

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



**“DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN AREAL Y VERTICAL DE LOS
FLUIDOS CONTENIDOS EN LOS YACIMIENTOS PERTENECIENTES AL
CAMPO JOBO, PARA LA UBICACIÓN DE POSIBLES ÁREAS CON UN
MENOR GRADO DE INCERTIDUMBRE PARA SU EXPLOTACIÓN”**

Realizado Por:

LUIS JOSÉ GÓMEZ VASQUEZ

Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Noviembre de 2011

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



**“DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN AREAL Y VERTICAL DE
LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN LOS YACIMIENTOS PERTENECIENTES
AL CAMPO JOBO, PARA LA UBICACIÓN DE POSIBLES ÁREAS CON UN
MENOR GRADO DE INCERTIDUMBRE PARA SU EXPLOTACIÓN”**

Realizado Por:

LUIS JOSÉ GÓMEZ VASQUEZ

ING. TANIA GONZÁLEZ

Asesor Académico

Barcelona, Noviembre de 2011

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



**“DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN AREAL Y VERTICAL DE LOS
FLUIDOS CONTENIDOS EN LOS YACIMIENTOS PERTENECIENTES AL
CAMPO JOBO, PARA LA UBICACIÓN DE POSIBLES ÁREAS CON UN
MENOR GRADO DE INCERTIDUMBRE PARA SU EXPLOTACIÓN”**

ING. TANIA GONZÁLEZ

Asesor Académico

ING. LUIS VALERA

Asesor Industrial

Jurado Principal

Jurado Principal

Barcelona, Noviembre de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad De Oriente:

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

DEDICATORIA

En primer lugar quiero dedicarle este trabajo a nuestro padre todo poderoso Dios por haberme dado salud y fortaleza para lograr una de mis metas, por haberme colocado en este mundo en el seno de una familia maravillosa que ha sabido guiarme y ayudarme y lo sigue haciendo gracias señor.

A mis fabulosos padres, Luis José Gómez y Doris Vásquez por la constancia la ayuda el amor y el cariño demostrado, los amo y en honor a ustedes este trabajo, quiero dedicárselo a mis hermanos Juan José y Micael José por estar conmigo en todo momento de mi vida y brindarme el apoyo que necesito, por siempre cuidarme y creer en mí para obtener cualquier logro, a mi fabulosa Griselda gracias.

A mi Esposa linda y Bella, Astrid Azocar, por todo el amor, la ayuda, la constancia, la paciencia, en fin todo eso que te hace maravillosa y que es parte de mi inspiración y ganas de luchar Te Amo y te Amare Siempre Corazón.

A mis amigos, compañeros de clases, de trabajo, profesores universitarios, los 500 compadres, todos forman una parte bien importante de mi vida, gracias a dios siempre conté con ustedes así que siempre contarán conmigo los quiero, gracias por los momentos compartidos en esta lucha por nuestros títulos y bueno se les quiere.

Y para finalizar quiero en especial dedicar este trabajo a una personita, chiquita, hermosa, y que a su corto tiempo de estar entre nosotros se convirtió en mi principal motor para el alcance de mi título como Ingeniero de Petróleo, por el afán en ayudarte a crecer y darte lo mejor, luchar por tu salud y tu formación como lo hacen mis padres he luchado por este requisito tan importante como lo es mi trabajo de grado, quiero decirte GRACIAS por llegar a mi vida HIJO, Luis José, Te Amo y para ti este

logro, quiero lo mejor para ti y en mí siempre tendrás un amigo y tu padre que te ama como a nada.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar el agradecimiento siempre es a nuestro señor Jesucristo porque sin su ayuda nada en universo sería posible, gracias a mis padres Doris María y Luis José Gómez por saber llevarme por el camino correcto, con su amor y con su experiencia.

Agradezco mis tutores Ingenieros Luis Valera y Tania González, por su desinteresada ayuda, por compartir su experiencia en todo momento, por ser como mis padres intelectuales guiándome en el camino de la vida en ingeniería de petróleo.

Son muchas las personas que me ayudaron y apoyaron para lograr esta meta en mi vida, perdónenme si no nombro alguno, de igual forma están en mi corazón todos, algunos de estas personas son: **Jesús Salcedo, Liliana Hernández, Orlando Bague, Cédric Beudelot, Rayda Patiño, Luis Castro, Eliani Moronta**, gracias por su ayuda su apoyo en todos los aspectos como amigos, como ingenieros, no tengo palabras para agradecerles, de corazón muchas gracias.

Agradezco a mis familiares; hermanos Micael y Juan José, esposa Astrid, mi hijo que adoro Luis José, tíos, a mi sobrina hermosa Michelle, mi suegra hermosa Griselda, a mis amigos de la universidad, gracias a todos por ser parte de mi vida, agradezco su amistad, amor e infinita colaboración en todo momento, se les quiere.

GRACIAS.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
CONTENIDO	viii
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	xvi
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	17
1.1. Planteamiento Del Problema	17
1.2. Objetivos	18
1.2.1. Objetivo General	18
1.2.2. Objetivos Específicos	19
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	20
2.1. Antecedentes	20
2.2. Ubicación Geográfica y Geológica del Campo Jobo	20
2.2.1. Estratigrafía	21
2.3. Resumen de Conocimientos Previos	23
2.3.1. Geología	23
2.3.2. Falla Geológica	23
2.3.3. Fallas Normales	24
2.3.4. Fallas Inversas	24
2.3.5. Falla de Transformación (de desgarre)	24
2.3.6. Limite Areal del Yacimiento	25
2.3.6.1. Limite Físico	25
2.3.6.2. Limite Convencional	25
2.4. Definición de Yacimientos	25
2.4.1. Ingeniería de Yacimientos	26

2.4.2. Campo Petrolífero	26
2.4.3. Producción Petrolera	26
2.4.4. Exploración Petrolera	27
2.4.5. Clasificación de Yacimientos	27
2.4.5.1. De Acuerdo al Fluido que Contengan.....	27
2.4.5.2. De Acuerdo al Estado de Saturación.....	28
2.4.5.3. De Acuerdo al Criterio Geológico	29
2.5. Características de los Yacimientos	30
2.5.1. Tipos de Desplazamiento de los Fluidos en el Yacimiento.....	31
2.5.2. Desplazamiento por Expansión de los Líquidos	31
2.5.3. Desplazamiento por Gas en Solución.....	31
2.5.4. Desplazamiento por Expansión de la Capa de Gas.....	31
2.5.5. Desplazamiento Hidráulico	32
2.5.6. Desplazamiento por Segregación Gravitacional	32
2.5.7. Desplazamiento Combinado.....	32
2.6. Análisis De Presiones, Información General	32
2.7. La Gravedad API	33
2.7.1. Clasificación de los grados °API.....	33
2.8. Análisis de Aguas de Formación	34
2.8.1. Análisis Físico-Químico de Aguas de Formación.....	34
2.8.2. Diagramas Hidroquímicos.....	35
2.8.3. Diagramas de Piper.....	35
2.8.4. Diagramas de Schoeller.....	37
2.8.5. Diagramas de Stiff.....	37
2.9. Oil Field Manager (OFM).....	37
2.10. Centinela	38
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	39
3.1. Tipo de Investigación.....	39
3.2. Diseño de la Investigación	40

3.3. Establecer Similitudes composicionales entre las concentraciones iónicas del agua de formación pertenecientes a los pozos del Campo Jobo	40
3.4. Reconocer Similitudes entre los yacimientos así como las mejores zonas de producción mediante el estudio del Histórico de Presiones y Producción	42
3.4.1. Análisis del Histórico de Presiones	49
3.5. Visualizar la afinidad entre los yacimientos mediante el estudio de la Gravedad API y RGP en los pozos pertenecientes al Campo Jobo	51
3.6. Detectar la Posición Estructural del Contacto Agua-Petróleo Original y el Avance del frente de agua.....	55
3.7. Elaborar recomendaciones para planes de explotación de los yacimientos.....	60
CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	61
4.1. Establecer similitudes composicionales entre las concentraciones iónicas del agua de formación pertenecientes a los pozos del Campo Jobo.	61
4.2. Reconocer similitudes entre los yacimientos así como las mejores zonas de producción mediante el estudio del histórico de presiones y producción.....	65
4.2.1. Análisis De Producción	65
4.2.2. Miembro Jobo, Mapas Grid de Petróleo Acumulado en el Yacimiento Jobo 01	66
4.2.3. Miembro Jobo, Mapas Grid Yacimiento Jobo 02	70
4.2.4. Miembro Jobo, Mapas Grid Yacimiento Jobo 05	73
4.2.5. Miembro Jobo, Mapas Grid Yacimiento Jobo 09	76
4.2.6. Miembro Morichal, Mapas Grid Yacimiento Morichal 01	77
4.2.7. Miembro Morichal, Mapas Grid Yacimiento Morichal 02	79
4.2.8. Miembro Morichal, Mapas Grid Yacimiento Morichal 05	80
4.2.9. Análisis de Presión	84
4.3. Visualizar la afinidad entre los yacimientos mediante el estudio de la Gravedad API y RGP en los pozos pertenecientes al Campo Jobo	92
4.3.1. Estudio de la Gravedad API	92
4.3.2. Estudio de la Relación Gas Petróleo (RGP).....	95

4.4. Detectar la Posición Estructural del Contacto Agua-Petróleo Original y el Avance del Frente de Agua.....	101
4.4.1. Posición Estructural Del Contacto Agua-Petróleo Original.....	101
4.4.2. Avance Del Frente De Agua.....	103
4.5. Elaborar Recomendaciones Para Planes De Explotación De Los Yacimientos	110
4.5.1. Propuesta en el Pozo JN-8.....	111
4.5.2. Propuesta en el Pozo JN-27	117
CONCLUSIONES	126
RECOMENDACIONES	127
BIBLIOGRAFÍA	128

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación del Campo Jobo ^[3]	21
Figura 2.2. Columna Estratigráfica del Campo Jobo ^[3]	23
Figura 2.3. Diagrama de fases de hidrocarburos ^[4]	29
Figura 3.1 Diagrama, Distribución de Fluidos en el Campo Jobo	39
Figura 3.2. Ventana Operacional de Centinela	43
Figura 3.3. Ventana Operacional de Centinela	43
Figura 3.4. Histórico de producción por pozo (Centinela).....	44
Figura 3.5. Campo Jobo, Yacimientos Jobo 01 y Morichal 01 Subdividido en Tres Grandes zonas (Oeste, Centro y Este).....	45
Figura 3.6. Modulo Filtro de OFM	46
Figura 3.7. Ventana Edición de Reporte OFM	47
Figura 3.8. Gráfico Petróleo, Agua y Gas acumulado, OFM.....	47
Figura 3.9. Ventana operacional OFM modulo Grid Map.....	49
Figura 3.10. Ventana Edición de Reporte OFM	52
Figura 3.11. Modulo de reporte OFM.....	53
Figura 3.12. Pruebas de Producción, modulo Centinela	54
Figura 3.13. Intervalos Cañoneados, Yacimiento Morichal 01	57
Figura 3.14. Modulo OFM Creación del Mapa Grid	58
Figura 3.15. Modulo OFM Creación del Mapa Grid	59
Figura 3.16. Muestra de Mapas Grid creados en OFM.....	60
Figura 4.1. Diagrama de Stiff, yacimientos de Morichal 01, Morichal 05, Análisis del año 2008	62
Figura 4.2. Diagrama de Stiff, yacimiento de Jobo 01, Jobo 05, Análisis del año 2008.....	63
Figura 4.3. Diagrama de Stiff Yacimientos Morichal 01, Jobo 01, análisis realizados entre los años (1958-1985).....	64

Figura 4.4. Diagrama de Stiff Yacimientos Jobo 05, Morichal 05	65
Figura 4.5. Yacimiento Jobo 01, Petróleo Acumulado a la Fecha 01-01-1970	66
Figura 4.6. Yacimiento Jobo 01, Petróleo Acumulado a las Fechas 1975, 1985, 1995 y 2011.....	67
Figura 4.7. Yacimiento Jobo 01, Agua Acumulada para las Fechas 1995, 2005 y 2011.....	68
Figura 4.8. Yacimiento Jobo 01, Petróleo Acumulado a la fecha 01-04-2011	69
Figura 4.9. Yacimiento Jobo 01, Petróleo acumulado y % AyS.....	70
Figura 4.10. Yacimiento Jobo 02, Petróleo Acumulado a la Fecha 01-01-1986	71
Figura 4.11. Yacimiento Jobo 02, Petróleo Acumulado a la Fecha 01-01-1996	71
Figura 4.12. Yacimiento Jobo 02, Petróleo Acumulado a la Fecha 01-01-1996	72
Figura 4.13. Yacimiento Jobo 02, Agua Acumulado a las Fechas 1986-2011	72
Figura 4.14. Yacimiento Jobo 05, Petróleo Acumulado a las Fechas 1981-1991- 2011.....	73
Figura 4.15. Yacimiento Jobo 05, Petróleo Acumulado y % AyS.....	74
Figura 4.16. Yacimiento Jobo 05, Agua Acumulada a las Fechas 1995-2005-2011 ..	75
Figura 4.17. Yacimiento Jobo 09, Petróleo Acumulado a las Fechas 1981-2011.	76
Figura 4.18. Yacimiento Jobo 09, Agua Acumulada a las Fechas 1995-2000-2011 ..	76
Figura 4.19. Yacimiento Morichal 01, Petróleo Acumulado a las Fechas 1976- 1986.....	77
Figura 4.20. Yacimiento Morichal 01, Petróleo Acumulado a la fecha 2011.....	78
Figura 4.21. Yacimiento Morichal 01, Agua Acumulada a las Fechas 1980-1990- 2011.....	78
Figura 4.22. Yacimiento Morichal 02, Petróleo Acumulado a las fechas 1982- 1987-1996	79
Figura 4.23. Yacimiento Morichal 02, Agua Acumulada a las fechas 1990-2000- 2011.....	80
Figura 4.24. Yacimiento Morichal 05, Petróleo Acumulado a las fechas 1987- 1997-2011	81

Figura 4.25. Yacimiento Morichal 05, Agua Acumulada a las fechas 1990-2000-2011.....	82
Figura 4.26. Yacimiento Morichal 05, Petróleo Acumulado y % AyS.....	83
Figura 4.27. Yacimiento Morichal 05, Petróleo Acumulado y % AyS.....	84
Figura 4.28. Extrapolación de Presión a un NP igual a cero para el pozo JOA-5	85
Figura 4.29. Curva de Presiones iniciales, Yacimiento Jobo 01	85
Figura 4.30. Curva de Presiones Iniciales, Yacimiento Morichal 01.....	88
Figura 4.31. Comportamiento de Presiones en los Yacimientos Jobo 01 y Morichal 01	89
Figura 4.32. Comportamiento de Presiones en los Yacimientos Jobo 05 y Morichal 05	90
Figura 4.33. Comportamiento de Presiones en los Yacimientos Morichal 01 y Morichal 05	91
Figura 4.34. Comportamiento de Presiones Yacimientos Jobo 01 y Jobo 05.....	92
Figura 4.35. Gravedad API Jobo 01 y Jobo 05	93
Figura 4.36. Gravedad API Morichal 01 y Morichal 05	94
Figura 4.37. Gravedad API Morichal 01, Morichal 05, Jobo 01 y Jobo 05.....	95
Figura 4.38 Comportamiento de RGP Yacimiento Jobo 01	96
Figura 4.39. Comportamiento de RGP Yacimiento Jobo 02	97
Figura 4.40. Comportamiento de RGP Yacimiento Jobo 05.	97
Figura 4.41. Comportamiento de RGP Yacimiento Morichal 01	99
Figura 4.42. Comportamiento de RGP Yacimiento Morichal 05	99
Figura 4.43. Comportamiento de RGP Yacimiento Morichal 02	100
Figura 4.44. Comportamiento de RGP Yacimiento Morichal 09	101
Figura 4.45. Primeros Intervalos Cañoneado En El Yacimiento Morichal 01.....	103
Figura 4.46. Mapas Grid Yacimiento Jobo 01, Agua acumulada	104
Figura 4.47. Mapas Grid Yacimiento Jobo 02, Agua Acumulada	105
Figura 4.48. Mapas Grid Yacimiento Jobo 05	106
Figura 4.49. Mapas Grid Yacimiento Morichal 01, Agua Acumulada.....	107

Figura 4.50. Mapas Grid Yacimiento Morichal 02, Agua Acumulada.....	108
Figura 4.51. Mapas Grid Yacimiento Morichal 05, Agua Acumulada.....	109
Figura 4.52. Mapas Grid Yacimiento Morichal 05	110
Figura 4.53. Zona Oeste del Yacimiento Jobo 01	112
Figura 4.54. Líneas Sísmicas al Este y Oeste del Pozo Jn-8.....	113
Figura 4.55. Líneas Sísmicas 2120 al Oeste del Pozo Jn-8.....	113
Figura 4.56. Líneas Sísmicas 2120 al Este del Pozo Jn-8.....	114
Figura 4.57. Sección Estratigráfica Noroeste-Sureste.....	115
Figura 4.58. Sección Estratigráfica Suroeste-Noreste.....	116
Figura 4.59. Evaluación Petrofísica e Histórico de Producción de los Pozos Vecinos JN-17 y JN-19	117
Figura 4.60. Zona Oeste del Yacimiento Jobo 01	118
Figura 4.61. Líneas sísmicas al Oeste del Yacimiento Jobo 01	119
Figura 4.62. Línea Sísmica 2140 Yacimiento Jobo 01	119
Figura 4.63. Línea Sísmica 2150 Yacimiento Jobo 01	120
Figura 4.64. Línea Sísmica 2160 Yacimiento Jobo 01	120
Figura 4.65. Línea Sísmica 2170 Yacimiento Jobo 01	121
Figura 4.66. Secciones Estratigráficas al Oeste del Yacimiento Jobo 01	122
Figura 4.67. Secciones Estratigráficas Noroeste-Sureste del JN-27 al JN-25	122
Figura 4.68. Secciones Estratigráficas Noroeste-Sureste del JN-28 al JN-351	123
Figura 4.69. Secciones Estratigráficas Suroeste-Noreste del JN-405 al JN-387	123
Figura 4.70. Secciones Estratigráficas Suroeste-Noreste del JN-26 al JN-18	124
Figura 4.71. Evaluación Petrofísica e Histórico de Producción de los Pozos Vecinos JN-17, JN-26, JN-27, JN-28 y JN-29.....	125

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1. Promedio de presiones Iniciales Miembro Jobo	86
Tabla 4.2. Promedio de presiones iniciales, Miembro Morichal	88
Tabla 4.3. RGP Yacimiento Jobo 01.....	96
Tabla 4.4. Promedio de RGP en PCN/BIs del Miembro Morichal del Campo Jobo ..	98
Tabla 4.5. Pozos que vieron contacto de agua en el yacimiento Morichal 01	102

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento Del Problema

Petróleos de Venezuela SA. (PDVSA), es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela creada en el año 1975, por la Ley Orgánica que reserva al estado la industria y el comercio de los hidrocarburos.

El Campo Jobo fue descubierto en el año 1939 con la perforación del pozo JOM 1 (Inicialmente TT-11, pozo avanzada del Campo Temblador) por la empresa Creole Oil Company.

El Campo Jobo se encuentra en el Área Mayor de Temblador, en la Cuenca Oriental de Venezuela, ubicado aproximadamente a 100 km. al Sur de Maturín; Estado Monagas, en el borde Noroeste de la Faja Petrolífera del Orinoco. Está limitado hacia el Este por el Campo Pilón y hacia el Suroeste por el Campo Morichal y al Norte por el Campo El Salto; cuenta con una extensión aproximada de unos 30 km. de largo y unos 8 km. de ancho, abarcando un área de 240 km².

El pozo descubridor fue completado en la capa de gas del miembro Jobo produciendo 2.120 MPCD de gas. El campo se caracteriza por presentar crudos pesados y extrapesados, las cuales varían entre 8 a 15 °API a profundidades de yacimiento entre 3.000 y 4.500 pies, respectivamente.

Debido a la temprana producción de agua y a la variación de la misma en los distintos pozos del Campo, se hace de vital importancia realizar un estudio que nos ayude a determinar la realidad dinámica de los fluidos del Campo Jobo.

Mediante este análisis es posible verificar el avance del agua y el origen de la misma; la evaluación de propiedades fisicoquímicas del agua permitirá determinar si el agua encontrada en los diversos pozos tiene similitudes composicionales.

Este estudio debe ser capaz de interpretar la geología y producción, así como el histórico de presiones, partiendo de la creación de una base de datos con ayuda de diversas herramientas como lo son OFM, Centinela, Excel entre otras; analizar la distribución de petróleo según su gravedad $^{\circ}$ API y determinar los Contactos Agua-Petróleo Originales y actuales.

De esta manera se busca reducir la incertidumbre que se tiene en cuanto a la conexión entre diferentes yacimientos, ya que se consideran estas zonas como regiones de diferente equilibrio. Se podrá visualizar las zonas prospectas a explotación que minimicen el principal problema del Campo como lo es la producción de agua y el veras análisis de toda la información servirá como base para la integración con el modelo estático en una futura simulación numérica de yacimiento con la que se podrán evaluar diferentes escenarios de explotación.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Determinar la distribución areal y vertical de los fluidos en los yacimientos pertenecientes al Campo Jobo, para la ubicación de posibles áreas de explotación con un menor grado de incertidumbre.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Establecer similitudes composicionales entre las concentraciones iónicas del agua de formación pertenecientes a los pozos del Campo Jobo.
2. Reconocer similitudes entre los yacimientos así como las mejores zonas de producción mediante el estudio del histórico de presiones y producción.
3. Visualizar la afinidad entre los yacimientos mediante el estudio de la Gravedad API y RGP en los pozos pertenecientes al Campo Jobo.
4. Detectar la posición estructural del contacto Agua-Petróleo original y el avance del frente de agua.
5. Elaborar recomendaciones para planes de explotación de los yacimientos.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Molero Desiré. En este trabajo de investigación se dedicaron a realizar un modelo dinámico dirigido a conocer las propiedades dinámicas que les permitieran reproducir de manera eficiente el comportamiento energético de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.^[1]

Ortíz C. y Colaboradores. Generaron un modelo de distribución de fluidos, que pudiese establecer los límites de los yacimientos y de esta manera tener un conocimiento más sólido de los mismos para manejar mejores esquemas de explotación que permitan obtener un mayor recobro de crudo en los yacimientos.^[2]

Fernández J. y Colaboradores. Ubicaron zonas de alta y baja producción acumulada de hidrocarburos, adicionalmente investigaron y tomaron en cuenta todos los factores y problemas que contribuyeron a una alta o baja producción de petróleo en los yacimientos.^[3]

2.2. Ubicación Geográfica y Geológica del Campo Jobo

El Campo Jobo fue descubierto en el año 1939 con la perforación del pozo JOM-1, encontrándose petróleo en los yacimientos Jobo y Morichal. Como se puede observar en la Figura 2.1 el campo está situado a 100 km. al Sur de Maturín, Estado Monagas, y a unos 70 km. al Noroeste del Río Orinoco. Perteneciendo a la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca Maturín y forma parte de la Faja Petrolífera del Orinoco en el Área Mayor de Temblador. Está limitado hacia el Este por el Campo

Pilón y hacia el Sudeste por el Campo Morichal y cuenta con una extensión aproximada de unos 30 km. de largo y unos 8 km. de ancho abarcando un área de 240 km². En este campo los yacimientos se encuentran separados por un cuerpo lutítico bien definido (Miembro Yabo) y por un sistema de fallas principales y secundarias.^[3]

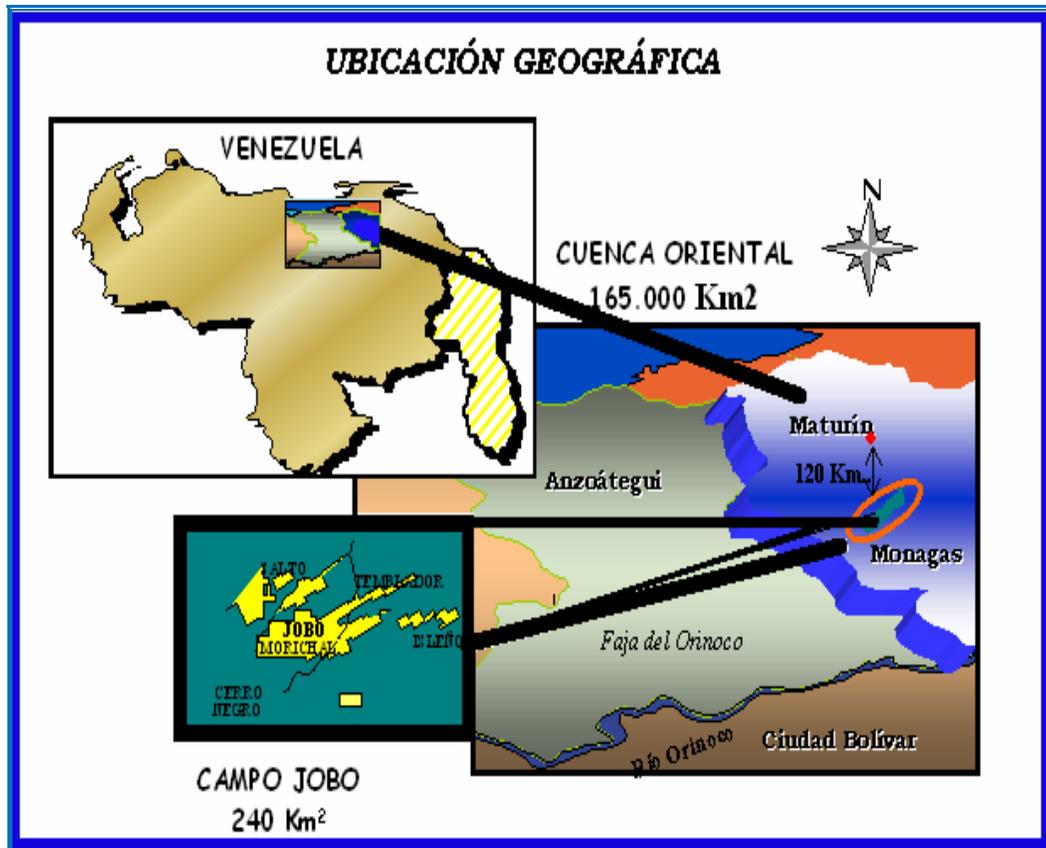


Figura 2.1. Ubicación del Campo Jobo^[3]

2.2.1. Estratigrafía

La formación productora en la columna que atraviesa el Campo Jobo es la Formación Oficina, la cual está compuesta por una secuencia de paquetes de arenas pobremente consolidadas con intercalaciones de arena de lutitas y lignitos ocasionalmente de amplia extensión que constituyen marcadores característicos dentro de la columna Estratigráfica. Los yacimientos del Campo Jobo están formados

por una estructura de Homoclinal con Buzamiento suave hacia el Norte, el cual está cortado por un sistema de fallas normales en dirección Este-Noreste con Buzamiento Sur la mayor parte de ellas, existe un segundo sistema de fallas de reajuste perpendiculares a las primeras pero sin llegar a ser sello. Los demás límites de yacimiento son estratigráficos por acuñamiento en dirección Este-Oeste y los cierres verticales son un CAPO en la base y una lutita de espesor considerable que representa una Superficie de Máxima Inundación.^[3]

La Figura N° 2.2 muestra la secuencia sedimentaria atravesada en el Campo Jobo, comprende rocas que van desde el Cretácico hasta el Reciente. Cuatro unidades sedimentarias, las Formaciones Mesa, Las Pierdas, Freites y Oficina, cubren discordantemente una unidad sedimentaria cretácica, el Grupo Temblador. Toda esta secuencia yace sobre un basamento Igneo- metamórfico de edad Precámbrico que representa el borde septentrional del Escudo de Guayana. La Formación Oficina está dividida en cuatro miembros que, de base a tope se denominan; Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. Los Miembros Yabo y Pilón, son esencialmente lutíticos.^[3]

EDAD	LITOLOGIA		DESCRIPCIÓN	
PLEISTOCENO		MESA	Areniscas rojas y Moteadas. Conglomerados. Ambiente Continental	
MIOCENO SUPERIOR PLEISTOCENO		LAS PIEDRAS	Arcillas, Areniscas, limolitas. Capas transgresivas. Ambiente Fluvio Deltaico	
MIOCENO MEDIO		FREITES	Lutita gris a Gris verdoso, intercalaciones de Lutita de grano fino a grueso y muy grueso poco consolidado.	
MIOCENO INFERIOR A MEDIO		OFICINA	MIEMBRO PILÓN	Sedimentos Finos que van de limo a lutitas de tope a base.
			MIEMBRO JOBÓ	Intercalaciones de areniscas y lutitas, limolitas con capas calcáreas y ligníticas. Ambiente Fluvio-Deltaico
			MIEMBRO YABO	Intervalo lutítico continuo. Ambiente Marino Somero.
			MIEMBRO MORICHAL	Areniscas Básales, marrones masivas. Ambiente Fluvio Deltaico
CRETÁCICO SUPERIOR		GRUPO TEMBLADOR (F. CANOA, F. TIGRE)	Conglomerados finos, areniscas y limolitas (F. Canoa); Areniscas, limolitas glauconíticas y calcáreas. Origen marino. (F. Tigre)	
PRECAMBRICO		BASAMENTO	Complejo Igneo Metamórfico. Rocas Félsicas Granitos, Gneis, Granodioríticas	

Figura 2.2. Columna Estratigráfica del Campo Jobo^[3]

2.3. Resumen de Conocimientos Previos

2.3.1. Geología

Es la ciencia y el estudio de la materia física y energía que constituyen la Tierra. El campo de la geología comprende el estudio de la composición, estructura, propiedades, y la historia de la materia física del planeta, los procesos por los que se forma, se trasladó y cambió la historia de la vida en la Tierra, y las interacciones humanas con la Tierra.^[4]

2.3.2. Falla Geológica

Una falla es una grieta en la corteza terrestre. Generalmente, las fallas están asociadas con, o forman, los límites entre las placas tectónicas de la Tierra. En una

falla activa, las piezas de la corteza de la Tierra a lo largo de la falla, se mueven con el transcurrir del tiempo. El movimiento de estas rocas puede causar terremotos. Las fallas inactivas son aquellas que en algún momento tuvieron movimiento a lo largo de ellas pero que ya no se desplazan. El tipo de movimiento a lo largo de una falla depende del tipo de falla, a continuación los distintos tipos de fallas. ^[4]

2.3.3. Fallas Normales

Las fallas normales se producen en áreas donde las rocas se están separando, de manera que la corteza rocosa de un área específica es capaz de ocupar más espacio. Las rocas de un lado de la falla normal se hunden con respecto a las rocas del otro lado de la falla. Las fallas normales no crean salientes rocosos. En una falla normal es posible que se pueda caminar sobre un área expuesta de la falla. ^[4]

2.3.4. Fallas Inversas

Las fallas inversas ocurren en áreas donde las rocas se comprimen unas contra otras (fuerzas de compresión), de manera que la corteza rocosa de un área ocupe menos espacio. La roca de un lado de la falla asciende con respecto a la roca del otro lado. En una falla inversa, el área expuesta de la falla es frecuentemente un saliente. De manera que no se puede caminar sobre ella. Fallas de empuje son un tipo especial de falla inversa. Ocurren cuando el ángulo de la falla es muy pequeño. ^[4]

2.3.5. Falla de Transformación (de desgarre)

El movimiento a lo largo de la grieta de la falla es horizontal, el bloque de roca a un lado de la falla se mueve en una dirección mientras que el bloque de roca del lado opuesto de la falla se mueve en dirección opuesta. Las fallas de desgarre no dan

origen a precipicios o fallas escarpadas porque los bloques de roca no se mueven hacia arriba o abajo en relación al otro. ^[4]

2.3.6. Limite Areal del Yacimiento

2.3.6.1. Limite Físico

Se entiende por “limite físico” de un yacimiento aquel definido por algún accidente geológico (fallas, discordancias, etc.) o por disminución de la saturación de hidrocarburos, porosidad, permeabilidad, o por efecto combinado de estos parámetros. ^[4]

2.3.6.2. Limite Convencional

Son límites convencionales aquellos que se establecen de acuerdo con el grado de exactitud de los datos o de conformidad con las normas establecidas. ^[4]

2.4. Definición de Yacimientos

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son:

- 1) Fuente.
- 2) Camino migratorio.
- 3) Trampa.
- 4) Almacenaje/porosidad.
- 5) Transmisibilidad/Permeabilidad. ^[4]

2.4.1. Ingeniería de Yacimientos

La ingeniería de yacimientos es aquella ciencia que permite el control, desarrollo y pronóstico del comportamiento de un yacimiento durante su vida productiva mediante la aplicación de principios y métodos científicos a los problemas de movimiento y comportamiento de los fluidos presentes en el mismo, con el objetivo de obtener el mejor escenario de recobro de hidrocarburos y de una forma rentable.^[4]

2.4.2. Campo Petrolífero

Es una zona con abundancia de pozos de los que se extrae petróleo del subsuelo. Debido a que las formaciones subterráneas que contienen petróleo se extienden sobre grandes zonas, posiblemente a lo largo de varios cientos de kilómetros, una explotación completa conlleva varios pozos desparramados a lo largo de un área. Además, puede haber pozos exploratorios que investigan los límites, tuberías para transportar el petróleo a cualquier lugar y locales de apoyo. Ya que un campo petrolífero puede estar bastante alejado de la civilización, establecerlo puede ser un ejercicio la mayoría de las veces extremadamente complicado, por lo que respecta a su logística.^[4]

2.4.3. Producción Petrolera

La producción petrolera es la actividad de la industria que se encarga de todas las etapas necesarias para manejar los hidrocarburos (petróleo y gas) desde el yacimiento hasta el pozo, y desde éste a la superficie; donde se separan, tratan, almacenan, miden y transportan para su posterior utilización.^[4]

2.4.4. Exploración Petrolera

La exploración petrolera tiene como objetivo primordial la búsqueda y reconocimiento de estructuras geológicas (trampas) en las cuales pudieran haberse acumulado los hidrocarburos. La exploración se apoya en métodos que aportan la geología, la geofísica y la geoquímica.^[4]

2.4.5. Clasificación de Yacimientos

Los hidrocarburos pueden clasificarse de acuerdo al fluido que contengan, a su estructura geológica y de acuerdo al estado de saturación en el cual se encuentren.^[4]

2.4.5.1. De Acuerdo al Fluido que Contengan

Yacimientos de Gas Seco

Se caracterizan por poseer metano generalmente mayor de 90 % con algunos componentes intermedios, tanto a condiciones de yacimientos como a condiciones de superficie el sistema se encuentra en estado gaseoso. Los gases secos pueden contener vapor de agua el cual condensará cuando las condiciones lo determinen.^[4]

Yacimientos de Gas Húmedo

Se caracterizan por poseer al igual que el gas seco cantidades relativamente altas de metano, aunque en este caso las fracciones de los componentes más pesados son relativamente mayores lo cual permiten que a condiciones de superficie se forme una fase líquida.^[4]

Yacimientos de Gas Condensado (Retrógrado)

Son yacimientos los cuales presentan mayor contenido de componentes pesados que los yacimientos de gas húmedo, inicialmente se encuentran en fase gaseosa, cuando ocurre la declinación de presión durante el proceso de explotación comienza a formarse líquido en el yacimiento a unas determinadas condiciones, este líquido aumentará a medida que las fracciones más pesadas comiencen a condensarse quedando éstas prácticamente atrapadas en el yacimiento y no pueden ser producidas conjuntamente con el gas, por ello es recomendable evitar la declinación de presión hasta este punto. ^[4]

Yacimientos de Petróleo Volátil

También conocidos como petróleos crudos de alto encogimiento, caracterizados por poseer gravedades API mayores a 40° y RGP inicialmente mayores de 3.000 PCN/BN, suele encogerse más de la mitad de su volumen en su viaje desde el yacimiento hasta superficie. ^[4]

Yacimientos de Petróleo Negro

Contienen relativamente más moléculas pesadas y menos intermedias que el petróleo volátil, consisten en una amplia variedad de especies químicas incluyendo crudos pesados. Se caracterizan por poseer RGP iníciales de 2.000 PCN/BN o menores con gravedades API menores a 45° que tiende a decrecer a medida que es producido los hidrocarburos. ^[4]

2.4.5.2. De Acuerdo al Estado de Saturación

Yacimientos Saturados

Es cuando un líquido (petróleo) se encuentra en equilibrio con el vapor (gas) a una determinada condición de presión y temperatura, esto ocurre cuando la presión existente en el yacimiento ha alcanzado la presión de burbujeo haciendo que el gas disuelto en el petróleo se libere formando una capa de gas.^[4]

Yacimientos Subsaturados

Es cuando el petróleo tiene la capacidad de contener en solución el gas presente en el yacimiento, esto ocurre cuando la presión del yacimiento no ha alcanzado la presión de burbujeo, lo cual indica que el petróleo podría disolver más gas, si más gas se encontrara presente, en la figura 2.3 se puede visualizar específicamente por encima de la línea del punto de burbujeo en la zona de yacimiento de petróleo.^[4]

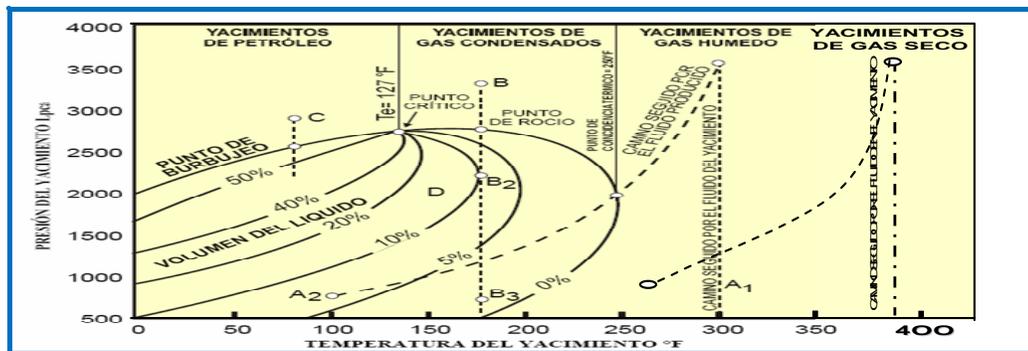


Figura 2.3. Diagrama de fases de hidrocarburos^[4]

2.4.5.3. De Acuerdo al Criterio Geológico

Estructurales: Las trampas estructurales son el resultado de los movimientos de la corteza terrestre, entre éstos se tienen: Pliegues, estructuras perforadas por diapiros de sal, hidrodinámica y fallas.^[4]

Estratigráficos: Contiene todos los yacimientos en los que el cierre es debido a la terminación más o menos brusca de la permeabilidad en una dirección paralela a la estratificación sin intervención de una falla.^[4]

Trampas Combinadas: Las trampas de combinación son muy comunes y son aquellas en que las diversas trampas (estructurales y Estratigráfica) dependen mutuamente entre sí para cerrar el yacimiento.

Existen diferentes parámetros o técnicas que permiten caracterizar el o los diferentes fluidos que contenga un yacimiento de hidrocarburos, entre las cuales se encuentran:

- A partir de datos de laboratorio, usando muestras representativas de los fluidos del yacimiento y simulando el comportamiento de éstas durante el agotamiento de presión.
- Mediante las pruebas de producción que se miden a nivel de campo, tales como: Relación Gas-Petróleo o relación Gas-Condensado, °API y color del líquido de tanque (petróleo o condensado).
- De acuerdo a la composición de los fluidos, tales como: % de metano, heptano y componentes más pesados.^[4]

2.5. Características de los Yacimientos

2.5.1. Tipos de Desplazamiento de los Fluidos en el Yacimiento

2.5.2. Desplazamiento por Expansión de los Líquidos

Este mecanismo se encuentra presente en todos los yacimientos, pero es más importante en yacimientos donde la presión es mayor a la presión de burbuja y por lo tanto, los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida, yacimientos Subsaturados.^[5]

2.5.3. Desplazamiento por Gas en Solución

Es el mecanismo de producción más corriente y generalmente contribuye a la producción de la mayor parte de los fluidos, está presente en yacimientos con presiones menores a la presión de burbujeo, yacimientos saturados. A medida que se explota un yacimiento y la presión se reduce, los componentes livianos presentes en los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa, de esta manera se forman pequeñas burbujas que permitirán desplazar los hidrocarburos líquidos, ejerciendo una cierta presión sobre esta fase, lo cual contribuye a su desplazamiento hacia los pozos.^[5]

2.5.4. Desplazamiento por Expansión de la Capa de Gas

Este mecanismo de producción ocurre en forma natural en aquellos yacimientos saturados que exhiben una capa inicial de gas, o en aquellos yacimientos en que dicha capa se ha producido en forma secundaria al segregarse el gas que ha salido en solución. En este tipo de mecanismo la capa de gas se expande a medida que se va produciendo líquido de la zona de petróleo en un desplazamiento que es conceptualmente tipo pistón. Durante su formación, la capa de gas desplazará hidrocarburos líquidos hacia los pozos y, simultáneamente, ejercerá una presión sobre la zona de petróleo.^[5]

2.5.5. Desplazamiento Hidráulico

Consiste en una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada de agua denominada acuífero, la cual puede estar por debajo de todo el yacimiento, alrededor, o parte de él. ^[5]

2.5.6. Desplazamiento por Segregación Gravitacional

Característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento y permeabilidad vertical, lo cual favorece al flujo en contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por razones de diferencia de densidad. ^[5]

2.5.7. Desplazamiento Combinado

Existe cuando dos o más mecanismos actúan simultáneamente o en forma secuencial en la producción de los hidrocarburos, siendo de gran importancia su determinación para la optimización de la explotación del yacimiento. ^[5]

2.6. Análisis De Presiones, Información General

Una prueba de presión es una herramienta estándar para la caracterización del sistema Pozo-Yacimiento, ya que los cambios en la producción ocasionan disturbios de presión en el pozo y en su área de drenaje. Esta respuesta de presión depende de las características propias de cada yacimiento. Las propiedades del yacimiento son determinadas por las pruebas de pozos, usando mediciones de dos variables, tasa de producción y presión del mismo. ^[5]

2.7. La Gravedad API

De sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en ésta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y por lo tanto su gravedad API es mayor. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades. Sin embargo siempre al número se le coloca la denominación grado API. La gravedad API es medida con un instrumento denominado densímetro. Existen una gran variedad de estos instrumentos. ^[5]

2.7.1. Clasificación de los grados °API

Generalmente hablando, un mayor valor de gravedad API en un producto de refinería representa que éste tiene un mayor valor comercial. Esto básicamente debido a la facilidad (operacional y económica) de producir destilados valiosos como gasolina, jet fuel y gasóleo con alimentaciones de crudos livianos y a los altos rendimientos de los mismos. Esta regla es válida hasta los 45 grados API, más allá de este valor las cadenas moleculares son tan cortas que hacen que los productos tengan menor valor comercial. ^[5]

El Petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo con su medición de gravedad API.

- Crudo liviano es definido como el que tiene gravedades API mayores a 31,1 °API
- Crudo mediano es aquel que tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.

- Crudo Pesado es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.
- Crudos extrapesados son aquellos que tienen gravedades API menores a 10 °API.^[5]

2.8. Análisis de Aguas de Formación

Aguas de formación son las aguas que emergen de las formaciones geológicas durante las perforaciones petroleras y las que se obtienen como subproducto durante la producción de un pozo petrolero. La industria petrolera ha usado los análisis de agua por muchos años para identificar formaciones, compatibilizar estudios, control de calidad de agua, y evaluación de problemas de polución.^[6]

2.8.1. Análisis Físico-Químico de Aguas de Formación

N° Parámetros Método analítico

1 Sodio AAS.

2 Calcio Volumétrico.

3 Magnesio Volumétrico.

4 Hierro Espectroscopia.

5 Bario Espectroscopia.

6 Potasio Espectroscopia.

7 Cloruros Volumétrico.

8 Sulfatos Espectroscopia.

9 Bicarbonatos Volumétrico.

10 Carbonatos Volumétrico.

11 PH PH metro.

12 Sólidos Suspendidos Totales Espectroscopia.

- 13 Turbidez Turbidimetrico.
- 14 Oxígeno Disuelto Oxímetro.
- 15 Dióxido de Carbono Volumétrico.
- 16 Sulfuros Espectroscopia.
- 17 Total Sólidos Disueltos Gravimetrico.
- 18 Gravedad Específica Picnometro.
- 19 Resistividad Resistividad y cálculo.
- 20 Salinidad Total Calculo.
- 21 Indice de Stiff y Davis Cálculo. ^[6]

2.8.2. Diagramas Hidroquímicos

Los Diagramas Hidroquímicos son representaciones gráficas que muestran sintéticamente las características químicas principales de un agua, facilitando su clasificación. ^[6]

El Sistema de Gestión de Información Hidrológica tiene la capacidad de realizar distintos Diagramas Hidroquímicos conocidos, como Diagramas de Piper, de Schoeller, columnar de Collins y de Stiff. ^[6]

2.8.3. Diagramas de Piper

Los Diagramas de Piper o Triangulares son ideales para representar tres componentes (aniones y/o Cationes) en forma simultánea.

La utilidad de estos diagramas es la posibilidad de representar muchos análisis en un mismo gráfico, sin dar origen a confusiones. Las aguas químicamente semejantes se encontrarán agrupadas, y pueden clasificarse por su ubicación en el diagrama según el siguiente esquema:

- 1- Aguas sulfatadas y/o cloruradas, cálcicas y/o magnésicas.
- 2- Aguas bicarbonatadas cálcicas y/o magnésicas.
- 3- Aguas cloruradas y/o sulfatadas sódicas.
- 4- Aguas bicarbonatadas sódicas.
- 5- Aguas magnésicas.
- 6- Aguas cálcicas.
- 7- Aguas sódicas.
- 8- Aguas magnésicas, cálcicas y sódicas.
- 9- Aguas sulfatadas.
- 10- Aguas bicarbonatadas.
- 11- Aguas cloruradas.
- 12- Aguas sulfatadas, bicarbonatadas y cloruradas. ^[6]

Para interpretar el diagrama con más detalle, debe considerarse que para su construcción es necesario que los iones estén reducidos a porcentaje de mili equivalentes por litro (meq/l). A cada vértice de un triángulo le corresponde el 100% de un catión o un anión. ^[6]

Existen distintas variantes de estos diagramas. En este caso, se utiliza:

- Un triángulo para los Cationes mayoritarios: ión calcio (Ca^{2+}), ión magnesio (Mg^{2+}), y la suma de los iones sodio y potasio ($\text{Na}^+ + \text{K}^+$), cada uno de ellos incrementándose en el sentido de las agujas del reloj;
- Otro triángulo para los aniones mayoritarios: ión cloruro (Cl^-), ión sulfato (SO_4^{2-}), y la suma de los iones carbonato y bicarbonato ($\text{CO}_3^{2-} + \text{HCO}_3^-$), cada uno de ellos incrementándose en el sentido antihorario;
- Y un diagrama romboidal integrador, en el que se representan la suma de los Cationes ($\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$) y ($\text{Na}^+ + \text{K}^+$) en un par de lados paralelos y complementarios,

mientras en el otro par de lados se presenta la suma de aniones ($\text{CO}_3^{=}$ + HCO_3^{-}) y su complementario ($\text{SO}_4^{=}$ + Cl^{-}).^[6]

2.8.4. Diagramas de Schoeller

En los Diagramas de Schoeller o de Columnas Verticales se representa el valor en mili equivalentes por litro (meq/l) de distintos aniones, Cationes o una suma de ellos, utilizando una escala logarítmica, y uniendo los puntos mediante una secuencia de líneas. Este tipo de diagrama de columnas se conoce también como diagramas de Schoeller – Berkaloff.

Si bien la escala logarítmica no es apropiada para observar pequeñas diferencias en la concentración de cada ión entre distintas Muestras de Agua, sí es útil para representar en un mismo diagrama aguas de baja y de alta salinidad, y observar la relación entre iones asociada con la inclinación de las líneas.^[6]

2.8.5. Diagramas de Stiff

En los Diagramas de Stiff o Poligonales se representan la concentración de aniones (hacia la derecha) y Cationes (hacia la izquierda) en semirrectas paralelas, uniendo los extremos generando un polígono, sobre cada semirrecta se toma un solo ion.

La forma de las figuras resultantes da idea del tipo de agua, se presta a comparaciones, y resulta fácilmente demostrativa al insertarlas en mapas Hidroquímicos. El valor de concentración se expresa en mili equivalentes por litro (meq/l).^[6]

2.9. Oil Field Manager (OFM)

Es una herramienta de análisis de producción de pozos y yacimientos, abarca un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo eficiente de los campos de petróleo y gas a través de sus ciclos de vida de exploración y producción, incluye características de fácil manejo y visualización como lo son: un mapa base activo, reportes, gráficos y análisis de curvas de declinación. Ofrece la flexibilidad para integrar datos de producción y yacimientos suministrados o generados por productos de diferentes compañías de servicio. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Se le puede utilizar para análisis de pozos y campos; programas y operaciones de optimización del campo; administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, administración del flujo de caja, balance de materiales y back allocation.

2.10. Centinela

Es una herramienta sistematizada cuyo objetivo principal es actualizar la información manejada desde el pozo hasta la estación de flujo, la cual permite el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento del pozo, procesamiento y utilización de gas, contabilización de crudos y productos; manteniendo información actualizada de las instalaciones y equipos de las divisiones de Oriente y Occidente.

CAPÍTULO III.

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Tipo de Investigación

En base a la naturaleza de la investigación y metodología de trabajo, ésta se podría enmarcar como de tipo documental de campo y descriptiva. Documental de Campo, debido a que se necesita una revisión minuciosa de informes técnicos, fichas técnicas, revistas, y trabajos realizados anteriormente al campo. Descriptiva ya que la información disponible del Campo Jobo define sus características y situación actual. También tipo Explicativa ya que toda la investigación va acompañada de la interpretación, un criterio de estudio y la elaboración de datos actuales para llegar a óptimas conclusiones.

Seguidamente la figura 3.1 diagrama de estudio, nos muestra un conjunto de actividades necesarias para cumplir los objetivos propuestos, es decir, etapas que implica la determinación de la distribución de los fluidos en el Campo Jobo.

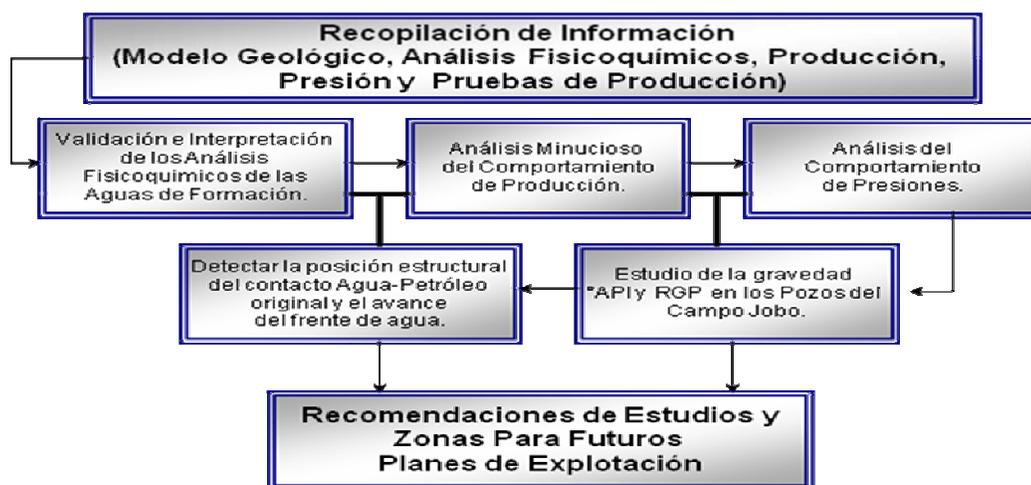


Figura 3.1 Diagrama, Distribución de Fluidos en el Campo Jobo

3.2. Diseño de la Investigación

El desarrollo de la investigación hace énfasis en la adquisición directa de datos confiables provenientes de la realidad actual e histórica del campo Jobo, dado que este análisis está basado en un campo maduro, que ha venido siendo explotado por varios años y actualmente cuenta con operaciones de producción de hidrocarburos.

3.3. Establecer Similitudes composicionales entre las concentraciones iónicas del agua de formación pertenecientes a los pozos del Campo Jobo

Esta etapa del proyecto consiste en identificar el origen del agua de formación obtenida en los pozos perteneciente a distintos puntos del campo en estudio, por medio de análisis fisicoquímicos se puede conocer las concentraciones iónicas de los compuestos o elementos que se encuentran disueltos en las distintas muestras de agua, entre otras propiedades de la misma, diversas compañías fueron contratadas para realizar estos análisis en las muestras, luego el laboratorio de dicha compañía reporto las concentraciones ionicas obtenidas en las distintas muestras tomadas en los pozos, estas fueron reportadas en concentraciones de partes por millón (PPM) así como otros valores obtenidos en el análisis.

Luego se procedió a organizar la información reportada por los laboratorios, esta información fue organizada en primera instancia según el yacimiento al cual pertenece, se agruparon las muestras con los distintos componentes reportados, Cationes, Aniones entre otros, esto para cada yacimiento con ayuda de la herramienta Excel.

Una vez organizada esta información se seleccionaron las muestras que presentaron anomalías en sus valores o problemas en la medición de la misma, se

analizaron cuidadosamente estos valores y algunos fueron eliminados de la base de datos en estudio por inconsistencia.

Las muestras analizadas fueron sometidas a un balance iónico para comprobar que las mismas no fueron afectadas antes o durante su muestreo con factores propios de la perforación, completación o producción en el pozo, las concentraciones ionicas en PPM son llevadas a Meq/L por medio del peso molecular de cada compuesto presente, luego se realizó el balance ionic donde:

$$(\Sigma \text{ Aniones} - \Sigma \text{ Cationes}) / (\Sigma \text{ Aniones} + \Sigma \text{ Cationes}) * 100 = 0 \quad (\text{Ec.1})$$

En cumplimiento de esta formulación los análisis que no presentaron un valor igual a cero o aproximadamente cero fueron eliminados de la base de datos en estudio como parte de la validación de la data, con excepción de las muestra cuyo valor de Sodio (Na) no fueron reportadas por problemas con los instrumentos de medición en el laboratorio.

Seguidamente se procedió a realizar los diagramas Stiff por medio de la herramienta Excel donde se realizó una representación gráfica, con los Diagramas de Stiff o Poligonales se representan la concentración de Aniones (hacia la derecha) y Cationes (hacia la izquierda) en semirrectas paralelas, uniendo los extremos generando un polígono, sobre cada semirrecta se toma un solo ión. La forma de las figuras resultantes da idea del tipo de agua, se presta a comparaciones, y resulta fácilmente comparativa entre yacimientos ó pozos, y visualmente se puede demostrar si las muestras pertenecen a orígenes de aguas similares o distintos.

3.4. Reconocer Similitudes entre los yacimientos así como las mejores zonas de producción mediante el estudio del Histórico de Presiones y Producción

3.4.1 Histórico De Producción

En esta etapa del proyecto se buscó determinar cual de las zonas en los distintos yacimientos son las mas óptimas para su explotación intentando reducir el principal problema en el Campo Jobo, como lo es la temprana producción de agua y la completación de pozos en zonas de baja producción de petróleo, con el análisis del Histórico de Producción pozo a pozo y sección a sección, se busca delimitar y determinar zonas con un menor grado de incertidumbre para su explotación.

Para ello se realizó una minuciosa recolección de información con ayuda de la base de datos de las herramientas Centinela y OFM (Oil Filed Manager) que cuentan con la información de producción, eventos y propiedades de cada pozo de nuestro Campo y muchos otros Campos de nuestro país.

Para obtener la información de producción y detalles de los yacimientos archivados por P.D.V.S.A a lo largo de la vida productiva de los mismos, se deben realizar los siguientes pasos en la herramienta centinela:

1. Abriendo el módulo centinela, seleccionar la pestaña Informes, luego Oficiales, seguidamente Histórico de Producción por Pozo, como se puede ver en la figura 3.2.

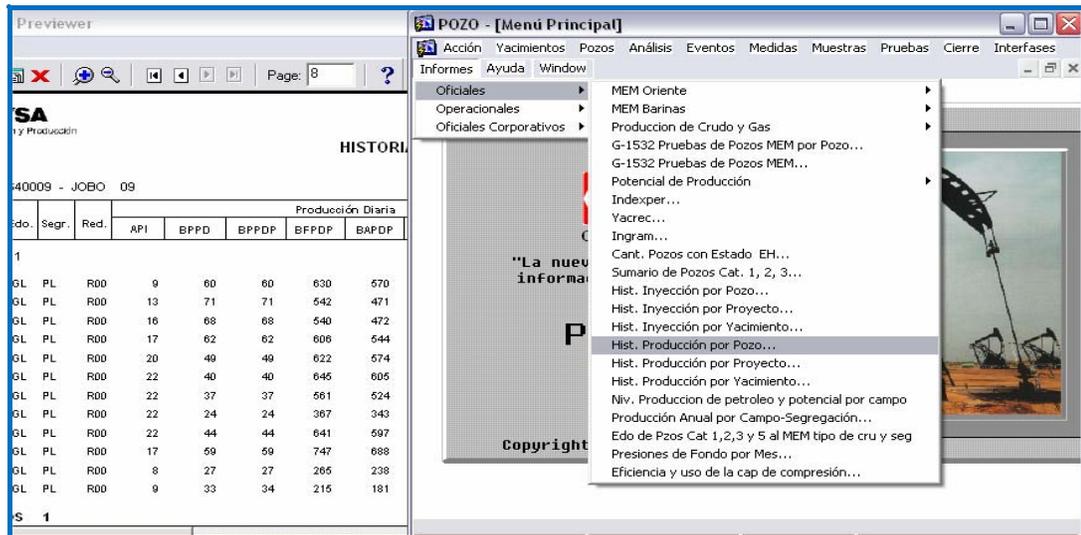


Figura 3.2. Ventana Operacional de Centinela

2. En la ventana del Histórico de Producción por Pozos escribir el nombre del pozo que desea visualizar y marcar el botón (Run Report) como se puede observar en la figura 3.3.



Figura 3.3. Ventana Operacional de Centinela

3. Luego se mostrará la carpeta del pozo con el histórico de producción así como se muestra en la figura 3.4, copiar la información primordial para el estudio.

WPTIC398: Previewer

File View Help

Page: 18 ?

PDVSA
Exploración y Producción

15/06/2011

ORIENTE

Yacimiento: 30640009 - JOBO 09 Proyecto:

WPTIC398

HISTORIA DE PRODUCCION POR POZO

Pág. 18

Fecha mm-aa	Met.	Edo.	Segr.	Red.	Producción Diaria								Producción Mensual			Producción Acumulada			
					API	BPPD	BPPDP	BFPDP	BAPDP	RGP	RGF	%AYS	Días	Pet. BLS	Gas MPC	Agua BLS	Pet. BLS	Gas MPC	Agua BLS
Pozo: JN 14 - 1																			
04-11	G	GL	PL	R00	8	27	27	265	238	11464	1187	89.6	29	797	9137	6900	2286739	4066390	1792647
05-11	G	GL	PL	R00	9	33	34	215	181	7017	1110	84.2	30	1021	7164	5431	2297780	4073654	1798078
TOTAL DE POZOS 1																			

Figura 3.4. Histórico de producción por pozo (Centinela)

Se procede a realizar una base de datos en Excel alimentada con dichas herramientas en el cual se descargó a la fecha, la producción acumulada de Petróleo (NP), Gas (GP) y Agua (WP) y las últimas tasas reportadas de Petróleo (Qo), Gas (Qg) y Agua (Qw) para cada pozo. Partiendo de la base de datos cargada en Excel se realiza un seccionamiento primario de los yacimientos más grandes como lo son Jobo 01 y Morichal 01, por ser los yacimientos de mayor extensión areal fueron compartidos en tres zonas: Este, Centro y Oeste de dichos Yacimientos como se puede ver en la figura 3.5, se realizaron gráficos de porcentaje de Agua y Sedimentos (%AyS) y Producción de petróleo (Np), así mismo se realizaron estos gráficos para los yacimientos Jobo 02, 05, 09 y Morichal 02, 05 y 09, esto con la finalidad de visualizar las mejores zonas de los yacimiento según las tendencias observadas en los gráficos de columnas tipo estándar.

Por otra parte se realizaron gráficos de Np, Qo, Wp, %AyS, Gp y RGP de los yacimientos con la herramienta OFM para visualizar el comportamiento generalizado

de los yacimientos y con ello establecer diferencias y semejanzas entre ellos según el comportamiento.

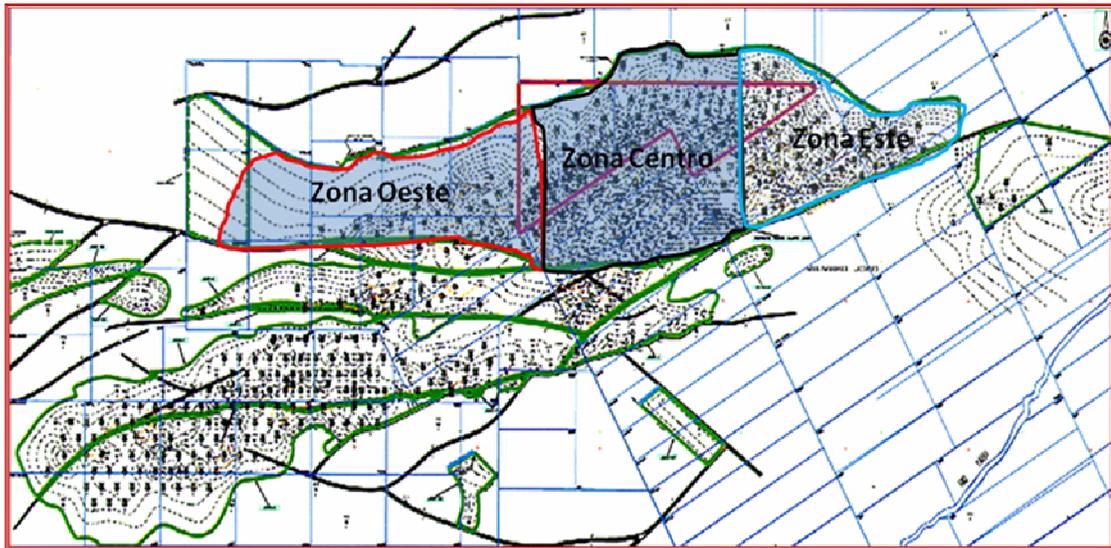


Figura 3.5. Campo Jobo, Yacimientos Jobo 01 y Morichal 01 Subdividido en Tres Grandes zonas (Oeste, Centro y Este).

Para realizar los gráficos en la herramienta OFM se deben seguir los siguientes pasos:

1. Abrir el módulo de funcionamiento o herramienta OFM, y en la pestaña File cargamos el proyecto del Distrito Morichal, que contiene la información de los campos del mismo.

2. Una vez cargado el proyecto del Distrito Morichal en la pestaña Filter, filtramos el yacimiento que queremos visualizar marcando con el puntero en la sección de category, el Campo y luego el yacimiento, esto se puede visualizar en la figura 3.6.

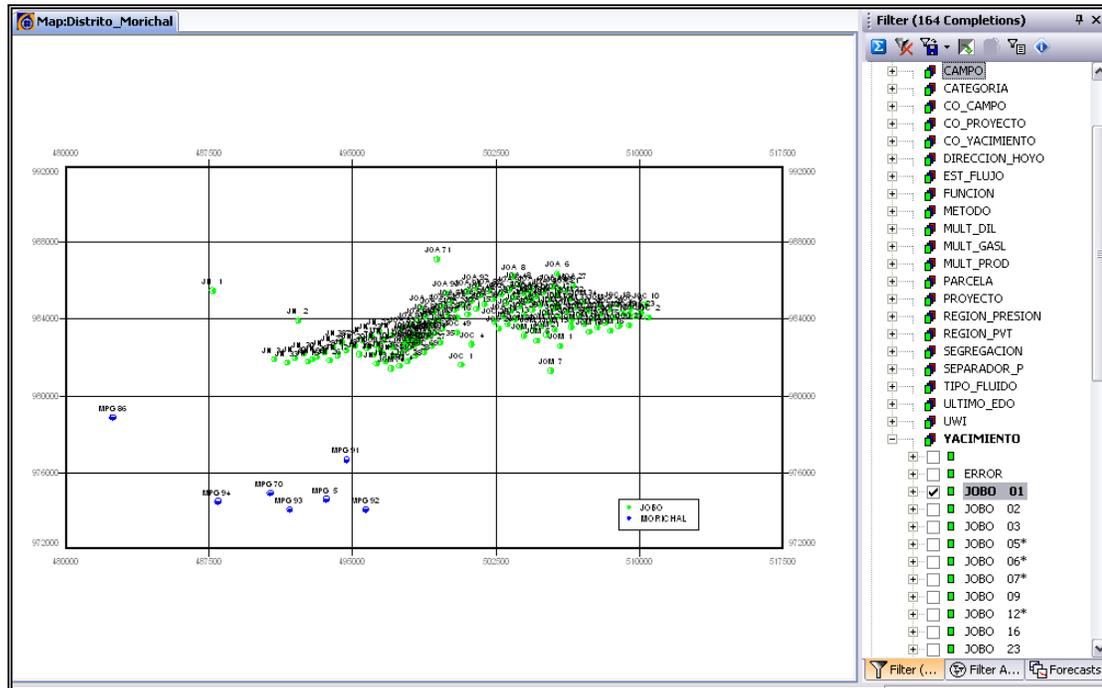


Figura 3.6. Modulo Filtro de OFM

3. Luego generar un reporte abriendo el recuadro de Report en la barra de herramientas de OFM, en el Edit Report colocamos las propiedades que queremos visualizar incluyendo las variables Fecha y Maestra.pozo como se puede observar en la figura 3.7.

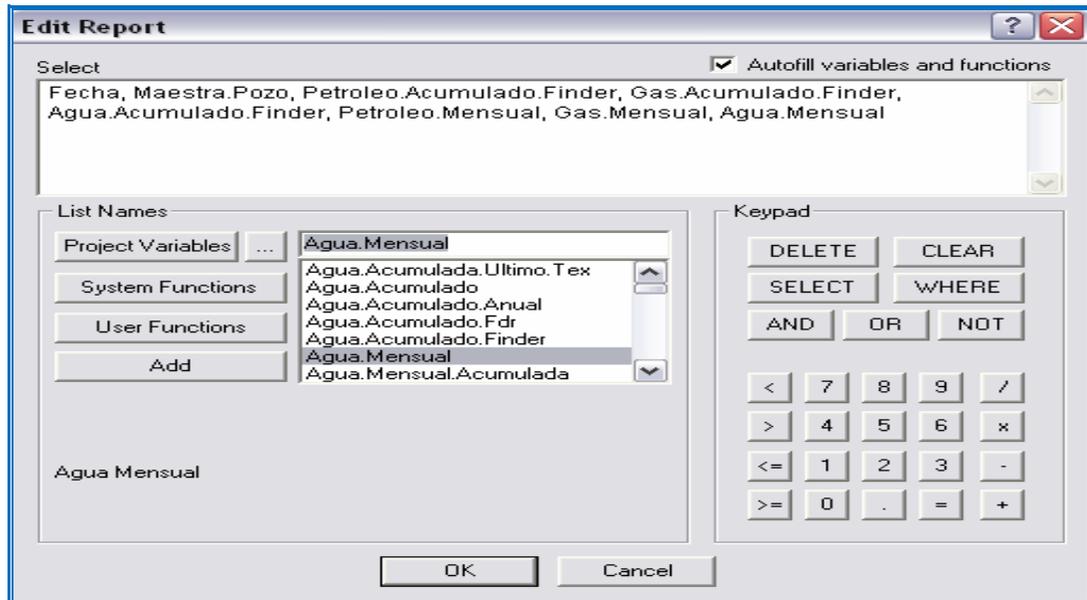


Figura 3.7. Ventana Edición de Reporte OFM

4. Seguidamente abrir la pestaña plot, cargar la plantilla para tres fluidos; Petróleo, Gas y Agua, y marcando el yacimiento agrupamos en el filtro de las propiedades, (Group all selected items) y como se puede ver en la figura 3.8, se genera el gráfico general de N_p , Q_o , W_p , %AyS, G_p y RGP.

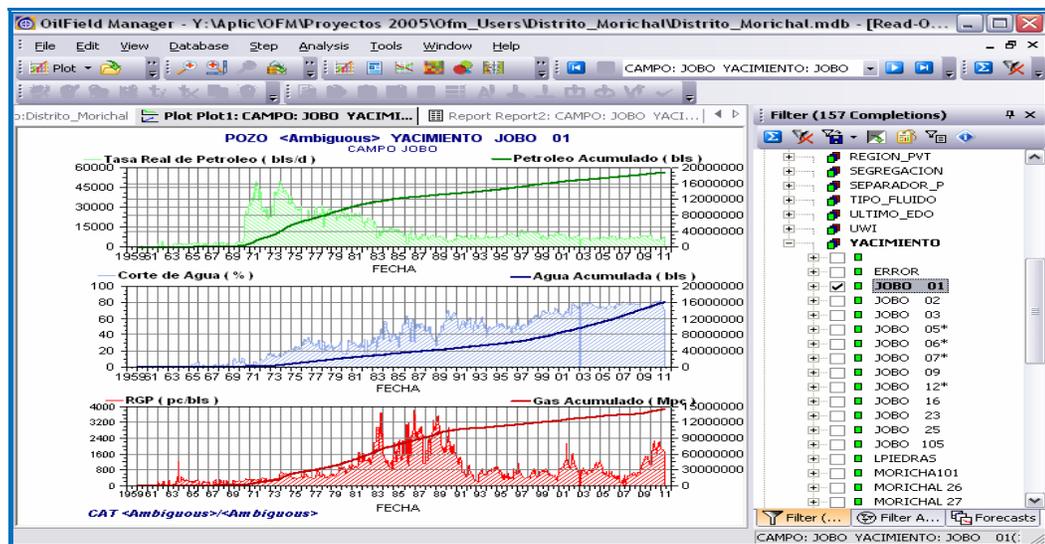


Figura 3.8. Gráfico Petróleo, Agua y Gas acumulado, OFM

En el Miembro Jobo el estudio se basó principalmente en los yacimientos principales Jobo 01, Jobo 02, Jobo 05, Jobo 09 y en el Miembro Morichal para los yacimientos Morichal 01, Morichal 02 y Morichal 05.

Los Mapas Grid en la herramienta Oil Fiel Manager muestran una distribución areal de la propiedad que se quiere visualizar arealmente, estos mapas se utilizan para visualizar gradualmente cuales son las zonas con mayor producción acumulada de petróleo y agua, esto con el fin de visualizar zonas prospectas a explotación.

Para la creación de los Mapas Grid se debe seguir la siguiente metodología:

1. Iniciar el modulo OFM y una vez cargado el proyecto seleccionar el yacimiento de interés en la columna de Filtro (Filter).
2. Seguidamente seleccionar el botón Grid Map y la propiedad a visualizar (Petróleo acumulado o Agua acumulada) como se puede ver en la figura 3.9.

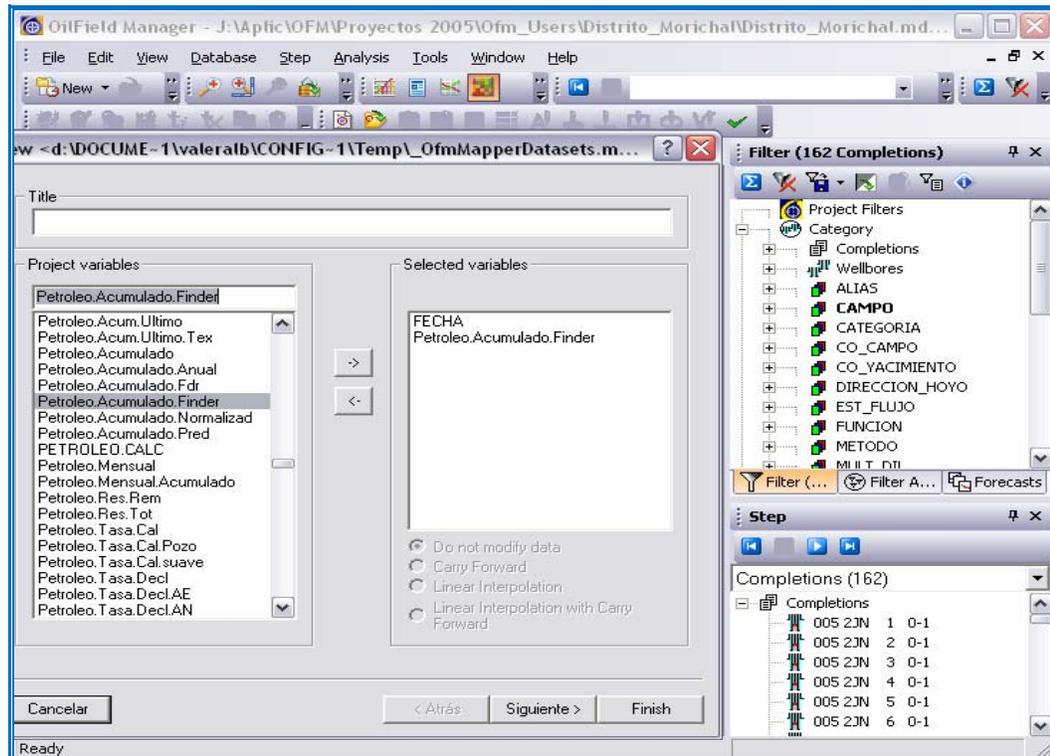


Figura 3.9. Ventana operacional OFM modulo Grid Map

3. Seguidamente se puede visualizar el Mapa Grid y el comportamiento de la variable desde el inicio de la explotación del yacimiento de interés.

3.4.1. Análisis del Histórico de Presiones

Como parte del esfuerzo en delimitar o visualizar el alcance o extensión de los yacimientos, si pertenecen o no a regímenes distintos, se hace de vital importancia realizar un análisis de presiones a lo largo y ancho del Campo Jobo, esto estimando presiones iniciales y comparándolas arealmente, estudiando el comportamiento de las presiones a través del tiempo y con respecto a la producción.

En primera instancia se recolecto la información de todas las pruebas de presión realizadas a los pozos del campo Jobo, para los Yacimientos del miembro Jobo y miembro Morichal, pruebas estáticas BHP-BHT, dando un total de 542 mediciones divididas de la siguiente forma 186 pruebas para Jobo 01, 6 pruebas para Jobo 05, 3 pruebas para Jobo 09, 344 pruebas para Morichal 01, 66 Pruebas para Morichal 05 y una prueba para Morichal 09, esta información fue suministrada en reportes por la Gerencia de Yacimientos Distrito Morichal y validada con la base de datos SIMDE, constan de la siguiente información: Datos de Registro medidos, Presión y Temperatura, Elevación de la Mesa Rotería, Intervalo Perforado, Profundidad a la Mitad de las perforaciones, Gradiente del Pozo, Presión a la mitad de las Perforaciones, Gradiente del Yacimiento.

Aunado al estudio se consideró un datum de 3585 pies en base a la profundidad media de la formación de interés (Formación Oficina), esto para correlacionar todas las presiones a un mismo nivel de referencia debido a la diferencia de profundidades entre las diferentes pruebas.

La presión al datum viene dada por una simple ecuación que correlaciona la presión medida en la perforación a una determinada profundidad con la presión a estimar a una nueva profundidad o Datum, utilizando el gradiente de presión del yacimiento así como se muestra en la ecuación numero dos a continuación.

$$\mathbf{P.Datum} = P. Perf + (Gra.Y * (Datum - Pro.P)). \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

P. Datum = Presión al Datum (Lpc).

P. Perf = Presión a la mitad de la Perforación (Lpca).

Gra.Y = Gradiente del Yacimiento (Lpc/Pie).

Datum = Nueva profundidad a la cual se quiere el valor de Presión (Pies).

Pro.P = Profundidad a la mitad de la perforación (Pies).

Una vez que las presiones son llevadas al datum se realizaron una serie de gráficos en Excel, de presión en función del tiempo y presión en función de la producción, con esta información se verifico similitudes y diferencias entre los comportamientos de presión de los yacimientos o zonas del campo.

Únicamente se cuenta con los reportes de presión de los pozos pertenecientes a los yacimientos Jobo 01, 05 y 09, así como los de Morichal 01, 05 y 09.

3.5. Visualizar la afinidad entre los yacimientos mediante el estudio de la Gravedad API y RGP en los pozos pertenecientes al Campo Jobo

El estudio de la Gravedad °API y la Relación Gas Petróleo (RGP) es una de las formas más rápidas de clasificar ó caracterizar cualitativamente los hidrocarburos presentes en un yacimiento, en este estudio se extrajo las características iniciales de los hidrocarburos presentes en el Campo Jobo, se representó las propiedades de RGP y °API arealmente para visualizar de esta forma la similitud de dichas propiedades a nivel de yacimientos.

Se representó básicamente los valores originales de RGP y °API, haciendo uso de la información reportada en las primeras campañas de completación para cada pozo correspondiente al estudio de Distribución de Fluidos del Campo Jobo.

Con respecto a los datos utilizados, la información de los Grados °API fue suministrada por la Gerencia de Yacimientos Distrito Morichal, y posteriormente validada haciendo uso de la base de datos de OFM, Centinela y las carpetas de pozos.

Los valores obtenidos de gravedad API fueron comparados entre yacimiento haciendo uso de gráficos de dispersión arealmente, solo fueron involucrando los yacimientos cuya información es más relevante y abundante para el estudio (Jobo 01, Jobo 05, Morichal 01 y Morichal 05).

La relación gas petróleo (RGP) fue extraída cuidadosamente para cada pozo haciendo uso principalmente de la herramienta OFM con la siguiente metodología:

1. Abrir el modulo OFM y cargar el proyecto antes mencionado (Distrito Morichal).
2. Visualizar la pestaña Report y crear un reporte como se puede ver en la figura 3.10, introduciendo las variables a visualizar (Fecha, Maestra.Pozo, RGP.Mensual) etc.

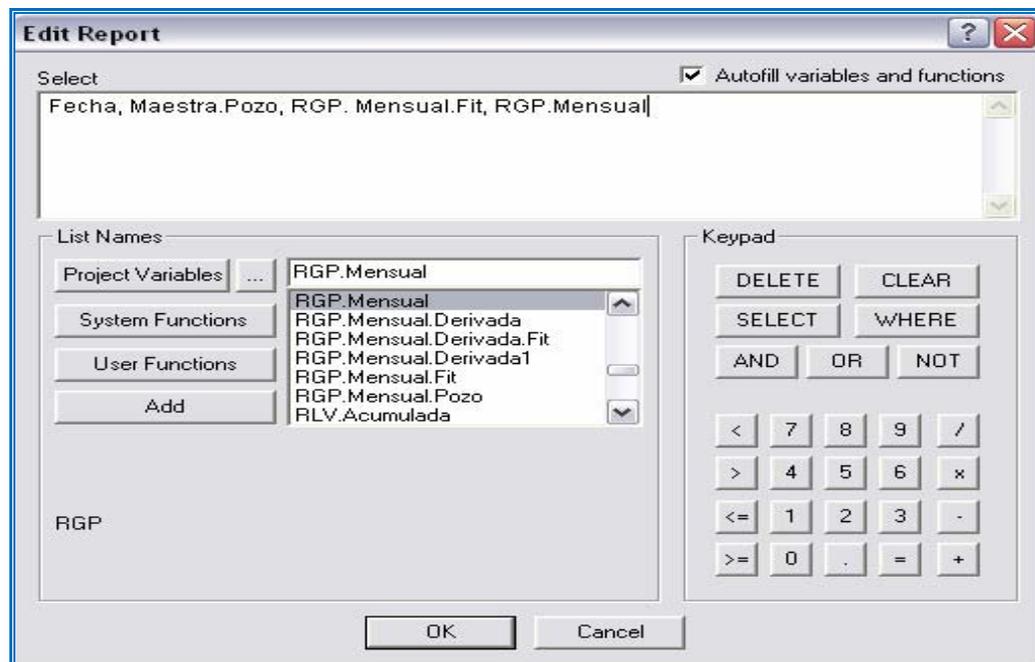


Figura 3.10. Ventana Edición de Reporte OFM

3. Seguidamente marcar el Campo ó Yacimiento en estudio y seleccionar el modulo correspondiente, para agrupar la información hacemos click en el botón (Group all selected items).

4. Una vez visualizada la información se realizo la recolección de la RGP promedio mensual en los intervalos donde la producción permanecía estable, semejando el comportamiento de un RGP perteneciente a un yacimiento Subsaturado (RGP Constante), como se puede observar en la figura 3.11, mayoritariamente en los primeros meses de producción del pozo.

	POZO	FECHA	Gas Mensual Mpc	Petroleo Mensual Mbbls	Agua Mensual bls	Relacion Gas Petroleo pc/bls
1	005 2JOA 21 0-1	30/06/1970	1907	11	231	168.5
2	005 2JOA 21 0-1	31/07/1970	3031	11	0	274.5
3	005 2JOA 21 0-1	31/08/1970	2828	17	0	165.3
4	005 2JOA 21 0-1	30/09/1970	2844	15	436	187.6
5	005 2JOA 21 0-1	31/10/1970	1906	13	366	149.6
6	005 2JOA 21 0-1	30/11/1970	191	1	34	158.0
7	005 2JOA 21 0-1	31/12/1970	1691	11	650	151.3
8	005 2JOA 21 0-1	31/01/1971	1456	10	601	140.9
9	005 2JOA 21 0-1	28/02/1971	2068	15	1112	139.9
10	005 2JOA 21 0-1	31/03/1971	3486	16	1192	220.1
11	005 2JOA 21 0-1	30/04/1971	1782	14	1868	130.1
12	005 2JOA 21 0-1	31/05/1971	1910	16	2228	122.4
13	005 2JOA 21 0-1	30/06/1971	558	5	772	103.2
14	005 2JOA 21 0-1	31/07/1971	826	8	1120	105.3
15	005 2JOA 21 0-1	31/08/1971	332	4	707	89.4
16	005 2JOA 21 0-1	30/09/1971	2436	11	2141	216.6
17	005 2JOA 21 0-1	31/10/1971	886	6	3023	147.6
18	005 2JOA 21 0-1	30/11/1971	1507	9	4696	162.1
19	005 2JOA 21 0-1	31/12/1971	332	3	1620	103.5
20	005 2JOA 21 0-1	31/01/1972	1000	8	1279	126.8
21	005 2JOA 21 0-1	29/02/1972	2510	14	3814	179.6
22	005 2JOA 21 0-1	31/03/1972	2603	13	26	193.3
23	005 2JOA 21 0-1	30/04/1972	2555	13	5037	201.8
24	005 2JOA 21 0-1	31/05/1972	1593	8	3229	196.3
25	005 2JOA 21 0-1	30/06/1972	1728	11	1639	150.6
26	005 2JOA 21 0-1	31/07/1972	2071	15	1485	136.9

Figura 3.11. Modulo de reporte OFM

Cabe destacar que la RGP suministrada por la base de datos de OFM viene dada por la relación Qg/Qo (tasa de gas entre tasa de petróleo); por esta razón se realizaron ajustes en los puntos donde la RGP mostraba cambios bruscos (altos ó bajos), estos ajustes fueron realizados con la herramienta Centinela, esto únicamente a los pozos que contaban con pruebas fiables en fechas aproximadas a la medición del RGP dudoso.

Dichas pruebas fueron ubicadas con la siguiente metodología:

1. Abrimos la herramienta Centinela, seguidamente el módulo de Pruebas y luego Pozos.
2. Una vez aquí, limpiar el modulo con la tecla F7 y colocar el nombre del pozo a visualizar marcamos F8 para actualizar.
3. En esta sección aparece el estado del pozo y las pruebas realizadas al mismo, visualizamos el inicio del historial (Abajo) como se puede visualizar en la figura 3.12, para visualizar los parámetros iniciales.

The screenshot shows the 'POZO' software window with the title 'POZO - [Información de la Prueba de Producción de un Pozo Completación]'. The interface includes a menu bar, a toolbar, and several data entry fields. The 'Pozo Superficie' section shows 'Pozo : JN 14'. The 'Zona de Supervisión' is 'FH ZONA 1 DTTD. SUR' and 'Sector de Operación' is 'MR18 ZONA 1 POZOS JN-7.MULTIPLES'. Below this is a table for 'Completaciones del Pozo' and a section for 'Pruebas de Producción del Pozo' with a data table.

Completaciones del Pozo		Potencial	
Completación	Ultimo Estado	Sufijo	Potencial
1 PRIMERA COM	GL LEVANTAMIENTO POR GA	03/06/201114:10:00 X POZO SIMPLE	120

Tipo	Fecha Inicio	Fecha Final	Instalación		Equipo		AYS	APIC	RGP	TON	GASF	AGUAF
			Tipo	Código	Tipo	Código						
C	25/03/199508:00	25/03/199508:00					49.8	13.8	124	26.00	21	16
C	23/03/199516:00	23/03/199516:00					49.8	13.8	93	25.00	15	16
C	28/02/199510:00	28/02/199510:00					60.0	12.8	196	32.00	40	30
C	09/02/199508:00	09/02/199508:00					60.0	12.8	682	17.00	73	16
C	08/01/199518:00	08/01/199518:00					51.0	7.6	420	28.00	73	18

Figura 3.12. Pruebas de Producción, modulo Centinela

4. Seguidamente buscar las primeras pruebas realizadas al pozo, verificar que la prueba sea buena o aceptable y tomar el valor de la RGP esperando sea aceptable y acorde a las generalidades presentadas en la zona.

En caso de que el valor abstracto reportado en OFM persista en Centinela podríamos estar hablando de un valor distinto en ese punto del yacimiento.

3.6. Detectar la Posición Estructural del Contacto Agua-Petróleo Original y el Avance del frente de agua

Detectar la posición del contacto Agua-Petróleo original y el avance que tiene el agua dentro del Campo Jobo desde el inicio de la explotación de los pozos es uno de los más importantes puntos en el estudio de distribución de fluidos, con este punto en específico se busca representar la originalidad hidráulica del Campo Jobo, ubicar el contacto original en los diferentes yacimientos ayudar a definir si las unidades reservorios convergen en una misma unidad o divergen entre sí.

Por otra parte el avance del agua en función del tiempo da una idea de la migración del agua en un mapa que resalta los acumulados de producción de agua, esto se realizó en miembros y yacimientos del Campo Jobo por separado.

Para detectar el contacto Agua-Petróleo se realizó una selección de los primeros pozos completados en los distintos yacimientos, tomando en cuenta las primeras campañas de completaciones que pudieran representar las condiciones iniciales de los yacimientos.

Revisando las fichas de pozos se realizó la selección de los pozos según el año de completación para cada Yacimiento.

- 1) Jobo 01 desde 1945 hasta 1971.
- 2) Jobo 02 desde 1953 hasta 1981.
- 3) Jobo 05 desde 1981 hasta 1982.
- 4) Morichal 01 desde 1953 hasta 1971.
- 5) Morichal 02 desde 1945 hasta 1981.
- 6) Morichal 05 desde 1945 hasta 1982.
- 7) Morichal 09 desde 1981 hasta 1994.
- 8) Morichal 101 solo en el 2008.

Posteriormente se procedió a realizar una tabla en excel con los pozos de cada yacimientos, en esta tabla se muestran los pozos y las completaciones por fechas, de la misma se deriva una nueva tabla con los pozos seleccionados a las fechas de interés previamente agregando las fechas de completación, intervalos completados y la elevación de la mesa rotería perteneciente a cada pozo así como el cálculo de los intervalos completados en TVDSS, esto para representar todos los intervalos cañoneados al nivel del mar y poder ser comparadas entre sí. Seguidamente se construye un formato en excel donde se representan los pozos seleccionados por fechas, y organizando las completaciones por profundidades de menor a mayor en TVDSS, se realizó un gráfico de barras que representa en color verde los intervalos cañoneados como se ve en la figura 3.13, de tal manera que en el eje Y se muestra la escala de la profundidad en pies y en el eje X los pozos, el valor de la barra representa el espesor entre el tope y la base de la completación y nos sirve para una vez visualizados los intervalos cañoneados compararlos con los intervalos reportados por el equipo de petrofísica de la unidad de Estudios Integrados de Yacimientos Distrito Morichal, con ayuda de este gráfico obtenemos el CAPO trazando una línea recta entre los pozos que vieron el contacto y promediamos la profundidad.

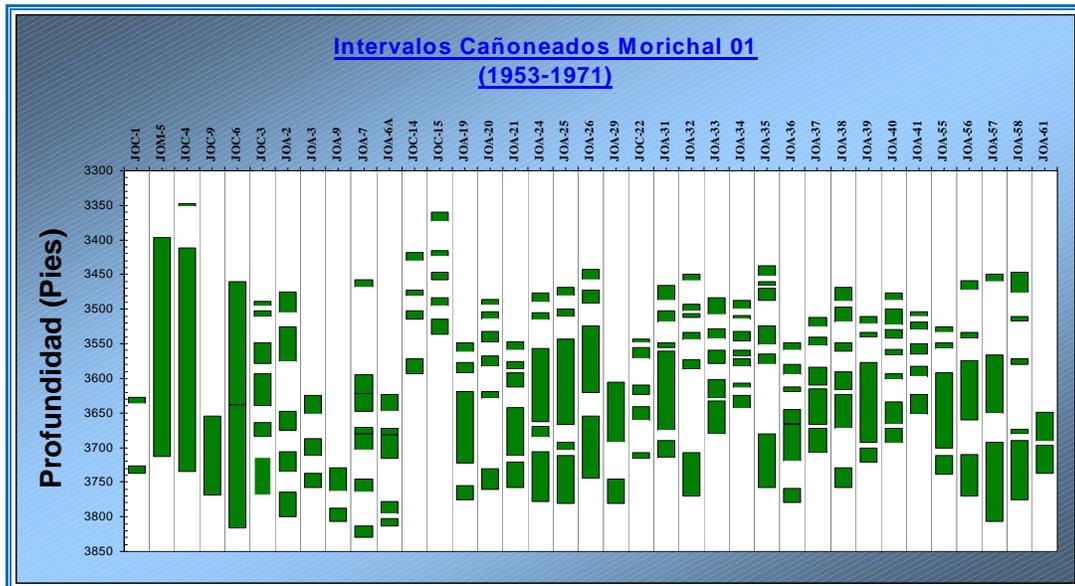


Figura 3.13. Intervalos Cañoneados, Yacimiento Morichal 01

Una vez constatado el CAPO se procede a visualizar el avance del agua en todos los yacimientos esto ayuda a crear una idea bastante visual de la procedencia del agua que nos indica de donde y hacia donde se desplaza el agua, como ya sabemos el excedente de la producción de agua en los pozos es uno de los principales problemas operacionales del campo así como uno de los mecanismos de empuje por excelencia.

El desplazamiento del agua es representado de manera visual gracias a los Mapas Grid al no contar con registros actuales en el campo, estos mapas son una representación gráfica de la producción, en este caso del agua acumulada, estos mapas son realizados con ayuda de la herramienta OFM con la siguiente metodología:

1. Abrir el modulo OFM y cargar el proyecto de Distrito Morichal que contiene la información oficial de los campos pertenecientes al mismo.

2. Ir a la ventana reconocida como filtro (filter) y seleccionar en la pestaña Campo, el campo JOBO, seguidamente en el filter la pestaña yacimiento como se muestra en la figura 3.14, el yacimiento que queremos graficar.

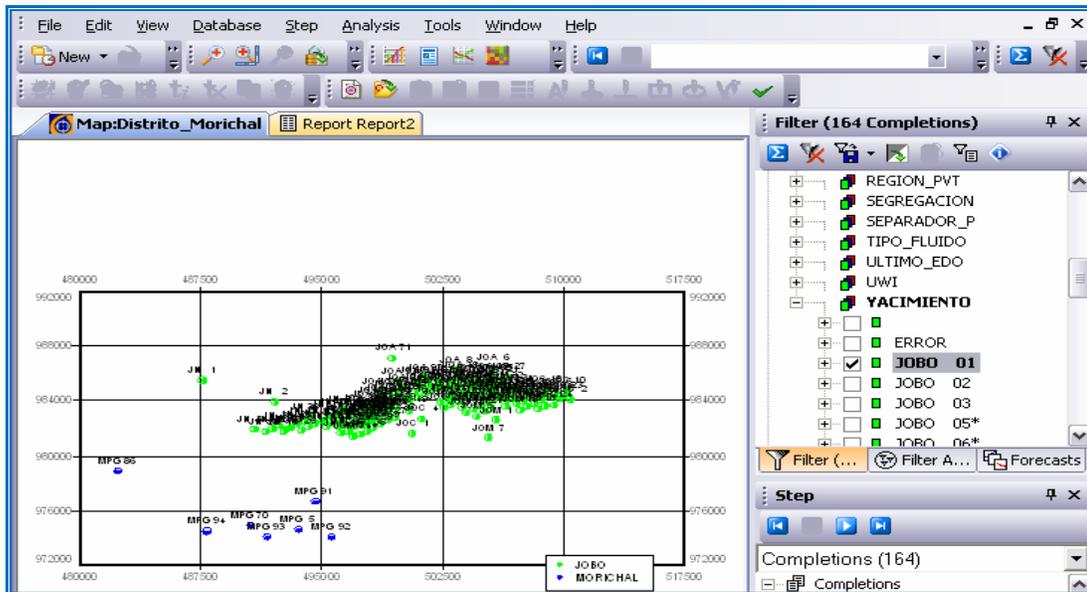


Figura 3.14. Modulo OFM Creación del Mapa Grid

3. Una vez seleccionado el ó los yacimientos de interés ir a la barra de herramientas y marcar el botón Grid-Map, como se muestra en la figura 3.15.

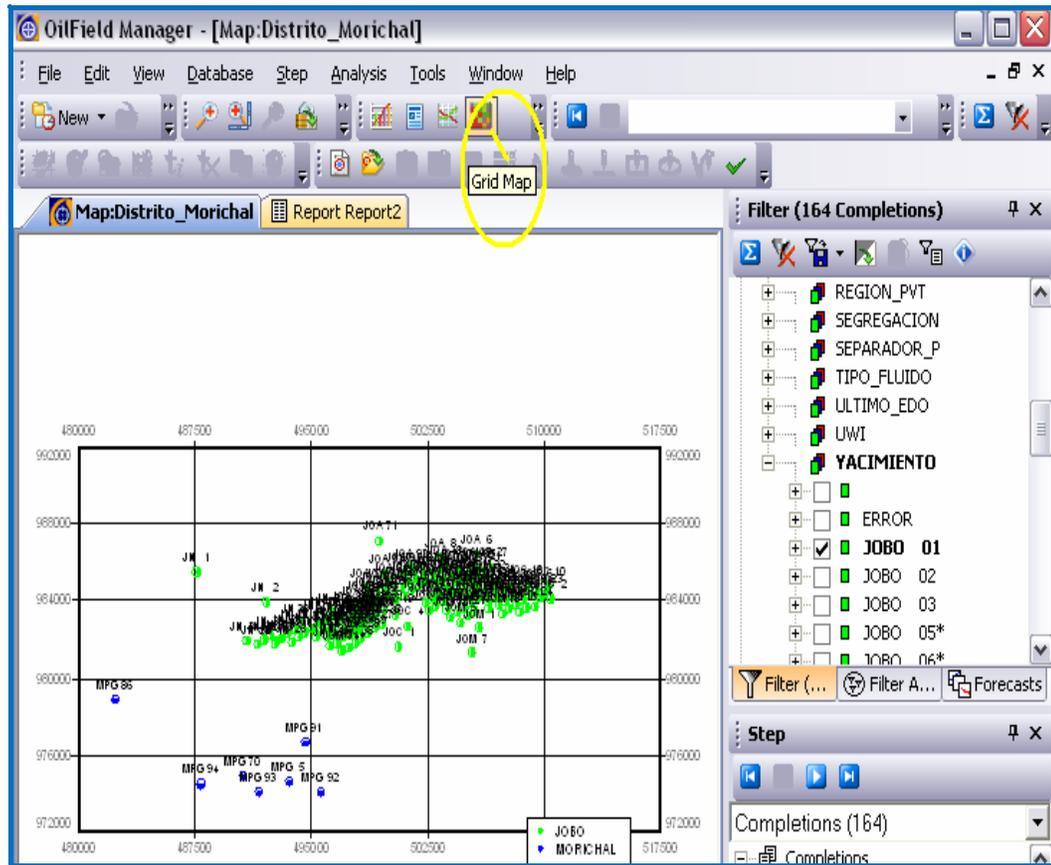


Figura 3.15. Modulo OFM Creación del Mapa Grid

4. Seguidamente se puede visualizar el Mapa Grid con la propiedad (Agua Acumulada) a lo largo del tiempo como lo vemos en la figura 3.16, que nos muestra el agua acumulada a tiempos distintos.

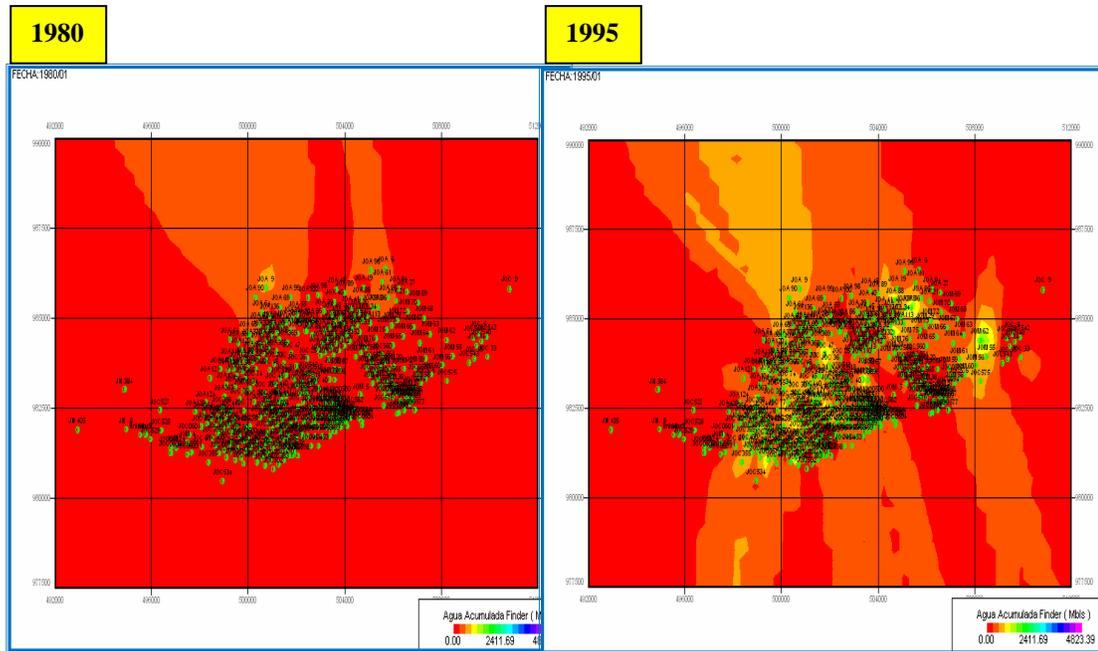


Figura 3.16. Muestra de Mapas Grid creados en OFM

3.7. Elaborar recomendaciones para planes de explotación de los yacimientos

Una vez realizados los estudios pertinentes para obtener la distribución areal y vertical de los fluidos contenidos en los yacimientos pertenecientes al Campo Jobo, se podrá constatar a ciencia cierta cuáles son las fallas, debilidades y propuestas del modelo que mediante su optimización podrán contribuir a mejorar el mismo. Dicho objetivo puede ser enmarcado en la recolección de información, veracidad de la información, propuestas en el campo etc.

Estas recomendaciones buscan aumentar la producción de hidrocarburos en el Campo así como la calidad del estudio de distribución de fluidos a futuro una vez estudiados y analizados los objetivos anteriores propuestos.

CAPÍTULO IV.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Establecer similitudes composicionales entre las concentraciones iónicas del agua de formación pertenecientes a los pozos del Campo Jobo.

Partiendo de la base de datos validados de los análisis fisicoquímicos practicados en los diferentes pozos pertenecientes a los yacimientos del Campo Jobo se realizaron los diagramas Stiff para visualizar la comunicación u origen del agua arraigada en el Campo.

Se realizó un análisis comparativo con los diagramas de Stiff, por medio de estas representaciones gráficas poligonales se pudo comparar la concentración de iones presentes en las aguas pertenecientes a los yacimientos del campo Jobo como se puede ver en la figura 4.1, se determinó una visual diferencia entre las concentraciones iónicas de las aguas de los yacimientos Morichal 01 y Morichal 05, la tendencia mostrada en las curvas del diagrama de Stiff presentan diferencias notables entre los yacimientos, en el yacimiento Morichal 05 se puede observar por ejemplo una mayor concentración de magnesio Mg y diferencias menores en la tendencia de los iones restantes (Ca, Fe, Cl, SO₄ y HCO₃), estos yacimientos fueron denotados como yacimientos distintos, por otra parte esta teoría no es sólida debido a la falta de estudios distribuidos de manera homogénea a lo largo y ancho de todo el Campo Jobo. La diferencia gráfica entre los yacimientos mostrada en el los diagramas Stiff de los yacimientos Morichal 01 y Morichal 05 viene dada por la diferencia entre las concentraciones iónica de los compuestos contenidos en las muestras de aguas tomadas en los pozos.

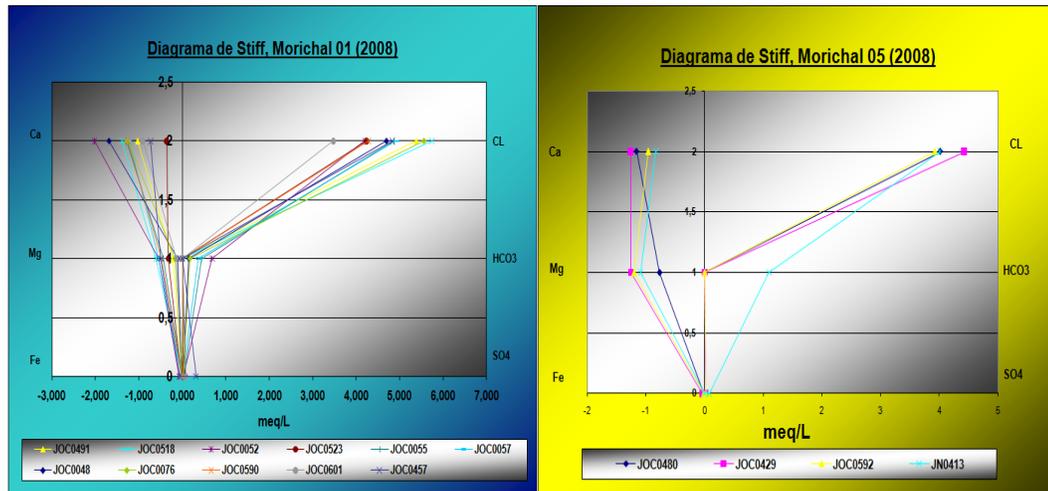


Figura 4.1. Diagrama de Stiff, yacimientos de Morichal 01, Morichal 05, Análisis del año 2008

Siguiendo esta metodología gráfico comparativa se muestra la figura 4.2, en esta se pudo visualizar la similitud entre las muestras tomadas en el yacimiento Jobo 01 y Jobo 05, los análisis muestran comportamientos similares entre las composiciones del agua en el yacimiento Jobo 01, de igual forma sucede en el yacimiento Jobo 05, existe semejanza entre las muestras de agua analizadas del los yacimiento, se realizó la comparación visual y análisis de la información, los yacimientos Jobo 01 y Jobo 05 presentan una similar tendencia a nivel de los diagramas Stiff que da pie a identificar ambos yacimientos como uno solo, pero no se podría hacer una aseveración debido a la limitada información obtenida en ambos yacimientos, con tan solo tres análisis fisicoquímicos validos y lo amplio del área en estudio pertenecientes a ambos yacimientos es imposible concluir que ambos yacimientos se encuentran unidos o son el mismo, los gráficos Stiff de los yacimientos Jobo 01 y Jobo 05 fueron sometidos a la diferenciación horizontal.

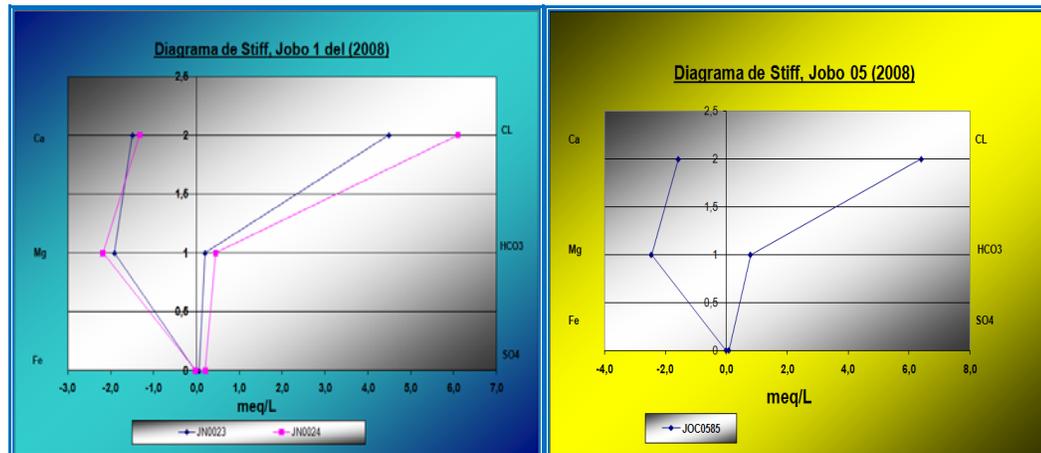


Figura 4.2. Diagrama de Stiff, yacimiento de Jobo 01, Jobo 05, Análisis del año 2008

De igual forma con el propósito de evidenciar la incomunicación vertical entre los yacimientos Morichal 01 y Jobo 01, se muestra la figura número 4.3, el análisis fisicoquímico de las aguas muestreadas en los yacimientos Morichal 01 y Jobo 01 que muestran una divergencia entre los valores de las concentraciones iónicas, los Diagrama de Stiff creados muestran diferencias evidenciales de lo que podría ser “dos reservorios distintos”, de igual forma existe incertidumbre debido a lo amplio del campo en estudio y los escasos análisis practicados en el mismo, los análisis representados en los diagramas de la figura 4.3 fueron realizados entre los años 1958-1985 lo que ayuda a representar condiciones químicas originales del agua de formación perteneciente a estos yacimientos; este estudio define una separación vertical entre los yacimientos pero maneja alto porcentaje de incertidumbre debido a la distribución poco homogénea de las muestras tomadas en el Campo, dichos gráficos muestra la representación gráfica de las concentraciones de los componentes iónicos existentes en las aguas pertenecientes a las muestras tomadas en los yacimientos Morichal 01 y Jobo 01 alrededor de los años 1958 a 1985.

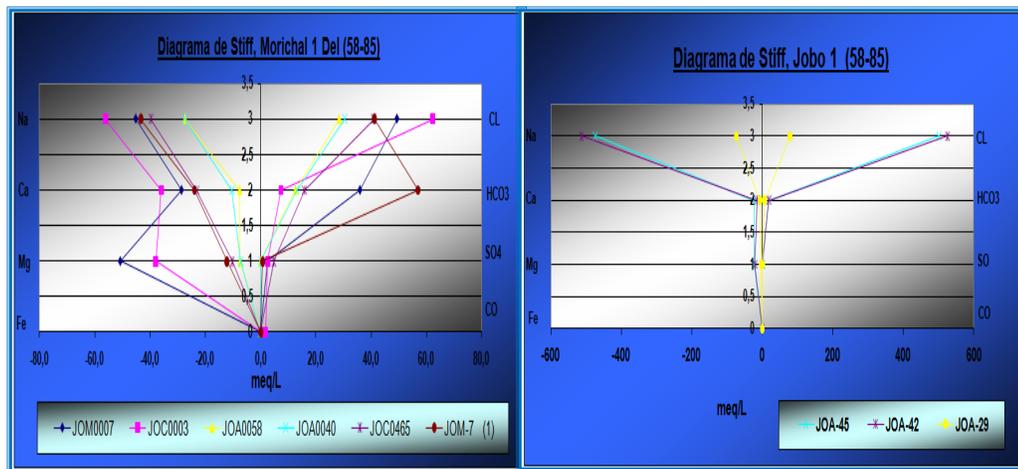


Figura 4.3. Diagrama de Stiff Yacimientos Morichal 01, Jobo 01, análisis realizados entre los años (1958-1985)

En la figura 4.4 se realizó una comparación vertical esta vez un poco más al sur con los yacimientos Jobo 05 y Morichal 05, las tendencias iónicas representadas gráficamente en los diagramas de Stiff nuevamente demuestran una leve coincidencia; como se dijo anteriormente estas diferencias gráficas en los diagramas podrían denotar la presencia de un flujo de agua semejante demostrando que existe comunicación hidráulica entre los yacimientos, por lo que será conveniente hacer otros análisis que disminuyan la incertidumbre existente.

La representación gráfica de las concentraciones iónicas de los yacimientos Jobo 05 y Morichal 05 en los diagramas Stiff mostrados es algo parecida, no se puede afirmar similitud o diferencia entre los yacimientos debido a las pocas pruebas de análisis validados.

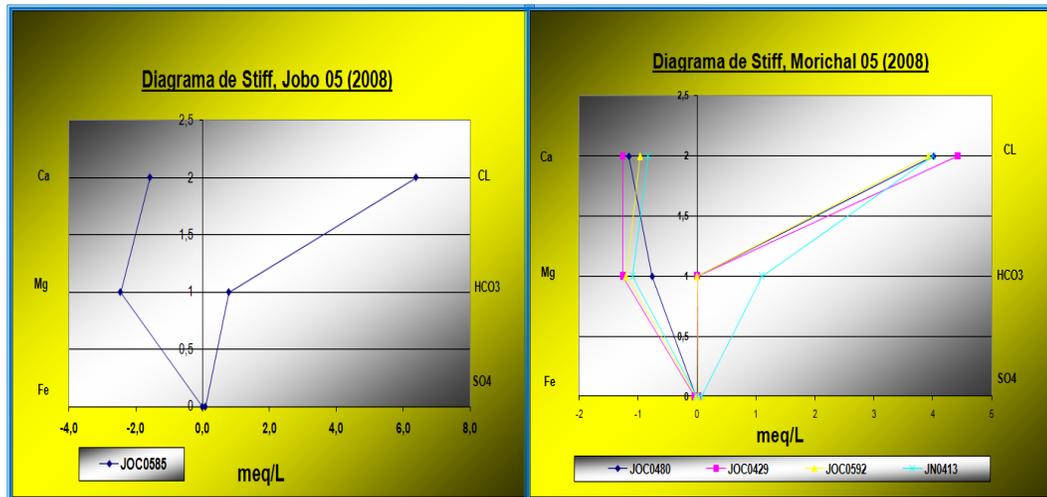


Figura 4.4. Diagrama de Stiff Yacimientos Jobo 05, Morichal 05

4.2. Reconocer similitudes entre los yacimientos así como las mejores zonas de producción mediante el estudio del histórico de presiones y producción

4.2.1. Análisis De Producción

Partiendo de la recolección de información de producción con ayuda de la base de datos de las herramientas Centinela y OFM se realizó la demarcación de las mejores zonas del campo tanto para el Miembro Jobo Como para el miembro Morichal, esto haciendo comparaciones gráficas y visualizando las zonas con una mayor producción de petróleo, menor producción de agua y viceversa. Como era de esperarse las zonas con mayor producción de hidrocarburo están relacionadas a las zonas con mayor producción de agua, esto debido mayormente a que el agua es el principal mecanismos de desplazamiento en los yacimientos.

4.2.2. Miembro Jobo, Mapas Grid de Petróleo Acumulado en el Yacimiento Jobo 01

La figura 4.5 muestra el inicio de la producción acumulada de petróleo en el Yacimiento Jobo 01 al Este del yacimiento, así mismo la figura 4.6, nos muestran como ha venido incrementando la producción de crudo gradualmente en el yacimiento de Este a Oeste influenciado por el drenado aplicado al Campo, de igual forma esta es una de las razones por la cual se considera la zona Oeste de dicho yacimiento como una de las mejores zonas para aumentar la producción de petróleo tratando de evitar una temprana producción de agua .

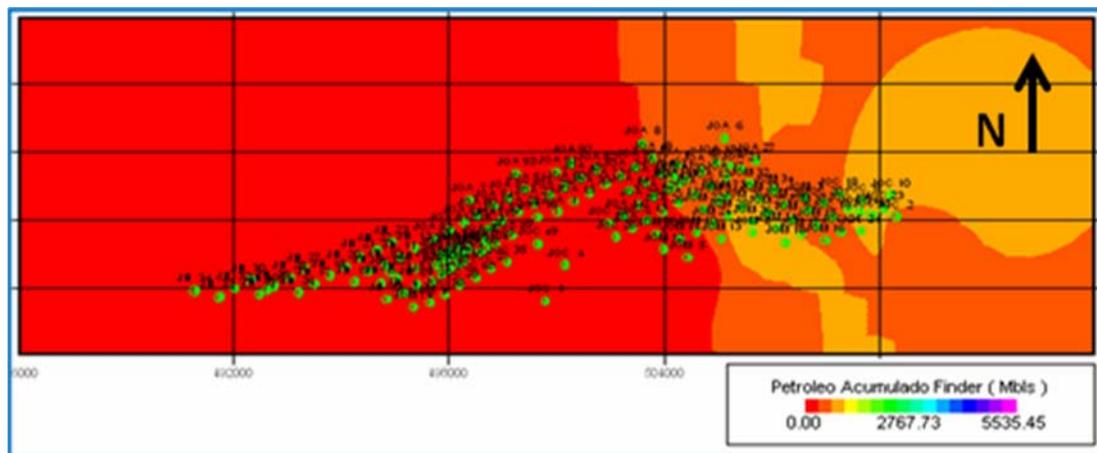


Figura 4.5. Yacimiento Jobo 01, Petróleo Acumulado a la Fecha 01-01-1970

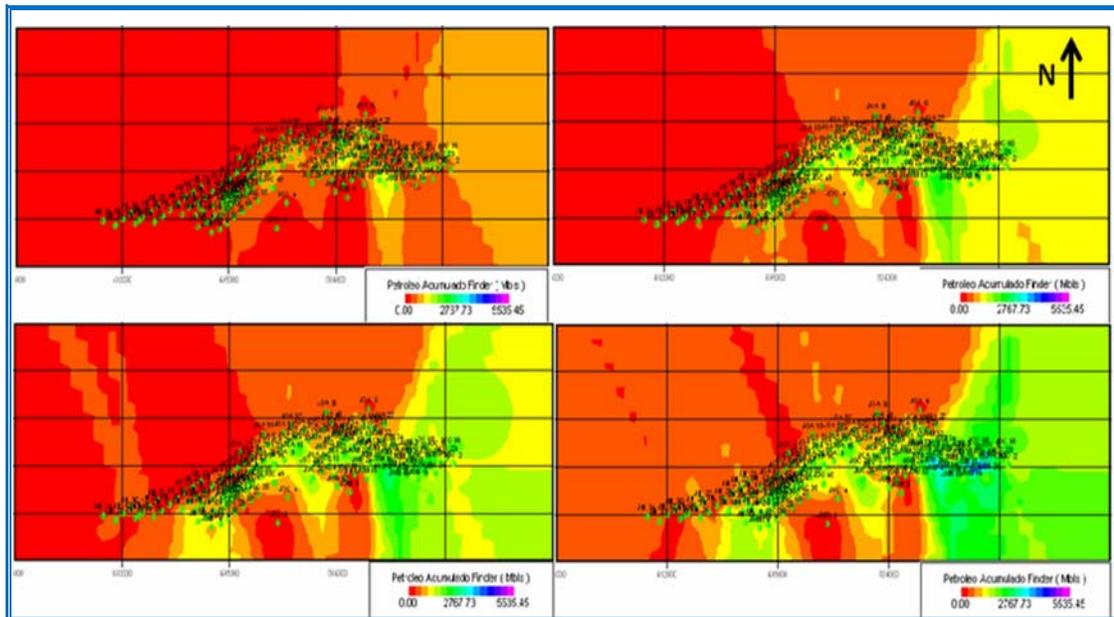


Figura 4.6. Yacimiento Jobo 01, Petróleo Acumulado a las Fechas 1975, 1985, 1995 y 2011

De igual forma los Mapas Grid de la figura 4.7 nos muestra que la producción de agua comienza a visualizarse al Noreste y se afianza en el Este del yacimiento Jobo 01 con el pasar del tiempo, esto debido principalmente al aumento de la producción de petróleo en el mismo, la producción de agua en estos yacimientos esta aunada a la producción de petróleo, debido a la baja gravedad del crudo el agua tiende a canalizarse dejando atrás el crudo y aumentando la producción de la misma.

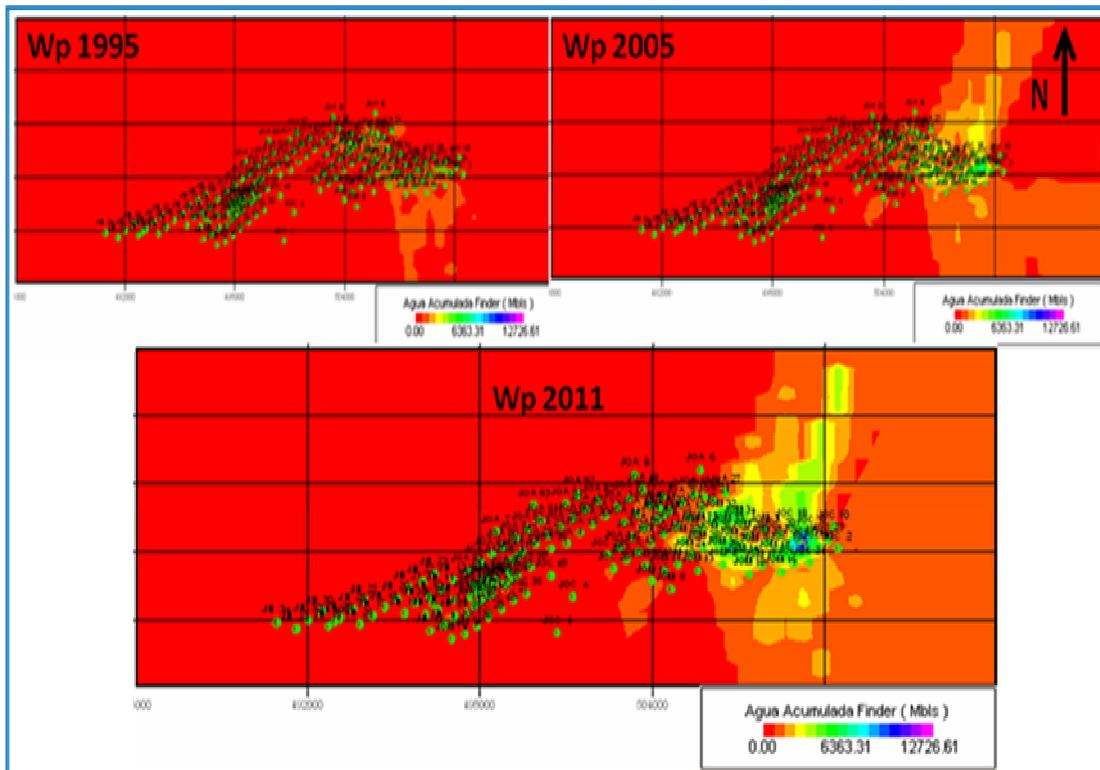


Figura 4.7. Yacimiento Jobo 01, Agua Acumulada para las Fechas 1995, 2005 y 2011

En la figura 4.8 se puede visualizar la selección de la zona que ha presentado una mayor producción acumulada de petróleo, esta zona es prospectiva a estudios geológicos e incorporación petrofísica para evaluar posibilidades de explotación de hidrocarburos tratando de minimizar la producción de agua en el yacimiento, esencialmente se muestra menor riesgo de producción de agua hacia el Oeste de Jobo 01, esto basado en el análisis de producción donde se muestra que en promedio alrededor del 70% de los pozos de esta zona presentan cortes de agua y sedimento alrededor de 40%. De igual forma se puede visualizar que la zona Oeste del Yacimiento Jobo 01 entra en la zona seleccionada como zona de alta producción donde se presume la existencia de un canal con excelentes propiedades razón por la cual los pozos ubicados en dicha zona presentan altos acumulados de petróleo y agua.

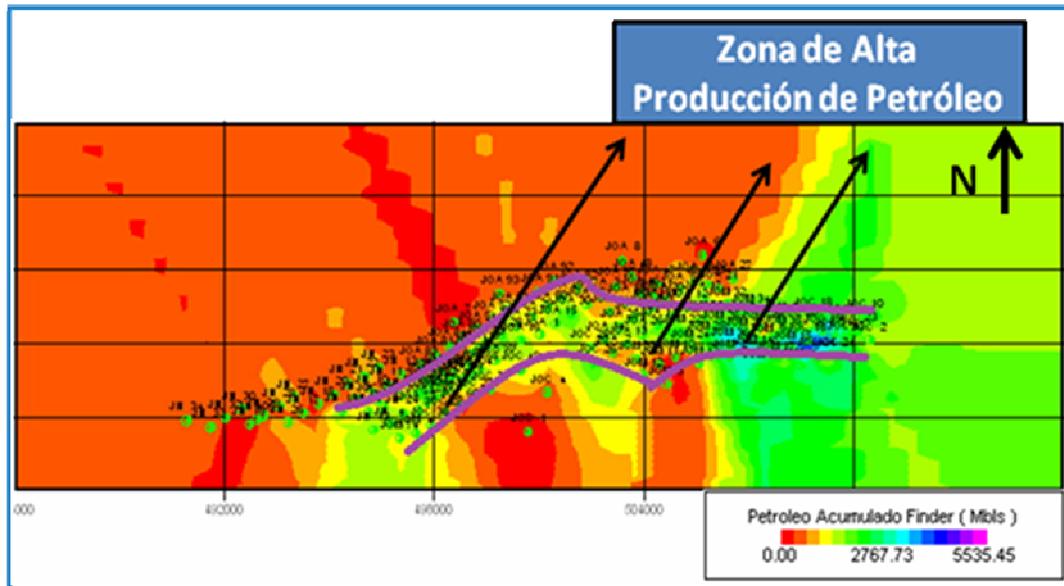


Figura 4.8. Yacimiento Jobo 01, Petróleo Acumulado a la fecha 01-04-2011

En la figura 4.9 se observa el comportamiento de producción de la zona Oeste del Yacimiento Jobo 01, este gráfico fue comparado con los gráficos de la zona Centro y Este del yacimiento Jobo 01 así como los distintos yacimientos del Campo Jobo, se encontró que la zona Oeste presenta la mayor cantidad de pozos con porcentajes de producción de Agua y Sedimentos por debajo del 40% y pozos que presentan acumulados de petróleo por encima de 1MM de Barriles.

Los gráficos de la zona Centro y Este del Yacimiento Jobo 01 pueden ser visualizados en el apéndice C figuras C7, C8, C9 y C10, de igual forma pueden ser visualizados en este apéndice los gráficos correspondientes a los yacimientos Jobo 02, Jobo 05 y Jobo 09, donde si bien es cierto la producción acumulada de petróleo es elevada, los porcentajes de producción de Agua y Sedimento superan mayoritariamente el 60% en todos los yacimientos.

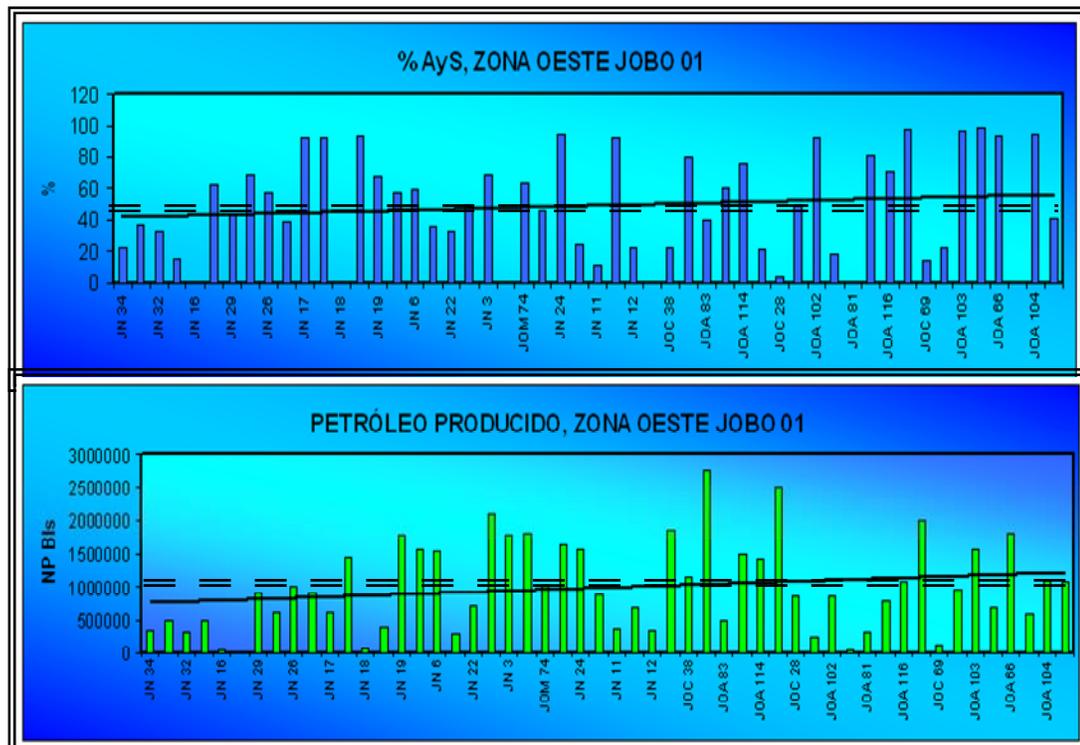


Figura 4.9. Yacimiento Jobo 01, Petróleo acumulado y % AyS.

4.2.3. Miembro Jobo, Mapas Grid Yacimiento Jobo 02

La producción de petróleo en el yacimiento Jobo 02 se puede observar alrededor del pozo JOC-392 aumentando desde el sur como se puede ver en la figura 4.10 a mediados del año 1986 y aumenta hacia el Noroeste hacia el pozo JOC-8 y JOC-393, con el pasar del tiempo como se puede observar en las figuras 4.11 y 4.12, donde se representa el aumento en la producción de crudo en el yacimiento.

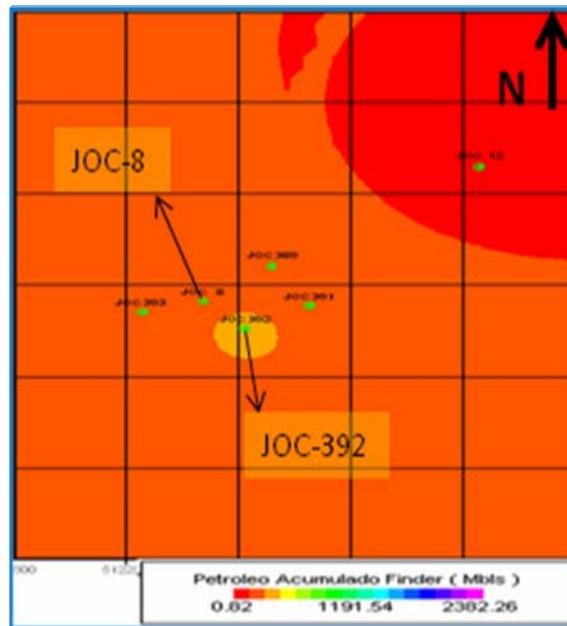


Figura 4.10. Yacimiento Jobo 02, Petróleo Acumulado a la Fecha 01-01-1986

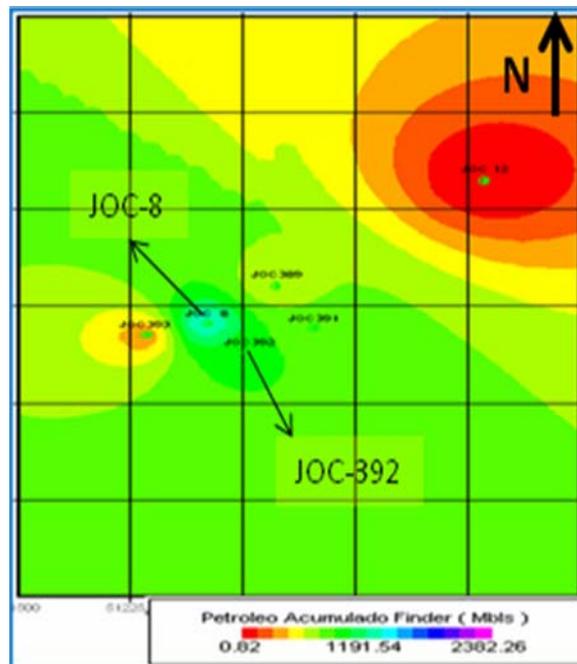


Figura 4.11. Yacimiento Jobo 02, Petróleo Acumulado a la Fecha 01-01-1996

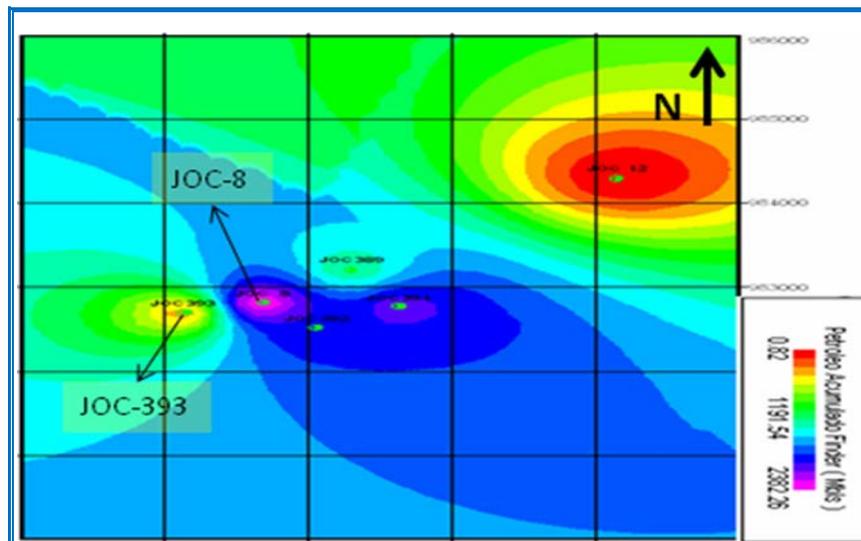


Figura 4.12. Yacimiento Jobo 02, Petróleo Acumulado a la Fecha 01-01-1996

La figura 4.13, presenta una producción de acumulada de agua elevada al Oeste del yacimiento Jobo 02, esta zona representa el área más drenada en dicho yacimiento y por ello este comportamiento alrededor de los pozos JOC-392, JOC-393 Y JOC8.

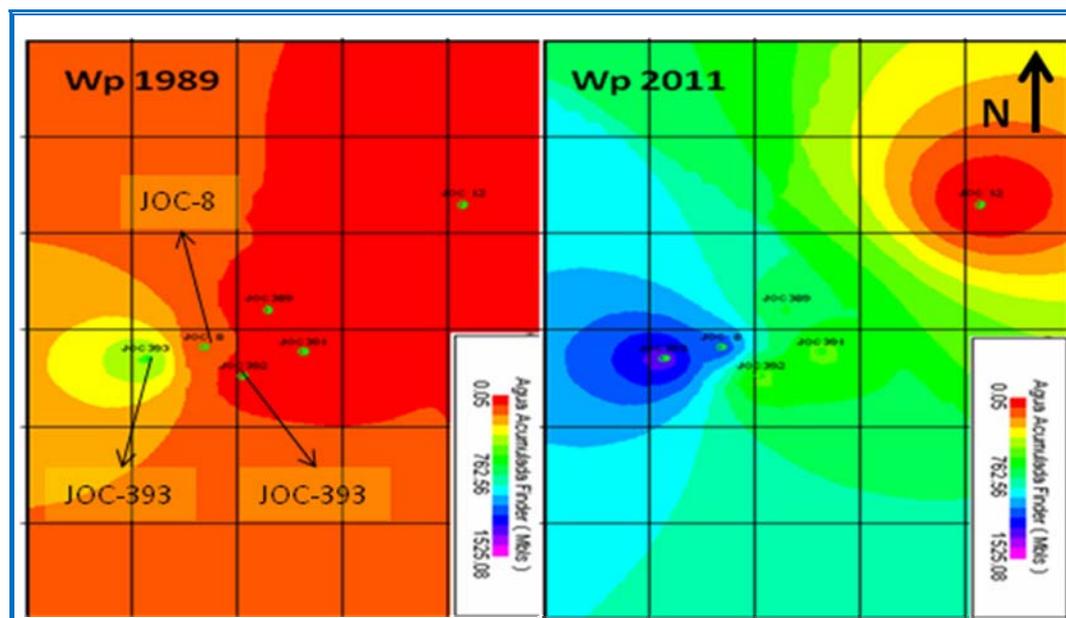


Figura 4.13. Yacimiento Jobo 02, Agua Acumulado a las Fechas 1986-2011

En la actualidad la mayor producción de petróleo en el Yacimiento Jobo 02 se reporta alrededor de los pozos JOC-393 y JOC-8, donde los mismos superan acumulador de 1.200.000 Bls de petróleo. De igual forma estos pozos presentan altos acumulados de Agua, es por esto que se corren grandes riesgos de producción de agua hacia la zona Suroeste del Yacimiento Jobo 02, específicamente hacia los pozos JOC-393 y JOC-8 donde los acumulados superan los 700.000 Bls de agua producida por pozo.

4.2.4. Miembro Jobo, Mapas Grid Yacimiento Jobo 05

En la figura 4.14, se muestran los mapas Grid de la producción acumulada de petróleo donde se visualiza primeramente una tendencia de producción al Este, posteriormente en el yacimiento Jobo 05 se pudo observar que la zona centro obtuvo un mayor drenado específicamente alrededor de los pozos JN-17, JN-38, JN-406 y JOC-585.

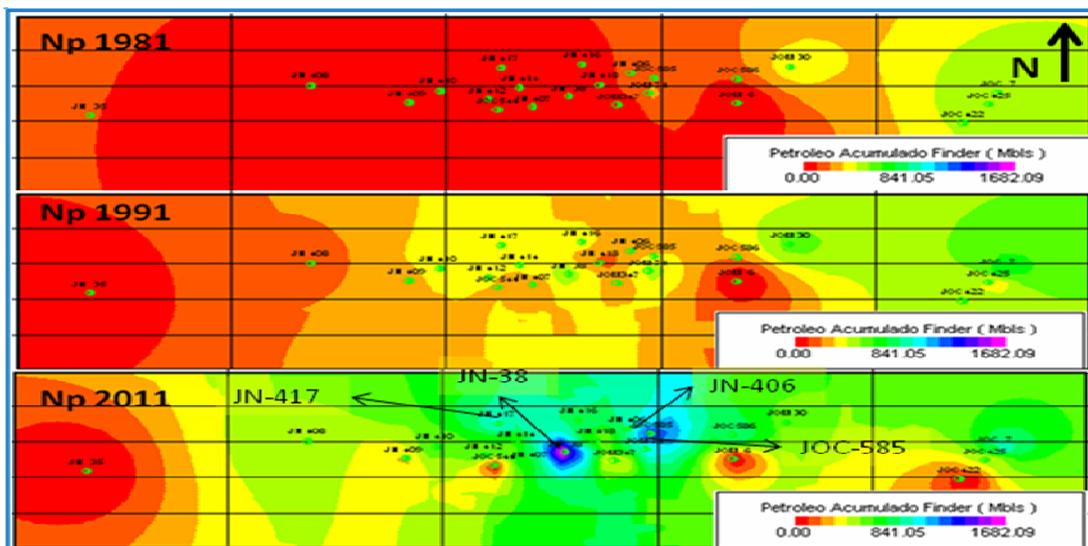


Figura 4.14. Yacimiento Jobo 05, Petróleo Acumulado a las Fechas 1981-1991-

2011

El estudio de la producción en el Yacimiento Jobo 05 lleva a visualizar dos pequeñas zonas donde la producción acumulada supera los 800M BIs de petróleo y los cortes de agua se encuentran por debajo del 30%, este comportamiento se puede observar en la figura 4.15, este comportamiento se observa específicamente alrededor de los pozos JOC-7 y JN-417, el resto de los pozos visualizados de Este a Oeste en su mayoría presentan acumulados superiores a 1MM de Barriles pero los cortes de Agua y Sedimentos se encuentran en promedio por encima del 50 y 60%.

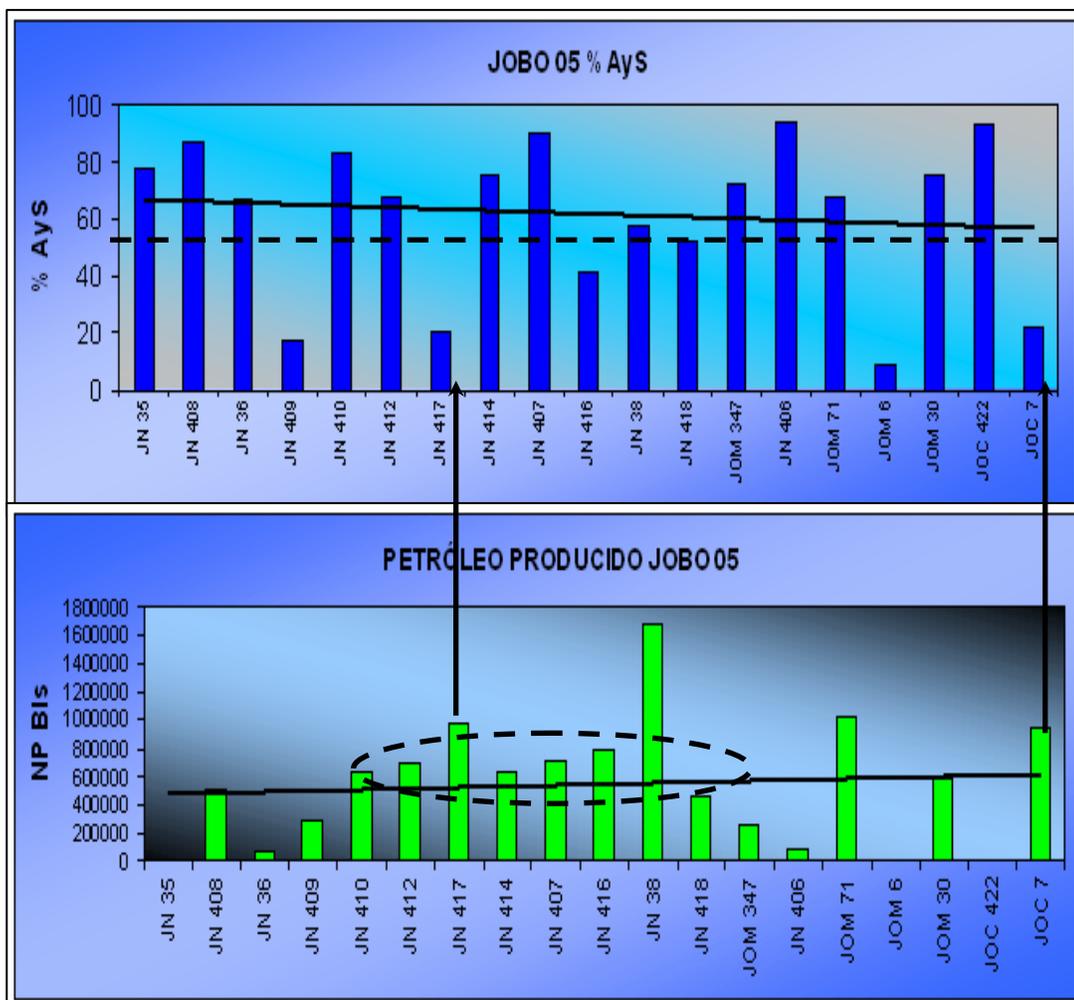


Figura 4.15. Yacimiento Jobo 05, Petróleo Acumulado y % AyS

En la figura 4.16, se observa el avance del frente de agua desplazándose desde el Norte hacia el centro-Sur del yacimiento Jobo 05, siendo los pozos de la zona centro-Norte los más afectados por la irrupción del agua. De igual forma se pudo visualizar una producción de petróleo buena al Este del yacimiento alrededor del Pozo JOC-7 que como se puede ver presenta baja producción acumulada de agua lo que hace la zona Este de Jobo 05 prospecta a estudios de explotación.

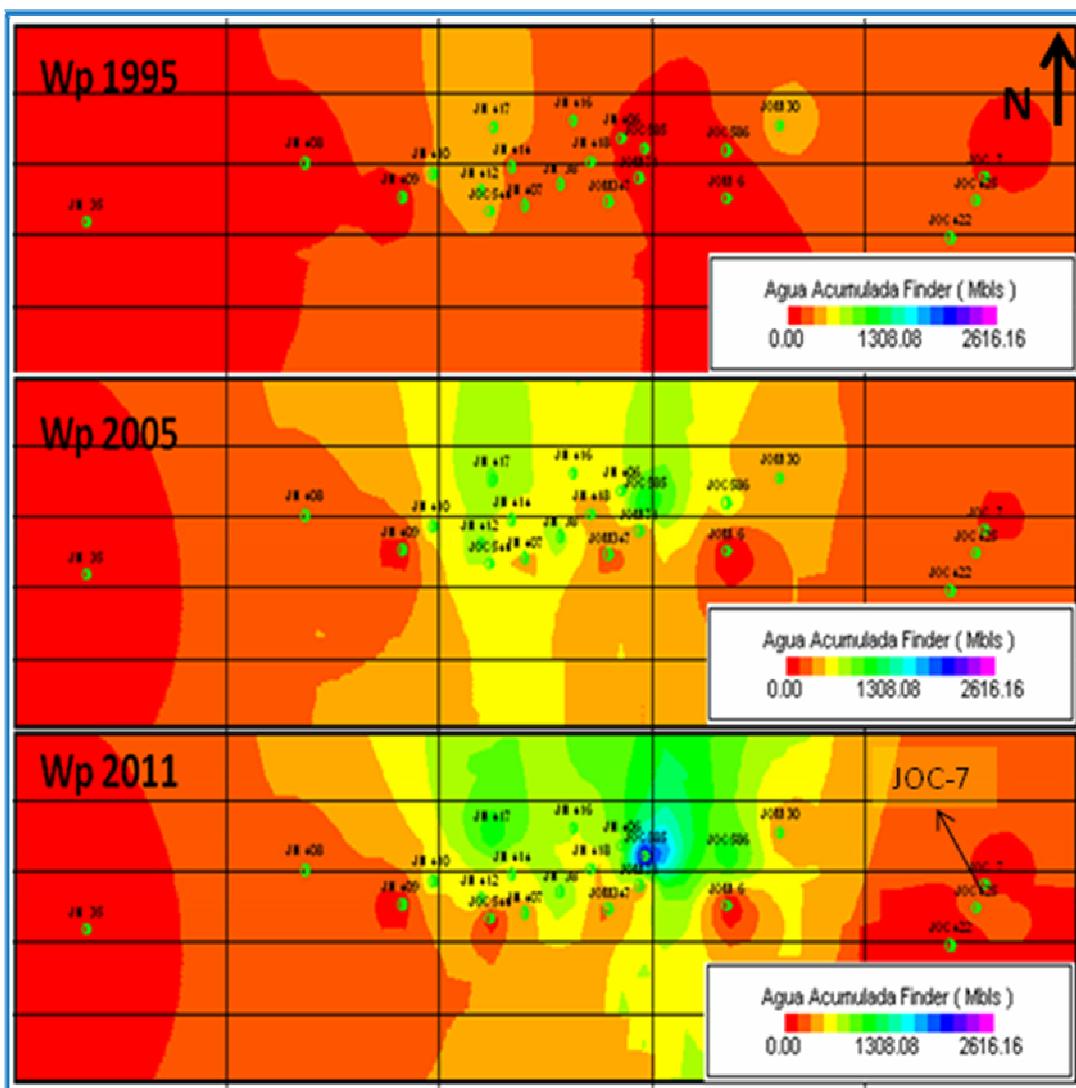


Figura 4.16. Yacimiento Jobo 05, Agua Acumulada a las Fechas 1995-2005-2011

4.2.5. Miembro Jobo, Mapas Grid Yacimiento Jobo 09

El Yacimiento Jobo 09 cuenta con pocos pozos en producción, la zona de alta producción se puede visualizar hacia el centro del yacimiento como se observa en la figura 4.17 y 4.18, los alrededores del pozo JN-15 y JN-14 muestran alta producción de petróleo y Agua, esta representación muestra incertidumbre en cuanto a la aplicación de planes de explotación debido a la irrupción del agua en los pozos con mayor producción de hidrocarburo.

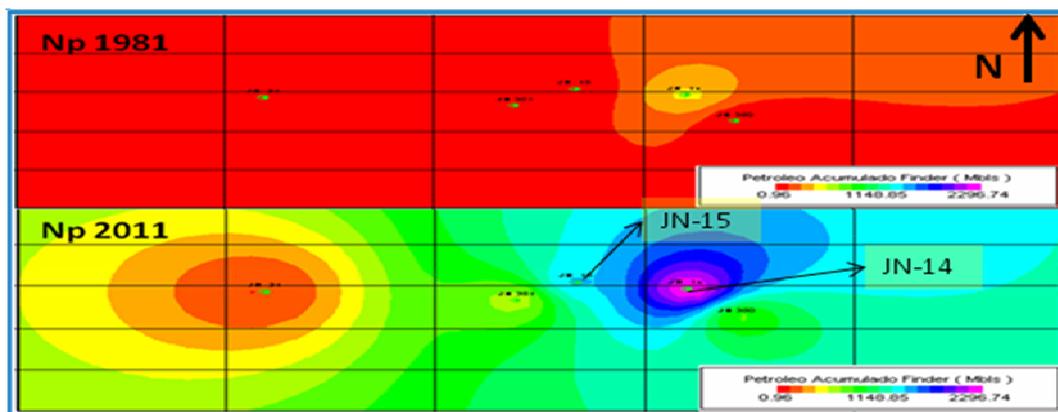


Figura 4.17. Yacimiento Jobo 09, Petr6leo Acumulado a las Fechas 1981-2011.

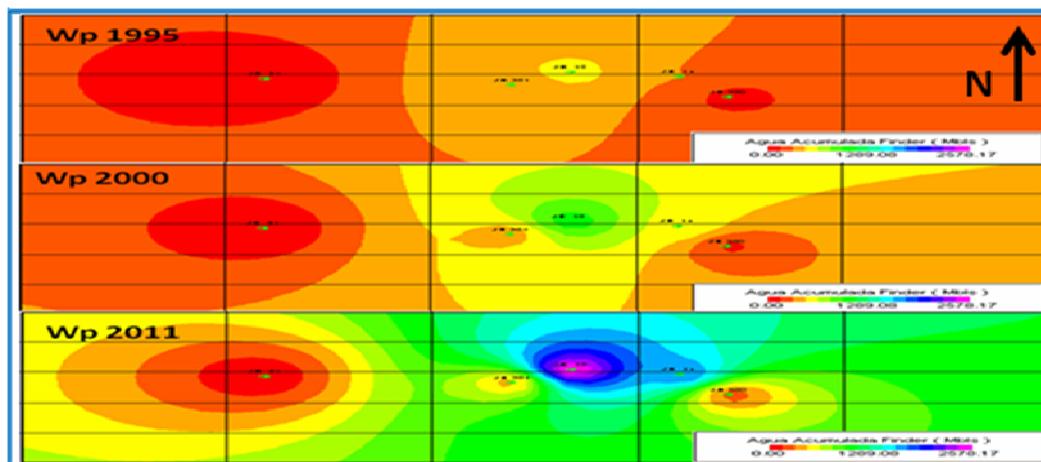


Figura 4.18. Yacimiento Jobo 09, Agua Acumulada a las Fechas 1995-2000-2011

4.2.6. Miembro Morichal, Mapas Grid Yacimiento Morichal 01

El yacimiento Morichal 01 posee una gran cantidad de pozos por lo que los Mapas Grid no son de gran ayuda, se muestra levemente en las extrapolaciones las zonas del yacimiento que han sido altamente drenadas, como se puede visualizar en la figura 4.19 y 4.20, pertenecientes al petróleo producido reportado desde el inicio de producción del yacimientos hasta la actualidad.

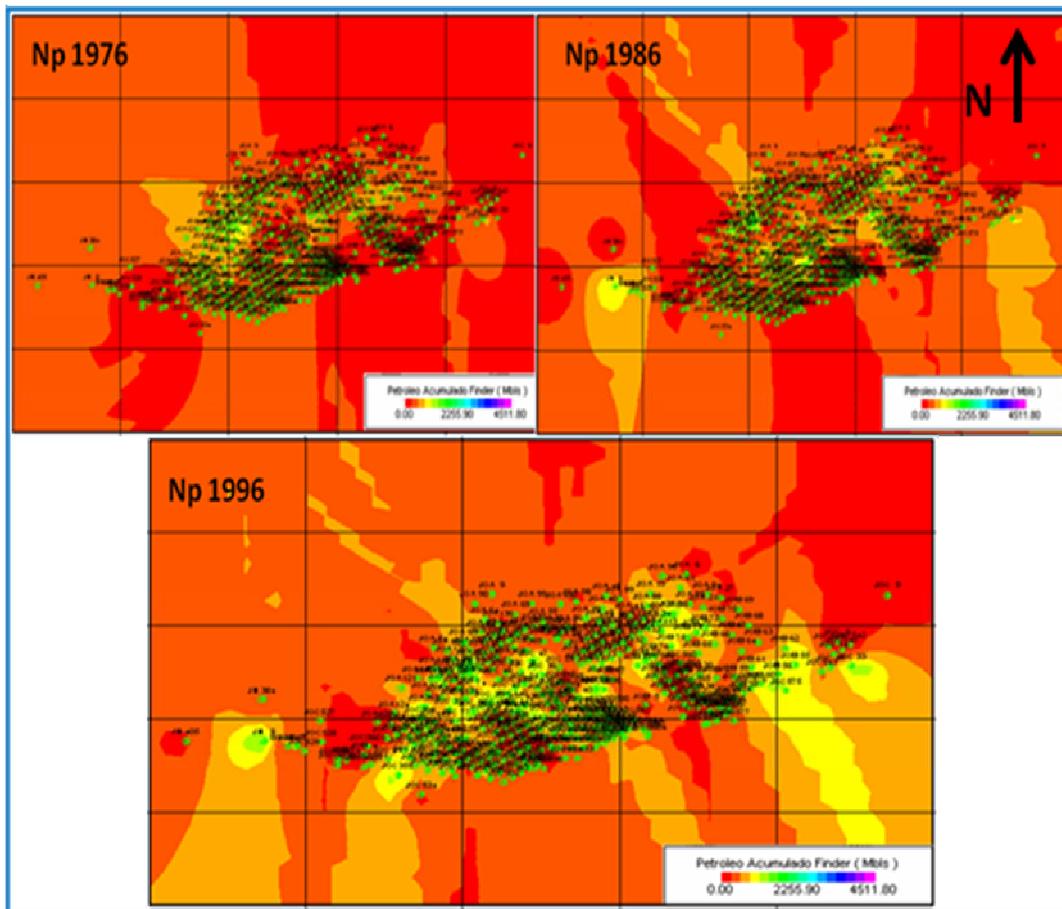


Figura 4.19. Yacimiento Morichal 01, Petróleo Acumulado a las Fechas 1976-1986

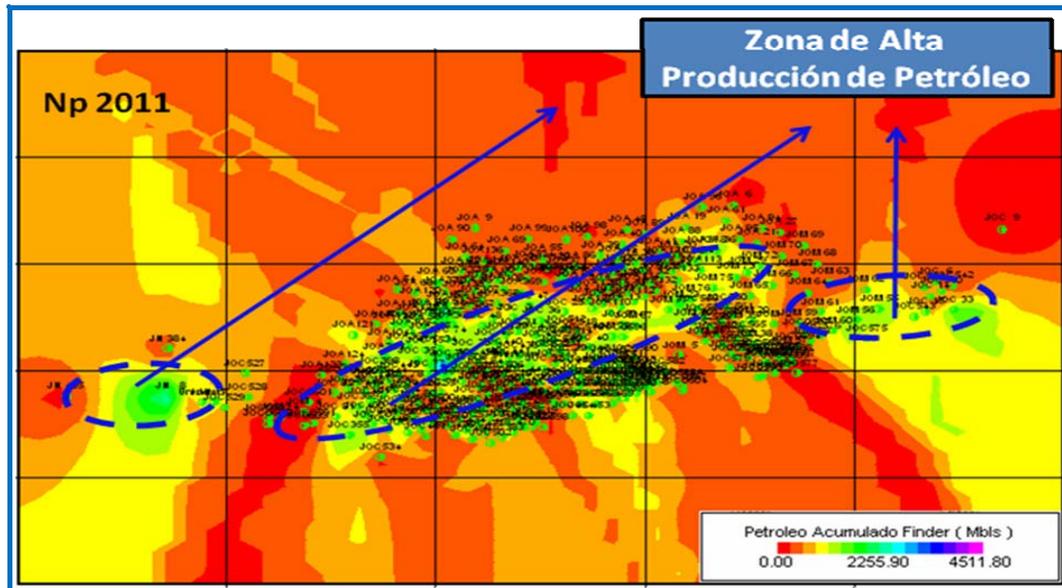


Figura 4.20. Yacimiento Morichal 01, Petróleo Acumulado a la fecha 2011

En la figura 4.21, se puede visualizar como el frente de agua se desplaza desde el Norte con dirección al Sur debido al drenaje en la zona centro del yacimiento, la invasión del agua es inminente en el yacimiento Morichal 01 dejando pocas zonas con bajo riesgo de producción de Agua.

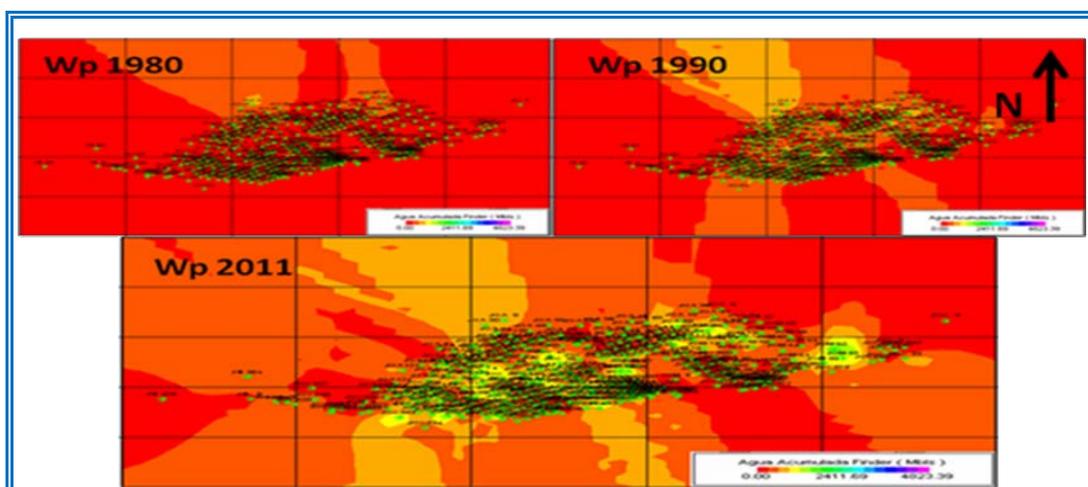


Figura 4.21. Yacimiento Morichal 01, Agua Acumulada a las Fechas 1980-1990-2011

El estudio de la producción en el yacimiento más grande del miembro Morichal, “Morichal 01” fue dividido como se mencionó en el capítulo III en tres grandes zonas, Oeste, Centro y Este del Yacimiento, dando como resultado la visualización de una invasión generalizada del avance del agua a nivel de producción, este estudio pudo visualizar zonas en las cuales a pesar de existir producción de agua los niveles drenados de hidrocarburos son alentadores.

En la zona Oeste, Centro y Este del Yacimiento Morichal 01 no se encuentran oportunidades tan alentadoras puesto que las zonas con mayor acumulado de hidrocarburo presentan altos cortes de agua alrededor de 60 y 80% como se puede ver en los gráficos de Producción y % de agua y sedimentos en el apéndice C figuras C8, C9, C10, C11, C12 y C13.

4.2.7. Miembro Morichal, Mapas Grid Yacimiento Morichal 02

En el yacimiento Morichal 02 se cuenta con una cantidad de pozos reducida, lo que agrega a la interpretación un poco más de incertidumbre, como se puede observar en la figura 4.22 la zona de mayor drenaje de hidrocarburos es al Sur del yacimiento específicamente alrededor del pozo JOC-390.

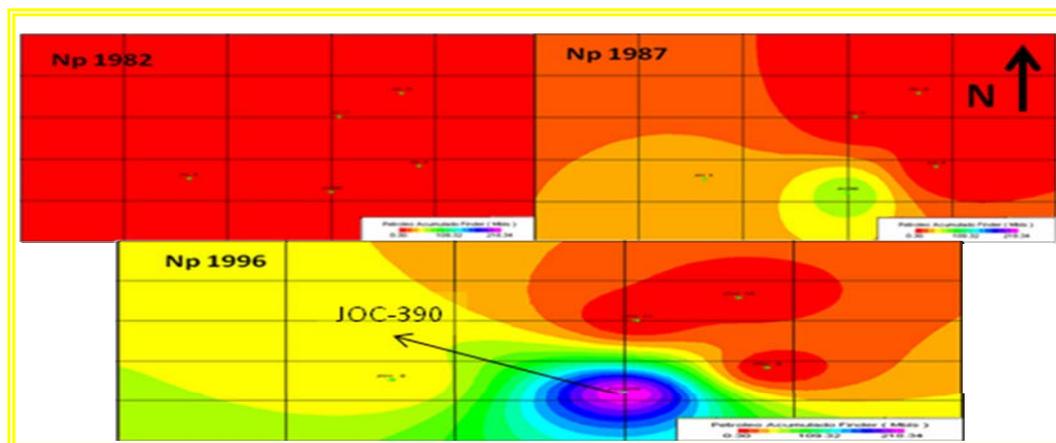


Figura 4.22. Yacimiento Morichal 02, Petróleo Acumulado a las fechas 1982-1987-1996

Se puede visualizar que la producción acumulada por pozos en el yacimiento Morichal 02 no es muy elevada, por otra parte se muestra que el agua está asociada a la producción de petróleo visualizándose hacia el Sur la mayor producción de agua alrededor del pozo JOC-390, este comportamiento se puede observar en la figura 4.23, donde se muestra la producción acumulada de agua por medio de Mapas Grid.

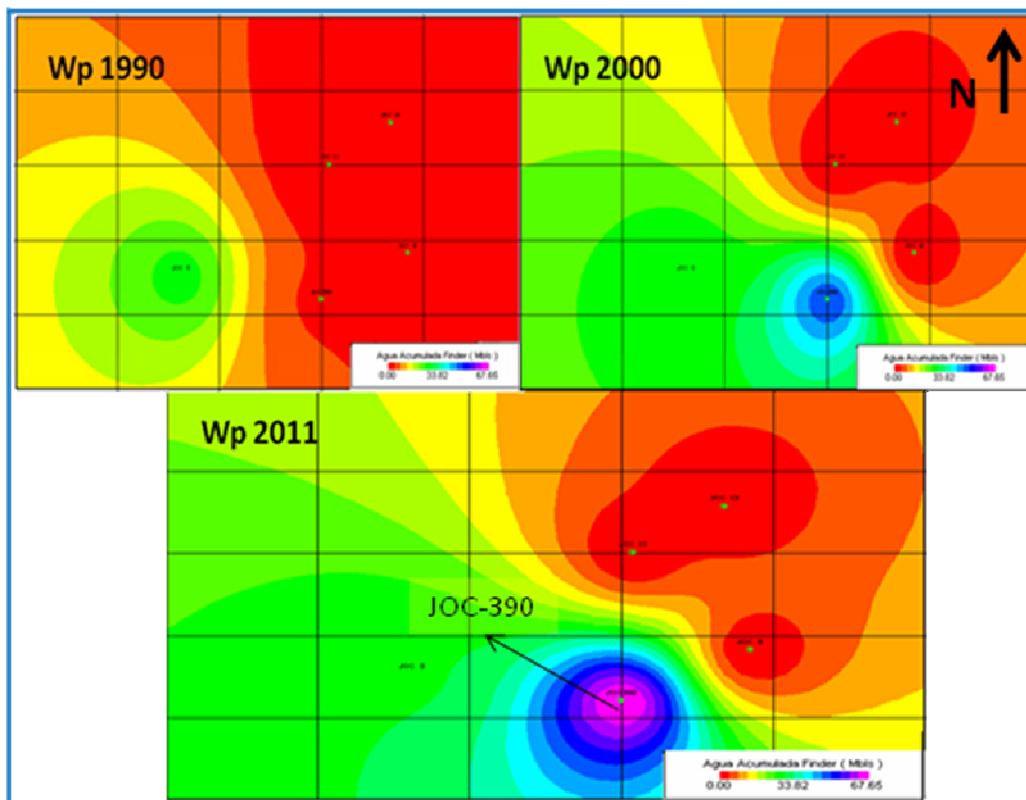


Figura 4.23. Yacimiento Morichal 02, Agua Acumulada a las fechas 1990-2000-2011

4.2.8. Miembro Morichal, Mapas Grid Yacimiento Morichal 05

En el yacimiento Morichal 05 se observan bajos acumulados de hidrocarburos, a excepción de algunos pozos con acumulados mayores a 1MM de Bls de petróleo, como lo son JN-37, JN-413, JOM-349, JOC-386 y JOC-429, como se puede observar

en la figura 4.24, los Mapas Grid no son de gran ayuda puesto que no existe una tendencia elevada de producción en una zona en específico.

De igual forma los Mapas Grid realizados con la producción acumulada de agua en el yacimiento Morichal 05 como se observa en la figura 4.25, nos muestra el comportamiento de la producción de agua, la interpolación de la producción realizada en el mapa muestra una tendencia de producción de agua predominante hacia el Este y un poco menos hacia el Centro del yacimiento.

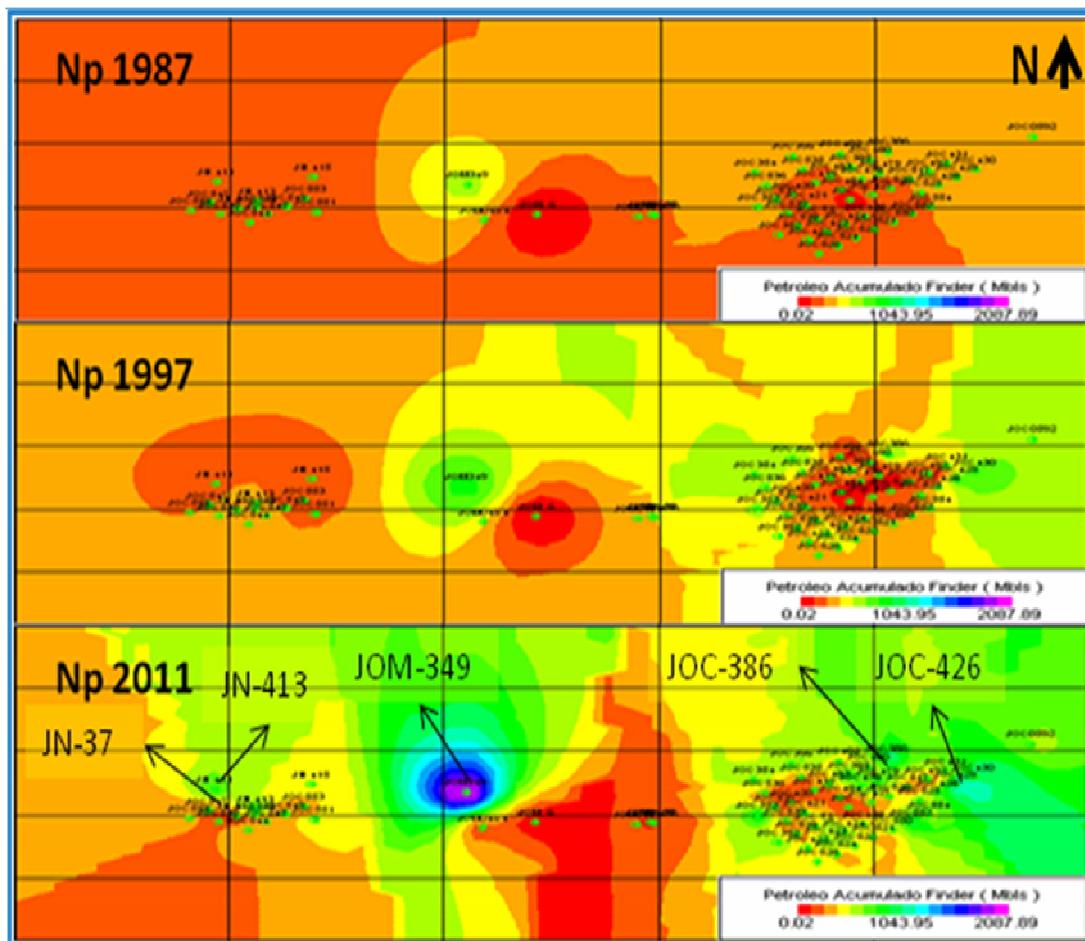


Figura 4.24. Yacimiento Morichal 05, Petróleo Acumulado a las fechas 1987-1997-2011

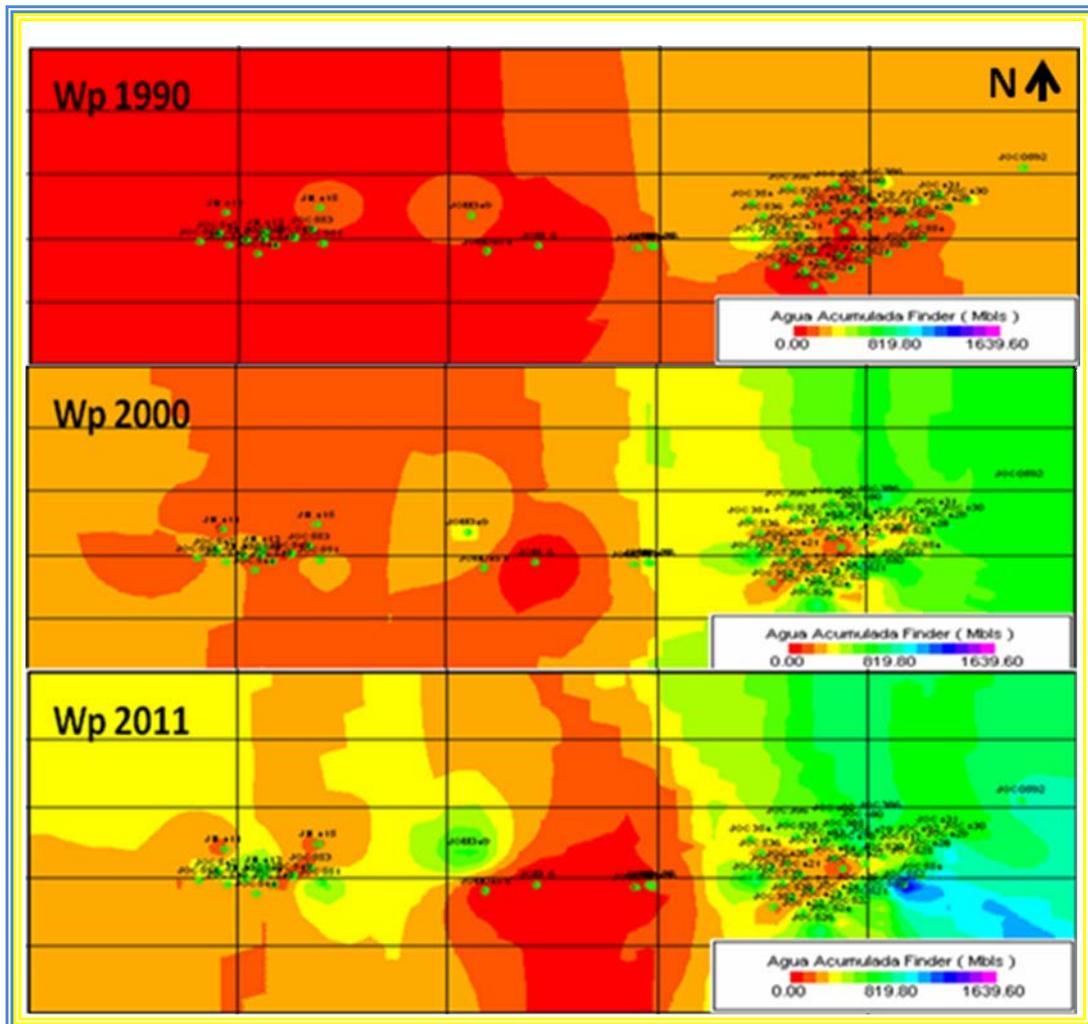


Figura 4.25. Yacimiento Morichal 05, Agua Acumulada a las fechas 1990-2000-2011

Siguiendo el estudio de producción del Yacimiento Morichal 05 se puede identificar zonas prospectas a estudios al Oeste del mismo, específicamente por la información mostrada por los pozos JOM-349, JN-411 y JN-37, en lo particular el pozo JOM-439 muestra acumulados de hidrocarburos superiores a los 2MM de barriles con un %AyS por debajo de un 40%, el comportamiento de los pozos del yacimiento utilizado en el estudio de producción se muestra en la figura 4.26, además del %AyS reportado.

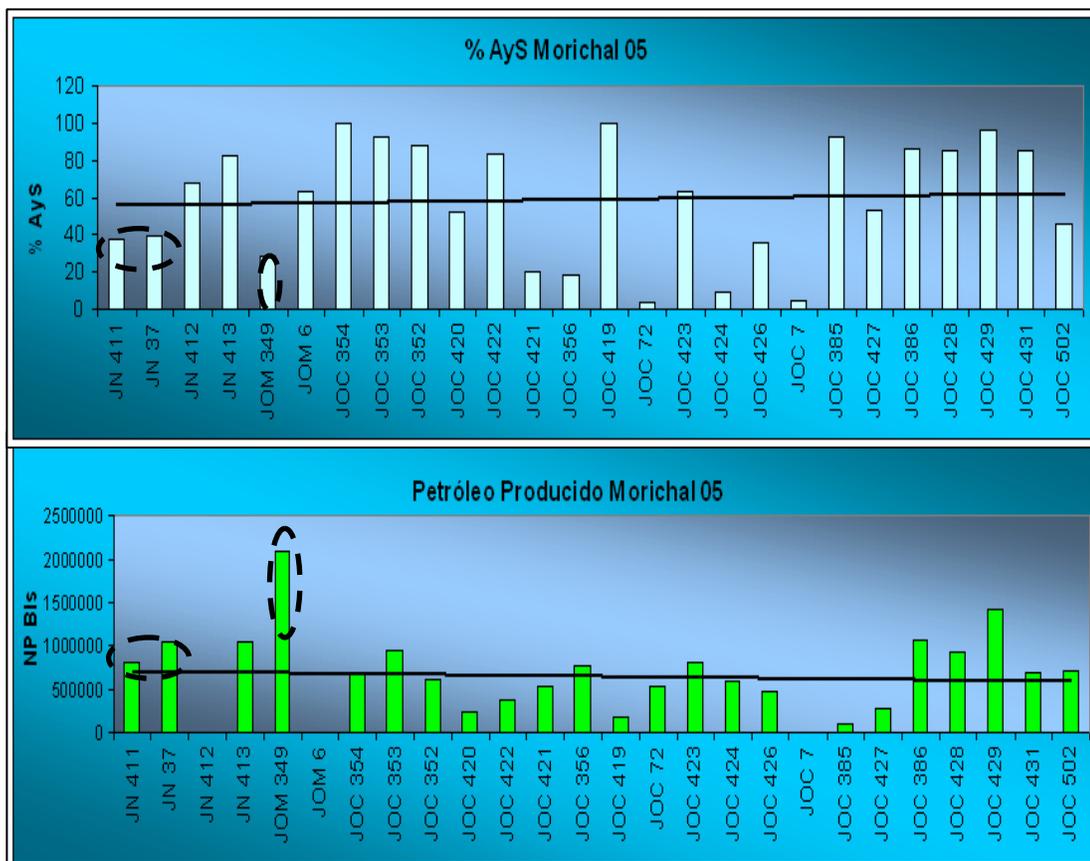


Figura 4.26. Yacimiento Morichal 05, Petróleo Acumulado y % AyS

El estudio de producción realizado en el Yacimiento Morichal 09 muestra únicamente dos pozos en producción, estos están ubicados al centro de dicho yacimiento, el pozo JN-25 muestra acumulados superiores a los 1.800.000 barriles de petróleo con %AyS por debajo de 20%, este comportamiento se puede observar en la figura 4.27, se propone revisar las arenas completadas en este pozo para evaluar posibilidades de explotación.

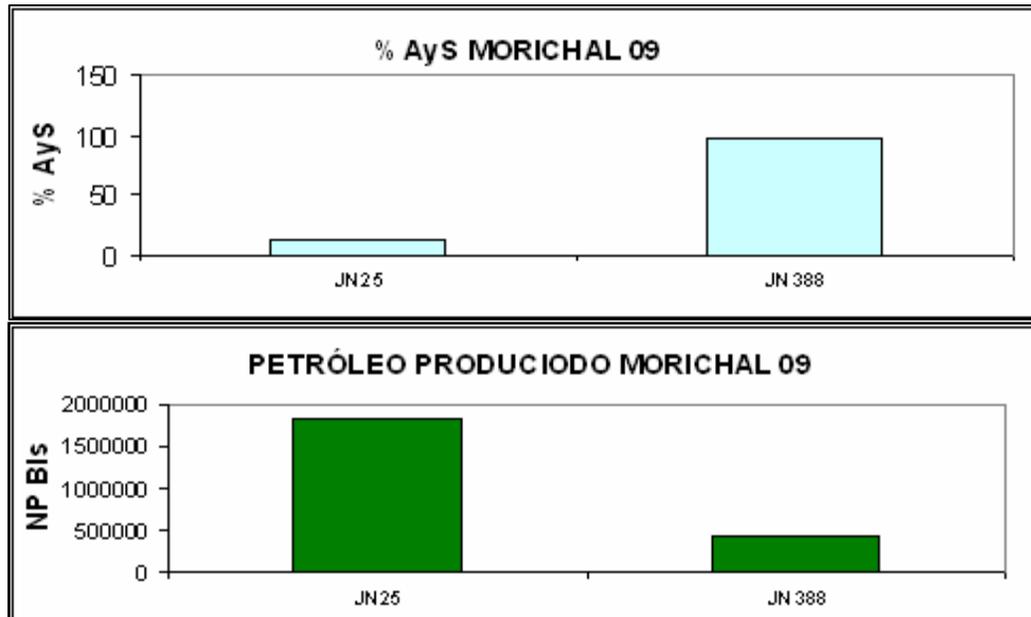


Figura 4.27. Yacimiento Morichal 05, Petróleo Acumulado y % AyS

4.2.9. Análisis de Presión

El análisis de presiones iniciales en el capo se hace de vital importancia para identificar los distintos regímenes o yacimientos presentes en el campo, el cálculo de presiones iniciales antes mencionado en el capítulo III nos da como resultado las tablas 4.1 y 4.2; Iniciando con la tabla 4.1, se reflejan los pozos seleccionados para el cálculo de presiones iniciales por extrapolación y los resultados del promedio de presiones obtenidos de los yacimientos Jobo 01, Jobo 05 y Jobo 09, pertenecientes al Miembro Jobo del Campo Jobo.

El ejemplo en la figura 4.28, muestra la presión inicial estimada por extrapolación en el pozo JOA-9; la presión inicial promedio calculada por la extrapolación de las presiones a un Np (petróleo producido) igual a cero en el yacimiento Jobo 01, nos da un valor aproximado a 1470 Lpca, por otra parte el promedio de presión calculado en las primeras completaciones del mismo yacimiento

entre los años 1956 y 1977 fue 1464 Lpca, confirmando el valor de presión promedio obtenido de la extrapolación de 1470 Lpca antes mencionado reflejado en la tabla 4.1 y representado en la figura 4.29, con la curva de presiones iniciales del yacimiento Jobo 01.

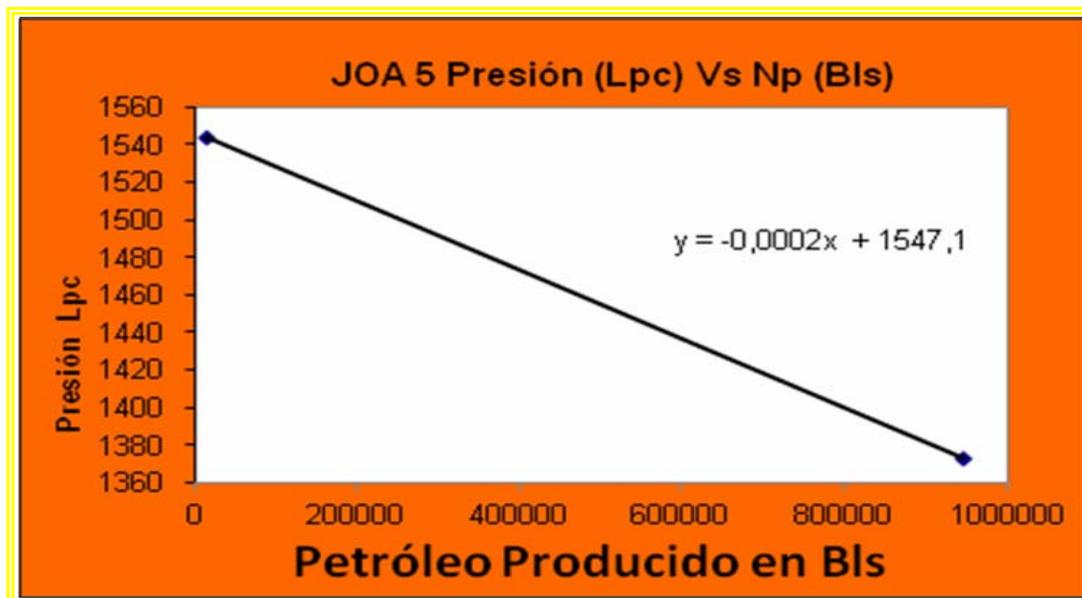


Figura 4.28. Extrapolación de Presión a un NP igual a cero para el pozo JOA-5

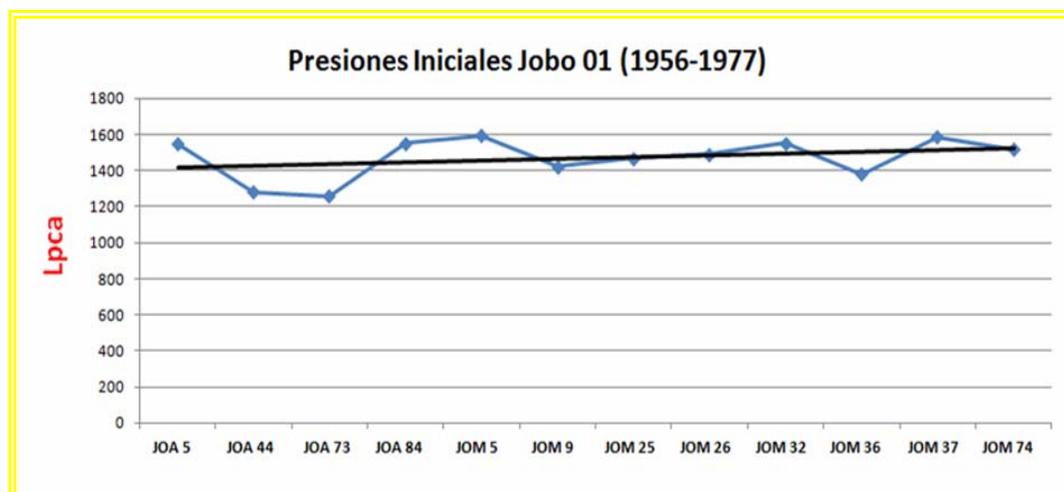


Figura 4.29. Curva de Presiones iniciales, Yacimiento Jobo 01

Los cálculos promedios de presión obtenidos de las primeras pruebas realizadas y reportadas de los pozos también nos arrojan los resultados de presiones iniciales promedio de 1244 Lpca para el yacimiento Jobo 05 y 1382 Lpca para el yacimiento Jobo 09, siendo estas presiones considerablemente distintas entre los yacimientos Jobo 01, Jobo 05 y Jobo 09 podría presumirse de regiones de equilibrio distintos inicialmente.

Por otra parte los yacimientos Jobo 05 y Jobo 09 no presentaron gráficos de extrapolación de presiones representativos debido a la irregularidad de la producción a través del tiempo y los pocos registros de pruebas de presión reportadas inicialmente.

Tabla 4.1. Promedio de presiones Iniciales Miembro Jobo

POZO	PRESION
JOA5	1547
JOA44	1280
JOA73	1260
JOA84	1553
JOM5	1594
JOM9	1421
JOM25	1467
JOM26	1491
JOM32	1551
JOM36	1378
JOM37	1585
JOM74	1517
Promedio de Presiones, extrapolaciones vs Produccion JOBO 01	1470
Promedio de Presiones, Pruebas en primeras completaciones del 56 al 77 JOBO 01	1464
Promedio de Presiones JOBO 05	1244
Promedio de Presiones JOBO 09	1382

Correspondiente a los yacimientos pertenecientes al Miembro Morichal los cálculos de presiones iniciales realizados por la extrapolación de las presiones a un N_p (petróleo producido) igual a cero en el yacimiento Morichal 01, nos da un valor aproximado a 1616 Lpca, de igual forma el promedio de presión calculado en las primeras completaciones del mismo yacimiento entre los años 1956 y 1977 fue 1571 Lpca, lo que confirma el valor promedio obtenido de la extrapolación de presión 1616 Lpca antes mencionado, se podría decir que el valor real de presión inicial del yacimiento Morichal 01 circunda los 1600 Lpca, esto se ve reflejado en la tabla 4.2, y en la figura 4.30, con la curva de presiones iniciales del yacimiento Morichal 01.

Nuevamente se calcularon las presiones promedios para los yacimientos haciendo uso de las primeras pruebas de presión reportadas en los pozos entre los años 1982 y 1989, se obtuvo como resultado una presión inicial promedio de 1528 Lpca para el yacimiento Morichal 05 como se puede visualizar en la tabla 4.2, este yacimientos no presenta gráficos de extrapolación de presiones debido a la irregularidad de la producción a través del tiempo y los pocos registros de pruebas de presión reportadas inicialmente.

Como se puede observar existe una diferencia promedio de aproximadamente 80 Lpca entre las presiones promedio iniciales de los yacimientos Morichal 01 y Morichal 05 que si bien no es mucha la diferencia es dudoso afirmar si podríamos estar en presencia de una mismo yacimiento.

Tabla 4.2. Promedio de presiones iniciales, Miembro Morichal

Pozos	PRESION
JOA 119	1774
JOA 121	1586
JOA 363	1500
JOC 81	1630
JOC 46	1653
JOC 394	1761
JOA 367	1485
JOC 45	1537
JOC 83	1664
JOC 44	1661
JOC 41	1886
JOA 32	1812
JOA 112	1713
JOM 78	1599
JOC 40	1612
JOC 39	1652
JOC 42	1508
JOC 461	1611
JOM 62	1589
JOM 56	1573
JOM 57	1508
JOM 39	1679
JOM 48	1562
JOC 60	1705
Promedio Extrapolacion de Presion VS produccion Morichal 01	1616
Promedio de Presiones, Pruebas en primeras completaciones del 59 al 77 Morichal 01	1571
Promedio de Presiones, Pruebas en primeras completaciones del 82 al 89 Morichal 05	1528

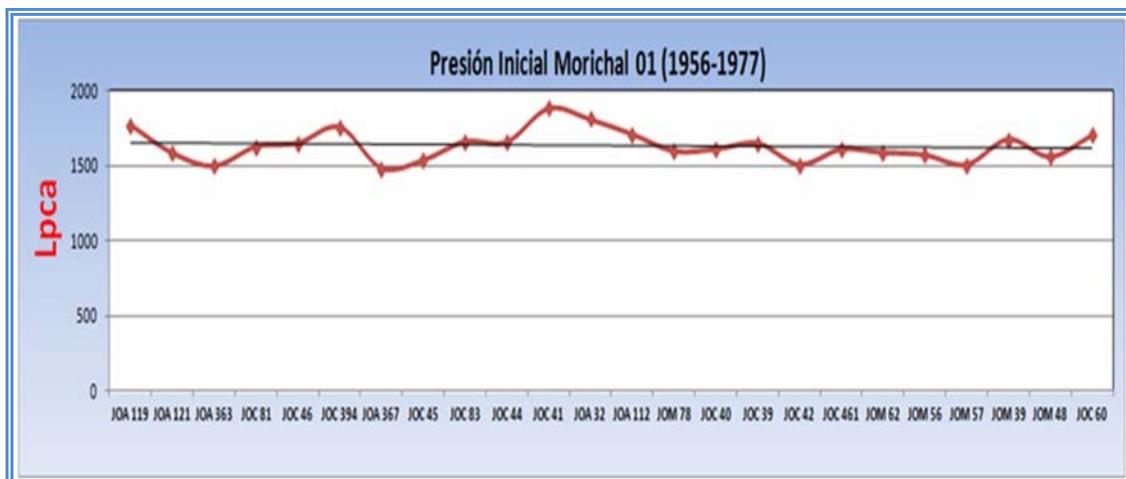


Figura 4.30. Curva de Presiones Iniciales, Yacimiento Morichal 01

Englobando los resultados mostrados en las tablas 4.1 y 4.2, se puede constatar principalmente la diferencia de presiones iniciales entre los Miembros Jobo y Morichal, de igual forma se visualiza diferencia de presiones iniciales a nivel del Miembro Jobo específicamente entre los yacimientos estudiados (Jobo 01, 05 y 09) y se podría definir como unidades de equilibrio distintos. A nivel del Miembro Morichal no se observa gran diferencia entre las presiones iniciales obtenidas de los yacimientos estudiados (Morichal 01 y 05), de tal manera que no se podría identificar si los yacimientos pertenecen a regiones de equilibrios distintos o iguales, existe incertidumbre debido a la cercanía de los valores obtenidos.

Verificando la diferencia de presiones una vez llevadas al datum tenemos la figura 4.31, que nos muestra la diferencia proporcional que se ha mantenido a lo largo de los años entre los Yacimientos Jobo 01 y Morichal 01 demostrando una clara diferencia vertical de comportamiento de presiones, afirmando la teoría de incomunicación entre estos yacimientos.

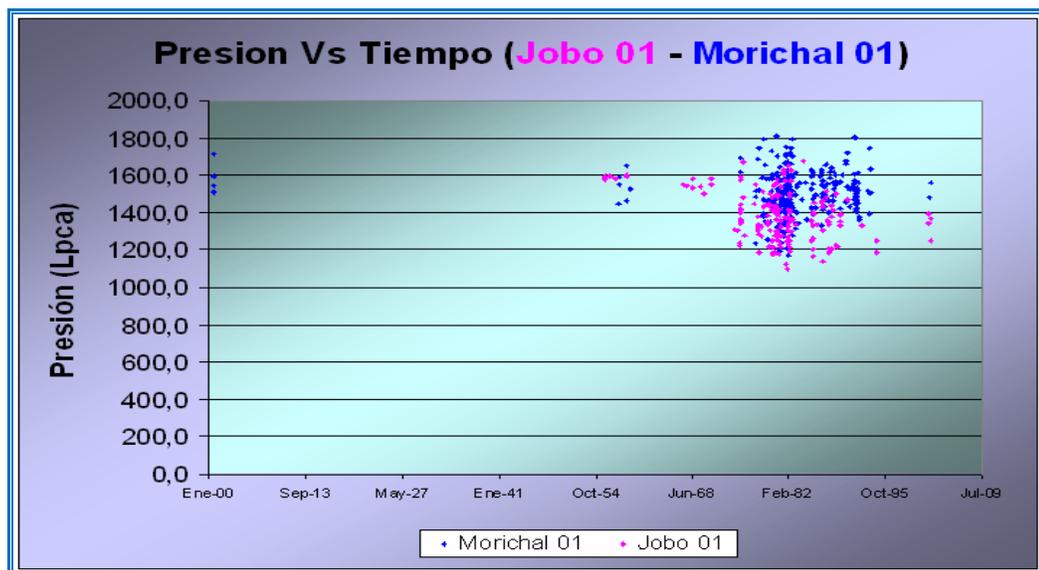


Figura 4.31. Comportamiento de Presiones en los Yacimientos Jobo 01 y Morichal 01

De igual forma la representación gráfica de las pruebas de presión llevadas al mismo nivel de referencia mostrada en la figura 4.32, pertenecientes a los Yacimientos Jobo 05 y Morichal 05, muestran una notable diferencia vertical, esto nos ayuda a identificar claramente la presencia de dos reservorios distintos.

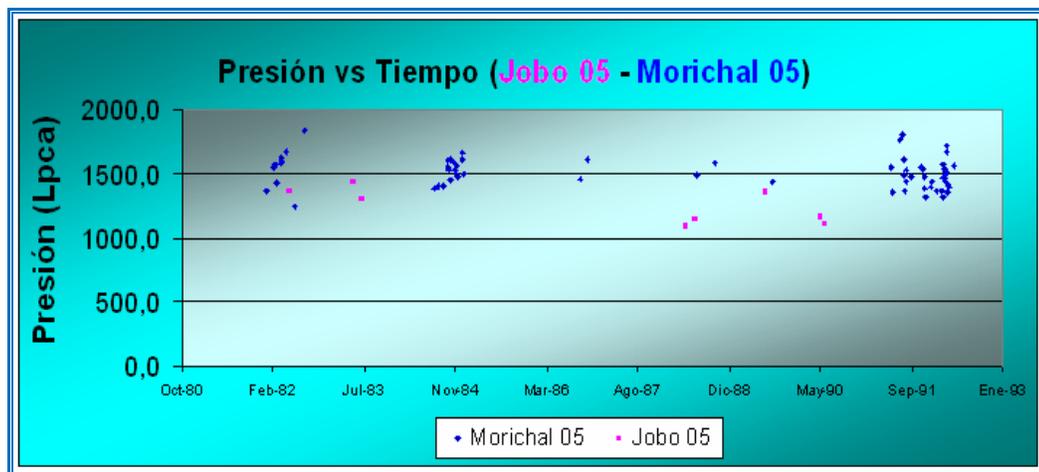


Figura 4.32. Comportamiento de Presiones en los Yacimientos Jobo 05 y Morichal 05

Los yacimientos Morichal 01 y Morichal 05, cuyos valores de presiones estimados al datum fueron plasmados en la figura 4.33, representan uno de los casos más particulares donde el cálculo de las presiones iniciales para los mismo visualizados en la tabla 4.2 muestran semejanza o aproximación, en la figura antes mencionada se observan las presiones al datum de los pozos y muestra como los valores de presión son semejantes entre los yacimientos antes mencionados.

Podría existir la posibilidad de que los yacimientos no estén comunicados y se trate de coincidencias en el origen de entrapamiento del hidrocarburo y coincidencias en las condiciones de formación del mismo, se trató de visualizar esta coincidencia a lo largo del estudio de distribución de fluidos del Campo Jobo.

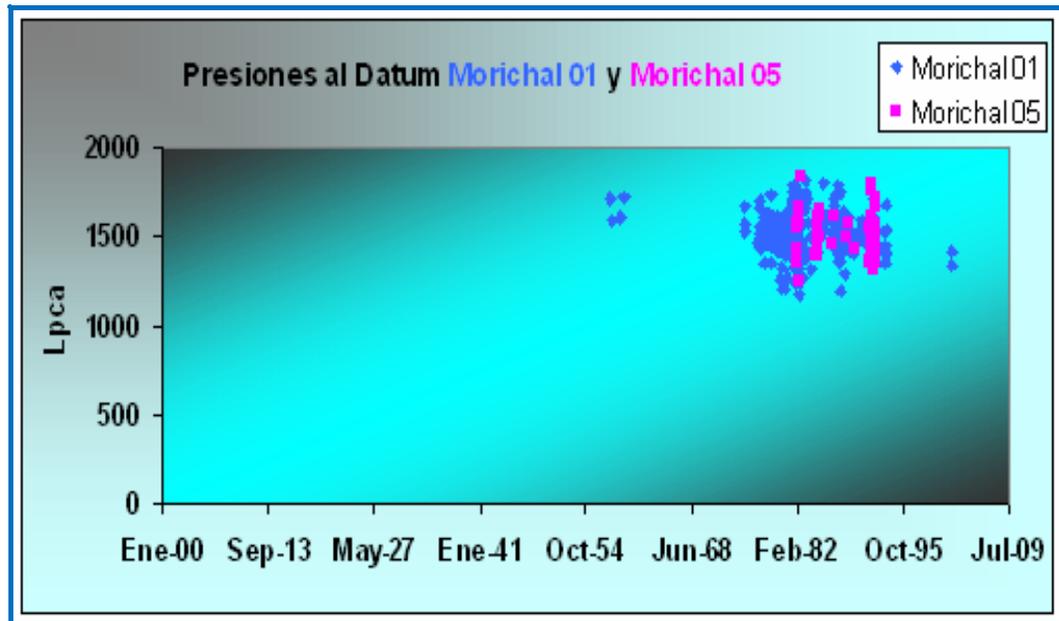


Figura 4.33. Comportamiento de Presiones en los Yacimientos Morichal 01 y Morichal 05

A diferencia de lo ocurrido en el Miembro Morichal del Campo Jobo los yacimientos Jobo 01 y Jobo 05, presentaron presiones promedios distintas como se observa en la tabla 4.1, de igual forma se realizó una comparación gráfica con la figura 4.34, donde se muestran las presiones al datum de todas las pruebas realizadas y reportadas durante la vida productiva de los pozos, si bien no son muchas las pruebas para el yacimiento Jobo 05 se puede visualizar la diferencia de presiones entre los yacimientos Jobo 01 y Jobo 05. Se pudo visualizar un índice de diferencia de gran proporción, Jobo 01 puede superar en presión alrededor de 300 Lpca a su vecino del sur Jobo 05.

Las comparaciones pertinentes a los yacimientos Morichal 09 y Jobo 09 respectivamente no fueron realizadas debido a la baja cantidad de pruebas de presión reportadas a largo de la vida útil de los pozos pertenecientes a los yacimientos

mencionados, esto se puede visualizar fácilmente en la tabla de presiones llevadas al datum, tanto del Miembro Jobo como de su homologo inferior Miembro Morichal.

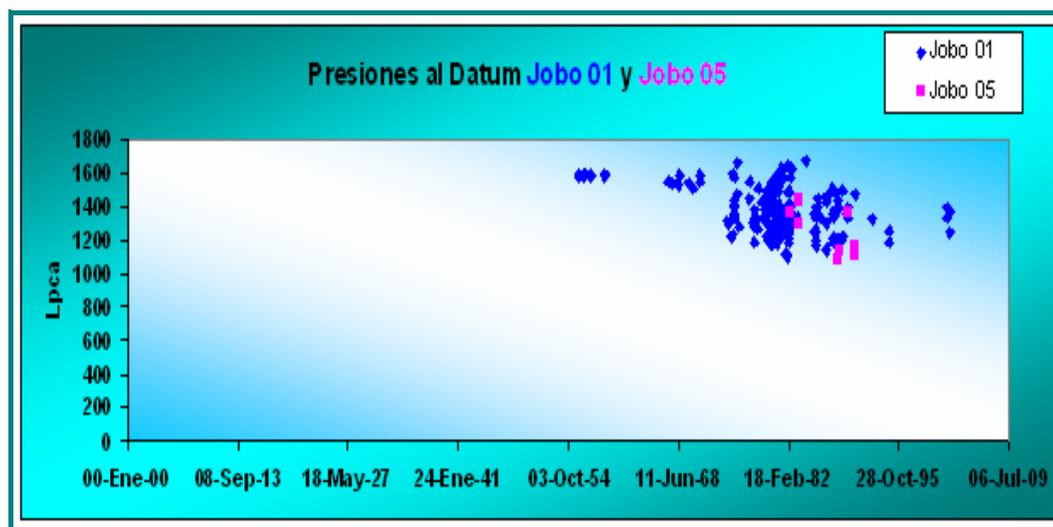


Figura 4.34. Comportamiento de Presiones Yacimientos Jobo 01 y Jobo 05

4.3. Visualizar la afinidad entre los yacimientos mediante el estudio de la Gravedad API y RGP en los pozos pertenecientes al Campo Jobo

4.3.1. Estudio de la Gravedad API

Una vez creada la base de datos de la gravedades API reportadas en el Campo Jobo como se muestra en las tablas Gravedades API (Jobo 01, Jobo 05, Morichal 01 y Morichal 05) contenidas en el apéndice se pudo visualizar que la segregación gravitacional ocurrida en estos yacimientos no muestran un claro indicio de yacimientos distintos.

Como se puede observar en la figura 4.35, representa la gravedad API reportada en los yacimientos Jobo 01 y Jobo 05, donde se pudo visualizar una semejanza de los valores de gravedad API a nivel del Miembro Jobo, los valores representados

muestran entre 10 y 14 °API comunes entre los pozos de ambos yacimientos, vale la pena resaltar que por motivos de estética no fueron colocados los nombres de los pozos en el eje de las abscisas, cada punto representa el valor de °API para un pozo.

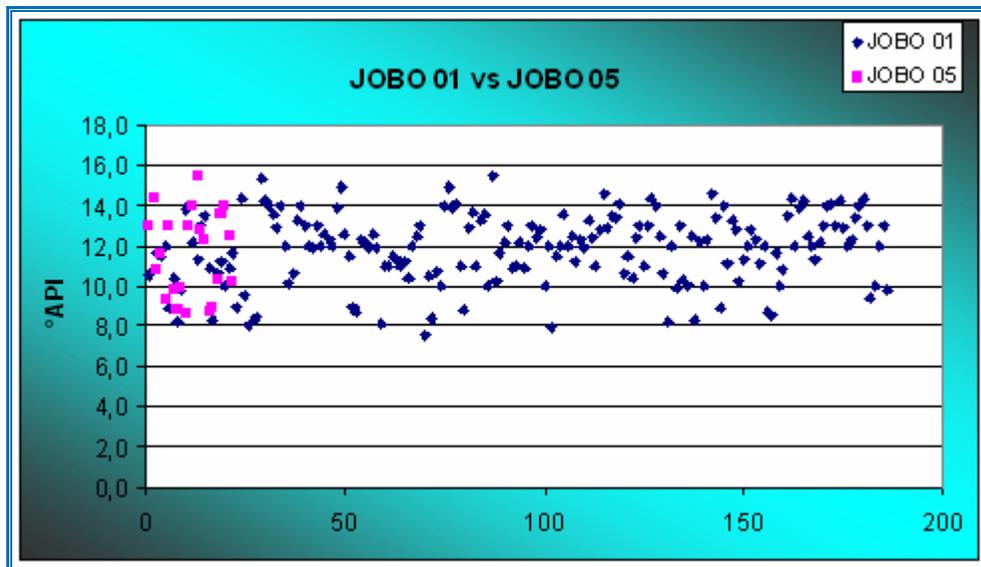


Figura 4.35. Gravedad API Jobo 01 y Jobo 05

Por otra parte la figura 4.36, representa la gravedad API reportada en los yacimientos Morichal 01 y Morichal 05, donde se pudo visualizar una semejanza de los valores de gravedad API a nivel del Miembro Morichal, los valores representados muestran gravedades entre 8 y 12 °API, dichos valores resultan común entre los pozos de ambos yacimientos.

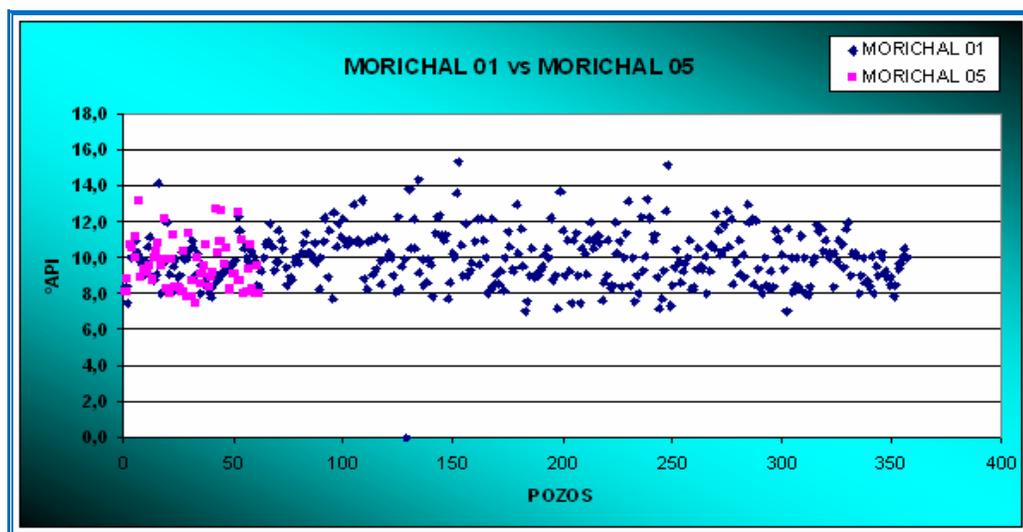


Figura 4.36. Gravedad API Morichal 01 y Morichal 05

En general el comportamiento de la gravedad API no nos arroja claros resultados de lo que podrían ser varios yacimientos como se puede ver en la figura 4.37, donde se observa que la variación de la gravedad API varía equitativamente entre los valores 8 a 14 grados para los cuatro yacimientos involucrados en este estudio, este comportamiento impide que el estudio pueda ser tomado como característica relevante de diferenciación, no obstante si se puede visualizar un comportamiento distinto entre los yacimientos pertenecientes al miembro Jobo con respecto a los yacimientos del miembro Morichal donde los promedios denotan a Jobo con un promedio de gravedad API alrededor de 10 a 14 contra un promedio de 8 a 12 correspondiente a Morichal.

El comportamiento observado en la figura de comparación de la gravedad API entre los yacimientos, podría estar relacionado a los eventos que dieron origen al hidrocarburo entrampado en estos yacimientos, se podría decir que las condiciones de formación del crudo pudieron haber sido similares debido a la proximidad de los mismos.

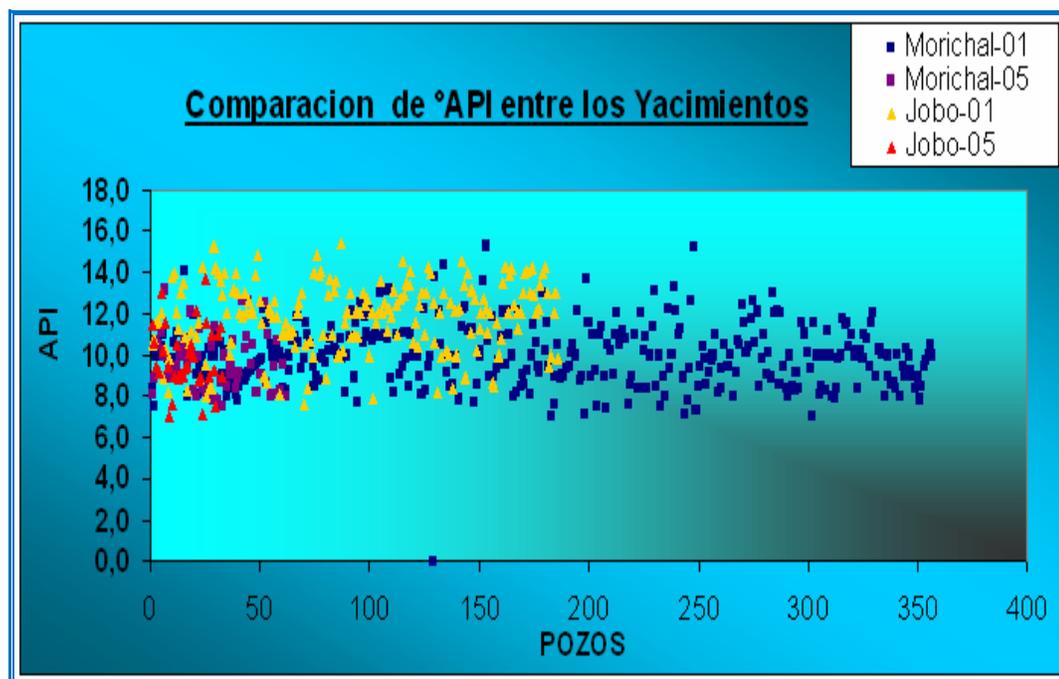


Figura 4.37. Gravedad API Morichal 01, Morichal 05, Jobo 01 y Jobo 05.

4.3.2. Estudio de la Relación Gas Petróleo (RGP)

El estudio de la relación gas petróleo como se mencionó en el capítulo III fue realizado en los primeros intervalos completados buscando representar las condiciones iniciales de los yacimientos.

Se obtuvieron resultados representando las primeras completaciones obtenidas del yacimientos Jobo 01 donde el valor de RGP alcanzó un promedio de 199 PCN/Bls como se puede ver en la tabla 4.3, de igual forma la figura 4.38, representa la tendencia del RGP pozo a pozo en un gráfico de barras donde se demuestra la tendencia lineal en el comportamiento de la propiedad en estudio que muestra un comportamiento areal común. La figura antes mencionada representa el comportamiento del RGP del yacimiento Jobo 01 al inicio de su producción cuando el yacimiento era Subsaturado ó levemente saturado.

Tabla 4.3. RGP Yacimiento Jobo 01

JOB0 01	FECHA	RGP Pc/BIs
JOC-2	May-60	166
JOC-4	Dic-60	130
JOC-6	Ene-60	192
JOC-10	Dic-60	198
JOA-1	Jun-70	219
JOA-2	Sep-70	217
JOA-3	Ago-70	229
JOA-4	Jul-70	191
JOA-5	Jun-70	199
JOA-6	Jun-70	209
JOA-8	Jun-70	154
JOC-16	Feb-70	218
JOA-10	Sep-70	212
JOA-11	Sep-70	188
JOA-12	Sep-70	197
JOA-13	Sep-70	117
JOA-14	Sep-70	172
JOA-16	Ago-70	191
JOA-17	Ago-70	162
JOA-18	Jun-70	231
JOA-23	Sep-70	227
JOA -27	Sep-70	199
JOA -28	Ago-70	191
JOA -30	Mar-71	237
JOC-17	Oct-70	207
JOC-18	Sep-70	222
JOC-19	Sep-70	261
JOC-20	Oct-70	236
JOC-21	Oct-70	202
Promedio		199

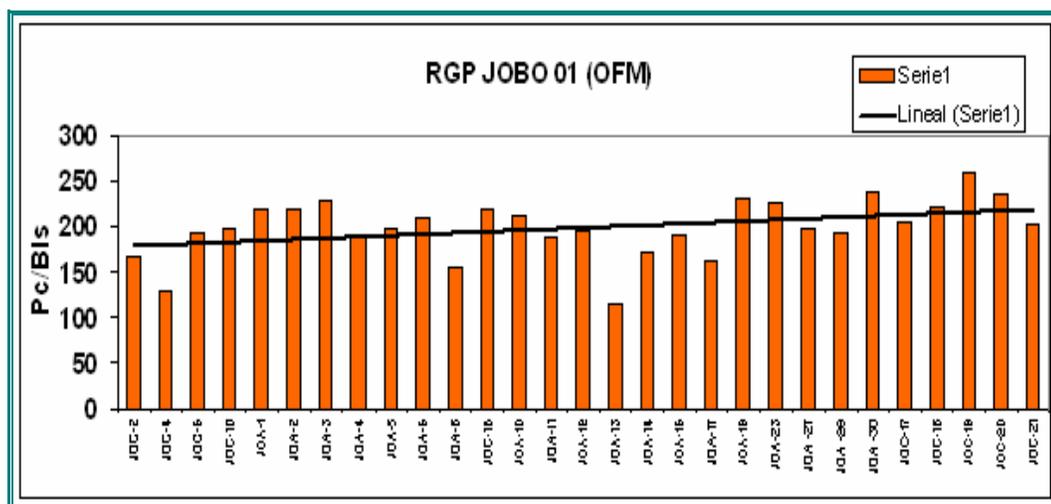


Figura 4.38 Comportamiento de RGP Yacimiento Jobo 01

En comparación con los yacimientos Jobo 02 y Jobo 05 se puede visualizar en las figuras 4.39 y 4.40, que las primeras completaciones muestran promedios de RGP en los pozos superiores a los visualizados en el yacimiento Jobo 01 e igualmente presentan diferencias entre sí, dando pie a la teoría de yacimientos distintos a nivel del Miembro Jobo en el Campo Jobo.

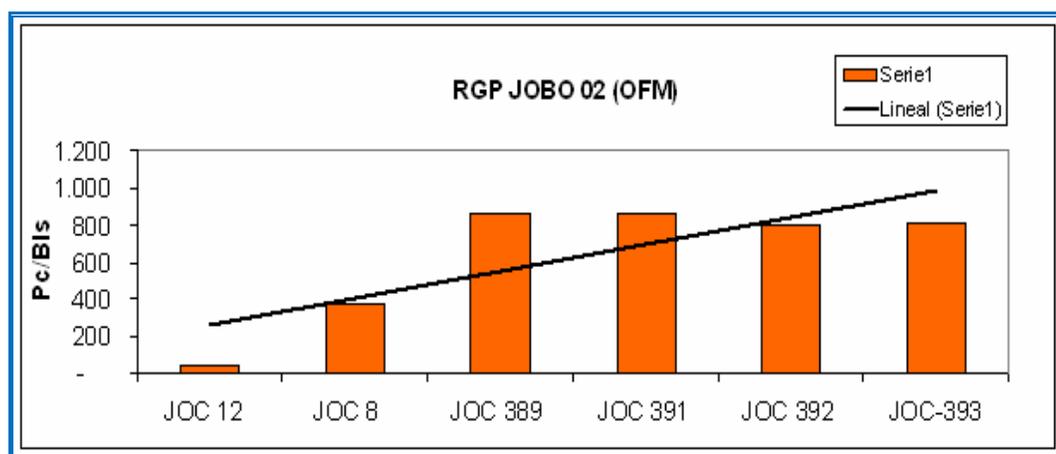


Figura 4.39. Comportamiento de RGP Yacimiento Jobo 02

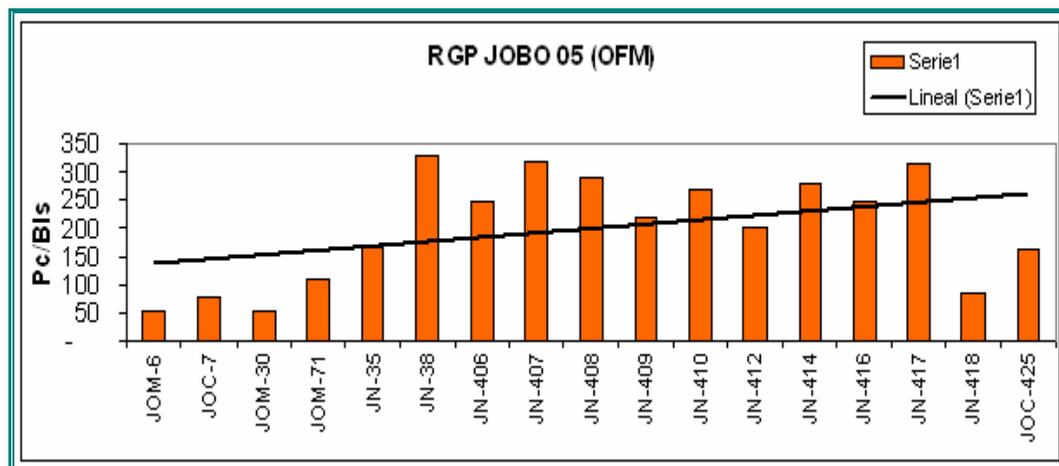


Figura 4.40. Comportamiento de RGP Yacimiento Jobo 05.

Los comportamientos iniciales de RGP visualizados a nivel del miembro Jobo en el Campo Jobo correspondiente a los yacimientos Jobo 01, Jobo 02 y Jobo 05 en

sus primeras completaciones, como se pudo observar en las figuras 4.41, 4.42 y 4.43, confirman la teoría de tres yacimientos distintos debido al comportamiento desigual en dicha propiedad (RGP), de igual forma sabemos que una sola propiedad no es suficiente para respaldar esta teoría pero es una información fundamental en el estudio de distribución de fluidos.

En el Miembro Morichal se realizaron los estudios del RGP en los yacimientos Morichal 01, Morichal 02, Morichal 05 y Morichal 09, obteniendo valores de RGP promedio mostrados en la tabla 4.4 donde se aprecian variaciones poco considerables entre los yacimientos, se puede observar la semejanza entre los yacimientos Morichal 01 y Morichal 05, así como en los yacimientos Morichal 02 y Morichal 09, esto según los valores estimados mostrados a continuación.

Tabla 4.4. Promedio de RGP en PCN/Bls del Miembro Morichal del Campo
Jobo

RGP MIEMBRO MORICHAL		
PROMEDIO	MORICHAL 01	136,38
PROMEDIO	MORICHAL 02	81,45
PROMEDIO	MORICHAL 05	197,79
PROMEDIO	MORICHAL 09	81,45

Por otra parte se puede visualizar el comportamiento del yacimiento Morichal 01 en la figura 4.41, la cual muestra el gráfico en barras de los valores obtenidos en las primeras completaciones del mismo, corroborando la estabilidad en el comportamiento del RGP como una unidad en equilibrio es decir perteneciente a un mismo yacimiento. La figura muestra un comportamiento promedio de RGP comprendido entre los valores 150 y 200 Pc/Bls típico de un yacimiento de crudo pesado inicialmente hablando.

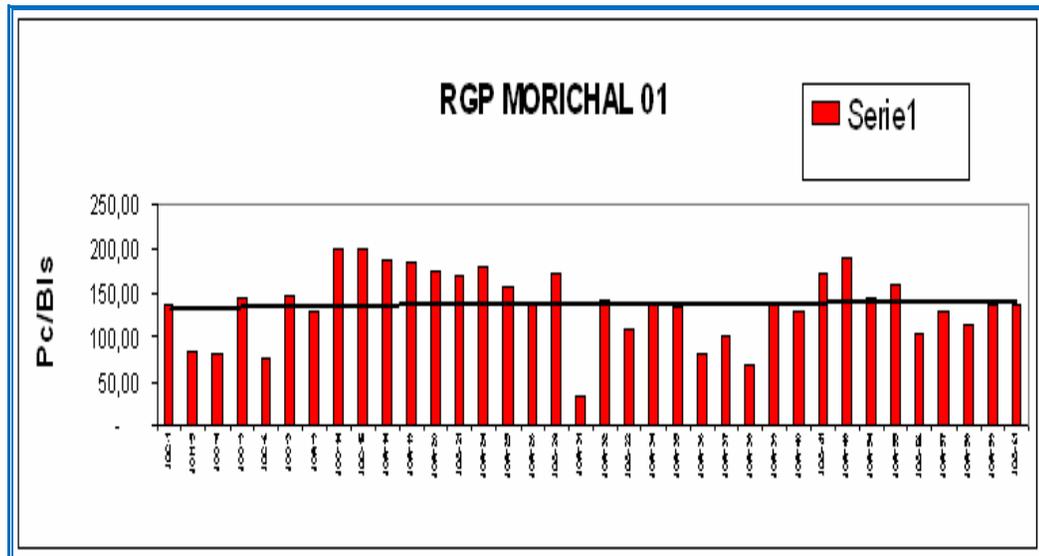


Figura 4.41. Comportamiento de RGP Yacimiento Morichal 01

De igual forma se visualiza el promedio del valor de la Relación Gas Petróleo en el yacimiento Morichal 05 donde el mismo tiene una variación comprendida entre 150 y 350 Pc/Bls tal como se puede observar en la figura 4.42, a pesar de ser un yacimiento con menos pozos en producción su información nos ayudad a visualizar una diferencia poco amplia entre los yacimientos Morichal 01 y Morichal 05, dando esto como consecuencia la incertidumbre de la existencia de dos yacimientos distintos.

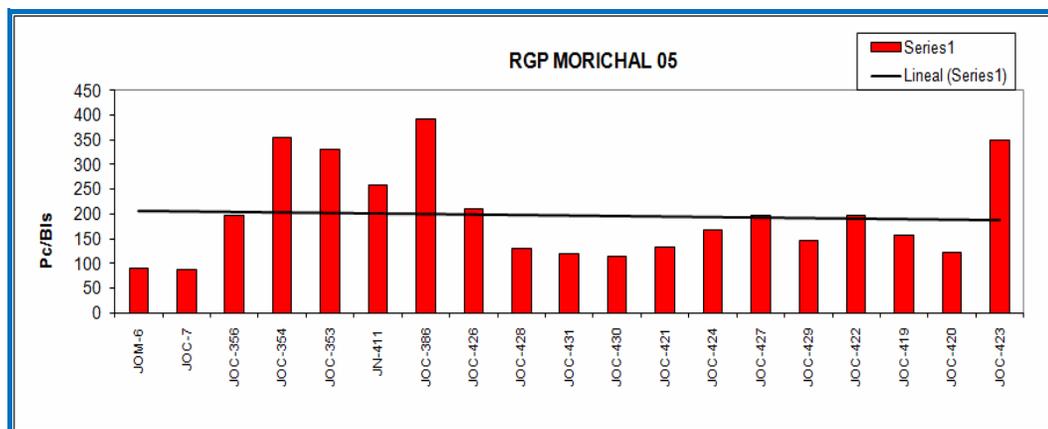


Figura 4.42. Comportamiento de RGP Yacimiento Morichal 05

De igual forma se busca relacionar esta información para obtener el menor grado de incertidumbre con respecto Morichal 01 y Morichal 05, si se puede estar hablando o no de un mismo yacimiento, debido a la similitud visualizada a nivel de RGP entre ambos.

Por otra parte los yacimientos Morichal 02 y Morichal 09 presentan una cantidad de pozos menor a los de los yacimientos Morichal 01 y Morichal 05, pero de igual manera se recolectó información de RGP perteneciente a las primeras completaciones realizadas en los mismos, dando como resultado la visualización de un yacimiento inicialmente en equilibrio como lo es Morichal 02 este comportamiento se puede observar en la figura 4.43, donde el RGP promedio mantiene una tendencia alrededor de 90 Pc/Bls típico de un yacimiento de crudo pesado Subsaturado o ligeramente saturado.

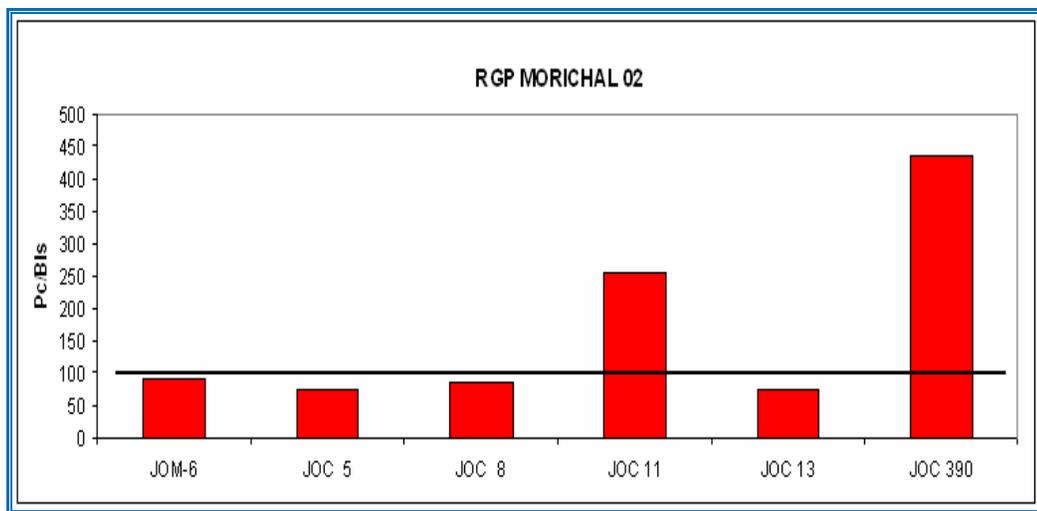


Figura 4.43. Comportamiento de RGP Yacimiento Morichal 02

A diferencia del yacimiento Morichal 09 donde se recolectó información de sus primeros dos pozos completados JN-35 y JN-388 que mostraron diferencias de RGP mayores, que a su vez no son base para determinar alguna conclusión debido a la

escases de información, en la figura 4.44, se puede visualizar la tendencia del RGP en los pozos de Morichal 09.

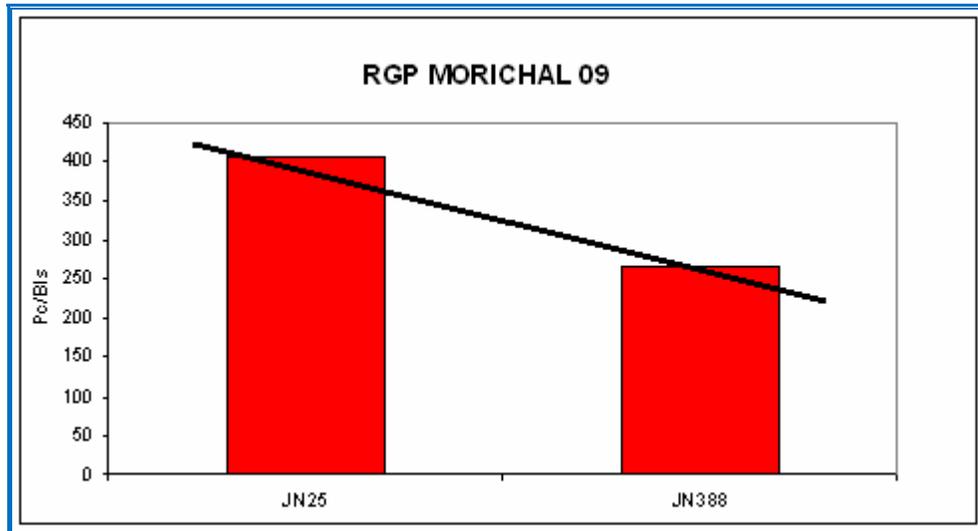


Figura 4.44. Comportamiento de RGP Yacimiento Morichal 09

La comparación de los yacimientos Morichal 02 y Morichal 09 resultan divergentes entre sí, esto a pesar de tener pocos pozos en sus primeras completaciones.

4.4. Detectar la Posición Estructural del Contacto Agua-Petróleo Original y el Avance del Frente de Agua

4.4.1. Posición Estructural Del Contacto Agua-Petróleo Original

Detectar la posición del contacto Agua-Petróleo original es uno de los más importantes puntos en el estudio de distribución de fluidos, con este punto en específico se busca representar la originalidad hidráulica del Campo Jobo, ubicar el contacto original en los diferentes yacimientos ayuda a definir si las unidades reservorios convergen en una misma unidad ó divergen entre si.

Según el estudio realizado por el equipo de petrofísica de la unidad de Estudios Integrados de Yacimientos Distrito Morichal, solo se pudo visualizar el contacto original agua petróleo en los pozos pertenecientes al yacimiento Morichal 01, en la tabla 4.5 se muestran los pozos cuyas primeras completaciones vieron el CAPO, esta información fue reflejada en la Figura 4.45, que muestra los primeros intervalos cañoneados en el yacimiento Morichal 01 donde se trazo una línea de tendencia que dió como resultado un contacto general a -3822.6 pies tvdss, comparado con el estimado por Petrofísica -3825 pies tvdss estimado entre los años 1957 y 1970, se confirma la existencia del mismo.

Tabla 4.5. Pozos que vieron contacto de agua en el yacimiento Morichal 01

MORICHAL 01	
CAPO	TVDSS (Pies)
JOC-9 0	3813
JOC-6 0	3801
JOC-3 0	3834
JOA-2 0	3832
JOA-19 0	3827
JOA-26 0	3834
JOA-32 0	3827
JOA-34 0	3824
JOA-35 0	3834
JOA-40 0	3813
JOA-41 0	3810
JOC-14 0	3785
JOC-15 0	3784
Contacto Promedio	3822,6

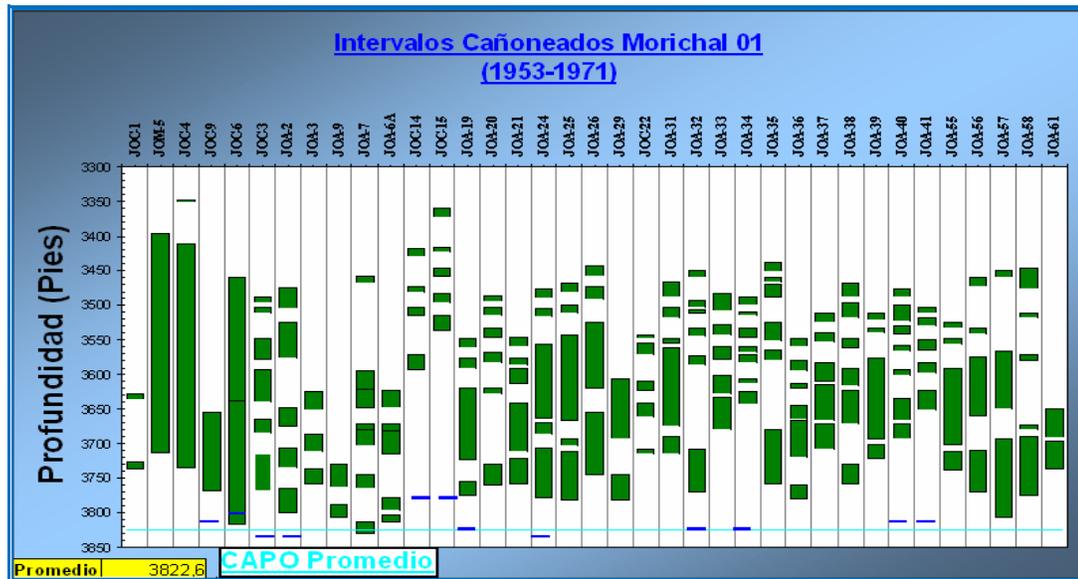


Figura 4.45. Primeros Intervalos Cañoneado En El Yacimiento Morichal 01

4.4.2. Avance Del Frente De Agua

El avance del frente de agua a nivel de yacimiento es visualizado utilizando los Mapas Grid, estos mapas no nos muestran una definición exacta del frente pero ayudan a identificar mediante la producción como ha venido irrumpiendo el agua en los pozos con el pasar del tiempo.

El funcionamiento de un Yacimiento resulta bastante difícil de comprender, pero más allá de su funcionamiento, controlarlo es un reto aún mayor. Sin embargo, en la actualidad la tecnología diseñada para realizar el seguimiento y control hace posible el máximo aprovechamiento de todo lo que se desea conocer acerca del Yacimiento, en busca de un aumento en la eficiencia de la producción. Y esto no se trata de satisfacer una simple curiosidad natural, es económicamente imprescindible comprender y controlar lo que ocurre en el yacimiento, ignorarlo podría ser sumamente costoso. Puede ocurrir pérdida significativa de reservas, por ejemplo, si el frente de agua adelanta el banco de petróleo, y el agua invade el pozo productor.

Yacimiento Jobo 01

En la figura 4.46, se representan los Mapas Grid del Yacimiento Jobo 01 donde se puede visualizar fácilmente a través del tiempo como ha venido incrementando la producción de agua en el yacimiento, los Mapas Grid muestran el avance del agua desplazándose de Este a Oeste.

Por otra parte esto se puede visualizar por medio de los gráficos de producción del yacimiento Jobo 01 contenidos en el apéndice C, figuras C21 y C22, donde se muestra una disminución apreciable en los %AyS de los pozos que se acercan al Oeste.

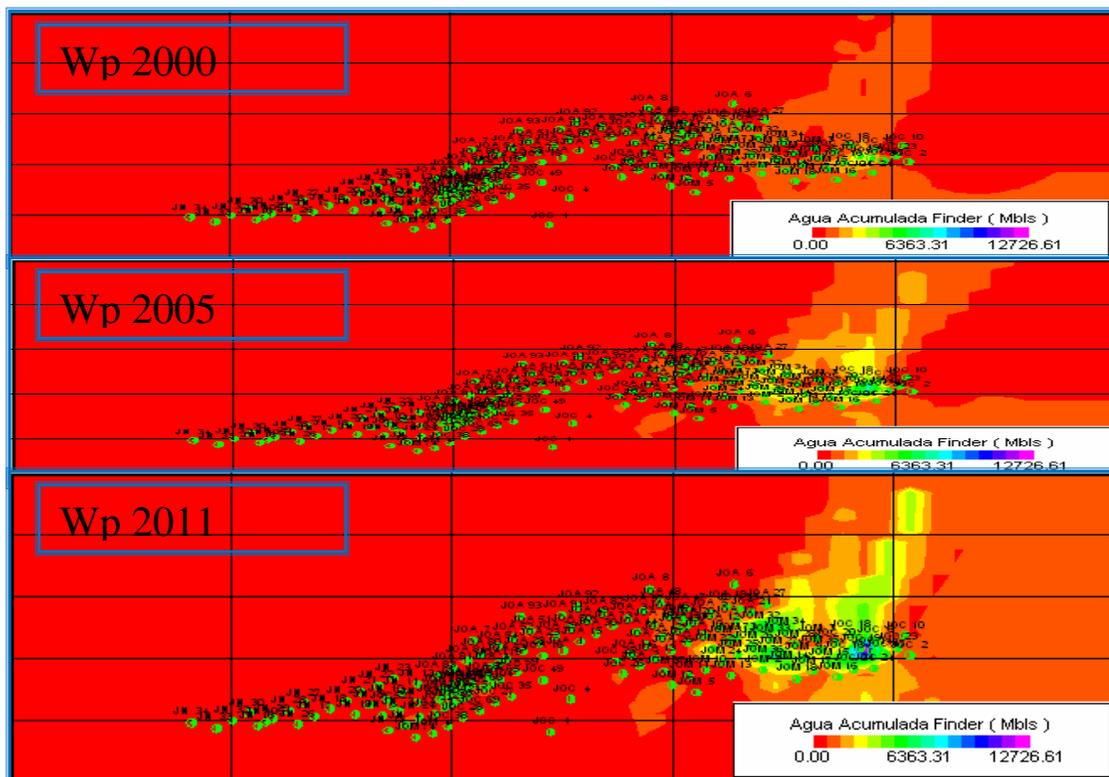


Figura 4.46. Mapas Grid Yacimiento Jobo 01, Agua acumulada

Yacimiento Jobo 02

El Yacimiento Jobo 02 muestra un desplazamiento de Suroeste a Noreste como se puede observar en la figura 4.47, el desplazamiento se puede visualizar desde el pozo JOC-393 hacia los pozos JOC-8 y JOC389. El Yacimiento Jobo 02 cuenta con pocos pozos completados lo que dificulta la toma de información disminuyendo la veracidad del análisis, este estudio podría ser mejorado incorporando el estudio Petrofísico y Geológico. El estudio de producción realizado en el yacimiento Jobo 02 confirma la tendencia visualizada en los Mapas Grid del Yacimiento Jobo 02, esta información puede ser visualizada en el apéndice C figuras C19 y C20.

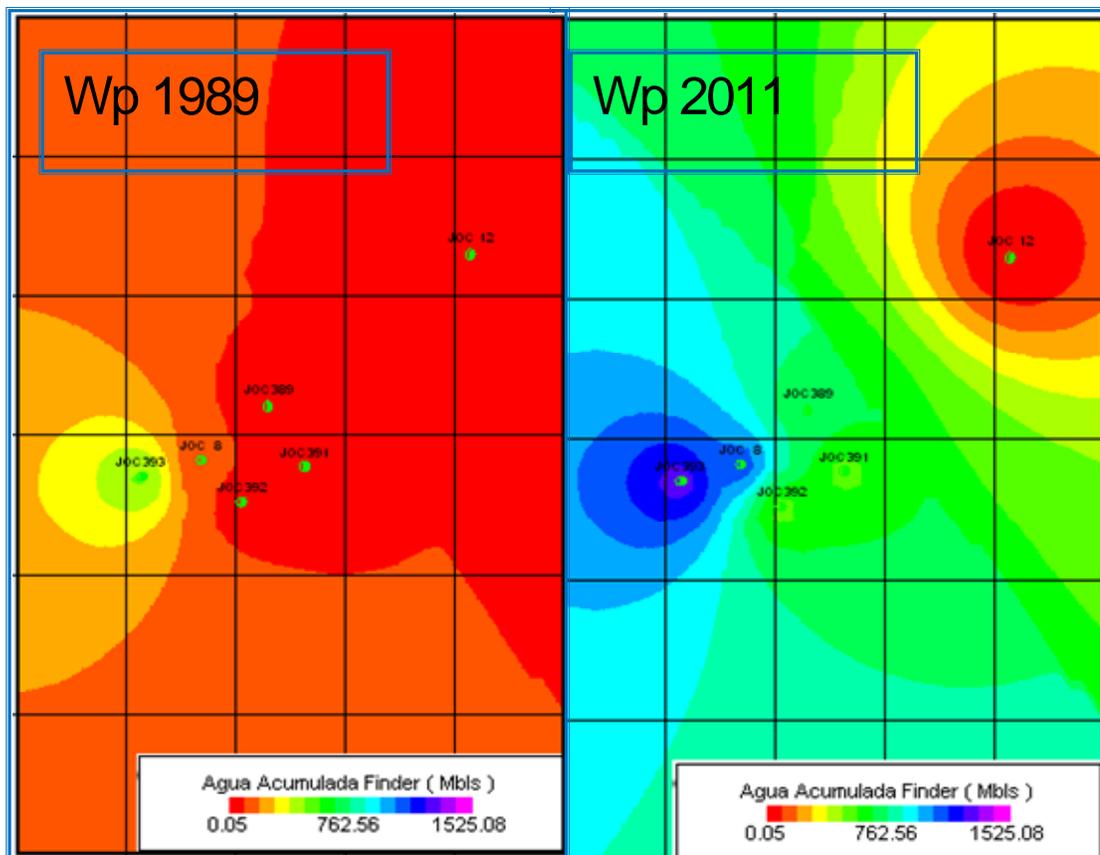


Figura 4.47. Mapas Grid Yacimiento Jobo 02, Agua Acumulada

Yacimiento Jobo 05

En el Yacimiento Jobo 05 se puede observar el avance del agua en dirección desde el Norte hacia el Sur por el centro del yacimiento y expandiéndose progresivamente hacia el Oeste y Este equitativamente, este comportamiento se puede visualizar en la figura 4.48, que muestra el Mapa Grid del comportamiento de producción de agua de los pozos de dicho yacimiento.

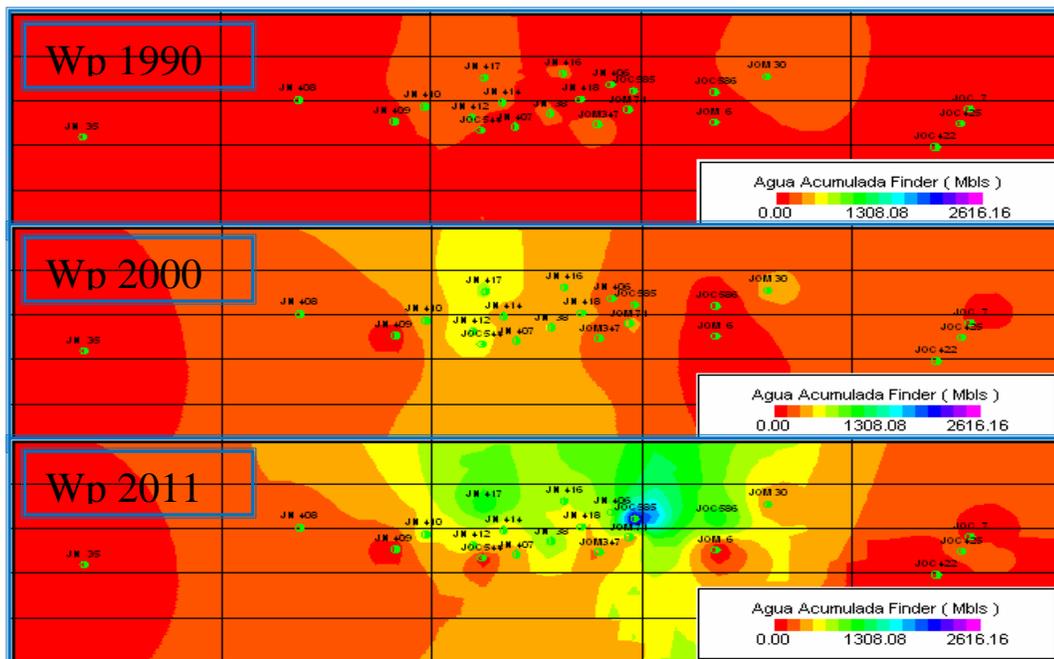


Figura 4.48. Mapas Grid Yacimiento Jobo 05

Aun cuando la extrapolación de los Mapas Grid no es lo suficientemente descriptiva se puede observar el desplazamiento del agua desde el centro Norte del hacia el resto del Yacimiento Jobo 05.

El yacimiento Jobo 09 cuenta con una cantidad de pozos reducida donde solo dos pozos mostraron producción de agua relevante y separados ambos por cortas distancias, en este caso es imposible determinar el avance del agua en el yacimiento.

Yacimiento Morichal 01

El yacimiento Morichal 01 posee una gran cantidad de pozos por lo que los Mapas Grid no son de gran ayuda, se muestra claramente el avance de agua desde el Norte en dirección al Sur, por otra parte el estudio de la producción en el yacimiento revela elevados cortes de agua a lo largo y ancho del mismo lo que indica una invasión masiva de la columna de agua a nivel generalizado en el yacimiento Morichal 01, este comportamiento puede ser visualizado en la figura 4.49 y corroborado en el apéndice de figuras C, donde se muestran los gráficos de producción de petróleo y %AyS de dicho yacimiento en las figuras C7, C8, C9, C10, C11 Y C12.

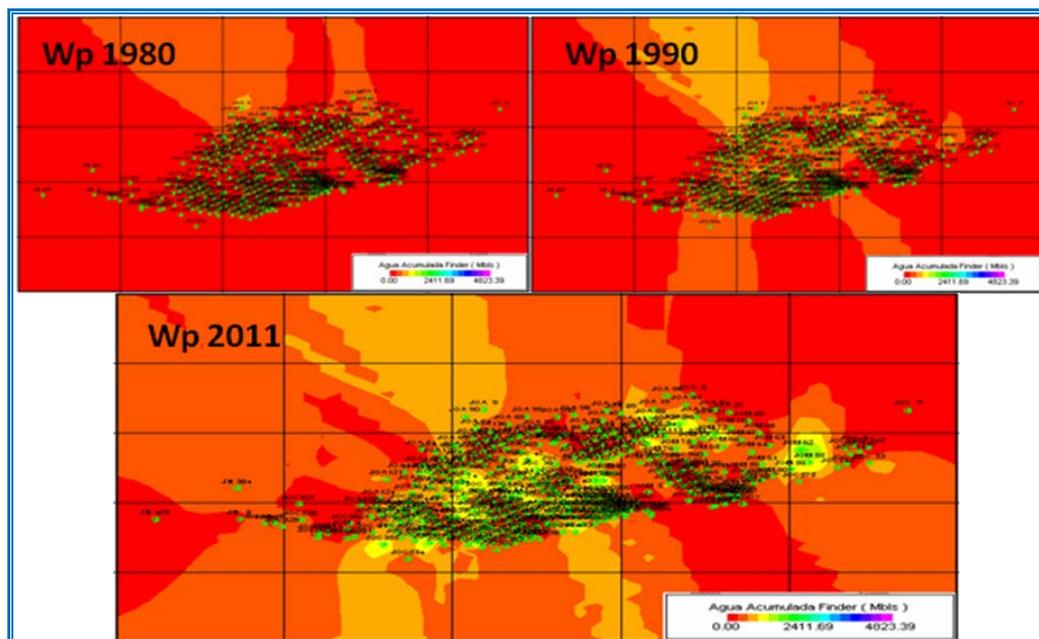


Figura 4.49. Mapas Grid Yacimiento Morichal 01, Agua Acumulada.

Yacimiento Morichal 02

El Yacimiento Morichal 02 posee una cantidad baja de pozos productores lo que aumenta la incertidumbre en función de la ubicación del frente de agua, como se puede observar en la figura 4.50, los pozos que más han drenado agua se encuentran al Sur, aunado a esto el estudio de producción revela un leve incremento en el corte de agua en los pozos ubicados al Este, lo que podría indicar que el frente de agua está desplazándose hacia el Este.

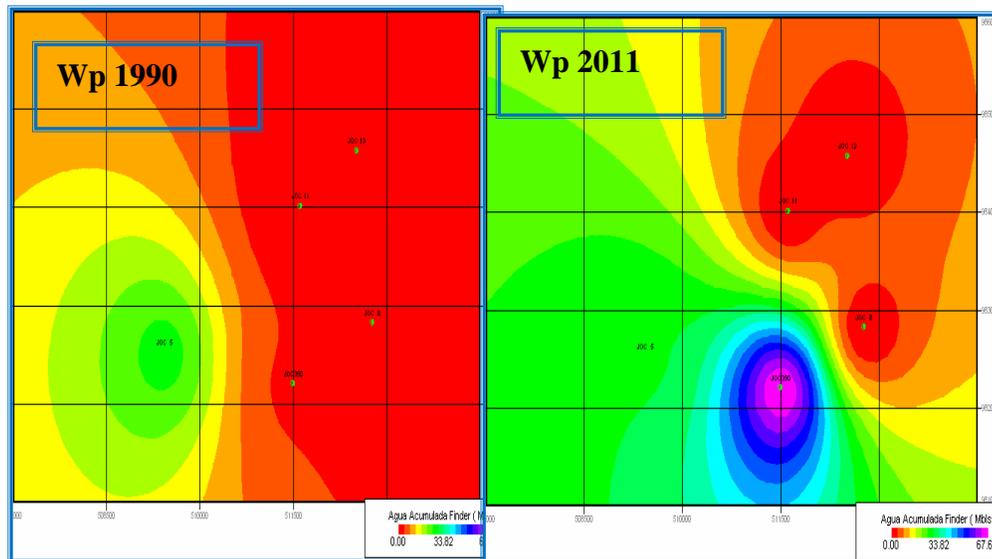


Figura 4.50. Mapas Grid Yacimiento Morichal 02, Agua Acumulada

Yacimiento Morichal 05

El Yacimiento Morichal 05 presenta una población de pozos muy por debajo de su vecino Morichal 01, la mayor población de pozos se encuentra ubicada al Este del yacimiento como se puede visualizar en la figura 4.51, el incremento gradual del acumulado de agua se refleja en sentido Este a Oeste, esto puede ser debido a la

campana de explotación, sin embargo hacia el centro pozos como el JOM-349 y JOM-551 presentan acumulados de agua considerables.

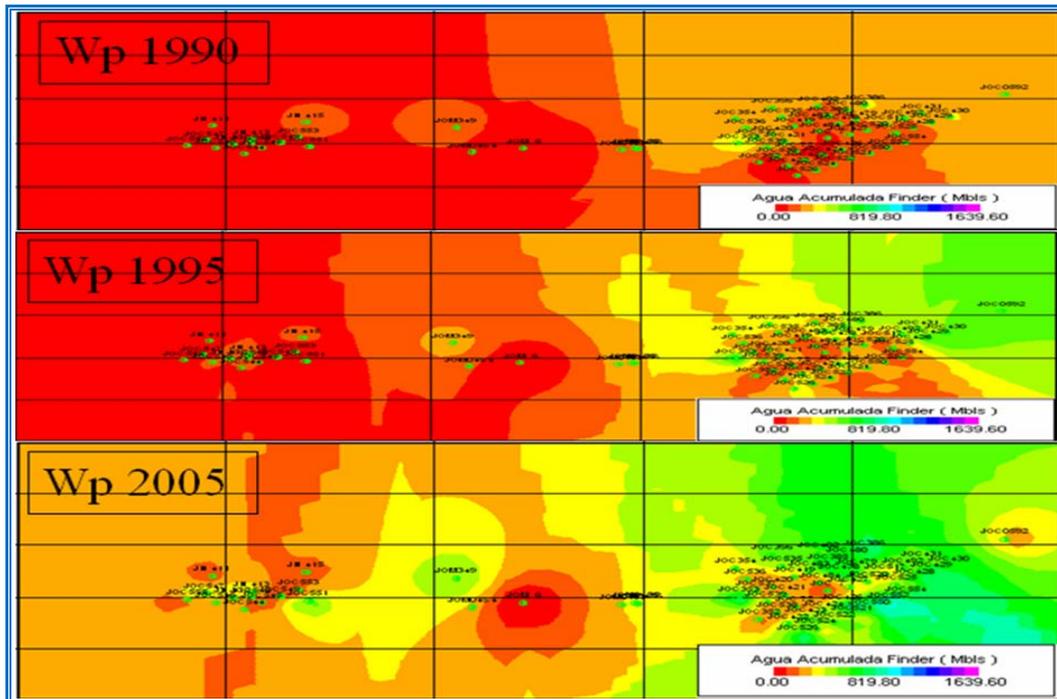


Figura 4.51. Mapas Grid Yacimiento Morichal 05, Agua Acumulada

Posteriormente en la figura 4.52, se puede observar en el Yacimiento Morichal 05 que los Pozos con mayor acumulado en la producción de agua se encuentran mayoritariamente aislados unos de otros, lo que podría ser indicativo de drenaje de fuentes hidráulicas distintas, esta teoría podría ser representada más efectivamente con un estudio detallado del yacimiento involucrando la estratigrafía y petrofísica del mismo.

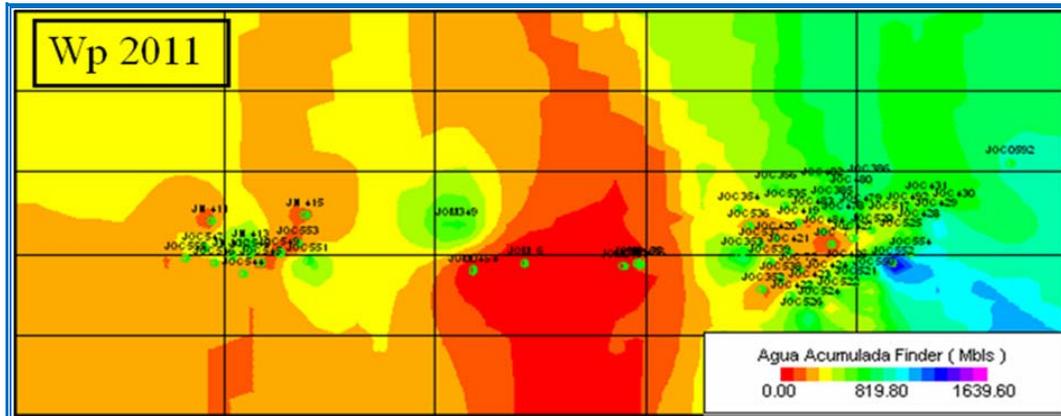


Figura 4.52. Mapas Grid Yacimiento Morichal 05

4.5. Elaborar Recomendaciones Para Planes De Explotación De Los Yacimientos

Partiendo del análisis de los resultados obtenidos se ha decidido realizar una serie de recomendaciones que ayudaran a ser más efectivos los futuros planes de explotación a realizarse en el Campo Jobo o Campos de características similares.

Primeramente se hace de vital importancia realizar un muestreo y estudio fisicoquímico de las aguas contenidas en los distintos pozos del campo, tomando como base principal la profundidad e intervalo donde se adquiere la muestra, este muestreo debe ser realizado de manera homogénea de Este a Oeste en el campo de manera que pueda representar con mayor exactitud la realidad hidráulica y la composición química del agua en el mismo, de esta manera se podrá observar químicamente si los distintos yacimientos se encuentran comunicados.

Por otra parte se recomienda realizar estudios geoquímicos en el campo que puedan ayudar a determinar la huella química de los hidrocarburos presentes en el campo y de esta manera definir la teoría de la existencia de distintos yacimientos o no, el estudio geoquímico es un estudio poco desarrollado en la industria y campus

universitario por lo que se sugiere un mayor estudio de esta técnica muy novedosa que podría colaborar arduamente en los estudios de distribución de fluidos futuros.

De igual forma en miras hacia el futuro se propone un plan de captura de información, esencialmente en los yacimientos nuevos, donde se recolecte la mayor cantidad de información posible para que en el futuro los ingenieros de estas áreas puedan aprovechar al máximo dicha información y obtener la mayor y mejor cantidad de progreso laboral en proyectos de recuperación de hidrocarburos entre otros trabajos relacionados a los yacimientos, puesto que la base fundamental de estos estudios depende en gran parte de los trabajos realizados inicialmente en el yacimiento, sus pruebas, análisis, etc.

Partiendo de los estudios realizados se pudo definir la zona Oeste del yacimiento Jobo 01 como una de las mejores zonas prospectas a explotación minimizando un poco el riesgo de producción de agua, como parte de las recomendaciones para los planes de explotación de la zona en estudio, se realizaron dos propuestas desarrolladas superficialmente para proponer la creación de dos localizaciones en esta zona que podrán aumentar la producción de hidrocarburo de dicho yacimiento disminuyendo la posible producción temprana de agua.

4.5.1. Propuesta en el Pozo JN-8

Como primera propuesta surge la creación de un pozo multilateral específicamente dentro del intervalo de las arenas B-C al Oeste del yacimiento Jobo 01, utilizando la localización del pozo JN-8, esta propuesta consta de dos brazos dirigidos paralelos a la falla como se puede observar en la propuesta 01 de la figura 4.53.

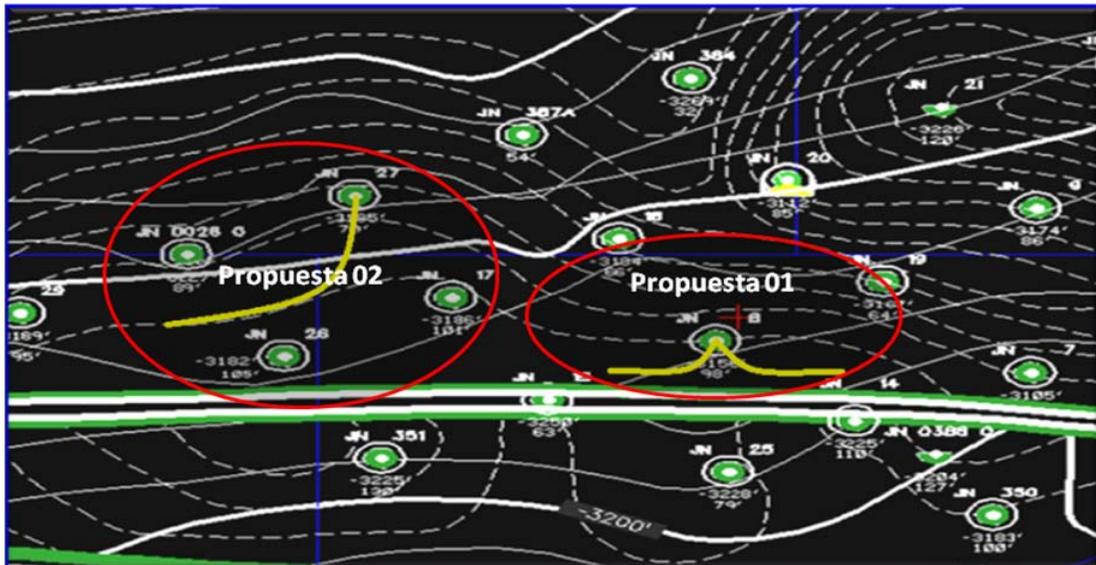


Figura 4.53. Zona Oeste del Yacimiento Jobo 01

Seguidamente con el apoyo del departamento estático de estudios integrados se realizó una sísmica que nos ayudó a visualizar la proximidad de la falla puesto que se pretende que dichos pozos sean construidos sin interceptar las mismas y permaneciendo en el bloque levantado, uno con dirección Este y el otro con dirección Oeste como se muestra en la figura 4.54, la sísmica realizada es representada en las figuras 4.55 y 4.56.

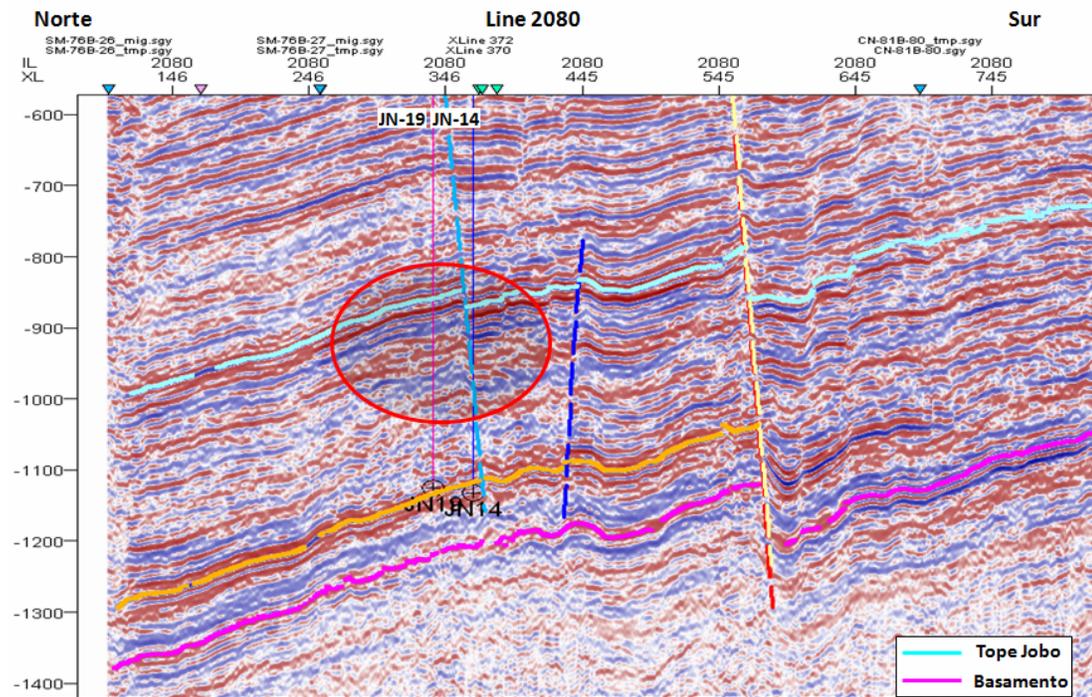


Figura 4.56. Líneas Sísmicas 2120 al Este del Pozo Jn-8

Ambas líneas sísmicas muestran claramente el salto y ubicación de las fallas, al Oeste entre los pozos JN-387 y JN-15 y al Este por los pozos JN-19 y JN14, como se pudo observar y resaltar en las figuras 4.55 y 4.56.

Seguidamente se realizó un par de secciones estratigráficas para constatar la continuidad de las arenas en las adyacencias del pozo JN-8, dichas secciones están representadas por las figuras 4.57, que representa la sección Noroeste-Sureste y la figura 4.58, que representa la sección Suroeste-Noreste, ambas muestran la existencia de continuidad en las arenas adyacentes al pozo JN-8 específicamente en el intervalo de interés B-C.

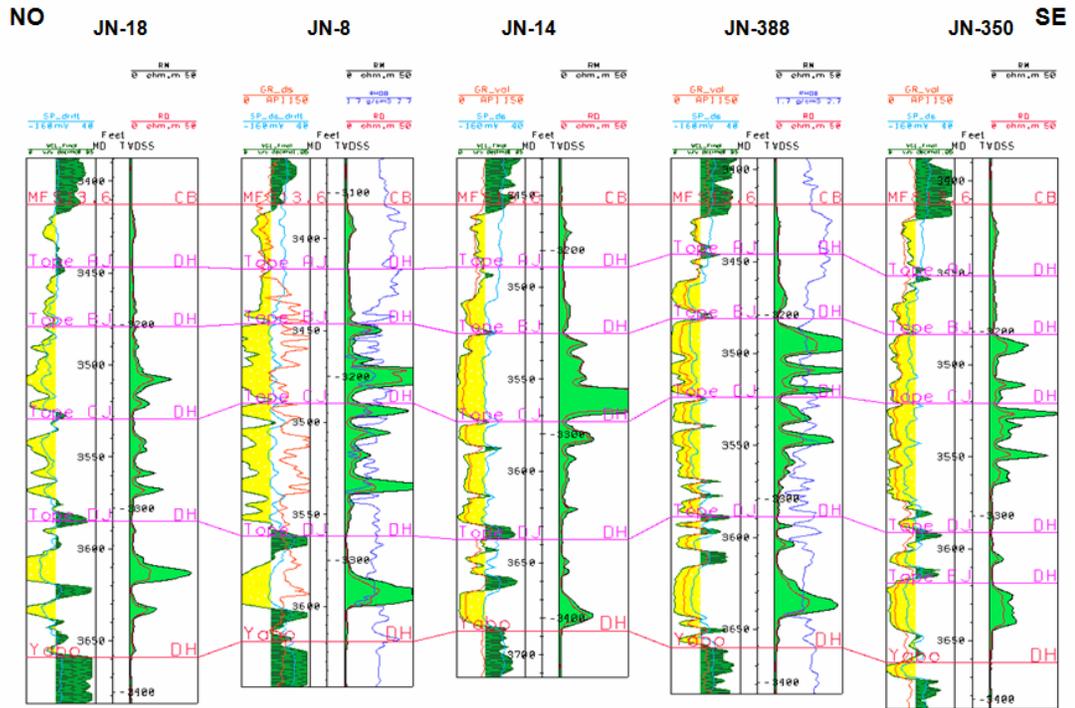


Figura 4.57. Sección Estratigráfica Noroeste-Sureste.

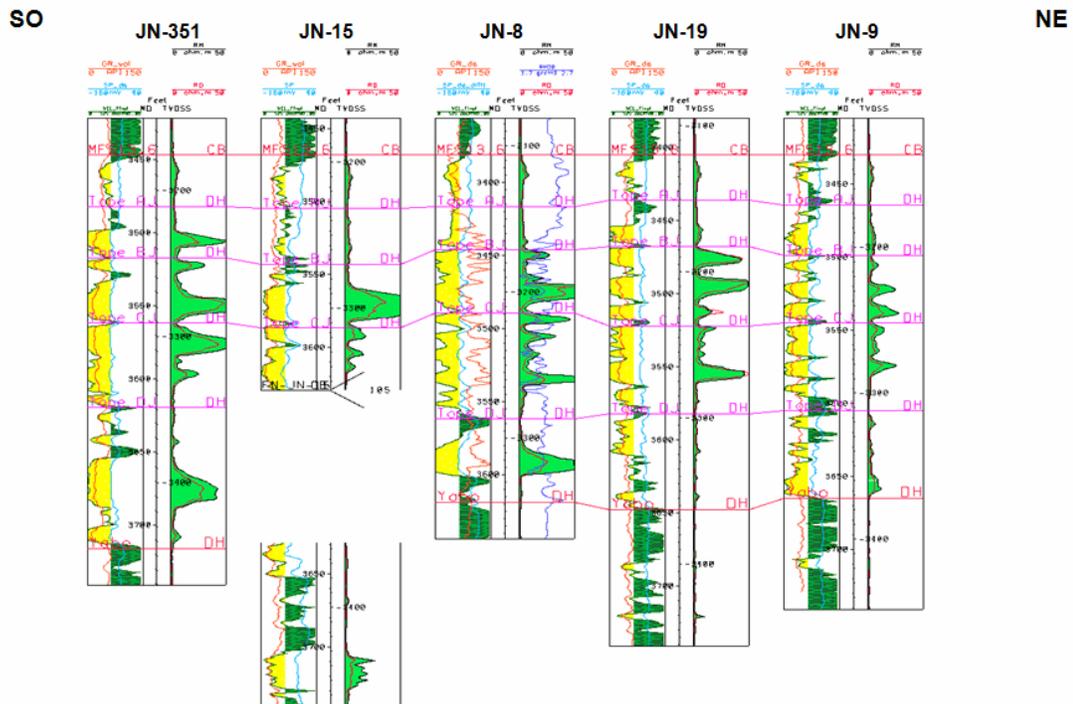


Figura 4.58. Sección Estratigráfica Suroeste-Noreste

Como evaluación de la propuesta del pozo multilateral en la localización del pozo JN-8 se realizó una evolución petrofísica del pozo y los pozos vecinos así como la evaluación del comportamiento de producción en sus adyacencias, esta información nos indica que efectivamente petrofísica califica estos intervalos como arenas petrolíferas debido a que cumplen con las exigencias mínimas de VCL, PHE y Sw, (volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua), como se muestra en la tabla de la figura 4.59, y que a pesar de no tener buenas expectativas en sus pozos vecinos, observando cortes de agua irregulares se debe recordar que el nuevo pozo navegara en el bloque levantado de la formación a un nivel más elevado que el de sus vecinos verticales.

POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	(VCL<0.25)				(VCL<0.25 / PHE>0.25 / Sw<0.40)				POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	Permeabilidad (mD)
					ARENA NETA				ARENA NETA PETROLIFERA								
					AN	PHE	Sw	VCL	ANP	PHE	Sw	VCL					
JN-8	PILON	3294	3379	85	0	--	--	--	0	--	--	--	JN-8	MFS13.4	3261	3388	--
JN-8	JOBO	3379	3627	248	87.5	0.304	0.592	0.12	21	0.32	0.365	0.077	JN-8	MFS13.6	3388	3462	5708.7
JN-8	YABO	3627	3667	40	0	--	--	--	0	--	--	--	JN-8	SB13.8	3462	3630	5430.3
JN-8	UNIDAD G	4056	4358	302	184	0.295	0.619	0.144	72.5	0.297	0.193	0.14	JN-8	SB17.5	4178	4309	--
JN-19	PILON	3316	3404	88	0	--	--	--	0	--	--	--	JN-19	MFS13.4	3285	3412	--
JN-19	JOBO	3404	3645	241	89	0.285	0.48	0.143	31	0.301	0.253	0.092	JN-19	MFS13.6	3412	3485	2888.9
JN-18	PILON	3375	3461	86	0	--	--	--	0	--	--	--	JN-18	MFS13.6	3416	3479	--
JN-18	JOBO	3461	3639	198	43	0.296	0.256	0.109	39.5	0.298	0.24	0.1	JN-18	SB13.8	3479	3670	2714.7
JN-17	PILON	3370	3454	84	1.5	0.254	0.422	0.209	0	--	--	--	JN-17	MFS13.4	3279	3408	--
JN-17	JOBO	3454	3657	213	86.5	0.291	0.275	0.123	76.5	0.294	0.238	0.113	JN-17	MFS13.6	3408	3472	1280.2
JN-17	JOBO	3454	3657	213	86.5	0.291	0.275	0.123	76.5	0.294	0.238	0.113	JN-17	SB13.8	3472	3673	2425.3

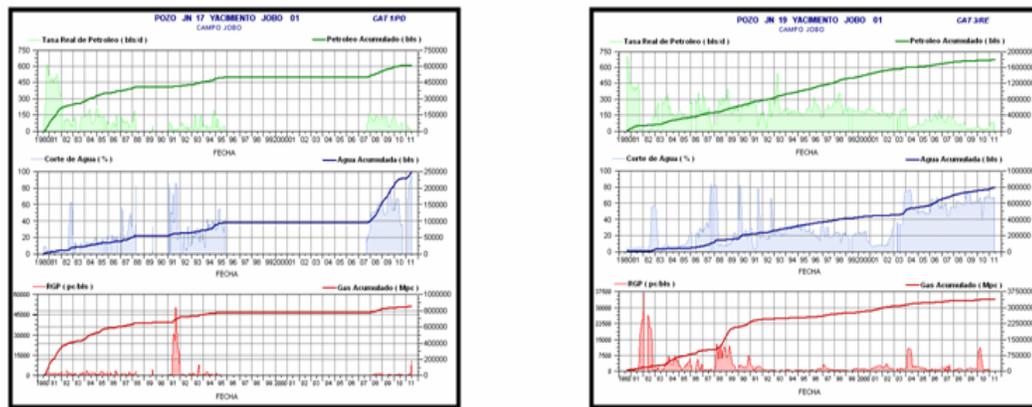


Figura 4.59. Evaluación Petrofísica e Histórico de Producción de los Pozos Vecinos JN-17 y JN-19

4.5.2. Propuesta en el Pozo JN-27

La segunda propuesta viene a representar la creación de un pozo direccional utilizando la localización del pozo JN-27 que al igual que el pozo JN-8 se encuentra ubicado al Oeste del yacimiento Jobo 01, el pozo direccional presentado en esta propuesta pretende navegar paralelo a la falla estratégicamente entre los pozos JN-26 y JN-28 como se puede observar en la figura 4.60, propuesta número dos.

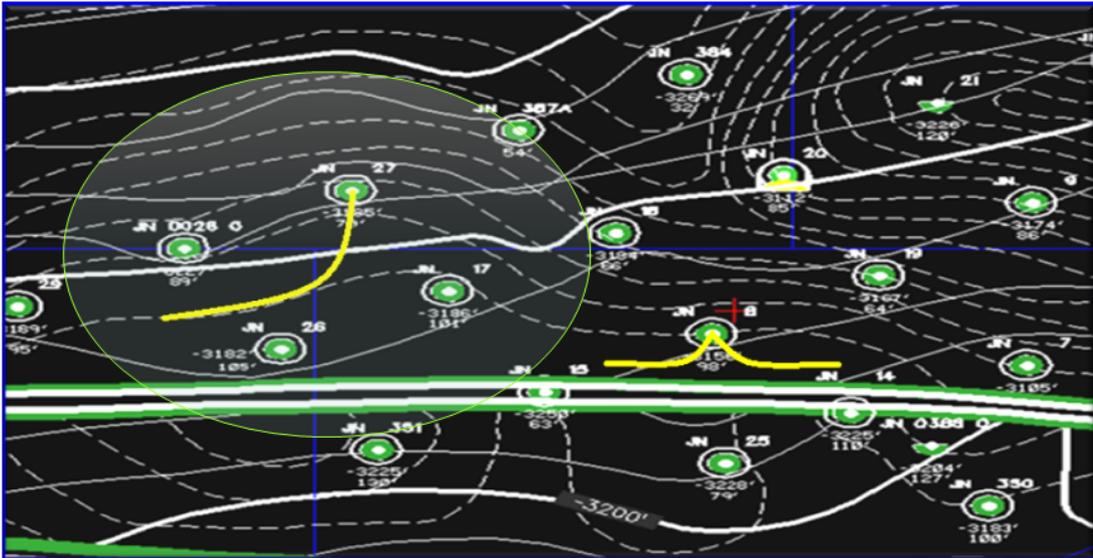


Figura 4.60. Zona Oeste del Yacimiento Jobo 01

La creación del pozo direccional pretende navegar en el intervalo B-C de las arenas del yacimiento Jobo 01 por ser este uno de los intervalos más productores del yacimiento, de la misma forma que en la propuesta uno se realizó una sísmica para comprobar la inexistencia de fallas en la trayectoria así como corroborar la existencia de la falla principal del yacimiento alejada hacia el sur de la dirección dicha sísmica es mostrada en las figuras 4.61, 4.62, 4.63, 4.64 y 4.65. Representando satisfactoriamente la zona de interés.

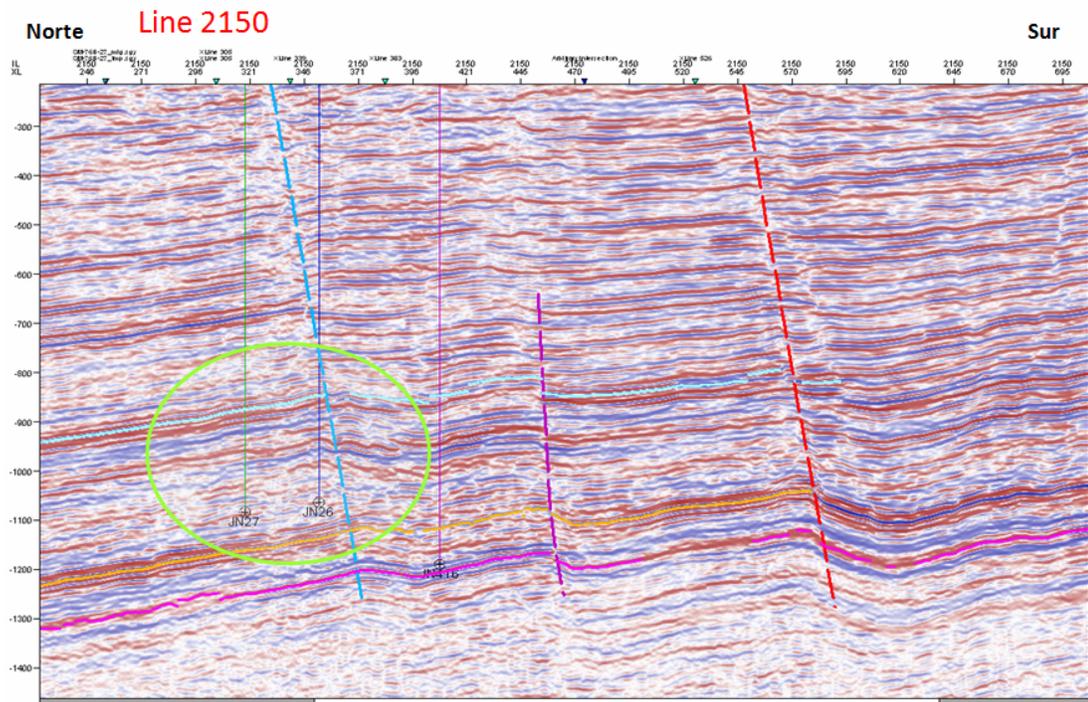


Figura 4.63. Línea Sísmica 2150 Yacimiento Jobo 01

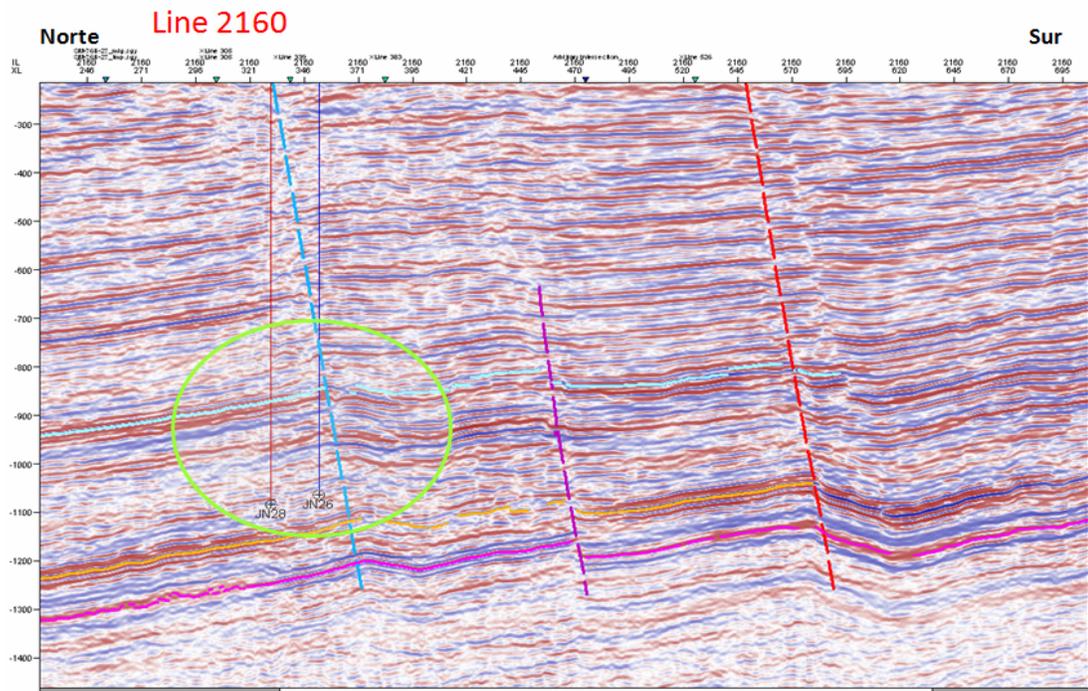


Figura 4.64. Línea Sísmica 2160 Yacimiento Jobo 01

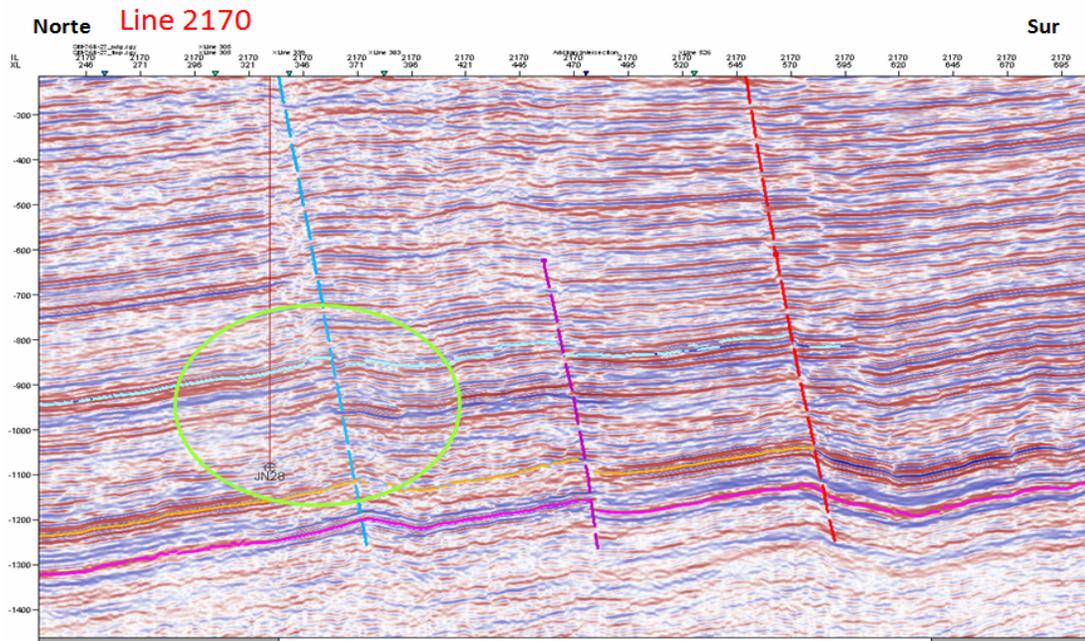


Figura 4.65. Línea Sísmica 2170 Yacimiento Jobo 01

De igual forma se realizó un estudio estratigráfico para verificar la continuidad de las arenas en los pozos adyacentes a la dirección del pozo direccional, se pudo comprobar que es muy posible que exista continuidad en las arenas específicamente en el intervalo B-C de la zona de interés, esto se puede observar en las figuras 4.66, 4.67, 4.68, 4.69 y 4.70. Donde se muestra que existe continuidad en los distintos intervalos del yacimiento en la zona de interés y se puede visualizar una tendencia en los reflejos de los registros.

La figura 4.66 muestra cómo fueron distribuidas la creación de las distintas secciones estratigráficas al Oeste del Yacimiento Jobo 01 con líneas azules y nomenclaturas XS al inicio de la misma.

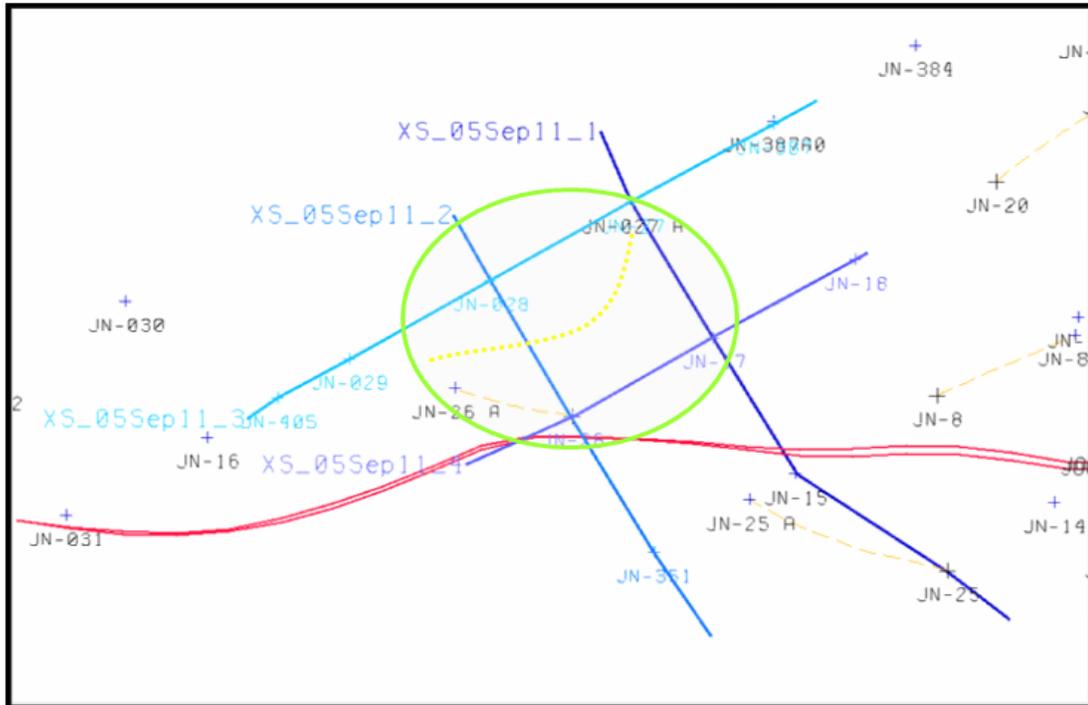


Figura 4.66. Secciones Estratigráficas al Oeste del Yacimiento Jobo 01

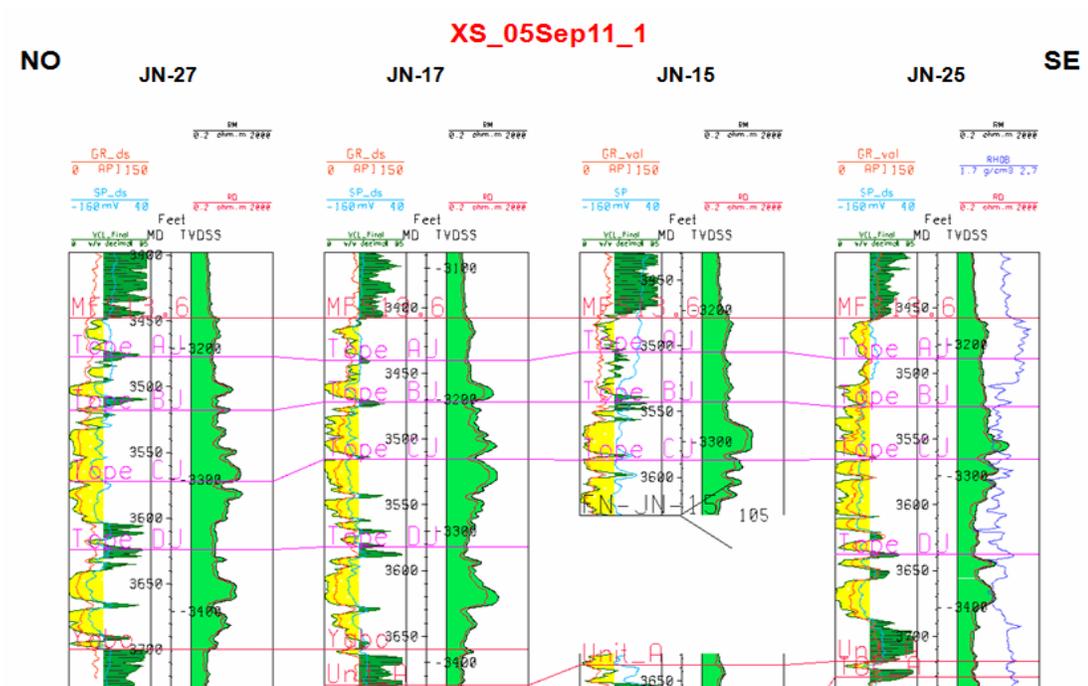


Figura 4.67. Secciones Estratigráficas Noroeste-Sureste del JN-27 al JN-25

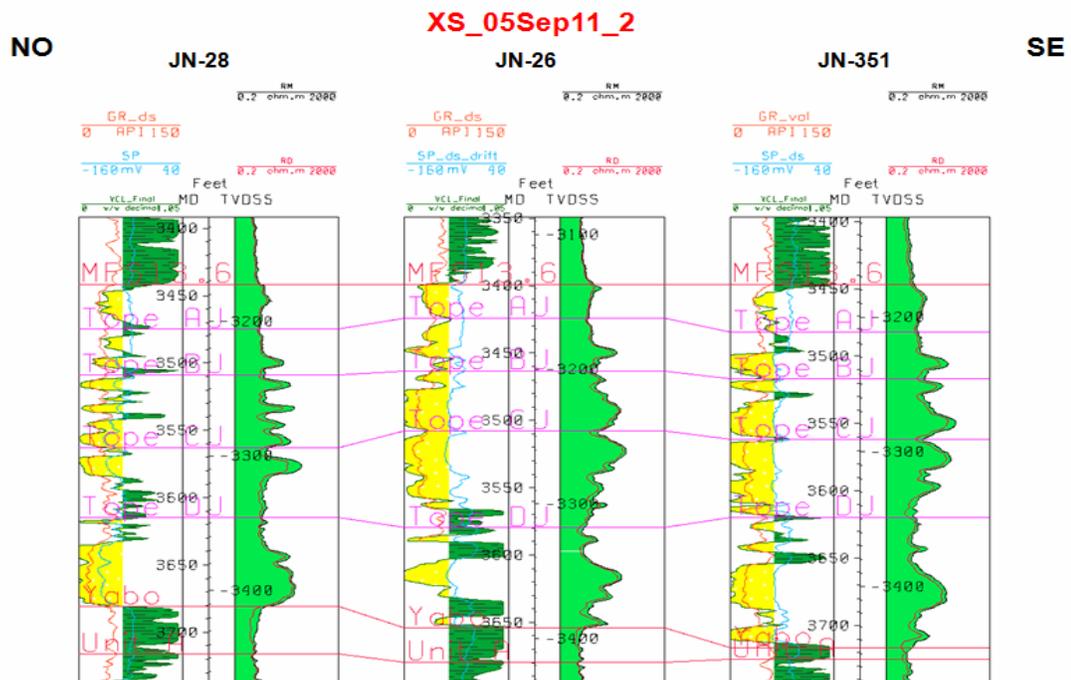


Figura 4.68. Secciones Estratigráficas Noroeste-Sureste del JN-28 al JN-351

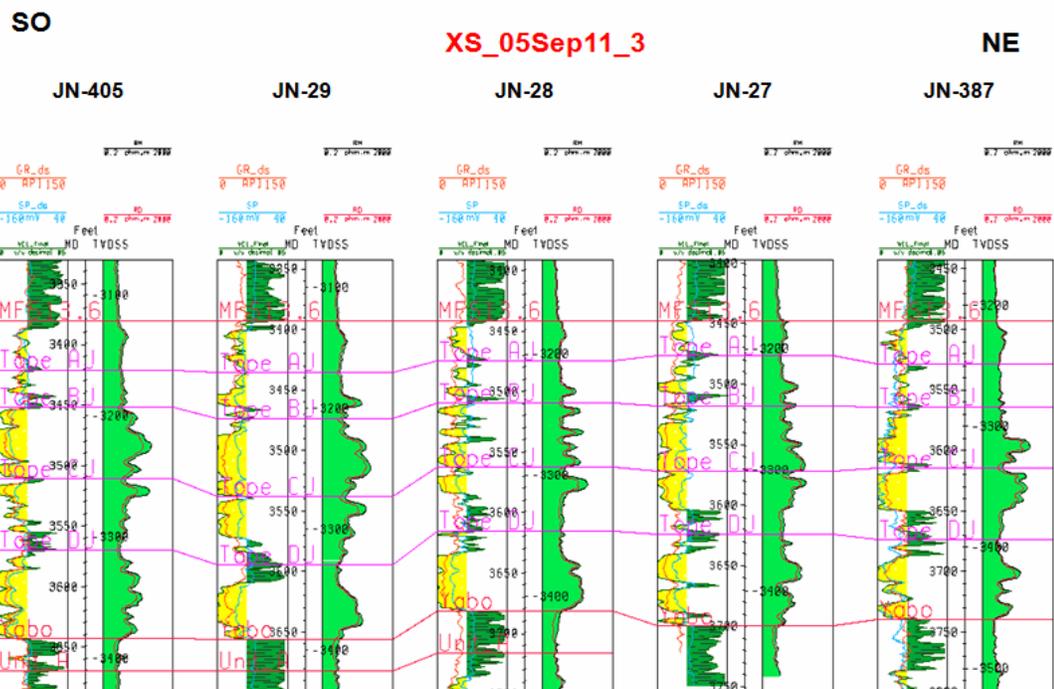


Figura 4.69. Secciones Estratigráficas Suroeste-Noreste del JN-405 al JN-387

POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	(VCL<0.25)				(VCL<0.25 / PHE>0.25 / Sw<0.40)				POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	Permeabilidad (mD)
					AN	PHE	Sw	VCL	ANP	PHE	Sw	VCL					
JN-17	PILON	3370	3454	84	1.5	0.264	0.422	0.209	0	---	---	---	JN-17	MFS13.4	3279	3408	---
JN-17	JOBO	3484	3657	213	88.5	0.291	0.276	0.123	76.5	0.294	0.238	0.113	JN-17	MFS13.6	3408	3472	1280.2
JN-17	YABO	3667	3706	39	0	---	---	---	0	---	---	---	JN-17	SB13.8	3472	3673	2425.3
JN-27	PILON	3355	3481	126	0	---	---	---	0	---	---	---	JN-27	MFS13.6	3447	3508	1716.4
JN-27	JOBO	3481	3657	216	84	0.288	0.268	0.133	64	0.293	0.229	0.118	JN-27	SB13.8	3508	3716	2256.7
JN-27	YABO	3697	3750	53	0	---	---	---	0	---	---	---					
JN-28	PILON	3356	3443	87	0	---	---	---	0	---	---	---	JN-28	SB13.8	3508	3701	4940.7
JN-28	JOBO	3443	3634	241	91	0.3	0.524	0.131	22	0.318	0.345	0.082					
JN-28	YABO	3684	3820	136	1.5	0.267	0.974	0.22	0	---	---	---					
JN-29	JOBO	3394	3659	265	110	0.297	0.538	0.139	29	0.309	0.323	0.108	JN-29	SB13.8	3474	3659	3197.2
JN-29	YABO	3659	3710	51	0	---	---	---	0	---	---	---					

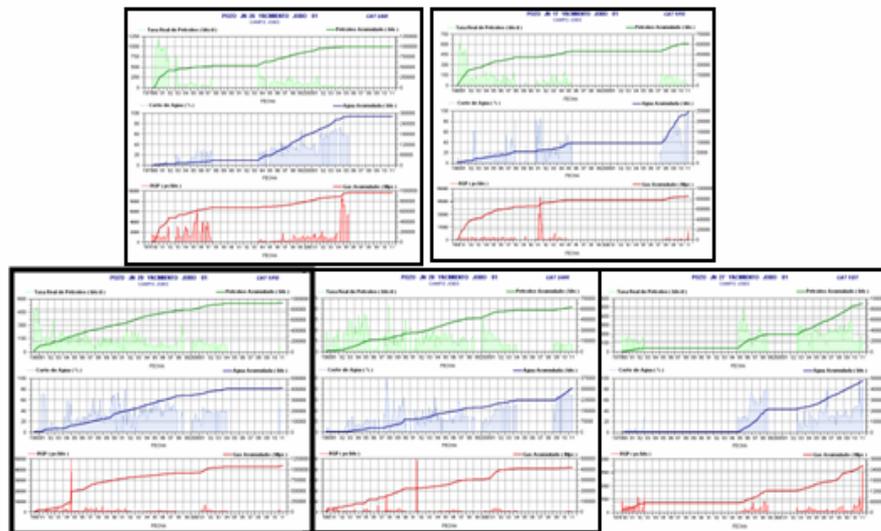


Figura 4.71. Evaluación Petrofísica e Histórico de Producción de los Pozos Vecinos JN-17, JN-26, JN-27, JN-28 y JN-29

CONCLUSIONES

1. El Origen del agua diverge entre los yacimientos del Campo Jobo, específicamente entre los yacimientos analizados químicamente (Jobo 01, Jobo 05, Morichal 01 y Morichal 05).
2. No Existe comunicación hidráulica entre los Miembros Jobo y Morichal a nivel del Campo Jobo.
3. Se identifica la zona Oeste del Yacimiento Jobo 01 prospecta a explotación con un menor riesgo de producción de agua.
4. La segregación gravitacional ($^{\circ}$ API) en el Campo Jobo no representa la existencia de Yacimientos distintos.
5. Se visualiza una invasión del agua generalizada a nivel del Miembro Morichal.
6. El Campo Jobo no cuenta con registros actuales en sus yacimientos que permitan detectar los contactos dinámicos.
7. El estudio de la producción no es capaz de detectar el contacto actual debido a la completación en conjunto de los pozos existentes.
8. Se identifica el Contacto Original Agua-Petróleo en el yacimiento Morichal 01 a una profundidad de 3822 Pies Tvdss.

RECOMENDACIONES

1. Enfocar una campaña de análisis fisicoquímicos generalizada de manera homogénea de Este a Oeste en el campo para hacer una mejor interpretación química de las aguas contenidas en los yacimientos.
2. Implementar estudios o tesis que contribuyan con el manejo de agua a nivel de superficie para continuar con la explotación en zonas donde la producción de agua es inminente.
3. Integrar un estudio minucioso de la petrofísica al estudio de distribución de fluidos que facilite la determinación de la posición actual de los contactos Agua-Petróleo en los distintos yacimientos.
4. Crear una estrategia enmarcada en la captura de información especialmente dirigida a las nuevas completaciones en el Campo Jobo con la finalidad de mejorar el análisis de la distribución de fluidos a futuro.
5. Estudiar a fondo las dos propuestas de nuevas completaciones presentadas en este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Molero D. **“Caracterización dinámica del yacimiento Oficina 1 perteneciente a la Formación Oficina del Campo Pilón, Distrito Morichal”**. Trabajo de grado. UDO. Departamento de Petróleo, Núcleo de Anzoátegui (2010).
2. Ortíz y colaboradores. PDVSA Exploración Y Producción San Tomé, **Modelo de distribución de fluidos Campo Morichal (Miembro Morichal)**. Diciembre (2007).
3. Fernández y colaboradores. PDVSA Exploración Y Producción San Tomé, **Análisis del comportamiento de Producción, Campo Jobo**. Enero (2008).
4. **Escobar F**, “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”, Editorial Universidad Sur colombiana, (2009).
5. **Craft, B y Hawkins** “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”, Editorial Técnicos, Madrid España, (1965).
6. **Vogel, Arthur**, Química Analítica Cuantitativa Vol I y II, Editorial Kapelutz, 1980

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN AREAL Y VERTICAL DE LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN LOS YACIMIENTOS PERTENECIENTES AL CAMPO JOBO, PARA LA UBICACIÓN DE POSIBLES ÁREAS CON UN MENOR GRADO DE INCERTIDUMBRE PARA SU EXPLOTACIÓN
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Gómez Vasquez Luis José	CVLAC: V- E MAIL:
	CVLAC: V – E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

DISTRIBUCIÓN AREAL

YACIMIENTOS

CAMPO JOBO

ÁREAS DE EXPLOTACIÓN

RECUPERACIÓN DE CRUDO

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CS. APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

Este proyecto surge por la necesidad de representar la realidad dinámica del Campo; durante los últimos años de producción se ha observado un incremento alarmante en la producción de agua del Campo. El estudio de distribución de fluidos del Campo Jobo busca detectar la existencia o no de yacimientos distintos. Es por ello que se realizan comparaciones entre los yacimientos ya preestablecidos a manera de representar afinidades o discordancias entre los mismos; mediante diagramas Hidroquímicos realizados con análisis fisicoquímicos obtenidos de muestras de aguas de distintos yacimientos se pudo observar claras diferencias composicionales verticales entre los yacimientos, los que podría ser indicio de incomunicación vertical entre los miembros.

Por otra parte el estudio de producción pudo reducir la incertidumbre de zonas prospectas a explotación para disminuir el principal problema del campo como lo es la producción de Agua, dando como principal zona prospecta a explotación la zona Oeste del Yacimiento Jobo 01. De igual forma se realizaron comparaciones entre los distintos yacimientos haciendo uso de los comportamientos iniciales de distintas propiedades tales como RGP y Gravedad API, obteniendo poca discordancia entre los yacimientos pertenecientes a mismo miembro estructural como es el caso de los yacimientos del miembro Jobo y miembro Morichal.

Se pudo visualizar únicamente el CAPO en el yacimiento Morichal 01, lo que dificulta la comparación con los distintos yacimientos donde no se pudo detectar de manera clara un contacto dominante.

En el desarrollo de este trabajo se detallan las fases de esta metodología y se presentan los resultados del Campo en estudio.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
GONZÁLEZ TANIA	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
VALERA LUIS	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2012		
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Determinación de la distribución areal y vertical de los fluidos contenidos en los yacimientos pertenecientes al campo Jobo.doc	Application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Computación y Sistemas

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

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

AUTOR

Gómez Vasquez Luis José

TUTOR

Prof. Tania González

JURADO

JURADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS