



01174
**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**"USO DE LA INFORMACIÓN DE LA PRUEBA DE
MULTITRAZADO Y CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN QUÍMICA
DE LAS AGUAS PRODUCIDAS EN EL ÁREA I DEL CAMPO
POZA RICA Y RECOMENDACIONES PARA LA READECUACIÓN
Y OPTIMIZACIÓN DE SU ESQUEMA DE DESARROLLO"**

TESIS

Que para obtener el grado de:
MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA

PRESENTA:

ING. HERMINIO JAIME TORRES GONZÁLEZ

DIRECTOR DE TESIS: DR. JESÚS RIVERA RODRÍGUEZ

MÉXICO, D.F. Junio de 2005

m345306



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

**A mi familia Tere, Fabiola y Jorge
por el amor que me han brindado durante
esta etapa de mi vida. Gracias por su
comprensión, Ustedes son mi motivación
para seguir adelante.**

**A mis Padres Guadalupe y Herminio
por su confianza para alcanzar esta
meta.**

**A Dios
Por ser mi Guía
Porque todo te lo debo a tí.**

**A mis Hermanos Julieta, Sonia,
Refugio, Lorena y Miguel Ángel
por sus motivaciones.**

**Al Dr. Jesús Rivera por brindarme su
amistad y su aportación en este
Trabajo. ¡ Gracias !**

**A mis Maestros
¡ Gracias !**

**A mis compañeros de trabajo
por su apoyo y colaboración en
desarrollo de este trabajo**

RESUMEN

Los procesos de optimización bajo el esquema de la Administración de Yacimientos tienen como objetivo principal mejorar la recuperación de hidrocarburos, mediante la implantación de tecnologías de recuperación secundaria y mejorada para maximizar su rentabilidad.

Para establecer las estrategias tendientes a la optimización de la explotación del esquema de desarrollo del Área I del Campo Poza Rica, se consideró conveniente partir del estudio retrospectivo del esquema de inyección-producción, con el propósito de analizar la posibilidad de su readecuación, a través del análisis de la caracterización estática del yacimiento Tamabra y la evaluación de los elementos que afectan su comportamiento, utilizando como herramientas fundamentales los datos disponibles de análisis químicos del agua producida y la información de la prueba de multitrizado.

Los grandes volúmenes de inyección de agua bajo los cuales se encuentra actualmente el campo y el número de pozos productores, dieron pauta para dividir el área en cuatro fases para ser estudiadas individualmente.

En este estudio se presentan los resultados preliminares de la primera fase, en la cual, se revisaron algunos aspectos que constituyen la caracterización estática del yacimiento Tamabra, como son: la interpretación de los parámetros estratigráficos, estructurales y petrofísicos.

La caracterización dinámica se analizó a través del estudio retrospectivo de las historias de producción e inyección. Asimismo la clasificación y origen del agua producida a través de la geoquímica de yacimientos. Finalmente, se realizó una correlación con la interpretación de esta información y los resultados de la prueba de multitrizado.

Como resultado de la aplicación de estas herramientas fue posible evaluar la comunicación vertical ascendente de los fluidos inyectados e interpretar parcialmente las heterogeneidades geológicas que controlan el patrón de flujo de fluidos que presenta la formación del Cretácico Tamabra en el Área I. En general, el análisis de los datos de producción-Inyección y el estudio del agua producida, conjuntamente con la interpretación de los diferentes trazadores químicos inyectados, mostraron confiabilidad en su uso.

CONTENIDO

	Página
AGRADECIMIENTOS	
RESUMEN	
Lista de Figuras	iv
Lista de Tablas	x
I. INTRODUCCIÓN	1
I.1 Generalidades	1
I.2 Antecedentes	2
I.3 Objetivos	3
II. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA	5
II.1 Marco Geológico.	6
II.1.1 Localización	7
II.1.2 Estratigrafía	8
II.1.3 Petrofísica	10
II.2 Área I del Campo Poza Rica	12
II.2.1 Petrofísica Pozos Productores	14
II.2.2 Petrofísica Pozos Inyectores	17
II.2.3 Interpretación Estructural	18
III. ANÁLISIS DEL ESQUEMA ACTUAL DE PRODUCCIÓN-INYECCIÓN	26
III.1 Pozos Productores y Unidades de Flujo	26
III.1.1 Antecedentes de Explotación del Yacimiento Tamabra	29
III.1.2 Historia de Producción	33
III.1.3 Producción Acumulada de Aceite	49
III.1.4 Reserva Remanente	53
III.2 Pozos Inyectores	54
III.2.1 Antecedentes de Explotación	55

	Página
III.2.2 Historia de Inyección	56
III.2.3 Inyección Acumulada de Agua	61
III.3 Historia de Producción-Inyección del Área I	65
IV. COMPORTAMIENTO DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL AGUA PRODUCIDA Y SUS CAMBIOS CON EL TIEMPO	66
IV.1 Agua Producida y Método de Análisis	66
IV.2 Comportamiento de las Características del Agua Producida	69
IV.3 Clasificación de Aguas Asociadas al Yacimiento Tamabra	119
IV.3.1 Diagrama Piper	119
IV.3.2 Método de clasificación de aguas subterráneas de Sulin	132
IV.4 Correlación entre Unidades Litoestratigráficas.	140
V. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA PRUEBA REALIZADA CON TRAZADORES QUÍMICOS	143
V.1 Objetivo de la prueba	143
V.2 Diseño de la Prueba de multitrizado	143
V.3 Evaluación de la Comunicación entre Pozos	152
V.4 Tiempos de Arribo de los Trazadores Inyectados	154
V.5 Trayectorias de Flujo Exhibidas por los Trazadores Inyectados	157
V.6 Integración de las Trayectorias Exhibidas por los Trazadores Inyectados en el Área I	167
V.7 Respuesta de la Concentración de Trazadores	169
V.8 Análisis preliminar de Resultados de la Prueba de Multitrizado en el Área I	172
VI. ESTRATEGIAS A CONSIDERAR PARA UNA READECUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA ACTUAL	174

	Página
VII. CONCLUSIONES	177
REFERENCIAS	182
APÉNDICES	
A : Distribución y Velocidades aparentes de Trazadores	184
B : <i>Tiempo de Irrupción de trazadores del Área I</i>	201

Lista de Figuras

	Página
Figura 1.1 Localización Geográfica del Campo Poza Rica.	3
Figura 2.1 Plataforma de Tuxpan Cretácico Medio, Campo Poza Rica.	6
Figura 2.2 Localización Geográfica del Campo Poza Rica.	7
Figura 2.3 Secuencia Estratigráfica de la Formación Tamabra del campo Poza Rica.	8
Figura 2.4 Trampa combinada Estratigráfica-Estructural, Geología del Yacimiento Tamabra.	9
Figura 2.5 Tipos de Porosidad del Yacimiento Tamabra.	10
Figura 2.6 Recristalización por dolomitización, porosidad por disolución.	11
Figura 2.7 Disolución de Partículas de Bioclastos, Porosidad por Disolución.	11
Figura 2.8 Localización Geográfica del Área I del Campo Poza Rica.	12
Figura 2.9 Mapa Base del Área I del Campo Poza Rica.	13
Figura 2.10 Plano de Isopacas del Cuerpo "ab" del Área I del Campo Poza Rica	18
Figura 2.11 Plano Estructural del Cuerpo "ab" del Área I del Campo Poza Rica.	19
Figura 2.12 Plano de Isopacas del Cuerpo "D" del Área I del Campo Poza Rica.	20
Figura 2.13 Mapa Estructural del Cuerpo "D" del Área I del Campo Poza Rica.	21
Figura 2.14 Plano de Isopacas del Cuerpo "BC" del Área I del Campo Poza Rica.	22
Figura 2.15 Mapa Estructural del Cuerpo "BC" del Área I del Campo Poza Rica	23
Figura 2.16 Sección Geológica Transversal A1-1, A1-1', Pozos Inyectores MEC-53, MEC-55.	24
Figura 2.17 Sección Geológica Transversal A1-II, A1-II', Pozos Inyectores MEC-42, MEC-53.	25
Figura 3.1 Comportamiento de Producción del Cuerpo "A" Yacimiento Tamabra.	34
Figura 3.2 Comportamiento de RGA, WOR y Fw del Cuerpo "A" Yacimiento Tamabra.	35
Figura 3.3 Gráfica de Tendencia de Presión durante la Explotación del Yacimiento en el Cuerpo "A".	37
Figura 3.4 Comportamiento de Producción del Cuerpo "BC" Yacimiento Tamabra.	38

	Página
Figura 3.5 Comportamiento de RGA, WOR y Fw del Cuerpo "BC" Yacimiento Tamabra.	39
Figura 3.6 Gráfica de Tendencia de Presión durante la Explotación del Yacimiento en el Cuerpo "BC".	41
Figura 3.7 Comportamiento de Producción del Cuerpo. "D" Yacimiento Tamabra.	42
Figura 3.8 Comportamiento de RGA, WOR y Fw del Cuerpo "D" Yacimiento Tamabra.	43
Figura 3.9 Comportamiento de Presión del Cuerpo "D" Yacimiento Tamabra.	45
Figura 3.10 Comportamiento de Producción del Cuerpo "ab" Yacimiento Tamabra.	46
Figura 3.11 Comportamiento de RGA, WOR y Fw del Cuerpo "ab" Yacimiento Tamabra.	47
Figura 3.12 Comportamiento de Presión del Cuerpo "ab" Yacimiento Tamabra.	48
Figura 3.13 Mapa de Producción Acumulada del Cuerpo "A" Yacimiento a Tamabra.	49
Figura 3.14 Mapa de Producción Acumulada del Cuerpo "BC" Yacimiento Tamabra.	50
Figura 3.15 Mapa de Producción Acumulada del Cuerpo "D" Yacimiento Tamabra.	51
Figura 3.16 Mapa de Producción Acumulada del Cuerpo "ab" Yacimiento Tamabra.	52
Figura 3.17 Comportamiento de Inyección del Cuerpo "A" y Volumen Acumulado de Agua Yacimiento Tamabra.	57
Figura 3.18 Comportamiento de Inyección del Cuerpo "BC" y Volumen Acumulado de Agua Yacimiento Tamabra.	59
Figura 3.19 Comportamiento de Inyección del Cuerpo "D" y Volumen Acumulado de Agua Yacimiento Tamabra.	61
Figura 3.20 Mapa de Inyección Acumulada del Cuerpo "A" Yacimiento Tamabra.	62
Figura 3.21 Mapa de Inyección Acumulada del Cuerpo "BC" Yacimiento Tamabra.	63
Figura 3.22 Mapa de Inyección Acumulada del Cuerpo "D" Yacimiento Tamabra.	64
Figura 3.23 Comportamiento de Producción-Inyección del Yacimiento Tamabra.	65

	Página
Figura 4.1	Diagrama Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 87 y Mecatepec 10 en la etapa de Explotación Primaria del Cuerpo "A". 71
Figura 4.2	Diagrama Stiff del agua producida por el pozo Poza Rica 54 en la etapa de Explotación Primaria del Cuerpo "A". 71
Figura 4.3	Diagrama Stiff del agua producida por el pozo Poza Rica 85 en la etapa de Explotación Primaria del Cuerpo "A". 72
Figura 4.4	Diagrama Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 167 y Poza Rica 168 en la segunda etapa de Explotación del Cuerpo "A". 73
Figura 4.5	Diagrama Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 215,242, 249, 273, 53 y 55, en la tercera etapa de Explotación del Cuerpo "A". 75
Figura 4.6	Diagramas Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 247 y Poza Rica 219a, en la tercera etapa de explotación del cuerpo "A". 75
Figura 4.7	Diagramas Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 319, 335, 284, 224, 347 y Mecatepec 70, en la cuarta etapa de Explotación del cuerpo "A". 77
Figura 4.8	Diagrama Stiff de las Aguas Inyectadas en el Cuerpo "A" durante la quinta etapa de Explotación comparadas con el agua de mar. 79
Figura 4.9	Distribución de patrones de agua de las muestras analizadas en el Cuerpo "A". 80
Figura 4.10	Comportamiento Hidroquímico del Cuerpo "A" Yacimiento Tamabra 82
Figura 4.11	Diagramas Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 44 y Poza Rica 59, en la etapa de Explotación primaria del cuerpo "BC". 85
Figura 4.12	Diagrama Stiff del Pozo Mecatepec 20 en la segunda Etapa de Explotación del Cuerpo "BC". 86
Figura 4.13	Diagrama Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 47, 242, 174,172, 244, 72, Mecatepec 9, Manuel Ávila Camacho 103 y Petronac 12, en la tercera etapa de explotación del cuerpo "BC". 88
Figura 4.14	Diagrama Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 269 y Poza Rica 48, en la tercera etapa de Explotación del Cuerpo "BC". 89
Figura 4.15	Diagramas Stiff del agua producida por el pozo Mecatepec 67, en la tercera etapa de Explotación del Cuerpo "BC". 89

	Página
Figura 4.16 Distribución de patrones de agua de las muestras analizadas en el Cuerpo "BC".	91
Figura 4.17 Comportamiento Hidroquímico del Cuerpo "BC" Yacimiento Tamabra.	93
Figura 4.18 Diagrama Stiff del agua producida por los pozos Escolin 180, Pte. Alemán 45 y 102, Talaxca 36, Mecatepec 12 y 75, en la tercera de Explotación del Cuerpo"D".	97
Figura 4.19 Diagrama Stiff de los Pozos Escolin 179 y Manuel Avila Camacho 108 para la Tercera Etapa de Explotación del Cuerpo"D".	98
Figura 4.20 Diagrama Stiff del pozo Talaxca 23 para la tercera etapa de Explotación del cuerpo "D".	99
Figura 4.21 Diagrama Stiff de los Pozos Poza Rica 307 y Poza Rica 315 analizados en la cuarta Etapa de Explotación del Cuerpo"D".	100
Figura 4.22 Diagrama Stiff del pozo Poza Rica 56 en la cuarta Etapa de Explotación del Cuerpo"D".	101
Figura 4.23 Diagrama Stiff del pozo presidente Alemán 29 en la cuarta etapa de Explotación del Cuerpo "D".	101
Figura 4.24 Diagrama Stiff de los Pozos los Mecatepec 105 y Poza Rica 74 Analizados en la Quinta Etapa de Explotación del Cuerpo"D".	103
Figura 4.25 Diagrama Stiff del Pozo Manuel Avila Camacho 105 quinta Etapa de Explotación del Cuerpo"D".	103
Figura 4.26 Distribución de patrones de agua de las muestras analizadas en el cuerpo "D".	105
Figura 4.27 Comportamiento Hidroquímico del Cuerpo "D" Yacimiento Tamabra	107
Figura 4.28 Diagrama Stiff de los pozos Poza Rica 167, 84, 384 y 365 en la cuarta etapa de explotación del cuerpo "ab".	111
Figura 4.29 Diagrama Stiff de las aguas producidas por los pozos Mecatepec 97, 30 y Poza Rica 301, en el cuerpo "ab" durante la quinta etapa de explotación.	112
Figura 4.30 Diagrama Stiff de las aguas producidas por los pozos Poza Rica 116 y Poza Rica 63, en el cuerpo "ab" durante la quinta etapa de explotación.	113
Figura 4.31 Diagrama Stiff de las aguas producidas por los pozos Poza Rica 170 y Mecatepec 9 en el cuerpo "ab" durante la quinta etapa de explotación.	114

	Página
Figura 4.32 Distribución de patrones de agua de las muestras analizadas en el cuerpo "ab".	115
Figura 4.33 Comportamiento Hidroquímico del Cuerpo "ab" Yacimiento Tamabra	117
Figura 4.34 Diagrama de análisis Piper.	119
Figura 4.35 Diagrama del análisis del agua, Piper.	120
Figura 4.36 Distribución de las Aguas de Formación del Cuerpo "A" en un Diagrama Piper.	126
Figura 4.37 Distribución de las Aguas de Formación del Cuerpo "BC" en un Diagrama de Piper	127
Figura 4.38 Distribución de las Aguas de Formación del Cuerpo "D" en un Diagrama de Piper	128
Figura 4.39 Distribución de las Aguas de Formación del Cuerpo "ab" en un Diagrama de Piper	129
Figura 4.40 Distribución de las aguas de formación de los yacimientos Tamabra y Jurásico en un diagrama de Sulin.	134
Figura 4.41 Depresión geológica identificada por los reflectores sísmicos de roca sedimentaria de probable edad Jurásico Medio o más antigua.	136
Figura 4.42 Cubo Sísmico de los yacimientos Tamabra y Santa Águeda.	137
Figura 4.43 Diagrama de Cl vs Na, de la línea evaporítica en una cuenca sedimentaria asociada a depósitos evaporíticos del cuerpo "A", "BC" y el Pozo Poza Rica 233.	138
Figura 4.44 Concentración de Cl vs STD de los cuerpos "A", "BC" y el Pozo Poza Rica 233.	139
Figura 5.1 Representación Gráfica de la Historia de la Inyección en los Pozos Inyectores de Trazadores en el Área I Incluyendo la Prueba de Multitrazado.	148
Figura 5.2 Volúmenes Mensuales y Totales por Mes de Agua Inyectada en los Pozos que Inyectaron Trazador durante el Transcurso de la Prueba	149
Figura 5.3 Comportamiento de los Volúmenes Acumulativos de Agua Inyectados por Pozo y Totales durante la Prueba	150
Figura 5.4 Volúmenes Mensuales de Agua Inyectada en el Área de la Prueba y el Porcentaje de Volumen Total Inyectado que Representan.	151
Figura 5.5 Histograma de la Cobertura de los Pozos Inyectores del Área I	153

	Página
Figura 5.6 Histograma de los Tiempos de Irrupción de los trazadores Inyectados.	158
Figura 5.7 Trayectoria de Flujo a través de Canales de Alta Conductividad Trazador IWT 1800	159
Figura 5.8 Trayectoria de Flujo a través de Canales de Alta Conductividad Trazador IWT 1300.	160
Figura 5.9 Trayectoria de Flujo a través de Canales de Alta Conductividad Trazador IWT 1400	161
Figura 5.10 Trayectoria de Flujo a través de Canales de Alta Conductividad Trazador IWT 1000	162
Figura 5.11 Trayectoria de Flujo a través de Canales de Alta Conductividad Trazador IWT 1100	164
Figura 5.12 Trayectoria de Flujo a través de Canales de Alta Conductividad Trazador IWT 1200	165
Figura 5.13 Trayectoria de Flujo a través de Canales de Alta Conductividad Trazador IWT 1900	167
Figura 5.14 Distribución de trazadores IWT y trayectorias a través de Canales de alta conductividad en el yacimiento.	169
Figura 5.15 Comportamiento de Respuesta de Trazadores en el Pozo PR116	170
Figura 5.16 Comportamiento de Respuesta de Trazadores en el Pozo PR241	171

Lista de Tablas

		Página
Tabla 2.1	Propiedades Petrofísicas de los Pozos Productores del Área I	14
Tabla 2.2	Propiedades Petrofísicas de los Pozos Inyectores del Área I	17
Tabla 3.1	Datos de Producción de Pozos del Área I del Campo Poza Rica	27
Tabla 3.2	Antecedentes de Explotación pozos Área I	30
Tabla 3.3	Reserva Remanente de Aceite pozos Área I	53
Tabla 3.4	Volúmenes de Inyección del Área I Campo Poza Rica	54
Tabla 3.5	Antecedentes de Explotación de Pozos Inyectores del Área I	55
Tabla 4.1	Composición Química del Agua de Formación del Cuerpo "A"	69
Tabla 4.2	Clasificación de las aguas producidas con base en los sólidos totales disueltos del cuerpo "A".	81
Tabla 4.3	Composición Química del Agua de Formación del Cuerpo "BC"	83
Tabla 4.4	Clasificación de las Aguas producidas en Base a sólidos totales disueltos del Cuerpo "BC"	92
Tabla 4.5	Composición Química del Agua de Formación del Cuerpo "D"	95
Tabla 4.6	Clasificación de las Aguas producidas en Base a sólidos totales disueltos del Cuerpo "D"	106
Tabla 4.7	Rangos en que variaron los cationes y aniones en los cuerpos "A", "BC" y "D".	108
Tabla 4.8	Composición Química del Agua de Formación del Cuerpo "ab"	109
Tabla 4.9	Clasificación de las Aguas producidas en Base a sólidos totales disueltos del Cuerpo "ab"	116
Tabla 4.10	Rangos en que variaron los cationes y aniones en los cuerpos "A", "BC", "D" y "ab".	118
Tabla 4.11	Información necesaria para generar un diagrama Piper	122
Tabla 4.12	Cationes y Aniones de las aguas producidas por el cuerpo "A".	124
Tabla 4.13	Cationes y Aniones de las aguas producidas por el cuerpo "BC".	124
Tabla 4.14	Cationes y Aniones de las aguas producidas por el cuerpo "D".	125
Tabla 4.15	Cationes y Aniones de las aguas producidas por el cuerpo "ab".	125
Tabla 4.16	Resultados de la interpretación del diamante central del Diagrama Piper Cpo. " A".	130
Tabla 4.17	Resultados de la interpretación del diamante central del Diagrama Piper Cpo. " BC".	130

	Página	
Tabla 4.18	Resultados de la interpretación del diamante central del Diagrama Piper Cpo. " D".	131
Tabla 4.19	Resultados de la interpretación del diamante central del Diagrama Piper Cpo." ab".	131
Tabla 4.20	Composición Iónica de las aguas asociadas a los yacimientos Tamabra y Jurásico de acuerdo al método de Sulin .	134
Tabla 5.1	Cantidades y Volúmenes de los trazadores inyectados por pozo	145
Tabla 5.2	Datos Básicos de la Inyección de los Siete Trazadores en el Área I	147
Tabla 5.3	Gastos Inyectados en los Pozos del Área I durante la Prueba de Multitrazado	148
Tabla 5.4	Volúmenes Mensuales de Agua y Total Mensual Inyectados durante el Lapso de la Prueba en los Pozos Inyectores de Trazadores del Área I	149
Tabla 5.5	Volúmenes Acumulativos de Agua Inyectados por Pozo y Totales durante la Duración de la Prueba	150
Tabla 5.6	Porcentajes mensuales de agua inyectada, respecto del volumen Total inyectado	151
Tabla 5.7	Distribución de los Trazadores Inyectados en el Área I entre los 36 Pozos Observadores	152
Tabla 5.8	Tiempos de Arribo de los Siete Trazadores Inyectados IWT en el Área I	154
Tabla 5.9	Estadística de los Pozos que Tuvieron Presencia de Trazador en el Transcurso de un Día	155
Tabla 5.10	Estadística de los Pozos que Tuvieron Presencia de Trazador con tiempos mayores a un día.	156

Capítulo I

INTRODUCCIÓN

I.1 Generalidades

La Administración Integral de yacimientos debe dar respuestas adecuadas a diversos problemas que se presentan en proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada, con el propósito de que operen en forma rentable. Los problemas relacionados a la baja eficiencia de barrido del agua de inyección se deben, entre otros, a los factores siguientes: la heterogeneidad del yacimiento, la canalización de agua inyectada a través de zonas de alta permeabilidad o fracturas, intercomunicación entre horizontes productores, barreras estratigráficas y/o estructurales, la presencia de canales preferenciales de flujo y fallas cuya posición, orientación y propiedades no se manifiestan durante la etapa de explotación primaria.

El yacimiento Tamabra del Campo Poza Rica ha estado sujeto a inyección de agua desde principios de los años 1950. Por lo anterior, surge la necesidad de cuantificar las variables que definen al yacimiento y la mecánica de flujo y su efecto sobre el desplazamiento de aceite y gas, lo cual requiere investigar, así como desarrollar técnicas y tecnologías para su determinación.

La geoquímica es una herramienta muy valiosa para identificar los fluidos que contiene la formación, su movimiento y mezclado. Tal herramienta puede dar información sobre continuidad del yacimiento, a partir del análisis químico del agua producida. Otra tecnología que puede ser aplicable y que ha contribuido en la identificación de varios de los factores mencionados anteriormente, es la metodología de trazadores, la cual consiste en la inyección de un elemento trazante disuelto en el agua de inyección que se utiliza para conocer la trayectoria de los fluidos a medida que avanzan hacia los pozos productores; su irrupción es detectada con equipo adecuado, después de un determinado tiempo que puede variar de días a meses.

I.2 Antecedentes

El Campo Poza Rica, productor en el yacimiento Cretácico Tamabra, se localiza en la porción Norte del Estado de Veracruz a 35 km. de las costas del Golfo de México, abarcando parte de los municipios de Poza Rica, Coatzintla y Papantla (Fig.I.1).

El campo Poza Rica se encuentra conformado por los subcampos; Mecatepec, Manuel Ávila Camacho, Poza Rica, Petronac, Escolín, Talaxca y Presidente Alemán.

En Julio de 1930 se descubrió el yacimiento Tamabra con la terminación del pozo PR-2 en el casquete de gas. Dos años más tarde, se inicia la explotación de aceite con la terminación del pozo PR-3. Fue un yacimiento inicialmente saturado, de aceite negro, su presión inicial fue de 245 kg/cm², y es igual a la presión de saturación. Por estudios de balance de materia se determinó que los tipos de mecanismos de producción que presenta son los siguientes: expansión de la roca, empuje por capa de gas, entrada parcial de acuífero y empuje del gas disuelto.

La temperatura a condiciones de yacimiento es de 90 °C y la densidad del aceite negro que produce es de 31 API°. Respecto de los valores de corte, presenta una porosidad promedio del 14% y una permeabilidad de 6.5 md. La columna de aceite es aproximadamente de 120 metros, con una saturación media de agua de formación del 18 % y una salinidad del orden de 25,000 a 68,000 partes por millón.

Históricamente, el Campo Poza Rica, ha estado expuesto por más de 50 años a la inyección de agua bajo diferentes arreglos, con la finalidad de mantener su presión e incrementar su factor de recuperación, acelerando la recuperación de hidrocarburos para mejorar su rentabilidad.

Actualmente el campo enfrenta serios problemas de producción, como son: altos volúmenes de agua y escasa recuperación de aceite, debido a la baja eficiencia de barrido del agua de inyección, lo cual ha impactado negativamente el éxito del programa anual de intervenciones, pues a la fecha se han dejado de realizar perforaciones de desarrollo intermedio y el número de reparaciones mayores se ha reducido drásticamente. Asimismo, el número de pozos productores ha ido disminuyendo paulatinamente, debido a los altos porcentajes de agua producida en periodos cortos de explotación.

El análisis de los resultados obtenidos en las diferentes etapas de explotación, aunado al conocimiento de las características estáticas y dinámicas del yacimiento Tamabra del campo Poza Rica, sugieren establecer nuevas estrategias y programas bajo el esquema de la Administración Integral de Yacimientos, para continuar con la optimización de su explotación.

La integración de la prueba de multitrizado y la interpretación hidrogeoquímica del agua producida permitirá esencialmente identificar canales preferenciales de flujo y la comunicación vertical entre los cuerpos productores "A", "BC", "D" y "ab", lo que permitirá establecer nuevas estrategias de explotación, para lograr esquemas de desarrollo más eficientes.

Capítulo II

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

La caracterización estática del yacimiento Tamabra del campo Poza Rica se ha desarrollado en tres fases, y actualizado a medida que se obtiene nueva información geológica-geofísica, análisis de núcleos e interpretación de líneas sísmicas 2D, etc.:

Fase I

En 1996 se inició la adquisición de información sísmica 3D, se clasificó y analizó la información geológica-geofísica existente, como son los registros geofísicos de pozos, los cuales se procesaron para su conversión al sistema digital, se estudiaron petrográficamente y petrofísicamente los núcleos, asimismo, se interpretaron líneas sísmicas 2D obtenidas en la periferia del campo y se construyeron correlaciones estratigráfico-estructural entre pozos.

Fase II

Durante esta fase se llevó a cabo la interpretación de la sísmica 3D y actualización de toda esa información, con lo cual se refinó el modelo geológico anteriormente establecido. No obstante, los cambios realizados en el modelo estratigráfico siguen adecuándose hoy día, a medida que se van analizando otros aspectos geológicos del yacimiento, conjuntamente con la información de ingeniería de yacimientos, lo cual se ve reforzado por los resultados obtenidos en trabajos operacionales de ingeniería de producción. Con todo esto se intenta encontrar las técnicas más apropiadas que permitan acelerar la extracción de hidrocarburos del campo, el cual entre otros factores, también es afectado por el desarrollo urbano.

Fase III

Se estima que se concluyó la primera etapa de la caracterización estática del yacimiento. En la segunda etapa, después de reprocesar la información sísmica tridimensional con algoritmos de vanguardia y la información obtenida de 17 pozos con nuevos registros (PSV, ΔT , AVO, etc), se reevaluará estratigráfica y estructuralmente el yacimiento.

II.1 Marco Geológico

El campo Poza Rica se encuentra en la porción Sur-Centro de la cuenca geológica Tampico-Misantla. Se ubica al Éste de la denominada Faja de Oro, de la que se derivan flujos de escombros turbidíticos de carbonatos arrecifales, los cuales se depositaron en el pie del talud. Tanto la Faja de Oro como la parte más alta del campo Poza Rica se encuentran sobre altos de basamentos de composición cristalina y metamórfica, respectivamente; al Oeste se encuentra el cinturón plegado y cabalgante de la Sierra Madre Oriental (Figura 2.1).

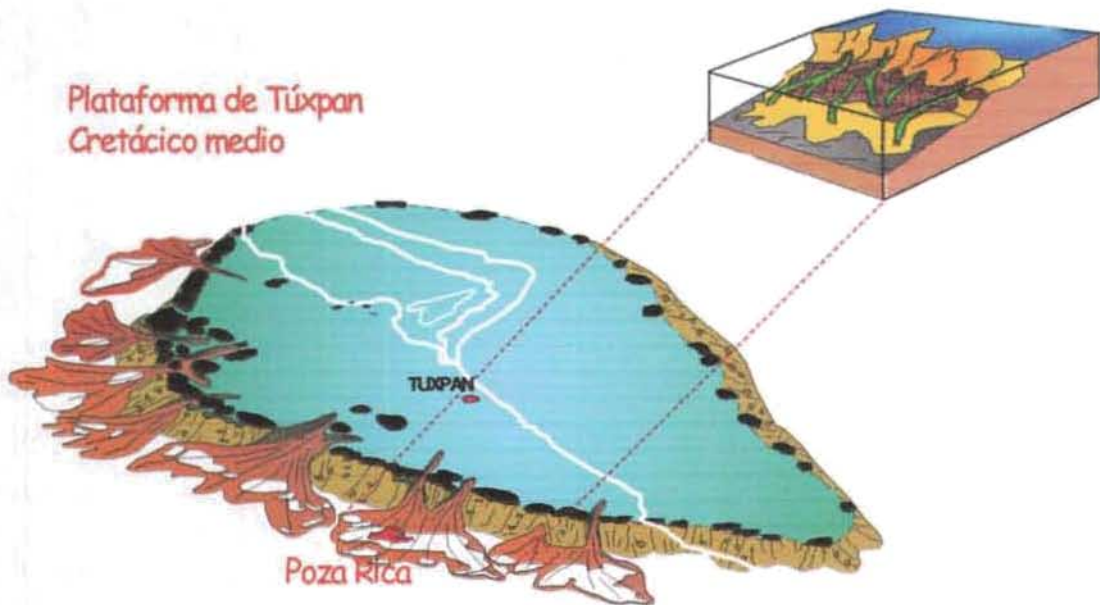


Fig. 2.1 Plataforma de Tuxpan Cretácico Medio, campo Poza Rica ²⁶.

II.1.1 Localización

El campo Poza Rica, se localiza en la porción norte del Estado de Veracruz, abarca los municipios de Poza Rica, Coatzintla y Papantla, Ver., y está a 250 km al NE de México D.F. La estructura del yacimiento presenta la forma de una franja orientada NW 50° SE, ligeramente desviada y ensanchada en la parte NE, la intersección de las coordenadas geográficas 20° 31' de latitud norte y 97° 24' de longitud Oeste del meridiano de Greenwich (Figura 2.2).

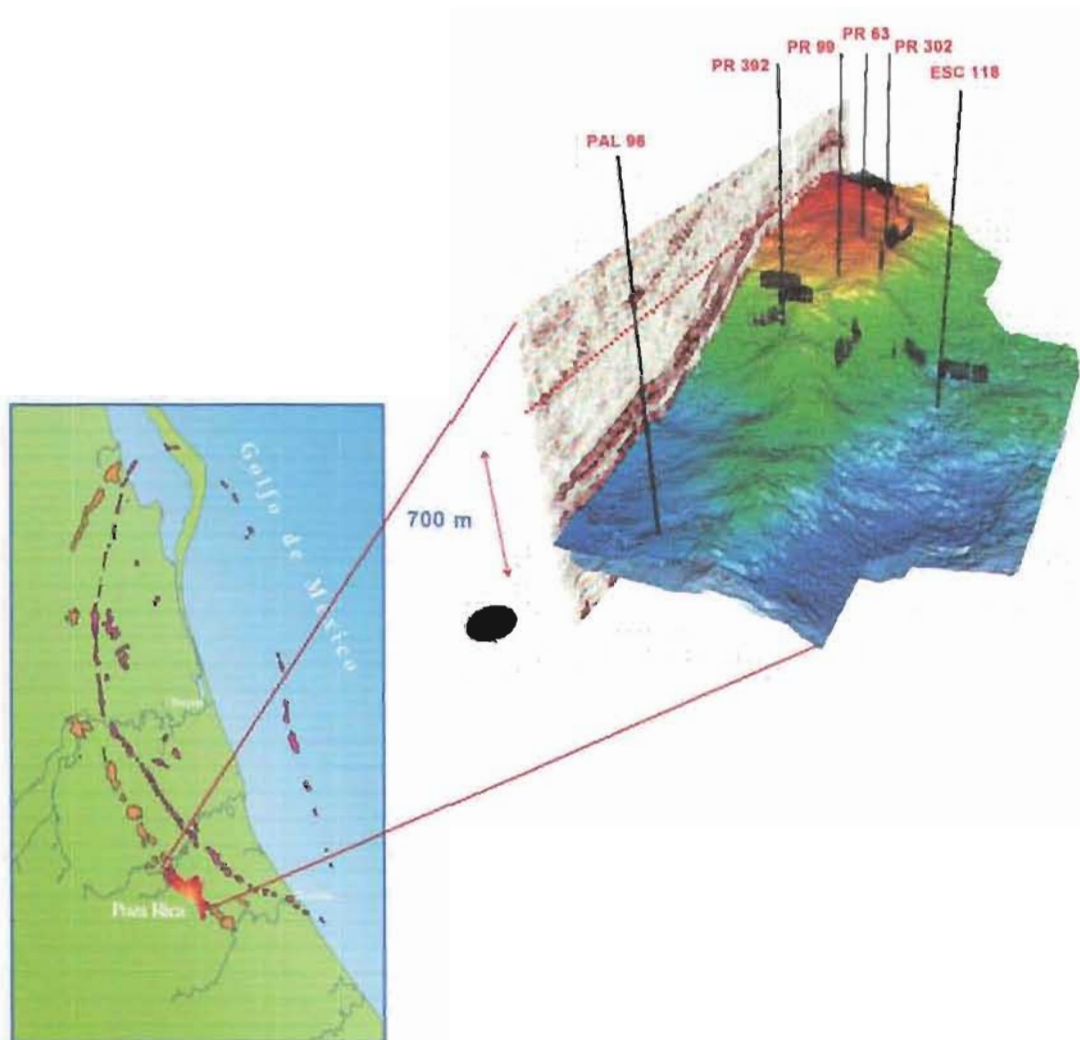


Fig. 2.2 Localización geográfica del campo Poza Rica, Región Norte, PEMEX Exploración y Producción ²⁶.

II.1.2 Estratigrafía

En la secuencia estratigráfica de la Cuenca Tampico-Misantla se encuentran rocas generadoras del Jurásico Superior (formaciones Santiago-Tamán-Pimienta), rocas almacenadoras (formaciones El Abra y Tamabra principalmente), y roca sello (Cretácico Superior y Terciario). La estratigrafía del yacimiento está compuesta por varios cuerpos almacenadores (cuerpos A, BC, D y ab), separados por un cuerpo denso (cuerpo F) y delgados cuerpos carbonatados de grano fino, Figura 2.3.

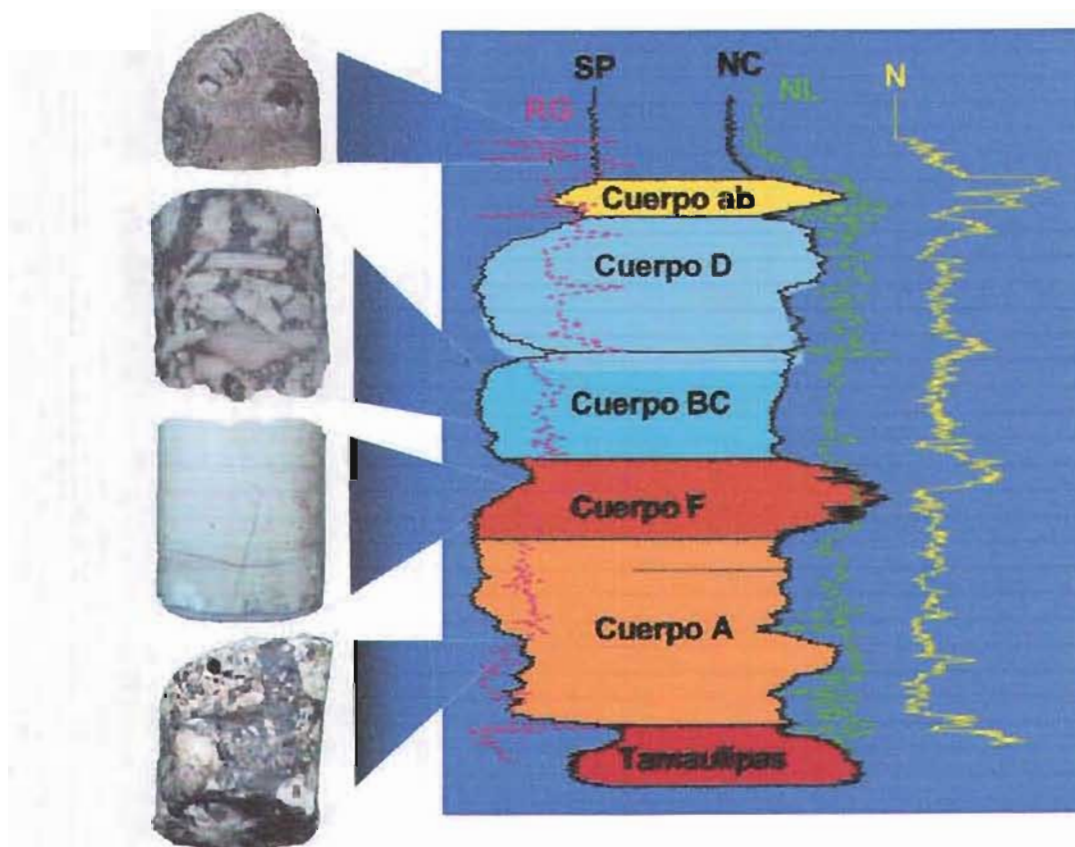


Fig. 2.3 Secuencia estratigráfica de la formación Tamabra del campo Poza Rica ²⁶.

Con la interpretación de registros geofísicos de pozos y con el apoyo de los estudios petroológicos, petrográficos y petrofísicos de núcleos, se han definido cuatro cuerpos almacenadores, que de la base a la cima de la formación se han denominado "A", "BC", "D" y "ab".

Entre los cuerpos "A" y "BC" se encuentra un intervalo denso de carbonatos de grano fino denominado cuerpo "F". El cuerpo "ab" en algunas posiciones está ausente. Las rocas del yacimiento Tamabra sobreyacen a la formación Tamaulipas Inferior y subyacen a la formación Agua Nueva del Cretácico Superior, considerada su principal sello vertical; lateralmente se tiene el sello formado por el cambio de facies con la formación Tamaulipas Superior ⁵.

El entrapamiento de los hidrocarburos en el Campo Poza Rica, está controlado por las condiciones estratigráficas, y por la tendencia estructural local, constituyendo una trampa de tipo mixto, con mayor influencia estratigráfica por la cantidad, calidad y distribución de la porosidad y permeabilidad que presentan las rocas de la Formación Tamabra.

La Figura 2.4 muestra la trampa combinada estratigráfica-estructural con basculamiento hacia el Golfo de México, cortada por dos fallas que la compartimentalizan.

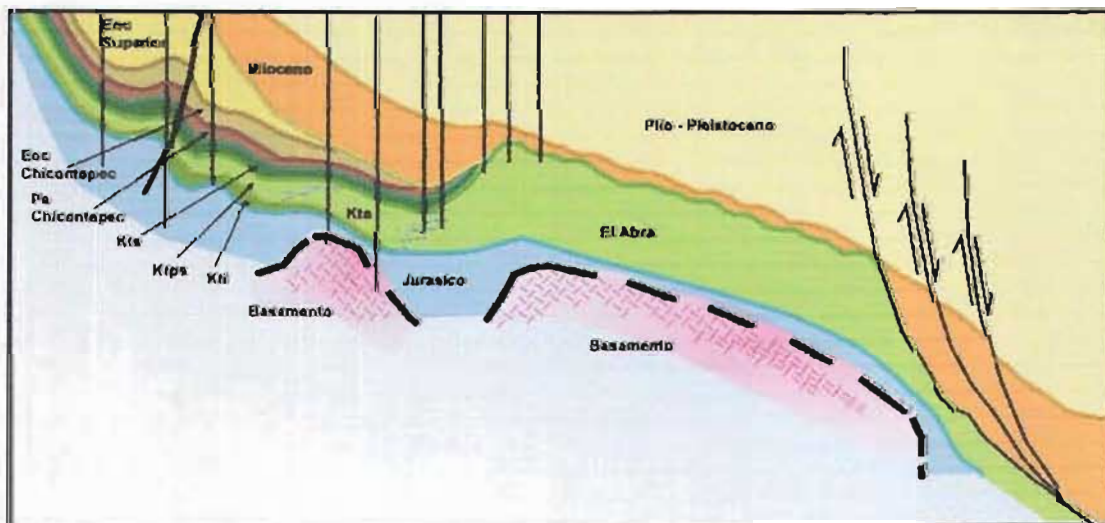


Fig. 2.4 Trampa combinada estratigráfica-estructural, geología del yacimiento Tamabra ²⁸.

II.1.3 Petrofísica

Los análisis petrofísicos realizados, tuvieron como objetivo conocer las características y variaciones verticales y laterales de la porosidad y permeabilidad. Por tal motivo se enviaron 267 tapones de muestras de núcleos a los laboratorios David K. Davies & Associates, Inc. para su análisis. Las muestras enviadas pertenecen a los pozos Poza Rica 374, 376, 380, 383, 389, y 391.

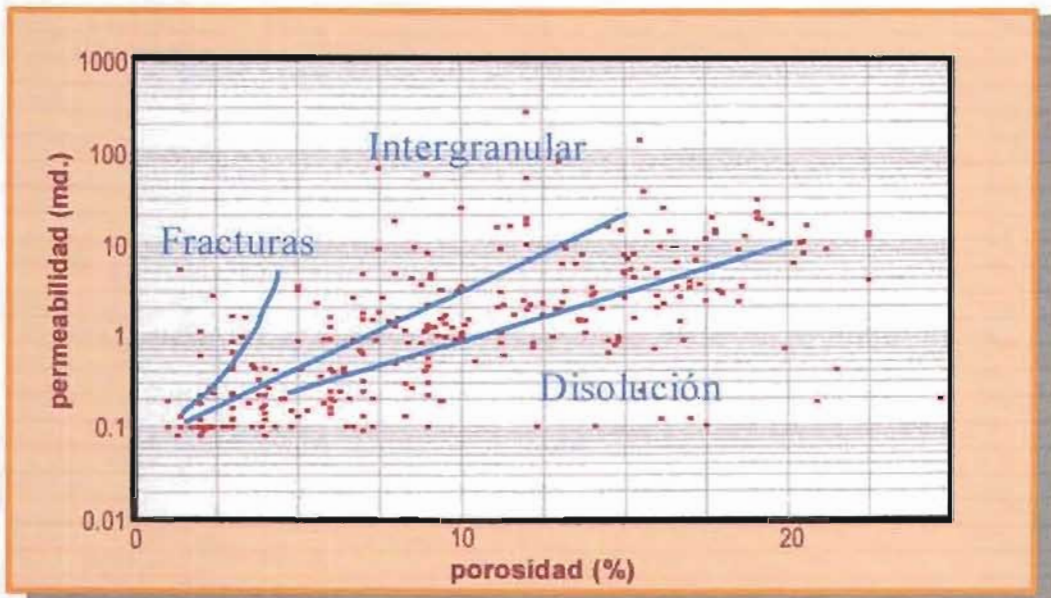


Fig. 2.5 Tipos de porosidad del yacimiento Tamabra ²⁶.

Los resultados de los análisis de laboratorio de porosidad y permeabilidad fueron normalizados aplicando una serie de algoritmos. En el caso de la porosidad se aplicaron la porosidad-neutrón, la relación de HUNT-RAYMER ⁵, etc., la cual es una correspondencia de la curva neutrón con su valor de porosidad, mientras que los algoritmos para la permeabilidad fueron calibrados con la fórmula de KOZENY ⁵.

Los datos de porosidad y permeabilidad se grafican uno contra el otro y con esto se sabe que los valores de porosidad tienen un rango de 6 a 19 %, mientras que la permeabilidad varía de 5 a 25 md; la distribución de estos valores nos indican que los tipos de porosidad en el yacimiento son: por disolución, intergranular y escasamente por fracturamiento, como se muestra en las Figuras 2.6 y 2.7.

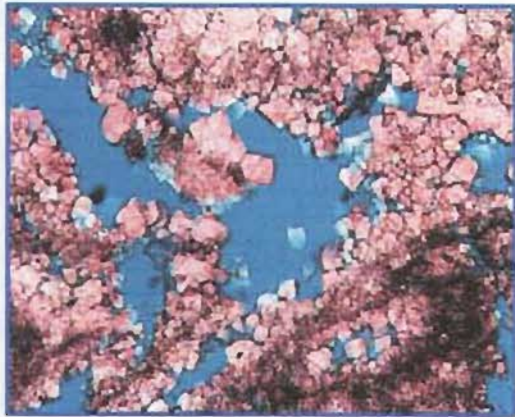


Fig. 2.6
Recristalización por dolomitización.
Porosidad por disolución ²⁸.

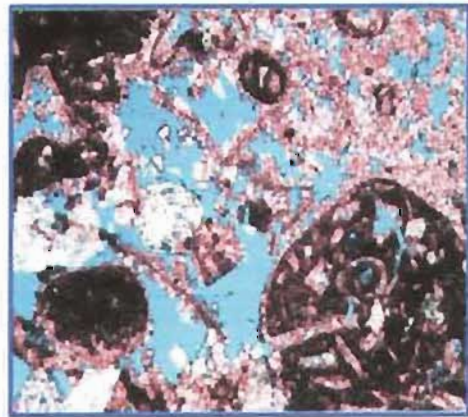


Fig. 2.7
Disolución de partículas de
bioclastos; porosidad por
disolución ²⁸.

El estudio de la caracterización dinámica del yacimiento Tamabra del Campo Poza Rica se inició en septiembre de 2001, con el diseño de un programa de inyección de trazadores químicos para identificar y/o evaluar los mecanismos que afectan el flujo de fluidos.

Los grandes volúmenes de inyección de agua bajo los cuales se encuentra actualmente el campo, así como el elevado número de pozos productores, dieron la pauta para dividir el área en cuatro regiones de estudio y para evaluar la comunicación entre los pozos. La primera fase del estudio se inició con el estudio del Área I y la segunda fase con las áreas II, II-A, III y IV.

II.2 Área I del campo Poza Rica.

EL Área I se ubica en la porción Noreste de campo. En esta área se seleccionaron siete pozos inyectoros en arreglo de línea y treinta y seis pozos productores observadores. En la Figura 2.8 se presenta un mapa del Campo Poza Rica y la posición del área seleccionada para este estudio.

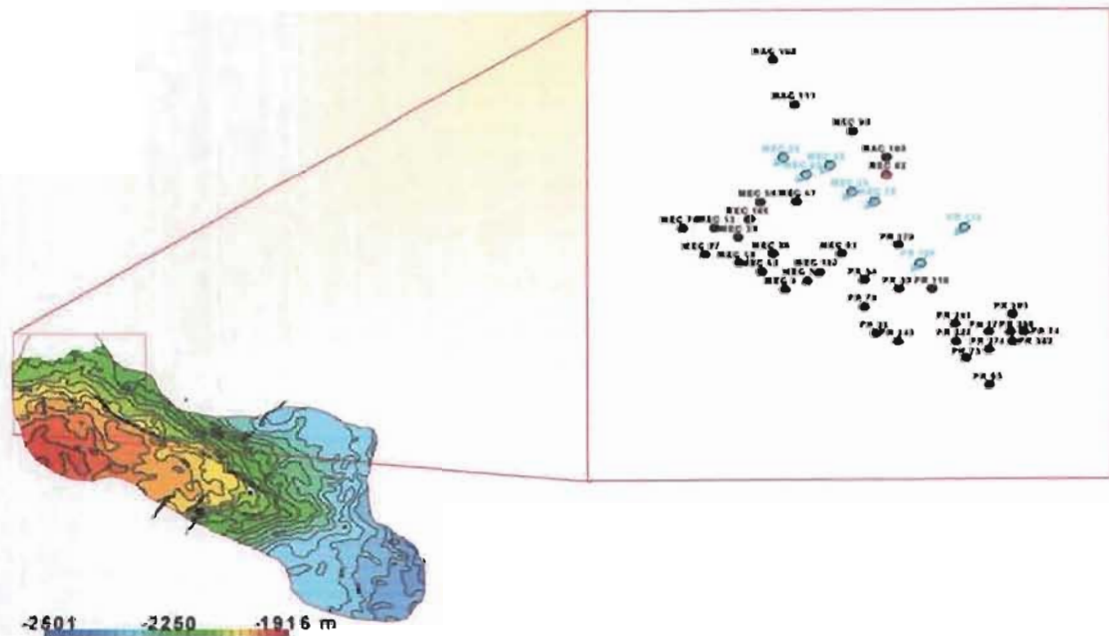


Fig. 2.8 Localización geográfica del Área I del campo Poza Rica.

A continuación se ilustra el mapa base del Área I del Campo Poza Rica, en donde se ubicaron todos los pozos que conforman el área; en color negro están los pozos observadores, mientras que el pozo Mecatepec 82 que se encuentra en el yacimiento Tantoyuca, se indica en rojo y los pozos inyectoros en azul, ver Fig. 2.9.

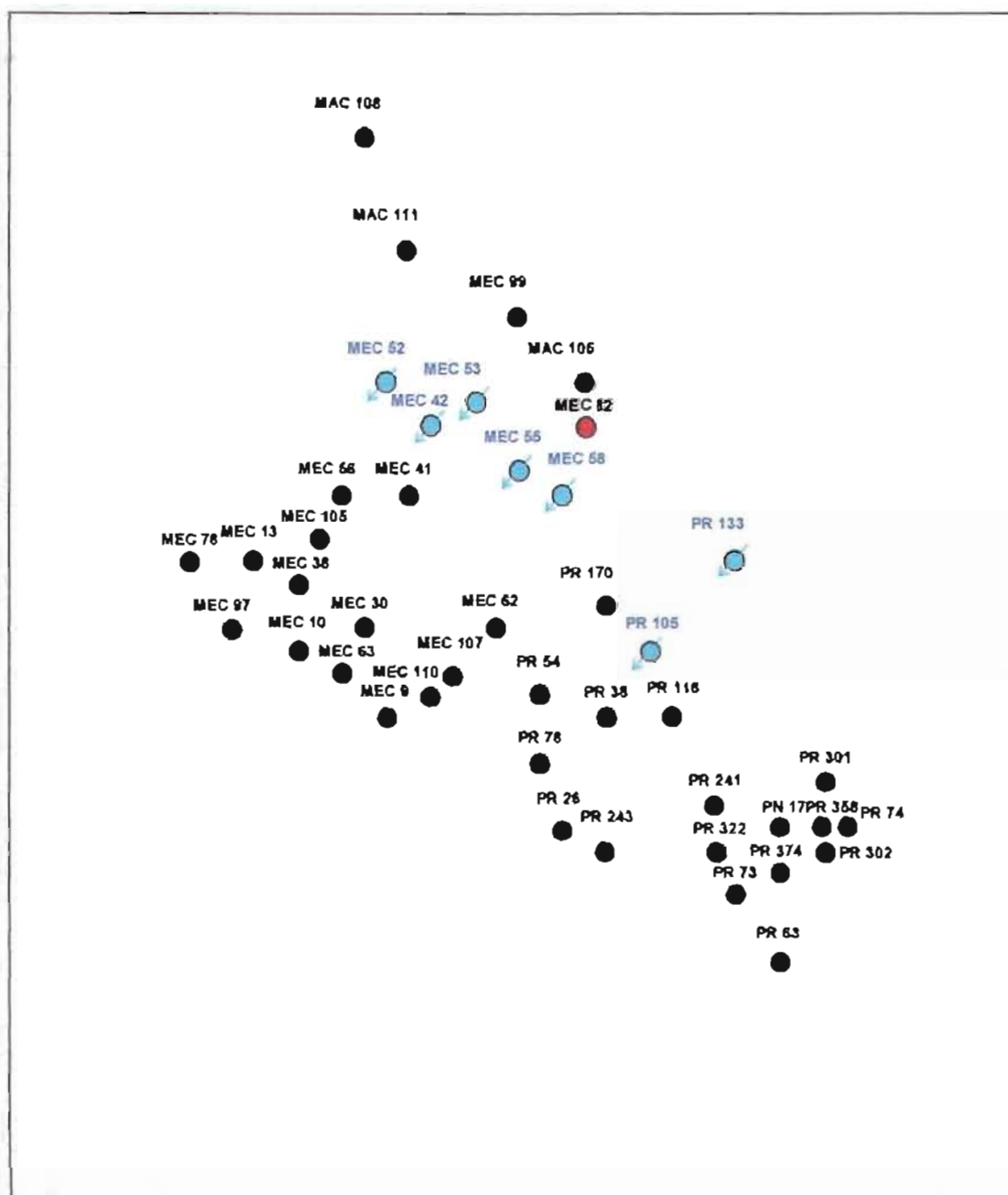


Fig. 2.9 Mapa base del Área I del Campo Poza Rica.

II.2.1 Petrofísica pozos productores.

Con la finalidad de conocer las propiedades petrofísicas de las rocas que conforman el área de estudio, se elaboró una tabla utilizando los registros de los pozos productores e inyectores ubicados en el Área I. La tabla contiene información de los principales parámetros de cada cuerpo: porosidad, espesor y en algunos casos se reporta la saturación de agua.

La Tabla 2.1, identifica los pozos y los intervalos con el cuerpo al que pertenecen, el espesor, porosidad y la saturación de agua en algunos pozos. El espesor del cuerpo "A" presenta un rango de 22 a 80 m con una variación de porosidad entre 11 y 15 %. El cuerpo "BC" oscila entre 18-113 m, con una porosidad que va de 10 a 16 %.

Tabla 2.1 Propiedades petrofísicas pozos productores observadores Área I.

Pozo	Intervalo (m)	Cuerpo	Espesor Promedio (m)	Porosidad Promedio (%)	Saturación de Agua (%)
PR 63	2041-2059	ab	18	12	21
PR 63	2059-2095	D	36	9	31
PR 63	2095-2180	BC	85	10	19
PR 63	2195-2240	A	45	12	16
PR 73	2045-2055	ab	10	23	11
PR 73	2055-2105	D	50	7	23
PR 73	2105-2173	BC	68	8	17
PR 73	2185-2245	A	60	12	14
PR 78	2045-2064	ab	-	-	-
PR 78	2064-2125	D	61	15	-
PR 78	2125-2165	BC	40	13	-
PR 78	2177-2250	A	73	15	-
PR 116	2112-2152	ab	40	-	-
PR 116	2152-2197	D	45	14	27
PR 116	2197-2254	BC	57	16	22
PR 170	2110-2132	ab	18	-	-
PR 170	2132-2209	D	77	14	-
PR 170	2209-2265	BC	56	15	-
PR 170	2280-2315	A	35	14	-
PR 243	2132-2166	ab	34	12	22
PR 243	2166-2227	D	61	12	13
PR 243	2227-2275	BC	48	15	-
PR 243	2300-2340	A	40	16	11

Tabla 2.1 (Continuación) Propiedades petrofísicas pozos productores Área I.

Pozo	Intervalo (m)	Cuerpo	Espesor Promedio (m)	Porosidad Promedio (%)	Saturación de Agua (%)
PR 74	2126-2190	D	64	13	2.00
PR 74	2190-2269	BC	79	15	9.14
PR 74	2281-2340	A	59	14	—
PR 241	2135-2166	ab	31	—	—
PR 241	2166-2220	D	54	15	—
PR 241	2220-2282	BC	62	15	—
PR 301	2185-2195	ab	—	—	—
PR 301	2195-2245	D	50	18	—
PR 301	2245-2260	BC	19	15	—
PR 302	2131-2155	ab	24	—	—
PR 302	2155-2200	D	45	16	—
PR 302	2200-2230	BC	30	16	—
PR 322	2121-2171	D	50	15	—
PR 322	2171-2215	BC	44	14	—
PR 358	2187-2200	ab	13	—	—
PR 358	2200-2237	D	37	18	—
PR 358	2237-2350	BC	113	15	—
PR 374	2140-2175	D	35	16	—
PR 374	2175-2257	BC	82	16	—
PN 17	2075-2090	ab	15	—	—
PN 17	2090-2130	D	40	17	—
PN 17	2130-2175	BC	45	16	—
MAC 105	2235-2269	D	34	15	—
MAC 105	2269-2345	BC	78	16	—
MAC 108	2240-2250	ab	10	—	—
MAC 108	2250-2295	D	45	15	—
MAC 111	2205-2229	ab	24	—	—
MAC 111	2229-2270	D	50	15	—
MEC 9	2058-2070	ab	12	—	—
MEC 9	2070-2110	D	40	12	—
MEC 9	2110-2165	BC	55	12	—
MEC 9	2182-2204	A	22	15	—
MEC 10	2205-2231	ab	26	—	—
MEC 10	2231-2295	D	64	11	—
MEC 10	2295-2330	BC	35	11	—
MEC 10	2345-2415	A	70	14	—
MEC 13	2123-2140	ab	17	—	—
MEC 13	2140-2172	D	32	11	—
MEC 13	2172-2190	BC	18	10	—
MEC 13	2197-2235	A	38	13	—
MEC 30	2170-2206	ab	36	—	—

De la misma manera, el cuerpo "D" varía en el rango de 20 a 73 m con la porosidad entre 10 y 18 %. Finalmente el cuerpo "ab" presenta valores de 10 a 48 m con una variación de porosidad de 12 y 20 %.

Tabla 2.1 (Continuación) Propiedades petrofísicas pozos productores Área I.

Pozo	Intervalo (m)	Cuerpo	Espesor Promedio (m)	Porosidad Promedio (%)	Saturación de Agua (%)
MEC 30	2206-2265	D	59	13	–
MEC 30	2265-2295	BC	30	13	–
MEC 30	2305-2382	A	77	14	–
MEC 36	2145-2175	ab	30	–	–
MEC 36	2175-2227	D	52	12	–
MEC 36	2227-2270	BC	43	12	–
MEC 36	2285-2315	A	30	13	–
MEC 41	2150-2203	D	53	13	–
MEC 41	2203-2300	BC	97	14	–
MEC 41	2320-2400	A	80	11	–
MEC 56	2142-2205	D	63	12	–
MEC 56	2205-2291	BC	86	13	–
MEC 62	2083-2154	D	71	15	–
MEC 62	2154-2240	BC	86	15	–
MEC 63	2112-2130	ab	18	–	–
MEC 63	2130-2203	D	73	11	–
MEC 63	2203-2230	BC	27	12	–
MEC 76	2135-2150	ab	15	–	–
MEC 78	2150-2185	D	35	10	–
MEC 82	2195-2240	D	45	13	22
MEC 97	2152-2200	ab	48	–	–
MEC 97	2200-2250	D	50	11	–
MEC 99	2195-2245	D	50	17	–
MEC 99	2245-2270	BC	25	15	–
MEC 105	2135-2182	D	47	12	–
MEC 105	2182-2220	BC	38	13	–
MEC 107	2115-2180	D	65	14	–
MEC 110	2100-2120	ab	20	13	–
MEC 110	2120-2170	D	50	13	–
PR 26	2043-2055	ab	12	–	–
PR 26	2055-2115	D	60	14	–
PR 26	2115-2165	BC	50	13	–
PR 38	2072-2087	ab	15	–	–
PR 38	2087-2156	D	69	16	–
PR 38	2156-2240	BC	84	14	–
PR 38	2240-2270	A	30	15	–
PR 54	2065-2085	ab	20	–	–
PR 54	2085-2145	D	60	15	–

II.2.2 Petrofísica de los pozos inyectoros.

De la misma forma que para los pozos productores, se utilizaron los registros de los pozos inyectoros, construyéndose la Tabla 2.2, la cual contiene los principales parámetros de cada cuerpo: porosidad, espesor y en algunos casos se reportó la saturación de agua.

Tabla 2.2 Propiedades petrofísicas pozos inyectoros Área I.

Pozo	Intervalo (m)	Cuerpo	Espesor Promedio (m)	Porosidad Promedio (%)	Saturación de Agua (%)
MEC 52	2200-2265	D	65	9	31
MEC 52	2265-2322	BC	57	11	32
MEC 52	2334-2365	A	31	8	40
MEC 53	2180-2250	D	70	12	38
MEC 53	2250-2312	BC	62	12	41
MEC 53	2321-2335	A	14	10	52
MEC 42	2163-2242	D	79	—	—
MEC 42	2242-2335	BC	93	—	—
MEC 42	2347-2455	A	108	—	—
MEC 55	2165-2235	D	70	—	—
MEC55	2235-2327	BC	92	—	—
MEC 58	2162-2238	D	76	—	—
MEC 58	2238-2330	BC	92	—	—
PR 105	2142-2155	ab	13	—	—
PR 105	2155-2215	D	60	—	—
PR 105	2215-2287	BC	72	—	—
PR 105	2300-2365	A	65	—	—
PR 133	2196-2212	ab	16	—	—
PR 133	2212-2226	D	14	—	—
PR 133	2226-2285	BC	59	—	—

La Tabla 2.2, presenta las variaciones de las propiedades de los diferentes cuerpos. En la misma, se observa como el espesor del cuerpo "A" varía en el rango de 14 a 108 m, y la porosidad entre 7 y 10 %. El espesor del cuerpo "BC" varía de 57-93 m, y su porosidad entre 10 y 11 %. De la misma manera el espesor del cuerpo "D" varía en el rango de 13 a 79 m, y su porosidad entre 8 y 11 %.

II.2.3 Interpretación estructural.

La Figura 2.10, muestra los espesores netos del cuerpo "ab", los cuales varían de 10 a 45 m aproximadamente. Los espesores mayores se encuentran distribuidos formando dos franjas alargadas, una al norte con respecto a la otra, en ambas se tiene un buen control por medio de los pozos del área; también se puede observar que son áreas separadas; el área sur está ligeramente alejada de los pozos inyectoros.

Los valores de espesor neto para los 17 pozos productores que se encuentran en esta área, varían de acuerdo al rango de valores mencionados. Los pozos MAC 108, MEC 9, PR 26, PR301, PR 358, y PR 78, se encuentran en la zona de menor espesor orientados hacia el suroeste, mientras que los pozos con mayor espesor PR 116, MEC 30, MEC 97, y MEC 36 concuerdan con los mostrados en el mapa general del cuerpo.

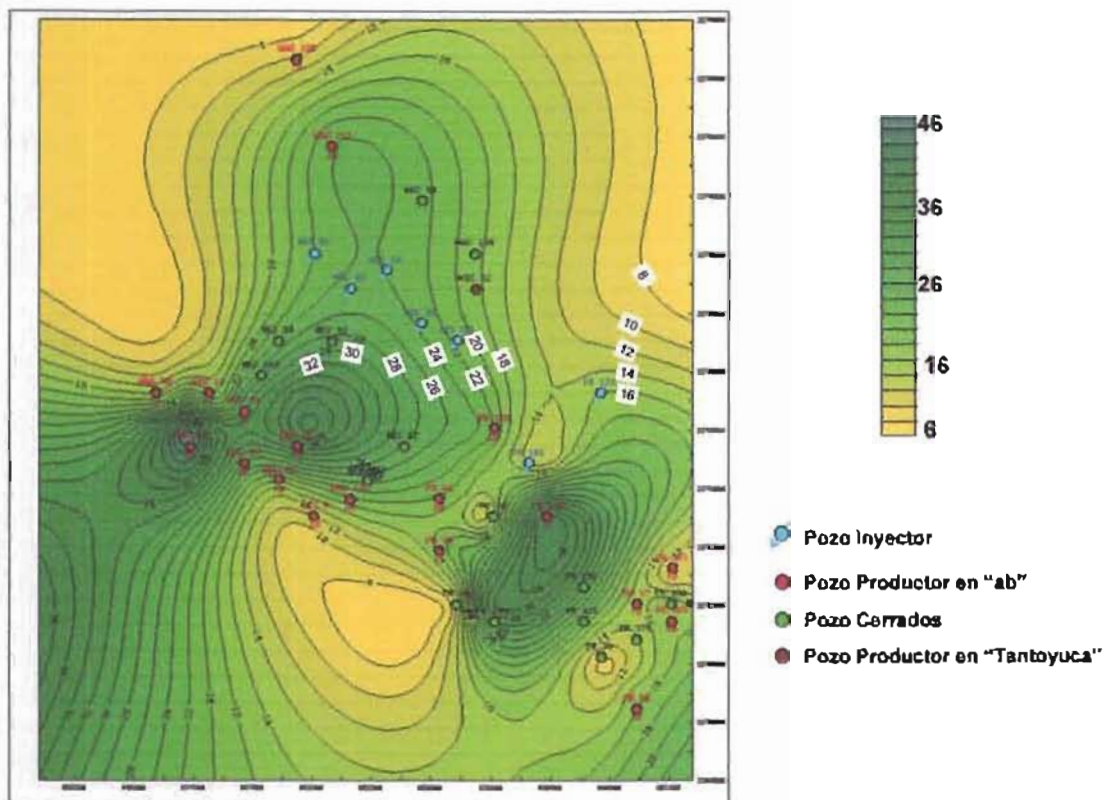


Fig. 2.10 Plano de isopacas del cuerpo "ab" del Área I del campo Poza Rica.

La Figura 2.11, es un mapa estructural en el cual se observa en la porción Suroeste el alto estructural del Campo Poza Rica, mientras que hacia el Noreste se tiene un desnivel que va desde 1975 m, el punto más alto hasta los 2200 m. Los pozos productores se encuentran entre las profundidades de 2000 a 2100 m, mientras que los pozos inyectoros se encuentran a profundidades que van de los 2100 m a los 2150 m, estando la mayor parte de ellos ubicados en el rango de los 2125 m. Los aspectos que controlan la trampa son de tipo estratigráfico.

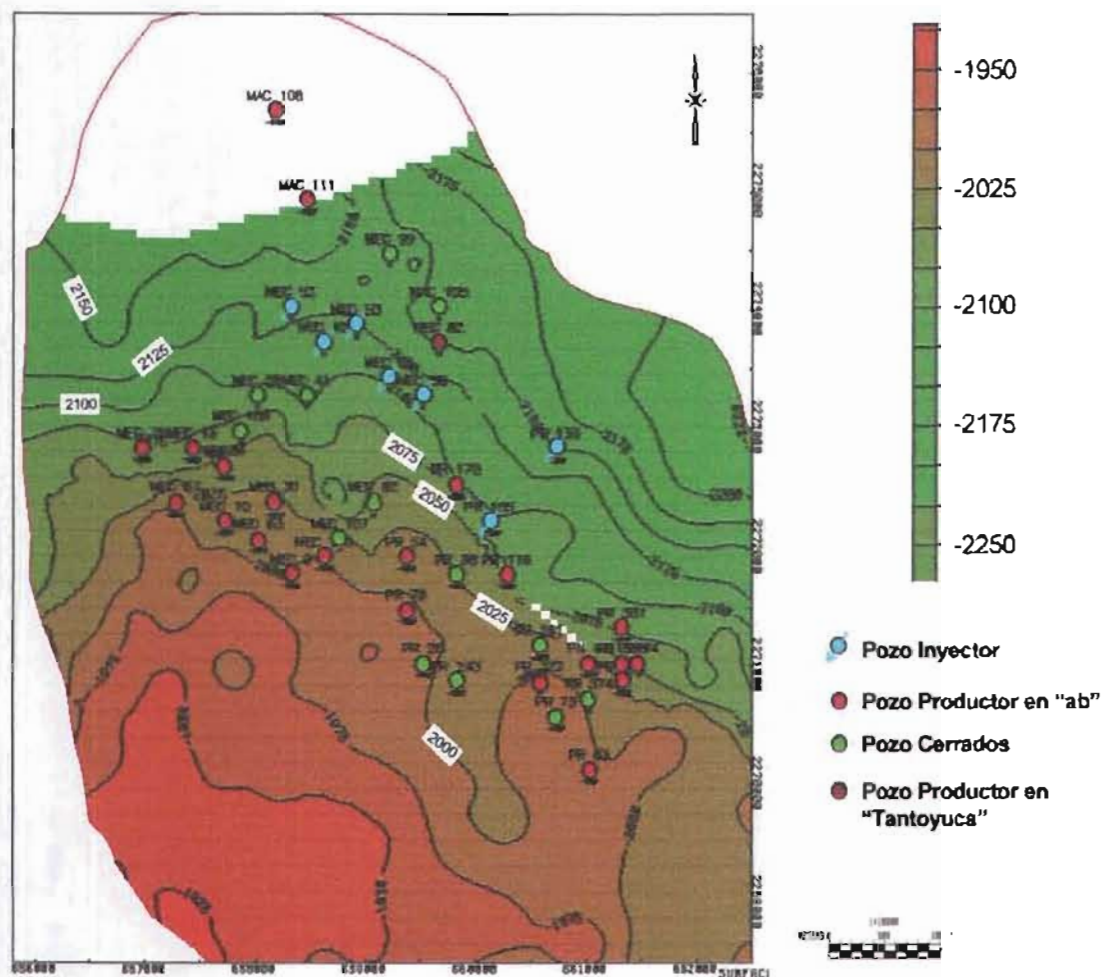


Fig 2.11 Plano estructural del cuerpo "ab" del Área I del campo Poza Rica.

Para el cuerpo "D", el mapa de la Figura 2.12, muestra la distribución de espesores de este cuerpo, la variación de espesores va de los 35 m a los 70 m. Cinco de los siete pozos inyector se ubican en el área de mayor espesor, mientras que en el área de los pozos productores el espesor varía entre los 35 a 70 m.

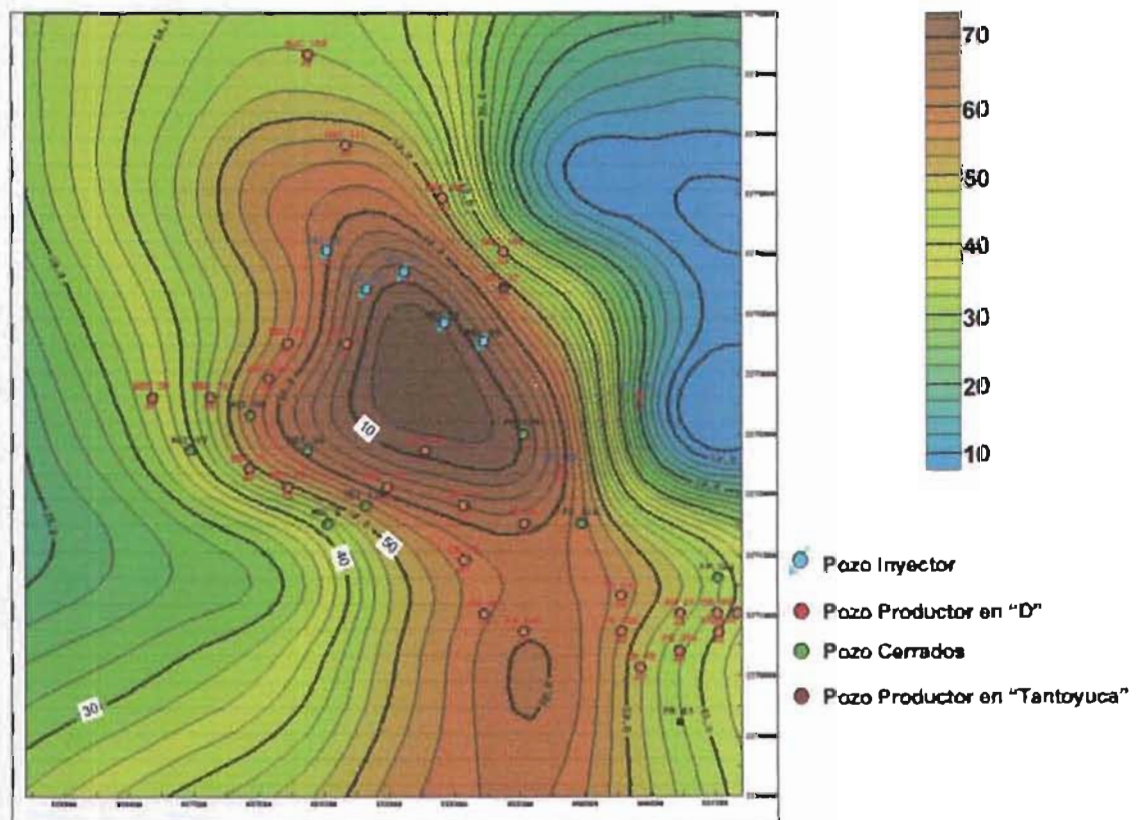


Fig. 2.12 Plano de Isopacas del cuerpo "D" del Área I del campo Poza Rica.

Estructuralmente los pozos productores se encuentra entre una profundidad que va de los 2100 m a los 2010 m y los inyectores se encuentran mas bajos estructuralmente, a profundidades alrededor de los 2100 a los 2125 m. La Figura 2.13 muestra la distribución del cuerpo "D" en el Área I del Campo Poza Rica.

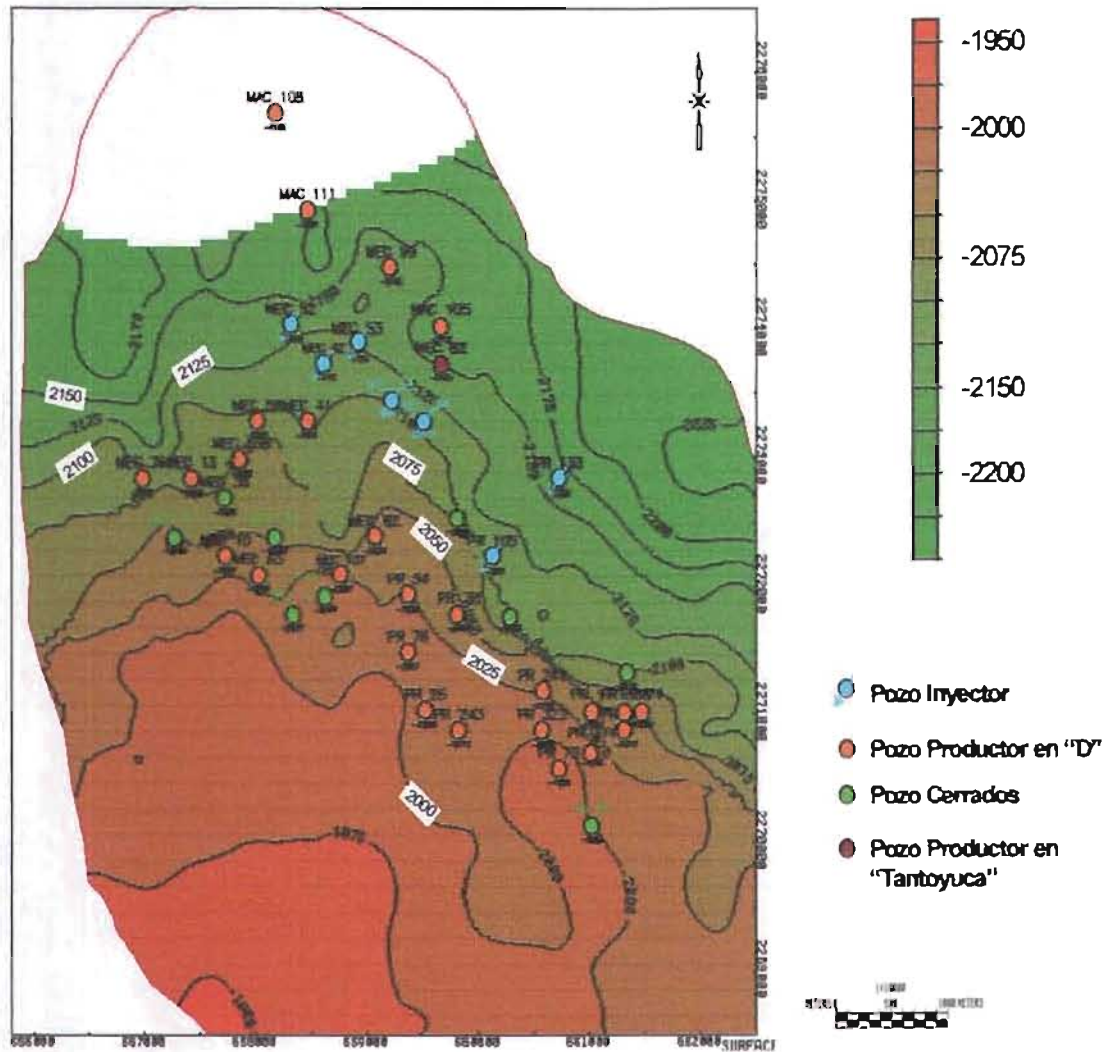


Fig. 2.13 Mapa estructural del cuerpo "D" del Área I del campo Poza Rica.

Los valores de espesor neto para el cuerpo "BC" varían entre 30 y 85 m aproximadamente. Los pozos inyector MEC 58, PR 133 y MEC 55, se encuentran inyectando en este cuerpo y sus espesores son de 92, 59 y 92 m, respectivamente; los dos pozos productores PR 374 y PR 73 que se explotan en este cuerpo presentan valores de 82 y 68 metros, respectivamente. La Figura 2.14, ilustra un mapa de espesor correspondiente al cuerpo "BC" con los pozos que conforman el Área I.

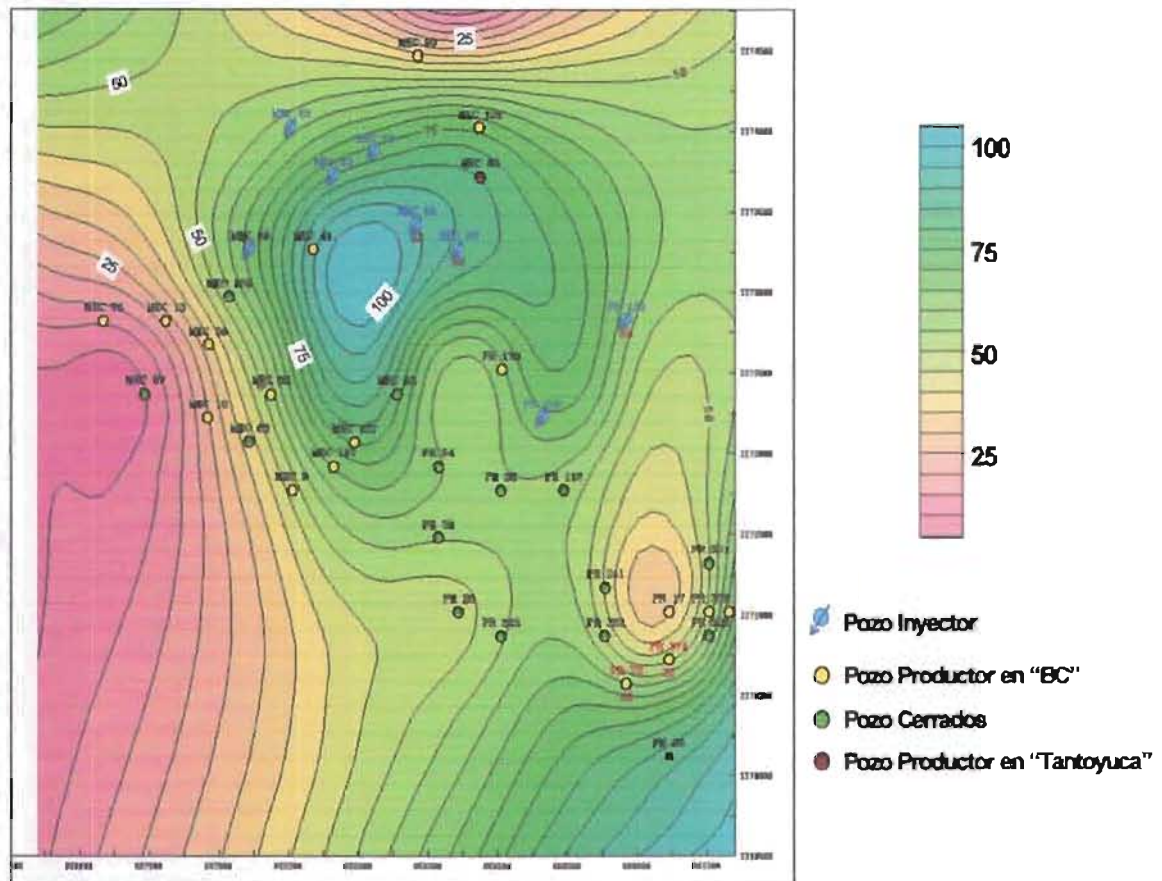


Fig. 2.14 Plano de Isopacas del cuerpo "BC" del Área I del campo Poza Rica.

Los pozos inyectoros se encuentran estructuralmente más bajos, a profundidades alrededor de los 2150 a los 2200 m, mientras que los pozos productores se encuentran entre una profundidad que va de los 2150 m a los 2050 m. La Figura 2.15 muestra la distribución del cuerpo "BC" en el Área I del Campo Poza Rica.

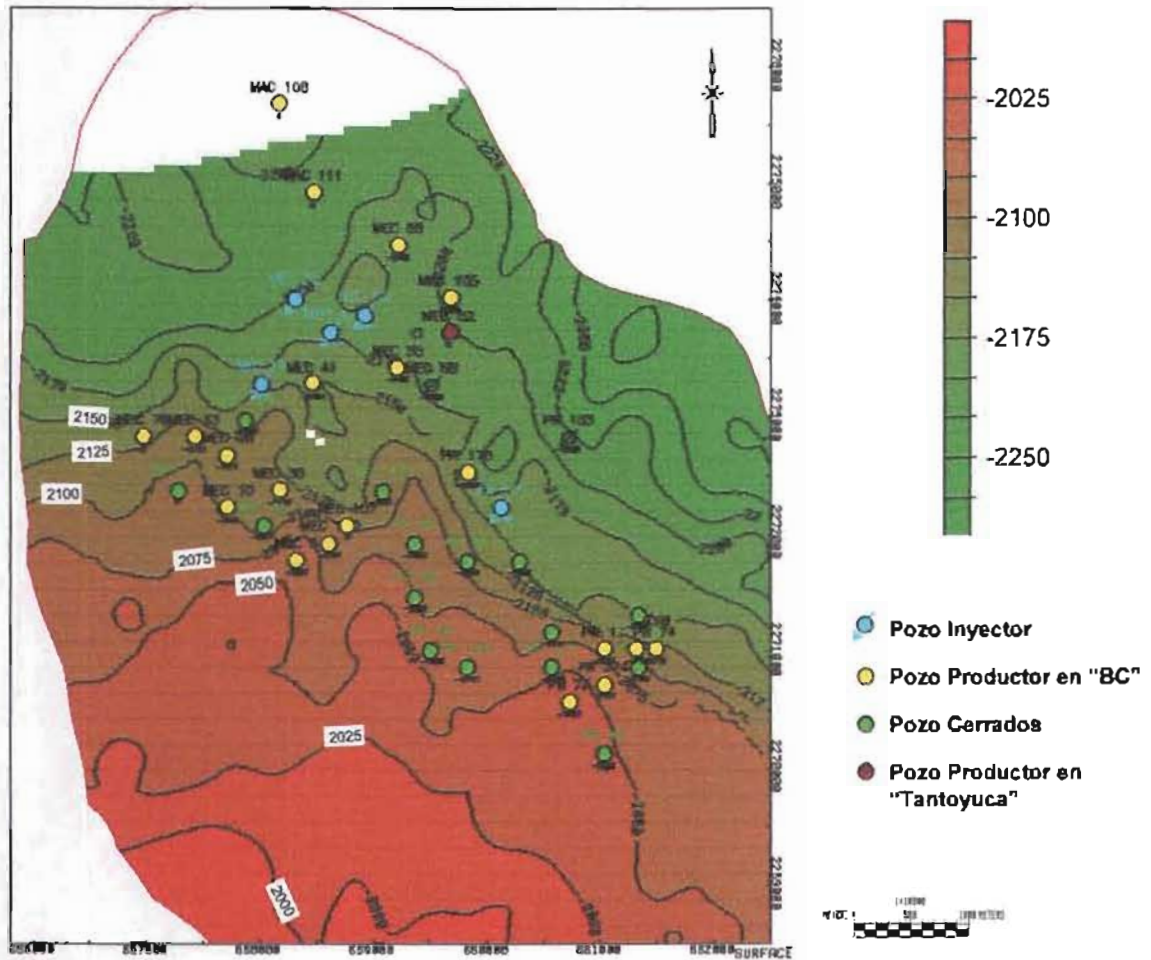


Fig. 2.15 Mapa estructural del cuerpo "BC" del Área I del campo Poza Rica.

En la mayoría de los casos los intervalos de los pozos inyectoros se encuentran estructuralmente más abajo que los intervalos de los pozos productores en el mismo cuerpo, lo cual facilita el barrido de aceite echado arriba sobre el mismo cuerpo.

Con el objeto de visualizar los cambios laterales de los espesores de los cuerpos productores y de la formación objetivo y a la vez su respuesta eléctrica, se anexan dos secciones estratigráficas indicando las zonas terminadas en cada uno de los pozos productores y el intervalo inyector en el pozo Poza Rica 105; con estas secciones se muestran detalles estratigráficos adicionales, Figuras 2.16 y 2.17.

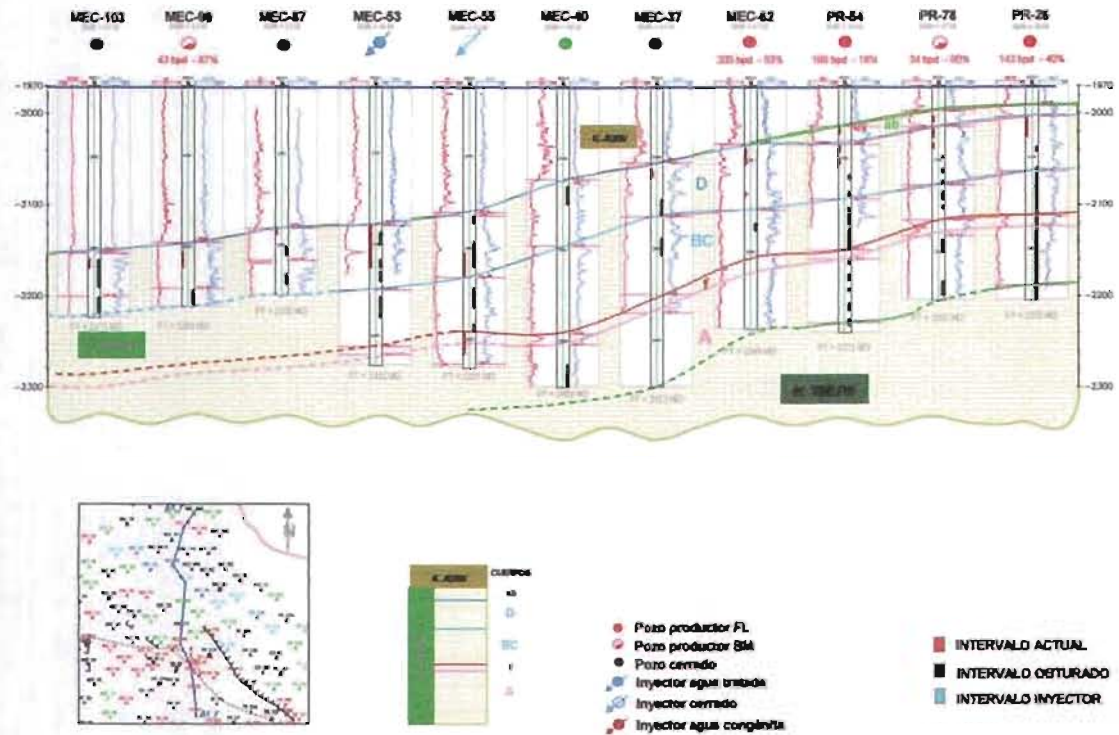


Fig. 2.16 Sección geológica transversal A1-I, A1-I', pozos Inyectores MEC-53, MEC-55.

La Fig. 2.17, muestra una sección con los horizontes de la formación Tamabra que cruzaron los pozos objetivo y su respuesta eléctrica.

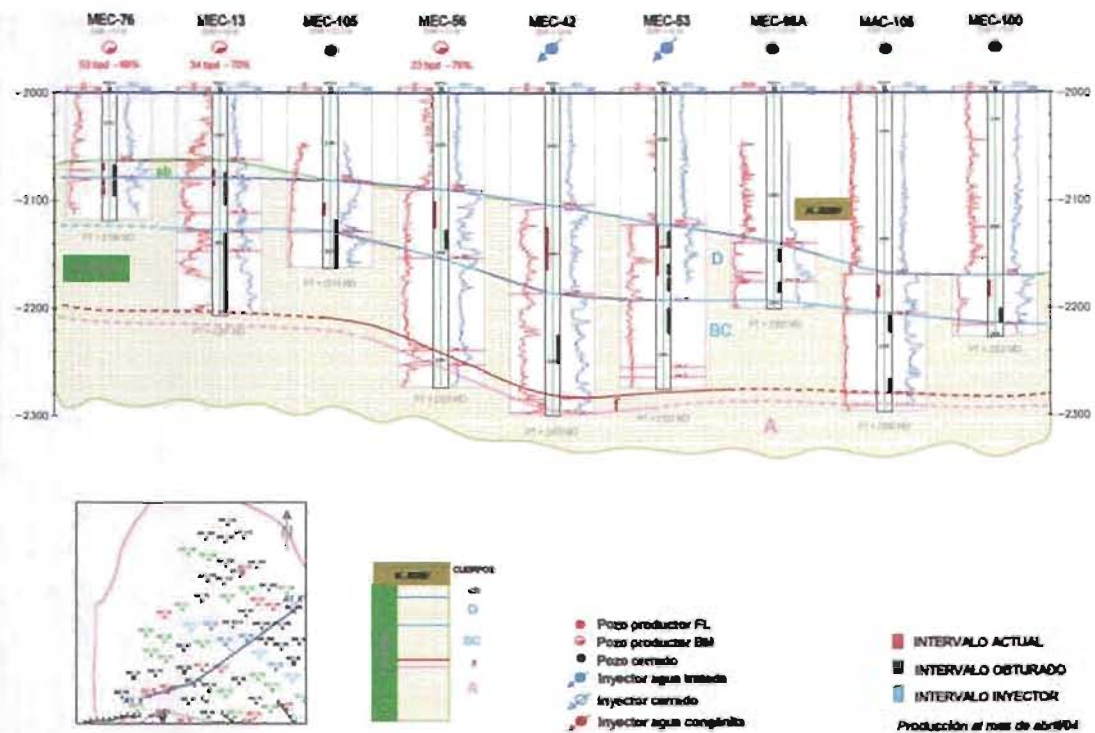


Fig. 2.17. Sección geológica transversal A1-II, A1-II', pozos Inyectores MEC-42, MEC-53.

Capítulo III

ANÁLISIS DEL ESQUEMA PRODUCCIÓN-INYECCIÓN ACTUAL

III.1 Pozos productores y unidades de flujo.

El receptáculo petrolero más importante, por su alto contenido de hidrocarburos y por el tiempo que lleva en explotación en el Distrito de Poza Rica, Ver., es el Campo Poza Rica, que incluye las áreas: Escolín, Manuel A. Camacho, Mecatepec, Petronac, Presidente Miguel Alemán, Poza Rica y Talaxca; es productor en las rocas calcáreas de la Formación Tamabra del Cretácico Medio. Esta formación, como se mencionó en el capítulo anterior, se encuentra subdividida en dos unidades litoestratigráficas bien definidas; Tamabra Superior y Tamabra Inferior, separados por un cuerpo denso "F", cuyo espesor varía de 2 a 15 metros. La formación Tamabra Superior, varía de 90 a 120 m de espesor, y la constituyen una serie de capas de grainstone y packstone de clastos y bioclastos de tamaño fino a medio cementados por calcita cristalina. Presenta considerable variación vertical de compacta a porosa, muestra pequeña variación lateral y es muy semejante tanto en los flancos como en el centro ⁶. Estas características propician la formación de unidades de flujo horizontales supuestamente independientes, conocidas como Cuerpos "ab", "D" y "BC".

El Tamabra Inferior está constituido por calizas dolomíticas de textura fina interdigitadas con calizas de rudistas, cuyo desarrollo es mejor a lo largo y en la parte axial del campo. Estas zonas, son precisamente las que presentan mejores Índices de productividad, muestran buena porosidad móldica que fue modificada por diagénesis. Estas características propician la formación de otra unidad de flujo horizontal hidráulicamente independiente conocida como Cuerpo "A".

La Tabla 3.1, muestra los 36 pozos que integran el Área I con datos de producción, salinidades, terminaciones y los cuerpos a través de los cuales se explotan actualmente. De estos pozos, 23 se explotan en forma independiente, 9 a través del cuerpo "ab", 14 en el cuerpo "D", en forma simultánea, 10 por medio de los cuerpos "ab-D", 3 en los cuerpos "BC-D" y el pozo Mecatepec-82 que se encuentra aportando de la formación Tantoyuca (Terciario).

**Tabla 3.1 Datos de producción de los pozos del Área I del campo Poza Rica
(reporte mensual de PEMEX, Julio de 2002).**

Pozo Productor	Intervalo (m)	Cuerpo	Sistema	Acetate	Agua	RGA	Salinidad
				(BPD)	(%)	(m ³ /m ²)	ppm
PR-63	2048-2057	ab	FL	293	11	21	17,040
PR-374	2135-2158 2168-2178	D D,BC	FL	106	82	28	15,975
PR-243	2059-2078	D	FL	48	68	119	16,685
PR-73	2060-2091 2100-2108 2110-2115	D D,BC BC	FL	243	36	24	14,910
MAC-108	2247-2260	ab, D	BM	91	44	26	35,320
MAC-111	2209-2218 2227-2230 2238-2243	ab D D	BM	122	10	30	25,915
MEC-10	2218-2228 2233-2240	ab D	FL	542	19	25	14,200
MEC-13	2132-2138 2143-2147	ab D	BM	47	63	29	17,040
MEC-36	2145-2155	ab	BM	25	72	53	8,875
MEC-56	2153-2177	D	BM	107	40	15	8,875
MEC-62	2086-2105	D	BM	84	63	35	10,650
MEC-63	2125-2140	ab, D	FL	315	17	18	12,070
MEC-76	2138-2144 2153-2158 2160-2167	ab D D	BM	30	61	243	13,320
MEC-97	2155-2164 2175-2190	ab ab	FL	379	5	137	14,910

Tabla 3.1 (Continuación) Datos de producción de los pozos del Área I del campo Poza Rica (reporte mensual de PEMEX, Julio de 2002).

Pozo Productor	Intervalo (m)	Cuerpo	Sistema	Aceite	Agua	RGA	Salinidad
				(BPD)	(%)	(m ³ / m ³)	ppm
MEC-89	2196-2200 2205-2222	D D	BM	78	58	53	28,045
MEC-105	2155-2167	D	BM	36	41	52	12,425
MEC-107	2124-2139 2152-2157	D D	BM	182	60	5	10,650
MEC-110	2105-2113	ab	FL	195	20	36	24,140
PR-26	2057-2078	D	FL	257	23	66	14,200
PR-38	2087-2097	D	BM	109	70	17	10,650
PR-54	2065-2073 2085-2093	ab D	FL	322	4	57	-
PR-78	2051-2058 2065-2076	ab ab	BM	76	85	67	38,340
PR-116	2112-2120	ab	BM	110	21	33	14,200
PR-241	2173-2179	D	BM	77	63	20	11,715
PR-302	2151-2155 2160-2195	ab D	FL	339	60	98	7,459
PR-358	2200-2226	D	BM	197	78	115	14,200
MEC-82	1344-1361 1377-1386	Tantoyuca	BM	56	15	33	18,815
PR-322	2121-2129 2135-2143	D D	BM	136	43	198	14,789
PR-74	2133-2155	D	FL	102	61	196	12,070
MEC-30	2165-2175	ab	BM	88	59	37	6,035
PR-301	2186-2191	ab	BM	75	70	185	-
MEC-9	2063-2069	ab	BM	19	92	448	13,135
MEC-41	2156-2164	D	BM	8	94	665	8,875
PN-17	2085-2092 2094-2106 2109-2121	ab, D D D	FL	134	66	111	9,230
PR-170	2112-2124	ab	BM	115	79	12	4,260
MAC-105	2243-2254	D	BM	23	70	60	32,210

III.1.1 Antecedentes de explotación del yacimiento Tamabra.

Desde el descubrimiento del yacimiento Tamabra en 1930 hasta la fecha, se han aplicado diversos procedimientos para optimizar su explotación; en su comportamiento primario la producción del yacimiento se realizó mediante su propia energía, en virtud de que el principal mecanismo de empuje se debió al gas disuelto en el aceite; en cuanto a la salinidad del agua producida de yacimiento, prácticamente se mantuvo en valores uniformes. En febrero de 1940, se inició la explotación en el Área I con el pozo Poza Rica 38, el cual resultó productor de aceite y gas en el Tamabra Inferior, posteriormente la secuencia de terminación correspondiente a esta etapa fue la siguiente; Petronac 17, Mecatepec 9 Poza Rica 26, Mecatepec 13, Mecatepec 10, Poza Rica 54, Poza Rica 78, Poza Rica 73, Poza Rica 74, Poza Rica 63, Mecatepec 30.

A partir de 1951 se aplicaron métodos de recuperación secundaria, principalmente de inyección de agua en distintos arreglos, como se mencionó en el Capítulo I. Los pozos que se terminaron en esta etapa y posteriores a ella, fueron los siguientes; Mecatepec 36 y Mecatepec 41 Mecatepec 56, Poza Rica 116, Poza Rica 170, Mecatepec 62, Poza Rica 241, Mecatepec 63, Poza Rica 243, M. A. Camacho 105, Mecatepec 76, M. A. Camacho 108, M. A. Camacho 111, Mecatepec 82, Mecatepec 99, Mecatepec 97, Mecatepec 105, Mecatepec 107, Poza Rica 302, Poza Rica 301, Mecatepec 110, Poza Rica 322, Poza Rica 358 y Poza Rica 374.

La Tabla 3.2, muestra la secuencia en que se terminaron los 36 pozos productores del Área I utilizados como observadores en este estudio, así como las condiciones de producción iniciales y finales; en la misma se pueden observar las fechas de disparo y los eventos que originaron su obturación. Otro aspecto importante que se puede ver, es la evolución de las concentraciones de la salinidad del agua producida a través del tiempo, en intervalos con más de 50 años de explotación. Hay pocos casos en los que el agua de inyección parece no haber irrumpido, ya que su salinidad actual ha variado muy poco respecto a los valores que se observaron al inicio de la explotación del campo.

Tabla 3.2 Antecedentes de explotación pozos Área I del campo Poza Rica, PEMEX, Julio de 2002.

POZO	FECHA DE TERMINACIÓN	FECHA DE DESPARO	INTERVALO (m/m)	CUERPO	PRODUCCION INICIAL				PRODUCCION FINAL				FECHA DE CESTURACIÓN	OBSERVACIONES		
					ACEITE (BPC)	RGA (m ³ /m ³)	Fw (%)	Sól. ppm	ACEITE (BPC)	RGA (m ³ /m ³)	Fw (%)	Sól. ppm				
POZA RICA-38	03-Abr-40	02-Abr-40	2130-2214	D/BC	3,884	135	0	-	1,132	380	60	28,000	28-Abr-55	Agujero descubierta		
		02-May-58	2165-2174	BC	585	102	4	45,000	31	122	60	45,000	15-Oct-57	Alto % de agua		
		19-Oct-57	2134-2145	D	151	2080	8	31,000	6	6,638	25	45,000	22-Oct-57	Alto RGA		
		27-Oct-57	2143-2145	D	157	1287	4	38,000	-	-	-	-	29-Ago-03	Actual		
		12-Abr-84	2135-2145	D	749	140	3	38,000	-	-	-	-	29-Ago-03	Actual		
		30-Ago-03	2082-2087	D	-	-	-	-	109	17	70	10,650	-	Actual		
PETRONAC-17	16-Oct-40	15-Oct-40	2158-2280	A-BC	5,082	127	0	-	280	238	1	-	10-Abr-48	Productor de aceite y gas		
		20-Abr-48	2252-2273	A	1,849	115	0	-	-	-	56	-	30-Nov-61	Inyectado de agua		
		01-Dic-61	2232-2242	A	1,384	66	33	62,000	11	60	72	-	07-Feb-63	Inyectado de agua		
		11-Feb-63	2165-2162	BC	208	145	43	-	136	100	25	-	18-Ene-70	-		
		04-Feb-70	2142-2150	BC	516	239	4	44,000	-	-	-	-	08-Jul-01	-		
		01-Ago-70	2142-2155	BC	-	-	-	-	-	-	-	-	03-Jul-01	-		
		25-Jul-01	2191-2209	A	-	-	-	-	-	-	-	-	03-Ago-01	-		
		04-Ago-01	2085-2082	Deb	198	-	-	-	134	111	66	9,230	-	Actual		
		04-Ago-01	2084-2105	D	168	-	-	-	134	111	66	9,230	-	Actual		
		04-Ago-01	2108-2121	D	168	-	-	-	134	111	66	9,230	-	Actual		
MECATEPEC-8	07-Jul-41	05-Jul-41	2128-2177	BC	2,516	380	0	-	198	700	0	-	12-Feb-43	Agujero descubierta alta RGA		
		05-Mar-43	2200-2251	A	1,636	80	0	-	-	-	100	-	28-Sep-68	Agujero descubierta, inyectado de agua		
		01-Feb-63	2184-2184	A	944	120	0	-	13	450	72	63,000	05-Sep-57	Alto % de agua		
		05-Sep-57	2145-2154	BC	-	-	48	60,000	-	-	48	63,000	11-Sep-57	Inyectado de agua		
		24-Sep-57	2145-2150	BC	157	250	22	62,000	7	-	99	-	13-Feb-69	Inyectado de agua		
		16-Feb-59	2105-2139	BC	-	-	100	45,000	0	0	100	35,000	28-Feb-68	Inyectado de agua		
		05-Mar-59	2145-2165	BC	837	133	16	56,000	8	165	90	35,000	07-Jul-59	Inyectado de agua		
		10-Jul-69	2094-2101	D	220	340	16	42,000	0	0	100	30,000	08-May-67	Inyectado de agua		
		11-May-67	2075-2088	D	-	-	100	-	-	-	100	-	16-May-67	Alto % de agua		
		20-May-67	2083-2088	ab	-	-	-	-	19	448	92	13,135	-	Actual		
		POZA RICA-26	24-Jul-40	28-Mar-42	2116-2230	A,BC	1,388	280	0	-	1,043	217	-	-	19-Jul-40	Productor de aceite y gas
				27-Jul-43	2205-2265	A	1,308	276	-	-	229	273	40	-	28-Sep-68	Productor de aceite y gas
25-Jul-68	2178-2188			A	680	167	-	-	31	191	98	60,000	27-Feb-60	Alto % de agua salada		
28-Feb-60	2141-2148			BC	616	84	28	45,000	288	80	98	42,000	28-Oct-61	-		
28-Oct-61	2123-028			BC	848	56	66	29,000	13	400	70	29,000	04-Ene-62	-		
04-Ene-62	2110-2114			BC	578	286	6	27,000	19	222	60	25,000	30-Jun-68	-		
13-Jul-68	2087-2083			D	522	167	2	28,000	-	-	98	25,000	18-Abr-66	Inyectado de agua salada		
15-Mar-00	2057-2078			D	407	786	19	-	257	66	23	14,200	-	Actual		
MECATEPEC-13	05-Feb-44			08-Feb-44	2190-2283	BC-D	384	100	0	-	40	360	6	60,000	23-Oct-52	Productor de aceite y gas
		28-Oct-52	2207-2215	D	421	105	2	50,000	10	325	74	40,000	31-May-63	Inyectado de agua		
		04-Jun-63	2134-2164	D	849	168	8	30,000	-	-	-	-	28-Jul-02	Inyectado de agua		
		13-Ago-02	2132-2138	ab	31	-	-	-	47	29	63	17,040	-	Actual		
		13-Ago-02	2143-2147	D	31	-	-	-	47	29	63	17,040	-	Actual		
		MECATEPEC-10	21-Abr-45	21-Abr-45	2372-2404	A	333	221	0	-	230	145	5	-	22-Feb-46	Productor de aceite y gas
01-Mar-49	2360-2368			A	-	-	30	40,000	-	-	-	-	05-Mar-49	Alto % de agua		
03-Mar-49	2377-2385			A	1,510	110	10	-	-	-	-	-	22-Mar-49	Alto % de agua		
24-Mar-49	2352-2370			A	1,183	103	4	-	-	-	-	-	02-Abr-49	Inyectado de agua		
03-Abr-49	2354-2360			A	-	-	-	-	-	-	-	-	04-Abr-49	Alto % de agua		
06-Abr-49	2359-2365			A	1,028	135	2	-	11	360	60	-	15-Mar-53	Alto % de agua		
25-Mar-53	2334-2344			BC	447	141	2	-	30	215	50	-	14-Nov-58	Alto % de agua		
15-Nov-57	2304-2314			BC	157	173	6	60,000	12	329	49	-	14-Nov-58	Alto % de agua		
15-Nov-58	2280-2288			D	252	160	2	40,000	-	-	-	-	16-Ene-63	Inyectado de agua		
22-Ene-63	2245-2252			D	129	200	10	-	-	-	-	-	01-Oct-01	Inyectado de agua		
16-Nov-01	2223-2240			D	542	-	-	-	542	25	19	14,200	-	Actual		
16-Nov-01	2218-2228			ab	542	-	-	-	542	25	19	14,200	-	Actual		
POZA RICA-54	20-Jun-47			22-Oct-46	2275-2283	A	-	-	100	-	-	-	100	65,000	30-Oct-46	Inyectado de agua
				09-Ene-47	2257-2265	A	-	-	100	-	-	-	100	33,600	08-Ene-47	Inyectado de agua
		11-Ene-47	2241-2245	A	-	-	100	-	-	-	100	65,000	19-Ene-47	Inyectado de agua		
		21-Ene-47	2225-2233	A	1447	55	25	-	-	-	-	-	07-Feb-47	Inyectado de agua		
		00-Feb-47	2208-2215	A	1510	122	6	-	-	-	-	-	16-Mar-47	Inyectado de agua		
		19-Mar-47	2190-2200	BC	1623	113	5	-	-	-	-	-	15-Jun-47	Inyectado de agua		
		18-Jun-47	2160-2172	BC	2693	115	0	-	80	480	0	-	28-Ene-52	Inyectado de agua		
		02-Feb-62	2175-2180	BC	333	248	0	-	-	-	65	20,000	08-Mar-57	Inyectado de agua		
		08-Mar-57	2152-2157	BC	-	-	68	60,000	-	-	95	50,000	13-Mar-57	-		
		14-Mar-57	2135-2140	D	101	2944	4	35,000	-	-	68	15,000	21-May-84	-		
		02-Jun-84	2117-2123	D	408	200	5	17,000	-	-	80	15,000	20-Mar-85	Alto % de agua		
		25-Mar-85	2101-2107	D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Aislado mecánicamente		
		23-Mar-02	2085-2070	ab	72	-	-	-	322	57	4	-	-	Actual		
		23-Mar-02	2085-2080	D	72	-	-	-	322	57	4	-	-	Actual		
23-Mar-02	2101-2107	D	72	-	-	-	-	-	-	-	-	Aislado mecánicamente, redesparró				

Tabla 3.2 (Continuación) Antecedentes de explotación pozos Área I del campo Poza Rica, PEMEX, Julio de 2002.

POZO	FECHA DE TERMINACIÓN	FECHA DE DESPARD	INTERVALO (m/mm)	CUERPO	PRODUCCIÓN INICIAL				PRODUCCIÓN FINAL				FECHA DE DESATURACIÓN	OBSERVACIONES		
					ACEITE (BPCD)	ROA (m³/día)	Pw (%)	Shl (ppm)	ACEITE (BPCD)	ROA (m³/día)	Pw (%)	Shl (ppm)				
POZA RICA-78	28-Ago-47	34-Ago-47	2231-2247	A	2,453	112	-	-	-	-	99	65,000	20-Jul-56	Productor de aceite y gas		
		26-Ago-56	2185-2200	BC	912	140	-	-	-	-	77	60,000	26-Ago-56	Inyectado de agua		
		29-Mar-58	2148-2152	BC	252	1,416	4	40,000	-	-	90	40,000	18-Ago-59	Alto % de agua		
		26-Ago-59	2133-2137	BC	223	182	77	40,000	-	-	100	40,000	10-Mar-62	Alto % de agua		
		05-Ene-60	2133-2142	BC	220	182	77	-	-	-	100	35,000	10-Mar-62	Alto % de agua		
		11-Jul-62	2121-2125	BC	-	-	80	35,000	-	-	-	-	-	16-Mar-62	Inyectado de agua	
		20-Mar-62	2105-2113	BC	-	-	81	32,400	-	-	81	32,000	25-Mar-62	Inyectado de agua		
		27-Mar-62	2094-2097	D	389	433	11	39,200	-	-	-	-	-	15-Sep-64	Productor de aceite y gas	
		17-Sep-64	2081-2087	D	63	100	30	12,000	76	67	86	38,340	-	Actual		
		23-Sep-01	2085-2076	D	65	-	-	-	76	67	85	38,340	-	Actual		
		23-Sep-01	2051-2068	AB	95	-	-	-	76	67	86	38,340	-	Actual		
		POZA RICA-73	27-Oct-47	07-Sep-47	2246-2258	A	2,157	80	1	62,000	277	84	8	-	20-May-63	Productor de aceite y gas
				21-May-63	2150-2173	BC	717	117	1	32,000	50	1,029	70	80,600	14-Jun-69	Productor de aceite y gas
16-Jun-69	2110-2115			BC	635	238	14	31,000	243	24	38	14,910	-	Actual		
05-Mar-01	2050-2081			D	-	-	-	-	243	24	35	14,910	-	Actual		
09-Mar-01	2100-2108	BC,D	-	-	-	-	243	24	39	14,910	-	Actual				
POZA RICA-74	10-Feb-48	11-Ene-48	2324-2333	A	-	-	75	10,400	-	-	-	-	03-Ene-48	Inyectado de agua		
		06-Feb-48	2218-2242	BC	1,101	140	1	-	55	511	80	-	23-Feb-63	Productor de aceite y gas		
		28-Feb-63	2175-2190	D	120	237	1	47,400	8	-	-	-	23-Mar-61	Inyectado de agua		
		27-Mar-61	2133-2155	D	230	-	-	-	102	185	61	12,070	-	Actual		
		14-Mar-54	2290-2290	A	1,573	114	0	-	47	515	0	0	14-Mar-54	-		
POZA RICA-63	12-Feb-49	24-Mar-54	2205-2214	A	377	491	0	-	6	1,344	53	55,000	04-Ene-72	Inyectado de agua		
		10-Ene-72	2180-2185	A	484	78	31	52,000	-	-	-	-	21-Abr-75	Fracispero		
		05-Mar-75	2180-2185	A	178	300	50	-	7	289	80	35,000	13-Nov-79	Fracispero, alto % de agua		
		16-May-79	2147-2152	BC	75	80	60	-	3	133	90	30,000	06-Feb-82	Inyectado de agua		
		19-May-82	2125-2132	BC	94	100	60	-	-	-	95	32,000	10-May-82	-		
		18-May-82	2057-2077	D	38	100	50	33,000	-	-	-	-	05-Jun-01	Actual		
		14-Jun-01	2048-2057	AB	372	-	-	-	283	21	19	17,040	-	Actual		
		MECATEPEC-30	23-Jul-51	27-Jun-51	2289-2295	BC	0	-	-	-	-	-	-	-	21-Oct-53	Alto % de agua
				13-Jul-61	2250-2255	BC	754	349	0	-	9	119	6	-	-	Ampliación
				24-Oct-63	2289-2279	BC	440	190	1	-	-	-	100	45,000	02-Jun-63	Inyectado de agua
				02-Jun-60	2276-2287	BC	189	170	30	43,000	-	-	100	45,000	02-Jun-63	Inyectado de agua
07-Jun-63	2235-2253			D	642	63	22	50,000	4	-	84	35,000	11-Oct-68	Inyectado de agua		
15-Dic-68	2203-2210			D-ab	185	207	6	40,000	1	200	100	-	-	28-Ene-67	Inyectado de agua	
15-Mar-67	2182-2192			AB	232	150	10	45,000	-	-	-	-	-	Aislado mecánicamente		
10-Nov-85	2185-2175	AB	31	648	70	40,000	88	37	59	6,035	-	Actual				
MECATEPEC-35	18-Sep-51	26-Ago-51	2279-2285	A	-	-	80	51,000	-	-	-	-	03-Sep-61	Alto % de agua		
		13-Sep-61	2247-2257	BC	501	151	0	-	-	-	100	67,000	17-Ago-68	Productor de aceite y gas		
		20-Ago-68	2209-2228	D	-	-	100	68,000	-	-	100	55,000	01-Sep-65	Inyectado de agua		
		01-Sep-68	2190-2195	D	63	407	10	64,000	-	-	100	-	30-Ene-68	Inyectado de agua		
		12-May-60	2185-2207	D	377	120	0	-	-	-	100	-	30-Ene-68	Inyectado de agua		
		01-Feb-68	2169-2174	AB	315	303	41	24,000	-	-	100	-	23-May-67	Inyectado de agua		
		27-May-67	2145-2145	AB	-	-	98	31,000	25	53	72	8,875	-	Actual, Testigo de presión		
		MECATEPEC-41	26-Jul-52	11-Jun-52	2250-2260	BC	-	-	99	64,000	-	-	80	-	17-Jun-52	Inyectado de agua
21-Jun-52	2205-2225			BC	189	85	38	70,000	-	-	-	-	17-Jul-52	Inyectado de agua		
21-Jul-62	2180-2200			D	654	140	2	-	21	321	80	66,000	14-Feb-59	Productor de aceite y gas		
16-Feb-59	2158-2164			D	75	58	0	-	8	665	84	8,875	-	Actual		
MECATEPEC-65	25-Ene-54	12-Ene-54	2188-2188	D	315	215	0	68,000	-	-	-	-	09-Abr-63	Productor de aceite y gas		
		28-May-64	2178-2188	D	63	305	0	-	2	370	3	36,000	06-Abr-63	-		
		21-Abr-63	2163-2177	D	315	118	0	-	107	16	40	8,875	-	Actual		
POZA RICA-116	01-Feb-54	26-Feb-54	2185-2205	BC	359	139	0	-	120	165	69	55,000	15-Sep-67	Alto % de agua		
		16-Sep-57	2165-2175	D	284	144	3	47,800	88	121	21	50,000	23-Nov-62	Productor de aceite y gas		
		30-Nov-62	2138-2151	AB	844	184	7	61,000	-	-	99	60,000	22-Ago-72	Inyectado de agua		
		29-Ago-72	2112-2117	AB	184	438	5	40,000	-	-	-	-	-	Ampliación		
		13-Mar-65	2112-2120	AB	233	70	25	-	110	33	21	14,200	-	Actual		
POZA RICA-170	23-Ago-64	10-Ago-64	2180-2174	D	682	150	3	-	182	90	28	50,000	07-Oct-67	Obstruido por alto % de agua		
		09-Oct-67	2133-2143	D	333	180	1	40,000	-	-	-	-	21-May-01	Actual		
		14-Jun-01	2113-2124	AB	57	-	80	-	115	12	79	4,280	-	Actual		
MECATEPEC-62	15-Jul-55	10-Jul-55	2167-2176	BC	780	100	1	50,000	18	180	80	50,000	25-Oct-58	Productor de aceite y gas, alto % de agua		
		03-Nov-56	2135-2139	D	503	135	0	-	-	-	-	-	-	Aislado mecánicamente		
		28-Dic-62	2088-2105	D	-	-	-	-	84	35	83	10,650	-	Actual		
		POZA RICA-241	18-Jul-66	13-Jul-66	2230-2248	BC	377	143	12	48,200	-	-	-	-	18-Jul-66	Productor de aceite y gas
22-Jul-66	2182-2182			D	189	705	1	35,000	-	-	-	-	-	Productor de aceite y gas		
19-Ago-66	2173-2179			D	508	180	10	-	-	-	-	-	-	Actual		
14-May-00	2203-2227			BC,D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27-May-00	-	
27-May-00	2173-2179			D	85	164	65	38,000	77	20	63	11,715	-	Actual		
06-Jun-00	2263-2272	BC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Aislado mecánicamente			

Tabla 3.2 (Continuación). Antecedentes de explotación pozos Área I del campo Poza Rica, PEMEX, Julio de 2002.

POZO	FECHA DE TERMINACIÓN	FECHA DE DESARDO	INTERVALO (m/mm)	CUBRPO	PRODUCCIÓN INICIAL				PRODUCCIÓN FINAL				FECHA DE OBTURACIÓN	OBSERVACIONES
					ACÉTE (EPD)	RGA (M³/M)	Fw (%)	Sal. ppm	ACÉTE (EPD)	RGA (M³/M)	Fw (%)	Sal. ppm		
MECATEPEC-83	29-Nov-66	03-Nov-66	2252-2262	A	0	-	100	23,000	-	-	100	23,000	06-Nov-66	Inyectado de agua
		10-Nov-66	2210-2220	BC	113	542	53	-	22	221	90	28,000	20-Jun-68	Productor de aceite y gas
		24-Jun-68	2184-2192	D	409	203	38	40,000	-	-	100	36,000	11-Jun-69	Inyectado de agua
		12-Jun-69	2145-2150	D	264	305	8	-	-	-	-	-	14-Nov-01	Actual
		18-Nov-01	2125-2140	ab-D	379	89	18	-	315	18	17	12,070	-	-
POZA RICA-243	22-May-67	18-Abr-67	2235-2241	A	-	-	-	-	-	-	-	-	12-Jun-68	Inyectado de agua
		30-Abr-67	2227-2241	BC,D	157	300	11	-	-	-	100	28,000	12-Jun-68	Alto % de agua
		14-Jun-68	2194-2200	D	199	688	2	30,000	10	432	60	25,000	02-Dic-74	Dejó pescado
		13-Dic-74	1280-1315	TNYC	-	-	-	-	-	-	-	-	19-Dic-88	Taconado 25-dic-88
		13-Dic-74	1285-1271	TNYC	189	425	0	-	-	-	-	-	19-Dic-88	Actual: PRSDH
		03-Jun-02	2242-2410	D	309	-	-	-	48	119	68	16,648	-	-
M A CAMACHO-105	07-Ago-67	18-Jul-67	2329-2344	BC	-	-	100	74,000	-	-	-	-	25-Jul-67	-
		03-Ago-67	2268-2286	BC	78	460	60	68,000	-	-	-	-	21-Jun-68	Aislado x alto % de agua
		21-Jun-68	2243-2264	D	289	-	90	-	23	60	70	32,210	-	Actual
MECATEPEC-78	27-Ago-68	23-Ago-68	2138-2167	D-ab	315	300	12	40,000	-	-	-	-	04-Abr-02	Productor de aceite y gas
		28-Abr-02	2160-2167	D	16	-	-	-	30	243	61	13,320	-	Actual
		28-Abr-02	2153-2158	D	16	-	-	-	30	243	61	13,320	-	Actual
		28-Abr-02	2138-2144	ab	18	-	-	-	30	243	61	13,320	-	Actual
M A CAMACHO-108	09-Dic-68	14-Nov-68	2281-2288	D	-	185	43	55,000	-	-	-	-	14-Ene-70	Productor de aceite y gas
		27-Feb-69	2280-2292	D	-	382	49	55,000	2	190	80	55,000	14-Ene-70	Productor de aceite y gas
		17-Ene-70	2247-2260	ab-D	-	388	18	50,000	61	25	44	35,320	-	Actual
M A CAMACHO-111	29-May-68	05-May-68	2246-2258	D	360	100	25	68,000	-	-	-	-	24-May-60	Productor de aceite y gas
		03-Jun-60	2208-2218	ab	128	100	20	-	-	-	-	-	-	Actual
		24-Nov-01	2238-2243	D	87	-	-	-	122	30	10	25,915	-	Actual
		24-Nov-01	2227-2233	D	87	-	-	-	122	30	10	25,915	-	Actual
		01-Dic-01	2209-2218	ab	87	-	-	-	122	30	10	25,915	-	Redespeo
MECATEPEC-82	21-Jun-70	20-Jun-70	2204-2210	D	366	488	34	32,000	-	-	-	-	21-Jul-81	Productor de aceite
		20-Jul-61	1377-1386	TNYC	-	-	-	-	86	33	15	18,815	-	Actual
		29-Jul-61	1344-1361	TNYC	233	71	0	-	68	33	15	18,815	-	Actual
MECATEPEC-89	08-Mar-72	28-Feb-72	2246-2282	BC	-	-	65	57,000	-	-	65	57,000	05-Mar-72	Inyectado de agua
		07-Mar-72	2188-2200	D	208	700	10	60,000	-	-	-	-	-	Actual
		07-Mar-72	2205-2222	D	208	700	10	60,000	78	53	58	28,045	-	Actual
MECATEPEC-97	24-Abr-72	21-Abr-72	2230-2245	D	128	250	2	50,000	-	-	98	-	27-Abr-83	Inyectado de agua
		30-Abr-83	2198-2207	D	82	-	-	-	-	-	-	-	07-Nov-01	-
		20-Nov-01	2175-2190	ab	222	-	-	-	-	-	-	-	-	Actual
		20-Nov-01	2155-2164	ab	204	-	-	-	379	137	5	14,910	-	Actual
MECATEPEC-105	04-Ago-72	22-May-72	2170-2215	D-BC	-	-	-	-	-	-	-	-	26-May-77	Agujero descubierta
		03-Jun-72	2155-2167	D	94	200	3	60,000	38	52	41	12,425	-	Actual
MECATEPEC-107	14-Ago-72	11-Ago-72	2152-2157	D	377	203	20	30,000	-	-	-	-	-	Actual
		05-Nov-01	2124-2139	D	103	-	-	-	182	5	60	10,850	-	Actual
POZA RICA-302	04-Abr-73	03-Abr-73	2246-2257	A	1,239	300	2	-	-	-	98	-	20-Nov-84	Inyectado de agua
		28-Abr-84	2217-2228	BC	576	200	20	-	-	-	-	-	04-Mar-00	-
		18-Abr-88	2201-2217	BC	-	-	-	-	-	-	-	-	04-Mar-00	-
		10-Mar-00	2170-2168	D	-	-	-	-	339	66	60	7,459	-	Actual
		08-Oct-01	2161-2156	ab	-	-	-	-	339	66	60	7,459	-	Actual
		08-Oct-01	2160-2170	D	-	-	-	-	339	66	60	7,459	-	Actual (ampliación)
POZA RICA-301	05-Abr-73	05-Abr-73	2201-2211	D	478	100	3	35,000	-	-	69	-	05-Jun-86	-
		17-Jun-86	2186-2191	ab	195	-	50	-	75	185	70	-	-	Actual
MECATEPEC-110	08-Jun-74	05-Jun-74	2143-2150	D	688	254	12	-	-	-	-	-	15-Abr-97	-
		18-Abr-97	2123-2133	D	201	83	10	-	-	-	-	-	25-Sep-01	-
		28-Sep-01	2106-2113	ab	337	-	-	-	186	36	20	24,140	-	Actual
POZA RICA-322	22-Abr-75	21-Abr-75	2152-2159	D	918	230	2	25,000	-	-	-	-	30-Sep-84	-
		04-Oct-84	2135-2143	D	50	-	32	-	135	198	43	14,789	-	Actual (redespeo, 11-feb-01)
		11-Feb-02	2121-2129	D	-	-	-	-	136	198	43	14,789	-	Actual
POZA RICA-368	15-Abr-79	07-Oct-79	2243-2265	D	252	300	63	-	-	-	-	-	17-Dic-79	-
		03-Oct-79	2200-2226	BC	1,258	250	20	-	-	-	-	-	05-Mar-01	-
		15-Mar-01	2200-2226	D	270	-	-	-	197	115	78	14,200	-	Actual
POZA RICA-374	07-May-84	14-Abr-84	2276-2288	A	-	-	99	47,000	-	-	-	-	19-Abr-84	-
		22-Abr-84	2220-2230	BC	-	-	96	66,000	-	-	-	-	27-Abr-84	-
		05-May-84	2202-2208	BC	157	200	50	25,000	-	-	-	-	-	-
		05-Abr-85	2155-2164	D	348	122	15	-	-	-	-	-	-	-
		24-Feb-01	2168-2178	BC,D	230	-	-	-	106	28	82	15,975	-	Actual
		24-Feb-01	2135-2158	D	230	-	-	-	106	28	82	15,975	-	Actual

III.1.2 Historia de producción.

Con el propósito de analizar el comportamiento de producción de los pozos del Área I del Campo Poza Rica, se consideraron separadamente los datos de aceite gas y agua producidos en sus respectivas unidades de flujo; "ab", "D", "BC" y "A". Para tener una idea práctica de la producción correspondiente a cada cuerpo, se procedió de la manera siguiente: La producción total de aceite, gas y agua de pozos terminados en dos cuerpos diferentes, fue dividida de acuerdo al porcentaje de la longitud del intervalo abierto en cada cuerpo, y posteriormente la producción obtenida de cada uno de ellos, se asignó al mes correspondiente. Cabe mencionar que no se contó con información de registros de producción PLT ni con datos de permeabilidad para asignar adecuadamente la producción a cada unidad de flujo. En el caso de la historia de presión estática por pozo, los valores medidos, fueron referidos al nivel de referencia correspondiente a la profundidad media del yacimiento Tamabra (2200 m).

El análisis de los datos de producción y presión de cada cuerpo está basado en las características de las 5 etapas de explotación en que se ha dividido la historia del Campo Poza Rica para su estudio y se procesaron y graficaron para su interpretación en MS-Excel.

CUERPO "A".

Primera Etapa, de 1940-1950 (Explotación Primaria).

Durante su etapa inicial de explotación, el mecanismo de empuje principal fue la expansión del gas en solución, complementado con la expansión del casquete de gas y el empuje parcial del acuífero. La producción inicial de aceite fue de 1,421 BPD con 9 pozos, alcanzando 15,826 BPD de aceite, 10,479 MPCPD de gas y 316 BPD de agua, como producción máxima en diciembre de 1950.

La presión inicial durante esta etapa fue decreciendo de 240 kg/cm² a 170 kg/cm² debido a la extracción de hidrocarburos.

La relación gas-aceite se mantuvo en promedio con 850 PC/ BL y el flujo fraccional de agua producida al final de esta etapa fue de 2 %, la relación agua-aceite fue igual a cero.

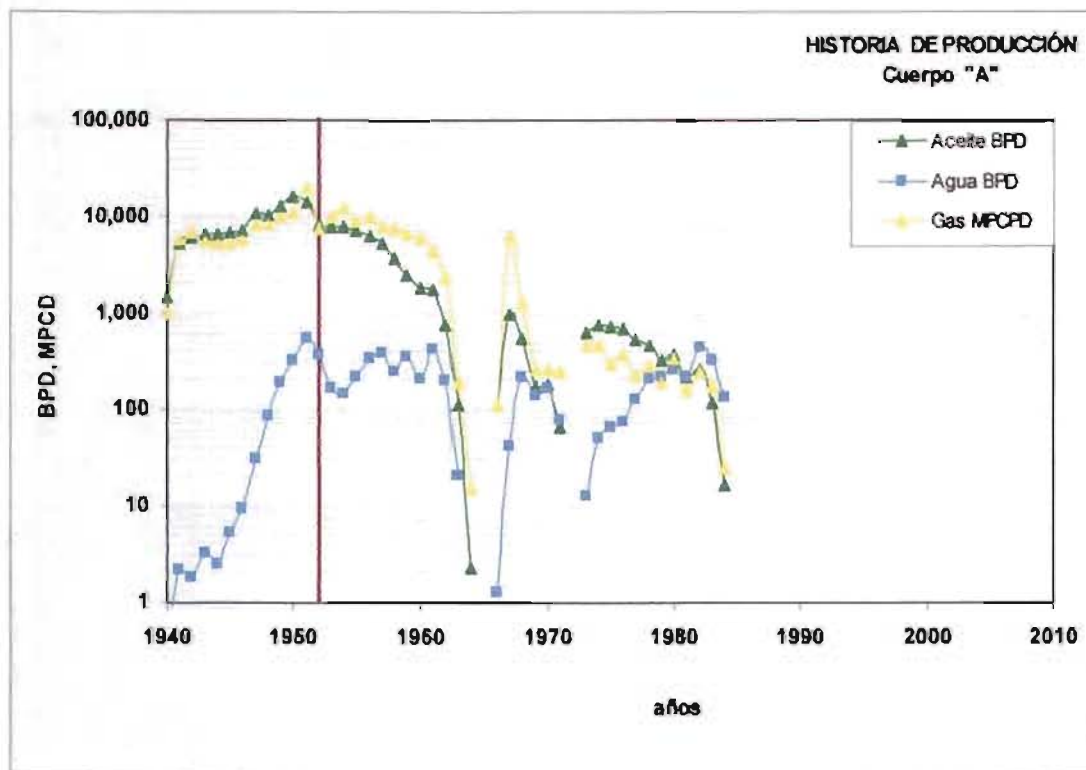


Fig. 3.1 Comportamiento de producción del cuerpo "A" yacimiento Tamabra.

Segunda Etapa, de 1951-1961 (Inyección Dispersa).

Con la finalidad de detener la fuerte declinación de la presión del yacimiento experimentada en la fase inicial de explotación se implementó un proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua en la parte inferior del yacimiento, a través de los pozos Poza Rica 105 y Mecatepec 42, distribuidos irregularmente.

A partir de marzo de 1952, se inyectó agua a un gasto promedio de 3,925 BPD, logrando acumular 14.001 MMBLS hasta el año de 1963, fecha en que suspendió la inyección bajo este esquema, por considerar que no se tenían los resultados esperados.

Con 8 pozos en explotación, la producción de aceite continuó declinado paulatinamente de 13,760 BPD en 1951, a 735 BPD en 1962. El número de pozos inyectoros no fue suficiente, la declinación de presión oscilaba en un promedio de 150 kg/cm², durante este periodo.

La relación gas-aceite aumentó de 906 PC/BL a 2481 PC/BL y el flujo fraccional de agua producida al final de esta etapa fue de 19 %.

En la Figura 3.2, se presenta una gráfica del comportamiento de la relación gas-aceite, flujo fraccional de agua y relación agua-aceite del cuerpo "A" durante su historia de explotación. La línea en rojo marca el año en que se inició la inyección de agua en el yacimiento.

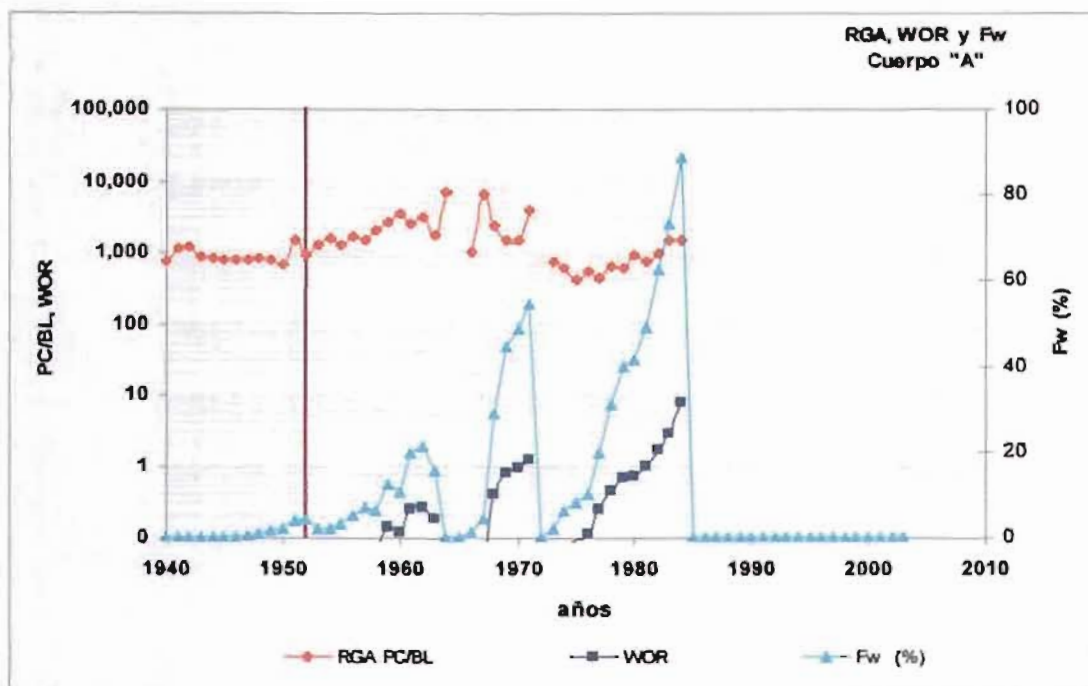


Fig. 3. 2 Comportamiento de RGA, WOR y Fw del cuerpo "A" yacimiento Tamabra.

Tercera Etapa, de 1962-1974 (Inyección Frontal).

Buscando contrarrestar la declinación de la producción y la presión, en junio de 1962 se readecuó el sistema de inyección con cinco pozos inyectoros adicionales formando una línea frontal; posteriormente en octubre de 1965 se agregó el pozo Mecatepec 58, para finalmente quedar con 7 pozos inyectoros, de los cuales dos inyectoron nuevamente en el cuerpo "A" y el resto en los cuerpos "D" y "BC".

Con este arreglo y con dos pozos inyectoros operando, fue posible inyectar 5.036 MMBLS a través del cuerpo "A". A partir de 1962 el yacimiento se explotó con cuatro pozos a un gasto promedio de 300 BPD de aceite y el flujo fraccional de agua se incrementó de 70 %, hasta invadirse.

En abril de 1973 se incorpora a producción el pozo Poza Rica 302, con un gasto inicial de 603 BPD, una relación gas-aceite de 749 PC/BL y un flujo fraccional de agua producida de 2 %; en las Figs.3.1 y 3.2 se puede observar este comportamiento.

Por otra parte, durante periodo de 1970 a 1974 no hubo inyección de agua al yacimiento, sino hasta marzo de 1975, fecha en que se reinició la inyección con el pozo Poza Rica 133, y posteriormente con el pozo Mecatepec 55 en el año de 1977.

Cuarta Etapa, de 1975-1984 (Desarrollo Intermedio).

Esta etapa se caracteriza por la perforación de pozos intermedios de desarrollo y reparaciones mayores para lograr mantener la producción; sin embargo, el único pozo que se había perforado en el año de 1973, alcanzó el 89% de flujo de agua, al final de esta etapa. La inyección de agua se incrementó en promedio a 2,500 BPD, logrando inyectarse 8.273 MMBSL, a través de los pozos Mecatepec 55 y Poza Rica 133.

El cuerpo "A", del yacimiento Tamabra, se explotó a través de 10 pozos en diferentes etapas acumulando 58,607 MBLS de aceite y 52,491 MMPC de gas.

Quinta Etapa, de 1985-2003 (Disminución de la Inyección).

El cuerpo "A" se dejó de explotar con el pozo Poza Rica 302, en mayo de 1984 por invadirse de agua. La disminución del volumen de agua inyectado para este periodo fue de 1,535 BPD con una producción acumulada de 1.657 MMBSL, hasta 1988, fecha en la cual se dejó de inyectar en el yacimiento. En general, durante las etapas de inyección bajo las cuales estuvo sometido el yacimiento, no se logró observar incremento en la presión, debido a la inconsistencia operativa de los pozos inyectoros. En esta etapa se inyectaron 30.39 MMBSL de agua.

La Figura 3.3, muestra el comportamiento de presión del cuerpo "A". Como se puede ver, la presión muestra una declinación continua, sin observarse efecto aparente de la inyección.

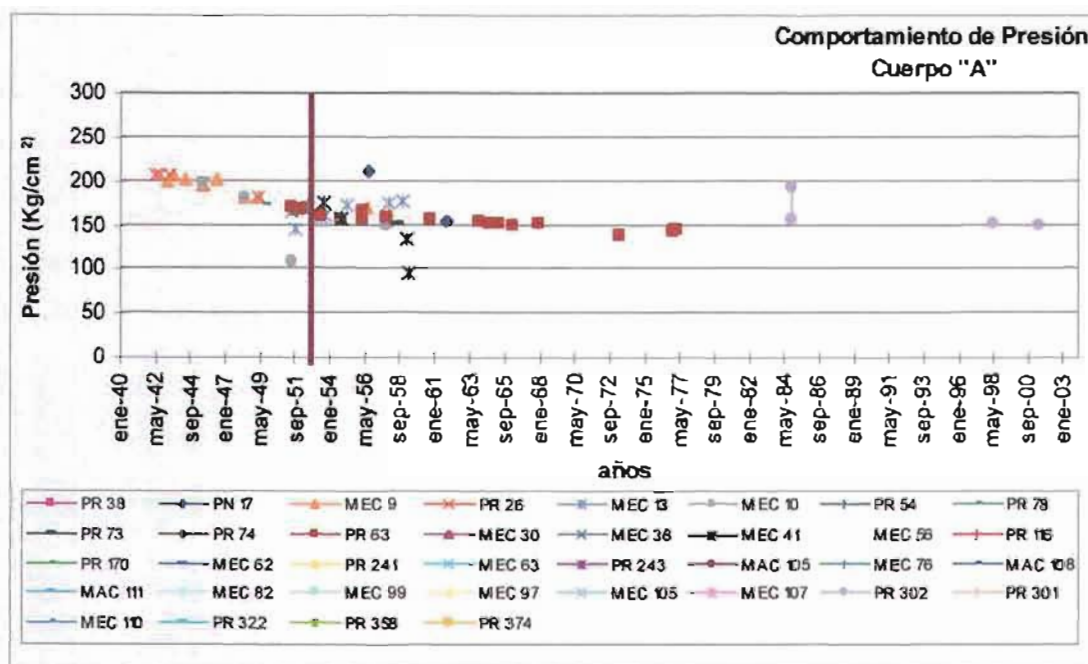


Fig. 3.3, Gráfica de tendencia de presión durante la explotación del yacimiento en el cuerpo "A".

CUERPO "BC".

Primera Etapa, de 1940-1950 (Explotación Primaria).

En este período el yacimiento fue sometido a explotación primaria, produciendo con su propia energía por empuje del gas disuelto, por expansión del casquete de gas y el empuje parcial del acuífero. La producción inicial de aceite fue de 2,539 BPD con 5 pozos, alcanzando 5,796 BPD de aceite, 4,246 MPCPD de gas y 71 BPD de agua, como producción máxima en diciembre de 1948. La presión inicial durante esta etapa fue decreciendo hasta 180 kg/cm², debido a la explotación de hidrocarburos. La relación gas-aceite se mantuvo en promedio con 900 PC/ BL y el flujo fraccional de agua producida al final de esta etapa fue de 2 %, la relación agua-aceite fue igual a cero.

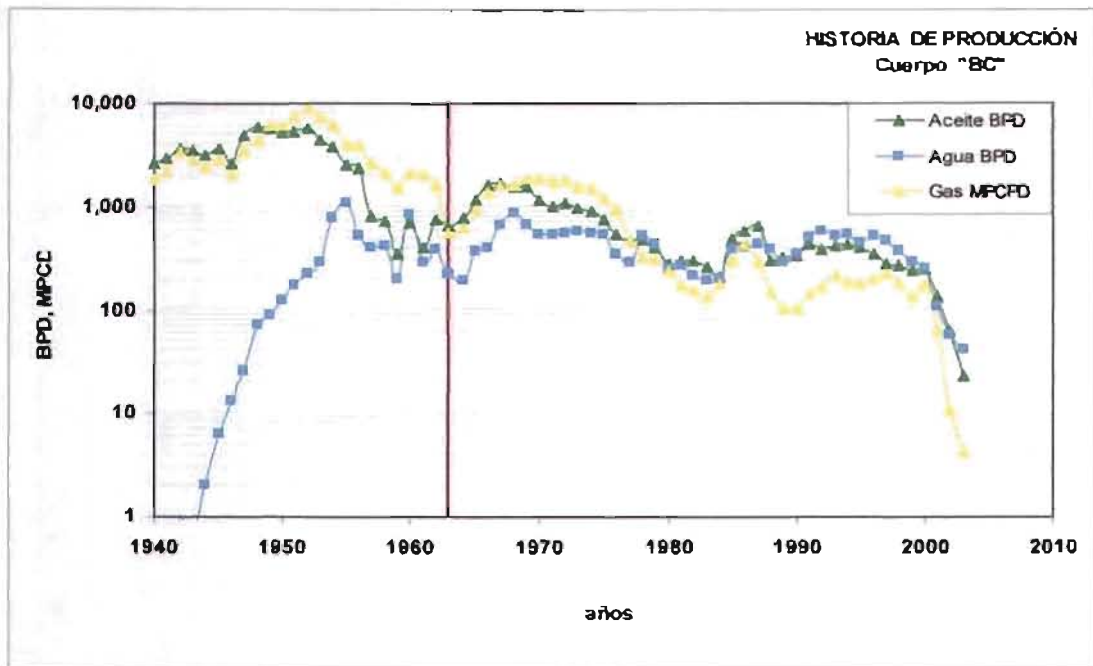


Fig. 3.4 Comportamiento de producción del cuerpo "BC" yacimiento Tamabra.

Segunda Etapa, de 1951-1961 (Inyección Dispersa).

Al inicio de este periodo se observa una fuerte declinación de la producción debido a pérdida de energía del yacimiento, y su consiguiente declinación en la presión. El proceso de recuperación secundaria con inyección de agua se inició en el año de 1952 a través del cuerpo "A" con los pozos Poza Rica 105 y Mecatepec 42, en arreglo disperso. La inyección en el cuerpo "BC" inició en 1963 y justo en este periodo se implementó el sistema de bombeo neumático en el campo.

Con 11 pozos en explotación en este periodo, la producción de aceite disminuyó de 5,221 BPD a 394 BPD, la relación gas-aceite aumentó de 1,379 PC/BL a 4,967

PC/BL y el flujo fraccional de agua se incrementó de 2 a 54 %. La declinación de presión oscilaba en un promedio de 160 kg/cm². Durante este periodo no hubo inyección de agua en este cuerpo.

La Figura 3.5. muestra el comportamiento de la relación gas-aceite, flujo fraccional de agua y relación agua-aceite del cuerpo "BC" durante su historia de explotación. La línea en rojo marca el año en que se inició la inyección en el yacimiento.

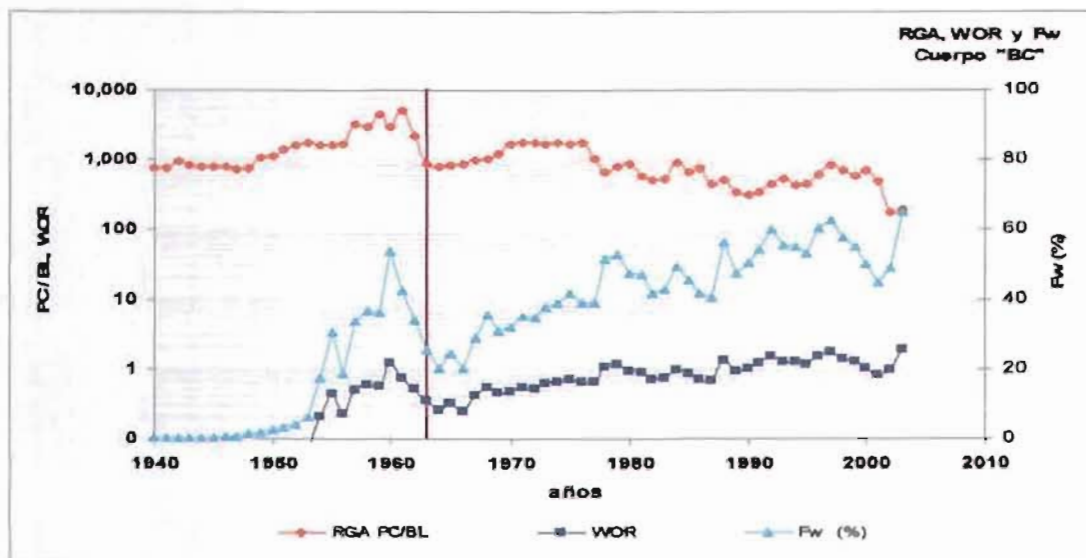


Fig. 3. 5 Comportamiento de RGA, WOR y Fw del cuerpo "BC", yacimiento Tamabra.

Tercera Etapa, de 1962-1974 (Inyección Frontal).

Para contrarrestar la declinación de la producción y la presión, en el año de 1963 se inicia la inyección en el yacimiento con 5 pozos inyectoros formando una línea frontal. Bajo este arreglo se inyectaron 14.072 MMBLS al cuerpo "BC", a gastos promedio de inyección de 5,500 BPD de agua. A partir de 1962 el yacimiento se explotó con nueve pozos aportando un gasto promedio de 1,000 BPD de aceite. En diciembre de 1967 se alcanzó la producción máxima de 1,636 BPD de aceite y 1,588 MPCPD de gas. Durante este periodo se empezaron a sentir los efectos de la inyección de agua, registrándose incrementos de presión en el yacimiento.

No obstante el represionamiento del yacimiento, la producción de aceite continuó declinando hasta 877 BPD, la relación gas-aceite se mantuvo en valores promedio de 1,700 PC/BL y el flujo fraccional de agua al final de este periodo aumento a 40 %.

Cabe mencionar, que de 1970 a 1975 no hubo inyección de agua al yacimiento, sino hasta abril de 1975, fecha en que se inició la inyección en el pozo Poza Rica 133 y posteriormente en el pozo Mecatepec 55.

Cuarta Etapa, de 1975-1984 (Desarrollo Intermedio).

Esta etapa se caracteriza por la perforación de pozos de desarrollo intermedio y reparaciones mayores para lograr mantener la producción. Con siete pozos en explotación en este periodo, la producción de aceite disminuyó de 877 BPD a 204 BPD, la relación gas-aceite declinó de 1,604 PC/BL a 879 PC/BL y el flujo fraccional de agua se incrementó a 50 %.

Al final de este periodo, en mayo de 1984, el único pozo que se perforó fue el pozo Poza Rica 374 y de los 7 pozos que se encontraban produciendo en la etapa anterior, 3 fueron reparados en otros intervalos por quedar invadidos de agua en este cuerpo.

La inyección se incrementó en promedio a 7,000 BPD, alcanzando un volumen acumulativo de agua de 25.41 MMBLS, a través de 5 pozos del área Mecatepec y el pozo de Poza Rica 133.

Quinta Etapa, de 1985-2003 (Disminución de la Inyección).

En esta última etapa se observa un ligero incremento en la producción, de 641 BPD de aceite y 169 MPCPD de gas, en 1987 con 4 pozos en explotación. El volumen de agua inyectado se mantuvo en el orden de 7,000 BPD con una acumulada de 47.17 MMBLS. En general, durante las etapas de inyección bajo las cuales estuvo sometido el yacimiento, no se logró contrarrestar la declinación de la presión, aún cuando se inyectaron 86.66 MMBLS. Actualmente el cuerpo "BC", del yacimiento Tamabra se continúa explotando a través de dos pozos, el flujo fraccional hasta el año de 2003 fue de 63 %. La producción acumulativa ha sido de 33,952 MBLS de aceite, 31,554 MMPC de gas.

La Figura 3.6, muestra el comportamiento de presión del cuerpo "BC". Como se puede ver, la presión muestra una declinación continua hasta antes del año de 1963, después de iniciada la inyección de agua, se aprecia otro comportamiento.

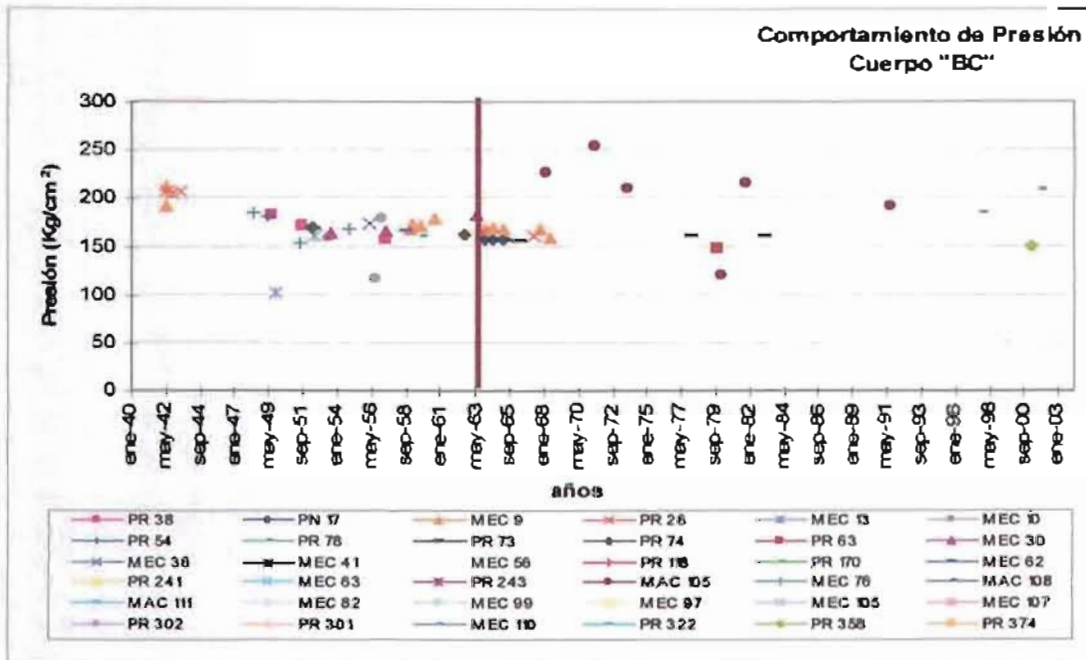


Fig. 3.6, Gráfica de tendencia de presión durante la explotación del yacimiento en el cuerpo "BC".

CUERPO "D".

Primera Etapa, de 1940-1950 (Explotación Primaria).

En este periodo el yacimiento fue sometido a explotación primaria. La producción inicial de aceite fue de 984 BPD, con el pozo Poza Rica 38, alcanzando 1,252 BPD de aceite, 1,162 MPCPD de gas, como producción máxima en diciembre de 1950. La presión inicial durante este periodo fue decreciendo hasta valores de 170 kg/cm², debido a la explotación de hidrocarburos. La relación gas-aceite se mantuvo en promedio con 727 PC/ BL y el flujo fraccional de agua producida al final de esta etapa fue de 2 %, la relación agua-aceite fue igual a cero.

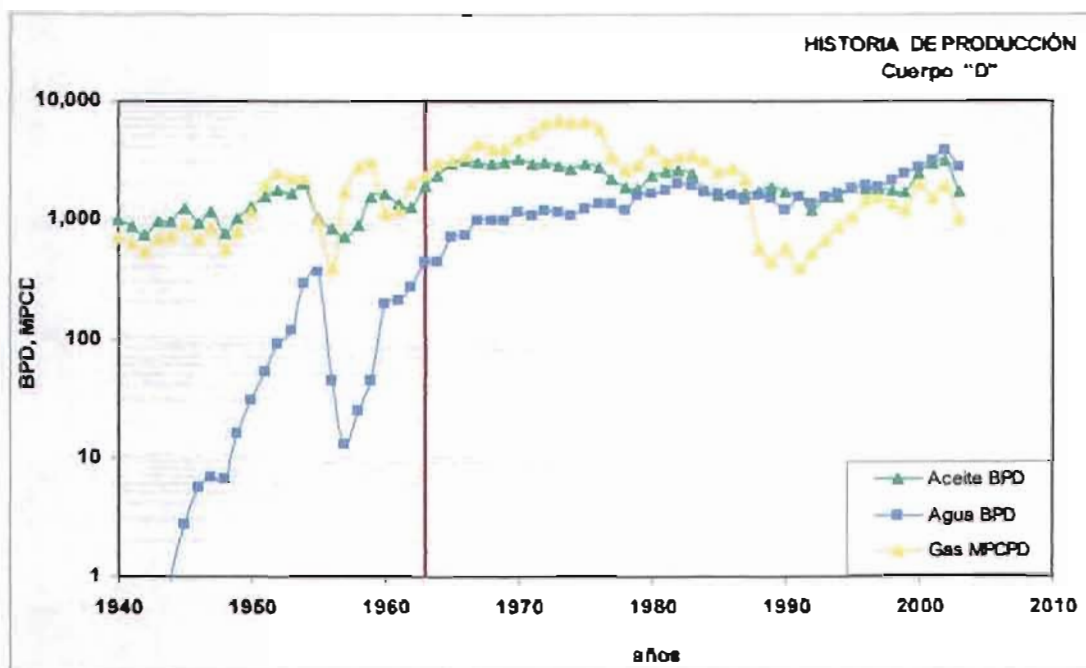


Fig. 3.7 Comportamiento de producción del cuerpo "D" yacimiento Tamabra.

Segunda Etapa, de 1951-1961 (Inyección Dispersa).

Al inicio de este periodo se observa un ligero incremento en la producción, debido a la incorporación de nueve pozos más, alcanzando 1,975 BPD de aceite, 2,192 MPCPD de gas como producción máxima en diciembre de 1954.

A partir de esta fecha, se observa la declinación en la producción de aceite de 1975 BPD a 709 BPD, la relación gas-aceite aumentó de 1,109 PC/BL a 2,410 PC/BL y el flujo fraccional de agua se incrementó ligeramente. Como se mencionó anteriormente, el proceso de recuperación secundaria con inyección de agua se inició en el año de 1952 a través del cuerpo "A".

La inyección en el cuerpo "D" inicio en 1963 y justo en este periodo se implementa el sistema de bombeo neumático como sistema artificial de producción en el campo. Durante este periodo se continúa observando el abatimiento de la presión debido a la extracción de hidrocarburos.

La Figura 3.8, presenta el comportamiento de la relación gas-aceite, flujo fraccional de agua y relación agua-aceite del cuerpo "D" durante su historia de explotación. La línea en rojo marca el año en que se inició la inyección en el yacimiento.

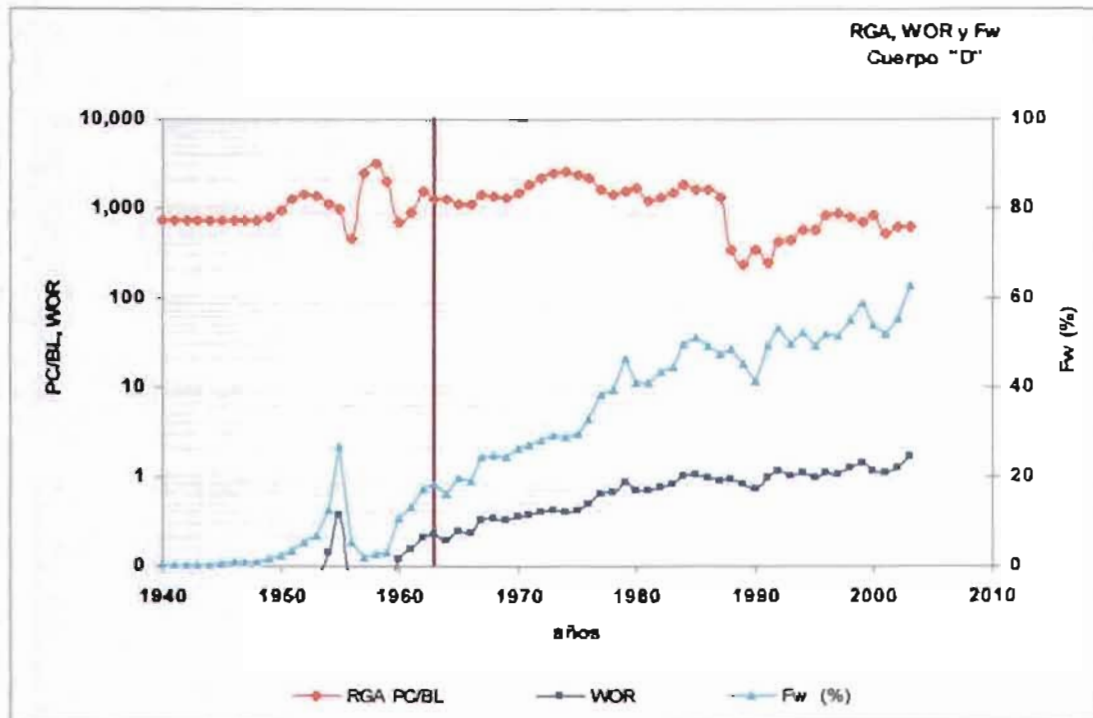


Fig. 3.8 Comportamiento de RGA, WOR Y Fw del cuerpo "D" yacimiento Tamabra.

Tercera Etapa, de 1962-1974 (Inyección Frontal).

Con el propósito de evitar la declinación de la producción y la presión, en el año de 1963 se inicia la inyección en el yacimiento con 5 pozos inyectoros formando una línea frontal. Bajo este arreglo se inyectaron 16.412 MMBLS al cuerpo "D", a gastos promedio de inyección de 5,600 BPD de agua. Al inicio de 1962, el yacimiento se explotó con veinticinco pozos aportando un gasto inicial de aceite de 1,913 BPD. En diciembre de 1970 se alcanzó la producción máxima de 3,206 BPD de aceite y 4,699 MPCPD de gas.

Durante este periodo la producción se mantuvo principalmente por el número de pozos productores operando, en valores promedio de 3,000 BPD de aceite, la relación gas-aceite aumentó ligeramente a 2,467 PC/BL y el flujo fraccional de agua al final de este periodo se incrementó en un 30 %. Los efectos de la inyección de agua, no se manifestaron como soporte de presión en el yacimiento.

Cabe mencionar, que de 1970 a 1975 no hubo inyección de agua al yacimiento, sino hasta abril de 1975, fecha en que inició a inyectar con el pozo Poza Rica 133.

Cuarta Etapa, de 1975-1984 (Desarrollo Intermedio).

Esta etapa se caracteriza por la perforación de pozos de desarrollo intermedio y reparaciones mayores para lograr mantener la producción, con veintisiete pozos en explotación en este periodo, la producción de aceite disminuyó de 2,917 BPD de aceite a 1,737 BPD, la relación gas-aceite declinó de 6,630 PC/BL a 3078 PC/BL y el flujo fraccional de agua se incrementó a 50 %.

Al inicio de este periodo, en los años 1973 y 1974, se perforaron los pozos Poza Rica 133 y Mecatepec 110. La inyección de agua se incrementó en promedio a 9,500 BPD, lográndole inyectar 34.76 MMBLS, a través de 5 pozos del área Mecatepec y el pozo de Poza Rica 133. En este intervalo se observa un ligero repunte de la presión como respuesta al incremento del volumen de agua inyectado.

Quinta Etapa, de 1985-2003 (Disminución de la Inyección).

En esta última etapa la producción se mantiene en promedio en 1,700 BPD de aceite y la producción de gas tiende a disminuir hasta 385 MPCD en 1991, con 31 pozos en explotación. El volumen de agua inyectado con cinco pozos, se incrementó en promedio a 14,500 BWPD alcanzando una acumulada de 88.07 MMBLS. Durante esta etapa, la inyección logró mantener e incrementar la producción y la presión. El volumen total inyectado en este cuerpo fue de 139.25 MMBLS, el flujo fraccional promedio hasta el año de 2003 fue de 62 %. El cuerpo "D", del yacimiento Tamabra, acumuló 44,147 MBLS de aceite, 43,639 MMPC de gas.

La Figura 3.9, presenta el comportamiento de presión del cuerpo "D". Como se puede ver, la presión muestra una tendencia a incrementarse después de iniciada la inyección de agua y a partir, de los años 1970 a 1976 se observa una declinación continua debido a la suspensión de la inyección en ese periodo. Después, de reiniciada la inyección se nota un repunte de presión.

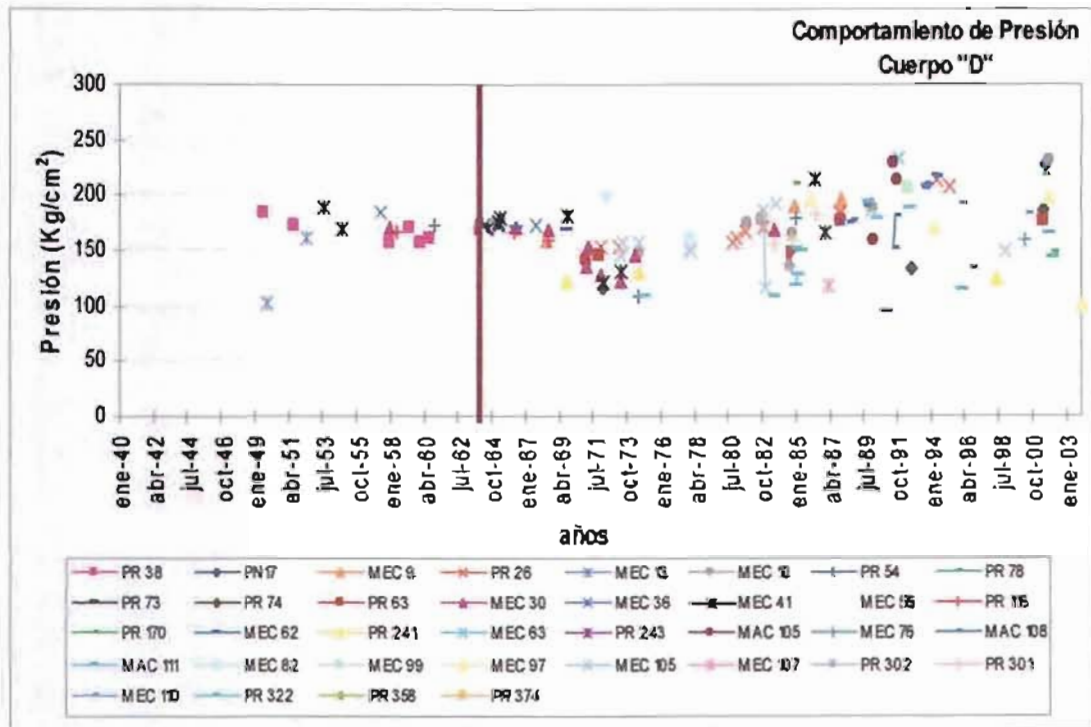


Fig. 3.9 Comportamiento de presión del cuerpo "D", yacimiento Tamabra.

CUERPO "ab".

Desde el punto de vista geológico el cuerpo "ab" no está bien definido en todo el campo y su litología no es característica de la formación Tamabra; en los pozos donde está presente, muestra variaciones en su espesor y se ha considerado como unidad de transición entre la cima de la formación Agua Nueva y la base de la formación Tamabra. Por esta razón el cuerpo "ab" no es considerado como un horizonte apropiado para inyectar agua.

El análisis del comportamiento de producción del cuerpo "ab" se realizó a partir del tercer periodo de explotación del Campo poza Rica, debido a que, su explotación comenzó en 1962, un año antes de iniciar el proyecto de recuperación secundaria en el cuerpo "D".

Primera Etapa, de 1962-1974 (Inyección Frontal).

El yacimiento comenzó a explotarse en diciembre del año 1962, con el pozo Poza Rica 116 aportando un gasto inicial de 50 BPD de aceite y una relación gas-aceite 1,396 PC/BL. Al incorporar cinco pozos más a producción, se alcanzó la producción máxima en diciembre de 1968, de 935 BPD de aceite y 1,011 MPCPD de gas. Durante este periodo la producción fluctuó con tendencias a la declinación, hasta alcanzar valores de 176 BPD de aceite, la relación gas-aceite aumentó a 2,920 PC/BL y el flujo fraccional de agua de igual manera fluctuó, y al final de este periodo disminuyó a 30 %.

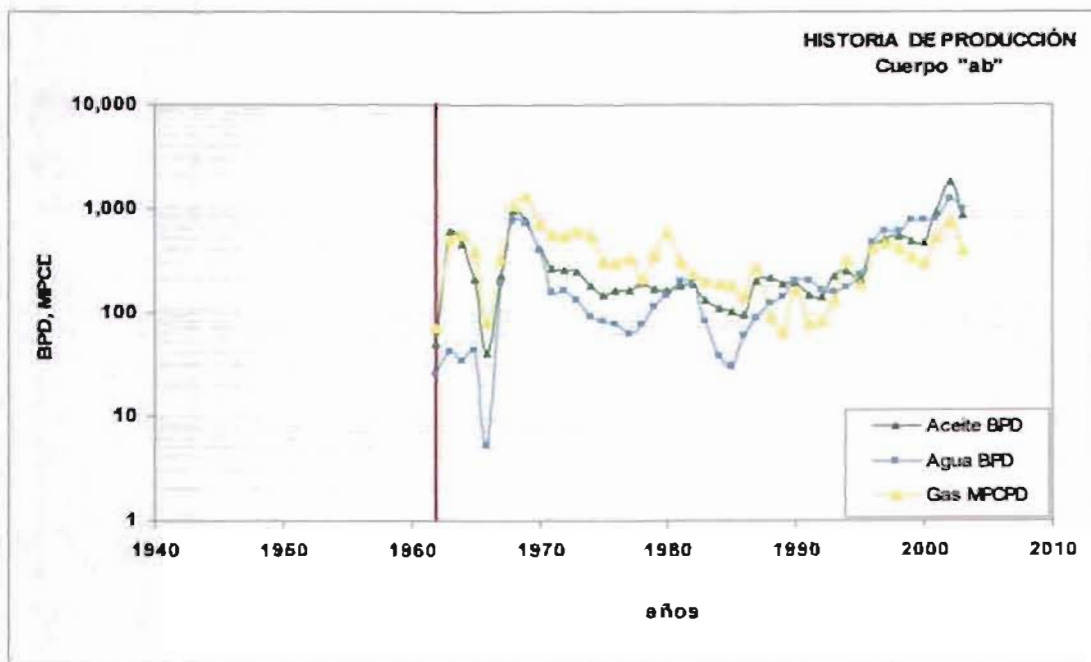


Fig. 3.10 Comportamiento de producción del cuerpo "ab", yacimiento Tamabra

Segunda Etapa, de 1975-1984 (Desarrollo Intermedio).

Esta etapa se caracteriza por la perforación de pozos de desarrollo intermedio y reparaciones mayores para lograr mantener la producción, con seis pozos en explotación en este periodo, la producción de aceite se mantuvo en un promedio de 150 BPD de aceite, la relación gas-aceite fluctuó alcanzando valores máximos de 3,599 PC/BL y el flujo fraccional de agua, de igual manera fluctuó alcanzando valores máximos de 52 %.

En este periodo, no se perforaron pozos ni se realizaron reparaciones mayores en este cuerpo. La Figura 3.11, muestra el comportamiento de la relación gas-aceite, flujo fraccional de agua y relación agua-aceite del cuerpo "ab" durante su historia de explotación. La línea en rojo marca el año en que inició la explotación en el yacimiento.

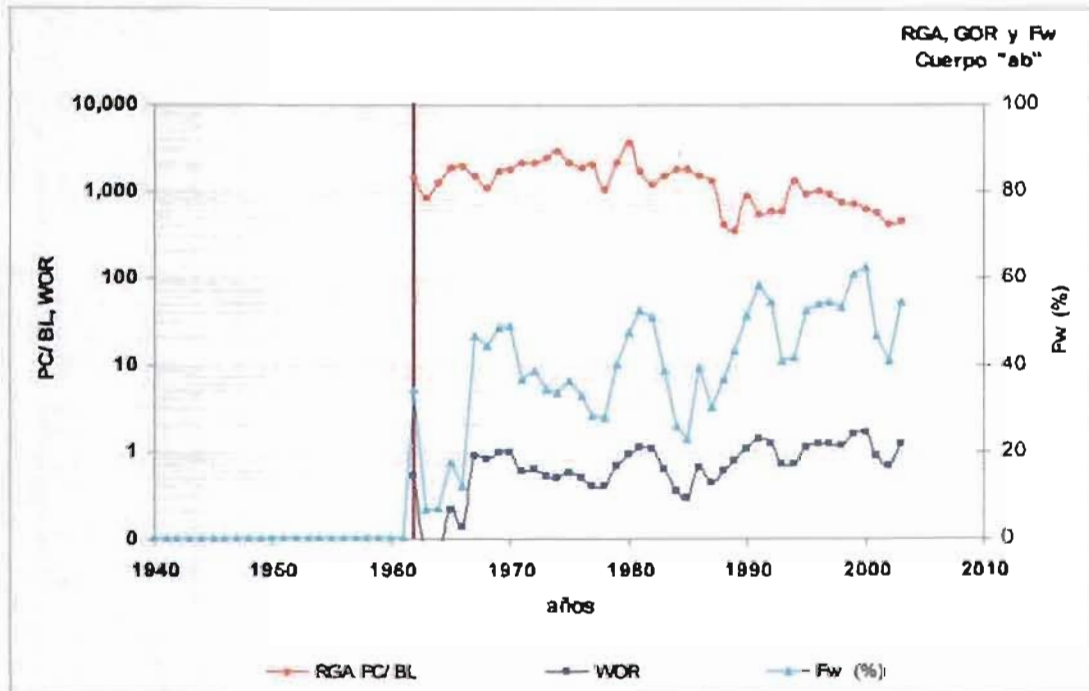


Fig. 3.11 Comportamiento de RGA, WOR y Fw del cuerpo "ab" yacimiento Tamabra.

Tercera Etapa, de 1985-2003 (Disminución de la Inyección).

Al inicio de esta etapa, la producción tiende a declinar, y al incorporar nueve pozos a producción terminados en este cuerpo y ocho terminados en forma simultanea en los cuerpos "ab y D", se nota inmediatamente el repunte de la producción, alcanzando un gasto máximo de 1,743 BPD de aceite y una producción de gas de 728 MPCD en 2002, con 17 pozos en explotación. El cuerpo "ab" del yacimiento Tamabra, acumuló 5,029 MBLS de aceite, 5,469 MPCD de gas.

La Figura 3.12 muestra la tendencia del comportamiento de presión del cuerpo "ab" al inicio de su explotación. Esta gráfica está basada en la información disponible de datos de presión medidos en los pozos que se encuentran produciendo en el cuerpo "ab" y "ab-D" simultáneamente.

Como se puede ver, la presión muestra una tendencia similar a la presentada por el cuerpo "D", aún cuando la mayoría de los datos provienen de pozos que se encuentran produciendo sólo en el cuerpo "ab".

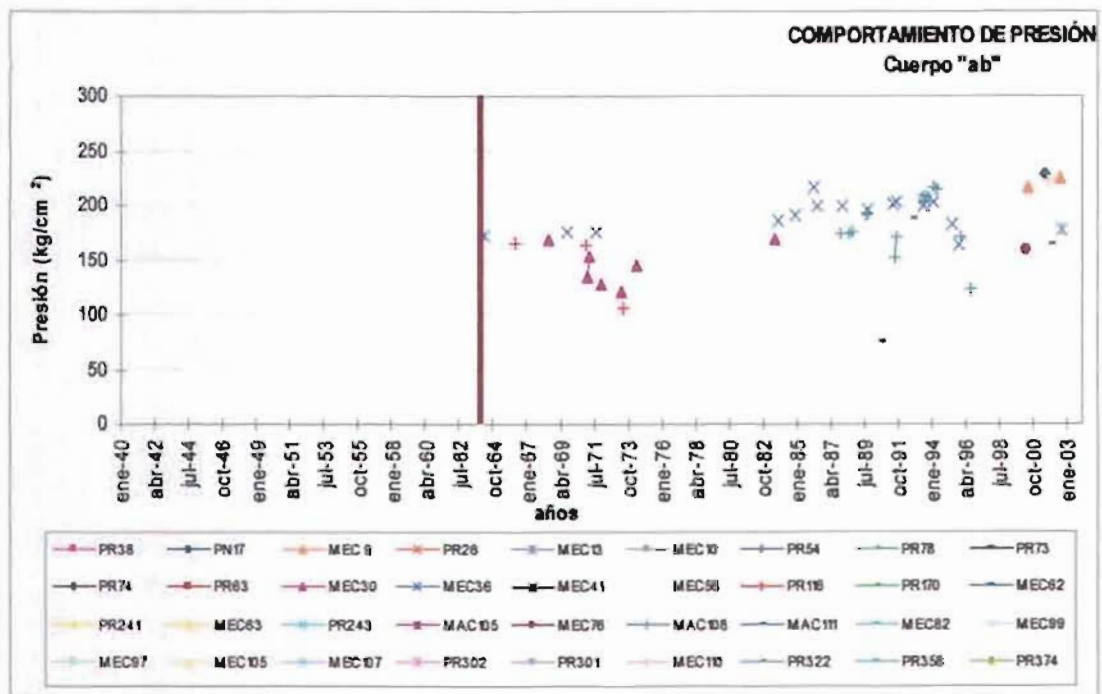


Fig. 3.12 Comportamiento de presión del cuerpo "ab" yacimiento Tamabra.

III.1.3 Producción acumulada de aceite.

Con la base de datos de producción, se generó información por pozo y por cuerpo de la producción acumulada de aceite, hasta el mes de septiembre de 2003. Esta información se exportó al software Oil-Field Manager 28, para generar mapas de producción acumulada para cada uno de los cuerpos de la formación Tamabra "A", "BC", "D" y "ab".

Cuerpo "A".

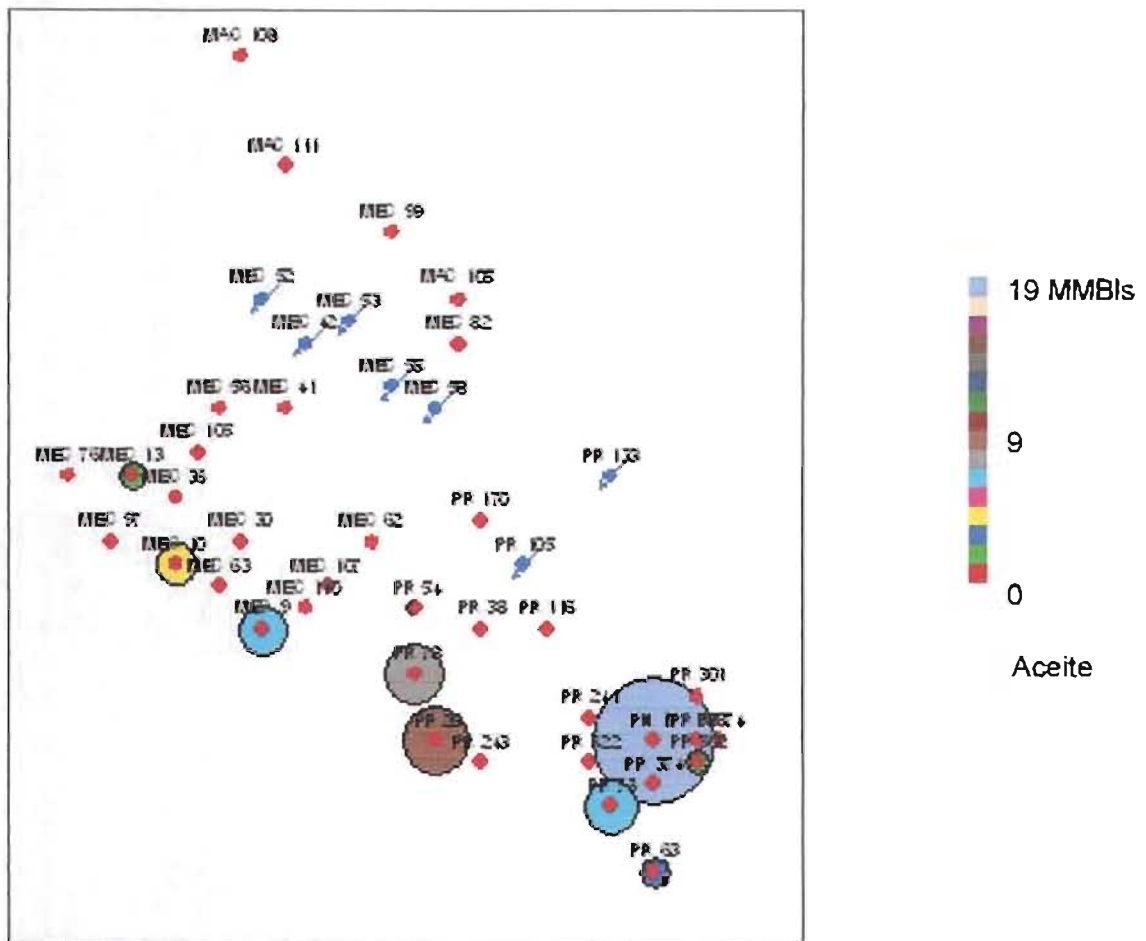


Fig. 3.13 Mapa de producción acumulada del cuerpo "A" yacimiento Tamabra. Las mejores producciones acumuladas se representan en azul y los pozos de menor producción en rojo.

Cuerpo "BC".

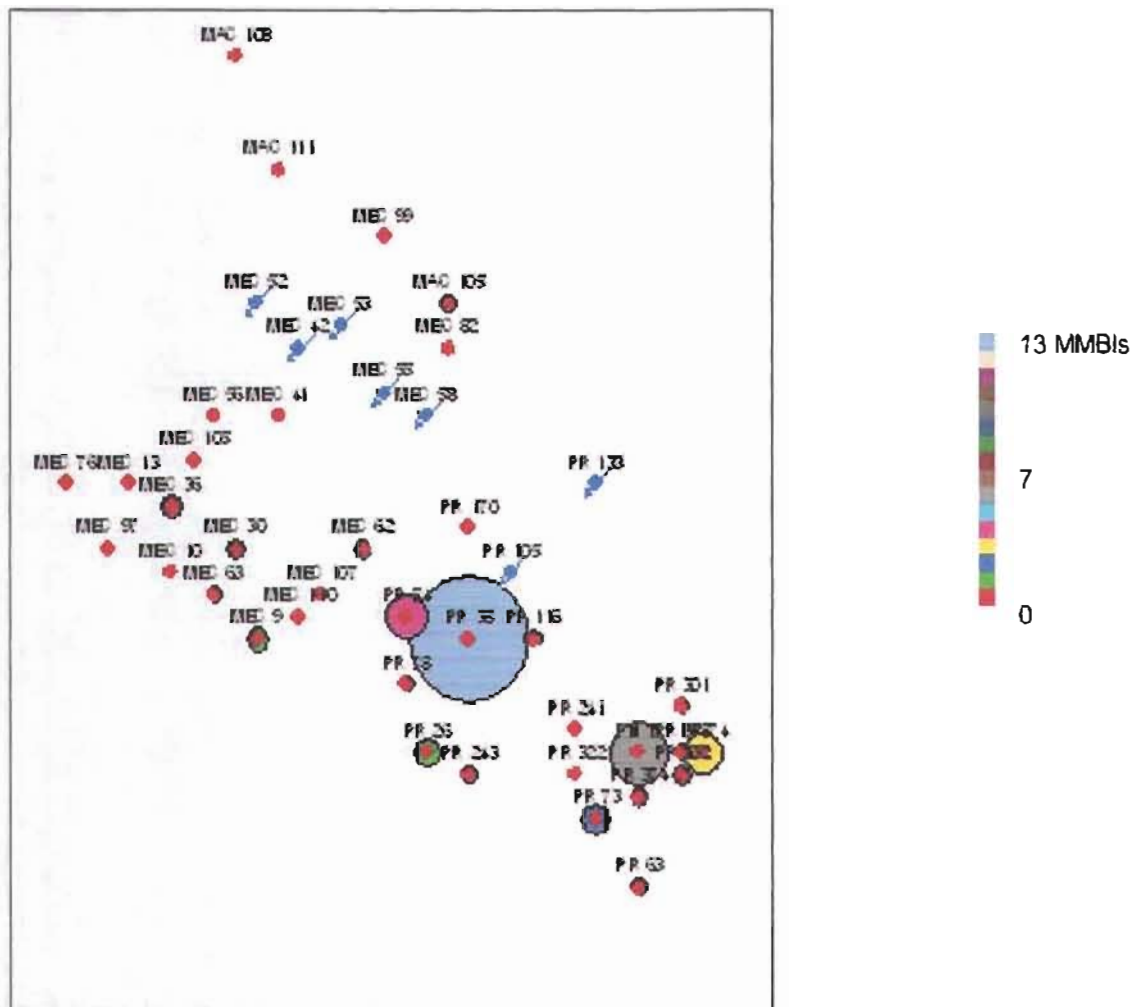


Fig. 3.14 Mapa de producción acumulada del cuerpo "BC" yacimiento Tamabra. Las mejores producciones acumuladas se representan en azul y los pozos de menor producción en rojo.

Cuerpo "D".

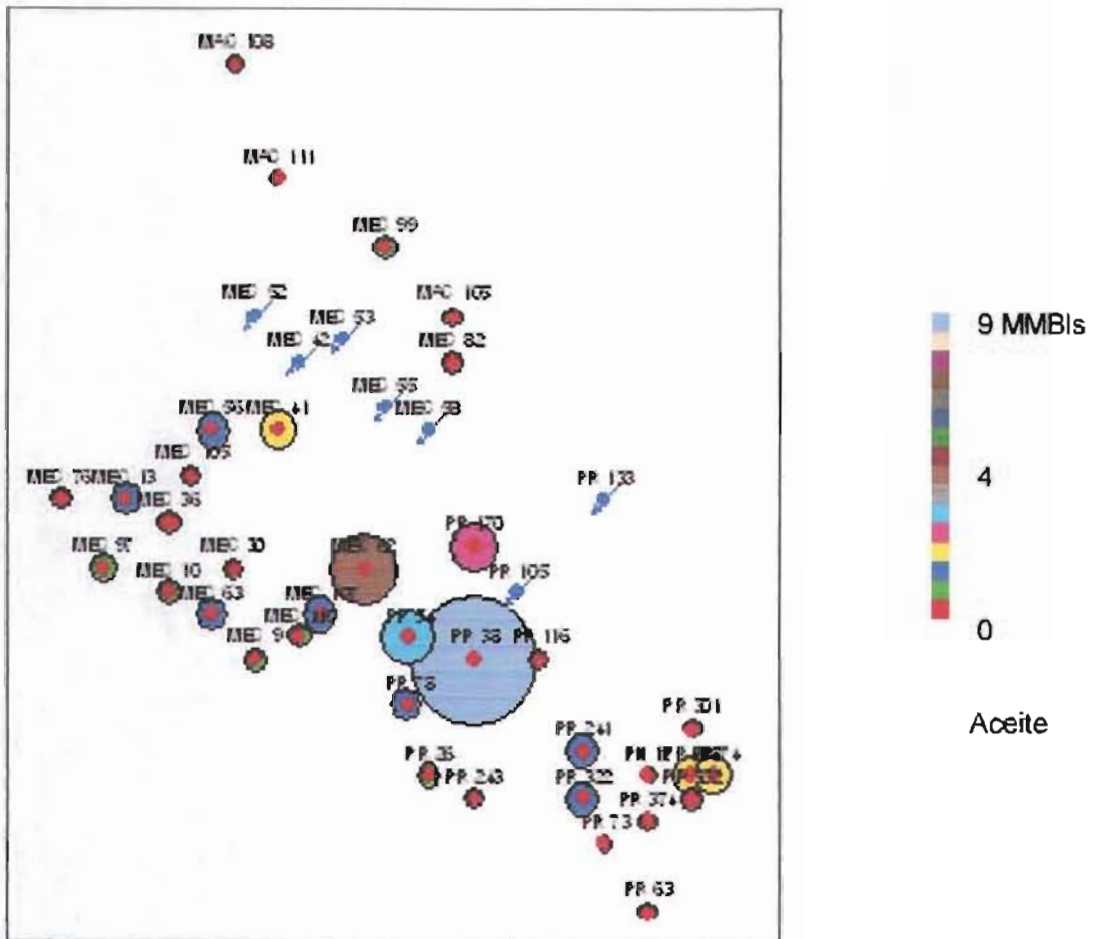


Fig. 3.15 Mapa de producción acumulada del cuerpo "D" yacimiento Tamabra. Las mejores producciones acumuladas se representan en azul y los pozos de menor producción en rojo.

Cuerpo “ab”.

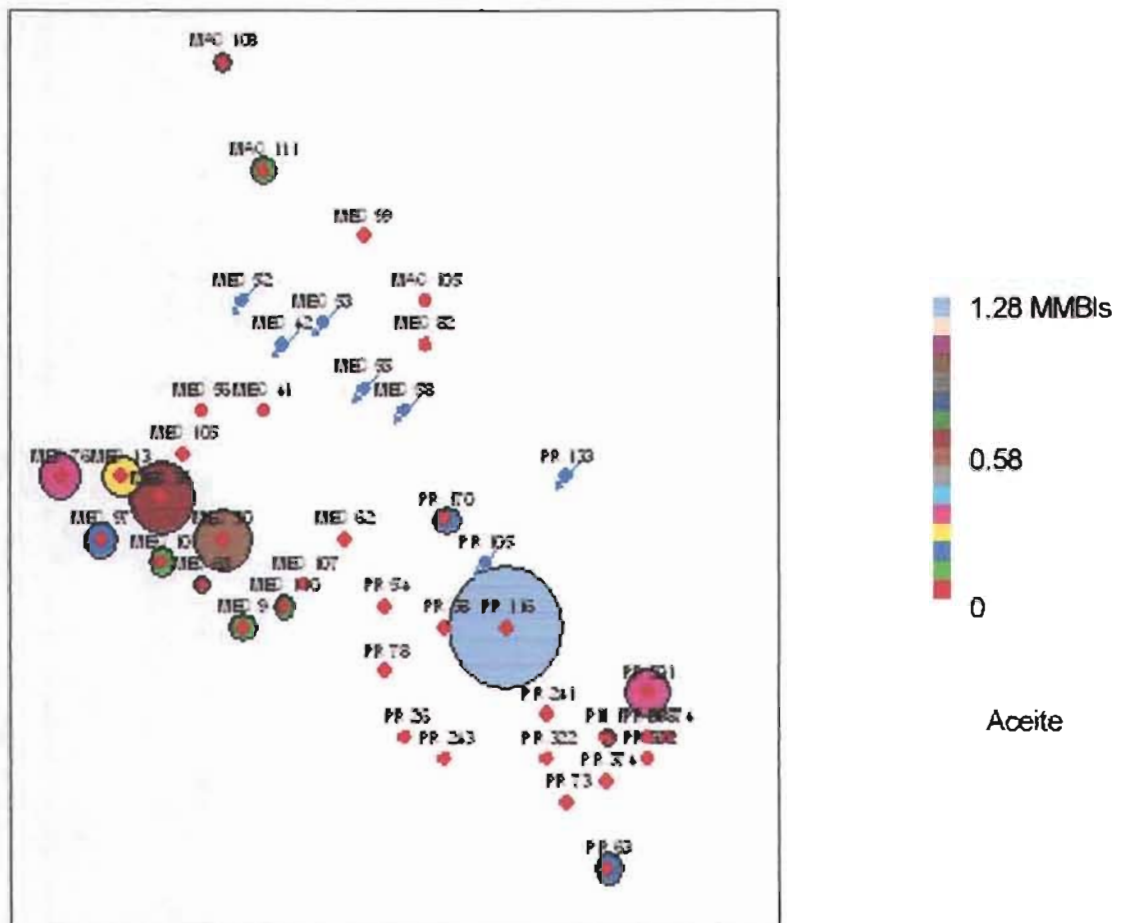


Fig. 3.16 Mapa de producción acumulada del cuerpo “ab” yacimiento Tamabra. Las mejores producciones acumuladas se representan en azul y los pozos de menor producción en rojo.

III.1.4 Reserva remanente.

Como es de suponerse, el proceso de estimación de reservas emplea diferentes fuentes de información, las cuales son analizadas e interpretadas con el software Merak que se emplea en Petróleos Mexicanos.

Este es un atributo importante del proceso de estimación de reservas, el cual asocia a las reservas un carácter dinámico, ya que su variabilidad es controlada, entre otros factores por la incorporación de información, producción y el comportamiento del yacimiento. Las reservas de hidrocarburos no deben ser consideradas estáticas.

El campo Poza Rica, es considerado un yacimiento en etapa de explotación avanzada, por lo cual, su reserva se calculó utilizando curvas de declinación por pozo.

En la Tabla 3.3 se muestra la reserva remanente calculada para los pozos que conforman el Área I del Campo Poza Rica.

Tabla 3.3 Reserva remanente de aceite pozos Área I.

RESERVA REMANENTE DE ACEITE									
POZO OBSERVADOR	AREA POZA RICA				POZO OBSERVADOR	AREA MECATEPEC			
	CUERPO					CUERPO			
	ab MBLS	D MBLS	BC MBLS	A MBLS		ab MBLS	D MBLS	BC MBLS	A MBLS
PETRONAC 17		316.41			M. A. CAMACHO 105		25.90		
POZA RICA 116	201.64				M. A. CAMACHO 108	10.84	43.36		
POZA RICA 170	256.50				M. A. CAMACHO 111		27.76		
POZA RICA 241		29.86			MECATEPEC 10	84.60	308.02		
POZA RICA 243		95.13			MECATEPEC 106		2.66		
POZA RICA 26	17.34	70.16			MECATEPEC 107		400.19		
POZA RICA 301	224.37				MECATEPEC 110	315.36			
POZA RICA 302	84.10	336.30			MECATEPEC 13	28.10	118.30		
POZA RICA 322		458.84			MECATEPEC 30	151.74			
POZA RICA 358		245.88			MECATEPEC 36	14.85			
POZA RICA 374		397.03	226.53		MECATEPEC 41		13.70		
POZA RICA 38		401.17			MECATEPEC 56		51.63		
POZA RICA 54	108.00	431.80			MECATEPEC 62		681.92		
POZA RICA 63	91.27				MECATEPEC 63	358.86			
POZA RICA 73		124.47	197.30		MECATEPEC 76	68.10	106.50		
POZA RICA 74		185.63			MECATEPEC 82	CUERPO TANTOYUCA			
POZA RICA 78					MECATEPEC 9	44.39			
					MECATEPEC 97	271.39			
					MECATEPEC 98		148.76		
TOTAL	982.22	3,082.67	423.83	0.00	TOTAL	1,350.36	1,938.69	0.00	0.00

III.2 Pozos inyectores.

En el yacimiento Tamabra del Campo Poza Rica, originalmente actuaron diversos mecanismos de empuje, siendo el más importante el originado por la expansión del gas en solución, lo que trajo consigo una rápida disminución de la presión y en consecuencia la declinación de la producción de aceite, situación que se presentó en este yacimiento a partir del año de 1951. Por esta causa, se implantó un sistema de mantenimiento de presión con inyección de agua, cuyo objetivo fue incrementar la reserva de aceite además de contrarrestar el abatimiento de la producción.

La Tabla 3.4, presenta los pozos inyectores que conforman el Área I con sus terminaciones y los cuerpos a través de los cuales se inyectan actualmente los volúmenes de agua indicados en la misma. De los 7 pozos que constituyen el Área I del Campo Poza Rica, 4 inyectan a través del cuerpo "D", 2 en el cuerpo "BC" y sólo uno inyecta simultáneamente por medio de los cuerpos "BC-D".

Tabla 3.4 Volúmenes de inyección del Área I del campo Poza Rica, proporcionados por operación de pozos, Julio de 2002.

Pozo	Intervalo (m)	Cuerpo	Volumen Inyectado	
			(BPD)	(m ³ /día)
Poza Rica 105	2164-2178	D	1341	213
Poza Rica 133	2241-2271	D-BC	1640	261
Mecatepec 42	2175-2215	D	1283	204
Mecatepec 52	2237-2259	D	4725	751
Mecatepec 53	2180-2226	D	2540	404
Mecatepec 55	2292-2317	BC	2498	397
Mecatepec 58	2275-2292	BC	1922	306

III.2.1 Antecedentes de explotación.

En mayo de 1952, se inició la inyección de agua en el Área I con el pozo Poza Rica 105, el cual resultó invadido de agua en el cuerpo "A" perteneciente al Tamabra Inferior. Del análisis de su historia de explotación se observa que fue productor de aceite y gas en un periodo de 40 años aproximadamente, a través del cuerpo "D". Para enero de 1995 se convirtió a inyector de agua en el mismo cuerpo "D" de la formación Tamabra, donde permanece inyectando actualmente a través del intervalo 2164-2178 m.

Tabla 3.5 Antecedentes de explotación pozos inyectores Área I.

POZO	FECHA DE TERMINACIÓN	FECHA DE DISPARO	INTERVALO (mbrn)	CUERPO	PRODUCCION INICIAL				PRODUCCION FINAL				FECHA DE OBTURACIÓN	OBSERVACIONES	
					ACEITE (BFD)	RGA (MG/M3)	Fw (%)	Sal. ppm	ACEITE (BFD)	RGA (MG/M3)	Fw (%)	Sal. ppm			
POZA RICA-105	02/05/1952	08/03/1952	2310-2360	A	-	-	92	60,000	-	-	92	60,000	17/04/1963	Inyector 400 m³/día	
		08/04/1952	2170-2181	D	201	170	-	-	35	182	1	-	19/04/1963	Productor de aceite y gas	
		09/04/1952	2185-2193	D	201	170	-	-	35	182	1	-	19/04/1963	Productor de aceite y gas	
		25/04/1953	2164-2178	D	340	119	3	55,000	-	-	-	-	24/01/1995	Productor de aceite y gas	
		25/01/1995	2164-2178	D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Inyector de agua	
POZA RICA-133	16/05/1954	14/05/1954	2223-2243	D	258	108	2	-	-	-	100	-	21/05/1954	Invadido de agua	
		24/05/1954	2224-2234	D	157	700	2	53,800	3	420	25	-	03/04/1963	Productor de aceite y gas	
		11/04/1963	2301-2327	A	-	-	-	-	-	-	-	-	28/01/1988	Inyector de agua 225 m³/día	
		15/04/1963	2241-2271	D, BC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Inyector de agua 180 m³/día	
MECATEPEC-42	27/05/1952	22/05/1952	2359-2470	A	-	-	98	77,000	-	-	98	77,000	29/05/1953	Agujero descubierto, se terminó como inyector de agua congenerita	
		13/05/1953	2275-2302	BC	-	-	-	-	-	-	-	-	01/03/1987	Inyector de agua	
		17/05/1953	2175-2215	D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Inyector de agua	
MECATEPEC-52	30/08/1953	01/07/1953	2290-2303	BC	-	-	99	61,000	-	-	100	61,000	06/07/1953	Invadido de agua	
		08/07/1953	2276-2286	BC	-	-	50	33,000	-	-	50	33,000	14/07/1953	Invadido de agua	
		19/07/1953	2245-2253	D	-	-	5	63,000	-	-	6	63,000	11/08/1953	Productor de aceite y agua sin datos de Producción	
		13/08/1953	2237-2243	D	440	396	0	-	2	4000	99	91,000	11/04/1963	Productor de aceite y agua sin datos de Producción	
		24/04/1963	2327-2350	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19/10/1986	Inyector de agua
		04/05/1963	2237-2269	D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Inyector de agua
MECATEPEC-53	19/08/1953	03/08/1953	2228-2240	D	509	64	7	44,000	-	-	-	-	12/08/1953	Productor de aceite y agua	
		13/08/1953	2215-2225	D	642	45	0	-	25	136	70	-	22/08/1958	Productor de aceite y agua	
		24/06/1958	2185-2200	D	403	88	0	-	6	0	1	-	20/03/1963	Productor de aceite y agua	
		31/03/1963	2266-2280	BC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26/04/1987	Inyector de agua 1230 m³/día
		02/04/1963	2180-2226	D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Inyector de agua 920 m³/día
MECATEPEC-55	09/09/1953	18/09/1953	2203-2210	D	-	-	-	-	-	-	-	-	11/11/1957	Productor de aceite y agua	
		21/08/1953	2282-2282	BC	-	-	100	68,000	-	-	100	68,000	24/08/1953	Invadido de agua	
		27/05/1953	2256-2265	BC	-	-	100	37,000	-	-	100	37,500	01/07/1953	Invadido de agua	
		29/08/1953	2242-2255	BC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	01/07/1953	Productor de aceite y agua
		04/07/1953	2203-2220	D	-	-	30	60,000	-	-	30	60,000	17/07/1953	Productor de aceite y agua	
		04/08/1953	2192-2210	D	403	108	0	-	1	200	2	60,000	11/11/1957	Productor de aceite y agua	
		12/11/1957	2164-2172	D	94	100	0	-	-	-	96	64,000	31/03/1963	Productor de aceite y agua	
		15/04/1963	2262-2317	BC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Inyector de agua
		27/04/1963	2205-2230	D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Inyector de agua
MECATEPEC-58	03/11/1953	31/10/1953	2185-2195	D	918	92	1	-	29	114	34	60,000	05/10/1965	Productor de aceite y agua	
		14/10/1956	2275-2292	BC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Inyector de agua. Actual

La Tabla 3.5, muestra la cronología de las terminaciones de los 7 pozos inyectores del Área I y las condiciones de producción de aceite inicial y final, en la misma se puede observar la fecha de disparo y los porcentajes de agua que alcanzaron los intervalos productores antes de su obturación.

Otro aspecto importante que se puede observar, es el rango que presentan las concentraciones de salinidad del agua producida al inicio y al final de su explotación. Sólo el pozo Mecatepec 42, no presentó oportunidades de explotación de aceite y gas en los cuerpos "A", "BC" y "D".

III.2.2 Historia de inyección.

De la misma manera que en el caso de los pozos productores, para el análisis del comportamiento de inyección de los pozos que conforman el Área I, se consideraron los datos del agua inyectada en sus respectivas unidades de flujo "D", "BC" y "A". Los datos de inyección de pozos terminados en dos cuerpos diferentes, fueron divididos de acuerdo al porcentaje de la longitud total del intervalo abierto en cada cuerpo y posteriormente los valores de gasto de inyección obtenidos se asignaron al mes correspondiente.

La operación del sistema de inyección se llevó a cabo en dos etapas, la primera de ellas estuvo vigente de 1951 a 1962, mediante los pozos Poza Rica 105 y Mecatepec 42 distribuidos irregularmente, sin haberse alcanzado el objetivo deseado.

Por esta razón se estableció la segunda etapa, iniciada en 1962 con la operación de cinco pozos más; Mecatepec 55, Poza Rica 133, Mecatepec 53, Mecatepec 58 y Mecatepec 52 bajo un sistema frontal, todos ellos inyectando simultáneamente en los diferentes cuerpos "A", "BC" y "D".

CUERPO "A".

Primera Etapa, de 1951-1961 (Inyección Dispersa).

En marzo de 1952, se inició el sistema de mantenimiento de presión del yacimiento Tamabra, con inyección de agua en la parte inferior, a través de los pozos Poza Rica 105 y Mecatepec 42, distribuidos irregularmente. El gasto inicial de inyección fue de 3,045 BPD de agua; durante este periodo el gasto de inyección se mantuvo en promedio en 3,925 BPD de agua, logrando acumular 14.001 MMBLS hasta el año de 1963, fecha en que se suspendió la inyección bajo este esquema por considerar que no se tenían los resultados esperados.

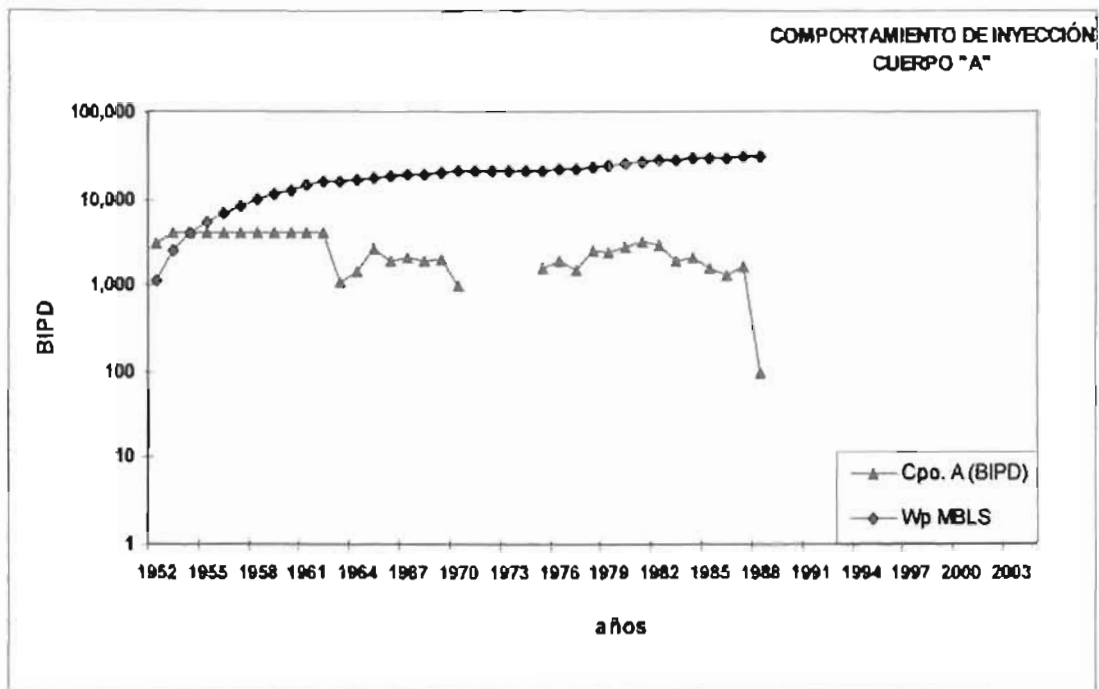


Fig. 3.17 Comportamiento de Inyección del cuerpo "A" y volumen acumulado de agua yacimiento Tamabra.

Segunda Etapa, de 1962-1974 (Inyección Frontal).

En junio de 1962 se readecuó el sistema de inyección con cinco pozos inyectoros adicionales formando una línea frontal, para finalmente quedar con siete pozos, de los cuales cuatro inyectaron en el cuerpo "A" y el resto en los cuerpo "D" y "BC". Bajo este arreglo y con dos pozos operando a finales de este periodo, el gasto de inyección declinó de 3,925 BPD a 1,036 BPD de agua; se lograron inyectar 5. 036 MMBLS a través del cuerpo "A", en este intervalo hasta el año de 1970. Durante este periodo el pozo inyector Poza Rica 105 fue convertido a productor de aceite y gas en el cuerpo "D".

Por otra parte, durante los años 1970 a 1974 el agua de inyección fue canalizada a otros distritos, motivo por el cual, no hubo inyección de agua al yacimiento, sino hasta abril de 1975, fecha en que se reinició la inyección en el pozo Poza Rica 133, y posteriormente con el pozo Mecatepec 55 en el año de 1977.

Tercera Etapa, de 1975-1984 (Desarrollo Intermedio).

Esta etapa se caracteriza por la perforación de pozos de desarrollo intermedio y reparaciones mayores para lograr mantener la inyección. Con dos pozos en operación Mecatepec 55 y Poza Rica 133, la inyección de agua se incrementó de 1,545 a 3,211 BPD de agua, logrando inyectar 8.273 MMBLS, en el yacimiento.

Cuarta Etapa, de 1985-2003 (Disminución de la Inyección).

El cuerpo "A" dejó de inyectar con los pozos Mecatepec 55 y Poza Rica 133, en enero de 1988. La disminución del gasto de agua inyectado para este periodo fue de 1,535 BPD a 93 BPD, alcanzando un volumen acumulativo de 1.657 MMBLS. El cuerpo "A", del yacimiento Tamabra, inyectó 30.39 MMBLS de agua a través de 4 pozos, en diferentes etapas.

CUERPO "BC".**Primera Etapa, de 1962-1974 (Inyección Frontal).**

El proceso de inyección de agua en el Área I, se inició en el año de 1952 a través del cuerpo "A". El cuerpo "BC" comenzó a inyectar en 1963, a través de los pozos Poza Rica 133, Mecatepec 42, Mecatepec 53, Mecatepec 55 y Mecatepec 58, formando una línea frontal. El caudal inicial de inyección fue de 145 BPD de agua, el cual fue incrementándose paulatinamente hasta alcanzar un gasto de inyección promedio de 5,500 BPD, logrando acumular 14.072 MMBLS hasta el año de 1972. Al final de este periodo el gasto de inyección de agua fue de 244 BPD.

De 1972 a 1974 el agua de inyección fue canalizada a otros distritos, motivo por el cual, no hubo inyección de agua al yacimiento, sino hasta abril de 1975, fecha en que empezó a inyectar con el pozo Poza Rica 133 y posteriormente con los pozos Mecatepec 42, Mecatepec 55, Mecatepec 58 y Mecatepec 53.

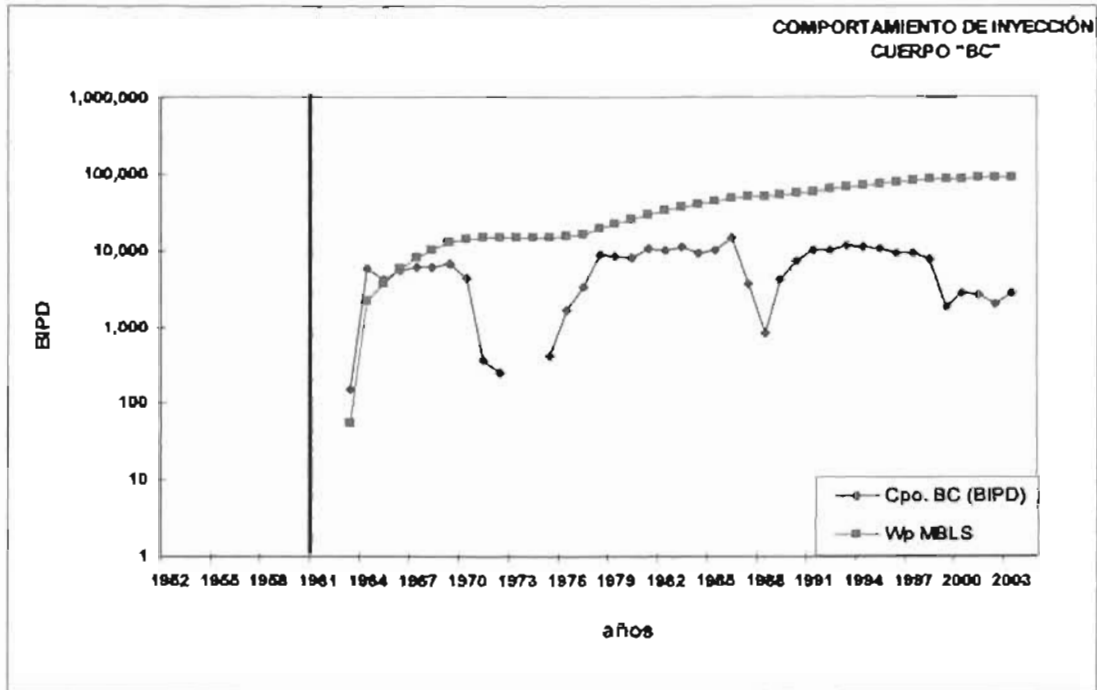


Fig. 3.18 Comportamiento de inyección del cuerpo "BC" y volumen acumulado de agua yacimiento Tamabra.

Segunda Etapa, de 1975-1984 (Desarrollo Intermedio).

En esta etapa no se reparó ningún pozo inyector, por lo que se mantuvieron los mismos pozos inyectoros en operación en este periodo; la inyección de agua se inició en abril de 1975 con el pozo Poza Rica 133, reportando un gasto inicial de 408 BPD de agua, el cual, se fue incrementando con los demás pozos hasta alcanzar un gasto máximo de inyección de 10,654 BPD. Al final de este periodo, en mayo de 1984 se logró inyectar en el yacimiento un volumen de agua de 25.413 MMBLS.

Tercera Etapa, de 1985-2003 (Disminución de la Inyección).

De los años 1985 a 1988, se observa una caída drástica del gasto de inyección, ocasionada por la suspensión de la inyección en este cuerpo, por los pozos Mecatepec 42 y Mecatepec 53. Los caudales de agua registrados por este evento fueron de 9,902 BPD con cinco pozos a 813 BPD con tres pozos.

El gasto de agua inyectado se mantuvo en el orden de 7,000 BPD con los pozos Poza Rica 133, Mecatepec 55 y Mecatepec 58, alcanzando a inyectar un volumen de agua de 47.17 MMBLS. Durante las etapas de inyección bajo las cuales estuvo sometido el yacimiento, se inyectaron 86.66 MMBLS de agua.

CUERPO "D".

Primera Etapa, de 1962-1974 (Inyección Frontal).

En el año de 1963 se inicia la inyección en el cuerpo "D", a través de los pozos Poza Rica 133, Mecatepec 42, Mecatepec 52, Mecatepec 53 y Mecatepec 55 formando una línea frontal. El gasto inicial de inyección fue de 272 BPD de agua, el cual fue incrementándose paulatinamente hasta alcanzar un gasto de inyección promedio de 5,000 BPD de agua, logrando acumular un volumen de agua de 16.412 MMBLS hasta el año de 1972.

Desde mayo de 1970 la inyección de agua fue disminuyendo, por la suspensión de la inyección de los pozos Poza Rica 133, Mecatepec 42, Mecatepec 53, Mecatepec 55 y finalmente el pozo Mecatepec 52, hasta alcanzar valores para diciembre de 1972 de 1,222 BPD.

De 1972 a 1974 el agua inyección fue canalizada a otros distritos, motivo por el cual, no hubo inyección de agua al yacimiento, sino hasta abril de 1975, fecha en que inició a inyectar con el pozo Poza Rica 133 y posteriormente con los pozos Mecatepec 42, Mecatepec 55, Mecatepec 58 y Mecatepec 53.

Segunda Etapa, de 1975-1984 (Desarrollo Intermedio).

En esta etapa no se reparó ningún pozo inyector, desarrollándose con los mismos pozos inyectores en operación en este periodo, la inyección de agua se inició en abril de 1975 con el pozo Poza Rica 133, reportando un gasto inicial de 591 BPD de agua, el cual, se fue incrementando con los demás pozos hasta alcanzar un gasto máximo de inyección de 13,500 BPD. Al final de este periodo, en mayo de 1984 se logró inyectar en el yacimiento un volumen de agua de 34.762 MMBLS.

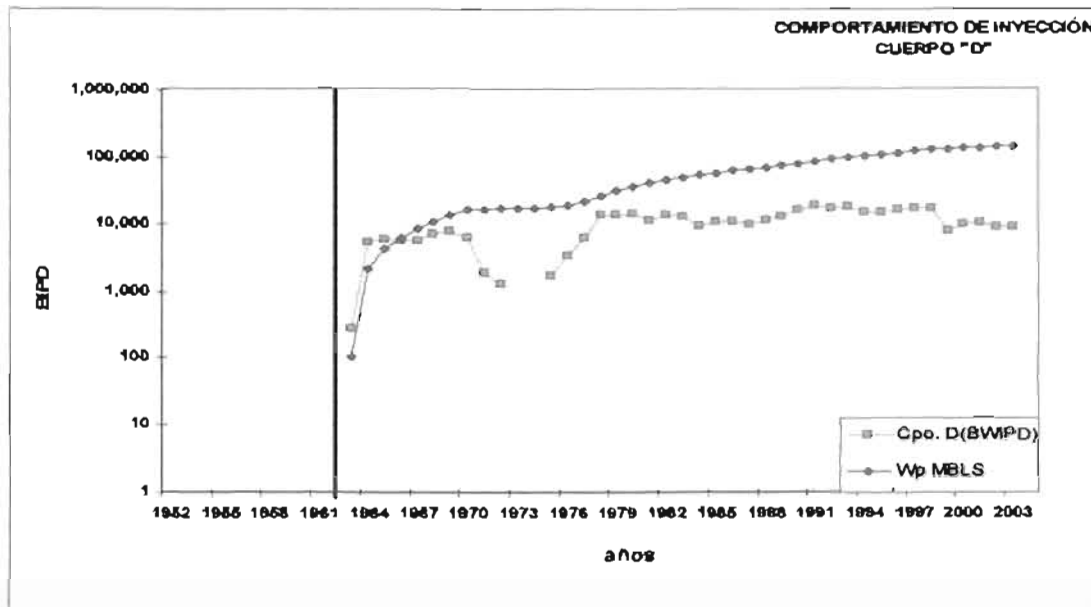


Fig. 3.19 Comportamiento de inyección del cuerpo "D" y volumen acumulado de agua yacimiento Tamabra.

Tercera Etapa, de 1985-2003 (Disminución de la Inyección).

De los años 1985 a 2003, se observa que el gasto de agua de inyección por día, se mantuvo en el orden de 13,000 BPD de agua, con los pozos Poza Rica 133, Mecatepec 55, Mecatepec 58, Mecatepec 42, Mecatepec 52, Mecatepec 53 y Poza Rica 105. El volumen de agua inyectado en este periodo fue de 88.079 MMBLS. Durante las etapas de inyección bajo las cuales estuvo sometido el yacimiento, se inyectó un volumen total de agua de 139.225 MMBLS de agua.

III.2.3 Inyección acumulada de agua.

Con la base de datos de inyección, se generó información por pozo y por cuerpo de la inyección acumulada de agua, hasta el mes de septiembre de 2003. Esta información se exportó al software Oil-Field Manager 28, para generar mapas de inyección acumulada para los cuerpos "A", "BC" y "D".

CUERPO "A".

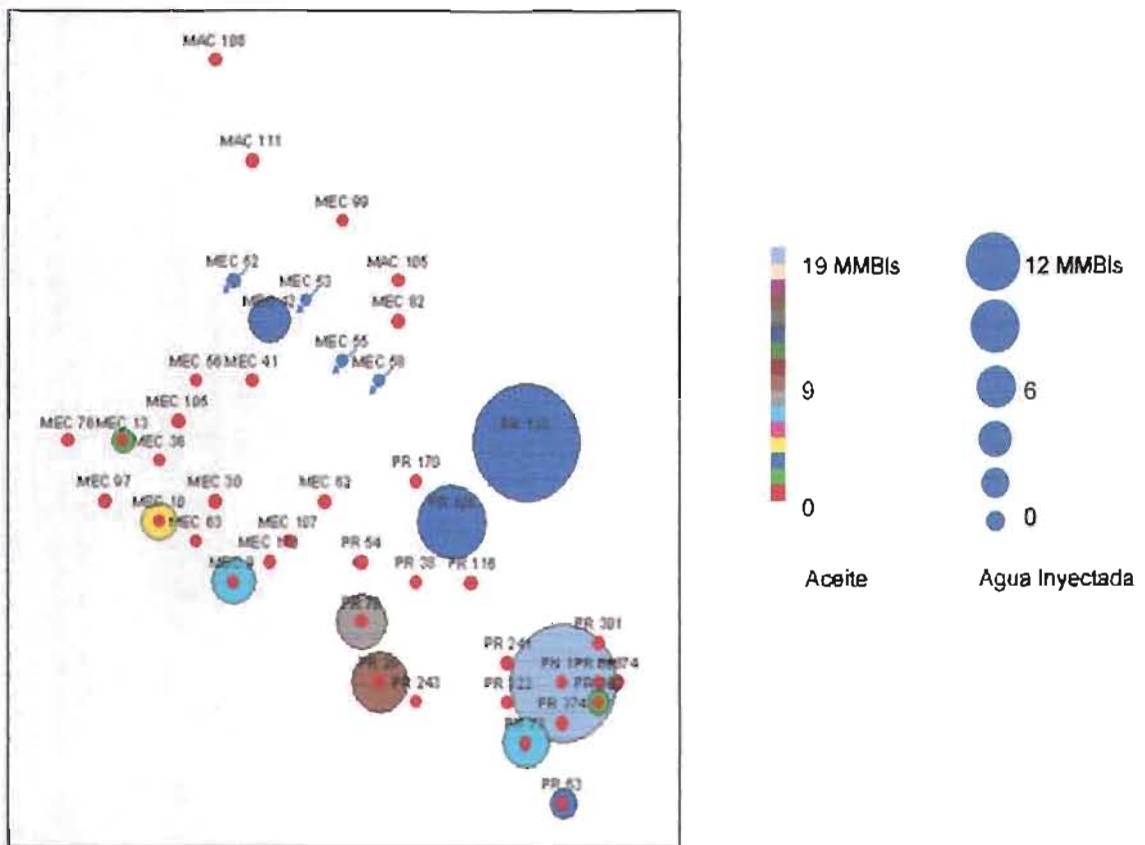


Fig. 3.20 Mapa de inyección acumulada del cuerpo "A" yacimiento Tamabra.

La Figura 3.20 presentan un mapa de burbujas de los pozos inyectoros que han acumulado mayor volumen de agua en el cuerpo "A", en la misma, se muestra la respuesta de los pozos productores orientados al SE de Área I.

CUERPO "BC".

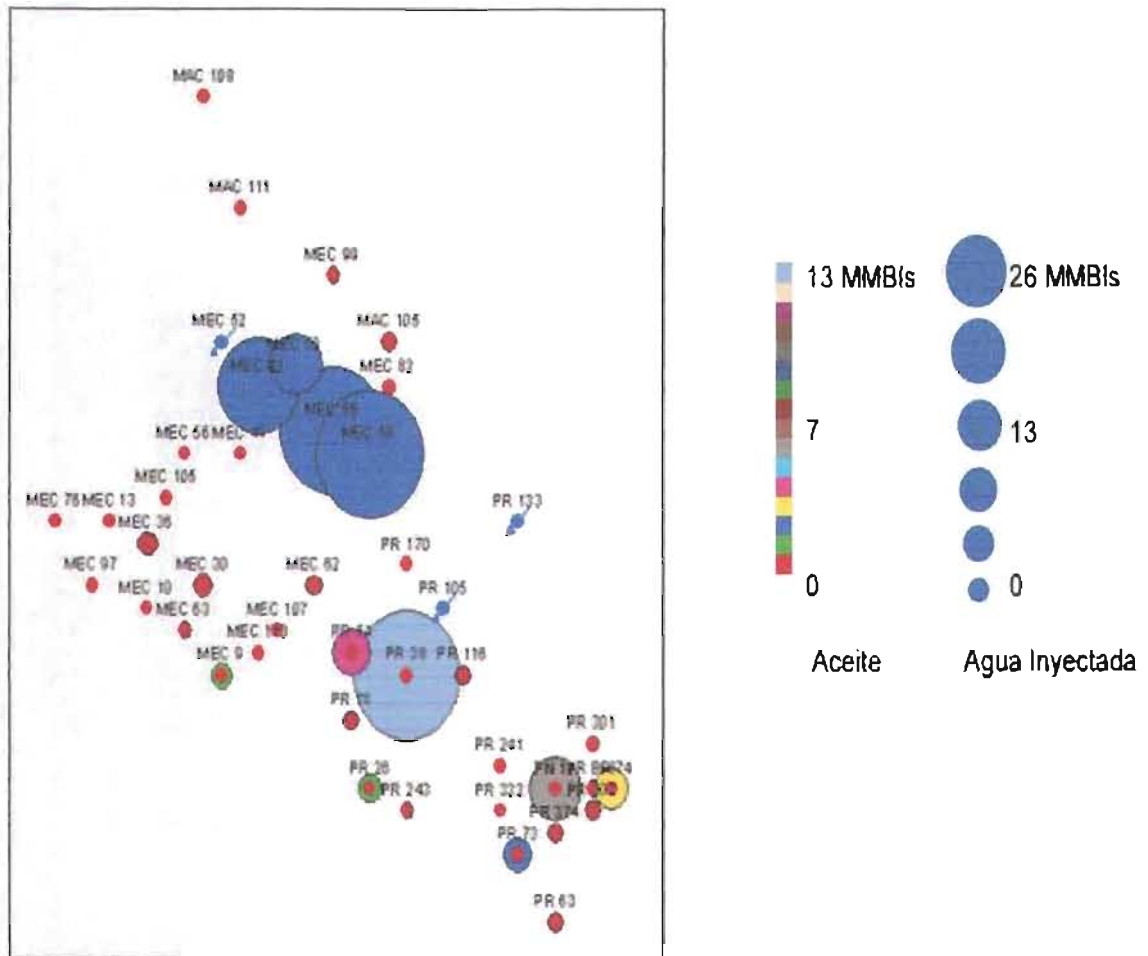


Fig. 3.21 Mapa de inyección acumulada del cuerpo "BC" yacimiento Tamabra.

En la Figura 3.21 se puede apreciar un mapa de burbujas de los pozos inyectoros que han acumulado mayor volumen de agua en el cuerpo "BC". Asimismo, se observa la pobre respuesta de los pozos productores orientados hacia el SW y SE.

III.3 Historia de producción-inyección del Área I.

En la Figura 3.23 se presenta la historia global de producción-inyección del Área I, también se muestra con la línea roja, el año en que se inició la inyección de agua.

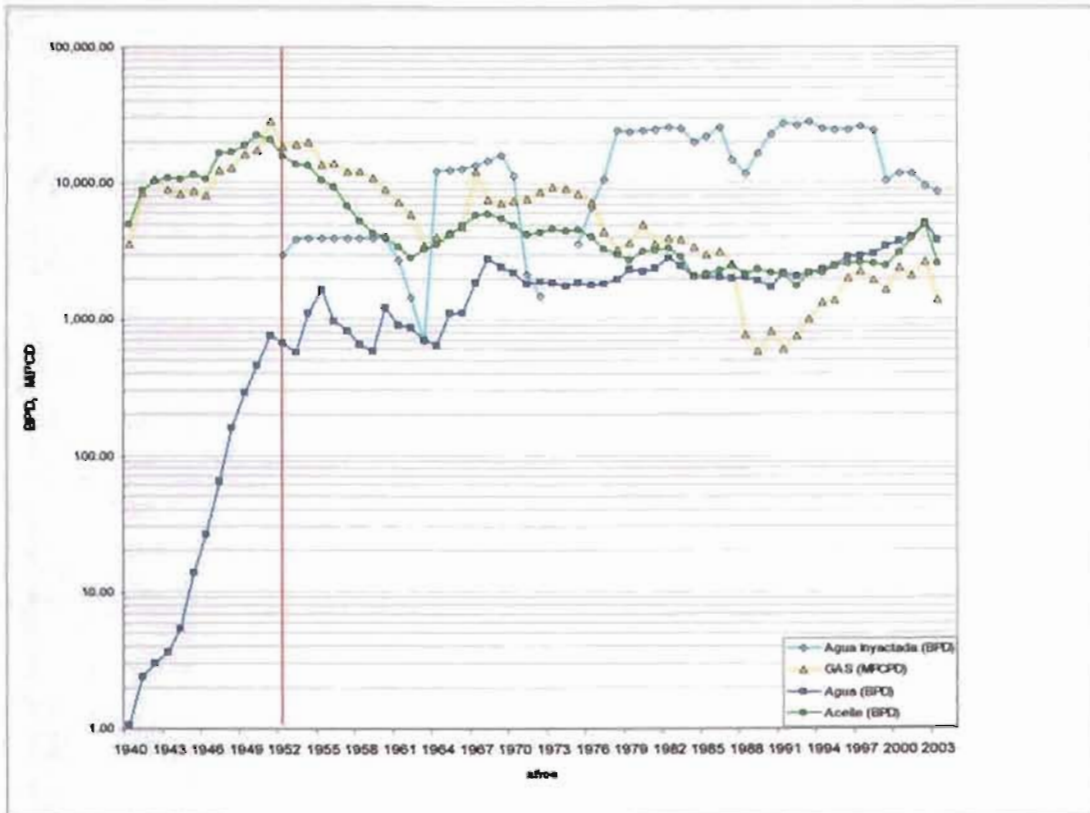


Fig. 3.23 Comportamiento de producción-inyección del yacimiento Tamabra.

Capítulo IV

COMPORTAMIENTO DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL AGUA PRODUCIDA Y SUS CAMBIOS CON EL TIEMPO.

IV.1 Agua producida y métodos de análisis.

Para iniciar el estudio hidrogeoquímico del agua producida en el Área I del yacimiento Tamabra, se consultó y revisó la base de datos del laboratorio de yacimientos del Activo Poza Rica, con el propósito de recopilar la mayor cantidad de datos de los análisis químicos del agua producida en los pozos del campo.

Se integró una base de datos en MS-Excel, con la información de los análisis químicos de 92 pozos del campo incluyendo algunos pozos del Área I, para que la caracterización del agua producida fuera más completa y confiable. Además, se incluyeron las composiciones químicas del agua de inyección, agua de mar y agua de desecho proveniente de la planta de deshidratación de crudo "C.A.B" (Central de Almacenamiento y Bombeo), con la finalidad de tener un panorama general de las salinidades de las diferentes fuentes de las aguas presentes en el campo Poza Rica. Como un proceso de filtrado de la información, se aplicó el criterio de electroneutralidad¹⁶ (la suma de las cargas iónicas positivas y negativas deben ser igual a cero) a los datos recopilados, desechándose todos aquellos análisis que presentaron un porcentaje de error mayor al 10 % en el balance iónico.

Los principales elementos que constituyen los análisis químicos de las aguas de formación asociadas al yacimiento K. Tamabra son los iones; sodio, calcio, magnesio, cloruros, sulfatos y bicarbonatos; el ión fierro no se consideró debido a que no aparece reportado en los análisis. Otros datos importantes que se incluyen en los reportes son los sólidos totales disueltos (STD), fecha de análisis y profundidad de los intervalos muestreados.

Conforme a los diversos estudios realizados al campo Poza Rica y al análisis del comportamiento de algunos pozos, se ha establecido que el yacimiento K. Tamabra, se encuentra asociado a un acuífero regional.

William L. Horner⁸, en el año de 1949, encontró que las áreas con máxima invasión de agua parecían estar en la vecindad de los pozos Poza Rica 10, 44, 80, 81 y 6 (NE de la estructura), y observó que la entrada del agua del acuífero se realizaba de manera irregular a través de los cuerpos con mayor permeabilidad.

Por otra parte, el estudio regional "Reporte del estudio Play Tamabra", con fecha de diciembre de 1995¹⁹, determina la conexión existente entre las formaciones K. Tamabra y El Abra, y la posibilidad de que ambas formaciones compartan el mismo acuífero. En el mismo estudio se estableció que el acuífero actúa con mayor intensidad en la formación El Abra, por ser el yacimiento que presenta mayores valores de permeabilidad, y sólo parcialmente en la formación Tamabra.

De igual forma, describen que el yacimiento El Abra se formó en aguas superficiales, con ambientes de alta energía en la plataforma de Tuxpan, mientras que la formación K. Tamabra, se constituyó principalmente de flujos de escombros y sedimentos calcáreos gruesos y medios, depositados por corrientes turbidíticas en aguas profundas del Jurásico Superior, en cuyos cuerpos calcáreo-arcillosos, se han detectado importantes volúmenes de materia orgánica.

Para analizar el comportamiento de las características del agua producida y establecer el conocimiento de los tipos de aguas asociadas al yacimiento K. Tamabra del Campo Poza Rica, se utilizaron métodos gráficos como los diagramas Stiff¹², Piper¹⁷ y la clasificación de Sulin^{10,15} modificada por Bojarski, para relacionar el tipo genético del agua.

El diagrama Stiff, es una herramienta que permite determinar un sistema de patrones para cada tipo de agua, a través de la correlación directa entre cationes y aniones, los iones positivos (cationes) se grafican a la izquierda, mientras que los iones negativos (aniones) son graficados a la derecha. Generalmente los resultados de los análisis de agua se reportan en partes por millón (ppm), por lo cual es necesario convertir estos valores a MEQ por litro, usando los coeficientes de reacción de cada ión. Con los iones convertidos MEQ/litro, se obtiene la suma de todos los iones, para proceder a calcular el porcentaje que corresponde a cada ión. Para configurar el diagrama Stiff, se graficaron los porcentajes correspondientes al Sodio y Cloro en la línea superior horizontal, mientras que los demás iones se leen en la escala de la línea inferior horizontal. Con estos diagramas se realizó el análisis retrospectivo de las características del agua producida.

En forma similar, se realizaron gráficas de concentración vs iones por cuerpo, para identificar patrones semejantes en el agua producida.

Los diagramas Piper, son una herramienta sofisticada que permiten establecer la clasificación de las aguas en base a las características químicas de las múltiples muestras de acuerdo a la concentración relativa de sus constituyentes a través de un diagrama triangular.

El diagrama de Sulin, se elaboró graficando las relaciones $(\text{Na}^+ - \text{Cl}^-) / \text{SO}_4^{2-}$, $(\text{Cl}^- - \text{Na}^+) / \text{Mg}^{++}$ vs $\text{Na}^+ / \text{Cl}^-$. La clasificación de Sulin modificada por Bojarski se realizó introduciendo el concepto de tiempo de residencia de dichas aguas. Para correlacionar los diferentes tipos de aguas producidas a través de la concentración de sólidos totales disueltos, se utilizó la información de la base de datos que contiene a los campos que conforman el área Poza Rica, con la cual se pudo analizar la salinidad inicial de 830 intervalos productores de aceite, gas y agua.

Los criterios que se siguieron para disminuir la incertidumbre de los valores iniciales de salinidad fueron los siguientes; se tomaron intervalos productores individuales que produjeran más del 10 % de agua, terminaciones con fecha de disparo y el periodo de observación hasta su obturación; se excluyeron los intervalos inyectores.

Con los criterios mencionados anteriormente se logró establecer un rango de salinidades por periodo de explotación para cada cuerpo productor, y con esto, una clasificación general de tres grupos diferentes de agua producida:

Grupo 1: Este incluye los pozos cuya concentración de (STD), se encuentra en el rango de 68,000-170,000 ppm. Se considera que esta agua se encuentra influenciada por el acuífero. Las aguas se clasifican como de alta salinidad.

Grupo 2: Las aguas de este grupo se caracterizan por su contenido de sólidos disueltos totales (STD), el cual se encuentra entre 21,000 – 67,000 ppm. Las aguas se clasifican como agua de formación. Su salinidad se encuentra alrededor de la correspondiente al agua de mar (33.897 g/l).

Grupo 3: Las aguas incluidas en este grupo son las de menor mineralización. Su salinidad se encuentra alrededor de 5,000- 20,000 ppm. Se considera que esta agua es producto de la mezcla del agua de formación y el agua tratada de inyección ó agua congénita (desecho), en algunos pozos vecinos al tren de inyección. Se considera a esta agua como de baja salinidad. Se estudió el agua producida del Campo Poza Rica y sus cambios a través de las distintas etapas de explotación para cada unidad litoestratigráfica.

IV.2 Comportamiento de las características del agua producida.

CUERPO "A".

En el análisis del comportamiento de las características del agua producida del cuerpo "A", se consideraron 20 datos del análisis químico proporcionados por el laboratorio de yacimientos del Activo Poza Rica, PEMEX, Julio de 2002, los cuales se listan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Composición química del agua de formación del Cuerpo "A".

Pozo No.	Etapa de Explotación	Formación Tipo	Profundidad (m)	Fecha Mes-Año	Cationes (mg eq / l)			Aniones (mg eq / l)			STD (mg eq / l)	STD (g / l)
					Na ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁼		
MEC10	Primera	K.Tamabra	2,398.00	Abr-45	965.26	555.00	108.56	1,621.50	3.69	7.50	3,261.49	92.72
PR54		K.Tamabra	2,243.10	Ene-47	119.14	229.59	106.91	437.10	14.26	6.33	915.32	25.41
PR87		K.Tamabra	2,320.50	Oct-48	493.50	335.20	40.22	852.82	3.79	13.80	1,739.32	49.69
PR85	Segunda	K.Tamabra	2,251.00	Oct-48	790.03	499.65	86.19	1,354.95	3.79	6.04	2,740.65	77.80
PR168		K.Tamabra	2,285.00	Ago-55	636.03	22.71	2.88	648.52	8.20	4.89	1,323.22	38.85
PR167		K.Tamabra	2,205.00	Mar-56	1,253.48	51.51	7.73	1,303.91	3.47	5.33	2,625.44	76.66
PR215	Tercera	K.Tamabra	2,346.50	Ago-66	1,082.48	69.87	49.34	1,197.82	0.33	6.49	2,406.34	69.88
PR247		K.Tamabra	2,546.00	Ene-67	482.54	75.86	46.05	598.91	3.34	3.21	1,210.92	34.79
PR242		K.Tamabra	3,225.00	Nov-67	820.77	39.93	41.12	889.26	0.33	12.24	1,803.65	52.36
PR219e		K.Tamabra	2,147.00	Ago-68	1,612.67	229.59	74.02	1,907.96	5.64	2.88	3,832.53	110.72
PR249		K.Tamabra	2,132.00	Ago-68	1,320.97	112.30	45.23	1,471.62	2.56	4.29	2,956.96	85.73
PR273		Tamaulipas	2,268.50	Abr-69	1,561.71	150.73	76.48	1,785.45	0.98	2.50	3,577.86	103.37
PR53		K.Tamabra	2,235.50	Oct-69	435.32	27.45	20.56	453.46	29.42	0.46	966.67	28.71
PR55		K.Tamabra	2,304.50	Nov-69	715.03	33.44	27.14	752.07	20.19	0.87	1,548.74	45.34
PR319	Cuarta	K.Tamabra	2,249.50	Nov-75	1,136.78	9.98	4.11	1,146.50	0.36	4.00	2,301.74	67.27
PR335		K.Tamabra	2,258.50	Ago-78	373.58	3.49	0.82	364.49	2.75	10.66	755.79	22.28
PR284		K.Tamabra	2,262.00	Oct-78	1,145.00	9.53	4.36	1,146.50	2.79	9.99	2,318.17	67.88
MEC70		K.Tamabra	2,135.00	Nov-78	1,406.62	11.48	3.29	1,403.18	4.41	13.82	2,842.80	83.31
PR224		K.Tamabra	2,212.50	Nov-78	177.31	2.15	1.56	171.12	3.47	6.41	362.02	10.73
PR347		K.Tamabra	2,415.00	Dic-78	276.10	2.45	0.82	268.63	6.00	2.75	558.75	16.56

La Tabla 4.1, presenta la caracterización iónica del agua producida por los pozos con análisis químico del cuerpo "A", y la concentración de sólidos totales disueltos (STD) expresados en dos unidades, en (mg eq / l) y en (g / l).

Primera Etapa, de 1940-1950 (Explotación Primaria).

Para la caracterización del agua producida en esta etapa se consideraron los análisis químicos de los pozos Poza Rica 54, Mecatepec 10, Poza Rica 85 y Poza Rica 87. El agua producida por el yacimiento durante este periodo fue el agua congénita de la formación (agua atrapada durante la sedimentación) y el agua asociada al acuífero, Horner (1949).

Considerando la concentración de sólidos totales disueltos reportados en los análisis químicos de los pozos listados anteriormente, Tabla. 4.1, fue posible distinguir dos tipos de aguas en esta etapa.

Grupo 1:

El agua de formación de este grupo se considera influenciada por el acuífero, en éste se incluyeron a los pozos Poza Rica 85 y Mecatepec 10, cuya concentración de STD, es de 77 y 92 g/l, respectivamente. Se considera agua de alta salinidad.

Grupo 2:

Las aguas incluidas en este grupo son las de formación, en este grupo se encuentran los pozos Poza Rica 54 y Poza Rica 87 con un contenido de STD de 25 y 49 g/l, respectivamente. Las aguas se clasifican como de tipo marino.

De la clasificación general de las aguas de formación, basada en la concentración de sólidos totales disueltos de los campos que conforman el área Poza Rica, fue posible observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales, para el periodo de explotación primaria del cuerpo "A" el agua de formación presenta un rango que va de 44 a 63 g/l y el agua asociada al acuífero de 68 a 95 g/l.

Las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3 presentan el diagrama Stiff de los cuatro pozos considerados en el análisis del periodo de explotación primaria. El patrón identificado es prácticamente el mismo para el Poza Rica 87 y Mecatepec 10, mientras que para los pozos Poza Rica 54 y Poza Rica 85 no se observa el mismo patrón, entre estas aguas hay fuertes variaciones en los iones Ca^{++} y Mg^{++} .

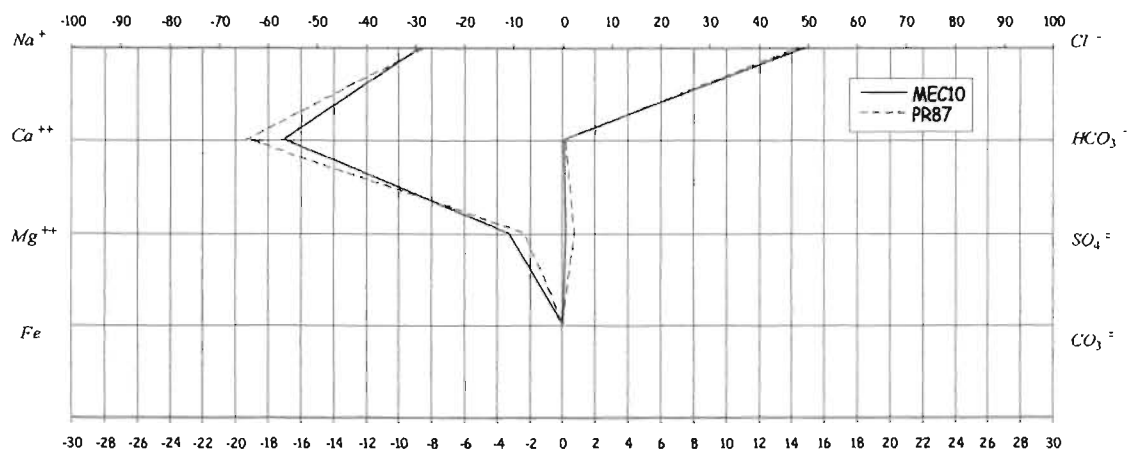


Figura 4.1 Diagramas Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 87 y Mecatepec 10, en la etapa de explotación primaria del cuerpo "A".

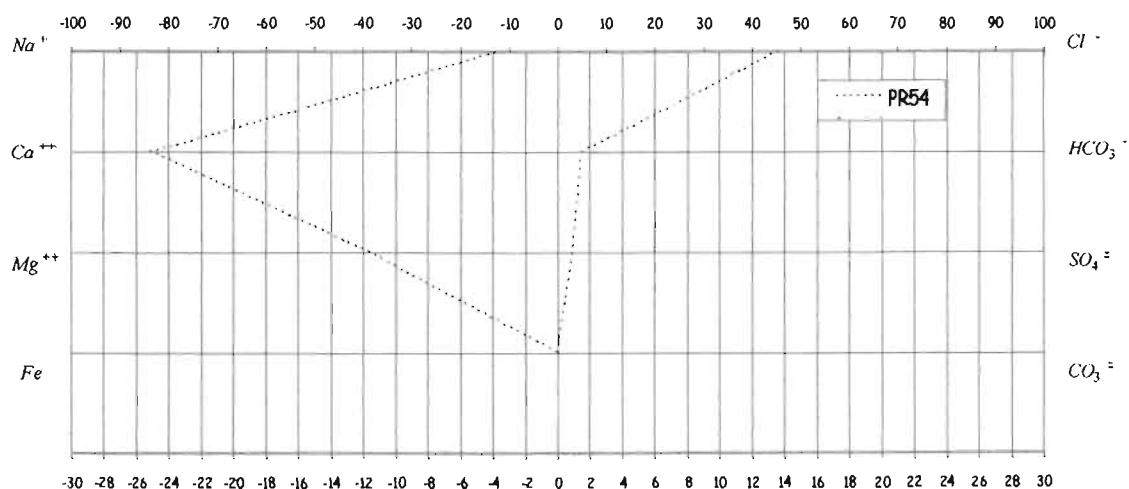


Figura 4.2 Diagrama Stiff del agua producida por el pozo Poza Rica 54 en la etapa de explotación primaria del cuerpo "A".

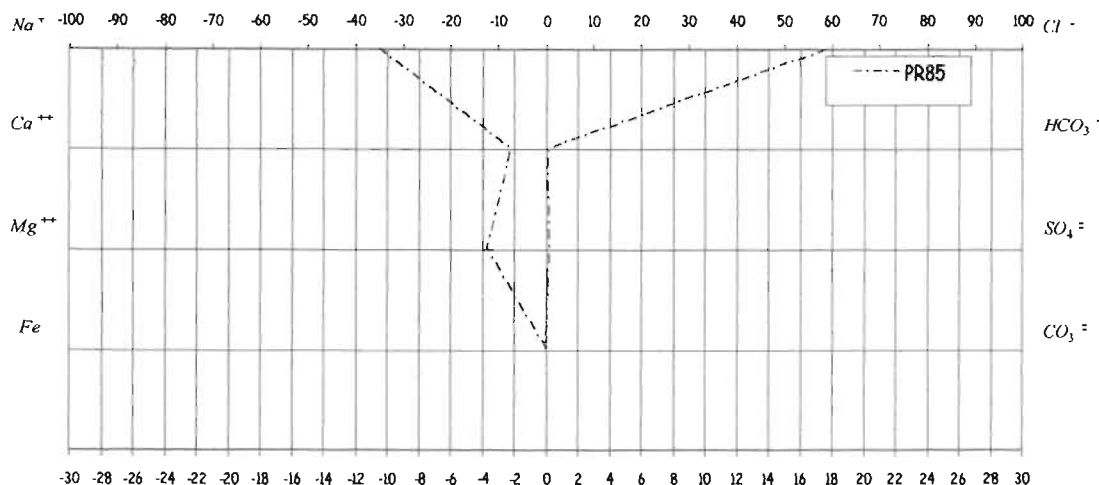


Figura 4.3 Diagrama Stiff del agua producida por el pozo Poza Rica 85 en la etapa de explotación primaria del cuerpo “A”.

De acuerdo a la clasificación basada en el contenido de sólidos totales disueltos y al análisis de los diagramas Stiff, se puede hacer una correlación directa entre ambos métodos. Los pozos Poza Rica 87 y Mecatepec 10 presentan un patrón definido en los diagramas Stiff, mientras que de acuerdo al contenido de STD se clasificaron en grupos diferentes, no obstante, la concentración iónica prácticamente es la misma. En el caso de los pozos Poza Rica 54 y Poza Rica 85, ambos pertenecen a grupos diferentes según el contenido de STD, mientras que el diagrama Stiff se identifican patrones diferentes de aguas. Lo anterior permite suponer que se trata de dos aguas diferentes.

Segunda Etapa, de 1951-1961 (Inyección Dispersa).

Para esta etapa, la caracterización del agua producida se realizó a través de los análisis químicos de los pozos Poza Rica 168 y Poza Rica 167. El agua producida por el yacimiento durante este periodo se deriva del agua congénita de la formación, agua asociada al acuífero y agua de inyección. De la concentración de sólidos totales disueltos reportados en los análisis químicos de los pozos Poza Rica 168 y Poza Rica 167, Tabla. 4.1, fue posible distinguir dos tipos de aguas.

Grupo 1:

El agua de formación de este grupo se considera influenciada por el acuífero, en este se incluyó al pozo Poza Rica 167, cuya concentración de STD es de 77.66 g/l. Esta concentración le confiere una característica de alta salinidad.

Grupo 2:

Este grupo incluye el agua de la formación, en este grupo se encuentra el pozo Poza Rica 168 con un contenido de STD de 38.85 g/l. Esta agua corresponde al tipo marino.

De la clasificación general de las aguas de formación, basada en la concentración de sólidos totales disueltos de los campos que conforman el área Poza Rica, se pudo observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales. En la segunda etapa de explotación del cuerpo "A", el agua de formación presenta un rango que va de 24 a 67 g/l y el agua asociada al acuífero de 68 a 116 g/l.

La Figura 4.4 muestra el diagrama Stiff de los dos pozos considerados en el segundo periodo de explotación. El patrón identificado es prácticamente el mismo para el agua asociada al acuífero y el agua de formación, sin embargo es importante notar que la concentración de iones Ca^{++} y Mg^{++} en este periodo ha disminuido respecto al periodo anterior.

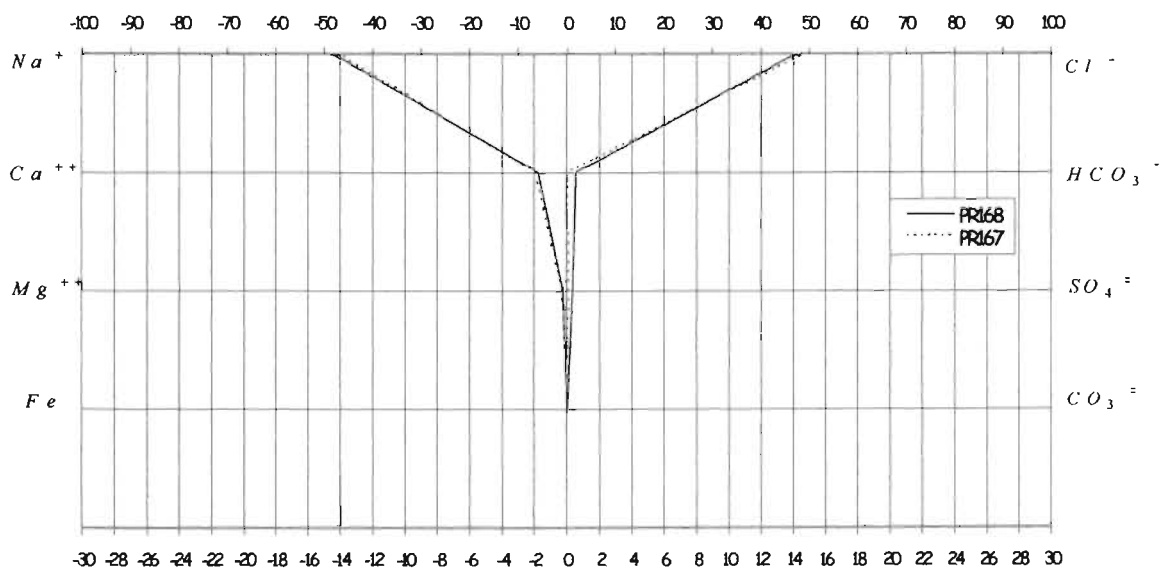


Figura 4.4 Diagramas Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 167 y Poza Rica 168, en la segunda etapa de explotación del cuerpo "A".

Considerando la clasificación basada en el contenido de sólidos disueltos totales y al análisis de los diagramas Stiff, se puede hacer una correlación directa entre métodos. Los pozos Poza Rica 167 y Poza Rica 168 presentan un patrón definido en los diagramas Stiff, mientras que en el contenido de STD se identificó que conforman diferentes grupos. Por lo que es posible inferir que se trata de dos aguas diferentes.

Tercera Etapa, de 1962-1974 (Inyección Frontal).

Para la caracterización del agua producida en este periodo se tomaron los análisis químicos de los pozos Poza Rica 215, Poza Rica 247, Poza Rica 242, Poza Rica 219a, Poza Rica 249, Poza Rica 273, Poza Rica 53 y Poza Rica 55. El agua producida por el yacimiento en este periodo se originó del agua congénita de la formación, agua asociada al acuífero y agua de inyección. De la concentración de sólidos disueltos totales reportados en los análisis químicos de los pozos de la tercera etapa de explotación, Tabla. 4.1, fue posible distinguir dos tipos de aguas.

Grupo 1:

El agua de formación de este grupo se considera influenciada por el acuífero; en este grupo se incluyó a los pozos Poza Rica 219a, Poza Rica 273, Poza Rica 249 y Poza Rica 215, cuya concentración de STD es de 110.72, 103.37, 85.73 y 69.88 g/l, respectivamente. Estas aguas se clasifican como de alta salinidad.

Grupo 2:

Este grupo incluye el agua de la formación; en este grupo se encuentran los pozos Poza Rica 242, Poza Rica 55, Poza Rica 247 y Poza Rica 53 con un contenido de STD de 52.35, 45.34, 34.79 y 28.71 g/l, respectivamente. Estas concentraciones les confiere el carácter de tipo marino.

De la clasificación basada en la concentración de sólidos totales disueltos de los campos que conforman el área Poza Rica, fue posible observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales. En esta tercera etapa de explotación del cuerpo "A", el agua de formación presenta un rango que va de 25 a 62 g/l, y el agua asociada al acuífero de 70 a 150 g/l.

Las Figuras 4.5 y 4.6 presentan el diagrama Stiff de los nueve pozos considerados en el tercer periodo de explotación. En las figuras, es posible distinguir dos agrupaciones de pozos con patrones definidos del comportamiento del agua asociada al acuífero y el agua de formación; sin embargo, se pueden apreciar variaciones en la concentración de iones Ca^{++} , Mg^{++} .

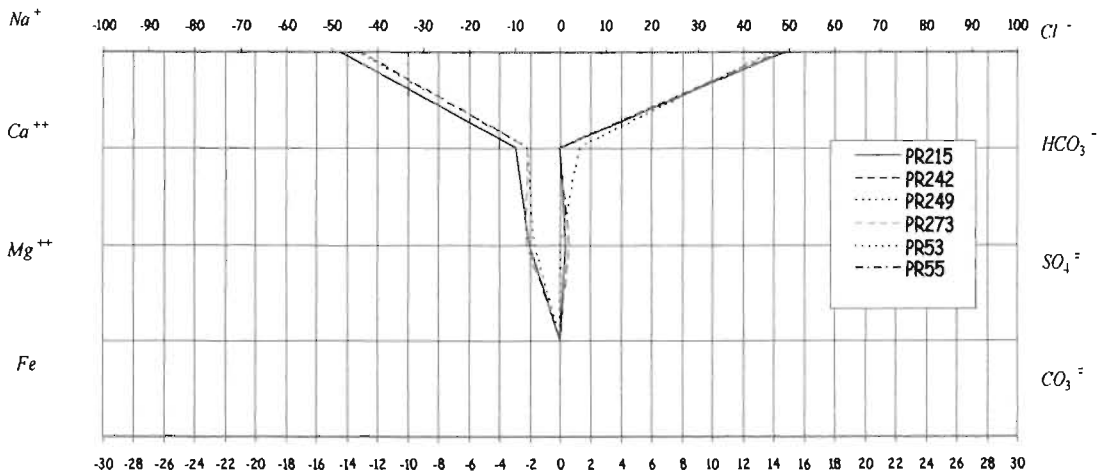


Figura 4.5 Diagramas Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 215, 242, 249, 273, 53 y 55, en la tercera etapa de explotación del cuerpo "A".

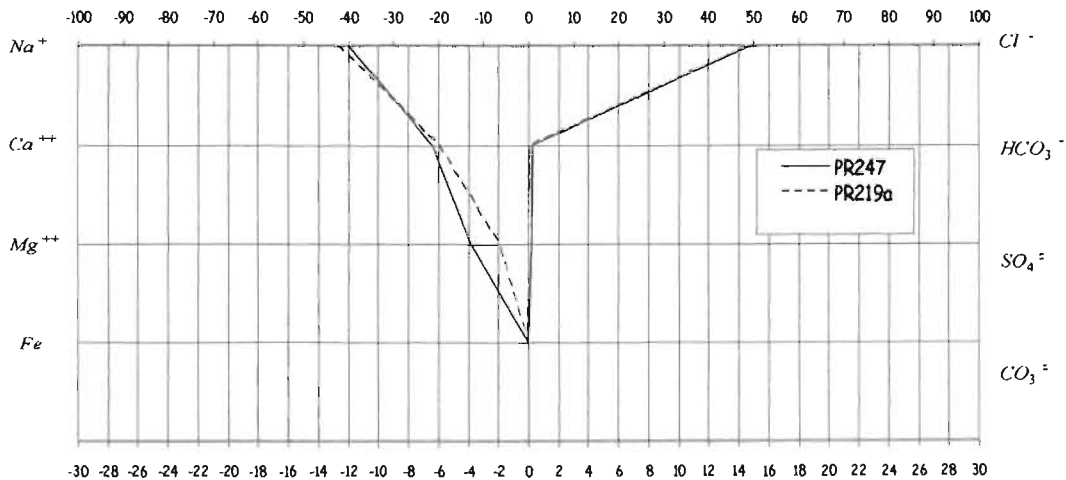


Figura 4.6 Diagramas Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 247 y Poza Rica 219a, en la tercera etapa de explotación del cuerpo "A".

De los análisis de los diagramas Stiff y de acuerdo a la clasificación basada en el contenido de sólidos totales disueltos, se puede hacer una correlación directa entre métodos. Los pozos Poza Rica 215, Poza Rica 242, Poza Rica 249, Poza Rica 273, Poza Rica 53 y Poza Rica 55 presentan un patrón definido en los diagramas Stiff, mientras que en el contenido de STD se identificó que conforman grupos diferentes. De la misma manera, los Poza Rica 219a, Poza Rica 247, pertenecen a grupos diferentes de STD, y en el diagrama Stiff, se puede identificar un patrón de aguas, lo cual permite suponer que se trata de aguas diferentes en ambos grupos.

Cuarta Etapa, de 1975-1984 (Desarrollo Intermedio).

Para la caracterización del agua producida en esta etapa se consideraron los análisis químicos de los pozos Poza Rica 319, Poza Rica 335, Poza Rica 284, Mecatepec 70, Poza Rica 224 y Poza Rica 347. El agua producida por el yacimiento en este periodo resulta del agua congénita de la formación, agua asociada al acuífero y agua de inyección. De la concentración de sólidos disueltos totales reportados en los análisis químicos de los pozos de la cuarta etapa de explotación, Tabla. 4.1, fue posible distinguir tres tipos de aguas.

Grupo 1:

El agua de formación de este grupo se considera influenciada por el acuífero; en este grupo se incluyó únicamente al pozo Mecatepec 70, cuya concentración de STD es de 83.31 g/l. Esta agua se clasifica como de alta salinidad.

Grupo 2:

Este grupo incluye el agua de la formación; en este grupo se encuentran los pozos Poza Rica 284, Poza Rica 319 y Poza Rica 335 con un contenido de STD de 67.88, 67.27 y 22.28 g/l respectivamente. Estas concentraciones les confiere el carácter de tipo marino.

Grupo 3:

Las aguas de formación incluidas en este grupo son las de menor mineralización, en este grupo se encuentran los pozos Poza Rica 224 y Poza Rica 347 con un contenido de STD de 10.73 y 16.56 g/l respectivamente. Las aguas se clasifican como de baja salinidad.

Un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales se observaron en la clasificación basada en la concentración de sólidos disueltos totales de los campos que conforman el área Poza Rica. Para la cuarta etapa de explotación del cuerpo "A", el agua de formación presenta un rango que va de 16 a 62 g/l y el agua asociada al acuífero de 70 a 170 g/l.

La Figura 4.7 muestra el diagrama Stiff de los 6 pozos considerados en el cuarto periodo de explotación. El patrón identificado es prácticamente el mismo para el agua asociada al acuífero y el agua de formación; sin embargo es importante notar que la concentración de iones Ca^{++} y Mg^{++} disminuyó drásticamente en este periodo, también se puede apreciar una ligera variación en el ión sulfato.

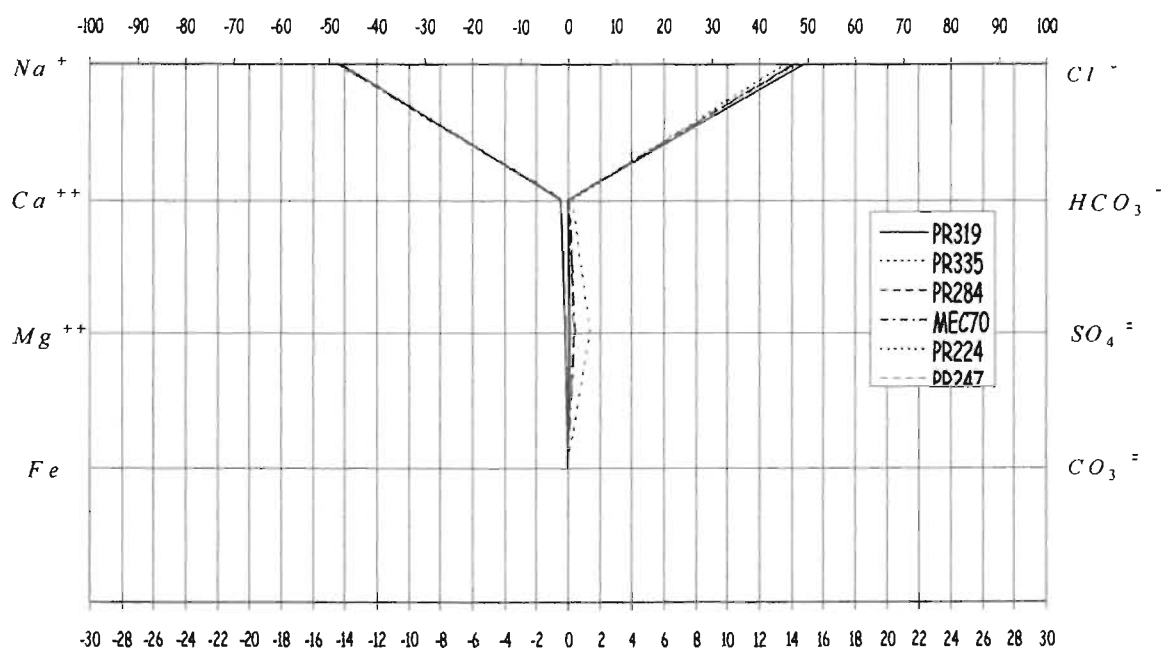


Figura 4.7 Diagramas Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 319, 335, 284, 224, 347 y Mecatepec 70, en la cuarta etapa de explotación del cuerpo "A".

Del análisis de los diagramas Stiff y de la clasificación basada en el contenido de sólidos totales disueltos. Se puede hacer una correlación directa entre varios métodos. Los pozos Mecatepec 70, Poza Rica 284, Poza Rica 319 y Poza Rica 335, presentan un patrón definido en los diagramas Stiff, mientras que en el contenido de STD se identificó que los tres últimos pozos conforman el grupo 2 y el pozo Mecatepec 70 se encuentra en el grupo 1.

Para los pozos mostrados en el diagrama Stiff, Poza Rica 347 y Poza Rica 224, fue posible identificar el mismo patrón y ambos pertenecen al grupo 3. Lo anterior establece que el agua producida en estos pozos pertenece a tres grupos deferentes.

Quinta Etapa, de 1985-2003 (Disminución de la Inyección).

Una de las preocupaciones del Activo de Producción Poza Rica, es el control de la contaminación ambiental derivada de las actividades inherentes a la producción de crudo. Por esta razón a partir del año de 1992, se inició la inyección de agua de desecho (producto de la deshidratación del crudo de los diferentes campos de la Región, mal llamada por costumbre "agua congénita"), a pozos improductivos o invadidos de agua, ubicados a nivel del acuífero o en zonas despresurizadas del yacimiento.

Para la caracterización del agua producida en esta etapa no se contó con análisis químico del agua producida, sólo se consideró el análisis químico actual del "agua congénita" que inyectan los nueve pozos; Poza Rica 284, Poza Rica 244, Poza Rica 242, Poza Rica 216, Poza Rica 208, Poza Rica 174, Poza Rica 127, Poza Rica 62 y Poza Rica 50. El agua producida por el yacimiento en este periodo prevendría del agua de la formación, agua asociada al acuífero, agua congénita (desecho) y agua de inyección.

De la clasificación general de las aguas de formación, basada en la concentración de sólidos disueltos totales de los campos que conforman el área Poza Rica, se pudo observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales.

Para la quinta etapa de explotación del cuerpo "A", el agua de formación presenta un rango que va de 7 a 63 g/l y el agua asociada al acuífero de 70 a 135 g/l.

La Figura 4.8 presenta el diagrama Stiff de las aguas provenientes de la planta de tratamiento del agua de inyección para el Campo Poza Rica, batería Antares de la Central de Almacenamiento y Bombeo "C.A.B". y también se incluye el agua de mar, con el propósito de observar el contraste iónico entre ellas.

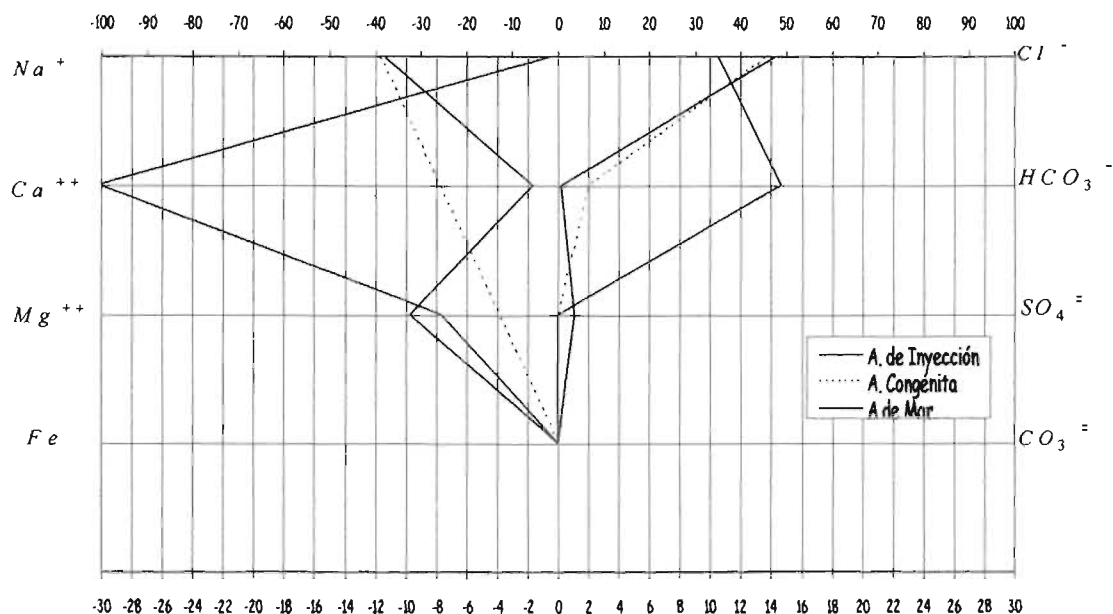


Figura 4.8 Diagramas Stiff de las aguas inyectadas en el cuerpo “A” durante la quinta etapa de explotación, comparadas con el agua de mar.

En el diagrama, se puede observar que no es posible identificar ningún patrón de agua de inyección; sin embargo se aprecia la alta concentración del ión Ca^{++} y HCO_3^- característica que presenta el agua de inyección tratada del Campo Poza Rica.

En la Figura 4.9 es una porción del plano del campo Poza Rica, en la cual, se muestra la distribución de los patrones de agua en colores diferentes. Como se observa no fue posible identificar regiones con los mismos patrones de agua en el plano, la composición química del agua producida a través del cuerpo "A" en sus diferentes etapas de explotación, es muy compleja.

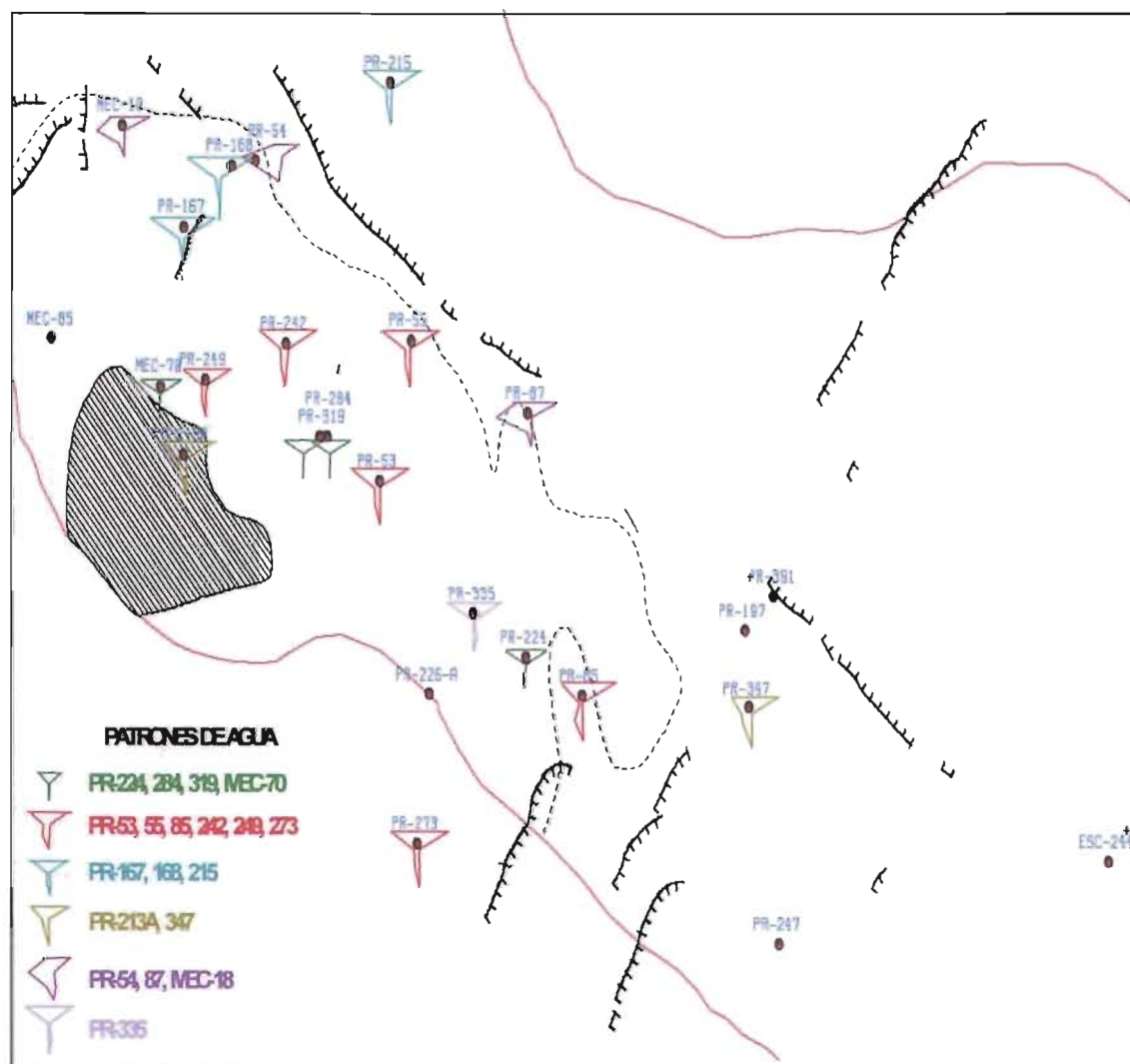


Figura 4.9 Distribución de patrones de agua de las muestras analizadas en el cuerpo "A".

La Tabla 4.2 muestra la clasificación de las aguas producidas en base a la concentración de sólidos totales (en g/l) de los pozos productores con análisis químicos del Campo Poza Rica.

La Tabla 4.2 Clasificación de las aguas producidas con base en los sólidos totales disueltos del cuerpo "A".

Pozo No.	STD [g/l]	Grupo	STD [g/l]	Tipo de Agua
Poza Rica 219a Poza Rica 273 Mecatepec 10 Poza Rica 249 Mecatepec 70 Poza Rica 85 Poza Rica 167 Poza Rica 215	110.72 103.37 92.72 85.73 83.31 77.80 77.66 69.88	1	68 a 170	Agua asociada al acuífero de alta salinidad
Poza Rica 284 Poza Rica 319 Poza Rica 242 Poza Rica 87 Poza Rica 55 Poza Rica 168 Poza Rica 247 Poza Rica 53 Poza Rica 54 Poza Rica 335	67.88 67.27 52.36 49.69 45.34 38.85 34.79 28.71 25.41 22.28	2	21 a 67	Agua de formación o de tipo marino.
Poza Rica 347 Poza Rica 224	16.56 10.73	3	5 a 20	Agua mezclada Formación-Inyección de baja salinidad

Con el propósito de observar el comportamiento hidroquímico del agua producida del cuerpo "A", e identificar patrones semejantes en la Figura 4.10 se presenta un diagrama de concentraciones vs. iones, considerando la información de los análisis químicos mostrados en la Tabla 4.1.

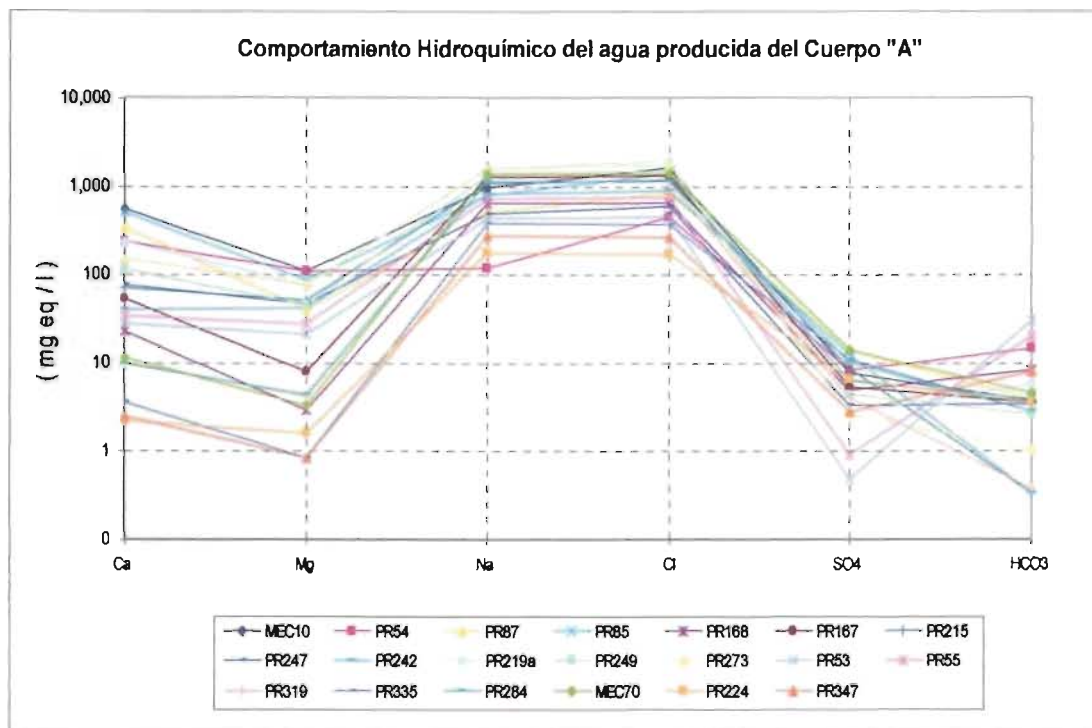


Fig. 4.10 Comportamiento hidroquímico del cuerpo "A", yacimiento Tamabra.

En forma general se puede observar la variación para cada uno de los iones a través del tiempo, con mayor dispersión de los cationes Ca^{++} y Mg^{++} ; y en los aniones SO_4^- y HCO_3^- ; mientras que los iones con mayor concentración, sodio (Na^+) y cloro (Cl^-), presentan un comportamiento con variaciones iónicas en el mayor rango.

CUERPO “BC”.

Para el análisis del comportamiento de las características del agua producida del cuerpo “BC”, se utilizaron 19 datos de análisis químicos proporcionados por el laboratorio de yacimientos del Activo Poza Rica, PEMEX, Julio de 2002, los cuales se listan en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Composición química del agua de formación del Cuerpo “BC”.

Pozo No.	Etapa de Explotación	Formación Tipo	Profundidad (m)	Fecha Mes-Año	Cationes (mg eq / l)			Aniones (mg eq / l)			STD (mg eq / l)	STD (g / l)
					Na ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁼		
PR44	Primera	K.Tamabra	2,257.00	Ago-44	411.32	135.46	24.10	555.60	2.82	14.18	1,143.47	33.02
PR59		K.Tamabra	2,153.50	Sep-48	99.79	115.04	32.07	229.60	3.79	13.95	494.24	14.03
MEC20	Segunda	K.Tamabra	2,213.00	Feb-56	848.38	17.82	5.10	860.24	3.08	7.99	1,742.62	51.00
PR47		K.Tamabra	2,118.50	Oct-63	579.50	32.54	16.61	604.04	10.49	14.12	1,257.30	36.92
PR242	Tercera	K.Tamabra	2,196.00	Dic-66	632.16	44.92	34.54	688.79	8.85	14.32	1,423.58	41.51
MAC103		K.Tamabra	2,273.00	Abr-67	1,156.13	47.41	32.90	1,235.47	0.00	0.96	2,472.87	71.80
MAC103		K.Tamabra	2,266.00	May-67	584.33	40.93	3.29	624.57	0.82	3.16	1,257.10	36.65
PR47		K.Tamabra	2,118.50	May-67	573.76	28.45	28.78	616.03	0.66	14.32	1,262.00	36.69
PN12		K.Tamabra	2,279.00	Sep-68	641.50	30.94	14.80	667.35	6.49	13.41	1,374.50	40.26
PR48		K.Tamabra	2,123.00	Sep-68	347.23	40.43	19.74	402.13	4.59	0.67	814.78	23.61
MEC9		K.Tamabra	2,155.00	Mar-69	594.94	35.44	13.57	633.15	1.57	9.24	1,287.91	37.55
PR269		K.Tamabra	2,325.50	May-69	748.46	88.34	31.25	855.59	2.61	9.24	1,735.49	50.31
PR174		K.Tamabra	2,108.00	Sep-69	560.24	37.43	24.67	598.91	13.70	5.75	1,240.70	36.29
PR172		K.Tamabra	2,240.00	Oct-69	786.21	36.43	19.74	787.15	48.51	6.70	1,684.74	50.25
MEC67		K.Tamabra	2,184.50	Jun-70	1,368.49	7.49	8.22	1,368.94	10.39	3.58	2,767.11	81.11
PR244		K.Tamabra	2,152.00	Ene-72	681.81	40.93	19.74	727.25	2.36	12.87	1,484.95	43.29
PR53		K.Tamabra	2,185.00	Ene-72	560.11	42.42	7.40	581.79	0.79	14.32	1,206.84	34.89
PR72		K.Tamabra	2,158.50	Mar-73	90.92	7.49	4.11	94.10	0.56	7.66	204.54	6.03
MEC19		K.Tamabra	2,274.50	Abr-74	461.19	29.95	4.11	468.85	10.10	16.32	990.52	29.28

La Tabla 4.3 presenta la caracterización iónica del agua producida por los pozos con análisis químico del cuerpo “BC”, y la concentración de sólidos totales disueltos (STD) expresados en dos unidades, en (mg eq / l) y en (g / l).

Primera Etapa, de 1940-1950 (Explotación Primaria).

Para la caracterización del agua producida en esta etapa se consideraron los análisis químicos de los pozos Poza Rica 44 y Poza Rica 59. El agua producida por el yacimiento durante este periodo procede del agua congénita de la formación (agua atrapada durante la sedimentación) y el agua asociada al acuífero (Horner 1949).

A partir de la concentración de sólidos totales disueltos reportados en los análisis químicos de los pozos listados anteriormente, fue posible distinguir dos tipos de aguas en esta etapa, ver Tabla. 4.3.

Grupo 2:

Las aguas incluidas en este grupo son las de formación; en este grupo se encuentra el pozo Poza Rica 44 con un contenido de STD de 33.02 g/l. Esta agua se clasifica como de tipo marino.

Grupo 3:

Las aguas de formación incluidas en este grupo son las de menor mineralización, en este grupo se encuentra el pozo Poza Rica 59, el cual presenta un contenido de STD de 14.03 g/l. Se considera a esta agua como de baja salinidad.

De la clasificación general de las aguas de formación, basada en la concentración de sólidos disueltos totales de los campos que conforman el área Poza Rica, se pudo observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales; en el periodo de explotación primaria del cuerpo "BC", el agua de formación presenta un rango que va de 32.2 a 64 g/l, mientras que el agua asociada al acuífero tiene un rango entre 68 a 84 g/l.

La Figura 4.11 muestra el diagrama Stiff de los dos pozos Poza Rica 44 y Poza Rica 59 considerados en el periodo de explotación primaria. No es posible identificar un patrón de agua común entre ambas muestras; sin embargo es importante observar las diferencias que presenta el agua de formación y la mezcla de aguas, respecto de los iones Ca^{++} y Mg^{++} .

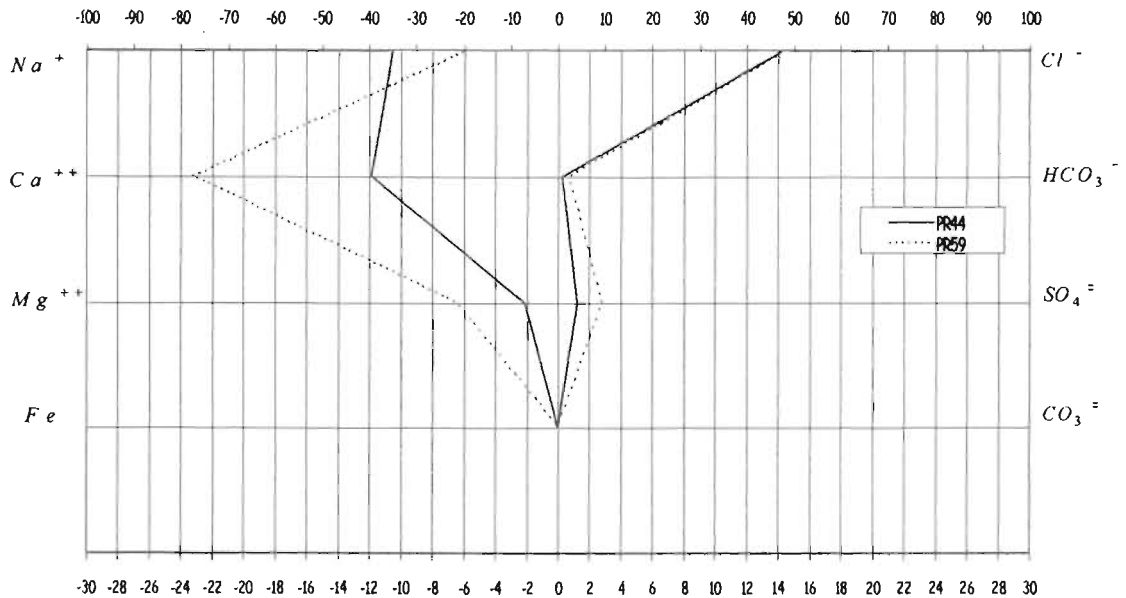


Figura 4.11 Diagrama Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 44 y Poza Rica 59, en la etapa de explotación primaria del cuerpo “BC”.

De acuerdo a la clasificación basada en el contenido de sólidos disueltos totales y al análisis de los diagramas Stiff, se puede hacer una correlación directa entre ambos métodos. No es posible establecer un patrón definido en los diagramas Stiff contando solo con información de los pozos Poza Rica 44 y Poza Rica 59, respecto al contenido de STD, ambos pozos pertenecen a diferentes grupos. Lo anterior establece que el agua producida en estos pozos no pertenece a la misma clase.

Segunda Etapa, de 1951-1961 (Inyección Dispersa).

Para esta etapa, la caracterización del agua producida se basó solamente en el análisis químico del pozo Mecatepec 20. El agua producida por el yacimiento durante este periodo se deriva del agua congénita de la formación, agua asociada al acuífero y al agua de inyección.

De la concentración de sólidos disueltos totales reportados en el análisis químico del pozo Mecatepec 20, Tabla. 4.3, fue posible distinguir que el agua producida por este pozo pertenece al grupo 2. Las aguas incluidas en este grupo son las de formación; en este grupo se encuentra el pozo Mecatepec 20 con un contenido de STD de 51.00 g/l. Esta agua se clasifica como de tipo marino.

Basado en la concentración de sólidos disueltos totales de las aguas de formación de los campos que conforman el área Poza Rica, se pudo observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales. Para el segundo periodo de explotación del cuerpo "BC" el agua de formación presenta un rango que va de 21 a 65 g/l, mientras que el agua asociada al acuífero va de 68 a 79 g/l.

La Figura 4.12 muestra el diagrama Stiff del pozo Mecatepec 20 considerado en el segundo periodo de explotación, es importante observar la reducción de la concentración del ión Ca^{++} de este periodo, con respecto al primero. Puede observarse que el diagrama de la Fig. 4.11 para el agua del cuerpo "BC" es muy parecido al diagrama de la Fig. 4.7 correspondiente al agua producida del cuerpo "A" durante la cuarta etapa de su explotación.

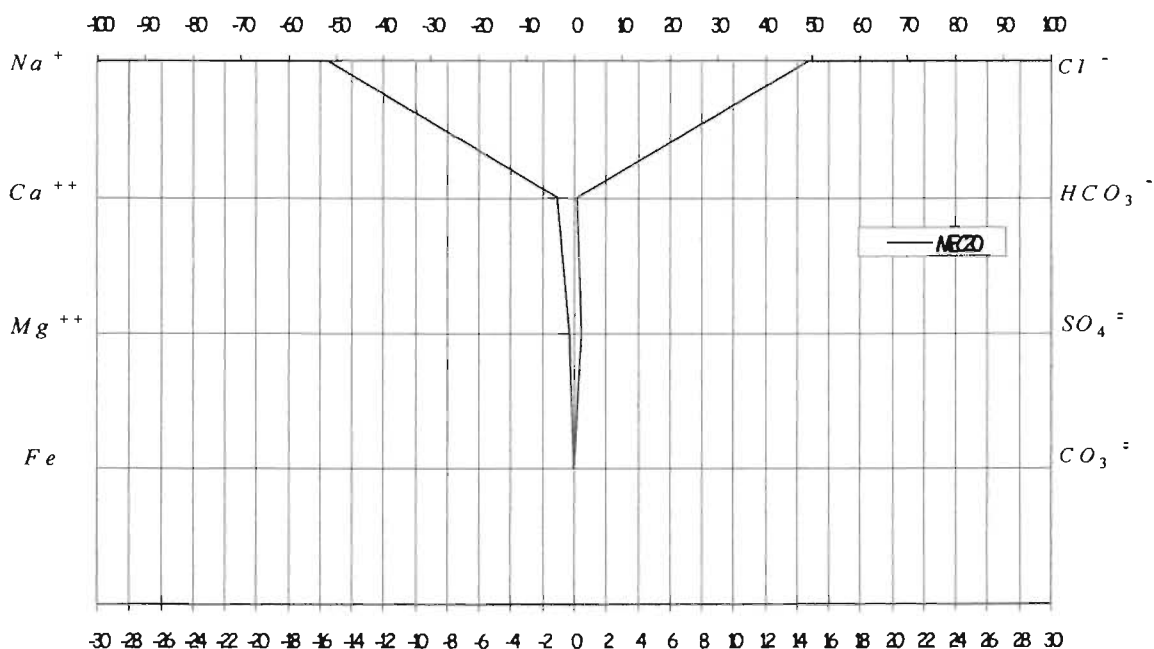


Figura 4.12 Diagrama Stiff del agua producida por el pozo Mecatepec 20, en la segunda etapa de explotación del cuerpo "BC".

Considerando la clasificación basada en el contenido de sólidos disueltos totales y al análisis de los diagramas Stiff, se puede decir que el agua producida por el pozo Mecatepec 20, es de tipo marino con baja concentración de calcio.

Tercera Etapa, de 1962-1974 (Inyección Frontal).

Para la caracterización del agua producida en este periodo se tomaron los análisis químicos de los pozos Poza Rica 47, Poza Rica 242, Manuel Ávila Camacho 103, Petronac 12, Poza Rica 48, Mecatepec 9, Poza Rica 269, Poza Rica 174, Poza Rica 172, Mecatepec 67, Poza Rica 244, Poza Rica 53, Poza Rica 72 y Mecatepec 19.

El agua producida por el yacimiento en este periodo resulta de la mezcla del agua congénita de la formación, agua asociada al acuífero y agua de inyección. De la concentración de sólidos totales disueltos reportados en los análisis químicos de los pozos de la tercera etapa de explotación Tabla. 4.3, fue posible distinguir tres tipos de aguas.

Grupo 1:

El agua de formación de este grupo se considera influenciada por el acuífero; dentro de este grupo se incluyó a los pozos Mecatepec 67 y Manuel Ávila Camacho 103, cuya concentración de STD es de 81.11 y 71.80, respectivamente. Estas aguas se clasifican como de alta salinidad.

Grupo 2:

Este grupo incluye el agua de la formación; en este grupo se encuentran los pozos Poza Rica 269, Poza Rica 172, Poza Rica 244, Poza Rica 242, Petronac 12, Mecatepec 9, Poza Rica 47, Poza Rica 47, Manuel Ávila Camacho 103, Poza Rica 174, Poza Rica 53, Mecatepec 19 y Poza Rica 48, con un contenido de STD de 50.31, 50.25, 43.29, 41.51, 40.26, 37.55, 36.92, 36.69, 36.65, 36.29, 34.89, 29.28 y 23.61 g/l respectivamente. Estas concentraciones les confiere el carácter de tipo marino.

Grupo 3:

Las aguas de formación incluidas en este grupo son las de menor mineralización; en este grupo se encuentra el pozo Poza Rica 72, el cual presenta un contenido de STD de 6.03 g/l. Se considera a esta agua como de baja salinidad.

A partir de clasificación general de las aguas de formación, basada en la concentración de sólidos totales disueltos de los campos del área Poza Rica, se pudo observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales. En esta tercera etapa de explotación del cuerpo "BC", el agua de formación presenta un rango que va de 22 a 66 g/l, y el agua asociada al acuífero de 68 a 130 g/l.

Las Figuras 4.13, 4.14 y 4.15 presentan los diagramas Stiff de los pozos considerados en el tercer periodo de explotación.

En la figura 4.13 se puede observar que es posible identificar un patrón definido del comportamiento del agua asociada al acuífero, agua de formación y mezcla de agua; además, se pueden apreciar variaciones en la concentración de iones Ca^{++} y Mg^{++} .

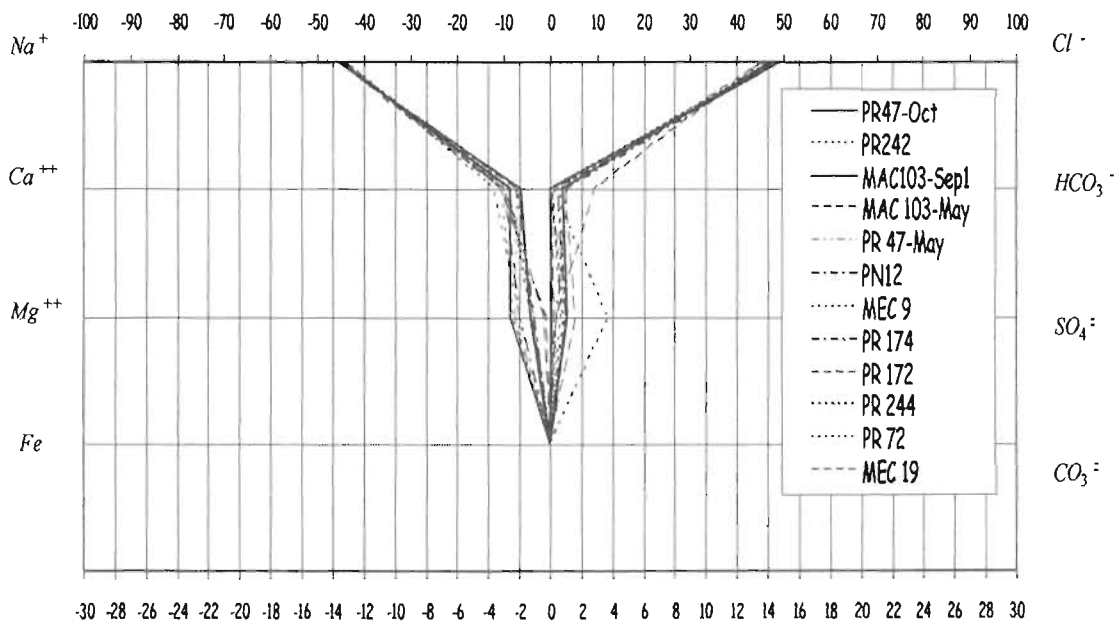


Figura 4.13 Diagrama Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 47, 242, 174,172, 244, 72, Mecatepec 9, Manuel Ávila Camacho 103 y Petronac 12, en la tercera etapa de explotación del cuerpo "BC".

En el caso de la figura 4.14, también es posible identificar un patrón definido del comportamiento del agua de formación, la asociada al acuífero y la mezcla de agua.

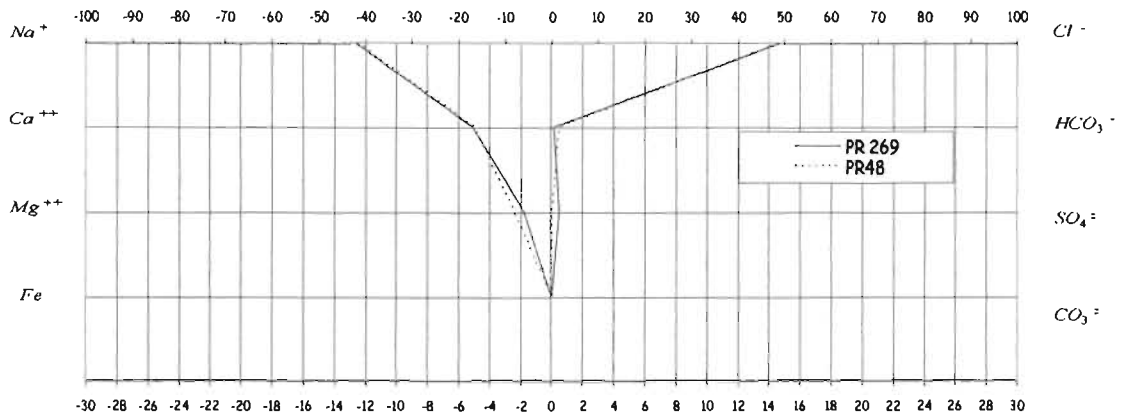


Figura 4.14 Diagrama Stiff del agua producida por los pozos Poza Rica 269 y Poza Rica 48, en la tercera etapa de explotación del cuerpo "BC".

La Figura 4.15 muestra el diagrama Stiff del pozo Mecatepec 67 considerado en el tercer periodo de explotación, es importante observar la reducción de la concentración del ión Ca^{++} de este periodo, con respecto al primero. Puede observarse que el diagrama de la Fig. 4.15 para el agua del cuerpo "BC" es muy parecido a los diagramas de las Fig. 4.12 del cuerpo "BC" y Fig. 4.7 correspondiente al agua producida del cuerpo "A" durante la cuarta etapa de su explotación.

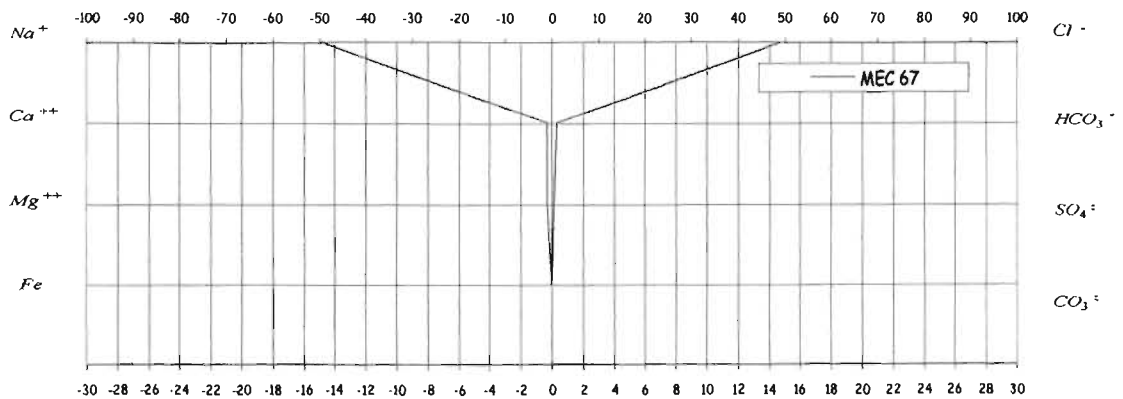


Figura 4.15 Diagrama Stiff del agua producida por el pozo Mecatepec 67, en la tercera etapa de explotación del cuerpo "BC".

Conforme a lo ya establecido al correlacionar los métodos Stiff y STD en párrafos anteriores, se observa que los pozos Manuel Ávila Camacho 103 (abr-67), Poza Rica 172, Poza Rica 244, Poza Rica 242, Petronac 12, Mecatepec 9, Poza Rica 47 (oct-63), Manuel Ávila Camacho 103 (may-67), Poza Rica 47 (may-67), Poza Rica 174, Poza Rica 53, Mecatepec 19 y definen un patrón similar en los diagramas Stiff, y en cuanto al contenido de sólidos totales disueltos, se clasifican en el grupo dos. Con esta correlación, se puede concluir que se trata de la misma agua. Con los pozos Poza Rica 269 y Poza Rica 48, es posible establecer un patrón definido en los diagramas Stiff, respecto al contenido de STD, ambos pozos pertenecen al mismo grupo, lo que, permite suponer que se trata de la misma agua. Sin embargo, para los pozos Mecatepec 67 y Poza Rica 72, no es posible establecer ninguna conclusión.

Cuarta Etapa, de 1975-1984 (Desarrollo Intermedio).

El agua producida por el yacimiento durante este periodo se deriva de la mezcla del agua congénita de la formación, agua asociada al acuífero y agua de inyección. Para el análisis de esta etapa, no se dispuso de información.

De la clasificación de las aguas de formación, basada en la concentración de sólidos disueltos totales de los campos que conforman el área Poza Rica, se pudo observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales. Para la cuarta etapa de explotación del cuerpo "BC" el agua de formación presenta un rango que va de 5 a 66 g/l, mientras que el agua asociada al acuífero va de 70 a 140 g/l.

Quinta Etapa, de 1985-2003 (Disminución de la Inyección).

El agua producida por el yacimiento en este periodo se deriva de mezclas del agua de la formación, agua asociada al acuífero, agua congénita (desecho) y agua de inyección. Para la caracterización del agua producida en esta etapa no se dispuso del análisis químico del agua producida, sólo se consideró el análisis químico del "agua congénita" que inyectan los cuatro pozos; Poza Rica 329, Poza Rica 328, Poza Rica 216 y Poza Rica 50.

Respecto a las salinidades iniciales observadas a partir de la clasificación general de las aguas de formación de los campos que integran el área Poza Rica, se pudo observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales. Para la quinta etapa de explotación del cuerpo "BC", el agua de formación presenta un rango que va de 10 a 65 g/l, y el agua asociada al acuífero de 78 a 100 g/l.

La Figura 4.8 presenta el diagrama Stiff de las aguas provenientes de la planta de tratamiento del Campo Poza Rica, batería Antares de la Central de Almacenamiento y Bombeo "C.A.B", así como también del agua de mar.

En la Figura 4.16 se muestra la ubicación de los pozos que se encuentran produciendo actualmente en el cuerpo "BC" y la distribución de patrones de agua en diferentes colores. Como se pudo observar en el plano no se aprecian zonas con el mismo patrón composicional, el agua producida a través las diferentes etapas de explotación en el cuerpo "BC" es muy heterogénea, como en el caso del cuerpo "A".

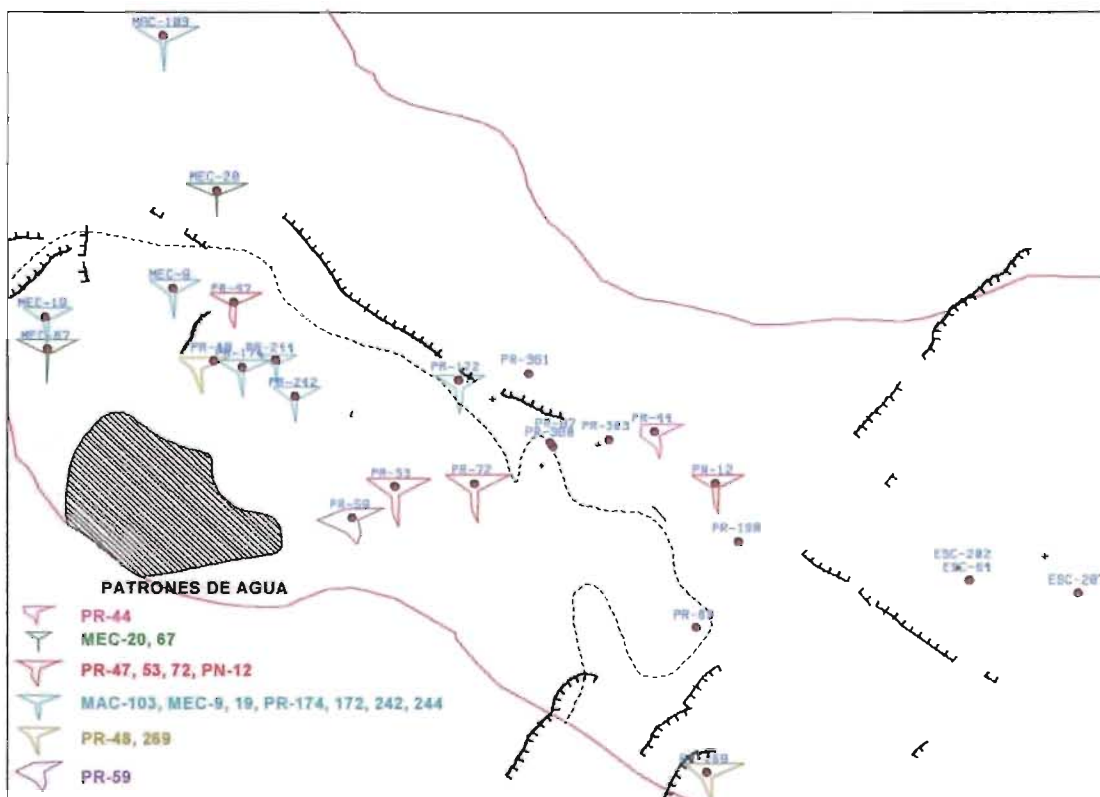


Figura 4.16 Distribución de patrones de agua de las muestras analizadas en el cuerpo "BC".

La Tabla 4.4 muestra la clasificación de las aguas producidas en base a la concentración de sólidos totales en g/l de los pozos productores con análisis químicos del Campo Poza Rica.

La Tabla 4.4 Clasificación de las aguas producidas con base en los sólidos totales disueltos del cuerpo "BC".

Pozo No.	STD [g/l]	Grupo	STD [g/l]	Tipo de Agua
Mecatepec 67 Manuel Ávila C. 103 (abr-67)	81.11 71.80	1	68 a 170	Agua asociada al acuífero de alta salinidad
Mecatepec 20 Poza Rica 269 Poza Rica 172 Poza Rica 244 Poza Rica 242 Petronac 12 Mecatepec 9 Poza Rica 47 (oct-63) Poza Rica 47 (may-67) Manuel Ávila C. 103 (may-67) Poza Rica 174 Poza Rica 53 Poza Rica 44 Mecatepec 19 Poza Rica 48	51.00 50.31 50.25 43.29 41.51 40.26 37.55 36.92 36.69 36.65 36.29 34.89 33.02 29.28 23.61	2	21 a 67	Agua de formación o de tipo marino.
Poza Rica 59 Poza Rica 72	14.03 6.03	3	5 a 20	Agua mezclada Formación-Inyección de baja salinidad

El diagrama de concentraciones vs iones, presenta el comportamiento hidroquímico del agua producida del cuerpo "BC" y sus patrones identificados, considerando la información de los análisis químicos mostrados en la Tabla 4.3.

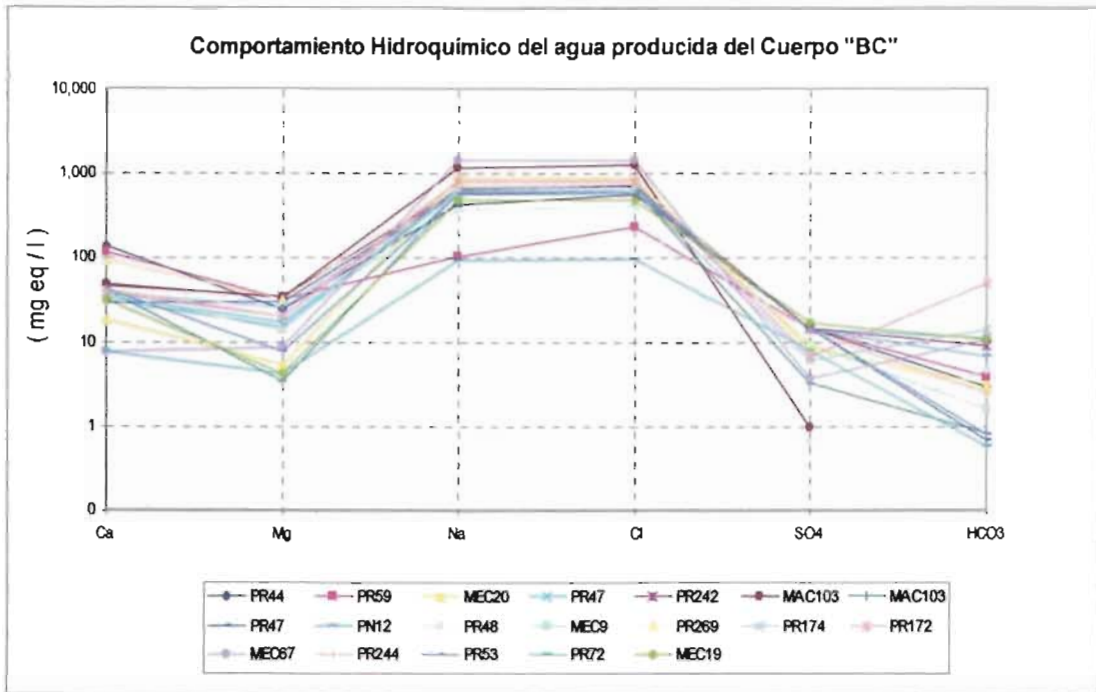


Fig. 4. 17 Comportamiento hidroquímico del cuerpo "BC", yacimiento Tamabra.

Comparando el comportamiento hidroquímico de las aguas producidas del cuerpo "BC" (Fig. 4.17) y las correspondientes al cuerpo "A" (Fig.4.10) pueden establecerse las siguientes observaciones.

- El contenido de los iones de mayor concentración (Na^+ y Cl^-) en las agua provenientes tanto del cuerpo "A" como del cuerpo "BC" presentan concentraciones entre 100 y 1000 mg eq /l.
- El rango de variaciones de los cationes Mg^{++} y Ca^{++} en las aguas del cuerpo "A" variaron entre 1 a 100 y 2 a 800, respectivamente mientras que para las aguas del cuerpo "BC", las concentraciones de estos cationes varían entre 5 a 50 y 8 a 110, respectivamente.

- El anión SO_4^- tuvo variaciones similares para las aguas de los cuerpos "A" y "BC" (entre 0.8 y 20 mg/l) mientras que el anión HCO_3^- estuvo en el rango de 0.7 a 70 Mg/l, tanto para el cuerpo "BC" como para el "A".

- Si bien el rango de cationes y aniones en las aguas producidas de los cuerpos "A y BC" son similares, su asociación en las aguas producidas por los pozos terminados en ambos cuerpos son diferentes, como pueden verse en los correspondientes diagramas Stiff.

CUERPO “D”.

Para el análisis del comportamiento de las características del agua producida del cuerpo “D”, se consideraron 40 datos de análisis químicos proporcionados por el laboratorio de yacimientos del Activo Poza Rica, PEMEX, Julio de 2002, los cuales se enlistan en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5 Composición química del agua de formación del Cuerpo “D”.

Pozo No.	Etapa de Explotación	Formación Tipo	Profundidad (m)	Fecha Mes-Año	Cationes (mg eq / l)			Aniones (mg eq / l)			STD (mg eq / l)	STD (g / l)	
					Na ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁼			
ESC180	Tercera	K.Tamabra	2,687.00	Abr-67	310.84	14.97	13.16	318.57	5.24	17.16	677.94	19.98	
ESC179		K.Tamabra	2,651.50	Abr-67	817.47	37.43	28.78	872.71	4.92	6.04	1,767.34	51.44	
PAL8		K.Tamabra	2,590.00	Abr-67	672.46	21.96	9.87	691.32	0.46	12.49	1,408.56	41.17	
PAL45		K.Tamabra	2,618.00	Jul-67	580.98	17.47	18.92	607.48	5.57	4.29	1,234.71	36.03	
PR167		K.Tamabra	2,110.50	Jul-67	542.85	29.95	20.56	581.79	4.92	8.66	1,186.73	34.59	
PR246		K.Tamabra	2,346.50	Ago-67	778.42	34.94	24.67	821.35	3.67	11.41	1,674.47	48.85	
TAL10		K.Tamabra	2,462.50	Feb-68	815.16	34.94	13.16	843.60	9.83	10.66	1,727.36	50.70	
TAL23		K.Tamabra	2,619.00	Feb-68	908.60	90.84	99.51	1,086.60	2.36	9.99	2,197.90	63.08	
ESC98		K.Tamabra	2,543.50	Mar-68	683.98	22.46	12.34	701.59	4.20	7.99	1,432.56	42.00	
MEC12		K.Tamabra	2,168.00	Mar-68	156.61	7.49	4.11	162.54	1.31	3.58	335.65	9.84	
MEC11		K.Tamabra	2,165.00	Abr-68	721.42	39.93	16.45	770.03	0.66	7.16	1,555.64	45.28	
ESC103		K.Tamabra	2,480.50	Abr-68	486.85	19.96	20.56	513.35	5.90	7.99	1,054.62	30.80	
PAL98		K.Tamabra	2,730.50	May-68	648.42	17.47	16.45	667.38	9.18	6.75	1,364.64	39.97	
TAL36		K.Tamabra	2,527.00	Jun-68	1,118.31	7.99	4.93	1,112.26	5.57	13.41	2,262.47	66.37	
MEC75		K.Tamabra	2,220.00	Dic-68	321.32	13.97	6.58	333.69	4.20	1.56	681.32	19.99	
ESC77		K.Tamabra	2,487.50	Mar-69	568.72	39.93	12.34	607.48	4.26	9.24	1,241.97	36.28	
MAC108		K.Tamabra	2,284.50	Mar-69	914.82	66.38	16.45	975.38	2.29	19.99	1,995.31	58.26	
PR245		K.Tamabra	2,318.00	Mar-69	897.34	32.44	24.67	924.03	1.64	10.66	1,890.78	54.97	
MEC90		K.Tamabra	2,244.00	Mar-69	860.64	13.48	19.74	881.25	3.28	7.99	1,786.38	52.16	
PAL102		K.Tamabra	2,570.00	Jun-69	565.02	22.46	20.56	602.32	0.39	6.33	1,216.09	35.33	
PR286		K.Tamabra	2,454.50	May-70	804.68	14.97	16.45	804.24	20.00	11.41	1,671.75	49.29	
PR307		Cuarta	K.Tamabra	2,406.50	May-75	208.49	1.70	0.49	205.32	0.38	5.00	421.37	12.38
PR56			K.Tamabra	2,095.00	Ene-77	542.11	34.94	4.11	561.26	1.39	18.49	1,162.30	34.10
PAL29			K.Tamabra	2,552.50	Feb-78	715.51	20.36	0.16	718.71	0.79	17.99	1,473.52	43.26
PR48			K.Tamabra	2,087.50	Nov-78	714.99	5.14	0.74	710.13	3.85	6.91	1,441.76	42.31
PR315			K.Tamabra	2,266.50	Sep-79	370.84	6.09	0.90	376.47	1.25	2.73	758.28	22.22
PR199			K.Tamabra	2,182.50	Sep-80	356.67	1.50	0.82	338.82	4.20	15.99	717.99	21.28
PR74		Quinta	K.Tamabra	2,144.00	Jun-01	60.73	7.81	73.94	130.34	6.40	5.64	284.85	7.74
PR358			K.Tamabra	2,213.00	Ago-01	272.25	42.03	35.97	330.63	13.37	6.56	700.80	20.40
PR74			K.Tamabra	2,144.00	Ago-01	200.77	46.03	9.99	230.44	21.55	5.10	513.86	15.39
MEC105			K.Tamabra	2,161.00	Nov-01	987.46	258.18	95.64	1,320.16	11.75	10.93	2,684.11	77.10
PR74			K.Tamabra	2,144.00	Feb-02	272.69	52.04	19.90	324.96	18.85	1.25	689.68	20.29
PR38	K.Tamabra		2,092.00	Feb-02	160.88	36.03	11.94	189.87	18.85	0.36	417.93	12.47	
PR358	K.Tamabra		2,213.00	Feb-02	304.53	56.04	15.92	359.75	17.04	0.21	753.49	22.13	
PR241	K.Tamabra		2,176.00	Feb-02	299.35	66.05	17.91	349.75	21.55	12.49	767.11	22.75	
PR74	K.Tamabra		2,144.00	Ago-03	288.53	36.01	16.00	315.00	17.73	7.81	681.07	20.18	
PR358	K.Tamabra		2,213.00	Ago-03	377.30	44.01	22.00	414.75	18.71	9.89	886.66	26.15	
PR243	K.Tamabra		2,068.50	Oct-03	413.26	85.70	21.42	487.67	22.81	9.89	1,040.76	30.64	
MAC105	K.Tamabra		2,248.50	Oct-03	1,039.56	35.71	47.60	1,092.75	17.11	13.01	2,245.74	65.62	
PR26	K.Tamabra		2,067.50	Oct-03	379.68	26.01	52.00	434.30	11.40	11.97	916.36	26.56	

Primera Etapa, de 1940-1950 (Explotación Primaria).

El agua producida por el yacimiento en este periodo se origina del agua congénita de la formación y agua asociada al acuífero. En esta etapa, no hubo información para realizar el análisis, aún cuando había pozos terminados en el cuerpo "D". Respecto a la clasificación general de las aguas de formación, basada en la concentración de sólidos totales disueltos de los campos que conforman el área Poza Rica, de igual forma, no se contó con información de esta índole para realizar la clasificación.

Segunda Etapa, de 1951-1961 (Inyección Dispersa).

Para esta etapa, el agua producida por el yacimiento durante este periodo procede de mezclas del agua congénita de la formación, agua asociada al acuífero y agua de inyección. Para este periodo, tampoco se dispuso de información de análisis químicos del agua producida, a pesar de que había pozos en explotación en este cuerpo.

Respecto a la clasificación general de las aguas de formación, basada en la concentración de sólidos totales disueltos, se pudo observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales. Para la segunda etapa de explotación del cuerpo "D", el agua de formación presenta un rango que va de 22 a 64 g/l, y el agua asociada al acuífero va de 68 a 96 g/l.

Tercera Etapa, de 1962-1974 (Inyección Frontal).

En este periodo, la caracterización se realizó utilizando los análisis químicos de los pozos Escolín 180, Escolín 179, Pte. Alemán 45, Talaxca 23, Mecatepec 12, Talaxca 36, Mecatepec 75, Manuel Ávila Camacho 108 y Pte. Alemán 102; para facilitar la interpretación de los análisis Stiff en este periodo. Se excluyeron el resto de pozos enlistados en el Tabla 4.5.

Considerando la concentración de sólidos disueltos totales reportados en los análisis químicos de los pozos de la tercera etapa de explotación, Tabla. 4.5, fue posible distinguir dos tipos de aguas.

Grupo 2:

Este grupo incluye el agua de la formación, e incluye los pozos Talaxca 36, Talaxca 23, Manuel Ávila Camacho 108, Escolín 179, Pte. Alemán 45 y Pte. Alemán 102, los cuales

presentan un contenido de STD de 66.37, 63.08, 58.26, 51.44, 36.03 y 35.33 g/l, respectivamente. Estas concentraciones les confiere el carácter de tipo marino.

Grupo 3:

Las aguas de formación incluidas en este grupo son las de menor mineralización; en este grupo se encuentran los pozos Mecatepec 75, Escolín 180 y Mecatepec 12, los cuales muestran un contenido de STD de 19.99, 19.98 y 9.84 g/l, respectivamente. Las aguas se clasifican como de baja salinidad.

De lo ya establecido en la clasificación general de las aguas de formación, para la tercera etapa de explotación del cuerpo "D", el agua de formación presenta un rango que va de 20 a 66 g/l, mientras que el agua asociada al acuífero presenta el rango de 68 a 99 g/l.

La Figura 4.18 muestra el diagrama Stiff de los pozos Escolín 180, Pte. Alemán 45, Mecatepec 12, Talaxca 36, Mecatepec 75, y Pte. Alemán 102. El patrón identificado es semejante en estos pozos para el agua asociada al acuífero, agua de formación y agua mezclada Formación-Inyección. Cabe señalar que la mayoría de las muestras presentan variaciones en la concentración de iones Ca^{++} y Mg^{++} .

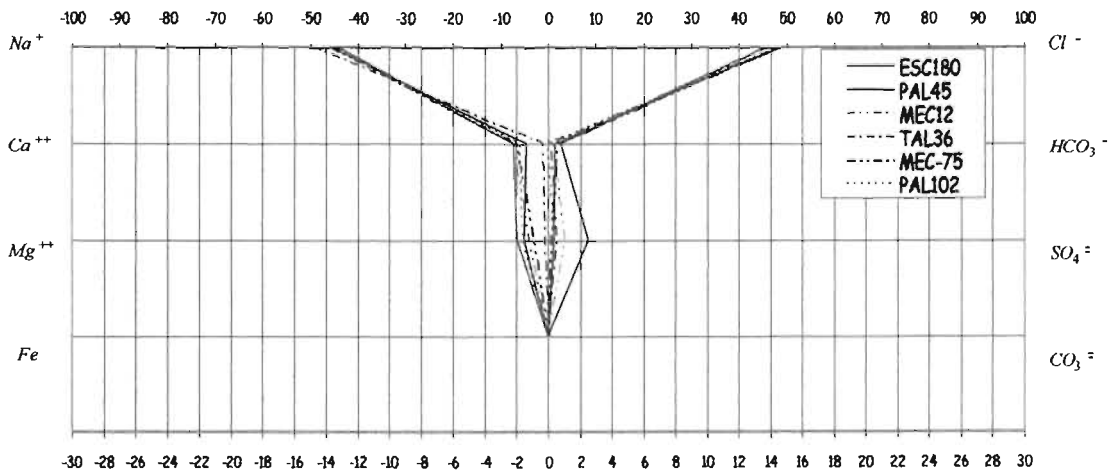


Figura 4.18 Diagrama Stiff del agua producida por los pozos Escolin 180, Pte. Alemán 45 y 102, Talaxca 36, Mecatepec 12 y 75, en la tercera etapa de explotación del cuerpo "D".

Del análisis de los diagramas Stiff y de acuerdo a la clasificación basada en el contenido de sólidos totales disueltos, fue posible hacer una correlación directa entre estos métodos. La Figura anterior muestra un patrón definido en los diagramas Stiff de los pozos considerados, respecto al contenido de STD del agua producida por los pozos Pte. Alemán 45, Mecatepec 12, Talaxca 36, Mecatepec 75, y Pte. Alemán 102, pertenecen al mismo grupo. Esta correlación permite suponer que se trata de la misma agua. A excepción de agua que produce el pozo Escolín 180 que pertenece al grupo tres.

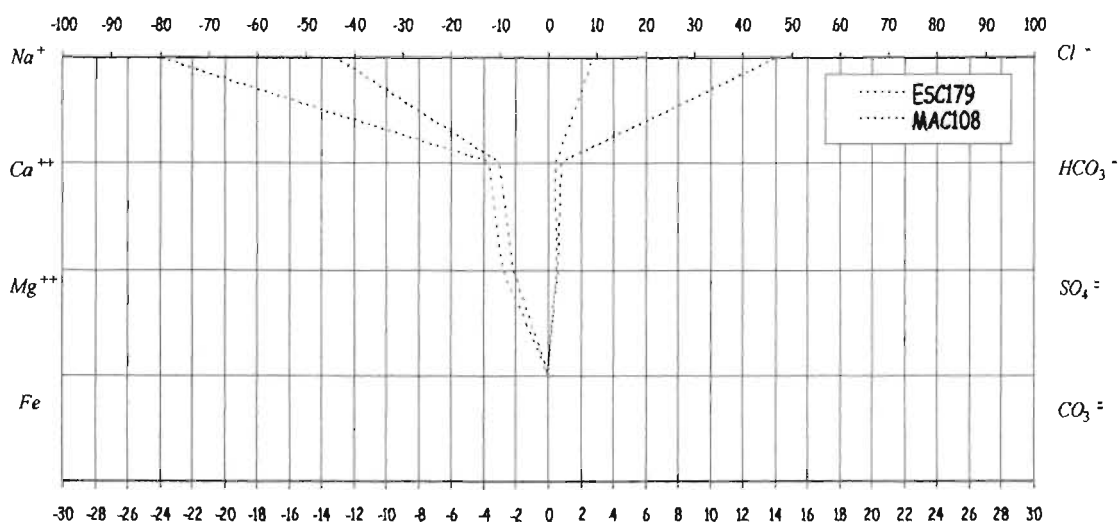


Figura 4.19 Diagrama Stiff de los pozos Escolín 179 y Manuel Ávila Camacho 108 para la tercera etapa de explotación del cuerpo "D".

Asimismo, los pozos que se muestran en la Figura 4.19 pertenecen al grupo 3, y definen un patrón similar en los diagramas Stiff, y en cuanto a contenido de sólidos totales disueltos, se clasifican en el mismo grupo. Con lo anterior, se puede decir que se trata de la misma agua.

La Figura 4.20 muestra el diagrama Stiff del pozo Talaxca 23 considerado en el tercer periodo de explotación, es importante observar el ligero incremento en la concentración del ión Ca^{++} y Mg^{++} , con respecto a los anteriores.

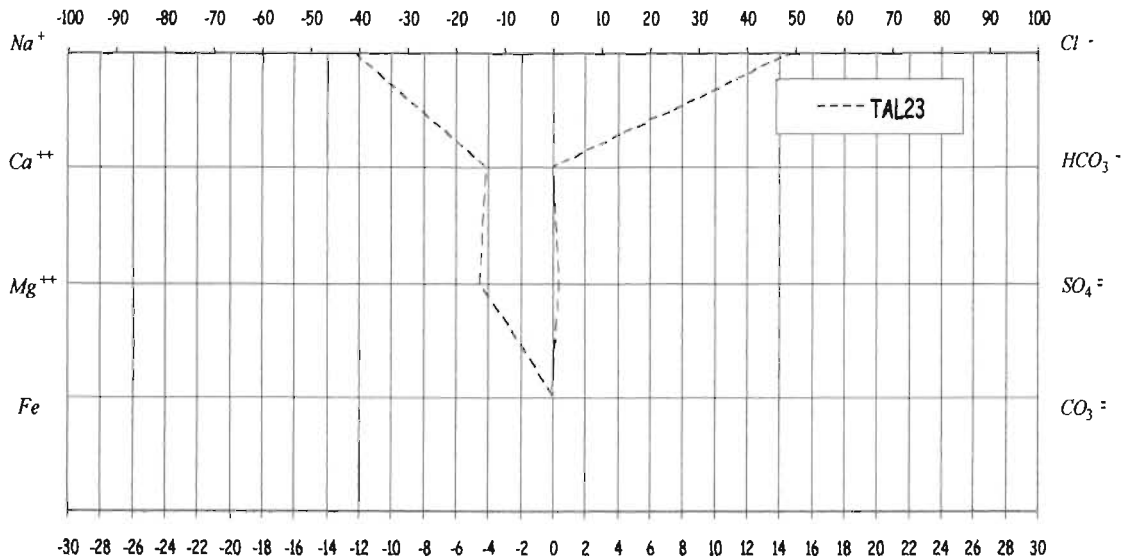


Figura 4.20 Diagrama Stiff del pozo Talaxca 23 para la tercera etapa de explotación del cuerpo “D”.

Cuarta Etapa, de 1975-1984 (Desarrollo Intermedio).

Para el análisis de este periodo, la caracterización se realizó únicamente con los análisis químicos de los pozos Poza Rica 307, Poza Rica 56, Pte. Alemán 29 y Poza Rica 315, el resto de pozos enlistados en el Tabla 4.5, se excluyeron para facilitar la interpretación de los diagramas Stiff.

De la concentración de sólidos disueltos totales reportados en los análisis químicos de los pozos de la cuarta etapa de explotación Tabla. 4.5, fue posible distinguir dos tipos de aguas.

Grupo 2:

Este grupo incluye el agua de la formación, en este grupo se encuentran los pozos Pte. Alemán 29, Poza Rica 56 y Poza Rica 315, los cuales, presentan un contenido de STD de 43.26, 34.10 y 22.22 g/l, respectivamente. Estas aguas se clasifican como de tipo marino.

Grupo 3:

Las aguas de formación incluidas en este grupo son las de menor mineralización, en este grupo se encuentra el pozo Poza Rica 307, el cual muestra un contenido de STD de 12.38 g/l. Esta agua se clasifica como de baja salinidad.

De la clasificación basada en la concentración de STD de los campos que conforman el área Poza Rica, se pudo observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales. Para la cuarta etapa de explotación del cuerpo "D", el agua de formación presenta un rango que va de 7 a 65 g/l, mientras que el agua asociada al acuífero va de 69 a 120 g/l.

Las Figura 4.21, 4.22 y 4.23 presentan los diagramas Stiff de los pozos considerados en el cuarto periodo de explotación. Como se puede observar en los primeros dos pozos es posible identificar un mismo patrón, mientras que los pozos Pte. Alemán 29 y Poza Rica 56 no posible identificar el mismo comportamiento. En relación a la etapa anterior, se puede apreciar que la mayoría de las muestras en esta etapa, presentan un decremento en la concentración de iones Ca^{++} y Mg^{++} .

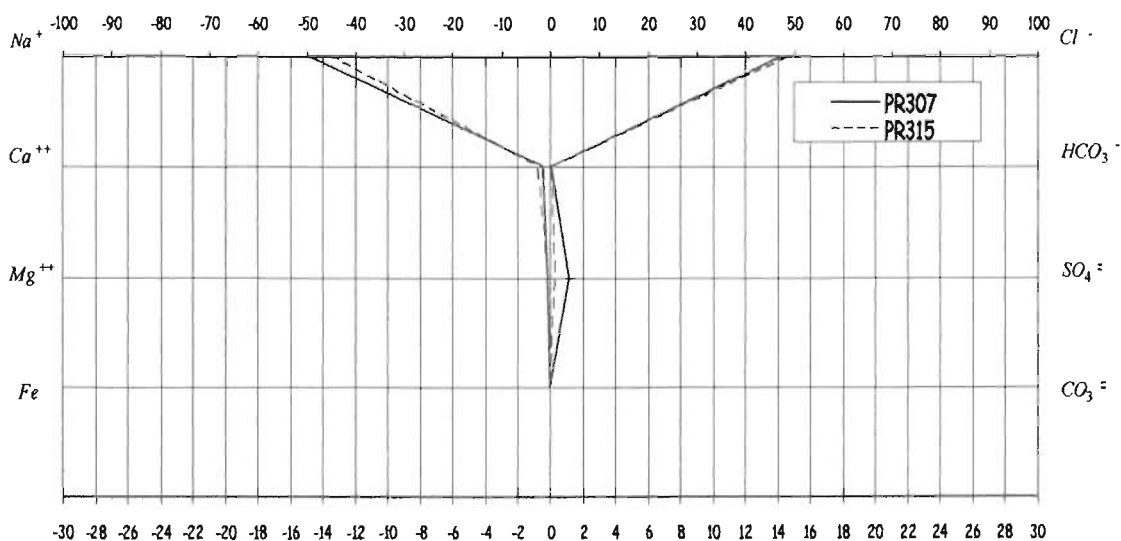


Figura 4.21 Diagrama Stiff de los pozos Poza Rica 307 y Poza Rica 315 analizados en la cuarta etapa de explotación del cuerpo "D".

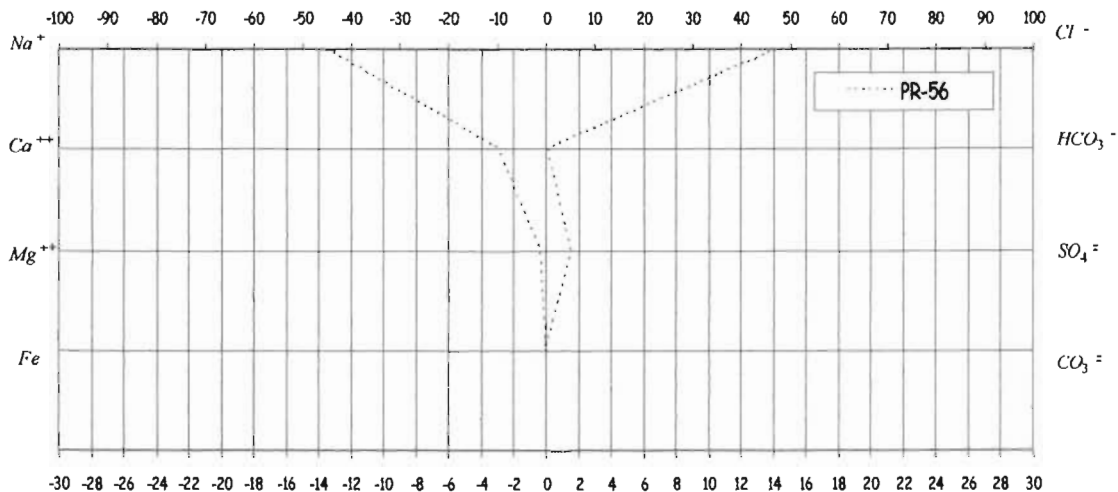


Figura 4.22 Diagrama Stiff del pozo Poza Rica 56 en la cuarta etapa de explotación del cuerpo "D".

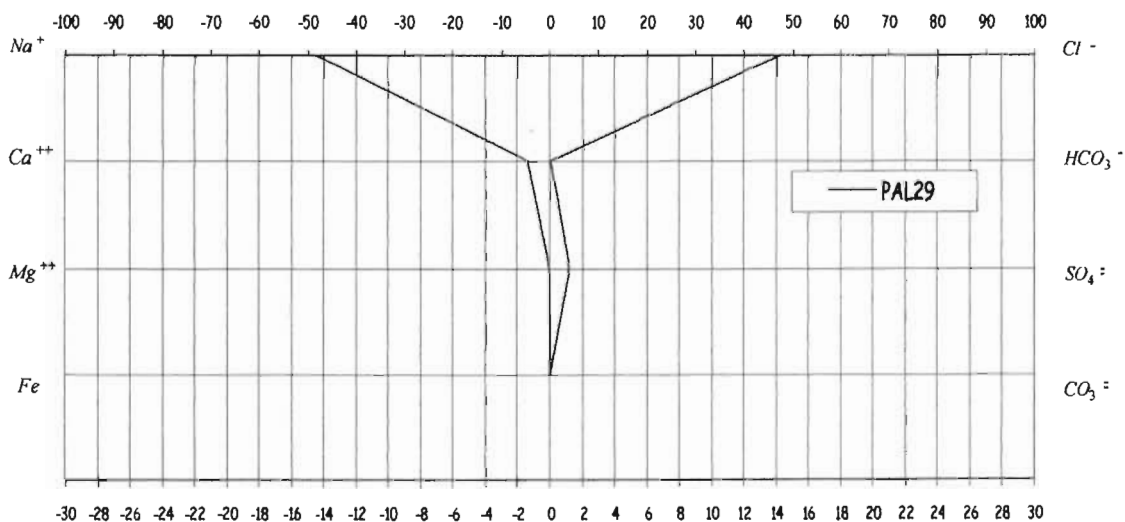


Figura 4.23 Diagrama Stiff del pozo Pte. Alemán 29 en la cuarta etapa de explotación del cuerpo "D".

Del análisis de los diagramas Stiff y de acuerdo a la clasificación basada en el contenido de sólidos totales disueltos, fue posible correlacionar ambos métodos. En los pozos analizados en este periodo Poza Rica 307 y Poza Rica 315 fue posible establecer un patrón definido en los diagramas Stiff. Respecto al contenido de STD, los pozos pertenecen a diferentes grupos. Lo anterior, permite suponer que se trata de diferentes aguas producidas. Los pozos Pte. Alemán 29 y Poza Rica 56 muestran comportamientos diferentes y pertenecen al mismo grupo. La correlación de los métodos sugiere que el agua producida por estos pozos es diferente.

Quinta Etapa, de 1985-2003 (Disminución de la Inyección).

Para el análisis de este periodo, la caracterización se realizó únicamente con los análisis químicos de los pozos Mecatepec 105, Manuel Ávila Camacho 105, Poza Rica 358 y Poza Rica 74; el resto de pozos enlistados en el Tabla 4.5, se excluyeron para facilitar la interpretación de los diagramas Stiff.

De la concentración de sólidos disueltos totales reportados en los análisis químicos de los pozos de la cuarta etapa de explotación, Tabla. 4.5, fue posible distinguir dos tipos de aguas.

Grupo 1:

El agua de formación de este grupo se considera influenciada por el acuífero, en este se incluyó únicamente al pozo Mecatepec 105, cuya concentración de STD es de 77.10 g/l. Esta agua se clasifica como de alta salinidad.

Grupo 2:

Este grupo incluye el agua de la formación; en este grupo se encuentran los pozos Manuel Ávila Camacho 105 y Poza Rica 358, los cuales presentan un contenido de STD de 65.62 y 22.13 g/l, respectivamente. Estas aguas se clasifican como del tipo marino.

Grupo 3:

Las aguas de formación incluidas en este grupo son las de menor mineralización en este periodo se encuentra el pozo Poza Rica 74, el cual, presenta un contenido de STD de 7.74 g/l. Esta agua se clasifica como de baja salinidad.

De la clasificación general ya establecida de las aguas de formación, se pudo observar, que en la quinta etapa de explotación del cuerpo "D" el agua de formación presenta un rango que va de 8 a 41 g/l. Para el caso del agua asociada al acuífero únicamente se tienen datos de un pozo con 140 g/l.

La Figura 4.24 y 4.25 presentan el diagrama Stiff de los pozos Mecatepec 105, Poza Rica 358, Poza Rica 74 y Manuel Ávila Camacho 105 considerados en el quinto periodo de explotación. En los primeros tres pozos fue posible identificar un mismo patrón, mientras que en el pozo Manuel Ávila Camacho 105 no fue posible identificar el mismo comportamiento. Es posible apreciar que la ultima muestra de agua producida presenta una disminución en la concentración de iones Ca^{++} y Mg^{++} .

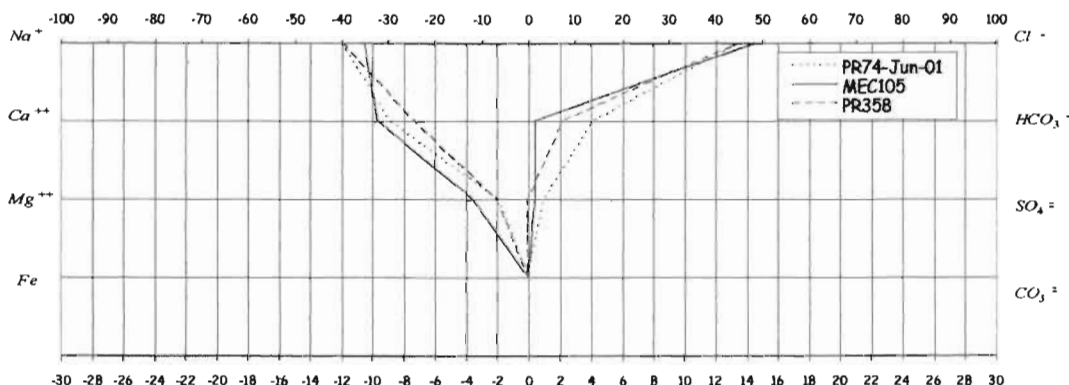


Figura 4.24 Diagrama Stiff de los pozos Poza Rica 358, Poza Rica 74 y Mecatepec 105 en quinta etapa de explotación del cuerpo "D".

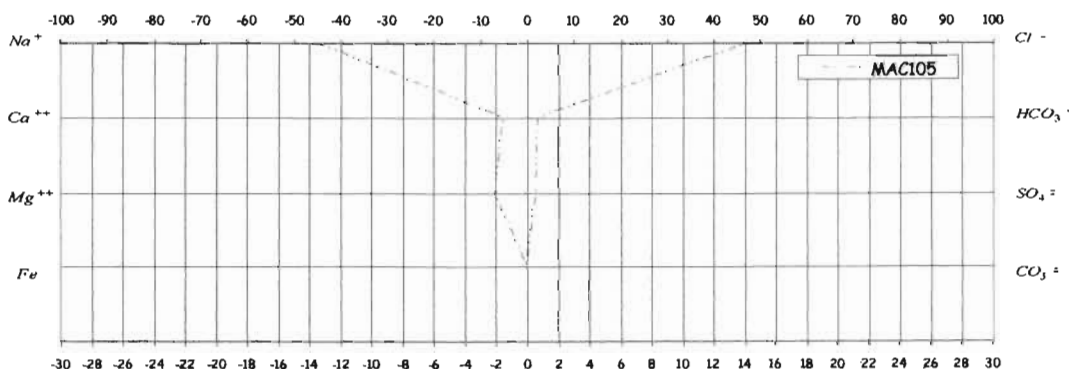


Figura 4.25 Diagrama Stiff del pozo Manuel Ávila Camacho 105 quinta etapa de explotación del cuerpo "D".

Del análisis de los diagramas Stiff y de acuerdo a la clasificación basada en el contenido de sólidos totales disueltos, fue posible hacer una correlación directa entre pozos. De los pozos Mecatepec 105, Poza Rica 358, Poza Rica 74, es posible establecer un patrón definido en los diagramas Stiff. Respecto al contenido de STD, los pozos pertenecen a grupos diferentes. Lo anterior, permite inferir que el agua producida es diferente. En el caso de la muestra del pozo Manuel Ávila Camacho 105 no se estableció correlación alguna y se clasifico en el grupo dos de acuerdo a STD.

Como se mencionó en párrafos anteriores, desde el año de 1992 se inició la inyección de agua de desecho (producto de la deshidratación del crudo de los diferentes campos de la Región), al cuerpo "D", a través del pozo Poza Rica 50. La Figura 4.8, muestra las características del agua que inyecta este pozo.

La Tabla 4.6 muestra la clasificaron las aguas producidas por el Cuerpo "D" del yacimiento Tamabra del campo Poza Rica, en base a sólidos totales disueltos.

En la Figura 4.26 se presenta el plano del campo Poza Rica con los pozos que se encuentran produciendo en el cuerpo "D" y los pozos con análisis Stiff en diferentes colores. La distribución de patrones de agua en el plano no describe ninguna zonificación, la composición química a través las diferentes etapas de explotación en este cuerpo se ha manifestado muy compleja, como en el caso de los cuerpos "A y BC".

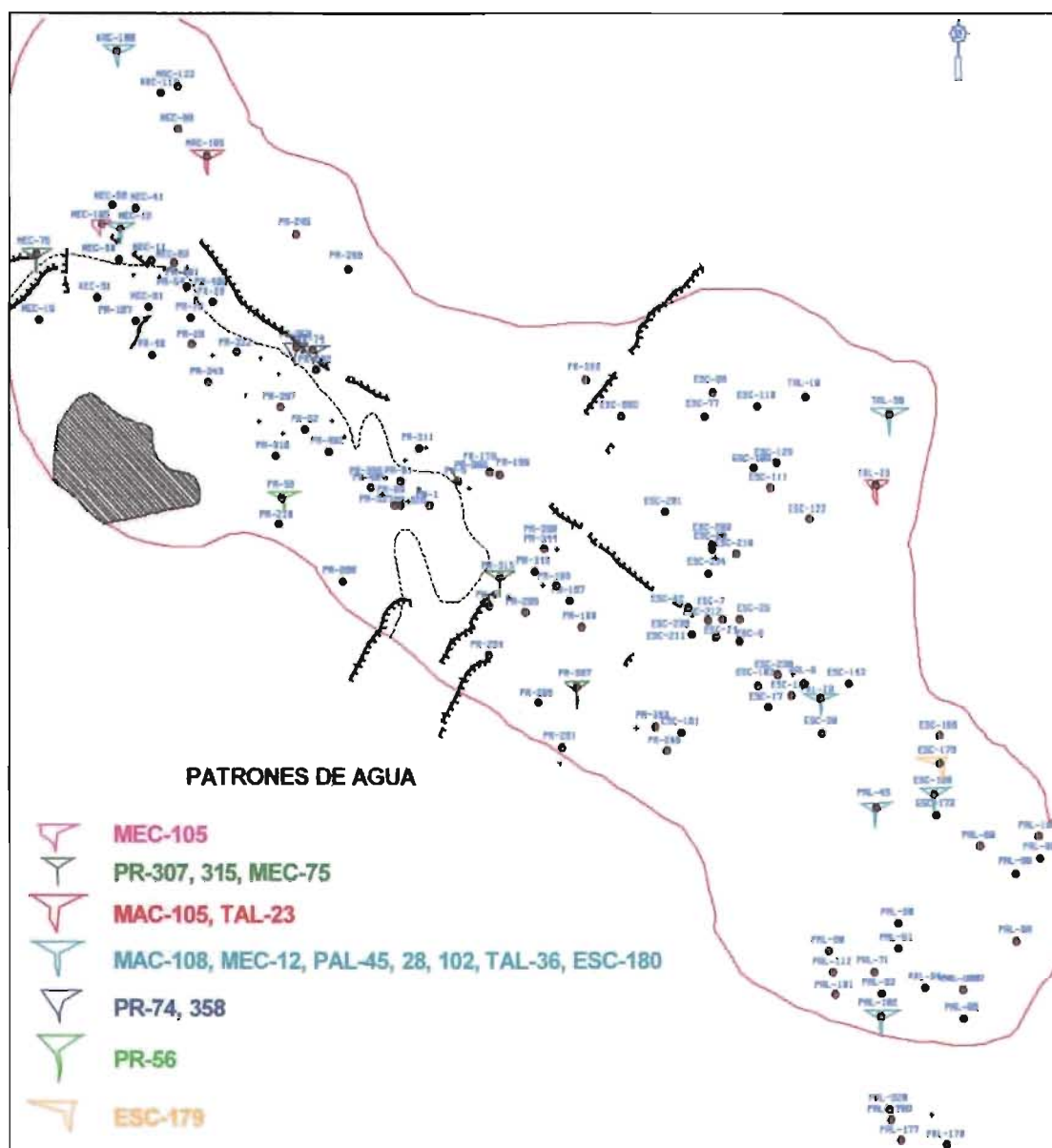


Figura 4.26 Distribución de patrones de agua de las muestras analizadas en el cuerpo "D".

Tabla 4.6. Clasificación de las aguas producidas con base en los sólidos totales disueltos del cuerpo "D".

Pozo No.	STD [g/l]	Grupo No.	STD [g/l]	Tipo de Agua
Mecatepec 105	77.10	1	68 a 170	Agua asociada al acuífero de alta salinidad
Talaxca 36	66.37	2	21 a 67	Agua de formación o de tipo marino.
Manuel Ávila C. 105	65.62			
Talaxca 23	63.08			
Manuel Ávila C. 108	58.26			
Poza Rica 245	54.97			
Mecatepec 30	52.18			
Escolín 179	51.44			
Talaxca 10	50.70			
Poza Rica 286	49.29			
Poza Rica 246	48.85			
Mecatepec 11	45.28			
Pte. Alemán 29	43.26			
Poza Rica 48	42.31			
Escolín 98	42.00			
Pte. Alemán 8	41.17			
Pte. Alemán 98	39.97			
Escolín 77	36.28			
Pte. Alemán 45	36.03			
Pte. Alemán 102	35.33			
Poza Rica 167	34.59			
Poza Rica 56	34.10			
Escolín 103	30.80			
Poza Rica 243	30.64			
Poza Rica 26	26.56			
Poza Rica 358	26.15			
Poza Rica 241	22.75			
Poza Rica 315	22.22			
Poza Rica 358	22.13			
Poza Rica 199	21.28			
Poza Rica 358	20.40	3	5 a 20	Agua mezclada Formación-Inyección de baja salinidad
Poza Rica 74	20.29			
Poza Rica 74	20.18			
Mecatepec 75	19.99			
Escolín 180	19.98			
Poza Rica 74	15.39			
Poza Rica 38	12.47			
Poza Rica 307	12.38			
Mecatepec 12	9.84			
Poza Rica 74	7.74			

Con el propósito de identificar patrones semejantes del agua producida se presenta un diagrama de concentraciones vs iones, considerando la información de los análisis químicos mostrados en la Tabla 4.5.

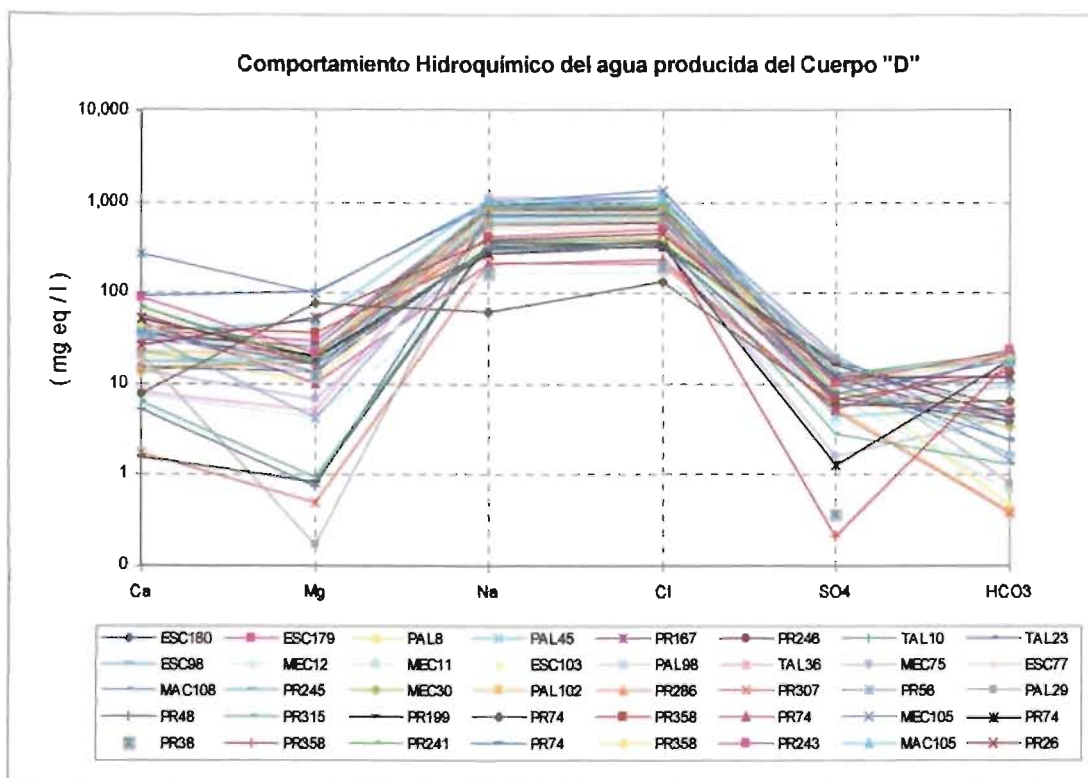


Fig. 4. 27 Comportamiento hidroquímico del cuerpo “D”, yacimiento Tamabra.

Comparando el comportamiento hidrogeoquímico de las aguas producidas del cuerpo “D” (Fig. 4.27), con los diagramas de los cuerpos “A” y “BC” (Fig. 4.10 y 4.17), respectivamente, es posible establecer las siguientes observaciones:

- En igual forma a como ocurrió con las aguas producidas de los cuerpos “A” y “BC” el rango de las concentraciones de los iones Na^+ y Cl^- estuvo entre 100 y 1000 mg/l.
- Los rangos de variación de los cationes Mg^{++} y Ca^{++} así como de los aniones SO_4^- y HCO_3^- en las agua producidas del cuerpo “D” son mas amplias que los correspondientes a las aguas producidas de los cuerpos “A” y “BC”, como se muestra a continuación:

La siguiente Tabla presenta los rangos en que variaron los aniones y los cationes de las muestras de agua producidas por los diferentes cuerpos del yacimiento Tamabra.

Tabla 4.7 Rangos en que variaron los cationes y aniones en los cuerpos "A", "BC" y "D".

Iones	Ión (Mg/l)	Cuerpos de los que se produjeron las aguas analizadas		
		Cuerpo A	Cuerpo BC	Cuerpo D
Cationes	Mg ⁺⁺	1 a 100	5 a 50	0.2 a 100
	Ca ⁺⁺	2 a 800	8 a 110	2 a 400
Aniones	SO ₄ ⁼	0.8 a 20	0.8 a 20	0.2 a 30
	HCO ₃ ⁻	0.50 a 50	0.8 a 70	0.5 a 40

CUERPO “ab”.

Para el análisis del comportamiento de las características del agua producida del cuerpo “ab”, se consideraron 12 datos de análisis químicos proporcionados por el laboratorio de yacimientos del Activo Poza Rica, PEMEX, Julio de 2002, los cuales se listan en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8 Composición química del agua de formación del Cuerpo “ab”.

Pozo No.	Etapa de Explotación	Formación Tipo	Profundidad (m)	Fecha Mes-Año	Cationes (mg eq / l)			Aniones (mg eq / l)			STD (mg eq / l)	STD (g / l)
					Na ⁺	Ca ^{**}	Mg ^{**}	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁼		
PR167	Cuarta	K.Tamabra	2,033.00	Ago-78	723.12	5.99	3.29	718.66	2.56	11.16	1,464.79	42.97
PR84		K.Tamabra	2,150.00	Sep-78	458.78	4.74	0.82	453.48	4.18	6.70	928.68	27.31
PR384		K.Tamabra	2,222.00	Sep-84	344.26	9.98	12.01	355.92	9.68	0.65	732.50	21.51
PR365		K.Tamabra	2,213.50	Oct-84	207.17	11.98	9.98	219.03	8.24	0.80	457.20	13.43
PR170	Quinta	K.Tamabra	2,118.50	Ago-01	168.00	30.02	13.99	180.36	21.40	0.46	424.22	12.71
PR170		K.Tamabra	2,118.50	Ago-03	139.62	22.00	10.00	147.00	23.64	1.04	343.30	10.48
MEC9		K.Tamabra	2,066.00	Sep-03	327.91	55.01	18.00	367.50	24.62	8.65	801.90	23.82
PR116		K.Tamabra	2,118.00	Oct-03	322.46	30.01	28.00	353.50	17.68	7.29	756.94	22.30
PR63		K.Tamabra	2,052.50	Oct-03	510.84	50.01	30.00	565.60	14.83	10.41	1,181.68	34.58
MEC30		K.Tamabra	2,170.00	Oct-03	129.85	20.00	40.00	171.70	17.11	1.04	379.70	11.06
PR301		K.Tamabra	2,188.50	Mar-04	124.56	42.01	8.00	152.64	18.18	4.68	350.10	10.58
MEC97		K.Tamabra	2,172.50	Mar-04	352.63	100.02	28.00	467.46	7.66	6.25	962.02	27.82

Primera Etapa, de 1940-1950 (Explotación Primaria).

Como se menciona en el capítulo tres, el cuerpo “ab” se empezó a explotar en el año de 1962, es decir, no había muestras de agua en este periodo; por otra parte, para elaborar la clasificación general de las aguas de formación, basada en la concentración de sólidos totales disueltos de los campos que conforman el área Poza Rica, se encontraron sólo dos pozos con valores de salinidad que oscilan entre 28 y 39 g/l, los cuales se considera podrían representar el agua de la formación.

Segunda Etapa, de 1951-1961 (Inyección Dispersa).

Para este periodo, al igual que el anterior, no se había iniciado la explotación el yacimiento en el cuerpo “ab”. Respecto a la clasificación general de las aguas de formación, establecida previamente, se encontraron 4 pozos con valores de salinidades (STD) iniciales entre 25 y 50 g/l.

Tercera Etapa, de 1962-1974 (Inyección Frontal).

Desafortunadamente en este periodo, aun cuando ya se tenía en explotación el cuerpo "ab", no fue posible encontrar análisis de aguas producidas. En relación a la clasificación general de las aguas de formación, basada en la concentración de sólidos totales disueltos de los campos del área Poza Rica, se encontraron nueve pozos con valores de salinidad que oscilan entre 44 y 65 g/l y dos pozos que representarían el agua asociada al acuífero con valores de 80 y 95 g/l.

Cuarta Etapa, de 1975-1984 (Desarrollo Intermedio).

El agua producida por el yacimiento durante este periodo procede de mezclas del agua congénita de la formación (agua atrapada durante la sedimentación) y el agua asociada al acuífero Horner (1949). Cabe señalar que en este periodo y en este cuerpo no se tiene inyección de agua de ninguna clase. El análisis de la caracterización de este periodo, se realizó con los análisis químicos de los pozos Poza Rica 167, Poza Rica 84, Poza Rica 384 y Poza Rica 365.

De la concentración de sólidos disueltos totales reportados en los análisis químicos de los pozos de la cuarta etapa de explotación Tabla. 4.8, fue posible distinguir dos tipos de aguas.

Grupo 2:

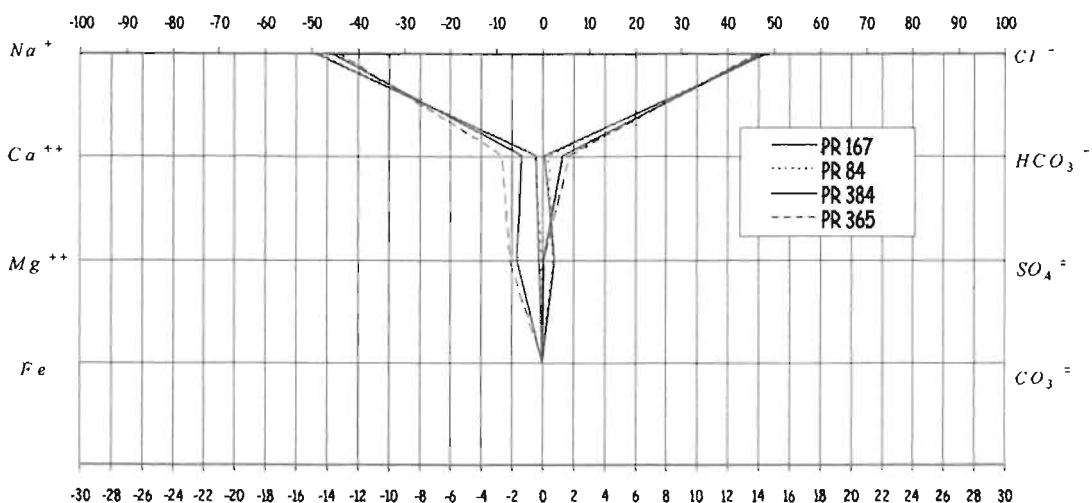
Este grupo incluye el agua de la formación, en este grupo se encuentran los pozos Poza Rica 167, Poza Rica 84 y Poza Rica 384, los cuales presentan un contenido de STD de 42.97, 27.32, 21.51 g/l, respectivamente. Estas concentraciones les confiere el carácter de agua tipo marino.

Grupo 3:

Las aguas de formación incluidas en este grupo son las de menor mineralización, en este grupo se encuentra el pozo Poza Rica 365, el cual presenta un contenido de STD de 13.43 g/l. Esta agua se clasifica como de baja salinidad.

De lo establecido previamente, se pudo observar un amplio rango de valores de salinidades (STD) iniciales. Para la cuarta etapa de explotación del cuerpo "ab", el agua de formación presenta un rango que va de 34 a 50 g/l, mientras que en el caso del agua asociada al acuífero se encontró un sólo pozo con un valor de 73 g/l.

La Figura 4.25 muestra el diagrama Stiff de los pozos considerados en el cuarto periodo de explotación, donde se observa que prevalecen las variaciones correspondientes a los iones Ca^{++} , Mg^{++} y HCO_3^- .



La Figura 4.28 Diagrama Stiff de los pozos Poza Rica 167, 84, 384 y 365 en la cuarta etapa de explotación del cuerpo “ab”.

De la correlación directa entre métodos, fue posible establecer un patrón definido en los diagramas Stiff para el agua producida por los pozos Poza Rica 167, Poza Rica 84 y Poza Rica 384, respecto al contenido de STD, puede establecerse que los pozos pertenecen al mismo grupo de agua. La correlación de los métodos permite inferir que se trata de la misma agua. Para el pozo del grupo tres, no se hizo correlación.

Quinta Etapa, de 1985-2003 (Disminución de la Inyección).

La caracterización del agua producida durante este periodo se realizó con los análisis químicos de los pozos Poza Rica 63, Mecatepec 97, Mecatepec 9, Poza Rica 116, Poza Rica 170, Mecatepec 30 y Poza Rica 301.

De la concentración de sólidos disueltos totales reportados en los análisis químicos de los pozos de la cuarta etapa de explotación, Tabla. 4.7, fue posible distinguir dos tipos de aguas.

Grupo 2:

Este grupo incluye el agua de la formación; en este grupo se encuentran los pozos Poza Rica 63, Mecatepec 97, Mecatepec 9, Poza Rica 116, los cuales presentan un contenido de STD de 34.58, 27.82, 23.82 y 22.30 g/l, respectivamente. Estas aguas se clasifican como de tipo marino.

Grupo 3:

Las aguas de formación incluidas en este grupo son las de menor mineralización, en este grupo se encuentran los pozos Poza Rica 170, Mecatepec 30 y Poza Rica 301, los cuales presentan un contenido de STD de 21.51, 11.06 y 10.58 g/l, respectivamente. Esta agua se clasifica como de baja salinidad.

De lo ya establecido en la clasificación general, se encontraron nueve pozos que presentan un rango de salinidades que va de 31 a 63 g/l, para el agua de la formación. Para el caso del agua asociada al acuífero únicamente se tienen dos pozos con valores de salinidad de 70 y 140 g/l.

La Figura 4.29 presenta el diagrama Stiff de los pozos considerados en el quinto periodo de explotación. En la figura se pueden identificar dos grupos de aguas asociadas a la formación y la mezcla de aguas. El primero entre los pozos Mecatepec 97 y Mecatepec 30. El segundo con el pozo Poza Rica 301. Cabe señalar que la mayoría de estas muestras presentan variaciones apreciables en los iones Ca^{++} , Mg^{++} y HCO_3^- .

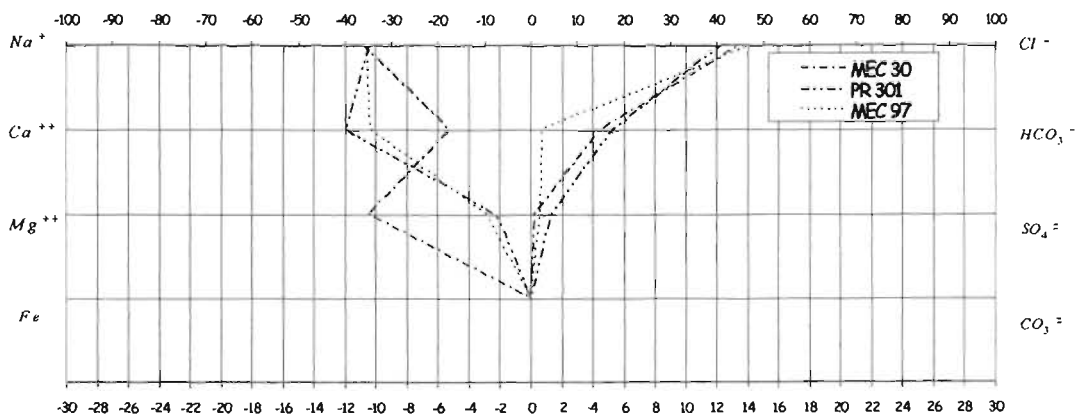


Figura 4.29 Diagrama Stiff de las aguas producidas por los pozos Mecatepec 97, Mecatepec 30 y Poza Rica 301, en el cuerpo "ab" durante la quinta etapa de explotación.

En la Figura 4.30 se observa el diagrama Stiff de los pozos Poza Rica 116 y Poza Rica 63, es posible identificar un grupo de aguas asociadas a la formación y la mezcla de aguas. Es importante señalar que las muestras presentan variaciones apreciables en los iones Ca^{++} , Mg^{++} y HCO_3^- .

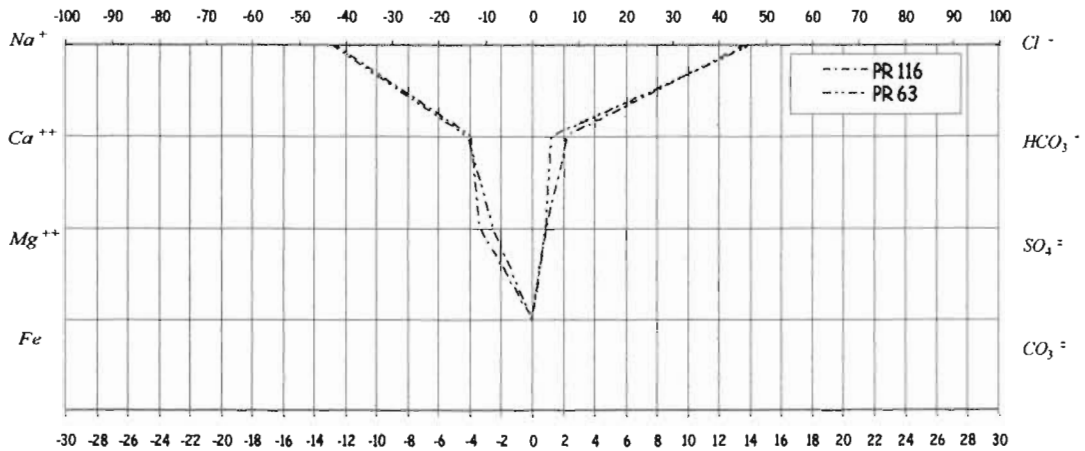


Figura 4.30 Diagrama Stiff de las aguas producidas por los pozos Poza Rica 116 y Poza Rica 63, en el cuerpo “ab” durante la quinta etapa de explotación.

La Figura 4.31 presenta el diagrama Stiff de los pozos Poza Rica 170 (agosto-01), Poza Rica 170 (agosto-03) y Mecatepec 9. En la figura se pueden identificar dos grupos de aguas asociadas a la formación y la mezcla de aguas. El primero entre el pozo Poza Rica 170 muestreado en los años 2001 y 2003. El segundo con el pozo Mecatepec 9. Al igual que en las figuras anteriores, la mayoría de estas muestras presentan variaciones apreciables en los iones Ca^{++} , Mg^{++} y HCO_3^- .

En lo que respecta al comportamiento iónico Ca^{++} , Mg^{++} y HCO_3^- , de las muestras del periodo anterior se puede apreciar un efecto contrario a lo visto en otros periodos.

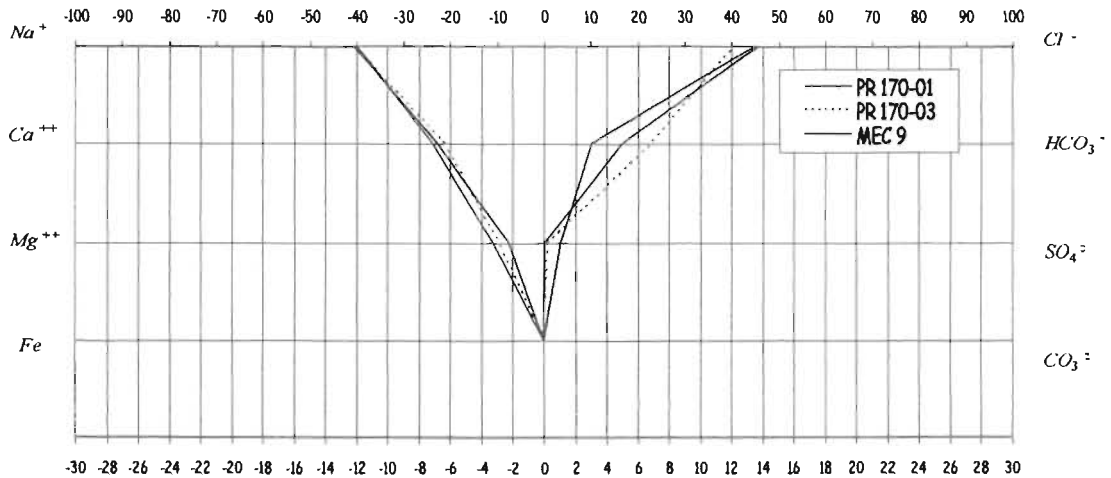


Figura 4.31 Diagrama Stiff de las aguas producidas por los pozos Poza Rica 170 y Mecatepec 9 en el cuerpo “ab” durante la quinta etapa de explotación.

De la correlación directa entre métodos. Los pozos Mecatepec 97, Mecatepec 30 y Poza Rica 301, fue posible establecer un patrón definido en los diagramas Stiff. Respecto al contenido de STD, puede decirse que el agua producida por estos pozos pertenece al mismo grupo, lo que permite suponer que se trata de la misma agua. En el caso de los pozos Mecatepec 63 y Poza Rica 116 se identificó el mismo patrón y ambos pertenecen al grupo dos, es decir, se trata de la misma agua producida. Finalmente las muestras de agua de los Poza Rica 170 y Mecatepec 9 también muestran la misma correlación y tipo de agua.

En la Figura 4.32 se presenta una porción del plano del campo Poza Rica con los pozos que se encuentran produciendo en el cuerpo "ab" y los pozos con análisis Stiff en colores diferentes. En la distribución de patrones de agua descrita por los diferentes pozos en el plano, no se logra identificar regiones, la composición química de estas aguas también se manifestó muy compleja, como en el caso de los cuerpos "A, BC y D".

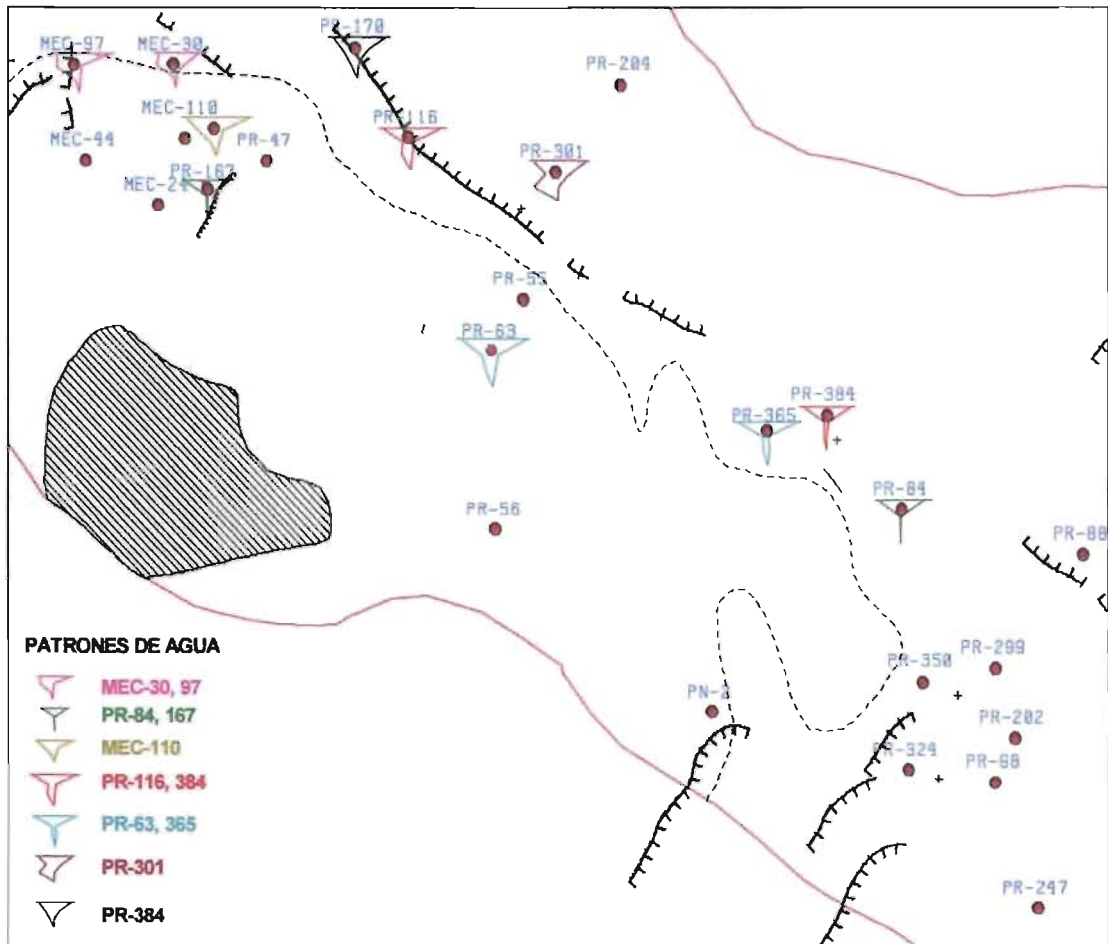


Figura 4.32 Distribución de patrones de agua de las muestras analizadas en el cuerpo "ab".

En la siguiente Tabla se muestra la clasificación de las aguas producidas por el Cuerpo "ab" considerando la concentración de sólidos totales, en g/l y el tipo de agua.

Tabla 4.9. Clasificación de las aguas de formación con base en los sólidos totales disueltos del cuerpo "ab".

Pozo No.	SDT [g/l]	Grupo No.	SDT [g/l]	Tipo de Agua
		1	68 a 170	Agua asociada al acuífero de alta salinidad.
Poza Rica 167	42.97	2	21 a 67	Agua de formación o de tipo marino.
Poza Rica 63	34.58			
Mecatepec 97	27.82			
Poza Rica 84	27.31			
Mecatepec 9	23.82			
Poza Rica 116	22.30			
Poza Rica 384	21.51			
Poza Rica 365	13.43	3	5 a 20	Agua mezclada Formación-Inyección de baja salinidad.
Poza Rica 170	12.71			
Mecatepec 30	11.06			
Poza Rica 301	10.58			
Poza Rica 170	10.48			

El diagrama de concentraciones vs iones, presenta el comportamiento hidroquímico del agua producida del cuerpo "ab" y los patrones identificados del agua producida, a partir de la información de los análisis químicos mostrados en la Tabla 4.8.

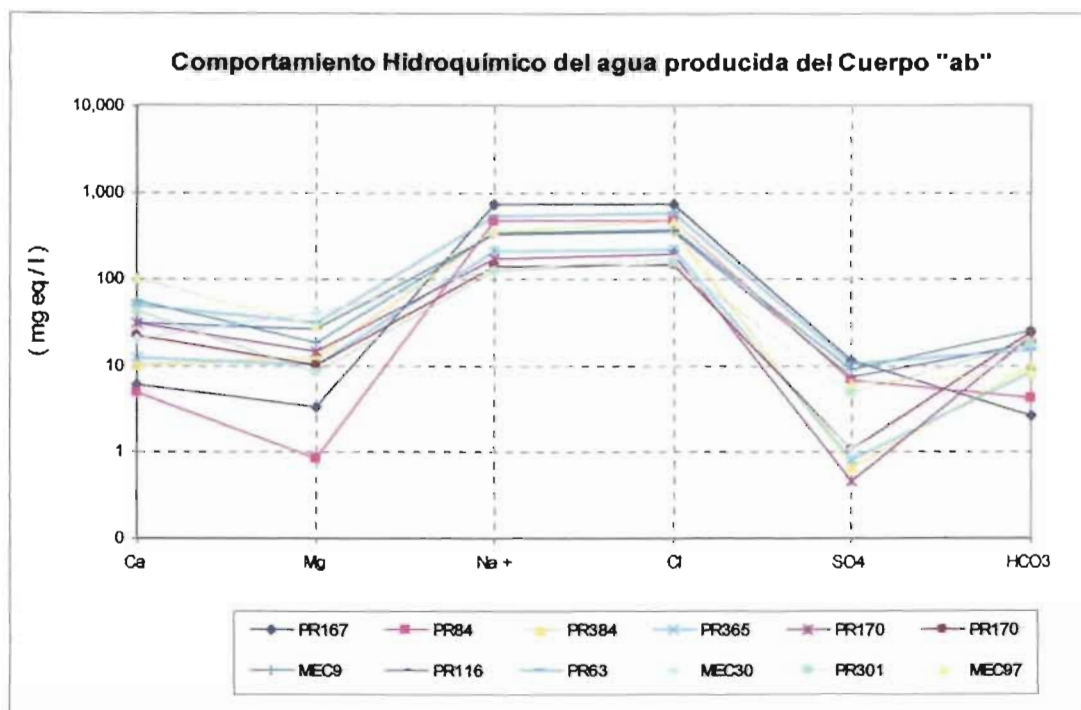


Fig. 4. 33 Comportamiento hidroquímico de las aguas producidas del cuerpo "ab", yacimiento Tamabra.

En la Figura 4.33 se puede observar que el agua producida presenta variaciones para cada uno de los iones a través del tiempo, con mayor dispersión para los iones $SO_4^{=}$, Ca^{++} , Mg^{++} y ligeramente en los iones HCO_3^- . Los iones mayores sodio (Na^+) y cloro (Cl^-), muestran valores casi uniformes con pocas variaciones en su comportamiento.

Comparando el comportamiento hidrogeoquímico de las aguas producidas del cuerpo "ab", (Fig. 4.33) con el correspondiente en las aguas de los cuerpos "A", "BC" y "D" (Figs. 4.10, 4.17 y 4.27, respectivamente), es posible establecer las siguientes observaciones:

- El rango de variación de los iones Na^+ y Cl^- en las aguas producidas del cuerpo "ab" es un poco menor al correspondiente a los cuerpos "A", "BC" y "D".
- Los rangos de variación de los otros iones con las aguas producidas del cuerpo ab también son menores que los correspondientes a los cuerpos "A", "BC" y "D", como puede verse con la siguiente tabla la cual complementa la mostrada previamente para el cuerpo "D".

Tabla 4.10 Rangos en que variaron los cationes y aniones en los cuerpos "A", "BC", "D" y "ab".

	Ion (mg eq /l)	Cuerpos de los que se produjeron las aguas analizadas			
		Cuerpo A	Cuerpo BC	Cuerpo D	Cuerpo ab
Cationes	Mg^{++}	1 a 100	5 a 50	0.2 a 100	0.9 a 60
	Ca^{++}	2 a 800	8 a 110	2 a 400	6 a 70
Aniones	SO_4^-	0.8 a 20	0.8 a 20	0.2 a 30	0.6 a 10
	HCO_3^-	0.50 a 50	0.8 a 20	0.5 a 40	4 a 30

La Tabla anterior presenta los rangos en que variaron los aniones y los cationes de las muestras de agua producidas por los diferentes cuerpos del yacimiento Tamabra.

IV.3 Clasificación de aguas asociadas al yacimiento Tamabra.

Para la clasificación de las aguas asociadas al yacimiento Tamabra se utilizó el diagrama trilineal propuesto por Piper ¹⁷.

IV.3.1 Diagrama Piper.

El diagrama Piper proporciona la clasificación de las aguas con base en la composición química de las muestras, mediante su graficación en un diagrama compuesto por dos regiones triangulares y una romboidal (Fig. 4.34).

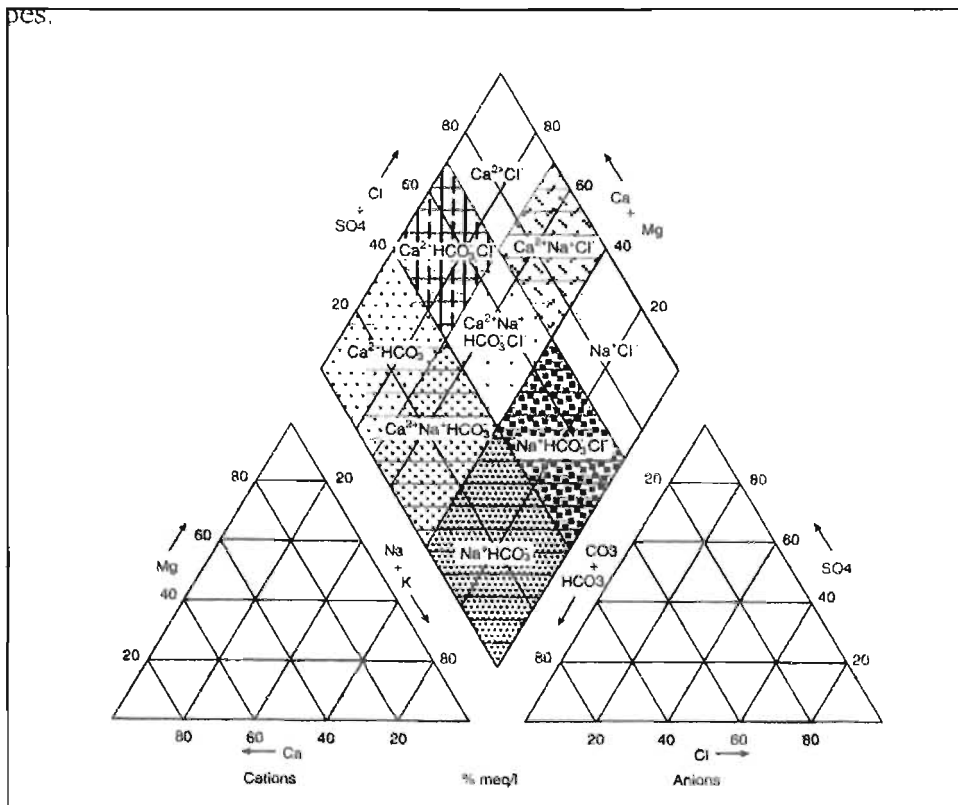


Fig. 4.34 Diagrama de análisis Piper.

El triángulo inferior izquierdo incluye los porcentajes de reacción de los cationes Ca^{++} , Mg^{++} y Na^+ , los cuales son graficados de acuerdo a la convención de las coordenadas trilineales, es decir, cada uno de los lados del triángulo corresponde al cero por ciento de un componente determinado, mientras que los vértices indican el 50% del mismo (Figura 4.35(A)). En el triángulo inferior derecho se grafican los aniones HCO_3^- , SO_4^{--} y Cl^- considerando los mismos principios que para el triángulo izquierdo.

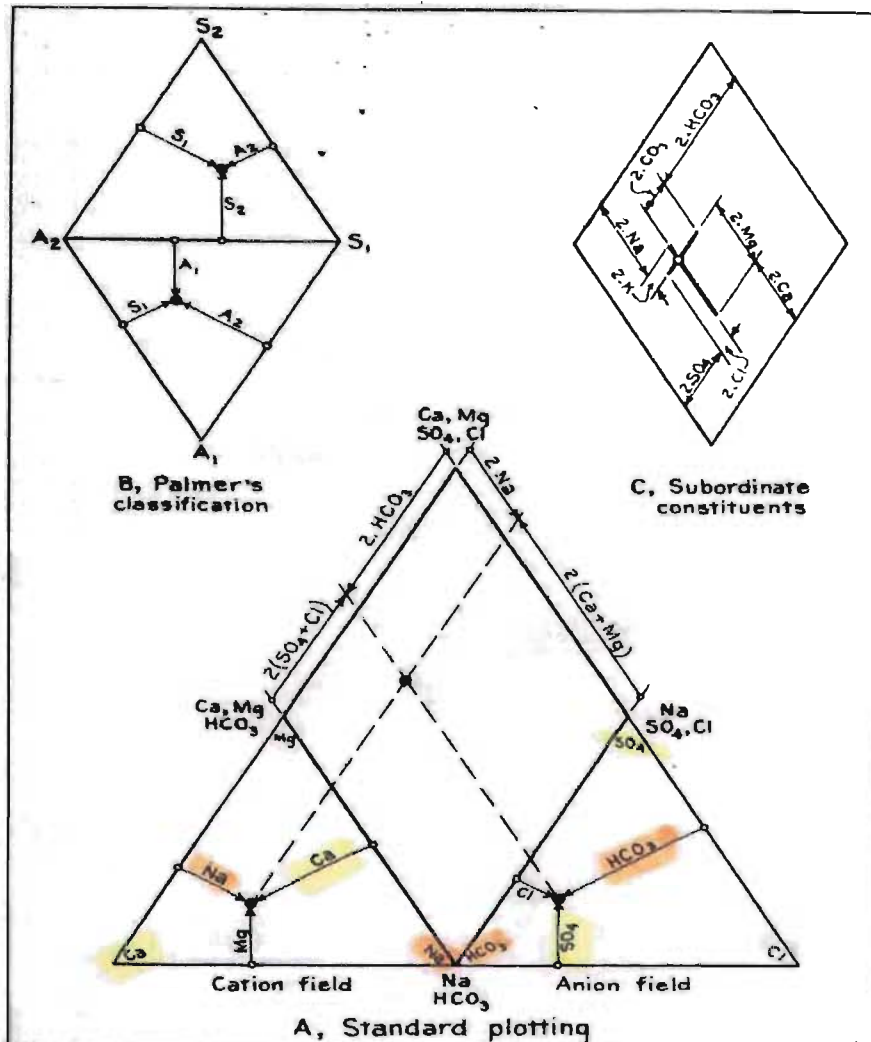


Fig. 4.35 Diagrama del análisis del agua, Piper (1944).

El campo en forma de rombo o diamante, se utiliza para mostrar el carácter químico del agua de acuerdo con un tercer punto graficado, el cual es una intersección de las proyecciones de los puntos obtenidos en el triángulo de los cationes (izquierdo) y de los aniones (derecho), ver Fig. 4.35 (B).

Sobre el rombo se muestran los campos correspondientes a los diferentes tipos de agua conforme a la clasificación de Palmer ¹⁸ (Fig. 4.34), en la cual, se establece que las características básicas de las aguas dependen de su salinidad (sales de ácidos fuertes) y alcalinidad (sales de ácidos débiles).

Palmer ¹⁷, designó a los iones positivos (alcalinos) Na^+ y K^+ , como constituyentes primarios, a los cationes Ca^{++} y Mg^{++} como constituyentes secundarios, los aniones ricos en ácido (SO_4^- , Cl^- y NO_3^-) como constituyentes salinos, y finalmente a los aniones pobres en ácido (CO_3^- , HCO_3^-) como constituyentes alcalinos.

Las cinco propiedades especiales que presenta el agua de acuerdo a los iones que la constituyen son:

- Salinidad primaria (salinidad alcalina), se atribuye a la magnitud con que los álcalis son balanceados por ácidos ricos.
- Salinidad secundaria (dureza permanente), en la cual los álcalis exceden ácidos débiles y su balance con ácidos ricos.
- Salinidad terciaria (ácida), de un agua son excesos sobre cualquier salinidad primaria o salinidad secundaria.
- Alcalinidad primaria (alcalinidad permanente) de un agua en la cual la magnitud de los álcalis excede ácidos ricos y su balance con ácidos débiles.
- Alcalinidad secundaria (alcalinidad temporal), es la magnitud con que los componentes alcalinos son balanceados por ácidos débiles.

La interpretación del rombo es función de la ubicación del punto trazado, resultado de la proyección de los puntos de los triángulos inferiores donde se localizan los cationes y aniones.

Si un punto se localiza en el triángulo inferior del diamante, el agua presentará alcalinidad primaria (A_1), alcalinidad secundaria (A_2) y salinidad primaria (S_1), ver Figura 4.35(B). Recíprocamente, si el punto se localiza en el triángulo superior del diamante, el agua presentará una salinidad secundaria (S_2) preferentemente que una alcalinidad primaria (A_1).

La condición que presenten los puntos representados en el diamante permitirá clasificar el agua analizada de acuerdo a las siguientes clases:

Clase 1: Salinidad primaria, alcalinidad primaria y alcalinidad secundaria.

Clase 2: Salinidad primaria y alcalinidad secundaria.

Clase 3: Salinidad primaria, salinidad secundaria y alcalinidad secundaria.

Clase 4: Salinidad primaria y salinidad secundaria.

Clase 5: Salinidad primaria, salinidad secundaria y salinidad terciaria.

Las primeras tres clases, generalmente se clasifican como aguas superficiales. En la clase cuatro se encuentran las aguas de mar y salmueras, mientras las aguas de yacimientos o de origen volcánico pertenecen a la clase cinco.

Con la información existente de la concentración de los iones que constituyen las aguas de formación de los cuerpos "A", "BC", "D" y "ab", se generaron los diagramas Piper, para lo cual, fue necesario ordenar la información de los cationes y los aniones de acuerdo a la Tabla 4.11, para construir dos diagramas triangulares, uno para los cationes y otro para la información de los aniones. La escala utilizada fue del 100 % para cada uno de los vértices del diagrama triangular.

La Tabla 4.11 Información necesaria para generar los diagramas Piper para el pozo Mecatepec 10.

POZO : MECATEPEC10				
CATIONES	PPM	Coefficiente de Reacción	[mg eq/l]	[%]
Na ⁺	22,192.29	0.0435	965.2600	59.2613
Ca ⁺⁺	11,122.20	0.0499	555.0000	34.0737
Mg ⁺⁺	1,319.66	0.0823	108.5600	6.6649
TOTAL			1,628.8200	
ANIONES				
Cl ⁻	57,493.53	0.0282	1,621.5000	99.3146
HCO ₃ ⁻	225.09	0.0164	3.6900	0.2260
SO ₄ ⁼	360.25	0.0208	7.5000	0.4594
TOTAL			1,632.69	

Cabe mencionar que por la gran cantidad de información existente y la falta del Software especializado fue imposible hacer un análisis exhaustivo con todos los pozos que tenían muestras de análisis químicos. Únicamente se seleccionaron siete datos que se juzgaron representativos de los cuerpos del yacimiento Tamabra para mostrar la aplicación del análisis, en cuanto se cuente con el Software comercial, se incorporará la información existente. Por lo cual, algunas conclusiones y observaciones que se establecen en este trabajo, podrían ser modificadas o confirmadas. Con el procedimiento establecido en la tabla 4.11 se elaboraron las tablas 4.12, 4.13, 4.14 y 4.15 para construir los diagramas Piper.

Posteriormente, con los puntos graficados sobre los campos del rombo se realizó la identificación de los diferentes tipos de agua conforme a la clasificación establecida por Palmer 17 (Fig. 4.34). Los resultados de la clasificación se muestran en las Tablas 4.16, 4.17, 4.18 y 4.19.

Con el propósito de tener un panorama general de la salinidad de las aguas del campo, se incluyó la información del agua tratada de inyección del campo Poza Rica, del agua congénita (agua de desecho) y del agua de mar.

Las tablas 4.12, 4.13, 4.14 y 4.15 presentan la información necesaria con la cual se generaron el triángulo izquierdo (cationes) y el triángulo derecho (aniones) de los diagramas Piper para cada cuerpo Productor.

CUERPO "A".

Tabla 4.12 Cationes y Aniones de las aguas producidas por el Cpo. "A".

POZO	Triángulo izquierdo			Triángulo derecho		
	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁼	HCO ₃ ⁻
MEC10	59.26	6.66	34.07	99.46	0.46	0.23
PR54	26.15	23.46	50.39	95.09	1.81	3.10
PR87	56.80	4.63	38.58	97.98	1.59	0.43
PR85	57.42	6.26	36.32	99.28	0.44	0.28
PR168	96.13	0.44	3.43	98.02	0.74	1.24
PR233	93.06	1.38	5.57	99.25	0.21	0.54
MEC70	98.96	0.23	0.81	98.72	0.97	0.31
Agua de Inyección	6.40	15.60	78.00	71.30	0.00	28.70
Agua de mar	77.25	19.41	3.35	97.26	2.26	0.48
Agua Congenita	76.77	7.74	15.48	95.83	0.10	4.07

CUERPO "BC".

Tabla 4.13 Cationes y Aniones de las aguas producidas por el Cpo. "BC".

POZO	Triángulo izquierdo			Triángulo derecho		
	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁼	HCO ₃ ⁻
PR59	40.42	46.59	12.99	92.83	1.53	5.64
PR44	72.05	23.73	4.22	97.03	0.49	2.48
PR47	92.18	5.18	2.64	96.09	1.67	2.25
MEC9	92.39	5.50	2.11	98.32	0.24	1.44
PR172	93.33	4.33	2.34	93.44	5.76	0.80
MEC67	98.87	0.54	0.59	98.99	0.75	0.26
PR72	88.69	7.30	4.01	91.97	0.54	7.49
Agua de Inyección	6.40	15.60	78.00	71.30	0.00	28.70
Agua de mar	77.25	19.41	3.35	97.26	2.26	0.48
Agua Congenita	76.77	7.74	15.48	95.83	0.10	4.07

CUERPO “D”.

Tabla 4.14 Cationes y Aniones de las aguas producidas por el Cpo. “D”.

POZO	Triángulo izquierdo			Triángulo derecho		
	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺	Cl ⁻	SO4 ⁼	HCO3 ⁻
PR74	78.18	3.89	17.93	91.55	3.96	4.49
PR56	93.28	0.71	6.01	96.58	3.18	0.24
MEC12	93.10	2.44	4.45	97.08	2.14	0.78
PR199	99.35	0.23	0.42	94.38	4.45	1.17
ESC179	92.51	3.26	4.24	98.76	0.68	0.56
TAL10	94.43	1.52	4.05	97.63	1.23	1.14
PAL102	92.92	3.38	3.69	99.06	0.88	0.06
Agua de Inyección	6.40	15.60	78.00	71.30	0.00	28.70
Agua de mar	77.25	19.41	3.35	97.26	2.26	0.48
Agua Congenita	76.77	7.74	15.48	95.83	0.10	4.07

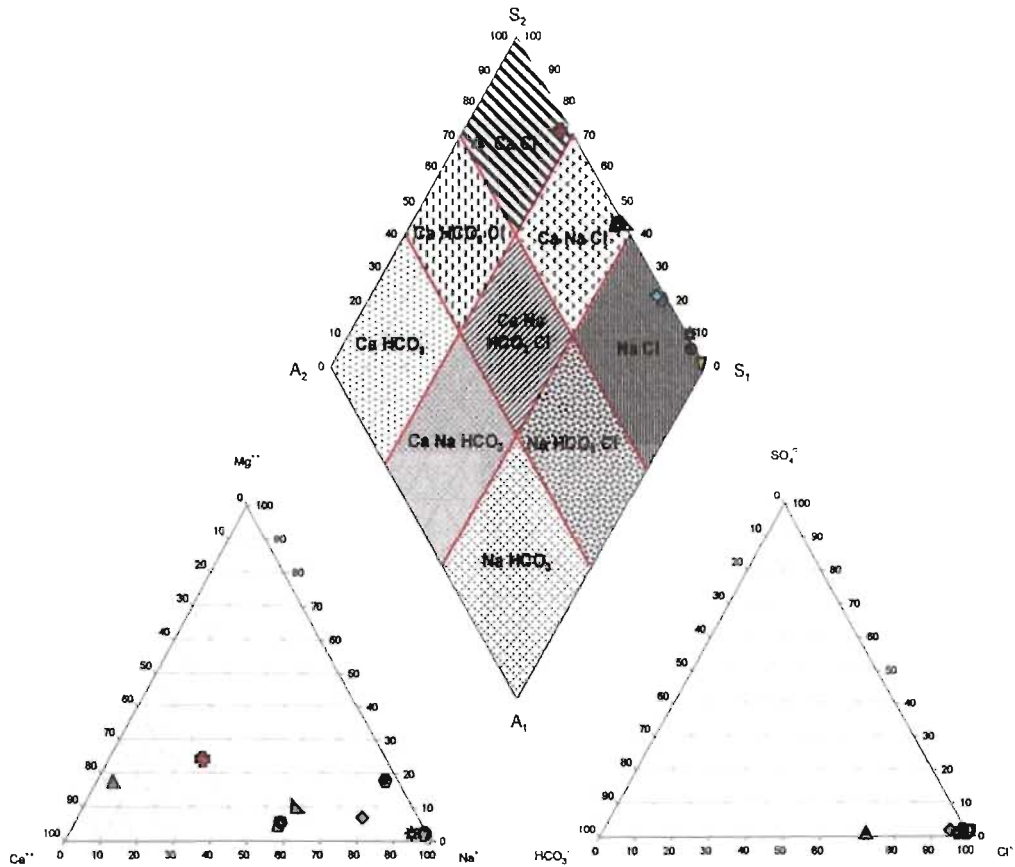
CUERPO “ab”.

Tabla 4.15 Cationes y Aniones de las aguas producidas por el Cpo. “ab”.

POZO	Triángulo izquierdo			Triángulo derecho		
	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺	Cl ⁻	SO4 ⁼	HCO3 ⁻
PR84	98.80	0.18	1.02	97.66	1.44	0.90
PR365	90.41	4.36	5.23	96.04	0.35	3.61
PR116	85.20	6.87	7.93	93.40	1.93	4.67
PR63	87.89	3.02	9.09	95.47	1.42	3.11
MEC30	68.39	21.07	10.54	90.44	0.55	9.01
MEC97	73.37	5.83	20.81	97.11	1.30	1.59
PR301	71.36	4.58	24.06	86.97	2.67	10.36
Agua de Inyección	6.40	15.60	78.00	71.30	0.00	28.70
Agua de mar	77.25	19.41	3.35	97.26	2.26	0.48
Agua Congenita	76.77	7.74	15.48	95.83	0.10	4.07

La Figuras 4.36, 4.37, 4.38 y 4.39 presentan los diagramas Piper para las aguas producidas en el yacimiento Tamabra.

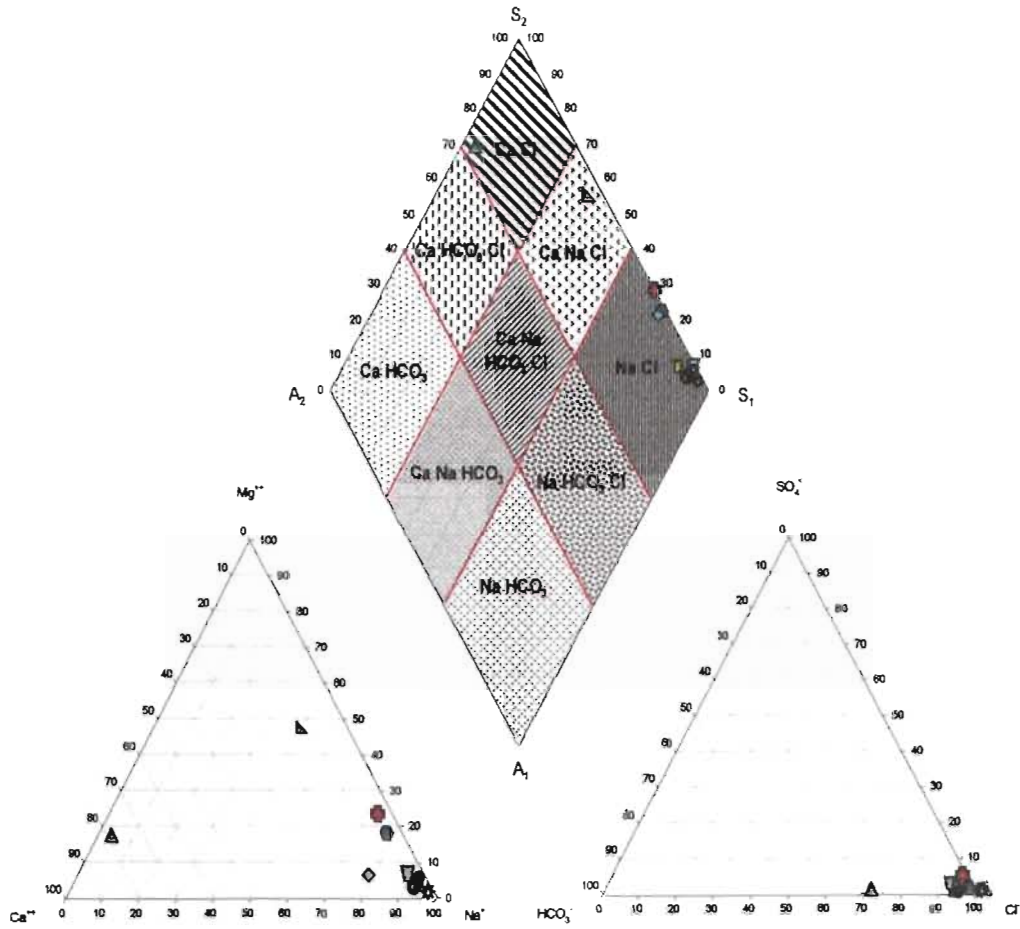
CUERPO "A".



- | | | | |
|---------------------|----------------|-----------------|----------------|
| ▲ Agua de Inyección | ▴ Mecatepec 10 | ● Poza Rica 85 | ▫ Mecatepec 70 |
| ◇ Agua de Congénita | ● Poza Rica 54 | ● Poza Rica 168 | |
| ● Agua de Mar | ▫ Poza Rica 87 | * Poza Rica 233 | |

Fig. 4.36 Distribución de las aguas de formación del cuerpo "A" en un diagrama Piper ¹⁷.

CUERPO "BC".



- ▲ Agua de Inyección
- ◆ Agua de Congénita
- Agua de Mar
- ▼ Poza Rica 59
- Poza Riaca 44
- ▣ Poza Rica 47
- Mecatepec 9
- ◐ Poza Rica 172
- ⊛ Mecatepec 67
- ◑ Poza Rica 72

Fig. 4. 37 Distribución de las aguas de formación del cuerpo "BC" en un diagrama Piper¹⁷.

CUERPO "D".

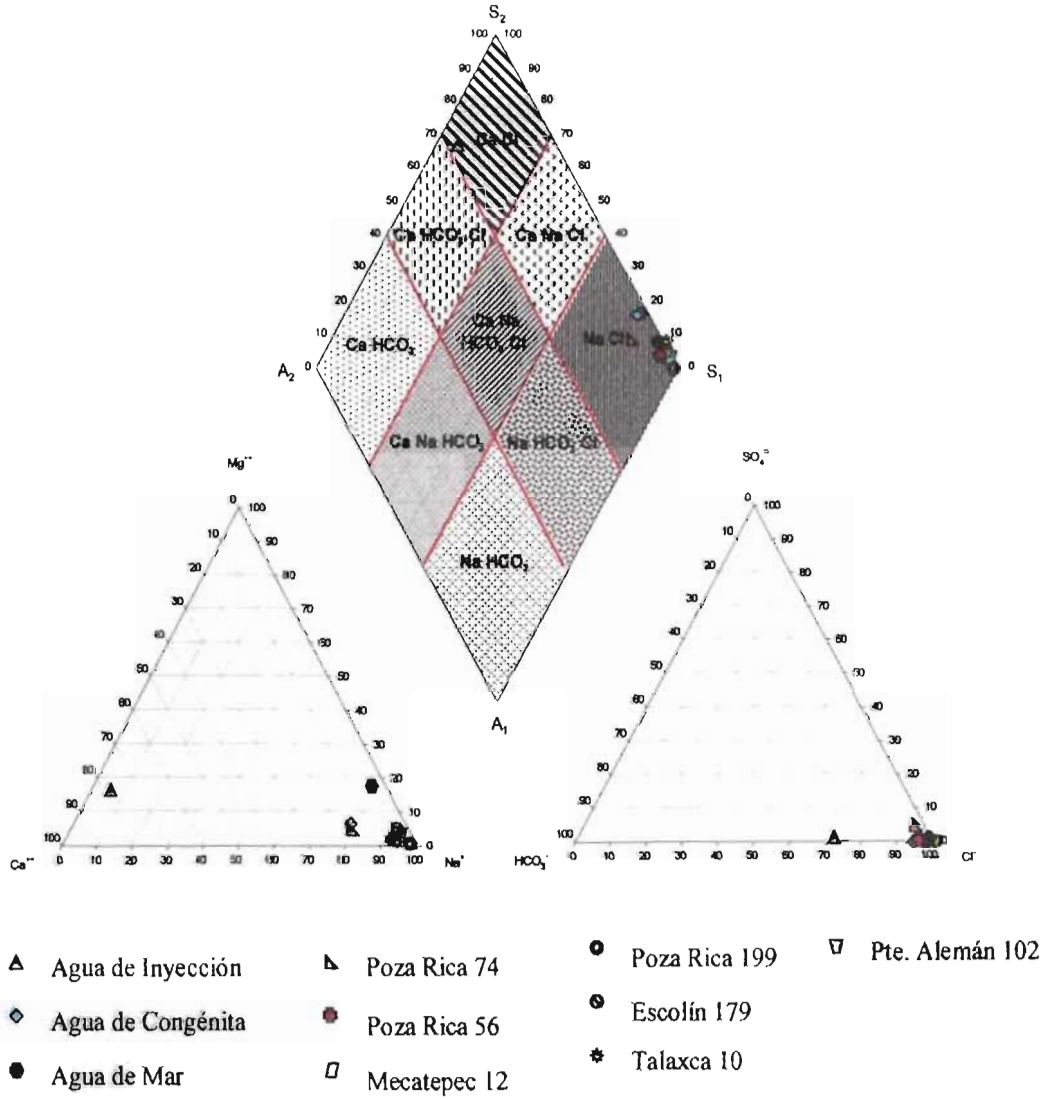


Fig. 4. 38 Distribución de las aguas de formación del cuerpo "D" en un diagrama Piper¹⁷.

CUERPO “ab”.

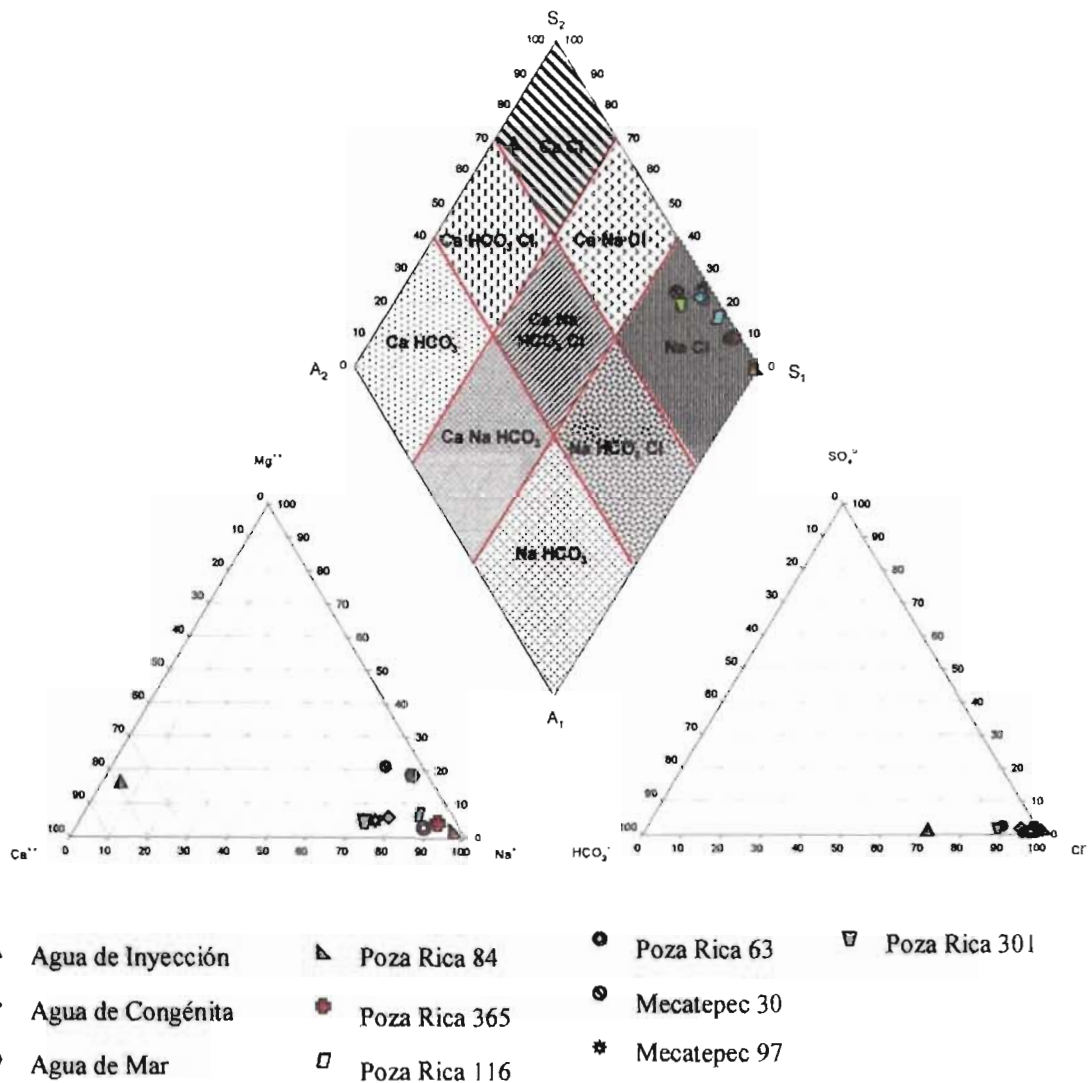


Fig. 4. 39 Distribución de las aguas de formación del cuerpo “ab” en un diagrama Piper¹⁷.

Los resultados de la clasificación de las aguas de formación se muestran en las Tablas 4.16, 4.17, 4.18 y 4.19, de acuerdo al diagrama Piper.

CUERPO “A”.

Tabla 4.16 Resultados de la interpretación del diamante central del diagrama Piper.

POZO	Tipo	S ₁	S ₂	A ₁	A ₂
No.	de Agua	Salinidad Primaria	Salinidad Secundaria	Alcalinidad Primaria	Alcalinidad Secundaria
MEC10	Ca-Na-Cl	56.80	45.3	0	0.10
PR54	Ca-Cl	19.30	83.2	0	0.15
PR87	Ca-Na-Cl	52.50	48.0	0	0.70
PR85	Ca-Na-Cl	51.50	49.0	0	0.50
PR168	Na-Cl	93.00	7.0	0	3.00
PR233	Na-Cl	90.00	10.0	0	0.80
MEC70	Na-Cl	98.00	3.0	0	2.00
Agua de Inyección	Ca-Cl	4.00	78.0	0	19.00
Agua de mar	Na-Cl	70	29.0	0	2.50
Agua Congenita	Na-Cl	60	38.0	0	2.00

S₁.- Salinidad Primaria

S₂.- Salinidad Secundaria

A₁.- Alcalinidad Primaria

A₂.- Alcalinidad Secundaria

CUERPO “BC”.

Tabla 4.17 Resultados de la interpretación del diamante central del diagrama Piper.

POZO	Tipo	S ₁	S ₂	A ₁	A ₂
No.	de Agua	Salinidad Primaria	Salinidad Secundaria	Alcalinidad Primaria	Alcalinidad Secundaria
PR44	Na-Cl	68.0	33.0	0.0	0.8
PR59	Ca-Na-Cl	25.0	66.0	0.0	1.0
PR47	Na-Cl	82.5	18.0	0.0	2.5
MEC9	Na-Cl	89.0	12.0	2.0	1.0
PR172	Na-Cl	91.0	7.0	0.0	2.5
MEC67	Na-Cl	98.0	3.0	0.0	2.5
PR72	Na-Cl	80.0	20.0	0.0	0.80
Agua de Inyección	Ca-Cl	4.0	78.0	0.0	19.0
Agua de mar	Na-Cl	70.0	29.0	0.0	2.5
Agua Congenita	Na-Cl	60.0	38.0	0.0	2.0

S₁.- Salinidad Primaria

S₂.- Salinidad Secundaria

A₁.- Alcalinidad Primaria

A₂.- Alcalinidad Secundaria

CUERPO “D”.

Tabla 4.18 Resultados de la interpretación del diamante central del diagrama Piper.

POZO	Tipo	S ₁	S ₂	A ₁	A ₂
No.	de Agua	Salinidad Primaria	Salinidad Secundaria	Alcalinidad Primaria	Alcalinidad Secundaria
ESC179	Na-Cl	90.0	8.0	0.0	2.0
TAL10	Na-Cl	92.0	8.5	0.0	0.8
MEC12	Na-Cl	52.0	48.0	0.0	4.0
PAL102	Na-Cl	95.0	5.0	0.0	0.85
PR56	Na-Cl	40.0	60.0	0.0	0.05
PR189	Na-Cl	78.0	24.0	0.0	1.5
PR74	Ca-Na-Cl	30.0	68.0	0.0	3.0
Agua de Inyección	Ca-Cl	4.0	78.0	0.0	19.0
Agua de mar	Na-Cl	70.0	29.0	0.0	2.5
Agua Congenita	Na-Cl	60.0	38.0	0.0	2.0

S₁- Salinidad Primaria
S₂- Salinidad Secundaria

A₁- Alcalinidad Primaria
A₂- Alcalinidad Secundaria

CUERPO “ab”.

Tabla 4.19 Resultados de la interpretación del diamante central del diagrama Piper.

POZO	Tipo	S ₁	S ₂	A ₁	A ₂
No.	de Agua	Salinidad Primaria	Salinidad Secundaria	Alcalinidad Primaria	Alcalinidad Secundaria
PR84	Na-Cl	98.0	0.0	1.0	0.5
PR365	Na-Cl	84.0	18.0	0.0	1.5
PR116	Na-Cl	78.0	27.0	0.0	1.5
PR63	Na-Cl	77.0	25.0	0.0	1.5
MEC30	Na-Cl	79.0	20.0	0.0	2.0
PR301	Na-Cl	69.0	32.0	0.0	1.0
MEC97	Na-Cl	88.0	12.0	0.0	1.0
Agua de Inyección	Ca-Cl	4.0	78.0	0.0	19.0
Agua de mar	Na-Cl	70.0	29.0	0.0	2.5
Agua Congenita	Na-Cl	60.0	38.0	0.0	2.0

S₁- Salinidad Primaria
S₂- Salinidad Secundaria

A₁- Alcalinidad Primaria
A₂- Alcalinidad Secundaria

Las Tablas 4.16, 4.17, 4.18 y 4.19, muestran los resultados de la interpretación del diamante central del diagrama Piper. De acuerdo con esta clasificación se observa que 42.85 % de las aguas asociadas al yacimiento Tamabra del cuerpo "A" son básicamente aguas de tipo Cloradas-Sódicas, aunque dentro de ellas es posible distinguir dos agrupaciones, una de las cuales cubre el 42.85 % de los pozos que contienen mayor cantidad de calcio, lo que les confiere un carácter Clorurado- Sódico-Cálcico. El pozo Poza Rica 54 es el único que produce agua de tipo Clorada-Cálcica.

El 85.71 % de las aguas asociadas al cuerpo "BC" son básicamente aguas de tipo Cloradas-Sódicas, no obstante el pozo Poza Rica 59, es el único que produce agua de tipo Clorada-Sódico-Cálcica.

En el caso del Cuerpo "D" se observa que el 85.71% de las aguas asociadas al yacimiento Tamabra son básicamente aguas de tipo Cloradas-Sódicas, pues el pozo Poza Rica 74 es el único que produce agua de tipo Clorada-Sódico-Cálcica. Las aguas asociadas al cuerpo "ab" son básicamente aguas de tipo Cloradas-Sódicas cubriendo el 100 % de las muestras.

Las aguas producidas por el yacimiento Tamabra presentan predominantemente salinidad primaria (S_1) y salinidad secundaria (S_2), que las clasifica dentro de la clase 4, la cual pertenece al grupo de aguas de mar y salmueras. También podemos observar que contiene valores de alcalinidad secundaria (A_2), en menor cantidad, que las incluye además en el grupo de aguas superficiales o de clase 3.

Es importante observar que el agua tratada de inyección del Campo Poza Rica corresponde al tipo Clorada-Cálcica, pues, presenta predominantemente salinidad primaria (S_1), salinidad secundaria (S_2) y alcalinidad secundaria (S_2), que de acuerdo a la clasificación de Palmer¹⁸ pertenece al grupo de aguas superficiales. Mientras que las aguas de mar y congénita pertenecen al grupo de aguas Cloradas-Sódicas o clase 3 correspondientes a aguas de mar o salmueras.

IV.3.2 Método de clasificación de aguas subterráneas de Sulin.

Para el estudio de esta sección se utilizaron cuatro muestras de agua producida del cuerpo "A" y dos muestras del cuerpo "BC", del periodo de explotación primaria del yacimiento Tamabra (antes de iniciar la inyección de agua en 1951), además, se incluyó la composición química del agua recuperada en el pozo exploratorio Poza Rica 233, del cual, uno de los

objetivos al perforarlo era investigar la capacidad de almacenamiento en las formaciones Jurásicas.

Para caracterizar el tipo genético del agua de formación asociada a los yacimientos Tamabra y Tepexic, se procedió a la aplicación del sistema de clasificación de aguas asociadas a yacimientos de hidrocarburos propuestos por Sulin.

Sulin (1946), propuso un sistema de clasificación de aguas asociadas a yacimientos de hidrocarburos, obteniendo cuatro grupos principales. Posteriormente Bojarski⁴⁶ (1970), modificó la clasificación de Sulin introduciendo el concepto de tiempo de residencia de dichas aguas. Esta metodología utiliza las siguientes relaciones:

Tipo de agua	Implicaciones Hidrodinámicas
I.- Continentales (Sulfatadas-Sódicas) $Na^+ / Cl^- > 1, (Na^+ - Cl^-) / SO_4^{-2} < 1$	Porción superior de cuencas sedimentarias, asociadas a zonas
II.- Continentales (bicarbonatadas-Sódicas) $Na^+ / Cl^- > 1, (Na^+ - Cl^-) / SO_4^{-2} > 1$	hidráulicamente activas "Intenso intercambio de agua".
III.- Marinas (Cloruradas-magnésicas) $Na^+ / Cl^- < 1, (Cl^- - Na^+) / Mg^{+2} < 1$	"Zona Transicional"
IV.- Aguas Profundas (Cloruradas-Cálcicas) $Na^+ / Cl^- < 1, (Cl^- - Na^+) / Mg^{+2} > 1$	"Zona profundas, asociadas a largos periodos de residencia".

Con estas relaciones, se elaboró un diagrama que delimita cuatro regiones definidas por las desigualdades $(Cl^- - Na^+) / Mg^{+2}$, $(Na^+ - Cl^-) / SO_4^{-2}$, en el eje de las abscisas (superior e inferior) y la relación Na^+ / Cl^- en el eje de las ordenadas. Los iones evaluados bajo estas relaciones se ubican en los cuadrantes I, II, III y IV, lo que permite establecer la clasificación del tipo de agua al que pertenece la muestra de agua analizada.

Las Tabla 4.20 presenta la composición química con la cual se realizó la clasificación de las aguas de la Formación Tamabra y del Jurásico en el pozo Poza Rica 233. Los valores de esta información fueron incorporados de acuerdo al diagrama Sulin, obteniéndose la interpretación para cada una de las aguas analizadas, ver (Figura 4.36).

Tabla 4.20 Composición iónica de las aguas asociadas a los yacimientos Tamabra y Jurásico de acuerdo a método de Sulín¹⁰.

POZO No.	Formación Tipo	Profundidad (m)	Fecha Mes-Año	Cationes (epm)			Aniones (epm)			Conc.Total (epm)	Sulín Tipo de Agua
				Na ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁼		
Cuerpo "A"											
MEC10	K.Tamabra	2,398.00	Abr-45	969.01	554.89	108.55	1,622.00	3.69	7.50	3,265.63	Clorada-Cálcica
PR54	K.Tamabra	2,243.10	Ene-47	119.60	229.54	106.90	437.24	14.26	8.33	915.87	Clorada-Cálcica
PR87	K.Tamabra	2,320.50	Oct-48	495.42	335.13	40.21	853.09	3.79	13.80	1,741.44	Clorada-Cálcica
PR85	K.Tamabra	2,251.00	Oct-48	793.10	499.55	86.18	1,355.37	3.79	6.04	2,744.03	Clorada-Cálcica
Cuerpo "BC"											
PR44	K.Tamabra	2,257.00	Ago-44	412.92	135.43	24.09	555.77	2.82	14.18	1,145.21	Clorada-Cálcica
PR59	K.Tamabra	2,153.50	Sep-48	100.17	115.02	32.07	229.68	3.79	13.95	494.68	Clorada-Cálcica
Jurásico											
PR233	Jurásico	3001.5	May-70	19,188	1,000	150	31,554	293	92	52,277	Clorada-Cálcica

En la Figura 4.40 se puede observar el diagrama de Sulín para las muestras de agua analizadas en este estudio, los pozos en color azul marino pertenecen al cuerpo "A" y los de color azul cielo al cuerpo "BC". Y el agua de la Formación Jurásico en color marrón. Todas las muestras se ubicaron en el cuadrante IV, el cual, les confiere una clasificación de tipo Cloradas-Cálcicas, relacionadas a zonas profundas que se encuentran aisladas e hidráulicamente no muy activas (estancadas).

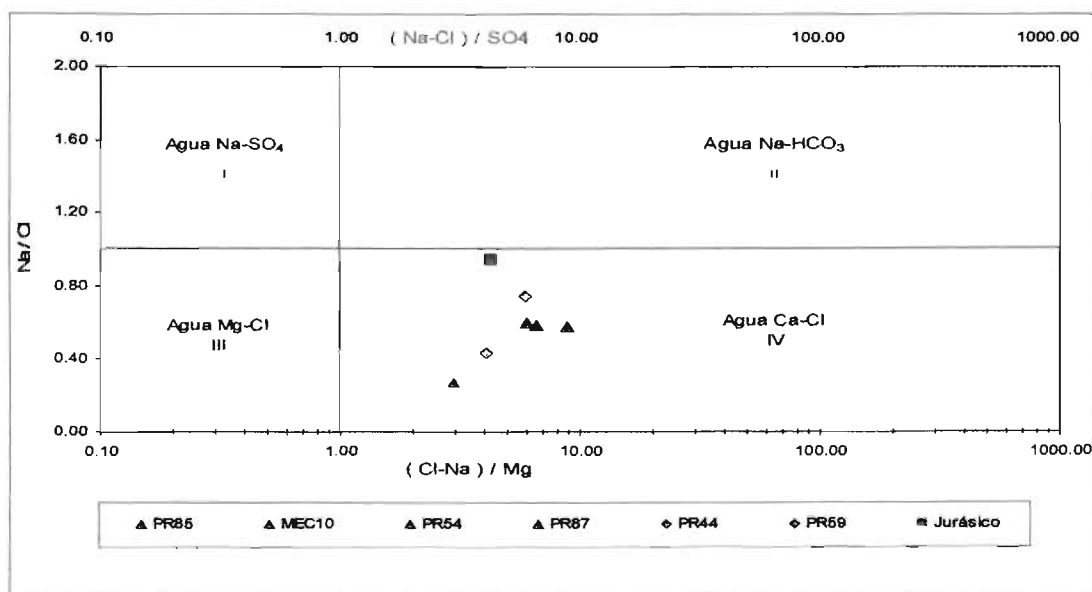


Fig. 4. 40 Distribución de las aguas de formación de los yacimientos Tamabra y Jurásico en un diagrama de Sulín¹⁰.

Generalmente la composición de las aguas asociadas a yacimientos petroleros depende de la cantidad de los constituyentes disueltos y de su origen, en este caso, de acuerdo a la clasificación propuesta por Sulin, la composición del agua congénita sugiere haber sido generada por rocas profundas asociadas a largos periodos de residencia.

Para comprender e interpretar claramente los resultados de la metodología de Sulin, se buscó encontrar una razón que sustentara el origen planteado. Se procedió a correlacionar el agua de formación asociada al yacimiento de edad Jurásico del Campo Poza Rica y el agua producida por los pozos del yacimiento Tamabra, a través de los eventos geológicos ocurridos durante la evolución de la formación del Golfo de México, tiempo en el que se depositaron grandes espesores de rocas, dentro de las cuales pudieron existir rocas de origen evaporítico, que probablemente influenciaron a las formaciones suprayacentes, por efectos de disolución. No se tienen evidencias de domos salinos y mucho menos de tectónica salina.

El conocimiento que se tiene sobre los ambientes sedimentarios de las rocas Jurásicas emplazadas por debajo del yacimiento Tamabra, han sido estudiados entre otros por Marhx Rojano⁴⁵ (1990), a través de Estudios de Paleosedimentología de la Gerencia de Exploración Región Norte, en cuya investigación se planteó evaluar el potencial petrolero de los sedimentos calcáreos de la Formación Tepexic, por medio de diversos estudios de geología, geofísica e información proporcionada por la perforación de los pozos exploratorios Poza Rica 204 y 233 los cuales tuvieron objetivos Jurásicos.

A través del análisis de los antecedentes de perforación y terminación de los dos pozos exploratorios se pudo encontrar lo siguiente; el pozo exploratorio Poza Rica 204 se probó en el intervalo 3024-3089 m, perteneciente a la Formación Tepexic del Jurásico, en mayo de 1959, aportando 296 bpd, 0 % de agua y una relación gas-aceite de 90 m³/m³. Se mantuvo produciendo hasta el año de 1961 registrando un gasto final 6 bpd, 0 % de agua y una relación gas-aceite de 350 m³/m³. Actualmente se encuentra abierto a producción a través del cuerpo "ab" del yacimiento Tamabra.

El pozo Poza Rica 233, se disparó en el intervalo 2998-3005 m perteneciente a la Formación Tepexic del Jurásico, en marzo de 1970, aportando 208 bpd, 50 % de agua y una relación gas-aceite de 100 m³/m³.

Se mantuvo produciendo cerca de dos meses registrando un gasto final 50 bpd, 57 % de agua con una salinidad de 64,000 ppm y una relación gas-aceite de $560 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Se taponó por ser económicamente incosteable. Cabe mencionar que durante el tiempo que se explotó se recuperó una muestra de agua, la cual fue analizada y es la única evidencia que permitió hacer una correlación entre las agua de la Formaciones Tamabra y Tepexic, ver Tabla 4.19.

La Figura 4.41 es una sección sísmica que muestra la depresión geológica con rocas sedimentarias flanqueadas por los altos de basamento de Poza Rica y Tuxpan Tecolutla. En la misma, se puede observar los reflectores sísmicos de roca sedimentaria de los yacimientos Tamabra y Tepexic.

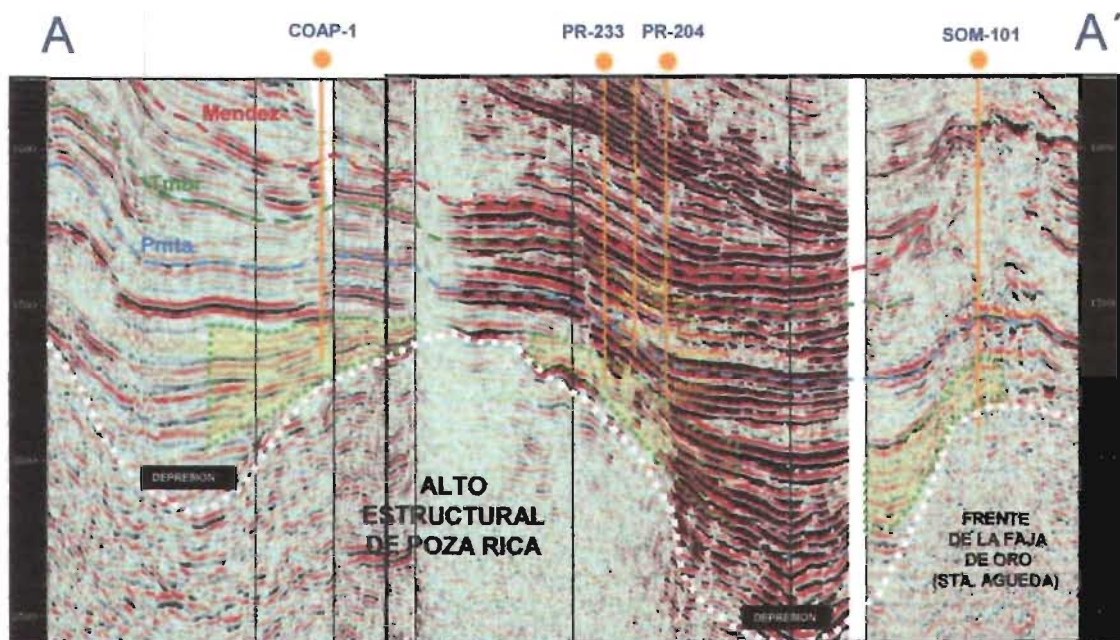


Figura. 4.41 Depresión geológica identificada por los reflectores sísmicos de roca sedimentaria de probable edad Jurásico Medio o más antigua.

Vista Tridimensional de los yacimientos Poza Rica y Santa Águeda, observándose la posición de los pozos exploratorios que alcanzaron rocas Jurásicas.

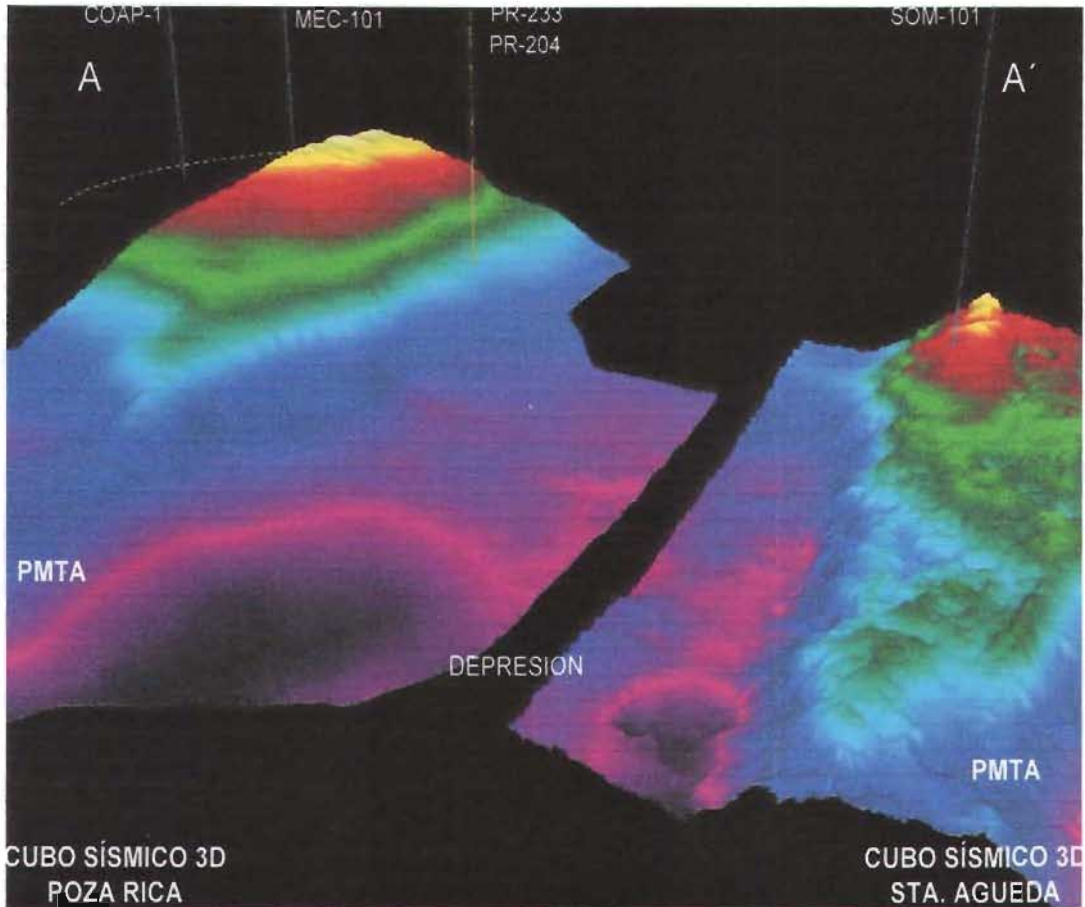


Figura. 4. 42 Cubo sísmico “3D” de los yacimientos Poza Rica y Santa Águeda.

Utilizando la metodología de Sulin (1946), se verificó la procedencia del agua producida por los cuerpos “A” y “BC”. Los cálculos que se realizaron con correspondencia a la línea evaporítica teórica, muestran que al incorporar los datos al diagrama de Cl^- vs. Na^+ , se puede observar claramente el ajuste de la mayoría de los puntos de los cuerpos “A” y “BC” del yacimiento Tamabra, con la distribución que guardan los datos del agua recuperada en el pozo Poza Rica 233, Figura 4.43.

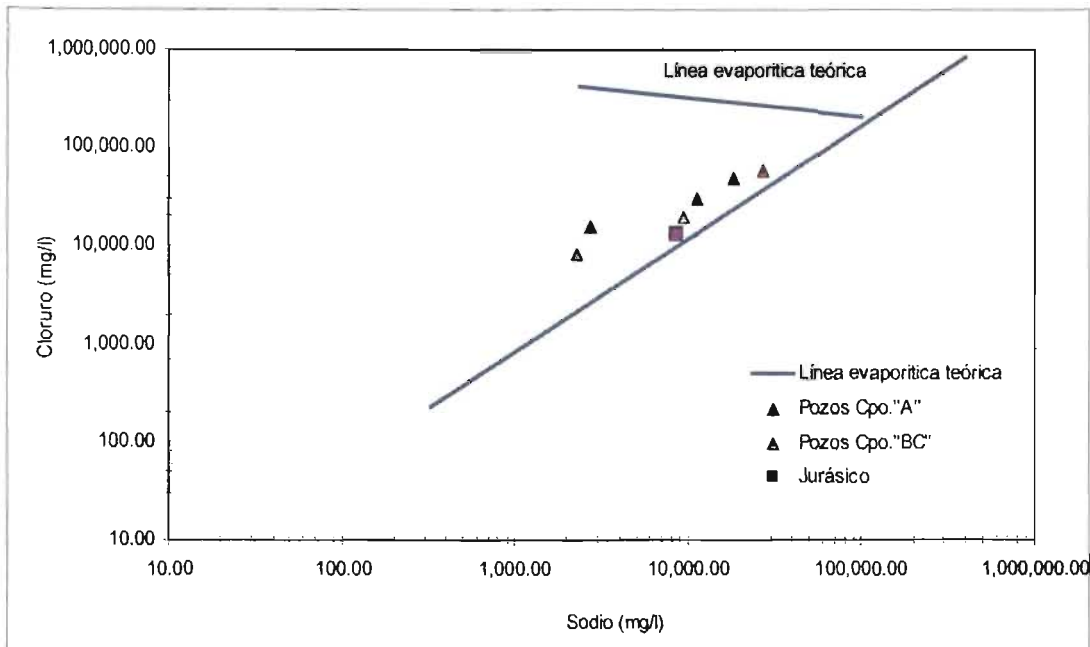


Fig. 4. 43 Diagrama de Cl vs. Na de la línea evaporítica en una cuenca sedimentaria asociada a depósitos evaporíticos del cuerpo "A", "BC" y el pozo Poza Rica 233.

En la Figura anterior se observa que la salinidad de estas aguas pudo tener su origen en la disolución de los depósitos evaporíticos de rocas de probable edad Jurásico medio o más antiguas, las cuales posiblemente fueron depositadas en ambientes de aguas relativamente restringidas. En la misma figura se infiere que el agua procedente del pozo exploratorio Poza Rica 233 tiene un origen asociado a depósitos evaporíticos.

Asimismo, fue posible analizar la interacción iónica entre minerales de la roca y los sólidos disueltos presentes en el agua, para lo cual, se construyeron gráficas de cationes vs. sólidos totales disueltos (STD), y aniones vs. STD, observándose que conforme aumenta la salinidad del agua producida de los cuerpos "A", "BC" y el agua procedente de la Formación Tepexic, el contenido de Cloro se incrementa en forma lineal (Figura 4.44).

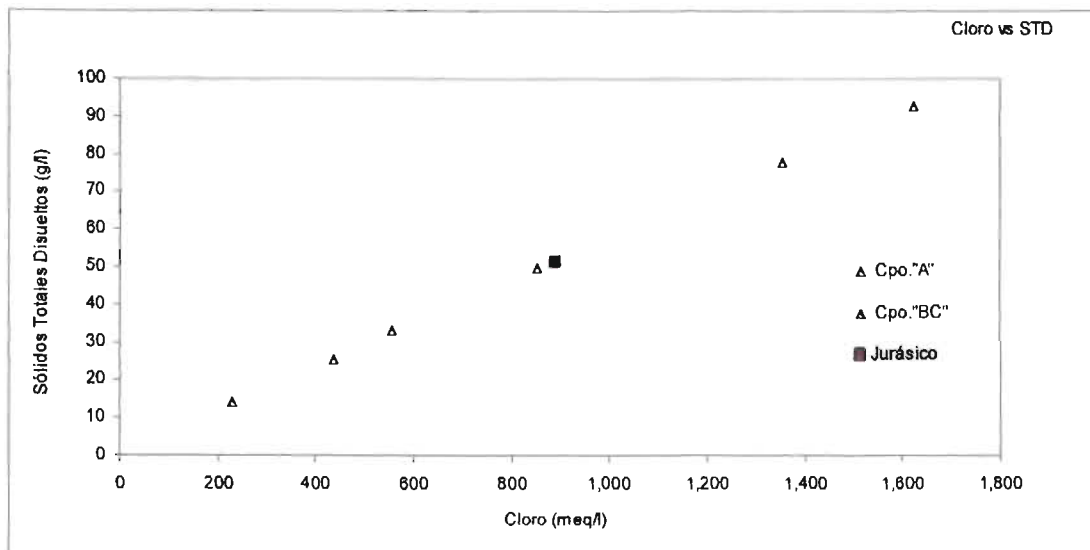


Figura. 4. 44 Concentración de Cl vs. STD de los cuerpos “A”, “BC” y el pozo Poza Rica 233.

El mecanismo que ocurre cuando el Calcio que contiene la roca se intercambia por el Cloro, ocasiona que el agua marina original incremente su concentración de Calcio, a medida que son mayores los periodos de residencia Bojarski⁴⁶ (1970), lo cual da origen a este tipo de composición de agua.

Con base a lo anterior, se puede decir que de acuerdo a la clasificación de Sulin la composición química del agua recuperada en el pozo Poza Rica 233, se encuentra relacionada con cuencas sedimentarias con influencia de rocas evaporíticas e indica, que el agua congénita de los pozos productores en los cuerpos “A” y “BC” de la Formación Tamabra tienen el mismo origen.

Si bien es cierto, que el número de muestras analizadas es mínimo con respecto a la cantidad de pozos que tiene el campo, la interpretación obtenida en esta sección plantea la posibilidad de que el agua congénita del yacimiento Tamabra provenga del Jurásico. Para confirmar el origen del agua del yacimiento del campo Poza Rica se sugiere realizar estudios de radioisótopos u otras técnicas que permitan su caracterización dinámica.

IV.4 Correlación entre unidades litoestratigráficas

Como resultado de la interpretación hidroquímica del comportamiento de las características del agua producida, fue posible correlacionar las unidades litoestratigráficas a través de las cinco etapas de explotación del yacimiento Tamabra del Campo Poza Rica.

Se clasificaron las 91 muestras de agua en base al contenido de sólidos disueltos totales, de las cuales, fue posible establecer que el 11 % se encontraron en el grupo de las aguas asociadas al acuífero, 68 % pertenecen al grupo de tipo marino y 12 % al tipo agua mezclada de formación-inyección. Cabe mencionar que estos valores no son el reflejo actual del campo.

Por medio del análisis del comportamiento hidroquímico de los cuerpos "A", "BC", "D" y "ab" se logró observar que durante los diferentes periodos de explotación del yacimiento Tamabra, en su etapa primaria con seis muestras analizadas de agua congénita de los cuerpos "A" y "BC", el comportamiento hidroquímico presenta variaciones de los cationes Ca^{++} y Mg^{++} , y pocas variaciones en los aniones SO_4^- y HCO_3^- , (Figuras 4.1, 4.2, 4.3 y 4.11). Mientras que para el periodo de explotación denominado de inyección dispersa, solo había tres muestras de los cuerpos "A" y "BC", de las cuales, se observa una reducción considerable en las concentraciones de Ca^{++} y Mg^{++} , probablemente ocasionada por la interacción de las aguas de formación e inyección, que originó la precipitación de depósitos inorgánicos en la formación por incompatibilidad de dichas mezclas, que a su vez provocaron la reducción de estos iones en el agua producida. (Figuras 4.4 y 4.12).

Por otra parte, en el tercer periodo de explotación se incrementó el número de pozos inyectoros en arreglo frontal, utilizando muestras de agua de los cuerpos "A", "BC" y "D".

En el cuerpo "A", se observaron variaciones de los cationes Ca^{++} y Mg^{++} , y escasas variaciones en los aniones SO_4^- y HCO_3^- (Figuras 4.5 y 4.6). Mientras que el cuerpo "BC", un cierto número de pozos muestra patrones de agua similares con cambios insignificantes en su composición iónica, pudiéndose inferir que la mezcla de aguas en esta región de pozos es homogénea, (Figura 4.13). Sin embargo tres pozos presentan variaciones en las concentraciones de Ca^{++} y Mg^{++} , posiblemente ocasionada por una combinación del avance del agua inyectada con alguna precipitación "in-situ" de compuestos insolubles de ambos iones, que al ir contactando el agua de la formación, ocasionó la variación de la composición del agua producida.

El Cuerpo "D" aparentemente no presenta variaciones importantes en los cationes Ca^{++} y Mg^{++} , y en los aniones SO_4^- y HCO_3^- , sin embargo se aprecian variaciones en los iones de mayor concentración, sodio (Na^+) y Cloro (Cl^-), probablemente por la interacción roca-fluidos. (Figuras 4.18, 4.19 y 4.20).

Durante el cuarto periodo de explotación, se tuvieron muestras de agua de los cuerpos "A", "D" y "ab", los diagramas Stiff de estos pozos, muestran nuevamente una reducción en las concentraciones de Ca^{++} y Mg^{++} , probablemente ocasionada por la inestabilidad de la mezcla de aguas de formación y de inyección, que con el tiempo provocan la formación de depósitos inorgánicos en el yacimiento. (Figuras 4.7, 4.21, 4.22, 4.23 y 4.28).

En el quinto periodo de explotación, el comportamiento observado en los diagramas Stiff de los cuerpo "D" y "ab", presentan nuevamente variaciones marcadas en las concentraciones de Ca^{++} y Mg^{++} , ocasionadas posiblemente por la reducción de la inyección de agua en el campo.

En el cuerpo "D", se observaron variaciones de los cationes Ca^{++} y Mg^{++} , y pocas variaciones en los aniones SO_4^- y HCO_3^- (Figuras 4.24 y 4.25). Mientras que el cuerpo "ab", tres pozos muestran patrones de agua similares con cambios insignificantes en su composición iónica, pudiéndose concluir que la mezcla de aguas en esta región de pozos es homogénea, y, que probablemente exista comunicación vertical con el cuerpo "D", donde se tiene inyección de agua y mayor intercambio iónico. Sin embargo, el resto de pozos presentan variaciones en las concentraciones de Ca^{++} y Mg^{++} , posiblemente ocasionadas por el desequilibrio químico que han experimentado las múltiples mezclas de agua de formación Inyección. (Figuras 4.29, 4.30 y 4.31).

En general, los diagramas Stiff muestran que el comportamiento hidroquímico de los cuerpos productores "A", "BC", "D" y "ab", a través de sus etapas de explotación, exhiben patrones de agua muy complejos (Figuras 4.9, 4.16, 4.26 y 4.32).

Mediante los diagramas concentración vs iones, fue posible observar el comportamiento iónico para cada cuerpo, alcanzándose a distinguir las mayores dispersiones existentes en los cationes Ca^{++} , Mg^{++} y ligera dispersión en los aniones SO_4^- y HCO_3^- . Los iones de mayor concentración sodio Na^+ y cloro Cl^- , presentan un comportamiento relativamente uniforme con pocas variaciones iónicas. (Figuras 4.10, 4.17, 4.27 y 4.33).

La metodología de los diagramas Piper, permitieron establecer que las muestras de agua de los diferentes cuerpos, presentan una composición relativamente homogénea; es decir, no se observan cambios significativos en su composición química, a pesar del rango que presenta la concentración de sólidos totales disueltos.

La aplicación del método de Sulin (1946), plantea la posibilidad de que el agua congénita del yacimiento Tamabra provenga de la Formación Jurásico, clasificándolas como aguas Cloradas-Cálcicas, relacionadas a zonas profundas que se encuentran aisladas e hidráulicamente no muy activas (estancadas). Quedando abierta la posibilidad de realizar estudios de radioisótopos u otras técnicas que permitan caracterizar dinámicamente al yacimiento Tamabra del Campo Poza Rica y se confirme el origen del agua determinado en este capítulo.

En general, se puede decir, que las metodologías aplicadas en este trabajo permitieron establecer que el yacimiento Tamabra en su columna estratigráfica presenta un rango relativamente homogéneo en la composición de las aguas asociadas a los cuerpos productores, que indica que existe comunicación hidráulica entre ellos a través de eventos geológicos como; fallas, fracturas etc.

Es importante mencionar, que en algunas regiones del yacimiento los cuerpos "A", "BC", "D" y "ab", se comportan como unidades independientes a nivel local, con horizontes compactos que se han definido con la ayuda de los registros eléctricos y/o núcleos. No es sencillo identificar regiones que presenten este comportamiento, pues aún, cuando se tienen evidencias de esta condición, el inconveniente que se presenta para el análisis hidroquímico radica en la falta de muestras de agua en cada cuerpo.

Capítulo V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN PRELIMINAR DE LA PRUEBA REALIZADA CON TRAZADORES QUÍMICOS EN EL CAMPO POZA RICA.

V.1 Objetivo de la Prueba.

El proyecto de inyección de trazadores en el Campo Poza Rica, se inició en septiembre del 2001 con la prueba de multitrizado "Interwell Tracer Poza Rica Field" por la *Compañía ProTechnics*. El objetivo de la prueba en su primera fase se desarrolló en una porción del yacimiento, a la que se llamó Área I, la cual, fue diseñada e implementada bajo un programa de inyección de trazadores químicos con denominación IWT para investigar la comunicación entre siete pozos inyectoros y treinta y seis pozos productores. Los objetivos de la prueba fueron los siguientes:

- Identificar en esta porción del yacimiento la posible presencia de canales preferenciales de flujo a través de los cuerpos productores "BC, D y ab".
- Determinar la magnitud de cualquier comunicación desarrollada entre los cuerpos productores de los pozos productores e inyectoros.
- Identificar posibles barreras de flujo entre unidades de flujo.
- Reconocer y delinear cualquier permeabilidad direccional y/o tendencias de fracturas naturales que pudieran existir.
- Identificar la comunicación vertical ascendente entre los cuerpos productores influenciados por la inyección.

Cabe mencionar, que el diseño y desarrollo operativo del proyecto estuvieron a cargo del personal de la *Compañía ProTechnics*.

V.2 Diseño y desarrollo de la prueba de multitrizado.

Para el diseño del programa de trazadores se utilizó un modelo estratificado de yacimiento y el simulador de aceite negro pseudo-composicional llamado MERLIN y APPRENTICE, de la *Compañía ProTechnics*. Las suposiciones iniciales hechas en el modelo fueron las siguientes:

- Una permeabilidad promedio de 60 md.
- Los gastos de los pozos inyectoros fueron simulados de tal forma que la presión original se mantuviera.
- La permeabilidad vertical entre el conjunto de cuerpos fue de 6.2 md.
- Se supusieron dos coeficientes de Dykstra Parsons 0.5 (medio relativamente homogéneo) y 0.8 (medio relativamente heterogéneo).
- La permeabilidad más alta fue supuesta en el cuerpo mas bajo, para este caso el coeficiente de Dykstra Parsons fue de 0.8.

El modelo se corrió y se revisaron los gastos de los pozos individualmente. Cuando el ajuste no fue satisfactorio se supuso un nuevo coeficiente de Dykstra Parsons y se repitieron las etapas de simulación.

Por otra parte, no fue posible conocer detalles del modelo como; el ajuste de presión-producción, malla de simulación, tablas hidráulicas, etc. Del análisis del informe elaborado por la *Cía. ProTechnics*, es posible identificar las siguientes limitaciones: No se consideró echado en la formación, un valor de permeabilidad promedio para todo el yacimiento, no se consideraron patrones de fracturamiento, las permeabilidades efectivas que proporcionó PEMEX difieren de las que se emplearon en el modelo de simulación. Asimismo, en esta simulación se consideraron únicamente trece pozos observadores.

De los resultados de la simulación se pudo predecir la distribución de agua inyectada a varios tiempos, los gastos de producción de cada pozo activo durante la prueba, también se estimaron los requerimientos de material trazante y el programa de muestreo, y finalmente, los tiempos de irrupción del trazador en todos los pozos productores del área de estudio.

Es conveniente mencionar que el análisis del comportamiento de los trazadores que se establece a continuación se realizó en colaboración con el Dr. Jesús Rivera Rodríguez, como parte de sus actividades de asesoría al Proyecto Integran Poza Rica.

La Tabla 5.1 Presenta las cantidades y volúmenes de los trazadores inyectados por pozo, y la fecha de inyección ⁷ en el Área I, conforme a los resultados de la simulación proporcionada por *ProTechnics*.

Pozo Inyector (Trazador)	Cantidad de trazador inyectado, Kg	Volumen de trazador inyectado, Gal.	Fecha y duración de la operación
PR-105 (IWT1200)	32	98	5 julio 2003 8 a 10:45
PR-133 (IWT1900)	5	25	5 julio 2003 11:30 a 14:00
MEC-55(IWT1000)	32	98	5 julio 2003 14:00 a 16:00
MEC-53(IWT1300)	5	15	5 julio 2003 14:45 a 17:00
MEC-58(IWT1100)	32	98	5 julio 2003 16:15 a 18:15
MEC-42(IWT1400)	8	15	5 julio 2003 12:45 a 18:00
MEC-52(IWT1800)	5	15	6 julio 2003 9:35 a 11:25

Respecto a la selección, volúmenes y concentración de los trazadores, la *Compañía Protechnics* informó que la composición química de los trazadores seleccionados para la prueba del Área I, son de la familia de los ácidos carboxílicos.

Acercas de la absorción del trazador en la roca, la *Compañía* ha conducido una serie de pruebas desplazando estos trazadores a través de muestras de roca de bajo, medio y alto contenido de arcillas para evaluar la absorción de los mismos en la roca. Aquellos que mostraron más del 15% absorción fueron descartados. Los trazadores IWT utilizados, denominados con el nombre genérico IWT, seguido de un número tienen un rango de absorción de 0 al 15 % (posiblemente determinado en arenas), por lo que se considera conveniente determinar si en el caso de rocas carbonatadas se mantiene el mismo rango de adsorción. La concentración de inyección reportada por *ProTechnics* fue de 1 ppm.

El objetivo del programa de muestreo fue monitorear la respuesta del trazador en los pozos observadores para así obtener un número suficiente de muestras para poder definir una curva de variaciones en la concentración de trazador por pozo.

La propuesta inicial del estudio, basada en los resultados de la simulación de trazadores fue diseñada para un periodo de seis meses; debido a la pobre información sobre la heterogeneidad de la formación, el programa de muestreo propuesto originalmente fue modificado durante el curso de este estudio.

Se propuso reunir una muestra por día por pozo durante los primeros cinco días, después de la inyección, para detectar cualquier llegada temprana de trazador a cualquier pozo productor, y posteriormente, reunir una muestra por semana por pozo durante un periodo de diez meses.

Se agregaron un número de pozos productores al programa tiempo después de haberse inyectado los trazadores. Por lo cual, estos pozos no fueron muestreados al inicio del proyecto. Aún faltando la información de los pozos agregados, los resultados obtenidos del análisis de la muestras permitieron obtener valiosa información acerca de la comunicación y/o heterogeneidad del yacimiento.

Respecto al equipo de medición y detección, las muestras recibidas fueron registradas en el banco de datos Spectrafluid, los detalles de las muestras fueron anotados y se asignó un número único de identificación a cada muestra.

Las muestras fueron seleccionadas para su análisis basándose en el programa de muestreo y una vez seleccionadas se procedió de la siguiente manera:

- Se midió el volumen de la muestra y se ajustó su pH.
- Los trazadores IWT fueron extraídos de la fase acuosa de la muestra.
- Los trazadores IWT fueron modificados químicamente para facilitar su detección.
- Se detectó la presencia de los trazadores por combinación cromatografía y espectrometría de masa.
- La concentración mínima detectable fue de 50 ppt (partes por trillón).

La siguiente Tabla muestra los pozos inyectores, intervalos y cuerpos en los que se realizó la inyección, los trazadores inyectados y su concentración másica, así como los gastos de inyección durante el primer mes de la prueba en estos pozos y el porcentaje del total inyectado que aportó cada uno de los pozos.

Tabla 5.2 Datos básicos de la inyección de los siete trazadores en el Área I

Pozo	Intervalo (m)	Cuerpo	Trazador	Concentración Másica Inyectada g/l	Gasto de Inyección BPD (al 31.07.02)	% por pozo de la inyec- ción. total
PR105	2164-2178	D	IWT1200	86.27	1558	9
PR133	2241-2271	D-BC	IWT1900	52.84	1698	10
MEC42	2171-2215	D	IWT1400	140.91	1326	8
MEC52	2237-2259	D	IWT1800	88.07	4883	29
MEC53	2180-2226	D	IWT1300	88.07	2625	16
MEC56	2292-2317	BC	IWT1000	86.27	2499	15
MEC58	2275-2292	BC	IWT1100	86.27	1986	12

Los datos de la historia de inyección que cubren el periodo de la prueba de multitrizado en el Área I se encuentran en la Tabla 5.3 y en la Fig 5.1, a continuación:

El gasto global inyectado por los 7 pozos fue de 16,645 BPD, al 31.07.02, repartido con los caudales por pozo y su porcentaje, conforme a las cifras mostradas en la Tabla 5.2. Por otra parte, la Tabla 5.3 muestra la historia de inyección de los pozos donde se inyectó trazador en el periodo del 31.01.02 al 30.09.03, el cual incluye el periodo donde se llevó a cabo la prueba de multitrizado (julio 2002 a marzo de 2003).

La siguiente Tabla muestra los datos de gastos inyectados en los pozos del Área I donde se inyectó trazador, incluyendo el lapso que comprendió la prueba de multitrizado.

Tabla 5.3 Gastos inyectados en los pozos del Área I durante la prueba de multitrizado.

FECHA	PR105	PR133	MEC53	MEC55	MEC42	MEC52	MEC58
dia/mes/año	BWPD	BWPD	BWPD	BWPD	BWPD	BWPD	BWPD
31/01/02	1,341	1,654	3,445	0	2317	2,120	2,081
28/02/02	1,359	1,694	3,532	0	2518	1,794	1,772
31/03/02	1301	1,761	3,548	0	2847	1,689	1,748
30/04/02	1336	1,784	3,489	0	2471	2,094	1,905
31/05/02	1465	1,718	3,419	0	2261	2,856	2,316
30/06/02	1591	1,694	3,249	0	1854	4,091	1,711
31/07/02	1558	1,698	2,625	2,499	1326	4,863	1,986
31/08/02	1570	2,302	2,797	2,972	1138	4,183	1,951
30/09/02	761	1,461	2,932	0	1310	4,057	1,558
31/10/02	849	609	3,011	0	1276	3,360	2,320
30/11/02	52	551	2,881	0	1111	3,311	2,199
31/12/02	0	0	0	0	0	0	0
31/01/03	400	764	2,929	0	1370	3,916	2,473
28/02/03	404	781	3,036	0	1455	4,105	2,571
31/03/03	403	1,093	3,305	0	1313	4,685	2,758
30/04/03	387	1,317	3,182	0	1183	4,572	2,679
31/05/03	410	1,298	2,975	0	1189	4,326	2,600
30/06/03	408	1,267	2,933	0	1201	3,542	3,543
31/07/03	315	1,263	2,749	0	1261	4,260	2,637
31/08/03	153	1,183	1,846	0	1087	4,072	2,408
30/09/03	137	1,241	1,592	0	941	3,650	2,112

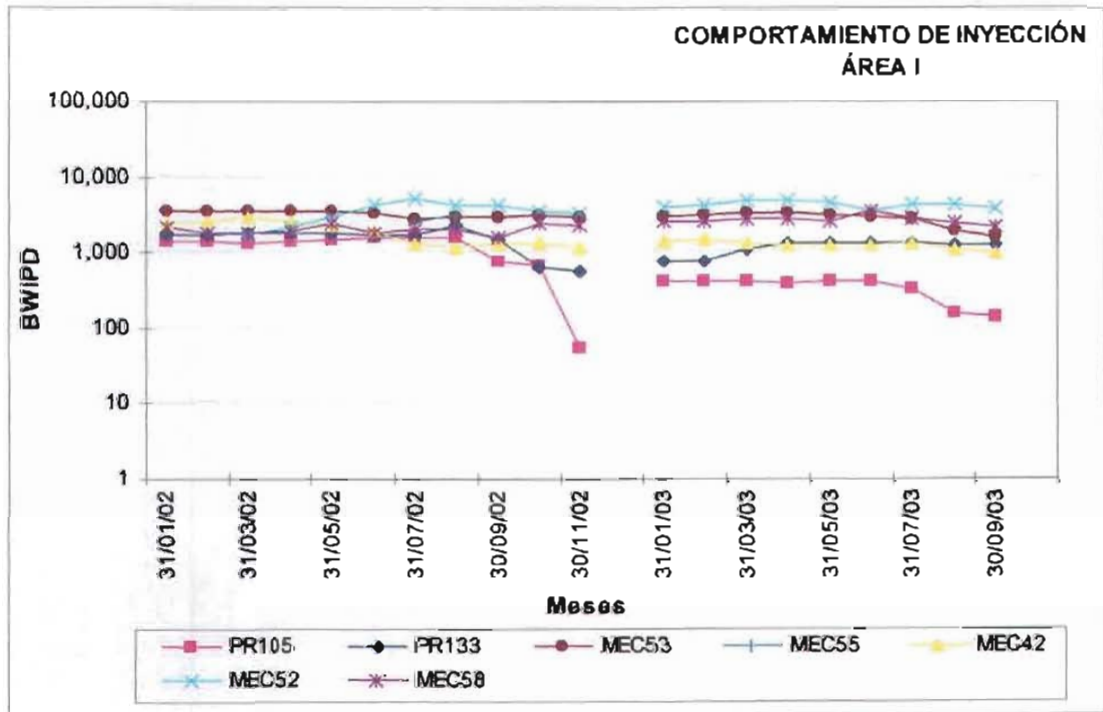


Fig. 5.1 Representación gráfica de la historia de la Inyección en los pozos inyectoros de trazadores en el Área I, incluyendo la prueba de multitrizado.

En la Tabla 5.4 y la Fig. 5.2 se consignan los volúmenes mensuales de agua inyectada, tanto por pozo, como el total mensual durante el lapso de duración de la prueba de multitrizado en el Área I. De esta tabla puede observarse que durante la mayor parte de la prueba, los volúmenes totales mensuales inyectados estuvieron en el rango promedio de los 350,000 barriles, con excepción de los primeros meses y el último, así como en el mes de diciembre, en el que se suspendió la inyección de agua.

Tabla 5.4 Volúmenes mensuales de agua y total mensual inyectados durante el lapso de la prueba en los pozos inyectoros de trazadores del Área I.

Volúmenes Mensuales Inyectados por Pozo, MBLS								
Fecha	PR105	PR133	MEC53	MEC55	MEC42	MEC52	MEC58	Total
Jul-02	48.29	52.64	81.36	77.46	41.09	151.36	61.56	513.77
Ago-02	47.09	69.05	83.92	89.16	34.15	125.50	58.53	507.40
Sep-02	23.58	45.28	90.89	0.00	40.62	125.76	48.30	374.43
Oct-02	19.48	18.27	90.33	0.00	38.27	100.81	69.59	336.75
Nov-02	1.61	17.09	89.31	0.00	34.45	102.63	68.18	313.27
Dic-02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ene-03	12.42	23.68	90.79	0.00	42.47	121.38	79.69	370.42
Feb-03	11.30	21.30	85.02	0.00	40.75	114.94	77.23	350.55
Mar-03	12.48	33.88	102.46	0.00	40.69	145.23	83.04	417.78

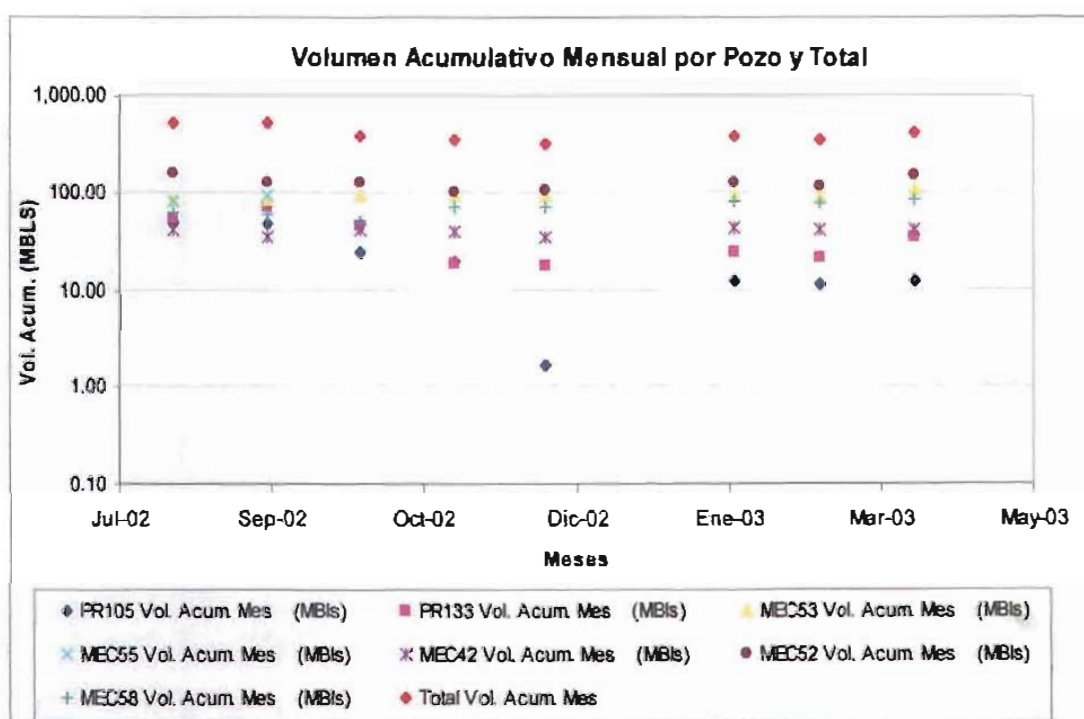


Fig. 5.2 Volúmenes mensuales y totales por mes de agua inyectada en los pozos que inyectaron trazador, durante el transcurso de la prueba.

La Tabla 5.5 muestra los volúmenes acumulativos de agua inyectados por pozo y sus totales durante la duración de la prueba, observándose que se habían inyectado 3'184,370 barriles de agua, repartidos entre los siete pozos inyectoros, con el desglose mostrado en dicha tabla.

Tabla 5.5 Volúmenes acumulativos de agua inyectados por pozo y totales durante la prueba.

Volúmenes Inyectados Acumulativos Globales por Pozo, MBLS								
Fecha	PR105	PR133	MEC53	MEC55	MEC42	MEC52	MEC58	Total
Jul-02	48.29	52.64	81.36	77.46	41.09	151.36	61.56	513.77
Ago-02	95.38	121.69	165.28	166.62	75.24	276.86	120.10	1,021.17
Sep-02	118.96	166.97	256.17	166.62	115.85	402.62	168.40	1,395.60
Oct-02	138.45	185.23	346.50	166.62	154.12	503.43	237.99	1,732.35
Nov-02	140.06	202.33	435.81	166.62	188.57	606.06	306.17	2,045.62
Dic-02	140.06	202.33	435.81	166.62	188.57	606.06	306.17	2,045.62
Ene-03	152.47	226.00	526.60	166.62	231.04	727.44	385.86	2,416.04
Feb-03	163.78	247.31	611.62	166.62	271.79	842.38	463.09	2,766.59
Mar-03	176.26	281.19	714.08	166.62	312.49	967.61	546.13	3,184.37

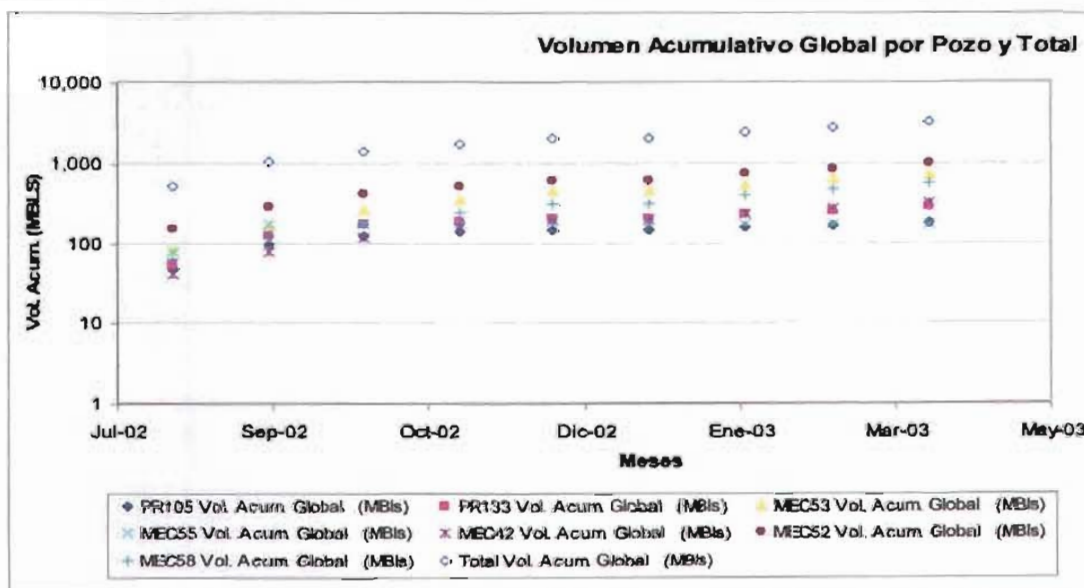


Fig. 5.3 Comportamiento de los volúmenes acumulativos de agua inyectados por pozo y totales durante la prueba.

La Tabla 5.6 y la Fig. 5.4 muestran los porcentajes mensuales de agua inyectada, respecto del volumen total inyectado durante la prueba de 3,184, 370 barriles de agua a la conclusión del proyecto. Como puede verse en esta tabla, durante la mayor parte del proyecto se estuvo inyectando un promedio del 11 % del total de agua inyectada durante la prueba, exceptuando los dos primeros meses y el último, así como el mes de diciembre, en el que se suspendió la inyección.

La Tabla 5.6 Porcentajes mensuales de agua inyectada, respecto del volumen total inyectado.

FECHA	Vol. Acum. Inyectado Mensual (MBIs)	Vol. Tot. Inyectado (%)
Jul-02	513.77	16.13
Ago-02	507.40	15.93
Sep-02	374.43	11.76
Oct-02	336.75	10.58
Nov-02	313.27	9.84
Dic-02	0.00	0.00
Ene-03	370.42	11.63
Feb-03	350.55	11.01
Mar-03	417.78	13.12

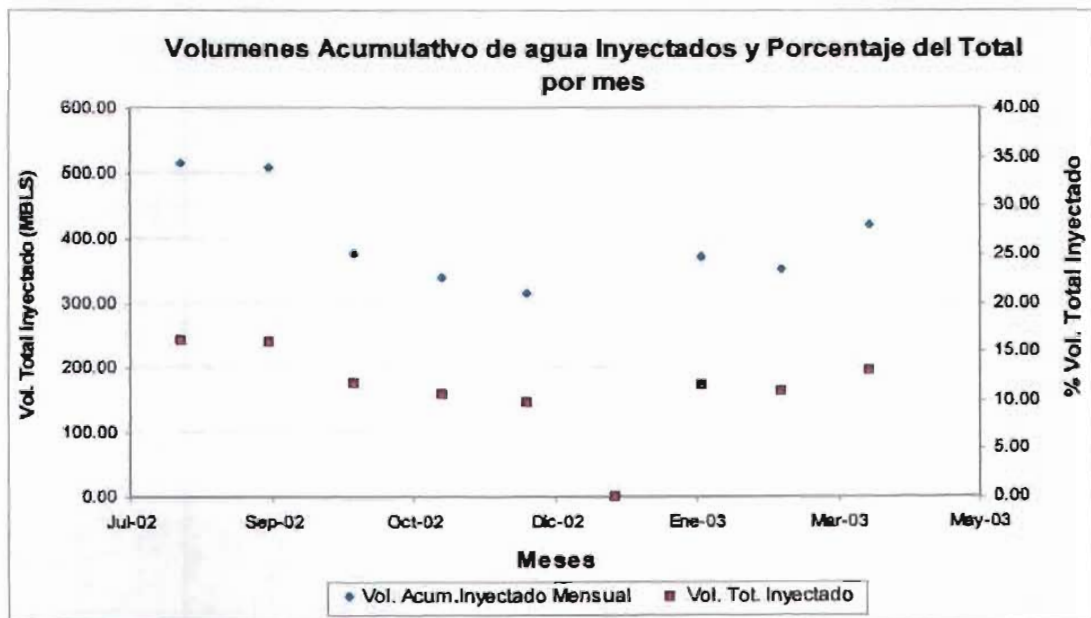


Fig. 5.4 Volúmenes mensuales de agua inyectada en el Área de la prueba y el porcentaje del volumen total inyectado que representan.

V.3 Evaluación de la comunicación entre pozos.

La evaluación de la comunicación entre pozos se basó en la detección de los trazadores; es decir, si un trazador fue detectado en una muestra tomada de un pozo productor, esto fue una indicación de comunicación directa entre pozos inyectores y productores. El análisis siguiente está sustentado en los datos contenidos en el informe entregado por la compañía *ProTechnics*⁷.

La respuesta de los siete trazadores inyectados entre los 36 pozos observadores permitió ratificar la buena conectividad del yacimiento entre el área donde se encuentran los pozos inyectores MEC52, MEC42, MEC53, MEC55, MEC58, PR133 y PR105, y los dos grupos de pozos observadores, tanto el ubicado hacia el NW de la línea de inyectores, como también del grupo de pozos localizados hacia el W y W-SW-SE de dicha línea, donde todos los observadores detectaron al menos tres trazadores, con excepción de los pozos PR73 y PN17, donde sólo se presentaron dos trazadores, lo cual se muestra en la Tabla 1.1 del apéndice A.

Tabla 5.7 Distribución de los trazadores inyectados en el Área I entre los 36 pozos observadores.

Distribución de Trazadores en los Pozos Observadores

Pozo Inyector (trazador)	% de Respuesta	No. de Pozos donde se presentó trazador	No. de Pozos donde no se presentó trazador
PR-105 (IWT1200)	100	36	0
PR-133 (IWT1900)	71	26	10
MEC-55(IWT1000)	86	31	5
MEC-53(IWT1300)	17	6	30
MEC-58(IWT1100)	97	35	1
MEC-42(IWT1400)	83	30	6
MEC-52(IWT1800)	91	33	3

La Tabla 5.7 y su histograma Figura 5.5, muestran los pozos inyectores que presentaron un porcentaje de respuesta superior al 70 %, indicando buena conectividad en esta región del yacimiento, con excepción del pozo MEC53, que tuvo un 17 %.

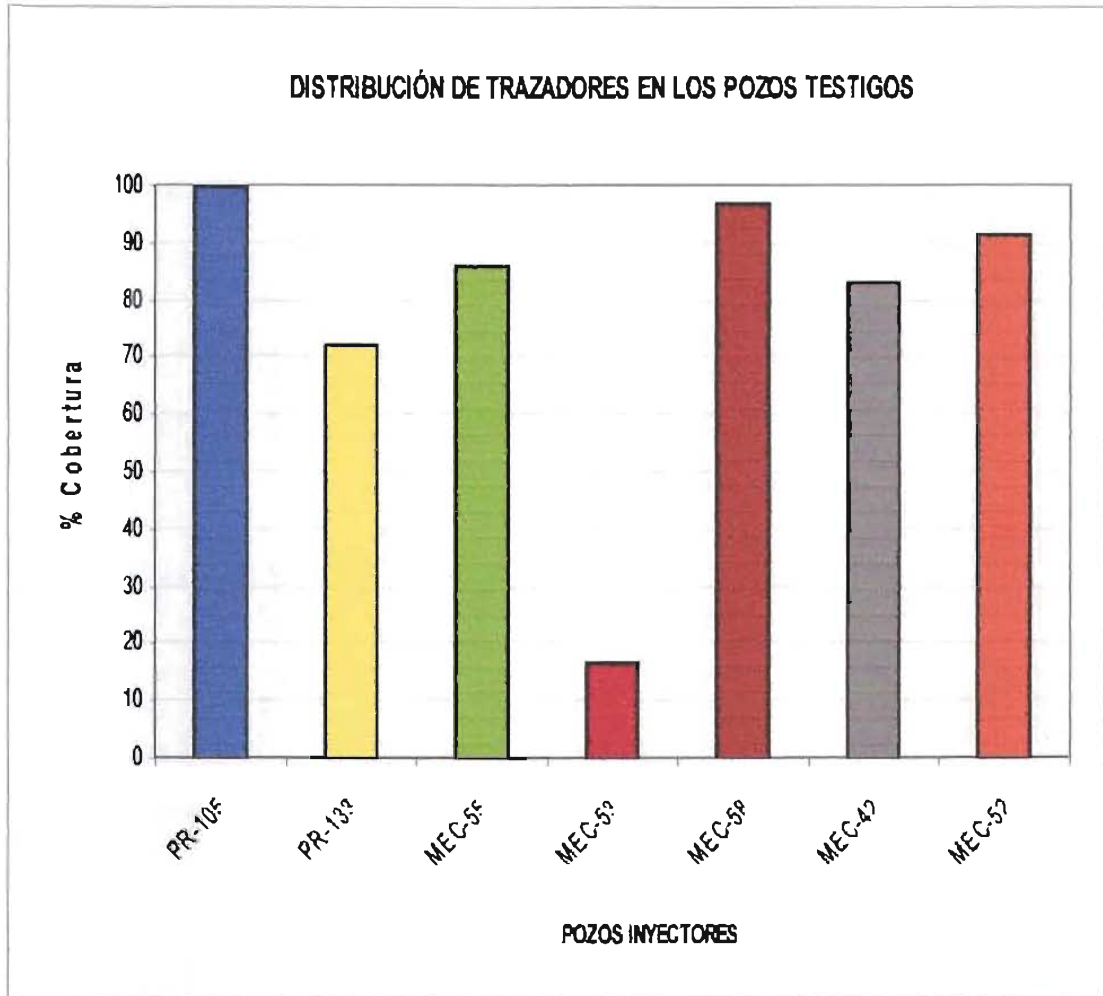


Figura 5.5 Histograma de la cobertura de los pozos inyectoros del Área I.

Asimismo, en la Figura 5.5 puede verse que los pozos PR105, MEC58, MEC52, MEC55 y MEC42 tuvieron porcentajes de respuesta entre 100 y 83 por ciento del total de pozos observadores, lo que parece indicar, una posible extensión de la zona de falla ubicada hacia el NW del pozo PR105.

V.4 Tiempos de arribo de los trazadores inyectados.

La Tabla 5.8 presenta los pozos involucrados en la prueba de multitrizado, de los cuales, 7 son inyectores y 36 observadores, 27 de los observadores fueron muestreados desde el inicio de la inyección y los 9 marcados se agregaron días después de iniciada la prueba.

Tabla 5.8 Tiempos de arribo de los siete trazadores inyectados IWT en el Área I.

Pozos Inyectores								
#	Pozos Productores	MEC52	MEC42	MEC53	MEC55	MEC58	PR105	PR133
		Tiempo de Irupción de trazadores, días.						
1	MAC-108	1	1	-	1	1	1	209
2	MAC-111	1	1	-	1	1	1	-
3	MEC-99	1	1	-	1	1	1	1
4	MAC-105	-	-	-	-	90	90	90
5	MEC-82	1	4	-	1	-	6	-
6	MEC-56	1	1	-	1	1	1	18
7	MEC-41	45	77	-	-	83	45	77
8	MEC-105	1	1	13	1	1	1	13
9	MEC-13	1	1	-	1	1	1	1
10	MEC-76	3	1	-	1	1	1	1
11	MEC-36	1	1	13	1	1	1	2
12	MEC-30	6	4	-	2	2	2	6
13	MEC-62	1	1	18	1	1	1	3
14	MEC-107	2	2	13	2	1	1	13
15	MEC-110	1	1	-	1	1	1	18
16	MEC-9	18	-	-	45	18	18	-
17	MEC-63	1	1	69	2	1	1	3
18	MEC-97	2	1	168	1	1	1	90
19	MEC-10	2	1	-	1	1	1	1
20	PR-170	41	49	-	41	45	45	69
21	PR-116	21	6	-	3	2	1	168
22	PR-301	4	4	-	4	4	2	-
23	PR-358	2	2	-	2	3	1	3
24	PR-74	1	4	-	4	2	2	-
25	PR-54	6	6	-	6	5	1	6
26	PR-38	1	1	-	1	1	1	147
27	PR-241	5	45	-	4	1	1	241
28	PN-17	-	-	-	-	134	134	-
29	PR-302	3	2	-	4	3	1	-
30	PR-78	3	2	-	1	1	1	6
31	PR-26	1	1	-	6	1	1	18
32	PR-243	115	-	-	-	77	83	-
33	PR-322	6	18	-	6	4	4	-
34	PR-73	-	-	-	-	77	77	-
35	PR-374	115	-	-	126	90	83	115
36	PR-63	126	83	-	182	77	83	83

Del análisis de los tiempos de irrupción mostrados en la Tabla 5.8 y del comportamiento de los trazadores inyectados en el Área I, fue posible establecer la siguiente clasificación para su estudio y análisis:

I.- Pozos que exhibieron tiempos de irrupción en el transcurso de 1 día.

En este caso se reportó un día como tiempo de irrupción de los diferentes trazadores, no obstante, estos pudieron arribar a los pozos observadores en horas, tomando en cuenta la frecuencia de muestreo de 24 horas seguida durante los primeros días de la prueba, así como las distancias que existen entre los pozos inyectores y los observadores más lejanos, donde se capturó trazador en el primer muestreo aproximadamente 24 horas después de iniciada la inyección de los trazadores.

Por esta razón no fue posible caracterizar adecuadamente la irrupción de los trazadores a los pozos observadores mediante sus velocidades superficiales aparentes medias (V_{sam}), por ello, las velocidades reportadas en las tablas del Apéndice A, pueden considerarse sólo como indicativas, y podrían representar cotas mínimas de las V_{sam} de cada trazador al fluir a través de un determinado canal de flujo de alta velocidad, una vez determinada su velocidad característica.

Los tiempos de irrupción exhibidos originaron que las velocidades medias aparentes (V_{sam}) para los diferentes trazadores incluidos en las Tablas 2.1 a 2.7 del Apéndice A no sean representativas, por lo cual, no pueden utilizarse en forma confiable.

Los pozos que captaron trazador durante las primeras 24 horas de la prueba fueron reclasificados para su análisis en cuatro grupos, dependiendo del número de trazadores capturados por ellos como se ilustra en la siguiente Tabla.

Tabla 5.9 Estadísticas de los pozos que tuvieron presencia de trazador en el transcurso de un día.

Estadísticas de irrupción en un día de trazadores del Área I

Número de trazadores que irrumpieron en un día	Número de Pozos	Por ciento respecto a observadores iniciales
5 o más	12	44.4
3 o más	16	59.3
Aí menos uno	24	88.9
Ninguno	3	11.1

En esta Tabla puede observarse que la distribución de los trazadores durante las primeras 24 horas de la prueba fue muy amplia, sólo en tres de los 27 observadores iniciales no apareció ningún trazador, lo que corresponde a un 88.9 % del total posible de puntos de muestreo con presencia de trazador.

Es importante observar, que la estadística mostrada en la Tabla 5.9, indica el alto grado de conectividad a través de canales de flujo de muy alta conductividad, entre la línea de pozos inyectoros y la región del yacimiento donde se ubican los pozos observadores que recibieron el trazador.

II.- Pozos que exhibieron tiempos de irrupción mayores a 1 día.

El comportamiento de los 3 pozos que exhibieron tiempos de irrupción del trazador mayor a 1 día se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 5.10 Estadísticas de los pozos que tuvieron presencia de trazador con tiempos mayores a un día.

Estadísticas de irrupción de trazadores con tiempos mayores a un día del Área I

Pozo	Número de trazadores que irumplieron	Tiempo Días
Mecatepec 30	3	2
	1	4
	2	6
Poza Rica 301	1	2
	4	4
Poza Rica 322	2	4
	2	6
	1	18

A partir de las estadísticas presentadas anteriormente, es posible apreciar que existe un alto grado de comunicación entre cinco de los pozos inyectoros (PR105, MEC58, MEC52, MEC58, y MEC42) y los 27 pozos observadores muestreados desde el inicio de la inyección, debido a la presencia de zonas de muy alta velocidad de circulación de fluidos que los conectan.

Como se mencionó anteriormente, los pozos PR63, PR374, PR73, PR243, PN17, PR170, MEC9, MEC41 y MAC105, marcados en color amarillo en la Tabla 5.4 fueron agregados al grupo de pozos observadores días después de iniciada la inyección de trazadores.

No fue posible conocer su tiempo real de arribo, mientras que en aquellos en los que no se detectó, no es posible saber si la ausencia de trazador en ellos se debió a que el trazador no llegó a ellos, o si éste ya había pasado cuando se inició el muestreo.

V.5 Trayectorias de flujo exhibidas por los trazadores inyectados.

Para identificar las probables trayectorias de flujo de los siete trazadores inyectados en el Área I de la prueba²³, se consideró el alto porcentaje de los pozos observadores (88.9 %), que captaron trazador durante las primeras 24 horas de iniciada la prueba. Bajo esta condición, los tiempos de irrupción exhibidos por cada trazador fueron tomados por separado, aquellos pozos con irrupción en este lapso de tiempo, definieron para cada caso, una "trayectoria primaria de alta velocidad", tomando como base los datos de tiempos de irrupción de los distintos trazadores reportados por *ProTechnics*.

Los pozos con tiempos de irrupción mayores a uno fueron considerados como "trayectorias secundarias", además, de la clasificación de los tiempos de irrupción se considero la distribución del arreglo de pozos inyectoros y observadores definidos para la prueba.

En la Tabla II.1 del Apéndice B, están incluidos los pozos que capturaron a los siete trazadores y sus tiempos de irrupción, en la parte a) de la tabla se listan los pozos que recibieron trazador durante las primeras 24 horas de la prueba, en tanto que en su parte b) se incluyen aquellos pozos con irrupciones posteriores.

La Figura. 5.6, presenta los histogramas de los tiempos de arribo de los trazadores capturados por los pozos observadores durante los días de la prueba²³.

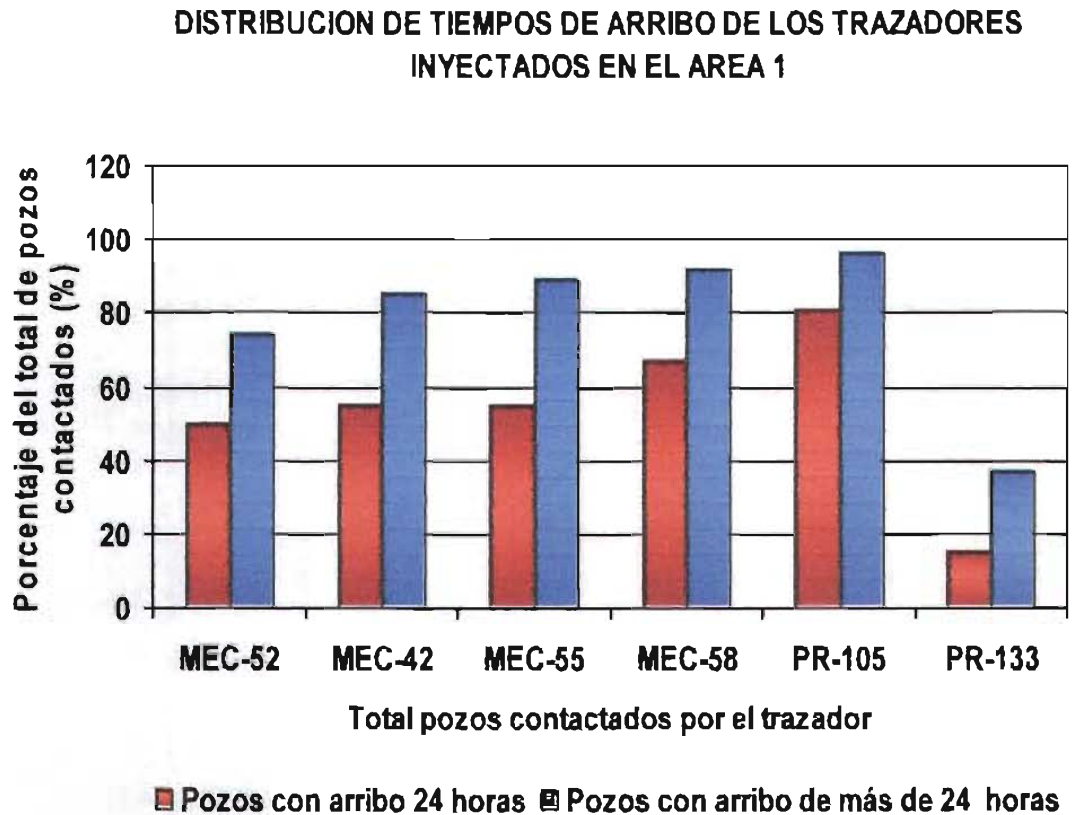


Figura 5.6 Histograma de los tiempos de irrupción de los trazadores inyectados.

TRAZADOR IWT 1800 (INYECTOR MEC52).

Como puede observarse en la Tabla II.1 y de la Fig. 5.6, 26 de un total de 27 pozos observadores iniciales capturaron el trazador IWT 1800, de los cuales 50 % tuvieron irrupción las primeras 24 horas y 74 % durante los primeros 3 días de la prueba²³.

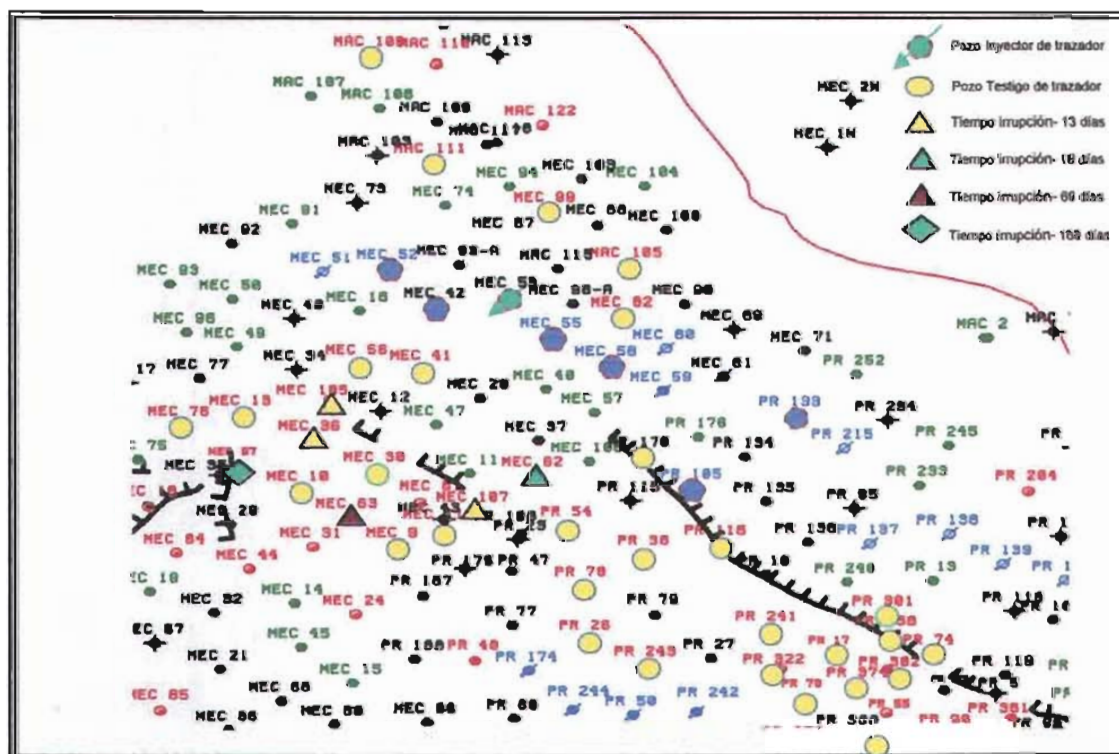
Mediante los porcentajes vistos en la Figura 5.6, se confirma la existencia de canales de flujo de alta conductividad distribuidos en el área del yacimiento, donde se tuvo respuesta de este trazador, conectando al pozo inyector MEC52 con los observadores.

Derivado de lo anterior se plantea como una posibilidad que el trazador llegue a ellos a través de canales secundarios, también de alta velocidad, conectados con la trayectoria primaria principal.

TRAZADOR IWT 1300 (INYECTOR MEC53).

El trazador inyectado en el pozo MEC53 sólo afectó 6 de los pozos observadores cercanos, situados hacia el S-SW del inyector, mostró trayectorias de velocidad moderadas, en comparación con las del resto de los inyectores. Los tiempos de irrupción de este trazador variaron entre 13 y 168 días, como se muestra en la Tabla II.2 del Apéndice B, en la Fig. 5.8 se observa la ubicación de los pozos que recibieron este trazador ²³.

El comportamiento de este trazador, en comparación con los otros trazadores inyectados en el Área I, sugiere la presencia de restricciones al flujo de fluidos en la vecindad del pozo MEC53, que pudieran estar asociadas a zonas de baja permeabilidad o ciertas barreras, lo cual deberá ser determinado mediante nuevos estudios.

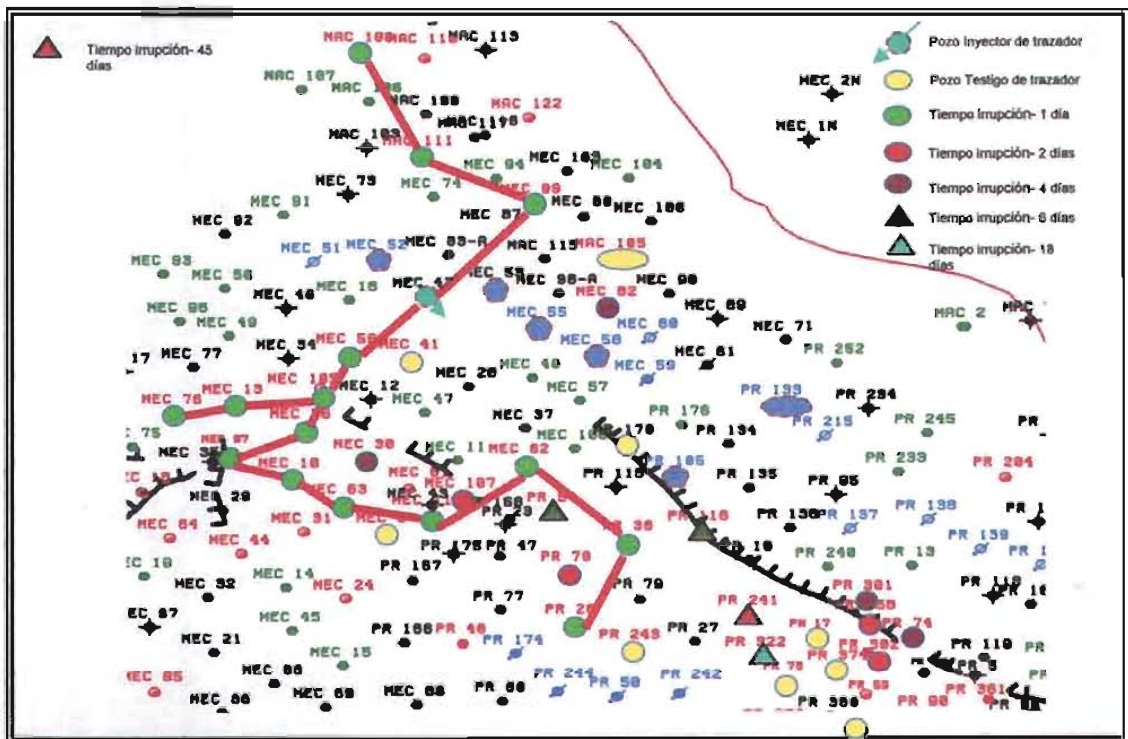


**Figura 5.8 Trayectoria de flujo a través de canales alta conductividad
Trazador IWT 1300.**

TRAZADOR IWT 1400 (INYECTOR MEC42).

La Tabla II.3 del Apéndice B y la Fig. 5.6, muestran que los 27 pozos observadores iniciales capturaron el trazador IWT 1400, el 55 % tuvieron irrupciones durante las primeras 24 horas y 85 % durante los primeros 4 días de la prueba, exhibiendo una vez más la existencia de canales de flujo de muy alta conductividad distribuidos en el área del yacimiento, donde se tuvo respuesta a este trazador.

Los trazadores IWT 1400 y 1800 presentan una trayectoria primaria de alta velocidad de flujo similar, como se puede observar en las Figuras 5.9 y 5.7 respectivamente. La trayectoria muestra dos ramas principales, una avanza hacia el N-NE del pozo MEC 52, a través de los pozos MEC99, MAC111, y MAC108, la segunda rama parte del inyector viajando hacia el S-SW, a través de los pozos MEC56, y MEC105, donde se desvía, ya que una parte fluye hacia el MEC13 y después hacia el MEC76, y el resto continúa hacia el MEC36 y MEC97, posteriormente vira hacia el SE, a través de los pozos MEC10, MEC63, MEC110, MEC62, PR38, y PR26, respectivamente²³.

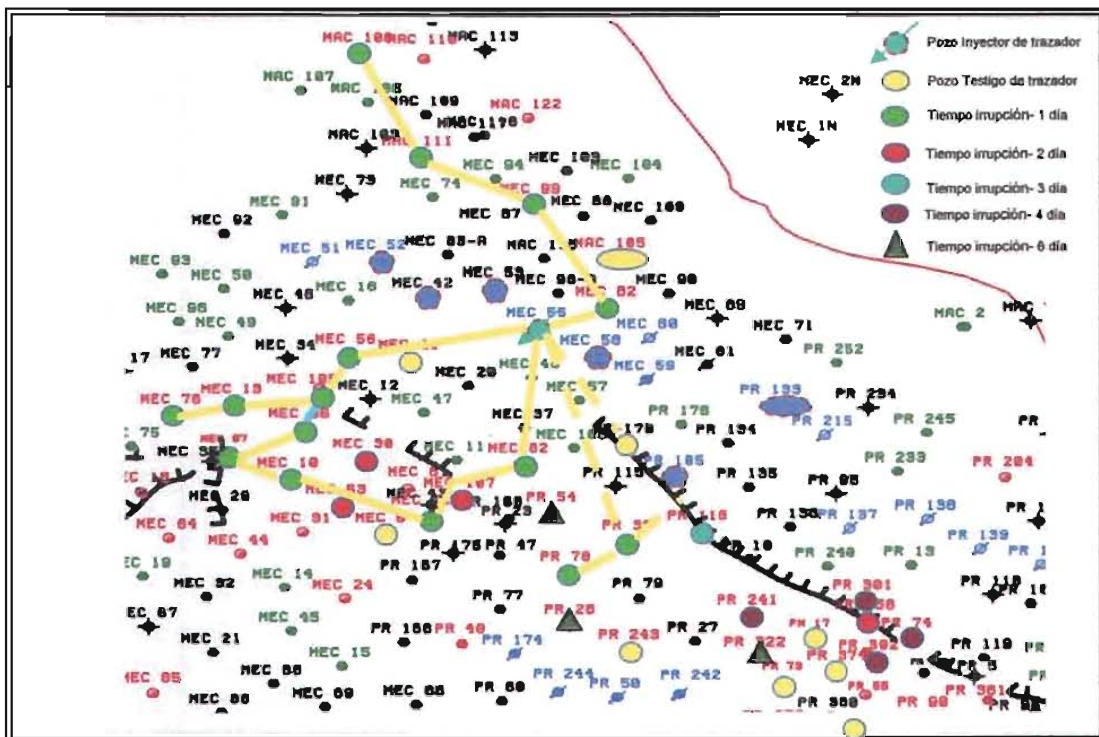


**Figura 5.9 Trayectoria de flujo a través de canales alta conductividad
Trazador IWT 1400.**

Tomando en cuenta la ubicación relativa del resto de los pozos con tiempos de irrupción posteriores, con respecto a esta trayectoria primaria de alta velocidad, se plantea como una posibilidad que el trazador arribe a ellos a través de canales secundarios, también de alta velocidad, conectados con la trayectoria primaria principal, en particular para este caso, la falla que cruza el campo en dirección NW-SE, que contribuiría a distribuir los fluidos en el conjunto de pozos PR358, PR302, PR301 y PR74.

TRAZADOR IWT 1000 (INYECTOR MEC55).

En la Tabla II.4 del Apéndice B y la Fig. 5.6, se observa que los 27 pozos observadores iniciales capturaron el trazador IWT 1000, de los cuales 55 % presentaron irrupciones durante las primeras 24 horas y 89 % durante los primeros cuatro días de la prueba, mostrando la existencia de canales de flujo de alta conductividad distribuidos en el área del yacimiento donde se tuvo respuesta a este trazador.



**Figura 5.10 Trayectoria de flujo a través de canales alta conductividad
Trazador IWT 1000.**

Es conveniente mencionar, que existe mucha similitud en la trayectoria primaria de alta velocidad de flujo entre los trazadores IWT 1000, 1400 y 1800, como puede mostrarse en la Fig. 5.10.

Esta trayectoria parte del inyector MEC55, presentando tres probables ramas principales²³, la primera avanza hacia el N-NE de este pozo, a través de los pozos MEC 82, MEC99, MAC111, y MAC108, respectivamente. La segunda rama parte del inyector viajando inicialmente hacia el S-SW, a través de los pozos MEC56, y 105, donde se desvía, ya que una parte fluye hacia el MEC13, y luego hacia el MEC76, después el resto continúa hacia el MEC36 y MEC97, para luego virar hacia el SE, pasando a través de los pozos MEC10, 110 y 62, coincidiendo en este punto con la anterior rama, para luego dirigirse hacia los pozos PR38, y PR78.

TRAZADOR IWT 1100 (INYECTOR MEC58).

Al analizar la Tabla II.5 del Apéndice B y de la Fig.5.6, puede verse que del total de los 27 pozos observadores iniciales, 26 capturaron el trazador IWT 1100, de los cuales 67 % tuvieron irrupciones durante las primeras 24 horas y 92 % durante los primeros 4 días de la prueba, evidenciando una vez más la existencia de canales de flujo de muy alta conductividad distribuidos en el área del yacimiento donde se tuvo respuesta a este trazador.

Es conveniente mencionar que la trayectoria primaria de alta velocidad de flujo para el trazador IWT 1100 mostrada en la Fig. 5.11 guarda mucha similitud con las exhibidas por los trazadores IWT 1000,1400 y 1800. Dicha trayectoria parte del inyector MEC58, presentando tres ramas principales posibles, una avanza hacia el N-NE de este pozo, a través de los pozos MEC99, MAC111, y MAC108, respectivamente ²³.

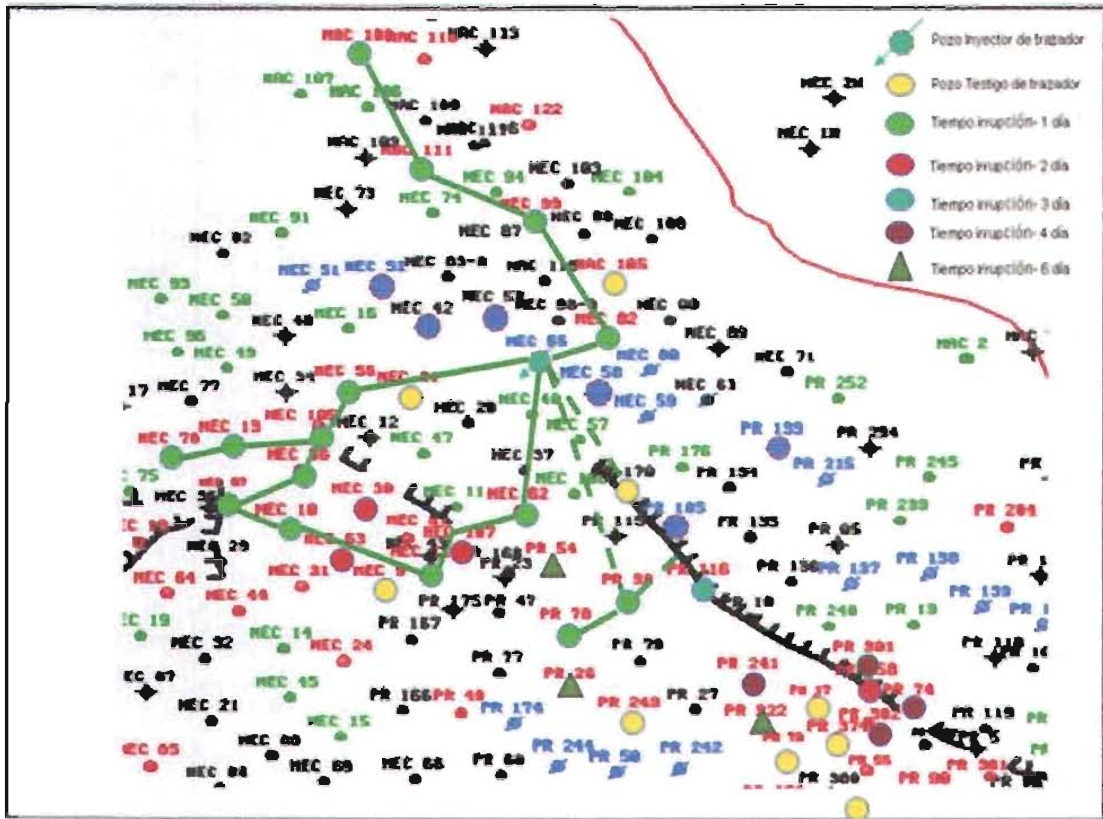


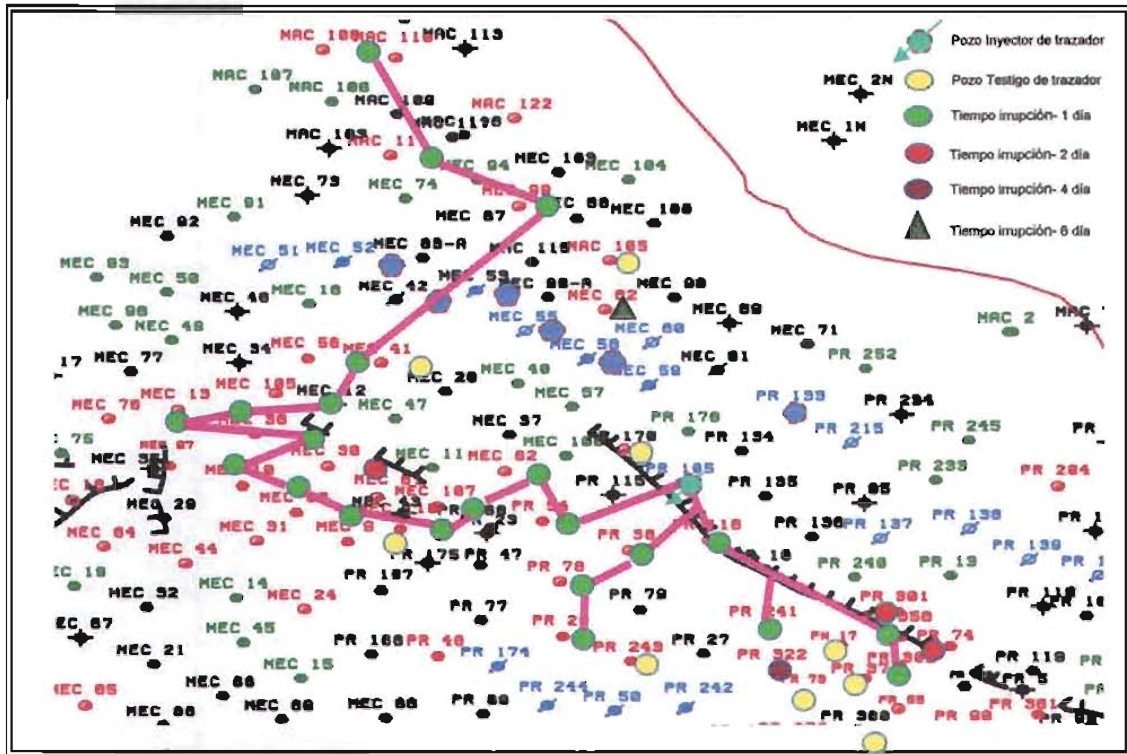
Figura 5.11 Trayectoria de flujo a través de canales alta conductividad Trazador IWT 1100.

La segunda rama parte del inyector viajando inicialmente hacia el S-SW, a través de los pozos MEC56, y MEC105, donde se bifurca, una parte fluye hacia el MEC13, y luego hacia el MEC76, mientras que el resto continua hacia el MEC36 y MEC97, luego hacia el SE, a través de los pozos MEC10, MEC 63, MEC110, MEC107 y MEC62, coincidiendo en este punto con la rama anterior, después se dirige hacia los pozos PR38, PR 78, PR 26, y PR241.

TRAZADOR IWT 1200 (INYECTOR PR105).

Como se muestra en la Tabla 11.6 del Apéndice B y en la Fig. 5.6, el total de los 27 pozos observadores iniciales capturaron el trazador IWT 1000, de los cuales 81 % tuvieron irrupciones durante las primeras 24 horas y 96 % durante los primeros 4 días de la prueba, evidenciando una vez más la existencia de canales de flujo de muy alta conductividad distribuidos en el área del yacimiento donde se tuvo respuesta a este trazador.

Es conveniente mencionar que la trayectoria primaria de alta velocidad de flujo para el trazador IWT 1200 mostrada en la Fig. 5.12 es semejante a las exhibidas por los trazadores IWT 1000, 1100, 1400 y 1800.



**Figura 5.12 Trayectoria de flujo a través de canales alta conductividad
Trazador IWT 1200.**

Esta trayectoria parte del inyector PR105, presentando tres posibles ramas principales²³, una primera hipótesis contempla el avance hacia el W de este pozo, a través del plano de falla (en caso de que sea posible el flujo en esa dirección, lo que todavía debe comprobarse), hacia los pozos PR54, MEC 62, MEC107, MEC110, MEC63, MEC10, MEC97, MEC36, MEC76, virando luego hacia el N-NE a través de los pozos MEC13, MEC15, MEC56, uniéndose con el MEC99, MAC111, y MAC108, respectivamente.

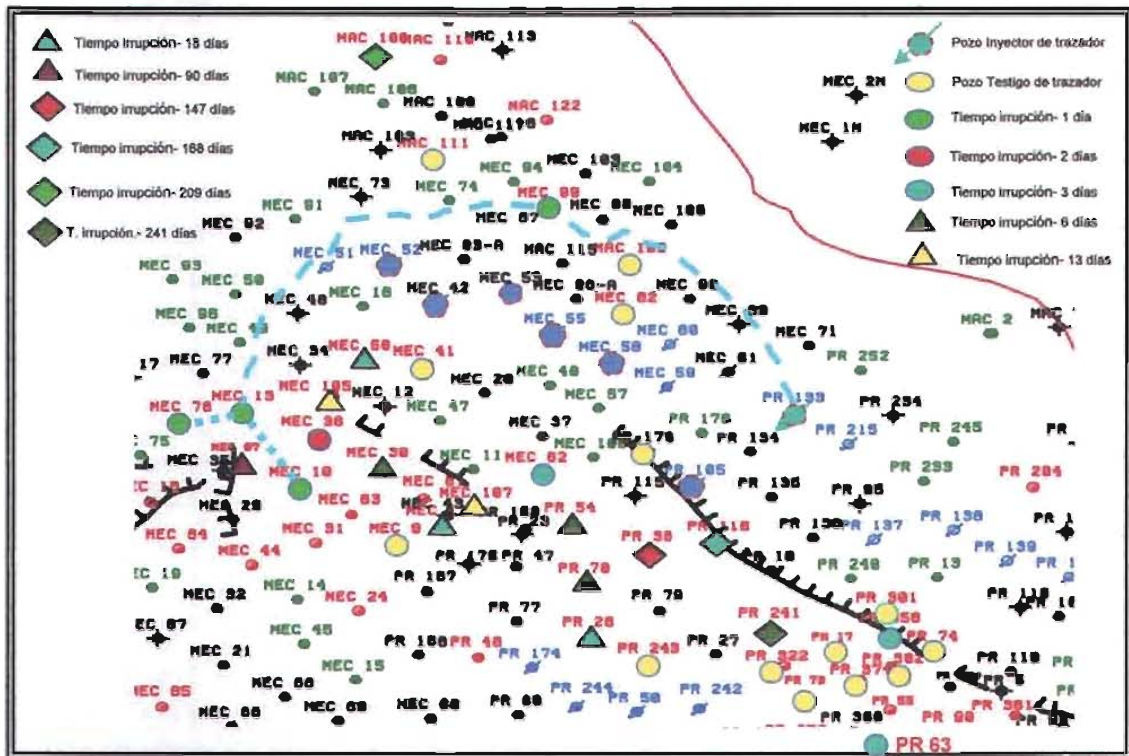
Una segunda alternativa, sería que este trazador viajara hacia el NW del inyector, a lo largo del plano de falla y pasando el pozo PR170, se uniera a la corriente de agua procedente de los inyectores MEC58 y MEC55, entre otros, siguiendo posteriormente las trayectorias anteriormente descritas para la corriente procedente de estos pozos.

La segunda rama parte del inyector viajando inicialmente hacia el S-SW, a través de los pozos PR38, PR78, PR26 y PR241. La tercera rama se desplaza siguiendo la falla que cruza el campo en dirección NW-SE, conduciendo los fluidos hacia los pozos PR116, PR358 y PR302, contribuyendo además a distribuir los fluidos en el conjunto de pozos PR301, PR322, y PR74. Tomando en cuenta la ubicación relativa del resto de los pozos con tiempos de irrupción posteriores, con respecto a esta trayectoria primaria de alta velocidad, se plantea como una posibilidad que el trazador arribe a ellos a través de canales secundarios, también de alta velocidad, conectados con la trayectoria primaria principal.

TRAZADOR IWT 1900 (INYECTOR PR133).

Como ya se mencionó con anterioridad, el pozo inyector PR133 mostró en general, un grado de comunicación razonablemente bueno con la mayoría de los pozos observadores, con trayectorias de aparente menor velocidad que los cinco inyectores antes descritos, evidenciadas por tiempos de irrupción relativamente mayores, como puede observarse en la Tabla II.7 del Apéndice B y de la Fig. 5.6, ya que del total de los 27 pozos observadores iniciales, 22 capturaron el trazador IWT 1900, de los cuales sólo 4 (15 %) tuvieron irrupciones durante las primeras 24 horas y 37 % durante los primeros 6 días de la prueba, evidenciando una distribución del trazador menos amplia y con velocidades un poco menores que las correspondientes a los 5 inyectores ya mencionados.

En este caso la trayectoria primaria de alta velocidad es incierta debido a los pocos datos disponibles; sin embargo, tomando en cuenta la zona de alta presión creada por la línea de los pozos inyectores, y la ubicación de los pozos que capturaron el trazador en el lapso de las primeras 24 horas, pareciera que una posible solución para la ubicación de esta trayectoria primaria, como se ilustra en la Fig. 5.13, sería partiendo del inyector hacia el pozo MEC99, favorecida por la posición estructural de estos pozos, para posteriormente unirse con el pozo MEC13, siguiendo el contorno estructural y favorecida por la zona de alta presión creada por la línea de pozos inyectores, continuando luego hacia el MEC76 y MEC10, en una trayectoria que pudiera ser complementada por la distribución de presiones existente en la porción externa de la zona de alta presión dominada por los otros inyectores.



**Figura 5.13 Trayectoria de flujo a través de canales alta conductividad
Trazador IWT 1900.**

En forma similar a lo ya establecido para el comportamiento de los otros trazadores ²³, y tomando en cuenta la ubicación relativa del resto de los pozos con tiempos de irrupción mayores a un día, con respecto a la trayectoria primaria de alta velocidad, se plantea como una posibilidad que el trazador arribe a ellos a través de canales secundarios, de menor velocidad, conectados con la trayectoria primaria principal.

V.6 Integración de las trayectorias exhibidas por los trazadores inyectados en el Área I.

Al integrar el comportamiento de los 7 trazadores inyectados en el Área I de la prueba de multitrazado, y tomando como base las trayectorias individuales de cada uno de los trazadores previamente descritas y mostradas en las Figs. 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, 5.11, 5.12 y 5.13. Superponiendo las trayectorias primarias de alta velocidad de todos los trazadores, fue posible identificar los siguientes rasgos comunes:

Existen tres regiones de la porción del yacimiento determinada por la distribución de pozos inyectoros y observadores elegidos dentro del Área I de la prueba, donde las trayectorias primarias de alta velocidad de los distintos trazadores muestran una gran coincidencia; estas regiones son las siguientes:

- Hacia la porción N-NW del campo, las trayectorias descritas por 5 de los trazadores (inyectados en los pozos MEC52, MEC42, MEC55, MEC58, PR105), coinciden en la trayectoria definida por la unión del área vecina a la línea de los pozos inyectoros y dominada por su efecto, con los pozos MEC99, MAC111 y MAC108.

- Hacia la porción NW-W-SW del campo, el área de inyección muestra una coincidencia de la unión entre trayectorias provenientes de 5 de los pozos inyectoros (MEC52, MEC42, MEC55, MEC58, PR105), con las trayectorias primarias de alta velocidad de los respectivos trazadores, las cuales coinciden, con ligeras variantes, con la trayectoria definida por los pozos MEC56, MEC105, MEC13, MEC76, MEC36, MEC97, MEC10, MEC63, MEC110, MEC107, MEC62, PR54, PR38, PR76, y PR26.

- Partiendo del pozo inyector PR105, y siguiendo la traza de la falla que cruza el campo en dirección NW-SE, se tiene un conducto de alta velocidad que contribuye a transferir los fluidos provenientes de este pozo, y que en alguna forma se conecta con la trayectoria preferencial descrita en el párrafo anterior, para distribuir fluidos hacia el conjunto de pozos PR116, PR358, PR302, PR301 y PR74.

La Figura 5.14, muestra la integración de las trayectorias y la probable distribución de los trazadores inyectados en el Área I del yacimiento Tamabra.

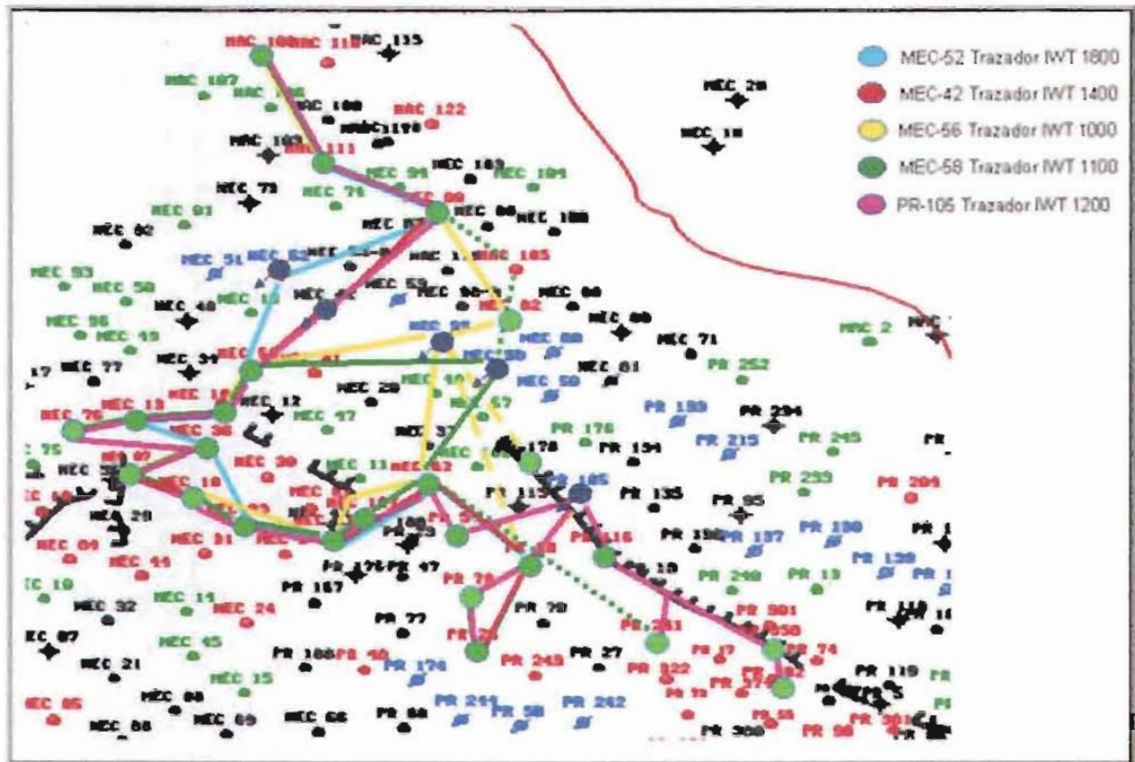


Figura 5.14 Distribución de trazadores IWT y trayectorias a través de canales de alta conductividad en el yacimiento.

V.7 Respuesta de la concentración de trazadores en los pozos observadores

Aquí se describen dos figuras que presentan el comportamiento de la respuesta de la concentración de los trazadores inyectados en los siete pozos inyectores del Área I del Campo Poza Rica.

Debido a la gran cantidad de información que implica un estudio de esta naturaleza, no fue posible realizar un análisis exhaustivo de los perfiles de variación de la concentración que exhibieron cada uno de los trazadores inyectados. Sin embargo, es necesario continuar el proceso de la interpretación de la prueba de multitrizado mediante el análisis detallado del comportamiento de los trazadores capturados por los pozos observadores a través de la evaluación de las variaciones en las concentraciones, conjuntamente con las posiciones

espaciales relativas, tanto de los pozos inyectoros como de los productores, así como sus interrelaciones estratigráficas y estructurales, identificando dentro de los cuerpos correspondientes las zonas abiertas a producción en cada pozo observador ²⁵.

EL análisis integral de la información mencionada anteriormente permitirá hacer una evaluación más refinada de la interpretación de la prueba de multitrizado vista previamente en este capítulo.

Comportamiento de los trazadores capturados por el Pozo PR116.

En este pozo vecino del PR105 aparecieron 6 de los trazadores inyectados, con excepción del trazador IWT1300 (pozo MEC53). El PR116 muestra evidencia de la comunicación vertical ascendente de los fluidos inyectados en niveles más profundos (cuerpos D y BC) ya que los trazadores fueron captados en el cuerpo “ab” con una velocidad vertical alta comparativamente con la horizontal, como lo confirman los tiempos de irrupción temprana de los trazadores, que varían entre 1 y 21 días, correspondientes a los pozos inyectoros más cercano y más alejado (PR105 y MEC52), respectivamente.

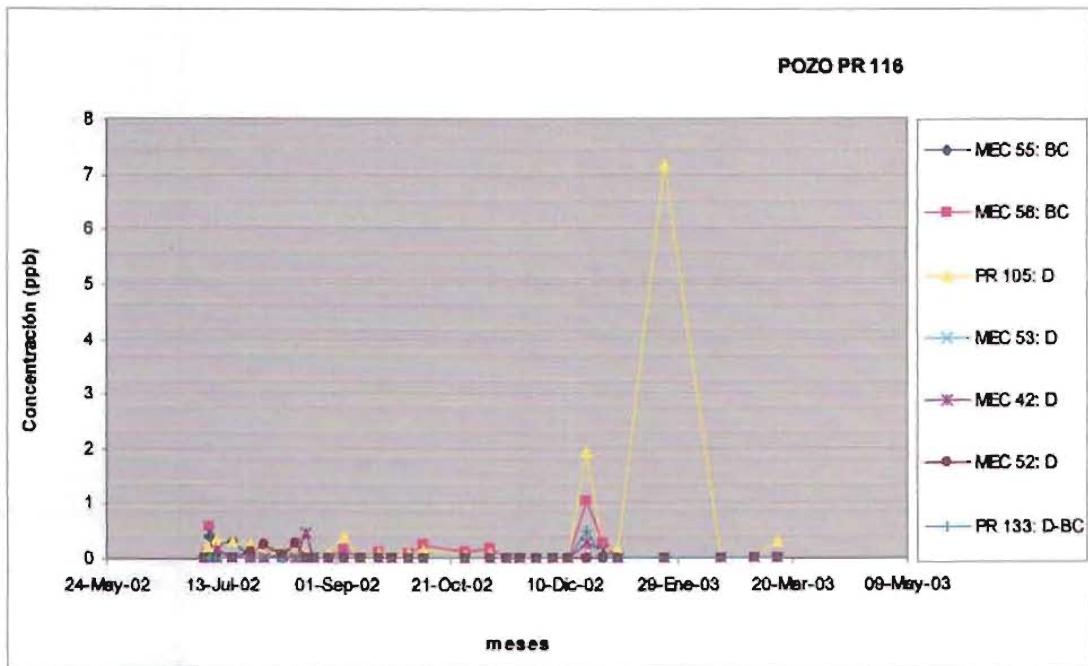


Figura 5.15 Comportamiento de respuesta de trazadores en el Pozo PR116.

A pesar de que el pozo PR116 se ubica muy cercano a la falla central del campo, los tiempos de irrupción temprana de los trazadores que llegaron a él son, en general, mayores que los tiempos correspondientes en los pozos situados a distancias similares pero más alejados del plano de falla, lo anterior da indicio de una zona de conductividad de fluidos variable a lo largo del plano de falla. Para confirmar o desechar lo anterior requieren estudios adicionales.

El mayor número de pulsos corresponden al PR105 y el MEC58, con 7 y 6 pulsos detectados, respectivamente. En ambos casos predominan los pulsos amplios y de concentración relativamente alta, con poca dilución del trazador, indicando canales de flujo que afectaron volúmenes del yacimiento más amplios que los correspondientes al pulso inicial, Figura 5.15.

Comportamiento de los trazadores capturados por el Pozo PR 241

En este pozo se observa una comunicación directa con el inyector PR105, el cual se encuentra estructuralmente mas bajo, esto hace que existan mejores condiciones para la conducción de fluidos a través del plano de falla, así como su migración vertical con velocidades diferenciadas, a través de él. Las principales características de distribución tanto horizontal como vertical de los fluidos inyectados, previamente descritas para el pozo PR116 se mantienen para el pozo PR241.

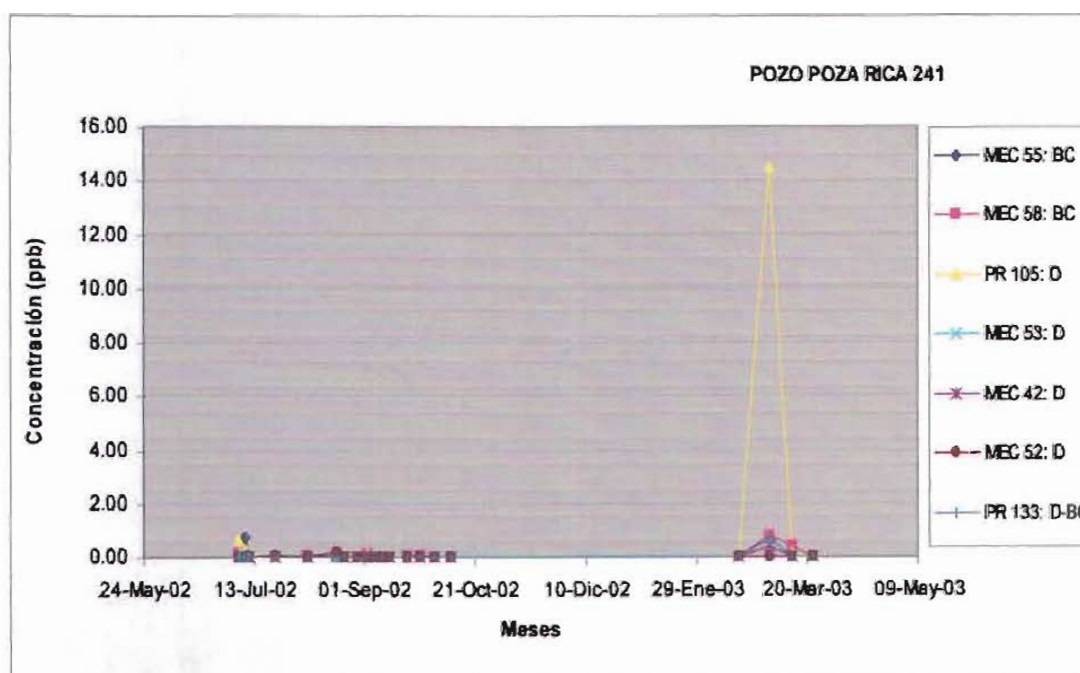


Figura 5.16 Comportamiento de respuesta de trazadores en el Pozo PR241

El pulso inicial proveniente del PR105 es más amplio y de mayor concentración que el correspondiente al MEC58, implicando un canal de flujo más amplio y de mayor volumen, mientras que algunos de los pulsos posteriores en ambos pozos son amplios y de concentración relativamente alta, con poca dilución del trazador, indicando canales de flujo que afectaron volúmenes del yacimiento relativamente más amplios que los del pulso inicial, Figura 5.16.

V.8 Análisis preliminar de resultados de la prueba de multitrizado en el Área I.

El análisis de resultados que se incluye a continuación, muestra básicamente algunos puntos que se alcanzaron a cubrir de los objetivos establecidos en el proyecto "*Interwell Tracer Poza Rica Field*" del Activo de Explotación Poza Rica para el estudio del Área I.

Los objetivos que se alcanzaron a revisar en este estudio provienen de la información contenida en el reporte elaborado por la *Cia. ProTechnics*⁷. Con el análisis de la información disponible en este informe fue posible identificar cierta comunicación entre los pozos que integran el Área I del yacimiento Tamabra.

La distribución de los siete trazadores inyectados entre los 36 pozos observadores permitió inferir, que el yacimiento muestra buena conectividad entre el área donde se encuentra concentrada la inyección, enmarcada por los pozos MEC52, MEC42, MEC53, MEC55, MEC58, PR133 y PR105, y los correspondientes dos grupos de pozos observadores, tanto el ubicado hacia el NW de la línea de inyectores, como también del grupo de pozos observadores localizados hacia el W y W-SW-SE de dicha línea, donde todos los observadores detectaron al menos tres trazadores, con excepción de los pozos PR73 y PN17, donde sólo se presentaron dos trazadores.

Otro aspecto que fue posible analizar en el estudio consistió en identificar canales preferenciales de flujo a través de los cuerpos productores "BC, D y ab", para lo cual, al integrar el comportamiento de los 7 trazadores inyectados en el Área I de la prueba de multitrizado, y tomando como base las trayectorias individuales de cada uno de los trazadores previamente descritas y mostradas en las Figs. 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, 5.11, 5.12 y 5.13.

Fue posible determinar que existen tres regiones de la porción del yacimiento determinada por la distribución de pozos inyectoros y observadores elegidos dentro del Área I de la prueba, donde las trayectorias primarias de alta velocidad de los distintos trazadores muestran una gran coincidencia.

Se considera que la interacción entre las tres regiones de flujo antes descritas, y dependiendo de los gradientes de potencial prevaecientes en un momento dado, son los factores dominantes que establecen la dirección de flujo en la porción del yacimiento enmarcada por el Área I de la prueba de trazadores.

Cabe mencionar que estas trayectorias deben considerarse como preliminares, ya que en su definición falta integrar información de secciones geológicas transversales, que una vez interpretadas, probablemente podrían modificar algunas de las conclusiones que condujeron a establecer dichas trayectorias.

Es importante mencionar que el análisis de la prueba con trazadores realizada en este trabajo muestra resultados parciales, sin embargo el estudio posterior del resto de la información permitirá confirmar los resultados obtenidos en esta sección.

Se considera que para una evaluación más precisa de la prueba de multitrizado realizada en el Área I y tomando en cuenta la complejidad tanto del yacimiento del campo Poza Rica como de la respuesta observada de los trazadores inyectados, es necesario ajustar su comportamiento en una forma más rigurosa mediante el empleo de un simulador numérico, adecuadamente calibrado, que responda a las condiciones prevaecientes en este campo.

Capítulo VI**ESTRATEGIAS A CONSIDERAR PARA UNA READECUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA ACTUAL**

Como resultado de la aplicación de la prueba de multitrizado en el Área I y de la interpretación hidrogeoquímica del agua producida por los pozos del Campo Poza Rica, fue posible confirmar tanto la comunicación areal como la comunicación vertical ascendente de los fluidos en los cuerpos productores "A", "BC", "D" y "ab", determinándose, que la columna estratigráfica del yacimiento Tamabra, se encuentra comunicada hidráulicamente por eventos geológicos como fallas, fracturas etc.

Este análisis sugiere realizar cambios en las prácticas de explotación usadas en el desarrollo actual del campo; sin embargo, es necesario mejorar el conocimiento del comportamiento del yacimiento Tamabra a través de diversos estudios que deberán realizarse en varias etapas.

Se considera pertinente la aplicación de un programa que conduzca a una readecuación y optimizar del esquema de inyección actual que contemple dos fases de estudio.

En la primera fase se espera tener una mayor definición de las heterogeneidades en el sentido vertical y lateral, ya que las condiciones sedimentarias de la Formación Tamabra son muy complejas debido a la amplia variedad de facies ambientales presentes y a su susceptibilidad a alteraciones diagenéticas bajo las cuales se desarrolló y dieron como resultado redes complejas de poros.

Cabe mencionar que los diferentes ambientes de depósito y los cambios diagenéticos son factores que pueden afectar fuertemente el comportamiento de yacimientos carbonatados, así como a las prácticas de producción usadas en su desarrollo y explotación²².

En general, en esta fase se debe buscar mejorar la descripción del yacimiento y la distribución de los fluidos.

Como resultado del análisis del presente estudio, y para cubrir la primera fase mencionada se presentan a continuación las siguientes recomendaciones:

- I. Revisar y mejorar la interpretación petrofísica para tener una distribución de porosidades más consistente en todo el yacimiento.
- II. Revisar la descripción sedimentológica y estructural para estimar la distribución de litofacies en el yacimiento.
- III. Evaluar a detalle la clasificación y distribución de grupos de porosidad dentro del yacimiento Tamabra para analizar su continuidad vertical y lateral.
- IV. Con base en las distribuciones anteriormente mencionadas, elaborar mapas de porosidad neta y zonas de porosidad continua para cada cuerpo.
- V. Evaluar a detalle la extensión de fracturas y su distribución.
- VI. Construir secciones estructurales ilustrando el avance diferencial del agua inyectada en los casos que sea posible.
- VII. Toma de registros TDT y/o RST para definir saturación de fluidos.
- VIII. Pruebas especiales de núcleos e in-situ.
- IX. Mapeo de fluidos.
 - X. Análisis de núcleos para confirmar la mojabilidad del yacimiento. En caso que la roca resulte mojada por aceite, considerar la inyección de gases para mejorar la recuperación.
- XI. Determinación de la saturación de aceite residual en la zona barrida por el agua por cada cuerpo productor.
- XII. Definir los contactos agua-aceite y gas-aceite del yacimiento Tamabra.
- XIII. Determinar el volumen original de aceite por métodos volumétricos y de balance de materia, para cada cuerpo productor.
- XIV. Implementar una campaña de toma de registros de imágenes en los pozos nuevos con el propósito de caracterizar los patrones de fracturas presentes en el área.
- XV. Diseñar pruebas múltipozos en las áreas donde se ha inferido la posible extensión de las zonas de fracturamiento, seleccionando adecuadamente los pozos activos y observadores.

La fase dos consiste en los aspectos operacionales y predictivos, en la que se incluyen la planificación de pruebas en pozos inyectoras para optimizar el comportamiento de la inyección de agua, conversión de pozos, etc. Los estudios predictivos se realizarán utilizando modelos numéricos de simulación para explicar el comportamiento dinámico del yacimiento, basados en la descripción detallada del yacimiento y la distribución de fluidos determinados durante la etapa uno.

Las siguientes actividades cubrirían parcialmente la fase dos con las siguientes recomendaciones:

- I. Evaluar los límites de presión de fractura de la formación, mediante pruebas de gastos por etapas.
- II. Detectar oportunamente y en forma continua del daño de la formación en las vecindades del pozo, a través de pruebas de decremento de presión.
- III. Evaluar la distribución vertical del agua inyectada en el intervalo con aceite, utilizando registros de temperatura y perfiles de trazador radioactivo.
- IV. Analizar la extensión de la fractura vertical mediante pruebas de decremento de presión.
- V. Tomar pruebas sucesivas de decremento de presión para evaluar si la longitud de la fractura aumenta con el tiempo.
- VI. Realizar simulaciones zonificando el yacimiento para determinar las mejores opciones de desarrollo y evaluar su rentabilidad.

La aplicación sistemática de las pruebas mencionadas proporcionará una base para optimizar las operaciones de inyección de agua, en un tiempo mínimo por medio de acciones como; la minimización del daño, asegurar la distribución adecuada del agua y la determinación y control de la extensión de la fractura.

Con la integración de los estudios citados en las dos fases será posible generar nuevos planes de explotación, readecuar el sistema de inyección actual en arreglos de pozos, modificar los patrones de inyección actual, a través de tratamientos modificadores de permeabilidad para aumentar la recuperación de aceite. En general, un modelo completo de caracterización estática y dinámica permitirá evaluar y optimizar la recuperación de aceite en el Área I del campo Poza Rica.

Capítulo VII

CONCLUSIONES

Las conclusiones que se presentan a continuación están basadas en los análisis del esquema de producción-inyección, el estudio de los cambios en la composición química del agua producida en el Campo Poza Rica, y en la información de la prueba de multitrizado efectuada en los pozos que conforman el Área I del Campo Poza Rica:

- 1) De las 91 muestras de agua clasificadas con base en el contenido de sólidos disueltos totales, fue posible establecer que el 11 % se encontraron en el grupo de las aguas asociadas al acuífero, 68 % pertenecen al grupo de tipo marino y 12 % al tipo agua mezclada de formación-inyección.
- 2) En general, los diagramas Stiff permitieron observar que el comportamiento hidroquímico de los cuerpos productores "A", "BC", "D" y "ab", a través de sus etapas de explotación, presentan patrones de agua muy variados.
- 3) Los diagramas de concentraciones contra iones, mostraron que las aguas de los diferentes cuerpos productores tienen el mismo patrón; la variación para cada uno de los iones a través del tiempo se observó con mayor dispersión en los iones Ca^{++} , Mg^{++} y ligeramente en los iones SO_4^- y HCO_3^- . Los iones mayores sodio Na^+ y cloro Cl^- , mostraron un comportamiento uniforme con pocas variaciones iónicas.
- 4) Químicamente de acuerdo al diagrama Piper, las muestras de agua de los diferentes cuerpos presentaron una composición homogénea; es decir, no se observaron cambios significativos en su composición química, clasificándose en tipos Cloradas-Sódicas, Cloradas-Sódico-Cálcicas y Cloradas-Cálcicas. Se caracterizan por presentar predominantemente salinidad primaria (S_1) y salinidad secundaria (S_2), que las ubica dentro de la clase 4, la cual pertenece al grupo de aguas de mar y salmueras. También contienen en menor cantidad valores de alcalinidad secundaria (A_2), que las incluye además en el grupo de aguas superficiales o de clase 3.

- 5) Las muestras de agua congénita analizadas con la metodología de Sulin se clasificaron de tipo Cloradas-Cálcicas, relacionadas a zonas profundas que se encuentran aisladas e hidráulicamente no muy activas (estancadas).
- 6) De acuerdo a la clasificación de Sulin la composición química del agua recuperada en el pozo Poza Rica 233, se encuentra relacionada con cuencas sedimentarias con influencia de rocas evaporíticas e indica, que el agua congénita de los pozos productores en los cuerpos "A" y "BC" de la Formación Tamabra tienen el mismo origen.
- 7) La distribución de los siete trazadores inyectados entre los 36 pozos observadores permitió inferir, que el yacimiento muestra buena conectividad entre el área donde se encuentra concentrada la inyección y los correspondientes dos grupos de pozos observadores, tanto el ubicado hacia el NW de la línea de inyectores, como también del grupo de pozos observadores localizados hacia el W y W-SW-SE de dicha línea.
- 8) En el estudio se identificaron canales preferenciales de flujo a través de los cuerpos productores "BC, D y ab"; asimismo, fue posible determinar tres regiones de la porción del yacimiento determinada por la distribución de pozos inyectores y observadores elegidos dentro del Área I de la prueba, donde las trayectorias primarias de alta velocidad de los distintos trazadores muestran una gran coincidencia.
- 9) Se identificó la existencia de posibles barreras de flujo entre cuerpos, comunicación vertical ascendente de los fluidos inyectados, y zonas de conductividad variable de fluidos a través del plano de la falla que se ubica en la región NE-SE del campo.
- 10) El análisis de la prueba con trazadores realizada en este trabajo muestra resultados parciales; sin embargo, se consideran que estudios posteriores confirmarán los resultados obtenidos en esta tesis.
- 11) Para una evaluación más precisa de la prueba de multitrazado, es necesario ajustar su comportamiento en una forma más rigurosa mediante el empleo de un simulador numérico, adecuadamente calibrado, que responda a las condiciones prevalecientes en este campo.

- 12) La prueba de multitrizado y de la interpretación hidrogeoquímica del agua producida confirman la comunicación vertical ascendente de los fluidos en los cuerpos productores "A", "BC", "D" y "ab", con lo cual, se concluye que la columna estratigráfica del yacimiento Tamabra, se encuentra comunicada hidráulica a través de fallas, fracturas etc.

OBSERVACIONES ADICIONALES

- 1) El avance de la caracterización estática en el yacimiento Tamabra se estima concluida; en su primera etapa. Con la segunda etapa, después de reprocesar la información sísmica tridimensional se podrá reevaluar estructural y estratigráficamente.
- 2) Los diferentes ambientes de depósito y los cambios diagenéticos pueden afectar fuertemente el comportamiento de yacimientos carbonatados, así como a las prácticas de producción usadas en su desarrollo y explotación.
- 3) El cuerpo "A", del yacimiento Tamabra, acumuló 58,607 MBLS de aceite, 52,491 MMPC de gas. Se dejó de explotar en el año de 1984 por invadirse de agua, la inyección acumulada de agua fue de 30.39 MMBLS.
- 4) Actualmente el cuerpo "BC", del yacimiento Tamabra, ha acumulando 33,952 MBLS de aceite, 31,554 MMPC de gas y su flujo fraccional hasta el año de 2003 fue de 63 % en promedio. Durante las etapas de inyección bajo las cuales estuvo sometido se inyectaron 86.66 MMBLS de agua. La reserva remanente de aceite es de 423.83 MBLS.
- 5) El volumen total inyectado en el cuerpo "D", fue de 139.25 MMBLS. Ha acumulado 4,147 MBLS de aceite y 43,639 MMPC de gas y el flujo fraccional de agua hasta el año de 2003 fue de 62 % en promedio. La reserva remanente de aceite es de 5,031.26 MBLS.
- 6) Actualmente el cuerpo "ab", del yacimiento Tamabra, ha acumulado 5,029 MBLS de aceite, 5,469 MPCD de gas y el flujo fraccional de agua hasta el año de 2003 fue de 50 % en promedio. La reserva remanente de aceite es de 2,332.58 MBLS.

RECOMENDACIONES

- 1) Es necesario la extensión de este tipo de estudios al resto del campo.
- 2) Continuar con la interpretación de los resultados de la prueba de multitrazado en las Áreas II, II-A, III y IV del Campo Poza Rica.

- 3) Para confirmar el origen del agua del yacimiento Tamabra, se sugiere realizar estudios de radioisótopos u otras técnicas que permitan caracterizar dinámicamente al yacimiento Tamabra del Campo Poza Rica.

REFERENCIAS

1. Velázquez, Octavio, "Aspectos Prácticos de Prueba de Trazadores Radioactivos. Aplicación al Campo Girdas" Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM 2002.
2. Solares, Javier.: "Metodología Empleada en la Interpretación de Pruebas de Trazadores", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM 2001.
3. Carvajal, Andrés y Morales Norma: "Uso de Trazadores Radioactivos en la Caracterización de Yacimientos Petroleros", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería. UNAM 1994.
4. Hernández, C. Agustín, Ortuño, Enrique y Juárez, Luis.: "Salinidad en los Acuíferos de la Sonda de Campeche", Informe Inédito. Petróleos Mexicanos. Región Marina de Campeche, 2001.
5. Robbins, Raúl y Reyes, Carlos.: "Estudio Integral Campo Poza Rica", Sección de Recuperación Secundaria y Mejorada, Petróleos Mexicanos, Poza Rica, Ver. 1986.
6. Rentería, C., Sergio.: "Análisis Retrospectivo del Campo Poza Rica", Coordinación Diseño de Explotación, Petróleos Mexicanos, Poza Rica, Ver. Abril 2002.
7. Asadi, M. "Poza Rica Field Area I Interwell Waterflood Tracer Final Report", Protechnics, September, 2003.
8. Horner, William.: "Poza Rica Field, Engineering Study for Water Injection", Report to Petróleos Mexicanos, 1950.
9. Instituto de Investigaciones Eléctricas: "Caracterización Química e Isotópica de los Acuíferos Profundos del Campo Cactus", México, 2000.
10. Gene, C. A.: "Geochemistry of Oilfield Waters", Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam 1975, paginas; 227-234, 253-261 y 274-286.
11. Bermúdez, P., E.: "Método de Análisis de las Aguas de Formación Utilizado en el Laboratorio de Yacimientos del Activo de Producción Poza Rica", Poza Rica, Veracruz, 2001.
12. Stiff, Henry, A.: "The Interpretation of Chemical Water Analysis by Means of Patterns", Trans. AIME, Vol. 192 (1951) 376.
13. Patton, C. Ch.: "Applied Water Technology", Campbell Petroleum Series, Oklahoma, June 1986.
14. Weight, D. Willis; Sonderegger, L. John.: "Manual of Applied Field Hydrogeology", McGraw-Hill 2001 USA, paginas; 255-265.
15. Parke, A. Dickey.: "Petroleum Development Geology", PennWell Publishing Company Tulsa, Oklahoma USA. Third Edition 1986, paginas; 253-271.
16. Davis, S.; Dewiest, R.: "Hydrogeology", John Wiley & Sons Inc., 1966 USA, paginas 71-93 y 96-126.

17. Piper, A. M.: "A Graphic Procedure in the Geochemical Interpretation of Water-Analyses", Transaction American Geophysical Union, Vol. 25, 1944, paginas; 914-928.
18. Palmer, C.: "The Geochemical Interpretation of Water Analysis", U. S. Geol. Survey, Bull. 479, paginas; 31, 1911.
19. Prieto Manuel, Vázquez Pedro, García Fidel y Manjarrez Pedro: "Reporte del estudio Play Tamabra", Petróleos Mexicanos, Poza Rica de Hgo., Ver. Diciembre de 1995.
20. Rivera, R., J.: "Notas de la Asignatura Recuperación Secundaria de Hidrocarburos", DEPI, UNAM, 2002.
21. Rivera, R., J.: "Reporte de Misión en el Activo Poza Rica", Poza Rica, Veracruz, Septiembre de 2003.
22. Garaicochea, P. F., Corona A.: "Temas Selectos Sobre Inyección de Agua y Gas" Depto. de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería UNAM, Noviembre 1978.
23. Rivera, R., J.: "Reporte de la segunda Misión en el Activo Poza Rica", Poza Rica, Veracruz, Octubre de 2003.
24. Addy S., Fair, W. y Díaz F.: "Interpretación Sísmica e Inversión Acústica, Integración con Datos de Producción" Campo Poza Rica Yacimiento Tamabra. Activo Misantla, Mayo 2003.
25. Rivera, R., J.: "Reporte de Proyecto de Reingeniería de Campos de la Región Norte", Poza Rica, Veracruz, Julio de 2004.
26. Marx, R., Mario.: "Proyecto Integral Poza Rica", Diseño de Explotación, Grupo Poza Rica, Petróleos Mexicanos, Poza Rica, Ver. 2004.
27. Marx, R., Mario.: "Proyecto Tepexic", PRES-012/90, Informe Inédito. Petróleos Mexicanos, Poza Rica, Ver. 1990.
28. Schumberger.: "Software Oil-Field Manager", Versión 2004.

APÉNDICE A

Distribución y Velocidades aparentes de Trazadores Área I

Tabla 1.1 Distribución de los siete trazadores inyectados entre los 36 pozos observadores en el Área 1.

(√) Apareció trazador (X) no apareció trazador

**AREA 1 TRAZADORES
POZOS INYECTORES**

POZO MUESTREADO	PR-105 IWT1200	PR-133 IWT1900	MEC-55 IWT1000	MEC-53 IWT1300	MEC-58 IWT1100	MEC-42 IWT1400	MEC-52 IWT1800
MAC-105	√	√	X	X	√	X	X
MAC-108	√	√	√	X	√	√	√
MAC-111	√	X	√	X	√	√	√
MEC-9	√	X	√	X	√	X	√
MEC-10	√	√	√	X	√	√	√
MEC-13	√	√	√	X	√	√	√
MEC-30	√	√	√	X	√	√	√
MEC-38	√	√	√	√	√	√	√
MEC-41	√	√	X	X	√	√	√
MEC-56	√	√	√	X	√	√	√
MEC-62	√	√	√	√	√	√	√
MEC-63	√	√	√	√	√	√	√
MEC-76	√	√	√	X	√	√	√
MEC-82	√	X	√	X	X	√	√
MEC-97	√	√	√	√	√	√	√
MEC-99	√	√	√	X	√	√	√
MEC-105	√	√	√	√	√	√	√
MEC-107	√	√	√	√	√	√	√
MEC-110	√	√	√	X	√	√	√
PN-17	√	X	X	X	√	X	X
PR-26	√	√	√	X	√	√	√
PR-38	√	√	√	X	√	√	√
PR-54	√	√	√	X	√	√	√

Tabla 1.1 Distribución de los siete trazadores inyectados entre los 36 pozos observadores en el Área 1.

(√) Apareció trazador (X) no apareció trazador

**AREA 1 TRAZADORES
POZOS INYECTORES**

POZO MUESTREADO	PR-105 IWT1200	PR-133 IWT1900	MEC-55 IWT1000	MEC-53 IWT1300	MEC-58 IWT1100	MEC-42 IWT1400	MEC-52 IWT1800
PR-63	√	√	√	X	√	√	√
PR-73	√	X	X	X	√	X	X
PR-74	√	X	√	X	√	√	√
PR-78	√	√	√	X	√	√	√
PR-116	√	√	√	X	√	√	√
PR-170	√	√	√	X	√	√	√
PR-241	√	√	√	X	√	√	√
PR-243	√	X	X	X	√	X	√
PR-301	√	X	√	X	√	√	√
PR-302	√	X	√	X	√	√	√
PR-322	√	X	√	X	√	√	√
PR-358	√	√	√	X	√	√	√
PR-374	√	√	√	X	√	X	√

TOTAL DE POZOS MUESTREADOS: 36

Tabla 2.1
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector PR105. Trazador IWT1200.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción	Distancia entre pozos	Velocidad aparente
			(días)	(m)	(m/día)
PR105 (IWT1200)	MAC-105	I	90	1509	17
	MAC-108	I	1	3434	3434
	MAC-111	I	1	2642	2642
	MEC-9	I	18	1849	103
	MEC-10	I	1	2340	2340
	MEC-13	I	1	2755	2755
	MEC-30	I	2	1887	943
	MEC-36	I	1	2302	2302
	MEC-41	I	45	1774	39
	MEC-56	I	1	2189	2189
	MEC-62	I	1	943	943
	MEC-63	I	1	2075	2075
	MEC-76	I	1	3094	3094
	MEC-82	I	6	1208	201
	MEC-97	I	1	2755	2755
	MEC-99	I	1	2038	2038
	MEC-105	I	1	2264	2264
	MEC-107	I	1	1283	1283
	MEC-110	I	1	1509	1509
	PN-17	I	134	1358	10
	PR-26	I	1	1170	1170
	PR-38	I	1	528	528

Tabla 2.1
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector PR105. Trazador IWT1200.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
PR105 (IWT1200)	PR-54	I	1	792	792
	PR-63	I	83	2000	24
	PR-73	I	77	1547	20
	PR-74	I	2	1811	906
	PR-78	I	1	906	906
	PR-116	I	1	415	415
	PR-170	I	45	417	9
	PR-241	I	1	1019	1019
	PR-243	I	83	1170	14
	PR-301	I	2	1434	717
	PR-302	I	1	1660	1660
	PR-322	I	4	1283	321
	PR-358	I	1	1547	1547
	PR-374	I	83	1623	20

Tabla 2.2
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector PR133. Trazador IWT1900.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
PR133 (IWT1900)	MAC-105	I	90	1434	16
	MAC-108	I	209	3434	16
	MAC-111	I	-	-	-
	MEC-9	I	-	-	-
	MEC-10	I	1	3019	3019
	MEC-13	I	1	3321	3321
	MEC-30	I	6	2528	421
	MEC-36	I	2	2906	1453
	MEC-41	I	77	2264	29
	MEC-56	I	18	2642	147
	MEC-62	I	3	1623	541
	MEC-63	I	3	2792	931
	MEC-76	I	1	3698	3698
	MEC-82	I	-	-	-
	MEC-97	I	90	3396	38
	MEC-99	I	1	2000	2000
	MEC-105	I	13	2792	215
	MEC-107	I	13	2000	154
	MEC-110	I	18	2264	126
	PN-17	I	-	-	-
PR-26	I	18	1925	107	
PR-38	I	147	1283	9	

Tabla 2.2
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector PR133. Trazador IWT1900.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción	Distancia entre pozos	Velocidad aparente
			(días)	(m)	(m/día)
PR133 (IWT1900)	PR-54	I	6	1547	258
	PR-63	I	83	2302	28
	PR-73	I	-	-	-
	PR-74	I	-	-	-
	PR-78	I	6	1698	283
	PR-116	I	168	981	6
	PR-170	I	69	943	14
	PR-241	I	241	1434	6
	PR-243	I	-	-	-
	PR-301	I	-	-	-
	PR-302	I	-	-	-
	PR-322	I	-	-	-
	PR-358	I	3	1585	528
	PR-374	I	115	1774	15

Tabla 2.3
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector MEC55. Trazador IWT1000.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
MEC55 (IWT1000)	MAC-105	I	-	-	-
	MAC-108	I	1	2151	2151
	MAC-111	I	1	1396	1396
	MEC-9	I	45	1698	38
	MEC-10	I	1	1811	1811
	MEC-13	I	1	1925	1925
	MEC-30	I	2	1396	698
	MEC-36	I	1	1585	1585
	MEC-41	I	-	-	-
	MEC-56	I	1	1208	1208
	MEC-62	I	1	906	906
	MEC-63	I	2	1736	868
	MEC-76	I	1	2340	2340
	MEC-82	I	1	453	453
	MEC-97	I	1	2113	2113
	MEC-99	I	1	830	830
	MEC-105	I	1	1396	1396
	MEC-107	I	2	1208	604
	MEC-110	I	1	1472	1472
	PN-17	I	-	-	-
	PR-26	I	6	2000	333
	PR-38	I	1	1509	1509

Tabla 2.3
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector MEC55. Trazador IWT1000.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
MEC55 (IWT1000)	PR-54	I	6	1283	214
	PR-63	I	182	3321	18
	PR-73	I	-	-	-
	PR-74	I	4	3057	764
	PR-78	I	1	1660	1660
	PR-116	I	3	1698	566
	PR-170	I	41	943	23
	PR-241	I	4	2348	585
	PR-243	I	-	-	-
	PR-301	I	4	2717	679
	PR-302	I	4	2981	745
	PR-322	I	6	2566	428
	PR-358	I	2	2830	1415
	PR-374	I	126	2906	23

Tabla 2.4
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector MEC53. Trazador IWT1300.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
MEC53 (IWT1300)	MAC-105	I	-	-	-
	MAC-108	I	-	-	-
	MAC-111	I	-	-	-
	MEC-9	I	-	-	-
	MEC-10	I	-	-	-
	MEC-13	I	-	-	-
	MEC-30	I	-	-	-
	MEC-36	I	13	1509	116
	MEC-41	I	-	-	-
	MEC-56	I	-	-	-
	MEC-62	I	18	1208	67
	MEC-63	I	69	1774	26
	MEC-76	I	-	-	-
	MEC-82	I	-	-	-
	MEC-97	I	168	2000	12
	MEC-99	I	-	-	-
	MEC-105	I	13	1283	99
	MEC-107	I	13	1396	107
	MEC-110	I	-	-	-
	PN-17	I	-	-	-
	PR-26	I	-	-	-
	PR-38	I	-	-	-

Tabla 2.4
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector MEC53. Trazador IWT1300.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
MEC53 (IWT1300)	PR-54	I	-	-	-
	PR-63	I	-	-	-
	PR-73	I	-	-	-
	PR-74	I	-	-	-
	PR-78	I	-	-	-
	PR-116	I	-	-	-
	PR-170	I	-	-	-
	PR-241	I	-	-	-
	PR-243	I	-	-	-
	PR-301	I	-	-	-
	PR-302	I	-	-	-
	PR-322	I	-	-	-
	PR-358	I	-	-	-
	PR-374	I	-	-	-

Tabla 2.5
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector MEC58. Trazador IWT1100.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
MEC58 (IWT1100)	MAC-105	I	90	642	7.12
	MAC-108	I	1	2491	2491
	MAC-111	I	1	1698	1698
	MEC-9	I	18	3686	149
	MEC-10	I	1	2038	2038
	MEC-13	I	1	2226	2226
	MEC-30	I	2	1585	792
	MEC-36	I	1	1887	1887
	MEC-41	I	83	1132	14
	MEC-56	I	1	1509	1509
	MEC-62	I	1	830	830
	MEC-63	I	1	1849	1849
	MEC-76	I	1	2642	2642
	MEC-82	I	-	-	-
	MEC-97	I	1	2377	2377
	MEC-99	I	1	1094	1094
	MEC-105	I	1	1660	1660
	MEC-107	I	1	1208	1208
	MEC-110	I	1	1509	1509
	PN-17	I	134	2302	17.17
PR-26	I	1	1774	1774	
PR-38	I	1	1283	1283	

Tabla 2.5
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector MEC58. Trazador IWT1100.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
MEC58 (IWT1100)	PR-54	I	5	1472	294
	PR-63	I	77	2981	39
	PR-73	I	77	2528	33
	PR-74	I	2	2717	1358
	PR-78	I	1	1434	1434
	PR-116	I	2	1358	679
	PR-170	I	45	604	13
	PR-241	I	1	2000	2000
	PR-243	I	77	1962	25
	PR-301	I	4	2340	585
	PR-302	I	3	2604	868
	PR-322	I	4	2226	557
	PR-358	I	3	2453	818
	PR-374	I	90	2566	29

Tabla 2.6
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector MEC42. Trazador IWT1400.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
MEC42 (IWT1400)	MAC-105	I	-	-	-
	MAC-108	I	1	1660	1660
	MAC-111	I	1	943	943
	MEC-9	I	-	-	-
	MEC-10	I	1	1472	1472
	MEC-13	I	1	1358	1358
	MEC-30	I	4	1170	292
	MEC-36	I	1	1208	1208
	MEC-41	I	77	453	6
	MEC-56	I	1	642	642
	MEC-62	I	1	1283	1283
	MEC-63	I	1	1434	1434
	MEC-76	I	1	1736	1736
	MEC-82	I	4	1170	292
	MEC-97	I	1	1660	1660
	MEC-99	I	1	906	906
	MEC-105	I	1	887	887
	MEC-107	I	2	1358	679
	MEC-110	I	1	1472	1472
	PN-17	I	-	-	-
PR-26	I	1	2377	2377	
PR-38	I	1	2075	2075	

Tabla 2.6
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector MEC42. Trazador IWT1400.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
MEC42 (IWT1400)	PR-54	I	6	1660	277
	PR-63	I	83	3887	47
	PR-73	I	-	-	-
	PR-74	I	4	3774	943
	PR-78	I	2	2038	1019
	PR-116	I	6	2340	390
	PR-170	I	49	1585	32
	PR-241	I	45	2943	65
	PR-243	I	-	-	-
	PR-301	I	4	3396	849
	PR-302	I	2	3660	1830
	PR-322	I	18	3170	176
	PR-358	I	2	3509	1755
	PR-374	I	-	-	-

Tabla 2.7
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector MEC52. Trazador IWT1800.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
MEC52 (IWT1800)	MAC-105	I	-	-	-
	MAC-108	I	1	1396	1396
	MAC-111	I	1	717	717
	MEC-9	I	18	1849	103
	MEC-10	I	2	1585	792
	MEC-13	I	1	1321	1321
	MEC-30	I	6	1358	226
	MEC-36	I	1	1208	1208
	MEC-41	I	45	679	15
	MEC-56	I	1	642	642
	MEC-62	I	1	1623	1623
	MEC-63	I	1	1660	1660
	MEC-76	I	3	1653	551
	MEC-82	I	-	-	-
	MEC-97	I	2	1623	812
	MEC-99	I	1	1057	1057
	MEC-105	I	1	943	943
	MEC-107	I	2	1660	830
	MEC-110	I	1	1679	1679
	PN-17	II	-	-	-
PR-26	I	1	2717	2717	
PR-38	I	1	2453	2453	

Tabla 2.7
Comportamiento de los trazadores inyectados en el Campo Poza Rica. Área I
Pozo Inyector MEC52. Trazador IWT1800.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Área de la Prueba	Tiempo Irrupción (días)	Distancia entre pozos (m)	Velocidad aparente (m/día)
MEC52 (IWT1800)	PR-54	I	6	2038	340
	PR-63	I	126	4264	34
	PR-73	I	-	-	-
	PR-74	I	1	4151	4151
	PR-78	I	3	2415	805
	PR-116	I	21	2717	129
	PR-170	I	41	1962	48
	PR-241	I	5	2566	513
	PR-243	I	115	3051	27
	PR-301	I	4	3774	943
	PR-302	I	3	4000	1333
	PR-322	I	6	3547	591
	PR-358	I	2	3887	1943
	PR-374	I	115	3962	34

APÉNDICE B

Tiempos de irrupción de Trazadores Área I

Área I

Tabla II.1 Tiempos de irrupción de los trazadores inyectados en el Pozo Inyector MEC52.
Trazador IWT1800.

Tabla II.1 a) Pozos que tuvieron tiempos de irrupción del trazador en 1 día.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
MEC52 (IWT1800)	MAC-108	1
	MAC-111	1
	MEC-99	1
	MEC-56	1
	MEC-105	1
	MEC-13	1
	MEC-36	1
	MEC-62	1
	MEC-110	1
	MEC-63	1
	PR-74	1
	PR-38	1
	PR-26	1

Tabla II.1 b) Pozos en los que el trazador irrumpió en tiempos mayores de 1 día.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
MEC52 (IWT1800)	PR-116	21
	PR-54	6
	PR-322	6
	MEC-30	6
	PR-241	5
	PR-301	4
	PR-302	3
	MEC-76	3
	PR-78	3
	MEC-10	2
	PR-358	2
	MEC-97	2
	MEC-107	2

Área I

Tabla II.2 Tiempos de irrupción de los trazadores inyectados en el Pozo Inyector MEC53.
Trazador IWT1300.

Pozos en los que el trazador irrumpió en tiempos mayores de 1 día.		
Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
MEC53 (IWT1300)	MEC-97	168
	MEC-63	69
	MEC-62	18
	MEC-36	13
	MEC-105	13
	MEC-107	13

Área I

Tabla II.3 Tiempos de irrupción de los trazadores inyectados en el Pozo Inyector MEC42.
Trazador IWT1400.

Tabla II.3 a) Pozos que tuvieron tiempos de irrupción del trazador en 1 día.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
MEC42 (IWT1400)	MAC-108	1
	MAC-111	1
	MEC-99	1
	MEC-56	1
	MEC-105	1
	MEC-13	1
	MEC-76	1
	MEC-36	1
	MEC-62	1
	MEC-110	1
	MEC-63	1
	MEC-97	1
	MEC-10	1
	PR-26	1
	PR-38	1

Tabla II.3 b) Pozos en los que el trazador irrumpió en tiempos mayores de 1 día.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
MEC42 (IWT1400)	PR-241	45
	PR-322	18
	PR-54	6
	PR-116	6
	PR-74	4
	PR-301	4
	MEC-30	4
	MEC-82	4
	MEC-107	2
	PR-78	2
	PR-302	2
	PR-358	2

Área I

Tabla II.4 Tiempos de irrupción de los trazadores inyectados en el Pozo Inyector MEC55.
Trazador IWT1000.

Tabla II.4 a) Pozos que tuvieron tiempos de irrupción del trazador en 1 día.		
Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
MEC55 (IWT1000)	PR-170*	41
	MAC-108	1
	MAC-111	1
	MEC-99	1
	MEC-82	1
	MEC-56	1
	MEC-105	1
	MEC-13	1
	MEC-76	1
	MEC-36	1
	MEC-62	1
	MEC-110	1
	MEC-97	1
	MEC-10	1
	PR-38	1
	PR-7B	1

Tabla II.4 b) Pozos en los que el trazador irrumpió en tiempos mayores de 1 día.		
Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
MEC55 (IWT1000)	PR-26	6
	PR-54	6
	PR-322	6
	PR-74	4
	PR-241	4
	PR-301	4
	PR-302	4
	PR-116	3
	PR-358	2
	MEC-30	2
	MEC-63	2
	MEC-107	2

* Pozos muestreados varios días después del inicio de la inyección.

Área I

Tabla II.5 Tiempos de irrupción de los trazadores inyectados en el Pozo Inyector MEC58. Trazador IWT1100.

Tabla II.5 a) Pozos que tuvieron tiempos de irrupción del trazador en 1 día.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
MEC58 (IWT1100)	MAC-105*	90
	MEC-41*	83
	MAC-108	1
	MAC-111	1
	MEC-99	1
	MEC-56	1
	MEC-105	1
	MEC-13	1
	MEC-76	1
	MEC-36	1
	MEC-62	1
	MEC-107	1
	MEC-110	1
	MEC-63	1
MEC-97	1	

Tabla II.5 b) Pozos en los que el trazador irrumpió en tiempos mayores de 1 día.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
MEC58 (IWT1100)	PR-54	5
	PR-301	4
	PR-322	4
	PR-302	3
	PR-358	3
	PR-74	2
	MEC-30	2
	PR-116	2

* Pozos muestreados varios días después del inicio de la inyección.

Área I

Tabla II.5(Cont) Tiempos de irrupción de los trazadores inyectados en el Inyector MEC58.
Trazador IWT1100.

Tabla II.5 a) Pozos que tuvieron tiempos de irrupción del trazador en 1 día.		
Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
MEC58 (IWT1100)	MEC-10	1
	PR-38	1
	PR-241	1
	PR-78	1
	PR-26	1

Área I

Tabla II.6 Tiempos de irrupción de los trazadores inyectados en el Pozo Inyector PR105.
Trazador IWT1200.

Tabla II.6 a) Pozos que tuvieron tiempos de irrupción del trazador en 1 día.		
Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
PR105 (IWT1200)	PR-63*	83
	PR-374*	83
	PR-243*	83
	PR-73*	77
	MAC-108	1
	MAC-111	1
	MEC-99	1
	MEC-56	1
	MEC-105	1
	MEC-13	1
	MEC-76	1
	MEC-36	1
	MEC-62	1
	MEC-107	1
	MEC-110	1
	MEC-63	1
	PR-116	1
	PR-358	1
PR-54	1	

Tabla II.6 b) Pozos en los que el trazador irrumpió en tiempos mayores de 1 día.		
Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
PR105 (IWT1200)	MEC-82	6
	PR-322	4
	MEC-30	2
	PR-301	2
	PR-74	2

* Pozos muestreados varios días después del inicio de la inyección.

Área I

Tabla II.6(Cont) Tiempos de irrupción de los trazadores inyectados en el Inyector PR105.
Trazador IWT1200.

Tabla II.6 a) Pozos que tuvieron tiempos de irrupción del trazador en 1 día.		
Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
PR105 (IWT1200)	PR-38	1
	PR-241	1
	PR-78	1
	PR-26	1
	MEC-10	1
	MEC-97	1
	PR-302	1

Área I

Tabla II.7 Tiempos de irrupción de los trazadores inyectados en el Pozo Inyector PR133.
Trazador IWT1900

Tabla II.7 a) Pozos que tuvieron tiempos de irrupción del trazador en 1 día.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
PR133 (IWT1900)	MEC-99	1
	MEC-13	1
	MEC-76	1
	MEC-10	1

Tabla II.7 b) Pozos en los que el trazador irrumpió en tiempos mayores de 1 día.

Pozo Inyector (Trazador)	Pozo Observador	Tiempo Irrupción (días)
PR133 (IWT1900)	PR-241	241
	MAC-108	209
	PR-116	168
	PR-38	147
	MEC-97	90
	PR-26	18
	MEC-110	18
	MEC-56	18
	MEC-105	13
	MEC-107	13
	MEC-30	6
	PR-54	6
	PR-78	6
	MEC-62	3
	MEC-63	3
PR-358	3	
MEC-36	2	