

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL YACIMIENTO MVR-1, ARENA M3U DEL CAMPO MATA-R, ÁREA MAYOR OFICINA (AMO), MUNICIPIO PEDRO MARÍA FREITES ESTADO ANZOÁTEGUI.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Fernández F, Leonardo J
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo.

Caracas, Noviembre de 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL YACIMIENTO MVR-1, ARENA M3U DEL CAMPO MATA-R, ÁREA MAYOR OFICINA (AMO), MUNICIPIO PEDRO MARÍA FREITES ESTADO ANZOÁTEGUI.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. René Rojas

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Ana Bravo.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Fernández F., Leonardo J.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo.

Caracas, Noviembre de 2012

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso, por brindarme la oportunidad de lograr una de las metas más importantes de mi vida y permitirme compartirla con mis seres queridos.

A mi madre, Andrea Fernández y abuelos, Jesús Fernández y Ana Fernández, por ser mis apoyos y razones para seguir adelante, por siempre estar a mi lado y enseñarme que para cumplir las metas es necesario sacrificar algunas cosas pero lograr el éxito de ellas es una gran recompensa.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios todo poderos por permitirme crecer, desarrollar mis conocimientos, por darme salud y por darme la oportunidad de tener a mis padres y a toda mi familia.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por ser parte de mi formación personal y profesional. Y a la Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, por brindarme la oportunidad de formarme como Ingeniero de Petróleo.

Al Profesor René Rojas y la Ingeniera Ana Bravo, por su gran apoyo, Colaboración incondicional e interés en el desarrollo de este trabajo.

A mis compañeros y amigos en la Jefatura de Zona Anaco, Ana Bravo, Juan Villa Roel, Vilman González, Paul Suarez, Antonio Alcalá, Darío Loaiza, Gustavo Rukos, Karline Mejías, Daruihs Guevara, Aquiles Salazar, Eliezer Rodríguez, Miguel Romero, Mayda Cárdenas, Elizandra Puertas, Oscar Silva, Mayerlin Flores, Armando Vivas, Luis Vivas, sin su apoyo este trabajo no fuese realidad.

Un agradecimiento especial a los Técnicos Juan Villa Roel y Vilman González quienes siempre estuvieron pendientes del desarrollo del proyecto y aclararon las dudas que se me fueron presentando a lo largo de cada una de las etapas del trabajo, me familiarizaron con todo lo referente al trabajo que se realiza en las actividades de campo y el seguimiento respectivo que se realiza desde las oficinas de la jefatura de Zona a estos proyectos.

A Licenciada Marisol Rutiño y María Eugenia Pérez por su apoyo.

A la Sr Luz Mary Ordoñez y su familia.

A los profesores y compañeros con los que compartí y adquirí los conocimientos necesarios para estar culminando mi carrera en este momento, gracias a todos.

Caracas, noviembre de 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería (especialidad), para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el (la o los) Bachiller (es), titulado:

“OPTIMIZACIÓN DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL YACIMIENTO MVR-1, ARENA M3U DEL CAMPO MATA-R, ÁREA MAYOR OFICINA (AMO), MUNICIPIO PEDRO MARÍA FREITES ESTADO ANZOÁTEGUI”

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



Prof. Carlos Gil

Jurado



Prof. Miguel Castillejo

Jurado



Prof. René Rojas

Tutor Académico

Ing. Ana Bravo

Tutor Industrial

RESUMEN

Fernández F., Leonardo J

OPTIMIZACIÓN DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL YACIMIENTO MVR-1, ARENA M3U DEL CAMPO MATA-R, ÁREA MAYOR OFICINA (AMO), MUNICIPIO PEDRO MARÍA FREITES ESTADO ANZOÁTEGUI.

Tutor Académico: Prof. René Rojas. Tutor Industrial: Ing. Ana Rosa Bravo. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2012, n° pag. 210

Palabras Claves: Campo Mata R (Estado Anzoátegui), caracterización de yacimientos, esquema óptimo de explotación, inyección de gas seco, Modelo Estático, Modelo Dinámico, recuperación secundaria, simulador ECLIPSE 300®.

Resumen. Se actualizó el modelo estático y dinámico con la información de los nuevos pozos perforados en el Campo Mata R desde Enero del 2005 hasta Diciembre del 2011. Esta actualización permite el eficiente monitoreo del comportamiento de producción y presión del yacimiento, validar los volúmenes de gas y condensado originalmente en sitio y las reservas a desarrollar de dichos fluidos bajo las premisas del esquema óptimo de explotación mediante recuperación secundaria suplementaria, tal que permita la recuperación de las reservas remanentes de gas y condensado del yacimiento M3U, MVR-1. El proyecto se basó en el nuevo modelo geológico resultado del estudio integrado del área Mata R. Este modelo geológico ha sido soportado en una interpretación geoestadística de las arenas de la Formación Oficina, integrando la data validada de pozos existentes, pozos nuevos, análisis de núcleos y la información derivada del levantamiento sísmico 3D. Una vez finalizada la actualización de la caracterización estática del yacimiento M3U MVR 1, se procedió a modelar nuevamente el comportamiento dinámico mediante la simulación composicional usando la aplicación ECLIPSE 300® para simular la recuperación secundaria suplementaria mediante la inyección de gas seco. Tomando en cuenta el volumen poroso actualizado y los fluidos originales en sitio ajustados, se procedió a realizar el cotejo del modelo de simulación. Este proceso se hizo buscando reproducir un comportamiento similar al comportamiento real del yacimiento. El plan óptimo de recuperación secundaria suplementaria corresponde al Caso 2, que considera el Caso Base, adicionando a la propuesta la inyección de 93,6 MMMPCN de gas seco a través de 4 pozos inyectoros (MVR-51, MVR-57, MVR-105, ZM-308) a partir del año 2013 durante 10 años, 8 trabajos menores a pozos, interdistribuidos entre el año 2012 y el año 2013, calculándose unas reservas recuperables de 194,9 MMMPCN de gas y 11,5 MMBN de condensado, siempre y cuando se logre acumular los volúmenes de inyección simulados. De esta manera el factor de recobro calculado es de 78 % para el gas y 32 % para condensado.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xxii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	6
1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
1.3.1 Objetivo General.....	7
1.3.2 Objetivos Específicos.....	7
1.4 ALCANCE.....	8
1.5 LIMITACIONES.....	8
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	
2.1 FUNDAMENTO TEÓRICO.....	9
2.2 BASES TEÓRICAS.....	11
2.2.1 Yacimiento.....	11

2.2.1.1 Principales propiedades que debe tener una formación para ser considerada como un yacimiento.....	11
• Porosidad (ϕ).....	11
• Permeabilidad (K).....	11
• Saturación de Fluidos (S).....	12
2.2.1.2 Parámetros que definen el comportamiento de un yacimiento.....	12
• Tasa de gas producido (Q_g).....	12
• Tasa de petróleo producido (Q_o).....	12
• Relación Gas- Líquido (RGL).....	12
• Gravedad API.....	13
• Factor Volumétrico del Gas (B_g).....	13
• Factor Volumétrico del Petróleo (B_o).....	13
2.3 PRESIONES EN EL POZO Y EN EL YACIMIENTO.....	13
• Presión promedio de yacimiento (P).....	13
• Presión de fondo fluyente (P_{wf}).....	13
• Presión de cabezal (P_{wh}).....	13
• Presión al Datum.....	13
2.4 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO.....	14
2.4.1 Modelo estático.....	14
2.4.2 Modelo geológico.....	14
2.4.3 Modelo estratigráfico.....	14

2.4.4 Modelo estructural.....	15
2.4.5 Modelo Geoestadístico.....	15
2.4.6 Modelo dinámico.....	15
2.5 ENERGÍA DEL YACIMIENTO.....	15
2.6 TIPOS DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS.....	16
2.7 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.....	16
2.7.1 Según su geología o tipo de trampa.....	16
2.7.2 Según el tipo de empuje.....	17
2.7.3 Según el tipo de Hidrocarburo.....	17
• Yacimientos de gas seco	17
• Yacimientos de gas húmedo.....	19
• Yacimientos de gas condensado	19
• Yacimientos de gas condensado con zona de petróleo.....	19
• Yacimientos de petróleo volátil.....	20
• Yacimientos de petróleo negro.....	20
2.8 RESERVAS DE HIDROCARBUROS	21
2.8.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburos	21
2.8.1.1 Según el grado de certidumbre.....	21
• Reservas probadas.....	21
• Reservas probables.....	21
• Reservas Posibles.....	22

2.8.1.2 Según la energía del yacimiento.....	22
• Reservas Primarias.....	22
• Reservas Secundarias.....	22
2.8.1.3 Según el grado de desarrollo.....	22
• Reservas Desarrolladas.....	22
• Reservas No Desarrolladas.....	23
2.9 PRODUCCIÓN PETROLERA.....	23
2.9.1 Fases de la producción petrolera.....	23
• Exploración.....	23
• Explotación.....	23
• Refinación.....	23
• Mercadeo.....	24
2.10 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.....	24
2.10.1 Objetivos de las pruebas.....	24
2.10.2 Pruebas de producción en pozos petrolíferos.....	25
• Pruebas de productividad.....	25
• Pruebas periódicas.....	25
• Pruebas de restitución de presiones.....	26
2.10.3 Pruebas de producción en pozos gasíferos	26
2.11 Rehabilitación y Reacondicionamiento de Pozos.....	27
2.11.1 Rehabilitación.....	27

• Limpieza de arenas.....	27
• Limpieza de parafinas.....	28
• Limpieza de asfáltenos.....	29
• Reemplazo de la sarta de producción.....	29
• Reemplazo de la bomba de subsuelo.....	30
• Reemplazo de cabillas.....	31
• Cambio de zonas productoras.....	32
• Cambio de válvulas para Levantamiento Artificial por Gas (LAG).....	32
• Recuperación de pescados.....	32
• Instalación del regulador de flujo.....	33
2.11.2 Reacondicionamiento.....	34
• Cementación forzada.....	34
• Conversión de productor a inyector.....	35
• Recompletaciones.....	36
• Desviación larga.....	36
• Aislamiento de zonas productoras.....	37
• Desviación corta.....	37
• Empaque con grava a hueco abierto.....	38
• Forzamiento arena petróleo (FAP).....	38
• Empaque interno con grava (EIG)	38
• Grass - root.....	39

• Cañoneo.....	39
• Tapones de cemento.....	39
2.12 ECLIPSE 300.....	40
CAPÍTULO III CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA	
3.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	42
3.2 ÁREA MAYOR DE OFICINA (AMO)	44
3.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO MVR-1, ARENA M3U.....	46
3.4 MODELO GEOLÓGICO.....	49
3.5 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS GENERALES.....	49
3.6 MODELO ESTRUCTURAL.....	51
3.7 MODELO SEDIMENTOLÓGICO.....	52
3.8 MODELO GEOLÓGICO, ANÁLISIS GEOLÓGICO Y PETROFÍSICO.	54
CAPÍTULO IV MARCO METODOLÓGICO	
4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	61
4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	61
4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	62
4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS.....	62
4.5 TÉCNICAS Y HERRAMIENTAS DE PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS... 64	
4.6 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	66
• Revisión Bibliográfica.	68
• Revisión y Validación de la Información.	68

• Revisión del Modelo Geológico.	69
• Análisis de la Prueba PVT.	69
• Análisis del Comportamiento de Presión/Producción del Yacimiento.	69
• Datos de Presiones.	70
• Obtención de las presiones y datos de producción.....	70
• Datos de Producción.	71
4.7 DISEÑO DEL PROCESO DE SIMULACIÓN	72
4.7.1 Generación del mallado para la simulación del yacimiento	72
• Construcción del Mallado de Simulación.....	72
• Determinación del número de celdas del modelo.....	72
• Escalamiento de las propiedades.....	72
• Curvas de permeabilidades relativas.....	76
4.7.2 Caracterización de fluidos.....	80
• Información PVT.....	80
4.7.3 Inicialización del modelo de simulación.....	84
• Inicialización de las presiones y saturaciones.....	84
• Volumetría inicial de fluidos.....	85
4.7.4 Cotejo Histórico De Producción Y Presiones.....	86
• Cotejo histórico.....	87
4.8 Generación de un Esquema de Explotación.	90

CAPÍTULO V RESULTADOS

5.1 POZOS QUE ATRAVIESAN EL YACIMIENTO.....	91
5.1.1 Pozos inyectores de gas.....	92
5.1.2 Pozos en producción.....	92
5.1.3 Pozos cerrados capaces de producir petróleo.....	93
• Alto porcentaje de agua.....	93
• Esperando trabajo.....	93
• Otras causas.....	94
5.1.4 Pozos inyectores de gas (suspendidos)	95
5.1.5 Pozos por abandonar o abandonados.....	95
• Pozos abandonados.....	95
• Pozos esperando abandono.....	96
5.2.6 Pozos seleccionados para el proyecto.....	96
• Pozos activos.....	97
• Pozos propuestos para cambio de zona.	97
• Pozos propuestos inyectores	98
5.7 HISTORIA DE LOS POZOS INCLUIDOS EN EL PROYECTO.....	98
5.7.1 Pozos activos.....	98
• Pozo MVR-11.....	98
• Pozo MVR-51.....	103
• Pozo MVR-108.....	107

• Pozo MVR-113.....	110
• Pozo MVR-122.....	113
5.7.2 Pozos propuestos para cambio de zona.....	115
• Pozo MVR-15.....	116
• Pozo MVR-16.....	120
• Pozo MVR-81.....	124
• Pozo MVR-101.....	128
• Pozo MVR-106.....	131
• Pozo MVR-110.....	134
• Pozo MVR-115.....	136
• Pozo MVR-124.....	138
5.7.3 Pozos propuestos para inyectores.....	141
• Pozo MVR-57.....	141
• Pozo MVR-105.....	143
• Pozo ZM-308.....	145

CAPÍTULO VI DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 PREDICCIONES DE LA SIMULACIÓN.....	148
6.1.1 Caso Base.....	149
6.1.2 Caso 1.....	156
6.1.3 Caso 2.....	163
6.1.4 Caso 3.....	171

6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	179
CONCLUSIONES.....	182
RECOMENDACIONES.....	184
BIBLIOGRAFÍA.....	185
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	186
APÉNDICES.....	187
• Apéndice A.....	188
• Apéndice B.....	196
• Apéndice C.....	199
• Apéndice D.....	201
• Apéndice E.....	203
Anexos.....	205
Glosario.....	207

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	42
Figura 3.2 Cuencas Petrolíferas de Venezuela según la distribución de sus Provincias Sedimentarias. L.E.B. Lineamiento de El Baúl, límite entre las cuencas de Oriente y Barinas-Apure.....	43
Figura 3.3 Ubicación Geográfica del Área Mayor de Oficina.....	45
Figura 3.4 Columna Estratigráfica del Campo Mata R.....	50
Figura 3.5 Descripción de Núcleo, Arenas M.....	53
Figura 3.6 Sección estratigráfica Arena M3U.....	56
Figura 3.7 Curva de proporción vertical en facies y petrofacies de la unidad M3U.....	58
Figura 3.8 Distribución vertical de las petrofacies, Arenas M.....	59
Figura 4.1 Metodología efectuada durante el período de desarrollo del Trabajo Especial de Grado.....	67
Figura 4.2 Topes en el mallado de M3U.....	74
Figura 4.3 Distribución de NTG en el mallado de M3U.....	74
Figura 4.4 Distribución de Porosidad en el mallado de M3U.....	75
Figura 4.5 Distribución de Permeabilidad en el mallado de M3U.....	75
Figura 4.6 Dato experimental y permeabilidad relativa gas-petróleo normalizado de tipo de roca 2.....	79
Figura 4.7 Diagrama de Fases PVT Pozo ZM 307.....	81
Figura 4.8 Reproducción del Experimento CCE.....	81

Figura 4.9 Reproducción del Experimento CVD.....	82
Figura 4.10 Distribución Inicial de Presiones del Yacimiento M3U MVR 1.....	85
Figura 4.11 Cotejo Histórico de Gas.....	89
Figura 4.12 Cotejo Histórico de Condensado.....	89
Figura 4.13 Cotejo Histórico de presión.....	90
Figura 5.1 Historia de producción pozo MVR-11 – Yacimiento M3U MVR-1.....	101
Figura 5.2 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-11.....	102
Figura 5.3 Historia de producción pozo MVR-51 – Yacimiento M3U MVR-1.....	105
Figura 5.4 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-51.....	106
Figura 5.5 Historia de producción pozo MVR-108 – Yacimiento M3U MVR-1.....	108
Figura 5.6 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-108.....	109
Figura 5.7 Historia de producción pozo MVR-113 – Yacimiento M3U MVR-1.....	111
Figura 5.8 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-113.....	112
Figura 5.9 Historia de producción pozo MVR-122 – Yacimiento M3U MVR-1.....	114
Figura 5.10 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-122.....	115
Figura 5.11 Historia de producción pozo MVR-15 – Yacimiento M3U MVR-1.....	118
Figura 5.12 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-15.....	119
Figura 5.13 Historia de producción pozo MVR-16 – Yacimiento M3U MVR-1.....	122
Figura 5.14 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-16.....	123
Figura 5.15 Historia de producción pozo MVR-81 – Yacimiento M3U MVR-1.....	126
Figura 5.16 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-81.....	127

Figura 5.17 Historia de producción pozo MVR-101 – Yacimiento M3U MVR-1.....	129
Figura 5.18 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-101.....	130
Figura 5.19 Historia de producción pozo MVR-106 – Yacimiento M3U MVR-1.....	132
Figura 5.20 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-106.....	133
Figura 5.21 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-110.....	135
Figura 5.22 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-115.....	137
Figura 5.23 Historia de producción pozo MVR-124 – Yacimiento M3U MVR-1.....	139
Figura 5.24 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-124.....	140
Figura 5.25 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-57.....	142
Figura 5.26 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-105.....	144
Figura 5.27 Historia de producción pozo ZM 308 – Yacimiento M3U MVR-1.....	146
Figura 5.28 Diagrama Mecánico - Pozo ZM-308.....	147
Figura 6.1 Tasa de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso Base.....	150
Figura 6.2 Tasa de condensado, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso Base.....	151
Figura 6.3 Tasa de agua, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso Base.....	152
Figura 6.4 Producción e inyección acumulada de gas y presión del yacimiento Predicción Caso Base.....	153
Figura 6.5 Producción acumulada de condensado y presión del yacimiento - Predicción Caso Base.....	154

Figura 6.6 Producción acumulada de Agua y presión del yacimiento - Predicción Caso Base.....	155
Figura 6.7 Tasa de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 1.....	158
Figura 6.8 Tasa de condensado, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 1.....	159
Figura 6.9 Tasa de Agua y presión del yacimiento - Predicción Caso 1.....	160
Figura 6.10 Producción e inyección acumulada de gas y presión del yacimiento - Predicción Caso 1.....	161
Figura 6.11 Producción acumulada de condensado y presión del yacimiento - Predicción Caso 1.....	162
Figura 6.12 Producción acumulada de Agua y presión del yacimiento - Predicción Caso 1.....	163
Figura 6.13 Tasa de producción e inyección de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 2.....	165
Figura 6.14 Tasa de producción de condensado e inyección de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 2.....	166
Figura 6.15 Tasa de producción de agua y presión del yacimiento – Predicción Caso 2.....	167
Figura 6.16 Producción e inyección acumulada de gas y presión del yacimiento - Predicción Caso 2.....	168
Figura 6.17 Producción acumulada de condensado y presión del yacimiento - Predicción Caso 2.....	169
Figura 6.18 Producción acumulada de Agua y presión del yacimiento – Predicción Caso 2.....	170

Figura 6.19 Tasa de producción e inyección de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 3.....	172
Figura 6.20 Tasa de producción de condensado e inyección de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 3.....	173
Figura 6.21 Tasa de producción de agua y presión del yacimiento - Predicción Caso 3.....	174
Figura 6.22 Producción e inyección acumulada de gas y presión del yacimiento - Predicción Caso 3.....	175
Figura 6.23 Producción acumulada de condensado y presión del yacimiento - Predicción Caso 3.....	176
Figura 6.24 Producción acumulada de condensado y presión del yacimiento - Predicción Caso 3.....	177

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	Propiedades del yacimiento MVR-1, arena M3U.....	48
Tabla 3.2	Características petrofísicas de la arena M3U.....	58
Tabla 3.3	Caracterización por petrofacies (facies arena) para la arena M3U.....	59
Tabla 4.1	Correlación de Porosidad-Permeabilidad.....	73
Tabla 4.2	Permeabilidades Relativas Petróleo-Agua Tipo de roca 1-2.....	76
Tabla 4.3	Permeabilidades Relativas Petróleo-Agua Tipo de roca 3-4.....	77
Tabla 4.4	Permeabilidades Relativas Petróleo-Agua Tipo de roca 5-7.....	78
Tabla 4.5	Componentes iniciales de la muestra.....	83
Tabla 4.6	Propiedades PVT finales de la muestra utilizada.....	84
Tabla 4.7	Volúmenes Iniciales de Fluidos Oficiales y Simulados Yacimiento M3U MVR-1.....	86
Tabla 4.8	Cotejo Histórico: Producción acumulada de Gas y Condensado.....	88
Tabla 5.1	Pozos productores de petróleo, pozos cerrados y abandonados existentes en el Campo Mata R.....	91
Tabla 5.2	Pozos cerrados pero capaces de producir petróleo.....	92
Tabla 5.3	inyectores de gas abandonados existentes en el Campo Mata R	92
Tabla 5.4	Pozos en producción.....	93
Tabla 5.5	Pozos cerrados por presentar un alto porcentaje de agua.....	93
Tabla 5.6	Pozos cerrados esperando trabajo.....	94

Tabla 5.7 Pozos cerrados por otras causas.....	94
Tabla 5.8 Pozos inyectoros de gas suspendidos.....	95
Tabla 5.9 Pozos abandonados.....	95
Tabla 5.10 Pozos esperando abandono.....	96
Tabla 5.11 Pozos Activos.	97
Tabla 5.12 Pozos propuestos para cambio de zona.....	97
Tabla 5.13 Pozos propuestos para inyectoros.....	98
Tabla 5.14 Prueba inicial pozo MVR-11, Yacimiento M3U MVR-1.....	99
Tabla 5.15 Última prueba del pozo MVR-11, Yacimiento M3U MVR-1.....	100
Tabla 5.16 Producción hasta la fecha.....	100
Tabla 5.17 Última prueba del pozo MVR-51, Yacimiento M3U MVR-1.....	104
Tabla 5.18 Producción hasta la fecha.....	104
Tabla 5.19 Prueba inicial pozo MVR-108, Yacimiento M3U MVR-1.....	107
Tabla 5.20 Última prueba del pozo MVR-108, Yacimiento M3U MVR-1.....	107
Tabla 5.21 Producción hasta la fecha.....	107
Tabla 5.22 Prueba inicial pozo MVR-113, Yacimiento M3U MVR-1.....	110
Tabla 5.23 Última prueba del pozo MVR-113, Yacimiento M3U MVR-1.....	110
Tabla 5.24 Producción hasta la fecha.....	110
Tabla 5.25 Prueba inicial pozo MVR-122, Yacimiento M3U MVR-1.....	113
Tabla 5.26 Última prueba del pozo MVR-122, Yacimiento M3U MVR-1.....	113
Tabla 5.27 Producción hasta la fecha.....	113

Tabla 5.28 Prueba inicial pozo MVR-15, Yacimiento M3U MVR-1.....	116
Tabla 5.29 Última prueba del pozo MVR-15, Yacimiento M3U MVR-1.....	117
Tabla 5.30 Producción hasta la fecha.....	117
Tabla 5.31 Prueba inicial pozo MVR-16, Yacimiento M3U MVR-1.....	120
Tabla 5.32 Última prueba del pozo MVR-16, Yacimiento M3U MVR-1.....	121
Tabla 4.33 Prueba inicial pozo MVR-81, Yacimiento M3U MVR-1.....	124
Tabla 5.34 Producción hasta la fecha.....	125
Tabla 5.35 Prueba inicial pozo MVR-101, Yacimiento M3U MVR-1.....	128
Tabla 5.36 Última prueba del pozo MVR-101, Yacimiento M3U MVR-1.....	129
Tabla 5.37 Producción hasta la fecha.....	129
Tabla 5.38 Prueba inicial pozo MVR-106, Yacimiento M3U MVR-1.....	131
Tabla 5.39 Última prueba del pozo MVR-106, Yacimiento M3U MVR-1.....	131
Tabla 5.40 Producción hasta la fecha.....	131
Tabla 5.41 Última prueba del pozo MVR-115, Yacimiento M3U MVR-1.....	136
Tabla 5.42 Producción hasta la fecha.....	137
Tabla 5.43 Prueba inicial pozo MVR-124, Yacimiento M3U MVR-1.....	138
Tabla 5.44 Última prueba del pozo MVR-124, Yacimiento M3U MVR-1.....	138
Tabla 5.45 Última prueba del pozo ZM-308, Yacimiento M3U MVR-1.....	145
Tabla 5.48 Producción hasta la fecha.....	146
Tabla 6.1 Pozos activos en el modelo, Caso Base.....	149
Tabla 6.2 - Pozos propuestos para trabajos menores, Caso 1 CZ.....	156

Tabla 6.3 - Pozos propuestos para inyección de gas, Caso 2.....	164
Tabla 6.4. Tabla de resumen de resultados de todos los casos de predicción.....	178
Tabla 6.5 Escenario inyección de 50 MMPCNGD Intermitente.....	179
Tabla 6.6 Escenario inyección de 100 MMPCNGD Intermitente.....	180
Tabla 6.7 Resumen de producción de casos de predicción e indicadores económicos... ..	181

INTRODUCCIÓN

El proyecto de recuperación secundaria suplementaria surge por la necesidad de incrementar los factores de recobro de gas y condensado en el yacimiento MVR-1, arena M3U del campo Mata R, Distrito Gas Anaco.

El yacimiento MVR-1, arena M3U fue sometido a un proceso de inyección de gas para mantenimiento de presión desde el año 1.961, hasta su discontinuación en abril de 2.002 debido a su baja efectividad. Durante ese proyecto solo se alcanzó a recobrar el 66% de gas y 26% de condensado de las reservas recuperables totales.

En el año 2004 se realizó el Estudio Integrado del Campo Mata R para desarrollar una estrategia óptima dirigida a maximizar la recuperación de las reservas remanentes de hidrocarburos de dicho campo.

En este trabajo se presentan los resultados obtenidos dentro del marco de actividades de la actualización de la simulación composicional de la arena M3U yacimiento MVR-1, considerando la sinceración al modelo estático (mapa de arena neta y mapas de isopropiedades del yacimiento), producto de la información de registros de los nuevos pozos perforados en el Campo Mata R entre Enero del 2005 y Septiembre del 2011. Desde el punto de vista dinámico se actualizaron únicamente los intervalos cañoneados, diseño de completación, histórico de presión y el comportamiento de producción del yacimiento.

Con la actualización del modelo de simulación se obtendrá una mejor definición del yacimiento para determinar los hidrocarburos originalmente en sitio, reservas, honrar el comportamiento de producción del yacimiento a Diciembre del 2011 y definir estrategias de explotación y producción a fin de maximizar el recobro de las reservas remanentes de gas y condensado del yacimiento, tomando en cuenta la apertura de nuevos puntos de drenaje.

El estudio se basó en el nuevo modelo geológico disponible al momento de comenzar la actualización. Se caracterizaron los fluidos presentes y se verificaron las cifras

volumétricas de COES y GOES y se realizó un modelo numérico de simulación. Dicho modelo fue utilizado para estimar el comportamiento de producción del yacimiento M3U MVR-1 bajo planes de explotación, los cuales fueron definidos tomando en cuenta el programa de modernización de las infraestructuras previsto para el área de Anaco.

El trabajo que a continuación se presenta, consta de: Los fundamentos de la investigación enmarcados en el Capítulo I, este es un capítulo que comprende además los objetivos de la investigación, justificación de la misma, los alcances y las limitaciones; en el Capítulo II se presenta un marco geológico del yacimiento estudiado donde se describen las características del área de interés; en el Capítulo III se presenta el marco teórico en el que se incluye una revisión bibliográfica puntual y necesaria para el entendimiento de conceptos, necesarios para la elaboración del trabajo al igual que los antecedentes del mismo. Seguidamente el Capítulo IV desarrolla la metodología empleada para la consecución de cada objetivo planteado, el Capítulo V muestra los resultados alcanzados, y en el Capítulo VI se presenta la discusión de resultados. Finalmente se exponen conclusiones y recomendaciones que se exponen al final de la investigación realizada.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los avances tecnológicos a nivel mundial y la demanda del suministro de crudo o gas, incrementan la necesidad de perforar nuevos pozos, reactivar pozos cerrados por diversas causas, los cuales en algún momento producían gas o petróleo. Venezuela es uno de los países con mayor producción de hidrocarburos y cuenta con una de las mayores reservas probadas de petróleo y gas, en el caso particular del Oriente del país, el cual posee varios campos productores de crudos: extra pesado, pesado, mediano, liviano y condensado, así como un volumen considerable de gas natural, los cuales representan un porcentaje significativo en el aporte de la producción diaria de hidrocarburos en el ámbito nacional.

El Distrito de Gas Anaco se encuentra ubicado en el estado Anzoátegui, en la región natural de los llanos orientales y en una posición céntrica con respecto al mismo estado. Este Distrito se caracteriza por poseer dos áreas operacionales: Área Mayor de Anaco (AMA), ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui y Área Mayor Oficina (AMO), ubicada en la parte sur del estado Anzoátegui; ambas se caracterizan por poseer en su subsuelo una inmensa riqueza en gas y petróleo. El área de Explotación Mayor de Anaco (AMA) está conformada por los campos: Santa Ana, San Joaquín, Santa Rosa, Guario, El Roble, El Toco, Quiamare, La Ceiba; mientras que el Área de Explotación Mayor Oficina (AMO) lo conforman: Soto-Mapiri, La Ceibita, Zapatos, Mata-R, Aguasay, Zanjas, Zacarías; los cuales en su mayoría son productores de gas condensado, siendo ésta una de las zonas gasíferas más extensas de Venezuela, ya que cuenta con reservas probadas de gas seco superiores a los 26 billones de pies cúbicos en un área aproximada de 13.400 km², con actividades dirigidas hacia la explotación y producción de más de

1.600 millones de pies cúbicos normales por día (MMPCND) y 10.000 barriles por día (BBL/D) de gas y crudo respectivamente.

Para poder satisfacer la necesidad de suministro, es necesaria la explotación de yacimientos a través de la perforación de nuevos pozos o una nueva completación y/o rehabilitación de los ya existentes, con el fin de extraer el volumen de hidrocarburo necesario y así cumplir con los compromisos adquiridos por la empresa. En tal sentido el Distrito se plantea el reto de establecer una estrategia para mejorar los esquemas de explotación de sus principales yacimientos y aumentar la producción y recobro, dado que luego de 54 años de iniciada su explotación todavía se dispone de reservas importantes de hidrocarburos. Por ello se elaboró un plan agresivo que comprende desde la adquisición de sísmica 3D, hasta la ejecución de estudios integrados de sus diversos campos.

En el yacimiento MVR-52, Arena M3A, descubierto en Mayo de 1956 por el pozo MVR-52, el cual probó gas-condensado con RGP de 7200 PCN/BN y crudo de 50,5 °API. La producción comenzó firme en 1958 y desde entonces 16 pozos produjeron oficialmente. En Marzo de 1969 comenzó el proyecto de inyección de gas en el pozo MVR-51, dicha inyección tuvo lugar en 6 pozos en distintos periodos de la historia del yacimiento, y continuó activo hasta Febrero de 2002 en el que fue suspendido este proceso debido a su baja efectividad.

Debido a que aún se disponían de importantes reservas en la arena M3A, para el año 2006 deciden unificar las arenas M3A yacimiento MVR-52, M3 yacimiento MVR-1 y M3L yacimiento MVR-55, en un solo yacimiento el MVR-1, Arena M3U, debido a la compatibilidad existente entre ellas y el demostrarse su comunicación areal.

Las reservas recuperables totales oficiales de petróleo eran de 17,114 MMBN mientras que las reservas remanentes para noviembre de 2005 eran de 7,795 MMBNP.

Las reservas oficiales recuperables totales de gas eran de 147,575 MMMPCNG. Considerando las cantidades oficiales de gas inyectado y producido hasta noviembre de 2005, se tiene que las reservas remanentes eran de 220,226 MMMPCNG.

Para enero de 2006 la producción acumulada de petróleo, gas y agua es de 8,6 MMBNP, 172,2 MMMPCNG y 708 MBNA respectivamente, y se inyectaron 160,8 MMMPCNG.

El objetivo de este trabajo es optimizar el esquema de explotación del nuevo yacimiento MVR-1, Arena M3U Mata R, evaluando la eficiencia de la inyección de gas, para determinar la rentabilidad y decidir sobre continuar o abandonar este proceso, y presentar alternativas que permitieran recuperar las reservas remanentes de hidrocarburos.

Este estudio se basa en el nuevo modelo geológico del yacimiento MVR-1, Arena M3U, el cual se realizó entre los años 2005 – 2006. Se basó en un modelo geoestadístico de las características de las arenas pertenecientes a la formación Oficina, en la que a su vez se pudo contar con una nueva revisión completa de la base de datos de pozos existentes y la toma de información adicional realizada entre los años 2005 y 2011 (nuevo levantamiento sísmico, análisis de núcleos, presiones estáticas, análisis cromatográficos). Este modelo será utilizado, para definir el comportamiento de producción del Yacimiento MVR-1, Arena M3U bajo distintos esquemas de explotación, los cuales serán definidos, tomando en cuenta el programa de modernización de infraestructura previsto para el área de Anaco.

En el Campo Mata R, actualmente se cuenta con una planta compresora (ACAT Mata R) la cual está incluida en el proyecto del nuevo esquema de explotación, que anteriormente había sido utilizada para proyectos de inyección en el área. Esta planta se encuentra inactiva pero con capacidad de operatividad, la misma posee una capacidad de manejo de gas de 50 MMPCND con una presión de descarga de 3500 psi. La planta ACAT Mata R, se encuentra ubicada a 3 Km en promedio del área donde se llevará a cabo el proyecto.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Las demandas en el consumo de petróleo y gas, en el ámbito nacional como internacional ameritan la búsqueda de nuevas zonas productoras o el análisis y evaluación de las condiciones en que se pudieran encontrar algunos pozos cerrados, logrando con esto menos inversiones, si se comparase con la perforación de nuevos pozos.

Es por ello que el proyecto de recuperación secundaria suplementaria surge por la necesidad de incrementar los factores de recobro de gas y condensado en el yacimiento MVR-1, Arena M3U Campo Mata R.

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1 Objetivos General

Optimizar el esquema de explotación del Yacimiento MVR-1, Arena M3U Campo Mata R, evaluando la eficiencia de la inyección de gas, para determinar la rentabilidad de continuar y/o suspender este proceso y presentar alternativas que permitieran recuperar las reservas remanentes de hidrocarburos.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Describir la arena M3U del yacimiento MVR-1 perteneciente al Campo Mata R, Área Mayor Oficina (AMO), Municipio Freites, Estado Anzoátegui.
- Recopilar datos a partir de las pruebas de producción y estudios realizados a los pozos en el yacimiento MVR-1, Arena M3U en el Campo Mata R, Área Mayor Oficina (AMO) desde el 7 de mayo al 27 julio del año en curso.
- Evaluar el nuevo modelo estático y dinámico con la información de los pozos completados actualmente, para conocer el comportamiento de producción y presión del yacimiento.
- Dirigir las predicciones de la simulación a la conservación de los yacimientos, asegurándose que se cumpla con las normas que establece el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM).
- Realizar un análisis de la evaluación económica a cada uno de los casos, arrojados por la simulación con base al estado actual del yacimiento, para así seleccionar un posible esquema de explotación económicamente rentable.

1.4 ALCANCE

El proyecto está enfocado a Optimizar el esquema de explotación del Yacimiento MVR-1, Arena M3U Campo Mata R, evaluando la eficiencia de la inyección de gas, para determinar la rentabilidad de continuar o suspender este proceso y presentar alternativas que permitieran recuperar las reservas remanentes de hidrocarburos.

Para ello se va a llevar a cabo una serie de estudios de rehabilitación/reacondicionamiento y pruebas a distintos pozos en el yacimiento MVR-1, Arena M3U del Campo Mata-R, Área Mayor Oficina (AMO), Municipio Pedro María Freites, Estado Anzoátegui, en el que se encuentran ciento quince pozos (115) que atraviesan el yacimiento. Se estará presente en 24 pozos en los que se realiza pruebas oficiales de producción por 24 horas con distintos reductores y estudios para proponer posibles trabajos de rehabilitación/reacondicionamiento de los mismos. Los pozos a los que se visita son: MVR-11, MVR-15, MVR-16, MVR-18, MVR-51, MVR-57, MVR-62, MVR-64, MVR-67, MVR-69, MVR-71, MVR-73, MVR-81, MVR-89, MVR-96, MVR-105, MVR-106, MVR-108, MVR-110, MVR-112, MVR-113, MVR-115, MVR-134 y ZM-308.

1.5 LIMITACIONES

La mayor limitación de este proyecto fue la falta del equipo para efectuar la simulación de los posibles esquemas de explotación del yacimiento, ya que el ministerio no posee estos simuladores, PDVSA es la empresa encargada de ejecutar el proceso de simulación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 FUNDAMENTO TEÓRICO.

Luego de una revisión bibliográfica sobre la caracterización y evaluación de esquemas de explotación en yacimientos con el objetivo de recuperar eficientemente las reservas que posee el mismo se seleccionaron algunos trabajos:

Goncalves F., Juan C. En el 2004 realizo un estudio de la arena S3U yacimiento ZM-315 perteneciente al campo zapatos con el fin de generar un esquema de explotación que permitiera recuperar de una manera más eficiente y en menor tiempo las reservas remanentes del yacimiento.

Para lograr esto considero la integración de disciplinas tales como la Ingeniería de Petróleo y la Geología, lo cual le permitió una mejor caracterización del yacimiento, para ello recopiló y validó la información del yacimiento que incluye la historia de producción y presión, además de generar un PVT sintético por medio de correlaciones. Posterior a ello procedió a generar y analizar el comportamiento de producción y presión del yacimiento, determinar las permeabilidades relativas a través de correlaciones y estimar las reservas a través de las curvas de declinación de producción y el método volumétrico, siendo esta información validada mediante balance de materiales.

Contreras F., Ariana G. en el 2006 realizo un estudio a la Arena CO-R2, perteneciente al miembro Colorado de la Formación Oficina, del Campo Santa Rosa, el estudio consistió en la revisión geológica del yacimiento RG-43, RG-153 y RG-18, a través de la realización de modelos: petrofísico, sedimentario, estratigráfico y estructural con la finalidad de obtener un modelo actualizado para recalcular las reservas.

Para realizar la caracterización validó la correlación del intervalo en estudio, realizo secciones estratigráficas, e interpreto el paleoambiente; además elaboro secciones estructurales para mostrar las estructuras que influyen en la distribución de los fluidos, calculo parámetros petrofísicos para cuantificar el fluido que posee; revisó la extensión y los límites del yacimiento, elaboro mapas de isopropiedades para lograr tener una visión clara de las mejores zonas prospectivas, y calculo las reservas del yacimiento.

García P., Rafael I. En el año 2005 realizo un estudio de la arena S3U yacimiento ZM-304 perteneciente al Campo Zapatos-Mata R con el fin de caracterizarlo geológicamente para obtener una nueva cuantificación de sus reservas y evaluar nuevas estrategias de explotación, mediante la utilización de las nuevas herramientas corporativas de PDVSA.

La metodología de este estudio consistió en la búsqueda y selección de información (pruebas de pozos, registros, informes, carpetas, etc.), correlación de los pozos pertenecientes al yacimiento y elaboración de secciones estratigráficas y estructurales con la finalidad de revisar los límites verticales y laterales del yacimiento, análisis de electrofacies y determinación del ambiente, interpretación petrofísica, elaboración de mapas de isopropiedades y elaboración del cálculo de reservas utilizando el método volumétrico

Martínez R., Antonio. En el año 1976 realizo un estudio técnico y económico, donde se analizan las distintas alternativas de explotación del yacimiento AM-1 de la arena R-2. El objetivo de este trabajo fue evaluar cual mecanismo de producción sería el más eficiente para el yacimiento AM-1, arena R2L, Campo Aguasay. A tal efecto se estudiaron diferentes alternativas de recuperación tales como por agotamiento natural y la inyección de agua y gas. El recobro por mantenimiento de presión mediante inyección de agua es superior al recobro que se obtendría por mantenimiento de presión mediante inyección de gas, y más aún al que se obtendría por agotamiento natural, para determinar cuál de ellas es la más conveniente, se evaluaron en base a su menor tiempo de recuperación, mayor tasa de rendimiento, mayor valor presente a la tasa de oportunidades y a la conservación del gas.

2.2 BASES TEÓRICAS.

Antes de hablar de Yacimientos debemos tomar en cuenta cual es su concepto básicos manejado en el área petrolera, aquí nace la importancia de conocer con claridad cuáles son sus características su tipología y una serie de términos que están explícitos en el contenido del trabajo investigativo.

2.2.1 Yacimiento. [4]

Es el lugar de acumulación de petróleo y/o gas en una roca porosa tal como la arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas, agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo él más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

2.2.1.1 Principales propiedades que debe tener una formación para ser considerada como un yacimiento. [7]

- **Porosidad (ϕ):** Se define como el porcentaje del volumen total de una roca constituida por espacios vacíos y que controla la capacidad de almacenamiento. La porosidad depende del empaquetamiento, arreglo de los granos y selección de los mismos. Se reconoce dos tipos de porosidad: Absoluta o Total, en cuya estimación se considera el volumen de poros, estén o no interconectados; y Efectiva, en la cual se consideran solamente los poros interconectados para el cálculo del volumen poroso. La diferencia entre ambas se denomina porosidad No Efectiva.
- **Permeabilidad (K):** Es la medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan dentro del volumen poroso interconectado. En términos generales, se puede señalar que la permeabilidad implica la determinación de la capacidad de conducción de un determinado fluido. Se dice que una roca tiene la

permeabilidad de un Darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise (cps) avanza a una velocidad de un centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro. Según las fases presentes en el medio poroso, se presentan diferentes tipos de permeabilidad.

- **Permeabilidad Absoluta (K):** Es aquella en la que el medio poroso se encuentra 100% saturado por una sola fase.
 - **Permeabilidad Efectiva (Ke):** Es aquella en la cual fluyen dos mas fases en el medio poroso fluyen y es función de la saturación del fluido considerado.
 - **Permeabilidad Relativa (Kr):** Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la permeabilidad absoluta. Depende de la saturación del fluido considerado y siempre es menor a la unidad.
- **Saturación de Fluidos (S):** para estimar la cantidad de hidrocarburo presente en un yacimiento, es necesario determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos. Dicha fracción del volumen poroso ocupado por agua, petróleo o gas, es lo que se denomina saturación de los fluidos.
- **Saturación del gas (Sg):** Es la fracción de volumen poroso de un yacimiento ocupada por un gas libre.
 - **Saturación de agua (Sw):** Es la fracción de volumen poroso de un yacimiento ocupada por el agua connata.
 - **Saturación de petróleo (So):** Es la fracción de volumen poroso de un yacimiento ocupada por petróleo

2.2.1.2 Parámetros que definen el comportamiento de un yacimiento. [7]

- **Tasa de gas producido (Q_g):** Es el volumen de gas producido por unidad de tiempo, normalmente se expresa en unidades de pies cúbicos normales por día (PCN/Día).
- **Tasa de petróleo producido (Qo):** Es el volumen de petróleo producido por unidad de tiempo, normalmente se expresa en unidades de barriles normales por día (BN/Día).
- **Relación Gas- Líquido (RGL):** Es la razón entre la tasa de producción de gas y la tasa de producción de líquido (petróleo o condensado) a condiciones normales en un instante cualquiera durante la explotación de un yacimiento o pozo individual. Y se expresa en PCN/BN.

- **Gravedad API:** Es la escala utilizada por el Instituto Americano de Petróleo para expresar la gravedad específica de los crudos y líquidos obtenidos a partir del gas natural, partiendo de que a mayor gravedad API, mayor será el valor económico. Esta medida es adimensional.
- **Factor Volumétrico del Gas (Bg):** Este es un factor que relaciona el volumen de gas en el yacimiento a presión y temperatura, al volumen de la misma masa de gas en superficie a una presión de 14,7 lpsca y temperatura de 60°F. Por lo general, este factor viene expresado en pie cúbico de yacimiento por pie cúbico a condiciones normales (PCY/PCN), como también se puede expresar en barriles del yacimiento por pie cúbico normal (BY/PCN).
- **Factor Volumétrico del Petróleo (Bo):** Relaciona el volumen de petróleo en el yacimiento a condiciones de presión y temperatura, al volumen de la misma masa de petróleo en superficie a condiciones normales de 14,7 lpsca y temperatura de 60 °F y se expresa en BY/BN.

2.3 PRESIONES EN EL POZO Y EN EL YACIMIENTO. [7]

- **Presión promedio de yacimiento (P):** Esta presión es utilizada para calcular el comportamiento del yacimiento, y predecir su comportamiento futuro. Es un parámetro fundamental para entender la conducta de los yacimientos en recobro primario, secundario y proyectos de mantenimiento de presión. También se conoce como, la presión que debería alcanzarse si los pozos estuviesen cerrados por un tiempo indefinido.
- **Presión de fondo fluente (Pwf):** Presión que existe en el fondo de un pozo cuando este se encuentra produciendo. Ésta proporciona la energía necesaria para levantar la columna de fluido del fondo del pozo hasta la superficie. Esta debe ser menor que la presión de yacimiento para permitir el flujo de fluido desde la formación hacia el pozo.
- **Presión de cabezal (Pwh):** Es la presión en la superficie del pozo medida a través de un manómetro. Entre esta presión y la de fondo fluente debe existir un diferencial que permita el ascenso de fluido hasta la superficie ($P_{wf} > P_{wh}$).
- **Presión al Datum:** Es una presión medida a un nivel de referencia como por ejemplo, el nivel del mar. La presión del yacimiento, la presión estática y la presión de fondo fluente son mediadas básicas de presión, los demás son puntos de referencia los cuales se llevan a la presión al datum.

2.4 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO. [4]

La metodología y la caracterización se desarrollan en dos etapas de caracterización estática y otra de caracterización dinámica, en la primera se definen las características físicas de la roca en condiciones estáticas, mientras que en la segunda se describe la integración de los fluidos dentro del volumen de la roca en condiciones dinámicas.

2.4.1 Modelo Estático.

En esta etapa se define la geometría del yacimiento y se describen los parámetros petrofísicos, para comprender en términos físicos y geológicos el sistema de acumulación de hidrocarburos. Los cuales cubren los siguientes componentes:

➤ Modelo Geológico.

Es aquel que comprende el análisis de la estratigrafía, geología estructural y la caracterización de fracturas entre otras.

➤ Modelo Estratigráfico.

Mediante este modelo se describe la Petrografía, a nivel de núcleos, de pozos y afloramiento de cada una de las facies para determinar paleoambientes de depositación de las formaciones presentes en un yacimiento e interpretación de registros de pozos, registros de imágenes y espectrales.

➤ **Modelo Estructural.**

Es el proceso mediante el cual se establecen las características y se determinan las diferentes estructuras a nivel local y regional dentro del yacimiento.

➤ **Modelo Geoestadístico.**

Esta caracterización comprende el uso de la teoría de probabilidades aplicadas a descripción de la continuidad de la variable geológica en el espacio el cual se realiza con el objetivo de proporcionar la más cercana representación de la heterogeneidad geológica dentro de las principales unidades del yacimiento.

2.4.2 Modelo Dinámico.

En esta etapa se analiza la interacción dinámica de los fluidos del yacimiento, el propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso (Rocas).

2.5 ENERGÍA DEL YACIMIENTO. [2]

Es la energía innata que debe poseer un yacimiento el cual tiene que ser capaz de expulsar los hidrocarburos contenidos en la formación desde el subsuelo hasta la superficie del pozo y desde aquí a las estaciones de recolección y tratamiento, cuando existe esta energía se dice que el pozo descarga por flujo natural. Pero si dicha presión no es suficiente para que los fluidos especialmente el petróleo llegue a la superficie del pozo, entonces el pozo se deberá producir por medio de métodos de levantamiento artificiales (flujo artificial).

2.6 TIPOS DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS. [2]

Los yacimientos de petroleros pueden ser de dos tipos primarios, cuando se encuentra en la misma roca en la que se ha formado originalmente, o bien ser un yacimiento secundario, cuando se formó en un sitio lejano y ha ido fluyendo hasta llegar al lugar en el que actualmente se encuentra almacenado. Debido al movimiento con el que cambiaron algunas de sus propiedades producto de los desplazamientos que se producen a través del tiempo y los distintos movimientos que se llevan a cabo en la corteza terrestre.

2.7 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS. [2]

Los yacimientos por ser producto de la naturaleza, son diferentes en cuanto a sus características estructural, sedimentológicas y petrofísicas por lo que no existen dos yacimientos iguales. Es por ende que se hace necesario clasificarlo de la siguiente manera:

2.7.1 Según su geología o tipo de trampa.

En esta clasificación se estudian las formas físicas de las partes sólidas del yacimiento (rocas), al igual que el tipo de trampa en la que están almacenados los hidrocarburos al inicio de su formación las cuales pueden ser:

- Trampa Estructural
- Trampa Estratigráficas
- Trampa Fallada

2.7.2 Según el tipo de empuje.

En esta fase se clasifican las diferentes formas de energía del yacimiento que contribuyen a la expulsión de los hidrocarburos presentes en la formación hacia la superficie. Por consiguiente en esta clasificación se recurre al mecanismo de empuje principal que expulsa los hidrocarburos los cuales pueden ser por:

- Flujo Natural
- Flujo Artificial

2.7.3 Según el tipo de Hidrocarburo.

Esta fase de la clasificación se realiza con relación a los hidrocarburos y el estado en que este se encuentra, en base a esto se clasifican en:

➤ Yacimientos de gas seco

Se caracterizan por su alto contenido de metano ($C_1 > 90\%$), pequeñas cantidades de pentano ($C_5 < 1\%$) y baja proporción de componentes más pesados. La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica, y durante el agotamiento de presión la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en estado gaseoso tanto a nivel de yacimiento como en el sistema de producción.

Generalmente los yacimientos de hidrocarburos que producen con una relación gas-petróleo (RGP) mayor de 100 MPCN/BN son considerados de gas seco.

➤ Yacimientos de gas húmedo

Se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término húmedo proviene de que a las condiciones de separación en superficie, donde la mezcla cae en la región de dos fases, generando relaciones gas-petróleo (RGP) que varían entre (60-100) MPCN/BN.

El líquido en el tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido líquido del gas húmedo es menor de 30 BN/MMPCN, los gases húmedos difieren de los gases condensados en lo siguiente: No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión. Tienen menos cantidad de componentes pesados. La cantidad de líquido condensado en el separador es menor.

➤ Yacimientos de gas condensado

También se les llama de condensación retrógrada, existen naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondentérmica. Bajo ésta situación, al ocurrir una disminución isotérmica de la presión se alcanza el punto de rocío y se produce una condensación de parte de la mezcla. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión produce vaporización del condensado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío.

La curva de rocío retrógrado es típica para un gas condensado y la importancia de su conocimiento reside en que a presiones por debajo de la presión de rocío retrógrada empieza a ocurrir la condensación retrógrada. En la composición de la mezcla de este tipo de hidrocarburos el contenido de metano es alto ($C_1 > 60\%$) mientras que el de heptano es bajo ($C_7+ < 12,5\%$).

En su camino hacia el tanque de almacenamiento el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con las siguientes características: Relación Gas Condensado (RGC) de (5000-100000) PCN/BN, gravedad API mayor de 45°, incoloro - amarillo claro. En la figura 2.1 se puede observar el diagrama de fase de un yacimiento de gas condensado.

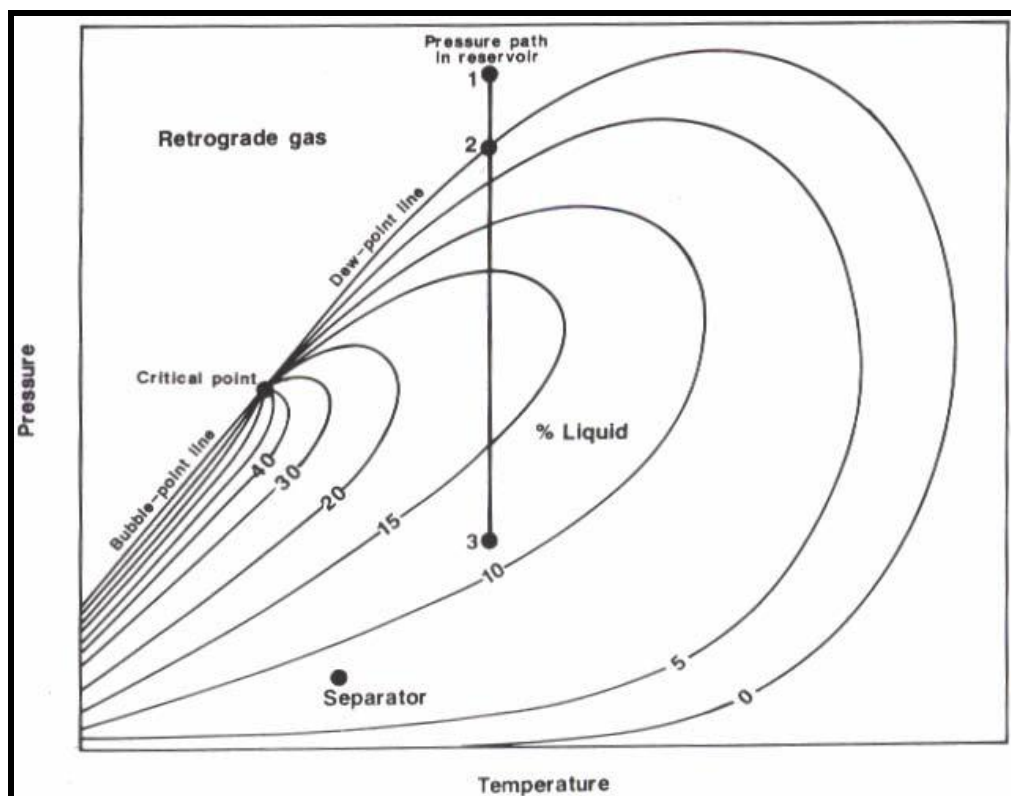


Figura 2.1 Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas Condensado

➤ **Yacimientos de gas condensado con zona de petróleo**

Es común encontrar una pequeña zona de petróleo en yacimientos de gas condensado. En este caso el gas condensado se encuentra saturado en un punto de rocío retrógrado y el crudo también se encuentra saturado en su punto de burbujeo. Una disminución de presión en este yacimiento produce condensación retrógrada, en la capa de gas y liberación de gas en la zona de petróleo. El gas liberado se mezcla con el gas de la capa de gas condensado y el condensado retrógrado con el crudo de la zona.

➤ Yacimientos de petróleo volátil

Los yacimientos de petróleo volátil presentan una temperatura menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos. Además, la presión crítica es aproximadamente igual a la presión cricondembárica, por lo que, el crudo de este tipo de yacimiento presenta un alto encogimiento cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo.

El crudo proveniente de este tipo de yacimientos presenta una composición típica de metano en su mayoría ($C_1=60\%$) y heptano en menor proporción ($C_{7+}>12,5\%$), de acuerdo a este contenido de heptano el petróleo se encuentra en fase líquida en el yacimiento. Se caracterizan por presentar una RGP en el rango de 2000 a 5000 PCN/BN, un color amarillo oscuro a negro, gravedad API superior a los 40° y un factor volumétrico mayor a 1,5 BY/BN.

En algunos casos es difícil saber si un yacimiento es de petróleo volátil o de gas condensado, porque en ambos la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla.

➤ Yacimientos de petróleo negro

Estos yacimientos se caracterizan por tener un alto contenido de heptano ($C_{7+}>40\%$) y bajo contenido de metano ($C_1<50\%$). La temperatura de estos yacimientos es inferior a la temperatura crítica de la mezcla y los fluidos producidos generalmente presentan relaciones gas – petróleo por debajo de los 2000 PCN/BN de color negro o verde oscuro, gravedades API iguales o menores a 40° y un factor volumétrico inferior a 1,5 BY/BN. Ellos pueden ser: saturados (presión igual a la presión de burbujeo) o sub-saturados (presión inicial mayor a la presión de burbujeo). Cuando la presión inicial es menor a la presión de burbujeo, se forma una capa de gas buzamiento arriba de la zona de petróleo, que generalmente, es húmedo o seco.

2.8 RESERVAS DE HIDROCARBUROS. [4]

Son cantidades de petróleo que se considera que pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos.

2.8.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

Esta clasificación se realiza en relación con el grado de certidumbre que posea dicho yacimiento, la energía que contiene el mismo y el grado de desarrollo.

2.8.1.1 Según el grado de certidumbre:

- **Reservas probadas:** cantidad de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas estimadas con razonable certeza, recuperables comercialmente de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible para un momento determinado. La utilización de término razonable certeza indica un alto grado de certidumbre (mayor al 90%).
- **Reservas probables:** cantidades estimadas de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas atribuibles a acumulaciones conocidas en las cuales la información geológica y de ingeniería indican un grado menor de certeza en su recuperación, comparado con el de las Reservas Probadas. Las reservas probables pueden ser estimadas suponiendo condiciones

económicas futuras favorables, diferentes a las utilizadas para las Reservas Probadas. En este caso se habla de un 50% de probabilidades de éxito

- **Reservas Posibles:** cantidades estimadas de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas atribuibles a acumulaciones conocidas en las cuales la información geológica y de ingeniería indican que su recuperación es factible, pero con grado de certeza menor al de las Reservas Probables.

2.8.1.2 Según la energía del yacimiento:

- **Reservas Primarias:** cantidad de hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.
- **Reservas Secundarias:** cantidad adicional de hidrocarburos que se pudiera recuperar, como resultado de la incorporación de energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación adicional, tales como: inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión de yacimiento.

2.8.1.3 Según el grado de desarrollo:

- **Reservas Desarrolladas:** reservas probadas de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas, que se esperan recuperar a través de los pozos e instalaciones existentes. Estas reservas deben estimarse tomando en cuenta los pozos activos e inactivos que generan potencial. Se pueden subdividir en Productoras y No Productoras.

- **Reservas No Desarrolladas:** las reservas probadas de condensado, petróleo crudo, gas natural y sustancias asociadas que se pueden recuperar comercialmente a través de pozos adicionales a perforar e instalaciones existentes o futuras.

2.9 PRODUCCIÓN PETROLERA. [5]

Es el acto de producir, productos que se sacan del subsuelo a través de los pozos de petróleo y/o gas, y que se obtienen mediante el procesamiento de los mismo en las plantas de refinación con fines rentables o con beneficios económicos.

2.9.1 Fases de la producción petrolera. [5]

Las principales fases para la producción de petróleo son:

- **Exploración:** Implica la búsqueda de yacimientos petrolíferos, así como el uso de técnicas geológicas de campo y de laboratorio con el fin de probar y calcular las posibles reservas que contienen.
- **Explotación:** Es la fase que permite obtener el petróleo crudo, es decir, sin procesar. Abarca la operación de los campos localizados, la perforación de los pozos, la preparación de tuberías y centros de acopio y el manejo de oleoductos, entre otros procesos.
- **Refinación:** Comprende los procesos físico-químicos que permiten obtener los productos derivados del petróleo, como la gasolina, el gasoil y el querosén.

- **Mercadeo:** Es la colocación del petróleo en el mercado consumidor, tanto a nivel del mercado interno, para satisfacer la demanda del país en materia petrolera, como en los mercados internacionales, que constituyen la base de la economía del país productor.

2.10 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN. [2]

Son pruebas que se realizan con el fin de evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del reservorio. Para tal efecto se necesita registrar las presiones de fondo fluyentes y estáticas, a su vez las temperaturas de fondo de pozo. Para el registro de presiones se utiliza el memory gauge.

Las pruebas de producción se realizan en pozos gasíferos y petrolíferos antes de ponerlos en producción definitiva con la apertura del árbol de navidad para orientar el flujo pasando por los choques hasta los sistemas de separación.

2.10.1 Objetivos de las pruebas.

- Establecer los parámetros definitivos de producción en lo que respecta al caudal y las presiones que se controlan en boca de pozo.
- Regular las condiciones óptimas de explotación con el control de la RGP en función al programa específico diseñado para el pozo.

Estas pruebas se realizan en forma obligatoria de acuerdo con las normas de explotación tanto en pozos exploratorios como en pozos de desarrollo. En este último caso las pruebas se ejecutan una vez concluida la terminación del pozo y periódicamente en cualquier etapa de producción para chequear el comportamiento de flujo que va variando con el tiempo de explotación. Las pruebas de producción se clasifican en dos tipos:

- Pruebas de producción en pozos petrolíferos.

- Pruebas de producción en pozos gasíferos.

La selección del tipo de prueba depende del análisis que se realiza a las variaciones de las permeabilidades en la matriz de las rocas que influyen en el tiempo de estabilización del caudal cuando los pozos son abiertos a la producción.

Así por ejemplo, las formaciones de baja permeabilidad requieren mayores períodos de aplicación de choqueo para alcanzar la estabilización de flujo y por el contrario las de elevada permeabilidad requieren menor tiempo para su estabilización.

2.10.2 Pruebas de producción en pozos petrolíferos.

Se clasifican en los siguientes tipos:

- **Pruebas de productividad:** Estas pruebas se realizan en pozos nuevos recién terminados con el objeto de controlar su comportamiento al flujo, en función de los parámetros de producción establecidos. Para la realización de estas pruebas se utiliza un juego de choques de diferentes dimensiones que son aplicados por períodos definidos hasta obtener la estabilización del flujo en boca de pozo para valores de presión de surgencia y caudal calculados en el programa de terminación. El período de estas pruebas dura entre 48 y 72 horas con un número de choques variable entre 4 y 6 de distintos diámetros de los cuales se elige el choque adecuado con el que el pozo trabajará durante toda la etapa de producción por flujo natural. Este tipo de pruebas varía también con el tipo de pozos donde el tiempo de aplicación es menor en pozos de desarrollo y mayor en pozos exploratorios.
- **Pruebas periódicas:** Que se utilizan para controlar y verificar las condiciones normales de flujo en pozos en cualquier etapa de producción. Para este efecto se programa para cada pozo períodos de control de flujo, a fin de detectar las variaciones que pueden presentarse en los valores del caudal y presión en boca de pozo e introducir los correctivos necesarios de acuerdo a los resultados que se obtengan con las operaciones de choqueo y estabilizar las presiones, los caudales y los parámetros relacionados con la RGP y RAP.

- **Pruebas de restitución de presiones:** Se practican después de largos períodos de explotación y que puede ser cada 12 meses, 18 ó 24 meses y tiene como objetivo principal el de controlar después de cada período el grado de declinación de las presiones de pozo y sus efectos en los factores de recuperación. En general mediante las pruebas de restitución se lleva el control de la vida del yacimiento y las arenas productoras mediante la confección de las curvas de declinación vs caudales de producción anual, para determinar en que período el pozo va alcanzar el límite de su explotación por flujo natural y para ingresar a programar en unos casos los métodos artificiales y en otros casos la recuperación secundaria, que consiste en restaurar presiones mediante inyección de energías artificiales como la energía hidráulica o de gas por ejemplo, y restituir presiones para continuar con los sistemas de producción.

2.10.3 Pruebas de producción en pozos gasíferos.

Estas pruebas tienen los siguientes objetivos:

- Medir la capacidad de entrada de los fluidos de formación al fondo de pozo con un máximo caudal permisible.
- A pozo abierto verificar y registrar los datos de las presiones de fondo de pozo, la temperatura de fondo, estado de las permeabilidades, detección de presencia de daños y el radio definitivo de drenaje del pozo, para la determinación de estos parámetros se corren registros a pozo abierto tomando en cuenta todos los factores de seguridad industrial.

Las pruebas de producción en pozos gasíferos se clasifican en dos tipos:

Pruebas de contrapresión ó de punto múltiple: son denominadas también pruebas multipunto, que consiste en hacer fluir el pozo utilizando distintos diámetros de choque hasta obtener con cada uno de ellos caudales y presiones que se acerquen a la estabilidad. Este tipo de pruebas se aplica en yacimientos de mediana y alta permeabilidad en los caudales el tiempo mínimo de estabilización fluctúa entre 8 y 12 hrs. en pozos de desarrollo y mayores a 12 hrs. en pozos exploratorios.

En la secuencia de operaciones, estas pruebas son las siguientes:

- Abrir pozo para orientar flujo de gas al quemador con caudales máximos hasta obtener producción de fluido limpio.

- Cerrar pozo hasta que se estabilice las presiones, el período de cierre varía entre 8 y 12 hrs. Estabilizada la presión se baja a fondo de pozo bomba amerada para medir exactamente los valores definitivos de la presión de fondo de pozo y la presión fluyente en fondo de pozo.

2.11 REHABILITACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. [6]

Por definición la rehabilitación y el reacondicionamiento se refieren a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos).

2.11.1 Rehabilitación

La rehabilitación son trabajos con fines de corregir inconvenientes o desperfectos mecánicos que disminuyan o impidan la producción de pozos tales como fallas en el equipo mecánico, filtraciones en la tubería y la empackadura, fallas del revestimiento y la tubería, el mal funcionamiento del levantamiento artificial, entre otros, y son trabajos de rehabilitación modifican las condiciones del pozo.

Algunos tipos de rehabilitación q se pueden presentar en pozos pueden ser:

- **Limpieza de arenas**

A medida que el yacimiento descarga petróleo hacia el pozo, con el tiempo se va acumulando arena y sedimento en el fondo del pozo. Esta acumulación puede ser de tal magnitud y altura que puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción del pozo. Los casos de arenamiento son más graves y más frecuentes cuando los estratos son deleznable.

Además de disminuir la capacidad productiva del pozo, la presencia de arena en el pozo es dañina porque a medida que fluye con el petróleo causa, corrosión o abrasión de las instalaciones en el pozo y en la superficie.

Algunas veces no es suficiente la circulación de fluidos y hay que utilizar achicadores o bombas desarenadoras en el fondo del pozo para poder hacer la limpieza. Estos trabajos pueden ser realizados con: a) Limpieza con taladro de rehabilitación, b) Limpieza con coiled tubing c) Empaque con grava a hueco desnudo.

➤ Limpieza de parafinas

La parafina es uno de los hidrocarburos que principalmente, junto con otros, forman parte del petróleo. Cuando se habla de la composición del petróleo, se dice que son de base parafínica, asfáltica o mixta. Esta y otras clasificaciones se emplean para apuntar características fisicoquímicas de los crudos: densidad o gravedad API, viscosidad o fluidez, expectativas de extracción, modalidades de la producción primaria y subsecuentes aplicaciones de métodos de extracción vigorizada.

La temperatura es un factor importante que afecta el comportamiento de la viscosidad del crudo, desde el yacimiento hasta la superficie. A medida que el crudo fluye del yacimiento al pozo y hasta la superficie, la disminución de la temperatura hace al crudo más viscoso, especialmente si el crudo es pesado o extrapesado. La disminución de temperatura o enfriamiento causa la deposición de compuestos parafinosos. Esta cera o parafina que no arrastra el flujo tiende a obstruir los canales en la periferia del estrato productor alrededor de la pared del hoyo, reduciendo así la productividad del pozo. De igual manera, el flujo hacia la superficie va depositando parafina en la pared de la tubería, con la consiguiente reducción del diámetro interno y, por ende, merma en el volumen de producción.

La parafina y residuos que se desprenden del crudo tienen que ser removidos por medios:

- **Mecánicos:** se efectúa bajando dentro de la tubería equipos que provocan el desprendimiento de los depósitos de parafina, tales como: raspadores, cortadores o escariadores.

- **Químicos:** se recurre a la utilización de solventes como petróleo caliente, querosén, gasóleo o gasolina o sustancias químicas que produzcan generación de calor para ablandar y desplazarlas por medio de circulación continua.
- **Térmicos:** Muchas veces se utiliza vapor o agua caliente, o se inyecta aire comprimido caliente o gas.

➤ Limpieza de asfáltenos

En aquellas zonas asociadas con la producción de petróleo del tipo asfáltico, es frecuente la precipitación de asfáltenos en el medio poroso, en los equipos de subsuelo o en las facilidades de superficie, afectando los niveles de producción. Esta precipitación de asfáltenos se debe a los cambios de composición del crudo por la liberación del gas y fracciones ligeras, por efecto de la reducción de la presión del yacimiento. La precipitación de asfáltenos produce:

- Taponamiento en los poros que reduce el flujo de hidrocarburos de la formación al hoyo.
- Depósitos en las tuberías de producción, reduciendo su diámetro y afectando los niveles de producción de hidrocarburos.
- Taponamiento en el separador y líneas de superficie

Los métodos de remoción de asfáltenos en la sarta de producción son de tipo químico y, o mecánico.

• Reemplazo de la sarta de producción

Durante el largo período de producción de los pozos se hacen presentes una serie de factores, que pueden ocasionar falla o deterioro de alguno de los equipos constituyen la sarta de completación, reduciendo los niveles de producción siendo este problema solucionado mediante la entrada de un taladro de reacondicionamiento de pozos o un equipo de suabeadura cuando es necesario reemplazar alguno de los componentes de la sarta de producción, debido a:

- Fallas de alguna de las empacaduras por exceso de esfuerzos de tensión o compresión.
- Fugas en el cuerpo de la tubería de producción por defectos de fábrica, falta de torque en las uniones o mal diseño.
- Manga deslizante que no puede ser abierta o cerrada por la erosión causada por la arena de formación.
- Válvula de seguridad que no funciona adecuadamente por la erosión causada por arena de formación.
- Recuperación de un pescado que no pudo ser previamente recuperado mediante trabajos con guaya fina.
- Instalación de mandriles para LAG, no instalados en la completación original.

➤ **Reemplazo de la bomba de subsuelo**

El servicio al pozo requerido para el reemplazo de la bomba de subsuelo en promedio se efectúa de 1,5 a 2 veces por año, entre otros. Comúnmente las fallas presentadas, están relacionadas al desgaste de las válvulas como la causa principal que genera un funcionamiento poco eficiente del Sistema, las cuales tienen como función fundamental permitir la entrada y sello de los fluidos del pozo que están acompañados por arena.

Este tipo de reparación se efectúa con taladros o gabarras, en casos de pozos profundos, y con equipos para trabajos menores (suabedura) en los pozos someros. Las causas más frecuentes en estos trabajos son:

- Daño de la bomba por la erosión de arena de formación: La bomba en el ciclo de bombeo arrastra material, ocasionando erosión en la caja, bola y asiento, por gravedad la arena cae entre el pistón y el barril ocasionando ralladuras y pega de la bomba, resaltando que representan el 33% de las fallas más comunes, seguido del 17% de fallas originadas en la jaula de las válvulas tanto fija como viajera.
- Daño del Cilindro (barril) por golpeteo del pistón: Ocurre cuando la porción del barril debajo del pistón no se llena completamente con líquido durante el ciclo ascendente del pistón. La válvula viajera permanece cerrada, puesto que no hay suficiente incremento de presión para levantar la bola viajera fuera de su asiento.

- Atascamiento del pistón por presencia de parafina: Los depósitos constituyen uno de los problemas más importantes en la circulación de fluidos. En la industria petrolera, el problema se agrava por el depósito de sales minerales y parafina, que acelera el proceso de obstrucción de los conductos, tanto en el interior del pozo como en la superficie a causa de formación de depósitos de calcio, estroncio, bario y magnesio.
- Cambios en el comportamiento de pozo.
- Daño del motor de fondo (bombas electro sumergible).

Consecuencias: Un pozo instalado con una bomba dañada o con una capacidad menor que la requerida puede causar la pérdida total de su producción o la reducción de su nivel óptimo de producción.

- **Reemplazo de cabillas**

Estos trabajos de reparación se efectúan generalmente con equipos para trabajos menores (suabedura) ya que es un tipo de completación muy típica de pozos someros.

La sarta de cabillas es el enlace entre la unidad de bombeo instalada en superficie y la bomba de subsuelo. Las principales funciones de las mismas en el sistema de bombeo mecánico son: transferir energía, soportar las cargas y accionar la bomba de subsuelo.

Causas de su reemplazo: Las Causas más frecuentes de estos trabajos son:

- Ruptura de cabillas por fatiga metálica.
- Desgaste de cabillas por roce con el revestidor en pozos desviados.
- Ruptura por atascamiento del pistón dentro de la bomba.
- Falla por diseño deficiente.

Consecuencias: Pérdida temporal de la producción del pozo, presentan mayores costos por pies que las cabillas convencionales, en pozos completados con cabillas continuas y bomba de tubería, la reparación de la misma requiere de la entrada de una cabria convencional.

- **Cambio de zonas productoras**

Se realizan cambios de zonas productoras cuando se quiere evaluar y controlar los comportamientos de las mismas para obtener un alto porcentaje de explotación del yacimiento, también se hacen para tomar registros de tomas de producción y presión de forma selectiva, tomar muestras de hidrocarburos para diferentes tipos de análisis, poner a producir nuevas zonas o finalmente abandonar temporal o permanentemente una zona debido a la alta producción de agua o gas. Estos trabajos de cambio de zonas solo requieren del uso de equipos de guaya fina. Para realizar un cambio de producción en una zona se puede realizar de dos formas; cerrando/abriendo las mangas deslizantes que fueron instaladas en la sarta de completación o colocando tapones metálicos en los nipples de asientos instalados en la tubería de producción.

- **Cambio de válvulas para Levantamiento Artificial por Gas (LAG)**

Por lo general los pozos que usan LAG como método son completados con mandriles en los cuales se encuentran válvulas que se utilizan para la producción del pozo, las cuales deben de ser cambiadas por algún tipo de daño, remplazadas por otras con diferente calibración ya que esta varía debido a la presión de entrega del gas de LAG a los pozos, o instalar válvulas LAG que remplacen válvulas ciegas que fueron instaladas durante la completación del pozo. Estos trabajos son ejecutados por compañías de servicios quienes disponen de equipos de guaya fina y las herramientas adecuadas para instalar y pescar las válvulas LAG.

- **Recuperación de pescados**

En las operaciones de perforación, completación o servicio de pozos, se pueden romper, atascar o caer herramientas como una sección de tubería, una herramienta manual, de completación o medición llamadas “pescados” en términos petroleros, necesarias para aplicar estas operaciones mencionadas. Dentro de las causas están las fallas por fatiga esto ocurre especialmente en las tuberías ya que están sometidas a altas presiones,

torsión y compresión lo cual rompe la tubería, la corrosión y/o erosión que ataca directamente a las paredes del tubo debido a las sustancias contenidas en los fluidos que pasan por dentro y fuera del tubo, también puede ocurrir por descuido del operador o por falta de información de los equipos utilizados.

Como consecuencia se impide efectuar pruebas y mediciones sobre la producción o del funcionamiento del pozo, la reducción del flujo de hidrocarburos y hasta el abandono del pozo. Es por ello que es necesaria la recuperación de estas herramientas indeseables para volver a las operaciones normales. Se debe tener en cuenta cual es el pescado a retirar, si es tubular o no, a qué profundidad está, las dimensiones de la misma para saber qué tipo de pescador será utilizado, en caso si fuera tubular el pescado se utilizan herramientas de recuperación como agarradores, que consisten en agarrar o enganchar la parte superior del pescado,. La lavadora sirve para limpiar o lavar hasta la zona de atasco para que quede libre y posteriormente sea extraído mediante la utilización del pescante adecuado. Los multiplicadores de fuerza que doblan la fuerza ejercida en tirones y golpes cuando es removido el pescado, los cortadores que pueden cortar o seccionar el pescado en longitudes adecuadas para luego ser extraídas más fácil. Si fuese no tubular se utiliza herramientas como agarradoras rescatadoras, que permite agarrar objetos pequeños. También existe una herramienta llamada destructoras que se utilizan para despedazar el pescado mediante la acción rotativa de un fresador y circulación de fluido

- **Instalación del regulador de flujo**

Al producir un pozo puede que ocurra que esté produciendo más agua o gas que petróleo es por ello que se es necesario la instalación de reguladores de flujo en la tubería de producción que sirve para reducir la alta producción de gas o agua y para controlar las presiones internas en el fondo , es decir, es una herramienta que permite controlar lo que sale o entra por la tubería de producción, permitiéndole al operador ir manejando el pozo de la manera más adecuada y eficiente posible . Estos estranguladores se colocan en los niples de asiento de la completación en el fondo de la tubería, por lo general con equipos de guaya fina.

2.11.2 Reacondicionamiento.

El reacondicionamiento de pozos son tareas programadas que se realizan con fines de restablecer y/o mejorar la capacidad de producción, o de cambiar el horizonte de producción por otro ubicado a mayor o menor profundidad y que por efecto de estos modifican en conjunto las condiciones tanto del pozo como del yacimiento.

Por ejemplo, un pozo se inició como pozo productor por flujo natural pero al pasar del tiempo se ha convertido en un pozo a flujo por levantamiento artificial por gas o bombeo hidráulico o mecánico, lo cual implica una modificación del pozo, es decir, un reacondicionamiento.

El reacondicionamiento propuesto puede ser sencillo o complejo, según las condiciones y estado físico del pozo y el contenido del programa a seguir, pero cabe destacar que un reacondicionamiento sencillo puede tornarse complicado por imprevisiones. Algunos tipos de reacondicionamiento que se pueden presentar en pozos pueden ser:

➤ Cementación forzada

La cementación forzada es un proceso o una operación de bombeo a presión de una mezcla de cemento por el hoyo perforado forzando y compactando la lechada contra las formaciones porosas, bien sea a través de los agujeros de cañoneo del revestidor o dentro del hoyo abierto. El objetivo es lograr un aislamiento entre el espacio anular, el revestidor y la formación. La cementación forzada se aplica generalmente para corregir una cementación primaria, eliminar la intrusión de agua proveniente de la zona productora o de la superficie, reparar tubos fracturados, sellar zonas de pérdida de circulación durante la perforación y sellar un intervalo para reducir la alta producción de agua o gas. Se deben de tomar en cuenta ciertas consideraciones para llevar a cabo la cementación forzada como la tasa de inyección que debe regularse según la presión interna, el filtrado del cemento y la densidad de la mezcla

Existen dos métodos utilizados para llevar a cabo la cementación forzada: Alta presión y baja presión. La primera es poco usada actualmente, solo es efectuada en casos muy específicos, trata de inyectar cemento a una presión más alta de la presión de fracturamiento de la formación, cuando esta es fracturada la mezcla de cemento logra meterse dentro de estas zonas fragmentadas. Las desventajas de este método es que no existe una orientación de la fracturas, puede que se necesite grandes volúmenes de cemento para rellenar las fracturas. El método a baja presión, el cemento es inyectado a una presión menor de la presión de fracturamiento de la formación por consecuencia esta no se fractura obligando a la mezcla de cemento irse canalizando por los espacios vacíos entre el revestidor y la formación. Las fase líquida del cemento penetra los poros dándole consistencia a la formación, mientras las partículas sólidas del cemento no pueden atravesar por los poros formándose una especie de capa que va recubriendo la zona perforada volviéndola así un sello impermeable. Este método a dado mejores resultados en el trabajo de campo, aparte se necesita poco volumen de cemento para su realización. Existen dos técnicas usadas para cementación a baja presión: Técnica del cabezal del pozo que consiste en inyectar el cemento por una tubería de inyección, sin empaadura por lo tanto la presión es aplicada en la misma tubería como en el revestidor, y se consigue el confinamiento mediante los impedireventones, esta técnica es usada en pozos poco profundos ya que posee desventajas como ubicar el cemento adecuadamente frente a la zona de interés, puede ocurrir un reventón en el revestidor y no se puede cementar algunos baleos si otros siguen abiertos. La técnica con empaaduras a diferencia de la anterior esta permite inyectar a presiones mayores sin riesgo a reventones, además inyecta de manera más precisa. La empaadura packer con o sin cola sella el espacio anular pero permite la comunicación entre la tubería de perforación y la pared del hoyo debajo del packer.

➤ **Conversión de productor a inyector**

Con el tiempo existe la posibilidad que un pozo se agote o sea invadido por agua o gas y ya no produzca más petróleo, estos pozos productores pueden ser convertidos en pozo de alivio, observador, de disposición o de inyección que es el que nos interesa. Estos pozos inyectoros se encargan de inyectar fluidos seleccionados como el gas, agua, nitrógeno,

etc., que van a restaurar todo lo consumido durante su explotación primaria. Este tipo de rehabilitación se aplica en casos de desear los efluentes del hidrocarburo, para incrementar la producción de pozos aledaños y también en caso de recuperación suplementaria. Para realizar esta conversión se deben hacer una serie de procedimientos previos como matar el pozo, luego sacar la sarta de producción, realizar una cementación forzada para tapar todos los intervalos abiertos, posteriormente se cañonea en el área donde se va a inyectar los fluidos, se asienta nuevamente la empacadura permanente y en fin se baja la sarta de inyección. Dentro de las ventajas que resulta de convertir un pozo productor a inyector es a nivel económico ya que es más barato convertirlo a perforar otro pozo, permite incrementar la producción de crudo en pozos vecinos con la inyección de gas o agua, mientras las desventajas es que este pozo convertido tiene una vida útil más corta que un pozo nuevo ya que este no está en las condiciones óptimas.

➤ **Recompletaciones**

Se hace una recompletación de pozo cuando se quiere abandonar un yacimiento que ya llegó a su límite económico de producción y se quiere recompletarlo en otro económicamente atractivo o cuando el pozo no puede ser puesto en producción debido a la imposible recuperación de un pescado. Para realizar este tipo de trabajos se necesita utilizar taladros debido a que se realizan actividades muy exigentes como la inyección de cemento o destruir empacaduras permanentes con herramientas que requieren ser rotadas.

➤ **Desviación larga**

Este tipo de reacondicionamiento se hace cuando se quiere abandonar el hueco original del pozo y perforar uno nuevo desviado a través de una ventana superficial en el revestidor original, se realiza una desviación larga en pozos donde no puede ser recuperada la sarta de completación para llevar a cabo los trabajos programados en el hueco original o cuando hay una gran cantidad de empacaduras permanentes en el pozo y es más económico hacer una desviación larga que destruir las empacaduras.

➤ **Aislamiento de zonas productoras**

Este tipo de trabajos se realiza cuando se quiere supervisar y controlar el comportamiento individual de cada zona productora que en un principio había estado produciendo en conjunto con otras zonas para mejorar el proceso de explotación del yacimiento, estas zonas se aíslan mediante empacaduras y solo pueden ser aplicados a pozos completados con una sola empacadura en el topo de los intervalos.

➤ **Desviación corta**

La desviación corta es un tipo de reacondicionamiento que consiste en abandonar el hueco original del pozo y perforar uno nuevo desviado a través de una ventana debajo del revestidor de producción, un procedimiento muy usado en los pozos someros de la Costa Oriental del Lago (COL). Los pozos sometidos a estos trabajos son completados con un forro ranurado empacado con grava.

Estos reacondicionamientos son aplicados:

- Para reemplazar el forro que está dañado.
- Cuando hay pescado dentro del forro que está afectando la producción.
- Cuando el forro no está dañado, pero requiere ser reemplazado y empacado con grava para inyectar el pozo con vapor.
- Cuando el forro viejo es de poca longitud (< de 70 pies) se hacen intentos para recuperarlo íntegramente antes de proceder a cortarlo. En caso de éxito no haría falta perforar el nuevo hueco desviado, sino que se perforaría en la misma dirección del hoyo viejo.
- Algunas veces no es posible cortar y recuperar el forro viejo. En ese caso se procede a abrir la ventana unos 50 pies por encima de la zapata del revestidor.

➤ **Empaque con grava a hueco abierto**

Consiste en colocar grava a presión en el espacio anular entre el forro ranurado y la pared del hoyo. Es ampliamente aplicada en los pozos del Mioceno de la Costa Bolívar y La Faja del Orinoco donde existe el problema de alta producción de arena de formación. Con esto se quiere proporcionar mediante la grava, una barrera mecánica que sirva de filtro para detener la entrada de arena de formación al hoyo. Este método se aplica en los pozos con:

- Problemas severos de producción de arena de formación.
- Historia moderada de producción de arena, pero que están programados para ser inyectados con vapor.

➤ **Forzamiento arena petróleo (FAP)**

Consisten en el bombeo y forzamiento de una mezcla de arena y petróleo para colocarla entre el cemento adherido al revestidor y la cara de la formación. Esto se hace antes del empaque interno con grava y considerados como una extensión del mismo. La grava del forzamiento arena – petróleo (FAP) se diseña para detener la arena de formación y la del empaque interno con grava (EGI) para detener la del FAP. Con este método se busca:

- Controlar la producción de arena de formación, mediante un filtrado complementario al que proporciona el empaque interno con grava.
- Remover daño de formación alrededor del hoyo.

➤ **Empaque interno con grava (EIG)**

Este método consiste en colocar grava en el espacio anular entre un forro ranurado y el revestidor de producción previamente cementado y cañoneado lo que en sí forma un filtro y retenedor prefabricado.

➤ **Grass - root**

Este tipo de reacondicionamiento puede ser catalogado como una desviación larga. La diferencia básica entre ellos es que en el Grass-root la ventana para la desviación se obtiene cortando y recuperando el revestidor de producción unos 100 pies por debajo de la zapata del revestidor de superficie y en la Desviación larga la ventana es abierta cortando una sección en el revestidor a través de la cual es perforado el hueco desviado por otra parte en el Grass-root el pozo es completado con un revestidor del mismo diámetro que el original mientras que en la Desviación Larga el pozo tiene que ser completado con un revestidor de menor diámetro que el original.

Este tipo de reacondicionamiento se aplica en los pozos someros donde el revestidor de producción está muy deteriorado o no puede ser recuperado un pescado del pozo.

➤ **Cañoneo**

El cañoneo es el proceso de crear abertura a través de la tubería de revestimiento y el cemento, para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas. Las herramientas para hacer este trabajo se llaman cañones. Es realizado por compañías de servicios, con equipos propios dedicados a esta actividad. Con el objetivo de perforar el revestidor de producción en intervalos previamente seleccionados.

Entre las principales aplicaciones de esta clase de reacondicionamiento tenemos:

- Cuando se quiere abrir a producción un nuevo intervalo.
- En Pozos donde se estime que exista daño a la formación.
- Cuando se sospecha que el pozo fue cañoneado fuera de zona.

➤ Taponos de cemento

Los taponos de Cemento tienen múltiples aplicaciones de las actividades petroleras las cuales son controlar pérdidas de circulación durante la perforación del hoyo, asentar las herramientas de desviación en la perforación direccional controlada; abandonar los pozos y aislar intervalos ubicados en el fondo de una zona cañoneada.

Unos de los objetivos principales de los taponos de cemento es que permite aislar las zonas inferiores para sacarla permanentemente de producción por el problema de alta producción de agua y gas.

2.12 ECLIPSE 300

Eclipse 300 es un simulador composicional de yacimientos que utiliza Ecuaciones De Estado cúbica o valores de las constantes de equilibrio "K" que dependen de la presión, temperatura y composición. Eclipse 300 puede ser usado en la simulación de yacimientos que posean una compleja columna de fluidos que requiera de una descripción composicional. Para esta descripción el simulador dispone de cuatro Ecuaciones De Estado como la ecuación generalizada de Martin, Soave-Retlich-Kwong, Peng-Robinson y Zudkevich-Joffe, las cuales pueden ser usadas y asociadas con un conjunto de parámetros de yacimientos para modelar y simular el comportamiento del mismo.

El modelo de simulación numérica de yacimiento es un archivo de datos que contiene toda la información geológica del yacimiento, las propiedades de las rocas y de los fluidos y el estado de los pozos. Este simulador composicional está estructurado en diferentes secciones, las cuales agrupan datos específicos en función de comandos (KEYWORDS) y archivos que se incluyen mediante subcomandos (INCLUDES) para facilitar el manejo del archivo de los datos y puede ser usado para simular yacimientos cuyos fluidos requieran de una amplia descripción composicional, así como para evaluar procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Entre las aplicaciones más relevantes del uso del simulador Eclipse300, están la de modelar ciertos procesos, tales como:

- Agotamiento natural de yacimientos de gas condensado.
- Eficiencia de recobro bajo diferentes sistemas de explotación.
- Condensación retrógrada en yacimientos de gas condensado.
- Procesos dinámicos en yacimientos con gradiente composicional.

Eclipse 300, dispone de herramientas auxiliares o paquetes periféricos que facilitan la carga de datos a ser procesados. La representación geométrica del yacimiento, por ejemplo, está facilitada mediante el uso del programa auxiliar llamado pre-procesador-GRID, el cual es una herramienta de gráficas, que permite diseñar en forma interactiva el mallado de simulación, bajo diferentes modalidades, hasta llegar a obtener la representación de la arquitectura del yacimiento. Este programa contiene facilidades de edición que permiten la construcción de mallados de alta complejidad y además permite realizar una transferencia de los datos estructurales, estratigráficos y propiedades de las rocas desde los mapas al mallado de simulación.

CAPÍTULO III

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA DE ESTUDIO.

3.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural con una longitud aproximada de 800 km en sentido Este-Oeste, y un ancho promedio de 200 km de Norte a Sur (González de Juana et al, 1980); ubicada en la zona Centro-Este del país, extendiéndose de Oeste a Este por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del Estado Sucre como se puede apreciar en la Figura 3.1. Se encuentra limitada al norte por la Cordillera de la Costa, al sur por el río Orinoco, al este por la Plataforma del Deltana y al oeste por el lineamiento de El Baúl. Específicamente está localizada al noroeste entre 8° y 11° de latitud norte y 61° y 66° de longitud oeste.

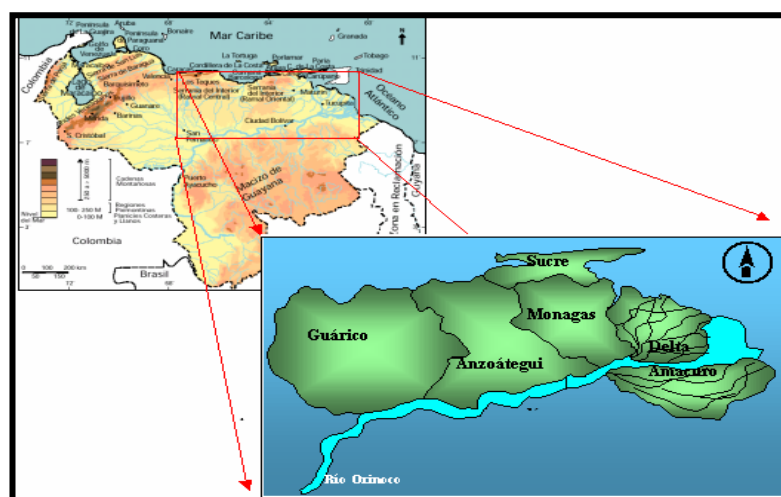


Figura 3.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Hacia el Este la cuenca continua por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico, y al Norte con la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía Interior Oriental, la Cordillera de la Costa y los cinturones ígneos y metamórficos de Araya-Paria, como se puede observar en la Figura N° 3.2.



Figura 3.2 Cuencas Petrolíferas de Venezuela según la distribución de sus Provincias Sedimentarias.
L.E.B. Lineamiento de El Baúl, límite entre las cuencas de Oriente y Barinas-Apure.

Esta depresión se caracteriza topográficamente por presentar extensas llanuras que abarcan alrededor de 165.000 km² y estratigráficamente por contener 20.000 pies de sedimentación pre-cretácica, entre las cadenas montañosas situadas al Norte y al Sur del Escudo Guayanés. En sentido Este-Oeste, la estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela consta casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Cámbrico hasta el Pleistoceno. Es estructuralmente asimétrica, presenta una inclinación general hacia el Este, su flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de las cordilleras que sirven de límite para la cuenca. La Cuenca Oriental de Venezuela es la segunda en importancia en Venezuela en cuanto a reservas petrolíferas, sólo superada por la Cuenca del Lago de Maracaibo, pero si se incluyeran las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, sería entonces una de las cuencas con mayores reservas en el mundo.

Ha sido dividida en seis subregiones, con sus respectivos y principales campos, los cuales se diferencian entre sí, ya sea por el tipo de acumulación o por las características geológicas, ellas son:

- Área Mayor de Anaco (AMA).
- Área Mayor de Oficina (AMO).
- Área Mayor de Urica.
- Área Centro de Anzoátegui y Monagas.
- Área Norte de Monagas.
- Guárico.

3.2 ÁREA MAYOR DE OFICINA (AMO)

El Área Mayor de Oficina pertenece a la Cuenca Oriental de Venezuela Subcuenca Maturín, siendo sus principales formaciones productoras y de mayor importancia económica, Oficina y Merecure. La extensión superficial de esta área es de aproximadamente 10.240 km². Ubicada en la parte central de los estados Anzoátegui y Monagas, limitada al norte por las áreas de Anaco y Jusepín, al sur por las áreas de Hamaca y Zuata de la Faja Petrolífera del Orinoco, al este por la subregión de Temblador y al Oeste por la Subcuenca de Guárico. Su eje tiene un rumbo Este-Noreste y un declive suave en esa misma dirección, con un buzamiento regional de 2 a 4° hacia el Norte y aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca. Existen algunas estructuras pequeñas, pero lo que realmente controla las acumulaciones de hidrocarburos es la presencia de tres sistemas de fallas normales, dos de ellos con mayor desplazamiento, con rumbos aproximadamente paralelos al eje de la cuenca en dirección Este-Oeste y Noreste-Suroeste, y otro sistema de fallas menores transversales con rumbo Noreste-Suroeste.

Estas acumulaciones de hidrocarburos han dado origen a los Campos Soto- Mapiri, La Ceibita, Oscurote, Zeta, Zacarías, Aguasay, Zapatos y Mata R en la Figura 3.3 se puede Observar la ubicación geográfica del Área Mayor Oficina.



Figura 3.3 Ubicación Geográfica del Área Mayor de Oficina.

Las profundidades de producción varían entre los 4.000' y 7.000', en las de 100 niveles diferentes. La mayoría de los yacimientos de petróleo de esta zona presentan casquetes de gas y contactos de agua-petróleo, con secciones petrolíferas que varían de espesor, con un mínimo de 550'. Los crudos suelen estar saturados a presiones y temperaturas de yacimientos. El petróleo de base de parafina es menos abundante, y está localizado principalmente en las arenas de Oficina Superior y en la parte central y occidental del área. En el extremo sur del Área Mayor de Oficina en los campos Oveja, Merey y Melones, los crudos son uniformemente pesados, 10° - 20° API, y en consecuencia no presenta variaciones significativas con la profundidad.

Por el contrario, en la zona norte se encuentra crudos livianos, crudos medianos y gas condensado; integrado por los bloques: Soto-Mapiri, La Ceibita, Zapatos-Mata R, Aguasay y Carisito. En esta área se cuenta con una infraestructura para manejar y procesar 430 MMPCND de gas, con un potencial de extracción de líquidos de 9.000 BNPD.

Los hidrocarburos producidos en el Área Mayor de Oficina fueron generados en horizontes estratigráficos muy cercanos a los recipientes petrolíferos actuales, es decir, en las lutitas

de la Formación Oficina inmediatamente por encima y por debajo de cada una de las arenas productoras, el cual migró literalmente sólo por distancias moderadas en estas arenas, dentro del Área Mayor de Oficina. La mayor parte del petróleo producido en esta zona se encuentra entrampado contra algunas de las fallas mayores de rumbo predominantemente Este-Oeste.

Las trampas contra las fallas principales se completan por otros accidentes estratigráficos y tectónicos entre los cuales se destacan los canales de arenas, con desaparición lateral de la porosidad y limitación inferior por contactos de agua-petróleo; la oblicuidad entre los rumbos de la falla y el homoclinal, con desaparición lateral de la permeabilidad.

Por otra parte, es importante destacar que prácticamente todas las acumulaciones de hidrocarburos se encuentran en el lado Norte de las fallas, independientemente que este sea el lado levantado o deprimido de la misma. El gradiente del flanco Sur de la cuenca indica que el movimiento del petróleo fue de Norte a Sur antes de entramparse contra la falla. También los alineamientos de campos productores principales se encuentran al Norte de las líneas de fallas sub-paralelas y más o menos sub-espaciadas entre sí.

3.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO MVR-1, ARENA M3U

La nueva interpretación estática y dinámica de los yacimientos: M3A MVR-51, M3 MVR-1 y M3L MVR-55, en el Campo Mata R trajo como resultado la fusión de estos yacimientos en uno solo el MVR-1, Arena M3U, al demostrar su comunicación areal. Esto dio como resultado una considerable variación, no solo en la volumetría de los hidrocarburos en sitio, sino también en lo referente a las reservas del yacimiento. En este orden de ideas, cabe destacar q las reservas remanentes del yacimiento variaron de manera significativa.

Con respecto al volumen en acres pies se tiene un aumento del 84,91%, lo que se traduce en un incremento desde un volumen oficial de 137.255,00 acres pies a 253.805,00 acres pies producto de la revisión. Por su parte el GCOES + GOES aumento de 194.996,00 MMPCN a 276.097,11 MMPCN es decir, un 41,59%. El POES + COES sufrió una

disminución de -7,31% ubicándose en 10.351,57 MBN de acuerdo a la nueva interpretación, lo que implica una disminución de -6.762,43 MBN con respecto a los 17.114,00 MBN que se tenían oficialmente, por su parte las reservas recuperables de gas aumentaron en un 57,46% ubicándose de acuerdo a la nueva interpretación en 232.377,13 MMPCN, lo que significa un incremento de 84.802,13 MMPCN con respecto a los 147.575,00 MMPCN oficiales. Las reservas remanentes de petróleo disminuyeron un 84,87% ubicándose en 1.184,00 MBN de acuerdo a la nueva interpretación, lo que implica una disminución de -6,648,43 MBN que se tenían oficialmente, por su parte las reservas remanentes de gas aumentaron un 64,38% ubicándose de acuerdo a la nueva interpretación en 220.226,13 MMPCN, lo que significa un incremento de 78.639,13 MMPCN con respecto a los 133.975,57 MMPCN oficiales.

El yacimiento M3U MVR-1 se encuentra ubicado en el campo Mata R, perteneciente al Distrito de Gas Anaco de PDVSA Gas. Se trata de un yacimiento de gas condensado. El yacimiento fue desarrollado a partir de Mayo de 1956 con el pozo MVR-52 y produjo por agotamiento natural. En Marzo de 1969 fue implementado un proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas, el cual fue suspendido en Febrero de 2002.

Los datos generales del yacimiento se muestran en la Tabla 4.1 donde se presenta un resumen de las propiedades petrofísicas y otros datos de interés del yacimiento MVR-1, arena M3U, las cuales fueron estimadas en el estudio inicial realizado durante la caracterización del mismo.

Tabla 3.1 Propiedades del yacimiento MVR-1, arena M3U

Area total (mts ²)	127.541,89	Temperatura crítica (°F)	405
Volumen total (mts ³)	31.515,56	Punto cricondenterm. (°F)	500
Tipo hidrocarburo	Condensado	Permeabilidad Absoluta (mD)	124
Gravedad API (°API)	45	POES/COES (BN)	26223839
Gravedad Esp. Gas	0,8	Factor recobro primario (%)	39,5
Porosidad (%)	13,4	Reservas rec. primaria (BN)	10358416
Saturación Gas (%)	82,1	Reservas desarrolla. (BN)	1018795
Factor vol. inicial gas (PCY/PCN)	0,00440529	GOES solución (MPC)	256810051
Área capa gas (acres)	23715	Factor rec. gas sol. (%)	90,5
Volumen capa gas (acres-pies)	253805	Reserva rec. gas sol. (MPC)	232413096
Relación gas dis. ini. (PCN/BN)	9793	Inyección acum. gas (MPC)	160856400
Presión original (lppc)	4700	Producción acum. gas (MPC)	204826907
Presión crítica (lppc)	641	Reservas desa. gas (MPC)	159150198
Punto cricondenbar. (lppc)	4720	Producción anual gas (MPC)	1709547
Presión rocío (lppc)	4700	GCOES (MPC)	276139840
Viscosidad gas (CY) Cp	0,04	Reservas remanentes de gas.(MPC)	188442589
Temperatura (°F)	270	Reservas Recup Totales Gas.(MPC)	232413096

3.4 MODELO GEOLÓGICO

El proyecto se basó en el nuevo modelo geológico resultado del estudio integrado del área Mata R. Este modelo geológico ha sido soportado en una interpretación geoestadística de las arenas de la Formación Oficina, integrando la data validada de pozos existentes, pozos nuevos, análisis de núcleos y la información derivada del levantamiento sísmico 3D. En el Anexo 1 se puede visualizar el mapa isópaco-estructural del yacimiento.

3.5 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS GENERALES

Desde el punto de vista geológico, el Campo Mata R se encuentra dentro del Área Mayor de Oficina, donde han sido depositadas las inmensas acumulaciones de arenas productoras de edad Oligoceno a Mioceno de las Formaciones Merecure y Oficina, por encima del Cretácico. Estos depósitos, principalmente de origen fluviodeltaico, superan los 6.000 pies de espesor en la zona de estudio.

La arena M3U presenta un espesor que varía entre 0 y 45 pies y buenas características petrofísicas en un rango de 10% y 15% de porosidad. Se destaca un alineamiento en dirección NorOeste-SurEste en la parte central del área, donde se observa el desarrollo mayor de las facies tipo cordones de playa. Una barra principal conforma el yacimiento M3U MVR 1. Fuera de esta zona central, se trata de un sello mayormente lutítico muy pobre en arena. En la Figura 3.4 se presenta la columna estratigráfica del Campo Mata R con sus respectivos ciclos sedimentarios.

El Campo Mata R, se encuentra a unos 30 km al Sur del cabalgamiento frontal de la Serranía del Interior, está ubicado en la parte centrodistal de la zona de mayor subsidencia que sufrió la cuenca durante el terciario. La zona estuvo dominada por un régimen tectónico extensivo y transtensivo durante la depositación de la Formación Oficina, en consecuencia, si bien la estructuración del campo se caracteriza por la presencia de fallas normales orientadas N60°E a E-O, que delimitan bloques basculados

hacia el Norte, no se pueden descartar posibles movimientos de rumbo a lo largo de las mismas afectando a los depósitos miocénicos y pliocénicos.

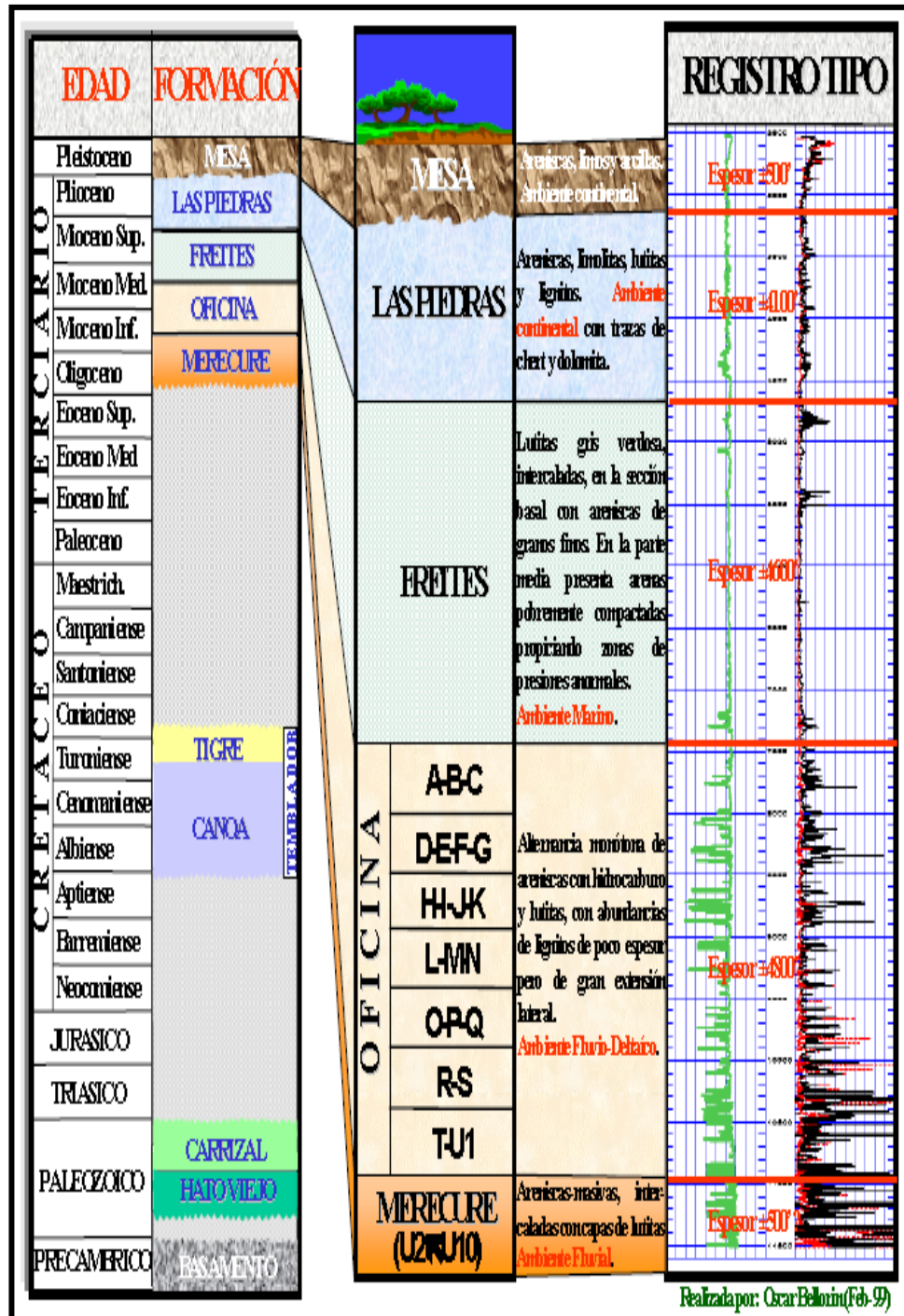


Figura 3.4 Columna Estratigráfica del Campo Mata R.

Los hidrocarburos que se consiguen en la cuenca del Oriente de Venezuela, abarcan desde gas y condensado hasta crudos extra pesados, provienen casi esencialmente de una misma roca madre de origen marino: el Grupo Guayuta.

Una parte menor de estos crudos proviene de una roca madre de origen continental, representada por las facies más proximales del mismo grupo Guayuta. Los crudos más pesados, poco maduros y/o biodegradados, han sido generados al favor de un primer pulso de generación que ocurrió al final del Cretácico/Eoceno, durante el periodo de margen pasivo, mientras que los crudos más livianos se generaron al favor de los corrimientos, a partir del Oligoceno, durante el período de cuenca de antepaís.

3.6 MODELO ESTRUCTURAL

La estructura del Campo Mata R está conformada a nivel de la arena M3U por un homoclinal buzando suavemente hacia el Norte (4° a 5°), con un azimut E-O al ONO-ESE de las capas.

En el nuevo mapa estructural se evidencian numerosas fallas, interpretadas por medio de la sísmica y de los datos de pozo. Se nota que el fallamiento es particularmente intenso cerca de las fallas principales.

La estructura está cortada por 2 tipos de fallas:

- Fallas normales y antitéticas de rumbo E-O a N120, paralelas al azimut de las capas y buzando hacia el Sur mostrando hasta 500 pies de salto.
- Fallas N50 a N70, oblicuas con el azimut de las capas.

Las fallas se distribuyen en dos principales zonas falladas complejas, de orientación E-O a N50, separadas por una zona menos deformada de 5-6 kms de ancho.

Estas zonas de fallas representan los límites de los yacimientos al Norte, al Sur y al Este, mientras el límite Oeste es un límite estratigráfico conformado por la desaparición de la facies arenosa.

La estructura culmina a – 10.414 pies bajo el nivel del mar (pbnm) en el pozo M5-8 al SO y baja hasta -12.700 pbnm cerca del pozo ZM-332 al Norte. Las arenas del nivel M3U se encuentran a una profundidad de -9.000 pies por la parte más alta del bloque, hasta aproximadamente -11.000 pies en la parte más baja del mismo.

De acuerdo al nuevo modelo estructural, el yacimiento esta limitado al Norte por la falla principal de Zapatos, la cual tiene desplazamientos verticales promedios de 150 pies y se considera sellante. Asimismo, el límite Sur lo constituye la falla principal de Mata R, la cual presenta desplazamientos verticales promedios de 400 pies se considera sellante.

3.7 MODELO SEDIMENTOLÓGICO

La descripción del núcleo del pozo MVR-61 ha mostrado depósitos sedimentarios de cordones de playa, que pueden ser compuestos por dos facies arenosas mayores: arena de grano fino muy limpia o con intensa bioturbación, se puede observar la descripción de este núcleo en la Figura 3.5. El espesor de arena limpia varía entre 0 y 45 pies. El ambiente de depositación interpretado es un complejo de barras costeras y cordones de playa construidas por procesos activos como el oleaje o deriva costera en la parte central y oriental del campo y con pantanos o ciénagas protegidas del oleaje en la parte occidental, en los cuales se desarrolla una intensa bioturbación.

ARENAS M

DESCRIPCION DE NUCLEO

MVR-61	FACIES	LITOLÓGIA	AMBIENTE
	L	Lutita	Cordón de playa
	L	Lutita	
	S11	Arena fina limpia, masiva	
	S/S1	Arena limpia de color blanco	Playa
	S/S1/S11	Arena media masiva	
	S1	Arena limpia grano fino	Ciénaga
	C	Carbón	
	L	Lutita	
	L	lutita	
	S1b	Arena fina, bioturbada	
	L	Lutita	Barra de playa
	S	Arena fina a media	
	S1	Arena fina	
	S2b	Arena fina bioturbada	Barra de ante playa con activi- dad biológica intensa
	L	Lutita	
	S1b	Arena media bioturbada	
	S2b	Arena fina bioturbada	
	L	Lutita	
	S2b	Arena fina bioturbada	

Figura 3.5 Descripción de Núcleo, Arenas M.

En el mapa de facies se observan los principales rasgos estratigráficos y sedimentológicos interpretados, y por lo tanto muestra la organización de la heterogeneidad sedimentaria. El sistema de barras o cordones de playas tiene una orientación NO-SE bien marcada, que corresponde a la línea de costa del paleo delta del Orinoco.

Se destaca claramente la orientación NO-SE del cordón de playa principal. Al Este de este cordón mayor, se desarrollan varias otras barras costeras paralelas, mientras que al Oeste se nota la ausencia total de arena limpia. Se trata de complejos de ciénagas y pantanos protegidos por la barrera arenosa, en los cuales predominan las facies limolíticas y bioturbadas. Las mejores facies de arenas limpias, están representadas por los colores naranja y amarillo.

Es importante mencionar que al Este y Oeste del yacimiento los límites son estratigráficos, debido a la presencia de facies lutíticas y limolíticas que forman barreras de permeabilidad.

3.8 MODELO GEOLÓGICO, ANÁLISIS GEOLÓGICO Y PETROFÍSICO.

Para la generación del modelo geológico del área en estudio se contó con la información de base relativa a 115 pozos, lo que incluye:

- 105 pozos con perfiles SP – Resistividad, tomados entre los años 1954 y 1964.
- 16 pozos con datos de núcleos en las arenas M (porosidad, permeabilidad, etc.), asociados con perfiles SP – Resistividad. De estos 16 pozos, 11 cuentan con análisis recientes (1999) tanto convencionales como especiales.
- 33 pozos con perfiles de porosidad (Densidad – Neutrón), tomados entre los años 1975 y 1986.
- Análisis de fluidos de agua y crudo en 26 pozos.

Sobre la base de esta información, se realizó la evaluación cuantitativa de los parámetros del yacimiento en 115 pozos del área, la cual fue calibrada con los datos provenientes de los análisis de núcleos.

El análisis geológico se realizó bajo ambiente Landmark, (paquete Stratwork), donde se lograron identificar y correlacionar todos los marcadores principales de la sección estratigráfica.

La Figura 3.6 ilustra una sección tipo de la arena M3U en dirección O-E, donde se puede apreciar tanto su espesor como su continuidad lateral, que en general resulta bastante buena hacia el Este del yacimiento. En una fase sucesiva, se definieron las 4 facies sedimentológica principales de la roca-yacimiento, con base en los datos de perfiles y núcleos. En la Figura 3.7 se resaltan distintos colores para cada una de las cuatro facies, es decir, amarillo: arena limpia; naranja: limolita y arena muy fina; marrón claro: arena bioturbada; verde: lutita. Estas facies representan la base sobre la cual se fundó el modelo geoestadístico del campo.

Para desarrollar el modelo geoestadístico en esta unidad se construyó un mallado proporcional entre el tope y la base de la unidad. La elección del tipo de mallado (proporcional o paralelo) se hizo considerando que se trata de una arena con una tendencia clara al coarsening up, típica de un sistema de barra costera. El modelo tiene 28 capas; en el plano horizontal, el modelo geoestadístico cuenta con 640x360 celdas en las direcciones X y Y. El total de celdas del modelo es entonces de alrededor 6,5 millones.

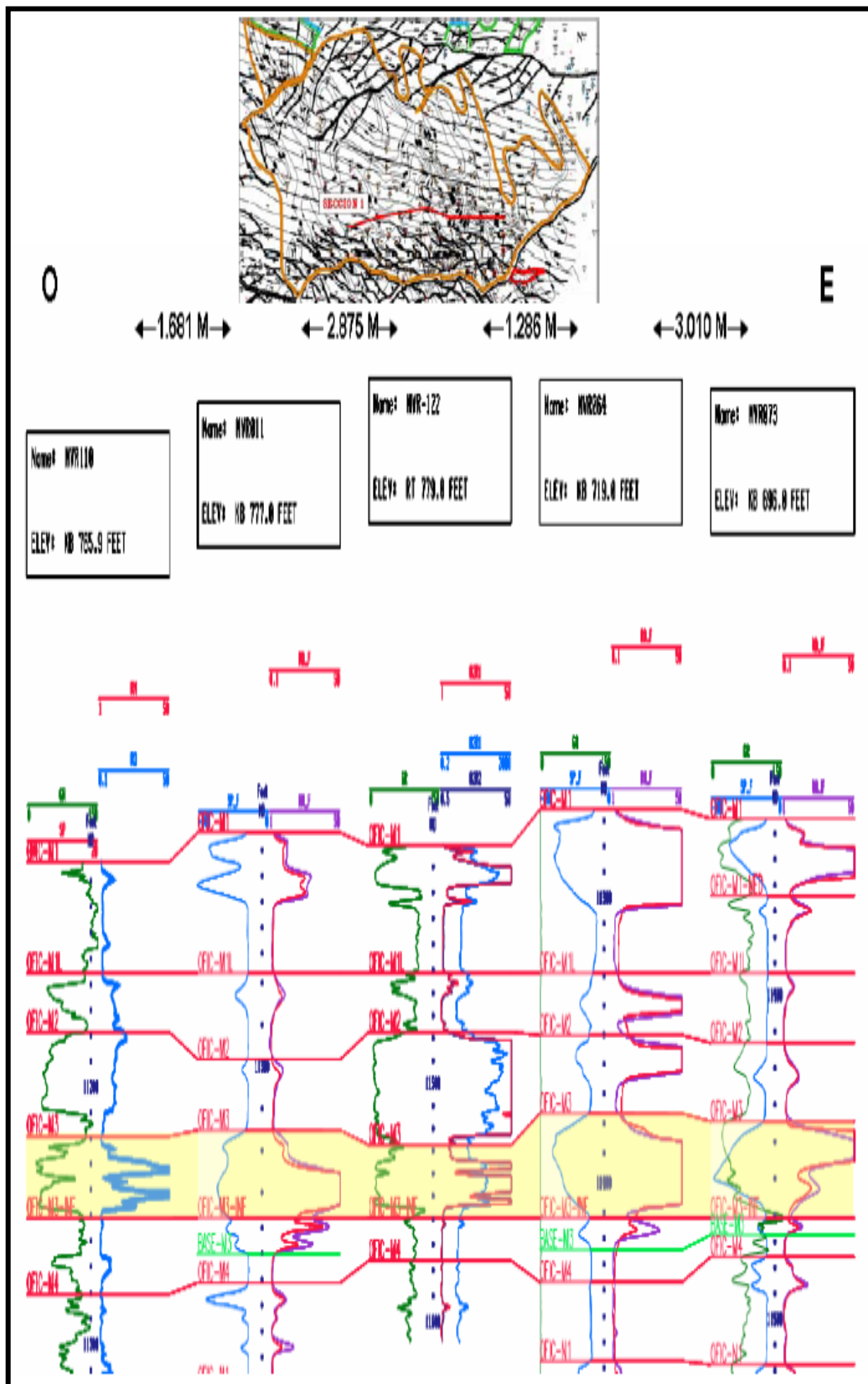


Figura 3.6 Sección estratigráfica Arena M3U.

El algoritmo estocástico utilizado es de tipo booleano (object-based), el cual se utilizó considerando que el “Net-To-Gross” de la formación es en general menor de 50% (cuando la arena prevalece sobre la lutita, se prefiere en general utilizar algoritmos de tipo pixel-based). Se generó un modelo geológico fino de facies, el cual tiene en cuenta la heterogeneidad observada en el yacimiento y honra los datos de pozo.

Por otra parte, se generaron familias de rocas agrupadas por características petrofísicas similares (petrofacies), las cuales se basaron sobre el estudio petrofísico y principalmente el estudio de las relaciones porosidad/permeabilidad en base a las mediciones hechas sobre los tapones de los núcleos. Cabe destacar que la porosidad de las arenas productoras varía desde 0% hasta más de 20%, mientras que la permeabilidad llega a los 2000 md.

Basándose en los resultados del estudio petrofísico, se consideraron, dentro de la facies de arena limpia, 4 petrofacies, definidas en base a su porosidad:

- Arenas de excelente calidad, con porosidad superior a 16% (petrofaciés 1)
- Arenas de buena calidad, con porosidad entre 12% y 16%. (petrofaciés 2)
- Arenas de regular calidad, con porosidad entre 8% y 12 % (petrofaciés 3)
- Arenas de mala calidad, con porosidad inferior a 8% (petrofaciés 4)

A cada una de estas petrofacies se le atribuyó una función de correlación Permeabilidad vs. Porosidad y un valor de saturación de agua irreducible.

La Figura 3.7 muestra las curvas de proporción verticales (CPV) obtenida promediando los pozos del yacimiento. La CPV en facies (izquierda) muestra la abundancia relativa de las 4 facies a lo largo del campo, la CPV a la derecha la abundancia relativa de las petrofacies.

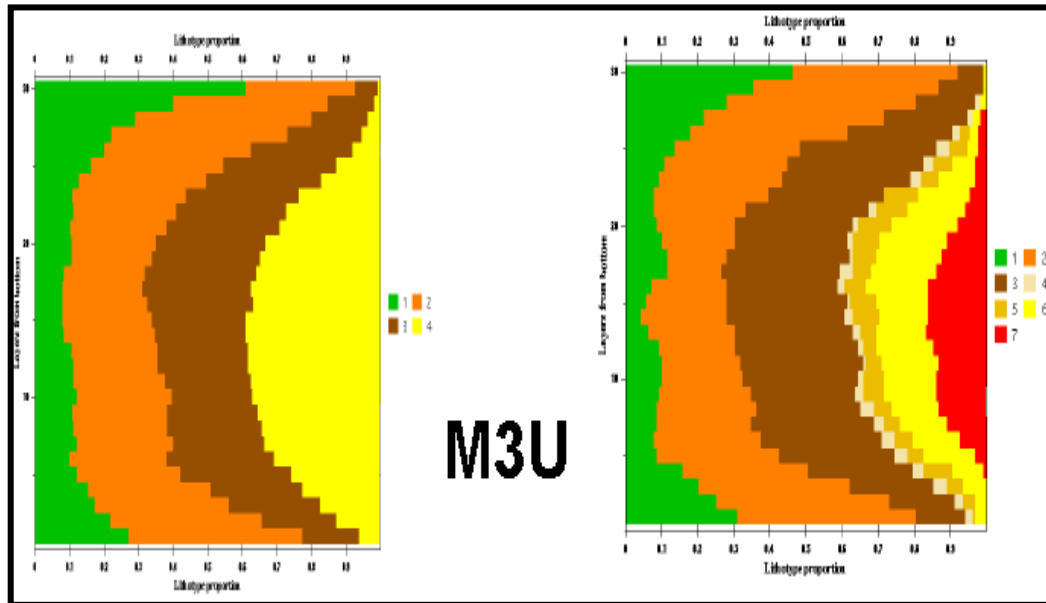


Figura 3.7 Curva de proporción vertical en facies y petrofacies de la unidad M3U.

Las Tabla 3.2 y 3.3 resumen los parámetros petrofísicos promedios definidos para cada una de las facies geológicas (Tabla 3.2) y de las petrofacies (Tabla 3.3). La Figura 3.8 ilustra el procedimiento de manera gráfica.

Tabla 3.2 Características petrofísicas de la arena M3U

M3U	Proporción (%)	Φ (%)	K (mD)	Swi (%)
Arena	30,4	13,9	100	21,4
Arena Bioturbada	25,3	7,4	1	55
Limolita	28,8	2,9	0,1	100
Lutita	15,5	0,3	0,01	100

Tabla 3.3 Caracterización por petrofacies (facies arena) para la arena M3U

M3U	Φ Rango (%)	Φ Promedio (%)	K Rango (mD)	K Promedio (mD)	Swi
PF1	> 16	18,1	> 160	420	7
PF2	12 – 16	13,7	16 – 60	60	20
PF3	8 – 12	10,2	1 -16	4	35
PF4	< 8	2,9	<1	0,05	60

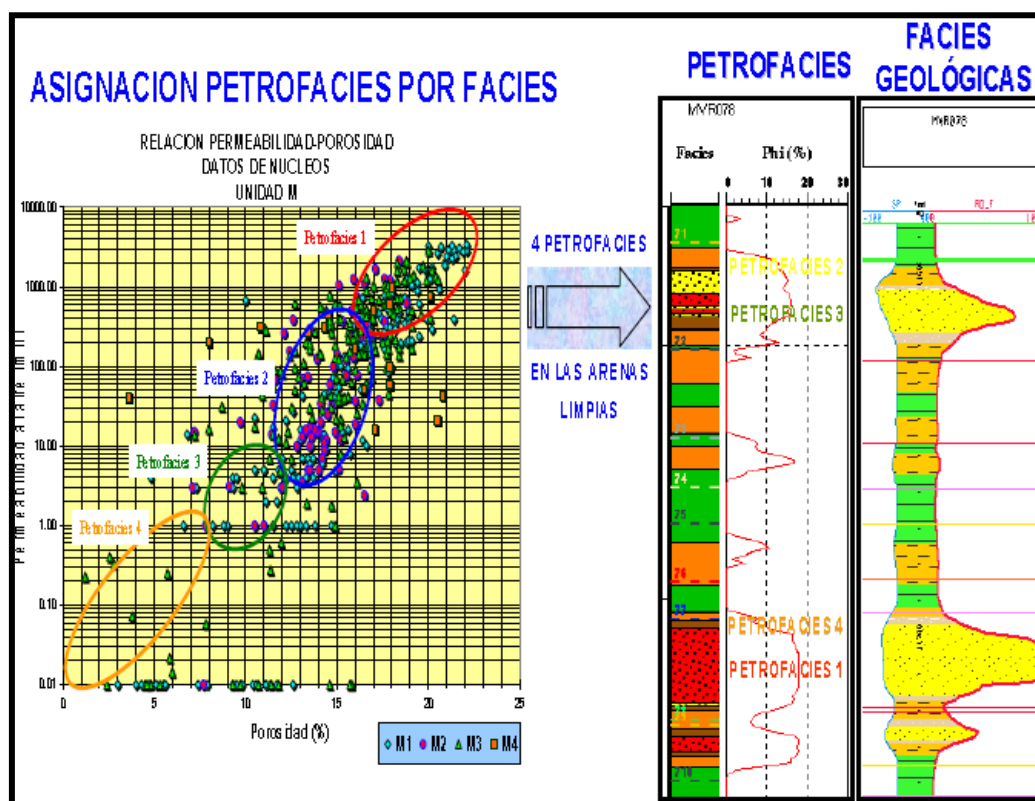


Figura 3.8 Distribución vertical de las petrofacies, Arenas M.

El estudio geoestadístico arroja una distribución 3D de los parámetros de yacimiento. A partir de tal distribución, se pueden generar mapas de arena neta, porosidad y permeabilidad, por simple promedio vertical de los valores. Estos mapas, proviniendo de un mismo estudio geoestadístico, son coherentes entre ellos y tienen en cuenta toda la información geológica previamente generada e introducida dentro del modelo estocástico.

En el mapa de porosidad de la unidad M3U, se nota la similaridad con el mapa de facies (también derivado del modelaje geoestadístico), con una zona de porosidad elevada de orientación NO-SE. El promedio de porosidad de las arenas resulta de 13,9%, con valores variables entre 10% y 15% en las mejores zonas de desarrollo de arenas. Las zonas en color azul, por otro lado, representan las áreas con menor porosidad en el yacimiento.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN. [1]

La investigación desarrollada se define como descriptiva, ya que este tipo de investigación “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Mide de forma independiente las variables, y aún cuando no se formulen hipótesis, aparecerán enunciadas en los objetivos de investigación.” (Arias, 2005).

Se utilizó una investigación de tipo descriptiva, ya que la misma está basada en recolectar del mismo lugar de los hechos todos los datos de interés con relación a la Optimización del esquema de explotación del Yacimiento MVR-1, Arena M3U Campo Mata R, Municipio Freites, Estado Anzoátegui, en forma directa de la realidad desde el mismo lugar donde se presenta la problemática planteada.

4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN. [1]

Según las estrategias planteadas para responder a las principales interrogantes que fundamentan el estudio de investigación y alcanzar los objetivos propuestos, se formuló un diseño de investigación documental y de campo, ya que la misma se llevó a cabo a partir de la adquisición directa de datos existentes, así como también de libros, publicaciones, manuales que fueron necesarios para la realización de esta investigación.

Diseño de Campo: Según Arias F (2005). Señala que la investigación de campo “Consiste en la recolección de datos directamente de la realidad y el momento en donde ocurren los hechos, sin manipular, alterar o controlar variable alguna.”

4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA. [1]

En la investigación, la población estuvo constituida por 115 pozos en el yacimiento MVR-1 del Campo Mata R, específicamente los perteneciente al Área Mayor de Oficina. Cuando se toma algún elemento con la intención de estudiar algún detalle sobre la población, se está refiriendo a la muestra, en el estudio la muestra estuvo constituida por el yacimiento MVR-1, arena M3U y 16 pozos.

Según Arias (2005), la población o universo “se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan” y la muestra “es un subconjunto representativo de un universo o población”.

4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS. [1] [3] [8]

Técnicas: Arias (2005), Explica que las técnicas “Son las distintas formas o maneras de obtener información”. A continuación se dividen las siguientes:

Revisión documental: Según Hurtado, J. (1996) puntualiza que: “La revisión documental es el proceso mediante el cual un investigador recopila, revisa, analiza, selecciona y extrae información de diversas fuentes, acerca de un tema en particular, con el propósito de llegar a un conocimiento y comprensión más profunda del mismo”.

En esta investigación se recopiló la información del yacimiento MVR-1, Arena M3U, de su nueva interpretación geológica y de los posible esquemas de explotación a los que puede

ser sometido. A través de la utilización de libros, manuales, y todos aquellos materiales de índole permanentes a los que se pueden acudir como fuentes bibliográficas.

Observación Directa: Según Tamayo M (1.999) indica que “Son observaciones que se realizan directamente en el lugar bajo estudio, en presencia de los efectos producidos, siendo la primera técnica que permite la obtención de información de manera veraz y directa”.

A través de esta técnica se revisó y calculó los niveles actuales de la producción del yacimiento así como indirectamente sus reservas actuales. Esto fue posible gracias a una exhaustiva observación por parte de los investigadores para conocer, describir y explicar la realidad del problema.

La entrevista no estructurada: La cual según Hurtado J. (1996), señala que “Es aquella donde el entrevistador sólo actúa como un conductor de la situación, a fin de que el entrevistado se sienta motivado a manifestar libremente”

Esta técnica de recolección fue empleada para conocer el estado de los pozos del yacimiento, su completación al inicio de su explotación, arenas donde ha producido y la arena o arenas donde está actualmente produciendo, esto dependiendo del tipo de completación, problemas que se hayan presentado durante su vida productiva y los métodos empleados a los que ha sido expuesto. Con esta información se permitió conocer los diferentes puntos de vista de los trabajadores directos y su percepción sobre el desarrollo del nuevo esquema de explotación al que se va a someter el yacimiento. Arena M3U del yacimiento MVR-1, del Campo Mata R, Municipio Freites, Estado Anzoátegui.

Instrumentos de recolección de datos: Según Arias (2005) “Viene a ser un dispositivo o formato para obtener, registrar o almacenar información”.

Entre los instrumentos utilizados para la recolección de información cabe destacar lo que fueron lápiz, papel, pendrive, laptop, textos, entre otros. Los cuales permitieron la recolección de la información referente, para el desarrollo del Trabajo Especial de Grado, también se utilizó información de una aplicación de PDVSA, Centinela que es un visualizador de información petrolera que permite el almacenamiento y uso de todos los parámetros y características referentes al comportamiento de producción de los pozos,

procesamiento y utilización del gas, contabilización actualizada de las instalaciones y equipos de las distintas divisiones del país, así como el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de los pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras, adaptados a la necesidad del usuario. Es considerada la base de datos oficial de PDVSA.

También se utilizó las carpeta física de los pozos que reposan en el archivo de la Jefatura de Zona de Anaco, las que contienen información detallada como a) Propuestas de perforación; se establece la localización del campo y yacimiento, descripción del pozo a perforar, arenas objetivo, diseño mecánico inicial, b) Reportes de perforación; reposan las actividades suscitadas durante dicho proceso, diámetro y profundidad de cada sección, tipo de lodo utilizado por sección, problemas operacionales, desviación del pozo. También aparece la tubería de revestimiento utilizada para cada sección y otras herramientas utilizadas, c) Reportes de cañoneo; donde se identifican las arenas que fueron abiertas a producción y cuáles de los disparos resultaron efectivos, d) Reportes de captura de información; se encuentran registros de presión y temperatura de yacimiento, registros de producción y registros petrofísicos.

4.5 TÉCNICAS Y HERRAMIENTAS DE PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS.

Estas permiten explicar de una forma sencilla las diferentes técnicas, métodos y estrategias empleadas para cumplir con la investigación. Toma en consideración las técnicas e instrumentos aplicados en cada uno de los objetivos específicos.

Describir la arena M3U del yacimiento MVR-1 perteneciente al Campo Mata R, Municipio Freites, Estado Anzoátegui.

Mediante el desarrollo de este objetivo se analizó la información contenida en los proyectos de PDVSA GAS Anaco, realizados anteriormente en este yacimiento, así como la data recogida durante las visitas operacionales a este campo , con el fin de recabar con

certeza los datos relacionados con la caracterización geológica de la arena M3U del yacimiento MVR-1.

Recopilar datos a partir de las pruebas de producción y estudios realizados a los pozos en el yacimiento MVR-1, Arena M3U en el Campo Mata R, Área Mayor Oficina (AMO)

Para cumplir este objetivo se realizaron visitas operacionales a distintos pozos del yacimiento MVR-1, arena M3U, donde se le realizaron pruebas de integridad del pozo, pruebas de producción con distintos reductores con la finalidad de conocer el potencial del pozo en el área de drenaje ocupada en la arena, también se tomaron muestras de fluidos a los cuales se les realizaron distintas pruebas, de las que se obtuvo la data necesaria para la actualización del nuevo modelo geológico, así como también conocer las condiciones mecánicas del pozo y sus condiciones en superficie en el caso de pozos que tengan tiempo cerrado.

Evaluar el nuevo modelo estático y dinámico con la información de los pozos completados actualmente, para conocer el comportamiento de producción y presión del yacimiento.

Para este objetivo se debió actualizar el modelo estático y dinámico con la información de los pozos nuevos perforados en el Campo Mata R desde Enero del 2005 hasta Diciembre del 2011. Esta actualización permite el eficiente monitoreo del comportamiento de producción y presión del yacimiento, validar los volúmenes de gas y condensado originalmente en sitio y las reservas a desarrollar de dichos fluidos bajo las premisas del esquema óptimo de explotación mediante recuperación secundaria suplementaria, tal que permita la recuperación de las reservas remanentes de gas y condensado del yacimiento M3U MVR-1.

Dirigir las predicciones de la simulación a la conservación de los yacimientos, asegurándose que se cumpla con las normas que establece el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM).

Para realizar este objetivo una vez finalizada la actualización de la caracterización estática del yacimiento M3U MVR 1, se procedió a modelar nuevamente el comportamiento

dinámico mediante la simulación composicional usando la aplicación ECLIPSE 300® para simular la recuperación secundaria suplementaria mediante la inyección de gas seco. Tomando en cuenta el volumen poroso actualizado y los fluidos originales en sitio ajustados, se procedió a realizar el cotejo del modelo de simulación. Este proceso se hizo buscando reproducir un comportamiento similar al comportamiento real del yacimiento, culminado esto se procedió a evaluar distintos casos, variando los esquemas de explotación con el objetivo de conseguir uno que sea económicamente rentable y que se ajuste a las normas establecidas por el Ministerio para el Poder Popular para el Petróleo y Minería para la conservación del yacimiento.

Realizar un análisis de la evaluación económica a cada uno de los casos, arrojados por la simulación con base al estado actual del yacimiento, para así seleccionar un posible esquema de explotación económicamente rentable.

Arrojados los resultados se procederá a hacer un análisis de la evaluación económica para cada uno de los casos a los que se sometió el yacimiento.

4.6 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.

El diagrama expuesto en la Figura 4.1, muestra esquemáticamente la metodología efectuada durante el período de desarrollo del Trabajo Especial de Grado

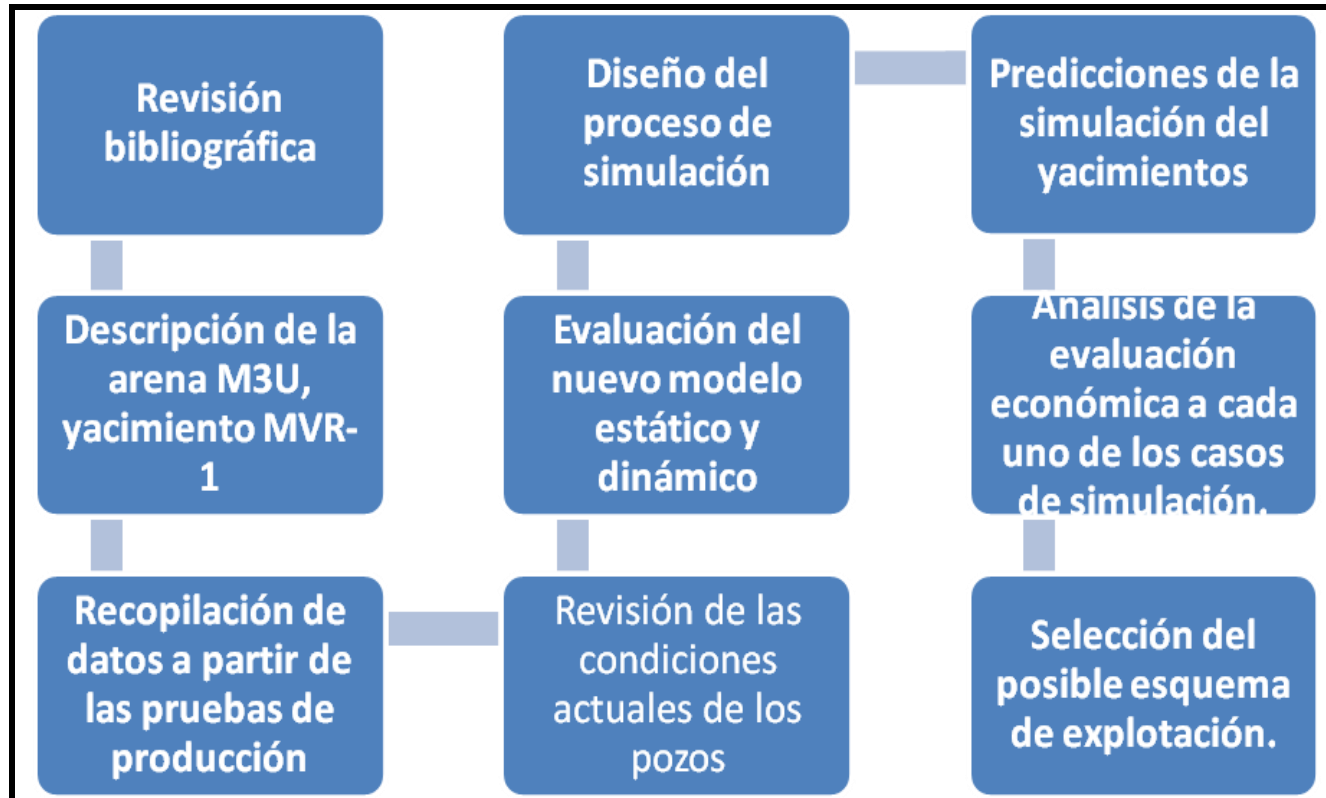


Figura 4.1 Metodología efectuada durante el período de desarrollo del Trabajo Especial de Grado.

Para lograr exitosamente los objetivos propuestos, fue necesaria la interacción de la Ingeniería Geológica con la Ingeniería de Petróleo. Esto con la finalidad de obtener las características geológicas del yacimiento y generar el modelo estático necesario para desarrollar el modelo dinámico que permitirá validar el primero. Así, se desarrolla la siguiente metodología para cumplir con los objetivos planteados en este estudio.

➤ **Revisión Bibliográfica.**

El primer paso para desarrollar el estudio consistió en la revisión bibliográfica de todos aquellos documentos que sirvieran para la comprensión y entendimiento del tema planteado. En primer lugar se consultó bibliografía relacionada con Ingeniería de Yacimientos, tomando en cuenta que el hidrocarburo contenido en la arena en estudio es gas condensado. Así se revisaron manuales tales como Ingeniería de Yacimientos de Gas y Condensado, “Reservoir Engineering” por Craft & Hawkins, PDVSA-CIED, Yacimientos de Gas Condensado por Rojas, G, así como diferentes estudios previos en el Campo Mata R del Área Mayor de Oficina. Posteriormente, y en base a los conceptos básicos de caracterización de yacimientos, se procedió a realizar el análisis de la arena.

➤ **Revisión y Validación de la Información.**

Con el propósito de llevar acabo una buena interpretación estática y dinámica del yacimiento, se recolectó la información disponible sobre la arena M3U, yacimiento MVR-1, donde se realizó el estudio.

En esta etapa se recopila toda la información disponible de las operaciones de perforación, completación, pruebas de presión y producción, análisis de fluidos (gas y condensado), análisis PVT, históricos de producción y estado actual de todos los pozos que atraviesan el yacimiento en estudio. Los pozos completados, probados e interpretados constituyen el objetivo de la recopilación de información para la elaboración del Modelo Dinámico ya que son los que proveen la información necesaria.

Se validó de manera minuciosa toda la información disponible, de reportes o pruebas de producción, presión, análisis PVT, que son extraídos de las carpetas de pozos. También se valida y procesa toda la información con la ayuda de aplicaciones utilizadas en el Departamento de Yacimientos, como CENTINELA para así disponer de una data representativa del comportamiento de los pozos completados en la arena M3U, Yacimiento MVR-1, desde su completación original hasta su estado actual, enfocando el estudio a los 115 pozos completados en el campo Mata R, de los cuales existen 5 activos actualmente produciendo en esta arena.

➤ **Revisión del Modelo Geológico.**

Con el fin de conocer la geometría de los cuerpos sedimentarios (extensión lateral, límites del yacimiento, tipo de estructura, forma de cuerpos arenosos.), así como también la distribución de las propiedades petrofísicas (S_w , K , ϕ , ANP) de cada secuencia arenosa, se llevó a cabo la revisión de la información del modelo geológico, el cual se basa en la correlación de registro de pozos, donde el objetivo es la identificación de unidades estratigráficas o estructurales que son equivalentes en tiempo, edad o posición estratigráfica, con el fin de observar la continuidad y comportamiento lateral de las facies en una secuencia sedimentaria, conociendo así la geometría del yacimiento.

➤ **Análisis de la Prueba PVT.**

El análisis de la prueba PVT es indispensable para lograr una buena caracterización del yacimiento en estudio. En este caso ya se trabajo con la prueba PVT del pozo ZM 307 en la arena "M3" la cual fue consistente y representativa, por lo cual se seleccionó y ajustó para ser utilizado

➤ **Análisis del Comportamiento de Presión/Producción del Yacimiento.**

La recopilación de información se realiza inicialmente en los mapas oficiales del yacimiento, donde se hace un inventario de los pozos y sus características. Luego se obtiene la información en el archivo físico o carpeta del pozo (donde se encuentra la historia de los trabajos realizados). Posteriormente, se valida la información hallada cotejando los datos recolectados del archivo con los históricos de presión/producción existentes en la base de datos corporativos Centinela y la información de los estados actuales de los pozos disponibles en los sumarios de producción (por pozo y por yacimiento). El proceso de validación y análisis de los datos de presión/producción se llevó a cabo de la siguiente manera:

➤ **Datos de Presiones.**

Este parámetro es de suma importancia para el análisis dinámico del yacimiento estudiado, ya que nos da una idea de la energía que tiene y que incide directamente en la producción de los pozos. La metodología utilizada para obtener la historia de presión del yacimiento se describe a continuación:

➤ **Obtención de las presiones y datos de producción.**

En esta etapa se agruparon los parámetros necesarios para el cálculo de la presión al datum del yacimiento con suficiente información de presión disponible. Estos parámetros son:

- Elevación de la Mesa Rotaria: Este parámetro se obtuvo directamente de la base de datos, cuyo valor se encuentra en Carpeta de Pozos.
- Tope de la Arena: Fue leído directamente de los mapas, registros o en su defecto tomado de la base de datos.
- Profundidad al Datum: Este parámetro fue tomado de la base de datos.
- Profundidad de la Medición: Este valor fue leído directamente de los archivos de trabajos en Carpeta de Pozos.

- Gradiente del Pozo: Se obtuvo directamente de las historias de los trabajos a pozos de BHP-BHT.
- Presión a la Profundidad de la Medición: Este parámetro se obtuvo directamente de las historias de los trabajos a pozos de BHP-BHT.
- Gradiente del Yacimiento: Este es un parámetro fijo para la determinación de la presión al DATUM del yacimiento y se obtiene de acuerdo a la gravedad API del fluido del yacimiento

Finalmente, a través de estos datos se obtuvo el valor de la presión estática al DATUM para cada pozo a períodos de medición distintos.

Después de recopilar y revisar detalladamente las pruebas de producción, se procede a elaborar una data necesaria para la elaboración del modelo de presión que sea representativo de toda la vida productiva del yacimiento, la obtención del modelo de presión es de vital importancia en el diseño del Modelo Dinámico.

➤ **Datos de Producción.**

Como ya se dijo la historia de producción de los pozos pertenecientes al yacimiento fue tomada del archivo físico o carpeta de pozo.

Posteriormente se procedió a validar la historia de producción de todos los pozos del yacimiento estudiado a través de las carpetas y sumarios de pozos, ya que en estos se encuentra toda la información de producción mensual y acumulada de condensado, agua y gas por pozo.

Ya recopilados y validados los datos de producción del yacimiento se procedió a estudiar el comportamiento de producción del yacimiento y sus pozos a través del análisis y comparación de gráficas tales como: tasas de Producción vs. Tiempo, RGC vs. Tiempo, corte de Agua vs. Tiempo, número de Pozos activos vs. Tiempo, etc. Estas gráficas permiten conocer a fondo el comportamiento de producción del yacimiento estudiado.

4.7 DISEÑO DEL PROCESO DE SIMULACIÓN.

4.7.1 Generación del mallado para la simulación del yacimiento.

- **Construcción del Mallado de Simulación.**

A partir de los mapas estructurales y de isopropiedades actualizados para la arena M3U, así como de las trazas de fallas, se realizó el mallado de simulación. Se actualizaron los mapas de arena neta, NTG y de isopropiedades de la arena M3U.

Estas actualizaciones fueron generadas a través de la aplicación Openwork, modulo ZMAP+, de acuerdo al análisis de la geología, sedimentología y petrofísica del área, tomando en cuenta los resultados obtenidos de los pozos perforados en los Campos Zapatos-Mata R. dicha información fue importada al preprocesador FLOGRID de Eclipse para la generación de nuevo mallado.

- **Determinación del número de celdas del modelo.**

El mallado de simulación es de tipo corner point. El número de celdas utilizadas fue 100x50x2 y el número total de celdas es de 10.000. Partiendo de la información de las propiedades de porosidad y NTG así como el número total de celdas, se determinó el número de celdas activas del modelo, el cual resultó en 5.586 celdas.

- **Escalamiento de las propiedades.**

Las propiedades de porosidad y fracción de arena con respecto al espesor total o NTG fueron actualizadas y cargadas al modelo a través de mapas tipo "mesh" desde ZMAP+ y escaladas a través de algoritmos de tipo algebraico. Estos valores fueron revisados y verificados contra la información de los mapas originales en ZMAP+ para garantizar su representatividad. Para generar el mallado, se utilizaron las propiedades de porosidad y relación NTG. La información de permeabilidad absoluta fue generada mediante una correlación (Tabla 4.1). La Figura 4.2 muestra el mapa de topes de la malla del modelo de

simulación para la arena M3U. En las Figuras 4.3 a la 4.5 se observa el mapa de la relación NTG, porosidad y permeabilidad, respectivamente. El mapa de permeabilidad fue generado a través del 'Property Map Calculator' en FLOGRID. En este caso, se utilizó la siguiente correlación de porosidad–permeabilidad para cada tipo de roca determinado a través del análisis petrofísico.

Tabla 4.1 Correlación de Porosidad-Permeabilidad.

Parámetros	RT1	RT2	RT3	RT4	RT5	RT6	RT7
A	0,31	0,29	0,28	0,27	0,26	0,26	0,23
B	-0,18	-0,19	-2	-2	-2	-2	-0,2
PHI	0,15	0,12	0,11	0,1	0,09	0,08	0,01
$K=10^{(A*PHI+B)}$	708	380	120	50	22	12	0
Sw	0,09	0,17	0,26	0,45	0,62	0,85	0,99

De esta manera, se estableció para las celdas activas la siguiente relación permeabilidad-porosidad:

$$\text{Porosidad} < 0.08 \rightarrow \log K = 3*(26*\text{Porosidad}-2)$$

$$\text{Porosidad} \geq 0.08 \quad K = -100*((0.14 - .08-\text{Porosidad})^2)$$

La distribución de las propiedades como topes, espesor, porosidad y permeabilidad se pueden observar en los mapas que se muestran a continuación para la arena M3U yacimiento MVR-1.

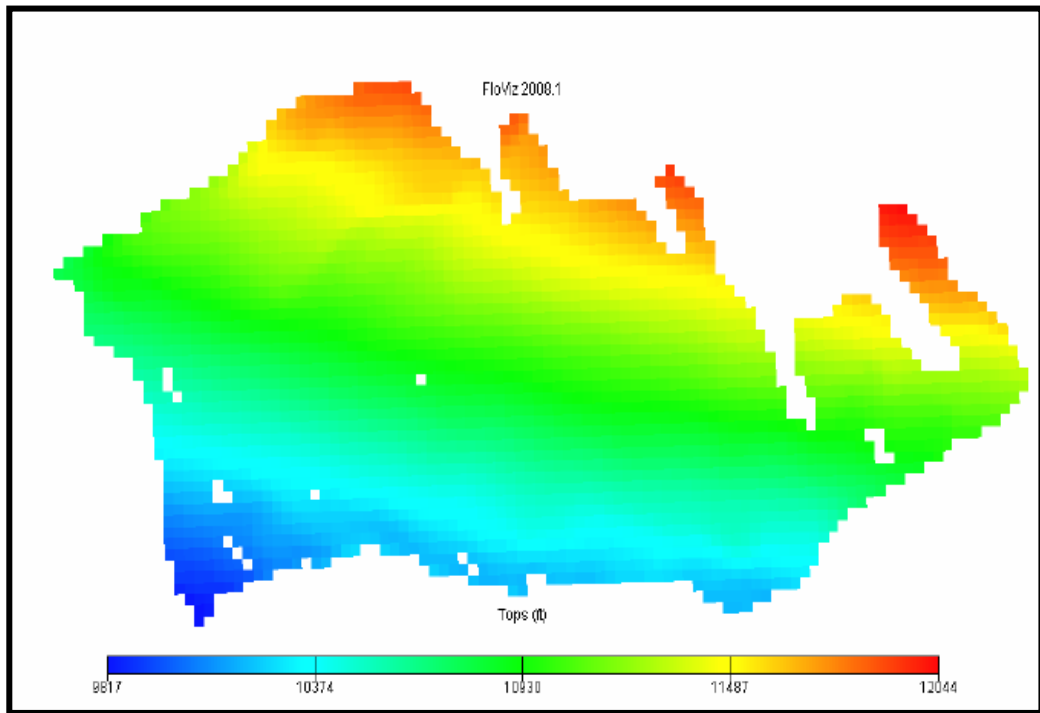


Figura 4.2 Topes en el mallado de M3U.

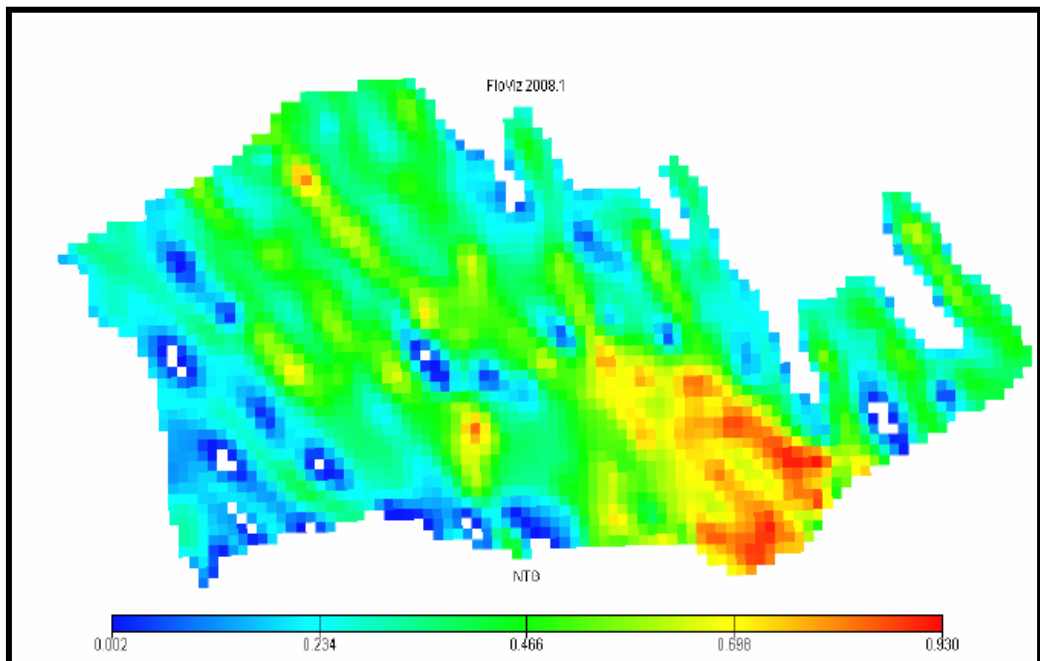


Figura 4.3 Distribución de NTG en el mallado de M3U.

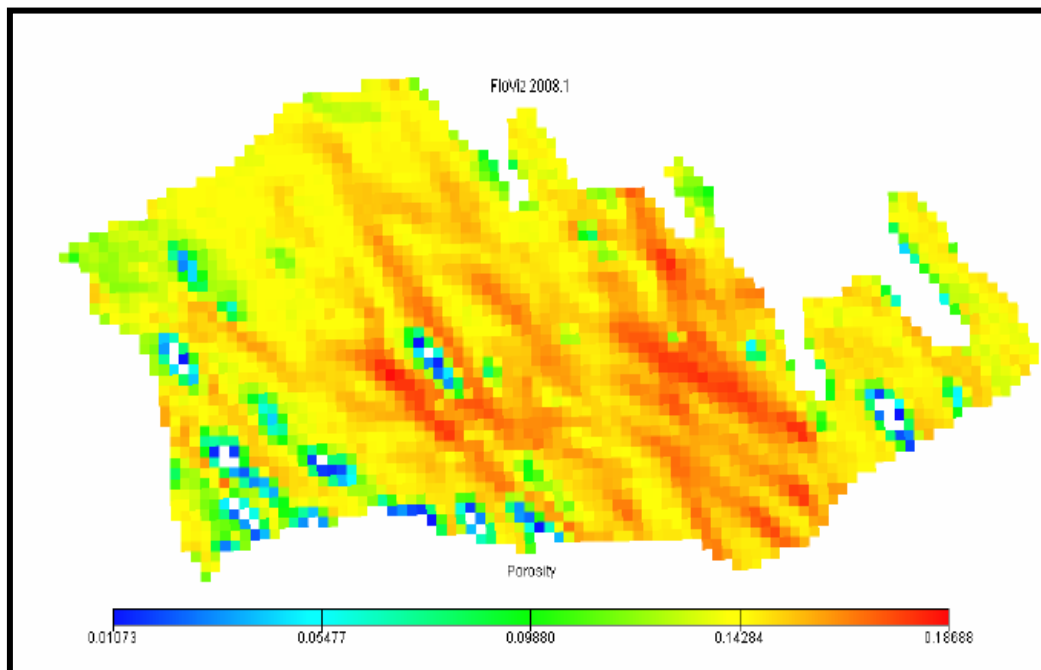


Figura 4.4 Distribución de Porosidad en el mallado de M3U.

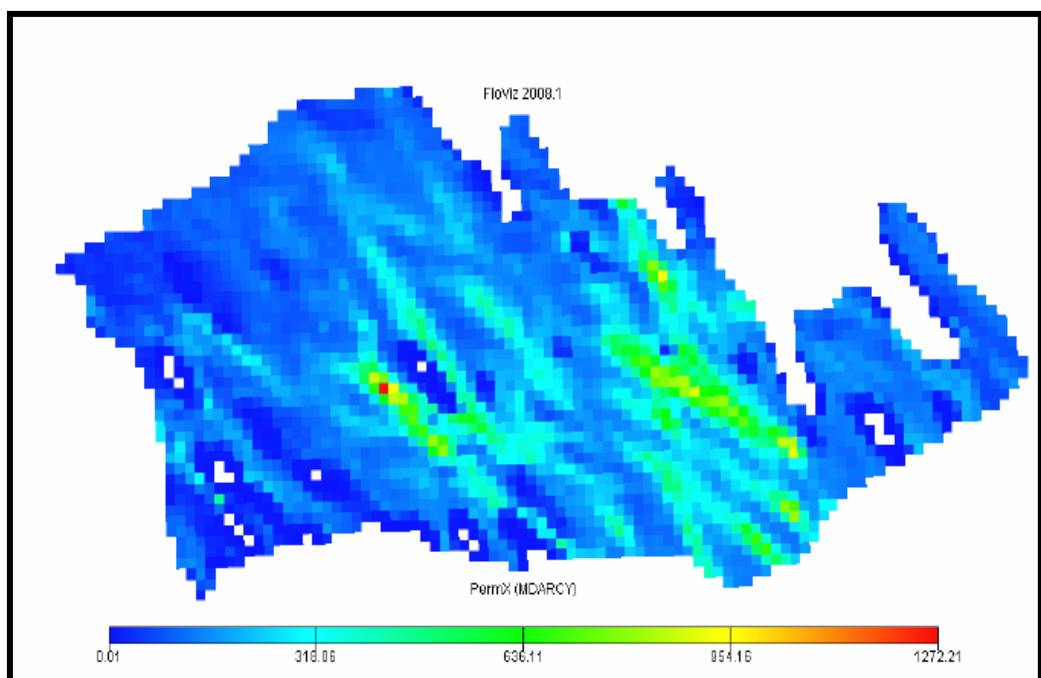


Figura 4.5 Distribución de Permeabilidad en el mallado de M3U.

- Curvas de permeabilidades relativas.

Se utilizaron los juegos de curvas de permeabilidades relativas generados en el modelo de simulación del año 2005. A continuación las tablas 4.2, 4.3 y 4.4 se muestran la data de curvas de permeabilidades relativas agua-petróleo empleadas de acuerdo a cada tipo de roca.

Tabla 4.2 Permeabilidades Relativas Petróleo-Agua Tipo de roca 1-2.

RT1			RT2		
SW	KRW	KRO	SW	KRW	KRO
0,09	0	1	0.17	0	1
0.14856	0.0153	0.721	0.21608	0.0153	0.721
0.18638	0.0234	0.602	0.24584	0.0234	0.602
0.22847	0.0339	0.469	0.27896	0.0339	0.469
0.27605	0.0471	0.348	0.3164	0.0471	0.348
0.3279	0.0639	0.247	0.3572	0.0639	0.247
0.38402	0.0861	0.169	0.40136	0.0861	0.169
0.44319	0.1146	0.111	0.44792	0.1146	0.111
0.50358	0.1494	0.069	0.49544	0.1494	0.069
0.56397	0.1902	0.037	0.54296	0.1902	0.037
0.6207	0.2337	0.017	0.5876	0.2337	0.017
0.67072	0.2763	0.007	0.62696	0.2763	0.007
0.7	0.3	0	0.65	0.3	0

Tabla 4.3 Permeabilidades Relativas Petróleo-Agua Tipo de roca 3-4.

RT3			RT4		
SW	KRW	KRO	SW	KRW	KRO
0.26	0	1	0.45	0	1
0.29744	0.02295	0.721	0.5658	0.02	0.602
0.32162	0.0351	0.602	0.589	0.06	0.247
0.34853	0.05085	0.469	0.6079	0.096	0.111
0.37895	0.07065	0.348	0.667	0.195	0.069
0.4121	0.09585	0.247	0.709	0.2853	0.037
0.44798	0.12915	0.169	0.732	0.35055	0.017
0.48581	0.1719	0.111	0.771	0.509	0.007
0.52442	0.2241	0.069	0.813	0.689	0
0.56303	0.2853	0.037			
0.5993	0.35055	0.017			
0.63128	0.41445	0.007			
0.65	0.45	0			

Tabla 4.4 Permeabilidades Relativas Petróleo-Agua Tipo de roca 5-7.

RT5			RT6		
SW	KRW	KRO	SW	KRW	KRO
0.62	0	1	0.85	0.937	0.2337
0.647	0.006	0.721	0.952	0.9452	0.2763
0.689	0.02	0.602	1	0.9	0.3
0.706	0.03	0.469	RT7		
0.745	0.066	0.348	SW	KRW	KRO
0.807	0.135	0.247	0.99	0	1
0.863	0.224	0.169	0.9987	0.3895	0.017
0.896	0.29	0.111	0.99952	0.4605	0.007
0.928	0.351	0.069	1	0.66	0
0.943	0.38	0.037			
0.967	0.45	0.017			
0.984	0.546	0.007			
1	0.687	0			

Para el sistema gas-petróleo, las medidas se realizaron siguiendo un procedimiento estándar de tipo unsteady state, hasta un corte de agua aproximado de 99.995%. La observación de estas curvas revela un comportamiento típico de rocas de preferencia humectables al agua, con valores de K_{rw} max del orden de 69%. Por otro lado, los valores medidos de saturación residual de petróleo, S_{orw} , son de aproximadamente 20-30%, que corresponden a este tipo de roca.

Las medidas experimentales de permeabilidad relativa gas-petróleo se refieren a las mismas muestras que se utilizaron en las pruebas petróleo-agua. En este caso también, los procedimientos adoptados son de tipo estándar. Las muestras fueron saturadas con solución salina y seguidamente se establecieron las condiciones de saturación de agua irreductible por desplazamiento con un petróleo mineral de 20 cp. En estas condiciones se midió la máxima permeabilidad efectiva al petróleo.

Después, el petróleo fue desplazado dinámicamente por el gas hasta establecerse una saturación residual de petróleo. Los datos de producción se utilizaron para calcular las curvas de permeabilidad relativa (unsteady state). Los resultados de estas medidas para

el tipo de roca 2 (en forma de razón de permeabilidad relativa K_{rg}/K_{ro}) se presentaron en la Figura 4.6, a manera de ejemplo, en función de la saturación de gas. Los valores de saturación residual de petróleo, S_{org} , son del orden de 30%, correspondiente a una recuperación promedio de 45%, lo que indica una buena eficiencia microscópica de desplazamiento. Se puede notar que las muestras con características petrofísicas mediocres (ejemplo: MVR 56) se agrupan hacia la izquierda, lo que indica para estas muestras un desplazamiento más favorable al gas que al petróleo. Los valores de saturación crítica de gas resultan inferiores a 5%.

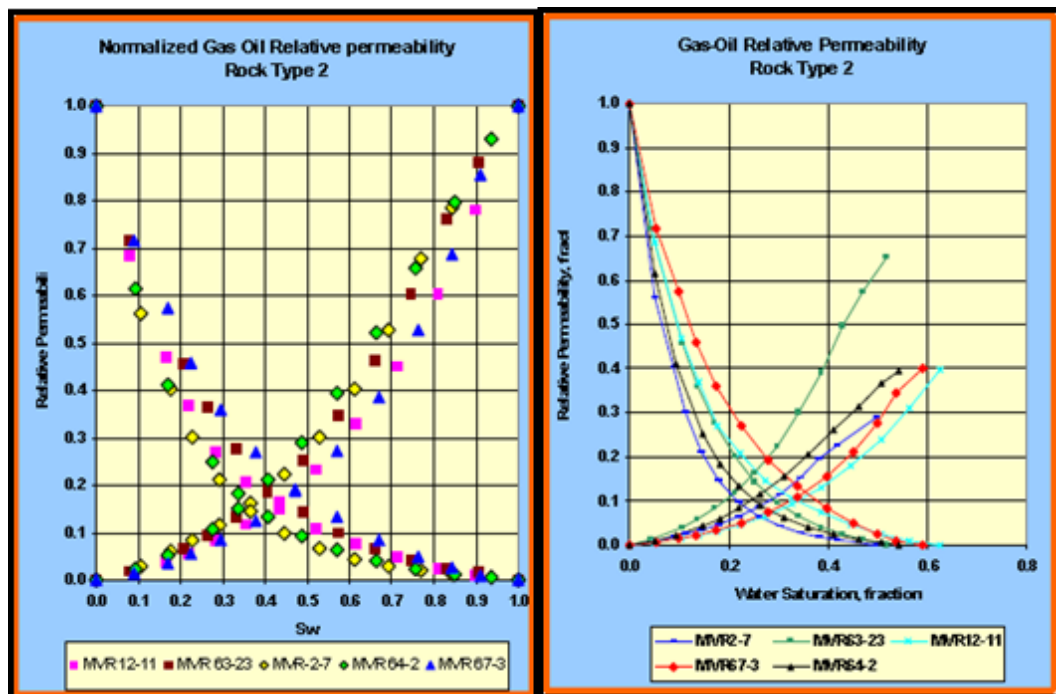


Figura 4.6 Dato experimental y permeabilidad relativa gas-petróleo normalizado de tipo de roca 2.

4.7.2 Caracterización de fluidos.

La caracterización de fluidos del yacimiento MVR-1, Arena M3U, se realizó mediante el análisis PVT, donde se tomaron en cuenta todos los experimentos para generar la ecuación de estado.

- **Información PVT.**

Durante la caracterización de fluidos del modelo de simulación inicial se contaba con información PVT de muestras obtenidas en ciertos pozos, a las cuales se les realizó la evaluación de consistencia y representatividad. La mayoría de estos informes eran muestras recombinadas en superficie y muchos eran inconsistentes y no representativos, por lo cual no pudieron ser utilizados para la caracterización de una ecuación de estado (EOS). La prueba PVT del pozo ZM 307 en la arena "M3" fue consistente y representativa, por lo cual se seleccionó y ajustó para ser utilizado.

A continuación se muestran en las Figuras 4.7 y 4.8 el diagrama de fases resultante del análisis PVT de la muestra representativa del Pozo ZM 307 y el ajuste del factor Z (experimento CCE o Expansión a Composición Constante).

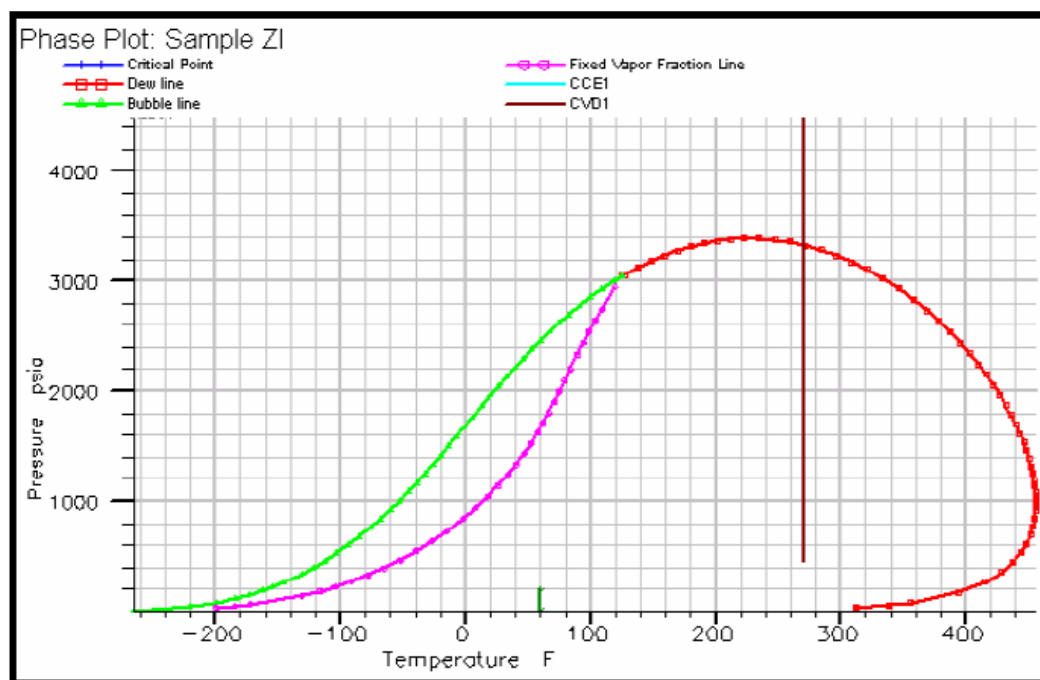


Figura 4.7 Diagrama de Fases PVT Pozo ZM 307.

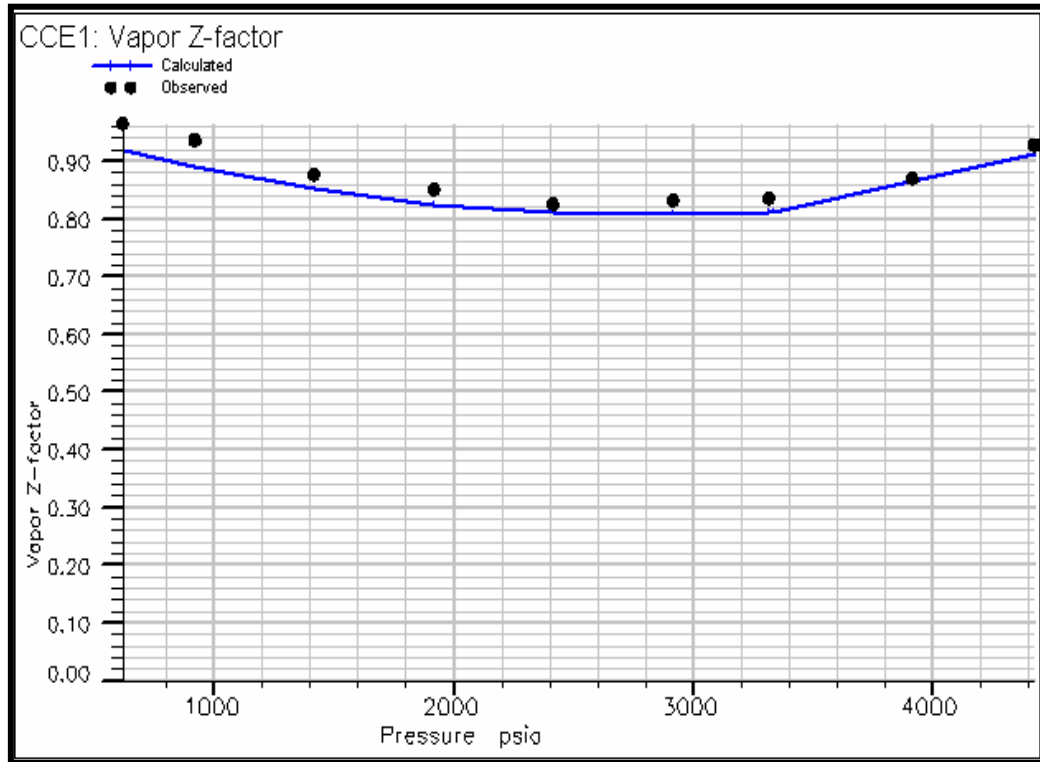


Figura 4.8 Reproducción del Experimento CCE.

En la Figura 4.9 se muestra el experimento CVD (Depleción a Volumen Constante) de la muestra tomada del pozo ZM 307 y reproducido en forma representativa en el módulo PVTI® del Simulador Numérico (Eclipse 300).

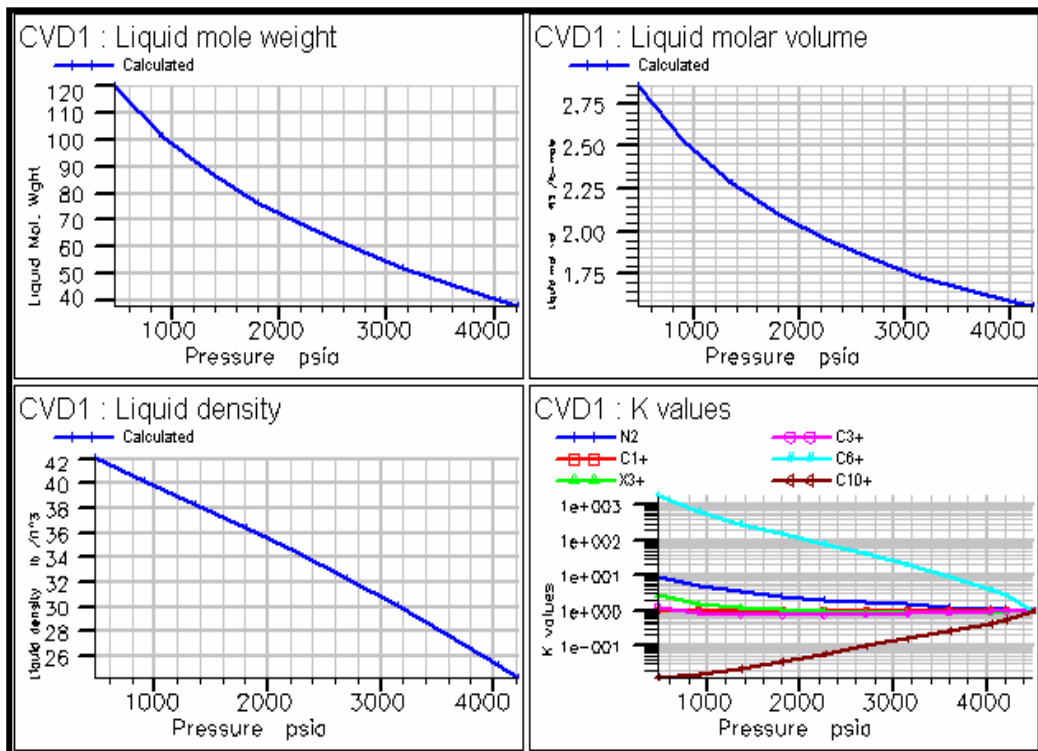


Figura 4.9 Reproducción del Experimento CVD.

La muestra original representativa del Pozo ZM 307 tiene 11 componentes tal y como se muestran en la Tabla 4.5, con los que se hizo el ajuste de la ecuación de estado, correspondiendo este caso a la ecuación de Peng y Robinson Modificada1.

Tabla 4.5 Componentes iniciales de la muestra.

Componente	Nombre	Temperatura crítica (F)	Presión crítica (Psia)	Volumen crítico (CF/LB-ML)	Peso molecular	Factor acentrico
------------	--------	-------------------------	------------------------	----------------------------	----------------	------------------

1	CO2	1071.33	1071.33	1.5057	44.01	0.225
2	N2	-232.51	492.31	1.4417	1.4417	0.04
3	C1	-116.59	667.78	1.5698	16.043	0.013
4	C2	90.1	708.34	2.3707	30.07	0.0986
5	C3	205.97	615.76	3.2037	44.097	0.1524
6	IC4	274.91	529.05	4.2129	58.124	0.1848
7	NC4	305.69	550.66	4.0847	58.124	0.201
8	IC5	369.05	491.58	4.9337	72.151	0.227
9	NC5	385.61	488.79	4.9817	72.151	0.251
10	C6	453.83	436.62	5.6225	84	0.299
11	C7+	900.71	222.94	14.7987	234.5669	0.7624

Luego de realizar los procedimientos de separación y agrupamiento de los componentes para optimizar los cálculos del simulador, se obtuvo la siguiente composición del fluido de manera representativa en 6 componentes con sus respectivas propiedades PVT, en la Tabla 4.6 se pueden observar las propiedades PVT finales de la muestra utilizada.

Tabla 4.6 Propiedades PVT finales de la muestra utilizada.

Psudo componentes	Temperatura crítica (F)	Presión crítica (Psia)	Peso molecular	Volumen crítico (CF/LB-ML)	Z- Factor crítico	Factor acéntrico	Omega A	Omega B
P1	344.24	672	16.06	1.588.805	0.289	1.30E-02	0.639803	0.108873
P2	543.44	851.6	33.67	2.001.822	0.2923	0.16765	0.438265	8.12E-02
P3	721.67	559	51.12	3.904.348	0.2818	0.17938	0.459542	7.84E-02
P4	995.8	325.4	102.5	8.831.328	0.2689	0.39921	0.522244	7.88E-02
P5	1068	286.8	159.5	1.069.846	0.2677	0.4443	0.640121	7.33E-02
P6	1158	1158	240	1.592.789	0.2612	0.58539	0.64013	7.87E-02

4.7.3 Inicialización del modelo de simulación.

- **Inicialización de las presiones y saturaciones.**

A partir del nuevo mallado, las isopropiedades, permeabilidades relativas, saturaciones iniciales en los sistemas gas-petróleo y agua petróleo proveniente de las curvas de permeabilidad relativa; la presión inicial de 4735 lpca a un datum de 10600 pies; la ecuación de estado y las composiciones y propiedades originales de los fluidos con profundidad, se inicializó el modelo.

Del mallado y sus propiedades, se calcularon los volúmenes porosos, las profundidades de las celdas y las transmisibilidades horizontales y verticales entre celdas consecutivas. También, se determinó el número de celdas activas. La ecuación de estado permitió el cálculo de las propiedades PVT del gas y del líquido a partir de una composición dada. Las composiciones y profundidades originales de los fluidos determinaron la distribución inicial de las presiones de saturación y las relaciones gas-petróleo.

En la Figura 4.10 se observa la distribución inicial de la presión del yacimiento M3U MVR -1 en el modelo.

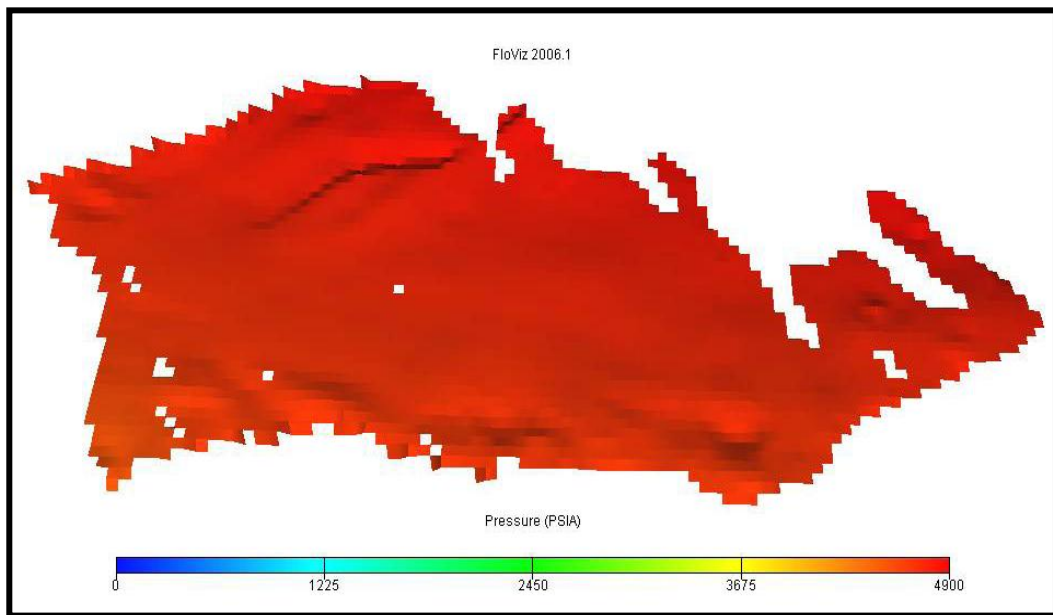


Figura 4.10 Distribución Inicial de Presiones del Yacimiento M3U MVR 1.

La caracterización de la EOS, las permeabilidades relativas, completaciones y datos de producción fueron integrados en un modelo composicional de simulación en Eclipse 300® (E300) para la determinación de la volumetría inicial.

- **Volumetría inicial de fluidos.**

El volumen poroso así como los volúmenes totales de gas y líquido obtenidos por el modelo ya actualizado junto a los valores oficiales del Yacimiento M3U MVR 1 son presentados en la Tabla 4.7 Los volúmenes de gas y líquido cotejan con los volúmenes reportados oficiales en diciembre de 2006 (aprobados en oficio RESORI-05-23 de fecha 26/09/2006)

Tabla 4.7 Volúmenes Iniciales de Fluidos Oficiales y Simulados Yacimiento M3U MVR-1.

Yacimiento	Mallado	Celdas activas	Presión	Fluido original en sitio			
			Lpca	GOES oficial MMPCN	GOES simulado MMPCN	COES oficial MMBN	COES simulado MMBN
M3U MVR-1	100x50x2	5586	4735	256,80	248,83	26,20	35,74
Diferencia				3%		36%	

4.7.4 Cotejo Histórico De Producción Y Presiones.

Después de inicializar el modelo, se incorporó la información recurrente de los pozos (trayectorias, tasas, aperturas, cierres, recañoneos, estimulaciones, etc), previamente revisada y validada en el modelo de simulación inicial, utilizando los sumarios de producción e historias de pozos existentes, así como también la revisión del estado de la cementación de los pozos que atraviesan el yacimiento. Adicionalmente, se incorporó la data recurrente en el periodo 01/2005 a 12/2011.

El objetivo del cotejo histórico es reproducir el comportamiento energético del yacimiento, simular el comportamiento de producción e inyección de pozos (reproducir los volúmenes mensuales de gas, petróleo y agua producidos así como los volúmenes de agua o gas inyectados); y determinar o validar los principales mecanismos de empuje, la consistencia de las propiedades roca-fluido y PVT. En el yacimiento M3U MVR-1, este cotejo histórico se basó en el control de la tasa de condensado, dado que el lineamiento corporativo que se mantuvo hasta el año 2.000 era producir hidrocarburos líquidos (petróleo y condensado), por lo que las tasas de gas generalmente eran subestimadas, es decir se puede tener una información de producción reportada de gas inferior a la real, ya que no se le daba la atención adecuada al momento de su medición (el petróleo había sido la fase comercial producida por muchos años) y los datos de producción de condensado y petróleo eran medidos con mayor precisión que los datos de producción de gas.

- **Cotejo histórico.**

En las corridas de prueba durante el proceso del cotejo histórico se ajustaron los siguientes parámetros:

Se modificaron los archivos de inyección, en algunos casos incrementando y en otros realizando cortes en los volúmenes del gas inyectado. Se hicieron ajustes en la transmisibilidad y a partir del 2004 se utilizó el gas como tasa de control para cotejar el incremento de la tasa de gas y la caída de presión observada a partir de dicho periodo.

En las Figuras 4.11 a la 4.13 se muestran las gráficas resultantes del cotejo histórico.

La Figura 4.11 muestra la tasa histórica de gas (línea negra punteada) y la tasa simulada de gas (línea roja rellena), la producción acumulada de gas real validada (línea negra continua) y la producción acumulada de gas simulada (línea purpura continua), también se muestra el número de pozos activos (línea azul punteada). En ella se observa el buen cotejo de las tasas de gas y por ende su acumulado con una desviación promedio final de 0,16 %.

La Figura 4.12, muestra la tasa histórica de condensado (línea negra punteada) y la tasa simulada de condensado (línea verde rellena), así como también, el número de pozos activos (línea azul punteada). En este gráfico se observa lo mencionado anteriormente referente al control de la simulación por tasa de gas a partir del año 2004. Vemos como el simulador calcula mayor tasa de condensado que la del histórico, ya que está asumiendo que todo el líquido del gas producido llega a superficie por que omite la condensación de líquido en la cara de la arena, el fondo del pozo y en las tuberías y líneas de producción. Aun así, la desviación final en el acumulado de condensado resultó ser de 6,7 %, valor que es aceptable para estos cálculos.

En la Figura 4.13 se observa la presión simulada (línea roja) y el histórico de presión (puntos azules), adicional a ello la tasa de inyección de gas simulada. En esta gráfica se muestra el mejor cotejo de presión que se pudo obtener, se ve como existe una dispersión entre los puntos del histórico, debido a que la mayoría de ellos provienen de pruebas BHP-BHT tomadas en distintos pozos del yacimiento cuyas propiedades varían por la

heterogeneidad del mismo. En la Tabla 4.8 se puede apreciar el cotejo Histórico de la producción acumulada de gas y condensado. En el Apéndice A se pueden apreciar el Histórico de presiones del Yacimiento MVR-1, Arena M3U. Es así, como se puede observar que la presión simulada atraviesa un promedio de estos valores, tomando en cuenta que el simulador calcula la misma al límite externo del yacimiento asumiendo que todo los pozos están cerrados, emulando la verdadera presión del yacimiento como si se obtuviera a través de una prueba de presión extendida. La presión promedio del yacimiento obtenida por el simulador a junio del 2012 es de 1156 Lpca, mientras que la última presión tomada en el yacimiento fue obtenida por medio de una prueba BHP-BHT realizada en el pozo MVR 51 en septiembre del 2012, la cual arrojó una presión de 878 Lpca, ambas presiones calculadas a una referencia o Datum de 10600 Pies.

El buen cotejo obtenido muestra que la ecuación de estado ajusta la composición inicial consistente con la información real. Aunque como se mencionó anteriormente, prácticas y procedimientos afectaron las mediciones de gas y condensado modificando la producción real acreditada al yacimiento. Una muestra del cotejo histórico por pozo se puede visualizar en el Apéndice B.

Tabla 4.8 Cotejo Histórico: Producción acumulada de Gas y Condensado.

Producción Gas (MMMPCN)			Producción Condensado (MMBN)		
Calculado	Histórico	Diferencia (%)	Calculado	Histórico	Diferencia (%)
200,94	201,1	0,07	9,88	9,26	6,7

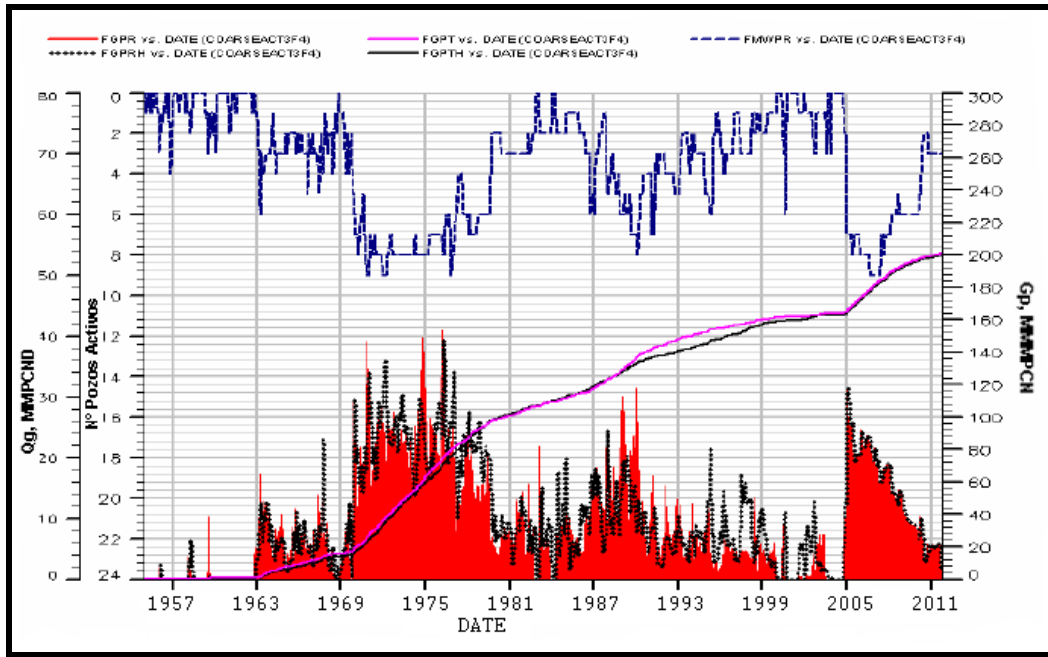


Figura 4.11 Cotejo Histórico de Gas.

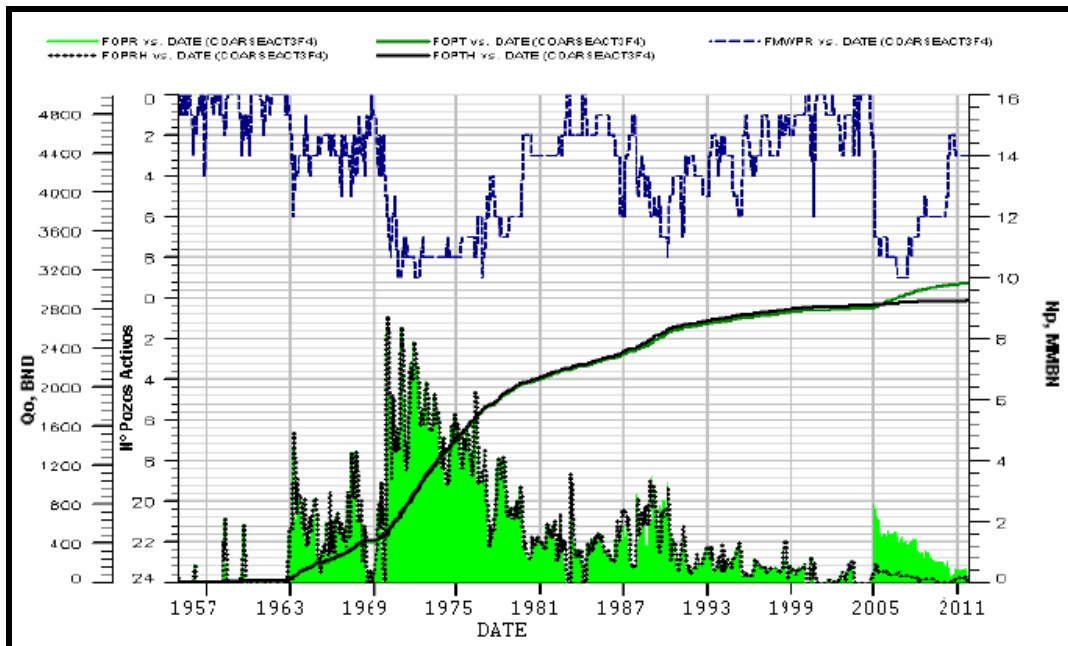


Figura 4.12 Cotejo Histórico de Condensado.

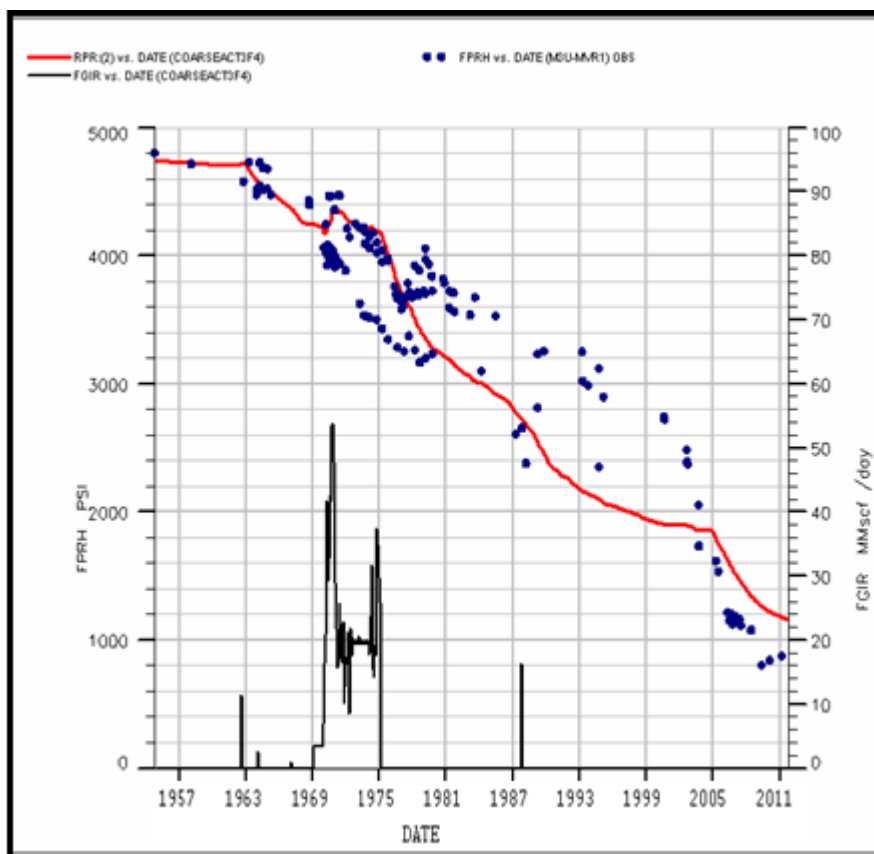


Figura 4.13 Cotejo Histórico de presión.

4.8 GENERACIÓN DE UN ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN.

Luego de haber analizado tanto el Modelo Estático y el Modelo Dinámico, tomando en consideración que ambos modelos son representativos uno del otro, se procedió a plantear varios casos para realizar la esquematización de las oportunidades de explotación del yacimiento, que más se adaptaban a los resultados obtenidos el modelo de simulación, para así obtener el mayor recobro de hidrocarburos, una vez realizadas las simulaciones con cambios de reductores, tuberías de producción y ampliación de cañoneo a los pozos completados actualmente en la arena en estudio.

CAPÍTULO V

RESULTADOS

5.1 POZOS QUE ATRAVIESAN EL YACIMIENTO.

En la tabla 5.1 se pueden observar los pozos productores de petróleo, pozos cerrados y abandonados existentes en el Campo Mata R.

Tabla 5.1 Pozos productores de petróleo, pozos cerrados y abandonados existentes en el Campo Mata R.

	Abiertos	Cerrados	Esperando abandono	Abandonados	Total
Flujo natural	38	48	1	10	97
Levantamiento artificial	3	11	1	0	15
Mixto	0	0	0	1	1
Totales	41	59	2	11	113

En la tabla 5.2 se pueden observar los pozos cerrados pero capaces de producir petróleo, existente en el Campo Mata R.

Tabla 5.2 Pozos cerrados pero capaces de producir petróleo.

Alto porcentaje de agua EW	4
Esperando trabajo TP, TR, TS	13
Otras causas EV, CC, CG, CO, CY, CE, CV, ED, EE, EO, ET, EZ, IV	42
Total general	59

5.1.1 Pozos inyectores de gas.

En la tabla 5.3 se pueden observar los pozos inyectores de gas abandonados existentes en el Campo Mata R.

Tabla 5.3 Pozos inyectores de gas abandonados existentes en el Campo Mata R.

Estado	Inyector da gas
Abandonado	2
Total	2
Total de pozos en el campo	115

5.1.2 Pozos en producción.

En la tabla 5.4 se pueden observar los pozos abiertos a producción existente en el Campo Mata R.

Tabla 5.4 Pozos en producción.

PTL	MVR-11, MVR-90, MVR-109
PTN	MVR-3, MVR-6, MVR-59, MVR-63, MVR-66, MVR-70, MVR-77, MVR-82, MVR-85, MVR-87, MVR-92, MVR-93, MVR-94, MVR-96, MVR-106, MVR-105, MVR-107, MVR-108, MVR-112, MVR-113, MVR-116, MVR-118, MVR-120, MVR-121, MVR-122, MVR-125, MVR-126, MVR-128, MVR-129, MVR-131, MVR-132, MVR-134, MVR-135, MVR-136, MVR-138, MVR-139, MVR-141, MVR-141
Total	41

5.1.3 Pozos cerrados capaces de producir petróleo.

- **Alto porcentaje de agua.**

En la tabla 5.5 se pueden observar los Pozos cerrados capaces de producir petróleo existente en el Campo Mata R, pero cerrados por presentar un alto porcentaje de agua.

Tabla 5.5 Pozos cerrados por presentar un alto porcentaje de agua.

EWL	MVR-4, MVR-9 , MVR-20
EWN	MVR-18
Total	4

- **Esperando trabajo.**

En la tabla 5.6 se pueden observar los pozos cerrados capaces de producir petróleo existente en el Campo Mata R, pero cerrados esperando trabajo.

Tabla 5.6 Pozos cerrados esperando trabajo.

ERL	MVR-1
ECN	MVR- 53, MVR-133
ERN	MVR-7, MVR-13, MVR-55, MVR-57, MVR-78, MVR-80, MVR-86, MVR-111, MVR-127
ESN	MVR-10
Total	13

- **Otras causas.**

En la tabla 5.7 se pueden observar los pozos cerrados capaces de producir petróleo existente en el Campo Mata R, pero cerrados por otras causas.

Tabla 5.7 Pozos cerrados por otras causas.

COL	MVR-143
CON	MVR-91 , MVR-110, MVR-119 , MVR-130
EDL	MVR-2, MVR-5, MVR-52, MVR-115, MVR-140
EDN	MVR- 14, MVR-15, MVR-16 , MVR-19, MVR-51, MVR-54 , MVR-56, MVR-58 , MVR-61, MVR-64, MVR-67 , MVR-68, MVR-73, MVR-74, MVR-79, MVR-81, MVR-84, MVR-88, MVR-89, MVR-95, MVR-97 , MVR-98, MVR-99, MVR-101, MVR-103, MVR-104, MVR-114, MVR-117, MVR-123 , MVR-124, MVR-137
EZL	MVR-8
Total	42

5.1.4 Pozos inyectoros de gas (suspendidos).

En la tabla 5.8 se pueden observar los pozos inyectoros de gas suspendidos existentes en el Campo Mata R.

Tabla 5.8 Pozos inyectoros de gas suspendidos.

AGI	MVR-69, MVR-71
Total	2

5.1.5 Pozos por abandonar o abandonados.

- Pozos abandonados.

En la tabla 5.9 se pueden observar los pozos abandonados existentes en el Campo Mata R.

Tabla 5.9 Pozos abandonados.

AGN	MVR-60
AMN	MVR-1, MVR-12, MVR-21, MVR-65, MVR-72, MVR-76
AWN	MVR-17, MVR-22
AYN	MVR-83
STS	MVR-100
Total	11

- **Pozos esperando abandono.**

En la tabla 5.10 se pueden observar los pozos existentes en el Campo Mata R, esperando abandono.

Tabla 5.10 Pozos esperando abandono.

EAL	MVR-62
EAN	MVR-75
Total	2

5.2.6 Pozos seleccionados para el proyecto.

A continuación se presentas todos los pozos que fueron seleccionados para el proyecto, en las tablas 5.11, 5.12 y 5.13 se pueden observar cada uno de ellos dependiendo el estado en que se encuentren y la fecha para la cual se le dará inicio a su producción en el caso de los pozos propuestos para cambio de zona y inyección para el caso de los inyectores.

➤ Pozos activos.

Tabla 5.11 Pozos Activos.

Pozo	Fecha de inicio
MVR-11	1961
MVR-51	2005
MVR-108	2004
MVR-113	2009
MVR-122	2009

➤ Pozos propuestos para cambio de zona.

Tabla 5.12 Pozos propuestos para cambio de zona.

Pozo	Fecha de inicio
MVR-106	2012
MVR-115	2012
MVR-124	2012
MVR-15	2013
MVR-16	2013
MVR-81	2013
MVR-101	2013
MVR- 110	2013

➤ **Pozos propuestos para inyectores.**

Tabla 5.13 Pozos propuestos para inyectores.

Pozo	Fecha de inicio
MVR-51	2013
MVR-57	2013
MVR-105	2013
ZM -308	2013

5.7 HISTORIA DE LOS POZOS INCLUIDOS EN EL PROYECTO.

5.7.1 Pozos activos.

➤ **Pozo MVR-11**

En Marzo de 1958, el pozo fue completado originalmente en la arena R4U para producir por flujo natural, luego, en Noviembre de 1964 fue recompletado en las arenas L1 y M3U durante el reacondicionamiento permanente # 1, quedando abandonada la R4U. El intervalo perforado en la arena M3U fue 11330'-11340', y fue probado mediante flujo natural dando los resultados que se observan en la tabla 5.14.

Tabla 5.14 Prueba inicial pozo MVR-11, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
11-1961	11330'- 11340'	708	3,165	4471	42,4	2,6	2300	5/16"

En Febrero de 1964 el pozo fue intervenido con un reacondicionamiento permanente # 2, con el objetivo de reparar un daño en la tubería de producción a $\pm 120'$, abandonar la arena L1 y recompletar las arenas L2 y M3U. Este trabajo fue realizado con éxito y se puso a producir el pozo doble zona (L2 casing y M3U tubing). En abril de 1973 se realizó la reparación # 1 para eliminar comunicación mecánica entre las arenas L2 y M3U. Luego en Diciembre de 1978, se realizó la reparación # 2 con el objetivo de eliminar la comunicación mecánica entre tubing y casing, quedando abierta la arena M3U y cerrada (EZN) la arena L2.

En Noviembre de 1984 se realizó el reacondicionamiento permanente # 4 donde se abandonó la arena L2 y se cementó la arena M3U, luego se perforó y se probó la arena R4U y se recañoneo y probó la arena M3U en los intervalos 11318'-11326'. Después de este último trabajo el pozo quedo abierto en la arena R4U hasta Octubre de 1999 cuando se cerró por orden del Ministerio con estado "EH" para evitar venteo de gas a la atmósfera. En Julio del 2001 se abrió el pozo en la arena M3U pero produjo solo por 4 meses. En Septiembre de 2002 el pozo se abrió nuevamente en la arena R4U y produjo hasta octubre del 2009 cuando se realizó un cambio de zona, abriendo la arena M3U, la cual se encuentra activa hasta la fecha.

En la tabla 5.15 se puede observar los resultados en la última prueba de producción realizada en el pozo MVR-11 y en la tabla 5.16 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

En la figura 5.1 se muestra la historia de producción pozo MVR-11, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.2 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-11.

Tabla 5.15 Última prueba del pozo MVR-11, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
5-2012	11330' - 11340'	17	0,820	48251	43,2	23,3	170	1/2"

Tabla 5.16 Producción hasta la fecha.

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
1357449	25586717	82101

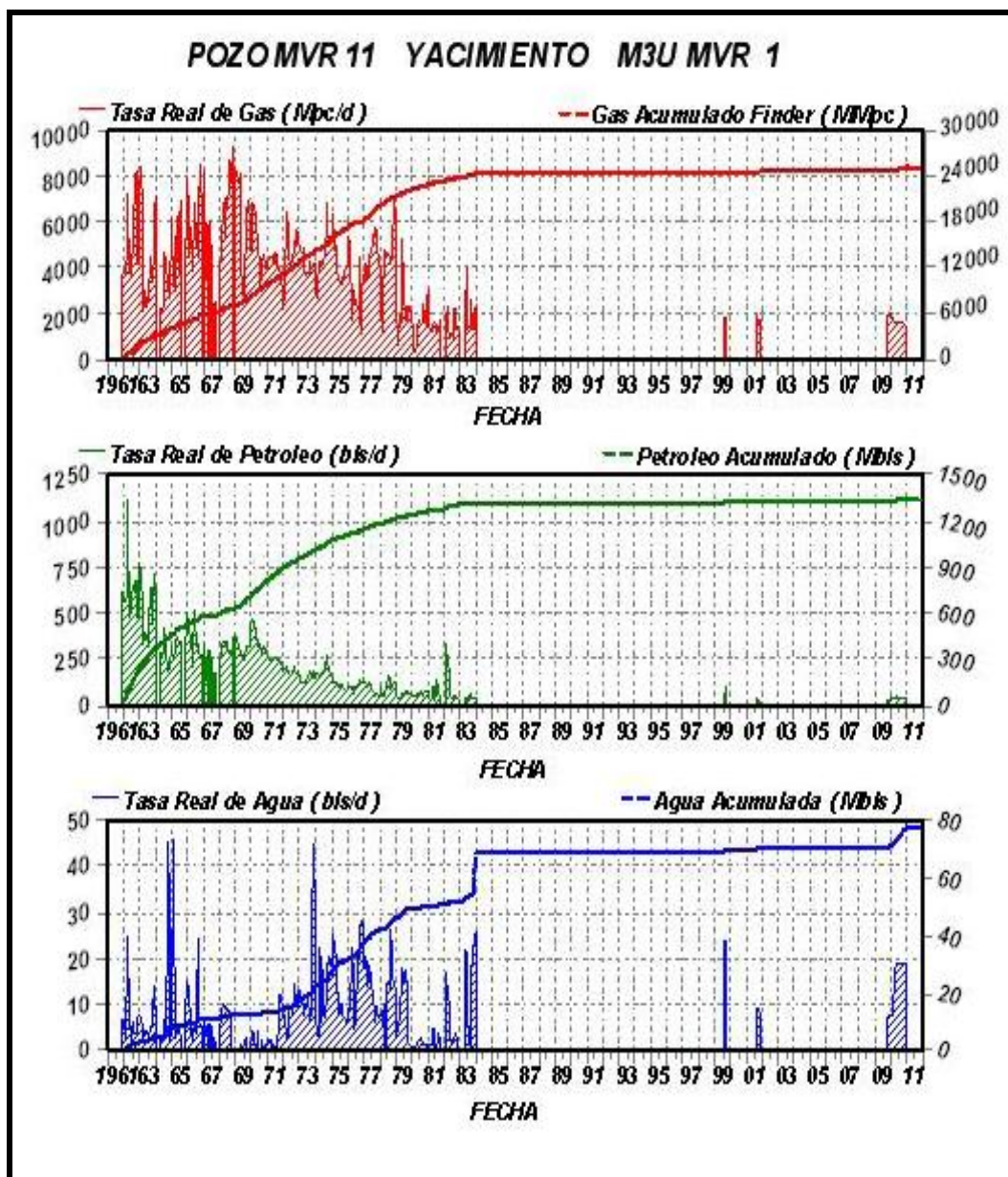
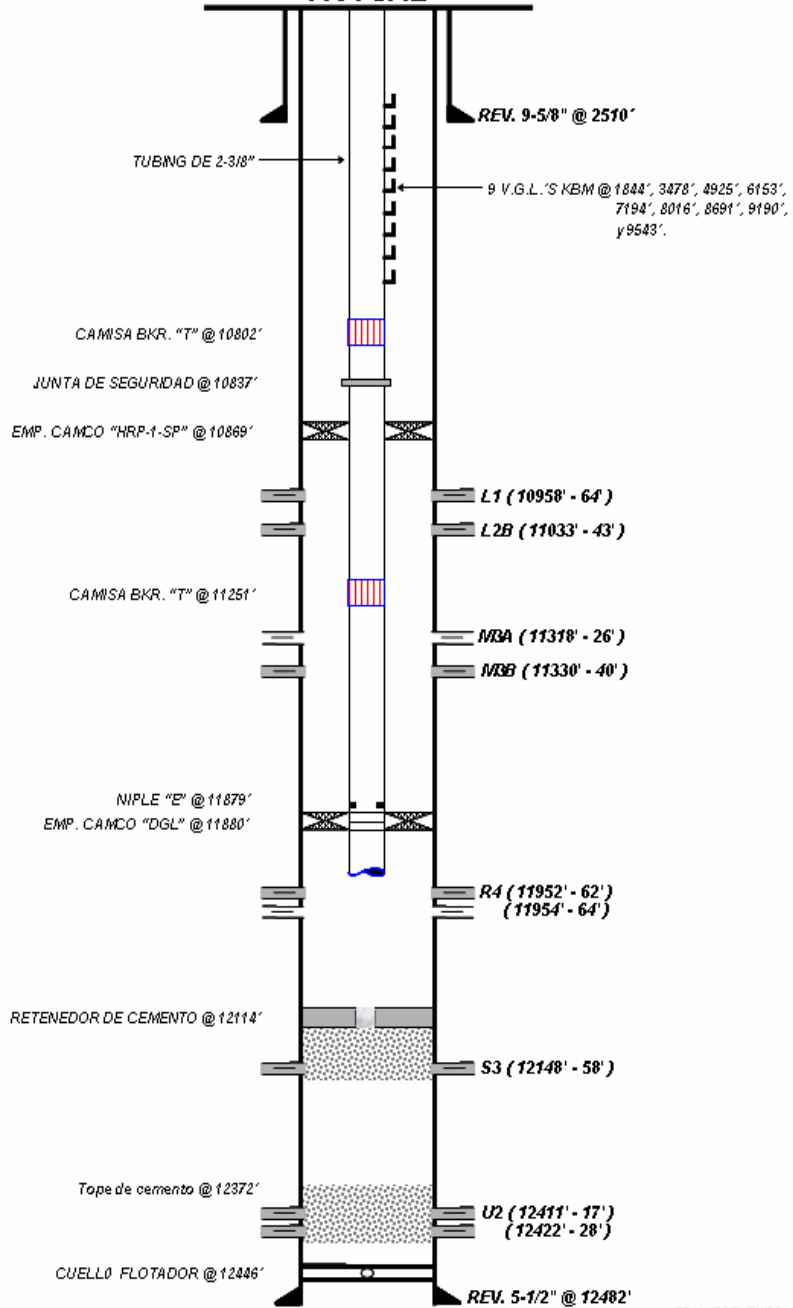


Figura 5.1 Historia de producción pozo MVR-11 – Yacimiento M3U MVR-1.

CAMPO: MATA-R
POZO: MV-11R
U. E. GAS / CONDENSADO

ACTUAL



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTÁN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA

REAL. POR: RUDOLPH CHARLES.
FECHA: 28.08.2000

Figura 5.2 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-11.

➤ Pozo MVR-51

En Noviembre de 1954, el pozo fue completado originalmente sencillo selectivo en la arena R2U y la arena U3 para producir por flujo natural. Durante el reacondicionamiento permanente # 1, realizado en Diciembre de 1956, fue abandonada la arena R2U por presentar alto corte de agua y se completaron las arenas U3 y R4. En Julio de 1959 se realizó el reacondicionamiento permanente # 2, donde se abandonaron las arenas R4 y U3 y se completó el pozo en las arenas L3 y N2, quedando la arena L3 sin producción en Enero de 1960 como consecuencia de la alta producción de agua. La arena N2 empezó a producir agua en Agosto de 1960 y produjo con alta relación agua-petróleo hasta Enero de 1962 quedando inactivo.

Fue sometido a un tercer trabajo de reacondicionamiento en el año 1963 con el propósito de abandonar las arenas L3 y N2, en el mismo, se evaluó y recompleto la arena U3 sin tener éxito, por generarse un fuerte pescado durante las operaciones, siendo suspendido el mismo y reanudándose para el año 1965 teniendo que ser suspendido nuevamente por no lograr realizar la pesca, dejando tope de pescado a 11380'.

El pozo no podía ser completado en arenas que se encuentran por debajo de esta profundidad, sin embargo, de acuerdo a la posición estructural de la arena M3U se realizó el reacondicionamiento número 4 en Enero de 1969, con el fin recompletar el pozo como inyector de gas en la mencionada arena, siendo perforada en el intervalo 10977' – 10992', con la siguiente prueba: 4000 lpc en cabezal inyectando 7,9 MMPCGD. Posteriormente se realizaron cuatro estimulaciones en el mismo intervalo en los años 1973, 1974, 1976 y 1977, alcanzándose tasas de inyección 13,3, 14,6, 13,4 y 13,9 MMPCGD respectivamente.

En el año 2005 se realizó reemplazo de válvulas de cabezal para dejarlo en condiciones seguras para abrir a producción, a partir del cual se inicia su periodo de actividad productiva y manteniéndose activo hasta la fecha.

En la tabla 5.17 se puede observar los resultados en la última prueba de producción realizada en el pozo MVR-51 y en la tabla 5.18 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.17 Última prueba del pozo MVR-51, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
6-2012	10977'-10992'	5	0,235	46959	47,1	50,1	320	1/2"

Tabla 5.18 Producción hasta la fecha

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
8864	3104139	26169

En la figura 5.3 se muestra la historia de producción pozo MVR-51, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.4 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-51

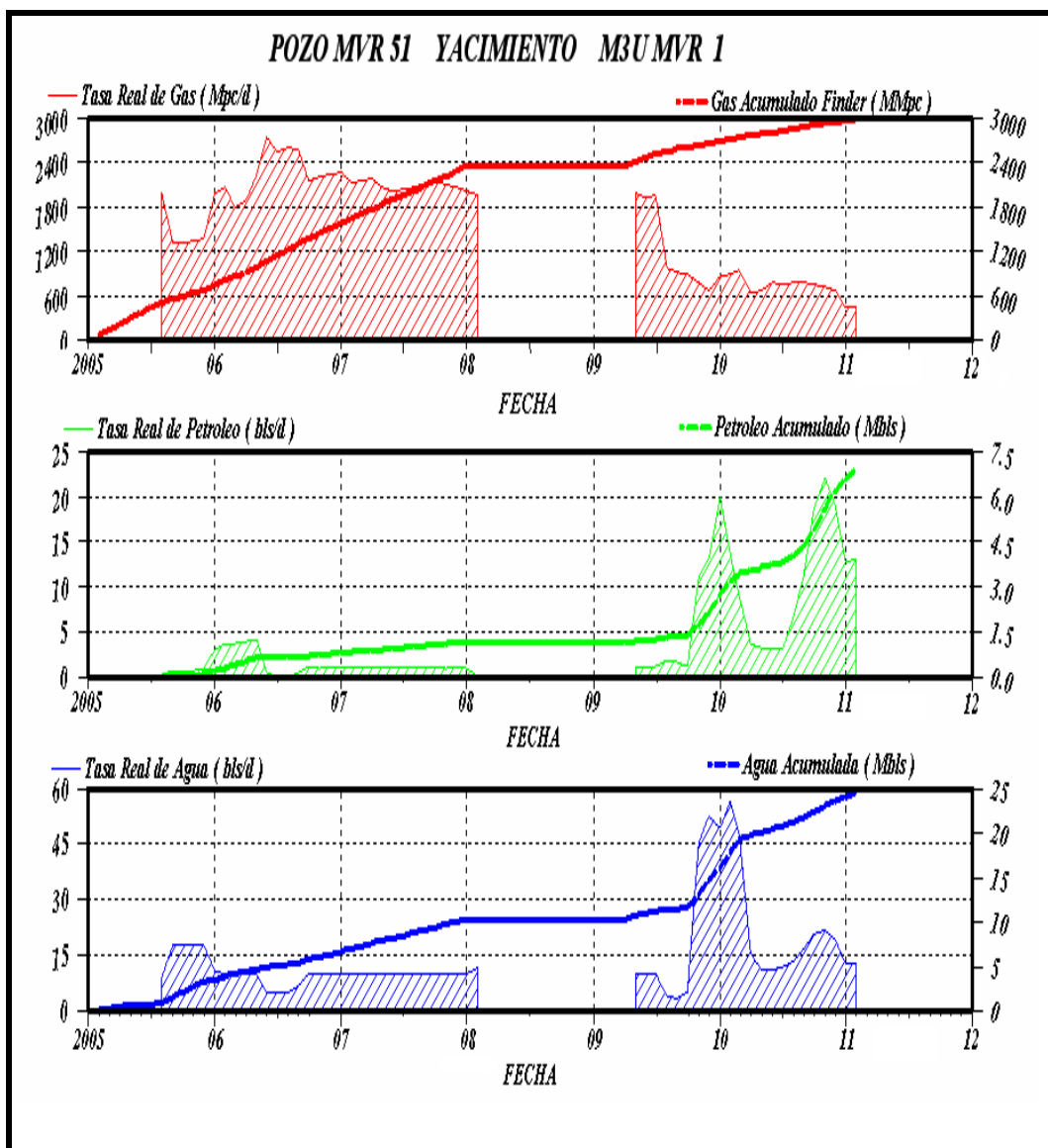
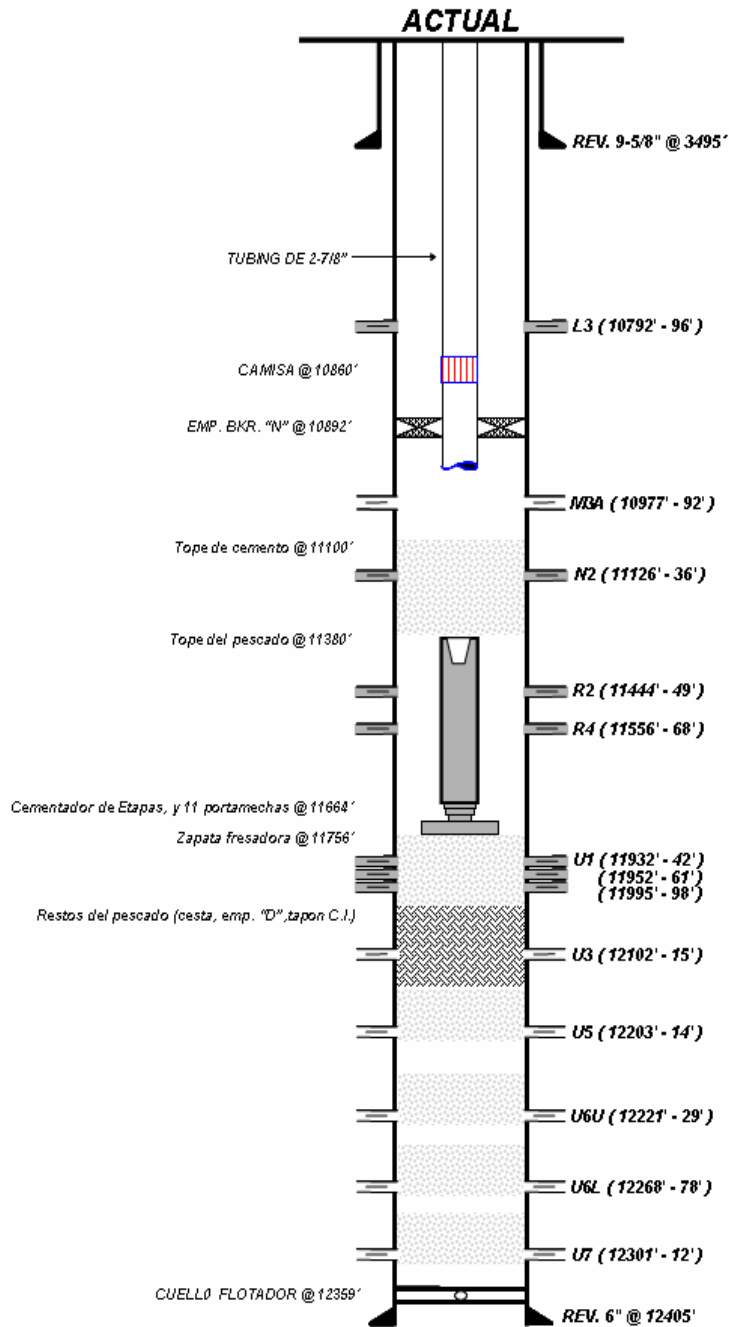


Figura 5.3 Historia de producción pozo MVR-51 – Yacimiento M3U MVR-1.

CAMPO: MATA-R
POZO: MV-51R
U. E. LIV. / MEDIANO



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

REAL. POR: RUDOLPH CHARLES.
FECHA : 21-08-2000.

Figura 5.4 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-51.

➤ **Pozo MVR-108**

El pozo MVR-108 fue perforado entre Abril y Julio de 2003, como parte del proyecto de pozos de desarrollo del campo MATA-R. Entre Agosto y Septiembre del 2003 fue completado originalmente doble sarta en las arenas M3A (M3U) y L2U,M en la sarta larga y L1U sarta corta. En la tabla 5.19 se puede observar los resultados que arroja la prueba inicial del pozo.

Tabla 5.19 Prueba inicial pozo MVR-108, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
05-2004	11453'- 11477'	1	5,640	5640000	40,2	98	1000	1/8"

En la tabla 5.20 se puede observar los resultados en la última prueba de producción realizada en el pozo MVR-108 y en la tabla 5.21 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.20 Última prueba del pozo MVR-108, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
5-2012	11453'- 11477'	1	2,333	2333406	44,5	91,9	160	7/8"

Tabla 5.21 Producción hasta la fecha.

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
8652	11313763	59274

El pozo se ha mantenido activo hasta la fecha en ambas sartas. En la figura 5.5 se muestra la historia de producción pozo MVR-108, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.6 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-108.

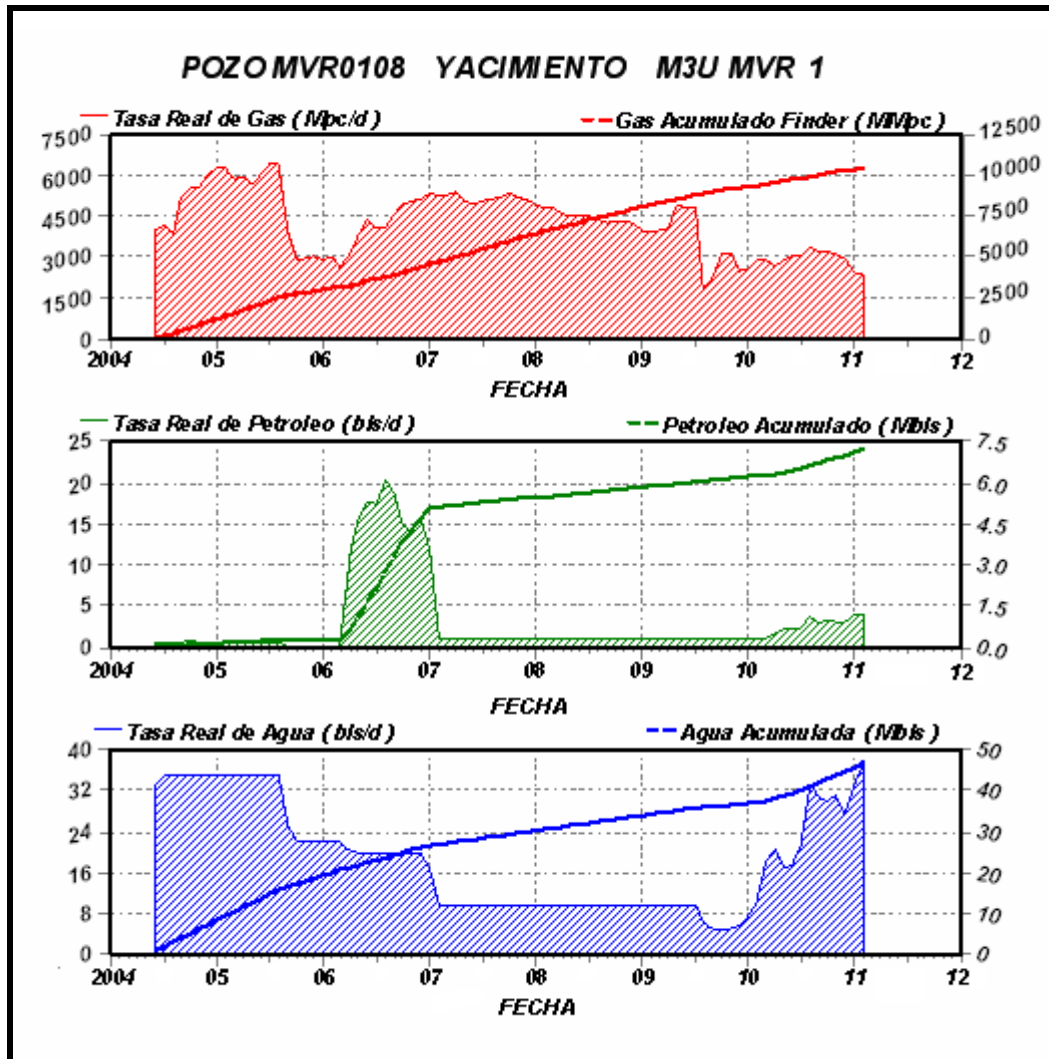


Figura 5.5 Historia de producción pozo MVR-108 – Yacimiento M3U MVR-1.



CAMPO MATA-R

POZO: MVR-108

ACTUAL

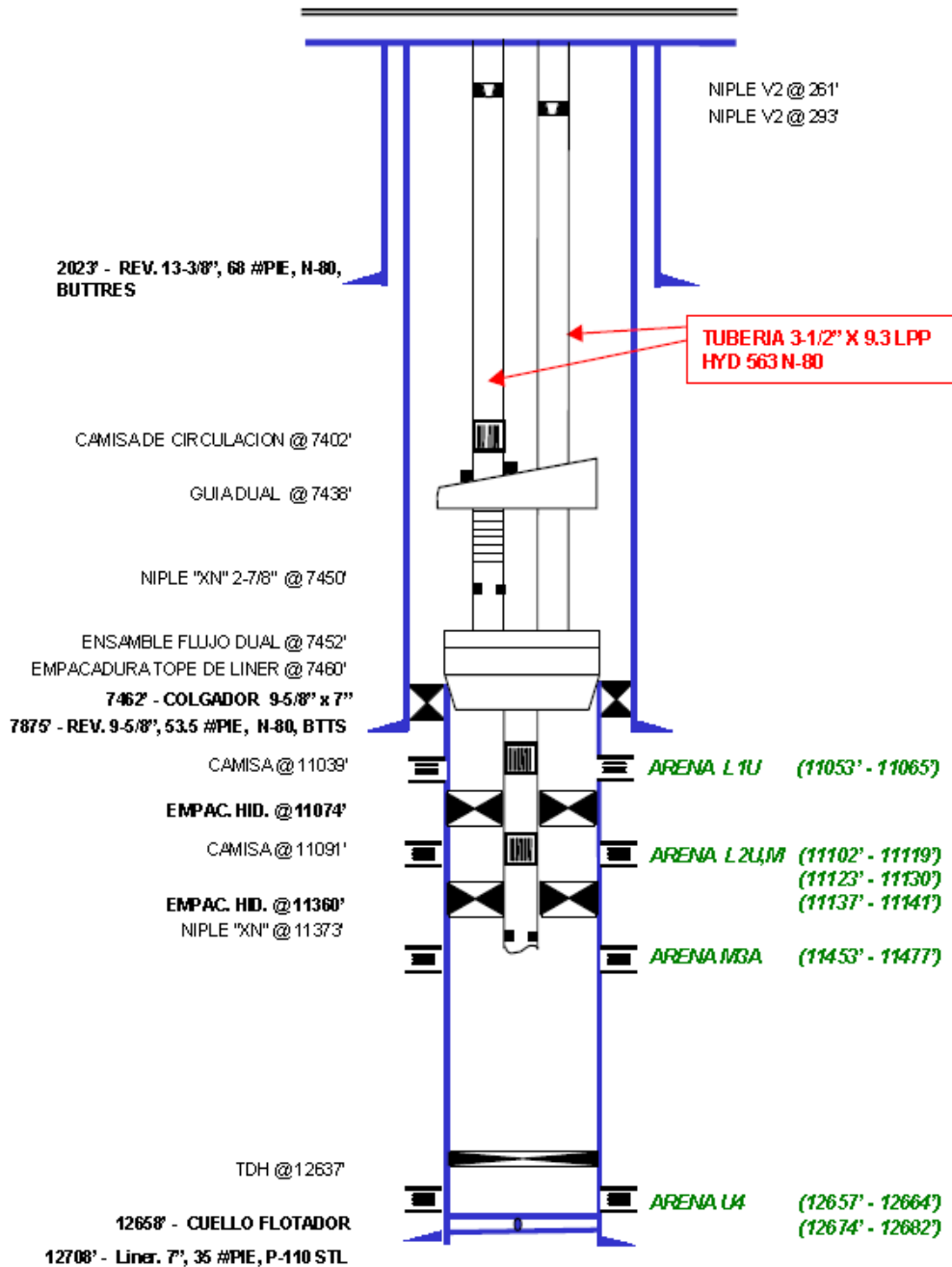


Figura 5.6 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-108.

➤ **Pozo MVR-113**

El pozo fue completado originalmente en Octubre del 2005 como doble sarta en las arenas M3A (M3U) y M1U en la sarta larga y L1L (L2U) en la sarta corta. Pero fue en Julio del 2009 cuando comenzó su producción en las arenas L2U y M3U. A continuación en la tabla 5.22 se muestra la prueba inicial del pozo en la arena M3U:

Tabla 5.22 Prueba inicial pozo MVR-113, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
07-2009	11214'- 11232'	2	1,140	570000	47,4	93	560	1/2"

En la tabla 5.23 se puede observar los resultados en la última prueba de producción realizada en el pozo MVR-113 y en la tabla 5.24 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.23 Última prueba del pozo MVR-113, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
5-2012	11214'- 11232'	4	0,841	210233	43,3	79,4	185	3/4"

5.24 Producción hasta la fecha.

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
3180	766597	8327

Hasta la fecha el pozo se ha mantenido activo en las arenas L2U y M3U. En la figura 5.7 se muestra la historia de producción pozo MVR-113, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.8 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-113.

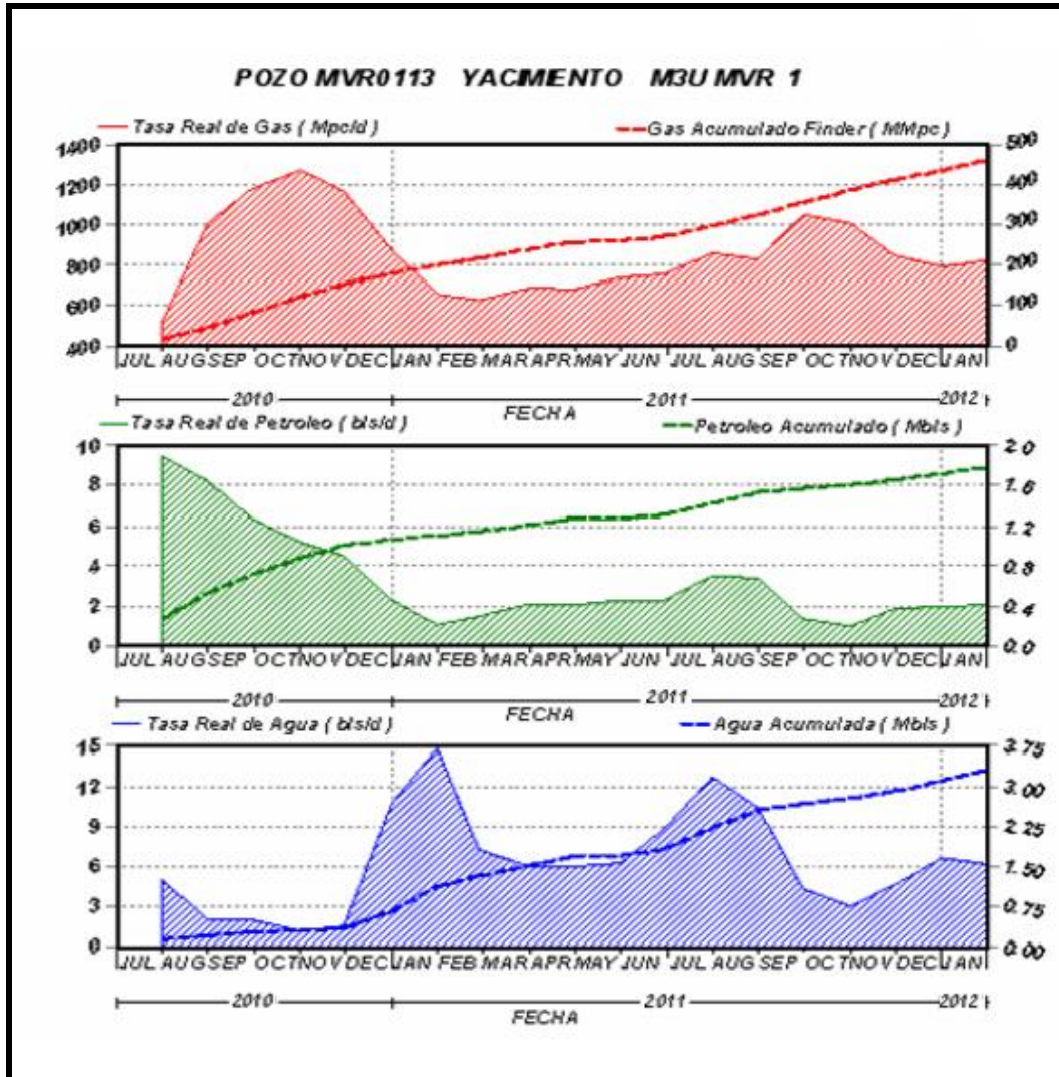


Figura 5.7 Historia de producción pozo MVR-113 – Yacimiento M3U MVR-1.

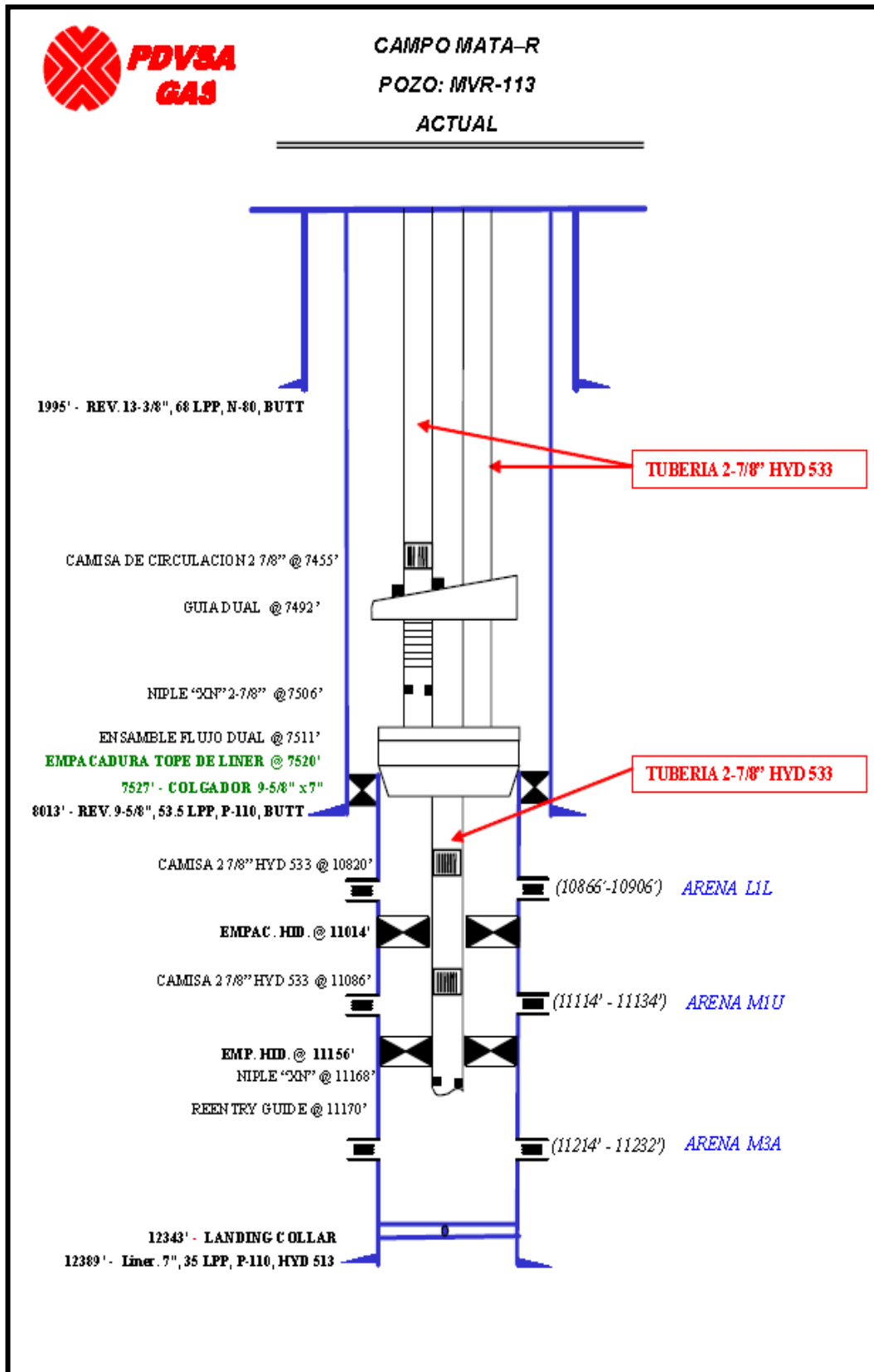


Figura 5.8 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-113.

➤ **Pozo MVR-122**

El pozo fue completado originalmente en Abril del 2006 como doble sarta en las arenas L1L (L2U) y M3A (M3U) en la sarta larga y la arena L1U en la sarta corta. Pero fue en Julio del 2009 cuando fue puesto en producción en la arena M3U. En la tabla 5.25 se puede observar los resultados que arroja la prueba inicial del pozo.

Tabla 5.25 Prueba inicial pozo MVR-122, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
07-2009	11503'- 11523'	6	1,470	245000	57,6	76	700	3/8"

En la tabla 5.26 se puede observar los resultados en la última prueba de producción realizada en el pozo MVR-122 y en la tabla 5.27 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.26 Última prueba del pozo MVR-122, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
5-2012	11503'- 11523'	18	0,524	29092	55,7	40,6	160	1/2"

Tabla 5.27 Producción hasta la fecha.

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
13270	640224	10741

Desde su apertura en el año 2009, el pozo se ha mantenido activo solo en la arena M3U. En la figura 5.9 se muestra la historia de producción pozo MVR-122, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.10 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-122.

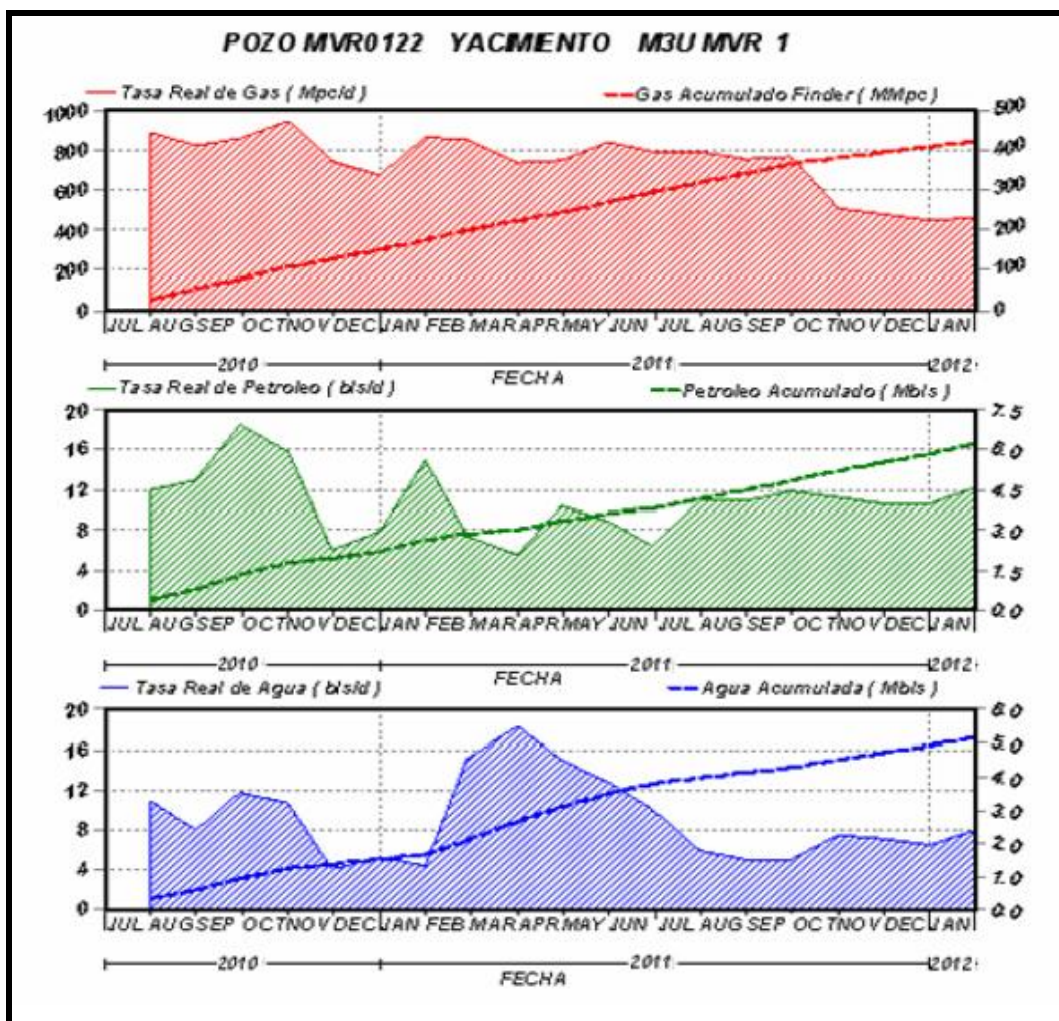


Figura 5.9 Historia de producción pozo MVR-122 – Yacimiento M3U MVR-1.



CAMPO: MATA R
POZO: MVR - 122
Actual

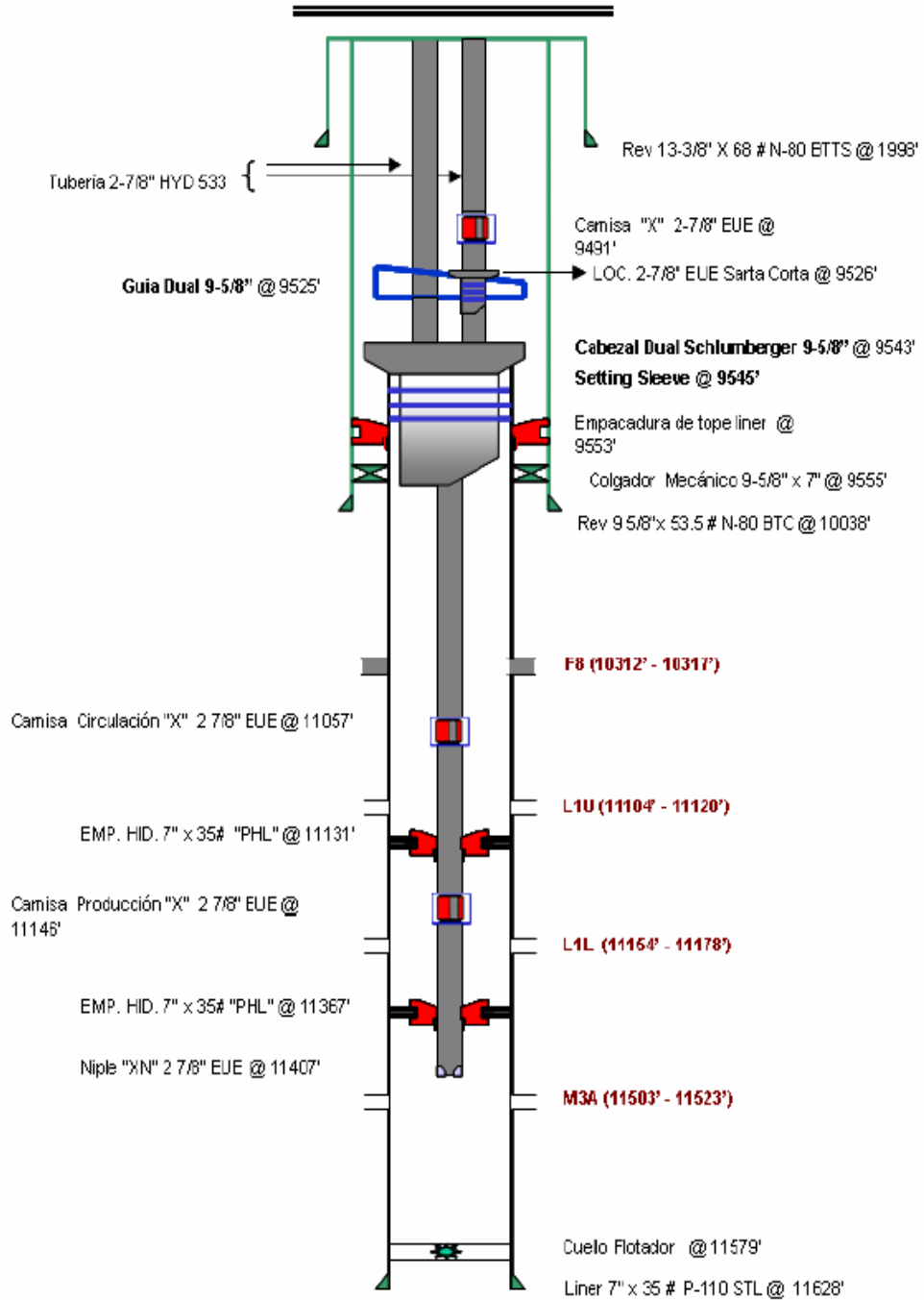


Figura 5.10 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-122.

5.7.2 Pozos propuestos para cambio de zona.

➤ Pozo MVR-15

Fue completado originalmente en Noviembre de 1958 como productor sencillo selectivo por flujo natural en la arena L2U. En Mayo de 1969 se realizó el reacondicionamiento permanente # 1 del pozo en el que se completó doble sarta por flujo natural las arenas L2U (sarta corta) y R4U (sarta larga). En Enero de 1980 se efectuó el reacondicionamiento permanente # 2 del pozo en el que se abandonó la arena L2U y se completó sencillo doble zona por flujo natural en las arenas R4U y R4L. Luego, en Abril de 1982 se realiza la reparación # 1 del pozo para recuperar un pescado que se había dejado durante un trabajo menor en donde se trató de aislar la arena R4L para activar la R4U. La reparación se realizó con éxito y el pozo quedó completado en las arenas R4U y R4L para producir mediante LAG.

Luego de 2 años el pozo se mostró produciendo ineficiente, por lo que se decidió realizar en Diciembre de 1984 el reacondicionamiento permanente # 3 para abandonar la arena R4U, reperforar la arena R4L y perforar las arenas L2U, M3U y P3, dejando el pozo como productor sencillo selectivo por flujo natural en las arenas L2U y M3U debido a que las arenas P3 y R4L no aportaron hidrocarburos. En la tabla 5.28 se puede observar los resultados que arrojó la prueba inicial del pozo.

Tabla 5.28 Prueba inicial pozo MVR-15, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
01-1985	11420'- 11430'	80	0,3	3750	48	0,1	1700	3/8"

En Octubre de 1991 se recomendó realizar el reacondicionamiento permanente # 4 en el que se plateó cementar y reperforar la arena M3U, debido a que se detectó un incremento en la producción de agua a causa de una comunicación detrás del casing, aunado a eso la arena L2U presentó producción ineficiente. Luego de realizado el RP # 4 en Diciembre de 1991, el pozo quedó completado como productor sencillo selectivo con LAG en las arenas L2U, M3U y R1L. Luego del reacondicionamiento permanente # 4 el pozo fue cerrado con estado "EH" para evitar venteo de gas a la atmósfera hasta Enero del 2004 cuando fue reactivado en la arena L2U, el pozo se mantuvo activo en esta arena hasta Julio del 2005 cuando fue encontrado sin aporte de fluidos por problemas de escala en la tubería. Hasta la fecha el pozo se encuentra inactivo con los estados "ED" en la arena M3U y "EZ" en las arenas L2U y R1L.

En la tabla 5.29 se puede observar los resultados en la última prueba de producción realizada en el pozo MVR-15 y en la tabla 5.30 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.29 Última prueba del pozo MVR-15, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
3-2012	11420' - 11430'	1	0,053	53000	31,9	50,1	180	1/4"

Tabla 5.30 Producción hasta la fecha.

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
271700	5069183	69461

En la figura 5.11 se muestra la historia de producción pozo MVR-15, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.12 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-15.

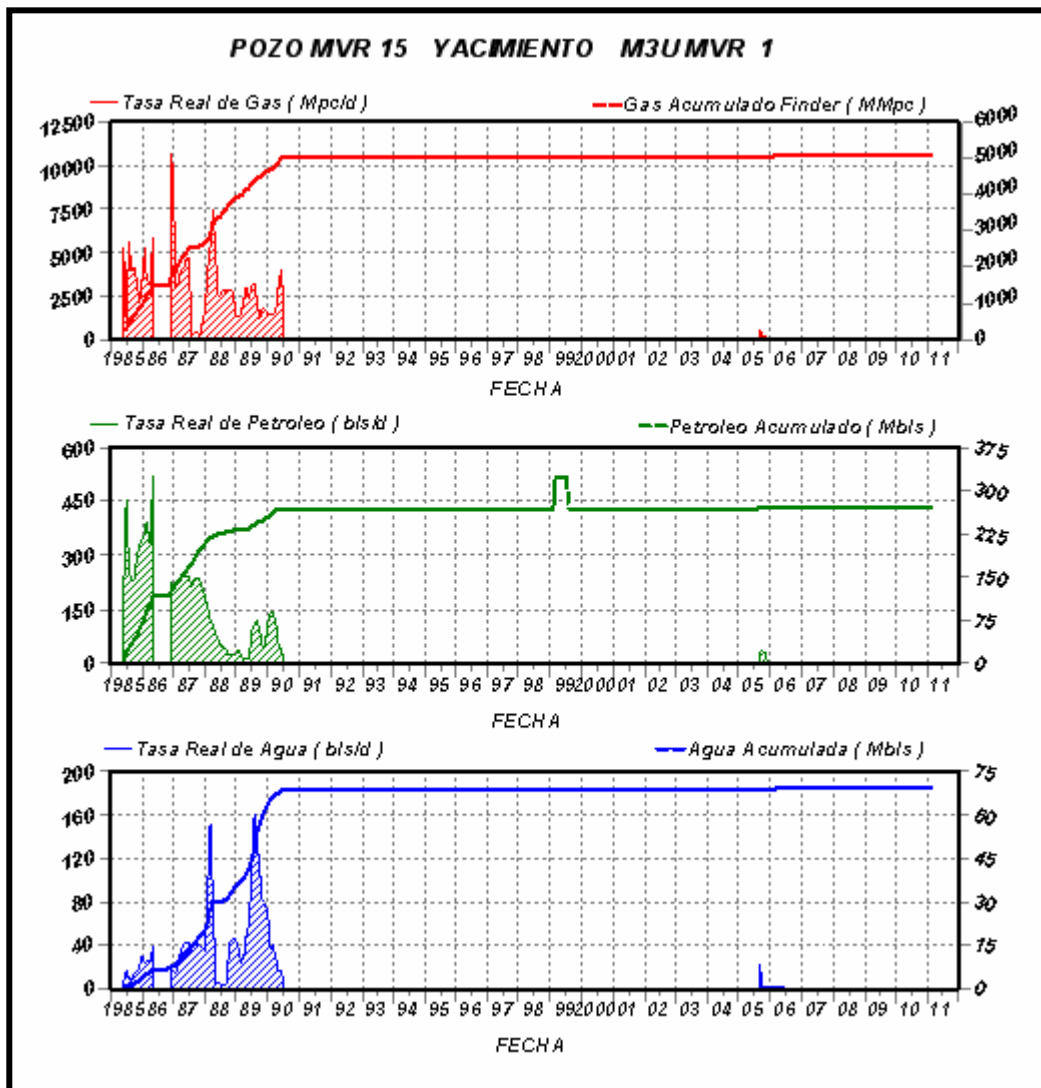


Figura 5.11 Historia de producción pozo MVR-15 – Yacimiento M3U MVR-1.



CAMPO: MATA-R

POZO: MVR-15

ACTUAL

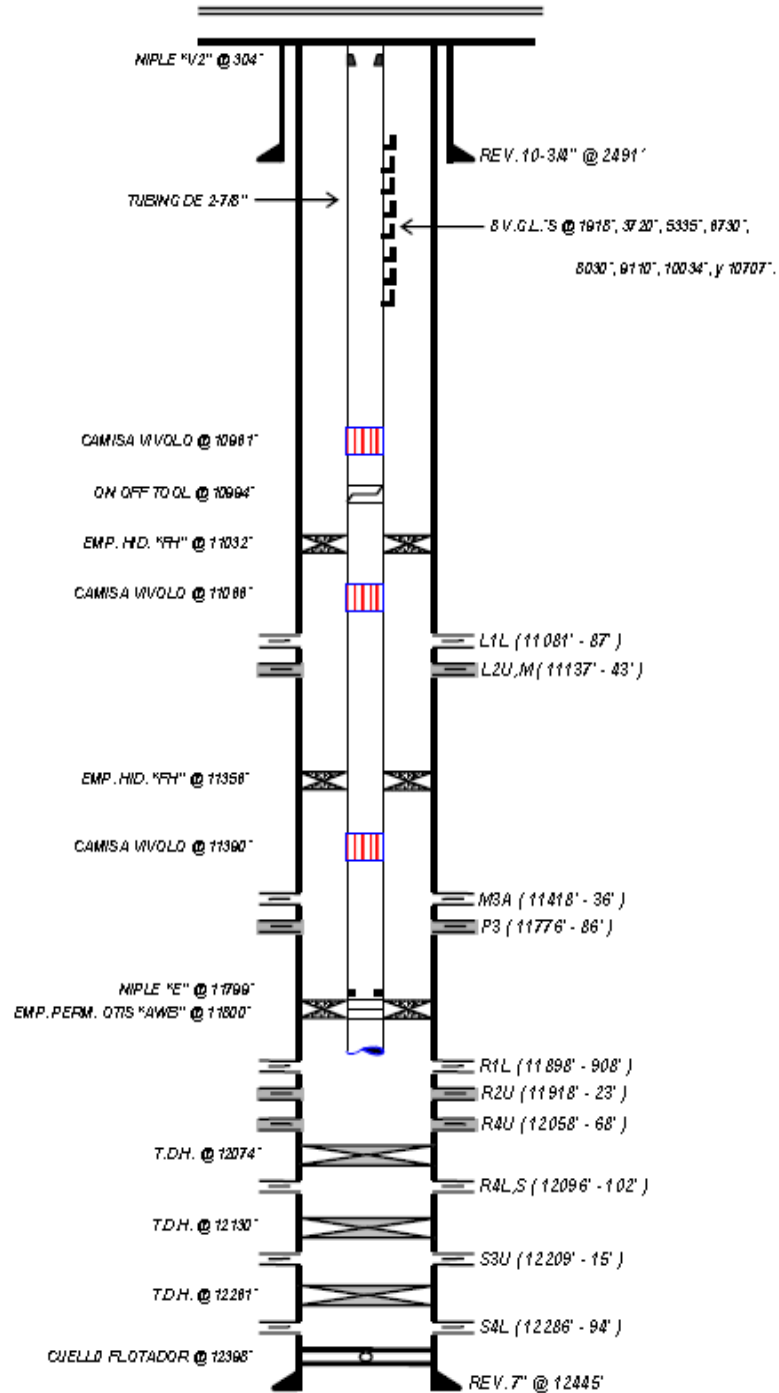


Figura 5.12 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-15.

Pozo MVR-16

El pozo MVR-16 fue completado originalmente en Diciembre de 1958 como productor por flujo natural en la arena L2L, habiendo probado antes y luego abandonado la arena U2U. Luego en Junio de 1960 se realiza la reparación # 1 del pozo con el propósito de retornarlo a producción después de su rápida caída, para esto se estimuló la arena mediante tratamiento con ácido y se retorno la producción al pozo. A partir de allí el pozo continuó produciendo ineficiente hasta que se propuso realizar el reacondicionamiento permanente # 1 en Septiembre de 1961 en el que se recompletó la arena L2L y se perforó la arena M3U, quedando el pozo como productor sencillo selectivo en las arenas L2L y M3U.

Después del RP #1, la arena L2L produjo hasta Julio de 1962 cuando fue cerrada por producir con alta RGP. Por su parte, la arena M3U había estado cerrada desde su completación. En Junio de 1964, se encontró que la presión del fondo de la arena M3U en este pozo era de 2941 Lpc, unos 1500 Lpc por debajo de la presión normal de la arena. Sospechando pérdida de aislamiento en la tubería de revestimiento. Esto fue corroborado más adelante cuando se corrió un registro de temperatura en el pozo, detectando el incremento de la misma al pasar de 2000' a 3000', lo que significaba que el pozo estaba comunicado y existía un escape de fluidos a ese nivel (hueco en el casing), por lo tanto se mató el pozo y se planteó realizar el reacondicionamiento permanente # 2 del mismo. En junio de 1968 se culminó el RP # 2 donde se reparó el pozo mediante un "casing patch", a partir de allí el pozo quedó completado en las mismas arenas, dejando activa la arena M3U. En la tabla 5.31 se puede observar los resultados que arrojó la prueba inicial del pozo.

Tabla 5.31 Prueba inicial pozo MVR-16, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
08-1968	11475'- 11481'	275	3,031	11022	46,7	0,2	1500	5/8"

En Septiembre de 1990 se planteó realizar el reacondicionamiento permanente # 3 con el objetivo de reperforar la arena M3U para retornar su producción eficiente, reperforar la arena L2L y perforar la arena L1L (L2U). Este reacondicionamiento se llevó a cabo y se dejó el pozo completado como productor sencillo selectivo por LAG en las arenas M3U, L2L y L2U.

En Mayo de 1994 el pozo fue estimulado mediante acidificación matricial no reactiva en la arena M3U para restaurar su producción. Así mismo, se realizó otra estimulación en Enero de 1998.

En Febrero del 2007 el pozo declinó su producción y fue encontrado muerto, en el mes de Marzo del mismo año se realizó el cambio de zona a la arena L2L, la cual no aportó fluidos eficientemente, por lo que se procedió en el mes de Mayo a realizar un segundo cambio de zona a la arena L2U, esta última sin aportar fluidos tampoco.

Actualmente el pozo se encuentra inactivo con estado “ED” en la arena M3U y “EZ” en las arenas L2U y L2L.

En la tabla 5.32 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.32 Producción hasta la fecha.

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
2012121	42065044	118154

En la figura 5.13 se muestra la historia de producción pozo MVR-16, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.14 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-16.

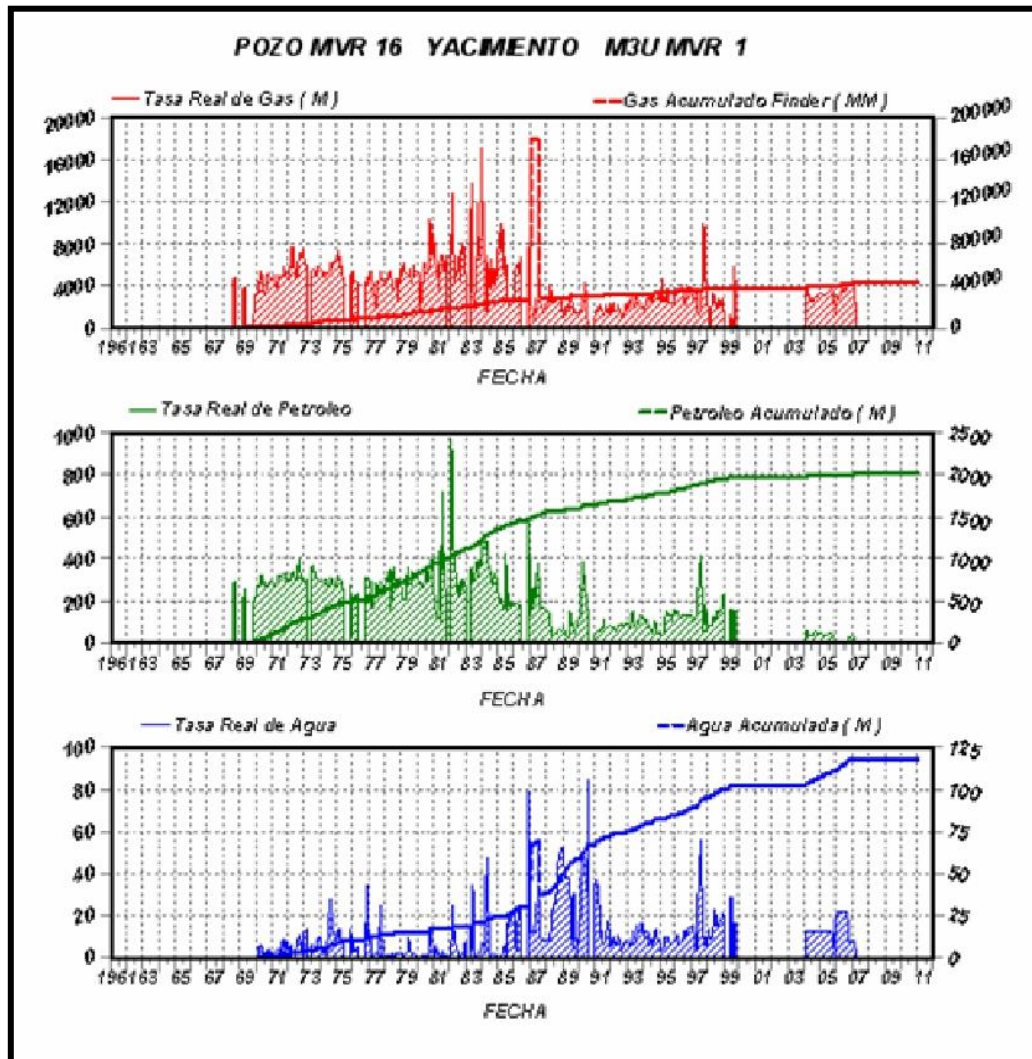


Figura 5.13 Historia de producción pozo MVR-16 – Yacimiento M3U MVR-1.



CAMPO: MATA-R

POZO: MVR-16

ACTUAL

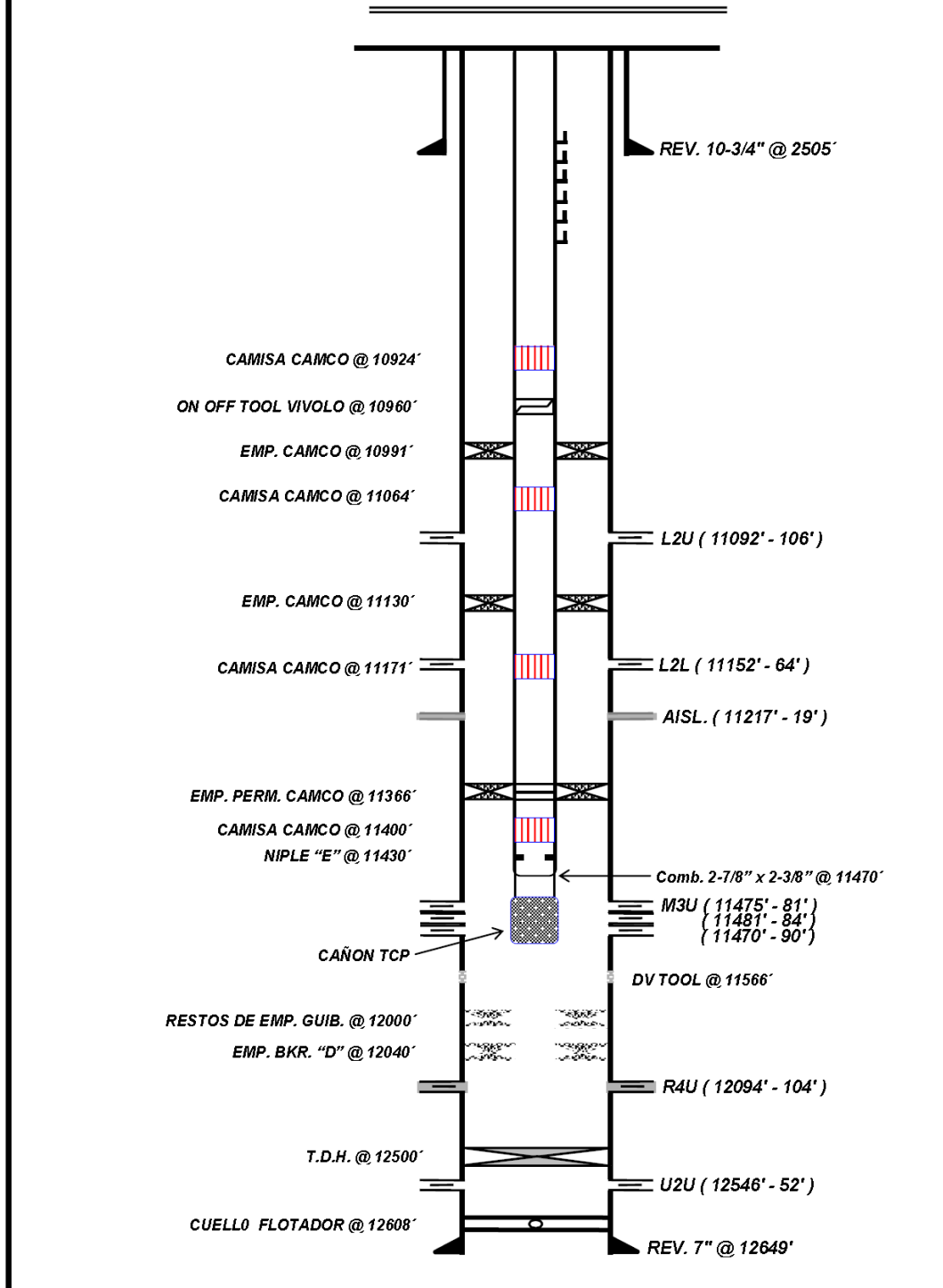


Figura 5.14 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-16.

➤ **Pozo MVR-81**

En Diciembre de 1958 se completó originalmente el pozo como productor sencillo selectivo por flujo natural en las arenas R4U y S3 por el anular y el reductor, respectivamente. También fue probada y abandonada la arena M3U por presentar alta producción de gas.

En abril de 1961, durante el reacondicionamiento permanente # 1, fueron abandonadas las arenas S3 y R4U por razones de yacimiento (producción deficiente), recompletándose el pozo de forma sencilla flujo natural en la arena L2L. El pozo se mantuvo activo en esta arena por menos de 1 años cuando declinó su producción y se decidió realizar el reacondicionamiento permanente # 2 en Marzo de 1962, en el que se reperforó el intervalo inferior de la arena M3U y se perforó el superior. El pozo quedó recompletado como productor doble zona en las arenas M3U por el tubing y L2L por el casing. Luego en Junio de 1967, durante la reparación # 1, fue corregida la comunicación existente en el equipo de subsuelo, entre el tubing y el casing. El pozo quedo completado como productor doble zona en las mismas arenas. En la tabla 5.33 se puede observar los resultados que arrojo la prueba inicial del pozo.

Tabla 5.33 Prueba inicial pozo MVR-81, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
03-1962	(11542'-11548') (11554'-11564')	594	4,741	7982	47	0,5	2800	5/8"

En Agosto de 1978 el pozo fue puesto en estado "EH" en la arena M3U por la baja eficiencia de producción del yacimiento, así mismo sucedió con la arena L2L en septiembre de 1981 por presentar los mismos problemas.

En Noviembre de 1982, se realizó el reacondicionamiento permanente # 3, donde se recompletó la arena M3U y se perforó la arena P3, quedando el pozo como productor sencillo selectivo doble zona mediante LAG.

En Febrero de 1986, se realizó el reacondicionamiento permanente # 4 en el que se abandonaron las arenas L2L, P3 y se perforó y abandonó la arena R2U. Se perforaron las arenas L2U, M1U y se recompletó la arena M3U, quedando el pozo sencillo selectivo triple zona por flujo natural. En Julio de 1999 se realizó la reparación # 2 del pozo, en la que se corrigió la comunicación mecánica entre el tubing y el casing y se reemplazó el equipo de completación en mal estado, dejando al pozo completado en las mismas arenas. Luego en Julio del 2003, se realizó el trabajo de reparación # 3 al pozo, para corregir de nuevo una comunicación mecánica entre la tubería de producción y el revestidor. En esta, se reemplazo el equipo en mal estado y se completó el pozo como productor sencillo selectivo triple zona por flujo natural en las arenas L2U, M1U y M3U. El pozo se mantuvo activo en la arena M1U hasta Junio del 2010 cuando declinó su producción.

Actualmente el pozo se encuentra inactivo con estado “CY” en la arena L2U, “ED” en la arena M1U y “EZ” en la arena M3U.

En la tabla 5.34 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.34 Producción hasta la fecha.

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
1208162	18951829	97553

En la figura 5.15 se muestra la historia de producción pozo MVR-81, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.16 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-81.

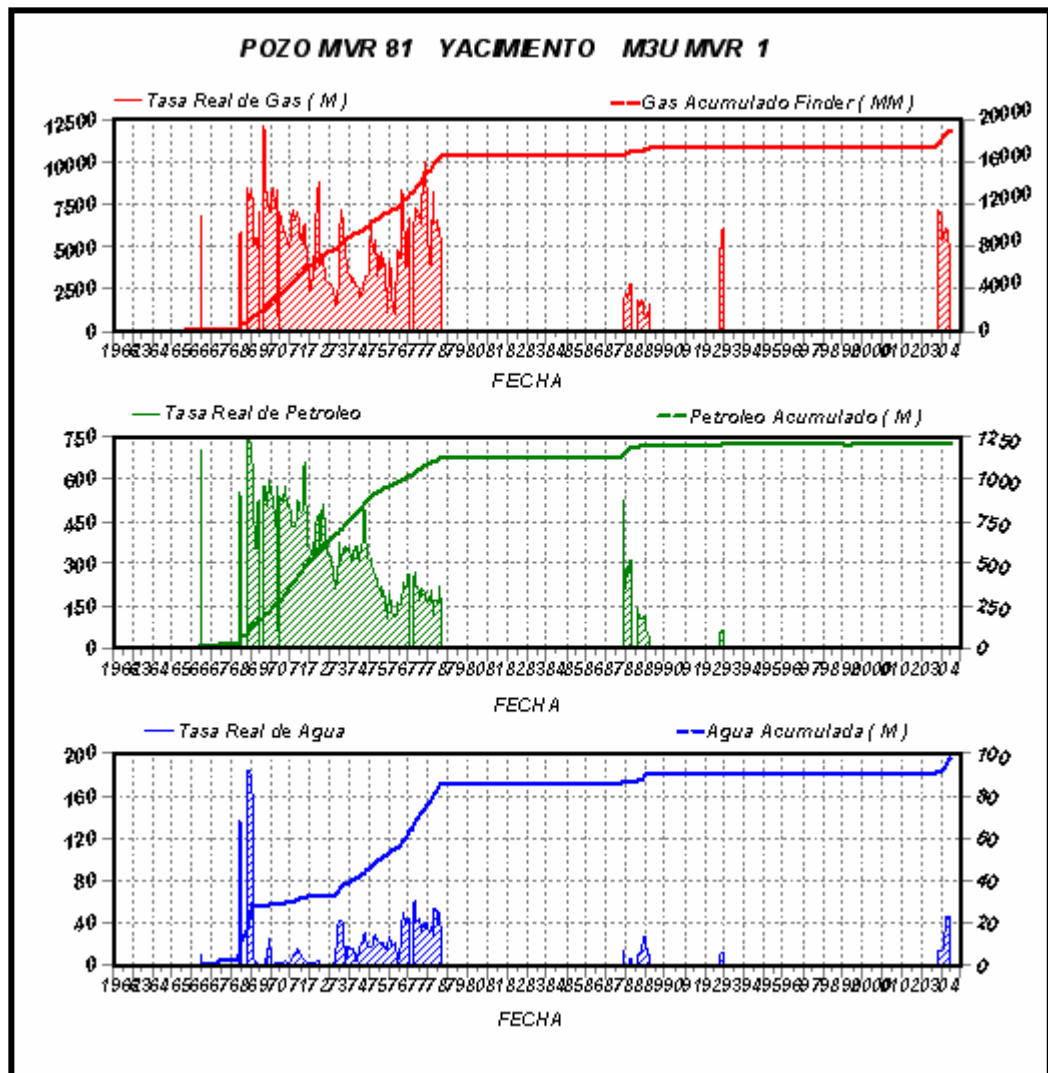


Figura 5.15 Historia de producción pozo MVR-81 – Yacimiento M3U MVR-1.

CAMPO: MATA-R
POZO: MVR-81
ACTUAL

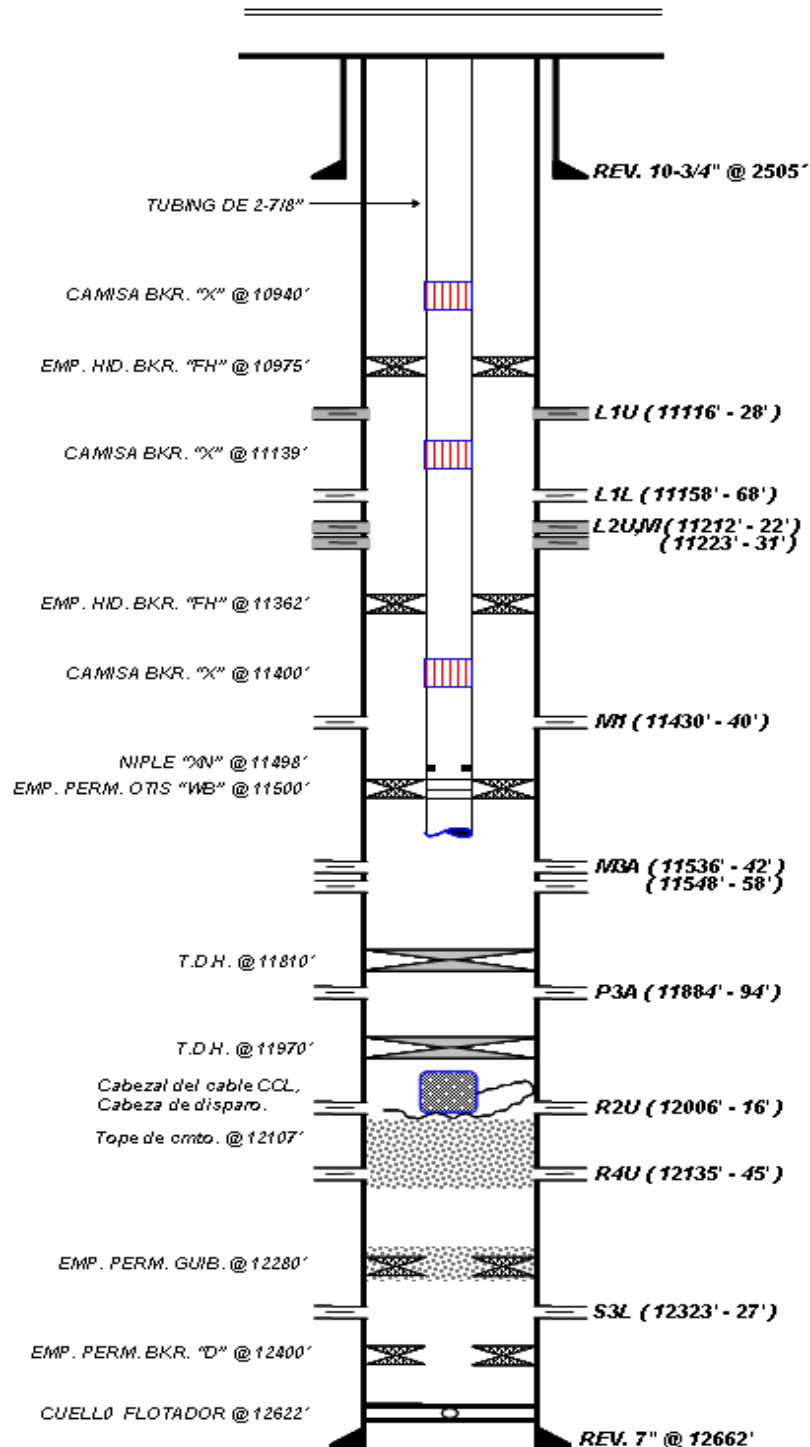


Figura 5.16 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-81.

➤ **Pozo MVR-101**

El pozo MVR-101 se completó originalmente en Diciembre de 1968 como productor sencillo selectivo en las arenas L2L y M3U. En la tabla 5.35 se puede observar los resultados que arroja la prueba inicial del pozo.

Tabla 5.35 Prueba inicial pozo MVR-101, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
12-1968	11483'- 11498'	599	2,956	4935	45,2	1,2	310	5/8"

En septiembre de 1969 se le efectuó al pozo el reacondicionamiento permanente # 1 donde se abandonó con cemento la arena L2L por aportar 100 % agua y se recompleto la arena M3U. Luego en Julio de 1985 se efectuó el reacondicionamiento permanente # 2 donde se completaron sencilla selectiva las arenas L1U y M3U. En Junio de 1990 se realizó el reacondicionamiento permanente # 3 mediante el cual se abandonó con cemento la arena L1U y se completaron sencilla selectiva las arenas L2U y M3U para producir las por flujo natural.

Desde su último reacondicionamiento permanente, el pozo MVR-101 se ha mantenido produciendo de manera fluctuante.

En la tabla 5.36 se puede observar los resultados en la última prueba de producción realizada en el pozo MVR-51 y en la tabla 5.37 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.36 Última prueba del pozo MVR-101, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
4-2009	(11542'-11548') (11554'-11564')	2	2,067	1033481	41,2	90,1	180	1/2"

Tabla 5.37 Producción hasta la fecha

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
1190869	27466706	108739

En la figura 5.17 se muestra la historia de producción pozo MVR-101, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.18 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-101.

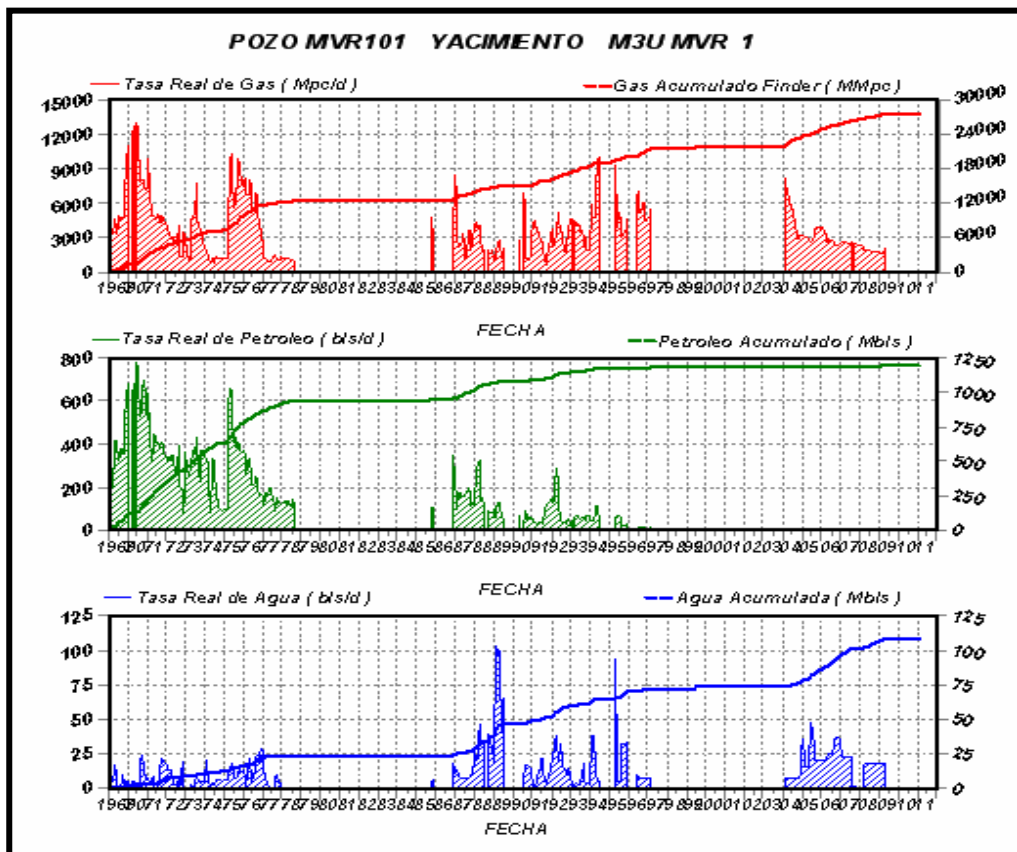


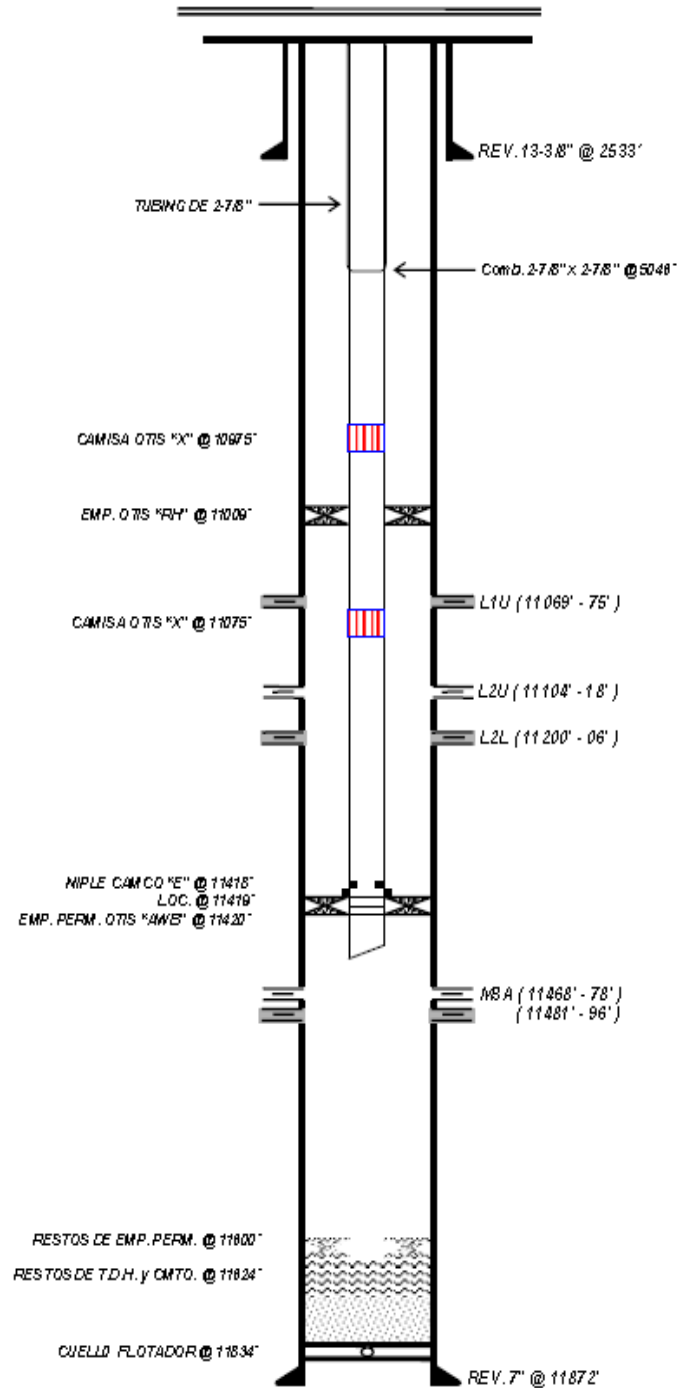
Figura 5.17 Historia de producción pozo MVR-101 – Yacimiento M3U MVR-1.



CAMPO: MATA-R

POZO: MVR-101

ACTUAL



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA NMSA

Figura 5.18 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-101.

➤ **Pozo MVR-106**

El pozo fue completado originalmente en Diciembre del 2002 como productor doble sarta por flujo natural en las arenas L1L (sarta corta) y L2M y M3U (sarta larga). En la tabla 5.38 se puede observar los resultados que arrojo la prueba inicial del pozo.

Tabla 5.38 Prueba inicial pozo MVR-106, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
03-2003	11483'- 11498'	0	3,1	4935	45,2	1,2	1520	-

A pesar de que la completación original se realizó en Marzo del 2003, el pozo fue puesto a producción en Diciembre del 2004 solo en la sarta larga arena M3U y se mantuvo activo hasta Mayo del 2009 cuando fue encontrado muerto (ED). En la tabla 5.39 se puede observar los resultados en la última prueba de producción realizada en el pozo MVR-106 y en la tabla 5.40 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.39 Última prueba del pozo MVR-106, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
5-2012	11483'- 11498'	4	1,320	329977	46,0	73,9	180	1/2"

Tabla 5.40 Producción hasta la fecha.

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
612	2554278	17385

En la figura 5.19 se muestra la historia de producción pozo MVR-106, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.20 se presenta el Diagrama Mecánico - Pozo MVR-16.

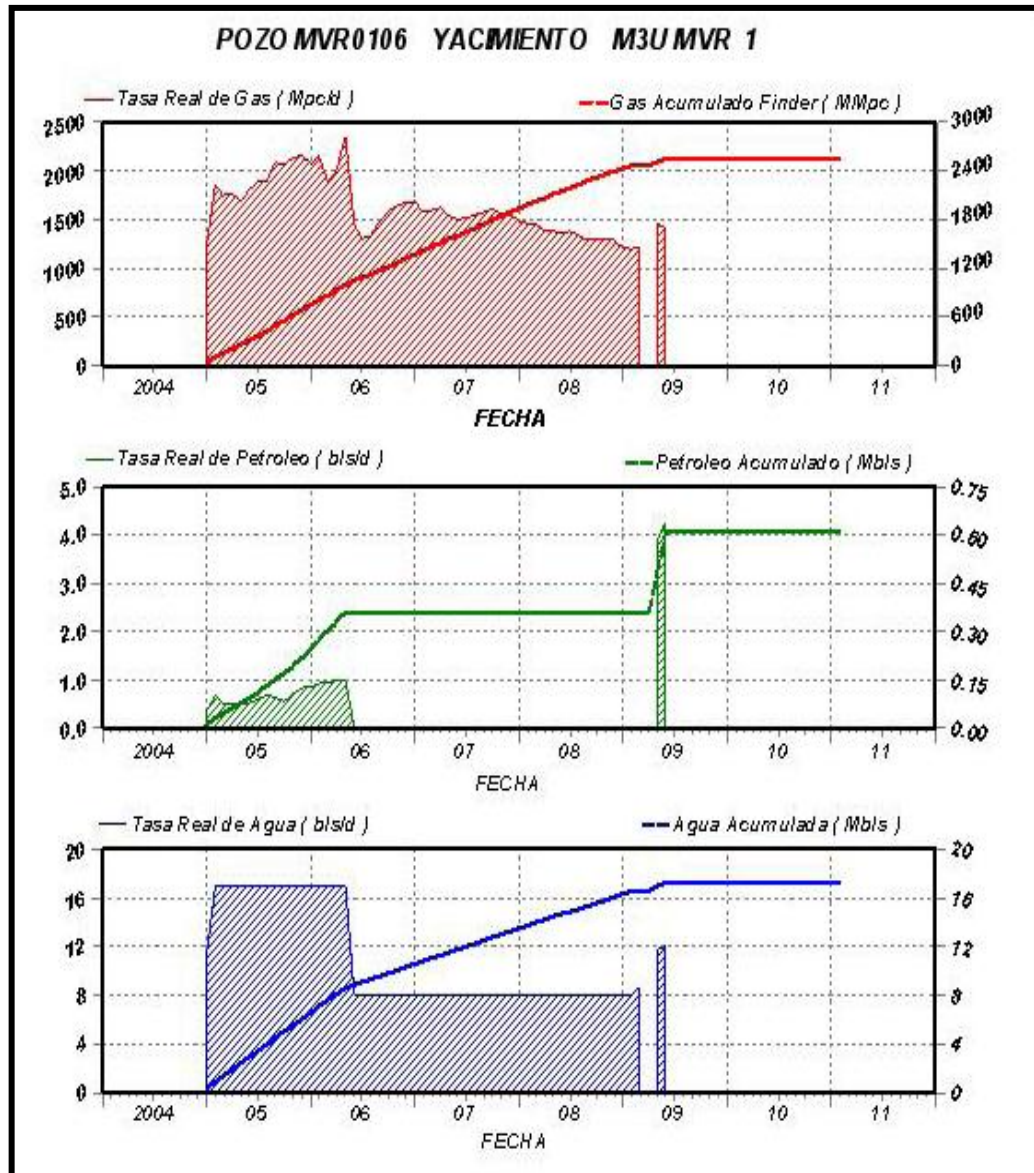


Figura 5.19 Historia de producción pozo MVR-106 – Yacimiento M3U MVR-1.



CAMPO: MATA-R
POZO: MVR-106
ACTUAL

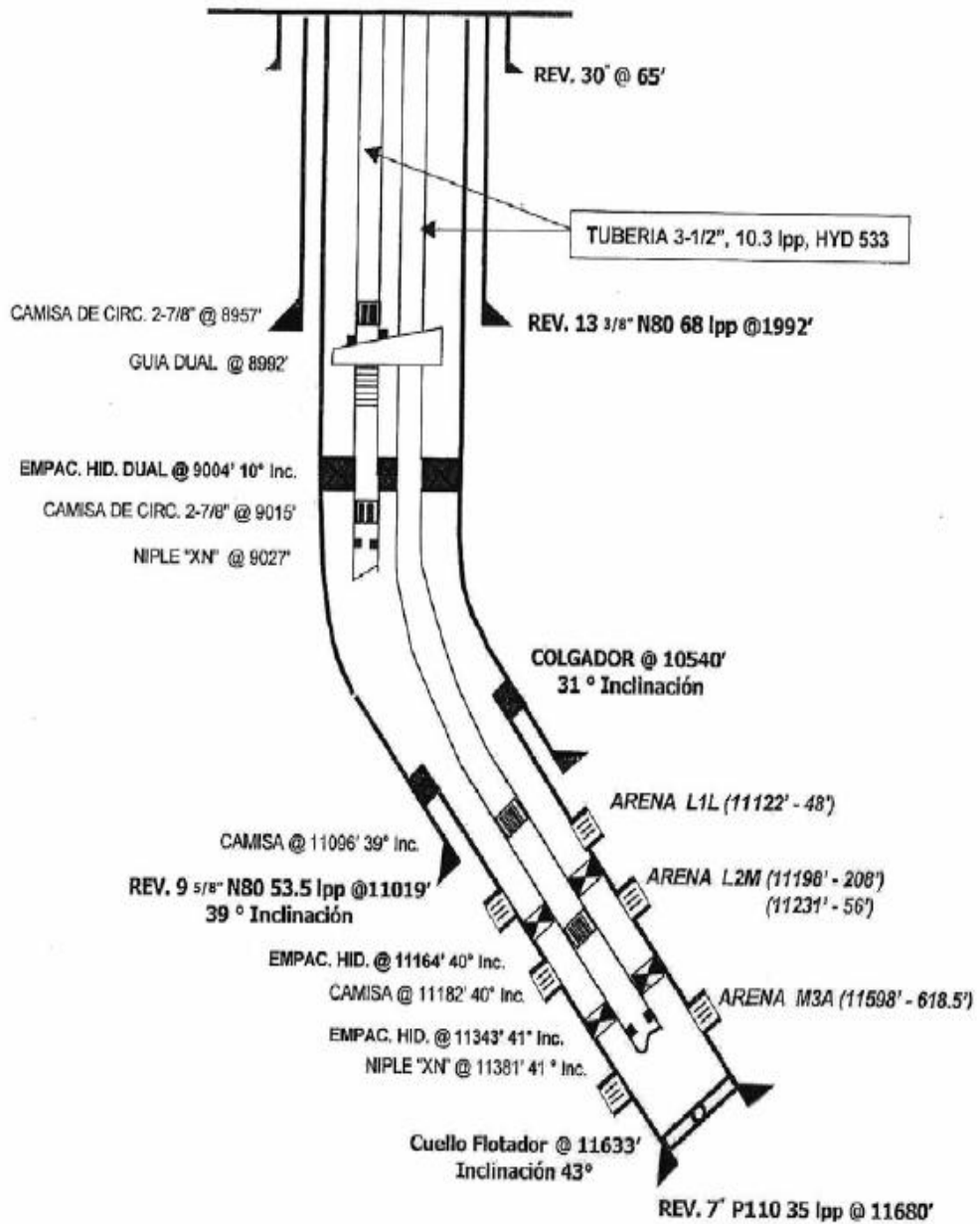


Figura 5.20 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-106.

➤ Pozo MVR-110

El pozo MVR-110 fue completado originalmente en Diciembre del 2003 como productor doble sarta en la arena F8, a través de la sarta corta, y en las arenas L1L (L2U) y M3A (M3U) a través de la sarta larga. Fue puesto a producción en Marzo del 2004 en las arenas F8 y L2U dejando aislada selectiva en la sarta larga la arena M3U.

El pozo MVR-110 se mantuvo activo en ambas sartas produciendo de manera intermitente. En Mayo del 2009 se encontró muerta la sarta corta en la arena F8 y en Agosto del mismo año la sarta larga. Hasta la fecha el pozo se ha mantenido inactivo con estado "ED" en ambas sartas. En la figura 5.21 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-110.



CAMPO MATA-R

POZO: MVR-110

ACTUAL

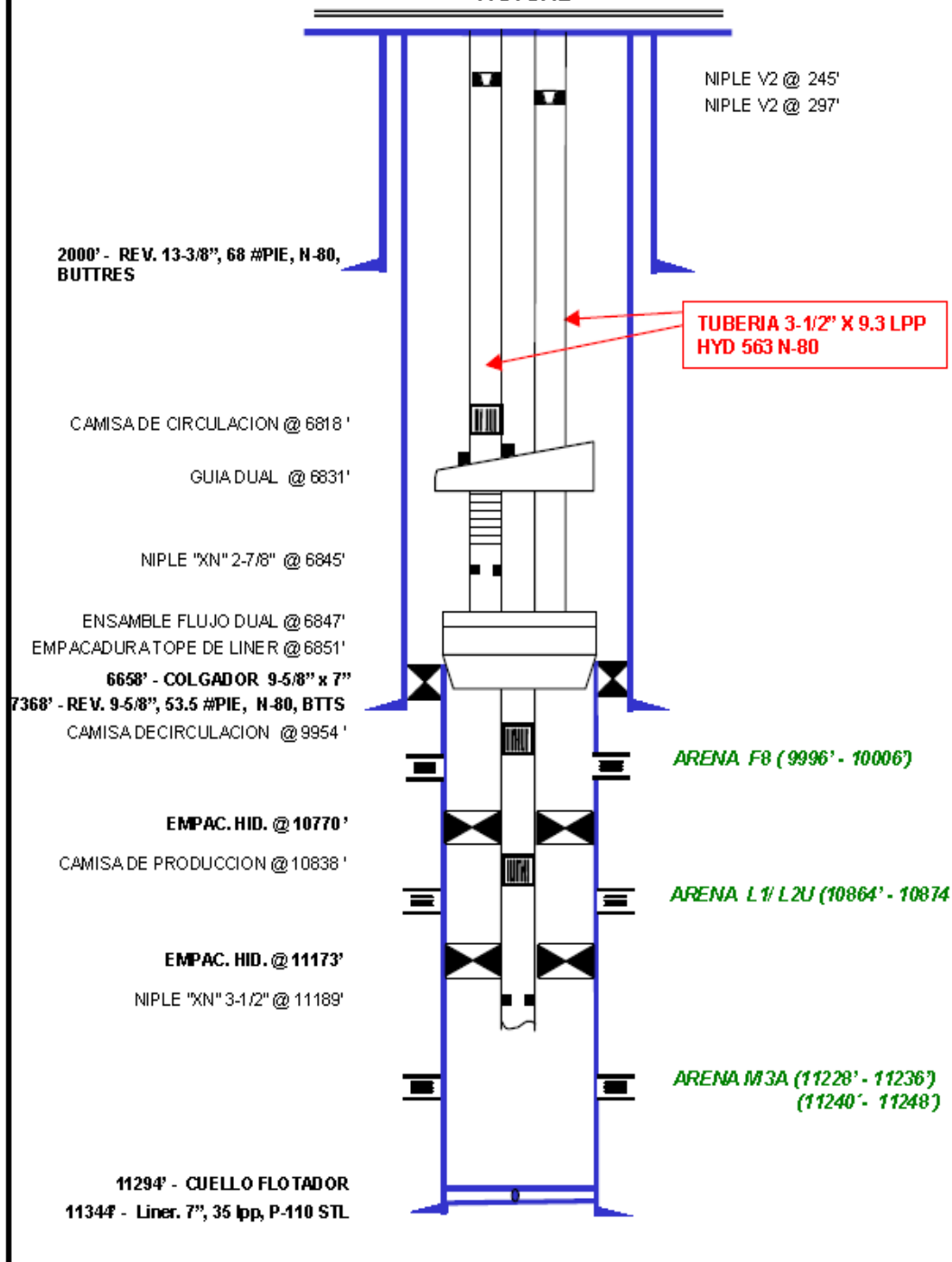


Figura 5.21 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-110.

Pozo MVR-115

El pozo MVR-115 fue completado originalmente doble sarta en las arenas: L0L1 en la sarta corta y L2U y M3U en la sarta larga, en el mes de Diciembre del 2005. Las arenas L0L1 y L2U fueron cañoneadas con cañones Casing Gun, mientras que la arena M3U fue cañoneada con cañones TCP y evaluada con sarta de prueba. Durante la evaluación con cabria en sitio, la arena M3U logró acumular 600 Lpc en cabezal, pero no se realizó prueba oficial de la misma. Durante la completación el pozo fue aceptado como productor en la sarta corta, mientras que la sarta larga fue aceptada falla mecánica por presentar tubería doblada a 9600 pies.

En vista de que las arenas L2U y L0L1 presentan un bajo nivel energético, y que no se observó reacción favorable posterior a los desalojos de líquidos realizados, en Enero del 2010 se abandonaron con cemento las mismas y se planteó recañonear la arena M3U y cañonear las arenas M1U y R3M, dejando el pozo completado sencillo selectivo con sistema de L.A.G en todas las arenas, tal como lo muestra la Figura 5.23 en el diagrama mecánico del pozo. A la fecha el pozo no ha sido activado a producción en ninguna de las arenas completadas.

En la tabla 5.41 se puede observar los resultados en la última prueba de producción realizada en el pozo MVR-115 y en la tabla 5.42 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.41 Última prueba del pozo MVR-115, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
6-2012	11473-11499	16	0,375	23445	39,7	6	320	-

5.42 Producción hasta la fecha.

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
2132	70188	111

En la figura 5.22 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-115.

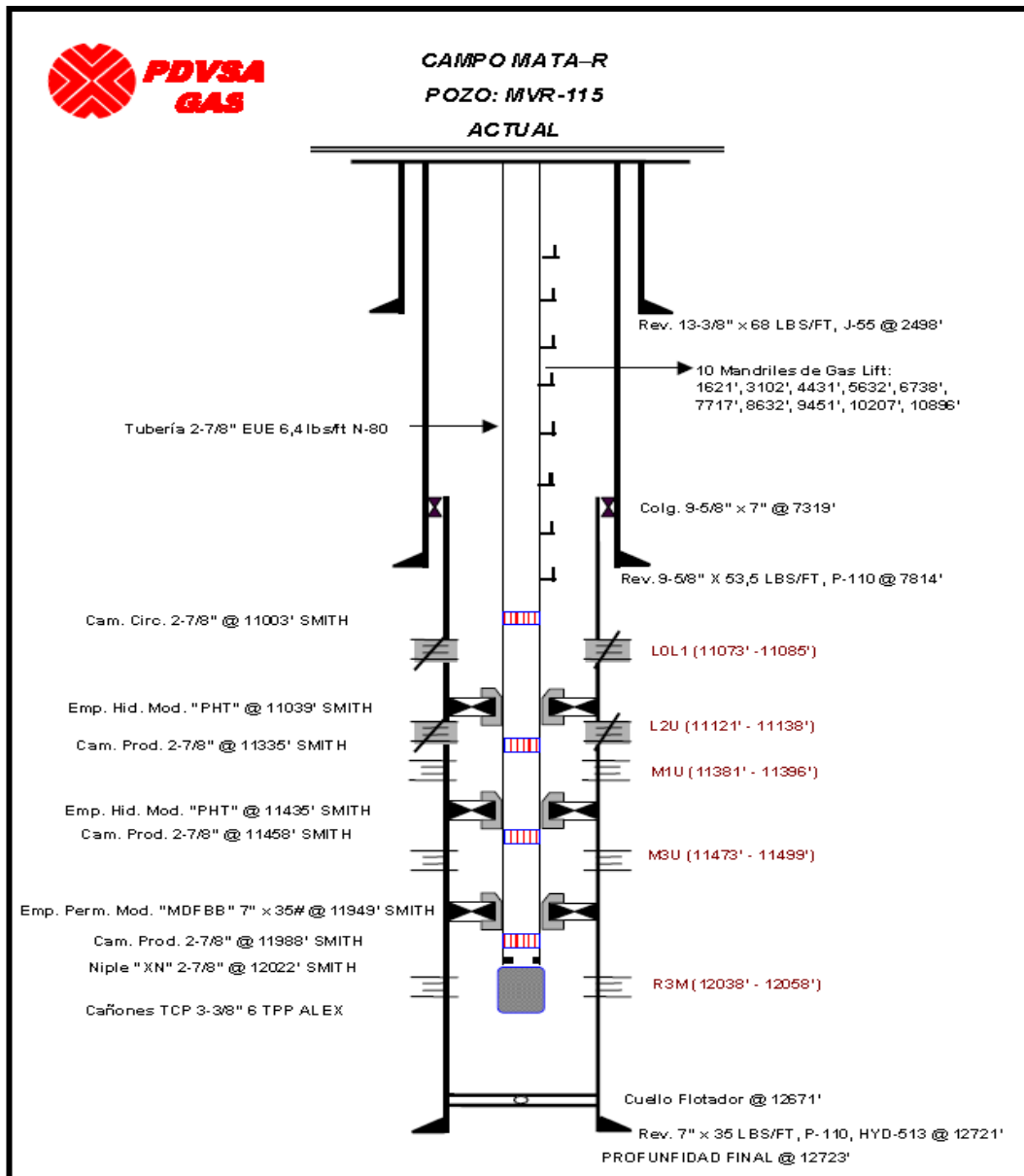


Figura 5.22 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-115.

➤ **Pozo MVR-124**

La completación original del pozo MVR-124 finalizó en Junio de 2006. Se completó doble sarta selectivo flujo natural en las arenas L1U en la sarta corta y L1L (L2U) y M3A (M3U) en la sarta larga. La arena en estudio M3U se perforó con cañón Link Jet 2 1/8" 6 TPP, ésta fluyó con reductor 3/8" 600 psi, cerró y acumuló 800 psi. En la tabla 5.43 se puede observar los resultados que arrojó la prueba inicial del pozo.

Tabla 5.43 Prueba inicial pozo MVR-124, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
07-2009	11366' - 11378'	2	1,330	665000	46,1	80	310	1/2"

El pozo MVR-124 se mantuvo activo en ambas sarts durante 4 meses del año 2009 hasta que declinó su producción, encontrándose igualizado por ambas sarts. En Febrero del 2010 se le practicó una estimulación matricial al pozo sin tener éxito y hasta la fecha el mismo se encuentra inactivo.

En la tabla 5.44 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.44 Producción hasta la fecha.

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
376	155481	1050

En la figura 5.23 se muestra la historia de producción pozo MVR-1, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.24 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo MVR-124

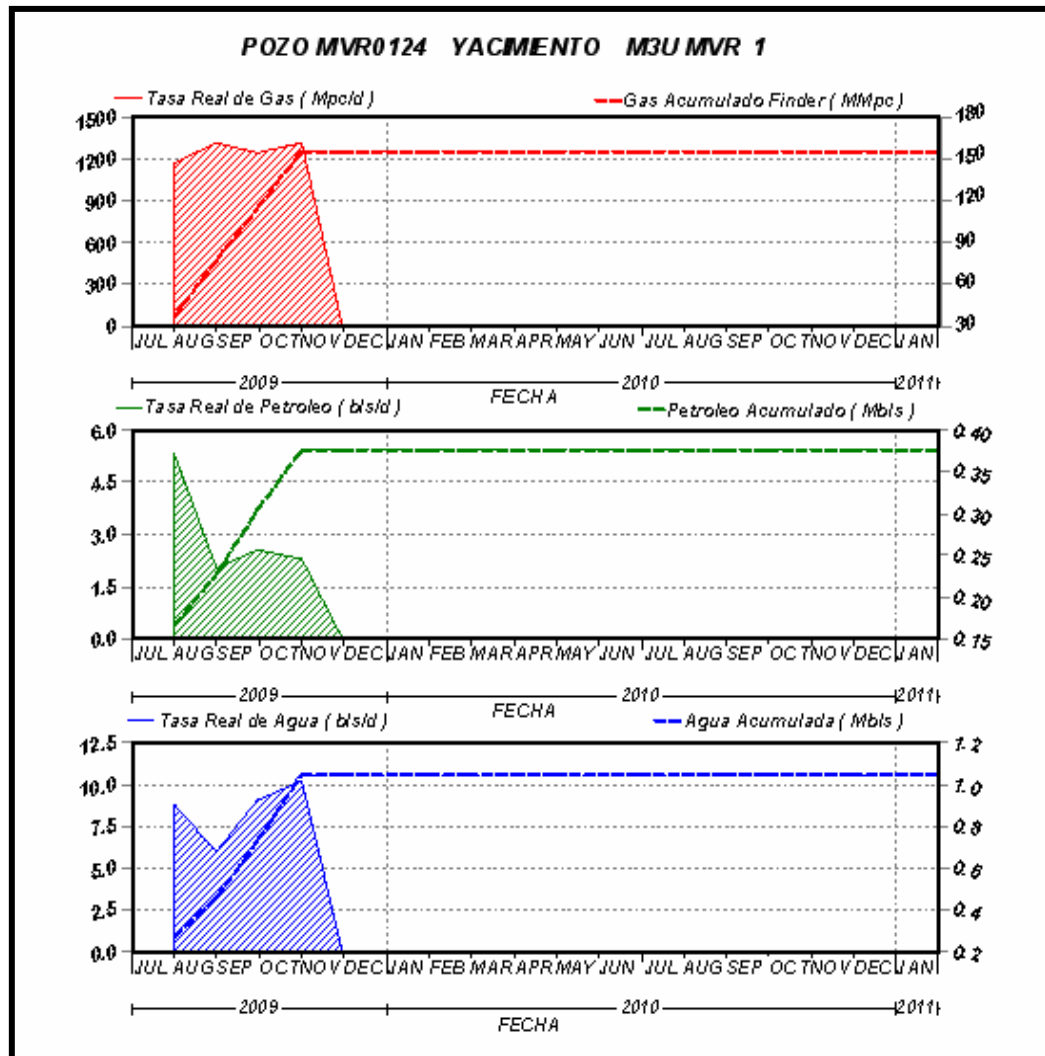


Figura 5.23 Historia de producción pozo MVR-124 – Yacimiento M3U MVR-1.



CAMPO MATA-R

POZO: MVR-124

ACTUAL

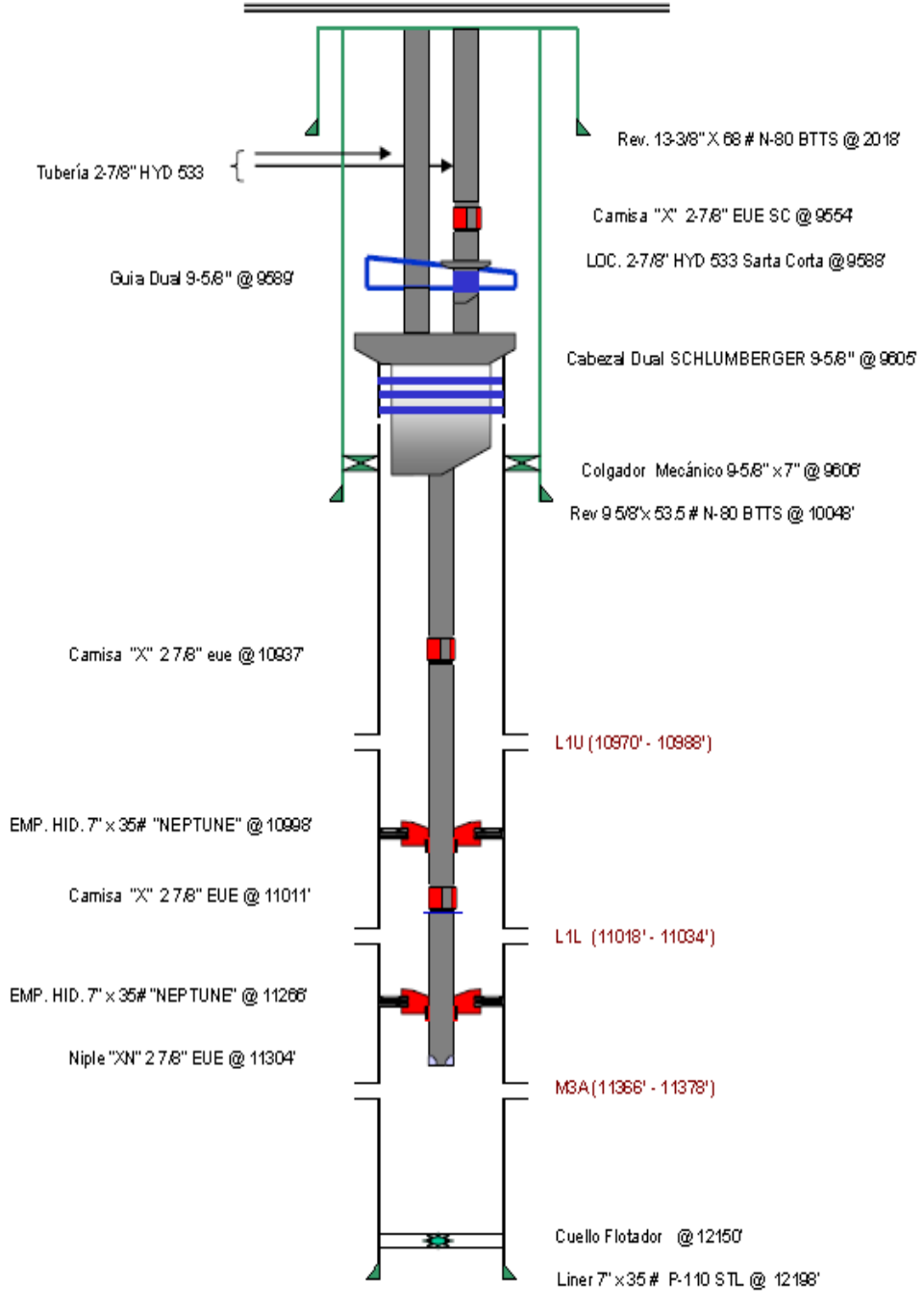


Figura 5.24 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-124.

5.7.3 Pozos propuestos para inyectoros.

➤ Pozo MVR-57

El pozo MVR-57 fue completado originalmente en Marzo de 1956 en la arena U3, se mantuvo produciendo de forma continua hasta junio de 1957, momento en el cual declinó su producción. En Noviembre del año 1982 es sometido a trabajo de reacondicionamiento permanente # 1 donde se recañonea la arena U3, se cañonea la arena R2A y se completa el pozo sencillo selectivo con LAG. Produjo de forma eficiente por encima de los 300 BNPD, posteriormente su producción declinó a tasas menores de 50 BNPD incrementándose el corte de agua.

En el año 1985 es sometido a trabajo de reacondicionamiento permanente # 2, en donde se recañonean las arenas U3 y R2A y se completa el pozo sencillo selectivo con LAG. Posterior al trabajo se origina un problema mecánico, lo cual ocasionó que el pozo no acumulara producción, se declara falla y en el año 2002 se somete al trabajo de reacondicionamiento permanente # 3 cuando se completa nuevamente en las arenas U3 y R2A y se incorpora la arena R3M, quedando activo a producción y muriendo después.

En el año 2003 se somete a trabajo de reacondicionamiento permanente # 4, en el cual se planteó abandonar las arenas U3 y R2A y completar el pozo sencillo selectivo por flujo natural en las arenas M1U, M3U y R3M. El pozo se reactiva y se incorpora nuevamente a producción en la arena M1U con una tasa de 4,5 MMPCPD y 17 BNPD. Desde ese momento se mantiene produciendo hasta el mes de Mayo de 2006 cuando es reportado con tubería rota, cabe destacar que las arenas M3U y R3M no fueron suficientemente evaluadas. Por tal razones se intervino con cabria el pozo para su Reparación N° 5 en Marzo del 2008, en el cual se sustituyó el equipo de completación en mal estado y se completó el pozo sencillo selectivo triple zona en las arenas R3M y M1U, M3U.

Actualmente el pozo se encuentra inactivo desde Agosto del 2009 cuando fue declarado falla por presentar problemas con relleno en la tubería. En la Figura 5.25 se muestra el diagrama mecánico del pozo MVR-57.

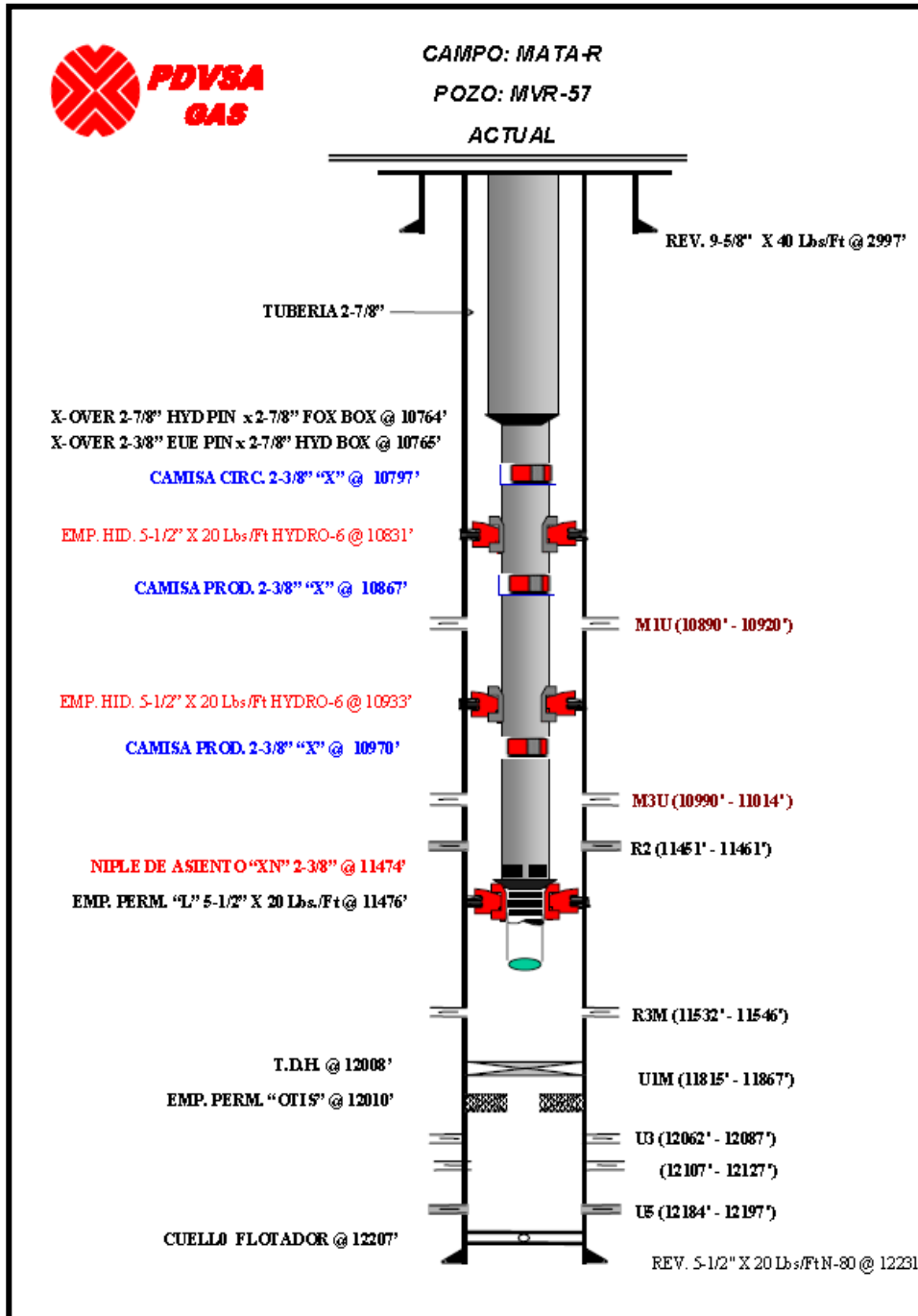


Figura 5.25 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-57.

➤ Pozo MVR-105

Con el objetivo de cumplir con los planes de explotación para la recuperación de hidrocarburos mediante la inyección de gas, el pozo MVR-105, fue completado originalmente en Diciembre de 1969 como inyector, a través de dos sartas. En la sarta corta, la arena L2U y en la sarta larga la arena M1U.

En Octubre de 1970 fue estimulada la arena M1U mediante tratamiento con ácido para remover taponamiento e incrementar la capacidad de inyección del pozo. Luego en Junio de 1977 se realizó la segunda estimulación con ácido a la arena M1U para incrementar su capacidad de inyección.

En Agosto del 2000 el pozo fue cambiado a productor en la sarta larga, arena M1U. Luego en Octubre del 2005 el pozo fue trabajado mediante el acondicionamiento permanente # 1. Durante ese trabajo se completo el pozo doble sarta para producir por flujo natural en las arenas L2U y M1U. Actualmente el pozo se encuentra inactivo en la sarta larga (arena M1U) con estado "ED" y activo en la sarta corta en la arena L2U con una producción deficiente de 0,6 MMPCND de gas y 2 BND de petróleo con reductor de 1/2" y presión de cabezal de 120 Lpc.

Este pozo esta propuesto para ser convertido a inyector, con un trabajo de reacondicionamiento permanente, con el objetivo de cumplir con el proyecto de recuperación secundaria suplementaria mediante la inyección de gas en el yacimiento M3U MVR-1. En la Figura 5.26 se muestra el diagrama mecánico actual del pozo.



CAMPO: MATA-R
POZO: MVR-105

ACTUAL

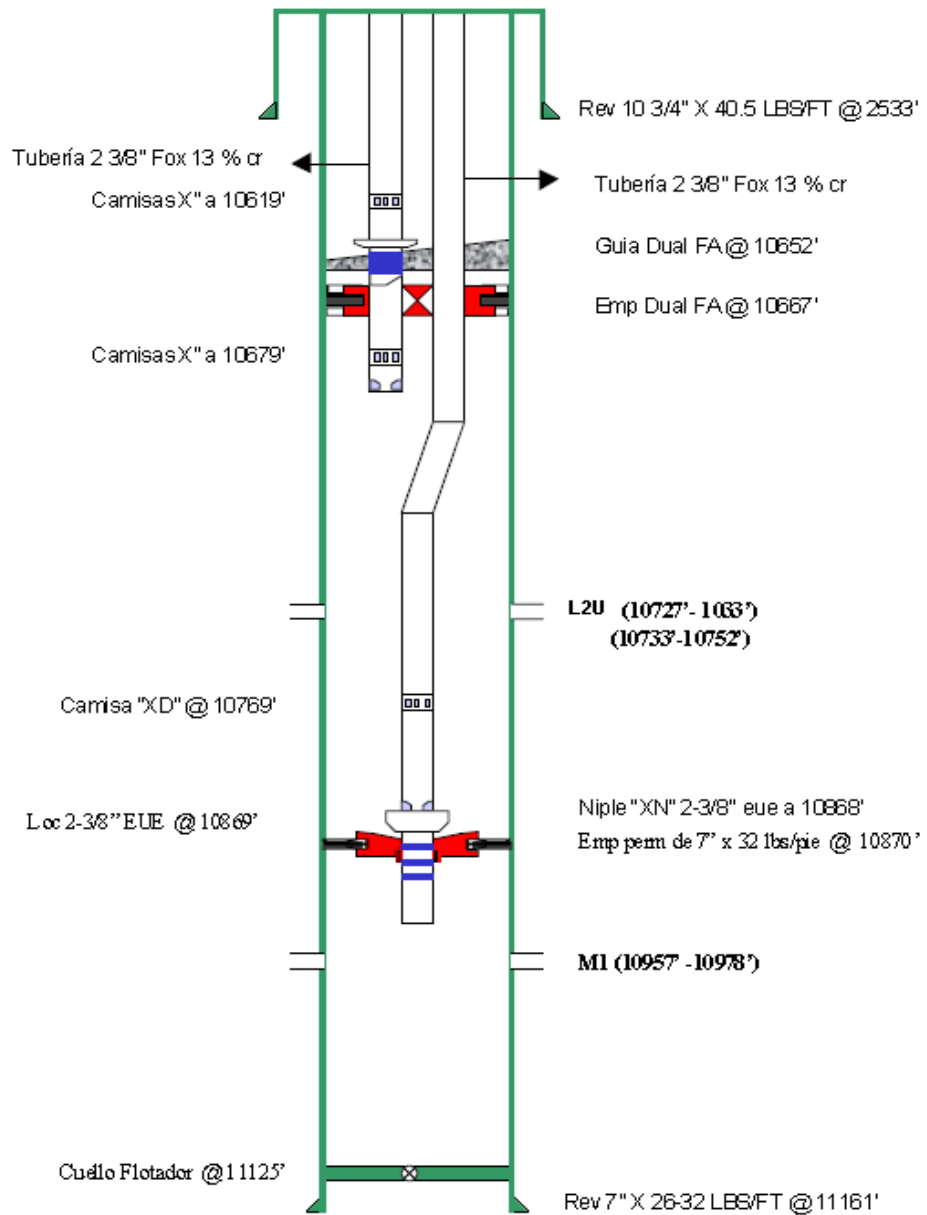


Figura 5.26 Diagrama Mecánico - Pozo MVR-105.

➤ **Pozo ZM-308**

El pozo ZM-308 fue perforado entre Abril y Julio de 1957, completándose doble zona por flujo natural en los yacimientos S4 y U2. En mayo de 1959 se realizó la reparación # 1 con el fin de completar el pozo con sistema de levantamiento artificial por gas. En el año 1969 se realizó el reacondicionamiento permanente # 1, el cual contempló el abandono de las arenas S4 y U2 y la completación del mismo en la arena M3U en los intervalos 11278' – 11295' y 11306' – 11311' como inyector de gas, con la siguiente prueba de inyección: 4250 lpc en cabezal y 3,756 MMPCGD. Mientras estuvo activo como inyector fue sometido a diversos trabajos de estimulación y acidificación para mejorar la tasa de inyección del mismo. Posteriormente en el año 2004 el pozo es abierto a producción, logrando producir hasta Abril de 2009, a partir del cual se encuentra inactivo. En Abril de 2010 se propone realizar el reacondicionamiento permanente N° 2 con el fin de abandonar con cemento la arena M3U, reperforar la arena S3L, y perforar las arenas S5L y U2M, sencillo selectivo con válvulas de gas-lift, quedando abierta a producción ésta última con una tasa de producción de gas total de 0,7 MMPCGD, de los cuales 0,5 MMPCGD corresponden a gas inyectado y una producción de líquido de 110 barriles con 5% de agua y sedimentos. En la tabla 5.45 se puede observar los resultados en la última prueba de producción realizada en el pozo ZM-308 y en la tabla 5.46 se pueden apreciar la producción hasta la fecha.

Tabla 5.45 Última prueba del pozo ZM-308, Yacimiento M3U MVR-1.

Fecha	Intervalo (Pies)	Qo (BPN/D)	Qg (MMPN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Pcab (Lpc)	Reduc. (Pulg.)
4-2012	11278-11295 11306-11311	3	1,079	359571	54,9	39,4	160	1/2"

Tabla 5.46 Producción hasta la fecha.

Petróleo Barriles	GAS Miles de Pies Cúbicos	Agua Barriles
14551	3030414	22506

En la figura 5.27 se muestra la historia de producción pozo ZM-308, Yacimiento M3U MVR-1, y en la figura 5.28 se presenta el Diagrama Mecánico Pozo ZM-308.

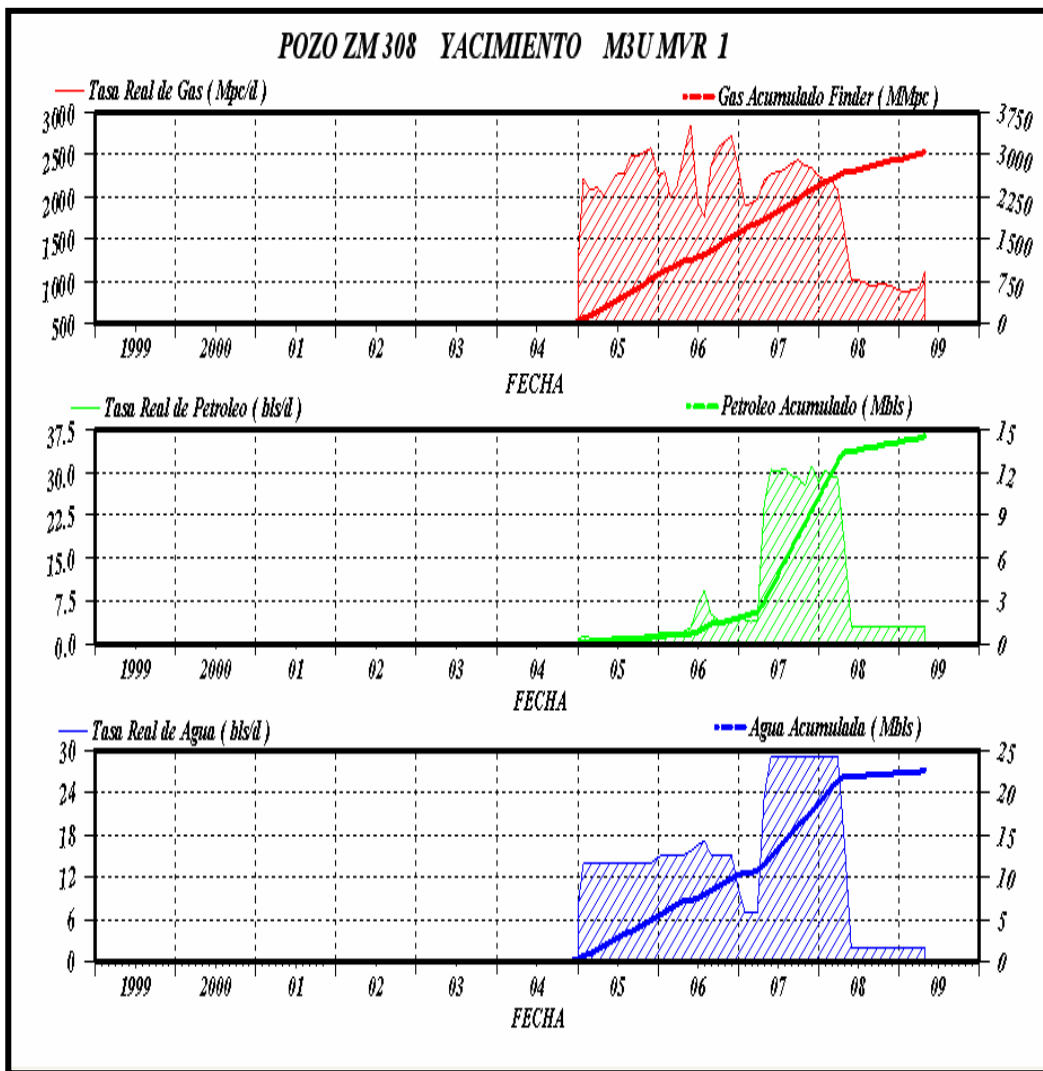


Figura 5.27 Historia de producción pozo ZM 308 – Yacimiento M3U MVR-1.



CAMPO: ZAPATOS
POZO: ZM-308
ACTUAL

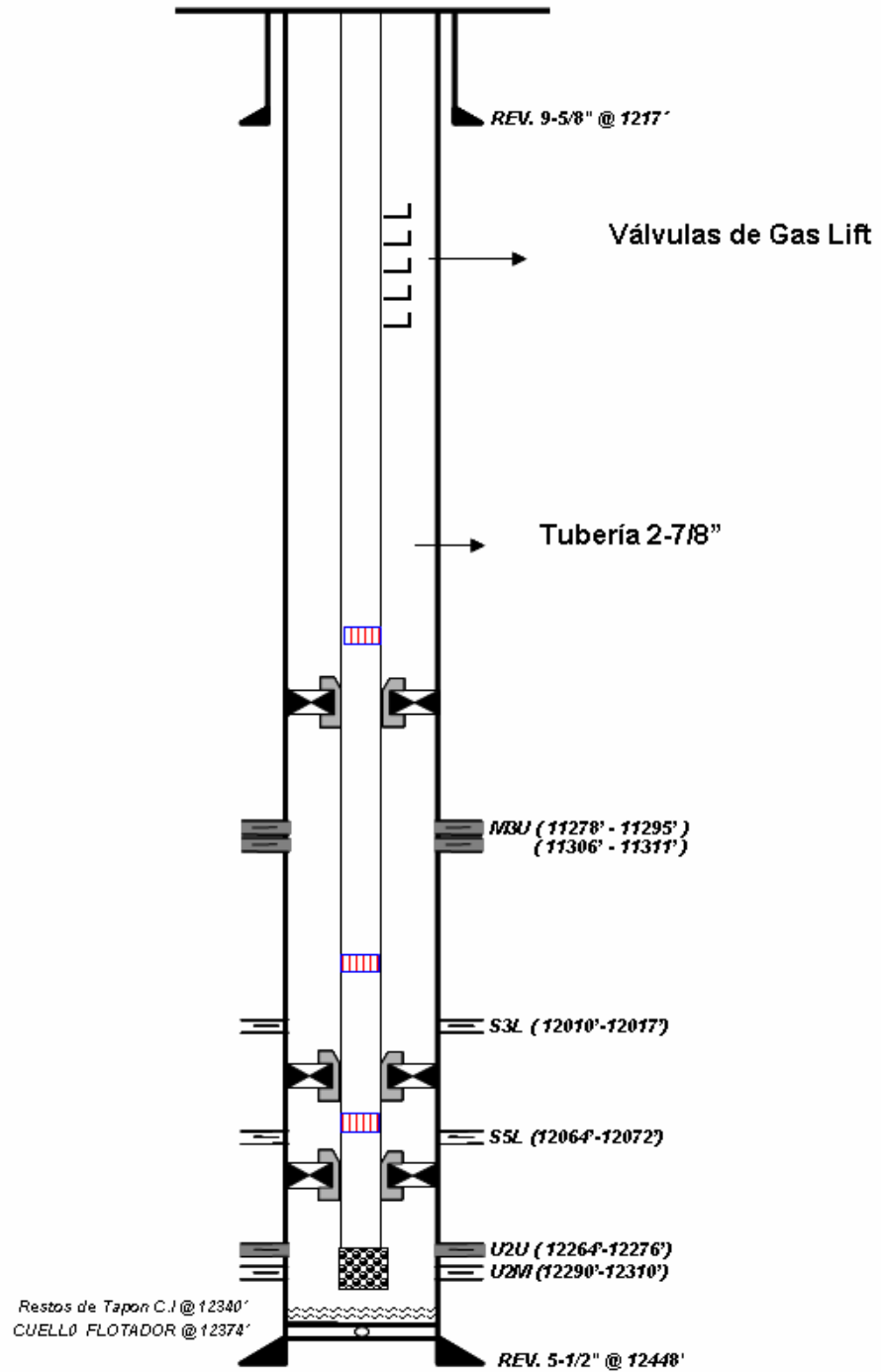


Figura 5.28 Diagrama Mecánico - Pozo ZM-308.

CAPÍTULO VI

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 PREDICCIONES DE LA SIMULACIÓN.

El proceso de simulación fue corrido por la empresa operadora PVDSA Gas Anaco, las predicciones se corrieron desde Mayo del año en curso y la fecha de culminación dependió de la definición de cada caso de estudio. Para las mismas se consideró la producción a condiciones de separación (superficie). Para los pozos con las facilidades en superficie se tienen las estaciones B-12, W-4, H-10 y X-8 en el área de Mata R y ZEF-8, ZED-7, ZEF-14, ZEF-11, ZEF-10 y ZEF-7 en el área de Zapatos, para los que no se trabajará con equipos en sitio para llevar a cabo las pruebas de producción. Cada estación tiene 2 etapas de separación, las cuales están a: 250 y 60 Lpca.

Se consideraron para la predicción cuatro escenarios (casos), donde las condiciones de la línea base toman en cuenta la producción de los pozos actuales con límite económico productivo y/o la presión de abandono del yacimiento. Los pozos cambian automáticamente a la etapa más baja del separador, si esa etapa corresponde a la última el pozo es cerrado. Se usó una mínima presión en el cabezal del pozo para cambiar el mecanismo, y el valor mínimo considerado fue de 190 lpca por encima de la presión de la etapa final de separación. Los pozos nuevos parten desde su nivel de separación máxima de acuerdo al diferencial de presión registrado desde el fondo hasta la superficie. Cada vez que algún pozo alcanza su límite económico o presión mínima de fondo este se lleva a su nivel inmediato inferior para así mantenerse en el tren de producción. Si esto ocurre cuando el pozo se encuentra al nivel inferior de 60 lpca en el cabezal, este se cierra automáticamente.

6.1.1 Caso Base.

El primer escenario o caso base fue construido tomando en cuenta todos los pozos activos en el yacimiento a Mayo del 2012, y dejándolos fluir para que declinen su producción hasta la mínima tasa de gas que permita la rentabilidad económica del pozo (250 MPCND) y/o la menor presión de cabezal alcanzada tal como se indica en el párrafo anterior. En la Tabla 6.1 se muestran los pozos activos en este escenario. En el Apéndice C se muestra el mapa con los pozos seleccionados.

Tabla 6.1 - Pozos activos en el modelo, Caso Base.

Pozos activos
MVR-11
MVR-51
MVR-108
MVR-113
MVR-122

Las reservas drenadas para este caso son de 220,3 MMMPCN de gas y 10,3 MMBN de condensado llegando a una presión final a Octubre del 2024 de 797 Lpca. El mayor factor de recobro obtenido para este escenario es de 70 % para el gas y 29 % para el condensado, considerando un volumen original en sitio de 248,8 MMMPCN de gas y 35,7 MMBN de condensado. Las Figuras 6.1 hasta la 6.6 muestran los resultados de predicción para este caso.

Las diferentes curvas en cada gráfica se identifican por la siguiente leyenda:

- Tasa de Gas: FGPR -Tasa de Condensado: FOPR - Tasa de Agua: FWPR
- Acumulado de Gas: FGPT - Acumulado de Condesado: FOPT - Presión: RPR

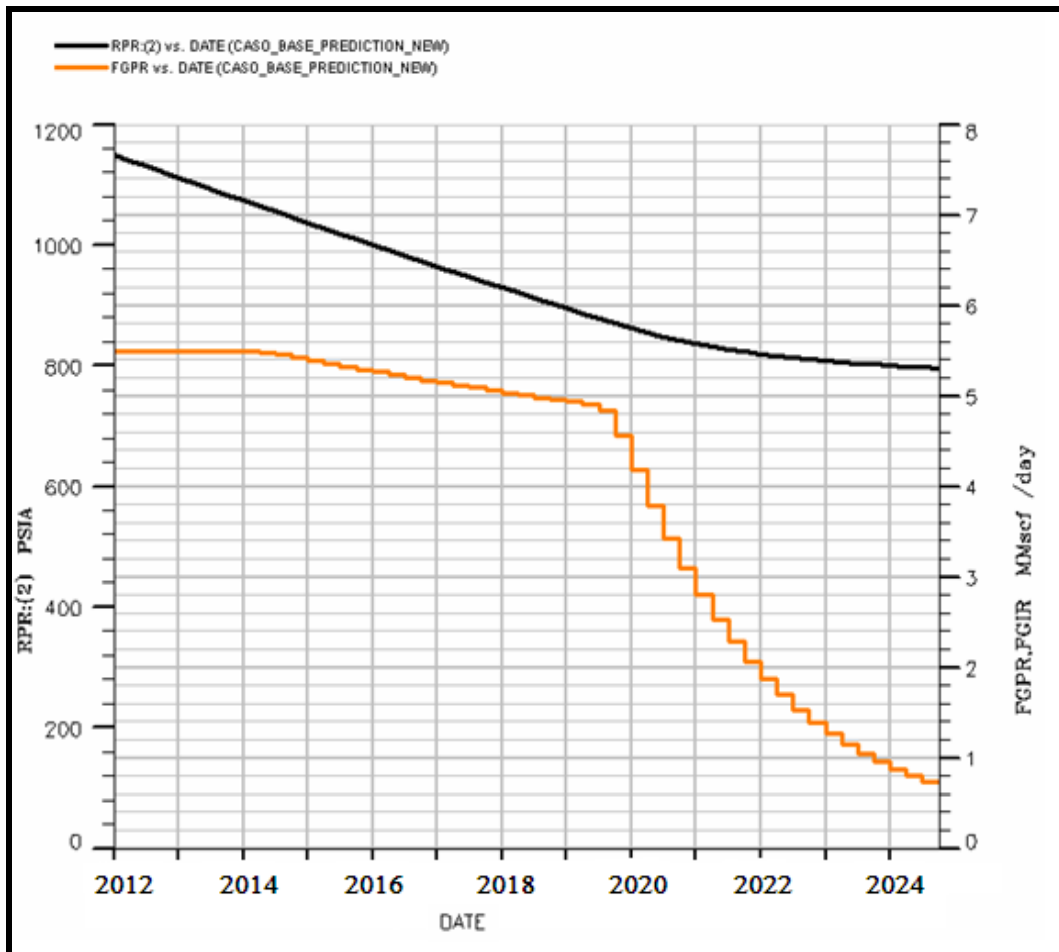


Figura 6.1 Tasa de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso Base.

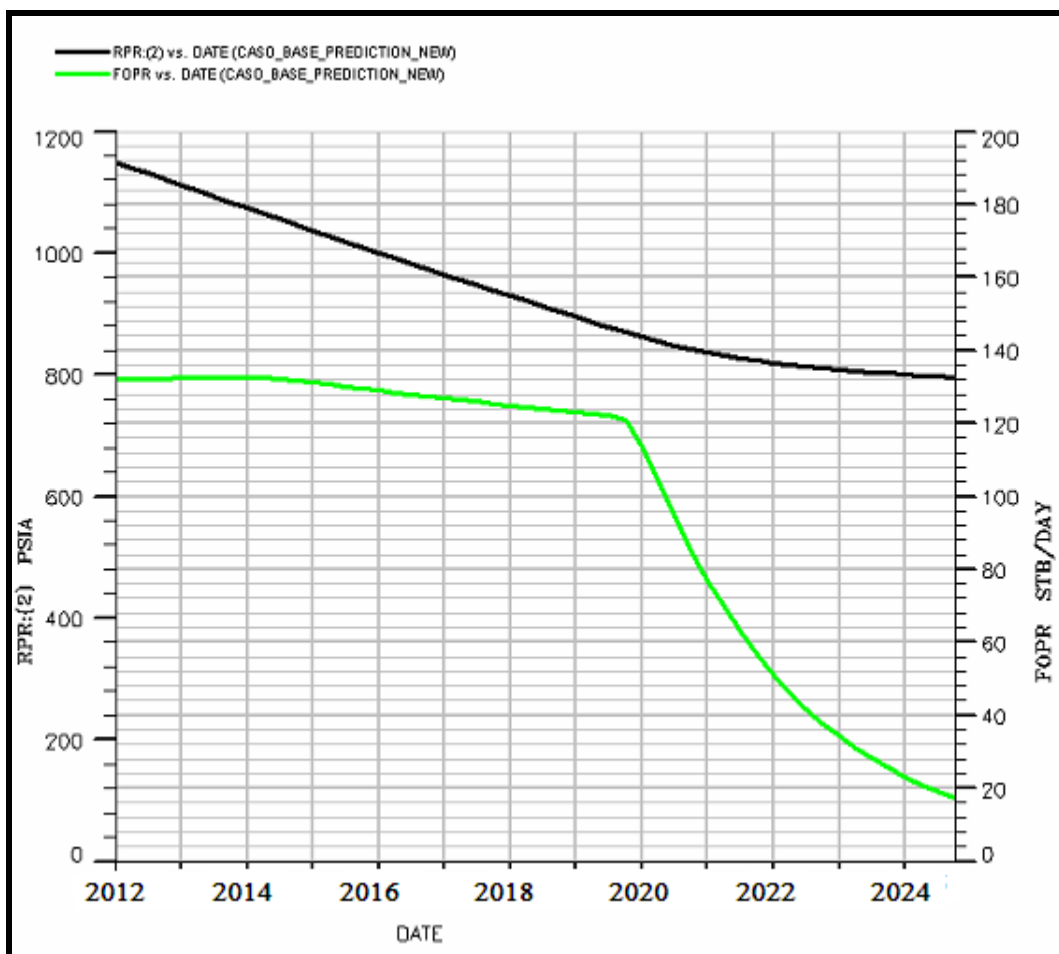


Figura 6.2 Tasa de condensado, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso Base.

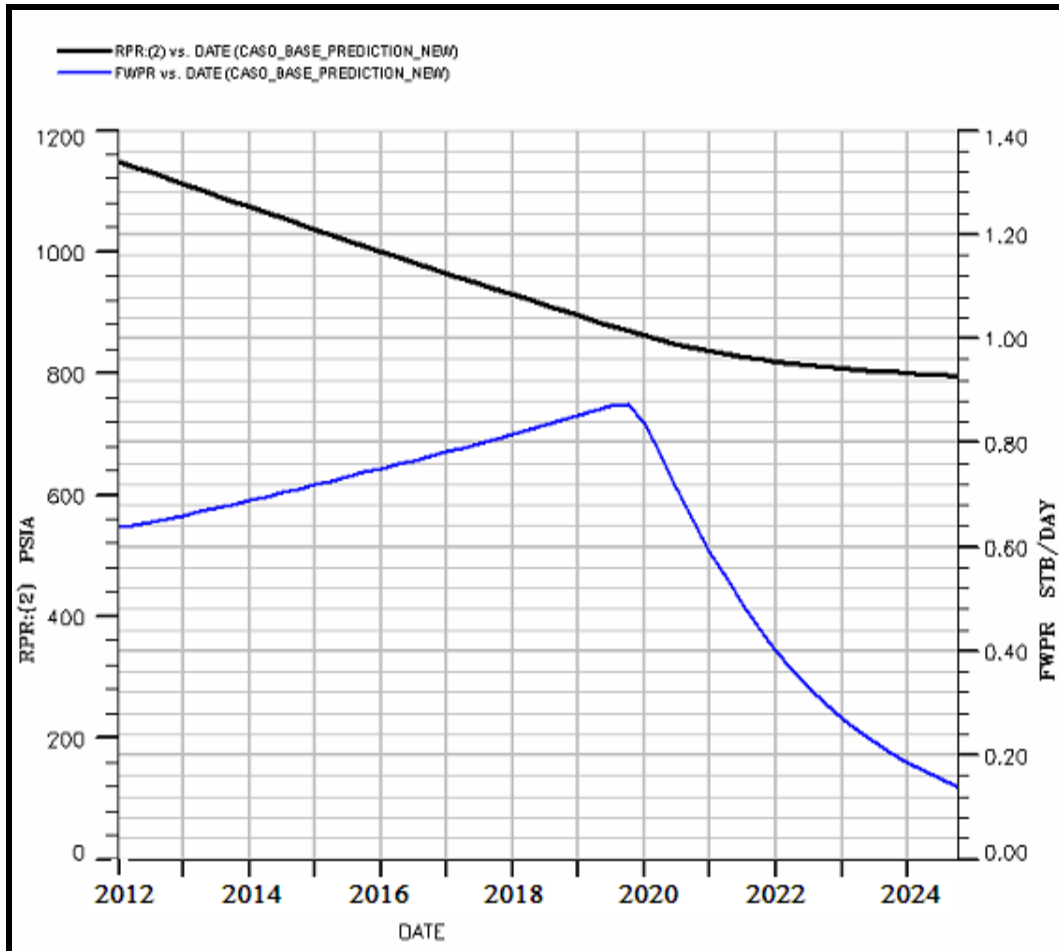


Figura 6.3 Tasa de agua, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso Base.

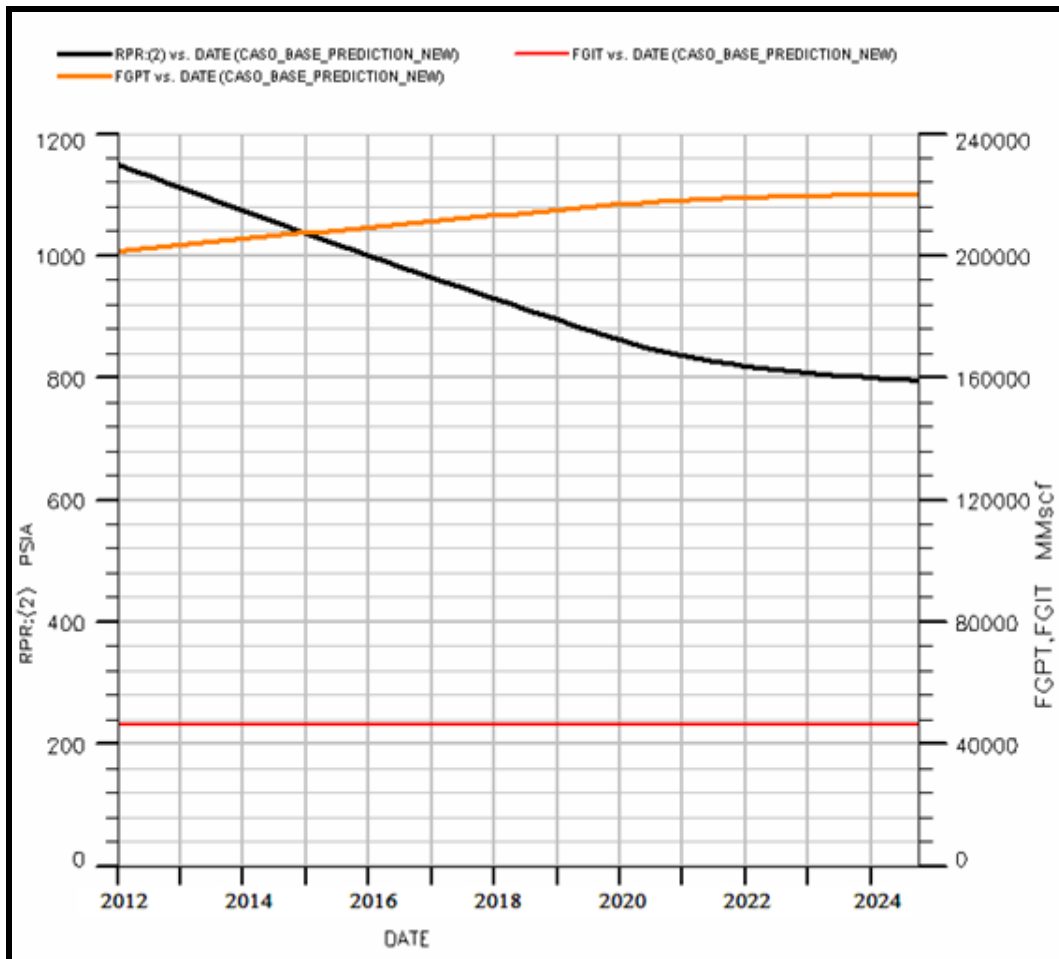


Figura 6.4 Producción e inyección acumulada de gas y presión del yacimiento -Predicción Caso Base.

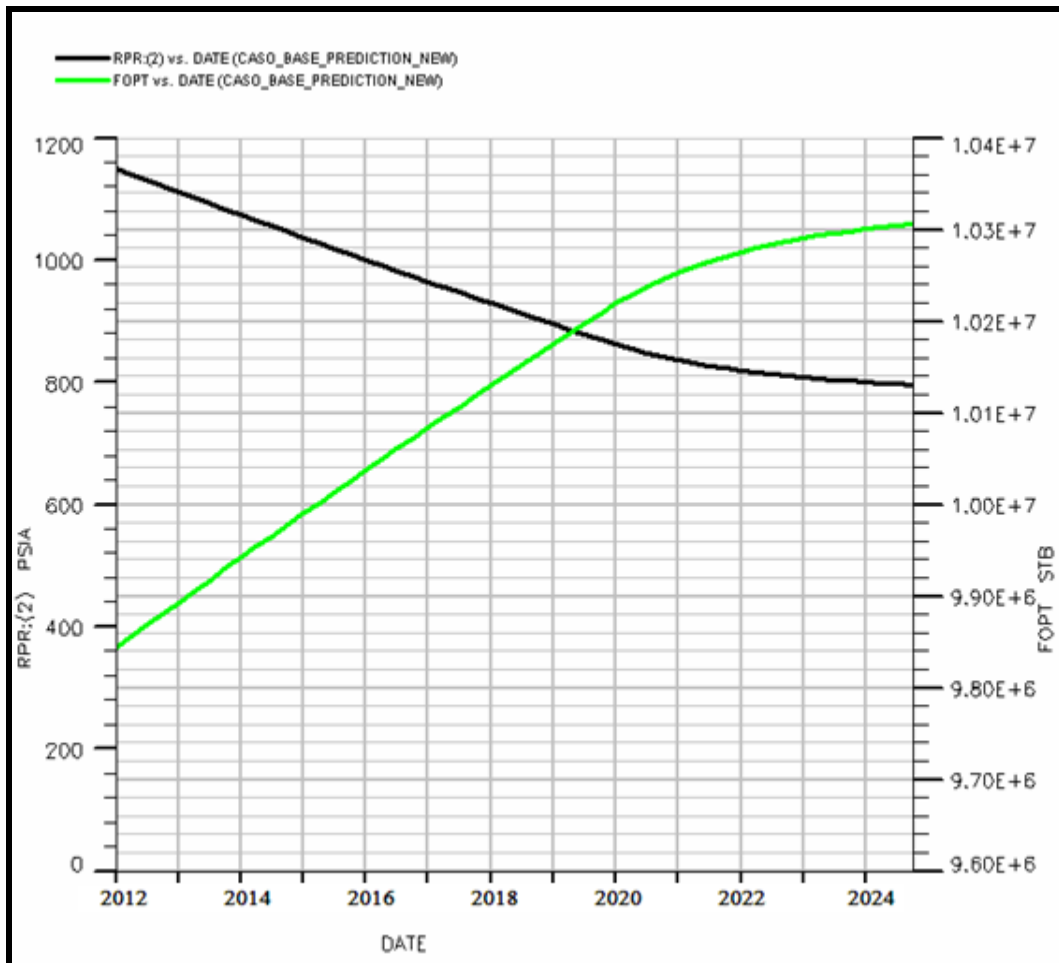


Figura 6.5 Producción acumulada de condensado y presión del yacimiento - Predicción Caso Base.

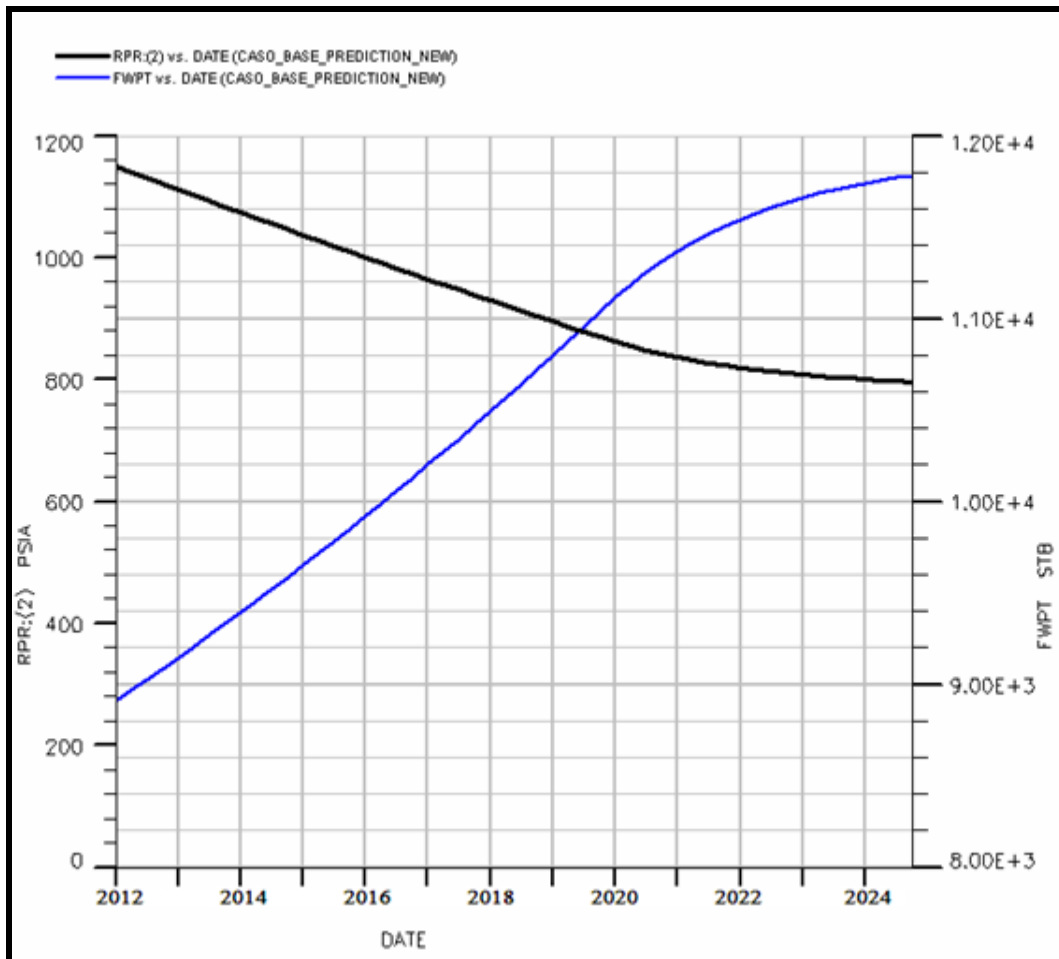


Figura 6.6 Producción acumulada de Agua y presión del yacimiento - Predicción Caso Base.

6.1.2 Caso 1

El segundo escenario (Caso 1) incluye al Caso Base más 8 cambios de zona. Para los cambios de zona (CZ) se proponen activar los pozos entre los años 2012 y 2013 tal como se muestra en la Tabla 6.2.

La inclusión de los trabajos menores adicionales al caso base, se hizo con el objetivo de aumentar el factor de recobro de la predicción al menor costo posible. En la selección de los pozos para los cambios de zona se consideró su ubicación en el área con buenas propiedades petrofísicas y buena saturación de gas, también se tomó en cuenta la factibilidad mecánica del pozo, tal que permita su reactivación en este yacimiento. En el Apéndice D se muestra el mapa con los pozos seleccionados para este escenario.

Tabla 6.2 - Pozos propuestos para trabajos menores, Caso 1 CZ.

Pozo	Año
MVR-115	2013
MVR-124	2013
MVR-106	2014
MVR-110	2014
MVR-16	2014
MVR-15	2014
MVR-81	2014
MVR-101	2014

Las Figuras 6.7 a la 6.12 muestran los resultados de predicción para la corrida del Caso 1. En este caso la recuperación final de gas se incrementó a 240,1 MMMPCN en Julio del 2.022, es decir 19,8 MMMPCN de gas adicionales al Caso Base, incrementando el factor de recobro a 78 % y llegando a una presión de abandono de 418 Lpca. En el caso del

condensado, la producción en general aumentó 0,6 MMBN, aumentando el factor de recobro a 30,5 %. En la Figura 6.7 se observa en el 2017 un aumento de la tasa de gas del yacimiento, debido a los cambios de nivel de separación. La producción acumulada de agua para este caso resultó ser apenas 0,14 % de la producción total de líquido.

Las diferentes curvas en cada gráfica se identifican por la siguiente leyenda:

- Tasa de Gas: FGPR -Tasa de Condensado: FOPR - Tasa de Agua: FWPR

- Acumulado de Gas: FGPT - Acumulado de Condesado: FOPT - Presión: RPR

- N° de pozos activos: FMWPR

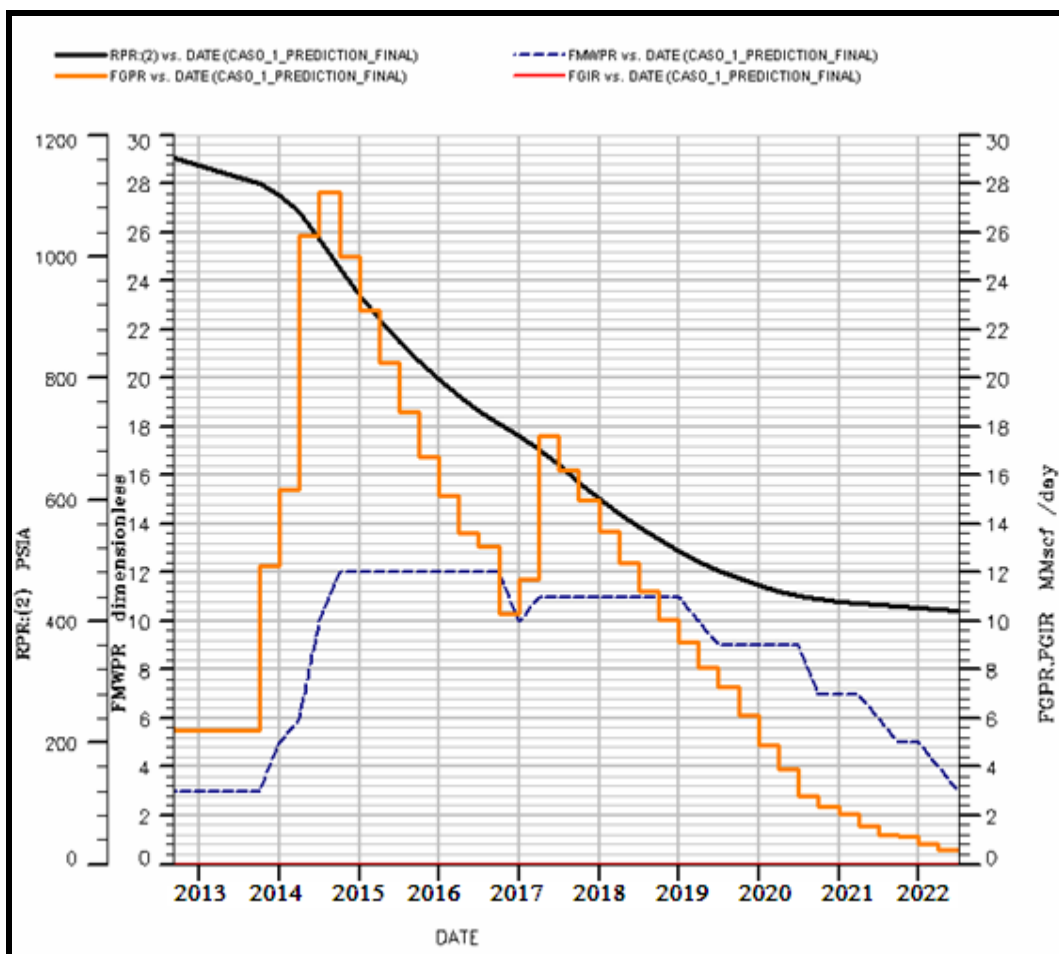


Figura 6.7 Tasa de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 1.

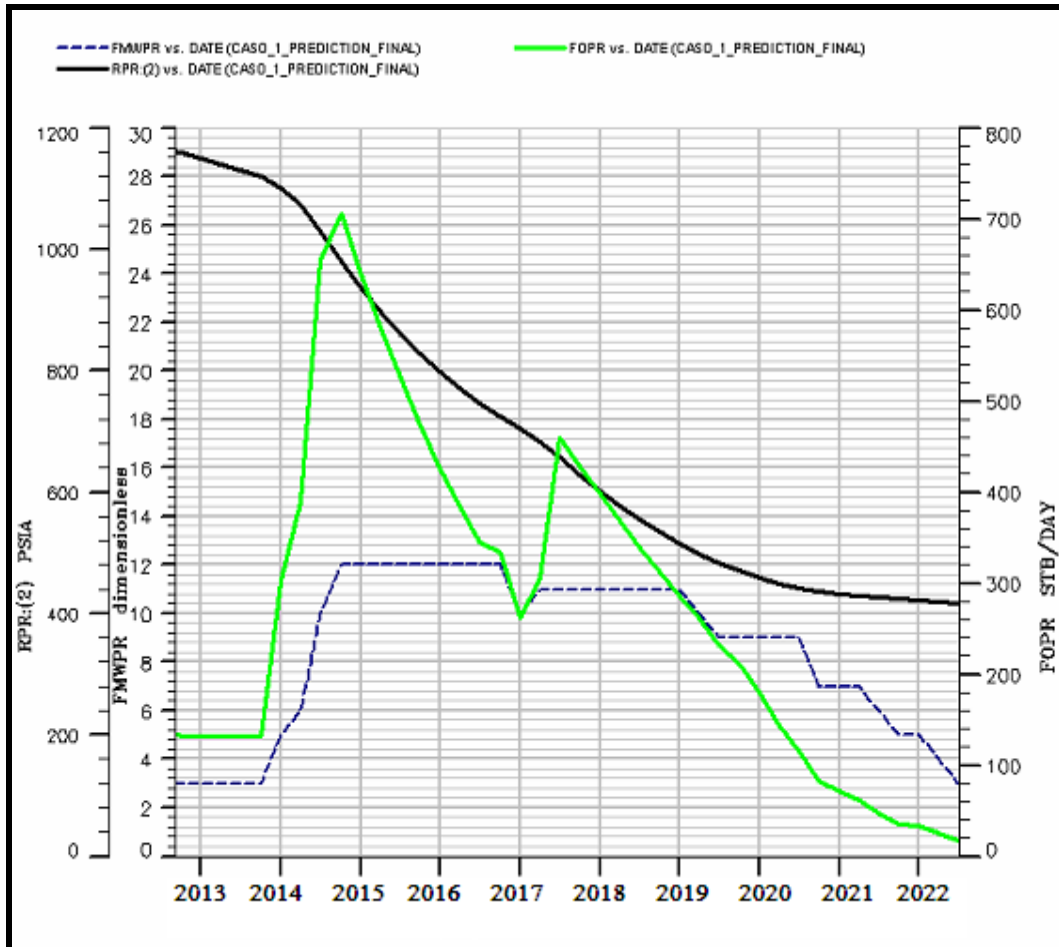


Figura 6.8 Tasa de condensado, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 1.

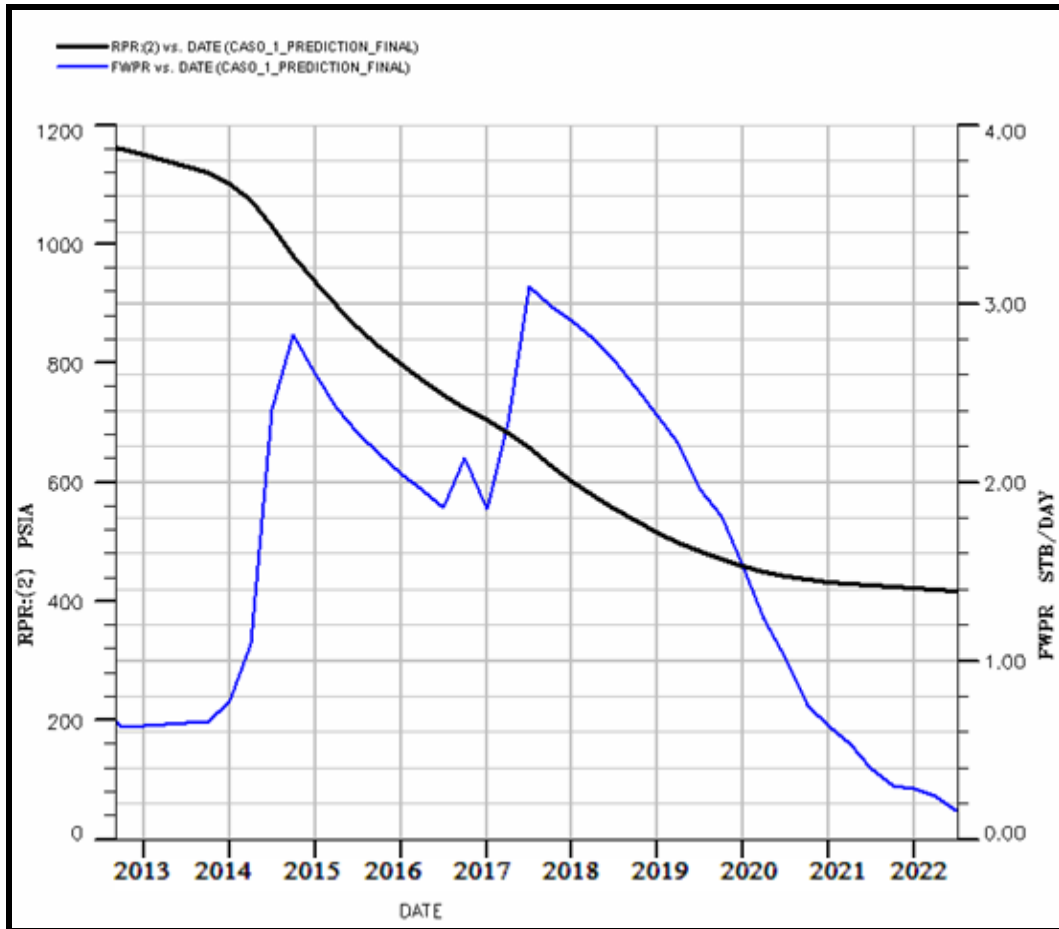


Figura 6.9 Tasa de Agua y presión del yacimiento - Predicción Caso 1.

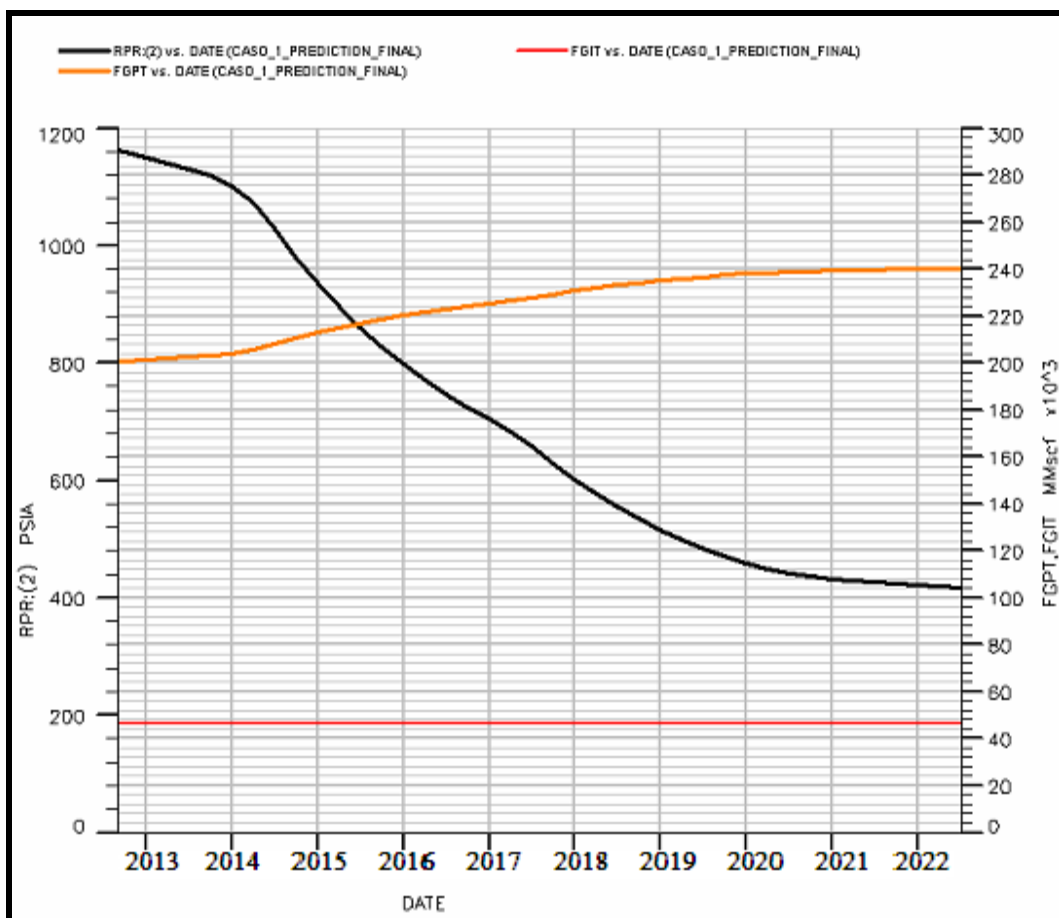


Figura 6.10 Producción e inyección acumulada de gas y presión del yacimiento - Predicción Caso 1.

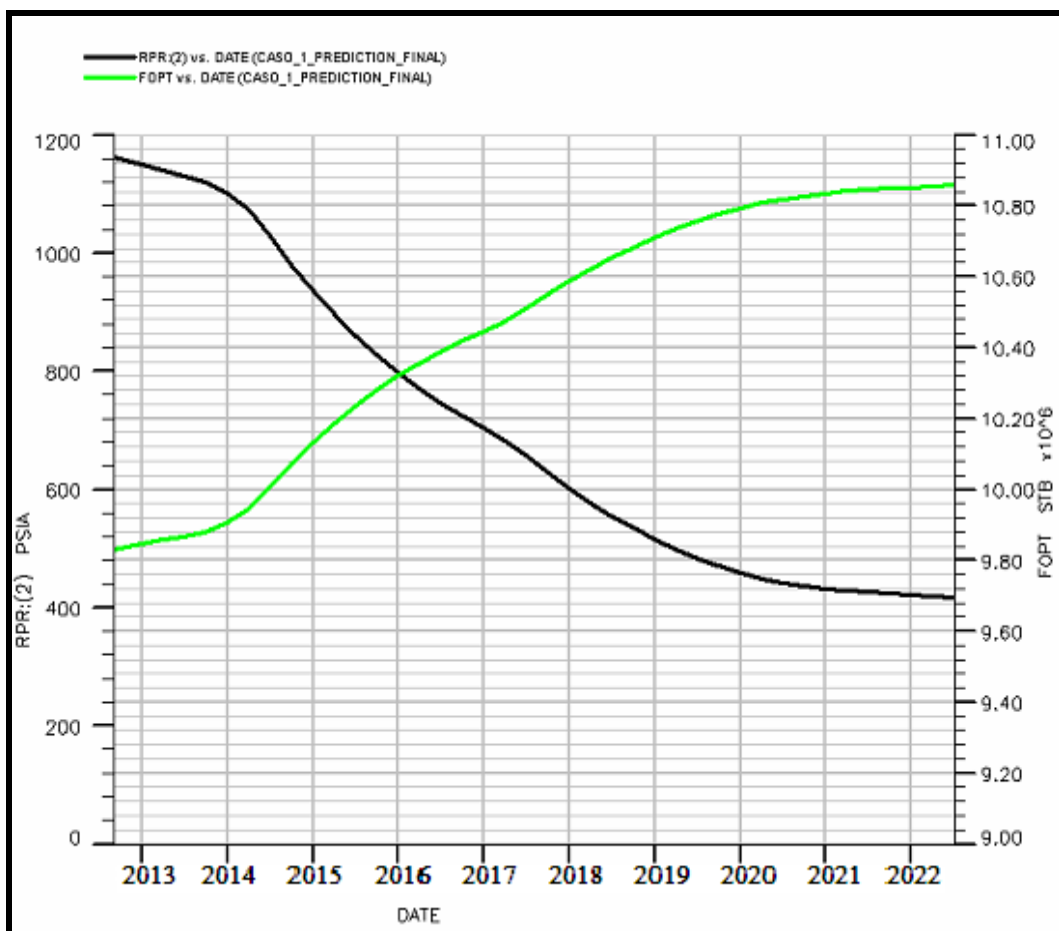


Figura 6.11 Producción acumulada de condensado y presión del yacimiento - Predicción Caso 1.

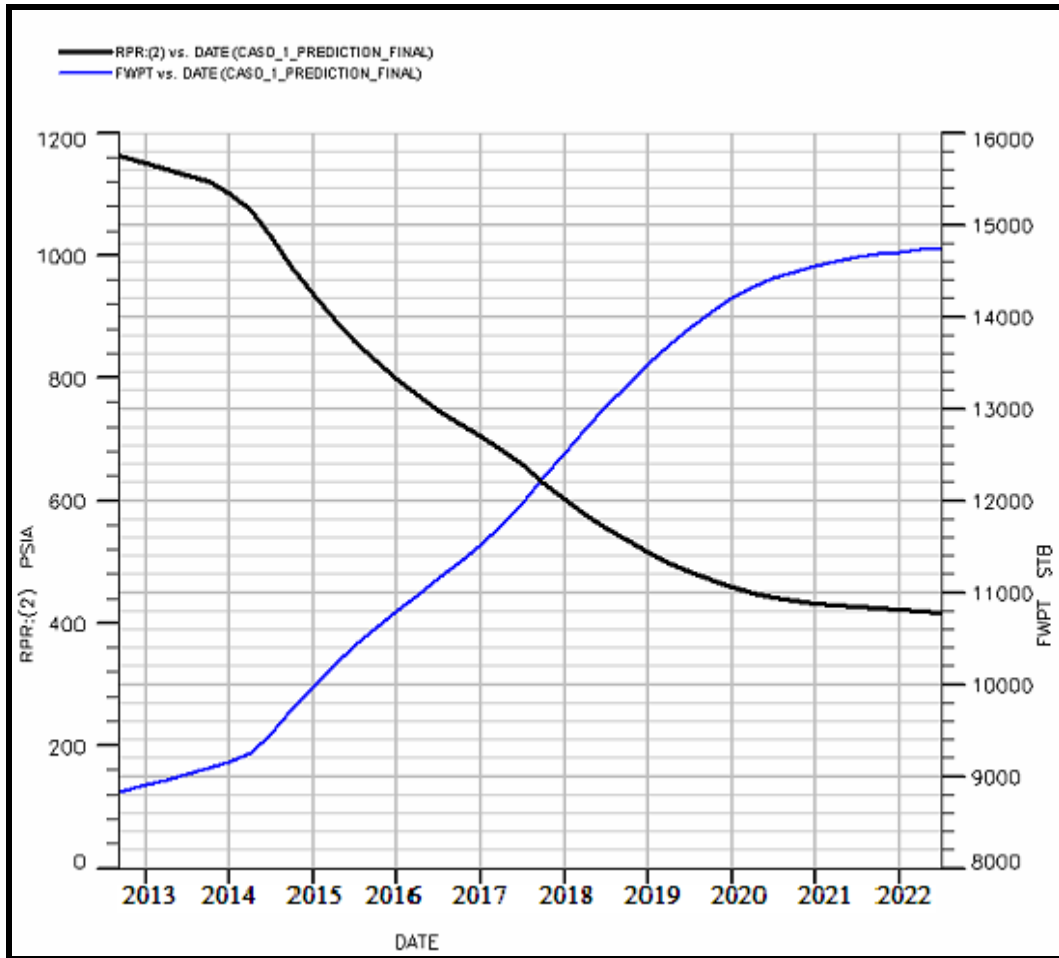


Figura 6.12 Producción acumulada de Agua y presión del yacimiento - Predicción Caso 1.

6.1.3 Caso 2

El tercer escenario (Caso 2) incluye los pozos del Caso Base y el Caso 1 más cuatro pozos inyectores de gas seco, en un régimen de inyección intermitente durante 10 años y producción simultánea. Los pozos propuestos para la inyección se muestran en la Tabla 6.3. En el Apéndice E se muestra el mapa con los pozos seleccionados para este escenario.

La selección de los pozos inyectores se cumplió siguiendo los criterios que se manejan para este tipo de trabajos, que son: ubicación de los pozos según la estructura del yacimiento (buzamiento arriba), distancia entre pozos, transmisibilidad entre los pozos inyectores y los pozos productores, propiedades petrofísicas e integridad mecánica del pozo. Adicional a esto, se tomó como premisa la inyección de 50 MMPCND de gas interdiarios durante 10 años tomando en cuenta la capacidad de la planta compresora, comenzando en el año 2013 y finalizando en el año 2023. Una vez culminado el periodo de inyección en el año 2023, se inicia un periodo de desinfe del yacimiento hasta alcanzar la presión de abandono del mismo.

Tabla 6.3 - Pozos propuestos para inyección de gas, Caso 2

Pozo	Año
MVR-105	2013
MVR-51	2013
MVR-57	2013
ZM-308	2013

En este escenario se alcanzó una producción de gas igual a 334,9 MMMPCN, la cual incluye el gas inyectado durante el periodo 2013 – 2023 que alcanza un acumulado total de 140 MMMPCN. Restando estos valores, se obtiene que las reservas recuperables del

yacimiento para este caso son de 194,9 MMMPCN, que representan el 78 % del volumen original en sitio, y 11,5 MMBN de condensado, que representan un factor de recobro de 32 %. La presión de abandono de este yacimiento se alcanzó en el año 2030 y fue de 403 Lpca. La producción acumulada de agua en este escenario representa el 0,2 % de la producción total de líquido.

Las Figuras 6.13 a la 6.18 muestran los resultados de predicción para este escenario.

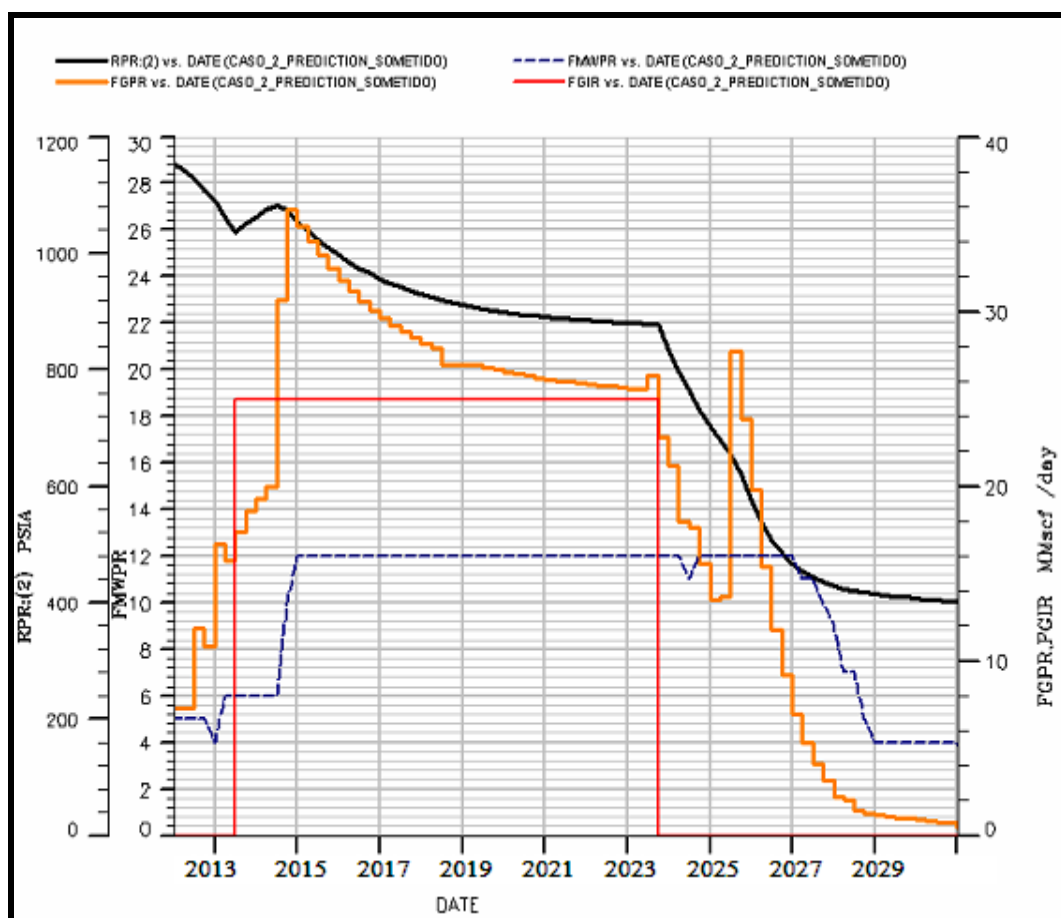


Figura 6.13 Tasa de producción e inyección de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 2.

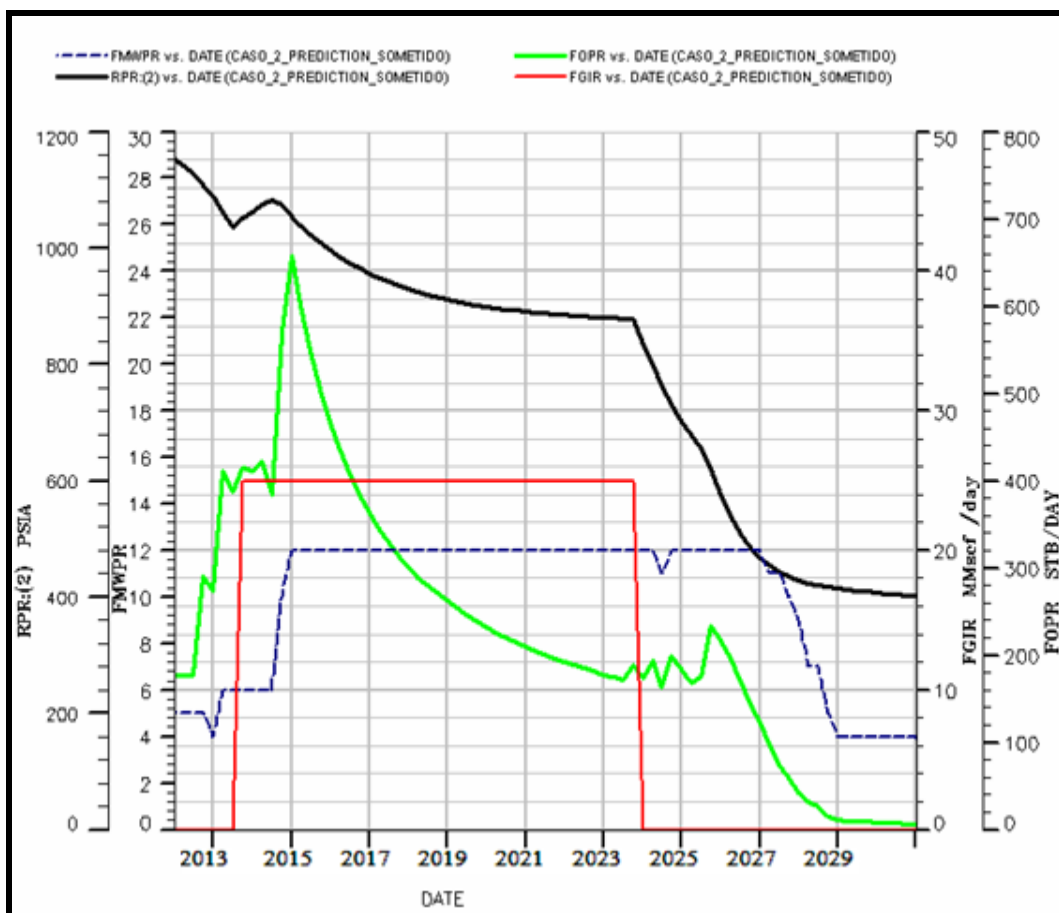


Figura 6.14 Tasa de producción de condensado e inyección de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 2.

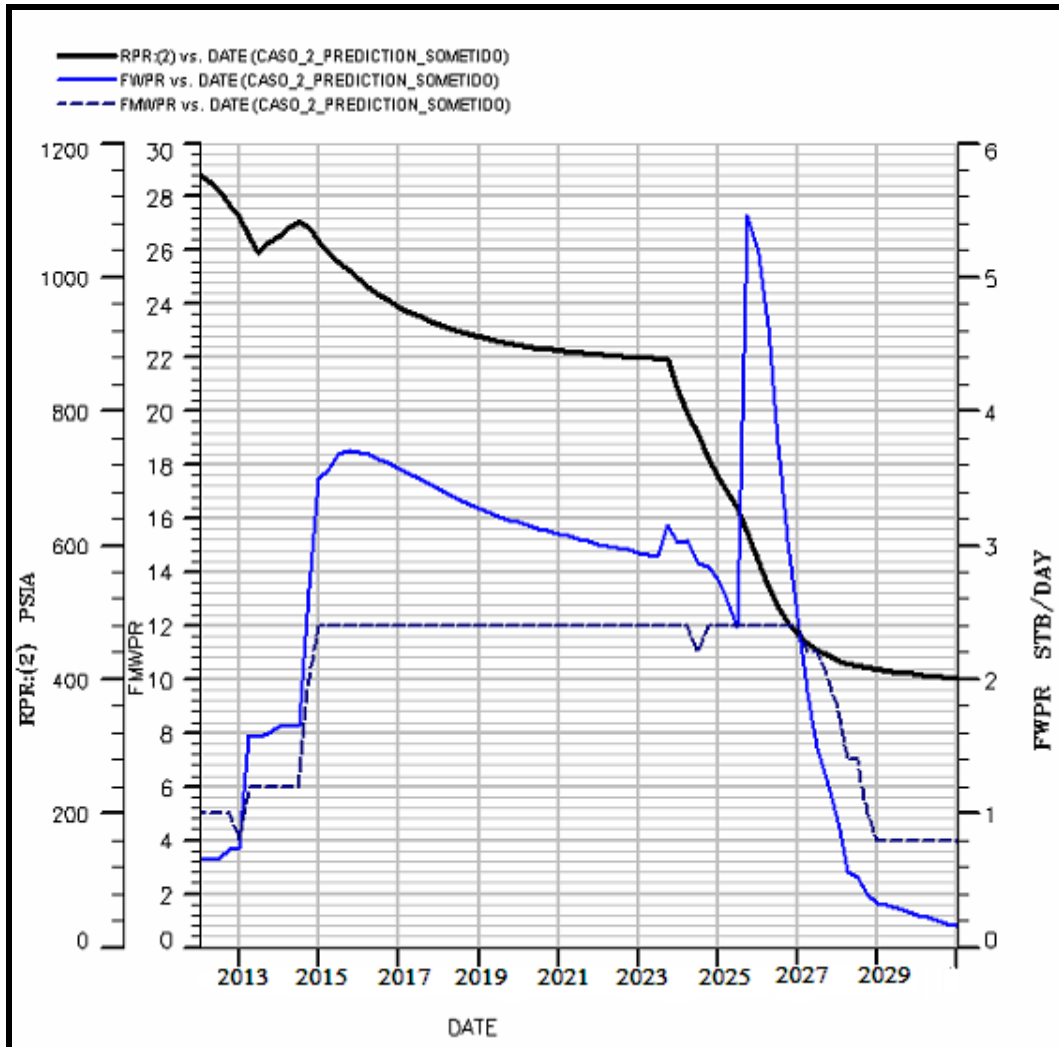


Figura 6.15 Tasa de producción de agua y presión del yacimiento - Predicción Caso 2.

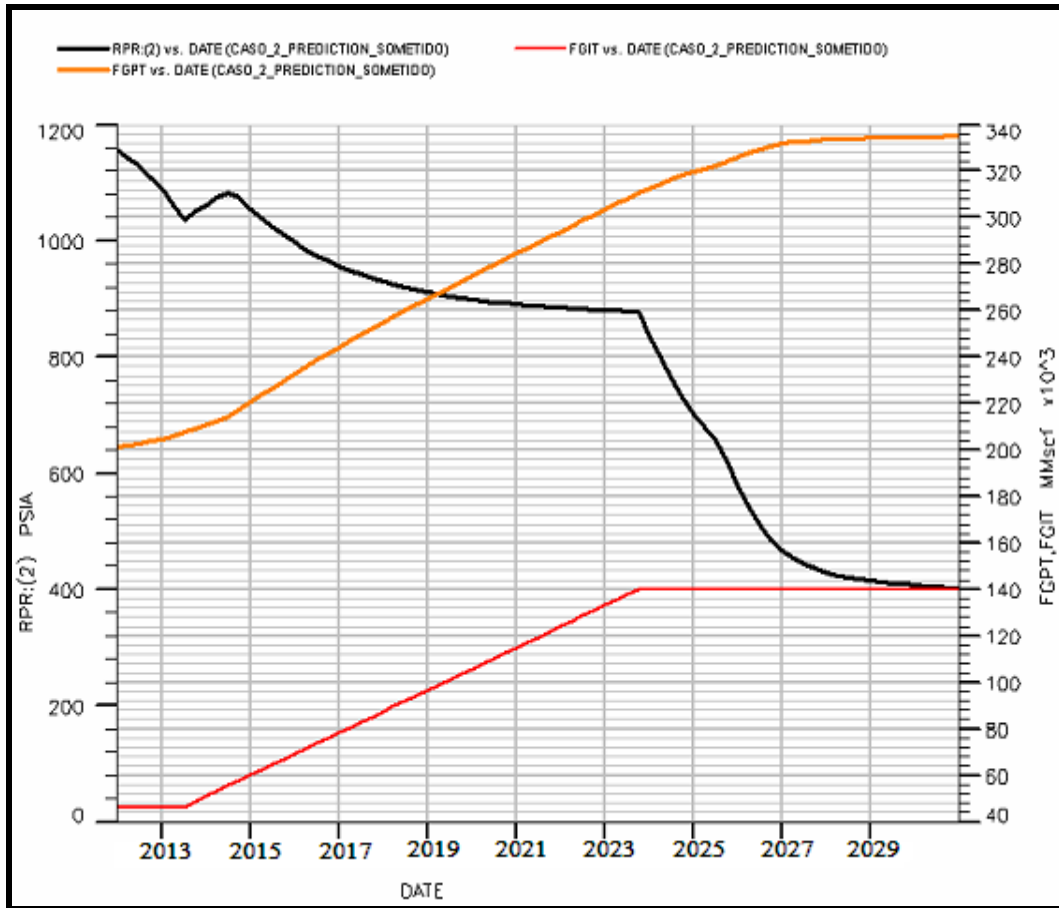


Figura 6.16 Producción e inyección acumulada de gas y presión del yacimiento - Predicción Caso 2.

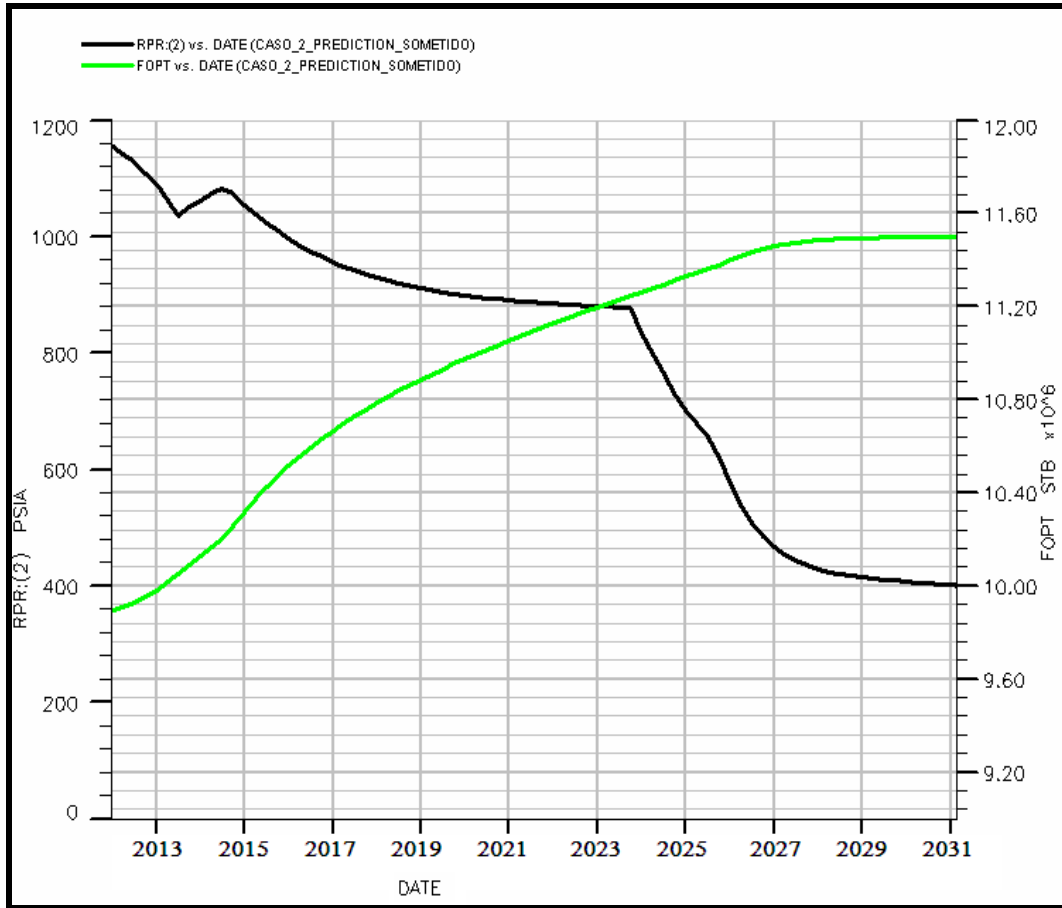


Figura 6.17 Producción acumulada de condensado y presión del yacimiento - Predicción Caso 2.

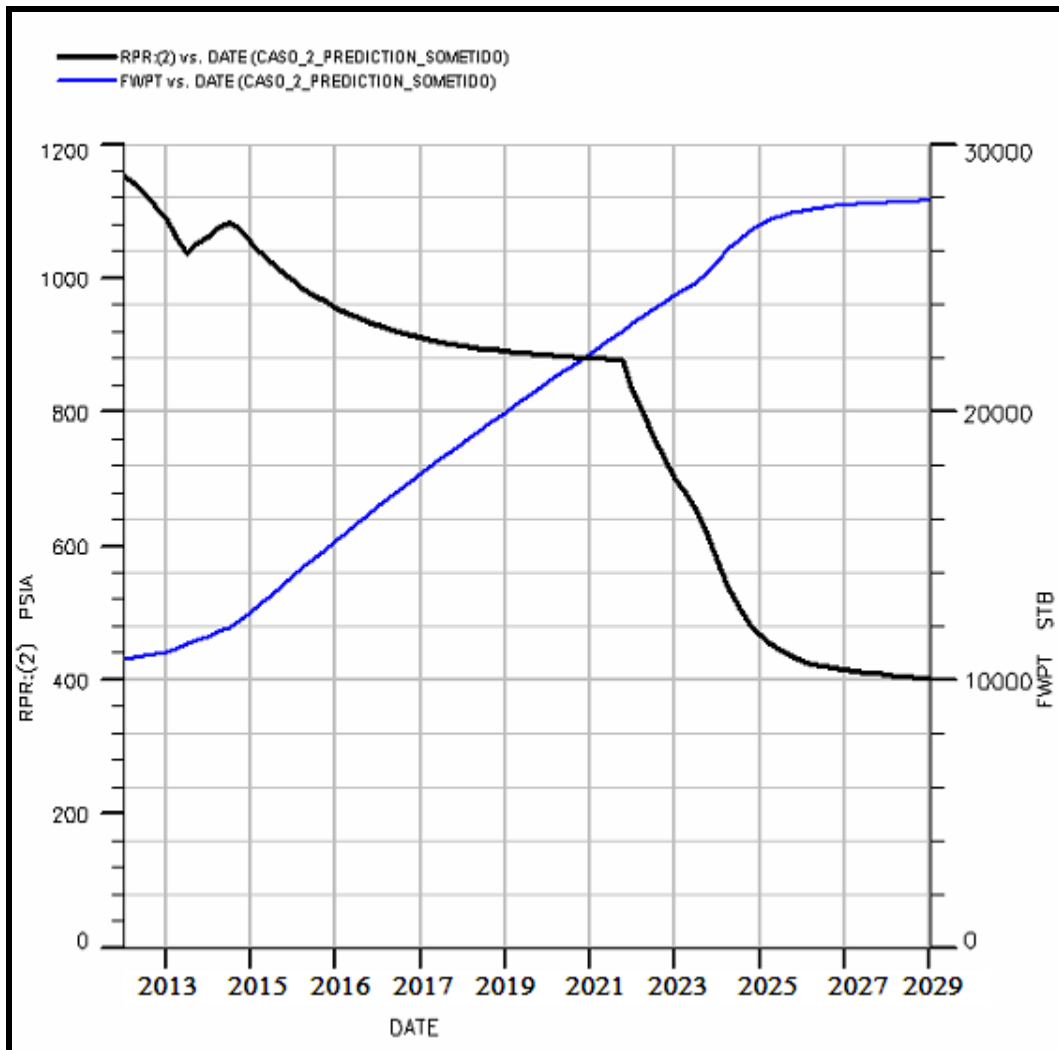


Figura 6.18 Producción acumulada de Agua y presión del yacimiento - Predicción Caso 2.

6.1.4 Caso 3.

El Caso 3, se asemeja al Caso 2 en cuanto a la selección y ubicación de los pozos productores e inyectores, con la diferencia de que la tasa de inyección de gas es de 100 MMPCND de forma interdiaria durante 10 años, comenzando en el año 2013 y culminado en el año 2023 con un periodo de desinfe de 10 años, donde se alcanza la presión de abandono del yacimiento, que es de 405 Lpca. La producción acumulada fue de 435,4 MMMPCN de gas y 11,9 MMBN de condensado, con un volumen de inyección total de 240,4 MMMPCN. Asumiendo que el volumen de gas inyectado se recupera en un 100 %, las reservas recuperables son de 194,9 MMMPCN de gas y 11,9 MMBN de condensado, lo que representa factores de recobro de 78 % y 33 % respectivamente.

En este Caso, se logra alcanzar un periodo de inyección-producción entre los años 2013 y 2023, donde se obtiene una tasa de gas promedio sostenida por el orden de los 50 MMPCNGD, y se mantiene una presión promedio del yacimiento casi constante alrededor de 1290 Lpca, lo que favorece a la mejora del factor de recobro de condensado que resulta ser 4 % mas que el Caso Base. En la Figura 6.19, se muestra el comportamiento de inyección-producción del yacimiento para este escenario. El resto del comportamiento de producción se muestra en las Figuras 6.20 a la 6.24. Al igual que el caso anterior, la producción de agua representa el 0,2 % de la producción total de líquido.

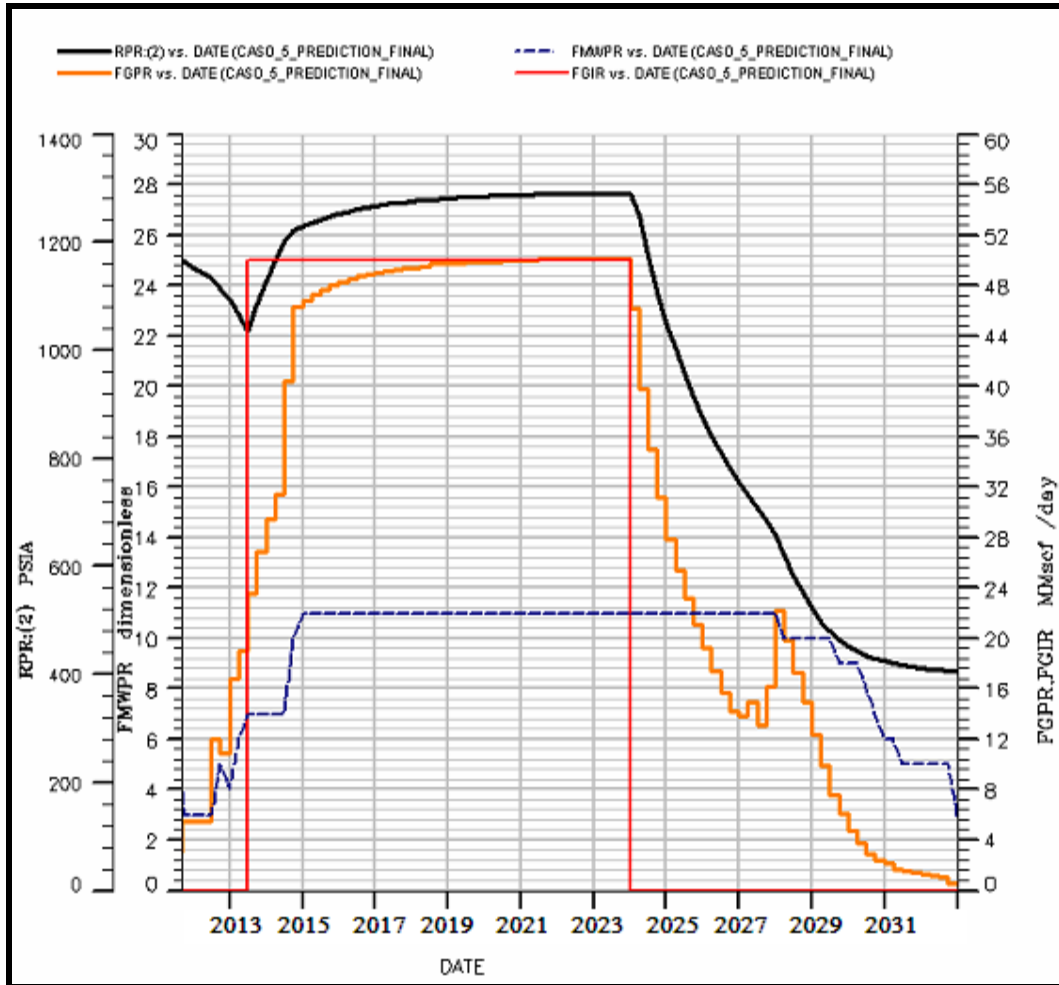


Figura 6.19 Tasa de producción e inyección de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 3.

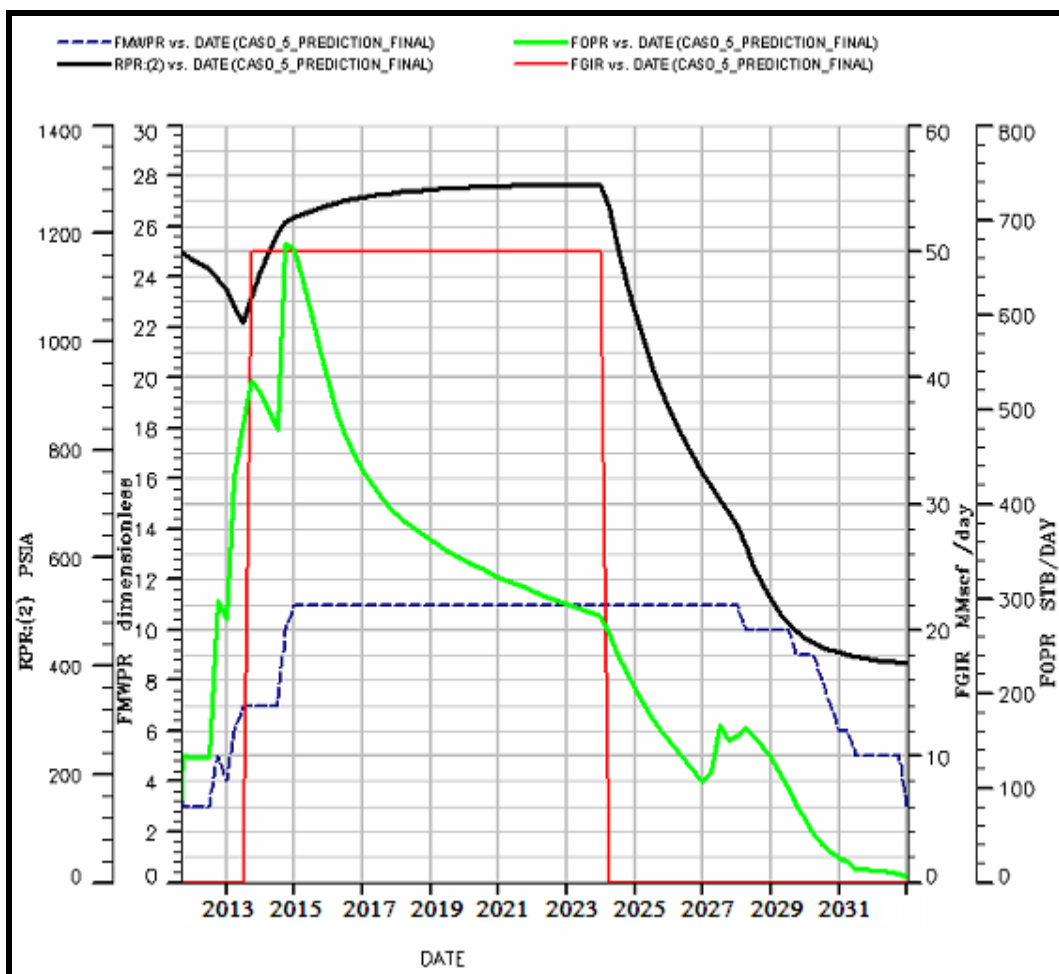


Figura 6.20 Tasa de producción de condensado e inyección de gas, presión del yacimiento y N° de pozos Activos - Predicción Caso 3.

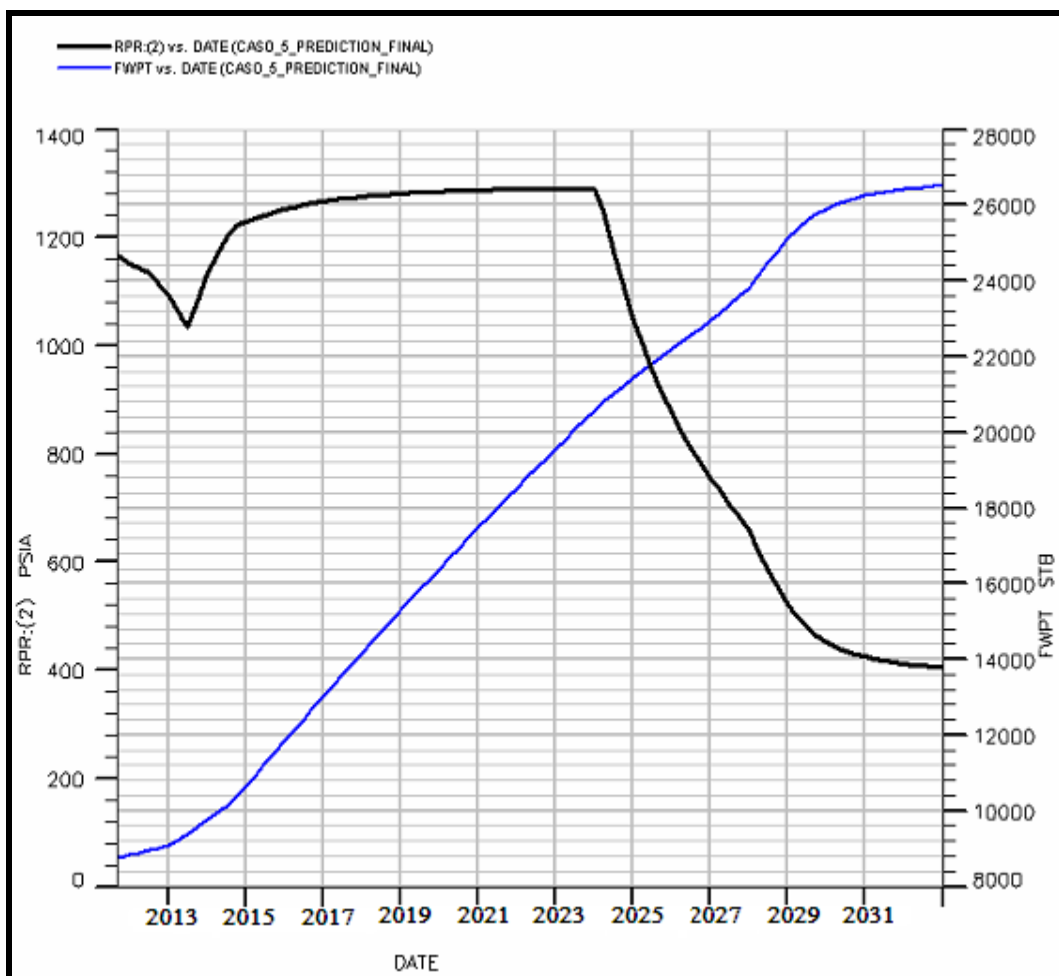


Figura 6.21 Tasa de producción de agua y presión del yacimiento - Predicción Caso 3.

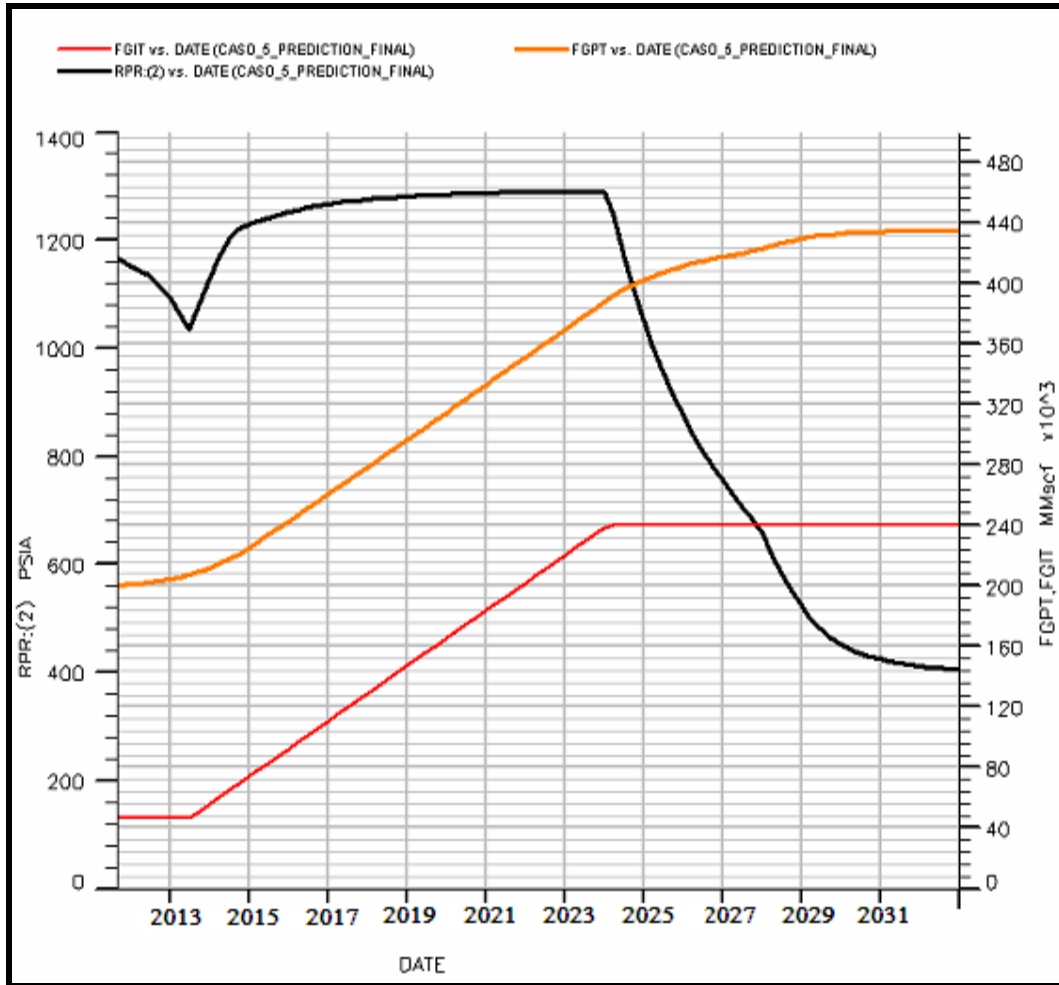


Figura 6.22 Producción e inyección acumulada de gas y presión del yacimiento - Predicción Caso 3.

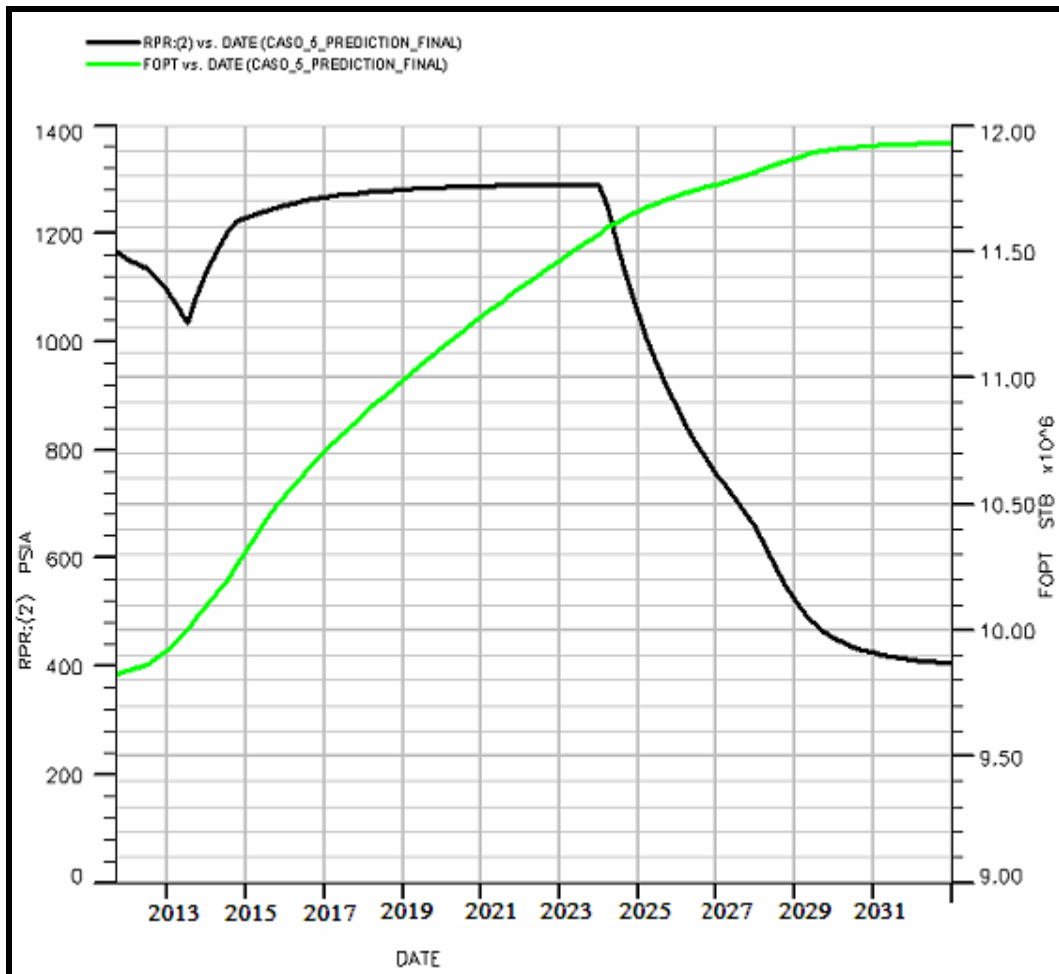


Figura 6.23 Producción acumulada de condensado y presión del yacimiento - Predicción Caso 3

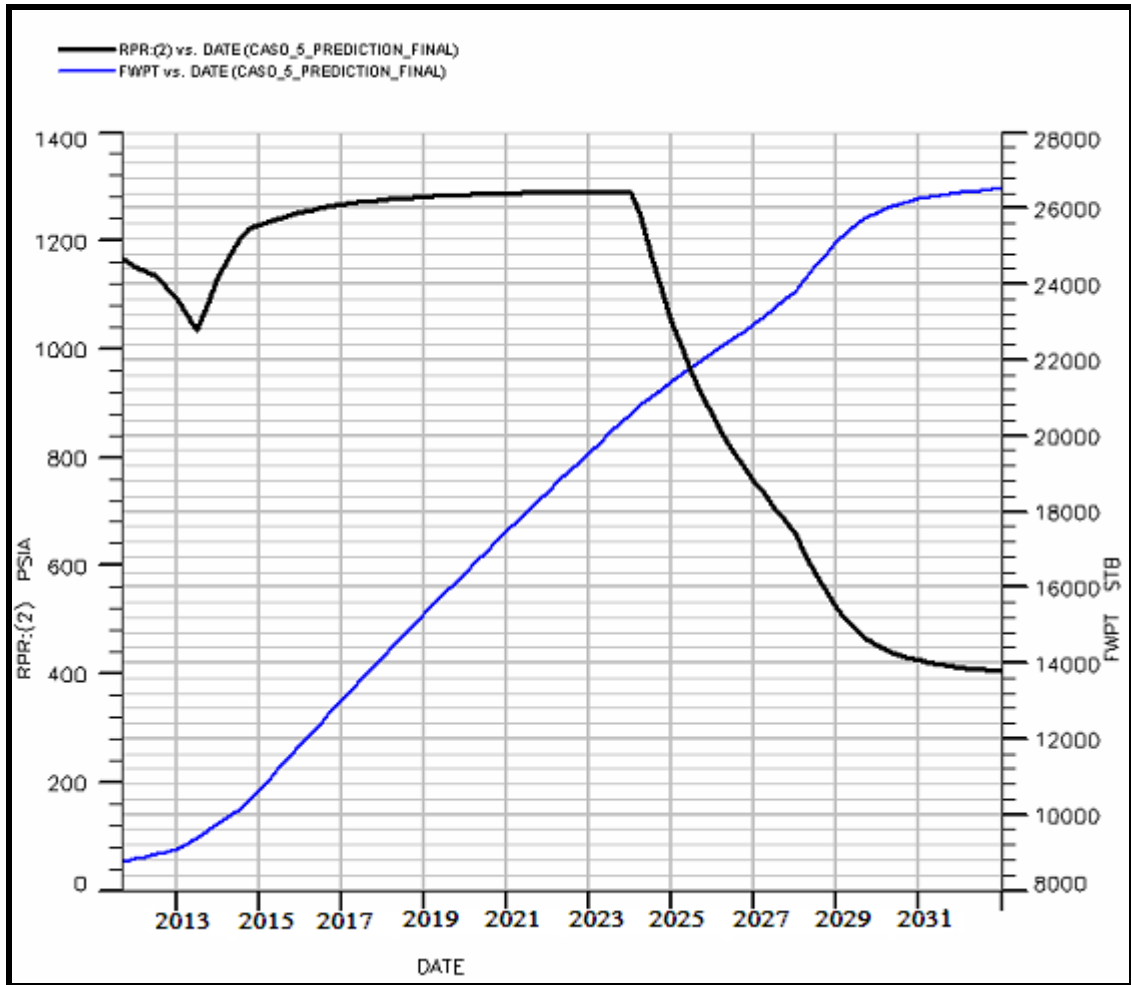


Figura 6.24 Producción acumulada de condensado y presión del yacimiento - Predicción Caso 3

Un resumen de resultados de todos los casos de predicción se muestran a continuación en la tabla 6.4.

Tabla 6.4. Tabla de resumen de resultados de todos los casos de predicción.

Casos	Fluidos en sitio		% Rec gas	% Rec cond	Reservas Recuperables		Cierre de prod	Total de gas inyectado (MMPCG)	Presión al cierre de prod (LPC)	Prod acumulada a Dic. 2011 (MMPCG)		Reservas remanentes a Dic. 2011 (MMBN)	
	(MMPC G)	(MMBN)			(MMPC G)	(MMBN)				(MMPC G)	(MMBN)	(MMPC G)	(MMBN)
Base	248,8	35,7	70	29	173,9	10,3	Oct-2024	46,4	797	201,1	9,3	19,2	1,0
1	248,8	35,7	78	30	193,7	10,9	Jul-2022	46,4	418	201,1	9,3	39,0	1,6
2	248,8	35,7	78	32	194,9	11,5	Oct-2030	140,0	403	201,1	9,3	133,8	2,2
3	248,8	35,7	78	33	194,9	11,9	Ene-2032	240,4	405	201,1	9,3	234,3	2,6

6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica se realizó con la ayuda de la aplicación Merak Peep ®, planteando las siguientes premisas:

- Tasa de Cambio: 4,30 Bs/US\$
- Horizonte económico: 20 Años
- Costos de Producción: 5,9 US\$/Blequi.
- Costos de RA/RC (4 pozos inyectores): 2,79 MMUS\$
- Costos de reactivación de la Planta: 25,54 MMUS\$

Los costos detallados asociados a la reactivación y mantenimiento de la planta de compresión ACAT Mata R y RA/RC de los pozos propuestos como inyectores se pueden observar en las Tablas 6.5 y 6.6

Tabla 6.5 Escenario inyección de 50 MMPCNGD Intermitente

Actividades	Costo (BsF)
Ingeniería	381.421,56
Procura	18.328.297,50
Construcción	10.426.500,00
Mantenimiento del ACAT	76.333.000,00
RA/RC	12.000.000,00
Total	121.839.651,92

Tabla 6.6 Escenario inyección de 100 MMPCNGD Intermitente

Actividades	Costo (BsF)
Ingeniería	381.421,56
Procura	18.328.297,50
Construcción	10.426.500,00
Mantenimiento del ACAT	76.333.000,00
RA/RC	12.000.000,00
Compra de Nueva Turbina para manejo de 50 MMPCNGD adicionales.	301.000.000,00
Total	422.839.651,92

Tal como se muestra en la tabla 6.7, se considera el Caso 2 como el mejor plan de explotación del yacimiento mediante recuperación secundaria suplementaria, ya que permite la inyección de Gas durante 10 años, tomando en cuenta la capacidad de la planta compresora que se utilizará para inyectar (50 MMPCNGD).

Tabla 6.7- Resumen de producción de casos de predicción e indicadores económicos

Casos	% Rec gas	% Rec cond	ΔGp	ΔNp	VPN@10%		TIR(%)		EI(\$/\$)		TP(años)	
			MMMPCG	MMBN	PDVSA	NACIÓN	PDVSA	NACIÓN	PDVSA	NACIÓN	PDVSA	NACIÓN
Base	70	29	19,3	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-
2	78	32	133,8	1,6	9,9	55,6	17,4	51,8	1,4	3,0	4,8	3,6

CONCLUSIONES

- La factibilidad de inyectar gas para aumentar el porcentaje de recobro mediante la recuperación secundaria suplementaria en el yacimiento M3U MVR-1 es alta, debido a su buen sello lateral y vertical, buenas características electrográficas y baja presión actual.
- Los pozos que presentan mejores condiciones para ser inyectores de gas son los siguientes: MVR-51, MVR-105, MVR-57 y ZM-308.
- Los pozos contemplados como inyectores se encuentran cerca de la planta compresora ACAT Mata R (0,7 a 5,0 Km).
- Los mejores pozos productores se encuentran ubicados estructuralmente al Sur-Este del yacimiento, cercano a los pozos inyectores.
- El volumen de gas que se considera que pudiese ser inyectado en el yacimiento M3U MVR-1 es de 50 MMPCGD (12,5 MMPCGD por Pozo)
- La inyección de Gas presuriza al yacimiento en toda su extensión.
- Posterior al año 2022 (Finalización de Inyección de Gas), se inicia el proyecto de desinifle del yacimiento hasta el año 2029, tomando en cuenta el Caso 2 como el mejor esquema de explotación de recuperación secundaria suplementaria.
- El mejor plan de explotación del yacimiento M3U MVR-1 es el Caso 2, el cual incluye 5 pozos activos, 8 trabajos menores y 4 pozos inyectores.
- Las reservas recuperables del yacimiento M3U MVR-1 según el Caso 2, son:
194,9 MMMPCG y 11,5 MMBN, para gas y condensado respectivamente, siempre y cuando se ejecute la inyección de gas en los volúmenes contemplados en la simulación.

- La recuperación secundaria suplementaria aplicada en el yacimiento M3U MVR-1 permite incrementar el factor de recobro de gas y condensado en 8 % y 3 % respectivamente, en comparación con el escenario de producción actual.
- La presión de abandono del yacimiento M3U MVR-1 en el mejor de los escenarios (Caso 2) es 403 Lpca.
- La evaluación económica del proyecto indica que el mismo es rentable al obtener una eficiencia de inversión de 1,4 \$/\$ con una tasa interna de retorno (TIR) de 17,4 % y un valor presente neto (VPN) de 9,9 MMU\$ a una tasa de descuento del 10 %, recuperando la inversión en 4,8 años.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda el Caso 2 como el mejor esquema de explotación mediante recuperación secundaria suplementaria en el yacimiento M3U MVR-1.
- Inyectar tasas de gas de 12,5 MMPCGD por pozo, para lograr la inyección intermitente de 50 MMPCND de gas.
- Realizar pruebas de inyectivida en los diferentes pozos inyectoras, con el propósito de determinar el volumen de gas seco permisible para inyectar en el yacimiento a condiciones reales, y así validar la tasa de gas de inyección determinada por simulación.
- Considerar los pozos propuestos en el caso 2 para trabajos menores, siendo estos los mejores pozos para la recuperación secundaria suplementaria de gas y condensado en el yacimiento M3U MVR-1.
- Realizar monitoreos de presión (BHP-BHT y Build UP) en diferentes periodos de tiempo, en cada uno de los pozos productores e inyectoras contemplados en el plan de explotación.
- Realizar tomas de muestra de fluido en los pozos productores durante la inyección, con el propósito de determinar la composición del mismo y verificar el cambio de composición producto de la inyección de gas seco.
- Realizar diseños de completación adecuados para los pozos inyectoras, ya que serán sometidos a altas presiones durante el proceso de inyección de gas, disminuyendo así el riesgo a daños mecánicos.
- Realizar el seguimiento adecuado a todo el plan de explotación mediante recuperación secundaria suplementaria, quedando el mismo sujeto a actualizaciones debido a la disponibilidad del gas a inyectar.

BIBLIOGRAFÍA

- Barberri, E. E. (1985) El Pozo Ilustrado. Caracas, Editorial focied, tercera edición.
- Contreras, A. (2006). Revisión del modelo geológico de la arena CO-R2, Yacimiento RG-43 del Campo Santa Rosa, Área Mayor de Anaco, Anaco Estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar, Venezuela.
- Craft, B. y Hawkins, M. (1991). Applied Petroleum Reservoir Engineering. Segunda edición. Río de Janeiro, Prentice-Hall.
- Escobar, F. H. (2003) Análisis Moderno de Presiones de Pozo
- García, R. (2005). Caracterización geológica de la arena S3U, yacimiento ZG-304, de la formación oficina Campo Zapatos-Mata R, Área Mayor de Oficina, Anaco Estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar, Venezuela.
- Goncalves, J. (2004). Caracterización del yacimiento ZM 315, Arena S3U, Campo Zapatos, perteneciente al Área Mayor Oficina, mediante el estudio del modelo dinámico. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- González de Juana, C. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Ediciones Foninves, Tomo I y II.
- Martínez, A. (1976). Estudio de Explotación Óptima del Yacimiento AM-1, Arena R2L, Campo Aguasay del Oriente de Venezuela. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- PDVSA GAS Anaco (2006), Estudio de Terminación del Esquema actual de Explotación por Desinfe, del Yacimiento MVR-52, Arena M3A, Campo Zapatos/Mata-R.
- Rojas, G (2003) Yacimientos de Gas Condensado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Arias, F (2005). El proyecto de investigación. Introducción a la metodología científica, 5ta edición. Editorial Episteme, Caracas, Venezuela.
2. Essenfeld Martín, barberii. Efraín: Yacimiento de Hidrocarburo. Caracas, Editorial Focied, (2001).
3. Hurtado José: (1996). Proyectos de Investigación y su Metodología. Caracas editorial Episteme.
4. Manual de Yacimientos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo (MENPET). Anaco estado Anzoátegui.
5. Martínez Marcial, Velásquez Belén: Diccionario de Gas Natural, Maracaibo, editorial ICONSA, segunda edición, (2003).
6. PDVSA CIED Rehabilitación y Reacondicionamiento de pozos
7. Rivera J., "Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos", Puerto La Cruz, Venezuela (2004).
8. Tamayo Manuel: (1999). Principios de la Investigación. Editorial Panapo. Caracas Venezuela.

APÉNDICE

APÉNDICE A

**Histórico de presiones del Yacimiento MVR-1, Arena
M3U**

Tabla A.1 Presiones Estáticas Medidas en el Yacimiento M3U MVR

Pozo	Wellbore Codi	Wells Wellsbore	Fecha	Mes	Topo Anno (P.D.M.)	Pres. Llave (P.D.M.)	Pres. Cerrido (P.D.M.)	Gravimetro	Calidad Presion	Presion @ Pres. Med.	Presion @ Topo Anno	Gravimetro Wellbore	Presion @ Llave
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	2440140	11	1050	8500	11800	512	J	3550	3390	500	3581
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	2540140	11	1050	8500	11800	512	J	3512	3308	500	3513
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	2640140	11	1050	8500	11800	514	J	3418	3198	500	3404
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	2740140	11	1050	8500	11800	514	J	3404	3158	500	3384
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	2840140	11	1050	8500	11800	511	J	3309	3068	500	3313
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	2940140	11	1050	8500	11800	524	J	3240	3120	500	3244
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	3040140	11	1050	8500	11800	511	J	3240	3100	500	3244
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	3140140	11	1050	8500	11800	520	J	3240	3090	500	3200
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	3240140	11	1050	8500	11800	509	J	3170	2958	500	3090
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	3340140	11	1050	8500	11800	521	J	3150	2958	500	3090
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	3440140	11	1050	8500	11800	501	J	3080	2788	500	2788
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	3540140	11	1050	8500	11800	501	J	3050	2770	500	2770
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	3640140	11	1050	8500	11800	504	J	3018	2690	500	2690
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	3740140	11	1050	8500	11800	515	J	2973	2640	500	2640
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	3840140	11	1050	8500	11800	514	J	2913	2570	500	2570
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	3940140	11	1050	8500	11800	505	J	2860	2530	500	2530
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	4040140	11	1050	8500	11800	505	J	2811	2470	500	2470
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	4140140	11	1050	8500	11800	520	J	2740	2400	500	2400
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	4240140	11	1050	8500	11800	520	J	2670	2330	500	2330
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	4340140	11	1050	8500	11800	521	J	2620	2270	500	2270
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	4440140	11	1050	8500	11800	521	J	2570	2210	500	2210
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	4540140	11	1050	8500	11800	521	J	2520	2150	500	2150
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	4640140	11	1050	8500	11800	521	J	2470	2090	500	2090
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	4740140	11	1050	8500	11800	521	J	2420	2030	500	2030
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	4840140	11	1050	8500	11800	521	J	2370	1970	500	1970
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	4940140	11	1050	8500	11800	521	J	2320	1910	500	1910
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	5040140	11	1050	8500	11800	521	J	2270	1850	500	1850
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	5140140	11	1050	8500	11800	521	J	2220	1790	500	1790
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	5240140	11	1050	8500	11800	521	J	2170	1730	500	1730
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	5340140	11	1050	8500	11800	521	J	2120	1670	500	1670
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	5440140	11	1050	8500	11800	521	J	2070	1610	500	1610
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	5540140	11	1050	8500	11800	521	J	2020	1550	500	1550
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	5640140	11	1050	8500	11800	521	J	1970	1490	500	1490
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	5740140	11	1050	8500	11800	521	J	1920	1430	500	1430
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	5840140	11	1050	8500	11800	521	J	1870	1370	500	1370
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	5940140	11	1050	8500	11800	521	J	1820	1310	500	1310
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	6040140	11	1050	8500	11800	521	J	1770	1250	500	1250
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	6140140	11	1050	8500	11800	521	J	1720	1190	500	1190
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	6240140	11	1050	8500	11800	521	J	1670	1130	500	1130
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	6340140	11	1050	8500	11800	521	J	1620	1070	500	1070
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	6440140	11	1050	8500	11800	521	J	1570	1010	500	1010
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	6540140	11	1050	8500	11800	521	J	1520	950	500	950
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	6640140	11	1050	8500	11800	521	J	1470	890	500	890
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	6740140	11	1050	8500	11800	521	J	1420	830	500	830
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	6840140	11	1050	8500	11800	521	J	1370	770	500	770
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	6940140	11	1050	8500	11800	521	J	1320	710	500	710
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	7040140	11	1050	8500	11800	521	J	1270	650	500	650
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	7140140	11	1050	8500	11800	521	J	1220	590	500	590
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	7240140	11	1050	8500	11800	521	J	1170	530	500	530
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	7340140	11	1050	8500	11800	521	J	1120	470	500	470
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	7440140	11	1050	8500	11800	521	J	1070	410	500	410
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	7540140	11	1050	8500	11800	521	J	1020	350	500	350
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	7640140	11	1050	8500	11800	521	J	970	290	500	290
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	7740140	11	1050	8500	11800	521	J	920	230	500	230
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	7840140	11	1050	8500	11800	521	J	870	170	500	170
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	7940140	11	1050	8500	11800	521	J	820	110	500	110
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	8040140	11	1050	8500	11800	521	J	770	50	500	50
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	8140140	11	1050	8500	11800	521	J	720	-10	500	-10
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	8240140	11	1050	8500	11800	521	J	670	-70	500	-70
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	8340140	11	1050	8500	11800	521	J	620	-130	500	-130
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	8440140	11	1050	8500	11800	521	J	570	-190	500	-190
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	8540140	11	1050	8500	11800	521	J	520	-250	500	-250
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	8640140	11	1050	8500	11800	521	J	470	-310	500	-310
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	8740140	11	1050	8500	11800	521	J	420	-370	500	-370
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	8840140	11	1050	8500	11800	521	J	370	-430	500	-430
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	8940140	11	1050	8500	11800	521	J	320	-490	500	-490
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	9040140	11	1050	8500	11800	521	J	270	-550	500	-550
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	9140140	11	1050	8500	11800	521	J	220	-610	500	-610
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	9240140	11	1050	8500	11800	521	J	170	-670	500	-670
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	9340140	11	1050	8500	11800	521	J	120	-730	500	-730
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	9440140	11	1050	8500	11800	521	J	70	-790	500	-790
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	9540140	11	1050	8500	11800	521	J	20	-850	500	-850
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	9640140	11	1050	8500	11800	521	J	-30	-910	500	-910
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	9740140	11	1050	8500	11800	521	J	-80	-970	500	-970
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	9840140	11	1050	8500	11800	521	J	-130	-1030	500	-1030
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	9940140	11	1050	8500	11800	521	J	-180	-1090	500	-1090
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	10040140	11	1050	8500	11800	521	J	-230	-1150	500	-1150
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	10140140	11	1050	8500	11800	521	J	-280	-1210	500	-1210
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	10240140	11	1050	8500	11800	521	J	-330	-1270	500	-1270
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	10340140	11	1050	8500	11800	521	J	-380	-1330	500	-1330
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	10440140	11	1050	8500	11800	521	J	-430	-1390	500	-1390
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	10540140	11	1050	8500	11800	521	J	-480	-1450	500	-1450
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	10640140	11	1050	8500	11800	521	J	-530	-1510	500	-1510
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	10740140	11	1050	8500	11800	521	J	-580	-1570	500	-1570
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	10840140	11	1050	8500	11800	521	J	-630	-1630	500	-1630
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	10940140	11	1050	8500	11800	521	J	-680	-1690	500	-1690
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	11040140	11	1050	8500	11800	521	J	-730	-1750	500	-1750
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	11140140	11	1050	8500	11800	521	J	-780	-1810	500	-1810
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	11240140	11	1050	8500	11800	521	J	-830	-1870	500	-1870
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	11340140	11	1050	8500	11800	521	J	-880	-1930	500	-1930
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	11440140	11	1050	8500	11800	521	J	-930	-1990	500	-1990
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	11540140	11	1050	8500	11800	521	J	-980	-2050	500	-2050
MVR 11	H30_JARR 52	H30_JARR-1	116401										

Tabla A.1 Presiones Estáticas Medidas en el Yacimiento M3U MVR 1

Pozo	Wellbore Orbit	Wells Verticals	Fecha	Hor	Temp Anno (°C)	Prof Cámara (PDM)	Prof Cámara (ft)	Gravimé- trica	Calidad Presión	Presión @ Prof. Med.	Presión @ Topo. Anno	Gravimé- trica	Presión @ Cámara
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	222	J	1631	1624	222	1621
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	218	J	1711	1704	222	1699
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	213	J	1785	1778	222	1769
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	208	J	1859	1852	222	1849
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	203	J	1933	1926	222	1929
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	198	J	2007	1999	222	1999
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	193	J	2081	2074	222	2069
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	188	J	2155	2148	222	2149
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	183	J	2229	2222	222	2219
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	178	J	2303	2296	222	2299
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	173	J	2377	2370	222	2369
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	168	J	2451	2444	222	2449
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	163	J	2525	2518	222	2519
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	158	J	2599	2592	222	2589
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	153	J	2673	2666	222	2669
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	148	J	2747	2740	222	2739
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	143	J	2821	2814	222	2819
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	138	J	2895	2888	222	2889
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	133	J	2969	2962	222	2959
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	128	J	3043	3036	222	3039
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	123	J	3117	3110	222	3109
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	118	J	3191	3184	222	3189
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	113	J	3265	3258	222	3259
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	108	J	3339	3332	222	3329
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	103	J	3413	3406	222	3409
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	98	J	3487	3480	222	3479
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	93	J	3561	3554	222	3559
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	88	J	3635	3628	222	3629
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	83	J	3709	3702	222	3699
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	78	J	3783	3776	222	3779
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	73	J	3857	3850	222	3849
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	68	J	3931	3924	222	3919
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	63	J	4005	3998	222	3999
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	58	J	4079	4072	222	4069
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	53	J	4153	4146	222	4149
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	48	J	4227	4220	222	4219
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	43	J	4301	4294	222	4289
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	38	J	4375	4368	222	4369
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	33	J	4449	4442	222	4439
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	28	J	4523	4516	222	4519
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	23	J	4597	4590	222	4589
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	18	J	4671	4664	222	4659
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	13	J	4745	4738	222	4739
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	8	J	4819	4812	222	4809
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	3	J	4893	4886	222	4879
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-2	J	4967	4960	222	4959
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-7	J	5041	5034	222	5029
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-12	J	5115	5108	222	5109
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-17	J	5189	5182	222	5179
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-22	J	5263	5256	222	5259
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-27	J	5337	5330	222	5329
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-32	J	5411	5404	222	5399
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-37	J	5485	5478	222	5479
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-42	J	5559	5552	222	5549
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-47	J	5633	5626	222	5629
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-52	J	5707	5700	222	5699
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-57	J	5781	5774	222	5779
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-62	J	5855	5848	222	5849
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-67	J	5929	5922	222	5919
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-72	J	6003	5996	222	5999
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-77	J	6077	6070	222	6069
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-82	J	6151	6144	222	6139
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-87	J	6225	6218	222	6219
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-92	J	6299	6292	222	6289
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-97	J	6373	6366	222	6369
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-102	J	6447	6440	222	6439
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-107	J	6521	6514	222	6519
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-112	J	6595	6588	222	6589
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-117	J	6669	6662	222	6659
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-122	J	6743	6736	222	6739
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-127	J	6817	6810	222	6809
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-132	J	6891	6884	222	6879
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-137	J	6965	6958	222	6959
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-142	J	7039	7032	222	7029
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-147	J	7113	7106	222	7109
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-152	J	7187	7180	222	7179
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-157	J	7261	7254	222	7249
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-162	J	7335	7328	222	7329
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-167	J	7409	7402	222	7399
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-172	J	7483	7476	222	7479
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-177	J	7557	7550	222	7549
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-182	J	7631	7624	222	7619
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-187	J	7705	7698	222	7699
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-192	J	7779	7772	222	7769
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-197	J	7853	7846	222	7839
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-202	J	7927	7920	222	7919
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-207	J	8001	7994	222	7989
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-212	J	8075	8068	222	8069
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-217	J	8149	8142	222	8139
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-222	J	8223	8216	222	8219
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-227	J	8297	8290	222	8289
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-232	J	8371	8364	222	8359
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TTT	15473	2225	11255	-237	J	8445	8438	222	8439
MVR 2	H10_MVR 2	H10_MVR-1	27-Sep-21	TT									

Tabla A.1 Presiones Estáticas Medidas en el Yacimiento M3U MVR 1

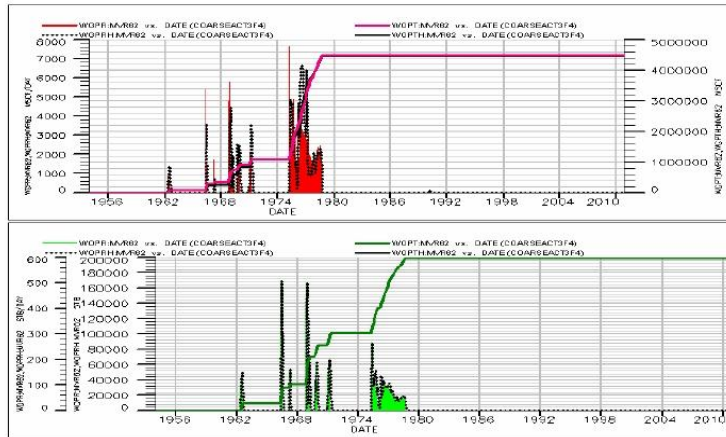
Pozo	Wellbore Orbit	Nombre Tratamiento	Fecha	MWJ	Topo Anillo (P.D.H.)	Prof. Luzna (P.D.H.)	Prof. Cambio (P.D.H.)	Gravimé- trico	Gravimé- trico	Presión @ Prof. Luzna	Presión @ Topo Anillo	Gravimé- trico	Presión @ Anillo
HRV 181	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	20-02-2017	115	10750	8545	11250	515	1	255	275	520	258
HRV 181	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	21-02-2017	115	10750	8545	11215	525	1	255	250	520	255
HRV 181	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	19-03-2017	115	10750	8545	11300	521		120,27	120	520	120
HRV 181	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	26-03-2017	115	11750	8545	11350	527		155,27	155	520	155
HRV 185	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	16-02-2017	115	11350	8545	11300	520		170,18	170	520	170
HRV 185	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	24-02-2017	115	11350	8545	11295	521		202,25	170	520	170
JHJ 06	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	20-02-2017	109	10307	8545	11150	521	1	450	450	520	450
JHJ 06	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	20-02-2017	109	10307	8545	11150	515	1	315	315	520	315
JHJ 06	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	19-02-2017	109	10307	8545	10950	515	1	315	315	520	315
JHJ 06	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	20-02-2017	109	10307	8545	10950	527	2	210	200	520	200
JHJ 06	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	20-02-2017	109	10307	8545	10950	511	1	210	200	520	200
JHJ 06	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	20-02-2017	109	10307	8545	11100	515		120	120	520	120
HRV 110	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	27-02-2017	110	10750	8545	11100	525		110	100	520	100
HRV 110	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	27-02-2017	110	10750	8545	11110	525		120	100	520	100
HRV 184	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	19-03-2017	115,7	10307	8545	10300	528		121,25	120	520	120
HRV 184	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	20-03-2017	115,7	10307	8545	11120	528		352,28	350	520	350
HRV 184	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	27-03-2017	115,7	10307	8545	11000	525		120	120	520	120
HRV 1	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	05-02-2017	115	10750	8545	9920	525		250	250	520	250
HRV 26	HUE_HVR 52	HUU_HVR-1	17-02-2017	115	10750	8545	10010	525		220,28	220	520	220

APÉNDICE B

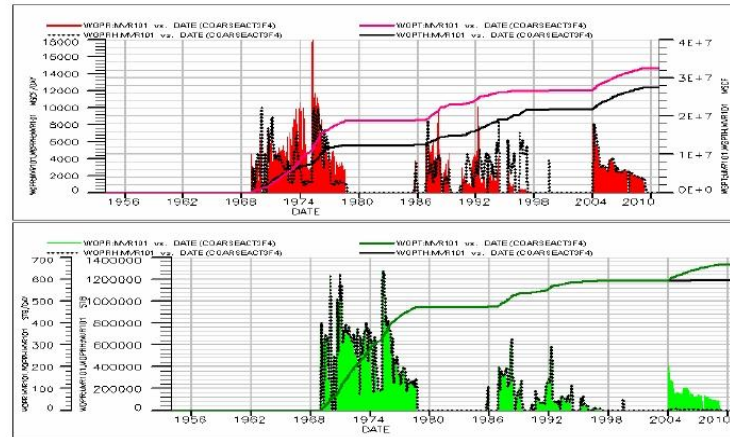
Muestra de Cotejo Histórico por Pozo

MUESTRA DE COTEJO HISTÓRICO POR POZO

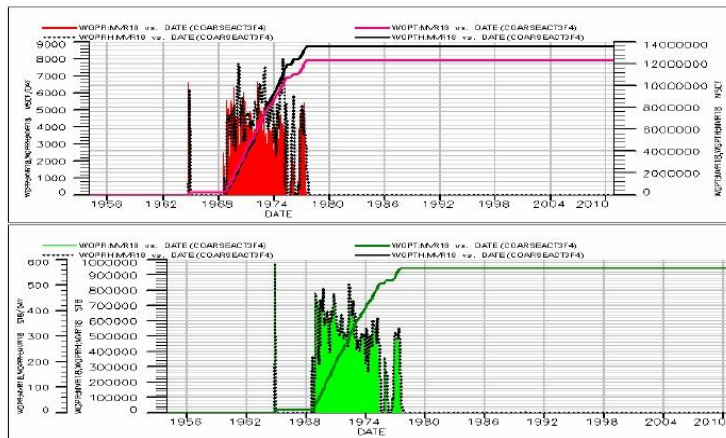
MVR 62



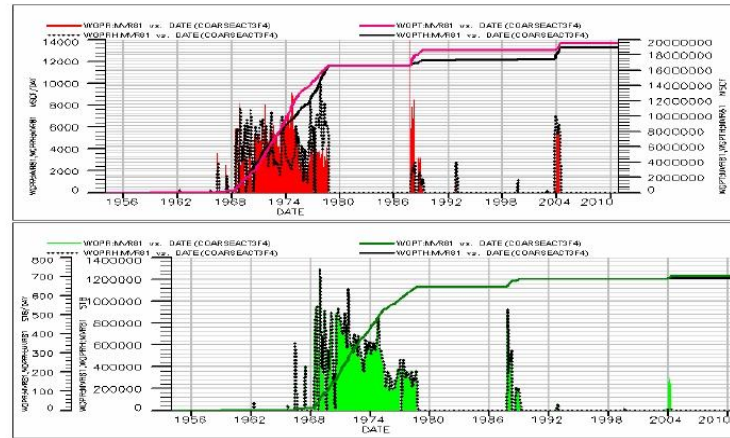
MVR 101



MVR 18

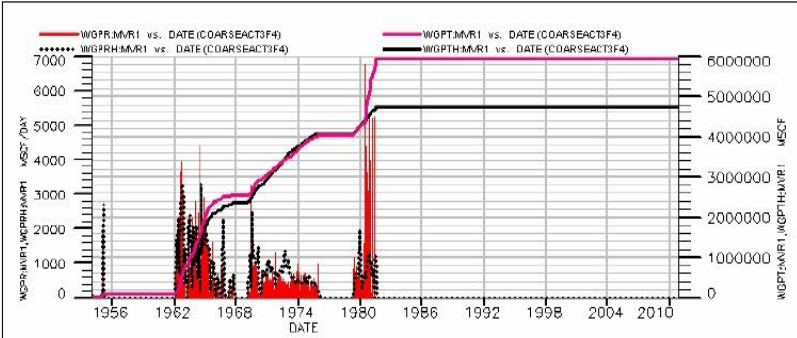


MVR 81

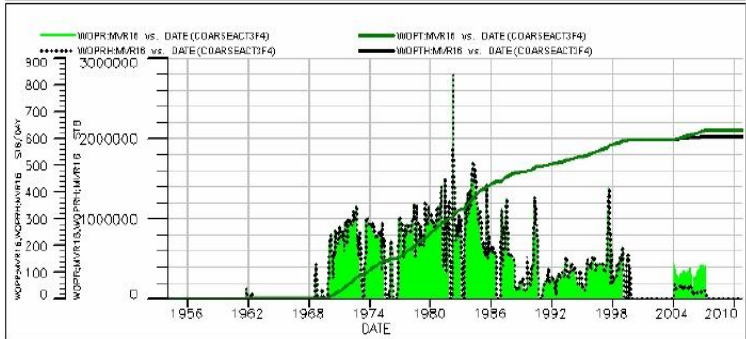
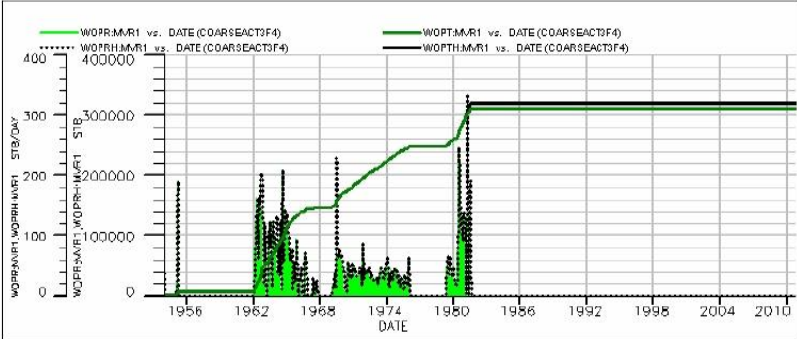
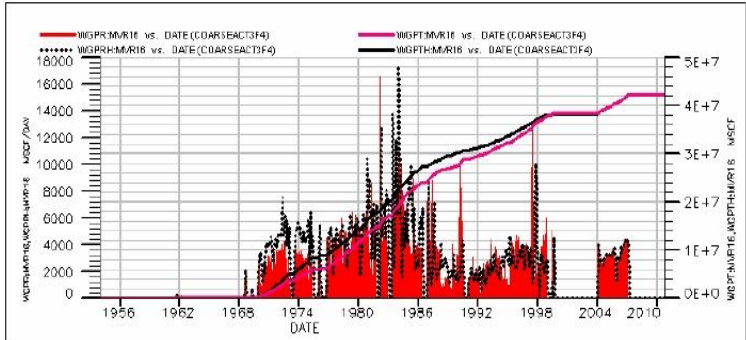


MUESTRA DE COTEJO HISTÓRICO POR POZO

MVR 1



MVR 16

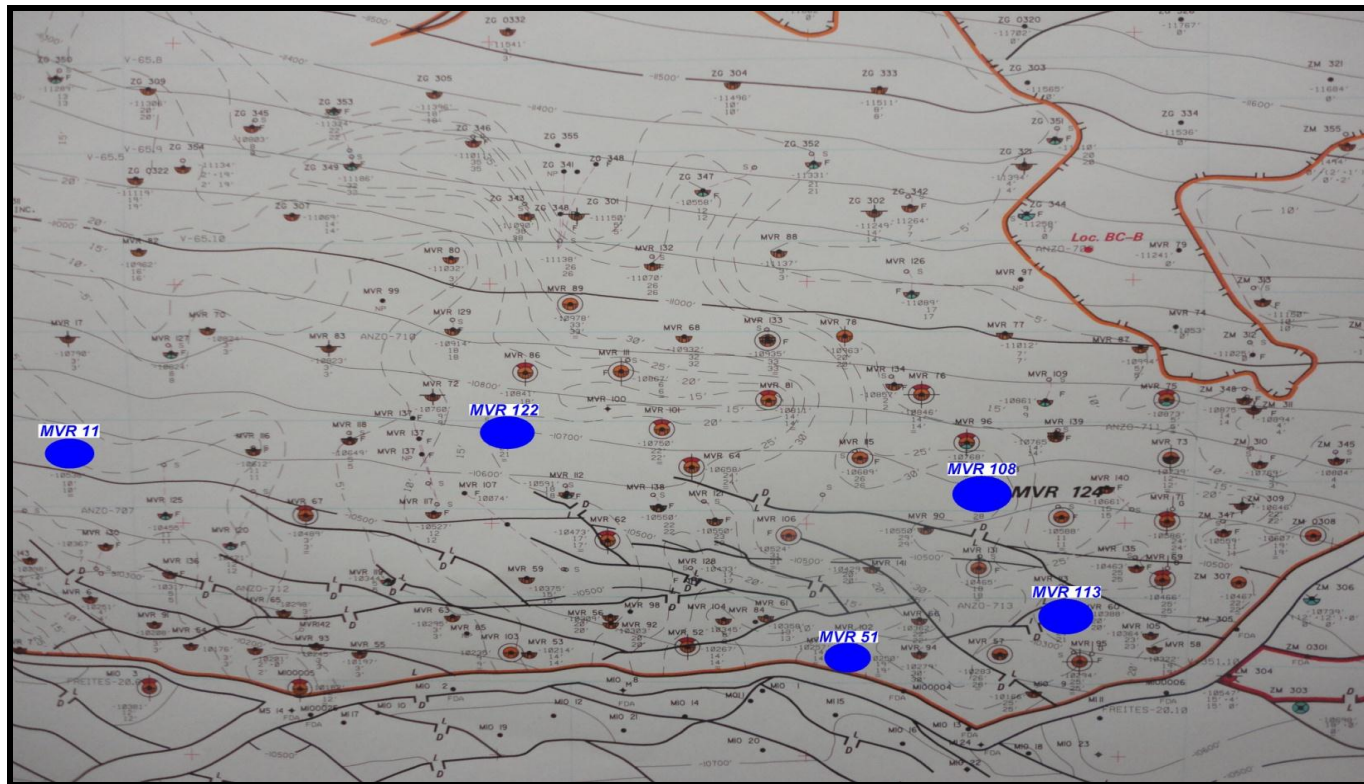


APÉNDICE C

MAPA CON LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL CASO BASE

Mapa con los pozos seleccionados para el caso base



Pozos Activos 

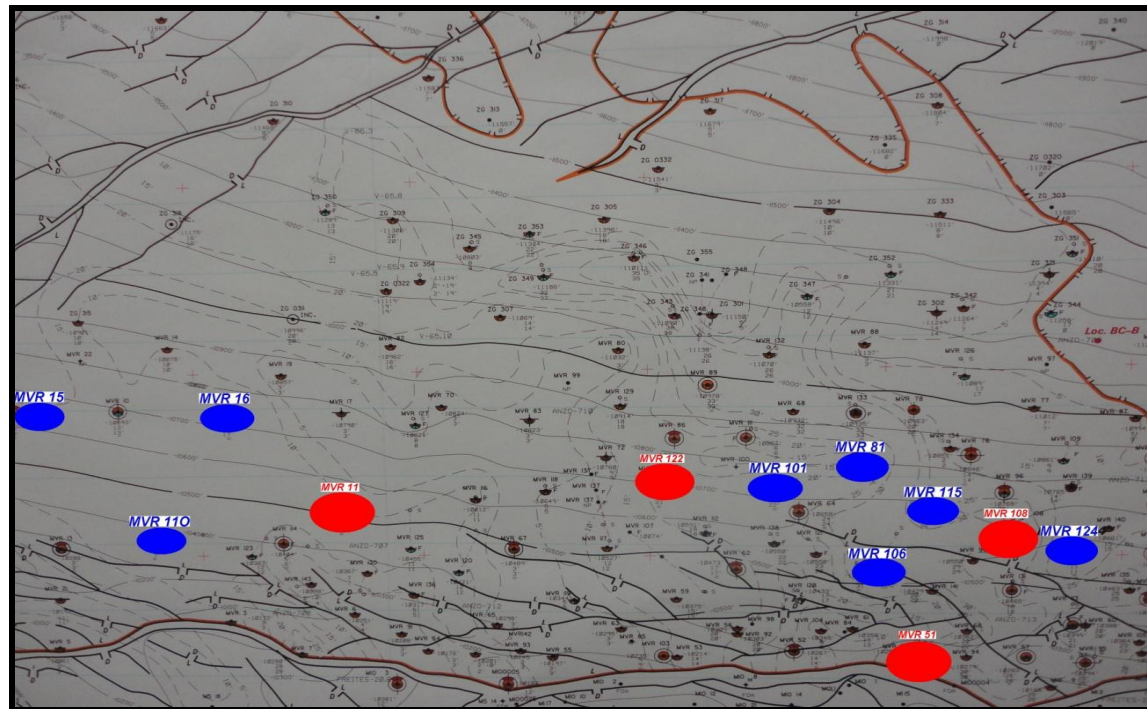


APÉNDICE D

MAPA CON LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL CASO 1

Mapa con los pozos seleccionados para el caso 1.

Pozos Activos  Pozos propuestos para cambio de zona 

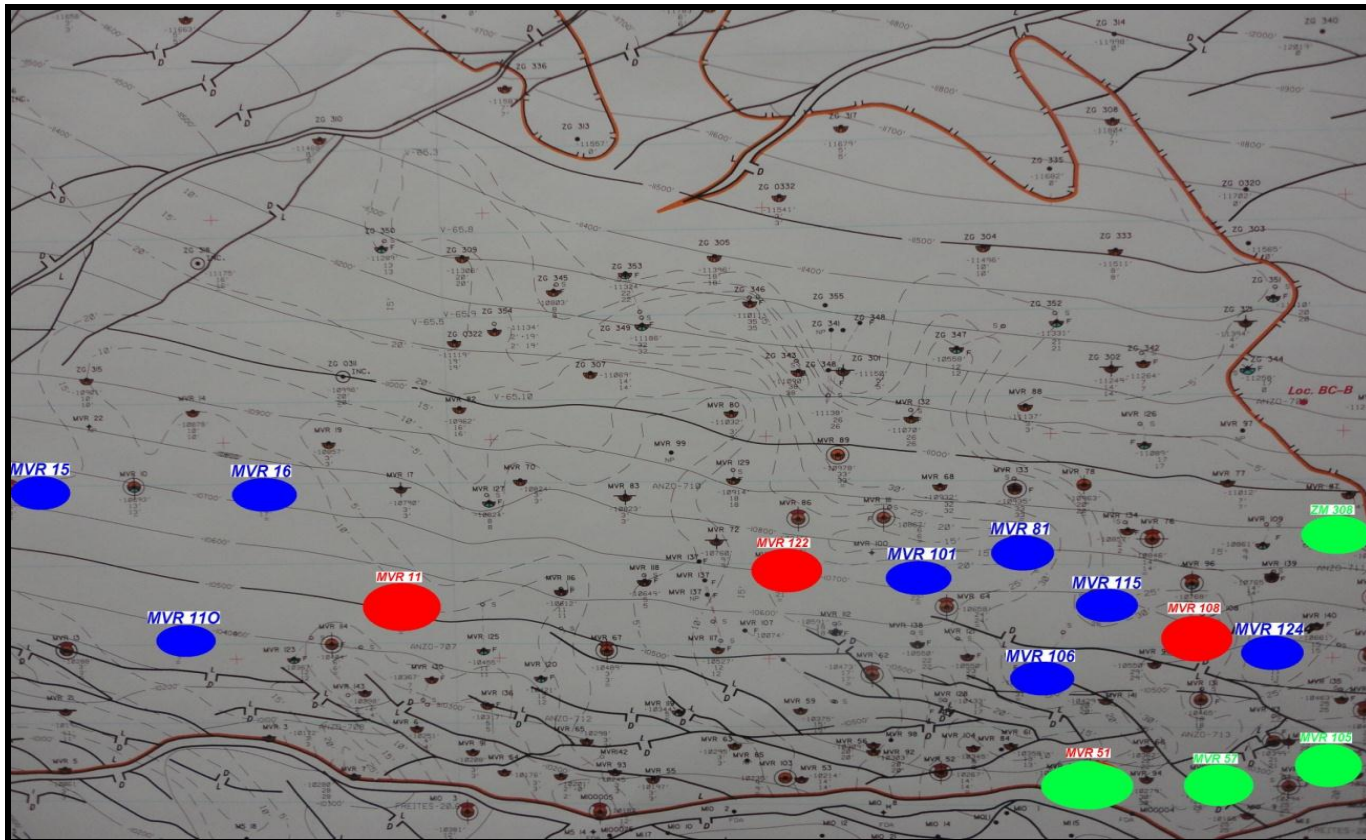


APÉNDICE E

**MAPA CON LOS POZOS SELECCIONADOS PARA
EL CASO 2 y 3.**

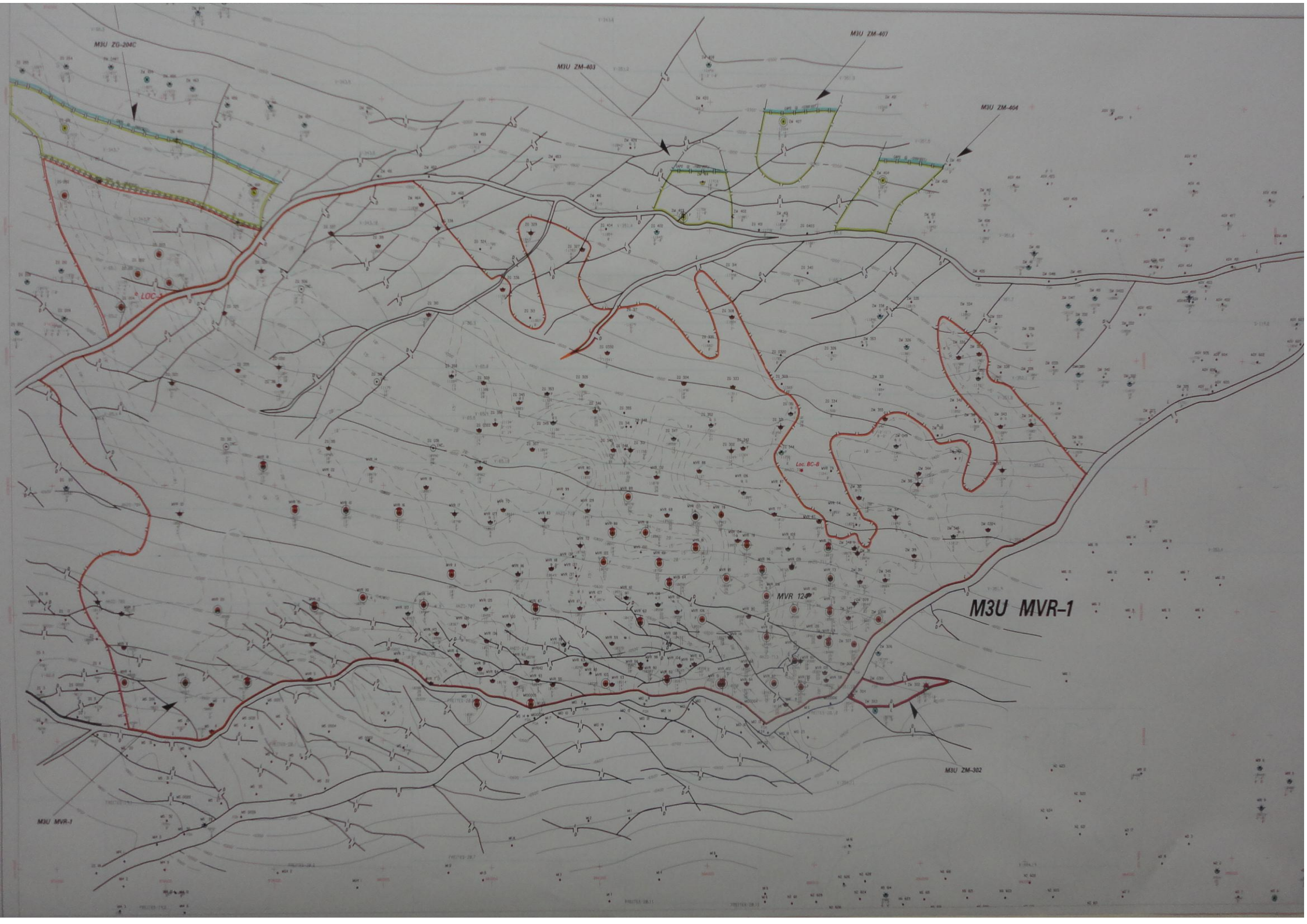
Mapa con los pozos seleccionados para el caso 2 y 3.

Pozos Activos ● Pozos propuestos para cambio de zona ● Pozos propuestos para inyectores ●



ANEXO 1

**MAPA ISOPACO-ESTRUCTURAL
DEL YACIMIENTO MVR-1, ARENA
M3U.**



GLOSARIO DE TÉRMINOS

DEFINICIÓN DE TÉRMINOS OPERATIVOS O TÉCNICOS

AG: Abandonado por alta relación gas – petróleo.

AM: Abandonado por razones mecánicas.

Anticlinales: Es una deformación de capas en forma arqueada, divergentes a partir de la cumbre, con los flancos ascendentes abiertos hacia abajo. (Dependen de la intensidad y orientación de las deformaciones). (Martínez y Velásquez, op. cit, p. 18).

AY: Abandonado por razones de yacimiento.

Buzamiento: Se define como el ángulo que forma la superficie de un estrato con el plano horizontal, medido en un plano perpendicular a la dirección. (Martínez y Velásquez, op. cit, p. 40).

Campo petrolero: Extensión de terreno en cuyo subsuelo existen yacimientos de gas y/o petróleo y sobre el cual están asentados los pozos e instalaciones conexas para manejar la producción de petróleo o gas. (Barberii y Robles, 1994, p. 81).

CC: Cerrado por control interno.

CE: Cerrado esperando estímulo para iniciar flujo (kick off)

CG: Cerrado por falla temporal del sistema de recolección y compresión de gas. Incluye tubería recolectora, plantas y líneas a pozos inyectoros.

CO: Cerrados por otras causas. Pozos – zonas previamente activos, que esperan reparaciones menores de una instalación.

Crudo: Dícese del mineral viscoso que una vez refinado proporciona el petróleo, el asfalto y otros productos. (Barberii y Robles, op. Cit, p. 86).

CV: Inyección de vapor de agua cerrado.

CY: Cerrado temporalmente por estudios de yacimiento para facilitar la evaluación de pruebas de interferencia, conificación de fluidos, medidas de presión, muestras para análisis PVT.

EA: Esperando abandono.

EC: Esperando recompletación (cambio de la zona productora). Trabajos tales como desviación del hoyo, perforar nuevo hoyo desde la superficie, profundización, cementación forzada etc.

ED: Encontrado inactivo.

EE: Cerrado por razones económicas. No están en capacidad de producir o ser reparados en la actualidad.

EO: Cerrado por otras causa, similar a **CO** pero con reparaciones mayores.

ER: Esperando reparación mayor de subsuelo. Trabajos a efectuarse en la misma zona productora, tales como fracturamiento de la formación, desviación del hoyo lateralmente, profundización, etc.

ES: Esperando reparación de superficie. Pueden ser restituidos a estado activo mediante la reparación o reemplazo de equipos mayores de superficie (líneas de flujo, balancín, motor eléctrico, líneas de gas no comunes a otros pozos).

Estática de fluidos: (Hidrostática) parte de la mecánica que estudia el equilibrio de los fluidos, se ocupa de los fluidos en reposo. (La Industria Venezolana de los Hidrocarburos, op. cit, 5-611).

Estrato: Se define como cada una de las capas en que se presentan divididos los sedimentos. (Martínez y Velásquez, op. cit, p. 117).

ET: Esperando sistema de tratamiento (deshidratación).

EV: Esperando inyección de vapor alternada. Esperando disponibilidad del equipo de inyección de vapor de agua.

EW: Cerrado por alta relación agua-petróleo. Producción anormal de agua.

Extracción: Proceso de separación de un material por otro o por medio de un solvente, el termino puede ser aplicado a extracción liquido-liquido, adsorción o a cualquier otro proceso que utilice solventes. (Martínez y Velásquez, op. cit, p. 119).

EZ: Cerrado, aislado selectivamente por manga u otro equipo apropiado.

Facies: Conjunto de rocas con determinadas características, ya sea paleontológicas (fósiles) y litológicas (como la forma, el tamaño, la disposición de sus granos y su

composición de minerales) que ayudan a conocer dónde y cuando se formó la roca. (Martínez y Velásquez, op. cit, p. 144).

Falla: Superficie de ruptura de una roca a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial. (Martínez y Velásquez, op. cit, p. 142).

Formación: Término utilizado en geología para definir una unidad genética natural de roca formada en condiciones similares o en una alternancia de condiciones, con características físicas definidas, perfectamente cartografiables. Una formación puede estar constituida por una combinación de capas de arena, lutita, caliza, etc. o por cualquiera de estos elementos. (La Industria Venezolana de los Hidrocarburos, op. cit, 5-611).

Homoclinal: Es un grupo de estratos que presenta buzamiento bastante regular en la misma dirección general, viene a ser un compuesto de varios monoclinales y terrazas estructurales. (Barberii y Robles, op. Cit, p. 112).

I: Inyector.

Inyección: Acción y efecto de introducir a presión un gas, un líquido o una masa fluida, en el interior de un cuerpo o una cavidad. Introducción de la muestra que se desea analizar al equipo cromatográfico o puerta de inyección. (Barberii y Robles, op. Cit, p. 116).

IV: Pozo – zona inyectando vapor de agua continuo.

L: levantamiento artificial.

Limonitas: Oxido de hierro que no contiene composición o estructura atómica fija. (La Industria Venezolana de los Hidrocarburos, op. cit, 4-237).

Lodomitas y Lutitas: Rocas detríticas de grano fino compuestas de partículas de tamaño de arcillas y de limo (menores de 1/16 Mm... de diámetro) (La Industria Venezolana de los Hidrocarburos, op. cit, 4-239).

MMcf: Abreviatura de millones de pies cúbicos, partiendo de la expresión inglesa "Cubic feet". (Martínez y Velásquez, op. cit, p. 220).

MMPCN o MMpcn: Millones de pies cúbicos normales, medidos a 14,7 Lpca y 60°F; en algunos países, estas condiciones de presión y temperatura se conocen como condiciones estándar y se califican como normales a los caudales referidos a 0 °C y a una atmósfera.

MMPCND: Abreviatura que equivale a millones de pies cúbicos por día, en condiciones normales. (Martínez y Velásquez, op. cit, p. 220).

Monoclinal: Se conoce como un plegamiento a manera de escalón, con suave buzamiento. (Barberii y Robles, op. Cit, p. 254).

N: Flujo natural.

Potencial: Es la tasa máxima eficiente de producción económica de un yacimiento, capaz de obtenerse con las instalaciones existentes de superficie del campo; siempre que se utilice satisfactoriamente no menos del 98% del gas natural asociado que sea económicamente recolectable y que cumpla con las normas ambientales existentes. (Martínez y Velásquez, op. cit, p. 235).

Producción disponible: Es el volumen de petróleo que puede producirse eficientemente y de inmediato cumpliendo con la utilización del gas natural asociado que se produzca y con las normas de protección del ambiente.

PTL: Fluyendo por la tubería de producción por levantamiento artificial.

PTN: Fluyendo por la tubería de producción por flujo natural.

S: Método todavía no definido.

Sinclinales: Es un pliegue cóncava hacia arriba o en forma de U es un pliegue donde la roca más joven se encuentra hacia el centro de la curvatura. Las cuales pueden ser: Simples cuando su curva es sencilla, compuestos están formados por pequeños anticlinales y sinclinales, complejos Cuando su eje esta plegado.

ST: Pozo abandonado con tubería de revestimiento.

TP: Trabajando (profundizando el pozo)

TR: Trabajando (reparaciones mayores)

TS: Trabajando (reparaciones menores).