

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



**“GENERACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LA
EXPLOTACIÓN DE LAS RESERVAS REMANENTES DE LOS
YACIMIENTOS INACTIVOS DE LOS CAMPOS ARECUNA Y BARE DEL
DISTRITO MÚCURA”**

REALIZADO POR:

LUÍS DANIEL HENRÍQUEZ PUERTA

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO PETRÓLEO

Puerto La Cruz, Octubre de 2009

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



**“GENERACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LA
EXPLOTACIÓN DE LAS RESERVAS REMANENTES DE LOS
YACIMIENTOS INACTIVOS DE LOS CAMPOS ARECUNA Y BARE DEL
DISTRITO MÚCURA”**

ASESORES

Ing. Ivón Ulacio
Asesor Académico

Ing. Francisco Flores
Asesor Industrial

Ing. Laineth López
Coasesor Industrial

Puerto La Cruz, Octubre de 2009

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



**“GENERACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LA
EXPLOTACIÓN DE LAS RESERVAS REMANENTES DE LOS
YACIMIENTOS INACTIVOS DE LOS CAMPOS ARECUNA Y BARE DEL
DISTRITO MÚCURA”**

Ing. Ivón Ulacio
Asesor Académico

Ing. Jairo Uricare
Jurado Principal

Ing. Luis Castro
Jurado Principal

Puerto La Cruz, Octubre de 2009

ARTÍCULO 44

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

DEDICATORIA

- ✚ A Dios por permitirme soñar, luchar, crecer y lograr con éxito las metas que me he propuesto. En Él conseguí toda la fuerza, la disciplina y la constancia para salir adelante en todo momento.
- ✚ A mis padres por el apoyo y el amor incondicional que siempre han sabido darme.
- ✚ A la memoria de mi tío Juan Bautista Puerta (El Negro), por ser un gran ser humano y un ejemplo a seguir entre quienes tuvimos la dicha de conocerlo. Espero estés orgulloso de mí.
- ✚ A la memoria del Sr. Mamerto Millán, quien me abrió las puertas de su casa a mi llegada a Puerto la Cruz y me consideró parte de su familia.
- ✚ A ellos y a todos aquellos que trabajan día a día con dedicación para alcanzar sus metas y hacer sus sueños realidad.

AGRADECIMIENTO

- ✚ A Dios por darme fuerzas para seguir adelante y por estar conmigo en todo momento.
- ✚ A mis padres, Ylsia Puerta y Ramón Hernández, por todo el esfuerzo que realizaron durante toda la etapa de mi formación profesional. Gracias por seguir día a día mis inquietudes, debilidades y luchas.
- ✚ A la Universidad de Oriente por abrirme sus puertas y por ser el pilar fundamental de la formación académica de miles de jóvenes que aspiran y trabajan por un futuro mejor.
- ✚ A todos los profesores que dedicaron su tiempo a mi enseñanza. Gracias por impartir una educación honesta y digna, comprometida con el desarrollo y crecimiento del país.
- ✚ A mi asesora académica, Ing. Ivón Ulacio, por aceptar ser parte de este trabajo y por todo el tiempo dedicado a orientarme.
- ✚ A mi asesor industrial, Ing. Francisco Flores, por haber sido un excelente tutor. Gracias por estar dispuesto a escuchar y a colaborar en todo momento.
- ✚ A la Gerencia de Yacimientos del Distrito Múcura, PDVSA. Por permitir la realización de esta tesis, la cual disfruté enormemente.

- ✚ A mi coasesora industrial, Ing. Laineth López, de quien recibí apoyo incondicional. Gracias por haber mantenido un nivel de exigencia y por incentivar-me a dar lo mejor durante mi estadía en la empresa.

- ✚ A los ingenieros y geólogos de la Superintendencia de Planes y Reservas del Distrito Múcura: Yamilkha García, Martalejandra Rojas, Eudis Alcalá y Jesús Rodríguez, por dedicar parte de su tiempo en el desarrollo de este trabajo. También agradezco a Ricardo Guacarán por su valiosa ayuda en la sala de mapas.

- ✚ A todos los ingenieros de la Gerencia de Yacimientos del Distrito Múcura por su valiosa colaboración, en especial a la Ing. Adriana Marcano por todo el tiempo que dedicó para disipar mis dudas respecto a este trabajo.

- ✚ A mi tía Milva Puerta, mi segunda madre, por su apoyo incondicional. Gracias por creer en mí.

- ✚ A mi tía Carmen Henríquez y su familia, por brindarme la oportunidad de conocerlos. Gracias por la confianza y la valiosa ayuda que me ofrecieron de manera desinteresada durante toda la etapa de mi vida universitaria.

- ✚ A José Correa (Cheo) por su gran ayuda durante mi llegada a San Tomé y por su disposición de colaborar.

- ✚ A mi primo José Manuel Puerta por haberme brindado su apoyo mientras realicé mi tesis. Gracias por la confianza.

- ✚ A mis tíos Niven Pérez y José Luis Puerta por todo el apoyo y la atención que siempre han tenido en mí.

- 🌈 A todos mis compañeros de la “Gerencia de Tesistas”: Denisse Jiménez, María Hernández, Víctor Pérez (El Líder), Donna Parra, Érika Rojas, Nelson Barreto, Johana Gil (La gochita), Yasmely Benítez, Irene Centeno (Irenita), María Figuera (Tucupita), Suelhen Díaz, Adrián González, Carolina Bas (Su mercesita) y en especial a mis amigos Mairim Báez y Samuel Avilé, quienes me apoyaron desde mi llegada a la empresa.

- 🌈 A mis mejores amigos: Johannys Méndez (Amigocha), Alicia Leal (Chaparra), Oreanna Ruíz (Madre de Dios), Lidángel Suárez (Lida), Francirys Solano (Melody), Andrés Cortesía (Corte), Andrea Manríquez (Burritos), Angélica Manríquez (Fresa), Yezmín Inatti (Mi comadrita), Yanilith Sabbagh (Babieca), Edwin Rodríguez (Flacura), Moisés Hernández (Moiseíto), Odalys Zurita (Gorda), Francisco Noguera (Locote), Leonela Marín (Corotico) y Ronie Bozo (Vieja); con quienes he compartido gratos y memorables recuerdos durante muchos años. Gracias por su amistad y por estar ahí cuando los necesito.

- 🌈 A mis amigos y compañeros de clases: Renny Castillo (Anayola), Luisiannys Peñalver, Ytzamary Dawhare, Abraham Peinado, Gustavo Espinoza, Graciela Alén, Elibeth Díaz, Nora Cotua, Narvy Figuera, Víctor Villarroel, Rubercys Sandoval, Marybel Badra, Ana Mery Maza, Eudis Fuente, Jemmina Morales, Andrés Ramos y Lourdes Carreño; con quienes compartí alegrías y luchas.

- 🌈 A mis hermanos: Carlos Cedeño, Leonel Boutto, César Astudillo y Paola Cedeño, a quienes tuve la dicha de conocer durante mi paso por la UDO. Gracias por convertirse en parte de mi familia y por los momentos que compartimos durante los últimos años.

- ✚ A mis otras madres: Miguelina Abad y Rosa Angélica Vargas, por los consejos y el aprecio que siempre me han dado.

- ✚ A la Sra. Carmen de Millán por haberme recibido en su casa durante el tiempo que estudié en Maturín. Gracias por considerarme como un hijo.

- ✚ A mis tías: Juanita, Noris y Nereida Hernández, por toda la ayuda y el cariño que me brindaron durante mi llegada a Puerto La Cruz.

RESUMEN

En este trabajo se propusieron planes de desarrollo que contribuyen con la generación del potencial de producción de los yacimientos inactivos de los campos Arecuna y Bare del Distrito Múcura. Para tal fin se creó una base de datos con información petrofísica, de producción y reservas, de los yacimientos inactivos seleccionados en el libro oficial de reservas 2007. Se determinaron las propiedades PVT de los fluidos presentes en los yacimientos por medio de correlaciones empíricas generadas para estos campos. Mediante la revisión de los archivos de pozos y la historia de producción registrada en Centinela y en OFM, y con la ayuda de los registros de cementación y las curvas de Chan, se detectaron los problemas asociados a la inactividad de los pozos. Los planes propuestos comprenden la reactivación de 19 yacimientos con unas reservas remanentes asociadas de 170.921 MMBN. El potencial inicial asociado a los planes es 6481.90 BPPN. Entre las actividades se encuentran: 8 reactivaciones, 8 reacondicionamientos permanentes, 2 cambios de zonas productoras y 7 nuevas localizaciones horizontales. La factibilidad en la aplicación de estas propuestas se determinó mediante evaluaciones económicas. Adicionalmente se propusieron 4 pozos para inyección de agua de disposición y 14 pozos para abandono físico.

CONTENIDO

ARTÍCULO 44	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
RESUMEN.....	x
CONTENIDO	xi
LISTA DE TABLAS	xxvi
LISTA DE FIGURAS.....	xxviii
CAPITULO I.....	31
INTRODUCCIÓN	31
1.1.- Cuenca oriental de Venezuela.....	31
1.2.- Faja del Orinoco	32
1.3.- Área Ayacucho	33
1.4.- Bloque Arecuna	34
1.5.- Bloque Bare	34
1.6 Planteamiento del problema.....	35
1.7 Objetivos	37
1.7.1 Objetivo general.....	37
1.7.2 Objetivos específicos	37
CAPITULO II	10
MARCO TEÓRICO.....	10
2.1 Antecedentes	10
2.2- Reservas.....	11
2.2.1.- Clasificación de las reservas.....	11
2.2.1.1.- Reservas Probadas	11
2.2.1.1.1.- Reservas Probadas Desarrolladas	12
2.2.1.1.2.- Reservas Probadas no Desarrolladas	13

2.2.1.2.- Reservas No Probadas	13
2.2.1.2.1.- Reservas No Probadas Probables.....	14
2.2.1.2.2.- Reservas No Probadas Posibles.....	14
2.3.- Análisis PVT.....	15
2.4.- Métodos de levantamiento artificial	16
2.4.1.- Bombeo mecánico (BM).....	16
2.4.2.- Bombeo electrosumergible (BES).....	18
2.4.3.- Bombeo de cavidades progresivas (BCP).....	20
2.5.- Reparación de pozos	21
2.5.1.- Tasa de producción limitada	22
2.5.1.1.- Baja Permeabilidad de la Formación	22
2.5.1.2.- Baja Presión del Yacimiento	22
2.5.1.3.- Daño de la Formación.....	23
2.5.1.3.1- Indicadores de Daños.....	23
2.5.1.4.- Taponamiento de la Vecindad del Pozo o de la Tubería de Producción	24
2.5.1.5.- Alta Viscosidad del Petróleo	24
2.5.1.6.- Excesiva Contrapresión sobre la Formación	24
2.5.1.7.- Inadecuado Sistema de Levantamiento	25
2.5.2.- Alta producción de agua	25
2.5.2.1.- Diagnóstico De Los Problemas De Agua	26
2.5.3.- Problemas mecánicos.....	28
2.5.3.1.- Cementación Primaria	28
2.5.3.2.- Filtración del Revestidor.....	28
2.5.3.3.- Comunicación por completaciones múltiples.....	29
2.6.- Tipos de reparación-generación de potencial	29
2.6.1.- Reparaciones menores	29
2.6.2.- Reparaciones mayores	29
2.7.- Actividades generadoras de potencial de producción.....	30

2.7.1.- Reparación y reacondicionamiento de pozos.....	30
2.7.2.- Estimulación de pozos	31
2.7.3.- Perforación.....	31
2.7.4.- Reperforación	31
2.7.8.- Producción de yacimientos en una fase	31
2.7.8.1.- Flujo Transitorio de Petróleo Subsaturado	32
2.7.8.2.- Flujo en Estado Seudocontinuo	32
2.7.8.3.- Producción en Pozos Horizontales	33
CAPITULO III.....	36
SISTEMAS UTILIZADOS.....	36
3.1.- Oil Field Manager 2005 (OFM 2005)	36
3.1.1- Módulos de análisis primario.....	38
3.1.1.1.- Mapa Base	38
3.1.1.2.- Filter (Filtro o selección)	39
3.1.1.2.1.- Por Completación	40
3.1.1.2.2.- Por Categoría	41
3.1.1.3.- Gráficos.....	41
3.1.1.4.- Reportes	42
3.2.- CENTINELA (Base de datos de PDVSA)	43
3.2.1.- Beneficios de CENTINELA	44
3.2.2.- Aplicaciones de CENTINELA	45
3.2.2.1.- Aplicación Pozo	46
3.2.2.2.- Aplicación Gas.....	47
3.2.2.3.- Aplicación Óleo	48
3.2.2.4.- Aplicación Seila.....	48
3.2.2.5.- Aplicación Tabla.....	48
3.2.2.6.- Aplicación Guía del Usuario	49
3.2.2.7.- Aplicación Tutorial.....	49
3.2.2.8.- Aplicación Vapor	49

3.2.2.9.- Aplicación Seguridad.....	49
3.2.2.10.- Aplicación Agua	50
3.3.- PIPESIM 2002	50
3.3.1.- Módulo well performace analysis.....	52
3.3.1.1.- Módulo Yacimiento	54
3.3.1.2.- Módulo Tubing	55
3.3.1.3.- Módulo Estrangulador	57
3.4.- Sistema de evaluaciones económicas (See Plus).....	58
CAPITULO IV.....	60
METODOLOGÍA	60
4.1.- Revisión bibliográfica.....	61
4.2.- Selección de los yacimientos	61
4.3.- Recopilación de información	62
4.3.1.- Historia de los pozos.....	62
4.3.2.- Información de producción y reservas.....	63
4.3.3.- Mapas isópacos – Estructurales	63
4.4.- Caracterización de los fluidos presentes en los yacimientos en estudio.....	64
4.4.1.- Cálculo de las propiedades PVT	64
4.4.1.1.- Relación Gas-Petróleo en Solución o Solubilidad del Gas Inicial (Rsi).....	64
4.4.1.2.- Presión de Burbujeo (Pb).....	65
4.4.1.3.- Densidad del Petróleo (ρ_o)	66
4.4.1.4.- Factor Volumétrico del Petróleo (β_o).....	67
4.4.1.5.- Viscosidad del Petróleo (μ_o).....	68
4.4.2.- Presión inicial	69
4.4.3.- Gravedad API del Crudo ($^{\circ}$ API)	70
4.4.4.- Densidad Relativa del Gas (γ_g)	71
4.4.5.- Temperatura del Yacimiento.	71

4.5.- Evaluación del comportamiento de producción de los pozos mediante gráficos generados por OFM	72
4.6.- Identificación de los problemas asociados a los pozos candidatos a reactivación	73
4.6.1.- Problemas mecánicos.....	74
4.6.2.- Alta producción de agua	74
4.7.- Proposición de planes de explotación.....	75
4.7.1.- Actividades generadoras de potencial.....	75
4.7.1.1.- Rehabilitación de Pozos.....	75
4.1.1.1.1.-Reactivaciones	75
4.7.1.1.2.- Reacondicionamientos Permanentes (Ra/Rc).....	76
4.7.1.1.3.- Reacondicionamientos Permanentes Asociados a Cambio de Zona Productora	76
4.7.1.2.- Perforación de Nuevas Localizaciones	76
4.7.1.2.1.- Criterios Para la Proposición de Nuevas Localizaciones	77
4.7.2.- Cálculo del potencial de producción.....	80
4.7.2.1.- Cálculo del Potencial Inicial de las Propuestas de Rehabilitación de Pozos.	80
4.7.2.1.- Cálculo del Potencial Inicial de las Propuestas de Nuevas Localizaciones.....	81
4.7.3.- Actividades no generadoras de potencial.....	83
4.7.3.1.- Abandono Físico	83
4.7.3.2.- Inyección de Agua de Disposición	83
4.7.3.3. Reasignación de Producción	84
4.8.- Evaluación económica del proyecto	84
4.8.1.- Indicadores económicos.....	84
4.8.1.1.- Valor Presente Neto (VPN)	84
4.8.1.2.- Tasa Interna de Retorno (TIR).....	85
4.8.1.3.- Eficiencia de la Inversión (EI)	86

4.8.1.4.- Tiempo de Pago no Descontado (TP).....	86
CAPITULO V	88
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	88
5.1.- Selección de los yacimientos	88
5.2.- Caracterización de los fluidos presentes en los yacimientos en estudio.....	90
5.2.1.- Análisis PVT.....	90
5.3.- Evaluación del comportamiento de producción de los pozos mediante gráficos generados por OFM	91
5.3.1.- Yacimientos inactivos del campo Arecuna.....	92
5.3.1.1.- Yacimiento I2L MFA 117	92
5.3.1.1.1.- Pozo MFA 117.....	93
5.3.1.2.- Yacimiento I4,5 MFA 28.....	94
5.3.1.2.1.- Pozo MFA 28.....	94
5.3.1.3.- Yacimiento N1 MFA 7	95
5.3.1.3.1. Pozo MFA 7	95
5.3.1.4.- Yacimiento R0 MFA 14	96
5.3.1.4.1.- Pozo MFA 14.....	96
5.3.1.4.2.- Pozo MFA 26.....	96
5.3.1.4.3.- Pozo MFA 31.....	97
5.3.1.4.4.- Pozo MFA 47.....	97
5.3.1.5.- Yacimiento R0 MFA 22	98
5.3.1.5.1.- Pozo MFA 22.....	98
5.3.1.6.- Yacimiento R0 MFA 27	99
5.3.1.6.1.- Pozo MFA 27.....	99
5.3.1.6.2.- Pozo MFA 87.....	99
5.3.1.6.3.- Pozo MFA 137.....	100
5.3.1.6.4.- Pozo MFA 149.....	101
5.3.1.6.5.- Pozo MFA 150.....	102
5.3.1.7.- Yacimiento R0 MFA 112	102

5.3.1.7.1.- Pozo MFA 112.....	103
5.3.1.8.- Yacimiento R1 MFA 3	103
5.3.1.8.1.- Pozo MFA 211.....	103
5.3.1.9.- Yacimiento R1 MFA 33	104
5.3.1.9.1.- Pozo MFA 130.....	104
5.3.1.10.- Yacimiento R2 MFA 25	105
5.3.1.10.1.- Pozo MFA 25.....	106
5.3.1.11.- Yacimiento R3 MFA 126	106
5.3.1.11.1.- Pozo MFA 209.....	106
5.3.1.11.2.- Pozo MFA 212.....	107
5.3.1.12.- Yacimiento R4, S2 MFA 157	108
5.3.1.12.1.- Pozo MFA 157.....	108
5.3.1.13.- Yacimiento S1,2 MFA 33	108
5.3.1.13.1.- Pozo MFA 162.....	109
5.3.1.14.- Yacimiento S3,4 MFA 50.....	109
5.3.1.14.1.- Pozo MFA 50.....	110
5.3.1.15.- Yacimiento S5 MFA 91	110
5.3.1.15.1.- Pozo MFA 91	110
5.3.1.16.- Yacimiento S5 MFA 93.....	111
5.3.1.16.1.- Pozo MFA 93.....	111
5.3.1.17.- Yacimiento T MFA 6.....	111
5.3.1.17.1.- Pozo MFA 6.....	112
5.3.1.18.- Yacimiento T MFA 36.....	112
5.3.1.18.1.- Pozo MFA 36.....	113
5.3.1.19.- Yacimiento T MFA 52.....	113
5.3.1.19.1.- Pozo MFA 52.....	114
5.3.1.19.2.- Pozo MFA 59.....	114
5.3.1.19.3.- Pozo MFA 60.....	115
5.3.1.19.4.- Pozo MFA 62.....	116

5.3.1.19.5.- Pozo MFA 65.....	117
5.3.1.19.6.- Pozo MFA 75.....	118
5.3.1.19.7.- Pozo MFA 117.....	118
5.3.1.19.8.- Pozo MFA 118.....	118
5.3.1.19.9.- Pozo MFA 119.....	119
5.3.1.19.10.- Pozo MFA 120.....	120
5.3.1.19.11.- Pozo MFA 121.....	121
5.3.1.19.12.- Pozo MFA 122.....	121
5.3.1.19.13.- Pozo MFA 123.....	122
5.3.1.19.14.- Pozo MFA 124.....	123
5.3.1.19.15.- Pozo MFA 125.....	124
5.3.1.19.16.- Pozo MFA 142.....	124
5.3.1.19.17.- Pozo MFA 143.....	125
5.3.1.19.18.- Pozo MFA 144.....	126
5.3.1.19.19.- Pozo MFA 145.....	127
5.3.1.20.- Yacimiento T MFA 90.....	128
5.3.1.20.1.- Pozo MFA 90.....	128
5.3.1.21.- Yacimiento U1 HAM 3.....	129
5.3.1.21.1.- Pozo MFA 194.....	129
5.3.1.22.- Yacimiento U1 MFA 3.....	129
5.3.1.22.1.- Pozo MFA 211.....	130
5.3.1.23.- Yacimiento U1 MFA 7.....	130
5.3.1.23.1.- Pozo MFA 7.....	130
5.3.1.24.- Yacimiento U1 MFA 10.....	130
5.3.1.24.1.- Pozo MFA 10.....	131
5.3.1.25.- Yacimiento U1 MFA 23.....	131
5.3.1.25.1.- Pozo MFA 164.....	131
5.3.1.26.- Yacimiento U1 MFA 38.....	132
5.3.1.26.1.- Pozo MFA 38.....	132

5.3.1.27.- Yacimiento U1 MFA 40	133
5.3.1.27.1.- Pozo MFA 40	133
5.3.1.27.2.- Pozo MFA 58	133
5.3.1.27.3.- Pozo MFA 61	134
5.3.1.27.4.- Pozo MFA 63	134
5.3.1.27.5.- Pozo MFA 65	135
5.3.1.27.6.- Pozo MFA 80	135
5.3.1.27.7.- Pozo MFA 155	136
5.3.1.28.- Yacimiento U1 MFA 92	136
5.3.1.28.1.- Pozo MFA 92	136
5.3.1.29.- Yacimiento U2L MFA 129	137
5.3.1.29.1.- Pozo MFA 129	137
5.3.2.- Yacimientos sin pozos completados en el campo arecuna	138
5.3.2.1.- Yacimiento I3 HAM 2	138
5.3.2.2.- Yacimiento K,L0 MFA 31	138
5.3.2.3.- Yacimiento P1,3 MFA 29	139
5.3.2.4.- Yacimiento R0 MFA 114	139
5.3.2.5.- Yacimiento R1 MFA 26	140
5.3.2.6.- Yacimiento R1 MFA 31	140
5.3.2.7.- Yacimiento R4U,L HAM 1	141
5.3.2.8.- Yacimiento R4U,L MFA 33	141
5.3.2.9.- Yacimiento R4U,L MFA 115	141
5.3.2.10.- Yacimiento S1,2 MFA 23	142
5.3.2.11.- Yacimiento S3,4 MFA 115	142
5.3.2.12.- Yacimiento T HAM 1	143
5.3.2.13.- Yacimiento T MFA 23	143
5.3.2.14.- Yacimiento T MFA 29	144
5.3.2.15.- Yacimiento T MFA 50	144
5.3.2.16.- Yacimiento U1 MFA 16	145

5.3.2.17.- Yacimiento U1 MFA 115	145
5.3.2.18.- Yacimiento U1 MFA 157	145
5.3.3.- Yacimientos inactivos del campo Bare.....	146
5.3.3.1.- Yacimiento L4 MFB 38.....	147
5.3.3.1.1.- Pozo MFB 38.....	147
5.3.3.2.- Yacimiento M1 MFB 55.....	147
5.3.3.2.1.- Pozo MFB 55.....	148
5.3.3.3.- Yacimiento M2,3 MFB 9.....	148
5.3.3.3.1.- Pozo MFB 9.....	148
5.3.3.4.- Yacimiento N1 MFB 206	149
5.3.3.4.1.- Pozo MFB 109.....	149
5.3.3.4.2.- Pozo MFB 201.....	150
5.3.3.4.3.- Pozo MFB 206.....	151
5.3.3.4.4.- Pozo MFB 529.....	151
5.3.3.5.- Yacimiento N2 MFB 51	152
5.3.3.5.1.- Pozo MFB 51.....	152
5.3.3.6.- Yacimiento P1 MFB 85	153
5.3.3.6.1.- Pozo MFB 85.....	153
5.3.3.6.2.- Pozo MFB 464.....	154
5.3.3.7.- Yacimiento R0 MFB 66.....	154
5.3.3.7.1.- Pozo MFB 66.....	154
5.3.3.7.2.- Pozo MFB 140.....	155
5.3.3.7.3.- Pozo MFB 145.....	156
5.3.3.8.- Yacimiento R2 MFB 160.....	156
5.3.3.8.1.- Pozo MFB 160.....	157
5.3.3.9.- Yacimiento R3 MFB 276.....	157
5.3.3.9.1.- Pozo MFB 276.....	158
5.3.3.10.- Yacimiento R4 MFB 165.....	158
5.3.3.10.1.- Pozo MFB 165.....	159

5.3.3.10.2.- Pozo MFB 560	159
5.3.3.11.- Yacimiento R4U MFB 137	160
5.3.3.11.1.- Pozo MFB 137	160
5.3.3.11.2.- Pozo MFB 147	161
5.3.3.12.- Yacimiento R4U,L MFB 15	161
5.3.3.12.1.- Pozo MFB 15	162
5.3.3.13.- Yacimiento S1,2 MFB 5	162
5.3.3.13.1.- Pozo MFB 5	162
5.3.3.13.2.- Pozo MFB 167	163
5.3.3.13.3.- Pozo MFB 202	164
5.3.3.13.4.- Pozo MFB 287	165
5.3.3.13.5.- Pozo MFB 288	165
5.3.3.13.6.- Pozo MFB 407	166
5.3.3.13.7.- Pozo MFB 410	167
5.3.3.13.8.- Pozo MFB 420	167
5.3.3.13.9.- Pozo MFB 422	168
5.3.3.13.10.- Pozo MFB 434	169
5.3.3.13.11.- Pozo MFB 439	169
5.3.3.13.12.- Pozo MFB 518	170
5.3.3.13.13.- Pozo MFB 556	170
5.3.3.13.14.- Pozo MFB 558	171
5.3.3.13.15.- Pozo MFB 567	171
5.3.3.14.- Yacimiento S1,2 MFB 32	172
5.3.3.14.1.- Pozo MFB 32	172
5.3.3.14.2.- Pozo MFB 75	173
5.3.3.14.3.- Pozo MFB 521	173
5.3.3.15.- Yacimiento S2 MFB 61	174
5.3.3.15.1.- Pozo MFB 57	174
5.3.3.15.2.- Pozo MFB 59	175

5.3.3.15.3.- Pozo MFB 61	176
5.3.3.16.- Yacimiento S5 MFB 52	176
5.3.3.16.1.- Pozo MFB 528.....	176
5.3.3.17.- Yacimiento TL MFB 99	177
5.3.3.17.1.- Pozo MFB 99.....	177
5.3.3.18.- Yacimiento U1 MFB 72	178
5.3.3.18.1.- Pozo MFB 60.....	178
5.3.3.18.2.- Pozo MFB 64.....	178
5.3.3.18.3.- Pozo MFB 71	179
5.3.3.18.4.- Pozo MFB 72.....	180
5.3.3.18.5.- Pozo MFB 89.....	180
5.3.3.18.6.- Pozo MFB 93.....	181
5.3.3.18.7.- Pozo MFB 109.....	182
5.3.3.18.8.- Pozo MFB 134.....	182
5.3.3.18.9.- Pozo MFB 139.....	183
5.3.3.18.10.- Pozo MFB 140.....	184
5.3.3.18.11.- Pozo MFB 143.....	184
5.3.3.18.12.- Pozo MFB 145.....	184
5.3.3.18.13.- Pozo MFB 146.....	185
5.3.3.18.14.- Pozo MFB 147.....	185
5.3.3.18.15.- Pozo MFB 149.....	186
5.3.3.18.16.- Pozo MFB 151.....	186
5.3.3.18.17.- Pozo MFB 166.....	187
5.3.3.18.18.- Pozo MFB 169.....	188
5.3.3.18.19.- Pozo MFB 170.....	189
5.3.3.18.20.- Pozo MFB 172.....	189
5.3.3.18.21.- Pozo MFB 174.....	190
5.3.3.18.22.- Pozo MFB 201.....	190
5.3.3.18.23.- Pozo MFB 209.....	190

5.3.3.18.24.- Pozo MFB 211	191
5.3.3.19.- Yacimiento U1 MFB 129	191
5.3.3.19.1.- Pozo MFB 129	191
5.3.3.20.- Yacimiento U1,2 MFB 50	192
5.3.3.20.1.- Pozo MFB 50	193
5.3.3.20.2.- Pozo MFB 304	194
5.3.3.20.3.- Pozo MFB 592	195
5.3.3.20.4.- Pozo MFB 595	195
5.3.3.21.- Yacimiento U2 MFB 14	196
5.3.3.21.1.- Pozo MFB 14	196
5.3.3.22.- Yacimiento U2 MFB 17	197
5.3.3.22.1.- Pozo MFB 17	197
5.3.3.23.- Yacimiento U2 MFB 65	198
5.3.3.23.1.- Pozo MFB 43	198
5.3.3.23.2.- Pozo MFB 65	199
5.3.3.24.- Yacimiento U2 MFB 107	200
5.3.3.24.1.- Pozo MFB 107	200
5.3.3.24.2.- Pozo MFB 162	201
5.3.3.24.3.- Pozo MFB 164	201
5.3.3.24.4.- Pozo MFB 166	202
5.3.4.- Yacimientos sin pozos completados del campo Bare	202
5.3.4.1.- Yacimiento L3,4 MFB 99	202
5.3.4.2.- Yacimiento M1 MFB 52	202
5.3.4.3.- Yacimiento M2,3 MFB 202	203
5.3.4.4.- Yacimiento M4 MFB 14	204
5.3.4.5.- Yacimiento M4 MFB 15	204
5.3.4.6.- Yacimiento M4 MFB 51	205
5.3.4.7.- Yacimiento M4 MFB 52	205
5.3.4.8.- Yacimiento M4 MFB 205	206

5.3.4.9.- Yacimiento R3 MFB 91.....	206
5.3.4.10.- Yacimiento R3 MFB 104.....	207
5.3.4.11.- Yacimiento S1,2 MFB 50.....	207
5.3.4.12.- Yacimiento TL MFB 54.....	208
5.3.4.13.- Yacimiento U1 MFB 51.....	208
5.3.4.14.- Yacimiento U2 MFB 16.....	208
5.3.4.15.- Yacimiento U2 MFB 31.....	209
5.3.4.16.- Yacimiento U2 MFB 51.....	209
5.3.4.17.- Yacimiento U2,3 MFB 276.....	210
5.4.- Identificación de los problemas asociados a los pozos candidatos a reactivación.....	210
5.4.1.- Análisis de los diagnósticos de Chan.....	210
5.4.2.- Problemas asociados a los pozos candidatos a reactivación.....	212
5.5.- Planes de explotación.....	219
5.5.1.- Actividades generadoras de potencial.....	220
5.5.1.1.- Reactivaciones.....	220
5.5.1.1.1.- Propuesta de Reactivación del Pozo MFA 93.....	220
5.5.1.1.2.- Reacondicionamientos Permanentes (Ra/Rc).....	222
5.4.2.1.- Propuesta de Ra/Rc del Pozo MFB 528.....	223
5.5.1.3.- Cambios de Zona Productora.....	225
5.2.1.3.1.- Propuesta de Cambio de Zona Productora del Pozo MFB 146226	
5.5.1.4.- Perforación de Nuevas Localizaciones.....	229
5.5.1.4.1.- Propuesta de Localización Horizontal LOC-01.....	231
5.5.2.- Aporte de producción de las actividades generadoras de potencial.....	234
5.5.3.- Actividades no generadoras de potencial.....	235
5.5.3.1.- Abandono Físico.....	235
5.5.3.1.1.- Propuesta de Abandono del Pozo MFA 125.....	235
5.5.3.2.- Reasignación de Producción.....	238
5.5.3.2.- Inyección de Agua de Disposición.....	240

5.5.3.2.1.- Propuesta de Inyección de Agua de Disposición del Pozo MFB 93.....	240
5.5.3.2.- Yacimientos No Aptos para Desarrollar Planes de Explotación	243
5.6.- Evaluación económica	244
5.6.1.- Análisis económico de las propuestas de rehabilitación de pozos.....	244
5.6.1.1.- Análisis Económico de la Propuesta de Reactivación del Pozo MFB 99.....	245
5.6.2.- Análisis económico de las propuestas de localizaciones horizontales ..	249
5.6.2.1.- Análisis Económico de la Propuesta de Localización Horizontal LOC-01	249
5.7.- Aporte de producción de los planes propuestos.....	252
CAPITULO VI.....	254
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	254
6.1. Conclusiones	254
6.2. Recomendaciones.....	255
BIBLIOGRAFÍA	257
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	260

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 4.1. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 4.1.	65
Tabla N° 4.2. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 4.2.	66
Tabla N° 4.3. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 4.3.	67
Tabla N° 4.4. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 4.4.	68
Tabla N° 4.5. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 4.5.	69
Tabla N° 5.1. Pozos Candidatos a Reactivación en el Campo Arecuna.....	212
Tabla N° 5.2. Pozos Candidatos a Ra/Rc en el Campo Arecuna.	213
Tabla N° 5.3. Pozos Candidatos a Cambio de Zona Productora en el Campo Arecuna.	214
Tabla N° 5.4. Pozos Candidatos a Reactivación en el Campo Bare.	215
Tabla N° 5.5. Pozos Candidatos a Ra/Rc en el Campo Bare.	216
Tabla N° 5.6. Pozos Candidatos a Cambio de Zona Productora en el Campo Bare.	217
Tabla N° 5.7. Pozos Candidatos a Abandono en el Campo Arecuna.....	218
Tabla N° 5.8. Pozos candidatos a Abandono en el Campo Bare.....	218
Tabla N° 5.9. Pozos Candidatos a Inyección de Agua de Disposición en el Campo Bare.	219
Tabla N° 5.10. Prueba Oficial de Completación del Pozo MFA 93.....	221
Tabla N° 5.11. Última Producción Reportada por el Pozo MFB 528	224
Tabla N° 5.12. Última Prueba de Producción del Pozo MFB 146.....	227
Tabla N° 5.13. Última Producción de los Pozos Vecinos en el Yacimiento.....	228

Tabla N° 5.14. Coordenadas de las Propuestas de Nuevas Localizaciones.	230
Tabla N° 5.15. Propiedades Petrofísicas de las Propuestas de Localizaciones Horizontales.	231
Tabla N° 5.16. Propiedades Petrofísicas del Yacimiento T MFA 90.	233
Tabla N° 5.17. Aporte de Producción de las Actividades Propuestas.	234
Tabla N° 5.18. Última Producción reportada por el Pozo MFA 125 en el Yacimiento T MFA 52.	236
Tabla N° 5.19. Última Producción de los Pozos Vecinos Completados en las Arenas Atravesadas por el Pozo MFA 125.	238
Tabla N° 5.20. Pozos Candidatos a Reasignación de Producción.	239
Tabla N° 5.21. Última Producción Registrada por el Pozo MFB 93 y sus Pozos Vecinos.	241
Tabla N° 5.22. Yacimientos No Aptos para Desarrollar Planes de Explotación.	243
Tabla N° 5.23. Datos de la evaluación económica de la propuesta de reactivación del Pozo MFB 99.	245
Tabla N° 5.24. Indicadores Económicos de la Propuesta de Reactivación del Pozo MFB 99.	245
Tabla N° 5.25. Indicadores Económicos de las Propuestas de Rehabilitación de Pozos en el Campo Arecuna.	247
Tabla N° 5.26. Indicadores Económicos de las Propuestas de Rehabilitación de Pozos en el Campo Bare.	248
Tabla N° 5.26. Indicadores Económicos de las Propuestas de Rehabilitación de Pozos en el Campo Bare.	248
Tabla N° 5.27. Datos de la Evaluación Económica de la Propuesta de Localización Horizontal LOC-01.	249
Tabla N° 5.28. Indicadores Económicos de la Propuesta de Localización Horizontal LOC-01.	250
Tabla N° 5.29. Potencial Inicial e Indicadores Económicos de las Propuestas de Localizaciones Horizontales.	252

LISTA DE FIGURAS

Fig. N° 1.1. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela.	32
Fig. N° 1.2. División de la Faja Petrolífera del Orinoco.	33
Fig. N° 1.3. División del Área Ayacucho.	35
Fig. N° 2.1. Clasificación de las Reservas.	15
Fig. N° 2.2. Representación de un Sistema de Bombeo Mecánico.	17
Fig. N° 2.3. Representación de un Sistema de Bombeo Electrosumergible.	19
Fig. N° 2.4. Representación de un Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas. ...	21
Fig. N° 2.6. Flujo Proveniente de las Cercanías del Pozo.	10
Fig. N° 2.5. Conificación.	10
Fig. N° 2.8. Canalización Multicapa.	10
Fig. N° 2.7. Desplazamiento Normal con Alto Corte de Agua.	10
Fig. N° 2.9. Patrón de Drenaje Formado Alrededor de un Pozo Horizontal.	33
Fig. N° 3.1. Vista Inicial del Programa OFM 2005.	36
Fig. N° 3.2. Vista del Mapa Base en Pantalla.	39
Fig. N° 3.3. Ubicación de la Opción Filter.	40
Fig. N° 3.4. Vista de la Aplicación del Modulo Gráfico.	42
Fig. N° 3.5. Reporte Generado por OFM, en una Hoja de Excel.	43
Fig. N° 3.6. Entrada Inicial de Centinela.	44
Fig. N° 3.7. Distintos Módulos de Centinela.	45
Fig. N° 3.8. Muestra de la Ventana Eventos del Pozo.	46
Fig. N° 3.9. Plantilla de Centinela con Información del Pozo.	47
Fig. N° 3.10. Pantalla de Inicio PIPESIM 2002.	51
Fig. N° 3.11. Ventana de Ubicación de Well Performance Analysis.	52
Fig. N° 3.12. Ventana del Módulo Well Performance Analysis con las Barras de Herramientas Activas.	53
Fig. N° 3.13. Ventana Yacimiento Desplegada.	55

Fig. N° 3.14. Ventana de Módulo Tubing.....	56
Fig. N° 3.15. Ventana de Estrangulador.	57
Fig. N° 3.16. Ventana de Inicio de SEE-Plus.	58
Fig. N° 4.1. Diagrama de Flujo de la Metodología Usada en el Desarrollo del Trabajo.	60
Fig. N° 4.2. Reporte de Producción Generado por Centinela.	72
Fig. N° 4.3. Gráfico de la Historia de Producción de un Pozo.	73
Fig. N° 4.4. Ventana del Modelo Matemático de Joshi.	82
Fig. N° 5.2. Mapa del Yacimiento S1,2 MFB 5.....	1
Fig. N° 5.1. Mapa del Yacimiento R0 MFA 22.....	1
Fig. N° 5.3. Distribución de los Yacimientos Inactivos con Pozos Completados.	89
Fig. N° 5.4. Mapa del Yacimiento R1 MFA 25.....	89
Fig. N° 5.5. Distribución de los Yacimientos Inactivos Sin Pozos Completados.....	90
Fig. N° 5.6. Condición de los Pozos Completados en los Yacimientos Inactivos Seleccionados del Campo Arecuna.....	92
Fig. N° 5.7. Condición de los Pozos Completados en los Yacimientos Inactivos Seleccionados del Campo Bare.....	146
Fig. N° 5.8. Diagnósticos de Chan para los Pozos del Campo Arecuna.....	211
Fig. N° 5.9. Diagnósticos de Chan para los Pozos del Campo Bare.....	211
Fig. N° 5.10. Ubicación del Pozo MFA 93 en el Yacimiento S5 MFA 93.....	220
Fig. N° 5.11. Sección de los Registro de Inducción, Densidad-Neutrón y Cementación del Pozo MFA 93.....	221
Fig. N° 5.12. Comportamiento de Afluencia del Pozo MFA 93.....	222
Fig. N° 5.13. Ubicación del Pozo MFB 528 en el Yacimiento S5 MFB 52.....	223
Fig. N° 5.14. Sección de los Registros de Inducción, Densidad-Neutrón y Cementación del Pozo MFB 528.....	224
Fig. N° 5.15. Comportamiento de Afluencia del Pozo MFB 528.....	225
Fig. N° 5.16. Ubicación del Pozo MFB 146 en el Yacimiento U1 MFB 72.....	226
Fig. N° 5.17. Ubicación del Pozo MFB 146 en el Yacimiento I4,5 MFB 37.....	227

Fig. N° 5.18. Sección de los Registro Inducción, Densidad-Neutrón y Cementación del Pozo MFB 146.	228
Fig. N° 5.19. Comportamiento de Afluencia del Pozo MFB 146.	229
Fig. N° 5.20. Ubicación de la Localización Horizontal LOC-01 en el Yacimiento .	232
Fig. N° 5.21. Sección de los Registros Inducción y Densidad-Neutrón	232
Fig. N° 5.22. Comportamiento de Afluencia de la Propuesta de Locación Horizontal LOC-01.	233
Fig. N° 5.23. Ubicación del Pozo MFA 125 en el Yacimiento T MFA 52.....	235
Fig. N° 5.24. Prospectos Arenosos Atravesados por el Pozo MFA 125.	236
Fig. N° 5.25. Ubicación del Pozo MFA 125 en el Yacimiento.....	237
Fig. N° 5.26. Ubicación del Pozo MFA 125 el Yacimiento	237
Fig. N° 5.27. Ubicación del Pozo MFB 93 en el Yacimiento.....	240
Fig. N° 5.28. Sección del Registro de Inducción del Pozo MFB 93.....	241
Fig. N° 5.29. Sección del registro de inducción del Pozo MFB 93.	242
Fig. N° 5.30. Ubicación del Pozo MFB 93 en una Sección del Mapa de la Arena B4.	242
Fig. N° 5.31. VPN vs. Desviaciones de las Variables de la Propuesta de Reactivación del Pozo MFB 99.	246
Fig. N° 5.32. VPN vs. Desviaciones de las Variables de la Propuesta de Localización Horizontal LOC-01.	251
Fig. N° 5.33. Aporte de Producción de las Actividades Propuestas.	253

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1.- Cuenca oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra en la zona Centro-Este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural. Esta depresión está limitada al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental; al Sur por el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hasta Boca Grande (Delta del Orinoco), al Oeste limita con el levantamiento del Baúl y hacia el Este, la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la Costa del Delta del Orinoco [1].

Esta cuenca sedimentaria tiene una longitud aproximada de 800 km. en sentido Oeste-Este y un ancho promedio de 200 km. en sentido Norte-Sur. El área total aproximada es de 165.000 km² y comprende la mayor parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, y una extensión menor en el estado Sucre (Fig. N° 1.1).

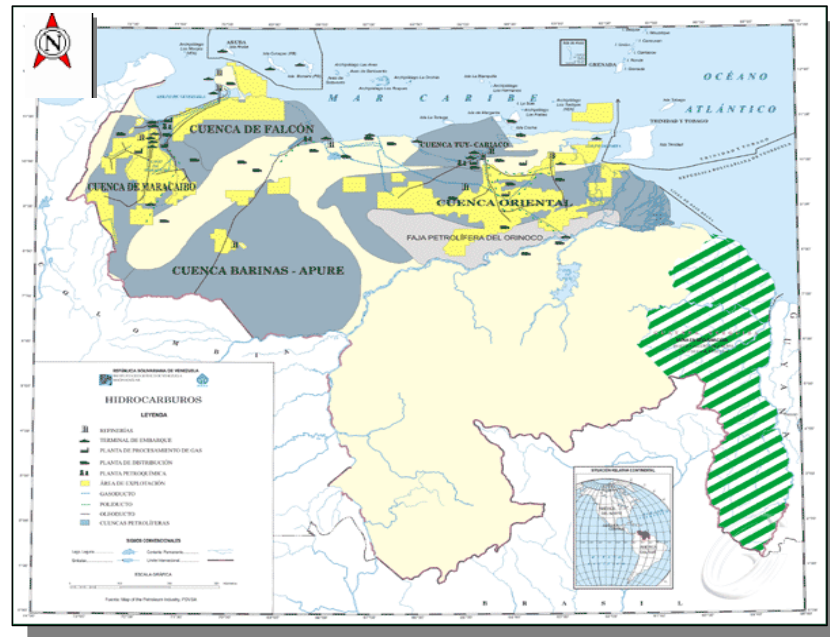


Fig. N° 1.1. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela.

1.2.- Faja del Orinoco

La Faja del Orinoco es un inmenso depósito de crudos pesados y extrapesados, con reservas recuperables calculadas en unos 270 millones de barriles de petróleo. Aunque el costo de producción es relativamente bajo, la extracción de estos crudos depende de las economías de procesamiento para transformarlos en productos aceptables por el mercado. Geológicamente es la parte Sur de la cuenca de Oriente, y geográficamente se denomina Orinoco porque el límite Sur corre a lo largo y cercano al río ^[1].

Los límites de esta Faja son las Áreas Mayores de Temblador, Oficina y las Mercedes en la parte Norte; el río Orinoco al Sur, el Delta del Orinoco al Este y el extremo oriental de la cuenca Barinas-Apure por el Oeste. En el sentido Este-Oeste la

Faja se encuentra dividida en cuatro áreas que son: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (Fig. N° 1.2).



Fig. N° 1.2. División de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.3.- Área Ayacucho

El área Ayacucho forma parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al Sur del estado Anzoátegui y constituye una de las áreas con mayores reservas de crudos pesados y extrapesados de Venezuela con una extensión aproximada de 11.300 km². Limita al Norte con las áreas tradicionales de crudo pesado PDVSA: Yopales Sur, Melones, Lejos, Merrey, Ostra, Oca, Oveja, Oritupano y Oleos; al Sur con el río Orinoco; al Este con el área Junín y al Oeste con el área Carabobo. Se estima que contiene más de 31 millardos de barriles de petróleo originalmente en sitio.

Por razones operativas, el área Ayacucho está dividida en 25 bloques, los cuales son: Arecuna (A), Bare (B), Cariña (C), Dobokubi (D), Eñepa (E), Farante (F),

Guahibo (G), Huyapari (H), Niman (N), Orechicano (O), Piaroa (P), Quiriquire (Q), Rionegrino (R), Sanama (S), Taurepaco (T), Uaica (U), Viakchi (V), Warao (W), Xamatari (X) y Yaruro (Y) (Fig. N° 1.3).

1.4.- Bloque Arecuna

El bloque Arecuna se encuentra ubicado en la región Nor-Occidental del Área Ayacucho, en la Faja del Orinoco. Cuenta con una superficie aproximada de 440 km². Está localizado a 60 km al Suroeste de la población de San Tomé. Limita al Norte con el campo Yopales Sur, al Este con el bloque Bare, al Sur con el bloque Guahibo y al Oeste con el Área de Junín.

1.5.- Bloque Bare

El bloque Bare está ubicado geográficamente en el estado Anzoátegui, a unos 40 km aproximadamente al Sur de la ciudad del Tigre y a unos 70 km al Norte del río Orinoco. Abarca una superficie de unos 487 km² con una longitud de 27 km y un ancho de 18 km aproximadamente. Se encuentra en el sector Nor-Occidental del Área Ayacucho, en la Faja del Orinoco, presentando un rumbo Este-Oeste. Limita al Norte con los campos Miga y Yopales Sur, al Sur con el bloque Huyapari, al Este por los bloques Cariña e Irapa y al Oeste con el bloque Arecuna.

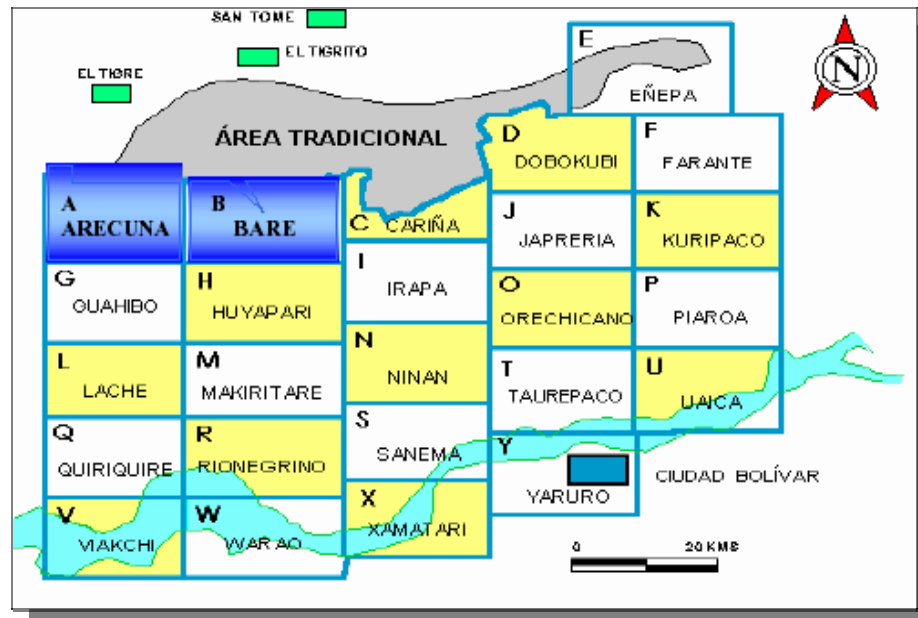


Fig. N° 1.3. División del Área Ayacucho.

1.6 Planteamiento del problema

Petróleos de Venezuela S. A., (PDVSA), es la corporación estatal que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la sociedad; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora.

Por razones operacionales, PDVSA presenta diferentes divisiones en todo el territorio nacional, una de ellas es la División Faja, conformada por tres Distritos: Cabrutica, Morichal y Múcura; este último está ubicado en la parte sur del estado

Anzoátegui, rico en yacimientos petrolíferos productores de crudos pesados y extrapesados, y constantemente está en busca de mejores estrategias de explotación de sus campos para aumentar los niveles de producción e ingresos de la nación, por ello requiere de la planificación y evaluación de una serie de actividades que contribuyan con la generación y/o mantenimiento de potencial de producción de los pozos completados. El Distrito Múcura está constituido principalmente por los campos Arecuna, Bare y Cariña, los cuales cuentan con un gran número de pozos (verticales, horizontales, multilaterales y de reentrada) que navegan en los diferentes yacimientos, perforados con el objeto de recuperar un alto porcentaje de crudo de estos campos. Debido a que los yacimientos no producen de manera natural se han implementado diferentes métodos de levantamiento artificial, como bombeo electrosumergible (BES), bombeo de cavidad progresiva (BCP), siendo el más predominante el sistema de bombeo mecánico (BM), fundamental para la recuperación de reservas, siempre y cuando resulte económicamente rentable a la empresa.

Actualmente se están generando serios problemas con la efectividad de dicho proceso en algunos yacimientos donde la formación de crestas de agua ha permitido la producción de ambas fases, petróleo y agua, considerando esta última indeseable, trayendo como consecuencia el abandono de un gran número de pozos. Además, existen otros que se encuentran inactivos debido a fallas mecánicas y/o condiciones económicas desfavorables en yacimientos que aún presentan reservas remanentes que pueden ser explotados.

Debido a lo expuesto anteriormente, se procederá a recopilar y validar la información de los pozos completados en los yacimientos inactivos en estudio para determinar la causa de su inactividad o abandono. Se evaluará el origen de la elevada producción de agua mediante la aplicación de curvas diagnóstico y se recomendará un tratamiento adecuado. Para el caso de pozos con problemas mecánicos se

propondrán soluciones para reactivarlos y aquéllos que esperen ser abandonados en un yacimiento, se buscará otro prospecto arenoso con acumulaciones de hidrocarburos en toda su columna estratigráfica con el fin de trasladar las perforaciones a ese nivel, en caso de no tenerlo se identificarán como posibles candidatos para ser abandonados físicamente. Por otro lado, se verificará en el libro oficial de reservas 2007 la cantidad de reservas remanentes de los yacimientos inactivos para seleccionar aquellos que presenten volúmenes de hidrocarburos de interés comercial para la nación y así proponer un plan de desarrollo para la explotación de las mismas, que consista en la reactivación de los pozos que se encuentran inactivos ó la proposición de localizaciones que permitan drenar dichas reservas de los yacimientos inactivos de los campos Arecuna y Bare del Distrito Múcura. Por último se realizará la evaluación económica del proyecto con el fin de determinar la factibilidad económica y rentabilidad de los planes propuestos.

1.7 Objetivos

1.7.1 Objetivo general

Generar un plan de desarrollo para la explotación de las reservas remanentes de los yacimientos inactivos de los campos Arecuna y Bare del Distrito Múcura.

1.7.2 Objetivos específicos

1. Seleccionar los yacimientos inactivos de los campos Arecuna y Bare.
2. Recopilar la información de cada uno de los pozos completados e interpretados en los yacimientos inactivos seleccionados.

3. Caracterizar las propiedades de los fluidos presentes en los yacimientos en estudio.
4. Evaluar el comportamiento de producción de los pozos mediante gráficos generados por OFM
5. Identificar los problemas asociados a los pozos candidatos a reactivación.
6. Proponer los planes de explotación en los yacimientos estudiados.
7. Evaluar la factibilidad económica de los planes propuestos.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

- ✚ En 2002, Lista, H y Ávila, H., realizaron un estudio basado en la identificación de nuevas oportunidades de explotación mediante la aplicación de la metodología integral de productividad (MIP) en las arenas R3 y S1 del yacimiento 11M201, Campo Acema 200 estado Anzoátegui. Tuvo como objetivo principal evaluar la posibilidad de poner en práctica las soluciones integrales para optimizar la productividad del yacimiento en estudio y verificar cuán rentable era el proyecto ^[2].
- ✚ En 2004, Coello, M., propuso la generación de oportunidades de explotación mediante técnicas de producción conjunta en arenas B1, B2, B3, C2, D1 y D2 Campo Güico-Guara Oeste. Este trabajo identificó las oportunidades de generación de potencial y reservas de los yacimientos con la finalidad de prolongar la vida útil de los pozos, recuperar las reservas asociadas, aumentar el recobro final de los yacimientos y minimizar los costos de inversión ^[3].
- ✚ En 2005, Romero, L., estudió la evaluación de oportunidades de explotación en los principales yacimientos del campo Nigua, de la unidad de Mediano, del Distrito Sur San Tomé ^[4].

- 📌 En 2005, López, L., generó correlaciones mediante técnicas de regresión matemática para estimar las propiedades PVT de los fluidos de los yacimientos pertenecientes a los campos Arecuna y Bare del área Hamaca (hoy Ayacucho) de la Faja del Orinoco, a partir de parámetros de fácil medición, tales como: presión y temperatura del yacimiento, °API del petróleo y gravedad específica del gas ^[5].

- 📌 En 2007, Carpio, M., evaluó la factibilidad de reactivación de los pozos inactivos que convergen en la estación de flujo Merey 1, tomando en cuenta las reservas remanentes que aún podían ser drenadas ^[6].

2.2- Reservas

Las reservas de petróleo son las cantidades de petróleo que se anticipa serán recuperadas comercialmente de reservorios conocidos hasta una fecha dada. A los efectos de definición “petróleo” incluye los gases o líquidos producidos ^[7].

2.2.1.- Clasificación de las reservas

2.2.1.1.- Reservas Probadas

Son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos geológicos e ingenieriles, puede estimarse con razonable certeza que serán comercialmente recuperables en un futuro definido, de los reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas los métodos, y las regulaciones gubernamentales actuales. Las reservas probadas pueden categorizarse como desarrolladas o no desarrolladas (Fig. N° 2.1).

En general, las reservas son consideradas probadas cuando la producibilidad comercial del reservorio se apoya en pruebas de producción real o pruebas de la formación. En este contexto, el término “probadas” se refiere a las cantidades reales de reservas de petróleo y no sólo la productividad del pozo o reservorio. En ciertos casos, el número correspondiente a reservas probadas puede asignarse sobre la base de estudios de pozo y/o análisis que indican que el reservorio es análogo a los reservorios en la misma área que están produciendo (o han probado la posibilidad de producir) en las pruebas de la formación.

2.2.1.1.1.- Reservas Probadas Desarrolladas

Son las reservas que se esperan recuperar de los pozos existentes, incluso las reservas “behind pipe” (detrás del casing). Las reservas provenientes de recuperación asistida son consideradas desarrolladas sólo después de que el equipo necesario se ha instalado, o cuando los costos para hacerlo sean relativamente menores. Pueden sub-categorizarse como reservas desarrolladas en producción o no en producción.

2.2.1.1.1.1.- Reservas Desarrolladas en Producción

Son aquellas que se espera que sea recuperadas de zonas que están abiertas y produciendo en el momento de la estimación. Reservas desarrolladas en producción provenientes de recuperación asistida son consideradas como tales después de que el proyecto de recuperación asistida está en el funcionamiento.

2.2.1.1.1.2.- Reservas Desarrolladas No en Producción

Incluye las reservas “shut in” (taponadas o cerradas) y “behind pipe”. Las reservas “shut in” se espera que serán recobradas de: (1) zonas abiertas en el momento de la estimación pero que no han empezado a producir, (2) pozos cerrados por condiciones del mercado o falta de conexión, o (3) pozos no productivos por razones mecánicas. Las reservas behind-pipe son las que se esperan recuperar de las zonas con pozos existentes que requerirán trabajos de completación antes de ser puestos en producción.

2.2.1.1.2.- Reservas Probadas no Desarrolladas

Son aquellas que se espera recuperar de: (1) los nuevos pozos en áreas no perforadas, (2) de profundizar los pozos existentes a un reservorio diferente, o (3) donde se requiere una inversión relativamente grande para recompletar un pozo existente o (4) montar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o asistida.

2.2.1.2.- Reservas No Probadas

Se basan en datos geológicos y económicos similares a los usados para estimar las reservas probadas; pero las incertidumbres técnicas, contractuales, económicas, o de regulación evitan que sean clasificadas como probadas. Las reservas no probadas pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquellas prevalecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado

asignando cantidades apropiadas de reservas a las clasificaciones “probables” y “posibles”.

2.2.1.2.1.- Reservas No Probadas Probables

Están constituidas por aquellos volúmenes de hidrocarburos, cuyo análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables.

2.2.1.2.2.- Reservas No Probadas Posibles

Son aquellas que se caracterizan por tener una recuperación comercial, estimada a partir de la información geológica y de ingeniería, menor que en el caso de las reservas probables. Así, si se utilizan métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más las posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.



Fig. N° 2.1. Clasificación de las Reservas.

2.3.- Análisis PVT

Consiste en determinar en el laboratorio una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento (petróleo, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura. Un paso previo a un buen análisis PVT, consiste en la obtención de una muestra representativa del yacimiento que esté a las condiciones de presión y temperatura del mismo. A éste respecto existen normas muy detalladas y compañías especializadas para tomarlas de acuerdo al tipo de fluido que se debe muestrear.

Un análisis PVT es costoso y muchas veces se trata de yacimientos viejos que no poseen esta información o muy nuevos que todavía no han sido evaluados. Por estas razones se han desarrollado una serie de ecuaciones o correlaciones empíricas que permiten determinar las propiedades de los fluidos del yacimiento. En general, el PVT se refiere al conjunto de propiedades de volumen medidas a una presión y temperatura determinada ^[8].

2.4.- Métodos de levantamiento artificial

Cuando el pozo deja de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para conciliar la oferta con la demanda de energía. La utilización de esta fuente es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, es lo que se denomina levantamiento artificial. El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que generen problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, otros.

Entre los más importantes se pueden mencionar los siguientes:

2.4.1.- Bombeo mecánico (BM)

El bombeo mecánico es el método más usado en el mundo. Consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, que es abastecida con energía producida a través de una sarta de cabillas (Fig. N° 2.2). La energía es suministrada por un motor eléctrico o de combustión interna, colocado en la superficie. Tiene su mayor aplicación mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se utiliza en la producción de crudos medianos y livianos.

La función principal de la unidad de bombeo mecánico es proporcionar el movimiento reciprocante apropiado, con el propósito de accionar la sarta de cabillas y estas, la bomba de subsuelo. La unidad de bombeo, en su movimiento, tiene dos puntos bien definidos: muerto superior y muerto inferior.

Cuando el balancín está en el punto muerto inferior sus válvulas fija y viajera se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto

de succión del pistón permite la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia el interior de la bomba. Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanecerá cerrada durante la carrera ascendente [9].

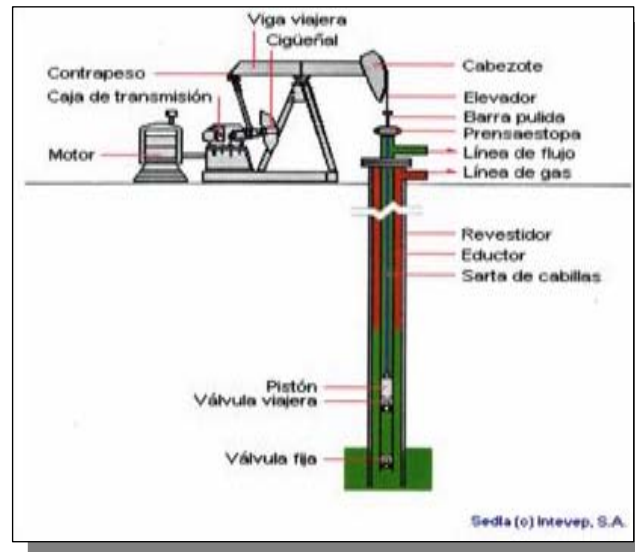


Fig. N° 2.2. Representación de un Sistema de Bombeo Mecánico.

El fluido continúa llenando la bomba hasta que el pistón llega hasta el punto muerto superior. La válvula fija cierra y comienza la carrera descendente, el pistón se mueve hacia abajo y produce un efecto de compresión. Cuando la presión interna es superior a la que existe sobre la válvula viajera, esta se abre y el fluido es transferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo.

Ventajas:

- 🔧 El diseño es poco complejo.
- 🔧 El sistema es eficiente, simple y fácil de operar por personal de campo.

- ✚ Se puede aplicar a completaciones sencillas y múltiples.
- ✚ Puede utilizar gas o electricidad como fuente de energía.
- ✚ Puede bombear crudos viscosos y a altas temperaturas.

Desventajas:

- ✚ Aplicaciones en pozos de hasta 9000 pies con temperaturas de fondo en el orden de 500 °F.
- ✚ El manejo de gas constituye una de las principales limitantes, logrando manejar valores de RGP hasta 2000 PCN/BN. Permite operar a presiones de fondo extremadamente bajas.
- ✚ El equipo de superficie es pesado y voluminoso.

2.4.2.- Bombeo electrosumergible (BES)

El bombeo electrosumergible es un método que se comenzó a utilizar en Venezuela en 1958, con el pozo silvestre 14. Se considera un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo (Fig. N° 2.3).

La técnica para diseñar las instalaciones de bombeo electrosumergible consiste en: seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la estación, y escoger un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo ^[10].

Ventajas:

- ✚ Puede levantar altos volúmenes de fluido.
- ✚ Maneja altos cortes de agua.
- ✚ Puede operar a velocidades de bombeo variable.
- ✚ El equipo de superficie requiere poco espacio.
- ✚ Aplicable costa afuera.
- ✚ La inversión es baja en pozos poco profundos y con altas tazas de producción.
- ✚ Puede utilizarse para inyectar fluidos a la formación.

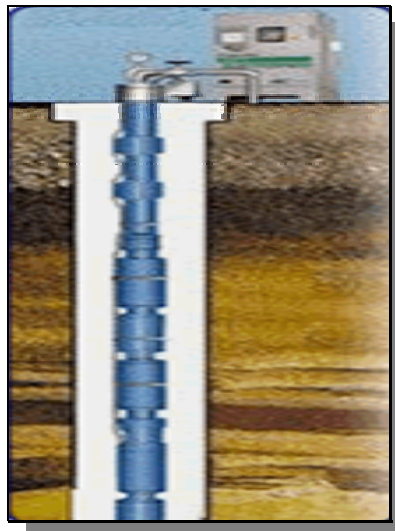


Fig. N° 2.3. Representación de un Sistema de Bombeo Electrosumergible.

Desventajas:

- ✚ Se requiere controlar el equipo en cada pozo.
- ✚ Susceptible a la producción de agua, gas y arena.
- ✚ El cable eléctrico es sensible a la temperatura y manejo.
- ✚ Es altamente costoso.

- ✚ Necesita disponibilidad de corriente eléctrica.
- ✚ Su diseño es complejo.

2.4.3.- Bombeo de cavidades progresivas (BCP)

El sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva es una bomba de desplazamiento rotativo positivo (Fig. N° 2.4). Esa bomba es accionada desde la superficie por medio de cabillas que transmiten la energía a través de un motor eléctrico ubicado en la superficie. Este sistema se adapta en particular a fluidos viscosos, pesados aún si estos transportan partículas sólidas, y/o flujos bifásicos de gas y petróleo.

La bomba consta de dos hélices, una dentro de la otra: el estator con una hélice interna doble y el rotor con una hélice externa simple. Cuando el rotor se inserta dentro del estator, se forman dos cadenas de cavidades progresivas bien delimitadas y aisladas. A medida que el rotor gira, estas cavidades se desplazan a lo largo del eje de la bomba, desde la admisión en el extremo inferior hasta la descarga en el extremo superior, transportando, de este modo el fluido del pozo hasta la tubería de producción ^[11].

Ventajas:

- ✚ Bajo costo de instalación.
- ✚ Bombeo de caudales constantes sin válvulas.
- ✚ Puede bombear crudos viscosos.
- ✚ Capaz de manejar gas y arena.
- ✚ Bajo costo de mantenimiento.
- ✚ Se elimina la flotación de cabillas.

- ✚ Opera con un bajo torque.
- ✚ Nivel de ruido muy bajo.
- ✚ Ideal para áreas urbanas.

Desventajas:

- ✚ Profundidad máxima de operación de 6000’.
- ✚ Requiere energía eléctrica.

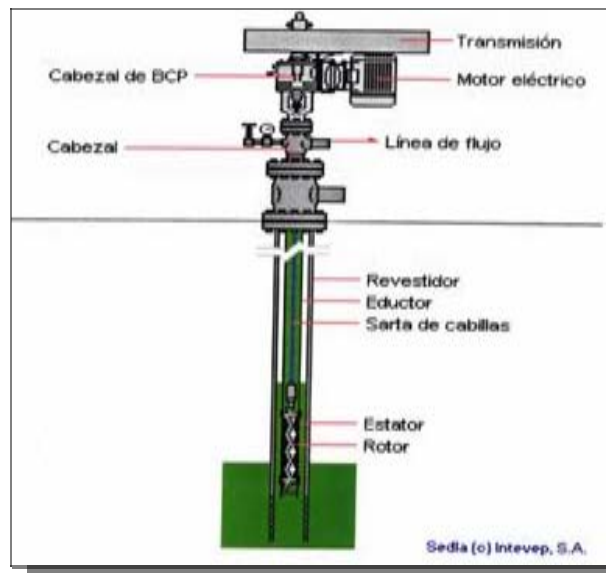


Fig. N° 2.4. Representación de un Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.

2.5.- Reparación de pozos

La reparación de pozos representa la alternativa de alargar la vida de los yacimientos con menor o ninguna inversión y da la posibilidad de evaluar y producir varios horizontes por el mismo pozo; así como mantener un control sobre los diferentes problemas de producción (agua, gas, baja presión, daños de formación, otros.) que se presentan ^[12].

Un pozo problema es aquel que, dentro de un marco económico particular, presenta límites predeterminados. Los problemas que presentan los pozos son:

2.5.1.- Tasa de producción limitada

Los problemas de baja tasa de producción pueden resultar de varios factores, a nivel de yacimiento o del mismo pozo, que alteran la normal producción del sistema pozo-yacimiento. Estos factores son:

2.5.1.1.- Baja Permeabilidad de la Formación

Esta puede ser una característica regional o local (pozo o área) de un yacimiento. Cuando se ha determinado que una de las causas de baja productividad es la baja permeabilidad, debe ser considerado siempre junto a otras posibles causas de baja productividad.

La característica básica de un yacimiento de baja permeabilidad es que existe una rápida declinación de producción. De no existir suficiente información petrofísica para definir la baja productividad, las pruebas de producción y presión pueden servir para diferenciar entre baja permeabilidad o daño de la formación, como causa de aquella.

2.5.1.2.- Baja Presión del Yacimiento

El nivel de presión de un yacimiento está estrechamente relacionado con los mecanismos de producción presentes en el yacimiento. Por ello, se debe tener un

buen control de las mediciones de presión que permitan definir a tiempo el comportamiento de ésta, lo cual ayudaría a definir los mecanismos dominantes de la producción.

Cuando se ha definido la causa de la baja presión en el yacimiento, se debe buscar una solución que permita restituir ésta, por métodos artificiales de producción, tales como: bombeo mecánico, bombas electrosumergibles, otros.

2.5.1.3.- Daño de la Formación

Se puede describir como una disminución de la productividad o inyectividad de un pozo, por efecto de restricciones en la vecindad del pozo, en las perforaciones, en el yacimiento o en la comunicación de las fracturas con el pozo.

2.5.1.3.1- Indicadores de Daños

Cuando existe algún tipo de daño en un pozo, este debe ser determinado, así como el grado o magnitud del mismo, para dar una solución que corrija sus efectos.

Los daños de formación son indicados por: pruebas de producción, pruebas de restauración y/o declinación de presión, y en comparación con el comportamiento de producción del pozo o pozos vecinos; para esto debe considerar las completaciones previas, los trabajos de reparación y las operaciones de servicios que se hayan realizado.

2.5.1.4.- Taponamiento de la Vecindad del Pozo o de la Tubería de Producción

Puede ser causado por factores como: inadecuado empaque con grava, fracturamiento con arena, lodo, roca de formación, tubería de producción o revestidor colapsado, entre otros.

Antes de cualquier trabajo en un pozo, se le debe hacer una revisión para determinar las restricciones que puedan existir, para ello se toman muestras de petróleo y agua para analizar las causas de las mismas y aplicar los correctivos necesarios.

2.5.1.5.- Alta Viscosidad del Petróleo

Es normal observar alta viscosidad de petróleo cuando se está produciendo un yacimiento bajo el mecanismo de empuje por gas en solución, ya que a medida que se libera gas, la viscosidad tiende a incrementarse. La solución para este tipo de problema puede ser el levantamiento artificial.

Si el problema de producción del pozo es por efecto de alta viscosidad debido a la presencia de una emulsión de agua en petróleo en la vecindad del pozo, la solución en este caso sería un tratamiento con surfactantes para romper o invertir la emulsión.

2.5.1.6.- Excesiva Contrapresión sobre la Formación

Este problema puede causar una apreciable reducción de la producción de petróleo o gas, y más aún, la inactividad del pozo. Es causado por: taponamiento de

las perforaciones, reductores en fondo y en superficie, separadores gas-petróleo, taponamiento de líneas de flujo, tubería de producción o revestidor de baja medida, entre otros.

2.5.1.7.- Inadecuado Sistema de Levantamiento

Si el levantamiento artificial ya está instalado, puede existir un diseño inadecuado, un método inadecuado, o mal funcionamiento del equipo como causa de la declinación de producción.

Según el método que se esté aplicando, se debe hacer el análisis del problema que está ocasionando la declinación de producción.

2.5.2.- Alta producción de agua

Puede ser causada por las siguientes razones:

1. Empuje Natural del agua o influjo de agua debido a adedamiento o conificación de agua.

2. Fuentes extrañas de agua, lo que incluye: roturas del revestidor, fallas del equipo de completación o de la cementación primaria.

3. Fracturamiento o acidificación de zonas de agua adyacentes a la zona de petróleo.

Para yacimientos donde existe empuje de agua, se podrían definir tres niveles o contactos agua-petróleo:

- ✚ Contacto Original de Agua-Petróleo (CAPO): se define como la profundidad bajo la cual no existe petróleo.
- ✚ Contacto Agua-Petróleo Productor: se refiere a la profundidad bajo la cual no existe petróleo producible. Para este nivel la saturación de agua avanza con producción.
- ✚ Contacto Agua-Petróleo de Completación: se define como la profundidad bajo la cual se encuentra la zona de transición o la zona donde la primera gota de agua de producción aparece (Alta saturación de agua). Este nivel igualmente avanza con la producción del yacimiento.

2.5.2.1.- Diagnóstico De Los Problemas De Agua

Se pueden utilizar diversas técnicas para diagnosticar el origen del agua producida. Los gráficos de la historia de producción resultan muy útiles para realizar un análisis preliminar y rápido de muchos pozos. Mediante la simulación de yacimientos de diferentes características, se ha podido demostrar que los gráficos doble logaritmo de la relación agua-petróleo (RAP) y su derivada (RAP') en función del tiempo de producción, resultan de gran utilidad para determinar la causa de la producción de agua^[13].

A continuación se mencionan dos casos comunes de agua perjudicial y el método para distinguirlos. Si se observa que la RAP' disminuye con el tiempo, podría tratarse de un caso de conificación (Fig. N° 2.5). Mientras que un aumento abrupto de la RAP y RAP' indica la existencia de flujo proveniente de la cercanías del pozo (Fig. N° 2.6).

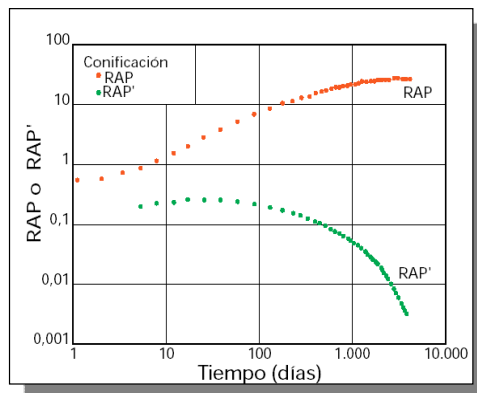


Fig. N° 2.5. Conificación.

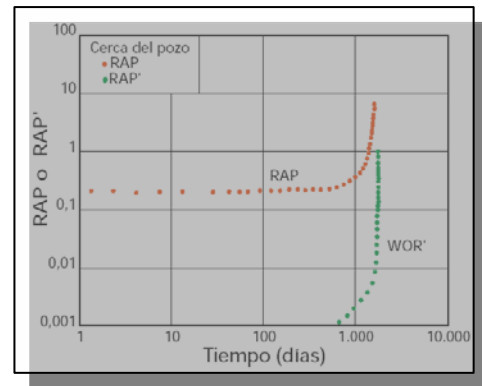


Fig. N° 2.6. Flujo Proveniente de las Cercanías del Pozo.

Se conocen dos casos típicos de agua beneficiosa. El primero consiste en el barrido normal de un yacimiento por efecto del agua (Fig. N° 2.7), aún cuando se trata de un elevado volumen de agua (el corte de agua es siempre $> 60\%$). En el segundo caso se observa una canalización en un sistema multicapa, en el cual cada capa es barrida en forma sucesiva (Fig. N° 2.8).

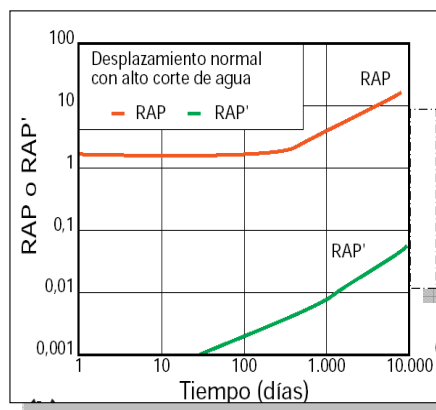


Fig. N° 2.7. Desplazamiento Normal con Alto Corte de Agua.

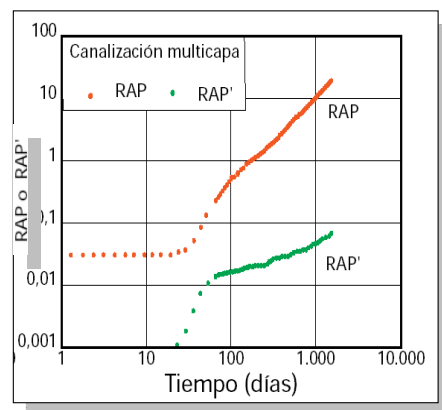


Fig. N° 2.8. Canalización Multicapa.

Una vez realizado el diagnóstico, se inicia la búsqueda de un tratamiento adecuado. Muchas fuentes de agua perjudicial pueden controlarse. En especial el agua proveniente de las cercanías del pozo puede reducirse, mejorando la completación o sellando la fuente con un gel de polímeros. La estimulación selectiva puede reducir la caída de presión en el pozo y favorecer la producción de petróleo. El agua perjudicial también puede reducirse con una selección cuidadosa de las zonas que conviene o no abrir, tanto en los pozos productores como en los inyectores. Otras técnicas consisten en limitar las tasas de producción e inyección y escoger un correcto espaciamiento de los pozos.

2.5.3.- Problemas mecánicos

Un gran número de fallas mecánicas pueden causar pérdidas de producción y /o incremento en los costos operacionales de un pozo. Algunas de las fallas más comunes son ^[12]:

2.5.3.1.- Cementación Primaria

Las fallas de la cementación entre revestidor-cemento-formación, son frecuentemente causadas por la aplicación de presiones de fractura durante trabajos de acidificación o estimulación.

2.5.3.2.- Filtración del Revestidor

Para la localización de filtración del revestidor los análisis de agua son de uso común para diferenciar si la producción del agua es por filtración o por empuje

normal del agua de formación. Los registros de temperatura y otros registros de producción son útiles para este fin.

2.5.3.3.- Comunicación por completaciones múltiples

Pueden ser detectadas por pruebas de filtración de empacaduras, por cambios abruptos en las características de producción, u observando igual presión de cierre en dos o más zonas completadas.

2.6.- Tipos de reparación-generación de potencial

Los tipos de reparaciones que deben realizarse en un pozo dependerán de la magnitud del problema que lo afecte. De esta forma, existen dos tipos de reparaciones [12].

2.6.1.- Reparaciones menores

Su objetivo principal es trabajar el pozo, sin sacar la tubería de producción. En este tipo de reparación se pueden incluir trabajos como: estimulaciones, cambios de zonas, cañoneo adicional o recañoneo, trabajos de pesca, apertura de pozos, cambios del método de producción, otros.

2.6.2.- Reparaciones mayores

Este tipo de trabajo se realiza con taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como: mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua o gas.


2.7.- Actividades generadoras de potencial de producción


Son aquellas que contribuyen al aumento de potencial mediante trabajos de perforación y recuperación adicional, reperforación, reparación de pozos con taladro y plataforma, inyección de vapor y otras actividades generadoras (estimulación, cambio de método de producción) ^[12].

2.7.1.- Reparación y reacondicionamiento de pozos

Se refiere a aquellas actividades que se realizan en pozos activos (abiertos o cerrados) e inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar sus condiciones productivas a través de recompletación, acidificación, fracturamiento, forzamiento arena petróleo, control de arena, control de gas o agua y trabajos de guaya relacionados con cambios en el intervalo productor. Se incluye también el cambio de bombas, varillas y tubería de producción, cuando se efectúa conjuntamente con el reacondicionamiento y/o recompletación.

Se puede realizar reacondicionamiento y reparación de pozos con o sin taladro dependiendo de la naturaleza del trabajo requerido.

 **RA/RC con Taladro:** Son aquellos trabajos de reacondicionamiento y reparación para los cuales se requiere extraer la tubería de producción mediante un taladro.

 **RA/RC sin Taladro:** Se refiere a trabajos menores de reacondicionamiento que no requieren el uso de taladro, tales como: trabajos de guaya, estimulación de pozos, control del gas a poca profundidad, control de gas, control de agua y control de arena ^[12].

2.7.2.- Estimulación de pozos

Incluye la estimulación de las zonas productoras por medio de la fractura de la arena, inyección de petróleo, surfactantes, ácidos, o por recañoneo u otros métodos para estimular la producción.

2.7.3.- Perforación

Consiste en el conjunto de operaciones realizadas para perforar y completar pozos en el subsuelo con al finalidad de extraer hidrocarburos o inyectar fluidos (gas, vapor, agua). Dependiendo del objetivo de la perforación existen diferentes tipos: Pozos de avanzada, pozos de desarrollo, pozos exploratorios y pozos para proyectos.

2.7.4.- Reperforación

Consiste en perforar nuevamente un pozo. La reperforación puede ser de dos tipos: vertical en el caso de que se tengan problemas para continuar la producción de un pozo por la obstrucción (pescado) del eductor, para la cual debe abrirse una ventana por encima del obstáculo y perforar verticalmente y horizontal la cual se realiza cuando se quiere obtener mayor producción de un determinado horizonte ^[12].

2.7.8.- Producción de yacimientos en una fase

Los pozos perforados en los yacimientos de petróleo agotan un medio poroso de porosidad Φ , de espesor neto h y permeabilidad K . para entender el proceso de flujo en el yacimiento y en la pared del pozo, puede usarse primero una expresión sencilla de la ley de Darcy en coordenadas radiales ^[14]:

$$q = \frac{KA}{\mu} * \frac{dp}{dr} \quad (\text{Ec- 2.1})$$

Donde A es el área radial a una distancia r y viene dada por $A=2\pi rh$.

La tasa de flujo es alta si la dp/dr es pendiente de presión, la permeabilidad K, y la altura del yacimiento h son altas o si la viscosidad del fluido μ es pequeña. Esta expresión supone que fluye un fluido de una sola fase que satura el yacimiento.

2.7.8.1.- Flujo Transitorio de Petróleo Subsaturado

La ecuación de difusividad describe el perfil de presión en el yacimiento de acción infinita y radial, con un fluido de viscosidad ligeramente compresible y constante (petróleos subsaturados o agua). Esta ecuación, con expresiones similares, se usa ampliamente en varios campos de la ingeniería ^[15], y tiene la fórmula clásica:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial^2 r} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (\text{Ec- 2.2})$$

2.7.8.2.- Flujo en Estado Seudocontinuo

Casi todos los pozos sentirán sus límites naturales o inducidos en el futuro. Contrario a la condición de estado continuo que implica presión constante en el límite exterior. Naturalmente, esta frontera puede ser aproximada por el impacto de un gran acuífero. También la presión constante inducida puede ser el resultado de la configuración inyector-productor.

Para los límites sin ningún flujo, las áreas de drenaje pueden ser descritas por los límites naturales como: fallas, restricciones de espesor, otros., o puede inducirse artificialmente por la producción de pozos cercanos. Esta condición es a menudo llamada “estado pseudocontinuo”. La presión al límite exterior no es constante sino que declina a una tasa constante con el tiempo, es decir, $\delta p/\delta t$ es constante ^[16].

2.7.8.3.- Producción en Pozos Horizontales

Comenzando la década de 1980, los pozos horizontales empezaron a tener gran importancia en la producción de hidrocarburos. Probaron ser excelentes productores para yacimientos de poco espesor ($h < 50$ pies) o para yacimientos de gran espesor que tenían alta permeabilidad, k_v .

Un pozo horizontal de longitud L que penetra un yacimiento con permeabilidad K_h y una permeabilidad vertical K_v crea un patrón de drenaje que es diferente del creado por el pozo vertical. La figura 2.9 presenta este patrón de drenaje, junto con las variables importantes que afectan el comportamiento del pozo. La forma de drenaje es un elipsoide, con el medio eje mayor del elipsoide de drenaje a en relación a la longitud del pozo horizontal.

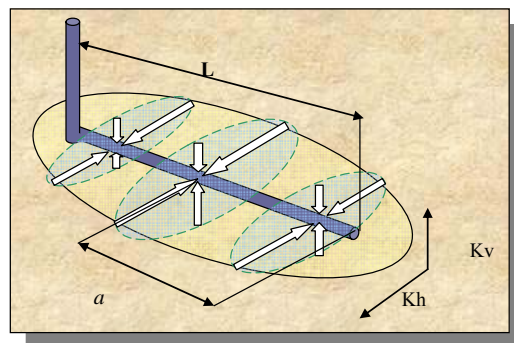


Fig. N° 2.9. Patrón de Drenaje Formado Alrededor de un Pozo Horizontal.

De particular importancia en la producción del pozo horizontal es la relación de permeabilidades horizontal a vertical conocida como anisotropía. Mientras mayor es la permeabilidad vertical, mayor será el índice de productividad del pozo horizontal. Por lo tanto, los pozos horizontales con baja permeabilidad vertical pueden resultar no atractivos.

Siempre es bueno hacer medidas antes de que el pozo horizontal sea perforado. Para la anisotropía de la permeabilidad horizontal, la medida de los esfuerzos en el hoyo piloto pueden identificar las direcciones de los esfuerzos máximos y mínimos. Generalmente, coinciden con las direcciones de permeabilidad máxima y mínima. Por ende, un pozo horizontal que se fracturará hidráulicamente se debería perforar a lo largo de la dirección de los mínimos esfuerzos horizontales.

Joshi ^[17] presentó una relación de producción que fue mejorada por Economices ^[18]. Esta relación, deducida con flujo continuo en el plano horizontal y pseudocontinuo en el plano vertical, es:

$$q_h = \frac{0.007078 * K_h * h * \Delta P / (\mu_o * \beta_o)}{Ln \left[a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2} \right)^2} \right] + \left[\frac{(\beta * h)}{L} * Ln \left[\frac{\beta * h}{r_w * (\beta + 1)} \right] \right]} \quad (\text{Ec-2.3})$$

Donde β es la medida de la anisotropía de la permeabilidad vertical a la horizontal y está dada por:

$$\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (\text{Ec-2.4})$$

En la ecuación 2.3 a es la mitad del eje mayor del elipsoide formada por el pozo horizontal de longitud L . la expresión de este elipsoide es:

$$a = \left[\frac{L}{2} \right] * \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2rw/L)^4} \right]^{0.5} ; \text{ Para } L/2 \geq 0.9 rw \quad (\text{Ec-2.5}).$$

CAPITULO III

SISTEMAS UTILIZADOS

3.1.- Oil Field Manager 2005 (OFM 2005)

OFM es un software de análisis de yacimiento y pozo que ayuda a mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas con una avanzada vista de vigilancia y poderosas herramientas de pronósticos. Este software está diseñado para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de producción y yacimiento en una variedad de volumen de trabajo de ingeniería establecido (Fig. N° 3.1).

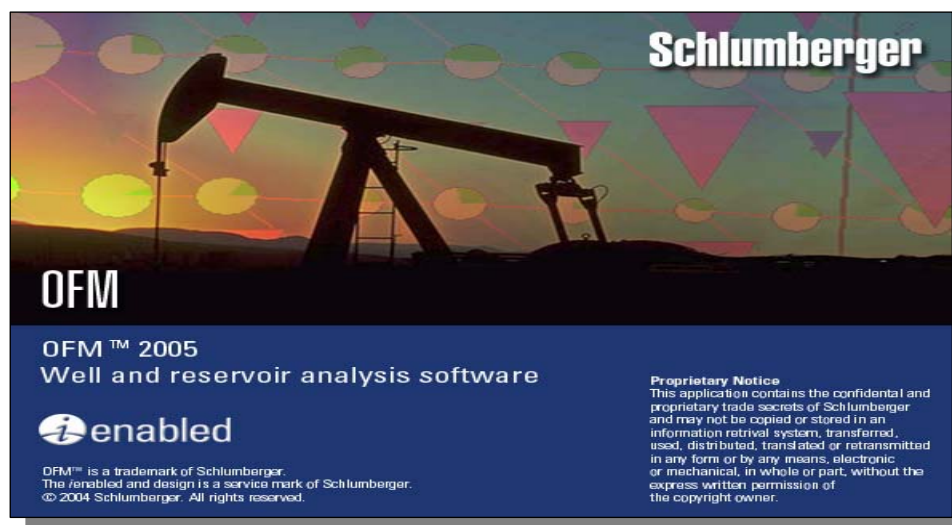


Fig. N° 3.1. Vista Inicial del Programa OFM 2005.

Las extensas herramientas del software automatizado OFM (tales como mapas de bases interactivos con tendencia de la producción, presiones de burbuja, análisis de curvas de declinación, y análisis de curvas tipo) reducen el tiempo que gasta el ingeniero analizando dicha información, dándole así más tiempo para orientar su información para un buen uso.

OFM es una poderosa aplicación que desarrolla un eficiente método para relacionar y visualizar datos de producción del yacimiento. Facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea como un sistema integrado, provee un conjunto de herramientas destinadas a automatizar tareas, compartir y relacionar datos. Esta aplicación permite trabajar una amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias, anomalías y pronosticar producción. Estos tipos de datos son los siguientes:

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

Para la utilización de esta información OFM trabaja con un grupo de tablas que contienen los datos correspondientes. Cada tabla es identificada por un nombre y cada elemento de la tabla para ser accesado por OFM.

Dentro de las tablas más importantes se encuentran:

- La Tabla Maestra, de tipo estático, y contiene toda la información básica de los pozos incluyendo sus coordenadas.
- La Tabla Filter (Filtros), de tipo estático, que contiene la información que permitirá filtrar, seleccionar 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 y Muestras, de tipo esporádico, con información de los resultados de las pruebas y muestras realizadas a cada pozo.

Los módulos que se usan para ejecutar los análisis en OFM, son los siguientes:

3.1.1- Módulos de análisis primario

3.1.1.1.- Mapa Base

Son mapas donde se definen los datos del proyecto y sirve de conector entre los otros módulos. Es la primera ventana de cada proyecto, (Fig. N° 3.2). Esta ventana permite el acceso a todos los componentes principales del OFM.

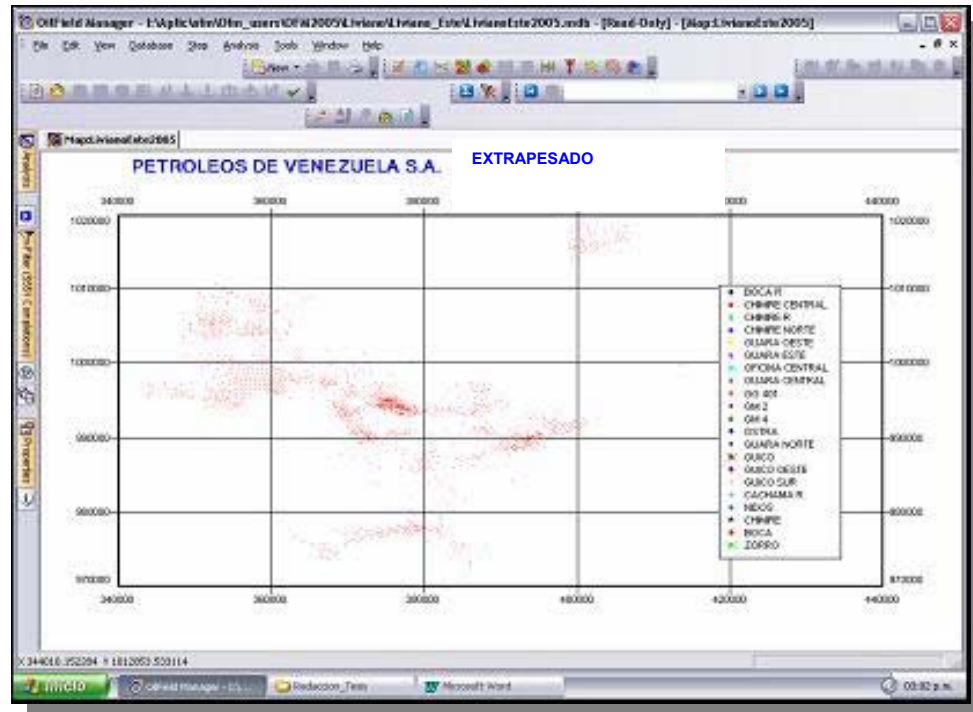


Fig. N° 3.2. Vista del Mapa Base en Pantalla.

3.1.1.2.- Filter (Filtro o selección)

Es la simple selección de los pozos que se van a mostrar en el Mapa Base. Después de filtrar los pozos, los datos pertenecientes a ellos son cargados en la memoria del OFM. El filtro puede realizarse haciendo uso de diferentes opciones, como se puede observar en la figura 3.3.

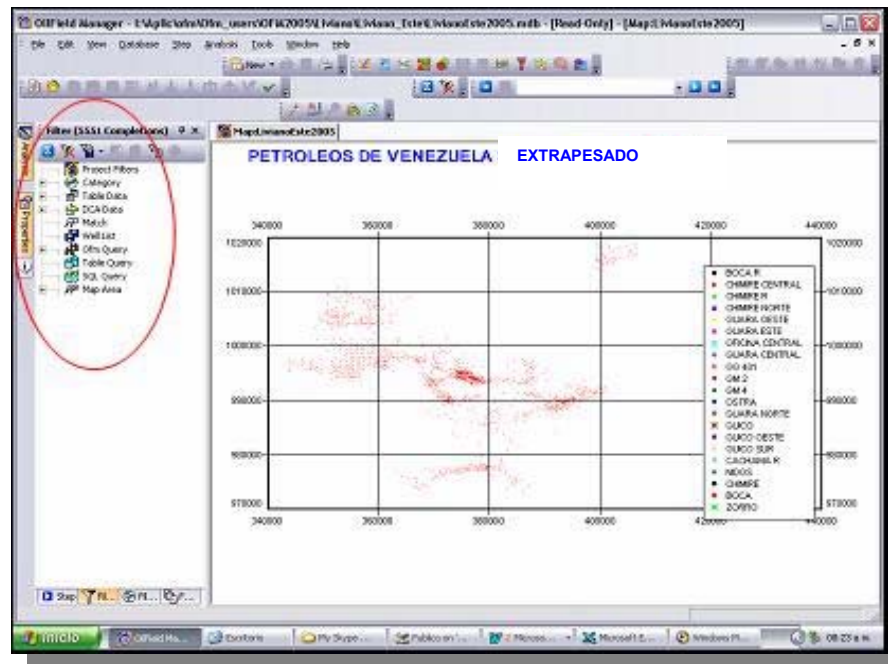


Fig. N° 3.3. Ubicación de la Opción Filter.

Las opciones para hacer el filtro se pueden utilizar cada una por separado o combinándolas, las opciones mas usadas por su versatilidad y sencillez son las siguientes:

3.1.1.2.1.- Por Completación

Se seleccionan los pozos de acuerdo al tipo de completacion que tenga (Sencilla, sencilla selectiva, dual).

3.1.1.2.2.- Por Categoría

Esta opción permite a su vez seleccionar los pozos de acuerdo al Yacimiento, Campo, Arena, Segregación, Estado, Sarta a la cual pertenece.

Estas opciones se utilizan cuando se desea estudiar grupos de pozos que cumplan ciertas características; haciendo mucho mas fácil el análisis. Además se pueden hacer filtros más específicos con opciones más avanzadas como lo son: por Tabla de Datos, Lista, Match, Query.

3.1.1.3.- Gráficos

Permiten realizar gráficos personalizados de los datos para una o más completaciones. Permiten realizar un monitoreo y seguimiento del área de estudio. Esta herramienta ofrece versatilidad para el trabajo de un pozo o de un conjunto de pozos debido a que el módulo se presenta sobre una plantilla que sirve de base para todos los pozos, ver figura 3.4.

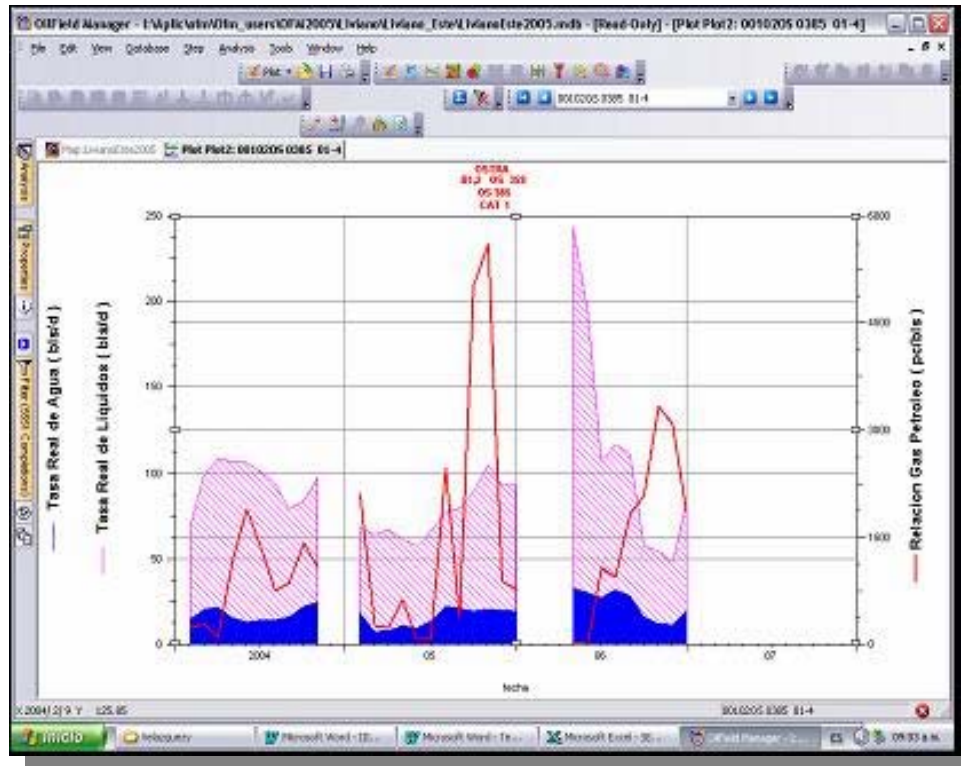


Fig. N° 3.4. Vista de la Aplicación del Modulo Gráfico.

3.1.1.4.- Reportes

Despliega los datos de entrada y calculados en un formato tabular. Este es uno de los módulos de OFM de mayor utilidad. Permite crear reportes con las variables requeridas por el usuario, además de personalizar la apariencia, agregar ecuaciones y agrupar datos, tal y como se muestra en la figura 3.5.

Fecha	Agua.Mensual	Wp.Finder	Wp	Petroleo.Mensual	Np.Finder	Np	Gp.Finder	Gp
8/31/1994	0	0	0	1	1	1178	74	74
9/30/1994	454	523	454	1	3	2425	253	254
10/31/1994	769	1292	1223	1	3	3137	492	493
11/30/1994	802	2094	2025	0	4	3504	652	653
12/31/1994	853	2947	2878	0	4	3798	888	889
1/31/1995	1023	3970	3901	0	4	4105	1112	1113
2/28/1995	536	4506	4437	1	5	4643	1268	1269
3/31/1995	55	4561	4492	1	5	5363	1579	1580
4/30/1995	195	4756	4687	1	6	5996	1867	1868
5/31/1995	143	4899	4830	1	7	6622	2053	2054
6/30/1995	167	5066	4997	1	8	7665	2280	2281
7/31/1995	775	5841	5772	5	13	12875	2580	2581
8/31/1995	788	6629	6560	5	18	17586	2948	2949
9/30/1995	240	6869	6800	1	19	18693	3147	3148
10/31/1995	248	7117	7048	1	20	19840	3313	3314
11/30/1995	238	7355	7286	1	21	20693	3474	3475
12/31/1995	248	7603	7534	1	22	21602	3644	3645
1/31/1996	170	7773	7704	1	22	22202	3762	3763
2/29/1996	112	7885	7816	0	23	22466	3869	3870
3/31/1996		7885	7816	0	23	22500	4080	4081
4/30/1996	15	7900	7831	0	23	22622	4259	4260
5/31/1996	29	7929	7860	0	23	22861	4424	4425
6/30/1996	222	8151	8082	0	23	23156	4578	4579
7/31/1996	341	8492	8423	1	24	23988	4756	4757
8/31/1996	283	8775	8706	1	25	24540	4921	4922
9/30/1996	30	8805	8736	0	25	24584	5119	5120
10/31/1996	130	8935	8866	0	25	24704	5214	5215
11/30/1996	50	8985	8916	0	25	24748	5231	5232
12/31/1996	434	9419	9350	0	25	25071	5374	5375
1/31/1997	140	9534	9465	0	25	25180	5473	5474

Fig. N° 3.5. Reporte Generado por OFM, en una Hoja de Excel.

3.2.- CENTINELA (Base de datos de PDVSA)

Es una herramienta automatizada que sirve de apoyo para facilitar información contable, operacional y de las instalaciones, de manera oportuna y en línea, asegurando flexibilidad de respuesta a los objetivos de producción e inyección; control, seguimiento y análisis de las operaciones de producción actuales y futuras; utilizando para ello tecnología de avanzada en el área de informática. Este producto funciona en una arquitectura Cliente/Servidor, abierta con una interfaz gráfica, adaptable a las necesidades requeridas en el mundo petrolero. La figura 3.6 muestra la vista inicial de la herramienta.

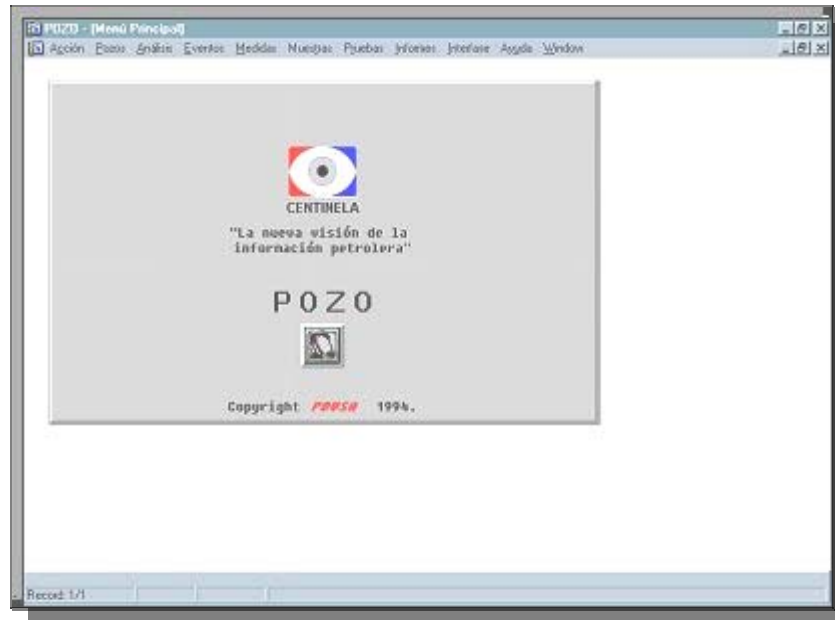


Fig. N° 3.6. Entrada Inicial de Centinela.

3.2.1.- Beneficios de CENTINELA

- ✚ Garantiza la calidad del dato, mediante el uso de modelos matemáticos de validación, lo cual incrementa la credibilidad del usuario.
- ✚ Permite el seguimiento continuo a los parámetros operacionales de las instalaciones, y al comportamiento de producción de cada pozo y de los proyectos de recuperación secundaria.
- ✚ Dispone de mecanismos de seguridad para su acceso, de una forma integrada a nivel de cada componente del producto.
- ✚ Permite la incorporación de nuevas aplicaciones, y se integra fácilmente con otros productos.
- ✚ Provee consultas gerenciales a través de páginas Web (Intranet).

El objetivo principal es asistir al personal de las Unidades de Explotación de los Grupos de Yacimientos y Producción, en el control de la producción de pozos, facilitando la toma de decisiones necesarias para cumplir con los objetivos de producción.

3.2.2.- Aplicaciones de CENTINELA

Este programa está conformado por las siguientes aplicaciones (Fig. N° 3.7):



Fig. N° 3.7. Distintos Módulos de Centinela.

3.2.2.1.- Aplicación Pozo

Facilita el control y seguimiento diario de los parámetros del comportamiento de producción de los pozos, asegurando flexibilidad de respuestas a los objetivos de producción, inyección, control, seguimiento y análisis de las operaciones actuales y futuras. Esta consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances operacionales y oficiales de crudo y gas. Esta aplicación fue utilizada constantemente para la obtención y validación de información referente a los pozos; mediante la ruta **Eventos/Eventos del pozo** (Fig. N° 3.8), se puede obtener información de los pozos referentes al método de producción, cambio de método, cambio de zona, trabajos de rehabilitación, trabajos de superficie, etc. en un orden cronológico (Fig. N° 3.9).

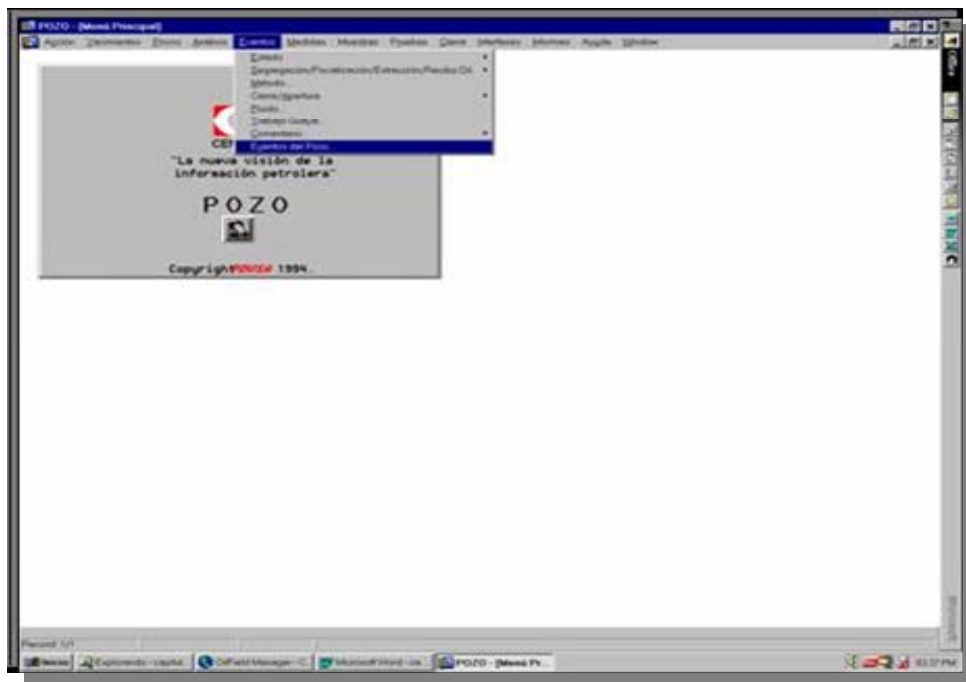


Fig. N° 3.8. Muestra de la Ventana Eventos del Pozo.

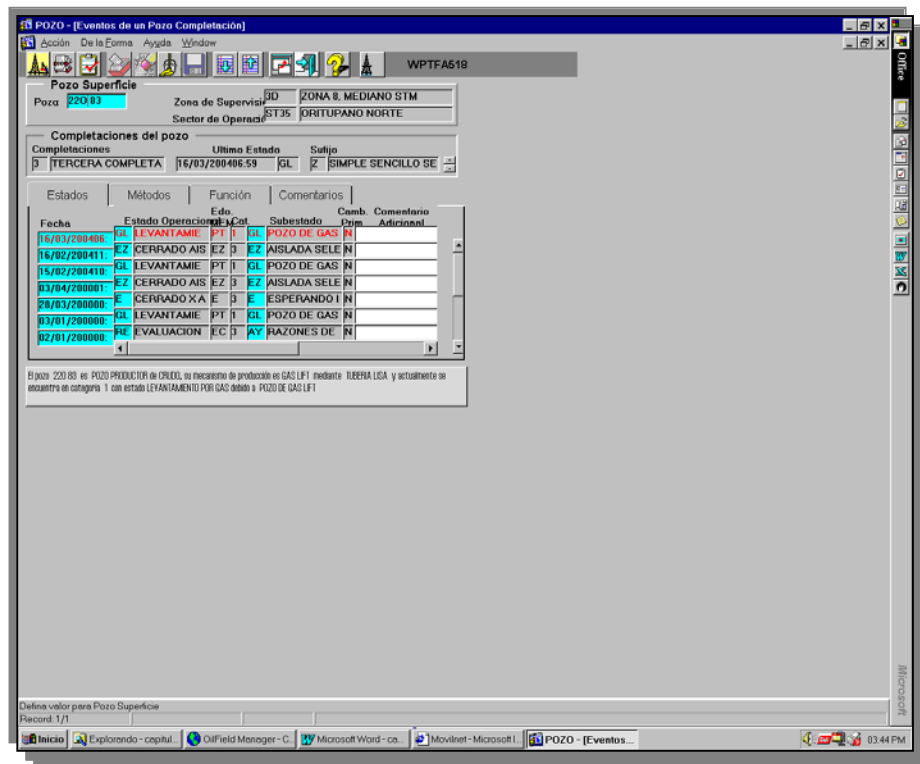


Fig. N° 3.9. Plantilla de Centinela con Información del Pozo.

3.2.2.2.- Aplicación Gas

Permite realizar el seguimiento y control de las operaciones de recolección, procesamiento y compresión/distribución de gas, mediante el manejo de las medidas operacionales de las diferentes instalaciones de gas y LGN. Adicionalmente facilita la obtención de data relacionada con los volúmenes objetivos y reales de inyección de gas, en aquellos proyectos de recuperación secundaria, incluyendo pruebas de inyección a nivel del pozo. También realiza los balances operacionales y contables de dichos fluidos.

3.2.2.3.- Aplicación Óleo

Facilita la información de los balances volumétricos del crudo y de los productos manejados en los patios de tanques y terminales de embarques, a fin de asegurar la facilidad de respuesta para llevar a cabo el cálculo de la producción operada diaria, los movimientos internos, los inventarios, las ventas y las mermas del crudo y de los productos. También proporciona de manera automática el manejo de la información referente a los embarques/desembarques de hidrocarburos que se llevan a cabo en los terminales.

3.2.2.4.- Aplicación Seila

Permite el manejo y control de la información relacionada con los equipos e instalaciones utilizadas para el manejo de crudo y gas. Adicionalmente, contribuye a facilitar el seguimiento de los procesos de producción y distribución de hidrocarburos.

3.2.2.5.- Aplicación Tabla

En esta aplicación se dispone de la información de uso general del sistema, y es utilizada como insumo para apoyar el registro, ejecución y procesamiento de información.

3.2.2.6.- Aplicación Guía del Usuario

Permite consultar la documentación del Sistema en cuanto a normas y procedimientos administrativos, automáticos y de contingencia, a fin de facilitar la capacitación del personal en el manejo de la herramienta.

3.2.2.7.- Aplicación Tutorial

Esta aplicación facilita al usuario el aprendizaje amigable del sistema Centinela, y muestra la información correspondiente a cada uno de sus procesos.

3.2.2.8.- Aplicación Vapor

Mediante esta aplicación se lleva el control, seguimiento y evaluación de los proyectos de inyección alternada de vapor, pozos no estimulados desde su entrada al proyecto, pozos estimulados con vapor, comportamiento de la producción del pozo después de la inyección, así como también la interfaz gráfica que permite visualizar y seleccionar los pozos candidatos a inyectarle vapor.

3.2.2.9.- Aplicación Seguridad

Mediante esta aplicación se garantiza y controla las acciones y privilegios que ejecutan los usuarios dentro del sistema Centinela, luego de cumplir una serie de requisitos; así como los cambios y mejoras al sistema.

3.2.2.10.- Aplicación Agua

Permite el control, seguimiento y evaluación de los yacimientos sometidos a proyectos de recuperación secundaria con inyección de agua. Facilita igualmente la evaluación del comportamiento de los pozos y de las plantas de inyección de agua. Automáticamente realiza el cálculo de la inyección de agua mensual e histórica por pozo, planta y yacimiento.

3.3.- PIPESIM 2002

Es un programa analítico de producción creado por Schlumberger para solucionar problemas de flujo permitiendo obtener resultados puntuales a la hora de interpretar sistemas de flujo multifásico. Es un simulador capaz de representar el flujo de sistemas de producción de hidrocarburos así como el análisis gráfico de los fenómenos que conllevan al flujo de más de una fase.

PIPESIM permite la entrada de datos que facilitan la simulación del comportamiento del fluido en el yacimiento, como lo son datos PVT, gravedad API, tipo de fluido, entre otros; además de datos del yacimiento como permeabilidad, espesor de la arena, presión de fondo, temperatura. De igual forma, se pueden proporcionar datos referente a las condiciones mecánicas del pozo, como profundidad, diámetro de casing/tubing, punto medio de las perforaciones y demás datos de la completación del pozo, todo se hace con la finalidad de reducir la incertidumbre y reproducir lo más acertadamente el comportamiento del flujo a través de todo el sistema (Fig. N° 3.10).

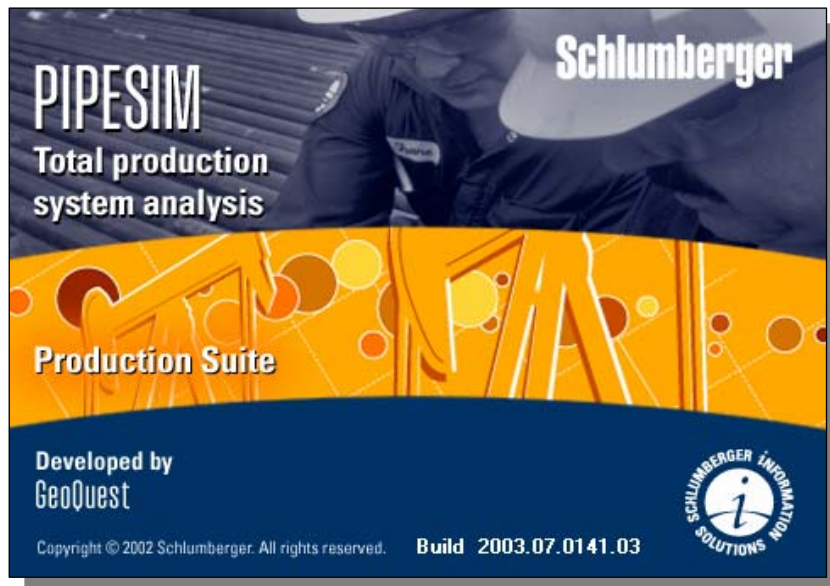


Fig. N° 3.10. Pantalla de Inicio PIPESIM 2002.

Los componentes del simulador están constituidos por los siguientes módulos:

- 📁 Pipeline & Facilities.
- 📁 Well Performance Analysis.
- 📁 Network Analysis.
- 📁 Production Optimization (GOAL).
- 📁 Field Planing (FPT).
- 📁 Multi-lateral (HoSim).

Para el uso de esta herramienta una vez ingresado al simulador se debe indicar el módulo en donde se desea trabajar. En el desarrollo de esta investigación se utilizó el módulo Well Performance Análisis (Fig. N° 3.11).

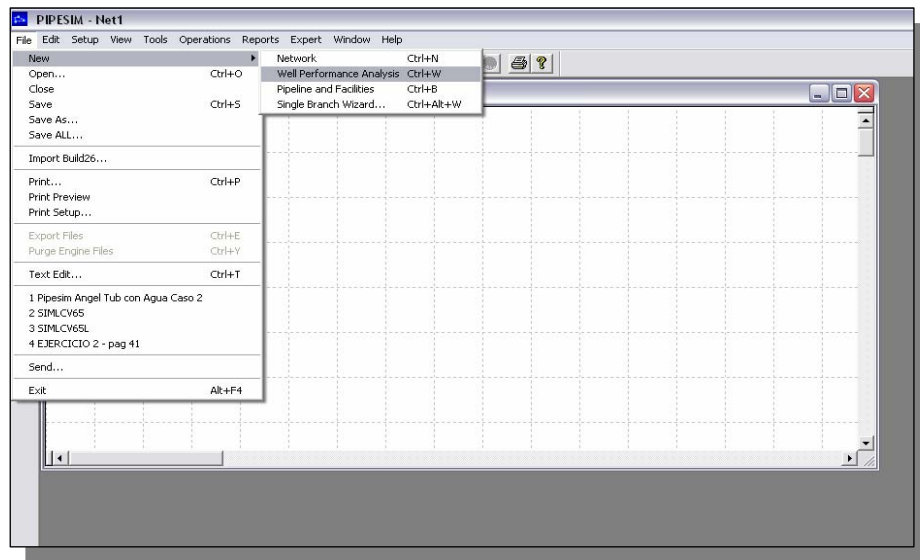


Fig. N° 3.11. Ventana de Ubicación de Well Performance Analysis.

3.3.1.- Módulo well performace analysis

Éste módulo es fundamental para el diseño y optimización de sistemas de producción. Esta diseñado para completar el flujo de trabajo de los ingenieros dando un análisis eficiente y rápido de flujo multifásico desde el yacimiento hasta su destino final. Este módulo incluye modelos de completaciones detalladas (múltiples zonas), perfiles de tuberías, choques de cabezal y puede ser extendido hasta las tuberías de superficie.

Es un modelamiento conceptual y detallado de producción e inyección de gas. Se pueden establecer los rangos de los diferentes tipos de completaciones de pozos incluyendo yacimientos de múltiples capas. Permite simular el flujo desde el

yacimiento a través de la tubería de producción. La base de datos interna de PIPESIM incluye un rango de válvulas de Gas Lift y Bombas Electrosumergibles, las cuales pueden ser definidas dentro del tubing. Para su análisis eficiente, hay una serie de operaciones disponibles para ser utilizados; ya sea Análisis Nodal, diseño de Gas Lift o diseño de tubing.

Una vez ingresado al módulo se desplegará una ventana donde se encuentran las barras de herramientas que permitirán construir el modelo a estudiar (Fig. N° 3.12).

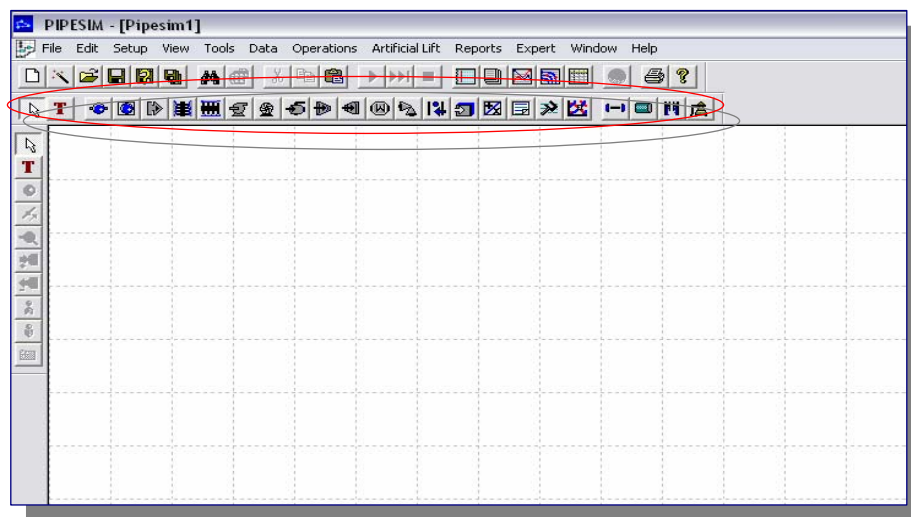







Fig. N° 3.12. Ventana del Módulo Well Performance Analysis con las Barras de Herramientas Activas.

Una vez abierta la ventana, se deben proporcionar los diferentes datos al simulador para construir el modelo del pozo a estudiar, para esto se debe completar la data requerida en las ventanas de yacimientos, tubería de producción, línea de flujo, choke (reductores) y modelo de flujo.

3.3.1.1.- Módulo Yacimiento

Dentro del módulo yacimiento se considera los parámetros de presión de fondo, temperatura, permeabilidad, daño, radio de drenaje y modelo de flujo. PIPESIM, cuenta con diferentes modelos de flujo como lo son:

-  Índice de Productividad.
-  Ecuación de Vogel.
-  Ecuación de Fetcovick.
-  Ecuación de Jones.
-  Pseudo Steady State.

Una vez seleccionado el yacimiento vertical (u horizontal, según sea el caso), con la pantalla en blanco se posiciona el yacimiento; luego dando doble click sobre el icono de yacimiento se introducen los datos requeridos asociados al yacimiento (Fig. N° 3.13).

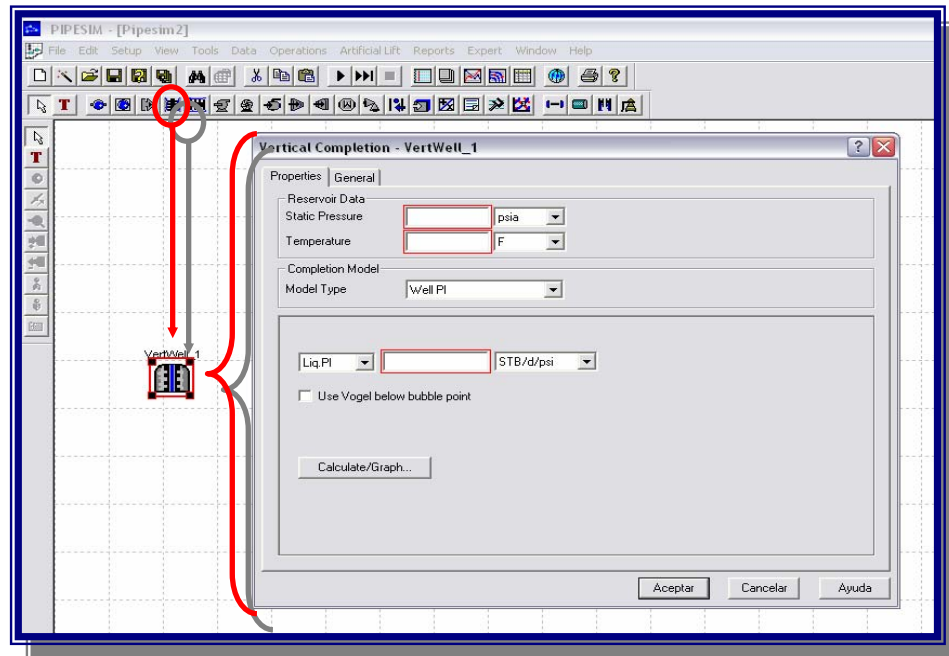


Fig. N° 3.13. Ventana Yacimiento Desplegada.

De igual manera, para añadir los demás componentes del pozo, es necesario colocar un punto donde estos se conecten, y este punto es un Nodo.

3.3.1.2.- Módulo Tubing

En esta ventana se puede modelar el flujo vertical de los pozos productores. La tubería puede ser definida en el trabajo como modelo simple o detallado. Para el desarrollo de este trabajo se implementó el modelo simple que presenta las siguientes secciones:

- **Tubing Sections:** Aquí se establece el diámetro interno, espesor, rugosidad y profundidad de la tubería de producción, en esta sección se puede adicionar las diferentes secciones de tubería para diferentes diámetros, en el caso de haber combinaciones de tuberías de diferentes diámetros en el pozo.

- **Perforations:** Se introduce el punto medio de las perforaciones (TVD).

- **Artificial Lift:** Esta sección es opcional y permite establecer la profundidad de la válvula operadora, esto si el método de levantamiento es Gas Lift o la profundidad de la bomba si es Electrosumergible, siendo que estas son las dos opciones con las que cuenta PIPESIM (Fig. N° 3.14).

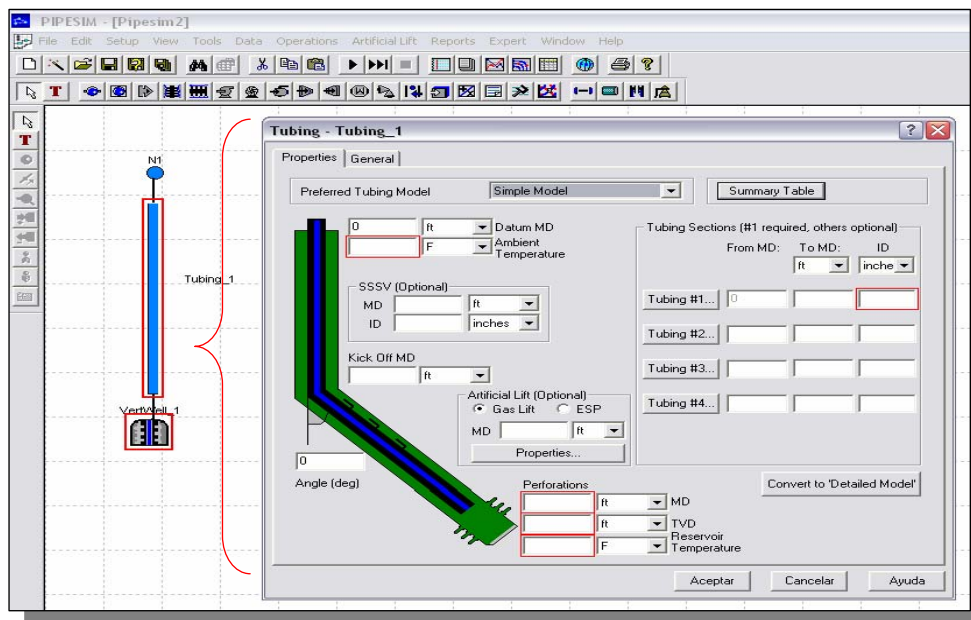


Fig. N° 3.14. Ventana de Módulo Tubing.

3.3.1.3.- Módulo Estrangulador

Permite especificar el diámetro del asiento de los estranguladores, la relación de presión crítica y la tolerancia para el flujo crítico. Para esto se deben proporcionar los datos de las correlaciones de Flujo Crítico y Flujo Subcrítico.

Para lograr representar las condiciones reales del pozo, es conveniente realizar un análisis nodal del pozo y así observar el comportamiento de las curvas IPR donde se analizan las curvas de Oferta (lo que aporta el yacimiento) y la curva de Demanda (lo que puede aportar el pozo). Del intercepto de dichas curvas se obtiene la máxima tasa posible y las condiciones reales del pozo. Para ello se anexa un Punto Nodal en la parte donde se desee realizar el análisis (Fig. N° 3.15).

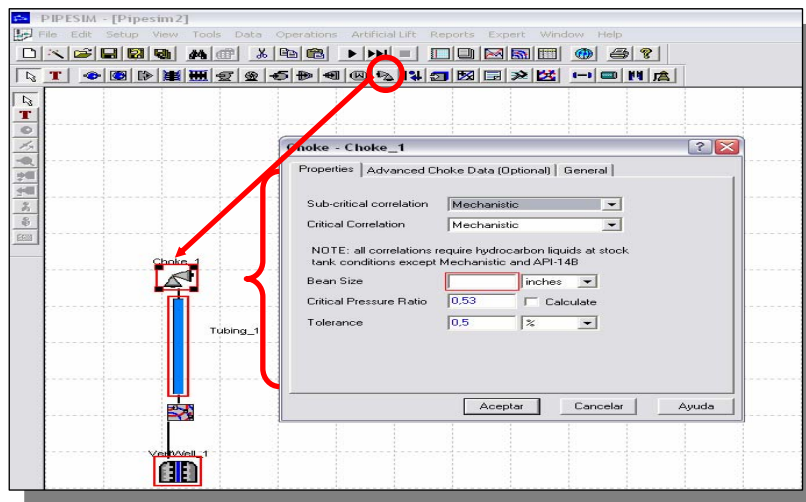


Fig. N° 3.15. Ventana de Estrangulador.

3.4.- Sistema de evaluaciones económicas (See Plus)

Para toda propuesta de inversión cuyo objetivo es incrementar la utilidad operacional de la empresa deberá elaborarse su respectivo análisis de sensibilidad para determinar un rango (gráficamente un área) de variación del resultado económico del proyecto; identificar las variables que tienen mayor influencia en el resultado económico del proyecto y establecer un plan de acciones para minimizar la posible pérdida del valor agregado por la variación de una variable.

Para realizar un análisis de sensibilidades, este programa utiliza los siguientes factores límites resultantes de un estudio estadístico de un grupo de proyectos representativos de la industria; sin embargo, se pueden tomar otros valores máximos y mínimos de variación que se consideren más apropiados (Fig. N° 3.16).



Fig. N° 3.16. Ventana de Inicio de SEE-Plus.

Las actividades relacionadas con la elaboración del proyecto de presupuesto se desarrollan utilizando documentos guía, que han sido elaborados tomando en cuenta un marco de referencia los lineamientos generales y las políticas resultantes del proceso interactivo del Ministerio de Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET) y la dirección de planificación de PDVSA para la elaboración de negocios.

Los lineamientos financieros se basan en la estrategia de combinar óptimamente la creación de valor y riesgo para maximizar las ganancias y minimizar la volatilidad del flujo de caja con una eficiente inversión del capital, beneficiando el crecimiento de la oferta mediante el esfuerzo propio e integrando estas actividades con los planes de crecimiento con terceros nacionales e internacionales.

CAPITULO IV

METODOLOGÍA

Para realizar el presente trabajo se estableció el siguiente procedimiento (Fig. N° 4.1).

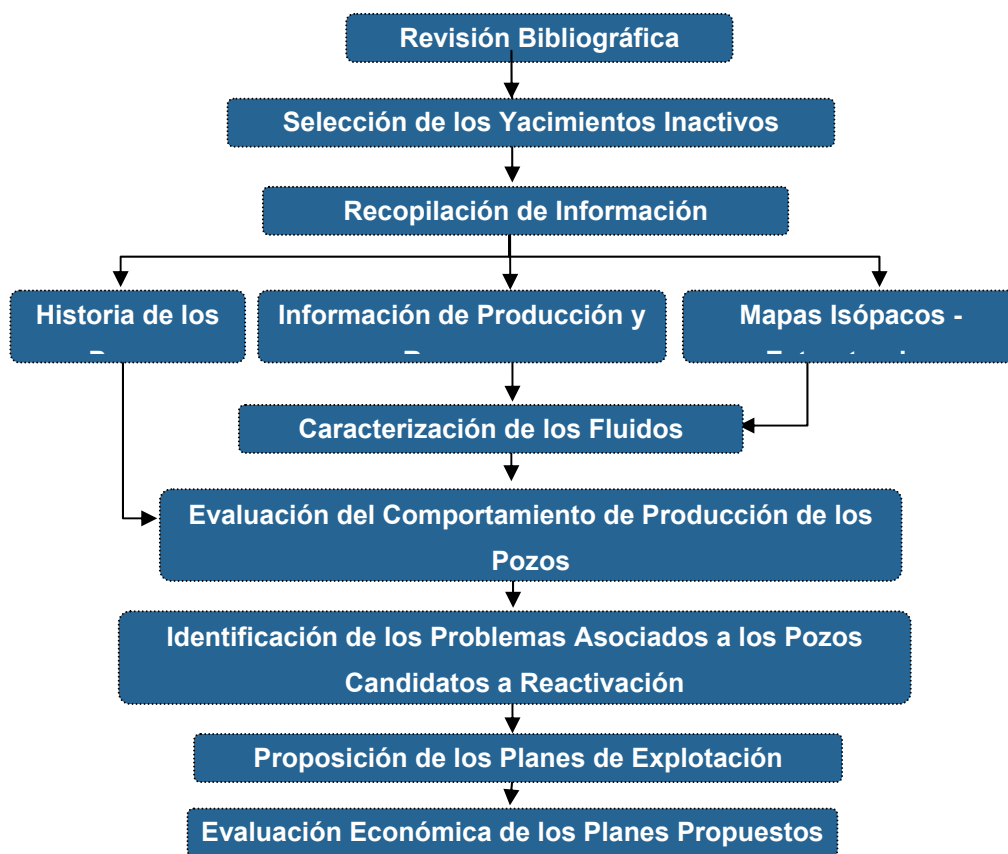


Fig. N° 4.1. Diagrama de Flujo de la Metodología Usada en el Desarrollo del Trabajo.

4.1.- Revisión bibliográfica

La revisión bibliográfica permitió reforzar los conocimientos necesarios para ejecutar el proyecto. Esta fase comprende la consulta de libros, textos, tesis y artículos relacionados con el tema en estudio y el área de trabajo en general. Además se consultaron los manuales de las herramientas computarizadas que fueron utilizadas, entre ellas: CENTINELA, OFM 2005, PIPESIM 2002 y SEE Plus. Todo esto con el fin de afianzar las bases teóricas que sustentan el estudio.

4.2.- Selección de los yacimientos

El objetivo de esta etapa consistió en delimitar el número de yacimientos inactivos a ser estudiados, a partir de una selección hecha en el Libro oficial de reservas 2007, teniendo como fecha de cierre Junio del año 2008 (08) y tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Reservas Probadas.
2. Producción Anual: 0 BN.
3. Ningún Pozo Categoría 1.
4. Reservas Remanentes > 5 MMBN.
5. Espesor de Arena > 15 pie (').

Estas últimas consideraciones se usaron para incluir aquellos yacimientos que no tienen pozos completados, con el fin de proponer la perforación de nuevas localizaciones horizontales.

4.3.- Recopilación de información

Una vez conocida el área de estudio, se procedió a la recopilación y validación de la información referente a los yacimientos y pozos inactivos de los campos Arecuna y Bare. Se creó una base de datos que permitió llevar a cabo cada una de las etapas del procedimiento establecido.

4.3.1.- Historia de los pozos

En base a la información obtenida de los archivos o carpetas de pozos, se elaboraron las fichas de pozos, las cuales contienen en forma resumida: la fecha de inicio de perforación y de completación de los pozos, arenas producidas, trabajos realizados (estimulaciones o reacondicionamientos permanentes), intervalos cañoneados, pruebas oficiales de completación y pruebas de producción. Además se obtuvo, tanto de Centinela como de OFM 2005, la clasificación de los pozos por categoría y estado.

Las categorías utilizadas por PDVSA para clasificar los pozos son:

Categoría 1: Pozos activos (En la información de Centinela).

Categoría 2: Pozos que requieren trabajos menores para reactivarlos a producción.

Categoría 3: Pozos que requieren trabajos mayores, con cabria en sitio para reactivarlos a producción.

Categoría 5: Pozos antieconómicos, con alta producción de fluidos indeseados.

Categoría 8: Pozos inyectores de agua o gas.

Categoría 9: Pozos abandonados.

Esta información fue de mucha utilidad para la selección de pozos con posibilidades de reactivación o de abandono físico.

4.3.2.- Información de producción y reservas

La información de producción y reservas de hidrocarburos se obtuvo de las herramientas corporativas Centinela y OFM 2005. Además se consultó el libro oficial de reservas 2007 y el sumario de producción por yacimiento y por pozo, pertenecientes al mes de Junio de 2008. Esto facilitó la búsqueda de información referente a Gravedad API del crudo, número de pozos completados por yacimiento, pruebas de producción de pozos, muestras de fluidos, historia de producción y el número de reservas remanentes de cada uno de los yacimientos estudiados. Se comparó y validó la información obtenida de cada fuente.

4.3.3.- Mapas isópacos – Estructurales

Los mapas isópacos – estructurales fueron elaborados por la herramienta corporativa Sigemap. Con éstos se conoció la ubicación de los pozos a nivel estructural, ubicación de fallas y los contactos de fluidos en cada yacimiento. El uso del registro de inducción eléctrica facilitó en gran medida la ubicación y profundidad de las completaciones y los espesores de arena. Con ello se comparó y se validó la información registrada en los mapas.

4.4.- Caracterización de los fluidos presentes en los yacimientos en estudio

La caracterización de los fluidos contribuyó en la evaluación del comportamiento de producción de los yacimientos y en la selección de los métodos de producción idóneos según el tipo de fluido presente en el mismo.

4.4.1.- Cálculo de las propiedades PVT

Los yacimientos seleccionados para el estudio no cuentan con información de análisis PVT realizados. Por esta razón, fue necesario generarlos a través de correlaciones determinadas por Laineth López, a través de un estudio previo, realizado a los fluidos de los campos Arecuna y Bare, donde se emplearon modelos estadísticos de regresión que involucraron parámetros de fácil medición, tales como: presión y temperatura del yacimiento, gravedad API del crudo y densidad relativa del gas. Las ecuaciones son las siguientes:

4.4.1.1.- Relación Gas-Petróleo en Solución o Solubilidad del Gas Inicial (Rsi)

Para obtener dicho parámetro fue utilizada la siguiente ecuación:

$$R_{si} = -35,6135 + 0,0830159 * T + 51,479 * \gamma_g + 1,98597 * \text{°API} \quad (\text{Ec-4.1})$$

Donde:

Rsi: Solubilidad del gas inicial (PCN/BN).

P: Presión del yacimiento, donde $P \leq P_b$ (Lpc).

T: Temperatura del yacimiento (°F).

γ_g : Densidad relativa del gas (adimensional).

°API: Gravedad API del crudo (°API).

Los rangos de aplicación para esta ecuación se muestran en la siguiente tabla.

Tabla N° 4.1. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 4.1.

VARIABLE	RANGO
Presión del yacimiento (Lpc)	100-1315
γ_g (adimensional)	0.5086-0.74
Temperatura del yacimiento (°F)	124-330
Gravedad API (°API)	7.40-14.50

4.4.1.2.- Presión de Burbujeo (Pb)

Se estimó mediante la siguiente ecuación:

$$Pb = 92,8034 + 6,77638 * \frac{Rsi}{\gamma_g} + 0,688117 * T - 24,0569 * \text{°API} \quad (\text{Ec-4.2})$$

Donde:

Pb: Presión de burbujeo (Lpc).

Rsi: Solubilidad del gas inicial (PCN/BN).

γ_g : Densidad relativa del gas (adimensional).

T: Temperatura del yacimiento (°F).

°API: Gravedad API del crudo (°API).

Los rangos de aplicación para esta ecuación se muestran en la siguiente tabla.

Tabla N° 4.2. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 4.2.

VARIABLE	RANGO
Rs (PCN/BN)	12-111
γ_g (adimensional)	0.5086-0.74
Temperatura del yacimiento (°F)	124-330
Gravedad API (°API)	7.40-14.50

4.4.1.3.- Densidad del Petróleo (ρ_o)

Para obtener este parámetro se empleó la siguiente ecuación:

$$\rho_o = 1,09698 - 0,000661759 * R_s - 0,000383885 * T + 0,0000402069 * P - 0,0165302 * \gamma_g - 0,006956 * \text{°API} \quad (\text{Ec-4.3})$$

Donde:

ρ_o : Densidad del petróleo (g/mL).

R_{si} : Solubilidad del gas inicial (PCN/BN).

T: Temperatura del yacimiento (°F).

P: Presión del yacimiento, donde $P \leq P_b$ (Lpc).

γ_g : Densidad relativa del gas (adimensional).

°API: Gravedad API del crudo (°API).

Los rangos de aplicación para esta ecuación se muestran en la siguiente tabla.

Tabla N° 4.3. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 4.3.

VARIABLE	RANGO
Rs (PCN/BN)	12-111
γ_g (adimensional)	0.5086-0.74
Temperatura del yacimiento (°F)	124-330
Presión inicial (Lpc)	100-1315
Gravedad API (°API)	7.40-14.50

4.4.1.4.- Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)

Se estimó mediante la siguiente ecuación:

$$\beta_o = 0,93176 + 0,000422061 * T + 0,000372363 * R_s + 0,0545485 * \gamma_g + 0,00159098 * \text{°API} \quad (\text{Ec-4.4})$$

Donde:

β_o : Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

R_{si} : Solubilidad del gas inicial, donde $P \leq P_b$ (PCN/BN).

T: Temperatura del yacimiento (°F).

γ_g : Densidad relativa del gas (adimensional).

°API: Gravedad API del crudo (°API).

Los rangos de aplicación para esta ecuación se muestran en la siguiente tabla.

Tabla N° 4.4. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 4.4.

VARIABLE	RANGO
Rs (PCN/BN)	12-111
γ_g (adimensional)	0.5086-0.74
Temperatura del yacimiento (°F)	124-330
Gravedad API (°API)	7.40-14.50

4.4.1.5.- Viscosidad del Petróleo (μ_o)

La viscosidad del petróleo se calculó por medio de la siguiente ecuación:

$$\mu_o = e^{(15,2127 - 0,0339308 * T - 0,000113009 * P - 0,00194864 * R_s - 0,374708 * \text{°API})}$$

(Ec-4.5)

Donde:

μ_o : Viscosidad del petróleo (cps).

T: Temperatura del yacimiento (°F).

P: Presión del yacimiento (Lpc).

R_s: Solubilidad del gas inicial, donde $P \leq P_b$ (PCN/BN).

°API: Gravedad API del crudo (°API).

Los rangos de aplicación para esta ecuación se muestran en la siguiente tabla.

Tabla N° 4.5. Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación 4.5.

VARIABLE	RANGO
Presión inicial (Lpc)	115-1250
Temperatura del yacimiento (°F)	130-142
Gravedad API (°API)	9.10-14.50
Rs (PCN/BN)	10-115

Los PVT sintéticos fueron estimados en una hoja de cálculo en Excel, para ello fue necesario obtener los siguientes parámetros:

4.4.2.- Presión inicial

Los yacimientos estudiados no cuentan con pruebas de presión realizadas a lo largo de toda su vida productiva. Por lo tanto, se obtuvo este parámetro usando la siguiente correlación ajustada al área en estudio, la cual está en función del Datum del yacimiento.

$$P_i = 0.43 * Datum + 45 \quad (\text{Ec-4.6})$$

Donde:

Pi: Presión inicial (Lpca).

Datum: Profundidad de referencia (pie).

El Datum del yacimiento o plano de referencia constituye la profundidad bajo el nivel del mar que coincide con el centro de masa del yacimiento, donde generalmente se encuentra la mayor acumulación de hidrocarburos. Para calcular el Datum se ubicó

la zona del yacimiento donde existe mayor densidad de pozos completados y se estimó un valor promedio de la profundidad en la que donde se encuentran los pozos con mayor y menor buzamiento, es decir, el pozo más profundo y el pozo más somero.

En el caso de los yacimientos que sólo presentan un pozo completado o interpretado, la profundidad subsea del pozo viene a ser el Datum del yacimiento.

Otra manera de estimar este nivel de referencia es mediante la siguiente ecuación:

$$Datum = \frac{\sum \left(Tope + \left(\frac{h}{2} \right) \right)}{2} \quad (Ec-4.7)$$

Donde:

Datum: Nivel de referencia (pie).

Tope: Tope de la arena de interés (pie).

h: Espesor de la arena (pie).

Los resultados fueron comparados con el Datum asentado en el libro oficial de reservas 2007. Con ello se logró validar esta información.

4.4.3.- Gravedad API del Crudo (°API)

El valor de la gravedad API del crudo de cada yacimiento inactivo estudiado, se obtuvo de la prueba oficial de completación de los pozos presentes en los mismos. En el caso de aquellos yacimientos que presentaron varios pozos completados, se estimó un valor promedio. En aquellos donde no hay pozos completados, se tomó el valor oficial del libro de reservas 2007.

4.4.4.- Densidad Relativa del Gas (γ_g)

Este parámetro se calculó mediante la siguiente correlación, en función de la gravedad API:

$$\gamma_g = 0,0143 * \text{API} + 0,4657 \quad (\text{Ec-4.8})$$

Donde:

γ_g : Densidad relativa del gas (adimensional).

$^{\circ}\text{API}$: Gravedad API del crudo ($^{\circ}\text{API}$).

4.4.5.- Temperatura del Yacimiento.

En vista de que no se tienen registros de temperatura, se estimó este valor mediante la siguiente correlación ajustada al área de estudio, la cual está en función de la profundidad o nivel de referencia:

$$T = 0,0175 * \text{Datum} + 85 \quad (\text{Ec-4.9})$$

Donde:

T: Temperatura del yacimiento ($^{\circ}\text{F}$).

Datum: Nivel de referencia (pie).

4.5.- Evaluación del comportamiento de producción de los pozos mediante gráficos generados por OFM

Durante esta etapa se cotejaron los históricos de producción de petróleo, gas y agua de cada yacimiento, disponible en Centinela (Fig. N° 4.2) y en OFM (Fig. N° 4.3). Esto con el fin de verificar y corregir errores como: producciones no reportadas, arenas completadas a las cuales no se les haya sumado la producción, diferencias en las fechas de completación, abandono, entre otros.

Esto comprende una revisión por pozo donde se incluyó el análisis del comportamiento de producción, intervalos cañoneados y trabajos de Ra/Rc. Se consideró el potencial inicial de los pozos, su máxima tasa de flujo y la producción acumulada, con la ayuda de los gráficos generados por la herramienta OFM. De igual manera se consideró la última producción reportada por los pozos en los yacimientos, con la finalidad de determinar si el pozo tendrá alta producción de hidrocarburos una vez que sea reactivado (Fig. N° 4.3).

The screenshot displays a detailed production history report for well WPTIC398. The report is organized into several columns: 'Fecha (Mes)', 'Má', 'Edo', 'Ingr', 'Ret', 'APL', 'BPPD', 'BPPDP', 'BPPDP', 'BPPDP', 'ROF', 'ROF', '%KID', 'Gas', 'Fol. BLS', 'Gas MFC', 'Agua BLS', 'Fol. BLS', 'Gas MFC', and 'Producción Acumulada'. The data is presented in a grid format, with rows corresponding to different months and years. The report also includes a header section with the PDVSA logo and the well name 'WPTIC398'. The bottom of the screenshot shows a Windows taskbar with various application icons and the system clock.

Fig. N° 4.2. Reporte de Producción Generado por Centinela.

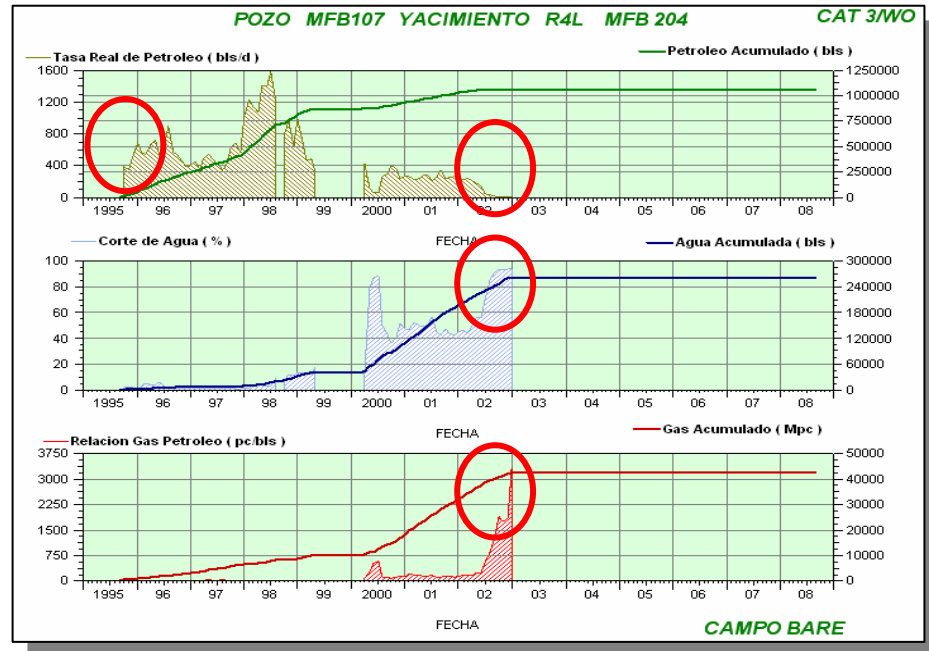


Fig. N° 4.3. Gráfico de la Historia de Producción de un Pozo.

4.6.- Identificación de los problemas asociados a los pozos candidatos a reactivación

Luego de haber recopilado la información y una vez cumplidas las etapas anteriores, se procedió a identificar los pozos con factibilidades de reactivación, reacondicionamientos permanentes, reparaciones y recuperación térmica. Se diagnosticó el origen del agua producida por pozo a través de los históricos de producción y de las curvas de Chan.

Se evaluó el registro de cementación de cada uno de los pozos para evaluar la calidad del cemento.

Toda esta información ofreció diagnóstico de todos los pozos completados en los yacimientos inactivos estudiados, permitiendo conocer la problemática que presentan los mismos. Una vez detectada la causa de inactividad o cierre de los pozos, se recomendará la solución técnica más adecuada para reactivarlos ó para abandonarlos físicamente.

La causa principal del cierre de los pozos es la baja productividad. Ésta es causada por diversos factores, entre ellos tenemos:

4.6.1.- Problemas mecánicos

La revisión de las carpetas de pozos ofrece información de todos los eventos del pozo, en especial de los últimos trabajos realizados, como por ejemplo: cambio de completación, cambio del método de producción, programas de limpieza y estimulación, entre otros. Además muestra la causa y la fecha del cierre del pozo. Generalmente los problemas mecánicos como: mala cementación primaria, roturas en el revestidor, entre otros, también se ven reflejados en los archivos de pozos.

4.6.2.- Alta producción de agua

Los gráficos de la historia de producción resultan útiles para determinar la alta producción de agua. Los gráficos doble logaritmo de la relación agua-petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), conocidos como Curvas de Chan, resultan de gran utilidad para determinar la causa de la producción de agua.

Una vez determinada la causa de la alta producción de agua en la última completación del pozo, se recomendó el tratamiento adecuado.

4.7.- Proposición de planes de explotación

Esta etapa consistió en la proposición de actividades orientadas a desarrollar las reservas remanentes de los yacimientos inactivos de los campos en estudio.

Las actividades que comprenden los planes de explotación son:

4.7.1.- Actividades generadoras de potencial

Como su nombre lo indica, estas actividades tendrán un aporte de potencial de producción al momento de su ejecución, con lo cual se logrará drenar eficientemente las reservas remanentes de los yacimientos inactivos.

Entre las actividades generadoras de potencial tenemos:

4.7.1.1.- Rehabilitación de Pozos

Incluye las siguientes actividades:

4.1.1.1.1.-Reactivaciones

Están dirigidas a aquellos pozos que presentaron altas tasas de petróleo y bajo corte de agua, que fueron cerrados debido a problemas mecánicos que requieren de

reparaciones menores ó por condiciones económicas desfavorables para el momento de su completación.

4.7.1.1.2.- Reacondicionamientos Permanentes (Ra/Rc)

Las actividades de Ra/Rc se proponen en aquellos pozos inactivos que presentaron baja entrada de fluidos (hidrocarburos) y bajo corte de agua durante su última prueba de producción, debido a taponamiento o reducción de la permeabilidad en la zona alrededor del pozo (pozo dañado).

4.7.1.1.3.- Reacondicionamientos Permanentes Asociados a Cambio de Zona Productora

El objetivo del cambio de zona productora es abandonar el pozo en aquellos horizontes que presentan alto corte de agua (agua perjudicial), y trasladar las perforaciones a otro nivel. Para ello se requiere la revisión de la columna estratigráfica del pozo mediante la evaluación de los registros de inducción, para determinar cual es el mejor prospecto a ser explotado, es decir, debe reunir buenas características electrostratigráficas.

4.7.1.2.- Perforación de Nuevas Localizaciones

Las propuestas de nuevas localizaciones horizontales van orientadas a drenar parte de las reservas remanentes de los yacimientos que no presentan ningún pozo completado. También se evaluó la posibilidad de proponer nuevas localizaciones en aquellos yacimientos inactivos, de gran extensión y elevadas reservas remanentes, que presentan pocos pozos completados.

4.7.1.2.1.- Criterios Para la Proposición de Nuevas Localizaciones

Se establecieron los siguientes criterios:

4.7.1.2.1.1.- Zonas Despejadas

Debe existir suficiente espacio para la ubicación de la localización, de manera que no haya interferencia entre el área de drenaje de ésta con el área de drenaje de los pozos completados o de los pozos interpretados que puedan ser completados en el yacimiento.

4.7.1.2.1.2.- Propiedades Petrofísicas de los Yacimientos

Los yacimientos deben presentar valores óptimos de porosidad, permeabilidad e índice de arcillosidad. Estas propiedades fueron determinadas mediante la información suministrada por los pozos vecinos (completados e interpretados) presentes en el yacimiento.

La porosidad del yacimiento se determinó directamente del registro densidad-neutrón compensado de los pozos ubicados en el área de interés. Este valor se comparó con el valor registrado en el libro oficial de reservas 2007, con el fin de validar dicha información.

La permeabilidad para los yacimientos del campo Arecuna se determinó mediante la ecuación de Timur.

$$K = \left[\frac{0.136 * \phi^{4.4}}{Swirr^2} \right] \quad (\text{Ec-4.10})$$

Mientras que para los yacimientos del campo Bare se usó la ecuación de Timar, modificada para este campo.

$$K = \frac{10500 * \phi_e^6}{[\phi_e(S_{wirr}) + 0.25 * V_{sh}]^2} \quad (\text{Ec-4.11})$$

Donde:

K: Permeabilidad horizontal (mD).

ϕ_e : Porosidad efectiva (porcentaje).

S_{wirr} : Saturación de agua irreductible.

V_{sh} : Volumen de arcilla.

Para lo cual se hizo necesario calcular el volumen de arcilla, mediante la ecuación de LARINOV para rocas terciarias:

$$V_{sh} = \frac{2^{(3.7 * IV_{sh})} - 1}{2^{(3.7)} - 1} \quad (\text{Ec-4.12})$$

El índice de arcillosidad se calculó por medio de la siguiente ecuación:

$$IV_{sh} = \frac{GR_{leído} - GR_{arena}}{GR_{arcilla} - GR_{arena}} \quad (\text{Ec-4.13})$$

Donde:

Iv_{sh} : Índice de arcillosidad por Gamma Ray.

$Gr_{leído}$: GR leído en la zona de interés.

Gr_{arena} : GR en la arena más limpia del intervalo geológico.

$Gr_{arcilla}$: GR en la arcilla del intervalo geológico.

4.7.1.2.1.3- Espesores de Arena Conocidos

Para determinar el espesor que atravesará la nueva localización, se emplearon los registros de inducción de los pozos vecinos. Las propuestas se hicieron en zonas cercanas a los pozos completados e interpretados, con el fin de tener información más confiable, es decir, la nueva localización quedará entre dos espesores conocidos.

4.7.1.2.1.4.- Presencia de Contacto de Fluidos

La presencia de un contacto agua-petróleo es desfavorable para la apertura de un pozo, ya que asegura que existirá alta producción de agua proveniente del yacimiento. Por esta razón, se descartaron todos los yacimientos que presentaron algún contacto de fluidos. Éstos se determinaron mediante la revisión de los registros de inducción de los pozos completados e interpretados en los yacimientos candidatos para nuevas perforaciones.

4.7.1.2.1.5.- Información de Producción de Pozos Vecinos

Mediante la revisión del histórico de producción y de la última prueba de producción de los pozos presentes en el yacimiento, se pudieron observar las condiciones del yacimiento en cuanto a tasa de producción de crudo y corte de agua. Esto determina la rentabilidad en la ejecución de las propuestas.

4.7.2.- Cálculo del potencial de producción

4.7.2.1.- Cálculo del Potencial Inicial de las Propuestas de Rehabilitación de Pozos.

El potencial inicial de producción y el comportamiento de afluencia de las propuestas de reactivación, Ra/Rc y cambio de zona productora, se determinó mediante el uso del simulador PIPESIM 2002.

Se estableció el flujo en estado pseudocontinuo como modelo de terminación y una presión de salida de 150 lpc (presión de cabezal).

Entre los datos usados para configurar el yacimiento tenemos:

- ✚ Permeabilidad (K): se tomó el valor de cada yacimiento, registrado en el libro oficial de reservas 2007.
- ✚ Presión (P) y Temperatura (T): estos valores fueron determinados durante la etapa de caracterización de los fluidos, utilizando las ecuaciones N° 4.6 y 4.9, respectivamente.
- ✚ Espesor: se determinó mediante la lectura del registro inducción de cada pozo.
- ✚ Corte de agua: tomado de las últimas pruebas de producción del pozo en el yacimiento de interés.

Se emplearon los siguientes datos para configurar la tubería de producción:

- ✚ Profundidad de los disparos: se refiere a la profundidad del intervalo cañoneado. Esta profundidad se tomó de la información suministrada por los archivos de pozos.

- ✚ Diámetro de la tubería de producción: según los archivos de pozos los valores son: 7 pulgadas en pozos verticales y $9\frac{5}{8}$ pulgadas en pozos horizontales.

Por último, se utilizaron las siguientes propiedades para definir el tipo de fluido:

- ✚ Gravedad API: tomada de la prueba oficial de completación del pozo en el yacimiento.
- ✚ Propiedades PVT del crudo: determinadas en la etapa de caracterización de los fluidos del yacimiento. Entre ellas: R_{si} (Ec.4.1) y densidad relativa del gas (Ec. 4.8).
- ✚ Densidad relativa del agua: su valor es 1.02, tomado de análisis de agua de formación en los yacimientos de los campos Arecuna y Bare.

4.7.2.1.- Cálculo del Potencial Inicial de las Propuestas de Nuevas Localizaciones

El potencial inicial de las nuevas localizaciones horizontales y su comportamiento de afluencia se determinó mediante el Modelo matemático de Joshi para pozos horizontales (Ec.2.3, 2.4 y 2.5), representado en una hoja de cálculo de Excel (Fig. N° 4.4), el cual considera:

- 1.- Flujo continuo en el plano horizontal.
- 2.- Flujo pseudocontinuo en el plano vertical.

Column	Row	Parameter	Value	Unit	Other Value
C	3	Yacimiento	L3,4 MFB 99		
C	4	Nombre del Pozo	LOC-06		
C	5	Gravedad del crudo, °API	10		
C	6	Factor Volumétrico (BNBY)	1.08		
C	7	Viscosidad del Petróleo (cp)	566		
C	10	Esesor neto (pie)	30		
C	11	Porosidad, fracción	0.30		
C	12	Relación permeabilidad XY	1.4		
C	13	Storage Capacity (pie)	9		
C	14	K'h (md-pie)	93000		
C	15	Profundidad Subsea (pie)	2640		
C	16	Permeabilidad (md)	3100		
C	18	Radio del Pozo (pie)	0.354		
C	19	Longitud Total del Pozo (pie)	3000	915 m	
C	20	Relación Longitud Efectiva/Total del Pozo	0.9		
C	21	Eje Menor de Drenaje ellipse, b (pie)	1549		
C	22	Lateral well spacing (ft)	3099	945 m	
C	23	Extreme well spacing (ft)	1313	400 m	
C	24	Mach Extreme well spacing (ft)	656	200 m	
C	26	Presión del Yacimiento (psi)	1195		
C	27	Presión de Burbujeo (psi)	712		
C	28	Presión de Fondo Fluente (psi)	700		
F	5	Tasa de Flujo			533.0
F	6	Términos Intermedios			1.2
F	7	top trem			2157
F	8	beta			65
F	9	Eje Mayor Ellipse, a pie			4650877.0
F	10	a^2			2250000.0
F	11	L/2^2			0.9 Lw/Lx
F	12	log portion			1.0
F	13	Denominador			1.1
F	14	Índice de Productividad (bbt/psi)			561
F	15	Tasa de Flujo, sg=sgc (STB/day)			1353
F	16	Tasa de Flujo, sg=sgc (STB/day)			28.4
F	17	AOF (STB/day)			
F	18	Declinación Efectiva Anual (%)			
F	19	Declinación Efectiva Anual (%)			
F	20	Declinación Efectiva Anual (%)			
F	21	Declinación Efectiva Anual (%)			
F	22	Declinación Efectiva Anual (%)			
F	23	Declinación Efectiva Anual (%)			
F	24	Declinación Efectiva Anual (%)			
F	25	Declinación Efectiva Anual (%)			
F	26	Declinación Efectiva Anual (%)			
F	27	Declinación Efectiva Anual (%)			
F	28	Declinación Efectiva Anual (%)			

Fig. N° 4.4. Ventana del Modelo Matemático de Joshi.

Las características del fluido se definieron a través de las siguientes propiedades:

- Factor volumétrico (β_o) y viscosidad del petróleo (μ_o), calculados en la etapa de caracterización de los fluidos, por medio de las ecuaciones 4.4 y 4.5, respectivamente.
- Gravedad API del crudo: tomado de la prueba oficial de completación de algún pozo vecino en el yacimiento donde se propone la localización horizontal, o en su defecto del libro oficial de reservas 2007.

4.7.3.- Actividades no generadoras de potencial

Se refiere a aquellas actividades que no involucran un aporte de potencial de producción, sino que se realizan con la finalidad de mejorar las operaciones de la empresa y de reducir gastos o desincorporar activos en la misma. Entre ellas tenemos:

4.7.3.1.- Abandono Físico

Aquellos pozos que se encuentran inactivos y que no presentan prospectividad en toda su columna estratigráfica, se propusieron para abandono físico. De esta manera PDVSA deja de pagar impuestos y regalías ante el Ministerio de Finanzas y el Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, lo que trae consigo la desincorporación de activos de la empresa.

4.7.3.2.- Inyección de Agua de Disposición

En este caso se detectaron pozos que no presentaron prospectividad en toda su columna estratigráfica, pero que presentan arenas de agua de gran espesor (entre 30 y 40 pie) que se encuentran por debajo de los mantos acuíferos (profundidades superiores a los 600 pie). Todo con el fin de realizar programas de inyección de agua de disposición, en los que grandes volúmenes de agua, producto de la producción de los pozos, se reinyectan a estas arenas para evitar problemas de manejo de agua en superficie.

4.7.3.3. Reasignación de Producción

Esto permite sincerar las reservas remanentes de aquellos yacimientos que presentan producciones registradas en otros yacimientos, arenas a las cuales no se les ha registrado su producción por diferencias en la fecha de completación y abandono de los pozos, entre la base de datos Centinela y los archivos de pozos.

4.8.- Evaluación económica del proyecto

En esta fase se determinó la factibilidad económica de la aplicación de las soluciones técnicas planteadas. Se utilizó la herramienta corporativa SEE PLUS.

4.8.1.- Indicadores económicos

Para evaluar la rentabilidad de un proyecto se toman en consideración los siguientes indicadores económicos:

4.8.1.1.- Valor Presente Neto (VPN)

Se refiere al valor descontado a la tasa de descuento del portafolio de PDVSA, del flujo de efectivo neto del proyecto al año de la inversión.

Un VPN mayor a cero (0) indica que es más rentable usar el capital en el proyecto que invertirlo a la tasa de descuento utilizado. Por el contrario, un VPN menos que cero indica que se obtendrá un rendimiento superior invirtiendo el capital a la tasa de descuento.

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{(I_t - E_t)}{(i + 1)^t} \quad (\text{Ec-4.17})$$

Donde:

I: Ingresos.

E: Egresos.

i: Tasa de descuento.

t: Diferentes años del horizonte económico.

n: Horizonte económico.

4.8.1.2.- Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de interés promedio que igualará el valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. La importancia de este indicador es que es intrínseco al proyecto y no depende de otros factores.

La TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación del rendimiento del proyecto que permita compararlo con el rendimiento de otros proyectos o instrumentos financieros. Los proyectos con una TIR mayor que la tasa de descuento son considerados aceptables. La tasa de descuento utilizada en evaluaciones económicas es del quince por ciento (15%).

$$\left[VPN = \sum_{t=0}^n \frac{(I_t - E_t)}{(1 + TIR)^t} \right] = 0 \quad (\text{Ec-4.18})$$

Donde:

I: Ingresos.

E: Egresos.

TIR: Tasa interna de retorno.

t: Diferentes años del horizonte económico.

n: Horizonte económico.

4.8.1.3.- Eficiencia de la Inversión (EI)

Es la relación existente entre el flujo neto descontado y las inversiones realizadas durante la vida útil del proyecto. Representa la rentabilidad que se obtiene en términos reales por cada unidad monetaria invertida.

$$EI = 1 + \frac{VPN}{10} \quad (\text{Ec-4.19})$$

Donde:

EI: Eficiencia de la inversión.

VPN: Valor presente neto.

4.8.1.4.- Tiempo de Pago no Descontado (TP)

Mide en cuanto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente, es decir, nos revela la fecha en años, meses y días.

$$TP = b + \frac{(c - d)}{e} \quad (\text{Ec-4.20})$$

Donde:

b: año inmediato anterior en que se recuperará la inversión.

c: inversión inicial.

d: flujo de efectivo acumulado del año inmediato anterior en que se recupera la inversión.

e: flujo de efectivo del año en que se recupera la inversión.

CAPITULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1.- Selección de los yacimientos

En los campos Arecuna y Bare se encontró un total de 210 yacimientos inactivos. Luego de aplicar los criterios de selección descritos en la metodología se estableció un número de 88 yacimientos a estudiar. De éstos se encontraron 53 yacimientos inactivos con pozos completados. Entre ellos tenemos el yacimiento R0 MFA 22, que sólo presenta un pozo completado (Fig. N° 5.1), y el yacimiento S1,2 MFB 5, con varios pozos completados (Fig. N° 5.2).

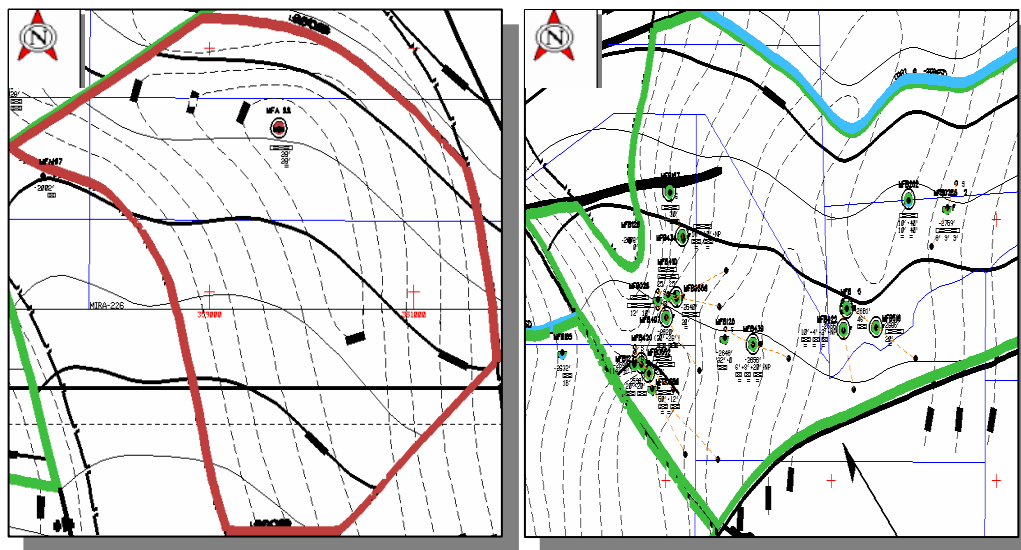


Fig. N° 5.1. Mapa del Yacimiento R0 MFA 22. **Fig. N° 5.2.** Mapa del Yacimiento S1,2 MFB 5.

Los 53 yacimientos inactivos con pozos completados, se distribuyen en los campos Arecuna y Bare de la siguiente manera (Fig. N° 5.3):

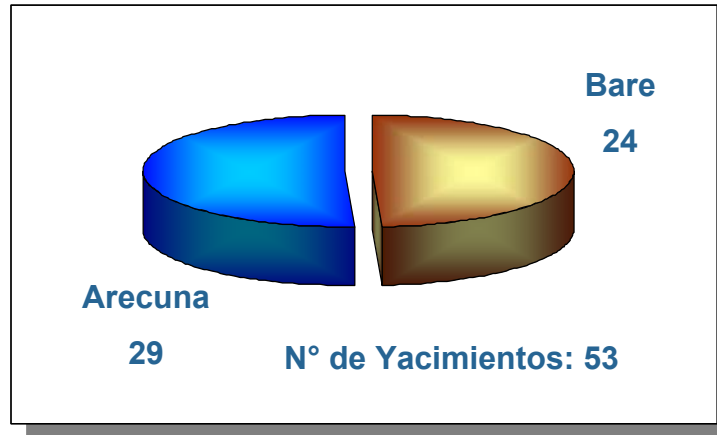


Fig. N° 5.3. Distribución de los Yacimientos Inactivos con Pozos Completados.

Además existen otros 35 yacimientos que no presentan pozos completados, como es el caso del yacimiento R1 MFA 25 (Fig. N° 5.4). Éstos cumplieron con los criterios de selección establecidos y en ellos se evaluó la posibilidad de proponer localizaciones horizontales.

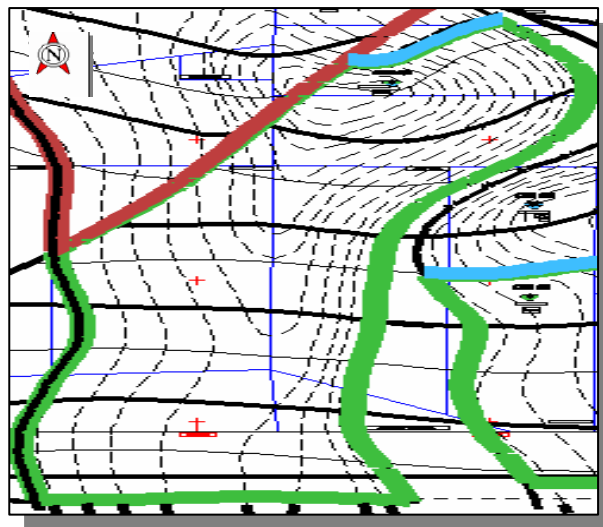


Fig. N° 5.4. Mapa del Yacimiento R1 MFA 25.

Los 35 yacimientos inactivos sin pozos completados, se distribuyen en los campos Arecuna y Bare de la siguiente manera (Fig. N° 5.5):

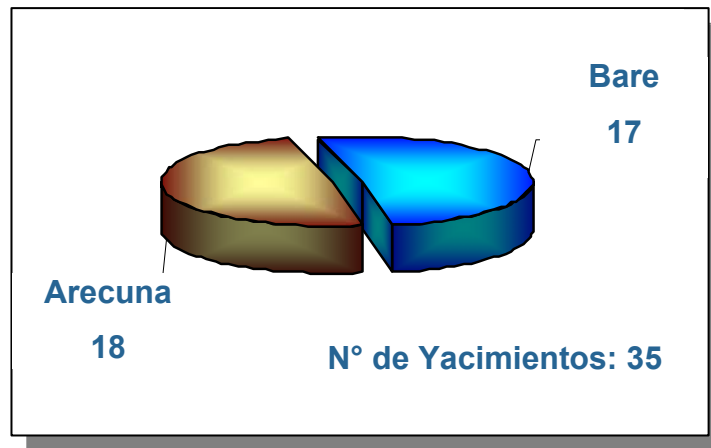


Fig. N° 5.5. Distribución de los Yacimientos Inactivos Sin Pozos Completados.

5.2.- Caracterización de los fluidos presentes en los yacimientos en estudio

Los yacimientos en estudio no presentan información de análisis PVT realizados. Por esta razón, se generó un PVT sintético para cada yacimiento.

5.2.1.- Análisis PVT

La presión inicial de los yacimientos se encuentra en el rango (743-1597) Lpc, lo cual es representativo para yacimientos de crudos pesados, cuya presión es menor a los 2000 Lpc.

La temperatura de los yacimientos de crudos pesados, generalmente no excede los 200 °F. Los valores calculados están dentro del rango (113-148) °F.

La gravedad API de los yacimientos estudiados se encuentra dentro del siguiente rango (8.3-14.3). Se identificaron 9 yacimientos en el campo Arecuna y 5 yacimientos en el campo Bare, cuya gravedad API es menor a 10. Esto implica que son yacimientos de crudos extrapesados. Por otro lado, tenemos 37 yacimientos en el campo Arecuna y 37 en el campo Bare, con una gravedad API mayor o igual a 10, y corresponden a yacimientos de crudos pesados.

El PVT sintético arrojó los siguientes resultados (Apéndice C):

La RGP para yacimientos de petróleo negro es menor a los 2000 PCN/BN. En el caso de yacimientos de crudos pesados este valor, generalmente, es menor a los 200 PCN/BN. Los valores calculados de Rsi están entre los 76,42 y los 136,64 PCN/BN. La prueba oficial de completación de los pozos indica este valor está en el orden de los 100 PCN/BN (Apéndice A).

El β_{oi} calculado está dentro del rango (1.0334-1.0958) BY/BN, lo cual es representativo para crudos pesados, cuyo valor está entre (1,00-1,30) BY/BN.

La μ_o calculada está dentro del rango (178-1746) cps. Generalmente, para yacimientos de crudos pesados su valor es mayor a los 500 cps.

5.3.- Evaluación del comportamiento de producción de los pozos mediante gráficos generados por OFM

A continuación se presenta toda la información referente a la historia de producción (Apéndice B) y las arenas producidas por los pozos completados en los yacimientos en estudio.

5.3.1.- Yacimientos inactivos del campo Arecuna

Dentro de los 29 yacimientos inactivos seleccionados en el campo Arecuna, existen 57 pozos completados. Éstos se clasificaron, de acuerdo a su condición en: inactivos, abandonados y activos en otro yacimiento (Fig. N° 5.6).

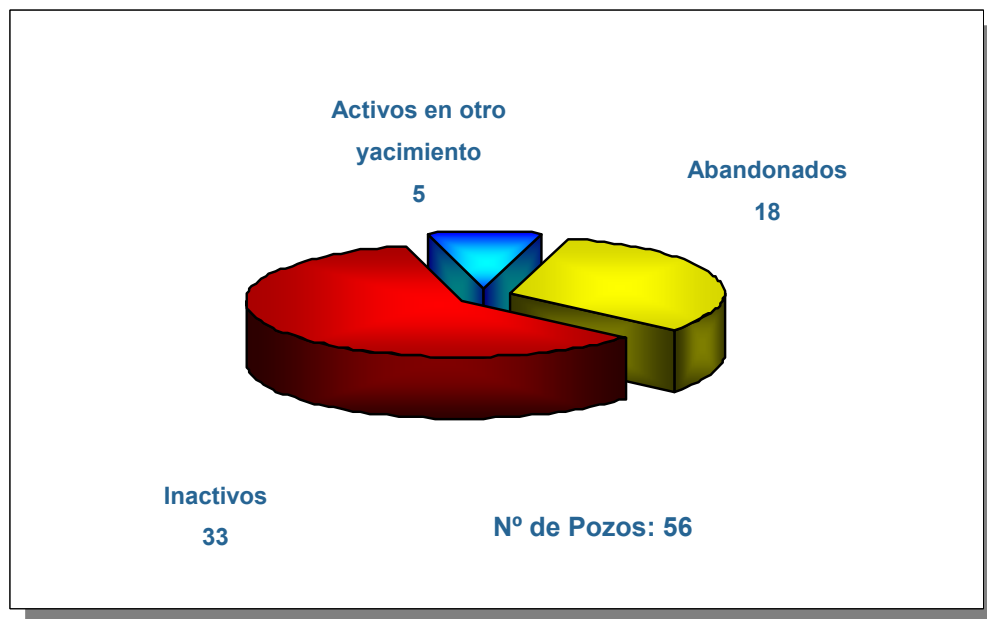


Fig. N° 5.6. Condición de los Pozos Completados en los Yacimientos Inactivos Seleccionados del Campo Arecuna.

5.3.1.1.- Yacimiento I2L MFA 117

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 258.6 MBN, un espesor promedio de arena de 28' y su factor de recobro actual de 3.16, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.1.1- Pozo MFA 117

Se inició su perforación en Julio del 82. Fue completado originalmente en la arena T en los intervalos (3974-3984') y (3998-4008'), en Septiembre del 82. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 arrojó una tasa de 180 BNPD, 12°API y 0.5% de AyS. El pozo fue sometido a un programa de Inyección Alterna de Vapor (IAV) en Noviembre del 84. Fue convertido en productor en Enero del 85. No se cuenta con información de dicho programa en Centinela ni en los archivos de pozos. Estuvo activo en este horizonte hasta Septiembre del 92, donde tuvo una producción de 30 BNPD, 54.1 °API y un acumulado de 181826 BN de petróleo y 160427 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar alto corte de agua. En Noviembre del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 trasladando las perforaciones a la arena S1,2 (3819-3849'), estuvo activo en este nivel hasta Julio del 94 donde mostró una tasa de 5 BNPD, 56.7% de AyS y un acumulado de 43328 BN de petróleo y 20079 BN de agua. Se abandonó por presentar alto corte de agua. En Julio del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena I2L (3171-3190'). Su última prueba de producción en Octubre del 04 reportó una tasa de 12 BNPD, 15.8 °API, 5.2% de AyS y una RGP de 5000 PCN/BN. La producción fiscalizada en Octubre del 04 nos muestra una tasa de 2 BNPD, 12.3°API, 50.1% de AyS y una producción acumulada de 75399 BN de petróleo y 22334 BN de agua. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de comunicación mecánica, es decir, flujo proveniente de las cercanías del pozo. Sin embargo, se observa que el pozo presenta buena cementación, según información de su registro de cemento, por lo que se descarta el diagnóstico dado por de las curvas de Chan. Por otro lado, tanto la producción de petróleo como la de agua han disminuido en toda la vida productiva del yacimiento, lo que indica que la zona alrededor del pozo podría presentar daño. Actualmente el pozo está inactivo por presentar alto corte

de agua, quedando completado con tubería punta libre desde Noviembre del 05. Se encuentra categoría 5 y su estado actual es AA, es decir, espera abandono.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, ampliando las perforaciones existentes desde 3171' hasta 3195'.

5.3.1.2.- Yacimiento I4,5 MFA 28

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 8.794 MMBN, un espesor promedio de arena de 22' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.2.1.- Pozo MFA 28

Se inició su perforación en Julio del 80. Fue completado originalmente en la arena I4,5 (2336-2348'), en Agosto del 80. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 56 BNPD, 10.9 °API y 4% de AyS. El pozo no tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Por otro lado, presenta buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo quedando completado con tubería de producción desde Septiembre del 80. Se encuentra categoría 3 y su estado es AW, es decir, requiere reparaciones con taladro de alto riesgo.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, ampliando las perforaciones existentes desde 2330' hasta 2348'.

Adicionalmente, se recomienda perforar dos localizaciones horizontales en este yacimiento, entre los pozos MFA 7 y MFA 28, en base a la información petrofísica (tabla N° 5.15) y de producción de éstos y respetando el área de drenaje de los mismos. Las coordenadas y el potencial de producción de estas localizaciones, se encuentran en las tablas N° 5.14 y 5.29, respectivamente.

Por otro lado, se deja abierta la posibilidad de completar el pozo MFA 7 en este horizonte, una vez que sea abandonado en la arena N1.

5.3.1.3.- Yacimiento N1 MFA 7

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 4.248 MMBN, un espesor promedio de arena de 12' y su factor de recobro actual de 0 "cero", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.3.1. Pozo MFA 7

Se inició su perforación en Septiembre del 79. Fue completado originalmente en la arena U1 (3111-3123'), en Diciembre del 79. Se estima que el CAPO se encuentra a -2546', razón por la cual se abandonó este nivel. En Febrero del 80 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena N1 (2661-2668'). La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 200 BNPD, 14.3 °API y 0.9% de AyS. El pozo no tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Por otro lado, presenta buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparaciones mayores de subsuelo.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

5.3.1.4.- Yacimiento R0 MFA 14

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 67.093 MMBN, un espesor promedio de arena de 31' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta cuatro pozos verticales, completados.

5.3.4.1.1.- Pozo MFA 14

Se inició su perforación en Marzo del 80. Fue completado originalmente en la arena R0 (2872-2878'), en Abril del 80. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 60 BNPD, 8.9 °API y 2% de AyS. El pozo no tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Por otro lado, presenta mala cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Mayo del 82. Se encuentra categoría 3 y su estado es EC, es decir, espera recompletación.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, ampliando las perforaciones existentes desde 2860 hasta 2890'.

5.3.1.4.2.- Pozo MFA 26

Se inició su perforación en Julio del 80. Fue completado originalmente en la arena R0 (3046-3054'), en Agosto del 80. La prueba oficial de completación en Enero del 84 mostró una tasa de 80 BNPD, 7.5 °API y 40% AyS. El pozo no tiene información de producción en Centinela ni en los archivos de pozos. Fue abandonado

en Mayo del 05 por no presentar intervalos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos de interés comercial en su columna litológica. Se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.1.4.3.- Pozo MFA 31

Se inició su perforación en Marzo del 80. Fue completado originalmente en la arena R0 (3090-3100'), en Agosto del 80. La prueba oficial de completación en Marzo del 81 reportó una tasa de 60 BNPD, 8.3 °API y 10.5% de AyS. El pozo no tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Por otro lado, presenta mala cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Noviembre del 97. Se encuentra categoría 3 y su estado es AW, es decir, requiere reparación con taladro de alto riesgo.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, cañoneando el lente inferior desde 3105' hasta 3120' y recañoneando el lente superior desde 3090' hasta 3100'.

5.3.1.4.4.- Pozo MFA 47

Se inició su perforación en Noviembre del 80. Fue completado originalmente en la arena R0 (2953-2965'), en Diciembre del 80. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 68 BNPD, 9.5 °API y 14% de AyS. El pozo no tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Por otro lado, no presenta buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre

desde Junio del 86. Se encuentra categoría 5 y su estado es AA, es decir, espera abandono.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, ampliando las perforaciones existentes desde 2953' hasta 2980'.

Adicionalmente, se propone la perforación de dos localizaciones horizontales, entre los pozos MFA 14 y MFA 47, en base a la información petrofísica (tabla N° 5.15) y de producción de éstos y respetando el área de drenaje de los mismos. Las coordenadas y el potencial de producción de estas localizaciones, se muestran en las tablas N° 5.14 y 5.29, respectivamente.

5.3.1.5.- Yacimiento R0 MFA 22

Se encuentra inactivo actualmente. Tiene reservas remanentes de 10.033 MMBN, un espesor promedio de arena de 15' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.5.1.- Pozo MFA 22

Se inició su perforación en Julio del 80. Fue completado originalmente en la arena R0 (2773-2787'), en Agosto del 80. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 140 BNPD, 9.5 °API y 35% de AyS. El pozo no tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Mayo del 81. Se encuentra categoría 3 y su estado es AW, es decir, requiere reparaciones con taladro de alto riesgo.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

5.3.1.6.- Yacimiento R0 MFA 27

Se encuentra inactivo, tiene reservas remanentes de 5.664 MMBN, un espesor promedio de arena de 19.26' y su factor de recobro actual de 0.90, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta cinco pozos verticales, completados.

5.3.1.6.1.- Pozo MFA 27

Se inició su perforación en Julio del 83. Fue completado originalmente en la arena R0 (3484-3496'), en Agosto del 80. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 141 BNPD, 8 °API y 4.6 % de AyS. Estuvo activo hasta Junio del 02 donde mostró una tasa de 39 BNPD, 31.8 % de AyS y una producción acumulada de 128596 BN de petróleo y 12846 BN de agua. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de comunicación mecánica. Actualmente se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.1.6.2.- Pozo MFA 87

Se inició su perforación en Octubre del 81. Fue completado originalmente en la arena S3,4 (3547-3567'), en Diciembre del 80. La prueba oficial de completación en Julio del 84 reportó una tasa de 208 BNPD, 11.8 °API y 4% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Junio del 94 donde mostró una tasa de 108 BNPD, 37.5% de AyS y una producción acumulada de 107068 BN de petróleo y 137010 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar alta relación agua petróleo (RAP). En Julio del 94

se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R0 (3326-3350'). La última prueba de producción en Abril del 96 reportó una tasa de 11 BNPD, 10 °API, 53.7% de AyS y una RGP de 9810 PCN/BN. Su última producción fiscalizada en Enero del 99 mostró una tasa de 3 BNPD, 9 °API, 75.7% de AyS y un acumulado de 48500 BN de petróleo y 18978 BN de agua. Las curvas de Chan no ofrecen un diagnóstico sobre el origen del agua producida, pues no cotejan el comportamiento de producción de agua. Por otro lado, el pozo no presenta buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Febrero del 99. Se encuentra categoría 5 y su estado es AA, es decir, espera abandono.

El pozo presenta alto % de AyS y alta RGP. Se presume que está arenado. Se recomienda realizar: limpieza por arena, servicio completo y reacondicionarlo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.1.6.3.- Pozo MFA 137

Se inició su perforación en Marzo del 81. Fue completado originalmente en la arena R0 (3272-3292'), en Marzo del 85. La prueba oficial de completación reportó una tasa de 120 BNPD, 12 °API y 0.7% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Febrero del 94 donde mostró una tasa de 7 BNPD, 34% de AyS y un acumulado de 174872 BN de petróleo y 43503 BN de agua. Se abandonó este horizonte por razones económicas. En Marzo del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en el yacimiento N2 MFA 77, en el intervalo (3124-3142'). Está activo actualmente.

5.3.1.6.4.- Pozo MFA 149

Se inició su perforación en Julio del 83. Fue completado originalmente en la arena U3 en los intervalos (3724-3740') y (3750-3770'), en Agosto del 83. La prueba oficial de completación en Julio del 84 reportó una tasa de 210 BNPD, 10.1 °API y 5% de AyS. En Septiembre del 92 se realizó el reacondicionamiento N°1 en la arena U3 (3720-3740'). Estuvo activo en este nivel hasta Julio del 00 donde mostró una tasa de 149 BNPD, 68% de AyS y una producción acumulada de 407811 BN de petróleo y 420596 BN de agua. En Julio del 00 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R0 (3240-3270'), donde produjo hasta Enero del 08 mostrando una tasa de 13 BNPD, 7 °API, 89.1% de AyS y un acumulado de 124677 BN de petróleo y 298847 BN de agua. La última prueba de producción en Septiembre del 08 mostró una tasa de 53 BNPD, 9.4 °API, 60% de AyS y una RGP de 113 PCN/BN. El pozo ha venido registrando más de 80% de AyS durante sus últimos años de actividad. Las últimas muestras indican que tiene 90% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de conificación. Por otro lado, presenta buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Abril del 04. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparaciones mayores de subsuelo.

Se recomienda abandonar este nivel y realizar un reacondicionamiento permanente en el yacimiento H3L,4 MFA 116, en el intervalo (2695-2710'). Dicho yacimiento no tiene pozos completados y sus reservas remanentes son de 322 MBN, según el libro oficial de reservas 2007.

5.3.1.6.5- Pozo MFA 150

Se inició su perforación en Julio del 83. Fue completado originalmente en la arena S3,4 (3530-3550'), en Agosto del 83. La prueba oficial de completación reportó una tasa de 208 BNPD, 11.8 °API y 4% de AyS. En Noviembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S3,4 (3530-3550'). Permaneció activo en este nivel hasta Abril del 01 donde mostró una tasa de 24 BNPD, 11 °API, 80.6% de AyS y un acumulado de 423078 BN de petróleo y 435317 BN de agua. Se abandonó esta arena por el alto corte de agua. En Septiembre del 96 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena R0 (3310-3328'). La última prueba de producción en Octubre del 01 reportó una tasa de 57 BNPD, 17 °API, 14% de AyS y la producción fiscalizada hasta Enero del 02 mostró una tasa de 41 BNPD, 17 °API, 32% de AyS y un acumulado de 4590 BN de petróleo y 2098 BN agua. Se observan bajas tasas de petróleo y bajo corte de agua. Por otro lado, el pozo presenta buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Octubre del 05. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparaciones mayores de subsuelo. Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.1.7.- Yacimiento R0 MFA 112

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 2.703 MMBN, un espesor promedio de arena de 21' y su factor de recobro actual de 0.04, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.7.1.- Pozo MFA 112

Se inició su perforación en Junio del 82. Fue completado originalmente en la arena U1 (3550-3600'), en Noviembre del 82. No presenta información de su prueba oficial de completación en los archivos de pozos. Estuvo activo en este nivel hasta Junio del 96 donde mostró una tasa de 19 BNPD, 34% de AyS y un acumulado de 27272 BN de petróleo y 40675 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar alta RAP. En Junio del 96 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R0 (3144-3170'). Su última producción en Febrero del 97 reportó una tasa de 9 BNPD, 97.3% de AyS y un acumulado de 7510 BN de petróleo y 84232 BN de agua. Actualmente se encuentra categoría 5 y su estado es AA, es decir, esperando abandono. Sin embargo, según información de los archivos de pozos, éste fue abandonado en Octubre del 06 por presentar alto corte de agua.

Se recomienda actualizar la información del abandono del pozo en Centinela.

5.3.1.8.- Yacimiento R1 MFA 3

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 1.836 MMBN, un espesor promedio de arena de 23' y su factor de recobro actual de 0.76, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo horizontal, completado.

5.3.1.8.1.- Pozo MFA 211

Se inició su perforación en Octubre del 97. Fue completado originalmente en la arena U1 (3454-3501'), en Noviembre del 97. No tiene información de producción

registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. En Mayo del 00 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R1 (3172-3207'). En Septiembre del 03 se realizó un reacondicionamiento en el mismo intervalo, tratando de mejorar la productividad del pozo. La última prueba de producción en Enero del 05 mostró una tasa de 1 BNPD, 59 °API, 95.7% de AyS y un acumulado de 105327 BN de petróleo y 11762 BN de agua. Las curvas de Chan indican que existe comunicación mecánica. Sin embargo, el pozo presenta buena cementación, según su registro de cemento. Se observa en el histórico de producción que tanto el corte de agua como la RGP aumentan de manera brusca a partir de Mayo del 05 por lo que se presume que el pozo está arenado. Se detectó relleno a 2972'. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Enero del 05. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Se recomienda abandonar este nivel, realizar limpieza por relleno y completar el pozo en el yacimiento R0 MFA 3, en el intervalo (3058-3076'). El pozo MFA 3 está completado en este nivel y mostró para Junio del 08 una tasa de 229 BNPD, 10.8 °API, 2.3% de AyS y un acumulado de 11500 BN de petróleo y 504 BN de agua.

5.3.1.9.- Yacimiento R1 MFA 33

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 4.248 MMBN, un espesor promedio de arena de 12' y su factor de recobro actual de 0 "cero", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.9.1.- Pozo MFA 130

Se inició su perforación en Febrero del 83. Fue completado originalmente en la arena U3 (3486-3526'), en Agosto del 81. No tiene información de su prueba oficial

de completación en los archivos de pozos. Estuvo activo en este nivel hasta Febrero del 98 donde reportó una tasa de 7 BNPD, 97.2% de AyS y un acumulado de 52990 BN de petróleo y 135415 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar alto corte de agua y se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R1 (3025-3040'), donde produjo hasta Enero del 99 mostrando una tasa de 2 BNPD, 9 °API, 26.6% de AyS y un acumulado de 13149 BN de petróleo y 8514 BN de agua. La última prueba de producción en Agosto del 98 reportó una tasa de 17 BNPD y 18% de AyS. Por otro lado, el pozo presenta buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo. Se encuentra categoría 3 y su estado es AW, es decir, requiere reparaciones con taladro de alto riesgo.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

Adicionalmente, se recomienda abandonar el pozo MFA 33 en el yacimiento U1 MFA 33, donde mostró 83.60% de AyS en su última prueba de producción en Enero del 06, y realizar un reacondicionamiento permanente en la arena R1 (3190-3210'), donde presenta buenas características electroestratigráficas. También se propone realizar una revisión geológica del yacimiento, pues existen diferencias entre las profundidades y espesores de arena suministrada por los registros de pozos y el mapa del yacimiento.

5.3.1.10.- Yacimiento R2 MFA 25

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 3.683 MMBN, un espesor promedio de arena de 17' y su factor de recobro actual de 0 "cero", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.10.1.- Pozo MFA 25

Se inició su perforación en Julio del 80. Fue completado originalmente en la arena N2 (2944-2956'), en Noviembre del 80. No hay información de su prueba oficial de completación en los archivos de pozos. Esta completación no aparece registrada en Centinela. En Julio del 81 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R2 (3144-3160'). No tiene producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Por otro lado, el pozo no presenta buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Julio del 06. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparaciones mayores de subsuelo.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.1.11.- Yacimiento R3 MFA 126

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 1.665 MMBN, un espesor promedio de arena de 13.67' y su factor de recobro actual de 1.80, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta dos pozos horizontales, completados.

5.3.1.11.1.- Pozo MFA 209

Se inició su perforación en Septiembre del 97. Fue completado originalmente en la arena R3 (3400-3455'), en Octubre del 97. No tiene información de su prueba

oficial de completación en los archivos de pozos. Estuvo activo hasta Diciembre del 06 y mostró una tasa de 37 BNPD, 9.1 °API, 26.1% de AyS y un acumulado de 188250 BN de petróleo y 5198 BN de agua. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Septiembre del 06 luego de haber sido sometido a una estimulación con Coiled Tubing. Se encuentra categoría 3 y su estado es WR, es decir, espera trabajo con taladro cabillero. El pozo no ha sido abierto a producción luego de la estimulación. Se recomienda realizar servicio completo y reactivarlo.

5.3.1.11.2.- Pozo MFA 212

Se inició su perforación en Octubre del 97. Fue completado originalmente en la arena R3 (3770-4801'), en Octubre del 97. No tiene información de su prueba oficial de completación en los archivos de pozos. Se mantuvo activo en este nivel hasta Mayo del 00 donde mostró una tasa de 24 BNPD, 1 °API, 84.6% de AyS y un acumulado de 56869 BN de petróleo y 209362 BN de agua. Se abandonó este horizonte por presentar alto corte de agua. En Mayo del 00 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en el yacimiento R0,1 HAM 2, en el intervalo (3330-3370'), donde estuvo activo hasta Abril del 06 reportando una tasa de 2 BNPD, 17 °API y un acumulado de 70108 BN de petróleo y 10208 BN de agua. Presentó un corte de agua muy bajo. La última prueba de producción en Agosto del 04 mostró un 98% de AyS, sin embargo se descarta prueba, pues el histórico de producción muestra para ese período una tasa de 50 BPND y 38% de AyS. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Noviembre del 04. Se encuentra categoría 3 y su estado es RE, es decir, en evaluación de Ingeniería de Explotación.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes. Los pozos vecinos en este yacimiento se

encuentran activos y presentan tasas de producción cercanas a los 150 BNPD y bajos cortes de agua.

5.3.1.12.- Yacimiento R4, S2 MFA 157

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 18.852 MMBN, un espesor promedio de arena de 39.45' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, abandonado.

5.3.1.12.1.- Pozo MFA 157

Se inició su perforación en Enero del 84. Fue completado originalmente en febrero del 84, en la arena R4,S2 (2840-2850'), anteriormente conocida como R4U,L. La prueba oficial de completación en Marzo del 84 mostró una tasa de 120 BNPD, 10.5 °API y 5% de AyS. No presenta información de producción en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente se encuentra categoría 9 y su estado AD, es decir, abandonado.

No se recomienda realizar planes de explotación en este yacimiento debido a que no se tiene información sobre la causa de abandono del pozo MFA 157.

5.3.1.13.- Yacimiento S1,2 MFA 33

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 4.900 MMBN, un espesor promedio de arena de 17' y su factor de recobro actual de 0.08, según el libro oficial de reservas. Presenta un pozo horizontal, completado.

5.3.1.13.1.- Pozo MFA 162

Se inició su perforación en Julio del 95. Fue completado originalmente en la arena U1 (4260-4678'), en Agosto del 95. La prueba oficial de completación mostró 100% de AyS. Se abandonó este nivel y se intentó realizar un reacondicionamiento permanente N°1 en la arena T, pero no se pudo recuperar la empacadura del liner a 3970', pues se presume que el liner está colapsado a esa profundidad. Se abandonó la arena T, se asentó TDH a 3482' y se cañoneó la arena S1,2 (4020-4140), en Mayo del 97. Se mantuvo activo hasta Marzo del 98 reportando una tasa de 20 BNPD, 70.3 % de AyS y un acumulado de 27528 BN de petróleo y 2652 BN de agua. La prueba de producción realizada en Octubre del 97 reportó 5% de AyS, mientras que la prueba realizada en Marzo del 98 arrojó 76% de AyS. Cabe destacar que los datos de producción reflejados en Centinela no cotejan los de la aplicación OFM. Por otro lado, el pozo tiene buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción. Se encuentra categoría 5 y su estado es EE, es decir, cerrado por razones económicas.

Se recomienda abandonar este nivel y realizar un reacondicionamiento permanente en el yacimiento L0 MFA 129, en el intervalo (2635-2650). Este yacimiento no tiene pozos completados y sus reservas remanentes están estimadas en 2.222 MMBN, según el libro oficial de reservas 2007.

5.3.1.14.- Yacimiento S3,4 MFA 50

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 6.434 MMBN, un espesor promedio de arena de 19' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.14.1.- Pozo MFA 50

Se inició su perforación en Diciembre del 80. Fue completado originalmente en la arena S3 (3322-3332'), en Enero del 81. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 508 BNPD, 10.5 °API y 80% de AyS. No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

En el yacimiento S3,4 MFA 50 no es recomendable proponer localizaciones horizontales debido a que el lente S4 es una arena de agua de aproximadamente 40'. Completar un pozo en este horizonte resultaría antieconómico.

5.3.1.15.- Yacimiento S5 MFA 91

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 4.233 MMBN, un espesor promedio de arena de 14.7' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo direccional, completado.

5.3.1.15.1.- Pozo MFA 91

Se inició su perforación en Noviembre del 81. Fue completado originalmente en la arena S5 (3528-3540'), en Diciembre del 81. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 60 BNPD, 14 °API y 9% de AyS. No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente está inactivo. Se encuentra categoría 3 y su estado es EC, es decir, espera recompletación.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, ampliando las perforaciones existentes.

5.3.1.16.- Yacimiento S5 MFA 93

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 4.334 MMBN, un espesor promedio de arena de 21' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.16.1.- Pozo MFA 93

Se inició su perforación en Noviembre del 81. Fue completado originalmente en la arena S5 (3400-3416'), en Diciembre del 81. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 350 BNPD, 10.5 °API y 1.6% de AyS. No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Por otro lado, no presenta buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo. Se encuentra categoría 3 y su estado es TD, es decir, diferido temporalmente.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

5.3.1.17.- Yacimiento T MFA 6

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 2.126 MMBN, un espesor promedio de arena de 11.48' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.17.1.- Pozo MFA 6

Se inició su perforación en Septiembre del 79. Fue completado originalmente en la arena T (3027-3040'), en Octubre del 79. Su prueba oficial de completación mostró 11 °API y 60% de AyS. Se abandonó este nivel por presentar alta RAP. En Diciembre del 79 se realizó el reacondicionamiento permanente N° 1 en el yacimiento R4L MFA 6, en el intervalo (2879-2888'). La prueba oficial de completación reportó una tasa de 80 BNPD, 10 °API y 40% de AyS. Se abandonó este nivel por tener alta RAP. En Noviembre del 81 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en el yacimiento R4U MFA 6, en el intervalo (2856-2864'). Se determinó por medio de registros de inducción eléctrica que éste es un yacimiento de gas seco. Estos reacondicionamientos aparecen registrados en los archivos de pozos, mas no en Centinela. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción en Noviembre del 97. Se encuentra categoría 5 y su estado es AA, es decir, esperando abandono.

En vista de que no hay otros prospectos con acumulaciones de hidrocarburos líquidos que puedan ser explotados, se recomienda dejar el pozo cerrado. No obstante, no se propone abandonarlo, ya que presenta prospectos de gas en la arena R4U.

5.3.1.18.- Yacimiento T MFA 36

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 6.210 MMBN, un espesor promedio de arena de 37' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.18.1.- Pozo MFA 36

Se inició su perforación en Septiembre del 80. Fue completado originalmente en la arena T (3566-3582'), en Septiembre del 80. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 337 BNPD, 9 °API y 10% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Octubre del 07 mostrando una tasa de 40 BNPD, 9 °API, 69.9% de AyS y un acumulado de 1253 BN de petróleo y 2911 BN de agua. La última prueba de producción en Diciembre del 06 mostró una tasa de 59 BNPD, 7 °API y 70.2% de AyS. Las muestras tomadas en Mayo y Octubre del 07 reportaron 96% de AyS. Las curvas de Chan no muestran una tendencia definida para evaluar el origen del agua producida. Por otro lado, el pozo no presenta buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparaciones mayores de subsuelo.

En los registros del pozo y en el mapa del yacimiento no se tiene evidencia de que exista algún CAPO. En vista de ello, se recomienda realizar un reacondicionamiento permanente en el intervalo (3566-3582') y cañonear el lente superior desde 3540' hasta 3560'.

5.3.1.19.- Yacimiento T MFA 52

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 6.830 MMBN, un espesor promedio de arena de 10.39' y su factor de recobro actual de 4.80, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta diecinueve pozos, completados. . Este yacimiento fue sometido a un programa de IAV

5.3.1.19.1.- Pozo MFA 52

Se inició su perforación en Mayo del 81. Fue completado originalmente en la arena T (3893-3933'), en Junio del 81. La prueba oficial de completación en Noviembre del 82 reportó una tasa de 270 BNPD, 13.2 °API y 0.3% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Noviembre del 97 donde mostró una tasa de 5 BNPD, 93.9% de AyS y un acumulado de 290648 BN de petróleo y 512478 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en este horizonte y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Octubre del 96 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena L3,4 (3340-3370'). No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción. Se encuentra categoría 3 y su estado es WO, es decir, en trabajo de Work Over.

En el yacimiento L3,4 MFA 72 hay cinco pozos: MFA 59, MFA 75, MFA 80, MFA 154 y MFA 156, los cuales fueron abandonados por alto corte de agua. Además de ello, el pozo MFA 52 no presenta otros prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos de interés. Por ende, se recomienda abandonar el pozo.

5.3.1.19.2.- Pozo MFA 59

Se inició su perforación en Junio del 81. Fue completado originalmente en la arena T (3985-4027'), en Julio del 81. La prueba oficial de completación en Noviembre del 82 reportó una tasa de 192 BNPD, 13 °API y 0.4% de AyS. En Noviembre del 84 el pozo se sometió a un ciclo de IAV. Se inyectaron 2193 toneladas de vapor con una calidad de 77%, a una tasa de 200.82 ton/día, durante un

período de 10.92 días. Se usó Ken Pack como aislante térmico. Fue completado como productor en Enero del 85. Estuvo activo en este nivel hasta Abril del 90 donde mostró una tasa de 24 BNPD, 83.3% de AyS y un acumulado de 184544 BN de petróleo y 292405 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar alto corte de agua. En Julio del 90 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena L3,4 (3402-3422'), donde estuvo activo hasta Mayo del 91 mostrando una tasa de 13 BNPD, 51.5% de AyS y un acumulado de 12482 BN de petróleo y 2231 BN de agua. En Octubre del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena S1,2 en los intervalos (3850-3890') y (3800-3830'). Su última producción en Enero del 94 reportó una tasa de 3 BNPD, 79.1% de AyS y un acumulado de 14229 BN de petróleo y 5197 BN de agua. Actualmente se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.1.19.3.- Pozo MFA 60

Se inició su perforación en Junio del 81. Fue completado originalmente en la arena T (3937-3967'), en Noviembre del 82. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 250 BNPD, 10 °API y 2.4% de AyS. En Enero del 84 el pozo se sometió a un ciclo de IAV donde se inyectaron 2040 toneladas de vapor con una calidad de 80%, a una tasa de 168.77 ton/día, durante un período de 11.88 días. Se usó tubería pretensada con agua en el espacio anular como aislante térmico. Fue completado como productor en Julio del 84. En Abril del 90 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena T (3905-4020'), donde estuvo activo hasta Junio del 91 mostrando una tasa de 7 BNPD, 62.3% de AyS y un acumulado de 151433 BN de petróleo y 72411 BN de agua. Se abandonó este nivel por presentar alto corte de agua. En Diciembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena S1,2 (3764-3792'). Estuvo activo

en este nivel hasta Enero del 96 donde mostró una tasa de 4 BNPD, 76.3% de AyS y un acumulado de 21254 BN de petróleo y 3126 BN de agua. Actualmente el pozo se encuentra categoría 9 y su estado es A1, es decir, abandonado por razones económicas.

5.3.1.19.4.- Pozo MFA 62

Se inició su perforación en Julio del 81. Fue completado originalmente en la arena T (3972-4012'), en Julio del 81. La prueba oficial de completación en Noviembre del 82 reportó una tasa de 201 BNPD, 13.5 °API y 4.4% de AyS. En Noviembre del 84 el pozo fue sometido a un ciclo de IAV del cual no se tiene información en los archivos de pozos ni en Centinela. En Marzo del 85 fue completado como productor. En Julio del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena T en los intervalos (3944-3958') y (3965-3980'). Estuvo activo en este nivel hasta Febrero del 93 donde mostró una tasa de 61 BNPD, 37.5% de AyS y un acumulado de 176651 BN de petróleo y 211181 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Mayo del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena L3,4 (3396-430'), donde estuvo activo hasta Marzo del 07 mostrando una tasa de 24 BNPD, 24 °API, 88.9% de AyS y un acumulado de 135893 BN de petróleo y 110642 BN de agua. Actualmente el pozo se encuentra categoría 9 y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP.

5.3.1.19.5.- Pozo MFA 65

Se inició su perforación en Mayo del 81. Fue completado originalmente en la arena U1 (4084-4102'), en Agosto del 81. La prueba oficial de completación en Noviembre del 82 reportó una tasa de 100 BNPD, 10.5 °API y 50% de AyS. El pozo se sometió a un ciclo de IAV en Noviembre del 82 del cual no se tiene información en los archivos de pozos ni en Centinela. Fue completado como productor en Marzo del 83. Estuvo activo en este nivel hasta Julio del 83 donde mostró una tasa de 92 BNPD, 58.7% de AyS y un acumulado de 39197 BN de petróleo y 42134 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar alto corte de agua. En Abril del 85 se realizó el reacondicionamiento permanente N° 1 en la arena T (4006-4046'), donde produjo hasta Agosto del 91 mostrando una tasa de 20 BNPD, 89.5% de AyS y un acumulado de 123314 BN de petróleo y 206352 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Octubre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena S1,2 (3820-3850'), donde estuvo activo hasta Septiembre del 04 reportando una tasa de 20 BNPD, 17 °API, 84.4% de AyS y un acumulado de 353330 BN de petróleo y 275852 BN de agua. La última prueba de producción en Agosto del 04 mostró 20.3 °API y 47.79% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida en este nivel se debe a problemas de canalización. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Septiembre del 04. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Los pozos: MFA 58, MFA 40, MFA 117 y MFA 119, fueron abandonados en este yacimiento por presentar alto corte de agua. Se recomienda abandonar este nivel y realizar un reacondicionamiento permanente en el yacimiento I2L MFA 58, en el

intervalo (3120-3155'). Dicho yacimiento no presenta pozos completados y sus reservas remanentes se estiman en 934 MBN, según el libro oficial de reservas 2007.

5.3.1.19.6.- Pozo MFA 75

Se inició su perforación en Agosto del 81. Fue completado originalmente en la arena T (3894-3910'), en Noviembre del 81. La prueba oficial de completación en Diciembre del 82 reportó una tasa de 78 BNPD, 10 °API y 0.5% de AyS. En Noviembre del 84 el pozo se sometió a un ciclo de IAV del cual no se tiene información en los archivos de pozos ni en Centinela. Fue completado como productor en Noviembre del 85. Estuvo activo en este nivel hasta Septiembre del 94 donde mostró una tasa de 10 BNPD, 55.9% de AyS y un acumulado de 192618 BN de petróleo y 34411 BN de agua. En Agosto del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena L3,4 (3370-3388'), donde estuvo activo hasta Enero del 99 reportando una tasa de 3 BNPD, 12 °API, 42.9% de AyS y un acumulado de 49124 BN de petróleo y 20066 BN de agua. Actualmente se encuentra categoría 9 y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP.

5.3.1.19.7.- Pozo MFA 117

Pozo estudiado en el yacimiento I2L MFA 117.

5.3.1.19.8.- Pozo MFA 118

Se inició su perforación en Julio del 82. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena T (4000-4040'), en Junio del 82. La prueba oficial de

completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 531 BNPD, 9.6 °API y 20% de AyS. En Enero del 84 el pozo se sometió a un programa de IAV donde se inyectaron 2702 toneladas de vapor con una calidad de 80%. Se usó Ken Pack como aislante térmico. Fue completado como productor en Marzo del 84. En Diciembre del 85 se sometió a un segundo ciclo de IAV donde se inyectaron 4012 toneladas de vapor con una calidad de 80%, a una tasa de 214.54 ton/día, durante 18.7 días. Se usaron Ken Pack y Nitrógeno como aislantes térmicos. Estuvo activo en este nivel hasta Diciembre del 90 donde mostró una tasa de 47 BNPD, 91.6% de AyS y un acumulado de 77107 BN de petróleo y 160189 BN de agua. Se encuentra categoría 3 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Septiembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 en los intervalos (3790-3800') y (3808-3821'), donde estuvo activo hasta Diciembre del 02 reportando una tasa de 13 BNPD, 10 °API y 71.5% de AyS y un acumulado de 346068 BN de petróleo y 528400 BN de agua. Actualmente se encuentra categoría 9 y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP.

5.3.1.19.9.- Pozo MFA 119

Se inició su perforación en Julio del 82. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena T (4096-4136'), en Septiembre del 82. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 180 BNPD, 9.6 °API y 14% de AyS. En Diciembre del 83 el pozo se sometió a un programa de IAV donde se inyectaron 4002 toneladas de vapor con una calidad de 80%, a una tasa de 221.34 ton/día, durante un tiempo de 18.08 días. Se usó Ken Pack como aislante térmico. Fue completado como productor en Enero del 84. En Noviembre del 85 se sometió a un segundo ciclo de IAV donde se inyectaron 4023 toneladas de vapor con una calidad de 80%, a una tasa de 187.55 ton/día durante un tiempo de 21.45 días. Se usó

Nitrógeno como aislante térmico. Estuvo activo en este nivel hasta Marzo del 92 donde mostró una tasa de 40 BNPD, 64.7% de AyS y un acumulado de 193917 BN de petróleo y 184377 BN de agua. En Septiembre del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1 en los intervalos (3888-3900') y (3906-3930'). La última producción en Septiembre del 00 reportó una tasa de 11 BNPD, 13 °API, 61.3% de AyS y un acumulado de 262835 BN de petróleo y 169376 BN de agua. Actualmente el pozo se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.1.19.10.- Pozo MFA 120

Se inició su perforación en Agosto del 82. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena T (4190-4240'), en Septiembre del 82. La prueba oficial de completación en Agosto del 84 reportó una tasa de 410 BNPD, 9.8 °API y 23% de AyS. En Agosto del 84 el pozo se sometió a un ciclo de IAV donde se inyectaron 2706 toneladas de vapor con una calidad de 80%, a una tasa de 193.28 ton/día durante un tiempo de 14 días. Se usó Nitrógeno como aislante térmico. Fue completado como productor en Octubre del 84. Estuvo activo en este nivel hasta Diciembre del 85 donde mostró una tasa de 19 BNPD, 80% de AyS y un acumulado de 17036 BN de petróleo y 25196 BN de agua. En Diciembre del 90 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 en los intervalos (3982-3990'), (3996-4008') y (4012-4030'), donde está activo actualmente.

5.3.1.19.11.- Pozo MFA 121

Se inició su perforación en Agosto del 82. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena T (4080-4140'), en Septiembre del 82. La prueba oficial de completación en Marzo del 84 reportó una tasa de 200 BNPD, 11 °API y 0.1% de AyS. En Agosto del 84 el pozo se sometió a un ciclo de IAV donde se inyectaron 3100 toneladas de vapor con una calidad de 80%, a una tasa de 221.42 ton/día durante un tiempo de 14 días. Se usó Nitrógeno como aislante térmico. Fue completado como productor en Octubre del 84. En Septiembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena T (4058-4090'). Su última producción reportó una tasa de 8 BNPD, 85.9% de AyS y un acumulado de 18741 BN de petróleo y 41014 BN de agua. Actualmente el pozo se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.1.19.12.- Pozo MFA 122

Se inició su perforación en Septiembre del 82. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena T (4133-4173'), en Octubre del 82. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 583 BNPD, 10.7 °API y 18% de AyS. En Octubre del 84 el pozo se sometió a un ciclo de IAV donde se inyectaron 2505 toneladas de vapor con una calidad de 80%. Fue completado como productor en Octubre del 84. Estuvo activo en este nivel hasta Diciembre del 85 donde mostró una tasa de 76 BNPD, 30% de AyS y un acumulado de 61441 BN de petróleo y 32113 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Diciembre del 90 se realiza el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 en los intervalos (3960-4000') y (3930-3950'). Su última producción reportó una tasa de 9 BNPD, 55.1% de AyS y

un acumulado de 218384 BN de petróleo y 90353 BN de. Actualmente el pozo se encuentra categoría 9 y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP.

5.3.1.19.13.- Pozo MFA 123

Se inició su perforación en Septiembre del 82. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena T (4238-4278'), en Octubre del 82. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 512 BNPD, 10.6 °API y 1.6% de AyS. En Febrero del 84 el pozo se sometió a un ciclo de IAV donde se inyectaron 2702 toneladas de vapor con una calidad de 80%, a una tasa de 181.09 ton/día, durante un tiempo de 15 días. Se usó Ken Pack como aislante térmico. Fue completado como productor en Marzo del 84. En Septiembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena T en los intervalos (4200-4210') y (4220-4240'), donde estuvo activo hasta Septiembre del 94 mostrando una tasa de 7 BNPD, 7.2% de AyS y un acumulado de 467691 BN de petróleo y 310048 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Agosto del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena S3,4 (4070-4100'), donde estuvo activo hasta Octubre del 97 reportando una tasa de 4 BNPD, 93.9% de AyS y un acumulado de 35138 BN de petróleo y 92800 BN de agua. Se abandonó este nivel por presentar alto corte de agua. Finalmente, en Octubre del 97, se realizó el reacondicionamiento permanente N°3 en la arena L3,4 (3588-3610'). Su última producción en Noviembre de 06 reportó una tasa de 283 BNPD, 14 °API, 6.1% de AyS y un acumulado de 215455 BN de petróleo y 157194 BN de agua. Actualmente el pozo se encuentra categoría 9 y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP.

5.3.1.19.14.- Pozo MFA 124

Se inició su perforación en Septiembre del 82. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena T (4056-4106'), en Noviembre del 82. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 455 BNPD, 11.2 °API y 2.2% de AyS. En Enero del 84 se sometió a un ciclo de IAV donde se inyectaron 3547 toneladas de vapor con una calidad de 80%. Se usó Ken Pack como aislante térmico. Fue completado como productor en Febrero del 84. En Noviembre del 85 se realizó un segundo ciclo de IAV donde se inyectaron 2751 toneladas de vapor con una calidad de 80%, a una tasa de 253.08 ton/día durante un tiempo de 10.87 días. Se usó Nitrógeno como aislante térmico. En Julio del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena T (4026-4056'). Estuvo activo en este nivel hasta Enero del 93 mostrando una tasa de 33 BNPD, 86.9% de AyS y un acumulado de 255692 BN de petróleo y 241657 BN de agua. En Abril del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena S3,4 (3900-3930'), donde estuvo activo hasta Octubre del 97 reportando una tasa de 1 BNPD, 50% de AyS y un acumulado de 61281 BN de petróleo y 27228 BN de agua. En Octubre del 97 se realizó el reacondicionamiento permanente N°3 en la arena S1,2 (3870-3895'), donde produjo hasta Marzo del 07 mostrando una tasa de 143 BNPD, 10 °API, 30.9% de AyS y un acumulado de 201154 BN de petróleo y 126233 BN de agua. La última muestra tomada en Febrero del 06 mostró 38.06% de AyS y 11.02 °API. Por otro lado, el pozo no presenta buena cementación según su registro de cemento. Actualmente el pozo está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Mayo del 06. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, esperando reparaciones mayores de subsuelo.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

5.3.1.19.15.- Pozo MFA 125

Se inició su perforación en Octubre del 82. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena T (4070-4120'), en Noviembre del 82. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 609 BNPD, 12.7 °API y 22% de AyS. En Agosto del 84 se sometió a un ciclo de IAV del cual no se tiene información en Centinela ni en los archivos de pozos. Fue completado como productor en Octubre del 84. Su última producción fiscalizada en Enero del 02 mostró 100% de AyS. Por otro lado, el pozo presenta buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente el pozo está inactivo. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Debido a que el pozo reportó 100% de AyS en su última prueba y dado que el único prospecto arenoso con acumulaciones de hidrocarburos, el yacimiento L3,4 MFA 72, presenta cinco pozos abandonados por presentar alto corte de agua, se recomienda abandonarlo.

5.3.1.19.16.- Pozo MFA 142

Se inició su perforación en Abril del 83. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena T (3980-4030'), en Octubre del 83. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 182 BNPD, 11.2 °API y 0.6% de AyS. En Noviembre del 84 se sometió a un ciclo de IAV del cual no se tiene información en Centinela ni en los archivos de pozos. Fue completado como productor en Enero del 85. En Julio del 91 se intentó realizar un reacondicionamiento

permanente N°1 en la arena T (3991-3964'). Estuvo activo en este nivel hasta Junio del 91 donde mostró una tasa de 8 BNPD, 88.6% de AyS y un acumulado de 207260 BN de petróleo y 439239 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Agosto del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 (3882-3896'), donde permaneció activo hasta Abril del 08 reportando una tasa de 27 BNPD, 17°API, 79.9% de AyS y un acumulado de 443984 BN de petróleo y 381070 BN de agua. La última prueba de producción en Mayo del 05 reportó una tasa de 70 BNPD, 14.9 °API y 79.8% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de comunicación mecánica. Por otro lado, el pozo no presenta buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Octubre del 07. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Debido a que el pozo mostró alto corte de agua y baja entrada de fluidos y dado que no presenta otros prospectos arenosos de interés comercial, se recomienda abandonar el pozo.

5.3.1.19.17.- Pozo MFA 143

Se inició su perforación en Abril del 83. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena U2 (4198-4214'), en Mayo del 83. La prueba oficial de completación en Marzo del 84 reportó una tasa de 228 BNPD, 10 °API y 3.0% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Septiembre del 91 donde mostró una tasa de 116 BNPD, 35.6% de AyS y un acumulado de 153288 BN de petróleo y 213865 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar alto corte de agua y En Enero del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena T (4070-4214), donde

estuvo activo hasta Diciembre del 92 reportando una tasa de 100 BNPD, 57.3% de AyS y un acumulado de 65605 BN de petróleo y 17039 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Mayo del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena S3,4 (3930-3970'), donde produjo hasta Noviembre del 97 a una tasa de 15 BNPD, 20.8% de AyS y un acumulado de 38920 BN de petróleo y 23964 BN de agua. Actualmente se encuentra categoría 3 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.1.19.18.- Pozo MFA 144

Se inició su perforación en Mayo del 83. Fue completado originalmente en la arena T (4044-4090'), en Mayo del 83. La prueba oficial de completación en Marzo del 84 reportó una tasa de 308 BNPD, 10 °API y 2.5% de AyS. En Noviembre del 84 se sometió a un ciclo de IAV del cual no se tiene información en Centinela ni en los archivos de pozos. Fue completado como productor en Enero del 85. Estuvo activo en este nivel hasta Noviembre del 91 donde mostró una tasa de 74 BNPD, 51.4% de AyS y un acumulado de 28520 BN de petróleo y 6580 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Enero del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 (3871-3891'). Su última producción en Enero del 99 reportó una tasa de 2 BNPD, 24% de AyS y un acumulado de 165072 BN de petróleo y 180933 BN de agua. La última prueba de producción en Abril del 98 mostró 126 BNPD, 12.2 °API y 9% de AyS. Las curvas de Chan no cotejan el comportamiento de producción del pozo, por ende, no dan un diagnóstico sobre el origen del agua producida. Por otro lado, el pozo tiene buena cementación, según de su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Noviembre del 05. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Se recomienda abandonar el pozo, pues presenta alta RAP al igual que los pozos vecinos en el yacimiento S1,2 MFA 120. El único prospecto arenoso con acumulaciones de hidrocarburos de interés es el yacimiento L3,4 MFA 72. No obstante, presenta cinco pozos abandonados por presentar alto corte de agua.

5.3.1.19.19.- Pozo MFA 145

Se inició su perforación en Mayo del 83. Fue completado originalmente en la arena T (4014-4050'), en Junio del 83. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 340 BNPD, 11.5 °API y 26% de AyS. En Noviembre del 84 el pozo se sometió a un ciclo de IAV donde se inyectaron 1860 toneladas de vapor con una calidad de 75%. Se usó Nitrógeno como aislante térmico. Fue completado como productor en Enero del 85. En Julio del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena T (3980-4030'). Estuvo activo en este nivel hasta Septiembre del 92, donde mostró una tasa de 64 BNPD, 71.5% de AyS y un acumulado de 175088 BN de petróleo y 372080 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Enero del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena S1,2 en los intervalos (3848-3860') y (3904-3916'), donde produjo hasta Noviembre del 98 reportando una tasa de 2 BNPD, 80.6% de AyS y un acumulado de 96779 BN de petróleo y 165693 BN de agua. La última prueba de producción en Abril del 98 mostró una tasa de 4 BNPD, 10 °API y 64% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de canalización. Por otro lado, el pozo no tiene buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Enero del 99. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Debido a que el pozo presentó alto corte de agua, se recomienda realizar un reacondicionamiento permanente en el yacimiento I4,5 MFA 52, en el intervalo (3190-3210'). Dicho yacimiento no tiene pozos completados, su espesor promedio de arena es de 10' y sus reservas remanentes se estiman en 617 MBN, según el Libro oficial de reservas 2007.

5.3.1.20.- Yacimiento T MFA 90

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 13.522 MMBN, un espesor promedio de arena de 20.15' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.20.1.- Pozo MFA 90

Se inició su perforación en Octubre del 81. Fue completado originalmente en la arena T (3230-3240'), en Diciembre del 81. No tiene información de su prueba oficial de completación ni de su historia de producción en Centinela ni en los archivos de pozos. Se encontraron 136' de relleno a una profundidad de 3123'. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Septiembre del 84. Se encuentra categoría 9 y su estado es SD, es decir, suspendido.

Se recomienda realizar limpieza por relleno y recañonear el intervalo T (3224-3244').

Adicionalmente, se propone perforar una localización horizontal cerca del pozo MFA 90, debido a que el yacimiento es de gran extensión y es un buen prospecto para ser explotado. Las coordenadas y el potencial de producción inicial de la nueva

localización, se muestran en las tablas N° 5.14 y 5.29, respectivamente. Las propiedades petrofísicas se encuentran descritas en la tabla N° 5.15.

5.3.1.21.- Yacimiento U1 HAM 3

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 7.252 MMBN, un espesor promedio de arena de 31' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo horizontal, completado.

5.3.1.21.1.- Pozo MFA 194

Se inició su perforación en Diciembre del 96. Fue completado originalmente en la arena U1,3 (3926-5625'), en Febrero del 97, donde reportó 100% de AyS en su prueba oficial de completación. En Septiembre del 97 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena I3 (2598-2624'), según información de los archivos de pozos, pero esta completación no aparece registrada en Centinela. Quedó completado con tubería de producción desde Enero del 99.

Debido a que no se cuenta con información de producción del pozo en la arena I3, se recomienda reactivarlo.

5.3.1.22.- Yacimiento U1 MFA 3

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 7.749 MMBN, un espesor promedio de arena de 56' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo horizontal, completado.

5.3.1.22.1.- Pozo MFA 211

Pozo estudiado en el yacimiento R1 MFA 3.

5.3.1.23.- Yacimiento U1 MFA 7

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 11.422 MMBN, un espesor promedio de arena de 33' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, abandonado.

5.3.1.23.1.- Pozo MFA 7

Pozo estudiado en el yacimiento N1 MFA 7.

No es recomendable proponer localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que el pozo MFA 7 se abandonó a los pocos días de haber sido completado por detectar un CAPO a -2546'. Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico.

5.3.1.24.- Yacimiento U1 MFA 10

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 7.317 MMBN, un espesor promedio de arena de 24.92' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.24.1.- Pozo MFA 10

Se inició su perforación en Noviembre del 79. Fue completado originalmente en la arena U1 en los intervalos (3430-3438') y (3458-3466'), en Diciembre del 79. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 65 BNPD, 11 °API y 7% de AyS. No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente está inactivo. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparación mayor de subsuelo.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

Es necesario destacar que el yacimiento U1 MFA presenta gran extensión y elevadas reservas remanentes. Pero para el momento de realizarse este estudio ya se había propuesto la perforación de nuevos pozos.

5.3.1.25.- Yacimiento U1 MFA 23

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 19.314 MMBN, un espesor promedio de arena de 31.49' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.25.1.- Pozo MFA 164

Se inició su perforación en Octubre del 95. Fue completado originalmente en la arena U1 (3202-3226'), en Marzo del 96. No tiene información de su prueba oficial

de completación ni de su historia de producción en Centinela ni en los archivos de pozos. Se abandonó este nivel por presentar problemas mecánicos. En Octubre del 97 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena J3 (3572-3596'), donde se encuentra activo actualmente.

5.3.1.26.- Yacimiento U1 MFA 38

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 26.187 MMBN, un espesor promedio de arena de 27.7' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.26.1.- Pozo MFA 38

Se inició su perforación en Octubre del 80. Fue completado originalmente en la arena U1 en los intervalos (3466-3476') y (3486-3496'), en Noviembre del 80. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 136 BNPD, 10.4 °API y 2.2% de AyS. No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Abril del 02. Se encuentra categoría 3 y su estado es AW, es decir, espera reparaciones con taladro de alto riesgo.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

Es necesario destacar que para el momento de realizarse este estudio ya se había propuesto la perforación de nuevas localizaciones en este yacimiento.

5.3.1.27.- Yacimiento U1 MFA 40

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 4.882 MMBN, un espesor promedio de arena de 23.09' y su factor de recobro actual de 2.18, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta siete pozos, completados.

5.3.1.27.1.- Pozo MFA 40

Se inició su perforación en Octubre del 80. Fue completado originalmente en la arena U1 (4060-4076'), en Marzo del 81. La prueba oficial de completación en Febrero del 82 reportó una tasa de 34 BNPD, 9.7 °API y 10% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Febrero del 91 donde mostró una tasa de 36 BNPD, 86.1% de AyS y un acumulado de 89900 BN de petróleo y 186693 BN de agua. En Mayo del 07 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 en los intervalos (3810-3835') y (3860-3880'). Su última producción en Agosto del 02 reportó una tasa de 14 BNPD, 91.9% de AyS y un acumulado de 336748 BN de petróleo y 345246 BN de agua. Actualmente el pozo se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.1.27.2.- Pozo MFA 58

Se inició su perforación en Junio del 81. Fue completado originalmente en la arena U1 (4092-4106'), en Julio del 81. La prueba oficial de completación en Noviembre del 82 reportó una tasa de 106 BNPD, 12 °API y 1% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Octubre del 93 donde mostró una tasa de 81 BNPD, 75.7% de AyS y un acumulado de 131730 BN de petróleo y 160197 BN de agua. En Octubre

del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 (3834-3870'). Su última producción en Diciembre del 02 reportó una tasa de 6 BNPD, 23 °API, 89.3% de AyS y un acumulado de 187412 BN de petróleo y 222955 BN de agua. Actualmente el pozo se encuentra categoría 9 y su estado es A1, es decir, abandonado por razones económicas.

5.3.1.27.3.- Pozo MFA 61

Se inició su perforación en Junio del 81. Fue completado originalmente en la arena U1 (4046-4466'), en Julio del 81. La prueba oficial de completación en Febrero del 82 reportó una tasa de 300 BNPD, 11 °API y 0.6% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Agosto del 91 donde mostró una tasa de 36 BNPD, 75.4% de AyS y un acumulado de 175638 BN de petróleo y 101870 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Febrero del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena L3,4 (3418-3442'), donde se encuentra activo actualmente.

5.3.1.27.4.- Pozo MFA 63

Se inició su perforación en Julio del 81. Fue completado originalmente en la arena U3 (4093-4107'), en Agosto del 81. La prueba oficial de completación en Agosto del 82 reportó una tasa de 268 BNPD, 10.2 °API y 70% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Febrero del 91 donde mostró una tasa de 4 BNPD, 81.9% de AyS y un acumulado de 63772 BN de petróleo y 56999 BN de agua. En Noviembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U1 (3994-4020'), donde produjo hasta Julio del 05 mostrando una tasa de 34 BNPD, 17.2% de AyS y un

acumulado de 215599 BN de petróleo y 291133 BN agua. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de canalización. Por otro lado, el pozo no tiene buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Octubre del 02. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, pozo con alta RAP.

El pozo presenta alta RAP. En su columna litológica no existen otros prospectos con acumulaciones de hidrocarburos de interés comercial que puedan ser explotados. Por ende, se recomienda abandonar el pozo.

5.3.1.27.5.- Pozo MFA 65

Pozo estudiado en el yacimiento T MFA 52.

5.3.1.27.6.- Pozo MFA 80

Se inició su perforación en Septiembre del 81. Fue completado originalmente en la arena U1 (4060-4076'), en Octubre del 81. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 400 BNPD, 11.5 °API y 30% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Septiembre del 91 donde mostró una tasa de 22 BNPD, 52.8% de AyS y un acumulado de 68786 BN de petróleo y 54209 BN de agua. En Enero del 92, se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena L3,4 (3450-3500'). Su última producción fiscalizada en Junio del 04 reportó una tasa de 1

BNPD, 75% de AyS y un acumulado de 49712 BN de petróleo y 8690 BN de agua. Actualmente se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.1.27.7.- Pozo MFA 155

Se inició su perforación en Julio del 83. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena U1 (4155-4161'), en Septiembre del 83. La prueba oficial de completación en Abril del 84 reportó una tasa de 250 BNPD, 11 °API y 1% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Agosto del 91 donde mostró una tasa de 1 BNPD, 95.6% de AyS y un acumulado de 178569 BN de petróleo y 61736 BN de agua. En Noviembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 (3906-3930'). Actualmente se encuentra activo en este horizonte.

5.3.1.28.- Yacimiento U1 MFA 92

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 3.022 MMBN, un espesor promedio de arena de 18' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.28.1.- Pozo MFA 92

Se inició su perforación en Noviembre del 81. Fue completado originalmente en la arena U1 (3577-3585'), en Diciembre del 81. La prueba oficial de completación en Septiembre del 84 reportó una tasa de 64 BNPD, 10 °API y 30% de AyS. No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos.

Actualmente está inactivo. Se encuentra categoría 3 y su estado es AW, es decir, espera reparaciones con taladro de alto riesgo.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionarlo, recañoneando las perforaciones existentes y perforar un nuevo intervalo desde 3594' hasta 3604'. Cabe destacar que este pozo detectó un CAPO a una profundidad de -3089' de profundidad.

5.3.1.29.- Yacimiento U2L MFA 129

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 4.477 MMBN, un espesor promedio de arena de 19.7' y su factor de recobro actual de 0.50, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.1.29.1.- Pozo MFA 129

Se inició su perforación en Enero del 83. Fue completado originalmente en la arena U1 (3546-3564'), en Abril del 83. No tiene información de su prueba oficial de completación. Su última producción en Diciembre del 02 mostró una tasa de 10 BNPD, 18°API, 58.3% de AyS y un acumulado de 166299 BN de petróleo y 138576 BN de agua. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de comunicación mecánica. No obstante, el pozo presenta buena cementación, según su registro de cemento. La última prueba de producción en Marzo del 02 reportó 28 BNPD, 16.4 °API y 24% de AyS. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta de producción desde Enero del 01. Se encuentra categoría 3 y su estado es AW, es decir, espera reparación con taladro de alto riesgo.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionarlo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.2.- Yacimientos sin pozos completados en el campo arecuna

5.3.2.1.- Yacimiento I3 HAM 2

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 8.465 MMBN, un espesor promedio de arena de 18' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

Los pozos HAM 1 y HAM 2, interpretados en este yacimiento, son muy viejos y la información que se tiene de ellos es poco confiable. Por otro lado, los pozos MFA 21 y MFA 23, interpretados en el yacimiento vecino I3 MFA 21, detectaron que esta zona presenta alta saturación de agua y el contacto agua-petróleo original (CAPO) está cercano a los 1870'. Por dicha razón no se recomiendan planes de explotación para este yacimiento, resultaría antieconómico.

5.3.2.2.- Yacimiento K,L0 MFA 31

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 8.937 MMBN, un espesor promedio de arena de 20' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomiendan localizaciones en este yacimiento, ya que los pozos HAM 3 y MFA 131, interpretados en este nivel, detectaron que existe un CAPO a una profundidad de -2160'. Perforar un pozo en este nivel resultaría antieconómico. Por

otro lado, se deja abierta la posibilidad de completar el pozo MFA 31 en este yacimiento, una vez que sea abandonado en el yacimiento R0 MFA 14, donde se ha recomendado realizar un reacondicionamiento permanente.

5.3.2.3.- Yacimiento P1,3 MFA 29

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 8.277 MMBN, un espesor promedio de arena de 28' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No es recomendable proponer localizaciones horizontales en este yacimiento, debido a que existe un CAPO a una profundidad de -2307', detectado por el pozo MFA 29, interpretado en este nivel. Perforar un pozo resultaría antieconómico. Por otro lado, se recomienda realizar una revisión geológica del yacimiento, ya que los espesores mostrados en el registro no coinciden con los descritos en el mapa del yacimiento.

5.3.2.4.- Yacimiento R0 MFA 114

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 5.399 MMBN, un espesor promedio de arena de 16' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se proponen localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que el pozo MFA 179, interpretado cerca de los límites del yacimiento, detectó un CAPO a una profundidad de -2410'. Perforar un pozo en este nivel resultaría antieconómico.

El pozo MFA 185 está completado en el yacimiento U1 MFA 33. No tiene información de producción registrada en Centinela y los pozos vecinos: MFA 184, MFA 189 y MFA 192, reportaron un corte de agua alrededor de 70%. Por esta razón se recomienda realizar un reacondicionamiento permanente en el intervalo R0 (2918-2938'), donde presenta buenas características electrostratigráficas.

5.3.2.5.- Yacimiento R1 MFA 26

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 19.276 MMBN, un espesor promedio de arena de 20' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se proponen planes de explotación en este yacimiento, debido a que es de gran extensión y sólo existe un pozo interpretado, el MFA 26. Éste detectó un CAPO a una profundidad de -2498'. Debido a la gran incertidumbre por la falta de información en el área, no se recomienda completar un pozo en este horizonte.

5.3.2.6.- Yacimiento R1 MFA 31

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 9.164 MMBN, un espesor promedio de arena de 19' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se proponen planes de explotación debido a que el yacimiento sólo presenta un pozo interpretado, el MFA 31. Dicho pozo detectó que existe un CAPO a una profundidad de -2580'.

5.3.2.7.- Yacimiento R4U,L HAM 1

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 14.748 MMBN, un espesor promedio de arena de 31' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomienda perforar localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que los pozos MFA 21 y HAM 2 detectaron un CAPO a -2510'. Completar un pozo en este horizonte resultaría antieconómico.

5.3.2.8.- Yacimiento R4U,L MFA 33

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 7.535 MMBN, un espesor promedio de arena de 26' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomienda perforar localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que el pozo MFA 33 (interpretado en este nivel) detectó un CAPO a -2603' de profundidad.

5.3.2.9.- Yacimiento R4U,L MFA 115

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 6.076 MMBN, un espesor promedio de arena de 25' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No es recomendable perforar localizaciones horizontales en este yacimiento debido a que existe un CAPO a una profundidad de -2555', detectado por los pozos MFA 24 y MFA 29 (interpretados en este nivel).

5.3.2.10.- Yacimiento S1,2 MFA 23

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 9.646 MMBN, un espesor promedio de arena de 27' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No es recomendable perforar localizaciones horizontales en este yacimiento debido a que existe un CAPO a una profundidad de -2461', detectado por el MFA 23 (único interpretado en el yacimiento). Completar un pozo en este horizonte resultaría antieconómico.

5.3.2.11.- Yacimiento S3,4 MFA 115

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 9.732 MMBN, un espesor promedio de arena de 32' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No es recomendable proponer localizaciones horizontales en este yacimiento debido a que existe un CAPO a una profundidad de -2619', detectado por los pozos MFA 29, MFA 115 y MFA 165 (interpretados en este nivel). Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico.

5.3.2.12.- Yacimiento T HAM 1

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 8.481 MMBN, un espesor promedio de arena de 25' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No es recomendable perforar localizaciones horizontales en este yacimiento, debido a que los pozos MFA 21 y MFA 196 (interpretados en este nivel) detectaron un CAPO a una profundidad de -2649'. Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico. Por otro lado, se propone realizar una revisión geológica del yacimiento, pues existen diferencias entre los espesores mostrados en el mapa y los mostrados en los registros de los pozos interpretados.

5.3.2.13.- Yacimiento T MFA 23

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 16.363 MMBN, un espesor promedio de arena de 29' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No es recomendable proponer localizaciones horizontales en este yacimiento, debido a que existe un CAPO a una profundidad de -2614', detectado por el pozo MFA 23 (interpretado en este nivel). Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico. Por otro lado, se propone realizar una revisión geológica del yacimiento, ya que existen diferencias entre las profundidades mostradas en el mapa y las mostradas en los registros de los pozos interpretados.

5.3.2.14.- Yacimiento T MFA 29

Se encuentra inactivo, tiene reservas remanentes de 8.966 MMBN, un espesor promedio de arena de 24' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No es recomendable proponer localizaciones horizontales en este yacimiento, debido a que existe un CAPO a una profundidad de -2746', detectado por los pozos MFA 24 y MFA 165 (interpretados en este nivel). Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico. Por otro lado, se propone realizar una revisión geológica del yacimiento, ya que existen diferencias en las profundidades mostradas en el mapa y las mostradas por el registro de inducción de los pozos interpretados.

5.3.2.15.- Yacimiento T MFA 50

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 7.684 MMBN, un espesor promedio de arena de 22' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. No presenta pozos completados.

No se recomiendan localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que el pozo MFA 50 (interpretado en este yacimiento) detectó sólo 5' de arena petrolífera, lo que implica que la arena T no alcanzó a desarrollarse en este nivel.

5.3.2.16.- Yacimiento U1 MFA 16

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 9.768 MMBN, un espesor promedio de arena de 19' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No es recomendable proponer localizaciones horizontales en este yacimiento, debido a que el pozo MFA 16 (interpretado en este nivel) detectó un CAPO a una profundidad de -2640'. Completar un pozo en este nivel resultaría antieconómico.

5.3.2.17.- Yacimiento U1 MFA 115

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 9.336 MMBN, un espesor promedio de arena de 25' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomienda perforar localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que los pozos MFA 115 y MFA 165 (interpretados en este nivel) detectaron un CAPO a una profundidad de -2788'. Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico.

5.3.2.18.- Yacimiento U1 MFA 157

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 11.091 MMBN, un espesor promedio de arena de 27' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomienda perforar localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que el pozo MFA 157 detectó un CAPO a una profundidad de $-2376'$. Perforar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico.

5.3.3.- Yacimientos inactivos del campo Bare

Dentro de los 24 yacimientos inactivos seleccionados en el campo Bare, existen 76 pozos completados. Éstos se clasificaron, de acuerdo a su condición en: inactivos, abandonados y activos en otro yacimiento (Fig. N° 5.7).

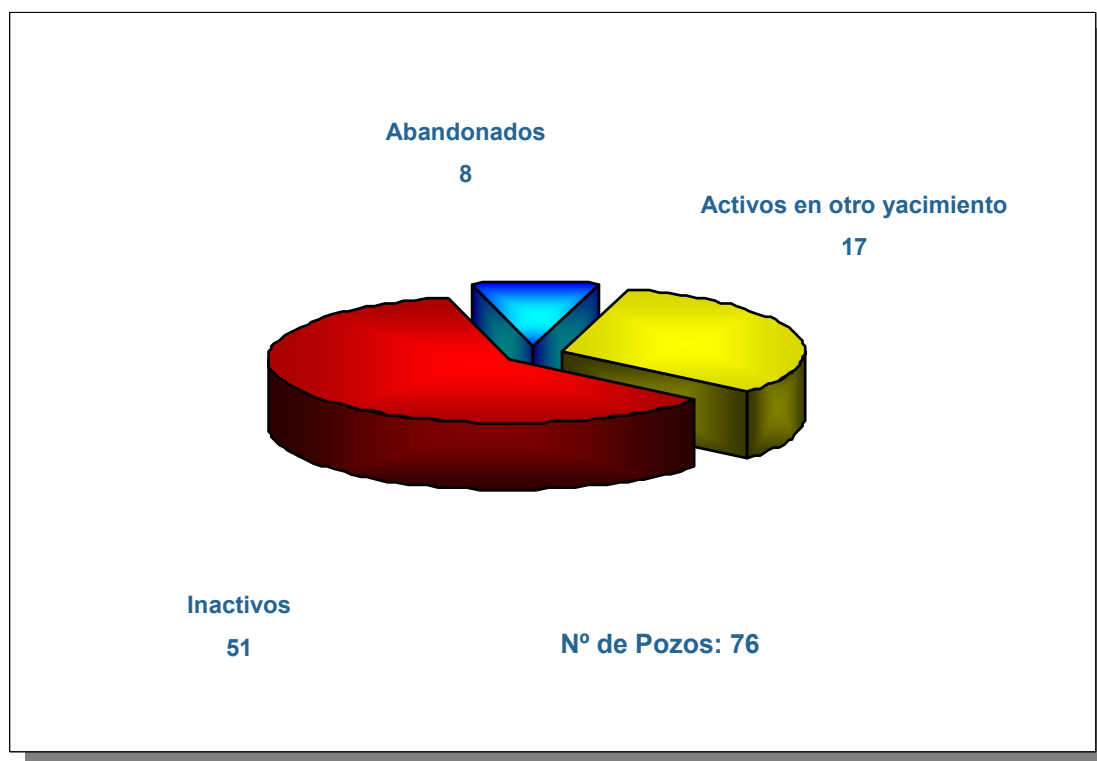


Fig. N° 5.7. Condición de los Pozos Completados en los Yacimientos Inactivos Seleccionados del Campo Bare.

5.3.3.1.- Yacimiento L4 MFB 38

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 1.917 MMBN, un espesor promedio de arena de 17.74' y su factor de recobro actual de 1.59 según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.1.1.- Pozo MFB 38

Se inició su perforación en Octubre del 80. Fue completado originalmente en la arena L4 (3624-3636'), en Octubre del 80. La prueba oficial de completación en Julio del 84 reportó una tasa de 101 BNPD, 11 °API y 1% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Enero del 99 donde mostró una producción de 16 BNPD, 10 °API, 6.7% de AyS y un acumulado de 245775 BN de petróleo y 20914 BN de agua. Su última prueba de producción en Noviembre del 98 mostró una tasa de 91 BNPD, 15.8 °API y 1.7% de AyS. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Diciembre del 06. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparación mayor de subsuelo.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

5.3.3.2.- Yacimiento M1 MFB 55

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 11.578 MMBN, un espesor promedio de arena de 34' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.2.1.- Pozo MFB 55

Se inició su perforación en Junio del 81. Fue completado originalmente en la arena M1 (2590-2600'), en Julio del 81. La prueba oficial de completación reportó una tasa de 60 BNPD, 10.5 °API y 15% de AyS. No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente está inactivo. Se encuentra categoría 3 y su estado es EO, es decir, cerrado por otras causas.

La arena M1 presenta un espesor de 10' y una resistividad (20 ohmios), según la información proporcionada por el registro de inducción. Esto la hace poco atractiva para un reacondicionamiento permanente, desde el punto de vista comercial. Además la columna estratigráfica atravesada por el pozo no presenta prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos que puedan ser explotados. Por ende, se recomienda abandonar el pozo.

5.3.3.3.- Yacimiento M2,3 MFB 9

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 3.718 MMBN, un espesor promedio de arena de 29.51' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.3.1.- Pozo MFB 9

Se inició su perforación en Marzo del 80. Fue completado originalmente en la arena M3 (3470'-3482'), en Julio del 80. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 91 BNPD, 11 °API y 0.8% de AyS. No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente está

inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Julio del 05. Se encuentra categoría 3 y su estado es WO, es decir, en Work Over.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

5.3.3.4.- Yacimiento N1 MFB 206

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 4.002 MMBN, un espesor promedio de arena de 21.84' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta cuatro pozos, completados.

5.3.3.4.1.- Pozo MFB 109

Se inició su perforación en Febrero del 82. Fue completado originalmente en la arena U2 (4100-4118'), en Junio del 82. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 180 BNPD, 11 °API y 0.2% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Noviembre del 97 donde mostró una tasa de 37 BNPD, 69.4% de AyS y un acumulado de 284731 BN de petróleo y 136530 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar alto corte de agua. En Junio del 98 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena N1 (3538-3558'), donde permaneció activo hasta Junio del 02 mostrando una tasa de 60 BNPD, 10 °API, 40.3% de AyS y un acumulado de 8478 BN de petróleo y 36519 BN de agua. En Marzo del 02 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena L1U,L (3376-3388'), donde se mantuvo activo hasta Julio del 07 reportando una tasa de 9 BNPD, 91.2% de AyS y un acumulado de 43918 BN de petróleo y 160552 BN de agua. La última prueba de producción en Septiembre del 05 mostró 91.4% de AyS. Por otro lado, el pozo presenta buena cementación, según su registro de cemento.

Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Abril del 02. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Debido a que el pozo presentó alto corte de agua durante los últimos años de producción, se recomienda abandonar este nivel y realizar un reacondicionamiento permanente en el yacimiento R2 YS 753, en el intervalo (3780-3895'). Dicho yacimiento presenta catorce pozos completados, de los cuales siete están activos: el pozo MFB 149 muestra una tasa de 79 BNPD, un corte de agua de 47.4% y su producción acumulada hasta Septiembre del 08 es de 160 MBN de petróleo; el pozo MFB 170, el cual ha acumulado 190 MBN de petróleo y tiene un corte de agua cercano al 40%. Su última prueba en Octubre del 08 mostró una tasa de 10 BNPD y 35.2% de AyS.

5.3.3.4.2.- Pozo MFB 201

Se inició su perforación en Octubre del 83. Fue completado originalmente en la arena U1 (3976-3994'), en Enero del 84. La prueba oficial de completación en Agosto del 84 reportó una tasa de 150 BNPD, 10 °API y 0.1% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Enero del 94 donde mostró una tasa de 11 BNPD, 32.8% de AyS y un acumulado de 87654 BN de petróleo y 11105 BN de agua. En Marzo del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena N1 (3460-3510'), donde estuvo activo hasta Abril del 08 reportando una tasa de 121 BNPD, 11 °API, 6.9% de AyS y un acumulado de 311793 BN de petróleo y 371299 BN de agua. En Mayo del 04 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en el yacimiento L1U,L MFB 63, en el intervalo (3266-3304'). Esta completación no aparece registrada en Centinela. La última prueba de producción del pozo en Julio del 05 mostró una tasa de 231 BNPD, 8 °API y 8% de AyS.

Se observa que el pozo continúa reportando producción hasta Abril del 04 en la arena N1. No obstante, este nivel fue abandonado en Mayo del 08 y se abrió a producción en el yacimiento L1U,L MFB 63. Por esta razón, se recomienda realizar una reasignación de producción del yacimiento N1 MFB 206 al yacimiento L1U,L MFB 63. De esta manera se tiene que el pozo acumuló hasta Marzo del 04, 132629 BN de petróleo, 49597 MPCN de gas y 319250 BN de agua en la arena N1 y 179164 BN de petróleo, 59606 MPCN de gas y 52049 BN de agua en la arena L1U,L, hasta Abril del 08. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Enero del 08.

Adicionalmente, se propone reactivar el pozo.

5.3.3.4.3.- Pozo MFB 206

Se inició su perforación en Enero del 84. Fue completado originalmente en la arena N1 (3435-450'), en Febrero del 84. La prueba oficial de completación en Julio del 84 reportó una tasa de 153 BNPD, 11 °API y 2% de AyS. En agosto del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena N1 (3430-3270'). Se mantuvo activo en este nivel hasta Junio del 02 mostrando una tasa de 221 BNPD, 7 °API, 0.5% de AyS y un acumulado de 331549 BN de petróleo y 186236 BN de agua. Posteriormente se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena L1U,L (3220-3270'). Se encuentra activo actualmente.

5.3.3.4.4.- Pozo MFB 529

Se inició su perforación en Septiembre del 97. Fue completado originalmente en la arena U1,3 (4124-5294'), en Diciembre del 97. La prueba oficial de completación en Mayo del 98 reportó una tasa de 13 BNPD, 10 °API y 97% de AyS.

Se mantuvo activo en este nivel hasta Agosto del 98 mostrando una tasa de 1 BNPD, 97.1% de AyS y un acumulado de 1367 BN de petróleo y 46608 BN de agua. Posteriormente se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena N1 en los intervalos (3528-3536'), (3542-3548') y (3552-3568'). Su última producción en Febrero del 99 mostró una tasa de 3 BNPD, 26 °API, 97.5% de AyS y un acumulado de 563 BN de petróleo y 22476 BN de agua. En Enero del 02 reportó 100% de AyS. Los pozos vecinos en el yacimiento se encuentran abandonados por presentar alto corte de agua. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Septiembre del 98. Se encuentra categoría 3 y su estado es EO, es decir, cerrado por otras causas mayores.

El pozo MFB 529 está interpretado en la arena R0, fuera de los límites de los yacimiento presentes, muy cercano al yacimiento R0 MFB 66 y muestra buenas características electrostratigráficas. Se recomienda realizar una revisión geológica de este yacimiento para ver si es posible ampliarlo. Una vez aprobada esta ampliación, se propone completar el pozo en el intervalo R0 (3550-3570').

5.3.3.5.- Yacimiento N2 MFB 51

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 1.795 MMBN, un espesor promedio de arena de 18.38' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.5.1.- Pozo MFB 51

Se inició su perforación en Diciembre del 80. Fue completado originalmente en la arena N2 (2875-2887'), en Enero del 81. La prueba oficial de completación en

Enero del 84 reportó una tasa de 90 BNPD, 10.7 °API y 20.3% de AyS. No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

5.3.3.6.- Yacimiento P1 MFB 85

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 7.836 MMBN, un espesor promedio de arena de 40' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta dos pozos, completados.

5.3.3.6.1.- Pozo MFB 85

Se inició su perforación en Octubre del 81. Fue completado originalmente en la arena P1 (2685-2700'), en Noviembre del 81. No tiene información de su prueba oficial de completación ni de su historia de producción en Centinela ni en los archivos de pozos. El pozo tiene buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Octubre del 97. Se encuentra categoría 3 y su estado es TD, es decir, diferido temporalmente.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo. Adicionalmente, se propone abandonar el pozo MFB 123 en el yacimiento O1,2 MFB 120, donde se encuentra esperando abandono por presenta baja entrada de fluidos y un corte de agua cercano al 80%, y completarlo en el intervalo P1 (2685-2700').

5.3.3.6.2.- Pozo MFB 464

Fue completado originalmente en la arena P1 (3271-5277'), en Enero del 97. La prueba oficial de completación reportó 100% de AyS. En Noviembre del 97 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena N1 (2920-3000'). No presenta información de producción en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente se encuentra categoría 9 y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP.

5.3.3.7.- Yacimiento R0 MFB 66

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 2.566 MMBN, un espesor promedio de arena de 23' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta tres pozos verticales, completados.

5.3.3.7.1.- Pozo MFB 66

Se inició su perforación en Agosto del 81. Fue completado originalmente en la arena R0 (3637-3652'), en Octubre del 81. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 81 BNPD, 10.7 °API y 4.3% de AyS. En Septiembre del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R0 (3637-3667'). Se mantuvo activo hasta Mayo del 08 donde mostró una tasa de 14 BNPD, 51 °API, 37% de AyS y un acumulado de 96927 BN de petróleo y 67219 BN de agua. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Junio del 97. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Se recomienda abandonar este nivel y completar el pozo en el yacimiento P2,3 MFB 32, en el intervalo (3610-3622'), donde presenta buenas características

electroestratigráficas. Este yacimiento no tiene pozos completados y sus reservas remanentes se estiman en 2.577 MMBN, según el libro oficial de reservas 2007.

5.3.3.7.2.- Pozo MFB 140

Se inició su perforación en Agosto del 82. Fue completado originalmente en la arena U1 (4052-4066'), en Octubre del 82. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 74 BNPD, 11 °API y 0.5% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Agosto del 93 mostrando una tasa de 2 BNPD, 56.1% de AyS y un acumulado de 37379 BN de petróleo y 9484 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Agosto del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R0 (3656-3696'). Su última producción en Febrero del 84 mostró una tasa de 5 BNPD, 94.1% de AyS y un acumulado de 42495 BN de petróleo y 40475 BN de agua. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de comunicación mecánica. Esto se evidencia en el comportamiento del corte de agua durante toda la vida productiva del pozo. No obstante, el pozo tiene buena cementación, según información de su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Junio del 97. Se encuentra categoría 5 y su estado es UE, es decir, equipo de superficie antieconómico.

Se recomienda abandonar este nivel y completar el pozo en el yacimiento I4,5 MFB 37, en el intervalo (3176-3196'). El pozo MFB 37 (vecino en el yacimiento) está activo y presenta a una tasa de 120 BNPD y bajo corte de agua.

5.3.3.7.3.- Pozo MFB 145

Se inició su perforación en Septiembre del 82. Fue completado originalmente en la arena U1 (4057-4071'), en Septiembre del 82. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó 200 BNPD, 12 °API y 10% de AyS. En Agosto del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U1 (3594-3626'). Se mantuvo activo en este nivel hasta Enero del 94 donde mostró una tasa de 7 BNPD, 43.7% de AyS y un acumulado de 38160 BN de petróleo y 78259 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A1, es decir, abandonado por razones económicas. En Febrero del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena R0 (3594-3626'), donde produjo hasta Marzo del 05 mostrando una tasa de 232 BNPD, 4 °API, 22% de AyS y un acumulado de 389266 BN de petróleo y 234771 BN de agua. La última prueba de producción en Agosto del 04 reportó una tasa de 295 BNPD, 6 °API y 20% de AyS. Se detectó posible relleno a una profundidad de 3545'. Actualmente el pozo está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Marzo del 05. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparación mayor de subsuelo.

Se recomienda realizar servicio completo, limpieza por relleno y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.3.8.- Yacimiento R2 MFB 160

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 427 MBN, un espesor promedio de arena de 20.16' y su factor de recobro actual de 7.0, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.8.1.- Pozo MFB 160

Se inició su perforación en Enero del 83. Fue perforado originalmente en la arena R4L (4062-4073'), en Marzo del 83. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 200 BNPD, 9.5 °API y 20% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Junio del 84 donde mostró una tasa de 17 BNPD, 73% de AyS y un acumulado de 8344 BN de petróleo y 8079 BN de agua. En Enero del 85 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R4L (3838-3850'), donde produjo hasta Enero del 93 mostrando una tasa de 77 BNPD, 54.5% de AyS y un acumulado de 145159 BN de petróleo y 138685 BN de agua. En Febrero del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena R2 (3756-3770'), donde se mantuvo activo hasta Enero del 05 reportando una tasa de 84 BNPD, 23 °API, 46.8% de AyS y un acumulado de 430275 BN de petróleo y 42667 BN de agua. La última prueba de producción en Enero del 05 arrojó una tasa de 151 BNPD, 27 °API y 29.6% de AyS. Los valores mostrados no cotejan el comportamiento del histórico de producción durante ese período. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de comunicación mecánica. Sin embargo, el pozo presenta buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería para servicio de Coiled Tubing desde Enero del 05. No se cuenta con información de que se haya efectuado dicho servicio. Se encuentra categoría 3 y su estado es TD, es decir, diferido temporalmente. Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

5.3.3.9.- Yacimiento R3 MFB 276

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 5.154 MMBN, un espesor promedio de arena de 29' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.9.1.- Pozo MFB 276

Se inició su perforación en Marzo del 85. Fue completado originalmente en la arena TL (3586-3604'), en Septiembre del 85. La prueba oficial de completación reportó 84 BNPD, 10 °API y 4% de AyS. En Octubre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena TL (3586-3604'), donde se mantuvo activo hasta Junio del 92 mostrando una tasa de 44 BNPD, 42.8% de AyS y un acumulado de 42627 BN de petróleo y 33022 BN de agua. En Octubre del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R3 (3406-3440'). Se mantuvo activo en este nivel hasta Febrero del 94 reportando una tasa de 11 BNPD, 61.3% de AyS y un acumulado de 16742 BN de petróleo y 11435 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, cerrado por alta RAP. En Junio del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena L3,4 (3124-3142'). En Septiembre del 96 el pozo se sometió a un ciclo de IAV donde se inyectarían 1540 toneladas de vapor. Fue completado como productor en Octubre del 96. En Diciembre del 01 se realizó un segundo ciclo de IAV donde se inyectaron 1500 toneladas de vapor. Se completó como productor en Abril del 02. Se inyectaron 990 toneladas de vapor en un tercer ciclo de IAV. Actualmente está activo en este yacimiento.

5.3.3.10.- Yacimiento R4 MFB 165

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 1.295 MMBN, un espesor promedio de arena de 10' y su factor de recobro actual de 4.30, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta dos pozos completados.

5.3.3.10.1.- Pozo MFB 165

Se inició su perforación en Febrero del 83. Fue completado originalmente en la arena R4 (3184-3196'), en Abril del 83. La prueba oficial de completación reportó una tasa de 356 BNPD, 10 °API y 58% de AyS. Estuvo activo hasta Febrero del 96 mostrando una tasa de 26 BNPD, 93.7% de AyS y un acumulado de 88198 BN de petróleo y 537541 BN de agua. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de conificación. Por otro lado, el pozo presenta buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.3.10.2.- Pozo MFB 560

Se inició su perforación en Mayo del 98. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena R4 (3843-5923'), en Junio del 98. La prueba oficial de completación en Diciembre del 98 reportó una tasa de 229 BNPD, 10 °API y 0% de AyS. Se mantuvo activo hasta Agosto del 07 donde mostró una tasa de 43 BNPD, 13 °API, 46.9% de AyS y un acumulado de 489124 BN de petróleo y 167920 BN de agua. La última prueba de producción en Octubre del 02 reportó una tasa de 189 BNPD, 10 °API y 34% de AyS. Las curvas de Chan indican que el agua producida es por canalización. El pozo vecino MFB 165 está abandonado por alto corte de agua, producto del avance del acuífero presente en el S1,2 MFB 5 ubicado en la base del yacimiento R4 MFB 165. Actualmente el pozo está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Agosto del 03. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Se recomienda abandonar este nivel y realizar un reacondicionamiento permanente en el yacimiento N2 MFB 5, en el intervalo (3000-3020'), donde presenta

buenas características electroestratigráficas y sus reservas remanentes se estiman en 6.130 MMBN, según el libro oficial de reservas 2007.

5.3.3.11.- Yacimiento R4U MFB 137

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 4.007 MMBN, un espesor promedio de arena de 28.40' y su factor de recobro actual de 0.90, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta dos pozos verticales, completados.

5.3.3.11.1.- Pozo MFB 137

Se inició su perforación en Julio del 82. Fue completado originalmente en la arena R4L (3867-3887'), en Agosto del 82. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 260 BNPD, 10 °API y 0.6% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Noviembre del 93 donde mostró una tasa de 24 BNPD, 28.6% de AyS y un acumulado de 138530 BN de petróleo y 10882 BN de agua. En Diciembre del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R4U en los intervalos (3810-3834') y (3838-3848'). Su última producción en Junio del 08 reportó una tasa de 25 BNPD, 15 °API, 16.5% de AyS y un acumulado de 104071 BN de petróleo y 24219 BN de agua. La última prueba de producción en Julio del 02 arrojó una tasa de 23 BNPD, 15.5 °API y 16% de AyS. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Abril del 04. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.3.11.2.- Pozo MFB 147

Se inició su perforación en Octubre del 82. Fue completado originalmente en la arena U1 (4114-4140'), en Noviembre del 82. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 180 BNPD, 10 °API y 0.1% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Diciembre del 90 mostrando una tasa de 5 BNPD, 60.3% de AyS y un acumulado de 67768 BN de petróleo y 129729 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Noviembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R4U (3850-3880'). Su última producción en Julio del 07 mostró una tasa de 22 BNPD, 16 °API, 65.4% de AyS y un acumulado de 187468 BN de petróleo y 58105 BN de agua. La última prueba de producción en Julio del 07 reportó una tasa de 20 BNPD, 18.6 °API y 37% de AyS. Se encontró relleno a una profundidad de 3779'. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Octubre del 02. Se encuentra categoría 3 y su estado es AS, es decir, espera reparaciones menores de subsuelo.

Se recomienda realizar limpieza por relleno y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.3.12.- Yacimiento R4U,L MFB 15

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 10.643 MMBN, un espesor promedio de arena de 22' y su factor de recobro actual de 0.40, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.12.1.- Pozo MFB 15

Se inició su perforación en Mayo del 80. Fue completado originalmente en la arena R4U,L (3081-3099'), en Mayo del 80. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 110 BNPD, 9.6 °API y 0.6% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Mayo del 00 donde mostró una tasa de 39 BNPD, 14 °API, 20.6% de AyS y un acumulado de 280630 BN de petróleo y 120910 BN de agua. En Junio de 00 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en el yacimiento U1,3 MFB 53, en el intervalo (3272-3282'). No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Mayo del 01. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparación mayor de subsuelo.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

5.3.3.13.- Yacimiento S1,2 MFB 5

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 27.636 MMBN, un espesor promedio de arena de 33' y su factor de recobro actual de 2.30, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta quince pozos, completados.

5.3.3.13.1.- Pozo MFB 5

Se inició su perforación en Octubre del 71. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena S1,2 (3174-3210'), en Noviembre del 79. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó 390 BNPD, 9.5 °API y 1% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Marzo del 94 donde mostró una tasa de 13 BNPD, 83.4% de AyS y un acumulado de 570161 BN de petróleo y 140536 BN de

agua. No obstante, el pozo aparece activo en Centinela hasta Septiembre del 95 con un acumulado de 603751 BN de petróleo y 141406 BN de agua. En Abril del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U1,2 (3556-3590'). En Abril del 95 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en el intervalo U1,2 (3358-3390'). Su última producción fiscalizada en Mayo del 97 muestra una tasa de 24 BNPD, 97.8% de AyS y un acumulado de 173712 BN de petróleo y 446910 BN de agua. Se encuentra categoría 9 y su estado actual es AD, es decir, abandonado.

Se recomienda realizar una reasignación de producción del yacimiento S1,2 MFB 5 al yacimiento U1,2 MFB 5. De esta manera, para Marzo del 94 el pozo MFB 5 acumuló 570161 BN de petróleo, 56131 MPCN de gas y 140536 BN de agua en la arena S1,2 y su producción acumulada en Mayo del 97 es de 207302 BN de petróleo, 3191 MPCN de gas y 447782 BN de agua, en la arena U1,2.

5.3.3.13.2.- Pozo MFB 167

Se inició su perforación en Febrero del 83. Fue completado originalmente en la arena U1,2 (3418-3444'), en Abril del 83. La prueba oficial de completación en Febrero del 87 reportó 243 BNPD, 11 °API y 0% de AyS. En Diciembre del 94 se sometió a un ciclo de IAV del cual no se tiene información en Centinela ni en los archivos de pozos. Se completó como productor en Enero del 95. Se mantuvo activo en este nivel hasta Junio del 96 donde mostró una tasa de 3 BNPD, 90% de AyS y un acumulado de 317528 BN de petróleo y 175676 BN de agua. En Julio del 96 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 (3300-3330'). Su última producción en Octubre del 05 arrojó una tasa de 58 BNPD, 14 °API, 84.4% de AyS y un acumulado de 376760 BN de petróleo y 564726 BN de agua. El histórico de producción muestra un alto corte de agua y bajas tasas de producción durante el último período. Las curvas de Chan indican que el agua producida se debe a un

barrido normal con alto corte de agua. Por otro lado, el pozo no presenta buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Octubre del 02. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparación mayor de subsuelo.

En su columna litológica no existen prospectos que puedan ser explotados comercialmente. Por esta razón, se recomienda abandonar el pozo.

5.3.3.13.3.- Pozo MFB 202

Se inició su perforación en Enero del 84. Fue completado originalmente en la arena S1,2, en los intervalos (3222-3234') y (3246-3256'), en Enero del 84. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 150 BNPD, 9.5 °API y 1% de AyS. En Marzo del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 en los intervalos (3224-3234') y (3240-3276'). Se mantuvo activo en este nivel hasta Mayo del 00 mostrando una tasa de 8 BNPD, 98.2% de AyS y un acumulado de 290041 BN de petróleo y 442279 BN de agua. Se abandonó este nivel por presentar alto corte de agua. En Marzo del 01 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena I4,6 (2678-2730'), donde se completó como inyector de agua salada. Se abandonó esta arena por estar presionada por el alto volumen de agua. En Marzo del 05 se realizó el reacondicionamiento permanente N°3 en la arena B3,4 (2060-2138'). Al poco tiempo de su activación se detectaron 46' de relleno sobre la zapata del liner. Actualmente el pozo está inactivo. Se encuentra categoría 3 y su estado es WO, es decir, Work Over.

Debido a que en la columna estratigráfica atravesada por el pozo no se observan otros prospectos para inyección de agua, se recomienda abandonarlo.

5.3.3.13.4.- Pozo MFB 287

Se inició su perforación en Junio del 85. Fue completado originalmente en la arena U1,2 (3434-3462'), en Julio del 85. La prueba oficial de completación en Febrero del 87 reportó 350 BNPD, 10.5 °API y 19% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Febrero del 04 donde mostró 100% de AyS y un acumulado de 137586 BN de petróleo y 222728 BN de agua. En Enero del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 (3296'-3330'). Su última producción en Abril del 96 reportó una tasa de 4 BNPD, 90.4% de AyS y un acumulado de 137586 BN de petróleo y 210014 BN de agua. Actualmente el pozo se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.3.13.5.- Pozo MFB 288

Se inició su perforación en Julio del 85. Fue completado originalmente en la arena S1,2 (3273-3295'), en Enero del 88. Su prueba oficial de completación reportó una tasa de 150 BNPD, 11.1 °API y 4% de AyS. En Noviembre del 91 se sometió a un ciclo de IAV del cual no se tiene información en Centinela ni en los archivos de pozos. Fue completado como productor en Diciembre del 91. En Noviembre del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 (3272-3296'), donde permaneció activo hasta Marzo del 95 mostrando una tasa de 33 BNPD y un acumulado de 120939 BN de petróleo y 18702 BN de agua. No obstante, el pozo aparece activo en Centinela hasta Noviembre del 98, reportando una tasa de 33 BNPD y un acumulado de 138245 BN de petróleo y 18896 BN de agua. En Abril del 95 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena R2 donde se abrió ventana desde 2568' hasta 2368'. La última producción fiscalizada en Junio del 00 mostró 55 BNPD, 11 °API y un acumulado de 188526 BN de petróleo y 8957 BN de agua. Estos valores no cotejan los reportados por OFM. Entre los meses Marzo y

Junio del 98 la producción acumulada registrada en Centinela pasa de 302129 BN de petróleo y 27439 BN de agua a 122042 BN de petróleo y 18761 BN de agua. Existe una disminución de la producción acumulada, lo cual no es lógico. La última prueba de producción en Noviembre del 96 arrojó una tasa de 66 BNPD y 22 °API. Actualmente el pozo está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Marzo del 99. Se encuentra categoría 3 y su estado es RE, es decir, en evaluación de Ingeniería de Explotación.

Se recomienda corregir la data de producción del pozo MFB 288 registrada en Centinela y realizar una reasignación de producción del yacimiento S1,2 MFB 5 al yacimiento R2 MFB 5. Adicionalmente se recomienda reactivar el pozo.

5.3.3.13.6.- Pozo MFB 407

Se inició su perforación en Mayo del 95. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena U1,2 (3660-5100'), en Mayo del 95. La prueba oficial de completación en Octubre del 95 reportó una tasa de 860 BNPD, 10.5 °API y 44% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Junio del 97 mostrando una tasa de 20 BNPD, 85.5% de AyS y un acumulado de 130154 BN de petróleo y 177901 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar alto corte de agua. En Septiembre del 97 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 (3360-3490'). Su última producción en Enero del 08 mostró una tasa de 6 BNPD, 11 °API, 79.2% de AyS y un acumulado de 138031 BN de petróleo y 16533 BN de agua. La última muestra analizada en Febrero del 99 mostró 99% de AyS. En Noviembre del 07 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena N2 (2495-3017'), donde se encuentra activo actualmente.

5.3.3.13.7.- Pozo MFB 410

Se inició su perforación en mayo del 95. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena U1,2 (3802-5423'), en Junio del 95. La prueba oficial de completación en Junio del 95 reportó 100% de AyS. En Diciembre del 96 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena TL, actual U1,2 yacimiento MFB 5, en el intervalo (3610-3710'). Permaneció activo hasta Junio del 00 mostrando una tasa de 117 BNPD, 16 °API, 41.6% de AyS y un acumulado de 65265 BN de petróleo y 92738 BN de agua. En Julio del 00 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena S1,2 (3325-3350'). Enero del 05 mostró una tasa de 59 BNPD, 23 °API y un acumulado de 21224 BN de petróleo y 1200 BN de agua. Se observa en el histórico de producción, durante los últimos meses de actividad del pozo, una tasa cercana a los 60 BNPD y un corte de agua de 40%. Las últimas muestras tomadas en Diciembre del 04 reportaron 99.9% de AyS. Actualmente el pozo está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Noviembre del 05. Se encuentra categoría 5 y su estado es AA, es decir, espera abandono.

Se recomienda abandonar el pozo, debido a que no existen otros prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos de interés comercial que puedan ser explotados.

5.3.3.13.8.- Pozo MFB 420

Se inició su perforación en Enero del 96. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena U1,2 (3636-4609'). La prueba oficial de completación en Octubre del 96 reportó una tasa de 734 BNPD, 10 °API y 0.3% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Abril del 97 donde mostró una tasa de 5 BNPD, 97.5% de

AyS y un acumulado de 160234 BN de petróleo y 56886 BN de agua. El pozo tiene producción registrada en Centinela hasta Agosto del 98 con un acumulado de 211075 BN de petróleo y 60378 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar alto corte de agua. En Febrero del 98 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 (3208-3268'), donde produjo hasta Diciembre del 02 reportando una tasa de 13 BNPD, 29 °API, 66.2% de AyS y un acumulado de 219145 BN de petróleo y 107163 BN de agua. Las curvas de Chan no muestran una tendencia definida que permita diagnosticar el origen del agua producida. El pozo se encuentra abandonado en este nivel y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Agosto del 04, se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en el yacimiento M1 MFB 26, en el intervalo (2710-2745'). Está activo actualmente.

Se recomienda realizar una reasignación de producción del yacimiento U1,2 MFB 5 al yacimiento S1,2 MFB 5. De esta manera se tiene que el pozo acumuló hasta Abril del 97, 160234 BN de agua, 1158 MPCN de gas y 56886 BN de agua en la arena U1,2. Siendo su producción acumulada en Diciembre del 02, 269986 BN de petróleo, 27442 MPCN de gas y 30934 BN de agua, en la arena S1,2.

5.3.3.13.9.- Pozo MFB 422

Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena S1,2 (3629-4831'), en Enero del 97. No tiene información de su prueba oficial de completación en Centinela ni en los archivos de pozos. Estuvo activo en este nivel hasta Diciembre del 02 mostrando una tasa de 2 BNPD, 29 °API, 97.1% de AyS y un acumulado de 747210 BN de petróleo y 538630 BN de agua. Actualmente se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.3.13.10.- Pozo MFB 434

Se inició su perforación en Abril del 96. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena S1,2 (3740-4056'), en Mayo del 96. La prueba oficial de completación en Diciembre del 97 reportó una tasa de 390 BNPD, 10.4 °API y 0.9% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Febrero del 04 donde mostró una tasa de 39 BNPD, 6 °API, 67.6% de AyS y un acumulado de 460599 BN de petróleo y 160886 BN de agua. Actualmente el pozo se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.3.13.11.- Pozo MFB 439

Se inició su perforación en Mayo del 96. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena S1,2 (3720-5276'), en Enero del 97. Su prueba oficial de completación reportó una tasa de 569 BNPD, 10.4 °API y 2.8% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Febrero del 05 mostrando una tasa de 5 BNPD, 7 °API, 98.5% de AyS y un acumulado de 504881 BN de petróleo y 308669 BN de agua. La última prueba de producción en Noviembre del 02 mostró una tasa de 7 BNPD, 7.2 °API y 98% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a un barrido normal con alto corte de agua. Actualmente el pozo está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Abril del 97. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparación mayor de subsuelo.

Se recomienda abandonar este horizonte y realizar un reacondicionamiento permanente en el yacimiento M1 MFB 26, en los intervalos (2684-2694') y (2700-2720'). Donde presenta buenas características electrostratigráficas y sus reservas remanentes se estiman en 2.228 MMBN. Los pozos: MFB 420 y el MFB 556

(vecinos en este nivel) tienen una tasa de producción cercana a los 100 BNPD y un corte de agua de 60 y 39.2%, respectivamente, según sus pruebas de producción más recientes.

5.3.3.13.12.- Pozo MFB 518

Se inició su perforación en Septiembre del 97. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena S1,2 (3840-5577'), en Septiembre del 97. La prueba oficial de completación en Mayo del 98 reportó una tasa de 624 BNPD, 10 °API y 0.9% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Diciembre del 02 mostrando una tasa de 1 BNPD, 22 °API, 97.1% de AyS y un acumulado de 353178 BN de petróleo y 231403 BN de agua. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de canalización. Actualmente está inactivo. Se encuentra categoría 5 y su estado es AA, es decir, esperando abandono.

Debido a que no existen otros prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos de interés comercial que puedan ser explotados, se recomienda abandonar el pozo.

5.3.3.13.13.- Pozo MFB 556

Se inició su perforación en Abril del 98. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena S1,2 (3642-5717'), en Mayo del 98. La prueba oficial de completación en Septiembre del 98 reportó una tasa de 458 BNPD, 10 °API y 0% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Noviembre del 03 donde mostró una tasa de 4 BNPD, 8 °API, 97.2% de AyS y un acumulado de 430245 BN de petróleo y 464477 BN de agua. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de comunicación mecánica. Sin embargo, el pozo presenta buena

cementación, según su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Mayo del 05. Se encuentra categoría 5 y su estado es EE, es decir, cerrado por razones económicas.

Se recomienda abandonar este horizonte y realizar un reacondicionamiento permanente en el yacimiento M1 MFB 26, en el intervalo (2705-2725'). Donde presenta buenas características electroestratigráficas y sus reservas remanentes se estiman en 2.228 MMBN. Tiene tres pozos completados, de los cuales dos se encuentran activos: el MFB 420 y el MFB 556. Éstos producen a una tasa cercana a los 100 BNPD con un corte de agua de 60 y 39.2%, respectivamente, según sus pruebas de producción más recientes.

5.3.3.13.14.- Pozo MFB 558

Se inició su perforación en Abril del 98. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena S1,2 (3622-5457'), en Mayo del 98. La prueba oficial de completación en Noviembre del 98 reportó 358 BNPD, 10 °API y 0% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Julio del 07 donde mostró una tasa de 99 BNPD, 13 °API, 16.9% de AyS y un acumulado de 401481 BN de petróleo y 44735 BN de agua. La última prueba de producción en Noviembre del 02 reportó una tasa de 481 BNPD, 10 °API y 16% de AyS. Actualmente el pozo está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Enero del 05. Se encuentra categoría 3 y su estado es AS, es decir, espera reparaciones menores de subsuelo.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

5.3.3.13.15.- Pozo MFB 567

Se inició su perforación en Julio del 00. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena S1,2 (3654-4550'), en Agosto del 00. La prueba oficial de completación en Noviembre del 00 reportó una tasa de 97 BNPD, 10 °API y 1.2% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Enero del 04 donde mostró una tasa de 1 BNPD, 79.3% de AyS y un acumulado de 164584 BN de petróleo y 105019 BN de agua. Enero del 04 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R3 (3560-3624'), donde está activo actualmente.

5.3.3.14.- Yacimiento S1,2 MFB 32

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 3.804 MMBN, un espesor promedio de arena de 22.56' y su factor de recobro actual de 2.30, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta tres pozos, completados.

5.3.3.14.1.- Pozo MFB 32

Se inició su perforación en Septiembre del 80. Fue completado originalmente en la arena S1,2 (3724-3740'), en Octubre del 80. Se mantuvo activo en este nivel hasta Julio del 91 donde mostró una tasa de 9 BNPD, 86.4% de AyS y un acumulado de 108659 BN de petróleo y 42807 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Octubre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R4L (3680-3700'), donde se encuentra activo actualmente.

5.3.3.14.2.- Pozo MFB 75

Se inició su perforación en Septiembre del 81. Fue completado originalmente como un pozo vertical en el arena S1,2 (3907-3923'), en Noviembre del 81. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 106 BNPD, 11.8 °API y 18.8% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Noviembre del 92 donde mostró una tasa de 23 BNPD, 81.4% de AyS y un acumulado de 40571 BN de petróleo y 47141 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Enero del 93 se realizó el reacondicionamiento N°1 en el yacimiento R2 YS 753, en el intervalo (3802-3822'), donde produjo hasta Junio del 97 mostrando una tasa de 22 BNPD, 39.5% de AyS y un acumulado de 64916 BN de petróleo y 5010 BN de agua. La última prueba producción en Julio del 96 reportó una tasa de 55 BNPD, 10 °API y 28.4% de AyS. Por otro lado, el pozo no tiene buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente está inactivo quedando completado con tubería de producción desde Octubre del 96. Se encuentra categoría 3 y su estado es TD, es decir, diferido temporalmente.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.3.14.3.- Pozo MFB 521

Se inició su perforación en Septiembre del 97. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena S1,2 (4340-6132'), en Octubre del 97. La prueba oficial de completación en Noviembre del 97 reportó una tasa de 380 BNPD, 10 °API y 2.2% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Julio del 04 donde mostró una tasa de 2 BNPD, 97.2% de AyS y un acumulado de 598282 BN de petróleo y 389912

BN de agua. La última prueba de producción en Mayo del 04 reportó una tasa de 12 BNPD, 6.3 °API y 95.5% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de canalización. Actualmente el pozo está inactivo quedando completado con tubería de producción desde Octubre del 00. Se encuentra categoría 3 y su estado es TD, es decir, diferido temporalmente.

Se recomienda abandonar este horizonte y realizar un reacondicionamiento en el yacimiento R2 YS 753, en el intervalo (3630-3660’).

5.3.3.15.- Yacimiento S2 MFB 61

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 361.5 MBN, un espesor promedio de arena de 14.65’ y su factor de recobro actual de 7.00, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta tres pozos verticales, completados.

5.3.3.15.1.- Pozo MFB 57

Se inició su perforación en Junio del 81. Fue completado originalmente en la arena M2,3 (3554-3574’), en Julio del 81. La prueba oficial de completación en Julio del 84 reportó una tasa de 105 BNPD, 10.5 °API y 5% de AyS. Estuvo activo en este nivel hasta Marzo del 94 donde mostró una tasa de 2 BNPD, 3.5% de AyS y un acumulado de 133077 BN de petróleo y 9564 BN de agua. En Mayo del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U1S, en los intervalos (4050-4062’), (4026-4040) y (4006-4019’), donde permaneció activo hasta Febrero del 99 mostrando una tasa de 1 BNPD, 81.5% de AyS y un acumulado de 46862 BN de petróleo y 13230 BN de agua. En Agosto del 03 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena S2 (3918-3940’). Su última producción reportó una tasa de 4 BNPD, 22 °API, 85.2% de AyS y un acumulado de 2618 BN de petróleo y

26496 BN de agua. La última prueba de producción en Agosto del 04 reportó una tasa de 39 BNPD, 21.6 °API y 87.1% de AyS. Las curvas de Chan no cotejan el comportamiento de producción del pozo, por ende, no se tiene un diagnóstico sobre el origen del agua producida. Por otro lado, se observa que el pozo no tiene buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente está inactivo quedando completado con tubería de producción desde Agosto del 03. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Se recomienda abandonar este nivel y completar el pozo en la arena D4,5, en el intervalo (2790-2830'), como inyector de agua de disposición.

5.3.3.15.2.- Pozo MFB 59

Se inició su perforación en Julio del 81. Fue completado originalmente en la arena U1S (4028-4038'), en Agosto del 81. La prueba oficial de completación en Febrero del 82 reportó una tasa de 150 BNPD, 10.3 °API y 4.7% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Septiembre del 83 donde mostró una tasa de 5 BNPD, 95% de AyS y un acumulado de 50630 BN de petróleo y 29895 BN de agua. Se abandonó este nivel por presentar alto corte de agua. En Marzo del 84 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S2 (3910-3920'), donde produjo hasta Enero del 94 mostrando una tasa de 23 BNPD, 61% de AyS y un acumulado de 96479 BN de petróleo y 34445 BN de agua. No obstante, el pozo aparece activo hasta Marzo del 94 reportando una tasa de 19 BNPD, 25.5% de AyS y un acumulado de 97321 BN de petróleo y 34716 BN de agua, según Centinela. Se encuentra categoría 9 en este nivel y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Febrero del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena J3 (3304-3324'), donde está activo actualmente.

Se recomienda realizar una reasignación de producción del yacimiento S2 MFB 61 al yacimiento J3 MFB 074. De esta manera se tiene que el pozo acumuló hasta Enero del 94, 96479 BN de petróleo, 29146 MPCN de gas y 34445 BN de agua en la arena S1,2 y su producción acumulada hasta Octubre del 08, es de 204379 BN de petróleo, 124939 MPCN de gas y 61318 BN de agua en la arena J3.

5.3.3.15.3.- Pozo MFB 61

Se inició su perforación en Julio del 81. Fue completado originalmente en la arena S2 (3938-3948'), en Septiembre del 81. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 335 BNPD, 10.5 °API y 0.3% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Septiembre del 00 donde mostró una tasa de 15 BNPD, 12 °API, 44.7% de AyS y un acumulado de 257536 BN de petróleo y 177422 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Junio del 04 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena TL (4040-4080'), donde está activo actualmente.

5.3.3.16.- Yacimiento S5 MFB 52

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 1.515 MMBN, un espesor promedio de arena de 13.73' y su factor de recobro actual de 0.10, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.16.1.- Pozo MFB 528

Se inició su perforación en Noviembre del 97. Fue completado originalmente en la arena S5 (3040-3058'), en Enero del 98. No tiene información de la prueba oficial

de completación en Centinela ni en los archivos de pozos. En Agosto del 00 fue sometido a un ciclo de IAV del cual no se tiene información. Se mantuvo activo en este nivel hasta Abril del 05 donde mostró una tasa de 7 BNPD, 26 °API y un acumulado de 11290 BN de petróleo. Se observa en el histórico de producción que el pozo presentó bajas tasas de petróleo y un corte de agua despreciable. Actualmente está inactivo. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparación mayor de subsuelo.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.3.17.- Yacimiento TL MFB 99

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 1.382 MMBN, un espesor promedio de arena de 18.47' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.17.1.- Pozo MFB 99

Se inició su perforación en Febrero del 82. Fue completado originalmente en la arena TL (3608-3620'), en Marzo del 82. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 59 BNPD, 10 °API y 6% de AyS. No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Octubre del 93. Se encuentra categoría 3 y su estado es EO, es decir, cerrado por otras causas mayores.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando la arena TL desde 3608' hasta 3628'.

5.3.3.18.- Yacimiento U1 MFB 72

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 22.593 MMBN, un espesor promedio de arena de 33.26' y su factor de recobro actual de 1.80, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta 24 pozos verticales, completados.

5.3.3.18.1.- Pozo MFB 60

Se inició su perforación en Julio del 81. Fue completado originalmente en la arena U1 (3928-3944'), en Noviembre del 81. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 115 BNPD, 11 °API y 0.8% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Mayo del 89 donde mostró una tasa de 1 BNPD, 28.6% de AyS y un acumulado de 16371 BN de petróleo y 901 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A1, es decir, abandonado por razones económicas. En Agosto del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R2 (3630-3650'), donde produjo hasta Diciembre del 91 mostrando una tasa de 30 BNPD, 53.7% de AyS y un acumulado de 7560 BN de petróleo y 2630 BN de agua. Se abandonó este nivel por presentar alto corte de agua. En Octubre del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena LU1,L (3328-3250'), donde se encuentra activo actualmente.

5.3.3.18.2.- Pozo MFB 64

Se inició su perforación en Agosto del 81. Fue completado originalmente en la arena U1 (4054-4068'), en Noviembre del 81. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 180 BNPD, 10.6 °API y 3% de AyS. Se mantuvo

activo en este nivel hasta Mayo del 96 mostrando una tasa de 7 BNPD, 7°API, 76.7% de AyS y un acumulado de 151481 BN de petróleo y 181554 BN de agua. No obstante, continúa reportando producción en Centinela hasta Enero del 99, acumulando 154849 BN de petróleo, 35790 MPCN de gas y 193540 BN agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es AD, es decir, abandonado. En Junio del 96 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R2 (3780-3800'). Su última producción en Enero del 99 reportó una tasa de 1 BNPD, 11 °API, 55.8% de AyS y un acumulado de 425 BN de petróleo y 500 BN de agua. Actualmente el pozo se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

Se recomienda realizar una reasignación de producción del yacimiento U1 MFB 72 al yacimiento R2 YS 753. De esta manera se tiene que el pozo acumuló hasta Mayo del 96, 151481 BN de petróleo, 31829 MPCN de gas y 181554 BN de agua en la arena U1 y su producción acumulada en la arena R2, para Enero del 99, es de 37894 BN de petróleo, 4662 MPCN de gas y 12486 BN de agua.

5.3.3.18.3.- Pozo MFB 71

Se inició su perforación en Agosto del 81. Fue completado originalmente en la arena U1 en los intervalos (4004-4012') y (4016-4020'), en Octubre del 81. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 100 BNPD, 11 °API y 1.5% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Febrero del 85 mostrando una tasa de 116 BNPD, 12% de AyS y un acumulado de 7203 BN de petróleo y 739 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A1, es decir, abandonado por razones económicas. En Diciembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R2 en los intervalos (3708-3716') y (3724-3740'). Está activo actualmente.

5.3.3.18.4.- Pozo MFB 72

Se inició su perforación en Agosto del 81. Fue completado originalmente en la arena U1 (4106-4116'), en Octubre del 81. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 190 BNPD, 10 °API y 0.2% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Marzo del 94 mostrando una tasa de 56 BNPD, 66.6% de AyS y un acumulado de 167515 BN de petróleo y 127966 BN de agua. El pozo se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Julio del 97 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena I4,5 (3224-3234'), donde produjo hasta Marzo del 06 mostrando una tasa de 14 BNPD, 11 °API, 15.4% de AyS y un acumulado de 149059 BN de petróleo y 5076 BN de agua. La prueba de producción en Mayo del 08 mostró una tasa de 208 BNPD, 22 °API y 2% de AyS. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Septiembre del 05. Se encuentra categoría 2 y su estado es AM, es decir, espera reparaciones menores de subsuelo.

Se recomienda realizar servicio completo y reactivar el pozo.

5.3.3.18.5.- Pozo MFB 89

Se inició su perforación en Octubre del 81. Fue completado originalmente en la arena U1 (4106-4116'), en Octubre del 81. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 150 BNPD, 10 °API y 0.8% de AyS. En Julio del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U1, en los intervalos (3668-3670'), (3930-3936') y (3952-3964'). Se mantuvo activo en este nivel hasta Julio del 00 donde mostró una tasa de 24 BNPD, 14 °API, 36.6% de AyS y un acumulado de 172230 BN de petróleo y 26474 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es RC, es decir, recompleta en otro yacimiento.

En Julio del 00 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena R4L (3684-3724'). Posteriormente, en Agosto del 03 se realizó el reacondicionamiento permanente N°3, recañoneando las perforaciones existentes. Su última producción en Enero del 06 reportó una tasa de 36 BNPD, 7 °API, 60.1% de AyS y un acumulado de 103218 BN de petróleo y 242982 BN de agua. La última prueba de producción en Mayo del 05 mostró una tasa de 28 BNPD, 7 °API y 88.8% de AyS. El origen del agua producida se debe a problemas de conificación, según el diagnóstico proporcionado por las curvas de Chan. Actualmente el pozo está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Diciembre del 05. Se encuentra categoría 5 y su estado es AA, es decir, espera abandono.

No existen otros prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos que puedan ser explotados comercialmente. Por ende, se recomienda abandonar este nivel y completarlo como inyector de agua de disposición en la arena F4,5,6 en el intervalo (2810-2840').

5.3.3.18.6.- Pozo MFB 93

Se inició su perforación en Noviembre del 91. Fue completado originalmente en la arena U1 (4000-4014'), en Diciembre del 81. La prueba oficial de completación en Junio de 84 reportó una tasa de 150 BNPD, 11 °API y 1% de AyS. No tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. En Noviembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena L1U,L (3282-3318'). Se mantuvo activo en este nivel hasta Mayo del 07 donde mostró una tasa de 17 BNPD, 1 °API, 95.8% de AyS y un acumulado de 384927 BN de petróleo y 613251 BN de agua. Se observa en el histórico de producción que durante los últimos años el pozo presentó baja entrada de fluidos y alto corte de agua. La última prueba de producción en Enero del 05 reportó una tasa de 68 BNPD, 8.8

°API y 77% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de comunicación mecánica. Sin embargo, el pozo tiene buena cementación, según su registro de cemento. Por otro lado, todos los pozos vecinos: MFB 60, MFB 63, MFB 109, MFB 134, MFB 139, MFB 151, MFB 162, MFB 172 y MFB 206 presentan un corte de agua mayor al 60%.

Debido a que no hay otros prospectos con acumulaciones de hidrocarburos en la columna litológica del pozo, que puedan ser explotados, se recomienda abandonar este nivel y completarlo como inyector de agua de disposición en la arena B3,4 en el intervalo (2520-2550’).

5.3.3.18.7.- Pozo MFB 109

Pozo estudiado en el yacimiento N1 MFB 206.

5.3.3.18.8.- Pozo MFB 134

Se inició su perforación en Julio del 82. Fue completado originalmente en la arena J3 (3288-3388’), en Agosto del 82. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 300 BNPD, 14.7 °API y 0.6% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Junio del 84 donde mostró una tasa de 1 BNPD, 3.8% de AyS y un acumulado de 25 BN de petróleo y 1 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar una elevada RGP de 35120 PCN/BN. En enero del 85 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U1 (4024-4044’), donde produjo hasta Abril del 95 mostrando una tasa de 20 BNPD, 20 °API, 59.6% de AyS y un acumulado de 127147 BN de petróleo y 26654 BN de agua. Sin embargo, el pozo continúa reportando producción hasta Julio del 96 con una tasa de 479 BNPD y un acumulado de 169054 BN de petróleo y 28674 BN de agua, según Centinela. Está

categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Mayo del 95 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena R4L (3820-3840'). Estuvo activo en este horizonte hasta Mayo del 04 mostrando una tasa de 16 BNPD, 4 °API, 76.9% de AyS y un acumulado de 93011 BN de petróleo y 56339 BN de agua. En Mayo del 04 se realizó el reacondicionamiento permanente N° 3 en la arena L1U,L (3368-3396'). Actualmente está activo en este horizonte.

Se recomienda realizar una reasignación de producción de la arena U1 a la R4L. De esta manera se tiene que el pozo acumuló en la arena U1 127147 BN de petróleo, 16977 MPCN de gas y 26654 BN de agua, hasta Abril del 95 y en la R4L su producción acumulada hasta Mayo del 05 es de 134918 BN de petróleo, 46952 MPCN de gas y 58359 BN de agua.

5.3.3.18.9.- Pozo MFB 139

Se inició su perforación en Agosto del 82. Fue completado originalmente en la arena L1U,L (3284-3304'), en Septiembre del 82. La prueba oficial de completación en Febrero del 82 reportó una tasa de 290 BNPD, 11 °API y 0.1 % de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Noviembre del 92 donde mostró una tasa de 86 BNPD, 14.8% de AyS y un acumulado de 254633 BN de petróleo y 13178 BN de agua. Se abandonó esta arena por presentar un corte de agua de 97%. En Julio del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U1 (3982-4040'), donde produjo hasta Diciembre del 02 mostrando una tasa de 7 BNPD, 12 °API, 56.9% de AyS y un acumulado de 169501 BN de petróleo y 91960 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en este nivel y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Mayo del 04 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena R4L (3750-3800'). Actualmente está activo en este nivel.

5.3.3.18.10.- Pozo MFB 140

Pozo estudiado en el yacimiento R0 MFB 66.

5.3.3.18.11.- Pozo MFB 143

Se inició su perforación en Agosto del 82. Fue completado originalmente en la arena U1 (4115-4127'), en Octubre del 82. La prueba oficial de completación en Marzo del 84 reportó una tasa de 263 BNPD, 12.5 °API y 5% de AyS. En Diciembre del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U1 (4115-4127'). Se mantuvo activo en este nivel hasta Enero del 99 mostrando 1 BNPD, 11 °API y un acumulado de 180367 BN de petróleo y 60728 BN de agua. Las curvas de Chan no se ajustan al comportamiento de producción del pozo. Por ende, no dan un diagnóstico sobre el origen del agua producida. Actualmente está inactivo. Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparación mayor de subsuelo.

Todos los pozos vecinos en este yacimiento se abandonaron por presentar alto corte de agua. Se recomienda abandonar este nivel y completar el pozo en el yacimiento I4,5 MFB 37, en el intervalo (3210-3220'). Este yacimiento tiene tres pozos completados, entre ellos: el MFB 37, MFB 151 y MFB 72, los cuales presentan tasas de producción cercanas a los 120 BNPD y bajo corte de agua.

5.3.3.18.12.- Pozo MFB 145

Pozo estudiado en el yacimiento R0 MFB 66.

5.3.3.18.13.- Pozo MFB 146

Se inició su perforación en Octubre del 82. Fue completado originalmente en la arena U1 (4102-4114'), en Noviembre del 82. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 300 BNPD, 12.1 °API y 40% de AyS. En Agosto del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U1 en los intervalos (4052-4072') y (4076-4096'). Se mantuvo activo en este nivel hasta Abril del 08 donde mostró una tasa de 86 BNPD, 21 °API, 22.2% de AyS y un acumulado de 485105 BN de petróleo y 456586 BN de agua. La última prueba de producción en Septiembre del 08 reportó una tasa de 6 BNPD, 11.1 °API y 73% de AyS. Las curvas de Chan no cotejan el comportamiento de producción del pozo. Por ende, no ofrecen un diagnóstico sobre el origen del agua producida. Actualmente el pozo está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Agosto del 98. Se encuentra categoría 2 y su estado es AM, es decir, esperando reparaciones menores.

Todos los pozos vecinos en el yacimiento presentan alto corte de agua y están abandonados en este horizonte. Se recomienda abandonar este nivel y realizar un reacondicionamiento permanente en el yacimiento I4,5 MFB 37, en el intervalo (3170-3180').

5.3.3.18.14.- Pozo MFB 147

Pozo estudiado en el yacimiento R4U MFB 137.

5.3.3.18.15.- Pozo MFB 149

Se inició su perforación en Noviembre del 82. Fue completado originalmente en la arena U1 (4116-4128'), en Diciembre del 82. La prueba oficial de completación reportó una tasa de 76 BNPD, 10.8 °API y 2.2% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Febrero del 93 donde mostró una tasa de 40 BNPD, 68.6% de AyS y un acumulado de 111647 BN de petróleo y 123316 BN de agua. En Enero del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R2 (3830-3848'), donde se encuentra activo actualmente.

5.3.3.18.16.- Pozo MFB 151

Se inició su perforación en Noviembre del 82. Fue completado originalmente en la arena U1, en los intervalos (3994-4006') y (4014-4028'), en Diciembre del 82. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 200 BNPD, 10.5 °API y 0.6% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Mayo del 92 donde mostró una tasa de 24 BNPD, 76.7% de AyS y un acumulado de 123873 BN de petróleo y 131685 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Septiembre del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena L1U,L (3278-3302'), donde produjo hasta Octubre del 94 mostrando una tasa de 3 BNPD, 59.7% de AyS y un acumulado de 33920 BN de petróleo y 23014 BN de agua. En Octubre del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena I4,5 (3122-3134'). Su última producción fiscalizada en Enero del 04 mostró una tasa de 28 BNPD, 11 °API, 39.1% de AyS y un acumulado de 121726 BN de petróleo y 61725 BN de agua. La última prueba de producción en Septiembre del 02 reportó una tasa de 44 BNPD, 13.2 °API y 20% de AyS.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.3.18.17.- Pozo MFB 166

Se inició su perforación en Febrero del 83. Fue completado originalmente en la arena U2 (4074-4100'), en Abril del 83. La prueba oficial de completación en Febrero del 84 reportó una tasa de 280 BNPD, 11.5 °API y 22.5% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Agosto del 91 donde mostró una tasa de 88 BNPD, 39.9% de AyS y un acumulado de 167487 BN de petróleo y 210921 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Agosto del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U1 en los intervalos (4022-4036'), (3994-4004') y (3966-3986'), donde produjo hasta Noviembre del 95 mostrando una tasa de 16 BNPD, 20.3% de AyS y un acumulado de 72045 BN de petróleo y 66278 BN de agua. En Noviembre del 95 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena R4L yacimiento MFB 204, en el intervalo (3769-3792'). Su última producción fiscalizada en Agosto del 07 reportó una tasa de 21 BNPD, 14 °API, 12.4% de AyS y un acumulado de 138928 BN de petróleo y 37532 BN de agua. La última prueba de producción en Enero del 04 mostró una tasa de 19 BNPD, 10.8 °API y 14% de AyS. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Junio del 02. Se encuentra categoría 3 y su estado es AS, es decir, espera reparaciones menores de subsuelo.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.3.18.18.- Pozo MFB 169

Se inició su perforación en Enero del 92. Fue completado originalmente en la arena U1 (4120-4136'), en Abril del 83. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 250 BNPD, 11.3 °API y 6% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Julio del 91 mostrando una tasa de 15 BNPD, 15 °API, 73.3% de AyS y un acumulado de 94119 BN de petróleo y 105477 BN de agua. No obstante, continúa reportando producción hasta Diciembre del 94, según Centinela. Siendo su acumulado 94687 BN de petróleo y 107065 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Enero del 92, se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R4L (3886-3910'). Su última producción fiscalizada en Julio del 08 mostró una tasa de 1 BNPD, 8 °API, 3.1% de AyS y un acumulado de 346043 BN de petróleo y 68213 BN de agua. La última prueba de producción en Septiembre del 02 reportó una tasa de 101 BNPD, 15.1 °API y 1.8% de AyS. Actualmente el pozo está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Abril del 03. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Se recomienda reactivar el pozo. Además se debe realizar una reasignación de producción del yacimiento U1 MFB 72 al R4L MFB 137. De esta manera se tiene que el pozo acumuló hasta Julio del 91 un total de 94119 BN de petróleo, 34928 MPCN de gas y 105477 BN de agua, en la arena U1 y su producción acumulada hasta Julio del 08 es de 346611 BN de petróleo, 93633 MPCN de gas y 69801 BN de agua, en la arena R4L.

5.3.3.18.19.- Pozo MFB 170

Se inició su perforación en Febrero del 83. Fue completado originalmente en la arena U1 (4027-4051'), en Abril del 83. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 300 BNPD, 12.9 °API y 16% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Diciembre del 90 mostrando una tasa de 1 BNPD, 95.7% de AyS y un acumulado de 80880 BN de petróleo y 279781 BN de agua. El pozo se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado actual es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Noviembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R2 (3712-3734'). Actualmente se encuentra activo en este horizonte.

5.3.3.18.20.- Pozo MFB 172

Se inició su perforación en Febrero del 83. Fue completado originalmente en la arena U1 (4070-4100'), en Abril del 83. La prueba oficial de completación en Marzo del 84 reportó una tasa de 200 BNPD, 11 °API y 0.1% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Octubre del 92 mostrando una tasa de 44 BNPD, 55.8% de AyS y un acumulado de 189883 BN de petróleo y 95430 BN de agua. El pozo se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Junio del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena L1U,L (3352-3372'). Su última producción fiscalizada en Julio del 07 mostró una tasa de 12 BNPD, 13 °API, 88% de AyS y un acumulado de 257356 BN de petróleo y 145726 BN de agua. La última prueba de producción en Julio del 04 reportó una tasa de 11 BNPD, 9.9 °API y 87.8% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de comunicación mecánica. Todos los pozos presentes en el yacimiento muestran alto corte de agua y bajas tasas de petróleo por lo que se recomienda abandonar este nivel y completar el pozo en otro horizonte.

Por otro lado, se tiene que el pozo fluye en la estación BARED-01 y su producción es contabilizada por la Unidad de Explotación Pesado del Distrito Sur San Tomé y no por las estaciones de flujo que conforman el Distrito Múcura, en vista de ello el pozo MFB 172 queda fuera de este estudio.

5.3.3.18.21.- Pozo MFB 174

Se inició su perforación en Marzo del 83. Fue completado originalmente en la arena U1, en los intervalos (4081-4091') y (4096-4104'), en Abril del 83. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 200 BNPD, 11 °API y 5% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Octubre del 94 mostrando una tasa de 6 BNPD, 29.6% de AyS y un acumulado de 129964 BN de petróleo y 62236 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A1, es decir, abandonado por razones económicas. En Octubre del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R4L (3856-3876'). Actualmente se encuentra activo en este horizonte.

5.3.3.18.22.- Pozo MFB 201

Pozo estudiado en el yacimiento N1 MFB 206.

5.3.3.18.23.- Pozo MFB 209

Se inició su perforación en Enero del 84. Fue completado originalmente en la arena U1 (3960-3976'), en Febrero del 84. La prueba oficial de completación en Agosto del 84 reportó una tasa de 250 BNPD, 11 °API y 10% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Junio del 91 donde mostró una tasa de 4 BNPD, 86.6% de

AyS y un acumulado de 145912 BN de petróleo y 141237 BN de agua. En Septiembre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R2 (3626-3646'). Se encuentra activo en este horizonte.

5.3.3.18.24.- Pozo MFB 211

Se inició su perforación en Enero del 84. Fue completado originalmente en la arena U1 (3980-4000'), en Febrero del 84. La prueba oficial de completación en Marzo del 84 reportó una tasa de 200 BNPD, 11 °API y 0.1% de AyS. En Junio del 85 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U1 (3980-4000'). Se mantuvo activo en este nivel hasta Febrero del 94 mostrando una tasa de 32 BNPD, 53.5% de AyS y un acumulado de 283622 BN de petróleo y 214797 BN de agua. En Mayo del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena R2 (3654-3684'). Actualmente se encuentra activo en este horizonte.

5.3.3.19.- Yacimiento U1 MFB 129

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 751 MBN, un espesor promedio de arena de 31.46' y su factor de recobro actual de 0.70, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.19.1.- Pozo MFB 129

Se inició su perforación en Junio del 82. Fue completado originalmente en la arena U1 (3383-3395'), en Agosto del 82. No presenta información de su prueba oficial de completación en Centinela ni en los archivos de pozos. Se mantuvo activo en este nivel hasta Septiembre del 97 mostrando una tasa de 10 BNPD, 56.9% de AyS

y un acumulado de 5567 BN de petróleo y 41719 BN de agua. No obstante, continúa reportando producción en Centinela hasta Diciembre del 98, a una tasa de 32 BNPD, 6.7% de AyS y un acumulado de 36956 BN de petróleo y 48630 BN de agua. Se abandonó este nivel por razones económicas, el pozo presentó 96.3% de AyS en su última prueba de producción. En Octubre del 97 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S5,T (3328-3337'). Dicha completación no aparece registrada en Centinela. Por el contrario, la producción en este nuevo horizonte fue cargada al yacimiento U1 MFB 129 en vez de al yacimiento S5,T MFB 128. Actualmente el pozo está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Octubre del 97. Se encuentra categoría 3 y su estado es ES, es decir, espera reparación de superficie.

Se recomienda reactivar el pozo. Además se debe realizar una reasignación de producción del yacimiento U1 MFB 129 al S5,T MFB 128. De esta manera se tiene que el pozo acumuló hasta Septiembre del 97 un total de 5567 BN de petróleo, 797 MPCN de gas y 41719 BN de agua en la arena U1 y su producción acumulada hasta Diciembre del 98 es de 31389 BN de petróleo, 1547 MPCN de gas y 6911 BN de agua en la arena S5,T.

5.3.3.20.- Yacimiento U1,2 MFB 50

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 13.689 MMBN, un espesor promedio de arena de 45.43' y su factor de recobro actual de 1.40, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta cuatro pozos, completados.

5.3.3.20.1.- Pozo MFB 50

Se inició su perforación en Diciembre del 80. Fue completado originalmente como un pozo direccional en la arena U1,2 (3666-3676'), en Enero del 81. En Octubre del 81 se abandonó este nivel y se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 (3496-3520'). La prueba oficial de completación en Octubre del 85 reportó una tasa de 299 BNPD, 12.4 °API y 0.5% de AyS. En Febrero del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena S1,2 (3491-3525'). En Marzo del 95 se realizó el reacondicionamiento permanente N°3 perforando el lente S1 de la arena S1,2, usando la técnica de perforación horizontal por medio de reentrada. Se mantuvo activo en este horizonte hasta enero del 00 mostrando 31 BNPD, 12 °API, 86.8% de AyS y un acumulado de 356748 BN de petróleo y 385491 BN de agua. La última prueba de producción en Enero del 00 mostró una tasa de 37 BNPD, 10.7 °API y 61% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de canalización. Por otro lado, el pozo no presenta buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Marzo del 95. Se encuentra categoría 3 y su estado es TD, es decir, diferido temporalmente.

El pozo sólo aparece completado en Centinela en la arena U1,2 y su historia de producción ha sido registrada en dicha arena y no en el yacimiento S1,2 MFB 50. Se recomienda realizar una reasignación de producción del yacimiento U1,2 MFB 50 al S1,2 MFB 50, el cual no presenta reservas desarrolladas según el libro de reservas 2007. De esta manera se tiene que la producción en la arena U1 es de 0 BN y su acumulado en la arena S1,2 hasta Enero del 00 es de 356748 BN de petróleo, 16799 MPCN de gas y 385491 BN de agua.

Adicionalmente, se propone este pozo para abandono debido a que no presenta otros prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos que puedan ser explotados económicamente.

5.3.3.20.2.- Pozo MFB 304

Se inició su perforación en Diciembre del 85. Fue completado originalmente en la arena U1,2 (3571-3620'), en Diciembre del 85. La prueba oficial de completación en Febrero del 87 reportó una tasa de 202 BNPD, 10 °API y 0.1% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Agosto del 91 mostrando una tasa de 54 BNPD, 65.9% de AyS y un acumulado de 111117 BN de petróleo y 173708 BN de agua. Sin embargo, continúa reportando producción en Centinela hasta Agosto del 07, con una producción acumulada de 512452 BN de petróleo y 641176 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En septiembre del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena S1,2 (3412-3432'). No obstante, esta completación no está registrada en Centinela. Al igual que el pozo MFB 50, el pozo MFB 304 sólo aparece completado en la arena U1,2 y su historia de producción ha sido registrada en dicha arena. El pozo estuvo activo en este horizonte hasta Agosto del 07 reportando 100% de AyS. La última prueba de producción en Enero del 04 mostró una tasa de 235 BNPD, 18.4 °API y 50% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de canalización. Además, el pozo no presenta buena cementación, según su registro de cemento. Actualmente está inactivo quedando completado con tubería de producción desde Mayo del 01. Se encuentra categoría 3 y su estado es AS, es decir, espera reparaciones menores de subsuelo.

Debido a que no existen otros prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos de interés comercial, se recomienda abandonar el pozo.

Adicionalmente, se debe realizar una reasignación de producción del yacimiento U1,2 MFB 50 al yacimiento S1,2 MFB 50. De esta manera se tiene que el pozo ha acumulado hasta Agosto del 91 un total de 111117 BN de petróleo, 35009 MPCN de gas y 173708 BN de agua en la arena U1 y su producción acumulada hasta Agosto del 07 es de 401335 BN de petróleo, 21904 MPCN de gas y 467468 BN de agua en la arena S1,2.

5.3.3.20.3.- Pozo MFB 592

Se inició su perforación en Diciembre del 00. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena U1,2 (4060-5005'), en Febrero del 01. La prueba oficial de completación en Marzo del 02 reportó una tasa de 390 BNPD, 9.7 °API y 20% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Octubre del 02 mostrando una tasa de 23 BNPD, 5 °API, 97% de AyS y un acumulado de 90068 BN de petróleo y 182272 BN de agua. La última prueba de producción en Agosto del 02 mostró una tasa de 23 BNPD, 9.4 °API y 97% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de comunicación mecánica. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Diciembre del 06. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Debido a que no existen otros prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos de interés comercial que puedan ser explotados, se recomienda abandonar el pozo.

5.3.3.20.4.- Pozo MFB 595

Se inició su perforación en Diciembre del 00. Fue completado originalmente como un pozo horizontal en la arena U1,2 (4130-5673'), en Marzo del 01. La prueba

oficial de completación en Marzo del 02 reportó una tasa de 493 BNPD, 9.4 °API y 20% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Octubre del 02 mostrando una tasa de 16 BNPD, 6 °API, 96.9% de AyS y un acumulado de 84046 BN de petróleo y 123119 BN de agua. La última prueba de producción en Agosto del 02 mostró una tasa de 16 BNPD, 9.1 °API y 97% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de comunicación mecánica. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería punta libre desde Diciembre del 06. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

En vista de que la columna litológica atravesada por el pozo no presenta prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos que puedan ser explotados comercialmente, se recomienda abandonar la arena U1 y completarlo como inyector de agua de disposición en la arena I2,4, en el intervalo (2600-2640’).

5.3.3.21.- Yacimiento U2 MFB 14

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 8.828 MMBN, un espesor promedio de arena de 40’ y su factor de recobro actual de cero “0”, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.21.1.- Pozo MFB 14

Se inició su perforación en Abril del 80. Fue completado originalmente en la arena U2 (3274-3288’), en Mayo del 80. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 268 BNPD, 11.2 °API y 70% de AyS. No presenta información de producción en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Agosto del 97.

Se encuentra categoría 3 y su estado es AR, es decir, espera reparación mayor de subsuelo.

Se recomienda abandonar este horizonte y realizar un reacondicionamiento permanente en el yacimiento TL MFB 15, en el intervalo (3170-3200'). Cabe destacar que este yacimiento presenta más de 20 pozos activos, los cuales muestran altas tasas de petróleo y bajo corte de agua.

5.3.3.22.- Yacimiento U2 MFB 17

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 861 MBN, un espesor promedio de arena de 20.03' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta un pozo vertical, completado.

5.3.3.22.1.- Pozo MFB 17

Se inició su perforación en Abril del 80. Fue completado originalmente en la arena R4L (2912-2924'), en Junio del 80. La prueba oficial de completación en Noviembre del 81 reportó una tasa de 87 BNPD, 10.1 °API y 98% de AyS. Se abandonó este nivel por presentar alto corte de agua. En Noviembre del 81 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U2 (3221-3231'). La prueba oficial de completación mostró una tasa de 100 BNPD, 10.1 °API y 60% de AyS. El pozo no tiene información de producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Octubre del 97. Se encuentra categoría 3 y su estado es EO, es decir, cerrado por otras causas mayores.

Se recomienda abandonar este nivel y realizar un reacondicionamiento permanente en el yacimiento R4U,L MFB 17, en el intervalo (2905-2925'). Este yacimiento no presenta pozos completados y sus reservas remanentes se estiman en 562 MBN.

5.3.3.23.- Yacimiento U2 MFB 65

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 7.379 MMBN, un espesor promedio de arena de 34' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Presenta dos pozos verticales, completados.

5.3.3.23.1.- Pozo MFB 43

Se inició su perforación en Octubre del 80. Fue completado originalmente en la arena U3 (4220-4230'), en Noviembre del 80. La prueba oficial de completación en Febrero del 82 reportó una tasa de 134 BNPD, 9.9 °API y 6% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Diciembre del 83 mostrando una tasa de 1 BNPD, 88.2% de AyS y un acumulado de 49110 BN de petróleo y 59090 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Abril del 84 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U2 (4063-4075'), donde produjo hasta Julio del 90 a una tasa de 15 BNPD, 76% de AyS y un acumulado de 13659 BN de petróleo y 24651 BN de agua. Se abandonó este nivel por presentar alta RAP. En Octubre del 91 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena U1S en los intervalos (4040-4045') y (4012-4028'). En Enero del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°3 en la arena U1, en los intervalos (4040-4045') y (4012-4028'). El pozo estuvo activo en este horizonte hasta Junio del 96 donde mostró una tasa de 4 BNPD, 63.7% de AyS y un acumulado de 51690 BN de petróleo y 39160 BN de agua. Se encuentra categoría 9 en este nivel y su estado es

A3, es decir, abandonado por alta RAP. En Junio del 96, se realizó el reacondicionamiento permanente N°4 en la arena TL (3980-3992'). Su última producción en Mayo del 97 reportó una tasa de 2 BNPD y un acumulado de 3733 BN de petróleo y 3886 BN de agua. Actualmente se encuentra categoría 9 y su estado es AD, es decir, abandonado.

5.3.3.23.2.- Pozo MFB 65

Se inició su perforación en Agosto del 81. Fue completado originalmente en la arena U2 (4130-4138'), en Septiembre del 81. La prueba oficial de completación en Enero del 84 reportó una tasa de 107 BNPD, 9.8 °API y 50% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Octubre del 84 donde mostró una tasa de 9 BNPD, 43% de AyS y un acumulado de 265 BN de petróleo y 200 BN de agua. Se abandonó este nivel por presentar baja entrada de fluidos. En Mayo del 90 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en el yacimiento TL MFB 43, en el intervalo (4078-4090'), donde produjo hasta Diciembre del 02 mostrando una tasa de 7 BNPD, 5 °API, 36.8% de AyS y un acumulado de 113654 BN de petróleo y 74218 BN de agua. La última prueba de producción en Octubre del 02 mostró una tasa de 43 BNPD, 15.1 °API y 33.9% de AyS. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Febrero del 02. Se encuentra categoría 2 y su estado es AE, es decir, espera reparación de equipo de superficie.

Se recomienda realizar servicio completo y reacondicionar el pozo, recañoneando las perforaciones existentes.

5.3.3.24.- Yacimiento U2 MFB 107

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 5.080 MMBN, un espesor promedio de arena de 28' y su factor de recobro actual de 0.80, según el libro oficial de reservas 2007. Presenta cuatro pozos, completados.

5.3.3.24.1.- Pozo MFB 107

Se inició su perforación en Mayo del 82. Fue completado originalmente en la arena U2 (4054-4074'), en Junio del 82. La prueba oficial de completación en Marzo del 84 reportó una tasa de 95 BNPD, 11 °API y 5% de AyS. En Abril del 85 se realizó un reempaque con grava en la arena U2 (4054-4074'). Se mantuvo activo en este nivel hasta Febrero del 95 donde mostró una tasa de 3 BNPD, 68.5% de AyS y un acumulado de 119673 BN de petróleo y 51567 BN de agua. En Junio del 95 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena R4L (3478-3808'), donde produjo hasta Diciembre del 02 reportando una tasa de 4 BNPD, 6 °API, 94.2% de AyS y un acumulado de 1064903 BN de petróleo y 263774 BN de agua. La última prueba de producción en Octubre del 02 mostró una tasa de 19 BNPD, 9.3 °API y 92.2% de AyS. Las curvas de Chan indican que el origen del agua producida se debe a problemas de canalización. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Marzo del 00. Se encuentra categoría 3 y su estado es WO, es decir, Work Over.

El pozo no tiene más prospectos comerciales de petróleo. Sin embargo no se debe abandonar porque presenta prospectos de gas en los horizontes J3- B3,4- A13- A.

5.3.3.24.2.- Pozo MFB 162

Se inició su perforación en Febrero del 83. Fue completado originalmente en la arena U2 (4040-4050'), en Abril del 83. La prueba oficial de completación en Mayo del 84 reportó una tasa de 62 BNPD, 11.4 °API y 7.8% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Junio del 89 donde mostró una tasa de 1 BNPD y un acumulado de 10876 BN de petróleo y 826 BN de agua. El pozo se encuentra categoría 9 en esta arena y su estado es A1, es decir, abandonado por razones económicas. En Octubre del 92 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena L1U,L (3228-3250'). Su última producción fiscalizada en Junio del 08 reportó una tasa de 38 BNPD, 9 °API, 75.2% de AyS y un acumulado de 282789 BN de petróleo y 280420 BN de agua. La última prueba de producción en Junio del 07 mostró una tasa de 36 BNPD, 9.7 °API y 75.5% de AyS. Actualmente está inactivo, quedando completado con tubería de producción desde Agosto del 06. Se encuentra categoría 3 y su estado es HW, es decir, presenta alta RAP.

Debido a que no existen otros prospectos que puedan ser explotados comercialmente, se propone abandonar el pozo.

5.3.3.24.3.- Pozo MFB 164

Se inició su perforación en Febrero del 83. Fue completado originalmente en la arena U4 (4166-4183'), en Abril del 83. La prueba oficial de completación en Abril del 84 reportó una tasa de 400 BNPD, 12 °API y 1.5% de AyS. Se mantuvo activo en este nivel hasta Noviembre del 92 donde mostró una tasa de 4 BNPD, 90.6% de AyS y un acumulado de 203214 BN de petróleo y 220607 BN de agua. Se abandonó este horizonte por presentar alto corte de agua. En Enero del 93 se realizó el reacondicionamiento permanente N°1 en la arena U2 (4056-4076'), donde produjo

hasta Octubre del 94 mostrando una tasa de 20 BNPD, 5.8% de AyS y un acumulado de 18224 BN de petróleo y 1815 BN de agua. En Octubre del 94 se realizó el reacondicionamiento permanente N°2 en la arena R2 (3698-3724'), donde se encuentra activo actualmente.

5.3.3.24.4.- Pozo MFB 166

Pozo estudiado en el yacimiento U1 MFB 72.

5.3.4.- Yacimientos sin pozos completados del campo Bare

5.3.4.1.- Yacimiento L3,4 MFB 99

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 7.298 MMBN, un espesor promedio de arena de 23' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007. Se recomienda perforar una localización horizontal cerca del pozo MFB 99, respetando su radio de drenaje para un futuro reacondicionamiento en este nivel una vez que sea abandonado en la arena TL. Las coordenadas y el potencial de producción de esta localización se muestran en las tablas N° 5.14 y 5.29, respectivamente. Las propiedades petrofísicas se muestran en la tabla N° 5.15.

5.3.4.2.- Yacimiento M1 MFB 52

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 5.187 MMBN, un espesor promedio de arena de 26' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomienda perforar localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que el pozo MFB 423 (interpretado en este nivel) detectó un CAPO a una profundidad de -2157'. No obstante, se propone completar el pozo MFB 52 en el intervalo M1 (2640-2660'), donde presenta buenas características electrostratigráficas, según información de su registro de inducción.

5.3.4.3.- Yacimiento M2,3 MFB 202

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 5.846 MMBN, un espesor promedio de arena de 25' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

Se propone la perforación de un pozo horizontal en este yacimiento, cerca del pozo MFB 288. Sus propiedades petrofísicas se encuentran descritas en la tabla N° 5.15. Las coordenadas y el potencial inicial de esta nueva localización, se muestran en las tablas N° 5.14 y 5.29, respectivamente. Se recomienda respetar el área de drenaje del pozo MFB 288 para un posible reacondicionamiento permanente en este nivel una vez abandonado en el yacimiento S1,2 MFB 5.

Por otro lado, se deja abierta la posibilidad de completar el pozo MFB 579 en el intervalo M2,3 (2920-2935'), una vez que sea abandonado en el yacimiento U1,2 MFB 21 donde no presenta información de producción registrada en Centinela ni en OFM.

5.3.4.4.- Yacimiento M4 MFB 14

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 8.453 MMBN, un espesor promedio de arena de 36' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomiendan localizaciones en este yacimiento, ya que el pozo MFB 423 (interpretado en este nivel) detectó un CAPO a una profundidad de -2144'. Perforar un pozo en este horizonte resultaría antieconómico. Sin embargo, se deja abierta la posibilidad de completar el pozo MFB 14 una vez que sea abandonado en la arena TL yacimiento MFB 15, donde se recomienda realizar un reacondicionamiento permanente desde el yacimiento U2 MFB 14.

5.3.4.5.- Yacimiento M4 MFB 15

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 21.846 MMBN, un espesor promedio de arena de 24' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomiendan localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que los pozos: MFB 90, MFB 91, MFB 304, MFB 315 y MFB 440 (interpretados en este nivel), determinaron que existe un CAPO a una profundidad de -2140'. Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico.

5.3.4.6.- Yacimiento M4 MFB 51

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 8.621 MMBN, un espesor promedio de arena de 34' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomiendan localizaciones horizontales en este yacimiento, debido a que este horizonte muestra alta saturación de agua, lo cual se evidencia con la información de los pozos interpretados en los yacimientos vecinos: M4 MFB 14, M4 MFB 15, M4 MFB 102 y M4 MFB 205. No obstante, se deja abierta la posibilidad de completar el pozo MFB 51 en este nivel, donde presenta buenas características electrostratigráficas, una vez que sea abandonado en la arena N1, donde se recomienda reactivarlo.

5.3.4.7.- Yacimiento M4 MFB 52

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 8.730 MMBN, un espesor promedio de arena de 35' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomiendan localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que el pozo MFB 423 (ubicado cerca de los límites del yacimiento) detectó un CAPO a una profundidad de -2144'. Completar un pozo en este nivel resultaría antieconómico.

5.3.4.8.- Yacimiento M4 MFB 205

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 6.074 MMBN, un espesor promedio de arena de 24' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomiendan localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que los pozos: MFB 175, MFB 309 y MFB 364 (interpretados en este nivel) detectaron un CAPO a una profundidad de -2075'. Perforar un pozo en este horizonte resultaría antieconómico.

No obstante, se propone abandonar el pozo MFB 450 en el yacimiento R3 MFB 205, donde mostró en Noviembre del 07 una tasa de 20 BNPD y 80% de AyS, y completarlo en este yacimiento en el intervalo M4 (2650-2665'), donde presenta buenas características electrostratigráficas. Adicionalmente, se recomienda abandonar el pozo MFB 394 en el yacimiento U1,3 MFB 53, donde está inactivo desde Mayo del 08, mostrando una tasa de 97 BNPD y 71% de AyS. Se propone completarlo en el intervalo M4 (2630-2640'), donde presenta buenas características electrostratigráficas.

5.3.4.9.- Yacimiento R3 MFB 91

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 13.689 MMBN, un espesor promedio de arena de 35' y su factor de recobro actual de 0.60, según el libro oficial de reservas 2007.

Este yacimiento fue eliminado para crear por revisión el yacimiento R3 MFB 205. Esto se evidencia al observar que en el mapa de la arena R3, el pozo MFB 91 (el

cual le da el nombre al yacimiento) aparece interpretado en el mapa oficial del yacimiento R3 MFB 205. Se recomienda actualizar esta información en el Libro oficial de reservas 2007.

5.3.4.10.- Yacimiento R3 MFB 104

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 19.110 MMBN, un espesor promedio de arena de 39' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomienda proponer localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que los pozos MFB 133 y MFB 405 (interpretados en este nivel) detectaron un CAPO a una profundidad de -2658'. Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico.

5.3.4.11.- Yacimiento S1,2 MFB 50

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 7.884 MMBN, un espesor promedio de arena de 45' y su factor de recobro actual de cero "0". No presenta pozos completados, según el libro oficial de reservas 2007. Sin embargo, se determinó que el yacimiento presenta dos pozos completados, ellos son: el MFB 50 y el MFB 304. La producción de ambos ha sido registrada al yacimiento U1,2 MFB 50, por lo que se recomienda realizar una reasignación de producción del yacimiento U1,2 MFB 50 al S1,2 MFB 5. Esta información se presenta de manera detallada en el estudio del yacimiento U1,2 MFB 50.

5.3.4.12.- Yacimiento TL MFB 54

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 11.275 MMBN, un espesor promedio de arena de 16' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

Fue eliminado para crear por revisión el yacimiento TL MFB 15. Esto se evidencia al observar que el pozo MFB 54 (el cual le da el nombre al yacimiento) aparece interpretado en el mapa oficial del yacimiento TL MFB 15. Se recomienda actualizar esta información en el libro oficial de reservas 2007.

5.3.4.13.- Yacimiento U1 MFB 51

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 11.004 MMBN, un espesor promedio de arena de 35' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

En este yacimiento no se recomiendan localizaciones horizontales, ya que el pozo MFB 426 (interpretado en este nivel) detectó un CAPO a una profundidad de - 2620', cercano al tope la arena U1. Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico.

5.3.4.14.- Yacimiento U2 MFB 16

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 8.702 MMBN, un espesor promedio de arena de 39' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomiendan localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que los pozos: MFB 16, MFB 85, MFB 123 y MFB 120 (interpretados en este nivel) detectaron un CAPO a $-2428'$. Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico.

5.3.4.15.- Yacimiento U2 MFB 31

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 8.558 MMBN, un espesor promedio de arena de $39'$ y su factor de recobro actual de 2.10, según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomiendan localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que los pozos: MFB 73, MFB 80, MFB 95, MFB 121, MFB 131 y MFB 168, (interpretados en este nivel) detectaron un CAPO a $-3496'$. Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico.

5.3.4.16.- Yacimiento U2 MFB 51

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 19.273 MMBN, un espesor promedio de arena de $57'$ y su factor de recobro actual de 0.43, según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomiendan localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que el pozo MFB 426 (interpretado en este nivel) detectó un CAPO a una profundidad de $-2711'$. Completar un pozo en este horizonte resulta antieconómico.

5.3.4.17.- Yacimiento U2,3 MFB 276

Se encuentra inactivo actualmente, tiene reservas remanentes de 5.412 MMBN, un espesor promedio de arena de 34' y su factor de recobro actual de cero "0", según el libro oficial de reservas 2007.

No se recomiendan localizaciones horizontales en este yacimiento, ya que los pozos: MFB 276 y MFB 277 (interpretados en este nivel) detectaron un CAPO a una profundidad de -3270'. Completar un pozo en este yacimiento resultaría antieconómico.

5.4.- Identificación de los problemas asociados a los pozos candidatos a reactivación

5.4.1.- Análisis de los diagnósticos de Chan

La causa principal del cierre de los pozos en yacimientos de los campos Arecuna y Bare es la elevada producción de agua. El origen de esta, en las distintas completaciones que presentan los pozos en estudio, se determinó por medio de las curvas de Chan (Apéndice D).

En los pozos del campo Arecuna los problemas más comunes son la canalización y la conificación (Fig. N° 5.8).

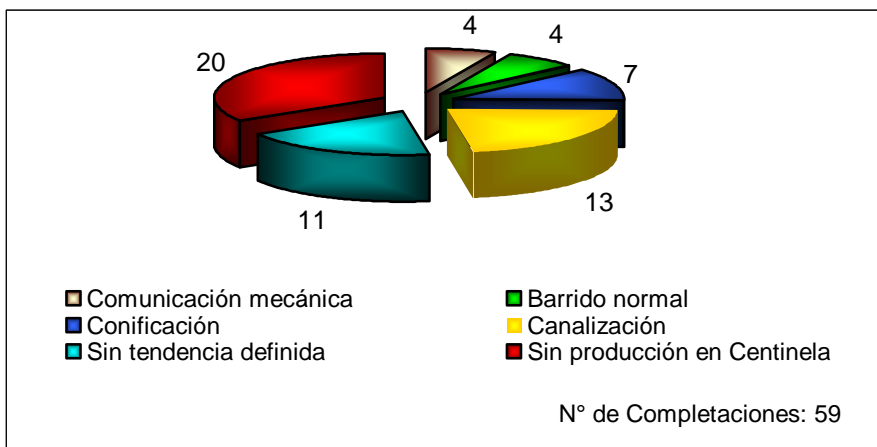


Fig. N° 5.8. Diagnósticos de Chan para los Pozos del Campo Arecuna.

En los pozos del campo Bare, la principal causa de la alta producción de agua es la canalización (Fig. N° 5.9).

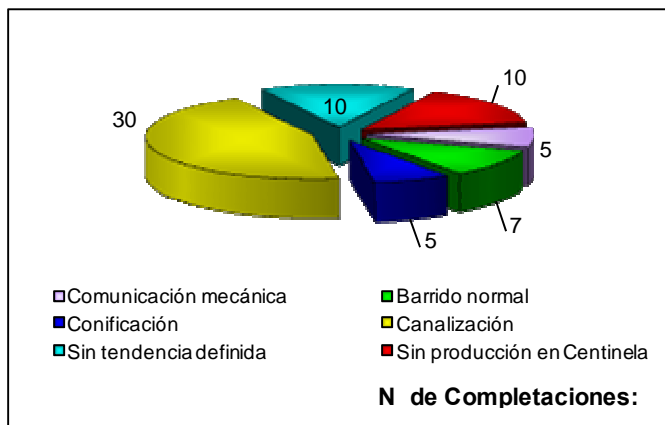


Fig. N° 5.9. Diagnósticos de Chan para los Pozos del Campo Bare.

La producción de algunos pozos no coteja el comportamiento de las curvas de Chan debido al poco tiempo de producción que éstos presentan. Además, la mayoría de las completaciones estudiadas no tienen producción registrada en Centinela ni en los archivos de pozos.

5.4.2.- Problemas asociados a los pozos candidatos a reactivación

El diagnóstico de los pozos con factibilidades de reactivación y reacondicionamientos permanentes se presentan en las siguientes tablas.

Tabla N° 5.1. Pozos Candidatos a Reactivación en el Campo Arecuna.

YACIMIENTO	POZO	CAT	EDO	DIAGNÓSTICO
I3 MFA 21	MFA 194	3	TD	Completación no registrada en Centinela. No tiene información de pruebas de producción.
N1 MFA 7	MFA 7	3	AR	Tasas de 200 BNPD y bajo corte de agua.
R0 MFA 22	MFA 22	3	AW	Tasas de 140 BNPD y corte de agua de 35%.
R2 MFA 25	MFA 25	3	AR	Sin información de producción.
R3 MFA 126	MFA 209	3	WR	Se realizó estimulación con Coiled Tubing. No se ha reactivado.
S1,2 MFA 120	MFA 124	3	AR	Tasas de 143 BNPD y corte de agua de 30%.
S5 MFA 93	MFA 93	3	TD	Tasas de 350 BNPD y corte de agua de 2%.
U1 MFA 38	MFA 38	3	AW	Tasas de 136 BNPD y corte de agua de 2%.

Tabla N° 5.2. Pozos Candidatos a Ra/Rc en el Campo Arecuna.

YACIMIENTO	POZO	CAT	EDO	DIAGNÓSTICO
I2L MFA 117	MFA 117	5	AA	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
I4,5 MFA 28	MFA 28	3	AW	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
R0 MFA 14	MFA 14	3	EC	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
R0 MFA 14	MFA 47	5	AA	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
R0 MFA 14	MFA 31	3	AW	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
R0 MFA 27	MFA 87	5	AA	Alta RGP y alto corte de agua. Posible arenamiento.
R0 MFA 27	MFA 150	3	AR	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
R0,1 HAM 2	MFA 212	3	RE	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
R1 MFA 33	MFA 130	3	AW	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
S5 MFA 91	MFA 91	3	EC	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
T MFA 36	MFA 36	3	AR	Baja entrada de fluidos y alto %de AyS. No hay presencia de CAPO, según registro inducción.
T MFA 90	MFA-90	9	SD	Sin información de producción. Se detectó relleno @ -3123'.
U1 MFA 10	MFA 10	3	AR	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
U1 MFA 92	MFA 92	3	AW	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
U2L MFA 129	MFA 129	3	AW	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.

Tabla N° 5.3. Pozos Candidatos a Cambio de Zona Productora en el Campo Arecuna.

YACIMIENTO	POZO	CAT	EDO	DIAGNÓSTICO
R0 MFA 27	MFA 149	3	AR	Baja entrada de fluidos y alto corte de agua en su última producción registrada en Centinela.
R1 MFA 3	MFA 211	3	HW	
U1 MFA 33	MFA 185	3	HW	
S1 MFA 33	MFA 162	5	EE	
S1,2 MFA 120	MFA 65	3	HW	
S1,2 MFA 120	MFA 145	3	HW	
U1 MFA 33	MFA 33	3	HW	

Tabla N° 5.4. Pozos Candidatos a Reactivación en el Campo Bare.

YACIMIENTO	POZO	CAT	EDO	DIAGNÓSTICO
I4,5 MFB 37	MFB 72	2	AM	Tasas de 208 BNPD y corte de agua de 2%.
L1U,L MFB 63	MFB 201	3	HW	Completación no registrada en Centinela. Tasas de 231 BNPD y corte de agua de 8%.
L4 MFB 38	MFB 38	3	AR	Tasas de 91 BNPD y corte de agua de 2%.
M2,3 MFB 9	MFB 9	3	WO	Tasas de 91 BNPD y corte de agua de 1%.
N2 MFB 51	MFB 51	3	EO	Tasas de 90 BNPD y corte de agua de 20%.
P1 MFB 85	MFB 85	3	TD	Sin información de producción.
R2 MFB 5	MFB 288	3	RE	Errores en el histórico de producción, la producción acumulada disminuye en Marzo del 98.
R2 MFB 160	MFB 160	3	TD	Se realizó estimulación con Coiled Tubing. No se ha reactivado.
R4L MFB 137	MFB-169	3	HW	Tasas de 100 BNPD y corte de agua de 15%.
S1,2 MFB 5	MFB 558	3	AS	Tasas de 480 BNPD y corte de agua de 16%.
S5,T MFB 129	MFB 129	3	ES	Completación no registrada en Centinela. Presenta un acumulado de 31 MBN de petróleo y una RAP de 20%.
U1,2 MFB 53	MFB 15	9	RC	Tasas de 110 BNPD y corte de agua de 1%.

Tabla N° 5.5. Pozos Candidatos a Ra/Rc en el Campo Bare.

YACIMIENTO	POZO	CAT	EDO	DIAGNÓSTICO
I4,5 MFB 37	MFB-151	3	AS	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
R0 MFB 66	MFB-145	3	AR	Buenas tasas de petróleo y bajo corte de agua. Se detectó relleno @ -3545'.
R2 YS 753	MFB-75	3	TD	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
R4L MFB 204	MFB-166	3	AS	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
R4U MFB 137	MFB-137	3	HW	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
R4U MFB 137	MFB-147	3	AS	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua. Se detectó relleno @ -3779'.
S5 MFB 52	MFB-528	3	AR	Baja entrada de fluidos. Corte de agua despreciable.
TL MFB 99	MFB-99	3	EO	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.
TL MFB 43	MFB-65	3	AR	Baja entrada de fluidos y bajo corte de agua.

Tabla N° 5.6. Pozos Candidatos a Cambio de Zona Productora en el Campo Bare.

YACIMIENTO	POZO	CAT	EDO	DIAGNÓSTICO
L1U,L MFB 63	MFB-109	3	HW	Baja entrada de fluidos (hidrocarburos) y alto corte de agua en su última producción registrada.
N1 MFB 206	MFB-529	3	EO	
O1,2 MFB 120	MFB-123	5	AA	
R0 MFB 66	MFB-66	3	HW	
R0 MFB 66	MFB-140	5	UE	
R4 MFB 165	MFB-560	3	HW	
S1,2 MFB 5	MFB-439	3	AR	
S1,2 MFB 5	MFB-556	5	EE	
S1,2 MFB 32	MFB-521	3	TD	
U1 MFB 72	MFB-143	3	AR	
U1 MFB 72	MFB-146	2	AM	
U2 MFB 14	MFB-14	3	AR	
U2 MFB 17	MFB-17	3	EO	

Los siguientes pozos no presentaron prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos en su columna litológica. Por lo tanto, se identifican como candidatos para abandono físico.

Tabla N° 5.7. Pozos Candidatos a Abandono en el Campo Arecuna.

YACIMIENTO	POZO	CAT	EDO	DIAGNÓSTICO
L3,4 MFA 59	MFA-52	3	WO	Alto corte de agua y baja entrada de fluidos en su última producción registrada en Centinela. No presenta otros prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos que puedan ser explotados económicamente.
U1 MFA 40	MFA-63	3	HW	
T MFA 52	MFA-125	3	HW	
S1,2 MFA 120	MFA-142	3	HW	
S1,2 MFA 120	MFA-144	3	HW	

Tabla N° 5.8. Pozos candidatos a Abandono en el Campo Bare.

YACIMIENTO	POZO	CAT	EDO	DIAGNÓSTICO
M1 MFB 55	MFB-55	3	EO	Alto corte de agua y baja entrada de fluidos. No presenta otros prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos que puedan ser explotados económicamente.
S1,2 MFB 5	MFB-167	3	AR	
B4 MFB 305	MFB-202	3	WO	
S1,2 MFB 5	MFB-410	5	AA	
S1,2 MFB 5	MFB-518	5	AA	
U1,2 MFB 50	MFB-50	3	TD	
S1,2 MFB 50	MFB-304	3	AS	
U1,2 MFB 50	MFB-592	3	HW	
L1U,L MFB 63	MFB-162	3	HW	

Al evaluar la columna litológica de los pozos para determinar si serán abandonados por no presentar horizontes que puedan ser explotados, se observaron arenas de agua, de gran espesor, en las cuales es posible reinyectar el agua producida por los pozos. En la siguiente tabla se describen los pozos candidatos para esta actividad.

Tabla N° 5.9. Pozos Candidatos a Inyección de Agua de Disposición en el Campo Bare.

YACIMIENTO	POZO	CAT	EDO	DIAGNÓSTICO
S2 MFB 61	MFB-57	3	HW	No presenta intervalos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos que puedan ser explotados. Sin embargo se encontraron arenas de agua de gran espesor en la columna litológica que atraviesa el pozo.
R4L MFB 204	MFB-89	5	AA	
L1U,L MFB 63	MFB-93	3	AR	
U1,2 MFB 50	MFB-595	3	HW	

5.5.- Planes de explotación

Los planes de desarrollo para la explotación de las reservas remanentes de los yacimientos estudiados, comprende las siguientes actividades:

5.5.1.- Actividades generadoras de potencial

Las propuestas de planes de desarrollo para la explotación de las reservas remanentes de los yacimientos inactivos en estudio tenemos:

5.5.1.1.- Reactivaciones

Se encontraron 20 pozos posibles candidatos a reactivaciones. De estos, 8 corresponden al campo Arcuna y 12 al campo Bare (Tablas N° 5.1 y 5.4). A continuación se describe uno de los casos:

5.5.1.1.1.- Propuesta de Reactivación del Pozo MFA 93

El pozo MFA 93 está completado actualmente en el yacimiento S5 MFA 93 del campo Arcuna (Fig. N° 5.10). Se encuentra diferido temporalmente desde Enero del 84, fecha en la que se completó en este horizonte.

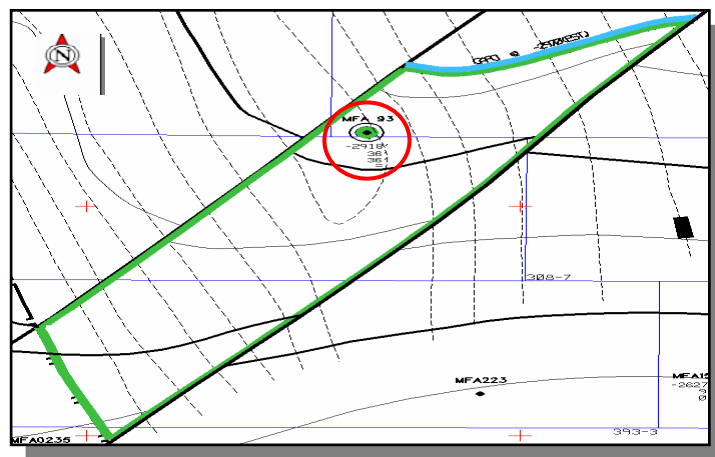


Fig. N° 5.10. Ubicación del Pozo MFA 93 en el Yacimiento S5 MFA 93.

La única prueba de producción indica que para Enero del 85 reportó una tasa de 350 BNPD y 1.6 % de AyS (Tabla N° 5.10).

Tabla N° 5.10. Prueba Oficial de Completación del Pozo MFA 93.

FECHA	ARENA	CAT	EDO	BNPD	RGP	%AyS	°API	INTERVALO CAÑONEADO	MÉTODO
Ene-85	S5	3	TD	350	100	1.6	10.5	(3400-3416')	BM

La figura N° 5.11 muestra la sección de los registros del pozo MFA 93 en el intervalo correspondiente a la arena S5. Entre ellos:

- 🔗 El registro inducción: indica que la arena presenta un espesor aproximado de 36' y una resistividad de 70 ohm.m. No existe ningún CAPO en este nivel.
- 🔗 El registro densidad-neutrón: indica que la porosidad es de 30%.
- 🔗 El registro de cementación: indica que la calidad del cemento es buena.

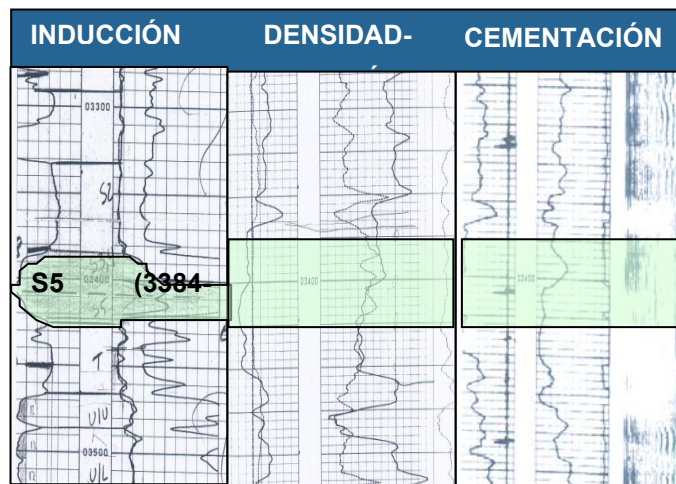


Fig. N° 5.11. Sección de los Registro de Inducción, Densidad-Neutrón y Cementación del Pozo MFA 93.

En base a la prueba oficial de completación y a la información presentada por los registros del pozo, se propone reactivarlo. Se determinó el potencial inicial de producción y el comportamiento de afluencia de todos los pozos candidatos a reactivación, mediante el uso del simulador PIPESIM 2002 (Apéndice F). Para el caso del pozo MFA 92 se observa que a una presión de fondo fluyente (P_{wf}) de 1300 lpc, la tasa de flujo es de 130.14 BNPD (Fig. N° 5.12).

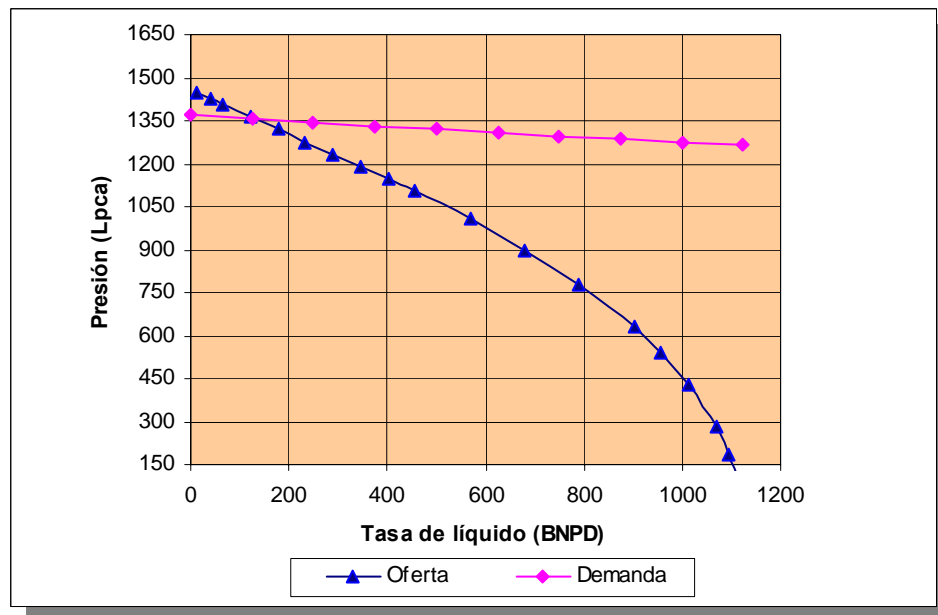


Fig. N° 5.12. Comportamiento de Afluencia del Pozo MFA 93.

5.5.1.2.- Reacondicionamientos Permanentes (Ra/Rc)

Se encontraron 24 pozos posibles candidatos a reactivaciones. Entre estos, 15 corresponden al campo Arecuna y 9 al campo Bare (Tablas N° 5.2 y 5.5). A continuación se describe uno de los casos:

5.4.2.1.- Propuesta de Ra/Rc del Pozo MFB 528

El pozo MFB 528 está completado en el yacimiento S5 MFB 52 (Fig. N° 5.13), donde espera reparación mayor de subsuelo. Se encuentra inactivo desde Abril del 2005.

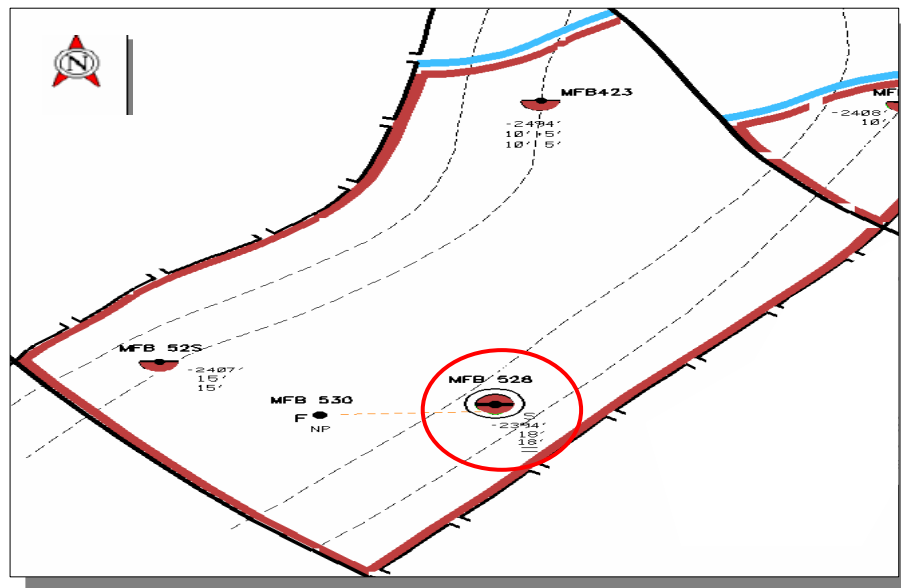


Fig. N° 5.13. Ubicación del Pozo MFB 528 en el Yacimiento S5 MFB 52.

La última producción registrada en Centinela indica que para Abril del 05 el pozo reportó una tasa de 7 BNPD y 0% de AyS (tabla N° 5.11):

Tabla N° 5.11. Última Producción Reportada por el Pozo MFB 528

FECHA	ARENA	CAT	EDO	BNPD	RGP (PCN/BN)	%AyS	°API	INTERVALO CAÑONEADO	Np (BN)
Abr-05	S5	3	AR	7	430	0	26	(3040-3058')	11290

La figura N° 5.14 muestra la sección de los registros del pozo MFB 528 en el intervalo correspondiente a la arena S5. Entre ellos:

- ✚ El registro de inducción: indica que la arena presenta un espesor de 25' y una resistividad de 55 ohm.m. No existe ningún CAPO en este nivel.
- ✚ El registro densidad-neutrón: indica que la porosidad es de 30%.
- ✚ El registro de cementación: indica que la calidad del cemento es buena.

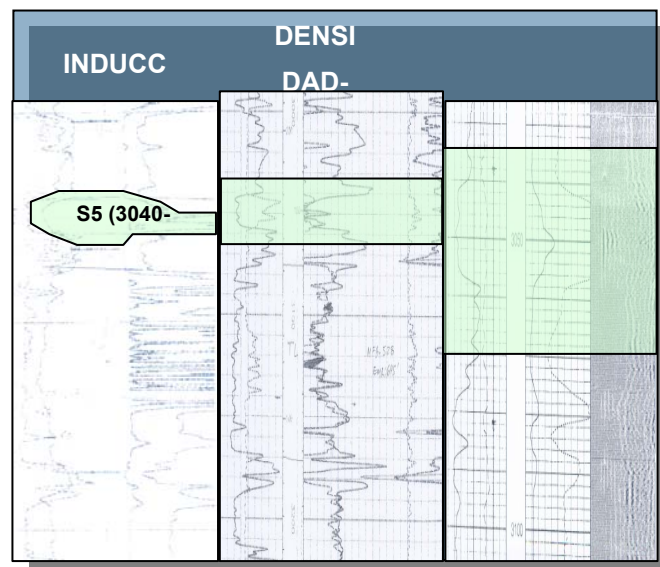


Fig. N° 5.14. Sección de los Registros de Inducción, Densidad-Neutrón y Cementación del Pozo MFB 528

En base a la información presentada se propone realizar un reacondicionamiento permanente S5 (2040-3058'). Se determinó el potencial inicial de producción y el comportamiento de afluencia de todos los pozos candidatos a reactivación, mediante el uso del simulador PIPESIM 2002 (Apéndice F). Para el caso del pozo MFB 528 se observa que a una presión de fondo fluyente (Pwf) de 1074 lpc, la tasa de flujo es de 274.41 BNPD (Fig. N° 5.15).

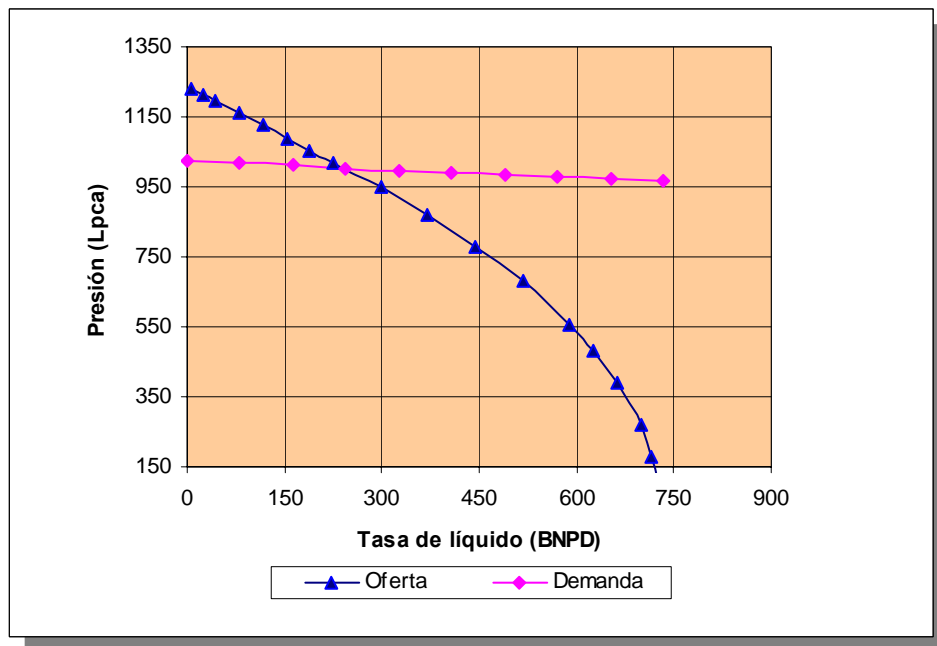


Fig. N° 5.15. Comportamiento de Afluencia del Pozo MFB 528.

5.5.1.3.- Cambios de Zona Productora

Se encontraron 20 pozos posibles candidatos a cambio de zonas productoras. De los cuales 7 corresponden al campo Arecuna y 13 al campo Bare (Tablas N° 5.3 y 5.6). A continuación se describe uno de los casos:

5.2.1.3.1.- Propuesta de Cambio de Zona Productora del Pozo MFB 146

El pozo MFB 146 se encuentra inactivo desde Junio de 2008. Está completado en el yacimiento U1 MFB 72 (Fig. N° 5.16), donde espera reparaciones menores. Este yacimiento presenta 14 pozos abandonados por alta RAP.

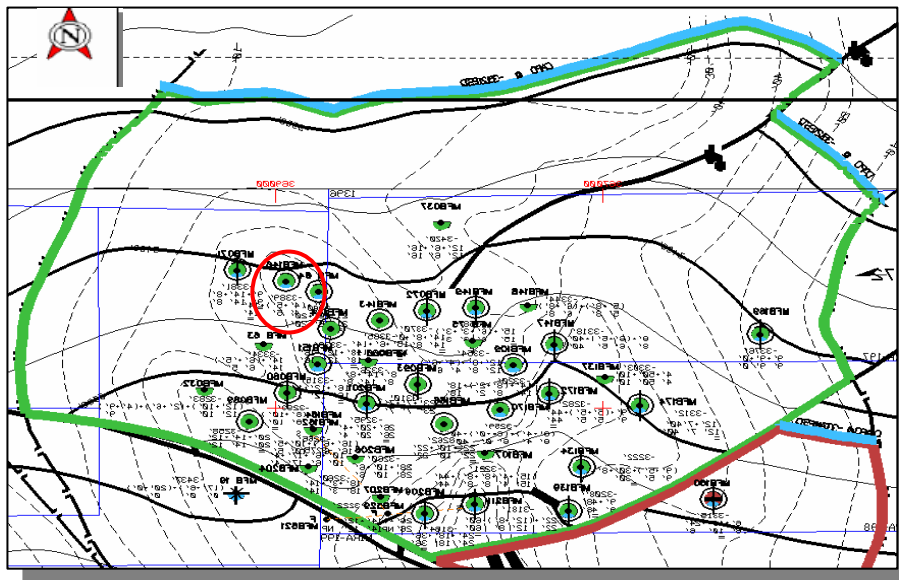


Fig. N° 5.16. Ubicación del Pozo MFB 146 en el Yacimiento U1 MFB 72.

La última prueba de producción realizada del pozo muestra una tasa de 6 BNPD y 73% de AyS (tabla N° 5.12).

Tabla N° 5.12. Última Prueba de Producción del Pozo MFB 146.

FECHA	POZO	BNPD	%Ays	°API	RGP (PCN/BN)
Sep-08	MFB 146	6	73	11	333

El yacimiento candidato para trasladar las completaciones es el I4,5 MFB 37 (Fig. N° 5.17).

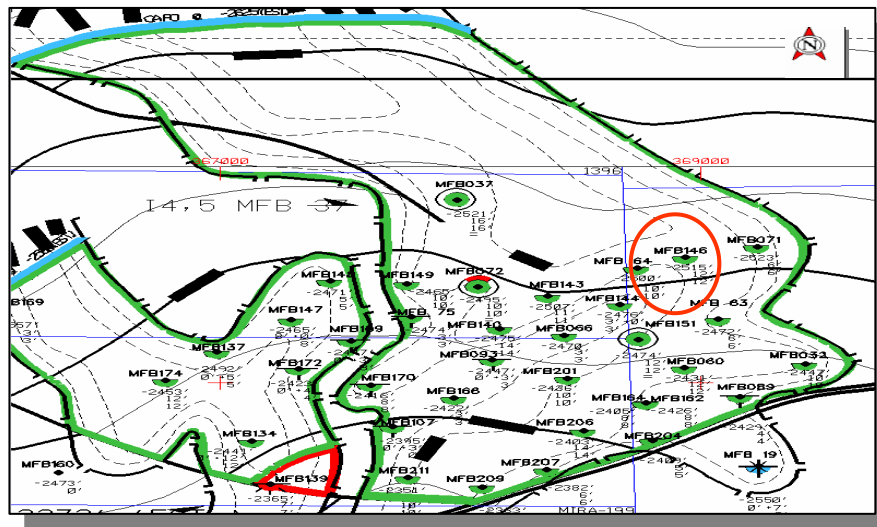


Fig. N° 5.17. Ubicación del Pozo MFB 146 en el Yacimiento I4,5 MFB 37.

La última producción registrada por los pozos vecinos en el yacimiento I4,5 MFB 37 muestra buenas tasas de flujo y bajo corte de agua (Tabla N° 5.13).

Tabla N° 5.13. Última Producción de los Pozos Vecinos en el Yacimiento
14,5 MFB 37.

FECHA	ARENA	CAT	EDO	BNPD	%AyS	°API	INTERVALO CAÑONEADO	Np (BN)	Wp (BN)
Mar-06	14,5	2	AM	14	15	11	(3224-3234')	149059	5076
Oct-08	14,5	1	PD	427	6	11	(3230-3245')	567028	66735

La figura N° 5.18 muestra la sección de los registros del pozo MFB 528 en el intervalo correspondiente a la arena 14,5. Entre ellos:

- ✚ El registro de inducción: indica que la arena presenta un espesor de 10' y una resistividad de 25 ohm.m. No existe ningún CAPO en este nivel.
- ✚ El registro densidad-neutrón: indica que la porosidad es de 30%.
- ✚ El registro de cementación: indica que la calidad del cemento es buena.

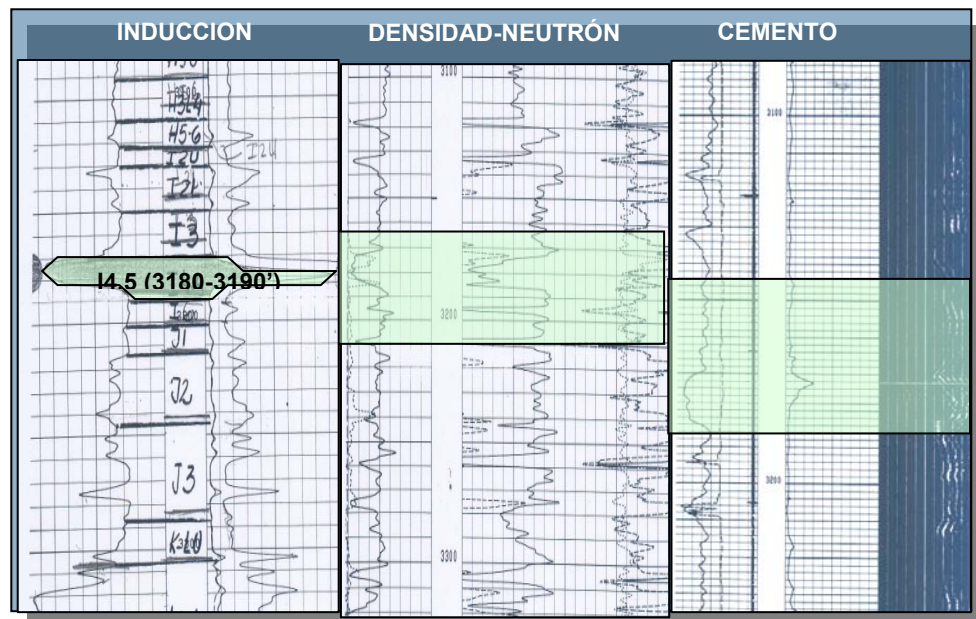


Fig. N° 5.18. Sección de los Registro Inducción, Densidad-Neutrón y Cementación del Pozo MFB 146.

En base a la información presentada, se recomienda abandonar la arena U1 y completar el pozo MFB 146 en el intervalo I4,5 (3170-3180'). Se determinó el potencial inicial de producción y el comportamiento de afluencia de todos los pozos candidatos a cambios de zona productora, mediante el uso del simulador PIPESIM 2002 (Apéndice F). Para el caso del pozo MFB 146 se observa que a una presión de fondo fluuyente (Pwf) de 1129 Lpc, la tasa de flujo es de 78.36 BNPd (Fig. N° 5.19).

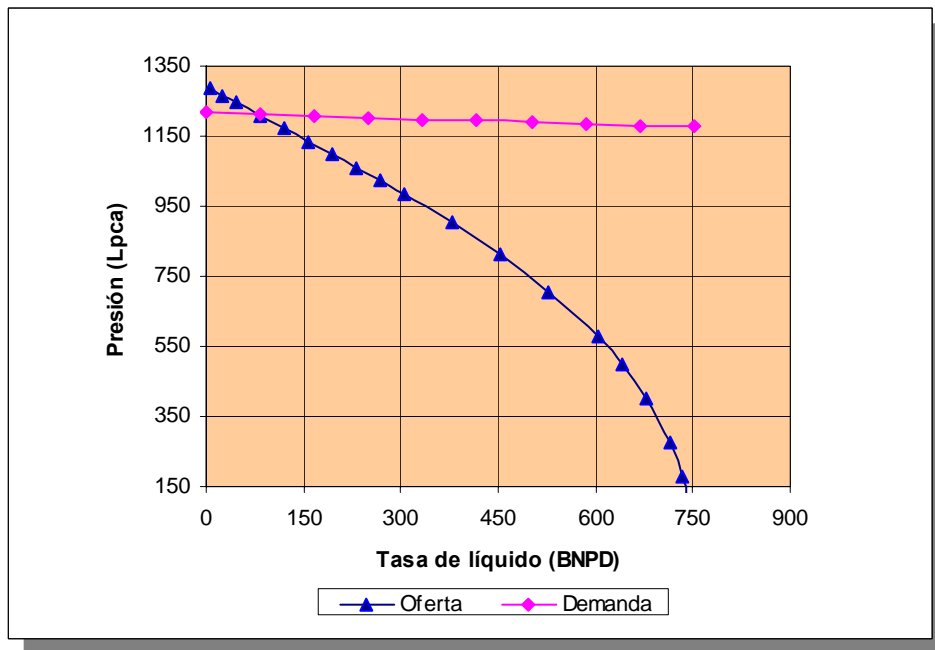


Fig. N° 5.19. Comportamiento de Afluencia del Pozo MFB 146.

5.5.1.4.- Perforación de Nuevas Localizaciones

Se encontraron 5 yacimientos en condiciones óptimas para perforar localizaciones horizontales. Se propusieron 5 en el campo Arcuna y 2 en el campo

Bare. Las coordenadas que indican la ubicación de las mismas en los yacimientos se presentan en la Tabla N° 5.14.

La proposición de las nuevas localizaciones se hace en función de las propiedades petrofísicas de los pozos vecinos en el yacimiento. Éstas se determinaron mediante las ecuaciones descritas en la metodología, sus valores se muestran en la tabla N° 5.15.

Tabla N° 5.14. Coordenadas de las Propuestas de Nuevas Localizaciones.

CAMPO	YACIMIENTO	LOCALIZACIÓN	COORDENADAS		
			Nivel	Norte	Este
Arecuna	T MFA 90	LOC-01	Superficie	337209	954029
			Tope	337039	953557
			Fondo	336191	953203
Arecuna	I 4,5 MFA 28	LOC-02	Superficie	356856	945631
			Tope	357098	946062
			Fondo	357743	946702
Arecuna	I 4,5 MFA 28	LOC-03	Superficie	356851	945632
			Tope	357382	945774
			Fondo	358022	946419
Arecuna	R0 MFA 14	LOC-04	Superficie	350366	946446
			Tope	350822	946646
			Fondo	351740	947051
Arecuna	R0 MFA 14	LOC-05	Superficie	350368	946439
			Tope	350835	946238
			Fondo	351743	945834
Bare	L3,4 MFB 99	LOC-06	Superficie	388539	955300
			Tope	388889	954951
			Fondo	389781	954748
Bare	M2,3 MFB 202	LOC-07	Superficie	371353	954221
			Tope	371259	953734
			Fondo	370621	953327

Tabla N° 5.15. Propiedades Petrofísicas de las Propuestas de Localizaciones Horizontales.

POZO	Vsh	Φ Efect. (Fracción)	Swirr (fracción)	K (mD)	PROPUESTA	Longitud horizontal (pie)
MFA 90	2.17	0.30	0.1	4294	LOC 01	3000
MFA 28	0.04	0.30	0.1	4294	LOC 02 Y 03	3000
MFA 47	0.03	0.30	0.1	4294	LOC 04 y 05	3000
MFB 99	0.04	0.27	0.1	2971	LOC 06	3000
MFB 288	0.02	0.30	0.1	6249	LOC 07	3000

A continuación se describe uno de los casos:

5.5.1.4.1.- Propuesta de Localización Horizontal LOC-01

Se propone esta localización en el yacimiento T MFA 90 (Fig. N° 5.20). Éste presenta un pozo completado (MFA 90), el cual está suspendido por estar arenado a una profundidad de 3120’.

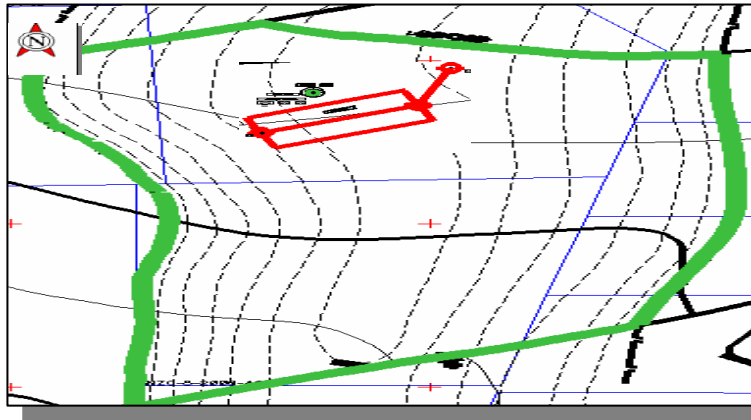


Fig. N° 5.20. Ubicación de la Localización Horizontal LOC-01 en el Yacimiento
T MFA 90.

La figura N° 5.21 muestra la sección de los registros del pozo MFA 90 en el intervalo correspondiente a la arena T. Entre ellos:

- ✚ El registro de inducción: indica que la arena presenta un espesor de 10' y una resistividad de 40 ohm.m. No existe ningún CAPO en este nivel.
- ✚ El registro densidad-neutrón: indica que la porosidad es de 30%.

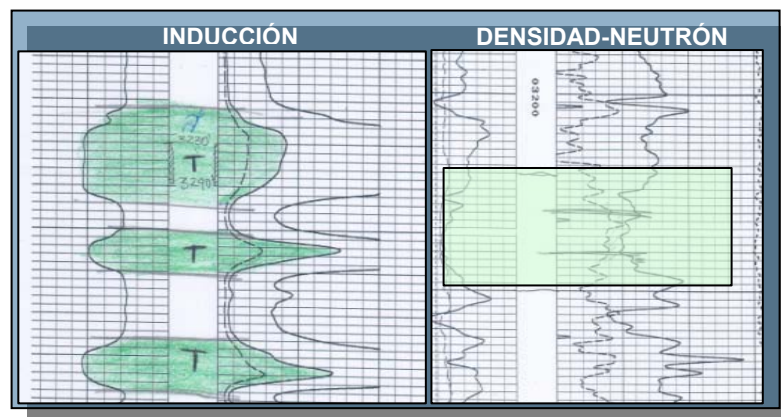


Fig. N° 5.21. Sección de los Registros Inducción y Densidad-Neutrón
del Pozo MFA 90.

La sección del yacimiento donde navegará la localización LOC-01 tiene una porosidad de 30% y una permeabilidad de 4293 mD (Tabla N° 5.16).

Tabla N° 5.16. Propiedades Petrofísicas del Yacimiento T MFA 90.

ANP (pie)	POROSIDAD (%)	Sw (%)	K (mD)	Vcl (%)
Feb-00	30	20	4293	11

Mediante el Modelo Matemático de Joshi se determinó el comportamiento de afluencia de las propuestas de nuevas localizaciones (Apéndice G). De esta manera, la LOC-01 tendrá una tasa de 552 BNPD a una Pwf de 650 Lpca (Fig. N° 5.22).

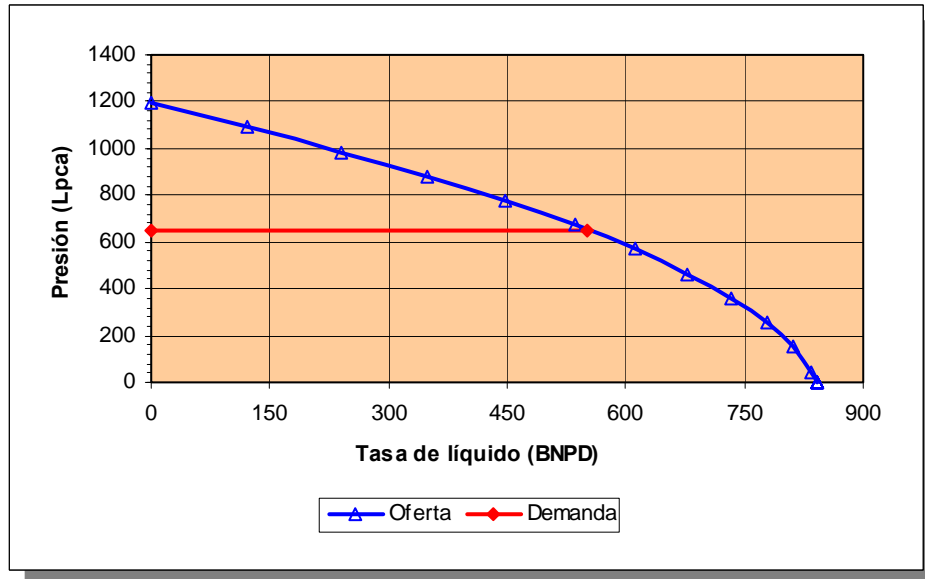


Fig. N° 5.22. Comportamiento de Afluencia de la Propuesta de Locación Horizontal LOC-01.

5.5.2.- Aporte de producción de las actividades generadoras de potencial

En caso de resultar económicamente rentable la ejecución de los planes, el aporte de producción en barriles por cada actividad generadora de potencial sería el que se muestra en la tabla N° 5. 17.

Tabla N° 5.17. Aporte de Producción de las Actividades Propuestas.

CAMPO	ACTIVIDAD	N° DE PROPUESTAS	APORTE DE POTENCIAL (BNPD)
Arecuna	Reactivaciones	8	743.38
	Ra/Rc	15	1547.12
	Cambio de zona productora	7	514.53
	Localizaciones Horizontales	5	2392
Bare	Reactivaciones	12	1622.8
	Ra/Rc	9	1214.08
	Cambio de zona productora	13	1363
	Localizaciones Horizontales	2	1157
APORTE TOTAL DE POTENCIAL			10553.91

5.5.3.- Actividades no generadoras de potencial

5.5.3.1.- Abandono Físico

Se encontraron 14 pozos que no presentaron prospectividad en toda su columna litológica. De los cuales, 5 corresponden al campo Arcuna y 9 al campo Bare (Tablas N° 5.7 y 5.8). A continuación se describe uno de los casos:

5.5.3.1.1.- Propuesta de Abandono del Pozo MFA 125

El pozo MFA 125 está completado en el yacimiento T MFA 52 (Fig. N° 5.23), el cual presenta 11 pozos abandonados por alta RAP.

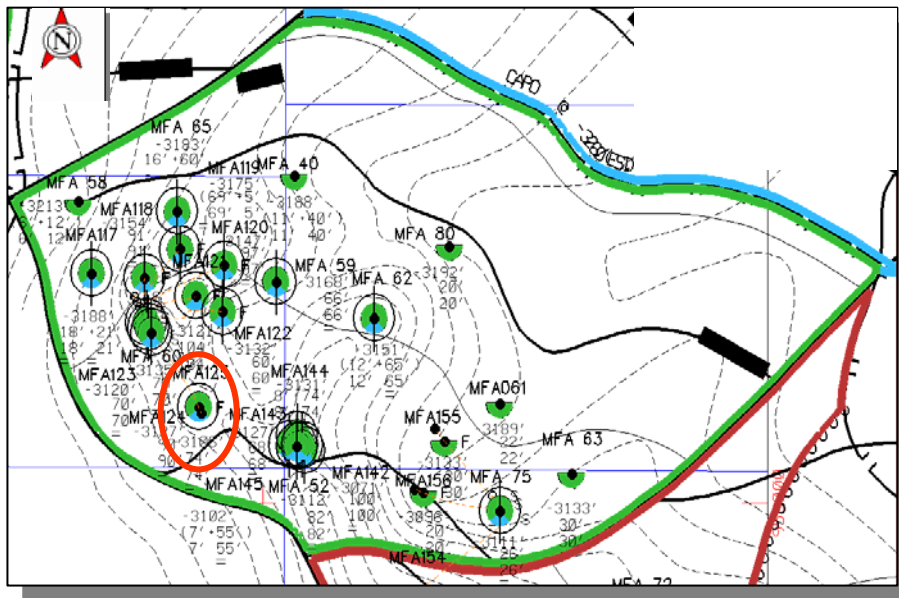


Fig. N° 5.23. Ubicación del Pozo MFA 125 en el Yacimiento T MFA 52.

La última producción registrada en Centinela indica que el pozo presentó 99% de AyS (Tabla N° 5.18).

Tabla N° 5.18. Última Producción reportada por el Pozo MFA 125 en el Yacimiento T MFA 52.

FECHA	ARENA	CAT	EDO	BNPD	%AyS	°API	INTERVALO CAÑONEADO	Np (BN)	Wp (BN)
Jul-97	T	3	HW	1	99	9.9	(4070-4120')	694846	391875

A continuación se presentan los prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos que atraviesa el pozo, según su registro de inducción (Fig. N° 5.24):

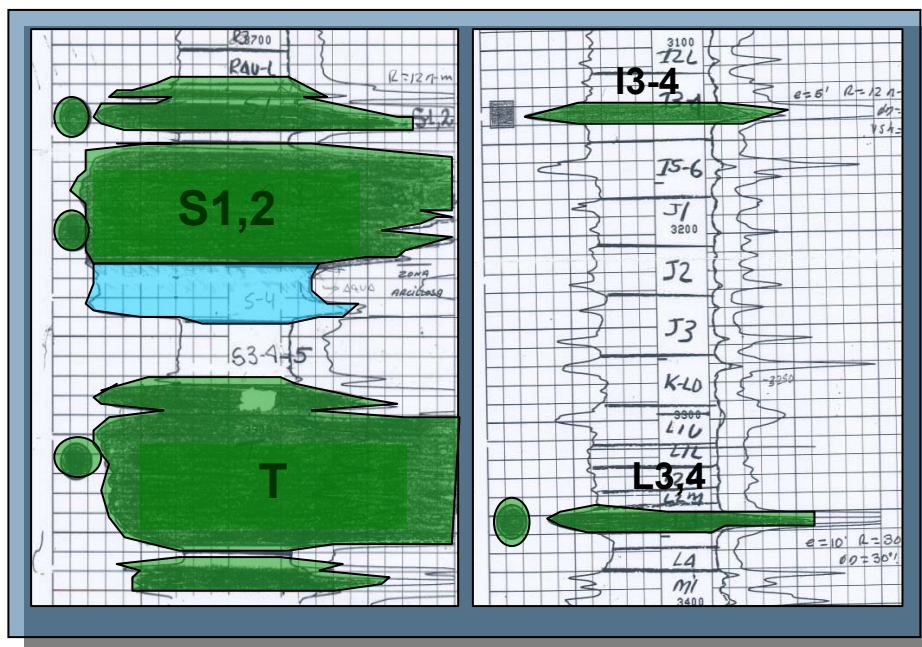


Fig. N° 5.24. Prospectos Arenosos Atravesados por el Pozo MFA 125.

En primer lugar se encuentra el yacimiento S1,2 MFA 120 (Fig. N° 5.25), el cual presenta varios pozos abandonados por alto corte de agua. Se observa en el registro inducción la presencia de un CAPO a 3100' de profundidad.

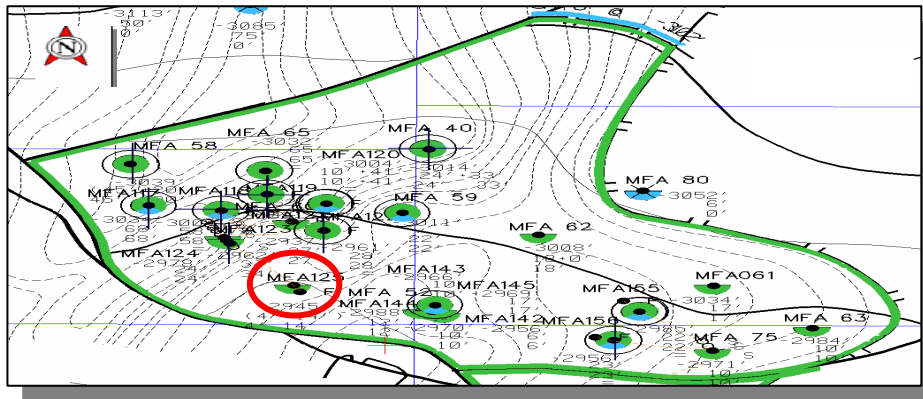


Fig. N° 5.25. Ubicación del Pozo MFA 125 en el Yacimiento
S1,2 MFA 120.

El otro prospecto es el yacimiento L3,4 MFA 72 (Fig. N° 5.26), el cual tiene 5 pozos abandonados por presentar alto corte de agua.

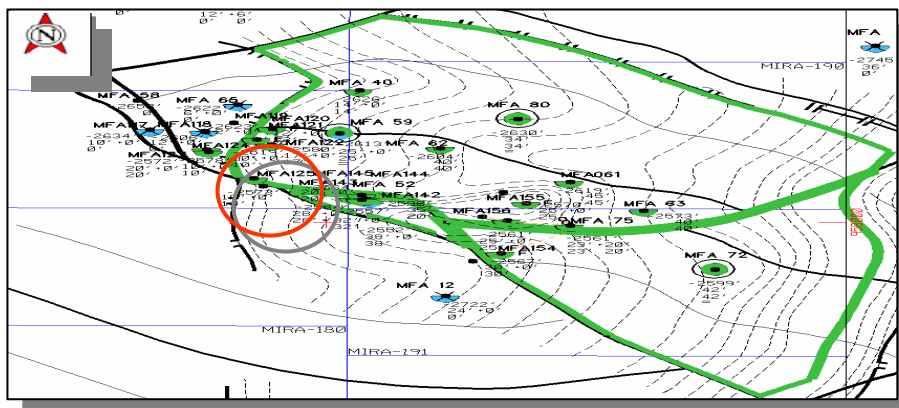


Fig. N° 5.26. Ubicación del Pozo MFA 125 el Yacimiento
L3,4 MFA 72.

Los pozos vecinos completados en estos yacimientos registraron un corte de agua mayor a 80% (Tabla N° 5.19).

Tabla N° 5.19. Última Producción de los Pozos Vecinos Completados en las Arenas Atravesadas por el Pozo MFA 125.

FECHA	ARENA	POZO	%AyS	Np (BN)	Wp (BN)
Nov-98	S1,2	MFA 145	81	96725	165693
Nov-02	S1,2	MFA 122	90	187000	221401
Oct-94	L3,4	MFA 156	93	28000	33933

En vista de que no existen prospectos de interés comercial, se recomienda abandonar el pozo.

5.5.3.2.- Reasignación de Producción

Se encontraron 10 pozos candidatos para reasignación de producción, en el campo Bare (Tabla N° 5.20). Estos pozos continuaron reportando información de producción en Centinela, en arenas que habían sido abandonadas.

Tabla N° 5.20. Pozos Candidatos a Reasignación de Producción.

YACIMIENTO	POZO	DIAGNÓSTICO
N1 MFB 206	MFB-201	En Abril del 04 se abandonó la arena N1. No obstante, el pozo sigue reportando producción en este nivel hasta Abril del 08. En Mayo del 04 se trasladaron las perforaciones al yacimiento L1U,L MFB 63. Esta completación no aparece registrada en Centinela.
S1,2 MFB 5	MFB-5	En Marzo del 94 se abandonó la arena S1,2. No obstante, el pozo continúa reportando producción en este nivel hasta Septiembre del 95. En Abril del 94 se trasladaron las perforaciones a la arena U1,2.
U1,2 MFB 5	MFB-420	En Abril del 97 se abandonó la arena U1,2. Sin embargo, el pozo continúa reportando producción en este nivel hasta Agosto del 98. En Febrero del 98 se trasladaron las perforaciones a la arena S1,2.
S2 MFB 61	MFB-59	En Enero del 94 se abandonó la arena S2. Sin embargo, el pozo continúa reportando producción en esta arena hasta Marzo. En Febrero del 94 se trasladaron las perforaciones a la arena J3.
U1 MFB 72	MFB-64	En Mayo del 96 se abandonó la arena U1. No obstante, el pozo continúa reportando producción en este nivel hasta Enero del 99. En Junio del 96 se trasladaron las perforaciones a la arena R2.
U1 MFB 72	MFB-134	En Abril del 95 se abandonó la arena U1. No obstante, el pozo continúa reportando producción en este nivel hasta Julio del 96. En Mayo del 95 se trasladaron las perforaciones a la arena R4L.
U1 MFB 72	MFB-169	En Julio del 91 se abandonó la arena U1. Sin embargo, el pozo continúa reportando producción en este nivel hasta Diciembre del 94. En Enero del 92 se trasladaron las perforaciones a la arena R4L.
U1 MFB 129	MFB-129	En Septiembre del 97 se abandonó la arena U1. Sin embargo, el pozo continúa reportando producción en este nivel hasta Diciembre del 98. En Octubre del 97 se trasladaron las perforaciones a la arena S5,T. Ésta no aparece registrada en Centinela.
U1,2 MFB 50	MFB-50	En Octubre del 81 se abandonó la arena U1,2 y se trasladaron las perforaciones a la arena S1,2. No obstante, esta completación no está registrada en Centinela.
U1,2 MFB 50	MFB-304	En Agosto del 91 se abandonó la arena U1,2 y se trasladaron las perforaciones a la arena S1,2. No obstante, esta completación no está registrada en Centinela.

5.5.3.2.- Inyección de Agua de Disposición

Se encontraron 4 pozos candidatos para programas de inyección de agua de disposición. Éstos están ubicados en el campo Bare (Tabla N° 5.9). A continuación se describe uno de los casos:

5.5.3.2.1.- Propuesta de Inyección de Agua de Disposición del Pozo MFB 93

El Pozo MFB 93 está completado en el yacimiento LIU,L MFB 63 (Fig. N° 5.27), se encuentra inactivo por presentar alto corte de agua al igual que los pozos vecinos en el yacimiento.

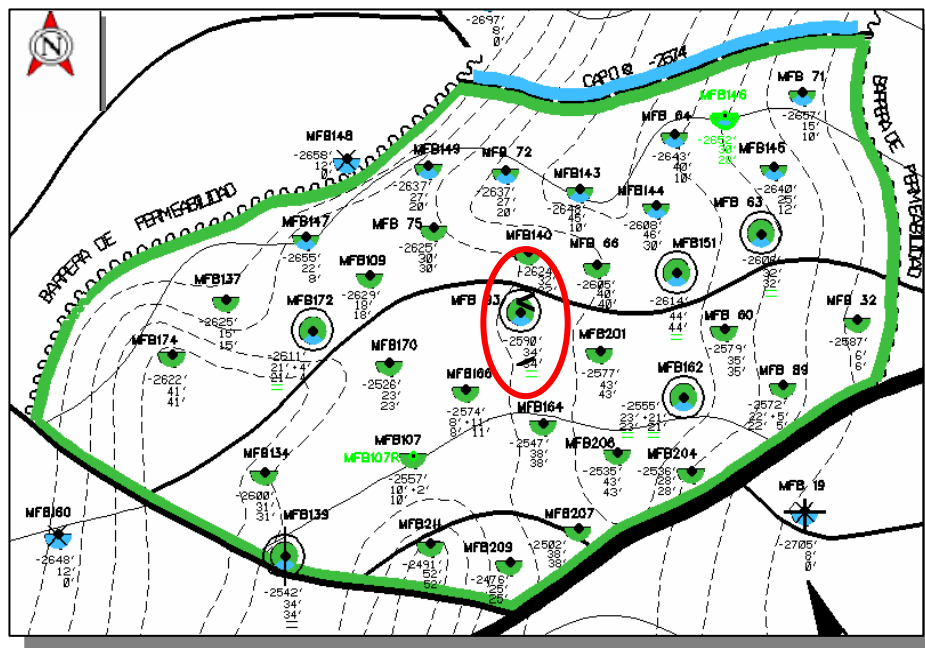


Fig. N° 5.27. Ubicación del Pozo MFB 93 en el Yacimiento

LIU,L MFB 63.

La última producción registrada por el pozo MFB 93 y los pozos vecinos en el yacimiento muestran baja tasa de fluidos y alto corte de agua (Tabla N° 5.21).

Tabla N° 5.21. Última Producción Registrada por el Pozo MFB 93 y sus Pozos Vecinos.

FECHA	POZO	CAT	EDO	BNPD	%AyS	Np (BN)	Wp (BN)
May-07	MFB 93	3	AR	17	96	384927	613251
Jul-94	MFB 151	9	A1	22	57	33920	23014
Jun-07	MFB 162	3	HW	36	70	282789	280420

Además de la arena L1U,L, otro de los prospectos con acumulaciones de hidrocarburos de interés que atraviesa el pozo MFB 93 es la arena N1,2. No obstante, ésta presenta un CAPO bien definido. Bajo este escenario resultaría antieconómico completar un pozo en este nivel (Fig. N° 5.28).

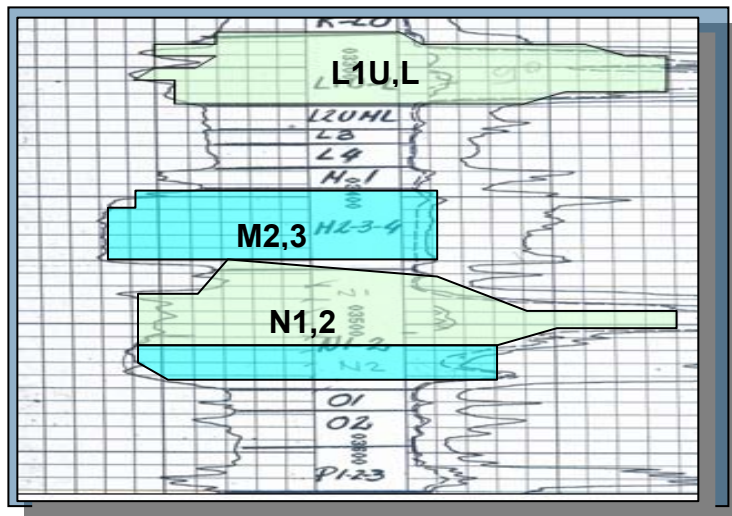


Fig. N° 5.28. Sección del Registro de Inducción del Pozo MFB 93.

Por otro lado, el pozo atraviesa una arena de agua de gran espesor en la cual es posible reinyectar el agua proveniente de la producción de los pozos (Fig. N° 5.29). Se recomienda completar el pozo como inyector de agua de disposición en el intervalo B4 (2520-2550').



Fig. N° 5.29. Sección del registro de inducción del Pozo MFB 93.

La figura N° 5.30 muestra el mapa correspondiente a la arena B4.

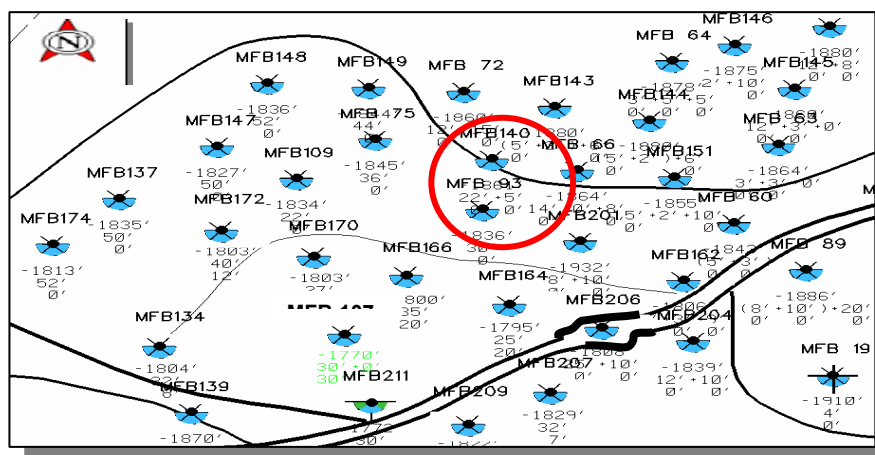


Fig. N° 5.30. Ubicación del Pozo MFB 93 en una Sección del Mapa de la Arena B4.

5.5.3.2.- Yacimientos No Aptos para Desarrollar Planes de Explotación

Se detectaron 26 yacimientos, sin pozos completados, en los cuales no es posible desarrollar planes de explotación debido a que presentan contactos de fluidos. Como es el caso del yacimiento R1 MFA 25 (Fig. N° 5.4). Existen otros casos, donde la arena no alcanzó a desarrollarse (Tabla N° 5.22).

Tabla N° 5.22. Yacimientos No Aptos para Desarrollar Planes de Explotación.

CAMPO	YACIMIENTO	DIAGNÓSTICO
Arecuna	T MFA 50	La arena no alcanzó a desarrollarse.
Arecuna	I3 HAM 2	Presencia de CAPO @ 1870'.
Arecuna	P1,3 MFA 29	Presencia de CAPO @ -2307'.
Arecuna	K,L0 MFA 31	Presencia de CAPO @ -2160'.
Arecuna	R4U,L HAM 1	Presencia de CAPO @ -2510'.
Arecuna	R4U,L MFA 33	Presencia de CAPO @ -2603'.
Arecuna	R4U,L MFA 115	Presencia de CAPO @ -2555'.
Arecuna	S1,2 MFA 23	Presencia de CAPO @ -2461'.
Arecuna	S3,4 MFA 115	Presencia de CAPO @ -2619'.
Arecuna	T HAM1	Presencia de CAPO @ -2649'.
Arecuna	T MFA 23	Presencia de CAPO @ -2614'.
Arecuna	T MFA 29	Presencia de CAPO @ -2746'.
Arecuna	U1 MFA 16	Presencia de CAPO @ -2640'.
Arecuna	U1 MFA 115	Presencia de CAPO @ -2788'.
Arecuna	U1 MFA 157	Presencia de CAPO @ -2736'.
Arecuna	R1 MFA 26	Presencia de CAPO @ -2498'.
Arecuna	R1 MFA 31	Presencia de CAPO @ -2580'.
Bare	M4 MFB 14	Presencia de CAPO @ -2144'.
Bare	M4 MFB 15	Presencia de CAPO @ -2140'.
Bare	M4 MFB 52	Presencia de CAPO @ -2144'.
Bare	R3 MFB 104	Presencia de CAPO @ -2658'.
Bare	U1 MFB 51	Presencia de CAPO @ -2620'.
Bare	U2 MFB 16	Presencia de CAPO @ -2428'.
Bare	U2 MFB 31	Presencia de CAPO @ -3496'.
Bare	U2 MFB 51	Presencia de CAPO @ -2711'.
Bare	U2,3 MFB 276	Presencia de CAPO @ -3270'.

5.6.- Evaluación económica

El análisis económico de los planes propuestos se realizó por medio de la herramienta corporativa SEE PLUS.

5.6.1.- Análisis económico de las propuestas de rehabilitación de pozos

El costo asociado a la realización de cada una de estas actividades es de 925 MBsF, para Junio del 2008. Siendo el precio del barril de crudo 60 \$ (Dólares).

Se encontró un total de 64 pozos candidatos a rehabilitaciones. Éstos los ubicamos de la siguiente manera: 30 en el campo Arecuna (Tablas N° 5.1, 5.2 y 5.3) y 34 en el campo Bare (Tablas N° 5.4, 5.5 y 5.6).

Antes de realizar el análisis económico se descartaron, como candidatos a rehabilitaciones, aquellos pozos cuyo comportamiento de afluencia demostró que no eran ideales para ser reactivados, ya que las curvas de oferta y demanda determinadas por PIPESIM 2002 no se interceptaron. Tal es el caso de los pozos: MFA 31, MFB 15 y MFB 65 (Apéndice F). El potencial inicial de éstos no alcanzó los 6 BNPD, aún cuando se definió el bombeo electrosumergible como método de producción para todas las propuestas, bajo las siguientes condiciones: velocidad de la bomba 3500 rpm y una eficiencia de 100 %.

A continuación se describe una de las 61 evaluaciones realizadas:

5.6.1.1.- Análisis Económico de la Propuesta de Reactivación del Pozo MFB 99

Los datos necesarios para llevar a cabo la evaluación económica se muestran en la tabla N° 5.23.

Tabla N° 5.23. Datos de la evaluación económica de la propuesta de reactivación del Pozo MFB 99.

PARÁMETRO	VALOR	FUENTE
Potencial de Producción (BNPD)	124.37	Calculado con PIPESIM 2002.
Rsi (PCN/BN)	100	Prueba oficial de completación.
Gravedad API (°API)	10	Prueba oficial de completación.

A partir de estos valores se obtuvieron los siguientes indicadores económicos (Tabla N° 5.24):

Tabla N° 5.24. Indicadores Económicos de la Propuesta de Reactivación del Pozo MFB 99.

RESULTADOS ECONÓMICOS COSTO TOTAL		
NIVEL DE EVALUACIÓN		UND.
Flujo Neto Descontado (VPN)	763.00	M\$
Tasa interna de Retorno (TIR)	20.84	%
Eficiencia de Inversión Tradicional (EI)	1.02	\$\$
Tiempo de Pago Dinámico (TP)	0.15	AÑOS

De los valores obtenidos se observa que para PDVSA el proyecto es rentable ya que:

- ✚ El VPN > 0.
- ✚ La TIR > 15%.
- ✚ La EI > 0.

TP = 1.74 años.

Evaluando el punto crítico de variables que más inciden en la rentabilidad del trabajo (Fig. N° 5.31), se tiene que:

- Para una producción menor a 179.09 BNPD (40% menos del plan), todavía sería rentable la ejecución del trabajo, ya que el VPN continúa siendo mayor de cero (0).
- Si el gasto asociado aumenta a 253.13 MMBN, el VPN se mantiene por encima de cero (0) lo que hace rentable el proyecto.

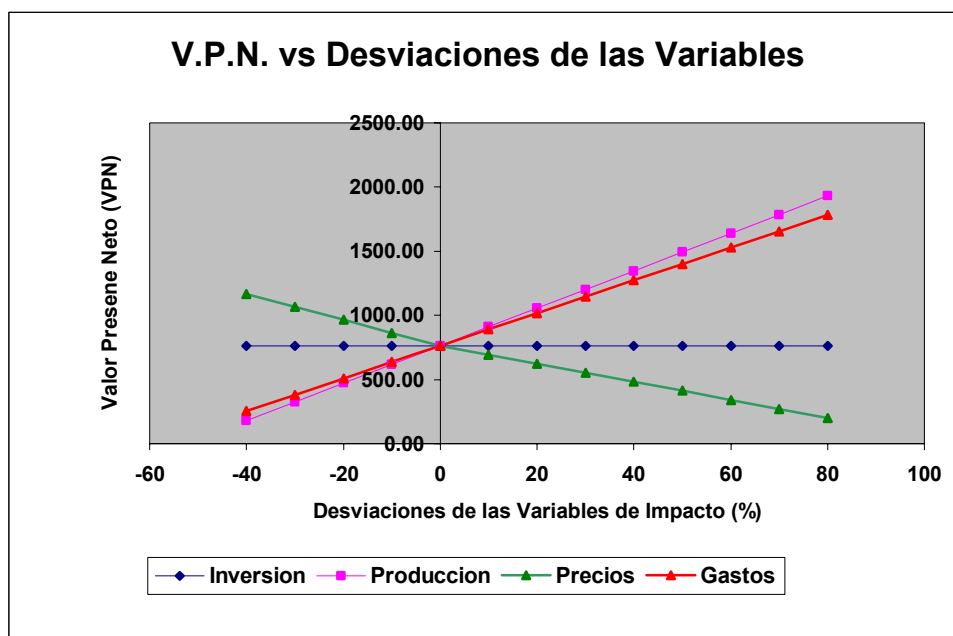


Fig. N° 5.31. VPN vs. Desviaciones de las Variables de la Propuesta de Reactivación del Pozo MFB 99.

Los indicadores económicos determinados para todas las propuestas se presentan en las siguientes tablas.

Tabla N° 5.25. Indicadores Económicos de las Propuestas de Rehabilitación de Pozos en el Campo Arecuna.

POZO	POTENCIAL (BNPD)	VPN (M\$)	TIR (%)	EI (\$/\$)	TP (AÑOS)
MFA 7	81.70	501.28	13.69	0.67	0.73
MFA 10	232.21	1424.75	38.91	1.91	1.88
MFA 14	109.41	671.30	18.33	0.90	0.97
MFA 22	58.28	357.58	9.77	0.48	0.17
MFA 25	77.12	473.18	12.92	0.63	0.01
MFA 28	53.34	327.27	8.94	0.44	0.01
MFA 31	4.00	24.54	0.67	0.03	0.01
MFA 33	72.60	445.45	12.16	0.60	0.01
MFA 36	213.60	1310.57	35.79	1.76	0.01
MFA 38	184.93	1134.66	30.99	1.52	0.01
MFA 47	78.89	484.04	13.22	0.65	0.01
MFA 65	105.55	647.62	17.69	0.87	0.85
MFA 87	79.58	488.27	13.33	0.65	2.94
MFA 90	94.00	576.75	15.75	0.77	3.49
MFA 91	118.51	727.13	19.86	0.97	0.96
MFA 92	140.02	859.11	23.46	1.15	0.40
MFA 93	130.14	798.49	21.81	1.07	0.38
MFA 117	98.49	604.30	16.50	0.81	0.01
MFA 124	32.85	201.56	5.50	0.27	0.01
MFA 129	117.46	720.69	19.68	0.97	0.01
MFA 130	59.23	363.41	9.92	0.49	0.01
MFA 145	70.23	430.91	11.77	0.58	0.01
MFA 149	49.54	303.96	8.30	0.41	0.01
MFA 150	70.95	435.32	11.89	0.58	0.63
MFA 162	57.11	350.41	9.57	0.47	0.31
MFA 185	65.26	400.41	10.93	0.54	0.91
MFA 194	77.06	472.81	12.91	0.63	0.56
MFA 209	101.30	621.54	16.97	0.83	0.13
MFA 211	94.24	578.22	15.79	0.77	0.01
MFA 212	77.43	475.08	12.97	0.64	0.01

Tabla N° 5.26. Indicadores Económicos de las Propuestas de Rehabilitación de Pozos en el Campo Bare.

POZO	POTENCIAL (BNPD)	VPN (M\$)	TIR (%)	EI (\$/\$)	TP (AÑOS)
MFB 9	150.49	923.35	25.22	1.24	0.01
MFB 14	71.01	435.69	11.90	0.58	0.01
MFB 15	4.00	24.54	0.67	0.03	0.01
MFB 17	78.62	482.38	13.17	0.65	0.01
MFB 38	165.43	1015.02	27.72	1.36	1.05
MFB 51	110.63	678.78	18.54	0.91	2.41
MFB 65	4.00	24.54	0.67	0.03	0.10
MFB 66	217.16	1332.41	36.39	1.79	1.54
MFB 72	275.01	1687.36	46.08	2.26	0.82
MFB 75	129.29	793.28	21.66	1.06	0.36
MFB 85	52.99	325.13	8.88	0.44	0.01
MFB 99	124.37	763.09	20.84	1.02	0.01
MFB 109	89.43	548.71	14.98	0.74	0.01
MFB 123	34.68	212.78	5.81	0.29	0.01
MFB 129	144.76	888.19	24.26	1.19	0.01
MFB 137	253.51	1555.44	42.48	2.08	0.01
MFB 140	92.14	565.34	15.44	0.76	0.43
MFB 143	76.60	469.99	12.83	0.63	0.17
MFB 145	120.49	739.28	20.19	0.99	0.81
MFB 146	78.36	480.79	13.13	0.64	0.32
MFB 147	162.61	997.71	27.25	1.34	0.15
MFB 151	89.20	547.30	14.95	0.73	0.01
MFB 160	151.28	928.20	25.35	1.24	0.01
MFB 166	88.20	541.16	14.78	0.73	0.78
MFB 169	134.41	824.69	22.52	1.11	0.01
MFB 201	104.42	640.68	17.50	0.86	0.01
MFB 288	86.98	533.68	14.57	0.72	0.01
MFB 439	108.02	662.77	18.10	0.89	0.01
MFB 521	259.27	1590.78	43.44	2.13	2.01
MFB 528	242.41	1487.34	40.62	1.99	4.32
MFB 529	83.27	510.91	13.95	0.68	0.06
MFB 556	88.63	543.80	14.85	0.73	1.01
MFB 558	93.01	570.67	15.58	0.76	0.57
MFB 560	85.68	525.70	14.36	0.70	0.23

Se observa que sólo las propuestas con un potencial mayor o igual a 123 BNPD, resaltadas en negritas, resultaron ser económicamente rentables, ya que cumplieron con los criterios establecidos en la metodología. Los gráficos de las variaciones del VPN vs. las desviaciones de las variables de las propuestas se muestran en el apéndice H.

5.6.2.- Análisis económico de las propuestas de localizaciones horizontales

El costo asociado para la perforación de una localización es de 8319.7 MBsF, para Junio del 2008.

En este trabajo se presentan 7 propuestas de nuevas localizaciones (Tabla N° 5.14). A continuación se describe la evaluación económica de uno de estos casos.

5.6.2.1.- Análisis Económico de la Propuesta de Localización Horizontal LOC-01

Los datos necesarios para llevar a cabo la evaluación económica se muestran en la tabla N° 5.26.

Tabla N° 5.27. Datos de la Evaluación Económica de la Propuesta de Localización Horizontal LOC-01.

PARÁMETRO	VALOR	FUENTE
Potencial de Producción (BNPD)	552	Calculado con PIPESIM 2002.
Rsi (PCN/BN)	107.78	Calculado por PVT sintético.
Gravedad API (°API)	10	Libro oficial de reservas 2007.

A partir de estos valores se obtuvieron los siguientes indicadores económicos (Tabla N° 5.28):

Tabla N° 5.28. Indicadores Económicos de la Propuesta de Localización Horizontal LOC-01.

RESULTADOS ECONÓMICOS COSTO TOTAL		
NIVEL DE EVALUACIÓN		UND.
Flujo Neto Descontado (VPN)	3218.61	M\$
Tasa interna de Retorno (TIR)	28.02	%
Eficiencia de Inversión Tradicional (EI)	1.44	\$\$
Tiempo de Pago Dinámico (TP)	1.56	AÑOS

De los valores obtenidos se observa que para PDVSA el proyecto es rentable ya que:

- ✚ El VPN > 0.
- ✚ La TIR > 15%.
- ✚ La EI > 0.
- ✚ TP = 1.56 años.

Evaluando el punto crítico de variables que más inciden en la rentabilidad del trabajo (Fig. N° 5.32), se tiene que:

- ✚ Para una producción menor a 1657 BNPD (40% menos del plan), todavía sería rentable la ejecución del trabajo, ya que el VPN continúa siendo mayor de cero (0).

- Si el gasto asociado aumenta a 5070 MMBN, el VPN se mantiene por encima de cero (0) lo que hace rentable el proyecto.

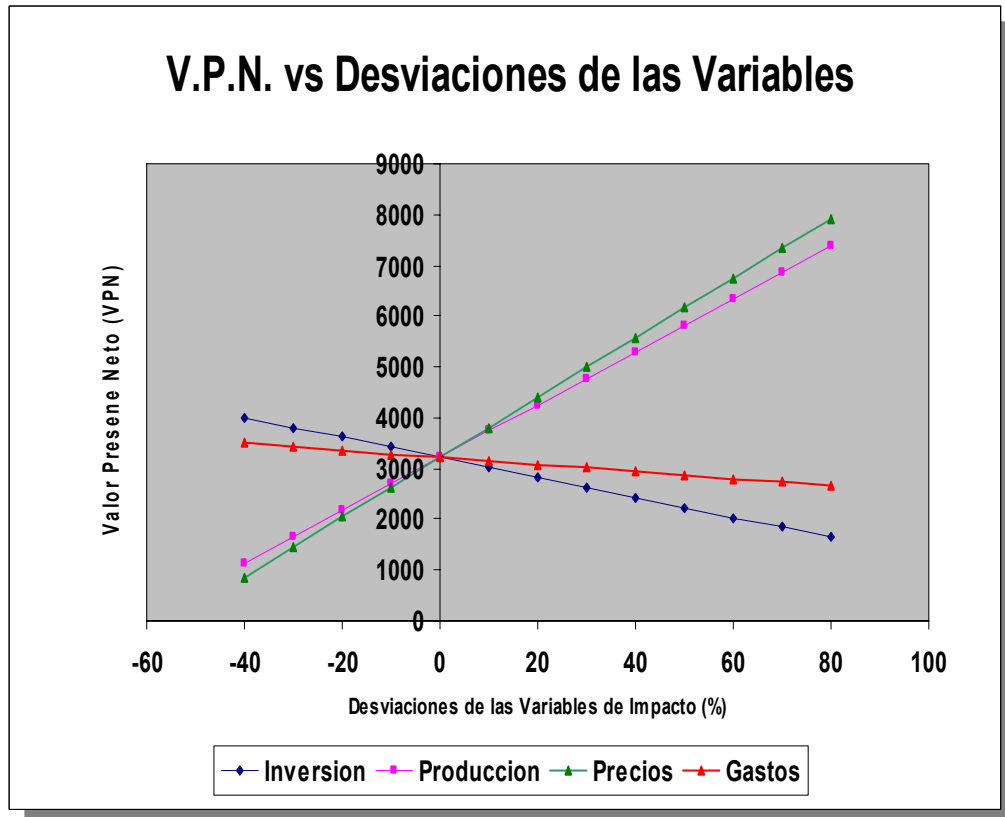


Fig. N° 5.32. VPN vs. Desviaciones de las Variables de la Propuesta de Localización Horizontal LOC-01.

A continuación se presenta el potencial inicial de producción y los resultados del análisis económico de las propuestas de localización horizontales (Tabla N° 5.29).

Tabla N° 5.29. Potencial Inicial e Indicadores Económicos de las Propuestas de Localizaciones Horizontales.

PROPUESTA	BNPD	VPN (M\$)	TIR (%)	EI (\$/\$)	TP (AÑOS)	RESULTADO
LOC-01	552	3218.62	28.03	1.45	1.56	Rentable
LOC-02	423	2466.44	21.48	1.11	1.20	Rentable
LOC-03	423	2466.44	21.48	1.11	1.20	Rentable
LOC-04	497	2897.92	25.24	1.30	1.41	Rentable
LOC-05	497	2897.92	25.24	1.30	1.41	Rentable
LOC-06	561	3271.09	28.49	1.47	1.59	Rentable
LOC-07	596	3475.17	30.26	1.56	1.69	Rentable

Las sensibilidades del análisis económico de las propuestas de localizaciones horizontales se muestran en el apéndice H.

5.7.- Aporte de producción de los planes propuestos

Una vez realizado el análisis económico se determinó que la ejecución de los planes de explotación tendrán un aporte de potencial de 6481.90 BNPD. Distribuidos por actividad de la siguiente manera (Fig. N° 5.33).

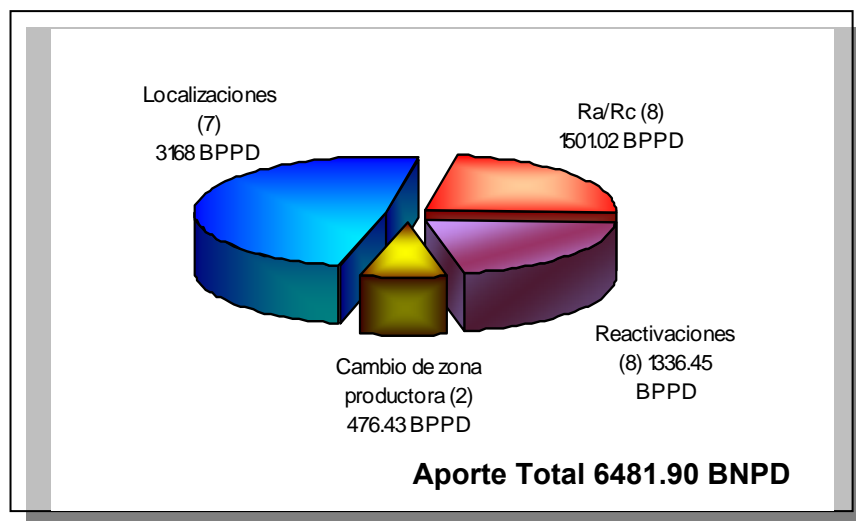


Fig. N° 5.33. Aporte de Producción de las Actividades Propuestas.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

1.- Existen 204 yacimientos inactivos en los campos Arecuna y Bare, de los cuales sólo 88 cumplieron con los criterios de selección establecidos.

2.- Los yacimientos P1 MFA 29, R1 MFA 33, T HAM 1 y T MFA 23 presentan diferencias en los espesores mostrados en el mapa y los presentes en los registros de los pozos interpretados en los yacimientos.

3.- Los yacimientos TL MFB 54 y R3 MFB 91 fueron eliminados para crear por revisión nuevos yacimientos, esta información no ha sido actualizada en el libro oficial de reservas 2007.

4.- Se detectaron 6 pozos que reportan producción en arenas abandonadas.

5.- Se encontraron 5 completaciones que no están registradas en Centinela.

6.- El valor calculado del factor volumétrico del petróleo de los yacimientos inactivos estudiados está dentro del rango (1.0334-1.0958) BY/BN.

7.- La solubilidad inicial del gas en el petróleo, calculada para los yacimientos en estudio, está en el rango (76.42-136.64) PCN/BN.

8.- La viscosidad del petróleo, calculada para los yacimientos inactivos estudiados, está dentro del rango (178-1746) cps.

9.- La causa más frecuente del cierre de los pozos es la elevada producción de agua, siendo el caso más común la canalización.

10.- Se identificaron 18 pozos que no presentan prospectos arenosos con acumulaciones de hidrocarburos que puedan ser explotados comercialmente. Ellos son: MFA 52, MFA 63, MFA 125, MFA 142, MFA 144, MFB 50, MFB 55, MFB 57, MFB 89, MFB 93, MFB 162, MFB 167, MFB 202, MFB 304, MFB 410, MFB 518 MFB 592 y MFB 595.

11.- De los 64 pozos candidatos a rehabilitaciones, sólo 18 presentaron factibilidad económica para ser abiertos a producción.

12.- Las propuestas de nuevas localizaciones resultaron ser económicamente rentables.

13.- El aporte de producción inicial asociado a las actividades generadoras de potencial es de 6481 BNPD.

6.2. Recomendaciones

1.- Realizar una revisión geológica de los yacimientos que presentaron deferencias en los espesores mostrados en el mapa y los presentes en los registros induccion de los pozos interpretados en el reservorio.

2.- Actualizar la información en el Libro oficial de reservas 2007, de los yacimientos que fueron eliminados para crear por revisión nuevos reservorios.

3.- Realizar reasignación de producción en aquellos pozos que reportaron producción en arenas abandonadas.

4.- Actualizar la información de la completación de los pozos: MFA 25, MFA 194, MFB 50, MFB 129, MFB 201 y MFB 304, en las arenas que no aparecen registradas en Centinela.

5.- Abandonar los pozos MFA 52, MFA 63, MFA 125, MFA 142, MFA 144, MFB 50, MFB 55, MFB 162, MFB 167, MFB 202, MFB 304, MFB 410, MFB 518 y MFB 592, ya que no presentaron prospectividad en toda su columna litológica.

6.- Completar como inyectores de agua de disposición los pozos: MFB 57, MFB 89, MFB 93 y MFB 595, los cuales presentan arenas de agua de gran espesor en las cuales es posible reinyectar el agua proveniente de la producción de los pozos.

7.- Ejecutar las propuestas de rehabilitación de pozos que resultaron ser factibles económicamente.

8.- Llevar a cabo las propuestas de perforación de localizaciones horizontales.

9.- Realizar programas de recuperación térmica en los pozos candidatos a rehabilitación que no resultaron ser rentables económicamente, debido a su bajo potencial de producción.

BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía citada

1.-González, C., “Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas”, **Tomos I y II, Ediciones FONINVES, Caracas (1990).**

2.-Lista, H y Ávila, H., “Identificación de nuevas oportunidades de explotación mediante la aplicación de la metodología integral de productividad (MIP) en las arenas R3 y S1 del yacimiento 11M201, Campo Acema 200 estado Anzoátegui”, **Tesis de Grado, UDO, Núcleo Anzoátegui (2002).**

3.-Coello, M., “Generación de Oportunidades de Explotación Mediante Técnica de Producción Conjunta en Arenas B1, B2, B3, C2, D1 y D2. Campo GÜICO-Guara Oeste”, **Tesis de Grado, UDO, Núcleo Monagas (2004).**

4.-Romero, L., “Evaluación de oportunidades de explotación en los principales yacimientos del campo Nigua, de la unidad de Mediano, del Distrito Sur San Tomé. Por medio de este estudio se identificaron nuevas oportunidades de explotación en los principales yacimientos del Campo Nigua”, **Tesis de Grado, UDO, Núcleo**

5.-Anzoátegui (2005).

6.-López, L., “Desarrollo de correlaciones para la estimación de propiedades PVT de los fluidos de los yacimientos Arecuna y Bare del área Hamaca de la Faja del Orinoco”, **Tesis de Grado, UDO, Núcleo de Anzoátegui (2005).**

7.-Carpio, M., “Evaluación de la Factibilidad de Reactivación de los Pozos Inactivos que Convergen en la Estación de Flujo Merey del Distrito Social San Tomé”, **Tesis de Grado, UDO, Núcleo de Monagas** (2007).

8.-“Glosario de Terminología de Reservas”, **PDVSA** (1992).

9.-Escobar, F., “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”, **Caracas, Octubre** (2001).

10.- “Bombeo Mecánico Para Ingenieros”, **Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de PDVSA, Ciudad Ojeda** (1997).

11.- “Bombeo Electrosomergible Para Ingenieros”, **Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de PDVSA, Ciudad Ojeda** (1997).

12.- “Bombeo de Cavidades Progresivas Para Ingenieros”, **Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de PDVSA, Ciudad Ojeda** (1997).

13.- “Completación y Reacondicionamiento de Pozos”, **Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de PDVSA, Zulia** (1997).

14.- Chan K. S., “Water Control Diagnostic Plots”, **SPE 30775, USA** (1995).

15.- Darcy, H., “Les Fontaines Publiques de la Ville de Djon”, **Paris** (1856).

16.- Carslaw, H. S., y Jaeger, J. C., “Conduction of Heat in Solids”, **Oxford** (1959).

17.- Dake, L. P., “Fundamentals of Reservoir Engineering”, **Amsterdam** (1978).

18.- Joshi, S. D., “Argumentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells”, **Oklahoma** (1988).

19.- Economides, M. J., Deimbacher, F. X., Brand, C. W., y Heinemann, Z. E., “Comprehensive Simulation of Horizontal Well Performance”, **SPE 20717**, (1990).

Bibliografía adicional

🚧 **Carpio, M.,** “Estimación del porcentaje de declinación de producción de los campos Bare y Arecuna, pertenecientes al bloque Ayacucho, faja del Orinoco”, **Tesis de Grado, UDO, Núcleo de Anzoátegui** (2004).

🚧 **Álvarez, M.,** “Análisis de Declinación de producción de los Yacimientos de la Unidad de Explotación Pesado Oeste San Tomé”, **Tesis de Grado, UDO, Núcleo de Anzoátegui** (2001).

🚧 **CIED,** “Caracterización Energética de los Yacimientos”, **Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de PDVSA, Segunda Edición**, (1997).

🚧 **PDVSA; CIED,** “Producción De Hidrocarburos”, **Maracaibo, Edo. Zulia** (1987).

🚧 **Craft y Hawkins M.,** “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”, **Editorial Tecno, Madrid** (1968).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO**

TÍTULO	“Generación de un plan de desarrollo para la explotación de las reservas remanentes de los yacimientos inactivos de los campos Arecuna y Bare del distrito Múcura”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Henríquez Puerta, Luis Daniel	CVLAC: 17.081.623 EMAIL: luisdaniel.hp@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Explotación

Reservas

Yacimientos

Pozos

Perforación

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

En este trabajo se propusieron planes de desarrollo que contribuyen con la generación del potencial de producción de los yacimientos inactivos de los campos Arecuna y Bare del Distrito Múcura. Para tal fin se creó una base de datos con información petrofísica, de producción y reservas, de los yacimientos inactivos seleccionados en el libro oficial de reservas 2007. Se determinaron las propiedades PVT de los fluidos presentes en los yacimientos por medio de correlaciones empíricas generadas para estos campos. Mediante la revisión de los archivos de pozos y la historia de producción registrada en Centinela y en OFM, y con la ayuda de los registros de cementación y las curvas de Chan, se detectaron los problemas asociados a la inactividad de los pozos. Los planes propuestos comprenden la reactivación de 19 yacimientos con unas reservas remanentes asociadas de 170.921 MMBN. El potencial inicial asociado a los planes es 6481.90 BPPN. Entre las actividades se encuentran: 8 reactivaciones, 8 reacondicionamientos permanentes, 2 cambios de zonas productoras y 7 nuevas localizaciones horizontales. La factibilidad en la aplicación de estas propuestas se determinó mediante evaluaciones económicas. Adicionalmente se propusieron 4 pozos para inyección de agua de disposición y 14 pozos para abandono físico.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E-MAIL				
	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
Ulacio, Ivón	CVLAC:	V-12.337.648			
	e-mail:	ivonulacio@cantv.net			
	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
Flores, Francisco	CVLAC:	V-13.360.925			
	e-mail:	floresff@pdvsa.com			
	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
Uricare, Jairo	CVLAC:				
	e-mail:				
	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
Castro, Luis	CVLAC:	V- 12.288.427			
	e-mail:				
	ROL	CA	AS	TU	JU(X)

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	10	30
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Plan_desarrollodeexplotación_reservas.doc	Aplicación/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: PDVSA (OPCIONAL)

TEMPORAL: 6 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado:

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

Henríquez Puerta, Luís Daniel

AUTOR

Ing. Ivón Ulacio

TUTOR

Ing. Jairo Uricare

JURADO

Ing. Luís Castro

JURADO

Ing. Francisco Flores

TUTOR

Prof. Raida Patiño

POR LA SUBCOMISION DE TESIS