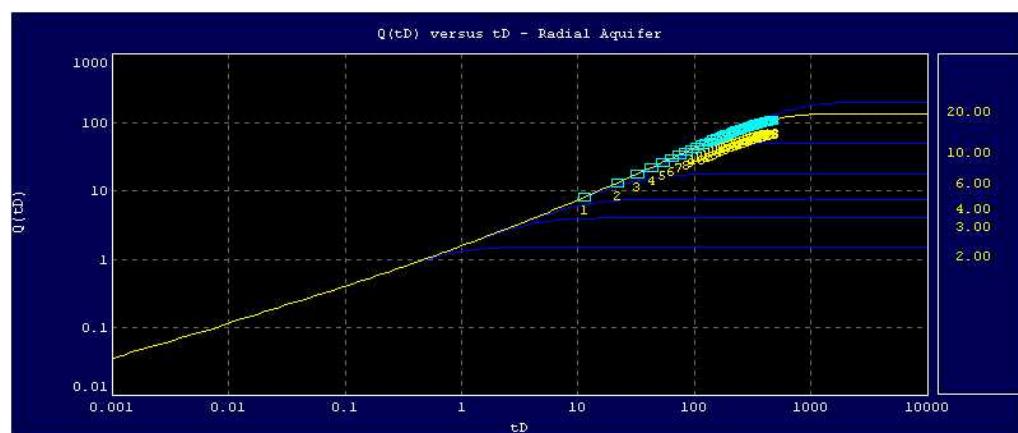


Figura 3.3 Propiedades del acuífero, yacimiento C7, Area VLA-31

En la Figura 3.4 se observa el ajuste obtenido durante el cotejo histórico en el gráfico de presión versus la producción. En este proceso de ajuste se estimó un valor de POES de 278 MMBN.

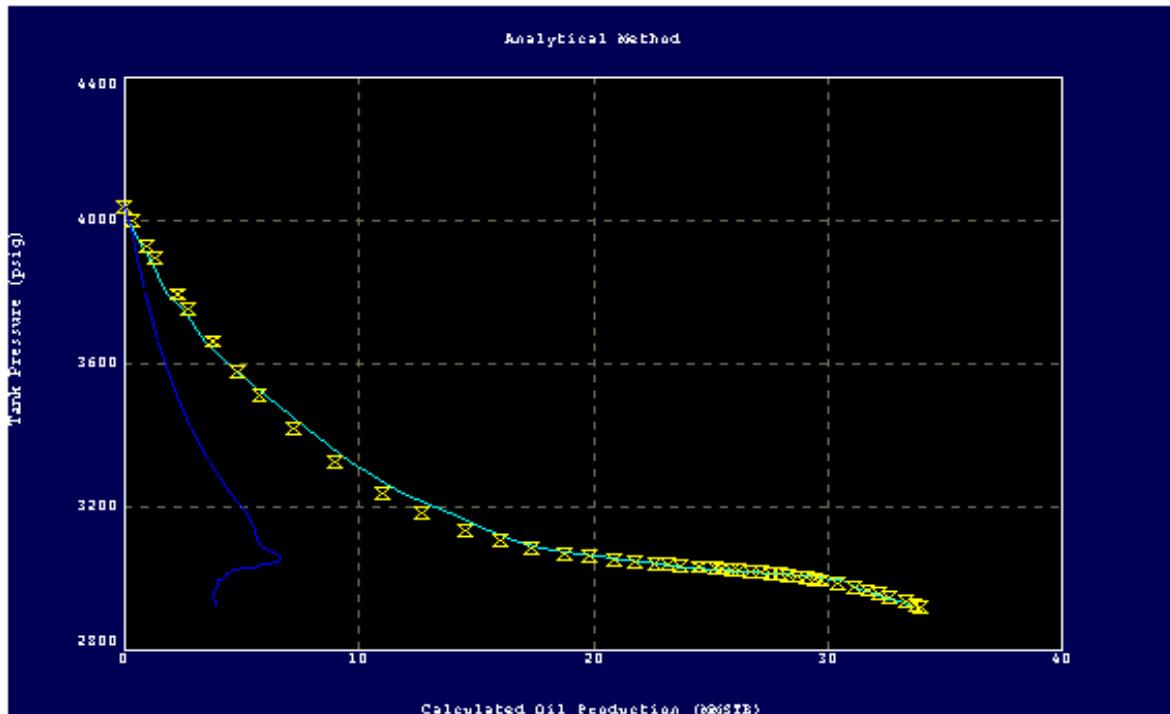


Figura 3.4 Cotejo histórico, yacimiento C7, Área VLA-31

Para realizar el ajuste, fue necesario realizar un estudio para la declinación de las presiones. Este procedimiento se realizó debido a la escasez de los datos de presiones disponibles. Se efectuaron estudios de sensibilidades con cada una de las tendencias obtenidas, donde la tendencia utilizada fue la que logró reproducir el comportamiento de la producción, logrando el mejor ajuste en el cotejo histórico.

A partir del ajuste obtenido, el modelo indica cómo ha sido la influencia de los mecanismos de producción a lo largo de toda la historia disponible. En la Figura 3.5 se observa que el mecanismo de mayor predominio en el

comportamiento histórico del yacimiento ha sido el influjo de agua proveniente del acuífero.

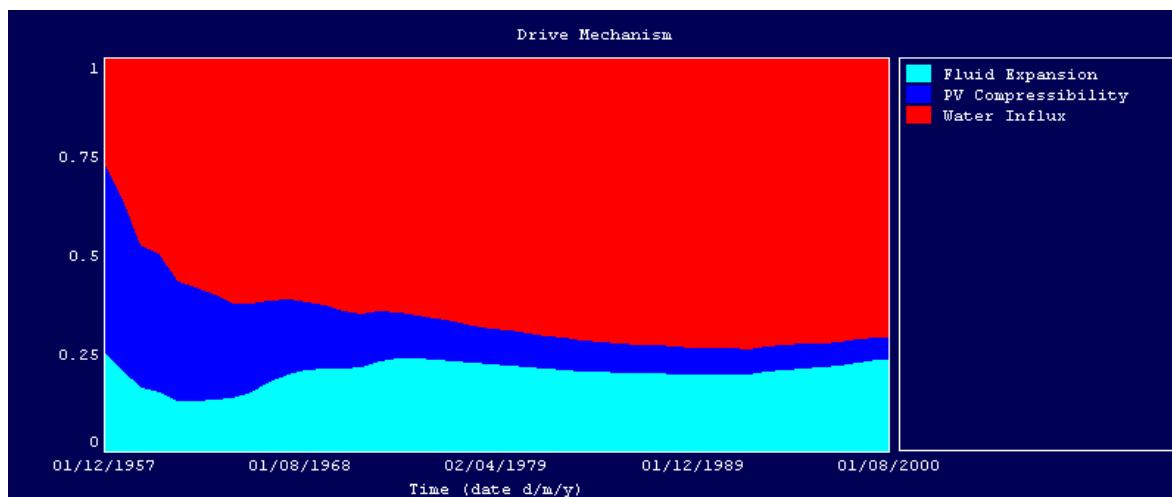


Figura 3.5 Mecanismo de Producción, yacimiento C7, Area VLA-31

Debido a que el yacimiento se encuentra dividido estructuralmente en tres bloques y ya que se tiene gran incertidumbre del carácter sellante de las fallas, se realizó un estudio separado para cada bloque en particular, para observar si existía perdida o ganancia de fluidos entre ellos, utilizando todas las propiedades del yacimiento del estudio anterior. Se concluyó que el Bloque A mostraba pérdidas de fluido mientras que los Bloques B y C mostraban ganancias del mismo.

Con estos resultados, se procedió a realizar un último estudio, postulando una interconexión entre cada uno de los bloques para poder determinar cuanto fluido debía pasar a través de las fallas que supuestamente dividen estructuralmente el yacimiento (Figura 3.6). Estas migraciones reflejan la comunicación entre los bloques del yacimiento.

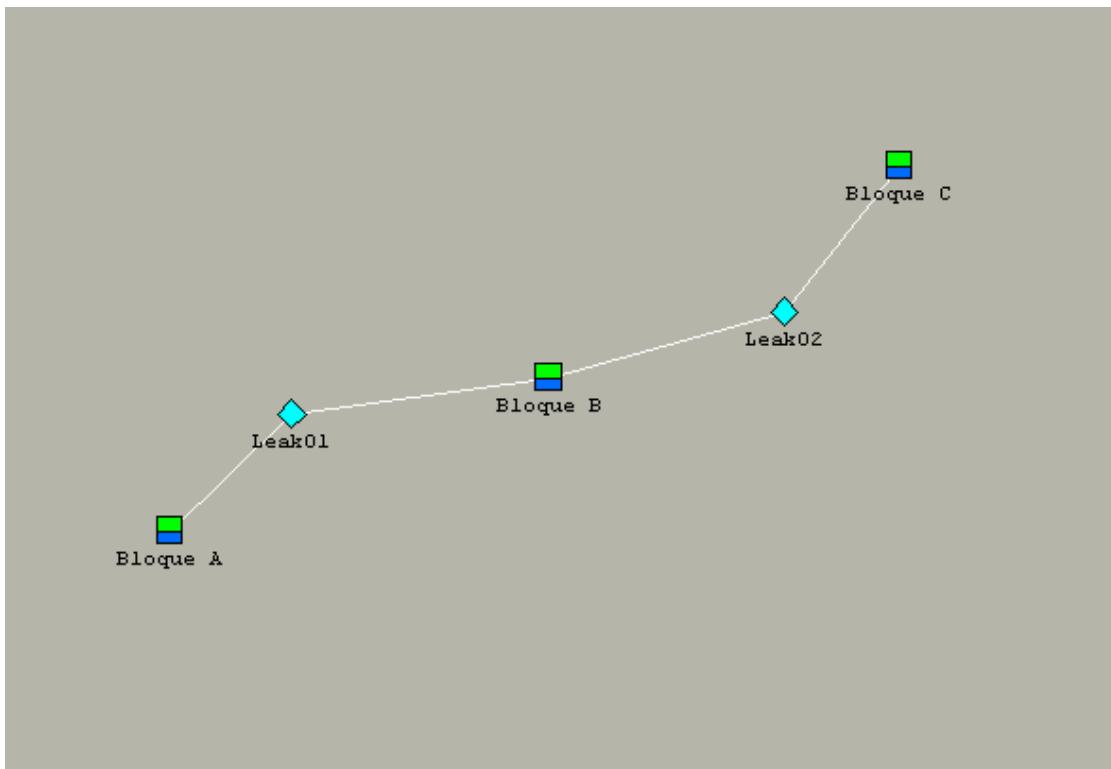


Figura 3.6 Diagrama del yacimiento C7, Área VLA-31

Para completar este análisis fue necesario introducir las características de cada uno de los bloques y realizar un cotejo histórico simultaneo, hasta que se logra obtener un valor de POES consolidado aproximado al calculado anteriormente, con características de acuífero similares, logrando que los valores de perdida o ganancia de fluidos a través de cada uno de los términos de migración sumen cero (debido a que la sumatoria de las migraciones debe ser cero si el sistema completo es cerrado).

Mediante este estudio se obtuvieron los valores de transmisibilidad existentes entre los bloques A y B ($8.1309 \text{ (BN/día)} * (\text{cp/lpc})$) y entre los bloques B y C ($0.0089 \text{ (BN/día)} * (\text{cp/lpc})$), bloques con los datos particulares de cada uno (Figura 3.7).

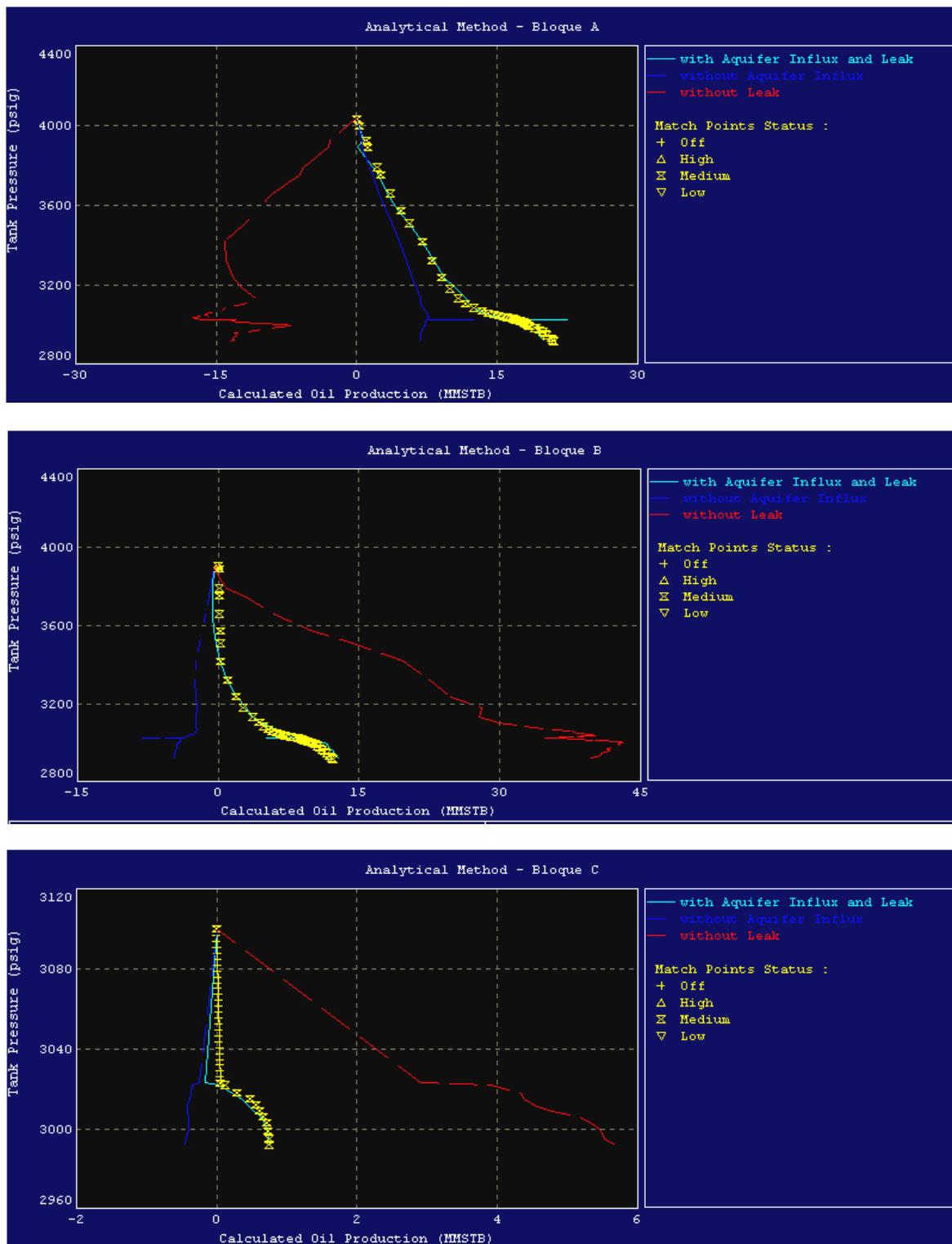


Figura 3.7 Cotejo histórico simultaneo para los Bloques A, B y C

3.2 MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Para la construcción del modelo de simulación se avanzó de acuerdo a la siguiente secuencia:

1. Construcción de la malla de simulación
2. Construcción del archivo de datos del simulador

3.2.1 CONSTRUCCIÓN DEL MALLADO

La construcción del mallado se logró mediante el siguiente esquema:

1. Construcción del modelo geológico
2. Construcción del modelo estructural
3. Construcción del modelo de propiedades

Para construir los modelos se utilizó el paquete pre-procesador FloGrid. Para iniciar la construcción del modelo se honraron las características del yacimiento tales como: unidades de flujo, fallas y trayectorias de pozos. Adicionalmente, con este paquete se realizó el mallado y el escalamiento a partir de los mapas estratigráficos y de propiedades petrofísicas del yacimiento.

3.2.1.1 MODELO GEOLÓGICO

Para generar el modelo geológico se procedió a construir las unidades de flujo C70 y C72 a partir de los mapas de los topes de las unidades C70, C72 y C74. Luego, para construir la unidad de flujo C74 fue necesario (además del mapa de tope de la unidad C74) el mapa de espesor de dicha unidad.

Para demarcar los límites del yacimiento fueron necesarios los mapas de fallas de cada una de las unidades de flujo, quedando el modelo delimitado de la siguiente manera: falla externa que delimita al Bloque C al oeste, falla normal en la parte norte que separa del área VLA-62, la falla principal de Icotea al este y un límite arbitrario en la parte sur del yacimiento que separa del área VLA-243, (Figura 3.8).

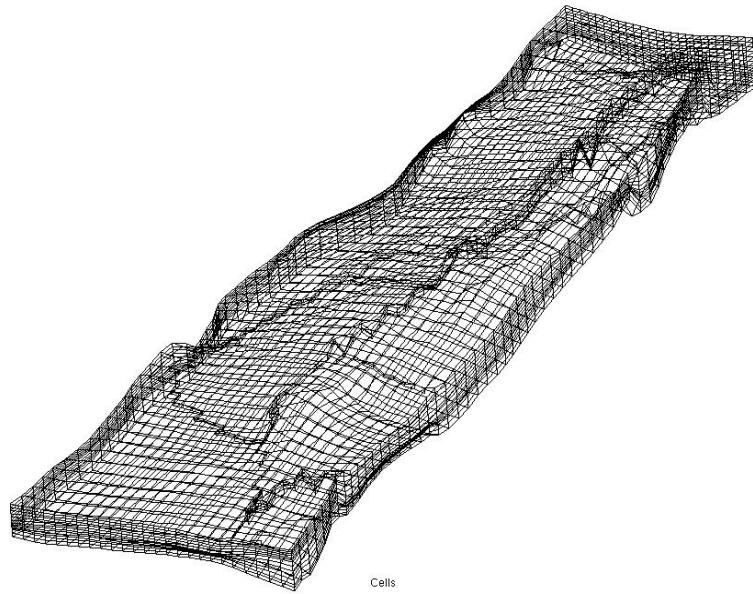


Figura 3.8 Modelo Geológico Esquemático, delimitado por los mapas de fallas del yacimiento

Luego de haberse delimitado el área del yacimiento se creó el "esqueleto" de la malla según la estructura de las fallas del yacimiento, (Figura 3.9).

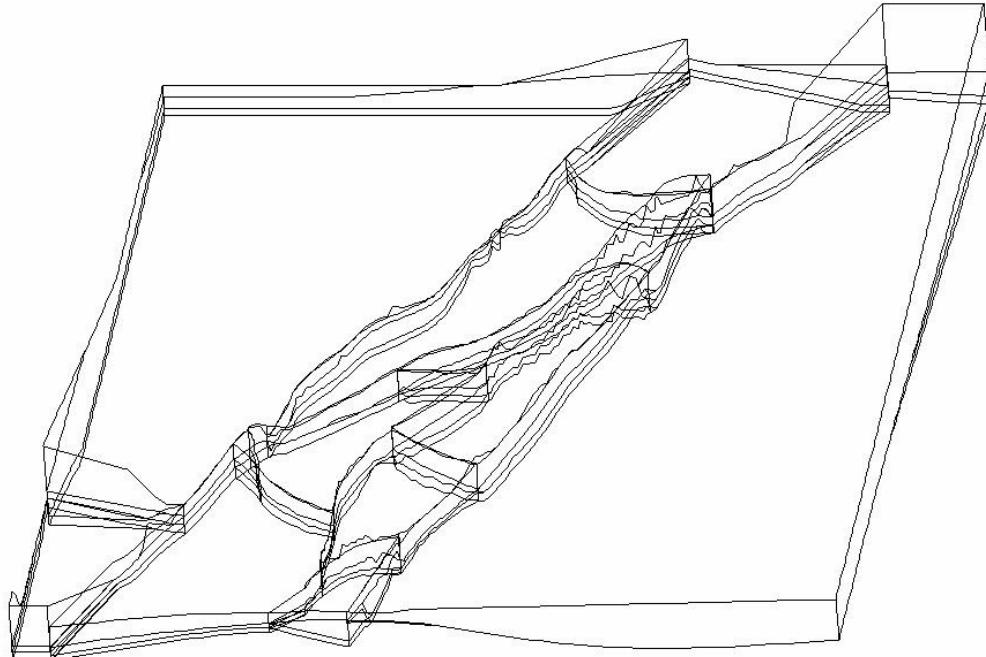


Figura 3.9 Esqueleto de la malla

3.2.1.2 MODELO ESTRUCTURAL

Para avanzar en el proceso de la construcción de la malla se realizó el modelo estructural, donde las dimensiones de la malla se estimaron según la distancia entre los pozos, considerando la metodología de que sólo puede haber un pozo por celda, y entre dos pozos debe haber una celda mínima de por medio entre ellos. Se asignaron 25 celdas en la dirección “X”, 55 en la dirección “Y” y 13 en la dirección “Z”. El tamaño promedio de las celdas es de 230 pies la dirección “X”, 400 pies en la dirección “Y” y de 100 pies en la dirección Z (Figura 3.10), para un total de 17875 celdas ($25 \times 55 \times 13$).

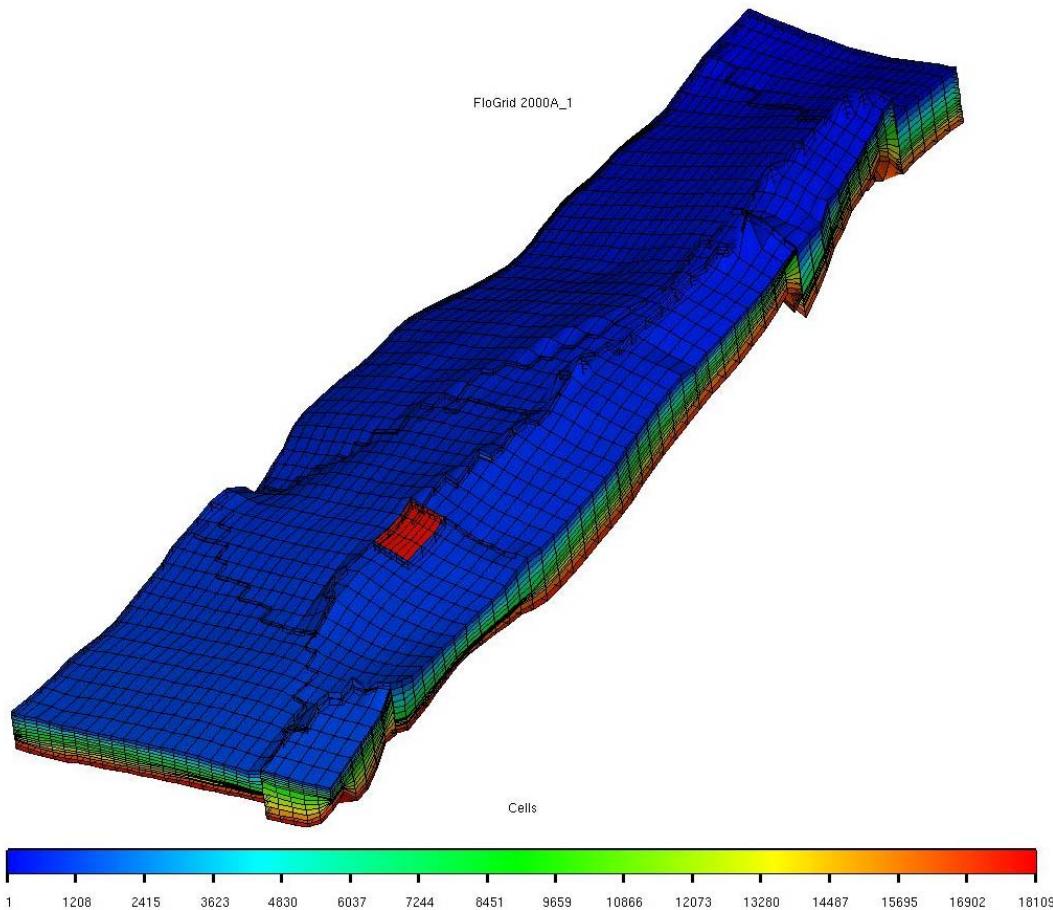


Figura 3.10 Modelo generado en FloGrid, Área C7

Adicionalmente, se realizó un refinamiento local (LGR) debido a la cercanía entre los pozos VLA0469, VLA0901 y VLA1059, dividiendo cada celda en dos en la dirección X. En el refinamiento, la distribución es de 6 celdas en la dirección X (anteriormente 3 celdas), 3 en la dirección Y y 13 en la dirección Z (Figura 3.11). El modelo cuenta con un total de 18109 celdas incluyendo las que conforman el refinamiento local.

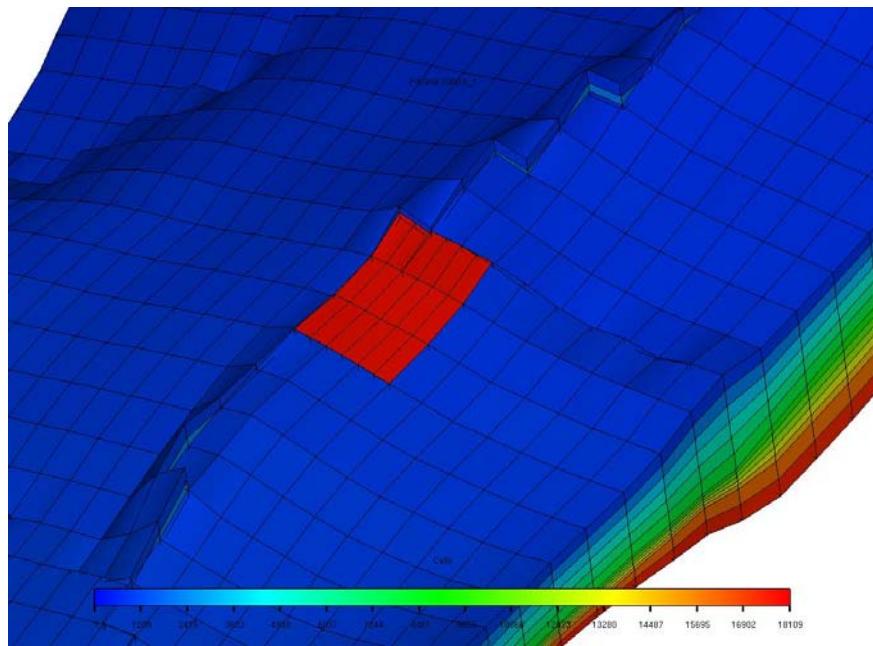


Figura 3.11 Refinamiento Local

En cuanto a la distribución vertical del yacimiento, la unidad C70 se encuentra conformada por las capas de la 1 a la 5, la unidad C72 se le asignaron de las capas 6 a la 11 y a la unidad C74 quedó conformada por las capas 12 y 13.

Existe la posibilidad de realizar un modelo con una malla mas refinada. Sin embargo, se ensambló un modelo relativamente grueso para optimizar el tiempo de las corridas, ya que a medida que la malla es mas refinada se requiere mayor tiempo computacional.

3.2.1.3 MODELO DE PROPIEDADES

Luego de preparada la malla es necesario desarrollar un modelo de propiedades. Este modelo consiste en asignarle propiedades petrofísicas a cada una de las celdas. Para esto es necesario realizar un escalamiento mediante el uso de los mapas de permeabilidad, porosidad y relación arena neta / espesor total. Cada uno de los mapas fue elaborado utilizando el programa CPS3 y el resumen del análisis petrofísico de los pozos.

El proceso de elaboración de los mapas consistió en asignar (según las coordenadas de cada uno de los pozos (X,Y)) la respectiva propiedad petrofísica en cada horizonte. Una vez que todos los pozos disponían de información petrofísica, se procedió a generar curvas de isopropiedades, utilizando la modalidad de interpolación para obtener la caracterización de cada uno de los horizontes. En las Figuras 3.12a 3.12b y 3.12c se presenta una muestra de los mapas elaborados de las unidades C70, C72 y C74 respectivamente (en este caso mapas de permeabilidad).

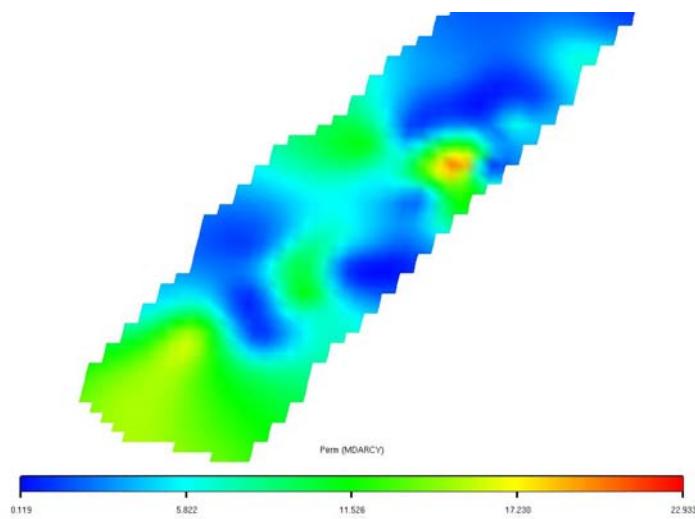


Figura 3.12a Mapa de Permeabilidad de la Unidad C70

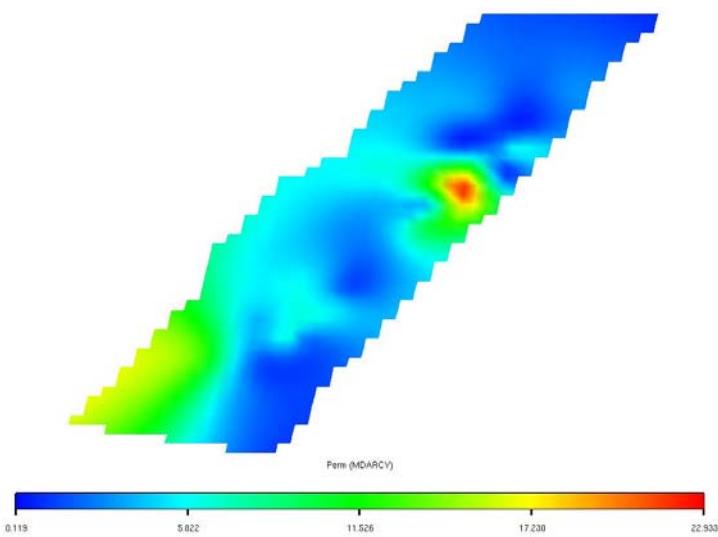


Figura 3.12b Mapa de Permeabilidad de la Unidad C72

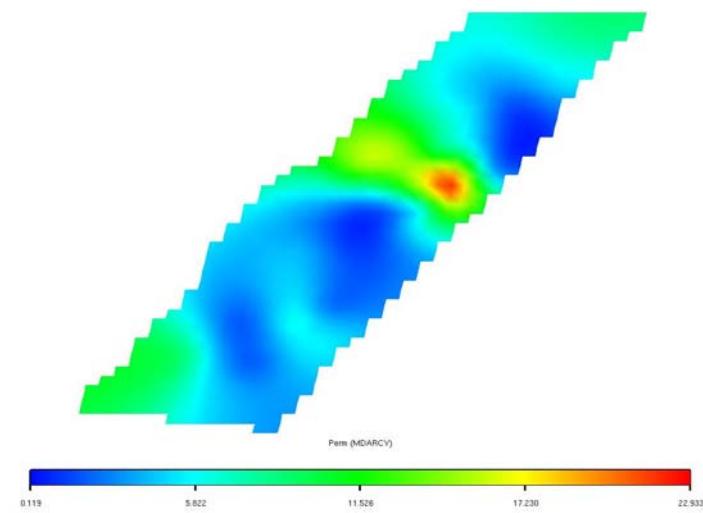


Figura 3.12c Mapa de Permeabilidad de la Unidad C74

Luego de tener elaborados todos los mapas de isopropiedades (permeabilidad, porosidad y relación arena neta / espesor total) y de verificar que respetan un patrón lógico y coherente con el modelo geológico del área, se exportan en formatos compatibles al preprocesador FLOGRID. Luego se procede a completar el modelo de propiedades, realizando un proceso de escalamiento, que consiste en asignar propiedades a cada una de las celdas tomando en cuenta los valores introducidos mediante los mapas de propiedades. La Figura 3.13 muestra la malla de permeabilidad después de haber sido realizado el proceso de “escalamiento”.

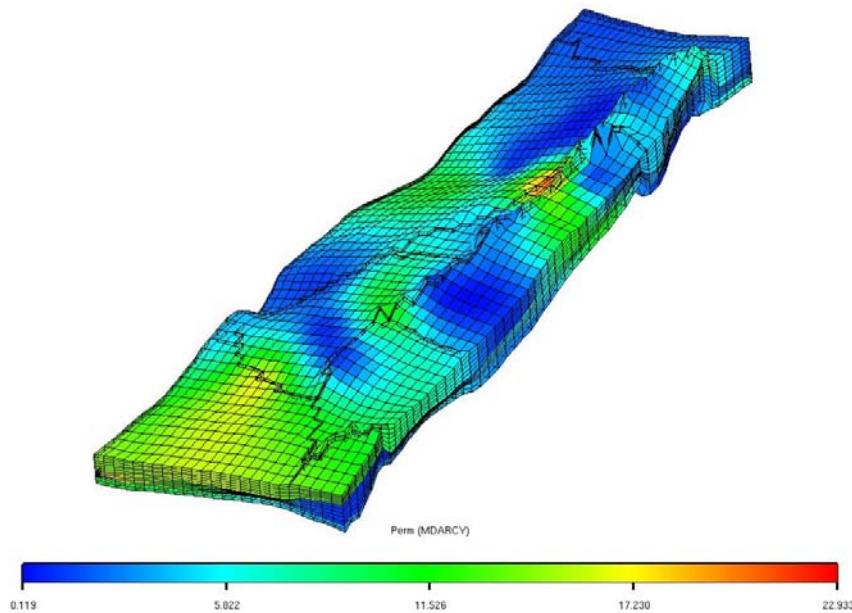


Figura 3.13 Malla luego del Escalamiento de la Permeabilidad, Arena C7

Finalmente, todo el modelo construido es exportado en formatos compatibles con el simulador ECLIPSE, para que los datos puedan ser incluidos en el Archivo de Datos de la simulación.

3.2.2 CONSTRUCCIÓN DEL ARCHIVO DE DATOS DEL SIMULADOR

Para la construcción del archivo de datos fue necesario recopilar la información como las propiedades de los fluidos, propiedades de la roca, interacción roca fluido así como los datos de los pozos.

Los datos del yacimiento fueron incluidos mediante el archivo de la malla de la simulación. Este archivo contiene todos los datos del modelo estático como lo son los datos geométricos (espesores, geometría de las fallas, límites estructurales), datos de propiedades (porosidad, permeabilidad, NTG) y dimensiones de la malla entre otros.

Los datos de las propiedades PVT de los fluidos se resumen en la Tabla 2.4 mostrada en el Capítulo 2. Los datos de interacción roca y fluido (curvas de permeabilidad relativa y curvas de presión capilar) fueron obtenidos de la prueba sobre el núcleo extraído del pozo VLA0834.

A cada una de las unidades de flujo se le incluyó un juego de permeabilidad relativa agua-petróleo (Figura 3.14), donde cada juego de curvas fue sometido a un proceso de suavizado, el cual se llevó a cabo utilizando el paquete preprocesador SCAL, utilizando el concepto de los coeficientes de CORE ¹⁴ y honrando la condición de roca mojada por agua. Además, se hace la salvedad que se utilizó una sola curva para el sistema gas-petróleo (Figura 3.15), dado que, el ajuste del gas producido no es objetivo principal del estudio, tomando en consideración el grado de incertidumbre en cuanto a la medición de ese fluido.

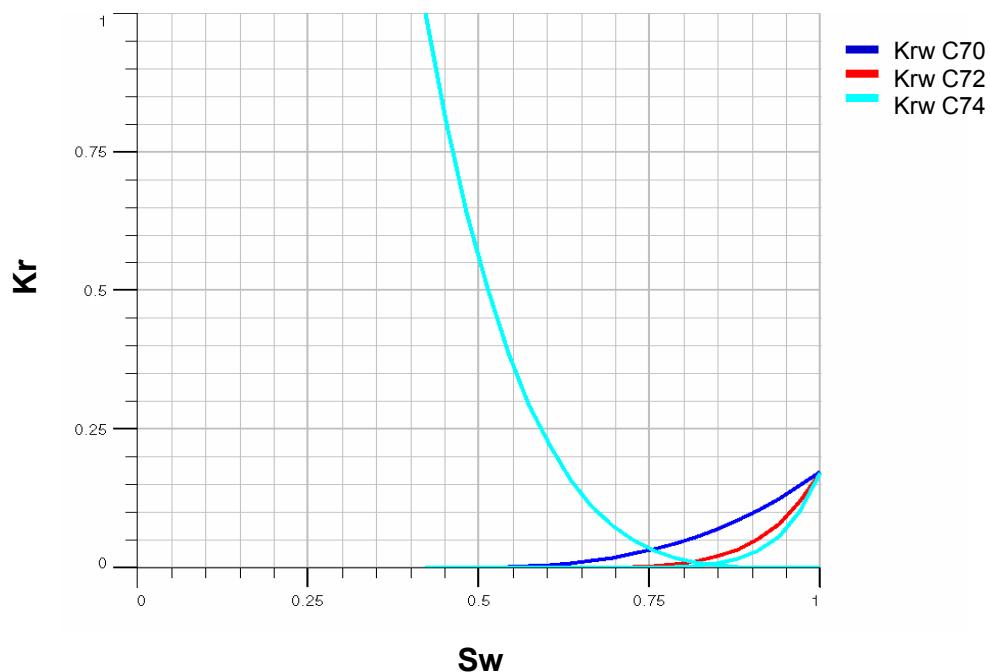


Figura 3.14 Curvas de Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo, Arena C7

Sg

Figura 3.15 Curvas de Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo, Arena C7

Los datos de los pozos (ubicación geométrica, trayectorias, historia de completaciones, historia de producción) se cargaron utilizando el paquete preprocesador Schedule. Utilizando este programa se generó un archivo de salida para ser incluido al Archivo de Datos. En la sección siguiente se muestra como fue construida esta sección.

3.2.2.1 CONSTRUCCION DE LA SECCIÓN SCHEDULE

Utilizando el programa pre-procesador SCHEUDLE fue posible cargar toda la información referente a la historia de producción, desviaciones y eventos de los pozos.

El archivo de eventos de los pozos se completó utilizando una hoja EXCEL, que contiene datos como el nombre de los pozos, fecha del evento, evento ocurrido (cañoneos, reacondicionamientos, cementaciones, taponamientos, etc.) tope y base donde se realizó la operación, el diámetro del pozo, y el valor del daño luego que se terminó el proceso. Estos datos fueron tomados de las fichas de cada pozo. En la Figura 3.16 se muestra a manera de ejemplo el diagrama de eventos del pozo VLA0185 ocurrido a lo largo de la historia de producción generado por el paquete SCHEUDLE.

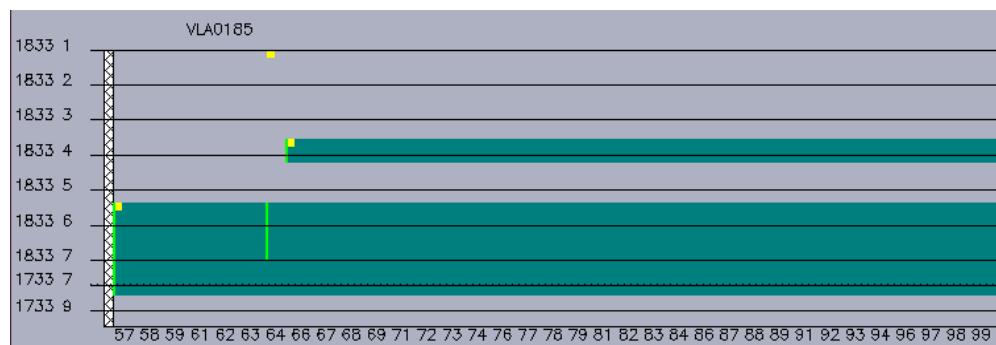


Figura 3.16 Diagramas de Eventos del Pozo VLA0185

Para cargar los datos de producción fue necesario utilizar el programa Oil Field Manager (OFM), extrayendo los datos mediante la modalidad de exportar archivos al programa SCHEDULE. En la Figura 3.17 se pueden observar los gráficos de la historia de producción generados utilizando este paquete.

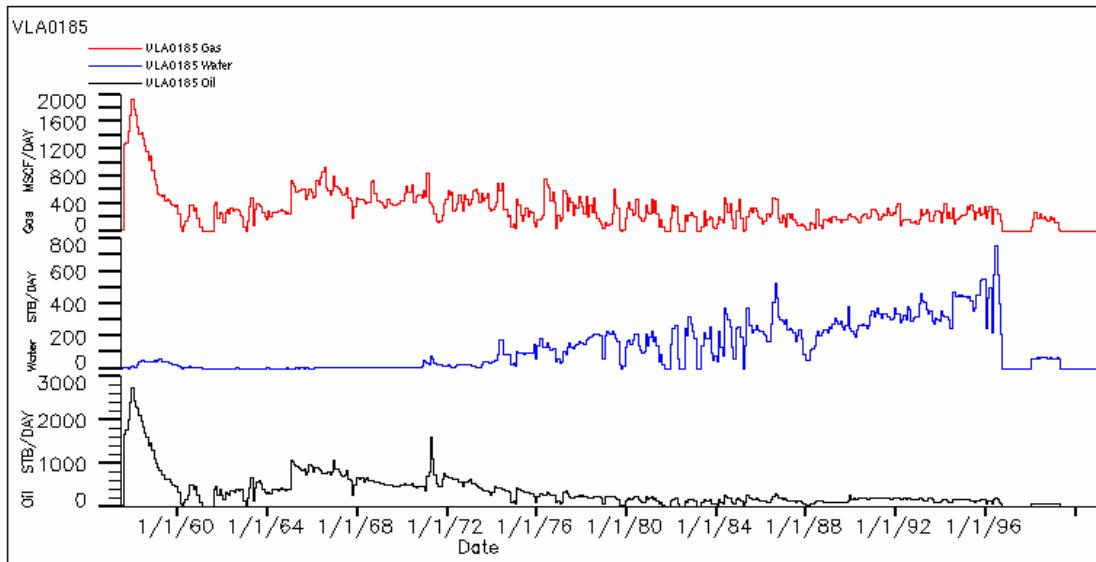


Figura 3.17 Historia de producción del pozo VLA0185

Mediante el pre-procesador FloGrid, se importaron las trayectorias de los pozos y la malla generada anteriormente. Adicionalmente, fueron importadas las propiedades petrofísicas del yacimiento.

Luego se verificó que la producción de los pozos correspondiera con los intervalos abiertos según la fecha del calendario, además de realizar un chequeo de Conexiones vs. Producción. En la Figura 3.18 se observa la vista 3D de la trayectoria, luego de importadas las propiedades.

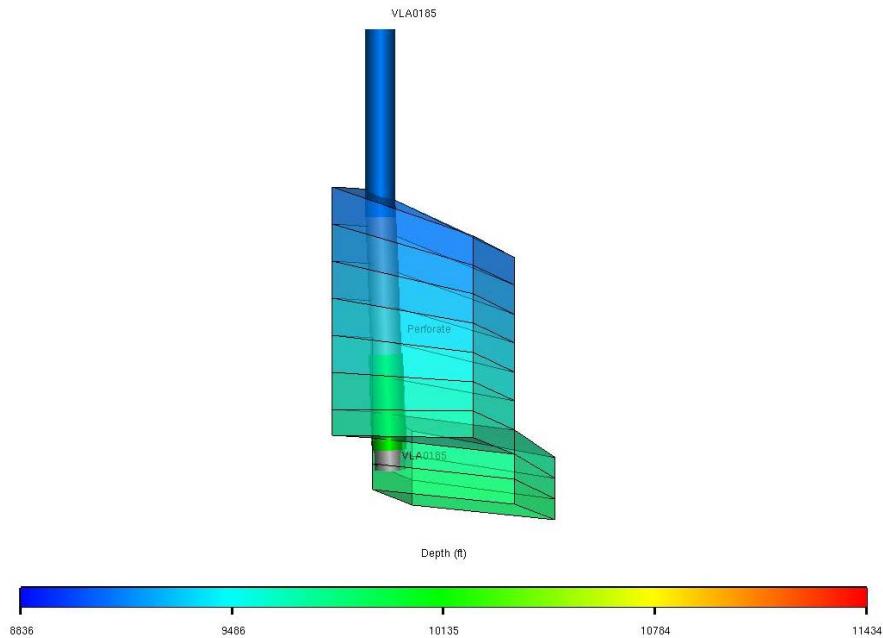


Figura 3.18 Vista 3D de la trayectoria del pozo VLA0185

Finalmente, se procede a crear un archivo de salida que será incluido en la sección SCHEDULE del archivo de datos de la simulación.

CAPÍTULO 4

INICIALIZACIÓN Y COTEJO HISTÓRICO

4.1 INICIALIZACIÓN DEL MODELO

El proceso de inicialización consiste en la validación del modelo del yacimiento a través del cálculo del petróleo originalmente en sitio.

Para realizar la inicialización del modelo se dividió el yacimiento en ocho regiones de equilibrio (Figura 4.1), donde a cada zona se le asignó una profundidad del contacto agua – petróleo distinta. Esta división estructural se realizó debido a la alta complejidad estructural y a la migración de fluidos entre el yacimiento y áreas vecinas.

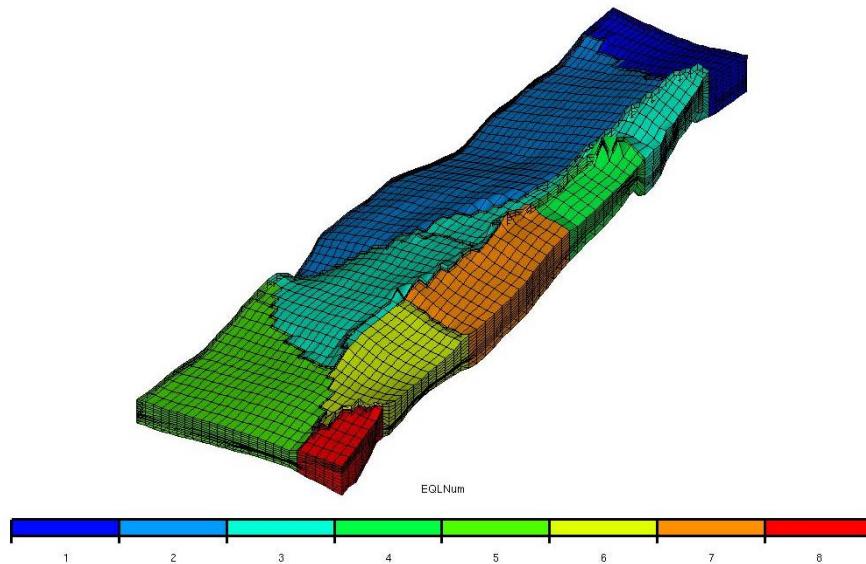


Figura 4.1 Regiones de Equilibrio

Para continuar con la inicialización del modelo fue necesario definir las condiciones del yacimiento al comienzo de la producción (Junio de 1956) y dejar que el modelo simule con cero producción (sólo para chequear los datos de producción). Este proceso se realiza para observar si el yacimiento se encuentra en las condiciones de equilibrio necesarias para determinar apropiadamente los fluidos en sitio ajustando la profundidad de los contactos agua–petróleo a las condiciones iniciales del yacimiento.

Entonces, para verificar que el yacimiento realmente se encontraba en condiciones de equilibrio y que no existía movimiento de fluidos en ninguna dirección, se realizó una corrida de dos años con cero producción.

Luego de realizar la corrida se puede observar la distribución de fluidos iniciales (Figura 4.2), donde el valor del POES obtenido para dicha distribución fue de 287.6 MMBBL. Además, se puede observar la distribución de presiones al inicio de la producción (Figura 4.3).

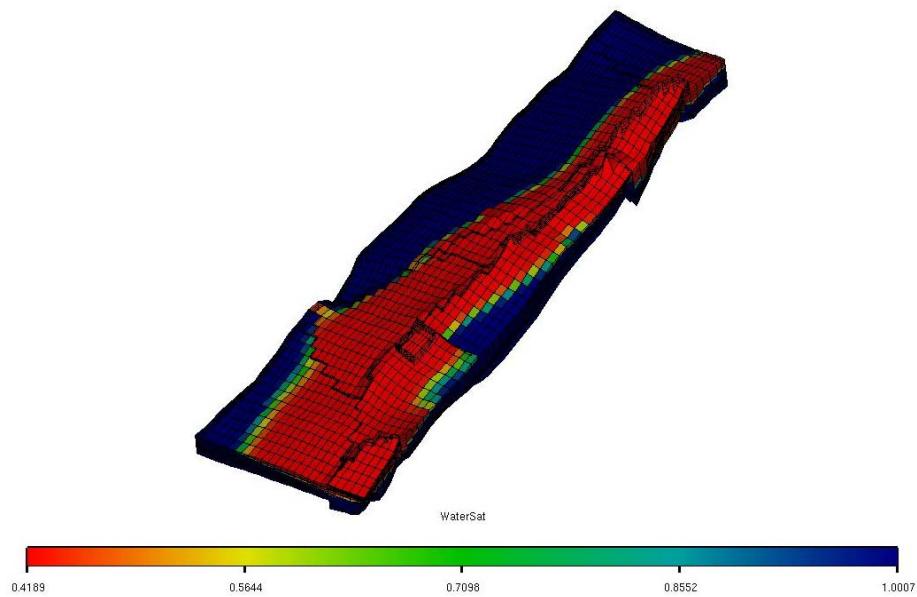


Figura 4.2 Distribución Inicial de Saturación de Agua

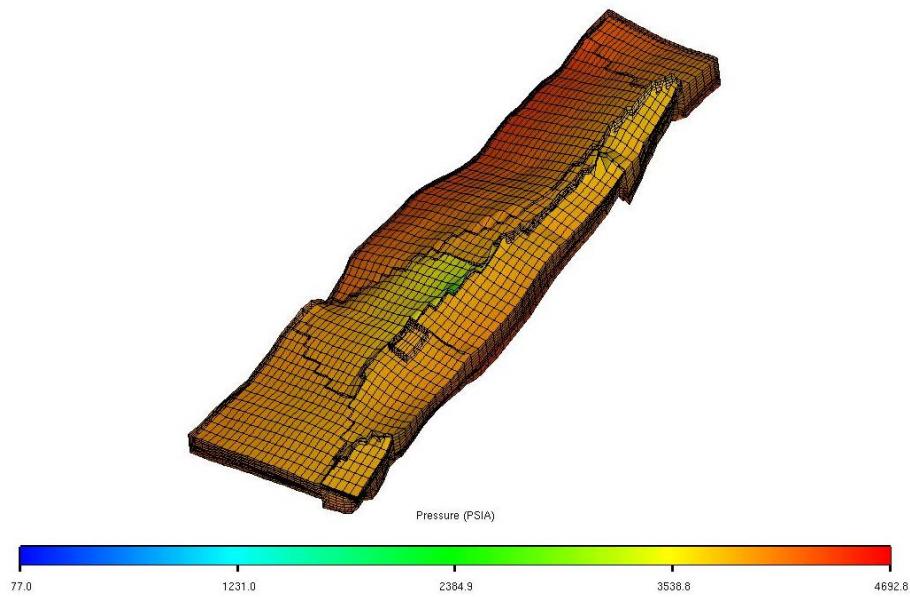


Figura 4.3 Distribución de Presiones al Inicio de Producción

4.2 COTEJO DE LOS DATOS HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN

Luego de comprobar que el sistema se encuentra inicialmente en equilibrio se procede a realizar la siguiente etapa: cotejo o reproducción de los datos históricos. Esta etapa consiste en buscar una solución que logre comparar de manera favorable los datos históricos de producción con los datos calculados por el simulador, mediante la modificación de algunos parámetros que conforman el modelo estático.

Para lograr este objetivo fueron analizadas de manera individual una serie de variables, a fin de identificar cuáles eran más sensibles en el momento de realizar el cotejo histórico.

Para completar esta etapa es necesario dividirla en los siguientes pasos:

- ◆ Cotejo histórico de la producción de petróleo
- ◆ Cotejo histórico del comportamiento de la presión
- ◆ Cotejo histórico de la producción de agua
- ◆ Cotejo histórico de la producción de gas

Los resultados obtenidos en los procesos de reproducción histórica nombrados anteriormente, se discuten a continuación.

4.2.1 COTEJO HISTÓRICO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

En la sección SCHEDULE del archivo de datos ingresado en el simulador numérico ECLIPSE 100 se declararon las tasas para el cotejo mediante el uso de la palabra clave o “Keyword” WCONHIST. Con este keyword se puede lograr controlar la producción de petróleo simulada de distintos modos, donde fueron utilizadas durante el cotejo las condiciones de control ORAT.

Mediante este método de control, el simulador intenta reproducir los valores de tasa de petróleo introducidos mediante el keyword WCONHIST y calcula las tasas de agua y gas de acuerdo a las razones de movilidades. Utilizando este modo de control se logró comprobar que el modelo es capaz de reproducir las tasas de petróleo introducidas, y además, permite lograr el cotejo global y a nivel de pozo de este fluido, tal como se observa en la Figura 4.4.

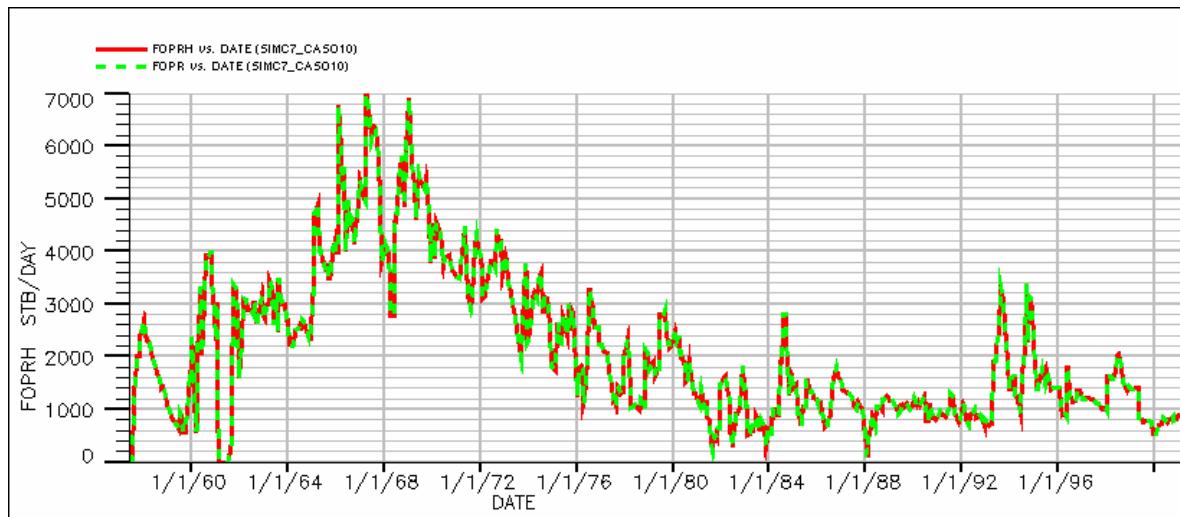


Figura 4.4 Cotejo Global de la Tasa de Petróleo

4.2.2 COTEJO HISTÓRICO DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN

Para realizar el cotejo del comportamiento de la presión, fue necesario utilizar los valores de presiones estáticas que fueron corregidas y validadas mediante el balance de materiales realizado con el programa MBAL. Esta corrección fue necesaria, ya que los datos eran muy escasos a lo largo de toda la historia del yacimiento.

En esta parte del estudio solo se realizó un estudio global y no al nivel de pozo ya que la mayoría de estos no contaba con información.

Sensibilidades como la permeabilidad absoluta en el acuífero, así como, aumento del volumen poroso en el mismo, fueron necesarias para lograr un mejor ajuste. En la Figura 4.5, se observa la comparación de los datos observados con los datos calculados por el simulador.

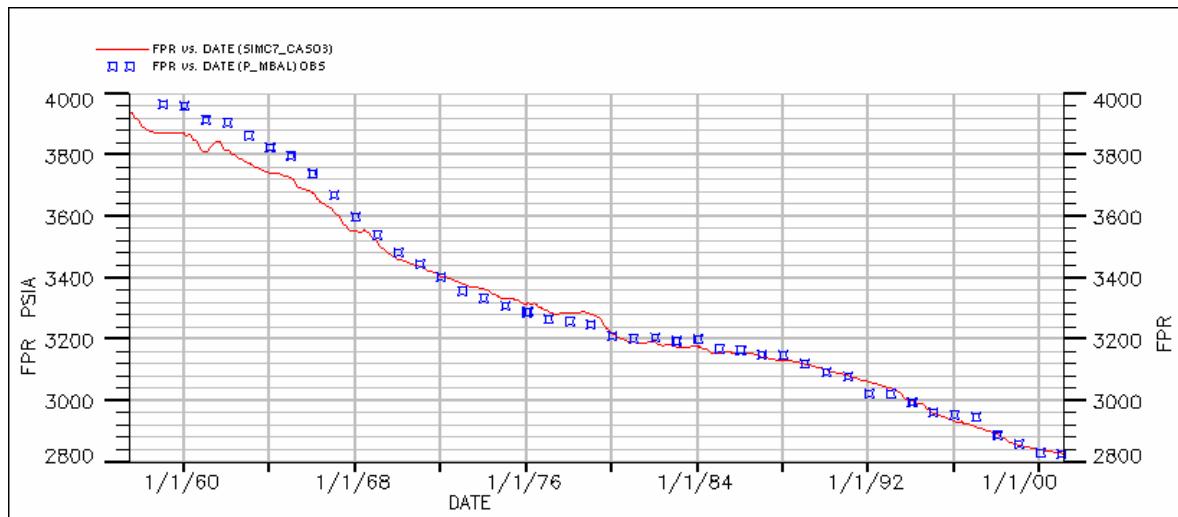


Figura 4.5 Cotejo Histórico del Comportamiento de la Presión

4.2.3 COTEJO HISTÓRICO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA

Está es la parte más compleja de la etapa de cotejo histórico, debido a la incertidumbre que se tiene acerca de las propiedades del acuífero. En esta etapa se realizaron los ajustes a nivel de pozo y global.

Para realizar el ajuste a nivel global se modificaron las curvas de permeabilidad relativa de cada unidad de flujo, disminuyendo la movilidad de agua en las dos últimas unidades de flujo para evitar un poco el flujo rápido del agua en las zonas adyacentes al acuífero.

Luego de haber conseguido un ajuste global aceptable, se procedió a realizar las comparaciones a nivel de pozo, de manera de lograr un mejor ajuste por pozo. En los casos en que el ajuste no era aceptable, se realizó un chequeo a las fichas de

los pozos para verificar si dicho pozo presentaba problemas mecánicos. En caso de no ser así, se realizaron una serie de sensibilidades de las propiedades del modelo en las cercanías del pozo hasta lograr un ajuste aceptable.

Distintas sensibilidades fueron utilizadas para realizar el ajuste a nivel de pozo. Una de ellas fue la disminución de la permeabilidad y transmisibilidad vertical, debido a que en la mayoría de los pozos se observaban irrupciones prematuras de agua.

Otro de los parámetros corregidos fue la variación de los contactos agua-petróleo originales, debido a que no se tenía precisión de la profundidad de los mismos. Además, en algunos casos el simulador no era capaz de producir la cantidad de agua necesaria, así como en otros casos los pozos se inundaban rápidamente de agua.

Por otra parte, los valores de transmisibilidad en las fallas fueron variados ya que en algunos casos se agotaba rápidamente el fluido de algunas zonas, siendo necesario disminuir dicho valor.

Para lograr mejorar el cotejo de los volúmenes calculados versus los observados, fue cambiado el modo de control utilizado en el keyword WCONHIST del modo “ORAT” (Oil Rate) al modo “LRAT” (Liquid Rate). Este parámetro es utilizado para el control de producción de líquido (petróleo y agua). El criterio utilizado por el simulador para asignar proporciones de petróleo y agua, consiste en fijar los volúmenes de líquido total y determinar los volúmenes de cada una de las fases basándose en las movilidades correspondientes. Con este parámetro se logró un ajuste satisfactorio como se observa en la Figura 4.6. En el Anexo A se muestran los resultados del cotejo histórico de la tasa de agua pozo a pozo.

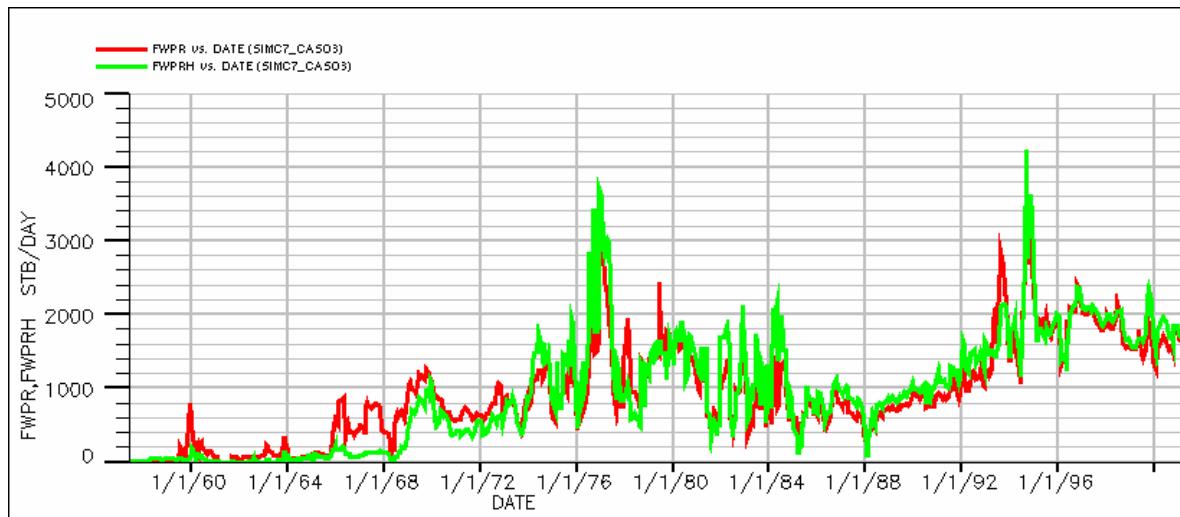


Figura 4.6 Cotejo Global de la Tasa de Agua

4.2.4 COTEJO HISTÓRICO DE LA PRODUCCIÓN DE GAS

Finalmente, para completar la etapa de cotejo histórico, se realizó el ajuste de manera global de la producción total de gas, esto se debe a la incertidumbre que existe en esta medición.

La sensibilidad realizada para lograr el cotejo del gas se basó en ajustar la curva de permeabilidad relativa gas-petróleo, hasta lograr un comportamiento similar al de la producción total de gas calculada por el simulador y la producción total de gas medida. En la Figura 4.7 se observa el ajuste obtenido.

Finalmente, en la Figura 4.8 se observa el cotejo de la producción total de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento.

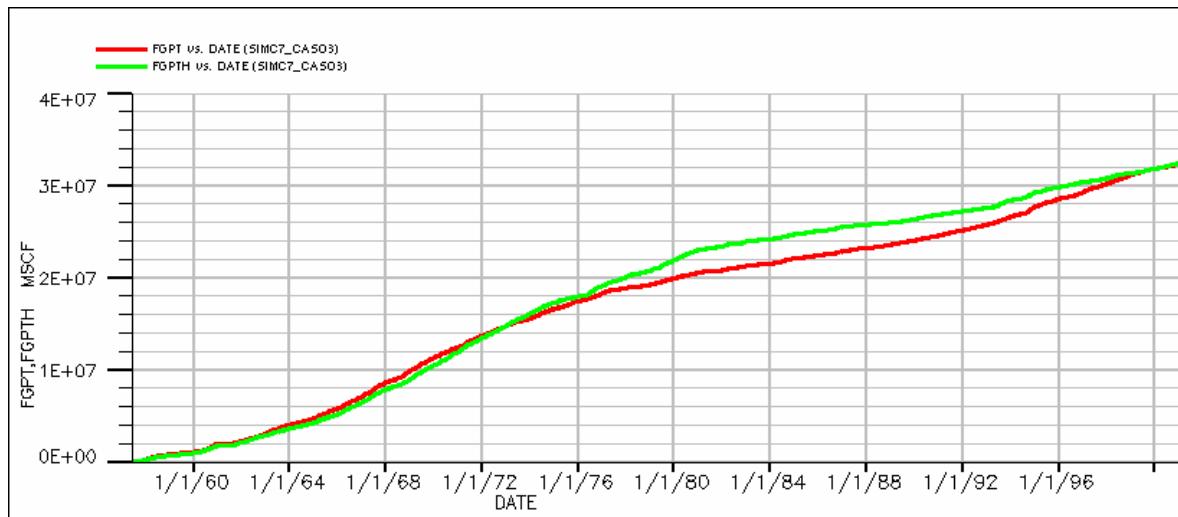


Figura 4.7 Cotejo Global Producción Total de Gas

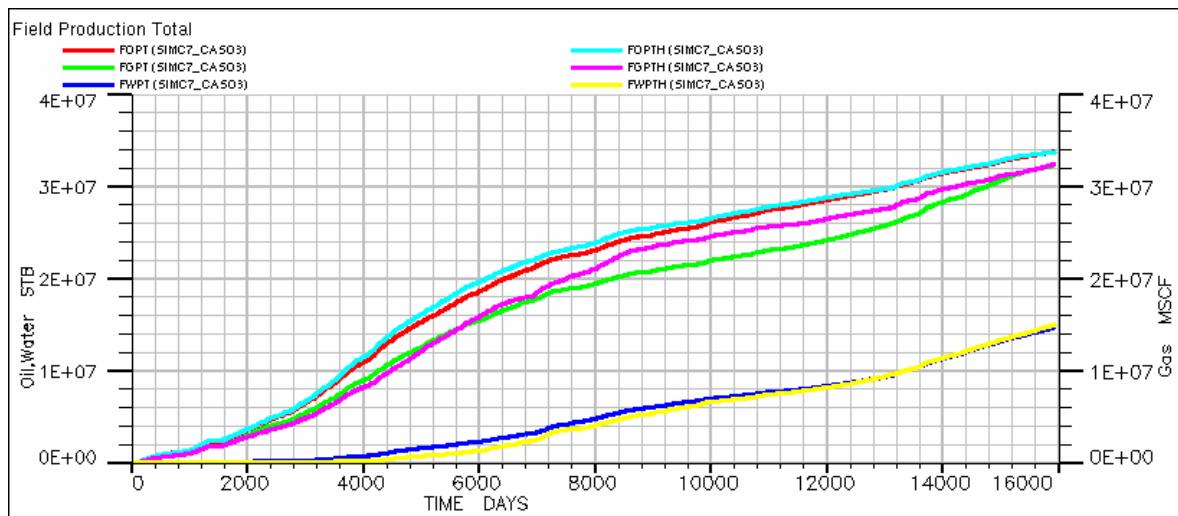


Figura 4.8 Cotejo Producción Total

En la Figura 4.9 se muestra la saturación de agua a las condiciones de cierre del ajuste histórico en marzo de 2001.

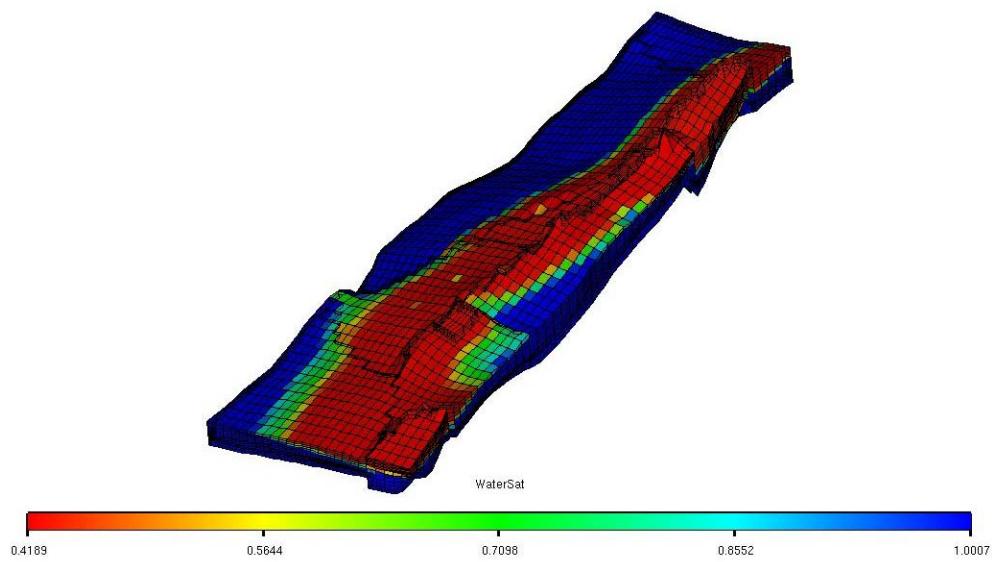


Figura 4.9 Distribución de Saturación de Agua a las Condiciones de Cierre del Ajuste Histórico

CAPÍTULO 5**IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DEL ESQUEMA ÓPTIMO DE EXPLOTACIÓN****5.1 PREDICCIONES DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO**

Luego de haber obtenido el ajuste del comportamiento del yacimiento, el próximo paso es el diseño y evaluación de diferentes esquemas de explotación, para determinar la mejor estrategia de agotamiento del mismo. Así, se procede a realizar el proceso de identificación de oportunidades de desarrollo del campo, para postular un nuevo Plan de Explotación. Este pretende maximizar el recobro de hidrocarburos bajo condiciones económicamente atractivas.

El plan de localizaciones propuestas, contempla un programa de perforación selectiva de pozos horizontales y multilaterales, que proporcione salidas de drenaje adicionales, con la finalidad de maximizar y acelerar el recobro.

Este proceso de identificación de oportunidades de desarrollo se basó en los siguientes criterios:

- ◆ Ubicar pozos en áreas no drenadas buzamiento arriba
- ◆ Localización en las mejores zonas de permeabilidad, porosidad y porcentaje de arena (NTG)
- ◆ Analizar el comportamiento de producción en los pozos vecinos
- ◆ Zonas con alta saturación de petróleo al final del ajuste histórico
- ◆ Zonas de baja saturación de agua y gas al final del ajuste histórico
- ◆ Distribución de presión al final de la simulación

Adicionalmente, se utilizó el programa post–procesador PLANOPT para lograr identificar ubicaciones óptimas. Este programa es una herramienta que “selecciona” localizaciones de pozos verticales productores mediante corridas de simulación, basándose en una serie sensibilidades. Luego, mediante un proceso interactivo elimina los pozos “menos efectivos”. Esté proceso se repite hasta que se obtiene el número óptimo de localizaciones.

5.1.1 DISEÑO DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN

Para realizar el diseño del esquema de explotación fue necesario construir un nuevo archivo de datos para ser incluido en el simulador. Este archivo de datos se realizó bajó la modalidad de “REINICIO RÁPIDO” o “FAST RESTART”. Esta modalidad es capaz de leer toda la información acerca de las propiedades que fue procesada durante la corrida final del ajuste histórico. Adicionalmente, es necesario realizar la construcción de una nueva sección SCHEDULE que incluya toda la información referente a los pozos que serán evaluados durante el periodo de predicción.

El diseño del esquema de explotación para la construcción de la nueva sección SCHEDULE se basó en un horizonte económico de veinte años y en los siguientes escenarios:

- ◆ **CASO BASE**
- ◆ **CASO 1: REHABILITACIÓN DE POZOS**
- ◆ **CASO 2: POZOS MULTILATERALES**
- ◆ **CASO 3: POZOS HORIZONTALES**

A continuación se describen los casos considerados:

5.1.1.1 CASO BASE

Para iniciar la etapa de predicción, fue necesario realizar la corrida de un Caso Base durante el periodo de tiempo seleccionado. Este caso consiste en continuar las operaciones actuales del campo sólo con los pozos que se encontraban activos al final de la etapa de cotejo histórico (marzo 2001). Para esta fecha se encontraban activos un total de cuatro pozos, que producían para el momento una tasa promedio total 828 BNP/D de petróleo, 1586 BA/D de agua y 1992 MPCN de gas.

Para realizar la corrida del Caso Base, fue necesario establecer una serie de parámetros de control a los pozos a evaluar. Esto se llevó a cabo mediante la palabra clave o “keyword” WCONPROD, estableciendo como parámetro de control producción a tasa constante de líquido y un BHP mínimo de 1000 Ipc. Además se establecieron restricciones de tipo económico a través del “keyword” WECON, donde aquellos pozos que lleguen a un valor de corte de agua y sedimentos igual o superior al 90%, les será cerrado su intervalo inferior y el pozo será abierto a producción nuevamente.

En caso de continuar con el esquema de explotación actual (Caso Base) se pronostica que se puede lograr un recobro final de 40 MMBN de petróleo, representando este volumen un 13.9 % del total del petróleo presente inicialmente en el yacimiento, llegando a una presión de abandono de 2600 Ipc. Este esquema logra una recuperación, en el periodo de pronóstico de 6.2 MMBP (presión de abandono, aumentando el factor de recobro en 2.15 % sobre su valor actual al inicio del pronóstico).

En las Figuras 5.1, 5.2 y 5.3 se muestra el comportamiento de producción total de fluidos del Caso Base durante el periodo de predicción, mientras en la Figura 5.4 se muestra el comportamiento de la presión.

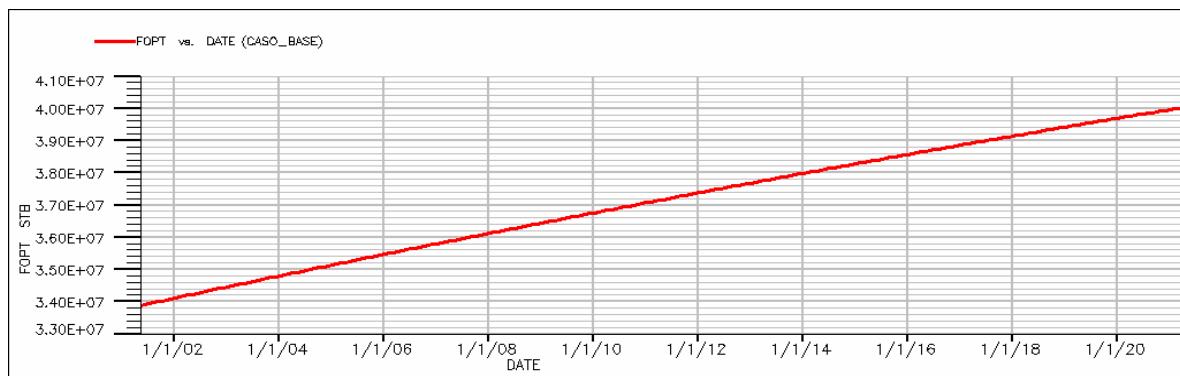


Figura 5.1 Comportamiento de la producción total de petróleo (Np), Caso Base

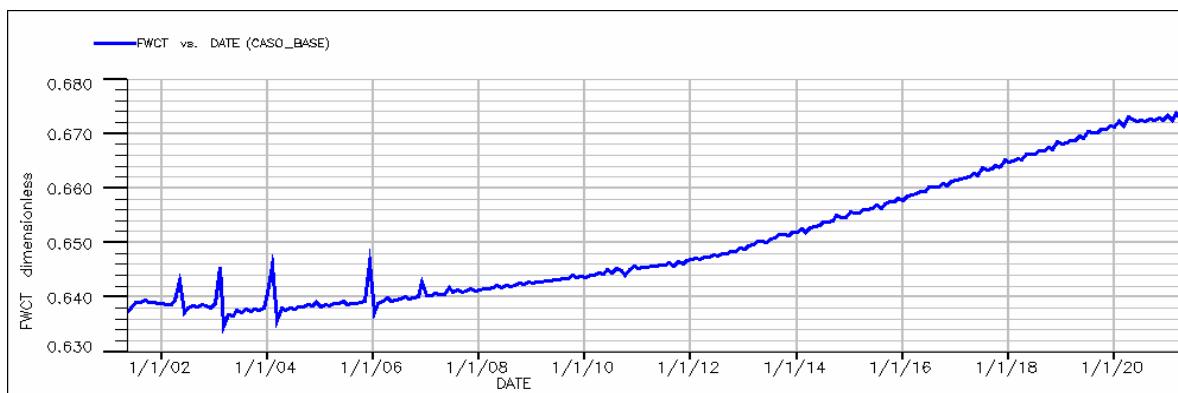


Figura 5.2 Comportamiento del corte de agua total (%), Caso Base

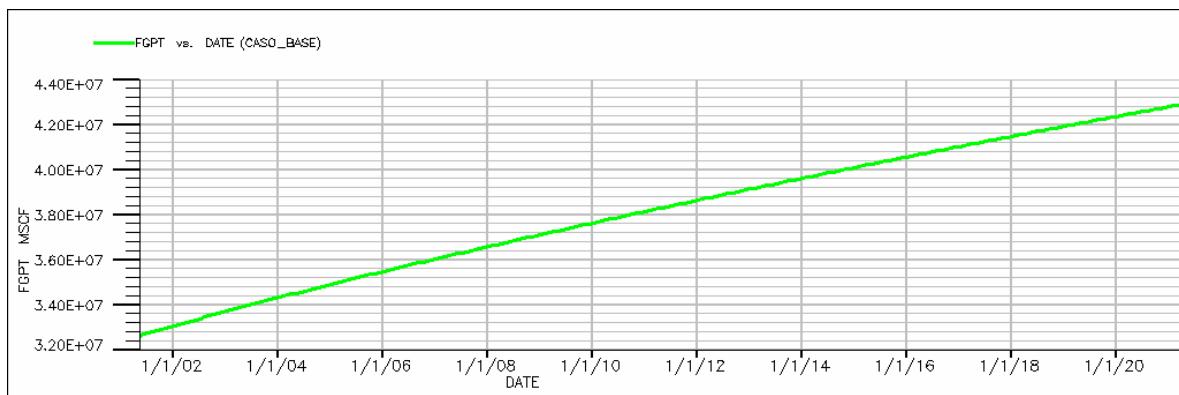


Figura 5.3 Comportamiento de la producción total de gas (Gp), Caso Base

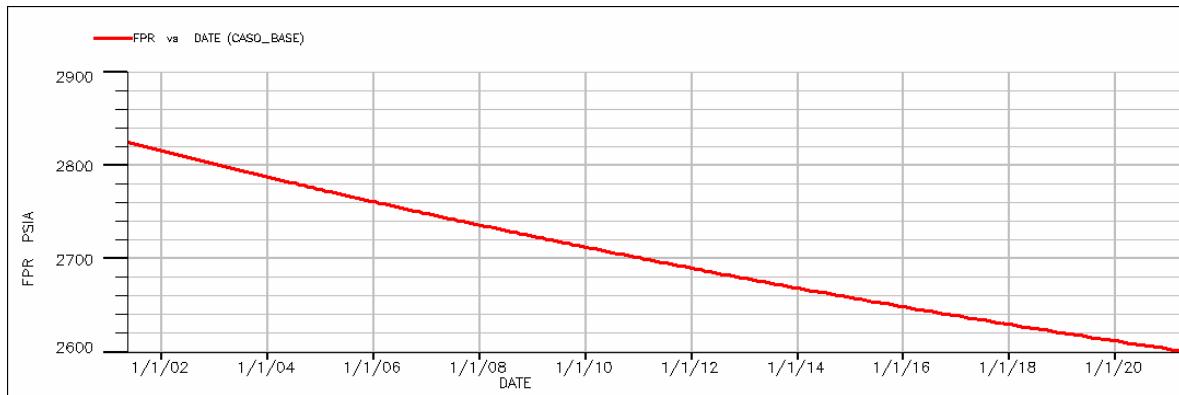


Figura 5.3a Comportamiento de la Presión, Caso Base

5.1.1.2 CASO 1: REHABILITACIÓN DE POZOS

Este caso incluye, además de los pozos del Caso Base, un plan de reactivación de pozos inactivos, que considera todos aquellos pozos que no se encontraban en producción en el momento de cierre del cotejo histórico. Los trabajos de rehabilitación consisten en cerrar los intervalos completados actualmente y completar nuevamente en intervalos superiores. Para realizar esta evaluación se tomó en cuenta que los pozos no se encontraran cerrados debido a problemas mecánicos, considerando sólo aquellos pozos que se encontraban cerrados debido a baja productividad o altos cortes de agua.

Se evaluaron un total de 7 pozos (VLA-0185, VLA-0316, VLA-0485, VLA-0496, VLA-0745, VLA-0834, VLA-1080), donde al igual que en caso anterior se establecieron los parámetros necesarios de control de producción utilizando las palabras claves o “keywords” WCONPROD y WECON, con la variante que ahora la producción será controlada tanto en este caso como en los casos siguientes, por presión de fondo (BHP) mínima de 1000 lpcia.

Del total de pozos evaluados, dos de ellos presentaron problemas de producción (VLA-0745, VLA-1080). Debido a esta razón se realizó una nueva corrida de predicción sin tomar en cuenta dichos pozos, para lograr el valor óptimo de recuperación de petróleo del caso en cuestión.

A continuación, en las Figuras 5.4, 5.5, 5.6 y 5.6a se muestra el comportamiento de la producción acumulada de petróleo, gas y el corte de agua total y presión del campo en comparación al Caso Base. Además, en el Anexo B se muestra el comportamiento de la tasa de petróleo para cada uno de los pozos que fueron abiertos a producción.

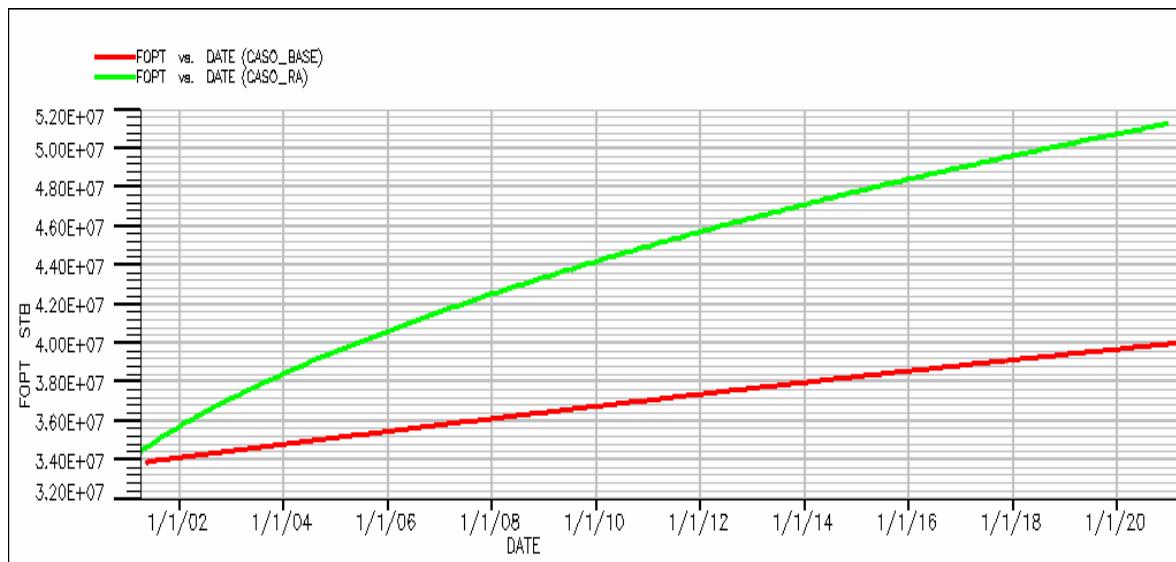


Figura 5.4 Comparación de la producción total de petróleo obtenida entre el Caso base y el Caso 1

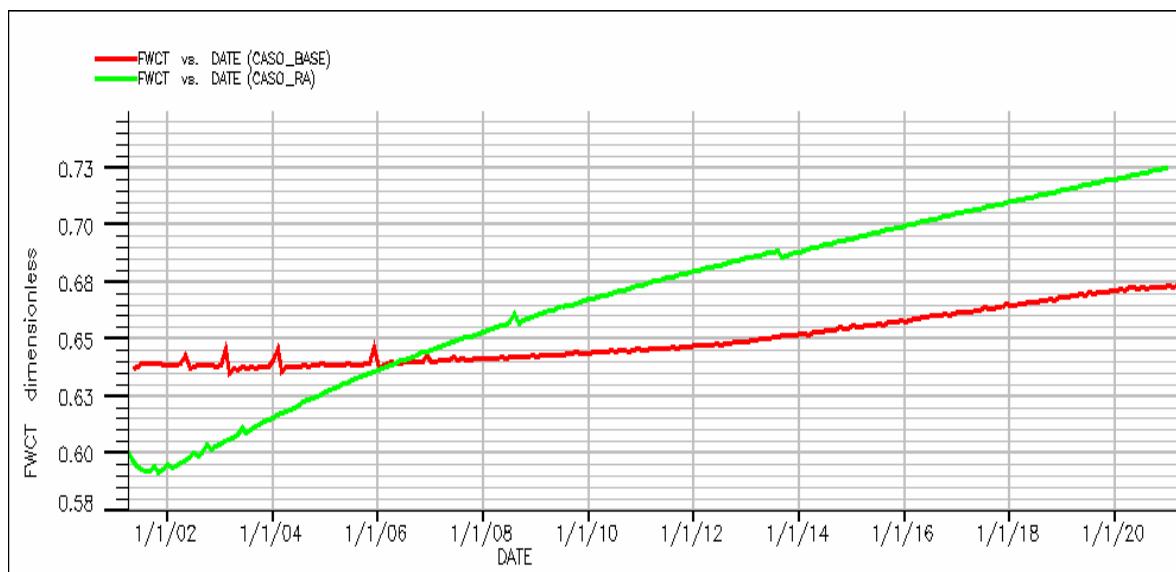


Figura 5.5 Comparación del corte de agua total del yacimiento obtenida entre el Caso base y el Caso 1

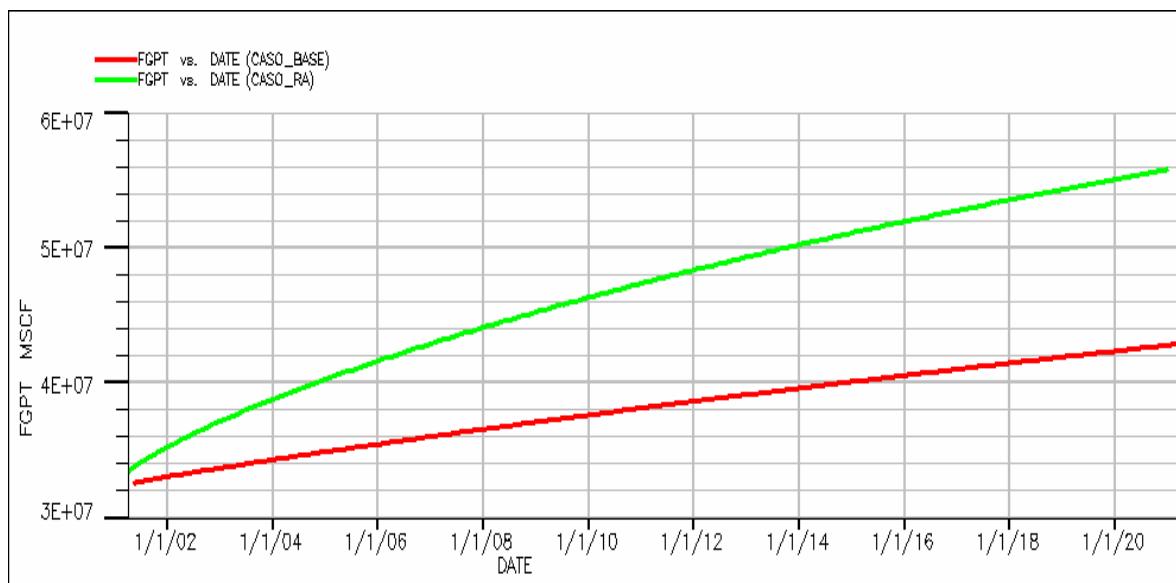


Figura 5.6 Comparación de la producción total de gas obtenida entre el Caso base y el Caso 1

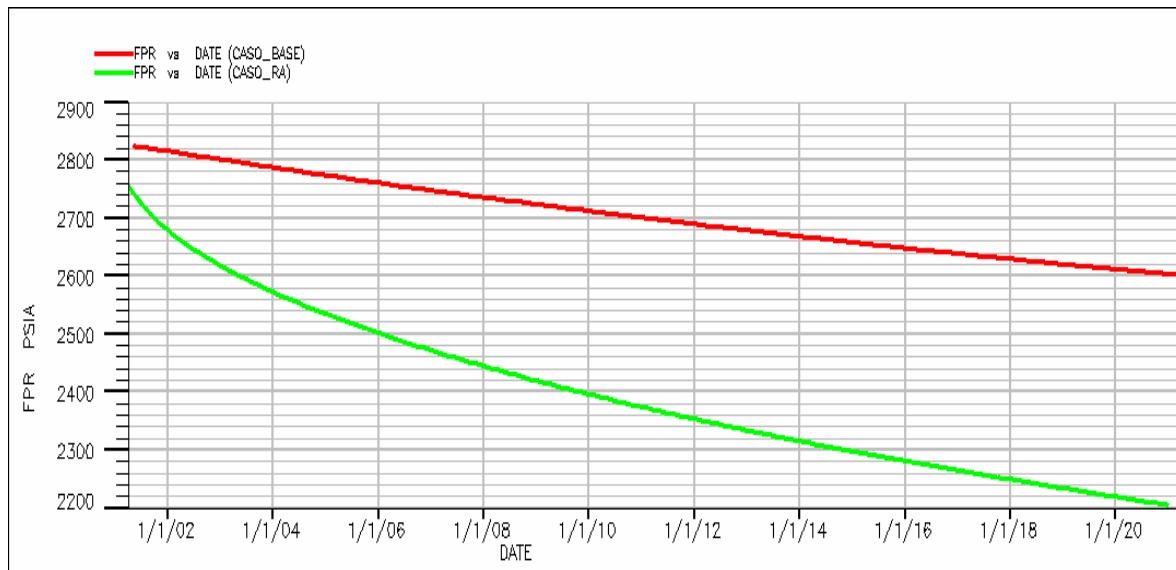


Figura 5.6a Comparación del comportamiento de la Presión entre el Caso base y el Caso 1

En la Tabla 5.1 se muestra el recobro adicional de petróleo obtenido en el Caso 1, en comparación con el Caso Base

Tabla 5.1 Resultados de recuperación para el Caso 1

	Np (MMBN)	ΔNp (MMBN)	Fr (%)	ΔFr (%)	P _{abandono} (lpc)
Caso Base	40	6.2	13.9	2.15	2600
Caso 1	51.3	17.5	17.83	6.08	2200

5.1.1.3 CASO 2: POZOS MULTILATERALES

Este caso, además de incluir los pozos del Caso Base, considera la evaluación de cinco pozos multilaterales, ubicados en las zonas más prospectivas, elegidas según la metodología descrita.

Solamente fue seleccionado como horizonte prospectivo la arena C70, debido a que los resultados de la simulación mostraban que la arena C72 se encontraba muy próxima al contacto agua petróleo y la arena C74 se encontraba casi toda inundada en agua, siendo de alto riesgo colocar nuevas localizaciones en estas arenas.

Luego de haber seleccionado las zonas potenciales para las nuevas localizaciones, se procedió a construir la estructura de los pozos multilaterales, tomando en cuenta la geometría del yacimiento, que determinará la cantidad de laterales y la longitud máxima de cada uno de ellos.

En la Figura 5.7, se muestran los perfiles de saturación y de propiedades de la arena C70, mostrando las distintas zonas elegidas para las nuevas localizaciones donde las zonas 1, 2, 3, 4 y 5 representan la ubicación de los pozos MLT-01, MLT-02, MLT-03, MLT-04 y MLT-05 respectivamente.

De la Figura 5.8 a la 5.12 se muestra la estructura de cada uno de los pozos construidos según la disposición geométrica del yacimiento.

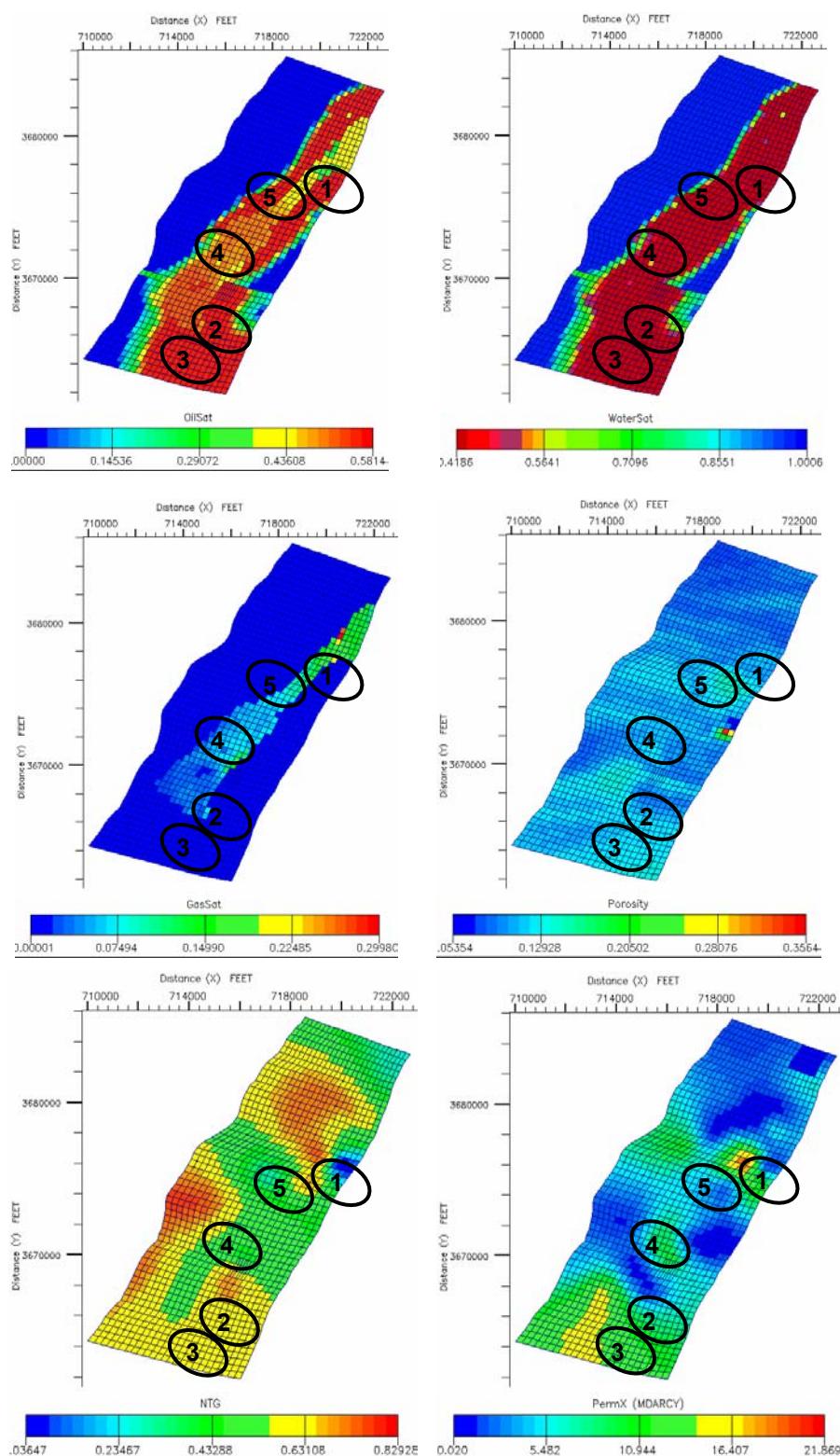


Figura 5.7 Perfiles de saturación y de propiedades petrofísicas de la arena C70

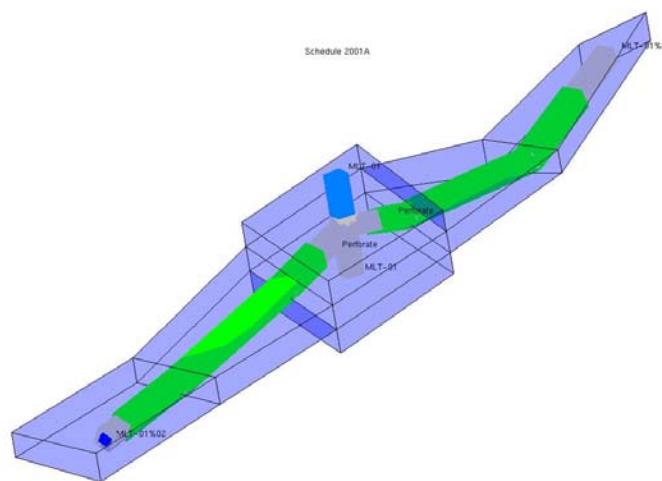


Figura 5.8 Estructura del pozo MLT-01

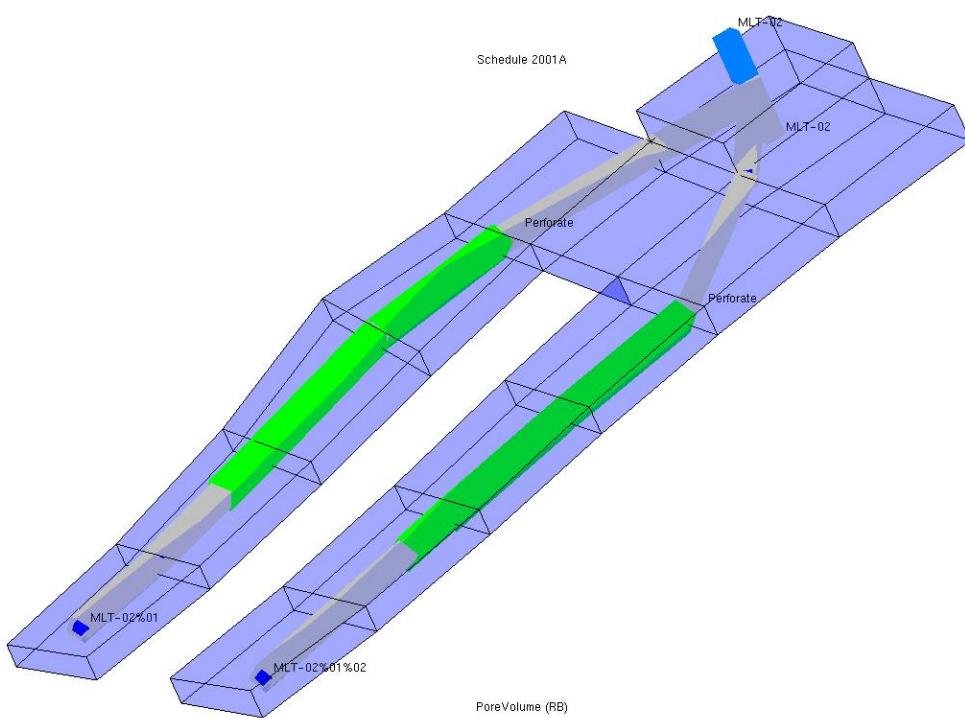


Figura 5.9 Estructura del pozo MLT-02

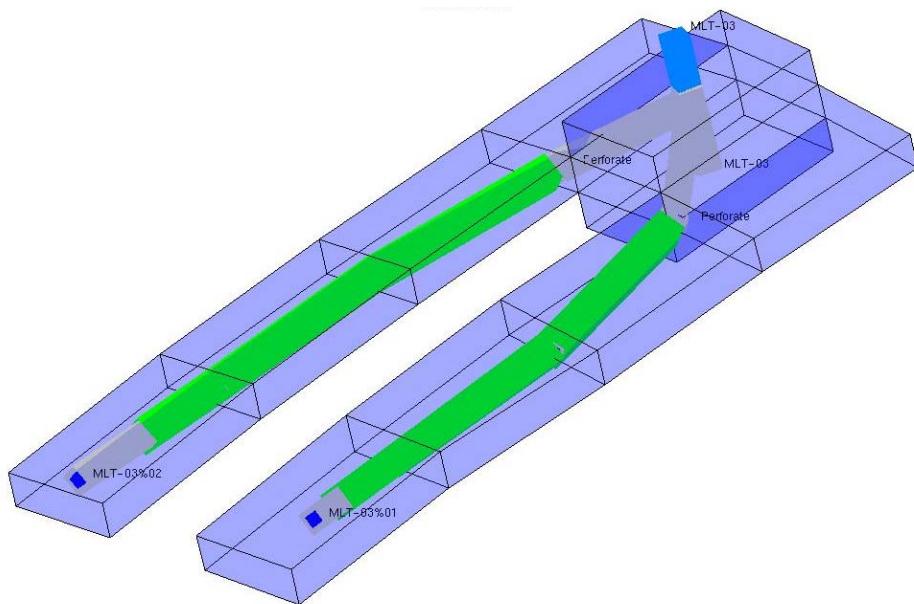


Figura 5.10 Estructura del pozo MLT-03

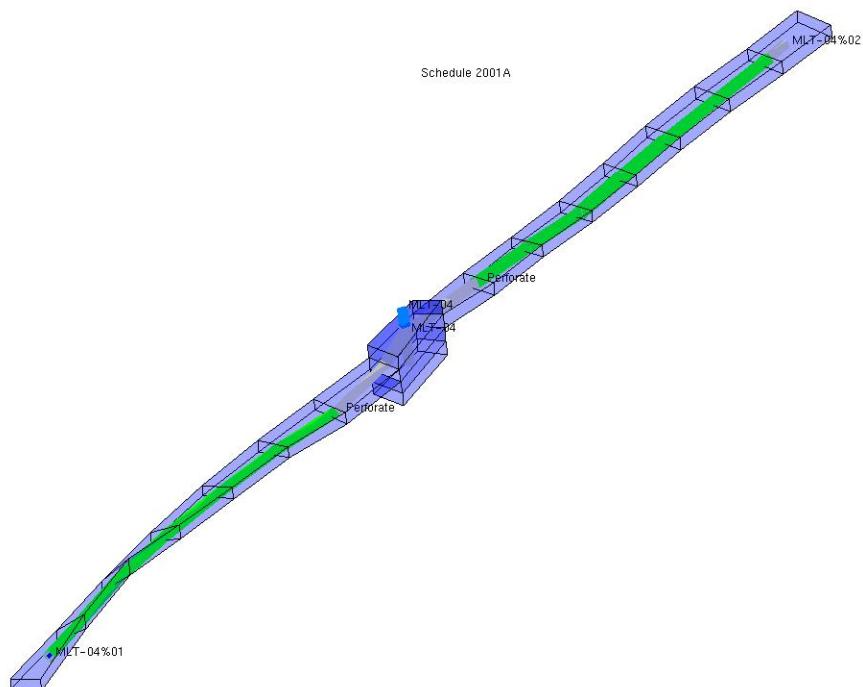


Figura 5.11 Estructura del pozo MLT-04

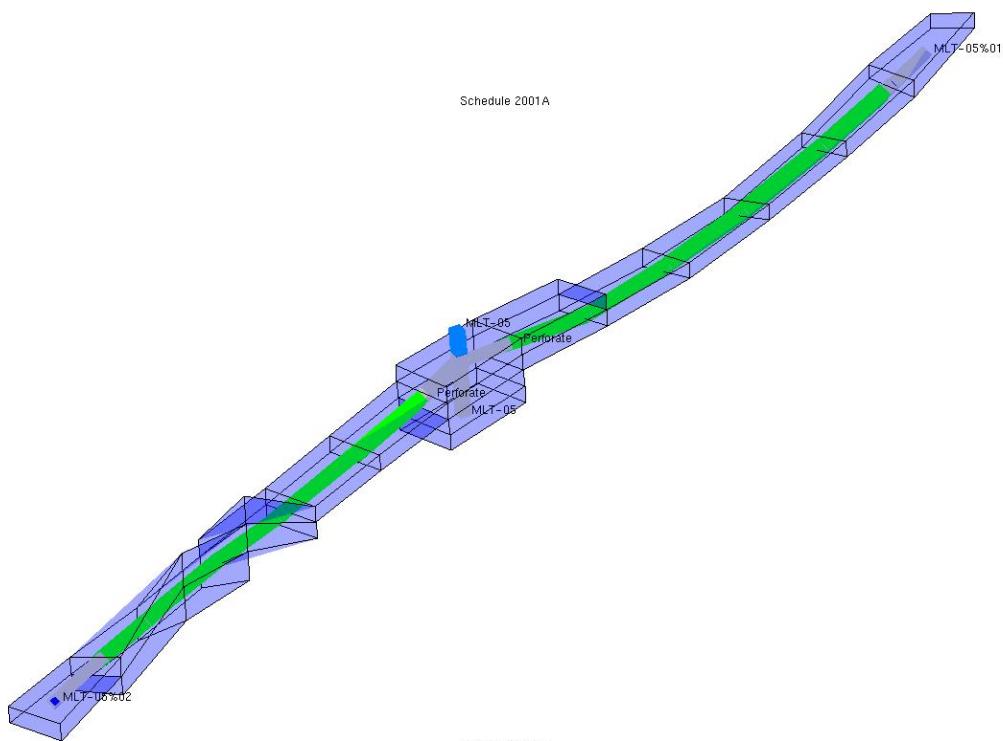


Figura 5.12 Estructura del pozo MLT-05

Inicialmente se realizaron sensibilidades de longitud de brazo. Al pozo MLT-01 se le realizaron sensibilidades de 300, 500 y 750 pies, a los pozos MLT-02 y MLT-03 de 300, 500, 750, 1000 pies, MLT-04 300, 500, 750, 1000, 1500, 2000, 2500 pies y MLT-05 300, 500, 750, 1000, 1500, 2000 pies. De la Figura 5.13, a la 5.15 se muestra pozo a pozo cual es la diferencia en cuanto a la tasa de petróleo que se obtiene a medida que se aumenta la longitud del brazo en el análisis de sensibilidades.

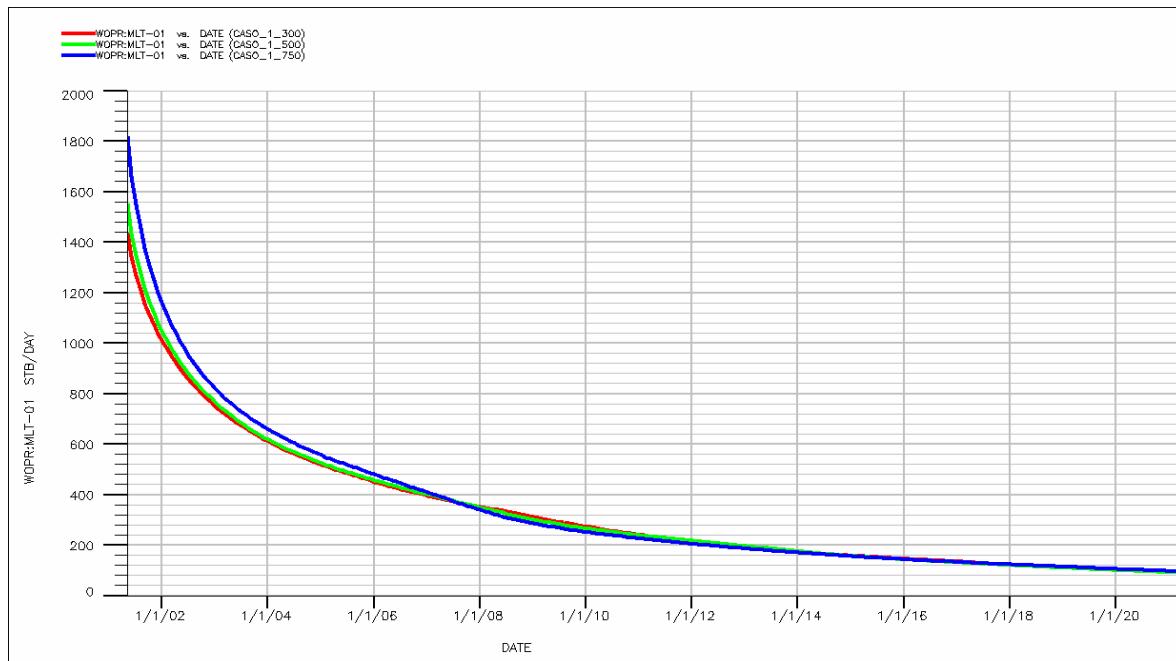


Figura 5.13 Gráfico de sensibilidad de longitud de brazo, para el pozo MLT-01

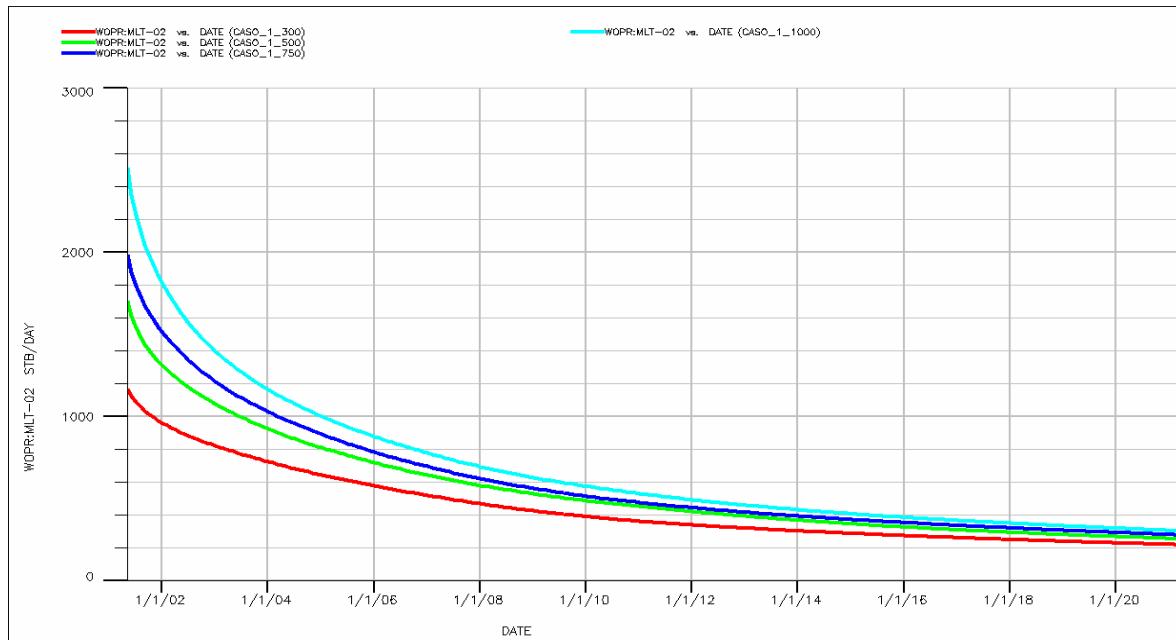


Figura 5.14 Gráfico de sensibilidad de longitud de brazo, para el pozo MLT-02

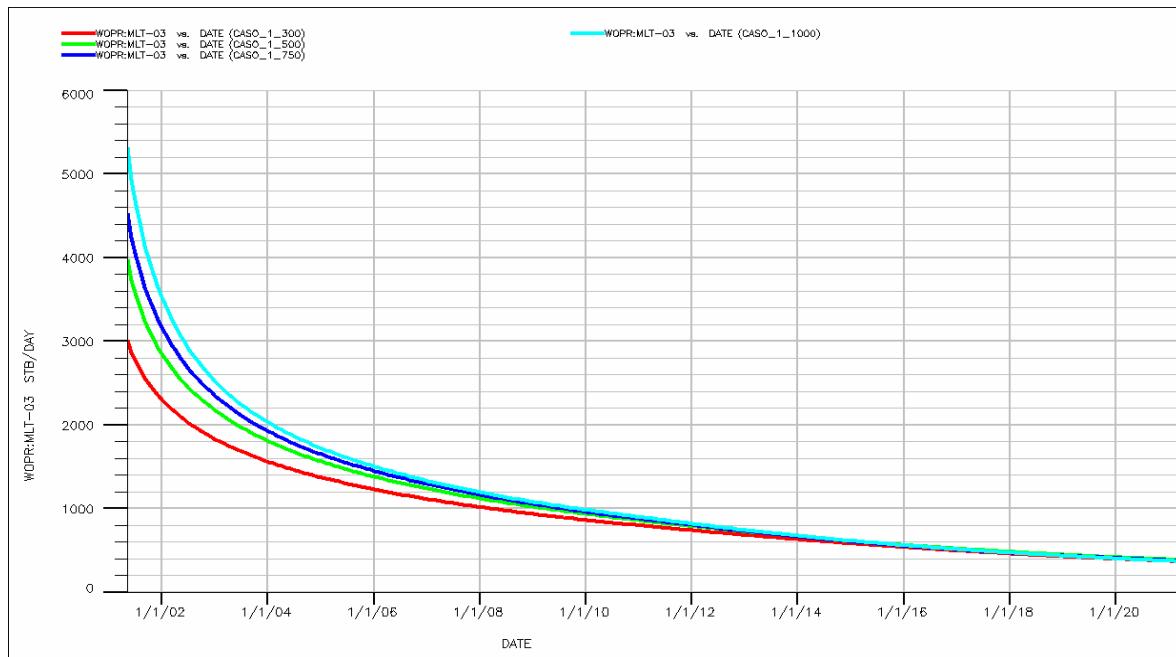


Figura 5.15 Gráfico de sensibilidad de longitud de brazo, para el pozo MLT-03

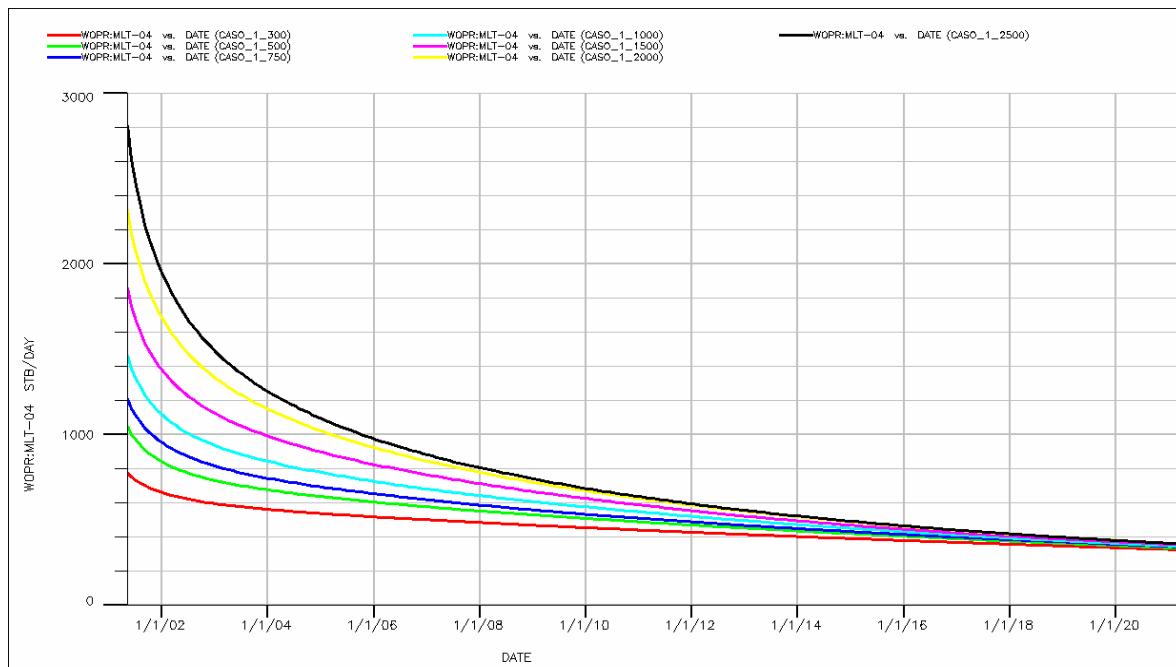


Figura 5.16 Gráfico de sensibilidad de longitud de brazo, para el pozo MLT-04

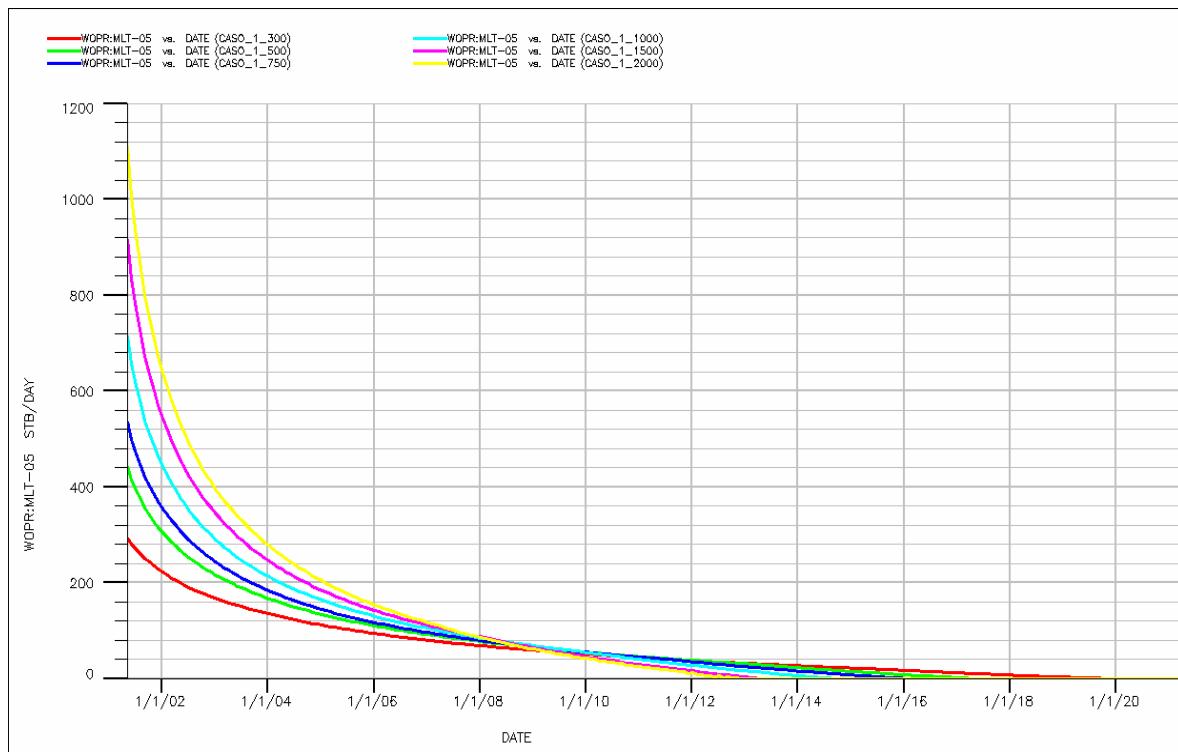


Figura 5.17 Gráfico de sensibilidad de longitud de brazo, para el pozo MLT-05

En la Figura 5.17, se observa que el pozo MLT-05 es cerrado por la baja productividad antes de terminar el horizonte económico del yacimiento. En la Figura 5.18 se muestra detalladamente en qué momento es cerrado el pozo según la longitud de brazo. En la siguiente etapa se realizó un estudio para determinar si es factible desde el punto de vista económico realizar la perforación del pozo MLT-05 bajo estas condiciones.

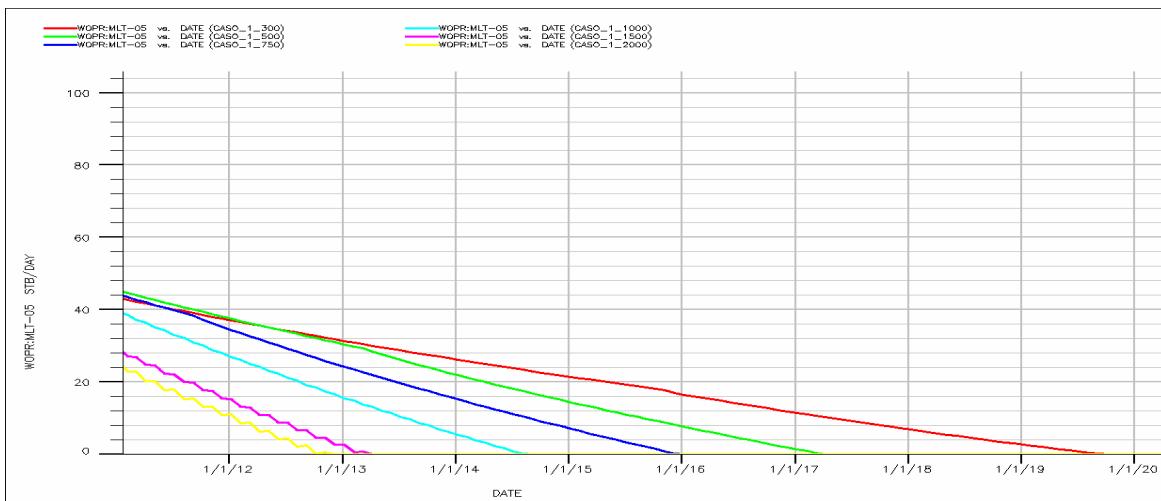


Figura 5.18 Gráfico detallado del tiempo al cierre del pozo MLT-05

En las Figuras 5.19, 5.20 y 5.21 se muestran los gráficos comparativos de tasa total de petróleo, gas y corte de agua total del yacimiento entre el Caso Base y el Caso 2 con sus respectivas sensibilidades.

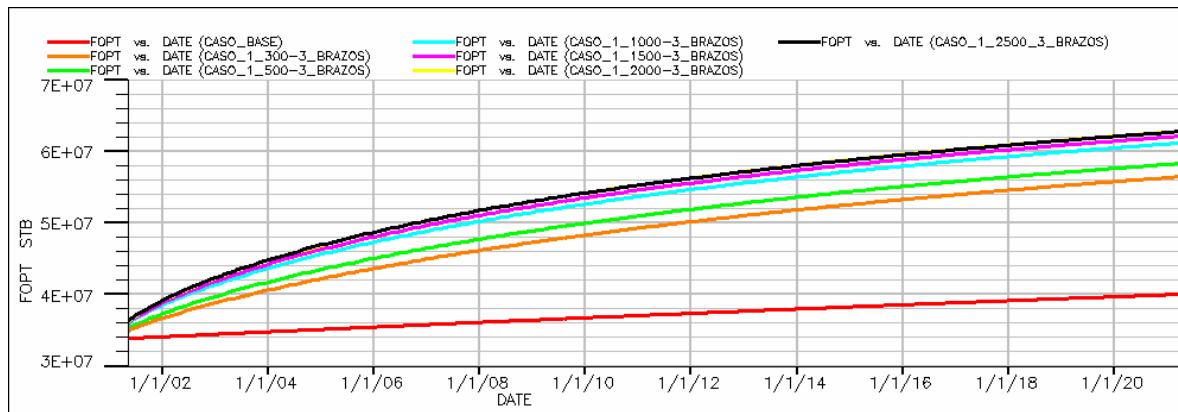


Figura 5.19 Gráfico comparativo de la producción total de petróleo entre el Caso Base y el Caso 2 con sus respectivas sensibilidades a la longitud de brazo

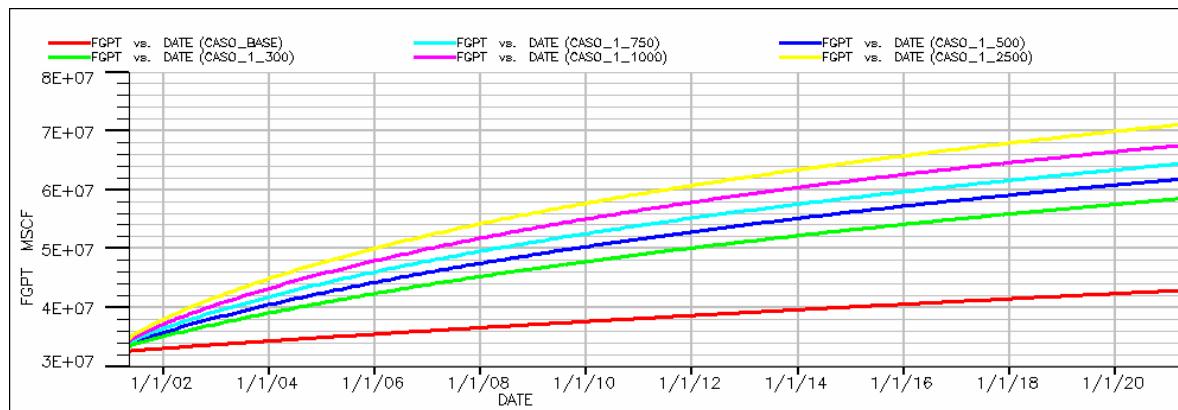


Figura 5.20 Gráfico comparativo de la producción total de gas entre el Caso Base y el Caso 2 con sus respectivas sensibilidades de longitud de brazo

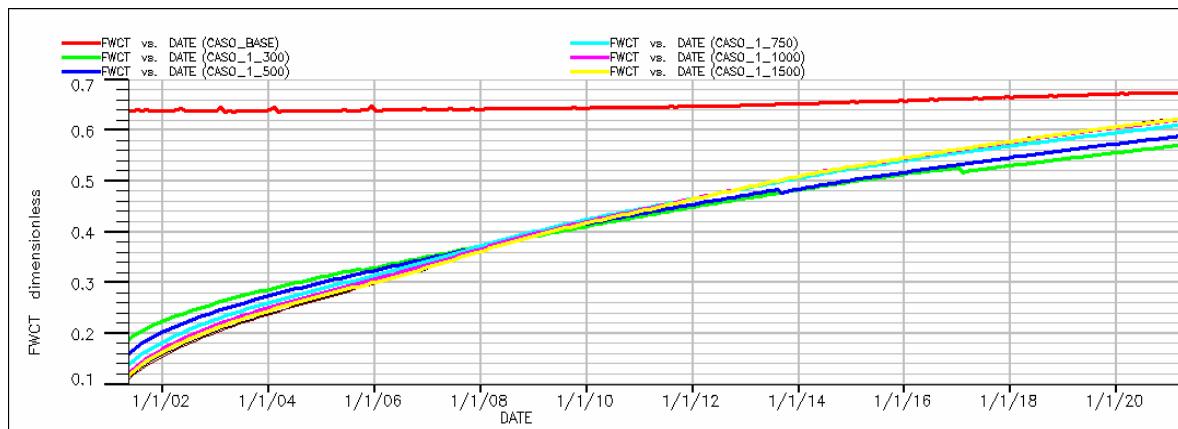


Figura 5.21 Gráfico comparativo del corte de agua total del yacimiento entre el Caso Base y el Caso 2 con sus respectivas sensibilidades de longitud de brazo

En la Tabla 5.2 se muestra el recobro adicional de petróleo obtenido para cada uno de los escenarios estudiados de longitud de brazo.

Tabla 5.2 Resultados de pronósticos para cada uno
de los escenarios de sensibilidad evaluados

	Np (MMBN)	ΔNp (MMBN)	Fr (%)	ΔFr (%)
Caso Base	40	6,2	13,9	2,15
MLT-01	Np (MMBN)	ΔNp (MMBN)	Fr (%)	ΔFr (%)
300 pies	42,60	8,80	14,81	3,06
500 pies	42,64	8,84	14,83	3,07
750 pies	42,81	9,01	14,89	3,13
MLT-02	Np (MMBN)	ΔNp (MMBN)	Fr (%)	ΔFr (%)
300 pies	43,31	9,51	15,06	3,31
500 pies	44,21	10,41	15,37	3,62
750 pies	44,64	10,84	15,52	3,77
1000 pies	45,31	11,51	15,75	4,00
MLT-03	Np (MMBN)	ΔNp (MMBN)	Fr (%)	ΔFr (%)
300 pies	47,18	13,38	16,41	4,65
500 pies	48,19	14,39	16,76	5,00
750 pies	48,66	14,86	16,92	5,17
1000 pies	49,21	15,41	17,11	5,36
MLT-04	Np (MMBN)	ΔNp (MMBN)	Fr (%)	ΔFr (%)
300 pies	43,34	9,54	15,07	3,32
500 pies	43,82	10,02	15,24	3,48
750 pies	44,01	10,04	15,35	3,60
1000 pies	44,48	10,68	15,47	3,71
1500 pies	45,03	11,23	15,66	3,91
2000 pies	45,62	11,82	15,86	4,11
2500 pies	46,01	12,21	16,00	4,25
MLT-05	Np (MMBN)	ΔNp (MMBN)	Fr (%)	ΔFr (%)
300 pies	40,49	6,69	14,08	2,32
500 pies	40,59	6,79	14,11	2,36
750 pies	40,64	6,84	14,13	2,38
1000 pies	40,74	6,94	14,17	2,41
1500 pies	40,86	7,06	14,21	2,45
2000 pies	40,96	7,16	14,24	2,49

Luego, se realizó el análisis de sensibilidad referente al número de brazos, tomando en cuenta los resultados obtenidos en la sensibilidad anterior. Esta sensibilidad no pudo ser realizada en los pozos MLT-01 y MLT-05 debido a que la geometría del yacimiento no lo permite. En la Figura 5.22, 5.23 y 5.24 se muestra la arquitectura de los pozos MLT-02, MLT-03 y MLT-04 para la evaluación de esta última sensibilidad.

En las Figuras 5.25, 5.26 y 5.27 se muestra la diferencia que existe en la producción total de petróleo según la cantidad de brazos de cada pozo multilateral.

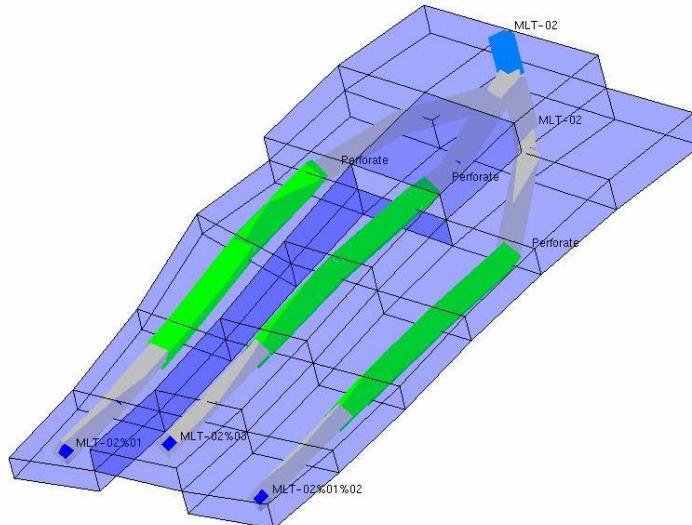


Figura 5.22 Estructura del pozo MLT-02, para la sensibilidad
“Cantidad de Brazos”

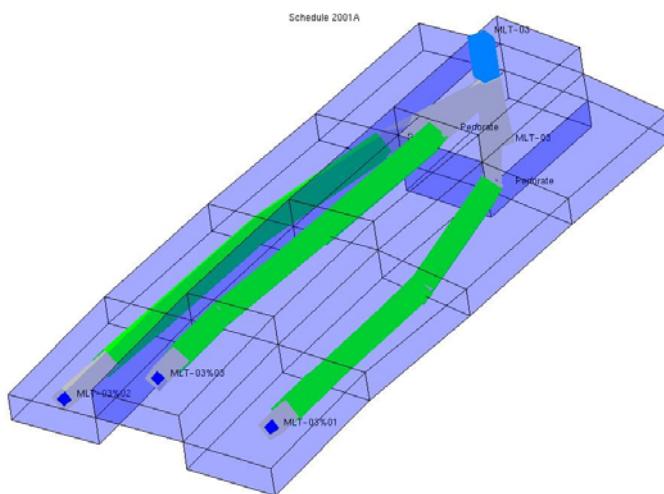


Figura 5.23 Estructura del pozo MLT-03, para la sensibilidad
“Cantidad de Brazos”

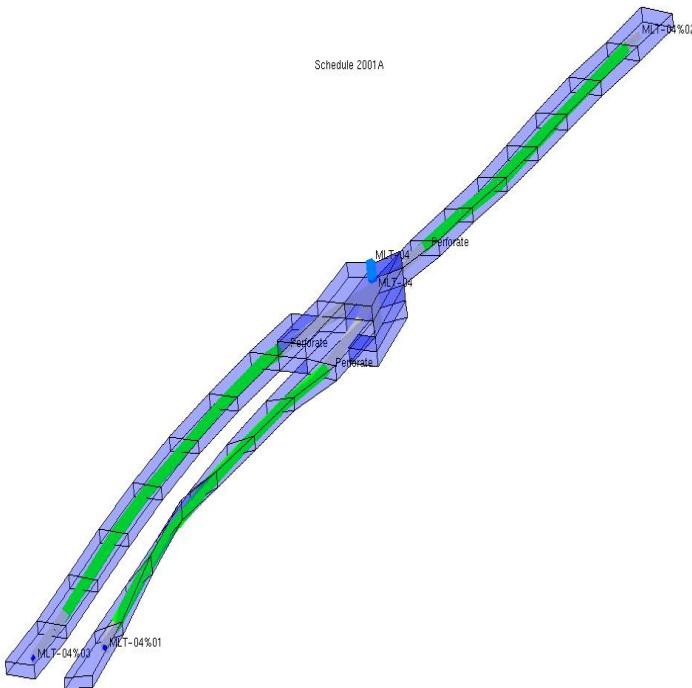


Figura 5.24 Estructura del pozo MLT-04, para la sensibilidad
“Cantidad de Brazos”

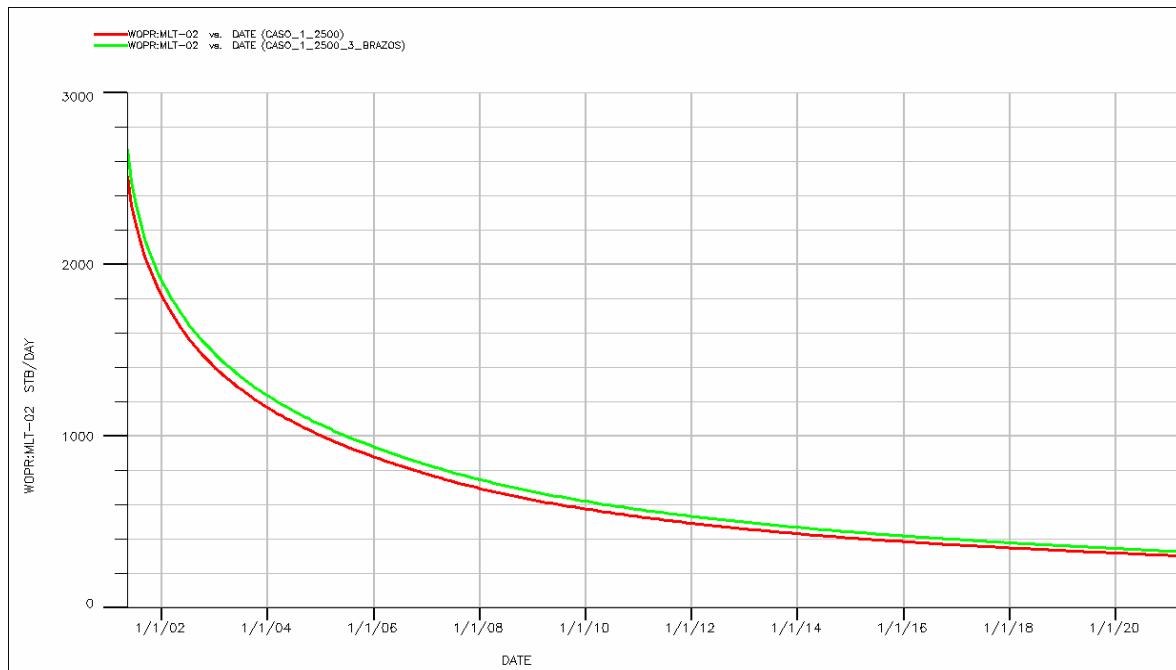


Figura 5.25 Gráfico de sensibilidad de cantidad de brazos para el Pozo MLT-02



Figura 5.26 Gráfico de sensibilidad de cantidad de brazos para el Pozo MLT-03

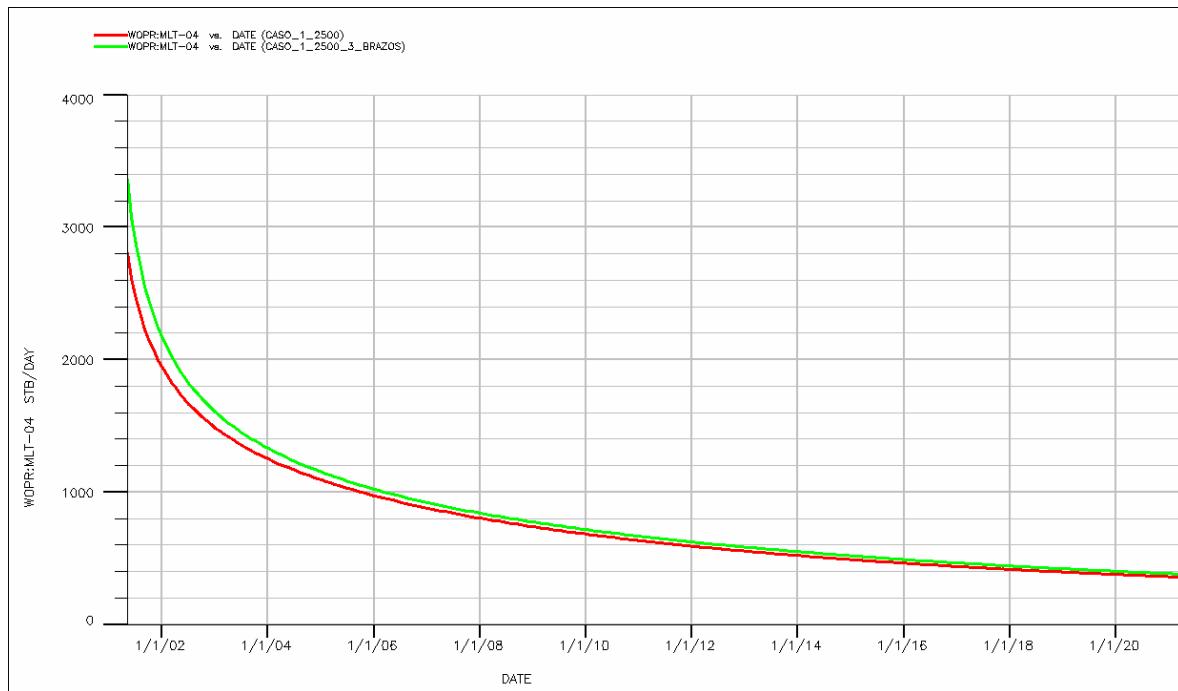


Figura 5.27 Gráfico de sensibilidad de cantidad de brazos para el Pozo MLT-04

Debido a que la geometría del yacimiento lo permitía, se decidió realizar un caso de sensibilidad adicional para el pozo MLT-04. Esta sensibilidad consistió en colocar mayor espaciamiento entre los laterales apilados que se encuentran completados en la dirección sur del yacimiento.

En la Figura 5.28, se muestra el resultado para esta última sensibilidad. Allí, se muestra una comparación entre la sensibilidades de dos brazos, tres brazos y espaciamiento entre los dos laterales apilados (pozo MLT-04).

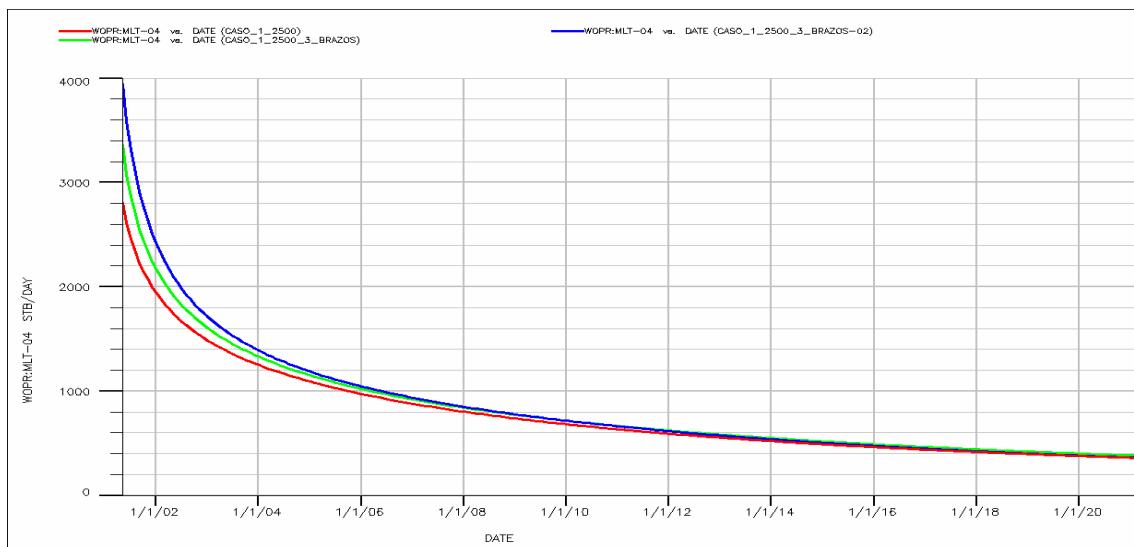


Figura 5.28 Gráfico comparativo de los resultados para la sensibilidad
"Aumento del Espaciamiento"

En la Tabla 5.3 se presentan los resultados del pronóstico de recuperación de petróleo obtenido en cada una de las sensibilidades estudiadas.

Tabla 5.3 Resultados de recuperación para la sensibilidad cantidad de brazos

		Np (MMBN)	ΔNp (MMBN)	Fr (%)	ΔFr (%)
MLT-02	Caso Base	40	6,20	13,90	2,15
	2 Brazos	45,31	11,51	15,75	4,00
MLT-03	3 Brazos	45,70	11,90	15,89	4,14
	2 Brazos	49,21	15,41	17,11	5,36
MLT-04	3 Brazos	49,53	15,73	17,22	5,47
	2 Brazos	46,01	12,21	16,00	4,25
	3 Brazos > Esp.	46,77	12,97	16,26	4,51

5.1.1.4 CASO 3: POZOS HORIZONTALES

Este caso, al igual que los anteriores, incluye los pozos del Caso Base y es realizado con la finalidad de realizar una comparación con el Caso 2.

Este caso busca comparar la productividad entre los pozos multilaterales y horizontales. Para hacer este análisis se postula un reemplazo de cada lateral por un pozo horizontal, y las completaciones son colocadas a la misma profundidad. La Tabla 5.4 muestra cuales son los nombres de los pozos horizontales que reemplazan a cada uno de los pozos multilaterales.

Tabla 5.4 Nombre de los pozos horizontales que reemplazan a cada multilateral

	Equivalentes Horizontales
MLT-01	HORZ-01 y HORZ-02
MLT-02	W001 y W002
MLT-03	W005 y W006
MLT-04	W007, W008 y W009
MLT-05	W003 y W004

En las corridas de predicción, se utilizaron los mismos parámetros de control que en el Caso 2 y las sensibilidades realizadas fueron en cuanto a la longitud de brazo.

En las Figuras 5.29 a la 5.33 se muestra la comparación de la producción entre los pozos del Caso 2 y los del Caso 3.

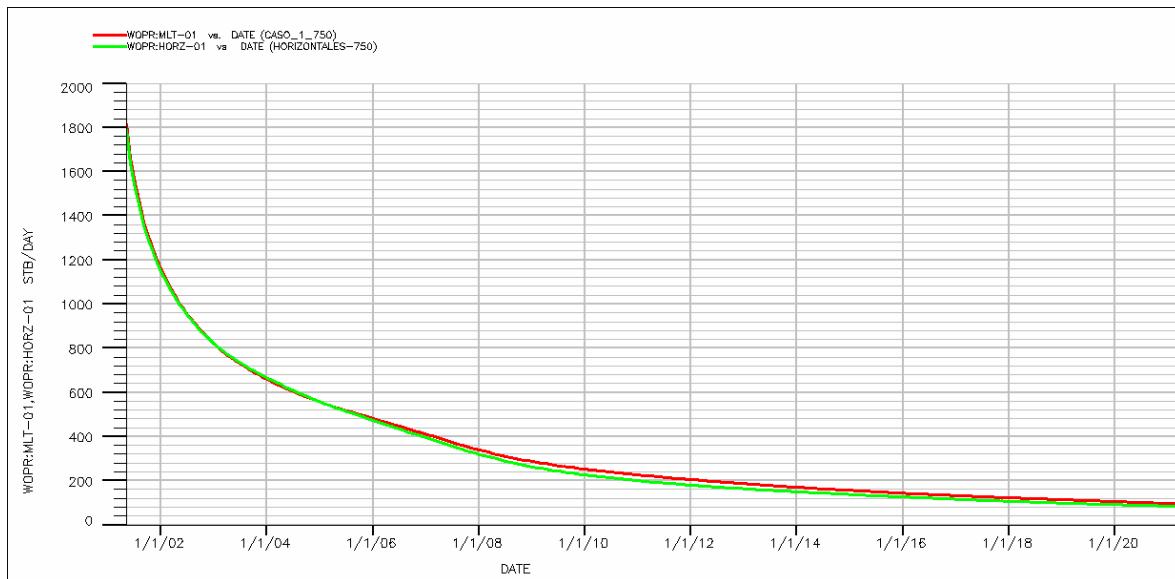


Figura 5.29 Gráfico comparativo entre el pozo multilateral MLT-01 y sus respectivos horizontales

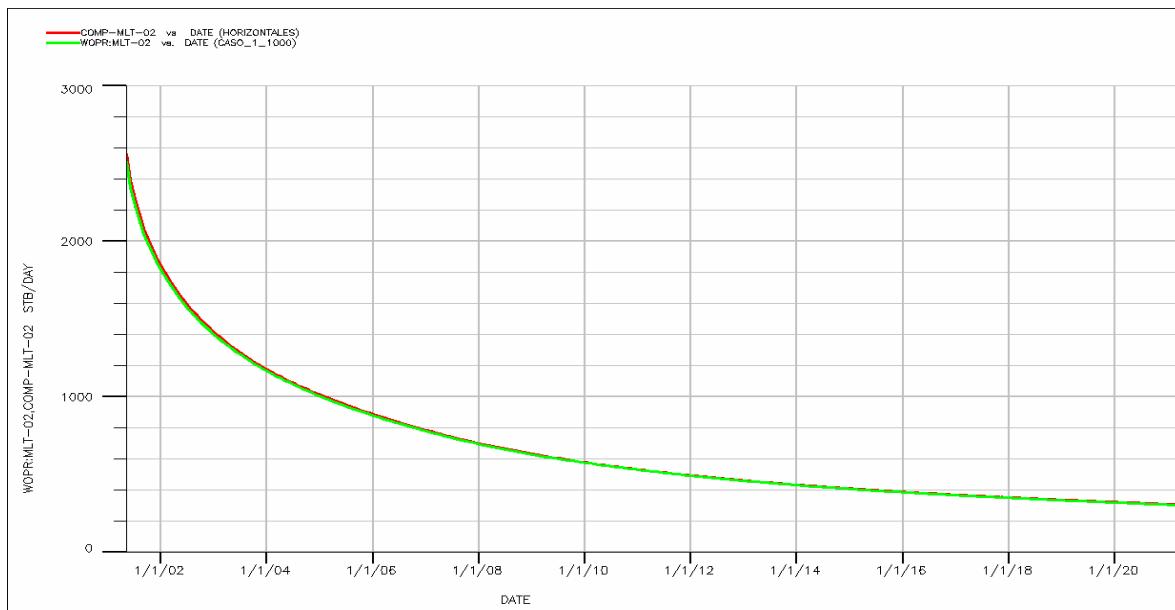


Figura 5.30 Gráfico comparativo entre el pozo multilateral MLT-02 y sus respectivos horizontales

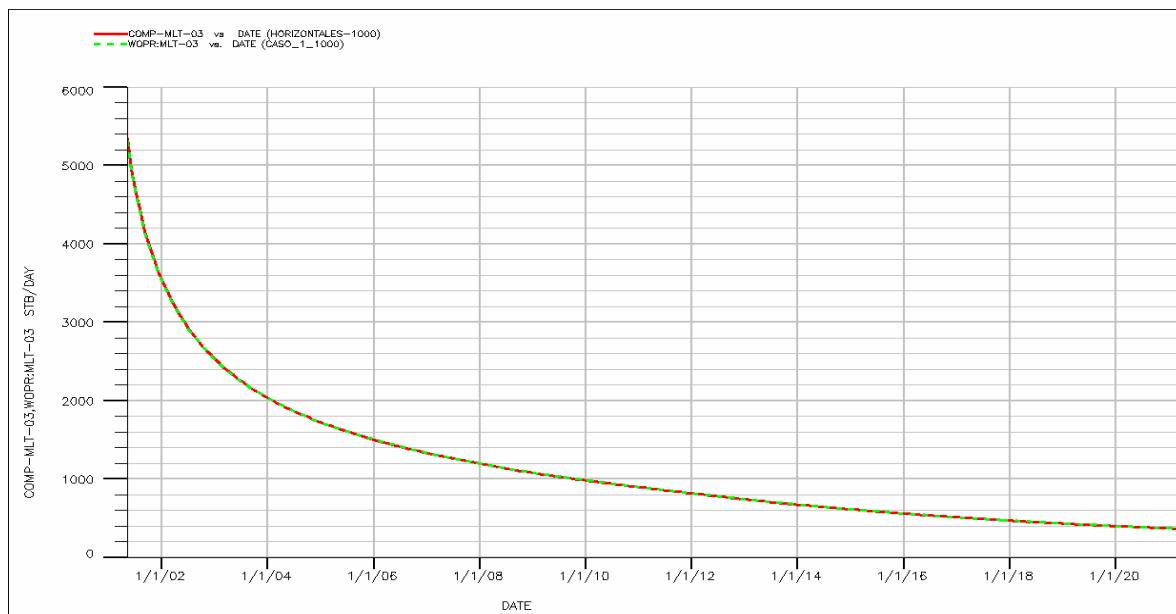


Figura 5.31 Gráfico comparativo entre el pozo multilateral MLT-03 y sus respectivos horizontales

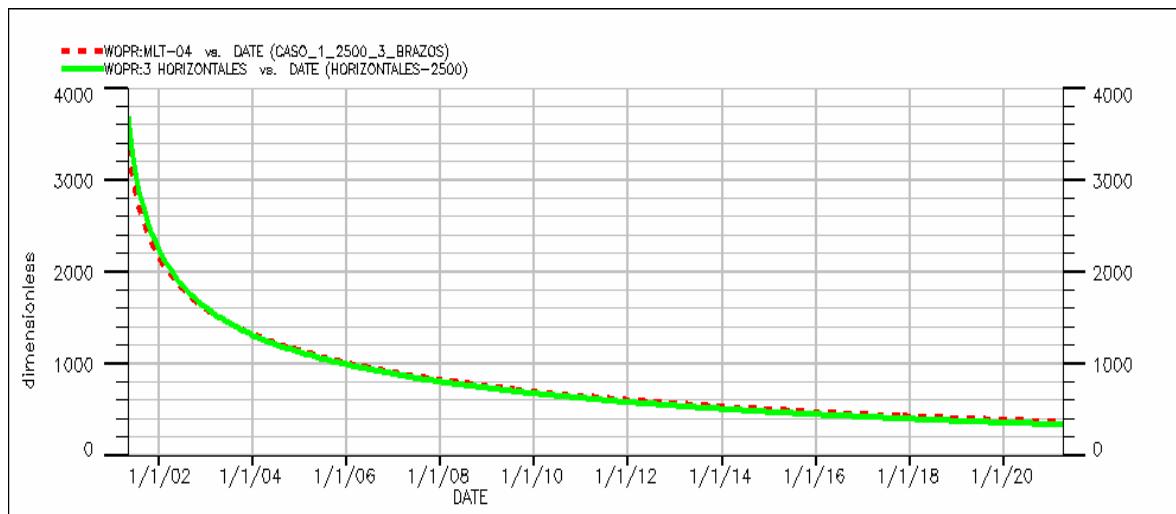


Figura 5.32 Gráfico comparativo entre el pozo multilateral MLT-04 y sus respectivos horizontales

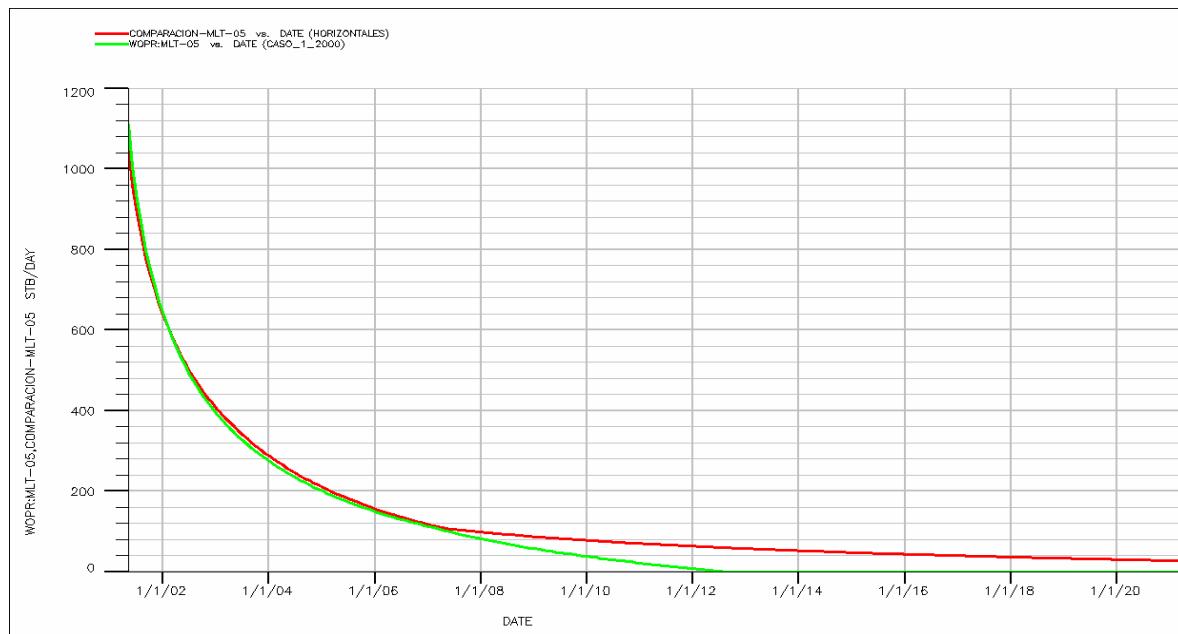


Figura 5.33 Gráfico comparativo entre el pozo multilateral MLT-04 y sus respectivos horizontales

Analizando los resultados obtenidos en este caso se puede concluir que los pozos multilaterales MLT-01, MLT-02, MLT-03 y MLT-04, tienen (como es de esperar) el mismo comportamiento que su respectivo reemplazo por pozos horizontales (esto sucede en todas las sensibilidades de longitud de brazo), mientras el pozo MLT-05 mostró un comportamiento distinto. Esto sucedió debido a que uno de los laterales se cierra por problemas de productividad y el simulador cierra completamente el pozo, mientras en el caso de los pozos horizontales, uno de los pozos es cerrado y el otro se mantiene produciendo el resto del pronóstico.

La Figura 5.34 ilustra los resultados de producción de petróleo de cada uno de los pozos horizontales que remplazan al pozo MLT-05 en el Caso 3, con su respectiva sensibilidad de longitud de brazo. En esta figura se explica el resultado obtenido en la Figura 5.33 donde el pozo MLT-05 es cerrado por baja productividad.

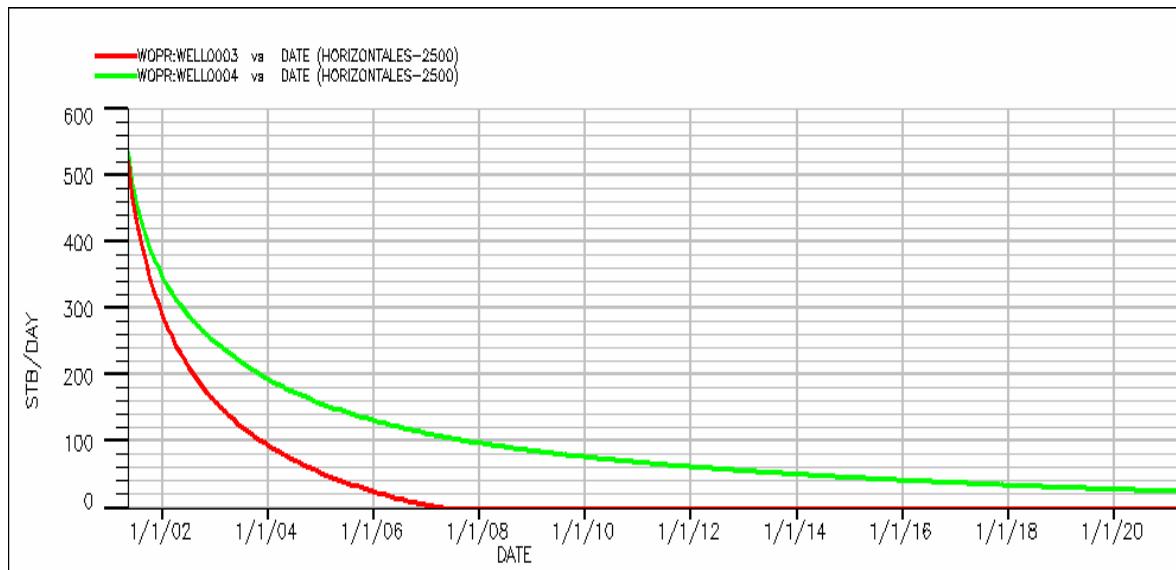


Figura 5.34 Sensibilidad de longitud de brazo de los dos pozos horizontales que reemplazan al pozo MLT-05

Adicionalmente, en las Figuras 5.35, 5.36 y 5.37 se muestran las comparaciones de producción de petróleo, gas y agua de todos los casos estudiados.

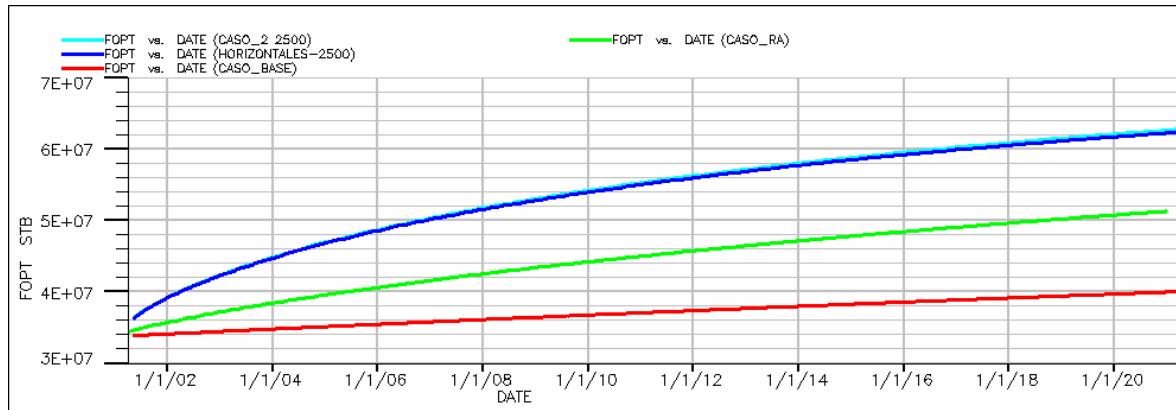


Figura 5.35 Predicciones del comportamiento futuro de la producción acumulada de petróleo vs tiempo para los diferentes escenarios de producción estudiados

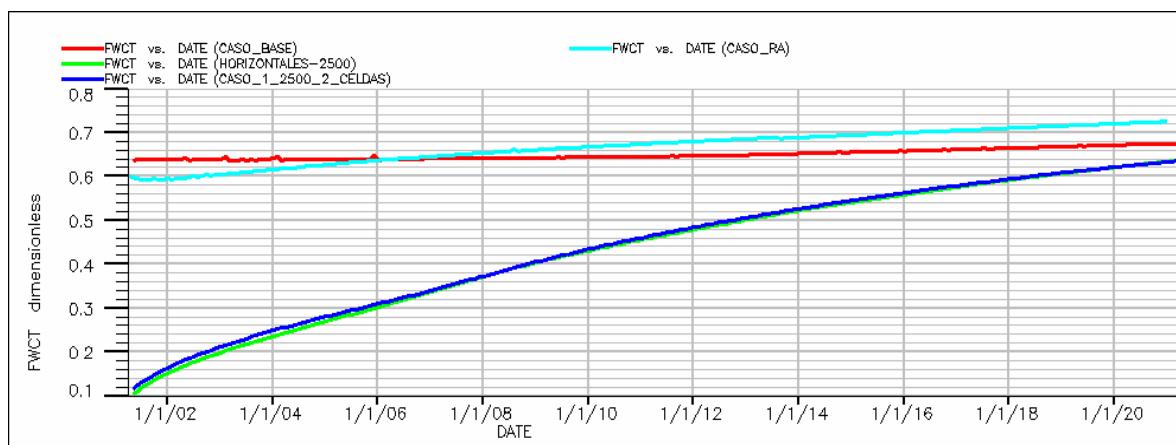


Figura 5.36 Predicciones del comportamiento futuro del corte de agua vs tiempo para los diferentes escenarios de producción estudiados

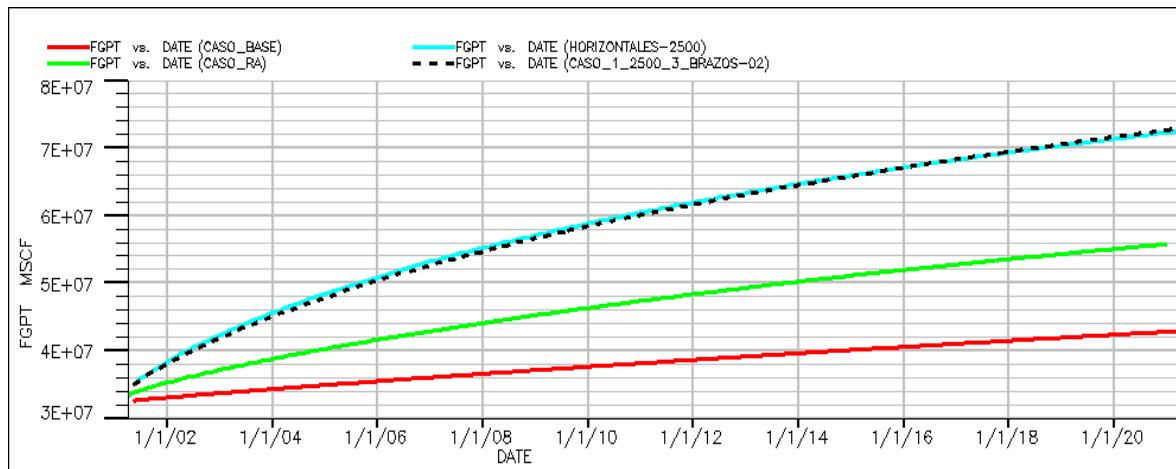


Figura 5.37 Predicciones del comportamiento futuro de la producción acumulada de gas vs tiempo para los diferentes escenarios de producción estudiados

5.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN

Finalmente, luego de obtener el comportamiento de producción para cada uno de los casos estudiados, se procedió a realizar la última etapa del estudio: la evaluación económica del proyecto.

La evaluación económica se realizó para determinar la conveniencia y atractivo económico de la perforación de pozos de nueva tecnología, en las áreas prospectivas que se localizaron mediante el estudio de simulación realizado en las etapas anteriores.

Para realizar esta etapa del estudio se utilizó el programa MAEP¹⁵ (MODELO DE ANÁLISIS ECONÓMICO DE PRODUCCIÓN) que toma en cuenta los lineamientos financieros vigentes emitidos por PDVSA¹⁶. Se trabajó bajo el “Método del Flujo de Caja Descontado¹⁷” que consiste en un modelo matemático – financiero que relaciona los tres elementos básicos del negocio: la inversión, los ingresos y los gastos. Este método fue utilizado a fin de garantizar el retorno sobre la inversión planificada.

En esta evaluación se aplicaron estrictos criterios de rentabilidad, los cuales incluyen Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y Tiempo de Pago (TP).

Para realizar el estudio se supone la inversión inicial, la cual corresponde a la perforación de pozos y adicionalmente una serie de premisas que se resumen en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5 Premisas utilizadas en el estudio económico

AÑO BASE	2002
HORIZONTE ECONÓMICO	20 AÑOS
TASA DE DESCUENTO	10 %
TASA DE CAMBIO	725 Bs. / \$
% ISLR	67.67 %
% REGALIAS CRUDO – GAS	30 %
% APORTE LEGAL A PDVSA	10 %
CRUDO REFERENCIA	Lagomar
INVERSIONES ASOCIADAS A POZOS	131 MMBs/Pz
COSTO DE PRODUCCIÓN	2801.94 Bs/BI

5.2.1 EVALUACIÓN DE POZOS MULTILATERALES

En la etapa de predicciones se evaluaron una serie de sensibilidades para concluir si desde el punto de vista de producción era atractiva la perforación de pozos multilaterales en las zonas seleccionadas como las más prospectivas. Sin embargo, es importante realizar una evaluación del tipo económico para concluir si realmente es rentable realizar la inversión de perforar esta clase de pozos. Para ello se consideró realizar un nuevo análisis de sensibilidades basado en los resultados de producción obtenidos anteriormente. La evaluación económica se realizó pozo a pozo, extrayendo los valores de producción de petróleo de los resultados de la simulación de predicción global.

Para empezar se comparó cual opción era más rentable a medida que la longitud de brazo aumentaba. Para ello fue necesario extraer de los resultados de las predicciones algunos valores como el potencial inicial del pozo, la declinación anual del yacimiento y la producción acumulada de petróleo al final de cada año. Además, de estos valores y de las premisas de la Tabla 5.6, fue necesario tomar en cuenta el valor del costo del pozo. En la Tabla 5.7 se muestran los costos de un pozo multilateral de dos brazos en función de la longitud del brazo, calculados tomando en cuenta el uso de la Juntas de “Nivel 3” o “Rapid Conect”

Tabla 5.6 Costo de los Pozos Multilaterales con Junta Nivel 3 en función de la longitud de brazo

	300 p	500 p	750 p	1000 p	1500 p	2000 p	2500 p
Costo (MMBs)	2300	2400	2525	2650	2900	3150	3400

Una vez disponibles todos los datos necesarios, se procede a los cálculos de los indicadores económicos. En las Tablas 5.7, 5.8 y 5.9 se muestran los valores obtenidos de VPN, TIR y TP para la sensibilidad longitud de brazo. Adicionalmente, las Figuras 5.38, 5.39 y 5.40 ilustran los resultados obtenidos para los distintos escenarios evaluados con esta sensibilidad.

Tabla 5.7 Valor Presente Neto para la sensibilidad “Longitud de Brazo”

VPN (MMBs)	300 p	500 p	750 p	1000 p	1500 p	2000 p	2500 p
MLT-01	2883,24	2883,76	2994,5	---	---	---	---
MLT-02	3718,77	5401,59	5661,31	6584,28	---	---	---
MLT-03	9630,55	11251,05	11999,71	12761,02	---	---	---
MLT-04	3471,93	3898,34	4356,45	4838,51	5640,52	6518,42	7185,82

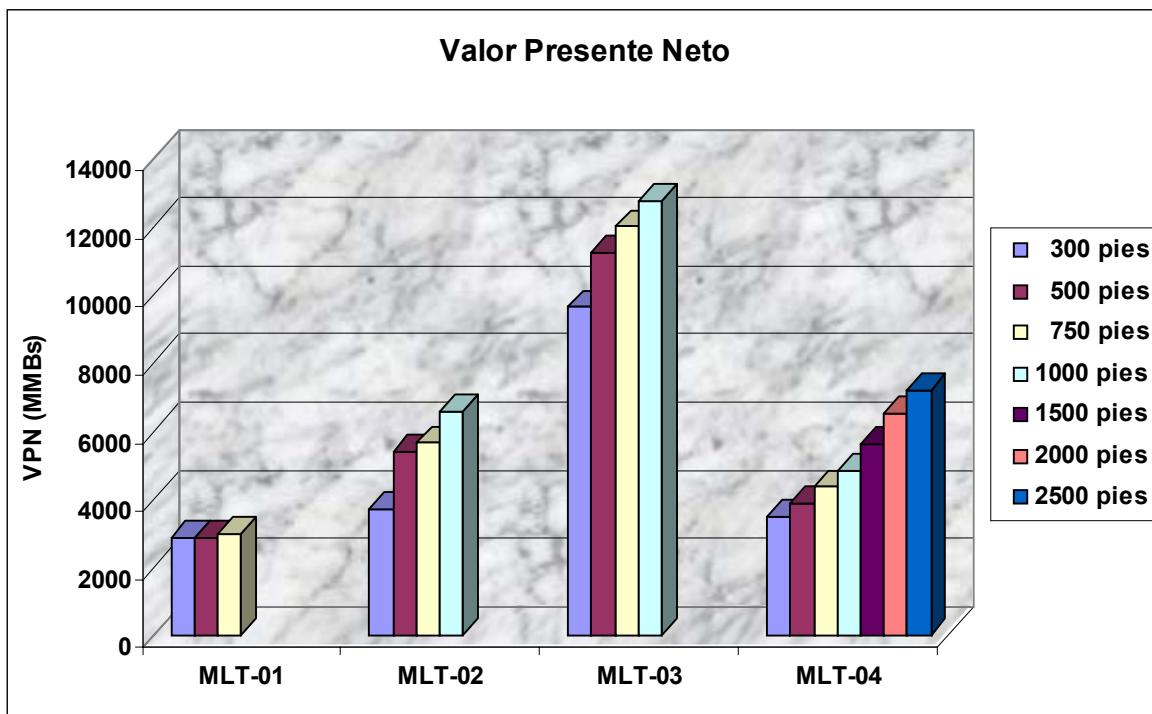
**Figura 5.38** Valor Presente Neto para la sensibilidad “Longitud de Brazo”

Tabla 5.8 Tasa Interna de Retorno para la sensibilidad “Longitud de Brazo”

TIR (%)	300 p	500 p	750 p	1000 p	1500 p	2000 p	2500 p
MLT-01	42	40,9	40,9	---	---	---	---
MLT-02	46,1	56	59,6	64,8	---	---	---
MLT-03	91,2	102	105	108,4	---	---	---
MLT-04	39	41,5	43,2	46,4	50,1	54,1	59,6

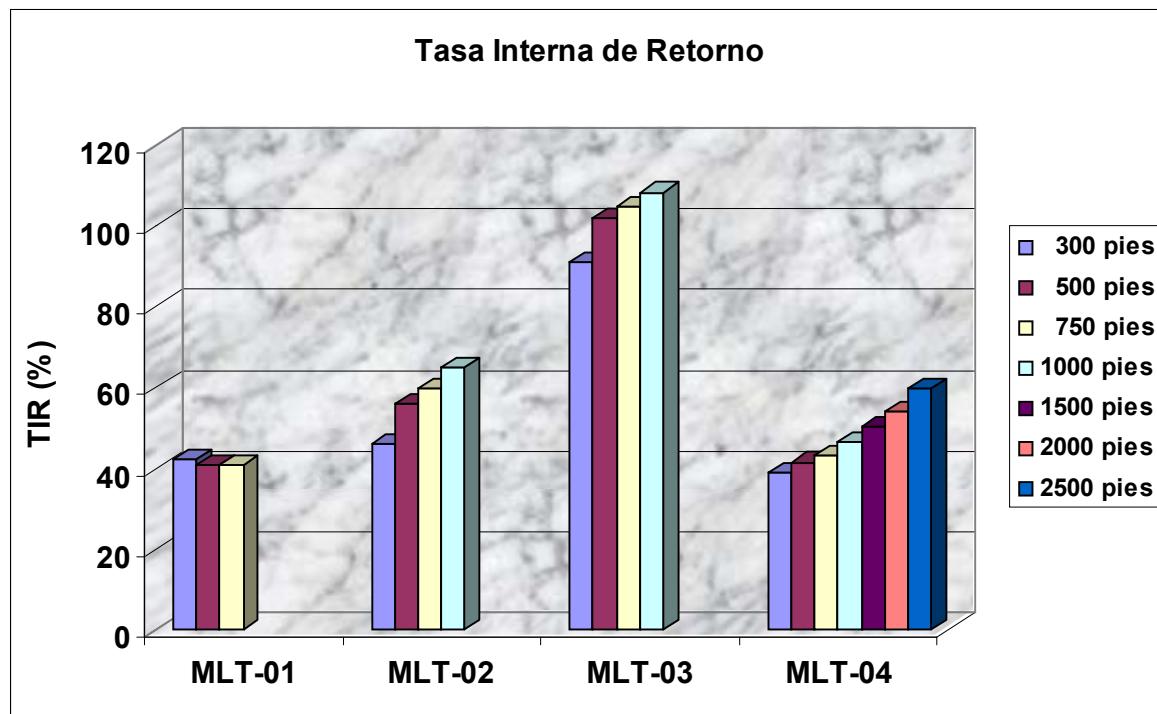
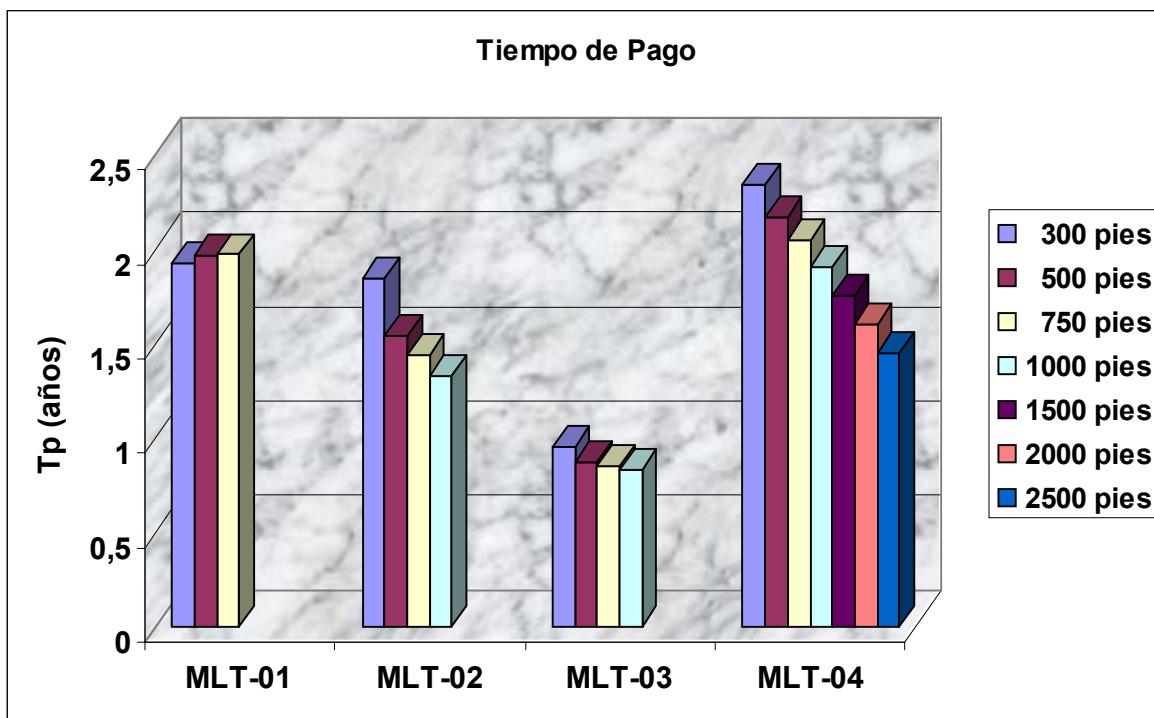
**Figura 5.39 Tasa Interna de Retorno para la sensibilidad “Longitud de Brazo”**

Tabla 5.9 Tiempo de pago para la sensibilidad “Longitud de Brazo”

TP (años)	300 p	500 p	750 p	1000 p	1500 p	2000 p	2500 p
MLT-01	1,92	1,96	1,97	---	---	---	---
MLT-02	1,84	1,54	1,44	1,33	---	---	---
MLT-03	0,95	0,87	0,85	0,83	---	---	---
MLT-04	2,34	2,17	2,05	1,9	1,75	1,6	1,45

**Figura 5.40** Tiempo de Pago para la sensibilidad “Longitud de Brazo”

En la etapa de predicción se observó que a medida que aumenta la longitud de brazo en función del tiempo, para los pozos MLT-01, MLT-03 y MLT-04 llega un momento en el cual el comportamiento de la tasa de producción de petróleo es el mismo para cualquier longitud de brazo (ver Figuras 5.13, 5.15, 5.16). En esta parte del estudio se buscaba determinar cuan rentable es perforar estos pozos con una longitud de brazo mayor, si a lo largo del tiempo el comportamiento de producción será el mismo.

De las Figuras 5.38, 5.39, 5.40 se puede concluir que es rentable perforar los pozos MLT-01, MLT-03 y MLT-04 a la máxima longitud de brazo permitida por la geometría del yacimiento, ya que el volumen de petróleo que se recupera al inicio del periodo de predicción hace el proyecto de perforación de cada uno de estos pozos mas atractivo desde el punto de vista económico. Estos pozos presentan mayor flujo de caja haciendo la inversión más eficiente. Además, se puede observar que la inversión se recupera en menor tiempo.

Según los resultados parciales obtenidos, las opciones que resultan más atractivas para la perforación de pozos multilaterales de dos brazos en el yacimiento en estudio, se muestran a continuación en la Tabla 5.10:

Tabla 5.10 Opciones más atractivas en la sensibilidad “Longitud de Brazo”

	Long. (pies)	VPN (MMBs)	TIR (%)	TP (años)
MLT-01	750	2994.5	40.9	1.97
MLT-02	1000	6584.28	64.8	1.33
MLT-03	1000	12761.02	108.4	0.83
MLT-04	2500	4838.51	59.6	1.45

En el caso del pozo MLT-05 se observa que este no es rentable, debido a que no es capaz de recuperar la inversión realizada. En todo momento, el indicador VPN es negativo. En la Tabla 5.11 se muestran los resultados obtenidos para el pozo MLT-05.

Tabla 5.11 Resultados para la sensibilidad de “Longitud de Brazo”
para el pozo MLT-05

L	VPN	TIR
300	-879,56	-1,6
500	-603,59	1,7
750	-515,48	2,8
1000	-283,78	5,9
1500	-142,86	8
2000	-157,5	7,9

Luego se procedió a realizar la evaluación de la sensibilidad a la “Cantidad de Brazos”, (se recuerda que a los pozos MLT-01 y MLT-05 no se les realizó esta sensibilidad debido que la geometría del yacimiento no lo permitía). Para realizar este estudio fue necesario realizar un ajuste en los costos del pozo incluyendo ahora los gastos de una tercera Junta de Nivel 3 y la perforación del brazo adicional.

Para analizar los resultados de esta sensibilidad se compararon los resultados con los resultados que se muestra en la Tabla 5.10. En las Tablas 5.12, 5.13 y 5.14 se

muestran los resultados obtenidos. Adicionalmente, en la Figura 5.41 a la 5.43 se ilustran estos resultados.

Tabla 5.12 Valor Presente Neto para la sensibilidad “Cantidad de Brazos”

VPN (MMBs)	MLT-01	MLT-02	MLT-03	MLT-04	MLT-05
2 Brazos	---	6584,28	12761,02	7185,82	---
3 Brazos	---	6907,96	12962,41	8268,71	---

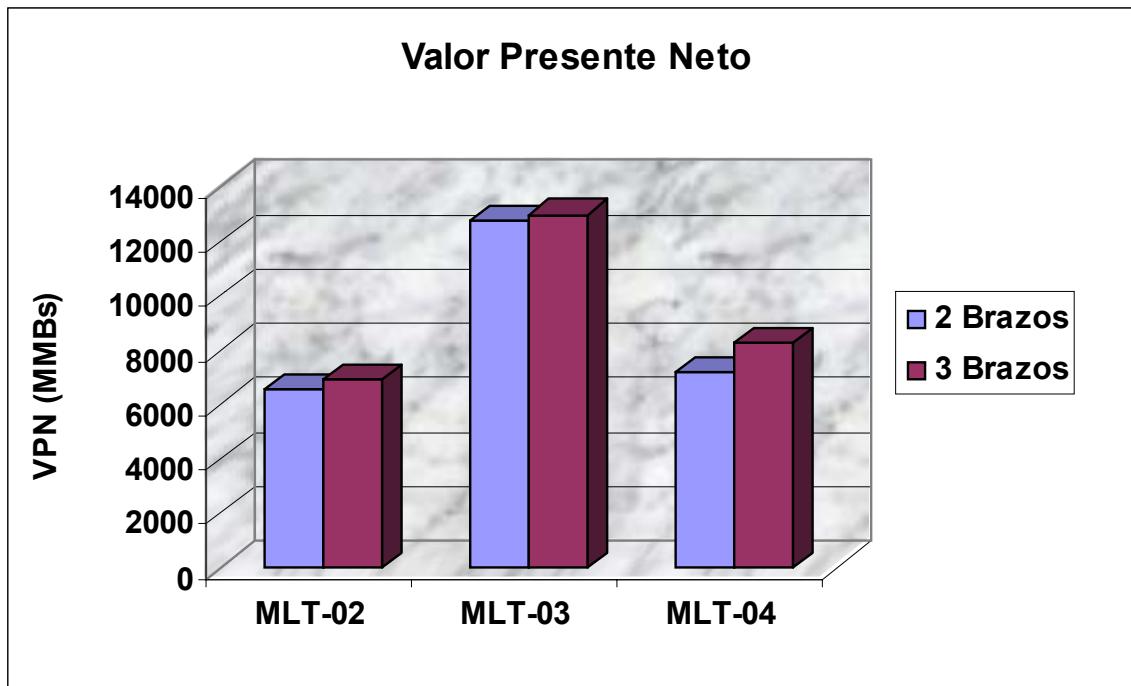


Figura 5.41 Valor Presente Neto para la sensibilidad “Cantidad de Brazos”

Tabla 5.13 Tasa Interna de Retorno para la sensibilidad “Cantidad de Brazos”

TIR (%)	MLT-01	MLT-02	MLT-03	MLT-04	MLT-05
2 Brazos	---	64,8	108,4	59,6	---
3 Brazos	---	61,3	101,5	68,0	---

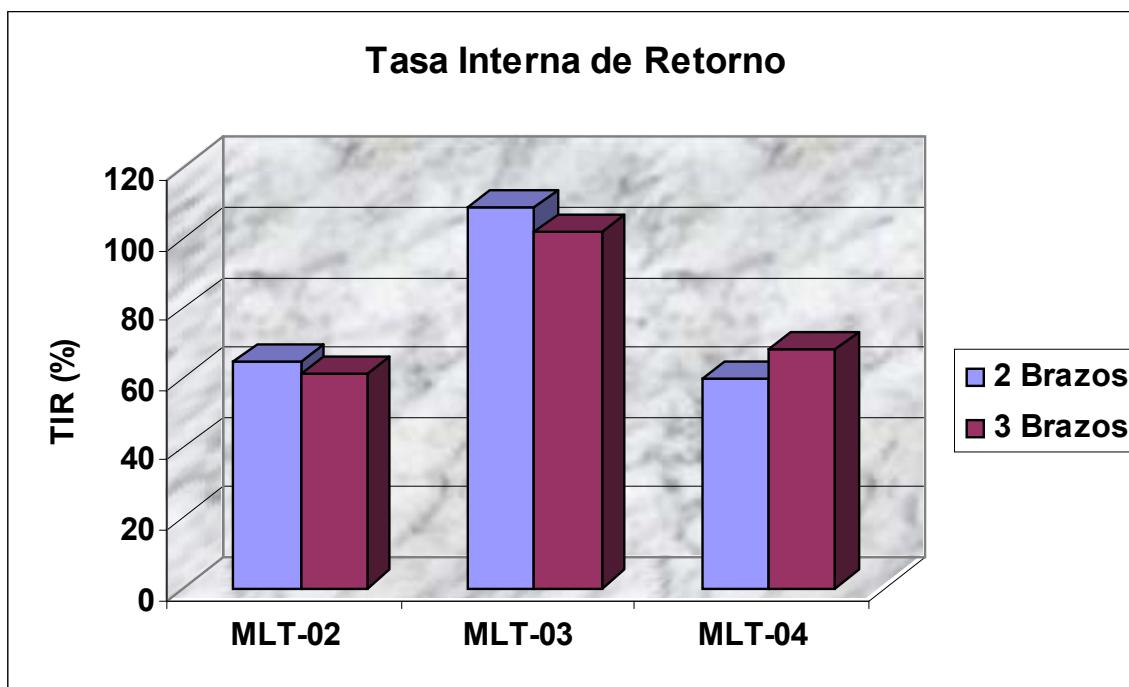
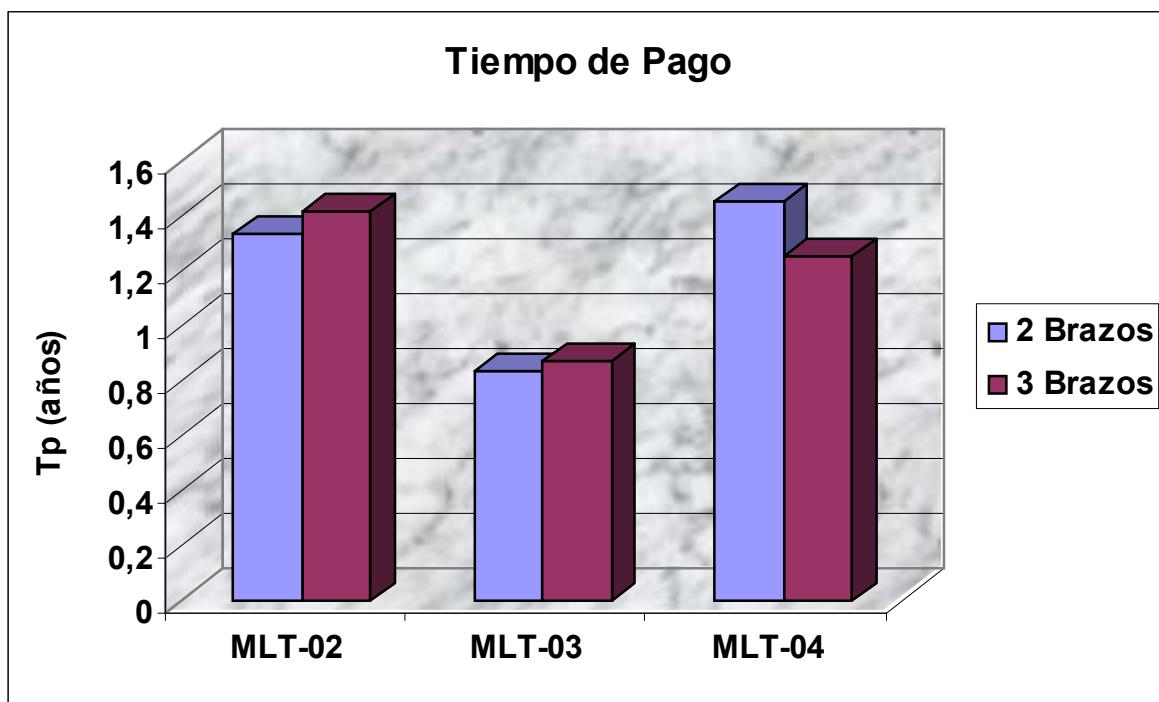
**Figura 5.42 Tasa Interna de Retorno para la sensibilidad “Cantidad de Brazos”**

Tabla 5.14 Tiempo de Pago para la sensibilidad “Cantidad de Brazos”

Tp (años)	MLT-01	MLT-02	MLT-03	MLT-04	MLT-05
2 Brazos	---	1,33	0,83	1,45	---
3 Brazos	---	1,41	0,87	1,25	---

**Figura 5.43** Tiempo de Pago para la sensibilidad “Cantidad de Brazos”

Para tomar la decisión definitiva sobre la perforación de pozos multilaterales, hay que tomar en cuenta otros factores adicionales de cuantos brazos se van a perforar. Se observó para esta sensibilidad que el indicador VPN por si solo no es suficiente para tomar la decisión de cual es el proyecto mas conveniente al realizar la inversión, ya que todos los pozos en el caso de tres brazos tienen mayor retorno de capital (mayor VPN), pero los pozos MLT-02 y MLT-03 tienen una menor TIR y necesitan mayor cantidad de tiempo para recuperar la inversión.

Cuando esto sucede, se puede utilizar el método gráfico VPN vs. TIR¹⁸, que consiste en el cálculo de VPN a distintas tasas de descuento. Los resultados obtenidos se grafican, permitiendo encontrar una tasa de descuento de intersección. Mediante este gráfico se concluye cual de los dos proyectos es más sensible a cualquier cambio en la tasa de descuento.

En la Figura 5.44 se muestra el punto de intersección de las dos opciones

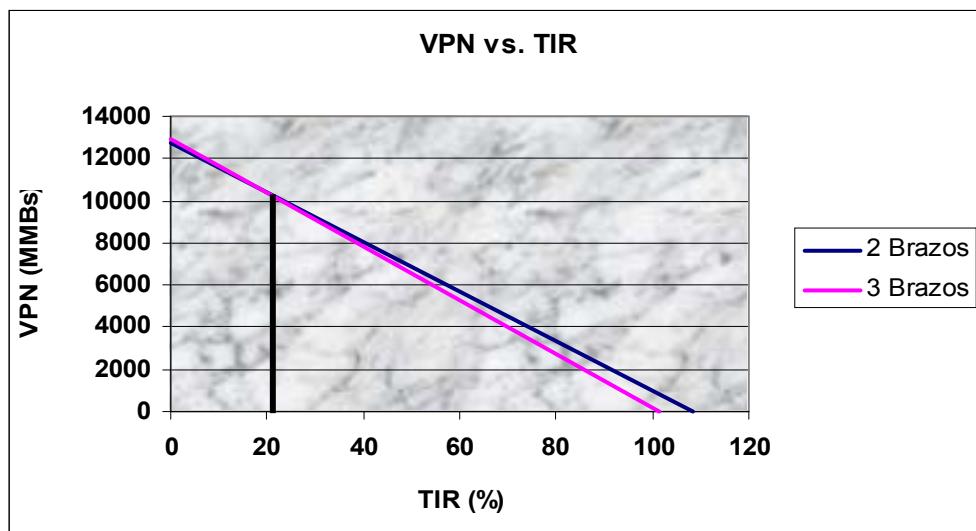


Figura 5.44 VPN vs. TIR para el pozo MLT-03

De acuerdo a los resultados de la Figura 5.44, como la tasa de descuento es superior a la tasa de intersección, el caso de dos brazos (pozo MLT-03) tiene indicadores económicos superiores, ya que mantiene valores de VPN mayores que cero a tasas de descuento mas altas y por lo tanto sería el proyecto a seleccionar. Según esta metodología, la decisión a tomar sería de perforar sólo dos brazos, ya que es la opción mas atractiva económico y además tiene asociado menos riesgo al momento de realizar las operaciones. Con el pozo MLT-02 ocurre un caso similar al del pozo MLT-03, y por eso se selecciona el escenario de dos brazos como el mas rentable desde el punto de vista económico.

En el caso del pozo MLT-04 todos los indicadores muestran como más atractivo el caso de tres brazos, ya que tiene mejor valor agregado ($\Delta\text{VPN} = 1082.89 \text{ MMBs}$) además de recuperar la inversión en menor tiempo con una tasa de descuento superior a la del caso en comparación.

5.2.2 EVALUACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

Como se indicó en la etapa de predicciones, los pozos horizontales mostraron las mismas condiciones de producción para todas las sensibilidades realizadas. Ahora en esta última parte del estudio se verifica si desde el punto de vista económico es atractiva la alternativa de perforar pozos horizontales.

En la Tabla 5.15 se resumen los costos asociados a la perforación de pozos horizontales.

Tabla 5.15 Costo de los Pozos Horizontales en función de la longitud de brazo

	300 p	500 p	750 p	1000 p	1500 p	2000 p	2500 p
Costo (MMBs)	1260	1310	1372.5	1435	1560	1685	1810

Se realizó un estudio detallado para cada uno de los pozos horizontales estudiados en la etapa de predicciones. En las Tablas 5.16, 5.17 y 5.18 se muestran los resultados obtenidos para los pozos W007, W008 y W009 (equivalentes al pozo MLT-04). Los resultados se ilustran en las Figura 5.45 a 5.53.

Tabla 5.16 Indicadores económicos del pozo W007,
para la sensibilidad “Longitud de Brazo”

W007	300	500	750	1000	1500	2000	2500
VPN (MMBs)	-22,15	270,93	509,05	1010	2033,81	3083,93	4083,5
TIR (%)	9,7	13,7	16,7	23,4	36,5	48,5	54,3
TP (años)	0	10,77	7,71	4,62	2,48	1,75	1,01

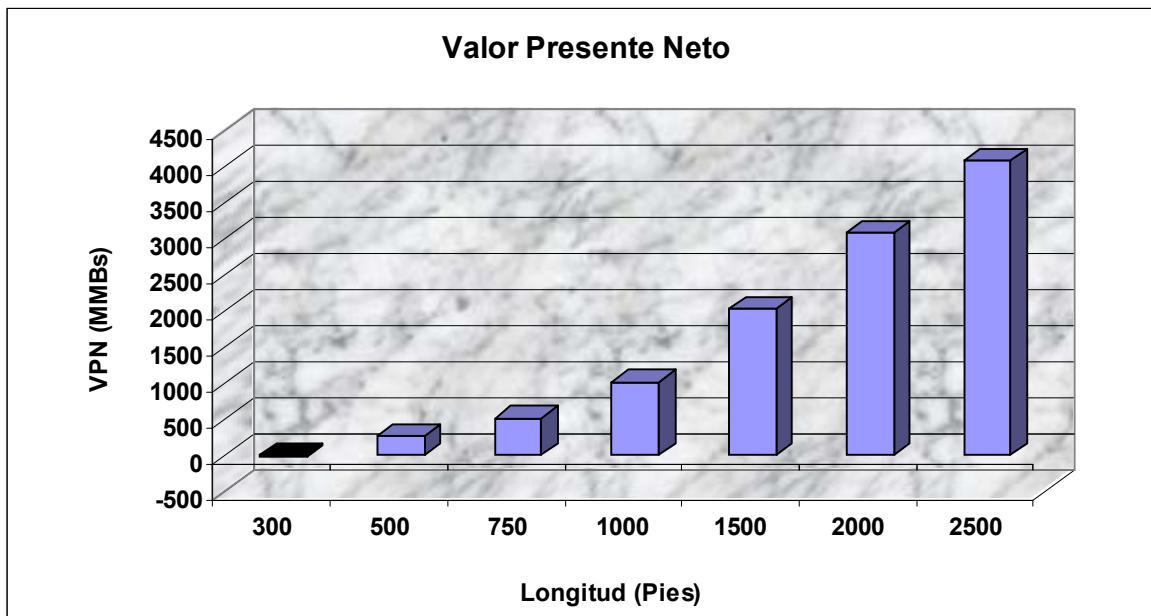


Figura 5.45 VPN para la sensibilidad “Longitud de Brazo”, Pozo W007

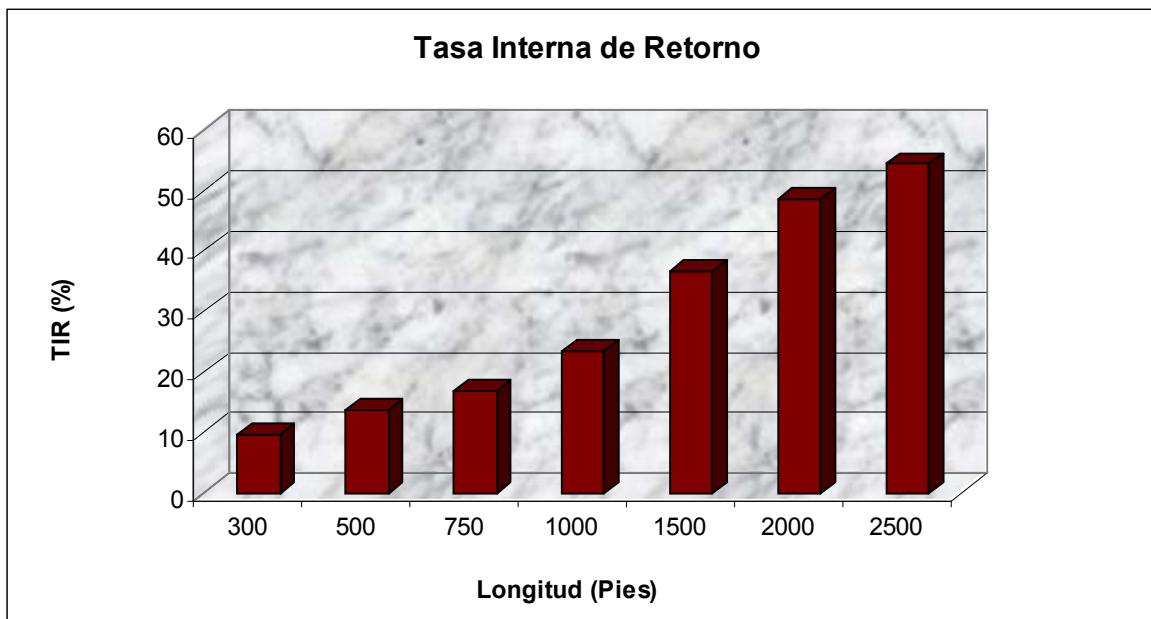


Figura 5.46 TIR para la sensibilidad “Longitud de Brazo”, Pozo W007

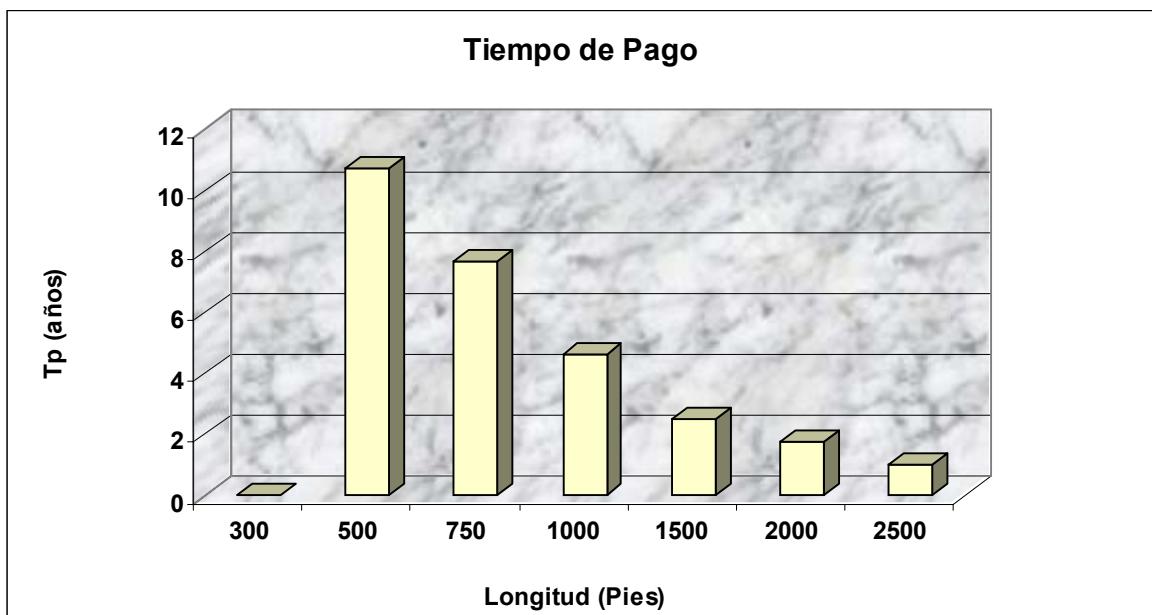


Figura 5.47 TP para la sensibilidad “Longitud de Brazo”, Pozo W007

Tabla 5.17 Indicadores económicos del pozo W008,
para la sensibilidad “Longitud de Brazo”

W008	300 p	500 p	750 p	1000 p	1500 p	2000 p	2500 p
VPN (MMBs)	1994,84	2646,4	3014,9	3320,94	3520,3	3560,45	3249,79
TIR (%)	40,9	48,5	52,6	56,2	57,5	56,5	52,2
TP (años)	2,16	1,81	1,67	1,56	1,51	1,51	1,61

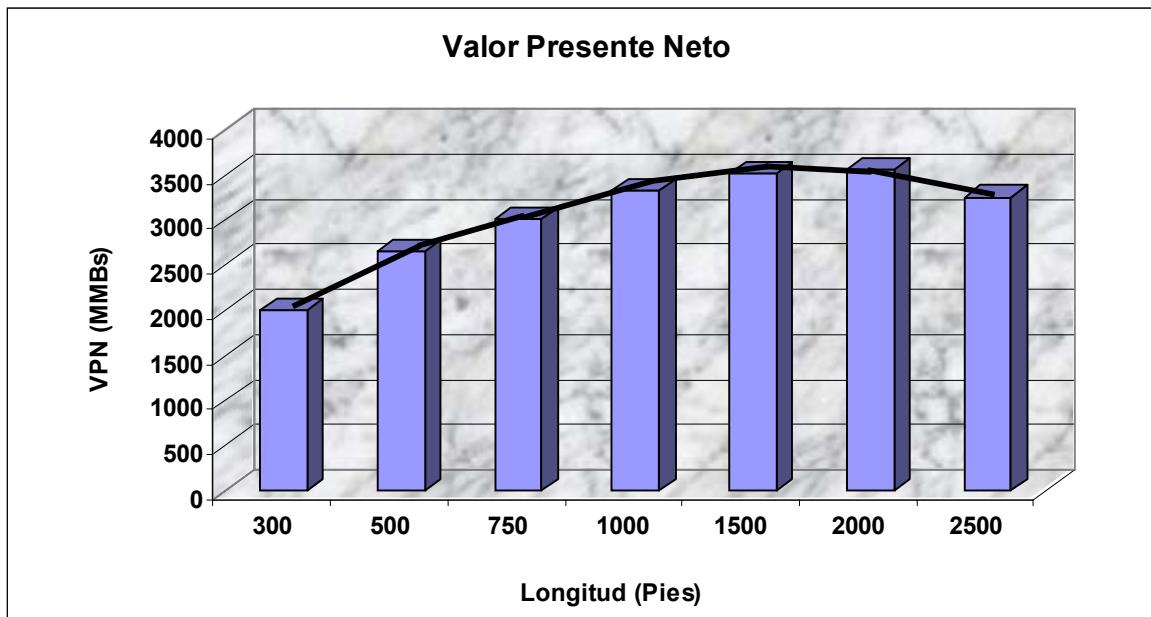


Figura 5.48 VPN para la sensibilidad “Longitud de Brazo”, Pozo W008

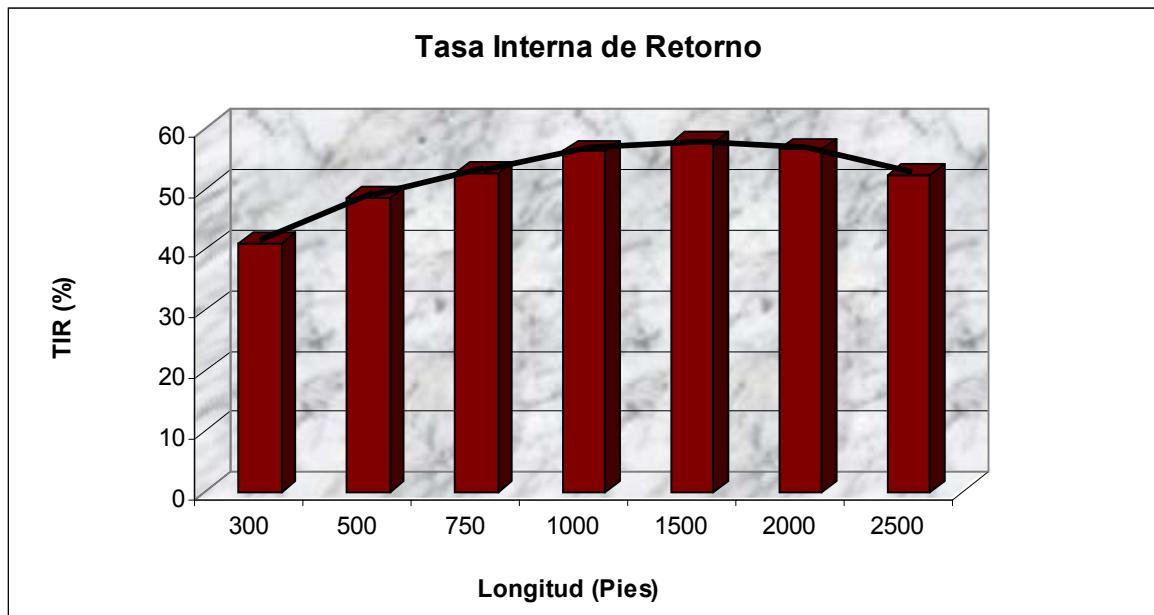


Figura 5.49 TIR para la sensibilidad “Longitud de Brazo”, Pozo W008

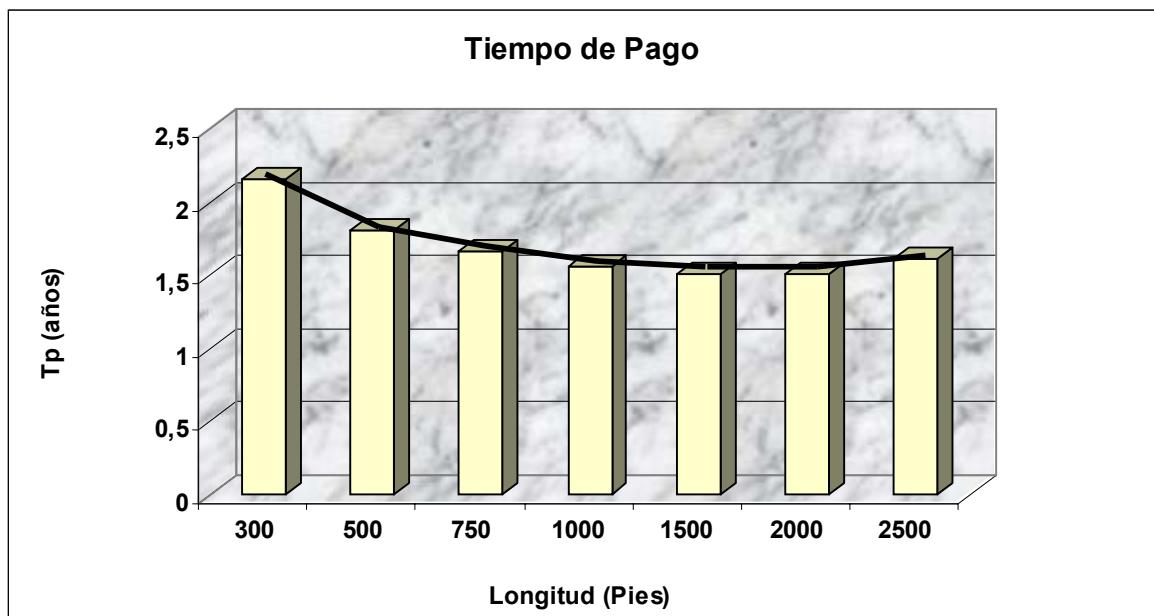


Figura 5.50 TP para la sensibilidad “Longitud de Brazo”, Pozo W008

Tabla 5.18 Indicadores económicos del pozo W009,
para la sensibilidad “Longitud de Brazo”

W009	1000 p	1500 p	2000 p	2500 p
VPN (MMBs)	669,42	1338	2305,2	2453,4
TIR (%)	19,6	29	41	41,2
TP (años)	5,67	3,11	2,01	1,99

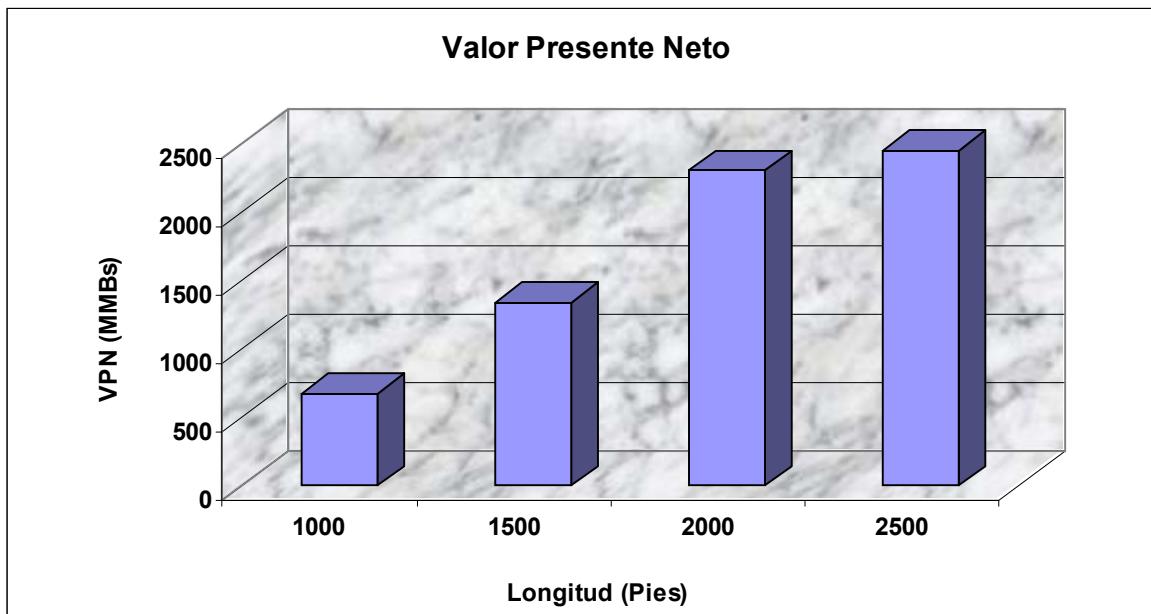


Figura 5.51 VPN para la sensibilidad “Longitud de Brazo”, Pozo W009

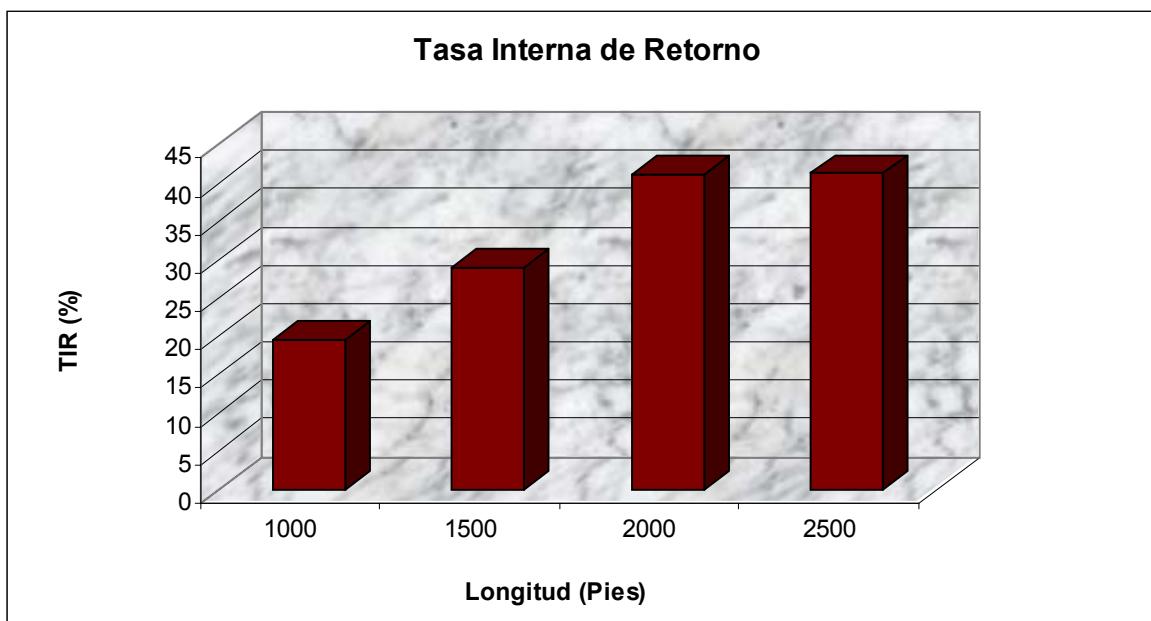


Figura 5.52 TIR para la sensibilidad “Longitud de Brazo”, Pozo W009

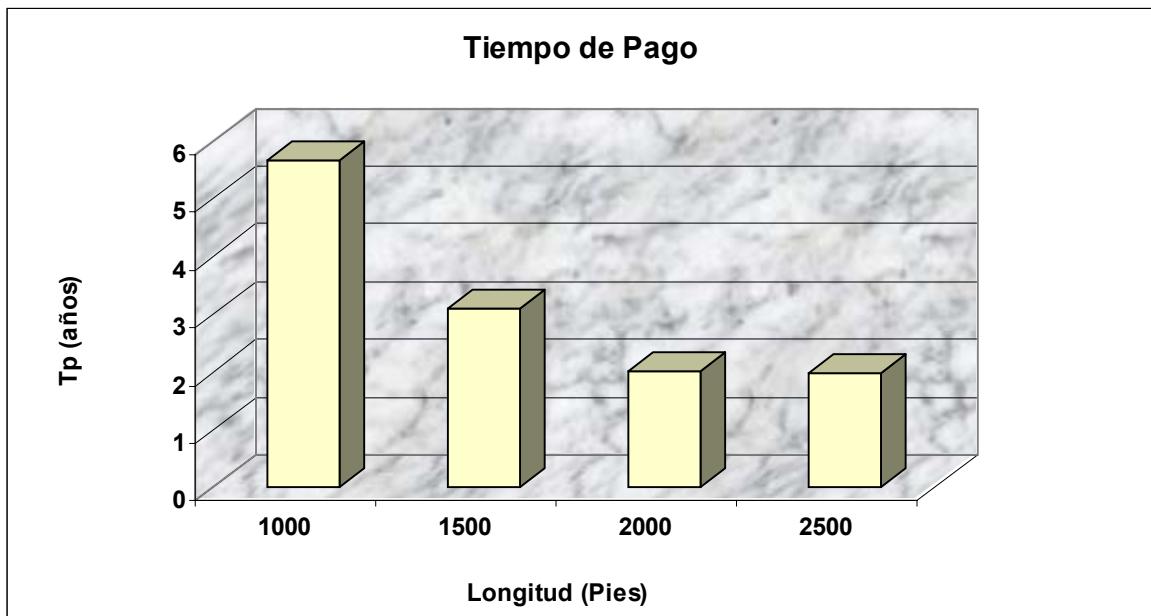


Figura 5.53 TP para la sensibilidad “Longitud de Brazo”, Pozo W009

En todos los casos estudiados, generalmente se observó la misma tendencia de resultados, donde las opciones más atractivas (en la mayoría de los casos) era perforar aquellos pozos cuya longitud de brazo era mayor. Así, en estos casos se obtiene un mayor flujo de caja en estos casos, la inversión se recupera en menor tiempo y se obtiene una tasa de descuento más atractiva.

En las Figuras 5.48, 5.49 y 5.50, se observa que para el pozo W008, cuando la longitud de brazo aumenta de 2000 a 2500 pies se obtiene menor retorno de capital, obteniéndose por ende menor tasa interna de retorno y aumenta el tiempo en que se recupera el capital invertido. Esto ocurre debido a que la tasa de petróleo es la misma para cualquier longitud de brazo a partir del año 2016 (Figura 5.54), donde el potencial producido antes de esta fecha no es suficiente como para justificar la inversión.

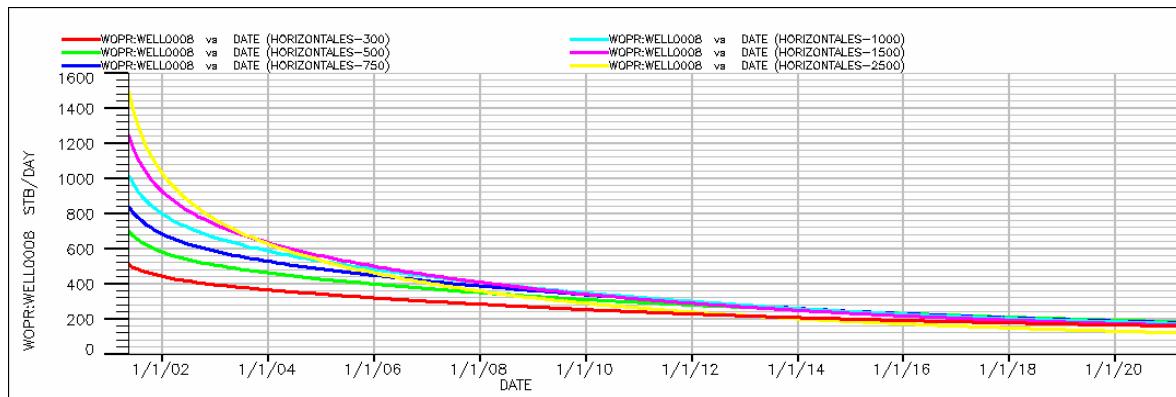


Figura 5.54 Predicción del comportamiento de la Tasa de Petróleo

Otro escenario que no es rentable es la perforación de los pozos horizontales W003 y W004 (equivalentes al pozo MLT-05). En el caso del pozo W003 no es rentable debido a que no es posible recuperar el capital invertido (debido a que el VPN nunca es mayor a cero, ver Tabla 5.19), mientras que para el pozo W004 en los casos de longitud de 1500 y 2000 pies se obtienen indicadores económicos positivos (Tabla 5.20). Sin embargo, el retorno del capital es muy pequeño, resultando poco atractivo realizar la inversión para perforar dicho pozo.

Tabla 5.19 Indicadores económicos del pozo W003, para la sensibilidad “Longitud de Brazo”

W003	300	500	1500	2000
VPN (MMBs)	-354	-245	-374,82	-511,73
TIR (%)	-0,3	2,3	-2,7	-6,7

Tabla 5.20 Indicadores económicos del pozo W004,
para la sensibilidad “Longitud de Brazo”

W004	300	500	1500	2000
VPN (MMBs)	-615,56	-404,14	248,9	370,51
TIR (%)	-0,3	2,7	14,4	16,3
TP (años)	0	0	7,42	5,9

La siguiente actividad que se realizó en esta etapa del proyecto fue la evaluación para comparar en conjunto macollas de pozos horizontales que representaran a sus equivalentes multilaterales, para así definir cual era mas rentable desde el punto de vista económico. Para realizar esta evaluación utilizaron los costos de la Tabla 5.21

En esta ocasión, el pozo MLT-05 no fue evaluado debido a que no resultó rentable en ninguno de los estudios realizados anteriormente.

Tabla 5.21 Tabla de Indicadores Económicos, para los escenarios evaluados

Proyecto	Costo del Proyecto (MMBs)	VPN (MMBs)	TIR (%)	TP (años)
MLT-01	2525	2994,9	40,9	1,97
2 Horizontales	2745	1886,51	36,8	2,43
MLT-02	2650	6584,28	64,8	1,33
2 Horizontales	2870	5981,91	45,9	1,82
MLT-03	2650	12761,02	108,4	0,83
2 Horizontales	2870	12053,33	78,4	1,07
MLT-04	4150	7185,82	59,6	1,45
3 Horizontales	4950	6945,54	52,6	1,61

En las Figuras 5.54, 5.55 y 5.56, se ilustran los resultados resumidos en la tabla 5.21, donde se observa, que en todos los escenarios es más rentable implementar la perforación de pozos multilaterales que los horizontales equivalentes.

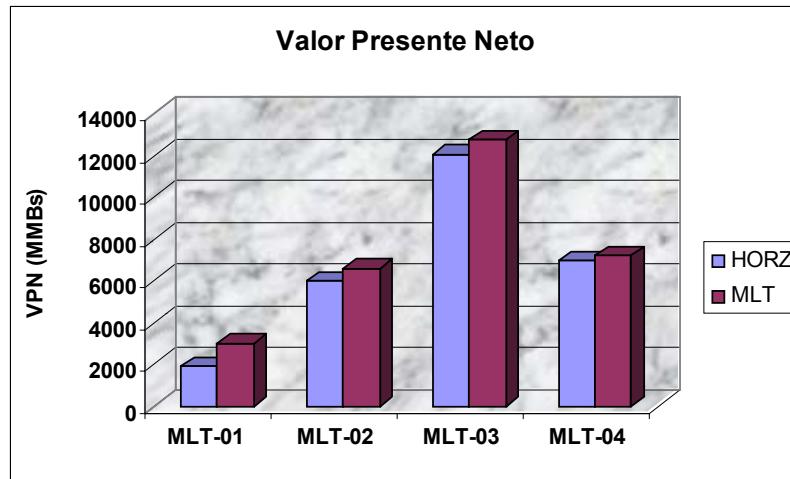


Figura 5.54 Valor Presente Neto para los dos escenarios evaluados

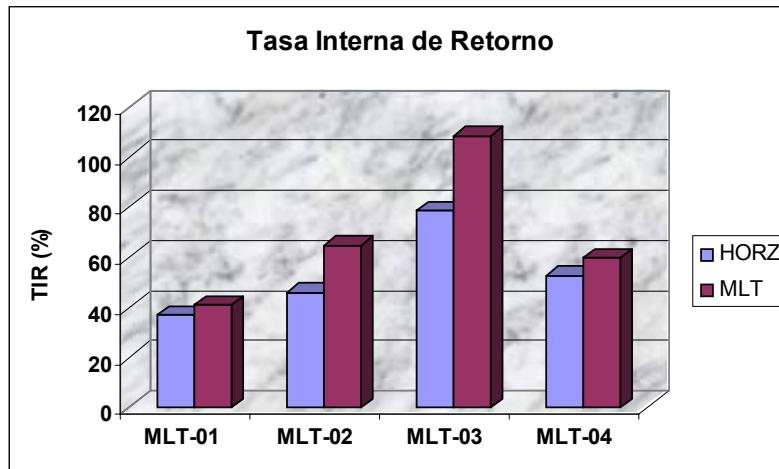


Figura 5.55 Tasa Interna de Retorno para los dos escenarios evaluados

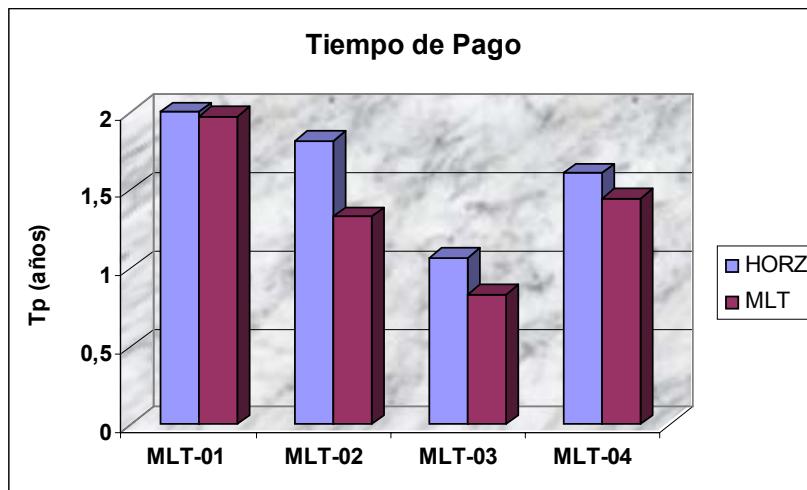


Figura 5.56 Tiempo de Pago para los dos escenarios evaluados

5.3 ESQUEMA ÓPTIMO DE EXPLOTACIÓN – PRIMERA APROXIMACIÓN

Finalmente, se tienen resultados para seleccionar el mejor esquema de explotación que lleve a un mayor factor de recobro, a través del incremento de la productividad del yacimiento y tenga los mejores indicadores económicos.

El Plan Óptimo de Explotación se basa en:

1. **Pozos existentes:** Se propone un plan de trabajos de reacondicionamiento para colocar nuevamente a producción ocho pozos distintos que se encuentran actualmente inactivos
2. **Nuevas Localizaciones:** Se propone un plan de perforación de cuatro Pozos Multilaterales. Las características de los nuevos pozos multilaterales se resumen en la Tabla 5.22

Tabla 5.22 Características de los Pozos Multilaterales seleccionados

Nombre del Pozo	Ubicación	Tipo de Pozo	Cantidad de Brazos	Longitud de Brazos
MLT-01	Bloque A1	Laterales Opuestos	2	750 pies
MLT-02	Bloque A2	Laterales Apilados	2	1000 pies
MLT-03	Bloque B2	Laterales Apilados	2	1000 pies
MLT-04	Bloque B2	Multiramas	3	2500 pies

Este Plan de Explotación propuesto, logra una recuperación de 66,4 MMBN de petróleo adicionales, representando un incremento en el factor de recobro del 22,1% más que manteniendo el Plan de Explotación actual (Tabla 5.23), alcanzando un recobro final del 34,84%.

Tabla 5.23 Resultados de Recuperación de Petróleo para el Esquema Óptimo de Explotación

	Np (MMBN)	ΔNp (MMBN)	Fr (%)	ΔFr (%)
Caso Base	40	6,20	13,90	2,15
Caso Óptimo	100,2	66,4	34,84	23,09

5.4 RIESGO OPERACIONAL

En vista de lo observado en la Tabla 5.21, y a fin de concentrar el análisis en el riesgo operacional del nuevo Plan de Explotación propuesto, pareciera que los resultados obtenidos en los indicadores económicos entre los pozos multilaterales y sus respectivos equivalentes horizontales muestran diferencias pequeñas. Por esa razón, debido a los múltiples riesgos que se presentan durante la perforación de pozos multilaterales, se recomienda realizar un Análisis de Riesgo Operacional (que excede significativamente los objetivos de este estudio), para evaluar la posibilidad existente de realizar finalmente la perforación de los pozos multilaterales propuestos, o en su defecto, optar por sustituirlos por pozos horizontales. Todo esto debido a la magnitud de las diferencias entre los indicadores económicos de una y otra opción.

CONCLUSIONES

Del trabajo realizado se obtienen las siguientes conclusiones:

- ◆ Se confirmó mediante el Método Analítico la presencia de un acuífero de gran extensión. El principal Mecanismo de Producción del Yacimiento es el Influjo de Agua.
- ◆ Se determinó que existe conectividad entre bloques, tanto en el modelo analítico, como en el modelo de simulación, siendo esta la variable de mayor incidencia sobre el ajuste histórico
- ◆ Las zonas más prospectivas para el desarrollo de nuevos esquemas de explotación son los Bloques A y B de la arena C70
- ◆ En los pronósticos, los pozos multilaterales producen la misma tasa de fluidos que sus arreglos equivalentes de pozos horizontales, cuando estos se producen a las mismas condiciones.
- ◆ Aunque exista un aumento de producción al aumentar la cantidad de brazos en un pozo multilateral, no significa que esta representa la opción más atractiva desde el punto de vista económico.
- ◆ Los pozos que resultan más atractivos desde el punto de vista de la producción de petróleo total, no necesariamente son los más atractivos al momento de realizar la evaluación económica de la inversión.

- ◆ El Plan de Explotación propuesto, representa la opción más atractiva, logrando una recuperación adicional de 66,4 MMBN adicionales, representando un incremento en el factor de recobro del 22,1 %, alcanzando un recobro final del 34,84%.

- ◆ Los pozos multilaterales, desde el punto de vista económico, son la opción más atractiva para nuevas localizaciones.

RECOMENDACIONES

Del trabajo realizado se ofrecen las siguientes recomendaciones:

- ◆ Estudiar la posibilidad de ensamblar un modelo integrado con las áreas vecinas (VLA-62 y VLA-243), para efectuar un estudio mas detallado en cuanto a la perdida de fluidos entre dichas áreas
- ◆ La herramienta utilizada para la construcción del mallado FloGrid, aunque resultó eficiente para la construcción del modelo estático, presenta una limitación en el modelaje de fallas inversas, las cuales varían con la profundidad (caso en cuestión), por lo tanto se sugiere utilizar una herramienta mas adecuada para modelar este tipo de fallas.
- ◆ Realizar un Análisis de Riesgo Operacional, para apoyar la decisión final de acometer la perforación de pozos multilaterales, en lugar de horizontales equivalentes, debido a los múltiples riesgos que representa la perforación multilateral
- ◆ Efectuar un análisis detallado con el propósito de evitar la perdida de un pozo multilateral, como consecuencia de problemas de cualquier tipo que se presente en uno de los brazos
- ◆ Realizar un estudio detallado con el fin de reemplazar los multilaterales de mayor riesgo con arreglos de pozos horizontales, debido a problemas de cualquier tipo que se puedan presentar en cualquiera de los brazos

RECOMENDACIONES

- ◆ Extender el estudio económico, realizando sensibilidades de costos, empleando Juntas Multilaterales de Nivel 4 y 5, ya que son opciones de menor riesgo a nivel operacional. Este estudio no se realizó en esta oportunidad, por la escasa información de los costos de dichas juntas.

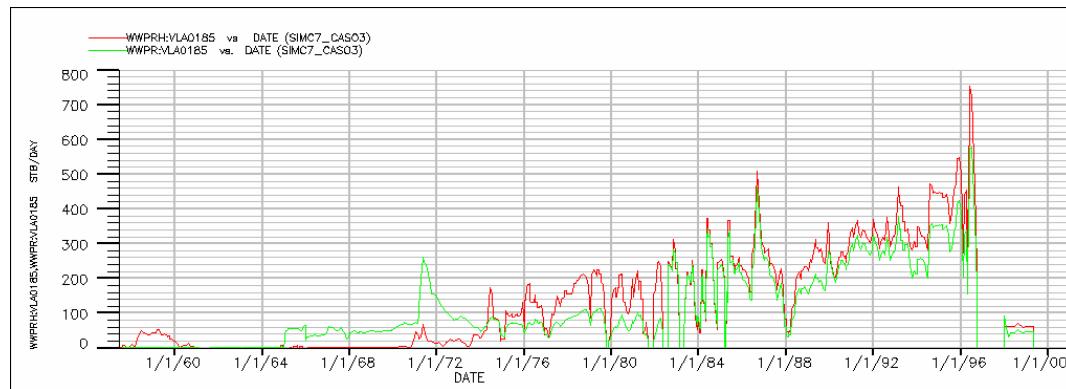
BIBLIOGRAFÍA

1. Familia ECLIPSE, SCHLUMBERGER, GEOQUEST, Versión 2001a
2. CPS3, SCHLUMBERGER, GEOQUEST, Geonet Versión 5.0. 2001
3. MBAL, PETROLEUM EXPERTS, Versión 6.0. 2001
4. OIL FIELD MANAGER, SCHLUMBERGER, GEOQUEST, Versión 3.1.4. 2000
5. <http://quipu.uni.edu.pe/academica/facultades/fipp/lucioc/Simulacion20.html>
6. LOWSON, Brent. “Streamlines”, Journal of Petroleum Tecnology, Julio, 2000, Volumen 63, Pags: 39, 40 y 41.
7. PDVSA E y P, “Estrategias de Explotación” Presentación realizada en PDVSA-INTEVEP, 2001
8. <http://www.sanantonio.com.ar/direccional/horizontaldir.htm>
9. DELGADO, D “Factibilidad de Uso de Pozos Multilaterales en Áreas Piloto del Yacimiento Lagunillas Inferior del Área LL-07” Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. 2001.
10. BARRIOS, J. y otros. “Reservoir Engineering Aspects of Multilateral and Advance Well”, Colorado, 1999. Pags: 1, 2 ,3,9 y 10.

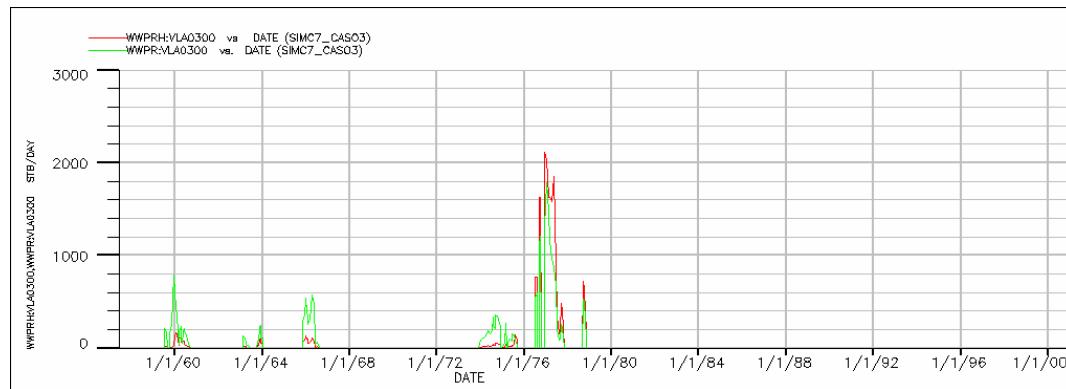
11. SCHLUMBERGER, “Multilateral Technology” Presentación realizada en PDVSA-INTEVEP, 2001
12. NARASAISAH, S., WALIA, Anup y SINGH, G. “Multilaterals:An Overview and Issues Involved in Adopting This Technology”, SPE 39509, 1998.
13. MALDONADO, S. y otros. “Descripción Detallada de los Yacimientos del Área VLA-31, Bloque I, Eoceno C, Lago de Maracaibo, Fase II”, INT-3732. PDVSA, INTEVEP. 1997.
14. PETROLEUM EXPERTS, “MBAL Reservoir Engineering Toolkit, User Guide” Versión 6.0 2000
15. MAEP, Gerencia de Ingeniería Económica, E y P, Versión 4.0. 2002
16. <http://www.Intranet.epy.pdvsacom/epy/>
17. “Evaluación Económica de Proyectos”, Gerencia de Evaluaciones Económicas y Financieras”, Gerencia General de Finanzas CORPOVEN,S.A., Caracas, Mayo 1995
18. PDVSA E y P, “Ingeniería Económica” Presentación realizada en PDVSA-INTEVEP, 2001

ANEXO A: Cotejo Histórico de la Tasa de Agua Pozo a Pozo

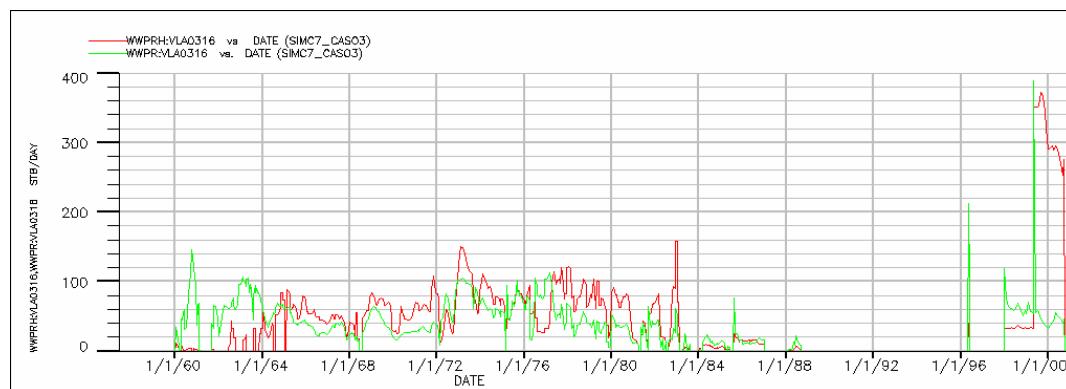
ANEXO A



Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0185

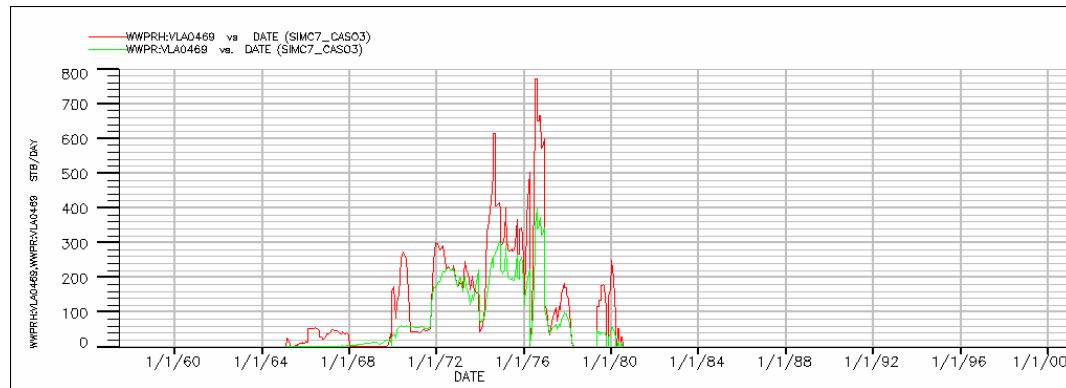


Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0300

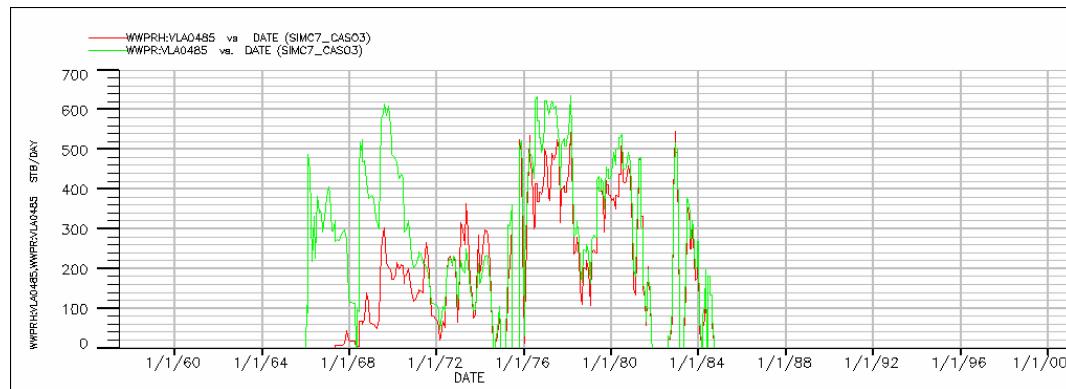


Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0316

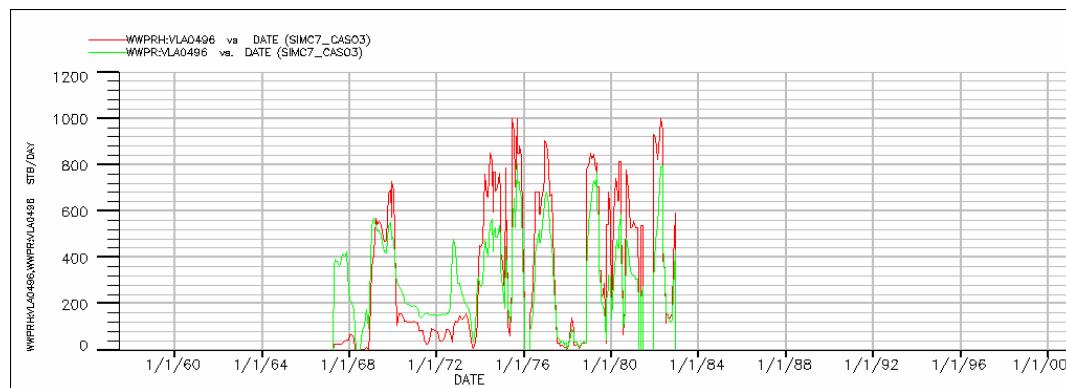
ANEXO A



Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0469

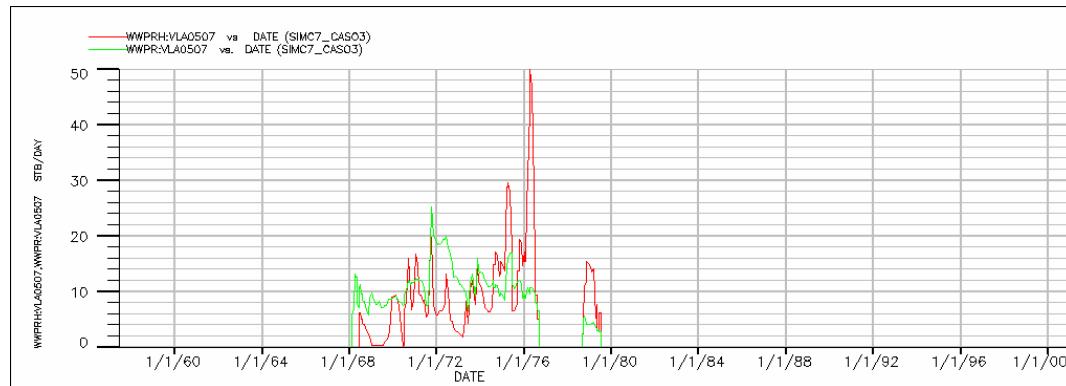


Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0485

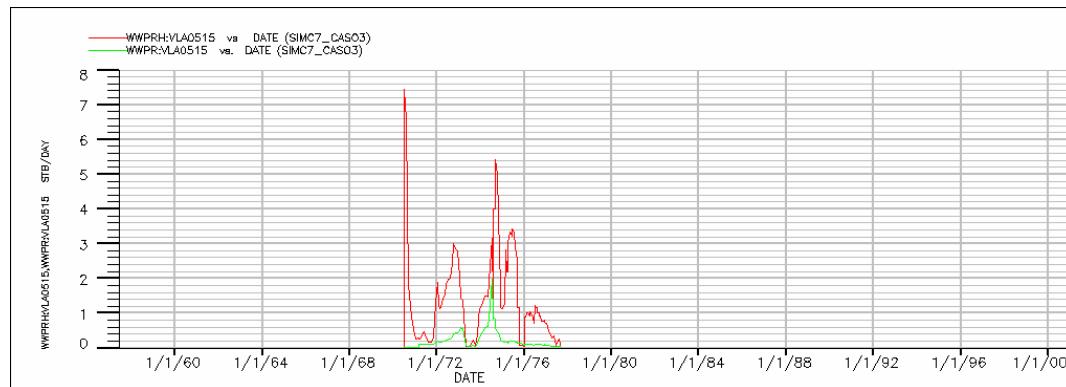


Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0496

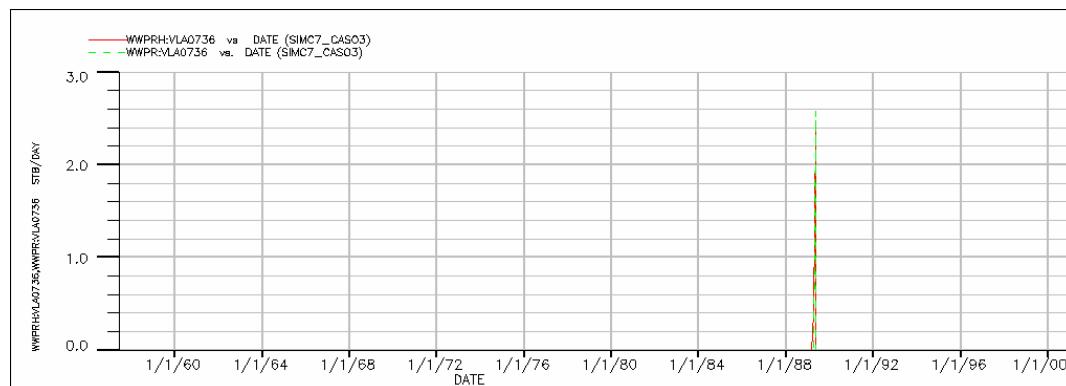
ANEXO A



Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0507

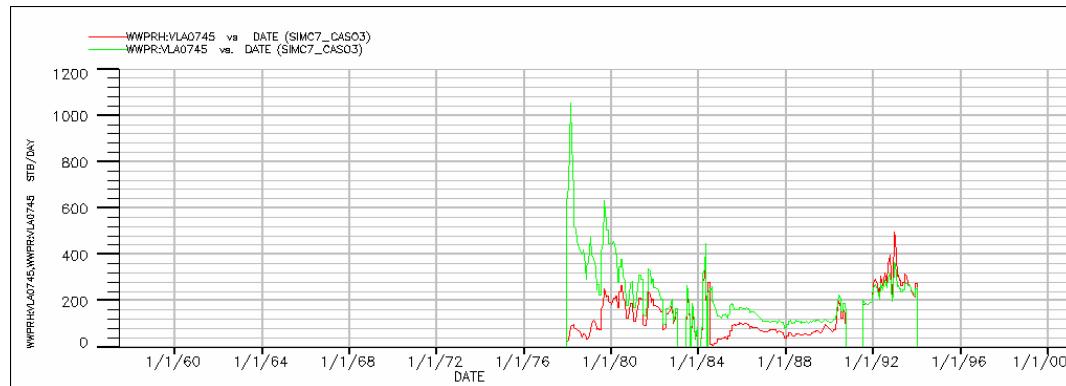


Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0515

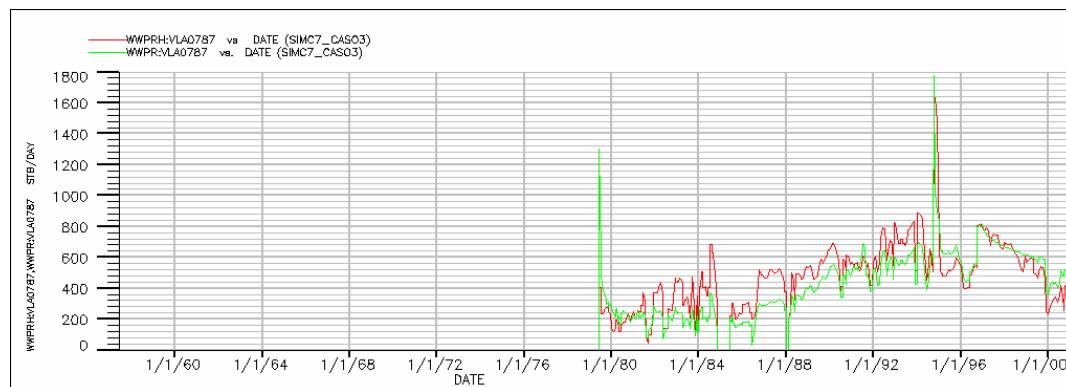


Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0736

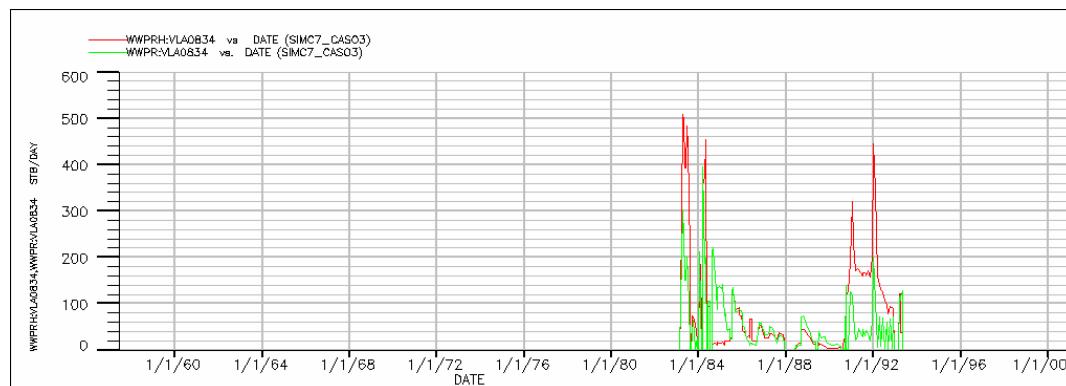
ANEXO A



Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0745

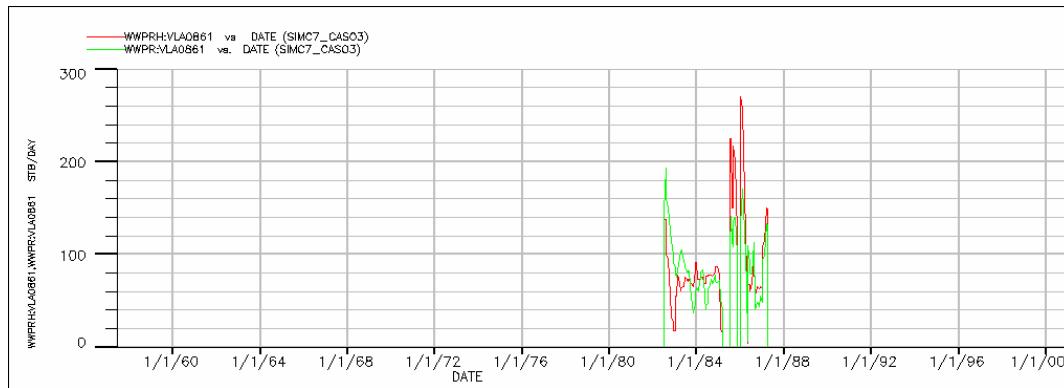


Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0787

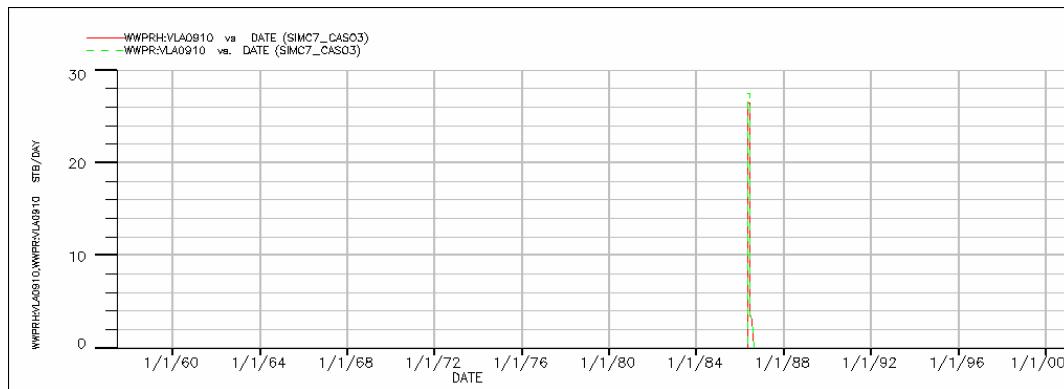


Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0834

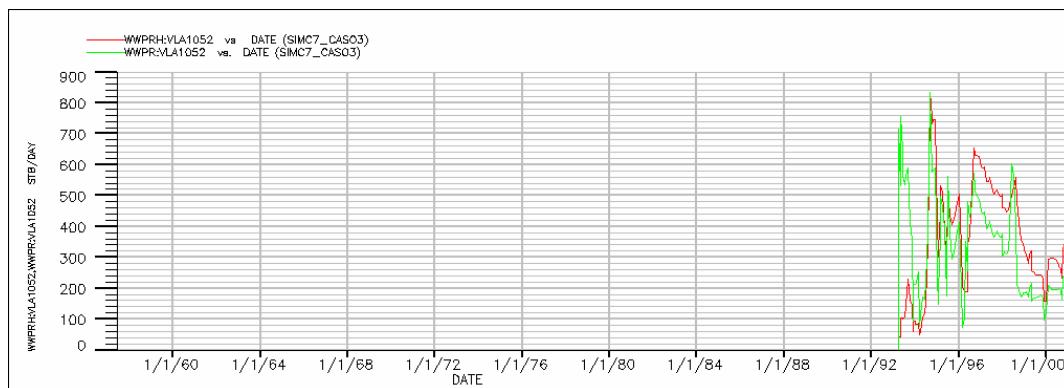
ANEXO A



Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0861

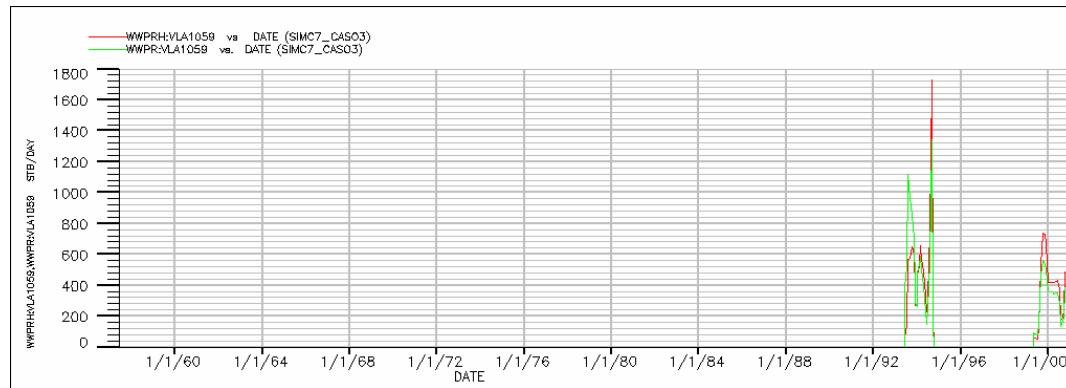


Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-0910

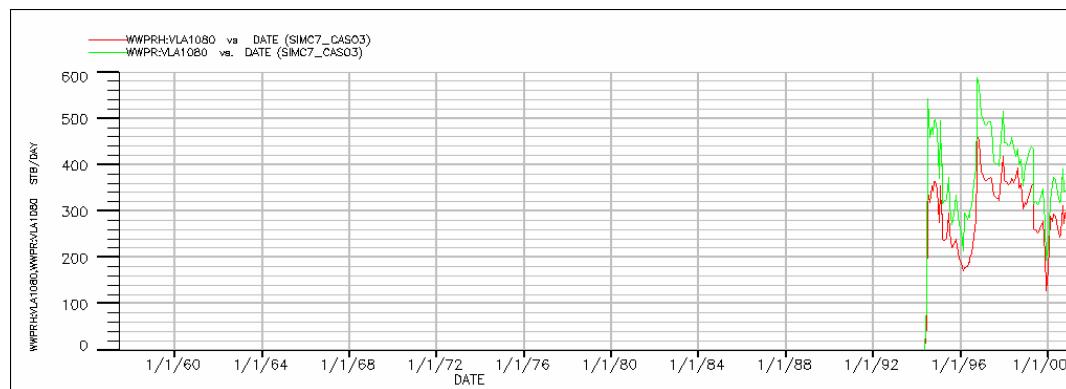


Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-1052

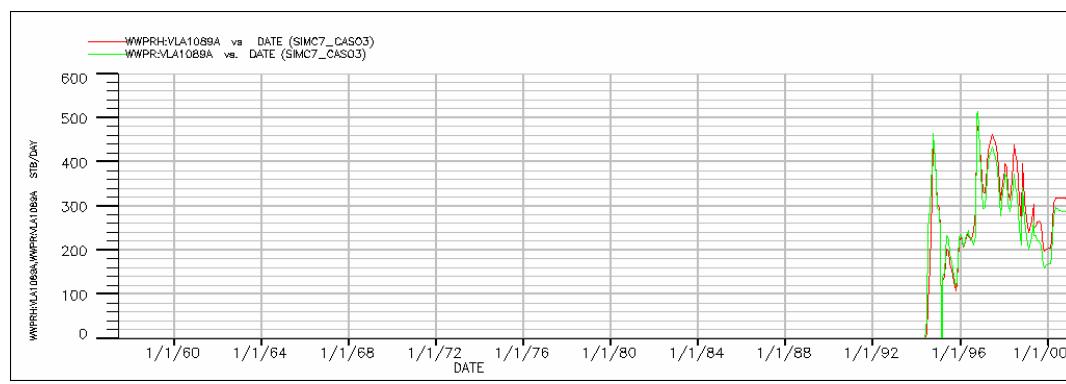
ANEXO A



Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-1059



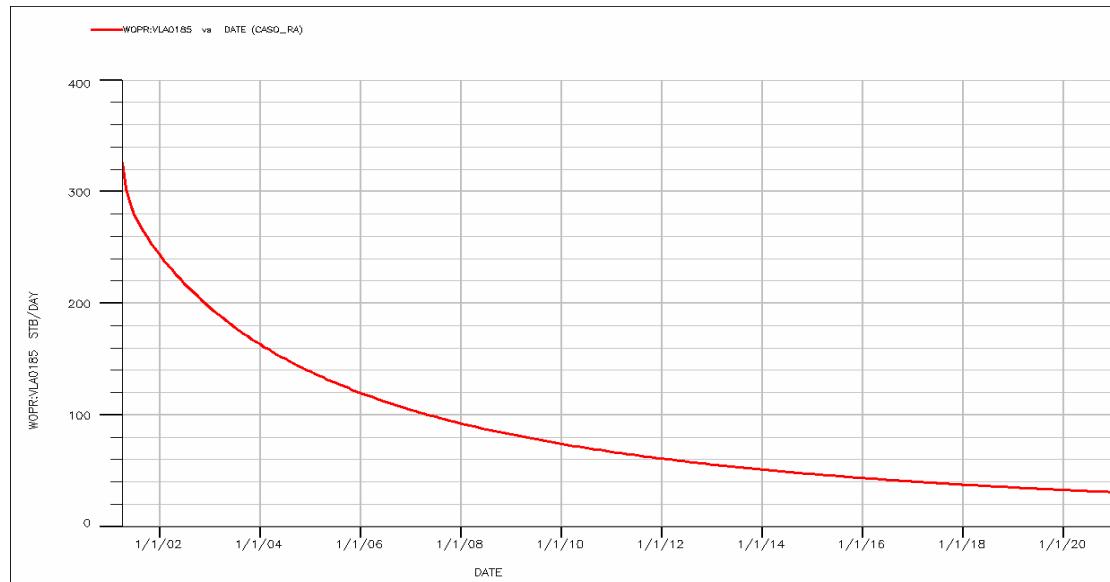
Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-1080



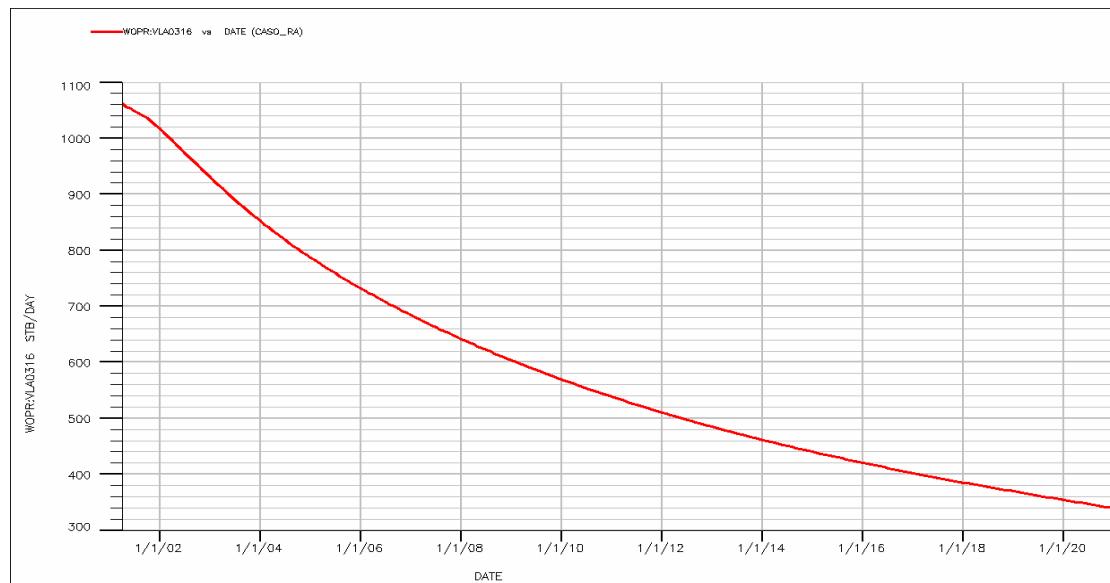
Cotejo Histórico de la Tasa de Agua, Pozo VLA-1089A

ANEXO B: Comportamiento de la tasa de petróleo de los pozos propuestos durante el periodo de predicciones en el Caso 1

ANEXO A

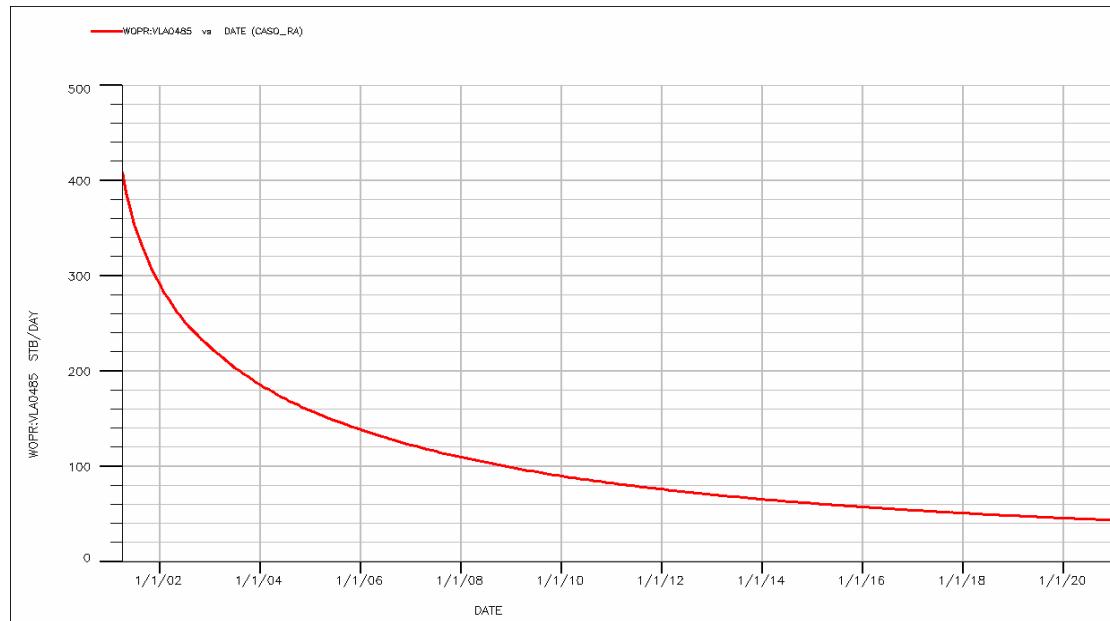


Comportamiento de la tasa de petróleo del pozo VLA-0185
durante el periodo de predicciones

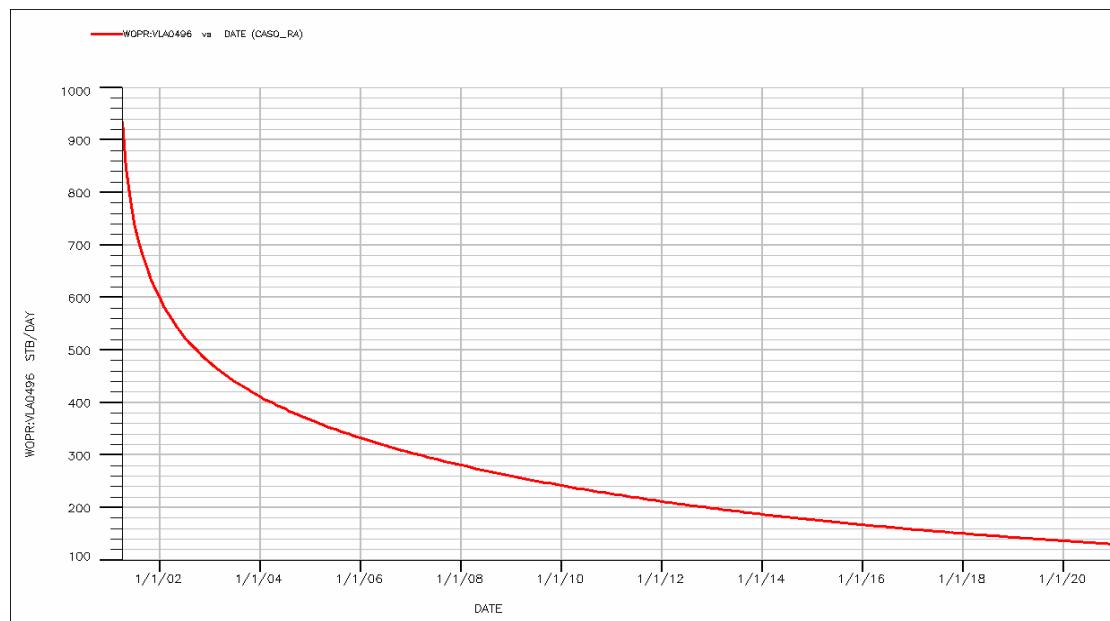


Comportamiento de la tasa de petróleo del pozo VLA-0316
durante el periodo de predicciones

ANEXO A

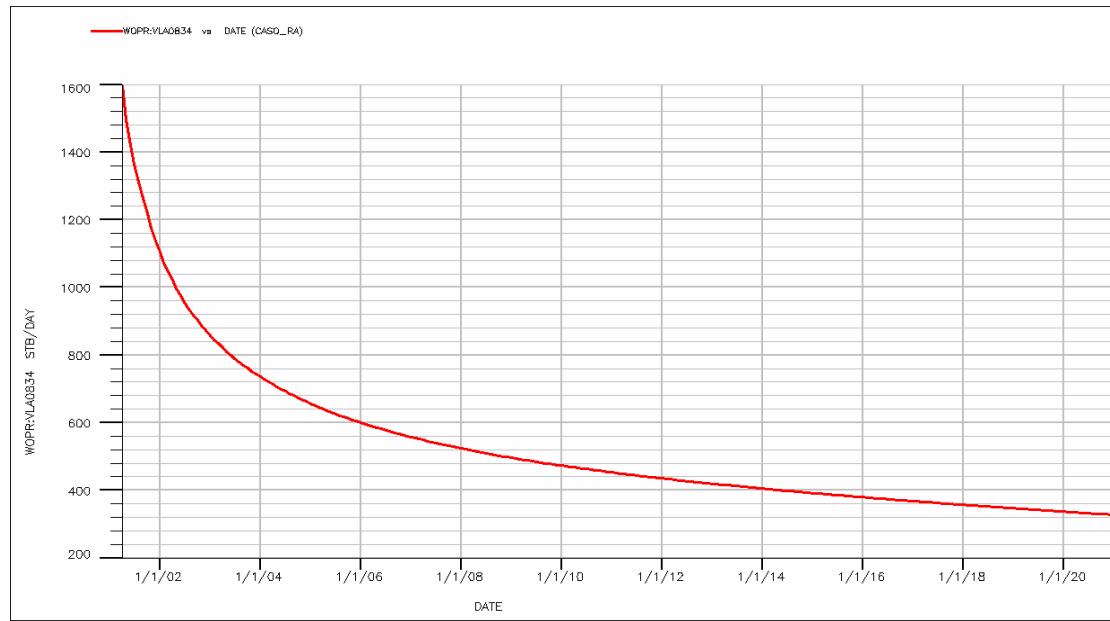


Comportamiento de la tasa de petróleo del pozo VLA-0485
durante el periodo de predicciones



Comportamiento de la tasa de petróleo del pozo VLA-0496
durante el periodo de predicciones

ANEXO A



Comportamiento de la tasa de petróleo del pozo VLA-0834
durante el periodo de predicciones