

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE TÉCNICAS ESPECIALES DE CONTROL Y SEGUIMIENTO DE YACIMIENTOS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ÁREA DE JOBO ASIGNADO A PETROUDO

Trabajo Especial de Grado presentado
ante la Ilustre Universidad Central de
Venezuela para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo.

Por: Br. Tania M. Cabello Solís
Br. Violeta C. Wills López

Caracas, Marzo de 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE TÉCNICAS ESPECIALES DE CONTROL Y SEGUIMIENTO DE YACIMIENTOS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ÁREA DE JOBO ASIGNADO A PETROUDO

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Fernando J. Ferrer F.
TUTOR ACADÉMICO: Dr. Freddy Paz.

Trabajo Especial de Grado presentado
ante la Ilustre Universidad Central de
Venezuela para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo.

Por: Br. Tania M. Cabello Solís
Br. Violeta C. Wills López

Caracas, Marzo de 2003

DEDICATORIA

*A DIOS por llevarnos siempre
por el camino correcto.
A nuestros padres por su
apoyo incondicional.*

Con mucho cariño

AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres, Hector y Allis; Edgar y Miriam; por haber estado siempre con nosotras y apoyarnos en todo momento de nuestras vidas, los queremos mucho.

A nuestros queridos hermanos por brindarnos siempre su cariño, gracias.

A Edgar A y Manuel A; Ana Cecilia, Stephanie y Patrizia por darnos siempre esos ratos de alegría en los momentos buenos y no tan buenos, que Dios los bendiga.

A Orángel, a quien quiero con todo el corazón, gracias por tu amor y tu paciencia.

A mis queridos amigos, Salva, Dali y Ely, por estar siempre a mi lado, los quiero.

A Daniel R y Halim, gracias por hacer de los momentos de estudio ratos agradables; los quiero mucho.

A la Sra. Zoraliz de Aguaje, por su apoyo, su gran cariño y sobre todo por brindarme un hogar, muchas gracias

A nuestros queridos amigos que compartieron todos estos años de carrera, los queremos mucho.

Un especial agradecimiento a nuestros tutores Fernando Ferrer y Freddy Paz, por transmitirnos sus conocimientos y ofrecernos su apoyo en la realización de éste trabajo.

En general gracias a todos los que de una u otra manera intervinieron para que este trabajo se hiciera posible.

Tania y Violeta

Cabello. S, Tania y Wills. L, Violeta

APLICACIÓN DE TÉCNICAS ESPECIALES DE CONTROL Y SEGUIMIENTO DE YACIMIENTOS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ÁREA DE JOBO ASIGNADO A PETROUDO.

Tutor industrial: Ing. Fernando Ferrer **Tutor académico:** Dr. Freddy Paz

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002, N° 175 p.

Palabras claves: Monitoreo de yacimientos, Crudos pesados.

Resumen: El presente trabajo tiene como objetivo aplicar técnicas especiales de control y seguimiento para realizar un diagnóstico general del campo Jobo-02 asignado a PETROUDO, mediante la creación de una base de datos en OilField Manager (OFM), debido a que en la actualidad este campo carece de información digitalizada, lo cual dificulta la realización de actividades de control, supervisión y revisión del campo, de esta forma consolidar los datos históricos del mismo, el cual está siendo operado a través del convenio Empresas Mixtas PDVSA-Universidades.

La metodología utilizada en el desarrollo de este trabajo constó de tres partes fundamentales: primero se realizó un análisis de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-01, para lo cual se tomo en cuenta la geología, sedimentología, petrofísica y características del comportamiento histórico de producción.

Así mismo, se analizaron en detalle todos los pozos del área, para ello se revisó la información contenida en las carpetas de pozos, igualmente se realizó una clasificación de los pozos de acuerdo al estado actual, estado mecánico, historia de producción, entre otros.

Por último, se identificaron las zonas prospectivas del campo, así como los pozos con mayor potencial de producción y aquellos pozos posibles a RA/RC.

A través de la metodología empleada se pudo concluir que el programa OFM es una herramienta factible para diagnosticar de una forma rápida y gráfica el estado actual de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-01 pertenecientes del Campo Jobo-02 de manera tan precisa como exactos fueron los datos almacenados en ella.

ÍNDICE GENERAL

Capítulo I: Conceptos básicos de Yacimiento.....	3
1.1. Yacimientos de Hidrocarburos.....	3
1.1.1. Clasificación de los Yacimientos.....	4
1.1.1.1. Según la configuración de las trampas geológicas.....	4
1.1.1.2. Según el estado de los fluidos en el yacimiento.....	6
1.1.1.3. Según el mecanismo de producción.....	7
1.2. Recuperación de Petróleo.....	12
1.2.1. Recuperación primaria.....	12
1.2.2. Recuperación secundaria.....	14
1.2.3. Recuperación mejorada.....	15
1.3. Declinación de producción.....	16
1.3.1. Análisis de curvas de declinación.....	19
1.3.1.1. Declinación exponencial.....	20
1.3.1.2. Declinación hiperbólica.....	20
1.3.1.3. Declinación armónica.....	21
Capítulo II: Crudos Pesados.....	23
2.1. La Faja del Orinoco.....	23
2.2. Características de los crudos pesados y extrapesados.....	26
2.3. Tecnología de producción de los crudos pesados.....	27

2.3.1. Producción en frío.....	28
2.3.2. Recuperación térmica.....	29
2.4. Sistemas de producción en crudos pesados y extrapesados.....	31
2.4.1. Bombeo mecánico.....	32
2.4.2. Bombeo electrosumergible.....	34
2.4.3. Bombeo de cavidad progresiva.....	35
2.4.4. Levantamiento artificial por gas.....	36
Capítulo III: Características generales del área.....	38
3.1. Características generales del área.....	38
3.2. Características geológicas.....	40
3.2.1. Estratigrafía.....	41
3.2.1.1. Basamento Ígneo-Metamórfico.....	42
3.2.1.2. Formación Oficina.....	43
3.2.1.2.1. Miembro Morichal.....	44
3.2.1.2.2. Miembro Yabo.....	44
3.2.1.2.3. Miembro Jobo.....	45
3.2.1.2.4. Miembro Pilón.....	45
3.2.1.3. Formación Freites.....	45
3.2.1.4. Formación Las Piedras-Mesa.....	46
3.3. Modelo estructural.....	46

3.4. Modelo Sedimentológico.....	48
3.5. Modelo petrofísico.....	48
3.6. Descripción de los Yacimientos.....	49
3.6.1. Yacimiento Morichal-01.....	49
3.6.2. Yacimiento Jobo-01.....	51
Capítulo IV: OilField Manager.....	53
4.1. Monitoreo de yacimientos.....	53
4.1.1. Herramienta de monitoreo. OilField Manager (OFM).....	53
4.1.1.1. Técnicas de análisis de OFM.....	58
4.1.1.1.1. Índice de heterogeneidad.....	58
4.1.1.1.2. Comportamiento histórico de producción.....	63
4.1.1.1.3. Curvas de diagnóstico de Chan.....	67
Capítulo V: Metodología.....	70
5.1. Objetivos.....	71
5.1.1. Objetivo general.....	71
5.1.2. Objetivos específicos.....	71
5.2. Revisión Bibliográfica.....	72
5.3. Recolección y validación de datos.....	72
5.4. Carga de datos petrofísicos.....	72
5.5. Determinación del POES volumétrico.....	73

5.6. Cálculo de las reservas remanentes.....	74
5.7. Construcción de diagramas mecánicos y carga de eventos operacionales de los pozos.....	74
5.8. Aplicación de técnicas de análisis.....	75
5.8.1. Análisis del comportamiento histórico de producción. “Time Motion Study”.....	75
5.8.2. Índice de heterogeneidad.....	78
5.8.3. Curvas de diagnóstico de Chan.....	80
Capítulo VI: Discusión de resultados.....	81
6.1. Análisis petrofísico.....	81
6.1.1. Yacimiento Morichal-01.....	81
6.1.1.1. Arena neta petrolífera.....	81
6.1.1.2. Porosidad.....	82
6.1.1.3. Permeabilidad.....	83
6.1.1.4. Saturación inicial de agua.....	84
6.1.2. Yacimiento Jobo-01.....	85
6.1.2.1. Arena neta petrolífera.....	85
6.1.2.2. Porosidad.....	88
6.1.2.3. Saturación de agua inicial.....	90
6.1.2.4. Permeabilidad.....	92

6.2. Análisis del POES.....	94
6.2.1. Yacimiento Morichal-01.....	94
6.2.2. Yacimiento Jobo-01.....	95
6.3. Análisis de producción.....	97
6.3.1. Comportamiento histórico de producción. Morichal-01.....	97
6.3.1.1. “Time Motion Study”.....	102
6.3.1.2. Irrupción del Agua. Curvas de Chan.....	107
6.3.2. Comportamiento histórico de producción. Jobo-01.....	108
6.3.2.1. “Time Motion Study”.....	112
6.3.2.2. Irrupción del Agua. Curvas de Chan.....	117
6.4. Análisis de Reservas Remanentes.....	118
6.4.1. Yacimiento Morichal-01.....	118
6.4.2. Yacimiento Jobo-01.....	121
6.5. Análisis de Índice de Heterogeneidad.....	123
6.5.1. Yacimiento Morichal-01.....	123
6.5.2. Yacimiento Jobo-01.....	125
6.6. Análisis de los principales problemas del campo Jobo-02.....	128
6.7. Análisis de Oportunidades del Campo Jobo-02.....	129
Conclusiones.....	132
Recomendaciones.....	134

Bibliografía.....	135
Apéndice I: Listado de pozos con errores petrofísicos.....	138
Apéndice II: Listado de pozos de PETROUDO. Estado actual.....	141
Apéndice III: Curvas de Diagnóstico de Chan por pozos.	
Campo Jobo-02.....	148
Apéndice IV: Reservas remanentes de los pozos activos.	
Campo Jobo-02.....	156
Apéndice V: Índice de Heterogeneidad petróleo-gas.	
Yacimientos Jobo-01 y Morichal-01.....	158

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Yacimiento de Hidrocarburos.....	3
Figura 1.2. Trampas estructurales.....	5
Figura 1.3. Trampas estratigráficas.....	6
Figura 1.4. Mecanismo de producción por empuje hidráulico.....	8
Figura 1.5. Mecanismo de producción por gas en solución.....	9
Figura 1.6. Mecanismo de producción por empuje de capa de gas.....	10
Figura 1.7. Mecanismo de producción de empuje por gravedad.....	11
Figura 1.8. Diferentes mecanismos de producción.....	12
Figura 1.9. Restauración de presión por mecanismo de recuperación adicional.....	14
Figura 1.10. Declinación de Presión-Producción.....	16
Figura 1.11. Curvas de declinación Hiperbólica y Exponencial.....	22
Figura 2.1. Localización geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	24
Figura 2.2. Recuperación Térmica.....	29
Figura 2.3. Unidad de bombeo mecánico (balancín).....	33
Figura 2.4. Bomba electrosumergible (BES).....	34
Figura 2.5. Bomba de cavidad progresiva (BCP).....	35
Figura 2.6. Completación típica de levantamiento artificial por gas (LAG).....	36
Figura 3.1. Ubicación geográfica del Campo Jobo-02.....	38

Figura 3.2. Área asignada a PETROUDO.....	40
Figura 3.3. Columna estratigráfica del Campo Jobo-02.....	42
Figura 3.4. Mapa estructural. Tope arena C. Miembro Morichal.....	47
Figura 4.1. Mapa base. Campo Jobo-02.....	55
Figura 4.2. Mapa de mallado. Jobo-01.....	56
Figura 4.3. Gráfica “Plot”. Jobo-01.....	57
Figura 4.4. Diagrama mecánico del pozo JOA-370. Jobo-01.....	58
Figura 4.5. Índice de heterogeneidad petróleo-agua.....	60
Figura 4.6. Reconocimiento de zonas mediante el índice de heterogeneidad.....	62
Figura 4.7. Trayectoria de los pozos.....	63
Figura 4.8. Matriz de mapas para el “Time Motion Study”	65
Figura 4.9. Curvas de Chan. Conificación.....	67
Figura 4.10 Curvas de Chan. Problemas de comunicación mecánica.....	68
Figura 4.11. Curvas de Chan. Canalización o adedamiento.....	68
Figura 4.12. Curvas de Chan. Barrido normal.....	69
Figura 5.1. Esquema general de metodología.....	70
Figura 5.2. Proceso de análisis del comportamiento histórico de producción.....	77
Figura 6.1. Arena neta petrolífera. Morichal-01.....	82

Figura 6.2. Porosidad. Morichal-01.....	83
Figura 6.3. Permeabilidad. Morichal-01.....	84
Figura 6.4. Saturación inicial de agua. Morichal-01.....	85
Figura 6.5. Arena neta petrolífera. Unidades de Jobo-01.....	87
Figura 6.6. Porosidad. Unidades de Jobo-01.....	89
Figura 6.7. Saturación inicial de agua. Unidades de Jobo-01.....	91
Figura 6.8. Permeabilidad. Unidades de Jobo-01.....	93
Figura 6.9. POES. Morichal-01.....	94
Figura 6.10. POES. Unidades B y C de Jobo-01.....	95
Figura 6.11. POES. Unidad D de Jobo-01.....	96
Figura 6.12. POES. Unidades de Jobo-01.....	97
Figura 6.13. RGP, %AyS, Qo vs pozos productores activos. Yacimiento Morichal-01.....	98
Figura 6.14. Producción acumulada de petróleo. Morichal-01.....	99
Figura 6.15. Distribución de la producción acumulada de petróleo. Morichal-01.....	100
Figura 6.16. Distribución de la producción acumulada de agua. Morichal-01.....	101
Figura 6.17. Distribución de la producción acumulada de gas. Morichal-01.....	102

Figura 6.18. Deltas de producción de fluidos. Morichal-01.....	106
Figura 6.19. Curvas de Chan. JOA-9. Morichal-01.....	107
Figura 6.20. RGP, %AyS, Qo vs pozos productores activos. Jobo-01.....	108
Figura 6.21. Producción acumulada. Jobo-01.....	109
Figura 6.22. Distribución de la producción acumulada de petróleo. Jobo-01.....	110
Figura 6.23. Distribución de la producción acumulada de agua. Jobo-01.....	111
Figura 6.24. Distribución de la Producción acumulada de gas. Jobo-01.....	112
Figura 6.25. Delta de producción de fluidos. Jobo-01.....	116
Figura 6.26. Curvas de Chan. JOA-10. Jobo-01.....	117
Figura 6.27. Declinación del pozo JOA-120, caso I. Morichal-01.....	119
Figura 6.28. Declinación del pozo JOA-120, caso II. Morichal-01.....	120
Figura 6.29. Declinación del pozo JOA-45, caso I. Jobo-01.....	121
Figura 6.30. Declinación del pozo JOA-45, caso II. Jobo-01.....	122
Figura 6.3.1. Índice de heterogeneidad petróleo-agua. Morichal-01.....	123
Figura 6.32. Trayectoria del Índice de heterogeneidad petróleo-agua Morichal-01.....	125
Figura 6.33. Índice de heterogeneidad petróleo-agua. Jobo-01.....	126
Figura 6.34. Trayectoria del Índice de heterogeneidad petróleo-agua. Jobo-01.....	127

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1.	Valores PVT iniciales. Morichal-01.....	50
Tabla 3.2.	Valores PVT iniciales. Jobo-01.....	52
Tabla 5.1.	Identificación de los cuadrantes.....	79
Tabla 6.1.	Arena neta petrolífera promedio por unidades. Jobo-01.....	86
Tabla 6.2.	Porosidad promedio por unidades. Jobo-01.....	88
Tabla 6.3.	Saturación de agua promedio por unidades. Jobo-01.....	90
Tabla 6.4.	Permeabilidad promedio por unidades. Jobo-01.....	92
Tabla 6.5.	POES por unidades. Jobo-01.....	96
Tabla 6.6.	Pozos. Oportunidades.....	130

NOMENCLATURA

API	Gravedad API.
ANP	Arena Neta Petrolífera.
BES	Bombeo Eletrosumergible.
BCP	Bombeo de Cavidad Progresiva.
Bg	Factor volumétrico del gas.
BM	Bombeo mecánico.
bnm	Bajo nivel del mar
BNP	Bariles Normales de Petróleo.
BNPD	Bariles Normales de Petróleo por día.
Bo	Factor volumétrico del petróleo.
BY	Bariles de yacimiento.
CAPO	Contacto Agua/Petróleo Original.
CBL	Cement Bond Log.
CO₂	Dióxido de carbono.
°F	Grados Farenheit.
GR	Rayos gamma.
IH	Índice de heterogeneidad.
IAV	Inyección alternada de vapor.
K	Permeabilidad.

Km²	Kilómetros cuadrados.
LAG	Levantamiento artificial por gas.
Lpc	Libras por pulgada cuadrada.
m.a	Millones de años.
mD	Milidarcies.
MM	Millones.
MMM	Miles de millones.
N₂	Nitrógeno.
OFM	Oil Field Manager.
PCN	Pies cúbicos normales.
ppm	Partes por millón.
PVT	Presión, Volumen, Temperatura.
POES	Petróleo original en sitio.
RAP	Relación agua/petróleo.
RAP'	Derivada de la RAP.
RGP	Relación gas/petróleo.
Rsi	Solubilidad inicial del gas en el petróleo.
So	Saturación de petróleo.
Swi	Saturación inicial de agua.
SUS	Segundo Saybolt Universal.

UTM Universal Transverse Mercator Projection.

VDL Registro de Densidad Variable.

2D Dos dimensiones.

3D Tres dimensiones.

%AyS Porcentaje de agua y sedimento.

INTRODUCCIÓN

La explotación de crudos pesados y extrapesados cada día cobra mayor importancia, por una parte por el agotamiento progresivo de los yacimientos de crudo liviano y por otra dada la gran cantidad de reservas de este tipo de crudos en el país.

En Venezuela, abundan las acumulaciones de crudos pesados y extrapesados. Gran cantidad de los yacimientos de crudos pesados que existen en Venezuela, están ubicados en la Cuenca Oriental, específicamente en la Faja Petrolífera del Orinoco así como también en La Costa Oriental del Lago. Es por esto que surge la necesidad de aplicar técnicas especiales de monitoreo para el control y seguimiento de los planes de explotación.

Las acumulaciones de gas y petróleo se encuentran en trampas subterráneas limitadas por cierres estructurales, estratigráficos o combinación de ambos. Estas acumulaciones se presentan en formaciones porosas y permeables constituidas principalmente por arenas, areniscas, calizas y dolomitas.

Un yacimiento es una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos.

Este estudio estará enfocado al campo de crudos pesados y extrapesados, Jobo-02 el cual se encuentra localizado en el Estado Monagas, a 100 Kilómetros del sur de Maturín.

La unidad geológica en el campo Jobo-02 la constituye la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior Medio. La sección productora de la Formación Oficina comprende dos miembros: Jobo-01, subdividido en seis paquetes arenosos y

separados por la lutita Yabo del miembro inferior denominado Morichal-01, el cual está subdividido en ocho paquetes de facies arenosas.

Con el fin de diagnosticar el estado actual de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-01 pertenecientes al campo Jobo-02, se creó y validó una base de datos electrónicos con la información disponible, a través de la herramienta de monitoreo OilField Manager (OFM), la cual posee una excelente capacidad gráfica que permitió desarrollar técnicas de diagnósticos tales como cálculo del POES, estimación de reservas remanentes, contabilización de producción, de forma rápida y tan precisa como exactos fueron los datos almacenados en ella.

El presente trabajo consta de seis capítulos en los cuales se estudian las bases teóricas relativas al tema. La metodología y la discusión de resultados así como las conclusiones y recomendaciones.

Los capítulos I, II y IV se desarrollan las bases teóricas referentes a los yacimientos de hidrocarburos, los crudos pesados y OilField Manager (OFM) respectivamente.

En el capítulo III se describen las características del campo en estudio, en el capítulo V la metodología seguida en este trabajo.

La discusión de resultados se encuentra en el capítulo VI. Por último las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1. Yacimientos de Hidrocarburos ^{3, 6, 7, 12}

Se denomina yacimiento de hidrocarburos a de petróleo y gas que se encuentran en rocas porosas y permeables subterráneas, las cuales están limitadas por cierres impermeables que limitan su migración. Estas acumulaciones se presentan principalmente en arenas, areniscas, calizas o dolomitas. Ver figura 1.1.

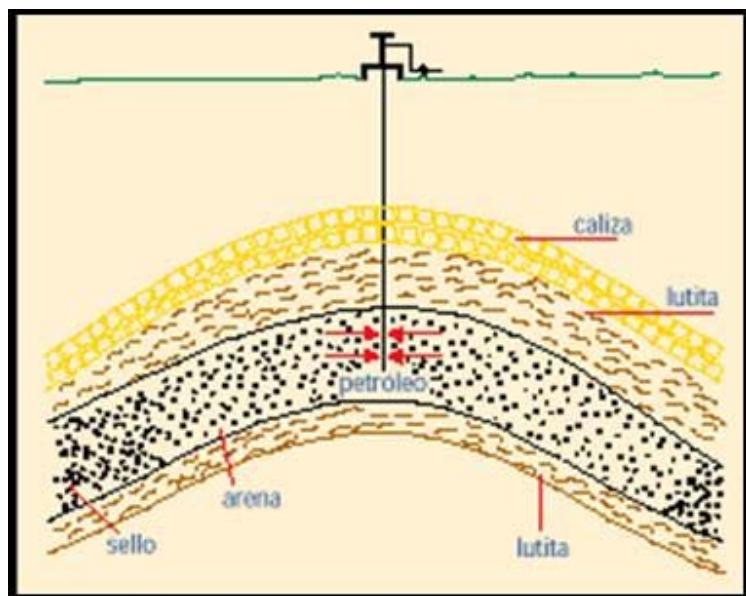


Figura 1.1 Yacimiento de Hidrocarburo.

Cuando los hidrocarburos del yacimiento son comercialmente extraíbles se le denomina yacimiento petrolífero.

Un parámetro muy importante del yacimiento es la presión del mismo, ya que ésta es la que induce el movimiento del petróleo desde el yacimiento hacia los pozos productores y desde el fondo de éstos a la superficie. De la magnitud de la presión

depende si el petróleo fluye naturalmente hasta la superficie o si será necesario recurrir a la extracción de petróleo de los pozos por medios mecánicos.

La presión natural del yacimiento es resultado de la misma naturaleza del yacimiento, ya que se deriva del mismo proceso geológico que formó el petróleo y el yacimiento que lo contiene y además depende de las fuerzas de sobrecarga que ejercen las formaciones suprayacentes y/o al agua dinámica subyacente.

1.1.1. Clasificación de los yacimientos^{4, 6, 7, 11}

Los yacimientos pueden clasificarse según tres criterios:

- ❖ De acuerdo a la configuración de trampas geológicas.
- ❖ Según el estado de los fluidos en el yacimiento.
- ❖ De acuerdo al mecanismo de producción.

1.1.1.1. De acuerdo a la configuración de las trampas geológicas

Los yacimientos basándose en la configuración geológica se clasifican en dos grupos:

Trampas Estructurales: Las trampas estructurales son consecuencia directa de las deformaciones producidas por las fuerzas subterráneas posterior a la sedimentación de los estratos en una cuenca sedimentaria. Dentro de esta clasificación se encuentran por ejemplo los anticlinales, sinclinales, fallas en areniscas, fracturas en calizas, discordancias y domos. Ver figura 1.2.

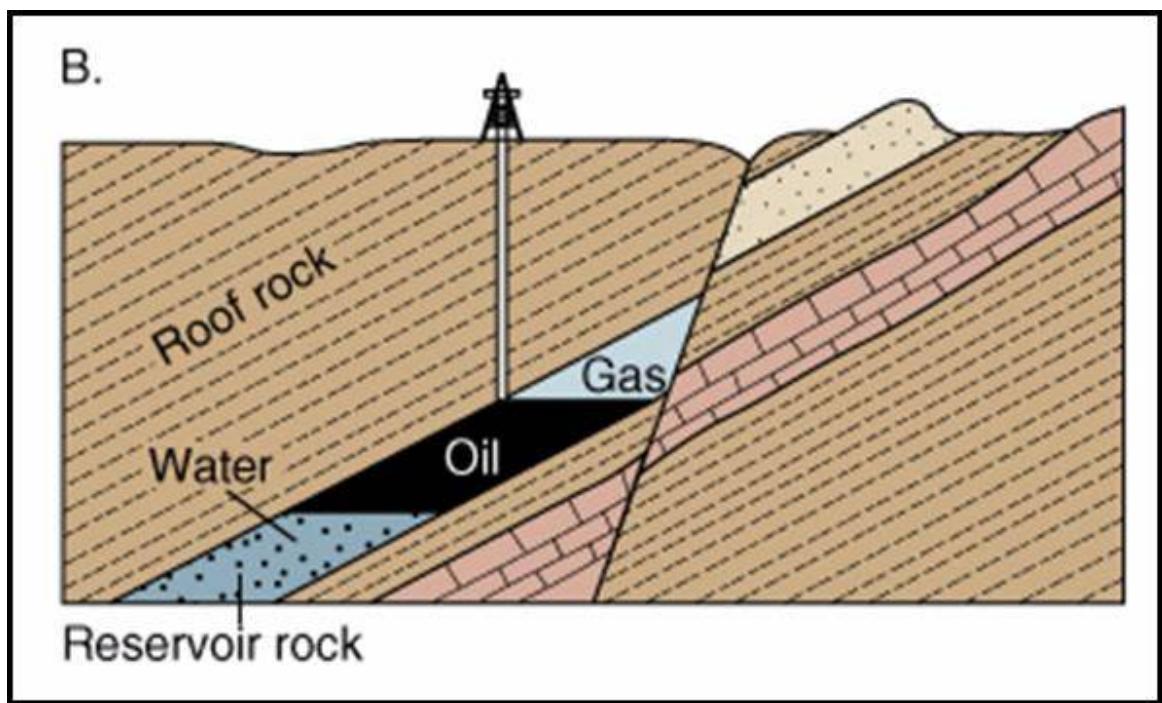


Figura 1.2: Trampas Estructurales.

Trampas Estratigráficas: Las trampas estratigráficas son aquellas en las que el factor principal que caracteriza la trampa es el cambio de facies o litológico que ocurre a lo largo de un estrato o de una formación. Su presencia está relacionada con el ambiente sedimentario en el cual se depositaron los estratos así como la ubicación de éstas trampas en la cuenca, ejemplo de trampas estratigráficas se tienen: lentes de arenas, cambios de facies, calizas o dolomitas porosas. Ver figura 1.3.

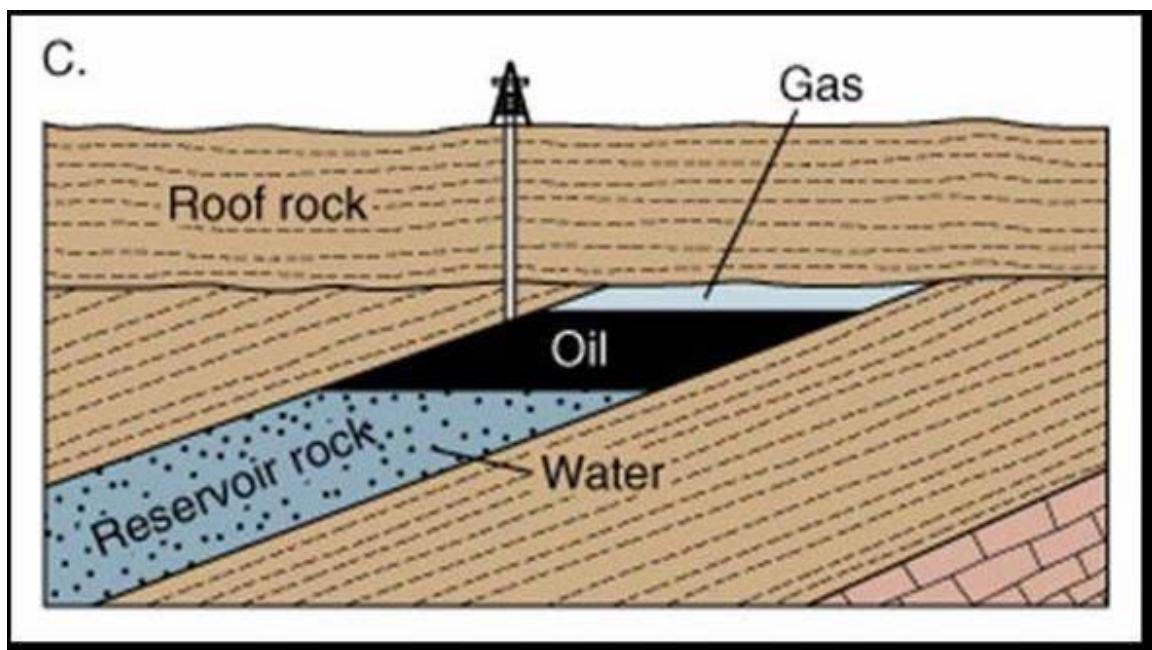


Figura 1.3: Trampas Estratigráficas.

1.1.1.2. Según el estado de los fluidos en el yacimiento

Los fluidos dentro de un yacimiento son mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos que dependen de la composición de la mezcla y de las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento. De acuerdo a un diagrama Presión-Temperatura se pueden clasificar los yacimientos de la siguiente forma:

Yacimiento de petróleo: Las condiciones iniciales de presión y temperatura de un yacimiento de petróleo se ubican en la región líquida de una sola fase; el yacimiento es clasificado como subsaturado y al bajar la presión el petróleo retiene todo el gas en solución hasta que se llega al punto de burbujeo. A partir de éste punto comienza la liberación del gas disuelto.

Yacimiento de gas seco: La característica principal de un yacimiento de gas seco es que la temperatura es mucho mayor que la temperatura crítica y no ocurre condensación como producto de la caída de presión que se presenta durante la producción.

Yacimiento de gas húmedo: Los yacimientos de gas húmedo presentan características similares a las del yacimiento del gas seco sólo que en éste caso, durante la producción puede condensarse cierto porcentaje de gas cuando se alcanza la región bifásica como consecuencia de la caída de presión y temperatura.

Yacimiento de gas condensado: Los yacimientos de gas condensado son aquellos reservorios cuya temperatura está entre la crítica y la cricondentérmica, por lo cual prevalecen las condiciones bifásicas durante la vida del yacimiento.

Yacimientos saturados: Los yacimientos saturados son aquellos que se encuentran en la región de dos fases a condiciones iniciales. Se caracterizan porque al bajar la presión inmediatamente se libera parte del gas disuelto en el petróleo.

1.1.1.3. De acuerdo al mecanismo de producción

Los yacimientos según el mecanismo de producción se clasifican de la manera que se señala a continuación:

Empuje hidráulico: El empuje hidráulico se define como la energía que contribuye a la recuperación de petróleo proveniente de un acuífero contiguo a la zona de petróleo, el cual posee suficiente agua como para reemplazar el volumen del petróleo producido. Ver figura 1.4.

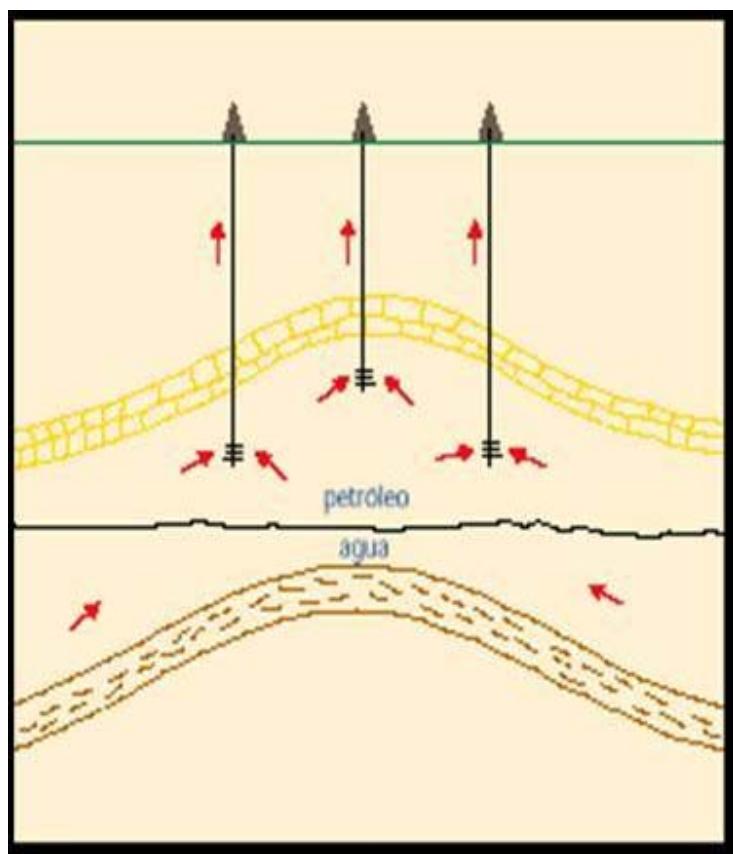


Figura 1.4: Mecanismo de producción por empuje hidráulico

El empuje se produce debido a que el agua depositada y acumulada a presión del acuífero, se expande, aportando y trasmitiendo parte de esa energía al yacimiento a lo largo del contacto agua-petróleo por efecto de la reducción de presión que ocurre por la producción acumulada de líquidos.

El empuje hidráulico puede ser activo o parcialmente activo, según sea el reemplazo volumétrico de fluido del acuífero hacia el yacimiento; los acuíferos también pueden clasificarse como lateral o de fondo, según la posición del acuífero en relación a la zona de petróleo del yacimiento.

Algunas de las características importantes de un proceso de mecanismo de producción por empuje hidrostático son:

- ❖ El volumen del yacimiento se reduce constantemente debido a la intrusión de agua.
- ❖ La presión estática promedio del yacimiento variará en función a la razón que exista entre la intrusión de agua y la tasa de vaciamiento del yacimiento.
- ❖ La recuperación de petróleo es alta (50%) del petróleo original en el yacimiento, en condiciones favorables.

Empuje por gas en solución: El empuje por gas en solución es el mecanismo de producción más común. Generalmente contribuye a la producción de la gran mayoría de los yacimientos. Ver figura 1.5. La expansión de gas en solución ocurre cuando se alcanza la presión de burbujeo y el gas sale de solución arrastrando consigo el petróleo.

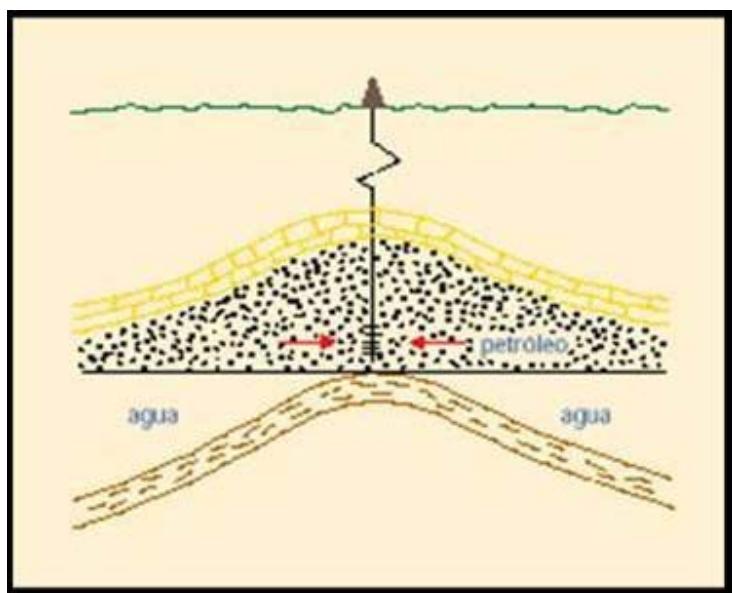


Figura 1.5: Mecanismo de producción por empuje de gas en solución

Empuje por capa de gas: El empuje por capa de gas ocurre en yacimientos saturados, donde parte del gas entrampado no está asociado con el petróleo y la

presión es menor que la de burbujeo. Bajo estas condiciones existe una capa de gas encima de la zona de petróleo. Cuando la zona de petróleo es drenada y la presión del yacimiento disminuye, la expansión de la capa de gas desplaza al petróleo hacia abajo. Ver figura 1.6.

La capa de gas retrasa la disminución de la presión y la liberación del gas en solución con el petróleo, disminuyendo así las relaciones gas-petróleo de producción de los pozos lo cual mejora la recuperación de crudo.

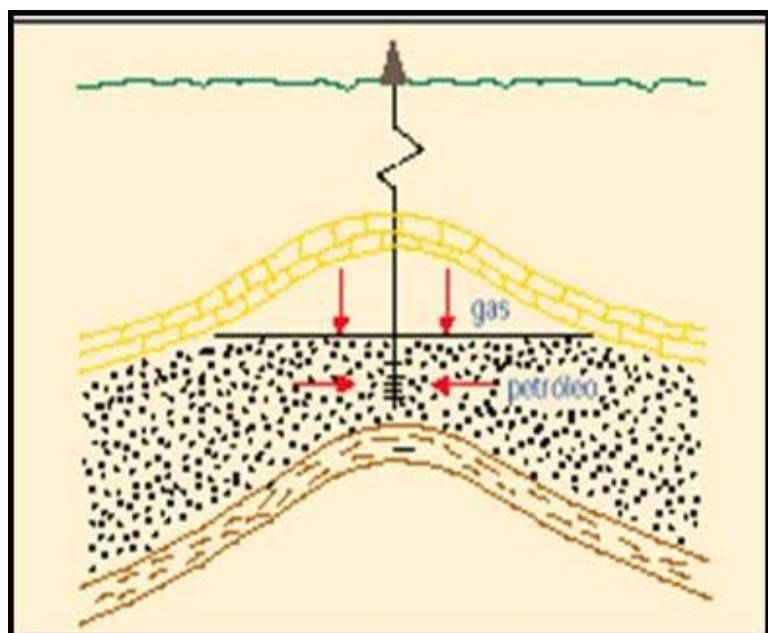


Figura 1.6: Mecanismo de producción por empuje de la capa de gas

Empuje por expansión de la roca y los fluidos: Este mecanismo de producción ocurre cuando existe una sola fase y es el resultado combinado de la expansión de la roca y de los fluidos al reducirse la presión del yacimiento. Este mecanismo se produce en yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no se separa del petróleo hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de burbujeo y entonces se activa el mecanismo de gas en solución. Esto no quiere decir que este mecanismo se detenga, ya que la roca y los fluidos se

siguen expandiendo, pero evidentemente su impacto se reduce significativamente ante la aparición de otros mecanismos más importantes.

Empuje por gravedad: Generalmente, los estratos tienen una cierta inclinación o buzamiento que de un punto a otro crea un desnivel. Este buzamiento se expresa en grados y puede ser muy pequeño, 2° o puede ser muy empinado, 45° o más. Mientras más alto sea el buzamiento, mayor oportunidad tendrá el petróleo de escurrirse buzamiento abajo. Ver figura 1.7.

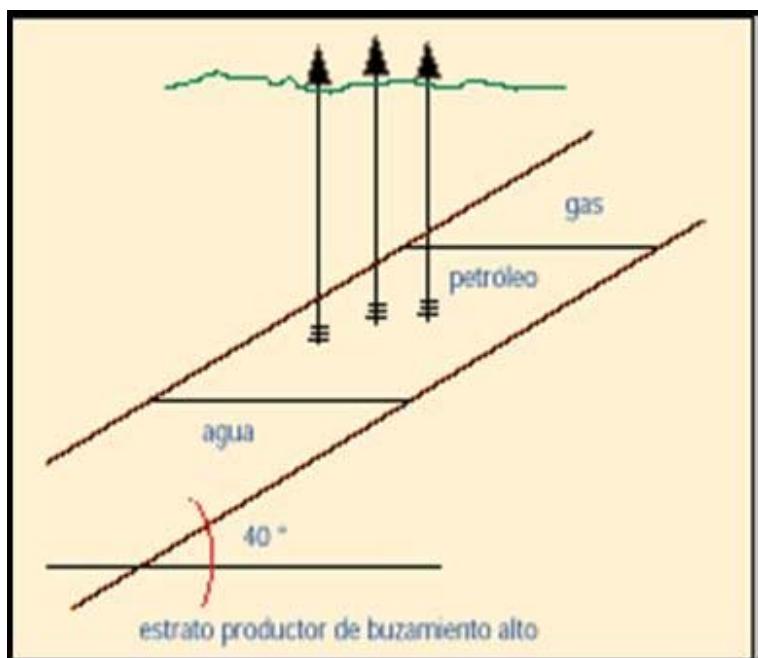


Figura 1.7: Mecanismo de producción de empuje por gravedad

Con el tiempo y dependiendo del volumen del yacimiento se forma una capa de gas secundaria o se incrementa la capa de gas primaria en el tope de la estructura, ayudando al drenaje de las reservas del yacimiento al producir petróleo que cae por gravedad en la parte baja de la estructura.

Empuje combinado: El empuje combinado ocurre en el yacimiento cuando actúan dos o más mecanismos de expulsión simultáneamente. La identificación del

mecanismo de producción es de vital importancia para establecer el plan idóneo de explotación del yacimiento. La figura 1.8, muestra en forma comparativa, el comportamiento típico de presión de yacimientos sometidos a los diferentes mecanismos de empuje.

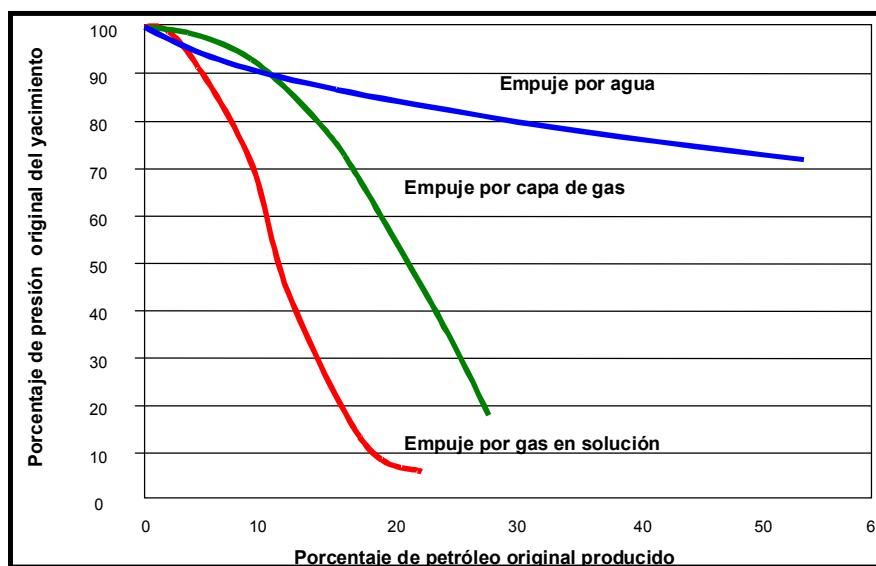


Figura 1.8: Diferentes mecanismos de producción

1.2. Recuperación de petróleo ^{2, 6, 7, 8, 11}

1.2.1. Recuperación primaria.

Es la recuperación primaria la que corresponde al empleo de la energía natural presente en los yacimientos para desplazar al petróleo hacia los pozos productores. Esta energía está representada generalmente por la expansión del agua, el petróleo, el gas y la roca; son ellos los que aportan la energía necesaria para llevar los fluidos hasta la superficie.

Los mecanismos de recuperación primaria son: empuje por agua, empuje por gas en solución, expansión de la roca y los fluidos, empuje por expansión de la capa de gas y el drenaje gravitacional. Tales mecanismos fueron descritos anteriormente.

Durante la producción primaria de crudo, la presión natural del yacimiento declina, por lo que algunas veces es necesario recurrir a procesos de recuperación secundaria inyectando agua o gas al yacimiento, a fin de desplazar el crudo hacia los pozos, y mantener niveles de presión adecuados. Sin embargo, durante este proceso y dependiendo del caso se va incrementando paulatinamente la relación agua-petróleo y/o gas-petróleo, llegando al punto en que el proceso no es económico.

En este momento es cuando se analiza la posibilidad de recurrir a un proceso de recuperación terciaria con el fin de recuperar el porcentaje considerable de crudo que queda retenido en el yacimiento por efecto de las fuerzas capilares.

1.2.2. Recuperación secundaria

La recuperación secundaria es utilizada para aumentar o mantener los niveles de energía natural del yacimiento y en consecuencia aumentar el recobro. Para esto se realiza la inyección de fluidos como agua y/o gas. Ver figura 1.9.

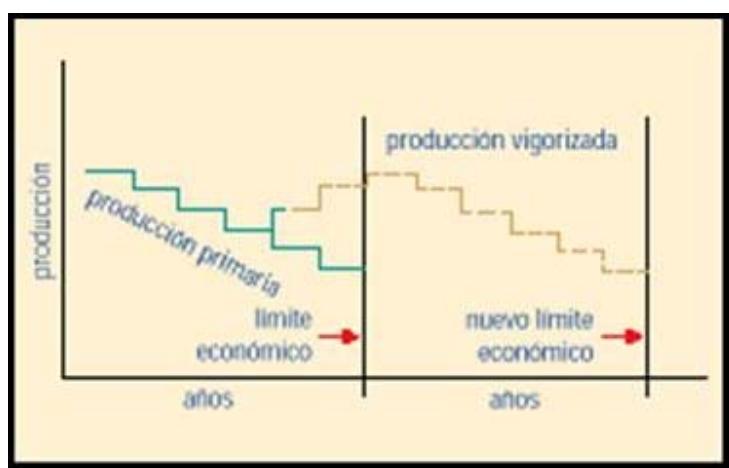


Figura 1.9: Restauración de presión por mecanismo de recuperación adicional.

Inyección de agua:

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, existen dos tipos de inyección de agua: una periférica o externa y otra inyección por arreglos o dispersa.

- ❖ La inyección externa: consiste en inyectar agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento.
- ❖ La inyección en arreglos, patrones o dispersa: consiste en inyectar agua dentro de la zona de petróleo, desplazando los fluidos (petróleo y gas) hacia los pozos productores.

Dentro de las características principales de la inyección en arreglos o dispersa se tiene que la selección de los arreglos se basa en: los límites del yacimiento y su estructura; en selección de la relación correcta de pozos inyectores a productores, lo cual depende de la relación entre inyectividad y productividad; en la continuidad de las arenas y en las propiedades petrofísicas de las mismas además del número de pozos existentes.

Este tipo de inyección es generalmente empleada en yacimientos de poco buzamiento con gran extensión areal.

Inyección de gas

Las operaciones de inyección de gas se pueden clasificar de la siguiente manera:
Inyección interna o dispersa e inyección de gas externa.

- ❖ La inyección de gas interna o dispersa: consiste en la inyección del gas dentro de la zona de petróleo; se aplica generalmente en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa inicial de gas y donde no hay tendencia a desarrollar una segunda capa de gas.
- ❖ La inyección de gas externa: se refiere a la inyección de gas en la parte más alta de la estructura donde se encuentra la capa de gas primaria o secundaria. Por lo general se lleva acabo en yacimientos con segregación por efecto de las fuerzas de gravedad.

1.2.3. Recuperación mejorada

Los procesos de recuperación mejorada son todos aquellos que se utilizan para producir mas petróleo del que se recuperaría por métodos primarios. Entre estos

métodos encontramos el de inyección de gases o químicos líquidos y el uso de energía térmica.

Los gases más comunes que se inyectan son los hidrocarburos gaseosos, el CO₂ el N₂ y los gases de combustión; con respecto a los químicos utilizados se incluyen polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes. Por ultimo, con respecto a la recuperación térmica, se utiliza vapor o agua caliente o la combustión de petróleo en la roca yacimiento.

1.3. Declinación de producción ^{6, 7, 8}

En un pozo, bajo condiciones de un agotamiento natural, la tasa máxima corresponderá a la tasa inicial y las tasas posteriores declinarán monótonamente, esto si no se modifican las condiciones operacionales de dicho pozo. Ver figura 1.10.

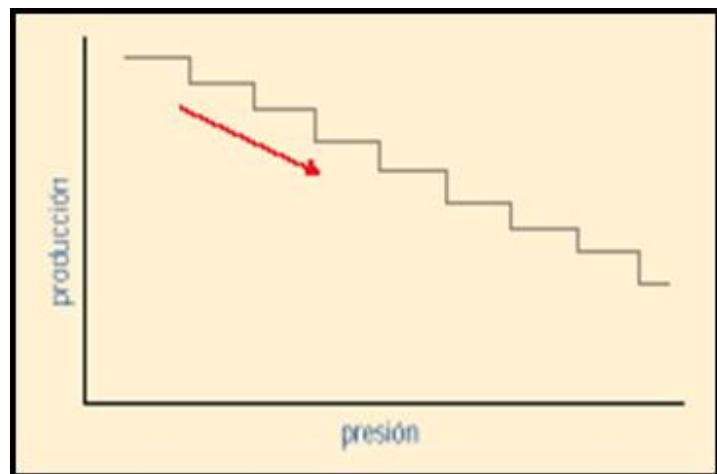


Figura 1.10: Declinación de Presión –Producción

La ecuación de Darcy, en su forma más sencilla de flujo radial, presenta los parámetros que intervienen en el comportamiento de la tasa:

$$Q_o = \frac{2 * \pi * Ko * h * (Pe - Pwf)}{\beta_o * \mu_o * \ln(re/rw)} \quad \text{Ecuación 1.1}$$

Donde:

Q_o : Tasa de petróleo

Ko : Permeabilidad al petróleo

h : espesor de la arena

$Pe - Pwf = \Delta P$: presión de fondo fluyente y presión del yacimiento respectivamente

β_o : factor volumétrico del petróleo

μ_o : viscosidad de petróleo

re/rw : relación de radio de drenaje con radio del pozo

Esencialmente la declinación corresponde a la declinación combinada de los parámetros $\Delta p/\mu_o$.

Al comienzo de la producción, la tasa inicial es la mayor debido a que para ese momento Ko y Pe , tienen su valor máximo, mientras que μ_o tiene su valor mínimo.

Mientras avanza la producción, $Ko^* \Delta p / \mu_0$ disminuye, lo cual da como resultado la declinación monótona de la tasa.

La declinación de un pozo es la paulatina y monotónica disminución de la tasa de dicho pozo, partiendo desde su valor máximo inicial y declinando a medida que avanza el agotamiento de su área de drenaje.

Análisis Mecanístico. En el proceso de análisis mecánico se examina el comportamiento histórico de los parámetros que afectan la producción (Ver ecuación de Darcy), como lo son P_e , P_{wf} , Ko y μ_0 , μ_0 para luego predecir la tasa, a nivel del área de drenaje de cada pozo y luego la tasa del yacimiento; esto a través de la sumatoria de todos los pozos completados en dicho yacimiento.

Análisis Estadístico. Este tipo de análisis consiste en ajustar un polinomio-tipo a un periodo de historia conocida, para luego realizar una extrapolación a futuro del comportamiento del pozo.

Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento. Su naturaleza dinámica proviene del hecho de que utiliza la historia de producción de los fluidos por pozo o por yacimiento, para la estimación de las reservas recuperables.

La aplicación del método está basado en que existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y realizar la predicción del yacimiento a partir de la extrapolación de dicha tendencia de comportamiento. En general, se busca un tipo de gráfico donde la tendencia se presente en forma lineal.

1.3.1. Análisis de las curvas de declinación.

En el método gráfico de análisis de las curvas de declinación se debe obtener una línea o curva de tendencia correspondiente a la vida del yacimiento, graficando la tasa de producción en función del tiempo. Se utiliza para ello papel con diferentes tipos de escalas (normal o logarítmico) con el objeto de obtener la línea más sencilla a utilizar (línea recta). El objetivo consiste en obtener curvas tales que sea posible hacer extrapolaciones y así poder inferir las predicciones respectivas.

Para cumplir con tal fin y una vez determinada la representación gráfica más conveniente, se podrá efectuar las correspondientes extrapolaciones hasta las condiciones de abandono. Esta extrapolación puede ser realizada hasta el agotamiento físico del yacimiento o pozo, pero se utiliza un límite económico, el cual se puede calcular con facilidad conociendo los costos de operación.

El límite económico es la base para calcular el abandono de un yacimiento, siendo un factor variable y particular de cada yacimiento debido a su extensión, el tipo de crudo, intrusión de agua, producción de gas, producción de asfáticos, entre otros.

El análisis de declinación se realiza, generalmente, mediante curvas, las cuales provienen de graficar el logaritmo natural de la tasa de producción en función del tiempo. Los tipos de curvas de declinación utilizadas son:

❖ Exponencial

❖ Hiperbólica

❖ Armónica

1.3.1.1. Declinación exponencial

Se dice que ocurre una declinación exponencial de la tasa de producción cuando la variación de la tasa de producción en relación a la variación del tiempo, expresada como una fracción de ella misma, es una constante. Matemáticamente, este tipo de declinación se expresa de la siguiente manera:

$$-D = \frac{(dq/dt)}{q} \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Donde:

q :Tasa de producción en BNPD

t :Tiempo de producción en días

D : Constante de declinación exponencial, en dias^{-1}

1.3.1.2. Declinación hiperbólica

Es aquella donde la variación de la razón de pérdida con respecto al tiempo es constante. La definición matemática de la declinación hiperbólica es la siguiente:

$$a = \frac{1}{b} = \frac{-q}{(dq/dt)} = \frac{da}{dt} = b \quad \text{Ecuación 1.4}$$

Donde:

b : Constante de declinación hiperbólica, en días⁻¹

q : Tasa de producción, BNPD

a : Razón de perdidas.

Para reconocer la declinación hiperbólica debe conocerse la historia de producción (tasa de petróleo diaria y tiempo de producción).

Cuando el valor de b cumple con la siguiente condición: $0 < b < 1$, se dice que la declinación es del tipo hiperbólica.

1.3.1.3. Declinación armónica

La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando $b=1$. La definición matemática de este tipo de declinación es la misma para la declinación hiperbólica.

$$q = q_i * (D_i * t + 1)^{-1} = \frac{q_i}{(D_i * t + 1)^{-1}} \quad \text{Ecuación 1.5}$$

Las declinaciones de tipo hiperbólica y exponencial se muestran en la figura 1.11, a continuación.

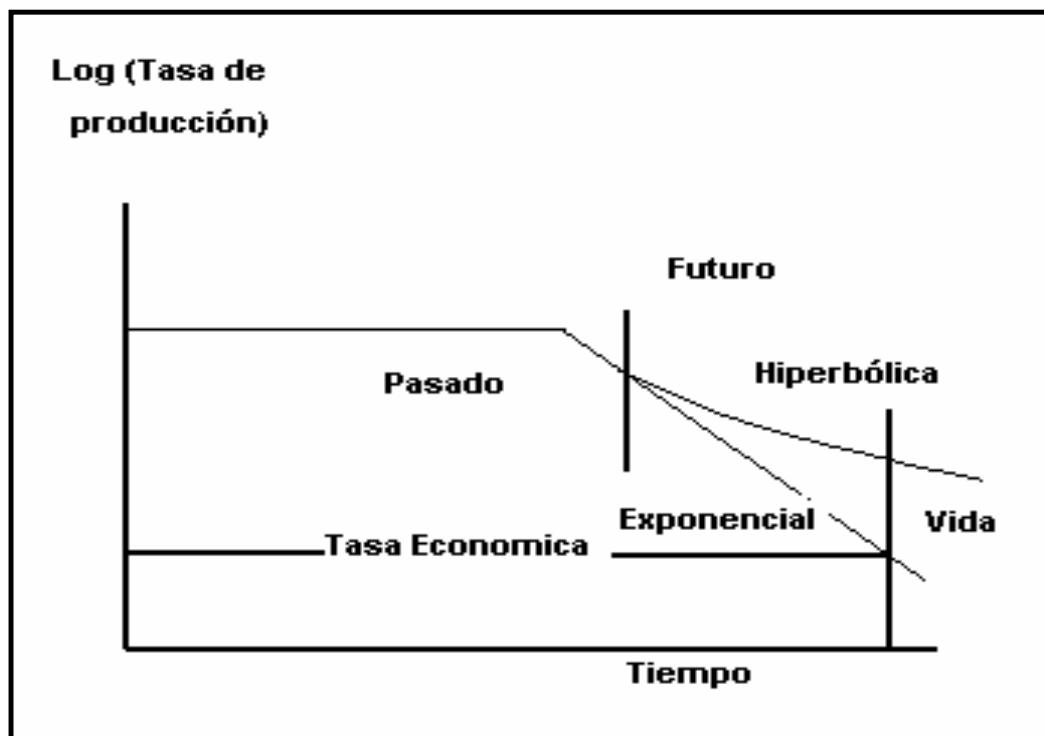


Figura 1.11: Curva de Declinación Hiperbólica y Exponencial

CAPÍTULO II. CRUDOS PESADOS

2.1. La Faja del Orinoco^{17, 19, 20}

Desde decenios de años se conoce la existencia de depósitos de crudos pesados y extrapesados que hoy atraen la atención de los petroleros del mundo.

Tal es el caso de la Faja (Morichal, estado Monagas) aquí en Venezuela, como también áreas de petróleos pesados y extrapesados en California, Canadá, México y otros sitios. Las razones por las que estos crudos no se produjeron anteriormente, se deben principalmente a sus características y al hecho de que mejores tipos de crudos (medianos y livianos) se obtenían sin mayores inconvenientes y en abundancia.

La Faja petrolífera del Orinoco tiene unos 700 kilómetros de largo y arranca desde Tucupita, Delta Amacuro, Atraviesa los estados Monagas y Anzoátegui, y cubre parte del estado Guárico. Tiene un ancho de 32 a 100 Km y su área abarca unos 53720 Km².

La Faja representa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela. Geográficamente se le ha dado el nombre de Faja del Orinoco porque en parte su límite sur corre a lo largo y cercano al río del mismo nombre. El delineamiento de su parte norte se fue construyendo desde mediados de los años treinta, a medida que el taladro exploraba la cuenca de Maturín y se avanzaba en dirección este-oeste y viceversa hacia el sur. Ver figura 2.1.



Figura: 2.1: Localización geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco

Ejemplos de los campos descubiertos entonces son: Temblador 1936, Pilón 1937, Uracoa 1937, Los Caritos 1940, Tucupita 1945, Jobo 1956 y Morichal 1958.

Las rocas en el substituto abarcan edades desde el Precámbrico al Reciente y están afectadas por varios períodos del tectonismo que dieron lugar a eventos regionales que combinados entre sí, favorecen la acumulación estratigráfica de petróleo en gran magnitud.

Otra característica de las formaciones que conforman los yacimientos de crudos pesados y extrapesados es que son arenas no consolidadas, o sea, que los granos de arenas tienen poca adhesión entre sí y por lo tanto son bastante sueltos. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su

estado virgen muestre alta porosidad y alta permeabilidad pero al ser penetrado por la barrena la pared del hoyo es bastante inestable.

Por otra parte, las formaciones deleznables exigen que el pozo sea terminado utilizando empaques apropiados de grava para inducir el apilamiento y la estabilidad de la formación. Esto es primordial para evitar el arenamiento del pozo durante el mayor tiempo posible.

Otras de las características de este tipo de crudos es que están acompañados de muy poco gas, situación que no ayuda al mecanismo natural de producción del yacimiento y al flujo ascendente del petróleo por la sarta hacia la superficie. Por tanto, difícilmente son pozos de flujo natural.

La explotación de crudos pesados y extrapesados en el Oriente y Occidente del país, se ha realizado mediante la aplicación de procesos de producción en frío y térmicos, tales como inyección alterna y continua de vapor. Hasta la década de los ochenta, la aplicación de la inyección alternada de vapor (IAV) representó el principal método de producción de éste tipo de crudos en el país.

Las evaluaciones de los recursos petrolíferos mundiales asomaron la conclusión de que las reservas probadas aseguradas y las probables y posibles por contabilizar en las cuencas sedimentarias conocidas no serían suficientes para abastecer el mundo a largo plazo. Posiblemente las áreas vírgenes restantes y todavía en espera de estudio y evaluaciones tampoco contribuirán suficientemente a los inmensos volúmenes de petróleo requeridos para el futuro. Por tanto, las áreas ya conocidas de petróleos pesados y extrapesados comenzaron a tener importancia mundial y a ser estudiadas y evaluadas detalladamente.

2.2. Características de los crudos pesados y extrapesados 3, 19, 20, 21

Una de las características de los crudos es la fluidez o viscosidad, representada también indirectamente por la densidad o gravedad específica (expresada internacionalmente mediante °API). En la escala °API, los crudos extrapesados caen en el rango 0.0-9.9 °API y los pesados en el rango de 10-21.9 °API. Así que el rango general que cataloga a ambos tipos de crudos es 0.0-21.9 °API.

La viscosidad o fluidez de estos crudos es bastante alta, de 500 a 1500SUS (Viscosidad Universal Saybolt, que representa el tiempo en segundos para que un volumen de fluido de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tabular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante). En la escala de viscosidad en centipoise, estos crudos tienen una viscosidad entre 1200 y 95000 centipoise. Si se considera que el agua tiene, aproximadamente, 1 centipoise de viscosidad, se apreciará la poca fluidez de estos crudos. La viscosidad es muy importante en el tratamiento y manejo del crudo, desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, de aquí a la superficie, y luego en el transporte e instalaciones de refinación. Por tanto, para hacerlos más fluidos y manejables requieren calentamiento o diluyentes.

Además de lo antes dicho, otras características común de estos crudos, y no tanto así de los crudos medianos y livianos, es que por peso tienen un alto contenido porcentual de azufre (1-8%). De igual manera pueden tener un apreciable contenido de sal y también contienen metales (níquel, vanadio) en volúmenes de 100 a 500 partes por millón (ppm) y por tanto tienen cierto poder corrosivo. A veces pueden tener también cierta cantidad de sulfuro de hidrógeno, que también es muy corrosivo y venenoso.

Estas características colocan a estos crudos en posición desventajosa frente a crudos convencionales debido a que:

- ❖ El procesamiento por destilación primaria y al vacío de estos crudos no resulta en productos comerciales. Contienen poca nafta y kerosén y sus viscosidades son muy superiores a la de los combustibles residuales más pesados que se manejan normalmente.
- ❖ No se pueden procesar en refinerías no específicamente diseñadas para ellos porque:
 - El alto rendimiento de residuo en la destilación primaria ocasiona que el circuito de fondo de las unidades de destilación se sobrecargue.
 - El alto contenido de vanadio impide utilizar los procesos catalíticos convencionales para obtener productos de más valor por procesamiento secundario.

Estos factores nos llevan a la conclusión de que estos crudos son poco atractivos para un refinador foráneo, lo que implica que el mercado de exportación para esos crudos en su forma natural es prácticamente inexistente. Para lograr colocarlos en los mercados es necesario someterlos a procesos que los lleven a calidades aceptables.

2.3. Tecnología de producción de los crudos pesados^{2,9,14,15,16,17,21}

Debido a la alta viscosidad que presentan estos tipos de crudos, la tasa de producción se ve perjudicada en alto grado, además el hecho de que la mayoría de los yacimientos de crudos pesados son de arenas poco consolidadas.

Los procesos de explotación de crudos pesados pueden dividirse en tres grupos fundamentales: los procesos de producción en frío, los procesos de recuperación térmica y los procesos basados en tecnologías de mejoramiento en sitio.

2.3.1. Procesos de producción en frío

Estos procesos comprenden esencialmente la producción con pozos verticales, direccionales e inclinados (pozos convencionales) y la producción con pozos horizontales.

- ❖ Los pozos convencionales están basados en la tecnología más conocida y desarrollada dentro del mundo petrolero, consecuentemente, es la que posee los mejores indicadores económicos en relación con tiempo de perforación, completación y puesta en operación. Sin embargo, las tasas iniciales de producción de petróleo pesado suelen ser bajas y declinan aceleradamente motivado a la alta viscosidad de estos crudos, lo cual limita las posibilidades de la explotación económica de este tipo de reservas.
- ❖ La perforación de pozos horizontales constituye una de las tecnologías más importantes desarrolladas en la industria petrolera de los últimos años, dado el incentivo que representa su aplicación al incrementar la productividad de los pozos en tiempos económicamente atractivos.

El objetivo de perforar pozos horizontales es mejorar la eficiencia de recobro del petróleo, en términos de aceleración de la producción, al proveer un contacto más efectivo entre el pozo y el yacimiento, lo cual conduce a que las tasas de producción sean más altas, incluso con menores caídas de presión. Otra ventaja de los pozos horizontales es que, al ser menor la velocidad de los fluidos, motivados a caídas de presiones más bajas que las de un pozo vertical, también es menor la tendencia a producir conificaciónes y adedamientos de agua y/o gas y arena.

Hasta el presente más de cinco mil pozos horizontales han sido perforados en todo el mundo en yacimientos de crudos pesados, mientras que en Venezuela

sólo recientemente se ha acentuado la aplicación de esta tecnología, tanto bajo la forma reentrada, como de pozos nuevos.

Es importante mencionar que los altos caudales asociados a los pozos horizontales motivó la aplicación de novedosos sistemas de levantamiento artificial.

2.3.2. Procesos de Recuperación Térmica

La recuperación térmica, es un proceso mediante el cual se introduce calor al yacimiento para producir combustibles a través de los pozos. Ver figura 2.2.

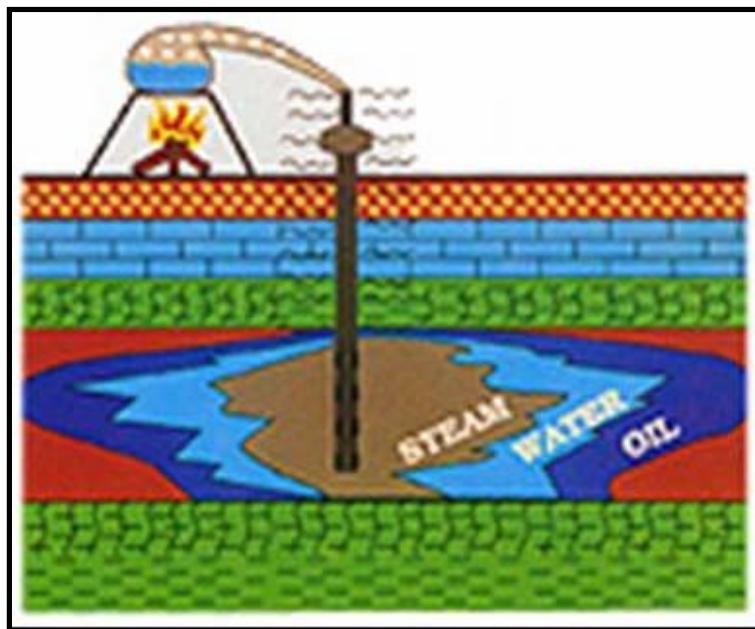


Figura 2.2: Recuperación térmica.

Este mecanismo es muy utilizado en crudos viscosos para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción de los mismos a través del calor. La reducción de la viscosidad del crudo por efecto de la temperatura, permite que este fluya con

mayor facilidad además mejora la relación de movilidad, incrementando así la tasa de producción.

Igualmente el calor es utilizado para mantener la temperatura del crudo por encima del punto de fluidez “pour point” durante su movimiento hasta la superficie, y para remover o inhibir la formación y deposición de parafinas y asfáltenos.

Existen dos proceso de recuperación térmica, uno que consiste en la inyección de un fluido caliente al yacimiento y otro en la generación de calor en el propio yacimiento, este ultimo también denominado proceso *in situ*.

Dentro de los procesos de inyección de fluidos al yacimiento se encuentran la inyección de vapor y la inyección de agua caliente.

La inyección de vapor es un proceso que consiste en suministrar energía térmica al yacimiento introduciendo vapor de agua, este mecanismo de inyección se puede dar en forma continua, donde el vapor se inyecta a través de cierto numero de pozos y el petróleo se produce por medio de pozos adyacentes, y de manera alternada, donde se estimulan individualmente los pozos mediante la inyección intermitente de vapor.

Entre los principales mecanismos que contribuyen a la producción del crudo mediante la inyección de vapor , se encuentran la disminución de la viscosidad del petróleo, la expansión térmica de los fluidos del yacimiento, entre otros.

La inyección de agua caliente, es un proceso de desplazamiento inmiscible que consiste en inyectar agua caliente a través de cierto numero de pozos y producir crudo a través de otros pozos. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo por agua caliente son: la reducción de la viscosidad del crudo, y la expansión térmica de los fluidos dentro del yacimiento.

La combustión en sitio, es un proceso de recuperación térmica, que consiste en la inyección de aire al yacimiento, el cual a través de la ignición espontánea o inducida ocasiona un frente de combustión que propaga calor dentro del yacimiento. En este proceso se generan una serie de reacciones químicas como la desintegración catalítica, la oxidación, la destilación y la polimerización, que, conjuntamente con los mecanismos de empuje por gas, condensación, desplazamientos miscibles, empuje por vapor y vaporización, contribuyen a desplazar el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos productores.

La combustión en sitio puede realizarse a través de dos procesos, el proceso de combustión convencional y el de combustión en reverso. En la combustión convencional los fluidos injectados y el frente de combustión se mueven conjuntamente hacia los pozos productores, por el contrario, en la combustión en reverso el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de aire, y la ignición del crudo se incita en el pozo productor.

2.4. Sistemas de producción en crudos pesados y extrapesados^{1, 14, 19}

El propósito del levantamiento artificial es mantener una presión de fondo fluyente, que permita a la formación producir la máxima cantidad de fluidos del pozo.

Cuando se completa un nuevo pozo y la energía almacenada en el reservorio es suficiente para impulsar el petróleo hasta la superficie, estamos en presencia de un pozo surgente. A medida que produce el pozo, la energía del reservorio disminuye, baja la presión en el cabezal, el pozo comienza a cabecear hasta que por fin deja de producir. En este momento termina la etapa del pozo surgente.

Para que el pozo continúe produciendo, es necesaria la instalación de un equipo de bombeo artificial, para lo cual se requiere transmitir energía en el fondo del pozo, y de esta forma poder extraer el fluido hasta la superficie.

Existen varios métodos de bombeo artificial, siendo los principales y más empleados los siguientes:

- ❖ Bombeo mecánico.
- ❖ Bombeo electrosumergible.
- ❖ Bombeo de Cavidad Progresiva.
- ❖ Levantamiento artificial por gas.

2.4.1. Bombeo mecánico (BM)

Este método emplea una bomba reciprocatante de desplazamiento positivo en el fondo del pozo para elevar la presión del fluido y enviarlo a la superficie.

La bomba de subsuelo está compuesta por los siguientes elementos básicos: el barril, el pistón, la válvula fija y la válvula viajera. Para que ocurra la acción de bombeo el pistón realiza un movimiento reciprocatante dentro del barril.

Las válvulas fija y viajera son válvulas de no retorno, de bola y asiento, de modo que sólo recibe el flujo en dirección hacia el cabezal. El volumen encerrado entre estas dos válvulas constituye la cámara de la bomba. Cuando el pistón asciende, la válvula viajera se cierra y la fija se abre, permitiendo la entrada de fluido hacia la cámara de bombeo. Cuando el pistón desciende, se cierra la válvula fija y se abre la viajera, lo cual permite la salida del fluido de la cámara de bombeo hacia la descarga de la bomba.

La bomba de subsuelo está accionada por una sarta de cabillas que transmite el movimiento reciprocatante desde la superficie hasta la bomba. En el extremo

superior de la sarta de cabillas se encuentra la barra pulida, la cual se encarga de garantizar un buen sello en la prensa-estopas colocado sobre el cabezal, de modo de minimizar la fuga de fluidos de producción.

El balancín es un conjunto de elementos mecánicos que se encargan de transformar el movimiento giratorio de un motor eléctrico, en movimiento reciprocatante. Debido a que el número de carreras por minuto requeridos a nivel del sistema de bombeo es relativamente bajo, es necesario colocar una caja reductora entre el motor y el balancín. Ver figura 2.3.

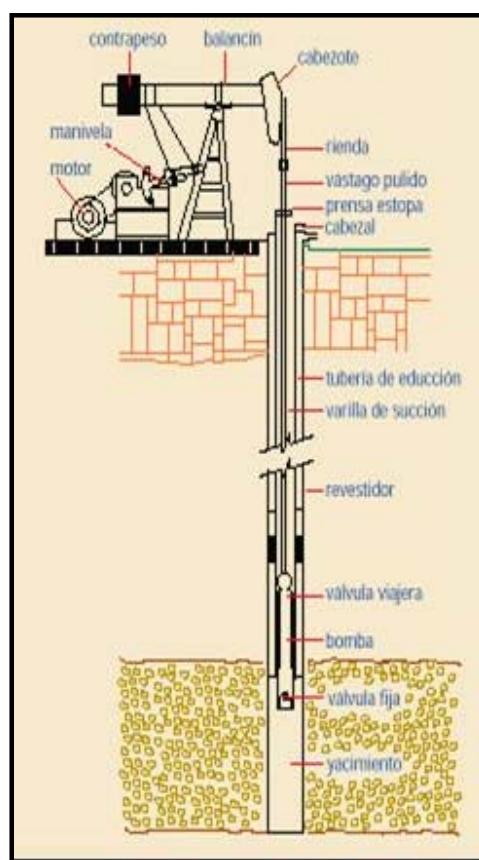


Figura 2.3: Unidad de bombeo mecánico (balancín).

2.4.2. Bombeo electrosumergible (BES)

Este método es generalmente usado por la industria de petróleo para producir pozos con grandes volúmenes de fluidos. El medio de transmisión de potencia de este medio es la energía eléctrica. La corriente es tomada de una red de distribución o de generadores individuales en algunos casos, es conducida mediante un cable hacia el motor que se encuentra en el fondo del pozo, dicho motor pone en funcionamiento la bomba, y ésta a su vez, bombeará el fluido hasta la superficie.

Las bombas electro sumergible consta de una serie de etapas que encajan en el eje. El tipo de etapa determina el volumen de fluido que maneja la bomba y el número de etapas determina el levantamiento total generado. Cada etapa está formada por un difusor y un impulsor diseñado de modo tal que soportan su propio empuje.

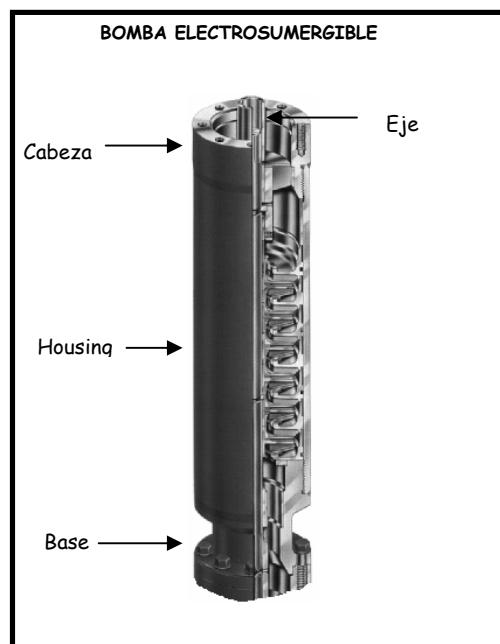


Figura 2.4: Bomba electrosumergible (BES).

2.4.3. Bombeo de cavidad progresiva (BCP)

Al igual que el sistema de bombeo mecánico, existe una bomba de desplazamiento positivo en el fondo del pozo. Sin embargo, en este sistema la bomba se acciona por rotación.

La BCP posee dos elementos: el rotor metálico y el estator, el cual usualmente es elástico, fabricada en material elastómero. Ver figura 2.5.



Figura 2.5: Bomba de Cavidad Progresiva (BCP).

El accionamiento del rotor es realizado mediante una sarta de cabillas que transmiten el movimiento giratorio desde la superficie, donde un cabezal especial para BCP cumple con las funciones de suministrar el torque y velocidades requeridas, así como de soportar la carga axial generada por el peso de las cabillas y por el peso de los fluidos sobre el rotor.

El equipo de superficie está compuesto por el motor eléctrico, un sistema de transmisión que incluye cajas reductoras de engranajes y puede incluir además un sistema de transmisión por correas. La transmisión por correas puede ser de relación de velocidades fija o variable.

En los casos que el motor se acopla directamente a la caja reductora, se suele utilizar un variador de frecuencia para accionar el motor eléctrico y controlar la velocidad de bombeo. Este sistema ofrece la eficiencia mecánica y termodinámica más alta de todos los métodos de levantamiento existentes.

2.4.4. Levantamiento artificial por gas (LAG)

El levantamiento artificial por gas es un método de producción de un pozo mediante la inyección continua de gas a alta presión, para aligerar la columna hidrostática en la tubería de producción (flujo continuo); o por inyección de gas a intervalos regulares, para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones (Flujo intermitente). Ver figura 2.6.

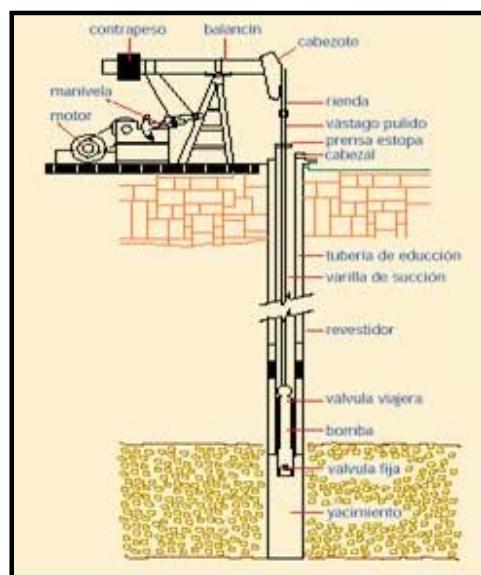


Figura 2.6: Completación típica de un levantamiento artificial por gas (LAG)

Flujo continuo

El método de levantamiento artificial por gas continuo es una tecnología que se basa en la inyección continua de gas natural a alta presión, con la finalidad de aumentar la recuperación del crudo. El gas injectado se mezcla con los fluidos de la formación en la tubería, reduciendo la densidad de la columna. La inyección se realiza a través de válvulas espaciadas a lo largo de la sarta de producción. Tanto la profundidad de las válvulas, así como el volumen de gas dependen de las características propias de cada pozo.

Flujo intermitente

En el flujo intermitente, el gas se inyecta a intervalos regulares que coinciden con la tasa de llenado del pozo por la formación productora.

En la inyección intermitente, una válvula con un orificio grande permite pasar un volumen alto de gas a la tubería levantando el fluido acumulado por encima de la válvula para que viaje a mayor velocidad, de forma que se minimice el desplazamiento y retorno del fluido por las paredes de la tubería. Se puede usar conjuntamente con un controlador de ciclo en superficie y en pozos con volumen de fluidos relativamente bajos.

CAPÍTULO III. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA

3.1. Características generales del área^{6,18}

El campo Jobo-02 se encuentra localizado en el estado Monagas, aproximadamente a 100 Km al sur de Maturín y a unos 70 Km al norte del Río Orinoco. Conforma, junto con otros campos, un área con cuantiosas reservas de crudo pesado. Abarca una superficie aproximadamente de 240 Km². Fue descubierto en 1939 con la perforación del pozo JOM-01. Ver figura 3.1.

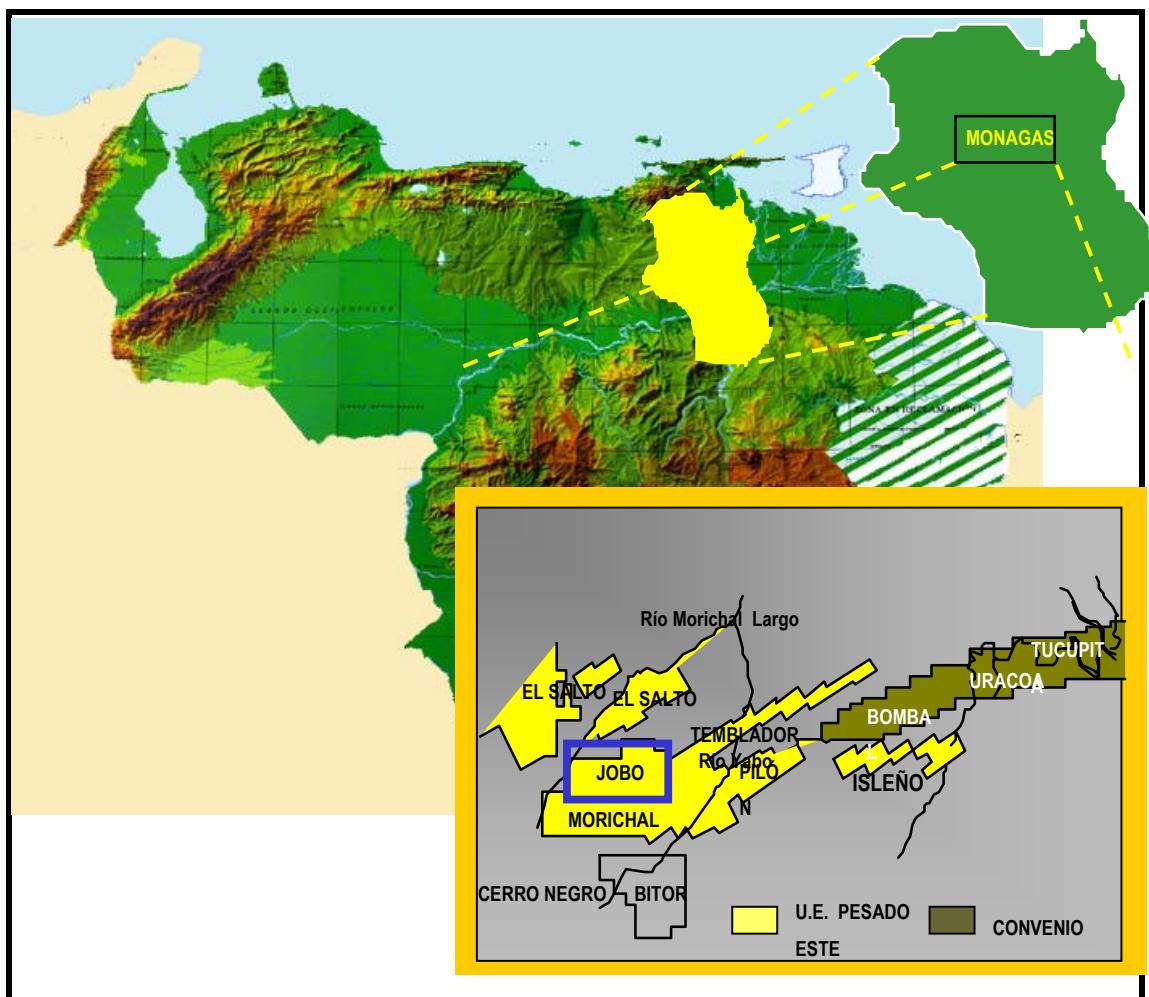


Figura 3.1: Ubicación Geográfica del Campo Jobo 02.

El área asignada a PETROUDO, está ubicada al Noreste del campo Jobo-02, con una superficie de 20 Kilómetros cuadrados, definida por los vértices de coordenada UTM:

V1:E:507.194,58 N:905.797,55

V2:E:503.015,72 N:983.380,67

V1:E:502.295,72 N:984.640,53

V1:E:497.336,57 N:981.784,15

V1:E:497.336,57 N:985.882,54

El área, objeto del presente trabajo, fue anexada al campo Jobo-02 en Septiembre de 1958 con la perforación del pozo JOA-01. Esta área incluye todos los pozos de siglas JOA. Hay un total de 152 pozos identificados con el prefijo “JOA”. Ver figura 3.2.

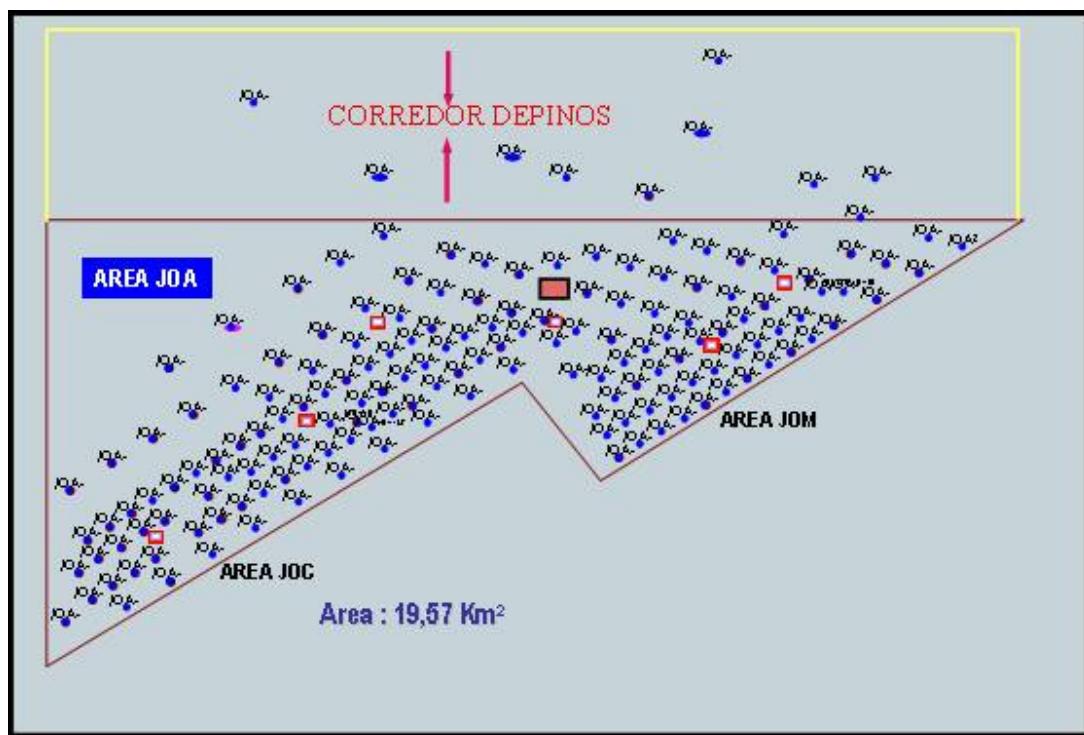


Figura 3.2: Área asignada a PETROUDO.

3.2. Características geológicas

La unidad geológica en el campo Jobo-02 la constituye la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio, que suprayace a la Formación Canoa del Cretáceo e Infrayace a las formaciones Freites (Mioceno Medio Superior), Las Piedras (Plioceno) y Mesa (Pleistoceno). Este grupo de unidades formacionales conforman la columna estratigráfica del campo Jobo-02.

La sección productora de la Formación Oficina comprende dos miembros: Jobo, con un espesor promedio de 150 pies, subdividido en seis paquetes arenosos y separado por la lutita Yabo del miembro inferior denominado Morichal. Este miembro, con un espesor promedio de 550 pies, está subdividido en ocho paquetes de facies arenosas separados por lutitas, no todos de continuidad lateral.

3.2.1. Estratigrafía

El campo Jobo-02, área Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, presenta una columna estratigráfica generalizada que está formada hacia la base por el Complejo Ígneo-Metamórfico de edad Pre-Cámbrico, que constituye el basamento. El Grupo Temblador de edad Cretácea, suprayace en contacto discordante al borde Norte y Noreste del área.

Sobre el grupo Temblador se depositó discordantemente la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior integrada por los miembros Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. En el Mioceno Medio-Superior se depositó concordantemente sobre la Formación Oficina la Formación Freites, y por último las formaciones Las Piedras y Mesa del Plioceno-Pleistoceno. Ver figura 3.3.

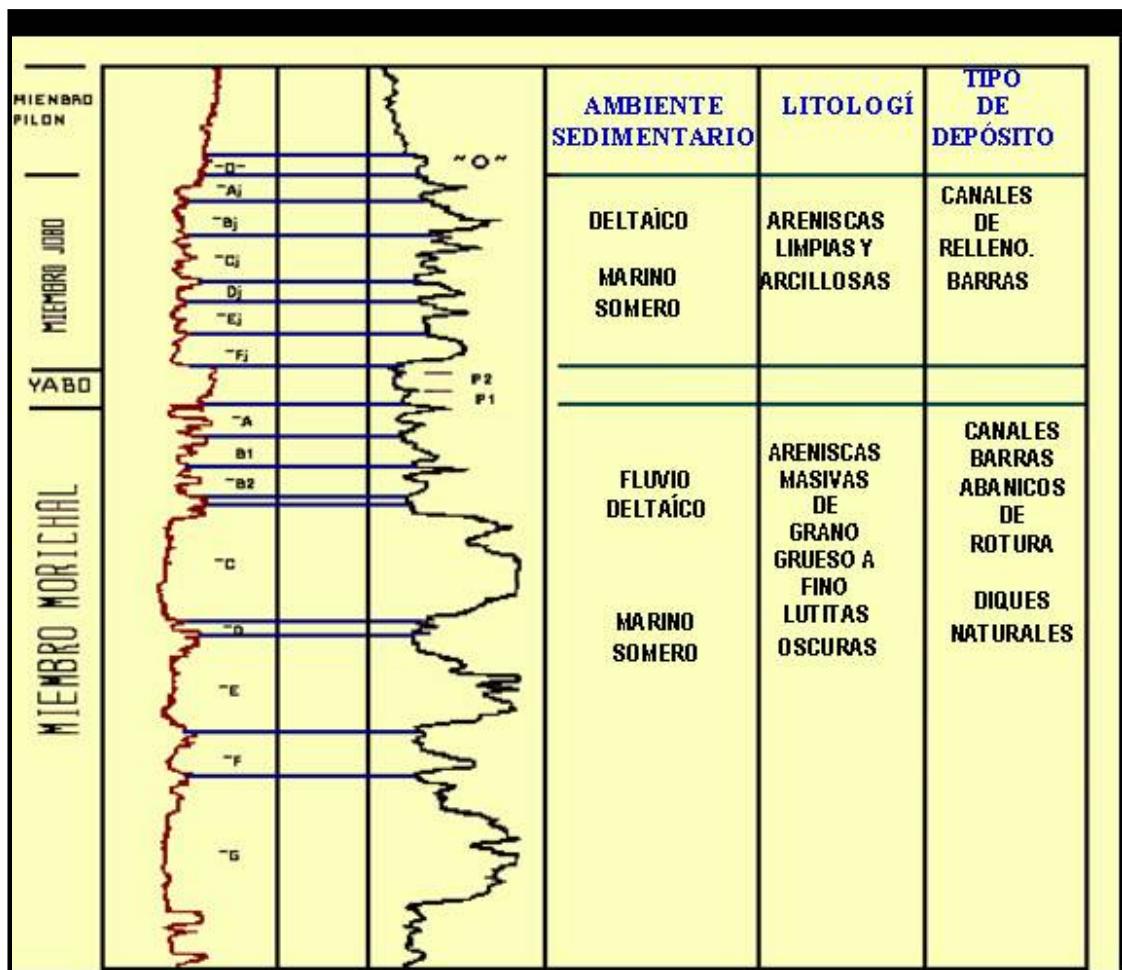


Figura 3.3: Columna estratigráfica del campo Jobo-02

3.2.1.1. Basamento Ígneo-Metamórfico^{6, 18}

El basamento se define como una continuación del Complejo Ígneo Metamórfico de Guayana con un paleorelieve accidentado y fallado, con altos y depresiones estructurales. Está constituido por rocas predominantemente ácidas tales como: Gneises, granitos, granodioritas, metasedimentos plegados e inyecciones ácidas. Estudios le determinan una edad de 2700 a 2800m.a. a las rocas, equivalente al Complejo Imataca.

La superficie del basamento en el sector tiene un buzamiento regional muy suave hacia el Norte (3° a 5°). En la zona central presenta una gran depresión que sirvió como depocentro de las Formaciones Cretácicas y Terciarias.

Grupo Temblador

El grupo Temblador comprende dos formaciones: Canoa y Tigre. La inferior, Formación Canoa, es de origen continental, compuestas de areniscas moteadas, limolitas y argilitas; la superior, Formación Tigre, es de ambiente marino y contiene areniscas y limolitas glauconíticas, lentes calcáreos que incrementa en sedimentos fluviales hacia el sur.

3.2.1.2. Formación Oficina

El petróleo producido en el campo Jobo-02, proviene de la Formación Oficina (dentro de la cual está ubicado el yacimiento estudiado), por ende reviste mayor importancia que todas las Formaciones que comprenden la sección estratigráfica.

Esta Formación descansa discordantemente sobre el Grupo Temblador y es transicional hacia arriba, a la Formación Freites del Mioceno Medio. Esta se describe como una secuencia de areniscas y lutitas interlaminadas e intercaladas. La Formación Oficina es un producto típico del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde se desarrollan extensas zonas pantanosas en alternancia con incursiones marinas de escasas profundidad y ambiente marino salobres, con canales deltáticos dirigidos principalmente de Sur a Norte.

La sedimentación terciaria en el Campo Jobo-02 está subdividida en cuatro miembros denominados en orden estratigráfico, Morichal, Yabo, Jobo y Pilón.

3.2.1.2.1. Miembro Morichal

Este Miembro está subdividido en ocho cuerpos básicamente arenoso separados por lutitas, no todos de continuidad lateral. Los cuerpos arenosos más desarrollados van desde la base (Arena G) hacia el tope, hasta la arena C. Están constituidos por areniscas de grano grueso a muy grueso con gradaciones a granos finos en el tope de la arena E y C respectivamente. El cuerpo D está constituido por lutitas oscuras carbonosas con intercalaciones de arenas.

Los cuerpos B2, B1, y A están constituidos por intercalaciones de areniscas de granos finos a muy finos, arcillosas, calcáreas con fragmentos de carbón intercalados con lutitas laminadas con materia orgánica. Gradando hacia facies más lutíticas desde la B2 hacia A.

La extensión en el subsuelo de este miembro está restringida a la Depresión de Cerro Negro; rellenado mayormente por sedimentos pobremente consolidados, fluviales, provenientes del Escudo de Guayana y algunos sedimentos marinos procedentes del norte; bordeada por los altos estructurales de Barracas y Soledad al Este y Oeste, respectivamente

3.2.1.2.3. Miembro Yabo

Presenta un intervalo lutítico con ciertas intercalaciones de areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas, en el cual a medida que se acuña hacia el sur contra el “Alto de Uverito”, se confunde con las areniscas de los miembros productores. La importancia de este miembro radica en que hacia el norte, en los campos tradicionales, es un buen marcador lutítico y mantiene separación entre los miembros productores: Morichal y Jobo.

3.2.1.2.3. Miembro Jobo

Es la segunda en importancia dentro del complejo fluvio-deltaico de la Formación Oficina. Esta constituido por sedimentos pobremente consolidados de areniscas, lutitas, limolitas con ciertas capas calcáreas y ligníticas. El contenido de arena se incrementa gradualmente y el escogimiento varía de bueno a pobre hacia el sur del área. La extensión en el subsuelo de este miembro es mayor que el Miembro Morichal, porque traspasa parcialmente los altos de Barrancas y Soledad.

En el Campo Jobo aportes fluviales del Escudo de Guayana se interdigitaron con las transgresiones marinas del Mioceno Medio, formando un delta al Norte del área. Se han realizado correlaciones en la zona que ha permitido discriminar el Miembro Jobo en seis lentes, denominados de menor a mayor profundidad en lentes A, B, C, D, E y F, separados por intervalos de lutitas.

3.2.1.2.4. Miembro Pilón

Consiste en sedimentos finos que van de limos a lutitas, de base a tope. Ese intervalo representa un período de relativa tranquilidad, de poca sedimentación que se puede interpretar como una extensa superficie de inundación, antes que se iniciara la gran transgresión de la Formación Freites a la cual pasa gradual y concordantemente.

3.2.1.3. Formación Freites

Esta formación constituye básicamente una unidad lutítica de color gris a gris verdoso con presencia de concreciones calcáreo-ferruginosas de color amarillentas. Hacia el tope presenta intercalaciones con areniscas delgadas, arcillosas, de grano fino, ligeramente glauconíticas. En la base presenta

areniscas verdes a amarillentas de grano mediano a grueso, glauconíticas, calcáreas o sideríticas muy fosilíferas.

3.2.1.4. Formación Las Piedras-Formación Mesa

Estas formaciones representan el tope de la columna estratigráfica del sector y aún no se han diferenciado debido a la dificultad que representa su correlación. Consiste principalmente de paquetes de arenisca de gran espesor, de granos gruesos con cemento ferruginoso y en menores proporciones lutitas y limolitas carbonosas. La importancia económica de éstas unidades radica en la capacidad de almacenamiento, generación y recarga de grandes volúmenes de agua dulce que serán aprovechados en los proyectos de inyección de vapor, uso industrial y doméstico.

3.3. Modelo Estructural

El patrón estructural identificado describe a la estructura como un homoclinal de buzamiento suave hacia el norte y entre 1 y 5 grados con un rumbo este-oeste, cortados en la parte sur, por un sistema de fallas asociadas a la falla Jobo-Morichal. Estas fallas buzan hacia el sur (40-45 grados) con desplazamientos verticales entre 100 y 300 pies. Este sistema de fallas junto con cierres estratigráficos al este y oeste y contactos originales de agua-petróleo ubicados al norte a -3430 y -3835 pies de profundidad, defines el entrampamiento de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-01. Ver figura 3.4.

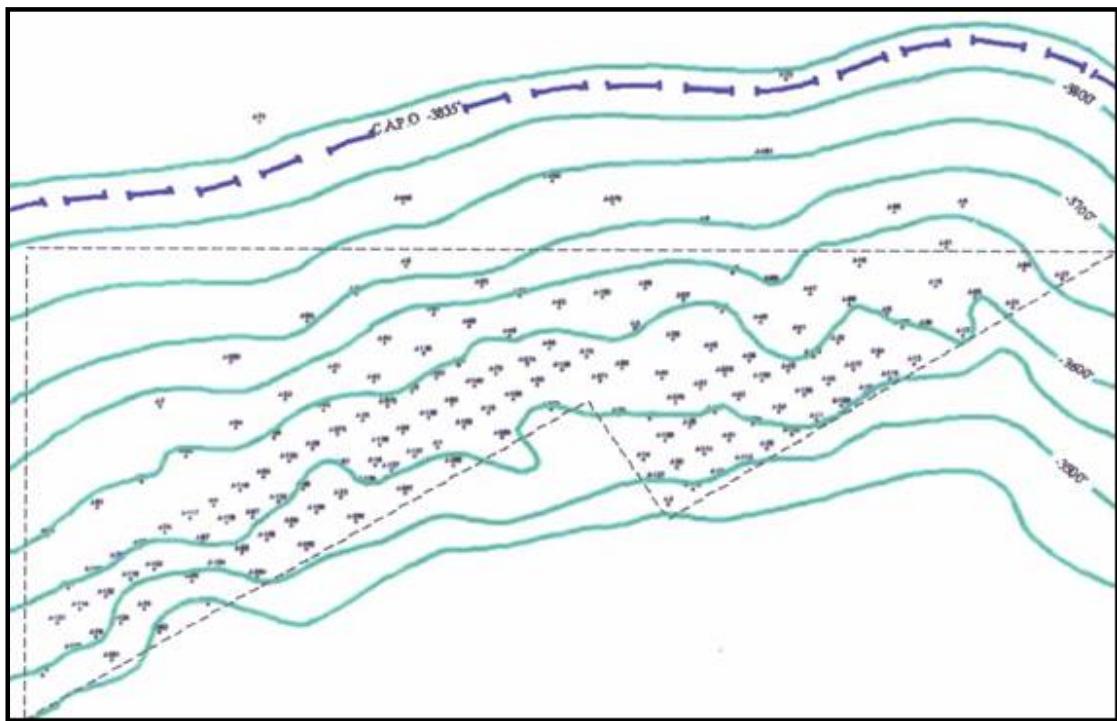


Figura 3.4: Mapa estructural. Tope arena C. Miembro Morichal-01

El marco estructural del área Jobo-02 está basado, en la correlación de 164 pozos, partiendo de la correlación del pozo tipo JOG-65. Esta correlación fue ajustada para los topes de los intervalos A y F amarrándose a la correlación establecida por INTEVEP en el estudio del yacimiento Morichal-01, agosto 1998.

Durante la realización del estudio del modelo estructural, sólo se disponía de 3 líneas sísmicas del levantamiento 2D del año 1997 para realizar la interpretación estructural. Este levantamiento resultó con mala resolución lo cual limitó la interpretación. En el año 1998, PDVSA ejecutó un levantamiento sísmico 3D, el cual está siendo interpretado actualmente por el equipo de Estudios Integrados Pesado Este.

En función de la información disponible al momento de realizar los estudios de los yacimientos Morichal-01 y Jobo-01, la cual consistía de todos los registros eléctricos de los pozos, información de registros de porosidad en 53 pozos y el estudio sedimentológico y bioestratigráfico del pozo JOC-465, ubicado al sur del área de estudio.

3.4. Modelo Sedimentológico

La descripción del modelo Sedimentológico se basa en la descripción del núcleo del pozo JOC-465, análisis de facies por patrones de curvas y su correlación con estudios regionales y locales. El modelo establece que el Miembro Morichal es una sucesión transgresiva de ambiente fluvio-deltaico donde predominan depósitos del tipo de canales fluviales (arenas G y F), canales distributarios, canales de ruptura y barras (arenas E y C), facies arcillosas (cuerpo D) y barras de desembocaduras (cuerpos A, B1 y B2). Mientras que el Miembro Jobo corresponde a depósitos de ambiente que van desde deltaico a marino somero donde predominan depósitos de barras de desembocaduras, sistemas de canales, y abanicos de rotura.

3.5. Modelo Petrofísico

El estudio petrofísico de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-01, incluyó un análisis de 53 pozos control, que presentan los registros mínimos (Resistividad-Porosidad-Gr), para realizar una evaluación cuantitativa confiable, en cuanto a la calidad de los registros y la ubicación de los pozos en el yacimiento. Además se tomó en consideración los resultados obtenidos en el análisis del núcleo tomado del pozo JOC-465, perteneciente al yacimiento Morichal-01.

Para los pozos que sólo poseen registros eléctricos, se generaron una serie de correlaciones que permitieron calcular las propiedades petrofísicas de los mismos.

3.6. Descripción de los Yacimientos

3.6.1. Yacimiento Morichal-01

El Yacimiento Morichal-01 fue descubierto en el año 1946 y produjo hasta 1956 cuando quedó inactivo. En 1969 fue reactivado a producción hasta el presente.

Es un yacimiento de crudo extrapesado (8.5 °API) con un área productiva de aproximadamente de 25000 acres y un petróleo original en sitio (POES) 1809 MMBNP. Este volumen está contenido en ocho cuerpos arenosos (A, B1, B2, C, D, E, F y G), los cuales se conectan hidráulicamente y están asociadas a un acuífero activo.

Desde el año 1971 el yacimiento ha estado sometido a inyección alternada y/o continua de vapor y desde 1978 se está inyectando gas como medida de conservación en los pozos ubicados al sur del área Jobo-02. También se tiene información de la inyección de aguas afluentes desde 1983 en pozos ubicados al Norte, buzamiento debajo de la estructura.

En el área se han completado a producción 93 pozos, en su mayoría con más de una arena produciendo, los cuales están ubicados al Norte del yacimiento y próximos al contacto agua- petróleo original cuya ubicación inicial se estimó a una profundidad de –3835' b.n.m.

Es importante resaltar que los pozos han sido completados preferentemente en las arenas A, B1, B2, C, D y E, debido a que las arenas F y G se interpretaron

mojadas en la mayoría de los pozos donde se penetró. Esto permite interpretar que el CAPO (-3835') se ubica buzamiento abajo ya que los pozos de las áreas JOC y JOM ubicados hacia la zona Sur del yacimiento, o sea, buzamiento arriba, han sido completados en las arenas G, F, E y C y no se evidenció la presencia de algún contacto agua-petróleo.

Hasta Diciembre del 2000, el yacimiento Morichal-01 en el área Jobo-02 ha producido un total de 60MMBNP, 25.2MMMPCN de gas y 49.3MMBNA.

En el yacimiento Morichal-01 sólo se dispone de un análisis PVT, realizado sobre una muestra recombinada obtenida del pozo JOC-440, el análisis de la muestra indicó una presión de saturación de 1486lpcf, a la temperatura del yacimiento 148°F y una solubilidad del gas en el petróleo (Rsi) de 106PCN/BN.

De las pruebas iniciales de completación de los pozos se obtuvo un promedio de la relación gas petróleo (RGP) de 133PCN/BN. Los valores PVT corregidos fueron confirmados cuando se efectuaron los cálculos de balance de materiales a varios niveles de agotamiento para cotejar la historia de presión-producción del yacimiento. Esto se obtuvo considerando el yacimiento saturado a una presión de 1600lpcf sin capa de gas y la presencia de un acuífero activo. Los valores PVT iniciales se tienen en la tabla 3.1,a continuación.

Tabla 3.1: Valores PVT iniciales. Morichal-01

Factor volumétrico del petróleo (Bo)	1.080BY/BN
Gas en solución (Rsi)	130PCN/BN
Factor volumétrico del gas (Bgi)	1.78BY/MPCN

3.6.2. Yacimiento Jobo-01

El Yacimiento Jobo-01 fue descubierto en 1939 por el pozo JOM-01, iniciándose la explotación y producción desde 1946 hasta 1956 cuando quedó inactivo, posteriormente en 1969 se reactivó la producción hasta el presente. El yacimiento contiene un crudo de 12.5 °API.

Se estimó un área petrolífera de 41557 Acres, con un petróleo original en sitio (POES) de 490MMBNP, contenido en seis cuerpos de arena (A, B, C, D, E y F), asociado a una capa de gas original que representa el 23.1% del volumen total del yacimiento.

El GOES es de 164.3MMMPCN en la capa de gas y 167.1MMMPCN disueltos en el petróleo, así mismo, el yacimiento está conectado hidráulicamente a un acuífero parcialmente activo.

En el área se han completado a producción 59 pozos, en su mayoría con más de una arena produciendo conjuntamente, los cuales están ubicados al Norte del yacimiento próximo al contacto agua-petróleo original cuya ubicación inicial se estimó a una profundidad -3430' b.n.m. El contacto original gas-petróleo se ubicó a -3085' b.n.m.

Es de observarse que los pozos han sido completados preferencialmente en las arenas A, B y C.

Hasta Diciembre del 2000 el yacimiento Jobo-01 en el área asignada al convenio había producido 71.1MMBNP, 54MMMPCN de gas y 33.4MMBNA.

Con respecto a las propiedades de los fluidos del yacimiento Jobo-01, se dispone de un análisis de fluido del pozo JOA-01, realizado en 1973 con

muestra de gas y petróleo en el separador, para representar las propiedades de los fluidos contenidos en este yacimiento se generó un pseudo PVT.

Junto a los parámetros reportados por los PVT del área, pruebas iniciales de producción y considerando el yacimiento saturado a la presión de 1463Lpc con capa de gas primaria y acuífero semiactivo, de acuerdo al comportamiento y evaluación del mismo, se generó un PVT sintético para representar las propiedades de los fluidos, estimando la curva del factor volumétrico del petróleo (BO), factor volumétrico del gas (Bg), solubilidad del gas en el petróleo (Rs) y viscosidad (μ_o) y gas (μ_g).

Estos parámetros PVT fueron confirmados cuando se efectuaron cálculos de balance de materiales a varios niveles de agotamiento para cotejar la historia presión-producción del yacimiento.

Los resultados obtenidos para el punto de burbujeo y ecuaciones que rigen los parámetros PVT se presentan en la tabla 3.2, a continuación.

Tabla 3.2: Valores PVT iniciales. Jobo-01

Factor volumétrico del petróleo(Boi)	1.14526BY/BN
Gas en solución(Rsi)	155PCN/BN
Factor volumétrico del gas (Bgi)	2.250BY/MPCN

CAPÍTULO IV. OILFIELD MANAGER

4.1. Monitoreo de Yacimientos^{13, 22}

El monitoreo de yacimientos constituye uno de los procesos más importantes dentro de la gerencia integrada de yacimientos y permite el seguimiento de la estrategia de explotación que se ha definido como la más conveniente para el yacimiento, y que en su conjunto garantiza una óptima explotación del volumen de hidrocarburos del yacimiento, agregando el máximo valor económico con una óptima utilización de recursos humanos y técnicos en armonía con el medio ambiente.

El proceso de monitoreo consiste en la observación y análisis de todas aquellas variables consideradas claves para asegurar la eficaz culminación de un plan o estrategia de explotación. El monitoreo de yacimiento es un proceso que puede abarcar desde la evaluación del yacimiento a nivel de pozos hasta el seguimiento del plan de explotación en su conjunto.

4.1.1. Herramienta de monitoreo OilField Manager

OilField Manager (OFM) es una aplicación que desarrolla un método para visualizar, relacionar y analizar datos de producción y yacimiento de una manera eficiente. OFM permite todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea, además, como un sistema para automatizar las herramientas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Entre los usos que se le pueden dar a OFM están:

- ❖ Análisis de pozos y campos
- ❖ Programas y operaciones de optimización del campo

- ❖ Administración de reservas
- ❖ Planes de desarrollo
- ❖ Programas de mantenimiento
- ❖ Administración de flujo de caja

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

OFM posee una plantilla única que contiene un gran número de tablas con la mayor cantidad de datos posibles, que permiten estandarizar los procedimientos de creación de proyecto. Adicionalmente se creó una plantilla de variables calculadas, unidades, gráficos y reportes más utilizados en la industria petrolera. Las tablas más importantes que posee la aplicación OFM son:

- ❖ La tabla maestra tipo estático, ésta tabla contiene toda la información básica de los pozos incluyendo sus coordenadas.
- ❖ La tabla de Sort de tipo estático: contiene toda la información que permitirá seleccionar y agrupar información por diferentes categorías. La tabla de producción de tipo mensual, con la información de producción mensual de los pozos.

La importancia de utilizar esta tecnología o forma de crear proyectos es que los datos son extraídos de fuentes diversas, lo que ayuda a manejar la calidad del dato almacenado en él.

La idea de los proyectos en OFM es que sean actualizados mensualmente con el objeto de incluir nuevos datos de producción cargados, en la base de datos que suple de información a OFM, durante los cierres mensuales, y en aquellos lugares en que sea necesario, puede ser semanal.

Entre los diferentes módulos que posee la herramienta de OFM se encuentran los siguientes:

- ❖ Reportes: este formato es utilizado para ver y comparar de manera escrita los valores de las variables seleccionadas. Se pueden incluir en un reporte variables calculadas, variables que provengan de una tabla, variables obtenidas de una gráfica, así como pueden aparecer también operaciones entre variables.
- ❖ Mapa base: Es la ventana principal del programa, donde se muestra la ubicación de los pozos, además permite seleccionar aquellos que serán utilizados. Desde esta ventana se tiene acceso a los demás componentes del OFM.

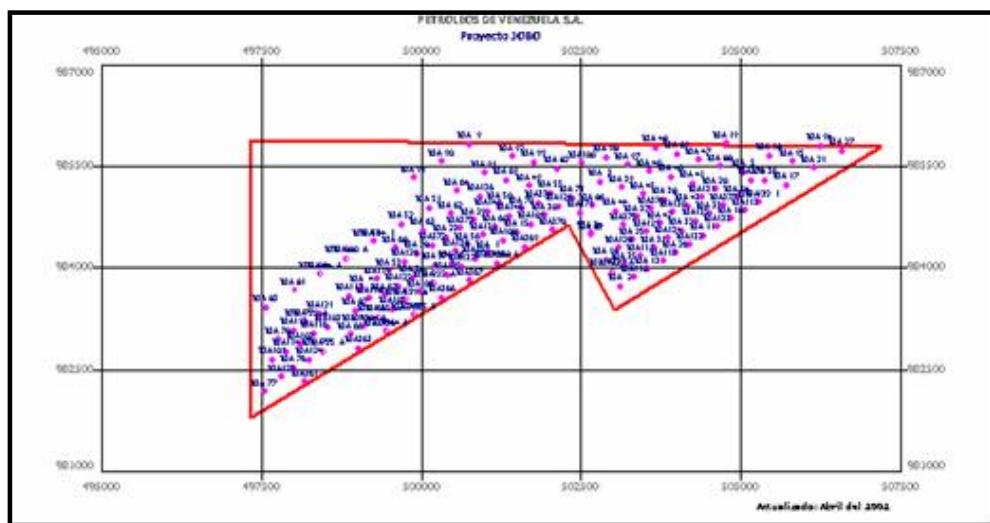


Figura 4.1: Mapa base. Campo Jobo-02

- ❖ Mapa de burbuja (bubble map): es un formato visual que se usa para estudios al nivel de los pozos con el cual se puede analizar una variable o varias variables a la vez, las cuales pueden ser de cualquier tipo. Una característica de este módulo es que hace los estudios sobre el mapa de la zona del proyecto, también sirve para ver la evolución de las variables en el tiempo mediante una animación o puntualmente.

- ❖ Mapa de mallado (grid map): la esencia de este formato visual es para realizar estudios al nivel del yacimiento con respecto a una variable. Al igual que el mapa de burbuja este formato trabaja sobre el mapa de la zona del proyecto y además nos permite monitorear los yacimientos en función del tiempo, mediante una animación o puntualmente.

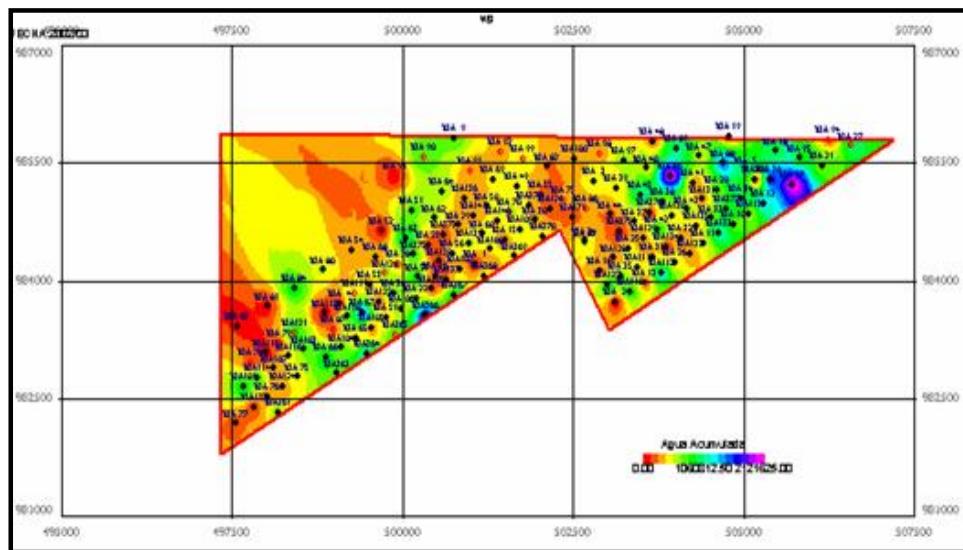


Figura 4.2: Mapa de mallado. Jobo-01.

- ❖ Gráfica (plot): es un formato para visualizar el comportamiento de una variable con otras variables mediante trazos de líneas o puntos, de manera individual para cada pozo. Se puede utilizar una variable para el eje X y hasta 6 para el eje Y, además se pueden hacer varias gráficas a la vez.

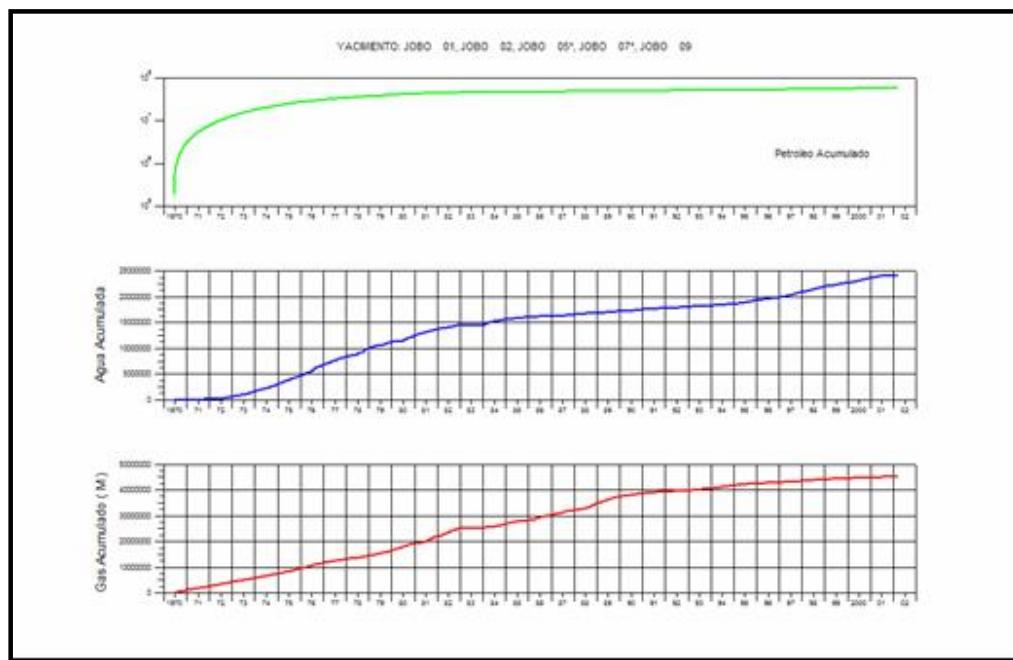


Figura 4.3:Grafica "Plot". Jobo-01.

- ❖ Scatter plot: es una gráfica la cual es empleada para comparar una variable en el eje X con respecto a otra en el eje Y. Es utilizado para relacionar de manera puntual el comportamiento de una variable con respecto a otra, visualizando todos los pozos a la misma vez.
- ❖ Diagramas de completación: El OFM permite construir los esquemas de completación mecánica de los pozos, donde se observan los revestidores, tubería de producción, forros ranurados, equipos de tubería, entre otros.

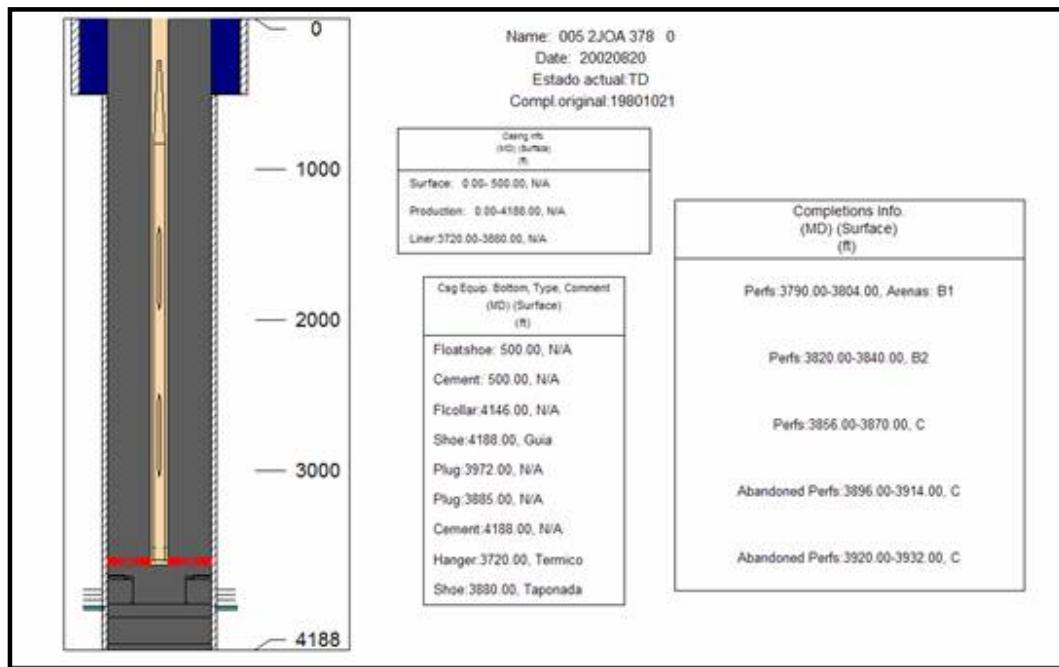


Figura 4.4: Diagrama mecánico del pozo JOA-370. Jobo-01

4.1.1.1. Técnicas de Análisis de OFM

4.1.1.1.1. Índice de Heterogeneidad

Esta función está definida como la relación entre un valor dado de una población y el valor promedio de dicha población menos la unidad. En forma analítica puede ser definida mediante la siguiente ecuación:

$$IH = \frac{V}{V_p} - 1$$

Ecuación 4.1

Donde:

V : es un valor cualquiera de una propiedad dada

V_p : es el valor promedio aritmético de esa propiedad para toda la población

Este índice resulta muy útil para establecer la posición relativa de un valor dado en comparación al valor promedio de esa variable y saber si se encuentra por encima o por debajo del mismo. Así por ejemplo es posible, luego de calcular el valor promedio mensual de la producción de petróleo, agua y gas, comparar la producción de estos fluidos de un pozo en particular y determinar si el mismo se encuentra por encima o por debajo del promedio. En otras palabras, definir si es un buen o un mal productor en comparación con el resto de los pozos del área bajo estudio.

El valor mínimo de esta función es menos uno (-1), el valor cero (0) será cuando el pozo evaluado esté sin producción y el valor máximo es un número positivo que va a depender de cuantas veces el valor puntual de las variables es mayor que el valor promedio.

Así un pozo con una tasa de petróleo de 2500BNP en un mes donde la producción promedio fue 500BNP, generará un índice de heterogeneidad de 4 para ese mes.

Utilizando una aplicación computarizada como OilField Manager (OFM) es posible construir un gráfico en coordenadas cartesianas en donde se grafican el índice de heterogeneidad acumulado del petróleo (eje de las X) contra el índice de heterogeneidad del agua o del gas (eje de las Y).

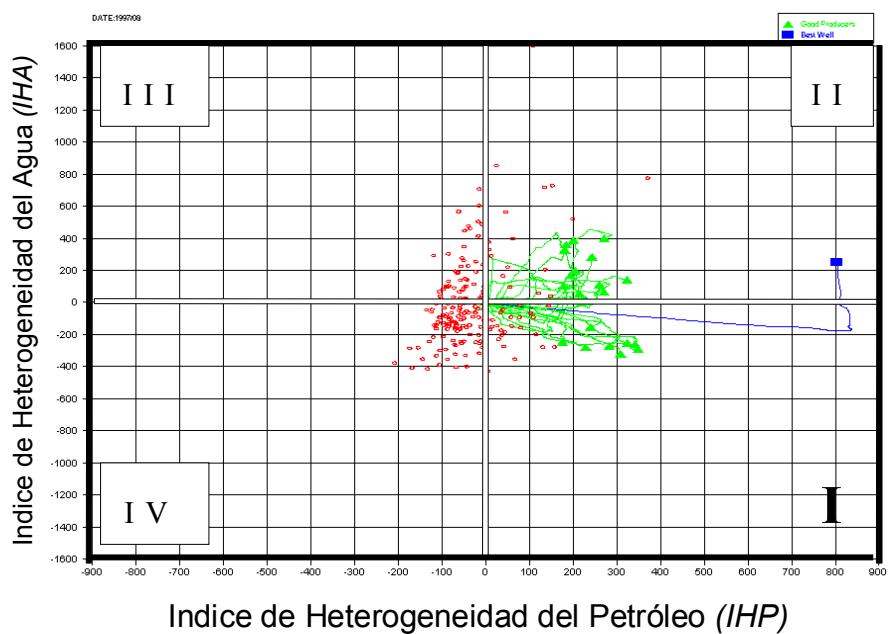


Figura 4.5: Índice de heterogeneidad petróleo-agua

Estos ejes de coordenadas dan como resultado cuatro cuadrantes hacia donde los puntos se mueven. Cada punto representa el comportamiento de un pozo, el cual puede ser trazado en toda su trayectoria si así se desea. Cada cuadrante representa el lugar geométrico de un cierto tipo de pozos, dependiendo de las variables que hayan sido seleccionadas.

Por ejemplo, en el caso de graficar el índice de heterogeneidad de petróleo y agua, el cuadrante N° 1, alojará los pozos con mayor tasa de petróleo y menor tasa de agua, es decir, los mejores pozos del yacimiento, el cuadrante N°. 2 alojará pozos con tasas de petróleo mayores al promedio, pero con altas tasas de agua, los cuadrantes N°. 3 y 4 alojarán pozos con baja producción de petróleo, sólo que el primero también producirá más agua que el promedio, en tanto que el segundo por el contrario estará bajo ese promedio.

Dadas las características muy particulares de cada cuadrante, es posible relacionar los pozos que allí se alojan con ciertas características del modelo geológico, aunque esa vinculación no tiene ninguna garantía de validez.

Por ejemplo, los pozos del cuadrante N° 1, posiblemente se encuentren ubicados en la zona del yacimiento con la mejor calidad de roca reservorio, es decir, con mejor permeabilidad, porosidad o espesor de arena. En cambio, los del cuadrante N° 2 tal vez están respondiendo al efecto de algún proyecto de inyección de agua o a la presencia de un acuífero cercano activo, con buena eficiencia de desplazamiento, dado que existe una alta producción de petróleo.

En contraposición, los pozos del tercer cuadrante no muestran esa eficiencia, lo cual probablemente indica la existencia a una alta razón de movilidad y por ende una baja eficiencia de barrido, o quizás producto de fuentes externas a la completación actual, es decir, a comunicación hidráulica con zonas vecinas vía mala cementación, conificación o canalización del agua. Por último, el cuarto cuadrante aloja generalmente a los pozos menos productivos del yacimiento, probablemente por pobre calidad de la roca reservorio o por daño de formación.

Para ayudar en este proceso, es recomendable identificar los pozos de cada cuadrante con un color y un símbolo que permita identificarlos de los demás cuadrantes y crear un mapa base con la posición de dichos pozos, a fin de relacionar el fenómeno que gobierna el comportamiento de estos pozos con su ubicación geográfica.

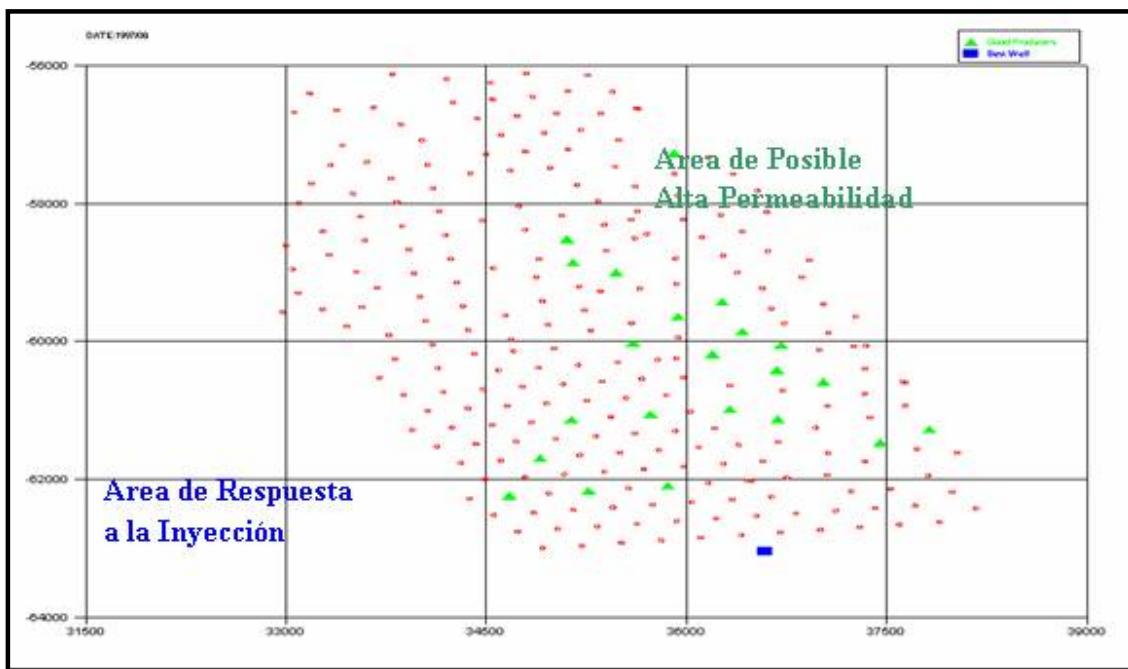


Figura 4.6: Reconocimiento de zonas mediante el índice de heterogeneidad

Es lógico suponer que cuando los pozos pertenecientes a algún cuadrante se encuentran agrupados en una región del yacimiento, es porque existe una razón de caracterización de éste que resulta común para todos los pozos. Si por el contrario se observa dispersión en la ubicación geográfica, muy probablemente la causa del problema está relacionada a razones de tipo mecánico o de daño a la formación de esos pozos en particular.

Para garantizar que la interpretación de la técnica sea la correcta, es importante reconocer que los valores que se grafican son acumulados, con lo cual se obtiene estabilidad al desplazamiento de los puntos, sin embargo, puede conducir a interpretaciones erróneas si no se maneja con cuidado.

Lo más recomendable es trazar la trayectoria de los pozos de interés y establecer la tendencia de la misma. Esto es debido a que la función es acumulativa, con mucha frecuencia algunos pozos acumulan muchos “puntos positivos” durante

cierto período de su historia, y de repente por problemas mecánicos su comportamiento se revierte y el valor acumulado empieza a descender dado que los valores del índice de heterogeneidad a partir de ese momento son “negativos”.

Esta característica convierte a esta técnica en una herramienta valiosa para detectar pozos candidatos para reparación, limpieza o estimulación.

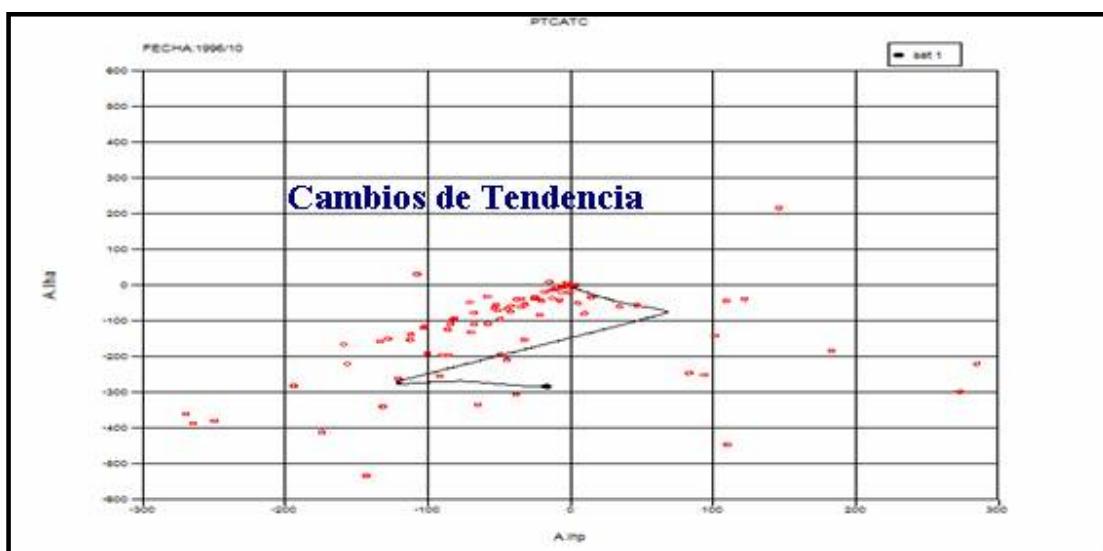


Figura 4.7: Trayectoria de los pozos

4.1.1.1.2. Comportamiento histórico de producción “Time Motion Study”

Una buena forma de entender mejor un yacimiento es dividir la historia de producción en intervalos de tiempo y crear mapas para cada período de todas las variables de interés. De esta forma, se crea una matriz que le permite al ingeniero establecer los parámetros principales del comportamiento del yacimiento, analizar los cambios producidos con el tiempo y relacionarlos con las propiedades y procesos que se han llevado a cabo. Este tipo de análisis se denomina “Time Motion Study”

El proceso Time Motion Study permite hacer un análisis rápido y general de lo ocurrido en el yacimiento desde el inicio de operación en el mismo, mediante la visualización de deltas de períodos de producción (por ejemplo cada diez años) y su comparación con variables estáticas, datos petrofísicos.

Los datos utilizados para crear el time motion study pueden ser en dos grupos: datos dinámicos, los cuales incluyen cualquier tipo de data que cambia durante la historia de producción del campo como por ejemplo acumulado de petróleo agua y gas producido, RGP y corte de agua; y los datos estáticos, los cuales no varían con el tiempo como por ejemplo propiedades del yacimiento tales como arena neta permeabilidad, porosidad y saturación de agua inicial.

Para los datos estáticos, sólo un mapa puede ser creado, los cuales serán válidos para toda la extensión del estudio. Los datos dinámicos deben ser mapeados en forma diferencial. Para cada período de tiempo un mapa del diferencial de ese parámetro debe ser mapeado para observar sólo el cambio ocurrido en ese período.

Una apropiada longitud del período de tiempo debe ser seleccionado dependiendo del tiempo total de la historia de producción del yacimiento. Un valor entre 5 y 10 año es recomendado.

El concepto del time motion study permite incorporar nuevas ideas y mapas de grilla que pueden ser de utilidad. Para dar un ejemplo debe darse una introducción de mapas de facilidades, tiempo perdido por fallas mecánicas o eléctricas, frecuencia de reparación y recompletación de pozos aunque puedan no ser considerados como datos estáticos. Sin embargo este tipo de mapas pueden servir de ayuda para caracterizar patrones de comportamiento.

Una vez que los mapas y deltas son creados, todos deben ser puestos en colores y colocados uno al lado del otro en una pared hasta formar una matriz de mapas.

Los mapas deben ser colocados en orden cronológico correcto. De la misma forma todos los mapas de un mismo parámetro deben ser graficados usando la misma escala, ya que de lo contrario las conclusiones pueden ser distorsionadas.

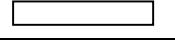
	Datos Dinámicos			Datos Petrofisicos
Tiempo	ΔN_p	ΔW_p	ΔG_p	Porosidad
1970-1980				 ANP 
1980-1990				Permeabilidad 
1990-2000				Swi 

Figura 4.8: Matriz de mapas para “Time Motion Study”.

Para el análisis de los delta mapas es recomendable empezar con sólo una variable, preferentemente con los delta de producción de petróleo acumulado, y seguir su comportamiento a través del tiempo. De esta forma tanto las buenas como las malas características del yacimiento pueden ser determinados. Las áreas más y menos productivas, son fácilmente identificadas. Aún más, también es posible detectar si esas condiciones varían a medida que el tiempo pasa.

Es importante tener una visión general del yacimiento. Esto permitirá tener acceso rápido a los hechos más relevantes del yacimiento así como proveer las bases para un más rápido y mejor entendimiento de su comportamiento.

Una vez que se ha ganado un mejor entendimiento del yacimiento con el análisis de los datos dinámicos, se incorporan a las mapas de datos estáticos con el fin de revelar mayor información.

De esta forma el time motion study es como una técnica iterativa donde se revisa independientemente los mapas dinámicos y estáticos a medida que el conocimiento del yacimiento se incrementa.

Por un lado el time motion study busca trenes y patrones dentro del yacimiento, los cuales serán relacionados a las características y problemas del mismo. Por otro lado, la presencia de eventos aleatorios, es indicativo de la existencia de problemas mecánicos de pozo.

4.1.1.1.3. Curvas de diagnóstico Chan

Este proceso permite de una manera rápida diagnosticar el origen de la producción de agua perjudicial en los pozos, cuya producción excesiva se puede reducir si se logra identificar su procedencia.

Esta técnica se basa en la construcción de gráficos doble logarítmicos donde se representa la relación agua petróleo (RAP) vs su derivada (RAP'). Estos gráficos han sido demostrados mediante la simulación de yacimientos de diferentes características.

La respuesta simulada de los casos tomados en cuenta para este proceso son las siguientes:

Si se observa que la curva de la derivada (RAP') disminuye con el tiempo, entonces estaríamos hablando de un caso de conificación. Ver figura 4.9.

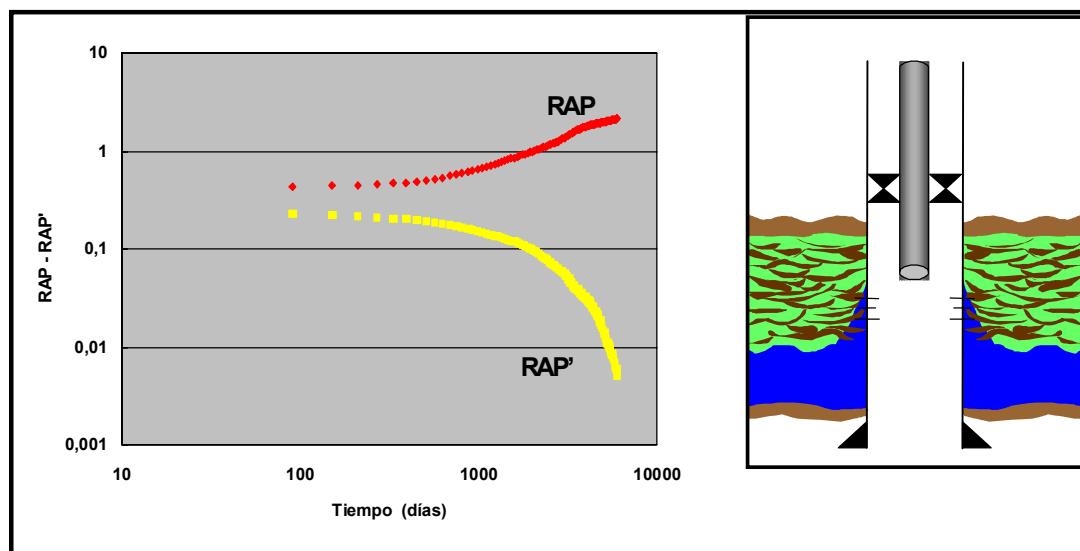


Figura 4.9: Curvas de Chan. Conificación

Cuando se observa un aumento abrupto de ambas curvas RAP y RAP', se indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo, como problemas de comunicación mecánica. Ver figura 4.10.

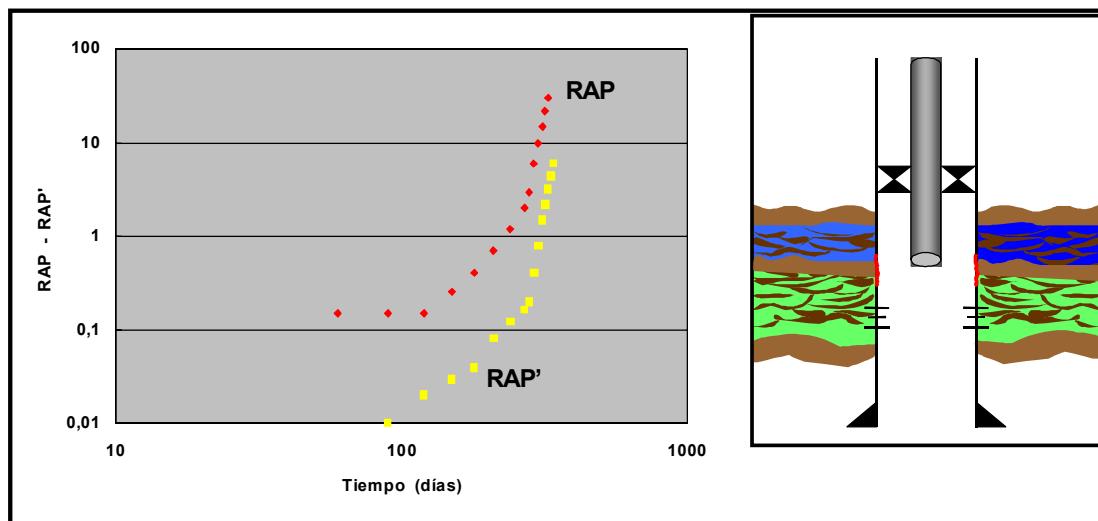


Figura 4.10: Curvas de Chan. Problemas de comunicación mecánica

Cuando el comportamiento de las curvas son de la siguiente manera (figura 4.11) estamos frente a problemas de canalización o adedamiento.

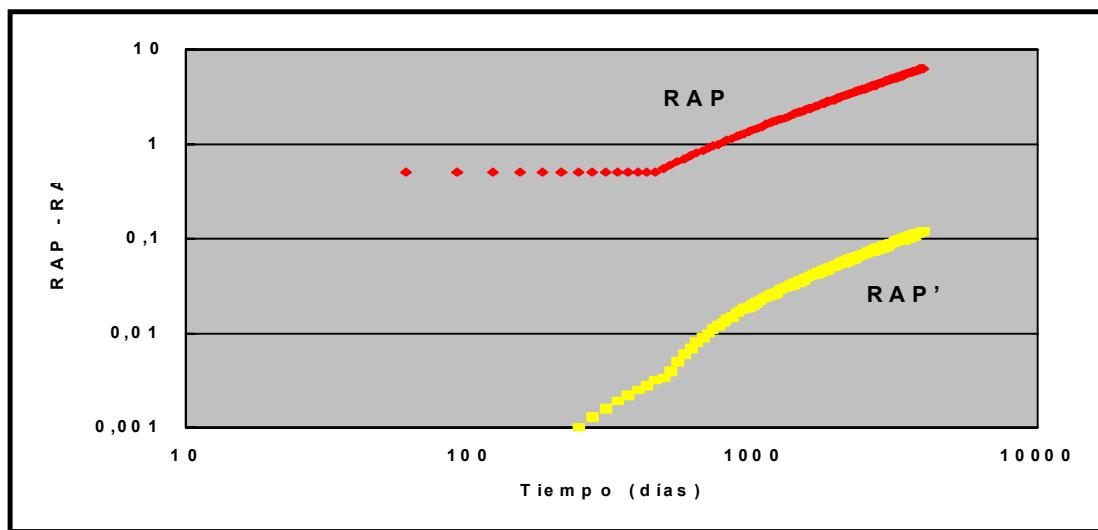


Figura 4.11: Curvas de Chan. Canalización o adedamiento

Por último en este grafico se muestra el comportamiento de un barrido normal del yacimiento por efecto del agua.(corte de agua>60%).

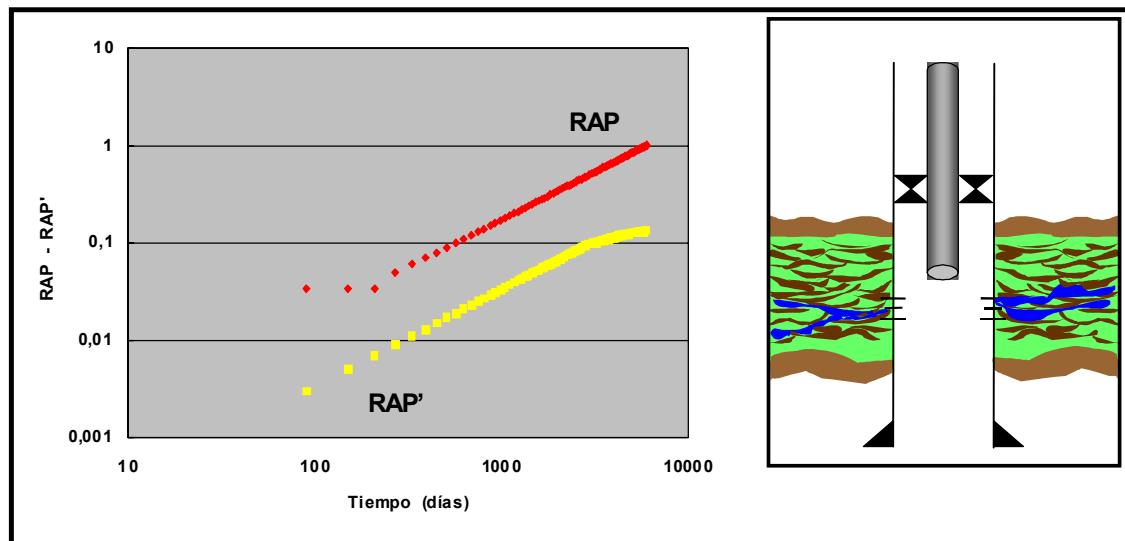


Figura 4.12: Curvas de Chan. Barrido normal.

METODOLOGÍA

El diagnóstico actual de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-01, pertenecientes al campo Jobo-02, a través de la creación de una base de datos electrónicos en el programa OilField Manager debe realizarse bajo una metodología que permita cumplir con los objetivos propuestos. En este estudio la metodología utilizada es esquematizada en la figura 5.1.

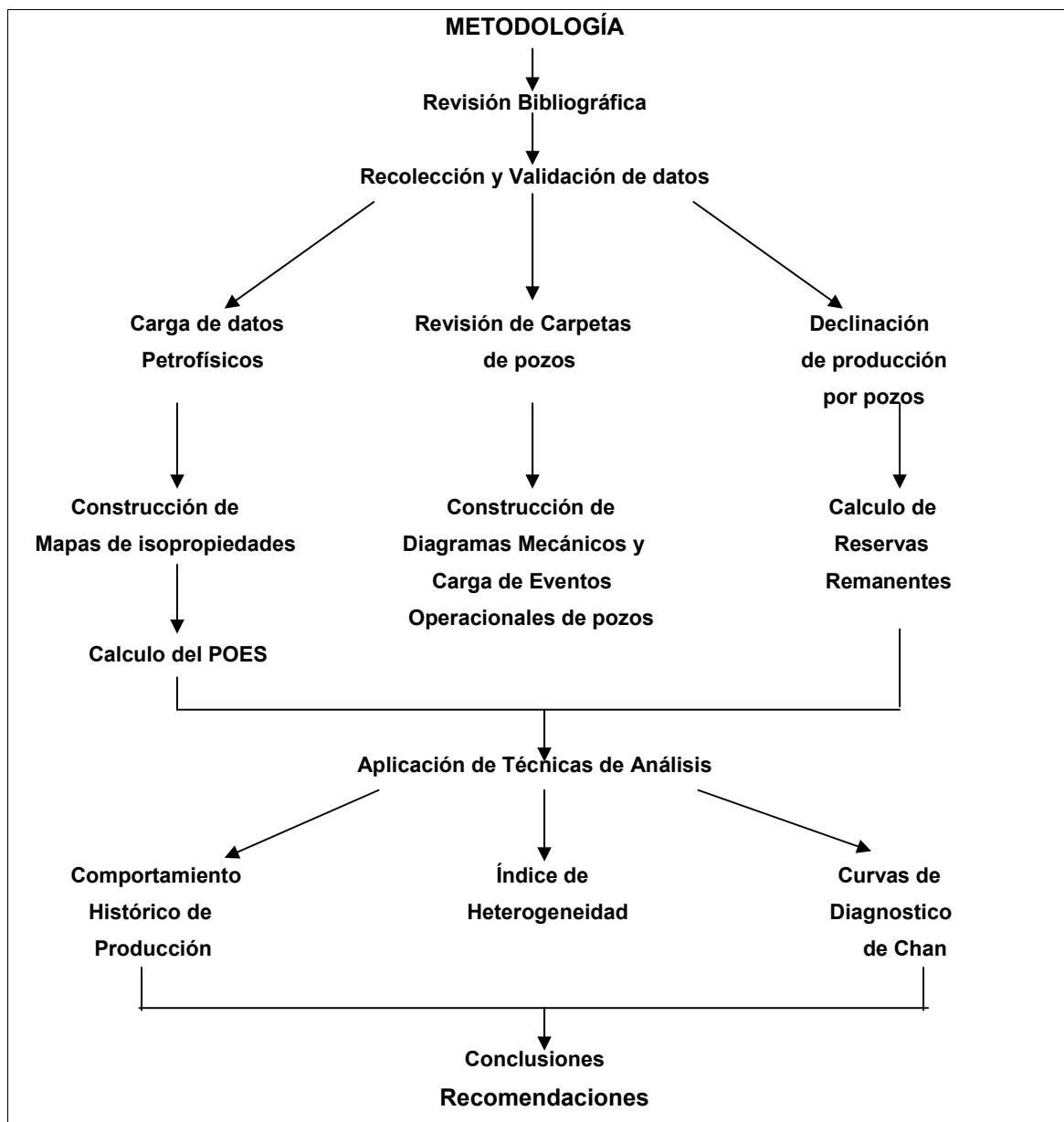


Figura 5.1: Esquema general de metodología

5.1. Objetivos

5.1.1. Objetivos Generales:

- ☞ Crear y validar una base de datos electrónicos con la información disponible que permita realizar actividades de control y seguimiento en el área de Jobo asignada a PETROUDO.
- ☞ Diagnosticar, a través de un análisis de comportamiento, el estado actual de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-01 pertenecientes al campo JOBO-02.

5.1.2. Objetivos Específicos:

- ☞ Revisar los datos de producción por pozo, y hacer los ajustes pertinentes si hubiera lugar.
- ☞ Revisar la clasificación de los pozos de acuerdo a campos, regiones, yacimientos, tipos de pozos y su respectivo mecanismo de producción.
- ☞ Transferir al OilField Manager (OFM) la información suministrada por evaluaciones petrofísicas disponibles en detalle (por arena) y de algunos mapas de interés del campo.
- ☞ Elaborar diagramas de los pozos con su respectiva reseña histórica donde se identifique los eventos más importante de los mismos.
- ☞ Caracterizar el comportamiento de los pozos a través de curvas de declinación y predecir el comportamiento a nivel de pozo y de yacimiento.
- ☞ Aplicar las técnicas de análisis OFM para diagnosticar el estado actual del campo (índice de heterogeneidad, “Time Motion Study”, entre otras).

5.2. Revisión Bibliográfica

Con el objeto de tener un mejor entendimiento del tema en estudio, se hace necesario realizar una revisión bibliográfica de los diferentes conceptos que se relacionen con los objetivos del trabajo. En esta fase se procedió a revisar toda la información existente de los pozos del área, así como también una recolección de información sobre métodos de producción, problemas operacionales en el área y el estado actual de los pozos.

5.3. Recolección y Validación de Datos

Con el fin de realizar la recolección de datos fue necesario ejecutar las siguientes acciones.

- ❖ Revisión de informes técnicos presentes en la Gerencia de Empresas Mixtas en Caracas (PDVSA-Chuao), cronología de diferentes planes de explotación propuestos en el área, estudios realizados para identificar problemas en el campo.
- ❖ Revisión de la red interna de PDVSA y de Internet las cuales consisten de una serie de reportes, foros, informes técnicos y proyectos existentes.
- ❖ Búsqueda de diferentes artículos publicados por la Society Petroleum Engeenier (SPE) relacionados con la explotación y gerencia de Crudos Pesados.
- ❖ Revisión de las carpetas de pozos para recopilar información relacionada con corrida de registros, servicios de reparaciones y reacondicionamientos realizados, estado actual de los pozos y diagramas de completación.

5.4. Carga de datos petrofísicos

El modelo petrofísico en el cual se basó este estudio fue suministrado por la Universidad de Oriente, FUNDAUDIO, Puerto La cruz (Febrero 2002).

Los datos petrofísicos del área JOBO-02 suministrada debió ser agrupada y cargada en el formato requerido por OFM para luego ser introducido en el proyecto de PETROUDO.

Se realizó el análisis de las propiedades petrofísicas a través de las tendencias observadas en los mapas realizados con la aplicación OFM. Este análisis fue realizado para cada uno de los yacimientos (Morichal-01 y Jobo-01) pertenecientes al campo JOBO-02.

5.5. Determinación del POES volumétrico

El cálculo del POES volumétrico del Campo Jobo-02 se obtuvo de la suma de el POES de cada yacimiento (Jobo-01 y Morichal-01).

Para determinar el POES volumétrico de cada yacimiento, se analizaron los modelos geológicos y petrofísicos de los yacimientos.

Posteriormente fueron creados mapas de celdas en OFM, tales como mapas de porosidad, saturación de agua y de arena neta petrolífera, con estos mapas y con el valor constante del factor volumétrico del petróleo (Boi), el cual se obtuvo de repotes técnicos del área se realizó la siguiente operación en OFM

$$POES = \frac{1.9161 * A * H * \Phi * (1 - Swi)}{Boi} \quad \text{Ecuación 5.1}$$

Donde:

A: área del yacimiento en m².

H: Mapa de la arena neta petrolífera en pies.

Φ: Mapa de porosidad de la arena neta petrolífera en fracción.

Swi: Mapa de saturación inicial de agua de la arena neta petrolífera en fracción.

Boi: Factor volumétrico del petróleo en BY/BNP.

1.9161: Constante para convertir m² –pies en BNP.

Por último el POES total fue calculado de la suma del POES de cada yacimiento:

$$\text{POES}_{\text{CAMPO}} = \text{POES}_{\text{Jobo-01}} + \text{POES}_{\text{Morichal-01}} \quad \text{Ecuación 5.2}$$

5.6. Cálculo de las Reservas Remanentes

Se calcularon las reservas remanentes de cada yacimiento utilizando OFM, para ello se estimaron las declinaciones de la tasa de producción con respecto al tiempo a nivel de cada pozo.

Para realizar dichas declinaciones se tomó en cuenta la producción histórica de los pozos, así como también fue establecido un límite económico de 20BNP de petróleo o un tiempo máximo de producción de 20 años que es el tiempo establecido para la concesión del campo a PETROUDO.

Mediante operaciones en OFM se calculan las reservas totales de cada yacimiento sumarizando las predicciones o extrapolaciones del comportamiento histórico de producción, dependiendo del tipo de declinación que mejor se haya adaptado al perfil histórico de producción de cada pozo.

5.7. Construcción de diagramas mecánicos y carga de eventos operacionales de pozos

Para la realización de los diagramas mecánicos actualizados de pozos fue necesario la revisión exhaustiva de las carpetas de los pozos del campo JOBO-02.

Estos diagramas fueron construidos mediante la opción Wellbore Diagram del programa OFM.

En los Diagramas se especificó la profundidad y tipo de casing, los equipos existentes en el pozo, los intervalos cañoneados, los yacimientos atravesados, se especificó el estado actual de cada pozo (activo o inactivo), la fecha de

completación original así como el tipo de lodo utilizado durante la perforación de cada pozo.

Posteriormente fueron cargados los eventos en el formato requerido por el programa OFM, siendo éstos eventos los más resaltantes en la vida de cada pozo, aquellos que afectaron directamente la producción de los mismos, tales como:

- ☞ Fecha de la completación original del pozo.
- ☞ Estimulaciones realizadas (tratamientos químicos, inyección de vapor).
- ☞ Problemas de arenamiento, corrosión, alto corte de agua y gas.
- ☞ Desviaciones realizadas y colocaciones de empaque con grava o levantamientos artificiales.

Tanto el diagrama mecánico como la recopilación de eventos operacionales, ayudan considerablemente al analista de yacimiento en la interpretación del comportamiento de los pozos y sirven para explicar posibles anomalías en la identificación de desviaciones del comportamiento esperado.

5.8. Aplicación de técnicas de análisis

Aprovechando la carga de la información en la base de datos de OFM y utilizando las capacidades de ésta aplicación, se generaron una serie de gráficos y técnicas para diagnosticar el estado actual de los yacimientos, éstas técnicas se aplican de acuerdo con el tipo y calidad de información disponible, algunos ejemplos son: análisis del comportamiento histórico de producción o “Time Motion Study”, índice de heterogeneidad y radio drenado.

5.8.1. Análisis del comportamiento histórico de producción “Time Motion Study”

Para realizar el comportamiento histórico de producción fueron creados mapas de celdas de dos tipos: dinámicos y estáticos.

En OFM se realizaron mapas de celdas de las variables dinámicas como por ejemplo el acumulado de petróleo, agua y gas.

Los mapas creados fueron salvados para asegurar que todos tuvieran los mismos parámetros para su creación, la misma interpolación, el mismo número de vecinos, el mismo radio de búsqueda, los mismos puntos de control, el mismo tamaño de bloque y la misma área de trabajo.

Posteriormente se realizaron los mapas deltas (grid map en forma diferencial) para un período de tiempo de 10 años con el objeto de observar el cambio ocurrido en ese período tiempo. Estos mapas fueron hechos mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta GridMap_{\text{variableacumulada}} \Big|_{\text{tiempo1}}^{\text{tiempo2}} = GridMap_{\text{variableacumulada}}^{\text{tiempo2}} - GridMap_{\text{variableacumulada}}^{\text{tiempo1}}$$

Ecuación 5.3

Donde:

Variable acumulada: variables analizadas (producción acumulada de agua petróleo y gas).

Tiempo 1 y 2: Período de tiempo en meses.

Una vez creados todos los delta de mapas, fueron puestos en colores y se colocaron uno al lado del otro formando una matriz, asegurando que estuvieran en orden cronológico correcto y con una misma escala para no tener conclusiones distorsionadas. Adicionalmente a estos requisitos se tiene que la resolución de los gráficos debe ser la misma, ya que las operaciones aritméticas se efectuarán entre los valores calculados para cada punto del mapa de celda, en otras palabras, si la malla no tiene la misma resolución o números de puntos estos no coincidirán; el área de trabajo también deben ser iguales por la misma razón anterior.

Otro método para construir los deltas de mapas de celdas consiste en crear fórmulas que ya realicen los deltas y la aritmética de mapas no es necesaria siendo éstos dos métodos totalmente independientes.

Seguidamente se analizaron los mapas realizados comenzando sólo con una variable (petróleo acumulado) siguiendo su comportamiento a través del tiempo, de ésta forma es posible identificar las áreas de “mejor y peor” características o propiedades del yacimiento, las áreas más y menos productivas así como también se detectaron si estas condiciones variaron a medida que transcurrió el tiempo.

Este procedimiento se repitió para cada una de las series de variables lo cual permitió tener una idea de los cambios y procesos ocurridos dentro del yacimiento durante esos períodos de tiempo de su explotación. Adicionalmente, observando los mapas de distribución de propiedades se trata de explicar el comportamiento de producción, por ejemplo si coincide una zona de alta producción con un área de alto espesor o alta permeabilidad o viceversa.

Una vez revisados todos los deltas de grid map, se obtuvo una visión general del comportamiento del yacimiento, fueron incluidos los mapas de tipo estático como ANP, porosidad, permeabilidad y Saturación de agua inicial, para relacionar los eventos de los deltas de grid map con las características de los mapas de parámetros estáticos.

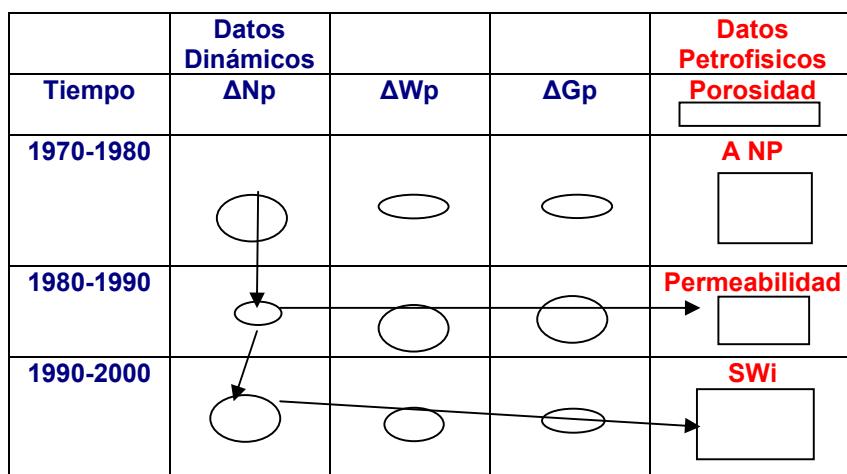


Figura 5.2: Proceso de análisis del comportamiento histórico de producción.

5.8.2. Índice de Heterogeneidad

El índice de heterogeneidad es una técnica que permite comparar el valor individual de una variable de pozo, contra el valor promedio de todo el universo del proyecto mensualmente, en otras palabra, permite definir si un pozo es “buen o mal productor” en comparación con el resto de los pozos del mismo yacimiento.

Se crearon variables para calcular los valores promedios de la tasa de petróleo calendario por pozo y la tasa de agua calendario por pozo mediante las siguientes ecuaciones:

$$PTCP = \sum \text{Petróleo.tasa.cal} / \sum N^{\circ}.pozoz.prod.activos \quad \text{Ecuación 5.4}$$

$$ATCP = \sum \text{Agua.tasa.cal} / \sum N^{\circ} \text{pozos.prod.activos} \quad \text{Ecuación 5.5}$$

Donde:

PTCP: Petróleo tasa calendario por pozo BNPD.

ATCP: Agua tasa calendario por pozo BNPD.

Petróleo.tasa.cal: Tasa de producción de petróleo en días calendario BNPD.

Agua.tasa.cal: Tasa de producción de agua en días calendario BNPD.

No.pozos.prod.activos: Cuenta el Número de pozos que estuvieron activos en el mes.

Luego de realizado estos parámetros se procedió a calcular el Índice de Heterogeneidad del agua y del petróleo de cada pozo, mediante la siguiente ecuación:

$$IH = \frac{V_{ind}}{V_{avg}} - 1 \quad \text{Ecuación 5.6}$$

Donde:

IH: índice de heterogeneidad de petróleo/agua.

V_{ind} : valor individual de la variable para cada pozo en un paso de tiempo.

V_{avg} : valor promedio para esa variable en el mismo paso del tiempo.

Posteriormente fueron creadas las sumatorias de las variables índice de heterogeneidad creadas en el paso anterior para luego ser graficadas una vs otra en un Scatter Plot, donde en el eje Y se colocó el IH del agua y en el eje X el IH del petróleo.

Se ajustaron los límites máximos y mínimos para ver sólo los ejes de coordenadas con el cero en el centro del gráfico, seguidamente se identificaron cada uno de los cuadrantes. Ver tabla 5.1.

Tabla 5.1: Identificación de los cuadrantes

X>0 y Y>0	Pozos productores de petróleo y agua.
X<0 y Y>0	Pozos productores de agua.
X<0 y Y<0	Pozos malos productores de petróleo y agua.
X>0 y Y<0	Pozos buenos productores de petróleo.

Ese gráfico fue animado para observar el comportamiento de los pozos al transcurrir el tiempo, y el mapa base se le colocó al lado para observar la distribución de los pozos en el área. En el capítulo IV se explica detalladamente esta aplicación.

Es importante destacar que este procedimiento fue realizado individualmente para cada yacimiento perteneciente al campo JOBO-02, con el objeto de estudiar el comportamiento de ciertas variables y clasificar los pozos de cada yacimiento.

Esta metodología también aplica para observar el comportamiento de los pozos frente a la producción de gas con respecto a la de petróleo, lo cual también se realizó.

5.8.3. Curvas de diagnóstico de Chan

Estos gráficos fueron realizados en OFM mediante el siguiente procedimiento:

Primero se creó la variable calculada que representa la derivada de la relación agua petróleo.

Luego se efectuó una selección de los pozos pertenecientes a un yacimiento (Jobo-01 o Morichal-01), se corroboró que dentro de la selección solo estuvieran aquellos pozos con producción.

Posteriormente se creó el gráfico del tipo Plot, donde se colocaron las variables relación agua petróleo mensual y la variable calculada anteriormente que representa la derivada de la relación agua petróleo en el eje “Y” y la variable días de producción mensual en el eje de las “X”.

Este gráfico fue ajustado en escala logarítmica para ambas variables.

CAPÍTULO VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1. Análisis Petrofísico

El análisis petrofísico de los yacimientos Morichal-01 y Jobo-01 pertenecientes al Campo Jobo-02, se realizó a través de los mapas de distribución de propiedades petrofísicas realizados en el programa OFM.

6.1.1. Yacimiento Morichal-01

El análisis de las propiedades petrofísicas del yacimiento Morichal-01 no se realizó en detalle (por arena) sino de forma general para todo el yacimiento:

6.1.1.1. Arena Neta Petrolífera

Con respecto a esta propiedad se observa que el yacimiento tiene espesores de arena desde un valor mínimo de 4pies a un valor máximo de 565 pies y un promedio de 44pies, alcanzando sus valores mas altos en los pozos JOA-111 (565 pies), JOA-126 (463 pies), JOA-107 (418 pies), JOA-131 (397 pies) y JOA-70 (366 pies). Esto sugiere una distribución de esta propiedad uniforme en la mayoría de los pozos, con algunas excepciones que se muestran en el mapa de la figura 6.1, posiblemente ocasionada por la aparición de cuerpos arenosos de poca extensión lateral.

Hacia la zona oeste del yacimiento se observa que son alcanzado los menores espesores de arena neta entre 4pies (valor mínimo) y 283pies (valor máximo).

Se determinó la inconsistencia de los datos de ANP discutidos, ya que se verificó que los datos de arena neta (ANT) eran menores que los de ANP. Esto se debe posiblemente a una mala interpretación petrofísica. Ver apéndice I.

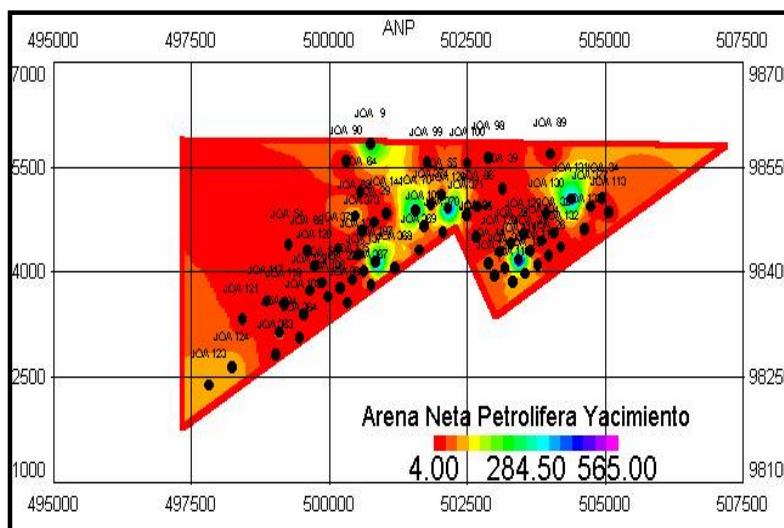


Figura 6.1: Arena neta petrolífera. Morichal-01

6.1.1.2. Porosidad

A través del mapa de distribución de la figura 6.2, se observa una porosidad promedio de 0.25, se evidencia mejoría de esta propiedad hacia la parte central del yacimiento donde los pozos JOA-368 (0.310), JOA-126 (0.280), JOA-370 (0.275) y JOA-70 (0.274) y hacia la parte norte del yacimiento en el pozo JOA-90 (0.294).

Hacia la parte oeste del yacimiento se tienen los pozos JOA-138 (0.208), JOA-373 (0.206) y el pozo JOA-120 (0.218), aunque es buena, es la zona de menor porosidad, posiblemente se debe a que el ambiente deposicional sea diferente (no fue determinado).

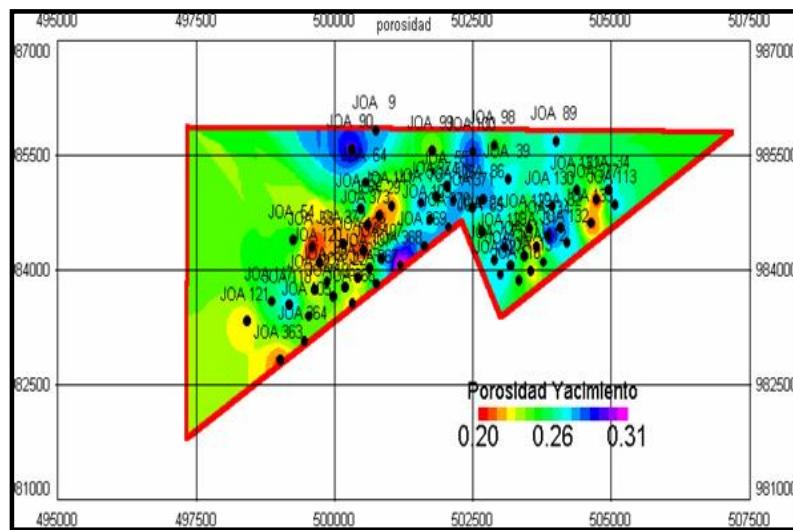


Figura 6.2: Porosidad. Morichal-01

6.1.1.3. Permeabilidad

El mapa de la figura 6.3 no muestra una tendencia en la distribución de esta propiedad, se puede observar que hacia la parte este del yacimiento se tienen valores de permeabilidad entre 6000 y 8000mD con excepción de una zona hacia el oeste del yacimiento con menores valores de permeabilidad, en la cual se encuentran los pozos JOA-377, JOA-373 y JOA-138 con 1627, 1695 y 1760mD respectivamente.

Esta propiedad alcanza sus máximos valores en los pozos JOA-368 JOA-90 con 10473mD y 8453mD respectivamente.

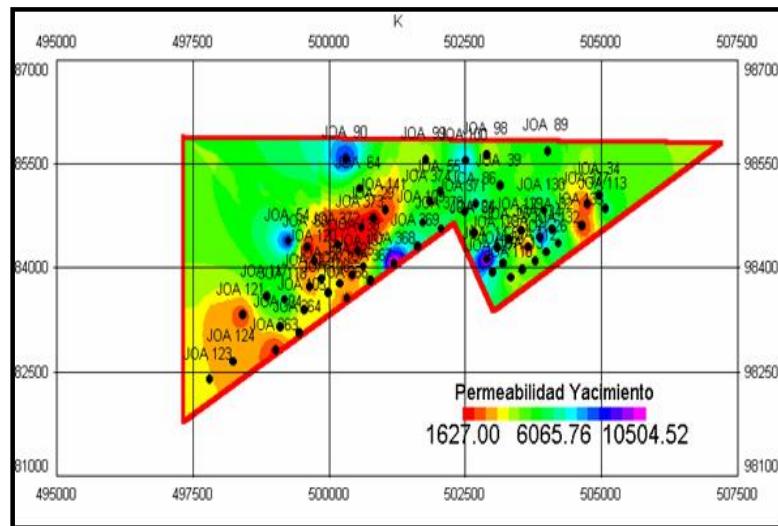


Figura 6.3: Permeabilidad. Morichal-01

6.1.1.4. Saturación de agua

Se puede observar en la figura 6.4 una distribución errática de la saturación de agua en el yacimiento, encontrándose zonas de alta saturación combinadas con zonas de baja saturación de agua.

Se muestra cierta tendencia a encontrar menor saturación de agua hacia la parte central del yacimiento dada por los pozos JOA-100 (0.067), JOA-55 (0.103) y el pozo JOA-370 (0.104).

Los mayores valores de saturación de agua se tienen en los pozos JOA-54 (0.440) ubicado en la parte oeste del yacimiento, no se evidenció relación alguna entre la posición de los pozos con mayor saturación de agua y la posición del CAPO, ya que este esta ubicado hacia la parte norte del área.

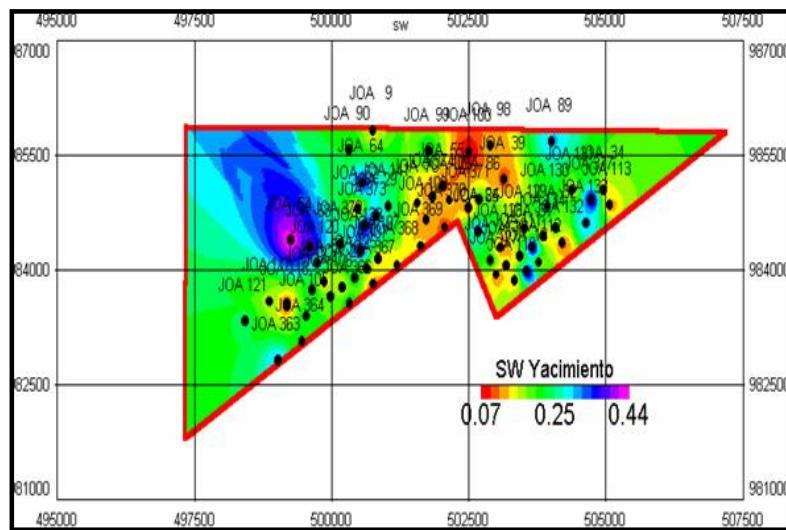


Figura 6.4: Saturación de agua. Morichal-01

El análisis petrofísico detallado (por arena) del yacimiento Morichal-01, no fue posible realizarlo debido a que se encontraron varias inconsistencias en los datos petrofísicos pertenecientes al yacimiento, por lo cual fue necesario identificar los pozos problemas (Ver apéndice I).

6.1.2. Yacimiento Jobo-01

El análisis petrofísico del yacimiento Jobo-01, se realizó para cada una de las 6 unidades productoras (A, B, C, D, E y F) de este Miembro, a través de los mapas de distribución de isopropiedades generados por el programa OFM.

6.1.2.1. Arena neta petrolífera

Los valores de arena neta petrolífera muestran un aumento desde la unidad A hasta alcanzar su máximo valor en la unidad B, luego disminuye desde la unidad C hasta la F y alcanzando el mínimo valor en la unidad D. Ver tabla 6.1.

Tabla 6.1. Arena neta petrolífera promedio por unidades. Jobo-01

Unidad	ANP promedio (pies)
A	16
B	22
C	21
D	7
E	12
F	20

La unidades B y C son las que poseen mayor desarrollo de los espesores de arena con respecto al resto de la unidades, alcanzando los valores mas altos de espesores hacia la parte central y sur oeste del yacimiento.

La unidad B corresponde a un ambiente entre llanura deltática y frente deltáico de barras de desembocaduras cortadas por canales. La unidad C pertenece a canales superpuestos verticalmente bien desarrollados de llanuras deltáticas, además se identifican zonas de rellenos de canal.

Con respecto a la unidad D, el cuerpo mas pobre como roca almacén, no se realizaron mapas de isopropiedades en virtud de que solo dos pozos la penetran, el pozo JOA-2 y JOA-102 con 8 y 4 pies respectivamente, por lo cual no se dispuso de suficiente información para construir los mapas de tendencias necesarios para realizar el análisis petrofísico.

La unidad D tiene depósitos asociados a la llanura de inundación, como son diques y abanicos de rotura.

Tomando en cuenta el ambiente sedimentario de cada unidad podemos observar que coinciden con los mayores valores de arena neta petrolífera en el cuerpo B, que pertenece a áreas muy prospectivas dada su contenido de arena neta petrolífera y coincide el valor mínimo con zonas de poco desarrollo como lo son los diques y abanicos de rotura correspondientes a la unidad D. Ver figura 6.5.

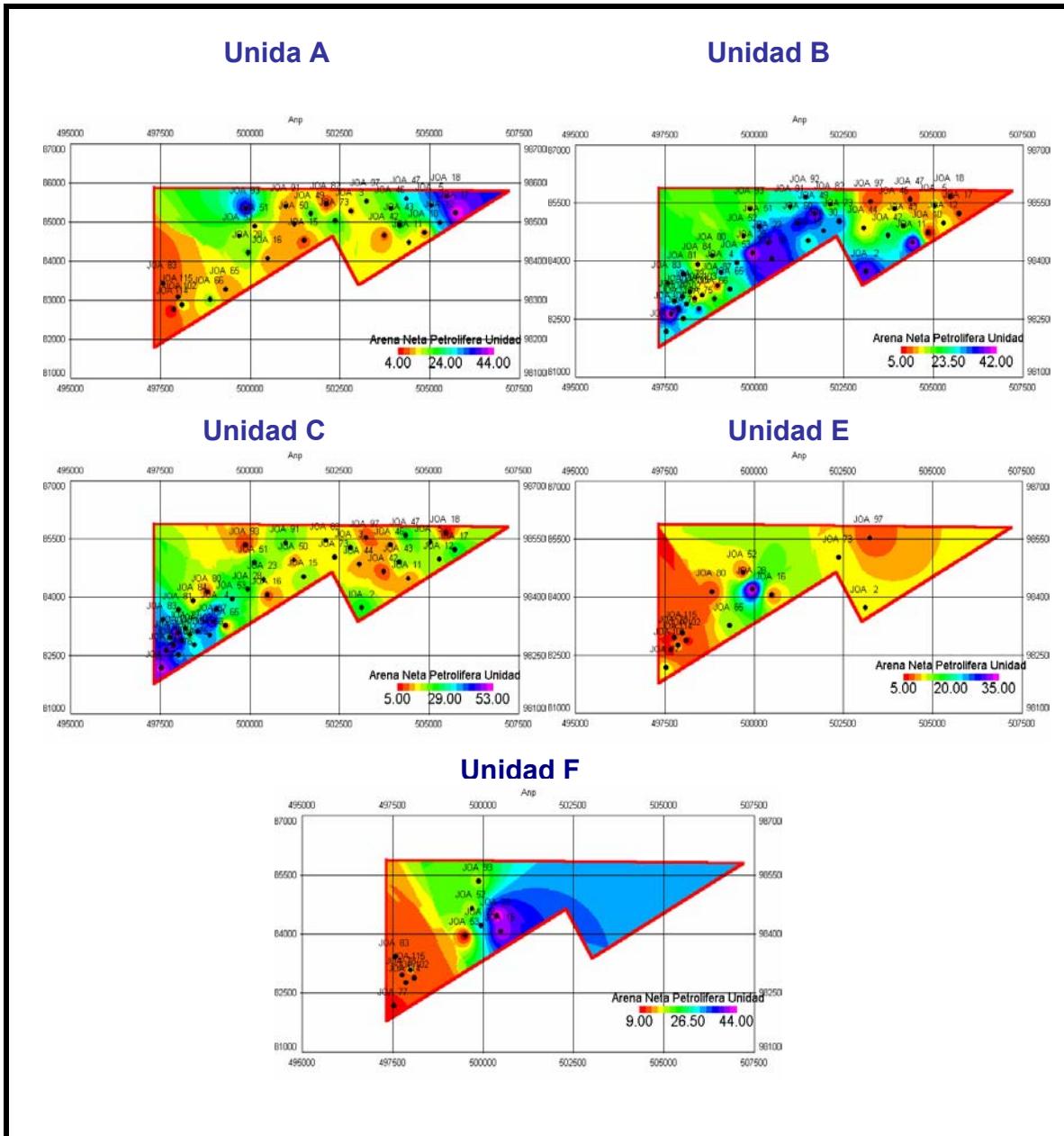


Figura 6.5: Arena neta petrolífera. Unidades Jobo-01

6.1.2.2. Porosidad.

Los valores de porosidad de las unidades A, C, E y F son prácticamente constantes, obteniéndose el máximo valor en la unidad B (28.19%), y el mínimo en la D (25.33%). Ver tabla 6.2.

Tabla 6.2. Porosidad promedio por unidades. Jobo-01

Unidad	Porosidad (%)
A	26.67
B	28.19
C	26.23
D	25.33
E	27.52
F	26.34

En general se observa que el mayor desarrollo de la porosidad en las unidades se encuentra hacia la parte sur oeste del yacimiento.

Las unidades B y C pertenecientes al yacimiento Jobo-01 son las que presentan mayores porosidades, además se evidencia el carácter lutítico del cuerpo D, debido al gran volumen de arcilla presente lo cual determinó su baja porosidad y por ende su pobre capacidad de almacenamiento.

Igualmente se puede observar que la unidad B, de mayor porosidad, resulta ser el cuerpo mas desarrollado con respecto a la arena neta petrolífera y la unidad D que posee la menor porosidad, encontrándose solo valores en los pozos JOA-02 (25.8%), y el pozo JOA-102 (24.6%), poco desarrollo de la ANP en esta unidad, como se discutió anteriormente.

Es importante destacar que el color verde que se observa hacia la parte este de las unidades E y F (figura 6.6), carece de algún significado, ya que no hay pozos completados en esa zona, y el programa al no conseguir datos de porosidad en el área, establece una tendencia del pozo(s) más cercano.

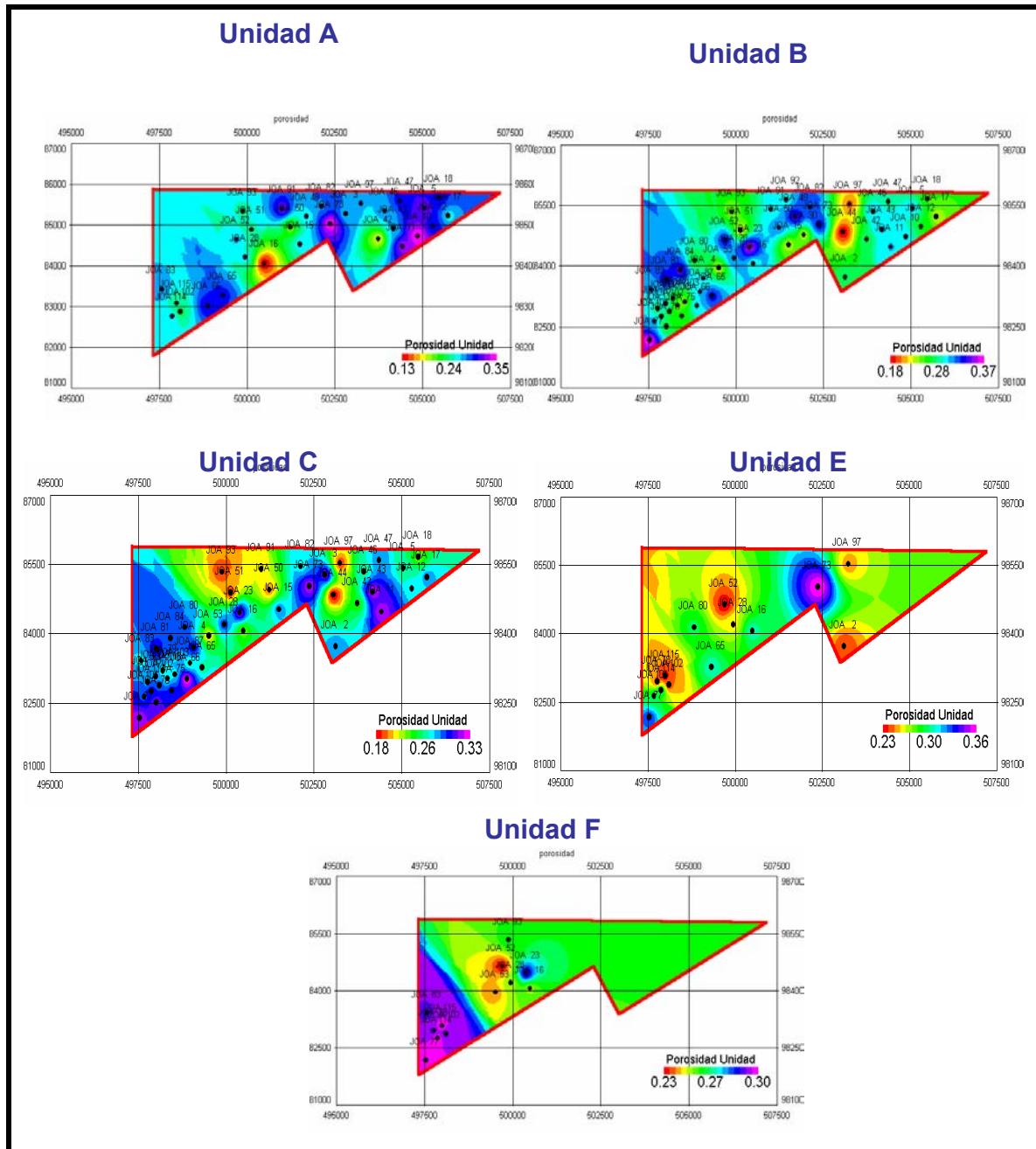


Figura 6.6: Porosidad. Unidades de Jobo-01

6.1.2.3. Saturación de agua

A través del análisis de los mapas petrofísicos se pudo determinar que las arenas que presentan mayor saturación de agua en el yacimiento Jobo-01 son las arenas inferiores (E y F) en las cuales se observan que los valores promedios oscilan entre 35 y 27% de agua respectivamente. Ver tabla 6.3.

Tabla 6.3. Saturación de agua promedio por unidades. Jobo-01

Unidades	Sw (%)
A	26.88
B	21.87
C	26.84
D	25.17
E	34,92
F	27,26

No se observan en los mapas zonas preferenciales a la saturación de agua, sino que ésta se distribuye de forma irregular a través de las unidades, observándose zonas de agua entrelazadas con zonas de menor saturación independientes de suposición estructural.

Sin embargo se puede observar cierta tendencia, aunque no muy marcada, de la saturación de agua de aumentar hacia el norte (estructura abajo) lo cual podríamos adjudicar a la cercanía con el contacto agua-petróleo encontrado a -3430 pies.

Un caso aislado lo representa la unidad D (arena lutitita) la cual como ha sido explicado con anterioridad posee solo datos petrofísicos en dos pozos lejanos entre si con lo cual no se puede observar tendencia alguna. Ver figura 6.7.

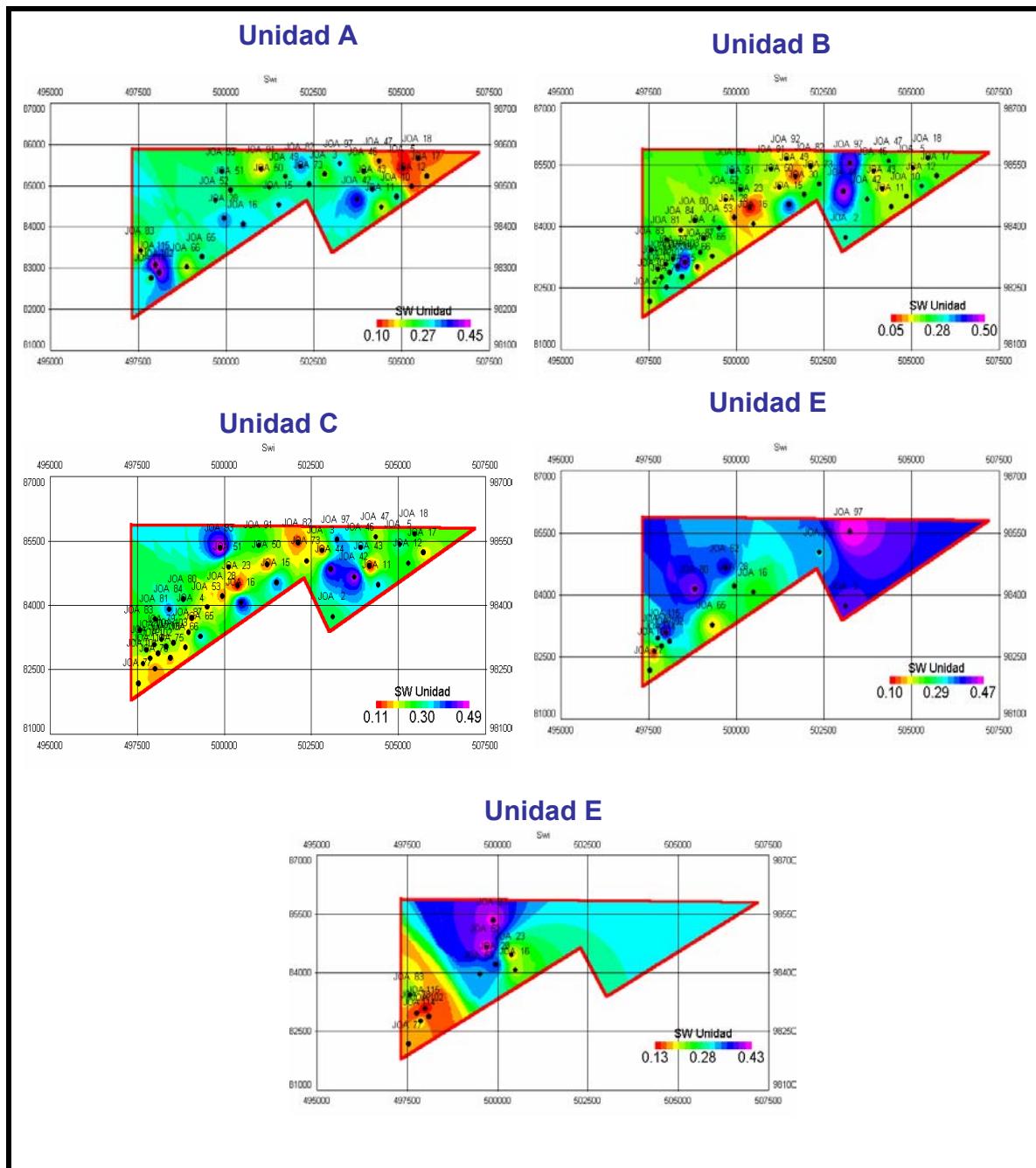


Figura 6.7: Saturación de agua. Unidades de Jobo-01

6.1.2.4. Permeabilidad

Los mayores valores de permeabilidad para el yacimiento Jobo-01 se encuentran en las arenas superiores (B y C), 1657mD y 1410mD respectivamente. Ver tabla 6.4.

Tabla 6.4. Permeabilidad promedio por unidades. Jobo-01

Unidades	Permeabilidad (mD)
A	1326
B	1657
C	1410
D	833
E	1250
F	1132

Se evidencia una tendencia en las unidades B, C, E y F de poseer los mayores valores de permeabilidad hacia la zona suroeste (cuña), esto evidencia que es el área mas limpia en las unidades.

Con respectos a la unidad A se observa mayor desarrollo de la permeabilidad hacia el noreste, la unidad D solo posee datos de permeabilidad en dos pozos, por lo cual no se realizó gráfico de esta propiedad. Ver figura 6.8.

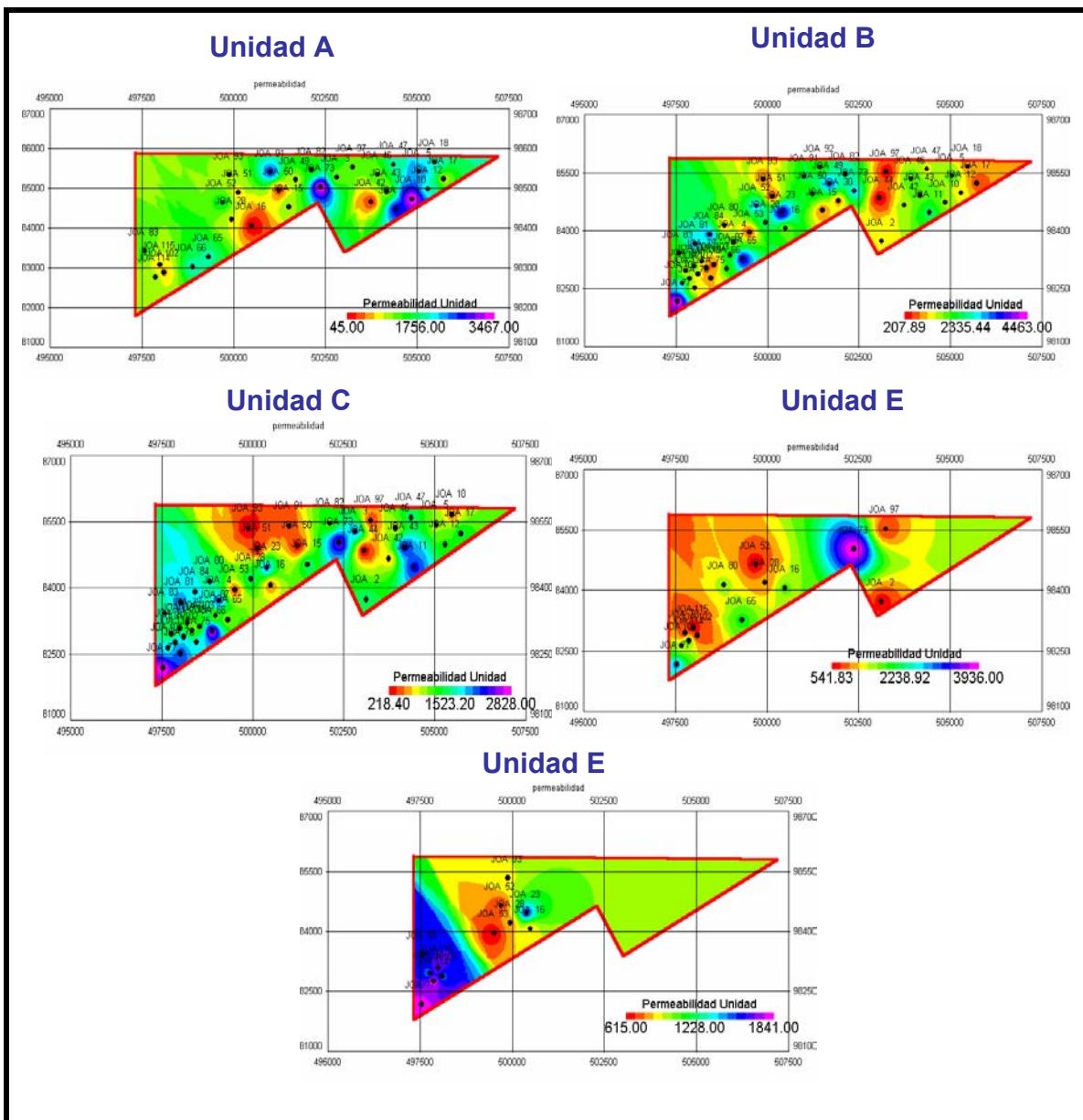


Figura 6.8: Permeabilidad. Unidades de Jobo-01.

6.2. Análisis del POES Volumétrico

El cálculo de la cantidad de petróleo original en sitio (POES) depende directamente de las propiedades petrofísicas del área. Estas propiedades que participan en el cálculo del POES se analizaron detalladamente en el paso anterior.

6.2.1. Yacimiento Morichal-01

Con respecto al valor promedio del POES del yacimiento Morichal-01, se puede decir que éste arrojó un resultado bastante alejado del real encontrado en carpetas oficiales del campo, obteniéndose un valor de 387MMBNP y el valor oficial es 1800MMBNP. Esta diferencia se debe principalmente a la inconsistencia encontrada en los mapas de propiedades petrofísicas, especialmente de la ANP, sin embargo este calculo fue realizado como parte de la metodología. Ver figura 6.9.

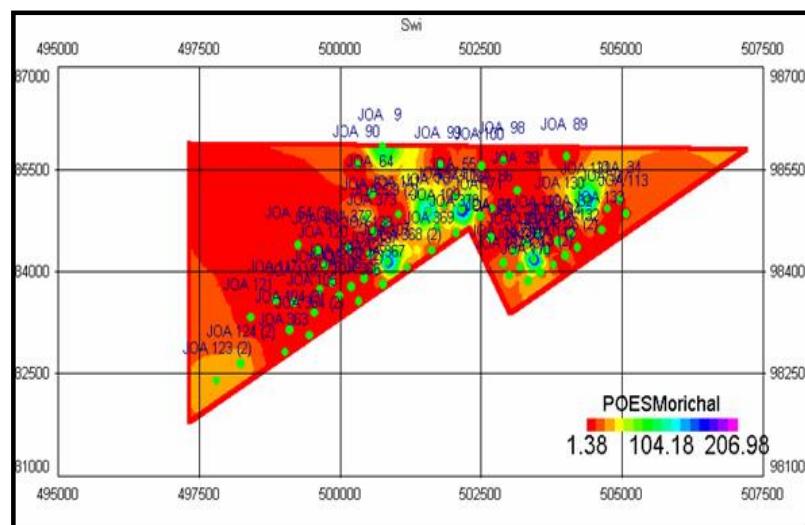


Figura 6.9: POES, Morichal-01

6.2.2. Yacimiento Jobo-01

El cálculo del POES del yacimiento Jobo-01, se realizó para cada una de las arenas que posee este yacimiento, para determinar cual de ellas tiene mayor cantidad de POES.

Las arenas que poseen mayor cantidad de POES son las arenas B y C con valores de 161MMBNP y 134MMBNP respectivamente. Estas unidades son las que poseen los mayores espesores de arena neta petrolífera del área (21-22 pies). Ver figura 6.10.

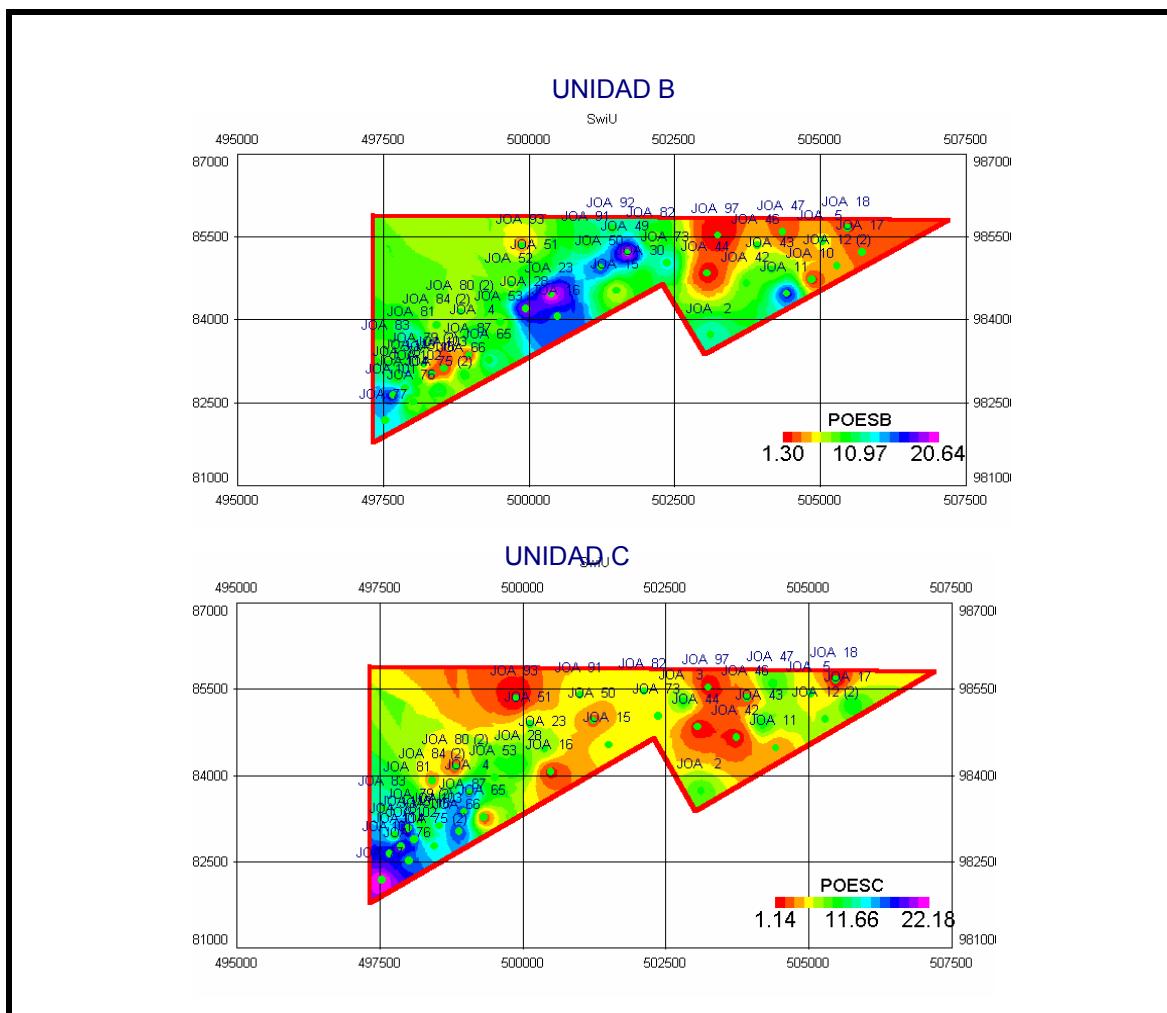


Figura 6.10: POES. Unidades B y C de Jobo-01.

Con respecto a la unidad D (ver figura 6.11), una vez más se evidencia que posee las peores propiedades petrofísicas, ya que contiene el menor POES de todas las arenas del área.

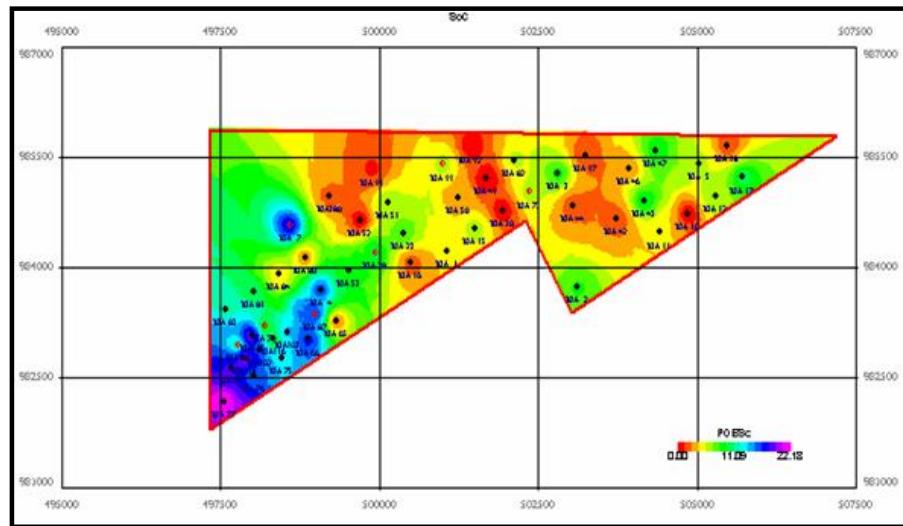


Figura 6.11: POES. Unidad D de Jobo-01.

A continuación se presenta todas los valores de POES obtenidos para cada una de las unidades del yacimiento Jobo-01 en la tabla 6.5.

Tabla 6.5: POES por unidades. Yacimiento Jobo-01

UNIDAD	POES (MMBNP)
A	104
B	161
C	134
D	44
E	72
F	128
TOTAL	643

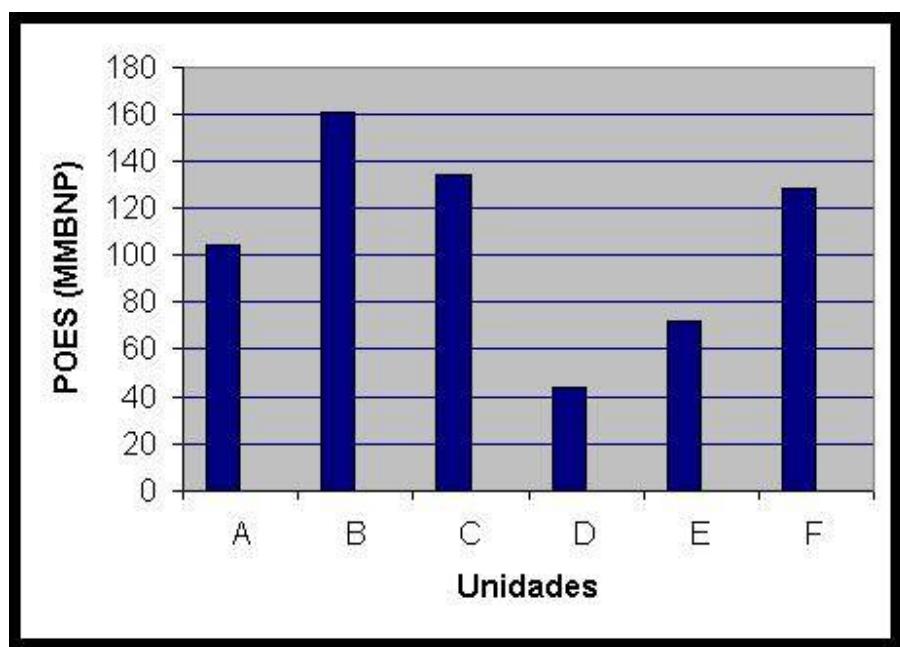


Figura 6.12: POES. Unidades de Jobo-01

La diferencia entre el POES calculado y el oficial se debe al hecho de no poseer las áreas de cada unidad cargadas en la base de datos.

6.3. Análisis de Producción

El análisis de producción se le realizó a los dos yacimientos pertenecientes al campo Jobo-02: Jobo-01 y Morichal-01.

Este análisis permitió determinar las zonas de mayor producción de fluidos, así como también los periodo de tiempo donde ocurrieron las mayores producciones.

6.3.1. Comportamiento histórico de producción del Yacimiento Morichal-01

En la figura 6.13 se muestra el comportamiento de producción en términos de la tasa de petróleo Q_o (BNPD), el numero de pozos activos, el %AyS y

RGP(PCN/BNP) mensual promedio. Se observa que en la década de los 70 hubo mayor producción de petróleo, alcanzado una tasa máxima de 15200BNPD en el año 77, justamente fue en ese periodo donde se encontraban activos la mayor cantidad de pozos, y se observa un incremento en el porcentaje de agua producida por el yacimiento hasta alcanzar en la actualidad un promedio de 50%.

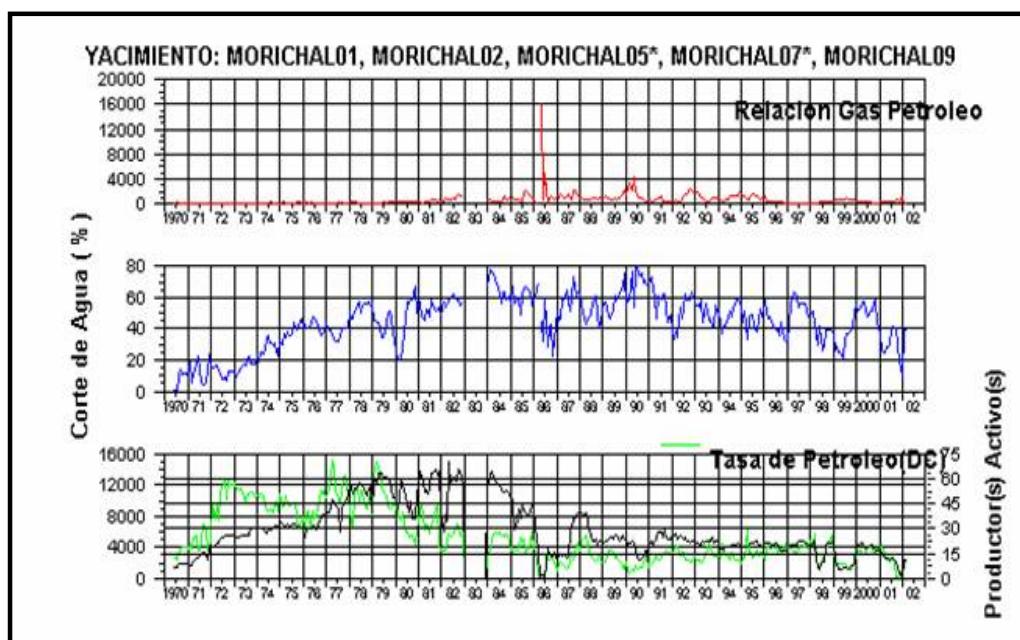


Figura 6.13: RGP, %AyS, Qo vs pozos productores activos. Morichal-01

Para Marzo del 2002, la producción diaria fue de 2345BNP con 11 pozos activos, de los cuales 6 son de reentrada horizontales con un aporte de 81.4% del total producido. (Ver apéndice II).

Hasta Marzo del 2002, el yacimiento Morichal-01 en el área Jobo-02 ha producido 60MMBNP, 24MMMPCN de gas y 49MMBNA. Este petróleo producido representa el 3,3% del POES del área Jobo-02, a continuación en la figura 6.14 se muestra la producción acumulada del petróleo, agua y gas vs el tiempo.

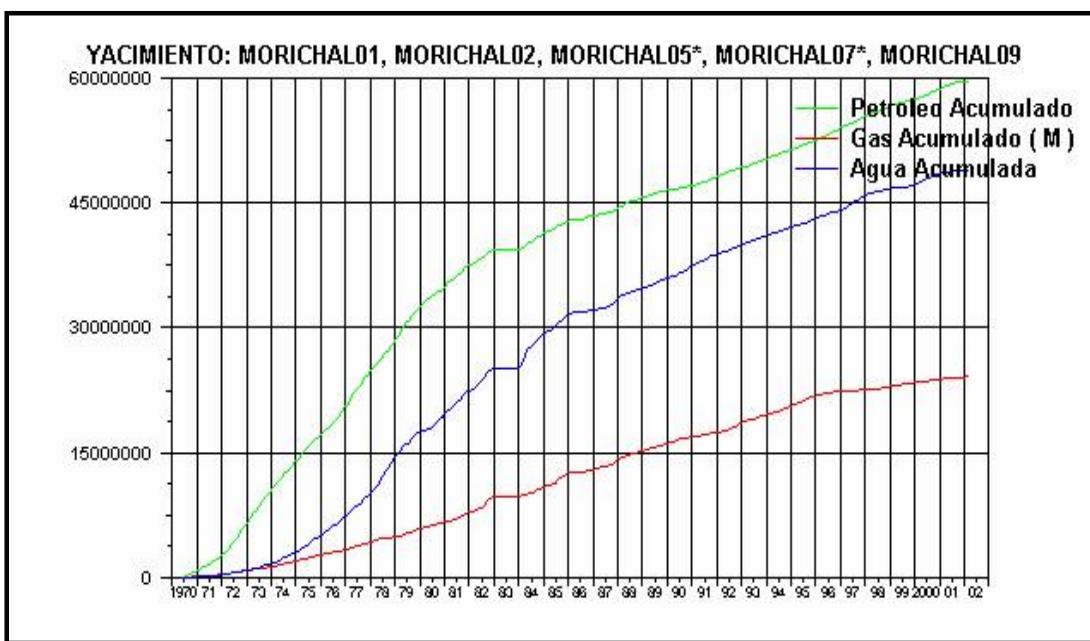


Figura 6.14: Producción acumulada. Morichal-01

En la figura 6.15 se muestra la distribución de la producción acumulada de petróleo para Marzo del 2002, este comportamiento refleja que la mayor producción acumulada se centro principalmente en tres zonas: noreste, sureste y suroeste, obteniéndose el mayor aporte de los pozos JOA-22 que produjo 3.4MMBNP, el pozo JOA-34 con 1.8MMBNP y el JOA-67 con 1.8MMBNP.

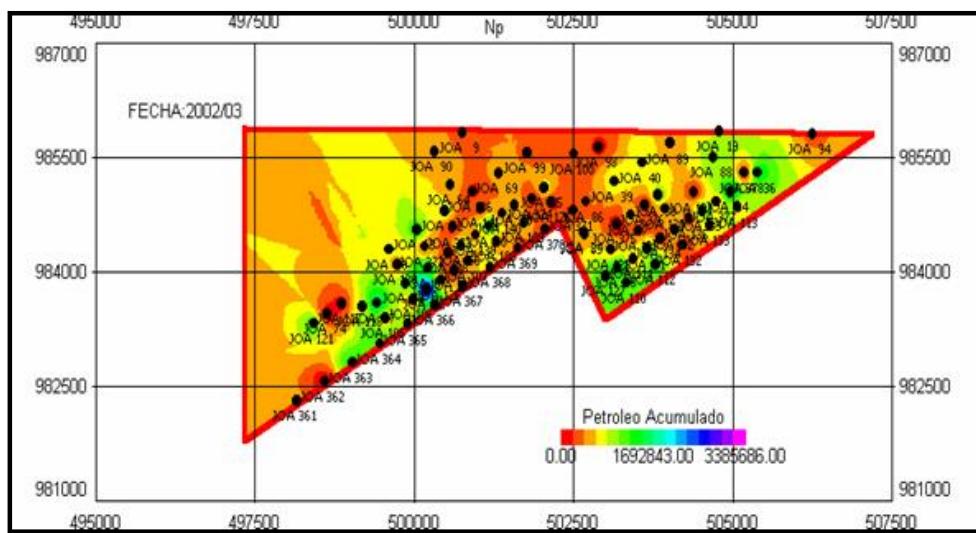


Figura 6.15: Distribución de la Producción acumulada de petróleo. Morichal-01

En la figura 6.16 se puede apreciar el comportamiento de la distribución de la producción de agua acumulada para Marzo del 2002, donde se evidencia la zona con mayor producción se concentró principalmente en dos áreas: al noreste (estructura bajo) y al suroeste del área. Los pozos que presentaron la mayor producción acumulada de agua fueron: el JOA-366 con 1,7 MMBNA, y el JOA-36 con 1,6 MMBNA.

Es importante señalar que la alta producción de agua tanto en el yacimiento Morichal-01 y Jobo-01, puede deberse a los problemas de mala cementación que presentan los pozos o a la conificación y/o adedamiento que ocurre por la gran diferencia entre las viscosidades del crudo y el agua de formación.

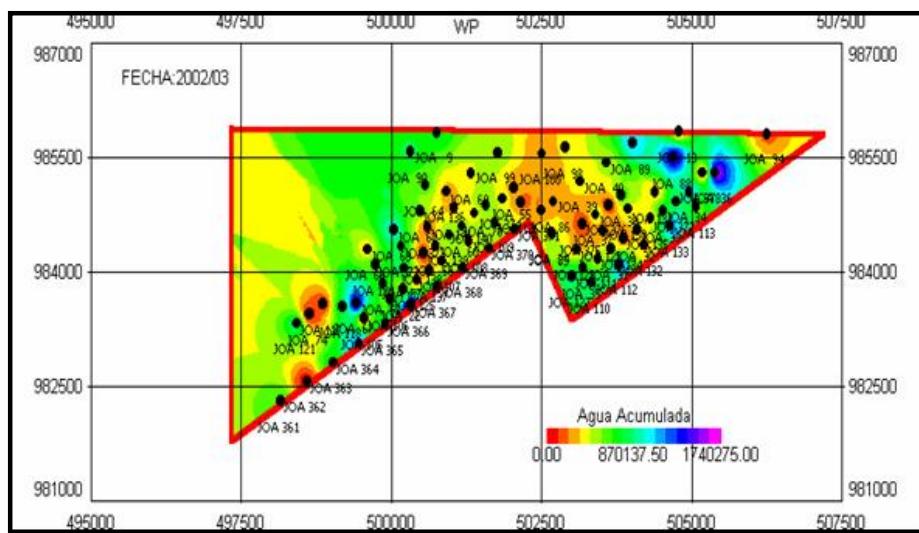


Figura 6.16: Distribución de la Producción acumulada de agua. Morichal-01

En la figura 6.17 se puede apreciar el comportamiento de la distribución de la producción de gas acumulado para el mes de Marzo del 2002, donde se observa que la zona con mayor producción se concentró principalmente en el suroeste, la cual fue la tendencia en los tres períodos estudiados anteriormente, el pozo JOA-22 es el que mayor producción acumulada obtuvo con 2.4MMMPCN. La zona este también presentó una acumulación considerable de gas hasta esta fecha evidenciado en el pozo JOA-111 el cual produjo 1.2MMMPCN.

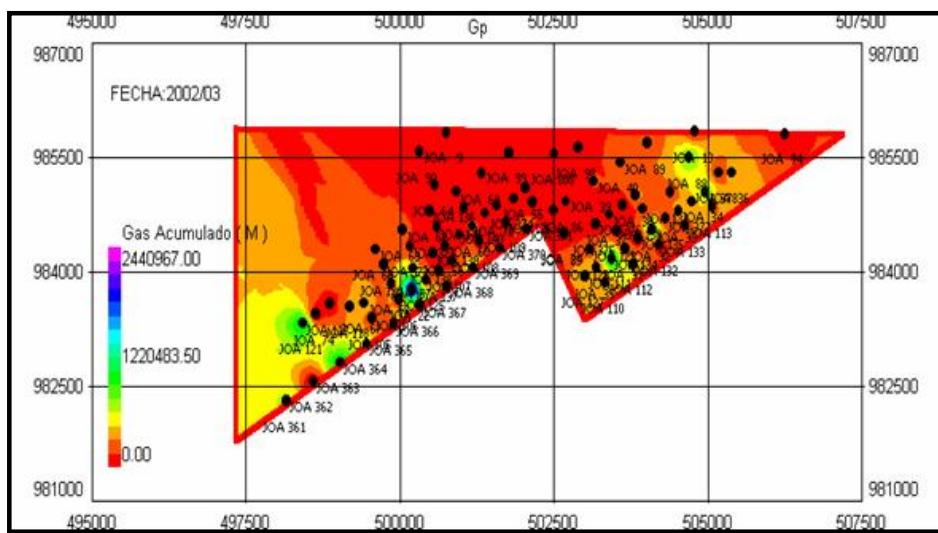


Figura 6.17: Distribución de la Producción acumulada de gas. Morichal-01

6.3.1.1. “Time Motion Study”

Otro proceso de análisis de la producción de petróleo, agua y gas se realizó a través los mapas delta de acumulados generados en el programa OFM, para los dos yacimientos del Campo Jobo-02: Jobo-01.y Morichal-01. Los mapas deltas de producción fueron realizados para las siguientes fechas:

Desde Enero de 1970 a Enero de 1980

Desde Enero de 1980 a Enero de 1990

Desde Enero de 1990 a Enero del 2000

Período 1970-1980

Entre los años 1970-1980 se aprecia, en la figura 6.18, la distribución de la producción acumulada de petróleo en casi toda el área del yacimiento Morichal-01,

con excepción de la parte suroeste ya que para este tiempo no habían pozos completados en esta zona. Cabe destacar que el pozo JOA-22 es el que presentó la mayor producción acumulada de petróleo con 2.1MMBNP.

En este periodo, se aprecia, figura 6.18, que de la producción de agua provino mayoritariamente de la zona norte (estructura abajo) del yacimiento con cierta tendencia de producción hacia la parte central.

Cabe destacar que el pozo JOA-09 es el que presentó la mayor producción de agua con 0.7MBNA que precisamente es el pozo localizado en la parte mas baja de la estructura muy cerca del contacto agua-petróleo del yacimiento, localizado a -3585pies

Con respecto a la zona noreste, cuyos pozos están localizados estructura abajo, produjo agua desde 0.4 y 0.5MMBNA; hacia la zona central fue el pozo JOA-58 con 0.6MMBNA el de mayor producción.

En esta década no se presento gran producción acumulada de gas, sólo se produjo en una pequeña zona al suroeste del área, siendo el pozo JOA-22 prácticamente el único productor de gas para ese período de tiempo con 1.2MMMPCN, justamente fue el pozo de mayor producción de petróleo de la época, esto se atribuye al hecho de estar completado en una zona alta de la estructura, lejos del contacto agua-petróleo.

Período 1980-1990

Para el siguiente período 1980-1990 se observa, figura 6.18, una disminución marcada de la producción de petróleo del yacimiento con respecto al período anterior, esto era de esperarse ya que un número considerable de pozos fueron cerrados parcial o totalmente, como es el caso del pozo JOA-39 que en el período

anterior fue uno de los mayores productores y en este período estaba inactivo. Otra de las causas principales se debe al hecho del aumento en la producción de agua.

La producción de agua ya no proviene solamente de la zona norte, sino que se concentra preferencialmente hacia la zona suroeste del yacimiento.

Los pozos de mayor producción de agua para esta década fueron el JOA-372, con un valor de 0.7MMBNA y el JOA-361 con 0.6MMBNA, localizados al suroeste, con respecto a la zona noreste se produjo agua entre 0.3 y 0.5MMBNA y los pozos de mayor producción de petróleo se encontró en la parte suroeste del yacimiento, siendo el pozo JOA-22, igual que en el período anterior, el que aportó la mayor producción de petróleo con 0.7MMBNP.

Ya para este momento, la producción de gas se incrementó a todo lo largo del sur del área, notándose también producción en la zona este del yacimiento. Para este período uno de los pozos que más produjo gas es el mismo que en la década anterior, el JOA.22 con 1.1MMMPCN, el JOA-111 produjo 0.6MMMPCN de gas.

Período 1990-2000

En el último período analizado (1990-2000) se abrieron pozos localizados en la parte este y suroeste del área, por ello hubo un incremento de producción hacia esas zonas. Los pozos JOA-366 y JOA-363 son evidencia de lo anteriormente descrito, siendo estos los de mayor aporte de petróleo con 0.8MMBNP y 0.7MMBNP respectivamente.

Además, la producción de agua disminuye, encontrándose localizada en la parte suroeste y noroeste en cantidades menores a los períodos anteriores, esto debido a que se tomaron medidas de cierre de algunos pozos localizados al norte del

yacimiento y que producían mucho agua, tal es el caso del pozo JOA-9, JOA-369, JOA-370, entre otros.

Los pozos JOA-366 y JOA-67 fueron los de mayor aporte de agua con 1.1 y 0.8MMBNA respectivamente, ubicados en la zona suroeste y hacia la zona noreste la producción de agua se dio entre 0.4 y 0.6MMBNA.

En esta década se observó que la producción de gas estuvo localizada con mayor énfasis en el suroeste y en pequeñas zonas del sureste del yacimiento, ya que como se refirió anteriormente la producción se concentró hacia estas áreas del yacimiento.

La mayor producción de gas se dio en los pozos JOA-121 con 0.6MMMPCN y en el JOA-363 con 0.5MMMPCN al suroeste del yacimiento, y en la zona sureste el pozo JOA-32 fue el mayor productor con 0.8MMMPCN de gas.

El comportamiento de producción acumulada de petróleo, agua y gas, por períodos, descritos anteriormente, se observan en la figura 6.18, donde se evidencia que la mayor producción de petróleo se tiene en la década 70, cuando la producción de agua estaba centrada hacia el norte del yacimiento, alcanzando la mayor producción de agua en las décadas de los 80 y la parte final de los 70, siendo estos períodos donde se encontraba la mayor cantidad de pozos activos, los cuales precisamente se localizaban más cerca del contacto agua-petróleo, con respecto al periodo de mayor producción de gas este se dio en la década de los 90, cuando la producción se centró hacia la parte más alta de la estructura y suroeste del yacimiento.

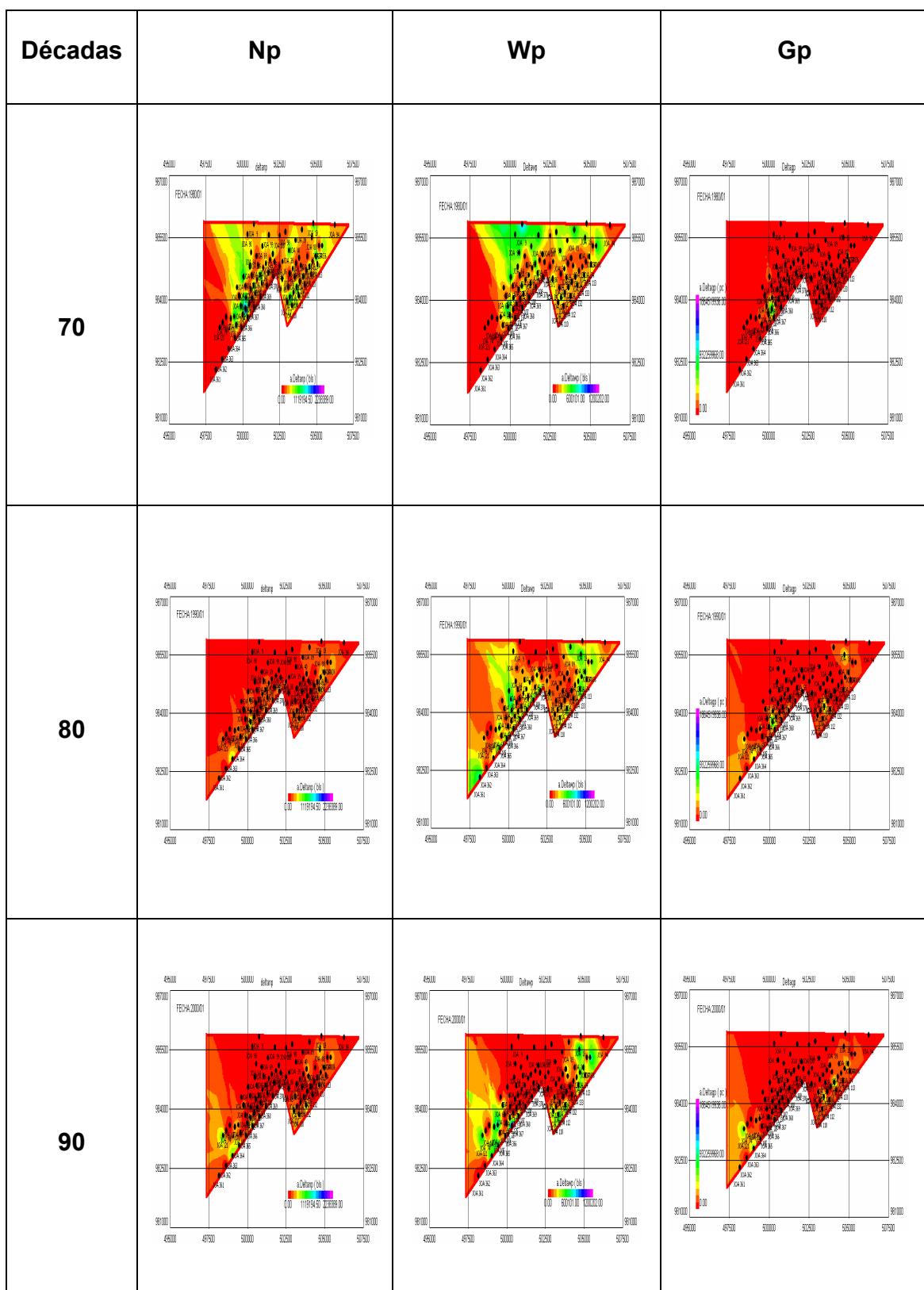


Figura 6.18. Deltas de producción de fluidos. Morichal-01

6.3.1.2. Irrupción del agua (gráficos de Chan). Morichal-01

Para completar el análisis del agua, basado en el “Time Motion Study” realizado anteriormente, se construyeron gráficos de diagnósticos de Chan para determinar el origen de la producción del agua perjudicial en los pozos, esta producción excesiva se puede reducir si se logra identificar su procedencia: barrido normal, comunicación mecánica, conificación-canalización o adedamiento.

Los gráficos de Chan se realizaron individualmente a los pozos localizados en las zonas críticas por alto corte de agua (Ver apéndice III). En la figura 6.19 se observa el comportamiento del pozo JOA-9, el cual presenta el comportamiento de la curva tipo de problemas de conificación.

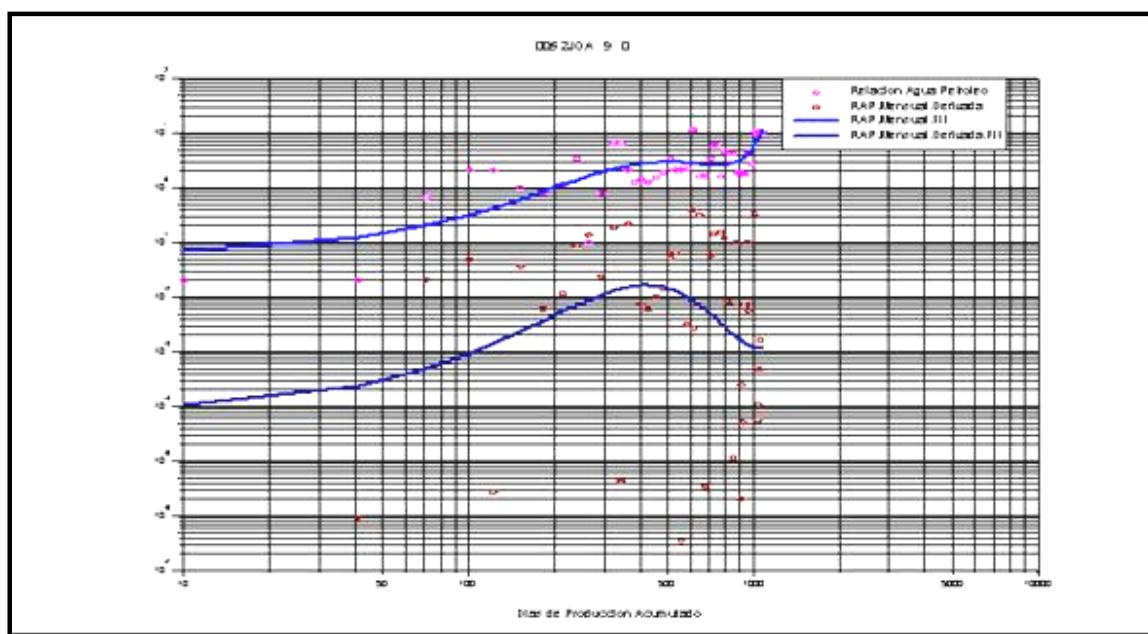


Figura 6.19: Curvas de Chan. JOA-9. Morichal-01

6.3.2. Comportamiento histórico de producción del Yacimiento Jobo-01

En la figura 6.20 se muestra el comportamiento de producción en términos de la tasa de petróleo Qo (BNPD), el %AyS y RGP (PCN/BNP) mensual promedio, además del número de pozos productores activos. Se observa que en el año 72 se obtuvo la mayor tasa de petróleo y fue de 26180BNPD con un total de 36 pozos activos, se evidencia un incremento del en el porcentaje de agua producida desde el inicio de la explotación del yacimiento hasta alcanzar en la actualidad un promedio de 50% de AyS y los mayores valores de RGP se obtuvieron en el periodo comprendido desde el 82 hasta el 90.

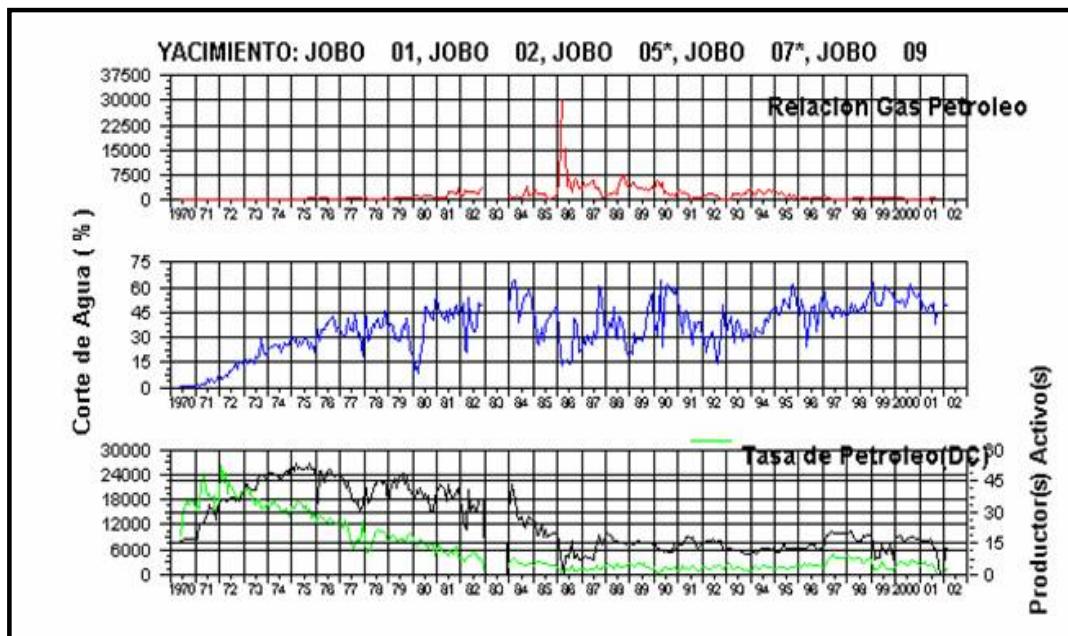


Figura 6.20: RGP, %AyS, Qo vs pozos productores activos. Jobo-01

Para Marzo del 2002, la producción diaria de petróleo era de 1900BNP con 13 pozos activos, de los cuales solo 4 son pozos de reentrada horizontales con un aporte de 46,5% del total producido, a diferencia del yacimiento Morichal-01, en este yacimiento el mayor aporte este dado por los pozos verticales convencionales. (Ver apéndice II).

Hasta marzo del 2002, el yacimiento Jobo-01 en el área asignada al convenio había producido 71MMBNP (14,5% del POES), 50MMMPCN de gas y 31MMBNA. Ver figura 6.21.

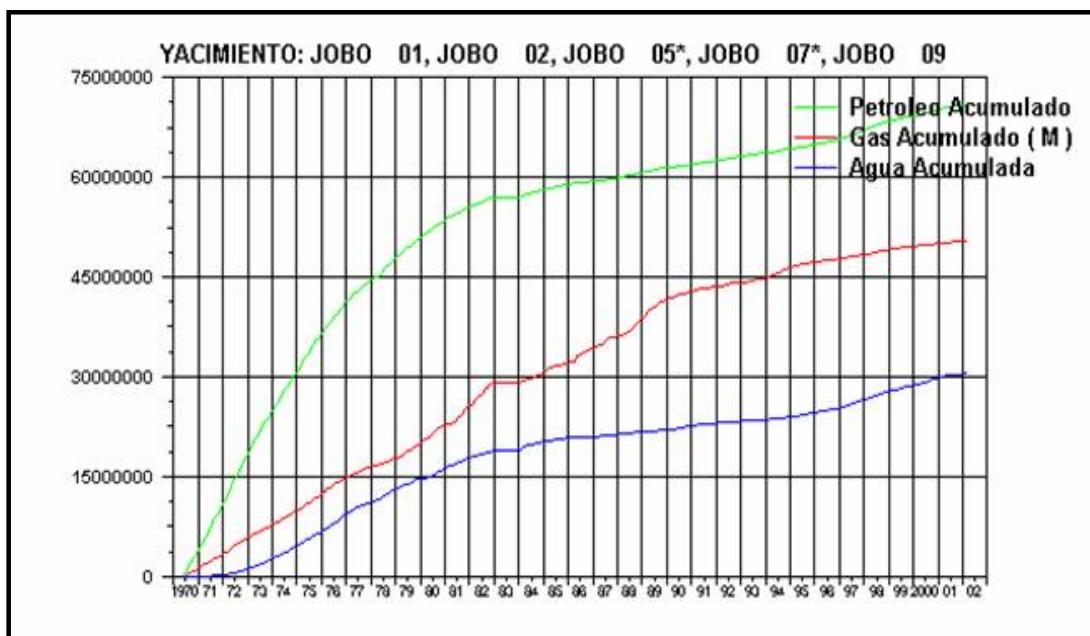


Figura 6.21: Producción acumulada. Jobo-01.

En la figura 6.22 se muestra el comportamiento de la producción acumulada de petróleo hasta Marzo del 2002, la cual se distribuyó a todo lo largo del yacimiento con excepción de la zona noroeste donde no se perforaron pozos.

El mayor aporte de producción se dio en los pozos JOA-101 con 2.6MMBNP, JOA-76 con 2.4MMBNP, localizados en la zona mas alta de la estructura al suroeste del

yacimiento, y por el pozo JOA-30 con 2.3MMBNP localizado al centro y en la zona noreste del área (estructura abajo) en los pozos JOA-17 con 2MMBNP

Actualmente los dos primeros pozos se encuentran activos y los dos últimos se encuentran cerrados.

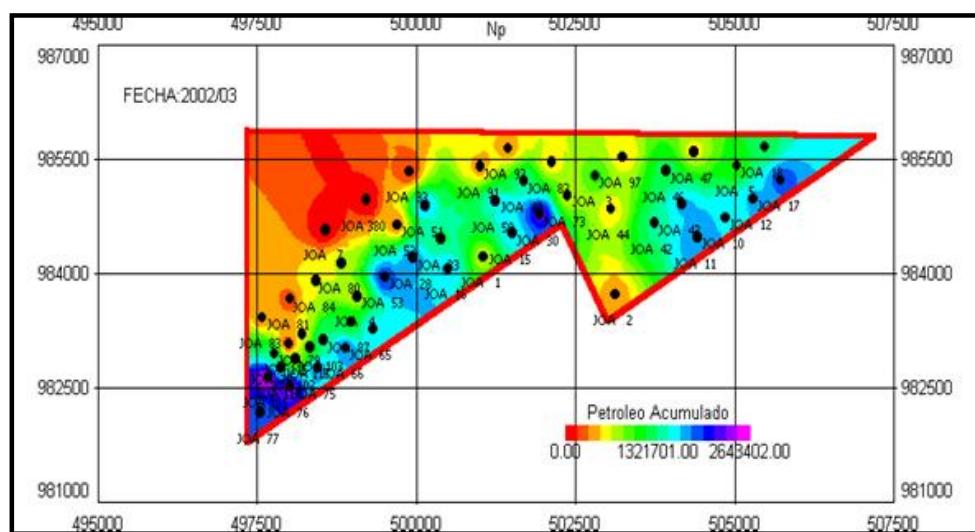


Figura 6.22: Distribución de la Producción acumulada de Petróleo. Jobo-01

Observando el mapa de producción acumulada de agua hasta Marzo del 2002, ver figura 6.23, se evidencia que la zona de mayor aporte de agua fue la noreste del yacimiento, zona que además es la mas desfavorecida estructuralmente por encontrarse cerca del contacto agua-petróleo.

Los pozos con mayor producción acumulada de agua en yacimiento son los JOA-17 con 2.1MMBNA y JOA-46 con 2MMBNA.

Cabe destacar que otra zona de gran relevancia en la producción de agua es la suroeste del yacimiento con un promedio de producción de 0.8 a 0.9MMBNA, la cual surgió a medida de los 90 como consecuencia de la clausura progresiva de los pozos de la zona noreste, justamente estos pozos fueron cerrados por su gran producción de agua y completados nuevos pozos en las zonas mas alta de la estructura.

A pesar que la zona suroeste del yacimiento se ha evidenciado como productora de agua los pozos completados allí siguen siendo los mejores productores de petróleo a diferencia de los pozos del noreste, por esta razón no han sido cerrados.

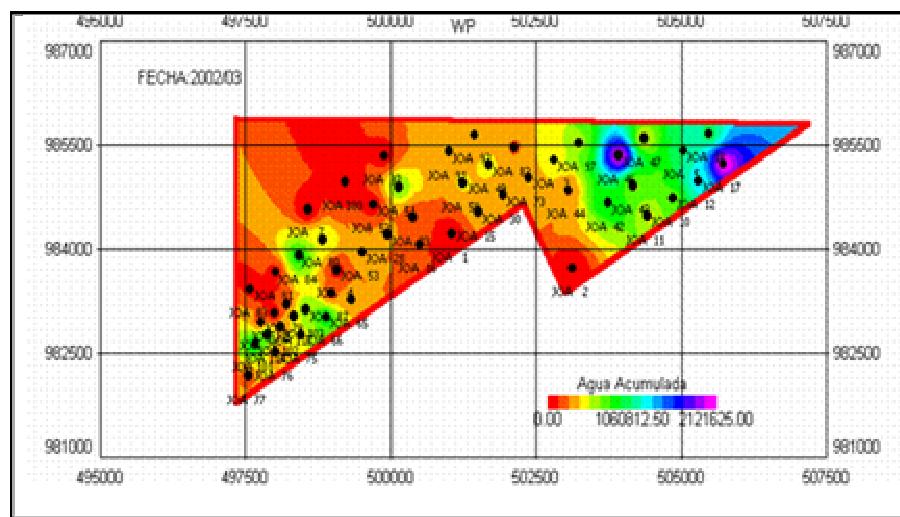


Figura 6.23: Distribución de la Producción acumulada de agua Jobo-01

En la figura 6.24 se puede apreciar el comportamiento de la distribución de la producción de gas acumulada para Marzo del 2002, donde se observa que la zona con mayor producción se concentró principalmente en la cuña ubicada al suroeste del área. Los pozos que presentaron mayor producción fueron JOA-101, JOA-76 y JOA-77 con 4.8MMMPCN, 4.4MMMPCN y 3.3MMMPCN de gas respectivamente.

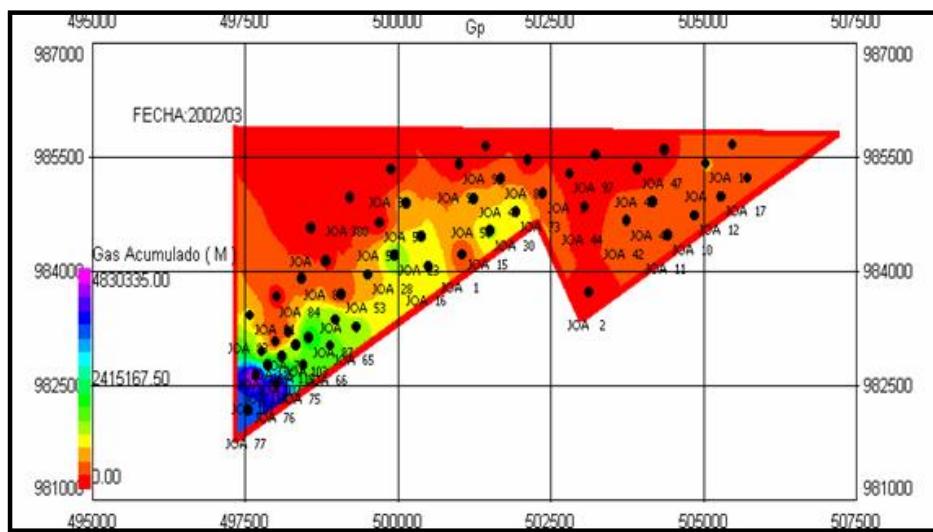


Figura 6.24: Distribución de la producción acumulada de gas .Jobo-01

6.3.2.1. “Time Motion Study”

Período 1970-1980

En este periodo la producción de petróleo tiene gran desarrollo a todo lo largo del área desde la zona suroeste, central y toda la parte este del yacimiento.

Hacia la zona noroeste se observa la poca producción de petróleo y esto debido a la poca cantidad de pozos en la zona.

Para este periodo se tiene la mayor producción de petróleo con respecto a los demás, ya que es en este tiempo precisamente donde se encontraron la mayor cantidad de pozos activos, además, para esta década se observa que la producción de agua estuvo localizada hacia la zona noreste del yacimiento, encontrándose las mas altas producciones de agua en los pozos JOA-17 y JOA-46 con 1.8MMBNA y 1.7MMBNA respectivamente.

La alta producción de agua de estos pozos se adjudica al hecho de estar localizados en la parte mas baja de la estructura cerca del contacto agua-petróleo.

Las zonas de mayor producción de petróleo fueron localizadas en la parte central de yacimiento en el pozo JOA-30 con una producción de 2.1MMBNP y en la zona noreste, con una producción promedio de 1.5MMBNP con los pozos JOA-017, JOA-12 JOA-10 y JOA-11. Se nota que en esta década algunos pozos fueron buenos productores de petróleo pero a medida que se fueron produciendo alcanzaron el agua, tal es el caso del pozo JOA-17 nombrado anteriormente.

Con respecto producción acumulada de gas para este periodo, este se produjo a lo largo de toda la zona sur con una producción entre 450 y 600MMPCN de gas y al noreste del yacimiento con producciones entre 450 y 590MMPCN de gas. Para este período el pozo con mayor producción acumulada de gas fue el JOA-30 con 1.1MMMPCN.

Periodo 1980-1990

En esta etapa se ve una disminución marcada de la producción de petróleo con respecto al periodo anterior, esto se debió principalmente al cierre total de muchos pozos productores o el cierre temporáneo de algunos de estos, como el caso del pozo JOA-30 que en la década anterior fue el pozo con mayor producción de

petróleo y para este periodo ya estaba cerrado por presentar problemas mecánicos y alto corte de agua.

En este periodo la producción de petróleo se concentró principalmente hacia la zona suroeste del yacimiento y la mayor producción se dio en el pozo JOA-101 con 9.4MMBNP, mientras que la producción de agua siguió concentrada aunque en menor cantidad, en la zona noreste del yacimiento, observándose además un crecimiento de la producción hacia la parte central del mismo.

Los pozos con mayor aporte de agua fueron el JOA-12 con 0.4MMBNA y el JOA-46 con 0.3MMBNA

El comportamiento de la producción de gas se concentró en la parte suroeste del área , la cantidad de gas se incrementó en esta década y los pozos que más aportaron gas fueron: el JOA-101 y el JOA 76 con una producción de 3.1 MMMPCN y 2.7 MMMPCN de gas respectivamente.

Periodo 1990-2000

En esta década como la anterior disminuyó la producción de petróleo ya que progresivamente fueron cerrando más pozos desde la zona noreste (zona más baja de la estructura) y central del yacimiento, quedando más concentrada la producción hacia la parte suroeste (cuña) siendo esta la parte más alta del yacimiento.

La mayor producción de petróleo se observó igual que en la década anterior en el pozo JOA-101 que produjo 1.1MMBNP.

En esta década se nota un cambio brusco de zona productora de agua, ya que el mayor aporte fue dado por el área suroeste del yacimiento, teniéndose como

pozos mas productores el JOA-66 con 0.7MBNA, JOA-114 con 0.6MMBNA y el pozo JOA-101 con 0.5MMBNA.

Con respecto a la producción de gas, esta disminuye considerablemente, encontrándose localizado nuevamente en la zona suroeste del área pero en menor cantidad que en los períodos anteriores. El pozo JOA-101 fue el que aportó la mayor cantidad de gas con un valor de 1.2MMMPCN.

El comportamiento de la producción acumulada de petróleo, agua y gas, por periodos, descritos anteriormente, se observan en la figura 6.25, donde se evidencia que la mayor producción de petróleo se tiene en la década 70, tal como se ha discutido anteriormente, y periodo donde la producción de agua provenía en su mayoría de la zona noreste del yacimiento, la cual en la década de los 80 creció no solo en la parte noreste sino que se extendió hacia la parte central del yacimiento. Con respecto al comportamiento del gas, este se fue produciendo cada vez mas hacia la zona suroeste del yacimiento, zona donde se iba concentrando cada vez mas la producción.

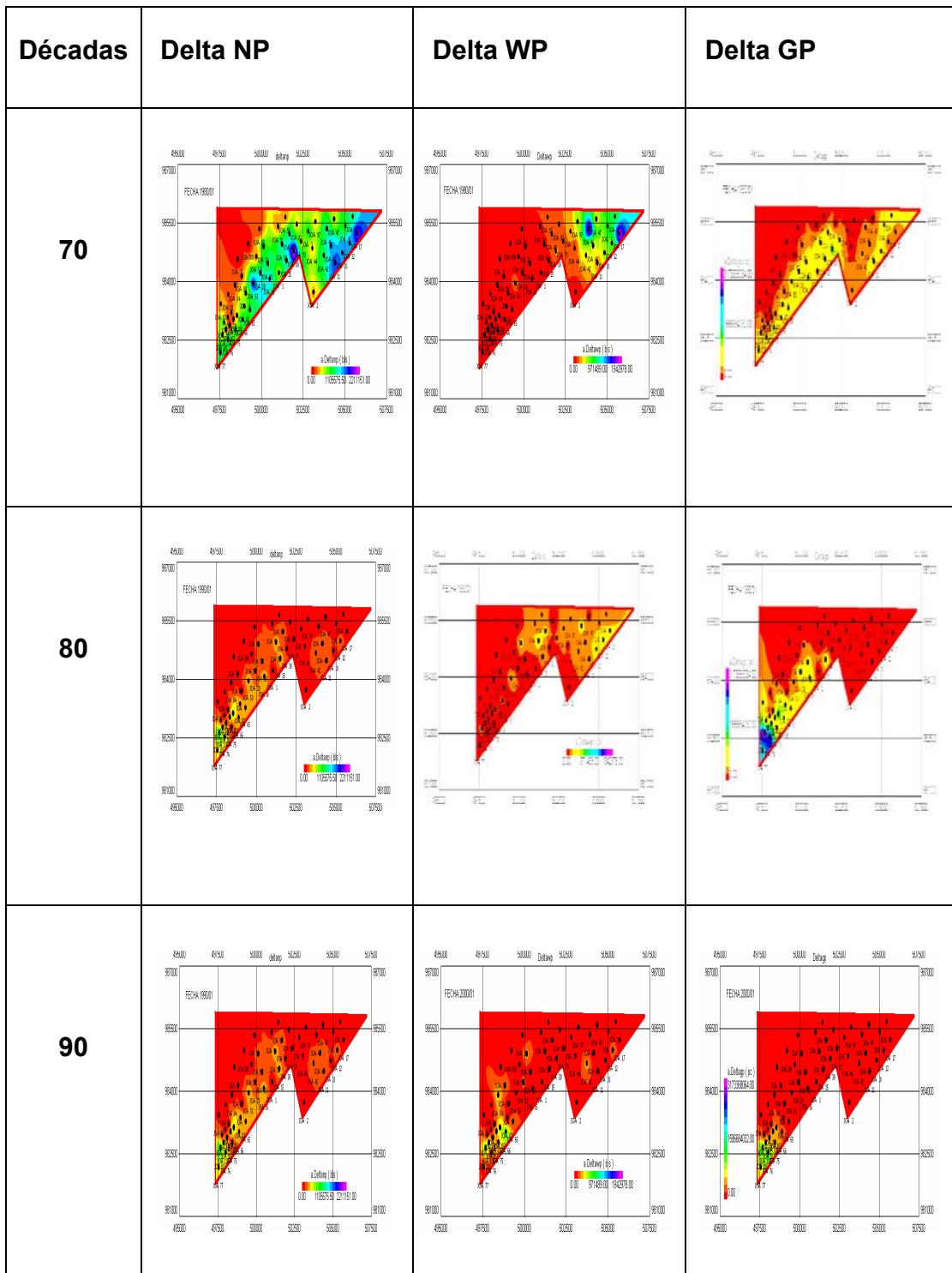


Figura 6.25: Deltas de producción acumulada de fluidos. Jobo-01

6.3.2.2. Irrupción de agua (gráficos de Chan) Jobo-01

Para complementar el análisis de producción de agua realizado anteriormente, se analizaron curvas tipo para determinar el origen de la producción del agua perjudicial en los pozos, esta producción excesiva se puede reducir si se logra identificar su procedencia: comunicación mecánica, conificación-canalización, adedamiento o si se trata de un barrido normal.

Los gráficos de Chan se realizaron individualmente a los pozos localizados en las zonas críticas por alto corte de agua (Ver apéndice III). En la figura 6.26 se observa el comportamiento del pozo JOA-10, el cual presenta el comportamiento de la curva tipo de problemas de comunicación mecánica.

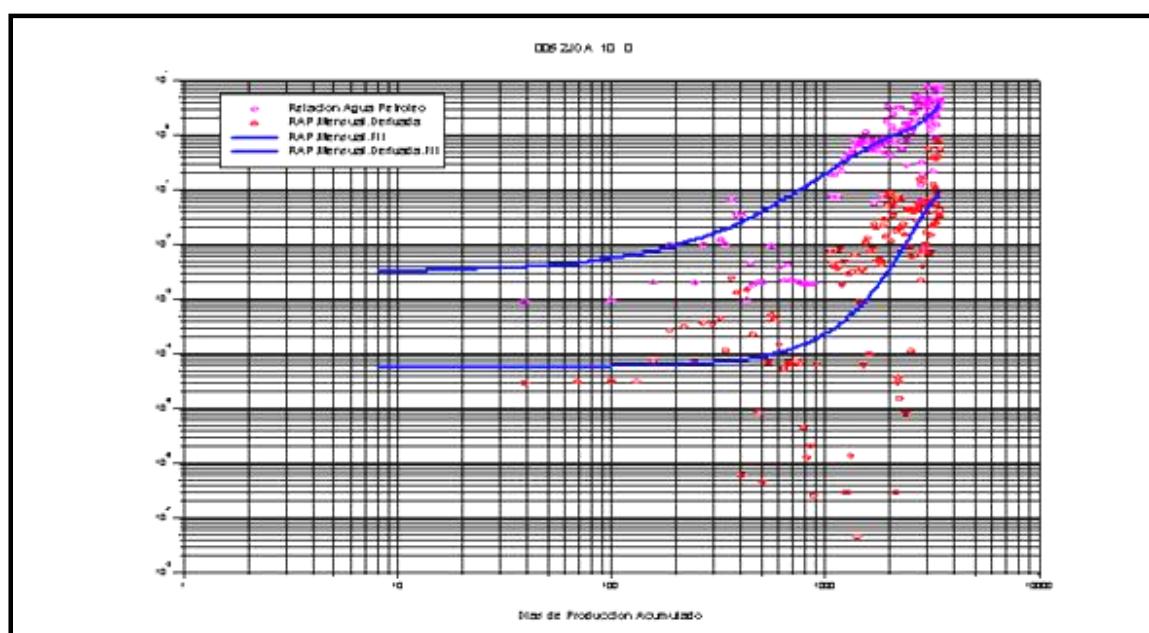


Figura 6.26: Curvas de Chan. JOA-10. Jobo-01

6.4. Análisis de Reservas Remanentes

Mediante la declinación de la tasa de petróleo de cada pozo en la opción de declinación de OFM, fueron calculadas las reservas remanentes para los dos yacimientos.

Se utilizaron dos tipos de declinaciones, la primera (caso I) fue mediante el ajuste exponencial de las curvas, ya que se considera un límite económico, y el segundo (caso II) fue a través del ajuste por las curvas tipo de Fetkovich.

Cabe destacar que los cálculos fueron realizados suponiendo que los pozos producirán en forma continua por un periodo de tiempo de 20 años (periodo de concesión) y tomando en cuenta un límite económico de 20BNPD.

Los pozos que se encontraban cerrados, por alta producción de agua, por presentar tasa finales menores a los 20 BNPD, cerrados por el Ministerio de Energía y Minas, entre otros; no fueron tomados en este estudio solo se declinaron los pozos activos hasta Marzo 2002 (23pozos).Apéndice II.

6.4.1. Yacimiento Morichal-01

Caso I

En la figura 6.27 se observa la declinación del pozo JOA-22, el cual tiene una declinación anual aproximada de 0.37% de la tasa de petróleo, y unas reservas remanentes de 1.4MMBNP.

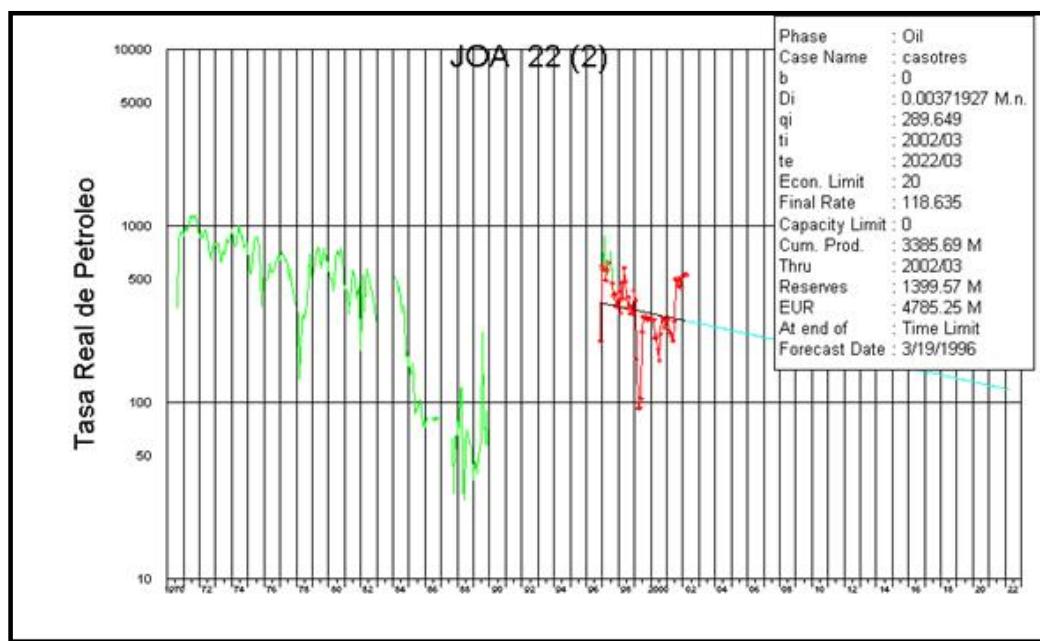


Figura 6.27: Declinación del pozo JOA-22, caso I. Morichal-01

De forma similar al pozo JOA-22, fue realizado la declinación de la tasa de petróleo para el resto de los pozos activos del yacimiento (ver apéndice IV).

Al final del límite económico establecido, se habrán producido bajo estas condiciones de explotación, 10.4MMBNP de las reservas remanentes del yacimiento, las cuales están en el orden de 102MMBN (hasta Marzo 2002), lo que quiere decir que con la cantidad de pozos inactivos (90%) y la infraestructura actual solo se producirán aproximadamente el 10% de las reservas remanentes.

Caso II

En la figura 6.28 se observa la declinación del mismo pozo JOA-22, el cual tiene una declinación anual aproximada de 0.36% de la tasa de petróleo, y unas reservas remanentes de 1.5MMBNP.

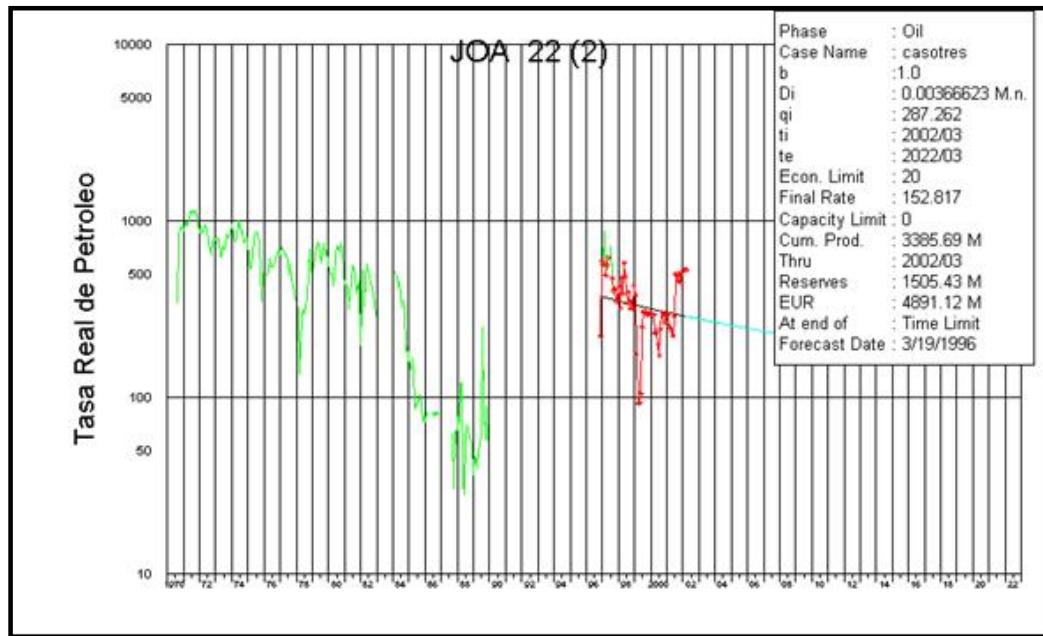


Figura 6.28: Declinación del pozo 22, caso II. Morichal-01

Como era de esperarse las declinaciones en el segundo caso son menores con respecto al primero, por tanto se obtuvo mayores reservas remanentes, y esto es debido a lo sensible que son las curvas con respecto al porcentaje de declinación usados en ambos métodos.

Fueron realizadas las declinaciones para el resto de los pozos activos, y se les calculó a cada uno sus reservas remanentes (ver apéndice IV), lo cual arrojó un total de reservas al final del límite económico de 10.8MMBNP, igualmente por este método se corrobora que se está dejando de producir el 90% de las reservas remanentes del yacimiento.

6.4.2. Yacimiento Jobo-01

Caso I

En la figura 6.29 se observa la declinación del pozo JOA-84, el cual tiene una declinación anual aproximada de 2% de la tasa de petróleo, y unas reservas remanentes de 0.38MBNP.

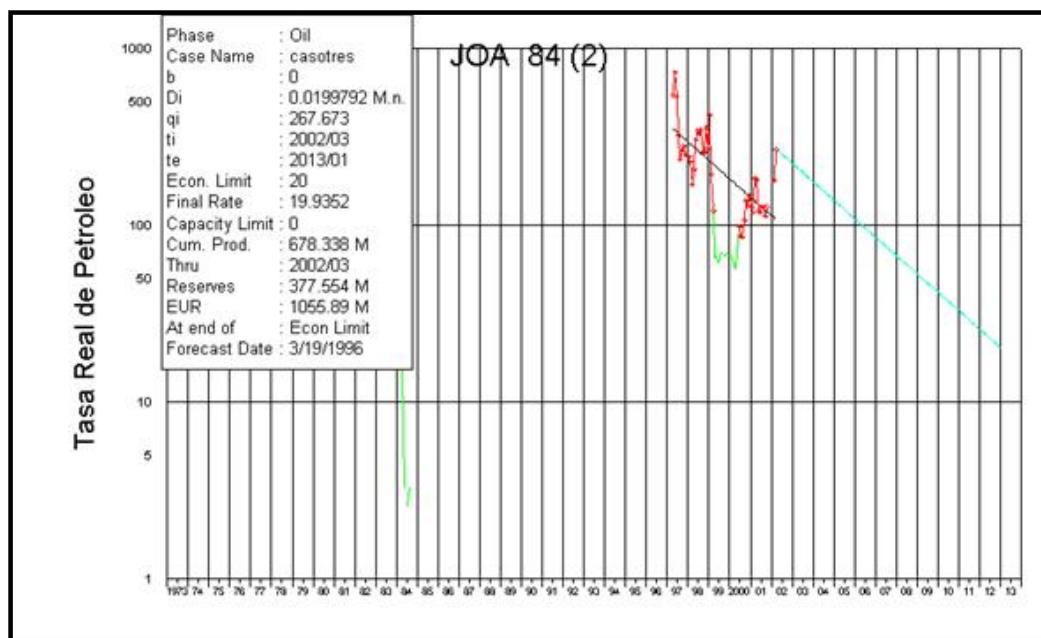


Figura 6.29: Declinación del pozo JOA-84, caso I. Jobo-01

Al igual que el pozo JOA-84, fue realizado el análisis de reservas para cada pozo activo del yacimiento (ver apéndice IV). de esta forma se obtuvo unas reservas remanentes para el primer caso de 9.1MMBNP, se tiene un valor oficial de 17.8MMBNP.

Al final del límite económico establecido, se habrán producido bajo estas condiciones de explotación, 9.1MMBNP de las reservas remanentes del yacimiento, las cuales están en el orden de 17.8 MMBN (hasta Marzo 2002), lo

que evidencia que se esta produciendo de las reservas remanentes del yacimiento (51%).

Caso II

En la figura 6.30 se observa la declinación del pozo JOA-84, el cual tiene una declinación anual aproximada de 0.8% de la tasa de petróleo, y unas reservas remanentes de 0.5MMBNP.

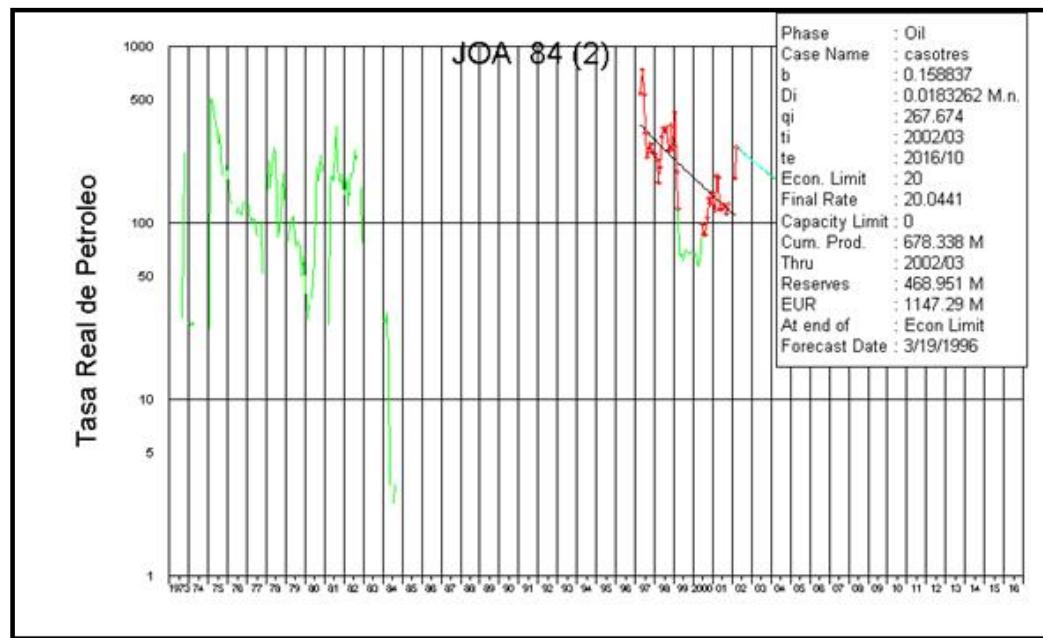


Figura 6.30: Declinación del pozo JOA-45, caso II. Jobo-01

En el segundo caso se recuperaran mayores reservas (10.8MMBNP),lo cual representa el 60% de las reservas remanentes del yacimiento.

6.5. Análisis del Índice de Heterogeneidad

El análisis del índice de heterogeneidad se le realizó a los dos yacimientos pertenecientes al campo Jobo-02: Jobo-01 y Morichal-01.

Este análisis permitió efectuar la identificación de pozos con producción anormal de fluidos así como la estimación de potencialidad de pozos con bajo recobro por regiones.

6.5.1. Yacimiento Morichal-01

A través de la figura 6.31, se pueden observar el comportamiento de los pozos distribuidos en los cuatro cuadrantes.

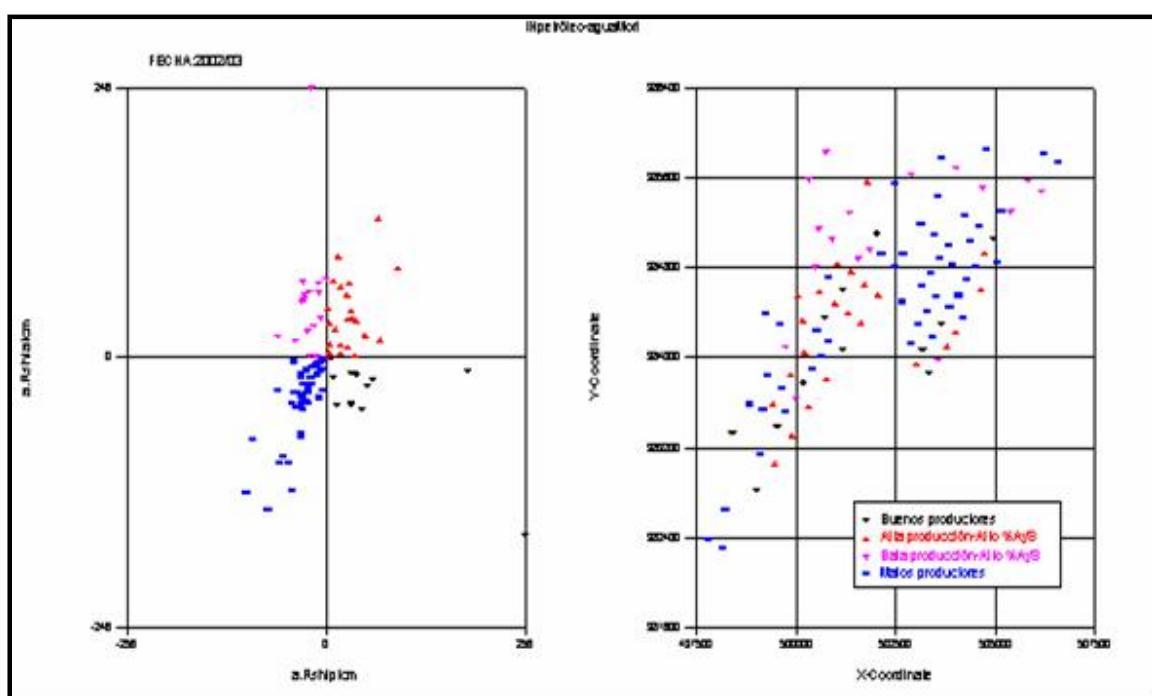


Figura 6.31: Índice de heterogeneidad petróleo-agua. Morichal-01

En el primer y cuarto cuadrante se tienen los pozos que son los mejores productores de fluidos del yacimiento, siendo los pozos JOA-22, JOA-363, JOA-368, JOA-121 y JOA 34 los que producen por encima de la tasa promedio de petróleo del yacimiento (198BNP) y los pozos JOA-366, JOA-364, JOA-365 y JOA-364 con tasas de petróleo mayores al promedio, pero con altas tasas de agua.

Localizando este grupo de pozos buenos productores en el mapa base se observan que están preferencialmente hacia la zona sureste y suroeste del yacimiento, lo que sugiere que posiblemente es la zona de mejores propiedades petrofísicas.

En el segundo cuadrante se localizan los pozos que mayoritariamente produjeron agua, mas que la tasa promedio (128 BNA), de los cuales los mayores productores fueron los pozos JOA-9, JOA-89, JOA-70, JOA-36, JOA-24 y JOA-90, pozos que podrían estar reaccionando al acuífero.

Localizando estos pozos en el mapa base se observan que están hacia la parte norte del yacimiento, zona que como ha sido discutido anteriormente, es la mas baja del yacimiento y mas cercana al contacto agua-petróleo.

Por último, el tercer cuadrante esta representado por los pozos JOA-45, JOA-128, JOA-40, JOA-123 y JOA-19 siendo estos los de menor aporte de fluidos en el yacimiento y localizados preferencialmente hacia el este del mismo, lo que apunta a pensar que es la zona de peores condiciones petrofísicas o posibles daño en los pozos.

En la figura 6.32 se muestra el recorrido de los pozos desde el principio de su producción hasta el comportamiento que presenta actualmente.

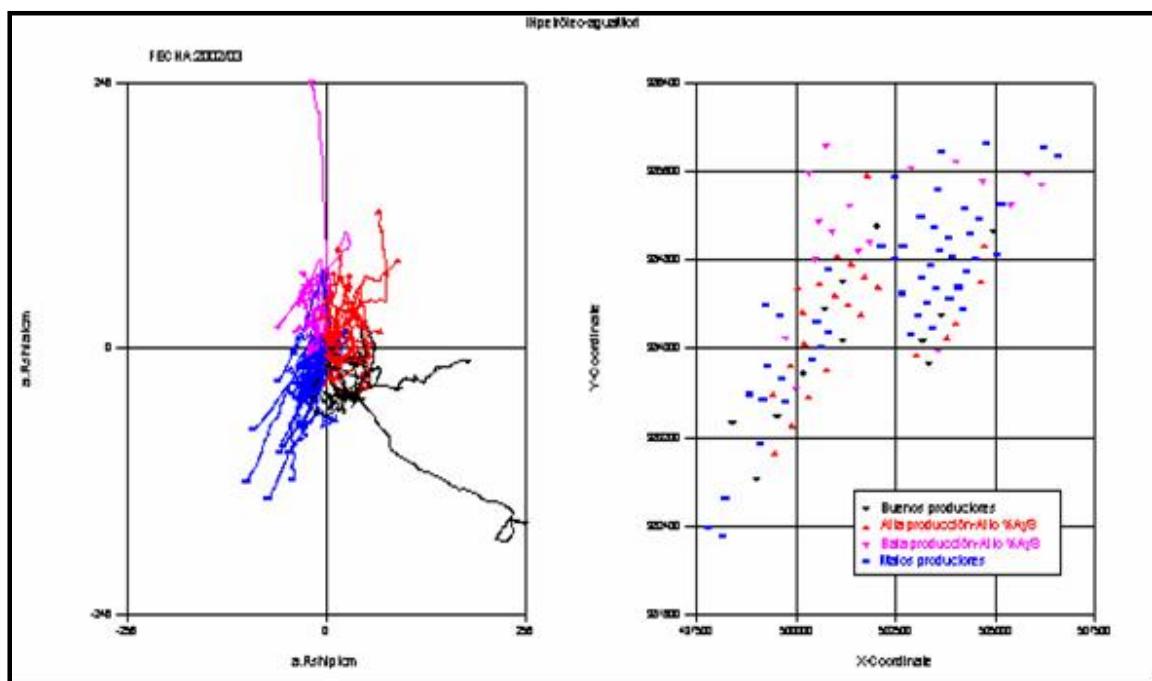


Figura 6.32: Trayectoria del Índice de heterogeneidad petróleo-agua. Morichal-01

6.5.2. Yacimiento Jobo-01

La distribución de los pozos, de acuerdo a su comportamiento, en los diferentes cuadrantes se desarrolla de la siguiente manera:

En el primer y cuarto cuadrante se tienen los pozos que son mejores productores de fluidos del yacimiento, siendo los pozos JOA-101, JOA-53, JOA-76, JOA-30 y JOA-77 los que producen más que la tasa promedio de petróleo del yacimiento (147BNP) y los pozos JOA-17 y JOA-46 con tasas de petróleo mayores al promedio, pero con altas tasas de agua. Ver figura 6.33.

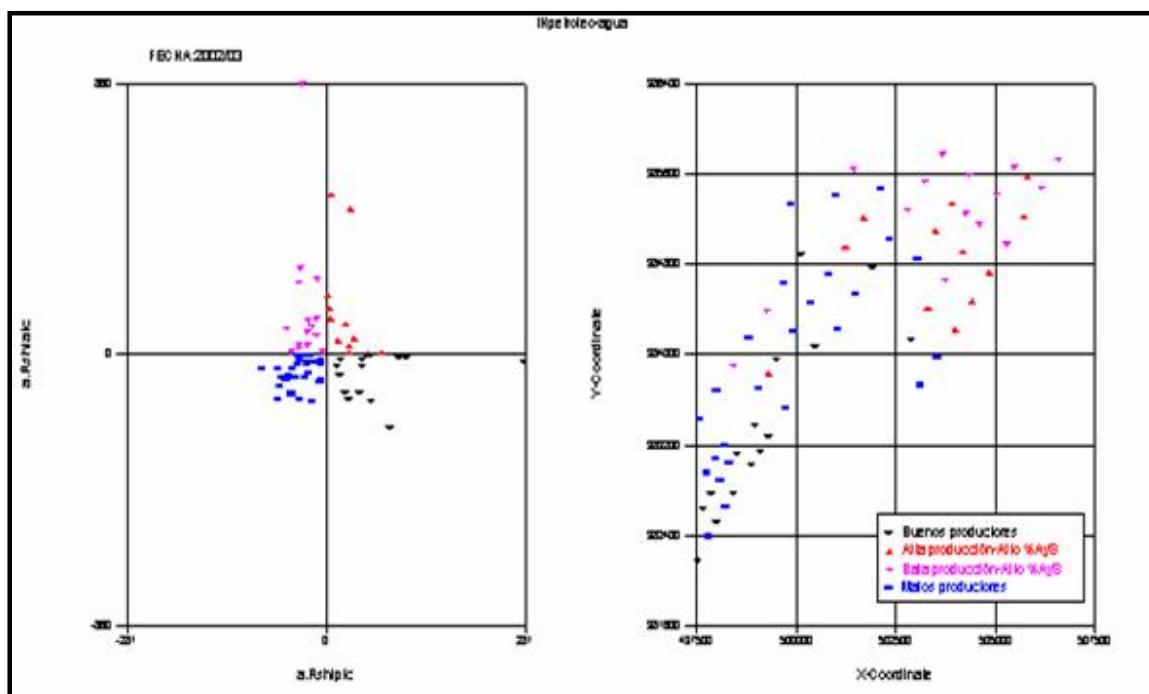


Figura 6.33: Índice de heterogeneidad petróleo-agua. Jobo-01

Localizando estos pozos en el mapa base se observan que se encuentran en la zona suroeste y este del yacimiento. Lo que sugiere que estas zonas podrían ser las que gozan de mejores propiedades petrofísicas.

En el segundo cuadrante se localizan los pozos que mayoritariamente produjeron agua, más que la tasa promedio (113BNA), de los cuales los mayores productores fueron los pozos JOA-12, JOA-18 y JOA-70 pozos que podrían estar reaccionando al acuífero.

Al ubicar estos pozos con alto corte de agua en el mapa base, se observa que se encuentran en la zona noreste, estructura abajo, del yacimiento.

Finalmente se encuentran los pozos localizados en el tercer cuadrante, los cuales son los pozos que no son buenos productores de fluido, ejemplo de estos pozos son: JOA-4 , JOA-79 y JOA-102.

En el mapa base se encuentran estos pozos localizados principalmente en la zona este del yacimiento, lo que indica que posiblemente es la zona desfavorecida en lo que a propiedades petrofísicas se refiere a que los pozos en esta área tienen algún daño o tienen problemas operacionales.

A los pozos ubicados en los cuatro cuadrantes se le determinó la trayectoria recorrida a lo largo de los años de producción, con el fin de predecir el comportamiento futuro de los mismos. Ver figura 6.34.

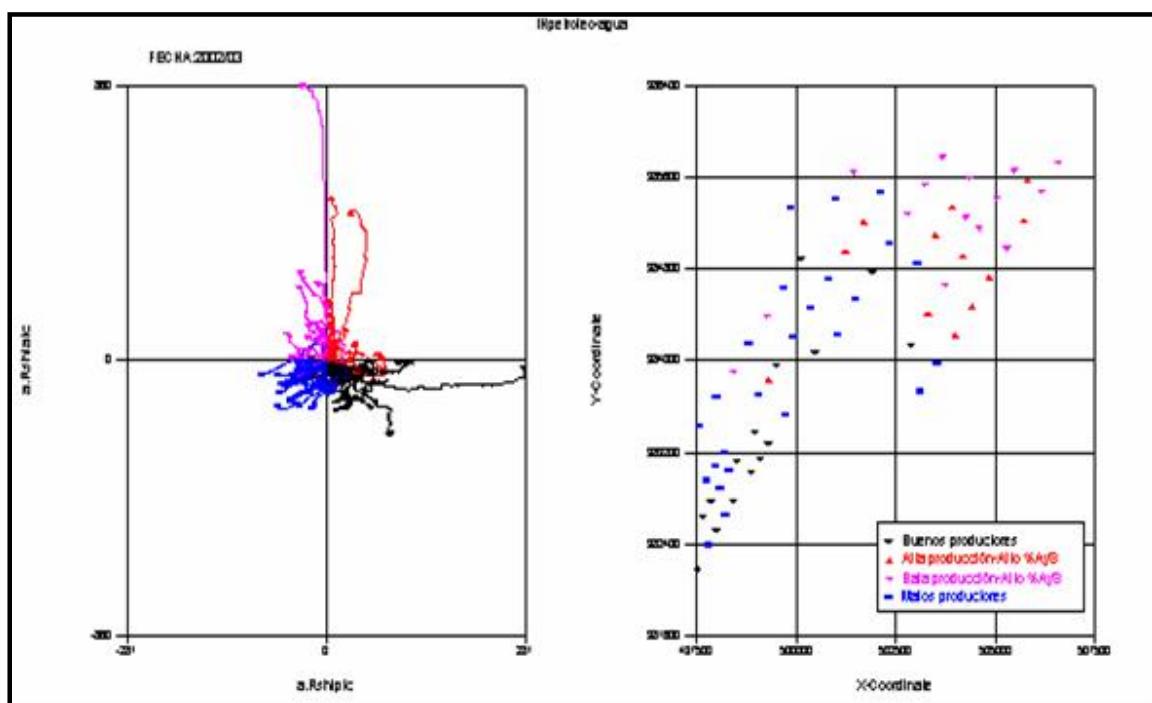


Figura 6.34: Trayectoria del Índice de heterogeneidad petróleo-agua. Jobo-01

Con respecto a la producción de gas en los dos yacimientos, se realizaron los mismos mapas de índice de heterogeneidad incluida su trayectoria, estos mapas se encuentran en el apéndice V.

6.6. Análisis de los principales problemas del Campo Jobo-02

De los análisis realizados a los pozos y yacimientos del área, se diagnosticaron los problemas que disminuyen la productividad de los pozos, los cuales inciden en los métodos de levantamiento utilizados.

Los tres tipos de levantamiento artificial (BM, BCP y LAG) han presentado problemas de eficiencia a causa de arenamiento por lo poco consolidadas que son las arenas y sus características granulométricas, corrosión por la presencia de CO₂ y H₂S y mala cementación primaria del revestidor que permite la comunicación con arenas de agua disminuyendo la producción de crudos en los pozos. A continuación se hace una descripción de los problemas mencionados:

❖ Comunicación por detrás del revestidor

La evaluación de la cementación primaria de los pozos del área Jobo-02 por medio de registros existentes (CBL y VDL) indica que el 70% de los pozos presentan mala adherencia al cemento a la formación y la baja movilidad del petróleo, son factores que han causado en parte la alta producción de agua en los pozos completados en el yacimiento Morichal.

❖ Corrosión

Los yacimientos Morichal-01 y Jobo-01 tienen alto contenido de CO₂ y H₂S que combinados con el agua crean un alto poder corrosivo en las instalaciones de subsuelo, causando rotura en los revestidores, rasurados, tuberías de producción, cabillas, elastómeros y camisas de bombas, afectando los sistemas de levantamiento.

Arenamiento

Los yacimientos asociados al área Jobo-02 están conformados por arenas de poca consolidación, esto aunado a los diseños de los empaques podría ser una de las causas de la migración de finos durante la producción. Esta situación afecta los sistemas de levantamiento, sobre todo las bombas, rayando los pistones y creando taponamiento que disminuye el flujo del crudo y permite el flujo del agua por su alta movilidad comparada con la del petróleo.

❖ Alta producción de agua

La alta producción de agua es un hecho en el campo, que debe manejarse de manera optima para mantener los niveles de producción de petróleo dentro del límite económico. Se presume que el agua se produce debido: a la invasión vertical o a través de la mala cementación, o a la conificación y/o adedamiento debido a la gran diferencia entre las viscosidades del crudo y el agua de formación.

En el apéndice II se encuentran un listado de los pozos del campo con sus respectivos problemas.

6.7. Análisis de oportunidades del Campo Jobo-02

Por medio de la aplicación de técnicas de análisis que proporciona el programa OFM, fueron determinadas ciertas áreas de mayor potencial en los yacimientos

A través del ultimo paso del “Time Motion Study” , donde se verifica las posibles correspondencia entre el modelo petrofísico y dinámico, se evidencio que la zona de mayor potencial en el yacimiento Jobo-01 esta hacia el suroeste donde actualmente se encuentran la mayoría de los pozos activos.

Este análisis no fue realizado en el yacimiento Morichal-01 ya que no se contaba con datos petrofísicos confiables.

Mediante el índice de heterogeneidad a los yacimientos se comprobó que justamente la zona suroeste del yacimiento Jobo-01 era la de mayor potencial, mientras que para el yacimiento morichal-01 se presentaron dos zonas de mejor producción, una hacia la parte sureste del yacimiento y la otra hacia la parte suroeste del mismo, ambas pertenecen a la parte mas alta de la estructura.

A pesar de poseer varias zonas de gran potencial, en la actualidad en el Campo Jobo el 84% de pozos inactivos, por lo tanto se realizo una evaluación detallada de los pozos del área para ver que problemas incidían en el cierre de los mismo y cuales pozos podrían ser candidatos a trabajos de RA/ RC.

A continuación se presenta la tabla 6.6 algunos pozos propuestos a RA/RC y su oportunidad .

Tabla 6.6: Pozos. Oportunidades

Yacimiento	Pozo	Arena	Problemas	Oportunidad
Morichal-01	JOA-363	E	balancín desmantelado. Mucha entrada de agua	Cementar arena E. Abrir arenas superiores. Usar geles no sellante.
Morichal-01	JOA-366	C E	Arenado.	Limpieza/Empaque de grava con rejillas.
Morichal-01	JOA-89	A B1 B2 C	Problemas mecánicos.	Verificar tipo de problema/solucionar
Morichal-01	JOA-70	B1 B2 C D	Balancín desmantelado. Poca entrada de fluido.	Disponer facilidades de superficie. Corregir cementación primaria.
Morichal-01	JOA-36	B1 B2 C E	Alto corte de agua.	Cementar arena de agua (E)/posibilidad de uso de sistema gelificante con silicatos.
Morichal-01	JOA-128	A B1 B2 C E	Arenado.	Limpieza/Optimizar empaque con grava.
Morichal-01	JOA-45	A B1 B2	Problemas mecánicos. Con balancín.	Verificar tipo de problema/solucionar

Morichal-01	JOA-48	A B1 B2	Problemas mecánicos. Con balancín.	Verificar tipo de problema/solucionar
Jobo-01	JOA-17	A B	Balancín desmantelado. Alto corte de agua.	Disponer facilidades de superficie. Corregir cementación primaria y recañonear.
Jobo-01	JOA-46	A B C F	Sin Balancín. Alto corte de agua.	Disponer facilidades de superficie. Corregir cementación. Cementar arena F (micromatrix).
Jobo-01	JOA-12	A B C	Sin Balancín. Alto corte de agua.	Disponer facilidades de superficie. Usar geles no sellantes en arena C.
Jobo-01	JOA-53	B C E F	Sin balancín. Mucha entrada de agua	Disponer facilidades de superficie .Arreglar facilidades de superficie. Cementar arena F con micromatrix
Jobo-01	JOA-77	B C E F	Sin balancín.	Arreglar facilidades de superficie. Recañonear intervalos abiertos
Jobo-01	JOA-52	A B C E F	Sin balancín. Poca entrada de fluido.	Disponer facilidades de superficie. Recañonear ampliando las perforaciones en las arena superiores.

CONCLUSIONES

- ❖ Se establece como herramienta de monitoreo, seguimiento y control del plan de explotación del Campo Jobo-02 al OilField Manager.
- ❖ Se corrobora que existe inconsistencia en los datos petrofísicos del Yacimiento Morichal-01 generando incertidumbre la determinación de los mapas de isopropiedades y por ende en el POES.
- ❖ Se establece que los principales problemas del campo Jobo-02 son: las arenas de poca consolidación, adedamiento, canalización y/o conificación, alta producción de agua, pozos con posible comunicación por detrás del revestidor y problemas de corrosión.
- ❖ Se establece, para Marzo del 2002, con 23 pozos activos, unas reservas remanentes del orden de 92MMBNP y de 9MMBNP para yacimiento Morichal-01 y Jobo-01, respectivamente.
- ❖ Se presume la presencia de un acuífero activo dada la alta producción de agua en el yacimiento Morichal-01, donde la distribución irregular de ésta es consecuencia de la baja movilidad del crudo y su alta viscosidad.
- ❖ Se establece que la zona mas prospectiva del yacimiento Jobo-01 es la suroeste (cuña), y las arenas con mejores propiedades petrofísicas son la C y la B.
- ❖ Se establece que la zona mas prospectiva del yacimiento Morichal-01 es el eje sur este-oeste, aunado a los eventos, las arenas menos influenciadas por el agua son las superiores.

- ❖ Se determinó un portafolios de oportunidades a ser considerados para incrementar la producción del campo Jobo-02.

RECOMENDACIONES

- ☞ Se recomienda realizar un campaña de levantamiento de información para mejorar la caracterización de los yacimientos, para ello se podrían correr registros y pruebas tales como: Registro de Carbón Oxígeno para determinar la saturación de agua y crudo, Registro de Cementación (CBL) y pruebas de presión.
- ☞ Se amerita una revisión del modelo petrofísicos del yacimiento Morichal-01 y jobo-01.
- ☞ Se precisa realizar análisis granulométricos de las arenas productoras con el fin de optimizar los diseños de empaque con grava y controlar la producción de arena y migración de finos, así como la utilización de BCP, ya que este sistema es eficiente para levantamientos de crudos viscosos además que la presencia de gas no afecta dramáticamente la eficiencia de la bomba.
- ☞ Se recomienda la aplicación de técnicas de recuperación térmica, y realizar una campaña de reactivación de pozos, para mejorar el recobro y desarrollar las reservas remanentes.
- ☞ Se propone como alternativa para minimizar la alta producción de agua en el yacimiento Morichal-01: optimizar los métodos de levantamiento, realizar correcciones en la cementación primaria y aislar zonas ofensoras de agua, así como investigar y usar tecnología novedosa de completación y uso de químicos inhibidores.
- ☞ Se sugiere tomar en cuenta el portafolio de oportunidades propuestos en este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALCOCER, C; E, Lanfranchi y P, Vanags. (1976). Inyección continua de vapor en el Campo JOBO. Maracay, Venezuela. I Simposio de crudos pesados de Petróleos de Venezuela S.A.
2. ALVARADO, D y C, Báncer. (1998). Recuperación Térmica de Petróleo. Universidad del Zulia, Maracaibo. Instituto de Investigaciones Petroleras.
3. BARBERII, E. (1998). El pozo Ilustrado. Ediciones FONCIED, cuarta edición Caracas, Venezuela.
4. CRAFT, B y M, Hawkins. (1977). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.
5. DEGHIRMANDJIAN, B. (1991). Evaluación petrofísica del yacimiento Jobo-01 campo JOBO-02. Estado Monagas, Ciudad Bolívar. Trabajo especial de grado.
6. EL DEHNE, Wafaa. (2000). Revisión geológica del Yacimiento Jobo-01 (Sector Oeste), Campo Jobo-02, Distrito Morichal-Estado Monagas. Ciudad Bolívar. Trabajo Especial de Grado.
7. ESSENFELD, Martin. (1981). Ánalisis gráfico del comportamiento de pozos y yacimientos. Ediciones Foninves. Caracas, Venezuela.
8. ESSENFELD, Martin y Benzaquen, Isaac. (1995). Sistema Pozo/Yacimiento. Universidad Central de Venezuela.

9. GUTIERREZ, F; J, Parra y A, Gonzalez (1997). Necesidades tecnológicas para la producción-mejoramiento de los crudos extra-pesados de la Faja petrolífera del Orinoco. Primer Congreso Andino de Petróleo. Lima, Perú.
10. MOLINA, O. (1996). Nuevas estrategias de explotación para maximizar el recobro del yacimiento BDV-1 Arenas U1U,U; U1U, L; U1L,U; U1L,M; U1L,L del Campo Budare. Caracas.
11. PARIS de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela.
12. PEREZ, R. (1964). Ingeniería de Yacimientos de Petróleo. Universidad del Zulia, Maracaibo.
13. RAMONES, M y F, Ferrer. (1998). Monitoreo de yacimientos. 1er Encuentro Técnico de PDVSA, E y P.
14. REDA. (1997). Quality submersible pumps for the petroleum industry.
15. SOCIEDAD VENEZOLANA DE INGENIEROS DE PETROLEO. (1993). X Jornadas Técnicas de Petróleo-Producción/Perforación y Rehabilitación. Tomo II. Puerto La Cruz.
16. SOCIEDAD VENEZOLANA DE INGENIEROS DE PETROLEO. (1993). X Jornadas Técnicas de Petróleo-Yacimientos/Tópicos especiales. Tomo I. Puerto La Cruz.
17. VEGA, A y J, Gonzalez. (1976). Reducción de viscosidad de crudos pesados mediante el uso de solventes para fines de transporte y desplazamiento en medios porosos. Trabajo Especial de Grado. Maracaibo.

- 18.. Informe Final (1999). Evaluación de los yacimientos Morichal-01 y Jobo-01; Campo Jobo-02, FUNDAUDIO.
- 19.SIMPOSIO DE CRUDOS EXTRA PESADOS. (1976). Levantamiento artificial. Petróleos de Venezuela. Maracay.
- 20.SIMPOSIO INTERFILIAL SOBRE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS. (1987). Yacimiento y Producción. INTEVEP.
- 21.SIMPOSIO SOBRE CRUDOS PESADOS. (1974). Universidad del Zulia, Maracaibo.
- 22.www.intranet.eyp.pdvsa.com/eyp

APÉNDICE I

Listado de pozos con
Errores petrofísicos

Tabla A6-1. Lista de pozos con ANP<= 0, Swi <= 0, K<= 0 y $\Phi \leq 0$ que tienen producción de petróleo.

Pozo
JOA-19
JOA-20
JOA-21
JOA-27
JOA-33
JOA-36
JOA-37
JOA-38
JOA-40
JOA-41
JOA-45
JOA-48
JOA-56
JOA-57
JOA-59
JOA-60
JOA-63
JOA-67
JOA-69
JOA-88
JOA-94
JOA-95
JOA-108
JOA-119
JOA-135
JOA-136
JOA-139
JOA-140
JOA-361
JOA-365
JOA-375
JOA-376
JOA-378

Total 33 pozos

Tabla A6-2. Lista de pozos con ANP y K<= 0.

Pozo
JOA-9
JOA-62
JOA-70
JOA-107
JOA-111
JOA-126
JOA-131

Total 7 pozos

El único pozo con producción de petróleo y ANP= 0 es el JOA-01.

APÉNDICE II

Listado de pozos de PETROUDO.

Estado actual.

Tabla A2-1: Pozos activos del Campo Jobo-02 asignados a PETROUDO

Yacimiento	Pozo	Arena	Método de producción
Jobo-01	JOA-023	B C E F	BM
Jobo-01	JOA-102	B C	BM
Jobo-01	JOA-028	A B C E F	BM
Jobo-01	JOA-042	A B C	BM
Jobo-01	JOA-051	A B C	BM
Jobo-01	JOA-066	A B C	GL
Jobo-01	JOA-075 ®	C	BCP
Jobo-01	JOA-076	B C	BM
Jobo-01	JOA-078®	C	BM
Jobo-01	JOA-084®	B	BCP
Jobo-01	JOA-104	E	BCP
Jobo-01	JOA-114	B C E F	BM
Jobo-01	JOA-123	C	BM
Morichal-01	JOA-059®	A	GL
Morichal-01	JOA-361	C	BM
Morichal-01	JOA-368®	E	BCP
Morichal-01	JOA-022®	C	BCP
Morichal-01	JOA-111	A B1 B2 C E	BM
Morichal-01	JOA-118	A B1 B2 C D E	BM
Morichal-01	JOA-38	B2 C D E	BM
Morichal-01	JOA-127®	C	BCP
Morichal-01	JOA-131	A B1 B2 C E	BM
Morichal-01	JOA-364®	E	BCP
Morichal-01	JOA-365®	E	BCP

Tabla A2.2: Pozos inactivos. Con facilidades de superficie

Yacimiento	Pozo	Arena	Método de producción.	Comentario
Jobo-01	JOA-065®	B	BCP	Hueco en el Tubing
Jobo-01	JOA-025	B C	BM	Problema Mecánico
Jobo-01	JOA-116	B C E	GL	Cambio de método
Jobo-01	JOA-080	B	BCP	Hueco en el Tubing
Jobo-01	JOA-101	B C	BM	Problemas Mecánicos
Jobo-01	JOA-124	B C	BM	Hueco en el Tubing
Jobo-01	JOA-079®	C	BCP	Esperando evaluación
Morichal-01	JOA-139	B E	BM	Cabillas partidas(Pozo no fluye)
Morichal-01	JOA-112	B1 B2 C E	BM	Bomba mala
Morichal-01	JOA-061	A B1 B2 C	BM	Bomba mala
Morichal-01	JOA-120	A B2 C D E	BM	Arenado
Morichal-01	JOA-038	A B2 C E	BM	Arenado
Morichal-01	JOA-067	A B2 C E	BM	Arenado
Morichal-01	JOA-367	C D	BM	Arenado
Morichal-01	JOA-121	B2 C D E	BM	Arenado

Tabla A2-3: Pozos inactivos. Facilidades superficie incompletas

Yacimiento	Pozo	Arena	Facilidades de superficie	Comentario
Morichal-01	JOA-117	B2 C D E	Sin balancín	Arenado
Morichal-01	JOA-130	A B1 B2 C	Sin balancín	Arenado
Morichal-01	JOA-141	C	Sin balancín	Arenado
Morichal-01	JOA-021	A B1 B2 C	Sin balancín	Arenado
Morichal-01	JOA-024	B1 B2 C E	Sin balancín	Arenado
Jobo-01	JOA-102	A B C E F	Con balancín	Bomba deficiente
Morichal-01	JOA-040	A B1	Sin balancín	Problema mecánico
Morichal-01	JOA-133	A B1 B2 C	Sin balancín	No pudo bajar cabillas

Apéndices

Morichal-01	JOA-088	A B1 B2 C E	Con balancín	Hueco en el tubing
Morichal-01	JOA-032	A B1 B2	Sin balancín	Poca entrada de fluido
Morichal-01	JOA-039	B1 B2	Sin balancín	Poco aporte de fluido
Morichal-01	JOA-033	A B1 B2	Sin balancín	Poca entrada de fluido
Jobo-01	JOA-004	B C	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-005	A B	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-016	B C D E	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-049	B	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-087	A B C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-107	A B1 B2 C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-370	C D	Desmantelado	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-378	B1 B2	Incompleto	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-014	A B1 B2 C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-135	A B1 B2 B	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-377	B1 B2	Desmantelado	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-132	B1 B2	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-137	C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-371	C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-372	C E	Balancín deteriorado	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-374	B1 B2 C D	Incompleto	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-010	A B C	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-043	A B C	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-103	A B C	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-015	A B C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-376	A B1 C E	Sin balancín	Sin comentarios

Apéndices

Morichal-01	JOA-122	A B1 B2 C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-110	B1 B2 C E F	Balancín desmantelado	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-134	B1 B2 C D E	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-125	A B1 B2 C E	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-058	A B1 B2 C	Balancín desmantelado	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-105	A B1 B2 C D E	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-115	B C E F	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-050	A B C	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-083	B C	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-119	B C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-129	B1 B2 C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-031	B1 B2 C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-057	A CE	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-035	B1 B2 C E	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-013	B1 B2C E	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-113	A B1 B2 C E	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-375	B1 B2 C E	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-138	C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-369	C D	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-093	A B	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-030	A B	Balancín desmantelado	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-073	A B C	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-082	A B C	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-091	A B	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-095	A	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-097	A B C	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-019	B1 B2 C E	Sin balancín	Sin comentarios

Morichal-01	JOA-054	A B2 C D	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-070	B1 B2 C E	Balancín desmantelado	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-086	B1 B2 C D	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-140	C	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-044	A B C	Balancín sin compresor	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-020	A B C	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-026	BC E	Balancín sin motor	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-046	A B C	Sin balancín	Sin comentarios
Jobo-01	JOA-003	A B C F	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-373	A C	Balancín desmantelado	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-106	A B1 B2CDE	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-060	AB1B2CE	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-109	AB1B2CDE	Sin balancín	Sin comentarios
Morichal-01	JOA-126	B1B2CD	Sin balancín	Sin comentarios

Tabla A2-4:Pozos inactivos. Alto riesgo

Yacimiento	Pozo	Arena	Facilidades de superficie	Comentario
Jobo-01	JOA-001	A C E F	Sin balancín	Cerrado por MEM
Jobo-01	JOA-002	A B	Sin balancín	Inactivo desde 1978.sin mayor información
Jobo-01	JOA-008	A B C	Sin balancín	Situado en la parte baja de la estructura
Jobo-01	JOA-011	A B C	Sin balancín	Inactivo desde 1983.
Jobo-01	JOA-041	A	Balancín, sin compresor	Arenas poco prospectivas.
Jobo-01	JOA-047	A B C E	Sin balancín	Cementado varias oportunidades por agua.

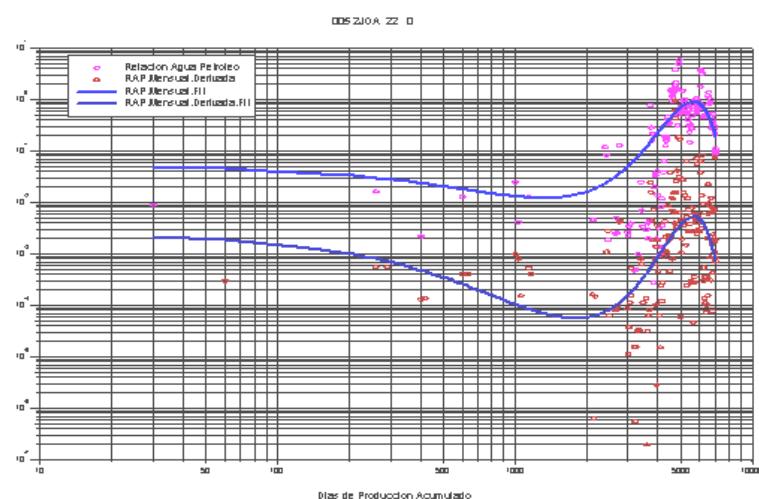
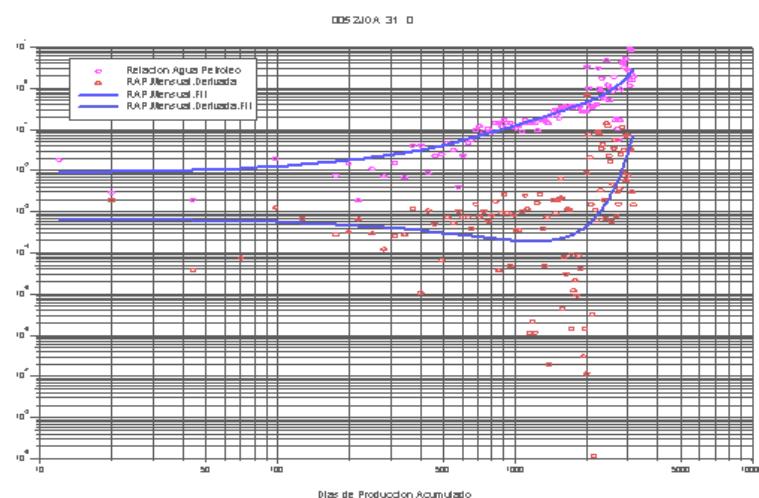
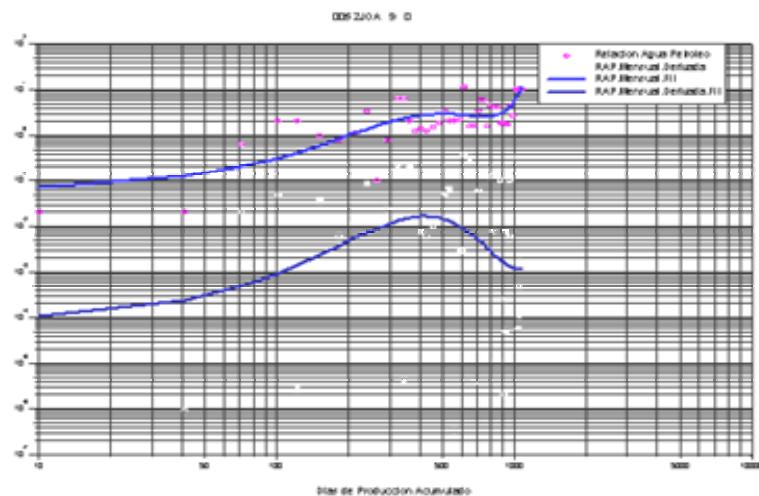
Apéndices

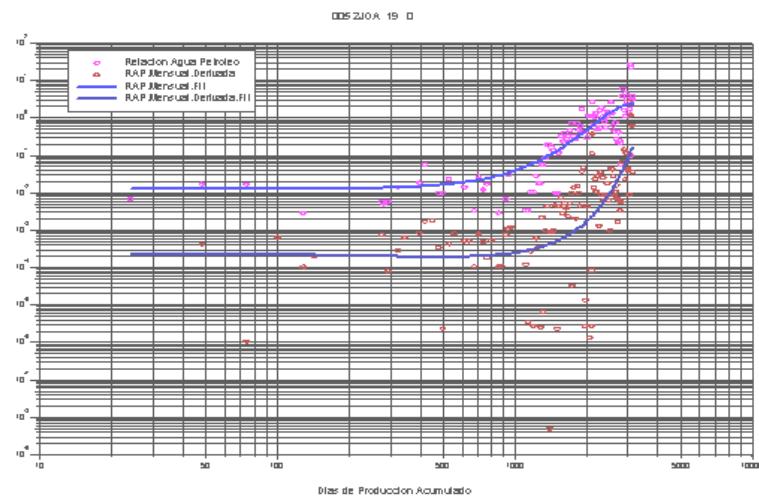
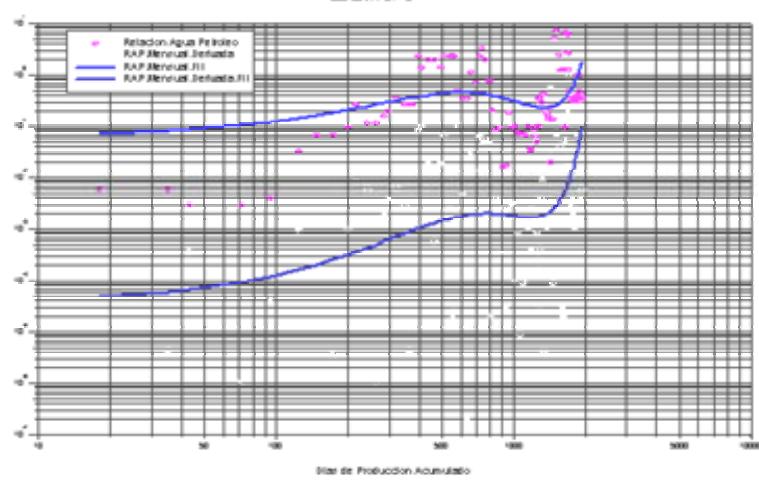
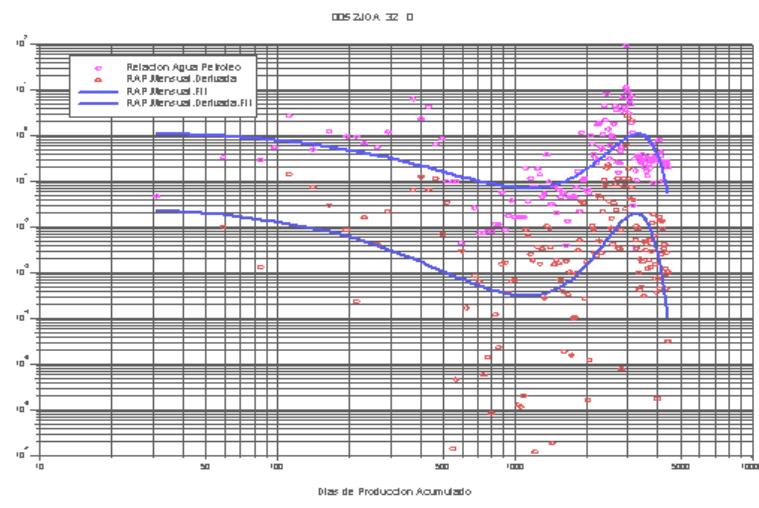
Jobo-01	JOA-081	B C	Sin balancín	Casing colapsado a 3405'
Jobo-01	JOA-092	A B	Sin balancín	Poco prospectivo. Alta producción de agua
Morichal-01	JOA-006	A	Equipo bombeo incompleto	Alto corte de agua
Morichal-01	JOA-009	A B1 B2 C	Sin balancín	Ubicado estructura abajo
Morichal-01	JOA-029	A B1 B2 C D E	Sin balancín	Alto corte de agua
Morichal-01	JOA-034	A B1 B2 C E	Sin balancín	Alto corte de agua
Morichal-01	JOA-037	B1 C E	Sin balancín	Alto corte de agua
Morichal-01	JOA-062	Hueco abierto	Sin balancín	Hueco abierto (Pez)
Morichal-01	JOA-063	Hueco abierto	Sin balancín	Hueco abierto. (Estudiar)
Morichal-01	JOA-064	A B1 B2 C E	Sin balancín	Ubicado estructura abajo.
Morichal-01	JOA-068	A B2 C E	Sin balancín	Alto corte de agua
Morichal-01	JOA-069	A B1 B2 C	Sin balancín	Alto corte de agua
Morichal-01	JOA-085	A B1 B2 C E	Bomba desmantelada	Ubicado estructura abajo
Morichal-01	JOA-090	A B1 B2 C D	Sin balancín	Ubicado estructura abajo
Morichal-01	JOA-094	B1 B2 C	Sin balancín	Ubicado estructura abajo
Morichal-01	JOA-096	A B1 B2 C	Sin balancín	Ubicado estructura abajo
Morichal-01	JOA-098	A B1 B2 C D	Balancín desmantelado	Ubicado estructura abajo
Morichal-01	JOA-099	A B1 B2 C D	Sin balancín	Ubicado estructura abajo
Morichal-01	JOA-100	A B1 B2 C D	Sin balancín	Ubicado estructura abajo
Morichal-01	JOA-108	A B1 B2 C D E	Sin balancín	Alto corte de agua
Morichal-01	JOA-136	A B1 B2 C D	Sin balancín	Ubicad. estruct. abajo

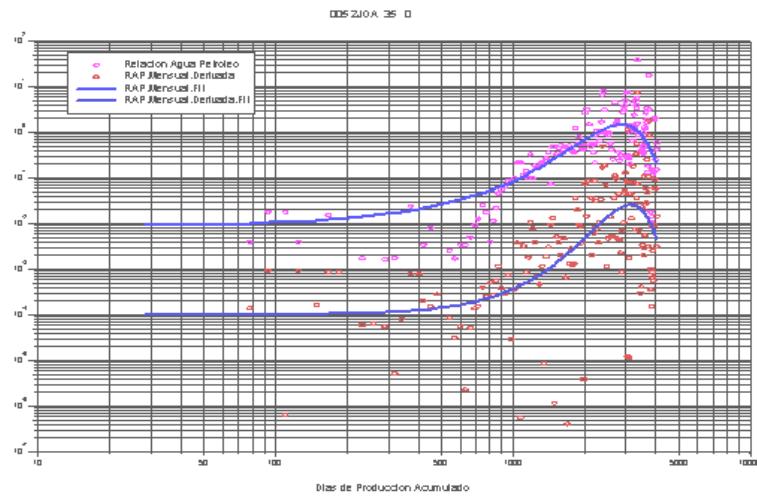
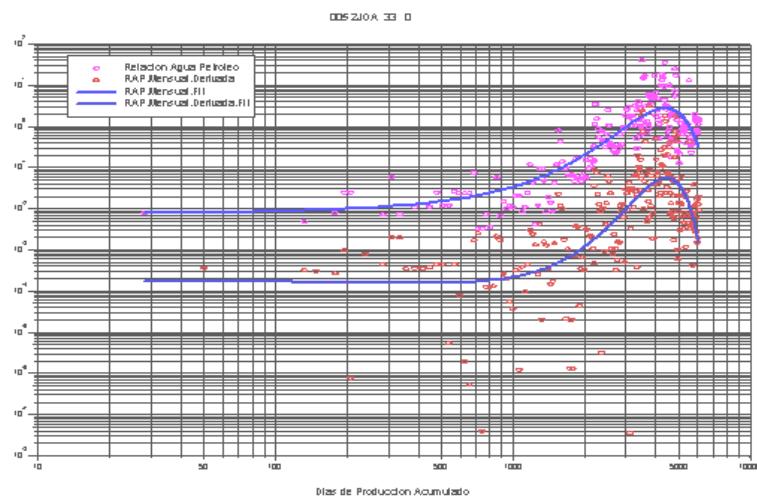
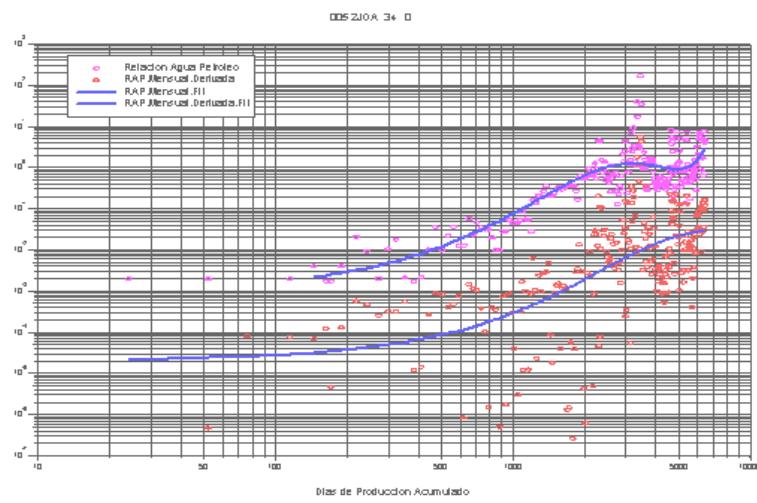
APÉNDICE III

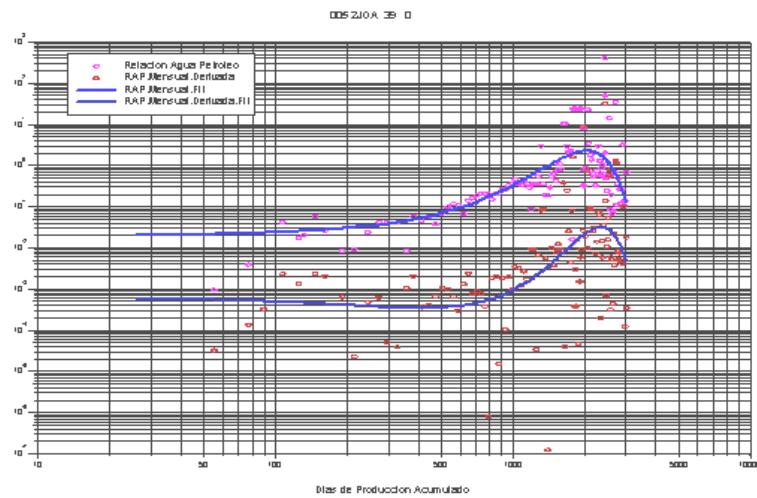
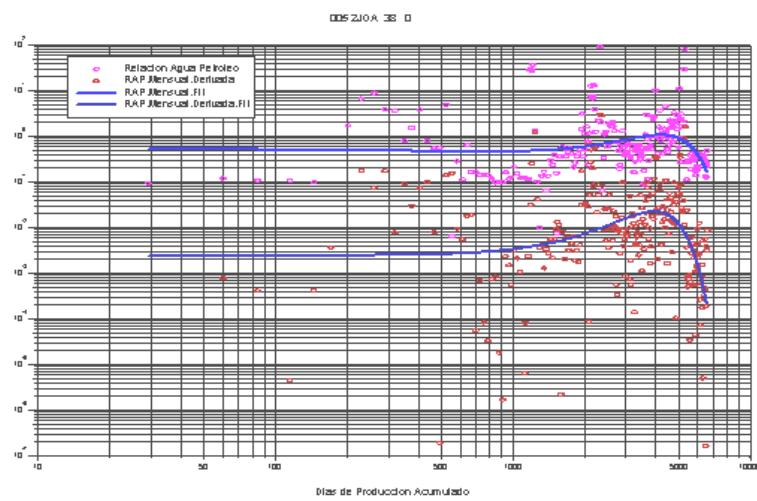
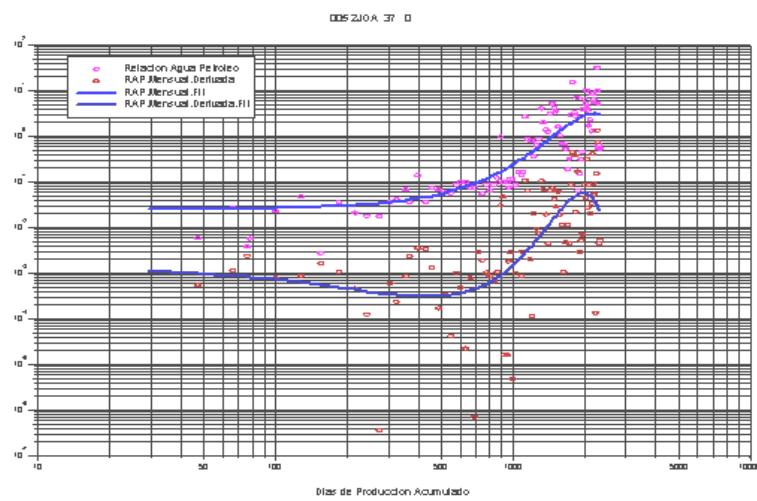
Curvas de diagnóstico de Chan por pozo.

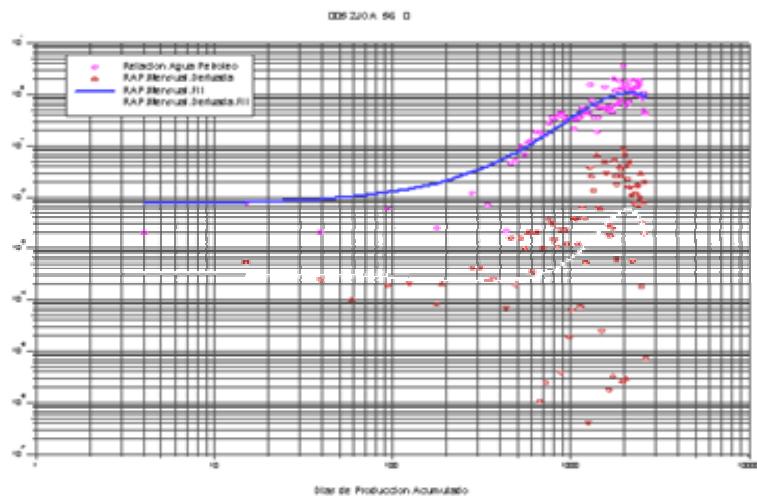
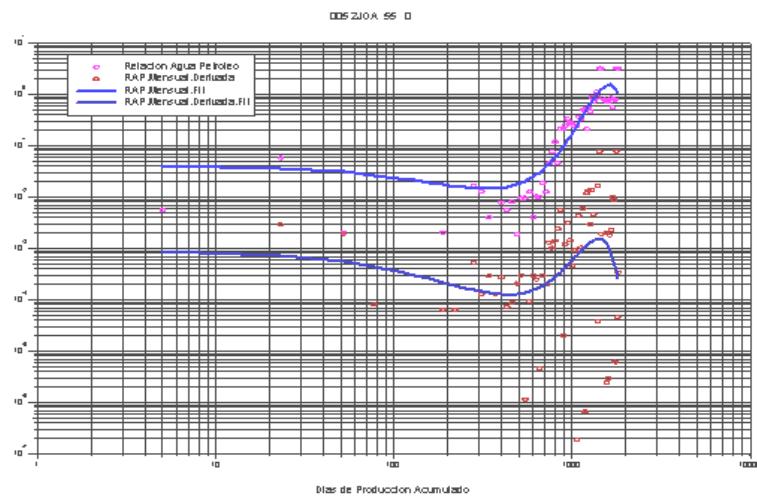
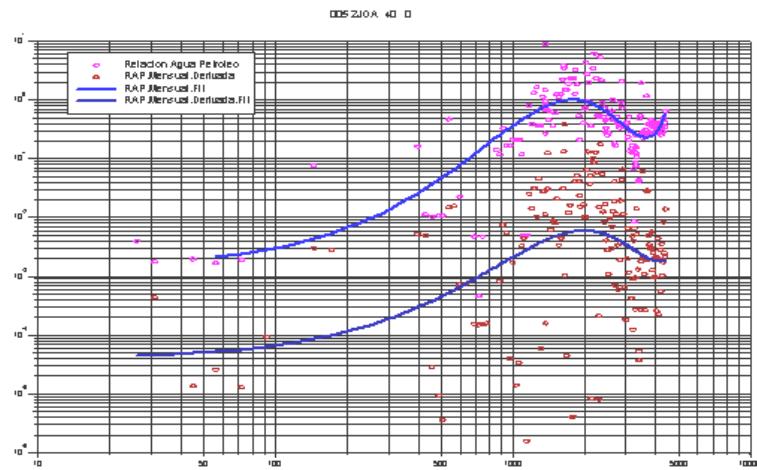
Campo Jobo-02.

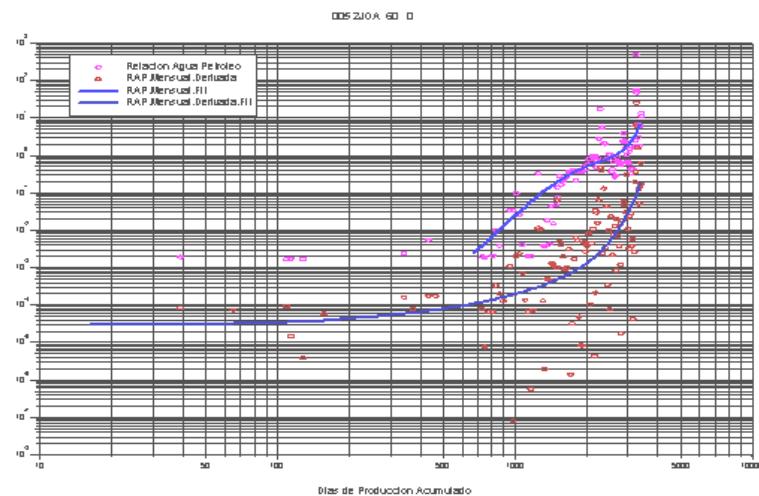
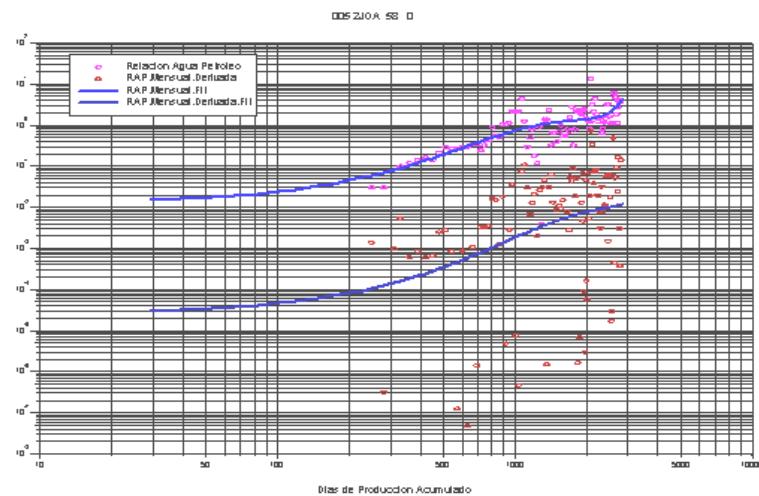
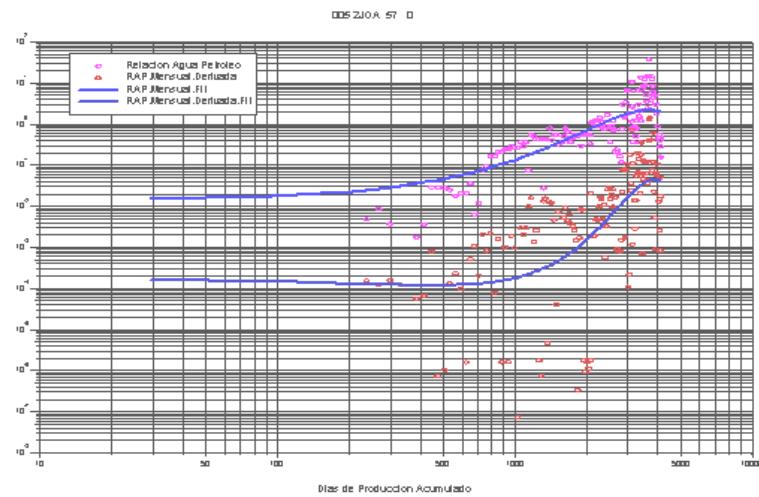


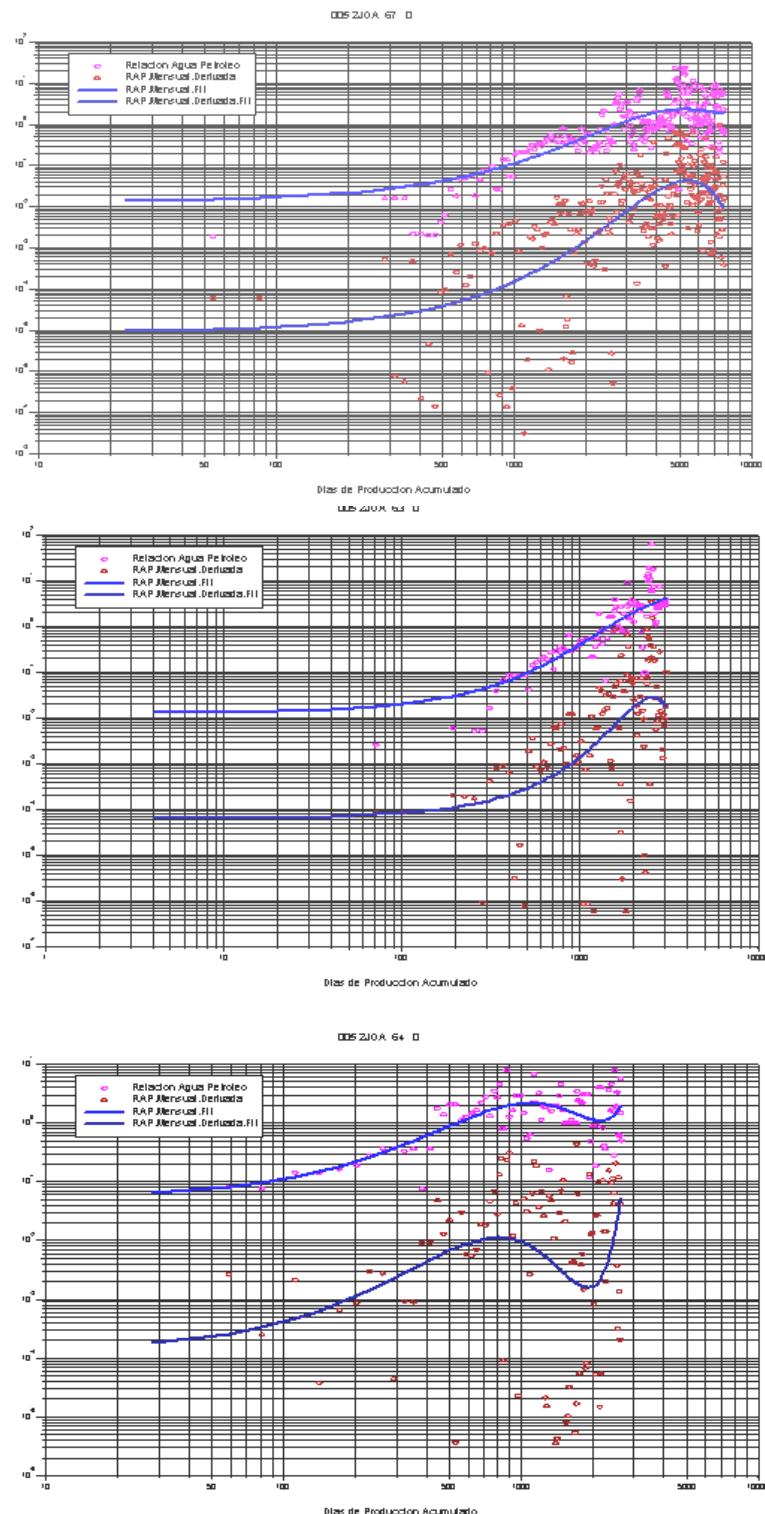












APÉNDICE IV

Reservas Remanentes de los pozos activos.

Campo Jobo-02.

Tabla A4-1.Reservas Remanentes. Morichal-01

Pozos	Reservas Remanentes (BNP)	
JOA-22	1505433	1399566
JOA-38	1869781	1821056
JOA-59	1267591	1267591
JOA-111	127333	59288
JOA-118	398908	398908
JOA-127	689136	689136
JOA-131	17339	17339
JOA-361	424087	430843
JOA-364	1999582	1801835
JOA-365	2425108	2425108
JOA-368	79872	79872
TOTAL	10804170	10390542
	Caso I. Declinacion exponencial	
	Caso II. Fetcovich	

Tabla A4-2.Reservas Remanentes. Jobo-01

Pozos	Reservas Remanentes(BNP)	
JOA-23	154286	58299
JOA-28	378936	252161
JOA-42	1711832	1215860
JOA-51	2310704	2122632
JOA-66	181761	68088
JOA-75	2167120	1812328
JOA-76	457533	376116
JOA-78	371936	301563
JOA-84	468951	377554
JOA-102	811357	792114
JOA-104	1455128	1455128
JOA-114	258862	255095
JOA-123	57138	39096
TOTAL	10785544	9126034
	Caso I. Declinación Fetcovich	
	Caso II. Declinación Exponencial	

APÉNDICE V

Índice de Heterogeneidad

Petróleo-Gas

y trayectoria

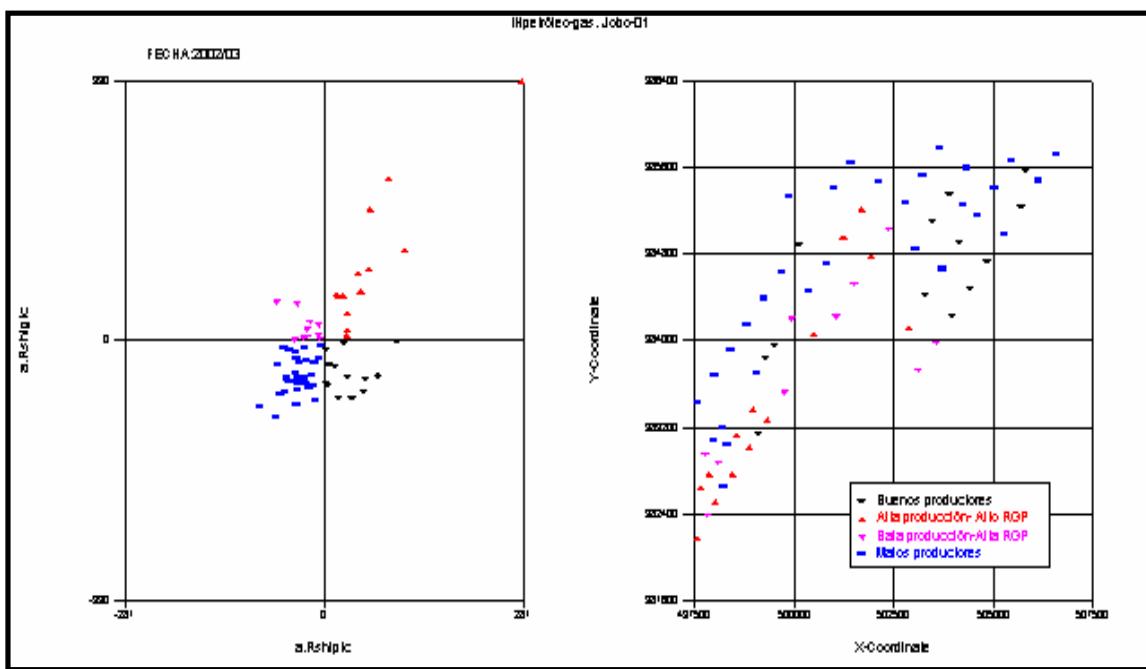


Figura A5-1. IH petróleo-gas. Jobo-01

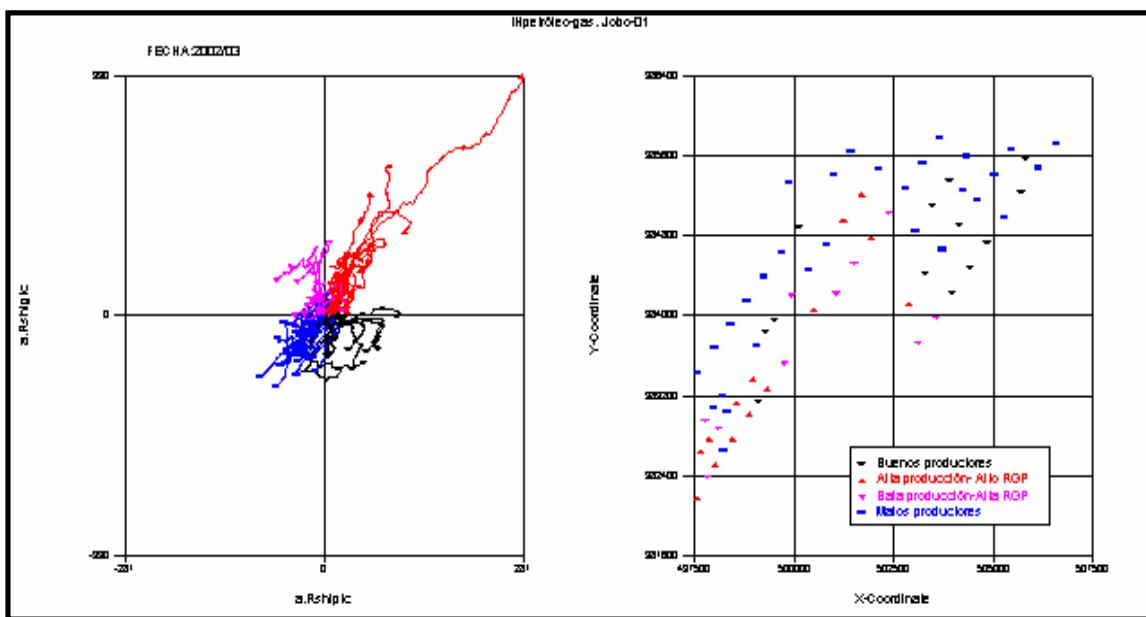


Figura A5-2. Trayectoria IH petróleo-gas. Jobo-01

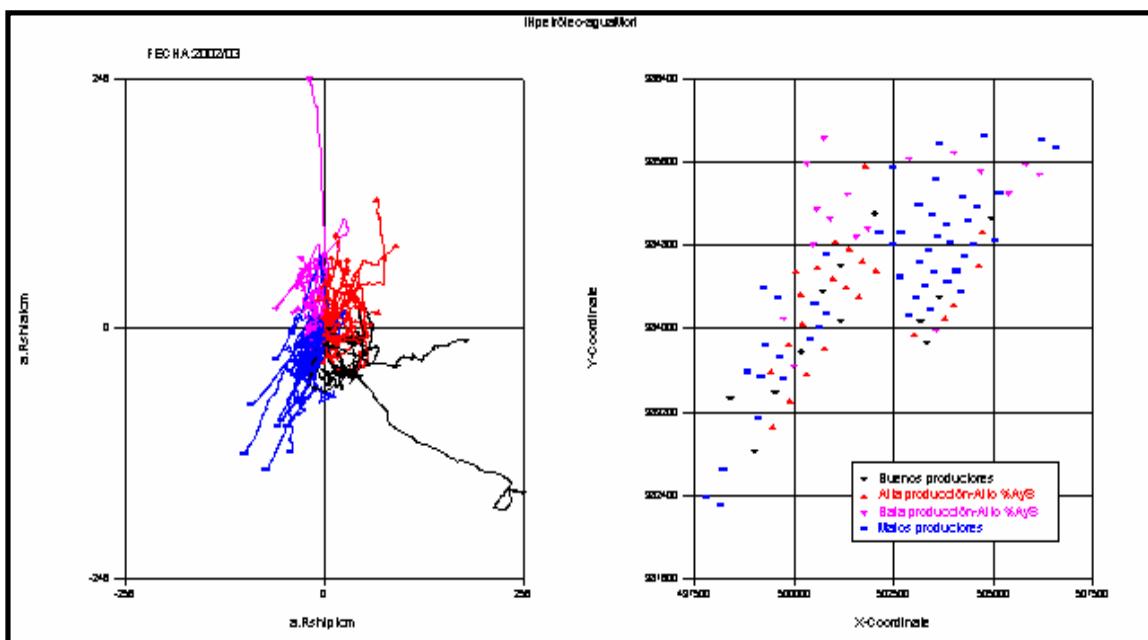


Figura A5-3. Trayectoria IH petróleo-agua. Morichal-01

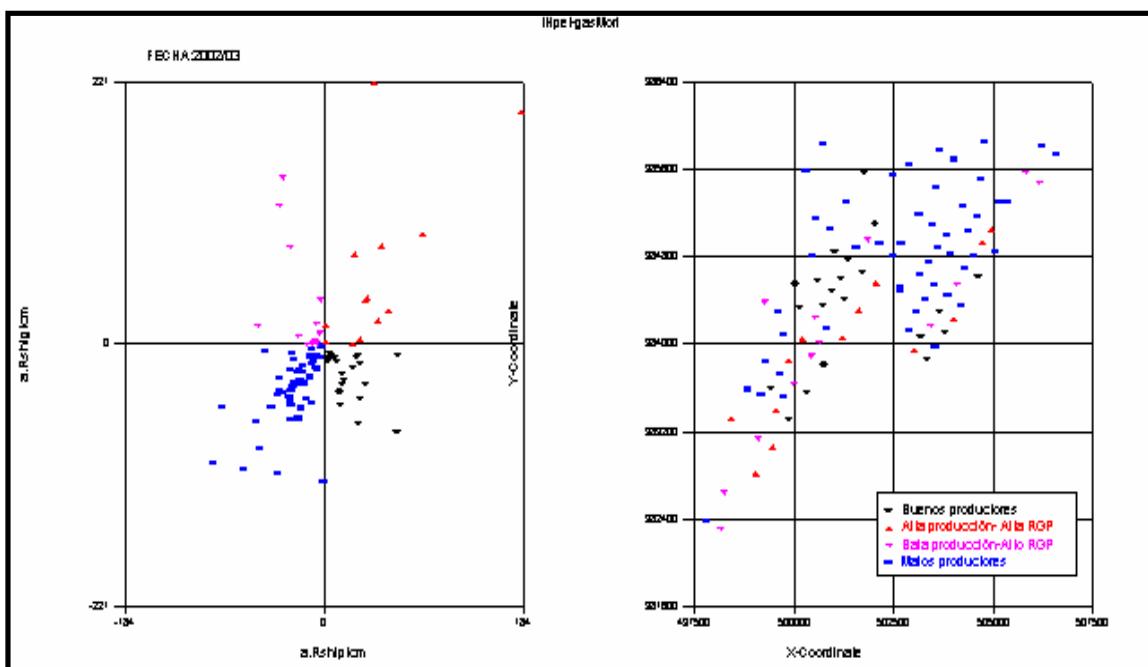


Figura A5-4. IH petróleo-gas. Morichal-01

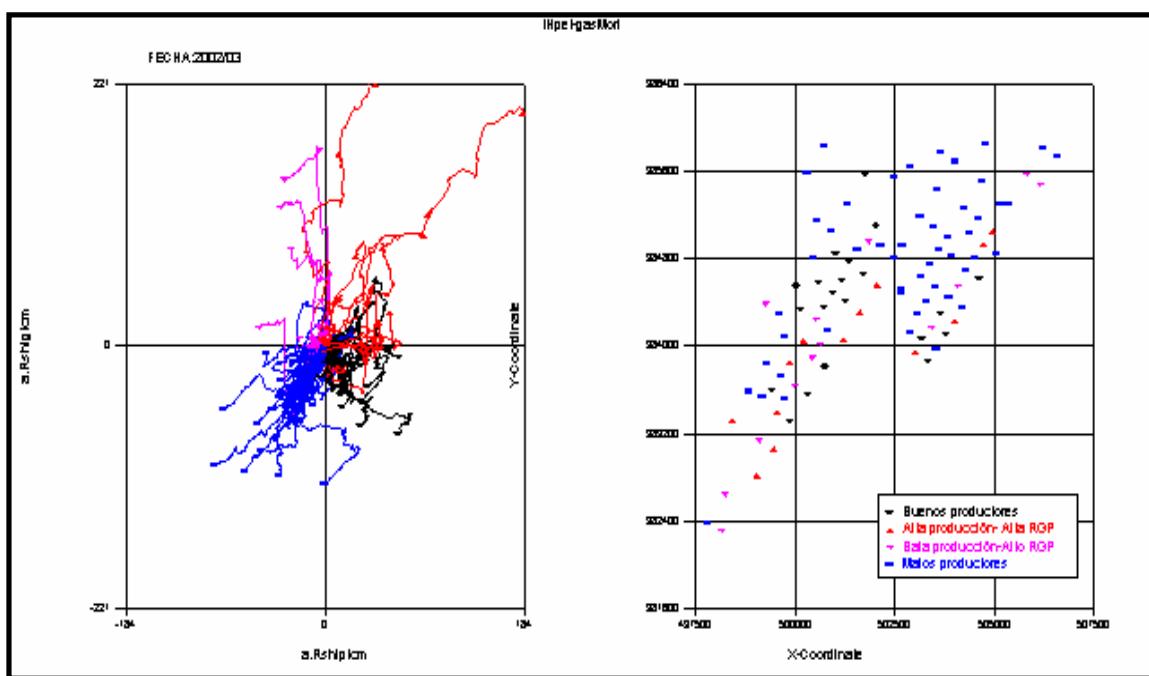


Figura A5-5. Trayectoria IH petróleo-gas. Morichal-01