

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



**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA DECLINACIÓN DE
PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS ACTIVOS DEL CAMPO
ZAPATOS/MATA-R PERTENECIENTES AL ÁREA MAYOR DE OFICINA
(AMO)”**

Realizado por:

EMERSON JOSÉ INFANTE BUTELL

**Trabajo de Grado Presentado como Requisito Parcial
para Optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2009

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



**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA DECLINACIÓN DE
PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS ACTIVOS DEL CAMPO
ZAPATOS/MATA-R PERTENECIENTES AL ÁREA MAYOR DE OFICINA
(AMO)”**

Asesores:

Ing. Ivon Ulacio.
Asesor Académico

Ing. Daniel Segnini
Asesor Industrial

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2009

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



**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA DECLINACIÓN DE
PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS ACTIVOS DEL CAMPO
ZAPATOS/MATA-R PERTENECIENTES AL ÁREA MAYOR DE OFICINA
(AMO)”**

JURADO:

Ing. Daniel Suárez
Jurado Principal

Ing. Luis Castro
Jurado Principal

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS INDUSTRIALES



**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA DECLINACIÓN DE
PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS ACTIVOS DEL CAMPO
ZAPATOS/MATA-R PERTENECIENTES AL ÁREA MAYOR DE OFICINA
(AMO)”**

Presentado por:
EMERSON JOSÉ INFANTE BUTELL

El jurado calificador hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

APROBADO

Ing. Ivon Ulacio.
Asesor Académico

Ing. Daniel Suárez
Jurado Principal

Ing. Luis Castro
Jurado Principal

BARCELONA, NOVIEMBRE DE 2.009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

A mis padres Gladys de Infante y Emerson Infante, han sido ellos de quien he recibido siempre el apoyo en todo momento y las palabras de aliento cuando las he necesitado; a mi hermana Eglis, quien estuvo tanto en los momentos buenos como en los malos apoyándome y como no dedicárselo a mis abuelas; mi manca y mercedes, aunque no estuvieron presente físicamente se que estuvieron allí apoyándome en todo momento. Los Amo; que Dios los bendiga.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradezco a DIOS PADRE TODOPODEROSO por haberme dado unos padres maravillosos, Gladys de Infante y Emerson Infante, he tenido en ellos a unos excelentes guías durante mi vida, ya que me han dado su amor, comprensión y apoyo en todo momento y se que siempre han confiado en mi capacidad para alcanzar mis metas. A mi hermana Eglis por apoyarme.

A mis amigos de la universidad y compañeros tesisistas de Anaco, con quienes compartí muchos momentos de alegría, tristeza y preocupación, pienso que no hace falta que mencione nombres, la amistad simplemente se demuestra.

A los Ingenieros Jhonles Morales, Rubirmary Azocar, Pedro Reginfo y Rafael Mota por ser ellos quienes de una forma u otra quienes mayor atención me prestaron y estuvieron dispuestos a compartir sus conocimientos conmigo.

A los profesores de la universidad por ser esta la casa de estudio que me ha permitido desarrollar una carrera profesional.

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	V
DEDICATORIA	VI
AGRADECIMIENTOS	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
RESUMEN.....	XXII
CAPÍTULO I. EL PROBLEMA.....	23
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	23
1.2. OBJETIVOS	24
1.2.1. Objetivo General.....	24
1.2.2. Objetivos Específicos.....	24
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	26
2.1. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	26
2.1.1. Tectónica Global de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	28
2.1.2. Geología de la Subcuenca de Maturín	30
2.1.3. Área Mayor de Oficina (AMO).....	30
2.1.3.1. Ambiente Sedimentario.....	32
2.1.3.2. Columna Estratigráfica.....	33
2.1.3.3. Ubicación del Bloque Zapatos/Mata R.	38
CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO.....	40
3.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	40
3.2. YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS	41

3.3. PRINCIPALES PROPIEDADES QUE DEBE TENER UNA FORMACIÓN PARA SER CONSIDERADA COMO UN YACIMIENTO	42
3.3.1. Porosidad (ϕ)	42
3.3.2. Permeabilidad (K)	42
3.3.2.1. Tipos de Permeabilidad.....	42
3.4. PARÁMETROS QUE DEFINEN EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO	44
3.5. PRESIONES EN EL POZO Y EN EL YACIMIENTO.....	45
3.6. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS	46
3.6.1. Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen	46
3.6.1.1. Yacimientos de Gas	47
3.6.1.2. Yacimientos de Petróleo	50
3.6.2. Clasificación de los yacimientos según el mecanismo de producción natural.....	51
3.6.2.1. Desplazamiento Hidráulico	52
3.6.2.2. Desplazamiento por Gas en Solución	53
3.6.2.3. Desplazamiento por Capa de Gas	54
3.6.2.4. Desplazamiento por Expansión de los Fluidos	55
3.6.2.5. Desplazamiento por Gravedad	55
3.6.2.6. Desplazamiento Combinado	56
3.7. RESERVAS DE HIDROCARBUROS	57
3.7.1. Reservas Probadas.....	58
3.7.2. Reservas Probables	59
3.7.3. Reservas Posibles	60
3.8. DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	61
3.9. CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	61
3.10. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	65
3.10.1. Declinación Exponencial	67

3.10.1.1. Tasa de Producción	68
3.10.1.2. Producción de Petróleo Acumulado.....	69
3.10.1.3. Tiempo de Abandono.....	71
3.10.1.4. Reservas Recuperables.....	71
3.10.2. Declinación Hiperbólica	72
3.10.2.1. Tasa de Producción	73
3.10.2.2. Producción de Petróleo Acumulada.....	74
3.10.2.3. Tiempo de Abandono.....	75
3.10.2.4. Reservas Recuperables.....	75
3.10.3. Declinación Armónica	76
3.10.3.1. Tasa de Producción	77
3.10.3.2. Producción de Petróleo Acumulada.....	77
3.10.3.3. Tiempo de Abandono.....	77
3.10.3.4. Reservas Recuperables.....	77
3.11. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN	78
3.12. FACTORES QUE AFECTAN LA APLICACIÓN DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN ^[13]	81
3.13. ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN	83
3.13.1. Método gráfico	83
3.13.2. Método Matemático	84
3.13.3. Método Regresivo	85
3.13.4. Método de Curvas Tipo (Fetkovich).....	85
3.13.5. Programa Oil Field Manager (OFM)	87
3.14. ERRORES COMUNES EN EL ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN ^[11]	88
3.15. IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	89
CAPÍTULO IV. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS UTILIZADAS	91
4.1. SISTEMA DE MANEJO DE DOCUMENTOS ELECTRÓNICOS (SIMDE WEB) Y CARPETA FÍSICA	91

4.1.1. SIMDE WEB (Carpeta de pozo digital)	91
4.1.2. Carpeta en físico.....	95
4.2. CENTINELA.....	95
4.3. OFM (OIL FIELD MANAGER)	98
4.4. MICROSOFT EXCEL	104
CAPÍTULO V. METODOLOGÍA.....	106
5.1. CONSIDERACIONES GENERALES	106
5.2. RECOPIACIÓN Y REVISIÓN DE INFORMACIÓN DE LA ZONA EN ESTUDIO.....	108
5.3. VALIDACIÓN DE PRODUCCIÓN	108
5.4. SELECCIÓN DE LOS YACIMIENTOS A ESTUDIAR, EN FUNCIÓN DE LAS LIMITACIONES DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	109
5.5. CARACTERIZACIÓN TERMODINÁMICA DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS	110
5.6. ESTABLECER EL TIPO Y PORCENTAJE ANUAL DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS	111
5.6.1. Tipo y porcentaje anual de declinación de producción para los yacimientos seleccionados a través del Programa OFM.....	111
5.6.1.1. Tipo de declinación de producción	111
5.6.1.2. Porcentaje anual de declinación de producción de los yacimientos seleccionados a través del Programa OFM.	120
5.6.2. Tipo y porcentaje anual de declinación de producción para los yacimientos seleccionados a través del Programa Microsoft Excel.....	123
5.6.2.1 Tipo de declinación de producción	123
5.6.2.2. Porcentaje anual de declinación de producción de los yacimientos seleccionados a través del Programa (EXCEL).	125
CAPÍTULO VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	128
6.1. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	128

6.2. VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA ZONA EN ESTUDIO	128
6.3. SELECCIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN FUNCIÓN DE LAS LIMITACIONES DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	131
6.4. CARACTERIZACIÓN TERMODINAMICA DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS A TRVÉS DE DATOS DE PRODUCCIÓN	133
6.5. TIPO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS	134
6.6. CÁLCULO DEL PORCENTAJE ANUAL DE DECLINACIÓN DE PRODUCCION DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS	140
CONCLUSIONES	144
RECOMENDACIONES	146
BIBLIOGRAFÍA	147
APÉNDICE A	149
APÉNDICE B	161
APÉNDICE C	168
APÉNDICE D	181
APÉNDICE E	192
APÉNDICE F	204
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	216

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA. Nº 2.1: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.	26
FIGURA. Nº 2.2: 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.....	27
FIGURA. Nº 2.3: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA.....	31
FIGURA. Nº 2.4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA MAYOR OFICINA.	37
FIGURA. Nº 2.5: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE ZAPATOS/MATA R, ÁREA MAYOR DE ANACO (AMO).....	38
FIGURA. Nº 3.1 DIAGRAMA DE FASE DE UN YACIMIENTO DE GAS SECO	47
FIGURA. Nº 3.2 DIAGRAMA DE FASE DE UN YACIMIENTO DE GAS HÚMEDO	48
FIGURA. Nº 3.3. DIAGRAMA DE FASE DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO.....	49
FIGURA. Nº 3.4. DIAGRAMA DE FASE DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO VOLÁTIL.	50
FIGURA. Nº 3.5. DIAGRAMA DE FASE DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO NEGRO.....	51
FIGURA. Nº 3.6. EJEMPLO DE UN ACUÍFERO ACTIVO.....	52
FIGURA. Nº 3.7. EJEMPLO DE UN DESPLAZAMIENTO DE GAS EN SOLUCIÓN.....	54
FIGURA. Nº 3.8. EJEMPLO DE UN DESPLAZAMIENTO POR EXPANSIÓN DE CAPA DE GAS.....	55
FIGURA. Nº 3.9. EJEMPLO DE UN DESPLAZAMIENTO POR GRAVEDAD.....	56
FIGURA. Nº 3.10. EJEMPLO DE UN DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL	57
FIGURA. Nº 3.11. CLASIFICACIÓN DE LA RESERVAS.	58
FIGURA. Nº 3.12. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA TASA DE PRODUCCIÓN VERSUS EL TIEMPO ^[10]	66
FIGURA. Nº 3.13. CURVAS TIPOS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE FETKOVICH ^[6]	87
FIGURA. Nº 4.1: VENTANA PRINCIPAL DE SIMDE WEBTOP.....	91

FIGURA. N° 4.2: INICIO DE SESIÓN WEBTOP.	92
FIGURA. N° 4.3: SECCIÓN CARPETA DE POZO.	92
FIGURA N° 4.4: LISTA DE POZOS COMPLETADOS.	93
FIGURA. N° 4.7: PANTALLA DE LA FUNCIÓN POZOS.	97
FIGURA. N° 4.8: PANTALLA DE LA FUNCIÓN PRUEBAS.	98
FIGURA. N° 4.9: PANTALLA DE INICIO DE OFM 2005.	99
FIGURA. N° 4.10: ACCESO DIRECTO A OFM 2005.	100
FIGURA. N° 4.11: PANTALLA DE INICIO DEL PROYECTO AMO 2005-PDVSA GAS ANACO.	101
FIGURA. N° 4.12: MENÚ FILE DESPLAZADO, PROYECTO OFM 2005.	101
FIGURA. N° 4.13: PANELES DE OFM 2005.	102
FIGURA. N° 4.14: PANEL ANALYSIS, UBICADO A LA IZQUIERDA DEL MAPA BASE DEL PROYECTO, OFM 2005.	103
FIGURA. N° 4.15: PANEL FILTER, UBICADO A LA DERECHA DEL MAPA BASE DEL PROYECTO, OFM 2005.	104
FIGURA. N° 4.16 HOJA DE CÁLCULO PARA EL ANÁLISIS DE DECLINACIÓN USANDO MICROSOFT EXCEL.	105
FIGURA. N° 5.1. FLUJOGRAMA DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO.	107
FIGURA. N° 5.2. PLANTILLA PARA LA SELECCIÓN DEL YACIMIENTO.	112
FIGURA. N° 5.3. REPORTE ANUAL PARA EL YACIMIENTO SELECCIONADO.	113
FIGURA. N° 5.4. PLANTILLA QUE MUESTRA LA ACTIVACIÓN DEL MÓDULO DE DECLINACIÓN.	114
FIGURA. N° 5.5. PLANTILLA QUE MUESTRA LA OPCIÓN ESCENARIO.	114
FIGURA. N° 5.6. PLANTILLA QUE MUESTRA LA CARPETA FLOW MODEL.	115
FIGURA. N° 5.7. PLANTILLA QUE MUESTRA LA CARPETA FORECAST.	116
FIGURA. N° 5.8. PLANTILLA QUE MUESTRA LA OPCIÓN LIMITS/RANGE.	117
FIGURA. N° 5.9. PLANTILLA QUE MUESTRA LA OPCIÓN RANGE.	118
FIGURA. N° 5.10. PLANTILLA QUE MUESTRA EL PERÍODO SELECCIONADO.	118

FIGURA. Nº 5.11. DESPLIEGUE DEL REPORTE GENERADO A TRAVÉS DE HISTORICAL REGRESIÓN.	120
FIGURA. Nº 5.12. PLANTILLA QUE MUESTRA LA OPCIÓN PROPERTIES.....	122
FIGURA. Nº 5.13. PLANTILLA QUE MUESTRA LA LEYENDA Y LA OPCIÓN TYPE.	122
FIGURA 5.14. VENTANA DE LA HOJA DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL TIPO DE DECLINACIÓN.	124
FIGURA Nº 5.15: VENTANA DE LA HOJA DE CÁLCULO PARA AJUSTAR LA PRODUCCIÓN.	125
FIGURA. Nº 6.1. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN NO ESTABILIZADO DEL YACIMIENTO O1 ZM 301.....	132
FIGURA. Nº 6.2. COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO F8 MVR 6 CON POCOS DATOS DE PRODUCCIÓN.	133
FIGURA. Nº 6.3. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO S3U ZM 315.	137
FIGURA. Nº 6.4. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DEL YACIMIENTO S3U ZM 315.	139
FIGURA. Nº 6.5. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL PETRÓLEO ACUMULADO DEL YACIMIENTO S3U ZM 315.	140
FIGURA D-1. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO R4U ZM 312 (FASE PETRÓLEO).....	181
FIGURA D-2. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO R4U ZM 312 (FASE DE GAS).	182
FIGURA D-4. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO S3U ZM 315 (FASE GAS). ..	184
FIGURA D-5. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO M1U ZM 311 (FASE PETRÓLEO).....	185

FIGURA D-6. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO M1U ZM 311 (FASE GAS)..	186
FIGURA D-7. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO L2L MVR 96 (FASE PETRÓLEO).....	187
FIGURA D-8. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO L2U MVR 64 (FASE PETRÓLEO).....	188
FIGURA D-8. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO L2U MVR 64 (FASE PETRÓLEO).....	188
FIGURA D-9. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO L2U MVR 64 (FASE GAS)..	189
FIGURA D-10. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO L0L1 ZG 303 (FASE GAS)..	190
FIGURA D-11. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO M2B MVR 52 (FASE GAS).	191
FIGURA E-1. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO R4U ZM 312 (FASE DE PETRÓLEO).	192
FIGURA E-2. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL PETRÓLEO ACUMULADO DEL YACIMIENTO R4U ZM 312 (FASE DE PETRÓLEO).....	193
FIGURA E-3. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE GAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO R4U ZM 312 (FASE DE GAS).	193
FIGURA E-4. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL GAS ACUMULADO DEL YACIMIENTO R4U ZM 312 (FASE DE GAS).	194

FIGURA E-5. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO S3U ZM 315 (FASE DE PETRÓLEO).	194
FIGURA E-6. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL PETRÓLEO ACUMULADO DEL YACIMIENTO S3U ZM 315 (FASE DE PETRÓLEO).	195
FIGURA E-7. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE GAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO S3U ZM 315 (FASE DE GAS).	195
FIGURA E-8. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE GAS EN FUNCIÓN DEL GAS ACUMULADO DEL YACIMIENTO S3U ZM 315 (FASE DE GAS).	196
FIGURA E-9. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO M1U ZM 311 (FASE DE PETRÓLEO).	196
FIGURA E-10. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL PETRÓLEO ACUMULADO DEL YACIMIENTO M1U ZM 311 (FASE DE PETRÓLEO).	197
FIGURA E-11. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE GAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO M1U ZM 311 (FASE DE GAS).	197
FIGURA E-12. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE GAS EN FUNCIÓN DEL GAS ACUMULADO DEL YACIMIENTO M1U ZM 311 (FASE DE GAS).	198
FIGURA E-13. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE GAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO L0L1 ZG 303 (FASE DE GAS).	198
FIGURA E-14. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE GAS EN FUNCIÓN DEL GAS ACUMULADO DEL YACIMIENTO L0L1 ZG 303 (FASE DE GAS).	199

FIGURA E-15. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO L2L MVR 96 (FASE DE PETRÓLEO).....	199
FIGURA E-16. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL PETRÓLEO ACUMULADO DEL YACIMIENTO L2L MVR 96 (FASE DE PETRÓLEO).....	200
FIGURA E-17. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO L2U MVR 64 (FASE DE PETRÓLEO).....	200
FIGURA E-18. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL PETRÓLEO ACUMULADO DEL YACIMIENTO L2U MVR 64 (FASE DE PETRÓLEO).....	201
FIGURA E-19. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE GAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO L2U MVR 64 (FASE DE GAS).....	201
FIGURA E-20. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE GAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO L2U MVR 64 (FASE DE GAS).....	202
FIGURA E-21. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE GAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA EL YACIMIENTO M2B MVR 52 (FASE DE GAS).....	202
FIGURA E-22. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL LOGARITMO DE LA TASA DE GAS EN FUNCIÓN DEL GAS ACUMULADO PARA EL YACIMIENTO M2B MVR 52 (FASE DE GAS).	203

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N° 5.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	111
EN BASE A INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN (MCCAIN).....	111
TABLA N° 5.2: VENTANA DE LA HOJA DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LA TASA DE PRODUCCIÓN Y DECLINACIÓN ANUAL NOMINAL. DECLINACIÓN EXPONENCIAL BASADOS EN LAS (EC. ARPS).....	126
TABLA. N° 6.1. YACIMIENTOS PERTENECIENTES AL CAMPO ZAPATOS / MATA R.	129
TABLA. N° 6.2. YACIMIENTOS SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO.	131
TABLA. N° 6.3. VALORES DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS...	134
TABLA. N° 6.4. SELECCIÓN DEL TIPO DE DECLINACIÓN QUE MEJOR AJUSTÓ EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO S3U ZM 315.....	136
TABLA. N° 6.5. RESULTADOS OBTENIDOS DEL MEJOR AJUSTE DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS (FASE DE PETRÓLEO).....	138
TABLA. N° 6.6. RESULTADOS OBTENIDOS DEL MEJOR AJUSTE DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS (FASE DE GAS).	138
TABLA. N° 6.7. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA DECLINACIÓN NOMINAL ANUAL PARA EL YACIMIENTO S3U ZM 315.....	141
TABLA 6.8. RESULTADOS OBTENIDOS DEL PORCENTAJE ANUAL DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN PARA LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS.....	143
TABLA A-1. DATOS DEL PERÍODO SELECCIONADO DEL YACIMIENTO R4U ZM 312 (PETRÓLEO)	150
TABLA A-2. DATOS DEL PERÍODO SELECCIONADO DEL YACIMIENTO R4U ZM 312 (GAS).....	151

TABLA A-3. DATOS DEL PERÍODO SELECCIONADO DEL YACIMIENTO S3U ZM 315 (PETRÓLEO)	152
TABLA A-4. DATOS DEL PERÍODO SELECCIONADO DEL YACIMIENTO S3U ZM 315 (GAS)	153
TABLA A-5. DATOS DEL PERÍODO SELECCIONADO DEL YACIMIENTO M1U ZM 311 (PETRÓLEO)	154
TABLA A-6. DATOS DEL PERÍODO SELECCIONADO DEL YACIMIENTO M1U ZM 311 (GAS)	155
TABLA A-7. DATOS DEL PERÍODO SELECCIONADO DEL YACIMIENTO L0L1 ZG 303 (GAS)	156
TABLA A-8. DATOS DEL PERÍODO SELECCIONADO DEL YACIMIENTO L2L MVR 96 (PETRÓLEO)	157
TABLA A-9. DATOS DEL PERÍODO SELECCIONADO DEL YACIMIENTO L2U MVR 64 (PETRÓLEO)	158
TABLA A-10. DATOS DEL PERÍODO SELECCIONADO DEL YACIMIENTO L2U MVR 64 (GAS)	159
TABLA A-11. DATOS DEL PERÍODO SELECCIONADO DEL YACIMIENTO M2B MVR 52 (GAS)	160
FIGURA D-3. REPRESENTACIÓN GRÁFICA OBTENIDA CON EL AJUSTE EXPONENCIAL EN EL PERÍODO SELECCIONADO PARA EL YACIMIENTO S3U ZM 315 (FASE PETRÓLEO).....	183
TABLA F-1. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA DECLINACIÓN NOMINAL PARA EL YACIMIENTO R4U ZM 312 (FASE DE PETRÓLEO).	205
TABLA F-2. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA DECLINACIÓN NOMINAL PARA EL YACIMIENTO R4U ZM 312 (FASE DE GAS).	206

TABLA F-3. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA DECLINACIÓN NOMINAL PARA EL YACIMIENTO S3U ZM 315 (FASE DE PETRÓLEO).	207
TABLA F-4. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA DECLINACIÓN NOMINAL PARA EL YACIMIENTO S3U ZM 315 (FASE DE GAS).....	208
TABLA F-5. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA DECLINACIÓN NOMINAL PARA EL YACIMIENTO M1U ZM 311 (FASE DE PETRÓLEO).	209
TABLA F-6. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA DECLINACIÓN NOMINAL PARA EL YACIMIENTO M1U ZM 311 (FASE DE GAS).	210
TABLA F-7. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA DECLINACIÓN NOMINAL PARA EL YACIMIENTO L2L MVR 96 (FASE DE PETRÓLEO).	211
TABLA F-8. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA DECLINACIÓN NOMINAL PARA EL YACIMIENTO L2U MVR 64 (FASE DE PETRÓLEO).	212
TABLA F-9. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA DECLINACIÓN NOMINAL PARA EL YACIMIENTO L2U MVR 64 (FASE DE GAS).	213
TABLA F-10. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA.....	214
TABLA F-11. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS A TRAVÉS DE EXCEL PARA DETERMINAR LA DECLINACIÓN NOMINAL PARA EL YACIMIENTO M2B MVR 52 (FASE DE GAS).....	215

RESUMEN

El objetivo principal del presente trabajo fue estimar el tipo de declinación de producción de los yacimientos activos del campo Zapatos / Mata R. Esto se realizó con la finalidad de determinar el comportamiento de producción de los yacimientos en un período determinado y conocer de esta forma el porcentaje de declinación de cada yacimiento.

Para alcanzar los objetivos propuestos, se llevó a cabo una serie de pasos metódicos basados primeramente en la validación de los datos de producción de los yacimientos de petróleo y/o gas y en el análisis de curvas de declinación de producción correspondiente a los diferentes yacimientos que integraban el campo, un total de 22 yacimientos. Seguido de esto, se procedió a la selección de los yacimientos que podían aplicársele las técnicas de declinación. Se establecieron como criterios de selección de los yacimientos que los periodos de producción fueran continuos sin interrupciones y las tasas de producción presentaran tendencia a declinar. Una vez escogidos los yacimientos, se determinó el tipo de declinación que mejor se adaptara al comportamiento de producción de los mismos utilizando el Programa Oil Field Manager y una hoja de cálculo creada en Excel. A través de estas dos técnicas se observó que el tipo de declinación que más se ajustaba al comportamiento de producción de los yacimientos activos del Campo Zapatos / Mata R, fue la Exponencial.

A partir de los porcentajes anuales de declinación producción de los yacimientos de petróleo y gas, los cuales oscilaban entre 6 y 16% y 12 y 16%, respectivamente.

CAPÍTULO I. EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento Del Problema

Petróleos de Venezuela P.D.V.S.A. está conformada por varias filiales, entre ellas P.D.V.S.A. GAS la cual cuenta con el Distrito Gas Anaco como principal centro de explotación, producción y distribución de gas natural en Venezuela. Dicha empresa entre sus planes de negocio incluye una nueva orientación para el desarrollo de la economía regional, sustentada sobre la base de la diversificación energética.

La explotación de los yacimientos sea de petróleo y/o gas durante su vida productiva, se inicia con una tasa de producción que depende principalmente de la energía original del yacimiento; a medida que transcurre el período de producción esta energía va mermando por el vaciamiento.

Para evaluar la declinación de producción de pozos, yacimientos o campos se usan curvas de declinación de producción, las cuales constituyen el método más extensamente usado para la predicción de producción futura de campos de gas y petróleo. En este sentido, a través de éstas curvas se estudia el comportamiento productivo de los yacimientos.

Dada la magnitud del compromiso que tiene el Distrito Anaco de satisfacer la demanda de gas al mercado interno, de asegurar las corrientes de alimentación a las plantas de extracción de gas natural licuado (GNL) existentes y futuras, así como reducir el impacto por la eventual reducción de la producción de gas asociado en el mercado; se hace necesario realizar el análisis de declinación de producción a través de las curvas de declinación de los yacimientos existentes en el mismo, tal este es el

caso de los yacimientos activos del campo Zapatos / Mata R, en el cual se vienen manejando unos valores de la declinación de producción de gas en 12% y la de crudo en 20% y actualmente por la cantidad de pozos explotados. Por esto, surgió la necesidad de actualizar los valores referentes al factor de declinación de producción de los yacimientos activos en el Campo en estudio, Distrito Producción Gas Anaco, Área Mayor de Oficina (A.M.O).

La evaluación se va a centrar en la siguiente metodología: se comenzará con la recopilación de la información de yacimientos, pruebas de producción, entre otras. Dicha información será validada; luego se realizará un análisis de comportamiento de declinación en la producción del yacimiento a través de la aplicación OFM y EXCEL. Posteriormente, serán evaluadas las curvas de declinación para seleccionar la que mejor se ajusta a los yacimientos en estudio y así obtener el factor de declinación de producción.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General:

Evaluar la declinación de producción de los yacimientos activos del campo Zapatos / Mata R pertenecientes al Área Mayor de Oficina (A.M.O)

1.2.2. Objetivos Específicos:

1. Interpretar los históricos de producción de los yacimientos en estudio.
2. Caracterizar termodinámicamente los yacimientos estudiados.

3. Establecer los criterios de selección, para el cálculo de la declinación de producción de los yacimientos en estudio.
4. Evaluar el comportamiento de la declinación de producción de los yacimientos en estudio.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

DESCRIPCIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.1. 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 (Figura N° 2.1). 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.

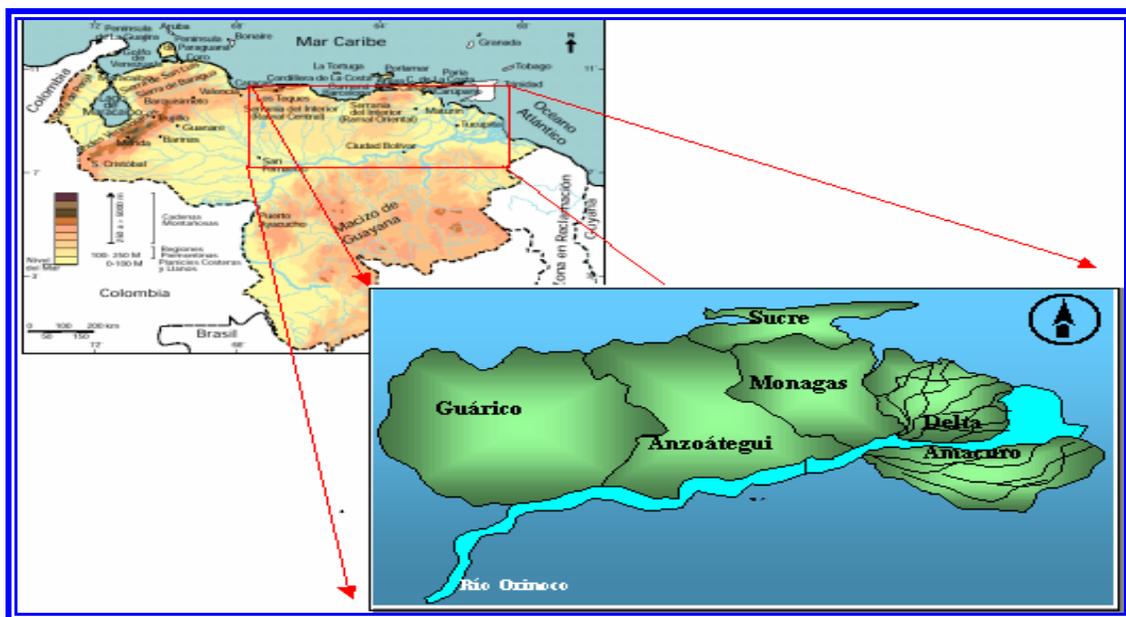


Figura. N° 2.1: Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

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. (Figura N° 2.2)



Figura. N° 2.2: 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 llanura que abarcan alrededor de 165.000 km² y estratigráficamente por contener 20.000 pies de sedimentación pre-cretácicos, 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 que 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.

2.1.1. Tectónica Global de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela, al igual que el resto de las cuencas del país, muestra evidencia de procesos tectónicos verticales y horizontales que traen como consecuencia, la acumulación y destrucción de grandes espesores de sedimentos que con la conjunción de factores y ambientes propicios, generan la migración y acumulación de hidrocarburos. Todo esto, arroja como resultado basamentos ígneos-metamórficos, pliegues, fallas, bloques sobrecorridos, serranías, entre otras estructuras. Estos procesos controlan la distribución geológica y geográfica de las reservas conocidas de petróleo y gas; y lo que es más importante, el entrapamiento de aquellos volúmenes de hidrocarburos que aún están por descubrirse en esta cuenca.

Hoy en día, la Cuenca Oriental de Venezuela se caracteriza por una topografía de extensas mesas y planicies correspondientes a la Formación Mesa. Mientras que

hacia el Estado Guárico y parte del estado Anzoátegui las formaciones Chaguaramas y Roblecito, constituyen una zona positiva, remanente de una superficie erosional.

En el área central del Estado Anzoátegui, las formaciones de Oficina y Freites afloran en las crestas erosionadas de los domos de Santa Ana, San Joaquín y Guarío. La Formación Mesa disminuye de altitud hacia el territorio Federal Delta Amacuro, pasando gradualmente de sabana a caños de marea y de éstos a una planicie fluvial fragmentada y cengosa.

En los estados Anzoátegui y Monagas extensas llanuras y una zona de mesas en conjunto abarcan unos 165.000 km² de superficie, que hace que sea la primera en extensión superficial, además de que lo es en importancia en cuanto a reservas petrolíferas, incluidas las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco. Es también una de las cuencas más prolíficas en el mundo. Desde el punto de vista de hidrocarburos, existen dentro de la cuenca unos ochenta campos, donde se han perforado unos doce mil pozos (excluyendo los pozos completados en costa fuera).

Considerando el área en estudio, la historia tectónica del estado Anzoátegui presenta una sucesión de largos lapsos depresivos y de períodos cortos de compresión que van desde el Oligoceno pasando por el Mioceno Inferior y la base del Mioceno Medio, hasta el tope del Miembro Verde de la Formación Oficina.

El fallamiento de Urica, de rumbo noreste es una amplia zona de dislocación de aproximadamente de 10 km de ancho, que se extiende por 400 km desde el Sur de Barcelona hasta las cercanías de Tucupita. Este fallamiento, al Norte del estado Anzoátegui, actúa como una fractura transgresiva dextra, que separa dos bloques, entre el Mioceno Medio y Superior, y el Plioceno con características estructurales diferentes.

2.1.2. Geología de la Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín constituye la primera unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acunamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: Uno compresivo al Norte del Corrimiento de Pirital y otro al Sur.

Hacia el Sur de la Subcuenca de Maturín, en los Campos de Oficina del estado Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las Formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades, la formación Freites suprayacente también constituye un sello regional de gran importancia. En la subcuenca, se estima que hay más de diez mil yacimientos probados, dentro de los cuales predomina el tipo de yacimiento pequeño, con características muy variadas de rocas y de fluidos y donde se observan todos los tipos de mecanismos naturales de producción.

La configuración estructural - estratigráfica de la subcuenca da como resultado dos tipos principales de provincias tectónicas: Una compresiva al Norte, delimitada por el corrimiento de Anaco en donde están una serie de domos que conforman los campos principales del Área Mayor de Anaco, y una provincia extensiva al Sur-Este del corrimiento, en donde se ubican los campos del Area Mayor de Oficina, en donde el sistema de entrampamiento estructural de los campos está controlado por dos fallas normales tanto de buzamiento Sur como de buzamiento Norte.

2.1.3. 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. (Figura. N° 2.3)

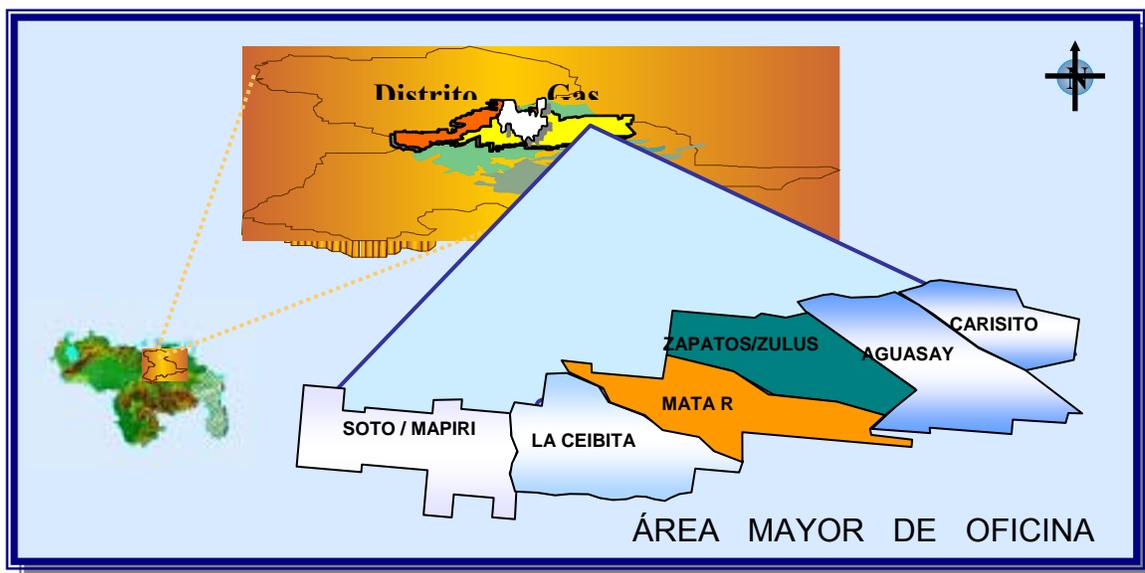


Figura. N° 2.3: Ubicación Geográfica del Área Mayor de Oficina.

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. 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 (HEDBERG et al 1947); 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 atrapado 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 atraparse contra la falla. También los alineamientos de campos productores principales se encuentran al Norte de las líneas de fallas subparalelas y mas o menos subespaciadas entre si.

2.1.3.1. Ambiente Sedimentario

En base al cuadro regional del ambiente de sedimentación y el comportamiento de la curva de potencial espontáneo (SP) en los perfiles eléctricos, las secuencias sedimentarias corresponden a un mega ciclo deltáico que se inicia con sedimentos

continentales fluviales en su base, alcanza su máximo desarrollo en las arenas de las llanuras deltáica y termina en un ciclo completamente marino en la sección lutítica de la Formación Freites, conformando una típica secuencia transgresiva.

Las Formaciones Merecure y Oficina fueron sedimentadas en ambientes progresivamente transgresivos sobre el flanco Sur de la cuenca, que presentaba muy bajo relieve de forma que las aguas llanas se extendían considerablemente de Norte a Sur, lentamente subsidentes con suaves oscilaciones que favorecieron el avance y retroceso de las aguas. En la parte meridional del área, tanto la Formación Merecure como de Oficina, sugiere ambientes de llanura deltáica con extensas zonas pantanosas tranquilas, intercalaciones de aguas salobres, sistemas de caños de dirección generalizadas al Norte y ocasionales incursiones marinas, la parte Norte tiene las mismas características en el sector Sur.

Bajo estas condiciones de sedimentación es común observar cuerpos arenosos lenticulares como canales, barras, abanicos de rotura, playas, barras de meandros y capas de lutitas con extensión regional. Este cuadro sedimentario en conjunto con la presencia de los sistemas de fallas normales existentes en el Área Mayor Oficina favoreció la acumulación de hidrocarburo.

2.1.3.2. Columna Estratigráfica

La columna estratigráfica se extiende desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno y está constituido por las siguientes formaciones: Mesa de Edad Pleistoceno, Las Piedras, Freites, Oficina y Merecure del Grupo Terciario, el Grupo Temblador del Cretáceo constituido por la Formaciones Canoa y Tigre. Las principales Formaciones productoras del área son Merecure y Oficina. El área de Oficina tiene alrededor de 120 arenas diferentes con espesores variables entre 3 pies y noventa pies, algunas de ellas se extienden como verdaderos mantos por kilómetros cuadrados; otras son

arenas de canal situadas preferentemente en la parte media de la formación y se extiende por distancia considerable.

Las características más importantes y la descripción litológica, derivada de observaciones de los pozos perforados, de las formaciones que comprenden la columna estratigráfica se describen a continuación:

Formación Mesa

La culminación del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental está representada por la Formación Mesa, de ambiente continental. Se extiende desde los Llanos Orientales de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Sucre. Esta formación es considerada de edad Pleistoceno, debida a su posición discordante sobre la Formación Las Piedras del Plioceno. Litológicamente está definida por areniscas de grano fino a grueso, muy bien escogida, color naranja claro a amarillo intenso, con granos sub-angulares. En esta formación se encuentran los principales mantos de Agua Dulce del área.

Formación Las Piedras

En el Área Mayor de Oficina y Monagas Central esta formación de ambiente continental se presenta transgresiva sobre las lutitas marinas de la Formación Freites, hacia el oeste y en el norte de Monagas es transgresiva sobre las lutitas marinas de la Formación La Pica. Al norte del corrimiento de Anaco y al oeste de la Falla de Urica esta formación al igual que Freites está totalmente ausente.

Esta formación esta compuesta principalmente por areniscas de grano fino a muy grueso, con escogimiento que va de malo a bueno, granos color beige a marrón, granos sub-angulares a sub-redondeados, presenta restos de vegetales, alta concentración de materia orgánica. Presenta intercalaciones de lutitas carbonosas y carbón hacia el tope lo que indica el final de la deposición de los sedimentos y abre un ciclo nuevo de deposición para la Formación Mesa. Contiene areniscas arcillosas

de color gris claro. Su ambiente de sedimentación varia entre deltaico a marino somero yace concordantemente con la Formación Freites y su edad es del Plioceno.

Formación Freites

Esta formación de Edad Mioceno Medio, yace concordantemente con la Formación Oficina y suprayace a la Formación Las Piedras. Esta compuesta principalmente por lutitas verdes a gris verdoso, duras, laminar con presencia de conchas marinas, calcáreas, fosilíferas. Hacia el tope contiene areniscas arcillosas gris claro. Su ambiente de sedimentación es marino somero.

Formación Oficina

Está presente en el subsuelo de todo el flanco sur de los estados Anzoátegui y Monagas. El espesor de la Formación Oficina aumenta desde su acuñamiento en el borde sur de la Cuenca hacia su eje; en el área de Oficina tiene entre 600 y 1.400 metros de espesor y más de 2.000 metros en Anaco.

Litológicamente la Formación Oficina se describe como una alternancia de lutitas, grises, gris oscuro y gris marrón, intercalado e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillitas verde y gris claro, con esferuelas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm. de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones.

La Formación Oficina del área de Anaco tiene más lutitas que en el área tipo. La Formación Oficina, del Área Mayor de Temblador, es más arenosa que en los campos de Anaco y Área Mayor de Oficina, por su mayor cercanía al borde sur de la cuenca. Las características y naturaleza sedimentaria de las arenas de Oficina, indicó

que los lignitos constituyen un elemento característico de la unidad, alcanzando un promedio de 2% del volumen total en Anzoátegui central. El número de las capas de carbón varía desde 75 en el Área Mayor de Oficina, hasta 120 en el Área de Anaco.

La Formación Oficina de la faja petrolífera del Orinoco se divide en tres unidades: La Unidad I (Miembro Morichal del área de Cerro Negro; Formación Oficina Inferior en Zuata) caracterizada por areniscas masivas progradantes y la intercalación de lutitas y areniscas transgresivas; la Unidad II (Miembro Yabo del área de Cerro Negro; Formación Oficina Media en Zuata) representa una secuencia lutítica con intercalaciones ocasionales de areniscas y limolitas; la Unidad III (miembros Jobo y Pílon del área de Cerro Negro; Formación Oficina Superior de Zuata) es una secuencia predominantemente arenosa hacia la base.

Formación Merecure

La Formación Merecure en el subsuelo de la región de Anaco, se caracteriza principalmente por la abundancia de areniscas de granos finos a gruesos y espesores en capas masivas mal estratificadas, con estratificación cruzada y colores gris claro a gris oscuro. La continuidad de capas de areniscas puede estar interrumpida por láminas y capas delgadas de lutitas negras, duras, carbonosas y por intervalos de arcillas y limolitas grises. Las areniscas se presentan en paquetes de hasta 100 pies de espesor. El contacto superior de la Formación Merecure con la Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al marcado cambio litológico de ese nivel. Por consideraciones regionales, se presume que tanto el tope como la base, se hacen más jóvenes hacia el sur y reflejan el avance del mar de Oficina en esa dirección.

La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas de dulces a salobres. En muchos campos se interpreta un ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas. Esta formación marca la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior. En el

Área Mayor de Anaco, Monagas Central, Urica y Norte del Área Mayor de Oficina, esta formación se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias, mal escogidas, con estratificación cruzada, presentan intercalaciones, capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente, esto nos indica que la disposición fue en un ambiente de gran actividad, de origen continental y fluvial. Informalmente la Formación Merecure se conoce como la arena “U “, en el norte de Oficina y Monagas Central comenzando con la arena “U-2 “. En cambio, en el Área Mayor de Anaco y Urica las arenas de Merecure se designan con sufijos de letras mayúsculas A, B, C, etc., comenzando con la arena ME-A en el tope de la formación. En ambas áreas, su correlación entre campos e inclusive entre pozos se hace difícil debido al carácter arenoso y masivo de la unidad y a la ausencia de marcadores regionales.

La figura N° 2.4 presenta de una manera clara las divisiones que presenta la columna estratigráfica del Área Mayor Oficina (AMO) en las cuales se catalogan las formaciones en zonas de diferentes edades geológicas denotando las más jóvenes en la parte superior de la figura, además de las características físicas de las diferentes formaciones en cuanto al tipo de ambiente sedimentario, tipo de arcillas, etc.

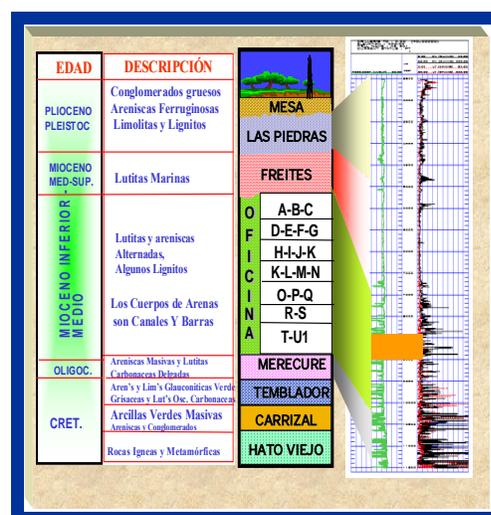


Figura. N° 2.4. Columna Estratigráfica del Área Mayor Oficina.

2.1.3.3. Ubicación del Bloque Zapatos/Mata R.

El Bloque Zapatos/Mata R está ubicado en la región Centro-Oriental del estado Anzoátegui, a unos 50 km al Sur-Este de la ciudad de Anaco, aproximadamente entre los meridianos $63^{\circ}58'00''$; $64^{\circ}13'00''$ y los paralelos $9^{\circ}12'00''$; $9^{\circ}23'00''$, desde el punto de vista geológico se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, en el flanco Sur de la Subcuenca de Maturín, en la parte Norte del Área Mayor de Oficina. (Figura N° 2.5)

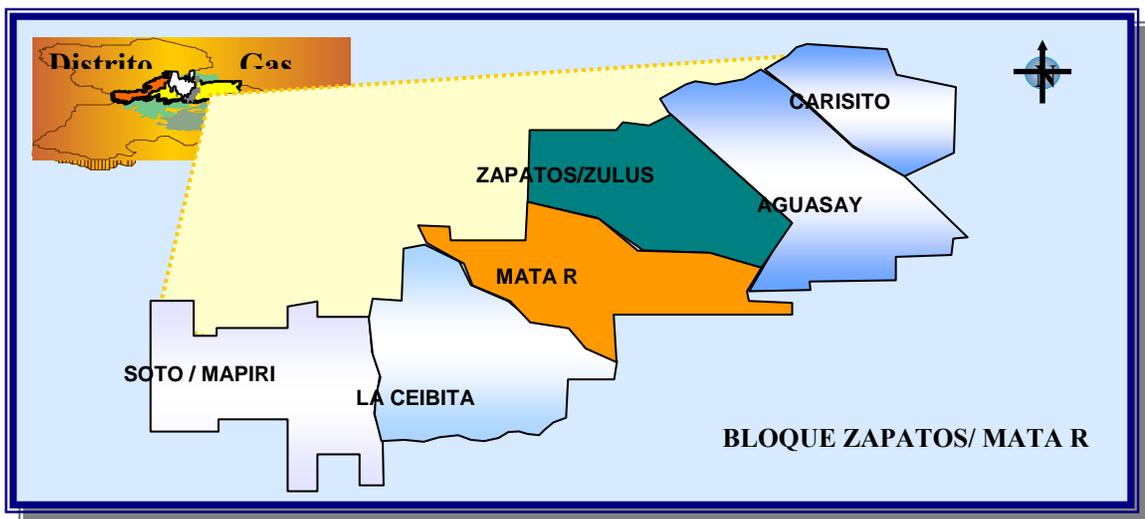


Figura. N° 2.5: Ubicación Geográfica del Bloque Zapatos/Mata R, Área Mayor de Anaco (AMO).

Geología del Bloque Zapatos/ Mata R.

Estructura.

La historia estructural del área encierra tensión, levantamiento y plegamiento. La estructura del área se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el Norte–Noreste, cortados por alineamientos de fallas con rumbo entre Este–Oeste franco y Este–Noreste. Algunas fallas de este sistema se encuentran

ramificadas o unidas a otras fallas convergentes. El plegamiento es muy suave y suele consistir en arqueamientos semi-anticlinales más o menos alargados contra los planos de falla. El buzamiento debido a ello es relativamente bajo, entre 5 y 7°. Las trampas de hidrocarburo presentes en el área son estratigráficas y no estructurales. Una buena comprensión de la sedimentología y de las variaciones laterales de facies es importante para el modelo de los yacimientos presentes en el área.

CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO

3.1. Antecedentes Históricos De La Declinación De Producción

Los primeros aportes sobre declinación datan del año de 1908 y fueron realizados por Arnold y Anderson, quienes definieron la caída de producción como una fracción expresada usualmente en porcentaje mensual llamada declinación. ^[1,4]

Para 1931, Allen, clasificó cuatro tipos de declinación mediante una simple relación matemática, los cuales son: Declinación Aritmética o Constante, Declinación Geométrica o Exponencial, Declinación Armónica y Declinación Potencial Fraccional o Básica. ^[2,4]

Al transcurrir el tiempo se han realizado numerosos estudios sobre el análisis de curvas de declinación de producción, en los que se puede destacar los estudios realizados por J.J. Arps quien en 1944 desarrolló una serie de escalas gráficas especiales utilizadas para representar la historia de producción en formas de curvas, y mostró que los datos de la historia de producción que aparecían bajo líneas rectas en papel semilogarítmico como en papel logarítmico, eran miembros de una familia de curvas de declinación hiperbólica. También se debe mencionar que después de los trabajos realizados por J.J. Arps, Fetkovich, en 1973 desarrolló Curvas Tipo en papel log-log que permiten analizar la tasa de declinación de producción. Estas curvas están basadas en soluciones analíticas de las ecuaciones de flujo de producción a presión constante de un pozo centrado en un yacimiento de área de drenaje circular sin flujo en el límite exterior. ^[3,4]

El análisis de las curvas de declinación ha sido uno de los métodos más ampliamente usado para predecir la producción futura de campos de gas y petróleo

desde que Arps lo presentó en 1945. Es un método alternativo cuando no se puede aplicar balance de materiales ni simulación numérica por falta de información de presiones y/o propiedades del yacimiento y fluidos.^[5]

José Martínez (2000) “Análisis de Declinación de Producción de los yacimientos de la unidad de Explotación pesado Este San Tomé” Trabajo Especial de Grado. UDO – Departamento de Petróleo, Núcleo Anzoátegui. Este estudio permitió la estimación de la declinación de los yacimientos estudiados, y la conclusión más importante fue que la declinación exponencial es la que mayor ajusta a los yacimientos en estudio y por otro lado que el estimado de reservas difiere de los valores oficiales.^[7]

3.2. Yacimientos De Hidrocarburos

Un yacimiento de hidrocarburo es una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, en la cual los espacios libres dentro de los granos que la componen, se encuentran total o parcialmente ocupados por hidrocarburos. Este concepto implica la correlación de los aspectos fundamentales para la industria petrolera, como lo son las consideraciones geológicas y las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento.

Algunas condiciones fundamentales deben estar presentes para que exista un yacimiento, como son: la porosidad de la roca, el volumen total del yacimiento y la presencia de hidrocarburos en sitio por el porcentaje de saturación, la presión y temperatura del yacimiento, el gradiente de presión, la permeabilidad de la roca y la viscosidad del crudo.^[8]

3.3. Principales Propiedades Que Debe Tener Una Formación Para Ser Considerada Como Un Yacimiento

3.3.1. Porosidad (ϕ)

Se define como el porcentaje del volumen total de una roca constituido por espacios vacíos y 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**.^[6]

3.3.2. 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 centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro.^[6]

3.3.2.1. Tipos de Permeabilidad

Según las fases presentes en el medio poroso, se presentan diferentes tipos de permeabilidad.^[6]

Permeabilidad Absoluta (K): Es aquella en la que el medio poroso se encuentra 100% saturado por una sola fase. ^[6]

Permeabilidad Efectiva (K_{ei}): Es aquella en la cual fluyen dos mas fases en el medio poroso fluyen y es función de la saturación del fluido considerado. ^[6]

Permeabilidad Relativa (K_{ri}): 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. ^[6]

$$K_r = \frac{K_f}{K_{abs}} \quad \text{Ec. (3.1)}$$

Saturación de Fluidos: 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. ^[6] Matemáticamente, dichas saturaciones se expresan de la siguiente manera:

Saturación del gas (S_g): Es la fracción de volumen poroso de un yacimiento ocupada por un gas libre. ^[6]

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad \text{Ec. (3.2)}$$

Saturación de agua (S_{wi}): Es la fracción de volumen poroso de un yacimiento ocupada por el agua connata. ^[6]

$$S_{wi} = \frac{V_{wi}}{V_p} \quad \text{Ec. (3.3)}$$

Saturación de petróleo (S_o): Es la fracción de volumen poroso de un yacimiento ocupada por petróleo^[6].

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{Ec. (3.4)}$$

Si las tres saturaciones están presentes en el gas, entonces:

$$S_g + S_o + S_w = 100\% \quad \text{Ec. (3.5)}$$

3.4. Parámetros Que Definen El Comportamiento De Un Yacimiento

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).^[6]

Tasa de petróleo producido (q_o): Es el volumen de petróleo producido por unidad de tiempo, normalmente se expresa en unidades de barriles por día (BN/Día).^[6]

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.^[6]

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.^[6]

Factor Volumétrico del Gas (B_g): 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 lpca 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).^[6]

Factor Volumétrico del Petróleo (B_o): 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 de 14,7 lpca y temperatura de 60 °F y se expresa en BY/BN.^[6]

3.5. Presiones En El Pozo Y En El Yacimiento

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.^[6]

Presión de fondo fluyente (P_{wf}): 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 de ser menor que

la presión de yacimiento para permitir el flujo de fluido desde la formación hacia el pozo. [6]

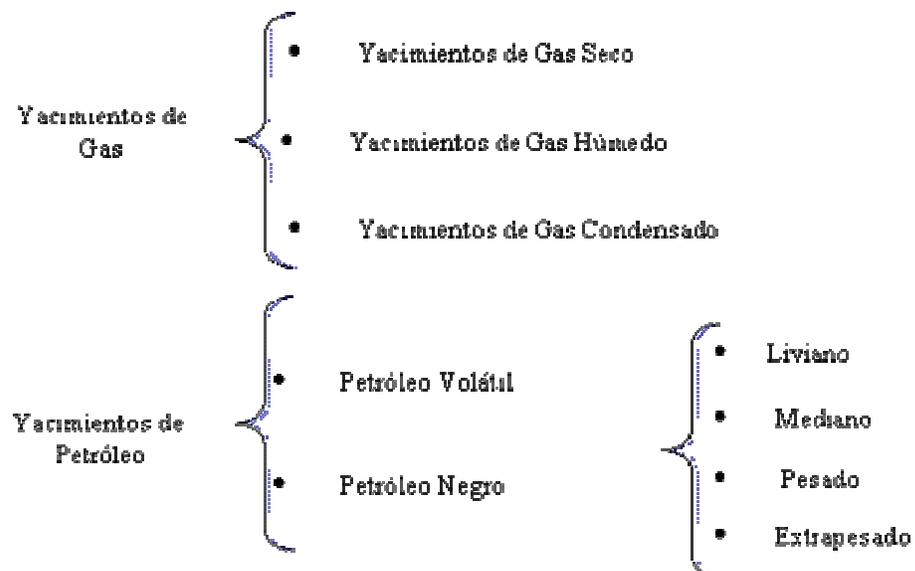
Presión de cabezal (P_{wh}): Es la presión en la superficie del pozo medida a través de un manómetro. Entre esta presión y la de fondo fluente debe existir un diferencial que permita el ascenso de fluido hasta la superficie ($P_{wf} > P_{wh}$). [6]

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. [6]

3.6. Clasificación De Los Yacimientos

Los yacimientos se clasifican de acuerdo a los diferentes criterios:

3.6.1. Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen



3.6.1.1. Yacimientos de Gas

Yacimientos de Gas seco

Los yacimientos de gas seco están compuestos principalmente por gas metano, con un porcentaje mayor al 90 % con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ($\%C_5^+ < 1$). Debido al alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación del líquido sólo se alcanza mediante procesos criogénicos (enfriamiento) a temperaturas menores a 0 °F. La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor a la temperatura cricondentérmica y ni a la temperatura de yacimiento ni a la de superficie se entra a la región bifásica durante el agotamiento de la presión del yacimiento, por lo que la mezcla de hidrocarburos siempre se encuentra en fase gaseosa.^[5] (Figura N° 3.1)

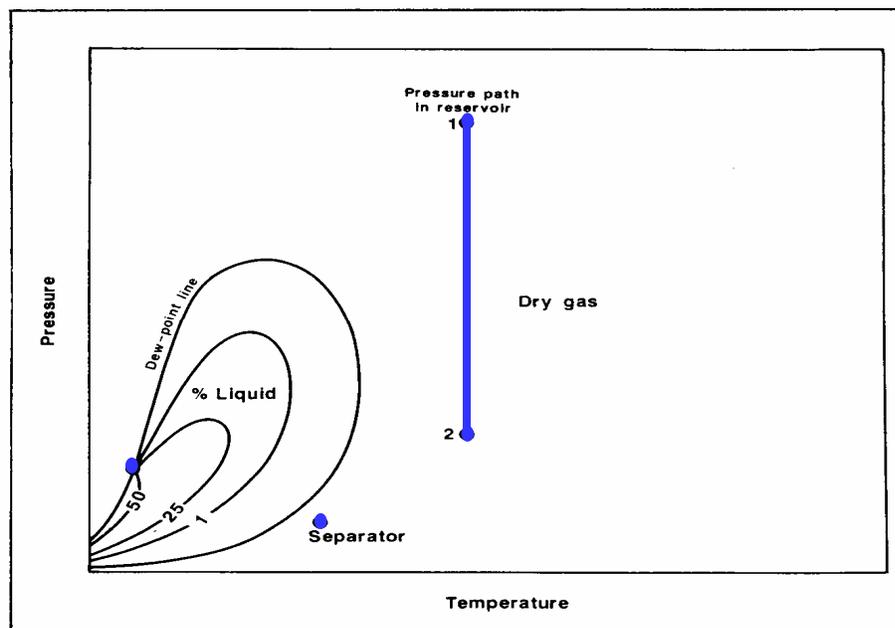


Figura. N° 3.1 Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas Seco

Yacimientos de Gas Húmedo

Los gases húmedos se caracterizan por contener mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. La temperatura del yacimiento excede al punto cricondentérmico de modo que en este caso durante la explotación del yacimiento, el fluido en el yacimiento permanecerá en estado de gas como una sola fase. Se denominan húmedos porque a condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas-líquido mayor a 15.000 PCN/BN ^[3]. El líquido de taque tiende a ser incoloro (similar al de la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido de líquido del gas húmedo es menor de 30 BN/MMPCN. ^[5] (Figura N° 3.2)

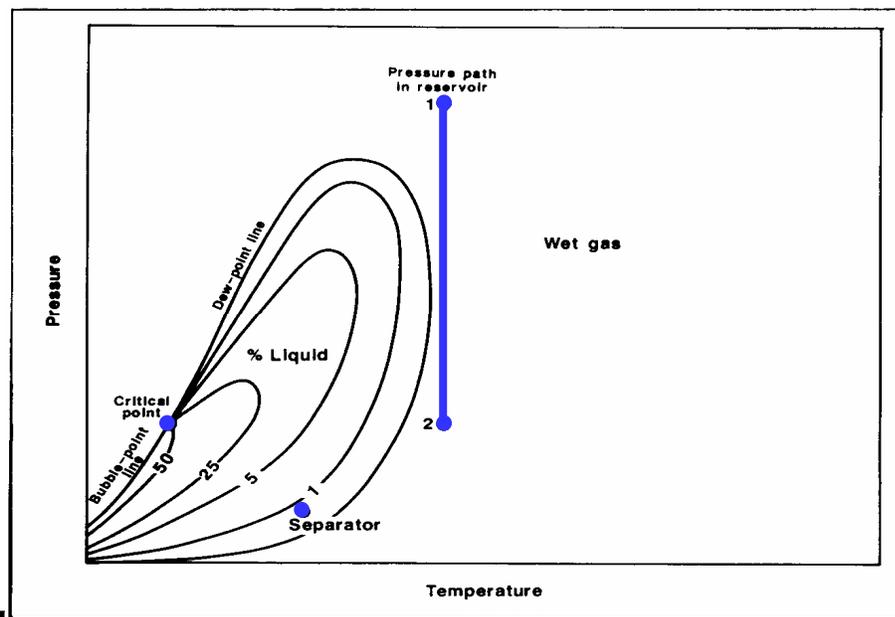


Figura. N° 3.2 Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas Húmedo

Yacimientos de Gas Condensado

Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos con líquido disuelto. En su composición predomina el metano ($\%C1 > 60$) como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. El color del condensado en el tanque varía de incoloro a amarillo claro y las

relaciones gas condensado son mayores a 3.200 PCN/BN. Un gas condensado presenta condensación retrograda isotérmica y la condensación en este tipo de yacimiento ocurre en un rango de temperatura de 200 a 400°F y presiones de 3000 y 8000 lpc normales en yacimientos.

Estos yacimientos tienen la característica principal de presentar condensación retrograda cuando la presión del yacimiento se hace menor a la presión de rocío. A condiciones iniciales de presión y temperatura de yacimiento, la mezcla se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío. La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica con °API entre 40 y 60. A medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción, la composición de la mezcla de hidrocarburos permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío. Una vez que la presión del yacimiento disminuya por debajo de la presión de rocío se comienza a condensar el líquido del yacimiento ocurriendo condensación retrograda. ^[5] (Figura N° 3.3)

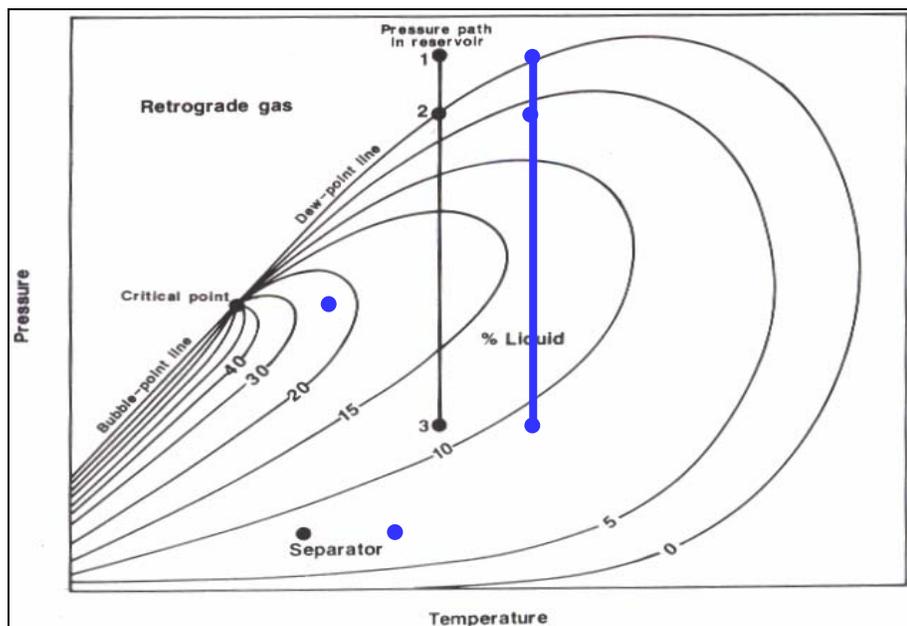


Figura. N° 3.3. Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas Condensado

3.6.1.2. Yacimientos de Petróleo

Yacimientos de Petróleo Volátil

Estos yacimientos presentan una temperatura menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos. La presión crítica es aproximadamente igual a la presión cricondenbárica esto trae como consecuencia que el equilibrio de fases de estos yacimientos sea precario y se produce un alto encogimiento del crudo (hasta un 45 %) cuando la presión del yacimiento cae ligeramente por debajo del presión de burbujeo. Generalmente esta mezcla de hidrocarburos está compuesta por un % de $C_1 < 60\%$ y $\% C_7^+ > 12,5$; de acuerdo al contenido de C_7^+ el petróleo se encuentra en fase líquida en el yacimiento. Presentan una RGP de 1.750-3.200 PCN/BN, $^{\circ}\text{API} > 40$, un factor volumétrico mayor a 1,5 BY/BN y su color en el tanque varía de amarillo oscuro a negro. En la mayoría de los 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. ^[5] (Figura N° 3.4)

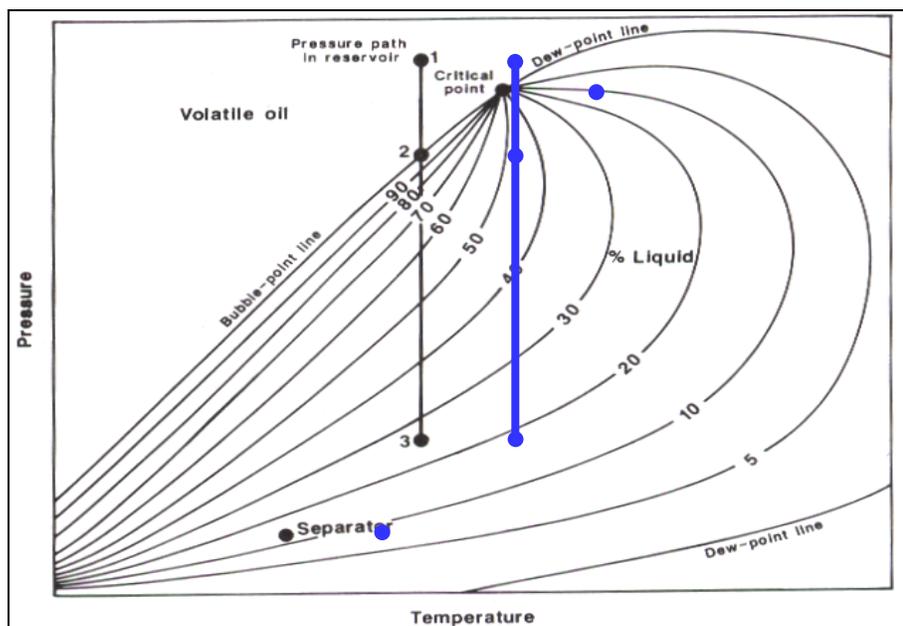


Figura. N° 3.4. Diagrama de Fase de un Yacimiento de Petróleo Volátil.

Yacimientos de Petróleo Negro

Estos yacimiento se caracterizan por tener un alto contenido de C_7^+ ($> 20\%$) y bajo contenido de metano ($< 50\%$). La temperatura de estos yacimientos es inferior a la temperatura crítica de la mezcla.^[1] Presentan una RGP menor a 1.750 PCN/BN y un factor volumétrico menor de 1,5 BY/BN, $^{\circ}\text{API} < 45$ y un color que varía de verde oscuro a negro. Dependiendo de la gravedad (o densidad) del petróleo, se puede subdividir en: Livianos ($30^{\circ} < ^{\circ}\text{API} \leq 40^{\circ}$), medianos ($20 < ^{\circ}\text{API} \leq 30^{\circ}$), pesado ($10^{\circ} \leq ^{\circ}\text{API} \leq 20^{\circ}$) y extrapesados ($^{\circ}\text{API} < 10^{\circ}$).^[5] (Figura N° 3.5)

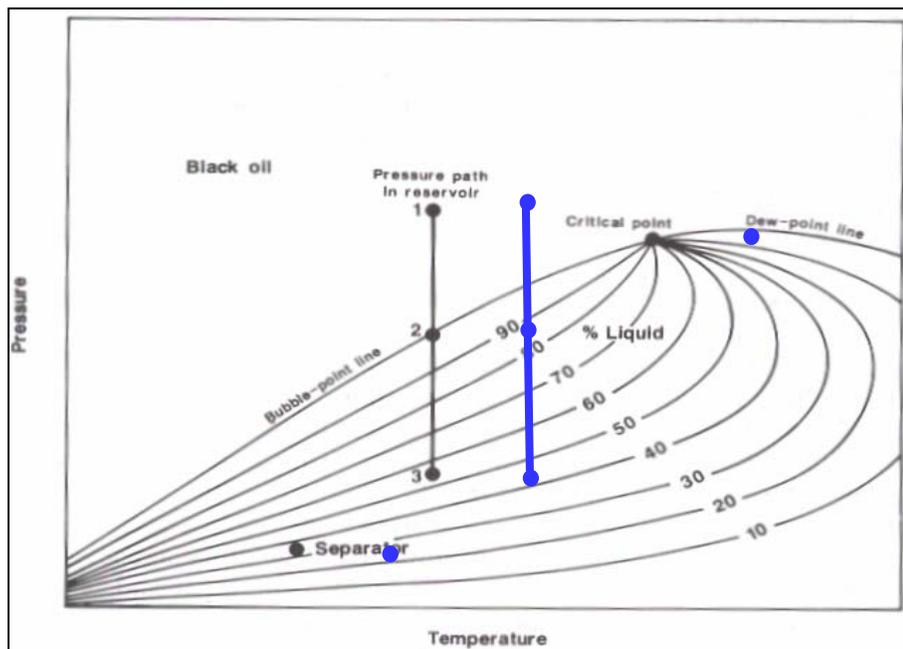


Figura. N° 3.5. Diagrama de Fase de un Yacimiento de Petróleo Negro.

3.6.2. Clasificación de los yacimientos según el mecanismo de producción natural

Los mecanismos de producción son procesos mediante el cual los fluidos del yacimiento son desplazados a través del medio poroso hacia el fondo del pozo. En muchos yacimientos actúan simultáneamente varios mecanismos, pero en general uno

o dos predominan durante la vida del yacimiento, el predominio de un mecanismo puede cambiar por otro, en forma natural o artificial. Entre los mecanismos más comunes se encuentran: ^[11]

3.6.2.1. Desplazamiento Hidráulico

Este mecanismo de desplazamiento debe ser considerado cuando exista, asociada a la zona de petróleo, una porción de roca con una alta saturación de agua (acuífero). A medida que transcurre la explotación del yacimiento y su presión se va reduciendo, al igual que todos los otros fluidos, el agua presente en el acuífero se irá expandiendo. Esta expansión del agua producirá un desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos de producción (Figura N° 3.6). Este efecto se mantiene hasta que la capacidad expansiva del volumen de agua contenido en el agua del acuífero se agote. ^[11]

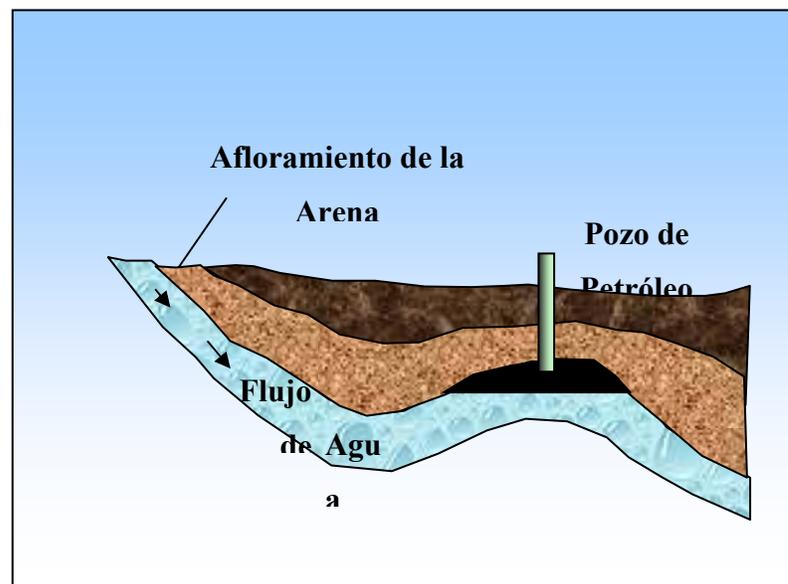


Figura. N° 3.6. Ejemplo de un Acuífero Activo.

3.6.2.2. Desplazamiento por Gas en Solución

El mecanismo ocurre en yacimientos saturados, bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores. Para ser efectiva se necesita una capa original de gas grande formada por segregación gravitacional. En el desplazamiento por capa de gas, los componentes livianos de los hidrocarburos que pasan a la fase gaseosa se migran hacia la parte alta del yacimiento, lo cual conforma una zona de alta saturación de gas o capa de gas (Figura N° 3.7).

A diferencia del desplazamiento por gas en solución donde la expansión del gas es en la zona de hidrocarburos líquidos o interna, el efecto en este mecanismo puede verse sobre la zona de hidrocarburos líquidos, gaseosos o externa.

Es el mecanismo de producción más común y generalmente contribuye a la producción de la mayor parte de los fluidos. Está presente en los yacimientos donde la presión es menor que la presión de burbujeo. Debido a esta condición, a medida que se desarrolla la explotación del yacimiento y la presión se reduce, los componentes livianos presentes en los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa, de esta manera se forman pequeñas burbujas que permitirán desplazar los hidrocarburos líquidos, ejerciendo una cierta presión sobre esta fase de petróleo, lo cual contribuye a su desplazamiento hacia los pozos.^[11]

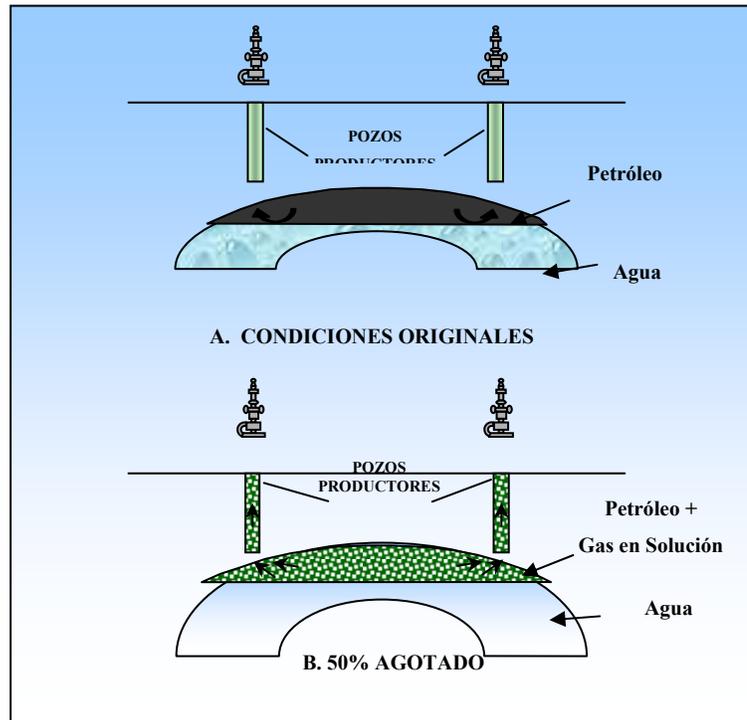


Figura. N° 3.7. Ejemplo de un Desplazamiento de Gas en Solución.

3.6.2.3. Desplazamiento por Capa de Gas

Está presente en yacimientos que se encuentren sometidos a presiones menores que la de burbujeo. En este caso, los componentes livianos de los hidrocarburos se irán separando de la fase líquida y todos o buena parte de ellos migrarán, debido a su gravedad, a la parte alta de la estructura, formando una capa de gas. Durante su formación la capa de gas desplazará hidrocarburos líquidos hacia los pozos y, simultáneamente, ejercerá una presión sobre la zona de petróleo (Figura N° 3.8). A diferencia del empuje por gas en solución donde la expansión del gas ocurre en la zona de hidrocarburos líquidos, aquí dicho efecto puede verse sobre la zona de hidrocarburos líquidos.^[11]

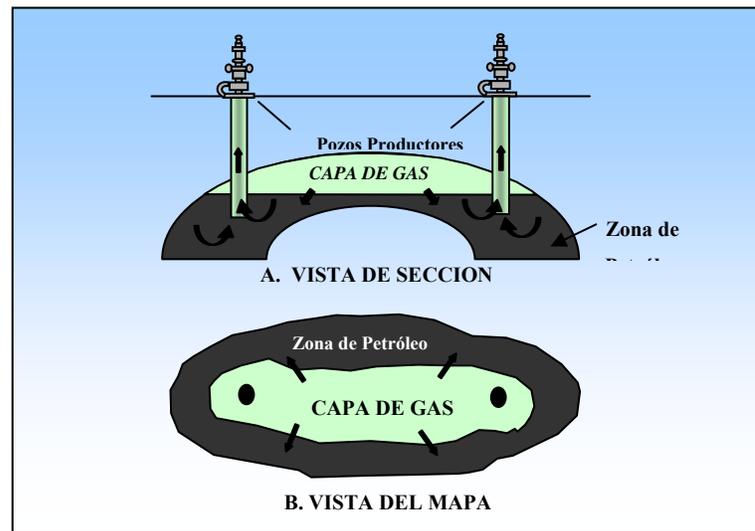


Figura. N° 3.8. Ejemplo de un Desplazamiento por Expansión de Capa de Gas

3.6.2.4. Desplazamiento por Expansión de los Fluidos

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, pero es más importante en yacimientos donde la presión es mayor que la presión de burbujeo, por lo tanto, todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida. Cuando se perfora un pozo en un yacimiento, la producción de los líquidos favorece una reducción de presión que, a su vez, genera una expansión del petróleo y del agua del yacimiento.^[11]

3.6.2.5. Desplazamiento por Gravedad

Este tipo de desplazamiento es característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento. Este hecho favorece el flujo en contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por razones de diferencia de densidad (Figura N° 3.9). Es conveniente mencionar que el

ingeniero de yacimientos debe aprovechar esta característica para tratar de poner a producir los pozos que se encuentren buzamiento abajo.^[12]

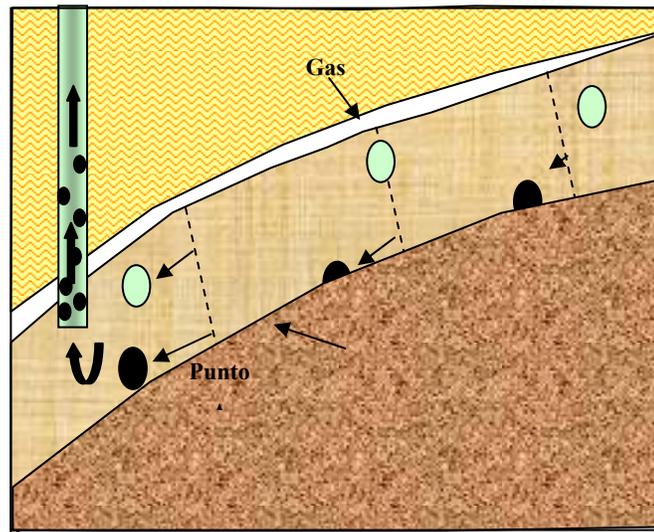


Figura. N° 3.9. Ejemplo de un Desplazamiento por Gravedad.

3.6.2.6. Desplazamiento Combinado

Ocurre cuando en el yacimiento actúan dos o más mecanismos de desplazamiento simultáneamente. En la Figura N° 3.10, se puede observar los porcentajes de recobro para cada uno de los mecanismos antes descritos.^[11]

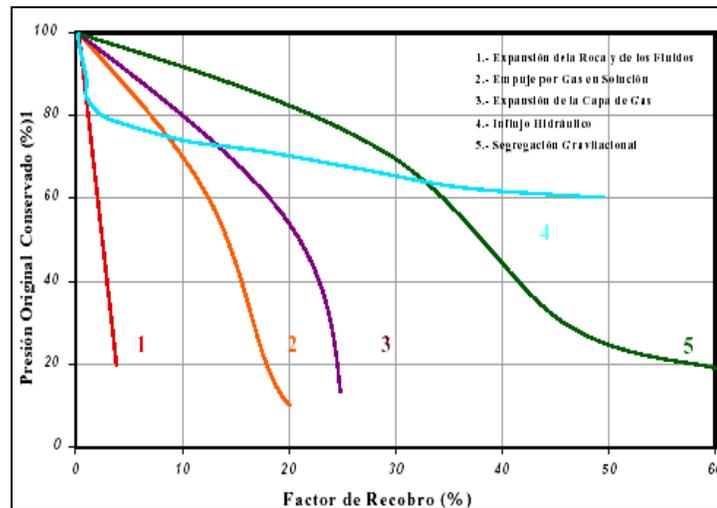


Figura. N° 3.10. Ejemplo de un Desplazamiento por Segregación Gravitacional

3.7. Reservas De Hidrocarburos

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados por técnicas tradicionales o recobro primario. El concepto puede ampliarse cuando se piensa en inducir energía al yacimiento o cambios fisicoquímicos a la matriz de la roca y la reología de los fluidos obteniéndose una recuperación adicional de los hidrocarburos presentes originalmente en el yacimiento. [6] (Figura N° 3.11). De acuerdo al Ministerio de Energía y Minas las reservas se clasifican en:

- ✓ Reservas probadas.
- ✓ Reservas probables.
- ✓ Reservas posibles.

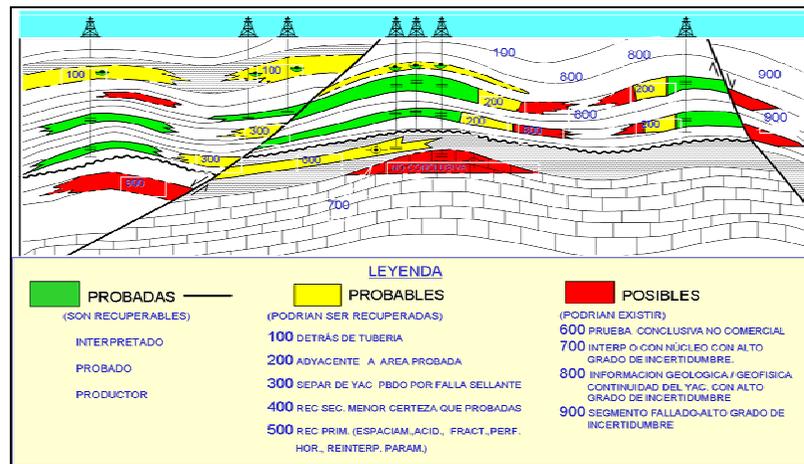


Figura. N° 3.11. Clasificación de las reservas.

3.7.1. Reservas Probadas

Se considera reservas probadas aquellos volúmenes de hidrocarburos contenidos en yacimientos, los cuales, hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, pueden ser producidos comercialmente. [5,11]

Dentro de esta categoría se incluyen:

- ✓ Reservas contenidas en yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción de formación.
- ✓ Las reservas contenidas en yacimientos delimitados estructural y estratigráficamente y/o por contactos de fluidos
- ✓ Reservas contenidas en áreas adyacentes a las formaciones perforadas, cuando existe una razonable certeza de producción comercial.

- ✓ Volumen de hidrocarburos producibles de áreas aun no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.

3.7.2. Reservas Probables

Son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y la ingeniería indican, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- ✓ Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos en los cuales no se han efectuado pruebas de producción, y las características de los perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia.
- ✓ Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, mas allá del área probada de yacimientos productores, donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo y donde el limite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente mas abajo.
- ✓ Los volúmenes que pudieran contener las área adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas área haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- ✓ Los volúmenes estimados en estudios de geología y de ingeniería realizados o que están en procesos, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria. ^[5,11]

3.7.3. Reservas Posibles

Las reservas posibles, son aquellos volúmenes de hidrocarburos contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, un grado menor de certeza desde el punto de vista de su recuperación, comparado con las reservas probables.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- ✓ Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- ✓ Los volúmenes que podrían existir en formaciones con perfiles de pozos o núcleos de formación con características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- ✓ Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables, y donde la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos.
- ✓ Los volúmenes adicionales a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la interpretación de parámetros de yacimientos, un posible mejor comportamiento, cambios en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc.).^[5,11]

3.8. Declinación De Producción

La declinación de producción tiene lugar desde el momento que el yacimiento disminuye su capacidad de producción, producto de una caída de la presión interna lo que conlleva a una reducción de los niveles energéticos del mismo, que reduce el desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos productores. Para evaluar la declinación de producción de pozos, yacimiento o campo se usan curvas de declinación de producción, las cuales constituyen el método más sutil y sencillo.^[9]

3.9. Curvas De Declinación De Producción

Las curvas de declinación de producción representan uno de los métodos dinámicos de cálculos más usados en la Ingeniería de Yacimientos. Este método esta basado en la extrapolación del comportamiento de la curva de producción. Esta curva se obtiene por lo general, graficando la tasa de producción o producción acumulada (Eje de las Ordenadas) en función del tiempo como variable independiente (Eje de las Abscisas). Es importante destacar que para propósitos de extrapolación la tasa de producción debe ser función de la variable independiente y debe variar de manera uniforme y definible.^[6]

El análisis de las curvas de declinación de producción representa una herramienta útil y rápida para predecir en forma aproximada la futura capacidad de producción de los pozos, yacimiento y campos. Las curvas de declinación de producción suponen que todos los factores que han afectado la producción en el pasado lo continuarán haciendo en el futuro. Esto permite hacer la extrapolación del comportamiento pasado, lo cual es la base matemática de este procedimiento predictivo.^[5]

Las curvas de declinación de producción representan un método independiente de estimación de reservas remanentes y se caracterizan por presentar:

- ✓ Tasa de producción inicial, o tasa de producción a cualquier tiempo en particular.
- ✓ Curvatura de la declinación.
- ✓ Tasa de declinación.

Estos factores van a depender de las siguientes características del yacimiento, pozo y facilidades de superficie.

Yacimientos: Porosidades, permeabilidades, espesor de arena neta, saturaciones, viscosidades, volumen, espaciamiento, fracturas (naturales e inducidas) y mecanismos de producción.

Pozos: Diámetro, daño a la formación, intervalo de completación, acumulación de líquido y profundidad.

Facilidades de superficie: Tamaño del reductor y presión en el cabezal.

Se debe tener en cuenta que en un pozo pueden ocurrir diferentes cambios de la tasa de declinación durante la vida productiva, los cuales deben ser tomados en cuenta al momento de hacer la extrapolación. Si se grafica la tasa de producción total para todo el yacimiento, muchos cambios bruscos de la tasa de producción por pozo se pueden eliminar, o al menos se pueden suavizar.

La curva de declinación que se va a ajustar o a extrapolar, no debe tener fluctuaciones grandes de tasas de producción (originadas por errores de medición) dado a que los cálculos no son confiables. En estos casos se recomienda al Ingeniero suavizar previamente las curvas de declinación.

Ciertas condiciones deben existir antes que se pueda analizar la curva de declinación con cierto grado de exactitud. La tasa de producción debe haber sido estable durante el periodo de tiempo analizado. La declinación de producción debe reflejar la productividad del yacimiento, y no debe ser el resultado de las causas externas como el cambio de las condiciones de producción, daño de los pozos, estimulaciones, controles de producción y fallas de los equipos

Deben prevalecer condiciones estables de producción del yacimiento con el fin de extrapolar las curvas de declinación con cierto grado de exactitud. Esta condición se consigue si los mecanismos de producción del yacimiento no son alterados. Sin embargo, cuando se realiza algún proyecto para mejorar el recobro de petróleo, o gas como perforación de pozos, inyección de fluidos, fracturamiento y acidificación, las curvas de declinación pueden ser usadas para estimar el comportamiento del pozo o yacimiento antes y después del proceso o trabajo de estimulación realizado, y así comparar el comportamiento y evaluar económicamente el cambio realizado. ^[12] La siguiente expresión representa la ecuación general de ajuste de las curvas de declinación:

$$q = \frac{q_{gi}}{(1 + b * D_N * t)^{\frac{1}{b}}} \quad (\text{Ec.3.6})$$

Donde:

q_g = tasa de producción a un tiempo t , (PC/día, PC/mes, PC/año).

q_{gi} = tasa de producción a un tiempo $t = 0$, (PCD, PC/mes, PC/año).

b = exponente de declinación, (adim).

D_n = tasa de declinación nominal, (día^{-1} , mes^{-1} , año^{-1}).

t = tiempo, (día, meses, años).

La ecuación anterior se fundamenta según J. Lee y R. Wattenbarger en lo siguiente ^[8]:

1. Los pozos producen a presiones de fondo constante.
2. Las áreas de drenaje de los pozos permanecen constantes y no poseen barreras de flujos. Si el agua de un acuífero o el gas de una capa de gas entra al área de drenaje del pozo el tipo de declinación cambia.
3. La formación alrededor de los pozos mantienen permeabilidad (K) y factor de daño/estimulación (S) constantes. Si K y S cambian durante la vida productiva de los pozos, las tasas de declinación cambian.

Las limitaciones de la ecuación 2.13 son:

1. No tiene en cuenta los efectos de flujo no marciano generados por flujo turbulento de gas alrededor de los pozos.
2. Una de las más restrictivas es la que considera el área de drenaje constante, esto significa que los cálculos dependen del número de pozos que drenan el yacimiento. De esta manera, cuando se realizan nuevas perforaciones o se reacondicionan/estimulan pozos del yacimiento las reservas calculadas cambian.

Para la aplicación del método se debe contar con una historia de producción que permita establecer una tendencia del comportamiento del yacimiento, lo cual va a permitir realizar una predicción de las reservas remanentes y vida productiva del yacimiento mediante la extrapolación de dicha tendencia. En general se busca un tipo de gráfico que presente un mejor ajuste al comportamiento real del pozo, campo o yacimiento.^[4]

3.10. Tipos De Curvas De Declinación De Producción

La tasa de producción de un pozo/yacimiento experimenta una declinación natural con el tiempo, a consecuencia principalmente, de los siguientes factores:

- ✓ Agotamiento de los fluidos (reservas) asociados al área de drenaje del pozo.
- ✓ Disminución de la energía (presión).
- ✓ Incremento del corte de agua (avance de los frentes de agua).
- ✓ Incremento de la relación gas petróleo (agotamiento natural o avance de la capa de gas).
- ✓ Disminución de la efectividad de la estimulación realizada al pozo.
- ✓ Deterioro de la eficiencia de los equipos mecánicos asociados al pozo, que puedan influir sobre la tasa de producción.

Generalmente existen tres tipos de curvas de declinación de producción de las cuales se obtienen expresiones matemáticas que permiten predecir las reservas existentes de un yacimiento. Estas curvas de declinación de producción no son más que un ajuste matemático a un comportamiento real que ha sido plasmado gráficamente. Su naturaleza es totalmente empírica, ya que la expresión matemática que intenta reproducir y predecir del comportamiento de las tasas de producción de

pozos y yacimientos no está basada en parámetros físicos del yacimiento. Las expresiones matemáticas se deducen relacionando los datos graficados como lo son la variable t (tiempo), q_0 (tasa de petróleo), y N_p (petróleo producido acumulado) de tal forma que se obtengan variaciones lineales.

Básicamente se han reconocido tres tipos de curvas de declinación de producción (Figura N° 3.12):

- ✓ Declinación Exponencial.
- ✓ Declinación Hiperbólica.
- ✓ Declinación Armónica.

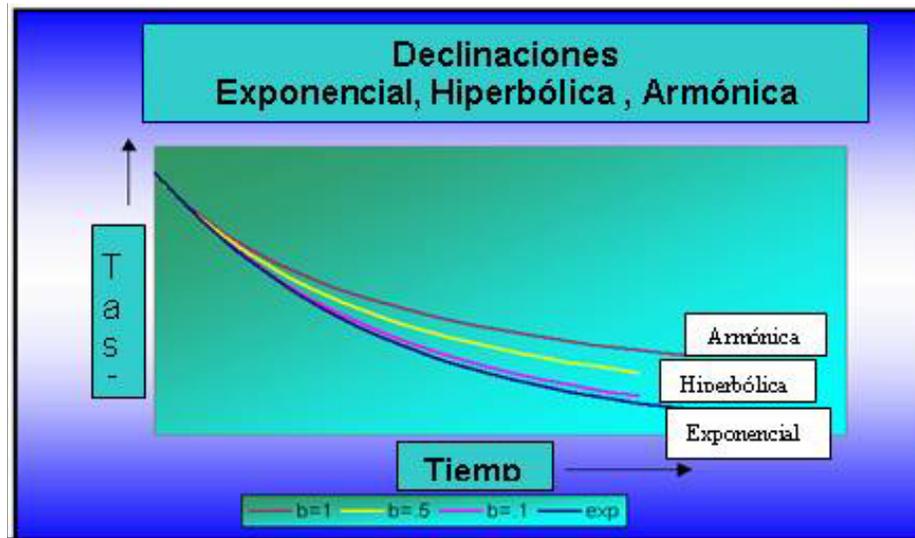


Figura. N° 3.12. Representación gráfica de la tasa de producción versus el tiempo ^[10]

En la actualidad tanto la declinación exponencial como la armónica son casos particulares de la declinación hiperbólica ^[7]. Siendo el método de declinación exponencial el más fácil, práctico y conservador, ampliamente utilizado en la industria petrolera, ya que muchos pozos y campos siguen este tipo de declinación durante una gran porción de su vida productiva y solo se desvían de este comportamiento al final de su agotamiento. El ajuste matemático es más sencillo que el de los otros dos tipos de declinación y la diferencia entre la curva de declinación exponencial y las otras dos curvas solo se presenta luego de varios años de producción ^[5].

3.10.1. Declinación Exponencial

La declinación exponencial, llamada también declinación geométrica o semilogarítmica, por no presentar complejidad en su manejo, la hace un método sencillo de aplicar. Es quizás uno de los métodos más utilizados para evaluar la historia de producción de un yacimiento y sus reservas.

La declinación exponencial, puede definirse como el valor constante que toma la tasa instantánea de producción, al no variar con el tiempo. Es decir, es el cambio que se experimenta en la producción con tiempo y representa un porcentaje invariable de la tasa de producción.

Este tipo de declinación ocurre generalmente cuando el yacimiento produce sólo por la expansión del petróleo, lo cual significa que la presión del yacimiento excede al punto de burbujeo. Bajo estas condiciones el factor de compresibilidad, la permeabilidad y la viscosidad son constantes. Por debajo del punto de burbujeo, si el yacimiento produce bajo condiciones de empuje por gas en solución, todos los factores antes mencionados, cambian a variables y no puede obtenerse una simple

ecuación de declinación. Sin embargo, es frecuente encontrar que los pozos continúan produciendo con una declinación a porcentaje constante, pero el factor de declinación es insignificamente más pequeño que durante el período por encima del punto de burbujeo.^[12]

Resultando que:

$$-D = \frac{(dq/dt)}{q} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

D: Tasa de declinación (Día⁻¹, Mes⁻¹, Año⁻¹).

q: Tasa de producción (Bl/Día, Bls/Mes, Bls/Año).

t: Tiempo (Días, Meses, Años).

3.10.1.1. Tasa de Producción

La ecuación para la tasa de producción bajo este tipo de declinación se obtendrá a partir de su definición.^[13] De la Ec.3.7 se tiene:

$$\frac{dq}{q} = -D.dt \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Integrando la expresión anterior entre la tasa de producción q_i obtenida a un tiempo t_i y una tasa q obtenida a un tiempo t , se tiene:

$$\int_{q_i}^q \frac{dq}{q} = -D \int_{t_i}^t dt$$

$$\ln(q/q_i) = -D(t - t_i)$$

Despejando la tasa de producción,

$$q = q_i e^{-D(t-t_i)} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Considerando que el tiempo inicial es cero ($t_i = 0$) y q_i la tasa de producción inicial se tiene (Ec. 3.10):

$$q = q_i e^{-Dt} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

En forma logarítmica:

$$\ln(q) = \ln(q_i) - Dt \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Esta ecuación permite calcular la tasa de producción a cualquier tiempo.

3.10.1.2. Producción de Petróleo Acumulado

La producción acumulada, representa la cantidad total de petróleo producido, que se ha extraído de un pozo desde el inicio de su vida productiva.^[12]

Por definición, la producción acumulada de petróleo en forma diferencial puede obtenerse de la siguiente forma:

$$q = dNp/dt \quad (\text{Ec. 3.12})$$

$$qdt = dNp \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Sustituyendo la expresión de la tasa de producción (3.10) en la ecuación anterior se tiene:

$$dNp = qi e^{-Dt} dt \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Integrando entre un tiempo inicial ($Np = 0$) y un tiempo tal cual habrá producido un Np , se tiene:

$$\int_0^{Np} dNp = qi \int_0^t e^{-Dt} dt$$

$$Np = qi \frac{e^{-Dt}}{-D} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Resolviendo la integral,

$$Np = -\frac{q}{D} [e^{-Dt} - 1] \quad (\text{Ec. 3.16})$$

Donde:

Np = Petróleo producido acumulado, BN.

Sustituyendo (Ec. 3.10) en (Ec. 3.16) se tiene,

$$Np = (qi - q) / D \quad (\text{Ec. 3.17})$$

3.10.1.3. Tiempo de Abandono

Para una tasa de abandono q_a , el tiempo para alcanzar dicha tasa (tiempo de abandono, t_a puede calcularse de la Ec. 3.10).

$$q_a = q_i e^{-D t_a} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

Aplicando logaritmo a ambos lados de la (Ec. 3.18)

$$\ln(q_i / q_a) = D \cdot t_a \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Despejando el tiempo de abandono

$$t_a = \ln(q_i / q_a) / D \quad (\text{Ec. 3.20})$$

Donde:

t_a = Tiempo de abandono (días, meses, años).

q_i = Tasa inicial de producción (Bls/días).

q_a = Tasa al tiempo de abandono (Bls/días).

3.10.1.4. Reservas Recuperables

Se obtienen de sustituir q_a en la Ecuación (3.17)

$$Npa = (q_i - q_a) / D \quad (\text{Ec. 3.21})$$

Despejando D de la Ecuación (3.11) y sustituyéndola en la Ecuación (3.21) se obtiene el petróleo acumulado al tiempo de abandono (**Npa**):

$$Npa = ta(q_i - q_a) / \ln(q_i / q_a) \quad (\text{Ec. 3.22})$$

3.10.2. Declinación Hiperbólica

Este método de análisis, considera que la declinación lejos de permanecer invariable con el tiempo, es una medida proporcional a la tasa de producción.

El uso de este método, por su complejidad, no era muy atractivo; sin embargo, la aparición del computador solucionó lo tedioso que implica la determinación de las constantes de la ecuación hiperbólica.

Este tipo de declinación ocurre generalmente después que el drenaje por gravedad se ha convertido en el mecanismo dominante de empuje y usualmente tiene lugar durante dos niveles tardíos de agotamientos. La declinación puede cambiar a exponencial nuevamente en las etapas tardías. ^[12]

Si partimos de que la variación de la razón de pérdida ($a = 1/D$) con el tiempo es una constante:

$$a = \frac{1}{D} = - \frac{q}{dq/dt} \quad (\text{Ec. 3.23})$$

Donde:

D = Tasa de declinación, Días^{-1} .

q = Tasa de producción, BN/Día .

t = Tiempo de producción, Días .

a = Inverso de la declinación, Días .

3.10.2.1. Tasa de Producción

Al derivar la ecuación que define la declinación hiperbólica con respecto al tiempo, se tiene que:

$$\frac{da}{dt} = \frac{d}{dt} \left[-\frac{q}{dq/dt} \right] = b \quad (\text{Ec. 3.23})$$

Separando variables e integrando,

$$\frac{q}{dq/dt} = -bt + C \quad (\text{Ec. 3.24})$$

Donde:

C = Constante de integración.

Para $t = 0$, se tiene:

$$C = -1/D_i \quad (\text{Ec. 3.25})$$

Sustituyendo en (Ec. 2.31)

$$\frac{q}{dq/dt} = -\frac{D_i b t + 1}{D_i} \quad (\text{Ec. 3.26})$$

Integrando nuevamente,

$$\int_0^t \frac{D_i}{bD_i t + 1} dt = - \int_{q_i}^q \frac{dq}{q} \quad (\text{Ec. 3.27})$$

$$\text{Ln}(q/q_i) = \text{Ln}(1 + bD_i t)^{-1/b} \quad (\text{Ec. 3.28})$$

$$q = q_i (1 + bD_i t)^{-1/b} \quad (\text{Ec. 3.29})$$

$$q^{-b} = q_i^{-b} (1 + bD_i t) \quad (\text{Ec. 3.30})$$

3.10.2.2. Producción de Petróleo Acumulada

$$Np = \int_0^t q dt \quad (\text{Ec. 3.31})$$

La ecuación de producción acumulada de petróleo para este tipo de declinación puede deducirse al sustituir la ecuación de tasa de producción de petróleo, desarrollada anteriormente (Ec. 3.29), en la definición de producción acumulada de petróleo.

Sustituyendo (3.29) en (3.31), se tiene:

$$Np = q_i \int_0^t (1 + D_i b t)^{-b/t} dt \quad (\text{Ec. 3.31})$$

$$Np = \frac{q_i}{D_i(b-1)} \left[(1 + D_i b t)^{(b-1)/b} - 1 \right] \quad (\text{Ec. 3.32})$$

Pero $1 + bD_i t = (q/q_i) - b$. Sustituyendo en (Ec. 3.32)

$$Np = \frac{q_i}{D_i(b-1)} \left[\left((q/q_i)^{(1-b)} - 1 \right) \right] \quad (\text{Ec. 3.33})$$

3.10.2.3. Tiempo de Abandono

Para una tasa de abandono q_a , se puede determinar el t_a . Sustituyendo t_a en la ecuación (3.29), se tiene:

$$(q_a/q_i)^{-b} = 1 + D_i d t_a \quad (\text{Ec. 3.34})$$

Despejando t_a ,

$$t_a = \frac{(q_i/q_a)^b - 1}{D_i b} \quad (\text{Ec. 3.35})$$

3.10.2.4. Reservas Recuperables

En función de q_a :

$$Npa = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} \left[q_i^{(1-b)} - q_a^{(1-b)} \right] \quad (\text{Ec. 3.36})$$

En función de ta:

$$Npa = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} \left[1 - (1 + b.D_i.t_a)^{\frac{(b-1)}{b}} \right] \quad (\text{Ec. 3.37})$$

3.10.3. Declinación Armónica

En algunas oportunidades el factor declinación no es constante y decrece proporcionalmente con la tasa de producción (q), esto es conocido como declinación armónica. En pocos casos reales, encontramos que la declinación armónica se adapta al comportamiento de la historia de producción de un yacimiento.

Como ejemplo de este tipo de declinación, puede mencionarse la producción de petróleo de alta viscosidad por empuje de un acuífero. Debido a que la relación de movilidades es desfavorable, la irrupción del agua ocurre tempranamente y el volumen de producción de petróleo será obtenido con altos cortes de agua. Si la tasa total de fluidos se mantiene constante luego que la cantidad de agua se ha incrementado en el fluido total, se tiene como consecuencia que la producción de petróleo declina. Esta declinación sobre un período apreciable puede ser descrita por una declinación armónica. Dependiendo de diversos factores, pero principalmente de la relación de movilidades, la curva de producción eventualmente declinará en forma curva según esta tendencia de declinación armónica. ^[12]

La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando $b=1$, es decir

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{q}{dq/dt} \right) = 1 \quad (\text{Ec. 3.38})$$

3.10.3.1. Tasa de Producción

Procediendo en forma similar al caso de la declinación hiperbólica se obtiene:

$$q = q_i (1 + D_i t)^{-1} \quad (\text{Ec. 3.39})$$

ó

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)} \quad (\text{Ec. 3.40})$$

3.10.3.2. Producción de Petróleo Acumulada

$$Np = \frac{q_i}{D_i} \text{Ln} \left(\frac{q_i}{q} \right) \quad (\text{Ec. 3.41})$$

3.10.3.3. Tiempo de Abandono

$$t_a = \frac{(q_i/q_a)^{-1} - 1}{D_i} \quad (\text{Ec. 3.42})$$

3.10.3.4. Reservas Recuperables

En función de q_a :

$$Npa = \frac{q_i}{D_i} \text{Ln} \left(\frac{q_i}{q_a} \right) \quad (\text{Ec. 3.43})$$

En función de t_a :

$$Npa = \frac{q_i}{D_i} \text{Ln}(1 + D_i t_a) \quad (\text{Ec. 3.44})$$

En función de q_a y t_a :

$$Npa = \frac{q_i t_a}{(q_i/q_a)} \text{Ln}\left(\frac{q_i}{q_a}\right) \quad (\text{Ec. 3.45})$$

3.11. Tipos De Curvas De Declinación

Considerando las causas que influyen en el descenso de la capacidad de producción de un yacimiento, como lo son: la disminución de los niveles energéticos del yacimiento y la caída de producción debido a los factores mecánicos; se tiene la Declinación energética y la Declinación mecánica. la declinación total es la suma de la Declinación energética y la Declinación mecánica, mientras que si se consideran las expresiones matemáticas se obtienen las tasa de Declinación nominal y la tasa de Declinación efectiva.^[9]

Declinación Energética: Es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de energía del yacimiento (caída de presión) y/o a la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo y saturación de petróleo alrededor del pozo.^[9]

Declinación Mecánica: La declinación mecánica está relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción, problemas inherentes a la formación, tales como: arenamiento, daño a la formación, producción de asfaltenos, y problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empacaduras, etc. Recientemente algunos expertos prefieren denominar este tipo de declinación como

capacidad de pérdida de producción, ya que consideran que este involucra factores que no son exclusivamente de índole mecánico. ^[9]

Declinación Total: Es la suma de la declinación energética más la declinación mecánica. ^[9]

Declinación Nominal: Es el cambio relativo de la tasa de producción por unidad de tiempo, expresada como una función de la tasa de producción. ^[8] Se define como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo natural de la tasa de producción (q) vs t . Para determinar la D_n anual a partir de la D_n mensual se parte de lo siguiente:

En caso de una declinación exponencial;

$$q_1 = q_0 * e^{-D_n}$$

$$q_2 = q_1 * e^{-D_n}$$

Sustituyendo q_1 en q_2 :

$$q_2 = q_0 * e^{-2D_n}$$

Por lo tanto se tiene:

$$q_{12} = q_0 * e^{-12 * D_n} = q_0 * e^{-D_n}$$

$$D_n \text{ mensual} = \frac{D_n \text{ anual}}{12} \quad (\text{Ec.3.46})$$

En caso de una *declinación hiperbólica*;

Realizando el mismo procedimiento empleado para la declinación exponencial, nos queda que,

$$(1 + D_{niAnual} * b)^{1/b} = (1 + D_{niMens} * b)^{12/b}$$

Entonces:

$$D_{ni} \text{anual} = \frac{(1 + D_{ni} \text{mensual} * b)^{12} - 1}{b} \quad (\text{Ec.3.47})$$

En el caso de declinación armónica;

$$(1 + D_{niAnual}) = (1 + D_{niMens})^{12}$$

$$D_{ni} \text{anual} = (1 + D_{ni} \text{mensual})^{12} - 1 \quad (\text{Ec. 3.48})$$

Declinación Efectiva: Es una fracción discreta y por lo tanto, es el término más utilizado, debido a que presenta mayor correspondencia con la tasa de producción real registrada. Es la caída de producción desde una tasa q_i hasta $q_{(i+1)}$ en un período de tiempo igual a la unidad (1 mes o 1 año), dividido entre la tasa de producción al comienzo del período q_i .^[9]

$$De = \left[\frac{q_{(i)} - q_{(i+1)}}{q_{(i)}} \right] = 1 - \frac{q_t}{q_i} \quad (\text{Ec. 3.49})$$

Para la Declinación Exponencial la relación queda así:

$$De = 1 - e^{(-D_n)} \quad (\text{Ec. 3.50})$$

Para la Declinación Hiperbólica es,

$$De = 1 - (1 + D_n * b)^{-1/b} \quad (\text{Ec. 3.51})$$

Ahora para la Declinación Armónica es,

$$De = 1 - (1 + D_n) \quad (\text{Ec. 3.52})$$

3.12. Factores Que Afectan La Aplicación De Las Curvas De Declinación De Producción ^[13]

- ✓ Periodos desiguales de tiempo en las medidas.

Esta situación dificulta el establecimiento de una tendencia que defina el comportamiento de declinación del yacimiento. Por lo que existirán periodos de tiempo en los que se deberá interpolar para completar la tendencia. Este factor es de suma importancia cuando se usa la presión del pozo o del yacimiento como variable independiente, pero el efecto será menor cuando se usen las tasas de producción, ya que estas se asignan mensualmente.

- ✓ Cambios en la productividad de los pozos.

Esto se observa cuando un pozo alcanza niveles de producción bajos, razón por la cual son sometidos a reparaciones con la finalidad de aumentar nuevamente la producción del pozo. Cuando el cambio de productividad de uno o más pozos de un yacimiento es significativo, también se verá afectada la tendencia del comportamiento de producción del yacimiento.

- ✓ Completación de nuevos pozos.

Cada vez que se completa un nuevo pozo, la tasa de producción del yacimiento se incrementa, lo cual alterará la tendencia del comportamiento de producción que presentaba el yacimiento antes de realizar la completación. Si se presentase este caso,

habrá que esperar hasta que se observe una nueva tendencia para proceder a la aplicación de este método.

✓ Interrupción de los programas de producción.

Ocasionalmente ocurren cierres de producción de pozos, los cuales alteran la tendencia del comportamiento de producción del yacimiento. Dichos cierres pueden ser debido a varias razones, entre ellas carencia de mercado, caída del flujo eléctrico y fallas en los sistemas de suministro de gas. La escasez de la información dificulta el hacer un análisis confiable de la declinación del pozo y/o campo.

✓ Prorrateo.

En muchos países por leyes expresas se restringe la tasa de producción. En consecuencia, los yacimientos no producen a su verdadero potencial y por ende no se podrá trabajar con las curvas de declinación, sino hasta estar seguro de que comienza una verdadera declinación.

✓ Problemas Mecánicos y Reducción del Índice de Productividad.

Un caso particular de lo anterior, ocurre cuando se presentan problemas del tipo mecánico en los pozos, que aceleran la declinación de la producción. Estos problemas generalmente se producen cuando quedan: equipo, herramientas o se produce arenamiento de los pozos, taponamiento de las zonas productoras; fallas en sistemas de levantamiento artificial, deposición de parafinas y asfáltenos, conificación de gas o agua.

3.13. Análisis De Las Curvas De Declinación

El estudio del comportamiento de producción mediante el análisis de curvas de declinación ha sido ampliamente tratado por diferentes autores de la literatura petrolera; tales como Arps, J.J. y Fetkovich, M.J, entre otros.

Entre los métodos dinámicos de Ingeniería de Yacimientos más usados, se tienen los métodos analíticos y gráficos de las curvas de producción.^[6]

- ✓ Método Gráfico.
- ✓ Método Matemático
- ✓ Método Estadístico (Regresión).
- ✓ Método de Curvas Tipo (Fetkovich).
- ✓ Programa OIL FIELD MANAGER (OFM).

3.13.1. Método gráfico

En este método la historia de producción del yacimiento se representa gráficamente en diferentes tipos de papel (normal, semilog, log-log), con el objetivo de linealizar los datos de las tasas de producción en función del tiempo de producción transcurrido, o la producción acumulada durante ese período, la cual permitirá hacer extrapolaciones. Una vez determinada la representación gráfica más conveniente, se efectúa las correspondientes extrapolaciones (predicciones) hasta las condiciones de abandono.

Esta extrapolación puede ser realizada hasta el agotamiento físico del yacimiento y/o pozo, pero se utiliza un límite económico el cual puede calcular con facilidad el conocimiento de los costos de operación. Este límite económico es la base para calcular el abandono de un yacimiento, siendo un factor variable y particular de cada yacimiento debido a su extensión, el tipo de crudo, intrusión de agua e intrusión de gas.^[6]

3.13.2. Método Matemático

Por medio de este método se trata de encontrar una expresión matemática en base a la información disponible hasta la fecha y luego utilizar dicha expresión para predecir (reservas existentes, tiempo de abandono, etc.). Realmente es el mismo método gráfico pero obteniendo la mejor línea recta (u otra curva) que pase a través de los puntos dados.^[6]

Para hallar la mejor línea recta, que represente los datos de producción, se pueden utilizar algunos métodos estadísticos tradicionales entre los cuales tenemos: Método de la Pendiente, y el Método de los Puntos Notables^[6].

Método de la Pendiente Intersección: Consiste en trazar una línea recta que pase a través del mayor número de puntos graficados; para luego determinar su pendiente y su intersección con el eje Y. Estos valores definen la ecuación de una recta.^[6]

Método de los Puntos Notables: De la información disponible ya graficada, se determinan aquellos puntos que posiblemente y en relación con la gran mayoría, se alineen y no presentan error (muy distintos de las posibles soluciones) y con los puntos que se estiman no tengan desviación se determina la ecuación de la línea.^[6]

3.13.3. Método Regresivo

Por medio de este método se trata de encontrar una expresión matemática, basándose en la información disponible de producción hasta la fecha, para luego utilizar esa expresión matemática como modelo para la predicción (reservas existentes, tiempos de abandono). Es similar al método gráfico dado a que trata de obtener, a través de un proceso regresivo estadístico, una expresión matemática que emule el comportamiento de los datos utilizados en el análisis. ^[6]

3.13.4. Método de Curvas Tipo (Fetkovich)

M.J. Fetkovich, en la década de los ochenta, desarrolló una serie de curvas tipo para determinar la declinación de producción de los yacimientos de hidrocarburos, estas curvas están basadas en las soluciones analíticas de las ecuaciones de flujo para la producción, a presión de fondo (BHP) constante, a partir de un pozo centrado en un yacimiento circular, o un área de drenaje sin influjo en los límites. Las curvas tipo de Fetkovich, fueron diseñadas para yacimientos homogéneos, pero también pueden ser usadas para analizar datos de largos períodos de producción de petróleo o gas, y para pozos fracturados hidráulicamente. La técnica se basa en una declinación durante el período de flujo pseudo-radial y cuando la presión de los límites exteriores del yacimiento son afectados por el vaciamiento producido en los pozos. La tasa de producción versus tiempo y la producción acumulada vs tiempo de transitorio están caracterizadas por un parámetro de correlación definido como la relación entre el radio aparente de drenaje r_e/r_{wa} , mientras que el régimen de flujo del estado pseudo-estable está caracterizado por la constante de declinación J.J Arps, “b”. En este sentido $b = 0$ corresponde al comportamiento de la declinación exponencial, mientras que $b = 1$ representa la declinación armónica. Los valores en el rango $0 < b < 1$ sugieren características de declinación hiperbólica.

En las curvas tipo de Fetkovich de tasa en función del tiempo, se representan dos períodos de flujo, las curvas a pequeños valores de tiempo adimensional, representan la respuesta transitoria o de acción infinita, obtenidos a partir de la solución de la ecuación de difusividad radial. Todas las curvas coinciden en un punto específico del gráfico (tiempo adimensional) lo que indica el inicio del flujo límite, es decir, que a t_D mayor en ese instante, comienza la declinación del yacimiento. La aplicación de la metodología de Fetkovich, requiere del cotejo de la gráfica de los datos de campo con una curva tipo. A partir de este cotejo, se pueden estimar las reservas de petróleo y ciertas propiedades de la formación.

Procedimiento para el uso de las Curvas Tipo de Fetkovich:

1. Graficar la tasa real de producción vs tiempo usando unidades prácticas sobre papel log-log con la misma cantidad de ciclos que la curva tipo a usar.
2. Colocar el gráfico construido sobre las curvas tipo y moverlo manteniendo paralelos los ejes de coordenadas de ambas figuras hasta conseguir que la curva log vs log t coincida con alguna de las curvas tipo de Fetkovich.
3. Leer de la curva tipo ajustada el valor de “b” que indica la clase de declinación de producción que se tiene. Además de tomar un punto de ajuste que caiga sobre la curva tipo ajustada y leer las coordenadas q_D y t_D , para luego despejar el valor de D_i de la Ec. 3.53.

$$D_i = \frac{t_D}{t} \quad (\text{Ec. 3.53})$$

En la siguiente figura se observa que para un t_D entre 0,2 y 0,3 todas las curvas se unen, esto se debe a que en dicho rango se encuentra el límite entre el período

transiente y el de declinación (Figura N° 3.13). El ajuste del comportamiento de producción de un pozo, yacimiento o campo mediante las ecuaciones de Arps, es válido sólo para el período de depleción. Si se emplean dichas ecuaciones en el período transiente, los valores del exponente de declinación (b) serán mayores a la unidad para lograr el mejor ajuste. ^[6]

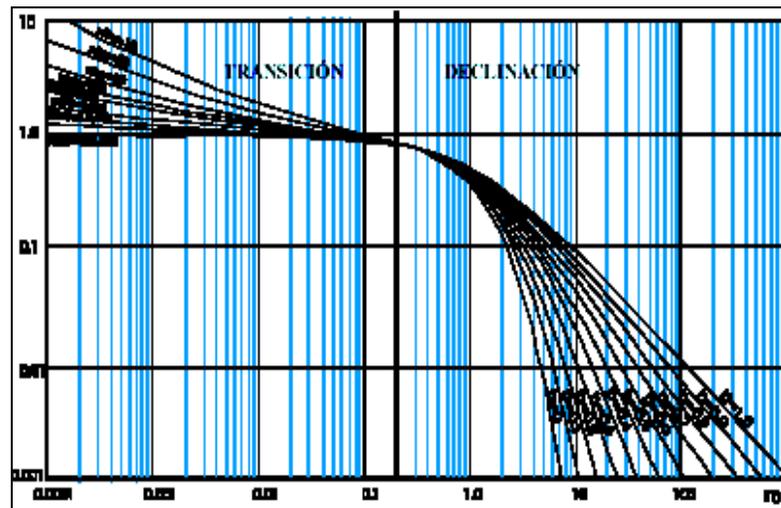


Figura. N° 3.13. Curvas Tipos de Declinación de Producción de Fetkovich ^[6]

3.13.5. Programa Oil Field Manager (OFM)

Creado por la compañía Schlumberger Geoquest, esta herramienta permite visualizar, relacionar y analizar datos de producción y yacimientos. Se utiliza para análisis de pozos y campos, programas y operaciones de optimización del campo, administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento y administración de flujo de caja o evaluaciones económicas. Además permite trabajar con una diversidad de datos, útiles para la identificación de tendencias, anomalías y estimación de la predicción de la producción ^[14].

3.14. Errores Comunes En El Análisis De Las Curvas De Declinación ^[11]

Un error común es asumir un comportamiento exponencial en yacimientos que presentan una declinación hiperbólica (lo cual lleva a subestimar reservas). Estos incluyen:

- ✓ Yacimientos Naturalmente Fracturados.
- ✓ Yacimientos con Intrusión de Agua.
- ✓ Yacimientos de gas de múltiples estratos y presiones anormales.

Al contrario cuando se asume un comportamiento hiperbólico en yacimientos donde se ajusta perfectamente la declinación exponencial, se sobreestiman las reservas.

Es importante compenetrar toda la información disponible del yacimiento para reducir los errores en la estimación:

- ✓ Se recomienda observar y graficar el comportamiento en el corte de agua, RGP (en petróleo).
- ✓ Uso de campos análogos o de pozos maduros en el yacimiento para establecer comportamientos.
- ✓ Conocer y entender las propiedades del yacimiento (Porosidad, Permeabilidad, Litología) para hacer una elección justa del tipo de declinación.
- ✓ Comparar y compenetrar con otros métodos de estimación.

3.15. Importancia Del Estudio De La Declinación De Producción

Por ser el análisis de curvas de declinación una herramienta útil y rápida para predecir en forma aproximada la futura capacidad de producción de los pozos, yacimientos y campos de petróleo, el mismo se utiliza frecuentemente en la industria petrolera para llevar a cabo programas de planificación de producción y evaluar mediante análisis económicos las inversiones futuras destinadas a actividades de mantenimiento e incremento de potencial.^[9]

En general el análisis de declinación de producción se utiliza para:

- ✓ **Cálculo de reservas:** La estimación de reservas utilizando el análisis de las curvas de declinación de producción representa una alternativa confiable, entre otros métodos, para estimar las reservas de crudos. Si el sistema no es afectado en forma significativa por algún cambio en el método de producción de los pozos del yacimiento, es posible realizar el cálculo de reservas y obtener un estimado del periodo de tiempo en el cual se llegará al límite económico del yacimiento, campo o grupo de pozos en estudio.

- ✓ **Planificación de actividades generadoras de potencial:** Conocido el valor de declinación de producción, se pueden planificar las actividades generadoras y de mantenimiento de potencial que deben realizarse para atenuar este valor de declinación y las inversiones que deben realizarse para este fin.

Como se ha señalado, la declinación de producción representa un indicador básico del comportamiento de producción de un pozo, yacimiento, campo, segregación, etc., el cual es utilizado para pronosticar las reservas disponibles y el tiempo en el cual éstas pueden ser extraídas. Si se tiene una historia de producción,

puede hacerse un estudio mediante extrapolación, bien sea gráfica o matemática, y se puede determinar el volumen de reservas que será posible extraer a una determinada tasa de producción que también puede ser calculada. Por otra parte, manejar el valor de declinación de producción permite estimar las actividades o proyectos de generación y mantenimiento de potencial, así como la optimización o modificación del método de producción utilizado en los pozos. El cálculo de un valor de declinación equivocado puede traer como consecuencia que las estimaciones de potencial para el final del período en estudio sean mayores que el potencial real que se generará, lo que puede traer pérdidas económicas considerables para la empresa al hacer inversiones que no serán recuperadas. El uso del valor de declinación es de vital importancia, ya que basándose en éstas, se realizan los programas de planificación de producción. ^[9]

CAPÍTULO IV. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS UTILIZADAS

Para llevar a cabo este trabajo fueron utilizadas las siguientes aplicaciones: Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos (SIMDE) y Carpeta Física, Oil Field Manager (OFM), programa maestro CENTINELA; como bien se sabe también fue necesario el uso de las aplicaciones de Microsoft Office (Excel, Word y Power Point).

4.1. Sistema De Manejo De Documentos Electrónicos (Simde Web) Y Carpeta Física

4.1.1. SIMDE WEB (Carpeta de pozo digital)

Corresponde a un software perteneciente a PDVSA, donde se recopila en formato digital toda la información referente a pruebas, análisis, propuestas, recomendaciones y trabajos realizados a pozos de determinada zona del país. Permite visualizar en pantalla, toda la información disponible desde el inicio de la perforación hasta la actualidad de todos los pozos completados en diferentes regiones. (Figura N° 4.1)

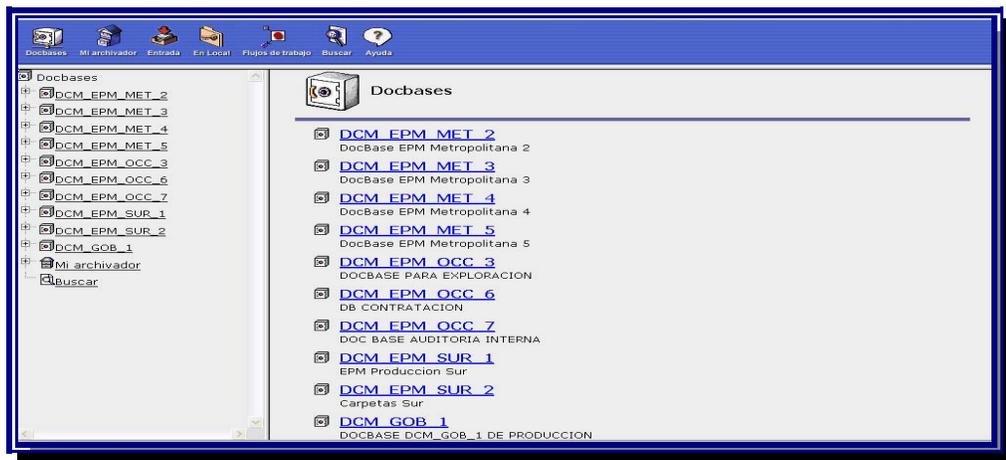


Figura. N° 4.1: Ventana principal de SIMDE WEBTOP.

Para utilizar el sistema se deben seguir los siguientes pasos:

1. Escribir el nombre de usuario (minúscula) y clave de red (password) para el repositorio (docbase) para el que se está iniciando sesión.(Figura N° 4.2)

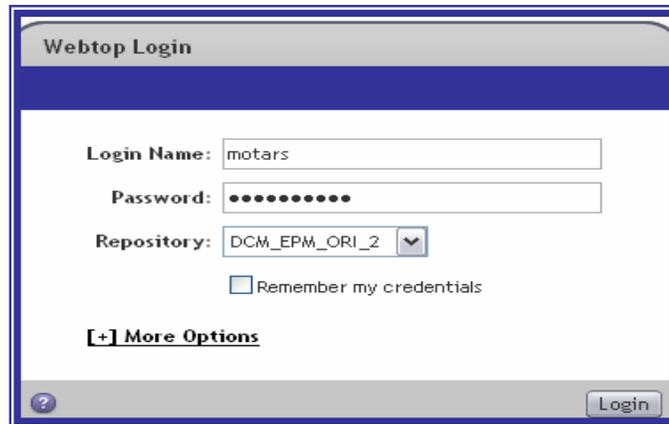
The image shows a web browser window titled "Webtop Login". It contains a form with the following fields: "Login Name:" with the text "motars" entered; "Password:" with a masked field of ten dots; "Repository:" with a dropdown menu showing "DCM_EPM_ORI_2"; and a checkbox labeled "Remember my credentials" which is unchecked. Below the form is a link "[+] More Options" and a "Login" button at the bottom right.

Figura. N° 4.2: Inicio de sesión Webtop.

2. Ingresar al sistema, señalando la pestaña Cabinets se introduce en la sección Carpeta de Pozo. (Figura N° 4.3)

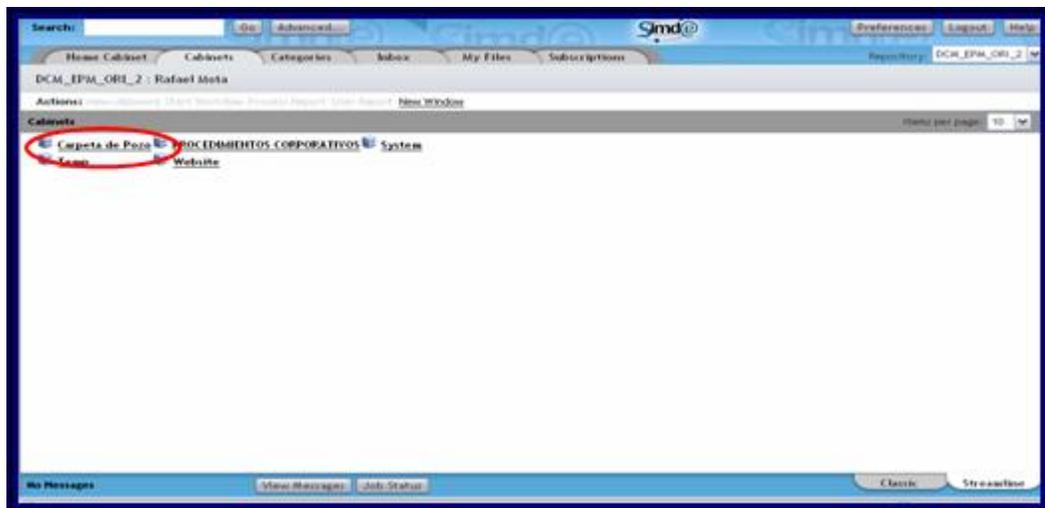


Figura. N° 4.3: Sección carpeta de pozo.

3. Seleccionar el campo de interés para tener información de los pozos completados en el área. (Figura N° 4.4)

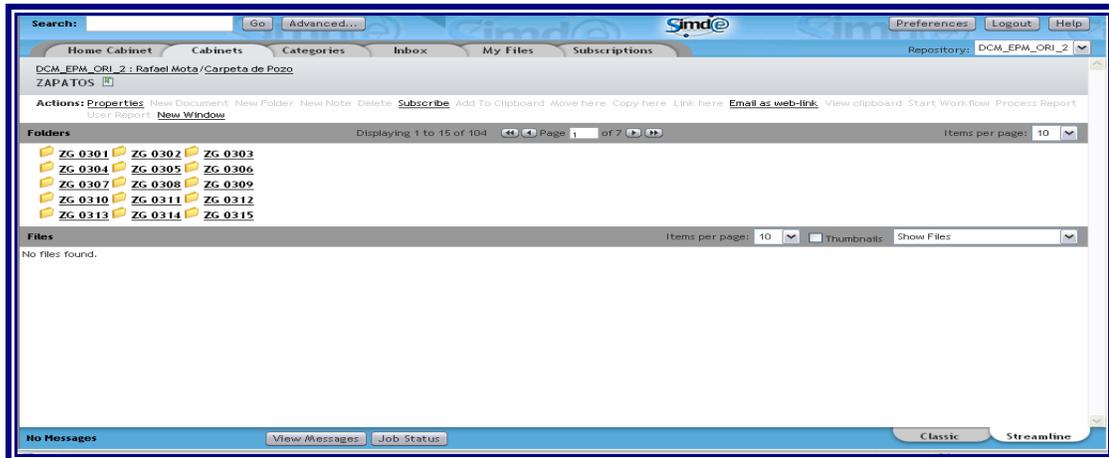


Figura N° 4.4: Lista de pozos completados.

4. En el interior de las carpetas de cada pozo la información se encuentra dividida en secciones, que agrupan la información por áreas como lo son: Correspondencia; informes financieros y de costos; diagramas, planos y registros; propuestas programas y recomendaciones, y reportes operacionales. (Figura N° 4.5)

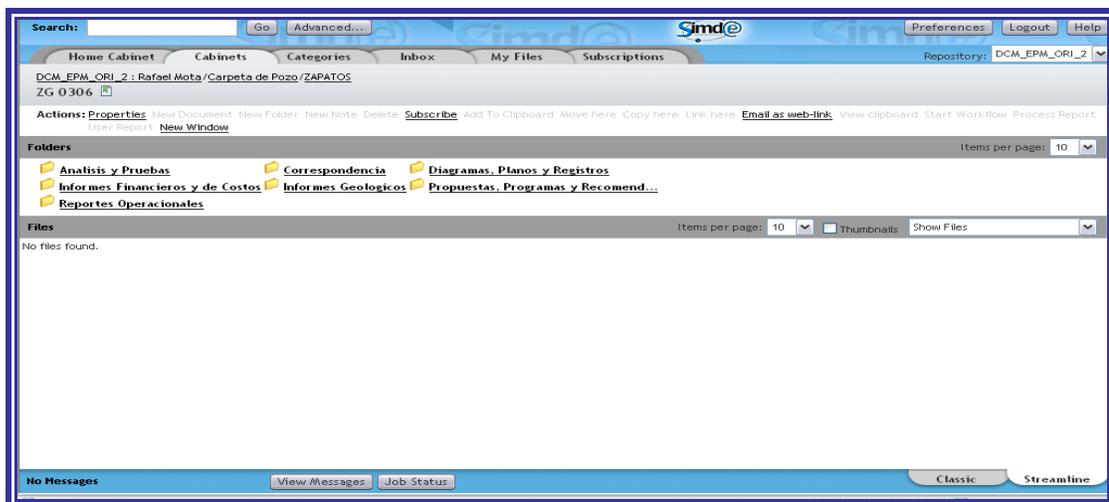


Figura. N° 4.5: Secciones contenidas en las carpetas de pozos.

La información contenida en cada sección agrupa detalles que van desde el inicio de la perforación de los pozos, considerando los problemas operacionales presentados hasta la completación; todo esto se describe de la siguiente manera:

- ✓ **Correspondencia:** Señala la información de oficios emitidos por el MENPET (Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo), aprobaciones de perforación, localizaciones y reanudación de operaciones.

- ✓ **Diagramas, planos y registros:** Contiene los planos de ubicación, registros de las arenas perforadas por el pozo indicando las características electrográficas de las mismas y los diagramas mecánicos del pozo (completación original, completaciones propuestas y diagrama mecánico actual).

- ✓ **Informes financieros y costos:** Indica las evaluaciones económicas realizadas al pozo donde se especifica el valor de los trabajos llevados a cabo.

- ✓ **Propuestas, programas y recomendaciones:** Aquí es donde se ubican todas las notas técnicas de los pozos, describiendo los trabajos realizados a cada arena completada y los posibles cambios de decisiones con respecto a la propuesta original planteada.

- ✓ **Reportes operacionales:** Se agrupan los reportes semanales de perforación, donde se describen los problemas operacionales presentados durante la perforación del pozo así como los trabajos de chequeo y reparación mecánica del pozo.

4.1.2. Carpeta en físico

En estas carpetas se encuentra archivada toda la información técnica del pozo desde su perforación hasta el cierre del mismo. Se describen los trabajos y análisis realizados a los pozos, como lo son: Pruebas de presión, pruebas de producción, análisis de núcleos y trabajos de reacondicionamiento (RA/RC).

4.2. Centinela

Corresponde a una base de datos cuyo principal objetivo es mantener actualizada la información acerca de los procesos de petróleo y gas. Presenta una gran capacidad de respuesta, así como información actualizada de las instalaciones y equipos de todas las áreas operativas del país. CENTINELA, es una herramienta de apoyo en la actualización y consulta de información de yacimientos, proyectos, pozos, completaciones, límites de producción del yacimientos y del pozo. Permite obtener información acerca de muestras de crudos, pruebas de producción, eventos y análisis.

Dentro de algunos de los beneficios que proporciona está el garantizar la calidad de los datos proporcionados, mediante el uso de modelos matemáticos de validación, facilita el control de las operaciones de recolección, procesamiento y distribución de gas y líquidos, así como el análisis de los proyectos de recuperación secundaria, de compresión de gas y de inyección de vapor. Por otra parte, automatiza los procesos de cierre y apertura de reinterpretación de yacimientos, así como facilita el seguimiento en línea de los niveles en los tanques y del proceso de embarque de crudo y productos.

La aplicación actualmente disponible es POZO (Figura N° 4.6), que facilita en control y seguimiento diario de los parámetros que rigen el comportamiento de producción de los pozos, asegurando flexibilidad de respuesta a los objetivos de

producción, inyección, control, seguimiento y análisis de las operaciones actuales y futuras. Consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances operacionales y oficiales de crudo y gas. Está compuesto por 11 funciones que son:

- ✓ Yacimientos.
- ✓ Pozos.
- ✓ Análisis.
- ✓ Eventos.
- ✓ Medidas.
- ✓ Muestras.
- ✓ Pruebas.
- ✓ Declinación
- ✓ Cierre.
- ✓ Informes.
- ✓ Interfase.

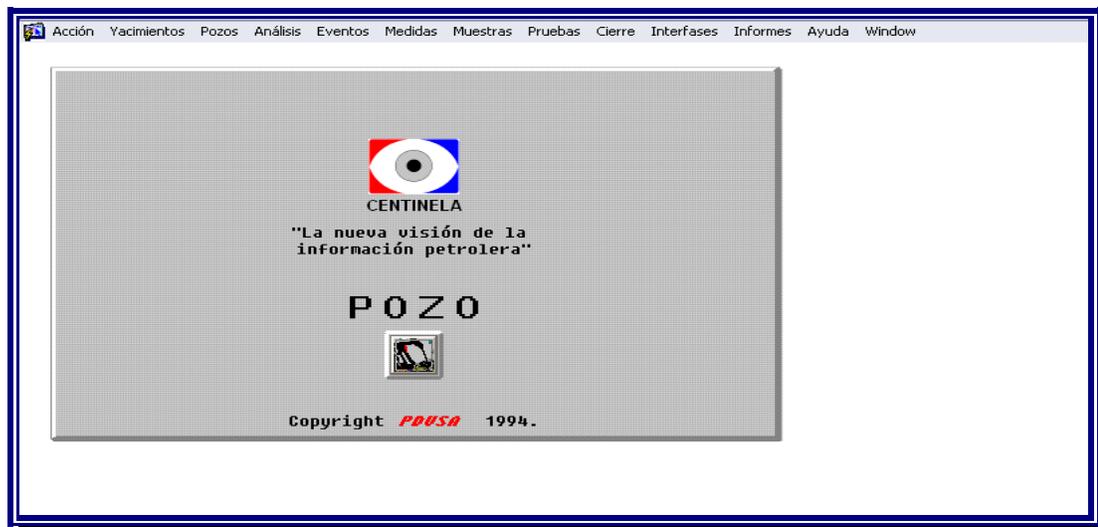


Figura. N° 4.6: Menú principal de CENTINELA-POZO.

De las funciones anteriormente mencionadas, para la realización de este trabajo se emplearon fueron:

✓ **Pozos:** Esta función permite llevar el control de toda la información relacionada con los datos básicos de los pozos y sus yacimientos, y todas las asociaciones que tienen los pozos en cuanto a reductores, válvulas de seguridad e instalaciones de superficie. (Figura N° 4.7)

Pozo Superficie		Fecha de Creación	
ZG 319		16/10/1998 12:35	
Distrito		Unidad de EYP	
32	GAS ANACO	4C	AREA MAYOR OFICINA
Zona Supervisión		Sector Operación	
45	ZONA 2, ANACO	LM16	ZAPATOS
Campo Geológico		Campo MEM	
3	46904 ZAPATOS	46904	ZAPATOS
Parcela		Empresa Operadora	
V006501	V006501	52	PDVSA GAS
Municipio		Huso Horario	
ANZ13	ANZ13	20	UTM-20-LACANOA
Localización		Coordenadas	
VZK		Latitud	UTM Este
		9.286728	379.917.8505840
		Longitud	UTM Norte
		-64.093278	1.026.748.6901530
Mesa		Terreno	
824		808	

Figura. N° 4.7: Pantalla de la función Pozos.

POZO - [Información de la Prueba de Producción de un Pozo Completación]

Acción De la Forma Lag Diluyente Ayuda Window

WPTFA711

Pozo Superficie

Pozo : ZG 319

Zona de Supervisión 45 ZONA 2, ANACO

Sector de Operación LM16 ZAPATOS

Completaciones del Pozo

Completación Ultimo Estado Sufijo Potencial

2 SEGUNDA COM NF FLUJO NATURAL 23/05/200209:07:00 Z SIMPLE SENC

Pruebas de Producción del Pozo

Generar Gráfico Niveles de Gas Aceptar Rechazar Medicion

Tipo	Fecha Inicio	Fecha Final	Instalación Tipo	Código	Equipo Tipo	Código	BTPD	BBPD	BNPD	GAST	GASL	Condi
C	16/09/200906:00	16/09/200914:00	EP	ZE07	SEPP	SVE951	16	16	10	1200		A PO
C	08/08/200906:00	08/08/200914:00	EP	ZE07	SEPP	SVE951	24	24	5	1300		A PO
C	06/07/200907:30	06/07/200916:00	EP	ZE07	SEPP	SVE951	8	8	2	1227		A PO
C	12/06/200906:00	12/06/200914:00	EP	ZE07	SEPP	SVE951	11	11	2	1186		A PO
C	08/05/200908:00	08/05/200916:00	EP	ZE07	SEPP	SVE951	8	8	2	1460		A PO

Figura. N° 4.8: Pantalla de la función Pruebas.

✓ **Pruebas:** Esta función nos permite tener los resultados de las pruebas de producción de los pozos productores, con sus respectivas validaciones además que permite elaborar el programa de pruebas para aquellos pozos que no han sido probados dentro de una unidad de explotación. (Figura N° 4.8)

4.3. OFM (Oil Field Manager)

Oil Field Manager (OFM) es una poderosa aplicación desarrollada por la compañía Schlumberger en ambiente Windows, para visualizar, relacionar, y analizar datos de producción así como generar mapas de lo yacimientos. OFM facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Además permite graficar cualquier variable dinámica por pozo para visualizar de manera cualitativa el aporte de cada pozo durante la vida productiva del yacimiento. Se puede utilizar OFM para análisis de pozos y campos, programas y operaciones de

optimización del campo; administración de reservas, planes de desarrollo, programa de mantenimiento y administración del flujo de caja, visualización de curvas de producción, entre otras actividades las cuales facilitan el estudio de un pozo, del yacimiento o de un campo en general . (Figura N° 4.9)

OFM nos ofrece una amplia variedad de tipos de datos que permite identificar tendencias, identificar anomalías y pronosticar producción.

Estos tipos de datos son los siguientes:

- ✓ Datos dependientes del tiempo (mensual, diario y esporádico).
- ✓ Datos que dependen de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación).
- ✓ Datos estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).
- ✓ Datos financieros (incluyendo ganancias y costos de las operaciones).

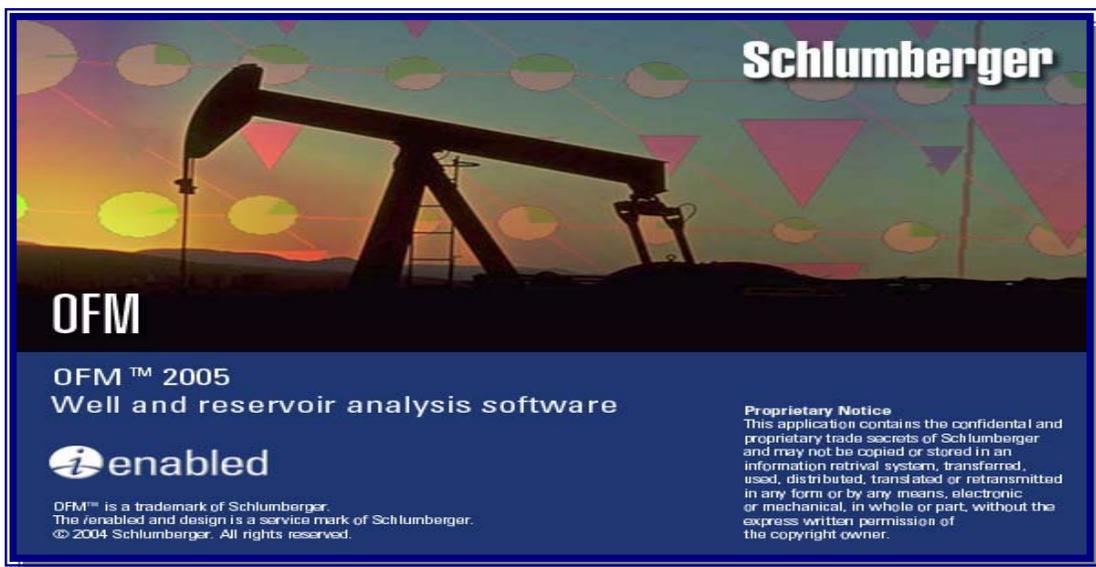


Figura. N° 4.9: Pantalla de inicio de OFM 2005.

Para iniciar una sesión de trabajo en OFM, haga doble clic sobre el icono que lo representa (generalmente se encuentra en el escritorio de trabajo), o busque en el menú de programas, seleccione el grupo que corresponde a OFM. (Figura N° 4.10)



Figura. N° 4.10: Acceso directo a OFM 2005.

Seguidamente se desplegará la ventana de la aplicación en donde se selecciona el proyecto de trabajo. Desde la barra de herramientas se debe seleccionar File / New Workspace para crear nuevos proyectos; o la opción File / Open Workspace, para seleccionar el proyecto de trabajo ubicado en el servidor Dataplic, Carpeta OFM o Carpeta privada del usuario. Una vez seleccionado aparecerá el mapa base del proyecto y ya se está en condiciones para comenzar a trabajar en OFM. (Figura N° 4.11)

OFM, dispone de una barra de menús con los comandos necesarios para realizar cualquier actividad dentro de la ingeniería de petróleo; así mismo, contiene una barra de herramientas que permite visualizar los iconos de las acciones más usadas para realizarlas de manera fácil y rápida. Para el desarrollo de esta investigación los menús fueron empleados de la siguiente forma:

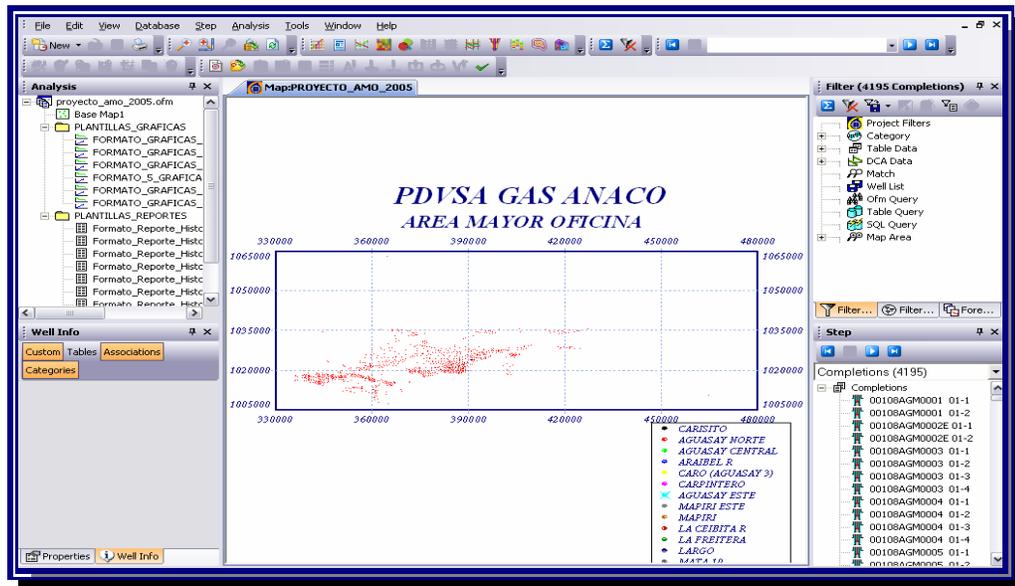


Figura. N° 4.11: Pantalla de inicio del proyecto AMO 2005-PDVSA GAS ANACO.

- ✓ **Menú File:** A través de este menú, se puede abrir el proyecto o área específica de trabajo. Permite abrir, cerrar o guardas gráficos, reportes, mapas y filtros. De igual manera, se pueden salvar imágenes de un proyecto, imprimir y salir del mismo. (Figura N° 4.12)

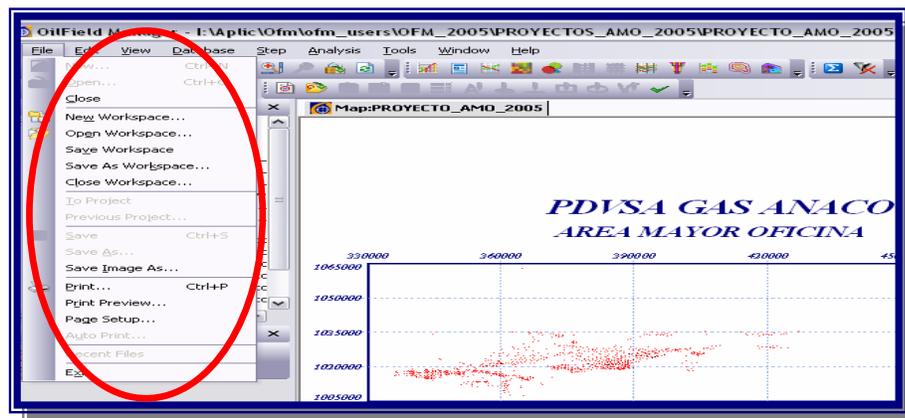


Figura. N° 4.12: Menú File desplazado, Proyecto OFM 2005.

- ✓ Stacked Left and Right: **Distribuye los paneles a la derecha y a la izquierda del mapa base. (Figura N° 4.13)**

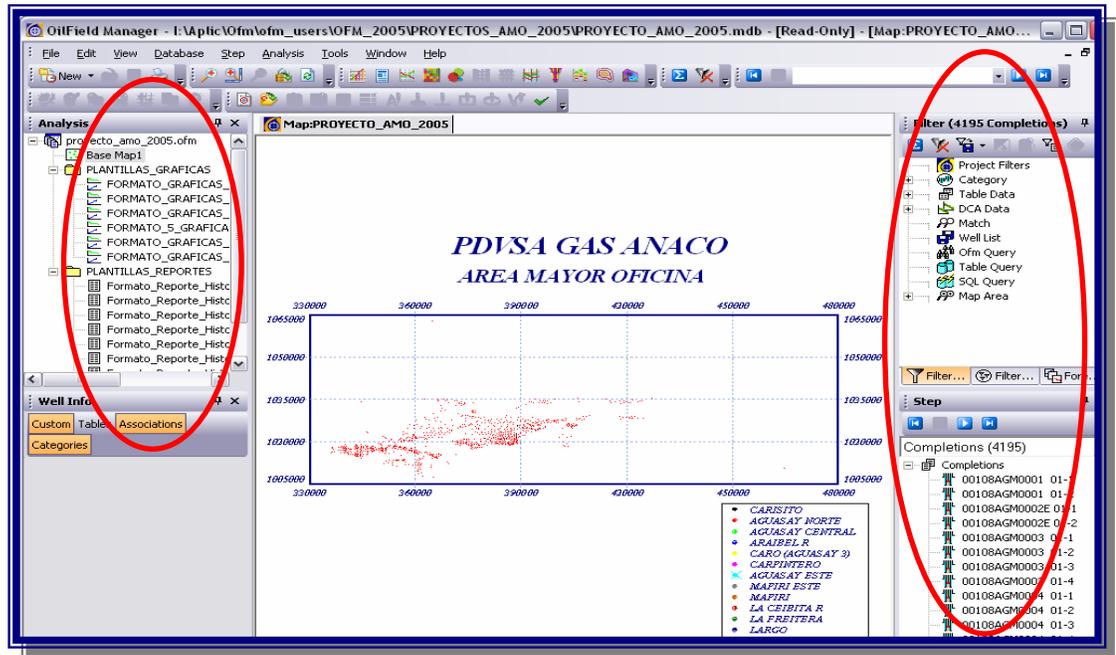


Figura. N° 4.13: Paneles de OFM 2005.

La función de los paneles corresponde a:

- ✓ **Analysis:** Este panel es de mucha utilidad, puesto que almacena las plantillas de los gráficos, reportes y mapas del proyecto a desarrollar, lo que permite aplicarlas las veces que sea necesario a cualquier pozo o filtro. Permite observar las gráficas de producción de gas, petróleo y agua, así como los históricos de producción, inyección y pruebas de presión. De igual manera, ofrece la facilidad de renombrar esas plantillas y mantenerlas ordenadas dentro de carpetas. (Figura N° 4.14)

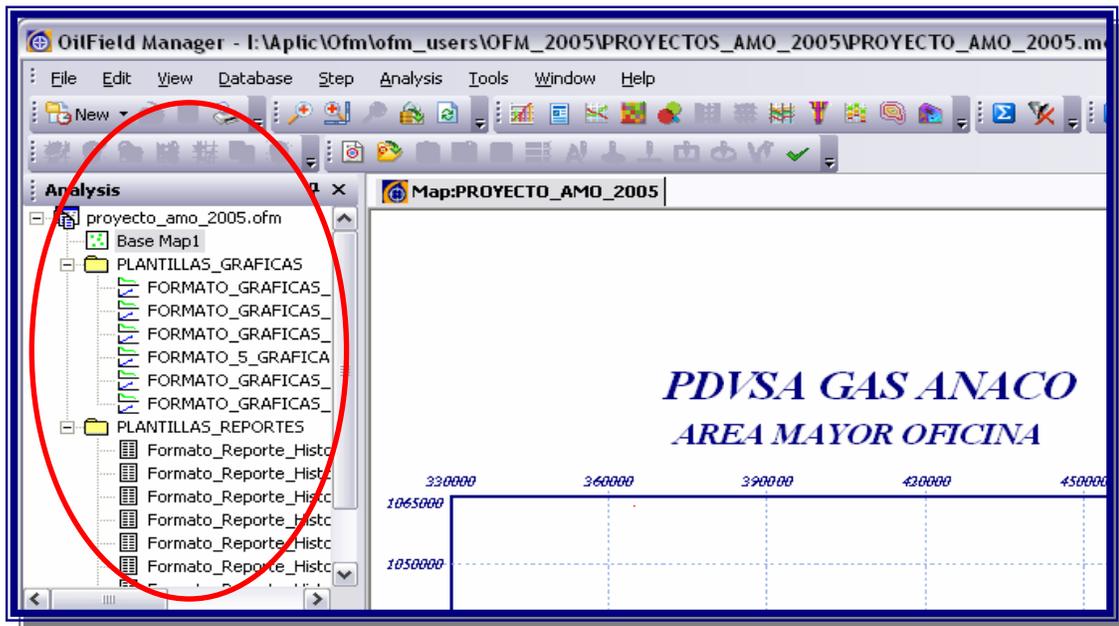


Figura. N° 4.14: Panel Analysis, ubicado a la izquierda del Mapa Base del Proyecto, OFM 2005.

✓ **Filter:** Es uno de los paneles más usados porque permite realizar selecciones de pozos fácil y rápidamente. Para utilizar eficientemente las herramientas de OFM se hace necesario, en la mayoría de los casos, realizar un filtro o consulta previamente. La función Filter permite crear un subconjunto de datos compuesto por pozos o completaciones y mostrarlos en el mapa base, al mismo tiempo permite guardarlos y poderlos utilizar en otras ocasiones. Dentro de este panel se encuentra la opción Filter-Category, donde se puede seleccionar los pozos según sus diferentes categorías, ya sea por yacimiento, campo, completación, estado, segregación, entre otros. (Figura N° 4.15)

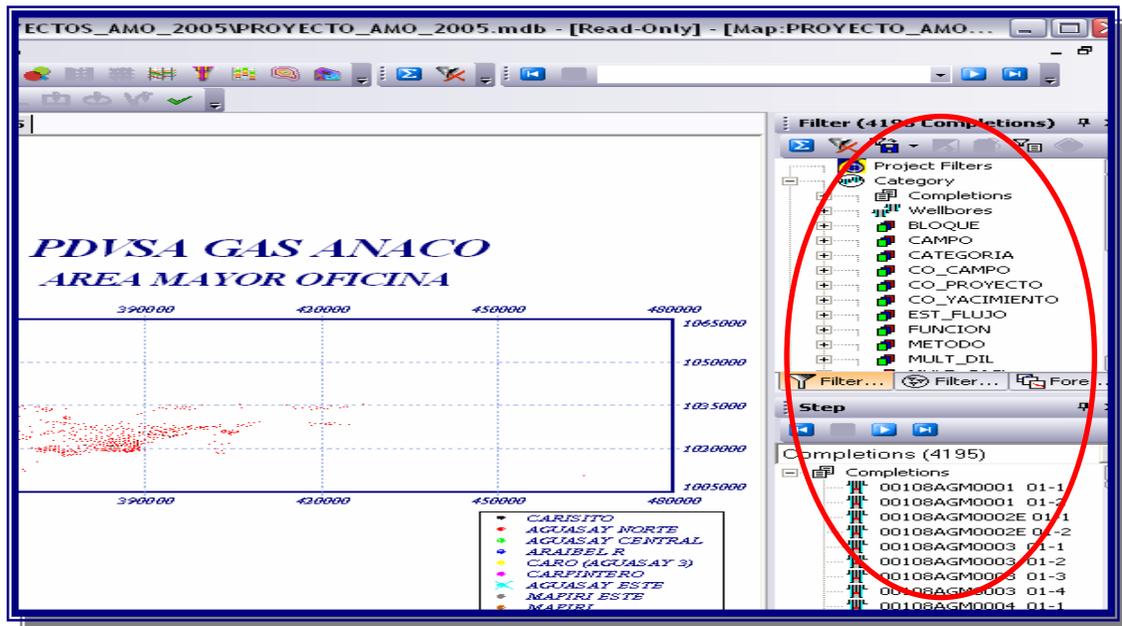


Figura. N° 4.15: Panel Filter, ubicado a la derecha del Mapa Base del Proyecto, OFM 2005.

4.4. MICROSOFT EXCEL

Este programa se utilizó con la finalidad de crear una hoja de cálculo, la cual permitió analizar los cálculos de Declinación para cada uno de los yacimientos estudiados y poder compararlos con los resultados obtenidos a través del Programa OFM. En esta hoja se introdujeron las ecuaciones establecidas por J.J Arps para el cálculo de declinación, mediante el uso de estas fórmulas se pudo obtener los valores de la declinación nominal y efectiva para cada yacimiento estudiado, siendo la declinación efectiva el valor a comparar o cotejar con el resultado arrojado por el Programa OFM. (Figura N° 4.16)

DECLINACIÓN EXPONENCIAL BASADOS EN LAS (EC ARPS) YACIMIENTO R4U ZM 312							
TIEMPO	TASA AJUSTADA	D_q	D_t	D_q/D_t	Q	D	
	MPCN	MPCN	meses	MPCN/meses	PCN	meses -1	
1	47874	-	-	-	-	-	<i>Dan</i> 0,129524
2	45704	-2171	1	-2171	46789	0,046	
3	43631	-2072	1	-2072	44668	0,046	
4	41653	-1978	1	-1978	42642	0,046	
5	39765	-1889	1	-1889	40709	0,046	<i>Dae</i> 0,121466
6	37962	-1803	1	-1803	38863	0,046	
7	36241	-1721	1	-1721	37101	0,046	
8	34597	-1643	1	-1643	35419	0,046	
9	33029	-1569	1	-1569	33813	0,046	
10	31531	-1498	1	-1498	32280	0,046	
11	30102	-1430	1	-1430	30816	0,046	
12	28737	-1365	1	-1365	29419	0,046	
13	27434	-1303	1	-1303	28085	0,046	
14	26190	-1244	1	-1244	26812	0,046	
15	25003	-1187	1	-1187	25596	0,046	
16	23869	-1134	1	-1134	24436	0,046	
17	22787	-1082	1	-1082	23328	0,046	
18	21754	-1033	1	-1033	22270	0,046	
19	20767	-986	1	-986	21260	0,046	
20	19826	-942	1	-942	20296	0,046	
	638454						

Figura. N° 4.16 Hoja de cálculo para el análisis de Declinación usando Microsoft Excel.

CAPÍTULO V. METODOLOGÍA

5.1. Consideraciones Generales

Para determinar la declinación de producción de los yacimientos activos del campo Zapatos / Mata R, se aplicó una metodología basada en el análisis de curvas de declinación de producción para los diferentes yacimientos seleccionados de dicho campo. Este estudio se realizó con la finalidad de verificar si el porcentaje de declinación del Campo Zapatos / Mata R coteja con los datos oficiales.

Los resultados que se obtendrán a través de esta metodología representarán una aproximación del comportamiento de producción de los yacimientos y el campo. Esto debido a que el Método de Curvas de Declinación de Producción es de naturaleza empírica, no requiere el uso de parámetros de yacimientos o pozos; sólo se considera los datos de producción.

El método de curvas de declinación de producción considera que “Los factores que han afectado la producción en el pasado lo continuarán haciendo en el futuro”^[5].

Es importante destacar que el análisis de curvas de declinación es un estudio complejo, porque los yacimientos y pozos pertenecientes a un campo se encuentran en condiciones dinámicas, es decir, sufren cambios constantes durante la producción.

En la Figura N° 5.1 se muestra el diagrama de flujo que se llevó a cabo para realizar el proyecto.



Figura. N° 5.1. Flujograma de la metodología de trabajo.

5.2. Recopilación Y Revisión De Información De La Zona En Estudio

En esta primera etapa se realizó una recopilación y revisión de toda la documentación bibliográfica disponible relacionada con el tema y el área en estudio, utilizando para ello textos, tesis de grado e informes técnicos lo que ayudó a aclarar y fundamentar la definición de conceptos básicos relacionados al tema en estudio, los cuales fueron de mucha utilidad en todo el desarrollo del proyecto.

Por otra parte tenemos que se utilizaron los programas OFM, CENTINELA y SIMDE para obtener la información necesaria de los yacimientos para desarrollar el proyecto; entre las que destacan la producción de petróleo, gas y agua así como la RGP , °API, y los distintos trabajos realizados en los pozos.

5.3. Validación De Producción

Una vez obtenida toda la información necesaria se procedió a validar únicamente la producción, considerando que en ella se basa el método a utilizar en el presente trabajo. Para la validación del historial de producción se realizó una hoja de cálculo en Excel donde se tomó la producción de petróleo, gas y agua mensual de la base de datos CENTINELA, posteriormente se comparó con la de OFM , cuando estas son iguales y la suma coincide con el acumulado anual se considera que la producción esta correcta, de no ser así, se utiliza la base de dato SIMDE, en donde están las carpetas de pozos y en ellas los reportes de producción, con estos se constata que la producción reportada sea la misma que la cargada en las bases de datos, de no ser así se procede a corregirla.

5.4. Selección De Los Yacimientos A Estudiar, En Función De Las Limitaciones Del Método De Declinación De Producción

Para seleccionar los yacimientos a estudiar primeramente se consideraron, las características que éste debe tener y sus respectivas limitaciones para así obtener un buen desarrollo del método de declinación y mayor grado de exactitud en los resultados, tomando en cuenta la consideración anterior se elaboraron criterios para la selección de los yacimientos a estudiar, estos son los siguientes:

- Producción considerable (petróleo acumulado mayor que cero).
- Producción con declinación y un intervalo que presente una estabilidad mayor o igual a un año.
- Los intervalos de tiempo entre las pruebas de producción deben ser iguales.
- El intervalo a estudiar debe tener la mayor cantidad de pozos activos de manera constante.
- No deben existir problemas relacionados a la formación.

Luego de establecidos los criterios a considerar para la selección de los yacimientos se procedió a llevar a cabo dicha selección, lo primero que se realizó fue tomar los historiales de producción validados de todos los yacimientos activos del campo en estudio que, ya con toda esa información organizada se filtrarán todos aquellos yacimientos que no contaban con una producción considerable y se excluyeron del grupo seleccionado para aplicarle los próximos criterios y posteriormente formar parte de los yacimientos a estudiar.

Los yacimientos con producción considerable fueron graficados (tasa de petróleo vs tiempo) y se analizó su comportamiento, de manera que los yacimientos que no presentaran un comportamiento de declinación en su producción como en algunos casos se presentaban grandes fluctuaciones en las tasas de flujo, es decir,

aumento o disminuciones que alteraban su comportamiento estos se excluían y por otra parte los que sí, se estudiaban para determinar si contaban con un intervalo estable por un período mayor o igual a un año.

Cuando ya se contaba con un intervalo relativamente aceptable, se verificó que éste contara con sus pruebas de producción en lapsos iguales de tiempo y también que en ese intervalo estuviesen produciendo la mayor cantidad de pozos de manera constante sin cierres ni aperturas, para esto se gráfico a través de OFM tasa de petróleo vs tiempo y pozos productores activos vs tiempo para así identificar paralelamente el intervalo y los pozos activos en el mismo.

Por último y utilizando la base de datos SIMDE, se verificó que en los intervalos preseleccionados, tomando en cuenta todos los criterios anteriores, no existieran problemas relacionados con la formación ni los pozos, ya con esto quedaría seleccionados los yacimientos con su respectivo intervalo a estudiar.

5.5. Caracterización Termodinámica De Los Fluidos Presentes En Los Yacimientos Seleccionados

Para caracterizar termodinámicamente los fluidos presentes en los yacimientos seleccionados se realizó a través de datos de producción (RGP Y °API). Se tomó los valores de producción (RGP y °API) de cada yacimiento, teniendo en cuenta los fundamentos teóricos de McCain (Tabla N° 5.1) se observó el rango de los valores de producción cargados con los valores teóricos, para así verificar el tipo de fluido presente en los yacimientos, estos resultados fueron comparados con los de el libro de reservas. Por ultimo se gráfico la evolución de la RGP y °API en el tiempo.

Tabla N° 5.1 Caracterización de los fluidos en el yacimiento en base a información de producción (McCain)

	<i>RGP</i>	<i>°API</i>
GAS SECO	>100.000	—
GAS HÚMEDO	>15.000	<70
GAS CONDENSADO	>3.200	>40
PETRÓLEO VOLATIL	>1.750	>40
PETRÓLEO NEGRO	<1.750	<45

5.6. Establecer El Tipo Y Porcentaje Anual De Declinación De Producción De Los Yacimientos Seleccionados

Para establecer el tipo y el porcentaje anual de declinación de cada yacimiento seleccionado se emplearon los siguientes programas: Programa Oil Field Manager (OFM 2005) y Microsoft Excel. A continuación se describe la metodología utilizada en cada uno de estos programas:

5.6.1. Tipo y porcentaje anual de declinación de producción para los yacimientos seleccionados a través del Programa OFM

5.6.1.1. Tipo de declinación de producción

Para la determinación del tipo de declinación para cada yacimiento se utilizó la aplicación del Programa Oil Field Manager (OFM 2005), en el cual se empleó la técnica de declinación (Exponencial, Hiperbólica, Armónica) para cada período seleccionado de los yacimientos. El tipo de declinación predominante en los

yacimientos será el método que presente menor error promedio de estimación con respecto al comportamiento real de producción.

Para llevar a cabo lo dicho anteriormente se procedió de la siguiente forma:

✓ Una vez iniciado el OFM y cargado el proyecto en el cual se encontraban los yacimientos seleccionados para el estudio, se realizó un filtro para un determinado yacimiento a través de la opción **FILTER/FILTER BY CATEGORY**, como se muestra a continuación en la Figura N° 5.2.

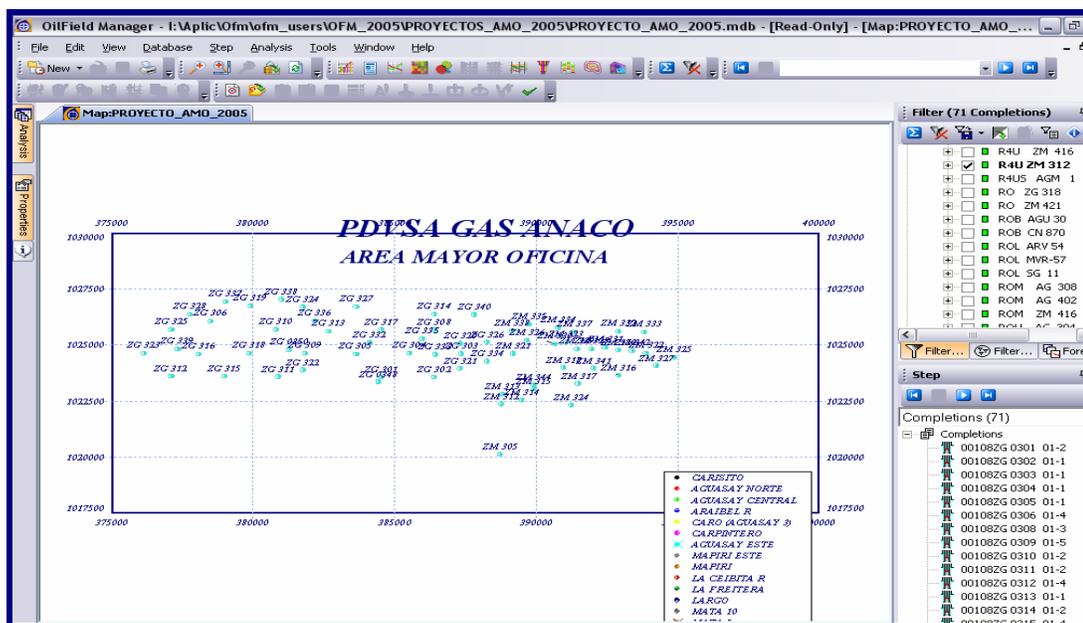


Figura. N° 5.2. Plantilla para la selección del yacimiento.

✓ Se seleccionó el yacimiento a estudiar y se realizó el reporte con los parámetros que se requerían (Fecha o tiempo, Tasa Real de Petróleo y/o gas, Petróleo y/o Gas Acumulado, etc.), como se observa en la Figura N° 5.3.

OilField Manager - I:\Aplic\Ofm\ofm_users\OFM_2005\PROYECTOS_AMO_2005\PROYECTO_AMO_2005.mdb - [Read-Only] - [Report Formato_Reporto_Histor...]

Report - File Edit View Database Step Analysis Tools Window Help

Report Formato_Reporto_Histor...

POZO YACIMIENTO R4U ZM 312

	YACIMIENTO	CAMPO	FECHA	Tasa Real de Gas Mpc/d	Gas Mensual Mpc	Gas Acumulado Finder MMpc	Tasa Real de Petróleo bts/d
1	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/01/1958	72.2	2239	2.239	41.2
2	R4U ZM 312	ZAPATOS	28/02/1958	639.7	19132	21.371	553.3
3	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/03/1958	762.6	23641	45.012	614.4
4	R4U ZM 312	ZAPATOS	30/04/1958	1084.7	32541	77.553	945.3
5	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/05/1958	2823.9	68047	145.600	2425.2
6	R4U ZM 312	ZAPATOS	30/06/1958	3994.8	119843	265.443	4104.2
7	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/07/1958	4347.1	125042	390.485	5316.5
8	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/08/1958	6395.2	181477	571.962	5696.2
9	R4U ZM 312	ZAPATOS	30/09/1958	8786.6	213451	785.413	7011.4
10	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/10/1958	7721.9	227612	1013.025	6097.1
11	R4U ZM 312	ZAPATOS	30/11/1958	8422.8	253573	1266.598	7041.0
12	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/12/1958	12100.7	362453	1629.051	9524.6
13	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/01/1959	14248.4	430118	2059.169	10073.7
14	R4U ZM 312	ZAPATOS	28/02/1959	14573.6	402250	2461.419	9414.5
15	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/03/1959	15850.5	489371	2950.790	10384.6
16	R4U ZM 312	ZAPATOS	30/04/1959	13745.8	322771	3295.283	9528.7
17	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/05/1959	211.5	4018	3300.873	119.4
18	R4U ZM 312	ZAPATOS	30/06/1959			3300.873	
19	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/07/1959	153.5	4913	3305.786	189.9
20	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/08/1959	1744.7	54086	3359.872	2028.8
21	R4U ZM 312	ZAPATOS	30/09/1959			3359.872	
22	R4U ZM 312	ZAPATOS	31/10/1959			3359.872	
23	R4U ZM 312	ZAPATOS	30/11/1959	241.8	7255	3367.127	248.0

09/21/09 15:27:20

Figura. N° 5.3. Reporte anual para el yacimiento seleccionado.

✓ Luego de escoger el yacimiento y realizado el reporte, se procedió a la creación de gráficos de Tasa de Petróleo en función del Tiempo. Posteriormente, se ejecutó la activación del módulo análisis de declinación siguiendo la ruta **ANALYSIS/FORECAST** como se muestra en la Figura N° 5.4. Después de activar el módulo de análisis de declinación se ajustó el **SCENARIO** (Figura N° 5.5). La opción **SCENARIO** se activó pulsando el botón derecho del mouse sobre la gráfica generada al activar la opción **FORECAST**.

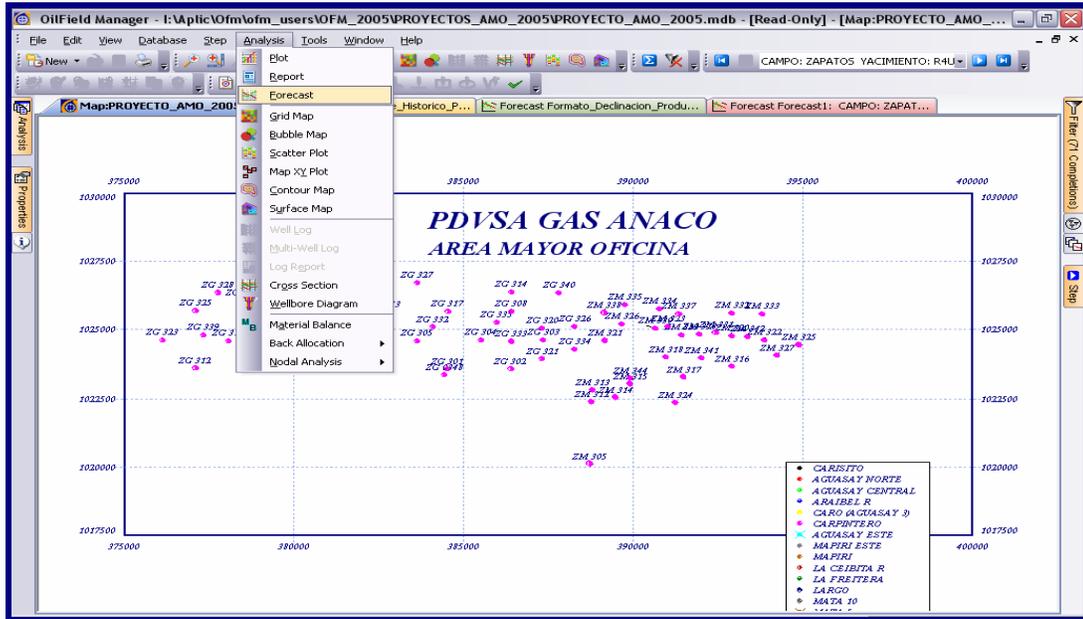


Figura. N° 5.4. Plantilla que muestra la activación del módulo de declinación.



Figura. N° 5.5. Plantilla que muestra la opción Escenario.

✓ Una vez activada la opción **Escenario**, se pulsó el mismo botón y se desplegó la ventana **CURRENT SCENARIO: YACIMIENTO: R4U ZM 312**, donde se ajustaron las propiedades del fluido a través de la opción **FLOW MODEL** (Figura N° 5.6), y los parámetros de la técnica a utilizar se ajustaron mediante la opción **FORECAST** (Figura N° 5.7).

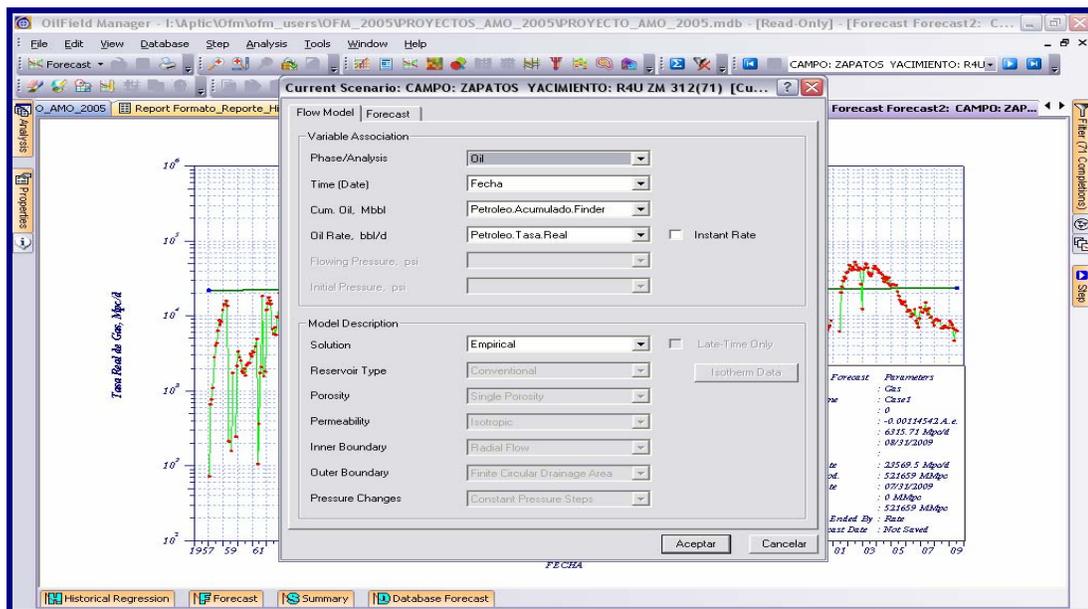


Figura. N° 5.6. Plantilla que muestra la carpeta Flow Model.

Los parámetros del fluido pueden ser ajustados a través de las siguientes propiedades que se encuentran en las opciones mencionadas anteriormente:

- **Phase/Analysis:** Se selecciona el tipo de fluido (petróleo, gas, agua) con el cual se requiere calcular la declinación de producción. En este estudio se empleó la opción oil y/o gas, de acuerdo a los yacimientos seleccionados.
- **Time (Date):** Permite asignar en el eje de las abscisas “X”, la fecha.
- **Oil Rate / Gas Rate:** Permite asignar en el eje de las coordenadas “Y” el tipo de tasa a utilizar, ya sea Petróleo.Tasa.Real o Gas.Tasa.Real.

- **Properties:** Permite asignar el resto de los parámetros con los que se desea realizar la declinación de producción, como lo es el tipo de ajuste a través de la opción **History Match/ FitType**, selección para la cual se aplicó los tres tipos de ajustes (Exponencial, Hiperbólica y Armónica).
- **Historical Regresión/Type:** Por medio de esta opción se selecciona el tipo de ajuste que se empleará para calcular el factor de declinación en cada yacimiento. Para dicha selección se aplicarán los tres tipos de ajustes (Exponencial, Hiperbólico, Armónico), las cuales se rigen por las ecuaciones de Arps.

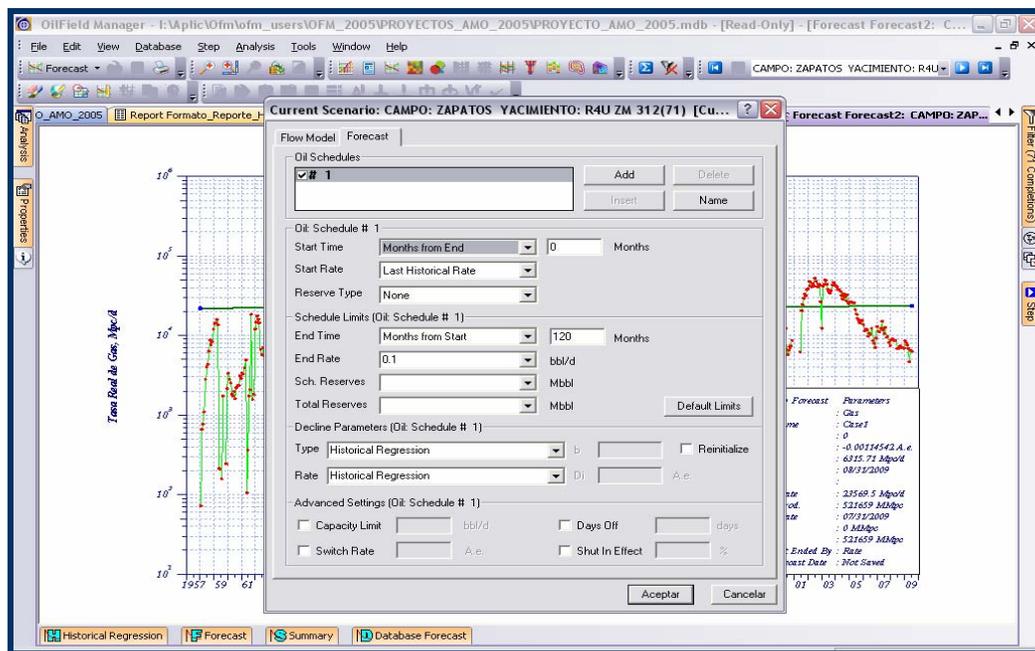


Figura. N° 5.7. Plantilla que muestra la carpeta Forecast.

✓ Después de haber ajustados las propiedades del fluido, se seleccionaron los puntos o las tasas donde se calcularía el factor de declinación del yacimiento, excluyéndose de esta selección todos aquellos valores que se alejaban de la tendencia real y que pudieran alterar el valor de declinación. Sobre el gráfico se hace click al botón

derecho del mouse y se obtiene la opción **LIMITS/RANGE** como se muestra en la figura N° 5.8 y se establece el período seleccionado para realizar la declinación.

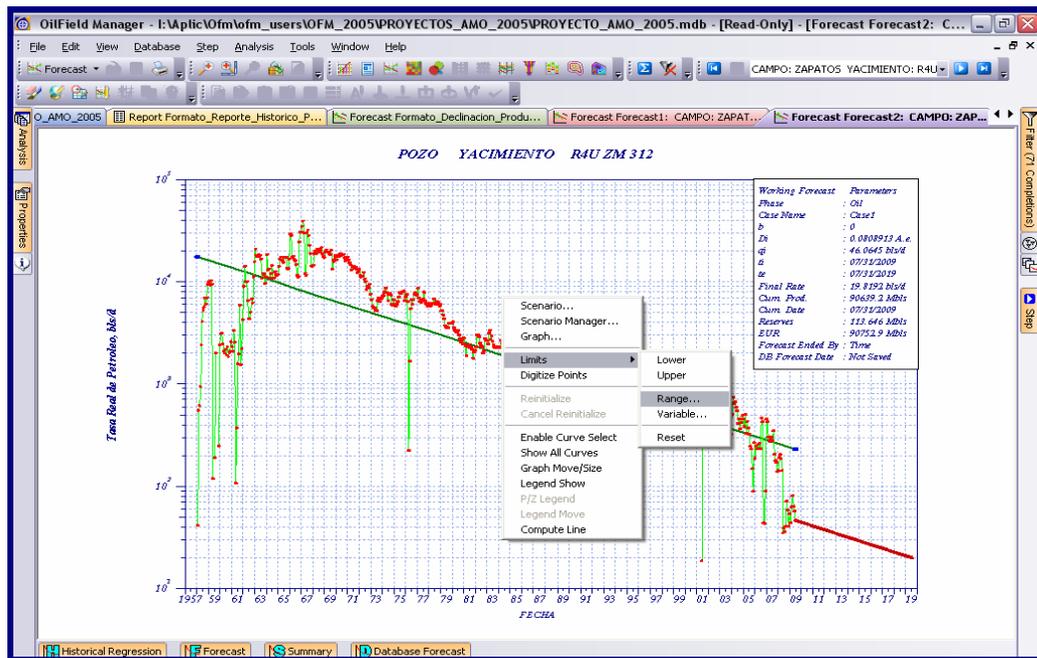


Figura. N° 5.8. Plantilla que muestra la opción Limits/Range.

En la opción **RANGE** se asigna un valor de fecha inicial y final del período (en el eje X) a la cual se calcula la declinación, como se muestra en la figura N° 5.9 y se obtiene el período seleccionado para realizar el estudio (Figura N° 5.10)



Figura. N° 5.9. Plantilla que muestra la opción Range.



Figura. N° 5.10. Plantilla que muestra el período seleccionado.

Dadas todas las condiciones para cada módulo del OFM se observó en el gráfico (Figura N° 5.11) el factor de declinación “D” y el exponente de declinación “b”, el cual de acuerdo a su valor representa el tipo de declinación (b = 0, Exponencial, 0 - 1, Hiperbólica y b = 1, Armónica).

Ya definidos todos los parámetros requeridos se aplicaron cada uno de los métodos de declinación de producción y se calcula el error promedio de cada método, con el fin de determinar cual era el método que más ajusta al comportamiento de producción de los yacimientos.

A través de la opción **Historical Regression** del OFM se obtiene un reporte de la tasa real de producción y tasa de producción calculada (ajustada por el método) en función del tiempo. Mediante este reporte se calculó un error promedio de la producción obtenida con cada técnica respecto a la producción real de cada yacimiento.

Estos valores fueron exportados a una hoja de cálculo de Excel donde se programó, la siguiente ecuación:

$$Error_{prom} = \frac{\sum_i^n \left| \frac{q_{Real} - q_{Calc}}{q_{Real}} \right|_{Abs}}{n} \quad (Ec. 5.1)$$

Donde:

Error prom= Error promedio (Fracción).

qCalculado= Tasa de producción calculada (Bls/Año).

q_{real}= Tasa de producción real (Bls/Año).

De los tres ajustes realizados fue seleccionado aquel que presentó menor error promedio del comportamiento de producción calculado respecto al comportamiento real del yacimiento.

El reporte de OFM, puede ser visualizado al pulsar la pestaña **Historical Regression**, ubicada en la parte inferior de la pantalla (Figura 5.11).



Figura. N° 5.11. Despliegue del reporte generado a través de Historical Regression.

5.6.1.2 Porcentaje anual de declinación de producción de los yacimientos seleccionados a través del Programa OFM.

El porcentaje anual de declinación de producción no es más que el factor de declinación “Di” expresado en porcentaje. Este factor representa el porcentaje de disminución de la capacidad de producción de un pozo, yacimiento o campo con el

tiempo, cuando se ven alteradas las condiciones dinámicas y la movilidad de los fluidos en el yacimiento. Este factor es muy importante porque permite predecir el comportamiento futuro de pozos, yacimientos y campos. El factor de declinación puede ser de dos tipos: Nominal y efectiva.

Al calcularse el tipo de declinación de los yacimientos con este programa también se determinó el porcentaje anual de declinación, ya que al ejecutar el programa se activó el módulo de análisis de declinación siguiendo la ruta **ANALYSIS/FORECAST**.

Una vez activado este módulo en la opción **SCENARIO** se ajustaron las propiedades del fluido y parámetros referentes al método (Declinación Exponencial, Hiperbólica y Armónica) que se utilizó en este estudio. También, el método a aplicar se ajustó a través de la opción **PROPERTIES** (Figura N° 5.12). Esta opción permite establecer el factor de declinación “Di”, el cual puede ser “Nominal mensual o anual y efectiva mensual o anual”; este fue obtenido seleccionando en la misma opción **PROPERTIES**, la pestaña **TYPE** por medio de la cual se seleccionó la opción **YEARLY EFFECTIVE** o efectiva anual. El valor del factor de declinación efectiva anual puede ser observado en la leyenda que posee el gráfico (Figura N° 5.13).



Figura. N° 5.12. Plantilla que muestra la opción Properties.



Figura. N° 5.13. Plantilla que muestra la leyenda y la opción Type.

5.6.2. Tipo y porcentaje anual de declinación de producción para los yacimientos seleccionados a través del Programa Microsoft Excel.

Para determinar el tipo y el porcentaje anual de declinación de los yacimientos a través del Programa Microsoft Excel se utilizaron las ecuaciones de Arps.

En el desarrollo de esta etapa se elaboró una hoja de cálculo en Excel que permite calcular las diferentes tasas de declinación siempre y cuando el tipo de declinación predominante sea exponencial, de no ser así se obtendrían resultados erróneos dado que la hoja de cálculo está programada para trabajar con declinación exponencial únicamente; también es importante resaltar que se calculará la tasa de declinación anual efectiva.

5.6.2.1 Tipo de declinación de producción

En el trabajo con Excel se utilizó la producción de los períodos seleccionados en cada uno de los yacimientos escogidos, para construir gráficas que ayudarán a determinar el tipo de declinación, estas son, logaritmo de la tasa de petróleo ó gas vs. Tiempo y logaritmo de la tasa de petróleo ó gas vs. petróleo ó gas Acumulado, en ellas se podrá observar que cuando la tendencia de la primera gráfica es lineal se está en presencia de una declinación exponencial de no ser así se observa el comportamiento de la segunda gráfica y si es lineal el tipo de declinación será armónica de no cumplirse en ninguna de las gráficas la tendencia lineal se asume por descarte que el tipo de declinación es hiperbólica. A continuación se describe en detalle y con ejemplos los procedimientos de trabajo con EXCEL.

Primeramente se ejecuta el programa y localiza la hoja de cálculo donde posteriormente se introducen los valores de tasas de petróleo y tiempo, lográndose así obtener los diferentes comportamientos en las gráficas correspondientes y con la

ayuda de la teoría, se procede analizar el comportamiento en las diferentes graficas y así lograr establecer el tipo de declinación (figura 5.14).

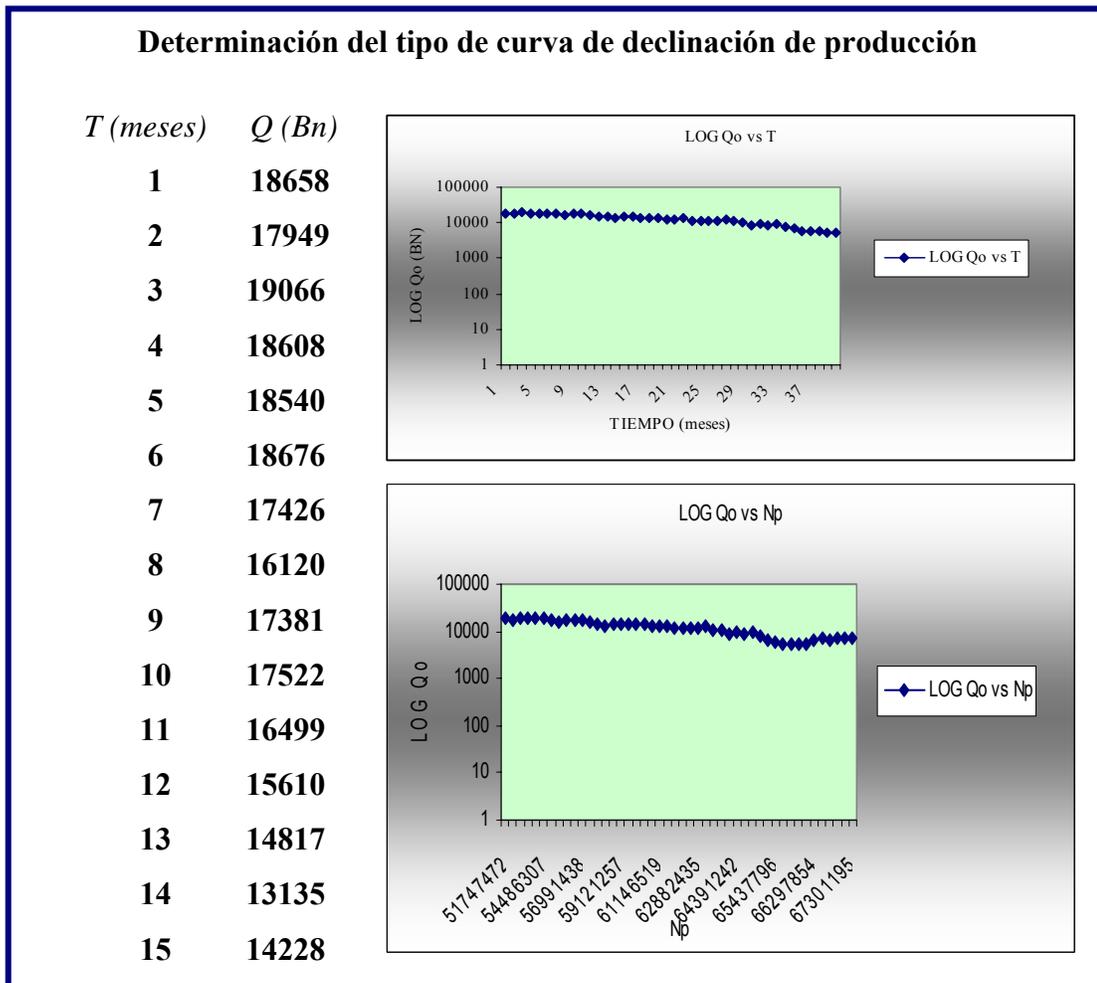


Figura 5.14. Ventana de la hoja de cálculo para determinar el tipo de declinación.

5.6.2.2. Porcentaje anual de declinación de producción de los yacimientos seleccionados a través del Programa (EXCEL).

En este procedimiento primeramente ejecutamos el programa abriendo el archivo donde este guardada la hoja de cálculo, luego en ella se introducen los tiempos y tasas de petróleo correspondientes al intervalo a estudiar, posteriormente se ajusta la gráfica a la cantidad de valores existentes y automáticamente se observa un ajuste para estos puntos en una línea de tendencia, esta nos arrojará una ecuación de ajuste en la que podremos automáticamente obtener la declinación mensual nominal en el valor que acompaña a (x) y un coeficiente de determinación a través del cual se conoce la magnitud del ajuste (figura 5.15).

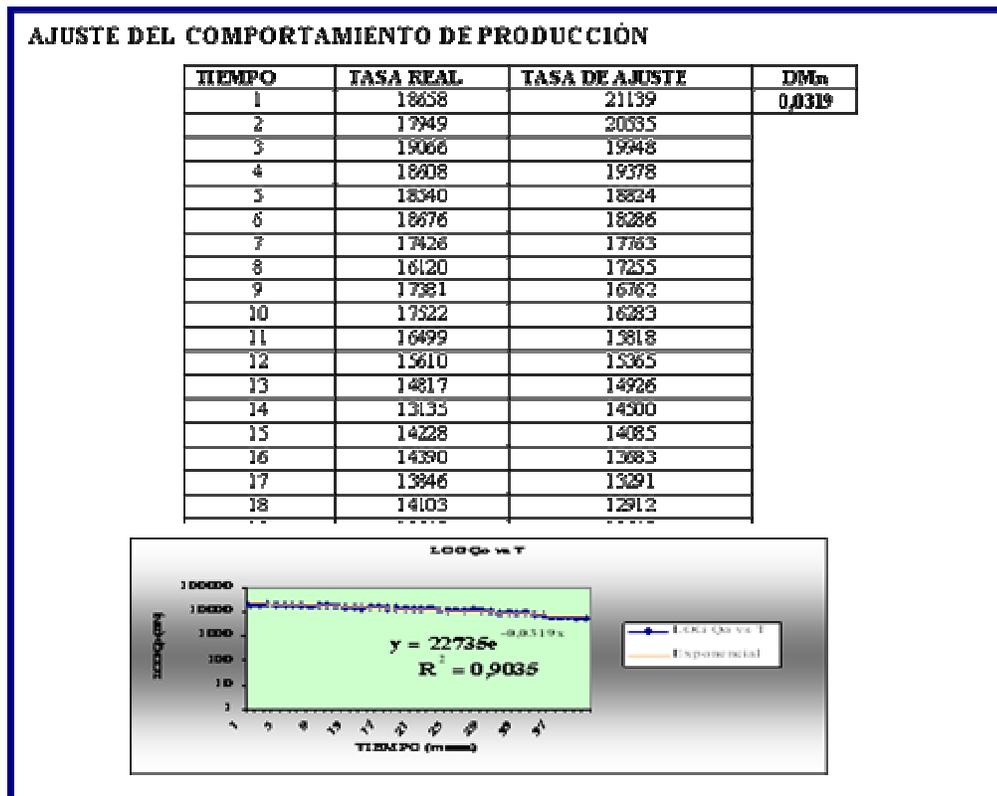


Figura N° 5.15: Ventana de la hoja de cálculo para ajustar la producción.

Ahora se toma la ecuación de ajuste que se encuentra en la parte superior derecha de la gráfica y se introduce en la primera celda correspondiente a la columna de ajuste y corremos el cálculo hasta el último valor, logrando así tener las tasas ajustadas para el intervalo en estudio, estos valores se copian directamente en otra hoja donde se ejecutan los cálculos matemáticos a través de la ecuación de Arps. (Tabla N° 5.2), ver Apéndice F.

Tabla N° 5.2: Ventana de la hoja de cálculo para determinar la tasa de Producción y declinación anual nominal. Declinación exponencial basados en las (Ec. Arps)

1	21139					
2	20555	<i>Dq</i>	<i>Dt</i>	<i>Dq/Dt</i>	<i>Q prom.</i>	<i>D</i>
3	19748	<i>BN</i>	<i>meses</i>	<i>BND/meses</i>	<i>BN</i>	<i>meses⁻¹</i>
4	19378	-570	1	-570	19663	0,0290
5	18824	-554	1	-554	19101	0,0290
6	18286	-538	1	-538	18555	0,0290
7	17763	-523	1	-523	18024	0,0290
8	17255	-508	1	-508	17509	0,0290
9	16762	-493	1	-493	17009	0,0290
10	16283	-479	1	-479	16523	0,0290
11	15818	-465	1	-465	16050	0,0290
12	15365	-452	1	-452	15591	0,0290
13	14926	-439	1	-439	15146	0,0290
14	14500	-427	1	-427	14713	0,0290
15	14085	-414	1	-414	14292	0,0290
16	13683	-403	1	-403	13884	0,0290
17	13291	-391	1	-391	13487	0,0290
18	12912	-380	1	-380	13101	0,0290
19	12542	-369	1	-369	12727	0,0290
20	12184	-359	1	-359	12363	0,0290
21	11836	-348	1	-348	12010	0,0290
22	11497	-338	1	-338	11667	0,0290
23	11169	-329	1	-329	11333	0,0290

DAn	0,16274	DMn	0,04029
------------	----------------	------------	----------------

Mediante la elaboración de la hoja de cálculo se obtuvo el factor de declinación del yacimiento “D_i”, el cual es de tipo nominal anual porque al realizarse el promedio de los factores de declinación para cada intervalo de tiempo de los yacimientos seleccionados se considera un cambio relativo de la tasa de producción por unidad de tiempo. Para establecer una comparación del porcentaje de declinación anual obtenido por Excel con el de OFM, se debe transformar este término a declinación efectiva anual porque este factor de declinación es la que presenta mayor correspondencia con la tasa real de producción registrada.

Los porcentajes de declinación nominal anual determinados con Excel pueden ser convertidos a porcentajes de declinación anual efectiva a través de la siguiente ecuación:

$$De = 1 - e^{(-D_n)} \quad (\text{Ec. 5.2})$$

Donde:

D_e = Tasa de declinación efectiva anual, (año⁻¹).

D_n = Tasa de declinación nominal anual, (año⁻¹).

Luego se calculó un porcentaje de error a para cada una de las declinaciones obtenidas a través de OFM y Microsoft Excel utilizando la Ec. 5.3, para así determinar las diferencias existentes entre ambos métodos.

$$\%Error = \left| \frac{D_{observado} - D_{medido}}{D_{observado}} \right| * 100 \quad (\text{Ec. 5.3})$$

Donde:

$D_{observado}$ = declinaciones arrojadas por el OFM.

D_{medido} = declinaciones arrojadas por hoja de cálculo.

CAPÍTULO VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1. Discusión De Resultados

Las curvas de declinación de producción constituyen un método dinámico que permite predecir la capacidad de producción futura de campos de petróleo y/o gas, cuando no se requiera del conocimiento de parámetros de pozos o del yacimiento y solo se cuente con los datos de producción. En este estudio se realizó el análisis de las curvas de declinación del campo Zapatos / Mata R, con la finalidad de estimar el factor de declinación de los yacimientos activos de dicho campo.

De acuerdo a estudios realizados se ha establecido que esta área presenta un factor de declinación efectiva anual para los yacimientos de petróleo de 20 %, mientras que para yacimientos de gas es de 12 %.

6.2. Validación De La Información De Producción De La Zona En Estudio

Una vez recopilada la información y realizado un análisis comparativo entre la producción acumulada en Centinela y la producción acumulada de los yacimientos cargada en el Programa Oil Field Manager (OFM 2005), se pudo constatar que de 22 yacimientos activos pertenecientes al Campo Zapatos / Mata R, solamente 17 presentaron concordancia entre ambos datos, validando así la producción de los mismos; los 5 yacimientos restantes presentaron cierto grado de incongruencia, ya que mostraban datos de producción acumulada en centinela pero dicha información no se estaba registrada en el Programa Oil Field Manager (OFM 2005) (Tabla N° 6.1).

Tabla. N° 6.1. Yacimientos pertenecientes al Campo Zapatos / Mata R.

YACIMIENTO	PRODUCCIÓN ACUMULADA	
R4U ZM 312	Aplican el Método de Declinación de producción.	Producción acumulada mayor que cero.
S3U ZM 315		
L0L1 ZG 303		
L2U MVR 64		
M1U ZM 311		
M2B MVR 52		
L2L MVR 96		
L2M MAT 176		
R3 ZG 317		
S3M ZG 304		
S5L ZM 312		
M3U MVR 1		
O1 ZM 301		
O1 ZG 310		
U2M ZM 306		
R2A MVR 51		
R4L MVR 54		
M3L MVR 64		
R3M MVR 54		
F8 MVR 6		
S3S ZG 304	No se les realizó el análisis de Declinación de producción.	Presentaban información de producción en Centinela, pero no se encontraban en el programa OFM.
R4L,I ZM 324		

6.3. Selección De Los Yacimientos En Función De Las Limitaciones Del Método De Declinación De Producción

Para la selección de los yacimientos se consideraron solamente aquellos que cumplieron con los criterios establecidos; para así definir el análisis de declinación a emplear. Estos criterios se basaron en: presentar una producción considerable (Petróleo y/o gas acumulado mayor a cero), período de producción representativo del yacimiento, la historia de producción de los yacimientos debe ser continúa sin interrupciones y no deben ser el resultado de cambios en la estrategia de explotación. Los yacimientos seleccionados que cumplieron los criterios nombrados anteriormente se muestran en la Tabla N° 6.2 con sus respectivas características.

Tabla. N° 6.2. Yacimientos seleccionados para el estudio.

<i>CAMPO</i>	<i>YACIMIENTOS</i>	<i>TIPO DE FLUIDOS</i>
ZAPATOS / MATA - R	R4U ZM 312	LIVIANO
	S3U ZM 315	MEDIANO
	M1U ZM 311	LIVIANO
	L0L1 ZG 303	LIVIANO
	L2L MVR 96	LIVIANO
	L2U MVR 64	LIVIANO
	M2B MVR 52	GAS CONDENSADO

Es importante destacar que ciertos yacimientos presentaron problemas que impedían su selección (Ver Tabla N° 6.1). Las causas principales fueron:

- ✓ Yacimientos no estabilizados donde la tendencia del comportamiento de producción presenta varias fluctuaciones de la tasa de flujo y además presentaban períodos de producción interrumpidos (Figura N° 6.1)
- ✓ Yacimientos con pocos datos de producción (Figura N° 6.2)

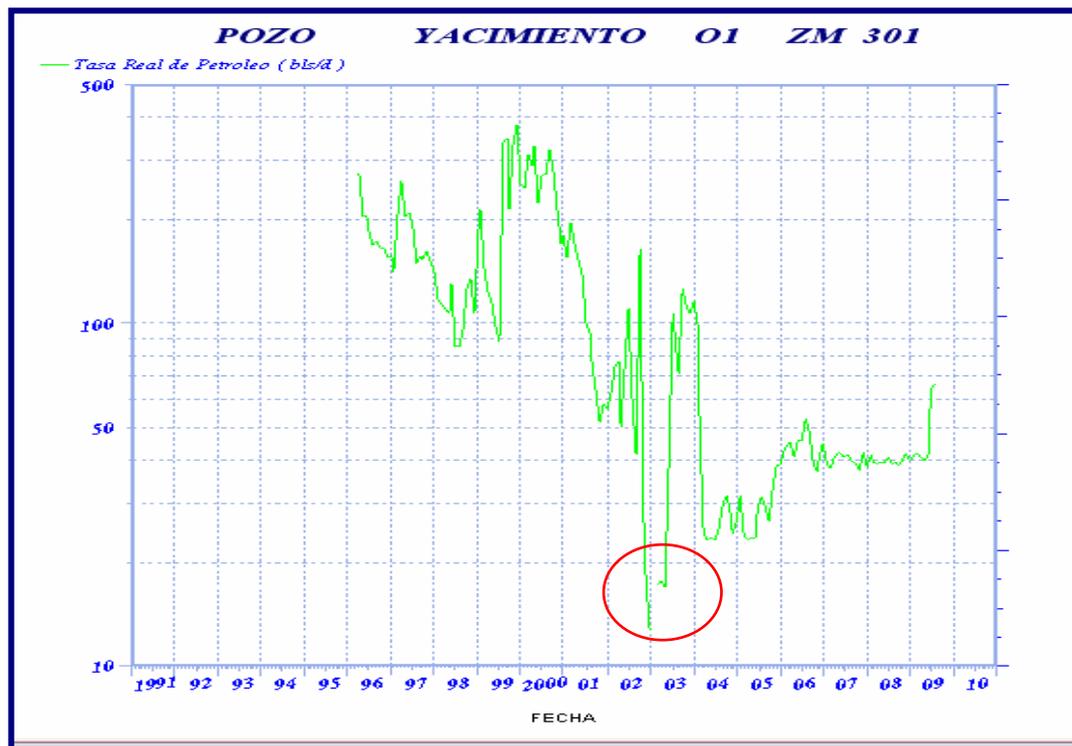


Figura. N° 6.1. Comportamiento de producción no estabilizado del Yacimiento 01 ZM 301.

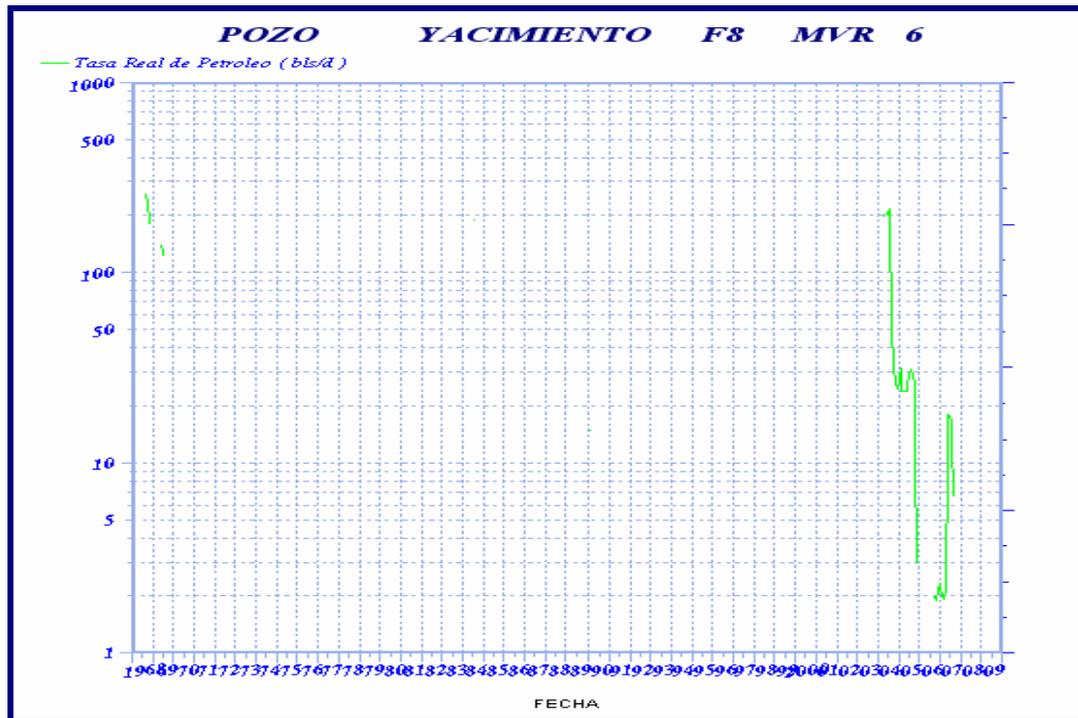


Figura. N° 6.2. Comportamiento del Yacimiento F8 MVR 6 con pocos datos de producción.

6.4. Caracterización Termodinámica De Los Fluidos Presentes En Los Yacimientos Seleccionados A Trvés De Datos De Producción

Una vez obtenido el rango de los valores de producción (RGP y °API), se comparó con los fundamentos teóricos de MacCain para verificar el tipo de fluido presente en los yacimientos (Tabla N° 5.1), de los cuales 6 yacimientos se encontraron en el rango que correspondía para Petróleo Liviano y un (1) yacimiento de Gas Condensado (Tabla N° 6.3); por último se realizó gráficas de RGP y °API en el tiempo observando en los siete (7) yacimientos que la RGP y °API aumentan cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de saturación. (Ver en Apéndice B).

Tabla. N° 6.3. Valores de Producción de los Yacimientos seleccionados.

	RGP	°API	TIPO DE FLUIDO (MacCain)	TIPO DE FLUIDO (Libro de Reservas)
R4U ZM 312	1696	34	LIVIANO	LIVIANO
S3U ZM 315	1706	30	MEDIANO	MEDIANO
M1U ZM 311	1511	40	LIVIANO	LIVIANO
L0L1 ZG 303	1743	33	LIVIANO	LIVIANO
L2L MVR 96	1727	35	LIVIANO	LIVIANO
L2U MVR 64	1675	45	LIVIANO	LIVIANO
M2B MVR 52	7664	44	GAS CONDENSADO	GAS CONDENSADO

6.5. Tipo De Declinación De Producción De Los Yacimientos Seleccionados

Para establecer el tipo de declinación de los yacimientos seleccionados se utilizaron los Programas OFM y Microsoft Excel. Con la herramienta OFM se obtuvieron gráficos de la tasa de real de petróleo y/o gas en función del tiempo y a través de estos se pudo observar los períodos en los cuales se presentaba la mejor tendencia de declinación y así poder elegir los datos de producción con los que se calcularon las declinaciones aplicando las tres métodos de declinación de producción (Exponencial, Hiperbólica y Armónica).

Mediante la aplicación de estos métodos se obtuvo un comportamiento de producción ajustada para cada método de declinación de producción. El tipo de declinación predominante en los yacimientos seleccionados fue el ajuste que

presentará un menor error promedio de las tasas ajustadas con respecto a las tasas de producción real de los yacimientos, para calcular este error se utilizó la Ec. 5.3 mostrada en el Capítulo V.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para uno de los yacimientos seleccionados. El yacimiento S3U ZM 315 (productor de petróleo) presentó una declinación del comportamiento de producción en el período comprendido entre los años 1968-1969, por lo cual fueron escogidos todos los datos de producción de dicho período. Después de seleccionado el período, se activó el módulo de análisis de declinación de OFM, aplicando los 3 métodos de ajuste mencionados anteriormente, y luego se obtuvieron los comportamientos de producción por cada método. Los resultados obtenidos son mostrados en la Tabla N° 6.4.

Tabla. N° 6.4. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción del Yacimiento S3U ZM 315.

FECHA	TASA REAL (BN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01.01/1968	7175	7184,69	7186,72	7362,83	0,13	0,16	2,61
01.02/1968	7264	6908,82	6909,84	6991,91	4,89	4,88	3,75
01.03/1968	6434	6641,77	6640,77	6656,57	3,23	3,22	3,46
01.04/1968	6144	6372,7	6373,7	6342,25	3,73	3,74	3,23
01.05/1968	6208	6126,36	6127,37	6065,1	1,31	1,30	2,30
01.06/1968	6228	5879,87	5881,86	5803,05	5,58	5,55	6,82
01.07/1968	5232	5653,66	5653,65	5570,16	8,06	8,06	6,46
01.08/1968	4941	5427,13	5428,15	5348,35	9,83	9,85	8,24
01.09/1968	5068	5209,7	5209,69	5143,54	2,81	2,81	1,50
01.10/1968	5128	5007,57	5006,56	4959,73	2,35	2,37	3,29
01.11/1968	5083	4806,94	4806,94	4783,11	5,44	5,44	5,91
01.12/1968	5326	4620,44	4620,44	4623,76	13,24	13,24	13,18
01.01/1969	4653	4435,32	4434,32	4469,89	4,68	4,70	3,94
01.02/1969	4737	4264,23	4262,25	4330,42	9,98	10,02	8,58
01.03/1969	3273	4102,24	4104,25	4203,63	25,34	25,41	28,44
					6,707580	6,716341	6,780569

De acuerdo a los resultados obtenidos en la Tabla N° 6.4, el método de declinación que presentó el mejor ajuste del comportamiento de producción del yacimiento en el período seleccionado fue el tipo de Declinación Exponencial, debido a que este ajuste presentaba un menor error promedio (6,707580) de las tasas ajustadas con respecto a las tasas reales del yacimiento. En cambio para los ajustes de la Declinación Hiperbólica y Armónica se alcanzaron mayores errores promedios (6,716341 y 6,780569). En el Apéndice C, se encuentran reportados los ajustes obtenidos para los yacimientos restantes. En la Figura N° 6.3 se muestra el tipo de declinación obtenida.

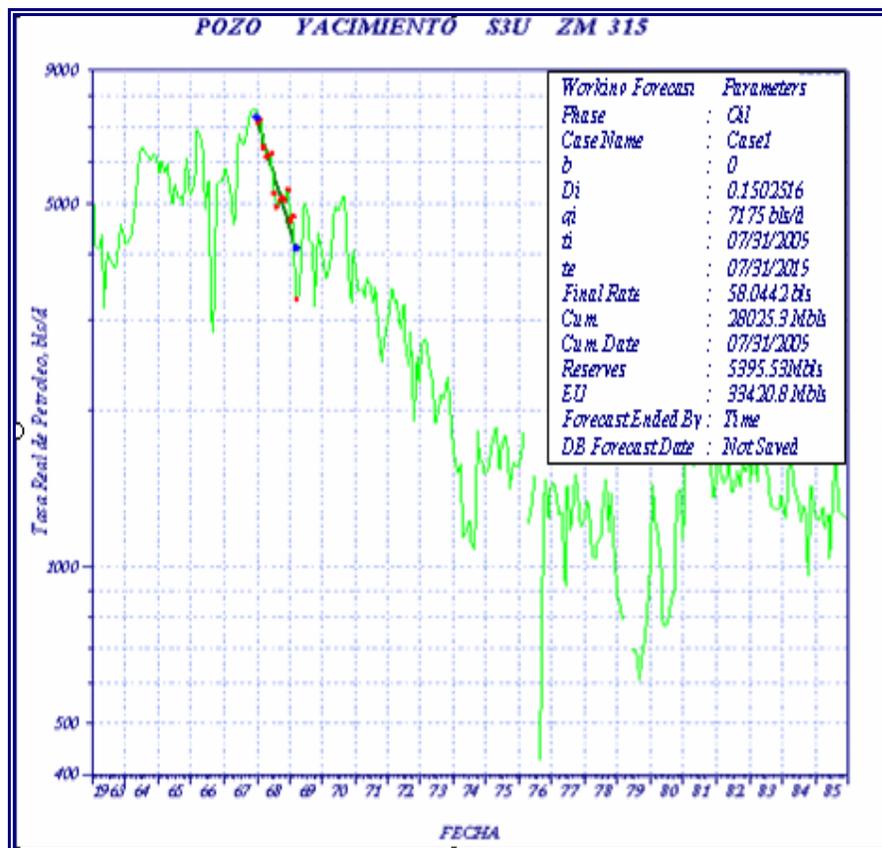


Figura. N° 6.3. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento S3U ZM 315.

Al resto de los yacimientos seleccionados para el estudio se le aplicó el mismo procedimiento, resultando que el comportamiento de producción mostrado es de tipo Exponencial (Tabla N° 6.5 y 6.6) y las representaciones gráficas obtenidas con el ajuste exponencial en el período seleccionado se muestran en el Apéndice D.

Tabla. N° 6.5. Resultados obtenidos del mejor ajuste del Método de Declinación de Producción de los yacimientos seleccionados (Fase de Petróleo).

Nombre del Yacimiento	Error Promedio Ajuste Exp	Error Promedio Ajuste Hip	Error Promedio Ajuste Arm	Ajuste Seleccionado
R4U ZM 312	9,89973	9,90220	14,31402	Exponencial
S3U ZM 315	6,70758	6,71634	6,78056	Exponencial
M1U ZM 311	7,57903	7,581655	13,72375	Exponencial
L0L1 ZG 303	————	————	————	Exponencial
L2L MVR 96	8,08338	8,11921	8,14972	Exponencial
L2U MVR 64	4,51534	5,15477	5,59091	Exponencial
M2B MVR 52	————	————	————	Exponencial

Tabla. N° 6.6. Resultados obtenidos del mejor ajuste del Método de Declinación de Producción de los yacimientos seleccionados (Fase de Gas).

Nombre del Yacimiento	Error Promedio Ajuste Exp	Error Promedio Ajuste Hip	Error Promedio Ajuste Arm	Ajuste Seleccionado
R4U ZM 312	7,22185	7,24246	10,07701	Exponencial
S3U ZM 315	28,64675	32,42308	36,49713	Exponencial
M1U ZM 311	2,07854	2,08020	2,20435	Exponencial
L0L1 ZG 303	4,79869	4,93439	4,93448	Exponencial
L2L MVR 96	————	————	————	Exponencial
L2U MVR 64	2,47465	2,50662	2,90290	Exponencial
M2B MVR 52	12,58505	12,59942	12,59964	Exponencial

Utilizando el programa Excel se comprobó el tipo de declinación establecido por medio de la herramienta OFM, ya que se elaboró una hoja de cálculo basada en las ecuaciones de Arps para reconocer que el tipo de declinación de producción era Exponencial; tal como se indicó en el Capítulo V (Metodología). Con esta hoja de cálculo, se obtuvo el factor de declinación (D), el cual comparándolo con el obtenido con el OFM resultó ser aproximadamente el mismo valor. A través de esto se demostró que el tipo de declinación que más se ajusta al comportamiento de producción de los yacimientos pertenecientes al Campo Zapatos / Mata R es Exponencial. Adicionalmente a todos los cálculos mencionados anteriormente se construyeron gráficos de logaritmo de la tasa de producción en función del tiempo y logaritmo de la tasa de producción en función del petróleo y/o gas acumulado, en la primera se observó que la tasa de producción declina exponencialmente con el tiempo y se obtuvo un comportamiento lineal, como se muestra en la Figura N° 6.4; y para la segunda, se observó una curva cóncava hacia abajo (Figura N° 6.5). Los resultados obtenidos gráficamente confirmaron que el tipo de declinación predominante en los yacimientos estudiados es de tipo exponencial dado que esta tiende a presentarse durante gran parte de la vida productiva de los yacimientos; y los otros tipos de declinación tienden a hacerlo al final del agotamiento de producción.

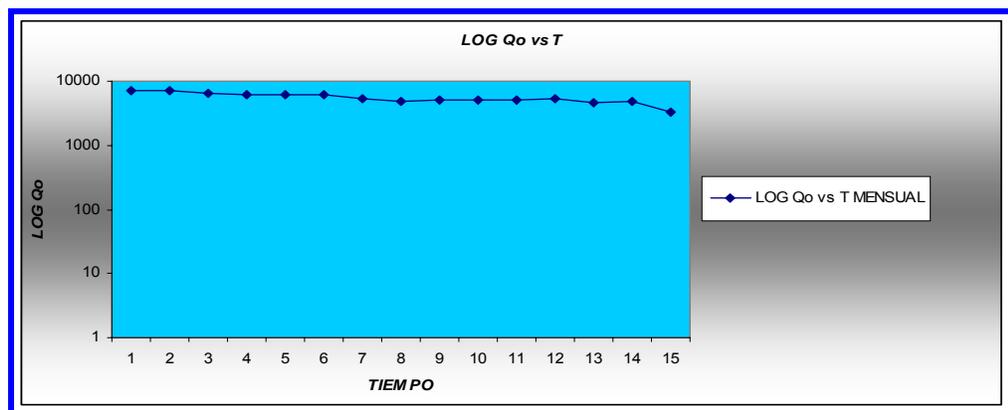


Figura.N° 6.4. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del tiempo del Yacimiento S3U ZM 315.

En el Apéndice E se muestran las representaciones gráficas del Logaritmo de la tasa de petróleo y/o en función del tiempo y Logaritmo de la tasa de petróleo en función del petróleo y/o gas acumulado para los demás yacimientos seleccionados.

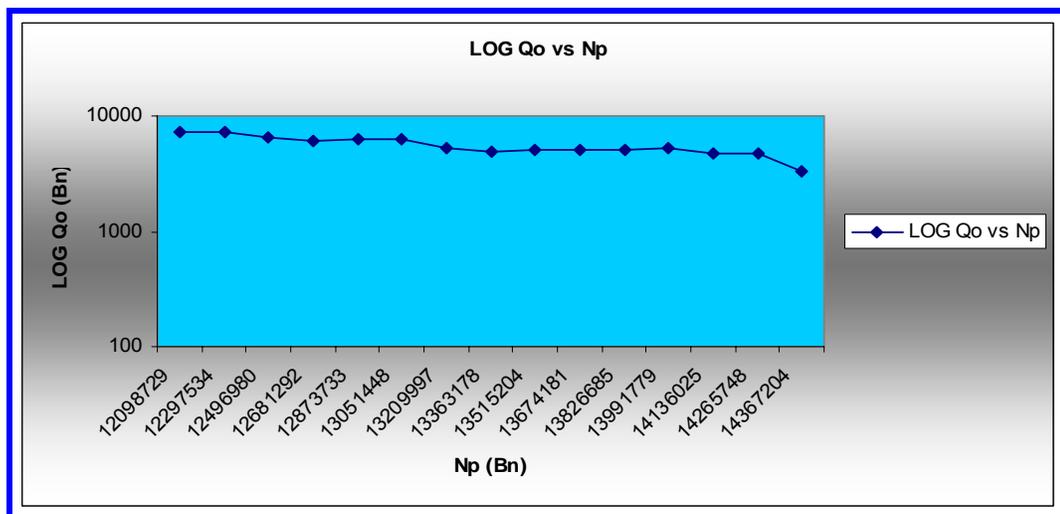


Figura. N° 6.5. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del petróleo acumulado del Yacimiento S3U ZM 315.

6.6. Cálculo Del Porcentaje Anual De Declinación De Produccion De Los Yacimientos Seleccionados

El cálculo del porcentaje anual de declinación de producción fue obtenido a través de los programas Oil Field Manager (OFM) y Microsoft Excel, tomando la producción total de los yacimientos y seleccionando el período que presentara una tendencia relativamente estable y con declinación. Considerando esto en el programa OFM a través del módulo de análisis de declinación se obtuvo la tasa o factor de declinación efectiva anual del período seleccionado, mientras que para el programa Excel con el período seleccionado se obtuvo primero la declinación nominal anual y luego a través de la Ec.5.2 se obtuvo la declinación efectiva anual. En la tabla N° 6.7 se muestran los

cálculos realizados según la hoja de cálculo para obtener la declinación nominal anual en cada intervalo del período seleccionado. (Apéndice F)

Tabla. N° 6.7. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal Anual para el Yacimiento S3U ZM 315.

Fecha (Años)	q (Bls/Año)	-Δq (Bls/Año)	Δt (Años)	-Δq/Δt (Bls/Año/Año)	q promedio (Bls/Año)	D (Año ⁻¹)
1	7194	-	-	-	-	-
2	6910	-284	1	-284	7052	0,04029
3	6637	-273	1	-273	6773	0,04029
4	6375	-262	1	-262	6506	0,04029
5	6123	-252	1	-252	6249	0,04029
6	5881	-242	1	-242	6002	0,04029
7	5649	-232	1	-232	5765	0,04029
8	5426	-223	1	-223	5537	0,04029
9	5211	-214	1	-214	5319	0,04029
10	5006	-206	1	-206	5109	0,04029
11	4808	-198	1	-198	4907	0,04029
12	4618	-190	1	-190	4713	0,04029
13	4436	-182	1	-182	4527	0,04029
14	4260	-175	1	-175	4348	0,04029
15	4092	-168	1	-168	4176	0,04029
DnA	0,16274				DnM	0,04029

En la tabla N° 6.8 se muestran los porcentajes de declinación obtenidos para cada yacimiento seleccionado. De acuerdo a datos oficiales del Distrito Anaco, se tiene que el porcentaje de declinación para yacimientos de petróleo es de 20% y para

gas 12%. En base a estos porcentajes y los calculados en este estudio se observó lo siguiente:

✓ Los yacimientos R4U ZM 312, S3U ZM 315, M1U ZM 311, L0L1 ZG 303, L2L MVR 96, L2U MVR , M2B MVR 52 , mostraron un porcentaje anual de declinación de producción en un rango de 7 a 16% para petróleo y de 12 a 16% para gas. Estos porcentajes obtenidos presentaron cierta desviación del rango establecido de acuerdo a la información real de la zona en estudio; sin embargo, no se descarta que el porcentaje declinación de cada uno es característico de los yacimientos; debido a que este estudio no considera el análisis de todos los eventos que pudieron presentarse en el pasado en estos yacimientos.

Después de haber realizado estos cálculos para los yacimientos en estudio, se compararon los resultados obtenidos a través de las herramientas utilizadas (OFM y EXCEL) y se observó que la diferencia entre ambas no supera el 5,5 %, lo que demostró que los porcentajes anuales de declinación calculados son correctos y son representativos de los yacimientos.

Tabla 6.8. Resultados obtenidos del porcentaje anual de declinación de producción para los yacimientos seleccionados.

YACIMIENTOS	DECLINACIÓN EFECTIVA ANUAL (OBTENIDA CON OFM) (Año ⁻¹)		DECLINACIÓN EFECTIVA ANUAL (OBTENIDA CON EXCEL) (Año ⁻¹)		ERROR (%)	
	PETRÓLEO	GAS	PETRÓLEO	GAS	PETRÓLEO	GAS
R4U ZM 312	0,07533	0,12149	0,07639	0,12148	1,41019	0,00576
S3U ZM 315	0,15027	0,12496	0,15018	0,13162	0,05652	5,05901
M1U ZM 311	0,06691	0,16833	0,06690	0,16830	0,02070	0,01872
L0L1 ZG 303	—	0,16600	—	0,16386	—	1,28905
L2L MVR 96	0,08304	—	0,08299	—	0,05260	—
L2U MVR 64	0,15983	0,13323	0,16392	0,13321	2,49666	0,01963
M2B MVR 52	—	0,16788	—	0,16601	—	1,11669

Analizando los valores de los porcentajes anuales de declinación obtenidos se observó que estos valores dependen del período seleccionado y se ven afectados por las fluctuaciones de la tasa de producción, por lo que en este estudio se consideraron la mayoría de los períodos de tiempo al inicio de su vida productiva. Además de esto, no se disponía de la mayoría de los acontecimientos o eventos ocurridos en las fechas que cumplieran con las demás premisas para aplicar el método de declinación, como por ejemplo: la presencia de daño en la formación, la producción de fluidos indeseables, etc., porque no se encontraba reflejada en las carpetas de pozos ni en Simde.

CONCLUSIONES

- Se desarrolló una metodología práctica para el análisis de declinación de producción de los Yacimientos Activos del campo Zapatos / Mata - R.
- El Campo Zapatos / Mata - R cuenta con 22 yacimientos activos.
- De acuerdo al estudio realizado sólo 7 yacimientos cumplieron con los criterios establecidos en función de las limitaciones del método de declinación de producción.
- Los Yacimientos L2L MVR 96 y L2U MVR 64, cumplen con los criterios establecidos para el método de análisis de declinación de producción solo para la fase de Petróleo.
- Los Yacimientos L0L1 ZG 303 Y M2B MVR 52, cumplen con los criterios establecidos para el método de análisis de declinación de producción solo para la fase de Gas.
- El comportamiento de producción de los yacimientos seleccionados presentó un mejor ajuste con la curva de tipo Exponencial, ya que el comportamiento generado con dicha curva arrojó el menor error promedio respecto al comportamiento real de producción de los yacimientos analizados, en comparación con los ajustes Hiperbólicos y Armónicos.
- El porcentaje de declinación estimado para los yacimientos analizados fue de 6 - 16 % para el petróleo y 12 - 16 % para el gas.

- El programa OFM y Microsoft Excel son unas herramientas confiables, debido a que los resultados obtenidos a través de estas no presentan una desviación mayor del 5,5%.

RECOMENDACIONES

- Supervisar constantemente las mediciones de producción de superficie.
- Agregar a la base de datos de la empresa los resultados de los yacimientos analizados en este estudio.
- Actualizar periódicamente la base de datos, siguiendo la metodología aplicada en la presente investigación.
- Realizar un seguimiento del factor de declinación de cada campo con mayor frecuencia, ya que las propiedades dinámicas de los yacimientos son cambiantes y causan que dicho factor varíe.
- El porcentaje de declinación debe ser actualizado anualmente para verificar la información según los datos oficiales.

BIBLIOGRAFÍA

1. Arnold, L and Anderson, J; **“Preliminary Report on Colainga Oil District. U. S. Geol. Survey Bull”** (1908).
2. Allen, K; **“Control of California Oil Curtailment”**, Trans .A.I.M.E, (1931).
3. Arps, J; **“Analysis of Decline Curves”**, Member A.I.M.E, Vol.160 (1944).
4. Turbay, L.; **“Evaluación del Factor de Declinación de Producción en los Campos pertenecientes a la Unidad de Explotación Mediano San Tomé”** Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela (2005).
5. Rojas, G., **“Ingeniería de Yacimientos de Gas y Condensado”**, Puerto La Cruz, Venezuela (2003).
6. Rivera J., **“Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**, Puerto La Cruz, Venezuela (2004).
7. José Martínez; **“Análisis de Declinación de Producción de los yacimientos de la unidad de Explotación pesado Este San Tomé”**.Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela (2000).
8. Villar, Y., **“Análisis de Declinación de Producción del Área JOBO – 02. Morichal, Distrito Sur”**. Trabajo Especial de Grado. UDO – Anzoátegui (2005).
9. Carpio, M.; **“Estimación del porcentaje de declinación de producción de los Campos Bare y Arcuna, pertenecientes al Bloque Ayacucho, Faja del Orinoco”**. Trabajo Especial de Grado. UDO – Anzoátegui (2006).

10. Schlumberger;” **Oil Field Manager Mapping Applications Fundamentals**”, (2005).
11. Guevara C.; Pineda N., **“Elaboración de una Hoja de Cálculo que Permita Realizar el Análisis de Declinación de Producción a un Yacimiento de Gas con Líquido Asociado”**.Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz. Julio (2006).
12. Manucci, J, **“Caracterización Energética de Yacimientos”**, Manual de Tecnoconsultores Petroleros S.A, Maracaibo, Edo. Zulia.
13. Towler, B., **“Fundamental Principles of Reservoir Engineering”**, SPE Textbook Series Vol. 8 (2002).
14. CIED, **“Básico de Ingeniería de Yacimientos”**, Puerto La cruz, (1995).

APÉNDICE A

(DATOS DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO)

Fecha	qo (BN/AÑOS)	Np (BN)
01/03/1970	18658	51747472
01/04/1970	17949	52285936
01/05/1970	19066	52839804
01/06/1970	18608	53387433
01/07/1970	18540	53913461
01/08/1970	18676	54486307
01/09/1970	17426	55009095
01/10/1970	16120	55469600
01/11/1970	17381	55951906
01/12/1970	17522	56483584
01/01/1971	16499	56991438
01/02/1971	15610	57426822
01/03/1971	14817	57874552
01/04/1971	13135	58266676
01/05/1971	14228	58689567
01/06/1971	14390	59121257
01/07/1971	13846	59545936
01/08/1971	14103	59977446
01/09/1971	13549	60378128
01/10/1971	12337	60760567
01/11/1971	12865	61146519
01/12/1971	13363	61517280
01/01/1972	11654	61872954
01/02/1972	11260	62196326
01/03/1972	11512	62550078
01/04/1972	11366	62882435
01/05/1972	12528	63235490
01/06/1972	10713	63556402
01/07/1972	10116	63870011
01/08/1972	8527	64120578
01/09/1972	9169	64391242
01/10/1972	8732	64640733
01/11/1972	9559	64897278
01/12/1972	7680	65079490
01/01/1973	6750	65275210
01/02/1973	5783	65437796
01/03/1973	5573	65607451
01/04/1973	5591	65775175
01/05/1973	5236	65937504
01/06/1973	5240	66094689
01/07/1973	6613	66297854
01/08/1973	6973	66493437
01/09/1973	6426	66674546
01/10/1973	6854	66879642
01/11/1973	7058	67087391
01/12/1973	7254	67301195

Tabla A-1. Datos del período seleccionado del Yacimiento R4U ZM 312 (Petróleo)

Fecha	qg (PCN/AÑOS)	Gp(PCN)
01/11/2003	46677	499407246
01/12/2003	43447	500754098
01/01/2004	42126	502059990
01/02/2004	40726	503241053
01/03/2004	37666	504408115
01/04/2004	37934	505546137
01/05/2004	36036	506663257
01/06/2004	32050	507624768
01/07/2004	28715	508514948
01/08/2004	33620	509557180
01/09/2004	31098	510490127
01/10/2004	27547	511344070
01/11/2004	32473	512293653
01/12/2004	25394	513080859
01/01/2005	26295	513896007
01/02/2005	26768	514645518
01/03/2005	26286	515460393
01/04/2005	25705	516231555
01/05/2005	25695	517028106
01/06/2005	21066	517660092
01/07/2005	18499	518232770
01/08/2005	16262	518736898
01/09/2005	15468	519200940
01/10/2005	14523	519651158
01/11/2005	15762	520124014
01/12/2005	15625	520608395
01/01/2006	13805	521036360
01/02/2006	11539	521359458

Tabla A-2. Datos del período seleccionado del Yacimiento R4U ZM 312 (Gas)

Fecha	qo (BN/AÑOS)	Np (BN)
01/01/1968	7175	12098729
01/02/1968	7264	12297534
01/03/1968	6434	12496980
01/04/1968	6144	12681292
01/05/1968	6208	12873733
01/06/1968	6228	13051448
01/07/1968	5232	13209997
01/08/1968	4941	13363178
01/09/1968	5068	13515204
01/10/1968	5128	13674181
01/11/1968	5083	13826685
01/12/1968	5326	13991779
01/01/1969	4653	14136025
01/02/1969	4737	14265748
01/03/1969	3273	14367204

Tabla A-3. Datos del período seleccionado del Yacimiento S3U ZM 315 (Petróleo)

Fecha	qg (PCN/AÑOS)	Gp(PCN)
01/01/1988	21260	92210951
01/02/1988	18944	92760316
01/03/1988	18229	93325406
01/04/1988	18358	93876157
01/05/1988	21614	94546181
01/06/1988	13274	94922734
01/07/1988	16417	95393654
01/08/1988	13026	95699566
01/09/1988	8480	95930512
01/10/1988	11110	96203626
01/11/1988	9876	96499908
01/12/1988	7385	96728832
01/01/1989	6507	96930559
01/02/1989	7131	97130217
01/03/1989	5840	97311262

**Tabla A-4. Datos del período seleccionado del Yacimiento S3U ZM 315
(Gas)**

Fecha	qo (BN/AÑOS)	Np (BN)
01/01/1972	2861	10739144
01/02/1972	2819	10812438
01/03/1972	2794	10889271
01/04/1972	3182	10962345
01/05/1972	2362	11031309
01/06/1972	2654	11098421
01/07/1972	3021	11176884
01/08/1972	3043	11245321
01/09/1972	2374	11303663
01/10/1972	2089	11359348
01/11/1972	2305	11409979
01/12/1972	1950	11458301
01/01/1973	2052	11512777
01/02/1973	2065	11562863
01/03/1973	1893	11613046
01/04/1973	1710	11658099
01/05/1973	1794	11705279
01/06/1973	1687	11751311
01/07/1973	1691	11797730
01/08/1973	1446	11838624
01/09/1973	1296	11874786
01/10/1973	1362	11913197
01/11/1973	1342	11950134
01/12/1973	1489	11989174
01/01/1974	1265	12015880
01/02/1974	1168	12041301
01/03/1974	1355	12071265
01/04/1974	1155	12096937
01/05/1974	888	12118867
01/06/1974	1140	12146602
01/07/1974	1034	12175677
01/08/1974	881	12201251
01/09/1974	850	12224880
01/10/1974	793	12246893
01/11/1974	732	12267202
01/12/1974	752	12289090
01/01/1975	777	12310351
01/02/1975	800	12329337
01/03/1975	787	12350104
01/04/1975	623	12366813
01/05/1975	697	12384985
01/06/1975	651	12398587
01/07/1975	620	12412355
01/08/1975	507	12426000

Tabla A-5. Datos del período seleccionado del Yacimiento M1U ZM 311 (Petróleo)

Fecha	qg (PCN/AÑOS)	Gp(PCN)
01/09/2007	15495	242523729
01/10/2007	15079	242991171
01/11/2007	14853	243436749
01/12/2007	14323	243880760
01/01/2008	13950	244313213
01/02/2008	14004	244719321
01/03/2008	12554	245108489
01/04/2008	12343	245478792
01/05/2008	12248	245858483
01/06/2008	12361	246229308
01/07/2008	11996	246601184
01/08/2008	11585	246960308
01/09/2008	10552	247276853

Tabla A-6. Datos del período seleccionado del Yacimiento M1U ZM 311 (Gas)

Tabla A-7. Datos del período seleccionado del Yacimiento L0L1 ZG 303 (Gas)

Fecha	qg (PCN/AÑOS)	Gp(PCN)
01/08/2007	14678	12631280
01/09/2007	14975	126749361
01/10/2007	14597	127201862
01/11/2007	14378	127633199
01/12/2007	13865	128063019
01/01/2008	13504	128481651
01/02/2008	13556	128874779
01/03/2008	12598	129265332
01/04/2008	12533	129641317
01/05/2008	12436	130026836
01/06/2008	12551	130403353
01/07/2008	12072	130777600
01/08/2008	11459	131132837
01/09/2008	11526	131478629

Fecha	qo (BN/AÑOS)	Np (BN)
01/07/1973	1542	13606095
01/08/1973	1678	13647260
01/09/1973	1250	13682805
01/10/1973	1333	13721896
01/11/1973	1390	13759335
01/12/1973	1478	13799400
01/01/1974	1385	13839089
01/02/1974	1330	13872967
01/03/1974	1386	13910103
01/04/1974	1321	13942562
01/05/1974	1221	13975042
01/06/1974	1004	14002421
01/07/1974	941	14029196
01/08/1974	1085	14062109
01/09/1974	1148	14094787
01/10/1974	1044	14125848
01/11/1974	1031	14156256
01/12/1974	1096	14189007
01/01/1975	1537	14224616
01/02/1975	1140	14253769
01/03/1975	1033	14284054
01/04/1975	1087	14314498
01/05/1975	1063	14343614
01/06/1975	1106	14370298
01/07/1975	1134	14399444
01/08/1975	1090	14427440
01/09/1975	1235	14445353
01/10/1975	988	14472300
01/11/1975	952	14500560
01/12/1975	910	14526451
01/01/1976	875	14551952
01/02/1976	838	14575251
01/03/1976	922	14601436
01/04/1976	942	14625745
01/05/1976	834	14647627
01/06/1976	735	14667400
01/07/1976	707	14688687
01/08/1976	803	14712980
01/09/1976	855	14738237
01/04/1975	623	14224616
01/05/1975	697	14253769
01/06/1975	651	14284054
01/07/1975	620	14314498
01/08/1975	1090	14343614
01/09/1975	1235	14370298
01/10/1975	988	14399444

Tabla A-8. Datos del período seleccionado del Yacimiento L2L MVR 96 (Petróleo)

Fecha	qo (BN/AÑOS)	Np (BN)
01/07/1972	4159	23525741
01/08/1972	4731	23626065
01/09/1972	4218	23724843
01/10/1972	3659	23823998
01/11/1972	3356	23915736
01/12/1972	3302	24002359
01/01/1973	3011	24086023
01/02/1973	2975	24164924
01/03/1973	3088	24248569
01/04/1973	2868	24330834
01/05/1973	2985	24412588
01/06/1973	2763	24487065
01/07/1973	2746	24561209

Tabla A-9. Datos del período seleccionado del Yacimiento L2U MVR 64 (Petróleo)

Fecha	qg (PCN/AÑOS)	Gp(PCN)
01/04/2007	34675	338091940
01/05/2007	32225	339090900
01/06/2007	32538	340067027
01/07/2007	29553	340983172
01/08/2007	30961	341919759
01/09/2007	28666	342779735
01/10/2007	26498	343601170
01/11/2007	26100	344384184
01/12/2007	25170	345164442
01/01/2008	24515	345924393
01/02/2008	24609	346638049
01/03/2008	21995	347319892
01/04/2008	20157	347924602
01/05/2008	19468	348528125
01/06/2008	19648	349117555
01/07/2008	19136	349710773
01/08/2008	18615	350287833
01/09/2008	18020	350828421

Tabla A-10. Datos del período seleccionado del Yacimiento L2U MVR 64 (Gas)

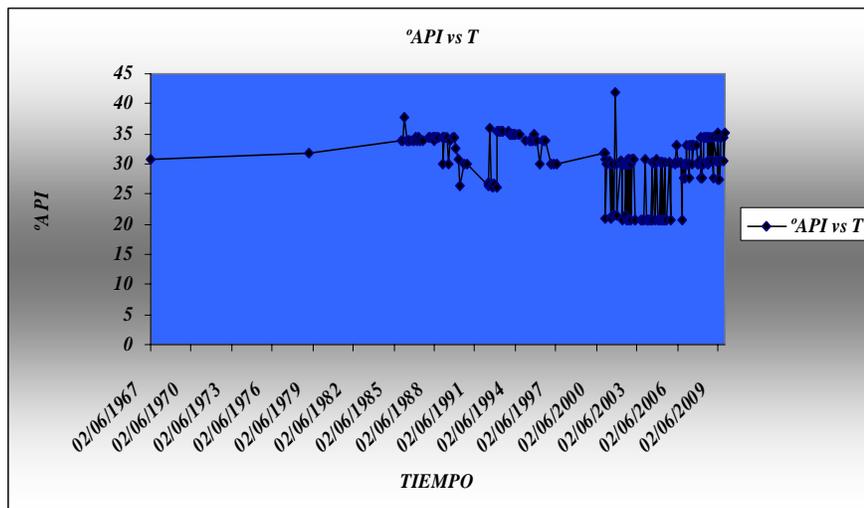
Fecha	qg (PCN/AÑOS)	Gp(PCN)
01/03/2007	4962	41195016
01/04/2007	4833	41340006
01/05/2007	4852	41490403
01/06/2007	4594	41628223
01/07/2007	4571	41769930
01/08/2007	4536	41910543
01/09/2007	4578	42047874
01/10/2007	4443	42185591
01/11/2007	4290	42314297
01/12/2007	4315	42448075
01/01/2008	4344	42582726
01/02/2008	4257	42706165
01/03/2008	4037	42831318
01/04/2008	3967	42950313

Tabla A-11. Datos del período seleccionado del Yacimiento M2B MVR 52 (Gas)

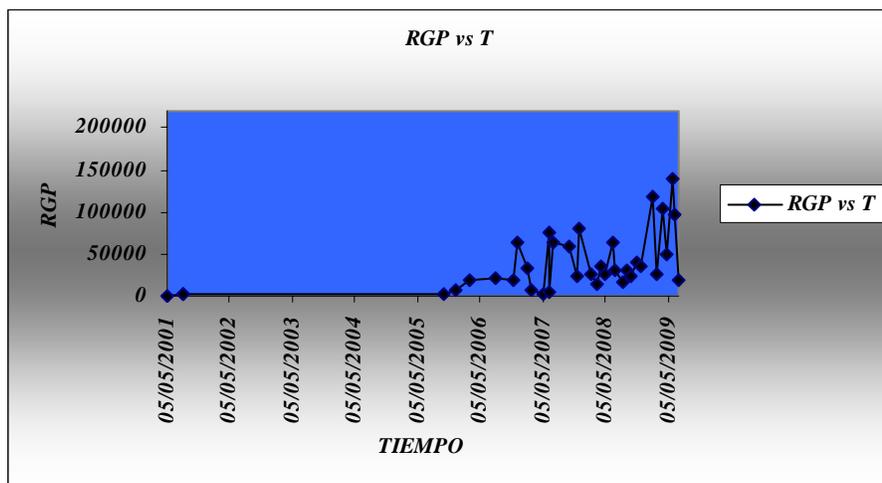
APÉNDICE B

(EVOLUCIÓN DE RGP Y °API EN EL TIEMPO)

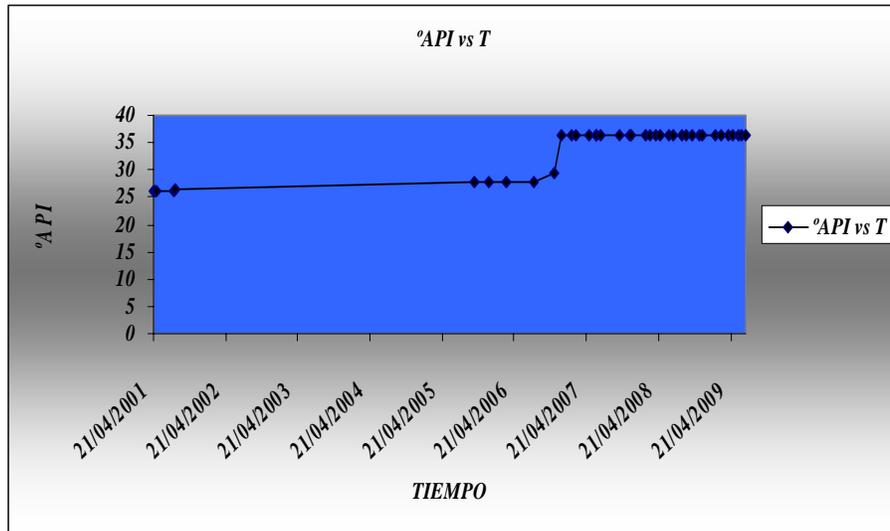
B-1. Evolución de RGP en el tiempo del yacimiento R4U ZM 312.



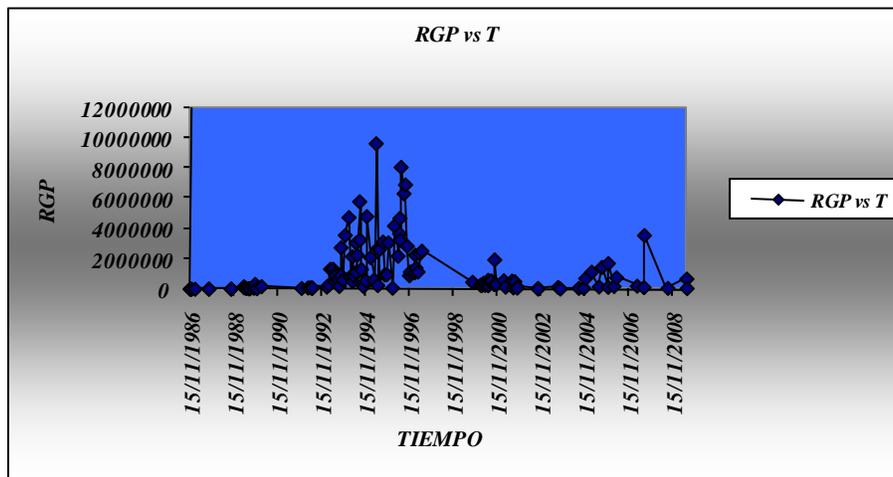
B-1. Evolución de °API en el tiempo del yacimiento R4U ZM 312.



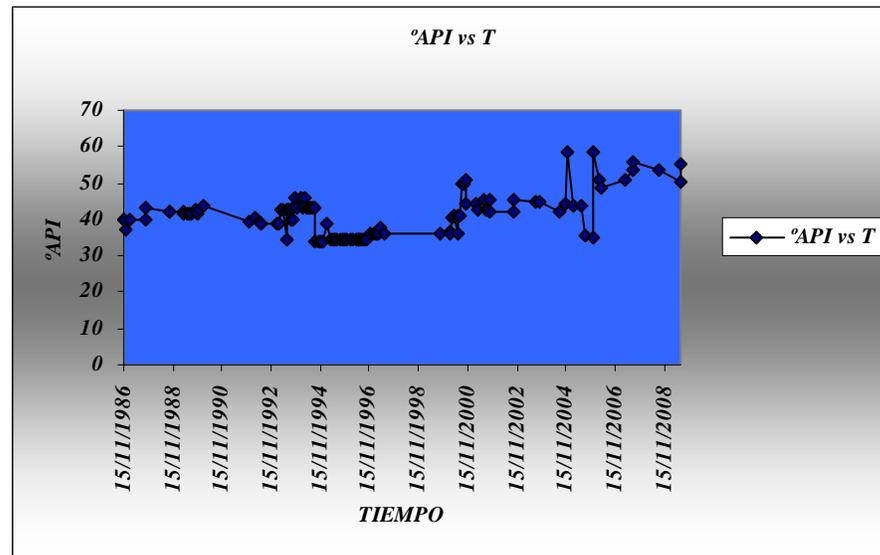
B-3. Evolución de RGP en el tiempo del yacimiento S3U ZM 315.



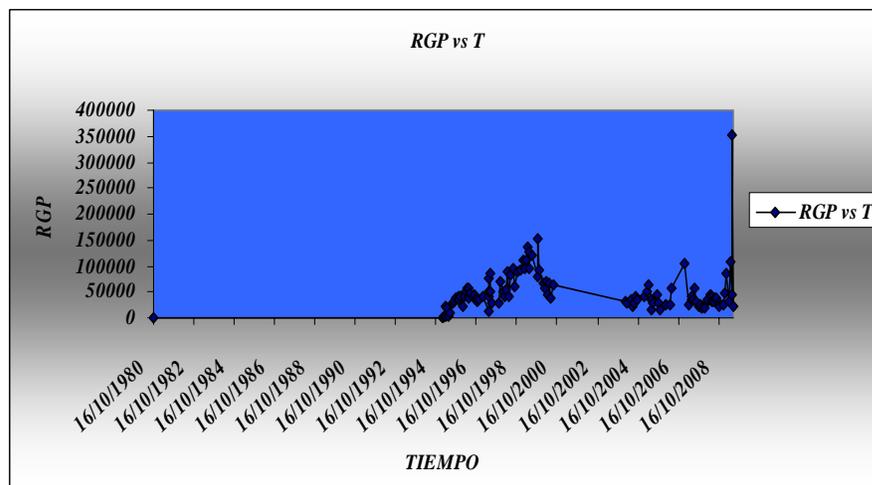
B-4. Evolución de °API en el tiempo del yacimiento S3U ZM 315.



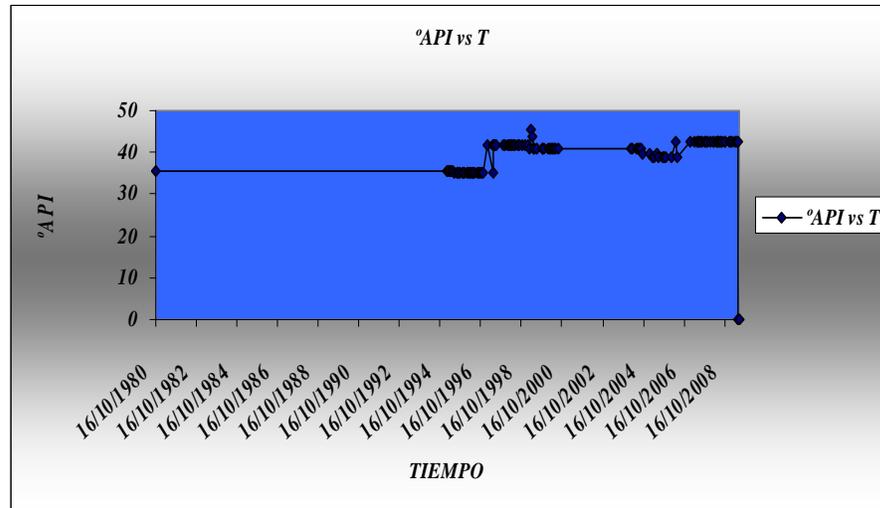
B-5. Evolución de RGP en el tiempo del yacimiento M1U ZM 311.



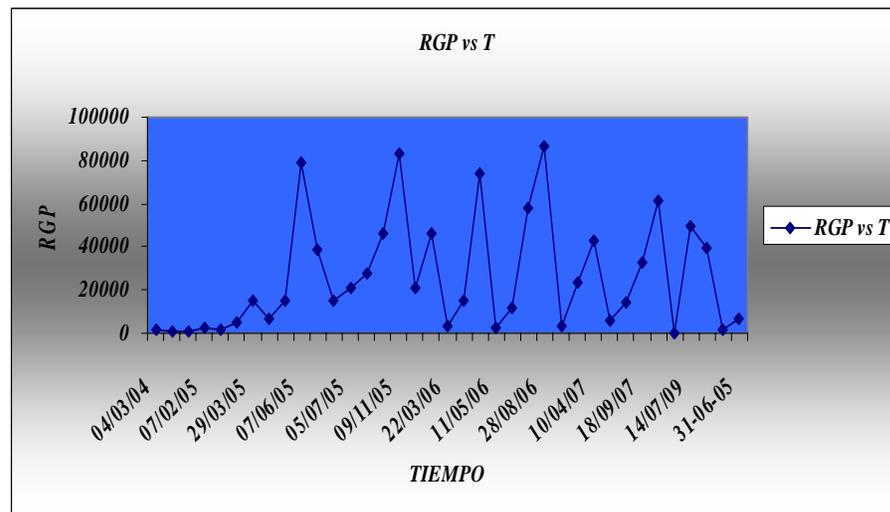
B-6. Evolución de °API en el tiempo del yacimiento M1U ZM 311.



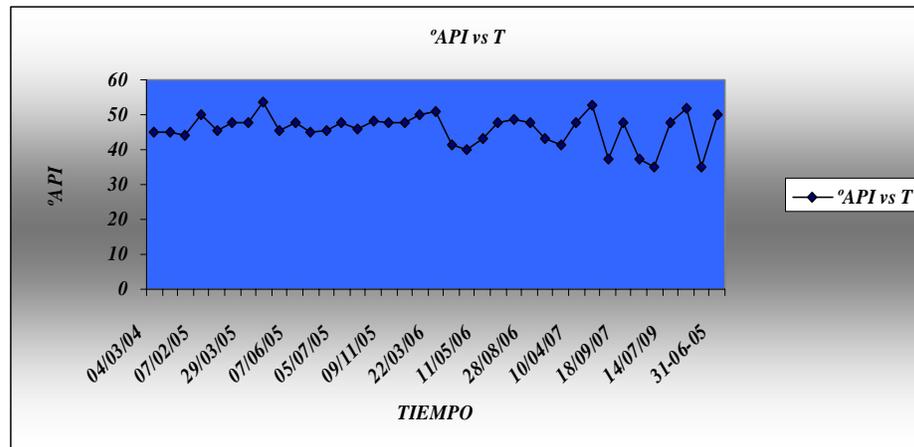
B-7. Evolución de RGP en el tiempo del yacimiento L2L MVR 96.



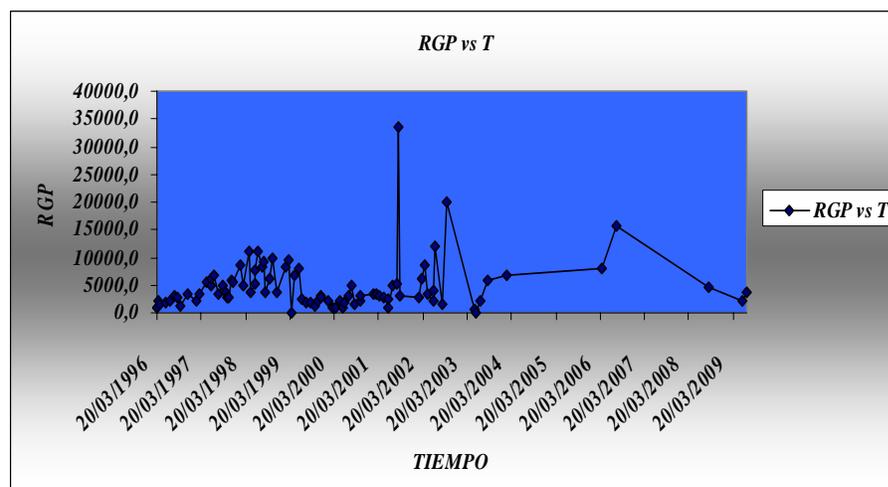
B-8. Evolución de °API en el tiempo del yacimiento L2L MVR 96.



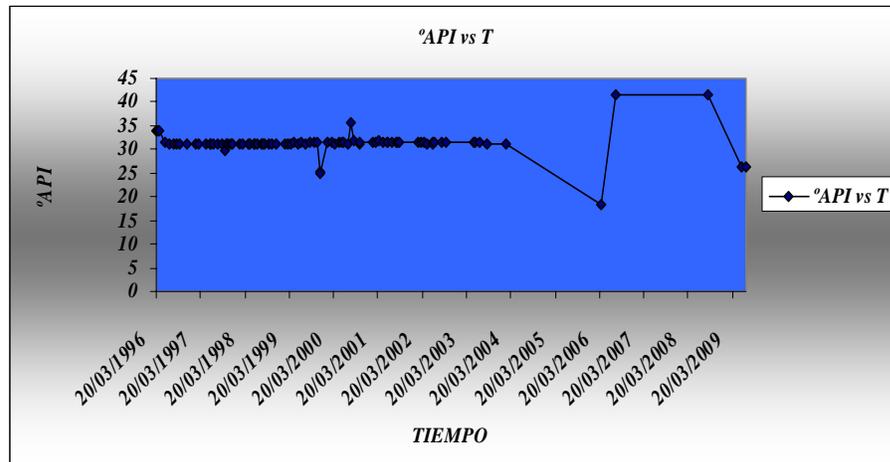
B-9. Evolución de RGP en el tiempo del yacimiento L2U MVR 64.



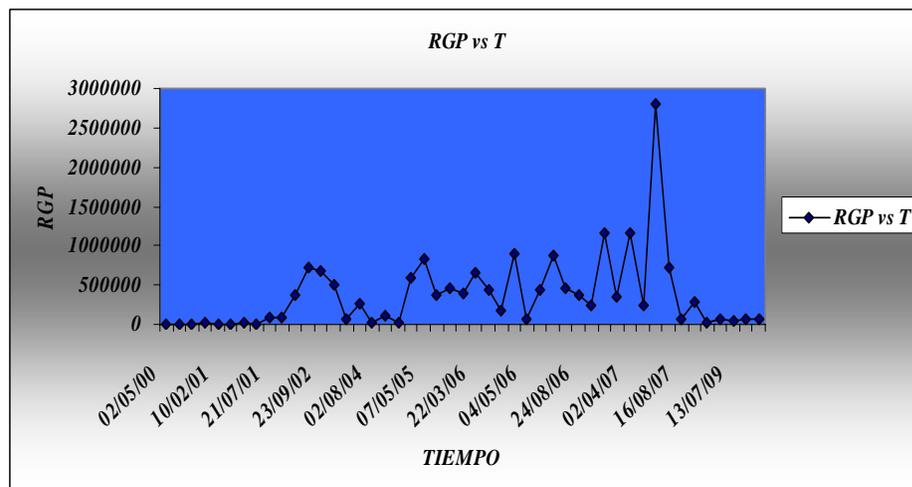
B-10. Evolución de °API en el tiempo del yacimiento L2U MVR 64.

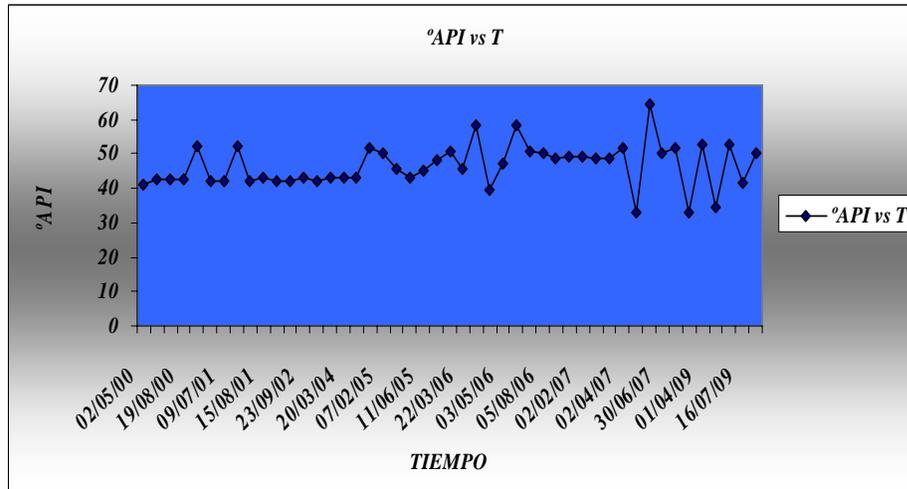


B-11. Evolución de RGP en el tiempo del yacimiento L0L1 ZG 303.



B-12. Evolución de °API en el tiempo del yacimiento L0L1 ZG 303.



B-13. Evolución de RGP en el tiempo del yacimiento M2B MVR 52.**B-14. Evolución de °API en el tiempo del yacimiento M2B MVR 52.**

APÉNDICE C

(RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS AJUSTES REALIZADOS PARA CADA METODO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS)

FECHA	TASA REAL (BN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01/03/1970	18658	22031,28	22031,80	24529,29	18,083	18,085	31,471
01/04/1970	17949	21326,90	21327,32	23085,10	18,821	18,823	28,616
01/05/1970	19066	20666,70	20667,02	21840,68	8,395	8,397	14,553
01/06/1970	18608	20005,95	20006,18	20688,29	7,514	7,515	11,181
01/07/1970	18540	19376,64	19386,80	19683,24	4,514	4,569	6,168
01/08/1970	18676	18766,82	18766,91	18742,37	0,488	0,488	0,357
01/09/1970	17426	18166,82	18166,84	17887,35	4,250	4,250	2,646
01/10/1970	16120	17604,24	17604,41	17131,04	9,208	9,209	6,272
01/11/1970	17381	17041,60	17041,53	16413,90	1,953	1,954	5,565
01/12/1970	17522	16514,05	16513,95	15774,84	5,752	5,752	9,971
01/01/1971	16499	15986,07	15985,94	15164,73	3,109	3,110	8,087
01/02/1971	15610	15491,20	15491,04	14617,61	0,760	0,761	6,357
01/03/1971	14817	15027,39	15027,22	14125,00	1,419	1,418	4,671
01/04/1971	13135	14546,94	14546,75	13633,85	10,747	10,745	3,795
01/05/1971	14228	14096,62	14096,42	13190,00	0,921	0,922	7,293
01/06/1971	14390	13645,93	13645,72	12760,73	5,169	5,170	11,320
01/07/1971	13846	13223,50	13223,29	12371,10	4,498	4,499	10,654
01/08/1971	14103	12800,73	12800,52	11992,72	9,231	9,232	14,960
01/09/1971	13549	12391,47	12391,26	11636,79	8,545	8,547	14,115
01/10/1971	12337	12007,87	12007,68	11311,9	2,666	2,667	8,307
01/11/1971	12865	11623,96	11623,78	10994,71	9,647	9,649	14,538
01/12/1971	13363	11264,13	11263,95	10704,23	15,708	15,709	19,898
01/01/1972	11654	10903,99	10903,84	10419,77	6,439	6,440	10,594
					9,899730	9,902202	14,314021

Tabla. C-1. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción de petróleo del Yacimiento R4U ZM 312.

FECHA	TASA REAL (MPCN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01/11/2003	46677	47858,94	47859,82	54075,51	2,53	2,53	15,85
01/12/2003	43447	45720,68	45721,32	49561,1	5,23	5,24	14,07
01/01/2004	42126	43611,45	43611,88	45625,19	3,53	3,53	8,31
01/02/2004	40726	41642,95	41663,21	42368,98	2,25	2,30	4,03
01/03/2004	37666	39701,51	39801,63	39546,6	5,40	5,67	4,99
01/04/2004	37934	37955,35	37965,35	36999,72	0,06	0,08	2,46
01/05/2004	36036	36269,12	36269,02	34829,03	0,65	0,65	3,35
01/06/2004	32050	34575,92	34595,74	32838,26	7,88	7,94	2,46
01/07/2004	28715	33050,22	33049,99	31117,03	15,10	15,09	8,36
01/08/2004	33620	31525,52	31525,25	29518,25	6,23	6,23	12,20
01/09/2004	31098	30071,16	30070,86	28075,73	3,30	3,30	9,72
01/10/2004	27547	28727,62	28727,31	26807,93	4,29	4,29	2,68
01/11/2004	32473	27402,33	27402,02	25612,78	15,62	15,62	21,13
01/12/2004	25394	26178,04	26177,73	24553,46	3,09	3,09	3,31
01/01/2005	26295	24970,37	24970,08	23547,11	5,04	5,04	10,45
01/02/2005	26768	23854,73	23854,47	22648,77	10,88	10,89	15,39
01/03/2005	26286	22823,68	22823,45	21843,21	13,17	13,17	16,90
01/04/2005	25705	21770,76	21770,57	21043,14	15,31	15,31	18,14
01/05/2005	25695	20798,07	20797,92	20322,78	19,06	19,06	20,91
01/06/2005	21066	19838,6	19838,49	19628,44	5,83	5,83	6,82
					7,22185	7,24246	10,07701

Tabla. C-2. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción de gas del Yacimiento R4U ZM

FECHA	TASA REAL (BN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01/01/1968	7175	7184,69	7186,72	7362,83	0,13	0,16	2,61
01/02/1968	7264	6908,82	6909,84	6991,91	4,89	4,88	3,75
01/03/1968	6434	6641,77	6640,77	6656,57	3,23	3,22	3,46
01/04/1968	6144	6372,7	6373,7	6342,25	3,73	3,74	3,23
01/05/1968	6208	6126,36	6127,37	6065,1	1,31	1,30	2,30
01/06/1968	6228	5879,87	5881,86	5803,05	5,58	5,55	6,82
01/07/1968	5232	5653,66	5653,65	5570,16	8,06	8,06	6,46
01/08/1968	4941	5427,13	5428,15	5348,35	9,83	9,85	8,24
01/09/1968	5068	5209,7	5209,69	5143,54	2,81	2,81	1,50
01/10/1968	5128	5007,57	5006,56	4959,73	2,35	2,37	3,29
01/11/1968	5083	4806,94	4806,94	4783,11	5,44	5,44	5,91
01/12/1968	5326	4620,44	4620,44	4623,76	13,24	13,24	13,18
01/01/1969	4653	4435,32	4434,32	4469,89	4,68	4,70	3,94
01/02/1969	4737	4264,23	4262,25	4330,42	9,98	10,02	8,58
01/03/1969	3273	4102,24	4104,25	4203,63	25,34	25,41	28,44
					6,707580	6,716341	6,780569

Tabla. C-3. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción de petróleo del Yacimiento S3U

ZM 315.

FECHA	TASA REAL (MPCN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01/01/1988	21260	20195,36	21122,56	25824,74	5,008137014	6,46914666	21,47048449
01/02/1988	18944	18740,57	17635,1	18960,62	1,07186843	6,90744769	0,089736332
01/03/1988	18229	16915,21	15489,65	14875,08	7,205664584	15,02607549	18,39751544
01/04/1988	18358	15628,53	13521,78	12308,47	14,86971426	26,34540836	32,95443858
01/05/1988	21614	13919,65	11710,96	10445,99	35,59795619	45,81690208	51,6695387
01/06/1988	13274	12470,2	10226,66	9111,72	6,054267167	22,95624223	31,35577515
01/07/1988	16417	9257,34	8921,78	8049,3	43,61216306	45,65610901	50,97051466
01/08/1988	13026	8009,11	7810,07	7208,76	38,5153158	40,04331473	44,65947751
01/09/1988	8480	7035,19	6887,62	6547,14	17,03752766	18,77774677	22,79285689
01/10/1988	11110	7153,04	6067,21	5980	35,61592121	45,38941112	46,17438304
01/11/1988	9876	5404,82	5381,58	5517,47	45,27355695	45,5088733	44,13292066
01/12/1988	7385	4827,11	4667,63	4109,13	34,63314899	36,79276528	44,35575562
01/01/1989	6507	4152,29	4151,19	3767,66	36,19050003	36,20740407	42,10122591
01/02/1989	7131	3063,16	3613,98	3478,33	57,04230234	49,31761312	51,21996614
01/03/1989	5840	2804,84	3204,39	3205,52	51,97324422	45,13182358	45,1124748
					28,64675253	32,42308557	36,49713759

Tabla. C-4. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción de gas del Yacimiento S3U ZM

FECHA	TASA REAL (BN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01/01/1972	2861	3255,32	3255,47	4276,49	13,80033403	13,80557777	49,49866387
01/02/1972	2819	3128,91	3129,03	3841,29	10,99361476	10,99787159	36,26427811
01/03/1972	2794	3007,4	3007,5	3486,49	7,652341465	7,655921046	24,80175966
01/04/1972	3182	2886,8	2886,88	3182,71	9,274037982	9,271523753	0,025781687
01/05/1972	2362	2774,7	2774,76	2935,22	17,47583295	17,47837325	24,27196252
01/06/1972	2654	2663,43	2663,48	2716,91	0,371285341	0,37316959	2,386677651
01/07/1972	3021	2560	2560,03	2534,48	15,25378911	15,25279599	16,0986029
01/08/1972	3043	2457,35	2457,36	2370,04	19,25175332	19,25142472	22,12075017
01/09/1972	2374	2358,8	2358,81	2225,64	0,633863763	0,633442505	6,243323955
01/10/1972	2089	2267,21	2267,2	2101,71	8,507963263	8,507484666	0,587184896
01/11/1972	2305	2176,29	2176,28	1987,37	5,602184015	5,60261777	13,79669642
01/12/1972	1950	2091,78	2091,76	1887,97	7,270467271	7,269441633	3,18129818
01/01/1973	2052	2007,9	2007,87	1795,18	2,129916418	2,131378693	12,49842291
01/02/1973	2065	1929,92	1929,9	1713,68	6,563570725	6,564539019	17,03275777
01/03/1973	1893	1857,43	1857,4	1641,64	1,877841624	1,879426429	13,27734554
01/04/1973	1710	1782,95	1782,91	1571,03	4,283580915	4,281241341	8,111481463
01/05/1973	1794	1713,71	1713,67	1508,26	4,462612431	4,464842386	15,91621676
01/06/1973	1687	1644,99	1644,95	1448,45	2,478806055	2,481177406	14,13043643
01/07/1973	1691	1581,11	1581,07	1394,92	6,48260102	6,484966887	17,4951204
01/08/1973	1446	1517,7	1517,67	1343,62	4,97386426	4,971789267	7,066624829
01/09/1973	1296	1456,84	1456,81	1295,95	12,3841653	12,38185103	0,027278888
01/10/1973	1362	1400,27	1400,24	1252,93	2,785704049	2,783501923	8,029671296
01/11/1973	1342	1344,12	1344,08	1211,38	0,181299257	0,178317937	9,712211489
					7,57903794	7,581655698	13,72375932

Tabla. C-5. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción de petróleo del Yacimiento MIU ZM 311.

FECHA	TASA REAL (MPCN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01/09/2007	15495	15598,4	15599,43	15743,8	0,666662364	0,673309627	1,605023524
01/10/2007	15079	15156,93	15156,95	15220,45	0,518316711	0,518449348	0,939571113
01/11/2007	14853	14713,88	14711,88	14715	0,933977889	0,947443545	0,926437122
01/12/2007	14323	14297,45	14297,44	14256,82	0,177934781	0,178004599	0,461605681
01/01/2008	13950	13879,52	13879,51	13812,4	0,505923187	0,505994871	0,987066803
01/02/2008	14004	13486,71	13486,69	13407,93	3,691976026	3,692118845	4,254540664
01/03/2008	12554	13105,01	13104,99	13026,48	4,390728426	4,390569112	3,765181104
01/04/2008	12343	12721,94	12721,92	12654,46	3,066461789	3,06629976	2,519774347
01/05/2008	12248	12361,88	12361,87	12314,13	0,928986992	0,928905347	0,539130503
01/06/2008	12361	12000,53	12000,53	11981,17	2,914878986	2,914878986	3,07150273
01/07/2008	11996	11660,9	11661,9	11675,65	2,793431144	2,785095032	2,670473491
01/08/2008	11585	11320,04	11319,05	11375,9	2,284102427	2,292648222	1,801912431
01/09/2008	10552	10989,14	10989,27	11091,15	4,147656731	4,148888784	5,114438705
					2,078541343	2,080200467	2,204358325

Tabla. C-6. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción de gas del Yacimiento M1U ZM

FECHA	TASA REAL (MPCN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01/08/2007	14678	15208,59	15158,29	15158,27	3,615548938	3,272856939	3,27272068
01/09/2007	14975	14967,23	14941,67	14941,66	0,054487098	0,225167131	0,225233907
01/10/2007	14597	14725,74	14721,08	14721,08	0,883299705	0,851374914	0,851374914
01/11/2007	14378	14499,35	14510,71	14510,72	0,844699156	0,923709304	0,923778855
01/12/2007	13865	14272,61	14296,49	14296,5	2,938651063	3,110881299	3,110953422
01/01/2008	13504	14052,85	14085,43	14085,45	4,062362648	4,303619886	4,303767987
01/02/2008	13556	13846,53	13884,15	13884,17	2,142144543	2,419657211	2,419804746
01/03/2008	12598	13639,6	13679,18	13679,2	8,263820787	8,577985574	8,578144324
01/04/2008	12533	13445,15	13483,7	13483,73	7,279412743	7,587004801	7,587244172
01/05/2008	12436	13249,96	13284,65	13284,67	6,544362275	6,823308319	6,823469142
01/06/2008	12551	13066,39	13094,82	13094,83	4,109960506	4,336484143	4,33656382
01/07/2008	12072	12887,83	12907,7	12907,71	6,753756209	6,918345371	6,918428204
01/08/2008	11459	12708,38	12717,15	12717,16	10,90054808	10,97708009	10,97716736
01/09/2008	11526	12539,41	12535,43	12535,43	8,788607024	8,754077596	8,754077596
					4,798690056	4,934396613	4,934480652

Tabla. C-7. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción de gas del Yacimiento L0L1 ZG

FECHA	TASA REAL (BN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01/07/1973	1542	1471,18	1471,2	1516,00	4,58915303	4,587855969	1,682429071
01/08/1973	1678	1447,75	1447,76	1483,28	13,736215	13,73561917	11,61916975
01/09/1973	1250	1424,69	1424,7	1451,94	13,9545659	13,95536578	16,13417126
01/10/1973	1333	1402,73	1402,74	1422,85	5,2572513	5,258001673	6,767004349
01/11/1973	1390	1380,39	1380,39	1393,99	0,69676195	0,696761947	0,281602165
01/12/1973	1478	1367,11	1359,11	1337,15	7,53074315	8,071851078	9,557192331
01/01/1974	1385	1347,46	1337,46	1328,48	2,7065008	3,428551908	4,076953807
01/02/1974	1330	1316,84	1316,84	1315,65	0,99809277	0,998092766	1,087558661
01/03/1974	1386	1297,21	1297,21	1292,5	6,43806305	6,438063047	6,777774214
01/04/1974	1321	1276,55	1276,55	1268,64	3,33618063	3,336180627	3,935147225
01/05/1974	1221	1256,87	1256,87	1246,38	2,92576839	2,925768394	2,066736584
01/06/1974	1004	1236,86	1236,85	1224,17	23,1615925	23,16059674	21,89797284
01/07/1974	941	1217,79	1217,78	1203,43	29,4698093	29,46874616	27,94312043
01/08/1974	1085	1198,39	1198,39	1182,72	10,4538876	10,45388757	9,009606145
01/09/1974	1148	1179,31	1179,3	1162,71	2,72081314	2,71994211	1,274912144
01/10/1974	1044	1161,13	1161,12	1143,98	11,1976538	11,19669609	9,555253888
01/11/1974	1031	1142,63	1142,63	1125,25	10,8804661	10,88046606	9,193916169
01/12/1974	1096	1125,02	1125,01	1107,7	2,63134219	2,630429927	1,051303749
01/01/1975	1537	1107,1	1107,09	1090,13	27,9551246	27,95577538	29,05945263
01/02/1975	1140	1090,03	1090,02	1073,64	4,40778456	4,408661532	5,845136206
01/03/1975	1033	1073,78	1073,78	1058,18	3,92317307	3,923173067	2,413365192
01/04/1975	1087	1056,68	1056,68	1042,13	2,74571162	2,745711623	4,084858665
01/05/1975	1063	1040,39	1040,39	1027,06	2,11843147	2,11843147	3,372539361
					8,0833896	8,119219193	8,149725358

Tabla. C-8. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción de petróleo del Yacimiento L2L

MVR 96.

FECHA	TASA REAL (BN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01/07/1972	4159	4550,28	4378,84	4271,63	9,414819928	5,292419389	2,714476307
01/08/1972	4731	4191,49	4144,59	4093,98	11,40369578	12,39502981	13,4647828
01/09/1972	4218	3914,57	3934,14	3923,72	7,190458164	6,726478025	6,973523148
01/10/1972	3659	3698,51	3749,87	3765,69	1,078275728	2,481916719	2,914268753
01/11/1972	3356	3513,21	3576,76	3609,08	4,695302706	6,589122457	7,552273587
01/12/1972	3302	3361,13	3423,8	3463,73	1,805900207	3,704123652	4,913570949
01/01/1973	3011	3225,49	3278,9	3319,68	7,106757761	8,880309045	10,2344641
01/02/1973	2975	3110,63	3149,9	3185,98	4,57191826	5,892081452	7,105004497
01/03/1973	3088	3011,95	3034,49	3061,86	2,468775564	1,738898309	0,852618785
01/04/1973	2868	2917,51	2920,12	2934,52	1,734141734	1,825152942	2,327283746
01/05/1973	2985	2836,15	2817,36	2816,33	4,994654342	5,624081716	5,658584653
01/06/1973	2763	2757,92	2718,5	2699,21	0,174367692	1,60121344	2,299434
01/07/1973	2746	2689,67	2629,23	2590,5	2,060480385	4,261294821	5,67157846
					4,515349866	5,154778598	5,590912599

Tabla. C-9. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción de petróleo del Yacimiento L2U

MVR 64.

FECHA	TASA REAL (MNPCN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01/04/2007	34675	34520,39	34488,99	35801,33	0,4470387	0,537592804	3,247049642
01/05/2007	32225	33254,13	33166,65	33895,77	3,195125931	2,923655602	5,186280732
01/06/2007	32538	31904,52	31853,48	32128,69	1,945586998	2,102451833	1,256629516
01/07/2007	29553	30655,75	30632,19	30585,61	3,731205213	3,651484208	3,49386942
01/08/2007	30961	29421,74	29419,37	29139,45	4,972881657	4,980536346	5,884629407
01/09/2007	28666	28242,29	28254,57	27823,87	1,47763426	1,434795855	2,937279645
01/10/2007	26498	27150,36	27171,27	26659,1	2,46229586	2,541207764	0,608337848
01/11/2007	26100	26070,73	26095,47	25553,7	0,113931552	0,019143974	2,094853987
01/12/2007	25170	25070,86	25094,95	24567,88	0,39234971	0,29663906	2,39071179
01/01/2008	24515	24081,89	24101,36	23626,04	1,764904579	1,685482353	3,624412627
01/02/2008	24609	23165,64	23177,3	22780,88	5,864511754	5,817130382	7,428015739
01/03/2008	21995	22287,7	22288,66	21994,1	1,331054216	1,335418857	0,003798528
01/04/2008	20157	21418,87	21406,19	21236,22	6,260207372	6,197301186	5,354070546
01/05/2008	19468	20613,52	20585,46	20550,91	5,881485875	5,737355494	5,559889184
01/06/2008	19648	19816,25	19770,41	19887,73	0,858032336	0,624722189	1,22184144
01/07/2008	19136	19076,97	19012,4	19285,45	0,308812275	0,646237977	0,780648935
01/08/2008	18615	18344,87	18259,64	18700,26	1,450287665	1,908148199	0,458888157
01/09/2008	18020	17643,64	17536,69	18149,54	2,086394815	2,679915203	0,721103687
					2,474652265	2,506623294	2,902906157

Tabla. C-10. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción de gas del Yacimiento L0L1 ZG

FECHA	TASA REAL (MPCN)	TASA SEGÚN EL TIPO DE AJUSTE			ERROR PROMEDIO		
		EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	ARMÓNICO	AJUST. EXPONENCIAL	AJUST. HIPERBÓLICO	AJUST. ARMÓNICO
01/03/2007	4962	5367,69	5362,99	5362,99	8,173757079	8,079039117	8,079039117
01/04/2007	4833	5307,69	5308,17	5308,17	9,821849783	9,831781502	9,831781502
01/05/2007	4852	5254,75	5255,65	5255,65	8,311862311	8,330413274	8,330413274
01/06/2007	4594	5199,16	5201,92	5201,92	13,17283413	13,23291249	13,23291249
01/07/2007	4571	5146,47	5150,45	5150,46	12,58466048	12,67172734	12,6719461
01/08/2007	4536	5093,14	5097,8	5097,81	12,28510329	12,38783924	12,3880597
01/09/2007	4578	5040,9	5045,69	5045,7	10,11861852	10,22325622	10,22347467
01/10/2007	4443	4991,35	4995,77	4995,77	12,35453011	12,45402364	12,45402364
01/11/2007	4290	4941,17	4944,7	4944,71	15,17341849	15,25569904	15,25593212
01/12/2007	4315	4893,55	4895,78	4895,78	13,39736757	13,44904296	13,44904296
01/01/2008	4344	4845,31	4845,54	4845,74	11,55055714	11,55585229	11,56045676
01/02/2008	4257	4799,51	4797,9	4797,8	12,75719488	12,71937037	12,71702103
01/03/2008	4037	4754,58	4750,33	4750,33	17,76924601	17,66397503	17,66397503
01/04/2008	3967	4709,02	4701,77	4701,77	18,71977814	18,53699735	18,53699735
					12,58505557	12,59942356	12,59964827

Tabla. C-11. Selección del tipo de declinación que mejor ajustó el comportamiento de producción de gas del Yacimiento M2B MVR 52.

APÉNDICE D

(GRÁFICOS OBTENIDOS DE LOS PERIODOS SELECCIONADOS EN LOS YACIMIENTOS EN ESTUDIO A TRAVÉS DE LA HERRAMIENTA OFM)

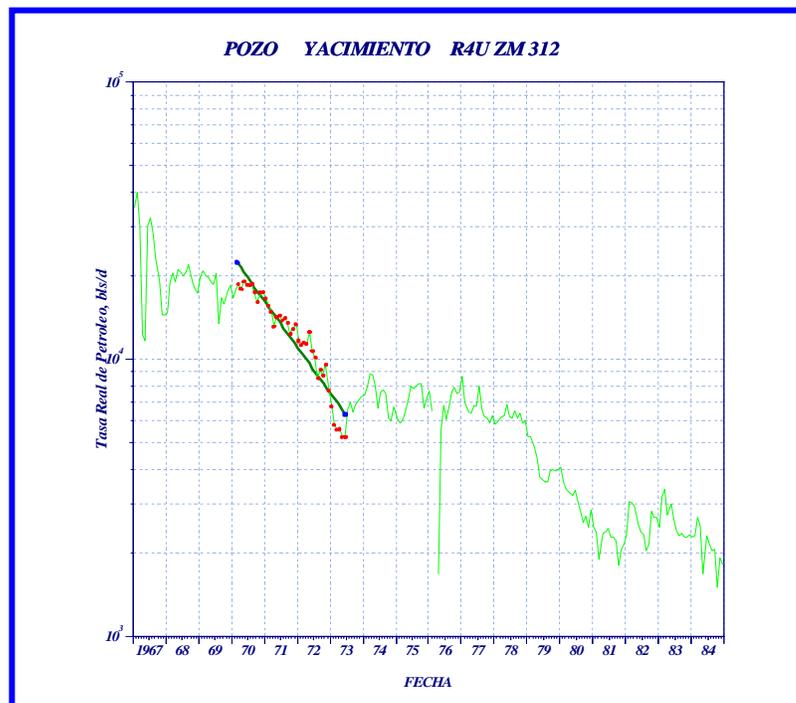


Figura D-1. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento R4U ZM 312 (Fase Petróleo).

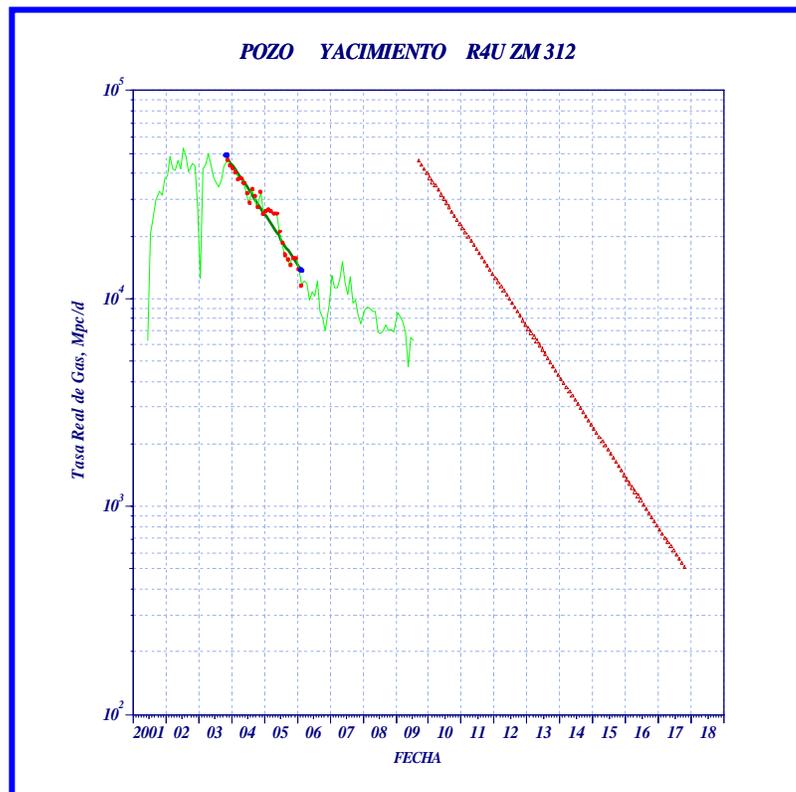


Figura D-2. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento R4U ZM 312 (Fase de Gas).

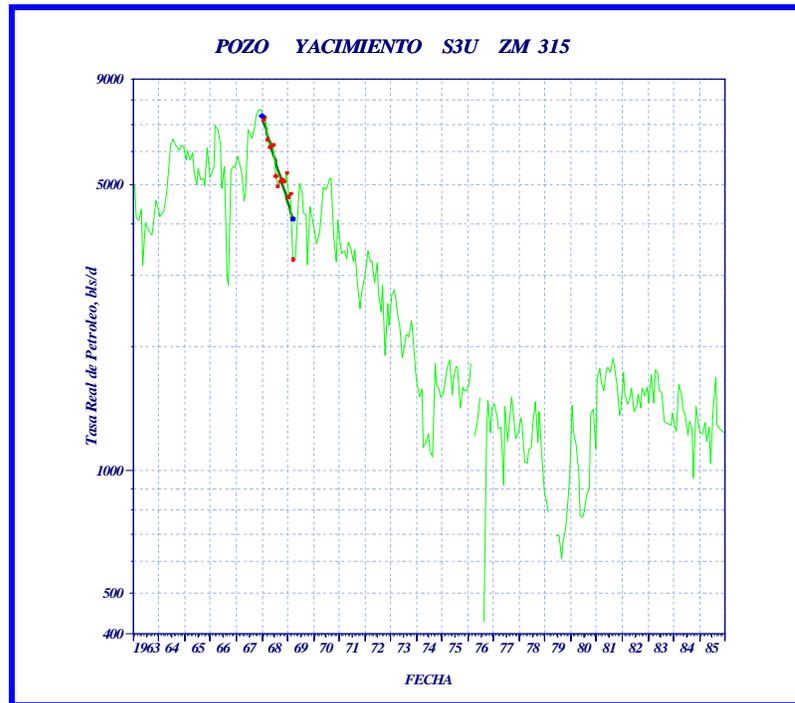


Figura D-3. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento S3U ZM 315 (Fase Petróleo).

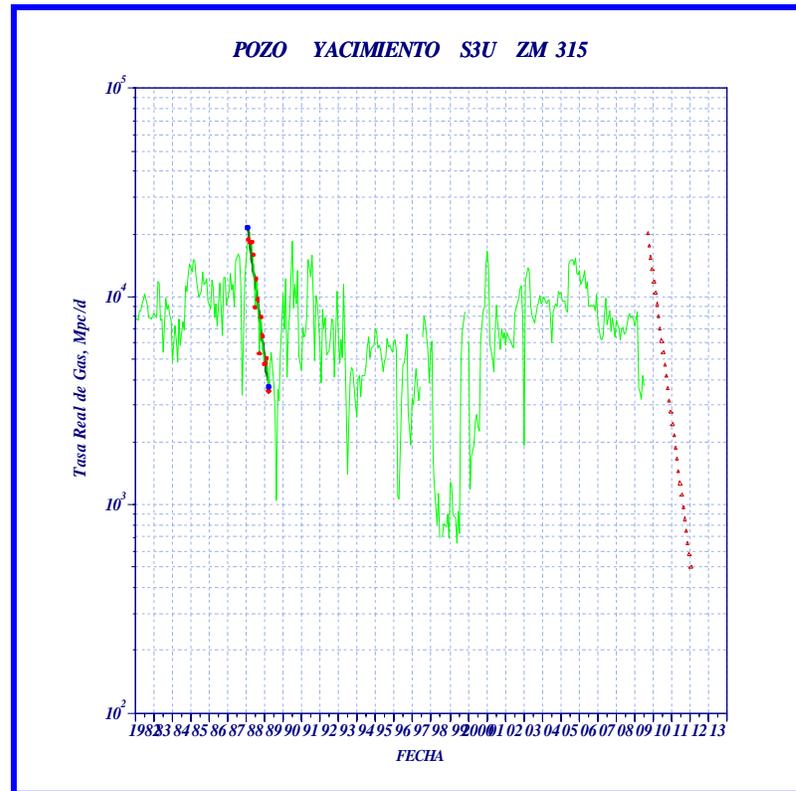


Figura D-4. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento S3U ZM 315 (Fase Gas).

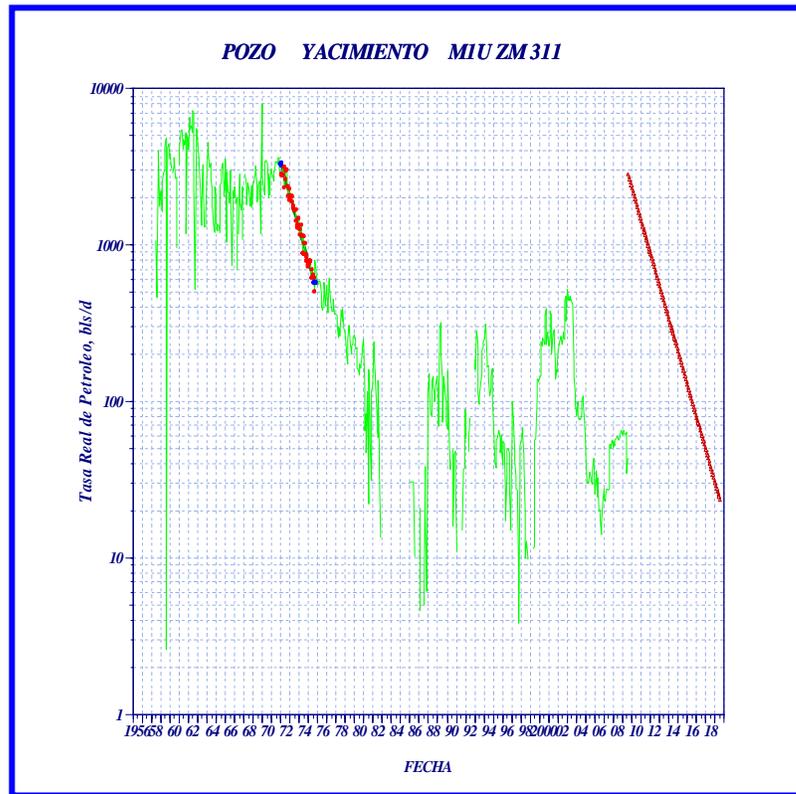


Figura D-5. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento MIU ZM 311 (Fase Petróleo).

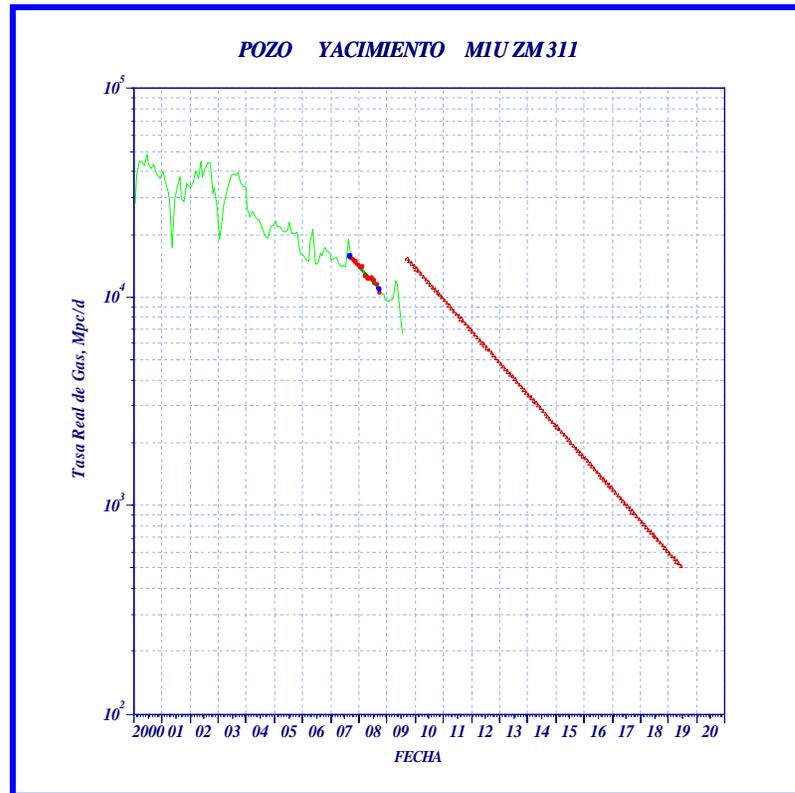


Figura D-6. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento M1U ZM 311 (Fase Gas).

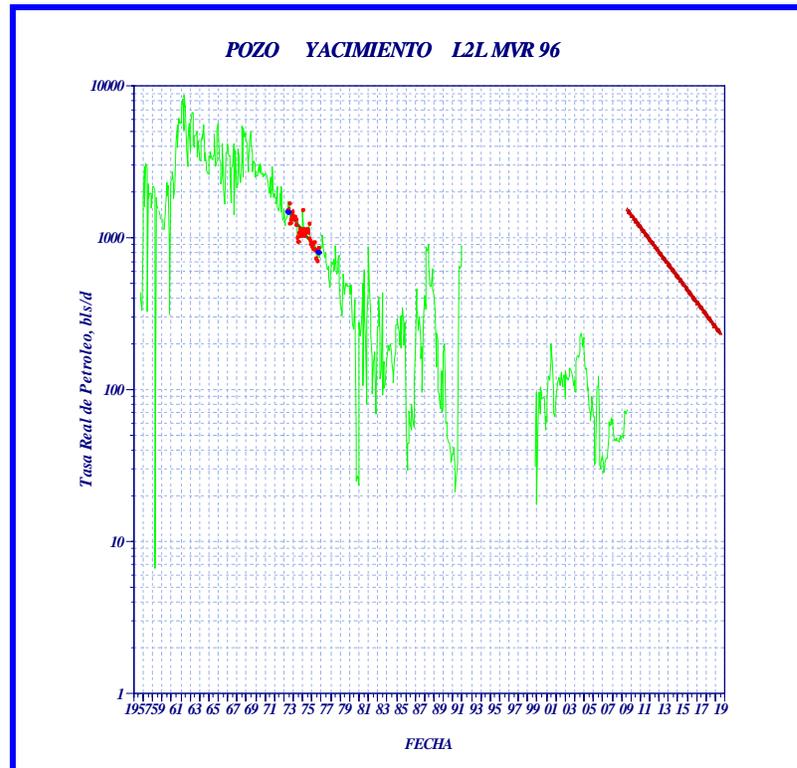


Figura D-7. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento L2L MVR 96 (Fase Petróleo).

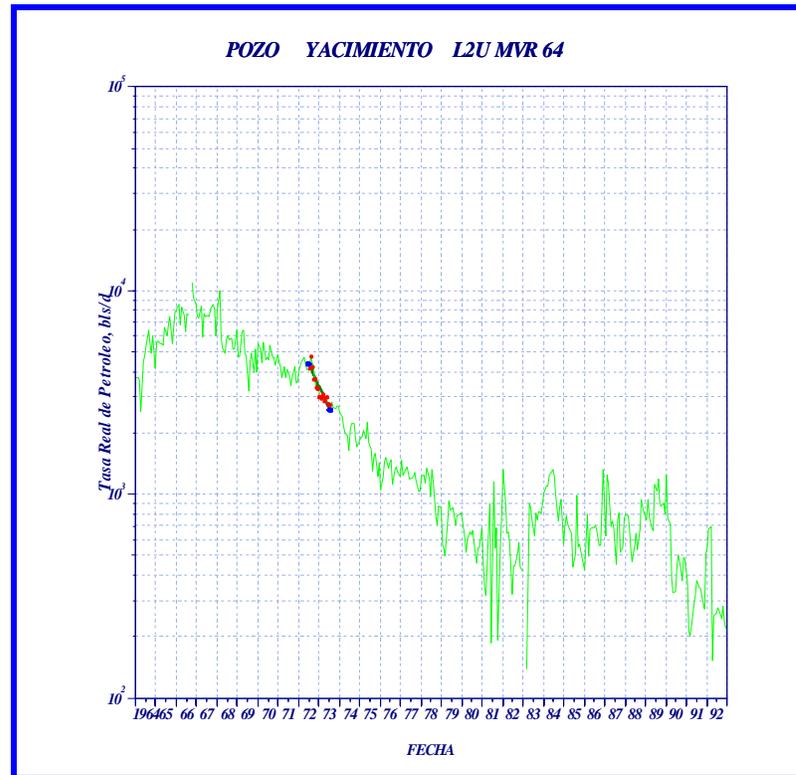


Figura D-8. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento L2U MVR 64 (Fase Petróleo).
Figura D-8. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento L2U MVR 64 (Fase Petróleo).

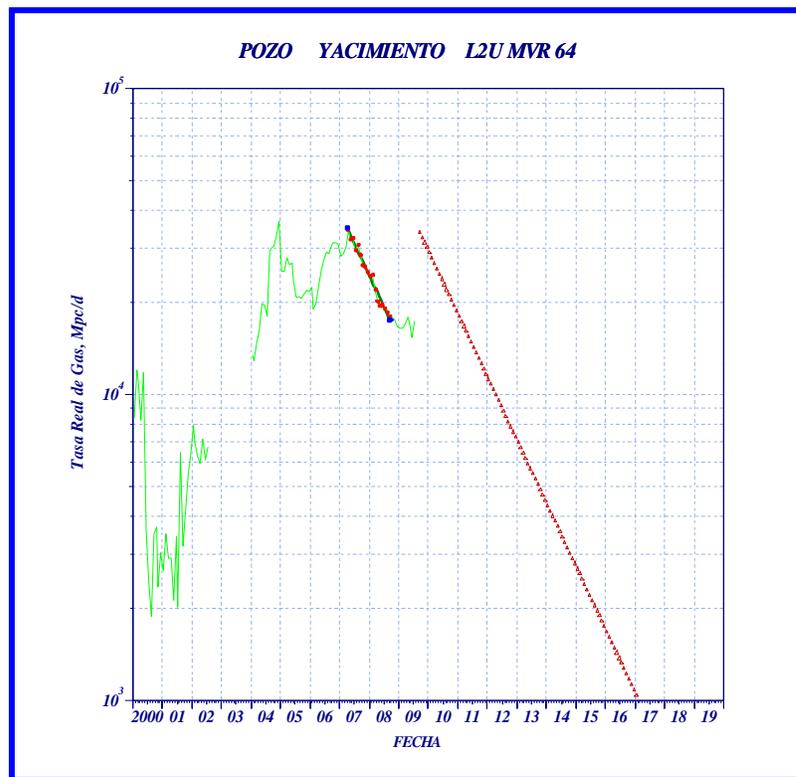


Figura D-9. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento L2U MVR 64 (Fase Gas).

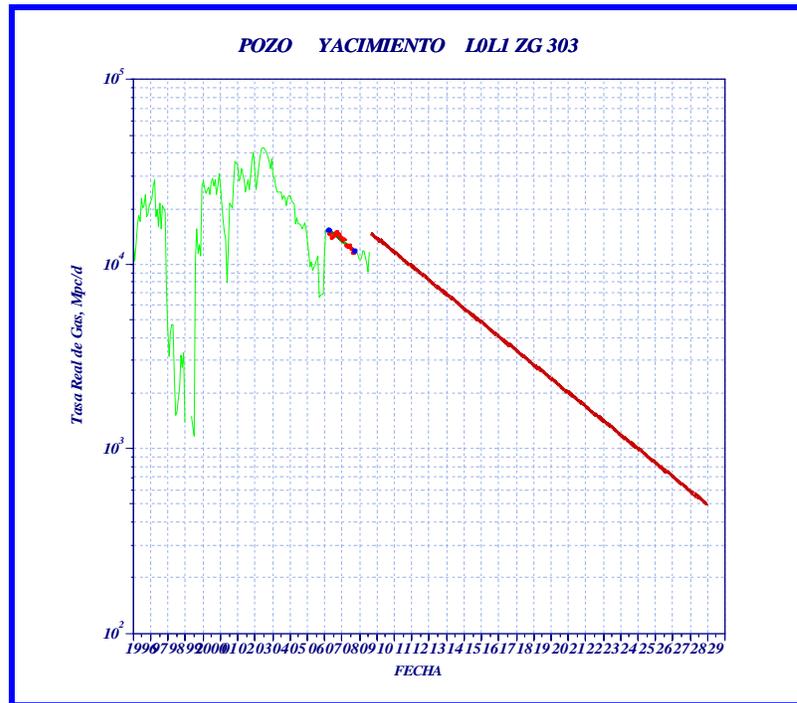


Figura D-10. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento LOL1 ZG 303 (Fase Gas).

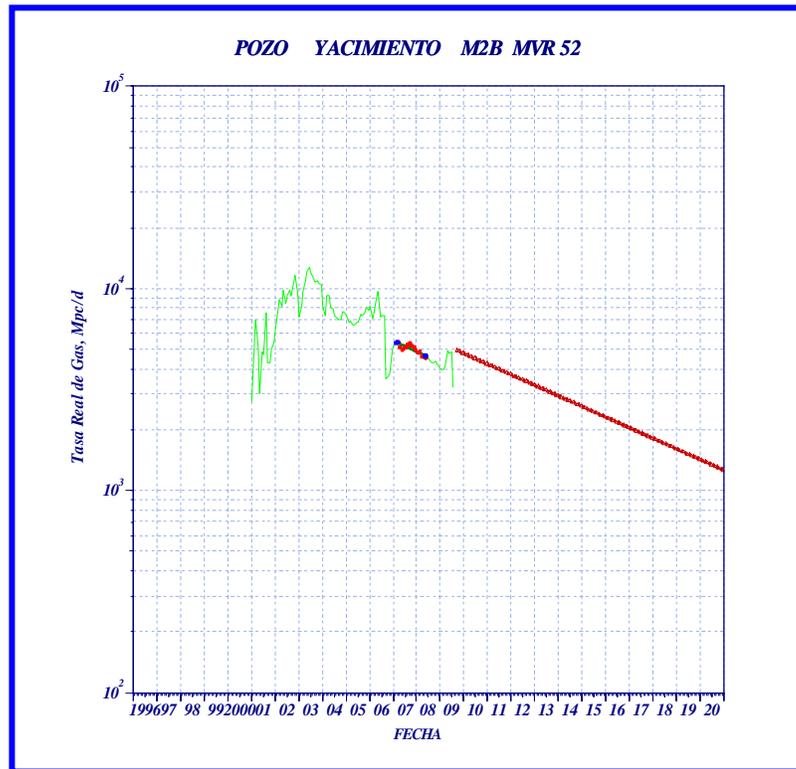


Figura D-11. Representación gráfica obtenida con el ajuste exponencial en el período seleccionado para el Yacimiento M2B MVR 52 (Fase Gas).

APÉNDICE E

(REPRESENTACIONES GRÁFICAS DEL LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO Y LOGARITMO DE LA TASA DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DEL LOGARITMO DEL PETRÓLEO ACUMULADO PARA LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS).

Figura E-1. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del tiempo para el Yacimiento R4U ZM 312 (Fase de Petróleo).

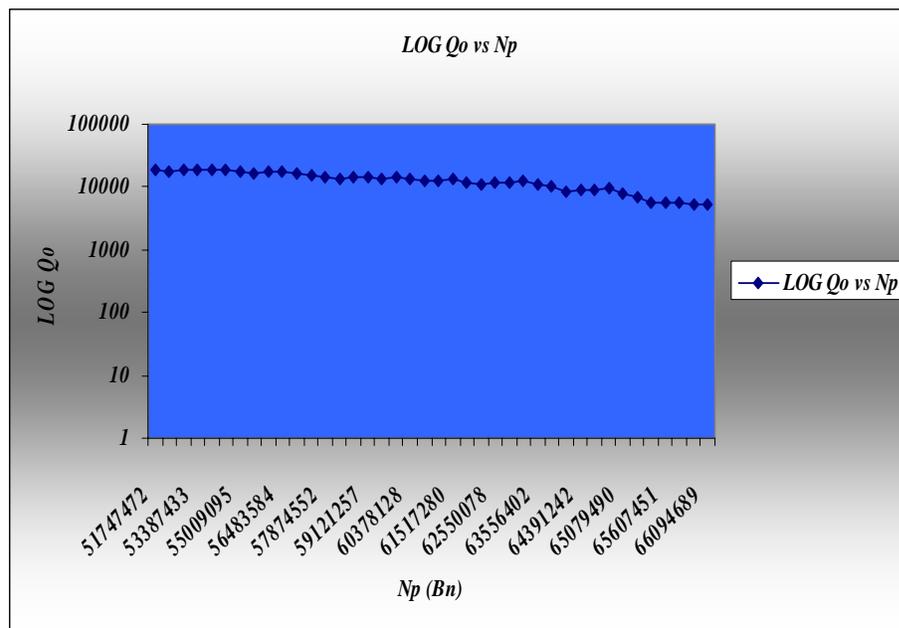


Figura E-2. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del petróleo acumulado del Yacimiento R4U ZM 312 (Fase de Petróleo).

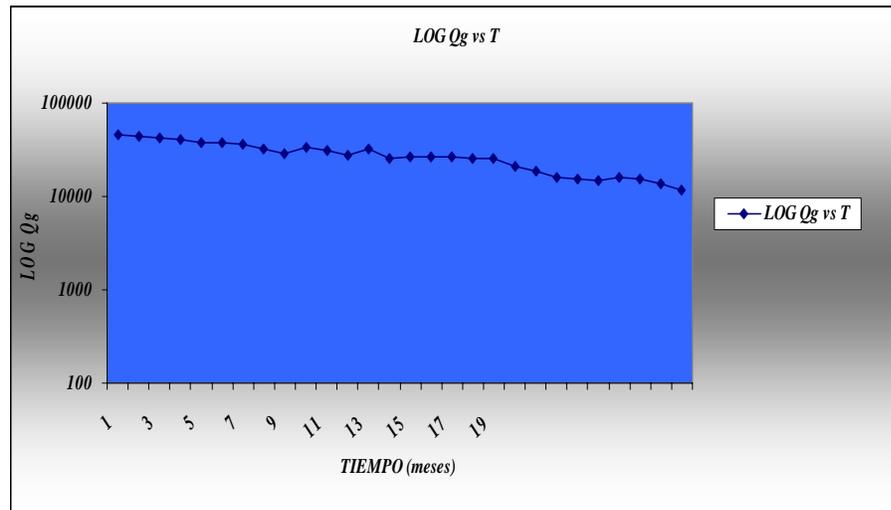
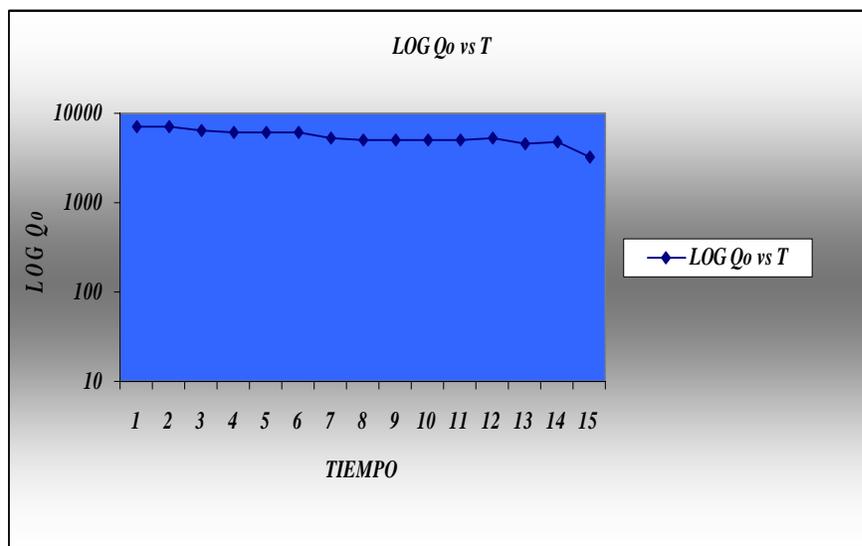


Figura E-3. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de gas en función del tiempo para el Yacimiento R4U ZM 312 (Fase de Gas).



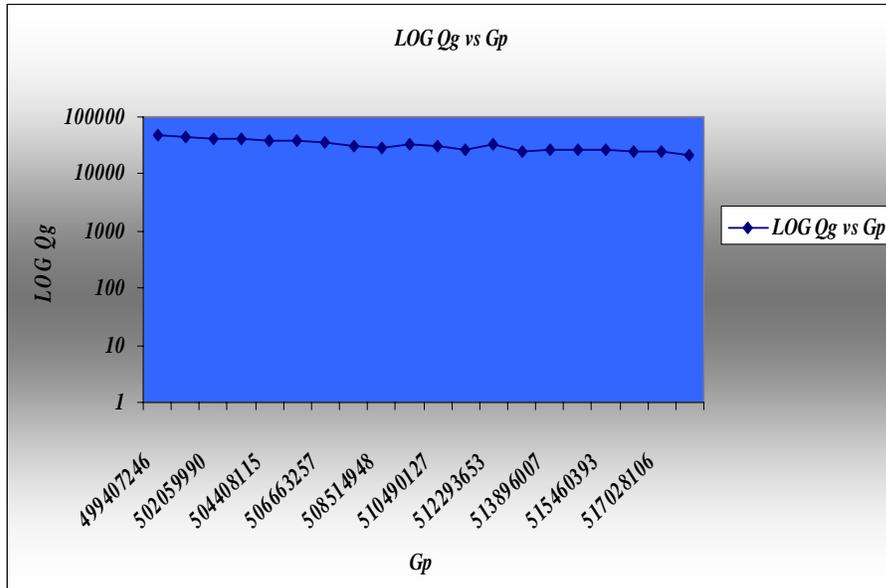


Figura E-4. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del gas acumulado del Yacimiento R4U ZM 312 (Fase de Gas).

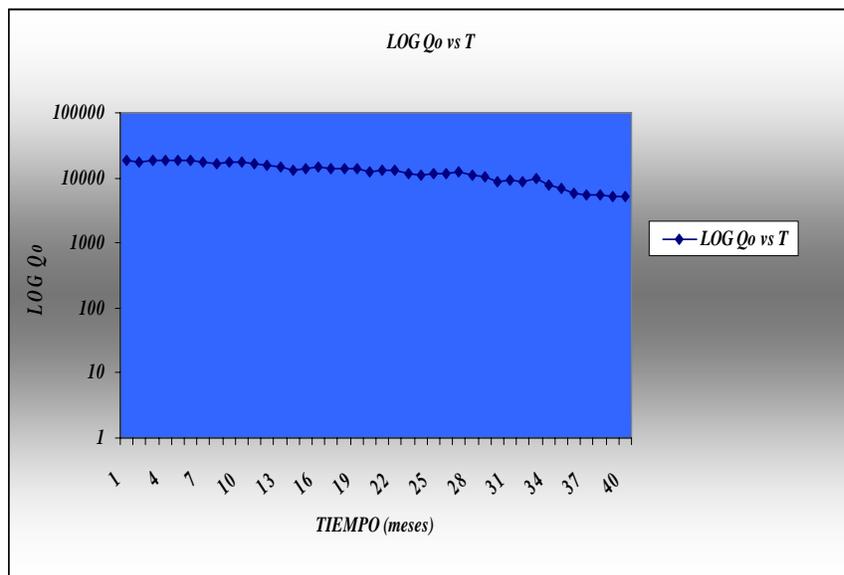


Figura E-5. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del tiempo para el Yacimiento S3U ZM 315 (Fase de Petróleo).

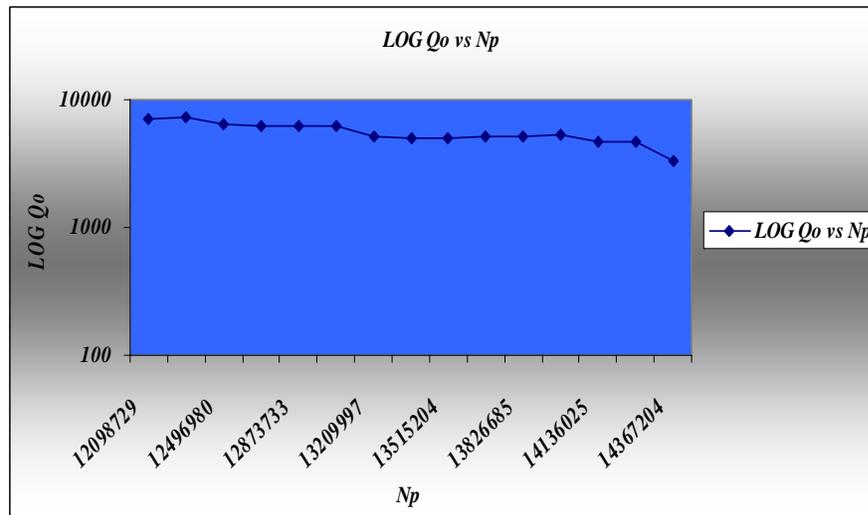


Figura E-6. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del petróleo acumulado del Yacimiento S3U ZM 315 (Fase de Petróleo).

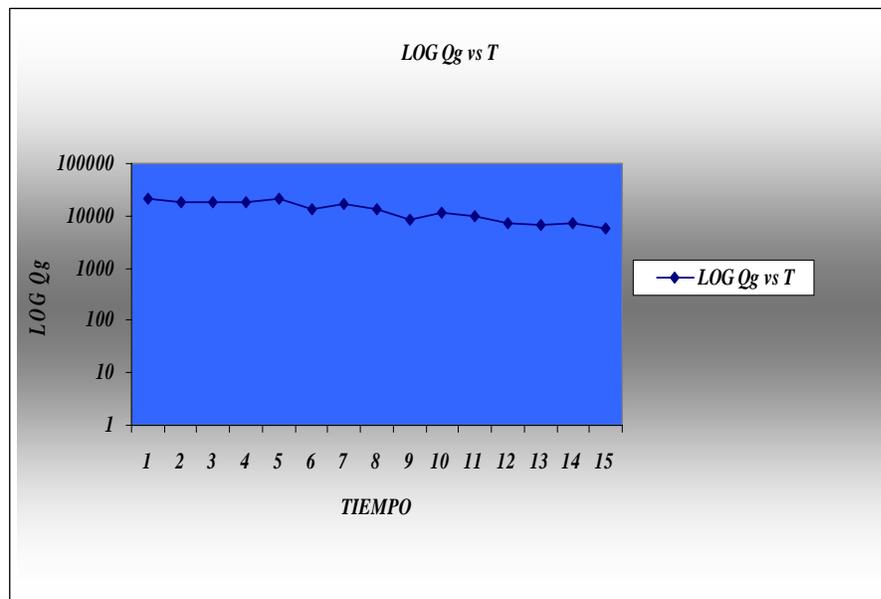


Figura E-7. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de gas en función del tiempo para el Yacimiento S3U ZM 315 (Fase de Gas).

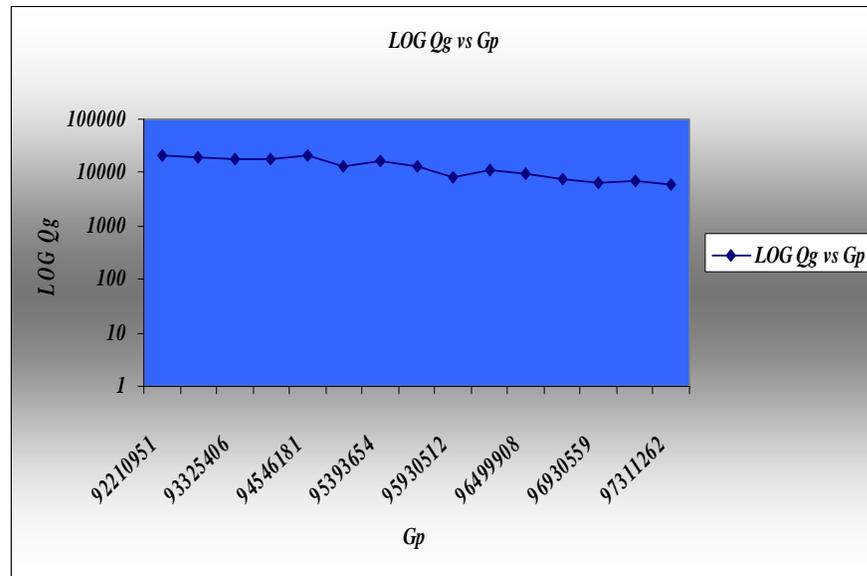


Figura E-8. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de gas en función del gas acumulado del Yacimiento S3U ZM 315 (Fase de Gas).

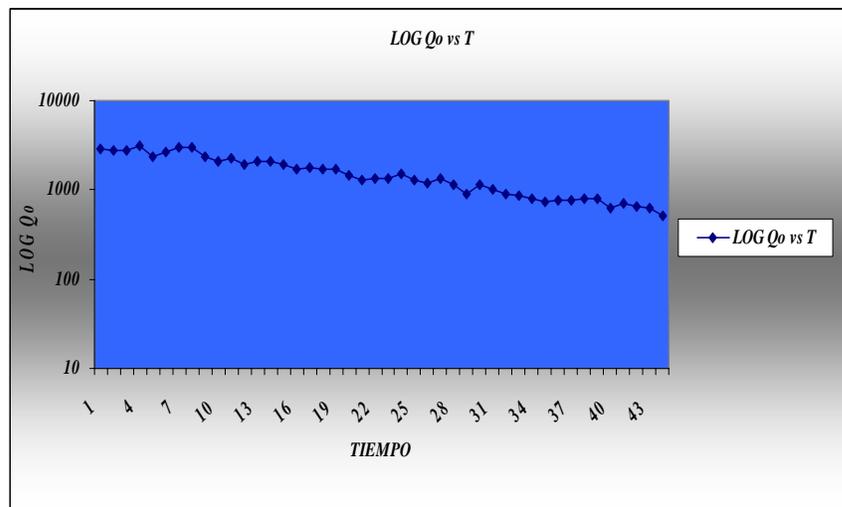


Figura E-9. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del tiempo para el Yacimiento M1U ZM 311 (Fase de Petróleo).

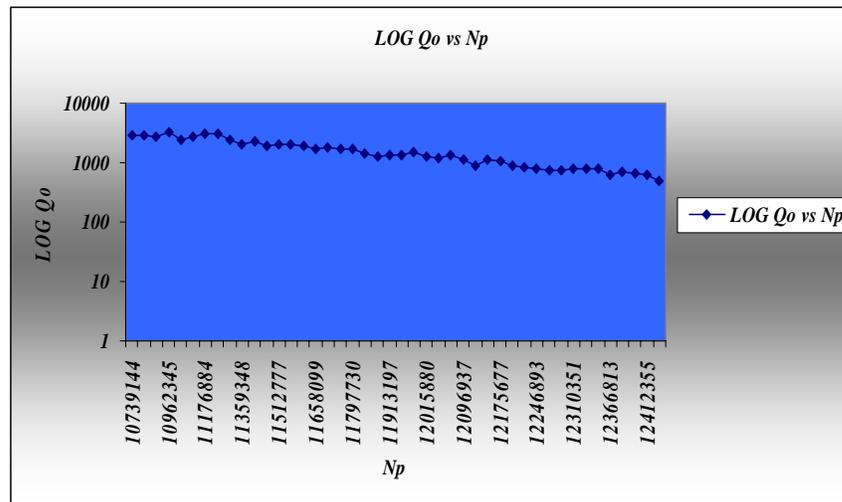


Figura E-10. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del petróleo acumulado del Yacimiento M1U ZM 311 (Fase de Petróleo).

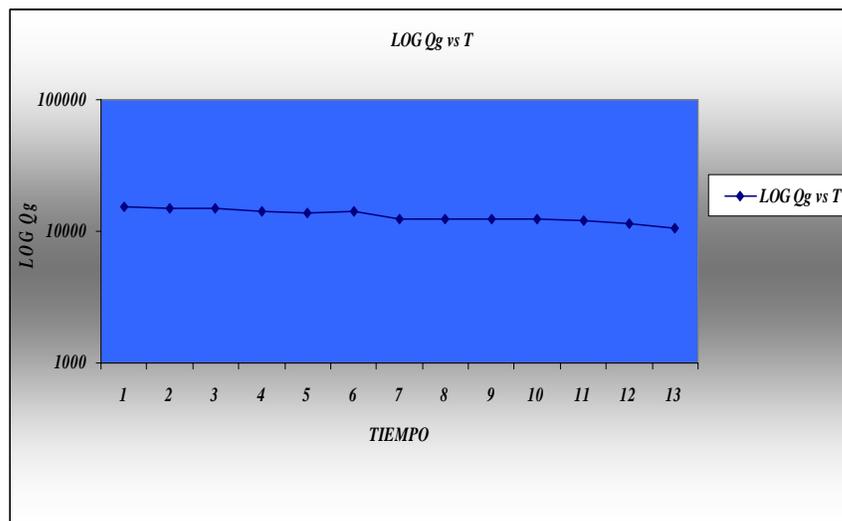


Figura E-11. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de gas en función del tiempo para el Yacimiento M1U ZM 311 (Fase de Gas).

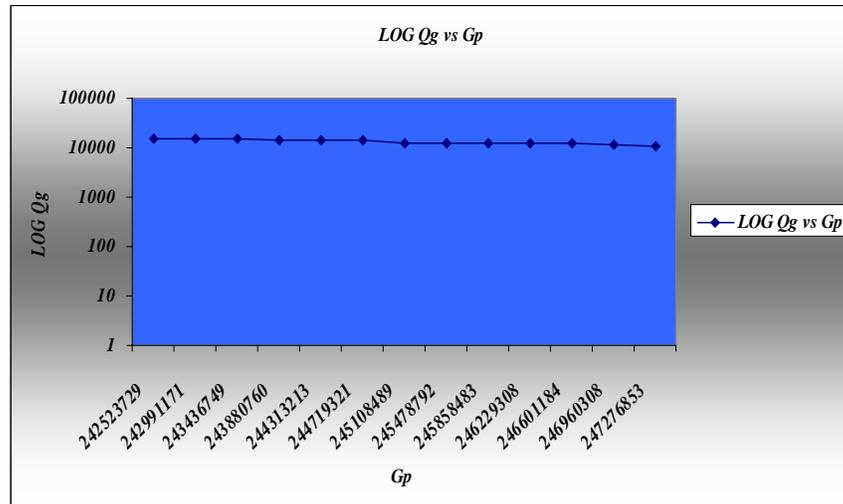


Figura E-12. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de gas en función del gas acumulado del Yacimiento M1U ZM 311 (Fase de Gas).

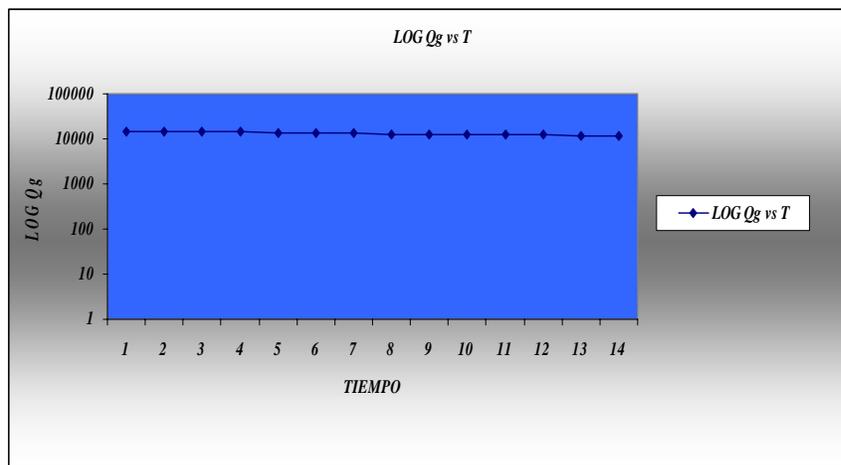


Figura E-13. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de gas en función del tiempo para el Yacimiento L0L1 ZG 303 (Fase de Gas).

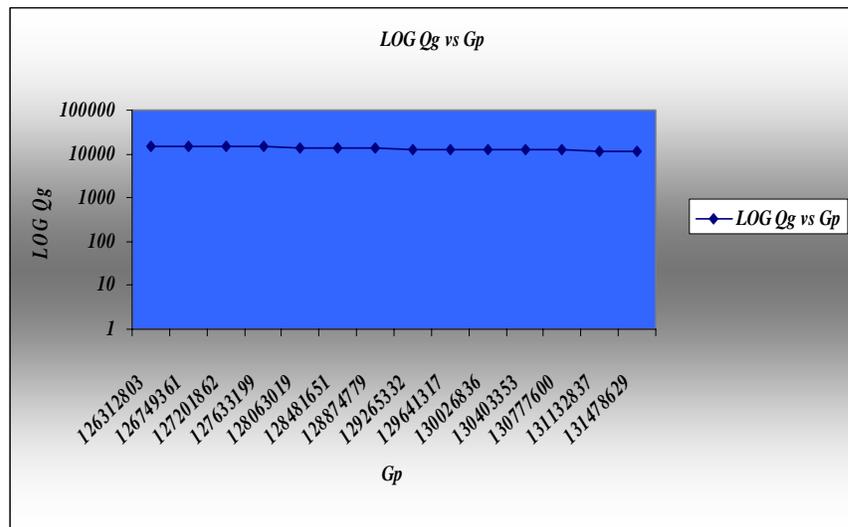


Figura E-14. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de gas en función del gas acumulado del Yacimiento L0L1 ZG 303 (Fase de Gas).

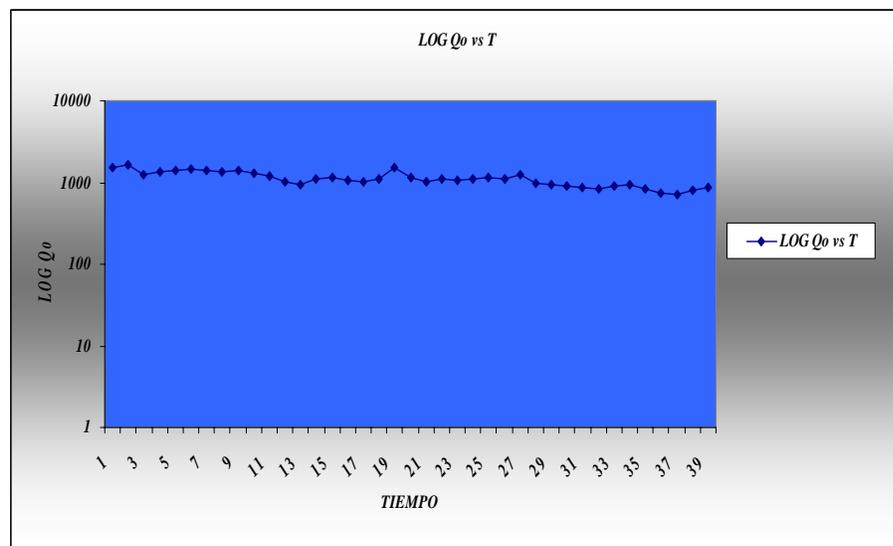


Figura E-15. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del tiempo para el Yacimiento L2L MVR 96 (Fase de Petróleo).

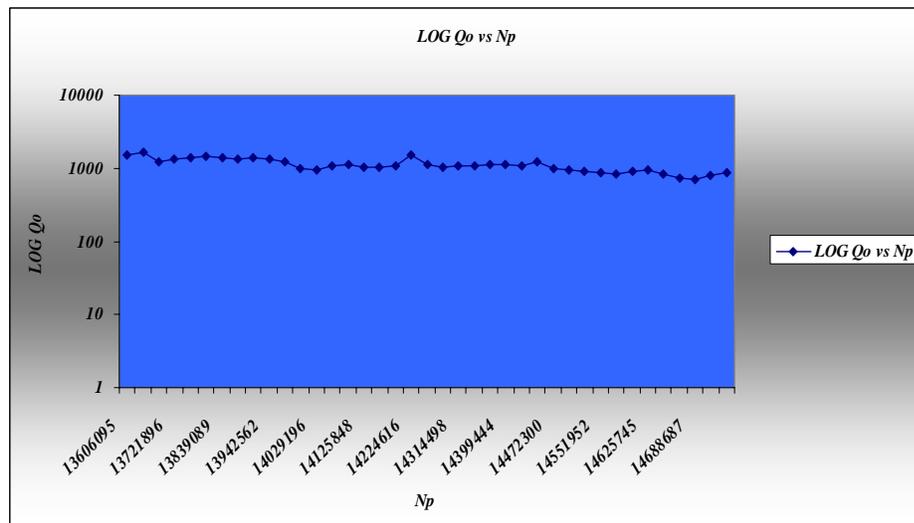


Figura E-16. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del petróleo acumulado del Yacimiento L2L MVR 96 (Fase de Petróleo).

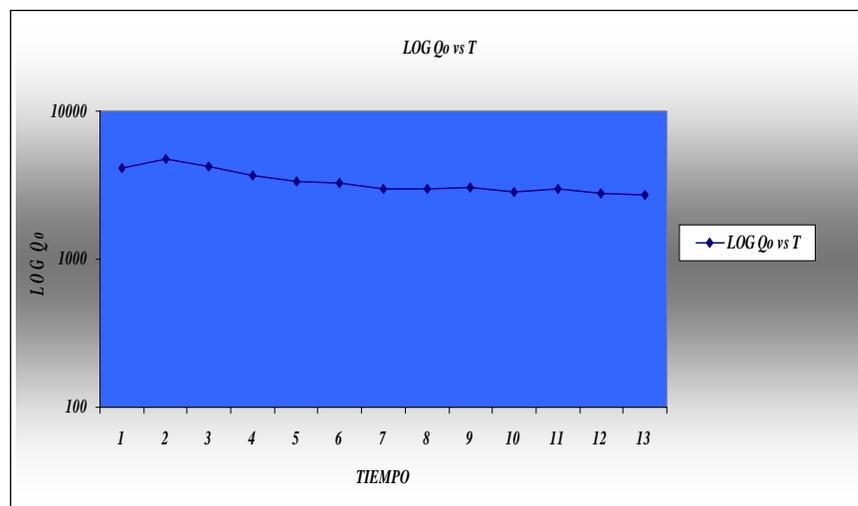


Figura E-17. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del tiempo para el Yacimiento L2U MVR 64 (Fase de Petróleo).

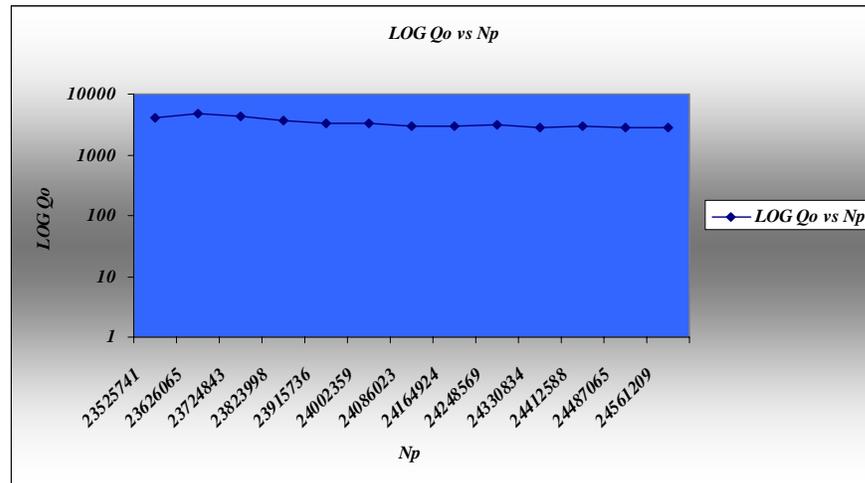


Figura E-18. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de petróleo en función del petróleo acumulado del Yacimiento L2U MVR 64 (Fase de Petróleo).

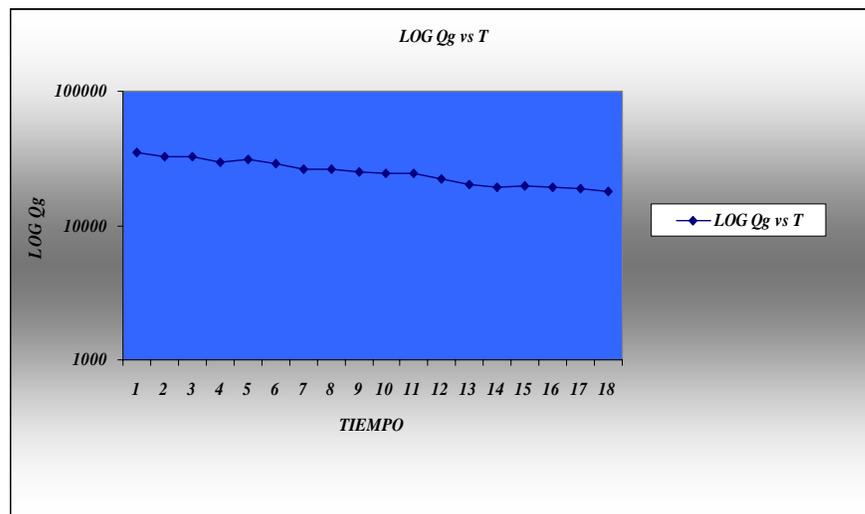


Figura E-19. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de gas en función del tiempo para el Yacimiento L2U MVR 64 (Fase de Gas).

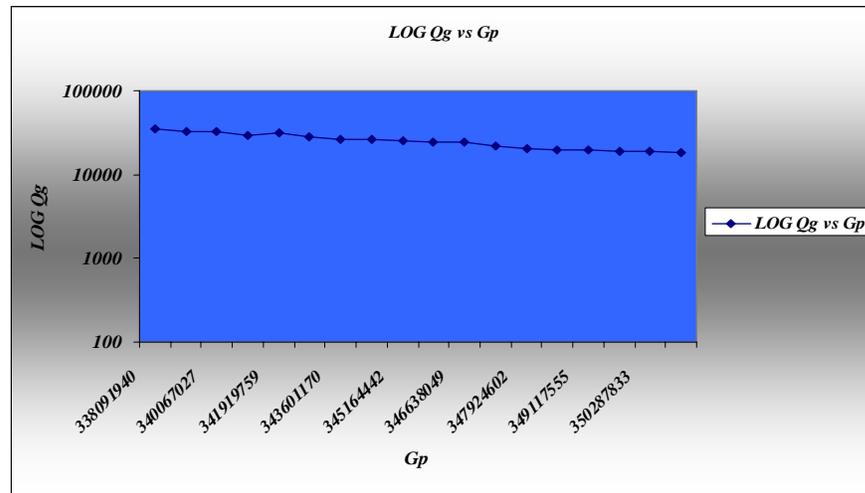


Figura E-20. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de gas en función del tiempo para el Yacimiento L2U MVR 64 (Fase de Gas).

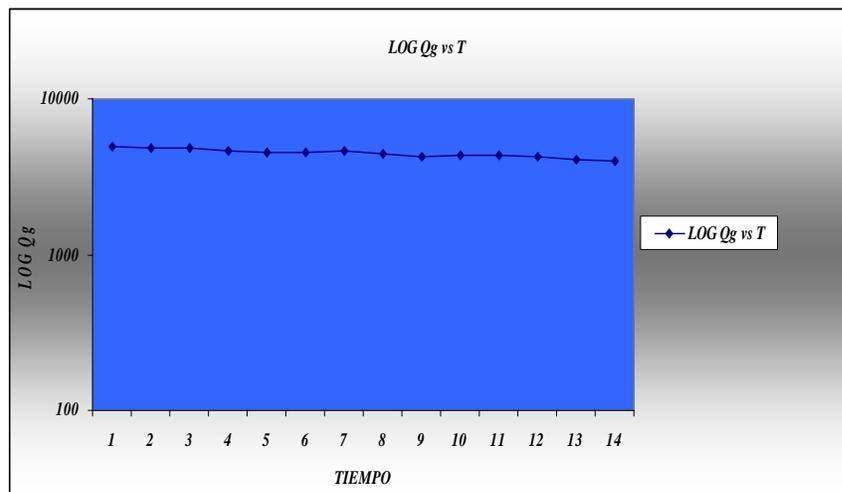


Figura E-21. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de gas en función del tiempo para el Yacimiento M2B MVR 52 (Fase de Gas).

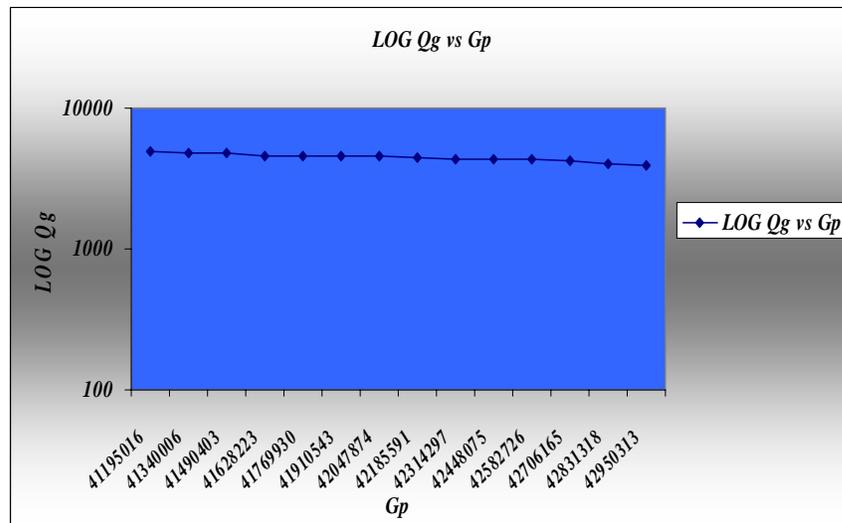


Figura E-22. Representación gráfica del Logaritmo de la tasa de gas en función del gas acumulado para el Yacimiento M2B MVR 52 (Fase de Gas).

APÉNDICE F

(RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CÁLCULOS REALIZADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA DECLINACIÓN NOMINAL ANUAL A TRAVÉS DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL PERIODO SELECCIONADO PARA CADA YACIMIENTO)

Fecha (Años)	t (Años)	q (Bls/Año)	Δq (Bls/Año)	Δt (Años)	$\Delta q/\Delta t$ (Bls/Año/Año)	q Prom (Bls/Año)	D (Año -1)
01/03/1970	1	21139	-	-	-	-	-
01/04/1970	2	20535	-604	1	-604	20837	0,0290
01/05/1970	3	19948	-587	1	-587	20241	0,0290
01/06/1970	4	19378	-570	1	-570	19663	0,0290
01/07/1970	5	18824	-554	1	-554	19101	0,0290
01/08/1970	6	18286	-538	1	-538	18555	0,0290
01/09/1970	7	17763	-523	1	-523	18024	0,0290
01/10/1970	8	17255	-508	1	-508	17509	0,0290
01/11/1970	9	16762	-493	1	-493	17009	0,0290
01/12/1970	10	16283	-479	1	-479	16523	0,0290
01/01/1971	11	15818	-465	1	-465	16050	0,0290
01/02/1971	12	15365	-452	1	-452	15591	0,0290
01/03/1971	13	14926	-439	1	-439	15146	0,0290
01/04/1971	14	14500	-427	1	-427	14713	0,0290
01/05/1971	15	14085	-414	1	-414	14292	0,0290
01/06/1971	16	13683	-403	1	-403	13884	0,0290
01/07/1971	17	13291	-391	1	-391	13487	0,0290
01/08/1971	18	12912	-380	1	-380	13101	0,0290
01/09/1971	19	12542	-369	1	-369	12727	0,0290
01/10/1971	20	12184	-359	1	-359	12363	0,0290
01/11/1971	21	11836	-348	1	-348	12010	0,0290
01/12/1971	22	11497	-338	1	-338	11667	0,0290
01/01/1972	23	11169	-329	1	-329	11333	0,0290
01/02/1972	24	10850	-319	1	-319	11009	0,0290
01/03/1972	25	10539	-310	1	-310	10694	0,0290
01/04/1972	26	10238	-301	1	-301	10389	0,0290
01/05/1972	27	9945	-293	1	-293	10092	0,0290
01/06/1972	28	9661	-284	1	-284	9803	0,0290
01/07/1972	29	9385	-276	1	-276	9523	0,0290
01/08/1972	30	9117	-268	1	-268	9251	0,0290

Tabla F-1. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal para el Yacimiento R4U ZM 312 (Fase de Petróleo).

Fecha (Años)	t (Años)	q (Bls/Año)	Δq (Bls/Año)	Δt (Años)	$\Delta q/\Delta t$ (Bls/Año/Año)	q Prom (Bls/Año)	D (Año -1)
01/11/2003	1	47874	-	-	-	-	-
01/12/2003	2	45704	-2171	1	-2171	46789	0,046
01/01/2004	3	43631	-2072	1	-2072	44668	0,046
01/02/2004	4	41653	-1978	1	-1978	42642	0,046
01/03/2004	5	39765	-1889	1	-1889	40709	0,046
01/04/2004	6	37962	-1803	1	-1803	38863	0,046
01/05/2004	7	36241	-1721	1	-1721	37101	0,046
01/06/2004	8	34597	-1643	1	-1643	35419	0,046
01/07/2004	9	33029	-1569	1	-1569	33813	0,046
01/08/2004	10	31531	-1498	1	-1498	32280	0,046
01/09/2004	11	30102	-1430	1	-1430	30816	0,046
01/10/2004	12	28737	-1365	1	-1365	29419	0,046
01/11/2004	13	27434	-1303	1	-1303	28085	0,046
01/12/2004	14	26190	-1244	1	-1244	26812	0,046
01/01/2005	15	25003	-1187	1	-1187	25596	0,046
01/02/2005	16	23869	-1134	1	-1134	24436	0,046
01/03/2005	17	22787	-1082	1	-1082	23328	0,046
01/04/2005	18	21754	-1033	1	-1033	22270	0,046
01/05/2005	19	20767	-986	1	-986	21260	0,046
01/06/2005	20	19826	-942	1	-942	20296	0,046

Tabla F-2. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal para el Yacimiento R4U ZM 312 (Fase de Gas).

Fecha (Años)	t (Años)	q (Bls/Año)	Δq (Bls/Año)	Δt (Años)	$\Delta q/\Delta t$ (Bls/Año/Año)	q Prom (Bls/Año)	D (Año -1)
01/01/1968	1	7194	-	-	-	-	-
01/02/1968	2	6910	-284	1	-284	7052	0,04029
01/03/1968	3	6637	-273	1	-273	6773	0,04029
01/04/1968	4	6375	-262	1	-262	6506	0,04029
01/05/1968	5	6123	-252	1	-252	6249	0,04029
01/06/1968	6	5881	-242	1	-242	6002	0,04029
01/07/1968	7	5649	-232	1	-232	5765	0,04029
01/08/1968	8	5426	-223	1	-223	5537	0,04029
01/09/1968	9	5211	-214	1	-214	5319	0,04029
01/10/1968	10	5006	-206	1	-206	5109	0,04029
01/11/1968	11	4808	-198	1	-198	4907	0,04029
01/12/1968	12	4618	-190	1	-190	4713	0,04029
01/01/1969	13	4436	-182	1	-182	4527	0,04029
01/02/1969	14	4260	-175	1	-175	4348	0,04029
01/03/1969	15	4092	-168	1	-168	4176	0,04029

Tabla F-3. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal para el Yacimiento S3U ZM 315 (Fase de Petróleo).

Tabla F-4. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal para el Yacimiento S3U ZM 315 (Fase de Gas)

Fecha (Años)	t (Años)	q (Bls/Año)	Δq (Bls/Año)	Δt (Años)	$\Delta q/\Delta t$ (Bls/Año/Año)	q Prom (Bls/Año)	D (Año -1)
01/01/1988	1	23605	-	-	-	-	-
01/02/1988	2	21430	-2176	1	-2176	22517	0,097
01/03/1988	3	19454	-1975	1	-1975	20442	0,097
01/04/1988	4	17661	-1793	1	-1793	18558	0,097
01/05/1988	5	16033	-1628	1	-1628	16847	0,097
01/06/1988	6	14556	-1478	1	-1478	15294	0,097
01/07/1988	7	13214	-1342	1	-1342	13885	0,097
01/08/1988	8	11996	-1218	1	-1218	12605	0,097
01/09/1988	9	10890	-1106	1	-1106	11443	0,097
01/10/1988	10	9887	-1004	1	-1004	10388	0,097
01/11/1988	11	8975	-911	1	-911	9431	0,097
01/12/1988	12	8148	-827	1	-827	8562	0,097
01/01/1989	13	7397	-751	1	-751	7773	0,097
01/02/1989	14	6715	-682	1	-682	7056	0,097
01/03/1989	15	6096	-619	1	-619	6406	0,097

Fecha (Años)	t (Años)	q (Bls/Año)	Δq (Bls/Año)	Δt (Año)	$\Delta q/\Delta t$ (Bls/Año/Año)	q Prom (Bls/Año)	D (Año -1)
01/01/1972	1	3255	-	-	-	-	-
01/02/1972	2	3127	-128	1	-128	3191	0,040
01/03/1972	3	3004	-123	1	-123	3065	0,040
01/04/1972	4	2885	-118	1	-118	2945	0,040
01/05/1972	5	2772	-114	1	-114	2829	0,040
01/06/1972	6	2662	-109	1	-109	2717	0,040
01/07/1972	7	2558	-105	1	-105	2610	0,040
01/08/1972	8	2457	-101	1	-101	2507	0,040
01/09/1972	9	2360	-97	1	-97	2408	0,040
01/10/1972	10	2267	-93	1	-93	2313	0,040
01/11/1972	11	2178	-89	1	-89	2222	0,040
01/12/1972	12	2092	-86	1	-86	2135	0,040
01/01/1973	13	2009	-82	1	-82	2051	0,040
01/02/1973	14	1930	-79	1	-79	1970	0,040
01/03/1973	15	1854	-76	1	-76	1892	0,040
01/04/1973	16	1781	-73	1	-73	1818	0,040
01/05/1973	17	1711	-70	1	-70	1746	0,040
01/06/1973	18	1644	-67	1	-67	1677	0,040
01/07/1973	19	1579	-65	1	-65	1611	0,040
01/08/1973	20	1517	-62	1	-62	1548	0,040
01/09/1973	21	1457	-60	1	-60	1487	0,040
01/10/1973	22	1399	-57	1	-57	1428	0,040
01/11/1973	23	1344	-55	1	-55	1372	0,040
01/12/1973	24	1291	-53	1	-53	1318	0,040
01/01/1974	25	1240	-51	1	-51	1266	0,040
01/02/1974	26	1192	-49	1	-49	1216	0,040
01/03/1974	27	1145	-47	1	-47	1168	0,040
01/04/1974	28	1099	-45	1	-45	1122	0,040
01/05/1974	29	1056	-43	1	-43	1078	0,040
01/06/1974	30	1015	-42	1	-42	1035	0,040

Tabla F-5. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal para el Yacimiento M1U ZM 311 (Fase de Petróleo).

Fecha (Años)	t (Años)	q (Bls/Año)	Δq (Bls/Año)	Δt (Años)	$\Delta q/\Delta t$ (Bls/Año/Año)	q Prom (Bls/Años)	D (Año -1)
01/09/2007	1	15602	-	-	-	-	-
01/10/2007	2	15153	-449	1	-449	15377	0,029
01/11/2007	3	14717	-436	1	-436	14935	0,029
01/12/2007	4	14293	-424	1	-424	14505	0,029
01/01/2008	5	13882	-411	1	-411	14087	0,029
01/02/2008	6	13482	-399	1	-399	13682	0,029
01/03/2008	7	13094	-388	1	-388	13288	0,029
01/04/2008	8	12718	-377	1	-377	12906	0,029
01/05/2008	9	12352	-366	1	-366	12535	0,029
01/06/2008	10	11996	-355	1	-355	12174	0,029
01/07/2008	11	11651	-345	1	-345	11823	0,029
01/08/2008	12	11316	-335	1	-335	11483	0,029
01/09/2008	13	10990	-326	1	-326	11153	0,029

Tabla F-6. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal para el Yacimiento M1U ZM 311 (Fase de Gas).

Fecha (Años)	t (Años)	q (Bl/Año)	Δq (Bl/Año)	Δt (Años)	$\Delta q/\Delta t$ (Bl/Año/Año)	q Prom (Bl/Año)	D (Año -1)
01/07/1973	1	1471	-	-	-	-	-
01/08/1973	2	1448	-23	1	-23	1459	0,016
01/09/1973	3	1425	-23	1	-23	1436	0,016
01/10/1973	4	1403	-22	1	-22	1414	0,016
01/11/1973	5	1381	-22	1	-22	1392	0,016
01/12/1973	6	1359	-22	1	-22	1370	0,016
01/01/1974	7	1338	-21	1	-21	1348	0,016
01/02/1974	8	1317	-21	1	-21	1327	0,016
01/03/1974	9	1296	-21	1	-21	1306	0,016
01/04/1974	10	1276	-20	1	-20	1286	0,016
01/05/1974	11	1256	-20	1	-20	1266	0,016
01/06/1974	12	1236	-20	1	-20	1246	0,016
01/07/1974	13	1217	-19	1	-19	1226	0,016
01/08/1974	14	1198	-19	1	-19	1207	0,016
01/09/1974	15	1179	-19	1	-19	1188	0,016
01/10/1974	16	1160	-18	1	-18	1170	0,016
01/11/1974	17	1142	-18	1	-18	1151	0,016
01/12/1974	18	1124	-18	1	-18	1133	0,016
01/01/1975	19	1107	-18	1	-18	1116	0,016
01/02/1975	20	1089	-17	1	-17	1098	0,016
01/03/1975	21	1072	-17	1	-17	1081	0,016
01/04/1975	22	1055	-17	1	-17	1064	0,016
01/05/1975	23	1039	-17	1	-17	1047	0,016
01/06/1975	24	1023	-16	1	-16	1031	0,016
01/07/1975	25	1007	-16	1	-16	1015	0,016
01/08/1975	26	991	-16	1	-16	999	0,016
01/09/1975	27	975	-16	1	-16	983	0,016
01/10/1975	28	960	-15	1	-15	968	0,016
01/11/1975	29	945	-15	1	-15	952	0,016
01/12/1975	30	930	-15	1	-15	938	0,016

Tabla F-7. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal para el Yacimiento L2L MVR 96 (Fase de Petróleo).

Fecha (Años)	t (Años)	q (Bls/Año)	Δq (Bls/Año)	Δt (Años)	$\Delta q/\Delta t$ (Bls/Año/Año)	q Prom (Bls/Año)	D (Año -1)
01/07/1972	1	4265	-	-	-	-	-
01/08/1972	2	4091	-174	1	-174	4178	0,042
01/09/1972	3	3924	-167	1	-167	4008	0,042
01/10/1972	4	3765	-160	1	-160	3845	0,042
01/11/1972	5	3611	-153	1	-153	3688	0,042
01/12/1972	6	3464	-147	1	-147	3538	0,042
01/01/1973	7	3323	-141	1	-141	3393	0,042
01/02/1973	8	3187	-135	1	-135	3255	0,042
01/03/1973	9	3058	-130	1	-130	3123	0,042
01/04/1973	10	2933	-125	1	-125	2995	0,042
01/05/1973	11	2813	-120	1	-120	2873	0,042
01/06/1973	12	2699	-115	1	-115	2756	0,042
01/07/1973	13	2589	-110	1	-110	2644	0,042

Tabla F-8. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal para el Yacimiento L2U MVR 64 (Fase de Petróleo).

Tabla F-9. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal para el Yacimiento L2U MVR 64 (Fase de Gas).

Fecha (Años)	t (Años)	q (Bls/Año)	Δq (Bls/Año)	Δt (Años)	$\Delta q/\Delta t$ (Bls/Año/Año)	q Prom (Bls/Año)	D (Año -1)
01/04/2007	1	34492	-	-	-	-	-
01/05/2007	2	33146	-1346	1	-1346	33819	0,040
01/06/2007	3	31852	-1293	1	-1293	32499	0,040
01/07/2007	4	30610	-1243	1	-1243	31231	0,040
01/08/2007	5	29415	-1194	1	-1194	30012	0,040
01/09/2007	6	28268	-1148	1	-1148	28841	0,040
01/10/2007	7	27165	-1103	1	-1103	27716	0,040
01/11/2007	8	26105	-1060	1	-1060	26635	0,040
01/12/2007	9	25086	-1019	1	-1019	25595	0,040
01/01/2008	10	24107	-979	1	-979	24597	0,040
01/02/2008	11	23167	-941	1	-941	23637	0,040
01/03/2008	12	22263	-904	1	-904	22715	0,040
01/04/2008	13	21394	-869	1	-869	21828	0,040
01/05/2008	14	20559	-835	1	-835	20977	0,040
01/06/2008	15	19757	-802	1	-802	20158	0,040
01/07/2008	16	18986	-771	1	-771	19372	0,040
01/08/2008	17	18245	-741	1	-741	18616	0,040
01/09/2008	18	17534	-712	1	-712	17889	0,040

Fecha (Años)	t (Años)	q (Bls/Año)	Δq (Bls/Año)	Δt (Años)	$\Delta q/\Delta t$ (Bls/Año/Año)	q Prom (Bls/Año)	D (Año -1)
01/08/2007	1	15075	-	-	-	-	-
01/09/2007	2	14760	-315	1	-315	14917	0,021
01/10/2007	3	14452	-308	1	-308	14606	0,021
01/11/2007	4	14150	-302	1	-302	14301	0,021
01/12/2007	5	13854	-295	1	-295	14002	0,021
01/01/2008	6	13565	-289	1	-289	13710	0,021
01/02/2008	7	13282	-283	1	-283	13424	0,021
01/03/2008	8	13005	-277	1	-277	13143	0,021
01/04/2008	9	12733	-272	1	-272	12869	0,021
01/05/2008	10	12467	-266	1	-266	12600	0,021
01/06/2008	11	12207	-260	1	-260	12337	0,021
01/07/2008	12	11952	-255	1	-255	12080	0,021
01/08/2008	13	11703	-250	1	-250	11827	0,021
01/09/2008	14	11458	-244	1	-244	11580	0,021

Tabla F-10. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal para el Yacimiento L0L1 ZG 303 (Fase de Gas)

Fecha (Años)	t (Años)	q (Bls/Año)	Δq (Bls/Año)	Δt (Años)	$\Delta q/\Delta t$ (Bls/Año/Año)	q Prom (Bls/Año)	D (Año -1)
01/03/2007	1	4926	-		-	-	-
01/04/2007	2	4851	-75	1	-75	4889	0,015
01/05/2007	3	4778	-74	1	-74	4814	0,015
01/06/2007	4	4705	-73	1	-73	4741	0,015
01/07/2007	5	4634	-71	1	-71	4669	0,015
01/08/2007	6	4563	-70	1	-70	4598	0,015
01/09/2007	7	4494	-69	1	-69	4529	0,015
01/10/2007	8	4426	-68	1	-68	4460	0,015
01/11/2007	9	4358	-67	1	-67	4392	0,015
01/12/2007	10	4292	-66	1	-66	4325	0,015
01/01/2008	11	4227	-65	1	-65	4260	0,015
01/02/2008	12	4163	-64	1	-64	4195	0,015
01/03/2008	13	4100	-63	1	-63	4131	0,015
01/04/2008	14	4037	-62	1	-62	4069	0,015

Tabla F-11. Resultados obtenidos de los cálculos a través de Excel para determinar la declinación nominal para el Yacimiento M2B MVR 52 (Fase de Gas).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	“EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS ACTIVOS DEL CAMPO ZAPATOS/MATA-R PERTENECIENTES AL ÁREA MAYOR DE OFICINA (AMO)”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Infante B., Emerson J.	CVLAC: 17.081.139 E MAIL: emersoninfante85gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

PRODUCCIÓN, EVALUACIÓN, DECLINACIÓN, ZAPATOS/MATA R,
CRUDO MEDIANO

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo principal del presente trabajo fue estimar el tipo de declinación de producción de los yacimientos activos del campo Zapatos / Mata R. Esto se realizó con la finalidad de determinar el comportamiento de producción de los yacimientos en un período determinado y conocer de esta forma el porcentaje de declinación de cada yacimiento. Para alcanzar los objetivos propuestos, se llevó a cabo una serie de pasos metódicos basados primeramente en la validación de los datos de producción de los yacimientos de petróleo y/o gas y en el análisis de curvas de declinación de producción correspondiente a los diferentes yacimientos que integraban el campo, un total de 22 yacimientos. Seguido de esto, se procedió a la selección de los yacimientos que podían aplicársele las técnicas de declinación. Se establecieron como criterios de selección de los yacimientos que los periodos de producción fueran continuos sin interrupciones y las tasas de producción presentaran tendencia a declinar. Una vez escogidos los yacimientos, se determinó el tipo de declinación que mejor se adaptara al comportamiento de producción de los mismos utilizando el Programa Oil Field Manager y una hoja de cálculo creada en Excel. A través de estas dos técnicas se observó que el tipo de declinación que más se ajustaba al

comportamiento de producción de los yacimientos activos del Campo Zapatos / Mata R, fue la Exponencial. A partir de los porcentajes anuales de declinación producción de los yacimientos de petróleo y gas, los cuales oscilaban entre 6 y 16% y 12 y 16%, respectivamente.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Segnini Daniel	ROL	CA	AS	TU x	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Ulacio Ivón	ROL	CA	AS x	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Castro Luis	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Suárez Daniel	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	11	19
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis. Evaluación de la Declinación De Producción.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G
H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x
y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: 6 MESES (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO DE PETRÓLEO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PRE _GRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

Emerson Infante.

AUTOR

Ing. Ivon Ulacio.

TUTOR

Ing. Daniel Suárez

JURADO

Ing. Luis Castro

JURADO

Ing Rayda Patiño.

POR LA SUBCOMISION DE TESIS