

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE LA DECLINACIÓN ENERGÉTICA DE
PRODUCCIÓN DE CRUDO EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO
EXTRAPESADO DE DOS CAMPOS DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por la Bra. Zabala G, Luz M.

Para optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

Caracas, Mayo de 2012.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LA DECLINACIÓN ENERGÉTICA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO EXTRAPESADO DE DOS CAMPOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

TUTOR ACADÉMICO: Profa. Adriana Zambrano

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Edmundo Salazar

Presentado ante la ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por la Bra. Zabala G, Luz M.

Para optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

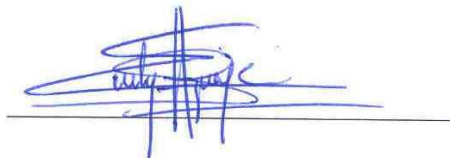
Caracas, Mayo de 2012.

Caracas, Mayo de 2012.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Zabala G. Luz M., titulado:

“ESTUDIO DE LA DECLINACIÓN ENERGÉTICA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO EXTRAPESADO DE DOS CAMPOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”

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



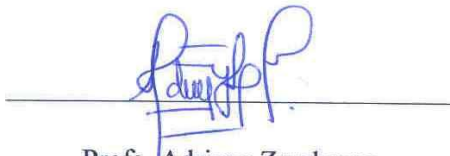
Profa. Evelyn Azuaje

Jurado



Prof. Diego Manfre

Jurado



Profa. Adriana Zambrano

Tutor Académico



Ing. Edmundo Salazar

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A mis padres que siempre me han brindado su apoyo, comprensión, paciencia, amor.

A mis hermanas que en todo momento me hacen sonreír.

A mis abuelos maternos y paternos que siempre me han brindado su amor y dulzura deseando mi bienestar.

A mis tías que en todo momento las tengo muy presente y con las que he vivido muchas experiencias.

A mis amigos que siempre me ayudaron y me dieron una mano cuando más lo necesitaba.

AGRADECIMIENTOS

A la **Universidad Central de Venezuela**, la casa que vence la sombra. Gracias por formarme y permitirme ser parte de una de sus estudiantes, siempre estaré orgullosa de ser ucevista.

A la profesora **Adriana Zambrano**, al **Ing. Edmundo Salazar**, al profesor **Pedro Martorano** por haberme dado la oportunidad de trabajar con ellos y brindarme todo su apoyo durante la realización del Trabajo Especial de Grado.

A los **profesores de la Escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela**, por haberme brindado los conocimientos que me ayudaron a formarme como ingeniera.

A **Delia Visbal** por haberme guiado, encaminado y ofrecerme su apoyo en la realización del TEG.

A **Elio Cermeño** por su colaboración y apoyo para la realización del TEG.

A **Marino Morillo** por siempre estar cerca de mí brindándome su apoyo, comprensión, solidaridad y ayuda incondicional.

A mis padres **Héctor y Sandra** por siempre estar junto a mí brindándome su amor, cariño, paciencia, dedicación y deseando mi bienestar, gracias a ustedes he logrado este gran triunfo.

A mis hermanas **María Gabriela y Mariana** por escucharme y hacerme sonreír cuando más lo necesitaba.

A mis abuelos **Hugo y Elina** por darme tanta dulzura y amor, escucharme, comprenderme y ser buenos amigos. Mucha salud para ellos.

A mi abuela **Luz** por su cariño, amor y preocupación, sus bendiciones y hermosos deseos, mucha vida y salud para ella.

A mis tías **Moraima, Liliana, Elina María y Xiomara** por estar pendiente de mí, desearme el mejor de los éxitos, ser mis mejores amigas. Las quiero.

A mi amiga **Isabel Ávila**, una persona que me apoyo enormemente y me sacó de aprietos. Gracias Isa estuviste cuando más te necesité.

A mis compañeros de PDVSA-CVP, en especial a **Kenny Escobar, Wendy Castellanos, Pablo Arvelo, Judith Marino, Gloria López, Francisco Ramírez, Juan Luis García y Daniel Oliveros.**

Gracias a todas aquellas personas que de una u otra manera intervinieron para lograr cumplir esta meta.

Zabala G. Luz M.

**ESTUDIO DE LA DECLINACIÓN ENERGÉTICA DE
PRODUCCIÓN DE CRUDO EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO
EXTRAPESADO DE DOS CAMPOS DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Tutor Académico: Profa. Adriana Zambrano. Tutor Industrial: Ing. Edmundo Salazar. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2012, 239 pp.

Palabras Claves: Declinación energética de producción, curvas de declinación, Faja Petrolífera del Orinoco, Petróleo Extrapesado.

Resumen: Se ha observado en el historial de producción de algunos campos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) un notable porcentaje de declinación de producción de crudo en los yacimientos de petróleo extrapesado a los pocos años luego de iniciar su producción. En el presente Trabajo Especial de Grado (TEG) se presenta un estudio de la declinación energética de producción de crudo extrapesado de los pozos pertenecientes a dos campos de la FPO; para ello se utilizó la herramienta computacional Oil Fiel Manager (OFM®) la cual permitió realizar un análisis de las curvas de declinación con la finalidad de determinar el tipo de declinación y el porcentaje de declinación anual efectivo de los pozos para luego establecer relaciones entre los resultados del porcentaje de declinación y las características de los yacimientos, de los pozos y del comportamiento de producción de los dos campos estudiados respectivamente. También se plantearon procedimientos o alternativas para controlar el porcentaje de declinación energética de producción de crudo extrapesado de los dos campos estudiados.

ÍNDICE

	Pág.
LISTA DE FIGURAS	xv
LISTA DE GRÁFICOS	xix
LISTA DE TABLAS	xxiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
I.1. OBJETIVOS	3
I.1.1. Objetivo general.....	3
I.1.2. Objetivos específicos.....	3
I.2. ALCANCE	4
I.3. JUSTIFICACIÓN	5
I.4. LIMITACIONES	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
II.1. DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	6
II.2. TIPOS DE DECLINACIÓN	7
II.2.1. Declinación energética.....	8
II.2.2. Declinación mecánica.....	8
II.2.3. Declinación total de los pozos de un yacimiento.....	8
II.3. CONCEPTO DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y DEL YACIMIENTO	8
II.4. PERÍODOS DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	9
II.4.1. Transitorio.....	9
II.4.2. Seudoestacionario.....	10
II.5. RAZONES QUE INCIDEN EN LA DISMINUCIÓN DE LA TASA DE PRODUCCIÓN	10
II.5.1. Razones atribuibles al yacimiento.....	10

II.5.2. Razones de tipo mecánico.....	11
II.6. ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	11
II.6.1. Conceptos fundamentales para el análisis de declinación.....	14
II.6.2. Análisis del mecanismo.....	18
II.6.3. Análisis estadístico.....	19
II.6.3.1. Curva de declinación exponencial.....	19
II.6.3.2. Curva de declinación hiperbólica.....	26
II.6.3.3. Curva de declinación armónica.....	33
II.7. COMENTARIOS SOBRE EL CÁLCULO DE RESERVAS USANDO CURVAS DE DECLINACIÓN.....	36
II.8. COMPARACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN.....	37
II.9. FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	38
II.9.1. Factores que aumentan la declinación de la producción.....	39
II.9.1.1. Daño a la formación.....	39
II.9.1.2. Arenamiento.....	39
II.9.1.3. Interrupción de los programas de producción.....	40
II.9.1.4. Medición de producción y períodos desiguales de Tiempo.....	40
II.9.1.5. Prorratio.....	41
II.9.2. Factores que atenúan la declinación de la producción.....	41
II.9.2.1. Cambio de productividad de los pozos.....	41
II.9.2.2. Perforación y terminación de nuevos pozos.....	42
II.9.2.3. Actividades de mantenimiento de potencial.....	42
II.10. USO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN.....	42
II.11. RELACIÓN ENTRE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN Y EL EXPONENTE DE DECLINACIÓN.....	44

II.12. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	46
II.12.1. Desplazamiento por expansión de los fluidos y reducción del volumen poroso.....	48
II.12.2. Desplazamiento por gas en solución.....	49
II.12.3. Desplazamiento por capa de gas.....	50
II.12.4. Desplazamiento hidráulico.....	51
II.12.5. Desplazamiento por gravedad o segregación gravitacional.....	52
II.12.6. Desplazamiento combinado.....	53
II.13. ESTIMACIÓN DE LAS TASAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN MUNDIAL A PARTIR DE PREVISIONES DE LOS MEGAPROYECTOS.....	54
II.13.1. Impacto de la producción hipotética retenida de Arabia Saudita.....	59
II.14. ANÁLISIS DE LAS TASAS DE DECLINACIÓN MUNDIAL...	61
II.14.1. Estructura de declinación observada en el mundo.....	61
II.14.2. ¿Cuál es la implicación de la producción mundial?.....	65
II.15. CRUDOS EXTRAPESADOS.....	66
II.15.1. Características del crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).....	67
II.16. CRUDOS ESPUMOSOS.....	68
II.16.1. Descripción del fenómeno.....	69
II.17. INDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	70
II.18. FLUJO DE FLUIDOS.....	72
II.18.1. ESTADO ESTABLE.....	73
II.18.2. ESTADO PSEUDOESTABLE.....	73
II.18.3. ESTADO TRANSITORIO.....	74
II.19. POZOS HORIZONTALES.....	74
II.19.1. TIPOS DE POZOS HORIZONTALES.....	76

II.19.2. TIPOS DE COMPLETACIONES EN POZOS	
HORIZONTALES.....	77
II.19.3. FLUJO EN POZOS HORIZONTALES.....	78
II.20. ESTUDIO EXPERIMENTAL DEL COMPORTAMIENTO	
REOLÓGICO DEL PETRÓLEO EXTRAPESADO BAJO LAS	
CONDICIONES DEL YACIMIENTO.....	83
II.21. OIL FIELD MANAGER (OFM ®).....	83
CAPÍTULO III.....	87
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	87
III.1. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	87
III.1.1. Ubicación geográfica y división administrativa.....	87
III.1.2. Características generales.....	88
III.1.3. Características de producción.....	94
III.2. ÁREAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	95
III.2.1. Área Boyacá (Antiguamente Machete).....	95
III.2.2. Área Junín (Antiguamente Zuata).....	97
III.2.3. Área Ayacucho (Antiguamente Hamaca).....	99
III.2.4. Área Carabobo (Antiguamente Cerro Negro).....	101
III.3. CAMPO A (CAMPO EN ESTUDIO).....	104
III.3.1. Ubicación geográfica.....	104
III.3.2. Geología estructural.....	104
III.3.3. Estratigrafía y ambiente sedimentario.....	105
III.3.3.1. Formación Oficina.....	106
III.3.4. Petrofísica.....	110
III.4. CAMPO B (ÁREA EN ESTUDIO).....	110
III.4.1. Ubicación geográfica.....	110
III.4.2. Geología y yacimiento.....	111
III.4.3. Producción en frío en el campo B.....	114
III.4.4. Petrofísica.....	114

CAPÍTULO IV	115
METODOLOGÍA	115
IV.1. TIPOS DE INVESTIGACIÓN	115
IV.1.1. Nivel de la investigación.....	115
IV.1.2. Diseño de la investigación.....	116
IV.1.3. Propósito de la investigación.....	117
IV.2. POBLACIÓN Y MUESTRA	117
IV.3. METODOLOGÍA	118
IV.3.1. Revisión bibliográfica.....	120
IV.3.2. Recopilación de la información.....	120
IV.3.3. Clasificación de la información adquirida y factibilidad de ejecución de análisis de declinación.....	121
IV.3.3.1. Campo A.....	121
IV.3.3.2. Campo B.....	123
IV.3.4. DETERMINACIÓN DEL TIPO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y DEL PORCENTAJE DE DECLINACIÓN ANUAL EFECTIVO DE LAS ÁREAS EN ESTUDIO.....	125
IV.3.4.1. Declinación de producción por cada pozo, miembro y porcentaje de declinación anual efectivo.....	125
IV.3.4.2. Módulos de la herramienta OFM ® utilizados en los campos en estudio.....	126
IV.3.5. PRONÓSTICO DE LA VIDA DE PRODUCCIÓN EN FRÍO POR POZO.....	127
IV.3.6. ALTERNATIVAS DE CONTROL DE DECLINACIÓN...	128
IV.3.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	128
IV.3.8. REDACCIÓN DEL INFORME Y PRESENTACIÓN.....	128

CAPÍTULO V	129
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	129
V.1. SELECCIÓN DE LOS POZOS Y FACTIBILIDAD DE EJECUCIÓN DE ANÁLISIS DE DELINACIÓN.....	129
V.1.1. Campo A.....	129
V.1.2. Campo B.....	132
V.2. DETERMINACIÓN DEL TIPO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y DEL PORCENTAJE DE DECLINACIÓN ANUAL EFECTIVO DE LAS ÁREAS EN ESTUDIO.....	133
V.2.1. Tipo de declinación de producción y porcentaje de declinación anual efectivo por cada pozo.....	133
V.2.1.1. Campo A.....	133
V.2.1.2. Campo B.....	139
V.2.2. Tipo de declinación de producción y porcentaje de declinación anual efectivo por cada miembro.....	144
V.2.2.1. Campo A.....	144
V.2.2.2. Campo B.....	149
V.3. COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO, CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS Y PRONÓSTICO DE LA VIDA DE PRODUCCIÓN EN FRÍO DE LOS POZOS DE LAS ÁREAS EN ESTUDIO.....	152
V.3.1. Campo A.....	152
V.3.1.1. Miembro Morichal Superior.....	154
V.3.1.2. Miembro Morichal Medio.....	163
V.3.1.3. Miembro Morichal Inferior.....	174
V.3.2. Campo B.....	187
V.3.2.1. Miembro Inferior.....	188
V.4. PROPUESTA DE MECANISMOS PARA EVITAR LA DECLINACIÓN.....	212

CONCLUSIONES	213
RECOMENDACIONES	218
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	220
BIBLIOGRAFÍA	223
NOMENCLATURA	227
GLOSARIO	230

LISTA DE FIGURAS

	Págs.
CAPÍTULO II	
Figura 2.1. Tipo de curvas de declinación.....	14
Figura 2.2. Definición de la tasa de declinación – gráfico lineal.....	17
Figura 2.3. Definición de la tasa de declinación – papel semilog.....	18
Figura 2.4. Curvas de declinación graficadas en distintos tipos de papel.....	38
Figura 2.5. Exponente de declinación, b , como reflejo de la eficiencia de recobro o mecanismo de producción.....	45
Figura 2.6. Desplazamiento por expansión de los fluidos y reducción del volumen poroso.....	48
Figura 2.7. Desplazamiento por gas en solución.....	49
Figura 2.8. Desplazamiento por capa de gas.....	50
Figura 2.9. Desplazamiento hidráulico.....	51
Figura 2.10. Desplazamiento por gravedad o segregación gravitacional.....	53
Figura 2.11. Ejemplo de la erosión de la producción que se obtiene eliminando las nuevas adiciones de suministro más allá de 1998	56
Figura 2.12. Erosión de la producción observada para el Reino Unido cuando t_0 varía entre 1990 y 1998.....	57
Figura 2.13. Tasas de declinación anual de la erosión de producción para <i>PFIP+</i> (campos en producción que no han alcanzado su máxima de producción antes de t_0) y <i>PFIP-</i> (campos en producción que han alcanzado su máxima de producción antes de t_0).....	58
Figura 2.14. Erosión de la producción estimada suponiendo una declinación logística de la producción mundial.....	59
Figura 2.15. Producción de petróleo crudo en Arabia Saudita desde 2003 (IEA).....	59
Figura 2.16. Estructura de declinación observada en el mundo.....	62
Figura 2.17. Cantidades luego del pico de producción distribuido por	

Figura 3.7. Sección estratigráfica tipo del área Junín.....	99
Figura 3.8. Distribución de los bloques del área Ayacucho.....	100
Figura 3.9. Sección estratigráfica tipo en el área Ayacucho.....	101
Figura 3.10. Distribución de los bloques del área Carabobo.....	102
Figura 3.11. Sección estratigráfica tipo en el área Carabobo.....	103
Figura 3.12. Ubicación geográfica del campo A en la Faja Petrolífera del Orinoco.....	104
Figura 3.13. Estratigrafía y ambiente sedimentario.....	106
Figura 3.14. Columna Estratigráfica del Miembro Morichal.....	107
Figura 3.15. Subdivisión de los Miembros Superior, Intermedio e Inferior de Morichal.....	108
Figura 3.16. Ubicación geográfica del campo B en la Faja Petrolífera del Orinoco.....	111
Figura 3.17. Área geológica en el campo B.....	113
CAPÍTULO IV	
Figura 4.1. Etapas del procedimiento metodológico.....	119
CAPÍTULO V	
Figura 5.1. Mapa base del campo A.....	153
Figura 5.2. Mapa de arena neta del Miembro Morichal Superior.....	162
Figura 5.3. Mapa ambiental del Miembro Morichal Superior.....	163
Figura 5.4. Mapa de arena neta del Miembro Morichal Medio.....	173
Figura 5.5. Mapa ambiental del Miembro Morichal Medio.....	174
Figura 5.6. Mapa de arena neta del Miembro Morichal Inferior.....	184
Figura 5.7. Mapa ambiental del Miembro Morichal Inferior.....	185
Figura 5.8. Mapa de ubicación de los yacimientos del Campo A.....	185
Figura 5.9. Mapa base del campo B.....	188
Figura 5.10. Mapa de arena neta del yacimiento B2.....	191
Figura 5.11. Mapa de arena neta del yacimiento D1D2.....	198
Figura 5.12. Mapa de arena neta del yacimiento D3.....	208

Figura 5.13. Mapa de arena neta del yacimiento E1	211
---	-----

LISTA DE GRÁFICOS

	Págs.
CAPÍTULO V	
Gráfico 5.1. Pozo con problemas operacionales.....	130
Gráfico 5.2. Número de pozos versus el tipo de declinación para los yacimientos Morichal 29 y OFIM CH0040.....	136
Gráfico 5.3. Número de pozos versus el tipo de declinación para cada uno de los Miembros de Morichal.....	137
Gráfico 5.4. Porcentaje de declinación anual efectivo versus la cantidad de pozos analizados del campo A.....	138
Gráfico 5.5. Número de pozos versus el tipo de declinación para los yacimientos B2, D1D2, D3 y E1.....	141
Gráfico 5.6. Número de pozos versus el tipo de declinación del Miembro Inferior.....	142
Gráfico 5.7. Porcentaje de declinación anual efectivo versus la cantidad de pozos analizados del campo B.....	143
Gráfico 5.8. Porcentaje de la cantidad de pozos analizados pertenecientes al Miembro Morichal Superior que presentan un tipo de declinación en específico.....	144
Gráfico 5.9. Porcentaje de la cantidad de pozos analizados pertenecientes al Miembro Morichal Medio que presentan un tipo de declinación en específico.....	145
Gráfico 5.10. Porcentaje de la cantidad de pozos analizados pertenecientes al Miembro Morichal Inferior que presentan un tipo de declinación en específico.....	146
Gráfico 5.11. Porcentaje de la cantidad de pozos analizados del campo A pertenecientes al Miembro Morichal que presentan un tipo de declinación en específico.....	146
Gráfico 5.12. Rango de porcentajes de declinación anual efectivo vs la	

frecuencia de pozos analizados del campo A pertenecientes al Miembro Morichal Superior.....	147
Gráfico 5.13. Rango de porcentajes de declinación anual efectivo vs la frecuencia de pozos analizados del campo A pertenecientes al Miembro Morichal Medio.....	148
Gráfica 5.14. Rango de porcentajes de declinación anual efectivo vs la frecuencia de pozos analizados del campo A pertenecientes al Miembro Morichal Inferior.....	148
Gráfica 5.15. Rango de porcentajes de declinación anual efectivo vs la frecuencia de pozos analizados del campo A pertenecientes al Miembro Morichal.....	149
Gráfico 5.16. Porcentaje de la cantidad de pozos analizados del campo B pertenecientes al Miembro Morichal Inferior que presentan un tipo de declinación en específico.....	150
Gráfica 5.17. Rango de porcentajes de declinación anual efectivo vs la frecuencia de pozos analizados del campo B pertenecientes al Miembro Inferior.....	151
Gráfico 5.18. Historia de producción del pozo AA0613.....	155
Gráfico 5.19. Análisis de curva de declinación del pozo AA0613.....	156
Gráfico 5.20. Historia de producción del pozo AA0312.....	157
Gráfico 5.21. Análisis de curva de declinación del pozo AA0312.....	158
Gráfico 5.22. Historia de producción del pozo AA0411.....	159
Gráfico 5.23. Análisis de curva de declinación del pozo AA0411.....	160
Gráfico 5.24. Historia de producción promedio mensual del Miembro Morichal Superior del campo A.....	161
Gráfico 5.25. Historia de producción del pozo AA0508.....	164
Gráfico 5.26. Análisis de curva de declinación del pozo AA0508.....	165
Gráfico 5.27. Historia de producción del pozo AA0317.....	166
Gráfico 5.28. Análisis de curva de declinación del pozo AA0317.....	167

Gráfico 5.29. Historia de producción del pozo AA0706.....	168
Gráfico 5.30. Análisis de curva de declinación del pozo AA0706.....	169
Gráfico 5.31. Historia de producción del pozo AA0402.....	170
Gráfico 5.32. Análisis de curva de declinación del pozo AA0402.....	171
Gráfico 5.33. Historia de producción promedio mensual del Miembro Morchal Medio del campo A.....	172
Gráfico 5.34. Historia de producción del pozo AA0707.....	175
Gráfico 5.35. Análisis de curva de declinación del pozo AA0707.....	176
Gráfico 5.36. Historia de producción del pozo AA0708.....	177
Gráfico 5.37. Análisis de curva de declinación del pozo AA0708.....	178
Gráfico 5.38. Historia de producción del pozo AA0701.....	179
Gráfico 5.39. Análisis de curva de declinación del pozo AA0701.....	180
Gráfico 5.40. Historia de producción del pozo AA0413.....	181
Gráfico 5.41. Análisis de curva de declinación del pozo AA0413.....	182
Gráfico 5.42. Historia de producción promedio mensual del Miembro Morchal Inferior del campo A.....	183
Gráfico 5.43. Historia de producción del pozo BD15.....	189
Gráfico 5.44. Análisis de curva de declinación del pozo BD15.....	190
Gráfico 5.45. Historia de producción del pozo BC02.....	192
Gráfico 5.46. Análisis de curva de declinación del pozo BC02.....	193
Gráfico 5.47. Historia de producción del pozo BC07.....	194
Gráfico 5.48. Análisis de curva de declinación del pozo BC07.....	195
Gráfico 5.49. Historia de producción del pozo BC03.....	196
Gráfico 5.50. Análisis de curva de declinación del pozo BC03.....	197
Gráfico 5.51. Historia de producción del pozo BD09.....	200
Gráfico 5.52. Análisis de curva de declinación del pozo BD09.....	201
Gráfico 5.53. Historia de producción del pozo BD06.....	202
Gráfico 5.54. Análisis de curva de declinación del pozo BD06.....	203
Gráfico 5.55. Historia de producción del pozo BC01.....	204

Gráfico 5.56. Análisis de curva de declinación del pozo BC01.....	205
Gráfico 5.57. Historia de producción del pozo BC014.....	206
Gráfico 5.58. Análisis de curva de declinación del pozo BC014.....	207
Gráfico 5.59. Historia de producción del pozo BC20.....	209
Gráfico 5.60. Análisis de curva de declinación del pozo BC20.....	210
Gráfico 5.61. Historia de producción promedio mensual del Miembro Inferior del campo B.....	212

LISTA DE TABLAS

	Págs.
CAPÍTULO II	
Tabla 2.1. Tabulación de la data para la declinación exponencial.....	24
Tabla 2.2. Determinación de b en la declinación hiperbólica.....	31
Tabla 2.3. Exponente de declinación para varios mecanismos de recobro.....	46
Tabla 2.4. Estructura de la tasa de declinación de acuerdo a la IEA para los 580 campos de petróleo en declinación.....	63
CAPÍTULO III	
Tabla 3.1. Características de las formaciones de la FPO.....	92
Tabla 3.2. Características de los yacimientos y propiedades del petróleo de la FPO.....	94
Tabla 3.3. Propiedades del Área Boyacá.....	95
Tabla 3.4. Propiedades del Área Junín.....	98
Tabla 3.5. Propiedades del Área Ayacucho.....	100
Tabla 3.6. Propiedades del área de Carabobo.....	102
Tabla 3.7. Propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo A.....	110
Tabla 3.8. Propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo B.....	114
CAPÍTULO V	
Tabla 5.1. Clasificación de los pozos de acuerdo a su producción.....	129
Tabla 5.2. Número de pozos que presentan comportamiento de producción energética seleccionados para el análisis de curvas de declinación del campo A.....	131
Tabla 5.3. Número de pozos que presentan comportamiento de producción energética seleccionados para el análisis de curvas de declinación del campo B.....	132
Tabla 5.4. Tipo de declinación y porcentaje de declinación anual efectivo para los pozos seleccionados, Miembro Morichal.....	134
Tabla 5.5. Tipo de declinación y porcentaje de declinación anual efectivo para	

los pozos seleccionados del Miembro Inferior de la Formación Oficina.....	139
Tabla 5.6. Porcentajes de declinación anual efectivo promedio para cada Miembro del campo A.....	149
Tabla 5.7. Porcentajes de declinación anual efectivo promedio para el Miembro Inferior del campo B.....	151
Tabla 5.8. Características iniciales promedio de los fluidos de los yacimientos del campo A.....	152
Tabla 5.9. Características iniciales promedio de los fluidos de los yacimientos del campo B.....	187

INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se encuentra localizada en el Centro-Sur de Venezuela abarcando la parte sur de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y paralela al curso del río Orinoco. Comprende una extensión de aproximadamente 55.314 Km², de los cuales alrededor de 11.593 Km² han sido asignados a distintas empresas mixtas y a PDVSA. La FPO se encuentra dividida en cuatro áreas operacionales que son: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y estas a su vez, en un total de 36 bloques. El crudo producido en la FPO se caracteriza por ser extrapesado con una gravedad API, por lo general, entre 8,5° y 10° con una rango de viscosidades variable, entre 1.000 cP y 10.000 cP.

La presente investigación se refiere a la declinación energética de producción de crudo, el cual puede ser originada debido a la disminución de la presión de yacimiento por efecto de extracción de los volúmenes recuperables de petróleo, aumento de la producción de agua, presencia de arenas asociadas a facies de calidad de regular a pobre que, progresivamente, pudieran tapan las líneas ranuradas de los revestidores de producción, limitando la entrada de los fluidos, entre otros. En vista de las numerosas causas que pudieran estar involucradas es necesario diferenciarlas de manera de entender este fenómeno y poder implementar nuevas prácticas que permitan mitigar este problema.

El estudio de esta problemática surge por el interés de conocer porqué ocurre la declinación energética de producción de crudo en yacimientos de petróleo extrapesado de dos campos de la Faja Petrolífera del Orinoco y, cómo se puede reducir a través de tecnologías disponibles, y, de ese modo, extender el tiempo de producción en frío; haciendo esta etapa económicamente más rentable.

Para llevar a cabo la investigación se realizó una revisión bibliográfica; así como la recopilación de los datos del historial de producción de dos campos de la FPO, posteriormente, se clasificó la información de acuerdo a los criterios de producción, yacimiento, características de los pozos y factibilidad de ejecución de

análisis de declinación. Puesto que, el objetivo principal del presente Trabajo Especial de Grado (TEG), es estudiar la declinación energética de producción de crudo en yacimientos de petróleo extrapesado de dos campos de la FPO, tenemos que una vez seleccionados los pozos candidatos para factibilidad de ejecución de análisis de declinación se hizo uso de la herramienta computacional OFM[®] (Oil Field Manager), la cual es una aplicación que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar y analizar datos de producción y yacimiento; esta herramienta permitió determinar la tasa de declinación anual efectiva para los pozos completados en los diferentes miembros de las formaciones productoras de los campos, siempre y cuando estos presenten un comportamiento de producción a unas condiciones operacionales constantes.

Es importante destacar, que el tiempo disponible para el TEG es una limitante, ya que un estudio de declinación debe hacerse con la totalidad de los pozos y/o yacimiento; además, la declinación es un fenómeno que requiere mucha dedicación para su análisis y hacer, a tiempo, las recomendaciones para la explotación más eficiente de los yacimientos de petróleo extrapesado de Venezuela y, en específico, los de la FPO.

El TEG está estructurado en cinco capítulos, en el capítulo uno se realiza el planteamiento del problema, en este se exponen los objetivos, alcance y limitaciones del proyecto. El capítulo dos, corresponde al marco teórico donde se muestran las bases o fundamentos teóricos empleados durante la investigación, por su parte el capítulo tres realiza una descripción, desde el punto de vista geológico, del área estudiada (la FPO). El capítulo cuatro consiste en la explicación de la metodología utilizada para llevar a cabo el proyecto y, finalmente, en el capítulo cinco se realiza el análisis de los resultados obtenidos por medio de la investigación.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Faja Petrolífera del Orinoco es una extensa zona rica en petróleo, mayormente, extra pesado representando las reservas nacionales más cuantiosas. Esto se ratificó con el proceso de cuantificación, certificación y oficialización, con el cual Venezuela pasó a ser el país con las reservas de hidrocarburos líquidos más grande del mundo con un total aproximado de 297 MMBLS incluyendo petróleos liviano, mediano, pesado y extrapesado, para fines de 2010, razón por la cual, actualmente, la industria petrolera venezolana tiene como objetivo principal maximizar la producción en dicha región. Sin embargo, en algunos campos de la Faja Petrolífera del Orinoco se ha observado en el historial de producción de dos campos, objeto de esta tesis, un notable porcentaje de declinación de producción de crudo en los yacimientos de petróleo extrapesado a los pocos años luego de iniciar su producción; por esta razón, se hace necesario realizar un estudio de la declinación energética de producción de crudo para proponer o recomendar procedimientos o alternativas para controlar el porcentaje de declinación de crudo y aumentar la vida productiva en las áreas de interés.

I.1. OBJETIVOS

I.1.1. Objetivo general

Estudiar la declinación energética de producción de crudo en yacimientos de petróleo extrapesado de dos campos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

I.1.2. Objetivos específicos

- ✓ Realizar una revisión bibliográfica de los factores que influyen en la declinación de producción de petróleo extrapesado existente en la literatura.

- ✓ Recopilar información de historial de producción, características de los pozos, propiedades de los yacimientos y propiedades fisicoquímicas de los fluidos (gas, crudo, agua).

- ✓ Clasificar la información de acuerdo a los criterios de producción, yacimiento, características de los pozos y factibilidad de ejecución de análisis de declinación.

- ✓ Realizar el análisis de declinación energética de cada pozo seleccionado y determinar el porcentaje de declinación anual efectivo empleando la herramienta OFM®.

- ✓ Establecer relaciones entre los resultados del porcentaje de declinación y las características de los yacimientos, de los pozos y del comportamiento de producción de los dos campos estudiados respectivamente.

- ✓ Determinar las posibles causas de la declinación energética de producción de crudo extrapesado para los campos en estudio.

- ✓ Plantear procedimientos o alternativas para controlar el porcentaje de declinación energética de producción de crudo extrapesado.

I.2. ALCANCE

Con este Trabajo Especial de Grado se persigue estudiar la declinación energética de producción de crudo extrapesado de dos campos de la Faja Petrolífera del Orinoco y determinar las posibles causas de la declinación a través de los datos disponibles de los campos mediante el análisis de declinación energética y, luego, hacer recomendaciones que pudieran extender el tiempo de la etapa de producción en frío. Para ello se dispondrá del uso de la herramienta de simulación OFM® (Oil Field Manager) a nivel de producción y yacimiento que permitirá entender el comportamiento de campos, yacimientos y pozos. Es importante señalar que los

resultados finales obtenidos dependerán en gran parte del análisis e interpretación de los resultados con los datos que para ello se dispongan.

I.3. JUSTIFICACIÓN

El estudio de la declinación energética de producción de petróleo extrapesado de los pozos de dos campos de la Faja Petrolífera del Orinoco surge de la preocupación por parte de altos niveles de dirección de PDVSA y sus filiales que operan en la Faja Petrolífera del Orinoco al observar en el historial de producción un notable porcentaje de declinación a los pocos años luego de iniciar su producción. Por esta razón, se hace necesario determinar el factor de declinación de cada campo y las posibles causas que la ocasionan para que a partir de la búsqueda o recopilación bibliográfica recomendar procedimientos o alternativas para controlar el porcentaje de declinación energética de producción de petróleo extrapesado en frío y así alargar la vida productiva de las áreas objeto de esta investigación previo a la aplicación de alguna metodología de recuperación secundaria.

I.4. LIMITACIONES

- ✓ Por políticas de privacidad de la empresa cierta información utilizada para este trabajo no será publicada. No obstante, se tuvo acceso a bases de datos que permitieron obtener los resultados que se presentan en este TEG.

- ✓ Poca disposición de libros, datos; además que no existe suficiente información con la que se pueda establecer comparaciones y rangos de aplicación a este problema.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

II.1. DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN ^[1]

Para comenzar la discusión respecto a la declinación de producción es conveniente regresar a la descripción más sencilla de flujo radial del pozo, como se ve en la ecuación de Darcy:

$$Q_o = \frac{2\pi K_o h (P_e - P_{wf})}{\beta_o \mu_o L n(re/rw)} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

Q_o : tasa de producción de petróleo, BNP/D

K_o : permeabilidad efectiva del petróleo, mD

h : espesor neto de la formación productora, ft

P_e : presión estática del yacimiento, lpc

P_{wf} : presión de fondo fluyente, lpc

β_o : factor volumétrico de formación del petróleo, BY/BN

μ_o : viscosidad del petróleo, cP

re : radio de drenaje o radio externo, ft

rw : radio del pozo, ft

Por inspección de la ecuación se observa que a condiciones originales, P_e tiene su valor máximo igual a P_i , y la viscosidad μ_o tiene un valor mínimo. Esto ya que el crudo no ha perdido ninguna fracción de su gas en solución. Si se parte de la suposición que no se va a reducir artificialmente la presión de flujo (P_{fw})

instalando bombeo, la tasa de producción está controlada por la fracción $\left[\frac{K_o \Delta P}{\mu_o} \right]$

Se observa que K_o depende de la saturación de petróleo (S_o), que la presión estática (P_e) refleja el estado de agotamiento y que la viscosidad (μ_o) a la temperatura constante del yacimiento depende del volumen de gas en solución, el cual es a su vez función de la presión estática.

En resumen, Q_o es igual a $Q_{o\max}$ cuando:

$$P_e = P_i$$

$$K_o = K_{o\max} \text{ a } S_{oi}$$

$$\mu_o = \mu_{omin} \text{ a } P_i$$

A medida que se produce el yacimiento, P_e disminuye, K_o disminuye, S_o disminuye y se forma una saturación de gas libre (S_g) a expensas del gas en solución, mientras que μ_o aumenta al salir gas de solución por la reducción de la presión. La combinación de estos tres factores (todos con tendencia a una disminución de Q_o) lleva a una disminución en la tasa natural de producción de los pozos de un yacimiento, a medida que avanza el tiempo de producción.

En general, para pozos que están produciendo, la gráfica de Q_o vs. Tiempo es muy útil si no hay cambios mayores en las condiciones operacionales de producción (como estranguladores, comunicación mecánica, etc).

Bajo estas condiciones; es decir, sin cambios operacionales significativos, el caudal de producción es fiel reflejo de los cambios a condiciones de yacimiento

del factor $\left[\frac{K_o \Delta P}{\mu_o} \right]$

II.2. TIPOS DE DECLINACIÓN ^[2]

De acuerdo a las causas que influyen en la declinación de producción se tienen la Declinación Energética y la Declinación Mecánica. La Declinación total será la suma de la declinación energética más la declinación mecánica.

II.2.1. DECLINACIÓN ENERGÉTICA ^[2]

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.

II.2.2. DECLINACIÓN MECÁNICA ^[2]

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.

II.2.3. DECLINACIÓN TOTAL DE LOS POZOS DE UN YACIMIENTO ^[3]

La declinación total es la que toma en cuenta todos los factores como un conjunto; es decir, considera los factores del yacimiento que contribuyen a hacer declinar o disminuir la tasa de producción, así como los factores externos al yacimiento que tienen el mismo efecto. En otras palabras, Declinación Total de un Pozo = Declinación Energética + Declinación Mecánica.

II.3. CONCEPTO DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO Y DEL YACIMIENTO ^[1]

Como se ha dicho antes, la mayor tasa de un pozo (sin modificar las condiciones mecánicas del mismo o del sistema de superficie) coincide o corresponde a la prueba inicial estabilizada, después que el flujo haya limpiado las perforaciones y el pozo mismo. La tasa mayor ocurre como resultado de que en ese momento K_o y P_e tienen su valor máximo, mientras que μ_o tiene su valor mínimo.

A medida que avanza la producción, $K_o\Delta P/\mu_o$ disminuye, por lo cual en el pozo esto se traduce en una declinación continua de la tasa.

Se define como declinación de un pozo la disminución progresiva y continua de la tasa de producción de dicho pozo, partiendo de su valor máximo inicial, como resultado de la disminución también continua del factor $Ko\Delta P/\mu$ a medida que avanza el agotamiento de su área de drenaje.

Lógicamente, como la producción de cualquier yacimiento es el resultado de la sumatoria del comportamiento de sus pozos, el mismo concepto de declinación de la tasa del yacimiento no tiene la misma fuerza o aplicabilidad que se describió para pozos. Esto obedece a que por ejemplo, en un yacimiento que contenga dos o más pozos, éstos no necesariamente se mantienen activos simultáneamente. Por eso, tratándose del yacimiento completo, los únicos períodos de tiempo en los cuales se aplica rigurosamente el concepto de declinación de tasa arriba descrito son aquellos en los cuales se mantiene constante el número de pozos activos y simultáneamente no se hacen cambios mayores en sus condiciones mecánicas operacionales.

En algunas oportunidades, para manejar o evaluar la declinación del yacimiento se utiliza el artificio de dividir la tasa del mismo por el número de pozos-mes o pozos-día activos, lo cual genera una tasa promedio por pozo activo versus tiempo o producción acumulada. Cuando no hay mayores cambios operacionales, esta tasa promedio por pozo activo es tan útil para el análisis de declinación del yacimiento como lo es la tasa individual por pozo productor en el análisis de su declinación.

II.4. PERÍODOS DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN ^[4]

II.4.1. TRANSITORIO

Se presenta al inicio de la producción del yacimiento, es el período durante el cual la onda de presión se desplaza a través del yacimiento sin haber alcanzado los bordes del mismo.

II.4.2. SEUDOESTACIONARIO

Se presenta durante la etapa de agotamiento del yacimiento, una vez que la onda de presión alcanza los límites del yacimiento, la presión del mismo comienza a declinar con el tiempo, esto ocurre en yacimientos cerrados o en los límites del volumen de drenaje de un pozo.

II.5. RAZONES QUE INCIDEN EN LA DISMINUCIÓN DE LA TASA DE PRODUCCIÓN ^[3]

En la mayoría de los casos la producción o tasa de producción de los pozos tiende a decrecer con el tiempo, excepto, en menor medida, para aquellos pozos ubicados en yacimientos con muy buenas propiedades petrofísicas y con mecanismos de producción efectivo y constante, como por ejemplo la compactación de la roca y empujes por capa de gas, gas en solución y empuje de agua en un acuífero con recarga natural.

La tasa de petróleo neto de los pozos, y del conjunto de ellos perforados en yacimientos puede verse afectada y disminuir por razones de distintos tipos: las razones atribuibles al yacimiento, las cuales dan lugar a la declinación energética; y las razones de tipo mecánico, las cuales ocasionan la declinación mecánica de los pozos del yacimiento.

II.5.1. RAZONES ATRIBUIBLES AL YACIMIENTO

- ✓ Reducción de la presión en el yacimiento.
- ✓ Incremento del corte de agua de formación por actividad del acuífero.
- ✓ Incremento de la producción de gas o conificación de la capa de gas.
- ✓ Cambio del yacimiento subsaturado a saturado (al cruzar el punto de burbujeo): cuando la presión en el yacimiento disminuye hasta alcanzar la presión de burbujeo, el gas disuelto en el petróleo comienza a liberarse y por diferencia de

movilidad este comienza a producirse, disminuyendo la tasa de producción de petróleo.

- ✓ Disminución de la permeabilidad de la roca por efecto de parafinas, asfaltenos y movimiento de partículas finas.
- ✓ Daño en la formación (Skin).
- ✓ Comportamiento del fluido.

II.5.2. RAZONES DE TIPO MECÁNICO

- ✓ Paros eléctricos.
- ✓ Paro de plantas compresoras de gas.
- ✓ Problemas mecánicos en los pozos (pescados, reductor taponado, tubería doblada, etc.).
- ✓ Daño mecánico por efectos del lodo de perforación y/o fluido de completación.
- ✓ Razones regulatorias (cierre operacional).
- ✓ Arenamiento de los pozos.
- ✓ Daño en las bombas de producción, ruptura de cabillas.

Los volúmenes de reducción de producción asociados a estas razones mecánicas genéricamente se conocen como “pérdidas de producción” o “producción diferida”.

II.6. ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN ^[2, 3, 5]

Uno de los métodos más antiguos y útiles para evaluar yacimientos es el análisis de curvas de declinación.

Para la estimación de las reservas remanentes, la producción acumulada al límite económico, y una apreciación aproximada de la rentabilidad de un proyecto de explotación, es indispensable conocer la relación matemática que gobierna el comportamiento del yacimiento, el cual permite extrapolar los datos de producción al límite económico.

El análisis de las curvas de declinación constituye a diferencia del método de balance de materiales, una técnica simple que da resultados satisfactorios, siempre que no ocurran cambios bruscos de producción. El método de balance de materiales permite determinar con mayor exactitud la producción acumulada al límite económico conocido el valor del petróleo original “In situ”, pero necesita una amplia y variada información la cual en ocasiones se desconoce trayendo como consecuencia una estimación aproximada.

El método de análisis de las curvas de declinación necesita para su aplicación datos pertenecientes a pozos cuya producción decline. En pozos de alta capacidad de producción los cuales están restringidos por medios de reguladores llegará un momento en que ya no son capaces de producir a la tasa máxima establecida, y de allí en adelante su producción declinará.

Un estimado de las reservas remanentes o de la vida productiva remanente, puede obtenerse graficando los valores de la variable dependiente y, continuamente, cambiante en el eje de las ordenadas versus los valores de la variable independiente (producción acumulada o tiempo) en el eje de las abscisas, y extrapolando gráficamente la tendencia aparente hasta alcanzar el punto final conocido. La suposición básica en este procedimiento, es que “lo que haya controlado la tendencia de una curva en el pasado, continuará dominando dicha tendencia en el futuro de una manera uniforme y similar a lo que haya ocurrido en el pasado”.

El procedimiento de extrapolación es de naturaleza estrictamente empírica. Por lo tanto, sólo para determinados casos es posible establecer una expresión matemática para una curva de tendencia basada en consideraciones físicas del yacimiento.

Cuando no existen restricciones en la producción, entre las distintas variables dependientes que pueden ser utilizadas para hacer los estimados basados en tendencias de comportamiento, la más utilizada es la tasa de producción. En tales

casos, se hace referencia a curvas de declinación de la tasa de producción. En este procedimiento destacan las curvas tasa/tiempo y tasa/producción acumulada. La tasa de producción de petróleo como variable dependiente tiene las ventajas de estar disponible como dato registrado continuamente y que puede ser medida en forma confiable. El punto final requerido es fácil de hallar, ya que, la estimación o determinación de los costos de operación permiten determinar con confianza la tasa económica límite de petróleo y así, representa el punto final de la curva, bien sea para un pozo o para un grupo de pozos en un área.

Para estimaciones de reservas, debe diferenciarse la declinación de producción causada por condiciones en el yacimiento, de aquella causada por condiciones del hoyo o por fallas del equipo de levantamiento.

Si las condiciones irregulares de producción de un pozo (por razones de yacimiento o mecánicas) no son detectadas o corregidas oportunamente, la primera estimación de reservas realizada a partir de análisis de curvas de declinación estará limitada y no será alcanzable físicamente.

Cuando el equipo de levantamiento opera de manera adecuada y las condiciones del pozo son satisfactorias, una tendencia de la declinación de su producción debería reflejar los cambios en las condiciones del yacimiento, y la extrapolación de tal tendencia debería ser una guía confiable para la predicción de las reservas remanentes recuperables, a menos que se modifiquen en el futuro las condiciones históricas de operación.

Básicamente, se han reconocido tres tipos de curvas de declinación de producción: Exponencial, Hiperbólica y Armónica. La figura 2.1 muestra como es el comportamiento de estas declinaciones de producción graficadas en un papel semi-logarítmico (tasa en el eje logarítmico y tiempo en el eje lineal).

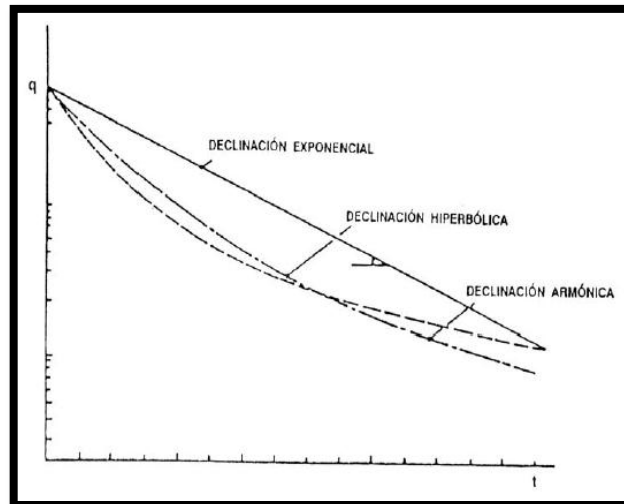


Figura 2.1. Tipo de curvas de declinación ^[5]

II.6.1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES PARA EL ANÁLISIS DE DECLINACIÓN ^[2, 3, 4, 6]

Declinación nominal (D): es la declinación de la tasa de producción de petróleo por unidad de tiempo, expresada como una fracción de la tasa de producción. Es una función continua y gráficamente se puede definir como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo de la tasa de producción en función del tiempo (q_0 en función de t). La ecuación 2.2 define la declinación nominal.

$$D = -\frac{d(\ln q)}{dt} = -\frac{\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

D: Tasa de declinación nominal, tiempo ⁻¹.

q: Tasa inicial de producción, BPPD, BPPM.

t: Tiempo de producción, días, meses

✓ **Declinación efectiva (De):** es la caída de producción de petróleo 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 . Si el período de

tiempo es un mes, la tasa de declinación es mensual efectiva, si el periodo es un año, la declinación será anual efectiva. Es una fracción discreta y por lo tanto, es el término más comúnmente utilizado debido a que presenta mayor correspondencia con la tasa de producción real registrada.

$$D_e = -\frac{q_i - q_1}{q_i} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Donde:

De: Tasa de declinación efectiva, adimensional.

qi: Tasa inicial de producción, BPPD, BPPM.

q1: Tasa de producción al final del período considerado, BPPD, BPPM.

Siendo que q_i y q son iguales para las dos ecuaciones, igualando las ecuaciones 2.2 y 2.3 se tiene:

$$q_i e^{-D} = q_i - q_1 D_e \quad \text{Ecuación 2.4}$$

$$e^{-D} = (1 - D_e) \quad \text{Ecuación 2.5}$$

La declinación nominal como una función de la declinación efectiva es:

$$D = -\ln(1 - D_e) \quad \text{Ecuación 2.6}$$

O la declinación efectiva como una función de la declinación nominal es:

$$D_e = 1 - e^{-D} \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Se prefiere el uso de la declinación nominal sobre la declinación efectiva, debido al cambio de las unidades de tiempo sobre la tasa de declinación. Con la tasa de

declinación nominal, la tasa a un año puede ser cambiada a una tasa mensual por una simple división por 12. Esto es imposible con la declinación efectiva.

✓ **Tasa Límite Económica:** es la tasa de producción mínima requerida para cubrir los gastos de operación de un pozo, tomando en consideración el precio del crudo o gas, impuestos, regalías, aporte a PDVSA, etc. En la determinación del límite económico es aconsejable analizar, detalladamente, los gastos adjudicados a un pozo, así como estipular la cantidad que se economizaría si el pozo se abandona. Este ahorro será la principal consideración en la selección del límite económico, puesto que ciertos gastos se mantendrían de continuarse la producción de pozos cercanos.

Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$LE = \frac{C}{P * 30,4} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

Donde:

LE= tasa límite económico, en BND/Pozo.

C= Costo de producción por pozo/mes, en Bs/Pozo/mes.

P= Entrada neta por barril normal de petróleo producido (deducidos los impuestos), en Bs/BN.

30.4= Factor de corrección Días/mes.

✓ **Tasa de declinación:** los varios métodos de análisis de las curvas de declinación están basados en la forma en la cual la tasa de declinación varía con el tiempo, con la tasa de producción, etc. En consecuencia, es importante que se defina cuidadosamente la tasa de declinación. Cuando se grafica la tasa de producción contra el tiempo, se puede observar que la tasa declina con el tiempo tal como se indica en la Figura 2.2. La tasa de declinación se puede definir como el cambio fraccional de la tasa con el tiempo y en términos matemáticos:

$$D = -\frac{\left(\frac{\Delta q}{q}\right)}{\Delta t} = -\frac{1}{q}\left(\frac{dq}{dt}\right) = -\frac{d \ln q}{dt} \quad \text{Ecuación 2.9}$$

La interpretación gráfica de esta definición se muestra también en la Figura 2.2. En consecuencia, la tasa de declinación a un tiempo particular se puede determinar gráficamente determinando la pendiente del gráfico de la producción contra el tiempo y dividiéndola por la tasa a ese tiempo particular. Para que la tasa de declinación, D , sea constante, la pendiente debe declinar a la misma tasa que declina la tasa q .

De la ecuación 2.9 se puede notar que la tasa de declinación se puede obtener de la pendiente de un gráfico de $\ln q$ vs t . Pero como los papeles de graficar vienen en logaritmos vulgares, es conveniente expresar la ecuación 2.9 así

$$D = -2,303 \frac{d \log q}{dt} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

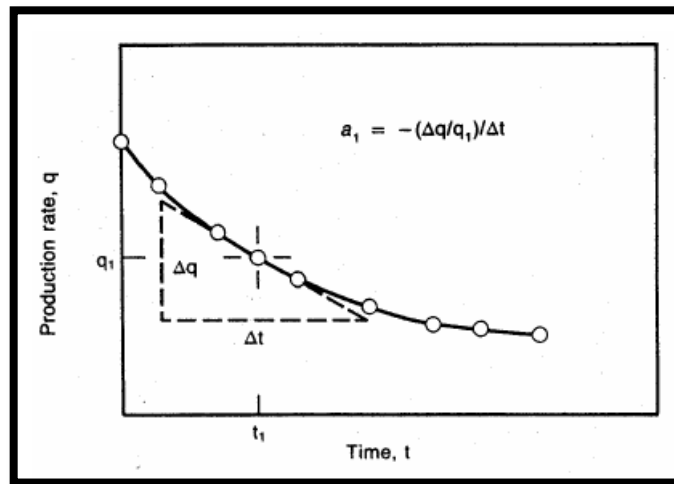


Figura 2.2. Definición de la tasa de declinación – gráfico lineal ^[2]

La interpretación gráfica de la Ecuación 2.10 se ilustra en la Figura 2.3. Es conveniente observar que la pendiente en un gráfico semilog se puede obtener determinando el cambio en la escala lineal que ocurre sobre un cambio en un ciclo en la escala logarítmica, p.e., de 1.000 a 100 y de 10 a 1, etc. Esto es cierto porque

el cambio en el logaritmo que ocurre sobre un cambio de un ciclo en la tasa, es igual a 1. En consecuencia, la pendiente de un gráfico del logaritmo natural de la tasa contra el tiempo puede obtenerse determinando el cambio en tiempo por ciclo en un gráfico hecho en papel semilog decimal y dividiéndolo por 2,3, así:

$$D = \frac{2,303}{\left(\frac{\Delta t}{\text{ciclo}}\right)} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

Nótese que en las ecuaciones que hemos manejado hasta ahora para la tasa de declinación, las unidades son el recíproco del tiempo. Físicamente, es más útil considerarla como el cambio fraccional en la tasa por unidad de tiempo.

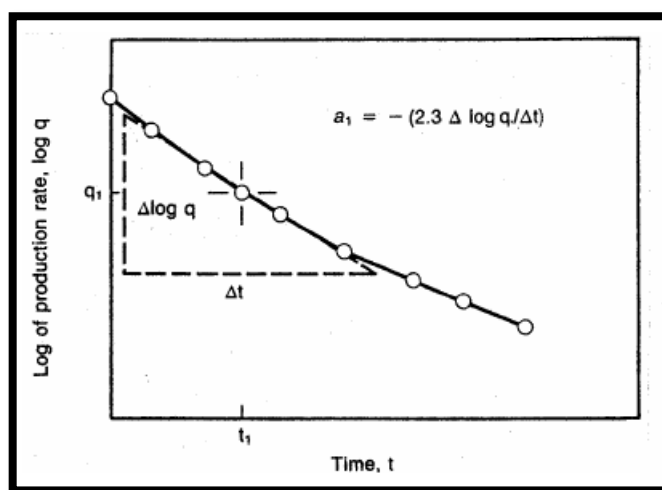


Figura 2.3 Definición de la tasa de declinación – papel semilog ^[2]

II.6.2. ANÁLISIS DEL MECANISMO ^[1]

Como los elementos o componentes que afectan la tasa son conocidos (ver ecuación 2.1) es perfectamente factible analizar el comportamiento histórico de esos elementos (P_e , P_{wf} , K_o , μ_o) para luego pronosticar la tasa, primero respecto al área de drenaje de cada pozo de un yacimiento, y luego para la tasa del yacimiento como la sumatoria de los pozos que drenan el mismo.

Este análisis se define así ya que resulta de la comprensión de los diferentes mecanismos físicos que operan durante el proceso de explotación.

Este tipo de análisis es muy poderoso. Ello obedece a que, una vez analizada y comprendida la historia de la declinación histórica en términos de los mecánicos, es posible inclusive ajustar los pronósticos o extrapolación futura para acomodar cambios posibles en condiciones operacionales. Esto último, es mucho más difícil de hacer si el análisis de declinación es estadístico en lugar de un análisis de los mecanismos.

II.6.3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO ^[1]

Otra manera de hacer análisis de declinación de producción (tasa vs. tiempo o vs. producción acumulada) es utilizar un procedimiento estadístico. Así, para un período de historia conocida se ajusta un polinomio-tipo a la información disponible y, simplemente, se extrapola a futuro, sin requerir el análisis del mecanismo y de los factores que causaron el referido comportamiento histórico.

II.6.3.1. CURVA DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL ^[1, 2, 3, 7]

Es la declinación más ampliamente usada, probablemente por ser la más sencilla y de fácil aplicación, aún cuando se acepta que la mayoría de los pozos y yacimientos declinan en forma hiperbólica. Sin embargo, cuando las tasas de declinación son pequeñas, puede que el uso de la declinación hiperbólica no sea muy significativa.

Por otro lado, tenemos que estas curvas de declinación exponencial se emplean para casos de agotamiento natural, en los cuales la reducción de la S_o no se ve afectada por la entrada de agua.

Se dice que ocurre declinación exponencial o declinación a porcentaje constante si la tasa de declinación D , no cambia con el tiempo. Esto se puede expresar matemáticamente así:

$$D = -\frac{\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

Donde:

q = tasa de producción, bls/d

t = tiempo de producción, d

D = constante de declinación exponencial, d^{-1}

Se reconoce que un pozo o yacimiento está declinando exponencialmente o a porcentaje constante, si al graficar $\log q$ contra el tiempo t , se obtiene una línea recta. Esto se verá más claro un poco más adelante.

La ecuación 2.12 la podemos expresar también:

$$\frac{dq}{q} = -Ddt \quad \text{Ecuación 2.13}$$

La cual se puede integrar y si consideramos que a t_i existe una tasa q_i y a un tiempo t una tasa q , se puede expresar:

$$\int_{q_i}^q \frac{dq}{q} = -D \int_{t_i}^t dt \quad \text{Ecuación 2.14}$$

Y al resolver la integral:

$$\ln \frac{q}{q_i} = -D(t - t_i) \quad \text{Ecuación 2.15}$$

De donde, al despejar q , se obtiene:

$$q = q_i e^{-D(t-t_i)} \quad \text{Ecuación 2.16}$$

Si suponemos que el tiempo inicial, t_i , es cero se puede obtener la ecuación general de la tasa de producción, q , en función del tiempo, cuando existe declinación exponencial, así:

$$q = q_i e^{-Dt} \quad \text{Ecuación 2.17}$$

Si ahora se toman logaritmos decimales en ambos términos de la ecuación 2.17, se puede obtener:

$$\log q = \log q_i - \frac{Dt}{2,303} \quad \text{Ecuación 2.18}$$

Como puede verse de la ecuación 2.18, al graficar en papel semilog el $\log q$ contra el tiempo t , se obtiene una línea recta, cuya pendiente es $-D/2,303$.

Obviamente, de la ecuación 2.18 se puede obtener:

$$D = 2,303 \frac{\log q_i - \log q}{t} \quad \text{Ecuación 2.19}$$

Si el gráfico permite tener valores de q , situados sobre la recta, que estén a un ciclo de diferencia, la ecuación 2.19 se simplifica a:

$$D = \frac{2,303}{t} \quad \text{Ecuación 2.20}$$

La ecuación 2.18 permite, si se identifica un comportamiento de este tipo en la producción del pozo o del yacimiento, predecir el comportamiento de la tasa de producción del pozo o yacimiento, extrapolando la línea recta o usando dicha ecuación. Si se conoce la tasa de abandono, q_a , se puede también determinar el tiempo al cual ocurriría este abandono, t_a . Si se procede gráficamente, bastaría con extrapolar la recta obtenida hasta la tasa de abandono y del gráfico se podría

ver t_a . O, alternativamente, de la ecuación 2.18 se puede despejar t y sustituir por el tiempo de abandono, en cuyo caso se obtendría:

$$t_a = \frac{\log\left(\frac{q_i}{q_a}\right)}{D/2,303} \quad \text{Ecuación 2.21}$$

Es evidente que el proceso de ajuste de una curva a la historia de caudales vs. tiempo es un procedimiento netamente empírico. Sin embargo, ello no desdice de su valor. Por el contrario, si no ha habido modificación artificial en las características del flujo de los pozos, el comportamiento histórico y la curva que se ha ajustado, son fiel reflejo del comportamiento del factor $\left[\frac{K_o\Delta P}{\mu o}\right]$ en el tiempo.

II.6.3.1.1. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR Y APLICAR LA DECLINACIÓN EXPONENCIAL ^[2]

Si se sospecha que pueda existir declinación exponencial en el comportamiento de la producción de un pozo o de un yacimiento, se puede seguir uno de los dos siguientes procedimientos:

✓ PROCEDIMIENTO GRÁFICO

- 1) Graficar la tasa de producción del pozo o del yacimiento, q , en (bls/d) en función del tiempo, t , en papel semilog.
- 2) Observar el comportamiento del gráfico. Si es lineal en todo el gráfico o en la parte final, continúe con el paso 3. De no observarse una tendencia lineal, la declinación no es del tipo exponencial y no se debe continuar con el procedimiento.

- 3) Trazar la mejor recta que se adapte a este comportamiento.
- 4) Calcular, en forma gráfica, la pendiente de la recta trazada y de allí obtener D , ya que esta pendiente es igual a $-D/2,303$. Los valores a usar para el cálculo de D deben ser tomados de la línea recta y no de los valores reales de q .
- 5) Extrapolar la línea recta hasta el tiempo cuando se quiera predecir la tasa de producción de petróleo (o hasta el límite económico o tasa de abandono, q_a) y leer del gráfico los valores de q a los tiempos correspondientes. Obviamente, a q_a le corresponde t_a . También se puede continuar en forma numérica, ya que una vez determinada D del gráfico, con la ecuación 2.17 se pueden determinar valores de q correspondientes a tiempos t y con la ecuación 2.19, el tiempo de abandono, especialmente si este último no cae dentro del gráfico.

✓ **PROCEDIMIENTO MATEMÁTICO**

Si no se quiere hacer el gráfico o no se dispone de papel semilog y se sospecha que pueda haber declinación exponencial, se puede construir la tabla siguiente (tabla 2.1), la cual permite obtener un conjunto de valores de la declinación, D . Si dichos valores se presentan alrededor de un cierto valor, estaremos en presencia de una declinación exponencial y se podría determinar el valor promedio de la constante D , de la siguiente forma:

$$D_{prom} = \frac{\sum_i^n D_i}{n} \qquad \text{Ecuación 2.22}$$

De lo contrario, no existe declinación exponencial y hay que probar con otra. Una vez que se haya determinado D y comprobado que existe declinación exponencial, se puede efectuar la predicción (cálculo de nuevos q), usando la ecuación 2.17.

Tabla 2.1. Tabulación de la data para la declinación exponencial [2]

t	q	dq	dt	dq/dt	q_{prom}	D
días	BND	BND	días	BND/día	BND	día ⁻¹
t ₀	q ₀	-	-	-	-	-
t ₁	q ₁	q ₁ - q ₀	t ₁ - t ₀	(q ₁ - q ₀) / (t ₁ - t ₀)	(q ₀ + q ₁) / 2	D ₁
t ₂	q ₂	q ₂ - q ₁	t ₂ - t ₁	(q ₂ - q ₁) / (t ₂ - t ₁)	(q ₁ + q ₂) / 2	D ₂
t ₃	q ₃	q ₃ - q ₂	t ₃ - t ₂	(q ₃ - q ₂) / (t ₃ - t ₂)	(q ₂ + q ₃) / 2	D ₃
*	*	*	*	*	*	*
t _n	q _n	q _n - q _{n-1}	t _n - t _{n-1}	(q _n - q _{n-1}) / (t _n - t _{n-1})	(q _n + q _{n-1}) / 2	D _n

II.6.3.1.2. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO [2]

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

$$dN_p = q dt = q_i e^{-Dt} dt \quad \text{Ecuación 2.23}$$

La ecuación 2.23 puede integrarse en ambos miembros, ya que a $t = 0$, $N_p = 0$ y para cualquier t , lo corresponde un valor de N_p . Entonces se puede escribir:

$$\int_0^{N_p} dN_p = q_i \int_0^t e^{-Dt} dt \quad \text{Ecuación 2.24}$$

Al integrar la ecuación 2.24 y sustituir por los límites, se tiene:

$$N_p = q_i \left(\frac{e^{-Dt}}{-D} - \frac{1}{-D} \right) = \frac{q_i}{D} - \frac{q_i e^{-Dt}}{D} = \frac{q_i}{D} - \frac{q}{D} = \frac{q_i - q}{D} \quad \text{Ecuación 2.25}$$

Como puede observarse de la ecuación 2.25, si la declinación de la producción es exponencial, al graficar N_p contra q en coordenadas cartesianas normales, se debe obtener una línea recta, cuya pendiente es $-1/D$.

Este resultado es muy importante: combinando lo que se ha discutido del logaritmo de la tasa contra el tiempo y de lo que se concluyó en esta parte, resulta que si un pozo o un yacimiento tiene declinación exponencial, debe, simultáneamente, cumplirse que un gráfico del logaritmo de la tasa contra el tiempo y de la producción acumulada contra el tiempo, ambos gráficos dan líneas rectas, de cuyas pendientes se puede determinar la constante de declinación.

Caso de efectuar el gráfico de Np vs q y obtener una línea recta, indicativo de declinación exponencial, la extrapolación de esta recta hasta la producción de abandono o límite económico, daría las reservas remanentes entre el punto de extrapolación y la tasa de abandono.

Procedimiento para aplicar el gráfico de Np vs q

- 1) Graficar, en papel normal, la producción acumulada de petróleo (bls) contra la tasa de producción de petróleo (bl/d , bl/mes ó $bl/año$) del pozo o del del yacimiento.
- 2) Observar la tendencia del comportamiento: si es lineal, pasar a 3. Si no es lineal, el comportamiento no es exponencial y no se debe continuar.
- 3) Trazar la mejor recta que se adapte a este comportamiento.
- 4) Calcular la pendiente de la recta trazada y de allí obtener D ($m=-1/D$).
- 5) Extrapolar la línea recta hasta la tasa de producción de abandono o límite económico, lo cual dará las reservas remanentes desde el punto de extrapolación hasta el abandono.

La alternativa al procedimiento descrito sería, después de identificar una tendencia lineal (paso 2), utilizar el procedimiento de los mínimos cuadrados para el cálculo de D , el cual da la siguiente expresión:

$$D = \frac{n \sum_1^n q_i^2 - \left(\sum_1^n q_i \right)^2}{\sum_1^n N_{pi} \sum_1^n q_i - n \sum_1^n N_{pi} q_i} \quad \text{Ecuación 2.26}$$

Una vez calculada D, se puede determinar las reservas remanentes por medio de la ecuación 2.27, así:

$$N_{pr} = \frac{q_i - q_a}{D} \quad \text{Ecuación 2.27}$$

II.6.3.1.3. APLICACIONES DE LA DECLINACIÓN EXPONENCIAL ^[2]

El flujo transitorio en yacimientos fracturados o yacimientos muy heterogéneos y estratificados, se caracterizan por tener una declinación inicial de la tasa de producción muy abrupta. Esta tendencia temprana parece ser exponencial, pero la extrapolación de estas tendencias para estimar las reservas puede resultar en una bajo estimación significativa, pues más tarde en su vida productiva, la tendencia de producción de estos yacimientos puede mostrar tasas de declinación menores, que puede ser exponencial, pero en valores inferiores a los valores iniciales.

Se ha observado que la tasa de flujo de pozos de gas produciendo en su etapa tardía a condiciones de presión terminal constante, generalmente, exhiben declinación exponencial. También pozos produciendo a presión constante por expansión de fluidos por encima del punto de burbujeo, tienden a exhibir declinación exponencial. Sin embargo, al caer la presión por debajo de la presión de burbujeo, estos pozos tienden a mostrar declinación hiperbólica.

II.6.3.2. CURVA DE DECLINACIÓN HIPERBÓLICA ^[2]

La declinación de la producción de pozos y/o yacimientos se dice que es hiperbólica, si cumple la siguiente relación:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^b \quad \text{Ecuación 2.28}$$

Donde b es una constante, entre 0 y 1, pero que no puede ser ni 0 ni 1. Si $b = 0$, el miembro de la derecha de la ecuación 2.29 es 1 y en consecuencia, $D = D_i = \text{constante}$ y se tendría la declinación exponencial. Cuando $b = 1$ se tiene un caso especial de declinación, llamada armónica, la cual será estudiada posteriormente. Consideremos entonces que $0 < b < 1$.

Al sustituir el valor de D según su definición en la ecuación 2.12, en la ecuación 2.28, se tiene:

$$-\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \frac{1}{D_i} = \frac{q^b}{q_i^b} \quad \text{Ecuación 2.29}$$

Y entonces:

$$-q_i^b \frac{dq}{q^{b+1}} = D_i dt \quad \text{Ecuación 2.30}$$

Y tomando integral en cada miembro de la ecuación:

$$-q_i^b \int_{q_i}^q \frac{dq}{q^{b+1}} = D_i \int_0^t dt \quad \text{Ecuación 2.31}$$

De donde:

$$-q_i^b \left[\frac{q^{-b}}{-b} \right]_{q_i}^q = D_i t \quad \text{Ecuación 2.32}$$

Con lo cual resulta:

$$q_i^b \left[\frac{q^{-b} - q_i^{-b}}{b} \right] = D_i t \quad \text{Ecuación 2.33}$$

ó: $q_i^b (q^{-b} - q_i^{-b}) = b D_i t$ Ecuación 2.34

De donde se puede obtener: $\left(\frac{q_i}{q} \right)^b - 1 = b D_i t$ Ecuación 2.35

Y entonces: $\frac{q_i}{q} = (1 + b D_i t)^{1/b}$ Ecuación 2.36

Finalmente: $q = q_i (1 + b D_i t)^{-1/b}$ Ecuación 2.37

La ecuación 2.37 permite predecir la tasa de producción q , en función del tiempo, si se conocen b y D_i .

Si se quiere calcular el tiempo de abandono, t_a , para una tasa de abandono q_a , sustituyendo estos valores en la ecuación 2.37 se obtiene:

$$q_a = q_i (1 + b D_i t)^{-1/b} \quad \text{Ecuación 2.38}$$

De donde, despejando t_a , se obtiene:

$$t_a = \frac{1}{D_i b} \left[\left(\frac{q_a}{q_i} \right)^{-b} - 1 \right] \quad \text{Ecuación 2.39}$$

Para calcular la producción acumulada de petróleo, N_p , se puede proceder así:

$$N_p = \int_0^t q dt = \int_0^t q_i (1 + b D_i t)^{-1/b} dt \quad \text{Ecuación 2.40}$$

Y efectuando la integración:

$$N_p = q_i \left[\frac{(1 + bD_i t)^{\left(\frac{1}{b} + 1\right)}}{D_i b \left(-\frac{1}{b} + 1\right)} \right]_0^t \quad \text{Ecuación 2.41}$$

De lo cual resulta:

$$N_p = q_i \left[\frac{(1 + bD_i t)^{\frac{b-1}{b}}}{D_i b \left(\frac{b-1}{b}\right)} - \frac{1}{D_i b \left(\frac{b-1}{b}\right)} \right] \quad \text{Ecuación 2.42}$$

Y finalmente:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i(b-1)} \left[(1 + bD_i t)^{\frac{b-1}{b}} - 1 \right] = \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q}{q_i}\right)^{1-b} \right] \quad \text{Ecuación 2.43}$$

La ecuación 2.43 permite calcular la producción acumulada N_p a un tiempo t , al cual se tiene una tasa q , si se conocen b , D_i y q_i . Con esto, a una tasa q_1 , para la cual se tendría N_{p1} , se puede establecer:

$$N_{p1} = \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q_1}{q_i}\right)^{(1-b)} \right] \quad \text{Ecuación 2.44}$$

Y, de igual forma, para una tasa q_2 para la cual habría una N_{p2} :

$$N_{p2} = \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q_2}{q_i}\right)^{(1-b)} \right] \quad \text{Ecuación 2.45}$$

Entonces, el diferencial de producción entre ambos valores:

$$\Delta N_p = N_{p2} - N_{p1} = \frac{q_i}{D_i(b-1)} \left[\left(\frac{q_1}{q_i} \right)^{(1-b)} - \left(\frac{q_2}{q_i} \right)^{(1-b)} \right] = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} (q_1^{1-b} - q_2^{1-b})$$

Ecuación 2.46

Con la ecuación 2.46 se puede calcular el diferencial de producción que existe entre los tiempos t_1 y t_2 , en los cuales rigen las tasas q_1 y q_2 en un pozo o yacimiento produciendo bajo declinación hiperbólica, siempre y cuando se hayan determinado b y una cierta tasa inicial, q_i , a la cual rige D_i .

La declinación hiperbólica requiere la determinación de b en conjunto con la identificación de un punto “inicial” al cual se le pueda aplicar una q_i y D_i . Veremos como se puede proceder. Tenemos procedimientos numéricos y procedimientos gráficos.

II.6.3.2.1. DETERMINACIÓN DE B POR PROCEDIMIENTOS NUMÉRICOS ^[2]

Para ello, recordemos la definición de la declinación hiperbólica, ecuación 2.29 y la expresamos en forma ligeramente diferente, así:

$$\frac{1}{D} = \frac{1}{D_i} \left(\frac{q_i}{q} \right)^b$$

Ecuación 2.47

E introduciendo en la ecuación 2.47 la relación encontrada en la ecuación 2.36, y llamando $a = 1/D$, se tiene:

$$a = \frac{1}{D} = \frac{1}{D_i} (1 + bD_i t)$$

Ecuación 2.48

Tomando derivadas con relación al tiempo en la ecuación 2.49, se tiene que:

$$\frac{da}{dt} = \frac{bD_i}{D_i} = b \quad \text{Ecuación 2.49}$$

La relación entre b y D expresada en la ecuación 2.49, permite aplicar el siguiente procedimiento para determinar b , el cual se indica en forma tabulada en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Determinación de b en la declinación hiperbólica [2]

t	q	dq	dt	dq/dt	q_{prom}	$a=1/D$	t_{prom}	da	dt	b
días	BND	BND	días	BND/día	BND		días		días	
t_0	q_0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
t_1	q_1	$q_1 - q_0$	$t_1 - t_0$	$(q_1 - q_0)/(t_1 - t_0)$	$(q_0 + q_1)/2$	a_1	$(t_1 + t_0)/2$	-	-	-
t_2	q_2	$q_2 - q_1$	$t_2 - t_1$	$(q_2 - q_1)/(t_2 - t_1)$	$(q_1 + q_2)/2$	a_2	$(t_1 + t_2)/2$	$a_2 - a_1$	$(t_2 - t_0)/2$	b_1
t_3	q_3	$q_3 - q_2$	$t_3 - t_2$	$(q_3 - q_2)/(t_3 - t_2)$	$(q_2 + q_3)/2$	a_3	$(t_2 + t_3)/2$	$a_3 - a_2$	$(t_3 - t_1)/2$	b_2
*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
t_n	q_n	$q_n - q_{n-1}$	$t_n - t_{n-1}$	$(q_n - q_{n-1})/(t_n - t_{n-1})$	$(q_{n-1} + q_n)/2$	a_n	$(t_n + t_{n-1})/2$	$a_n - a_{n-1}$	$(t_n + t_{n-2})/2$	b_{n-1}

II.6.3.2.2. DETERMINACIÓN DE B POR MÉTODOS GRÁFICOS [2]

Existen varios métodos en la literatura técnica que permiten trabajar con la data de producción de un yacimiento o pozo y ajustarla para obtener, por ensayo y error gráfico, a una curva tipo, de la cual es posible determinar b . En esta categoría se tienen las curvas de Gentry y las de Fetkovich. Sin embargo, el método probablemente más fácil y sencillo es el de comparar la data de producción con una serie de curvas hiperbólicas en papel semilog. Estas curvas representan varias combinaciones de b y D_i . Una vez que se ha determinado cual de las curvas se ajusta mejor a la data, se ha determinado b , D_i y q_i que pueden usarse para calcular las reservas remanentes, el tiempo de abandono y la predicción de tasa futuras. Estos últimos valores se pueden leer también, directamente de la curva con la cual se obtuvo el ajuste.

Estas curvas tienen algunas peculiaridades que deben tenerse en cuenta: ellas son curvas de tasa contra tiempo para varias combinaciones de b y Di . En todos los casos, la tasa q_i es 1,0 cuando el tiempo es 0. Por tanto, el eje Y puede ser considerado la tasa si Di es 1,0 o puede ser tomado como la razón de las tasas q/q_i . Pero como la tasa en el gráfico está en la escala logarítmica, la unidad de la tasa no afecta la forma de la curva. En consecuencia, se puede considerar que estas curvas son gráficos de la tasa establecida en unidades q_i . Ultimadamente, la ecuación 2.37 muestra que la pendiente del $\log q$ graficada contra el tiempo es la misma que la pendiente de $\log(q/q_i)$ graficada contra el tiempo.

En vista que hay un rango muy amplio de valores asociados con las diferentes combinaciones de b y Di , para simplificar la presentación de estas curvas se colocó el tiempo cero en el centro de los gráficos, en vez de ponerlo del lado izquierdo del gráfico como acostumbran otros autores. Esta peculiaridad permite obtener el mejor ajuste de la data real en la parte final de la historia, lo cual a su vez aumenta la exactitud de las extrapolaciones gráficas o matemáticas. Se puede usar cualquier unidad para la tasa (BN/D , BN/M , BN/A).

Al tener el gráfico de la data real, se debe compara con la familia de curvas, para obtener la que se ajusta mejor. Para facilitar la comparación, se sugiere que la data se grafique en papel transparente. Al hacer el ajuste, se debe tener cuidado en mantener los ejes horizontal y vertical de la transparencia (data real), paralelos a los mismos ejes de las curvas tipo.

Al obtener el ajuste con alguna curva, se deben resaltar el tiempo cronológico real y la tasa de producción, q_i , que correspondan al tiempo cero, así como la Di de la curva que se ajustó. Obviamente, del juego de curvas se obtiene b . Una vez que se ha completado el proceso tal como se ha descrito, se dispone de b , q_i y Di , para su uso en las ecuaciones correspondientes.

II.6.3.2.3. APLICACIONES DE LA DECLINACIÓN HIPERBÓLICA ^[2]

Se ha observado que, en teoría, en un yacimiento homogéneo de petróleo, produciendo por drenaje por gravedad, los pozos que tengan capa de gas exhiben una declinación hiperbólica con $b = 0,5$ y los que no tengan capa de gas, muestran declinación exponencial ($b = 0$). En investigaciones de yacimientos reales produciendo por drenaje por gravedad se ha observado que los pozos presentan declinación hiperbólica, con b entre $0,1$ y $2,5$.

También se ha observado que en teoría, pozos de gas en la etapa temprana de su vida productora y produciendo bajo condiciones de presión terminal constante (y flujo cilíndrico) deben exhibir declinación hiperbólica con b aproximadamente igual a $0,5$.

Arps, en su trabajo original (1.945) observó que la mayoría de las curvas de declinación están caracterizadas por valores de b entre 0 y $0,4$. Desde ese tiempo, sin embargo se han reportado valores de b mayores que 1 , especialmente en yacimientos con baja permeabilidad o yacimientos con baja permeabilidad fracturados, natural o hidráulicamente. También se ha demostrado matemáticamente que, en yacimientos muy heterogéneos deben tener b mayor que 1 . También, si la data de la cual se dispone es del período transitorio, resulta en b mayor que 1 .

II.6.3.3. CURVA DE DECLINACIÓN ARMÓNICA ^[2]

Es un caso particular de la declinación hiperbólica, con $b = 1$. Para reconocerla, se puede construir una tabla similar a la Tabla 2.2 y si los valores de b se presentan alrededor de 1 se puede pensar que se está en presencia de declinación armónica.

Ateniéndose a la definición, sustituyendo b por 1 , en la ecuación 2.37, se puede obtener la tasa de producción de un pozo o yacimiento produciendo bajo declinación armónica, en función del tiempo y de la declinación inicial. Así:

$$q = q_i (1 + D_i t)^{-1} = \frac{q_i}{1 + D_i t} \quad \text{Ecuación 2.50}$$

A partir de la ecuación 2.50 se puede obtener el tiempo para obtener la tasa de abandono, q_a , para lo cual basta con despejar t de la ecuación 2.51, llamando $q = q_a$ para $t = t_a$. Entonces:

$$t_a = \frac{1}{D_i} \left(\frac{q_i}{q_a} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 2.51}$$

Para obtener la producción acumulada a un tiempo t , se puede proceder así:

$$dN_p = q dt = q_i (1 + D_i t)^{-1} dt \quad \text{Ecuación 2.52}$$

Y al integrar en ambos miembros:

$$N_p = q_i \int_0^t \frac{1}{1 + D_i t} dt = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t) \quad \text{Ecuación 2.53}$$

Pero, de la ecuación 2.50 se puede observar que $(1 + D_i t) = \frac{q_i}{q}$, entonces:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \left(\frac{q_i}{q} \right) \quad \text{Ecuación 2.54}$$

La ecuación 2.55 se puede escribir también:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln q_i - \frac{q_i}{D_i} \ln q = 2,303 \frac{q_i}{D_i} \log q_i - 2,303 \frac{q_i}{D_i} \log q \quad \text{Ecuación 2.55}$$

En esta versión de la producción acumulada se puede observar que un gráfico de la producción acumulada contra el logaritmo de la tasa de producción debe

producir una línea recta si la declinación es armónica, y que la pendiente de esta recta es $\frac{-2,303q_i}{D_i}$ y de ella se puede obtener D_i .

En consecuencia, si se sospecha que la producción del yacimiento o del pozo sigue una tendencia de declinación armónica, se puede seguir el siguiente procedimiento:

- 1) Graficar la producción acumulada de petróleo, N_p (BN), en función de la tasa de producción de petróleo (BN/D , BN/mes , $BN/año$), en papel semilog.
- 2) Observar la tendencia de la línea. Si es lineal, la tendencia es armónica y entonces, pasar al punto 3. Si la tendencia no es lineal, cancelar el procedimiento.
- 3) Trazar la mejor recta que se adapte a este comportamiento.
- 4) Calcular la pendiente de la recta trazada, en forma gráfica y de ella, obtener D_i , tal como se mencionó arriba.
- 5) Extrapolar la línea recta hasta la producción de petróleo al límite económico o tasa de abandono, para obtener las reservas remanentes y el tiempo de abandono, o usar las ecuaciones 2.54 y 2.51, para obtener estos valores.

II.6.3.3.1. APLICACIONES DE LA DECLINACIÓN ARMÓNICA ^[2]

Se ha observado que después que el agua irrumpe en pozos que han estado produciendo por empuje hidráulico (o en proyectos de inyección de agua), el $\log fo$ vs N_p para pozos individuales, tiende a ser aproximadamente lineal, lo cual es una declinación armónica.

II.7. COMENTARIOS SOBRE EL CÁLCULO DE RESERVAS USANDO CURVAS DE DECLINACIÓN ^[2]

Las curvas de declinación constituyen una herramienta útil y relativamente sencilla para determinar las reservas remanentes y el tiempo de abandono de un pozo o un yacimiento. Sin embargo, con frecuencia se nota una tendencia a irse por el camino más sencillo, el cual conduce a la selección de la declinación exponencial y con mucha frecuencia se recurre a “forzar” la data de producción para que parezca que tiene tendencia exponencial. Esto es producto, en muchos casos, de cierta prisa en producir los resultados, inexperiencia de parte del ingeniero y a veces, falta de dominio en la interpretación y entendimiento de la declinación hiperbólica. Recuérdese cuando se trató sobre la aplicación de cada curva, que se pudo notar que la mayoría de los yacimientos declinan en forma hiperbólica. No obstante, para aplicar la declinación hiperbólica, hay previamente que determinar b , lo cual puede ser un ejercicio que toma tiempo.

Lo que sí se puede decir sobre las curvas de declinación, es que aun siendo sencillas en su aplicación, requieren de un cierto “ojo clínico” de parte del ingeniero que está haciendo el análisis y en consecuencia, un conocimiento sobre el yacimiento objeto del estudio, su grado de heterogeneidad y sobre los mecanismos de producción que están actuando. Debe tenerse en cuenta que el uso de la declinación exponencial conduce a valores pesimistas de las reservas remanentes. Hay ingenieros que prefieren tomar como un seguro el hacer estas predicciones pesimistas, pero que si se repiten con mucha frecuencia, lo que pueden indicar es poca habilidad, pocos conocimientos o incapacidad de tomar riesgos y cualquiera de estas tres condiciones aisladas (y peor si están juntas), pueden atentar contra el futuro profesional del ingeniero en cuestión.

II.8. COMPARACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES TIPOS DE CURVA DE DECLINACIÓN ^[2, 6, 8]

El valor de b en la declinación hiperbólica varía entre cero (0) y uno (1). Se ha encontrado que el valor de b puede oscilar entre 0,0 y 0,4. Cuando $b < 0,25$ se ha demostrado que no existe mucha diferencia entre la representación hiperbólica y la exponencial, en cuyo caso es más conveniente usar la última. El uso de la declinación Exponencial en estos casos es más práctico puesto que las ecuaciones, son más sencillas, lo que hace los cálculos mucho más simples y rápidos.

Los resultados obtenidos utilizando declinación exponencial son menores, lo que hace que las estimaciones de reservas sean más conservadoras.

La diferencia entre los dos tipos de declinación se observa al final del ciclo productivo del yacimiento, cuando el margen de ganancias es menor.

Es importante destacar que las curvas de declinación son caracterizadas por: la tasa de producción inicial o la tasa de producción a cualquier tiempo en particular, la curvatura de la declinación, la tasa de declinación. Estos factores son una función compleja de las características del yacimiento, pozos, y facilidades de superficie. Las curvas de declinación graficadas en distintos tipos de papel se muestran en la Figura 2.4

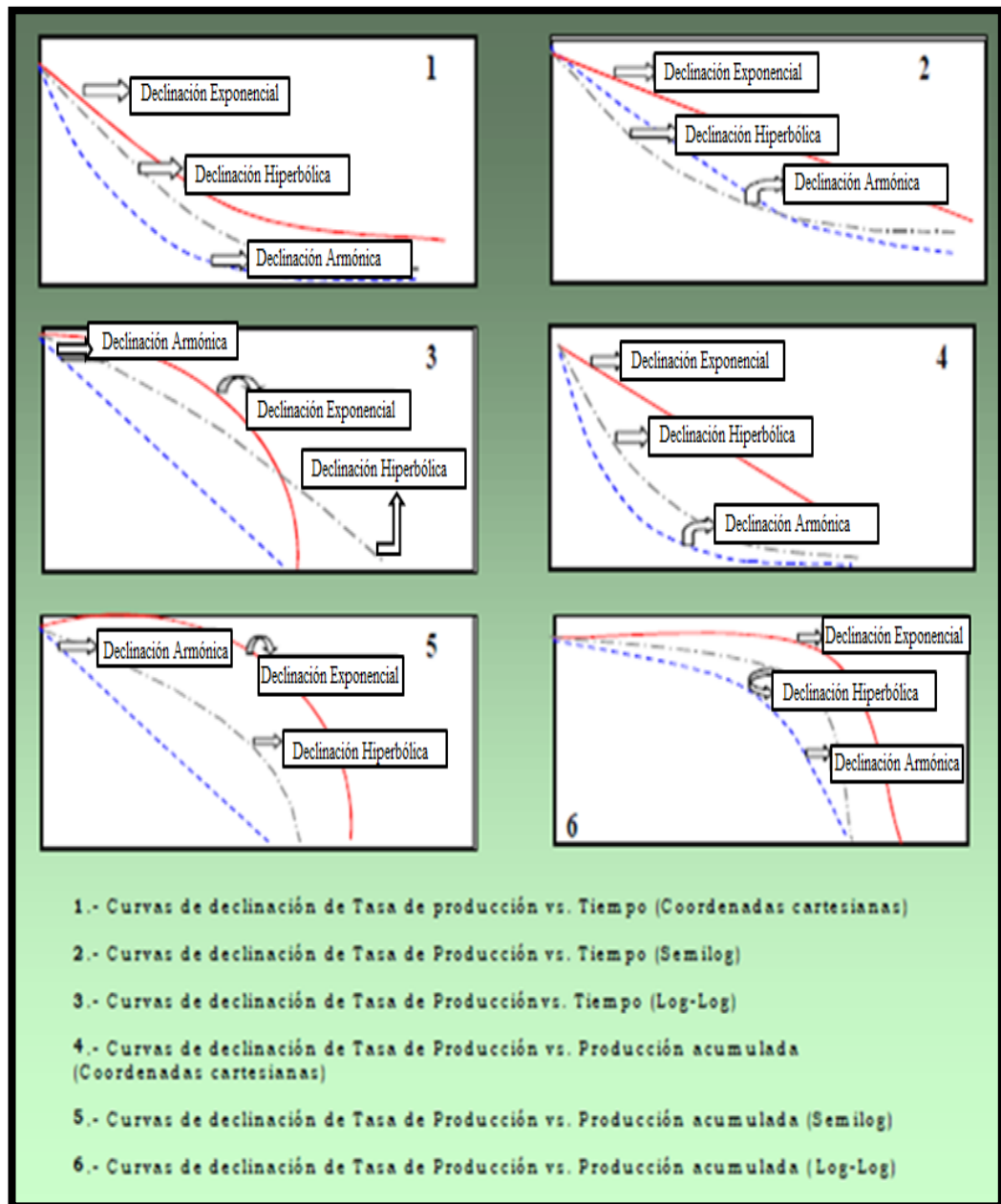


Figura 2.4. Curvas de declinación graficadas en distintos tipos de papel. ^[8]

II.9. FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN ^[4]

Dado que la aplicación de las curvas de declinación requiere el establecimiento de una tendencia de comportamiento para el pozo y/o el yacimiento, cualquier factor que altere o modifique esta tendencia, limitará la aplicación de esta técnica. Entre los factores que afectan el análisis de las curvas de declinación de producción se

pueden diferenciar dos grupos: aquellos que contribuyen a aumentar los valores de declinación y otros que contribuyen a atenuarla:

- ✓ Factores que contribuyen a aumentar los valores de declinación, como lo son: La precipitación de asfaltos y parafinas, conificación de agua y/o gas, daño a la formación y daño mecánico en el pozo, cierres de producción en forma total o parcial debido a razones de mercado, control de producción mediante uso de reductores, cierre de producción por toma de presiones, y pruebas especiales, entre otros.
- ✓ Factores que contribuyen a la atenuación de los valores de producción, entre estos se encuentran los cambios en la estrategia de explotación o método de producción y optimación del mismo, las actividades de rehabilitación y reacondicionamiento de pozos, perforación y completación de nuevos pozos y el mecanismo de producción que predomina en el yacimiento, ya que el tipo de declinación varía dependiendo del mecanismo de desplazamiento.

A continuación se describen algunos de estos factores:

II.9.1. FACTORES QUE AUMENTAN LA DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

II.9.1.1. DAÑO A LA FORMACIÓN

Se define daño a la formación como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causada por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la penetración de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo.

II.9.1.2. ARENAMIENTO

Cuando se producen hidrocarburos en formaciones poco consolidadas ocurren migraciones de arena de la formación hacia el pozo, lo que ocasiona que el fluido

contaminado con arena dañe los equipos de superficie, tales como: Bombas, estranguladores, válvulas de seguridad y separadores. Adicionalmente, si la velocidad de flujo es muy baja, se forman "puentes de arena" que restringen la tasa de producción. Cuando se forma un puente en la sarta de producción las perforaciones del pozo se llenan con granos de arenas, lo cual se conoce como arenamiento, y requiere una operación para remover la obstrucción y restaurar la producción.

II.9.1.3. INTERRUPCIÓN DE LOS PROGRAMAS DE PRODUCCIÓN

Esporádicamente ocurren cierres de producción en los pozos que alternan la tendencia del comportamiento de producción del yacimiento. Estos cierres pueden ser debidos a variadas razones, entre ellas carencia de mercados, caída del fluido eléctrico, etc, por lo tanto; una vez que se produce la re-apertura del yacimiento, se obtendrán, muy probablemente, nuevos niveles de producción, de manera que las predicciones pueden ser cuestionables, lo que limita la aplicación del método.

II.9.1.4. MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN Y PERÍODOS DESIGUALES DE TIEMPO

La declinación de la producción es ficticia o aparente, cuando los equipos de levantamiento no operan eficientemente o existen restricciones y los pozos son producidos a tasas controladas, es decir; inferiores al potencial de producción. Los datos de producción deben ser validados con el fin de establecer su confiabilidad y por ende la de los ajustes y *forecasts* realizados mediante las técnicas estadísticas de extrapolación.

Además, las pruebas de los pozos y mediciones, no se efectúan en los pozos considerando los mismos lapsos de tiempo entre prueba y prueba, lo que hace que los promedios entre diferentes tiempos no estén bien ponderados. Lo ideal es efectuar siempre las pruebas con lapsos de tiempos iguales y a todos los pozos en

el mismo momento. Sin embargo, éste es un factor que no afecta mucho en los estudios de declinación.

II.9.1.5. PRORRATEO

Es una restricción de la producción. En Venezuela es un factor poco importante. 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.

II.9.2. FACTORES QUE ATENÚAN LA DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

II.9.2.1. CAMBIO DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS

La producción de los pozos tiene una declinación natural. Cuando en determinados pozos su producción llega a valores bajos, son sometidos a reparaciones y diversos trabajos con el objeto de incrementar nuevamente el potencial de producción; representado por la sumatoria de las pruebas de todos los pozos en condiciones de operación, conectados a las instalaciones de producción. De manera, que se realizan actividades generadoras de potencial, las cuales pueden enmascarar los resultados verdaderos de declinación del campo.

Las actividades generadoras de potencial son aquellas que contribuyen al aumento de potencial mediante trabajos de perforación y recuperación adicional, reperforación, reparación de pozos, inyección de vapor y otras actividades generadoras (instalación de bombeo electrosumergible (BES) y/o de cavidad progresiva (BCP)) o cambio de método de producción).

II.9.2.2. PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE NUEVOS POZOS

Cuando se aplican las técnicas a grupos de pozos o yacimientos, es necesario considerar que la activación de pozos nuevos o preexistentes incrementa la tasa de producción temporalmente hasta alcanzar la estabilización de flujo, enmascarando la tasa de declinación total en un momento dado; por lo cual, es necesario esperar hasta que se muestre una nueva tendencia.

II.9.2.3. ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE POTENCIAL

Son aquellas que ayudan al mantenimiento o restitución de producción, sin que haya generación adicional de potencial por este concepto. Los mismos se refieren a actividades que se realizan en pozos activos (abiertos) e inactivos (cerrados), con el objetivo principal de mejorar sus condiciones productivas, estos incluyen sacar las varillas y tuberías de producción, reemplazar bombas de subsuelo, trabajos de limpieza de pozos, así como trabajos de inducción a producción y trabajos a cable para los cuales se requiere taladros; y reparaciones menores donde éstos no sean necesarios.

La importancia de las actividades de mantenimiento de potencial radica en que gracias a ellas, se contrarresta el efecto de la declinación de producción y se logra el objetivo de que el potencial al final del período sea igual o ligeramente mayor al potencial al inicio del período.

II.10. USO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN ^[6]

El uso de las curvas de declinación de producción puede resumirse de la manera siguiente:

- ✓ Predicción de reservas y vida remanente de un yacimiento usando tasa de declinación armónica, exponencial e hiperbólica: El cálculo de reservas de crudo por medio de curvas de declinación es una alternativa confiable ya que consiste en la extrapolación del comportamiento del campo, yacimiento o grupo de pozos

basado en la producción de los mismos, para esto se grafican por lo general los valores de producción acumulada o tiempo como variables independientes representadas en el eje X y la producción de petróleo como variable dependiente graficada en el eje Y.

✓ Vida pasada del yacimiento y predicción de reservas.

✓ Planificación de labores para mantener y aumentar la producción: El valor del índice de declinación es un indicador del comportamiento productivo de los pozos o yacimiento y a través de su análisis es posible generar planes para el mantenimiento o aumento de la productividad de los mismos, de esta forma evitar la disminución brusca del potencial optimizando la producción. Es por esta razón que el cálculo de valores erróneos de declinación puede traer como consecuencia la estimación de los potenciales mayores a los reales, por lo que se sobrestima la producción ocasionando pérdidas económicas ya que la inversión no es recuperada con el tiempo.

✓ Trabajos de Rehabilitación y Reacondicionamiento de pozos: Las operaciones de rehabilitación se conocen en la industria petrolera como aquellos trabajos que se realizan en pozos con la finalidad de restablecer o mejorar la capacidad de producción, inyección o para aumentar su potencial. Entre las actividades de rehabilitación de pozos se pueden nombrar la completación y reparación de pozos. Los trabajos de reacondicionamiento son realizados con la finalidad de restaurar la producción y solventar fallas mecánicas. Entre los trabajos de reacondicionamiento se tienen: control de producción de agua, gas o arena, apertura de arenas adicionales en el mismo yacimiento y recompletaciones en distinto yacimiento. Entre los trabajos de reacondicionamiento podemos nombrar:

a) *Trabajos realizados en el mismo yacimiento:* Cambios de intervalos de completación; controlar producción de petróleo o gas; controlar problemas de producción de arena; profundizar, desviar o perforar direccionalmente y completar en el mismo yacimiento.

b) *Recompletación de nuevos yacimientos:* Cambios del intervalo de completación a un yacimiento diferente; convertir un pozo abandonado,

suspendido o de inyección en un pozo productor de petróleo o gas; desviar perforando direccionalmente o profundizar hacia un nuevo yacimiento.

c) *Trabajos de reparación:* Reparar filtraciones en el revestidor, empacaduras y tuberías de producción; reemplazo de tuberías de producción, tamices ranurados, tuberías ranuradas u otros equipos de subsuelo.

En Venezuela las curvas de declinación son muy utilizadas debido a que:

- ✓ Los yacimientos son grandes, siendo extensos sus periodos de vida productiva.
- ✓ No existen restricciones severas en las tasas de producción por parte del Ministerio de Energía y Minas y Petróleo.
- ✓ Representa una forma sencilla de tener idea sobre la producción de pozos, yacimientos o campos.

II.11. RELACIÓN ENTRE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN Y EL EXPONENTE DE DECLINACIÓN b ^[4]

El mecanismo de producción es el proceso mediante el cual los fluidos del yacimiento son desplazados a través del medio poroso hacia el fondo del pozo. De acuerdo con principios básicos de ingeniería de yacimientos, algunos valores de b han sido derivados para diferentes tipos de desplazamientos o mecanismos de recobro, los cuales deberían ser usados cuando los datos de producción son pocos, insuficientes o no están disponibles. Estos pueden ser utilizados, también, para apoyar o confirmar los valores claramente definidos del exponente de declinación b , determinados a partir de datos de producción de buena calidad.

Al graficar la presión en función de la eficiencia de recobro (Figura 2.5), se representan los valores típicos de los porcentajes de recobro para varios mecanismos de producción desde el menos eficiente: Expansión de la roca y de los fluidos (yacimiento altamente subsaturado) con un $b = 0$; hasta los más eficientes: Drenaje gravitacional o desplazamiento hidráulico, con un $b = 0,5$ y, se puede notar que a medida que el exponente de declinación aumenta, el porcentaje

de recobro se incrementa, de manera que se ilustra el concepto de que el exponente de declinación, b , es una reflexión de la eficiencia de recobro o del mecanismo de producción.

El rango de valores de b esperados para una capa homogénea e individual o sistemas de capas con flujo cruzado entre ellas, es de 0 a 0,5; y se muestran en la Tabla 2.3 de acuerdo con el mecanismo de producción predominante. Mientras que los yacimientos con sistemas de capas sin flujo cruzado, o con capas de baja permeabilidad en pozos estimulados exhiben exponentes de declinación más altos que van desde 0,5 a 1.

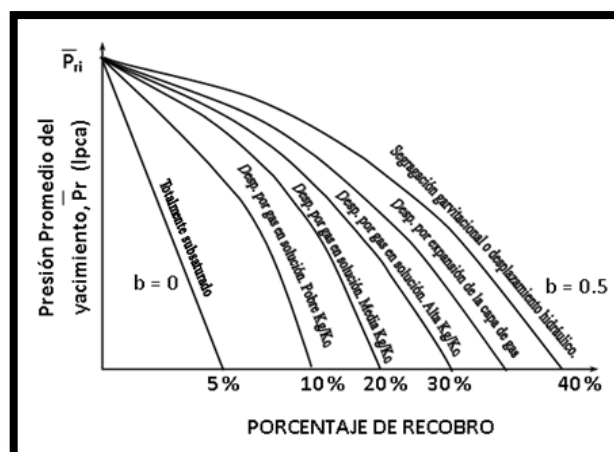
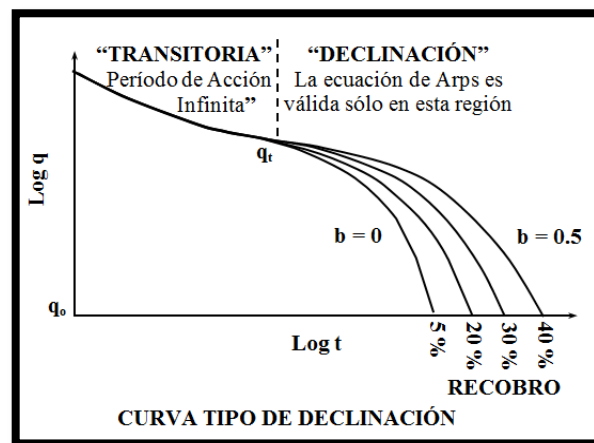


Fig. 2.5. Exponente de declinación, b , como reflejo de la eficiencia de recobro o mecanismo de producción ^[4]

Tabla 2.3. Exponente de declinación para varios mecanismos de recobro ^[4]

CAPA HOMOGÉNEA E INDIVIDUAL O SISTEMA DE CAPAS CON FLUJO CRUZADO ENTRE ELLAS				
b = 0, Exponencial	b = 0,33	b = 0,4 - 0,5	b = 0,5	0,5 < b ≤ 1
Yacimientos altamente subsaturados (de una sola fase).	Típico para desplazamiento por gas en solución.	Típico para pozos de gas.	Drenaje por gravedad con superficie libre.	Invasión con agua
Depleción o desplazamiento por gas en solución con una relación K_g/K_o desfavorable.		b = 0.5 si	Yacimientos de Petróleo con desplazamiento hidráulico activo.	
Pozos con alta P_{wf} , es decir, $\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \rightarrow 1$		$P_{wf} \approx 0$		
Drenaje por gravedad sin superficie libre		b = 0,4 si		
Pobre desarrollo de la invasión con agua.		$P_{wf} = 0,1 P_{ri}$		

El exponente de declinación no puede ser determinado cuando la tasa de producción se mantiene constante, en períodos en los cuales la tasa de producción incrementa, o cuando las tasas de flujo se encuentren en el período transitorio o de actividad infinita sin información geológica y de ingeniería complementaria.

II.12. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN ^[4, 9]

La producción inicial de hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural de este y normalmente se conoce como *producción primaria*. El petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo producción primaria mediante a) expansión de fluido, b) desplazamiento de fluidos, c) drenaje gravitacional y d) expulsión capilar.

Cuando no existe ni acuífero ni inyección de fluidos, el recobro de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión del fluido, sin embargo en crudo, este podría producirse mediante drenaje gravitacional. El uso de gas natural o inyección de agua es llamado *producción secundaria* y su principal propósito es

mantener la presión del yacimiento (adición de energía), de modo que el término mantenimiento de presión normalmente se usa para describir procesos de recobro secundario. Cuando el agua procede de un acuífero o es inyectada en los pozos, el recobro es acompañado por un mecanismo de desplazamiento, el cual puede ser ayudado por drenaje gravitacional o expulsión capilar. El gas se inyecta como fluido de desplazamiento para ayudar al recobro de crudo y también como gas cíclico para recuperar condensados. Dicha inyección normalmente modifica la presión de rocío y por lo tanto desplaza el diagrama de fases.

Existen otros procesos de desplazamiento llamado *recuperación terciaria* y mejor referida como *Incremento en la Recuperación de Petróleo* (Enhanced Oil Recovery, EOR) los cuales se desarrollaron para cuando los procesos secundarios resultan inefectivos. Adicional a la adición de energía al yacimiento, este proceso considera cambios en las propiedades de la roca (como la mojabilidad) o del fluido (como la viscosidad o la tensión interfacial). Sin embargo, el mismo proceso se considera para casos donde el recobro primario no se utilizó por bajo potencial de recobro. En este caso el término terciario está mal empleado. En algunos yacimientos es ventajoso iniciar un proceso secundario o terciario antes de terminar la producción primaria. En estos casos el término *recobro mejorado* (improved oil recovery, IOR) se ha convertido en popular y algunos consideran que la diferencia entre EOR e IOR es que esta última involucra un proceso de reingeniería y caracterización del yacimiento.

En muchos yacimientos pudieran, simultáneamente, operar varios mecanismos de producción, pero, generalmente, predomina uno o dos. Durante la vida del yacimiento la predominancia puede cambiar de un mecanismo a otro ya sea natural o artificialmente. Por ejemplo, un yacimiento volumétrico podría producir inicialmente por expansión de fluidos, cuando este se ha agotado lo suficiente la producción hacia los pozos podría deberse a drenaje gravitacional ayudado por un mecanismo de bombeo. Más tarde, un proceso de inyección de agua puede usarse para adicionar mayor empuje a los hidrocarburos. En este caso el ciclo de los mecanismos es expansión-gravitacional y desplazamiento de drenaje.

A continuación se describen las características más relevantes de diferentes mecanismos de producción primario:

II.12.1. DESPLAZAMIENTO POR EXPANSIÓN DE LOS FLUIDOS Y REDUCCIÓN DEL VOLUMEN POROSO

Dadas las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos, cualquier reducción de la presión causará una expansión de los fluidos en el mismo y una reducción del volumen poroso (Figura 2.6). A este efecto se le conoce como mecanismo de desplazamiento por expansión de los fluidos y reducción del volumen poroso.

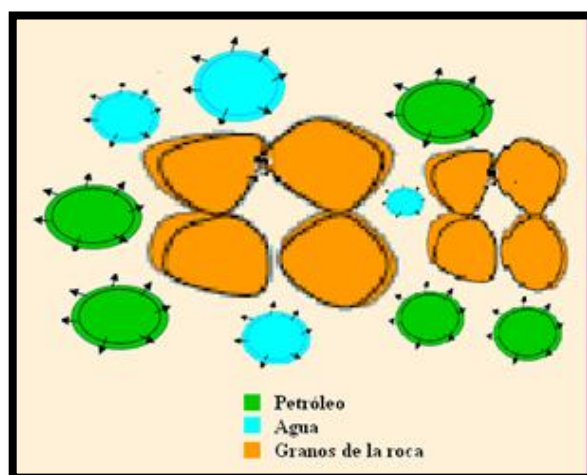


Fig. 2.6. Desplazamiento por expansión de los fluidos y reducción del volumen poroso ^[4]

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, pero es más importante en yacimientos donde la presión es mayor que la presión de burbujeo (yacimientos subsaturados), por lo tanto, todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida.

Algunas características importantes de este tipo de mecanismo son:

- ✓ La presión del yacimiento declina rápidamente durante el tiempo en que este mecanismo sea el dominante.

- ✓ La relación gas-petróleo de los pozos del yacimiento es similar a la razón gas disuelto-petróleo (Rsi).
- ✓ El factor de recobro estimado está en el orden del 1-10 % del POES.

II.12.2. DESPLAZAMIENTO POR GAS EN SOLUCIÓN

Debido a las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos, los componentes livianos de los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa y se mantienen en la zona de hidrocarburos líquidos lo cual produce el desplazamiento por gas en solución (Figura 2.7).

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 (yacimiento saturado).

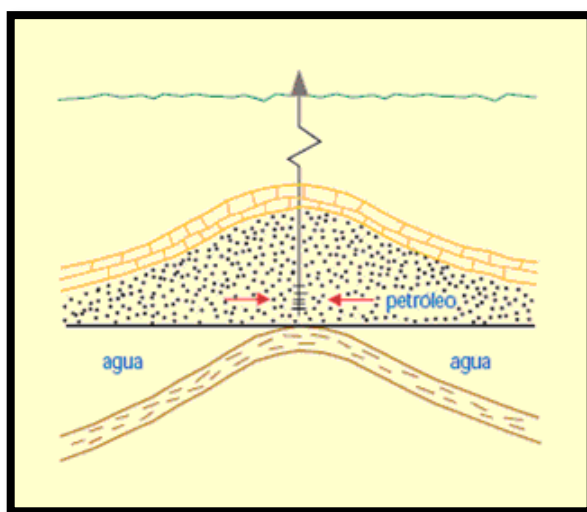


Fig. 2.7. Desplazamiento por gas en solución ^[4]

Las características más importantes de este mecanismo son:

- ✓ La presión del yacimiento declina en forma continua, es decir sin grandes fluctuaciones.

- ✓ La relación gas-petróleo es, al principio, menor que la razón gas disuelto petróleo a la presión de burbujeo. Luego se incrementa hasta un máximo para después declinar.
- ✓ El factor de recobro característico de yacimientos bajo este mecanismo está entre 5 y el 35 % del POES.

II.12.3. DESPLAZAMIENTO POR CAPA DE GAS

En el desplazamiento por capa de gas, los componentes livianos de los hidrocarburos que pasan a la fase gaseosa se desplazan hacia la parte alta del yacimiento formando una capa de gas, que desplaza a la fase líquida hacia los pozos (Figura 2.8).

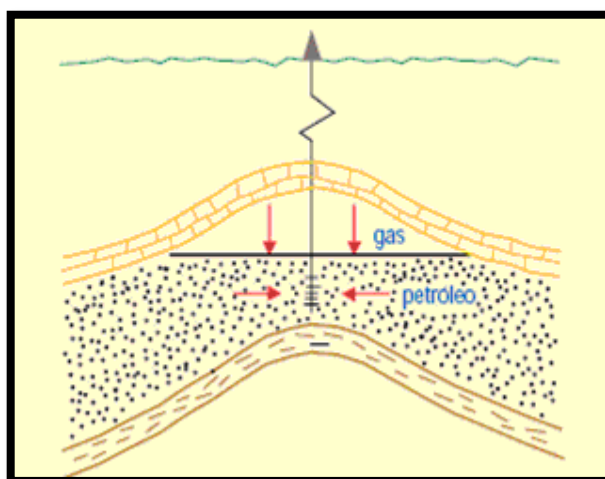


Fig. 2.8. Desplazamiento por capa de gas ^[4]

Este mecanismo está presente en yacimientos que se encuentren sometidos a presiones menores que la de burbujeo, (yacimientos saturados). En este caso, los componentes livianos de los hidrocarburos (gas) 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. De esta manera se conforma una zona del yacimiento con una alta saturación de gas, normalmente llamada 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. A diferencia del desplazamiento

por gas en solución donde la expansión del gas es en la zona de hidrocarburos líquidos o interna, aquí dicho efecto puede verse sobre ésta, en la zona de hidrocarburos gaseosos o externa.

Las características más resaltantes de este tipo de mecanismo son:

- ✓ La presión del yacimiento disminuye lentamente y en forma continua.
- ✓ La relación gas-petróleo de los pozos depende de su ubicación en el yacimiento: En los pozos ubicados en la parte alta de la estructura, éste parámetro irá aumentando en forma continua. En los pozos ubicados en la parte baja, la relación gas – petróleo estará al nivel de la razón gas disuelto-petróleo correspondiente a la presión actual del yacimiento.
- ✓ El factor de recobro se estima entre un 20 al 40 % del POES.

II.12.4. DESPLAZAMIENTO HIDRÁULICO

La presencia del agua durante el proceso de formación de las rocas que almacenan hidrocarburos, permite identificar la expansión del agua como un mecanismo de recobro que es conocido como desplazamiento hidráulico (Figura 2.9).

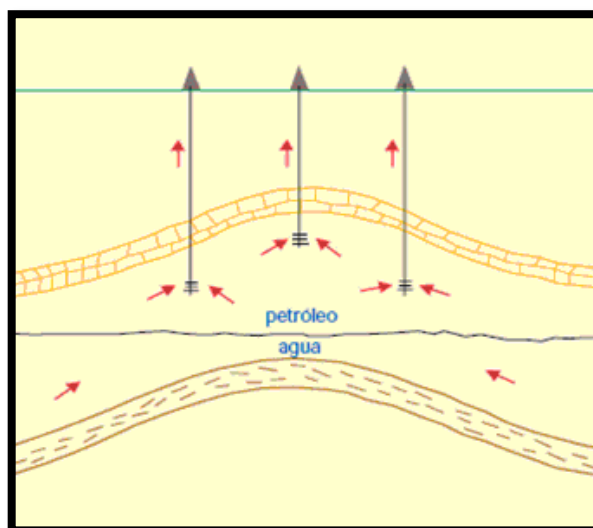


Fig. 2.9. Desplazamiento hidráulico ^[4]

Este mecanismo de producción debe ser considerado cuando exista, asociado a la zona de petróleo, una porción de roca con una alta saturación de agua. Esta porción del yacimiento recibe el nombre de 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. Este efecto se mantiene hasta que la capacidad expansiva del volumen de agua contenido en el contacto agua-petróleo del acuífero se agote.

Algunas características de este desplazamiento son:

- ✓ La declinación de la presión del yacimiento es relativamente suave pudiendo, para el caso de acuíferos de gran volumen, permanecer nula.
- ✓ La relación gas-petróleo es relativamente baja y cercana al valor de la razón gas disuelto-petróleo correspondiente a la presión inicial del yacimiento.
- ✓ La producción de agua aparece relativamente temprano, principalmente en los pozos más cercanos al contacto agua-petróleo.
- ✓ El factor de recobro para este tipo de desplazamiento se estima entre 35 al 80 % del POES.

II.12.5. DESPLAZAMIENTO POR GRAVEDAD O SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

Este tipo de mecanismo es característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento (Figura 2.10). 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; por consiguiente, es frecuente la formación de una capa de gas secundaria a medida que avanza la explotación del yacimiento.

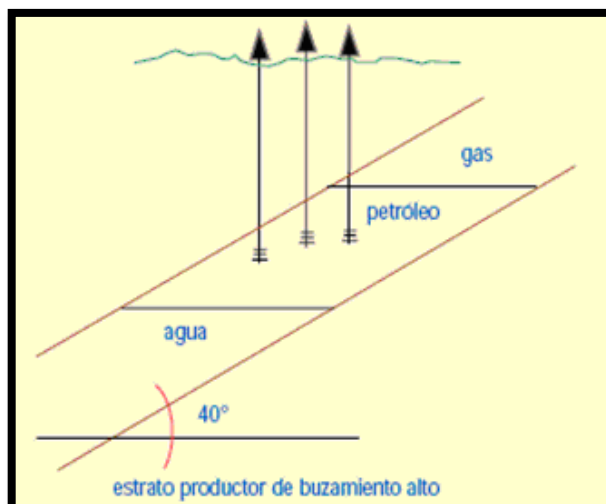


Fig. 2.10. Desplazamiento por segregación gravitacional ^[4]

Algunas características de este desplazamiento son:

- ✓ Yacimientos con buena comunicación vertical y cierto buzamiento.
- ✓ El gas migra estructura arriba y ocupa el volumen del crudo.
- ✓ Presión declina rápido y continuamente.
- ✓ RGP alto en pozos estructura arriba y bajo en pozos abajo.
- ✓ Producción baja de agua.
- ✓ No son buenos candidatos para inyección de agua.
- ✓ Factor de recobro entre 40 y el 80% del POES.

II.12.6. DESPLAZAMIENTO COMBINADO

Normalmente, existe más de un mecanismo responsable de la producción de los fluidos del yacimiento, es decir, el desplazamiento de los fluidos es producto de la combinación de los mecanismos presentes; sin embargo, sólo uno será predominante en un intervalo de tiempo. Durante la vida productiva del yacimiento, varios de estos pueden alcanzar la condición de dominante.

II.13. ESTIMACIÓN DE LAS TASAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN MUNDIAL A PARTIR DE PREVISIONES DE LOS MEGAPROYECTOS ^[10]

La producción de petróleo es altamente piramidal y casi la mitad de la producción mundial viene de menos del 3% del número total de campos petrolíferos. Por lo tanto, el seguimiento de grandes proyectos de petróleo parece un buen enfoque y por lo general es fácil de recopilar buena información acerca de unos pocos cientos de proyectos importantes. Los estudios más notorios son de Chris Skrebowski (ODAC), que ha seguido los megaproyectos desde 2004. Inicialmente, sólo los proyectos que podrían producir 100 KBPD y más fueron incluidos. En 2007, la última actualización incluye también 40.000 bpd y mucho más. Sin embargo, los aumentos previstos en la nueva capacidad de producción han sido demasiado optimistas. Son muchas las posibles causas: destrucción de la demanda debido a los altos precios, retrasos significativos del proyecto, la capacidad de retención, la mayor disminución de la base de recursos, etc. Tener una buena estimación de la tasa de declinación de la base de recursos (la mayoría de las estimaciones van entre el 2 y el 6% por año) es fundamental para la precisión de las previsiones de suministro de derivados del megaproyecto de la base de datos.

Suponiendo que se tiene toda la información sobre la cantidad del suministro procedente de los Megaproyectos de años después del año t_0 ; tenemos que, para $t > t_0$, la producción total de petróleo se descompone en los siguientes componentes:

$$P(t) = P_{\text{MegaProj}}(t) + P_{\text{SmallProj}}(t) + P_{\text{FIP+}}(t) + P_{\text{FIP-}}(t) \quad \text{Ecuación 2.56}$$

Donde:

P_{FIP+} : es la contribución de los campos que estaban en línea antes de t_0 y que todavía están experimentando crecimiento de la producción o por lo menos una producción de plateau para el año $t > t_0$.

P_{FIP-} : es la contribución total de campos que estaban en línea antes de 2004 y que se encuentran en declive para $t > t_0$.

$P_{MegaProj}$: es la contribución total de las nuevas adiciones de suministro de los megaproyectos.

$P_{SmallProj}$: es la contribución total de las nuevas adiciones de suministro de los proyectos pequeños.

Si eliminamos la contribución de los Megaproyectos, se puede definir la producción disminuida como:

$$P_{erosión}(t) = P_{SmallProj}(t) + P_{FIP+}(t) + P_{FIP-}(t) \quad \text{Ecuación 2.57}$$

Eventualmente, después de unos pocos años de agotamiento dominará la mayoría de los campos que estarán en declinación:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \frac{P_{FIP+}(t)}{P_{FIP-}(t)} = Cste \quad \text{Ecuación 2.58}$$

Los campos en declinación seguirán una disminución exponencial con una tasa constante.

$$P_{FIP-}(t) = P_{FIP+}(t_0)e^{-\alpha-(t-t_0)} \quad \text{Ecuación 2.59}$$

Sin embargo, los campos que no han alcanzado su pico de producción antes tendrán una tasa de declinación no estacionaria.

$$P_{FIP+}(t) = P_{FIP+}(t_0)e^{-\alpha+(t)(t-t_0)} \quad \text{Ecuación 2.60}$$

La declinación inicial del grupo FIP+ será más lento pero con el tiempo tienden a converger con la tasa de declinación promedio de la FIP-

$$\alpha_+(t_0) > \alpha_-$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \alpha_+(t) = \alpha_-$$

Ecuación 2.61

El Reino Unido es uno de los únicos países del mundo (junto con Noruega) que tiene una publicación detallada de un conjunto de datos de la producción por campo. Por lo tanto, el Reino Unido será el punto de referencia que puede ayudar a validar, parcialmente, el modelo anterior (idea original de Euan). La figura 2.11 muestra un ejemplo de la erosión de producción para $t_0 = 1998$. Sin embargo, este análisis es el supuesto de que no hay contribuciones de los pequeños proyectos (es decir, $P_{SmallProj}(t) = 0$ para $t > t_0$).

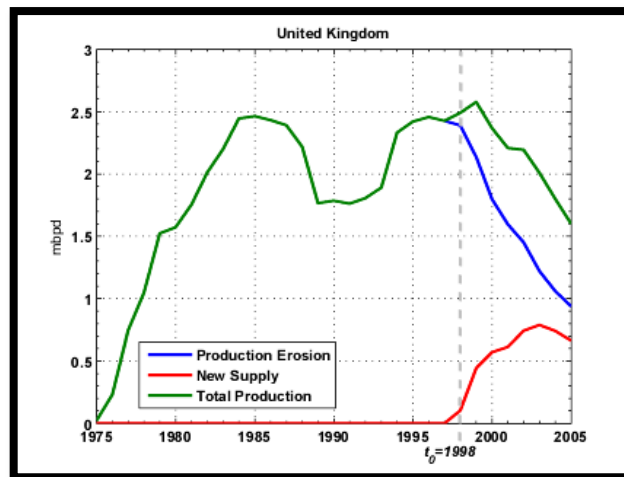


Figura 2.11. Ejemplo de la producción disminuida que se obtiene eliminando las nuevas adiciones de suministro más allá de 1998. ^[10]

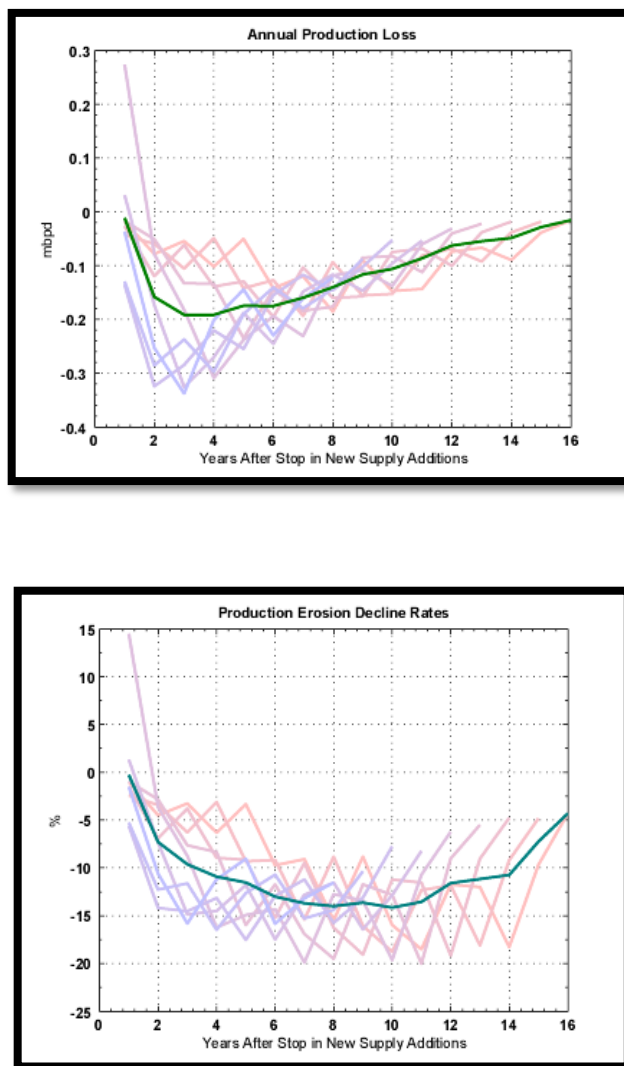


Figura 2.12. Producción disminuida observada para el Reino Unido cuando t_0 varía entre 1990 y 1998. La curva verde es el valor medio. ^[10]

A fin de validar las relaciones (2.58) a (2.61), los campos se dividen en dos grupos, $FIP+$ y $FIP-$, de acuerdo a si han alcanzado o no su pico de producción antes de t_0 . Las tasas de declinación promedio observadas para $FIP+$ parecen declinar rápidamente de $\alpha_+ = 40\%$ hacia los valores negativos y manteniéndose casi constantes a un valor cercano a -15% (Figura 2.13). Las tasas de declinación para $FIP-$, se mantuvo relativamente constante alrededor de $\alpha_- = -15\%$.

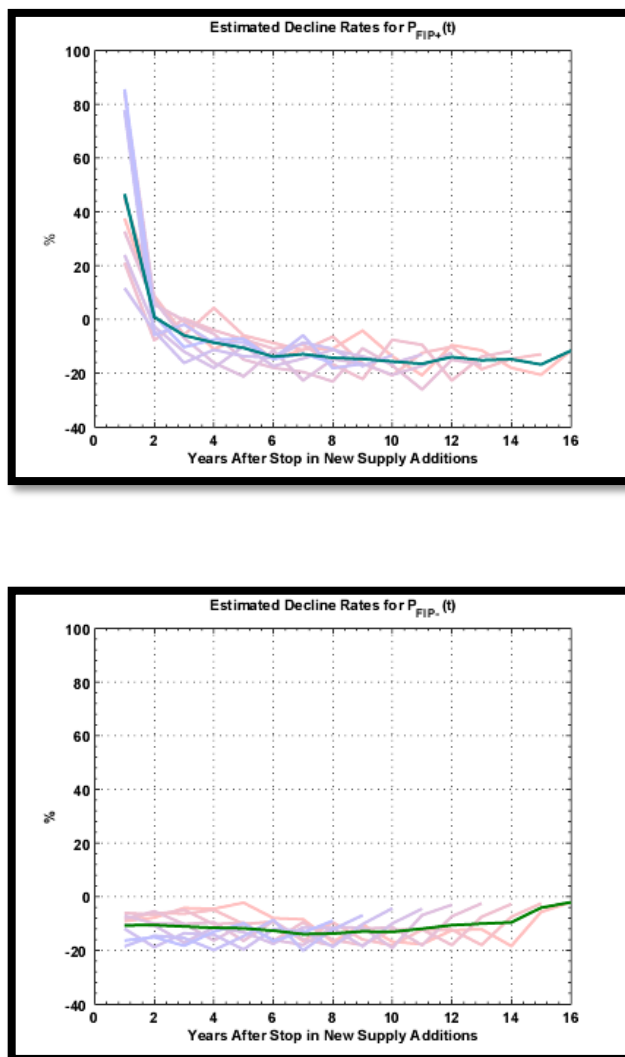


Figura 2.13. Tasas de declinación anual de la producción disminuida para $PFIP+$ (campos en producción que no han alcanzado su máxima de producción antes de t_0) y $PFIP-$ (campos en producción que han alcanzado su máxima de producción antes de t_0) ^[10]

Otra observación interesante es que la declinación de la producción después de t_0 puede estar cerca del modelo de una curva logística, que los parámetros se estiman utilizando la linealización de Hubbert sobre la producción antes de t_0 .

Si nos fijamos en el Plateau de producción de petróleo crudo de 2005 a 2007, se puede observar que el perfil de producción es casi paralelo a la curva de logística. Basándose en esta observación, se asumió que el plateau actual continuará con una pendiente ligeramente hacia abajo a raíz de la declinación (ver Figura 2.14).

En ese caso, las tasas de producción disminuida están declinando después de 2007 y están llegando a un valor inferior alrededor del -10% en el 2012.

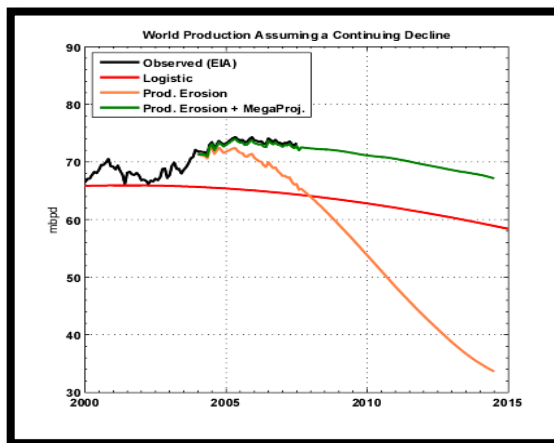


Figura 2.14. Producción disminuida estimada suponiendo una declinación de la producción mundial ^[10]

II.13.1. IMPACTO DE LA PRODUCCIÓN HIPOTÉTICA RETENIDA DE ARABIA SAUDITA

Desde agosto de 2005, la producción de Arabia Saudita ha declinado en 1 mbpd y ahora está ahora alrededor de 8.7 mbpd (ver Figura 2.15). La cuestión de si declina o no voluntariamente ha sido el centro de intensos debates en The Oil Drum (TOD).

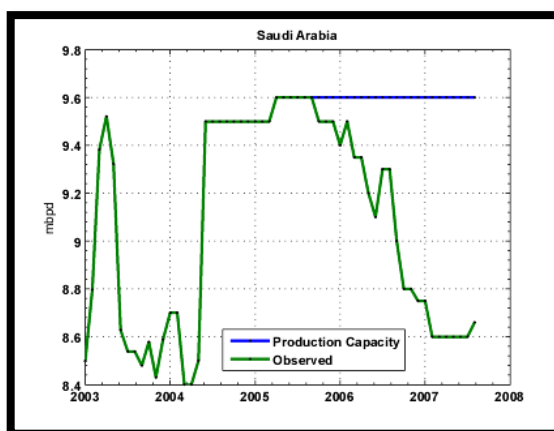


Figura 2.15. Producción de petróleo crudo en Arabia Saudita desde 2003 (IEA) ^[10]

Según Sam Foucher¹⁰, tenemos que:

- ✓ Se definió la disminución de producción como la declinación de producción de los recursos (proyectos pequeños nuevos) como resultado de la eliminación de la contribución de los megaproyectos.
- ✓ Se modela la disminución de la producción como una simple suma de tres componentes (FIP+, FIP-, los proyectos pequeños) los cuales presentan diferentes tipos de declinación.
- ✓ En cuanto a los datos del Reino Unido como punto de referencia:
 - Se observó que las tasas de declinación anual de la producción disminuida no son estacionarias en los primeros años después de la eliminación de las futuras incorporaciones de nuevos suministros. La tasa de declinación va desde valores positivos a valores negativos en tan sólo un año y está convergiendo hacia un valor negativo en 6-8 años.
 - Las tasas de declinación de FIP+ no son estacionarias durante los primeros 6-8 años, pero luego llegan a una asíntota.
 - Las tasas de declinación estimadas para FIP- son relativamente constantes a lo largo de los años.
- ✓ La producción mundial (petróleo crudo + condensado) es casi plana desde el año 2005; sin embargo, casi 6 mbpd de nueva suministros de megaproyectos ha sido añadidos. Se trató de evaluar cuál es la incidencia en el deterioro subyacente procedente en la base de recursos luego del 2005:
 - La disminución de la producción mundial es exponencial, con una tasa de declinación incrementando linealmente entre los años 2004 (+4%) y 2007 (-4%) que no muestran signos de desaceleración.
 - Esta declinación acelerada es probablemente el efecto del grupo FIP+ como se observó para la producción del Reino Unido. El hecho de que las tasas de declinación parecen ser tan altas es, probablemente, una señal de que los niveles mundiales de producción actuales necesiten de nuevos megaproyectos con el fin de mantener la producción.

- Si asumimos que la producción de crudo continuará su lento descenso iniciado en 2005 (Figura 2.14), esto implica que las tasas de declinación pueden llegar a la mínima alrededor de -10% por año en 2010.
- No tenemos absolutamente ninguna información sobre la contribución proveniente de pequeños proyectos. Sin embargo, el hecho de que no hemos eliminado esta contribución debería haber producido más las tasas de declinación conservadores.
- El efecto de los altos precios sobre la demanda y la producción retenida en particular de algunos productores de la OPEP puede sesgar el análisis.
- Las previsiones de megaproyectos son probablemente demasiado pesimistas más de 5 años, simplemente porque la información aún no está disponible.

II.14. ANÁLISIS DE LAS TASAS DE DECLINACIÓN MUNDIAL ^[10]

Sobre la base de los datos disponibles al público de los campos en Noruega y Reino Unido se puede decir que si la estructura de declinación en el mundo sigue la estructura de la declinación observada para el Reino Unido y Noruega, entonces hay una probabilidad del 85% que la producción mundial de petróleo esté en declinación final. (Sam Foucher, 2009, p. 1).

II.14.1. ESTRUCTURA DE DECLINACIÓN OBSERVADA EN EL MUNDO

Una estructura de declinación tentativa luego del pico de producción para los campos de petróleo super gigantes/gigantes ofrecida como un posible escenario de la producción futura es mostrada a continuación donde las conclusiones son las siguientes:

- 1) Parece que la tasa de declinación anual de la base de los recursos luego del pico de producción puede acelerar hasta un 10% para el año 2011 y luego estabilizarse hacia un 4,35%. Esta aceleración es debido a las tasas de declinación

rápidas de los campos petroleros grandes y pequeños (alrededor del 10%). Coincidentemente, este valor corresponde al de la tasa de declinación total implícita utilizada por la International Energy Agency (IEA) en su pronóstico final.

- 2) El 83,0% de la base de los recursos de petróleo convencional del 2007 (69,8 mbpd en 2007) provienen luego del pico de producción.
- 3) La contribución de los campos super gigantes, gigantes pudo haber alcanzado el plateau en torno a 41 mbpd.
- 4) La producción puede deslizarse rápidamente en 3-4 años pasado el año 2009 debido a una corta caída en la declinación de la base de los recursos y, llegar a un régimen más suave de declinación pasado el año 2012.

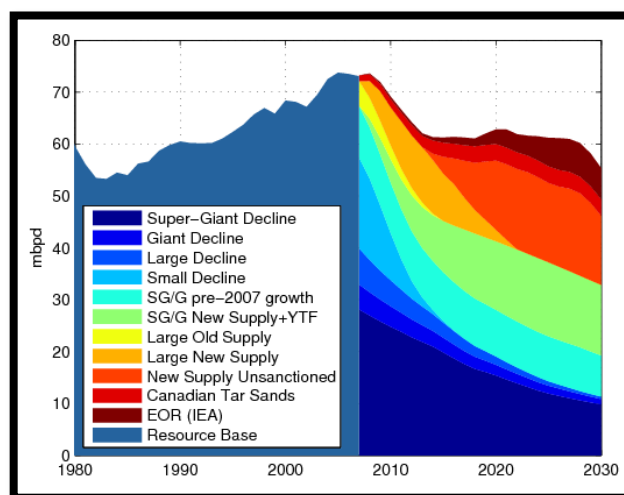


Figura 2.16. Estructura de declinación observada en el mundo. ^[10]

La IEA basó su análisis de las tasas de declinación sobre una base de datos de los 780 campos de petróleo más grandes del mundo entre los cuales 580 han pasado su pico de producción. Los campos se clasifican de acuerdo a su tamaño (super-gigantes > 5 Giga barriles, gigantes > 1,5 Giga barriles) y la intensidad de declinación. Tres fases son consideradas para la declinación:

- ✓ Fase 1: el campo está en un plateau de producción superior al 85% del pico de producción anual máximo.

- ✓ Fase 2: el campo ha pasado el plateau de producción y está por encima del 50% del pico de producción.
- ✓ Fase 3: la producción es inferior al 50% del pico de producción.

La tasa de declinación promedio fue calculada para cada tamaño y categoría de declinación el cual es dado en la siguiente tabla:

Tabla 2.4. Estructura de la tasa de declinación de acuerdo a la IEA para los 580 campos de petróleo en declinación ^[10]

	FASE DE DECLINACIÓN 1	FASE DE DECLINACIÓN 2	FASE DE DECLINACIÓN 3	TOTAL
Super-Gigantes	0.8%	3.0%	4.9%	3.4%
Gigantes	3.0%	3.7%	7.6%	6.5%
Grandes	5.5%	7.2%	11.8%	10.4%
Mundial	1.4%	3.6%	6.7%	5.1%

Asumiendo que distribución entre las diferentes fases de declinación es el mismo entre campos pequeños y grandes, se obtiene lo siguiente:

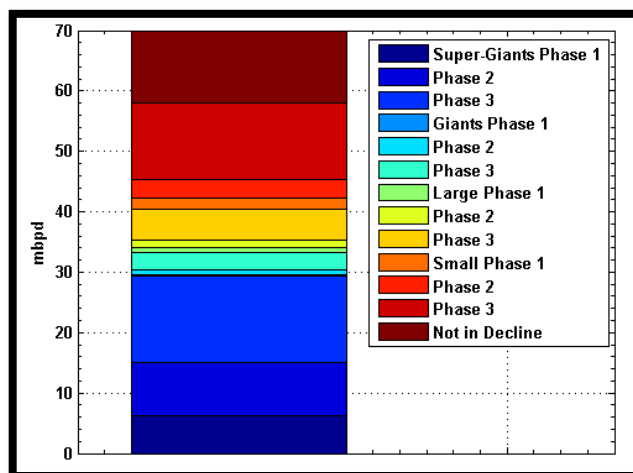


Figura 2.17. Cantidades luego del pico de producción distribuido por categorías usado para el cálculo de la tasa de declinación global ^[10]

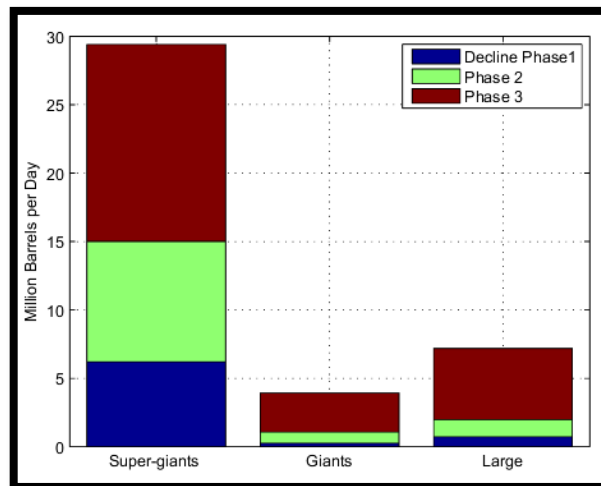


Figura 2.18. Distribución de las fases de declinación por tamaño de campos ^[10]

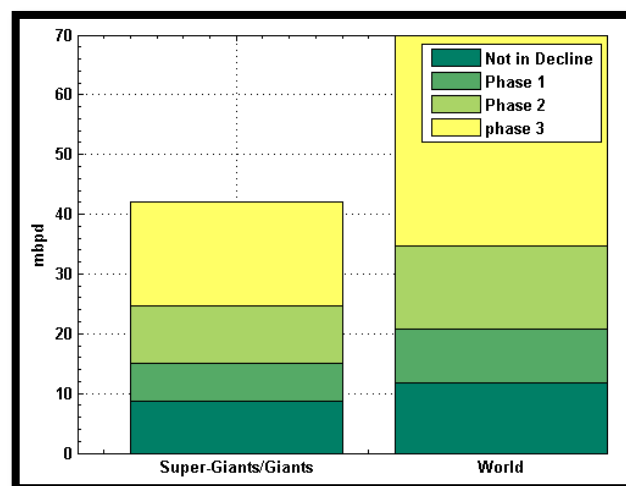


Figura 2.19. Estructura de declinación de los campos super gigantes/gigantes y el mundo ^[10]

La característica que más impresiona es cuan pequeña es la fracción de los campos que no declinan y que está entre el 17% y el 20%.

II.14.2. ¿CUÁL ES LA IMPLICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL?

La siguiente gráfica muestra la tasa de crecimiento de la producción observada para el mundo desde 1900. Los valores antes de los años 70 eran muy volátiles y en torno al 7% y un 2% -3% a partir de 1980.

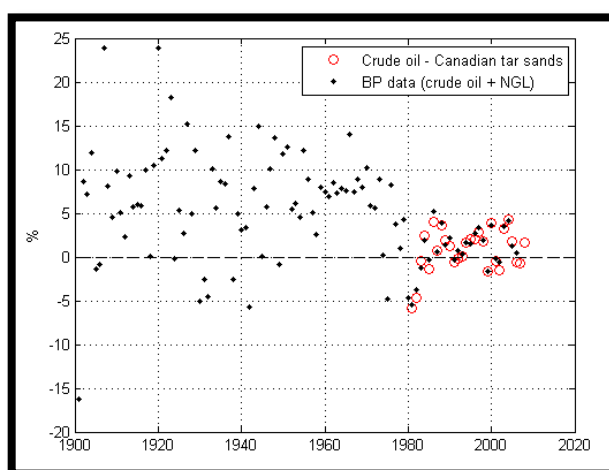


Figura 2.20. Año tras año el crecimiento de la tasa de producción total para el mundo (datos de BP). Los círculos rojos son las tasas de crecimiento sin las arenas bituminosas de Canadá ^[10]

Con el fin de reconstruir un modelo similar para todo el mundo, tenemos las siguientes suposiciones (Sam Foucher, 2009, p. 8):

- ✓ Si el 100% de los campos estaban en declive, la tasa de declinación total sería igual a la estimada por la IEA para los campos en declive (-5,1%).
- ✓ Si el 100% de los campos se encontraban en fase de declinación 3, de acuerdo con las cifras de la IEA, la tasa de declinación total sería igual a -8,0%.
- ✓ Si el 0% de los campos se encontraban en fase de declinación 3, la tasa de declinación total sería igual a -4,5%.
- ✓ La tasa de crecimiento máximo (es decir, el 0% de campos en declive) es igual a la tasa de declinación máxima (es decir, el 100% de los campos en la fase de declinación 3) en valor absoluto.

II.15. CRUDOS EXTRAPESADOS ^[11]

El petróleo extrapesado se define como un crudo con una gravedad API menor a 10° según el Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés, American Petroleum Institute), este crudo, por lo general, es muy viscoso, caracterizado, además, por tener una composición química con alto contenido de asfaltenos y metales pesados, así como también cadenas largas de hidrocarburos que, en algunos casos, contienen moléculas de azufre. Debido a la complejidad para la extracción del petróleo extrapesado, la viscosidad es uno de los parámetros primordiales para estimar la recuperación y producción del petróleo. Así mismo, la densidad del petróleo es otro parámetro importante para evaluar sus costos de refinación.

La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 cP, la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 100 cP y más de 1.000.000 cP (ver figura 2.21). Crudos pesados tales como los de California, Venezuela y el área Lloydminster de Canadá, generalmente, tienen viscosidad en sitio de varios miles de cP y usualmente fluyen a tasas razonables dentro del yacimiento, aún sin calentamiento. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un crudo tan viscoso que no posee movilidad a condiciones de yacimiento y cuya viscosidad está entre 100.000 cP a varios millones de cP a temperatura de yacimiento, y es sólido a temperatura ambiente.

Debido a la gran cantidad de petróleos pesados y extrapesados en sitio, y el agotamiento de las reservas de petróleos convencionales, la industria petrolera se ha visto en la imperiosa necesidad de extraer dichas acumulaciones a pesar de tener menor valor en el mercado, más difícil de producir y refinar que los petróleos convencionales.

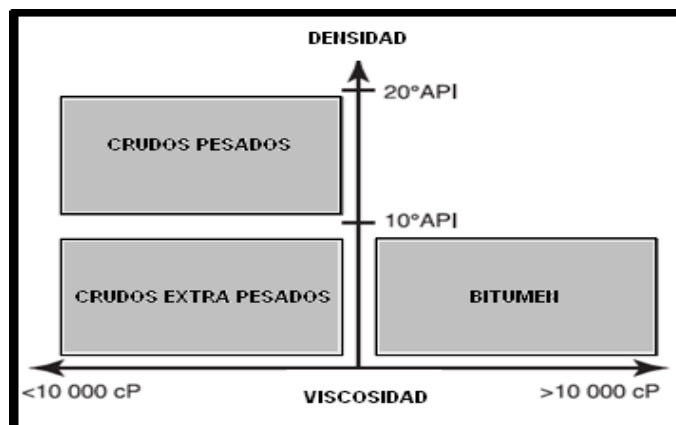


Figura 2.21. Densidad API y viscosidad del crudo extrapesado ^[11]

II.15.1. CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO) ^[12, 13]

En general la composición química de los hidrocarburos a lo largo de toda la FPO es similar. El gas es en un 90% C1, mientras que el crudo es en un 87% C8+. Por medio de análisis sobre Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA) se ha determinado que el crudo promedio de la FPO posee 15% de Saturados, 45% de Aromáticos, 28% de Resinas y 11% de Asfaltenos. La viscosidad del crudo aumenta desde el Norte hacia el Sur de la FPO, debido a que se tienen yacimientos más profundos hacia la parte Norte, la viscosidad de los mismos es menor en comparación con la registrada en los yacimientos más someros al Sur de la misma. Para el Norte de la FPO se tienen valores de viscosidades, por lo general, menores a 4.000 cP, mientras que hacia el Sur de la misma las viscosidades oscilan entre 4.000 cP y 6.000 cP o mayores a esta última. Cabe destacar que incluso se han llegado a determinar valores de más de 10.000 cP para yacimientos de la zona Sur de la FPO (ver figura 2.22).

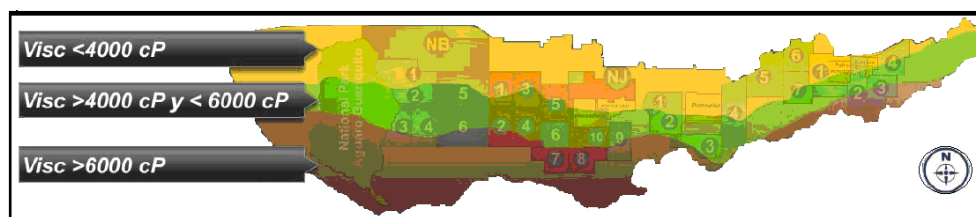


Figura 2.22. Mapa de distribución de viscosidades en la FPO ^[13]

La gravedad API promedio en la FPO se encuentra entre los 8,5° y 10° API aunque en algunos campos al Norte de la región, fuera de lo que se considera como el límite Norte de la FPO, se han encontrado valores de hasta 18° API, mientras que al Sur se han encontrado valores de hasta 6° para esta propiedad (ver figura 2.23).

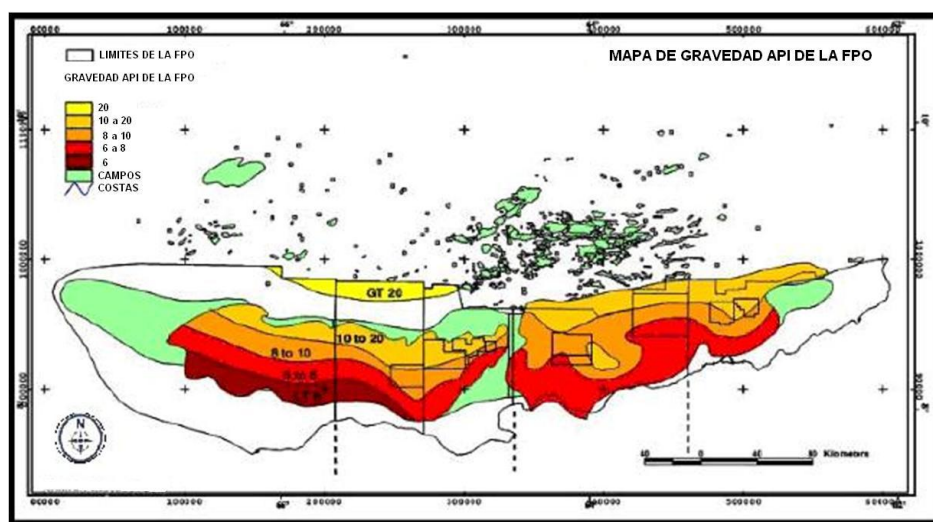


Figura 2.23. Mapa de distribución de API en la FPO [13].

II.16. CRUDOS ESPUMOSOS [14, 15]

Maini¹⁴⁻¹⁵, reseña que un considerable número de yacimientos de petróleo pesado bajo empuje por gas en solución muestra anomalías con un buen comportamiento primario: alta tasa de producción, baja relación gas-petróleo y alto recobro. El término “crudo espumante” se originó de observaciones de espumas estables en las muestras recogidas en el cabezal de los pozos de algunos campos canadienses y venezolanos de petróleo pesado que producen bajo este mecanismo. Además el flujo de crudos espumantes es una forma de flujo bifásico no-Darcy de gas y petróleo que a diferencia del flujo bifásico normal, implica el flujo de burbujas dispersas de gas, es decir que no requiere que la fase de gas sea continua antes de comenzar a fluir.

II.16.1. DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO ^[14, 15, 16]

La diferencia principal entre un empuje por gas en solución convencional y un empuje por gas en solución de crudos espumantes, está en lo que ocurre luego de comenzar a crecer la primera burbuja en el punto de burbujeo, ya que en el caso de “foamy oil” se posee un gradiente lo suficientemente fuerte para movilizar grupos de burbujas después de que ellas han crecido hasta un cierto tamaño. En el caso convencional la burbuja se queda estática y a medida que crece se une con otra u otras que se encuentran en otros poros hasta formar una fase continua, mientras que en el caso de “foamy oil”, una vez que comienza el desarrollo de la burbuja ésta puede fluir junto con el petróleo aunque esto no implique que la burbuja y el petróleo se muevan a la misma velocidad promedio, pero sí existe una dependencia entre la velocidad de la burbuja y la viscosidad del crudo. El tamaño de las burbujas depende de las fuerzas de atrapamiento capilares y de las fuerzas viscosas. La burbuja que se desplaza en el petróleo es propensa a separarse en burbujas más pequeñas y así mantener la dispersión en contraparte a la tendencia de coalescer. Como el gas permanece atrapado en el petróleo, la *RGP* se mantiene baja y se obtiene un factor de recobro más alto. La transición entre un flujo convencional y uno disperso no es un cambio abrupto a cierto número capilar crítico, sino una transición gradual que ocurre sobre dicho número.

Según Mastmann¹⁶, el comportamiento básico del fenómeno “foamy oil” está determinado por la existencia de lo que se llama un “pseudo” punto de burbujeo. El punto verdadero de burbujeo es la presión a la cual, a temperatura de yacimiento, las primeras burbujas de gas libre se desarrollan a partir del gas en solución del petróleo y comienza a formarse una fase de gas libre. Para la mayoría de los petróleos convencionales que tienen viscosidades relativamente bajas, el gas se une rápidamente en burbujas grandes y se desarrolla casi inmediatamente la formación de una fase de gas libre y con esto un aumento en la *RGP*. Por esta razón, en los petróleos convencionales o no espumantes, el punto de burbuja y el punto de “pseudo” burbuja tienen igual o muy cercanos valores.

Para los crudos espumantes, debido a la alta viscosidad del petróleo, las burbujas del gas no pueden unirse inmediatamente y formar burbujas grandes. Por esta razón la fase petróleo se convierte en una emulsión dispersa continua con un incremento en la concentración de burbujas cada vez más grandes a medida que cae la presión, aumentando aún más la supersaturación de gas en el petróleo. Aquí es donde entra en juego el punto de “pseudo” burbujeo, que es aquel donde el gas atrapado o disperso en el petróleo comienza a liberarse y a formar una nueva fase de gas libre y diferente. En la Figura 2.24 se muestra gráficamente el “pseudo” punto de burbujeo.

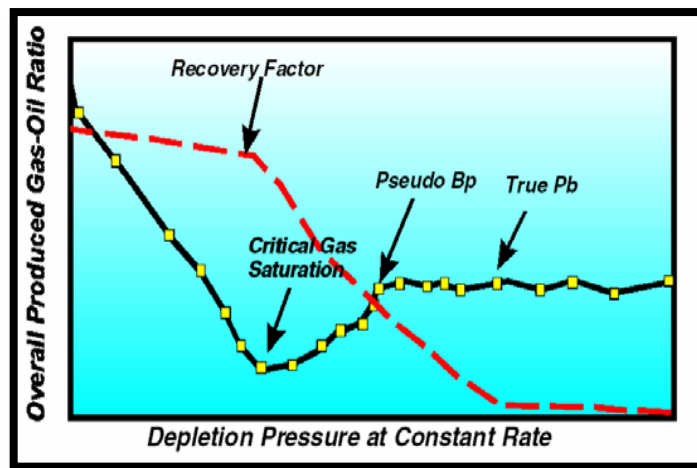


Figura 2.24. Perfil idealizado del gas y el recobro en un estudio de agotamiento primario [16]

II.17. INDICE DE PRODUCTIVIDAD [18]

Entre los parámetros que permiten tener una idea de la productividad del pozo se encuentran el potencial máximo, la presión fluyente (P_{wf}), el diferencial de presión: $\Delta P = P_e - P_{wf}$, y sin duda el más representativo es el índice de productividad (IP), este muestra la relación que existe entre la tasa de producción, en barriles fiscales por día y el diferencial de presión ($P_e - P_{wf}$), en el punto medio del intervalo productor, es decir, es la capacidad del yacimiento de aportar cierto volumen de fluido cuando se le induce una caída de presión (ΔP):

$$IP = \frac{Q_o}{P_e - P_{wf}} \left(\frac{BND}{lpc} \right) \quad \text{Ecuación 2.62}$$

Donde:

Q_o : tasa de producción de petróleo, BNP/D

P_e : presión estática del yacimiento, lpc

P_{wf} : presión de fondo fluyente, lpc

Como se puede apreciar el índice de productividad es una medida de la capacidad de producción del yacimiento y una propiedad comúnmente analizada. Dado que cada pozo en particular tiene su tasa individual, y que casi siempre difiere de otro del mismo yacimiento, es claro que el índice de productividad, es un parámetro exclusivo de cada uno de ellos. Considerando que la variabilidad del índice de productividad es función del mecanismo de producción del yacimiento, en algunos pozos el índice de productividad (IP) puede permanecer constante por períodos considerables, durante los cuales la tasa de flujo haya fluctuado, este fenómeno se debe a que la tasa de producción ha variado proporcionalmente al diferencial de presión ($P_e - P_{wf}$). En otros pozos a altas tasas de flujo, la proporcionalidad no se mantiene y el IP disminuye, como se muestra en la Figura 2.25.

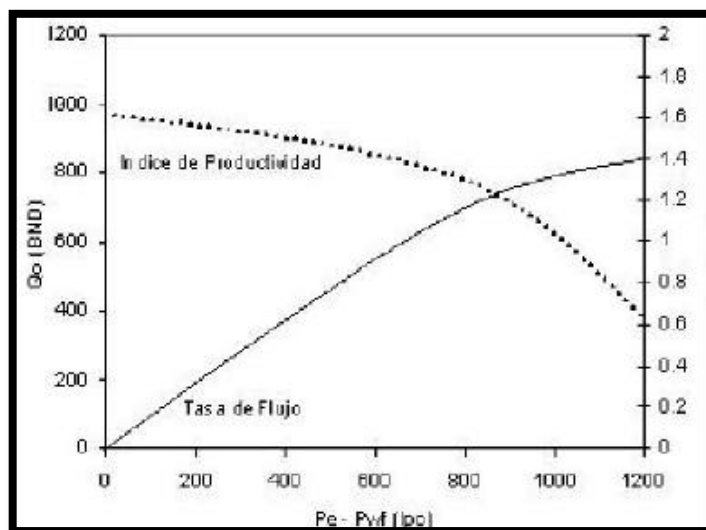


Figura 2.25. Declinación del IP a altas tasas de flujo ^[18]

II.18. FLUJO DE FLUIDOS ^[19]

El comportamiento de un yacimiento en el que se perfora un pozo se puede comparar con el de una laguna de superficie llana donde se deja caer una roca, el choque de ésta con el agua genera una serie de ondas que viajan de manera radial, desde el punto donde se produjo el impacto hacia los bordes de la laguna. Al perforarse un pozo se genera una perturbación en la presión del yacimiento, a medida que el fluido que se haya dentro del yacimiento sea alcanzado por dicha perturbación comenzará a moverse hacia el pozo. Mientras transcurre el tiempo dicha perturbación seguirá avanzando dentro del yacimiento hasta alcanzar el límite del mismo, cuando esto ocurra los fluidos que se encuentren en la frontera (límite del yacimiento) comenzarán a fluir hacia el pozo (ver figura 2.26).

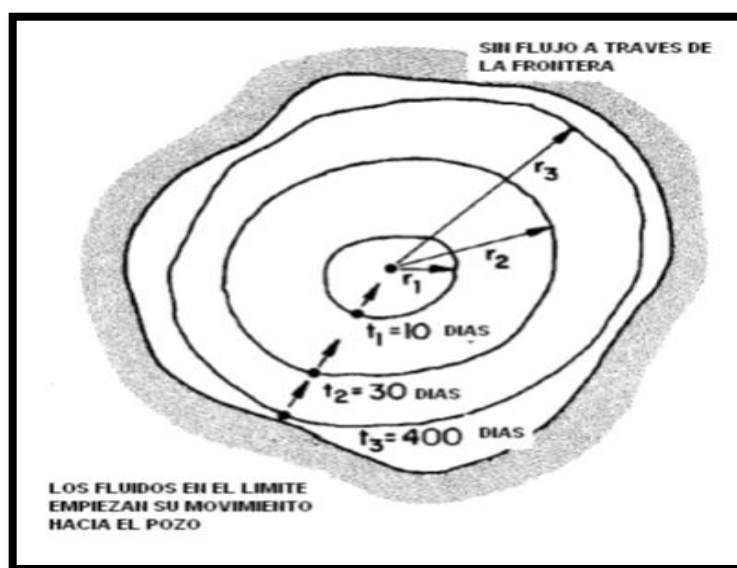


Figura 2.26. Movimiento de la perturbación de presión dentro del yacimiento. ^[19]

Según sea el comportamiento de la presión del yacimiento una vez que comience a producirse el fluido del mismo, se pueden definir distintos estados o regímenes de flujo.

II.18.1. ESTADO ESTABLE ^[19]

Este régimen de flujo se caracteriza porque la presión en cada punto del yacimiento permanece constante a través del tiempo, la ecuación 2.2 expresa matemáticamente ésta condición, estableciendo que el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier punto de i perteneciente al yacimiento, es igual a cero.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0 \quad \text{Ecuación 2.63}$$

Esta condición de estado estable ocurre en los yacimientos cuando existe un acuífero, capa de gas o algún mecanismo asociado que mantiene la presión del mismo. Este régimen de flujo a pesar de ser muy sencillo es uno de los que se aplica en mayor medida, ya que permite obtener resultados que se pueden derivar para otros regímenes.

II.18.2. ESTADO PSEUDOESTABLE ^[19]

Este régimen de flujo se caracteriza porque la presión disminuye de manera constante con respecto al tiempo, en la ecuación 2.3 expresa matemáticamente dicha condición, según ésta el cambio de la presión con respecto al tiempo para cualquier posición es igual a una constante.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante} \quad \text{Ecuación 2.64}$$

Cabe destacar que este estado también es conocido como estado semi-estable o cuasi-estable.

II.18.3. ESTADO TRANSITORIO ^[19]

Este régimen de flujo se caracteriza porque la presión varía en función del tiempo pero no de manera constante, sino como una función del tiempo y la posición dentro del yacimiento, la ecuación 2.65 expresa matemáticamente dicha condición.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = f(i, t) \quad \text{Ecuación 2.65}$$

La figura 2.27 muestra la variación de la presión con respecto al tiempo para los distintos regímenes de flujo.

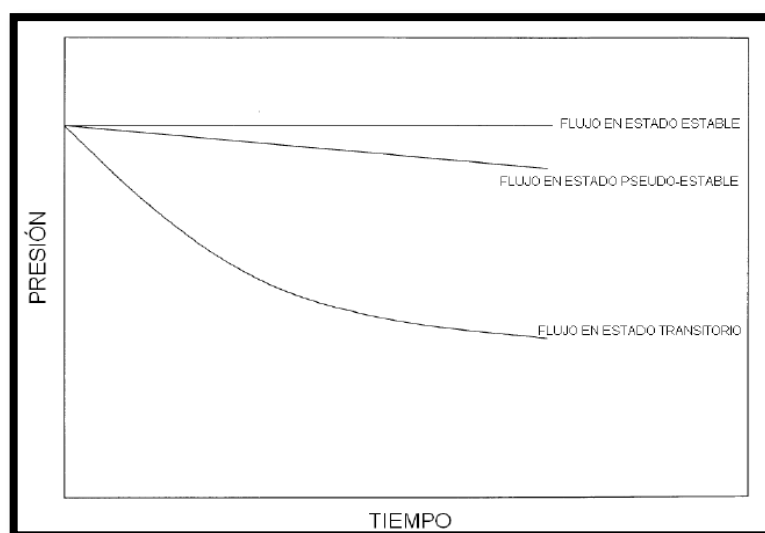


Figura 2.27. Variación de la presión para los diferentes regímenes de flujo. ^[19]

II.19. POZOS HORIZONTALES ^[19]

Un pozo horizontal es aquel donde la sección horizontal del mismo es paralela al plano de estratificación de la formación, aunque también se considera como un pozo horizontal aquél donde el punto de aterrizaje en el objetivo posee entre 80 y 90° con respecto a la vertical. La figura 2.28 muestra las distintas partes y secciones que conforman un pozo horizontal.

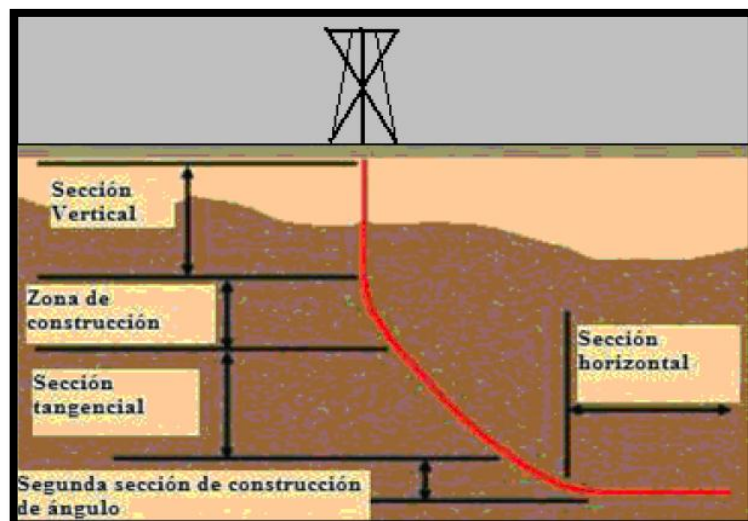


Figura 2.28. Secciones de un pozo horizontal. ^[19]

La extensión de la sección horizontal depende de la magnitud del yacimiento, del área que se desee drenar en el mismo y de las condiciones tanto de perforación como de producción. En la FPO existen pozos con secciones horizontales entre 2.500 y 5.000 pies de longitud aproximadamente.

Algunas ventajas que proporciona la utilización de pozos horizontales con respecto al uso de pozos verticales son las siguientes:

- ✓ Control completo sobre la orientación del pozo.
- ✓ Se puede minimizar conificación de agua y gas.
- ✓ Mejora la eficiencia de barrido del yacimiento.
- ✓ Incrementa la productividad del yacimiento, lo cual mejora el recobro final del mismo.
- ✓ La sección horizontal puede ser perforada a lo largo del tope de la arena productora, lo cual permite optimizar la distancia entre el intervalo perforado y el contacto agua-petróleo o gas-petróleo, en este último caso se perfora la sección horizontal hacia la base del horizonte productor.

Entre las desventajas que genera la perforación de pozos horizontales con respecto a la utilización de pozos verticales se encuentran las siguientes:

- ✓ Altos costos asociados, debido a que se emplea mayor tiempo en la perforación del pozo lo que incrementa los riesgos operacionales.
- ✓ La permeabilidad vertical limita la eficiencia de barrido vertical.
- ✓ Las opciones de re-completación son limitadas, sobre todo cuando se trata de alto corte de agua o alta relación gas-petróleo.
- ✓ El riesgo operacional es mucho mayor que en la perforación de un pozo vertical.

II.19.1. TIPOS DE POZOS HORIZONTALES ^[19]

Una manera de clasificar los pozos horizontales es según la tasa de construcción de ángulo que se aplique al perforar los mismos, dicha clasificación es la siguiente:

- ✓ *Pozos de radio corto*: Son aquellos cuya tasa de construcción de ángulo se encuentra entre 40° y 150° por cada 100 pies, aproximadamente.
- ✓ *Pozos de radio medio*: Son aquellos cuya tasa de construcción de ángulo se encuentra entre 6° y 40° por cada 100 pies, generalmente.
- ✓ *Pozos de radio largo*: Son aquellos cuya tasa de construcción de ángulo se encuentra entre 2° y 6° por cada 100 pies, aproximadamente.

La figura 2.29 muestra los distintos pozos horizontales según la tasa de construcción de ángulo.

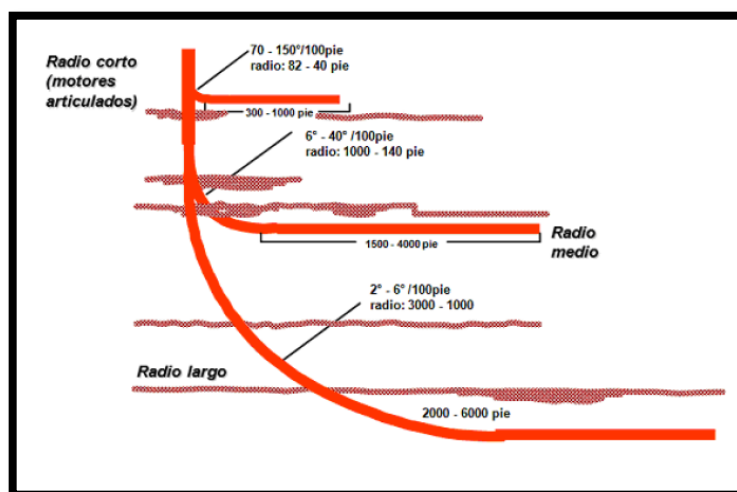


Figura 2.29. Tipos de pozos horizontales. ^[19]

II.19.2. TIPOS DE COMPLETACIONES EN POZOS HORIZONTALES ^[19]

Existen diferentes formas de completar o terminar un pozo horizontal, el aplicar una u otra depende, principalmente, de las características geológicas que se tengan en la zona, así como, también, de la configuración mecánica y demás características intrínsecas de cada pozo. Las terminaciones para pozos horizontales que se utilizan, generalmente, son las siguientes:

- ✓ *Completación a hoyo desnudo*: es el tipo de completación más económica, sin embargo su aplicación está limitada a la calidad de la formación, la cual debe ser lo suficientemente consolidada para que el hoyo horizontal se mantenga en condiciones estables. Los pozos con este tipo de completación son difíciles de controlar y estimular.
- ✓ *Completación con camisa ranurada*: este tipo de completación, generalmente, es empleada en formaciones donde se prevé la posibilidad de colapso del pozo horizontal. La camisa o Liner proporciona un control limitado en la producción de arena. En formaciones no consolidadas, se ha empleado exitosamente la camisa ranurada y el uso de empaques con grava para el control de la producción de arena. Cabe destacar que este tipo de completación es la que se utiliza en mayor medida en los pozos de la FPO, pero sin el empaque con grava.
- ✓ *Completación con camisa y aislamiento parcial*: en esta modalidad se instalan una serie de empaaduras externas a la camisa, localizadas a lo largo de la sección horizontal del pozo. Dichas empaaduras tienen la finalidad de facilitar la aplicación de tratamientos químicos selectivos proporcionando también un mejor control sobre la producción del pozo. La principal desventaja de este tipo de completación reside en la dificultad de asentar correctamente las empaaduras en la zona de interés.

La figura 2.30 muestra los tipos de completación mayormente utilizados para pozos horizontales.

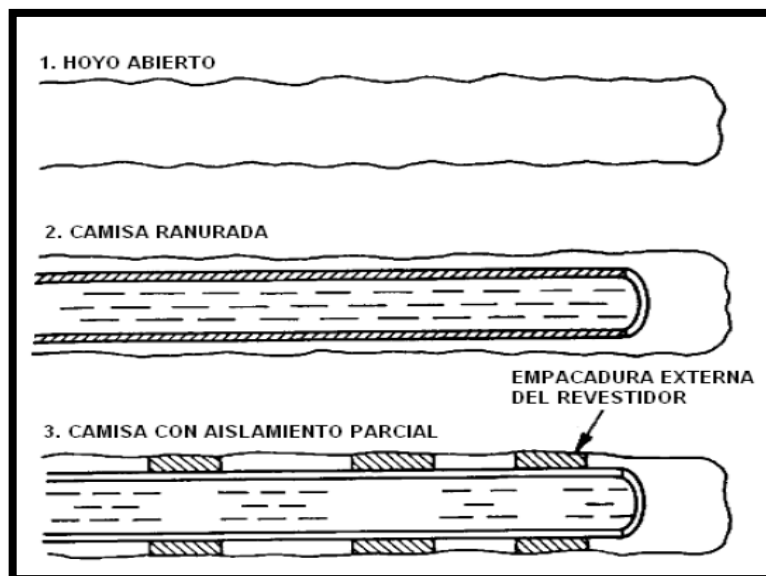


Figura 2.30. Completación para pozos horizontales. ^[19]

II.19.3. FLUJO EN POZOS HORIZONTALES ^[19]

El flujo de petróleo en un pozo horizontal no puede ser modelado por las mismas ecuaciones que el flujo en pozos verticales, ya que está regido por otras condiciones e incluso genera un área de drenaje distinta, por ello distintos autores (Borisov, Giger, Giger-Reiss-Jourdan, Renard-Dupuy, Joshi entre otros) han desarrollado diferentes ecuaciones que buscan modelar matemáticamente el comportamiento del flujo en pozos horizontales.

Una de dichas ecuaciones es la desarrollada por Joshi (1991), en la cual se asume que un pozo horizontal puede verse como varios pozos verticales perforados uno junto al otro en un mismo yacimiento.

En la figura 2.31 se muestra un pozo horizontal de longitud L perforado en un yacimiento con un espesor h , en el cual cada uno de los extremos se va a comportar como un pozo vertical, drenando un área igual a la de una semicircunferencia de radio b .

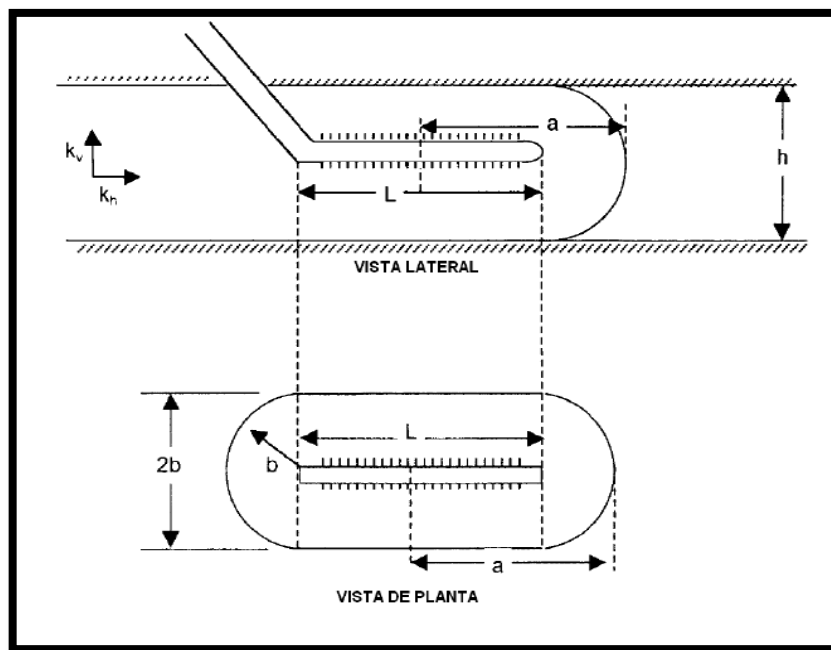


Figura 2.31. Área de drenaje en un pozo horizontal. ^[19]

Basándose en lo antes mencionado Joshi (1991) determinó dos métodos para calcular el área de drenaje de un pozo horizontal. Para el primer caso propuso que dicha área sería igual a la de un rectángulo, con dimensiones \$L\$ y \$2b\$, más el área de dos semicircunferencias con radio \$b\$ en los extremos del pozo. La ecuación 2.66 muestra la expresión matemática para dicho cálculo.

$$Ad1 = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43560} \quad \text{Ecuación 2.66}$$

Donde:

\$Ad1\$: Área de drenaje del pozo horizontal, [acres].

\$L\$: Longitud de la sección horizontal del pozo, [pies].

\$b\$: Mitad del eje menor de una elipse, [pies].

Para el segundo caso consideró que el área de drenaje sería la de una elipse (ver figura 2.32).

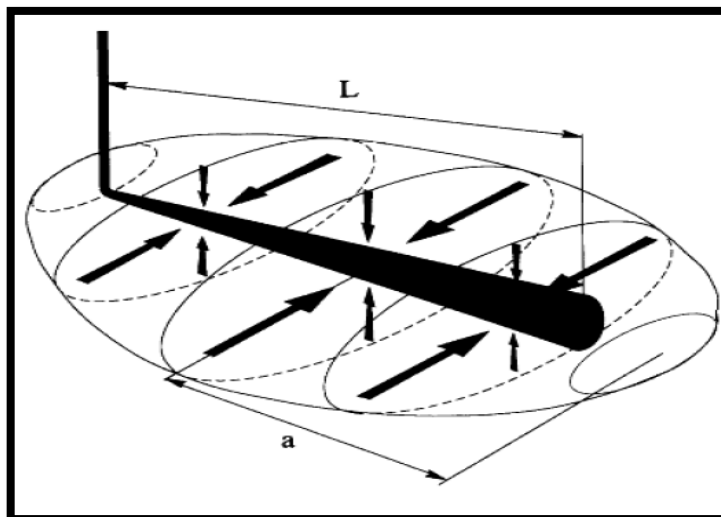


Figura 2.32. Área de drenaje elíptica según Joshi. ^[19]

Las ecuaciones 2.6 y 2.7 muestran las expresiones matemáticas para el cálculo del área de drenaje de elíptica.

$$Ad2 = \frac{\pi ab}{43560} \quad \text{Ecuación 2.67}$$

Donde a es el eje menor de la elipse y viene dado por:

$$a = \frac{L}{2} + b \quad \text{Ecuación 2.68}$$

Con:

$Ad2$: Área de drenaje del pozo horizontal, [acres].

b: Mitad del eje menor de una elipse, [pies].

Joshi concluyó que ambos métodos para el cálculo del área de drenaje generaban valores diferentes, por lo que sugiere calcular el promedio entre ambas áreas y asumir dicho valor como el apropiado, lo antes mencionado se muestra en la ecuación 2.69 (ver figura 2.33).

$$Ad = \frac{Ad1 + Ad2}{2} \quad \text{Ecuación 2.69}$$

Donde:

Ad : Área de drenaje horizontal promedio, [acres].

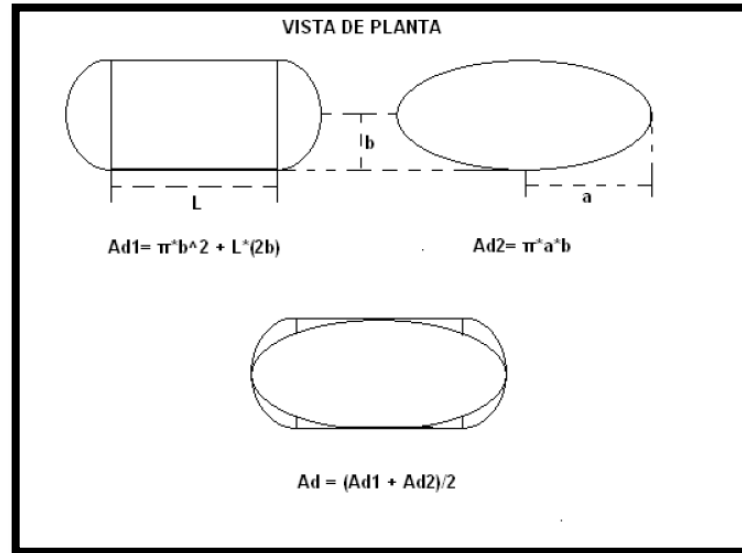


Figura 2.33. Promedio de áreas de drenaje para un pozo horizontal. ^[19]

Para el cálculo de la tasa de petróleo en un pozo horizontal considerando la anisotropía del yacimiento, Joshi desarrolló las ecuaciones 2.70, 2.71, 2.72 y 2.73.

$$Q_o = \frac{0,00708 K_h h \Delta P / (\mu_o \beta_o)}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right) + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \ln\left(\frac{\beta h}{2r_w}\right) + S_m} \quad \text{Ecuación 2.70}$$

Donde:

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0,5} \quad \text{Ecuación 2.71}$$

Con:

L : Longitud de la sección horizontal del pozo, [pies].

ΔP : Diferencia de presiones, [lpc].

S_m : Factor de daño mecánico.

$$\beta: \text{Relación de permeabilidades, } \beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad \text{Ecuación 2.72}$$

K_h : Permeabilidad horizontal del yacimiento, [mD].

K_v : Permeabilidad vertical del yacimiento, [mD].

β_o : Factor volumétrico de formación, [BY/BN].

μ_o : Viscosidad, [cP].

r_w : Radio del pozo, [pies].

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43560Ad}{\pi}} \quad \text{Ecuación 2.73}$$

r_{eh} : Radio de drenaje del pozo horizontal, [pies].

Q_o : Tasa de flujo de petróleo, [BND].

Tanto Borisov (1984) como Giger-Reiss y Jourdan (1984) desarrollaron ecuaciones para el cálculo del flujo en pozos horizontales, considerando la anisotropía del yacimiento y con un área de drenaje calculada de manera similar a la utilizada según Joshi (1991). Las ecuaciones 2.74, 2.75 y 2.76 muestran el cálculo de flujo para pozos horizontales según Borisov (1984), Giger-Reiss-Jourdan (1984) respectivamente.

$$Q_o = \frac{\frac{0,00708K_h h \Delta P}{\mu_o \beta_o}}{\text{Ln}\left(\frac{4r_{eh}}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right)\text{Ln}\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 2.74}$$

$$Q_o = \frac{0,00708LK_h h \Delta P}{\mu_o \beta_o \left[\left(\frac{L}{h}\right)\text{Ln}(X) + \text{Ln}\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]} \quad \text{Ecuación 2.74}$$

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2r_{eh}}\right)^2}}{\frac{L}{(2r_{eh})}} \quad \text{Ecuación 2.75}$$

II.20. ESTUDIO EXPERIMENTAL DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DEL PETRÓLEO EXTRAPESADO BAJO LAS CONDICIONES DEL YACIMIENTO. ^[20]

Evidencias considerables confirman que el comportamiento de flujo del petróleo extrapesado bajo condiciones de yacimiento es no-newtoniano, y similar al comportamiento de fluido plástico de Bingham, fluido pseudoplástico, fluido dilatante o fluido viscoelástico.

Desde la década de 1950, ha existido una gran importancia asociada al flujo de fluidos no-newtonianos a través de medios porosos, en la recuperación del petróleo extrapesado. Experimentos reológicos y de filtración de petróleo crudo, y pruebas de campo, en trece campos de petróleo de China, muestran que el flujo de resinas-asfaltenos y petróleo rico en parafina en medios porosos no sigue la ley de Darcy. El petróleo extrapesado sólo fluye cuando el gradiente de presión aplicado supera un cierto valor mínimo. El gradiente de presión inicial puede en gran medida cambiar el patrón de flujo y cuando el valor real es de alrededor de MPa / m %, grandes zonas de estancamiento y las áreas muertas son formadas normalmente durante el flujo de fluido homogéneo en los yacimientos. La recuperación del petróleo se reducirá si el flujo de fluido con el gradiente de presión inicial no es tomado en cuenta.

II.21. OIL FIELD MANAGER (OFM ®) ^[3, 4]

Oil Field Manager (OFM ®) es una aplicación que permite visualizar, relacionar y analizar grandes volúmenes de datos de pozos y de parámetros de yacimientos. OFM tiene todas las capacidades que se esperan de un visualizador de datos de primera línea. Además, funciona como un sistema para automatizar las herramientas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Entre los usos que se le pueden dar a OFM están:

- ✓ Análisis de completaciones simples o múltiples, pozos, yacimientos y campos de petróleo y/o gas.
- ✓ Programas y operaciones de optimización del campo.
- ✓ Administración de reservas.
- ✓ Apoyo a planes de desarrollo.
- ✓ Apoyo a programas de mantenimiento.
- ✓ Apoyo a la administración de flujos de caja.
- ✓ Apoyo a Balances de Materiales.
- ✓ Redistribución de la producción (Back-Allocation).

Con OFM se pueden identificar tendencias, anomalías y pronosticar producción, con una amplia gama de tipos de datos que dependen del tiempo (mensual, diaria y esporádica), de la profundidad (registros de pozos y diagramas de completación), datos estáticos (coordenadas, datos generales para los pozos, datos de producción, geológicos, etc.) y datos financieros que incluyen ganancias y costos de las operaciones.

Toda esa información se maneja en OFM mediante un grupo de tablas que contienen los datos correspondientes. Además, permite crear variables calculadas, las cuales son el resultado de operaciones sobre los datos de entrada o sobre otras variables calculadas, creadas previamente.

Las tablas más importantes que posee la herramienta de OFM son:

- ✓ La Tabla Maestra Tipo Estático, contiene toda la información básica de los pozos, incluyendo sus coordenadas
- ✓ La Tabla de Sort de Tipo Estático, contiene toda la información que permitirá seleccionar, filtrar y agrupar información por diferentes categorías
- ✓ La Tabla de Producción de Tipo Mensual, con la información de producción mensual de los pozos.
- ✓ La Tabla de Pruebas de Tipo Sporadic, con la información de pruebas y muestras diarias de los pozos

✓ La importancia de utilizar esta tecnología o forma de crear Bases de Datos para estudios es que los datos son extraídos de la base de datos corporativa del ambiente integrado de EPM (Exploración, Producción y Manufactura), lo cual ayuda a manejar la calidad del dato almacenado en él.

Entre los diferentes Módulos que posee la herramienta de OFM se listan y describen los siguientes:

✓ **Mapa Base:** el mapa base es la primera ventana que aparece al abrir un proyecto. Es probablemente la última ventana que se ve antes de cerrar el proyecto. Esta ventana permite el acceso a todos los componentes principales de OFM[®], y muestra cada uno de los pozos asociados a un yacimiento. Permite visualizar las desviaciones de los pozos siguiendo la trayectoria de su perforación en coordenadas XY, así como seleccionar los pozos de interés. Es posible ajustar el tamaño del mapa, ampliar la vista, y visualizar los nombres de los pozos.

✓ **Mapa de burbuja (Bubble Map):** es un formato visual que se usa para estudios a nivel de los pozos, con el cual se pueden analizar una o varias variables simultáneamente, las cuales pueden ser de cualquier tipo. Una característica de este módulo es que permite hacer los estudios sobre el mapa de la zona del proyecto; también permite observar la evolución de las variables en el tiempo mediante una animación o de manera puntual.

✓ **Mapa de mallado (Grid Map):** es una herramienta cuantitativa y analítica que ayuda a identificar tendencias y anomalías de datos “cartografiados” en un proyecto. La función principal de este formato visual es permitir realizar estudios a nivel del yacimiento con respecto a una variable. Al igual que el mapa de burbuja, este formato opera sobre el mapa de la zona del proyecto y permite monitorear los yacimientos en función del tiempo, mediante una animación o puntualmente.

- ✓ **Gráficos (Plot):** la herramienta permite realizar gráficos de variables requeridas por el usuario, correspondientes a un pozo o un conjunto de pozos, y se presenta sobre una plantilla que sirve de base para todos los pozos. Con la ayuda de las facilidades que ofrece el Panel Properties, la ventana de gráficos le permite al usuario personalizar la presentación de los componentes del mismo, tales como las fuentes, las curvas, las leyendas y la escala de los ejes. Se puede utilizar una variable para el eje de las abscisas y hasta seis para el eje de las ordenadas, además de realizar varias gráficas a la vez.

- ✓ **Análisis de curvas de declinación (DCA):** el programa OFM contiene herramientas de análisis de curvas de declinación. Permite analizar y planificar el rendimiento del pozo. Esta tarea se realiza, por lo general, sobre los datos obtenidos en una completación o en un grupo de pozos. Asimismo, se puede efectuar una predicción de declinación de grupos de pozos. La predicción de la declinación de las tasas es el resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas teóricas a los datos históricos de producción.

- ✓ **Filtro (Filter):** es la simple selección de los pozos asociados a cada yacimiento, que serán mostrados en el mapa base. Después de filtrar los pozos, los datos pertenecientes a ellos son cargados en la memoria de OFM®, e inmediatamente mostrados en el mapa. Filter puede hacerse de diferentes maneras utilizando cada método por separado o combinándolos. Se pueden hacer filtros por Tabla de Datos, Lista, Match; sin embargo, las principales opciones son:
 - Filtros por completación, se seleccionan los pozos de acuerdo a las completaciones que tenga.
 - Filtros por categoría, esta opción permite a su vez seleccionar los pozos de acuerdo al Campo, Yacimiento, Arena, Segregación a la cual pertenece.

- ✓ **Reportes:** los reportes son creados de la información almacenada o calculada de la data del proyecto. Puede ser accesado mediante el Menú Análisis. El módulo de Report permite crear reportes con las variables requeridas por el usuario, además de personalizar la apariencia, agregar ecuaciones y agrupar datos.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

III.1. FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO ^[4, 11, 17]

III.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y DIVISIÓN ADMINISTRATIVA

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) ocupa la franja sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en una sección sedimentaria que descansa sobre el Basamento cristalino del Macizo Guayanés. Se ubica al sur de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y paralela al curso del río Orinoco (figura 3.1). Tiene una longitud, aproximada, de 600 km de este a oeste y 70 km, aproximados, en dirección norte-sur. La superficie total de la Cuenca Oriental es de, aproximadamente, 165.000 km², de los cuales la FPO con un área de alrededor de 55.314 km² representa el 33%.

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) está dividida en cuatro zonas de exploración y producción las cuales son en dirección Oeste a Este Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antiguo Hamaca) y Carabobo (anteriormente Cerro Negro). El área actual en exploración es de 11.593 km².

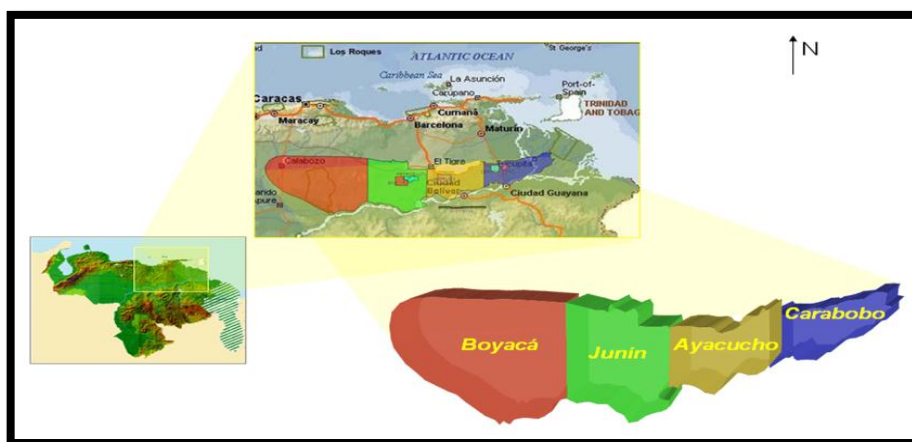


Figura 3.1 Ubicación Geográfica y División de la Faja Petrolífera del Orinoco ^[17]

III.1.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES

La FPO está compuesta por arenas no consolidadas muy suaves de edad Mioceno. Los cuerpos arenosos de las formaciones Oficina y Merecure constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos tradicionales de la FPO.

Los yacimientos típicos son arenas de canales de meandros formadas dentro de un depósito deltaico o depósitos fluviales dominados por corrientes entrelazadas. Dentro de las arenas de canales de meandros la continuidad lateral y vertical es algunas veces limitada.

✓ **Descripción geológica**

Los sedimentos de los horizontes productores de petróleo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se caracterizan por ser parte de un sistema deltaico que, mayormente, tuvo su origen en los sedimentos precámbricos del sur de Venezuela. Posee un potencial petrolífero de edad Cretácica y Terciario Superior, con ambientes de sedimentación poco profundos formados principalmente por procesos de transgresión y regresión. La secuencia de rocas sedimentarias reposa sobre un Basamento de origen ígneo-metamórfico de edad Precámbrica.

Las formaciones a través del Basamento hacia la superficie, en forma generalizada, en la FPO son: Hato Viejo del Cámbrico Temprano y Carrizal del Cámbrico Tardío, el Grupo Temblador del Cretáceo y las formaciones Merecure, Oficina, Mesa, Freites, y las Piedras del Terciario; las cuales se diferencian en subsuelo por cuatro depocentros que se encuentran separados por altos estructurales (ver figura 3.2).

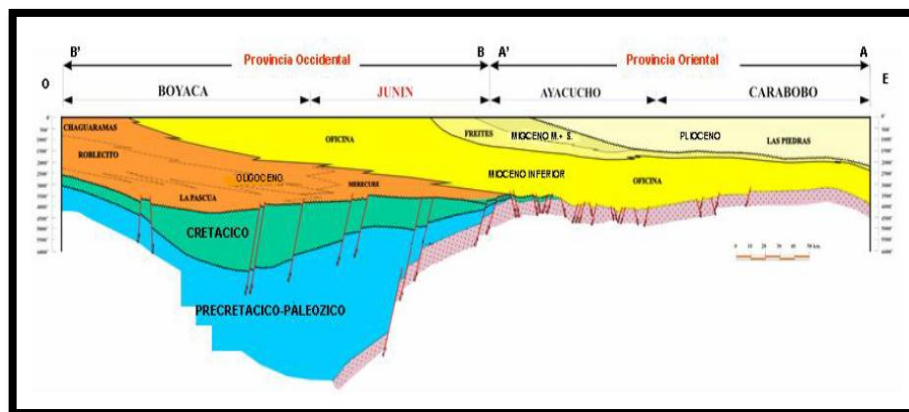


Figura 3.2. Sección esquemática estructural regional de la FPO ^[11]

La columna sedimentaria está representada por tres ciclos; el primero se depositó discordantemente sobre el Macizo Guayanés y contiene arenas de granos gruesos pertenecientes al Paleozoico Superior, el siguiente corresponde a una transgresión marina ocurrida en el Cretáceo y se caracteriza por areniscas delgadas con intercalaciones de lutitas en ambientes marinos de poca profundidad. El último ciclo se formó después de retirarse el mar dando origen a formaciones transgresivas del Terciario.

En la figura 3.3 se muestra en sentido estratigráfico decreciente las formaciones que conforman la FPO en correlación con las edades depositacionales de las mismas.

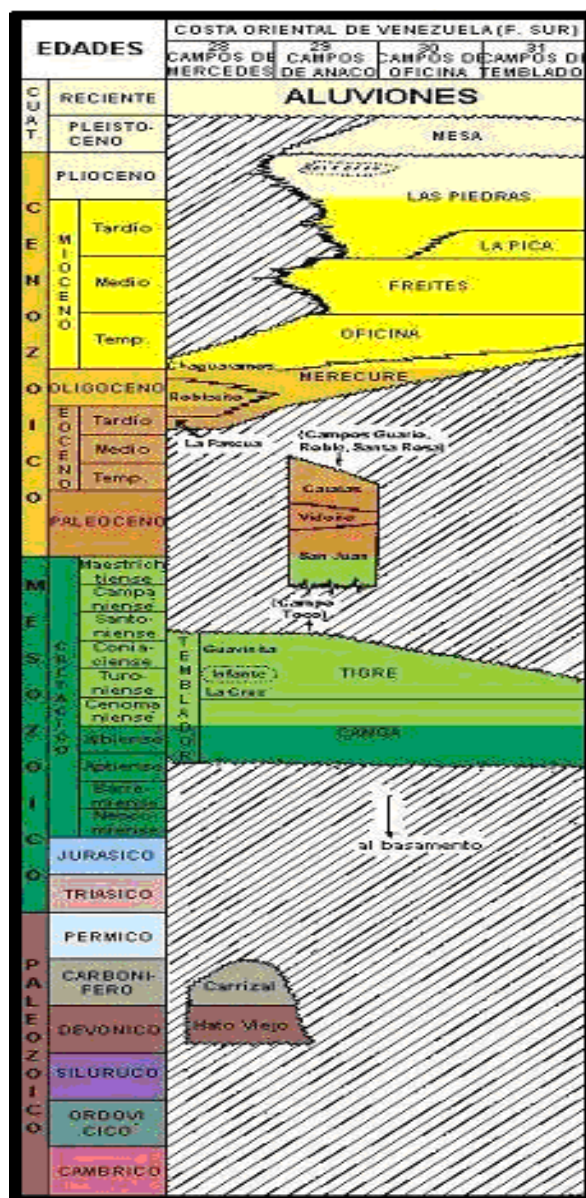


Figura 3.3. Columna estratigráfica de la FPO ^[11]

✓ **Características estructurales**

Las acumulaciones de hidrocarburos presentes en la FPO están controladas esencialmente, por trampas estratigráficas y, en menor grado, asociadas a las fallas. Se encuentran contactos agua-petróleo regionales identificados en el área de Petrocedeño, y acumulaciones de agua locales, llamadas “poncheras”, en el área de Petromonagas. La estructura regional está representada por un suave

monoclinal de estratos apenas inclinados hacia el norte, cortado por fallas menores, en su mayoría de rumbo este-oeste.

El principal mecanismo de entrapamiento al sur es estratigráfico, debido al adelgazamiento de las arenas de las formaciones Merecure y Oficina del este al oeste. Hacia el norte el entrapamiento es una combinación estructural - estratigráfica, conformado por dos grupos de fallas. La parte central de la faja posee una estructura monoclinal y sigue un rumbo sur - norte con un buzamiento de 2 a 4 grados al norte.

El relieve del área es de plano a ondulado en 90%, el otro 10% es quebrado al noroeste y sureste del área. Se observan rocas conglomeráticas en superficie, y en los primeros cuatro a cinco metros de profundidad existe presencia de arcilla. La zona Oriental se presenta como un monoclinal de suave buzamiento norte de aproximadamente 4°, fracturado por múltiples fallas principales, orientadas este - oeste, así como por algunas fallas menores de rumbo noreste - suroeste que forma un ángulo de unos 45° con la principal. La mayoría de las fallas no son sellantes, normales y de gran extensión (superior a los 15 km) con desplazamientos verticales que oscilan entre 50 y 200 pies.

El petróleo presente se originó en la parte más profunda del centro de la Cuenca al norte y migro, posteriormente, junto a otros fluidos hacia la parte más alta donde se acumularon y preservaron en un 80% en las arenas de la Formación Oficina, por cambios de permeabilidad en las arenas, existencia de fallas sellantes o cementación diagenética.

✓ **Características principales de las formaciones** ^[5]

En la tabla 3.1 se muestran, de forma generalizada, las características de las formaciones que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco.

Tabla 3.1. Características de las formaciones de la FPO ^[5]

FORMACIÓN	BLOQUE	EDAD	ESPESOR (PIES)	LITOLOGÍA
Carrizal	Boyacá Junín Ayacucho	Paleozoico	5975	Arcillas verdosas, duras masivas y densas. Contienen algunas capas de limolitas y arenas. Homogéneas, pese a su contenido variable de limo con intercalaciones locales de arenisca o conglomerados.
Canoa (Grupo Temblador)	Boyacá Junín Ayacucho	Cretácico	328	Conglomerado de granos finos y arenas conglomeradas, areniscas, limolitas y arcillas. En el subsuelo de Guárico, consta de lutitas y arcillitas irregularmente estratificadas, típicamente abigarrados.
Tigre (Grupo Temblador)	Boyacá Junín Ayacucho	Cretácico	304	Sección predominantemente arenosa con intercalaciones de lutitas. Las arenas suelen ser de granos medio a gruesos, cuarzosas y sin cemento. La presencia en forma persistente en la región de Guárico de un nivel de caliza ha producido una división de la formación en tres miembros: La Cruz, Infante y Guavinita
Merecure	Junín Ayacucho	Terciario (Oligoceno-Mioceno Temprano)	1900	Está compuesta en más de un 50% por areniscas lenticulares, duras, de granos finos a gruesos; incluye conglomeráticas, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad. Con respecto a Junín no es fácil distinguir la formación, ya que muchos de los pozos perforados al sur presentan cuerpos arenosos potenciales, de origen fluvial que realmente son más jóvenes que el intervalo Merecure.
Oficina	Junín Ayacucho Carabobo	Terciario (Mioceno Temprano-Medio)	2000-4000	Alternancia de lutitas, intercaladas con areniscas y limolitas de granos finos a gruesos. Componentes menores pero importantes de esta formación, son las capas delgadas de lutitas ligníticas y lignitos, arcillitas, arenisca siderítica, glauconitas y calizas delgadas con estructura como en cono.

Tabla 3.1. Continuación Características de las formaciones de la FPO ^[5]

FORMACIÓN	BLOQUE	EDAD	ESPESOR (PIES)	LITOLOGÍA
Freites	Junín Ayacucho Carabobo	Terciario (Mioceno Medio- Mioceno Tardío basal)	1100-2000	Conformadas por lutitas que permiten la subdivisión de la unidad en tres intervalos: superior de 328 pies con capas delgadas de areniscas arcillosas de granos finos. Intermedio predominantemente lutitas, y un intervalo inferior de aproximadamente 328 pies de lutitas intercaladas con arenas.
Las Piedras	Junín Ayacucho Carabobo	Terciario (Mioceno Tardío- Plioceno)	3297	Constituida por una alternancia de areniscas y lutitas con predominio de las primeras sobre cada sección. Las areniscas constituyen excelentes acuíferos.
Mesa	Junín Ayacucho Carabobo	Cuaternario (Pleistoceno)	902	Compuesto de arenas de granos gruesos y grava, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras, conglomerados, arenas con estratigrafía cruzada, lentes discontinuos de arcillas finas arenosas y lentes de limolitas. Esta formación contiene grandes cantidades de agua dulce de uso doméstico.
La Pascua	Boyacá	Terciario (Eoceno Tardío- Oligoceno)	866	Areniscas y lutitas, con algunos lignitos. Las areniscas poseen crecimiento secundario de cristales de cuarzo, cemento calcáreo y silicio.
Roblecito	Boyacá Junín	Terciario (Eoceno Tardío- Mioceno Temprano)	1509-1903	Unidad de lutitas marinas que son transicionales con las areniscas transgresivas y gradacionales hacia arriba con las areniscas y lutitas menos marinas.
Chaguaramos	Boyacá	Terciario (Oligoceno Tardío- Mioceno medio)	8500	Consiste en una alternancia de arenas, lutitas y lignitos de agua salobre. Se dividen tres intervalos, en la parte basal predominando lutitas, el intermedio representa un cuello lutítico de extensión semiregional interpretado como una pequeña pulsación transgresiva del mar. El intervalo superior es también eminentemente lutítico, con intercalaciones de arenas y abundantes capas ligníticas.

✓ **Características de los yacimientos** ^[13]

En la tabla mostrada a continuación, se presentan las características de los yacimientos presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco y las propiedades del petróleo a producir en ella:

Tabla 3.2. Características de los yacimientos y propiedades del petróleo de la FPO ^[13]

Profundidad de los yacimientos	400 - 850 m (1000 - 3500 pies)
Porosidad de las arenas	28 - 32 %
Espesor de las zonas de petróleo	Desde 3 m hasta 30 - 35 m (20 - 300 pies)
Permeabilidad	0,5 D hasta 17 D
Gravedad API del petróleo	8,5 - 10 °API
Viscosidad del petróleo	1000 cP hasta 6000 cP (incrementando ↑) (2000 - 10000 cP)
Gas en solución	~2.0 m ³ /m ³ de petróleo/Mpa (>95% CH ₄)
Arenas	Cuarzosas, Inconsolidadas
Temperaturas	40 - 55 °C
Presiones iniciales (Po)	Casi siempre hidrostática (Y _w .Z)
Punto de burbuja (Pb)	Usualmente Pb = Po
Compresibilidad	1 - 5 x 10 ⁻⁶ Kpa ⁻¹

III.1.3. CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN

✓ **Tipo de hidrocarburos**

Los hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco son del tipo pesado y extrapesado. Los crudos están, en su mayoría, degradados. El contenido de metales como el vanadio, níquel y azufre es alto, las menores viscosidades se encuentran en el norte para luego aumentar hacia el sur. Debido a su composición, profundidad y temperatura, el crudo de la FPO tiene una viscosidad mayor a la de la mayoría de los crudos de la Cuenca Oriental.

✓ **Mecanismos de producción utilizados**

En el caso de la FPO la perforación de pozos horizontales representa un reto debido a las arenas no consolidadas, pero a pesar del elevado costo de los pozos horizontales con respecto a los verticales, la producción promedio de los primeros es mucho más alta, lo que al final resulta más beneficioso económicamente además que permiten entre otras cosas mayores tasas con un diferencial de presión menor debido a un mayor contacto con la formación.

Los pozos se terminan bien con un equipo BES (Bombeo Electro Sumergible) o con un BCP (Bombeo de Cavidades Progresivas) que suministre energía en el fondo para levantar el crudo a la superficie. También se inyecta en el pozo un solvente para reducir la viscosidad y mejorar la deshidratación.

III.2. ÁREAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO ^[11, 17]

III.2.1. ÁREA BOYACÁ

El área Boyacá con una extensión areal aproximada de 28.934 km², limita al Norte con el Distrito San Tomé, al Sur con el río Orinoco, al Oeste con el Parque Nacional Aguaro - Guariquito y al Este con el área Junín. Se encuentra dividida actualmente en 9 bloques operacionales (ver figura 3.4).

En la tabla 3.3 se muestran valores promedios para algunas propiedades del área Boyacá.

Tabla 3.3. Propiedades del Área Boyacá ^[13].

PROPIEDAD	BOYACÁ
Porosidad promedio (%)	29
Permeabilidad promedio (D)	De 2 a 5
Temperatura promedio (°F)	De 110 a 140
Saturación de petróleo inicial (%)	De 67 a 70
RGP (PCN/BN)	60
βo inicial (BY/BN)	1,05
Rango °API	De 4 a 15

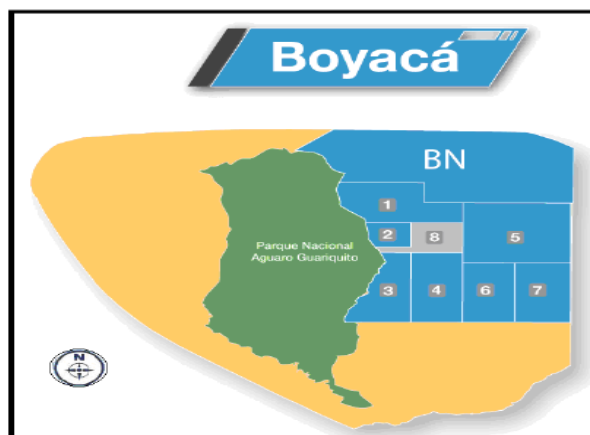


Figura 3.4. Distribución de los bloques del área Boyacá ^[13]

Las arenas de interés comercial presentes en el área comprenden las unidades: Cretácica (formaciones Tigre y Canoa) y Terciaria (formaciones Roblecito, La Pascua y Chaguaramas).

La columna estratigráfica presente en cada una de estas zonas, comenzando con el Arco de Monasterio al Sureste, el Graben de Espino y, finalmente, el Alto de Machete al Noroeste, lo cual se puede observar en la figura 3.5.

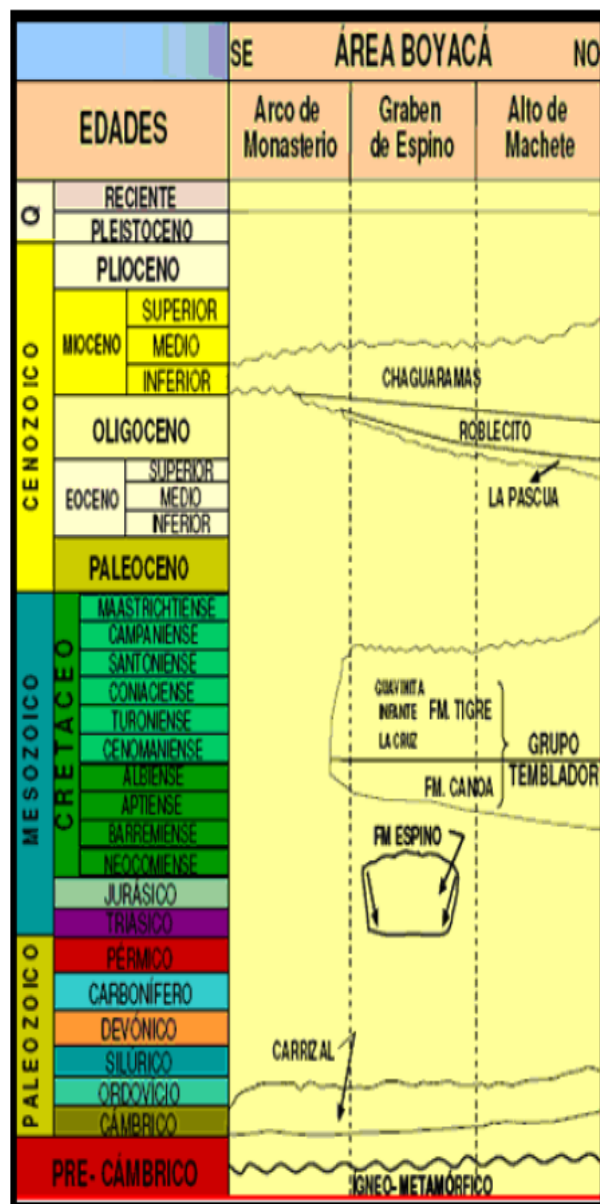


Figura. 3.5. Sección estratigráfica tipo del área Boyacá ^[11]

III.2.2. ÁREA JUNÍN

El área Junín cuyas rocas yacimiento son las formaciones Oficina y Merecure tiene aproximadamente una extensión areal de 14.580 km². Está limitada al norte por el Distrito Operacional de PDVSA San Tomé (campos Budare y Socororo), al sur por la ribera del Río Orinoco, al este por el área Ayacucho y al oeste por el área Boyacá. Actualmente, se encuentra dividida en 14 bloques (ver figura 3.6).

En la tabla 3.4 se muestran valores promedios para algunas propiedades del área Junín.

Tabla 3.4. Propiedades del Área Junín ^[13].

PROPIEDAD	JUNÍN
Porosidad promedio (%)	33
Permeabilidad promedio (D)	De 1 a 12
Temperatura promedio (°F)	De 110 a 170
Saturación de petróleo inicial (%)	De 70 a 85
RGP (PCN/BN)	De 58 a 200
β_0 inicial (BY/BN)	1,05
Rango °API	De 6 a 12

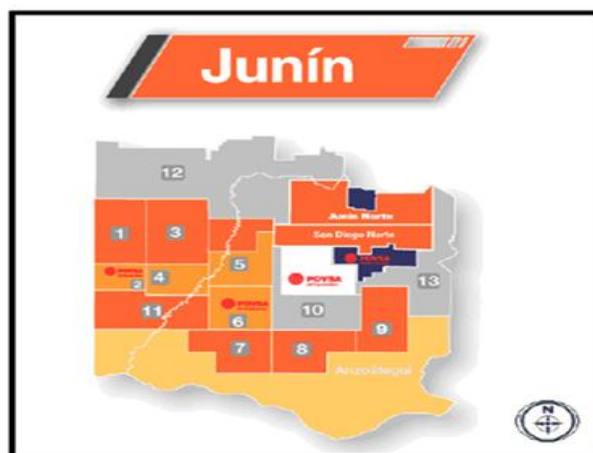


Figura 3.6. Distribución de los bloques del área Junín ^[13]

Las formaciones presentes en el área de área Junín corresponden a la Edad del Terciario (Mioceno- Oligoceno) con combinación de sedimentación en aguas dulces a salobres (ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas). La sección sedimentaria preservada en el área, abarca desde el Paleozoico hasta el Reciente, toda esa secuencia se encuentra suprayaciendo a un complejo de rocas ígneo-metamórficas (ver figura 3.7).

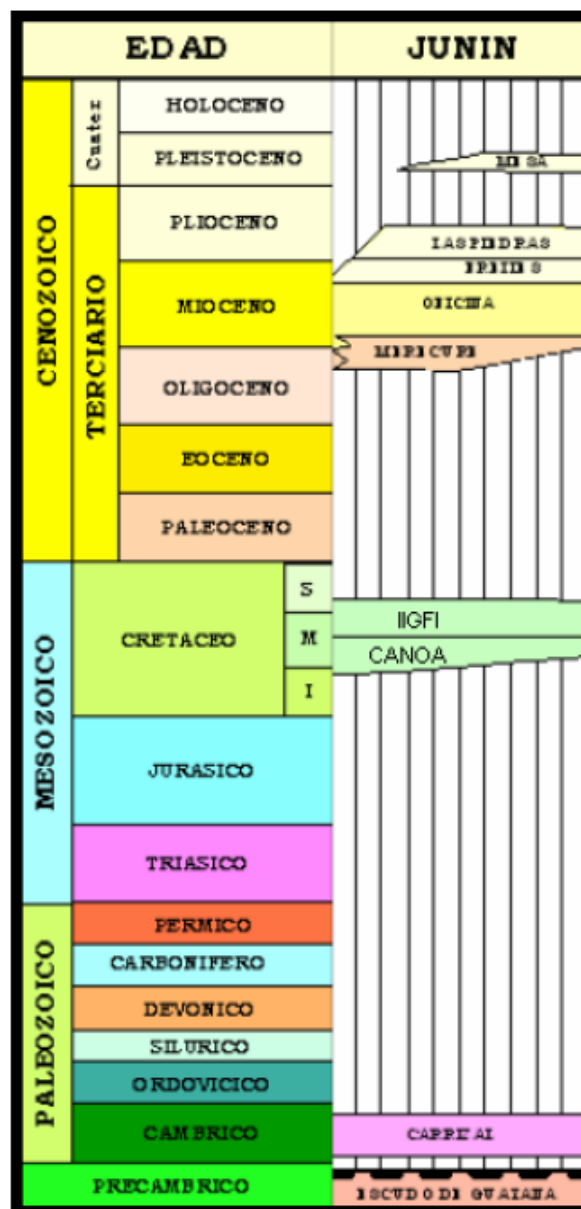


Figura. 3.7. Sección estratigráfica tipo del área Junín [11]

III.2.3. ÁREA AYACUCHO

El área Ayacucho con una superficie aproximada de 11.300 km², se encuentra en la parte sur de los estados Monagas y Anzoátegui, al norte del río Orinoco y de Ciudad Bolívar. Está limitada al norte por los campos Yopales, Miga, Melones, Lejos y Adas (área tradicional del distrito sur de San Tomé), al este por el área Carabobo, y al oeste por el área Junín. Las características generales del campo Ayacucho son muy parecidas a las del campo Junín por lo que a estos dos campos

se les conoce como zona central de la FPO. Actualmente se encuentra dividida en 8 bloques (ver figura 3.8). Las areniscas objeto del estudio corresponde a las basales de la Formación Oficina y de la Formación Merecure de edad Mioceno Inferior y Oligoceno Superior respectivamente.

En la tabla 3.5 se muestran valores promedios para algunas propiedades del área Ayacucho.

Tabla 3.5. Propiedades del Área Ayacucho ^[13].

PROPIEDAD	AYACUCHO
Porosidad promedio (%)	30
Permeabilidad promedio (D)	De 1 a 6
Temperatura promedio (°F)	De 110 a 150
Saturación de petróleo inicial (%)	De 85 a 90
RGP (PCN/BN)	De 30 a 160
β_0 inicial (BY/BN)	1,056
Rango °API	De 8 a 12



Figura 3.8. Distribución de los bloques del área Ayacucho ^[13]

En la columna estratigráfica del área Ayacucho, de base a tope, se inicia con el Basamento. En algunos pozos al noroeste se perfora una sección de la Formación Merecure Suprayacente, y en contacto discordante, se consigue la Formación Oficina penetrada e identificada en todos los pozos del área. Siguen en orden estratigráfico las formaciones Freites y Mesa / Las Piedras. Las formaciones Merecure y Oficina presentan las mayores zonas petrolíferas de interés económico (ver figura 3.9).

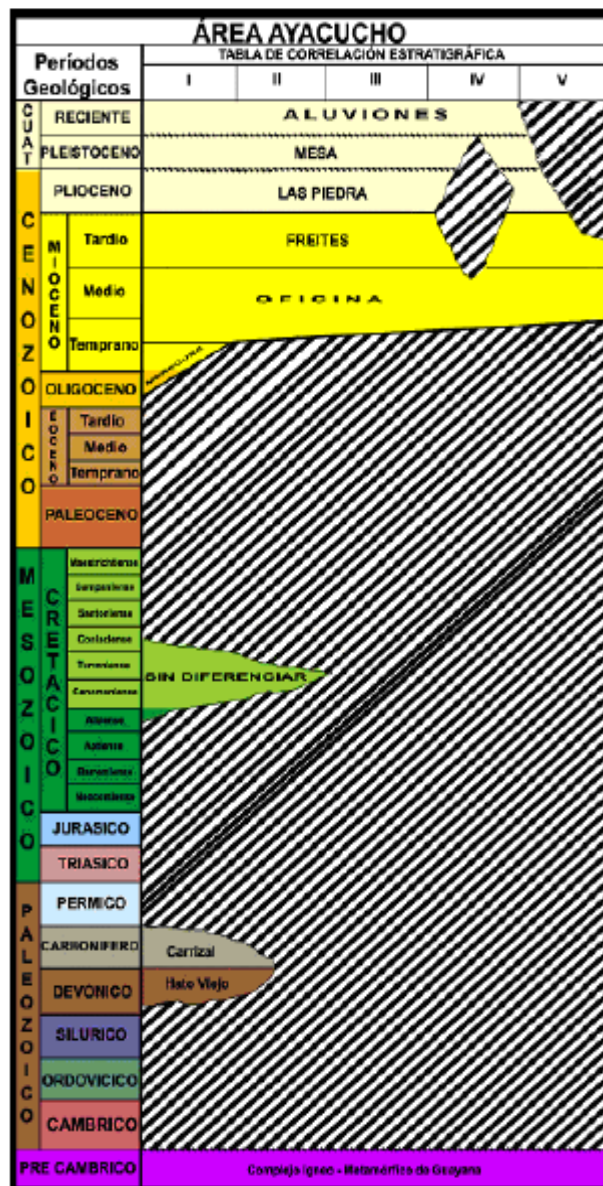


Figura 3.9. Sección estratigráfica tipo en el área Ayacucho [11]

III.2.4. ÁREA CARABOBO

El área Carabobo cuya roca yacimiento es la formación Oficina se extiende alrededor de 500 km² en la sección más oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se ubica al sur de los estados Anzoátegui y Monagas y al norte del Río Orinoco y Puerto Ordaz, está limitada al oeste por el área Junín y al norte por los campos El Salto, Morichal, Pilón y Temblador. Se encuentra dividida, actualmente, en 5

bloques (ver figura 3.10). Las arenas objeto del estudio corresponden a las de la formación Oficina de edad Mioceno Inferior.

En la tabla 3.6 se muestran valores promedios para algunas propiedades del área Carabobo.

Tabla 3.6. Propiedades del área de Carabobo ^[13]

PROPIEDAD	CARABOBO
Porosidad promedio (%)	33
Permeabilidad promedio (D)	De 1 a 13
Temperatura promedio (°F)	De 110 a 180
Saturación de petróleo inicial (%)	De 70 a 90
RGP (PCN/BN)	De 66 a 155
β_0 inicial (BY/BN)	1,051
Rango °API	De 6 a 10

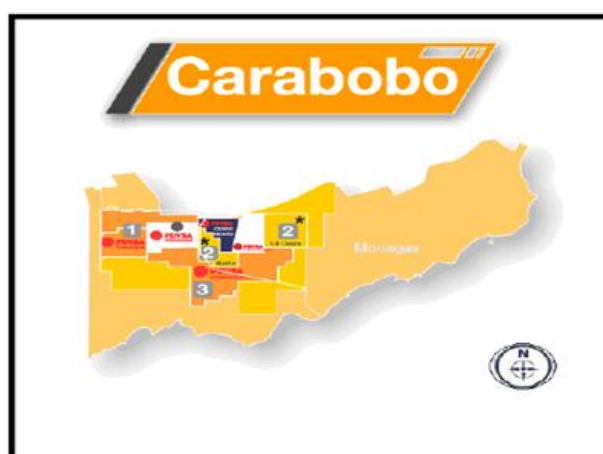


Figura 3.10. Distribución de los bloques del área Carabobo ^[13]

En el área Carabobo la columna estratigráfica, de base a tope, comienza con el Basamento, representado por rocas ígneas y metamórficas de edad Pre-Cámbrico, donde la litología predominante está definida por granitos, gneises, anfibolitas y esquistos. El mismo, también, es denominado Complejo Ígneo Metamórfico de Imataca en informes técnicos del área. En algunos pozos del noreste se perfora una parte del Grupo Temblador. Suprayacente, se encuentra la Formación Oficina que fue perforada en todos los pozos del área, seguidamente se depositó La Formación Freites y por último la unidad Mesa/Las Piedras. Siendo la Formación

Oficina (Miembros Jobo y Morichal) la que presenta interés económico (ver figura 3.11).

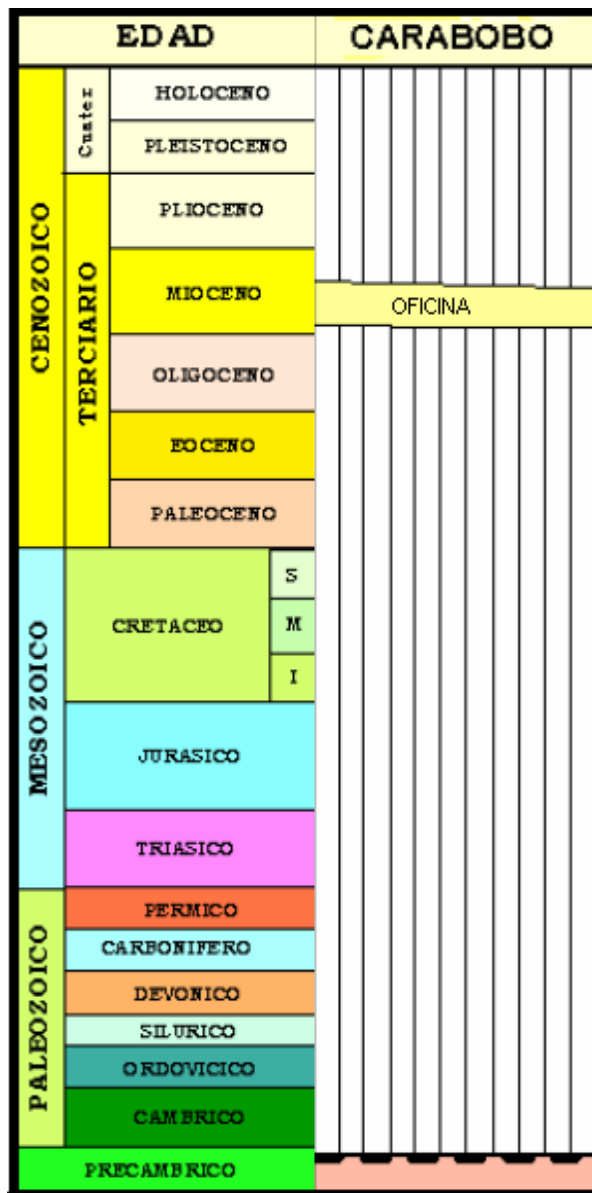


Figura 3.11. Sección estratigráfica tipo en el área Carabobo ^[11]

III.3. CAMPO A (CAMPO EN ESTUDIO) ^[21]

III.3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo A está ubicado en el Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, con una extensión de 184,86 Km².



Figura 3.12. Ubicación geográfica del campo A en la Faja Petrolífera del Orinoco ^[21]

III.3.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La geología estructural de la parte del campo A, mantiene el mismo patrón que el resto del Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela es decir, un homoclinal con rumbo aproximado Este - Oeste con suave buzamiento de menos de 4 grados al norte, cortado por fallas normales isorumbadas que, en su mayoría, buzán al sur con desplazamientos aproximados a los 200 pies.

En el área prioritaria se distinguen 5 fallas normales principales con rumbo aproximado Este – Oeste y con buzamiento al sur; de todas estas fallas se consideran, hasta ahora, como barreras para la acumulación de hidrocarburos son las dos ubicadas al Norte del área. La importancia de estas fallas radica en que

pudieran ser factor de entrapamiento y llegar a separar yacimientos al norte y sur de las mismas.

Con respecto a las otras fallas ubicadas en la parte central y sur, están en una zona completamente saturada de petróleo lo cual hace difícil predecir si constituyen sello o no.

La mayoría de los pliegues observados, son en realidad productos de los altos estructurales, o producidos por los remanentes erosionales del Basamento, al depositarse los sedimentos encima de ellos, por compactación diferencial, forman pliegues que se distinguen fácilmente en los mapas de interpretación sísmica sobre todo en la parte sur del área, en las zonas adyacentes a las fallas se observan deformaciones estructurales que pueden interpretarse como pliegues de arrastre.

III.3.3. ESTRATIGRAFÍA Y AMBIENTE SEDIMENTARIO ^[4]

El área del Campo A forma parte del flanco sur de la Cuenca Sedimentaria Oriental de Venezuela. Esta es una cuenca asimétrica con su eje mayor en dirección este – oeste, cuyo origen puede remontarse al período Paleozoico y que en los períodos subsiguientes fue adquiriendo su configuración actual, completándose desde el Terciario hasta el Presente.

La columna estratigráfica del campo A comienza (de más viejo a más joven) con un conjunto ígneo – metamórfico de edad Pre – Cámbrico que constituye el Basamento. Le sigue discordante el Grupo Temblador de edad Cretácica (presente en algunas áreas); luego en contacto discordante la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio con sus cuatro miembros; Morichal, Yabo, Jobo y Pílon; sigue la Formación Freites de edad Mioceno Superior y, por último, las formaciones Las Piedras- Mesa, correspondiente al Plioceno

La sección estratigráfica donde se representan los yacimientos de crudo extrapesado en el campo A corresponde a la Formación Oficina, específicamente el Miembro Morichal.

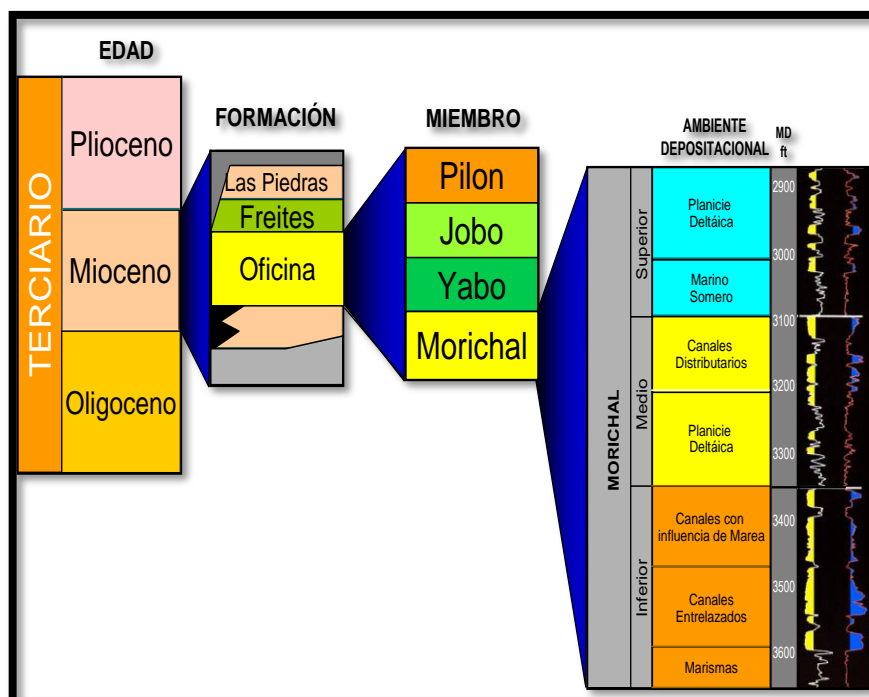


Figura 3.13. Estratigrafía y ambiente sedimentario. [21]

III.3.3.1. FORMACIÓN OFICINA [4]

La Formación Oficina yace discordantemente sobre el Basamento ígneo metamórfico del Escudo de Guayana y fue depositada durante un episodio transgresivo. La edad es Mioceno Inferior a Medio y está conformada por una sección sedimentaria depositada a una profunda discordancia que representa un período de no depositación durante 60 millones de años. Según el modelo sedimentario definido para el área, la Formación Oficina fue depositada en un ambiente fluvio-deltáico con influencias de ambientes marinos someros hacia el tope de la sección estratigráfica.

Constituye la roca yacimiento más importante del depocentro y está integrada en sentido ascendente por los Miembros Morichal, Yabo, Jobo y Pilon. Está constituida por areniscas grises, de grano medio a grueso, poco o medianamente duras, interestratificadas con lutitas grises a gris oscuro.

III.3.3.1.1. MIEMBRO MORICHAL ^[4]

El Miembro Morichal es el miembro más importante dentro de la Formación Oficina porque agrupa las arenas con mayor potencial petrolífero, las cuales son masivas, cuarzosas, de color marrón, de granos subangulares y de tamaño de arena medio, con algunas limolitas, lutitas y lignitos. Es el miembro más profundo del Mioceno Temprano a Medio de la Formación Oficina, posee un espesor entre 600 y 900 pies, desde el norte hacia el sur a lo largo del área del campo. Este intervalo se divide en Morichal Inferior, Morichal Medio y Morichal Superior, que son los intervalos productores del estudio (Figura 3.14).

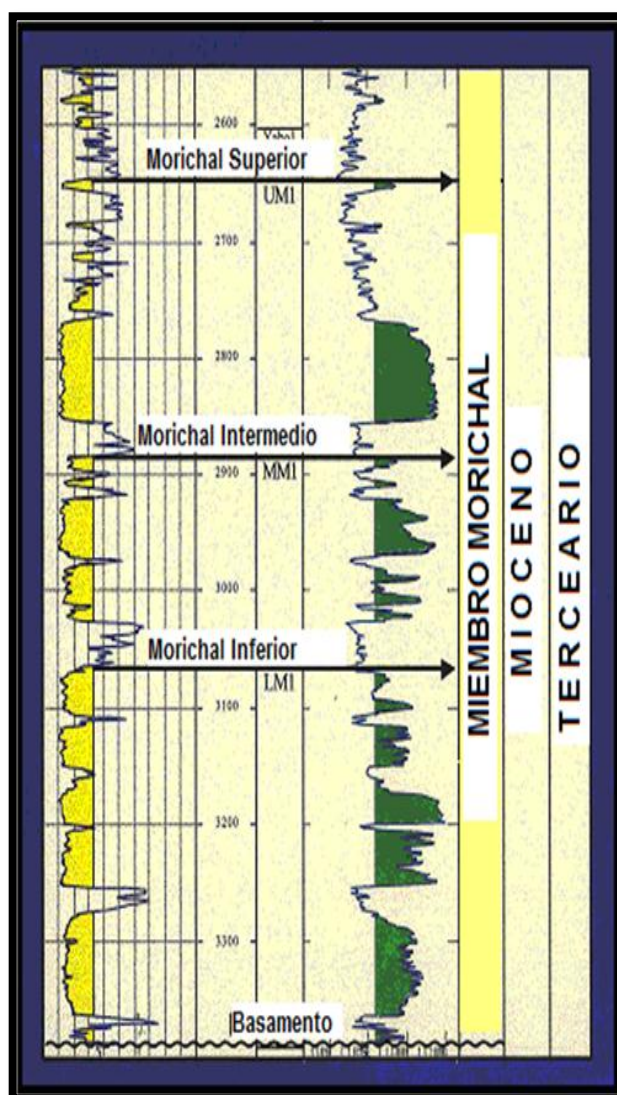


Figura 3.14. Columna Estratigráfica del Miembro Morichal ^[4]

Estos tres intervalos a la vez han sido sub-divididos en los siguientes intervalos como se observa en la Figura 3.15:

UM-MM	Morichal Superior a Morichal Medio.
MM-LM	Morichal Medio a Morichal Inferior.
LM-BSMT	Morichal Inferior a Basamento.
LM-LLM	Morichal Inferior a Morichal Inferior Inferior.
LM-MLM	Morichal Inferior a Morichal Medio Inferior
MM-MMM	Morichal Medio a Morichal Medio Medio.
MM-LMM	Morichal Medio a Morichal Inferior Medio.

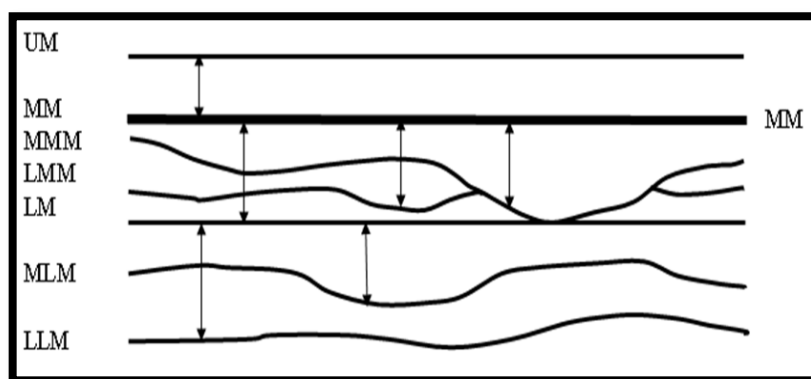


Figura 3.15. Subdivisión de los Miembros Superior, Medio e Inferior de Morichal ^[4]

✓ **Morichal Inferior**

El intervalo Morichal Inferior se caracteriza por tener la tasa neta/bruta más alta de los tres intervalos Morichal. Este intervalo posee el mayor espesor de arena hacia la parte sur y oriental del campo. Los cuerpos gruesos de arena de las partes inferiores de este intervalo se depositaron en su mayoría con una configuración fluvial dispersa, formando sistemas de barras aluviales no confinadas de llanuras dispersas y/o canales, y complejos de barras de canales llenos asociados. Estos estratos con frecuencia están intercalados y son discontinuos, y a menudo están formados por carbonatos y rocas sedimentarias carboníferas y capas de arcilla. Dichos depósitos representan en su mayoría las configuraciones deposicionales de baja energía típicas de las llanuras de inundación hasta las configuraciones de

márgenes de canales. La influencia marina en la deposición de los estratos del Morichal Inferior incrementa progresivamente hacia arriba de manera estratigráfica, también hacia la dirección norte a lo largo del campo. En las regiones norteña y central, los estratos del Morichal Inferior presentan diversas características típicas de configuraciones deposicionales de agua salada y de mareas.

✓ **Morichal Medio**

El intervalo Morichal Medio también es arenoso a lo largo de una gran área del Campo. El espesor de los estratos de este intervalo varía entre 10 a 70 pies y se cruzan fuertemente. Los estratos ínter cruzados de areniscas lutíticas, arcillas, lutitas carboníferas y estratos de carbón son generalmente más gruesos y asumen una mayor continuidad lateral que sus contrapartes del intervalo Morichal Inferior. Se ha concluido que la mayoría de las arenas y arenas lutíticas del Morichal Intermedio han sido depositadas en ambientes predominantemente estuarinos mareales y en sus ambientes asociados de costas de mareas, también se han depositado en ambientes de canales y barreras y complejos de láminas arenosas intermareales.

✓ **Morichal Superior**

El intervalo Morichal Superior se caracteriza por poseer el menor espesor y por mostrar la mayor influencia marina en el desarrollo de su sucesión de estratos. Con la excepción de algunos pocos estratos gruesos de arena. Las capas de arena de este intervalo son en su mayoría delgadas, lutíticas, lateralmente discontinuas, algunas pocas se presentan gruesas, con presencia de fósiles, lutita y con capas de arcilla de una gran continuidad lateral. Atendiendo a esto, se tiene que este intervalo posee el menor número de yacimientos de areniscas de alta calidad.

III.3.4. PETROFÍSICA

Las propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo A se muestran a detalle en la siguiente tabla:

Tabla 3.7. Propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo A ^[21]

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO A	
Pi (LPC)	1000 - 1600
T _y promedio (°F)	120 - 140
Rsi (PCN/BNP)	100 - 120
Boi promedio (BY/BN)	1,06 - 1,08
μ _{oi} (Cps)	1500 - 5000
°API	7,5 - 8,5
P _{actual} (LPC)	850 - 1250
RGP _{promedio actual} (PCN/BN)	650
Corte de agua (%)	5
Producción promedio por pozo (BNP/D)	750
Producción de arena	< 20
Porosidad promedio (%)	32
Permeabilidad promedio (Darcy)	10 - 15
Arenas no consolidadas	40' - 300'
Profundidad (pbnm)	2000 - 4000

III.4. CAMPO B (ÁREA EN ESTUDIO) ^[22]

III.4.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo B está ubicado en el Bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco con una extensión de 399,25 km².



Figura 3.16 Ubicación geográfica del campo B en la Faja Petrolífera del Orinoco [22]

III.4.2. GEOLOGÍA Y YACIMIENTO

La unidad productora del campo B corresponde a la Formación Oficina, Miembro Mioceno Temprano; que se caracteriza por presentar cuerpos arenosos que poseen un patrón meandriforme del tipo deltaico Unidades (A1, A2, B1, B2, C1) y fluvial arenas Basales Superiores (C2, D1/D2), y arenas Basales Inferiores (D3, E1, E2 y F); las cuales descansan discordantemente sobre la Formación Tigre/Canoa (Cretácico) que a su vez, suprayace a la Formación Carrizal (Cámbrico).

El área del campo B es poco compleja estructuralmente en los niveles jóvenes (Mioceno, Plioceno, Pleistoceno); sin embargo, las evidencias estructurales de fallamiento intenso en las unidades más antiguas es bien importante, así se tienen fallas de rumbo E-O y NO-SE que involucran el Basamento cristalino y las unidades sedimentarias del Cámbrico y Cretácico. La estructura del área corresponde a un monoclinal de rumbo Noroeste-Sureste, con buzamiento general entre 1° y 2° en dirección al Noreste.

En el campo B, se considera Basamento no comercial a las formaciones Tigre y Canoa (Cretácico), y las formaciones Carrizal y Hato Viejo (Cámbrico); las cuales no tienen evidencias de saturación de hidrocarburos.

El campo B está conformada por arenas no consolidadas que pueden ser:

- ✓ Arenas con canales en forma de meandros formadas en su mayoría en la zona deltaica.
- ✓ En la zona fluvial denomina los canales entrelazados.

La estructura, en general, presenta una inclinación de 2° hacia el Norte y Noreste. El área Noreste presenta una mejor columna estratigráfica, mientras que las áreas Sur y Sureste han tenido mayor erosión. La falla que atraviesa el campo no es un mayor problema para el área.

Desde el arranque de las operaciones en el campo B, se ha determinado que la geología es aún más compleja que la que se asumió originalmente. La zona deltaica, algunas veces, presenta cuerpos de arenas con límite lateral y continuidad vertical, resultando ser yacimientos discontinuos lateralmente. Este factor tiene un gran impacto en la planificación del yacimiento mientras se perforan estas arenas. Por otra parte, el área fluvial presenta arenas entrelazadas que han hecho que en el campo B, durante la Primera Campaña de Perforación, se realizara un cambio en sus objetivos para concentrarse, como prioridad, en el desarrollo de ésta área. Estos yacimientos tienen alrededor de 30% de porosidad y más de 90' de arena neta. A continuación se presenta una figura que muestra la columna estratigráfica en el campo B.

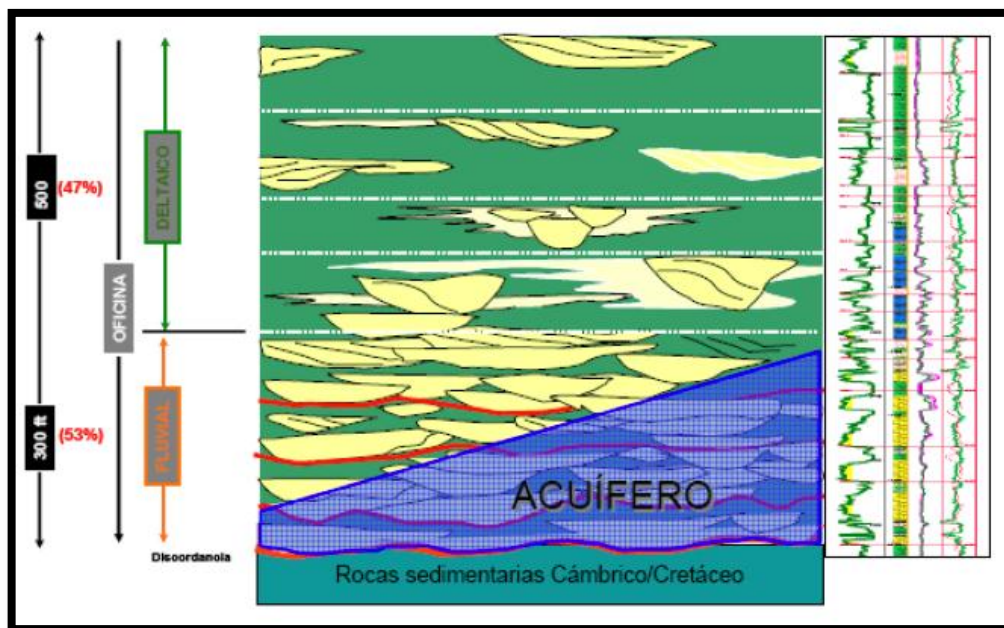


Figura 3.17 Área geológica en el campo B ^[22]

Los yacimientos del campo B producen bajo el mecanismo de la expansión del gas en solución con el consiguiente agotamiento de la presión de yacimiento. Los pozos están completados con bombas de cavidad progresiva (BCP) de diferentes capacidades que dependen de la productividad del pozo, movidas por cabillas de 11/4" y amarradas a un motor de 100 hp y 1600 lbs/pie de torque máximo, que permiten alcanzar una presión de abandono fluyente de aproximadamente 90 lpc, sumado a una sarta de producción compuesta por tubería de 51/2" y tubería de 1,315" la cual se conecta a otra tubería de 2 3/8" para la inyección de diluyente. La estrategia consiste en evitar un aumento brusco de la relación gas-petróleo para mantener la energía del yacimiento, lo cual se consigue con un manejo cuidadoso de la presión de fondo fluyente de producción y una optimización del índice de productividad a través de la inyección de diluyente al final de la sección horizontal del pozo productor.

En algunos pozos se distingue el empuje hidráulico del acuífero basal que constituye un mecanismo de producción adicional. En este caso la estrategia consiste en centralizar el agua en algunos pozos de la macolla para postergar y/o retardar el movimiento del agua hacia otros pozos productores de crudo.

III.4.3. PRODUCCIÓN EN FRÍO EN EL CAMPO B

El bloque de producción del campo B, actualmente, es desarrollado bajo el esquema de producción en frío. Por su parte, las instalaciones de superficie fueron diseñadas para producir alrededor de 200.000 BPD de CEP y 100.000 BPD de agua. Sin embargo, el “plateau” de producción fue alcanzado el 2003 y mantenido hasta el 2005 cuando el potencial disminuyó progresivamente, por debajo del nivel óptimo de producción, debido al retraso en el reinicio de las actividades de perforación y en las actividades de conexión de pozos.

Para el 2037, se espera que la recuperación en frío sea sumamente baja con los pozos que, actualmente, han sido identificados en el campo B. Por lo que perforar más pozos para la producción en frío, no brindará un aumento significativo en la recuperación de crudo extra pesado.

III.4.4. PETROFÍSICA

Las propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo B se muestran a detalle en la siguiente tabla:

Tabla 3.8. Propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo B ^[22]

PROPIEDAD	MIN	MAX	UNIDAD
Porosidad promedio	25	35	%
Permeabilidad promedio	15	25	Darcy
Gravedad API	7,5	8,5	°API
Viscosidad de petróleo	2000	7000	Cps
Temperatura	102	120	°F
Corte de agua promedio	30	50	%
Promedio de RGP	200	300	scf/bd
Presión de yacimiento	450 (zona agotada)	650 (zona virgen)	psia
Gradiente de presión	0,418		psia/ft
Producción de arena	0	7000 kg/d (campo). 50 gr/bbl (pozo)	Kg/d. Gr/bbl
Producción promedio por pozo	281	514	bbl/d
Profundidad	~900	~1500	pbnm

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

La metodología es el estudio analítico y crítico de los métodos de investigación, el cual consiste en describir los diversos procedimientos y técnicas que son empleadas para alcanzar los objetivos, tanto generales como específicos del Trabajo Especial de Grado y responder las interrogantes que se plantean en éste.

IV.1. TIPOS DE INVESTIGACIÓN

IV.1.1. NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN

Según Arias ²³, el nivel de la investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un fenómeno u objeto de estudio. Según el nivel, la investigación se clasifica en:

- ✓ *Investigación exploratoria:* es aquella que se efectúa sobre un tema u objeto desconocido o poco estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto; es decir, un nivel superficial de conocimientos.
- ✓ *Investigación descriptiva:* consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere.
- ✓ *Investigación explicativa:* se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto.

El nivel de investigación desarrollado en este Trabajo Especial de Grado es descriptivo ya que en algunos campos de la Faja Petrolífera del Orinoco se ha observado en el historial de producción un notable porcentaje de declinación de

producción de crudo en los yacimientos de petróleo extrapesado a los pocos años luego de iniciar su producción; por esta razón, se hace necesario realizar un estudio de la declinación energética de producción de crudo para proponer o recomendar procedimientos o alternativas para controlar el porcentaje de declinación de crudo y aumentar la vida productiva en las áreas de interés.

IV.1.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Según Arias ²³, el diseño de investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. Según el diseño, la investigación se clasifica en:

- ✓ *Investigación documental:* es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios; es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos.
- ✓ *Investigación de campo:* es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna; es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes.
- ✓ *Investigación experimental:* es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente).

Para el Trabajo Especial de Grado se utilizó una investigación de tipo campo puesto que los datos y la información requerida para el desarrollo del estudio de declinación energética de producción de crudo extrapesado, se obtuvieron a partir de datos reales de campo.

IV.1.3. PROPÓSITO DE LA INVESTIGACIÓN

Según Arias ²³ el propósito de la investigación explica con qué finalidad se realiza la investigación en cuestión. Según el propósito, la investigación se clasifica en:

- ✓ *Básica*: su propósito radica en formular nuevas teorías o modificar las existentes, en incrementar los conocimientos científicos o filosóficos, pero sin contrastarlos con ningún aspecto práctico.
- ✓ *Aplicada*: se caracteriza por la aplicación o utilización de los conocimientos que se adquieren.

El propósito de la investigación desarrollado en este Trabajo Especial de Grado es aplicado debido a que los conocimientos adquiridos a través de la investigación fueron puestos en práctica para concluir la misma.

IV.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias ²³ la población o universo se refiere a un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio. La población objeto de estudio en esta investigación son los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco ubicados en los bloques Junín y Carabobo.

Según Arias ²³ la muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible. Para el Trabajo Especial de Grado la muestra es representada por los treinta y un pozos analizados del Campo A pertenecientes al bloque Carabobo, y los diecinueve pozos analizados del Campo B pertenecientes al bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco.

IV.3. METODOLOGÍA

Para el desarrollo del TEG se llevaron a cabo diversas etapas (ver figura 4.1), enmarcadas dentro del procedimiento metodológico, con la finalidad de alcanzar los objetivos específicos establecidos. Dichas etapas son las siguientes:

- ✓ Revisión bibliográfica.
- ✓ Recopilación de la información.
- ✓ Clasificación de la información adquirida y factibilidad de ejecución de análisis de declinación.
- ✓ Determinación del tipo de declinación de producción y del porcentaje de declinación anual efectivo de las áreas en estudio.
- ✓ Pronóstico de la vida de producción en frío por pozo.
- ✓ Alternativas de control de declinación.
- ✓ Análisis de resultados.
- ✓ Redacción del informe y presentación.

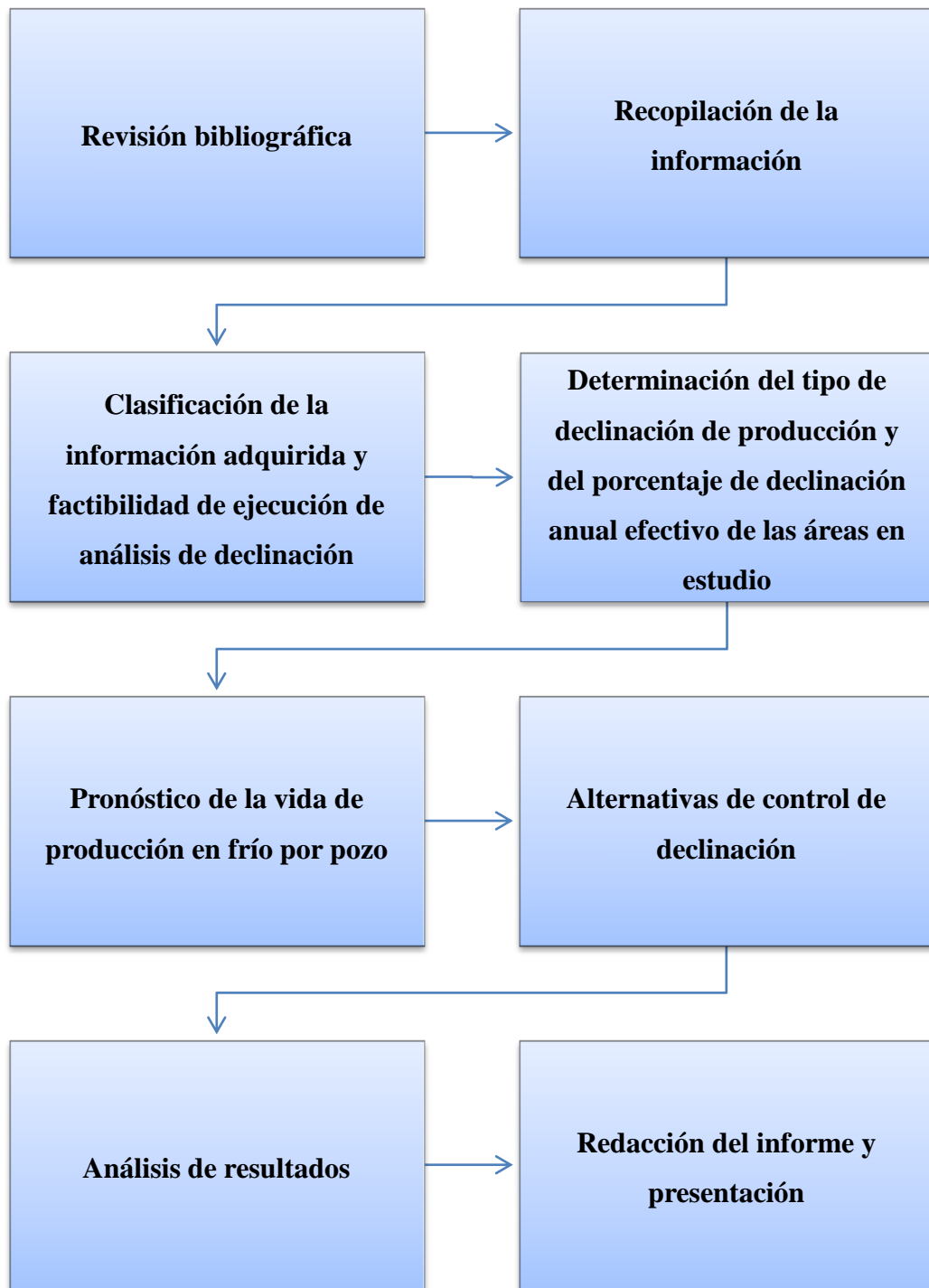


Figura 4.1. Etapas de la metodología.

IV.3.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Consistió en recopilar material bibliográfico que permitiera dar información acerca del fenómeno de declinación de producción de crudo extrapesado para los dos campos de la FPO estudiados en el TEG mediante la consulta de guías, libros, informes, folletos, manuales, Trabajos Especiales de Grado desarrolladas por estudiantes de la Universidad Central de Venezuela (UCV), artículos técnicos obtenidos de la *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.

Es importante destacar que el material bibliográfico utilizado puede ser revisado a partir de las referencias bibliográficas y la bibliografía consultada que se encuentra en el TEG.

IV.3.2. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La recopilación de la información de los campos en estudio permite conocer detalladamente el historial de producción, características de los pozos, propiedades de los yacimientos y propiedades fisicoquímicas de los fluidos (gas, crudo, agua); así como los eventos y sucesos acaecidos en los pozos, como cierres, fallas y activaciones. Estos datos fueron extraídos de los reportes mensuales a través del programa Oil Field Manager (OFM[®]).

Debido a políticas de privacidad de la empresa donde se desarrolló el presente TEG (PDVSA-CVP, Gerencia de Evaluación y Desarrollo de Nuevos Negocios), los nombres de los campos han sido modificados.

IV.3.3. CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN ADQUIRIDA Y FACTIBILIDAD DE EJECUCIÓN DE ANÁLISIS DE DECLINACIÓN

I.V.3.3.1. CAMPO A

El campo A ubicado en el área Carabobo de la FPO está constituido a nivel de yacimiento por el Miembro Morichal, perteneciente a la Formación Oficina, el cual, a su vez, se subdivide en: Morichal Inferior, Morichal Medio y Morichal Superior. Este campo está conformado por 10 macollas y 166 pozos productores de petróleo.

Los pozos del campo A fueron clasificados por:

- ✓ *Miembro:* representan aquellos pozos que pertenecen a los diferentes intervalos del Miembro Morichal (Superior, Medio e Inferior).
- ✓ *Producción mecánica:* representan aquellos pozos donde su producción se encuentra afectada por problemas mecánicos tales como cortes eléctricos, pescados, tubería doblada, arenamiento, producción de asfaltenos, falla de la bomba o del método de producción, daño mecánico por efectos del lodo de perforación y/o fluido de completación, razones regulatorias (cierre operacional), entre otras.
- ✓ *Producción energética:* representan aquellos pozos donde su producción es respuesta directa de cada miembro; es decir, pozos que no han sido afectados por problemas mecánicos durante su vida productiva.

Por medio de la información suministrada de la historia de explotación de cada pozo del campo, se pudo clasificar los pozos de acuerdo a su producción mecánica y producción energética nombrada anteriormente. Las etapas enmarcadas para la selección final de los pozos para factibilidad de ejecución de análisis de declinación energética de producción de crudo extrapesado son:

- 1) De 166 pozos productores de petróleo del campo A, 12 pertenecen al Miembro Morichal Superior, 57 al Miembro Morichal Medio y 97 al Miembro Morichal Inferior.

- 2) De los 25 pozos en total que presentaron comportamiento de producción mecánica, 2 de ellos se ubicaron en Morichal Superior, 10 en Morichal Medio y 13 en Morichal Inferior.

- 3) De los 93 pozos que presentaron comportamiento de producción energética, 9 de ellos se ubicaron en Morichal Superior, 30 en Morichal medio y 54 en Morichal Inferior.

- 4) De los 48 pozos en total que no pudieron ser clasificados de acuerdo a su comportamiento de producción, 10 de ellos poseían una historia de producción que se encontraba en su máximo nivel de producción, y 8 pozos no tenían datos de producción registrados.

- 5) A efectos de cumplir con el objetivo principal de este TEG, el análisis de los datos se centró en estudiar la declinación energética de pozos productores de crudo extrapesado; en total se seleccionaron 31 pozos de los cuales 5 de ellos pertenecen a Morichal Superior, 12 a Morichal Medio y 14 a Morichal Inferior. Para su selección se procedió a graficar la tasa de producción promedio mensual de petróleo en función del tiempo, utilizando la herramienta OFM[®]. Mediante el análisis exhaustivo de las curvas generadas, se seleccionaron los pozos según los siguientes parámetros:
 - ✓ Se consideraron aquellos pozos que tuviesen una historia de producción continua; es decir, con periodos de producción considerables (superiores a un año) y donde se observaran pozos con declinación en su producción; por esta razón, las macollas A8, A9 y A10 no fueron consideradas para el estudio de declinación energética, debido que son macollas donde los pozos se

encuentran en techos de máxima producción y poseen una historia de producción corta (inferior a siete años). Es importante resaltar que el campo A tiene 12 años en producción.

- ✓ Luego de seleccionar aquellos pozos que cumplían con el criterio anterior se procedió a graficar las Revoluciones por Minuto (rpm) y la tasa de petróleo promedio mensual versus el tiempo, de manera de considerar a los pozos que presentaban la mayor estabilidad en las revoluciones de la bomba en toda su historia de producción.
- ✓ Después se procedió a graficar el corte de agua, relación gas-petróleo promedio mensual, presiones de fondo fluyente y tasa de petróleo promedio mensual en función del tiempo, para cada pozo, de manera de confirmar la estabilidad de la historia de producción de los pozos de acuerdo al criterio anterior. Los pozos que cumplían con esta condición fueron seleccionados para realizar el análisis de curvas de declinación (Forecast) con el uso de la herramienta OFM[®].

I.V.3.3.2. CAMPO B

El campo B ubicado en el bloque Junín de la FPO está constituido a nivel de yacimiento por el Miembro Inferior, de la Formación Oficina. Este campo está conformado por 35 macollas y 697 pozos productores de petróleo.

Es importante destacar que ciertos datos del campo B, como la historia de explotación de los pozos de la mayoría de las macollas, mapas ambientales de los yacimientos, entre otros, no pudieron ser obtenidos debido a las políticas de privacidad de la empresa donde se hallan los datos del campo; es por ello, que para realizar el estudio de declinación energética de producción de petróleo extrapesado, se tomaron en cuenta los pozos de las macollas de mayor potencial productivo y más viejas del campo. Sin embargo, por medio de la información suministrada de la historia de explotación de cada pozo de las macollas seleccionadas, sólo se pudo clasificar los

pozos de acuerdo a su producción energética debido a que éstos no poseen eventos mecánicos relevantes; es decir, son macollas donde la producción de crudo extrapesado de los pozos es respuesta directa del Miembro Inferior de la Formación Oficina; por lo tanto, son ideales para realizar un estudio de análisis de declinación energética de producción.

Las etapas enmarcadas para la selección final de los pozos para factibilidad de ejecución de análisis de declinación energética de producción de crudo extrapesado son:

- 1) De 697 pozos productores de petróleo del campo B, se seleccionaron los pozos de las macollas BC y BD que corresponden a un total de 51 pozos.
- 2) De los 32 pozos en total que no fueron seleccionados para el análisis se debió a que 4 de ellos poseen una historia de producción que se encuentra en su máximo nivel de producción, y 28 tienen una historia de producción inferior a un año.
- 3) Se seleccionaron 19 pozos para factibilidad de ejecución de análisis de declinación energética, para ello se procedió a graficar la tasa de producción promedio mensual de petróleo en función del tiempo, utilizando la herramienta OFM®. Mediante el análisis exhaustivo de las curvas generadas, se seleccionaron los pozos según los siguientes parámetros:
 - ✓ Se consideraron aquellos pozos que tuviesen una historia de producción continua; es decir, con periodos de producción considerables (superior a un año) y donde se observaran pozos declinando su producción; por esta razón, ciertos pozos de la macollas seleccionadas no fueron consideradas para el estudio de declinación energética de producción debido que son pozos que se encuentran en techos de máxima producción.
 - ✓ Luego de seleccionar aquellos pozos que cumplían con el criterio anterior se procedió a graficar las Revoluciones por Minuto (rpm) y la tasa de petróleo promedio mensual versus el tiempo, de manera de considerar a los pozos que

presentaban la mayor estabilidad en las revoluciones de la bomba en toda su historia de producción.

- ✓ Después se procedió a graficar el corte de agua, relación gas-petróleo promedio mensual, presiones de fondo fluyente y tasa de petróleo promedio mensual en función del tiempo para cada pozo, de manera de confirmar la estabilidad de la historia de producción de los pozos de acuerdo al criterio anterior. Los pozos que cumplían con esta condición fueron seleccionados para realizar el análisis de curvas de declinación (Forecast) con el uso de la herramienta OFM[®].

IV.3.4. DETERMINACIÓN DEL TIPO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y DEL PORCENTAJE DE DECLINACIÓN ANUAL EFECTIVO DE LAS ÁREAS EN ESTUDIO

IV.3.4.1. DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN POR CADA POZO, MIEMBRO Y PORCENTAJE DE DECLINACIÓN ANUAL EFECTIVO

Para hacer el estudio de la declinación en el período de producción representativo del comportamiento de producción en cada pozo se utilizó la herramienta de análisis Oil Field Manager (OFM[®]), realizando la selección del mejor ajuste, haciendo referencia con ello a la ecuación más representativa para cada pozo, obteniéndose así, el tipo de declinación y el porcentaje de declinación anual efectivo; es decir, b y D respectivamente. Entre los exponentes de declinación tenemos: exponencial $b=0$; hiperbólica $0 < b < 1$ y armónica $b=1$.

Para el caso del tipo de declinación por cada miembro ésta fue determinada mediante la observación directa de las tendencias obtenidas de los exponentes de declinación de los pozos correspondientes a los campos y el porcentaje de declinación anual efectivo de cada miembro fue obtenido mediante el uso de la herramienta Microsoft

Excel realizando el cálculo del promedio de la sumatoria de los porcentajes de declinación anual efectivo de los pozos pertenecientes a cada miembro de los campos en estudio.

IV.3.4.2. MÓDULOS DE LA HERRAMIENTA OFM[®] UTILIZADOS EN LOS CAMPOS EN ESTUDIO

Para realizar el estudio de declinación energética de los pozos de cada uno de los campos se hizo uso de la herramienta computacional Oil Field Manager (OFM[®]); a través de ella se pudo graficar las rpm, corte de agua, relación gas-petróleo promedio mensual, presiones de fondo fluyente y tasa de producción promedio mensual de petróleo en función del tiempo para cada pozo. También se pudo organizar y clasificar los datos de interés de los pozos; en este caso se utilizó la opción de filtrar los pozos por miembro para posterior análisis de curvas de declinación.

Uno de los módulos más importantes que posee la herramienta OFM[®] es el módulo de análisis de curvas de declinación (DCA) el cual permite analizar, predecir y planificar el rendimiento de un yacimiento. Esta tarea se realiza, por lo general, sobre los datos obtenidos en una completación; sin embargo, se puede efectuar una predicción de declinación de grupos de pozos o categorías de filtrado, de la forma más conveniente al usuario. Este módulo pertenece al Menú Análisis y posee cuatro técnicas de análisis: Método Empírico, Curvas Tipo de Fetkovich, Método de Locke y Sawyer, y la Solución Analítica de la etapa transitoria. OFM permite al usuario escoger la técnica a utilizar para el análisis de declinación; e incluso, escoger el tipo de declinación (exponencial, hiperbólica, armónica) a estudiar, el período donde se va a realizar dicha declinación, límite económico o años de predicción. La predicción de la declinación es el resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas teóricas a los datos de producción.

Para la determinación del tipo y porcentaje de declinación energética de producción de los pozos de las áreas en estudio, se empleó este módulo, mediante el Menú Análisis, el cual proporciona acceso a la ventana Forecast, que muestra el gráfico correspondiente al análisis de declinación y los parámetros de declinación (D y b) ajustados. Automáticamente, la herramienta OFM[®] genera una tendencia predictiva del comportamiento de producción de los yacimientos analizados.

Para realizar el análisis del exponente y del porcentaje de la tasa de declinación, se utilizó el panel Propiedades, ubicado en el Menú View/Panes, con el cual se seleccionaron:

- ✓ La fase; es decir, el tipo de fluido con que se va a trabajar: agua, petróleo o gas, en este caso es petróleo (oil).
- ✓ El tipo de técnica a emplear, solución empírica.
- ✓ Las variables en función de las cuales se realizó el análisis, tasa – tiempo.
- ✓ El tipo de tasa de declinación: mensual, anual, nominal o efectiva; en este caso, anual efectiva.
- ✓ El tipo de ajuste de los datos de producción: en esta opción se seleccionó el mejor ajuste; sin embargo, pueden seleccionarse cualquiera de los tipos conocidos.
- ✓ El tipo de escala: lineal.

IV.3.5. PRONÓSTICO DE LA VIDA DE PRODUCCIÓN EN FRÍO POR POZO

En el módulo de análisis de curvas de declinación (DCA) de la herramienta Oil Field Manager (OFM[®]) se pudo realizar el pronóstico de la vida de producción en frío de los pozos, fijando para los dos campos una tasa límite económica de 50 bbl/d; la cual representa la tasa de producción mínima requerida para cubrir los gastos de operación de un pozo, tomando en consideración los criterios que realizan las diferentes gerencias de evaluación económica de proyectos en PDVSA.

Es importante resaltar que para el análisis de la rentabilidad de los proyectos de la FAJA, se fija la tasa límite económica, dependiendo del esquema de explotación de los campos, el cual depende del costo operativo por mantenimiento.

Por otro lado, también se pudo predecir con el análisis de declinación, el acumulado de producción por pozo donde OFM[®] muestra el tiempo en el cual se alcanza esa producción y la tasa límite económica fijada anteriormente.

IV.3.6. ALTERNATIVAS DE CONTROL DE DECLINACIÓN

Una vez obtenido los resultados del estudio de declinación de producción de crudo de los pozos, las características de los yacimientos, condiciones actuales de los pozos; se consideraron la propuesta de algunas alternativas para el control de la declinación energética de producción de crudo extrapesado de los dos campos analizados de la Faja Petrolífera del Orinoco.

IV.3.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se establecieron relaciones entre los resultados del porcentaje de declinación anual efectivo y las características de los yacimientos, de los pozos y del comportamiento de producción de los dos campos estudiados respectivamente. Cabe destacar que los ya mencionados resultados se muestran con detenimiento en el capítulo V, análisis de resultados, del presente TEG.

IV.3.8. REDACCIÓN DEL INFORME Y PRESENTACIÓN

Esta etapa consistió en la recolección de toda la información generada durante el desarrollo de las diferentes etapas del TEG, así como la estructuración y redacción del informe y la presentación final para el mismo.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

V.1. SELECCIÓN DE LOS POZOS Y FACTIBILIDAD DE EJECUCIÓN DE ANÁLISIS DE DECLINACIÓN

Previo al cumplimiento de esta etapa se realizó la revisión bibliográfica y la recopilación de la información de las áreas en estudio, permitiendo, a través de la primera de ellas, determinar las variables involucradas en el análisis de declinación y; las técnicas de análisis.

Adicionalmente, mediante la recopilación del historial de producción, características de los pozos, propiedades de los yacimientos y propiedades fisicoquímicas de los fluidos, se consideraron ciertos criterios para la selección de los pozos de producción energética candidatos para realizar el análisis de declinación.

V.1.1. CAMPO A

Por medio de la información suministrada de la historia de explotación de cada pozo del campo se pudo clasificar los pozos de acuerdo a su producción mecánica y producción energética; tomando en consideración a cuál unidad hidráulica del Miembro Morichal pertenece cada pozo, como se muestra en la tabla 5.1:

Tabla 5.1. Clasificación de los pozos de acuerdo a su producción.

Miembro	Nro. de pozos que presentan comportamiento de producción mecánica	Nro. de pozos que presentan comportamiento de producción energética
Morichal Superior	2	9
Morichal Medio	10	30
Morichal Inferior	13	54

Se observó que los pozos del campo A que poseen una producción mecánica son debido a que presentan bajo/alto torque, arenamiento, fallas en la bomba o con baja eficiencia, alta RGP, problemas con el equipo de levantamiento, entre otras. La gráfico 5.1 muestra un pozo que presenta problemas operacionales (producción mecánica).

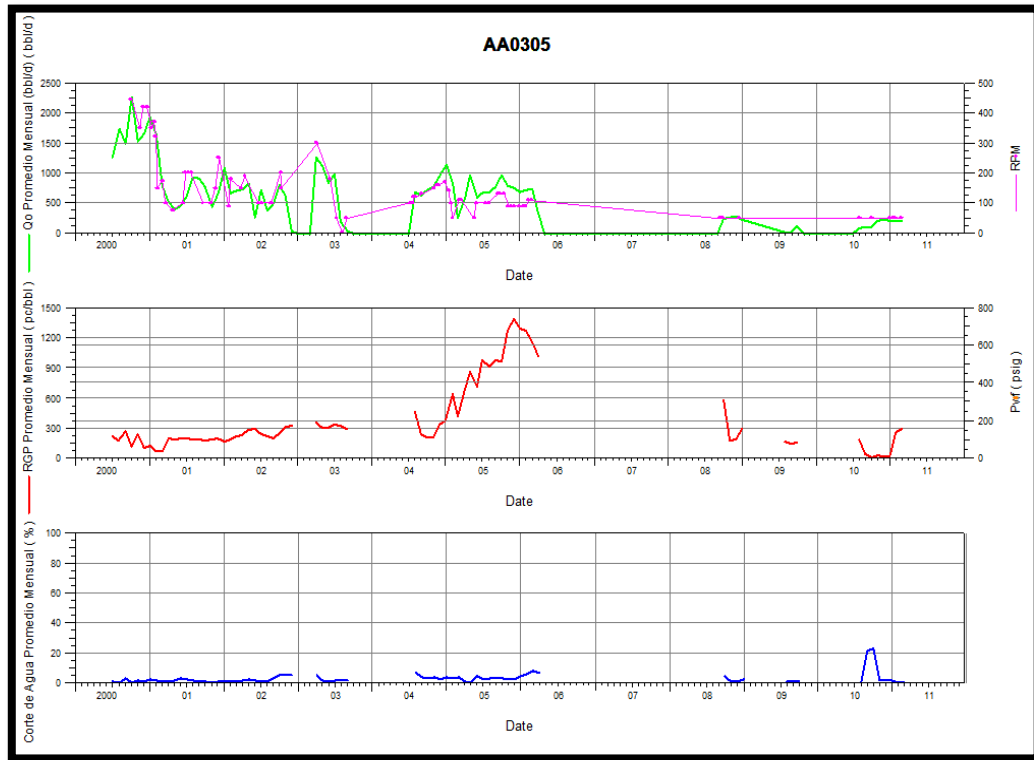


Gráfico 5.1. Pozo con problemas operacionales.

Mediante la historia de explotación suministrada, del campo, se pudo observar que el pozo mostrado en la gráfico 5.1 tiene una producción inestable y con problemas operacionales, entre ellos tenemos que el pozo se detuvo en el mes de Abril del año 2003 por alta RGP, el pozo quedo inactivo; luego se realizó cambio de bomba por posibles sólidos entre cualquier parte de la bomba y el niple perforado, el pozo no arrancó a producción; después se realizó limpieza por arenamiento en el 2004 restaurando, de esta manera, la producción a partir del mes de Junio de ese mismo año alcanzando tasas de 1.158 BND; pero desde Marzo de 2006 el pozo para su producción por fallas en la bomba. También se observa que existe inestabilidad en las

revoluciones de la bomba debido a todos estos cambios y alteraciones ocurridas durante la producción del pozo.

Por otro lado, tenemos que dicho pozo posee porcentajes bajos de corte de agua (inferiores a 10 por ciento) durante su vida productiva, sin embargo, entre los meses de Julio y Octubre del año 2010 se observó cortes de agua de 23 por ciento; a partir de ello se puede inferir que luego de un período de cierre el agua se acumula en los alrededores del pozo, y una vez que éste reinicia su producción pasará cierto tiempo para el pozo nuevamente produzca con un corte de agua “real”; en la gráfico se puede observar que desde Octubre del año 2009 hasta Junio del año 2010 el pozo se encontraba inactivo.

Es importante destacar que en la mayoría de los pozos del campo no se observan datos de presiones de fondo fluyente debido que el sensor de presión en el fondo del pozo se encontraba dañado, aunque en ciertos pozos al graficarlos se observa datos esporádicos de P_{wf} y en otros casos como en los de la gráfico 5.1 donde no se observa ningún registro de la P_{wf} para dicho pozo.

Como el objetivo principal de este TEG es estudiar la declinación energética de producción de crudo en yacimientos de petróleo extrapesado solo nos centraremos en conocer los pozos que posean comportamiento energético. Ver tabla 5.2.

Tabla 5.2. Número de pozos que presentan comportamiento de producción energética seleccionados para el análisis de curvas de declinación del campo A.

Miembro	Yacimiento	Nro. de pozos seleccionados
Morchal Superior	Morchal 29	4
	OFIM CH0040	1
Morchal Medio	Morchal 29	10
	OFIM CH0040	2
Morchal Inferior	Morchal 29	11
	OFIM CH0040	3

V.1.2. CAMPO B

Para el análisis de declinación energética de producción de crudo extrapesado del campo B se seleccionaron las macollas BC y BD; éstas fueron tomadas como las macollas modelos y más representativas por poseer uno de los mayores potenciales productivos y antigüedad del campo; además, tienen pozos tanto de fluvial como deltaico.

Por otro lado, mediante la historia de explotación de los pozos de las macollas seleccionadas para el análisis se observó que no poseen eventos mecánicos relevantes, debido a ello, no se tiene una clasificación de pozos donde su producción haya sido afectada por problemas operacionales; por lo tanto, solo se tiene la selección de los pozos que presentan un comportamiento energético los cuales son ideales para análisis de declinación energética de producción. Ver tabla 5.3.

Tabla 5.3. Número de pozos que presentan comportamiento de producción energética seleccionados para el análisis de curvas de declinación del campo B.

Miembro	Yacimiento	Nro. de pozos seleccionados
Inferior	B2	1
	D1D2	7
	D3	10
	E1	1

V.2. DETERMINACIÓN DEL TIPO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y DEL PORCENTAJE DE DECLINACIÓN ANUAL EFECTIVO DE LAS ÁREAS EN ESTUDIO

Al graficar las revoluciones por minuto (rpm) de la bomba y la tasa de producción promedio mensual de petróleo en función del tiempo y analizar la historia de producción de los pozos, se determinó el periodo representativo para realizar el análisis en cada uno de los pozos para cada miembro mediante el programa Oil Field Manager, a través del módulo de análisis de curvas de declinación llamado Forecast. El tipo de declinación y el porcentaje de declinación anual efectivo fueron evaluados en el módulo de OFM[®] nombrado anteriormente.

Los periodos seleccionados para aplicar el Forecast son aquellos donde se observa la mayor estabilidad en las revoluciones por minuto (rpm) de la bomba y que justo en ese período se observa que la producción del pozo declina. Del mismo modo, se determinó como mejor ajuste de la curva de declinación valores del coeficiente de determinación $R^2 \geq 0,90$.

V.2.1. TIPO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PORCENTAJE DE DECLINACIÓN ANUAL EFECTIVO POR CADA POZO

V.2.1.1. CAMPO A

En la tabla 5.4 se observan los pozos pertenecientes a cada yacimiento y unidad hidráulica del Miembro Morichal con su respectivo tipo de declinación, exponente de declinación (b), el porcentaje de declinación anual efectivo (Di) y el coeficiente de determinación (R^2).

Tabla 5.4. Tipo de declinación y porcentaje de declinación anual efectivo para los pozos seleccionados, Miembro Morichal

Miembro	Pozos	Yacimiento	Tipo de declinación	Exponente de declinación (b)	% Declinación anual efectivo (Di)	Coefficiente de determinación (R ²)
Morichal Superior	AA0312	Morichal 29	Hiperbólica	0,48	24,48	0,99
	AA0518	Morichal 29	Exponencial	0	8,04	0,92
	AA0613	Morichal 29	Exponencial	0	6,51	0,90
	AA0614	Morichal 29	Exponencial	0	13,32	0,98
	AA0411	OFIM CH0040	Exponencial	0	20,38	0,96
Morichal Medio	AA0303	Morichal 29	Exponencial	0	16,74	0,96
	AA0310	Morichal 29	Armónica	1	15,71	0,95
	AA0317	Morichal 29	Exponencial	0	23,70	0,97
	AA0403	Morichal 29	Exponencial	0	19,63	0,95
	AA0406	Morichal 29	Exponencial	0	10,55	0,96
	AA0508	Morichal 29	Exponencial	0	7,06	0,91
	AA0509	Morichal 29	Exponencial	0	9,04	0,91
	AA0516	Morichal 29	Exponencial	0	18,48	0,98
	AA0607	Morichal 29	Exponencial	0	19,48	0,99
	AA0706	Morichal 29	Armónica	1	10,68	0,94
	AA0402	OFIM CH0040	Exponencial	0	8,83	0,90
AA0418	OFIM CH0040	Exponencial	0	11,88	0,92	
Morichal Inferior	AA0407	Morichal 29	Exponencial	0	12,70	0,95
	AA0609	Morichal 29	Exponencial	0	7,55	0,94
	AA0608	Morichal 29	Exponencial	0	16,69	0,91
	AA0611	Morichal 29	Exponencial	0	15,70	0,94
	AA0612	Morichal 29	Exponencial	0	8,80	0,96
	AA0701	Morichal 29	Hiperbólica	0,86	11,44	0,94
	AA0702	Morichal 29	Hiperbólica	0,98	10,13	0,96
	AA0703	Morichal 29	Armónica	1	7,63	0,94
	AA0707	Morichal 29	Armónica	1	5,17	0,92
	AA0708	Morichal 29	Exponencial	0	19,10	0,93
	AA0709	Morichal 29	Exponencial	0	11,63	0,91
	AA0409	OFIM CH0040	Exponencial	0	9,38	0,93
	AA0412	OFIM CH0040	Exponencial	0	11,59	0,93
	AA0413	OFIM CH0040	Exponencial	0	9,96	0,93

A partir de los resultados obtenidos en la tabla 5.4 mostrada anteriormente se puede observar que los porcentajes de declinación anual efectivo para el campo A están en un rango entre el 5,17 y 24,48 por ciento. Así mismo, se debe tomar en cuenta que a pesar que un conjunto de pozos pertenezcan a una misma macolla o miembro en específico no indica que todos los pozos posean los mismos comportamientos de producción, esto se debe a que la productividad de estos pozos está influenciada por las propiedades del yacimiento, la geometría seguida en la perforación del pozo, la completación del pozo, las propiedades de los fluidos y el mecanismo de producción dominante, donde para el caso del campo A los yacimientos producen bajo el mecanismo de expansión de roca y de los fluidos hasta que se alcance la presión de burbujeo.

En el gráfico 5.2. se muestra el número de pozos versus el tipo de declinación para los yacimientos Morichal 29 y OFIM CH0040; en el podemos observar que para el caso del yacimiento Morichal 29 con un total de 25 pozos analizados se obtuvo 18 pozos con un tipo de declinación exponencial, 3 pozos con declinación hiperbólica y 4 pozos con declinación armónica. Con respecto al yacimiento OFIM CH0040 los 6 pozos pertenecientes al mismo presentaron una declinación exponencial.

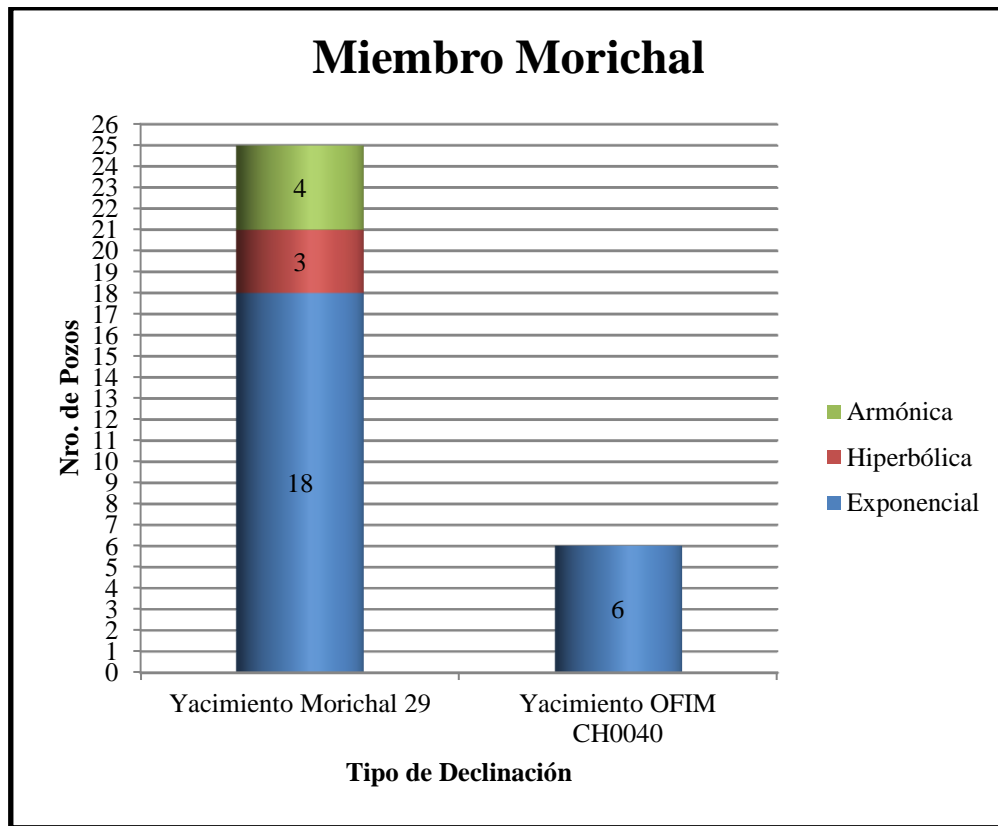


Gráfico 5.2. Número de pozos versus el tipo de declinación para los yacimientos Morichal 29 y OFIM CH0040

En el gráfico 5.3 se puede apreciar el número de pozos versus el tipo de declinación para cada uno de los Miembros de Morichal; en el podemos observar que para el caso del Miembro Morichal Superior con un total de 5 pozos analizados se obtuvo 4 de ellos con declinación exponencial y 1 presentó declinación hiperbólica. Aunado a ello, el Miembro Morichal Medio con un total de 12 pozos analizados se obtuvo 10 de ellos con declinación exponencial y 2 con declinación armónica. Finalmente, para el caso del Miembro Morichal Inferior con un total de 14 pozos analizados se obtuvo 10 de ellos con declinación exponencial, 2 con declinación hiperbólica y 2 con declinación armónica.

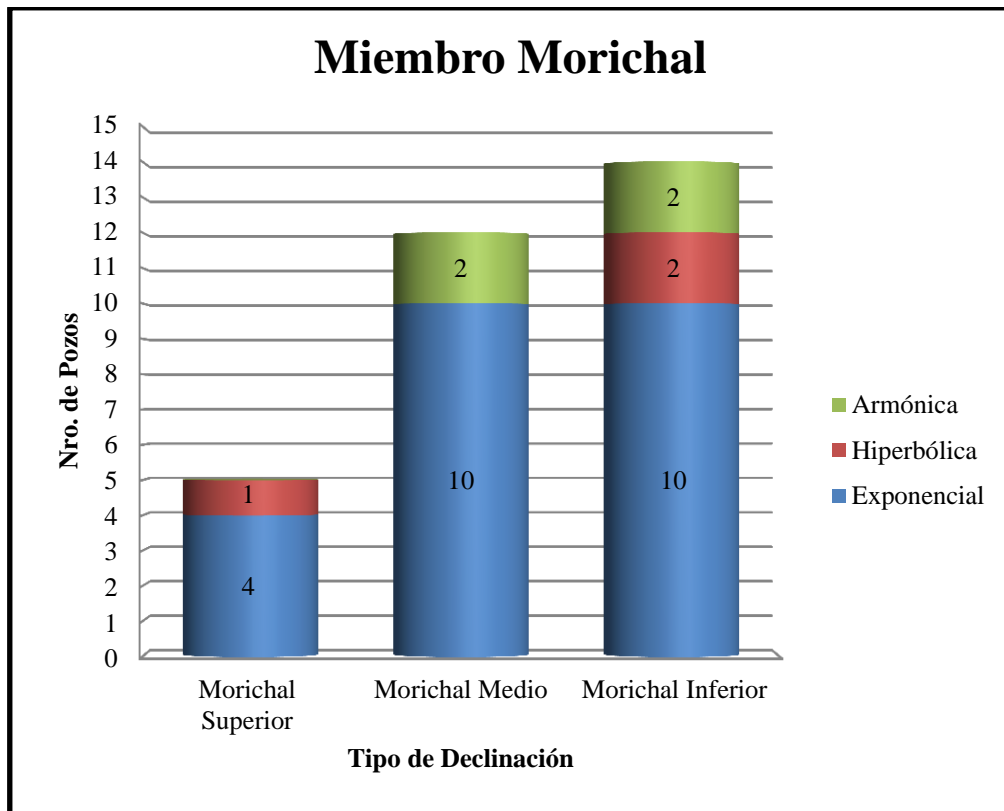


Gráfico 5.3. Número de pozos versus el tipo de declinación para cada uno de los Miembros de Morichal

De manera de ilustrar de forma general la totalidad de los pozos analizados del campo A, en el gráfico 5.4. se puede apreciar el porcentaje de declinación anual efectivo versus la cantidad de pozos analizados clasificados de acuerdo a su ubicación en cada uno de los Miembros Morichal; además de indicarse su tipo de declinación.

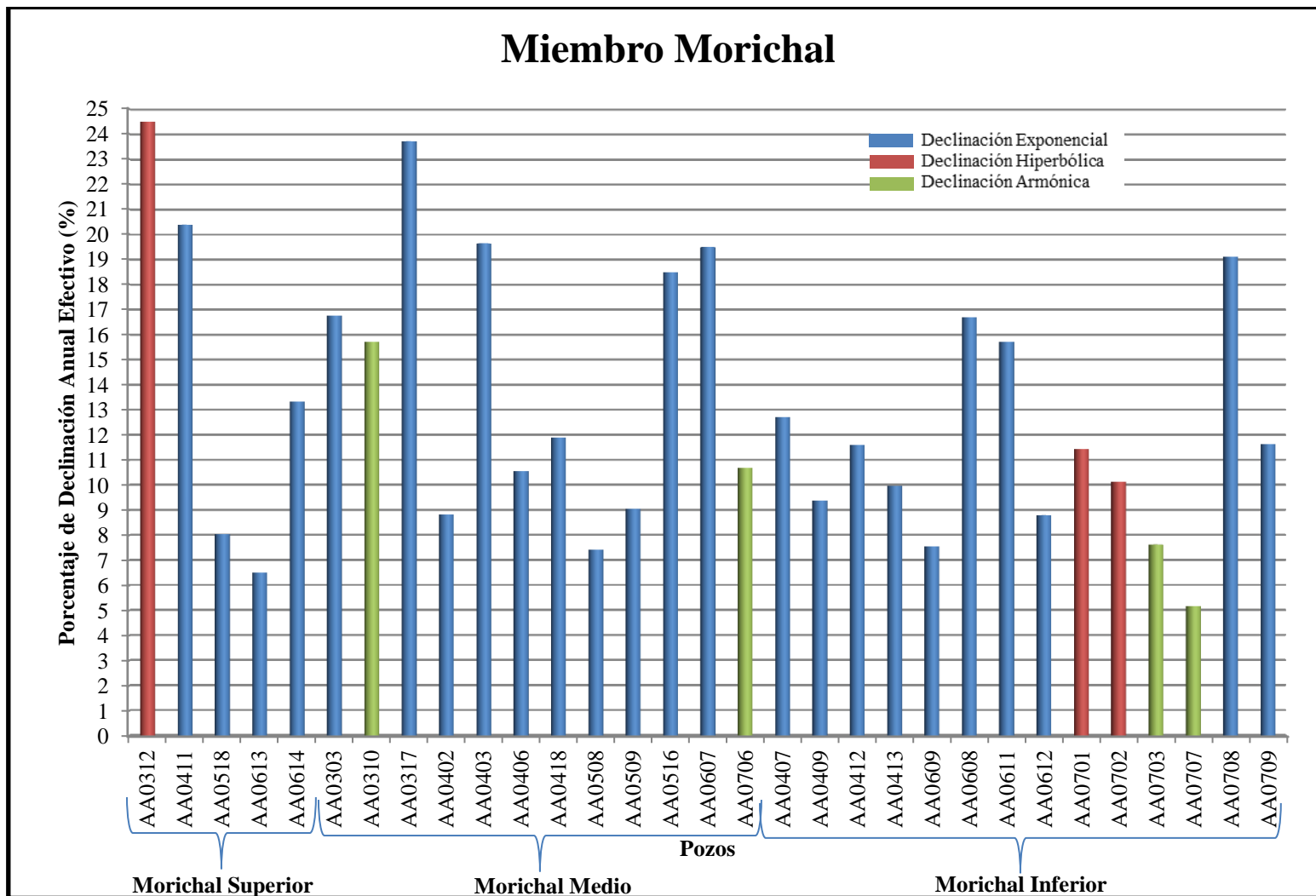


Gráfico 5.4. Porcentaje de declinación anual efectivo versus la cantidad de pozos analizados del campo A.

V.2.1.2. CAMPO B

En la tabla 5.5 se observan los pozos pertenecientes a cada yacimiento de la unidad hidráulica del Miembro Inferior de la Formación Oficina, con su respectivo tipo de declinación, exponente de declinación (b), el porcentaje de declinación anual efectivo (Di) y el coeficiente de determinación (R^2).

Tabla 5.5. Tipo de declinación y porcentaje de declinación anual efectivo para los pozos seleccionados del Miembro Inferior de la Formación Oficina.

Miembro	Pozos	Yacimiento	Tipo de declinación	Exponente de declinación (b)	% Declinación anual efectiva (Di)	Coefficiente de determinación (R^2)
Inferior	BD15	B2	Armónica	1	27,26	0,93
	BC02	D1D2	Exponencial	0	8,31	0,92
	BC03	D1D2	Hiperbólica	0,63	10,89	0,99
	BC07	D1D2	Exponencial	0	44,40	0,98
	BC08	D1D2	Exponencial	0	16,66	0,99
	BC11	D1D2	Exponencial	0	19,16	0,90
	BC12	D1D2	Exponencial	0	22,42	0,98
	BC13	D1D2	Exponencial	0	29,21	0,96
	BD02	D3	Exponencial	0	40,87	0,97
	BD03	D3	Exponencial	0	27,19	0,98
	BD04	D3	Exponencial	0	19,04	0,91
	BD05	D3	Exponencial	0	24,96	0,91
	BD06	D3	Exponencial	0	15,85	0,98
	BD07	D3	Exponencial	0	20,06	0,95
	BD08	D3	Exponencial	0	29,47	0,98
	BD09	D3	Exponencial	0	13,55	0,93
	BC01	D3	Exponencial	0	42,95	0,99
	BC14	D3	Armónica	1	29,16	0,91
	BC20	E1	Exponencial	0	45,58	0,93

A partir de los resultados obtenidos en la tabla 5.5 mostrada anteriormente se puede observar que los porcentajes de declinación anual efectivo para el campo B están en un rango entre el 8,31 y 45,58 por ciento. Así mismo, se debe tomar en cuenta que a pesar que un conjunto de pozos pertenezcan a una misma macolla o miembro en específico no indica que todos los pozos posean los mismos comportamientos de

producción, esto se debe a que la productividad de estos pozos está influenciada por las propiedades del yacimiento, la geometría seguida en la perforación del pozo, la completación del pozo, las propiedades de los fluidos y el mecanismo de producción dominante donde para el caso del campo B los yacimientos producen bajo el mecanismo de la expansión del gas en solución con el consiguiente agotamiento de la presión de yacimiento; y en algunos casos se distingue el empuje hidráulico del acuífero basal que constituye un mecanismo de producción adicional

En el gráfico 5.5 se muestra el número de pozos versus el tipo de declinación para los yacimientos B2, D1D2, D3 y E1; en el podemos observar que para el caso del yacimiento B2 el pozo analizado presentó un tipo de declinación exponencial. El yacimiento D1D2 con un total de 7 pozos analizados se obtuvo 6 de ellos con declinación exponencial y 1 pozo con declinación hiperbólica. El yacimiento D3 con un total de 10 pozos analizados se obtuvo 9 pozos que presentaron declinación exponencial y 1 pozo declinación armónica. Finalmente, para el caso del yacimiento E1 el pozo analizado obtuvo un tipo de declinación exponencial.

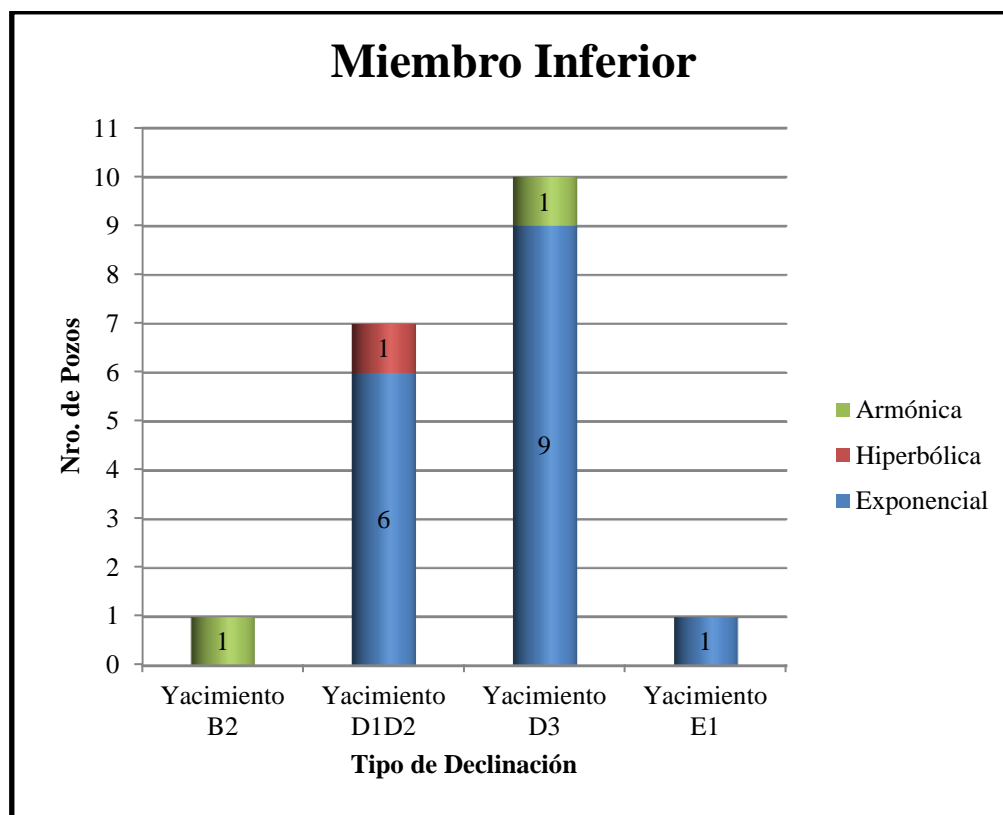


Gráfico 5.5. Número de pozos versus el tipo de declinación para los yacimientos B2, D1D2, D3 y E1

En el gráfico 5.6 se puede apreciar el número de pozos versus el tipo de declinación del Miembro Inferior; en el podemos observar que para un total de 19 pozos analizados se obtuvo 16 de ellos con declinación exponencial, 1 con declinación hiperbólica y 2 presentó declinación armónica.

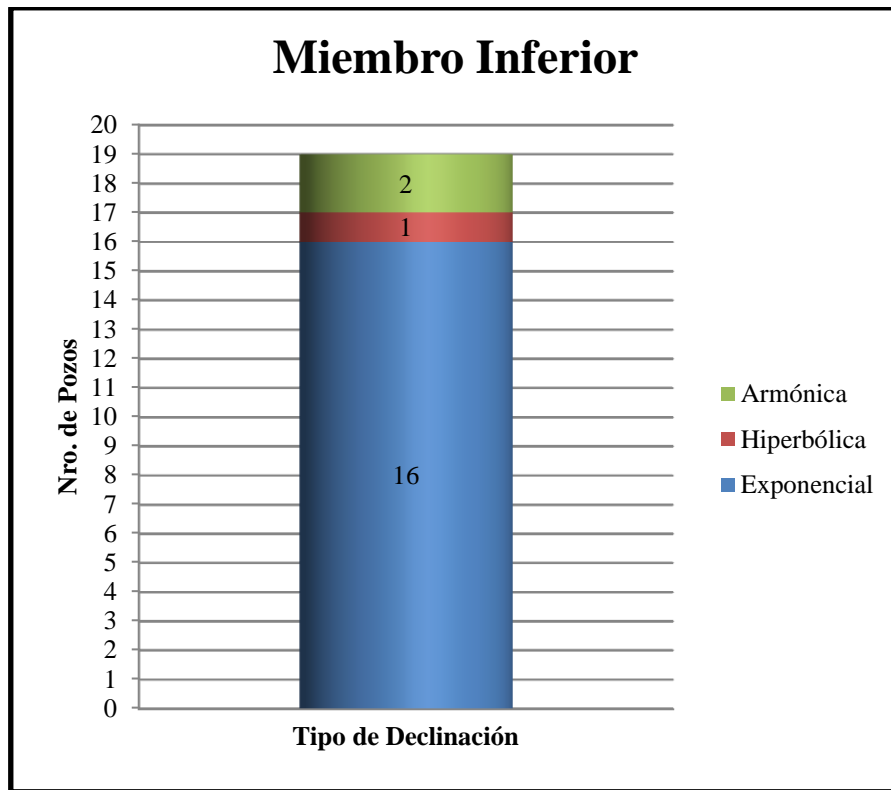


Gráfico 5.6. Número de pozos versus el tipo de declinación del Miembro Inferior

De manera de ilustrar de forma general la totalidad de los pozos analizados del campo B, en el gráfico 5.7 se puede apreciar el porcentaje de declinación anual efectivo versus la cantidad de pozos analizados del Miembro Inferior; además de indicarse su tipo de declinación.

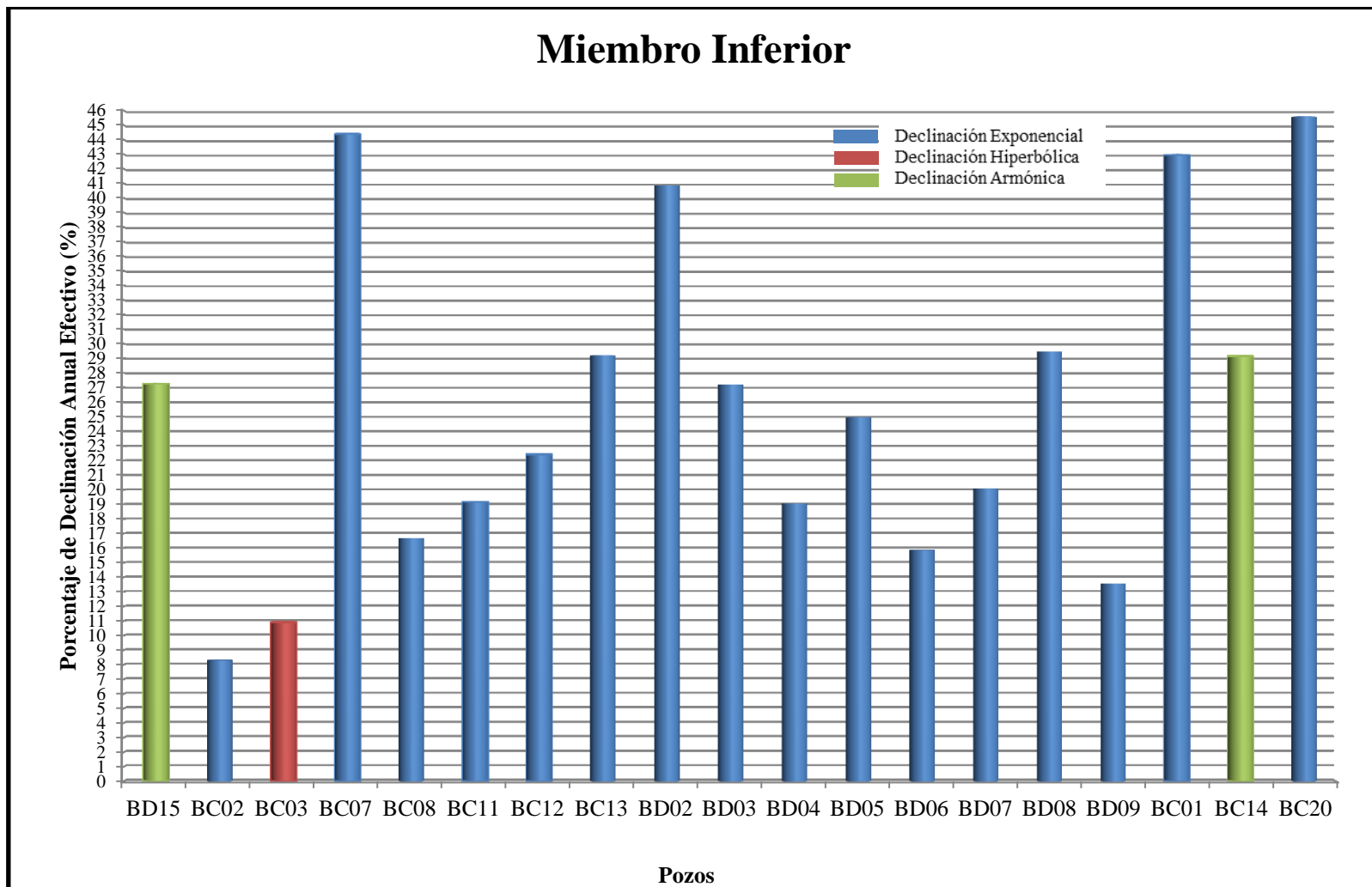


Gráfico 5.7. Porcentaje de declinación anual efectivo versus la cantidad de pozos analizados del campo B

V.2.2. TIPO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PORCENTAJE DE DECLINACIÓN ANUAL EFECTIVO POR CADA MIEMBRO

V.2.2.1. CAMPO A

El tipo de declinación por cada miembro fue determinada mediante la observación directa de las tendencias obtenidas de los exponentes de declinación de los pozos correspondientes a los campos. Gráficamente se puede observar estos resultados de la siguiente manera:

En el gráfico 5.8 se muestra el porcentaje de la cantidad de pozos analizados pertenecientes al Miembro Morichal Superior que presentan un tipo de declinación en específico, observándose que el 80 por ciento de los pozos exhiben un tipo de declinación exponencial y el 20 por ciento de ellos presentan declinación hiperbólica.

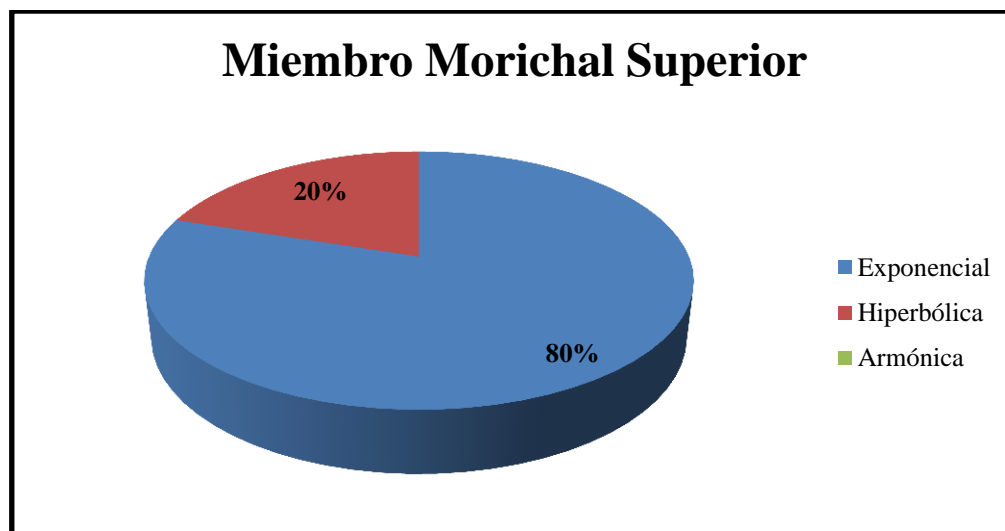


Gráfico 5. 8. Porcentaje de la cantidad de pozos analizados pertenecientes al Miembro Morichal Superior que presentan un tipo de declinación en específico.

En el gráfico 5.9 se muestra el porcentaje de la cantidad de pozos analizados pertenecientes al Miembro Morichal Medio que presentan un tipo de declinación en

específico, observándose que el 83 por ciento de los pozos analizados exhiben un tipo de declinación exponencial y el 17 por ciento de ellos presentan declinación armónica.

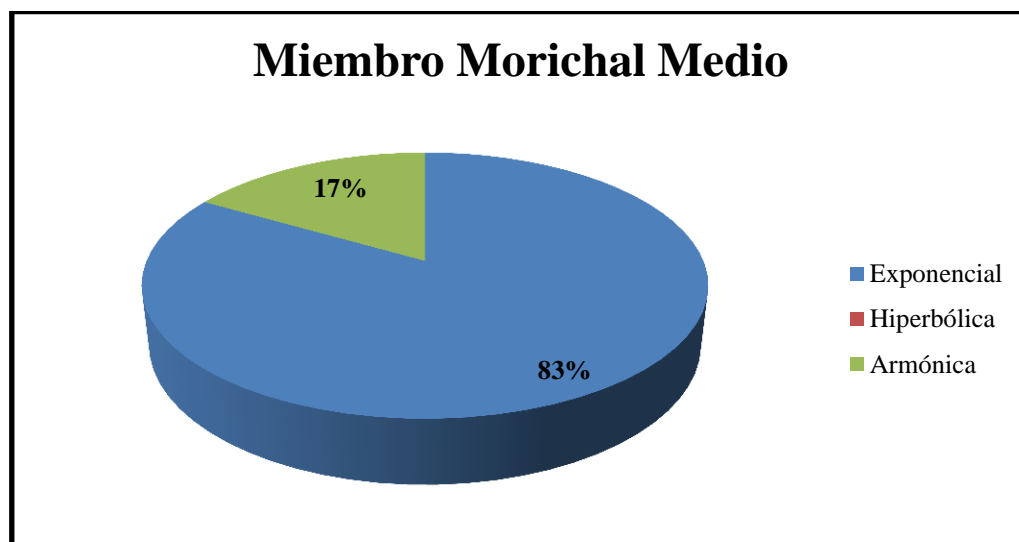


Gráfico 5. 9. Porcentaje de la cantidad de pozos analizados pertenecientes al Miembro Morichal Medio que presentan un tipo de declinación en específico.

En el gráfico 5.10 se puede apreciar el porcentaje de la cantidad de pozos analizados pertenecientes al Miembro Morichal Inferior que presentan un tipo de declinación en específico, observándose que el 72 por ciento de los pozos analizados exhiben un tipo de declinación exponencial, un 14 por ciento de ellos presentan declinación hiperbólica y los últimos 14 por cientos restantes de los pozos muestran declinación armónica.

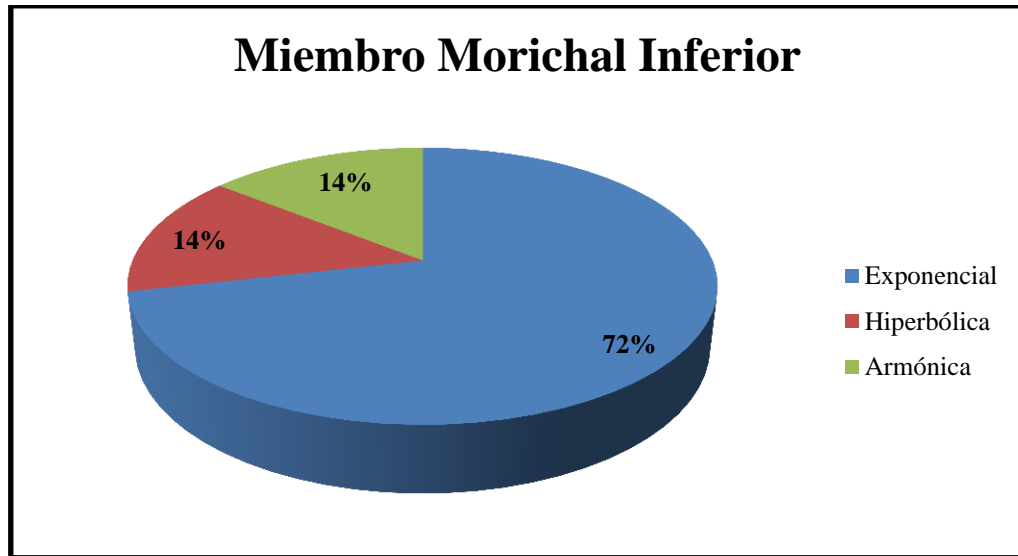


Gráfico 5. 10. Porcentaje de la cantidad de pozos analizados pertenecientes al Miembro Morichal Inferior que presentan un tipo de declinación en específico.

Finalmente, en el gráfico 5.11 se puede observar de manera general que para el Miembro Morichal con un total de 31 pozos analizados el 77 por ciento de los pozos exhiben una declinación exponencial, el 13 por ciento presentan declinación armónica y el 10 por ciento muestran una declinación hiperbólica.

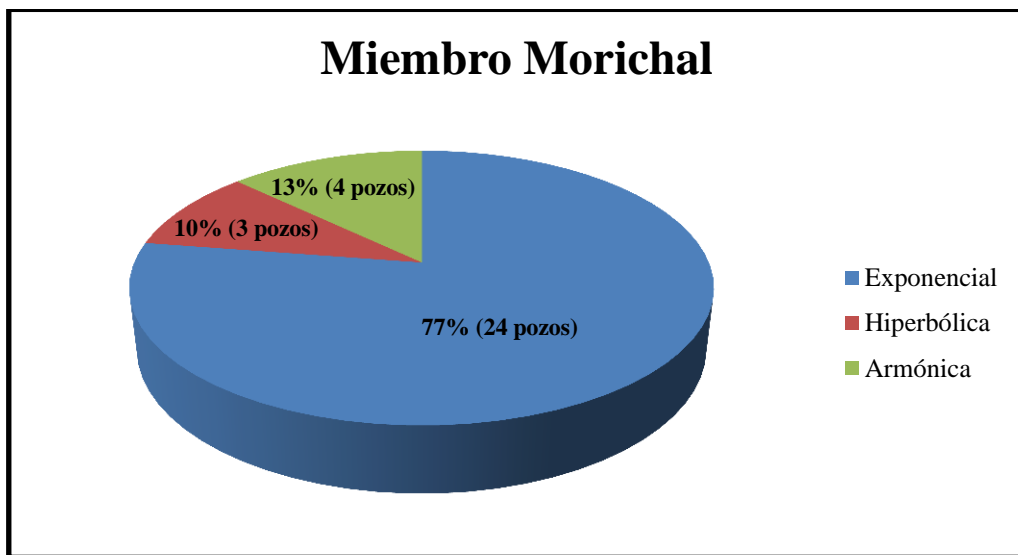


Gráfico 5.11. Porcentaje de la cantidad de pozos analizados del campo A pertenecientes al Miembro Morichal que presentan un tipo de declinación en específico.

Con respecto al porcentaje de declinación anual efectivo de los pozos analizados, se tiene que para el caso del Miembro Morichal Superior, la mayor frecuencia de pozos presenta declinaciones entre los 5 - 10 por ciento; y 20 - 25 por ciento. Para el Miembro Morichal Medio la mayor frecuencia de pozos presenta declinaciones entre los 15 – 20 por ciento; y para el Miembro Morichal Inferior la mayor frecuencia de pozos presenta declinaciones entre los 5 – 10 por ciento. Finalmente, de manera general, la mayor frecuencia de pozos analizados del Miembro Morichal presenta declinaciones entre los 5-10 por ciento. (Ver gráficos 5.12, 5.13, 5.14, 5.15).

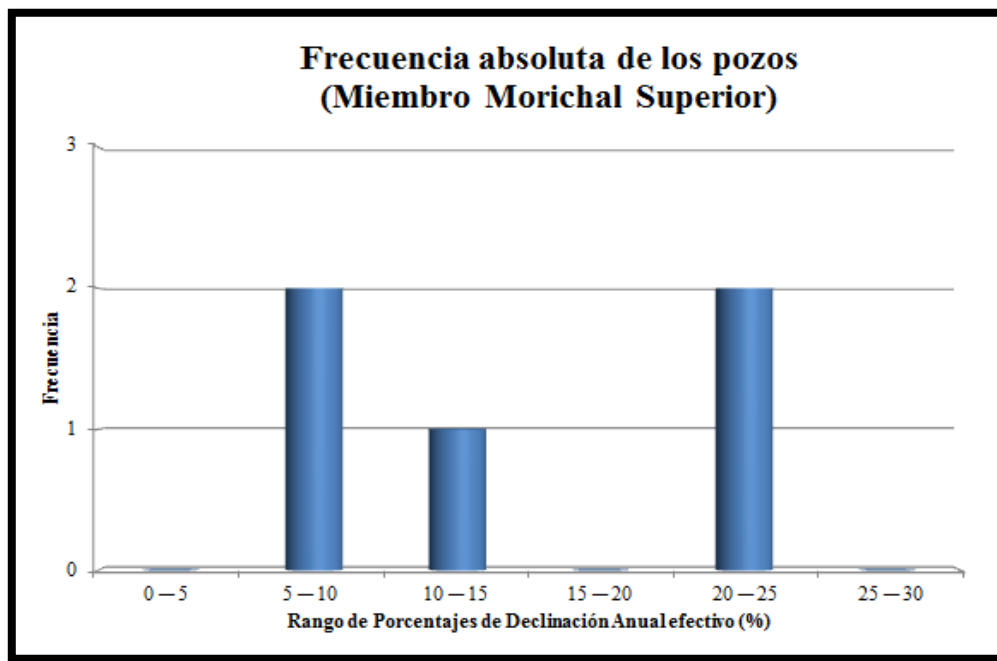


Gráfico 5.12. Rango de porcentajes de declinación anual efectivo vs la frecuencia de pozos analizados del campo A pertenecientes al Miembro Morichal Superior.

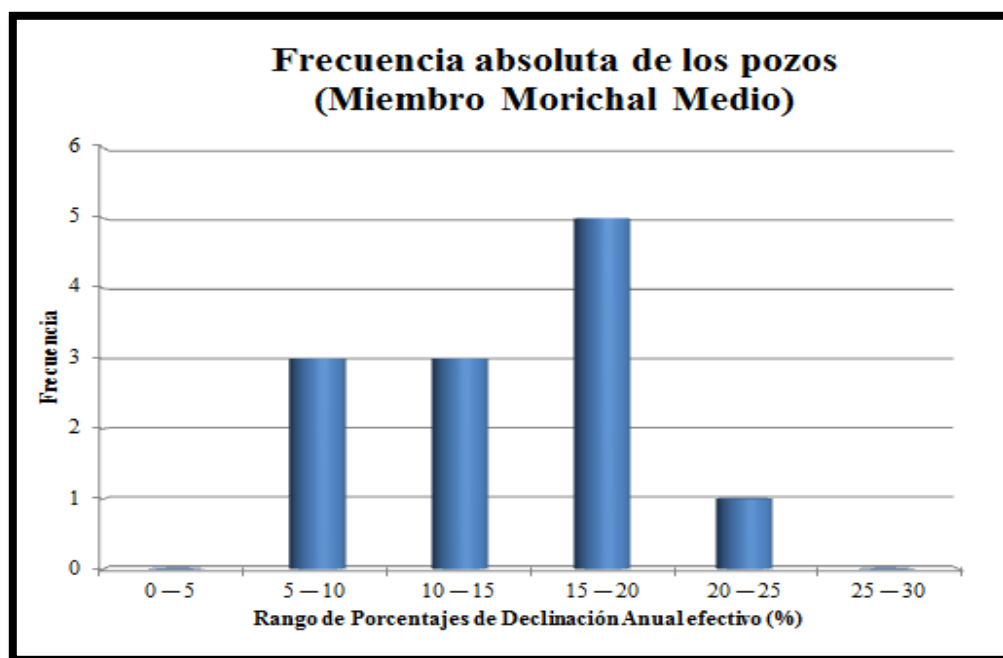


Gráfico 5.13. Rango de porcentajes de declinación anual efectivo vs la frecuencia de pozos analizados del campo A pertenecientes al Miembro Morichal Medio.

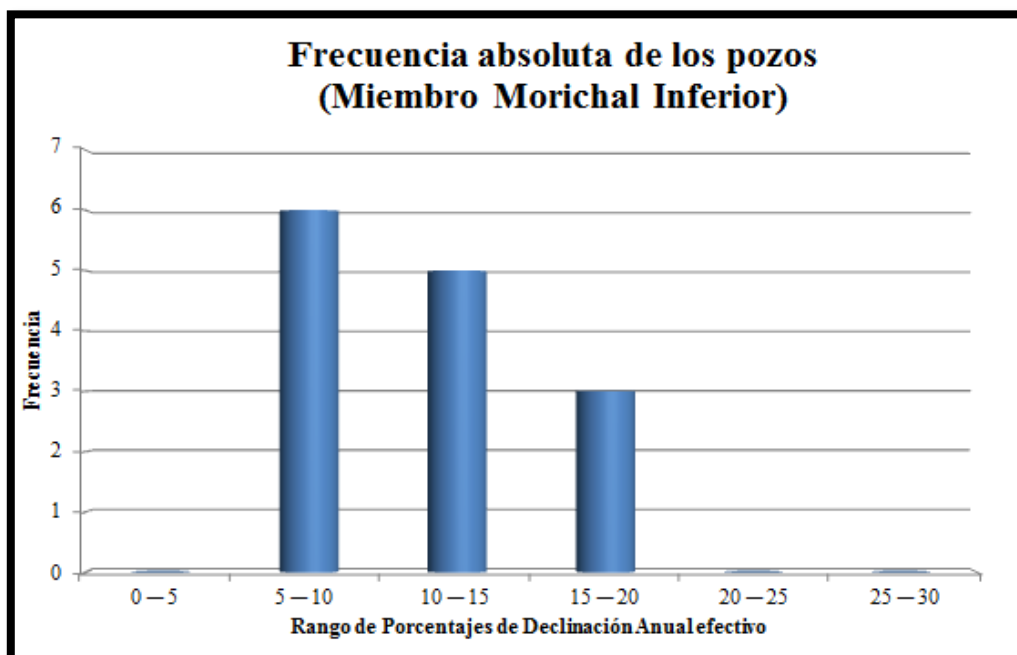


Gráfico 5.14. Rango de porcentajes de declinación anual efectivo vs la frecuencia de pozos analizados del campo A pertenecientes al Miembro Morichal Inferior.

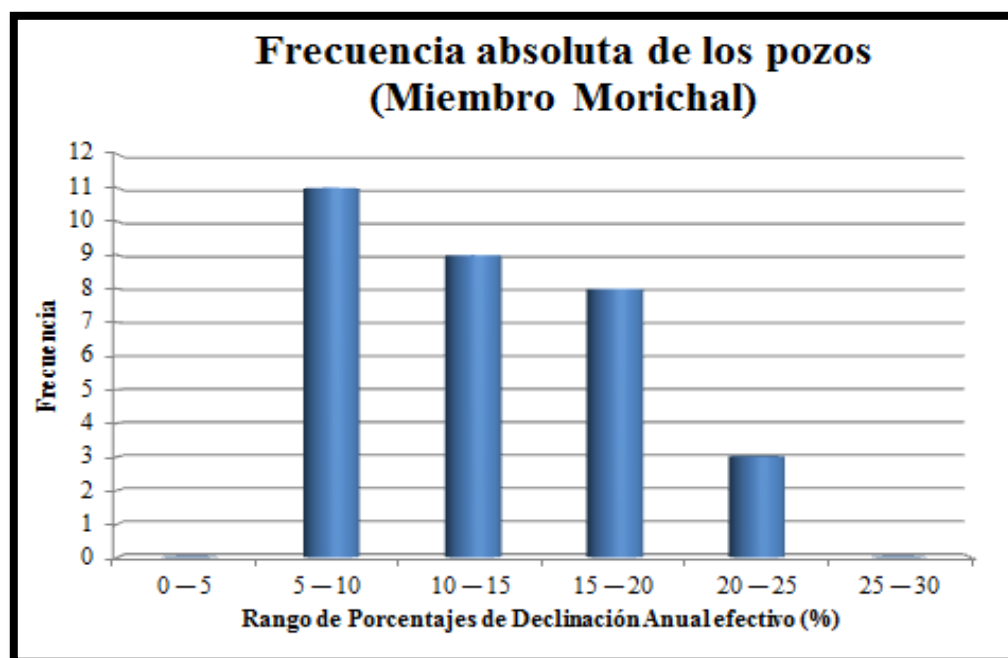


Gráfico 5.15. Rango de porcentajes de declinación anual efectivo vs la frecuencia de pozos analizados del campo A pertenecientes al Miembro Morichal.

Por otro lado, mediante el cálculo del promedio de la sumatoria de los porcentajes de declinación anual efectivo de los pozos analizados, a través del uso de la herramienta Microsoft Excel, se obtuvo el porcentaje de declinación anual efectivo promedio de cada miembro del campo A. La tabla 5.6 muestra los resultados.

Tabla 5.6. Porcentajes de declinación anual efectivo promedio para cada Miembro del campo A.

Miembro	% Declinación anual efectivo promedio (Di)
Morichal Superior	14,85
Morichal Medio	14,32
Morichal Inferior	11,25

V.2.2.2. CAMPO B

El tipo de declinación del Miembro Inferior del campo B fue determinado mediante la observación directa de las tendencias obtenidas de los exponentes de declinación de

los pozos correspondientes al campo. Gráficamente, se puede observar estos resultados de la siguiente manera:

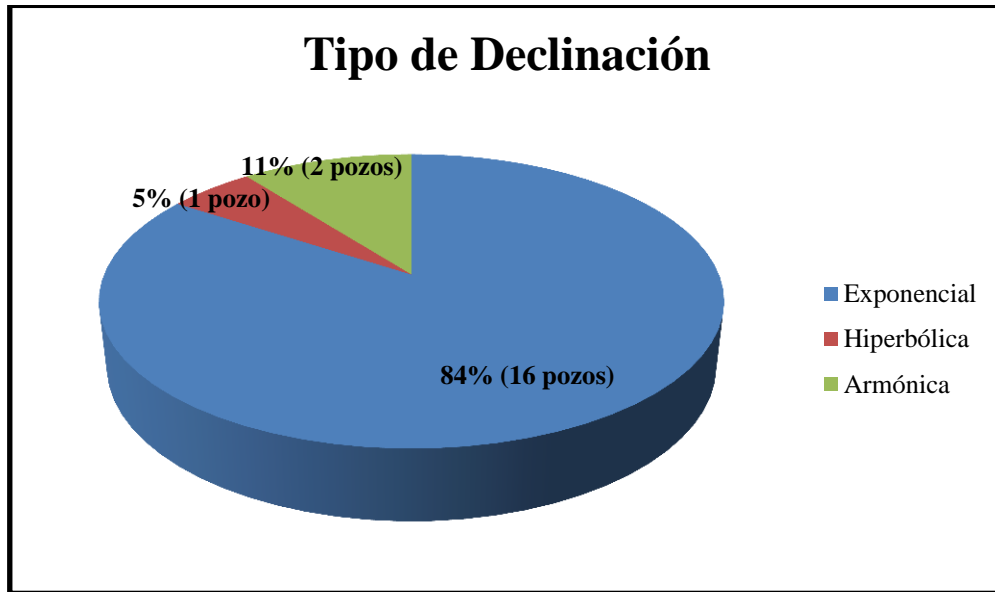


Gráfico 5.16. Porcentaje de la cantidad de pozos analizados del campo B pertenecientes al Miembro Inferior que presentan un tipo de declinación en específico.

En el gráfico 5.16 se puede observar de manera general que para el Miembro Inferior con un total de 19 pozos analizados el 84 por ciento de los pozos exhiben una declinación exponencial, el 11 por ciento presentan declinación armónica y el 5 por ciento muestran una declinación hiperbólica.

Con respecto al porcentaje de declinación anual efectivo de los pozos analizados, se tiene que para el caso del Miembro Inferior, la mayor frecuencia de pozos presenta declinaciones entre los 25 - 30 por ciento. (Ver gráfico 5.17).

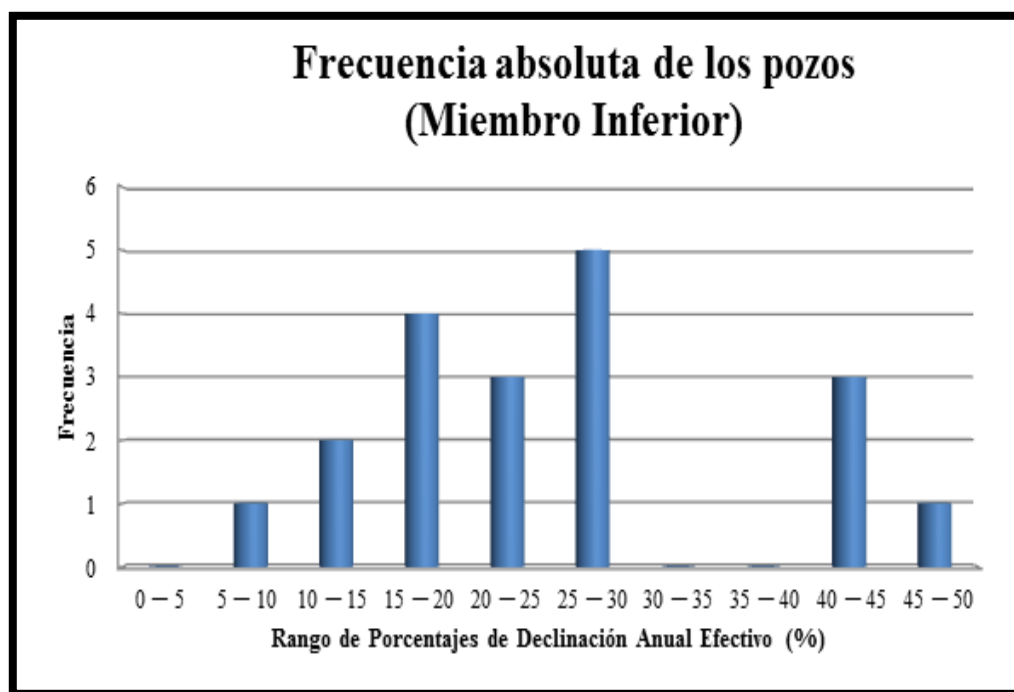


Gráfico 5.17. Rango de porcentajes de declinación anual efectivo vs la frecuencia de pozos analizados del campo B pertenecientes al Miembro Inferior.

Del mismo modo, mediante el cálculo del promedio de la sumatoria de los porcentajes de declinación anual efectivo de los pozos analizados, a través del uso de la herramienta Microsoft Excel, se obtuvo el porcentaje de declinación anual efectivo promedio del Miembro Inferior del campo B. La tabla 5.7 muestra los resultados.

Tabla 5.7. Porcentajes de declinación anual efectivo promedio para el Miembro Inferior del campo B.

Miembro	% Declinación anual efectivo promedio (Di)
Inferior	25,63

V.3. COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO, CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS Y PRONÓSTICO DE LA VIDA DE PRODUCCIÓN EN FRÍO DE LOS POZOS DE LAS ÁREAS EN ESTUDIO

V.3.1. CAMPO A

A pesar que el Miembro Morichal se subdivide en tres unidades hidráulicas: Morichal Superior, Morichal Medio y Morichal Inferior, se consideró que las zonas de un campo petrolífero que constituyen una sola unidad hidráulica presentan además de características composicionales de crudos similares, un comportamiento de declinación de presión y producción con el tiempo análogo, puesto que el sistema responde como unidad cuando es sometido a explotación. En consecuencia, los efectos de caída de presión que resulta de las actividades de producción, son equivalentes para cada una de las arenas que conforman la unidad hidráulica. La tabla 5.8 muestra las características iniciales promedio de los fluidos de los yacimientos del campo A.

Tabla 5.8. Características iniciales promedio de los fluidos de los yacimientos del campo A ^[21]

CARACTERÍSTICAS INICIALES PROMEDIO DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO A	
Pi (LPC)	1000 - 1600
T _y promedio (°F)	120 - 140
Rsi (PCN/BNP)	100 - 120
Boi promedio (BY/BN)	1,06 - 1,08
μ _{oi} (Cps)	1500 - 5000
°API	7,5 - 8,5
P _{actual} (LPC)	850 - 1250
RGP _{promedio actual} (PCN/BN)	650
Corte de agua (%)	5
Producción promedio por pozo (BNP/D)	750
Producción de arena	< 20
Porosidad promedio (%)	32
Permeabilidad promedio (Darcy)	10 - 15
Arenas no consolidadas	40' - 300'
Profundidad (pbnm)	2000 - 4000

En la figura 5.1 se puede apreciar el mapa base del campo A y la ubicación de los pozos analizados en color rojo, para el estudio de declinación energética de producción de crudo extrapesado.

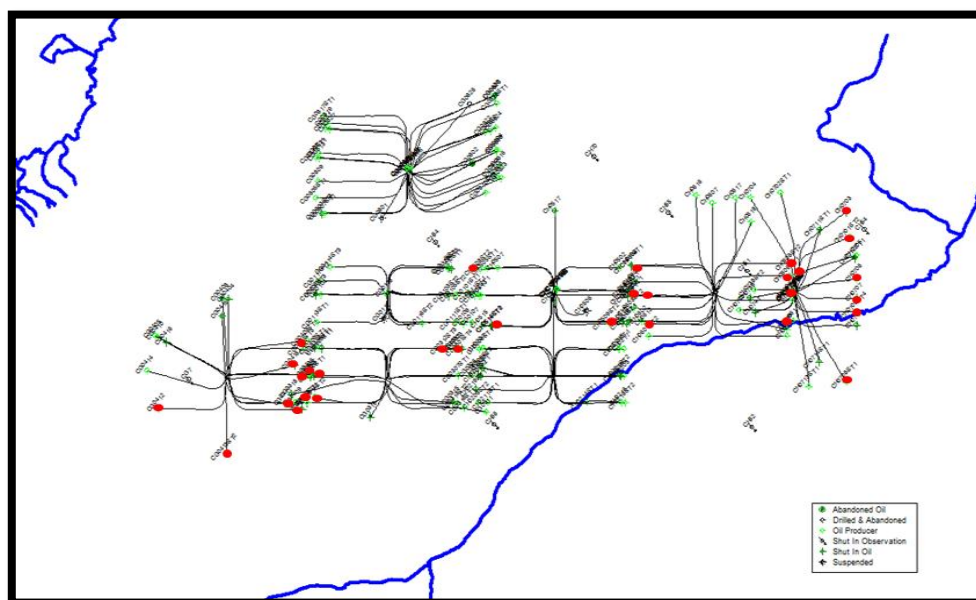


Figura 5.1. Mapa base del campo A. [24]

Del mismo modo, al graficar la historia de producción de los pozos del campo A se pudo observar que desde el 31/12/2008 hasta el 11/07/2009 existió un período de cierre de producción en el campo con el objetivo de realizar trabajos que no se pueden ejecutar con la planta operativa, programando así mantenimiento a los equipos de planta de procesos y gas, pozos a nivel de superficie y mantenimiento general de las áreas. El período de cierre fue de 6 meses y 10 días. Esta es la razón por la cual todos los pozos en los cuales se les graficó su historia de producción se observa un período sin datos de producción entre las fechas nombradas, anteriormente.

Por otro lado, se pudo visualizar que al inicio de la producción de los pozos del campo existió mucha inestabilidad en las revoluciones por minuto (rpm) de la bomba

trayendo como consecuencia aumento y disminución de la producción de crudo; y es aproximadamente a partir del cuarto año de producción que empieza a observarse mayor estabilidad en las revoluciones de la bomba y por ende en la producción crudo de los pozos.

De los pozos analizados para el estudio de declinación energética de producción de petróleo extrapesado del campo A se pudo observar lo siguiente para cada Miembro:

V.3.1.1. MIEMBRO MORICHAL SUPERIOR

✓ YACIMIENTO MORICHAL 29

A pesar que la mayoría de los pozos presentan un tipo de declinación exponencial con un porcentaje de declinación anual efectivo entre el 6,51 y 13,32 por ciento, se observó que el único pozo que presentó declinación hiperbólica obtuvo el mayor porcentaje de declinación anual efectivo del yacimiento y en consecuencia del Miembro Morichal Superior con 24, 48 por ciento.

En el gráfico 5.18 que corresponde al pozo AA0613 que posee el menor porcentaje de declinación anual efectivo del Miembro Morichal Superior y con un tipo de declinación exponencial ($b = 0$), es además, uno de los pozos analizados que posee las tasas de petróleo extrapesado promedio mensual más altas; sin embargo, éste declina pasando de 1.420 bbl/d a 520 bbl/d; por otro lado, se puede apreciar, que a partir del cuarto año de producción las rpm se mantienen estables en el tiempo en un rango entre 120 y 240 rpm; mientras que la RGP promedio mensual del pozo se va incrementando llegando a 818 pc/bbl a finales del año 2010 y el corte de agua se mantiene relativamente constante sin superar el 20 por ciento.

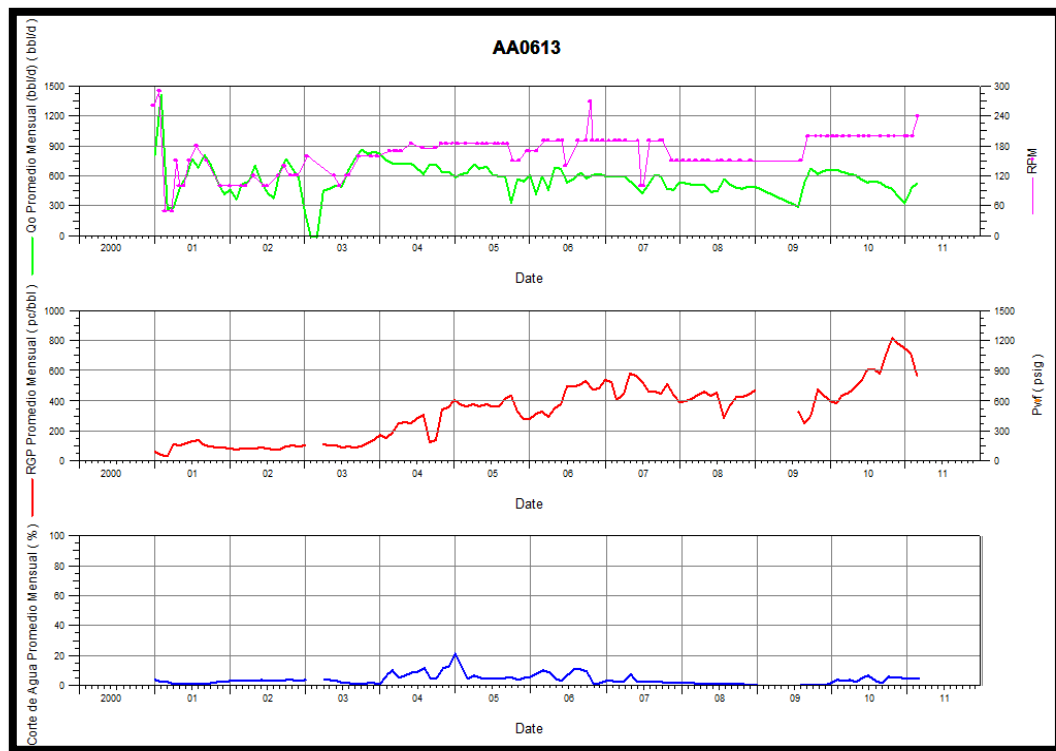


Gráfico 5.18. Historia de producción del pozo AA0613.

Para el análisis de todas las curvas de declinación se consideraron dos aspectos; primero que la empresa mixta operará el campo hasta el año 2033 y segundo que la tasa mínima económica aceptada es de 50 bbl/d.

Para el caso del gráfico 5.19 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta la tasa de petróleo extrapesado será de aproximadamente 112,116 bbl/d y la recuperación final estimada, en 4.268 Mbbbl; estos valores fueron obtenidos mediante la predicción que permite realizar la herramienta OFM[®] a través del “Forecast”. Por otro lado, es importante resaltar que la tasa límite económica será alcanzada para dicho pozo, aproximadamente, para el 31/12/2045.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo es importante destacar que el pozo AA0613 produce de un espesor de arena de aproximadamente 65 pies. (Ver figura 5.2).

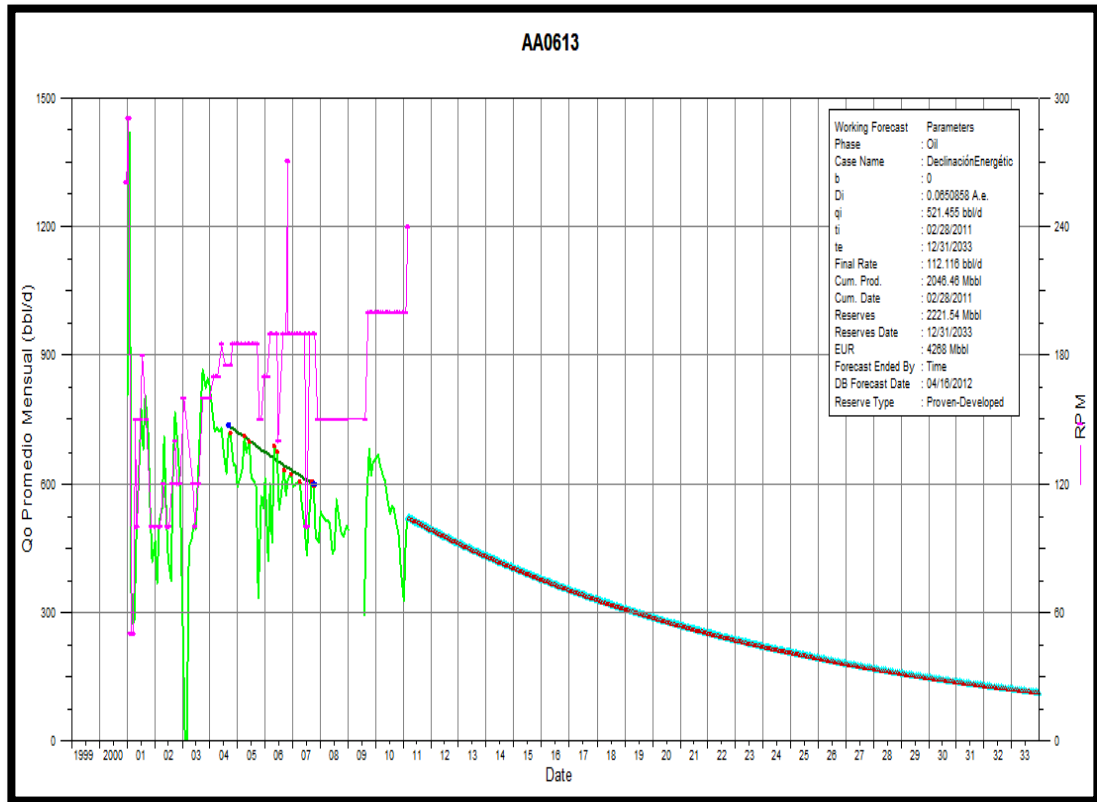


Gráfico 5.19. Análisis de curva de declinación del pozo AA0613.

El gráfico 5.20 que corresponde al pozo AA0312 que posee el mayor porcentaje de declinación anual efectivo del Miembro Morichal Superior y con un tipo de declinación hiperbólica ($0 < b < 1$), es además uno de los pozos analizados que posee las tasas de petróleo extrapesado promedio mensual más bajas del yacimiento, y donde su producción declina pasando de 1.530 bbl/d a 268 bbl/d; por otro lado, se pudo apreciar que a partir del cuarto año de producción las rpm se mantienen estables en el tiempo en un rango entre 50 y 150 rpm; la RGP promedio mensual del pozo incrementa continuamente en ese periodo llegando a 768 pc/bbl para finales del año 2008, mientras que el corte de agua se mantiene relativamente constante en el tiempo

sin superar el 15 por ciento. Por otro lado, es importante destacar que entre Marzo del año 2006 y Agosto del año 2007 el pozo detuvo producción por alto torque y se realizó cambio de bomba.

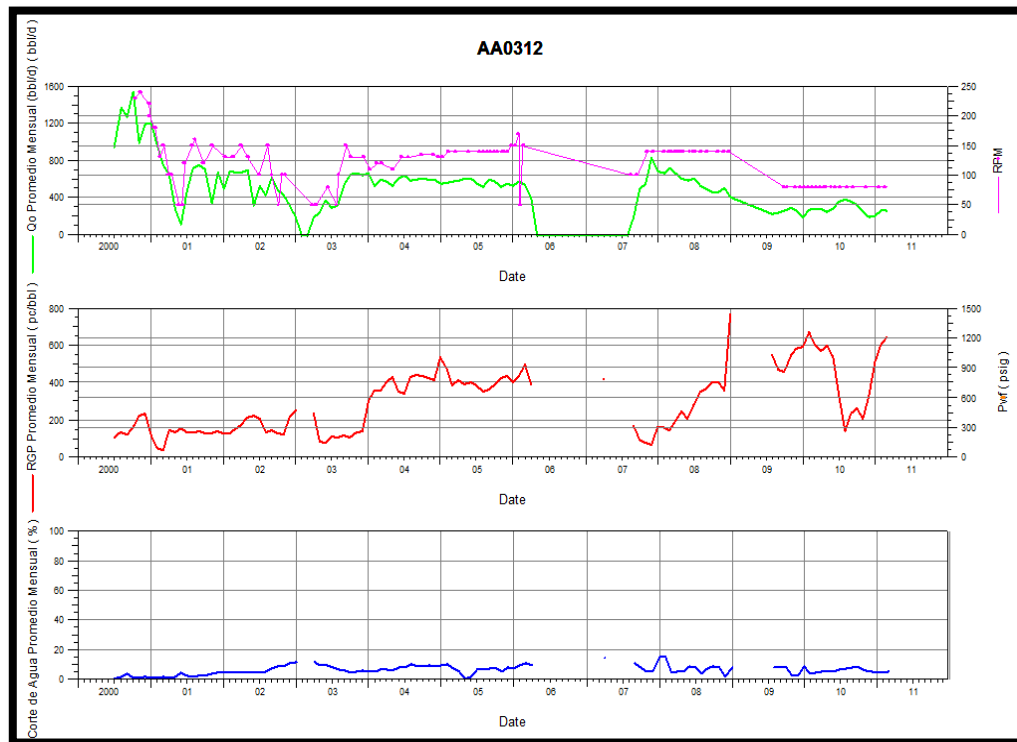


Gráfico 5.20. Historia de producción del pozo AA0312.

Con respecto al gráfico 5.21 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para antes de la fecha final de duración de la empresa mixta que opera el campo la tasa límite económica será alcanzado aproximadamente el 31/07/2014, con una recuperación final estimada, en 1798,03 Mbbl.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo es importante destacar que el pozo AA0312 produce de un espesor de arena de aproximadamente 65 pies. (Ver figura 5.2).

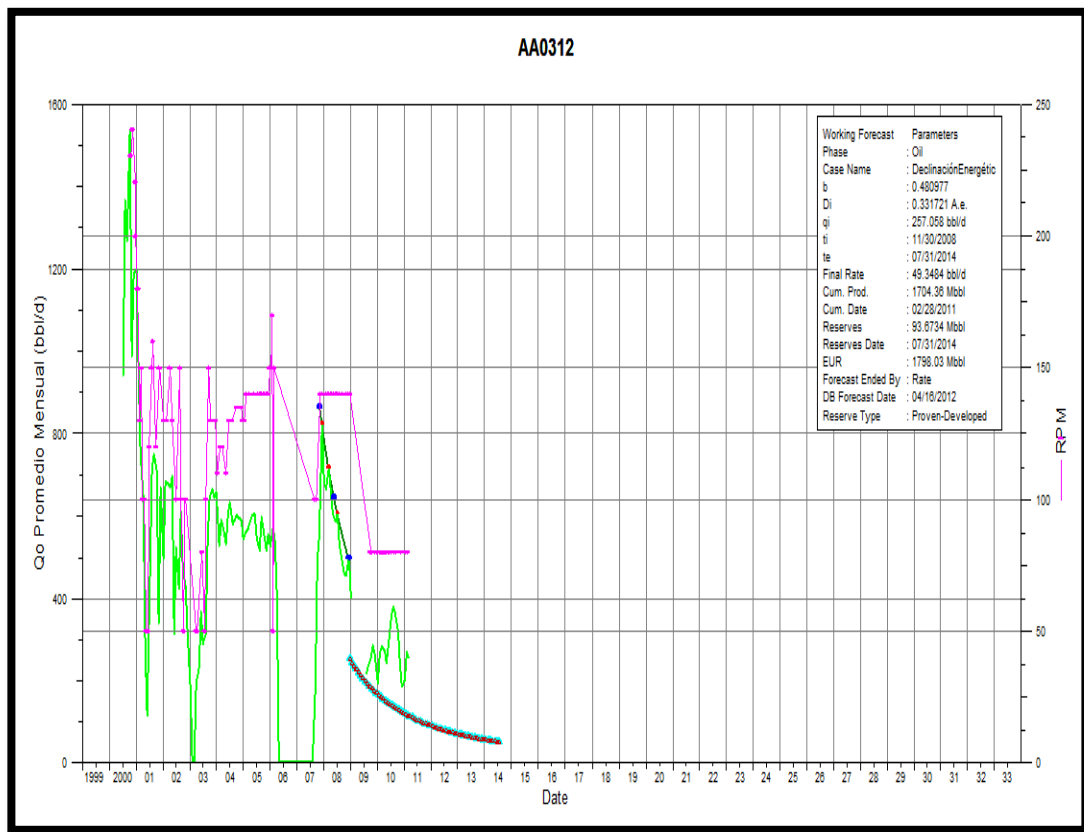


Gráfico 5.21 Análisis de curva de declinación del pozo AA0312.

De acuerdo a los pozos analizados se observó que el comportamiento de producción mostrado en los gráficos 5.18 y 5.20 también es reflejado en el resto de los pozos pertenecientes al yacimiento Morichal 29 del Miembro Morichal Superior.

✓ **YACIMIENTO OFIM CH0040**

Con respecto al único pozo analizado del yacimiento OFIM CH0040 (pozo AA0411) perteneciente al Miembro Morichal Superior se puede apreciar en el gráfico 5.22 que resultó ser el pozo con las tasas de petróleo extrapesado que no superan los 1000 bbl/d y que a inicios del año 2008 la producción empieza a declinar continuamente pasando de 890 bbl/d a 480 bbl/d a pesar de la estabilidad de las rpm que se

encuentran en un rango entre los 100 y 200 rpm; nuevamente se aprecia cómo va incrementándose la RGP llegando a 600 pc/bbl a mediados del año 2007; mientras el corte de agua se mantiene inferior al 17 por ciento.

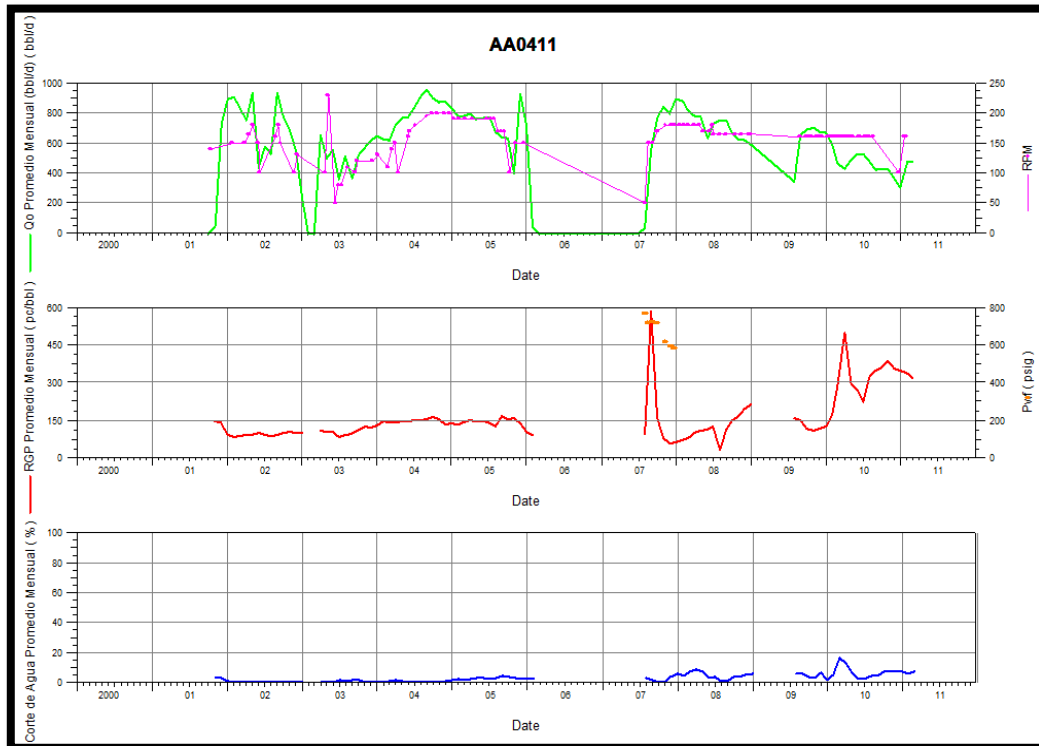


Gráfico 5.22. Historia de producción del pozo AA0411.

Para el caso del gráfico 5.23 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta la tasa límite económica será alcanzado aproximadamente el 31/01/2021 con una recuperación final estimada, en 2399,31 Mbbl.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo es importante destacar que el pozo AA0411 produce de un espesor de arena de aproximadamente 45 pies. (Ver figura 5.2).

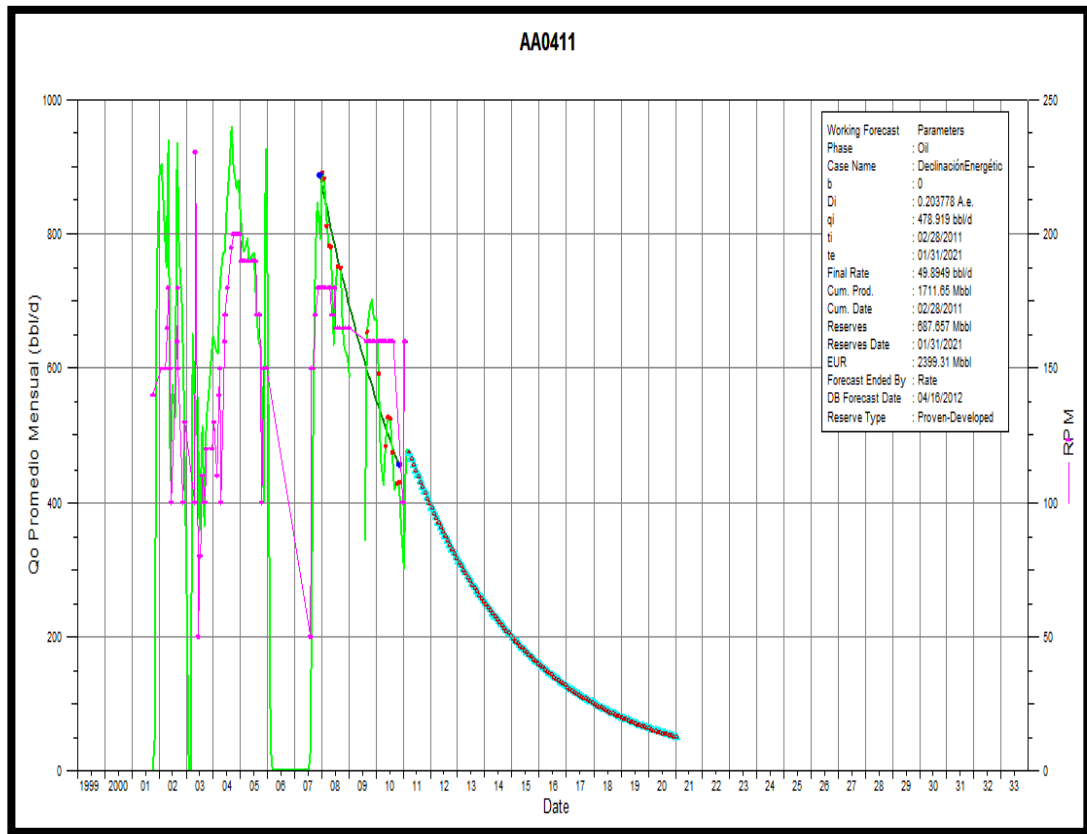


Gráfico 5.23. Análisis de curva de declinación del pozo AA0411.

De manera general, las tasas de petróleo extrapesado promedio mensual de los pozos analizados del Miembro Morichal Superior no superan los 1130 bbl/d, la RGP promedio mensual no supera los 950 pc/bbl y el corte de agua se mantiene inferior al 10 por ciento. También se observó que las tasas de petróleo extrapesado más elevadas se presentan al inicio de la producción de los pozos. Ver gráfico 5.24.

Del mismo modo, para todos los pozos analizados de Morichal Superior que presentaron declinación exponencial empezaron a declinar a partir del año 2004 excepto el pozo AA0411 que pertenece al yacimiento OFIM CH0040 que al igual que el pozo AA0312 inició la declinación a finales del año 2007 pero con la diferencia de que este último mostró una declinación de tipo hiperbólica.

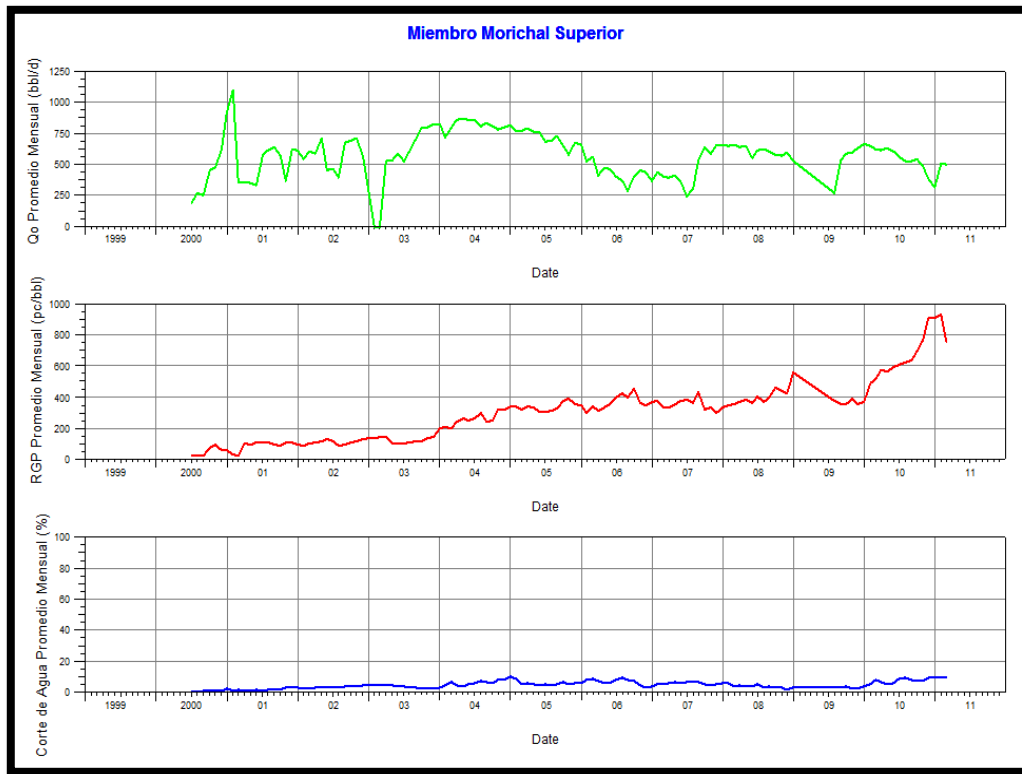


Gráfico 5.24. Historia de producción promedio mensual del Miembro Morichal Superior del campo A.

En la figura 5.2 que corresponde al mapa de arena neta del Miembro Morichal Superior, se puede apreciar el último valor del corte de agua, RGP promedio mensual y la tasa de petróleo promedio mensual registrados al momento de tomar los datos para el análisis de declinación energética de los pozos seleccionados en el TEG. En él se puede apreciar que de los pozos seleccionados, todos presentan un corte de agua inferior al 12 por ciento. Para el caso de la RGP promedio mensual se observa que los valores más altos se encuentran hacia el este del Miembro, así como se aprecia en los pozos AA0614 y AA0312 con 1001 pc/bbl y 647 pc/bbl respectivamente. Del mismo modo, las tasas de petróleo promedio mensual más elevadas se encuentran hacia el noreste del Miembro llegando para el caso del pozo AA0614 con 619 bbl/d.

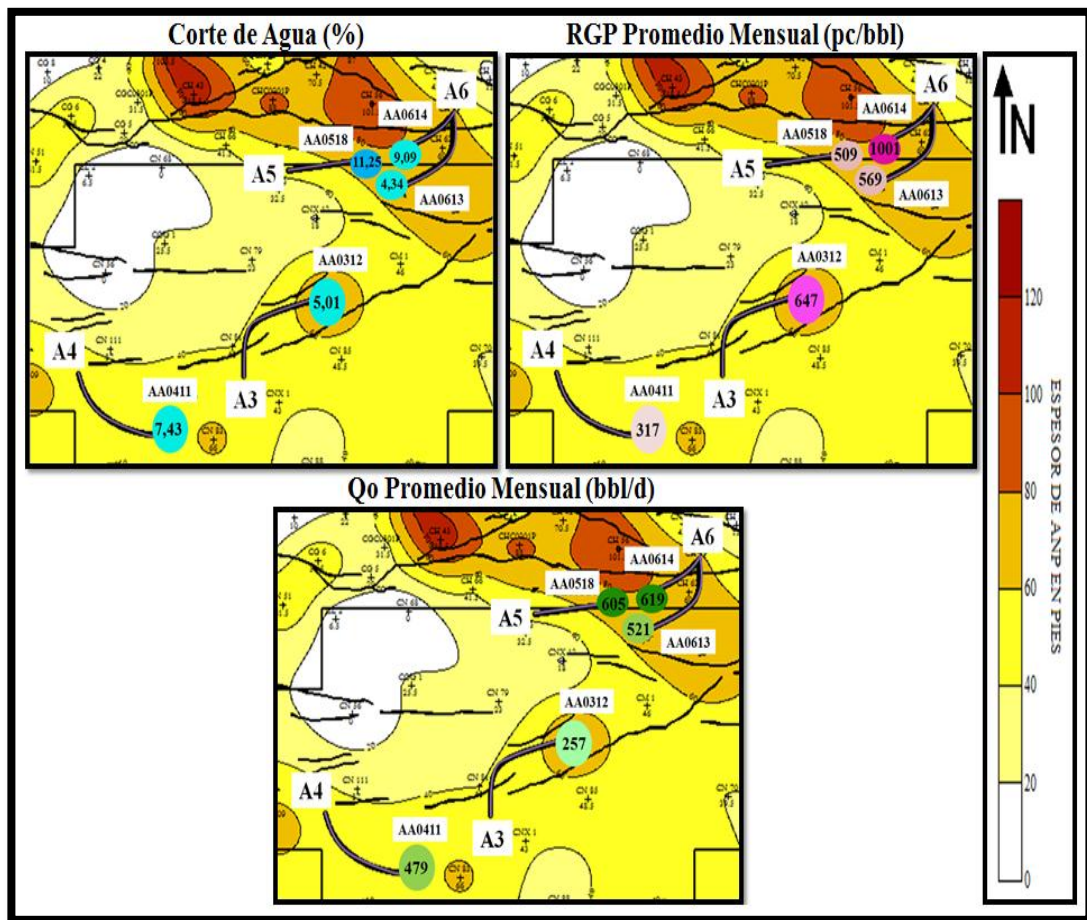


Figura 5.2. Mapa de arena neta del Miembro Morichal Superior. [24]

Si observamos la figura 5.3 que corresponde al mapa ambiental del Miembro Morichal Superior, donde los puntos en rojo representan los pozos analizados, se puede apreciar que, los pozos AA0411 y AA0312 se ubican en la zona de llanura de marea y los pozos AA0518, AA0613 y AA0614 se ubican en la zona de canales con influencia fluvial.

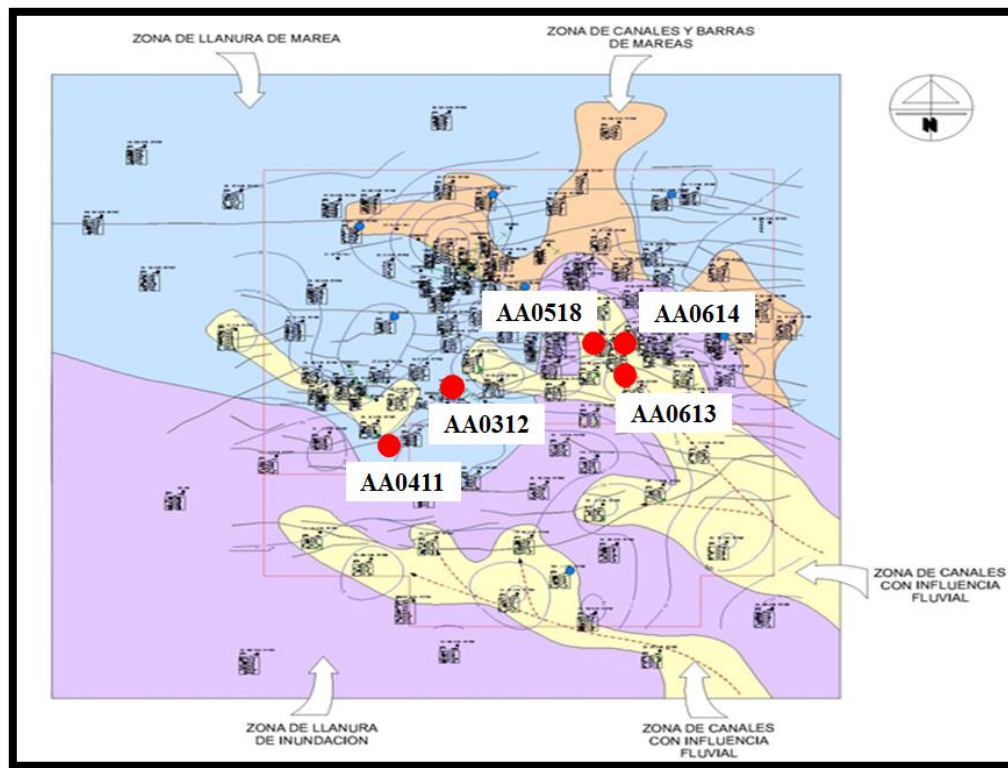


Figura 5.3. Mapa ambiental del Miembro Morichal Superior. ^[24]

V.3.1.2. MIEMBRO MORICHAL MEDIO

✓ YACIMIENTO MORICHAL 29

A pesar que la mayoría de los pozos presentan un tipo de declinación exponencial con un porcentaje de declinación anual efectivo entre el 7,06 y 23,70 por ciento, se observó que dos de los pozos analizados que presentaron declinación armónica en el Miembro Morichal Medio se encuentran en el yacimiento 29 y con un porcentaje de declinación anual efectivo entre el 10,68 y 15,71 por ciento.

En el gráfico 5.25 que corresponde al pozo AA0508 que posee el menor porcentaje de declinación anual efectivo del Miembro Morichal Medio con 7,06 por ciento, y con un tipo de declinación exponencial ($b = 0$), es además uno de los pozos analizados del

Miembro Morichal Medio que posee las tasas de petróleo extrapesado promedio mensual más altas en valores entre los 500 y 1500 bbl/d; del mismo modo, se puede apreciar que a pesar que las rpm se mantienen estables en el tiempo en un rango en los 100 y 300 rpm; a partir del cuarto año se observa que la producción de petróleo empieza a declinar mientras que la RGP promedio mensual se va incrementando llegando a 766 pc/bbl a finales del año 2010 y el corte de agua se mantiene inferior el 14 por ciento.

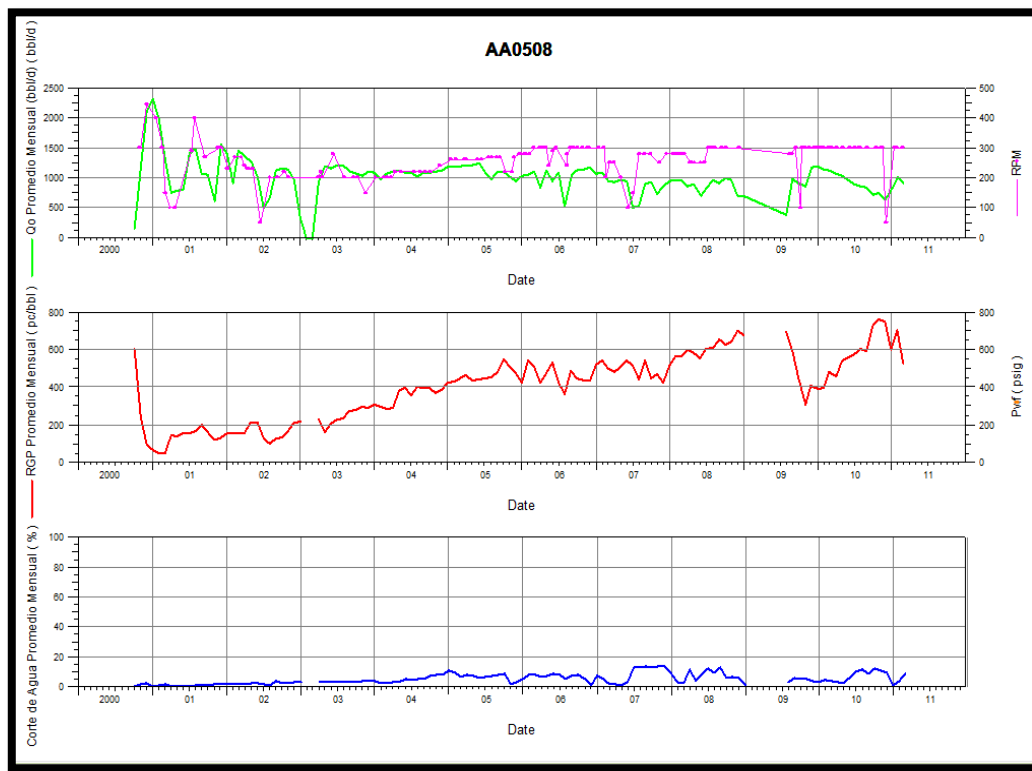


Gráfico 5.25. Historia de producción del pozo AA0508.

Para el caso del gráfico 5.26 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa de petróleo extrapesado será aproximadamente de 172,048 bbl/d y la recuperación final estimada, en 7.381,39 Mbbl; estos valores fueron obtenidos mediante la predicción que permite realizar la herramienta OFM[®] a través

del “Forecast”. Por otro lado, es importante resaltar la tasa límite económica será alcanzada para dicho pozo aproximadamente para el 30/11/2050.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo es importante destacar que el pozo AA0508 produce de un espesor de arena de aproximadamente 45 pies. (Ver figura 5.4).

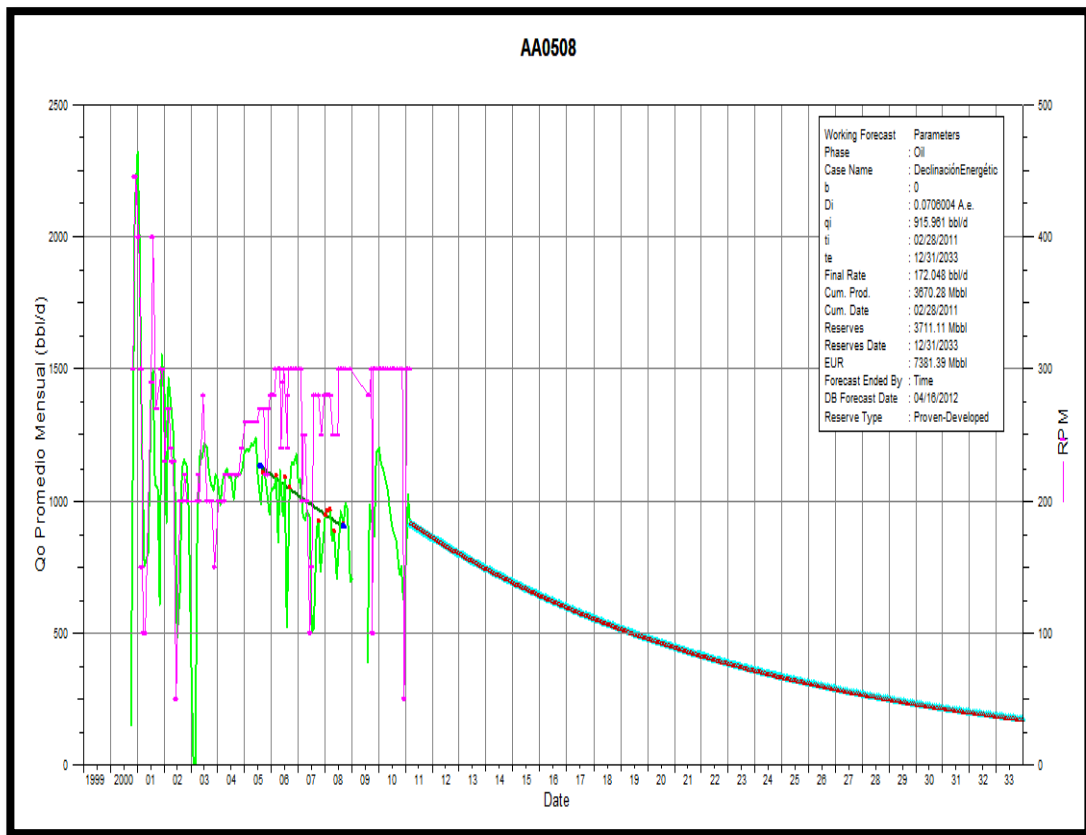


Gráfico 5.26. Análisis de curva de declinación del pozo AA0508.

En el gráfico 5.27 que corresponde al pozo AA0317 que posee el mayor porcentaje de declinación anual efectivo del Miembro Morichal Medio con 23,70 por ciento, y con un tipo de declinación exponencial, se pudo apreciar que a pesar que las rpm se mantienen estables en el tiempo a partir del cuarto año de la producción de petróleo en un rango entre los 100 y 150 rpm, se observa que el pozo declina progresivamente

pasando de una tasa de 1497 bbl/d a 222 bbl/d; sin embargo, la RGP promedio mensual del pozo incrementa continuamente en ese periodo llegando a 1231 pc/bbl para inicios del año 2011; además de observarse que el corte de agua se mantiene inferior al 20 por ciento hasta finales del año 2010, donde éste llega a un valor del 27 por ciento.

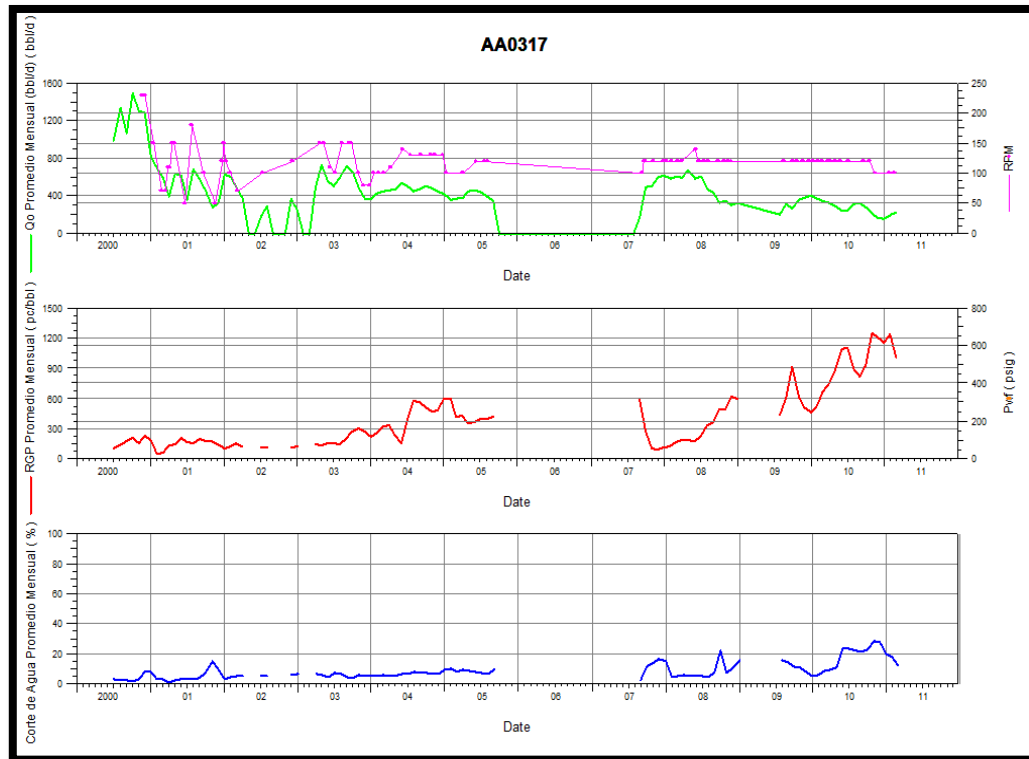


Gráfico 5.27. Historia de producción del pozo AA0317.

Para el caso de la gráfico 5.28 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta la tasa límite económica será alcanzado aproximadamente el 31/10/2016 con una recuperación final estimada, en 1.620,18 Mbbbl.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo es importante destacar que el pozo AA0317 produce de un espesor de arena de aproximadamente 40 pies. (Ver figura 5.4).

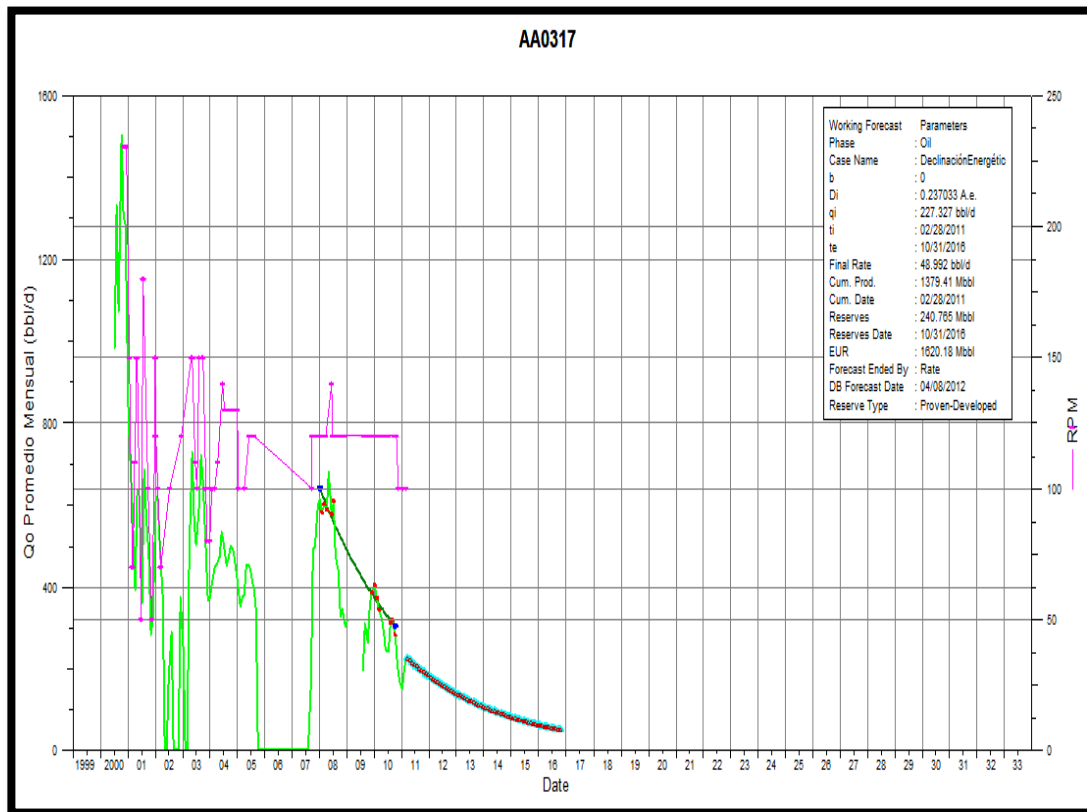


Gráfico 5.28. Análisis de curva de declinación del pozo AA0317.

Con respecto a los pozos que presentaron declinación armónica en el Miembro Morichal Medio, en el gráfico 5.29 se muestra la historia de producción del pozo AA0706 el cual posee las tasas de petróleo extrapesado promedio mensual más bajas de los pozos analizados del Miembro Morichal Medio, en él se puede apreciar que para mediados del año 2003 la producción del pozo empieza a declinar pasando de 760 bbl/d a 49 bbl/d; por otro lado, se puede apreciar que las revoluciones por minuto de la bomba se mantiene en un rango entre los 50 y 120 rpm a partir de mediados del

año 2003; los valores de la RGP promedio mensual se incrementan continuamente con picos de hasta 750 pc/bbl y cortes de agua de hasta 52 por ciento.

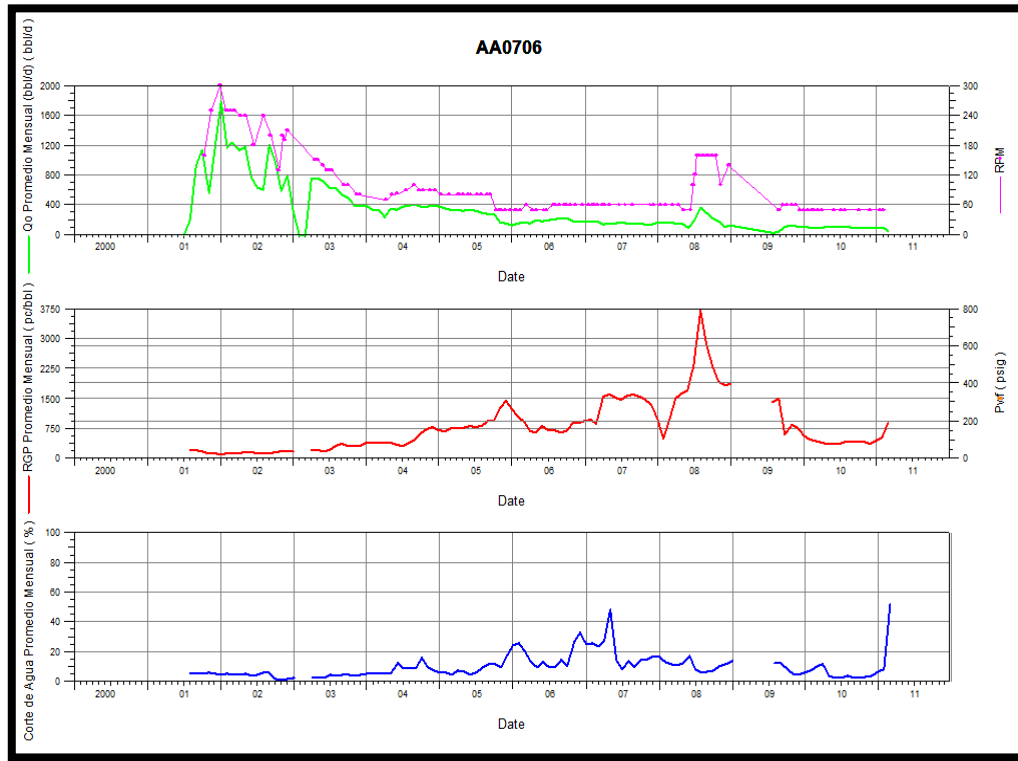


Gráfico 5.29. Historia de producción del pozo AA0706.

Por otro lado, se observó que a pesar de ser el pozo con las menores tasas de producción de petróleo del Miembro Morichal Medio, el porcentaje de declinación anual efectivo es de 10,68 por ciento el cual es mayor que para el caso del pozo AA0508 que posee mayores tasas de producción de petróleo.

De acuerdo al análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta la tasa límite económica fue alcanzado, aproximadamente, el 30/04/2011 con una recuperación final estimada, en 1.153,99 Mbbl. Ver gráfico 5.30.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo es importante destacar que el pozo AA0706 produce de un espesor de arena de aproximadamente 110 pies. (Ver figura 5.4).

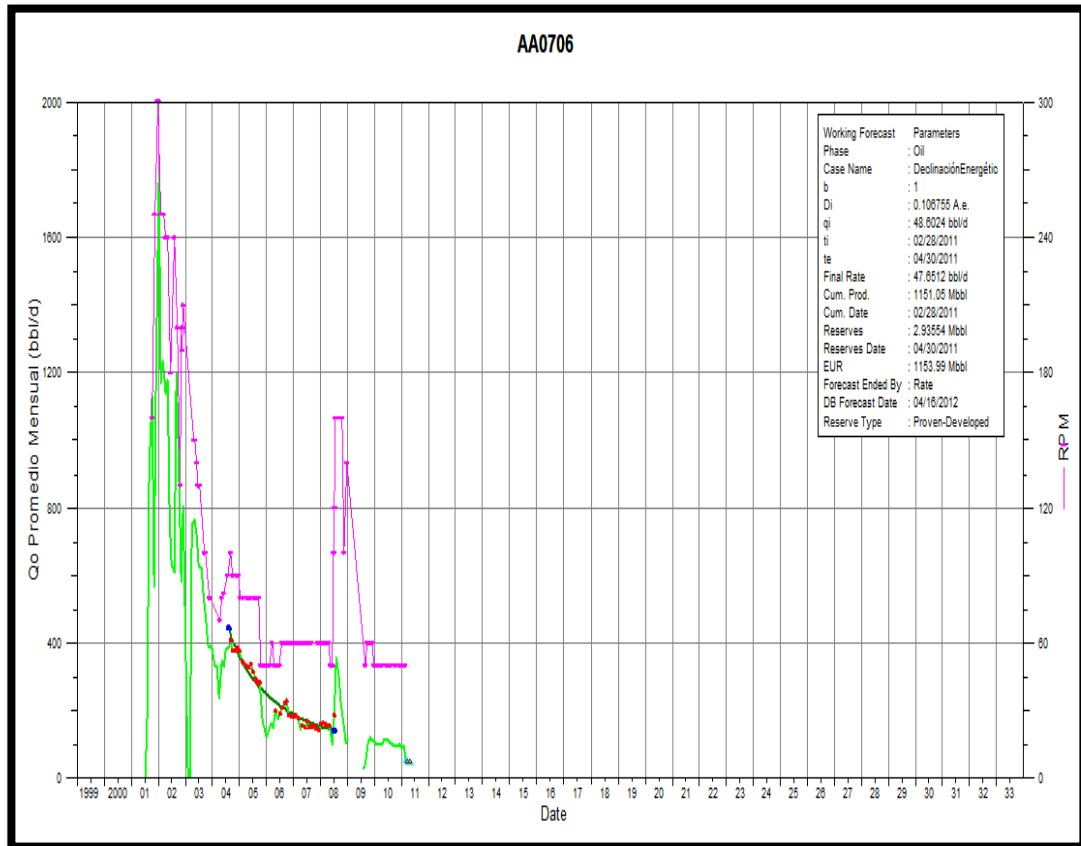


Gráfico 5.30. Análisis de curva de declinación del pozo AA0706.

✓ YACIMIENTO OFIM CH0040

Los pozos analizados pertenecientes al yacimiento OFIM CH0040 presentaron declinación exponencial y porcentajes de declinación anual efectivo entre el 8,83 y 11,88 por ciento. En el gráfico 5.31 se muestra la historia de producción del pozo AA0402, en él se puede observar que a finales del año 2003 el pozo empieza a declinar su producción pasando de tasas de 950 bbl/d a 290 bbl/d a pesar de la

estabilidad de las rpm el cual se encuentra entre los 75 y 170 rpm; sin embargo, la curva de RGP promedio mensual se incrementa progresivamente en el tiempo pasando de 140 pc/bbl a 920 pc/bbl y la curva de corte de agua incrementa en el tiempo pero sin superar el 22 por ciento.

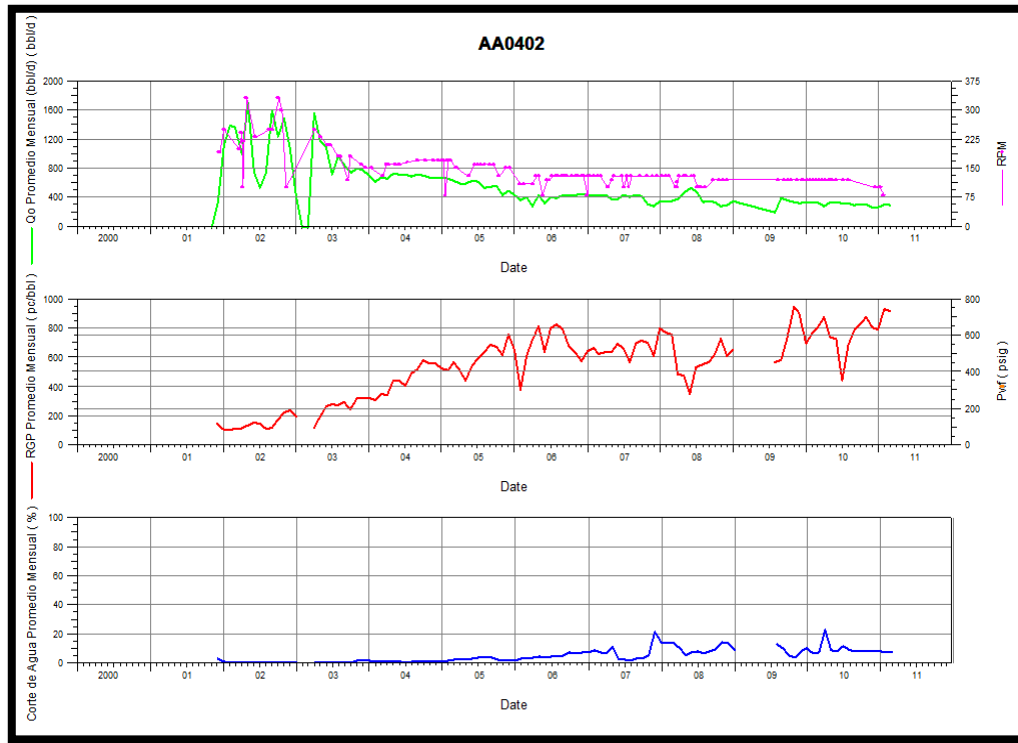


Gráfico 5.31. Historia de producción del pozo AA0402.

Para el caso del gráfico 5.32 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa, la tasa límite económica será alcanzado aproximadamente el 30/06/2030 con una recuperación final estimada, en 2784,47 Mbbl.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo es importante destacar que el pozo AA0402 produce de un espesor de arena de aproximadamente 65 pies. (Ver figura 5.4).

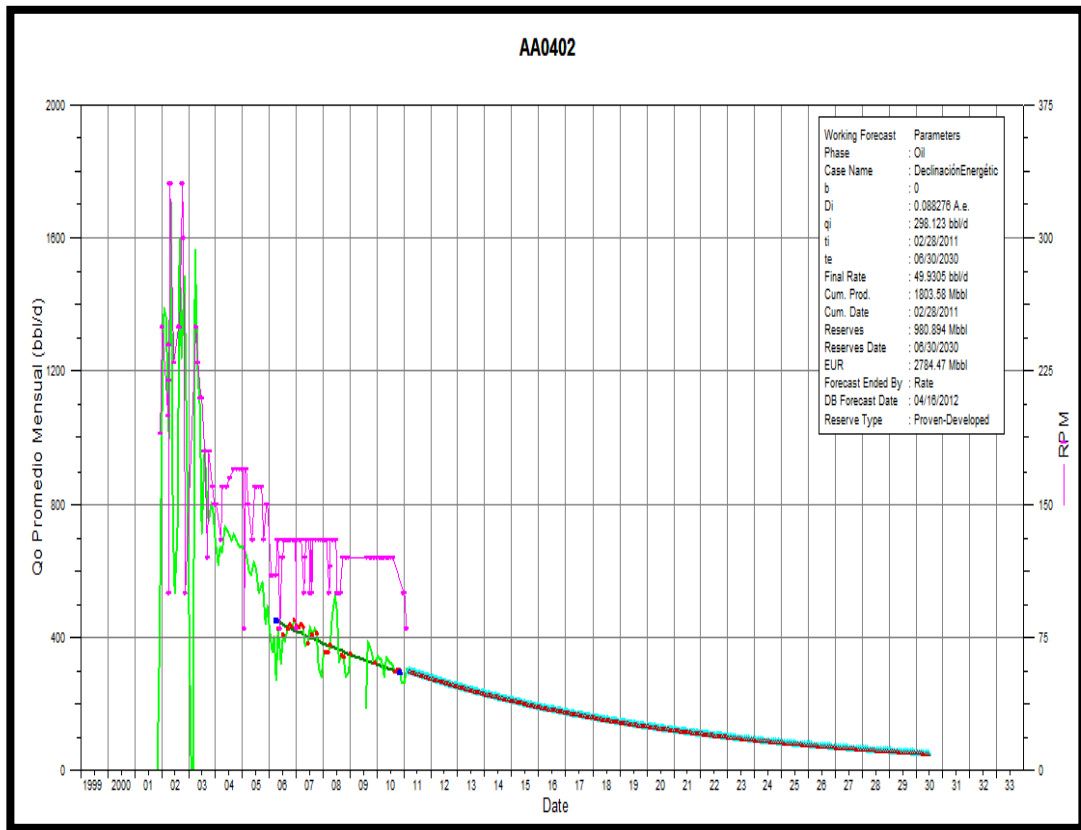


Gráfico 5.32. Análisis de curva de declinación del pozo AA0402.

De manera general, la tasa de petróleo extrapesado promedio mensual de los pozos analizados del Miembro Morichal Medio no superan los 1.260 bbl/d, la RGP promedio mensual no supera los 1.240 pc/bbl y el corte de agua se mantiene inferior al 15 por ciento. También se observó que las tasas de petróleo extrapesado más elevadas se presentan es al inicio de la producción de los pozos. Ver gráfico 5.33.

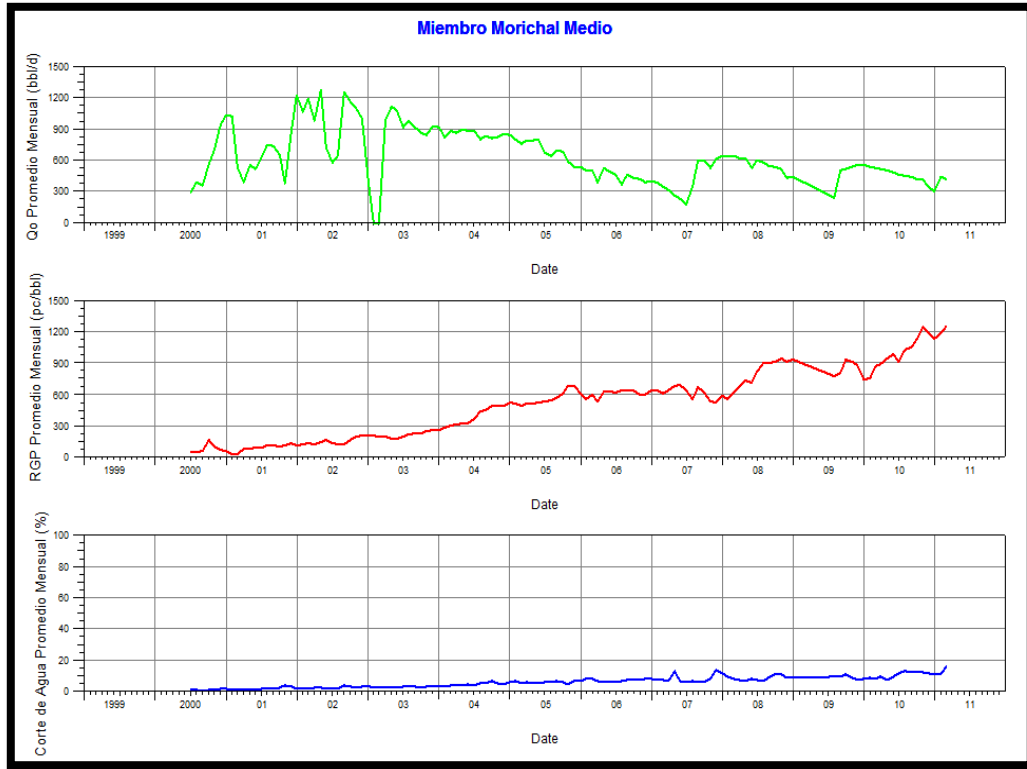


Gráfico 5.33. Historia de producción promedio mensual del Miembro Morichal Medio del campo A.

En la figura 5.4 que corresponde al mapa de arena neta del Miembro Morichal Medio, se puede apreciar el último valor del corte de agua, RGP promedio mensual y la Qo promedio mensual registrados al momento de tomar los datos para el análisis de declinación energética de los pozos seleccionados en el TEG. En él se puede apreciar que de los pozos seleccionados, todos presentan un corte de agua inferior al 13 por ciento; excepto el pozo AA0706, con un corte de agua de 51,56 por ciento. Para el caso de la RGP promedio mensual se observa que los valores más altos lo poseen los pozos AA0317 y AA0706 con 1010 pc/bbl y 888 pc/bbl respectivamente. Del mismo modo, las tasas de petróleo promedio mensual más elevada la obtuvo el pozo AA0508 con 916 bbl/d.

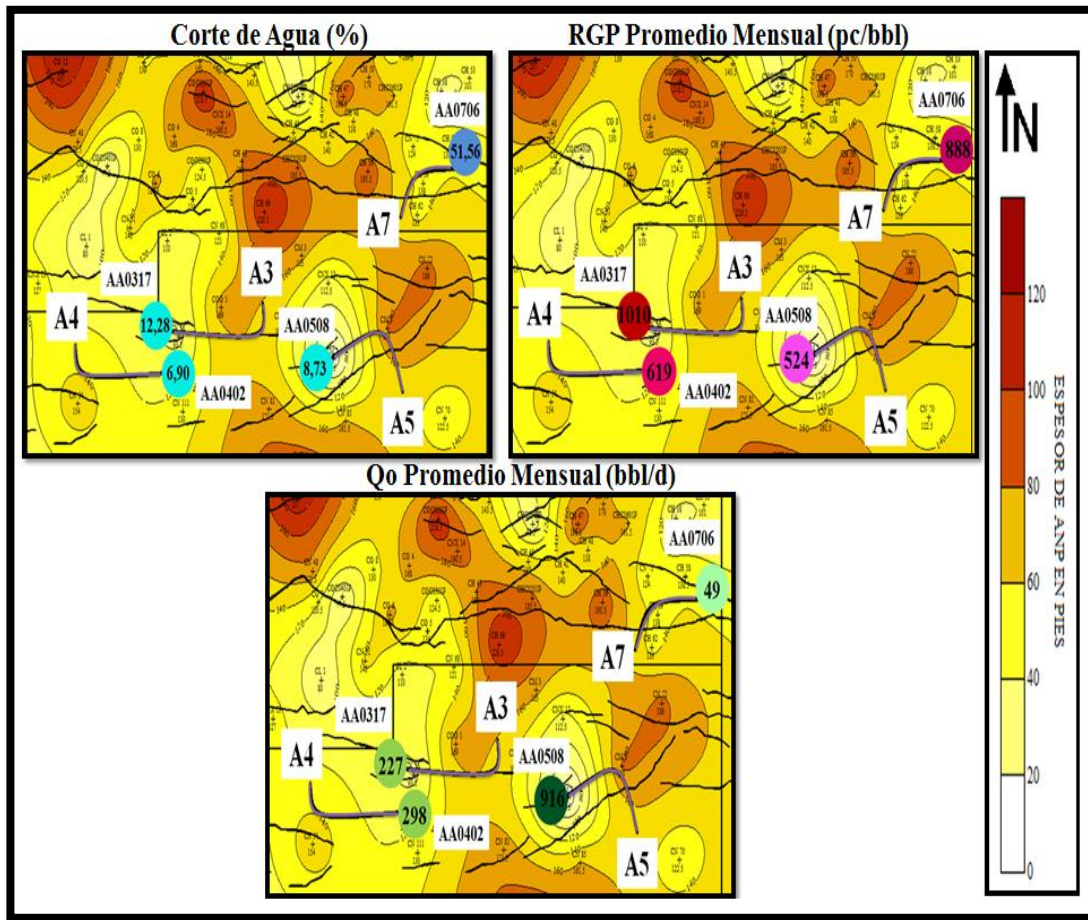


Figura 5.4. Mapa de arena neta del Miembro Morichal Medio. [24]

Si observamos la figura 5.5 que corresponde al mapa ambiental del Miembro Morichal Medio, se puede apreciar que, los pozos AA0402 y AA0508 se ubican en la zona de canales con influencia fluvial, el pozo AA0706 se ubica en la zona de canales y barras asociados a llanuras y, finalmente el pozo AA0317 se ubica en la zona de llanura de mareas. Los puntos en rojo representan los pozos nombrados anteriormente.

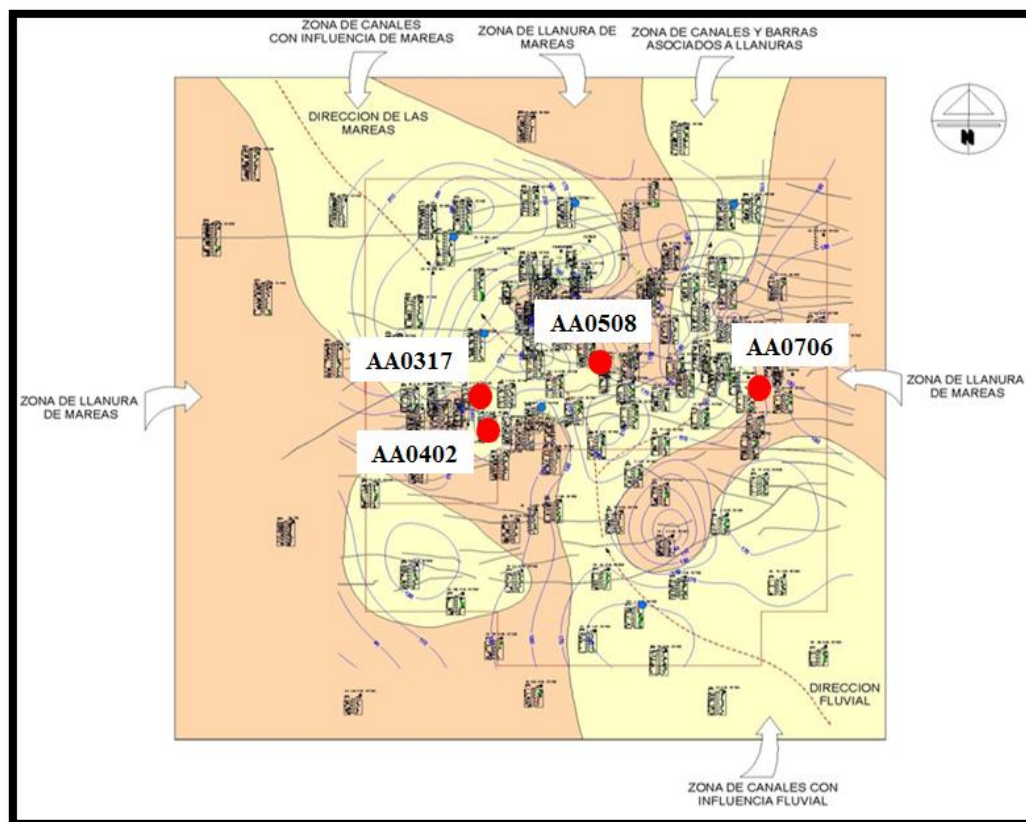


Figura 5.5. Mapa ambiental del Miembro Morichal Medio. [24]

V.3.1.3. MIEMBRO MORICHAL INFERIOR

✓ YACIMIENTO MORICHAL 29

A pesar que la mayoría de los pozos presentan un tipo de declinación exponencial con un porcentaje de declinación anual efectivo entre el 7,55 y 16,69 por ciento, se observó que los pozos analizados que presentaron declinación hiperbólica ($0 < b < 1$) y armónica ($b = 1$) en el Miembro Morichal Inferior se encuentran en el yacimiento Morichal 29 y con un porcentaje de declinación anual efectivo entre el 10,13 y 11,44 por ciento para el caso de los pozos con declinación hiperbólica y; 5,17 y 7,63 por ciento para los pozos que presentan declinación armónica.

En el gráfico 5.34 que corresponde al pozo AA0707 que posee el menor porcentaje de declinación anual efectivo de 5,17 por ciento del Miembro Morichal Inferior y con un tipo de declinación armónica ($b = 1$), es además uno de los pozos analizados con las tasas de petróleo extrapesado promedio mensual más altas entre los 2330 bbl/d y 600 bbl/d. Del mismo modo, se pudo apreciar que a pesar que las rpm se mantienen estables en el tiempo en un rango entre los 450 y 300 rpm, a partir del cuarto año se observa que la producción de petróleo empieza a declinar mientras que la RGP promedio mensual se va incrementando en el tiempo pasando de 173 pc/bbl a 800 pc/bbl para finales del año 2010 y el corte de agua se mantiene inferior el 12 por ciento.

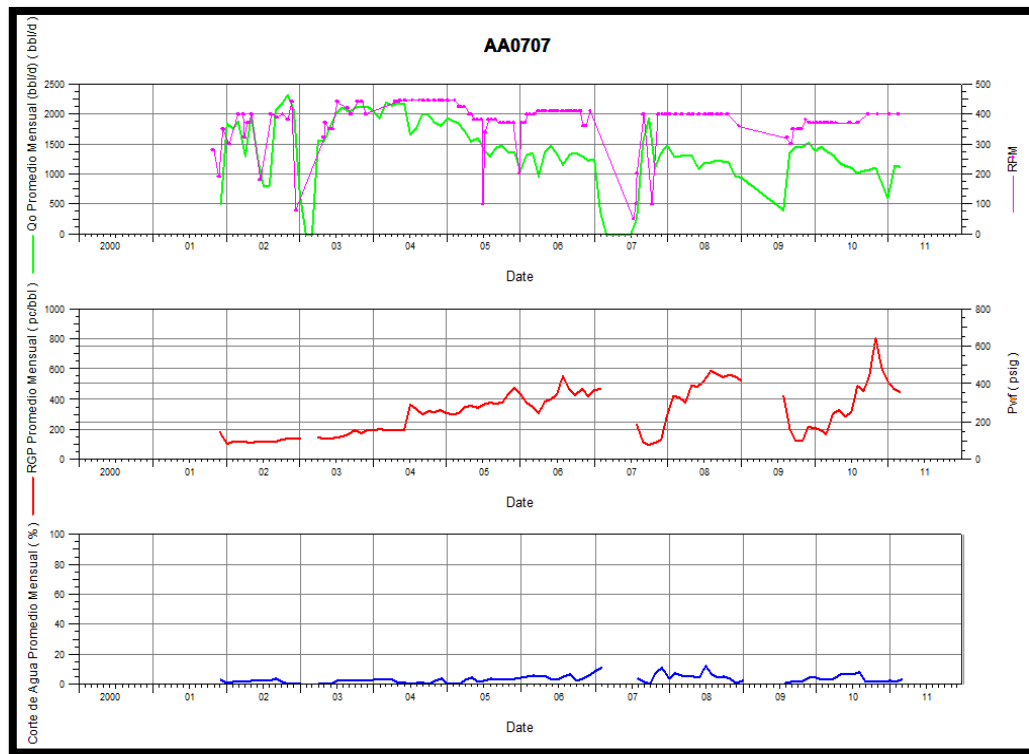


Gráfico 5.34. Historia de producción del pozo AA0707.

Para el caso de la gráfico 5.35 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa de petróleo extrapesado será aproximadamente 497,69 bbl/d y

la recuperación final estimada, en 10.422,4 Mbbl; estos valores fueron obtenidos mediante la predicción que permite realizar la herramienta OFM[®] a través del Forecast. Por otro lado, es importante resaltar que considerando que se fijó una tasa límite económica de 50 bbl/d; para el año 2100 la tasa de producción de petróleo apenas sería aproximadamente de 190 bbl.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo es importante destacar que el pozo AA0707 produce de un espesor de arena de aproximadamente 90 pies. (Ver figura 5.6).

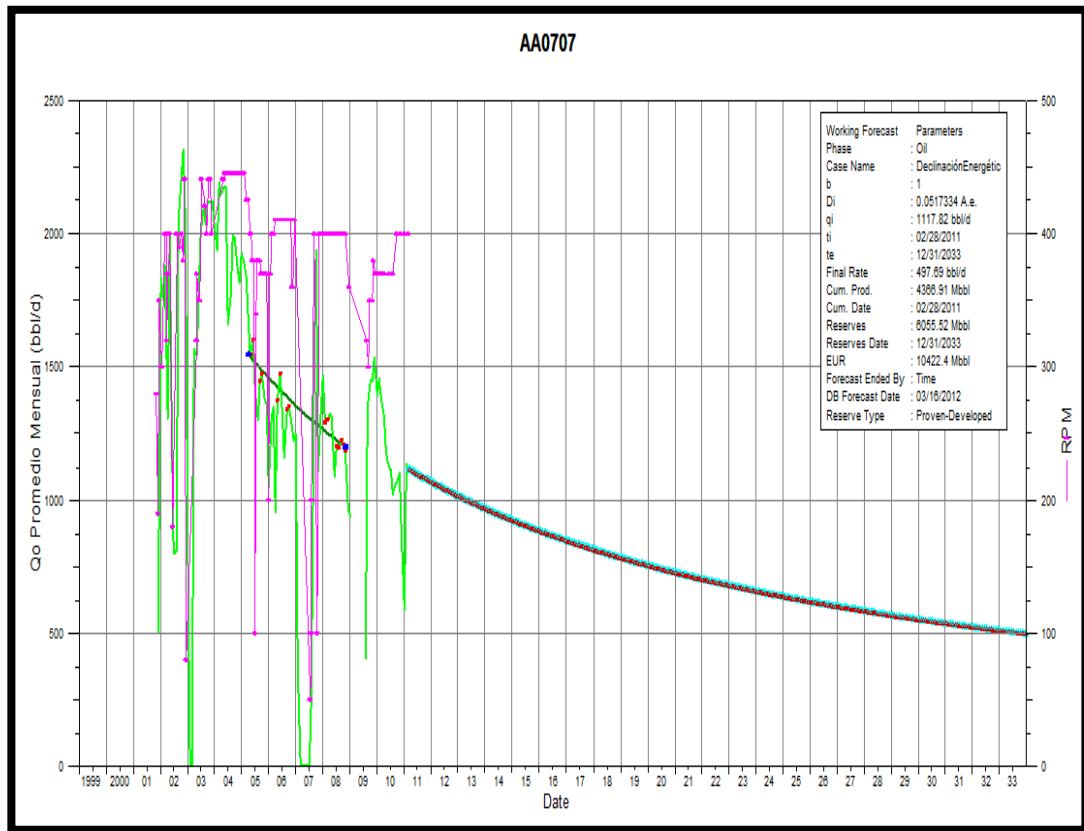


Gráfico 5.35. Análisis de curva de declinación del pozo AA0707.

En el gráfico 5.36 que corresponde al pozo AA0708 que posee el mayor porcentaje de declinación anual efectivo de 19, 10 por ciento del Miembro Morichal Inferior y con

un tipo de declinación exponencial ($b = 0$), se pudo apreciar que a pesar que las rpm se mantienen estables en el tiempo en un rango entre los 300 y 450 rpm; a partir del cuarto año de la producción de petróleo, se observa que el pozo declina progresivamente pasando de 2220 bbl/d a 1370 bbl/d para finales del año 2010; sin embargo, la RGP promedio mensual incrementa continuamente en ese periodo y llegando a 776 pc/bbl para finales del año 2007; con respecto al corte de agua, este se mantiene inferior al 13 por ciento excepto para inicios del año 2007 donde el corte de agua alcanza los 42 por ciento.

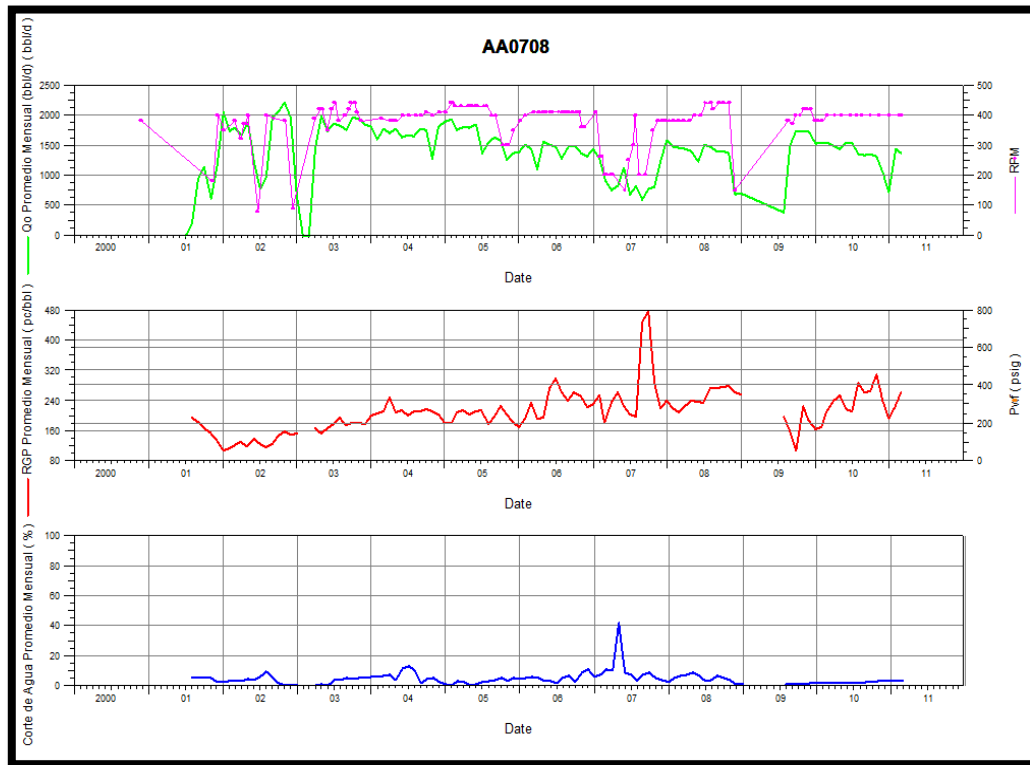


Gráfico 5.36. Historia de producción del pozo AA0708.

Para el caso del gráfico 5.37 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa límite económica será alcanzado aproximadamente el 31/10/2026 con una recuperación final estimada, en 6.968,7 Mbbl.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo es importante destacar que el pozo AA0708 produce de un espesor de arena de aproximadamente 75 pies. (Ver figura 5.6).

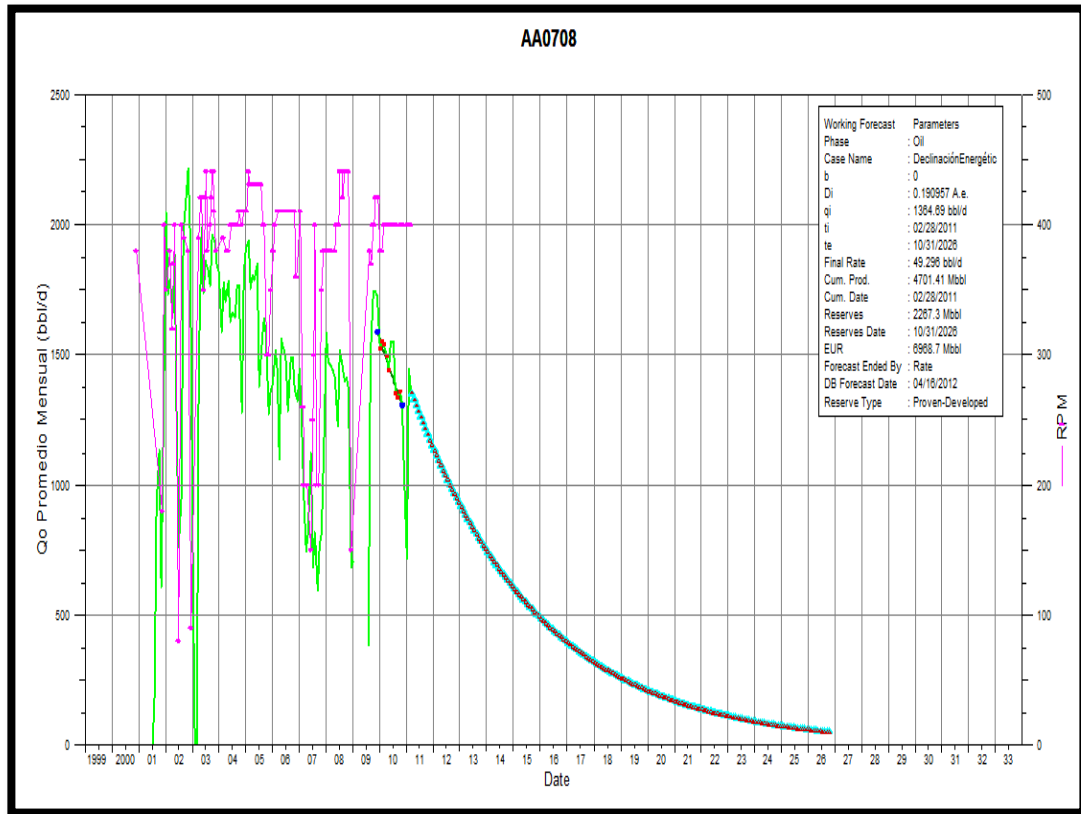


Gráfico 5.37. Análisis de curva de declinación del pozo AA0708.

Con respecto a los pozos que presentaron declinación hiperbólica en el Miembro Morichal Inferior, en el gráfico 5.38 se muestra la historia de producción del pozo AA0701 el cual es uno de los pozos analizados con las tasas de petróleo extrapesado promedio mensual más bajas del Miembro Morichal Inferior; en él se puede apreciar que para finales del año 2003 la producción del pozo empieza a declinar pasando de una tasa de 1730 bbl/d a 335 bbl/d; las revoluciones por minuto de la bomba están entre los 75 y 330 rpm; por otro lado, los valores de la RGP promedio mensual del pozo se incrementan continuamente con picos de hasta 2000 pc/bbl, para el caso del

corte de agua, este se mantiene inferior al 20 por ciento excepto para finales del año 2007 con un pico de 31 por ciento.

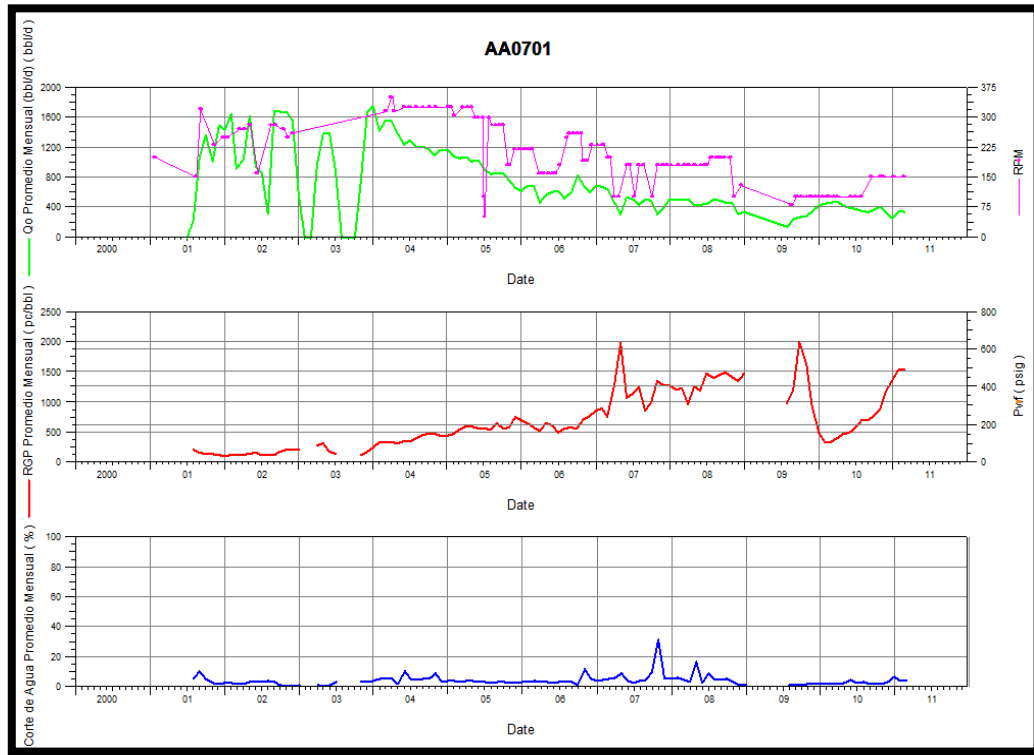


Gráfico 5.38. Historia de producción del pozo AA0701

Para el caso del gráfico 5.39 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa de petróleo extrapesado será aproximadamente de 78,157 bbl/d y la recuperación final estimada, en 3.757,64 Mbbl. Por otro lado, es importante resaltar que la tasa límite económica fijada será alcanzada para dicho pozo aproximadamente para el 31/12/2048.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo es importante destacar que el pozo AA0701 produce de un espesor de arena de aproximadamente 100 pies. (Ver figura 5.6).

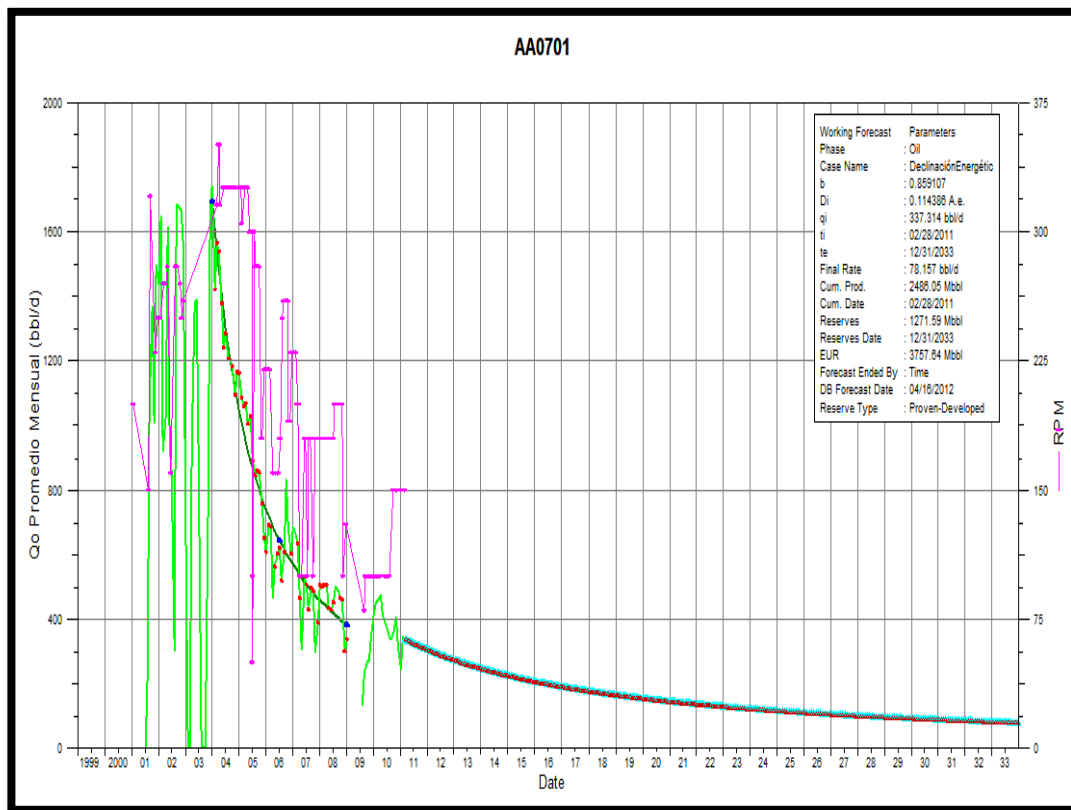


Gráfico 5.39. Análisis de curva de declinación del pozo AA0701.

✓ **YACIMIENTO OFIM CH0040**

Los pozos analizados pertenecientes al yacimiento OFIM CH0040 presentaron declinación exponencial y porcentajes de declinación anual efectivo entre el 9,38 y 11,59 por ciento. En el gráfico 5.40 se muestra la historia de producción del pozo AA0413, en él se puede observar que a finales del año 2003 el pozo empieza a declinar su producción pasando de tasas de 1630 bbl/d a 590 bbl/d, a pesar de la estabilidad de las rpm las cuales se mantienen en un rango entre los 75 y 250 rpm; sin embargo, la curva de RGP promedio mensual se incrementa progresivamente en el tiempo pasando de 135 pc/bbl a 820 pc/bbl y la curva de corte de agua se mantiene inferior al 15 por ciento.

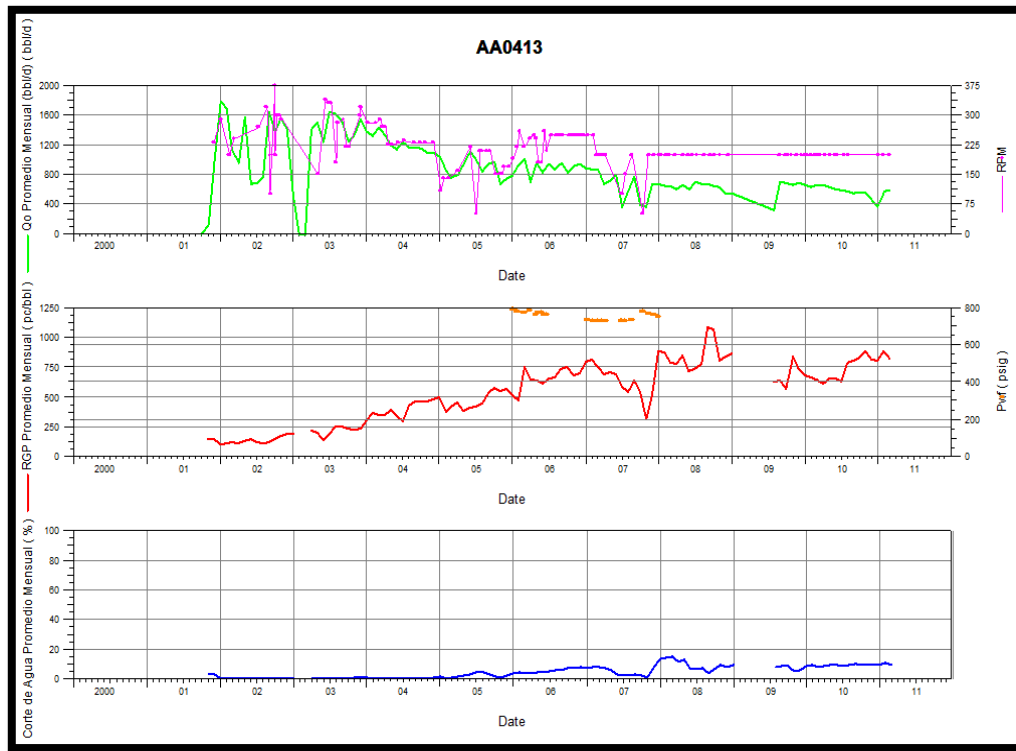


Gráfico 5.40. Historia de producción del pozo AA0413.

Para el caso del gráfico 5.41 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa de petróleo extrapesado será aproximadamente de 53,6747 bbl/d que es casi el valor de la tasa límite económica fijada para los pozos de las áreas en estudio; la recuperación final estimada, en 4.724,16 Mbbl.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo es importante destacar que el pozo AA0413 produce de un espesor de arena de aproximadamente 66 pies. (Ver figura 5.6).

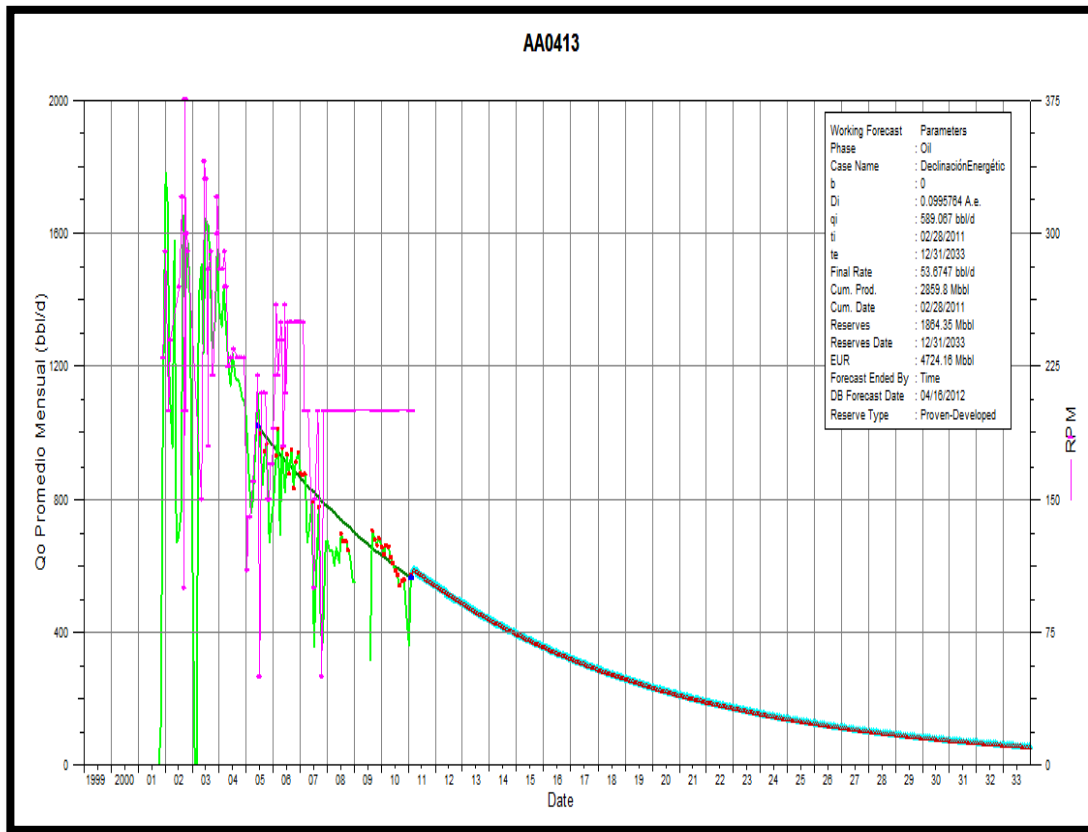


Gráfico 5.41. Análisis de curva de declinación del pozo AA0413.

De manera general, las tasas de petróleo extrapesado promedio mensual de los pozos analizados del Miembro Morichal Inferior no superan los 1.830 bbl/d, la RGP promedio mensual no supera los 1.412 pc/bbl y el corte de agua se mantienen por lo general inferior al 10 por ciento. También se observó que las tasas de petróleo extrapesado más elevadas se hallan es al inicio de la producción de los pozos. Ver gráfico 5.42.

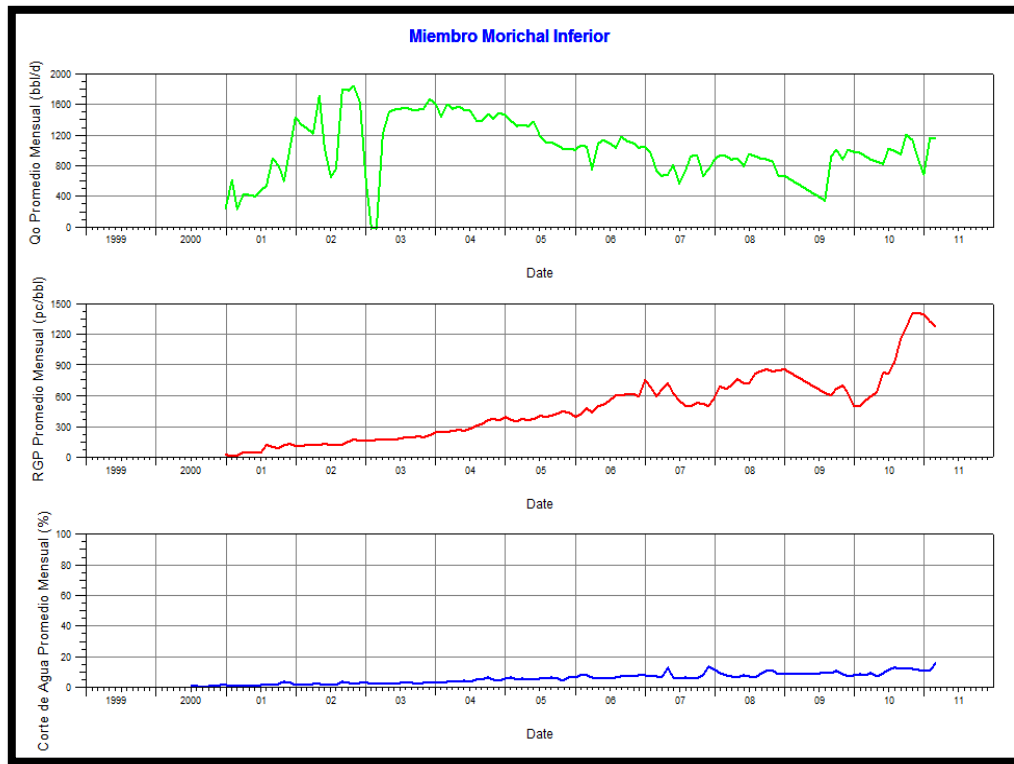


Gráfico 5.42. Historia de producción promedio mensual del Miembro Morichal Inferior del campo A.

En la figura 5.6 que corresponde al mapa de arena neta del Miembro Morichal Inferior, se puede apreciar el último valor del corte de agua, RGP promedio mensual y la Qo promedio mensual registrados al momento de tomar los datos para el análisis de declinación energética de los pozos seleccionados en el TEG. En él se puede apreciar que de los pozos seleccionados, todos presentan un corte de agua inferior al 10 por ciento. Para el caso de la RGP promedio mensual se observa que los valores más altos lo poseen los pozos AA0413 y AA0701 con 826 pc/bbl y 1543 pc/bbl respectivamente. Del mismo modo, las Qo promedio mensual más elevada la obtuvo el pozo AA0707 y AA0708 con 1118 bbl/d y 1365 bbl/d respectivamente.

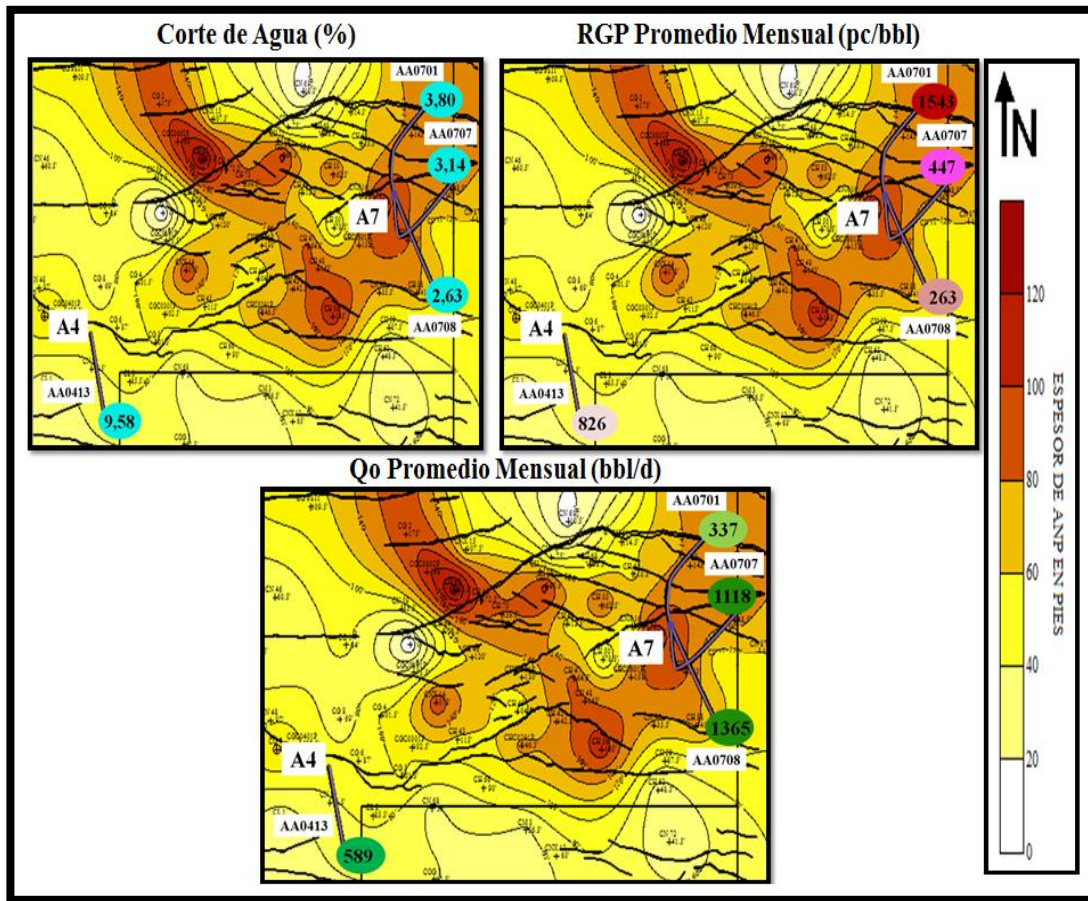


Figura 5.6. Mapa de arena neta del Miembro Morichal Inferior. [24]

Si observamos la figura 5.7 que corresponde al mapa ambiental del Miembro Morichal Inferior, se puede apreciar que, los pozos AA0701, AA0707 y AA0708 se ubican en la zona de canales fluviales; y el pozo AA0413 se ubica en el complejo de barras fluviales. Los puntos en rojo representan los pozos nombrados anteriormente.

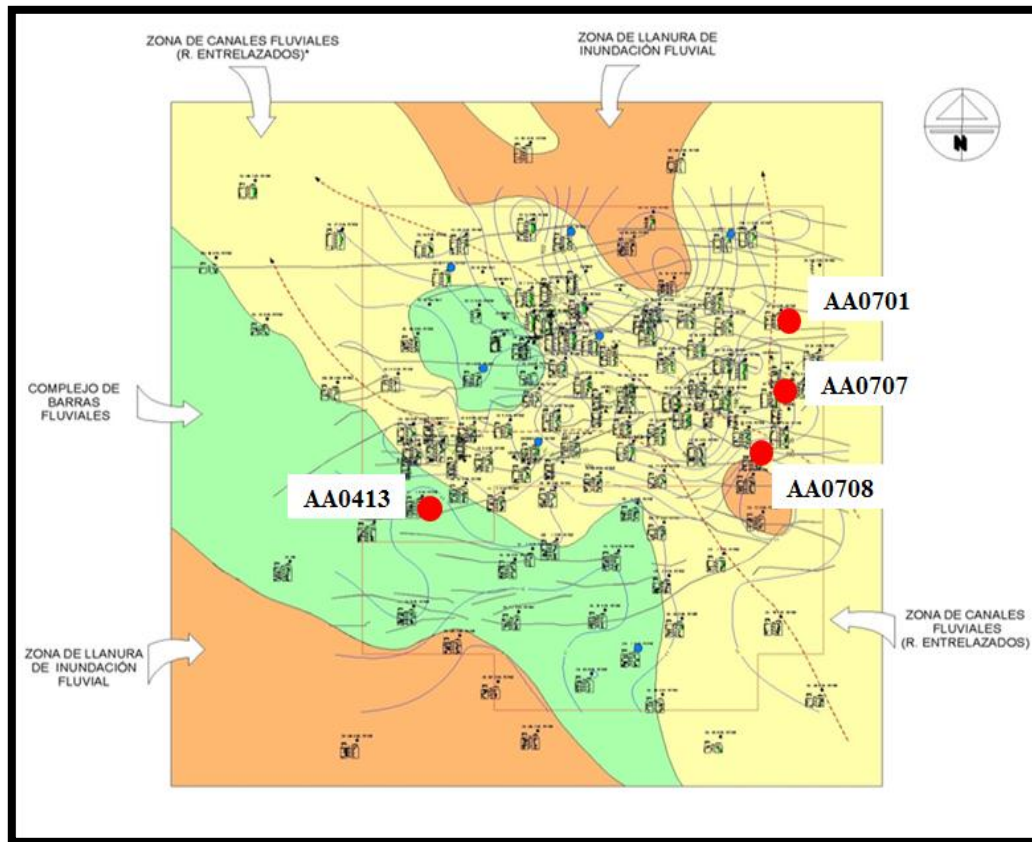


Figura 5.7. Mapa ambiental del Miembro Morichal Inferior. [24]

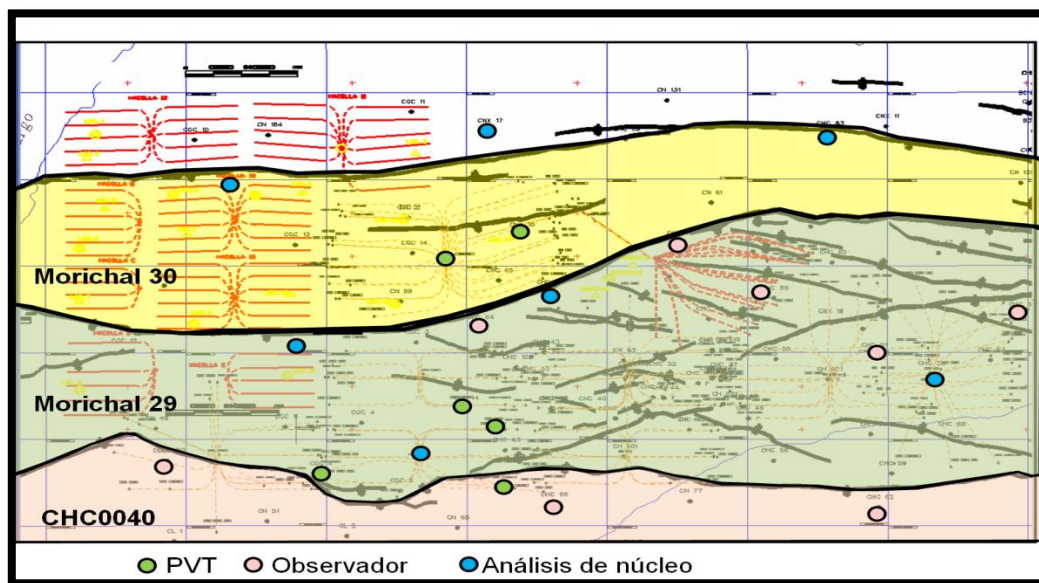


Figura 5.8. Mapa de ubicación de los yacimientos del Campo A. [24]

De acuerdo a la información geológica adquirida, se tiene que el yacimiento OFIM CH0040 posee una presión de yacimiento inicial de 1100 lpc y actualmente se encuentra en 950 lpc; para el caso del yacimiento Morichal 29, este tiene una presión de yacimiento inicial de 1300 lpc y actualmente se encuentra en 1050 lpc. Así mismo, tanto para el Miembro Morichal Superior, Medio e Inferior la porosidad promedio es de 31 por ciento.

Por otro lado, los yacimientos OFIM CH0040 y Morichal 29 representan las arenas basales de la Formación Oficina; son arenas masivas, las cuales almacenan el mayor potencial petrolífero del campo A. Son arenas cuarzosas de color marrón, de grano medio subangular, con escogimiento pobre y depositado en un ambiente Fluvio-Deltáico.

En el sector oeste donde se profundiza la Cuenca el espesor total del Miembro es mayor. Los menores espesores de ANP se encuentran al Sur – Oeste, donde llegan a escasos 24’.

En el centro del área, la influencia marina disminuye y se hace más evidente la sedimentación fluvial depositándose paquetes de arenas masivas, en este sector el Miembro Morichal presenta los mayores espesores de ANP. Es la zona más prospectiva donde presenta un espesor promedio de 225’ de ANP.

En el miembro Morichal, se ha detectado el contacto de agua/petróleo en la primera línea de pozos perforados al Norte.

V.3.2. CAMPO B

Para el campo B también se consideró el hecho que las zonas de un campo petrolífero que constituyen una sola unidad hidráulica (en este caso el Miembro Inferior de la Formación Oficina) presentan además de características composicionales de crudos similares, un comportamiento de declinación de presión y producción con el tiempo análogo, puesto que el sistema responde como unidad cuando es sometido a explotación. En consecuencia, los efectos de caída de presión que resulta de las actividades de producción, son equivalentes para cada una de las arenas que conforman la unidad hidráulica.

La tabla 5.9 muestra las características iniciales promedio de los fluidos de los yacimientos del campo B.

Tabla 5.9. Características iniciales promedio de los fluidos de los yacimientos del campo B ^[22]

PROPIEDAD	MIN	MAX	UNIDAD
Porosidad promedio	25	35	%
Permeabilidad promedio	15	25	Darcy
Gravedad API	7,5	8,5	°API
Viscosidad de petróleo	2000	7000	Cps
Temperatura	102	120	°F
Corte de agua promedio	30	50	%
Promedio de RGP	200	300	spc/bd
Presión de yacimiento	450 (zona agotada)	650 (zona virgen)	psia
Gradiente de presión	0,418		psia/ft
Producción de arena	0	7000 kg/d (campo). 50 gr/bbl (pozo)	Kg/d. Gr/bbl
Producción promedio por pozo	281	514	bbl/d
Profundidad	~900	~1500	pbnm

En la figura 5.9 se puede apreciar el mapa base del campo B y la ubicación de los pozos analizados en color rojo, para el estudio de declinación energética de producción de crudo extrapesado.

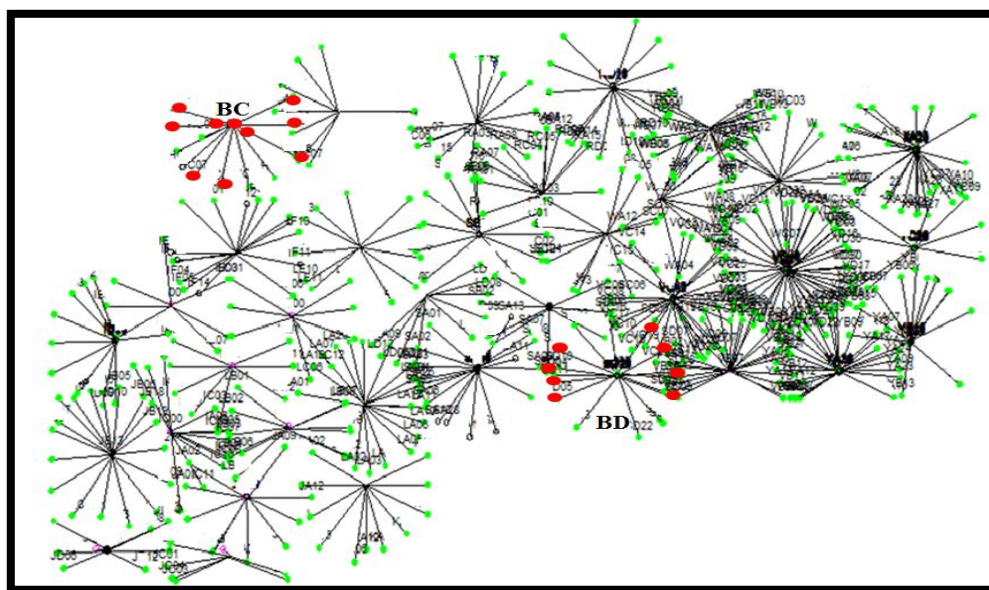


Figura 5.9. Mapa base del campo B. [22]

De los pozos analizados para el estudio de declinación energética de producción de petróleo extrapesado del campo B, se pudo observar lo siguiente en el Miembro Inferior de la Formación Oficina:

V.3.2.1 MIEMBRO INFERIOR

V.3.2.1.1. YACIMIENTO B2

El pozo BD15 seleccionado para el análisis de declinación energética de producción de petróleo extrapesado para el yacimiento B2 posee una historia de producción de 1 año y 8 meses, es uno de los pozos más nuevos de la macolla. En el gráfico 5.43 se puede observar que luego de los primeros 3 meses de producción las revoluciones por minuto de la bomba se mantienen estables en un rango entre los 100 y 183 rpm; sin embargo el pozo declina pasando de tasas de 642 bbl/d a 196 bbl/d; la RGP se incrementa pasando de 73 pc/bbl a 286 pc/bbl; la Pwf se mantiene estable luego de los 9 meses de producción pasando de 332 lpc a 112 lpc; el corte de agua en el pozo es inferior al 9 por ciento.

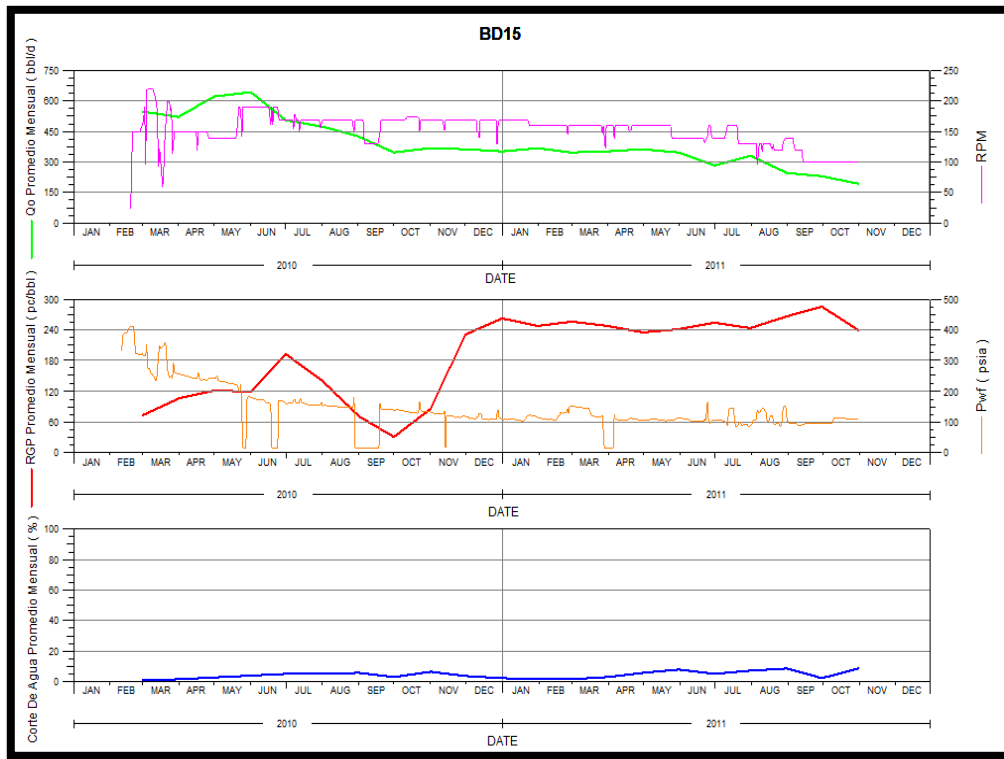


Gráfico 5.43. Historia de producción del pozo BD15

Para el caso del gráfico 5.44 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa límite económica será alcanzado el 31/05/2022 con una recuperación final estimada, en 626,98 Mbbl. Dicho pozo presentó declinación armónica ($b = 1$) con un porcentaje de declinación anual efectivo de 27,26 por ciento.

De igual manera, mediante la información geológica suministrada del campo, las arenas B2 son deltaicas, constituidas por barras con arenas de grano medio por lo tanto tienen buena porosidad y bajo volumen de arcilla; la permeabilidad promedio es alta cerca de 19.800 mD, variando entre los 1000 mD para los intervalos heterolíticos llegando a cerca de 50.000 mD para las arenas más limpias. Los espesores son de aproximadamente, 100 pies y porosidades de 29,9 por ciento. En la figura 5.10 se puede apreciar el último valor del corte de agua, RGP promedio mensual y la Qo promedio mensual registrado al momento de tomar los datos para el análisis de

declinación energética de los pozos seleccionados en el TEG. El pozo BD15 produce de un espesor de arena de, aproximadamente, 50 pies.

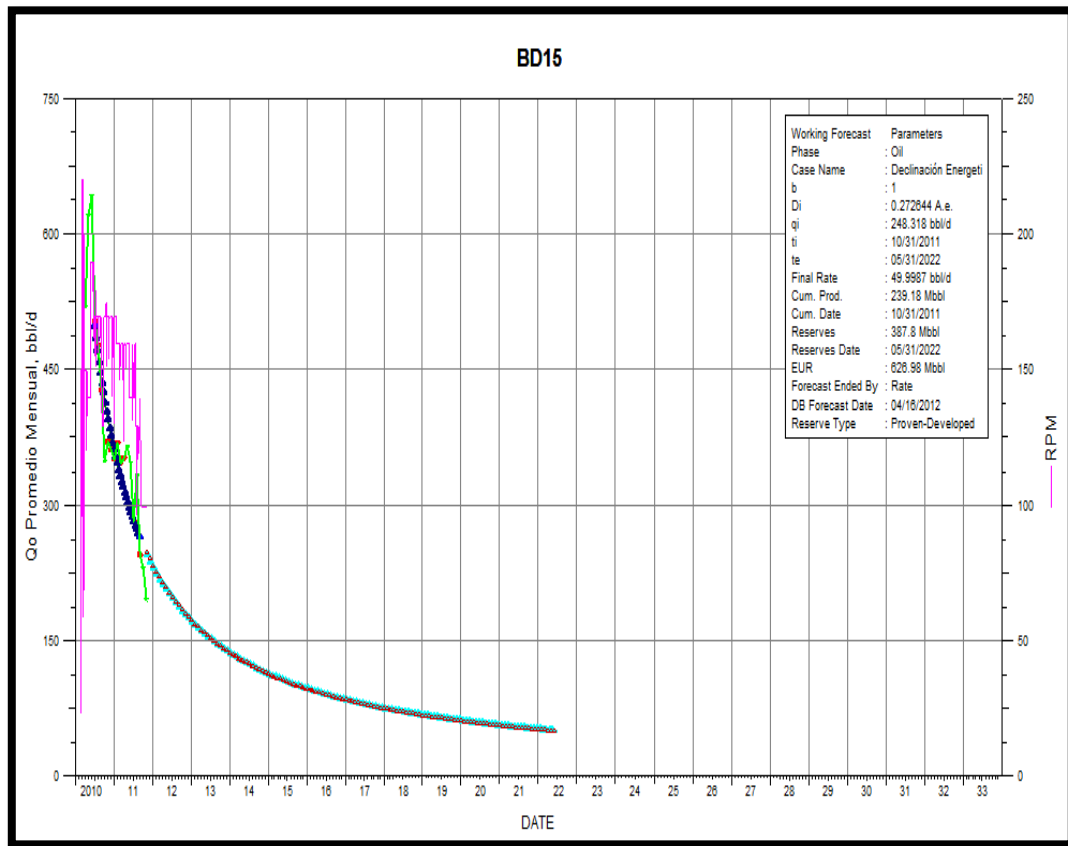


Gráfico 5.44. Análisis de curva de declinación del pozo BD15.

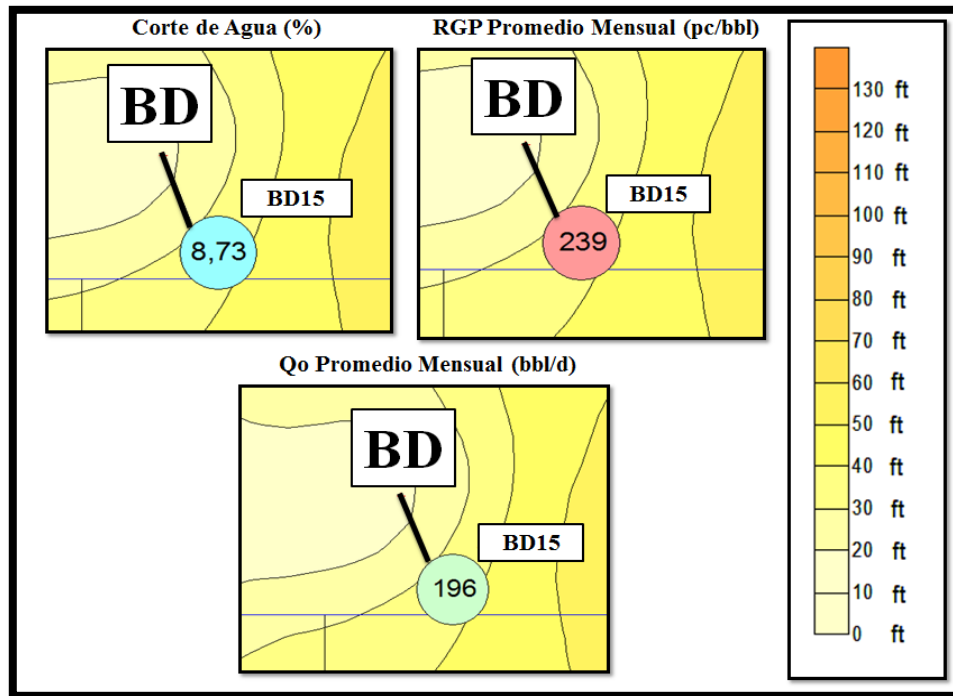


Figura 5.10. Mapa de arena neta del yacimiento B2. ^[22]

V.3.2.1.2. YACIMIENTO D1D2

De todos los pozos seleccionados para el estudio de declinación energética para el yacimiento D1D2, el pozo BC02 es el que posee las mejores tasas de producción de petróleo extrapesado entre 837 bbl/d y 3170 bbl/d y menor porcentaje de declinación anual efectivo de 8,31 por ciento, el tipo de declinación para este pozo es exponencial ($b = 0$). Ver gráfico 5.46.

Así mismo, en el gráfico 5.45 se puede observar que desde el inicio de la producción del pozo hasta finales del año 2005 las tasas de petróleo están en un rango de 2000 a 3000 bbl/d pero luego a partir del año 2006 las tasas de petróleo están en un rango entre 1000 y 2000 bbl/d; las revoluciones por minuto de la bomba se mantienen estables en un rango entre los 100 y 320 rpm; después al observar la gráfico de RGP promedio mensual del pozo se determina que el rango de las RGP se mantiene, aproximadamente, constante hasta finales del año 2005 en valores entre 45 y 105

pc/bbl pero al iniciar el año 2006 la RGP aumenta bruscamente llegando a valores de hasta 300 pc/bbl para finales del año 2008. También se observó que este pozo posee un corte de agua inferior al 5 por ciento, pero este empezó a aumentar a partir del año 2008 llegando luego para finales del año 2011 a un corte de agua de 45 por ciento. Por otro lado, también se puede observar que la gráfico de la Pwf se encuentra en un rango entre los 150 y 600 lpc hasta finales del 2008 pero a partir del año 2009 la Pwf llega a 15 lpc.

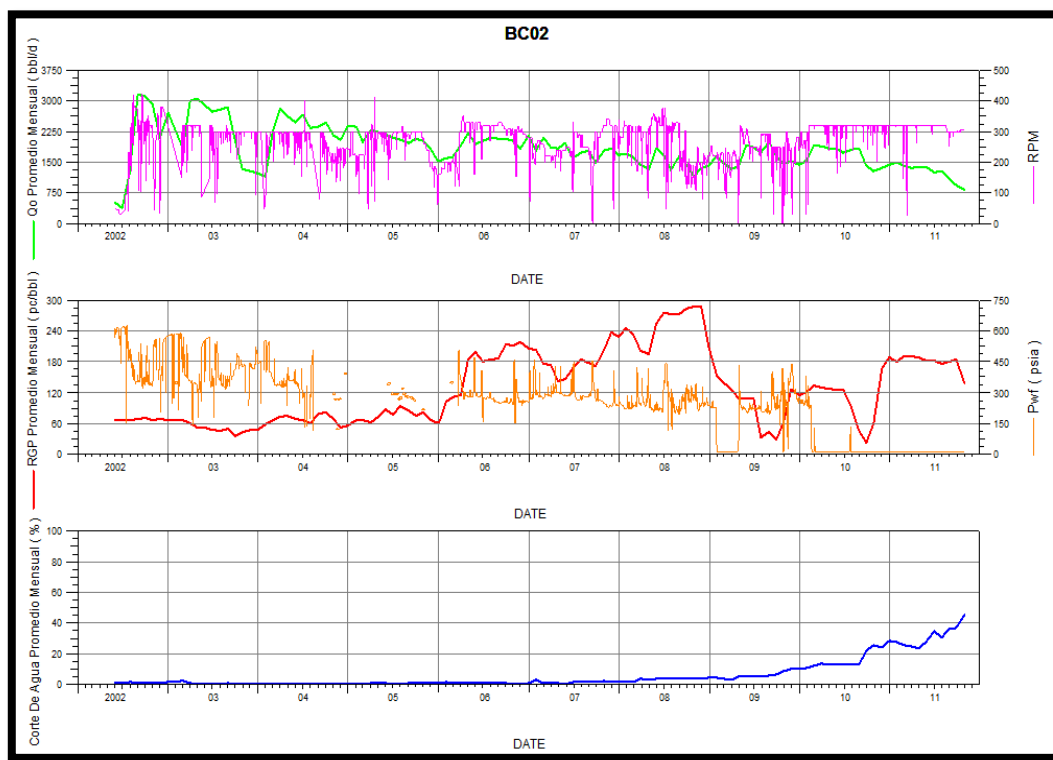


Gráfico 5.45. Historia de producción del pozo BC02

Para el caso del gráfico 5.46 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa de petróleo extrapesado será aproximadamente de 188,761 bbl/d y la recuperación final estimada, en 10.244,9 Mbbl. Por otro lado, es importante resaltar que la tasa límite económica será alcanzada para dicho pozo aproximadamente para el 30/04/2049.

El pozo BC02 produce de un espesor de arena de aproximadamente 100 pies (ver figura 5.11) y posee una presión de drenaje de 435,6 lpc.

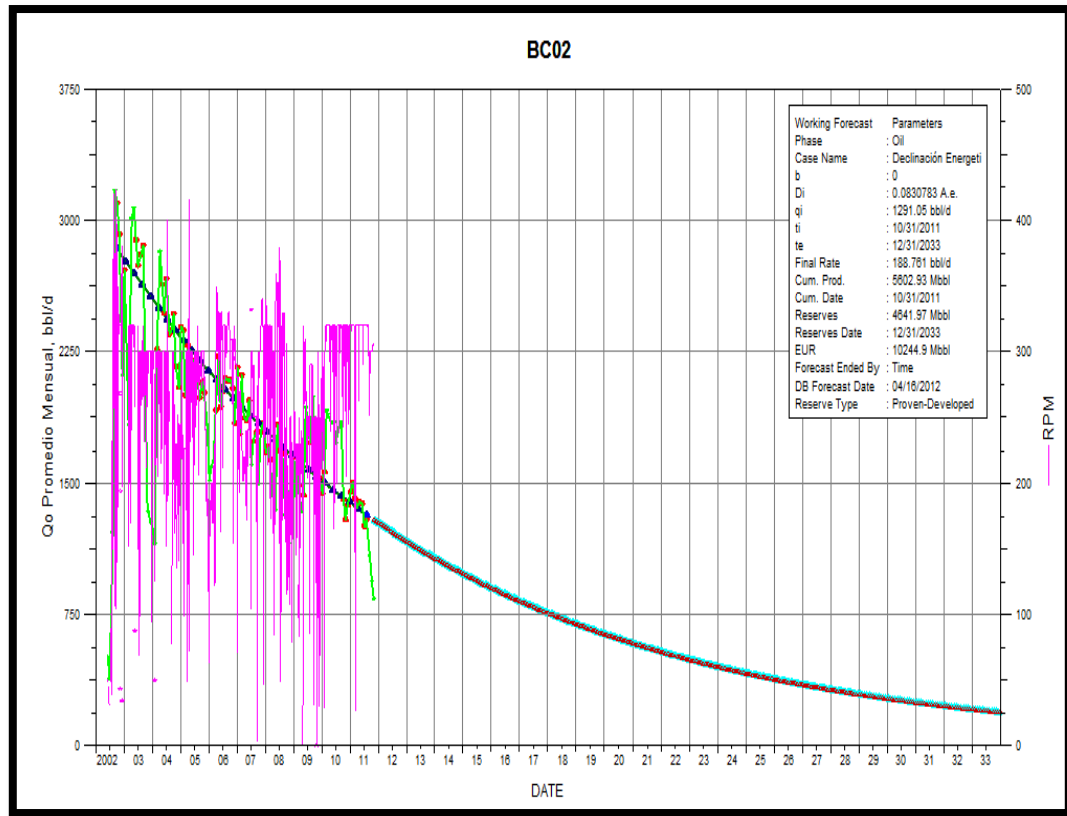


Gráfico 5.46. Análisis de curva de declinación del pozo BC02

Por el contrario, se determinó que el pozo con mayor porcentaje de declinación anual efectivo perteneciente al yacimiento D1D2 es el pozo BC07 con un valor de 44,39 por ciento y su tipo de declinación es exponencial ($b = 0$). Ver gráfico 5.48.

Este pozo es el que posee las menores tasas de producción de petróleo extrapesado pasa de una producción de petróleo de 2920 bbl/d a una producción de aproximadamente 37 bbl/d; durante los primeros 10 meses de producción las revoluciones por minuto de la bomba se mantienen en promedio en 400 rpm, pero

luego esta disminuye ubicándose en un rango de 25 a 300 rpm hasta la actualidad; en la gráfico de RGP promedio mensual se tienen valores que llegan hasta 300 pc/bbl y corte de agua de 22 por ciento a partir del año 2006. También, se puede observar que en la gráfico de Pwf ésta se mantiene en promedio en 400 lpc pero luego del mes de Agosto del año 2010 la Pwf llega a 15 lpc manteniéndose en ese valor hasta la actualidad. Ver gráfico 5.47.

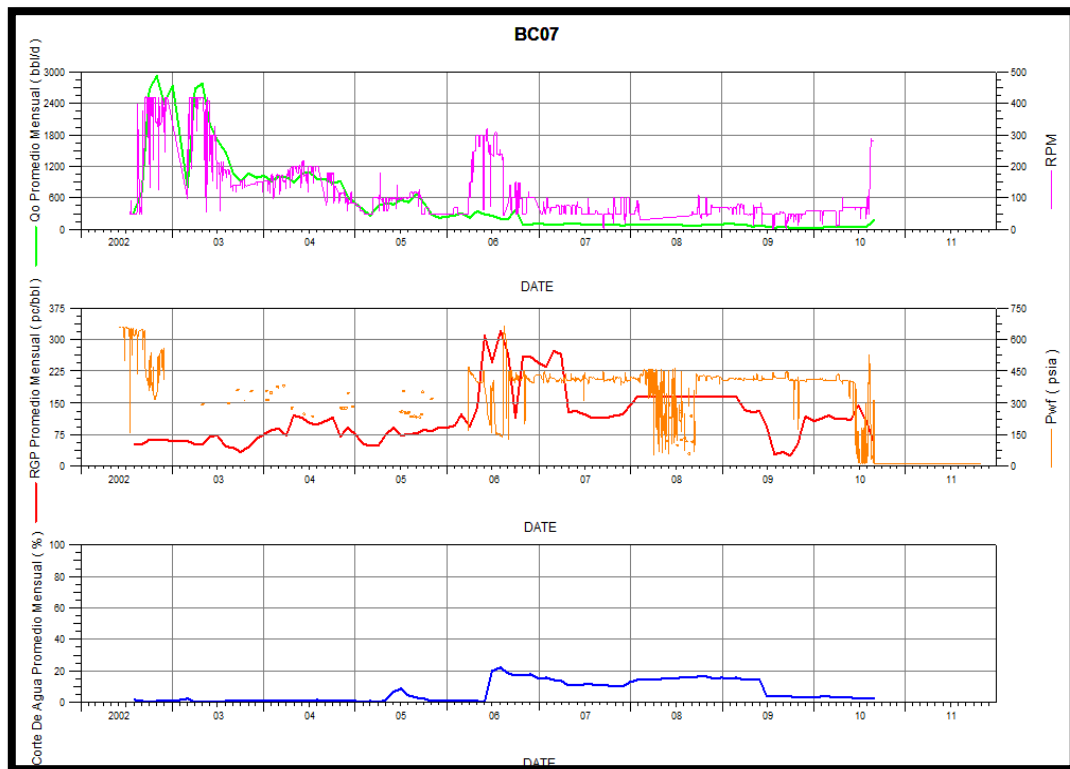


Gráfico 5.47. Historia de producción del pozo BC07

Por otro lado, se observó que a pesar de ser el pozo con las menores tasas de producción de petróleo del yacimiento, el porcentaje de declinación anual efectivo es mayor que para el caso del pozo BC02 que posee mayores tasas de producción de petróleo extrapesado.

Este pozo tiene la particularidad que ya para el mes de Noviembre del año 2009 el pozo ha alcanzado tasas de petróleo extrapesado de 37 bbl/d; sin embargo para el mes

de Agosto del año 2010 este aumenta la tasa a 176 bbl; pero a pesar de ello, luego de realizar un pronóstico de la producción del pozo mediante el uso del módulo Forecast de la herramienta OFM[®] fijando una tasa límite económica de 10 bbl/d que está por debajo del valor promedio utilizado en los proyectos de la FAJA, este ya fue alcanzado en el mes de Octubre del año 2007. Ver gráfico 5.48.

De igual manera, es importante destacar que el pozo BC07 produce de un espesor de arena de aproximadamente 110 pies (ver figura 5.11) y posee una presión de drenaje de 465,4 lpc.

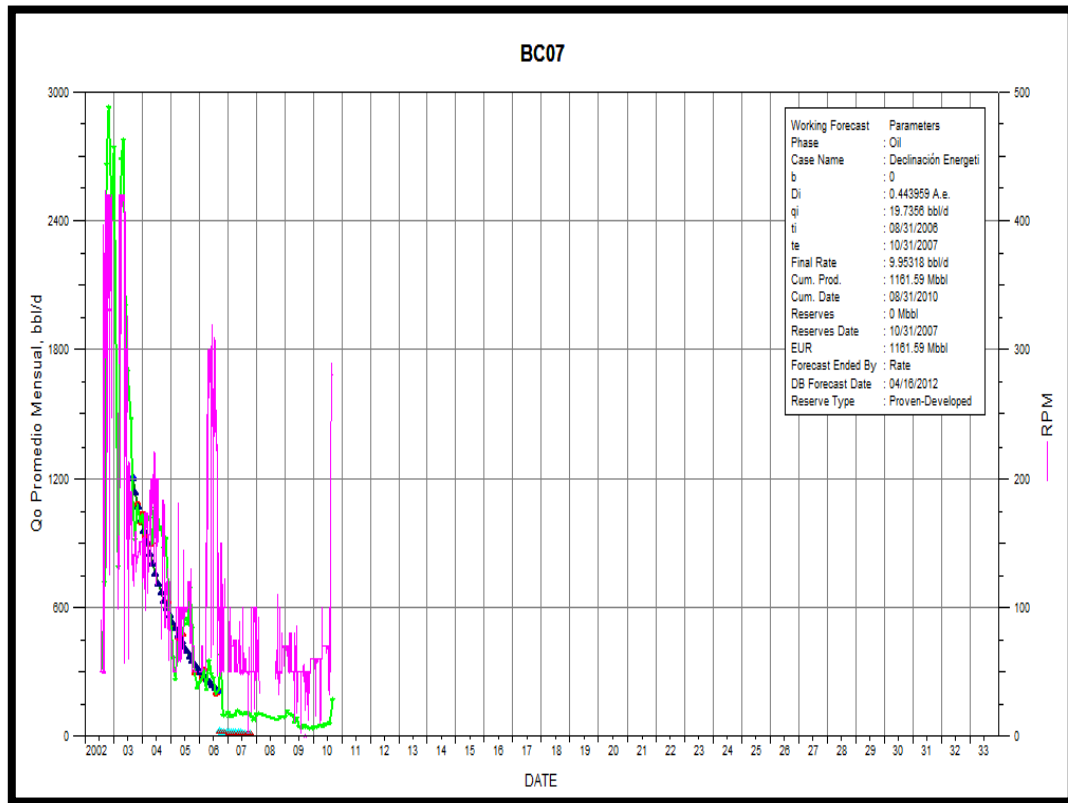


Gráfico 5.48. Análisis de curva de declinación del pozo BC07.

También es importante destacar que la mayoría de los pozos analizados presentan un tipo de declinación exponencial excepto el pozo BC03 que presenta un tipo de declinación hiperbólica ($b = 0,63$) y un porcentaje de declinación anual efectivo de 10, 89 por ciento. Ver gráfico 5.50.

Dicho pozo presenta RGP promedio mensual de hasta 420 pc/bbl; sin embargo el corte de agua es bajo (inferiores a 5 por ciento). También se puede observar que la gráfico de la Pwf se mantiene en un rango de 450 y 150 lpc pero luego del mes de Agosto del año 2010 la Pwf llega a 15 lpc manteniéndose en ese valor hasta la actualidad. Ver gráfico 5.49.

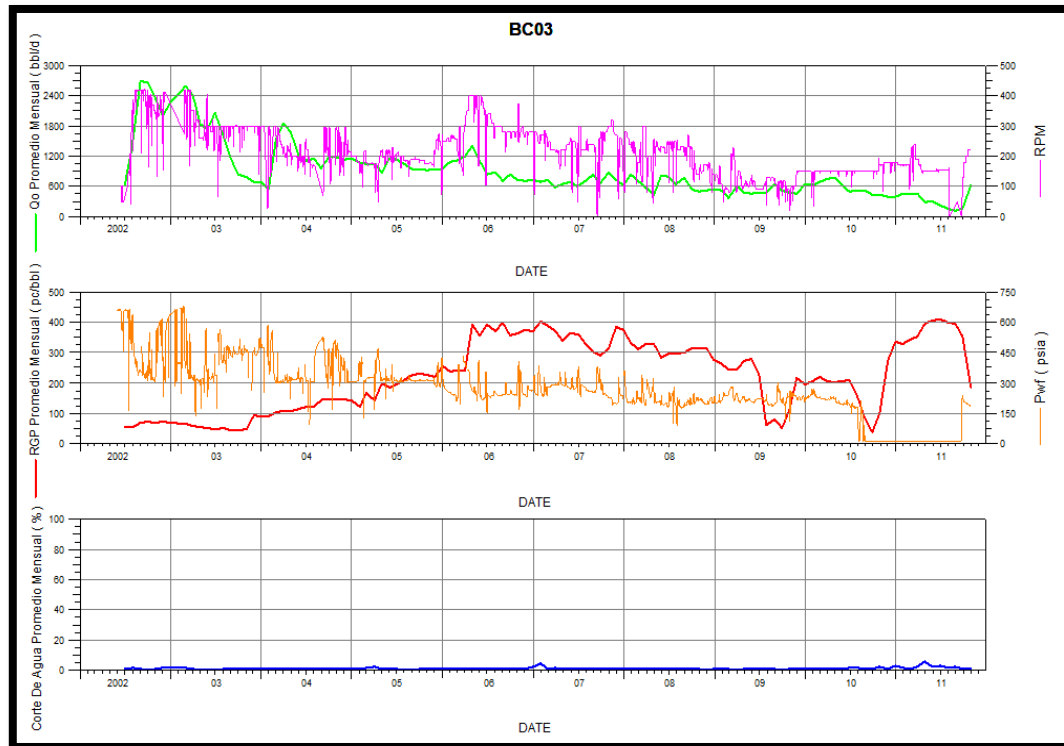


Gráfico 5.49. Historia de producción del pozo BC03.

La gráfico 5.50 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa de petróleo extrapesado será de 75,994 bbl/d y la recuperación final estimada, en 3.914,19 Mbbbl. Por otro lado, es importante resaltar la tasa límite económica será alcanzada para dicho pozo aproximadamente para el 31/10/2044.

De igual manera, es importante destacar que el pozo BC03 produce de un espesor de arena de aproximadamente 110 pies (ver figura 5.11) y posee una presión de drenaje de 345,6 psia.

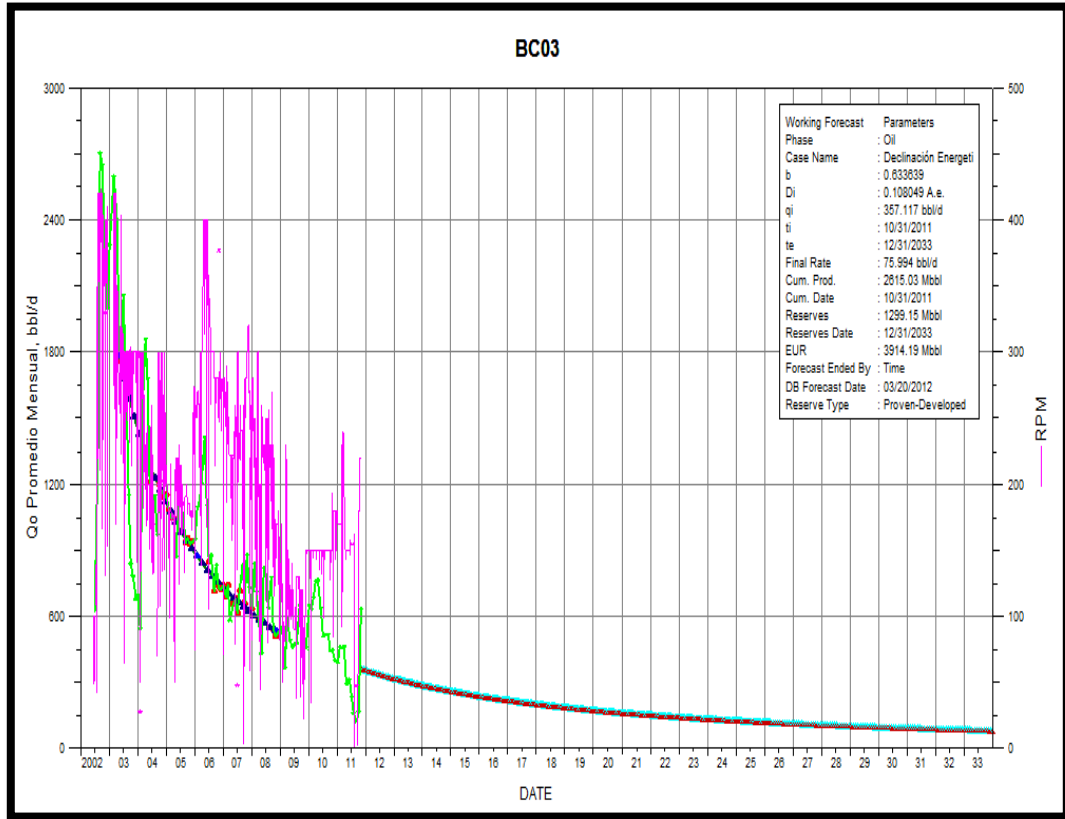


Gráfico 5.50. Análisis de curva de declinación del pozo BC03.

En el mismo orden de ideas, es importante destacar que mediante la información geológica suministrada del campo, las arenas de D1D2 son del tipo fluvial y debido a ese ambiente de depositación son arenas continuas, con espesores de aproximadamente 100 pies, permeabilidades de 19500 mD, porosidad de 29,75 por ciento. Las llaman arenas D1D2 porque en su mayoría son arenas que están amalgamadas; es decir, que unas coalescen con las otras, están en un solo paquete de arena; por lo tanto, no están separados por lutitas o por un cuerpo que aisle las dos unidades.

En la figura 5.11 que corresponde al mapa de arena neta del yacimiento D1D2, se puede apreciar el último valor del corte de agua, RGP promedio mensual y la Qo promedio mensual registrados al momento de tomar los datos para el análisis de declinación energética de los pozos seleccionados en el TEG. En él se puede apreciar que de los pozos seleccionados de la macolla BC del yacimiento D1D2 todos presentan un corte de agua inferior al 12 por ciento excepto el pozo BC02, pero de acuerdo a la información suministrada por parte de la empresa operadora del campo determinaron que este hecho fue originado por haber completado el pozo BC06 (pozo vecino al estudiado) cerca de un contacto agua-petróleo y posiblemente el agua se ha ido desplazando de forma lateral hasta el pozo BC02. Para el caso de la RGP promedio mensual se observa que los valores más altos se encuentran hacia el este de la macolla, así como se aprecia en los pozos BC08 y BC12 con 347 pc/bbl y 302 pc/bbl respectivamente. Del mismo modo, las Qo promedio mensual más elevadas se encuentran hacia el noroeste de la macolla llegando para el caso del pozo BC02 con 837 bbl/d.

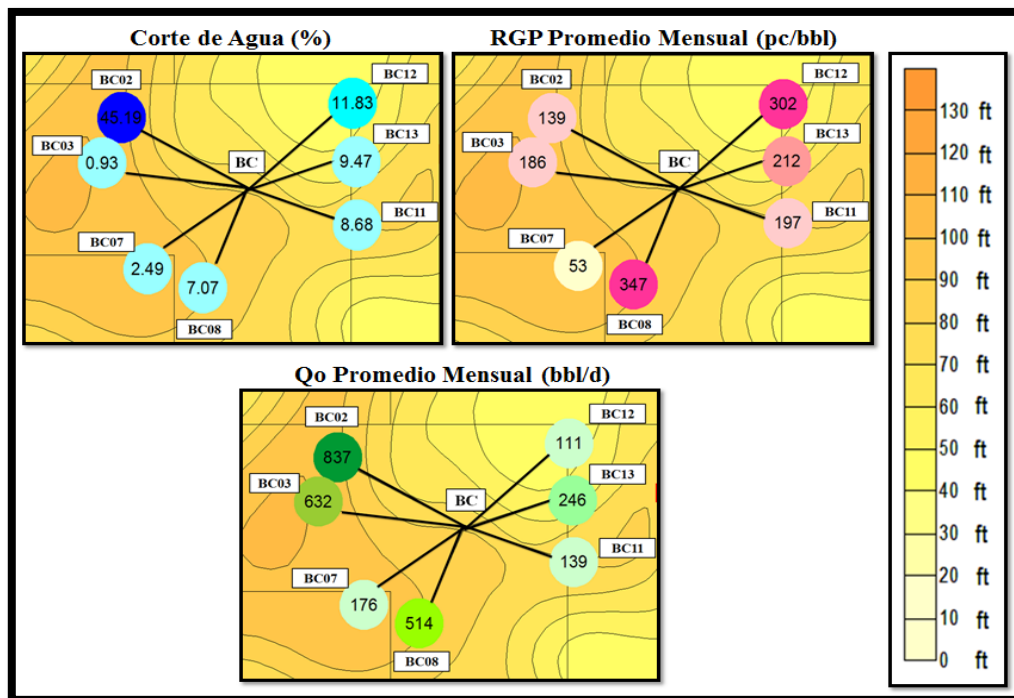


Figura 5.11. Mapa de arena neta del yacimiento D1D2. ^[22]

V.3.2.1.3. YACIMIENTO D3

De todos los pozos seleccionados para el estudio de declinación energética para el yacimiento D3, el pozo BD09 es el que posee las mejores tasas de producción de petróleo extrapesado entre 465 y 3215 bbl/d y menor porcentaje de declinación anual efectivo de 13,55 por ciento, el tipo de declinación para este pozo es exponencial ($b = 0$). Ver gráfico 5.52.

Así mismo, se puede observar en el gráfico 5.51 que desde el inicio de la producción del pozo hasta finales del año 2007 las tasas de petróleo están en un rango de 560 a 3215 bbl/d pero luego a partir del año 2008 las tasas de petróleo están en un rango entre 465 y 1400 bbl/d; las revoluciones por minuto de la bomba se encuentran en un rango entre los 100 y 400 rpm; después al observar la gráfico de RGP promedio mensual del pozo se determina que el rango de las RGP está entre 50 y 120 pc/bbl hasta finales del año 2004 pero al iniciar el año 2005 las RGP aumentan llegando a valores de hasta 650 pc/bbl para finales del año 2010. También se observó que este pozo posee un corte de agua inferior al 9 por ciento en el transcurso de su vida productiva hasta la actualidad. Por otro lado, también se puede observar que la gráfico de la Pwf se encuentra en un rango entre los 400 y 600 lpc hasta finales del año 2005 pero a partir del año 2006 la Pwf llega a mantenerse en un rango entre los 100 y 300 lpc.

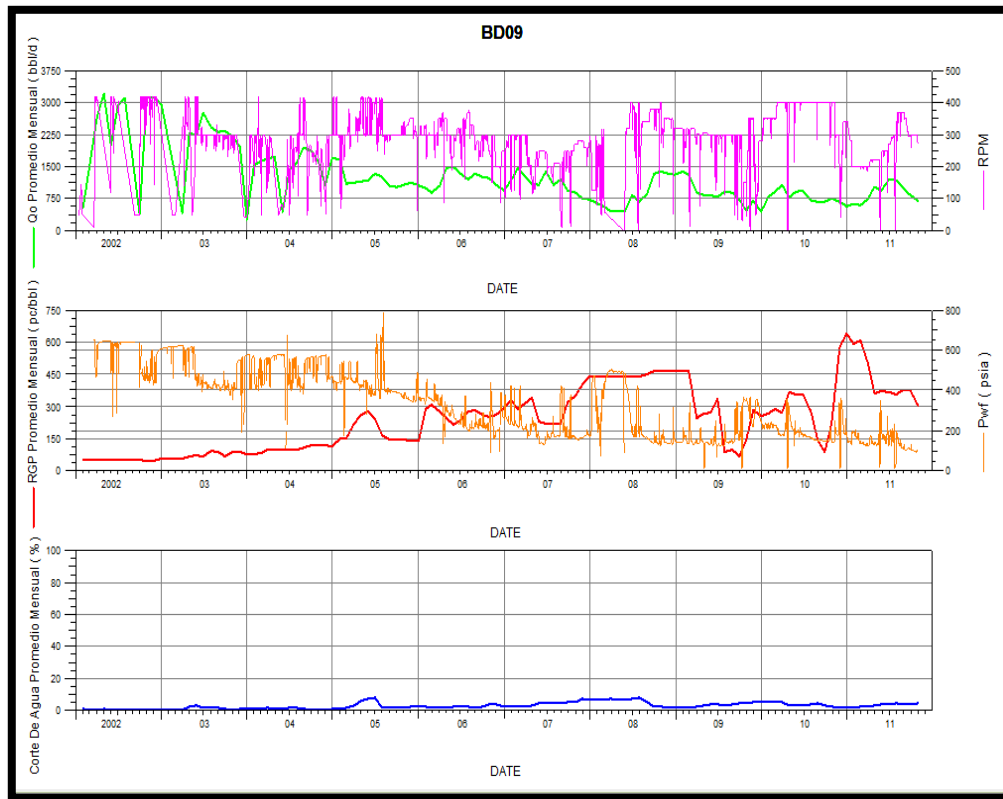


Gráfico 5.51. Historia de producción del pozo BD09

El gráfico 5.52 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa límite económica será alcanzado aproximadamente el 31/10/2028 con una recuperación final estimada, en 4.564,94 Mbbl.

El pozo BD09 produce de un espesor de arena de aproximadamente 90 pies (ver figura 5.12) y posee una presión de drenaje de 361,3 lpc.

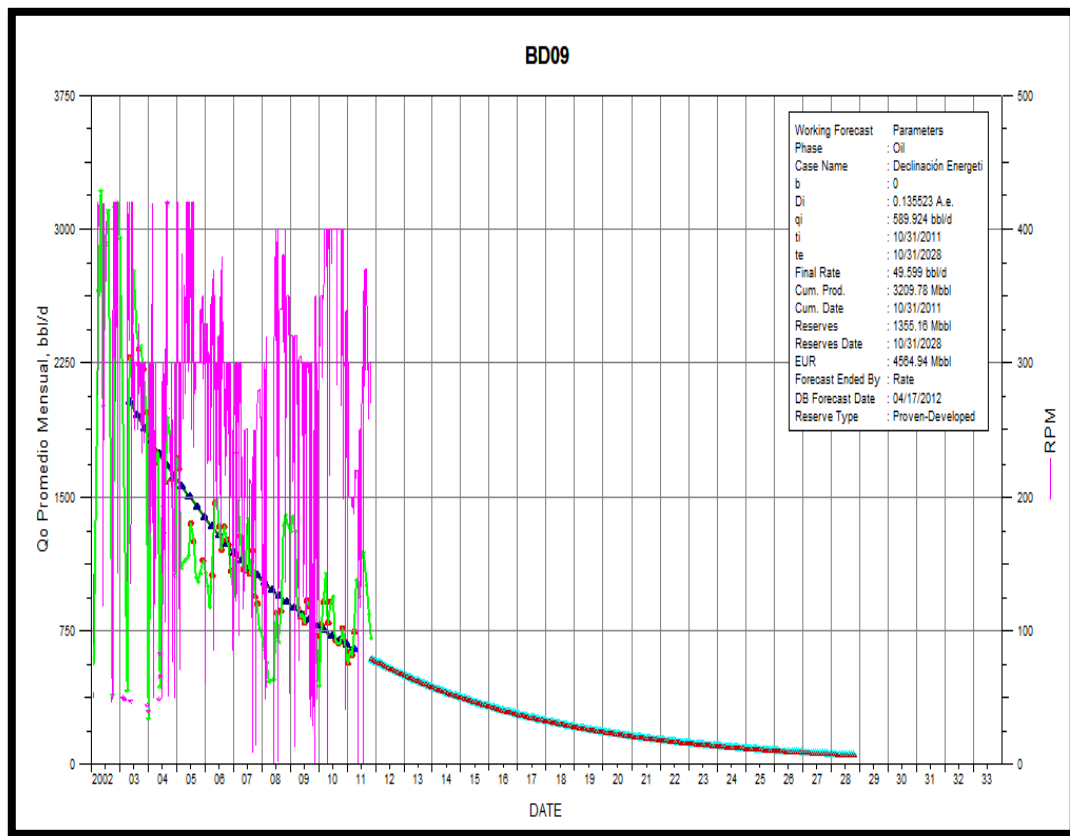


Gráfico 5.52. Análisis de curva de declinación del pozo BD09.

Por el contrario, el pozo BD06 perteneciente al yacimiento D3, es el que posee las menores tasas de producción de petróleo extrapesado, con tasas que no superan los 1000 bbl/d, además se observó que posee una RGP de hasta 1100 pc/bbl para inicios del año 2007; también se debe considerar desde los inicios de la producción del pozo hasta finales del año 2004 el corte de agua es inferior al 4 por ciento, pero al iniciar el año 2005 el corte de agua aumenta progresivamente y en algunos casos como en Enero del año 2008 que el corte de agua llega a 28 por ciento. También se puede observar que la gráfica de la Pwf se encuentra en un rango entre los 300 y 600 lpc hasta finales del año 2007 donde luego la Pwf llega a mantenerse en 15 lpc hasta mediados del año 2010 ya que a partir de esa fecha la Pwf aumenta y se mantiene aproximadamente constante en 250 lpc. Ver gráfico 5.53.

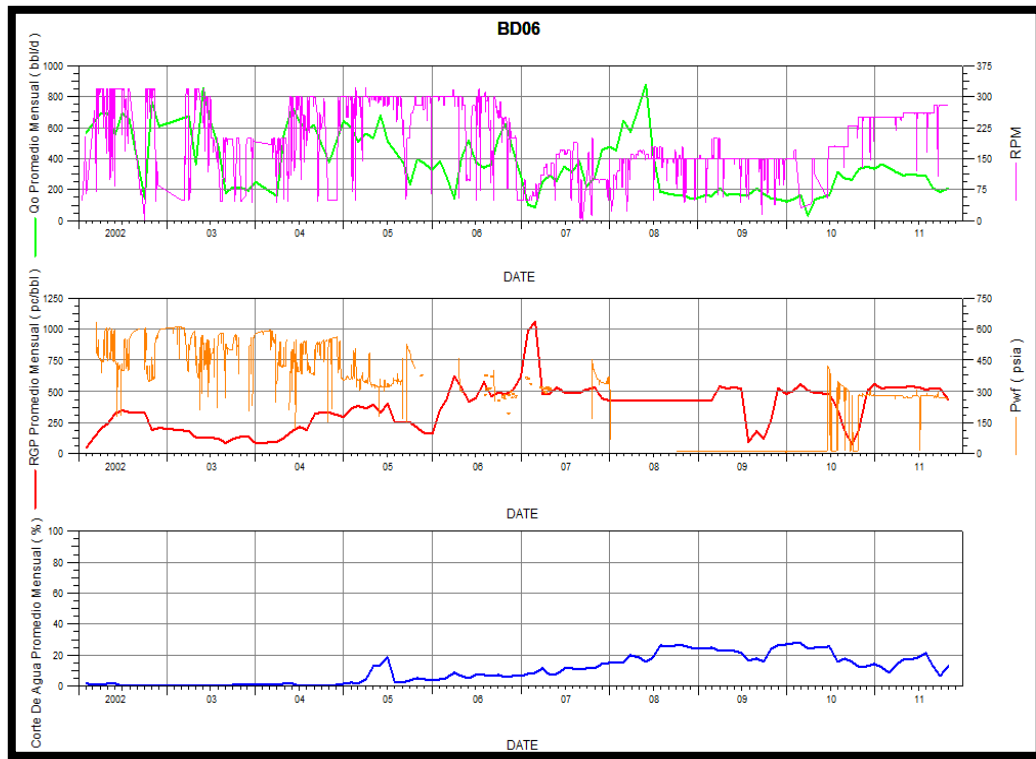


Gráfico 5.53. Historia de producción del pozo BD06.

Por otro lado, se observó que a pesar de ser el pozo con las menores tasas de producción de petróleo del yacimiento el porcentaje de declinación anual efectivo es de 15,85 por ciento el cual es mayor que para el caso del pozo BD09 que posee mayores tasas de producción de petróleo. Con respecto al análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa límite económica será alcanzado aproximadamente el 31/08/2017 con una recuperación final estimada, en 1.152,53 Mbbbl. Ver gráfico 5.54.

De igual manera, es importante destacar que el pozo BD06 produce de un espesor de arena de aproximadamente 70 pies (ver figura 5.12) y posee una presión de drenaje de 372,8 lpc.

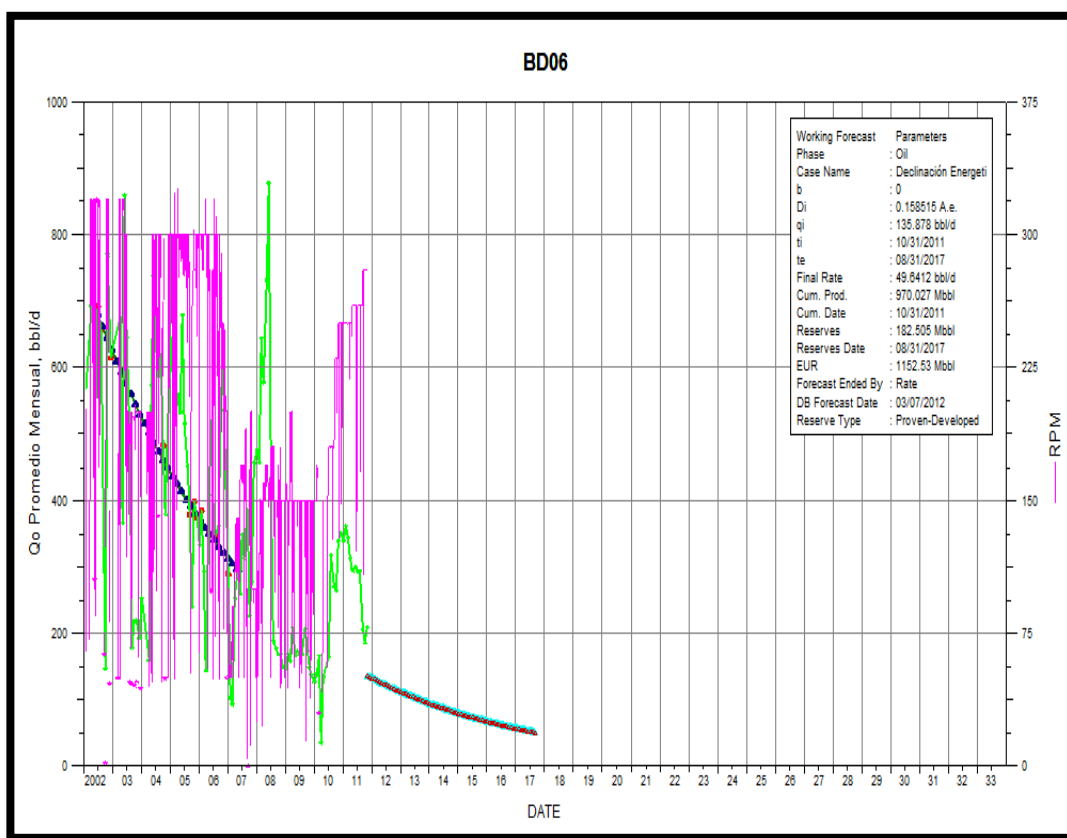


Gráfico 5.54. Análisis de curva de declinación del pozo BD06.

Así mismo, se determinó que el pozo con mayor porcentaje de declinación anual efectivo perteneciente al yacimiento D3 es el pozo BC01 con un valor de 42,95 por ciento y su tipo de declinación es exponencial ($b = 0$). Ver gráfico 5.56.

Del mismo modo, se puede observar en el gráfico 5.55 que el pozo BC01 es uno de los más nuevos de la macolla HC el cual posee una historia de producción de 1 año y 2 meses; sin embargo, a pesar de la estabilidad de las revoluciones por minuto de la bomba las cuales se mantienen en un rango entre los 150 y 300 rpm, el pozo empieza a declinar luego de los 5 meses de producción pasando de 2800 bbl/d a 1200bbl/d. Con respecto a el gráfico de RGP promedio mensual del pozo se puede apreciar que los valores de la RGP incrementan de 4pc/bbl a 162 pc/bbl. También se observó que este pozo posee un corte de agua inferior al 7 por ciento en el transcurso de su vida

productiva hasta la actualidad. Por otro lado, también se puede observar que la gráfico de la Pwf se mantiene constante en 15 lpc desde el inicio de la producción hasta el mes de Abril del año 2011 donde este aumenta manteniéndose en un promedio de 180 lpc.

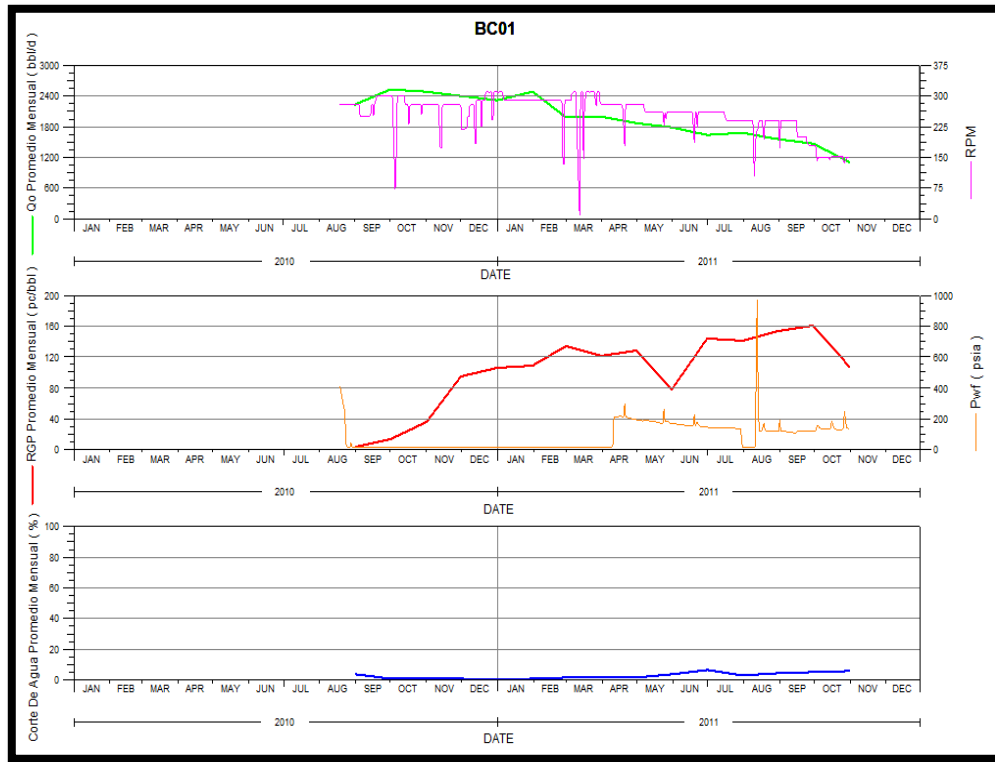


Gráfico 5.55. Historia de producción del pozo BC01.

Con respecto al análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa límite económica será alcanzado aproximadamente el 31/10/2017 con una recuperación final estimada, en 1.750,03Mbbbl. Ver gráfico 5.56.

De igual manera, es importante destacar que el pozo BC01 produce de un espesor de arena de aproximadamente 65 pies (ver figura 5.12).

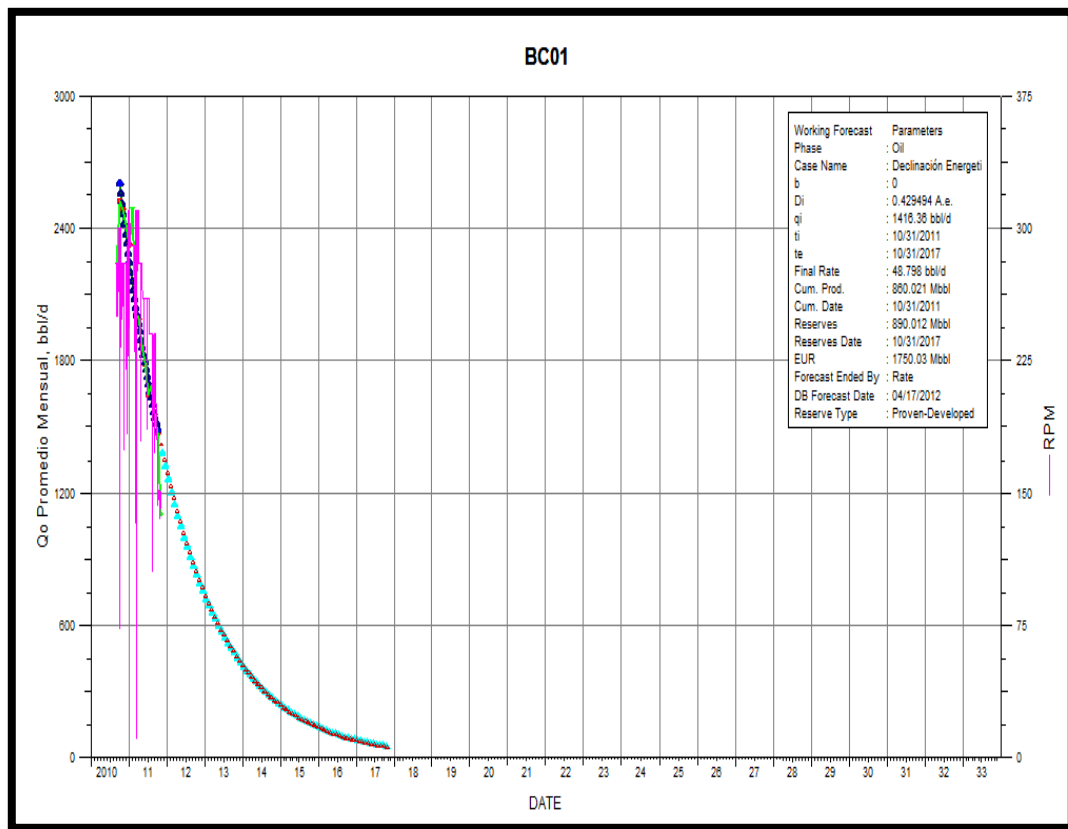


Gráfico 5.56. Análisis de curva de declinación del pozo BC01.

Es importante destacar que la mayoría de los pozos analizados presentan un tipo de declinación exponencial excepto el pozo BC14 que presenta un tipo de declinación armónica ($b = 1$) y un porcentaje de declinación anual efectivo de 29,16 por ciento. Ver gráfico 5.58.

Dicho pozo presenta tasas de petróleo comprendidas entre los 150 y 300 bbl/d con revoluciones por minuto estables en la vida productiva del pozo manteniéndose en promedio en 225 rpm, también se puede apreciar que el pozo posee una RGP de hasta 136 pc/bbl; el corte de agua es inferior al 9 por ciento y la Pwf se mantiene en un rango de 15 a 400 lpc. Ver gráfico 5.57.

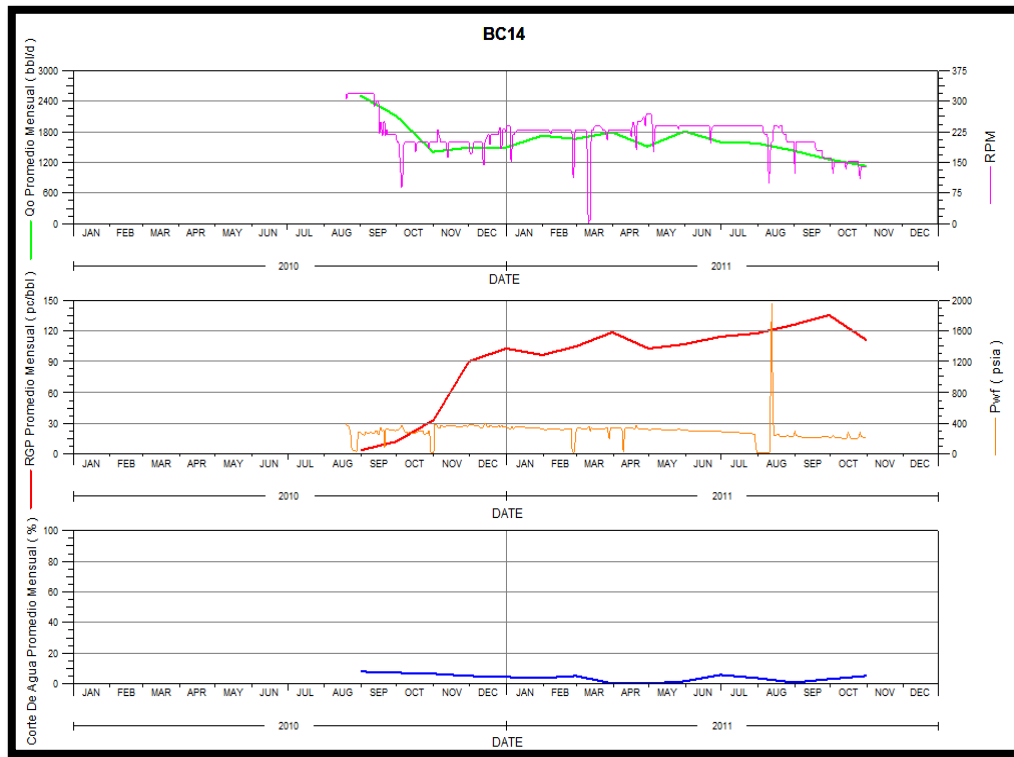


Gráfico 5.57. Historia de producción del pozo BC14.

La gráfico 5.58 que corresponde del análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa de petróleo extrapesado será de 123,143 bbl/d y la recuperación final estimada, en 3.260,62 Mbbl. Por otro lado, es importante resaltar que la tasa límite económica será alcanzada para dicho pozo aproximadamente para el 31/12/2069.

De igual manera, es importante destacar que el pozo BC014 produce de un espesor de arena de aproximadamente 60 pies (ver figura 5.12).

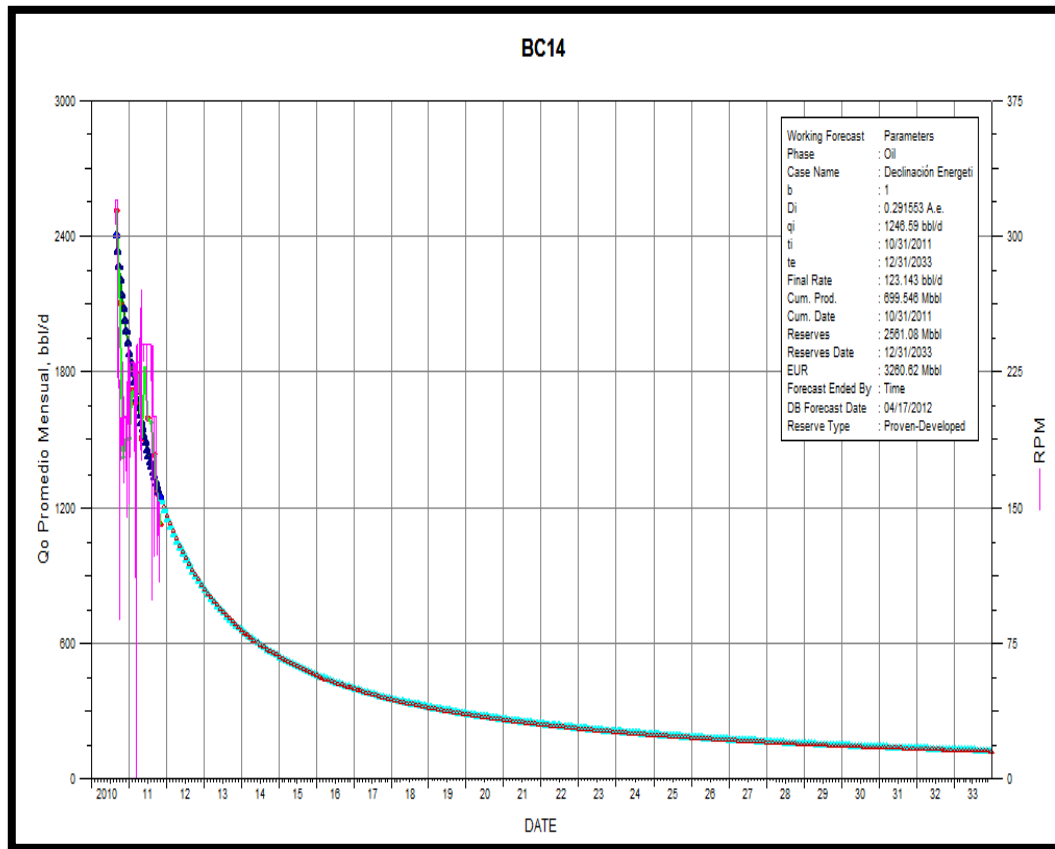


Gráfico 5.58. Análisis de curva de declinación del pozo BC14.

Así mismo, mediante la información geológica suministrada del campo es importante resaltar que las arenas de D3 son del tipo fluvial y debido a ese ambiente de depositación fluvial son arenas continuas, tienen buenos espesores de arena de aproximadamente 110 pies, tienen permeabilidades de 19523,7 mD, porosidad de 30 por ciento.

En la figura 5.12 que corresponde al mapa de arena neta del yacimiento D3, se puede apreciar el último valor del corte de agua, RGP promedio mensual y la Q_o promedio mensual registrados al momento de tomar los datos para el análisis de declinación energética de los pozos seleccionados en el TEG. En él se puede apreciar que de los pozos seleccionados de las macollas BC y BD del yacimiento D3 se tiene que para el caso de la macolla BD los mayores porcentajes de corte de agua se ubican al oeste de

la macolla; los cortes de agua de los pozos de la macolla BC están entre los 5,16 y 5,66 por ciento. En cuanto a la RGP promedio mensual se observa que los valores más altos se encuentran hacia el este de la macolla, así como se aprecia en los pozos BD05 y BD06 con 404 pc/bbl y 435 pc/bbl respectivamente.; para la macolla BC la RGP son inferiores a los de la macolla BD. Del mismo modo, las tasas de petróleo promedio mensual más elevadas se encuentran hacia el este de la macolla BD llegando para el caso del pozo BD09 con 710 bbl/d mientras que para la macolla BC las tasas de petróleo son elevadas hacia el oeste del mismo.

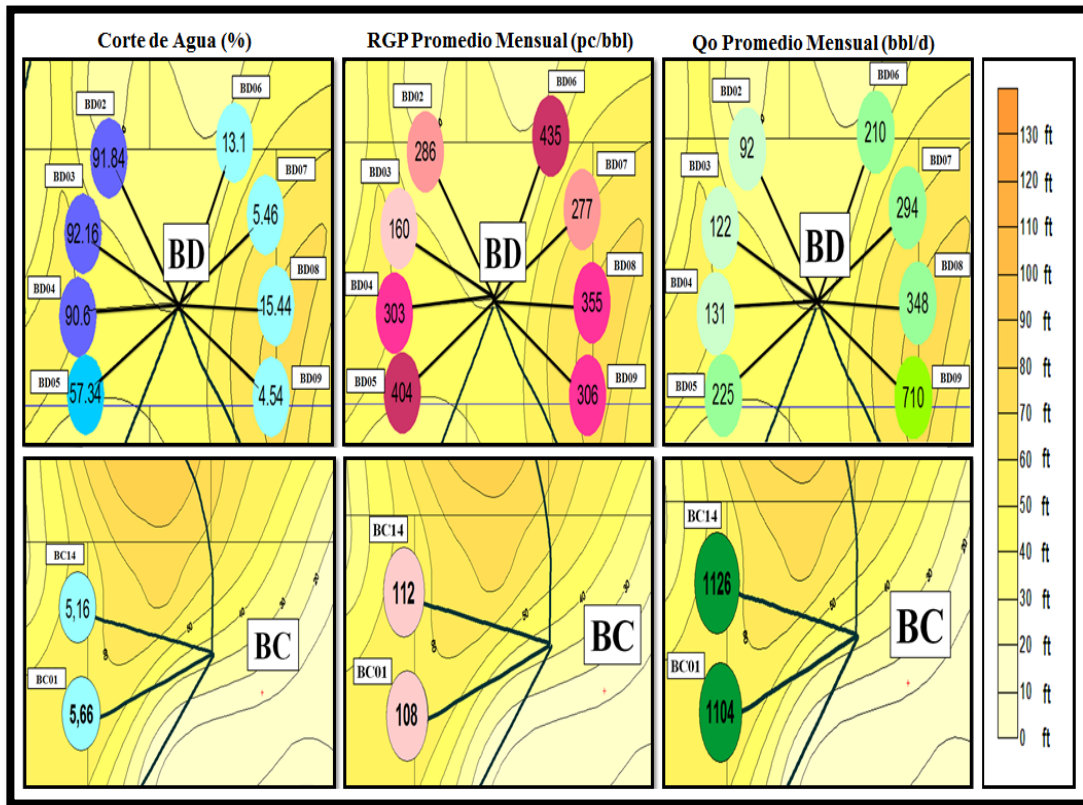


Figura 5.12. Mapa de arena neta del yacimiento D3. [22]

V.3.2.1.4. YACIMIENTO E1

El pozo BC20 seleccionado para el análisis de declinación energética de producción de petróleo extrapesado para el yacimiento E1 posee una historia de producción de 1 año y 2 meses, es uno de los pozos más nuevos de la macolla. En el gráfico 5.59 se puede observar que luego de los primeros 7 meses de producción el pozo empieza a declinar pasando de tasas de petróleo de 300 bbl/d a 120 bbl/d; las revoluciones por minuto de la bomba se mantienen estables en un rango entre los 5 y 100 rpm; la RGP se incrementa pasando de 27 pc/bbl a 105 pc/bbl; la Pwf se mantiene en un rango de 450 y 600 lpc hasta finales del mes de Marzo del año 2011 luego las presiones de fondo disminuyen llegando a 15 lpc hasta Octubre del mismo año; sin embargo, este aumenta en el mismo mes llegando a 500 lpc; el corte de agua en el pozo es inferior al 9 por ciento.

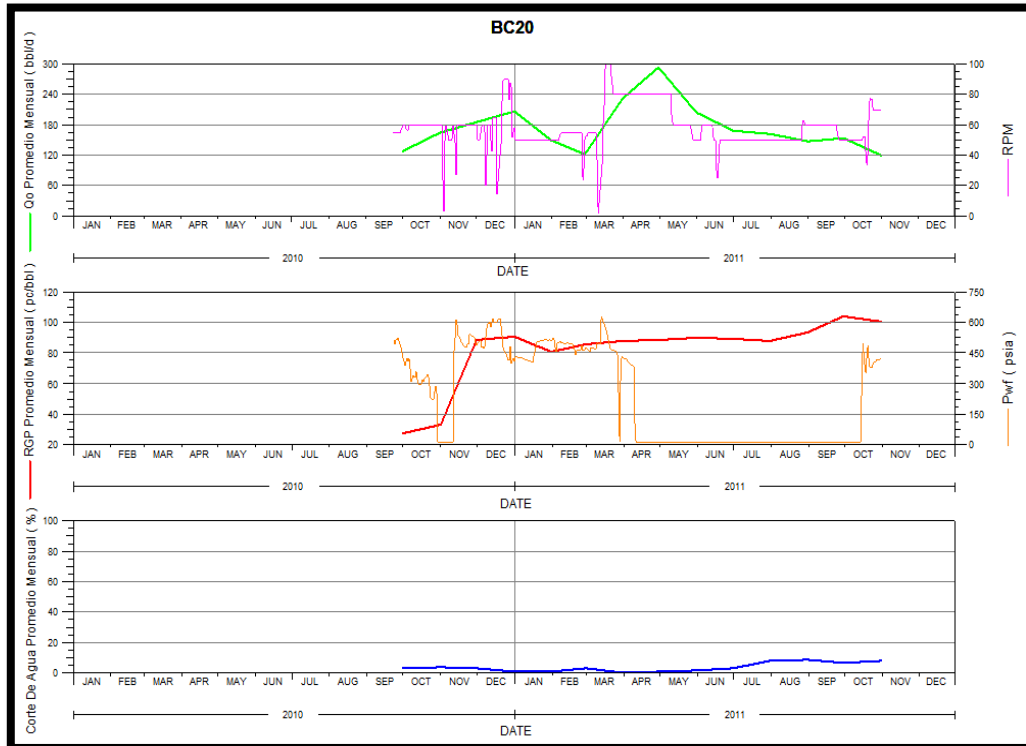


Gráfico 5.59. Historia de producción del pozo BC20.

De acuerdo al análisis de curva de declinación realizado al pozo, se puede apreciar que para la fecha final de operación de la empresa mixta, la tasa límite económica será alcanzado aproximadamente el 31/05/2013 con una recuperación final estimada, en 117,252 Mbbl. Ver gráfico 5.60.

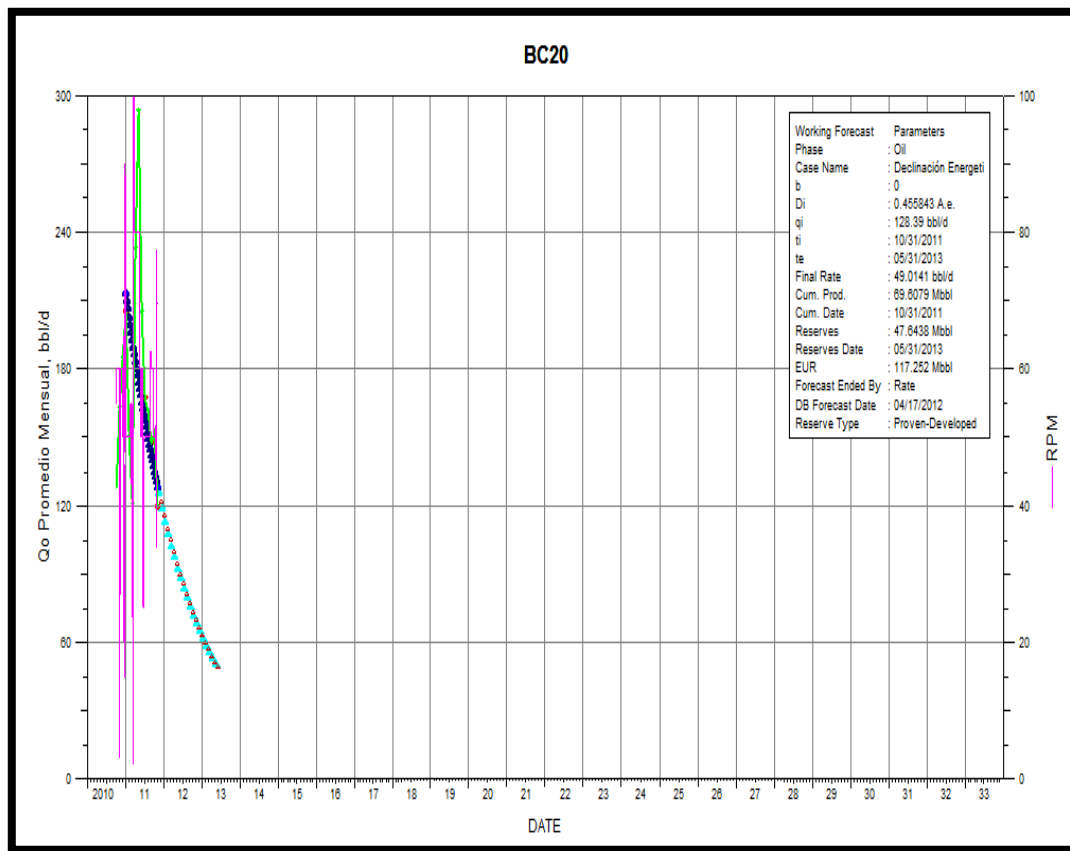


Gráfico 5.60. Análisis de curva de declinación del pozo BC20.

De igual manera, es importante destacar que mediante la información geológica suministrada del campo, la arena E1 posee una permeabilidad de 17.682,9 mD, porosidad de 28,9 por ciento, gravedades API que no llegan a los 8,5°; y según los estudios realizados se determinó que es una área biodegradada; es decir, una zona lavada donde la producción de bacterias degradaron el crudo y por eso se encuentran gravedades API inferiores a las promedio del campo; por otro lado, posee espesores de arena de aproximadamente 64,57 pies.

En el figura 5.13 que corresponde al mapa de arena neta del yacimiento E1, se puede apreciar el último valor del corte de agua, RGP promedio mensual y la Qo promedio mensual registrados al momento de tomar los datos para el análisis de declinación energética de los pozos seleccionados en el TEG. El pozo BC20 produce de un espesor de arena de aproximadamente 62 pies.

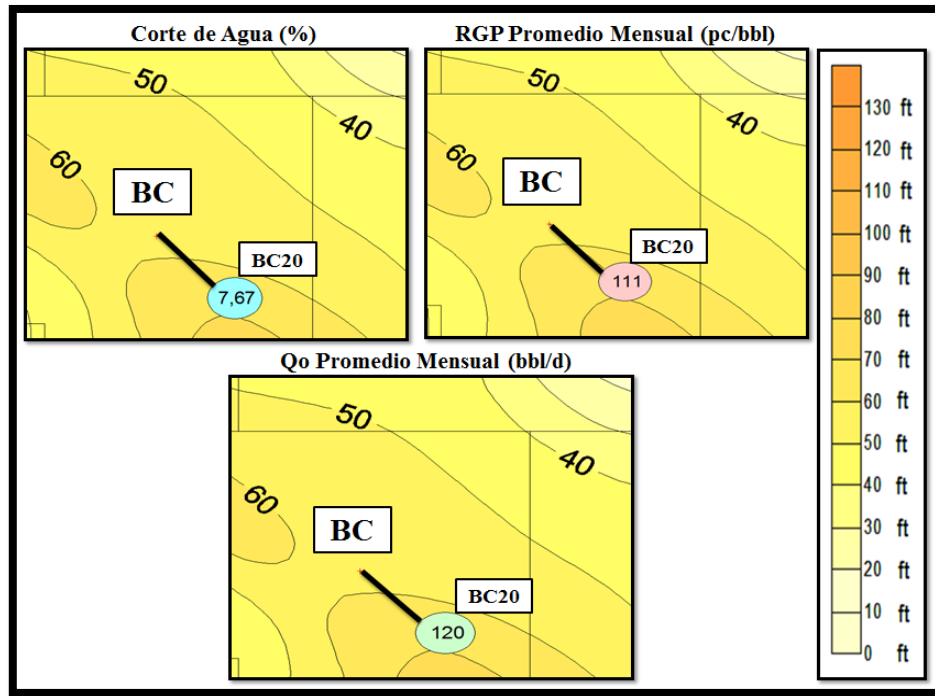


Figura 5.13. Mapa de arena neta del yacimiento E1. ^[22]

De manera general, las tasas de petróleo extrapesado promedio mensual de los pozos analizados del Miembro Inferior del campo B no superan los 1700 bbl/d, la RGP promedio mensual no supera los 650 pc/bbl y el corte de agua se mantienen inferior al 2 por ciento hasta el mes de Febrero del año 2005 pero a partir de esa fecha el corte de agua empieza a incrementar llegando a 53 por ciento para finales del año 2011. También se observó que las tasas de petróleo extrapesado más elevadas se hallan es al inicio de la producción de los pozos. Ver gráfico 5.61.

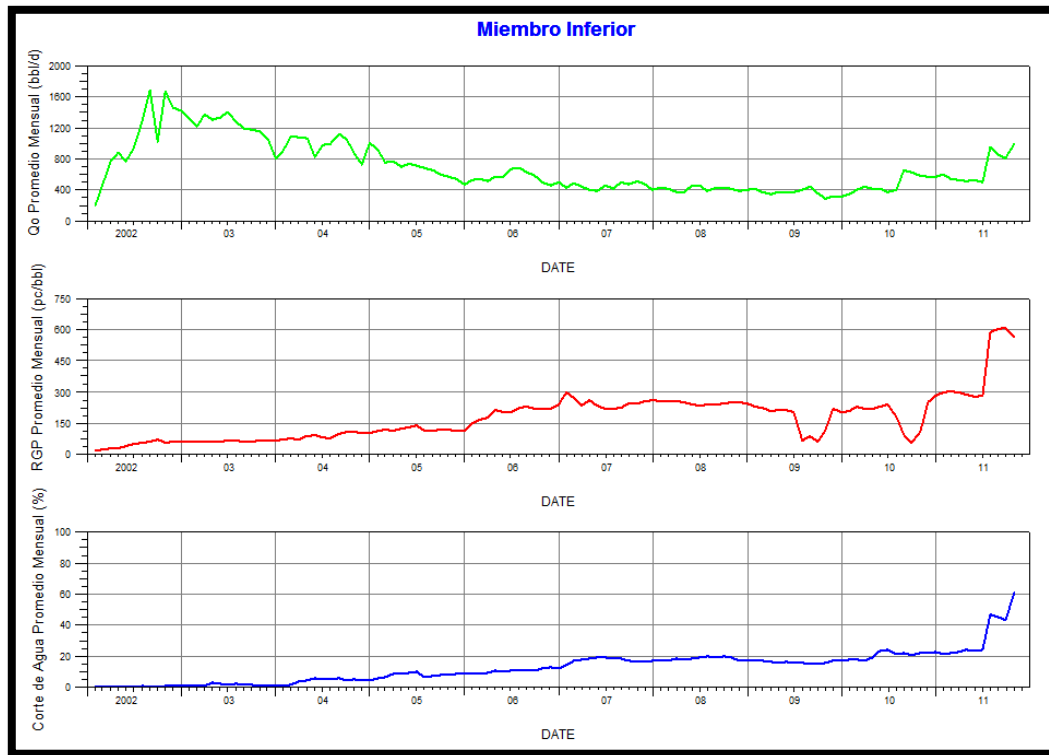


Gráfico 5.61. Historia de producción promedio mensual del Miembro Inferior del campo B.

V.4. PROPUESTA DE MECANISMOS PARA EVITAR LA DECLINACIÓN

En función de los resultados alcanzados con el análisis de declinación de los Campos A y B, se propone aplicar métodos de recuperación mejorada, entre otros, térmicos y químicos, debido a que estos poseen una duración del “plateau” relativamente corta y, de esta manera, se evitaría la declinación temprana de los pozos. Entre los posibles métodos a implementar se encuentran: inyección de vapor (SAGD, HASD), calentamiento eléctrico, inyección de agua polimerizada (principalmente para el caso del campo B que presenta pozos en los cuales se ha observado que desde los últimos cuatro años han presentado incrementos bruscos de cortes de agua), entre otros.

CONCLUSIONES

CAMPO A

- 1) En el Miembro Morichal se analizaron 31 pozos productores; de estos, 77 por ciento presentan una declinación exponencial, 13 por ciento presentan declinación armónica y 10 por ciento muestran declinación hiperbólica. Se concluye que la declinación que más se presenta es la exponencial y la clasificación de la misma es independiente de la ubicación en el cual fueron perforados.
- 2) Los porcentajes de declinación anual efectiva de los pozos analizados para el campo A y, específicamente para el Miembro Morichal y sus subdivisiones, están en un rango entre el 5,2 y 24,5 por ciento, siendo en promedio, de 11,3 por ciento para Morichal Inferior, 14,3 por ciento para Morichal Medio y de 14,9 por ciento para Morichal Superior.
- 3) El mayor porcentaje de declinación anual efectiva se observa en los pozos que fueron perforados en una zona de llanura de marea, influenciada por la depositación de sedimentos estuarinos, arcillas y detritus de animales marinos, tal es el caso del pozo AA0411 del Miembro Morichal Superior, el cual obtuvo un tipo de declinación exponencial de 20,4 por ciento; además, este pozo se encuentra localizado al Sur – Oeste del Miembro Morichal donde se hallan los menores espesores de ANP, el cual es otro factor determinante para obtener el valor de la declinación.
- 4) El Miembro Morichal Superior posee el menor número de yacimientos de areniscas de alta calidad y las tasas de producción de petróleo extrapesado más bajas de los tres intervalos del Miembro Morichal; además, las capas de arena son en su mayoría, delgadas, lutíticas, lateralmente discontinuas, algunas pocas se presentan

gruesas, con características de poca calidad de arena, que no las hacen muy productivas y en consecuencia poseen mayores valores de declinación.

5) El menor porcentaje de declinación anual efectiva se observa en los pozos que fueron perforados en una zona de canales fluviales, tal es el caso del pozo AA0707 del Miembro Morichal Inferior, el cual obtuvo un tipo de declinación armónica de 5,2 por ciento; además, este pozo se encuentra localizado al Sur – Este del Miembro Morichal, donde se hallan los mayores espesores de ANP, el cual es otro factor determinante para obtener el valor de la declinación. Es importante destacar, que el pozo nombrado anteriormente es un caso atípico al comportamiento del tipo de declinación de la FAJA, sin embargo tiende a tener porcentajes de declinación bajos por la ubicación en el que fue perforado.

6) El Miembro Morichal Inferior posee las tasas de producción de petróleo extrapesado más altas de los tres intervalos del Miembro Morichal; además, los cuerpos gruesos de arena de las partes inferiores de este intervalo se depositaron en su mayoría con una configuración fluvial dispersa, formando sistemas de barras aluviales no confinadas de llanuras dispersas y/o canales, y complejos de barras de canales de rellenos asociados; que las hacen muy productivas y en consecuencia poseen menores valores de declinación.

7) De los yacimientos analizados (Morichal 29 y OFIM CH0040), el yacimiento Morichal 29, presenta mayor tasa de declinación 13,2 por ciento; sin embargo, esto se asocia a la historia de explotación del mismo, en el cual se han obtenido los mayores valores de producción acumulada y en consecuencia mayor disminución de presión de yacimiento, la cual refleja una disminución de 250 lpc con respecto a su presión original.

8) Se observó que en promedio los pozos del campo A tienden a declinar aproximadamente a partir del cuarto año de producción; este hecho está relacionado

con el incremento de la RGP, lo cual ocasiona declinación en la energía y reducción en la productividad.

CAMPO B

- 1) En el Miembro Inferior de la Formación Oficina, se analizaron 19 pozos productores; de estos, 84 por ciento de los pozos exhiben una declinación exponencial, 11 por ciento presentan declinación armónica y 5 por ciento muestran declinación hiperbólica. Se concluye que la declinación que más se presenta es la exponencial y la clasificación de la misma es independiente de la ubicación en el cual fueron perforados.
- 2) Los porcentajes de declinación anual efectivo para el campo B están en un rango entre el 8,3 y 45,6 por ciento; siendo en promedio de 25,6 por ciento.
- 3) El mayor porcentaje de declinación anual efectiva de los pozos analizados del campo lo presentó el pozo BC20 del yacimiento E1 con 45,6 por ciento, presentando un tipo de declinación exponencial. Esta fuerte declinación se asocia a que el pozo se encuentra localizado en una zona lavada, donde existe biodegradación de los crudos teniéndose como resultado baja producción inicial y baja movilidad.
- 4) El menor porcentaje de declinación anual efectiva de los pozos analizados del campo lo presentó el pozo BC02 del yacimiento D1D2 con 8,3 por ciento, presentando un tipo de declinación exponencial. Esta leve declinación se asume a las buenas características de arena en la cual se encuentra ubicado el pozo, de acuerdo al ambiente de depositación es una arena de características fluviales y continua, con buenos espesores.
- 5) No se dispone de gran cantidad de datos para realizar las comparaciones desde el punto ambiental; sin embargo, se asocia que aquellos pozos que muestran peor

calidad de arena son aquellos que obtendrán mayor declinación, tal es el caso del yacimiento E1 donde el pozo analizado obtuvo un porcentaje de declinación anual efectiva de 45,6 por ciento. Adicionalmente, en la actualidad la filosofía de operación del campo se enfoca en aquellos yacimientos de mejor calidad de arena.

6) A pesar del incremento de la producción de agua en los pozos del campo B, éste tiene asociada una producción de crudo tal, que la tasa de declinación de crudo es mucho menor que la tasa de incremento de la producción de agua. Esto debe tenerse en cuenta para el diseño de estrategias de producción dirigidas hacia la optimización de ambos fluidos.

7) Se observó que en promedio los pozos del campo B tienden a declinar aproximadamente a partir del segundo año de producción; sin embargo, existen casos como en el de los pozos nuevos que a los pocos meses de iniciar su producción declinan; este hecho está relacionado con el incremento en la producción de agua lo cual ocasiona vaciamiento del yacimiento, declinación en la energía y baja en la productividad.

GENERALIDADES PARA LOS CAMPOS

1) Luego de estudiar la geología presente de los campos analizados, se pudo apreciar que los espesores de arena del campo A son mayores a los del campo B. El campo A tiene arenas gruesas con espesores promedio de 225 pies y una producción que se mantiene en el tiempo; mientras que el campo B, posee arenas más delgadas con espesores promedio de 120 pies y no tienen tan buena productividad como en el campo A.

2) De acuerdo al pronóstico de vida productiva de los pozos analizados mediante la herramienta OFM ® se observó que para el año 2033 (años de vida productiva de las empresas operadoras de los campos analizados) las tasas de petróleo promedio

mensual no superarán los 200 bbl/d; por lo que perforar más pozos para la producción en frío, no brindará un aumento significativo en la recuperación de crudo extrapesado.

RECOMENDACIONES

- 1) Para realizar un análisis de declinación más preciso, se recomienda incorporar todos los datos disponibles de la historia de explotación de cada uno de los pozos incorporados en el análisis, así como la evaluación petrofísica y características geológicas a fin de obtener una correcta discretización de las causas de declinación por pozo y por yacimiento.

- 2) A objeto de obtener un diagnóstico efectivo de las causas de declinación en un yacimiento, se recomienda incorporar el análisis de declinación mecánica, lo que proporcionará estrategias que orienten en la mitigación de los efectos que causan la declinación.

- 3) La gerencia de explotación de los campos deben incorporar en el esquema de explotación el análisis de la declinación de yacimientos a fin de determinar las causas que lo originan, y en consecuencia, planificar los correctivos adecuados que permitan maximizar la producción de los campos, a través del mantenimiento de la presión, disminución de los cortes de agua o aplicación de tecnologías de recuperación mejorada.

- 4) Realizar la perforación de los nuevos pozos con adecuaciones térmicas para que llegado el momento puedan ser utilizados en los proyectos de recuperación térmica seleccionada.

- 5) Las empresas operadoras de los campos analizados deben tomar las medidas necesarias para controlar la declinación de producción de crudo en los yacimientos de petróleo extrapesado que ocurre a los pocos años luego de iniciar su producción; de lo contrario, se puede ocasionar pérdidas totales de un campo en un tiempo mucho más corto al esperado.

- 6) Realizar el análisis en el resto de las macollas del campo B, y considerar los resultados obtenidos del estudio de declinación energética de producción de crudo extrapesado de las macollas BC y BD pertenecientes al campo nombrado anteriormente, para realizar recomendaciones acerca de la estrategia futura de explotación de todo el campo.

- 7) Realizar estudio de simulación numérica de yacimientos y comparar los resultados con los arrojados por el análisis de la declinación realizada mediante la herramienta OFM®.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ESSENFELD, M y BENZAQUEN, I. (2006). “Yacimientos de hidrocarburos. Tomo III”. Fundación Fondo Editorial Juan Jones Parra.
- [2] Betancourt B, Yarelhys J. (2004). “Análisis estadístico de las curvas de declinación de producción de petróleo de las áreas Bare, Zuata y Hamaca, Faja del Orinoco”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [3] Castillo M. Carla E. (2002). “Desarrollo y prueba de una metodología para incrementar la producción en áreas bajo convenios operativos”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [4] Barros, Eyleen. (2008). “Estimación del potencial inicial de los nuevos pozos a perforar, mediante el análisis del comportamiento productivo de los pozos del bloque Cerro Negro I, área Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [5] Valera, Luz. (2010). “Elaboración de una herramienta computacional para la estimación de modelos de producción temprana e inversiones en el área de Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [6] Ruiz, C. Yarmaira I. (2008). “Análisis de la declinación energética y productiva del yacimiento SBC-22, perteneciente a los campos Santa Bárbara y Pirital área norte del Estado Monagas”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [7] ESSENFELD, M y BENZAQUEN, I. (2006). “Yacimientos de hidrocarburos. Tomo II”. Fundación Fondo Editorial Juan Jones Parra.

- [8] Arps, J. "Analysis of decline curves, Trans". AIME, U.S.A. (1945).
- [9] Escobar, Freddy. (2004). "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos". Editorial Universidad Surcolombiana. 25 pp.
- [10] Foucher, Sam. (2009). "Estimating the world production decline rates from the Megaproject forecast". Consultado el 16 de febrero de 2012. <http://www.theoil drum.com/node/3203>
- [11] Fernández, José y Espinoza, Williams. (2010). "Estado del arte de la combustión en sitio para incrementar el factor de recobro en yacimientos de crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco". Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [12] Villaroel, Teofilo y otros. (2009). "Technological challenges in the integral development of the Faja Petrolífera Del Orinoco". World Heavy Oil Congress. Paper 2009-536, 14 pp.
- [13] Dusseault Maurice, Zambrano Adriana, Barrios José y Guerra Cesar (2008). "Estimating technically recoverable reserves in the Orinoco Oil Belt". World Heavy Oil Congress (paper 2008-437), 12 pp.
- [14] MAINI, B. (1996). "A dynamic model to simulate foamy oil flow in porous media". Paper SPE 36750, 13pp.
- [15] MAINI, B. (2001). "Foamy oil flow". Paper SPE 68885, 7pp.
- [16] MASTMANN, M. (2001). "Predicting foamy oil recovery". Paper SPE 68860, 2, 12pp.

- [17] Teixeira, Jesús. (2011). “Factibilidad técnica de la inyección de Solvente para un crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [18] Céfalo, Antonio y Chacón, Luis. (2001). “Metodología para la optimización de la productividad de pozos a través del conocimiento en tiempo real de la presión de fondo fluvente”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [19] Cabrales, Sergio y Jarohueh, Jorge. (2011). “Desarrollo de una herramienta computacional para determinar la relación óptima de diluyente y crudo extrapesado para maximizar la tasa de producción en un yacimiento tipo de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [20] Cheng, Lu Xue y otros. (1998). “Experimental study of rheological behavior of heavy oil under reservoir conditions”. Paper 1998.029, 1 pp.
- [21] PDVSA-Petromonagas. (2012). “Memoria descriptiva Petromonagas, S. A”.
- [22] PDVSA-Petrocedeno. (2012). “Memoria descriptiva Petrocedeno, S. A”.
- [23] Arias, Fidias G. “El proyecto de investigación: guía para su elaboración”. Editorial Episteme, Oriol ediciones, Caracas, Venezuela, 1999. 68 pp.
- [24] PDVSA-Petromonagas. (2011). “Avances en el desarrollo del modelo dinámico Petromonagas”.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ahmed Tarek. “Reservoir engineering handbook”. Gulf Professional Publishing, Texas, USA, 2001. 403, 420 pp.
2. Arias, Fidas G. “El proyecto de investigación: guía para su elaboración”. Editorial Episteme, Oriol ediciones, Caracas, Venezuela, 1999. 68 pp.
3. Arps, J. “Analysis of decline curves, Trans”. AIME, U.S.A. (1945).
4. Barros, Eyleen. (2008). “Estimación del potencial inicial de los nuevos pozos a perforar, mediante el análisis del comportamiento productivo de los pozos del bloque Cerro Negro I, área Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
5. Betancourt B, Yarelhys J. (2004). “Análisis estadístico de las curvas de declinación de producción de petróleo de las áreas Bare, Zuata y Hamaca, Faja del Orinoco”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
6. Bradley, H. (1987). “Petroleum Engineering Handbook”. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, USA.
7. Cabrales, Sergio y Jarohueh, Jorge. (2011). “Desarrollo de una herramienta computacional para determinar la relación óptima de diluyente y crudo extrapesado para maximizar la tasa de producción en un yacimiento tipo de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

8. Castillo M. Carla E. (2002). “Desarrollo y prueba de una metodología para incrementar la producción en áreas bajo convenios operativos”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
9. Cheng, Lu Xue y otros. (1998). “Experimental study of rheological behavior of heavy oil under reservoir conditions”. Paper 1998.029, 1 pp.
10. Céfalo, Antonio y Chacón, Luis. (2001). “Metodología para la optimización de la productividad de pozos a través del conocimiento en tiempo real de la presión de fondo fluyente”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
11. Doublet, L. y otros. (1994). “Decline curve analysis using type curves – analysis of oil well production data using material balance time: application to field cases”. Paper SPE 28688. 2 pp.
12. Dusseault Maurice, Zambrano Adriana, Barrios José y Guerra Cesar (2008). “Estimating technically recoverable reserves in the Orinoco Oil Belt”. World Heavy Oil Congress (paper 2008-437), 12 pp.
13. Escobar, Freddy. (2004). “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”. Editorial Universidad Surcolombiana. 25 pp.
14. Essenfeld, M y Benzaquen, I. (2006). “Yacimientos de hidrocarburos. Tomo II”. Fundación Fondo Editorial Juan Jones Parra.
15. Essenfeld, M y Benzaquen, I. (2006). “Yacimientos de hidrocarburos. Tomo III”. Fundación Fondo Editorial Juan Jones Parra.
16. Fernández, José y Espinoza, Williams. (2010). “Estado del arte de la combustión en sitio para incrementar el factor de recobro en yacimientos de crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco”.

- Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
17. Foucher, Sam. (2009). “Estimating the world production decline rates from the Megaproject forecast”. Consultado el 16 de febrero de 2012. <http://www.theoil Drum.com/node/3203>
18. Harrinson, G. y Heriot, U. (1982). “A generalization of production decline type curves”. Paper SPE 11020. 1, 2 pp.
19. Höök, M. “Depletion and decline curve analysis in crude oil production”. Trabajo Especial de grado. Universidad Uppsala, Suecia. 2009. 26 pp.
20. INTEVEP S.A. (1997). “Daños a la formación”. Centro de Investigación de Apoyo Tecnológico (CIED), PDVSA. 65 pp.
21. Maini, B. (1996). “A dynamic model to simulate foamy oil flow in porous media”. Paper SPE 36750, 13pp.
22. Maini, B. (2001). “Foamy oil flow”. Paper SPE 68885, 7pp.
23. Mastmann, M. (2001). “Predicting foamy oil recovery”. Paper SPE 68860, 2, 12pp.
24. McNully, R. y Knapp, R. (1981). “Statical decline curve analysis”. Paper SPE 10279. 2 pp.
25. PDVSA-CVP. (2006). “Esquema operacional asociación Cerro negro”.
26. PDVSA-Petrocedeño. (2012). “Memoria descriptiva Petrocedeño, S. A”.
27. PDVSA-Petromonagas. (2012). “Memoria descriptiva Petromonagas, S. A”.

28. PDVSA-Petromonagas. (2011). “Lecciones aprendidas durante el arranque exitoso de Petromonagas luego de siete meses de parada para cumplir con la reducción de la cuota OPEP”.
29. Ruiz,C. Yarmaira I. (2008). “Análisis de la declinación energética y productiva del yacimiento SBC-22, perteneciente a los campos Santa Bárbara y Pirital área norte del Estado Monagas”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
30. Schlumberger. (2007). Oil Field Manager.
31. Teixeira, Jesús. (2011). “Factibilidad técnica de la inyección de Solvente para un crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
32. UK Energy Reserch Centre. (2009). “UKERC Review of Evidence for Global Oil Depletion”. Reino Unido: Miller, R.; Sorrell, S. y Speirs, J.
33. Valera, Luz. (2010). “Elaboración de una herramienta computacional para la estimación de modelos de producción temprana e inversiones en el área de Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
34. Villaroel Teofilo, Zambrano Adriana, Lugo García Rolando, Martorano Pedro y Hernandez (2009). “Technological challenges in the integral development of the Faja Petrolífera Del Orinoco”. World Heavy Oil Congress (paper 2009-536), 14 pp.

NOMENCLATURA

LISTA DE SÍMBOLOS

Ad1: Área de drenaje del pozo horizontal, [acres].

Ad2: Área de drenaje del pozo horizontal, [acres].

API: gravedad API, ° API.

b: constante de declinación.

b: Mitad del eje menor de una elipse, [pies].

C= Costo de producción por pozo/mes, en Bs/Pozo/mes.

D: Tasa de declinación nominal, tiempo⁻¹.

De: Tasa de declinación efectiva, adimensional.

h: espesor neto de la formación productora, ft.

K_h Permeabilidad horizontal del yacimiento, [mD].

K_v: Permeabilidad vertical del yacimiento, [mD].

Ko: permeabilidad efectiva del petróleo, mD.

L: Longitud de la sección horizontal del pozo, [pies].

LE= tasa límite económico, en BND/Pozo.

Np: producción acumulada de petróleo, BN.

P= Entrada neta por barril normal de petróleo producido (deducidos los impuestos), en Bs/BN.

Pb: punto de burbuja.

Pe: presión estática del yacimiento, lpc.

Po: presión inicial, lpc.

Pwf: presión de fondo fluyente, lpc.

ΔP: diferencia de presiones, lpc.

RGP: relación gas-petróleo, PCN/BN.

Rsi: relación gras en solución – petróleo, PCN/BN.

q: Tasa inicial de producción, BPPD, BPPM.

qa: tasa de abandono, BPPD, BPPM.

qi: Tasa inicial de producción, BPPD, BPPM.

q₁: Tasa de producción al final del período considerado, BPPD, BPPM.

Qo: tasa de producción de petróleo, BNP/D.

re: radio de drenaje o radio externo, ft.

r_{eh}: Radio de drenaje del pozo horizontal, [pies].

rw: radio del pozo, ft.

Sm: Factor de daño mecánico.

So: saturación de petróleo, adimensional.

T: temperatura, °F.

t: Tiempo de producción, días, meses.

ta: tiempo de abandono, días, meses.

SÍMBOLOS GRIEGOS

β_o : factor volumétrico de formación del petróleo, BY/BN

μ_o : viscosidad del petróleo, cP

Φ : porosidad, adimensional.

CONVERSIONES

$10^3 \text{ Pa}\cdot\text{s} = \text{centiPoise, cP.}$

$^{\circ}K - 273 = \text{Grados centígrados, } ^{\circ}C.$

$\frac{9}{5} \cdot ^{\circ}C + 32 = \text{Grados Fahrenheit, } ^{\circ}F.$

$1 \text{ pie} \cdot 0,3048 = \text{metro, m.}$

$1 \text{ pulg} \cdot 0,254 = \text{metro, m.}$

$1 \text{ lb} \cdot 0,4531 \text{ lb} = \text{kilogramo, Kg.}$

$$1 \frac{lb}{pie^3} \cdot 16,01851 = \text{Kilogramo por pie cúbico}, \frac{Kg}{pie^3}$$

$$1 pie \cdot 43,560 = \text{Acre.}$$

$$1 gal \cdot 42 = \text{Barril, } BN.$$

$$1 pie^3 \cdot 5,8 = \text{Barril, } BN.$$

GLOSARIO

Arcillolita: es una roca compacta, sin fisilidad y formada por partículas del tamaño de la arcilla.

Arenamiento: el fenómeno de arenamiento tiene su origen cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos de arrastre y gradientes de presión) son mayores que la resistencia mecánica de la formación. Cuando estos esfuerzos son mayores que la resistencia ocurre una inestabilidad causando desprendimiento del material de la formación. Este desprendimiento puede ser en forma de granos individuales de arena que se producen continuamente o pedazos enteros de la formación. Este desprendimiento de partículas no ocurre todo súbitamente, sino que va aumentando hasta llegar a cantidades catastróficas de arenas, por lo que se deben identificar los pozos que estén produciendo poca cantidad de arena para tomar medidas especiales, ya que una vez que estos llegan a tasas críticas no hay manera de detener la producción de la misma.

Asfaltenos: son definidos como la fracción de crudo insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero solubles en tolueno. Otra definición considera que los asfaltenos son moléculas planas, poli aromáticas y poli cíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas (agentes peptizantes); no son puros, ni son moléculas idénticas, se sabe que tienen una carga eléctrica, y se piensa que están poli dispersos.

Bioturbación: es la biodegradación de un componente o substrato carbonático (sedimento o roca) por actividad orgánica. Entre las principales consecuencias de la bioturbación destacan: la destrucción parcial o total de las texturas o microfábricas originales, creación de porosidad (borings y burrows), calcitización de raíces (Microcodium), producción de barro micrítico, etc.

Bomba de Cavidad Progresiva: consiste en una maquina rotativa de desplazamiento positivo, compuesta por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. El motor transmite el movimiento rotacional a una sarta de cabillas, esta sarta de cabillas hacen girar al rotor, formando cavidades progresivas ascendentes. Finalmente el crudo se desplaza hasta la superficie por efecto del rotor que gira dentro del estator fijo.

Bombeo Electro-Sumergible: es un sistema de levantamiento artificial, que se basa en la utilización de bombas de suelo de tipo centrífuga de múltiples etapas ubicadas en el fondo del pozo la cual es accionada por motores eléctricos.

Cámara de Vapor: es el volumen del yacimiento en el cual existe vapor móvil por un largo periodo de tiempo.

Calentamiento Eléctrico: es un proceso térmico que se caracteriza por introducir calor dentro de la región perforada cercana al pozo. Las características de este mecanismo son: proceso continuo no cíclico, equipos eléctricos y de campo convencionales pueden ser utilizados. No existe la necesidad de inyectar fluidos adicionales dentro del yacimiento.

Complejo de barras fluviales: representan las partes interiores de las curvas del canal fluvial. Los granos más gruesos tienen a ser depositados en las partes basales de la barra. Disminución de tamaño de grano hacia la parte superior de la barra. Estratificación cruzada cóncava.

Canales fluviales: son compuestos generalmente de material grueso que los ríos pueden mover o transportar durante los períodos de máxima energía. Tienden a ser depósitos de forma lenticular, en donde lo más característico es la imbricación de clastos que presentan.

Desplazamiento con vapor en pozos horizontales de forma alternada o Horizontal Alternating Steam Drive (HASD): es un proceso de recuperación térmica que integra tecnología de pozos horizontales, con inyección cíclica e inyección continua de vapor y es una opción interesante para mejorar la explotación de yacimientos de crudos pesados y extrapesados, en arenas delgadas y muy delgadas, donde la eficiencia térmica y la construcción de pozos para la aplicación de otros métodos de recuperación térmica como SAGD e ICV, se ven comprometidos.

Drenaje gravitacional asistido por vapor o Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD): es un proceso de recuperación térmica para crudos pesados y extrapesados. Este procedimiento es aplicado a pares de pozos múltiples. Los pares de pozos son perforados en forma horizontal, paralela y verticalmente alineados uno con el otro; su longitud y separación vertical se encuentran en el orden de un (1) kilómetro y cinco (5) metros, respectivamente. El pozo superior es conocido como “pozo inyector” y el pozo inferior es conocido como “pozo productor”. En la fase inicial las condiciones en la zona productora son iguales a las condiciones de la zona inyectora, a medida

que se inyecta vapor, se crea una capa de vapor alrededor del pozo inyector, aumentando de tamaño pudiendo llegar al pozo productor.

Este proceso comienza con la circulación de vapor en ambos pozos de manera que el bitumen entre el par de pozos es calentado lo suficiente para fluir hacia el pozo productor más bajo. El espacio poroso libre es continuamente llenado con el vapor formando una “cámara de vapor”. La cámara de vapor calienta y llena cada vez más bitumen hasta que adelanta a los poros petrolíferos entre el par de pozos. La circulación de vapor en el pozo productor es luego detenida e inyectada solamente en el pozo inyector superior. La cámara de vapor de forma cónica, anclada al pozo productor, ahora comienza a desplegarse hacia arriba desde el pozo inyector.

Estuarinos: son cuerpos sedimentarios en la interface entre ambientes marinos y continentales, por lo que pueden contener evidencia física, biológica y química de procesos ocurridos en estos tipos de ambientes. La base de una sucesión estuarina es comúnmente la erosión de la superficie “escarbada” en la desembocadura del río

Factor Volumétrico de Formación (Bo): el volumen de petróleo que entra en los tanques de almacenamiento en superficie es menor que el volumen de petróleo que sale del yacimiento, debido a la variación de presión y temperatura. El Factor Volumétrico de Formación (Bo) es definido como el volumen de petróleo del yacimiento para producir un barril de petróleo en tanque, y sus unidades son barriles de petróleo a condiciones del yacimiento por barril de petróleo en tanque, BY/BN.

Fibra óptica: la fibra óptica presenta algunas aplicaciones en la industria petrolera que comprende desde el monitoreo temporal del perfil de producción de un pozo hasta el monitoreo permanente de parámetros como presión y temperatura en pozos

con terminaciones fijas. La principal aplicación de la fibra óptica es el registro en tiempo real de la temperatura distribuida, tanto en el monitoreo del perfil de inyección de agua en pozos inyectoros de agua tanto en el monitoreo del perfil de inyección de gas en pozos con bombeo neumático. El objetivo principal del análisis de temperatura es verificar el perfil de inyectividad o producción en pozos inyectoros o productores y la funcionalidad de las válvulas del sistema en pozos con Bombeo Neumático.

Fluidos newtonianos: fluido básico donde el esfuerzo de cizallamiento o corte es directamente proporcional a la tasa de corte. Inician su movimiento al agregar presión al sistema ($P > 0$), es decir, son aquellos fluidos que al estar en reposo no necesitan ningún esfuerzo para hacerlos mover. Entre estos se tienen: el agua, aceite, glicerina, etc.

Fluidos no newtonianos: son aquellos en los cuales la viscosidad depende de las condiciones del flujo (movimiento de un fluido). Al estar en reposo se gelatinizan y para ponerlos en movimiento necesitan de un esfuerzo grande.

Fluidos plásticos: probablemente son los fluidos No Newtonianos más simples, ya que sólo difieren de los Newtonianos en que su relación lineal entre el esfuerzo cortante y la razón de corte no parten del origen y se requiere un esfuerzo cortante finito para que haya flujo. Se conocen como fluidos No Newtonianos tipo Plástico de Bingham.

Fluidos pseudoplásticos: aquí se incluye la mayor parte de los fluidos No Newtonianos, entre los que se encuentran soluciones poliméricas. En general, la curva de flujo en un intervalo de razón de corte puede aproximarse a una línea recta en escala logarítmica. Se conocen como fluidos No Newtonianos tipo Ley de Potencia. Da predicciones más exactas del modelo de flujo.

Fluidos dilatantes: son aquellos que exhiben un comportamiento reológico opuesto al de los materiales pseudoplásticos, la viscosidad se incrementa a medida que se incrementa la razón de corte.

Gradiente de presión: es la presión ejercida por un fluido por cada pie de altura del fluido. Por ejemplo: El agua fresca ejerce un gradiente de presión de 0.433 lpc/pie (0,1 kg/m). Por lo tanto, una columna de agua de 50 pies de altura ejercerá una presión de 21.65 lpc (50pies x 0.433 lpc/pies). Para incrementar la presión un (1) lpc requiere de un aumento de 2.31 pies de profundidad.

Gravedad API (γ_{API}): para el petróleo es de uso común la gravedad API (American Petroleum Institute), siglas en inglés del Instituto Americano del Petróleo, escala utilizada para expresar la gravedad específica de los aceites. Y se encuentra definida mediante la siguiente relación:

$$\gamma_{API} = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5$$

Donde, γ_{API} , es la gravedad API del petróleo ($^{\circ}API$), y γ_o la gravedad específica del petróleo a 60°/60°. Obsérvese que petróleos más livianos que el agua < 1.0 , tienen γ_{API} mayor de 10, y más pesados que el agua tienen γ_{API} menor a 10.

Inyección Química: utiliza sustancias especiales tales como polímeros, surfactantes, emulsiones, soluciones alcalinas y combinaciones de ellas, para modificar las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento y así mejorar la relación de movilidades y la eficiencia de barrido del petróleo hacia el pozo productor.

Inyección de Vapor: es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada.

Llanura de marea: pueden ser vistas como niveles expuestos de capas de barro resultantes de la deposición de sedimentos estuarinos, arcillas y detritus de animales marinos.

Macolla: la macolla permite reducir el área requerida para las localizaciones, ya que desde un solo sitio se pueden perforar varios pozos. Además, se logra reducir el impacto ambiental, se minimiza gastos de construcción de caminos, en instalaciones, en utilización del transporte de carga y personal, y posteriormente, se economiza en vigilancia e inspección de pozos por estar éstos en un solo punto, ya que todos los puntos de inyección/presión serán medidos y controlados en la macolla.

Onda de presión: es un movimiento de vibración en un sistema mecánico, raras veces, está uniforme en todas las partes del sistema, especialmente a altas frecuencias.

Plateau: producción estable de petróleo alcanzada después de la fase de producción temprana y mantenida en el tiempo.

Presión: es la fuerza por unidad de área de un fluido. Se puede considerar como un esfuerzo de compresión. Las unidades más comunes para expresar a la presión son libras por pulgada cuadrada (lpc) y kilogramo por centímetro cuadrado Kg/cm². De

acuerdo con el principio de Pascal, si la presión se aplica a la superficie de un fluido, esta presión es transmitida igualmente en todas las direcciones.

Presión estática del yacimiento: la presión estática del yacimiento es aquella que se determine en el fondo del yacimiento, mientras no hay flujo de fluidos. Es un parámetro fundamental para entender la conducta del yacimiento y determinar las propiedades de fluidos presentes.

Presión de burbujeo (Pb): se define como la presión a temperatura constante, en el cual se encuentra en estado de equilibrio un sistema compuesto por petróleo y gas.

Presión de fondo fluyente (Pwf): se define como la presión del fondo de la formación en la vecindad del pozo productor mientras éste se encuentra produciendo.

Producción Acumulada: es una medida de la producción en un intervalo de tiempo, generalmente este intervalo de tiempo está representado entre la fecha inicio de la producción y cualquier fecha posterior.

Profundidad Medida: es la distancia o longitud total del hoyo. Representa la distancia de la trayectoria del pozo o la medición de la tubería en el hoyo.

Profundidad Vertical Verdadera (TVD): es la proyección de la profundidad medida en la vertical. Representa la distancia vertical desde un punto en el pozo hasta un punto en la superficie, usualmente la elevación de la mesa rotatoria.

Recobro: fracción de hidrocarburo que puede o ha sido producido de un pozo, yacimiento o campo.

Recuperación final estimada: es una aproximación de la cantidad de petróleo o gas que es potencialmente recuperable o que ya ha sido recuperado de un pozo.

Relación gas-petróleo (RGP): se define como el número de pie cúbico normal de gas que pueden disolverse en un barril normal de petróleo cuando ambos son llevados a la condición de presión y temperatura en tanque de superficie.

Relación gas-petróleo en solución (Rs): se define como el número de pie cúbico normal de gas que pueden disolverse en un barril normal de petróleo cuando ambos se encuentran a la condición de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

Reología: es la ciencia que estudia el comportamiento del flujo de un fluido cuando circula a través de una tubería o conducto. Este estudio reológico se realiza estableciendo la relación existente entre el esfuerzo de corte y la tasa o velocidad de corte, que son propiedades físicas abstractas que están relacionadas con los procesos de deformación de un fluido que está en movimiento.

Resinas: las resinas comprenden aquella fracción que se solubiliza cuando el petróleo o bitumen se disuelve en un n-alcano, pero se adsorbe en un material activo superficialmente (como tierra de Fuller). Las resinas son oscuras, semisólidas, muy

adhesivas, de peso molecular alto, y su composición depende del precipitante empleado.

Rocas calcáreas: son las constituidas por cal. Generalmente son blanquecinas y de aspecto granuloso.

Unidades de flujo: son secciones del volumen total de la roca reservorio que presentan intervalos estratigráficamente continuos lateral y verticalmente manteniendo una estructura geológica constante y presentando propiedades petrofísicas parecidas. Se puede decir que son unidades depositadas bajo condiciones semejantes que presentan procesos diagenéticos parecidos, por lo que, sus características de flujo de fluidos son similares. Dichas relaciones de porosidad, permeabilidad y presión capilar son características de los estratos adyacentes lateral y verticalmente.

Viscosidad: propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza.

Yacimiento: es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como en un solo sistema hidráulicamente conectado. Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas saturadas con agua, denominadas acuíferos. También muchos yacimientos se hallan localizados en grandes cuencas sedimentarias compartiendo un acuífero en común.