

01174



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO
EN INGENIERIA
ENTIDAD PARTICIPANTE: FACULTAD DE INGENIERÍA**

**"RESPUESTA DE UN MEDIO NATURALMENTE FRACTURADO A LA
INYECCIÓN DE AGUA, CAMPO CACTUS"**

TESIS

Que para obtener el grado académico de:
MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA

PRESENTA:

ING. LUIS MANUEL PERERA PÉREZ

DIRECTOR DE TESIS: DR. JESÚS RIVERA RODRÍGUEZ

MÉXICO, D.F.

NOVIEMBRE 2004

m 342701



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.

CONTENIDO

Página

Agradecimientos	
Resumen	iii
Lista de Figuras	v
Lista de Tablas	xx
I. INTRODUCCIÓN	
I.1 Generalidades	1
I.2 Antecedentes	3
I.3 Objetivo	4
II. REVISIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO	
II.1 Antecedentes Geológicos	5
II.2 Cimas Estratigráficas	6
II.3 Evaluación Estructura/Fallas	13
II.4 Evaluación de Fracturas Naturales	20
II.5 Modelo Geológico 3D	31
II.6 Difracción de Rayos X	34
III. ANÁLISIS DE LAS AGUAS PRODUCIDA Y LA INYECTADA	
III.1 Antecedentes	41
III.2 Análisis de Aguas	45
III.3 Diagramas Stiff	46
III.4 Diagramas Piper	68
III.5 Integración de Información de los diagramas Stiff y Piper	75
III.6 Análisis Geoquímico del Agua Separada Producida	86
IV. REVISIÓN DE LA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ROCA- FLUIDOS	
IV.1 Antecedentes	115
IV.2 Conceptos Básicos	118
IV.3 Análisis de la Información Petrofísica	131
IV.4 Análisis de la Información PVT	172
V. ESTUDIO DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN	
V.1 Antecedentes	188
V.2 Revisión de la Historia de Producción	194
V.3 Análisis de la Salinidad del Agua Producida	208
V.4 Integración de Información	222

CONTENIDO (Continuación)

	Página
VI. REVISIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN DE AGUA	
VI.1 Antecedentes	234
VI.2 Análisis de la Inyección de Agua	237
VI.3 Influencia de la Inyección de Agua en la Producción	248
VII. DICTAMEN DE LOS PRINCIPALES MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	
VII.1 Conceptos Preliminares	254
VII.2 Determinación de los Mecanismos de Producción	268
VIII. INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DEL ANÁLISIS DEL AGUA PRODUCIDA Y VOLÚMENES DE ACEITE EXPLOTADOS, PARA IDENTIFICAR ZONAS FAVORABLES A LA IMPLANTACIÓN DE UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA	
VIII.1 Análisis de zonas invadidas de agua	278
VIII.2 Diagnóstico de zonas con mayor saturación de aceite	296
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	307
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	309
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	311
NOMENCLATURA	315
REFERENCIAS	320

AGRADECIMIENTOS

Gaby,

A ti por tu apoyo y comprensión en esta etapa de mi vida, sin ti a mi lado no lo hubiera logrado, gracias nena.

Fridita,

Por ser mi razón de ser, te amo.

A mis papás,

Por estar siempre junto a mí en los momentos más importantes, mi eterno agradecimiento para ustedes.

A la Universidad,

Por darme la oportunidad de ser mejor cada día.

Al Doctor Jesús Rivera,

Por todo el apoyo y orientación que recibí de usted, gracias.

A todos mis amigos,

Les agradezco el apoyo que me brindaron cuando más lo necesite.

RESUMEN

El campo Cactus ha tenido una larga vida productiva, convirtiéndose en un campo maduro, por lo cual, es conveniente considerar la aplicación de un proceso de Recuperación Mejorada que permita incrementar su rentabilidad, considerando que ya fue sujeto a un proceso de Recuperación Secundaria mediante la inyección periférica de agua. El objetivo de este trabajo, es analizar la respuesta del sistema a la inyección de agua, así como los parámetros que han gobernado el proceso, con la finalidad de conocer las condiciones actuales en que se encuentra el yacimiento, y en base a esta información decidir cual será la mejor estrategia de explotación, de acuerdo a los mecanismos de producción existentes. Para realizar lo anterior, se analizó la información estática con la cual se determinaron las unidades estratigráficas, la dirección preferencial del fracturamiento, y el modelo geológico 3D a utilizar. Además, se analizó la información petrofísica existente utilizando una técnica de zonificación estadística, para la porosidad y permeabilidad, con el propósito de establecer la posible correlación entre las zonas, así como establecer las curvas promedio de permeabilidades relativas al agua, al aceite y la presión capilar, con las cuales se dictaminó que es necesario establecer diferentes regiones petrofísicas en los yacimientos calcarena y dolomía. En lo referente al agua producida, su comportamiento se estableció mediante el análisis químico e isotópico del agua, lo que permitió establecer la evolución y edad de las mismas, así como su distribución en el yacimiento. Asimismo, se estableció la influencia de la inyección de agua en los pozos productores, mediante el análisis de la salinidad del agua producida y datos históricos del comportamiento presión-producción. Además, se definieron cualitativamente los mecanismos de empuje existentes en los yacimientos calcarena y dolomía, partiendo de una gráfica del comportamiento presión-producción. Finalmente, se realizó la integración de la información obtenida del análisis del agua producida y volúmenes de aceite explotados, para identificar zonas favorables a la implantación de un proceso de recuperación mejorada. Existen limitaciones en el trabajo, algunas de ellas son: 1) la información disponible del estudio químico e isotópico del agua producida no es la suficiente,

por lo cual se recomienda replantear los pozos a estudiar con la finalidad de cubrir aquellas zonas en las cuales no se tiene información; 2) en lo referente a los estudios petrofísicos, existen zonas en el yacimiento que no se pueden analizar, debido a la escasez de información, por lo tanto, es importante incluir los datos obtenidos en la perforación de pozos de relleno; 3) no es posible establecer la mojabilidad de la roca, debido a que del análisis a las curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite se infiere que existe una tendencia de la roca a ser mojada por agua; sin embargo, la permeabilidad relativa al agua extrema indica que la roca tiene preferencia a ser mojada por aceite, por lo cual, se recomienda realizar estudios de laboratorio que incluyan este parámetro; 4) no se realizaron corridas de simulación que consideren una redistribución de la inyección del agua de desecho, así como establecer la influencia de esta en los pozos productores; y 5) no se determinó el tipo de fluido a inyectar en el proceso de Recuperación Mejorada, ni la compatibilidad de este con los fluidos producidos.

Lista de Figuras

	Página
Figura 1.- Localización Geográfica del Campo Cactus, perteneciente a la Región Sur de PEMEX Exploración y Producción ⁽³⁾ .	4
Figura 2.- Correlación Eustática-Estratigráfica para la secuencia Jurásico Superior-Cretácico Superior del Diseño de Explotación Cactus-Sitio Grande ⁽³⁾ .	8
Figura 3.- Distribución y Cimas Erosionales Campos Cactus-Níspero-Río Nuevo ⁽³⁾ .	12
Figura 4.- Interpretación geoquímica de fallas, Cretácico Medio, PEMEX 1981 ⁽⁴⁾ .	18
Figura 5.- Interpretación geoquímica de fallas cima Cretácico Superior Agua Nueva (GeoQuest, 1995) ⁽⁴⁾ .	18
Figura 6.- Interpretación geoquímica de fallas cima Cretácico Superior Agua Nueva (Comesa, 2000) ⁽⁴⁾ .	19
Figura 7.- Diferentes interpretaciones de las fallas (Rosa =GeoQuest, Roja =PEMEX, Azul =Comesa) ⁽³⁾ .	20
Figura 8.- Orientación principal (trend) del fracturamiento de acuerdo a los registros UBI, de la compañía Schlumberger ⁽³⁾ .	22
Figura 9.- Densidad de fractura vs. Volumen de dolomía, datos tomados del registro UBI del pozo Cactus 47 ⁽³⁾ .	22
Figura 10.- Dirección del echado de todas las fracturas (parcial y totalmente penetrantes) del pozo Cactus 67 ⁽⁷⁾ .	24
Figura 11.- Azimut y echado de los estratos de cada formación, pozo Cactus 67 ⁽⁷⁾ .	26
Figura 12.- Longitud penetrada en la pared del pozo por las fracturas totalmente penetrantes, pozo Cactus 67 ⁽⁷⁾ .	26
Figura 13.- Densidad de fractura y su acumulación normalizada, pozo Cactus 67 ⁽⁷⁾ .	27
Figura 14.- Espaciamiento de las fracturas en dirección vertical para todas las fracturas y las totalmente penetrantes, pozo Cactus 67 ⁽⁷⁾ .	28
Figura 15.- Gráfica del Factor de Cementación (M) vs. Componente de Saturación (N), ejemplo del pozo cactus 4D ⁽³⁾ .	30
Figura 16.- Densidad de fracturas (registro UBI) vs. Curva de índice de fracturamiento, pozo Cactus 47 ⁽³⁾ .	31

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 17.- Ejemplo de la capa KM1, del modelo de las propiedades del yacimiento ⁽³⁾ .	33
Figura 18.- Ruta Hipotética de los Cambios en la composición de isótopos estables y carbonatos en diferentes ambientes diagenéticos ⁽³⁾ .	37
Figura 19.- Composición de los isótopos estables carbono-oxígeno en muestras de caliza/calcita ⁽³⁾ .	38
Figura 20.- Efectos diagenéticos en la composición isotópica de la dolomita ⁽³⁾ .	39
Figura 21.- Composición de los isótopos estables (carbono-oxígeno) de todas las muestras de dolomita y calcita ⁽³⁾ .	40
Figura 22.- Composición del isótopo estable (carbono-oxígeno) de las muestras de dolomita ⁽³⁾ .	40
Figura 23.- Efecto de la concentración de sales y la temperatura en la densidad del agua ⁽¹⁴⁾ .	43
Figura 24.- Variación de la viscosidad del agua con respecto a la salinidad y temperatura ⁽⁴⁵⁾ .	44
Figura 25.- Formato del reporte de análisis de agua de acuerdo al API ⁽¹⁶⁾ .	47
Figura 26.- Formato del reporte de análisis de agua de un laboratorio comercial ⁽¹⁶⁾ .	48
Figura 27.- Rasgos esenciales del análisis del sistema de patrones ⁽¹⁵⁾ .	48
Figura 28.- Método para la construcción de patrones ⁽¹⁵⁾ .	50
Figura 29.- Diagrama Stiff del agua de la Planta Ecológica Cactus, septiembre 2001.	56
Figura 30.- Diagrama Stiff del agua de desecho de la información existente del año 2001.	56
Figura 31.- Diagrama Stiff del agua de desecho de la información existente del año 2002.	57
Figura 32.- Diagrama Stiff del agua de desecho de la información existente del año 2003.	58
Figura 33.- Concentración de cationes y aniones, Planta Ecológica Cactus.	59

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 34.- Variación con respecto al tiempo de los cationes, del análisis químico del agua de desecho, Planta Ecológica Cactus, y ajuste mediante una correlación.	60
Figura 35.- Variación con respecto al tiempo de los aniones, del análisis químico del agua de desecho, Planta Ecológica Cactus, y ajuste mediante una correlación.	61
Figura 36.- Variación de la salinidad total del agua de desecho, Planta Ecológica Cactus.	62
Figura 37.- Localización de los pozos del campo Cactus que cuentan con análisis químicos, realizados por PEMEX (2003) y el IIE (2000) configuración realizada con el Software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.	63
Figura 38.- Diagrama Stiff del pozo Cactus 1045, generado con información obtenida por PEMEX (2003).	64
Figura 39.- Comparación de información de PEMEX y el IIE, pozo Cactus 73.	65
Figura 40.- Concentración de iones y cationes resultado del análisis químico de PEMEX, pozos productores del campo Cactus.	66
Figura 41.- Concentración de iones y cationes, muestras recolectadas por el IIE (2000).	68
Figura 42.- Diagrama de Análisis Piper ⁽²²⁾ .	69
Figura 43.- Gráfica estándar para el análisis del agua, Piper (1944).	70
Figura 44.- Diagrama Piper de la información del Campo Cactus, Laguna Miramar, Laguna las Garzas, Río Carrizal, Lluvia y de Mar (Playa Paraíso).	74
Figura 45.- Sección Estructural Y4 del campo Cactus, incluye los pozos cactus 73 y 323.	77
Figura 46.- Salinidad del agua producida en los pozos Cactus 73, 107 y 323, gráfica realizada con el Software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.	78
Figura 47.- Plano de profundidades del Cretácico Inferior unidad KI1, Complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo (Realizado con el Software Intgrid versión 1.0.2, propiedad del Ing. Toru Ito, de la Compañía JODCO).	79
Figura 48.- Plano de permeabilidades del Cretácico Inferior unidad KI1, Complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo (Realizado con el Software Intgrid versión 1.0.2, propiedad del Ing. Toru Ito, de la Compañía JODCO).	79

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 49.- Salinidad del agua producida en los pozos pertenecientes al Cretácico Medio del Campo Cactus, gráfica realizada con el Software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.	81
Figura 50.- Sección estructural Y5 del campo Cactus, incluye los pozos 65, 67 y 45.	82
Figura 51.- Plano de profundidades del Cretácico Medio unidad KM2, Complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo (Realizado con el Software Intgrid versión 1.0.2, propiedad del Ing. Toru Ito, de la Compañía JODCO).	82
Figura 52.- Sección estructural Z7 del campo Cactus, orientación suroeste-noreste.	83
Figura 53.- Salinidad del agua producida en los pozos pertenecientes al Cretácico Superior del Campo Cactus, gráfica realizada con el Software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.	84
Figura 54.- Sección estructural Z4 del campo Cactus, orientación suroeste-noreste.	85
Figura 55.- Sección estructural X3 del campo Cactus, orientación oeste-este.	85
Figura 56.- Concentraciones de ^{14}C de las muestras analizadas, pozos del Campo Cactus.	97
Figura 57.- Edades calculadas para cada muestra analizada, pozos del Campo Cactus.	97
Figura 58.- Mapa de isolíneas de las concentraciones de $^{14}\text{C}_{\text{mod}}$, pozos del campo Cactus (Realizado con el Software CPS-3, propiedad de la Cía. Schlumberger).	98
Figura 59.- Mapa de isolíneas de las edades calculadas, pozos del campo Cactus (Realizado con el Software CPS-3, propiedad de la Cía. Schlumberger).	100
Figura 60.- Gráfica de ^{14}C vs. ^{129}I , para las muestras de los pozos del Campo Cactus ⁽¹⁰⁾ .	105
Figura 61.- Composición isotópica de aguas superficiales y aguas profundas termales, y de rocas alteradas y no alteradas (extraído de Giggenbach 1991).	106
Figura 62.- Composición de las aguas de formación y de aguas superficiales en $\delta^{18}\text{O}$ y δD .	108

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 63.- Tendencia en la evolución de las aguas de formación con base en su composición de ^{18}O y Deuterio, pozos del campo Cactus ⁽¹⁰⁾ .	109
Figura 64.- Mapa de isolíneas de $\delta^{18}\text{O}$, pozos del campo Cactus (Realizado con el Software CPS-3, propiedad de la Cía. Schlumberger).	110
Figura 65.- Mapa de isolíneas de Deuterio, pozos del campo Cactus (Realizado con el Software CPS-3, propiedad de la Cía. Schlumberger).	111
Figura 66.- Tendencia de Evolución de las aguas de formación, pozos del campo Cactus ⁽³⁾ .	111
Figura 67.- Mapa de isolíneas de Cloro, pozos del campo Cactus (Realizado con el Software CPS-3, propiedad de la Cía. Schlumberger).	112
Figura 68.- Agrupación de las aguas de los pozos muestreados del Campo Cactus, con base en su edad (^{14}C) y salinidad (cloruros) ⁽³⁾ .	113
Figura 69.- Muestra recuperada por la Cía. JNOC del laboratorio de Petróleos Mexicanos en Comalcalco Tabasco, noviembre de 1999.	121
Figura 70.- Curvas características de permeabilidades relativas en dos fases, drene e imbibición ⁽³⁵⁾ .	123
Figura 71.- Fenómeno de Histéresis en la Presión Capilar ⁽³⁵⁾ .	126
Figura 72.- Forma idealizada de un sistema típico aceite-agua-sólido ⁽³⁶⁾ .	130
Figura 73.- Pozos con información de Análisis Petrofísicos, Campo Cactus (gráfica realizada con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	131
Figura 74.- Relación de Permeabilidad vs. Porosidad, pozos del Campo Cactus pertenecientes al Cretácico Superior.	133
Figura 75.- Sección Estructural Z4bl del Campo Cactus, orientación suroeste-noreste.	137
Figura 76.- Sección Estructural Y2 del Campo Cactus, orientación noroeste-sureste.	138
Figura 77.- Relación de Permeabilidad vs. Porosidad, pozos del Campo Cactus pertenecientes al Cretácico Medio.	139
Figura 78.- Relación de Permeabilidad vs. Porosidad, pozos del Campo Cactus pertenecientes a la unidad estratigráfica KM3.	139

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 79.- Sección Estructural X5 del Campo Cactus, orientación oeste-este.	141
Figura 80.- Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite de la información disponible, pozos del Campo Cactus.	145
Figura 81.- Información disponible de permeabilidad relativa al aceite, campo Cactus.	147
Figura 82.- Permeabilidad relativa al aceite normalizada vs. saturación de agua normalizada, muestras disponibles del campo Cactus.	150
Figura 83.- Información de permeabilidad relativa al aceite disponible y el promedio calculado.	152
Figura 84.- Resultados obtenidos de permeabilidad relativa al aceite vs. saturación de agua.	153
Figura 85.- Comparación de información de permeabilidades relativas al aceite, campo Cactus.	154
Figura 86.- Información de permeabilidad relativa al agua disponible y el promedio calculado.	155
Figura 87.- Resultados obtenidos de permeabilidad relativa al agua vs. saturación de agua.	156
Figura 88.- Comparación de información de permeabilidades relativas al agua, campo Cactus.	156
Figura 89.- Curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite, caso 1.	157
Figura 90.- Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite, pozo cactus 47.	158
Figura 91.- Relación de Presión Capilar mercurio-aire @ C.L. vs. Saturación de agua de toda la información disponible, campo Cactus.	162
Figura 92.- Gráfica de la función J vs. S_{wn} , pozos cactus 4D y 60D.	169
Figura 93.- Función J promedio, de toda la información disponible de los pozos 4D y 60D.	169
Figura 94.- Presión capilar. agua – aceite vs. S_w , denormalización de la función J.	170
Figura 95.- Gráfica de la función J vs. S_w de los tres casos examinados.	171

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 96.- Gráfica de la presión capilar agua-aceite vs. Sw de los tres casos existentes.	171
Figura 97.-Gráfica de la presión capilar agua-aceite vs. Sw, campo Cactus.	172
Figura 98.- Pozos con información de Análisis PVT, Campo Cactus (gráfica realizada con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	173
Figura 99.- Composición inicial del fluido del pozo Sitio Grande 83 ⁽³⁾ .	179
Figura 100.- Separación superficial a $P_{sep} = 5$ [kg/cm ²] y $T = 30$ °C, pozo SG-83 ⁽³⁾ .	179
Figura 101.- Recombinación de gas y aceite superficial, pozo Sitio Grande 83 ⁽³⁾ .	180
Figura 102.- Comparación entre la muestra del pozo Sitio Grande 83 y el fluido final ⁽³⁾ .	180
Figura 103.- Proceso de recombinación-separación, pozo SG-83 y fluido final para Cactus ⁽³⁾ .	181
Figura 104.- Relación gas-aceite de la separación diferencial vs. Presión del yacimiento ⁽³⁾ .	183
Figura 105.- Factor de volumen del aceite de la separación diferencial vs. Presión del Yacimiento ⁽³⁾ .	184
Figura 106.- Viscosidad del aceite de la separación diferencial vs. Presión del Yacimiento ⁽³⁾ .	184
Figura 107.- Descripción del identificador del pozo (KEYNAME), utilizado en el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.	193
Figura 108.- Comportamiento de la producción campo Cactus yacimiento calcarena, gráfica generada en el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.	195
Figura 109.- Comportamiento de la producción campo Cactus yacimiento dolomía, gráfica generada en el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.	196
Figura 110.- Distribución del comportamiento de presión del campo Cactus, yacimiento calcarena.	200
Figura 111.- Comportamiento de presión de la zona donde se localizan los pozos actualmente productores, campo Cactus yacimiento calcarena.	201

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 112.- Ejemplo de la solución del sistema de ecuaciones, realizado con el software MAPLE 7, propiedad de la Cía. Waterloo Maple Inc.	203
Figura 113.- Comportamiento de presión representativo del campo Cactus, yacimiento dolomía.	207
Figura 114.- Mapa de isosalinidades antes del primer periodo de inyección (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	210
Figura 115.- Mapa de isosalinidades durante el primer periodo de inyección (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	211
Figura 116.- Mapa de isosalinidades después de finalizar el primer periodo de inyección (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	212
Figura 117.- Mapa de isosalinidades al final del segundo periodo de inyección (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	213
Figura 118.- Mapa de isosalinidades de los años 1994 y 1995 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	214
Figura 119.- Mapa de isosalinidades de los años 2000 y 2001 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	215
Figura 120.- Mapa de isosalinidades correspondiente al año 2004 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	216
Figura 121.- Mapa de isosalinidades antes del periodo de inyección de agua (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	217
Figura 122.- Mapa de isosalinidades al final del periodo de inyección de agua (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	218
Figura 123.- Mapa de isosalinidades de los años 1989-1990 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	219
Figura 124.- Mapa de isosalinidades de los años 1998-1999 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	220
Figura 125.- Mapa de isosalinidades al mes de abril de 2004 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).	221

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 126.- Pozos con información de salinidad, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	222
Figura 127.- Comportamiento Histórico de la salinidad, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	223
Figura 128.- Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 1), pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	224
Figura 129.- Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 2), pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	225
Figura 130.- Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 3), pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	226
Figura 131.- Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 4), pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	226
Figura 132.- Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 5), pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	227
Figura 133.- Pozos con información de salinidad, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	228
Figura 134.- Comportamiento Histórico de la salinidad, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	228
Figura 135.- Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 1), pozos del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	229
Figura 136.- Comportamiento de gasto de agua producido, pozos del patrón 1 del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	230
Figura 137.- Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 2), pozos del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	231

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 138.- Comportamiento de gasto de agua producido, pozos del patrón 2 del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	231
Figura 139.- Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 3), pozos del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	232
Figura 140.- Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 4), pozos del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	233
Figura 141.- Comportamiento de gasto de agua producido, pozos del patrón 4 del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	233
Figura 142.- Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 5), pozos del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	234
Figura 143.- Pozos inyectores del campo Cactus yacimiento calcarena, estatus actual de acuerdo al estado general de pozos al mes de marzo de 2004 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	235
Figura 144.- Pozos inyectores del campo Cactus yacimiento dolomía, estatus actual de acuerdo al estado general de pozos al mes de marzo de 2004 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	236
Figura 145.- Historia de inyección de agua, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	238
Figura 146.- Surgencias de agua de inyección, pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	238
Figura 147.- Historia de producción de aceite y agua, pozo Cactus 5 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	239
Figura 148.- Mapa de Burbujas de la acumulada de inyección de agua, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	241
Figura 149.- Historia de inyección de agua, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	242

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 150.- Surgencias de agua de inyección, pozos del campo Cactus yacimiento dolomía, parte sureste del campo (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	242
Figura 151.- Surgencias de agua de inyección, pozos del campo Cactus yacimiento dolomía, parte norte del campo (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	243
Figura 152.-Historia de producción de aceite y agua, pozo cactus 41 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	245
Figura 153.- Historia de producción de aceite y agua, pozo cactus 62 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	246
Figura 154.- Resultados de la caracterización dinámica realizada en el campo Cactus, pozo 103 (gráfica tomada del reporte entregado por la Compañía ASPETROL, marzo de 2000) , utilizando PANSYSTEM ⁽³⁾ .	247
Figura 155.- Mapa de Burbujas de la acumulada de inyección de agua, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	248
Figura 156.- Comportamiento histórico de la producción de aceite real y la atribuible a la inyección de agua, campo Cactus yacimiento calcarena.	249
Figura 157.- Comportamiento de la relación gas-aceite, WOR y flujo fraccional de agua, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	250
Figura 158.- Declinación mensual de aceite, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	250
Figura 159.- Comportamiento histórico de la producción de aceite real y la atribuible a la inyección de agua, campo Cactus yacimiento calcarena.	252
Figura 160.- Comportamiento Histórico Presión-Producción, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	253
Figura 161.- Comportamiento de la relación gas-aceite, WOR y flujo fraccional de agua, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	254
Figura 162.- Comportamiento de la presión vs. la producción acumulativa de aceite ⁽⁴⁶⁾ .	255
Figura 163.- Producción acumulada de aceite (Np) vs. Log (P) ⁽⁴⁶⁾ .	256

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 164.- Derivada de la producción acumulativa de aceite vs. la presión ⁽⁴⁶⁾ .	257
Figura 165.- Gráfica de profundidades vs. presiones ⁽⁴⁶⁾ .	261
Figura 166.- Datos del comportamiento presión-producción utilizados en el cálculo de los mecanismos de empuje, campo Cactus yacimiento calcarena.	268
Figura 167.- Datos del comportamiento presión-producción utilizados en el cálculo de los mecanismos de empuje, campo Cactus yacimiento dolomía.	274
Figura 168.- Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KS3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	280
Figura 169.- Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus yacimiento calcarena unidades estratigráficas KS3-KS2 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	281
Figura 170.- Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KS2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	281
Figura 171.- Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus yacimiento calcarena unidad estratigráfica KS2 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	282
Figura 172.- Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KS1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	283
Figura 173.- Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus yacimiento calcarena unidades estratigráficas KS2-KS1 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	283
Figura 174.- Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	284
Figura 175.- Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KM3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	284
Figura 176.- Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KM2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	285

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 177.- Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KM1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	286
Figura 178.- Distribución de la presión en la unidad estratigráfica KM3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	287
Figura 179.- Distribución de la presión en la unidad estratigráfica KM2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	288
Figura 180.- Distribución de la presión en la unidad estratigráfica KM1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	288
Figura 181.- Distribución de la permeabilidad en la unidad estratigráfica KM3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	289
Figura 182.- Distribución de la permeabilidad en la unidad estratigráfica KM2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	289
Figura 183.- Distribución de la permeabilidad en la unidad estratigráfica KM1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	290
Figura 184.- Distribución de la porosidad en la unidad estratigráfica KM3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	290
Figura 185.- Distribución de la porosidad en la unidad estratigráfica KM2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	291
Figura 186.- Distribución de la porosidad en la unidad estratigráfica KM1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	291
Figura 187.- Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus formación Cretácico Medio (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	292
Figura 188.- Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus formaciones Cretácico Medio e Inferior (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	293

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 189.- Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus formación Cretácico Inferior (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	293
Figura 190.- Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KI4 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	294
Figura 191.- Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KI3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	295
Figura 192.- Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KI2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	295
Figura 193.- Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KI1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	296
Figura 194.- Distribución de la porosidad en la unidad estratigráfica KS2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	297
Figura 195.- Distribución de la permeabilidad en la unidad estratigráfica KS2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	297
Figura 196.- Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KS3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	298
Figura 197.- Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KS2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	299
Figura 198.- Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KS1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	299
Figura 199.- Distribución de la presión en la unidad estratigráfica KS2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	300
Figura 200.- Mapa de Burbujas de la acumulada de aceite producida, campo Cactus formación Cretácico Superior (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	301

Lista de Figuras (continuación)

	Página
Figura 201.- Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus formaciones Cretácico Medio e Inferior (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).	302
Figura 202.- Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KM3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	303
Figura 203.- Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KM2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	303
Figura 204.- Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KM1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	304
Figura 205.- Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KI4 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	305
Figura 206.- Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KI3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	305
Figura 207.- Distribución de presión en la unidad estratigráfica KI4 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	306
Figura 208.- Distribución de presión en la unidad estratigráfica KI3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).	306

Lista de Tablas

	Página
Tabla 1.- Subdivisión Estratigráfica de los Campos Cactus-Níspero-Río Nuevo ⁽³⁾ .	7
Tabla 2.- Listado de líneas sísmicas levantadas que incluyen los campos Cactus, Níspero y Río Nuevo ⁽⁴⁾ .	15
Tabla 3.- Ejemplo de los datos del registro UBI, proporcionados por la Compañía Schlumberger ⁽³⁾ .	23
Tabla 4.- Estadísticas de las fracturas relacionadas al tamaño de la misma (radio) ⁽⁷⁾ .	25
Tabla 5.- Análisis de fragmentos de núcleo de isótopos estables (oxígeno-carbono), campos Cactus, Níspero y Río Nuevo ⁽³⁾ .	35
Tabla 5 (continuación).- Análisis de fragmentos de núcleo de isótopos estables (oxígeno-carbono), campos Cactus, Níspero y Río Nuevo ⁽³⁾ .	36
Tabla 6.- Coeficientes de Reacción de los cationes y aniones ⁽¹⁶⁾ .	46
Tabla 7.- Información del análisis químico y físico del agua, pozo Cactus 4-D, datos del reporte mensual de la Coordinación de Operación de Explotación, del Activo Integral Samaria-Luna de Pemex Exploración-Producción.	53
Tabla 8.- Análisis químico y físico disponibles del agua de desecho (inyección) del Campo Cactus, del año 2001 al 2004.	53
Tabla 9.- Relación de muestras recolectadas para el análisis químico e isotópico base ⁽¹⁰⁾ .	54
Tabla 10.- Relación de información existente de análisis químico de pozos productores.	54
Tabla 11.- Contenido en mg eq/l de cationes y aniones, de la Planta Ecológica Cactus.	58
Tabla 12.- Mineralización de las aguas de formación, pozos del campo Cactus.	67
Tabla 13.- Ejemplo de la información necesaria para generar el diagrama Piper, pozo Cactus 4-D.	72
Tabla 14.- Información de los cationes y aniones para generar el diagrama Piper.	73
Tabla 15.- Resultados de la interpretación del diamante central del diagrama Piper.	75

Lista de Tablas (continuación)

	Página
Tabla 16.- Información de los pozos del Campo Cactus divididos en Cretácico Superior, Medio e Inferior.	76
Tabla 17.- Vida media de algunos radioisótopos más comunes ⁽²⁹⁾ .	92
Tabla 18.- Resultados de ¹³ C y ¹⁴ C para las muestras recolectadas en junio de 2000 por el IIE y las edades calculadas, pozos del Campo Cactus.	96
Tabla 19.- Relación de muestras superficiales y resultados de ¹³ C, ¹⁴ C y edades calculadas.	99
Tabla 20.- Concentración de tritio en las aguas de formación, datos del reporte del IIE (Junio de 2000) ⁽³⁾ .	101
Tabla 21.- Concentración de tritio en las aguas superficiales, datos del reporte del IIE ⁽³⁾ .	101
Tabla 22.- Concentraciones de yodo del agua de formación, valores medidos de ¹²⁹ I / I y edades calculadas, muestras de pozos del Campo Cactus.	104
Tabla 23.- Resultados del análisis isotópico de ¹⁸ O y D, campo cactus y muestras de agua superficial, datos del reporte del IIE (junio de 2000) ⁽¹⁰⁾ .	108
Tabla 24.- Concentración de carbono-14, cloro y edad calculada, pozos del campo Cactus y muestra de agua superficial	115
Tabla 25.- Inventario de Análisis Petrofísicos disponibles, pozos del campo Cactus.	132
Tabla 26.- Cálculos realizados para los datos de permeabilidad del pozo Cactus 2, Cretácico Superior.	136
Tabla 27.- Resultados de la zonificación realizada con la información del Cretácico Superior, Campo Cactus.	136
Tabla 28.- Cálculos realizados para los datos de porosidad del pozo Cactus 2, Cretácico Medio.	140
Tabla 29.- Resultados de la zonificación realizada con la información del Cretácico Medio, Campo Cactus.	140
Tabla 30.- Información de permeabilidades relativas agua-aceite del pozo cactus 4D, datos extraídos del estudio petrofísico realizado por el PEP, 1982.	142
Tabla 30 (continuación).- Información de permeabilidades relativas agua-aceite del pozo cactus 4D, datos extraídos del estudio petrofísico realizado por el PEP, 1982.	143

Lista de Tablas (continuación)

	Página
Tabla 31.- Información de permeabilidades relativas agua-aceite del pozo cactus 60D, datos extraídos del reporte del estudio petrofísico realizado por el IMP, 1980.	143
Tabla 31 (continuación).- Información de permeabilidades relativas agua-aceite del pozo cactus 60D, datos extraídos del reporte del estudio petrofísico realizado por el IMP, 1980.	144
Tabla 32.- Información de permeabilidades relativas agua-aceite del pozo cactus 47, datos extraídos del reporte del estudio integral realizado por la Cía. JNOC.	145
Tabla 33.- Ejemplo de permeabilidades relativas al aceite, muestras del pozo cactus 4D.	146
Tabla 34.- Cálculo de la saturación de agua normalizada de las muestras disponibles del pozo cactus 4D.	148
Tabla 35.- Permeabilidad relativa al aceite normalizada, muestras disponibles del pozo cactus 4D.	149
Tabla 36.- Cálculo de la permeabilidad relativa al aceite normalizada promedio, con las muestras del pozo cactus 4D y 60D.	151
Tabla 37.- Denormalización de la permeabilidad relativa al aceite promedio y de saturación de agua normalizada.	152
Tabla 38.- Resultados obtenidos de permeabilidades relativas al aceite.	153
Tabla 39.- Denormalización de la permeabilidad relativa al agua promedio y de saturación de agua normalizada	154
Tabla 40.- Resultados obtenidos de permeabilidades relativas al agua.	155
Tabla 41.- Información de permeabilidades relativas gas-aceite del pozo cactus 47 datos extraídos del reporte del estudio integral realizado por la Cía. JNOC.	158
Tabla 42.- Información de presión capilar existente, pozo Cactus 4D.	159
Tabla 42 (continuación).- Información de presión capilar existente, pozo Cactus 4D.	160
Tabla 43.- Información de presión capilar existente, pozo Cactus 60D.	160
Tabla 43 (continuación).- Información de presión capilar existente, pozo Cactus 60D.	161

Lista de Tablas (continuación)

	Página
Tabla 44.- Datos calculados de la función J y de la presión capilar agua – aceite, pozo Cactus 4D.	166
Tabla 44 (continuación).- Datos calculados de la función J y de la presión capilar agua – aceite, pozo Cactus 4D.	167
Tabla 45.- Datos calculados de la función J y de la presión capilar agua – aceite, pozo Cactus 60D.	167
Tabla 45 (continuación).- Datos calculados de la función J y de la presión capilar agua – aceite, pozo Cactus 60D.	168
Tabla 46.- Resultados de la función J promedio y de la Pc agua-aceite.	170
Tabla 47.- Relación de Análisis PVT existentes, campo Cactus ⁽³⁾ .	173
Tabla 48.- Datos de la prueba de separación, pozo Cactus 45 ⁽³⁾ .	174
Tabla 49.- Comparación de resultados de pruebas de separación a $p_{sep} = 6$ (kg/cm ²) ⁽³⁾ .	175
Tabla 50.- Relación gas-aceite producida al inicio de la explotación, campo Cactus ⁽³⁾ .	176
Tabla 51.- Composición del fluido de la muestra del pozo Sitio Grande 83, datos del reporte del PVT composicional.	177
Tabla 52.- Resultados de la prueba de separación, densidad API del aceite y relación total gas-aceite, $P_{sep} = 6$ [kg/cm ²] ⁽³⁾ .	182
Tabla 53.- Composición del fluido final modelado, sistema de 9 pseudo componentes ⁽³⁾ .	182
Tabla 54.- Comparación de la densidad del aceite y la gravedad API, a condiciones estándar de (1.033 kg/cm ² a, 20 °C) , $P_{sep} = 6.0$ kg/cm ² g (6.897 barsa) ⁽³⁾ .	185
Tabla 55.- Comparación de la densidad del aceite medida y calculada, a condiciones estándar de (1.033 kg/cm ² a, 20 °C), $P_{sep} = 6.0$ kg/cm ² g (6.897 barsa) ⁽³⁾ .	186
Tabla 56.- Comparación de la gravedad del aceite API medida y calculada, después del ajuste del PVT, $P_{sep} = 6.0$ kg/cm ² g (6.897 barsa) ⁽³⁾ .	186
Tabla 57.- Comparación de la relación gas-aceite total medida y calculada, $P_{sep} = 6.0$ kg/cm ² g (6.897 barsa) ⁽³⁾ .	187

Lista de Tablas (continuación)

	Página
Tabla 58.- Composición del fluido final modelado, sistema de 8 pseudo componentes ⁽³⁾ .	187
Tabla 59.- Estado general de pozos del Campo Cactus, datos tomados del reporte mensual de PEMEX, marzo de 2004.	189
Tabla 60.- Pozos del campo Cactus por categoría de acuerdo a su estado general, datos tomados del reporte mensual de PEMEX, marzo de 2004.	190
Tabla 61.- Periodo de producción de los pozos del campo Cactus, a marzo de 2004.	191
Tabla 61 (continuación).- Periodo de producción de los pozos del campo Cactus, a marzo de 2004.	192
Tabla 63.- Relación de pozos con información disponible de salinidad del agua producida, campo Cactus.	208
Tabla 63 (continuación).- Relación de pozos con información disponible de salinidad del agua producida, campo Cactus.	209
Tabla 64.- Relación de pozos inyectoros de agua del primer periodo, campo Cactus yacimiento calcarena.	235
Tabla 65.- Relación de pozos inyectoros de agua del segundo periodo, campo Cactus yacimiento calcarena.	236
Tabla 66.- Relación de pozos inyectoros de agua, campo Cactus yacimiento dolomía.	237
Tabla 67.- Cálculo de la producción atribuible a la recuperación secundaria, campo Cactus yacimiento calcarena, ejemplo del año 1983.	251
Tabla 68.- Datos Generales del campo Cactus yacimiento calcarena.	269
Tabla 69.- Datos Generales del campo Cactus yacimiento dolomía.	273

I. INTRODUCCIÓN

I.1 Generalidades

Debido a la compleja dinámica, que por sus características presentan los yacimientos petrolíferos y al cumplimiento de las demandas de producción; la asignación de recursos está condicionada a la justificación Técnico - Económica de cada uno de sus proyectos. Ante este reto, se presenta la oportunidad de desarrollar nuevos métodos y alternativas para mejorar la producción de hidrocarburos.

Los Campos Petroleros pertenecientes a la provincia Geológica denominada Cuencas Terciarias del Sureste, presentan una larga vida productiva convirtiéndose en campos maduros, algunos de ellos inclusive sujetos a procesos de Recuperación Secundaria.

Por lo anterior, surge la necesidad de establecer estrategias de desarrollo para dichos campos, las cuales deben contemplar diferentes escenarios tales como: perforación de nuevas localizaciones, readecuación del esquema de inyección de agua e implantación de algún proceso de Recuperación Mejorada, entre otros.

La dificultad en el estudio de estos yacimientos, estriba en su compleja estructura la cual es naturalmente fracturada. Sin embargo, se presenta la oportunidad de analizar la información disponible bajo el esquema de la Administración Integral de Yacimientos, considerando que se tiene un mejor conocimiento de los campos. Actualmente, se cuenta con información del Modelo Geológico, del sistema roca-fluidos y de los datos históricos de presión-producción, entre otras cosas.

El presente trabajo se inicia con la revisión del modelo geológico resultado del proyecto de colaboración tecnológica firmado en 1999 entre Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Compañía Japan National Oil Corporation (JNOC), en el cual se establecen los antecedentes, se determinan las cimas estratigráficas, se realiza la

evaluación de la estructura del campo y se evalúa el sistema de fracturas, concluyendo con la dirección preferencial del fracturamiento. Además, se establece el modelo geológico a utilizar en la simulación numérica.

En el capítulo 3, se realizó un análisis del agua producida e inyectada al yacimiento, considerando como punto de partida los diagramas Stiff ^(15,16), de los cuales se obtuvo el patrón principal del agua de desecho inyectada y del agua producida. Además, se determinó el tipo de agua de acuerdo a la interpretación de los diagramas Piper ⁽²²⁾. Asimismo, se estableció la edad del agua producida separada mediante el uso de datos del análisis geoquímico ⁽¹⁰⁾. Finalmente, se realizó la integración de la información obtenida.

El capítulo 4 incluye la revisión de la caracterización del sistema roca-fluido, es decir, la información petrofísica se analizó mediante una técnica de zonificación estadística para la porosidad y permeabilidad presentada por Testerman ⁽³⁹⁾. Además, se establecieron las curvas de permeabilidad relativa promedio al agua y al aceite, así como la presión capilar, con las cuales fue posible establecer diferentes regiones petrofísicas en el yacimiento. En lo referente a los análisis PVT existentes, se determinó que el fluido del complejo formado por los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo, se puede representar por medio de un solo fluido ⁽³⁾.

En el capítulo 5, se realizó un estudio de los datos de producción, estableciendo de acuerdo al comportamiento presión-producción que existen diferentes etapas en la vida productiva del campo. Asimismo, de la información existente de la salinidad del agua producida, se establecieron diferentes comportamientos en los yacimientos calcarena y dolomía del campo Cactus, los cuales se integraron con la demás información y se estableció de esta forma diferentes orígenes del agua producida separada.

El capítulo 6 incluye la revisión del comportamiento del esquema de inyección de agua del proceso de Recuperación Secundaria, así como la influencia en los pozos productores.

En el capítulo 7, se realizó el dictamen de los principales mecanismos de producción, mediante el comportamiento de presión existente en los yacimientos calcarena y dolomía.

Finalmente, en el capítulo 8 se realizó la integración obtenida del análisis del agua producida y volúmenes de aceite explotados, con la finalidad de identificar las zonas favorables a implantar un proceso de Recuperación Mejorada, mediante el análisis de las zonas invadidas de agua y el diagnóstico de las zonas con mayor saturación de aceite.

1.2 Antecedentes

El Campo Cactus se localiza al Norte del Estado de Chiapas, aproximadamente a 30 km. al SW de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco (Figura 1). Geológicamente, se ubica en la provincia denominada Cuencas Terciarias del Sureste ⁽¹⁾ *. Dicho Campo tiene dos tipos de yacimientos: la zona de calcarenitas en la base de la Formación Agua - Nueva del Cretácico Superior, y lo que constituye a las formaciones del Cretácico Medio e Inferior. En septiembre de 1972, se inicio la producción del Campo con el pozo Cactus 1, el cual resultó productor de aceite negro y gas en el Cretácico Superior.

En el año de 1978 se inició un proceso de Recuperación Secundaria, cuyo objetivo era mantener la presión del yacimiento mediante la inyección de agua. Sin embargo, la producción de aceite declinó considerablemente, lo cual hizo suponer que el soporte de presión no se alcanzó. Dicha inyección, se llevo a cabo en el Cretácico Superior con 4 pozos en dos periodos: de 1978-1983 y 1988-1993, y para el Cretácico Inferior y Medio con 10 pozos en el periodo de 1980-1983.

* Referencias al final del trabajo

Actualmente, en el yacimiento calcarena (Cretácico Superior) se tienen 5 pozos productores con un gasto de aceite de 1268 BPD (marzo de 2004) y una producción acumulada, N_p , 46.498 MMBls. Por su parte, en el yacimiento dolomía (Cretácico Medio e Inferior) se tienen 15 pozos productores con un gasto de aceite de 8311 BPD y una producción acumulada de 266.915 MMBls (marzo de 2004).

I.3 Objetivo

El objetivo de este trabajo, es determinar la respuesta del sistema a la inyección de agua y los parámetros que la han gobernado, con la finalidad de conocer las condiciones actuales en que se encuentra el yacimiento y con esta información, decidir cual es la mejor estrategia de explotación de acuerdo a los mecanismos de producción existentes.

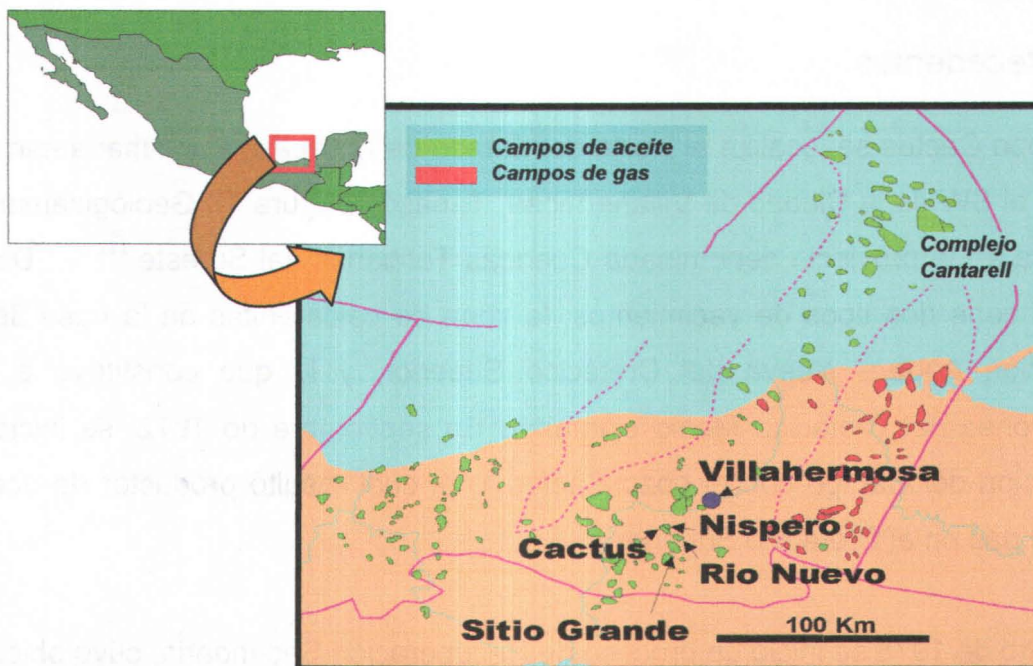


Fig. 1 Localización Geográfica del Campo Cactus, perteneciente a la Región Sur de PEMEX Exploración y Producción ⁽³⁾.

Por lo tanto, la contribución académica del trabajo es establecer una metodología de análisis de los campos sujetos a procesos de Recuperación Secundaria o

Mejorada, con la cual se realice una evaluación de la influencia de estos en los yacimientos, y así de esta forma estar en condiciones de explotarlos mejor.

La contribución a la industria, es establecer en que condiciones se encuentran los yacimientos calcarena y dolomía del campo Cactus, después del proceso de Recuperación Secundaria mediante la inyección de agua al cual fue sujeto, con la finalidad de establecer la factibilidad de implantar un proceso de Recuperación Mejorada, utilizando toda la información disponible del modelo estático, del comportamiento presión producción, del sistema roca-fluidos y de la información del análisis químico e isotópico de las aguas producidas e inyectadas.

II. REVISIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO

II.1 Antecedentes Geológicos

El campo Cactus forma parte del complejo estructural que incluye a los campos Níspero y Río Nuevo, los cuales pertenecen al Activo Integral Muspac de Pemex Exploración-Producción; este complejo se considera como una sola estructura dividida por fallas. El área que abarca este complejo es de 200 km², en donde se han perforado 122 pozos (marzo de 2004) correspondiendo, 82 al campo Cactus, 27 al campo Níspero y 13 al campo Río Nuevo.

En lo que respecta al campo Cactus es una estructura dómica alargada con su eje mayor aproximadamente de 14 km. de longitud y orientación NW-SE. Este yacimiento se formó a consecuencia de la deformación estructural de capas de rocas carbonatadas, truncada por una discordancia erosional, que generó dos anticlinales parcialmente comunicados.

La pendiente se acentúa en el flanco oeste variando de 20° a 24°, indicando que la formación es más arcillosa en esa región, por lo que la compactación diferencial pudo ser mayor, el cierre estructural es de 779 m. En la porción oriental existe un

Mejorada, con la cual se realice una evaluación de la influencia de estos en los yacimientos, y así de esta forma estar en condiciones de explotarlos mejor.

La contribución a la industria, es establecer en que condiciones se encuentran los yacimientos calcarena y dolomía del campo Cactus, después del proceso de Recuperación Secundaria mediante la inyección de agua al cual fue sujeto, con la finalidad de establecer la factibilidad de implantar un proceso de Recuperación Mejorada, utilizando toda la información disponible del modelo estático, del comportamiento presión producción, del sistema roca-fluidos y de la información del análisis químico e isotópico de las aguas producidas e inyectadas.

II. REVISIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO

II.1 Antecedentes Geológicos

El campo Cactus forma parte del complejo estructural que incluye a los campos Níspero y Río Nuevo, los cuales pertenecen al Activo Integral Muspac de Pemex Exploración-Producción; este complejo se considera como una sola estructura dividida por fallas. El área que abarca este complejo es de 200 km², en donde se han perforado 122 pozos (marzo de 2004) correspondiendo, 82 al campo Cactus, 27 al campo Níspero y 13 al campo Río Nuevo.

En lo que respecta al campo Cactus es una estructura cómica alargada con su eje mayor aproximadamente de 14 km. de longitud y orientación NW-SE. Este yacimiento se formó a consecuencia de la deformación estructural de capas de rocas carbonatadas, truncada por una discordancia erosional, que generó dos anticlinales parcialmente comunicados.

La pendiente se acentúa en el flanco oeste variando de 20° a 24°, indicando que la formación es más arcillosa en esa región, por lo que la compactación diferencial pudo ser mayor, el cierre estructural es de 779 m. En la porción oriental existe un

bajo topográfico asociado con la discordancia erosional separando las estructuras Cactus y Níspero ⁽¹⁾.

Se considera que existen dos yacimientos: la zona de calcarenitas en la base de la Formación Agua Nueva, del Cretácico Superior, y la que está constituida por las formaciones de Edad Cretácico Medio e Inferior (zona de dolomías), estas últimas con alto grado de erosión. En la base de la unidad estratigráfica III (KS1) del campo Cactus, existe un intervalo de formación arcillosa de baja permeabilidad que puede constituir un sello en las unidades localizadas por debajo de él. Además de la presencia de intercalaciones arcillosas que actúan como los límites estratigráficos entre unidades, existe la posibilidad de que éstas pudieran generar sellos entre cada unidad originando yacimientos independientes ⁽²⁾.

El campo Cactus está constituido fundamentalmente por calizas fuertemente dolomitizadas con cavernas de disolución y fracturas, por lo que la porosidad es de dos tipos: primaria intergranular y secundaria. El yacimiento está limitado en la parte superior por la superficie erosionada, lateralmente por la intersección del contacto agua-aceite con la cima de la formación y en la parte inferior por el contacto agua-aceite o bien por una caliza densa del Jurásico. La trampa es del tipo combinado estructural-estratigráfico y su contacto agua-aceite se ha definido aproximadamente a 4500 mbNM.

II.2 Cimas Estratigráficas

Como resultado del proyecto de colaboración tecnológica firmado en 1999 entre Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Compañía Japan National Oil Corporation (JNOC), se realizó una redefinición de las cimas estratigráficas considerando análisis, fotografías y descripciones litológicas de 109 núcleos de 27 pozos (84 del campo Cactus, 15 de Níspero y 10 de Río Nuevo) ⁽⁴⁾, reportes de descripciones litológicas de cortes de cada pozo, reportes de paleontología de 1000 láminas delgadas de núcleos de los tres campos, registros Rotenco, curvas de rayos

gamma y registros eléctricos y de presión de todos los pozos (105 en total). La subdivisión establecida se muestra en la Tabla 1.

En la formación Agua Nueva, del Cretácico Superior (Turoniano), se identificaron tres unidades: la inferior KS1, la intermedia KS2 y la superior KS3. En el Cretácico Medio se identificaron también tres unidades: la inferior y media, KM1 y KM2, equivalentes a la formación Tamaulipas Superior, y la superior KM3 correspondiente a la formación Tamabra. El Cretácico Inferior tiene cuatro unidades: las tres inferiores KI1, KI2 y KI3, de abajo hacia arriba, son equivalentes a la formación Tamaulipas Inferior, y la KI4 corresponde al horizonte Otates. El Jurásico Superior (Tithoniano), representado por la formación Pimienta, se maneja como tal (Figura 2).

Tabla 1.- Subdivisión Estratigráfica de los Campos Cactus-Nispero-Río Nuevo ⁽³⁾.

EDAD		FORMACION	UNIDADES ESTRATIGRAFICAS	CARACTERISTICAS MAYORES	ESPEORES (m)
CRETACICO	SUPERIOR	AGUA NUEVA	KS3		4-122
			KS2	Calcarenita	4-74
			KS1		2-68
	MEDIO	TAMABRA / TAMAULIPAS SUPERIOR	KM3		4-116
			KM2		1-334
			KM1		4-106
			HORIZONTE OTATES		10-46
	INFERIOR	TAMAULIPAS INFERIOR	KI3		30-179
			KI2		10-40
			KI1		104-330
JURASICO SUPERIOR			PIMIENTA	JST	

PREDOMINANTEMENTE FRACTURADO (NO HAY POROSIDAD DE MATRIZ)
 Dolomitizado

El Jurásico Superior representado por la formación Pimienta, en general está caracterizado por un patrón general de regresión, disturbado por flujos marinos (superficie de inundación). Un intervalo de 10 a 50 m de la secuencia, arriba de esta superficie de inundación, tiene valores relativamente altos en la curva de rayos gama. La cima de esta unidad se caracteriza por un intervalo relativamente alto de rayos gama. Esta unidad se evidenció tanto en el núcleo 1 del pozo Cactus 4, donde se aprecian mudstones y wackestones densos de color negro, como en el núcleo 2 del pozo Níspero 70, descrito como una dolomía cristalina.

En la base del Cretácico Inferior existe un ciclo de regresión relativamente largo desde la cima del Jurásico Superior, en el que se observan pequeñas alteraciones en los rangos de los ciclos de regresión-transgresión hacia la cima del mismo.

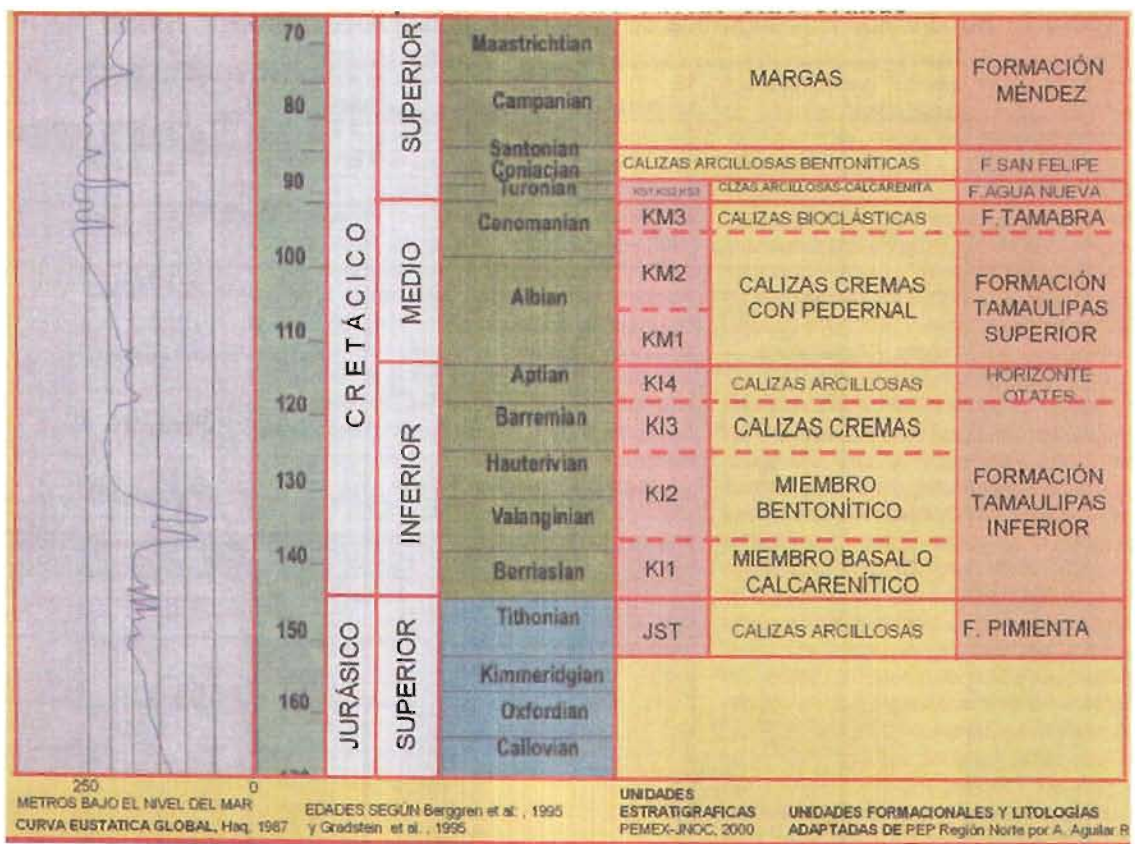


Fig. 2 Correlación Eustática-Estratigráfica para la secuencia Jurásico Superior-Cretácico Superior del Diseño de Explotación Cactus-Sitio Grande ⁽³⁾.

Aparte de los criterios arriba citados, se subdividió el Cretácico Inferior en cuatro unidades estratigráficas evidenciadas también por estos ciclos. El primer ciclo corresponde a una regresión ocurrida arriba de la cima del Tithoniano, misma que se definió como la unidad KI1, que se manifiesta en el núcleo 7 del pozo Cactus 47, núcleo 5 del Cactus 55-A, núcleo 4 del Cactus 63-A, núcleo 2 y 3 del Cactus 65, núcleo 4 del Cactus 67, núcleos 4 a 6 del Níspero 88, representados por una litología caracterizada por microdolomía cristalina, laminada, con barrenaciones y diferentes grados de brechación, cuyos espesores varían de 104 a 333 m (104-336 m en Cactus, 129-146 m en Níspero y de 198-260 m en Río Nuevo).

El segundo ciclo, es de transgresión, con valores de rayos gamma relativamente altos, se determinó como el KI2, el cual no tiene muestras representativas de núcleos, pero cuyo espesor varía de 10 a 40 m (10-40 m Cactus, 10-36 m en Níspero y 20-26 m en Río Nuevo); y el tercer ciclo regresivo desde la cima de KI2 se definió como KI3, que varía en espesor de 30 a 179 m (62-179 m en Cactus, 36-170 m en Níspero y 30-106 m en Río Nuevo), manifestado por los núcleos 14 y 15 del pozo Cactus 2, núcleos 10 a 17 del Cactus 42, núcleos del 4 a 6 del Cactus 47, núcleo 3 del Cactus 53, núcleo 3 del Cactus 57, núcleo 3 del Cactus 63-A, y núcleo 1 del Cactus 65, representados en general por dolomía cristalina fina laminada, mostrando algunos efectos de brechación tectónica, sugiriéndose que mudstone y wackestone fueron las litologías originales. Estos ciclos coinciden con las correspondientes litologías de que se compone la formación Tamaulipas Inferior.

El segundo ciclo transgresivo, con muy altos valores de rayos gamma, se definió como KI4, correspondiendo a la cima del Cretácico Inferior y, por lo tanto, al horizonte Otates, manifestándose en el núcleo 1 del Cactus 33 y en el núcleo 8 del Cactus 42, el cual reporta espesores promedio de 10 a 46 m (10-46 m en Cactus, 17-44 m en Níspero y 16-34 m en Río Nuevo), aunque en el pozo Cactus 31 alcanza hasta 61 m por efecto de la presencia de una falla inversa.

El primer ciclo del Cretácico Medio es de regresión y se define como KM1. Su espesor varía de 4 a 106 m (4-84 m en Cactus, 6-106 m en Níspero y 45-66 m en Río Nuevo), y se manifiesta en los núcleos 1 y 2 del pozo Níspero 80. Consiste de una dolomía cristalina fracturada, posiblemente originada de un mudstone intercalado con capas delgadas de packstone. A la gradación que le sobreyace se le nombró KM2. Esta unidad varía en espesor de 7 a 334 m (7-215 en Cactus, de 49-334 m en Níspero y de 83-179 m en Río Nuevo), y está reportada en los núcleos 4 y 5 del pozo Cactus4-D, en el núcleo 4 del Cactus 40, en el núcleo 5 del Cactus 42, en los núcleos 1 a 3 del Cactus 45, en el núcleo 2 del Cactus 53, en el núcleo 4 del Cactus 60-D, en el núcleo 2 del Cactus 63-A, en el núcleo 3 del Cactus 67, en el núcleo 1 del Cactus 75, en los núcleos 5 a 10 del Cactus 90, en el núcleo 1 del Níspero 78, en los núcleos 1 a 3 del Níspero 88, en los núcleos 3 y 4 del Níspero 118, en los núcleos 1 y 2 de Río Nuevo 32 y en los núcleos 2 y 2ª del Río Nuevo 1051, donde están representadas por tres clases de dolomías: cristalinas gruesas, posiblemente relictos de granos peletoidales (Níspero 118 y Cactus 90), brechoide dolomitizada, interpretada como flujo de escombros (Cactus 4-D, Níspero 78 y Río Nuevo 1051), y microdolomía cristalina interpretada como de origen mudstone, algo brechoide (Cactus 42, Níspero 1 y Río Nuevo 32), teniendo en general esta unidad una respuesta de rayos gamma moderadamente mayor a la de KM1. Estas unidades (KM1 y KM2) corresponden, en su respuesta litológica y geoelectrica, a los dos miembros en que está dividida la formación Tamaulipas Superior en la Región Norte de PEMEX Exploración y Producción.

La superficie de inundación sobreyacente a KM2 se definió como KM3, y se correlaciona a una litofacie arrecifal rica en fósiles, es decir a la formación Tamabra, que aquí presenta espesores desde 4 hasta 116 m (4-116 en Cactus, 8-52 m en Níspero y 19-23 en Río Nuevo); muestras de esta unidad se manifiestan en los núcleos 11 y 22 del pozo Cactus 2, en los núcleos 1 a 4 del Cactus 42, en los núcleos 2 y 3 del Cactus 77 y en los núcleos 1 y 2 del Níspero 118, donde se caracteriza por rudstone y floatstone esqueletales parcialmente dolomitizados (Cactus 42 y Níspero 118), y donde la respuesta de rayo gamma la define como

intervalo limpio. Esta facie, localmente distribuida, rica en fósiles, que incluye fragmentos de rudistas, sugiere la existencia de un arrecife cerca de este depósito (Artesa-Mundo Nuevo), en tanto que los pozos Cactus 2 y 77 contienen abundantes fragmentos fósiles de litoclastos brechoides, que indican flujos de escombros derivados del arrecife cercano.

El Turoniano, base del Cretácico Superior, está representado por la formación Agua Nueva. La base de esta unidad está definida con un intervalo transgresivo con alta respuesta de rayos gamma, seguido por un suave ciclo progradacional, mismo que se interrumpe ocasionalmente por una moderada superficie de inundación. La unidad KS1, base de esta secuencia, que varía en espesores de 2 a 68 m (3-68 en Cactus, 5-32 m en Níspero y 2-26 m en Río Nuevo), no tiene núcleos disponibles, pero está definida por una alta respuesta de rayos gamma, hasta la base de la unidad KS2, la cual está limpia y porosa, con distribución local, se observa en los núcleos 2 y 3 del pozo Cactus 4-D, en el núcleo 2 del Cactus 40, en los núcleos 1 a 3 del Cactus 47, en los núcleos 1 a 3 del Cactus 60-D, en el núcleo 1 del Cactus 63-A, en el núcleo 1 del Cactus 85 y en el núcleo 4 del Cactus 90. Esta unidad está constituida por capas de packstone/grainstone (calcarenitas), originadas localmente como depósitos de flujos de granos; su espesor varía de 4 a 74 m (6-74 en Cactus, 4-16 m en Níspero y 16-34 en Río Nuevo).

La unidad KS3, cima de la formación, está representada por los núcleos 2 y 3 del Cactus 1, los núcleos 2 a 4 y 7 a 9 del Cactus 2, por el núcleo 1 del Cactus 40, por los núcleos 1 y 2 del Cactus 67, por los núcleos 1 a 3 del Cactus 90, y por el núcleo 1 del Níspero 1; consiste, en general, de mudstone y escasa presencia de packstone, de un color gris claro-gris verdoso, biturbado, con nódulos de pedernal ocasionales, y presenta espesores que varían de 4 a 122 m (24-122 m en Cactus, 4-68 m en Níspero y 19-55 m en Río Nuevo).

Como es de suponerse no todas las unidades son concordantes, y esto se debe porque hay cuatro grandes erosiones que colocan a las diferentes unidades estratigráficas con determinada distribución y característica. De manera general, estas discordancias afectan a las unidades KS2, KS1, KM3 y KM2, donde puede faltar una o varias de ellas.

La Figura 3, muestra la distribución de las diferentes discordancias erosionales y la profundidad a la que se encuentran. De estas, resultaron ser unidades de flujo las siguientes:

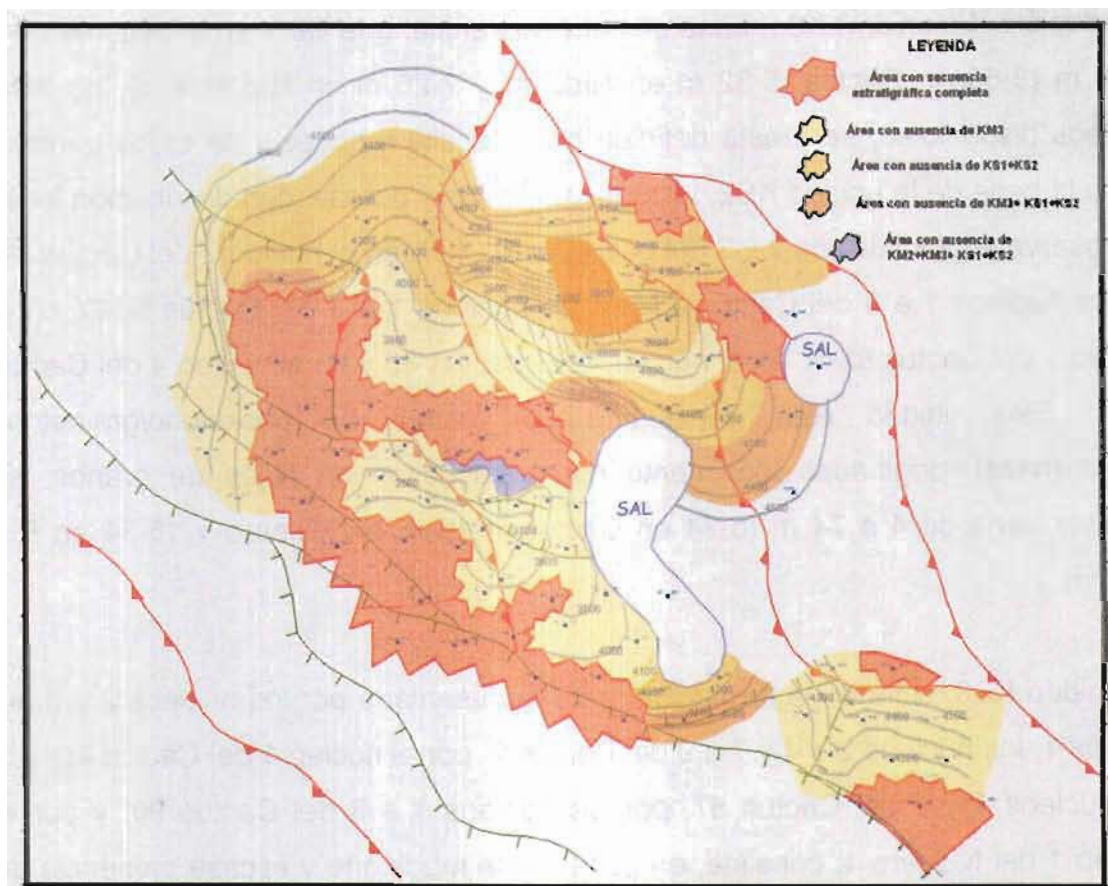


Fig. 3 Distribución y Cimas Erosionales Campos Cactus-Nispero-Río Nuevo ⁽³⁾.

- JST (Tithoniano), KI1, KI3 (Cretácico Inferior), correspondientes a la base y cima de la formación Tamaulipas Inferior.

- KM1 y KM2, miembros correspondientes a la formación Tamaulipas Superior.
- KM3, correspondiente a la formación Tamabra (las tres del Cretácico Medio).
- KS2, correspondiente a la formación Agua Nueva (base del Cretácico Superior).

Indiscutiblemente, el resto de unidades son sellos; algunas de ellas están fracturadas, lo que ha permitido la comunicación entre ellas: KI2 pertenece a la porción media de la formación Tamaulipas Inferior, KI4 correspondiente al horizonte Otates (ambas del Cretácico Inferior), KS1 y KS3 corresponden a la formación Agua Nueva (cima y base del Turoniano).

II.3 Evaluación Estructura/Fallas

La caracterización estática de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, en donde solo existe información sísmológica 2D, reviste implicaciones de interpretación estructural muy complejas ⁽⁵⁾. Lo anterior ocurre en los campos Cactus, Níspero y Río Nuevo pertenecientes al Activo Integral de Muspac, de la Región Sur de PEMEX Exploración y Producción, donde la información sísmica data de los años sesenta y setenta.

Lo anterior ha dado lugar a que se hayan realizado entre 1980 y 2000 más de tres interpretaciones sísmicas para establecer el marco estructural de estos yacimientos, resultando igual número de interpretaciones, que en general presentan la misma orientación estructural (trend), pero difieren entre ellas por lo espaciado de las líneas, el detalle requerido para la caracterización de los distintos yacimientos contenidos en los niveles estratigráficos correspondientes al Cretácico Inferior, Medio y Superior del subsuelo de estos campos, y que se requiere para establecer, al final de cuentas, la simulación numérica de los mismos.

Entre 1966 y 1972 se realizaron trabajos de levantamiento sísmico 2D (área Villahermosa, SS-3), que permitieron obtener información en 12 líneas en el área que ocupan los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo. Posteriormente, entre 1972 y 1973 se obtuvo información, también 2D, en otras 11 líneas (área Sitio Grande, SS-15). Otros prospectos sísmicos desarrollados en esta área (Gusano, SS-5; Samaria-Pueblo Nuevo, SS-23; Cárdenas-Reforma, SS-25; y Arrastradero, SS-30) adicionaron información de seis líneas sísmicas más. Con estos trabajos, se tienen 307 Km. de información sísmica bidimensional en 29 líneas sísmicas: 13 de ellas tienen una orientación general N 50° E y 11 presentan con N 50° O el resto, cinco líneas, presentan orientaciones diferentes (Tabla 2).

La calidad de la información en general es de regular a pobre; sin embargo, esto dió lugar a que en 1972 se descubrieran los yacimientos mesozoicos de Cactus y de Sitio Grande, y con ello el área mesozoica de Chiapas-Tabasco, Níspero se descubrió hasta 1974 y Río Nuevo en 1975. Este hecho fue más bien fortuito, ya que la información obtenida tuvo como objetivo principal las formaciones del Terciario, por lo que el diseño de los parámetros de adquisición y procesado no se orientaron a formaciones del Mesozoico.

Adicionalmente, a las líneas sismológicas obtenidas no se les aplicó proceso de migración, lo cual ha motivado una gran incertidumbre en las interpretaciones estructurales. Los análisis de velocidades de las líneas son imprecisos también, debido en parte a la compleja geología del área, y a la tecnología que se utilizó en ese tiempo.

Así, desde entonces se han realizado varias interpretaciones sísmico-estructurales que han permitido definir, grosso modo, la complicada tectónica que ha afectado a las rocas mesozoicas (Jurásico Superior-Cretácico Superior), en donde se ha establecido la producción.

Tabla 2.- Listado de líneas sísmicas levantadas que incluyen los campos Cactus, Níspero y Río Nuevo ⁽⁴⁾.

No.	No. LINEA	BRIGADA	ÁREA	FECHA LEVANT.	GRABACIÓN	ORIENTACIÓN	LONGITUD (km.)
1	22	SS-3	VILLAHERMOSA	Oct-72	DIGITAL	N 50° E	15
2	24	SS-3	VILLAHERMOSA	Abr-66	DIGITAL	N 53° E	16.2
3	26	SS-3	VILLAHERMOSA	Oct-72	DIGITAL	N 50° E	9.2
4	32	SS-3	VILLAHERMOSA	Oct-72	DIGITAL	N 51° E	17.8
5	34	SS-3	VILLAHERMOSA	Oct-72	DIGITAL	N 50° E	17
6	50	SS-3	VILLAHERMOSA	May-66	ANALÓGICA	N 48° E	11.1
7	53	SS-3	VILLAHERMOSA	Sep-67	ANALÓGICA	N 51° W	13.9
8	53A	SS-3	VILLAHERMOSA	Sep-67	ANALÓGICA	N 51° W	5.5
9	65	SS-3	VILLAHERMOSA	Oct-72	DIGITAL	N 48° W	13.5
10	56	SS-3	VILLAHERMOSA	Oct-72	?	N 50° E	3.7
11	67	SS-3	VILLAHERMOSA	Ago-72	DIGITAL	N 16° W	10.8
12	71	SS-3	VILLAHERMOSA	Ago-72	DIGITAL	N 92° W	5.9
13	36	SS-5	AYAPA	Ene-75	DIGITAL	N 50° E	8
14	2	SS-15	SITIO GRANDE	Oct-72	DIGITAL	N 48° E	17.1
15	3	SS-15	SITIO GRANDE	Ago-73	DIGITAL	N 56° W	10.6
16	5	SS-15	SITIO GRANDE	Sep-72	DIGITAL	N 49° W	18
17	7	SS-15	SITIO GRANDE	Nov-72	DIGITAL	N 50° W	18.3
18	10	SS-15	SITIO GRANDE	Oct-72	DIGITAL	N 50° E	15
19	20	SS-15	SITIO GRANDE	Feb-73	DIGITAL	N 53° E	8.4
20	23	SS-15	SITIO GRANDE	Abr-73	DIGITAL	N 44° W	9
21	30	SS-15	SITIO GRANDE	Mar-73	DIGITAL	N 15° E	7.8
22	32	SS-15	SITIO GRANDE	Mar-73	DIGITAL	N 12° E	5
23	34	SS-15	SITIO GRANDE	Mar-73	DIGITAL	N 46° E	6.8
24	52	SS-15	SITIO GRANDE	Mar-73	?	N 55° E	6.9
25	14	SS-23	VILLAHERMOSA	Dic-78	?	N 80° E	6.8
26	35	SS-23	VILLAHERMOSA	Dic-78	DIGITAL	N 47° W	10.1
27	39	SS-25	VILLAHERMOSA	Dic-79	DIGITAL	N 4° W	7.9
28	11	SS-30	COMALCALCO	Feb-79	DIGITAL	N 44° W	5.9
29	13	SS-30	COMALCALCO	Ene-79	DIGITAL	N 18° W	5.8
TOTAL							307

El campo Cactus forma parte de un complejo estructural junto con los campos Níspero y Río Nuevo, dicho complejo se encuentra dentro de la provincia geológica de las cuencas terciarias del sureste, y específicamente en el área denominada Mesozoico Chiapas-Tabasco ⁽¹⁾. Las rocas del yacimiento son carbonatos de plataforma, naturalmente fracturados y dolomitizados, constituyendo una trampa de tipo estructural principalmente. Se considera que el campo Cactus, junto con Níspero y Río Nuevo, forman una sola estructura dividida

por fallas. Se trata de un yacimiento que abarca estratigráficamente del Jurásico Superior (Tithoniano) al Cretácico Superior (Turoniano). El área que cubre este complejo es de aproximadamente 200 km².

A nivel Cretácico Superior, el complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo, se manifiesta como un par de anticlinales alargados, ligeramente asimétricos (de siete por tres km. de longitud en sus ejes principales) orientados en general de noroeste a sureste, y por deflexión de sus ejes mayores en su porción más alta casi oeste-este (en el campo Níspero, área de los pozos N-90, 98-A y 96, y en el campo Cactus, área de los pozos C-322, 51, 41, 60 y 60-D), estando los campos Cactus y Níspero y Río Nuevo separados por un sinclinal (área de los pozos C77 y 87 y N-70) y además delimitados por fallas inversas, que dan lugar a la conformación de varios bloques individuales.

Las estructuras de los campos Cactus-Níspero y Río Nuevo contienen dos yacimientos de aceite negro, uno en las calcarenas (Cactus y Níspero) y en las brechas dolomitizadas (Río Nuevo) del Cretácico Superior (Turoniano), donde resultó productor el pozo Cactus 1, y otro en las dolomías del Cretácico Medio e Inferior, donde resultaron productores los pozos Níspero 1 y Río Nuevo 1, cada uno con acuíferos activos independientes.

Como resultado de la tectónica del Mioceno que se produjo en gran parte de esta provincia geológica (Orogenia Chiapaneca), que también originó la profusa dolomitización que afecta a la secuencia Cretácico Inferior-Medio en estos campos, se tiene la presencia de sal en el complejo, manifestándose dos diapiros de sal: uno localizado en la porción sureste del campo Níspero (pozo Níspero 82) y otro entre los campos Cactus y Río Nuevo (pozo Cactus 37).

En los campos Cactus-Níspero y Río Nuevo se presentan fallas normales que corren de manera paralela en la dirección del eje principal, noroeste a sureste. La sal de edad Calloviano, está distribuida por debajo del campo, y se le considera la

responsable del origen de estas fallas. Las fallas de tipo inverso, que limitan a los campos, fueron producto del plegamiento regional a que se vio sujeta esta área a finales del Cretácico (Orogenia Laramide), y que además seccionan a los campos en diferentes bloques.

Regionalmente se reconocen cuatro eventos tectónicos que han afectado a los campos:

1. Inicialmente, a finales del Triásico, una tectónica de distensión tipo Rift, que dio origen al depósito de la sal, y en general a la gran cuenca del Golfo de México.
2. Una tectónica de compresión, ocurrida a finales del Mesozoico, que pliega y origina fallas de tipo inverso (Orogenia Laramide).
3. Una tectónica salina, ocurrida en el Mioceno, que da lugar a fallamiento normal y dolomitización de la columna carbonatada.
4. Una tectónica de distensión que da lugar a fallas de tipo lístrico y de crecimiento, que afectan principalmente a los sedimentos del Terciario.

En 1981, PEMEX realizó una reinterpretación estructural de este complejo (Figura 4); años después, en 1995, la compañía GeoQuest reinterpreta la misma información con Charisma (Figura 5), dando lugar a patrones generales muy similares a la obtenida en 1981, pero adicionando algunas fallas no consideradas en el trabajo anterior. Recientemente, a finales del año 2000, la compañía Comesa reinterpreto la misma información, ahora en papel, obteniendo básicamente los mismos patrones, modificando el carácter de las fallas en algunas áreas de los campos (Figura 6).

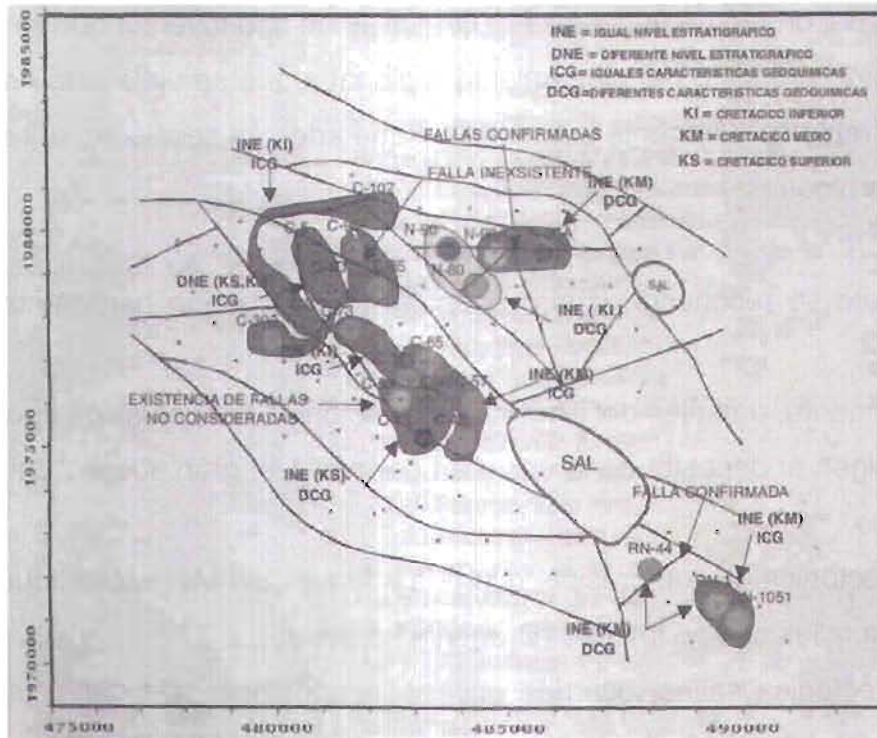


Fig. 4 Interpretación geoquímica de fallas, Cretácico Medio, PEMEX 1981 ⁽⁴⁾.

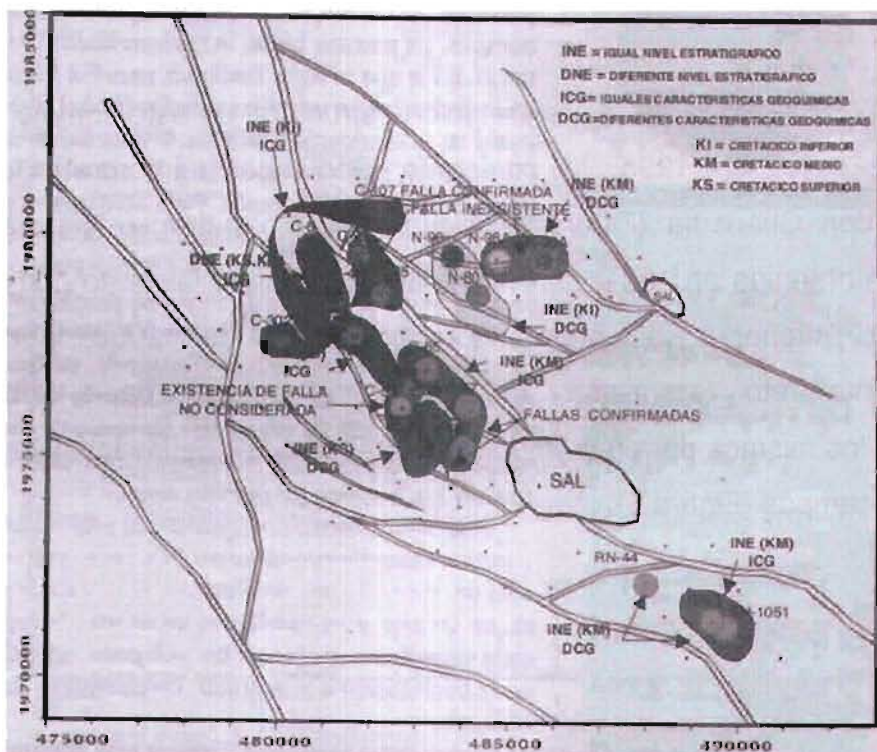


Fig. 5 Interpretación geoquímica de fallas cima Cretácico Superior Agua Nueva (GeoQuest, 1995) ⁽⁴⁾.

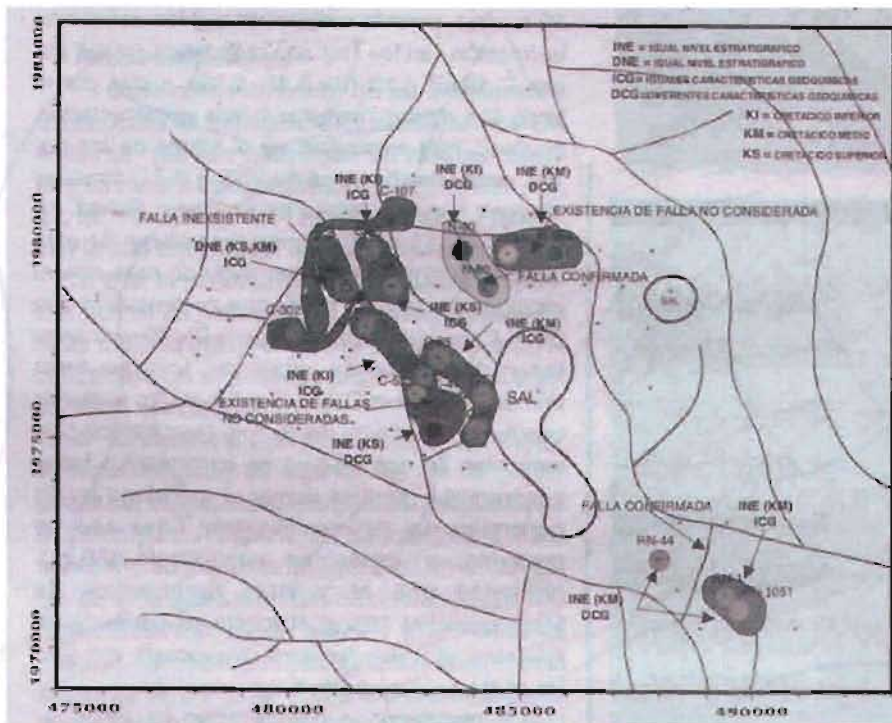


Fig. 6 Interpretación geoquímica de fallas cima Cretácico Superior Agua Nueva (Comesa, 2000) ⁽⁴⁾.

La superposición de la información interpretada resulta difícil de integrar (Figura 7) debido a que, aunque la orientación estructural (trend) es la misma, las fallas interpretadas se presentan desfasadas con respecto a las mismas interpretaciones obtenidas en los trabajos antes mencionados; esto desde luego, no significa que estén equivocadas éstas interpretaciones, porque al final de cuentas el trabajo de interpretación sísmica, como tal, es un arte, y los resultados dependen de muchas variables: experiencia del intérprete, calidad de la información a interpretar, conocimientos del área, etc.

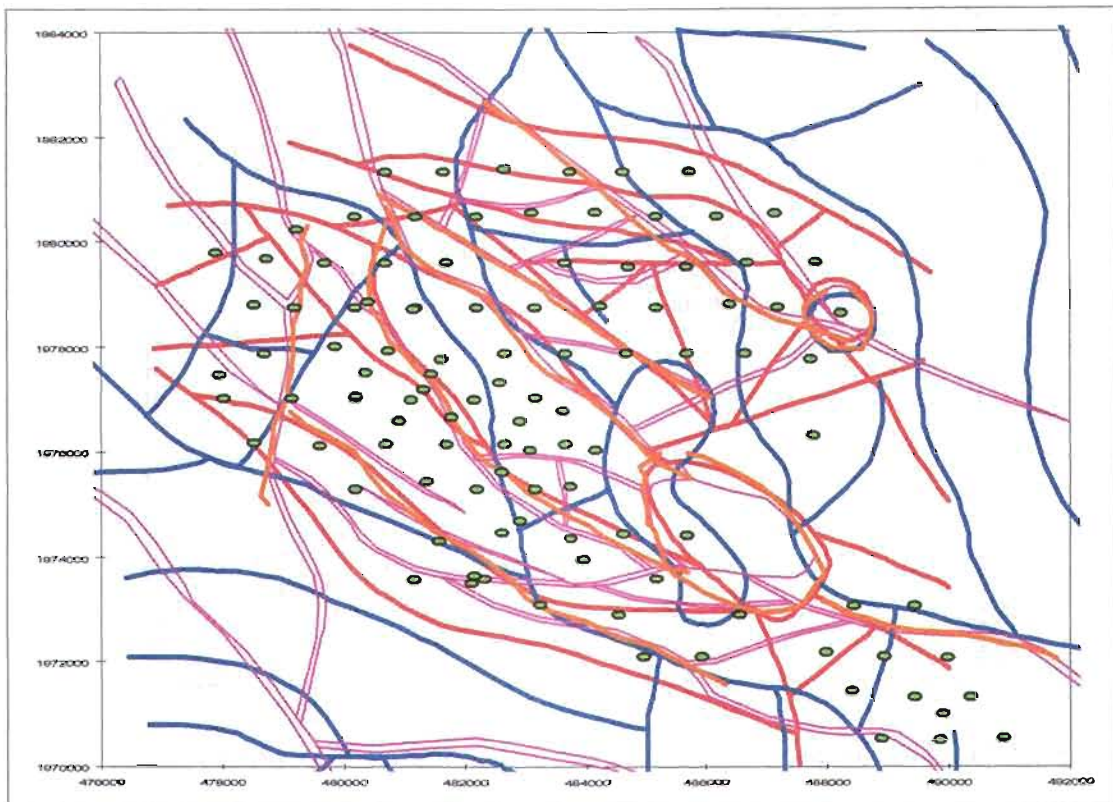


Fig. 7 Diferentes interpretaciones de las fallas (Rosa =GeoQuest, Roja =PEMEX, Azul =Comesa) ⁽³⁾.

II.4 Evaluación de Fracturas Naturales

Existe un número significativo de yacimientos petroleros donde discontinuidades tales como fracturas o juntas en la matriz de roca porosa son el principal camino para transmitir fluidos a los pozos productores ⁽⁶⁾.

Debido a la importancia que reviste el sistema de fracturas en un yacimiento petrolero, es de gran ayuda en la caracterización dinámica del mismo estableciendo los principales parámetros del sistema fracturado, tales como: geometría, tipo, espaciamiento vertical, distribución, tamaño medio de bloque, etc. La información anterior es de gran utilidad en la construcción del modelo de simulación del yacimiento debido a que proporciona un mejor entendimiento del

flujo de fluidos en el mismo, lo cual trae como resultado un mejor ajuste de historia y por ende una mejor predicción de los diferentes escenarios de explotación.

Para obtener las principales características de las fracturas, se utilizó la información proporcionada por los registros Ultrasonic Borehole Imagen (UBI, de la compañía Schlumberger) de tres pozos del complejo formado por los campos Cactus, Níspero y Río Nuevo, siendo estos, el pozo Cactus 47, Cactus 67 y Río Nuevo 1051, los cuales fueron perforados en el año de 1998, 1997 y 1998 respectivamente ⁽⁷⁾.

Como resultado de los trabajos realizados por las compañías Japan National Oil Corporation, Innovative Petrotech Solution y Petróleos Mexicanos, se resume que la orientación principal (trend) de fracturas naturales es NNE-SSW ^(3, 8, 9), para los tres pozos analizados con la información de los registros UBI (Figura 8), y para las fracturas inducidas por la perforación es WNW-ESE, de donde se puede inferir que el esfuerzo principal en estos campos (Cactus, Níspero y Río Nuevo) tiene una orientación NNE-SSW.

La existencia de las fracturas parece ser más dominante en la dolomía, en comparación a la caliza (Figura 9). Esta característica se explica, debido a que el fracturamiento se desarrolla en litologías densas, lo que es favorecido por el hecho de que la dolomía es más quebradiza que la caliza.

Al momento de realizar el análisis de los datos del registro UBI, se consideró que se cuenta con la siguiente información ⁽⁷⁾:

1. Información reciente interpretada como fracturas totalmente penetrantes las cuales son identificadas en toda la circunferencia del agujero del pozo.
2. Análisis anterior que incluye fracturas parciales vistas en el agujero del pozo, las cuales no cubren la totalidad del mismo.

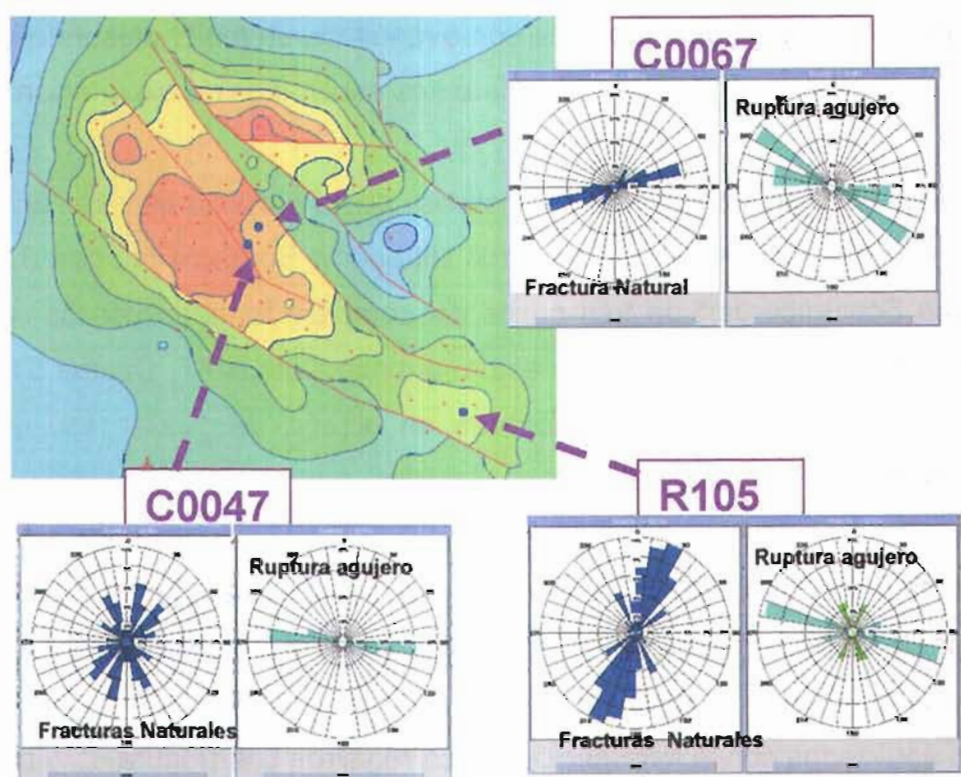


Fig. 8 Orientación principal (trend) del fracturamiento de acuerdo a los registros UBI, de la compañía Schlumberger ⁽³⁾.

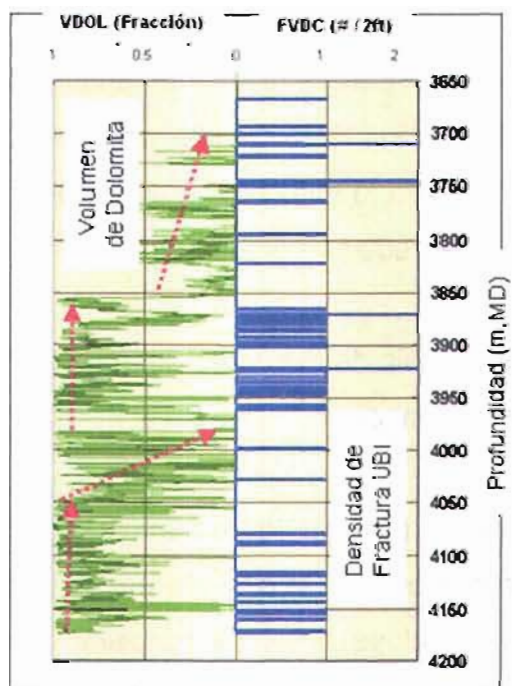


Fig. 9 Densidad de fractura vs. Volumen de dolomía, datos tomados del registro UBI del pozo Cactus 47 ⁽³⁾.

El primer conjunto de datos fue interpretado por la compañía Schlumberger en Houston, USA, y GeoQuest en Villahermosa; por su parte la interpretación del segundo conjunto de datos se realizó en México. La Tabla 3, muestra los datos del registro UBI, proporcionados por la compañía Schlumberger.

Tabla 3.- Ejemplo de los datos del registro UBI, proporcionados por la Compañía Schlumberger ⁽³⁾.

Índice Primario	Longitud _trayectoria_ actual [A11790356]	Magnitud _echado_ verdadero [A11790368]	Azimut _verdadero_ corregido [A11790372]	Densidad _fractura_ corregida [A11790331]	Longitud _trazada_ corregida [A11790335]	Densidad _fractura_ aparente [A11790339]	Fracturas acumulativas [A11790343]
m	ft	grados	grados	1/m	1/m	1/m	
4173.4	78.5	81.33	282.72	1.64	1.01	1.64	1
4173.3	77.5	-999.25	-999.25	1.64	0.72	1.64	1
4173.1	76.5	-999.25	-999.25	1.64	0.52	1.64	1
4173.0	75.5	-999.25	-999.25	1.64	0.35	1.64	1
4172.8	74.4	-999.25	-999.25	1.64	0.06	1.64	1
4172.7	73.4	-999.25	-999.25	0.00	-999.25	0.00	1
4172.5	72.4	-999.25	-999.25	0.00	-999.25	0.00	1
4172.4	71.4	-999.25	-999.25	0.00	-999.25	0.00	1
4172.2	70.4	-999.25	-999.25	1.64	0.19	1.64	1
4172.1	69.4	-999.25	-999.25	1.64	0.46	1.64	1
4171.9	68.3	-999.25	-999.25	1.64	0.70	1.64	1
4171.8	67.3	-999.25	-999.25	1.64	0.87	1.64	1
4171.6	66.3	-999.25	-999.25	1.64	0.82	1.64	1

De la tabla anterior se pueden establecer las siguientes definiciones:

- ✓ *Borehole_image_length_view* [A11790356]: longitud de trayectoria actual sin la ventana y sin la restricción de tamaño de la ventana de 2 ft.
- ✓ *DPTR view* [A11790368]: magnitud del echado verdadera, medida desde el horizonte.
- ✓ *DPAZ view* [A11790372]: azimut verdadero corregido por el campo magnético de la tierra (declinación), cero es el norte y 90 el este, todo alrededor de izquierda a derecha.
- ✓ *FVDC view* [A11790331]: densidad de fractura corregida con 2 ft de ventana sobrepuesta medida cada ½ ft. El muestreo es cada ½ ft, corregido por la oblicuidad del agujero del pozo. Este número de fracturas se puede mostrar arriba y abajo con esta ventana de interpretación corta.

- ✓ *FVTL view [A11790335]*: Longitud trazada corregida para 2 ft de ventana. Esta longitud en pulgadas dentro de 2 ft (tamaño de la ventana) del agujero del pozo. La medición es el perímetro de la longitud de la fractura a lo largo de la circunferencia del agujero del pozo, por ejemplo, una fractura de 2ft es igual a 1.64 fracturas por metro.
- ✓ *FVDA view [A11790339]*: densidad de fractura aparente (número por metro). Esto incluye los efectos de desviación del agujero del pozo.
- ✓ *FCNB view [A11790331]*: fracturas acumulativas.

Análisis del pozo Cactus 67

Para este pozo se cuenta con la información tanto de las fracturas totalmente penetrantes, las cuales cubren en su totalidad al agujero del pozo, como las fracturas parcialmente penetrantes, siendo éstas las que cubren únicamente una porción del diámetro del agujero del pozo. La Figura 10 muestra el azimut y el echado verdadero para los dos tipos de fracturas.

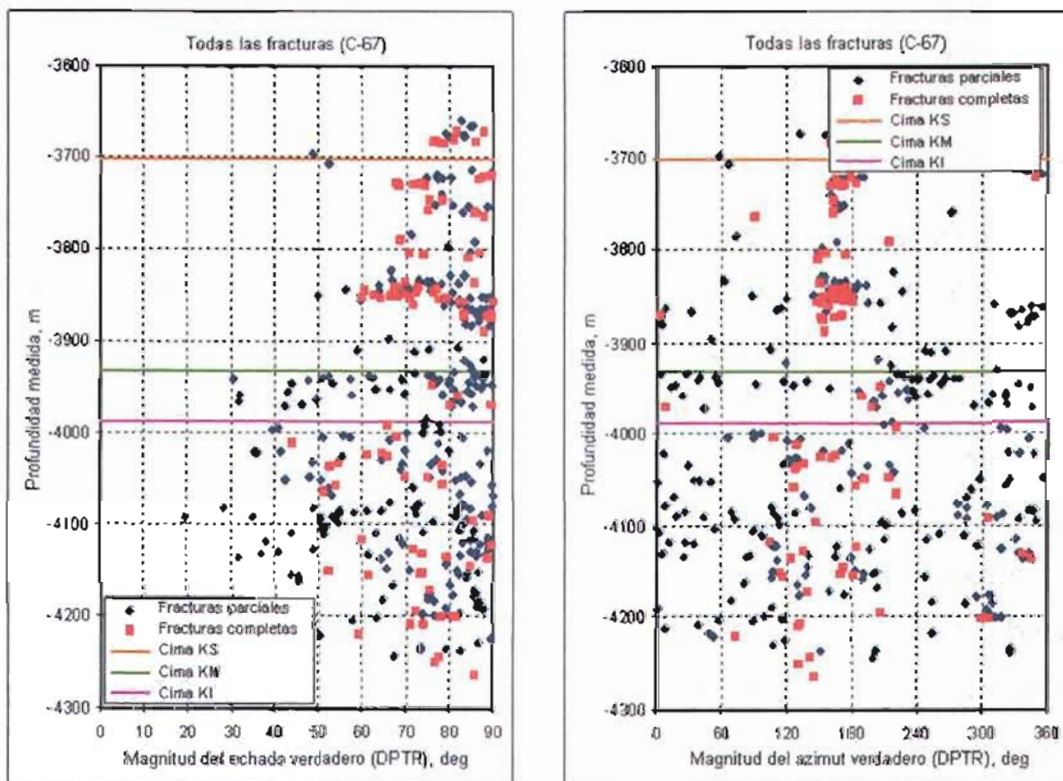


Fig. 10 Dirección del echado de todas las fracturas (parcial y totalmente penetrantes) del pozo Cactus 67 ⁽⁷⁾.

La figura anterior indica que las fracturas totalmente penetrantes en el Cretácico Superior (KS) y en el Cretácico Medio (KM) son casi verticales (echado cercano a 90 grados) y orientadas hacia el sur (azimut cercano a 90 grados). Sin embargo, su orientación es dispersa, especialmente en la zona del Cretácico Inferior (KI). Las fracturas parcialmente penetrantes tienen un comportamiento más errático y disperso tanto en el echado como en la orientación especialmente en el Cretácico Inferior (KI). La Tabla 4 muestra algunas estadísticas generales de las fracturas.

Tabla 4.- Estadísticas de las fracturas relacionadas al tamaño de la misma (radio) ⁽⁷⁾.

Total de fracturas parcial y totalmente penetrantes	391
Longitud del Intervalo	606.2
% Penetración Parcial	74.17%
% Totalmente Penetrantes	25.83%

En la Figura 11 se muestran el azimut y el echado de los estratos de cada formación, y de la figura anterior se observa que los datos mantienen su orientación casi constante. Sin embargo, existe evidencia de algunas discontinuidades alrededor de los 3900 m. Asimismo, en el caso de las fracturas parcialmente penetrantes (Figura 10), la orientación de las mismas tiene una banda más dispersa debajo de los 3900 m. Por lo cual se puede concluir, que las fracturas presentan una orientación constante y que no tienen características geométricas definidas con respecto a los estratos.

La Figura 12, muestra la longitud penetrada en la pared del pozo, por las fracturas totalmente penetrantes. Esto corresponde a la longitud radial que penetran las fracturas. La penetración promedio es de 125 pulgadas, y se muestra relativamente constante excepto en las partes profundas del Cretácico Inferior (KI).

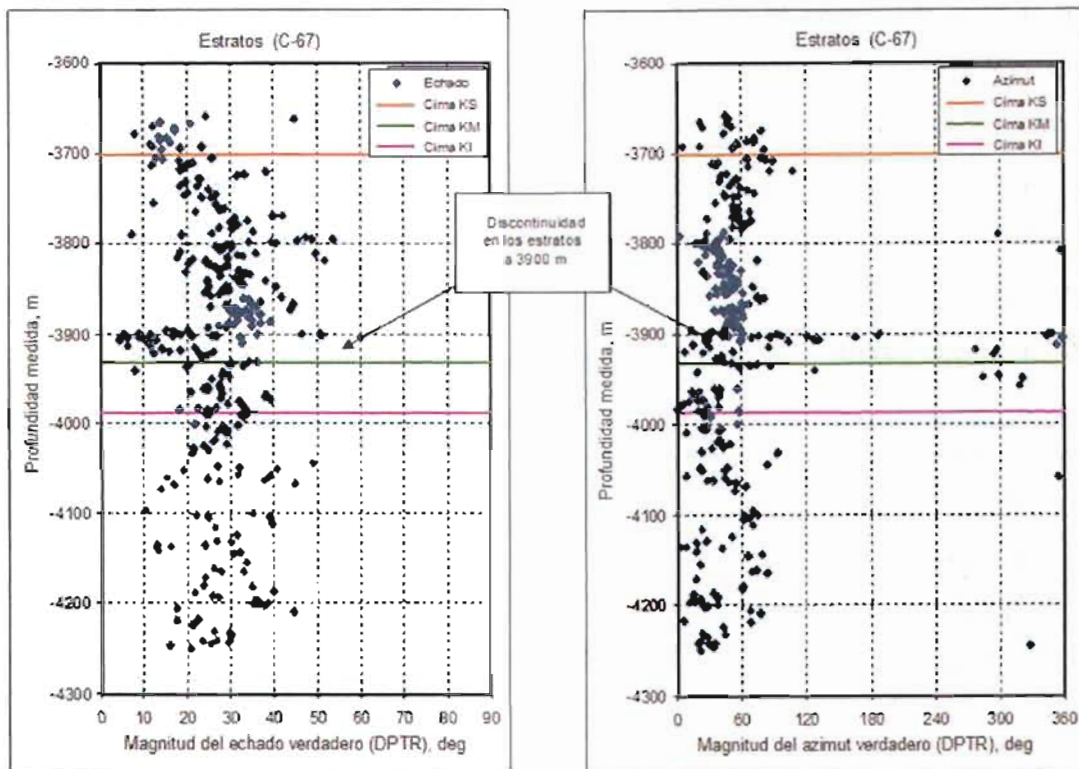


Fig. 11 Azimut y echado de los estratos de cada formación, pozo Cactus 67 ⁽⁷⁾.

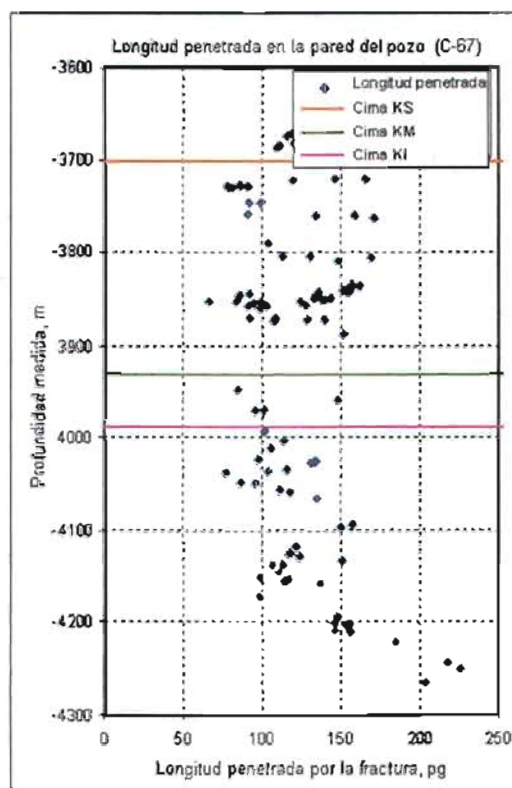


Fig. 12 Longitud penetrada en la pared del pozo por las fracturas totalmente penetrantes, pozo Cactus 67 ⁽⁷⁾.

La Figura 13, muestra la distribución de la densidad de fracturas y la densidad acumulativa de fracturas normalizada con respecto a la profundidad, tanto para las fracturas parcial o totalmente penetrantes.

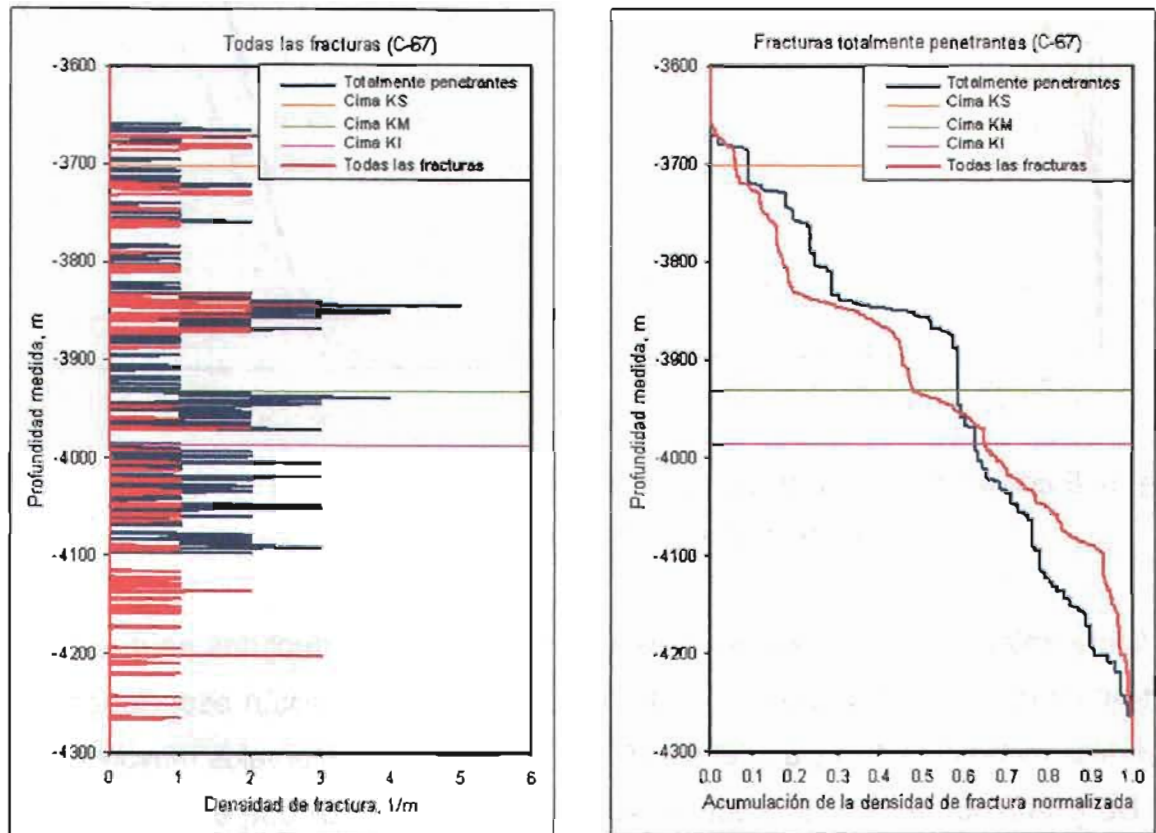


Fig. 13 Densidad de fractura y su acumulación normalizada, pozo Cactus 67 ⁽⁷⁾.

La figura anterior muestra que las fracturas están dispersas en todo el pozo y que se presenta una tendencia menor al agrupamiento de fracturas. Además, existe una zona alrededor del Cretácico Medio (KM) en la cual la densidad del fracturamiento permanece casi constante, donde no es posible identificar fracturas totalmente penetrantes. Sin embargo, esta zona incluye fracturas parcialmente penetrantes las cuales pueden explicarse como una característica del proceso de dolomitización de las rocas. Cabe señalar, que la parte inferior del Cretácico Inferior (KI) presenta una zona similar a la del KM.

En la Figura 14, se muestra el espaciamiento entre las fracturas como una función de distribución acumulativa (CDF, siglas en inglés).

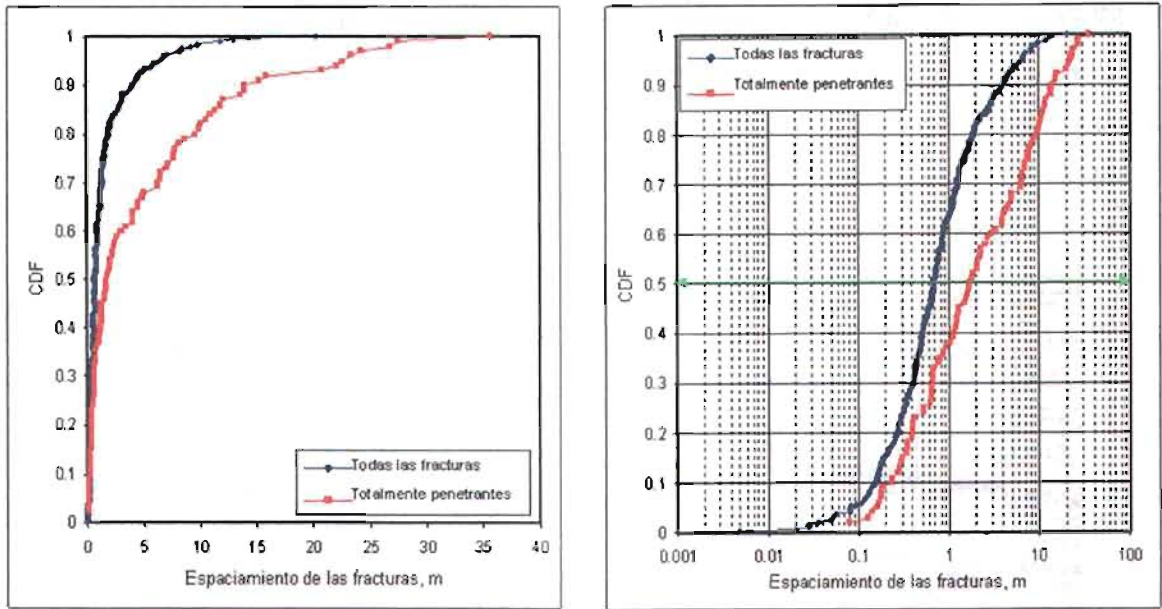


Fig. 14 Espaciamento de las fracturas en dirección vertical para todas las fracturas y las totalmente penetrantes, pozo Cactus 67 ⁽⁷⁾.

La figura anterior indica que el espaciamento medio de las fracturas en dirección vertical es de 0.7-2 m, o bien, que el 50% de las fracturas están espaciadas en intervalos menores a 1 m y que el otro 50% se localizan en intervalos mayores a 1 m. De lo anterior se concluye que el tamaño promedio del bloque en la dirección vertical se puede considerar de 1 m.

La compañía Scientific Software Intercomp, Inc. (SSI) realizó en los años 1996-1997 un estudio en el cual se determinó el índice de fracturamiento (curva FRAC), como parte del desarrollo del estudio Integral de los campos Cactus, Nispero y Río Nuevo, estimando las fracturas con base en información de registros geofísicos convencionales en agujero descubierto. Sin embargo, las compañías Japan National Oil Corporation (JNOC) e Innovative Petrotech Solution, Inc. (IPS), como parte del convenio de colaboración tecnológica, firmado en 1999 entre Petróleos Mexicanos y la compañía JNOC, modificaron el procedimiento propuesto por SSI, debido a que existe nueva información disponible como la correspondiente a la interpretación de los registros UBI y a los procesados ELAN (determinación litológica), los cuales no estaban disponibles al momento que SSI realizó el

estudio previo. De acuerdo a la información con que se cuenta, se considera que el reproceso en la determinación del índice de fracturamiento es más representativo que el realizado con anterioridad ⁽⁸⁾.

Para determinar el índice de fracturamiento, se utilizó la siguiente expresión:

$$\text{Índice de fracturamiento} = \left[\frac{VDOL}{(1 - PHIE)} \right] * \left[\frac{FlagGR + FlagILD + FlagSPI + FlagPHI}{4} \right] \dots(2.4.1)$$

En donde:

VDOL = Volumen de dolomita, fracción

PHIE = Porosidad, fracción

FlagGR = criterio del registro de rayos gamma, ° API

FlagILD = criterio del registro de inducción profundo, ohm - m

FlagSPI = criterio del índice de porosidad secundario, a dim

FlagPHI = criterio de la porosidad, por ciento

En el caso de que la resistividad sea mayor que 500 ohm-m, el índice de fracturamiento se interpreta como cero.

Los criterios para cada registro son:

$$Flag GR = 1 (GR < 25^\circ API) \dots(2.4.2)$$

en donde *GR = respuesta del registro de rayos gamma*.

Suposición: la litología más limpia puede ser más frágil que las lutitas.

$$Flag ILD = 1 (ILD < 200 ohmm) \dots(2.4.3)$$

en donde *ILD = respuesta del registro de inducción profundo*.

Suposición: la invasión de lodo en la fractura abierta, permite resistividades más bajas que la de la matriz de roca.

$$Flag\ SPI = 1(\text{Índice de porosidad secundario} > 0) \quad \dots(2.4.4)$$

en donde $SPI = \text{índice de porosidad secundario}$.

Suposición: el índice de porosidad secundario puede representar las fracturas dentro de capas de dolomía compactas.

El índice de porosidad secundario se obtiene de una gráfica del factor de cementación (M) vs. Componente de saturación (N):

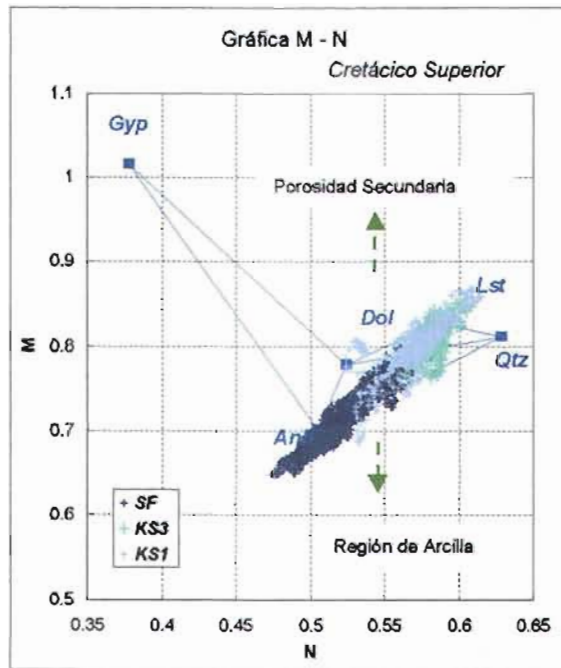


Fig. 15 Gráfica del Factor de Cementación (M) vs. Componente de Saturación (N), ejemplo del pozo cactus 4D ⁽³⁾.

$$Flag\ PHI = 1(\text{Porosidad} > 3\%) \quad \dots(II.4.5)$$

en donde $PHI = \text{porosidad}$.

Suposición: En una dolomía muy densa los espacios porosos pueden representar fracturas.

Para calibrar la información obtenida mediante las relaciones anteriores se utilizaron los datos obtenidos del registro UBI del pozo Cactus 47 (Figura 16). Cabe señalar que la resolución vertical de los registros convencionales no es suficientemente buena; sin embargo, la curva de índice de fracturamiento encontrada con el estudio puede representar los posibles intervalos fracturados.

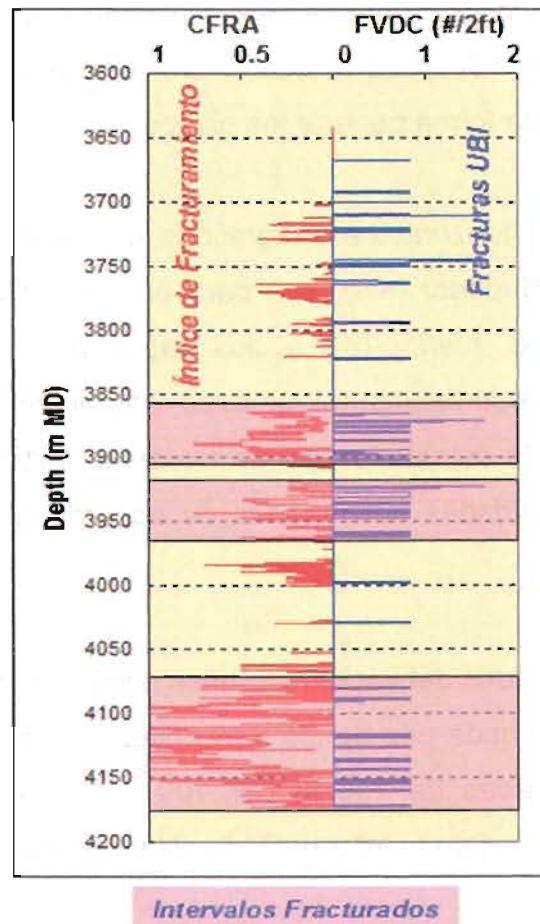


Fig. 16 Densidad de fracturas (registro UBI) vs. Curva de índice de fracturamiento, pozo Cactus 47 ⁽³⁾.

II.5 Modelo Geológico 3D

El modelo geológico 3D utilizado por la Compañía JNOC y PEMEX para la simulación dinámica de los yacimientos Cactus, Níspero y Río Nuevo, se construyó utilizando los módulos del software GeoFrame: CPS-3 y Property 3D,

los cuales son propiedad de Schlumberger GeoQuest. Para este propósito se creó una malla de 100 m.:171*141 celdas, con la cual se generó un mejor modelo geológico.

El marco principal de fallas considerado en el módulo CPS-3, es el resultado de unificar todas las interpretaciones existentes al respecto (ver Sección II.3 de este trabajo). Del marco principal anterior, se convirtieron a coordenadas XY los puntos de cada falla, para después realizar una interpolación y suavizamiento de esos puntos, y así de esta forma generar los planos de falla.

En lo que respecta a los horizontes estratigráficos, se consideraron un total de 12: tres para el Cretácico Superior (KS), tres para el Cretácico Medio (KM), cuatro capas para el Cretácico Inferior (KI) y dos capas para el Jurásico Superior Tithoniano (JST). El marco estructural fue exportado al módulo Property 3D y en este se generó el modelo estructural, el cual consiste de bloques separados por superficies de falla y unidades subdivididas de acuerdo a los horizontes antes mencionados.

Por su parte, las propiedades del yacimiento tales como porosidad y saturación de agua, se acoplaron para cada uno de los horizontes considerando la información existente por pozo y celdas de 100 m por 100 m, de acuerdo a un método determinístico (Figura 17). Con la información antes mencionada se generaron los mapas siguientes:

- ✓ Modelo de porosidad: datos de entrada, PIGN de los registros procesados (ELAN).
- ✓ Modelo del volumen de dolomía: datos de entrada, VDOL (ELAN).
- ✓ Modelo de Índice de Fracturamiento: datos de entrada, curvas de índice de fracturamiento.
- ✓ Modelo de saturación de agua: datos de entrada, SXWI (ELAN).
- ✓ Modelo de permeabilidades: datos de entrada, permeabilidades provenientes de la interpretación de las pruebas de presión.

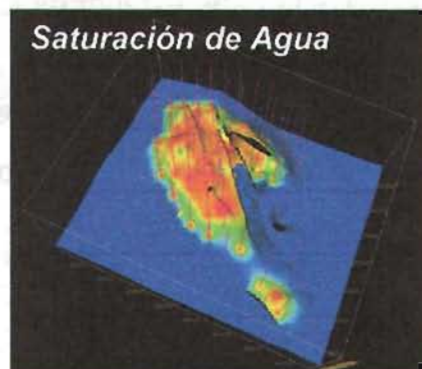
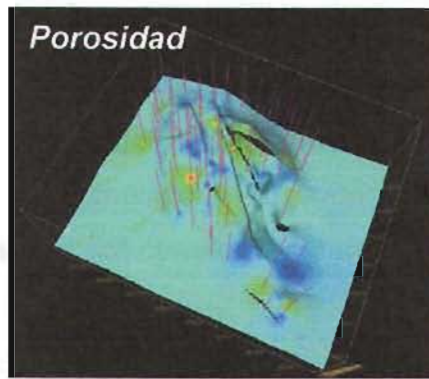


Fig. 17 Ejemplo de la capa KM1, del modelo de las propiedades del yacimiento ⁽³⁾.

Para la construcción del Modelo Geológico 3D se consideraron: 22 líneas sísmicas (2D); registros de agujero descubierto de 105 pozos y núcleos de 27 pozos de los tres Campos (Cactus, Níspero y Río Nuevo) ⁽⁹⁾.

Para el caso de la construcción del modelo de permeabilidades, los datos de entrada están muy dispersos debido a que existe un número limitado de pruebas de presión.

El modelo geológico 3D resultante, se exportó al software Flogrid (de la compañía Schlumberger), utilizando la información generada en el módulo Property 3D (módulo de GeoFrame, propiedad de Schlumberger), con el objetivo de realizar la transferencia al simulador numérico de yacimientos que se empleó para estos campos. Para este caso el simulador empleado fue Eclipse, el cual pertenece a la compañía Schlumberger.

II.6 Difracción de Rayos X

Como parte del convenio tecnológico, firmado en 1999, entre la compañía Japan National Oil Corporation (JNOC) y Petróleos Mexicanos, se realizó un análisis de Difracción de Rayos-X (XRD), para lo cual se recolectaron 33 fragmentos de núcleos ("chip core", fragmento plano con dimensiones máximas entre 4 y 64 mm.), del laboratorio ubicado en el estado de Tabasco (Comalcalco, México), esto debido a que el análisis isotópico oxígeno-carbono requiere únicamente de pocos gramos de fragmentos de roca. De la parte exterior de los fragmentos de núcleos se obtuvieron 48 muestras, y de los 33 fragmentos, 12 son de la matriz y partículas o relleno de cementante. Cabe señalar que este análisis se realizó en los laboratorios de JNOC, en la ciudad de Tokio Japón. Los resultados se resumen en la Tabla 5.

El resultado de este análisis confirmó que 11 muestras tienen calcita, 33 tienen dolomita y 4 son consideradas como una mezcla de los dos minerales (menos del 70% de calcita y menos del 80% de dolomita). El análisis de isótopos de carbono-oxígeno se realizó en 11 muestras no contaminadas de calcita y 33 muestras de dolomita. Las muestras de dolomita se obtuvieron del Cretácico Medio e Inferior, específicamente de las capas: KM3, KM2, KI3 y KI1. El resultado de este análisis se comparó con carbonatos marinos para estimar el ambiente de dolomitización. La Figura 18 muestra los efectos diagenéticos en la composición isotópica de los carbonatos marinos.

Tabla 5.- Análisis de fragmentos de núcleo de isótopos estables (oxígeno-carbono), campos Cactus, Nispero y Río Nuevo ⁽³⁾.

No.	Muestra Nombre del pozo	Unidad	Análisis XRD		Análisis isotópico en extractos de Calcita		Análisis isotópico en extractos de Dolomita	
			Calcita (%)	Dolomita (%)	$\delta^{13}\text{C}$ como calcita (PDB ‰)	$\delta^{18}\text{O}$ como calcita (PDB ‰)	$\delta^{13}\text{C}$ como dolomita (PDB ‰)	$\delta^{18}\text{O}$ como dolomita (PDB ‰)
1	C47-N2-9	KS2	100.0	0.0	2.134	-2.542		
2	C47-N3-43	KS2	100.0	0.0	2.299	-0.952		
3	C04D-N2-7	KS2	97.2	2.8	2.252	-2.203		
4	C60D-N1-4	KS2	92.9	7.1	1.999	-2.547		
5	C60D-N1-15	KS2	82.3	17.7	1.869	-3.798	2.493	-4.656
6	C60D-N2-5	KS2	100.0	0.0	1.833	-2.678		
7	C04D-N5-23	KM2	9.0	91.0	1.339	-3.630	2.510	-2.793
8	R 1051-N2-4320.1	KM2	0.0	100.0			2.205	-2.673
9-1	C42-N5-12	KM2	0.0	100.0			2.008	-4.600
9-2	C42-N5-12	KM2	76.4	23.6	0.683	-5.073	1.937	-4.366
10-1	R32-N1-21	KM2	8.0	92.0	1.652	-1.685	2.083	-1.331
10-2	R32-N1-21	KM2	85.7	14.3	0.396	-8.206	1.756	-6.097
11-1	C02-N12-4	KM2	0.0	100.0			1.969	-2.513
11-2	C02-N12-4	KM2	0.0	100.0			1.975	-2.606
12-1	C42-N3-29	KM3	11.9	88.1	1.913	-3.806	2.358	-4.242
12-2	C42-N3-29	KM3	16.3	83.7	1.806	-4.354	2.447	-5.074
12-3	C42-N3-29	KM3	7.2	92.8	1.923	-4.034	2.342	-4.652
13-1	C45-N1-19	KM2	100.0	0.0	2.747	-3.013		
13-2	C45-N1-19	KM2	100.0	0.0	2.760	-2.971		
14-1	C45-N2-4	KM2	1.5	98.5			2.631	-4.003
14-2	C45-N2-4	KM2	0.0	100.0			2.394	-3.335
15-1	C45-N2-12	KM2	38.2	61.8	2.081	-1.066	2.652	-0.783
15-2	C45-N2-12	KM2	14.9	85.1	1.913	-3.806	2.568	-0.869
16	C53-N2-11	KM2	2.6	97.4			2.681	-3.297

Tabla 5 (continuación).- Análisis de fragmentos de núcleo de isótopos estables (oxígeno-carbono), campos Cactus, Nispero y Río Nuevo ⁽²⁾.

No.	Muestra Nombre del pozo	Unidad	Análisis XRD		Análisis isotópico en extractos de Calcita		Análisis isotópico en extractos de Dolomita	
			Calcita (%)	Dolomita (%)	$\delta^{13}\text{C}$ como calcita (PDB ‰)	$\delta^{18}\text{O}$ como calcita (PDB ‰)	$\delta^{13}\text{C}$ como dolomita (PDB ‰)	$\delta^{18}\text{O}$ como dolomita (PDB ‰)
17	C90-N5-4	KM2	1.7	98.3			2.241	0.575
18	N118-N4-2	KM2	0.0	100.0			2.533	-2.555
19-1	C42-N2-3	KM3	0.0	100.0			2.294	-5.039
19-2	C42-N2-3	KM3	3.9	96.1	1.837	-4.320	2.306	-4.766
19-3	C42-N2-3	KM3	0.0	100.0			2.201	-5.083
20	C42-N2-10	KM3	5.5	94.5	1.605	-4.486	2.385	-4.602
21	C42-N2-22	KM3	30.4	69.6	1.122	-4.975	2.173	-4.240
22	C42-N3-2	KM3	0.0	100.0			2.244	-3.284
23-1	C77-N2-3	KM3	0.0	100.0			2.245	-3.117
23-2	C77-N2-3	KM3	0.0	100.0			2.314	-2.435
24-1	N118-N1-10	KM3	0.0	100.0			2.259	-2.832
24-2	N118-N1-10	KM3	0.0	100.0			2.202	-2.833
25	C42-N8-39	K14	54.4	45.6	-0.686	-0.962	1.532	0.387
26	C02-N15-6	K13	4.5	95.5			1.654	-0.847
27	C42-N16-15	K13	0.0	100.0			1.675	-0.010
28	C47-N5-7	K13	0.0	100.0			2.019	1.249
29	C57-N3-3	K13	0.0	100.0			1.506	0.406
30	C85-N1-18	K13	6.3	93.7	1.414	-0.076	1.792	-0.310
31-1	C65-N2-12	K01	0.0	100.0			1.707	-0.570
31-2	C65-N2-12	K01	0.0	100.0			1.718	-0.532
32-1	C90-N14-6	K01	0.0	100.0			1.902	-0.792
32-2	C90-N14-6	K01	32.1	67.9	1.039	-3.925		
32-3	C90-N14-6	K01	32.1	67.9	0.929	-4.110	2.009	-3.140
33	C04-N1-4331	JST	100.0	0.0	1.779	-2.809		

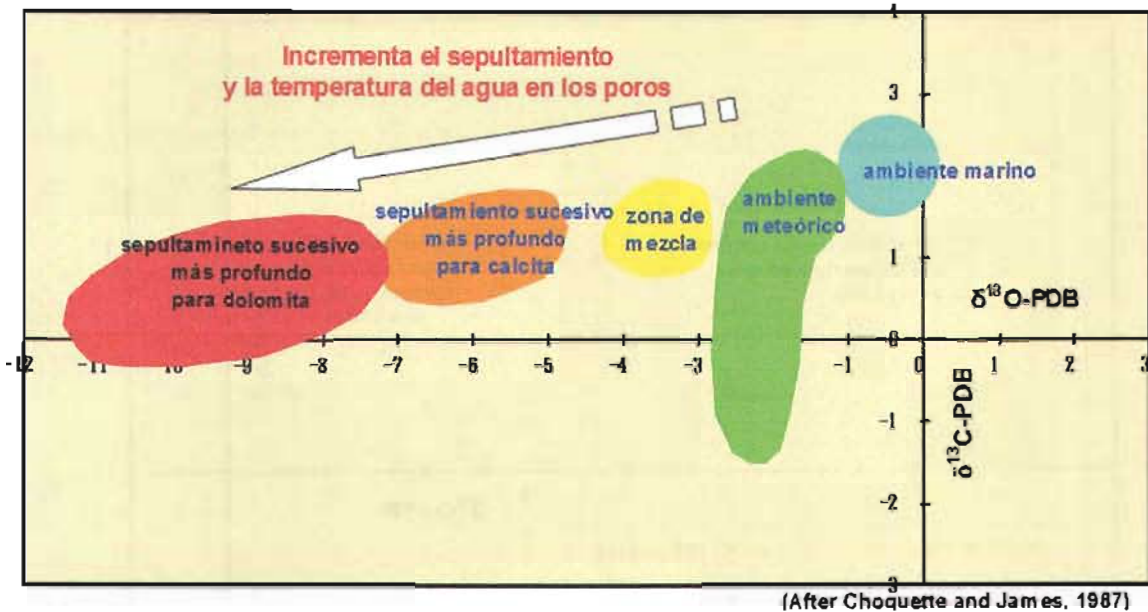


Fig. 18 Ruta Hipotética de los Cambios en la composición de isótopos estables y carbonatos en diferentes ambientes diagenéticos ⁽³⁾.

Resultados de las muestras de calcita/caliza

Las muestras de calcita/caliza se obtuvieron del horizonte KS2, del Cretácico Medio (KM2) y Jurásico Superior Tithoniano (JST) y además de dos fragmentos de núcleo de dolomita con cementante de calcita.

De las 11 muestras en que se detectó la presencia de calcita, nueve se graficaron en conjunto con una región típica de calcita y aragonita (constituyentes de los carbonatos marinos), y se determinó que una de las muestras se encuentra fuera del rango de las otras (Figura 19), dicha muestra se puede interpretar como que se formó en un ambiente relativamente más profundo y sólo un dato de cementante de calcita tiene valores más ligeros del isótopo estable $\delta^{18}\text{O}$.

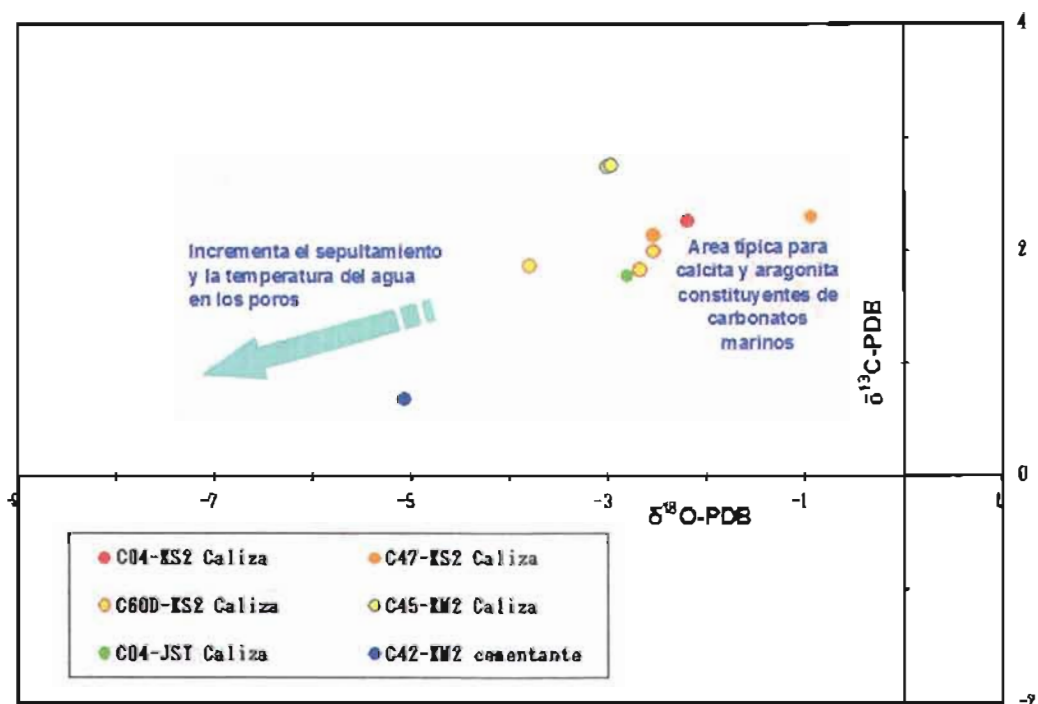


Fig. 19 Composición de los isótopos estables carbono-oxígeno en muestras de caliza/calcita ⁽³⁾.

Resultados de las muestras de Dolomita

Las muestras para el análisis se obtuvieron del Cretácico Medio e inferior (KM3, KM2, KI3, KI1) y están compuestas por fragmentos grandes de roca, partículas de grano y láminas. Los resultados del análisis primero se compararon con carbonatos marinos y después fueron comparados con la composición isotópica de otra dolomía.

Los efectos diagenéticos en la composición isotópica de los carbonatos marinos se resumen en la Figura 20, en la que se observa que la concentración del $\delta^{18}\text{O}$ se reduce a medida que la temperatura disminuye (dilución meteórica), por lo tanto es mayor cuando la temperatura aumenta (evaporación).

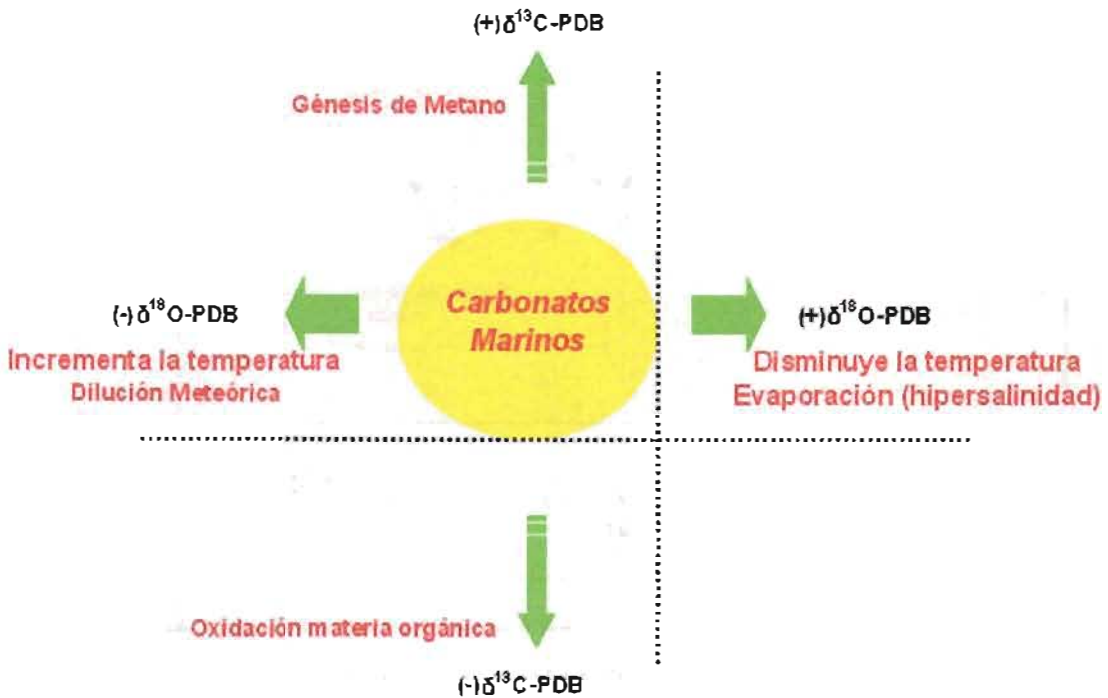


Fig. 20 Efectos diagenéticos en la composición isotópica de la dolomita ⁽³⁾.

En la Figura 21 se presenta la comparación entre las muestras de calcita y dolomita. En comparación con la gráfica de calcita/caliza, la mayoría de los datos de dolomita fueron graficados alrededor de la misma área con las muestras de calcita y carbonatos marinos. La figura denota que la dolomitización, en su mayoría, se llevó a cabo en un ambiente no demasiado diferente al de los carbonatos marinos.

Todos los análisis de la dolomita tienen valores que están en la categoría de dolomitas de baja temperatura. No existen datos con categoría de dolomita de alta temperatura, aunque algunos datos se encuentran en la zona de traslape entre alta y baja temperatura (Figura 22).

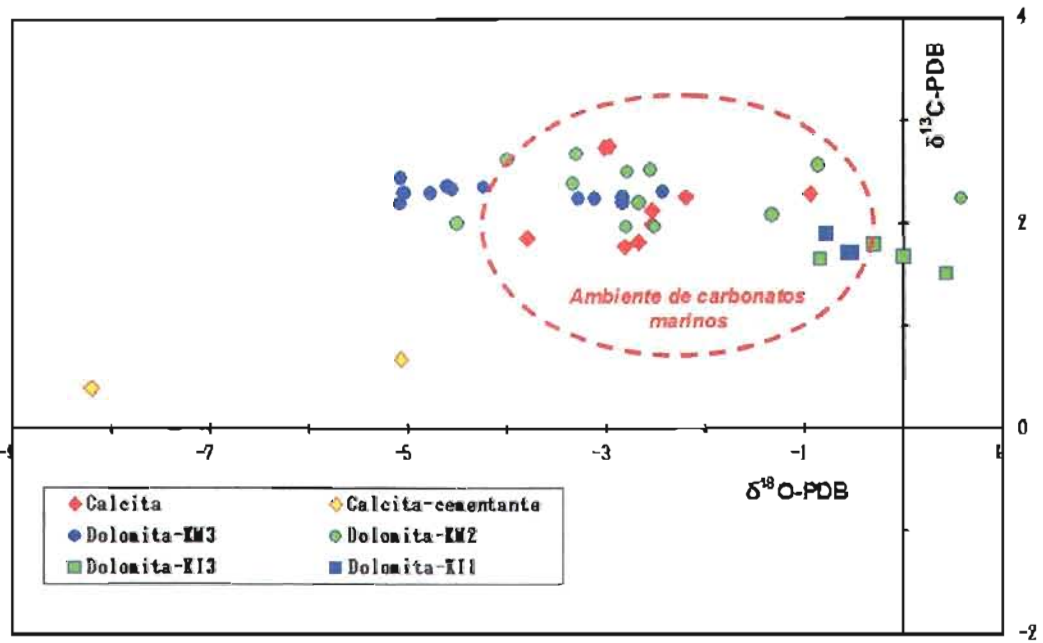


Fig. 21 Composición de los isótopos estables (carbono-oxígeno) de todas las muestras de dolomita y calcita ⁽³⁾.

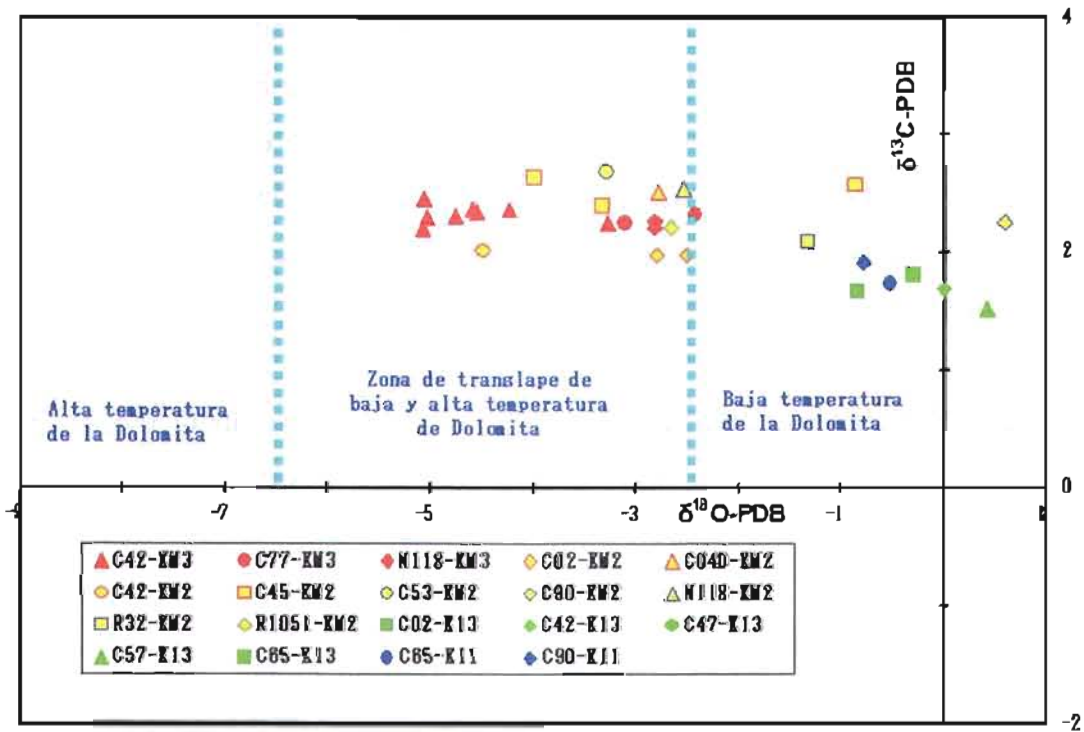


Fig. 22 Composición del isótopo estable (carbono-oxígeno) de las muestras de dolomita ⁽³⁾.

Las muestras de dolomita del Cretácico Inferior tienen valores más altos que otros (-1 a +1 $\delta^{18}\text{O}$), lo que supone un medio diagenético de hipersalinidad. Respecto a las muestras del Cretácico Medio en las capas KM3 y KM2, estas se encuentran en la zona de traslape con valores relativamente menores que para el Cretácico Inferior (-5 a -4 $\delta^{18}\text{O}$). Los valores anteriores suponen que la dolomitización tuvo lugar en un ambiente con temperaturas relativamente más altas que un ambiente de depósito de arrecifes.

Los valores de $\delta^{18}\text{O}$ de la dolomita es indicativo que la dolomitización se llevó a cabo en un ambiente de carbonatos marinos. Por lo tanto, el cementante de calcita, al tener valores más bajos de $\delta^{18}\text{O}$, se interpreta como calcita en un ambiente de temperatura alta.

III. ANÁLISIS DE LAS AGUAS PRODUCIDA Y LA INYECTADA

III.1 Antecedentes

El adecuado tratamiento y separación del agua producida representa un parámetro muy importante durante el desarrollo de cualquier campo petrolero; por otra parte, es necesario conocer el origen del agua producida con la finalidad de establecer posibles medidas para su control, y de esta forma llevar a cabo un manejo de campo más eficiente, que permita incrementar la vida productiva de los yacimientos ⁽¹²⁾.

A través del tiempo se han propuesto gran cantidad de métodos para manejar los resultados de los análisis del agua subsuperficial, los cuales, una vez identificados y clasificados, se pueden utilizar ampliamente en la exploración y explotación de hidrocarburos. Dentro de estos métodos se pueden mencionar, correlaciones de salinidad y estudios hidrodinámicos.

Las muestras de dolomita del Cretácico Inferior tienen valores más altos que otros (-1 a +1 $\delta^{18}\text{O}$), lo que supone un medio diagenético de hipersalinidad. Respecto a las muestras del Cretácico Medio en las capas KM3 y KM2, estas se encuentran en la zona de traslape con valores relativamente menores que para el Cretácico Inferior (-5 a -4 $\delta^{18}\text{O}$). Los valores anteriores suponen que la dolomitización tuvo lugar en un ambiente con temperaturas relativamente más altas que un ambiente de depósito de arrecifes.

Los valores de $\delta^{18}\text{O}$ de la dolomita es indicativo que la dolomitización se llevó a cabo en un ambiente de carbonatos marinos. Por lo tanto, el cementante de calcita, al tener valores más bajos de $\delta^{18}\text{O}$, se interpreta como calcita en un ambiente de temperatura alta.

III. ANÁLISIS DE LAS AGUAS PRODUCIDA Y LA INYECTADA

III.1 Antecedentes

El adecuado tratamiento y separación del agua producida representa un parámetro muy importante durante el desarrollo de cualquier campo petrolero; por otra parte, es necesario conocer el origen del agua producida con la finalidad de establecer posibles medidas para su control, y de esta forma llevar a cabo un manejo de campo más eficiente, que permita incrementar la vida productiva de los yacimientos ⁽¹²⁾.

A través del tiempo se han propuesto gran cantidad de métodos para manejar los resultados de los análisis del agua subsuperficial, los cuales, una vez identificados y clasificados, se pueden utilizar ampliamente en la exploración y explotación de hidrocarburos. Dentro de estos métodos se pueden mencionar, correlaciones de salinidad y estudios hidrodinámicos.

Para efectuar una apropiada clasificación de las distintas fuentes de aguas asociadas a los yacimientos, es necesario definir los tipos de agua que es posible encontrar en el subsuelo; para lo cual, en general las aguas se pueden clasificar de acuerdo a su origen en aguas meteóricas, congénitas y mezcladas; y por su ocurrencia en las formaciones en agua móvil e inmóvil.

Agua Meteórica

Es el agua que proviene de la infiltración del agua superficial, que es producto de la precipitación pluvial y que tiende a ocupar los poros de las rocas poco profundas, o bien que se ha infiltrado a lo largo de las fracturas^(12,10). Estas aguas se consideran de una edad reciente o fósil, además, por su reacción con elementos presentes en la atmósfera durante su precipitación, pueden contener varios elementos tales como el isótopo ^{14}C (ver Sección III.6 de este trabajo, para definición de este isótopo), así como oxígeno y sus isótopos y bióxido de carbono disueltos, entre otros. Los sinónimos empleados con cierta frecuencia para describir este tipo de agua en la hidrología subterránea son: agua joven, agua de recarga y agua de infiltración.

Agua Congénita

Se le conoce como agua congénita al agua que originalmente se encontraba presente cuando se depositaron los sedimentos⁽¹²⁾, y que quedó atrapada *in-situ*. Los sinónimos empleados son: agua fósil y paleo-agua.

Agua Mezclada

Este tipo de agua está caracterizada por un origen múltiple, debido por ejemplo, a una mezcla del agua meteórica con el agua congénita de las formaciones.

Agua Libre

El agua libre es aquella que se encuentra confinada en los espacios porosos interconectados, y que cuando constituye un cuerpo continuo, fluye hacia

cualquier punto de menor presión, lo cual le da el carácter de móvil; de lo contrario se trataría de un agua inmóvil.

Además de los tipos de agua antes citados, se puede mencionar el siguiente:

Agua Magmática.- Es aquella proveniente de la condensación de los gases que se escapan de las cámaras magmáticas. También se le conoce como agua juvenil.

Las características que distinguen principalmente a las aguas de formación son las siguientes:

Saturación.- La cantidad de agua presente en los poros de un yacimiento, medida como un porciento del espacio poroso efectivo. Se puede conocer a través de análisis de núcleos en el laboratorio, y con el uso del factor de formación y de datos de registros eléctricos.

Concentración.- La cantidad de sales disueltas en las aguas de formación puede variar de unas cuantas partes por millón en aguas dulces, hasta alrededor de 300,000 p.p.m. en una salmuera concentrada. Este contenido de sales en solución afecta sus propiedades físicas, tales como: la densidad y viscosidad del agua, las cuales aumentan proporcionalmente a la concentración de sales, además de ser función también de la temperatura (Figura 23).

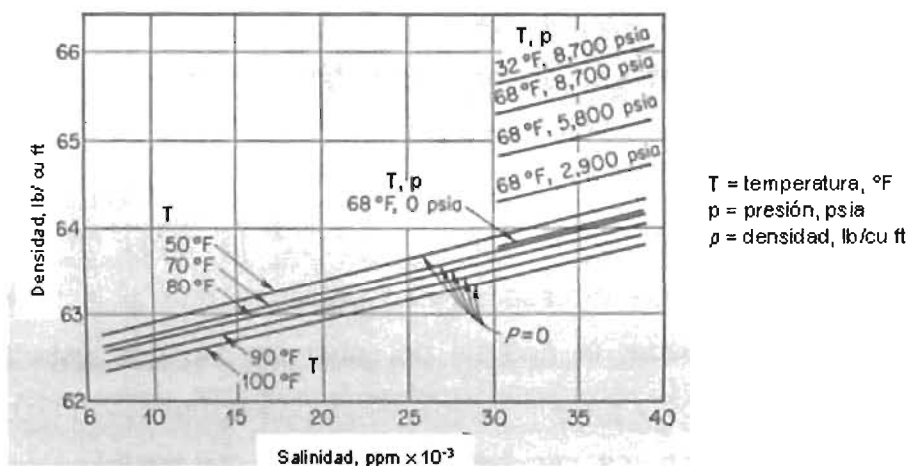


Fig. 23 Efecto de la concentración de sales y la temperatura en la densidad del agua ⁽¹⁴⁾.

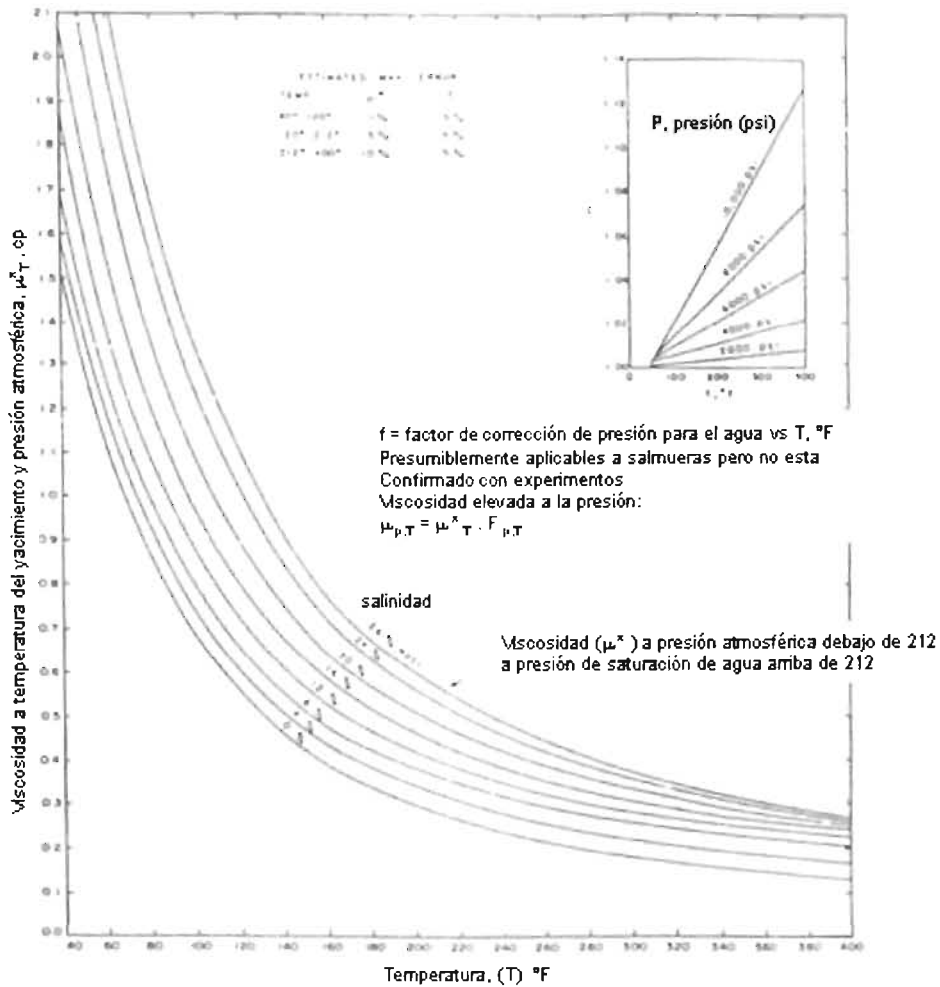


Fig. 24 Variación de la viscosidad del agua con respecto a la salinidad y temperatura ⁽⁴⁵⁾.

Composición.- Depende de los minerales constituyentes que se encuentran disueltos en el agua; lo cual se determina químicamente y los datos son reportados en forma iónica. Además de los elementos comunes (sodio, calcio, cloruros, carbonatos, etc.), se encuentran cantidades menores o huellas de otros elementos cuando se hace un análisis completo.

Cabe señalar que para realizar un análisis correcto del agua en estudio es necesario recuperar muestras representativas, debido a que si la muestra se obtiene en forma inadecuada, el análisis por muy preciso que éste sea, los resultados serán incorrectos y proporcionará resultados erróneos e inesperados, los cuales pueden conducir a una interpretación incongruente con la realidad.

III.2 Análisis de Aguas

El análisis de una muestra de agua consiste en la evaluación de sus propiedades físicas y químicas, las cuales dependen del tipo y cantidad de sustancias disueltas. Las propiedades químicas sólo se obtienen por medio de un análisis químico y las propiedades físicas por mediciones directas.

Al efectuarse un análisis de agua es importante conocer algunos datos de la muestra, tales como: localización, profundidad del intervalo, volumen recuperado, porcentaje de agua, etc. Normalmente los valores obtenidos en el análisis químico se expresan en partes por millón, y calculándose posteriormente los valores de reacción de cada ión, los que se definen como la cantidad equivalente de hidrógeno que reacciona con un ión determinado, o bien lo reemplaza. Con esta información la concentración obtenida se expresa en miligramos equivalentes por litro (mg eq/l), la cual se obtiene de acuerdo a las siguientes relaciones ⁽¹⁶⁾:

$$\text{peso equivalente} = \frac{\text{peso molecular}}{|\text{valencia}|} \quad \dots(3.2.1)$$

$$\text{coeficiente de reacción} = (\text{peso equivalente})^{-1} \quad \dots(3.2.2)$$

$$\text{mg eq/l} = (\text{concentración p.p.m}) * \text{coeficiente de reacción} \quad \dots(3.2.3)$$

La Tabla 6 muestra los coeficientes de reacción para cada uno de los iones positivos (cationes) y negativos (aniones), que normalmente se reportan en los análisis químicos de aguas subterráneas ⁽¹⁶⁾.

Algunas de las propiedades físicas de las aguas de formación que comúnmente se determinan son: la densidad, pH, resistividad, turbidez, color, olor, aspecto, gases en solución y sólidos en suspensión.

Tabla 6.- Coeficientes de Reacción de los cationes y aniones ⁽¹⁶⁾.

Cationes	Peso Molecular	Valencia	Peso Equivalente	Coefficiente de reacción
Na ⁺	22.991	+1	22.9910	0.043495
Ca ⁺⁺	40.080	+2	20.0400	0.049900
Mg ⁺⁺	24.312	+2	12.1560	0.082264
Fe ⁺⁺⁺	55.847	+3	18.6157	0.053718
H ⁺	1.008	+1	1.0080	0.992063
K ⁺	39.102	+1	39.1020	0.025574
Aniones				
Cl ⁻	35.457	-1	35.4570	0.028203
HCO ₃ ⁻	61.000	-1	61.0000	0.016393
SO ₄ ⁼	96.066	-2	48.0330	0.020819
CO ₃ ⁼	60.000	-2	30.0000	0.033333
NO ₃ ⁻	62.007	-2	31.0034	0.032255

III.3 Diagramas Stiff ^(15,16)

Los reportes de análisis químicos del agua se basan en el formato presentado por la American Petroleum Institute (API) (Figura 25), aunque existen otros formatos de laboratorios comerciales en los cuales se presenta la misma información (Figura 26) ⁽¹⁶⁾. Básicamente los reportes contienen lo siguiente:

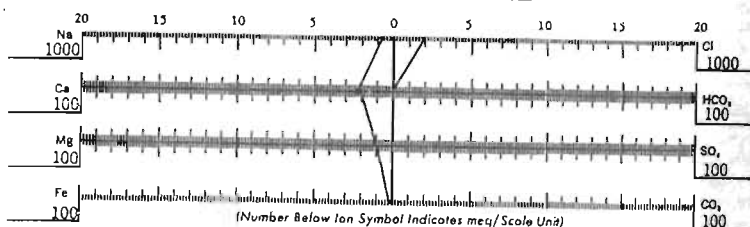
- a) Información de identificación de las muestras.
- b) Análisis cuantitativo de las muestras de agua; el grado de detalle puede variar.
- c) Una representación gráfica de los análisis, lo que constituye un patrón del agua.

Client _____
 County _____ State _____
 Field _____ Lease _____ Well No. _____
 Formation _____ Depth _____ Part. _____
 Source of Sample Injection Pump Discharge (Produced)
 Date Collected 12/4/86 by PPI

REPORT OF WATER ANALYSIS

Lab. Number G1 4014 Specific Gravity 1.0632 pH (Lab) 6.5
 Total Dissolved Solids 84.155 Resistivity (Ohmmeters at 68° F.) 0.098 Hydrogen Sulfide Absent

DISSOLVED MINERAL ANALYSIS PATTERN



DISSOLVED SOLIDS ANALYSIS

	mg/L	meq/L
Total Solids (Calc.)	84.155	
Sodium (Calc.)	26.400	1145.8
Iron (Dissolved)	16	0.6
Barium	6	0.1
Calcium	4350	217.1
Magnesium	1250	102.8
Chloride	51.700	1457.9
Bicarbonate	115	1.9
Carbonate	0	0
Sulfate	318	6.6

TOTAL IRON 25

SOLUBILITY CALCULATIONS

Calcium Carbonate Stability Index at 77° F	<u>-0.58</u>	Scaling Tendency	<u>Meq</u>
Calcium Sulfate Stability at 95° F		Percent Saturation	<u>16.45</u>
Concentration <u>6.6</u> meq/L	Calc. Solubility <u>40.1</u> meq/L	Percent Saturation	<u>100</u>
Barium Sulfate Stability at 95° F			
Concentration <u>0.1</u> meq/L	Calc. Solubility <u>0.01</u> meq/L		

REMARKS

Sodium by AA: 29,390 Oil and Grease: 0 mg/L

PRECIPITATED AND SUSPENDED SOLIDS ANALYSIS

	mg/L
Total Undissolved Solids	_____
Oil (Solvent Soluble)	_____
Acid Solubles	_____
Iron	<u>as</u>
Calcium	<u>as</u>
Magnesium	<u>as</u>
Sulfate	<u>as</u>
Organic (Ignition Loss)	_____
Acid Insolubles	_____
Sand & Clay	_____
Barium Sulfate	(Quan.) _____ (Qual.) _____

Fig. 25 Formato del reporte de análisis de agua de acuerdo al API ⁽¹⁶⁾.

Los métodos gráficos presentan una herramienta de amplio uso para la interpretación de los datos de un análisis de agua, debido a que facilitan la correlación entre diferentes tipos y patrones de comportamiento del agua en estudio. Una de esas herramientas es el diagrama Stiff ⁽¹⁵⁾, el cual mediante la graficación de ciertos iones, determina un sistema de patrones característicos, los que servirán en la correlación y determinación del tipo de agua.

La Figura 27 muestra el sistema coordinado adecuado propuesto por Stiff ⁽¹⁵⁾, donde se grafican los resultados de los análisis químicos, permitiendo así determinar los patrones característicos de los diferentes cuerpos de agua subsuperficial.

MODIFIED API
WATER ANALYSIS REPORT FORM

Requested By:		Sample No. CL 4014	Date Sampled 12/4/86
Field		Legal Description	Province
Lease or Unit	Well	Depth	Formation
Type of Water (Produced, Supply, etc.) Produced	Sampling Point (Treater, Tank, etc.) Injection Pump Discharge		Rate B/D 1000
Sample Appearance	Clear <input checked="" type="checkbox"/>	Cloudy <input type="checkbox"/>	Colored <input type="checkbox"/>
Suspended Solids <input type="checkbox"/>		Oil Present <input type="checkbox"/>	Odor <input type="checkbox"/>
Remarks (Any other relevant information)			

DISSOLVED SOLIDS

CATIONS	mg/L	me/L
Sodium, Na(calc)	26,347	1145.5
Calcium, Ca	4350	217.1
Magnesium, Mg	1250	102.6
Barium, Ba	6	0.1
Iron, Fe (Total)	25	0.9

OTHER PROPERTIES

pH	6.5
Specific Gravity, 60/60F	1.0632
Resistivity(ohm-meters) F	0.098
Sulfide as H ₂ S mg/L	Absent

ANIONS

Chloride, Cl	51,700	1457.9
Sulfate, SO ₄	318	6.6
Carbonate, CO ₃	0	0
Bicarbonate HCO ₃	115	1.9

REMARKS & RECOMMENDATIONS

Total Dissolved Solids (calc.) 84,155

Analysis By: _____

WATER PATTERNS me/L

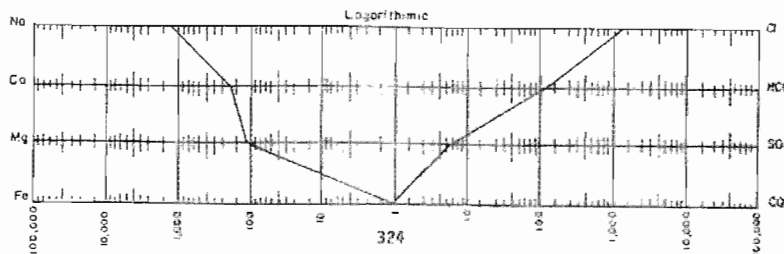


Fig. 26 Formato del reporte de análisis de agua de un laboratorio comercial ⁽¹⁶⁾.

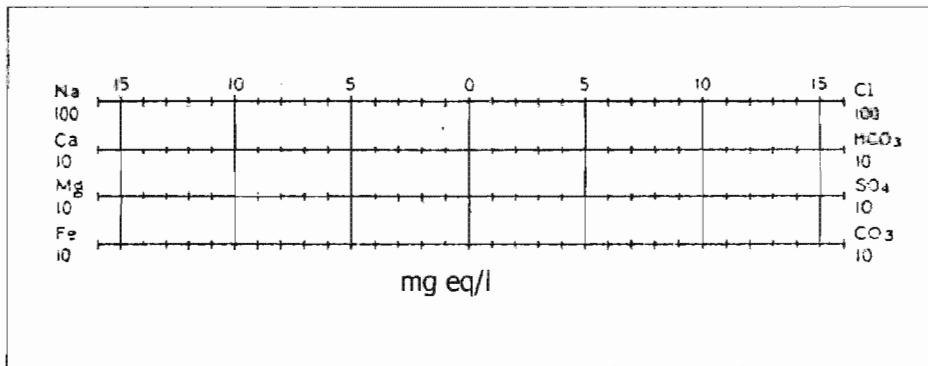


Fig. 27 Rasgos esenciales del análisis del sistema de patrones ⁽¹⁵⁾.

La gráfica anterior se construye, extendiendo una línea horizontal de derecha a izquierda, la cual debe cortar la vertical que tiene el valor de cero. Los iones positivos (cationes) se grafican a la izquierda, mientras que los iones negativos (aniones) son graficados a la derecha. Debajo de cada catión y anión se encuentra la escala. La mayoría de las aguas asociadas con los campos productores de aceite se pueden graficar en una escala de 100 mili - equivalentes (MEQ) de sodio y cloro y de 10 mili - equivalentes para el resto de los iones, lo cual representaría la unidad en la escala. Para el caso de salmueras altamente concentradas la escala a utilizar es de 1,000 MEQ para el sodio y el cloro y de 100 MEQ para el resto de los cationes y aniones.

Generalmente los resultados del análisis del agua se reportan en partes por millón (p.p.m.), por lo cual se deben convertir éstas a MEQ por litro, lo cual se realiza considerando el coeficiente de reacción de cada ión (ver Sección III.2 de este trabajo).

Una vez que se realizan las conversiones a MEQ /litro, se obtiene la suma de todos los iones (en esta unidad), para posteriormente calcular el porcentaje que corresponde a cada ión. Dicho porcentaje se grafica considerando que la primera línea horizontal, de la Figura 27, representa la escala del sodio y del cloro; mientras que los demás iones consideran como escala a la representada en la última línea horizontal. Cuando los puntos han sido colocados adecuadamente en la gráfica son unidos mediante una línea, para de esta manera obtener el patrón (o huella) que representará al agua en estudio (Figura 28).

A continuación se describirá cada uno de los cationes y aniones que son necesarios para la construcción del diagrama Stiff, para estar en condiciones de realizar una mejor interpretación de cada uno de ellos:

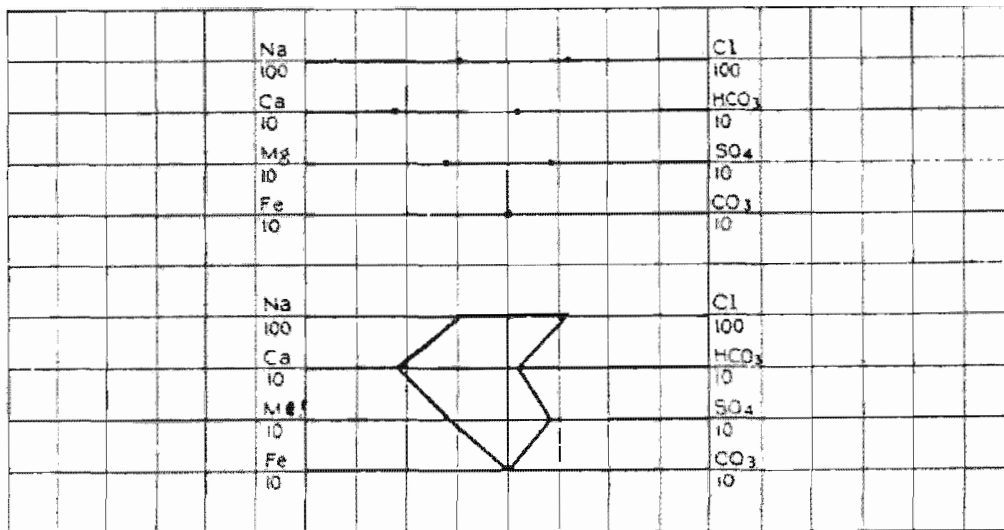


Fig. 28 Método para la construcción de patrones ⁽¹⁵⁾.

Cationes

- ✓ Sodio (Na^+).- Es uno de los principales constituyentes del agua, y se considera que no causa problemas. La única excepción es la precipitación de NaCl en salmueras extremadamente concentradas.
- ✓ Calcio (Ca^{++}).- Se considera que este catión es el mayor constituyente de las salmueras de los campos de aceite, y puede tener valores tan altos como 30,000 mg/l aunque su concentración normalmente es baja. Su importancia radica en que se combina rápidamente con el bicarbonato, carbonato o sulfato creando precipitados que forman incrustaciones, o sólidos en suspensión.
- ✓ Magnesio (Mg^{++}).- Generalmente este ión se presenta en concentraciones mucho más bajas que el calcio. El principal problema que presenta la existencia de este catión es la formación de incrustaciones de MgCO_3 . Sin embargo, incrustaciones de carbonato de magnesio rara vez se observan en los yacimientos petroleros; no obstante si se detecta, es el menor

componente en una mezcla de incrustaciones de carbonato de calcio-magnesio. El carbonato de magnesio tiene una solubilidad 50 veces mayor que el carbonato de calcio (CaCO_3), y otras sales de magnesio, incluyendo el sulfato de magnesio (MgSO_4) son bastantes solubles.

- ✓ Hierro (Fe).- El contenido de hierro natural en las aguas de formación es generalmente bajo, su presencia normalmente indica corrosión. Este catión se puede presentar como ión férrico (Fe^{++}) o ión ferroso (Fe^{+++}), o bien puede estar en suspensión como un precipitado. La presencia de precipitaciones de hierro puede causar que se formen tapones.

Aniones

- ✓ Cloro (Cl^-).- Este anión representa casi siempre el mayor componente de los aniones presentes en las salmueras producidas, y se considera como el mayor constituyente en el agua dulce. La principal fuente del cloro es el NaCl , por lo cual la concentración de este ión se utiliza como medición de la salinidad del agua. Aunque los depósitos de sal se consideran como un problema, estos en realidad representan sólo pequeños inconvenientes; siendo el principal la corrosividad del agua, la cual se incrementa al volverse más salada, por lo cual, la alta concentración de cloro hace que la corrosión sea más probable que se presente. Sin embargo, se considera al cloro como un constituyente estable, y a su concentración como uno de los principales medios para identificar el tipo de agua.
- ✓ Carbonato ($\text{CO}_3^{=}$) y Bicarbonato (HCO_3^-).- La importancia de estos iones radica en que pueden formar incrustaciones insolubles. La concentración de los carbonatos algunas veces es llamada como "fenolftaleína alcalina", mientras que al bicarbonato algunas ocasiones se le denomina como "metil naranja alcalino".

- ✓ Sulfato ($\text{SO}_4^{=}$).- Este ión representa un fuerte problema debido a su capacidad de reacción con el calcio, bario y estroncio, con los cuales forma incrustaciones insolubles, y además este elemento sirve como una sustancia de alimento para las bacterias reductoras de sulfato.

Para el caso del campo Cactus, se cuenta con información del análisis químico y físico del agua, realizado por la Coordinación de Operación de Explotación del Activo Integral Samaria- Luna, de algunos pozos inyectores y productores. La información recibida tiene el formato, para todos los casos, que se presenta en la Tabla 7.

Las celdas en verde de la tabla, son los iones requeridos para generar el diagrama Stiff, a excepción del hierro (Fe), el cual se recomienda que sea el total; sin embargo, para este caso sólo se cuenta con el ión férrico (Fe^{+++}), por lo que en los diagramas que se generaron para este trabajo tanto para los pozos productores como del agua de inyección, sólo se considera el ión férrico y no el total.

La información con que se cuenta para generar los diagramas se muestra en las Tablas 8, 9 y 10.

Tabla 7.- Información del análisis químico y físico del agua, pozo Cactus 4-D, datos del reporte mensual de la Coordinación de Operación de Explotación, del Activo Integral Samaria-Luna de Pemex Exploración-Producción.

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION		ACTIVO INTEGRAL SAMARIA - LUNA COORD. DE OPERACION Y EXPLOTACION SISTEMA DE INYECCION DE AGUA ANALISIS DE AGUA	
INSTALACION: POZO CACTUS No. (4 - D)			
FECHA DE MUESTREO October 20, 2003		FECHA DE ANALISIS October 24, 2003	
PARAMETROS	RESULTADOS	PARAMETROS	RESULTADOS
TEMPERATURA °C	32	BARO (Ba) ppm	325
SOLIDOS SEDIMENTABLES	0.02	SULFATOS (SM+) ppm	178.5
MATERIA FLOTEANTE	NINGUNA	POSFATOS TOTALES SOLUBLES ppm	3.25
GRASAS Y ACEITE ppm	-	SILICE ppm	1000
CALCIO (Ca++) ppm	600	FIERRO (Fe +++) ppm	2.2
MAGNESIO (Mg++) ppm	360	OXIDO FERRICO (Fe2CO3) ppm	3.08
DUREZA DEL CALCIO (CaCO3) ppm	1500	TURBIDEZ ml/L DE SiO2 FILU	287
DUREZA DEL MAGNESIO (MgCO3) ppm	1500	SOLIDOS EN SUSPENSION ppm	189
DUREZA TOTAL	3000	SOLIDOS TOTALES ppm	12608.24
CARBONATOS	2953	SULFATO DE SODIO	350
BICARBONATOS	0.0	POTENCIAL DE HIDROGENO (pH)	6.76
ALCALINIDAD A LA "F"	2953	PESO ESPECIFICO gr/cm3	1.008
ALCALINIDAD A LA "M"	0.0	BIOXIDO DE CARBONO mg/L	N/D
CLORUROS	2663	ACIDO SULFURICO mg/L	N/D
SODIO	2340	INDICE DE ESTABILIDAD	2.66
SALINIDAD	6000	OXIGENO (O2) ppm	N/D

NOTA: INDICE DE ESTABILIDAD CON TENDENCIA INCRUSTANTE Y TIENDE A PRECIPITAR CARBONATOS DE CALCO CALCO3

ING. JOSE LUIS ALVAREZ REYES ANALIZO	ING. J. MANUEL POLO CAMPOS ENC. DEL LABORATORIO	ING. RUBEN AGUILAR HERNANDEZ ENC. DE ESPEC. DE FLUIDOS Y CONTROL DE CALIDAD
---	--	--

Tabla 8.- Análisis químicos y físicos disponibles del agua de desecho (inyección) del Campo Cactus, del año 2001 al 2004.

2001 (4)*	2002 (6)*	2003 (12)*	2004 (1)*
may	feb	ene	ene
jun	jul	feb	
jul	ago	mar	
sep	sep	abr	
	oct	may	
	nov	jun	
		jul	
		ago	
		sep	
		oct	
		nov	
		dic	

* Número de meses disponibles

Cabe señalar, que en el campo Cactus se inició la inyección de agua de desecho en diciembre de 1996, a través de un solo pozo (Cactus 64). No obstante, este campo estuvo sujeto a un proceso de recuperación secundaria en dos periodos previos, el primero de septiembre de 1978 a noviembre de 1983 y el segundo de marzo de 1988 a junio de 1993 (revisar Sección VI.2 de este trabajo).

Tabla 9.- Relación de muestras recolectadas para el análisis químico e isotópico base ⁽¹⁰⁾.

Muestra	Tipo de Muestra	Localidad	Fecha de muestreo
Laguna "Las Garzas"	Laguna de agua dulce	Fraccionamiento "Las Garzas".	24-junio-2000
Lluvia	Agua meteórica reciente	Villahermosa + Campo Sitio Grande.	26, 29 y 28-junio-2000
Laguna Miramar	Laguna	2.5 km al este del poblado "Luis Gil Pérez"	1-julio-2000
Río Carrizal	Escurrecimiento	Carretera 180, entrada a Reforma Chiapas.	1-julio-2000
Playa Paraiso	Agua marina	Playa Paraiso, Tabasco.	2-julio-2000

Las muestras mencionadas en la Tabla 9, corresponden a las obtenidas durante el desarrollo del proyecto de "Caracterización Química e Isotópica de los Acuíferos Profundos del Campo Cactus", realizado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas en el año 2000 ⁽¹⁰⁾.

Tabla 10.- Relación de información existente de análisis químico de pozos productores.

POZO	PEMEX *	IIE *
	Octubre-2003	Junio-2000
4-D	x	x
5	x	x
41		x
45	x	
47		x
61	x	
61-D	x	
65	x	x
67	x	
73	x	x
85	x	x
95		x
107	x	x
302	x	x
323		x
341		x
1045	x	

* Petróleos Mexicanos

* Instituto de Investigaciones Eléctricas

La información existente del agua separada procedente de pozos productores (Tabla 10), tiene dos fuentes diferentes, la correspondiente al Instituto de Investigaciones Eléctricas y la de Petróleos Mexicanos. Aunque cabe señalar, que a la fecha, no todos los pozos que fueron muestreados en los años 2000 y 2003 siguen siendo productores.

Agua de desecho

Desde diciembre de 1996 se inició la inyección de agua de desecho en el complejo formado por los campos Cactus, Níspero y Río Nuevo, considerando que sólo se ha inyectado en el campo Cactus a través del pozo Cactus 64 y en Níspero con los pozos 74, 102, 114 y 116.

Para el caso del pozo Cactus 64, éste tuvo un periodo previo de inyección como parte del proyecto de recuperación secundaria, de mayo de 1981 a octubre de 1983, alcanzando un volumen acumulado inyectado de 12.729 MMBIs de agua. En lo que respecta al agua desecho, se inyectaron al pozo un total de 0.95 MMBIs de agua en el periodo comprendido entre abril de 1994 y junio de 1995. Posteriormente, el pozo reinició su inyección en marzo de 1997.

Considerando la información disponible para el agua de desecho (Tabla 8), se realizaron los diagramas Stiff de 23 meses en total. Para generar dichos diagramas, se diseñó una macro en Visual Basic para Excel, con el objetivo de facilitar la captura y creación del mismo. Un ejemplo se presenta en la Figura 29. Cabe señalar, que la información disponible proviene del análisis químico del agua de la Planta Ecológica Cactus, la cual es la que se inyecta finalmente al yacimiento.

ANÁLISIS QUÍMICO DEL AGUA DE DESECHO

Activo Integral de Explot.: Semara - Luna
 Campos: Cactus
 Fecha de análisis: 26 - Junio - 2001
 Depto. Responsable: Producción
 Pozos:
 Fecha de muestreo: 26 - Junio - 2001
 Intervalo muestreado:
 Formación:

- DATOS GENERALES
- CAPTURA DE DATOS
- CREAR COPIA HOJA DE DATOS

IONES	p.p.m	COEFICIENTE DE REACCIÓN	Mg Eq / L	%
Na ⁺	24870	0.043495281	1068.55	34.479
Ca ⁺⁺	12600	0.0499002	678.64	21.895
Mg ⁺⁺	3120	0.082263903	256.66	8.281
Fe ⁺⁺⁺	0.75	0.053718194	0.04	0.001
Cl ⁻	38430	0.026201176	1003.65	34.969
HCO ₃ ⁻	890	0.016299442	9.02	0.291
SO ₄ ⁻²	135	0.02081902	2.60	0.084
CO ₃ ⁻²	0	0.023333333	0.00	0.000
TOTAL			3099.49	100

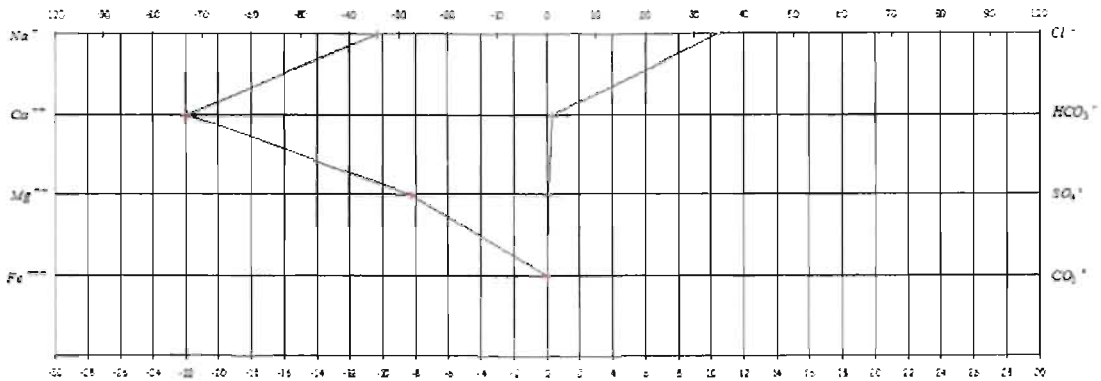


Fig. 29 Diagrama Stiff del agua de la Planta Ecológica Cactus, septiembre 2001.

La Figura 30 muestra el diagrama Stiff de la información de los cuatro meses disponible para el año 2001. Puede verse que el patrón identificado es prácticamente el mismo para todos los meses excepto para junio, donde existe un incremento en Ca⁺⁺ y Mg⁺⁺.

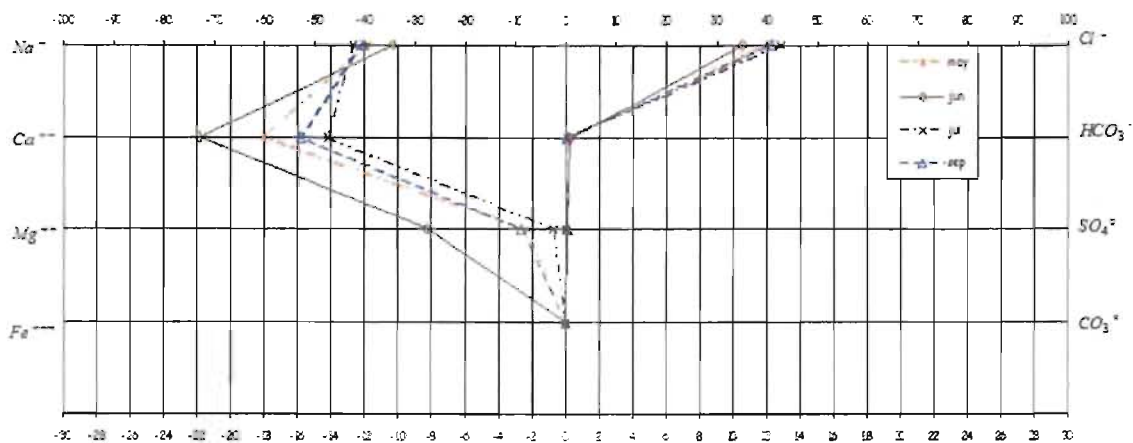


Fig. 30 Diagrama Stiff del agua de desecho de la información existente del año 2001.

Para el caso del año 2002 se tiene información de 6 meses (Figura 31). Al igual que el año 2001, se tiene un patrón definido del comportamiento del agua, sin embargo, en septiembre del 2002 el contenido del sodio aumenta, pero se considera que los niveles alcanzados no afectan, debido a que no se tiene una agua hipersalina, lo cual si representaría un problema. Por su parte, el calcio (Ca^{++}) es el ión que presenta variaciones, al igual que en el año 2001; no obstante, estas no son graduales, es decir, el mayor porcentaje de calcio se tiene en el mes de julio con 24.64%, mientras que el menor porcentaje se registró en el mes de septiembre con 16.61%.

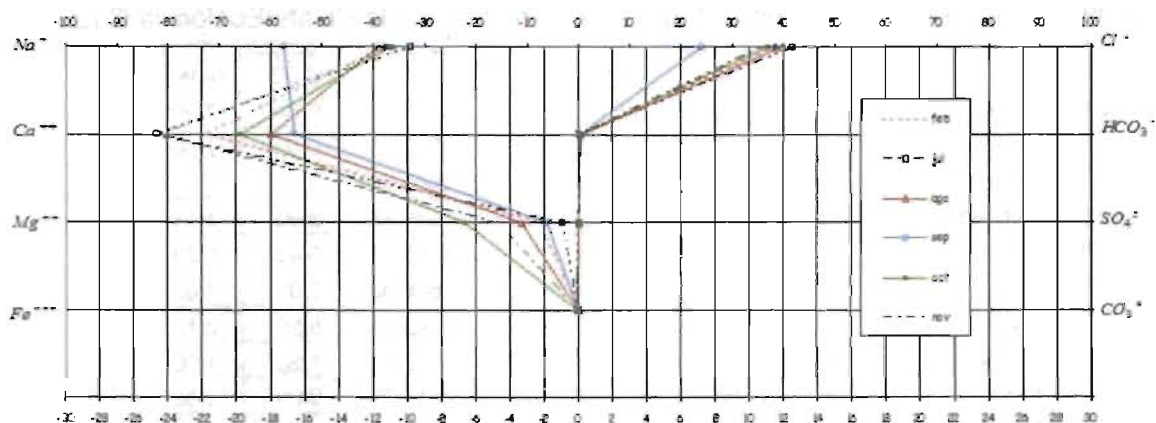


Fig. 31 Diagrama Stiff del agua de desecho de la información existente del año 2002.

Por otra parte, para el año 2003 existe información de los 12 meses del año los cuales se presentan en la Figura 32. Al igual que en la información de los dos años anteriores, el calcio (Ca^{++}) representa el ión que más variación ha tenido, alcanzando un valor mínimo de 14.43% en el mes de diciembre, mientras que el máximo se reporta en el mes de febrero con un valor de 21.53%.

En la Tabla 11 se muestra el resumen de la información existente de los años 2001-2004, del contenido de los cationes y aniones en el agua de desecho inyectada, expresada en mg eq/l.

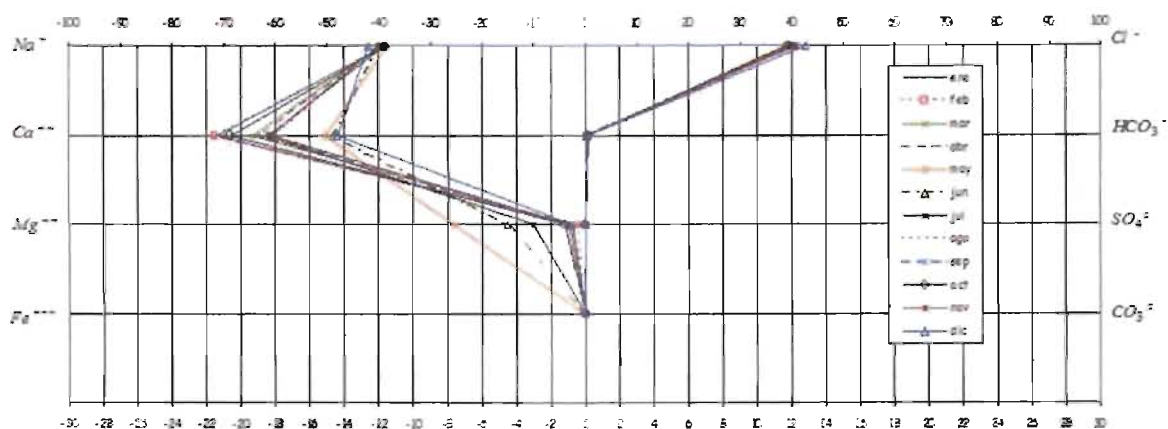


Fig. 32 Diagrama Stiff del agua de desecho de la información existente del año 2003.

Tabla 11.- Contenido en mg eq/l de cationes y aniones, de la Planta Ecológica Cactus.

		Na ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Fe ⁺⁺⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁼	CO ₃ ⁼
2001	Mayo	1696.32	778.44	98.72	0.05	1720.39	9.84	7.29	0.00
	Junio	1068.68	678.64	256.66	0.04	1083.85	9.02	2.60	0.00
	Julio	1781.13	598.80	29.62	0.12	1806.41	3.59	1.56	0.00
	Septiembre	1526.68	598.80	98.72	0.11	1548.35	3.60	4.16	0.00
2002	Febrero	1764.17	1017.96	102.01	0.04	1789.21	5.40	0.53	0.00
	Julio	1456.22	1097.80	39.49	0.08	1858.03	2.00	1.86	0.00
	Agosto	1865.95	858.28	157.95	0.29	1892.43	5.20	2.12	0.00
	Septiembre	2480.45	718.56	80.37	0.08	1042.93	3.36	1.06	0.00
	Octubre	2086.47	1137.72	381.62	0.21	2116.08	8.00	1.06	0.00
	Noviembre	1781.13	1237.52	241.03	0.15	1806.41	8.00	2.87	0.00
2003	Enero	1882.17	1037.92	40.14	0.16	1882.17	2.00	1.33	0.00
	Febrero	1865.95	1037.92	20.07	0.18	1892.43	3.97	1.06	0.00
	Marzo	2120.39	1037.92	39.49	0.09	2150.49	5.20	1.59	0.00
	Abril	1628.46	778.44	39.49	0.06	1651.58	3.60	1.54	0.00
	Mayo	1865.95	738.52	375.12	0.39	1892.43	4.60	2.12	0.00
	Junio	2290.03	838.32	256.66	0.06	2322.53	1.60	1.33	0.00
	Julio	2069.51	978.04	157.95	0.10	2098.88	1.60	1.43	0.00
	Agosto	1933.80	878.24	59.23	0.09	1961.25	4.80	1.01	0.00
	Septiembre	2035.58	938.12	59.23	0.05	2064.47	5.60	1.06	0.00
	Octubre	1950.76	1037.92	59.23	0.02	1978.45	7.20	0.27	0.00
	Noviembre	1662.39	758.48	39.49	0.02	1685.99	4.40	0.27	0.00
	Diciembre	2035.58	698.60	39.49	0.23	2064.47	3.00	0.53	0.00
2004	Enero	1950.76	718.56	118.46	0.11	1978.45	0.80	1.59	0.00

Se construyó una gráfica de concentración vs. iones (Figura 33), para tratar de identificar la posible existencia de patrones definidos en el agua de desecho, considerando toda la información existente. Cabe señalar, que en todos los análisis químicos realizados no se reporta concentración de carbonato (CO₃). En

forma general se puede establecer que el agua presenta el mismo patrón, la diferencia entre los análisis es que el sodio (Na^+) varía de una concentración de 1068 (mg eq/l) en el mes de junio del 2001, a 2480 (mg eq/l) en septiembre del 2002. La diferencia existente es de aproximadamente 7 puntos porcentuales.

La variación para cada uno de los iones a través del tiempo (Figuras 34 y 35), indican que el magnesio (Mg^{++}) tiene un amplio rango de cambio al igual que el sodio (Na^+), aunque se puede considerar que los valores de todos los iones presentan una banda de valores bien definida.

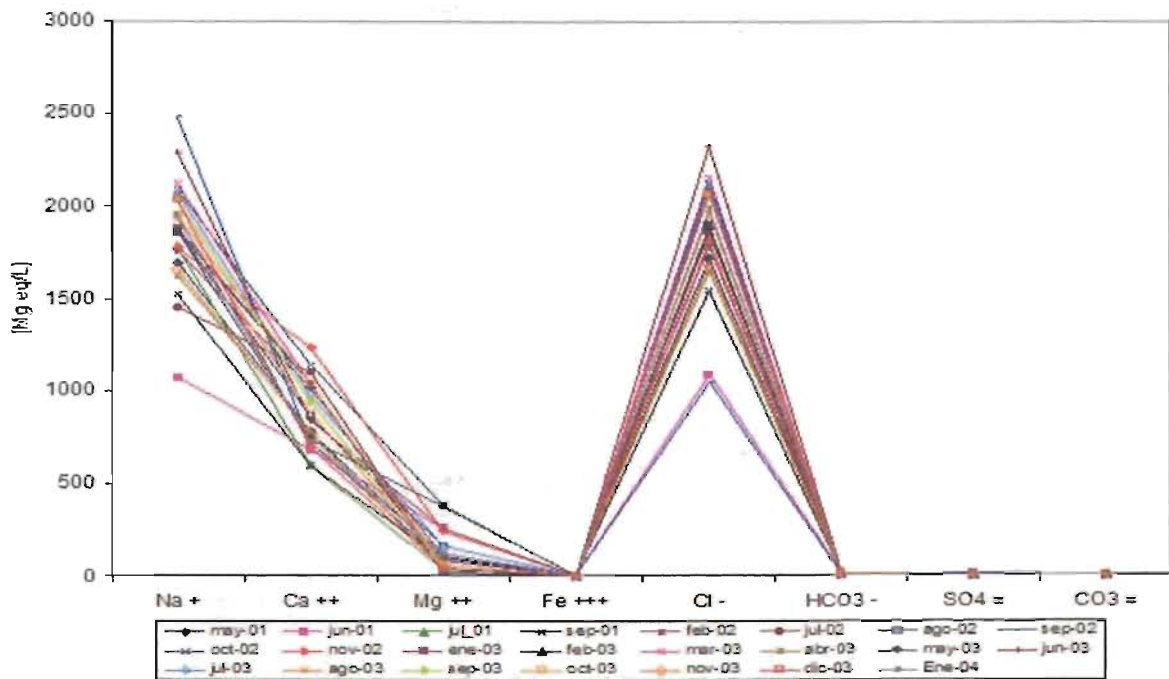


Fig. 33 Concentración de cationes y aniones, Planta Ecológica Cactus.

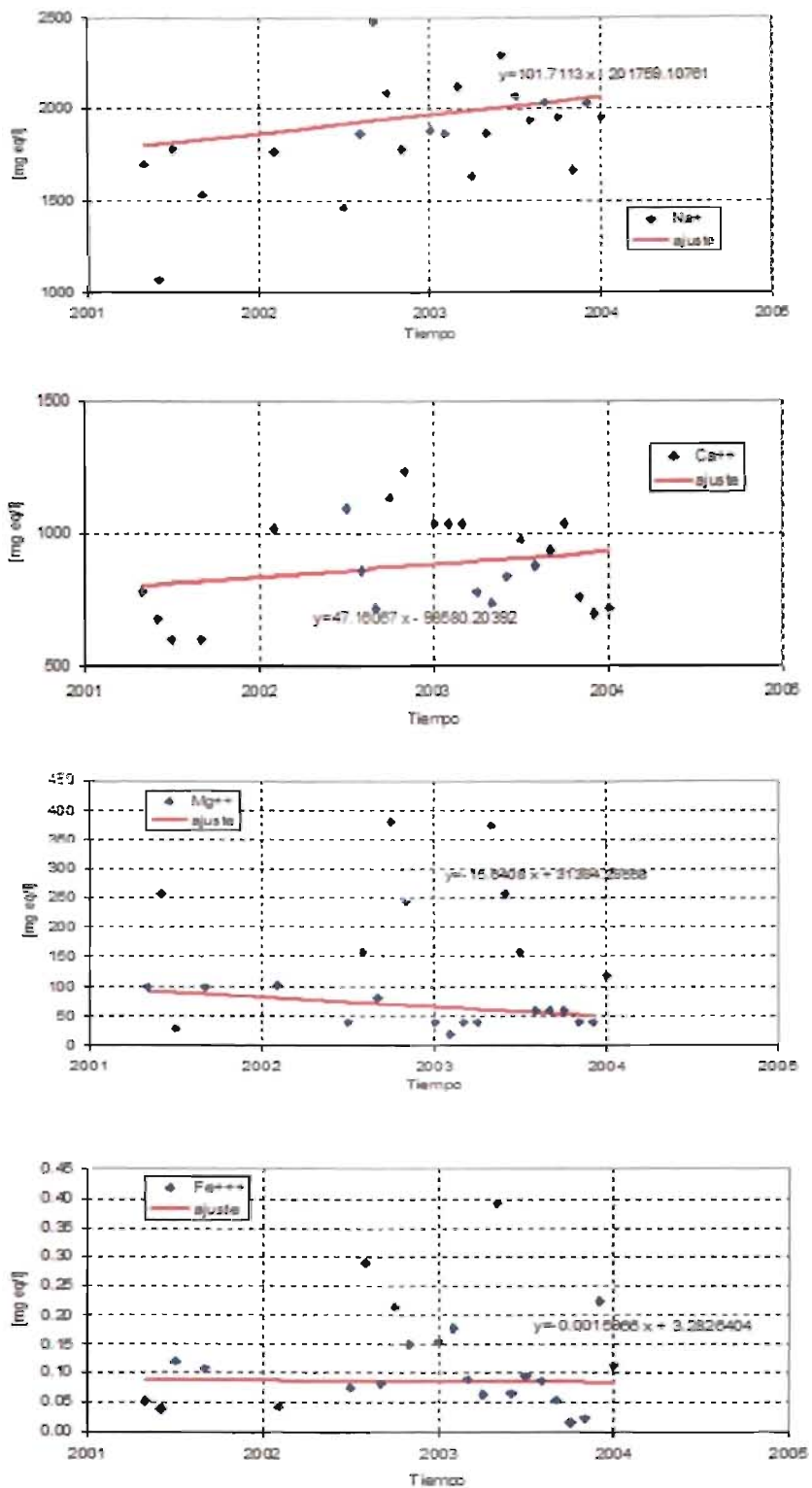


Fig. 34 Variación con respecto al tiempo de los cationes, del análisis químico del agua de desecho, Planta Ecológica Cactus, y ajuste mediante una correlación.

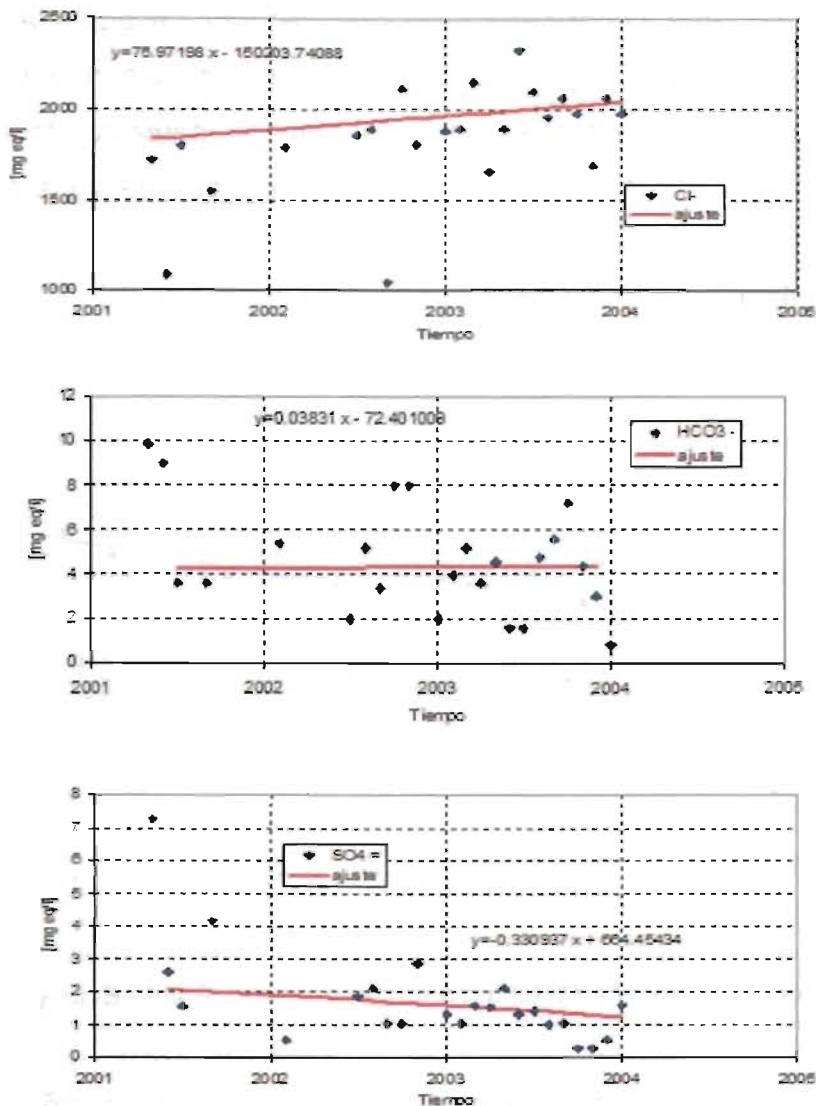


Fig. 35 Variación con respecto al tiempo de los aniones, del análisis químico del agua de desecho, Planta Ecológica Cactus, y ajuste mediante una correlación.

El contenido de hierro natural en las aguas de formación es generalmente bajo, su presencia usualmente indica corrosión; para el caso del agua de desecho la inestabilidad mostrada por el ión ferroso, no ha causado problemas de corrosión en las líneas superficiales. Por su parte, la variación en el sodio (Na^+) y el cloro (Cl^-), se debe a que la salinidad del agua inyectada ha ido en aumento (Figura 36), como consecuencia del incremento del agua producida. En lo referente al aumento del calcio (Ca^{++}), este ha provocado en algunos pozos incrustaciones de carbonato de calcio (CaCO_3), pero en general no se considera como un problema.

Un parámetro importante a considerar es la salinidad total del agua, la cual debido a las variaciones del cloro (Cl^-) y del sodio (Na^+), presenta un incremento a lo largo del tiempo (Figura 36) como consecuencia del aumento paulatino de estos iones. Es importante considerar lo anterior en el análisis del tipo de agua que se está produciendo, para evitar interpretaciones incorrectas al momento de establecer la procedencia de ésta.

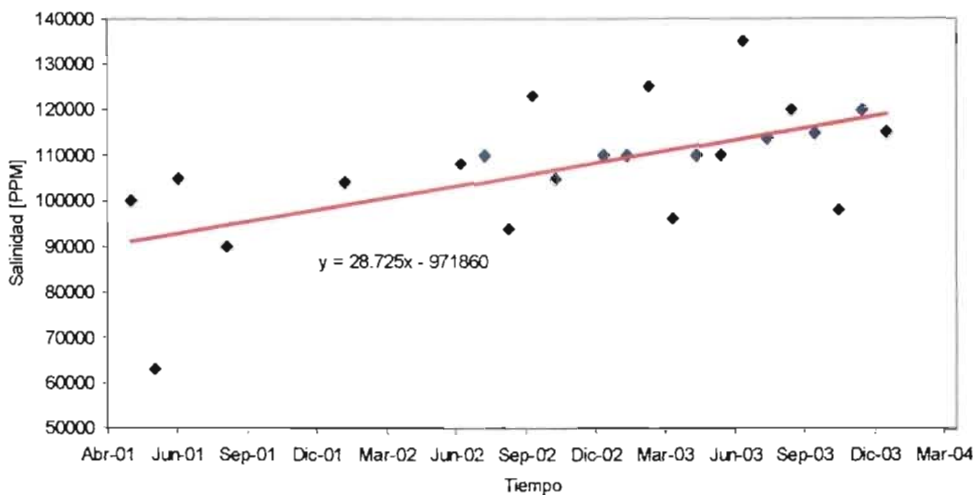


Fig. 36 Variación de la salinidad total del agua de desecho, Planta Ecológica Cactus.

En la figura anterior se observa que en junio del 2001 se presentó el valor más bajo de salinidad, así como en este mismo mes, se tuvo un incremento en el contenido de Ca^{++} y Mg^{++} (Figura 34). La salinidad de acuerdo al comportamiento mostrado en estos últimos tres años, tiende a incrementarse, por lo cual es necesario revisar el efecto que la inyección de esta salmuera pudiera tener en la zona productora de los pozos aledaños a la zona de inyección.

Pozos Productores

Para realizar el análisis del agua producida se cuenta con información de 17 pozos productores (Tabla 10), de los cuales algunos tienen información proveniente de análisis químicos realizados por Petróleos Mexicanos (octubre de 2003) y otros del análisis por parte del Instituto de Investigaciones Eléctricas (junio 2000).

La localización de los 17 pozos antes mencionados se muestra en la Figura 37, en la cual estos aparecen con su status actual (febrero de 2004); lo anterior se señala, debido a que algunos pozos al momento del análisis (junio de 2000 y octubre de 2003) eran productores y actualmente se encuentran cerrados con posibilidades de explotación, o en otra categoría.

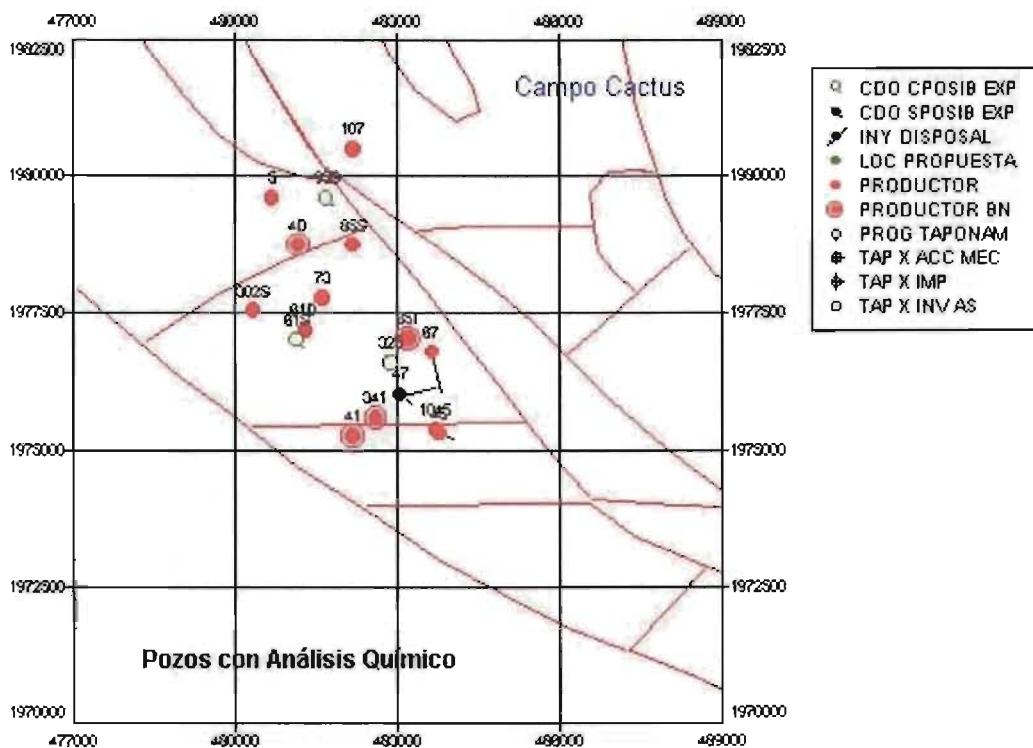


Fig. 37 Localización de los pozos del campo Cactus que cuentan con análisis químicos, realizados por PEMEX (2003) y el IIE (2000), configuración realizada con el Software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.

Se generaron los diagramas Stiff de los 12 pozos que cuentan con información del análisis químico realizado por Petróleos Mexicanos (PEMEX), con la ayuda de la macro desarrollada en este trabajo y generada en Visual Basic para Excel, misma que se utilizó en la generación de los diagramas del agua de desecho (Figura 38).

En lo que respecta a la información del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), se tienen 12 pozos con análisis químico, de los cuales 7 son los mismos que los analizados por PEMEX, por lo cual, se realizó una comparación de los resultados, considerando que la información tiene diferentes fechas de obtención (año 2000 y 2003); lo anterior se ilustra en la Figura 39. Cabe señalar, que se realizó una macro desarrollada en Visual Basic para Excel, con el propósito de facilitar la construcción del diagrama Stiff.

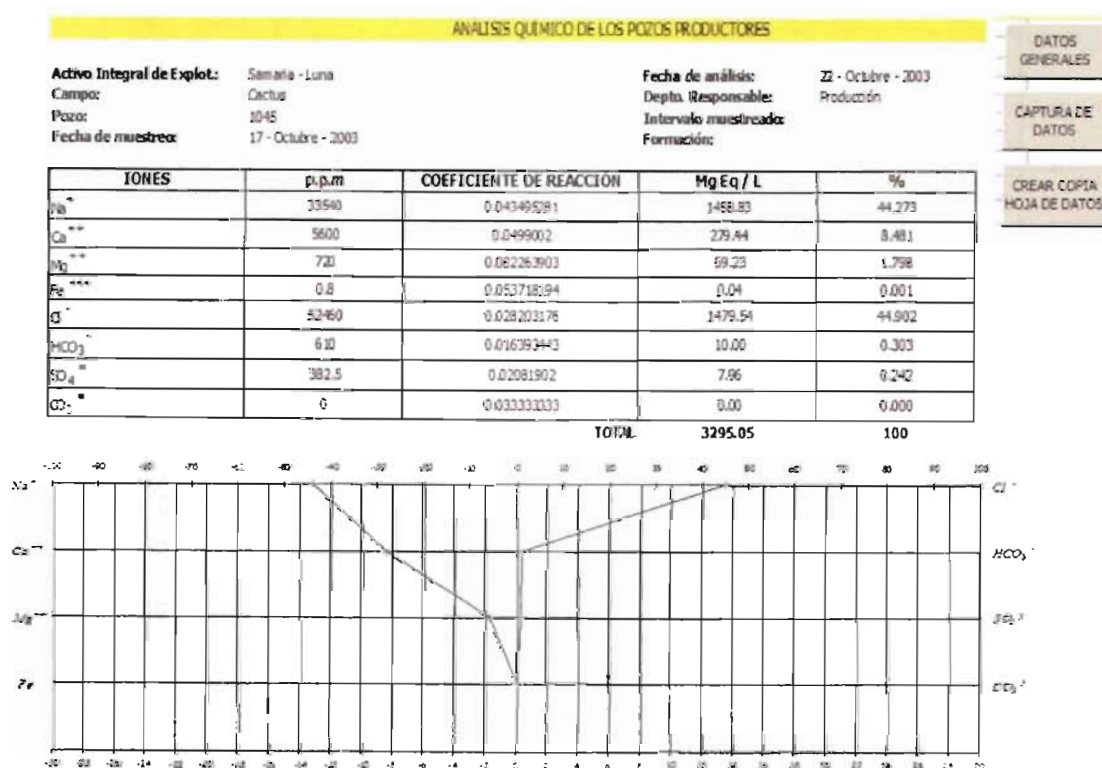


Fig. 38 Diagrama Stiff del pozo Cactus 1045, generado con información obtenida por PEMEX (2003).

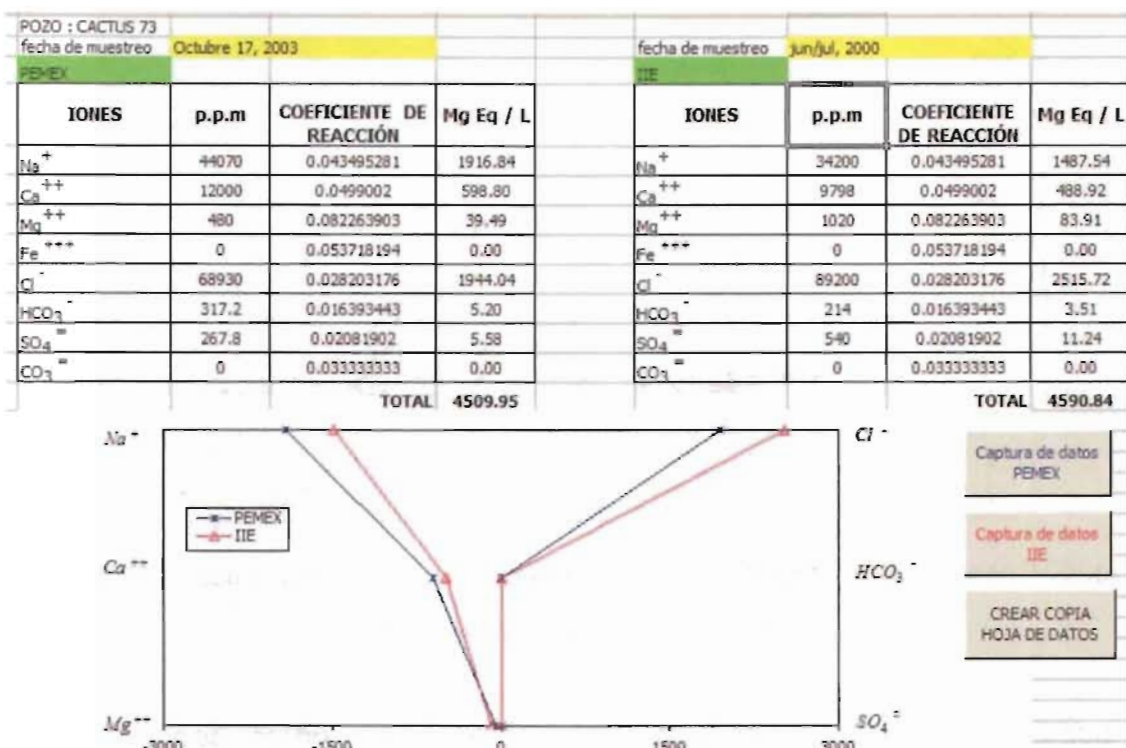


Fig. 39 Comparación de información de PEMEX y el IIE, pozo Cactus 73.

El diagrama presentado en la figura anterior, no incluye la información del ión ferroso (Fe^{+++}) y del CO_3 , debido a que se consideró que las concentraciones de Fe^{+++} no son importantes y que del CO_3 sólo se presentó en 2 de los 12 pozos muestreados por PEMEX.

Al igual que para el agua de desecho, se realizó una gráfica de concentración vs. iones, con la finalidad de tratar de identificar patrones semejantes en el agua producida (Figura 40). La figura incluye la información de PEMEX y del IIE.

De la gráfica, se puede establecer que existen varios grupos de pozos con patrones iguales, estos son:

- ✓ Grupo 1: lo conforman los pozos cactus 65 y 302.
- ✓ Grupo 2: este incluye los pozos 41, 45, 61D, 67, 73, 323, 341 Y 1045.
- ✓ Grupo 3: pozos 47, 85 y 107.
- ✓ Grupo 4: cactus 5 y 95.

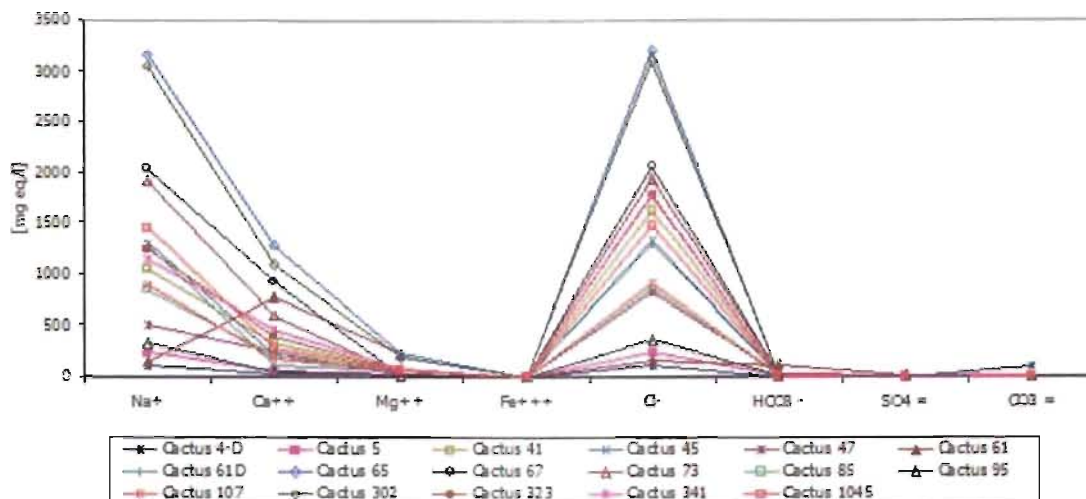


Fig. 40 Concentración de iones y cationes resultado del análisis químico de PEMEX, pozos productores del campo Cactus.

Los pozos Cactus 4-D y 61 no están incluidos en ningún grupo, debido a que el patrón presentado por sus composiciones no se puede correlacionar.

El agua producida en el campo Cactus presenta un amplio rango en composición química; sin embargo, de acuerdo a la concentración de sólidos disueltos totales, es posible distinguir tres grupos de tipos de aguas ^(10, 21):

- ✓ Grupo 1: Las aguas de este grupo se caracterizan por su contenido de sólidos disueltos totales (SDT), el cual se encuentra entre 140 a 167 g/l; el contenido de cloruros está entre 83,000 y 133,000 p.p.m. Estas aguas se clasifican como de alta salinidad.
- ✓ Grupo 2: Este grupo incluye los pozos cuya concentración de STD se encuentra entre 77 y 119 g/l. Se considera a esta agua como de salinidad intermedia (78,000 a 116,000 p.p.m.).
- ✓ Grupo 3: Las aguas incluidas en este grupo son las de menor mineralización. Su salinidad se encuentra alrededor de la correspondiente al agua de mar; sin embargo, como en el caso de los pozos Cactus 65 y

107, su contenido en SDT es mayor 1.5 veces que la correspondiente al agua de mar. Por otra parte, los pozos Cactus 4D y 5, producen las aguas con menor mineralización, con un contenido de SDT entre 15 y 16 g/l, lo cual representa un promedio 2.5 veces menor que el agua de mar. La salinidad para este grupo varía entre 12,000 y 37,000 p.p.m.

En la Tabla 12 se muestra la clasificación de las aguas de formación de acuerdo al contenido de sólidos disueltos totales.

De acuerdo al análisis de los diagramas Stiff y del contenido de sólidos disueltos totales, se puede establecer correlación de la información obtenida; por ejemplo, para el caso de los pozos 65 y 302, éstos presentan un patrón definido en los diagramas Stiff, mientras que en el contenido de SDT se identificó que conforman el grupo 1 junto con el pozo Cactus 73. Lo anterior permite establecer que el agua producida en estos pozos es fundamentalmente la misma, lo cual solo deja pendiente establecer la edad de la misma; este aspecto se discutirá más adelante.

Tabla 12.- Mineralización de las aguas de formación, pozos del campo Cactus.

Grupo	SDT [g/l]	Pozos
1	140 a 167	Cactus 73 Cactus 65 Cactus 67 Cactus 302
2	77 a 119	Cactus 41 Cactus 45 Cactus 61D Cactus 323 Cactus 341 Cactus 1045
3	15 a 58	Cactus 4D Cactus 5 Cactus 47 Cactus 61 Cactus 85 Cactus 95 Cactus 107

Para las muestras de agua recolectadas en junio de 2000 (Tabla 9) por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), se generó un gráfico de concentración vs. Iones, con el objetivo de incluirla en toda la información disponible de los pozos productores (Figura 41).

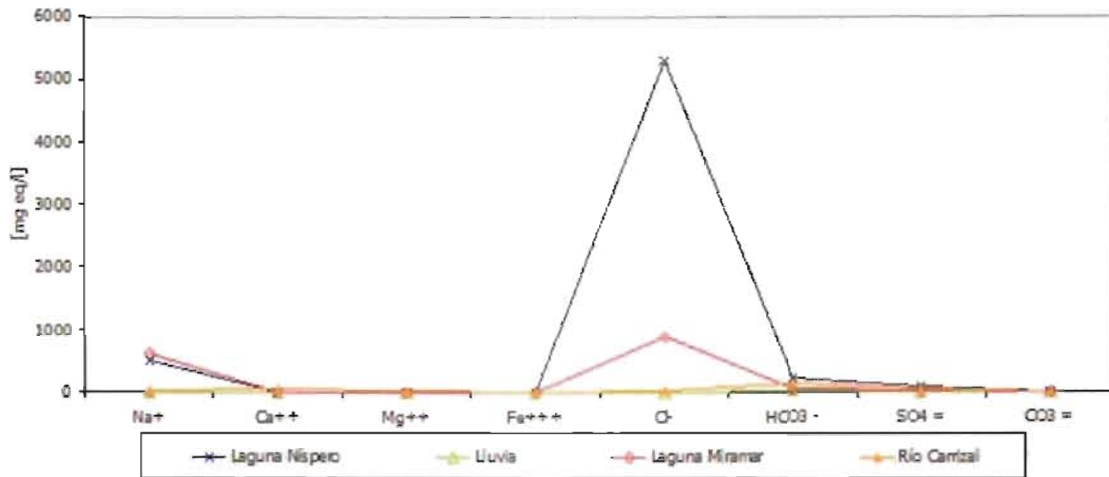


Fig. 41 Concentración de iones y cationes, muestras recolectadas por el IIE (2000).

III.4 Diagramas Piper ⁽²²⁾

Este tipo de diagramas representan una herramienta más sofisticada que el presentado por Stiff (1951) ⁽¹⁵⁾, el cual es más simple de realizar y analizar.

El procedimiento gráfico desarrollado se utiliza en el estudio crítico de datos analíticos con respecto a la fuente de los constituyentes disueltos en el agua. El principio básico se basa en un diagrama trilineal múltiple (Figura 42) el cual ha sufrido varias modificaciones por diversos autores ⁽²¹⁾.

Método de graficación

El diagrama combina tres distintos campos de graficación, de los cuales dos son triangulares, uno de ellos en la parte inferior izquierda y otro colocado en la zona inferior derecha.

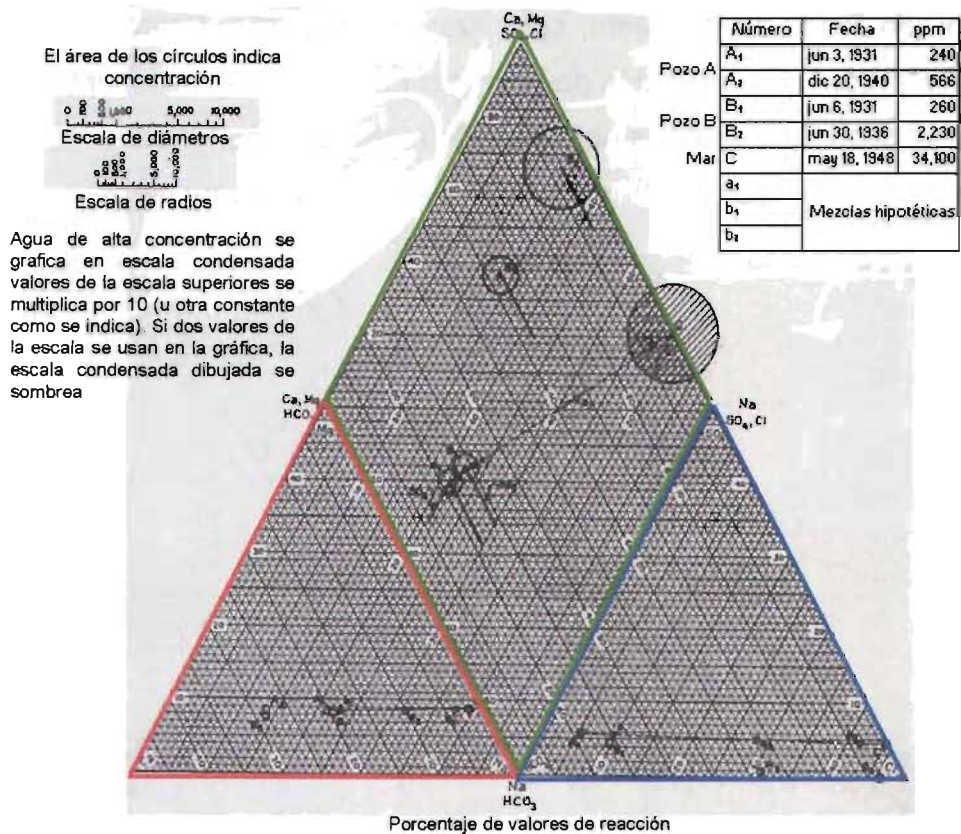


Fig. 42 Diagrama de Análisis Piper ⁽²²⁾.

Para estos dos triángulos la escala utilizada es de 50 %, es decir, las concentraciones de los cationes y aniones en partes por millón se convierten a % de mg eq/l, de la misma manera que se realiza para los diagramas Stiff. El tercer campo del diagrama, es de forma de diamante y se encuentra entre las regiones formadas por los dos triángulos inferiores. En este caso, la escala utilizada es de 100 partes ⁽²¹⁾.

El triángulo inferior izquierdo incluye los porcentajes de reacción de los cationes Ca^{++} , Mg^{++} y Na^+ , los cuales son graficados de acuerdo a las coordenadas trilineales convencionales, es decir, cada uno de los lados del triángulo corresponde al cero por ciento de cada componente y los vértices indican el 50%. En el triángulo inferior derecho se grafican los aniones HCO_3^- , $\text{SO}_4^{=}$ y Cl^- considerando los mismos principios que para el triángulo izquierdo.

El campo en forma de diamante, se utiliza para mostrar el carácter químico del agua de acuerdo a la graficación de un tercer punto, el cual es una intersección de las proyecciones de los puntos obtenidos en el triángulo de los cationes (izquierdo) y de los aniones (derecho), lo anterior se muestra en la Figura 43 (A).

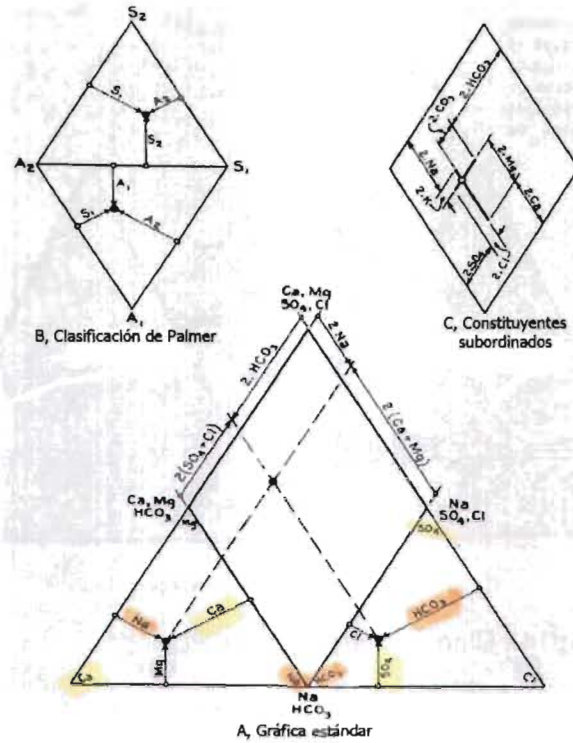


Fig. 43 Gráfica estándar para el análisis del agua, Piper (1944).

El diagrama trilineal, solo describe lo esencial de las características químicas del agua en estudio, de acuerdo a la concentración relativa de sus constituyentes, por lo que no es considerada la concentración absoluta, la cual comúnmente es decisiva en varios problemas de interpretación; por lo anterior, es conveniente indicar en el diagrama central (diamante) un círculo en cada punto de esta área, resultado de la proyección de los puntos de los triángulo inferiores, el cual tendrá una área proporcional a la concentración absoluta del agua.

El diagrama central (diamante) se puede interpretar de acuerdo a la clasificación de Palmer ^(23, 24), en la cual se designa a los cationes alcalinos Na^+ y K^+ como constituyentes primarios, a los cationes Ca^{++} y Mg^{++} como constituyentes

secundarios, a 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. La salinidad primaria de un agua se atribuye a la magnitud con que los álcalis son balanceados por ácidos ricos, mientras que en la salinidad secundaria los álcalis exceden ácidos pobres y su balance con ácidos ricos. La alcalinidad primaria de un agua la magnitud de los álcalis excede ácidos ricos y su balance con ácidos pobres, y la alcalinidad secundaria es la magnitud con que son balanceados los componentes alcalinos por ácidos pobres. Así, con la clasificación de Palmer ^(23,24) se puede establecer el carácter químico de la mayoría de las aguas en función de tres propiedades hipotéticas, y en términos de su porcentaje de reacción ^(21,24).

Muy pocas aguas contienen cantidades sustanciales de ácido libre, lo cual significa que se tiene hidrógeno presente como un catión, el cual Palmer lo designa como terciario. Cabe mencionar que el carácter químico de esas aguas no se puede representar por completo en los diagramas triangulares.

La interpretación del diagrama central (diamante) está en función de la ubicación del punto trazado, resultado de la proyección de los puntos de los triángulos inferiores (cationes y aniones), considerando que si éste se localiza en el triángulo inferior del diamante, ver Figura 43 (B), el agua presentará alcalinidad primaria (A1), alcalinidad secundaria (A2) y salinidad primaria (S1). Recíprocamente, si el punto se localiza en el triángulo superior del diamante, el agua presentará una salinidad secundaria (S2), preferentemente que una alcalinidad primaria (A1).

Para generar los diagramas Piper de la información existente (Tablas 9 y 10), fue necesario ordenar la información de los cationes y los aniones de acuerdo al procedimiento mencionado anteriormente (Tabla 13), en donde se requiere construir dos diagramas triangulares, uno para los cationes y otro para la información de los aniones. Cabe señalar que la escala utilizada fue del 100 % para cada uno de los vértices del diagrama triangular.

Tabla 13.- Ejemplo de la información necesaria para generar el diagrama Piper, pozo Cactus 4-D.

POZO: CACTUS 4D

fecha de muestreo: Octubre 20, 2003

Fuente: PEMEX

IONES	PPM	Coefficiente de Reacción	[mg eq/l]	[%]
Na ⁺	2430	0.043495281	105.6935	63.9603
Ca ⁺⁺	600	0.0499002	29.9401	18.1182
Mg ⁺⁺	360	0.082263903	29.6150	17.9215
TOTAL			165.2487	
Cl ⁻	3660	0.028203176	103.2236	96.5250
HCO ₃ ⁻	0	0.016393443	0.0000	0.0000
SO ₄ ⁼	178.5	0.02081902	3.7162	3.4750
TOTAL			106.9398	

En la Tabla 14 se muestra la información necesaria para generar el triángulo izquierdo (cationes) y el triángulo derecho (aniones) del diagrama de Piper.

En la Figura 44 se presenta el diagrama Piper generado para la información de la Tabla anterior y los resultados de la interpretación del diamante central se muestran en la Tabla 15. Del diagrama se observa que las aguas son básicamente cloruro-sódicas, aunque es posible distinguir dos agrupaciones, una de ellas con mayor contenido de calcio, la cual presenta una variación de concentración desde valores menores al 10 por ciento, hasta datos cercanos al 30%. Sin embargo, el pozo Cactus 61 tiene una concentración de calcio de 67.8%, lo cual le confiere un tipo de agua asociada al sistema Na⁺ - Ca⁺⁺ - Mg⁺⁺ - Cl⁻ - HCO₃⁻. Aunque este pozo y el agua de lluvia tienen una gran similitud en concentraciones, no se puede considerar que sean las mismas, debido a que tienen diferentes características de acuerdo el diagrama Piper, es decir, el pozo cactus 61 presenta salinidad primaria, salinidad secundaria y alcalinidad secundaria, mientras que el agua de lluvia salinidad primaria, alcalinidad primaria y secundaria.

Tabla 14.- Información de los cationes y aniones para generar el diagrama Piper.

POZO	Triángulo izquierdo			Triángulo derecho		
	x	y	z	x	y	z
	Na+	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺	Cl-	SO ₄ =	HCO ₃ -
Cactus 4-D	63.960	17.921	18.118	96.525	3.475	0.000
Cactus 5	74.916	9.342	15.741	90.454	3.988	5.558
Cactus 41	73.262	3.790	22.947	98.939	0.696	0.365
Cactus 45	84.528	2.555	12.917	98.033	1.316	0.651
Cactus 47	66.077	3.204	30.718	95.341	1.302	3.357
Cactus 61	13.295	18.913	67.792	56.272	2.023	41.705
Cactus 61D	88.882	3.448	7.670	98.672	0.325	1.003
Cactus 65	67.856	4.671	27.473	99.743	0.132	0.125
Cactus 67	68.458	0.664	30.878	99.452	0.269	0.279
Cactus 73	75.019	1.545	23.435	99.449	0.285	0.266
Cactus 85	76.618	5.351	18.031	98.178	0.818	1.004
Cactus 95	85.335	2.392	12.274	89.998	5.138	4.863
Cactus 107	79.008	5.205	15.787	98.677	0.661	0.662
Cactus 302	70.215	4.540	25.245	99.642	0.214	0.144
Cactus 323	73.188	3.572	23.240	99.534	0.349	0.117
Cactus 341	67.953	4.229	27.818	99.455	0.346	0.200
Cactus 1045	81.159	3.295	15.546	98.800	0.532	0.668
Laguna Nispero	98.855	0.316	0.828	94.965	1.201	3.834
Lluvia	65.641	4.501	29.857	7.744	4.635	87.620
Laguna Miramar	98.517	0.373	1.110	94.933	1.052	4.014
Río Carrizal	14.900	14.327	70.774	14.060	18.986	66.954
Mar	86.912	9.722	3.366	89.161	10.190	0.650
Agua de Desecho	67.116	1.953	30.931	99.678	0.051	0.270

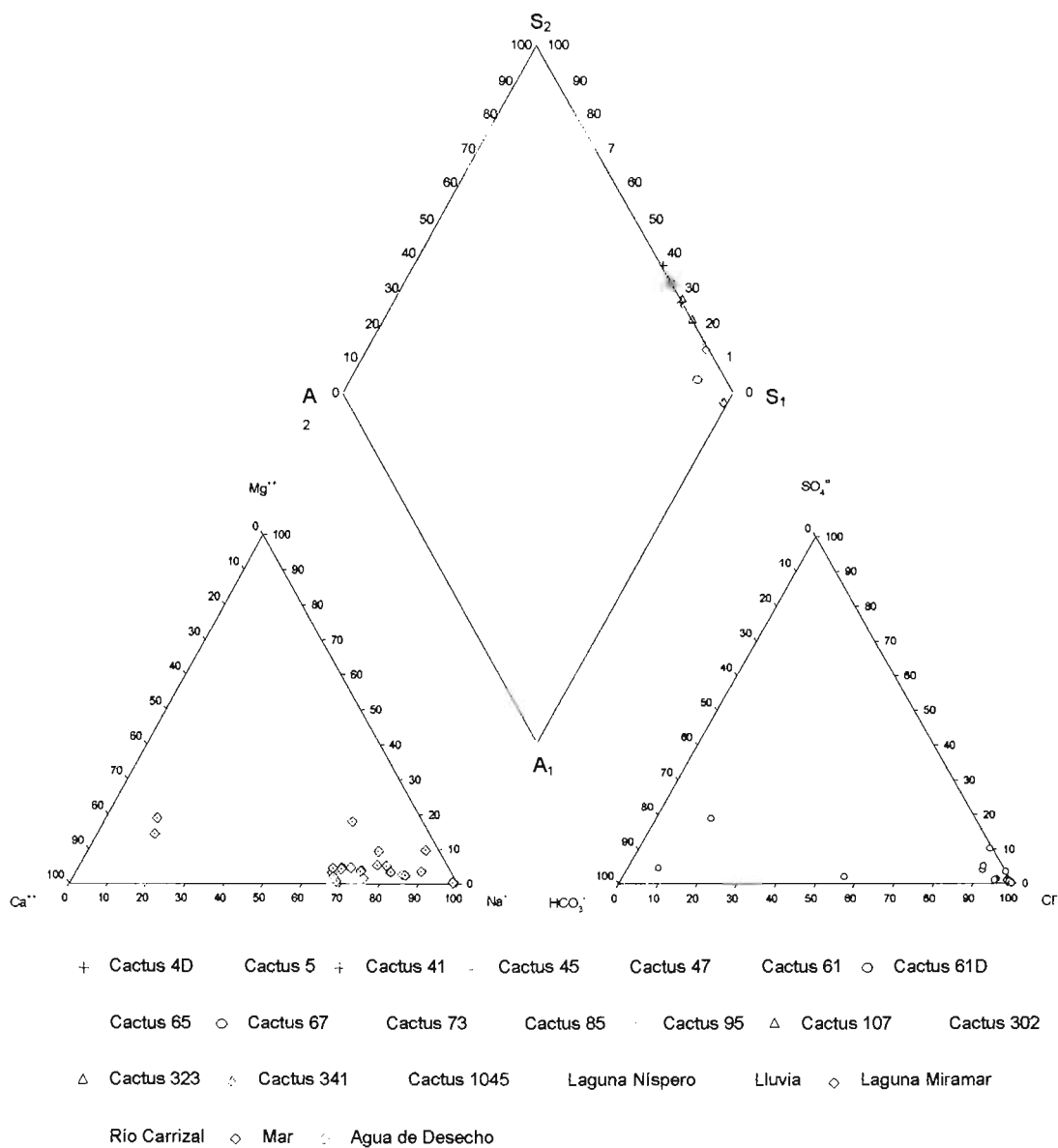


Fig. 44 Diagrama Piper de la información del Campo Cactus, Laguna Miramar, Laguna las Garzas, Río Carrizal, Lluvia y de Mar (Playa Paraíso).

Tabla 15.- Resultados de la interpretación del diamante central del diagrama Piper.

Tipo de Agua ^(10,25)		S1	S2	A1	A2
Cactus 4-D	Na-Ca-Mg-Cl	63.96	36	0	0.04
Cactus 5	Na-Ca-Mg-Cl	74.91	19.5	0	5.59
Cactus 41	Na-Ca-Cl	73.26	26	0	0.74
Cactus 45	Na-Cl	84.52	15	0	0.48
Cactus 47	Na-Ca-Cl	66.07	31	0	2.93
Cactus 61	Na-Ca-Mg-Cl-HCO ₃	48	11	0	41
Cactus 61D	Na-Cl	88.88	3.9	0	7.22
Cactus 65	Na-Ca-Cl	67.85	30.5	0	1.65
Cactus 67	Na-Ca-Cl	68.45	31	0	0.55
Cactus 73	Na-Ca-Cl	75.01	24.7	0	0.2
Cactus 85	Na-Ca-Cl	76.61	22.5	0	0.89
Cactus 95	Na-Ca-Cl	85.33	10.8	0	3.87
Cactus 107	Na-Cl	79	20.8	0	0.2
Cactus 302	Na-Ca-Cl	70.21	29.69	0	0.1
Cactus 323	Na-Ca-Cl	73.18	26.5	0	0.32
Cactus 341	Na-Ca-Cl	67.95	32	0	0.05
Cactus 1045	Na-Cl	81.15	18.5	0	0.35
Laguna Nispero	Na-Cl	97	0	2	1
Lluvia	Na-Ca-Cl-HCO ₃	12.5	0	53	34.5
Laguna Miramar	Na-Cl	97	0	2	1
Río Carrizal	Na-Mg-Cl-HCO ₃ -SO ₄	14.89	18	0	67.11
Mar	Na-Cl	86.9	13	0	0.1
Agua de desecho	Na-Ca-Cl	67.1	32.8	0	0.1

S1.- Salinidad Primaria

S2.- Salinidad Secundaria

A1.- Alcalinidad Primaria

A2.- Alcalinidad Secundaria

III.5 Integración de Información de los diagramas Stiff y Piper

En esta sección se revisará la información obtenida de los diagramas Stiff y Piper, con el objetivo de establecer la correlación existente en el agua producida en el campo Cactus, considerando la formación productora, secciones estructurales, datos de salinidad, etc. La Tabla 16 muestra la información de los pozos productores de acuerdo a la formación productora, es decir, Cretácico Superior, Medio e Inferior, considerando las capas estratigráficas abiertas a producción al momento de realizar el muestreo para el análisis químico.

Tabla 16.- Información de los pozos del Campo Cactus divididos en Cretácico Superior, Medio e Inferior.

CRETÁCICO SUPERIOR

POZO	FORMACIÓN	STATUS	STIFF	SDT	TIPO DE AGUA
	INTERVALO ABIERTO				
5	KS2	PRODUCTOR	4	3	Na-Ca-Mg-Cl
47	KS3/KS2	CDO S/POSIB. DE EXP.	3	3	Na-Ca-Cl
61	KS2/KS1	PRODUCTOR	S/G	3	Na-Ca-Mg-Cl-HCO ₃
61-D	KS3/KS2/KS1	PRODUCTOR	2	2	Na-Cl
85	KS2	PRODUCTOR	3	3	Na-Ca-Cl
95	KS2	CDO C/POSIB. DE EXP.	4	3	Na-Ca-Cl
302	KS2/KS1	PRODUCTOR	1	1	Na-Ca-Cl

CRETÁCICO MEDIO

4-D	KM3	PRODUCTOR	S/G	3	Na-Ca-Mg-Cl
41	KM3/KM2	CDO S/POSIB. DE EXP	2	1	Na-Ca-Cl
45	KS2/KM3/KM2	PRODUCTOR	2	2	Na-Cl
65	KM3/KM2	PRODUCTOR	1	1	Na-Ca-Cl
67	KS2/KS1/KM3/KM2/KI1	PRODUCTOR	2	1	Na-Ca-Cl
341	KM3	PRODUCTOR	2	1	Na-Ca-Cl
1045	KM	PRODUCTOR	2	2	Na-Cl

CRETÁCICO INFERIOR

73	KI3/KI1	PRODUCTOR	2	1	Na-Ca-Cl
107	KM3/KM2/KI4/KI3	PRODUCTOR	3	3	Na-Cl
323	KI1	CDO C/POSIB. DE EXP.	2	1	Na-Ca-Cl

La información en la tabla anterior está organizada de la siguiente manera:

- ✓ Formación intervalo abierto: se considera a la capa estratigráfica a la cual pertenece cada intervalo abierto.
- ✓ Status: corresponde al estado actual del pozo, es decir, productor o cerrado (el cual puede ser con o sin posibilidades de explotación).
- ✓ Stiff: es el grupo al cual pertenece el pozo, de acuerdo a la clasificación realizada en la Sección III.3 de este trabajo, en la cual se identifica el patrón existente.
- ✓ SDT: es la clasificación de acuerdo a la concentración de sólidos disueltos totales (Tabla 12).

Pozos del Cretácico Inferior

Se puede definir como el mismo tipo de agua la que producen los pozos cactus 73 y 323; esto de acuerdo a la información obtenida en el diagrama Piper, el cual indica que el agua de ambos pozos es del tipo Na-Ca-Cl, además de pertenecer al grupo número 1 en cuanto a los sólidos totales disueltos (SDT). En la Figura 45 se muestra una sección estructural orientada noroeste-sureste.

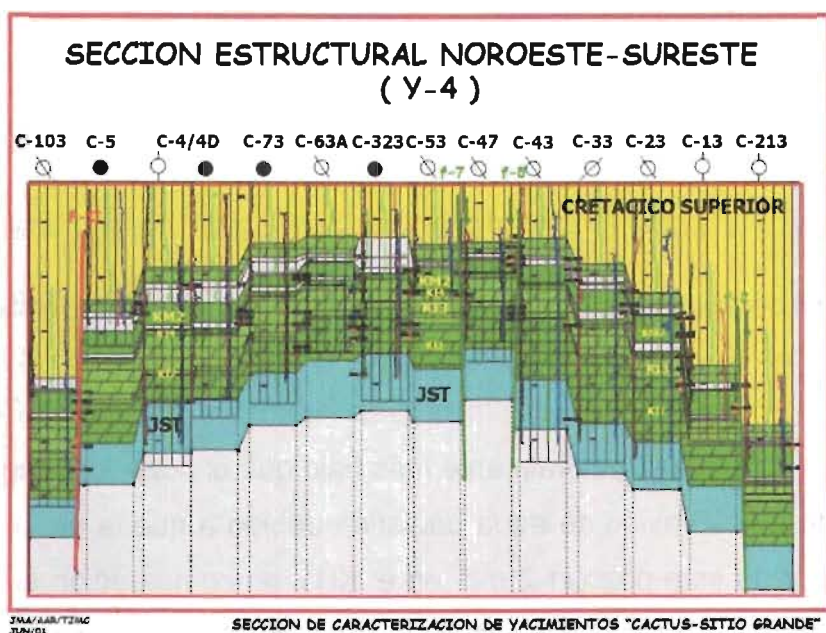


Fig. 45 Sección Estructural Y4 del campo Cactus, incluye los pozos cactus 73 y 323.

En lo que respecta a la salinidad del agua producida (Figura 46), se puede establecer que el pozo Cactus 323 presenta una salinidad mayor desde el inicio de su producción, con respecto a la de los pozos 73 y 107. Sin embargo, es importante considerar que los pozos 73 y 323 fueron terminados en la unidad KI1 en 1973 y 1981, respectivamente; mientras que el pozo cactus 107 se abrió por primera vez a producción en las unidades KM3 y KM2 del Cretácico Medio y KI4 y KI3 del Cretácico Inferior en el año de 1981. Lo anterior hace suponer que el agua de alta salinidad proviene de la base del Cretácico Inferior, a través de las unidades estratigráficas KI3 y KI1, y que la baja salinidad presentada por el pozo

Cactus 107, con respecto a la de los pozos 73 y 323, se debe a que se tiene abierto al mismo tiempo el Cretácico Medio e Inferior.

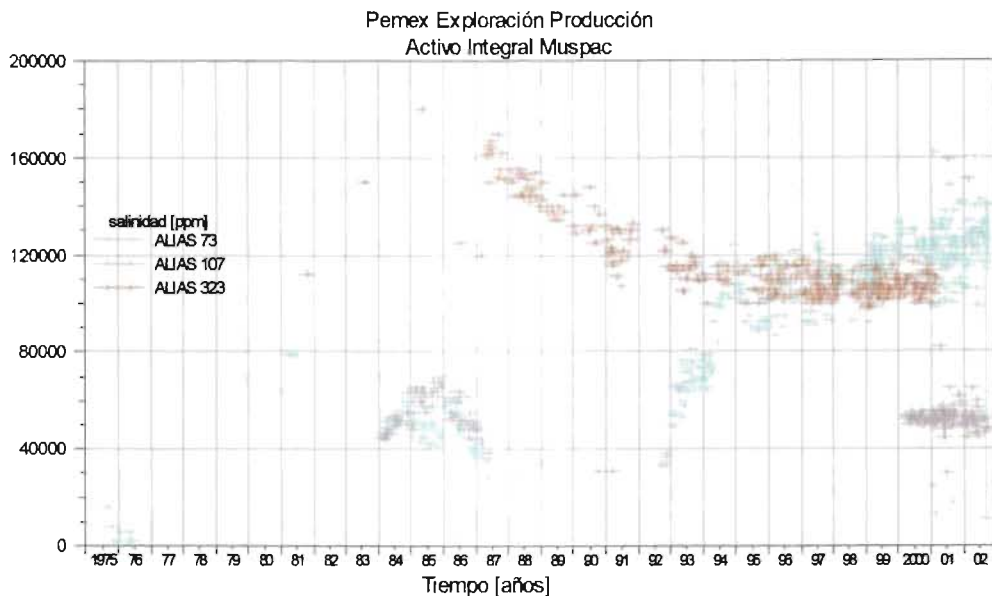


Fig. 46 Salinidad del agua producida en los pozos Cactus 73, 107 y 323, gráfica realizada con el Software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.

El pozo Cactus 73 está estructuralmente más bajo que el pozo 323 (Figura 47); sin embargo existe una invasión de agua paulatina debido a que la permeabilidad es menor alrededor de este pozo (1.2 md, en el K11), en comparación al Cactus 323 (9.9 md en el K11), Figura 48, por lo cual se puede establecer que el agua producida en el Cretácico Inferior proviene del acuífero, debido a que presenta una salinidad alta.

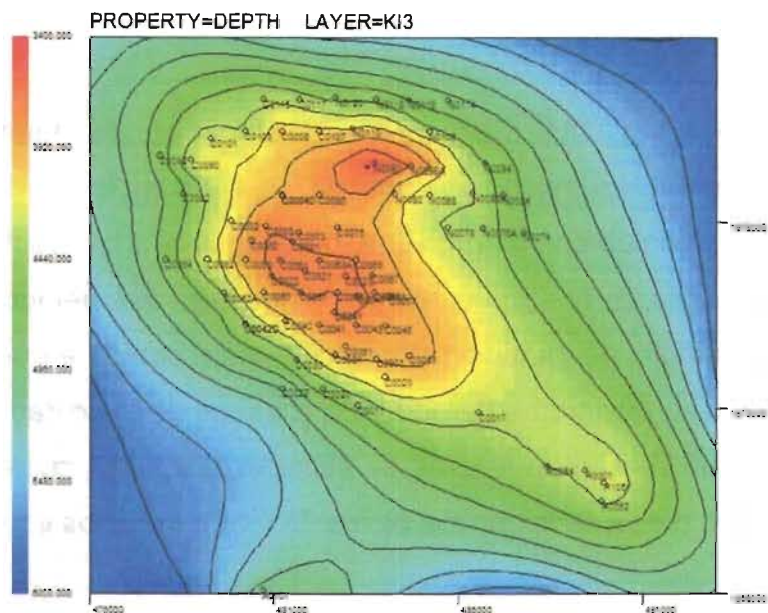


Fig. 47 Plano de profundidades del Cretácico Inferior unidad KI1, Complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo (Realizado con el Software Intgrid versión 1.0.2, propiedad del Ing. Toru Ito, de la Compañía JODCO).

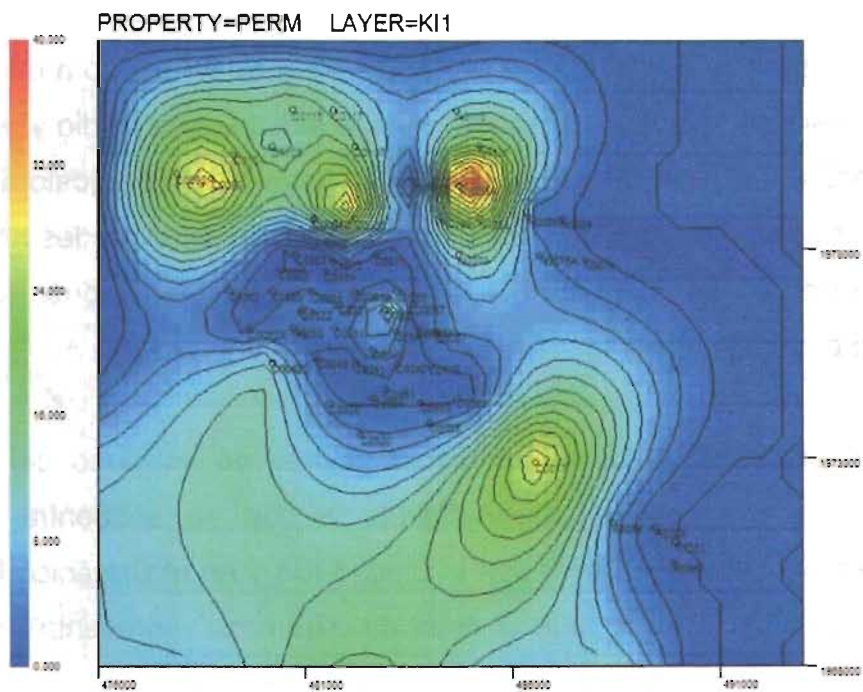


Fig. 48 Plano de permeabilidades del Cretácico Inferior unidad KI1, Complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo (Realizado con el Software Intgrid versión 1.0.2, propiedad del Ing. Toru Ito, de la Compañía JODCO).

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

Pozos del Cretácico Medio

Los pozos 41, 65, 67 y 341 presentan el mismo tipo de agua (Na-Ca-Cl), pertenecen al grupo 1 en relación a los SDT, y respecto al diagrama Stiff presentan el patrón definido como grupo 2, exceptuando al pozo Cactus 65, el cual está incluido en el grupo 1. Sin embargo, a lo largo del tiempo la salinidad presenta un rango amplio de variación (Figura 49), esto debido a que por ejemplo los pozos 65, 67 y 341, iniciaron su producción a través de la unidad estratigráfica KI1, razón por la cual presentan valores de salinidad altos, los cuales se pueden correlacionar con los presentados en los pozos 73 y 323 (abiertos en el KI3 y KI1).

En el pozo 341 existen dos tendencias principales en los valores de salinidad, lo que se debe a que en enero de 1985, se obturó el intervalo abierto del KI1 y se abrió a producción la unidad estratigráfica KM3, razón por la cual la salinidad disminuye.

En el pozo Cactus 65, existe una variación de la salinidad debido a que en mayo de 1994 se pusieron a producir al mismo tiempo el Cretácico Medio y el Superior, lo que provocó una alteración en los valores de salinidad. En agosto de 1993, el pozo Cactus 41 tenía como zonas abiertas a producción las unidades KM1 y KM2, y anterior a esto sólo producía el KM1; por lo cual, se puede suponer que el agua en este pozo proviene del KM2.

Por su parte el pozo Cactus 67, presenta valores de salinidad del orden de 130,000 p.p.m., esto debido principalmente a que se encuentra abierto a producción en el Cretácico Inferior con la unidad KI1 y en el Cretácico Medio con el KM2, lo cual hace suponer que el agua de este pozo representa una mezcla entre las aguas provenientes del Cretácico Medio y del Inferior.

En lo referente a los pozos Cactus 4D y 45, se identificó que las aguas que producen pertenecen a los grupos 2 y 3, respectivamente, en cuanto a los SDT;

mientras que en lo relativo al patrón del diagrama Stiff no fue posible establecer ninguna correlación. Sin embargo, debe considerarse que la salinidad en ambos pozos es muy similar desde 1987 a la fecha, lo que puede deberse a que se encuentran abiertos desde entonces en las unidades KM3 y KM1. No obstante, el pozo 45 al inicio de su vida productiva presentó valores altos de salinidad, como consecuencia de estar abierto a producción en el Cretácico Inferior.

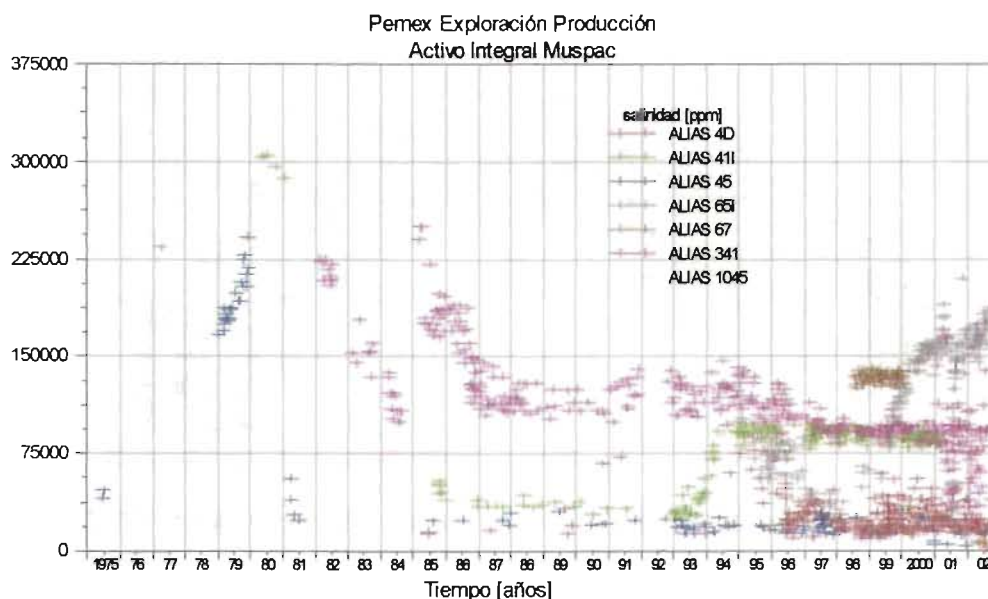


Fig. 49 Salinidad del agua producida en los pozos pertenecientes al Cretácico Medio del Campo Cactus, gráfica realizada con el Software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.

La Figura 50 muestra una sección estructural orientada noroeste-sureste que incluye los pozos Cactus 65, 67 y 45. La posición estructural de los pozos se muestra en la Figura 51.

El tipo de agua producida en los pozos Cactus 41 y 341 se puede considerar que es el mismo, de acuerdo a los resultados obtenidos tanto de tipo de agua como patrón determinado mediante el diagrama Stiff. Además, el pozo 341 se encuentra estructuralmente más alto que el pozo 41 (Figura 52); sin embargo, este último produce agua de mayor salinidad, debido a que se encuentra cercano a una falla, que lo comunica al bloque donde se ubica el pozo Cactus 323; dicha falla se

considera como una falla permeable por la cual probablemente esté viajando el agua.

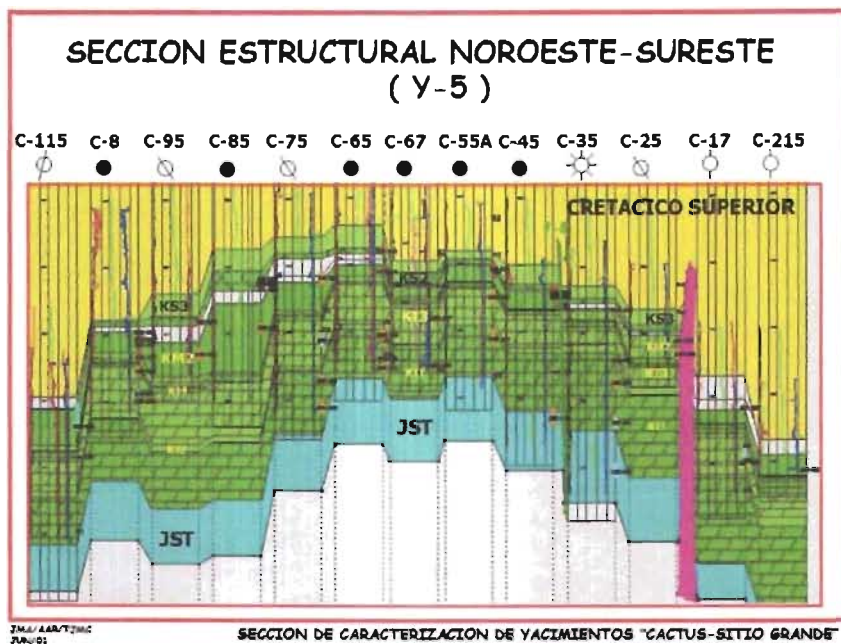


Fig. 50 Sección estructural Y5 del campo Cactus, incluye los pozos 65, 67 y 45.

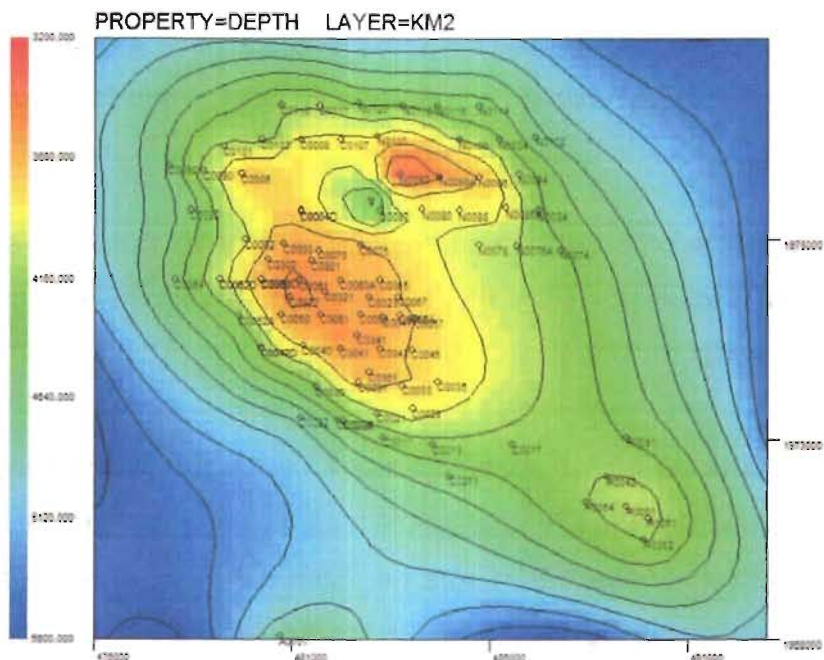


Fig. 51 Plano de profundidades del Cretácico Medio unidad KM2, Complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo (Realizado con el Software Intgrid versión 1.0.2, propiedad del Ing. Toru Ito, de la Compañía JODCO).

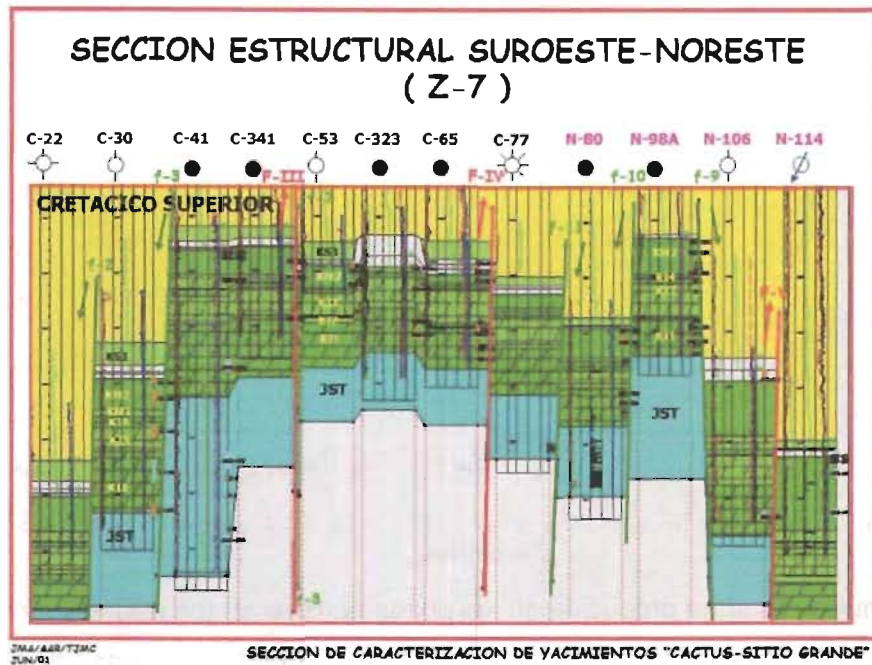


Fig. 52 Sección estructural Z7 del campo Cactus, orientación suroeste-noreste.

Pozos del Cretácico Superior

Los pozos Cactus 47, 85, 95 y 302 producen el mismo tipo de agua (Na-Ca-Cl), pertenecen al grupo 3 en relación a los SDT, excepto el cactus 302 el cual está incluido en el grupo 1. Por su parte el tipo de agua que produce el pozo cactus 5 es similar a la producida por el cactus 4D (Na-Ca-Mg-Cl), siendo esta la que representa la menor mineralización de todas las muestras obtenidas para este análisis. Esta correlación en las aguas producidas se puede explicar por la cercanía existente entre estos y el pozo cactus 4, el cual formó parte del proceso de recuperación secundaria, inyectando agua en el Cretácico Superior, en las unidades estratigráficas KS3 y KS2. Además, la salinidad del agua producida (Figura 53) es muy similar, lo que probablemente se deba a que en la base del Cretácico Superior (KS1), el pozo Cactus 5 tiene una permeabilidad de 28.1 md, lo que hace suponer que existe gran comunicación en esta zona del campo (ver Figura 45).

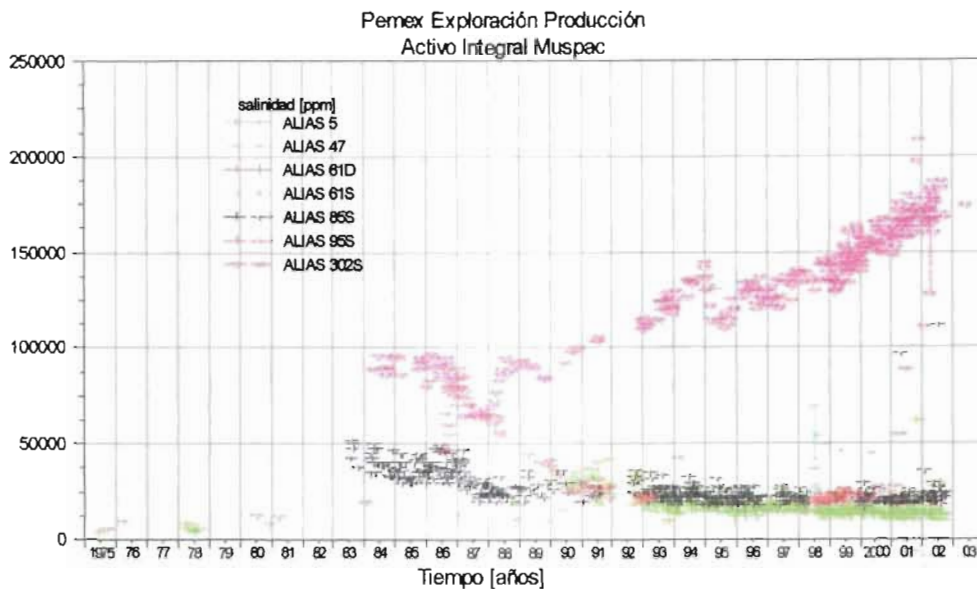


Fig. 53 Salinidad del agua producida en los pozos pertenecientes al Cretácico Superior del Campo Cactus, gráfica realizada con el Software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.

En lo que respecta al pozo 61D, este produce un agua del tipo Na-Cl, similar a la producida por el pozo Cactus 45 (actual productor en el Cretácico Medio en la unidad KM3). El tipo de agua del pozo Cactus 61 es Na-Ca-Mg-Cl-HCO₃, lo cual la hace única entre todas las muestras analizadas.

La salinidad inicial del pozo Cactus 302 es alta, debido a que el intervalo abierto a producción correspondía a la unidad KI1; sin embargo, en 1983 se abrió a producción el Cretácico Superior a través de la unidad KS2, obturándose el intervalo de KI1, la cual representa la mejor unidad de flujo dentro del Cretácico Superior. Por lo que, se concluye que el agua producida por este pozo probablemente viajó a través de una falla cercana, o también es posible que exista comunicación con el Cretácico Inferior (Figura 54).

El agua producida en los pozos Cactus 5 y 95 pertenece al mismo grupo determinado por el diagrama Stiff (grupo 4), así como al grupo de SDT (grupo 3),

sin embargo, la diferencia estriba en que el agua del pozo Cactus 5 contiene Mg. La Figura 55 muestra la sección estructural que incluye los pozos 5 y 95.

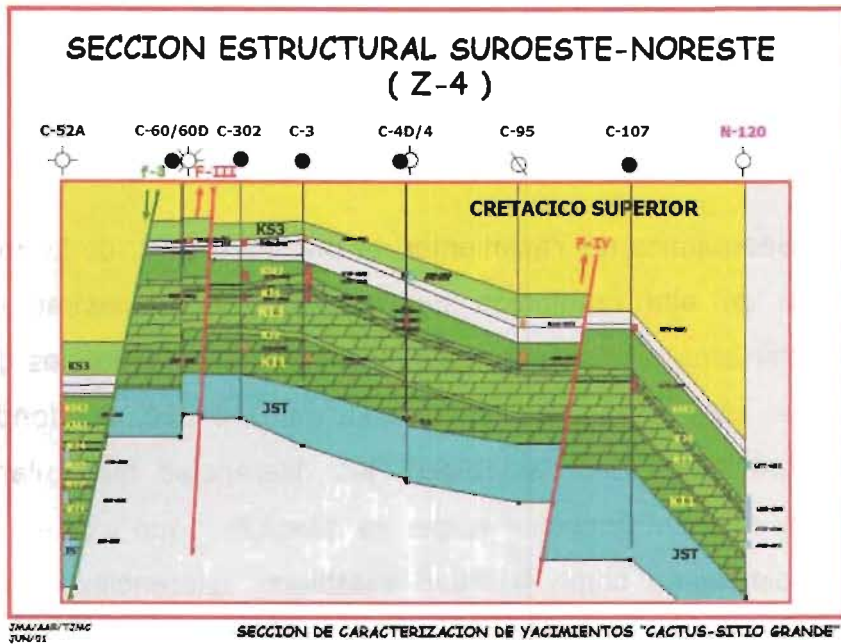


Fig. 54 Sección estructural Z4 del campo Cactus, orientación suroeste-noreste.

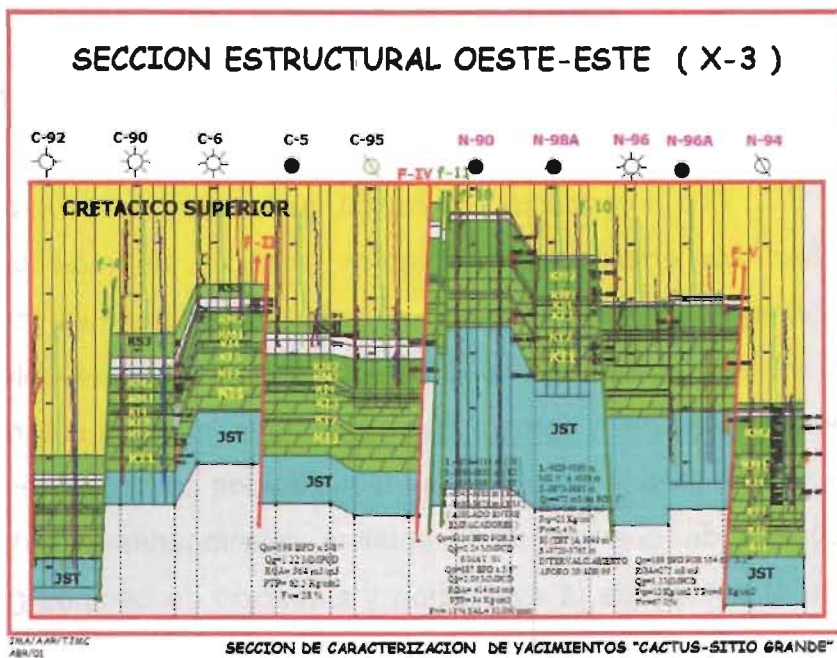


Fig. 55 Sección estructural X3 del campo Cactus, orientación oeste-este.

Los pozos 47 y 85 producen el mismo tipo de agua (Na-Ca-Cl), y pertenecen al grupo 3 en la clasificación de los SDT; sin embargo, su posición estructural no permite realizar ninguna correlación definitiva (Figura 47).

III.6 Análisis Geoquímico del Agua Separada Producida

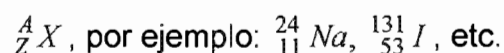
Actualmente la Geoquímica de Yacimientos se plantea a partir de la aplicación de la cromatografía de alta resolución que permite, con muestras de aceites colectadas de intervalos productores, obtener cromatogramas totales de aceite, y a partir de estos, obtener “zooms” de la fracción C10-C20, de donde parte la interpretación cuantitativa para establecer las diferencias moleculares en los aceites de un yacimiento, y concluir sobre las relaciones que existen sobre ellos ⁽⁵⁾. Estos análisis tienen como finalidad establecer diferencias sutiles a nivel molecular, de los aceites muestreados de la misma familia, con el objetivo de conocer si los intervalos productores de los pozos colectados se correlacionan, con lo que se da certidumbre a las interpretaciones.

En la solución de problemas relacionados con Ciencias de la Tierra, se ha utilizado las técnicas isotópicas de isótopos estables y radiactivos, así como la geoquímica de fluidos ^(10, 47). La información isotópica junto con la geoquímica y la hidrogeología han sido empleadas en diversos proyectos de investigación, para esclarecer fenómenos ocurridos en ambientes de alta temperatura localizados a profundidades medias entre 1000 y 3000 m., cuyo origen se relaciona con debilidades estructurales de la corteza que permiten la intrusión magmática. Así como también se ha utilizado en proyectos relacionados con acuíferos profundos (más de 5000 m.) de cuencas sedimentarias relacionadas con yacimientos petroleros, y en el estudio de la evaluación y evolución de campos geotérmicos ⁽⁴⁸⁾.

Es importante enfatizar, que las muestras colectadas para realizarles un análisis de isótopos estables, se deben obtener con cuidado, de ser posible éstas se deben tomar a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, con el objetivo de minimizar el fraccionamiento de los isótopos ⁽¹¹⁾. Sin embargo, actualmente lo anterior no es factible, por lo que, para asegurarse que la muestra es lo más representativa posible, ésta se debe recolectar a las condiciones de presión y temperatura existentes en la cabeza del pozo.

Conceptos Preliminares Relacionados con el Análisis Isotópico

Núclido: Cada núcleo queda caracterizado por el número de neutrones y protones que posee. Cualquier variación en uno de estos dos números significa un cambio de especie atómica ⁽²⁶⁾. El término núclido se utiliza para denominar a cualquier especie atómica caracterizada por contener un mismo número de neutrones y protones, así como una misma energía de enlace de estas partículas. La representación de los núclidos se hace de la siguiente forma:



(X = símbolo químico)

La diferencia A-Z es el número de neutrones presentes. Sin embargo, puesto que cada elemento químico se caracteriza porque todos sus átomos tienen en su núcleo un mismo y definido número de protones, el valor de Z va implícito en el símbolo químico. Por esta razón se utiliza más frecuentemente, la forma abreviada de representación ${}^A X$. Basta escribir ${}^{131} \text{I}$, para saber que el número atómico o número de protones ha de ser 53, porque de lo contrario, no se trataría del elemento yodo. Otra forma muy utilizada para representar a un núclido es escribiendo su nombre completo, por ejemplo: cobalto-60, estroncio-90, americio-241, etc.

Isótopo: Se llaman isótopos a todos aquellos núclidos que tienen un mismo valor de Z pero distinto de A ⁽²⁶⁾, es decir, el mismo número de protones y distinto número de neutrones. Por ejemplo, todos los átomos de yodo tienen en su núcleo 53 protones ($Z = 53$), pero el número de neutrones ($N = A - Z$) puede ser distinto. Así, para el ^{127}I , $N = 127 - 53 = 74$ neutrones, para el ^{128}I , $N = 75$, etc. Todos estos núclidos son isótopos del yodo y a todos les corresponde un mismo lugar en el sistema periódico. Cabe mencionar que debido al número de neutrones presentes en el núcleo, los distintos isótopos de un elemento varían en la masa del núcleo. Sin embargo, como el número de protones es idéntico, también lo será su configuración electrónica y, por tanto, sus propiedades químicas. En cambio las propiedades que radican en el núcleo son distintas.

Isótopos Estables y Radiactivos: El número de núclidos que se conocen de todos los elementos asciende a más de 1300 ⁽²⁶⁾, pero sólo una parte de ellos (274 correspondientes a 81 elementos) permanecen en la naturaleza sin alterarse durante largos periodos de tiempo. A estos núclidos se les llama estables.

Los isótopos del uranio, radio, torio, polonio, etc., no son estables, a pesar de encontrarse en la naturaleza, debido a que se transforman en núclidos de otros elementos mediante emisión de radiaciones, la velocidad de esta transformación se puede medir, lo mismo sucede a otros muchos isótopos que se producen artificialmente. Los isótopos que se comportan de esta manera reciben el nombre de isótopos radiactivos o radioisótopos. Debe reconocerse que las fuerzas de enlace del núcleo son, en definitiva, las responsables de la estabilidad o radiactividad de los núclidos.

Abundancia Isotópica: Algunos elementos, tales como aluminio (Al), fósforo (P), etc., poseen un solo isótopo estable ⁽²⁶⁾. Sin embargo, la mayor parte tienen dos o más de éstos (el estaño, Sn, llega a tener diez). Cuando sucede esto último, la proporción con que cada isótopo estable entra a formar parte del elemento natural

es definida y constante. A esta proporción se le llama abundancia isotópica y suele expresarse en tanto por ciento.

Ejemplos:

- ✓ El Hidrógeno natural (H) está formado en 99.985 por 100 de ^1H y 0.01492 por 100 de ^2H (deuterio, D).
- ✓ El carbono (C) natural tiene 98.893 por 100 de ^{12}C y 1.107 por 100 de ^{13}C .
- ✓ El oxígeno (O) natural tiene 99.759 por 100 de ^{16}O , 0.0374 por 100 de ^{17}O y 0.239 por 100 de ^{18}O .

Radiactividad Natural y Artificial: Dentro de los isótopos radiactivos hay algunos que se encuentran dentro de la naturaleza y se llaman isótopos radiactivos naturales ⁽²⁶⁾. Los restantes tienen que producirse artificialmente por irradiación de núclidos estables con partículas atómicas en los reactores nucleares o aceleradores de partículas. En dicha irradiación se consigue modificar la configuración de los núcleos estables, en lo que se refiere al número de neutrones, al número de protones o sólo al nivel energético, dando lugar a isótopos radiactivos artificiales.

En la actualidad se conocen unos 1300 radioisótopos, de los cuales sólo unos 60 son naturales. Estos últimos corresponden, en su mayor parte, a núclidos con número de masa mayor de 209 y número atómico mayor de 83.

Ley Fundamental de la Radiactividad: La desintegración radiactiva es un fenómeno espontáneo y, como tal, no está influido por ninguna acción externa ⁽²⁶⁾. La probabilidad de que cualquier átomo radiactivo se desintegre en un momento dado es independiente de lo que pueda ocurrirle a los átomos vecinos, así como del estado químico y condiciones físicas (presión, volumen, temperatura, etc.) a que esté sometido.

Las desintegraciones radiactivas se producen al azar y obedecen, por lo tanto, a leyes estadísticas. No se puede nunca predecir el momento en que se ha de desintegrar un átomo aislado. Pero, en una muestra en que exista un número elevado de átomos, se puede conocer, dentro de los errores estadísticos, el número de éstos que se desintegran en la unidad de tiempo.

Puesto que la probabilidad de desintegración de todos los átomos de un mismo radioisótopo es idéntica, la fracción de éstos que se desintegran por unidad de tiempo es siempre constante. A dicha constante se le denomina constante de desintegración y se representa por la letra griega "λ". Su valor es característico para cada isótopo.

Sea N el número de átomos radiactivos presentes en una muestra; la velocidad con que disminuye dicho número de átomos por desintegración de los mismos en función del tiempo, es decir, el valor de la expresión diferencial $-\frac{dN}{dt}$, será igual al producto de N por la fracción de átomos que se desintegran en la unidad de tiempo λ. Por lo tanto:

$$-\frac{dN}{dt} = \lambda N, \text{ o bien } \frac{dN}{dt} = -\lambda N \quad \dots(3.6.1)$$

Esta es la ecuación fundamental de la radiactividad. El término $\frac{dN}{dt}$ se suele expresar en desintegraciones por segundo y se llama actividad. Puesto que λ es constante para cada radioisótopo, la actividad de una muestra es directamente proporcional al número de átomos presentes.

Integrando la ecuación diferencial 3.6.1 se tiene:

$$N_t = N_o e^{-\lambda t}$$

Donde N_o es el número de átomos radiactivos existentes inicialmente en la muestra y N_t los que quedan al cabo de un tiempo t. Si la actividad $A = \frac{dN}{dt}$ es proporcional a N, se puede escribir también:

$$A_t = A_0 e^{-\lambda t} \quad \dots(3.6.2)$$

La ecuación anterior representa la forma más utilizada para expresar la Ley Fundamental de la Radiactividad.

Periodo de semidesintegración: este periodo denotado como $t_{1/2}$ se define como el tiempo necesario para que la actividad A_t sea la mitad de la actividad A_0 . Por lo tanto:

$$\frac{A_0}{A_t} = 2 = e^{-\lambda t_{1/2}} \quad \dots(3.6.3)$$

$$\ln 2 = \lambda t_{1/2} \quad \dots(3.6.4)$$

Expresión que relaciona la constante de desintegración con el periodo de semidesintegración.

Vida Media: No se debe confundir el concepto de vida media con el periodo de semidesintegración ^(26,29). La vida media (τ) es, como indica su nombre, el valor medio del tiempo que tardan en desintegrarse los diferentes átomos radiactivos. La vida media equivale a la inversa de la constante de desintegración, es decir:

$$\tau = \frac{1}{\lambda} = \frac{t_{1/2}}{\ln 2} \quad \dots(3.6.5)$$

Al cabo de un tiempo igual a τ , la actividad de una muestra se reduce a la fracción $1/e$ de su valor inicial. La Tabla 17 muestra la vida media de algunos radioisótopos:

Tabla 17.- Vida media de algunos radioisótopos más comunes ⁽²⁹⁾.

Radioisótopo	Vida media
³ H	12.33 a
¹⁴ C	5730 a
²² Na	2.6 a
²⁴ Na	15.02 h
³⁶ Cl	3x10 ⁵ a
³³ Cl	37.3 m
⁴⁰ K	1.28x10 ⁹ a
⁴² K	12.36 h
⁴⁵ Ca	165 d
⁵⁶ Mn	2.58 h
⁵⁵ Fe	2.7 a
⁵⁹ Fe	44.6 d
⁸² Br	35.34 h
⁸⁶ Rb	18.8 d
¹²⁵ I	60.14 d
¹²⁸ I	24.99 m
¹³¹ I	8.04 d
¹³¹ Ba	12.0 d
¹⁴⁰ Ba	12.79 d

a .- años
m.- meses
d.- días
h.- horas

Uso de los Isótopos en Estudios Geohidrológicos ⁽¹⁰⁾

Oxígeno-18 (¹⁸O) y Deuterio (D): Debido a procesos de fraccionamiento de los isótopos estables ¹⁸O vs. ¹⁶O y ²H vs. ¹H, se encuentran variaciones de su contenido en diferentes ambientes hidrológicos. Especialmente parámetros como la temperatura, hidrotermalismo, evaporación, elevación y el efecto continental causan una desviación de los valores de la composición inicial (agua meteórica). Su capacidad de fraccionamiento permite emplearlos en la caracterización de diferentes tipos de aguas debido a variaciones en los procesos termodinámicos a

los que se han sujetado las aguas, desde su precipitación como aguas meteóricas, hasta su acumulación en los yacimientos, mezcla con otras aguas y su posterior recuperación en los pozos productores ⁽¹⁰⁾.

Carbono-13 (¹³C): La infiltración de CO₂ de la atmósfera al subsuelo, su asimilación por la vegetación y los subsecuentes procesos biogénicos (respiración y biodegradación) en la vegetación y en el subsuelo, así como, la mezcla de las aguas subterráneas con carbonatos de calcio presentes en las calizas causan heterogeneidades y procesos de fraccionamiento en la relación de los isótopos pesados (¹³C) del carbono. La gran variedad en los valores de δ¹³C se puede utilizar en el diagnóstico del origen de un flujo como superficial o como subterráneo.

Tritio (³H): Este es un isótopo radiactivo del hidrógeno con un tiempo de vida media muy corto (11 años), por lo cual, es un buen indicador para la detección de aguas meteóricas infiltradas al subsuelo en periodos recientes.

Carbono-14 (¹⁴C): El método de carbono-14 (isótopo radiactivo) se aplica para el fechamiento de aguas superficiales y subterráneas, principalmente para la determinación del tiempo de residencia (modelo de mezcla) o de la edad total (modelo de flujo pistón) de los fluidos en sus ambiente. Por la velocidad de decaimiento del ¹⁴C, este método se aplica para aguas con edades máximas de 50,000 años.

Cloruro-36 (³⁶Cl): Debido a la larga vida media de este isótopo radiactivo (301,000 años) su uso es una herramienta importante para el fechamiento de aguas muy antiguas. Desde la década de los noventas, el interés y aplicación del ³⁶Cl se ha extendido, debido a que da indicaciones sobre el origen de la salinidad en los fluidos.

Iodo-129 (¹²⁹I): Al igual que el ³⁶Cl, este isótopo se aplica para el fechamiento de aguas fósiles con un tiempo de residencia hasta de 3 millones de años.

Estándares de isótopos estables y nomenclatura

Los valores de composición isotópica se expresan en términos relativos con referencia a un estándar internacional según sea el caso del isótopo que se mida. Por ejemplo, para definir la composición de los isótopos estables de hidrógeno y oxígeno en el agua, el estándar que actualmente se utiliza es el V-SMOW (Vienna Standard Mean Ocean Water). Existen otros estándares internacionales como el GISP (Greenland Ice Sheet Precipitation) y SLAP (Standard Light Antarctic Precipitation), cuyas variaciones respecto al SMOW son muy ligeras. La corrección final de los resultados isotópicos respecto al V-SMOW se realiza empleando una escala entre este y el SLAP elaborada a partir de la calibración de las relaciones isotópicas de D/H y ¹⁸O/¹⁶O.

Para el caso del ¹³C y ³⁶Cl, los estándares internacionales a los cuales se refieren los valores isotópicos son el PDB (Pee Dee Belemnite) y SMOC respectivamente.

Parámetro "delta": Durante las mediciones isotópicas se determinan pequeños cambios en las relaciones isotópicas de las especies químicas. La unidad mundialmente aceptada para representar las relaciones isotópicas es el valor "delta" representado por el símbolo griego "δ" ⁽¹⁰⁾. Este parámetro permite expresar la composición isotópica de una muestra respecto a la composición de un estándar y se define de la siguiente manera:

$$\delta(o/oo) = \frac{(R_m - R_e)}{R_e} * 1000 \quad \dots(3.6.6)$$

Donde, R_m es la relación isotópica de la muestra y R_e la correspondiente del estándar. Un valor positivo de δ significa que la muestra es más rica en el isótopo respectivo que el estándar ^(27, 28).

Fechaamiento de Aguas

El fechaamiento de aguas subterráneas se basa en el conocimiento de los siguientes parámetros:

1. Tiempo de vida media, ecuación 3.6.5.
2. Constante de desintegración " λ ", la cual se puede obtener de la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{\ln 2}{t_{1/2}} \quad \dots(3.6.7)$$

3. Actividad inicial (A_0) de radionúclido. Este parámetro se define como la concentración inicial del isótopo en la atmósfera o en la zona no-saturada. En el caso del ^{14}C , se utiliza generalmente el valor de 0.95 (95%) para la actividad inicial del carbono moderno, lo cual equivale a 13.56 dpm/g (atoms desintegrating per minute /gram) de carbono o 95 pmC (counts per minute).
4. Concentración o actividad medida (A_t). Dicha concentración se refiere al isótopo radiactivo en cuestión en el agua subterránea en el tiempo t .

Concentraciones de ^{14}C y ^{13}C

Las aguas recolectadas de 12 pozos del campo Cactus en el muestreo realizado en junio de 2000, se analizaron por la técnica del espectrómetro de masas de aceleración (AMS). Dicho análisis se llevó a cabo en los laboratorios de GEOCHRON LABORATORIES en Cambridge, Massachusetts, Estados Unidos

(10). Los resultados de ^{13}C y ^{14}C se presentan en la Tabla 18, la cual incluye la edad en años calculada de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$t = \frac{\ln {}^{14}\text{C}_{\text{mod}}}{\ln 0.5} \times 95 \quad \dots(3.6.8)$$

$$\text{Edad} = t (t_{1/2}) = t(5730 \text{ y}) \quad \dots(3.6.9)$$

Tabla 18.- Resultados de ^{13}C y ^{14}C para las muestras recolectadas en junio de 2000 por el IIE y las edades calculadas, pozos del Campo Cactus.

	$\delta^{13}\text{C}$ *	$^{14}\text{C}_{\text{mod}}$ * (pMC)	t **	Edad ** (años)
Cactus 4D	+1.4	2.73	5.12204	29349.302
Cactus 5	+4.6	0.89	6.73941	38616.816
Cactus 41	+9.4	2.24	5.40751	30985.004
Cactus 47	-22.4	9.55	3.31506	18995.287
Cactus 65	+8.4	5.84	4.02474	23061.771
Cactus 73	+7.8	12.75	2.89805	16605.801
Cactus 85	+4.1	2.28	5.38196	30838.657
Cactus 95	-2.5	5.39	4.14045	23724.776
Cactus 107	-3.4	10.63	3.16046	18109.419
Cactus 302	+8.3	5.55	4.09824	23482.904
Cactus 323	+8.7	8.16	3.54204	20295.881
Cactus 341	+6.7	11.67	3.02577	17337.636

(pMC).- counts per minute

* datos tomados del reporte del IIE

** datos calculados con ec. 3.6.8 y 3.6.9, considerando $t_{1/2}=5730$ años

En general las aguas de formación analizadas se caracterizan por concentraciones de ^{14}C muy homogéneas entre 0.89 (pMC) y 12.75 (pMC), pozos Cactus 5 y 73 respectivamente (Figura 56). Las edades calculadas se muestran en la Figura 57.

La muestra de agua más joven es la correspondiente al pozo Cactus 73, mientras que la más antigua es la del pozo Cactus 5. Con lo anterior, se puede establecer que el contenido de $^{14}\text{C}_{\text{mod}}$ es inversamente proporcional a la edad de agua, es

decir, a medida que aumenta el contenido de $^{14}\text{C}_{\text{mod}}$ la edad disminuye. La Figura 58 presenta un mapa de isolíneas de las concentraciones de $^{14}\text{C}_{\text{mod}}$.

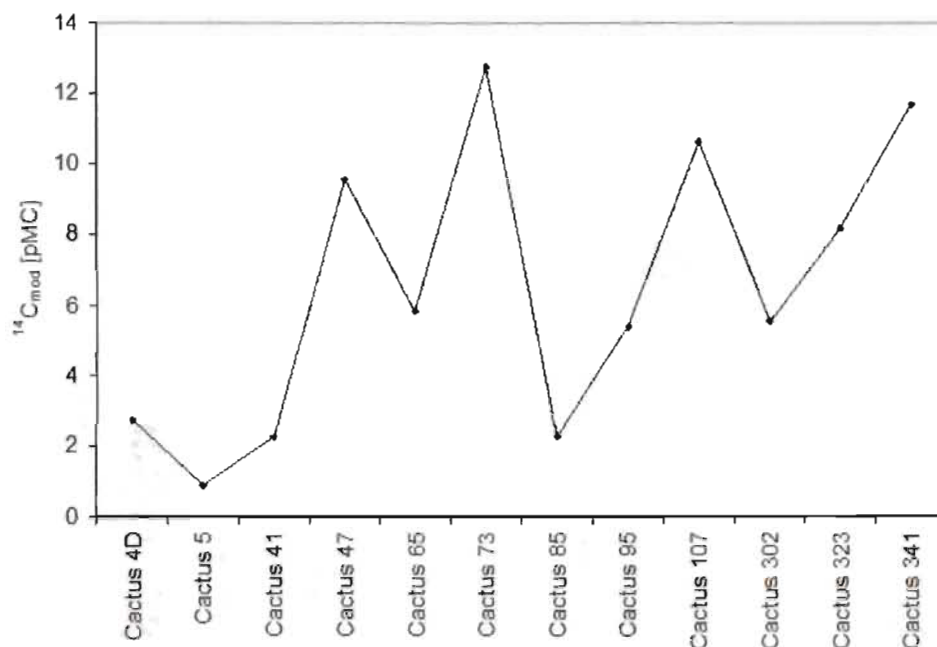


Fig. 56 Concentraciones de ^{14}C de las muestras analizadas, pozos del Campo Cactus.

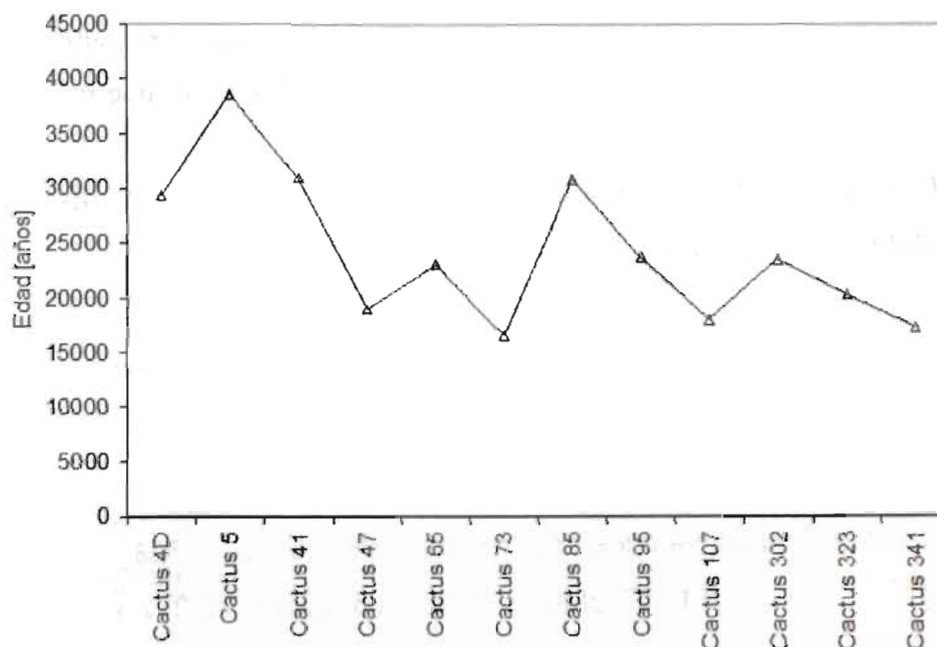


Fig. 57 Edades calculadas para cada muestra analizada, pozos del Campo Cactus.

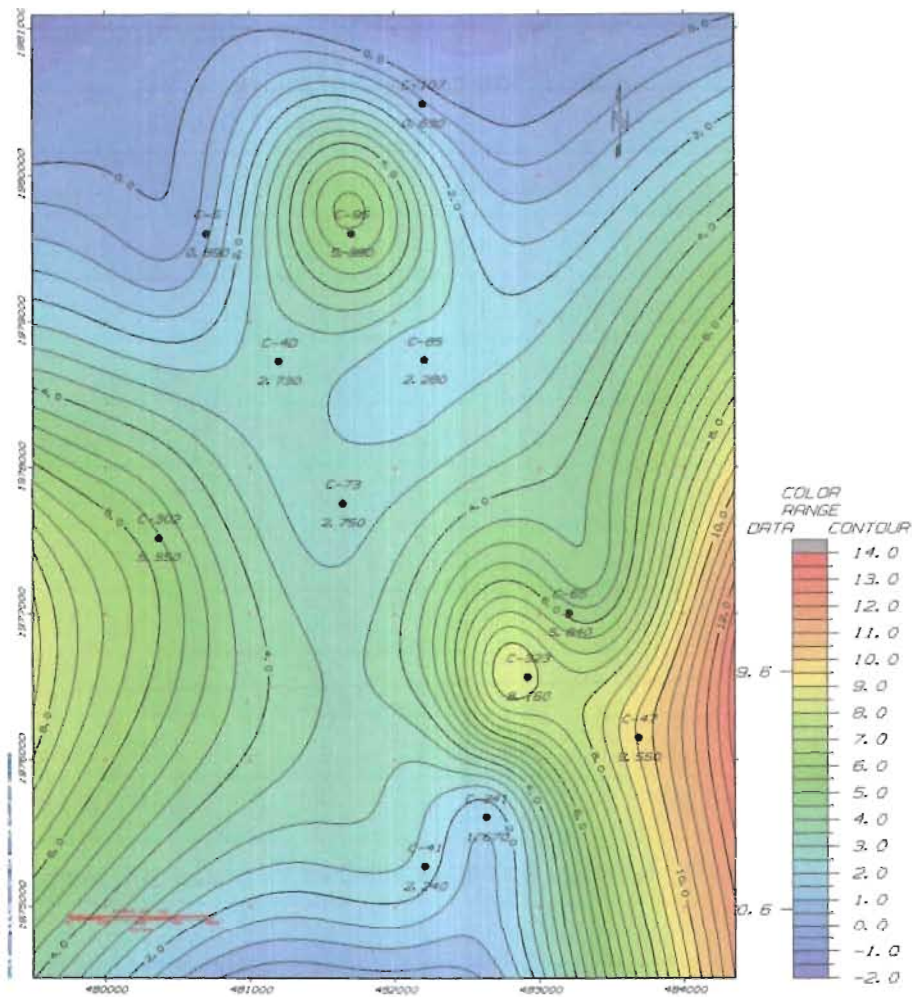


Fig. 58 Mapa de isolíneas de las concentraciones de $^{14}\text{C}_{\text{mod}}$, pozos del campo Cactus (Realizado con el Software CPS-3, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Al clasificar las muestras con base en su actividad de ^{14}C y en composición de ^{13}C , se distinguen los siguientes grupos:

- ✓ Grupo 1: ^{14}C de 0.89 a 4.16 pMC, $\delta^{13}\text{C}$ de -6.6 ‰ a +11.5 ‰
Este grupo lo integran los pozos Cactus 4D, 5, 41 y 85.
- ✓ Grupo 2: ^{14}C de 5.39 a 8.16 pMC, $\delta^{13}\text{C}$ de -2.5 ‰ a +8.7 ‰
Este grupo incluye a los pozos Cactus 65, 95, 302 y 323.
- ✓ Grupo 3: ^{14}C de 10.63 a 12.75 pMC, $\delta^{13}\text{C}$ de -3.4 ‰ a +9.3 ‰
Este grupo lo conforman los pozos Cactus 73, 107 y 341.

✓ Grupo 4: ^{14}C de 7.78 a 9.55 pMC, $\delta^{13}\text{C}$ de -23.6 ‰ a -22.4 ‰

Este grupo solamente incluye el pozo Cactus 47.

El grupo uno se caracteriza por tener las edades más grandes, entre 29349 y 38617 años, y un rango amplio de $\delta^{13}\text{C}$. Por su parte el grupo dos tienen edades intermedias, de 20296 a 23725 años, mientras que las aguas del grupo tres son las más recientes con un rango de edades de 16606 a 18109 años. En lo referente al grupo cuatro, este solo incluye al pozo Cactus 47, debido a que presenta valores muy negativos de $\delta^{13}\text{C}$.

La Tabla 19 muestra las edades calculadas a las muestras de mar, río, lagunas y de lluvia:

Tabla 19.- Relación de muestras superficiales y resultados de ^{13}C , ^{14}C y edades calculadas.

Muestra	Tipo de agua	Localidad	$\delta^{13}\text{C}$ *	$^{14}\text{C}_{\text{mod}}$ * (pMC)	t ** (ec. III.6.6)	Edad ** (años)
Lluvia	Lluvia	Villahermosa	-17.4	25.39	1.90407	10910.329
Laguna Nispero	Laguna	Laguna Nispero	-15.3	62.52	0.60374	3459.418
Laguna Miramar	Laguna	Laguna Miramar	-11.3	74.71	0.34670	1986.590
Río Carrizal	Río	Río Carrizal	-10.9	74.54	0.34999	2005.426
Mar	Mar	Golfo de México (Playa Paraíso)	-1.7	103.4	Reciente (0)	Reciente (0)

(pMC).- counts per minute

* datos tomados del reporte del IIE

** datos calculados con ecuación 3.6.8 y 3.6.9, considerando $t_{1/2}=5730$ años

De acuerdo a las edades calculadas se tiene la siguiente distribución en el campo cactus (Figura 59):

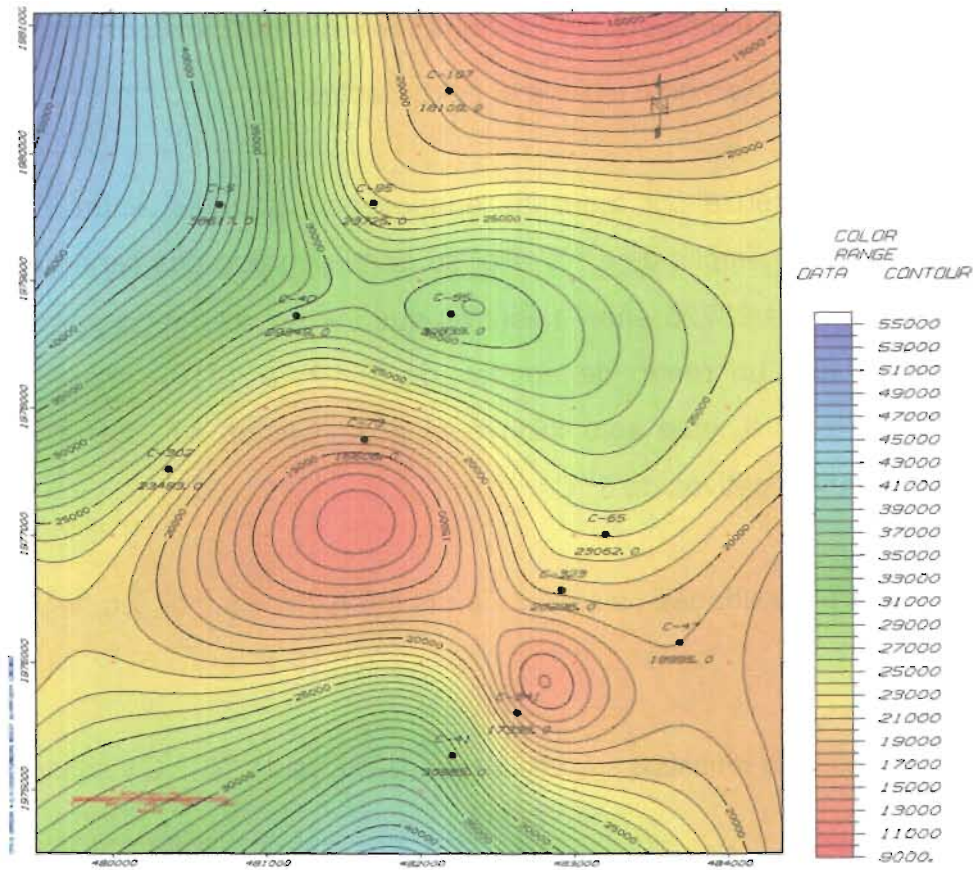


Fig. 59 Mapa de isólinas de las edades calculadas, pozos del campo Cactus (Realizado con el Software CPS-3, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Concentraciones de tritio (^3H)

El tritio es un isótopo radiactivo que se forma en la atmósfera. Por lo tanto, es muy útil como indicador para la influencia de aguas superficiales en sistemas subterráneos. Las concentraciones medidas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 20.- Concentración de tritio en las aguas de formación, datos del reporte del IIE
(Junio de 2000) ⁽³⁾.

Pozo	Tritio T.U.*
Cactus 4D	<0.8
Cactus 5	<0.8
Cactus 41	<0.8
Cactus 47	5.4
Cactus 65	<0.8
Cactus 73	<0.8
Cactus 85	<0.8
Cactus 95	<0.8
Cactus 107	<0.8
Cactus 302	<0.8
Cactus 323	1.9
Cactus 341	<0.8

*Tritium unit= un átomo de T por cada 10^{18} átomos de H ⁽³⁰⁾

Con base en los resultados anteriores, se pueden definir los siguientes grupos:

✓ Grupo 1: Tritio < 0.8 T.U.

Este grupo incluye a los pozos Cactus 4D, 5, 41, 65, 73, 85, 95, 107, 302 y 341.

✓ Grupo 2: Tritio entre 1.0 y 5.4 T.U.

Este grupo lo integran los pozos Cactus 47 y 323.

En lo referente a las muestras superficiales sus resultados de la medición realizada se muestran en la Tabla 21.

Tabla 21.- Concentración de tritio en las aguas superficiales, datos del reporte del IIE ⁽³⁾.

Muestra	Tritio T.U.*
Laguna Nispero	1.6
Laguna Miramar	1.4
Lluvia	1.8
Agua Marina	<0.8
Río Carrizal	

*Tritium unit= un átomo de T por cada 10^{18} átomos de H ⁽³⁰⁾

En el caso de la Planta Ecológica Cactus, la concentración de tritio es de 21.7 T.U., por lo cual, se puede considerar que los pozos del grupo uno no presentan influencia del agua inyectada, además tampoco existe relación entre el agua producida en estos pozos y la referente a las muestras superficiales (Tabla 21). Los pozos del grupo dos tienen una concentración muy parecida a las muestras superficiales, por lo que, probablemente exista una mezcla en el agua producida entre el agua inyectada y la superficial. Cabe señalar que la edad del agua de la Planta Ecológica Cactus, de acuerdo a su contenido de $^{14}\text{C}_{\text{mod}}$, es de 32216 años.

Método de I-129

El yodo tiene un isótopo de vida media larga, ^{129}I (tiempo de vida media = 15.7×10^6 años) y un isótopo estable ^{127}I . Por su parte el ^{129}I se genera en el ambiente por:

- a) reacciones inducidas sobre el xenón en la atmósfera por rayos cósmicos.
- b) Por la fisión espontánea de uranio-238 en la corteza de la tierra (producción fisiogénica) (Fabryka-Martin *et al.* 1985, 1987).

Materiales geológicos tienen concentraciones muy bajas de yodo con un rango entre unos $\mu\text{g}/\text{kg}$ hasta miles de mg/kg ⁽¹⁰⁾. Proporciones de $^{129}\text{I}/\text{I}$ naturales y pre-antropogénicas en la hidrosfera y la atmósfera son espacial y temporalmente constantes (Fehn *et al.* 1990, 1992; Fabryka-Martin *et al.* 1987, 1989 y 1991). Salmueras con proporciones iniciales entre $1500 \pm 150 \times 10^{-15}$ (Moran *et al.* 1995), 1200×10^{-15} (Fehn *et al.* 1986) y 1000×10^{-15} (Fabryka-Martin *et al.* 1985). El yodo es biofilico y se concentra cientos o más veces en material orgánico marino en relación a su concentración en agua marina, la cual contiene aproximadamente 0.05 p.p.m de yodo, mientras que las algas tienen concentraciones de 200-5000 p.p.m. y el material orgánico marino tiene de 200 a 1300 p.p.m. (Wong 1991).

Pruebas de bombas nucleares y otras actividades asociadas con instalaciones nucleares causaron un incremento reciente de este nivel de dos a tres órdenes de magnitud. Debido a que las concentraciones de yoduro en salmueras de cuencas sedimentarias es relativamente alta (10-100 p.p.m. en promedio) en comparación con concentraciones de yodo en otros fluidos y material geológico, es muy probable que la mayoría del yodo en estas salmueras provenga de material orgánico descompuesto. En cuencas de formaciones marinas con acumulaciones extensas de hidrocarburos, la fuente más probable de yodo en las aguas es el material orgánico precursor de la formación del aceite crudo.

La relación $^{129}\text{I}/\text{I}$ se determina por aceleración de partículas mediante espectrometría de masa (AMS). Con respecto a la preparación de la muestra, el compuesto óptimo para la determinación de dicha relación, es el yoduro de plata. Con esta técnica, se pueden procesar muestras de agua subterránea, agua de río, agua de deshielo y potable ⁽¹⁰⁾.

Las muestras del agua de formación de los pozos de Cactus se analizaron en el laboratorio PRIME LAB de PURDUE UNIVERSITY, Lafayette, Indiana, Estados Unidos. El tiempo de residencia de las aguas (Tabla 22) se calculó con la ecuación 3.6.2 y los parámetros siguientes:

$$t_{1/2} \text{ (tiempo de vida media)} = 15.7 \times 10^6 \text{ a ;}$$

$$\lambda = 4.4 \times 10^{-8} \text{ a ;}$$

$$A_0 \text{ (proporción inicial entre } ^{129}\text{I y I)} = 1500 \times 10^{-15}$$

La comparación de las edades calculadas vía el fechamiento con el ^{129}I y con la edad Cretácica de las formaciones geológicas, indica que las aguas muestran una edad Terciaria, mientras que los yacimientos petroleros y los acuíferos profundos se encuentran en formaciones Cretácicas.

Tabla 22.- Concentraciones de yodo del agua de formación, valores medidos de $^{129}\text{I} / \text{I}$ y edades calculadas, muestras de pozos del Campo Cactus.

Muestra	I *	$^{129}\text{I} / \text{I}$ *	Edad **
	[mg/l]	[$\times 10^{-15}$]	[millones de años]
Cactus 4D	5.71	78	67.19
Cactus 41	5.83	153	51.88
Cactus 47	10.08	633	19.61
Cactus 65	21.81	179	48.31
Cactus 107	6.08	89	64.20
Cactus 302	8.95	140	53.90

* Datos tomados del reporte del IIE (junio de 2000)

** Calculada con ecuación 3.6.2

La influencia de un componente joven en el agua se debe reflejar, independiente de los valores elevados de ^{129}I , ya sea por la abundancia de ^{14}C o bien por una correlación lineal entre la abundancia de ^{14}C y de ^{129}I (Figura 60). La grafica de ^{14}C vs. ^{129}I , muestra la falta de correlación entre ambos isótopos, lo cual hace suponer la no influencia de un componente joven, por lo cual, se hace más probable un origen biofílico del yodo producido por la descomposición de material orgánico marino, mientras que la abundancia de ^{14}C refleja directamente la edad del agua y el periodo desde la infiltración de agua meteórica de la superficie al yacimiento. En este caso, la edad calculada en base a los valores de $^{129}\text{I} / \text{I}$ refleja que la formación del petróleo a partir de material orgánico ocurrió durante el Terciario (Paleoceno – Mioceno). Debido a que el yacimiento petrolero se encuentra en formaciones Cretácicas, se deduce procesos de migración descendentes del crudo desde formaciones más jóvenes (Terciarias) hacia el yacimiento Cretácico. Asimismo, la edad determinada por el método del ^{14}C , refleja la existencia de flujos de agua descendentes desde la superficie hacia el yacimiento.

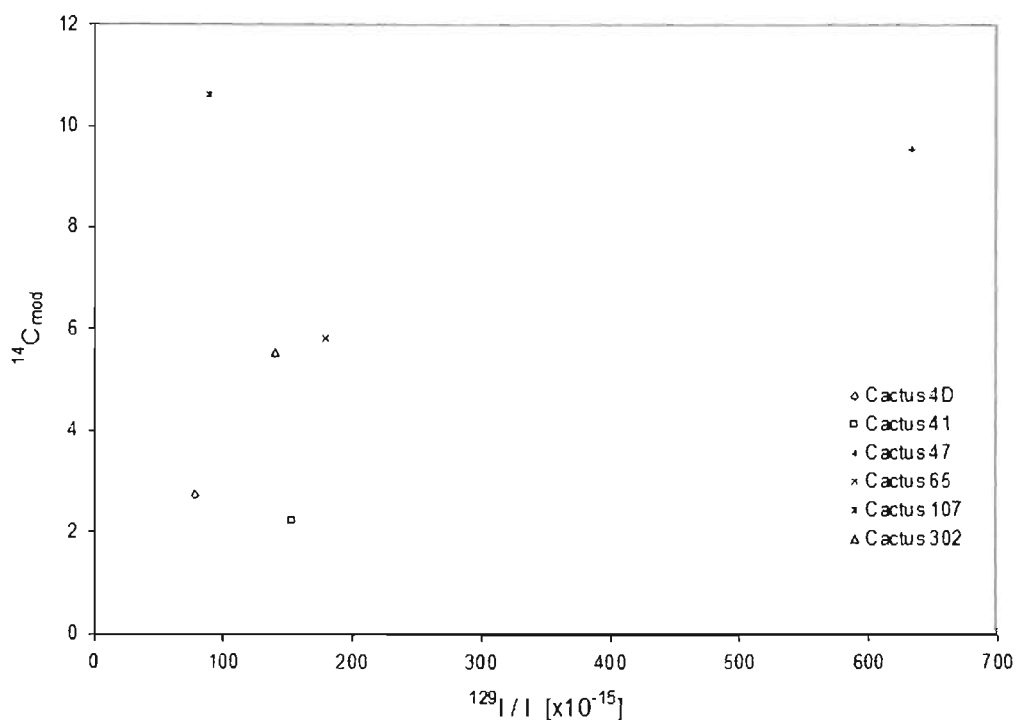


Fig. 60 Gráfica de ^{14}C vs. ^{129}I , para las muestras de los pozos del Campo Cactus ⁽¹⁰⁾.

Isotopía de ^{18}O y Deuterio

Comportamiento general de ^{18}O y Deuterio en aguas profundas

Datos de isótopos estables de salmueras en muchos campos petroleros muestran que estas aguas tienen predominantemente un origen meteórico ⁽¹⁰⁾. Estudios recientes indican un rango más amplio de componentes que explican su origen. Procesos secundarios afectan la composición isotópica de las aguas profundas durante su circulación. En general, se distinguen tres procesos mayores de diferenciación (Giggenbach, 1991):

1. Intercambio aparente de oxígeno-18 del fluido con la roca.
2. Mezcla de aguas de diferente origen.
3. Ebullición, asociado con la separación de vapor.

Intercambio aparente de oxígeno-18 del fluido con la roca

La interacción de agua con la roca se caracteriza por un aumento en el contenido de ^{18}O en la fase fluida, mientras que la fase sólida tiene un decremento en su contenido de ^{18}O . El valor δ se vuelve más negativo (más ligero) en la fase sólida. En general, el grado de intercambio de ^{18}O entre el agua y la roca disminuye rápidamente con la temperatura. Debido a la escasez de hidrógeno en las rocas, el intercambio agua/roca no afecta la composición de los isótopos de hidrógeno. Por esta razón, los intercambios de agua con la roca se caracterizan por una tendencia horizontal en el diagrama de δD vs. $\delta^{18}\text{O}$, debido al desplazamiento de ^{18}O de las aguas hacia los valores más positivos (Figura 61). El alejamiento de los valores isotópicos representa un indicador de la magnitud de las interacciones agua-roca.

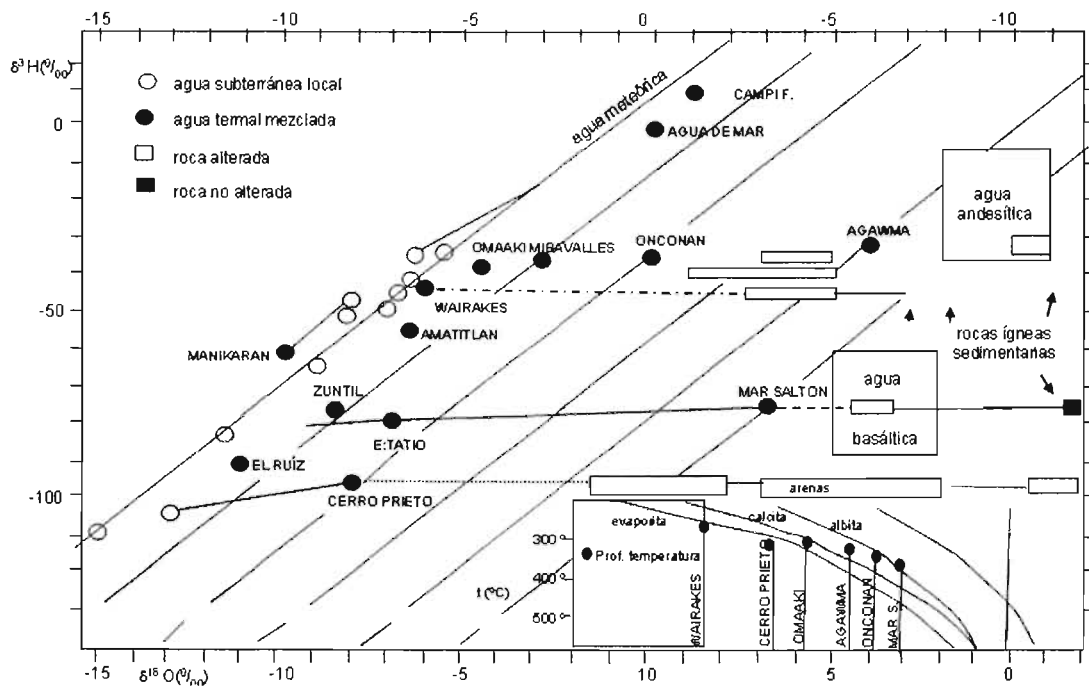


Fig. 61 Composición isotópica de aguas superficiales y aguas profundas termales, y de rocas alteradas y no alteradas ⁽¹⁰⁾.

Mezclas de aguas de diferente origen

Un segundo proceso que ocasiona desviación de los valores isotópicos de las salmueras respecto a los datos del agua meteórica local, se debe al proceso de mezcla o derivación de aguas de diferente origen (Taylor 1979):

- ✓ Agua marina reciente o fósil.
- ✓ Agua metamórfica producida del desplazamiento de agua de sedimentos (White *et al.* 1973). Debido a las pequeñas cantidades disponibles de este tipo de agua, su contribución en la formación de aguas de alta temperatura es despreciable.
- ✓ En el caso de yacimientos geotérmicos, se discutió ampliamente el origen de aguas geotérmicas por agua magmática o "agua andesítica" con su fuente en una cámara magmática.

Ebullición asociada con la separación de vapor

Durante el ascenso de una salmuera de alta temperatura ($> 100^{\circ}\text{C}$), la presión de vapor excede en un momento la presión hidrostática y empieza a ebullicir^(10, 48). La separación de vapor está acompañada de fraccionamiento isotópico: la fase separada del vapor se vuelve isotópicamente más ligera, mientras que la fase líquida aumenta su composición en isótopos pesados (^{18}O y ^2H). Para el deuterio, solamente es válido hasta temperaturas de 220°C ; a temperaturas superiores, se observa una partición preferencial hacia la fase vapor (Giggenbach 1991).

La Tabla 23 y la Figura 62 muestran los resultados del análisis isotópico de oxígeno 18 (^{18}O) y deuterio (D) de los pozos del campo Cactus y de 5 muestras superficiales de lagunas, ríos, lluvia y de mar.

Tabla 23.- Resultados del análisis isotópico de ^{18}O y D, campo cactus y muestras de agua superficial, datos del reporte del IIE (junio de 2000) ⁽¹⁰⁾.

	$\delta^{18}\text{O}$ [o/oo]	δD [o/oo]
Planta Ecológica Cactus	4.2	-3.7
Cactus 4	0.6	-16.3
Cactus 5	2	-13.7
Cactus 41	2.8	-10.9
Cactus 47	6.4	-10.4
Cactus 65	9.6	-6.4
Cactus 73	6.2	3
Cactus 85	3.8	-10
Cactus 95	3.6	-12.9
Cactus 107	7.6	-7.6
Cactus 302	6.4	-5
Cactus 323	4	-7
Cactus 341	4.2	-2.2
Mar	0.9	7.9
Laguna Nispero	-6.2	-39.8
Laguna Miramar	-3.9	-32.5
Lluvia	-3.9	-21.3
Río Carrizal	-6.9	-45.3

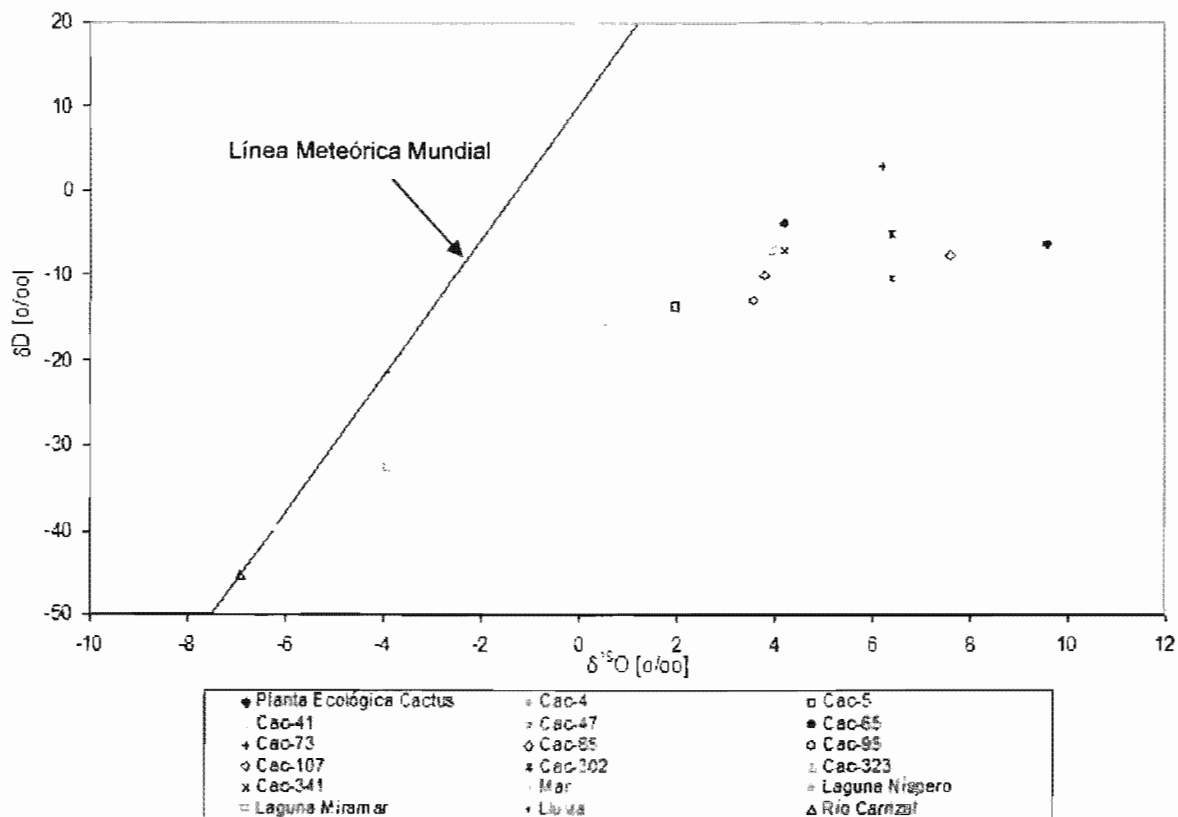


Fig. 62 Composición de las aguas de formación y de aguas superficiales en $\delta^{18}\text{O}$ y δD .

Una interpretación de los isótopos ^{18}O y Deuterio da los siguientes resultados:

De acuerdo con la línea de mezcla (proceso 2, Figura 63), los pozos Cactus 4D, 5, 41 y 85, se encuentran con una composición intermedia entre aquellas de agua marina evaporada (componente 1) y agua meteórica (componente 2).

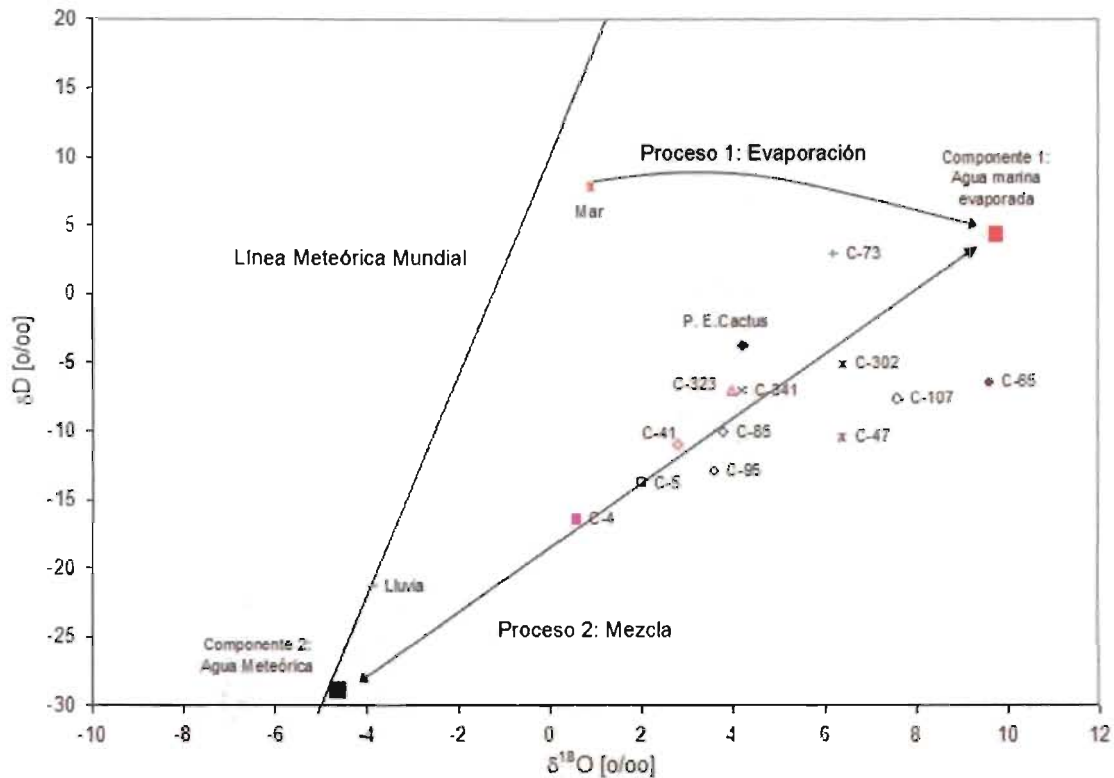


Fig. 63 Tendencia en la evolución de las aguas de formación con base en su composición de ^{18}O y Deuterio, pozos del campo Cactus ⁽¹⁰⁾.

En base a la tendencia lineal de las muestras (figura anterior), se estima una concentración de $\delta^{18}\text{O} = -4$ a -5 [‰] y $\delta\text{D} = -28$ a -30 [‰] para el agua meteórica primaria que infiltró al yacimiento.

El agua de formación de los pozos Cactus 65, 73, 302, 323 y 341 se formó principalmente por la evaporación de agua marina. La dispersión de los puntos de la tendencia de mezcla se explica por el intercambio isotópico de oxígeno-18 entre el fluido y la roca, lo cual es función de la temperatura y de los minerales que se encuentran en la formación.

Las Figuras 64 y 65 muestran una configuración de la distribución areal de $\delta^{18}\text{O}$ y de Deuterio respectivamente, conforme a los valores medidos de los pozos muestreados.

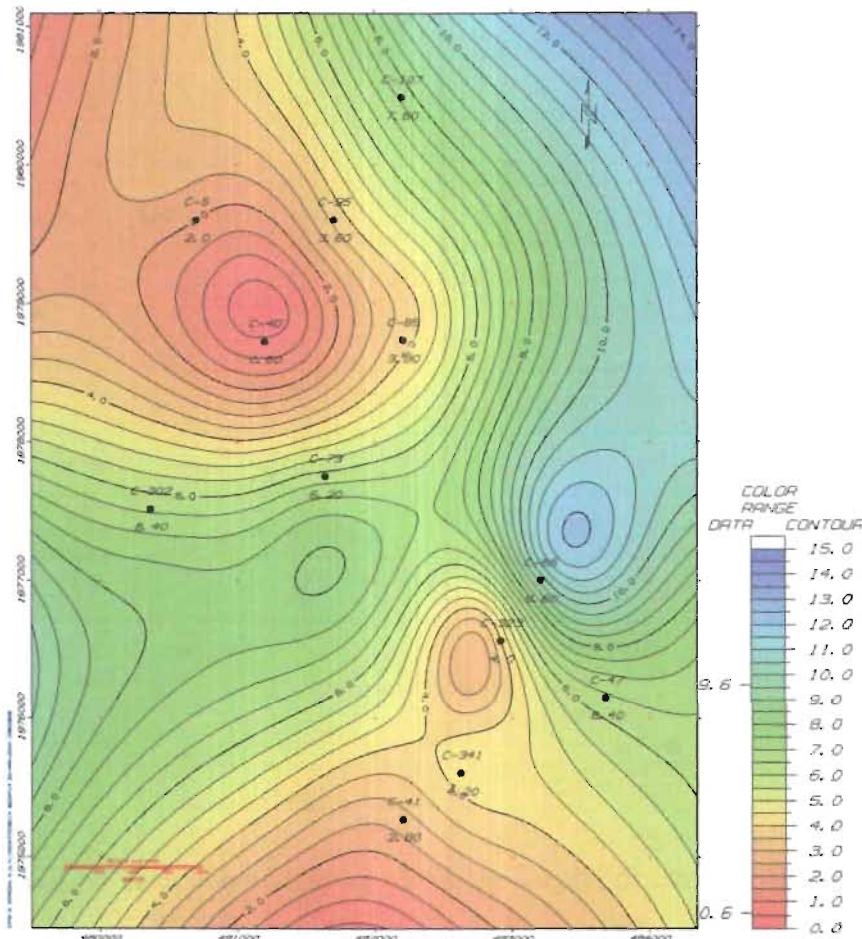


Fig. 64 Mapa de isótopos de $\delta^{18}\text{O}$, pozos del campo Cactus (Realizado con el Software CPS-3, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Evolución de las aguas en base a su química

En general las aguas de formación tienen su origen en la evaporación de agua marina en la superficie, con una tendencia sobre la trayectoria de evaporación (antes de infiltración), Figura 66. Procesos posteriores de dilución con agua meteórica disminuyeron la concentración de sales. Los pozos Cactus 65, 73, 302 y 323 están constituidos por porcentajes de agua marina evaporada de 25% a 60%.

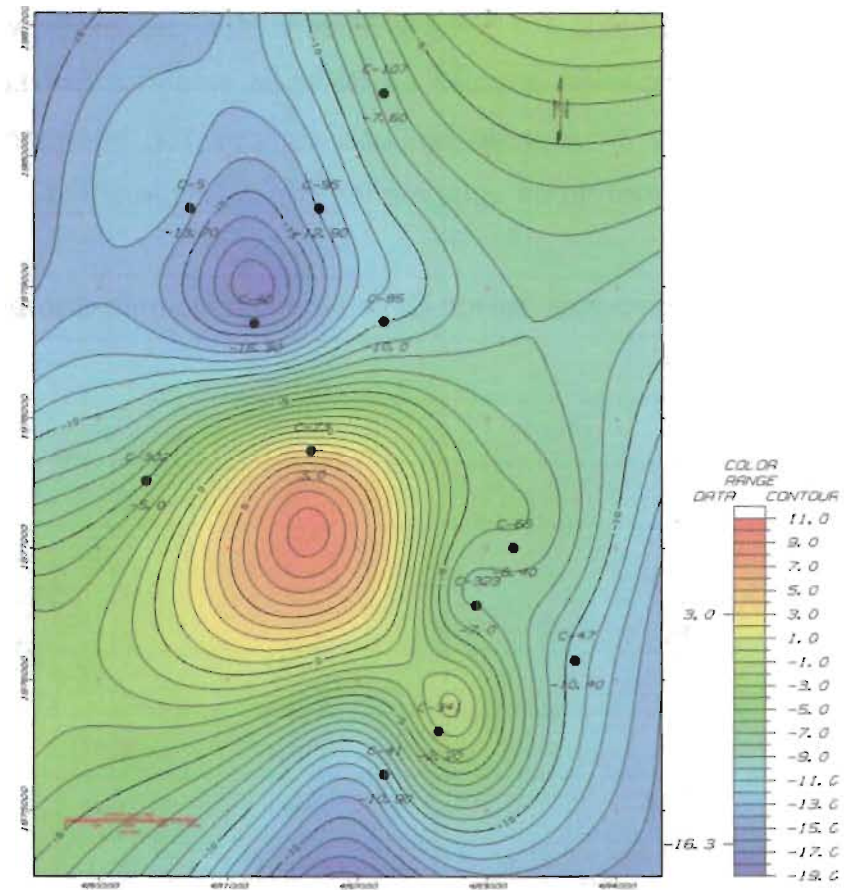


Fig. 65 Mapa de isótopos de Deuterio, pozos del campo Cactus (Realizado con el Software CPS-3, propiedad de la Cía. Schlumberger).

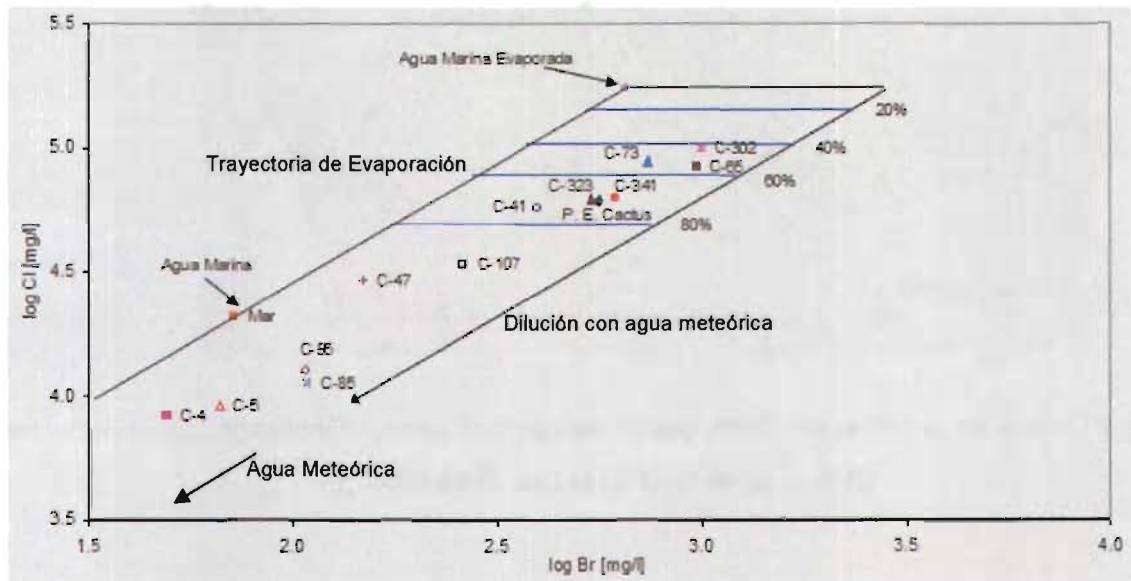


Fig. 66 Tendencia de Evolución de las aguas de formación, pozos del campo Cactus ⁽¹⁰⁾.

Las aguas de los pozos Cactus 4D, 5, 85 y 95 consisten casi exclusivamente de agua meteórica, su composición química es de agua salobre. Por su parte los pozos Cactus 341, 323 y 41 representan una composición intermedia, lo cual significa que se tiene una mezcla de agua marina con agua meteórica.

De acuerdo a las concentraciones del ión Cl se tiene la siguiente distribución en el campo Cactus (Figura 67):

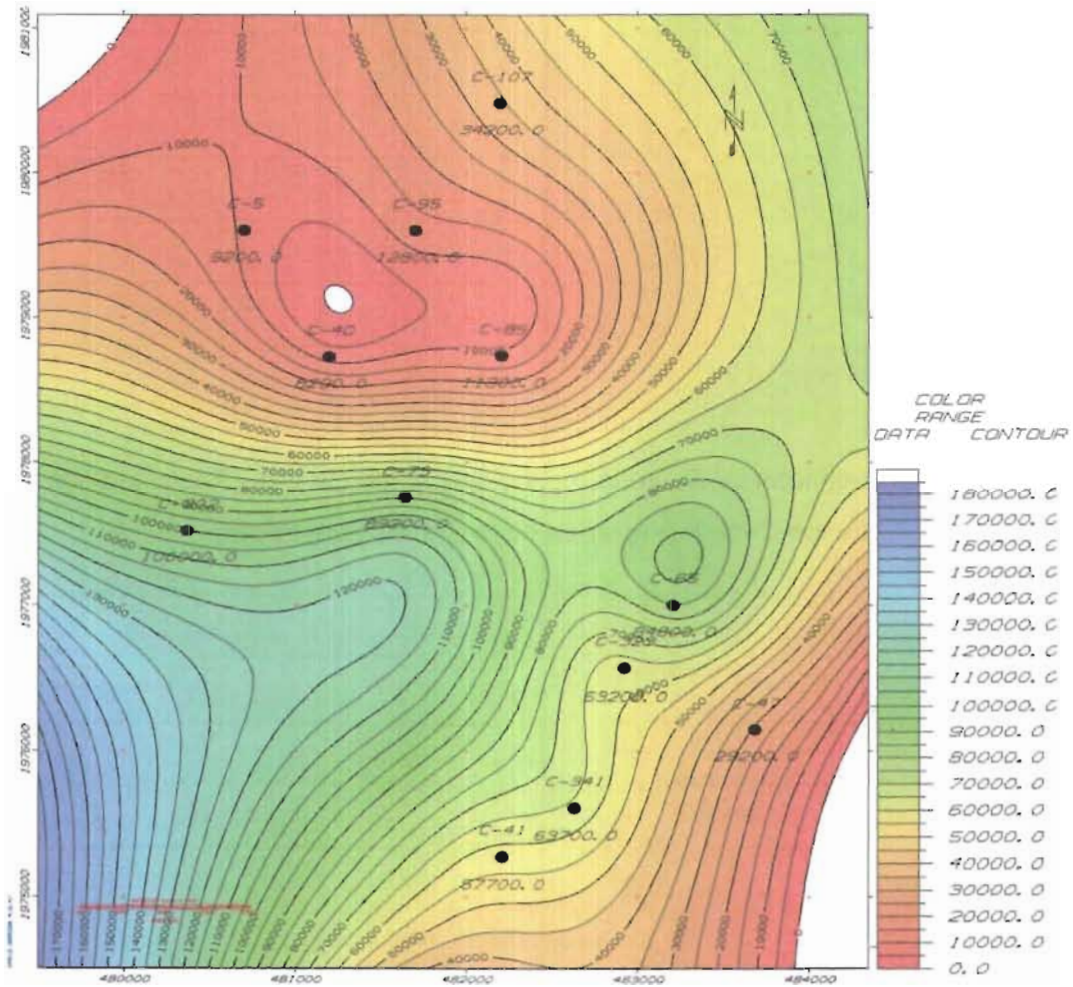


Fig. 67 Mapa de isóclinas de Cloro, pozos del campo Cactus (Realizado con el Software CPS-3, propiedad de la Cia. Schlumberger).

Correlación entre evolución y edad

En general se pueden distinguir 5 grupos que muestran diferentes tendencias (Figura 68 y Tabla 24):

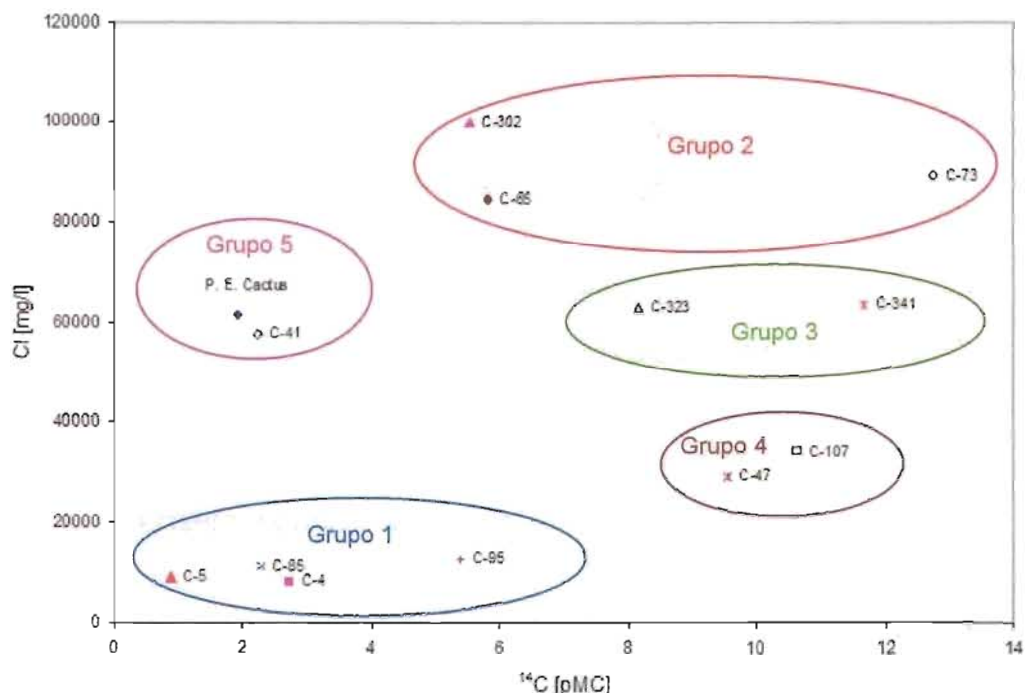


Fig. 68 Agrupación de las aguas de los pozos muestreados del Campo Cactus, con base en su edad (^{14}C) y salinidad (cloruros) ⁽³⁾.

Grupo 1:

- ✓ Pozos: Cactus 4D, 5, 85 y 95.
- ✓ Tipo de agua: Agua Meteórica.
- ✓ Edad: 23725 – 38617 años.
- ✓ Salinidad: Baja, composición salobre.

Grupo 2:

- ✓ Pozos: Cactus 65, 73 y 302.
- ✓ Tipo de agua: Agua marina evaporada joven mezclada con poca agua meteórica.
- ✓ Edad: 16606 – 23483 años.
- ✓ Salinidad: Hipersalina.

Grupo 3:

- ✓ Pozos: Cactus 323 y 341.
- ✓ Tipo de agua: Agua marina evaporada joven mezclada con un mayor porcentaje de agua meteórica que en el grupo 2.
- ✓ Edad: 17338 – 20296 años.
- ✓ Salinidad: Intermedia.

Grupo 4:

- ✓ Pozos: Cactus 47 y 107.
- ✓ Tipo de agua: Agua marina evaporada joven mezclada agua meteórica (fósil).
- ✓ Edad: 18109 – 18995 años.
- ✓ Salinidad: Intermedia (marina).

Grupo 5:

- ✓ Pozos: Cactus 41 y agua de la Planta Ecológica Cactus.
- ✓ Tipo de agua: Poca agua marina evaporada mezclada con agua meteórica.
- ✓ Edad: 30985 – 32160 años.
- ✓ Salinidad: Intermedia.

Del resultado de los grupos anteriores, se puede establecer que las aguas producidas por el grupo 4, constituyen una mezcla formada por los grupos dos y tres. Por su parte el pozo Cactus 41, presenta un comportamiento aislado, sin embargo, en el análisis de ^{18}O y deuterio, se encuentra en el mismo rango de agua evaporada que el presentado por los pozos Cactus 323 y 341.

Además, la composición química de Br y Cl, así como los valores de δD y $\delta^{18}\text{O}$ indican, que las aguas de los pozos muestreados del campo Cactus se formaron por dos procesos, 1) la evaporación de agua marina en la superficie y posteriormente 2) la dilución con un segundo tipo de agua (agua meteórica) en el yacimiento.

Tabla 24.- Concentración de carbono-14, cloro y edad calculada, pozos del campo Cactus y muestra de agua superficial.

	$^{14}\text{C}_{\text{mod}}$ * [pMC]	Cl * [mg/l]	Edad (años)
P. E. Cactus**	1.93	61700	32160.41
C-4	2.73	8290	29349.30
C-5	0.89	9200	38616.82
C-41	2.24	57700	30985.00
C-47	9.55	29200	18995.29
C-65	5.84	84800	23061.77
C-73	12.75	89200	16605.80
C-85	2.28	11300	30838.66
C-95	5.39	12800	23724.78
C-107	10.63	34200	18109.42
C-302	5.55	100000	23482.90
C-323	8.16	63200	20295.88
C-341	11.67	63700	17337.64

(pCM).- counts per minute

* datos tomados del reporte del IIE

** Planta Ecológica Cactus

IV. REVISIÓN DE LA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ROCA - FLUIDOS

IV.1 Antecedentes

En las rocas que constituyen a los yacimientos petroleros bajosaturados siempre están presentes dos tipos de fases al momento de iniciar su explotación, agua y aceite para el caso de yacimientos de aceite. Dependiendo de los cambios en la presión y la temperatura provocados por los ritmos de extracción y del tipo de aceite, ocurrirán fenómenos fisicoquímicos que permitirán la liberación del gas que se encuentra en solución en el aceite, el cual al alcanzar su saturación crítica fluirá como una tercera fase a través de los poros, provocando una disminución de la permeabilidad efectiva al aceite; con lo que se tiene entonces un sistema multifásico, por lo cual es necesario considerar el efecto de las fuerzas que actúan

Tabla 24.- Concentración de carbono-14, cloro y edad calculada, pozos del campo Cactus y muestra de agua superficial.

	$^{14}\text{C}_{\text{mod}}$ * [pMC]	Cl * [mg/l]	Edad (años)
P. E. Cactus**	1.93	61700	32160.41
C-4	2.73	8290	29349.30
C-5	0.89	9200	38616.82
C-41	2.24	57700	30985.00
C-47	9.55	29200	18995.29
C-65	5.84	84800	23061.77
C-73	12.75	89200	16605.80
C-85	2.28	11300	30838.66
C-95	5.39	12800	23724.78
C-107	10.63	34200	18109.42
C-302	5.55	100000	23482.90
C-323	8.16	63200	20295.88
C-341	11.67	63700	17337.64

(pCM).- counts per minute

* datos tomados del reporte del IIE

** Planta Ecológica Cactus

IV. REVISIÓN DE LA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ROCA - FLUIDOS

IV.1 Antecedentes

En las rocas que constituyen a los yacimientos petroleros bajosaturados siempre están presentes dos tipos de fases al momento de iniciar su explotación, agua y aceite para el caso de yacimientos de aceite. Dependiendo de los cambios en la presión y la temperatura provocados por los ritmos de extracción y del tipo de aceite, ocurrirán fenómenos fisicoquímicos que permitirán la liberación del gas que se encuentra en solución en el aceite, el cual al alcanzar su saturación crítica fluirá como una tercera fase a través de los poros, provocando una disminución de la permeabilidad efectiva al aceite; con lo que se tiene entonces un sistema multifásico, por lo cual es necesario considerar el efecto de las fuerzas que actúan

en la interfase de los fluidos inmiscibles que están en contacto, las cuales ocasionarán los fenómenos de la presión capilar, la mojabilidad y las permeabilidades relativas.

La descripción del yacimiento por lo que se refiere a las propiedades roca-fluidos, se realiza considerando la distribución de los parámetros geológicos determinados durante la etapa de caracterización y los aspectos que identifican la distribución y tipo de flujo, así como los mecanismos de empuje predominantes.

En la industria petrolera, la determinación de las propiedades petrofísicas en muestras de roca es de mucha importancia, ya que estos datos servirán para resolver varios problemas de ingeniería de yacimientos. El análisis de núcleos provee un menú variado de datos de laboratorio que describen la anatomía de un yacimiento. Un estudio petrofísico incluye valores medidos de ciertas propiedades, observaciones visuales y fotografías.

El conocimiento de las propiedades petrofísicas primeramente ayuda en la determinación del volumen de hidrocarburos existentes en una estructura almacenadora. Más tarde, durante la vida productiva de un yacimiento, el conocimiento de estas propiedades servirá para seleccionar un posible proyecto de recuperación secundaria. Por otro lado, los resultados del análisis de núcleos se utiliza en la evaluación y calibración de registros eléctricos. En un estudio de simulación numérica, para inicializar el modelo de simulación se debe contar con la determinación del equilibrio capilar gravitacional, y con los valores de permeabilidades relativas para llevar a cabo el ajuste de producción.

El estudio de las rocas se efectúa en muestras obtenidas de la roca del yacimiento conocidas como núcleos, los cuales son medios porosos cuya característica intergranular es fundamental en lo que concierne a su definición y propiedades. Las propiedades que presentan los núcleos son:

- ✓ Físicas o petrofísicas.
- ✓ Mecánicas.
- ✓ Eléctricas.
- ✓ De superficie.

El análisis petrofísico de los núcleos depende:

- ✓ De las dimensiones de la muestra.
- ✓ Del estado de los núcleos: preservados o expuestos.
- ✓ De la naturaleza y cantidad de información deseada.

Dentro del análisis petrofísico de núcleos se distinguen:

1. *El análisis clásico o convencional.*- el cual se efectúa en forma sistemática dependiendo del estado de las muestras:

- ✓ Para muestras preservadas: Método de la suma de fluidos, con el cual se determina la porosidad, la permeabilidad absoluta y la saturación de fluidos. Se considera aplicable a muestras pequeñas y muestras con fracturas naturales.
- ✓ Para muestras expuestas: Se realiza un análisis incompleto en muestras pequeñas de forma geométrica definida a las cuales se les mide la porosidad sumergiendo las muestras en un fluido o por expansión de un gas. También se mide la permeabilidad al gas con la técnica del permeámetro a gasto constante.

2. *El análisis especial.*- Estas mediciones se efectúan en muestras seleccionadas en función de las características determinadas por análisis convencional. Los siguientes estudios se realizan en muestras preservadas o expuestas:

- ✓ Permeabilidad al líquido usando celdas tipo Hassler.
- ✓ Propiedades eléctricas, determinando el factor de formación y el índice de resistividad (correlación con la porosidad y la saturación de agua respectivamente).
- ✓ Presión capilar, utilizando el método de inyección de mercurio para un sistema mercurio-agua, o el método de estado restaurado, para un sistema agua-aire.
- ✓ Estudio de permeabilidades relativas en dos fases: gas-aceite y agua-aceite, con base en el método de Welge.
- ✓ Pruebas de desplazamiento.

IV.2 Conceptos Básicos

Como ya se estableció anteriormente, las rocas de los yacimientos petroleros están saturadas con fluidos como son: agua, aceite, gas o las combinaciones de los mismos ⁽¹⁴⁾. Al ingeniero de yacimientos le importa conocer las cantidades de los fluidos que están contenidos en la roca, así como las principales características del flujo de fluidos a través de éstas.

Conocer las propiedades dinámicas y petrofísicas de las rocas del yacimiento es de gran importancia debido a que esto controlará el flujo de fluidos en el medio poroso ⁽³³⁾. Estas propiedades se pueden obtener principalmente de dos fuentes:

1. Muestras de roca, referidas como núcleos, las cuales se obtienen de los pozos durante la etapa de perforación.
2. Mediciones geofísicas, referidas como registros, las cuales se obtienen usualmente durante la perforación, antes de que el pozo sea terminado, es decir, entubado. En algunos casos los registros se corren después de la terminación, inclusive con el pozo en producción. Actualmente, los avances tecnológicos permiten obtener información durante la perforación.

Porosidad

Una de las propiedades más importante de una roca es la porosidad, la cual representa el espacio disponible para el almacenamiento de hidrocarburos ^(14, 31). Esta propiedad se define como la relación del espacio poroso disponible en una roca y el volumen total de la misma, y se puede expresar como fracción o como porcentaje. La porosidad se puede clasificar como:

- a) Primaria u Original.- Se desarrolla durante la formación del medio poroso al depositarse los sedimentos. Como ejemplos se pueden mencionar la porosidad intergranular de las areniscas, y la porosidad intercristalina de algunas calizas ⁽³⁴⁾.
- b) Inducida o Secundaria.- Se desarrolla por un proceso posterior a la depositación del medio poroso. Un ejemplo se tiene en la porosidad desarrollada por medio del fracturamiento natural de la formación, o la que se genera al efectuar una estimulación por ácido.

Para el caso de las formaciones productoras, compuestas normalmente por sedimentos consolidados, es necesario definir dos tipos de porosidad, debido a que el cementante puede aislar parte del volumen poroso:

1. Porosidad total.- Incluye todos los poros, interconectados y no interconectados.
2. Porosidad efectiva.- Incluye solamente los poros interconectados que contribuyen en forma efectiva al flujo de fluidos.

De lo anterior, la porosidad se puede expresar como:

$$\phi = \frac{V_{poros}}{V_{total}} \quad \dots(4.2.1)$$

Donde V_{poros} representa el volumen de poros y V_{total} el volumen total.

La porosidad de interés para el especialista de yacimientos es la porosidad efectiva, la cual permite el flujo de los fluidos que contiene la roca, por lo tanto, esta corresponde al volumen de poros conectados en la formación ⁽³²⁾. De acuerdo a esto, la porosidad total se puede expresar como la suma de la porosidad efectiva (ϕ_e) y la porosidad residual (ϕ_r) (la cual considera únicamente los poros aislados):

$$\phi_T = \phi_e + \phi_r \quad \dots(4.2.2)$$

La porosidad de la roca varía entre valores menores a 1% y 40%, por lo cual, se establece como ⁽³²⁾:

- a) Baja si $\phi < 5\%$.
- b) Mediocre si $5\% < \phi < 10\%$.
- c) Promedio si $10\% < \phi < 20\%$.
- d) Buena si $20\% < \phi < 30\%$.
- e) Excelente si $\phi > 30\%$.

Se puede distinguir una diferencia entre la porosidad intergranular, porosidad de disolución (por ejemplo en las calizas) y la porosidad de fracturas. Para rocas fracturadas, la porosidad relativa al volumen de roca frecuentemente es mucho menor al 1%. Además, se puede considerar como regla, que la porosidad decrece con el incremento de profundidad ⁽³²⁾.

La porosidad se puede determinar con el análisis de núcleos o por registros geofísicos. Para el caso de los núcleos, la muestra estándar es un tapón en forma cilíndrica, el cual tiene una sección transversal alrededor de 4 a 12 cm² y su longitud varía entre 2 y 5 cm. (Figura 69). Para realizar el análisis de dichos tapones, estos primero son lavados y secados



Pozo : Cactus-4D
Núcleo No: 2
Pieza: 15
Formación: KS2

Fig. 69 Muestra recuperada por la Cía. JNOC del laboratorio de Petróleos Mexicanos en Comalcalco Tabasco, noviembre de 1999.

Permeabilidad

Es la propiedad que indica la facilidad con la que un fluido se puede mover dentro de un medio poroso ⁽³⁵⁾. Existirá sólo si existen poros comunicados, es decir, si existe porosidad efectiva. De acuerdo al porcentaje del fluido que satura el espacio poroso se puede definir:

- ✓ Permeabilidad absoluta (k_{abs}).- Se tiene permeabilidad absoluta si el fluido que circula en el medio poroso es un fluido incompresible que moja a los sólidos sin reaccionar con ellos, y que además satura 100% al espacio poroso ^(31, 32, 35).
- ✓ Permeabilidad efectiva a un fluido.- Se tiene una permeabilidad efectiva a un fluido en una roca cuando el fluido que circula no satura 100% al medio poroso, sin importar si otro (u otros) fluido(s) saturante(s) se mueve(n) o no. Puesto que la roca de un yacimiento puede estar saturada parcialmente de agua, aceite o gas, se tendrán permeabilidades efectivas a estos fluidos: k_w , k_o y k_g .

- ✓ Permeabilidad relativa.- Es la relación entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base, que puede ser la absoluta o la efectiva al aceite bajo condiciones de S_{wi} , k_o :

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k_{base}}, \quad k_{ro} = \frac{k_o}{k_{base}}, \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k_{base}} \quad \dots(4.2.3)$$

Las permeabilidades relativas se pueden expresar en términos de cualquier permeabilidad base, siendo las más comunes:

- Permeabilidad al aire, k_a , medida a presión atmosférica, corregida por efecto Klinkengerg ⁽³²⁾.
- Permeabilidad absoluta, k_{abs} .
- Permeabilidad efectiva a los hidrocarburos, medida a la saturación de agua irreductible, S_{wi} .

Las permeabilidades efectivas y relativas son función de los siguientes parámetros:

- El tamaño de los poros.
- La distribución del tamaño de los poros.
- La mojabilidad.
- La saturación de fluidos.
- La historia de cambios en saturación.

La historia de cambios en saturaciones se caracteriza por dos procesos: drene e imbibición. Durante un proceso de drene, la fase mojante es desplazada del medio poroso por la fase no mojante. De esta manera, las fuerzas capilares y las fuerzas viscosas actúan en la misma dirección, desaturando primeramente a los poros más grandes y posteriormente a los poros más pequeños. Durante un proceso de imbibición, en el que la fase mojante desplaza a la no mojante, las fuerzas capilares y las viscosas actúan en direcciones opuestas. Las fuerzas capilares tienden a resaturar primeramente a los poros más pequeños mientras

que las fuerzas viscosas favorecen primero a la resaturación de los poros más grandes. El efecto total durante un proceso de imbibición es el entrapamiento de una porción de la fase no mojante en la estructura del poro, la cual es incapaz de fluir.

La Figura 70, describe esquemáticamente la diferencia entre los procesos de drene e imbibición, cuando se considera el flujo de aceite y agua. A la diferencia entre las curvas de drene e imbibición se le conoce como fenómeno de histéresis en las permeabilidades relativas, el cual también se presenta en la presión capilar.

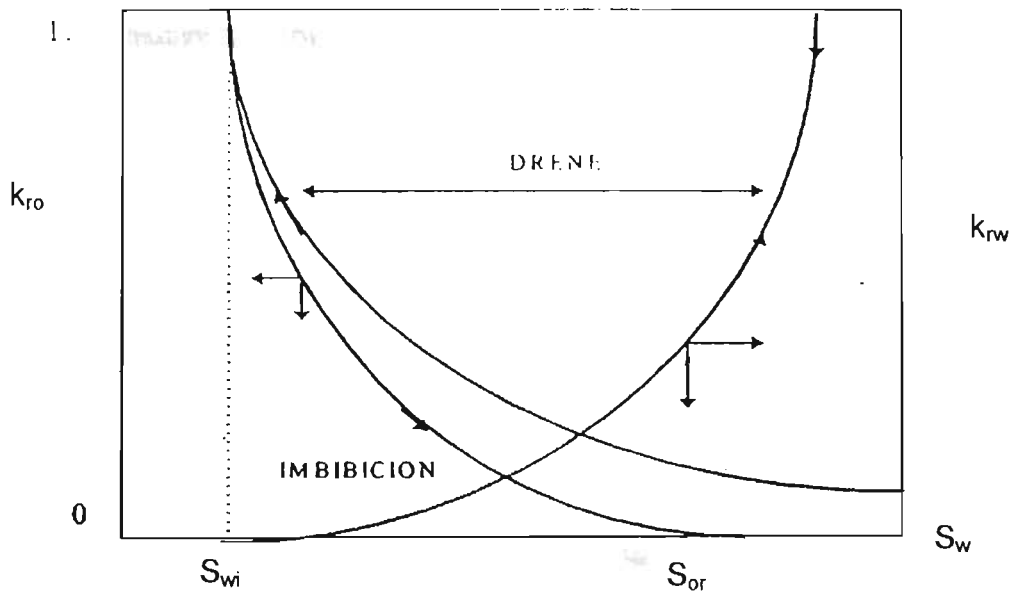


Fig. 70 Curvas características de permeabilidades relativas en dos fases, drene e imbibición ⁽³⁵⁾.

Presión Capilar

La presión capilar se puede definir como la presión diferencial que existe en una interfase curva que se tiene entre dos fluidos en un tubo capilar ^(31, 35). Cuando dos fluidos no miscibles entre sí están saturando un medio poroso, se genera entre los dos una interfase curva. Normalmente sólo uno de los fluidos moja preferencialmente la superficie de los granos y el otro, o sea el no mojante, está

contenido en el centro de los poros, ya sea como una fase continua, más o menos continua, o bien como fase discontinua (gotas).

La presión en el lado del fluido no mojante de la interfase es más alta que la presión inmediata a la interfase del lado del fluido mojante. A la diferencia de estas presiones se le define como presión capilar (p_c):

$$p_c = P_{nm} - P_m \quad \dots(4.2.4)$$

Donde:

p_c = presión capilar

p_{nm} = presión en la interfase del lado de la fase no mojante

p_m = presión en la interfase del lado de la fase mojante

Cuando se comenzó a estudiar el fenómeno de capilaridad en los yacimientos petroleros, se creía erróneamente que el agua era el fluido mojante y el aceite el no mojante, por lo que se definió la presión capilar como:

$$(p_c)_{o/w} = P_o - P_w \quad \dots(4.2.5)$$

Donde:

$(p_c)_{o/w}$ = presión capilar en el sistema aceite--agua

p_o = presión en el lado de la fase aceite

p_w = presión en el lado de la fase agua

Si en un yacimiento existe aceite, gas y agua, se puede considerar que pueden presentarse las tres presiones capilares siguientes:

$$(p_c)_{o/w} = P_o - P_w$$

$$(p_c)_{g/o} = P_g - P_o \quad \dots(4.2.6)$$

$$(p_c)_{g/w} = P_g - P_w \quad \dots(4.2.7)$$

Donde los subíndices g, o, w indican gas, aceite y agua respectivamente. Lo anterior es cierto para sistemas binarios, pero pueden combinarse para generar la presión capilar para sistemas ternarios.

La presión capilar juega un papel preponderante en la distribución inicial de los fluidos en un yacimiento petrolero, y tiene una influencia significativa sobre el movimiento de los mismos. Para el desplazamiento de los hidrocarburos provocado por las fuerzas de gravedad, la presión capilar controlará la distribución de la saturación de los fluidos en sentido vertical. La capilaridad también es una fuerza importante en estratos de baja y alta permeabilidad, lo suficientemente comunicados por los pozos que permitan la presencia de flujo cruzado.

Los datos de presión capilar se utilizan como indicadores de la saturación de agua en los yacimientos. También proporcionan información considerable sobre la geometría porosa de la roca, permiten caracterizar los tipos de roca presentes en los yacimientos y diferenciar las formaciones productoras de las no productoras.

Si una formación está totalmente saturada por una fase mojante (agua), el desplazamiento de esta fase por una fase no mojante (aceite o gas) se puede relacionar por medio de la presión capilar y por el decremento en la saturación de la fase mojante. Este tipo de desplazamiento es llamado desplazamiento por drene y la relación que existe entre la presión capilar y la saturación es conocida como curva de presión capilar al drene (Figura 71). Por su parte, la curva de presión capilar por imbibición se manifiesta cuando una formación está saturada por una fase no mojante (aceite o gas), conteniendo una saturación irreductible de la fase mojante, la cual es desplazada por una fase mojante (agua). En términos generales, como observación empírica puede establecerse que la curva de presión capilar por imbibición es aproximadamente la mitad en orden de magnitud a la curva de drene, manifestándose un efecto de histéresis entre estas dos curvas.

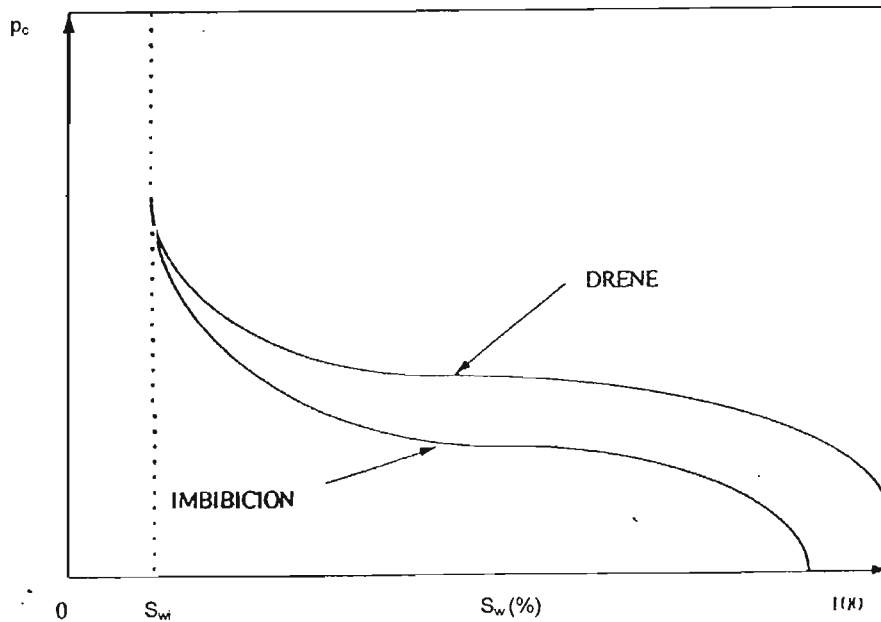


Fig. 71 Fenómeno de Histéresis en la Presión Capilar ⁽³⁵⁾.

Saturación

La saturación se define como la fracción, o porcentaje, del volumen de poros ocupado por un fluido en particular (aceite, gas o agua) ^(35, 37). Tomando como base un poro, esta propiedad se expresa mediante la siguiente relación:

$$\text{saturación de un fluido} = \frac{\text{volumen total del fluido}}{\text{volumen de poro}} \quad \dots(4.2.8)$$

Aplicando el concepto anterior la saturación de cada fluido en el yacimiento está dada por:

$$S_o = \frac{\text{volumen de aceite}}{\text{volumen de poro}} \quad \dots(4.2.9)$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen de poro}} \quad \dots(4.2.10)$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen de poro}} \quad \dots(4.2.11)$$

Donde:

S_o = saturación de aceite, fracción

S_g = saturación de gas, fracción

S_w = saturación de agua, fracción

De esta manera, todos los valores de saturación se basan en el volumen de poro y no en el volumen total del yacimiento.

La saturación de cada fase está en un rango entre cero y cien por ciento. Por definición, la suma de las saturaciones es 100%, es decir:

$$S_o + S_g + S_w = 1.0 \quad \dots(4.2.12)$$

En la mayoría de los yacimientos se cree que se ha alcanzado un estado de equilibrio, por lo tanto, los fluidos se separarán de acuerdo a su densidad. Además, la saturación de agua, puede ser de agua congénita distribuida a través de las zonas de aceite y gas. El agua en dichas zonas podría ser la mínima irreductible, o bien, superior a ella. Las fuerzas que retienen al agua en esas zonas son las fuerzas capilares.

La saturación de agua congénita (intersticial), S_{wc} , es importante principalmente porque reduce la cantidad de espacio disponible para el aceite y el gas. Generalmente, no se encuentra distribuida uniformemente en todo el yacimiento, debido a que varía con la permeabilidad, litología, etc.

Otra fase de la saturación de vital importancia, es la denominada saturación crítica, la cual se asocia a cada fluido presente en el yacimiento. Su definición y el significado para cada una de las fases se presentan a continuación:

- ✓ Saturación de aceite crítica, S_{oc} : Se le denomina al valor de saturación necesario que se necesita exceder para que exista flujo de la fase aceite. A esta saturación en particular, el aceite remanente en los poros no podrá fluir.
- ✓ Saturación de aceite remanente, S_{or} : Durante el proceso de desplazamiento del aceite crudo del medio poroso por inyección de gas o agua, existirá alguna cantidad de aceite remanente, la cual será caracterizada por un valor de saturación que es mayor que la saturación de aceite crítica. El término de saturación residual es asociado generalmente con la fase no mojante cuando se está realizando un desplazamiento con la fase mojante.
- ✓ Saturación de aceite móvil, S_{om} : Esta saturación se define como el volumen de poros ocupado por aceite móvil y se puede expresar por la siguiente relación:

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc} \quad \dots(4.2.13)$$

Donde:

S_{wc} = saturación de agua congénita, fracción

S_{oc} = saturación de aceite crítica, fracción

- ✓ Saturación de gas crítica, S_{gc} : Cuando la presión del yacimiento declina por debajo de la presión de burbujeo, la saturación de gas aumenta, debido a que disminuye la saturación de aceite. El gas liberado, se mantiene inmóvil hasta que su saturación excede un cierto valor, arriba del cual el gas comenzará a fluir. A esta saturación se le conoce como saturación de gas crítica.

Mojabilidad de la roca

Mojabilidad es un término ampliamente empleado. Se puede definir como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles ⁽³⁶⁾. En la aplicación de este término a la

ingeniería de yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento: arenisca, caliza o dolomita (y frecuentemente, un material detrítico, un cementante o ambos). Los fluidos que existen en los espacios de los poros de la roca durante la inyección de agua son aceite, agua y gas. Sin embargo, puesto que las condiciones en las cuales el gas puede mojar preferentemente la superficie de la roca en lugar del líquido están más allá del rango encontrado en las rocas de los yacimientos, en procesos de inyección de agua, solamente se considera al aceite y al agua como posibles fases mojantes.

La evaluación de la mojabilidad del yacimiento se ha tratado ampliamente ⁽³⁸⁾. Si se considera en forma idealizada un sistema típico agua-aceite-sólido, Figura 72, las energías de superficie en un sistema de este tipo se relacionan mediante la ecuación de Young-Dupre, de la siguiente manera:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c \quad \dots(4.2.14)$$

Donde:

σ_{os} = Energía interfacial entre el aceite y el sólido, dinas/cm.

σ_{ws} = Energía interfacial entre el agua y el sólido, dinas/cm.

σ_{ow} = Energía interfacial (tensión interfacial) entre el aceite y el agua, dinas/cm.

θ_c = Ángulo de la interfase aceite-agua-sólido medido a través del agua, grados.

Ninguna de las energías interfaciales, aceite-sólido o agua-sólido, se pueden medir directamente. Sin embargo, los términos equivalentes, la tensión interfacial aceite-agua y el ángulo de contacto, se pueden determinar independientemente en el laboratorio.

El ángulo de contacto, θ_c , ha alcanzado importancia como una medida de la mojabilidad del sistema. Como se ilustra en la Figura 72, el valor del ángulo de contacto puede variar desde cero hasta 180° como límites.

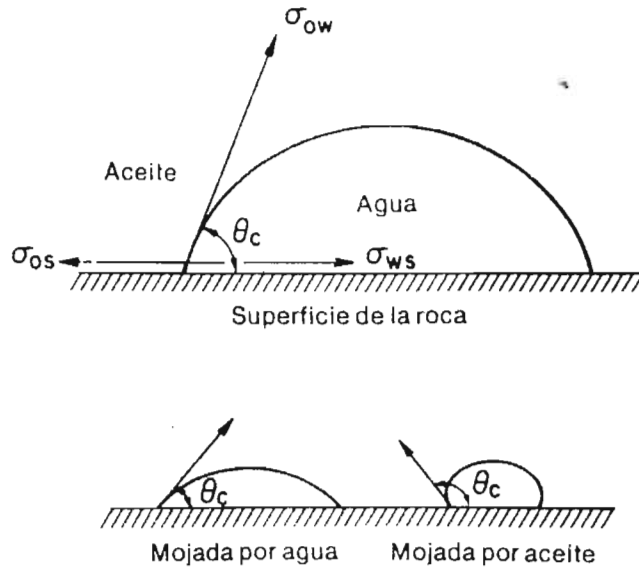


Fig. 72 Forma idealizada de un sistema típico aceite-agua-sólido ⁽³⁶⁾.

Los ángulos de contacto menores de 90° , medidos a través de la fase agua, indican condiciones de mojabilidad preferentemente por agua, mientras que los ángulos de contacto mayores a 90° , indican condiciones de mojabilidad preferente por aceite. Un ángulo de contacto exactamente de 90° indicaría que la superficie de la roca tiene igual preferencia por el agua que por el aceite, es decir, mojabilidad neutra.

También han aparecido referencias a la mojabilidad en un sentido cualitativo. En la literatura técnica, aparecen los términos “fuertemente mojado por agua”, “fuertemente mojado por aceite” y “mojabilidad intermedia”. Rara vez se indican los límites cuantitativos de estos términos cualitativos. Sin embargo, a veces se usan los límites aproximados siguientes: los ángulos de contacto cercanos a cero se consideran como fuertemente mojados por agua, los cercanos a 180° como fuertemente mojados por aceite y los ángulos de contacto cercanos a 90° tienen

una moderada preferencia de mojabilidad y cubren la gama llamada “mojabilidad intermedia”.

IV.3 Análisis de la Información Petrofísica

El campo Cactus cuenta con análisis petrofísicos en siete pozos, Figura 73, de los cuales 4 pozos tienen información en el Cretácico Inferior, y 5 pozos en el Cretácico Medio (Tabla 25).

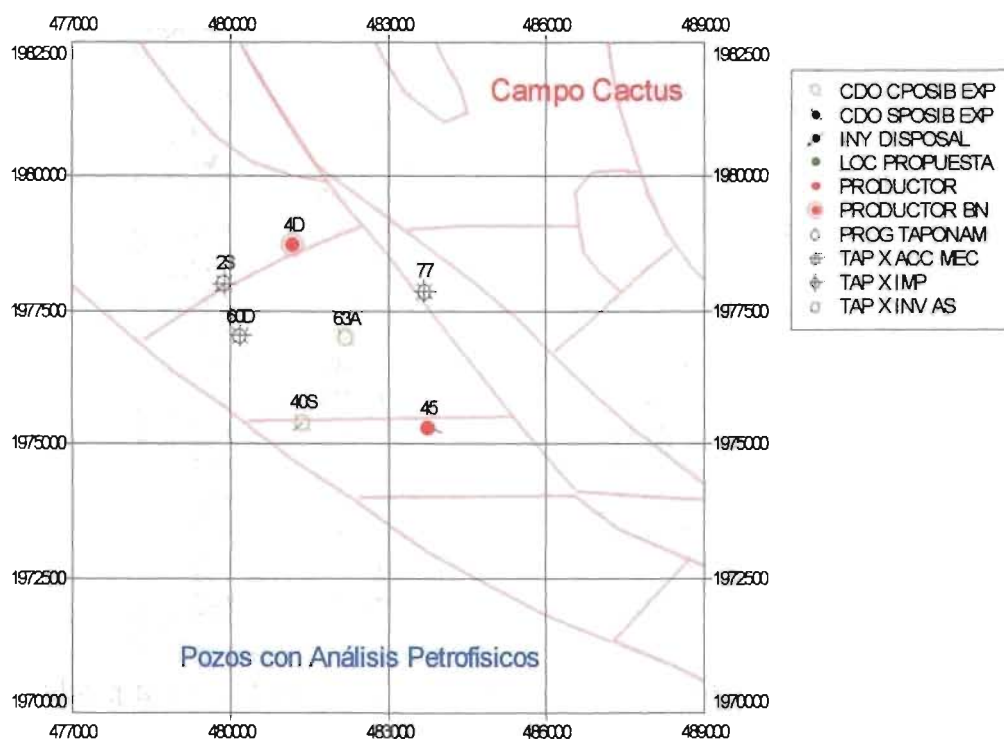


Fig. 73 Pozos con información de Análisis Petrofísicos, Campo Cactus (gráfica realizada con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Cabe señalar que existen núcleos tomados en un número mayor de pozos; sin embargo, no se cuenta con los reportes de los análisis. De los pozos con reporte, sólo en tres de ellos (Cactus 2, 4D y 60D) se determinó la presión capilar por inyección de mercurio. Además en los pozos Cactus 4D y 60D, se realizaron

pruebas de desplazamiento en muestras inicialmente saturadas con agua salada y con agua dulce.

La porosidad de las muestras se obtuvo mediante un porosímetro, mientras que la permeabilidad absoluta se obtuvo midiendo su permeabilidad al gas mediante un permeámetro y corrigiendo éstos valores por el factor de extrapolación de Klinkenberg ⁽³⁷⁾.

Tabla 25.- Inventario de Análisis Petrofísicos disponibles, pozos del campo Cactus.

POZO	NÚCLEO	FECHA DE CORTE	COMPAÑÍA	INTERVALO (m.b.M.R.)	FORMACIÓN
2	4	28-Nov-72	PEP	3899.5-3905.5	KS3
	7	09-Dic-72		3944-3953	KS3
	10	22-Dic-72		4049-4054.4	KM3
4D	1	01-Ene-82	PEP	3390-3399	CMZ
	2	20-Ene-82		3767-3774	KS3
	3	01-Feb-82		3797-3799	KS2
40	1	30-Nov-94	PEP	3670.0-3671.5	KS3
45	1	08-Mar-75	PEP	3881-3886.8	KM2
	2	09-Mar-75		3887.3-3888.8	KM2
60D	1	03-Jul-80	IMP	3650-3655	KS2
	2	05-Jul-80		3655-3658	KS2
	3	06-Jul-80		3658-3667	KS2
	4	10-Jul-80		3725-3731	KM2
63A	2	04-Dic-72	PEP	3745-3748	KM2
77	2	10-Abr-75	PEP	4531-4538	KM3
	3	13-Abr-75		4538-4542	KM3

Uno de los principales problemas en ingeniería de yacimientos es la predicción o interpretación del desplazamiento de fluidos en el yacimiento. Además, durante su depositación o posterior a ello propiedades de las rocas varían tanto areal como verticalmente, esto debido a procesos geológicos durante su depositación o posterior a ellos tales como: erosión, depositación, etc., lo cual provoca que las rocas del yacimiento sean muy heterogéneas y no uniformes ^(39, 40). En el caso de la información disponible del campo Cactus, esta se puede dividir en la perteneciente al Cretácico Superior (KS) y la correspondiente al Cretácico Medio (KM).

Información de porosidad y permeabilidad del Cretácico Superior (KS)

Existe la información de 8 núcleos, de los cuales 4 pertenecen a la unidad estratigráfica KS3 y 4 a la unidad KS2. La Figura 74 muestra una gráfica de la relación de Permeabilidad vs. Porosidad, la cual incluye todos los datos. En dicha figura, no se observa que exista una clara correlación, por lo cual se recurrió a la técnica estadística presentada por Testerman⁽³⁹⁾, con la cual es posible clasificar y distinguir zonas porosas y permeables dentro del yacimiento.

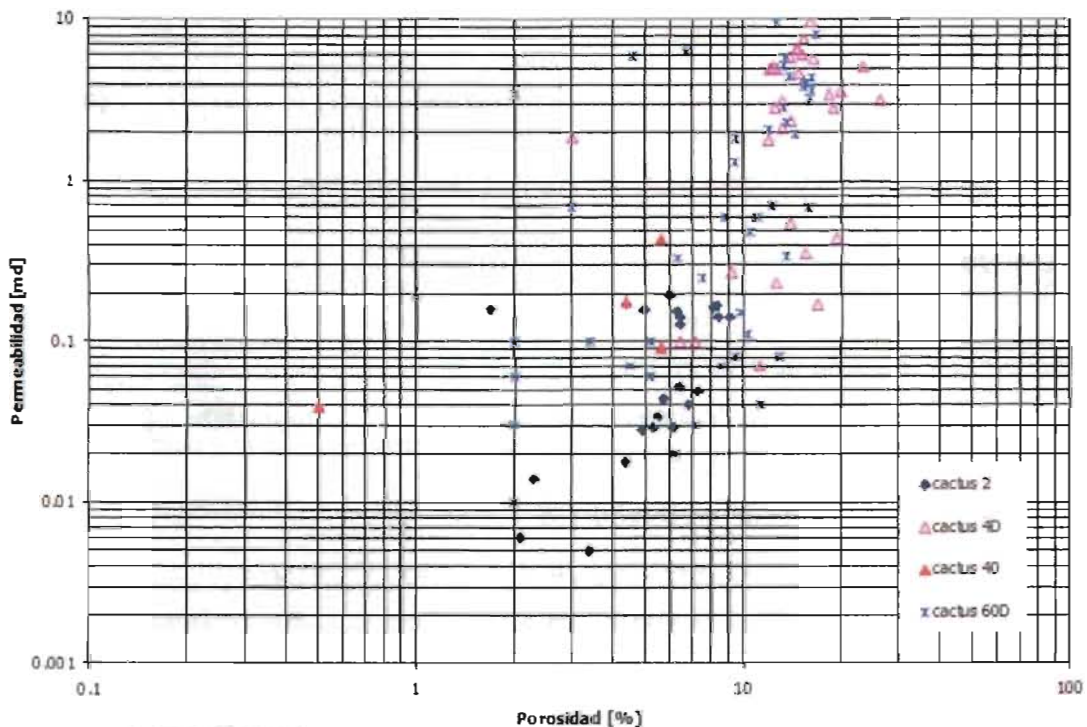


Fig. 74 Relación de Permeabilidad vs. Porosidad, pozos del Campo Cactus pertenecientes al Cretácico Superior.

Técnica de Zonificación Estadística⁽³⁹⁾

Esta técnica usualmente se utiliza en la descripción de la distribución de la permeabilidad en un yacimiento con flujo cruzado entre capas adyacentes, donde es importante la imbibición o la segregación gravitacional^(39,40). No obstante, es

importante considerar la información del modelo geológico, así como toda la información dinámica disponible, con el objetivo de establecer con fundamento si existe alguna correlación entre las capas.

La técnica de zonificación se divide en dos partes:

1. Todos los datos de permeabilidad existentes de cada estrato (o formación), de un solo pozo, se dividen en zonas. Dichas zonas se seleccionan de tal forma que la variación de la permeabilidad dentro de estas sea mínima. La ecuación que se utiliza para los datos de cada zona es:

$$B = \frac{1}{N_z - 1} \left[\sum_{i=1}^{N_z} \frac{1}{N_{ki}} \left(\sum_{j=1}^{N_{kj}} k_{ij} \right)^2 - \frac{1}{N_k} \left(\sum_{i=1}^{N_z} \sum_{j=1}^{N_{kj}} k_{ij} \right)^2 \right] \quad \dots(4.3.1)$$

Donde:

B = varianza entre las zonas

N_z = número de zonas

N_k = número de datos de permeabilidad en cada estrato

N_{ki} = número de datos de permeabilidad en la zona

k_{ij} = datos de permeabilidad

i = índice de la sumatoria para el número de zonas

j = índice de la sumatoria para el número de datos en la zona

La varianza dentro de cada zona se calcula con la siguiente ecuación:

$$W = \frac{1}{N_k - N_z} \left[\sum_{i=1}^{N_z} \left(\sum_{j=1}^{N_{kj}} (k_{ij}^2) \right) - \sum_{i=1}^{N_z} \left(\frac{1}{N_{ki}} \left(\sum_{j=1}^{N_{kj}} k_{ij} \right)^2 \right) \right] \quad \dots(4.3.2)$$

Por su parte, el índice de zonificación se define como:

$$I_z = 1 - \frac{W}{B} \quad \dots(4.3.3)$$

El índice es un criterio que se utiliza para indicar la mejor zonificación, y tiene un rango entre 0 y 1, además, indica que tan cerca se encuentra la división realizada en ser una zona homogénea. Cualquier valor negativo de I_z , se debe reemplazar por cero.

La zonificación de un solo pozo, es un procedimiento de varios pasos:

- a) Primero, todos los datos de permeabilidad, ordenados de acuerdo a su profundidad, se dividen en todas sus posibles combinaciones en dos zonas. De ahí, se calcula el índice de zonificación (ecuación IV.3.3), y el valor más grande, el cual denota la mejor división en dos zonas, se mantiene para compararlo con otros indicadores.
 - b) Los datos de permeabilidad de la combinación de las mejores dos zonas, se dividen en tres zonas en todas las combinaciones posibles.
 - c) Los datos de permeabilidad de la mejor combinación en tres zonas, se dividen en cuatro zonas en todas las combinaciones posibles.
2. Después de que todos los pozos en el yacimiento se zonificaron, se correlaciona las zonas entre pozos adyacentes para determinar la continuidad de estratos. Se considera que las zonas están conectadas si la diferencia entre la permeabilidad media de dos zonas adyacentes del pozo, es menor o igual que la esperada de varias mediciones dentro de las zonas.

Es importante mencionar, que este procedimiento se puede aplicar a cualquier parámetro del yacimiento, para este trabajo se realizó tanto como la permeabilidad como con la porosidad. La Tabla 26 muestra un ejemplo del cálculo realizado para el pozo Cactus 2. Los resultados de la zonificación realizada para los datos de permeabilidad y porosidad se incluyen en la Tabla 27.

Tabla 26.- Cálculos realizados para los datos de permeabilidad del pozo Cactus 2, Cretácico Superior.

Profundidad	Muestra	k [md]	B	W	l	k prom [md]	
3899.5-3905.5	1	0.159	0.00500	0.0045	0.105	0.047	Zona 1
3944-3953	2	0.014	0.00002	0.0047	0.000		
3944-3953	3	0.028	0.00180	0.0046	0.000		
3944-3953	4	0.034	0.00468	0.0045	0.040		
3944-3953	5	0.029	0.00876	0.0043	0.509		
3944-3953	6	0.018	0.01489	0.0040	0.731		
3944-3953	7	0.044	0.01883	0.0038	0.797		
3944-3953	8	0.052	0.02224	0.0037	0.836		
3944-3953	9	0.142	0.01519	0.0040	0.737	0.126	Zona 2
3944-3953	10	0.171	0.00760	0.0044	0.427		
3944-3953	11	0.157	0.00342	0.0046	0.000		
3944-3953	12	0.006	0.00874	0.0043	0.508		
3944-3953	13	0.153	0.00457	0.0045	0.016		
3944-3953	14	0.164	0.00137	0.0046	0.000		
3944-3953	15	0.142	0.00023	0.0047	0.000		
3944-3953	16	0.167	0.00038	0.0047	0.000		
3944-3953	17	0.141	0.00199	0.0046	0.000		
3944-3953	18	0.049	0.00072	0.0047	0.000		
3944-3953	19	0.029	0.00002	0.0047	0.000		
3944-3953	20	0.127	0.00033	0.0047	0.000		
3944-3953	21	0.195	0.00993	0.0042	0.573		
3944-3953	22	0.04	0.00752	0.0044	0.421	0.023	Zona 3
3944-3953	23	0.005					

Tabla 27.- Resultados de la zonificación realizada con la información del Cretácico Superior, Campo Cactus.

POZO	Zona	k promedio [md]
2	1	0.0473
	2	0.1264
	3	0.0225
4D	1	5.9062
	2	1.7920
40	1	0.4340
	2	0.1027
60D	1	2.4472

POZO	Zona	φ promedio [%]
2	1	2.00
	2	5.01
	3	6.93
4D	1	16.28
	2	14.02
40	3	6.43
	1	5.60
60D	2	4.40
	1	4.36
	2	11.37
	3	2.00

De los pozos analizados el Cactus 4D y 60D (Figura 75) son los que presentan una mayor permeabilidad y porosidad; sin embargo, entre ellos no existe una correlación definida; por ejemplo, la porosidad en el pozo 4D es mayor en comparación al 60D, además se encuentra estructuralmente más alto y están separados por fallas, lo cual hace suponer que no existe comunicación entre ellos.

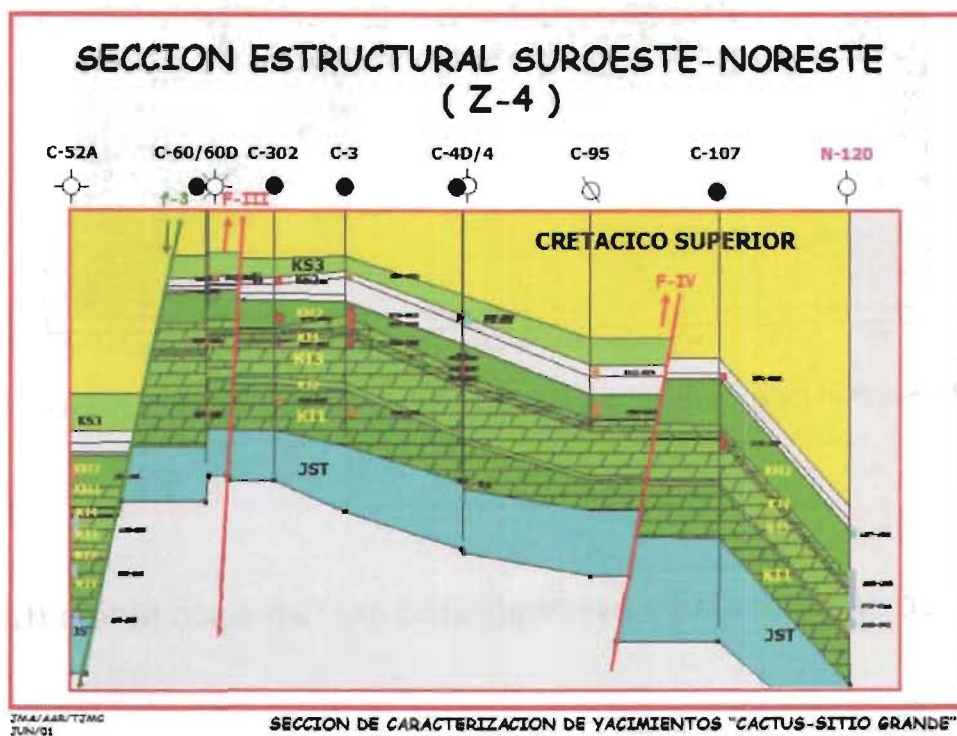


Fig. 75 Sección Estructural Z4bl del Campo Cactus, orientación suroeste-noreste.

Por su parte, los pozos Cactus 2, 40 y 60D (Figura 76) no presentan una buena correlación; sin embargo, la permeabilidad baja del pozo 2 se repite en el 40. Además, la porosidad presenta valores parecidos en ambos pozos del orden de 5%. No obstante, la permeabilidad presentada en el pozo cactus 60D, es mayor en comparación a los otros dos pozos.

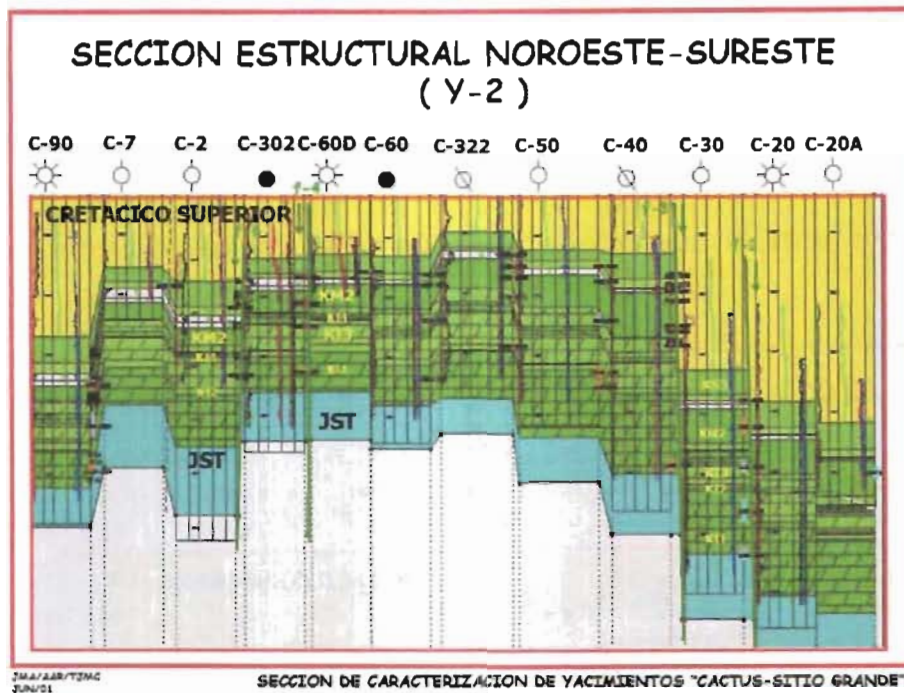


Fig. 76 Sección Estructural Y2 del Campo Cactus, orientación noroeste-sureste.

Información de porosidad y permeabilidad del Cretácico Medio (KM)

Existe la información de 7 núcleos de los pozos Cactus 2, 45, 60D, 63A y 77 (Tabla 25), de los cuales 3 pertenecen a la unidad estratigráfica KM3 (cima del Cretácico Medio) y cuatro a la unidad KM2. La Figura 77 muestra una gráfica de la relación de Permeabilidad vs. Porosidad, la cual incluye todos los datos. Para este caso, la información de la unidad KM3 presenta una correlación en la información (Figura 78), no así, la información perteneciente al KM2. Por lo cual, como en el caso de la información del Cretácico Superior, se recurrió a la técnica estadística presentada por Testerman⁽³⁹⁾, previamente descrita con la cual es posible clasificar y distinguir zonas porosas y permeables dentro del yacimiento.

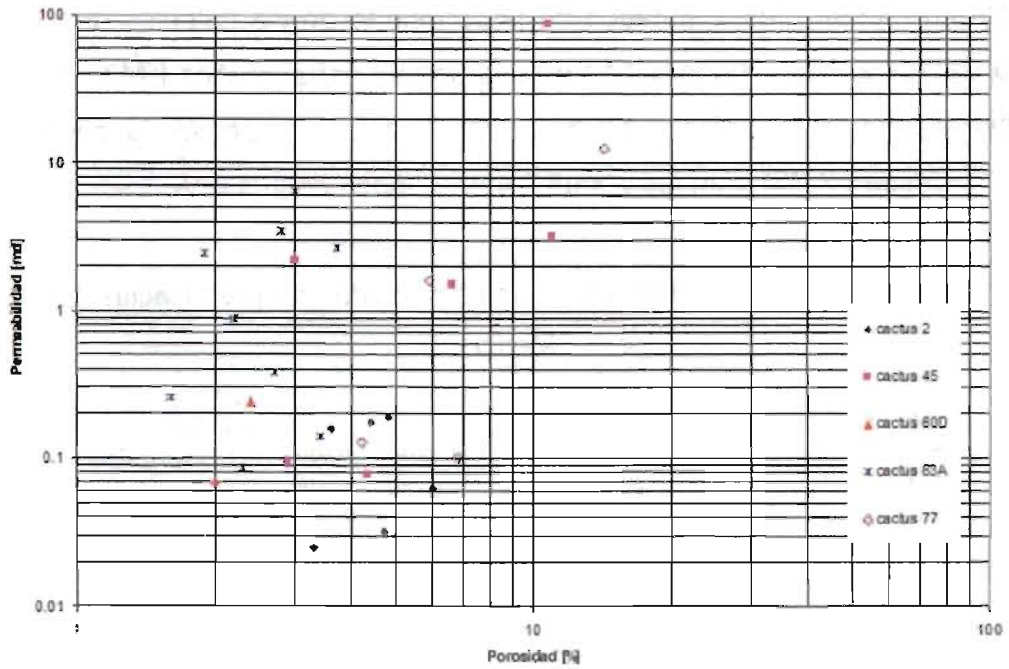


Fig. 77 Relación de Permeabilidad vs. Porosidad, pozos del Campo Cactus pertenecientes al Cretácico Medio.

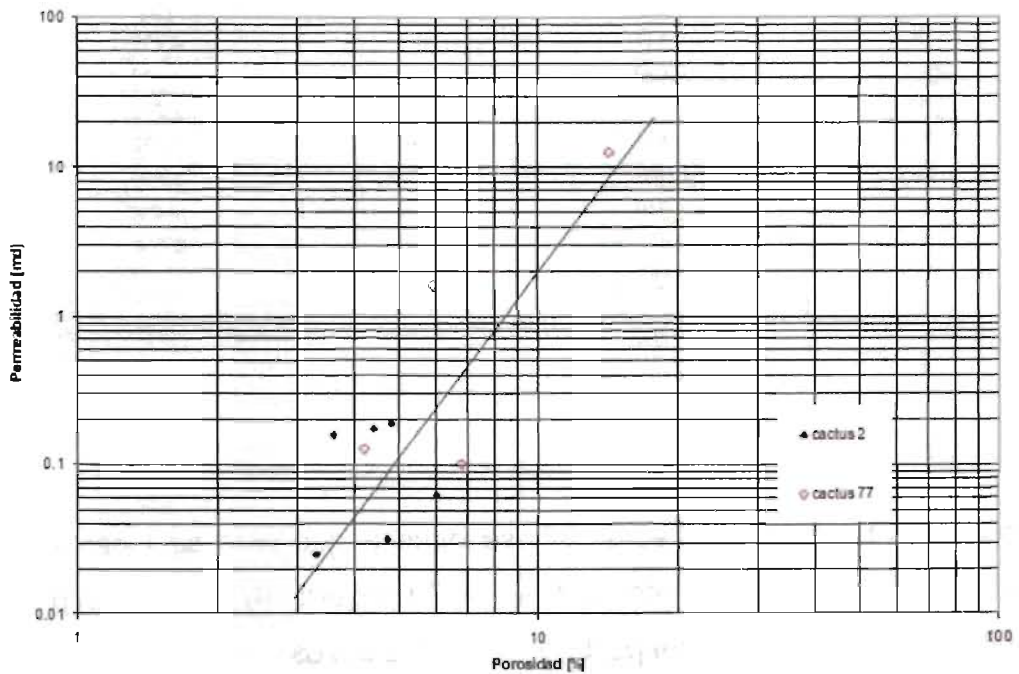


Fig. 78 Relación de Permeabilidad vs. Porosidad, pozos del Campo Cactus pertenecientes a la unidad estratigráfica KM3.

La Tabla 28 muestra los resultados de la porosidad de los cálculos realizados en el pozo Cactus 2, datos pertenecientes a la unidad estratigráfica KM3. En general se observa baja permeabilidad en todos los pozos, excepto en la zona dos del cactus 77 (unidad KM3) y en las zonas 2 y 4 del pozo cactus 63A.

Tabla 28.- Cálculos realizados para los datos de porosidad del pozo Cactus 2, Cretácico Medio.

profundidad	muestra	ϕ [md]	B	W	I	ϕ prom [md]	
4049-4054.4	1	4.4	0.00533	1.1570	0.000	4.467	Zona 1
4049-4054.4	2	3.6	0.65333	0.9950	0.000		
4049-4054.4	3	6	0.24000	1.0983	0.000		
4049-4054.4	4	4.8	0.65333	0.9950	0.000		
4049-4054.4	5	4.7	1.63333	0.7500	0.541		
4049-4054.4	6	3.3					

Tabla 29.- Resultados de la zonificación realizada con la información del Cretácico Medio, Campo Cactus.

POZO	Zona	Permeabilidad [md]	POZO	Zona	Porosidad [%]
2	1	0.147	2	1	4.467
	2	0.029	45	1	4.583
45	1	1.190	60D	1	2.200
60D	1	0.155	63A	1	2.622
63A	1	0.086	77	1	6.800
	2	3.070		2	14.200
	3	0.511		3	5.050
	4	6.400			
	5	0.317			
	6	2.460			
77	1	0.102			
	2	12.580			
	3	0.871			

El comportamiento del pozo Cactus 77, se debe a que este se localiza en un bloque aislado, que lo comparte con el Níspero 70 (Figura 79), por lo cual presenta permeabilidades mayores con respecto a los demás pozos.

Por su parte, los pozos Cactus 2, y 60D (Figura 76) no presentan una buena correlación, las relaciones de Permeabilidad vs. Porosidad son menores en el

Cactus 2 que en el Cactus 60D, esto se puede explicar debido a que existen fallas que los separan.

Por su parte, el pozo Cactus 45 tiene ausente la unidad estratigráfica KM3, por lo cual los datos presentados pertenecen a la unidad KM2. Estos datos, muestran una permeabilidad promedio del orden de 1.2 md. Aunque es importante señalar que los datos de este pozo corresponden a sólo 3 metros muestreados.

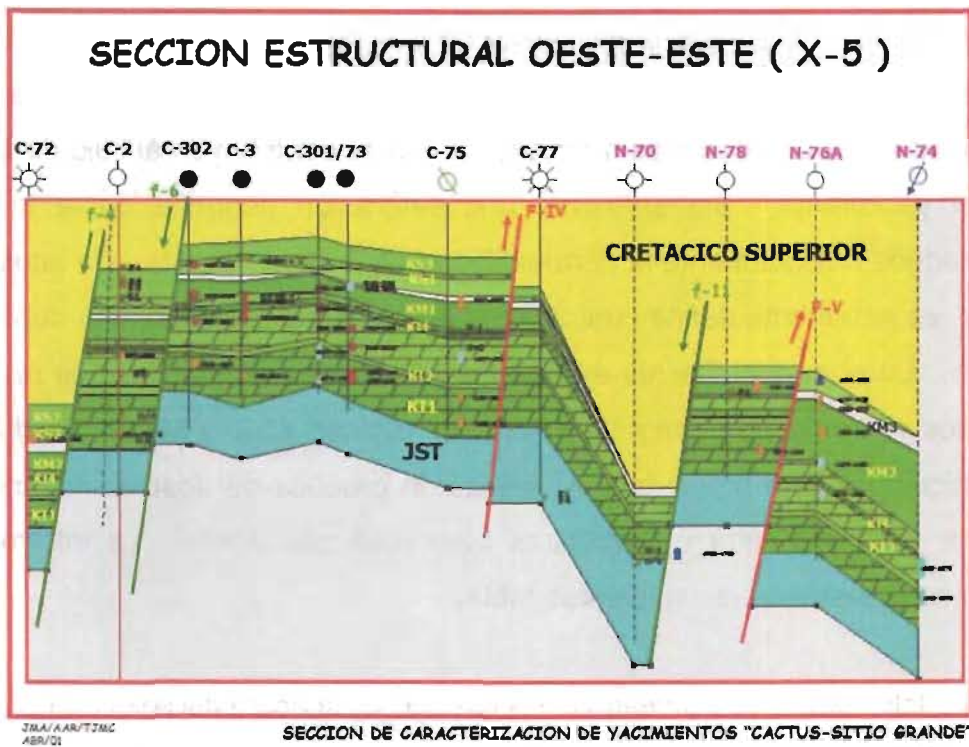


Figura 79.- Sección Estructural X5 del Campo Cactus, orientación oeste-este.

Los resultados de los análisis de los núcleos de los pozos, muestran que la permeabilidad tiene valores muy bajos en un rango de 0.02 a 6 md, para el Cretácico Superior y de 0.03 a 12.6 md, para el Cretácico Medio. Lo anterior da indicios del porque existen mejores pozos productores en el Cretácico Medio.

Información de Permeabilidades Relativas

Cuando dos fases fluyen al mismo tiempo en una roca del yacimiento, una mojantera y otra no mojantera, cada una de ellas se separa, recorriendo trayectorias distintas dentro del yacimiento ⁽³⁷⁾. La distribución de estas dos fases de acuerdo a sus características mojanteras resulta en las permeabilidades relativas de la fase mojantera y la no mojantera. En rocas con mojanabilidad extrema, la fase mojantera ocupa los poros abiertos más pequeños a una saturación menor, los cuales no contribuyen al flujo, dado que la presencia de una pequeña saturación de la fase mojantera afectará la permeabilidad de la fase no mojantera, la cual ocupa la parte central de los poros abiertos más grandes, los cuales contribuyen al flujo de fluidos dentro del yacimiento. Sin embargo, una saturación pequeña de la fase no mojantera, reduce drásticamente la permeabilidad de la fase mojantera. De acuerdo a lo anterior, es importante definir cual es la fase mojantera y la no mojantera dentro del yacimiento. En el campo Cactus existe información de permeabilidades relativas de los pozos 4D (unidad estratigráfica KS3), 47 (unidad KS2) y 60D (unidad KS2). Para el cálculo de esta propiedad, se realizaron pruebas de desplazamiento con agua dulce y agua salada en muestras saturadas con aceite. La información disponible se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 30.- Información de permeabilidades relativas agua-aceite del pozo cactus 4D, datos extraídos del estudio petrofísico realizado por el PEP, 1982.

Cactus 4-D

Muestra: 2-1-V-1

$$S_{wi} = 0.4081$$

$$S_{or} = 0.214$$

$$k_{rw} @ S_{or} = 0.4926$$

$$k_{ro} @ S_{wi} = 0.1368$$

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.4081	0.0000	0.1368
0.4272	0.0085	
0.4483		0.1157
0.4493	0.0155	
0.4733	0.0224	
0.4810		0.1016

Cactus 4-D

Muestra: 2-2-H

$$S_{wi} = 0.2429$$

$$S_{or} = 0.2129$$

$$k_{rw} @ S_{or} = 0.5251$$

$$k_{ro} @ S_{wi} = 0.7497$$

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.2429	0.0000	0.7497
0.2531	0.0008	0.7103
0.2652	0.0029	0.6645
0.2747	0.0053	0.6151
0.2882	0.0097	0.5553
0.2976	0.0133	0.5105

Cactus 4-D

Muestra: 2-3-V

$$S_{wi} = 0.283$$

$$S_{or} = 0.1685$$

$$k_{rw} @ S_{or} = 0.3034$$

$$k_{ro} @ S_{wi} = 0.6653$$

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.2830	0.0016	0.6653
0.2899	0.0042	0.5872
0.2958	0.0069	0.5319
0.3060	0.0122	0.4793
0.3245	0.0225	0.4125
0.3437	0.0339	0.3540

Tabla 30 (continuación).- Información de permeabilidades relativas agua-aceite del pozo cactus 4D, datos extraídos del estudio petrofísico realizado por el PEP, 1982.

Cactus 4-D			Cactus 4-D			Cactus 4-D		
Muestra: 2-1-V-1			Muestra: 2-2-H			Muestra: 2-3-V		
$S_{wi} = 0.4081$			$S_{wi} = 0.2429$			$S_{wi} = 0.283$		
$S_{or} = 0.214$			$S_{or} = 0.2129$			$S_{or} = 0.1685$		
$k_{rw} @ S_{cr} = 0.4926$			$k_{rw} @ S_{or} = 0.5251$			$k_{rw} @ S_{or} = 0.3034$		
$k_{ro} @ S_{wi} = 0.1368$			$k_{ro} @ S_{wi} = 0.7497$			$k_{ro} @ S_{wi} = 0.6653$		
S_w	K_{rw}	K_{ro}	S_w	K_{rw}	K_{ro}	S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.4993	0.0366		0.3116	0.0189	0.4633	0.3642	0.0469	0.2980
0.5158		0.0815	0.3251	0.0245	0.4182	0.3895	0.0641	0.2381
0.5251	0.0525		0.3458	0.0329	0.3627	0.4181	0.0838	0.1829
0.5477		0.0637	0.3637	0.0410	0.3069	0.4462	0.1029	0.1422
0.5515	0.0714		0.3808	0.0503	0.2782	0.4704	0.1190	0.1153
0.5723	0.0926		0.3924	0.0574	0.2458	0.5145	0.1484	0.0733
0.5933		0.0434	0.4207	0.0763	0.1911	0.5854	0.1960	0.0326
0.5946	0.1235		0.4482	0.0962	0.1504	0.6114	0.2130	0.0193
0.6251		0.0306	0.4736	0.1196	0.1197	0.6516	0.2373	0.0123
0.6280	0.1810		0.4923	0.1409	0.1013	0.7026	0.2610	0.0091
0.6530	0.2336		0.5160	0.1666	0.0757	0.7573	0.2797	0.0097
0.6580		0.0195	0.5580	0.2162	0.0446	0.8315	0.3034	0.0002
0.6860	0.2959		0.5904	0.2609	0.0250			
0.6945		0.0130	0.6374	0.3284	0.0093			
0.7143	0.3525		0.6963	0.4074	0.0053			
0.7324		0.0076	0.7871	0.5251	0.0000			
0.7458	0.4142							
0.7647		0.0065						
0.7860	0.4926	0.0000						

Tabla 31.- Información de permeabilidades relativas agua-aceite del pozo cactus 60D, datos extraídos del reporte del estudio petrofísico realizado por el IMP, 1980.

Cactus 60-D			Cactus 60-D			Cactus 60-D		
Muestra: 1-7-H			Muestra: 2-3-H-2			Muestra: 3-4-H-1		
$S_{wi} = 0.1925$			$S_{wi} = 0.281$			$S_{wi} = 0.27$		
$S_{or} = 0.1$			$S_{or} = 0.1$			$S_{or} = 0.241$		
$k_{rw} @ S_{or} = 0.5445$			$k_{rw} @ S_{or} = 0.81$			$k_{rw} @ S_{or} = 0.3585$		
$k_{ro} @ S_{wi} = 1$			$k_{ro} @ S_{wi} = 1$			$k_{ro} @ S_{wi} = 0.5879$		
S_w	K_{rw}	K_{ro}	S_w	K_{rw}	K_{ro}	S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.193	0.000	0.989	0.281	0.0790	1.000	0.270	0.000	0.588
0.226	0.000	0.897	0.295	0.0870	0.958	0.409	0.050	0.188
0.255	0.000	0.827	0.340	0.1156	0.829	0.447	0.097	0.082
0.289	0.000	0.749	0.400	0.1600	0.666	0.482	0.126	0.056
0.319	0.000	0.679	0.500	0.2500	0.424	0.504	0.153	0.045
0.356	0.000	0.597	0.600	0.3600	0.229	0.546	0.181	0.023

Tabla 31 (continuación).- Información de permeabilidades relativas agua-aceite del pozo cactus 60D, datos extraídos del reporte del estudio petrofísico realizado por el IMP, 1980.

Cactus 60-D

Muestra: 1-7-H

$$S_{wi} = 0.1925$$

$$S_{or} = 0.1$$

$$k_{rw} @ S_{or} = 0.5445$$

$$k_{ro} @ S_{wi} = 1$$

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.399	0.001	0.505
0.442	0.002	0.418
0.486	0.007	0.340
0.533	0.019	0.265
0.595	0.039	0.179
0.654	0.073	0.113
0.7107	0.1270	0.0658
0.7823	0.2285	0.0237
0.8295	0.3296	0.0093
0.8649	0.4253	0.0030
0.9011	0.5445	0.0005
1.0000	1.0000	0.0000

Cactus 60-D

Muestra: 2-3-H-2

$$S_{wi} = 0.281$$

$$S_{or} = 0.1$$

$$k_{rw} @ S_{or} = 0.81$$

$$k_{ro} @ S_{wi} = 1$$

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.700	0.4900	0.096
0.800	0.6400	0.023
0.900	0.8100	0.001

Cactus 60-D

Muestra: 3-4-H-1

$$S_{wi} = 0.27$$

$$S_{or} = 0.241$$

$$k_{rw} @ S_{or} = 0.3585$$

$$k_{ro} @ S_{wi} = 0.5879$$

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.569	0.191	0.013
0.584	0.210	0.009
0.592	0.271	0.009
0.606	0.280	0.007
0.654	0.288	0.003
0.694	0.322	0.002
0.708	0.322	0.001
0.730	0.315	0.001
0.759	0.359	0.001

Cactus 60-D

Muestra: 3-7-H

$$S_{wi} = 0.2310$$

$$S_{or} = 0.2990$$

$$k_{rw} @ S_{or} = 0.3240$$

$$k_{ro} @ S_{wi} = 0.5245$$

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.2310	0.0000	0.5245
0.3120	0.0001	0.1928
0.4330	0.0470	0.0679
0.4840	0.1027	0.0456
0.5080	0.0949	0.0376
0.5570	0.1518	0.0164
0.5840	0.1736	0.0115
0.5940	0.1842	0.0103
0.6390	0.2450	0.0033
0.6780	0.3180	0.0011
0.7010	0.3240	0.0000

Cactus 60-D

Muestra: 3-7-H-1

$$S_{wi} = 0.291$$

$$S_{or} = 0.05$$

$$k_{rw} @ S_{or} = 0.4926$$

$$k_{ro} @ S_{wi} = 0.1368$$

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.2910	0.0000	1.0000
0.2930	0.0000	0.9820
0.3220	0.0000	0.7481
0.4000	0.0003	0.3263
0.5000	0.0050	0.0832
0.6000	0.0272	0.0112
0.7000	0.0920	0.0002
0.8000	0.2375	0.0000
0.9000	0.5171	0.0000
0.9500	0.7282	0.0000

Tabla 32.- Información de permeabilidades relativas agua-aceite del pozo cactus 47, datos extraídos del reporte del estudio integral realizado por la Cía. JNOC.

Cactus 47
Muestra: 2-F7-4

Sw	Krw	Kro
0.327	1.000	0.000
0.374	0.531	0.270
0.432	0.232	0.353
0.491	0.094	0.431
0.551	0.034	0.509
0.597	0.015	0.570
0.637	0.008	0.629
0.673	0.004	0.681
0.708	0.001	0.726
0.726	0.000	0.753
0.745	0.000	0.785

Cactus 47
Muestra: 2-F10-1V

Sw	Krw	Kro
0.361	1.000	0.000
0.395	0.516	0.498
0.423	0.242	0.581
0.452	0.116	0.635
0.482	0.049	0.669
0.504	0.023	0.688
0.526	0.010	0.703
0.545	0.005	0.716
0.561	0.002	0.725
0.570	0.001	0.732
0.590	0.000	0.744

De acuerdo con la información disponible, se tiene que conforme a los datos reportados en las Tablas 30 a 32, el comportamiento de la permeabilidad relativa del sistema agua-aceite en el Campo Cactus es:

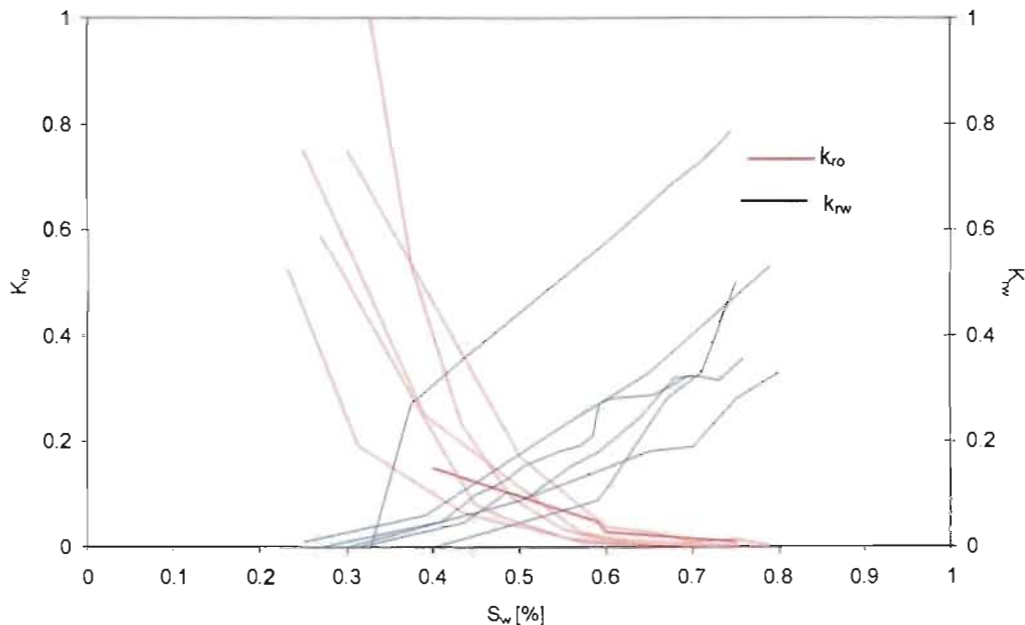


Fig. 80 Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite de la información disponible, pozos del Campo Cactus.

De acuerdo con la figura anterior, en general, se puede considerar que existe un mismo patrón en la información excepto en el pozo Cactus 47. Por lo cual, es posible obtener una permeabilidad relativa promedio, la cual describa el movimiento de fluidos en el yacimiento. No obstante, la permeabilidad relativa se ve influenciada por la geometría de los poros, la mojabilidad de la roca, la distribución de los fluidos y la historia de saturación, por lo cual, resulta difícil obtener un promedio de sus valores. Existen diversas técnicas para promediar los valores obtenidos de laboratorio, a los cuales se les denomina normalizados. La técnica utilizada para los datos disponibles del campo Cactus, consiste en un proceso de normalización - denormalización, de acuerdo a la siguiente metodología ⁽³⁷⁾:

- ✓ Paso 1: Ordenamiento de la información de las muestras disponibles de permeabilidades relativas al aceite (k_{ro}), incluyendo la permeabilidad absoluta, saturación de agua irreductible y saturación de aceite residual.

Tabla 33.- Ejemplo de permeabilidades relativas al aceite, muestras del pozo cactus 4D.

2-1-V-1		2-3-V	
h (m)= 0.5		h (m)= 0.5	
k (md)= 6.65		k (md)= 9.62	
$S_{wi} = 0.4081$		$S_{wi} = 0.283$	
$S_{or} = 0.214$		$S_{or} = 0.1685$	
S_w	k_{ro}	S_w	K_{ro}
0.4081	0.1368	0.2830	0.6653
0.4483	0.1157	0.2899	0.5872
0.4810	0.1016	0.2958	0.5319
0.5158	0.0815	0.3060	0.4793
0.5477	0.0637	0.3245	0.4125
0.5933	0.0434	0.3437	0.3540
0.6251	0.0306	0.3642	0.2980
0.6580	0.0195	0.3895	0.2381
0.6945	0.0130	0.4181	0.1829
0.7324	0.0076	0.4462	0.1422
0.7647	0.0065	0.4704	0.1153
0.7860	0.0000	0.5145	0.0733
		0.5854	0.0326
		0.6114	0.0193
		0.6516	0.0123
		0.7026	0.0091
		0.7573	0.0097
		0.8315	0.0002

La siguiente figura muestra toda la información disponible del campo Cactus:

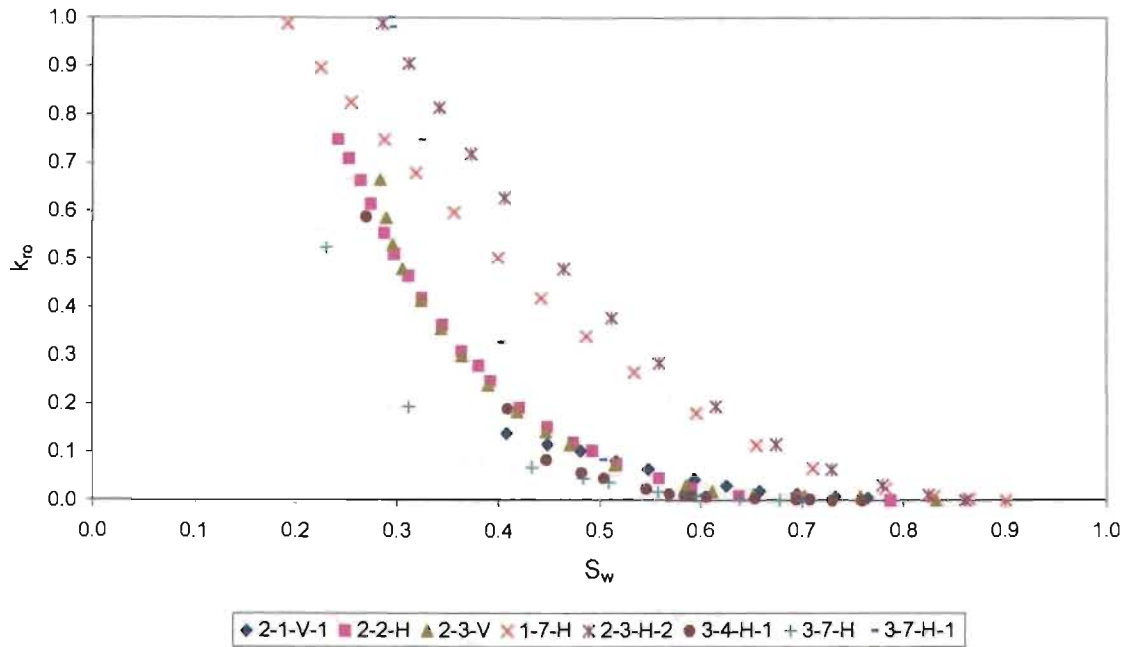


Fig. 81 Información disponible de permeabilidad relativa al aceite, campo Cactus.

- ✓ Paso 2: Calcular la saturación de agua normalizada, para cada conjunto de datos de permeabilidades relativas, de acuerdo a la siguiente relación:

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad \dots(4.3.1)$$

Donde:

S_{wn} = saturación de agua normalizada, fracción

S_w = saturación de agua, fracción

S_{wi} = saturación de agua inicial, fracción

S_{or} = saturación de aceite residual, fracción

Tabla 34.- Cálculo de la saturación de agua normalizada de las muestras disponibles del pozo cactus 4D.

2-1-V-1 $S_{wi} = 0.4081$ $S_{or} = 0.214$		2-2-H $S_{wi} = 0.2429$ $S_{or} = 0.2129$		2-3-V $S_{wi} = 0.283$ $S_{or} = 0.1685$	
S_w	S_{wn}	S_w	S_{wn}	S_w	S_{wn}
0.4081	0.0000	0.2429	0.0000	0.2830	0.0000
0.4483	0.1064	0.2531	0.0187	0.2899	0.0126
0.4810	0.1929	0.2652	0.0410	0.2958	0.0233
0.5158	0.2850	0.2747	0.0584	0.3060	0.0419
0.5477	0.3694	0.2882	0.0832	0.3245	0.0757
0.5933	0.4901	0.2976	0.1005	0.3437	0.1107
0.6251	0.5742	0.3116	0.1262	0.3642	0.1480
0.6580	0.6613	0.3251	0.1510	0.3895	0.1942
0.6945	0.7579	0.3458	0.1891	0.4181	0.2463
0.7324	0.8582	0.3637	0.2220	0.4462	0.2975
0.7647	0.9436	0.3808	0.2534	0.4704	0.3417
0.7860	1.0000	0.3924	0.2747	0.5145	0.4221
		0.4207	0.3267	0.5854	0.5513
		0.4482	0.3773	0.6114	0.5987
		0.4736	0.4239	0.6516	0.6720
		0.4923	0.4583	0.7026	0.7650
		0.5160	0.5018	0.7573	0.8647
		0.5580	0.5790	0.8315	1.0000
		0.5904	0.6386		
		0.6374	0.7249		
		0.6963	0.8331		
		0.7871	1.0000		

✓ Paso 3: Normalizar la permeabilidad relativa al aceite de acuerdo a la siguiente expresión:

$$k_{ron} = \frac{(k_{ro})_{S_w}}{(k_{ro})_{S_{wi}}} \quad \dots(4.3.2)$$

Donde:

$(k_{ro})_{S_w}$ = permeabilidad relativa al aceite para cada dato de S_w disponible

$(k_{ro})_{S_{wi}}$ = permeabilidad relativa al aceite @ S_{wi} (permeabilidad relativa extrema al aceite)

Tabla 35.- Permeabilidad relativa al aceite normalizada, muestras disponibles del pozo cactus 4D.

2-1-V-1 $S_{wi} = 0.4081$ $S_{or} = 0.214$		2-2-H $S_{wi} = 0.2429$ $S_{or} = 0.2129$		2-3-V $S_{wi} = 0.283$ $S_{or} = 0.1685$	
S_{wn}	k_{ron}	S_{wn}	k_{ron}	S_{wn}	k_{ron}
0.0000	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.0000
0.1064	0.8458	0.0187	0.9474	0.0126	0.8826
0.1929	0.7427	0.0410	0.8864	0.0233	0.7995
0.2850	0.5958	0.0584	0.8205	0.0419	0.7204
0.3694	0.4654	0.0832	0.7407	0.0757	0.6200
0.4901	0.3174	0.1005	0.6809	0.1107	0.5321
0.5742	0.2235	0.1262	0.6180	0.1480	0.4479
0.6613	0.1422	0.1510	0.5578	0.1942	0.3579
0.7579	0.0953	0.1891	0.4838	0.2463	0.2749
0.8582	0.0556	0.2220	0.4094	0.2975	0.2137
0.9436	0.0473	0.2534	0.3711	0.3417	0.1733
1.0000	0.0000	0.2747	0.3279	0.4221	0.1101
		0.3267	0.2549	0.5513	0.0490
		0.3773	0.2006	0.5987	0.0290
		0.4239	0.1597	0.6720	0.0184
		0.4583	0.1351	0.7650	0.0137
		0.5018	0.1009	0.8647	0.0146
		0.5790	0.0595	1.0000	0.0002
		0.6386	0.0334		
		0.7249	0.0124		
		0.8331	0.0071		
		1.0000	0.0000		

- ✓ Paso 4: Graficar la permeabilidad relativa al aceite normalizada (k_{ron}) vs. la saturación de agua normalizada (S_{wn}), Figura 82.
- ✓ Paso 5: Determinar la permeabilidad relativa promedio al aceite, bajo condiciones de saturación inicial de agua, de acuerdo a la ecuación siguiente:

$$(k_{ro})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{ro})_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i} \quad \dots(4.3.3)$$

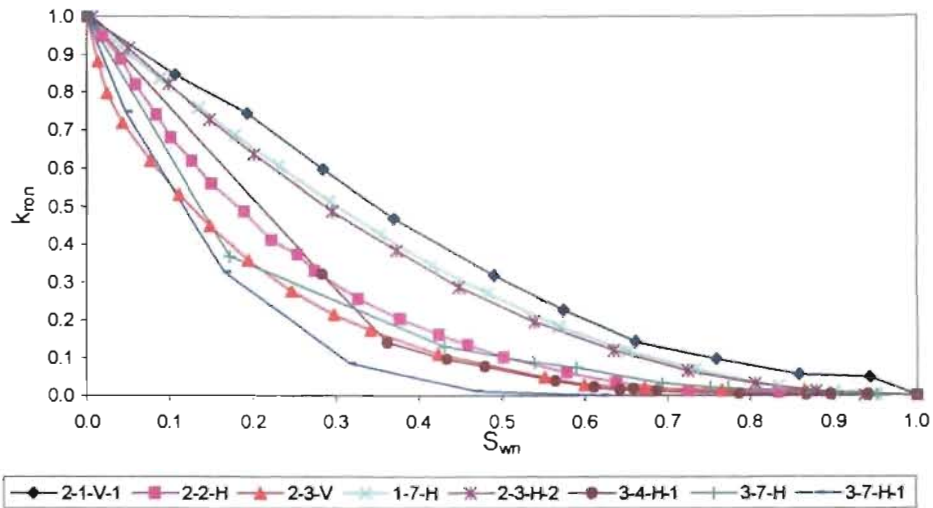


Fig. 82 Permeabilidad relativa al aceite normalizada vs. saturación de agua normalizada, muestras disponibles del campo Cactus.

Donde:

n = número total de muestras

h_i = espesor de la muestra i

k_i = permeabilidad absoluta de la muestra i

$$(k_{ro})_{avg} = 0.5506$$

- ✓ Paso 6: Determinar la permeabilidad relativa al aceite normalizada promedio (aritmético), considerando valores arbitrarios de la saturación de agua promedio normalizada. De la grafica de k_{rou} vs. S_{wn} se obtienen los datos correspondientes de k_{rou} .

Tabla 36.- Cálculo de la permeabilidad relativa al aceite normalizada promedio, con las muestras del pozo cactus 4D y 60D.

S_{wn}	cactus 4D			cactus 60D					$k_{ron\ avg}$
	2-1-V-1	2-2-H	2-3-V	1-7-H	2-3-H-2	3-4-H-1	3-7-H	3-7-H-1	
0.052	0.9257	0.8401	0.6989	0.8996	0.9108	0.8736	0.8104	0.7286	0.8360
0.102	0.8587	0.6766	0.5576	0.8141	0.8178	0.7584	0.6208	0.5539	0.7072
0.201	0.7286	0.4498	0.3457	0.6543	0.6320	0.5204	0.3383	0.2639	0.4916
0.301	0.5725	0.2900	0.2082	0.4981	0.4758	0.2788	0.2454	0.1078	0.3346
0.400	0.4275	0.1822	0.1264	0.3643	0.3420	0.1152	0.1561	0.0446	0.2198
0.500	0.3048	0.1004	0.0706	0.2454	0.2268	0.0669	0.0967	0.0074	0.1399
0.600	0.1970	0.0520	0.0260	0.1561	0.1413	0.0260	0.0669		0.0951
0.701	0.1190	0.0186	0.0149	0.0818	0.0743	0.0112	0.0297		0.0499
0.801	0.0781	0.0074	0.0074	0.0335	0.0297	0.0037	0.0149		0.0250
0.900	0.0483	0.0037	0.0112	0.0074	0.0037	0.0037	0.0037		0.0117

- ✓ Paso 7: Este último paso en la metodología consiste en denormalizar la permeabilidad relativa al aceite promedio ($k_{ron\ avg}$) y la saturación de agua normalizada (S_{wn}), la cual es función de la saturación de agua inicial promedio ($\overline{S_{wi}}$), y de la saturación de aceite residual promedio ($\overline{S_{or}}$). Estos dos últimos parámetros son la parte más crítica de la metodología, sin embargo, se propone determinarlas mediante un promedio aritmético de las muestras involucradas en el cálculo:

$$\overline{S_{wi}} = 0.2749$$

$$\overline{S_{or}} = 0.1732$$

La relación con la cual se puede denormalizar la saturación de agua es:

$$S_w = S_{wi} (1 - \overline{S_{wi}} - \overline{S_{or}}) + \overline{S_{wi}} \quad \dots(4.3.4)$$

Para desnormalizar la k_{ron} se utiliza la siguiente expresión, la cual es función de la permeabilidad relativa al aceite promedio (obtenida en el paso 5):

$$(k_{ro})_{S_w} = (k_{ro})_{avg} k_{ron} \quad \dots(4.3.5)$$

Tabla 37.- Denormalización de la permeabilidad relativa al aceite promedio y de saturación de agua normalizada.

S_{wn}	$k_{ron\ avg}$	S_w	k_{ro}
0.052	0.8360	0.304	0.4603
0.102	0.7072	0.331	0.3894
0.201	0.4916	0.386	0.2707
0.301	0.3346	0.441	0.1842
0.400	0.2198	0.496	0.1210
0.500	0.1399	0.551	0.0770
0.600	0.0951	0.606	0.0523
0.701	0.0499	0.662	0.0275
0.801	0.0250	0.717	0.0137
0.900	0.0117	0.772	0.0064
1.000	0.0000	0.827	0.0000

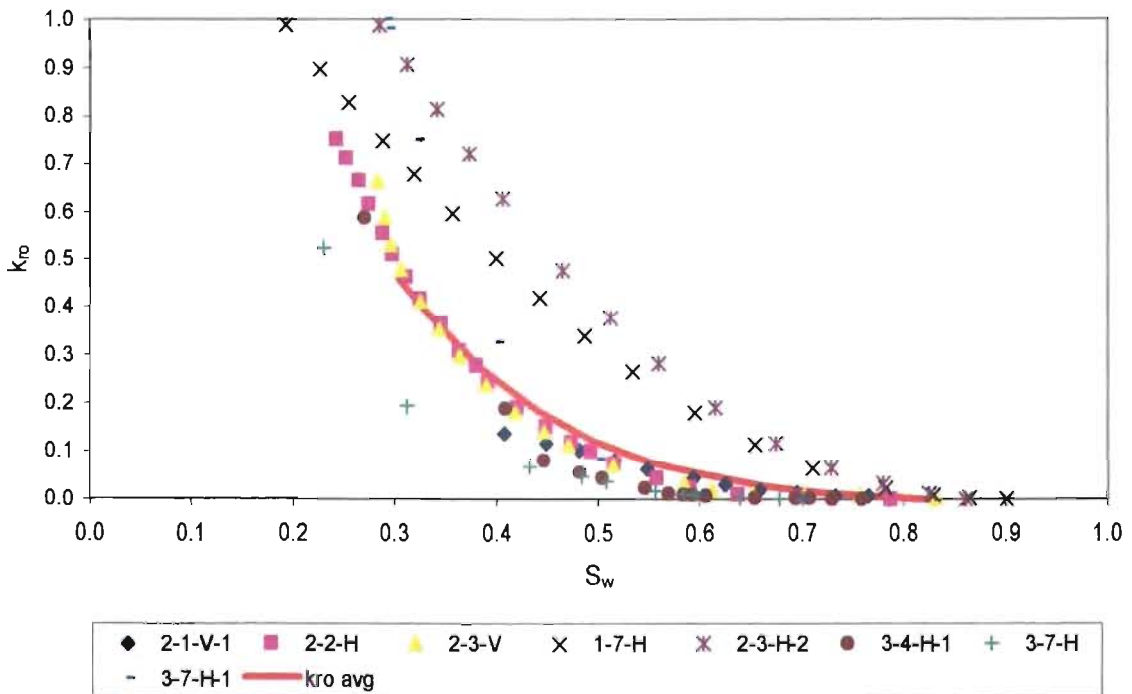


Fig. 83 Información de permeabilidad relativa al aceite disponible y el promedio calculado.

De acuerdo a la figura anterior, se tienen dos comportamientos diferentes de la permeabilidad relativa, por lo cual, el promedio obtenido probablemente no represente en su totalidad a todas las muestras. Por esta razón, se generaron dos casos adicionales al general, con el objetivo de establecer cual es el

comportamiento obtenido. Los resultados se muestran en la siguiente Tabla 38 y la Figura 84:

Tabla 38.- Resultados obtenidos de permeabilidades relativas al aceite.

CASO 1.- INCLUYE TODOS LAS MUESTRAS DISPONIBLES DE LOS POZOS CACTUS 4D Y 60D

CASO 2.- NO INLCUYE LAS MUESTRAS DEL C60D 1-7-H Y 2-3-H-2

CASO 3.- INCLUYE LAS MUESTRAS 1-7-H, 2-3-H-2 (C60D)

CASO 1		CASO 2		CASO 3	
S_w	k_{ro}	S_w	k_{ro}	S_w	k_{ro}
0.3036	0.4603	0.3144	0.4357	0.2712	0.8953
0.3311	0.3894	0.3400	0.3597	0.3042	0.8071
0.3860	0.2707	0.3913	0.2364	0.3703	0.6361
0.4410	0.1842	0.4425	0.1521	0.4363	0.4817
0.4959	0.1210	0.4938	0.0940	0.5023	0.3493
0.5509	0.0770	0.5451	0.0578	0.5684	0.2335
0.6058	0.0523	0.5963	0.0395	0.6344	0.1471
0.6620	0.0275	0.6487	0.0207	0.7019	0.0772
0.7169	0.0137	0.6999	0.0120	0.7679	0.0313
0.7719	0.0064	0.7512	0.0076	0.8340	0.0055
0.8268	0.0000	0.8024	0.0000	0.9000	0.0000

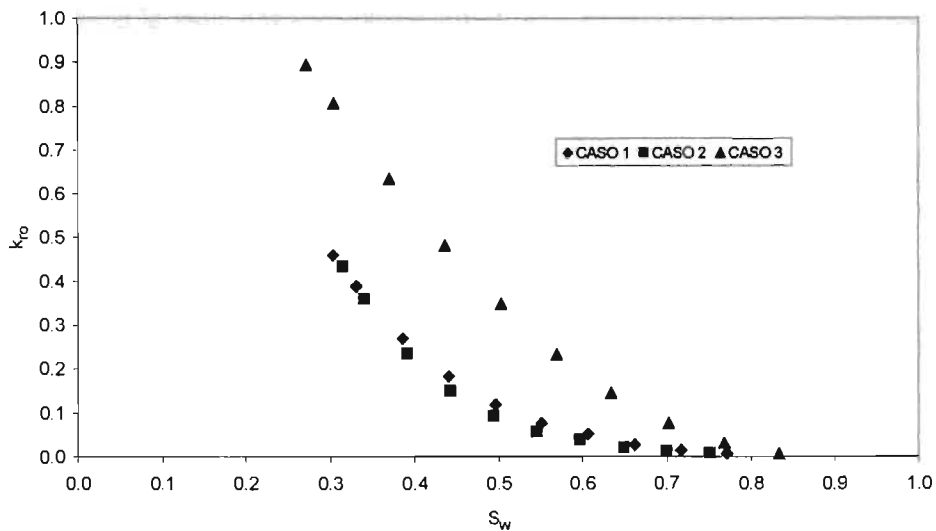


Fig. 84 Resultados obtenidos de permeabilidad relativa al aceite vs. saturación de agua.

De los resultados obtenidos, se puede concluir que en los dos primeros casos no existe una diferencia significativa, no así en comparación con el tercer caso. Esto se puede explicar, debido a que la permeabilidad absoluta de las muestras 1-7-H y 2-3-H-2 del pozo Cactus 60D (caso 3), presentan valores del orden de 0.5 md,

mientras que las demás muestras tienen permeabilidades mayores a los 4 md. Asimismo, al comparar los resultados obtenidos por medio de la metodología anterior y los utilizados en la simulación numérica de los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (Figura 85), se observa que los casos 1 y 2 se comportan de la misma manera que los datos utilizados en la simulación numérica del campo.

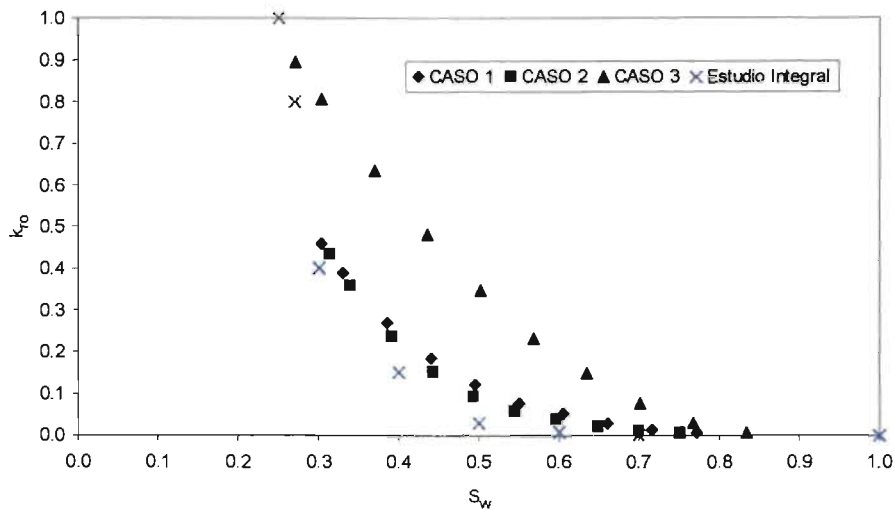


Fig. 85 Comparación de información de permeabilidades relativas al aceite, campo Cactus.

Aplicando la misma metodología descrita, se determinó la curva de permeabilidades relativas al agua de todas las muestras disponibles, los resultados se muestran en la Tabla 39 y Figura 86.

Tabla 39.- Denormalización de la permeabilidad relativa al agua promedio y de saturación de agua normalizada

S _{wn}	k _{rwn} avg	S _w	k _{rw}
0.050	0.0431	0.303	0.0178
0.100	0.0684	0.330	0.0283
0.200	0.1097	0.386	0.0453
0.301	0.1535	0.441	0.0634
0.401	0.2040	0.496	0.0843
0.501	0.2983	0.551	0.1232
0.601	0.3894	0.607	0.1608
0.701	0.5773	0.662	0.2384
0.800	0.6921	0.716	0.2859
0.900	0.837	0.772	0.3457
1.000	1.000	0.827	0.4131

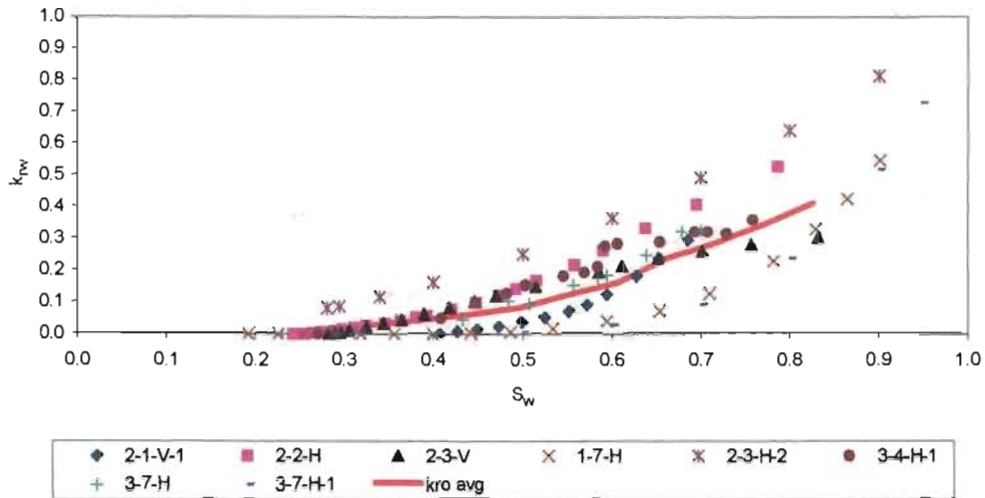


Fig. 86 Información de permeabilidad relativa al agua disponible y el promedio calculado.

De la grafica anterior, se puede establecer que para este caso, el promedio de permeabilidad relativa al agua calculado representa mejor el comportamiento de todas las muestras; sin embargo, como en el cálculo de la permeabilidad relativa al aceite promedio, se analizaron los tres casos antes descritos. Los resultados obtenidos son:

Tabla 40.- Resultados obtenidos de permeabilidades relativas al agua.

CASO 1.- INCLUYE TODAS LAS MUESTRAS DISPONIBLES DE LOS POZOS CACTUS 4D Y 60D

CASO 2.- NO INLCUYE LAS MUESTRAS DEL C60D 1-7-H Y 2-3-H-2

CASO 3.- INCLUYE LAS MUESTRAS 1-7-H, 2-3-H-2 (C60D)

CASO 1		CASO 2		CASO 3	
S_w	k_{rw}	S_w	k_{rw}	S_w	k_{rw}
0.3026	0.0178	0.3135	0.0097	0.2700	0.0848
0.3302	0.0283	0.3392	0.0199	0.3032	0.1034
0.3855	0.0453	0.3908	0.0366	0.3696	0.1458
0.4408	0.0634	0.4424	0.0539	0.4361	0.1935
0.4961	0.0843	0.4939	0.0859	0.5025	0.1259
0.5514	0.1232	0.5455	0.1286	0.5690	0.1683
0.6067	0.1608	0.5971	0.1671	0.6354	0.2240
0.6619	0.2384	0.6486	0.2589	0.7019	0.2955
0.7162	0.2859	0.6993	0.3075	0.7671	0.3922
0.7715	0.3457	0.7509	0.3570	0.8336	0.5274
0.8268	0.4131	0.8024	0.4031	0.9000	0.7129

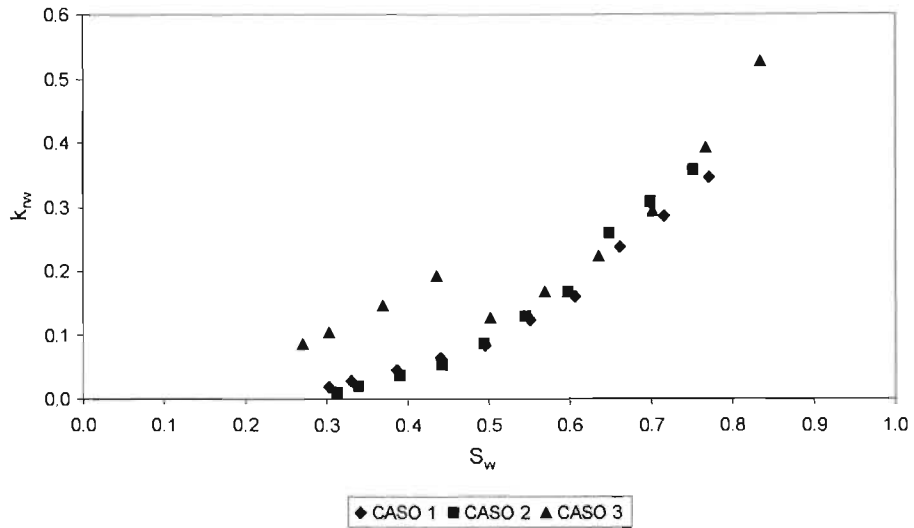


Fig. 87 Resultados obtenidos de permeabilidad relativa al agua vs. saturación de agua.

La comparación con los datos utilizados en la simulación se muestra en la siguiente figura:

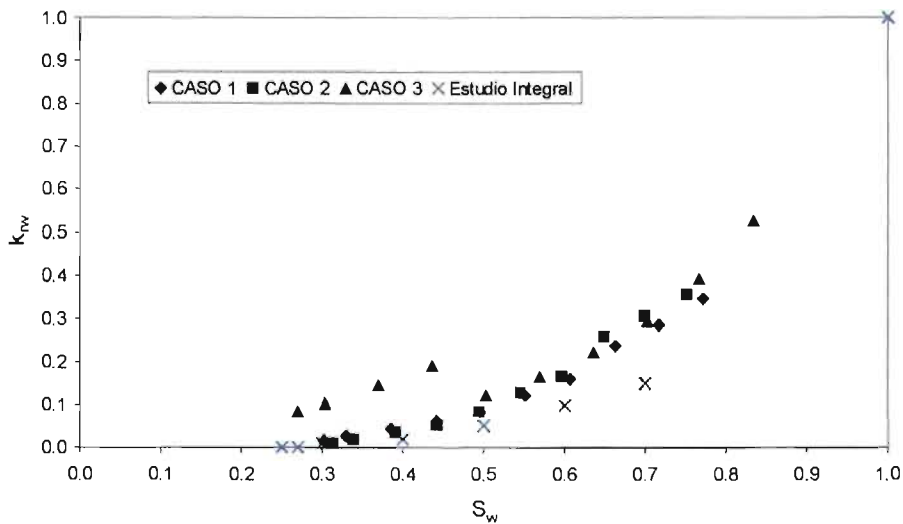


Fig. 88 Comparación de información de permeabilidades relativas al agua, campo Cactus.

En saturaciones de agua menores a 0.5, se tiene que la permeabilidad relativa al agua aumenta para el caso 3 (muestras 1-7-H y 2-3-H-2 del pozo cactus 60D), y en valores mayores a esta, las curvas presentan el mismo comportamiento, por lo

cual, se puede considerar a la curva de permeabilidades relativas al agua obtenidas en el caso 1 como la representativa de todas las muestras. Considerando los resultados anteriores, las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite que representan mejor a todas las muestras disponibles son:

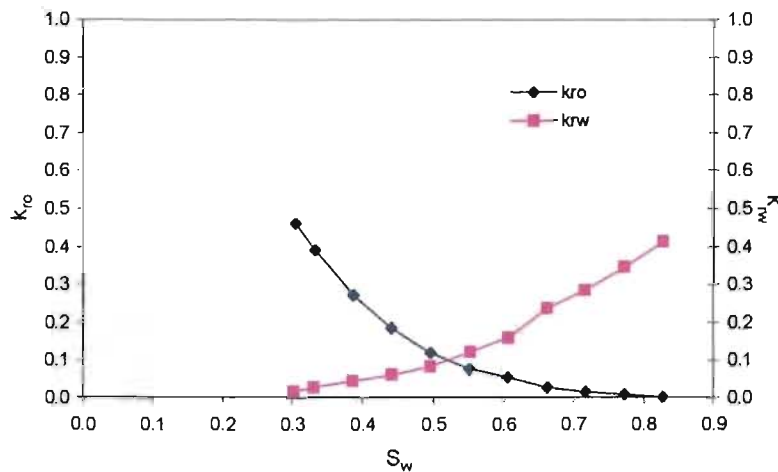


Fig. 89 Curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite, caso 1.

Algunas reglas heurísticas que se pueden aplicar a permeabilidades relativas agua-aceite, para identificar si el sistema tiene preferencia a ser mojado por aceite o agua son ⁽³¹⁾:

	Mojado por agua	Mojado por aceite
S_{wc}	> 20 - 25%	< 15%
S_w donde $k_{rw}=k_{ro}$	> 50%	< 50%
k_{rw} @ S_{or} (k_{rw} extrema)	< 0.3	> 0.5 (acercándose a 1.0)

Se concluye que con base a los criterios anteriores, no existe indicación de una marcada tendencia a una mojabilidad de la roca hacia un fluido determinado, ya que si bien el cruce de la permeabilidad relativa al agua y la permeabilidad relativa al aceite ocurre a una saturación de agua de 54 %; (sólo ligeramente superior al límite de 50%) para ser considerada como mojada por agua, la k_{rw} extrema es

mayor de 0.4, lo que indicaría una ligera tendencia hacia el aceite, por lo que se considera que este análisis preliminar resulta muy incierto y se requiere realizar pruebas de laboratorio para determinar con precisión la mojabilidad del sistema.

En lo referente a los datos del sistema gas-aceite, sólo se cuenta con información del pozo Cactus 47, la cual se obtuvo del análisis realizado por la Compañía CORELAB.

Tabla 41.- Información de permeabilidades relativas gas-aceite del pozo cactus 47 datos extraídos del reporte del estudio integral realizado por la Cía. JNOC.

Muestra:2-F7-4			Muestra:2-F10-1V		
S_g	K_{ro}	K_{rg}	S_g	K_{ro}	K_{rg}
0.000	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
0.028	0.683	0.048	0.014	0.627	0.136
0.060	0.431	0.062	0.021	0.470	0.227
0.110	0.210	0.077	0.031	0.339	0.270
0.150	0.122	0.087	0.045	0.221	0.303
0.196	0.064	0.099	0.059	0.143	0.316
0.230	0.038	0.109	0.073	0.092	0.325
0.265	0.022	0.120	0.087	0.061	0.334
0.292	0.015	0.129	0.102	0.038	0.343
0.317	0.010	0.138	0.119	0.022	0.349
0.343	0.006	0.147	0.134	0.013	0.354
0.372	0.004	0.159	0.147	0.008	0.358
0.395	0.002	0.169	0.160	0.005	0.361
0.412	0.002	0.176	0.171	0.003	0.362
0.463	0.000	0.201	0.204	0.000	0.367

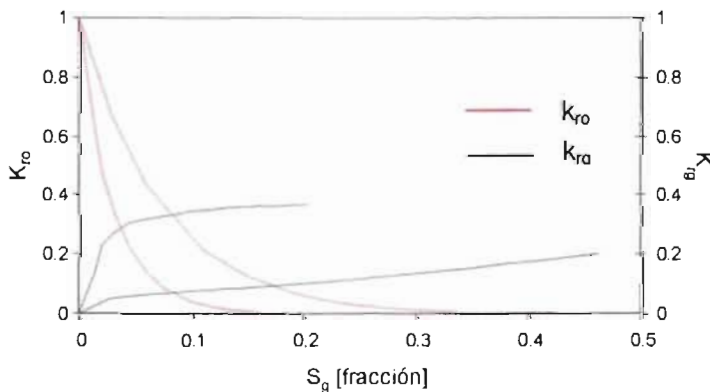


Fig. 90 Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite, pozo cactus 47.

Información de Presiones Capilares

En lo que respecta a las relaciones de presión capilar-saturación de agua existe información disponible de los pozos Cactus 4D y 60D (Tablas 42 y 43), las cuales se determinaron mediante el procedimiento de inyección de mercurio a las muestras; de las curvas resultantes se obtuvieron las saturaciones de agua irreductible.

Tabla 42.- Información de presión capilar existente, pozo Cactus 4D.

	S_w [fracción]	p_{cma}^* [kg/cm ²]
Muestra: 1-3-H-1	0.923	60
Profundidad = 3398	0.930	20
S_{wc} [fracc.] = 0.923	0.940	10
k_L = 4.95 [md]	0.950	5
ϕ [%] = 5.2	0.960	6
	0.970	5
	0.990	2
Muestra: 2-4-H	0.240	60
Profundidad = 3791	0.250	55
S_{wc} [fracc.] = 0.24	0.270	40
k_L = 3.44 [md]	0.300	25
ϕ [%] = 18.2	0.350	12
	0.400	7.5
	0.450	5
	0.500	4
	0.550	3
	0.600	2
	0.650	1.7
	0.700	1.5
	0.750	1.2
	0.800	1

*Presión capilar mercurio-aire @cond. lab.

Tabla 42 (continuación).- Información de presión capilar existente, pozo Cactus 4D.

	S_w [fracción]	P_{cma}^* [kg/cm ²]
Muestra: 2-7-V	0.350	60
Profundidad = 3793	0.400	35
S_{wc} [fracc.] = 0.35	0.450	22.5
k_L = 0.23 [md]	0.500	15
ϕ [%] = 12.6	0.550	11.5
	0.600	9
	0.650	8
	0.700	7
	0.750	6.5
	0.800	6.2
	0.850	6
	0.900	5
	0.950	3.5
	1.000	1
Muestra: 2-8-H-1	0.600	60
Profundidad = 3793	0.650	16
S_{wc} [fracc.] = 0.6	0.675	10
k_L = 3.19 [md]	0.700	8
ϕ [%] = 26.1	0.750	6
	0.800	4
	0.900	3
	1.000	2

*Presión capilar mercurio-aire @cond. lab.

Tabla 43.- Información de presión capilar existente, pozo Cactus 60D.

	S_w [fracción]	P_{cma}^* [kg/cm ²]
Muestra: 1-7-H	0.190	60
Profundidad = 3654	0.200	46.67
S_{wc} [fracc.] = 0.19	0.220	33.33
k_L = 0.34 [md]	0.250	24
ϕ [%] = 13.5	0.300	16.67
	0.400	10.66
	0.500	7
	0.600	5
	0.700	4
	0.800	3.67
	0.900	3.33
	1.000	3.26

*Presión capilar mercurio-aire @cond. lab.

Tabla 43 (continuación).- Información de presión capilar existente, pozo Cactus 60D.

	S_w [fracción]	P_{cma}^* [kg/cm ²]
Muestra: 2-3-H-2 Profundidad = 3655 S_{wc} [fracc.] = 0.28 k_L = 0.59 [md] ϕ [%] = 8.8	0.280	60
	0.295	46.7
	0.340	33.3
	0.400	23.3
	0.500	14.7
	0.600	9.3
	0.700	6.7
	0.800	5.3
	0.900	5.1
	1.000	5
Muestra: 3-5-H Profundidad = 3660 S_{wc} [fracc.] = 0.265 k_L = 8.07 [md] ϕ [%] = 16.6	0.265	60
	0.275	46.66
	0.300	33.33
	0.355	23
	0.400	11.86
	0.500	6.53
	0.600	5.53
	0.700	3.33
	0.800	2.66
	0.900	2.33
1.000	2.06	
Muestra: 3-7-H-1 Profundidad = 3661 S_{wc} [fracc.] = 0.29 k_L = 0.59 [md] ϕ [%] = 11	0.290	60
	0.293	46.66
	0.322	33.33
	0.400	23.66
	0.500	16.2
	0.600	11.2
	0.700	8.33
	0.800	6.53
	0.900	5.33
	0.950	5.2
1.000	4.8	

*Presión capilar mercurio-aire @cond. lab.

La siguiente figura muestra la gráfica de todos los datos disponibles de presión capilar mercurio-aire (@ condiciones de laboratorio) en el campo Cactus:

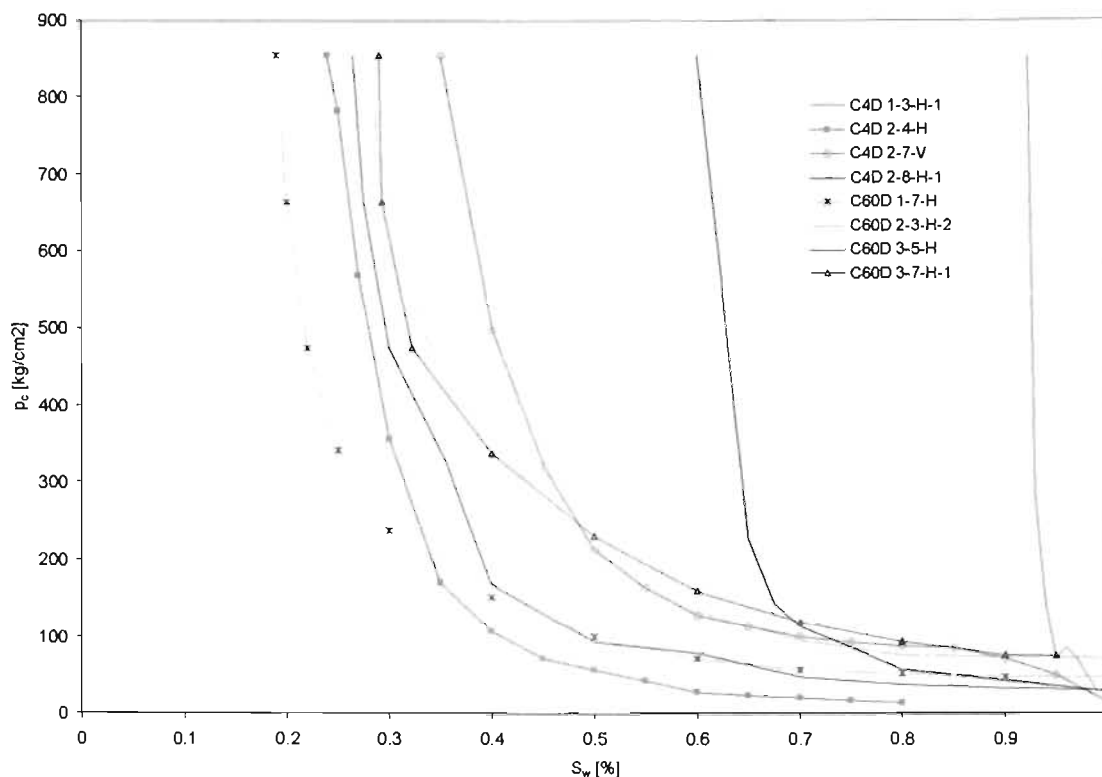


Fig. 91 Relación de Presión Capilar mercurio-aire @ C.L. vs. Saturación de agua de toda la información disponible, campo Cactus.

Los datos de presión capilar se obtienen de pequeñas muestras de núcleo, las cuales representan sólo una porción del yacimiento, por lo cual, es necesario combinar todos los datos de presión capilar para clasificar a un yacimiento en particular.

El hecho de que las curvas de presión capilar-saturación de casi todos los materiales naturalmente porosos tengan en común algunos rasgos, ha llevado a los esfuerzos por establecer alguna ecuación general que describa a todas las curvas⁽³⁷⁾. En 1941 Leverett aproximó el problema a un punto de vista de análisis dimensional. Partiendo de que la presión capilar depende de la porosidad, tensión

interfacial y radio promedio del poro, Leverett definió la función de saturación adimensional, la cual nombró como “función J” de la siguiente manera:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad \dots(4.3.6)$$

Donde:

$J(S_w)$ = función J, a dim

P_c = presión capilar, dinas/cm²

σ = tensión interfacial entre los fluidos inmiscibles, dinas/cm

θ = ángulo de contacto, grados

k = permeabilidad absoluta, md

ϕ = porosidad, fracción

Antes de calcular la función J, es importante transformar los datos de presión capilar de condiciones de laboratorio (C.L.) a condiciones de yacimiento (C.Y.), es decir, de un sistema mercurio-aire a uno agua-aceite. Para realizar dicha transformación se procede de la siguiente manera:

- a) Se considera un sistema gas (g) - agua (w) y se desea pasar a un sistema aceite (o) - agua (w). En ambos casos el fluido mojante es el agua. Partiendo de la definición de presión capilar se tiene para un sistema gas - agua:

$$p_c @ C.L. = \frac{2(\sigma_{gw})_L (\cos \theta_{gw})_L}{r} \quad \dots(4.3.7)$$

Donde el subíndice “L” indica condiciones de laboratorio.

Si se considera que en el yacimiento se tiene el mismo capilar, entonces para el sistema aceite – agua:

$$p_c @ C.Y. = \frac{2(\sigma_{ow})_Y (\cos \theta_{ow})_Y}{r} \quad \dots(4.3.8)$$

Donde el subíndice “Y” indica condiciones de yacimiento. Puesto que el radio es igual en ambas ecuaciones se tiene que la presión capilar a condiciones de yacimiento es:

$$(p_{cow})_Y = \frac{(\sigma_{ow})_Y (\cos \theta_{ow})_Y}{(\sigma_{gw})_Y (\cos \theta_{gw})_Y} (p_{cgw})_L \quad \dots(4.3.9)$$

Si se considera que tanto en el laboratorio como en el yacimiento existe una completa mojabilidad del agua, entonces $\theta=0$ y por lo tanto $\cos \theta=1$, por lo cual la ecuación 4.3.9 se reduce a:

$$(P_{cow})_Y = \frac{(\sigma_{ow})_Y}{(\sigma_{gw})_Y} (p_{cgw})_L \quad \dots(4.3.10)$$

b) Si se considera un sistema aire (g) – mercurio (Hg), para obtener un sistema aire (g) – agua (w), se procede de la siguiente forma:

Se debe establecer primero un factor de proporcionalidad “F” para pasar de un sistema gas – mercurio a un sistema gas – agua, ambos a condiciones de laboratorio. Por analogía de tubos capilares, la relación que existe entre la presión capilar gas – mercurio y gas – agua, es la siguiente:

$$F = \frac{(p_{cgHg})_L}{(p_{cgw})_L} = \frac{(\sigma_{gHg} \cos \theta_{gHg})_L}{(\sigma_{gw} \cos \theta_{gw})_L} \quad \dots(4.3.11)$$

En ausencia de datos de laboratorio, los siguientes valores se pueden utilizar como aproximaciones ⁽⁴⁴⁾:

Sistema	ϕ Angulo de contacto	Coseno del Angulo de contacto	γ tensión interfacial	$\gamma (\cos \phi)$
Laboratorio				
aire-agua	0	1.0	72 @ 70°F 60 @ 200°F	72 60
aire-salmuera	0	1.0	60 @ 200°F	60-75
aceite-agua	30	0.866	48	42
aire-mercurio	140	0.765	480	367
aire-aceite	0	1.0	24	24
mercurio-vacio	140	0.765	468 @ 0°F 480 @ 60°F	358 367
Yacimiento				
aceite				0.4
gas				cero
agua-aceite	30	0.866	30*	26*
agua-gas	0	1.0	50*	50*

* depende de la presión y temperatura. Los valores son razonables a 5000 ft

El factor de proporcionalidad reportado es ⁽³⁾:

$$F = 0.5681$$

Despejando de la ecuación 4.3.11 la presión capilar para un sistema gas – agua:

$$(p_{c_{gw}})_L = \frac{(p_{c_{gHg}})_L}{0.5681} \quad \dots(4.3.12)$$

Sustituyendo la ecuación 4.3.12 en la ecuación 4.3.10, se tiene que:

$$(p_{c_{ow}})_Y = \frac{(\sigma_{ow})_Y (p_{c_{gHg}})_L}{0.5681 (\sigma_{gw})_L} \quad \dots(4.3.13)$$

De acuerdo a los valores de la tensión interfacial, la ecuación anterior se reduce a:

$$(p_{c_{ow}})_Y = \frac{42}{72(0.5681)} (p_{c_{gHg}})_L = 0.73333 (p_{c_{gHg}})_L \quad \dots(4.3.14)$$

La tensión interfacial aceite – agua se consideró igual a 42 (dinas/cm) ⁽³⁾.
 Las Tablas 44 y 45 muestran los valores calculados de la función J y de la presión capilar agua – aceite:

Tabla 44.- Datos calculados de la función J y de la presión capilar agua – aceite, pozo Cactus 4D.

	S_w [fracción]	p_{cma}^* [kg/cm ²]	S_{wn} [fracción]	J (adim)	p_{cow} @C.Y. (kg/cm ²)
Muestra: 1-3-H-1	0.923	60	0	43	44
Profundidad= 3398	0.930	20	0.091	14.3	14.7
S_{wc} [fracc.] = 0.923	0.940	10	0.221	7.2	7.3
k_L = 4.95 [md]	0.950	5	0.351	3.6	3.7
ϕ [%] = 5.2	0.960	6	0.481	4.3	4.4
	0.970	5	0.61	3.6	3.7
	0.990	2	0.87	1.4	1.5
Muestra: 2-4-H	0.240	60	0	19.1	44
Profundidad= 3791	0.250	55	0.013	17.6	40.4
S_{wc} [fracc.] = 0.24	0.270	40	0.039	12.8	29.4
k_L = 3.44 [md]	0.300	25	0.079	8	18.4
ϕ [%] = 18.2	0.350	12	0.145	3.8	8.8
	0.400	7.5	0.211	2.4	5.5
	0.450	5	0.276	1.6	3.7
	0.500	4	0.342	1.3	2.9
	0.550	3	0.408	1	2.2
	0.600	2	0.474	0.6	1.5
	0.650	1.7	0.539	0.5	1.2
	0.700	1.5	0.605	0.5	1.1
	0.750	1.2	0.671	0.4	0.9
	0.800	1	0.737	0.3	0.7
Muestra: 2-7-V	0.350	60	0	6	44
Profundidad= 3793	0.400	35	0.077	3.5	25.7
S_{wc} [fracc.] = 0.35	0.450	22.5	0.154	2.2	16.5
k_L = 0.23 [md]	0.500	15	0.231	1.5	11
ϕ [%] = 12.6	0.550	11.5	0.308	1.1	8.4
	0.600	9	0.385	0.9	6.6
	0.650	8	0.462	0.8	5.9
	0.700	7	0.538	0.7	5.1
	0.750	6.5	0.615	0.6	4.8
	0.800	6.2	0.692	0.6	4.6
	0.850	6	0.769	0.6	4.4
	0.900	5	0.846	0.5	3.7
	0.950	3.5	0.923	0.3	2.6
	1.000	1	1	0.1	0.7

* Presión capilar mercurio-aire @ cond. lab.

Tabla 44 (continuación).- Datos calculados de la función J y de la presión capilar agua – aceite, pozo Cactus 4D.

	S_w [fracción]	p_{cma}^* [kg/cm ²]	S_{wn} [fracción]	J (adim)	p_{cow} @C.Y. (kg/cm ²)
Muestra: 2-8-H-1	0.600	60	0	15.4	44
Profundidad= 3793	0.650	16	0.125	4.1	11.7
S_{wc} [fracc.] = 0.6	0.675	10	0.188	2.6	7.3
k_L = 3.19 [md]	0.700	8	0.25	2.1	5.9
ϕ [%] = 26.1	0.750	6	0.375	1.5	4.4
	0.800	4	0.5	1	2.9
	0.900	3	0.75	0.8	2.2
	1.000	2	1	0.5	1.5

* Presión capilar mercurio-aire @ cond. lab.

Tabla 45.- Datos calculados de la función J y de la presión capilar agua – aceite, pozo Cactus 60D.

	S_w [%]	p_{cma}^* [kg/cm ²]	S_{wn} [fracción]	J (adim)	p_{cow} @C.Y. (kg/cm ²)
Muestra: 1-7-H	0.190	60	0	7	44
Profundidad = 3654	0.200	46.67	0.012	5.4	34.3
S_{wc} [fracc.] = 0.19	0.220	33.33	0.037	3.9	24.5
k_L = 0.34 [md]	0.250	24	0.074	2.8	17.6
ϕ [%] = 13.5	0.300	16.67	0.136	1.9	12.2
	0.400	10.66	0.259	1.2	7.8
	0.500	7	0.383	0.8	5.1
	0.600	5	0.506	0.6	3.7
	0.700	4	0.63	0.5	2.9
	0.800	3.67	0.753	0.4	2.7
	0.900	3.33	0.877	0.4	2.4
	1.000	3.26	1	0.4	2.4
Muestra: 2-3-H-2	0.280	60	0	11.4	44
Profundidad = 3655	0.295	46.7	0.021	8.9	34.3
S_{wc} [fracc.] = 0.28	0.340	33.3	0.083	6.3	24.5
k_L = 0.59 [md]	0.400	23.3	0.167	4.4	17.1
ϕ [%] = 8.8	0.500	14.7	0.306	2.8	10.8
	0.600	9.3	0.444	1.8	6.8
	0.700	6.7	0.583	1.3	4.9
	0.800	5.3	0.722	1	3.9
	0.900	5.1	0.861	1	3.8
	1.000	5	1	1	3.7

* Presión capilar mercurio-aire @ cond. lab.

Tabla 45 (continuación).- Datos calculados de la función J y de la presión capilar agua – aceite, pozo Cactus 60D.

	S_w [%]	p_{cma}^* [kg/cm ²]	S_{wn} [fracción]	J (adim)	p_{cow} @C.Y. (kg/cm ²)
Muestra: 3-5-H	0.265	60	0	30.7	44
Profundidad = 3660	0.275	46.66	0.014	23.9	34.3
S_{wc} [fracc.] = 0.265	0.300	33.33	0.048	17.1	24.5
k_L = 8.07 [md]	0.355	23	0.122	11.8	16.9
ϕ [%] = 16.6	0.400	11.86	0.184	6.1	8.7
	0.500	6.53	0.32	3.3	4.8
	0.600	5.53	0.456	2.8	4.1
	0.700	3.33	0.592	1.7	2.4
	0.800	2.66	0.728	1.4	2
	0.900	2.33	0.864	1.2	1.7
	1.000	2.06	1	1.1	1.5
Muestra: 3-7-H-1	0.290	60	0	10.2	44
Profundidad = 3661	0.293	46.66	0.004	7.9	34.3
S_{wc} [fracc.] = 0.29	0.322	33.33	0.045	5.7	24.5
k_L = 0.59 [md]	0.400	23.66	0.155	4	17.4
ϕ [%] = 11	0.500	16.2	0.296	2.8	11.9
	0.600	11.2	0.437	1.9	8.2
	0.700	8.33	0.577	1.4	6.1
	0.800	6.53	0.718	1.1	4.8
	0.900	5.33	0.859	0.9	3.9
	0.950	5.2	0.93	0.9	3.8
	1.000	4.8	1	0.8	3.5

* Presión capilar mercurio-aire @ cond. lab.

La Figura 92 muestra una gráfica de la función J vs. S_{wn} , para los datos de los pozos cactus 4D y 60D. De esta figura, se tiene que los datos presentan un patrón definido, excepto los de la muestra 1-3-H-1 del pozo Cactus 4D, los cuales pertenecen al Cretácico Superior Méndez. Asimismo, los datos de la muestra 3-5-H-1 (pozo 60D, unidad estratigráfica KS2) tienen un comportamiento diferente, esto debido a que el valor encontrado de permeabilidad (8.07 md) es mayor que en el resto de las muestras.

Para calcular la función J promedio (J_{avg}) se utilizó el procedimiento empleado en la determinación de las permeabilidades relativas promedio, los resultados se muestran en la siguiente Figura 93.

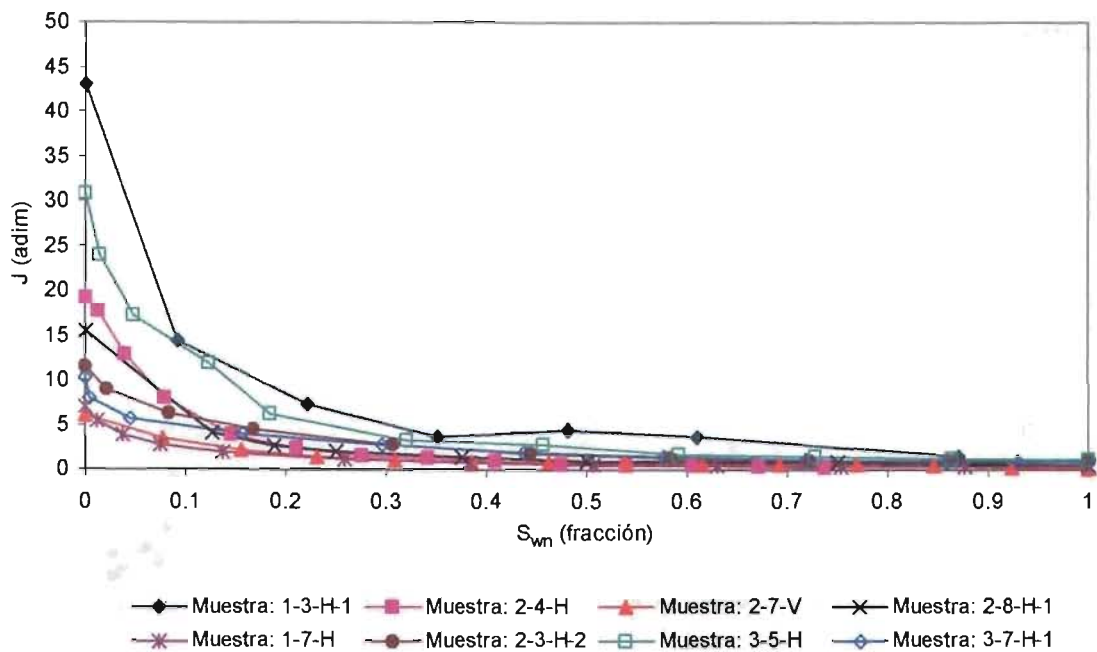


Fig. 92 Gráfica de la función J vs. S_{wn} , pozos cactus 4D y 60D.

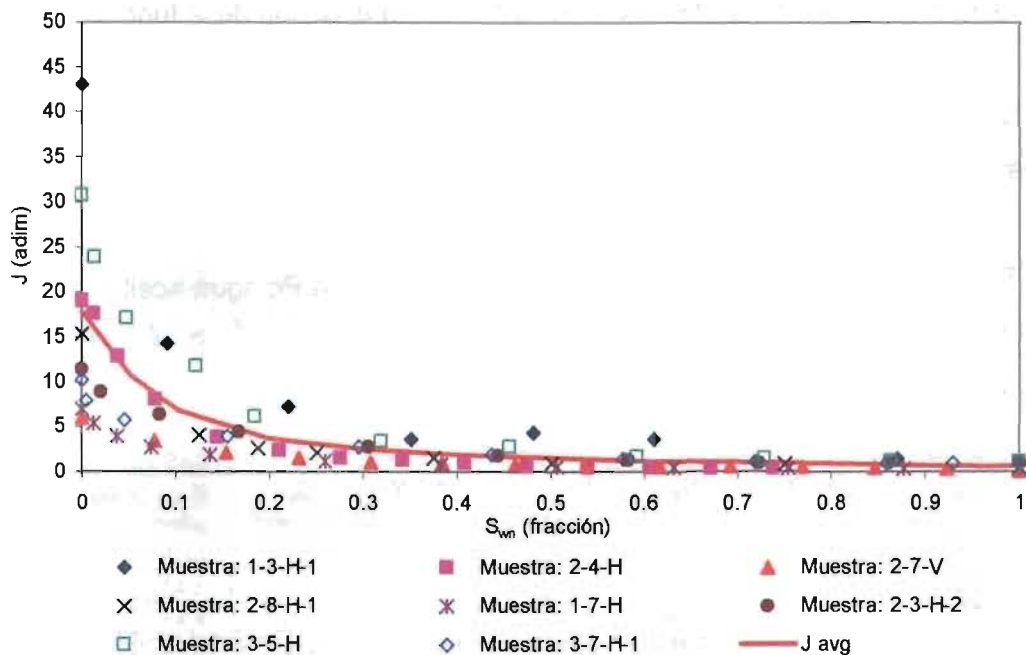


Fig. 93 Función J promedio, de toda la información disponible de los pozos 4D y 60D.

De acuerdo a la gráfica anterior, se puede establecer que la función J promedio no es representativa de todas las muestras disponibles, debido a que al denormalizar

la función J, la presión capilar resultante no corresponde a la tendencia de los datos (Figura 94).

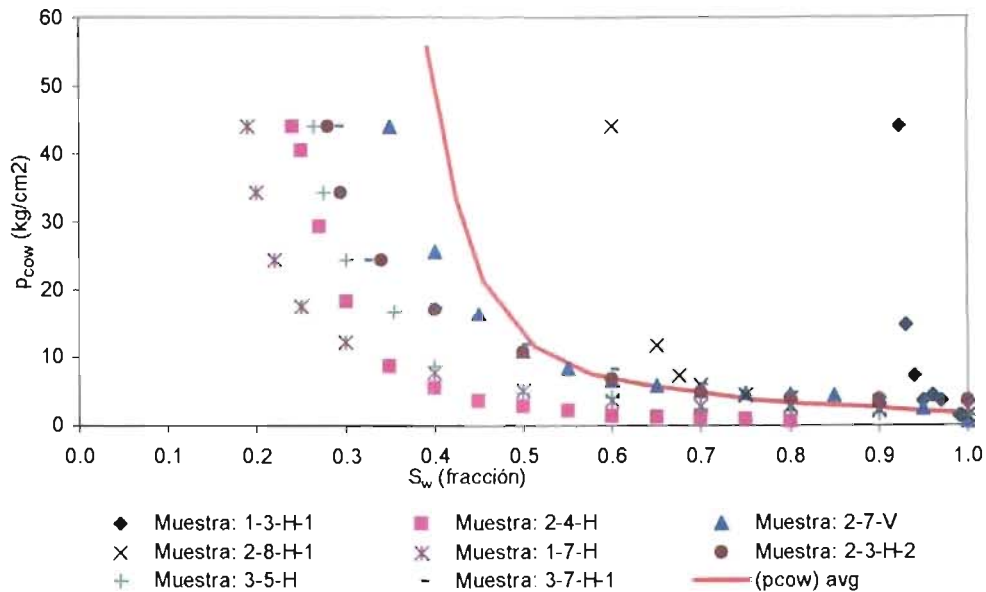


Fig. 94 Presión capilar agua – aceite vs. S_w , denormalización de la función J.

De acuerdo a lo anterior, se generaron tres casos considerando el comportamiento de la presión capilar agua – aceite, estos son:

Tabla 46.- Resultados de la función J promedio y de la Pc agua-aceite.

- CASO 1.- INLCLUYE TODAS LA INFORMACIÓN DISPONIBLE
- CASO 2.- NO INLCLUYE LAS MUESTRAS 1-3-H-1 (C4D) Y 3-5-H (C60D)
- CASO 3.- IDEM CASO 2, ADEMAS NO INCLUYE LA MUESTRA 2-8-H-1 (C4D)

CASO 1			CASO 2			CASO 3		
S_w [fracción]	J_{avg} (adim)	p_{cow} @C.Y. (kg/cm ²)	S_w [fracción]	J_{avg} (adim)	p_{cow} @C.Y. (kg/cm ²)	S_w [fracción]	J_{avg} (adim)	p_{cow} @C.Y. (kg/cm ²)
0.39	17.85	55.76	0.33	11.52	51.59	0.27	10.74	51.54
0.42	10.66	33.31	0.36	6.99	31.32	0.31	6.30	30.25
0.45	6.87	21.47	0.39	4.70	21.05	0.34	4.45	21.38
0.51	3.73	11.66	0.46	2.65	11.85	0.42	2.70	12.96
0.58	2.46	7.68	0.53	1.86	8.32	0.49	1.85	8.87
0.64	1.93	6.01	0.60	1.42	6.37	0.56	1.42	6.82
0.70	1.57	4.90	0.66	1.03	4.60	0.64	1.04	5.00
0.76	1.21	3.79	0.73	0.75	3.36	0.71	0.71	3.41
0.82	1.04	3.24	0.80	0.67	3.01	0.78	0.66	3.18
0.88	0.91	2.86	0.87	0.66	2.97	0.85	0.65	3.13
0.94	0.71	2.22	0.93	0.59	2.65	0.93	0.55	2.65
1.00	0.55	1.73	1.00	0.55	2.48	1.00	0.55	2.65

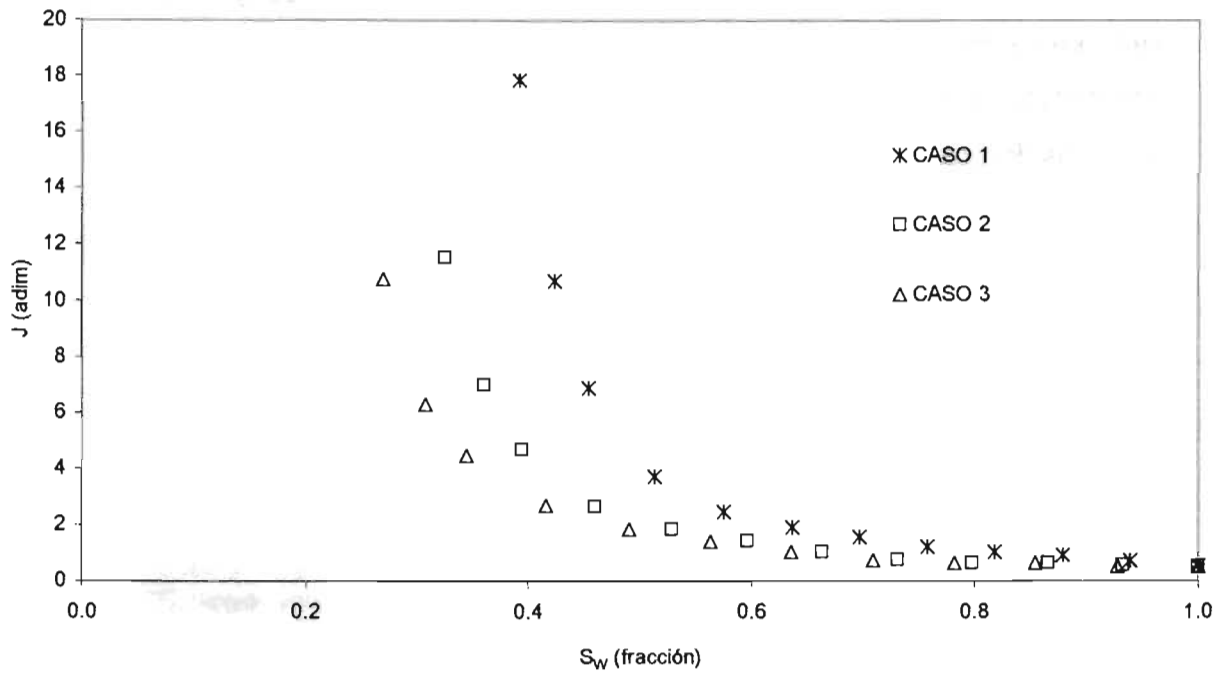


Fig. 95 Gráfica de la función J vs. S_w de los tres casos examinados.

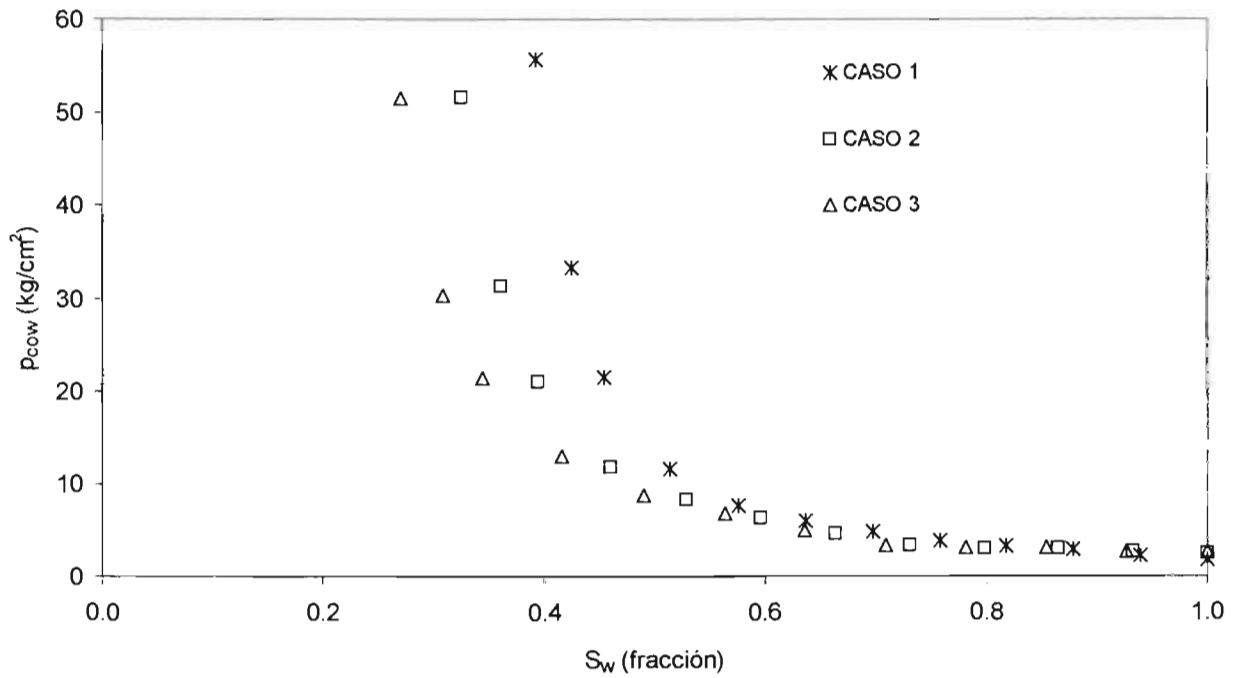


Fig. 96 Gráfica de la presión capilar agua-aceite vs. S_w de los tres casos existentes.

De los resultados se puede concluir que una sola curva de presión capilar no representa el comportamiento de todas las muestras, debido a que presentan diferentes valores de permeabilidad y de saturación crítica del agua. Además, si se considerara la información utilizada en la simulación numérica, se tiene lo siguiente:

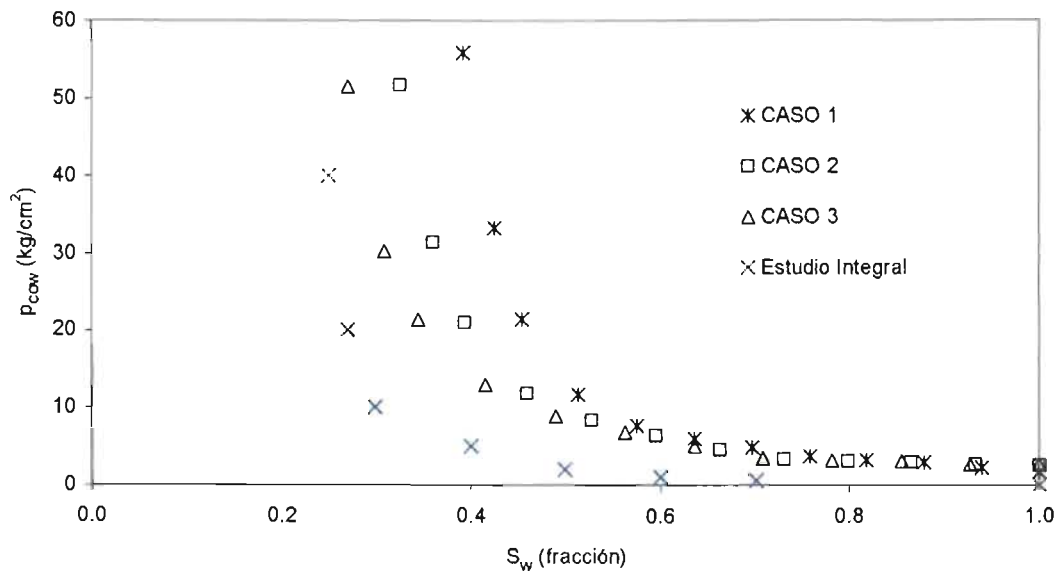


Fig. 97 Gráfica de la presión capilar agua-aceite vs. S_w , campo Cactus.

IV.4 Análisis de la Información PVT

El campo Cactus cuenta con 12 análisis PVT, de los cuales 6 pertenecen al Cretácico Superior: 3 del KS3, 1 del KS2 y 2 del KS1; 2 al Cretácico Medio (KM2); 3 del Cretácico Inferior: KI4, KI3 y KI1; y uno al Jurásico Superior Tithoniano (Figura 98).

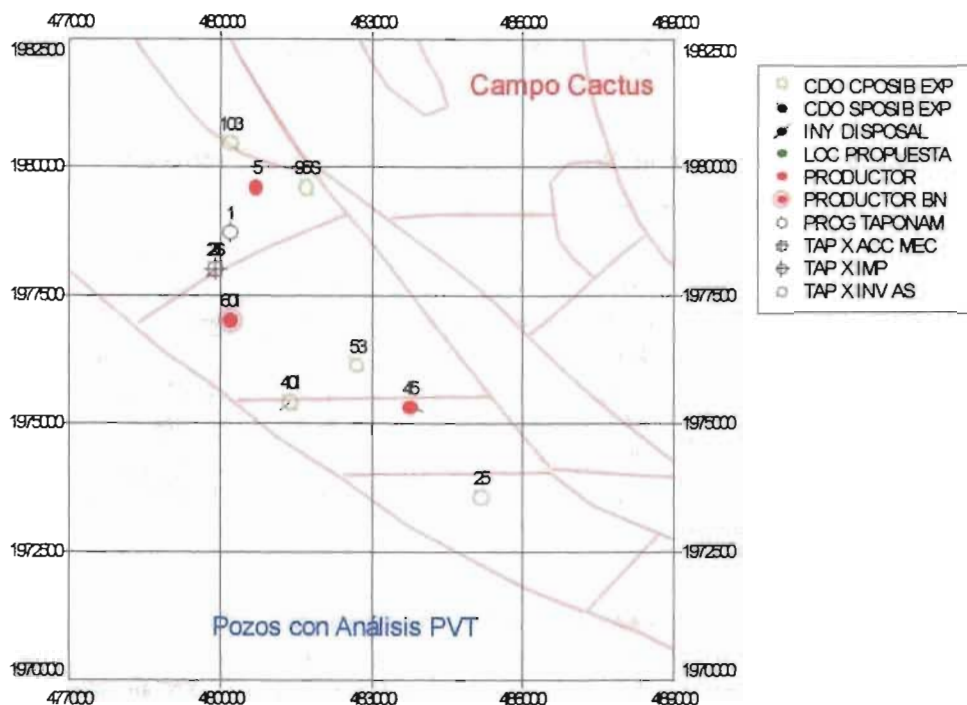


Fig. 98 Pozos con información de Análisis PVT, Campo Cactus (gráfica realizada con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Tabla 47.- Relación de Análisis PVT existentes, campo Cactus ⁽³⁾.

Pozo	Cía.	Fecha de Muestreo	Prof. muestreo (m.b.M.R.)	Tipo de Muestreo	Unidad	Sep. Flash	Sep. Diferencial	Pbas de Sep.	Análisis de Sep. dif. de gas
C-1	IMP	29-Jun-72	3715	Fondo	KS3		D	D	D
C-1	PEMEX	28-Jun-72	3715	Fondo	KS3	D	D		D
C-2	PEMEX	02-Oct-74	3550	Fondo	KS3		D	D	D
C-5	IMP	09-Abr-73	*	Superficial	KS2	D	D		D
C-95	PEMEX	16-Sep-74	4000	Fondo	KS1		D		D
C-25	PEMEX	05-Mar-75	4000	Fondo	KS1		D	D	
C-53	PEMEX	15-Ago-74	3750	Fondo	KM2		D	D	D
C-103	PEMEX	10-Feb-75	4350	Fondo	KM2		D	D	D
C-2	PEMEX	17-Abr-73	4200	Fondo	KI4	D		D	D
C-60	PEMEX	18-Ene-74	3960	Fondo	KI3		D	D	D
C-40	PEMEX	02-Abr-75	4400	Fondo	KI1		D	D	D
C-45	PEMEX	10-Sep-75	4320	Fondo	JST		D	D	D

* Intervalo abierto al muestreo: 3910-3920 m, perteneciente al KS2

D = Disponible

Como se indica en la tabla anterior existen 9 pruebas de separación disponibles en todo el campo. A continuación se muestra un ejemplo:

Tabla 48.- Datos de la prueba de separación, pozo Cactus 45 ⁽³⁾.

TEMPERATURA DE SEPARACIÓN: 18 °C

ρ_{sep} (kg/cm ²)	B_{of} (m ³ /m ³)	Sh (m ³ /m ³)	R_s (m ³ /m ³)	R_t (m ³ /m ³)	RT (m ³ /m ³)	ρ_o (g/cm ³)	Grav. API (°API)	Y_{gs} (aire = 1)	Y_{gt} (aire = 1)	LIQ. REC. (%)
0.0	2.1150	0.4728		334.8	334.8	0.8317	38.3		0.8724	0.0
3.0	1.9797	0.5051	293.1	9.0	302.1	0.8317	38.3	0.8317		6.8
6.0	1.9520	0.5122	276.1	14.1	290.2	0.8219	40.4	0.7974		8.4
9.0	1.9576	0.5108	270.6	20.2	290.8	0.8328	38.1	0.7677		8.0
12.0	2.0121	0.4969	270.7	26.8	297.5	0.8200	40.8	0.7619		5.5

P. Sep = presión de separación

B_{of} = factor de volumen del aceite

Sh = factor de encogimiento ($1/B_{of}$)

R_s , R_t , RT = relaciones gas-aceite separador, tanque y total, respectivamente

ρ_o = densidad del aceite en el tanque (a condiciones estándar: 1.033 kg/cm²abs, 20°C)

Gravedad API = gravedad API calculada de la gravedad específica (de aceite a agua) a 20°C en vez de 15.56°C

Y_{gs} , Y_{gt} = gravedades específicas (aire = 1) del separador de gas y del tanque, respectivamente

LIQ. REC. = recuperación de líquido en tanque

Condiciones Estándar = 1.033 kg/cm²abs, 20°C

Para establecer la diferencia entre los fluidos, se compararon los resultados de las muestras a la presión de separación de 6 (kg/cm²) (Tabla 49) ⁽³⁾. Los resultados indican que no existe diferencia considerable entre la densidad API del aceite y la relación total gas-aceite. Todas las muestras presentan una densidad API en un rango de 39 a 41 °API, en promedio 40.4 °API; por su parte la relación total gas-aceite, se encuentra en un rango de 276 a 313 (m³/m³) y en promedio 297.9 (m³/m³).

Las razones por las cuales se seleccionó la presión de separación de 6 (kg/cm²) son:

1. La presión de separación de 6 (kg/cm²) es cercana al valor actual de presión de separación del campo.
2. Todas las pruebas disponibles tienen la presión de separación de 6 (kg/cm²).

Tabla 49.- Comparación de resultados de pruebas de separación a $p_{sep} = 6$ (kg/cm²)⁽³⁾.

Pozo	T _{sep} (°C)	B _{of} (m ³ /m ³)	Sh (m ³ /m ³)	R _s (m ³ /m ³)	R _t (m ³ /m ³)	RT (m ³ /m ³)	ρ _o (g/cm ³)	Grav. API (°API)	Y _{gs} (air = 1)	LIQ. REC. (%)
C-1	26.0	1.8854	0.5303	261.6	15.0	276.6	0.8218	40.4	0.8158	15.3
C-2	29.4	2.0110	0.4970	283.0	14.0	297.0	0.8200	40.8	0.8270	10.9
C-2	29.0	1.9827	0.5044	285.8	14.9	300.7	0.8204	40.7	0.8260	7.3
C-25	30.1	1.9610	0.5090	299.0	14.0	313.0	0.8260	39.5	0.8080	9.9
C-40	27.4	1.9997	0.5000	292.7	14.1	306.8	0.8207	40.6	0.8110	7.8
C-45	18.0	1.9520	0.5122	276.1	14.1	290.2	0.8219	40.4	0.7974	8.4
C-53	24.0	2.0152	0.4962	293.4	13.3	306.7	0.8230	40.1	0.8335	10.1
C-60	25.0	1.9246	0.5196	282.7	13.5	301.2	0.8214	40.5	0.8220	17.5
C-103	24.0	1.9372	0.5162	274.2	14.7	288.9	0.8190	41.0	0.8166	8.8
RN-1	25.0	1.9631	0.5093	286.1	13.9	300.0	0.8239	39.9	0.7972	8.8
Average	25.9	1.9632	0.5094	283.2	14.2	297.9	0.8216	40.4	0.8175	10.7

T_{sep} = temperatura de separación

B_{of} = factor de volumen del aceite

Sh = factor de encogimiento (1/B_{of})

R_s, R_t, RT = relaciones gas-aceite separador, tanque y total, respectivamente

ρ_o = densidad del aceite en el tanque (a condiciones estándar: 1.033 kg/cm²abs, 20°C)

Grav. API = gravedad API calculada de la gravedad específica (de aceite a agua) a 20 °C en lugar de 15.56 °C

Y_{gs} = gravedad específica (aire = 1) del separador de gas

LIQ. REC. = recuperación de líquido en tanque

Condiciones Estándar = 1.033 kg/cm²abs, 20°C

La Tabla 50 muestra la relación gas-aceite producida (RGA) para cada pozo. Dicha tabla se realizó con el objetivo de determinar la distribución de la RGA en la etapa inicial de explotación⁽³⁾. Por lo cual, se excluyeron del análisis los pozos con las siguientes características:

1. Pozos con alta RGA en la etapa inicial de explotación, lo cual indica gas libre fluyendo en el yacimiento.
2. Pozos con gran fluctuación en la RGA al inicio de explotación.
3. Pozos en los cuales es difícil determinar la RGA de la base de datos existente.

En el caso donde el primer mes de producción tiene un volumen pequeño, y la RGA establecida es diferente a los subsecuentes meses donde la producción se normaliza; si ésta no tiene cambios considerables se toma el primer valor, en caso contrario se toma el valor de la RGA típica de los siguientes meses de explotación.

Tabla 50.- Relación gas-aceite producida al inicio de la explotación, campo Cactus ⁽³⁾.

Pozo	Año	Mes-Año	Vo mensual [bls]	Vg mensual [MMPC]	RGA [m3/m3]	Observaciones
C-8	1974	Oct-74	2969	5.191	311	dato del octavo mes
C-11	1976	Jul-76	28355	44.960	282	dato del primer mes
C-13	1977	Abr-77	17185	28.093	291	dato del primer mes
C-17	1977	Oct-77	117145	147.178	224	dato del primer mes
C-21	1976	Nov-76	17140	28.573	297	dato del primer mes
C-23	1977	Feb-77	65517	110.250	300	dato del quinto mes
C-25	1975	Jul-75	122194	198.414	289	dato del quinto mes
C-30	1975	Dic-75	58610	85.987	261	dato del primer mes
C-33	1975	Dic-75	77887	130.866	299	dato del décimo mes
C-35	1976	Jul-76	42261	68.109	287	dato del sexto mes
C-40	1975	Jun-75	74767	123.673	295	dato del cuarto mes
C-50	1974	Nov-74	52569	92.007	312	dato del primer mes
C-51	1974	Jul-74	198121	349.897	315	dato del tercer mes
C-53	1974	Sep-74	153023	257.633	300	dato del cuarto mes
C-61	1974	Jul-74	197368	341.412	308	dato del sexto mes
C-63A	1975	Oct-75	107666	158.574	262	dato del séptimo mes
C-65	1974	Dic-74	45852	77.211	300	dato del segundo mes
C-75	1975	Ene-75	79009	136.047	307	dato del tercer mes
C-95	1974	Sep-74	17419	29.180	298	dato del segundo mes
C-103	1975	Ene-75	56742	96.418	303	dato del primer mes
C-213	1977	Nov-77	13351	22.680	303	dato del primer mes
C-215	1977	Ene-77	8441	13.252	280	dato del primer mes
C-302	1982	Ago-82	36280	56.185	276	dato del primer mes

La información de tabla anterior y los datos de densidad (Tabla 48), sugieren que existe un solo comportamiento en el fluido a lo largo del campo Cactus. Por lo cual, una composición inicial del fluido se consideró suficiente para simular el comportamiento general del campo.

El campo Cactus forma parte de un complejo junto con los campos Níspero y Río Nuevo, por lo cual, se realizó un análisis similar al anterior, con el objetivo de identificar si es posible considerar una sola composición del fluido producido en los tres campos. Los resultados obtenidos determinaron que al igual que en el campo Cactus, no se encontraron diferencias significativas, por lo cual se puede considerar que en el complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo, se produce un aceite similar, el cual es posible simular con una sola composición ⁽³⁾. Sin embargo, no existe una composición del fluido para los tres campos. Por lo tanto, para la construcción de un modelo del fluido, se utilizaron los datos de la composición del

fluido del campo Sitio Grande, el cual se localiza al sur del Campo Río Nuevo (Fig. 1). No obstante, fue necesario realizar algunas modificaciones para representar al fluido de los campos en estudio. Los datos de la composición del fluido fueron los correspondientes al pozo Sitio Grande 83, el cual fue muestreado el 10 de agosto de 1976. Los principales datos se muestran en siguiente tabla.

Tabla 51.- Composición del fluido de la muestra del pozo Sitio Grande 83, datos del reporte del PVT composicional.

$$\rho_o @ 60^\circ\text{F} = 0.8763 \text{ [gr/cm}^3\text{]}$$

	% Mole
H ₂ S	1.60
CO ₂	2.06
N ₂	0.71
C ₁	48.05
C ₂	9.05
C ₃	5.22
i-C ₄	0.72
n-C ₄	2.58
i-C ₅	0.87
n-C ₅	1.30
C ₆	2.40
C ₇ ⁺	25.44

Se seleccionaron los datos del PVT composicional del pozo Sitio Grande 83, aunque existe información del SG-61, SG-80 y SG-81, debido a que ésta reproduce el comportamiento del pozo Sitio Grande 1, el cual es el descubridor del campo.

Existen dos problemas para utilizar la composición del fluido del campo Sitio Grande:

1. La densidad del aceite API del fluido del campo Sitio Grande es más pesado, 34 °API, que el promedio del complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo, el cual es aproximadamente de 40 °API.
2. La RGA de los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo es mayor que la del campo Sitio Grande.

Para solucionar el primer problema, la densidad de los heptanos y más pesados (C_7^+) se redujo de su valor original de $0.8763 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ a $0.8538 \text{ [g/cm}^3\text{]}$. Utilizando este valor, los resultados de la prueba de separación en la densidad del aceite ajustaron con los datos experimentales del complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo.

Para el segundo problema, el contenido de gas superficial se incrementó de su valor original. Esto se realizó de acuerdo a los siguientes pasos, utilizando el simulador PVTi, propiedad de la compañía Schlumberger.

- a) Se realizó una separación imaginaria del fluido del campo Sitio Grande, en el gas y líquido superficial.
- b) Se recombinaron el gas y líquido de superficie a una cierta relación diferente de la original.

La Figura 99 muestra la composición original de la muestra del pozo Sitio Grande 83, en la cual se separó el gas y el aceite en superficie (Figura 100). Posteriormente, el gas y el aceite se recombinaron para formar la composición del fluido final (Figura 101). La Figura 102 presenta la comparación entre la composición original y la del fluido final obtenido. Los grupos 1 (GRP1), 2 (GRP2) y 3 (GRP3) representan los tres pseudo componentes creados por medio de un proceso de división y agrupamiento del C_7^+ .

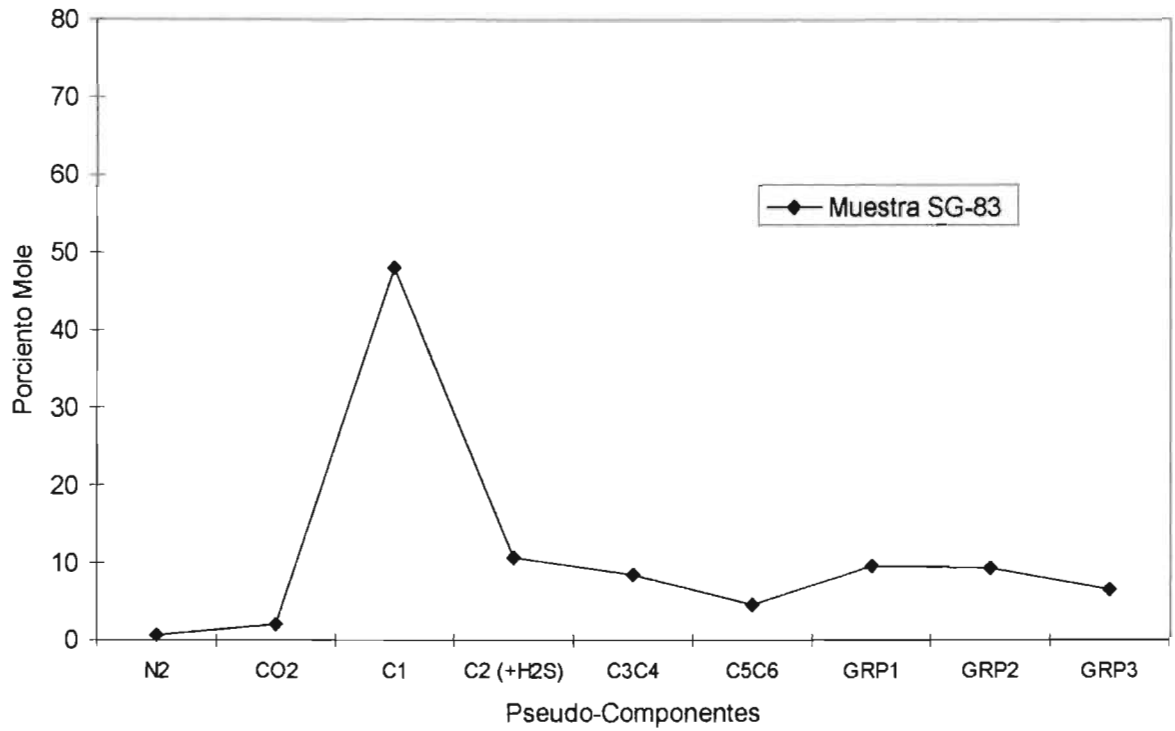


Fig.99 Composición inicial del fluido del pozo Sitio Grande 83 ⁽³⁾.

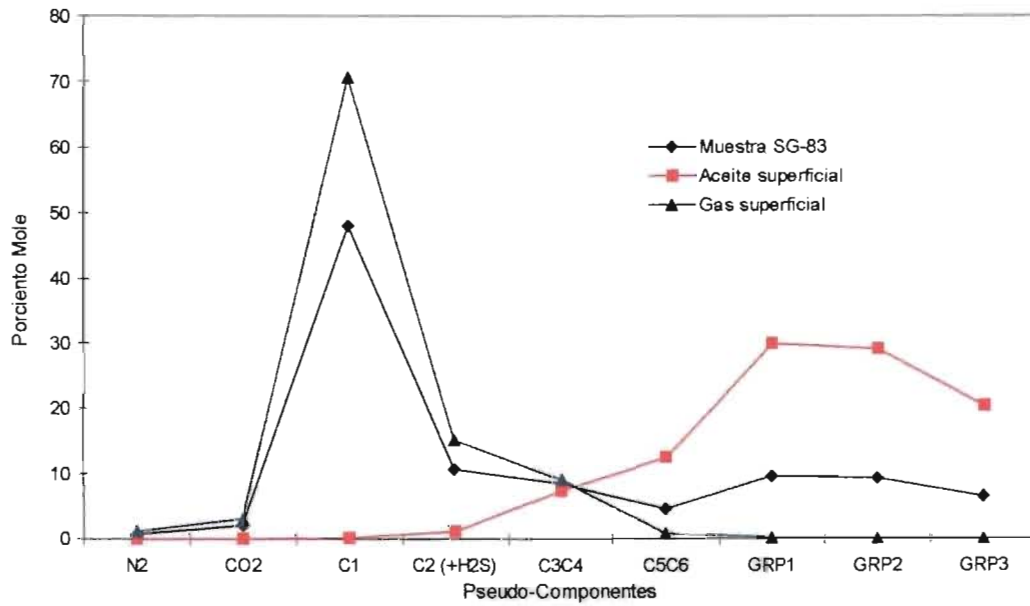


Fig.100 Separación superficial a $p_{sep} = 5$ [kg/cm²] y T = 30 °C, pozo SG-83 ⁽³⁾.

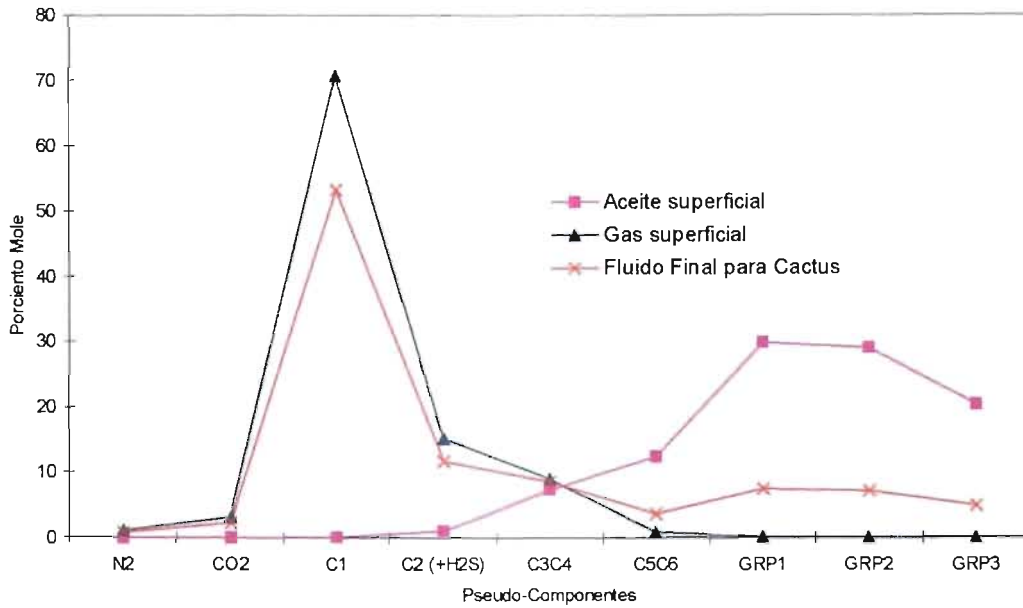


Fig. 101 Recombinación de gas y aceite superficial, pozo Sitio Grande 83 ⁽³⁾.

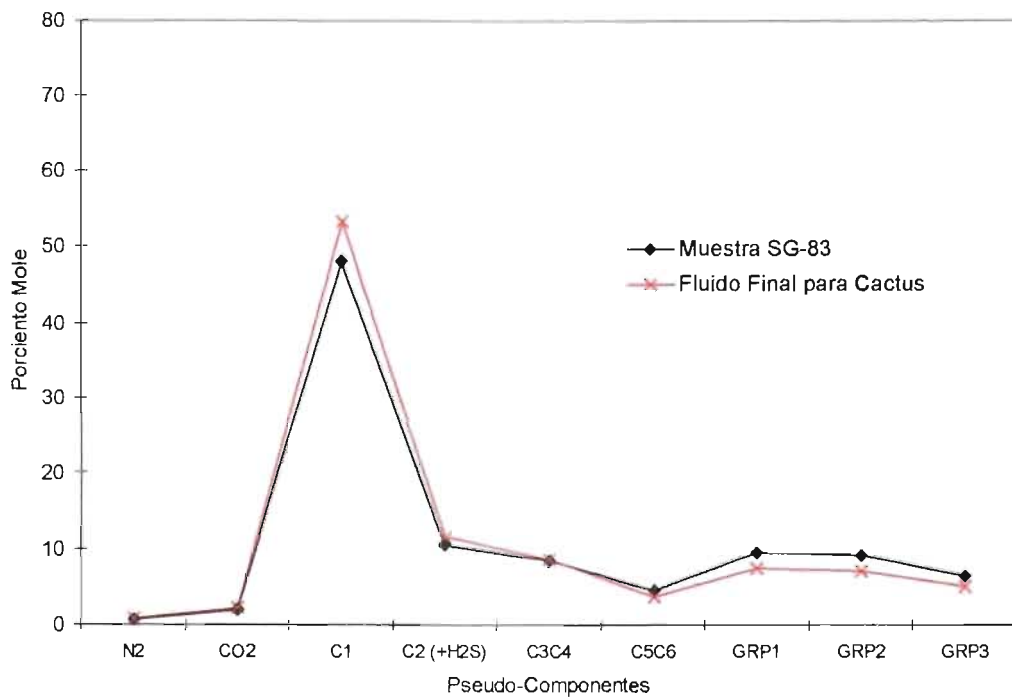


Fig. 102 Comparación entre la muestra del pozo Sitio Grande 83 y el fluido final ⁽³⁾.

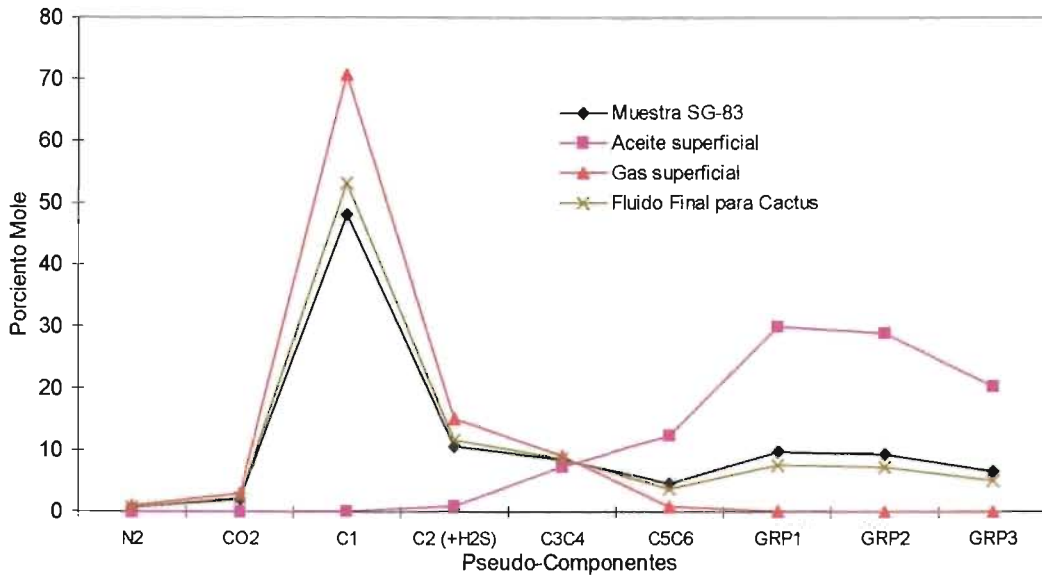


Fig. 103 Proceso de recombinación-separación, pozo SG-83 y fluido final para Cactus ⁽³⁾.

En todas las pruebas de separación existentes de los fluidos de los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo, se tiene una relación gas-aceite (RGA) muy similar (Tabla 52). Los valores mostrados en la tabla son consistentes con la RGA observada en la etapa inicial de explotación (tabla 50). Por lo tanto, los datos de la RGA de la prueba de separación se consideraron confiables y se utilizaron como objetivo en el ajuste en la determinación de la relación gas-aceite de superficie para la recombinación.

La Tabla 53 incluye la composición del fluido final modelado para los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo, determinada mediante el ajuste de la prueba de separación. Las fracciones moles son el resultado del cálculo del punto flotante, el total no es exactamente igual a la unidad. Utilizando esta composición del fluido, se realizó el ajuste del PVT mediante separación diferencial lo cual condujo a la variación de los parámetros de la ecuación de estado (EOS) ⁽³⁾.

Tabla 52.- Resultados de la prueba de separación, densidad API del aceite y relación total gas-aceite, $p_{sep} = 6 \text{ [kg/cm}^2\text{]}^{(3)}$.

Pozo	Gravedad API Medida (°API)	RGA Medida Total (R_T) (m^3/m^3)
C-1	40.4	276.6
C-2	40.8	297.0
C-2	40.7	300.7
C-25	39.5	313.0
C-40	40.6	306.8
C-45	40.4	290.2
C-53	40.1	306.7
C-60	40.5	301.2
C-103	41.0	288.9
RN-1	39.9	300.0
Promedio	40.4	298.1

Aproximación de la gravedad API calculada de la gravedad específica (de aceite a agua) a 20 °C en vez de 15.56 °C.

Tabla 53.- Composición del fluido final modelado, sistema de 9 pseudo componentes ⁽³⁾.

Componente o Pseudo-Componente	Fracción Mole
N_2	0.0078551
CO_2	0.0227309
C_1	0.5314668
$\text{C}_2 (+\text{H}_2\text{S})$	0.1167093
$\text{C}_3 \& \text{C}_4$	0.0864930
$\text{C}_5 \& \text{C}_6$	0.0374378
GRP1	0.0749055
GRP2	0.0717716
GRP3	0.0506307

La simulación de la separación diferencial utilizando la composición del fluido final modelado, resultó en un buen ajuste, con los datos medidos de la RGA de la muestra del pozo Cactus 25, por lo cual, los parámetros de interacción binaria se modificaron para alcanzar el punto de burbuja del pozo. Los resultados finales se pueden considerar exitosos.

Para los cálculos de la viscosidad se seleccionó la correlación de Lohrenz-Bray-Clark (LBC), y los parámetros de esta correlación se modificaron para ajustar los datos experimentales. Existen 11 datos de viscosidad del aceite de experimentos de separación diferencial. Entre las curvas de viscosidad del aceite medidas, 6 presentan un comportamiento cercano, mientras que las otras cinco se desvían de éste. Las curvas con el mismo comportamiento son las de los pozos Cactus 2 (unidad estratigráfica KI4), 40 (KI1), 45 (JST), 95 (KS1) y 103 (KM2). Las otras cinco curvas, pertenecen a los pozos Cactus 1 (KS3), 5 (KS2), 25 (KS1), 60 (KI3) y Níspero 86A. El modelo se modificó para que la viscosidad del aceite calculada se asemeje al comportamiento general, especialmente a las condiciones de presión del yacimiento.

Las curvas generadas de la separación diferencial generadas de la modificación del modelo del fluido final se graficaron con toda la información medida disponible, Figuras 104, 105 y 106.

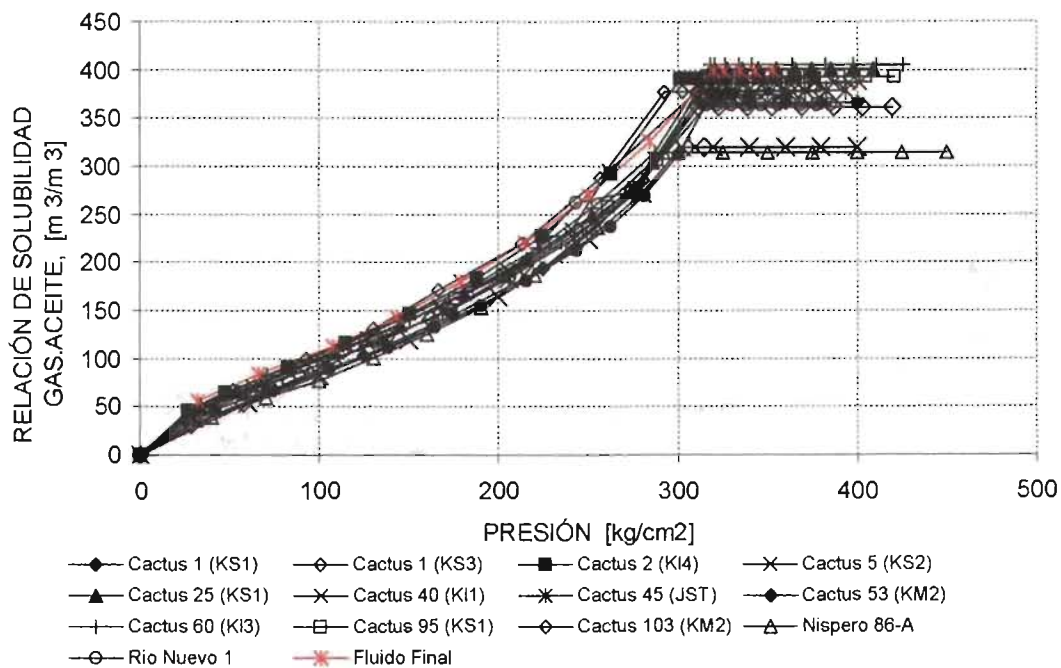


Fig. 104 Relación gas-aceite de la separación diferencial vs. Presión del yacimiento ⁽³⁾.

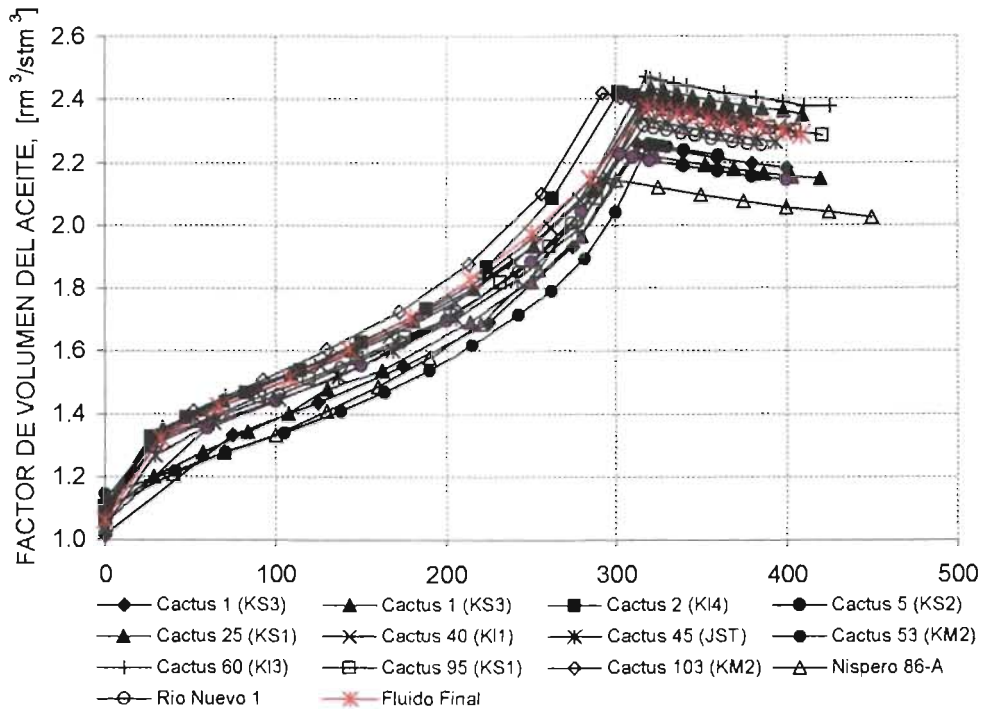


Fig. 105 Factor de volumen del aceite de la separación diferencial vs. Presión del Yacimiento ⁽³⁾.

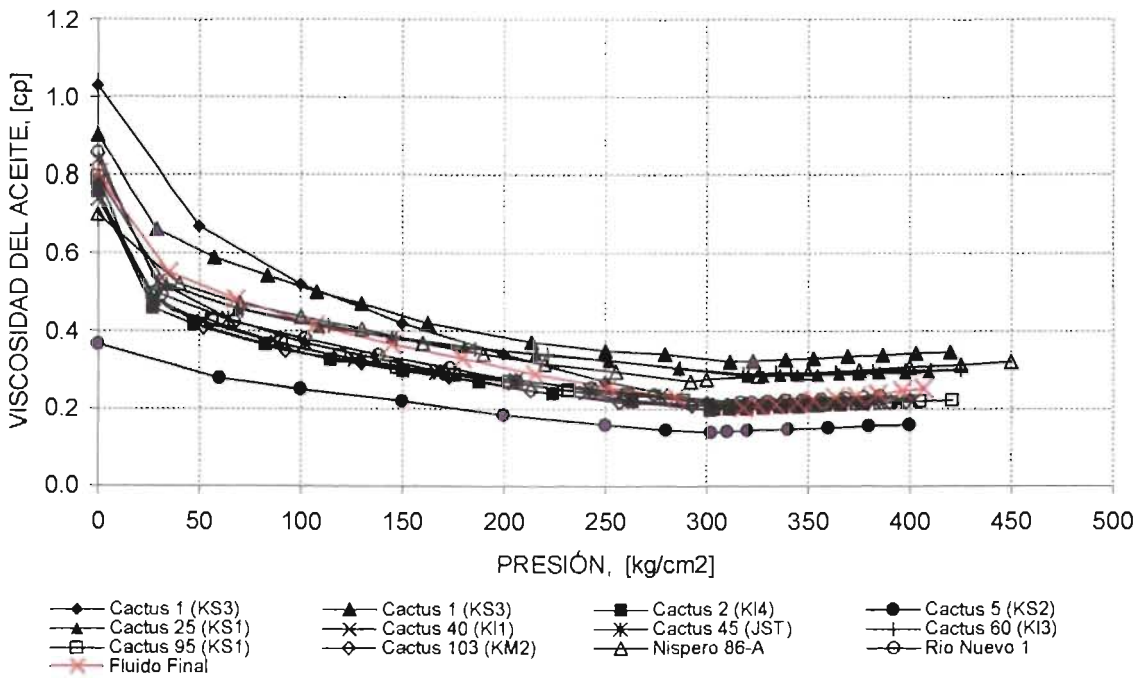


Fig. 106 Viscosidad del aceite de la separación diferencial vs. Presión del Yacimiento ⁽³⁾.

La diversidad de las curvas se puede atribuir a las diferencias en los porcentajes de gas en el fluido. Sin cambiar los parámetros de la ecuación de estado (EOS) para los pseudo componentes, se producen diversas curvas debido a la variación de la composición.

Las pruebas de separación se simularon nuevamente después de que se determinaron los parámetros de la ecuación de estado, de acuerdo al ajuste de la separación diferencial. Los resultados de la densidad del aceite se muestran en las Tablas 54 a 56 y para la relación gas-aceite en la Tabla 57. De acuerdo a los datos de estas tablas, los resultados calculados ajustan con los datos experimentales, para el caso donde la $P_{sep} = 6$ [kg/cm²], la cual es cercana a la presión de separación actual del campo.

Tabla 54.- Comparación de la densidad del aceite y la gravedad API, a condiciones estándar de (1.033 kg/cm²a, 20 °C), $p_{sep} = 6.0$ kg/cm²g (6.897 barsa) ⁽³⁾.

Nombre Pozo	Densidad Medida (g/cm ³)	Densidad Calculada (g/cm ³)	Gravedad API Medida* (° API)	Gravedad API Calculada* (° API)
C-1	0.8218	0.8224	40.4	40.2
C-2	0.8200	0.8230	40.8	40.1
C-2	0.8204	0.8229	40.7	40.1
C-25	0.8260	0.8231	39.5	40.1
C-40	0.8207	0.8226	40.6	40.2
C-45	0.8219	0.8212	40.4	40.5
C-53	0.8230	0.8221	40.1	40.3
C-60	0.8214	0.8222	40.5	40.3
C-103	0.8190	0.8221	41.0	40.3
RN-1	0.8239	0.8222	39.9	40.3
Promedio	0.8218	0.8224	40.4	40.3

* Gravedad API se calcula aproximadamente de la gravedad específica (de aceite a agua) a 20 °C en vez de 15.56 °C.

Tabla 55.- Comparación de la densidad del aceite medida y calculada, a condiciones estándar de (1.033 kg/cm²a, 20 °C), $p_{sep} = 6.0 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ (6.897 barsa) ⁽³⁾.

Nombre Pozo	Densidad Medida (g/cm ³)	Densidad Calculada (g/cm ³)
C-1	0.8218	0.8224
C-2	0.8200	0.8230
C-2	0.8204	0.8229
C-25	0.8260	0.8231
C-40	0.8207	0.8226
C-45	0.8219	0.8212
C-53	0.8230	0.8221
C-60	0.8214	0.8222
C-103	0.8190	0.8221
RN-1	0.8239	0.8222
Promedio	0.8218	0.8224

Tabla 56.- Comparación de la gravedad del aceite API medida y calculada, después del ajuste del PVT, $p_{sep} = 6.0 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ (6.897 barsa) ⁽³⁾.

Nombre Pozo	Gravedad API Medida (° API)	Gravedad API Calculada (° API)
C-1	40.4	40.2
C-2	40.8	40.1
C-2	40.7	40.1
C-25	39.5	40.1
C-40	40.6	40.2
C-45	40.4	40.5
C-53	40.1	40.3
C-60	40.5	40.3
C-103	41.0	40.3
RN-1	39.9	40.3
Promedio	40.4	40.3

* Gravedad API se calcula aproximadamente de la gravedad específica (de aceite a agua) a 20 °C en vez de 15.56 °C.

Tabla 57.- Comparación de la relación gas-aceite total medida y calculada, $p_{sep} = 6.0$ kg/cm²g (6.897 barsa) ⁽³⁾.

Nombre Pozo	RT Medida (m ³ /m ³)	RT Calculada (m ³ /m ³)
C-1	276.6	294.5
C-2	297.0	296.0
C-2	300.7	295.8
C-25	313.0	296.3
C-40	306.8	295.1
C-45	290.2	291.4
C-53	306.7	293.7
C-60	301.2	294.1
C-103	288.9	293.7
RN-1	300.0	294.1
Promedio	298.1	294.5

El modelo final del fluido se definió con 9 componentes (Tabla 53), y este resultó satisfactorio en términos de aproximación ⁽³⁾. Sin embargo, en el caso de utilizarlo para el proceso de simulación de yacimientos del complejo Cactus-Nispero-Río Nuevo, se requiere de un menor número de pseudo componentes para reducir el tiempo de simulación. Por tanto, se realizó la reducción del fluido final a 8 pseudo componentes, mediante la combinación de dos de ellos (Tabla 58), es decir, el C₃ y C₄ se crea un pseudo componente y el C₅ y C₆ en otro; con el modelo final del fluido, se formó un solo pseudo componente de los dos anteriores.

Tabla 58.- Composición del fluido final modelado, sistema de 8 pseudo componentes ⁽³⁾.

Componente o Pseudo-Componente	Fracción Mole
N ₂	0.0078551
CO ₂	0.0227309
C ₁	0.5314668
C ₂ (+H ₂ S)	0.1167093
C ₃ C ₄ C ₅ C ₆	0.1239308
GRP1	0.0749055
GRP2	0.0717716
GRP3	0.0506307

V. ESTUDIO DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN

V.1 Antecedentes

Los campos petroleros de la Región Sur han tenido una larga vida productiva, convirtiéndose en campos maduros; algunos de ellos sujetos a procesos de inyección de agua. Tal es el caso del complejo formado por los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo, pertenecientes al Activo Integral Muspac ⁽⁹⁾. Por lo cual, es necesario validar e integrar la información dinámica disponible, con la finalidad de estar en condiciones de construir un modelo de simulación del yacimiento, el cual represente lo mejor posible el flujo de fluidos dentro del mismo.

El Campo Cactus tiene dos tipos de yacimientos: la zona de calcarenitas en la base de la Formación Agua - Nueva del Cretácico Superior, la cual incluye las unidades estratigráficas KS3, KS2 y KS1; y lo que constituye a las formaciones del Cretácico Medio e Inferior, también conocido como Cactus Dolomía, unidades estratigráficas KM3, KM2, KM1, KI4, KI3, KI2, KI1, JST (ver Tabla 1). En septiembre de 1972, se inició la producción del Campo Cactus con el pozo Cactus 1, el cual resultó productor de aceite negro y gas en el Cretácico Superior.

El número total de pozos del campo Cactus es de 82 (a marzo de 2004), los cuales están clasificados en cinco categorías principales (Tabla 59): a) con posibilidades o en explotación, b) temporalmente cerrados sin posibilidades de explotación, c) por terminar, d) programados para taponamiento y c) taponados. La Tabla 60, muestra los pozos que conforman cada una de las categorías anteriores. Del número total de pozos, 60 cuentan con datos de producción, de los cuales 11 pozos han sido productores en el yacimiento calcarena y dolomía, y sólo dos de estos, produjeron simultáneamente en ambos yacimientos, es decir, 19 pozos han producido en calcarena y 52 en dolomía. Los periodos en que han producido los 60 pozos se muestran en la Tabla 61.

Tabla 59.- Estado general de pozos del Campo Cactus, datos tomados del reporte mensual de PEMEX, marzo de 2004.

TOTAL DE POZOS (82)	A)	C/POSIB. O EN EXPLOT. (39)	<u>EN OPERACIÓN</u> (22)	a) PRODUCTORES	FLUYENTES (14) BOMBEO NEUMATICO (7)	
				b) INYECTORES	AGUA (1)	
			b) PROG. P/REP. MENOR	a) EN ESTUDIO	EN ANALISIS (1) EN OBSERVACION (1) PEND. REG. Y MUESTREO (2)	
				<u>CDO C/POSIB. DE EXPLOT.</u> (17)	c) PROG. P/REP. MAYOR	REQ. EQ. INST. Y/O MATLES (1) REQ. UNICAMENTE EQ. REP. C/E (3) NO REQ. EQ. NI MATERIAL S/E (3)
			d) PROG. P/ESTIM. O LIMP.		(LIMP. INTERV. Y/O APAREJO) (1)	
			e) INST. NVAS EN PROG.	LINEA DE GAS B.N. (4)		
			B)	TEMP. CDO S/POSIB. DE EXPLOT. (3)	a) TESTIGOS	
			C)	POR TERMINAR (1)	a) EN TERMINACION	
			D)	PROG. P/TAPONAM. (14)		
			E)	TAPONADOS (25)		

Tabla 60.- Pozos del campo Cactus por categoría de acuerdo a su estado general, datos tomados del reporte mensual de PEMEX, marzo de 2004.

		POZOS
PRODUCTORES	FLUYENTES (14)	5, 45, 55-A, 57, 61, 67, 73, 85, 107, 301, 302 1002, 1045, 1057
	BOMBEO NEUMATICO (7)	3, 4-D, 60, 61-D, 65, 341, 1063
INYECTORES	AGUA (1)	64
EN ESTUDIO	EN ANALISIS (1)	103
	EN OBSERVACION (1)	323
	PEND. REG. Y MUESTREO (2)	213, 322
PROG. P/REP. MENOR	REQ. UNICAMENTE EQ. REP. C/E (1)	8
PROG. P/REP. MAYOR	REQ.EQ.INST. Y/O MATLES (1)	20-A
	REQ. UNICAMENTE EQ. REP. C/E (3)	50, 63-A, 117
	NO REQ. EQ. NI MATERIAL S/E (3)	53, 75, 95
PROG. P/ESTIM. O LIMP.	OTROS (LIMP. INTERV. Y/O APAREJO) (1)	41
INST. NUEVAS EN PROG.	LINEA DE GAS B.N. (4)	13, 17, 23, 25
TESTIGOS (3)		43, 47, 321
EN TERMINACION (1)		1001
PROG. P/TAPONAM. (14)		1, 4, 7, 11, 21, 30, 40, 42-D, 62, 62-D, 82, 115, 215 361
TAPONADOS (25)		1D, 2, 6, 20, 22, 31, 33, 35, 37, 42, 51, 52, 52-A, 54 55, 60-D, 63, 72, 77, 87, 90, 92, 101, 303, 308

Tabla 61.- Periodo de producción de los pozos del campo Cactus, a marzo de 2004.

No. Pozos	UNIQUEID simulación*	ALIAS OFM**	Yacimiento	Periodo de Producción
1	C0001	C_1	calcarena	sep72 - jun75
2	C0002	C_2I	dolomía	mar73 - dic77
		C_2S	calcarena	mar73 - dic77
3	C0003	C_3I	dolomía	ago73 - mar04
		C_3S	calcarena	sep73 - jun75
4	C0004	C_4	calcarena	jun73 - feb78
5	C0004D	C_4D	dolomía	may83 - mar04
6	C0005	C_5	calcarena	dic72 - mar04
7	C0006	C_6	calcarena	jun73 - oct74
8	C0007	C_7	calcarena	jun73 - ene78
9	C0008	C_8	dolomía	mar74 - sep01
10	C0011	C_11	dolomía	jul76 - jul78
11	C0013	C_13	dolomía	abr77 - may79 ; (sep93, sep94, feb95)
12	C0017	C_17	dolomía	oct77 - feb95
13	C0020A	C_20A	dolomía	mar77 - ago77
14	C0021	C_21	dolomía	nov76 - jun79
15	C0023	C_23	dolomía	oct76 - nov98
16	C0025	C_25	dolomía	mar75 - ago98
17	C0030	C_30	dolomía	dic75 - may79
18	C0031	C_31	dolomía	ago75 - dic76
19	C0033	C_33	dolomía	mar75 - ago83
20	C0035	C_35	dolomía	feb76 - nov81
21	C0040	C_40I	dolomía	mar75 - may80
		C_40S	calcarena	ene84 - jul98
22	C0041	C_41	dolomía	ene77 - mar01
23	C0042	C_42	dolomía	dic75 - oct78
24	C0043	C_43	dolomía	sep76 - jul82
25	C0045	C_45	dolomía	jul75 - mar04
26	C0047	C_47	calcarena	abr98 - may98
27	C0050	C_50I	dolomía	nov74 - ago81
		C_50S	calcarena	jun83 - dic88
28	C0051	C_51	dolomía	may74 - nov80
29	C0052A	C_52A	dolomía	jun75 - sep81
30	C0053	C_53	dolomía	jun74 - jun98
31	C0055A	C_55A	dolomía	dic79 - mar04
32	C0057	C_57	dolomía	jul97 - mar04
33	C0060	C_60I	dolomía	dic73 - sep89
		C_60S	dolomía	ene74 - sep89
		C_60	calcarena	feb85 - feb01, mar02 - mar04
34	C0060D	C_60D	calcarena	may81 - ago81
35	C0061	C_61	dolomía	feb74 - dic94
		C_61S	calcarena	ago03 - mar04
36	C0061D	C_61D	dolomía	sep03 - mar04
37	C0062	C_62	dolomía	oct74 - nov81
38	C0063A	C_63A	dolomía	abr75 - ago97

* identificador utilizado en la simulación numérica

** identificador utilizado en el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger

Tabla 61 (continuación).- Periodo de producción de los pozos del campo Cactus, a marzo de 2004.

No. Pozos	UNIQUEID simulación*	ALIAS OFM**	Yacimiento	Periodo de Producción
39	C0065	C_65I	dolomía	nov74 - may83 ; may94 - mar04
		C_65S	calcarena	sep83 - mar94
40	C0067	C_67	dolomía	nov97 - mar04
41	C0072	C_72	calcarena	mar74 - abr74
42	C0073	C_73	dolomía	oct73 - mar04
43	C0075	C_75	dolomía	nov74 - mar97
44	C0085	C_85I	dolomía	nov73 - jun81
		C_85S	calcarena	nov73 - mar04
45	C0090	C_90	dolomía	ago75 - mar79
46	C0095	C_95I	dolomía	ago74 - jun85
		C_95S	calcarena	ago74 - feb01
47	C0103	C_103	dolomía	ene75 - ene99
48	C0107	C_107	dolomía	abr81 - mar04
49	C0213	C_213	dolomía	nov77 - ene79
50	C0215	C_215	dolomía	ene77 - ene80
51	C0301	C_301	dolomía	jul87 - mar04
52	C0302	C_302I	dolomía	ago82 - mar83
		C_302S	calcarena	ene84 - mar04
53	C0321	C_321	dolomía	feb82 - may98
54	C0322	C_322I	dolomía	sep82 - mar86
		C_322S	calcarena	may88 - feb95
55	C0323	C_323	dolomía	nov81 - jul01
56	C0341	C_341	dolomía	nov81 - mar04
57	C1002	C_1002	dolomía	sep03 - mar04
58	C1045	C_1045	dolomía	sep03 - mar04
59	C1057	C_1057	dolomía	feb03 - mar04
60	C1063	C_1063	dolomía	jul03 - mar04

* Identificador utilizado en la simulación numérica

** identificador utilizado en el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger

La nomenclatura del identificador de los pozos utilizado en el software Oil Field Manager (OFM), se realizó considerando el nombre del campo en estudio, el número de pozo, etc. (Figura 107). Además, en la nomenclatura se tomó en cuenta lo siguiente:

- a) Para el Campo Cactus, existen pozos que tienen información de producción tanto en el yacimiento calcarena (Cretácico Superior) como en la dolomía (Cretácico Medio e Inferior). (ver Tabla 61).

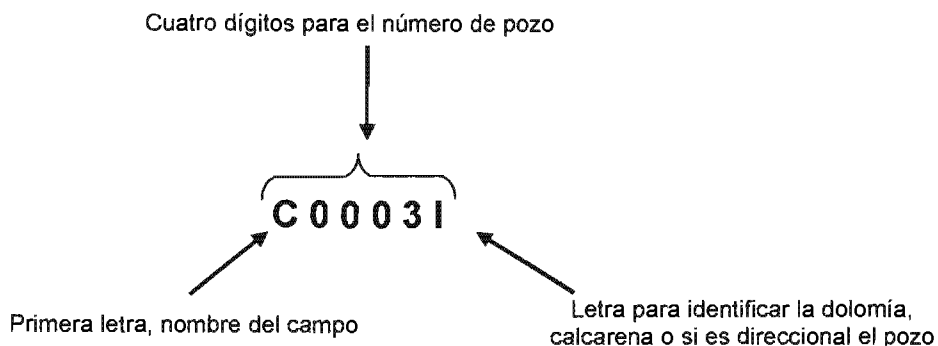


Fig. 107 Descripción del identificador del pozo (KEYNAME), utilizado en el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.

- b) Existen casos especiales en el Campo Cactus, debido a que algunos pozos fueron productores simultáneamente en calcarena y dolomía, o existen pozos que produjeron con una doble terminación. Dichos casos son:

Cactus 2: Este pozo produjo de 1973 a 1977 en los dos yacimientos, por lo cual, se considera al C0002I (correspondiente a la dolomía) y el C0002S (perteneciente a la calcarena).

Cactus 3: Produjo simultáneamente en los dos yacimientos de 1973 a 1975, considerando esto, se determinó al C0003I como parte de la dolomía (actualmente productor) y al C0003S correspondiente a la calcarena.

Cactus 40: Este pozo produjo en calcarena de 1975 a 1980 (C0040S) y en dolomía de 1984 a 1998 (C0040I).

Cactus 43: Este pozo sólo tiene información de producción en la dolomía (C0043I), sin embargo, se considera al C0043S dentro del proyecto de OFM, por estar actualmente abierto en la calcarena a pesar de no contar con información de producción.

Cactus 50: Este pozo produjo de 1974 a 1981 en la dolomía (C0050I) y en la calcarena de 1983 a 1988 (C0050S).

Cactus 60: Para este pozo se consideran tres identificadores (KEYNAME), debido a que fue productor en la dolomía, pero con una doble terminación por lo cual, el C0060I y C0060S, se contabilizan en la dolomía. Posteriormente, se obturaron estos intervalos y se abrió la calcarena

(C0060), con la cual actualmente se tiene producción. En este pozo en particular, a diferencia de los demás, la letra "I", corresponde a la parte inferior de la dolomía y la "S" a la parte superior de la misma.

Cactus 65: Fue productor de 1974 a 1983 en la dolomía (C0065I) y de 1983 a 1994 en la calcarena (C0065S), sin embargo, en mayo de 1994 se aisló la calcarena y se abrió nuevamente la dolomía, la cual es actualmente productora.

Cactus 85: La producción correspondiente a la dolomía (C0085I) fue de 1973 a 1981, mientras que para la calcarena de 1973 a la fecha (C0085S).

Cactus 95: Este pozo produjo en dolomía de 1974 a 1985 (C0095I), y en calcarena de (C0095S) de 1974 al 2001.

Cactus 302: Produjo en dolomía (C0302I) de 1982 a 1983 y en calcarena (C0302S) de 1984 a la fecha (abril de 1004).

Cactus 322: De 1982 a 1986 fue productor en dolomía (C0322I) y de 1988 a 1995 en calcarena (C0322S).

Cactus 341: En este pozo la producción se consideraba que pertenecía a la calcarena, sin embargo, de la revisión realizada en el estudio integral, se determinó que el intervalo abierto pertenece a la cima de la dolomía.

Cactus 107: Este pozo se considera como parte del campo Níspero, a pesar de llamarse Cactus, por lo cual, la producción y demás información se contabiliza en el campo Níspero.

Es importante señalar, que en la división que se realizó, se considera que existen únicamente 82 pozos en el Campo Cactus, por lo cual, el número total de pozos no debe exceder de este valor.

V.2 Revisión de la Historia de Producción

Los datos de la historia de producción se analizaron utilizando el software Oil Field Manager (OFM), propiedad de la Compañía Schlumberger, por lo cual, fue

necesario crear un proyecto del campo Cactus, considerando el formato de las tablas requeridas por este software, el cual se utiliza para el manejo de los datos de producción, presión, salinidades, etc.

Con la finalidad de entender el comportamiento de la producción de fluidos del yacimiento a lo largo de la vida productiva del campo Cactus, se analizarán por separado los yacimientos calcarena y dolomía, dividiendo dicho comportamiento en etapas, con lo cual se facilitará su análisis (Figuras 108 y 109).

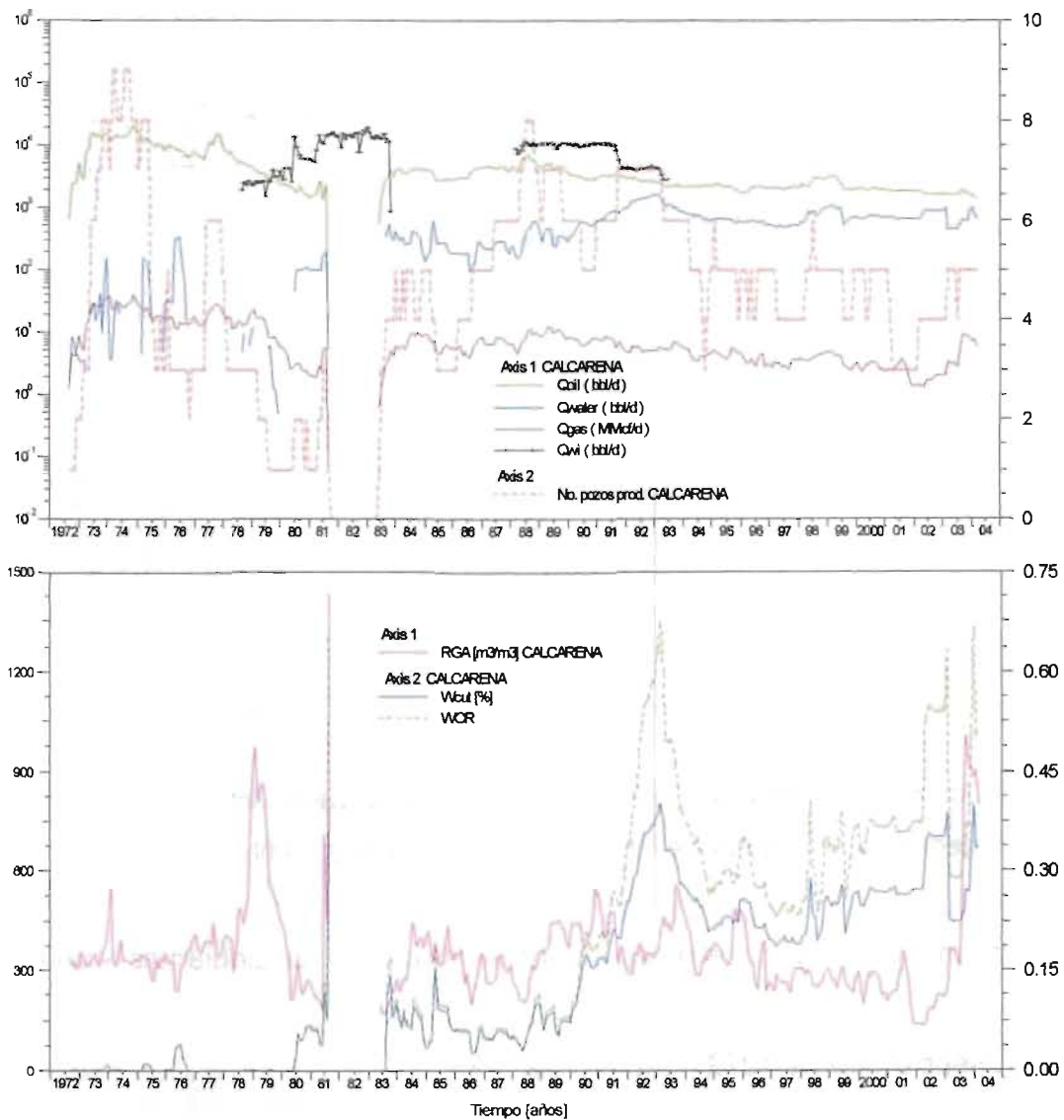


Fig. 108 Comportamiento de la producción campo Cactus yacimiento calcarena, gráfica generada en el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.

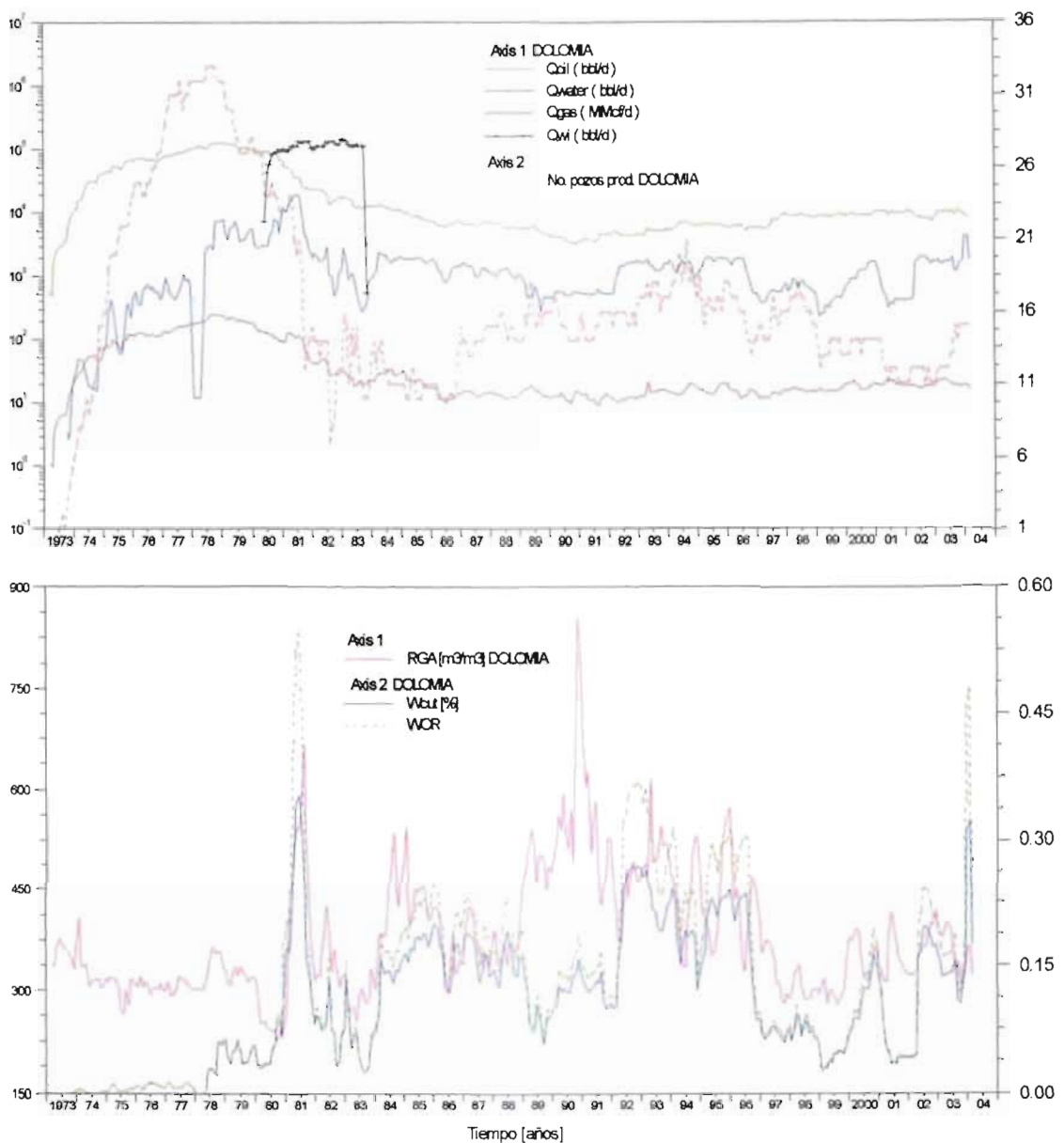


Fig. 109 Comportamiento de la producción campo Cactus yacimiento dolomía, gráfica generada en el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger.

El comportamiento del yacimiento calcarena se dividió en las siguientes etapas:

ETAPA 1: septiembre de 1972 – febrero de 1975

Este periodo se caracteriza por el incremento en el gasto de aceite, como resultado del desarrollo del campo (9 pozos productores). La producción inicial de

aceite fue de 2,502 BPD, mientras que la final fue de 13,976 BPD. En Diciembre de 1974 se alcanzó la máxima producción de aceite con 21,221 BPD y de gas con 39.16 MMPCD. Además, se mantiene la plataforma de producción de aceite en 14,000 BPD promedio. La presión inicial del Campo fue de 458.8 kg/cm², durante este periodo se tiene un abatimiento de presión debido a la extracción de hidrocarburos, pero la presión del yacimiento, 404 kg/cm², se encuentra por arriba de la presión de saturación, 311.5 kg/cm². La relación gas - aceite (RGA) se mantiene en promedio en 330 m³/m³ y el porcentaje de agua producida es menor del 1%.

ETAPA 2: marzo de 1975 – mayo de 1977

En esta etapa se tiene una fuerte declinación de la producción originada por la pérdida de energía del yacimiento, disminuyendo la presión del mismo a 260 kg/cm². Asimismo, algunos pozos fueron cerrados al igualarse las presiones de superficie con las existentes en la línea de descarga, debido a que dichos pozos fluían a líneas de alta presión. La producción de aceite inicial fue de 13,793 BPD y disminuye a 5971 BPD. Por su parte, se incrementa la relación gas - aceite a 390 m³/m³, mientras que el porcentaje de agua producida aumenta al 3%.

ETAPA 3: junio de 1977 – mayo de 1983

Al inicio de esta etapa se tiene un incremento en la producción de aceite y gas, alcanzando el máximo pico en noviembre de 1977, ocasionado por la apertura de los pozos cerrados en la etapa anterior, al cambiarles su línea de descarga a ductos de baja presión. A partir de diciembre de 1977, la producción comienza a declinar nuevamente debido al depresionamiento natural del yacimiento. Los pozos son cerrados por la baja presión de fondo, 251 kg/cm², la cual se encuentra abajo de la presión de saturación. Por esta razón, la relación gas - aceite se incrementa alcanzando valores de 950 m³/m³. En septiembre de 1978 se inicia la

inyección de agua como parte del proceso de Recuperación Secundaria con el pozo Cactus 4, posteriormente en abril y mayo de 1981 se agregan los pozos Cactus 62-D y 1-D respectivamente. Por este motivo se detiene el abatimiento de presión del yacimiento, inclusive se observa un represionamiento. Por el contrario, la producción continuó declinando fuertemente, incrementándose la relación gas - aceite y el porcentaje de agua a valores muy altos. Por estos motivos en septiembre de 1981 se tomó la determinación de cerrar todos los pozos productores (3) del campo, continuando con la inyección de agua. La presión del yacimiento se incrementa alcanzando un valor de 350 kg/cm², encontrándose por arriba de la de presión de saturación. Al final del periodo el flujo fraccional de agua se incrementa a 40%, y la RGA es igual a 1437 m³/m³. Por su parte, el gasto de inyección al final de etapa es de 14,524 BPD.

ETAPA 4: junio de 1983 – agosto de 1988

Se abren todos los pozos fluyentes del campo, observando que la producción manifiesta valores más altos que los que tenía al momento del cierre. La relación gas - aceite y el flujo fraccional de agua se mantienen en valores más bajos. En noviembre de 1983 se interrumpió la inyección de agua como consecuencia de la suspensión de la misma en el campo Cactus yacimiento dolomía, ya que ambos campos estaban conectados al mismo sistema. A partir de entonces se observa una caída de presión constante, manteniéndose posteriormente en 255 kg/cm². Durante toda esta etapa se observa un incremento en el gasto de aceite debido a que se repararon varios pozos y se abrieron otros pozos fluyentes, manteniéndose la relación gas - aceite en 300 m³/m³ y el flujo fraccional de agua en 5% en promedio. Al final de esta etapa se incrementó la presión, a causa de que se reanudó la inyección de agua en el campo en marzo de 1988 con tres pozos, Cactus 1-D, 4 y 62-D.

ETAPA 5: septiembre de 1988 – junio de 1993

Nuevamente se presenta una declinación en la producción, originada por el cierre de varios pozos que se invadieron de agua y por alta relación gas – aceite, incluso se observa un fuerte incremento en el flujo fraccional de agua y valores de relación gas - aceite mayores a $500 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Por el contrario se observa un fuerte represionamiento del yacimiento, que alcanza valores de $390 \text{ kg}/\text{cm}^2$, debido a que se continúa inyectando agua en el campo. Sin embargo, la inyección se suspende en junio de 1993, por causa del fuerte incremento en la producción de agua, la cual alcanzó valores del 40%, así como a la poca respuesta en la producción de aceite.

ETAPA 6: junio de 1993 – marzo de 2004

En esta última etapa de la historia de producción, se presenta una declinación moderada del gasto de aceite, del orden del 8.1% anual, con una producción promedio de 2076 BPD de aceite y 3.77 MMPCD de gas, con un promedio en el periodo de 5 pozos productores. Al concluir la inyección de agua, empezó a disminuir el flujo fraccional del agua llegando a valores del 19%. Por su parte, la relación gas - aceite tiende a valores bajos, alrededor de $260 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Debido a esta causa se observa un depresionamiento constante del yacimiento, registrando actualmente un valor de $220 \text{ kg}/\text{cm}^2$, aunque es importante señalar que el comportamiento de presión en todo el yacimiento no es el mismo, al menos se tienen identificadas 4 zonas con comportamiento de presión diferentes entre si en el yacimiento (Figura 110). En esta etapa se perforó el pozo Cactus 47, en abril de 1998, el cual no resultó productor, por lo que actualmente, se encuentra temporalmente cerrado sin posibilidades de explotación, y se utiliza como testigo de presión del yacimiento calcarena.

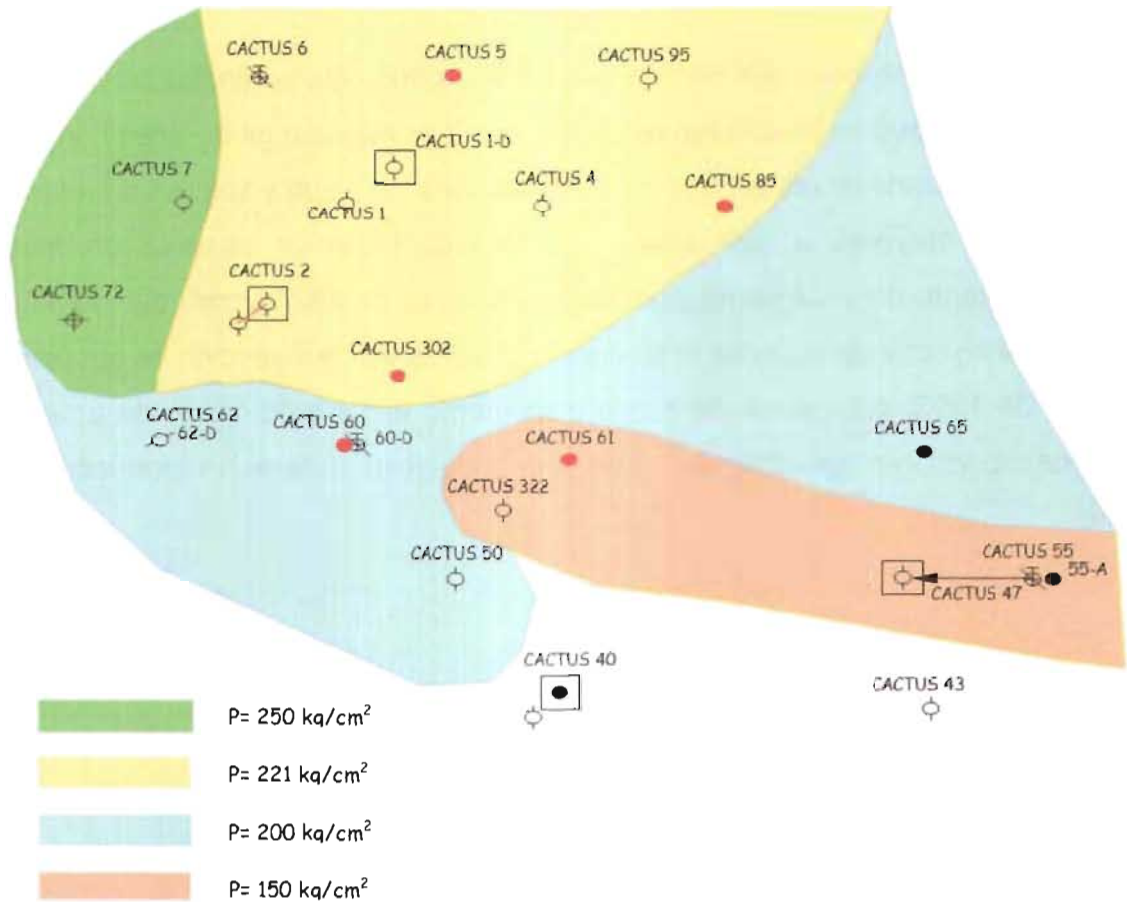


Fig. 110 Distribución del comportamiento de presión del campo Cactus, yacimiento calcarena.

La figura anterior es el resultado de la zonificación de presiones en el yacimiento, la cual se realizó considerando la información de presión estática representativa, es decir, se eliminó aquella que fue tomada durante la etapa de reparación de pozos, la obtenida de pozos con baja permeabilidad y que fue adquirida con un periodo de cierre corto, lo cual implica que no es la respuesta del yacimiento, etc.; así como los rangos de presiones se establecieron de acuerdo al comportamiento de la presión estática en cada pozo. La Figura 111 muestra el comportamiento de presión, en la zona donde se localizan los pozos actualmente productores (Cactus 5, 60, 61, 85 y 302), la cual se puede considerar como representativa del yacimiento. Como se observa, se tienen diferentes tendencias en la presión, por lo cual, la ecuación que representa cada una de ellas, se obtuvo ajustando los

datos por medio de la técnica de mínimos cuadrados, utilizando las siguientes relaciones ⁽⁴²⁾:

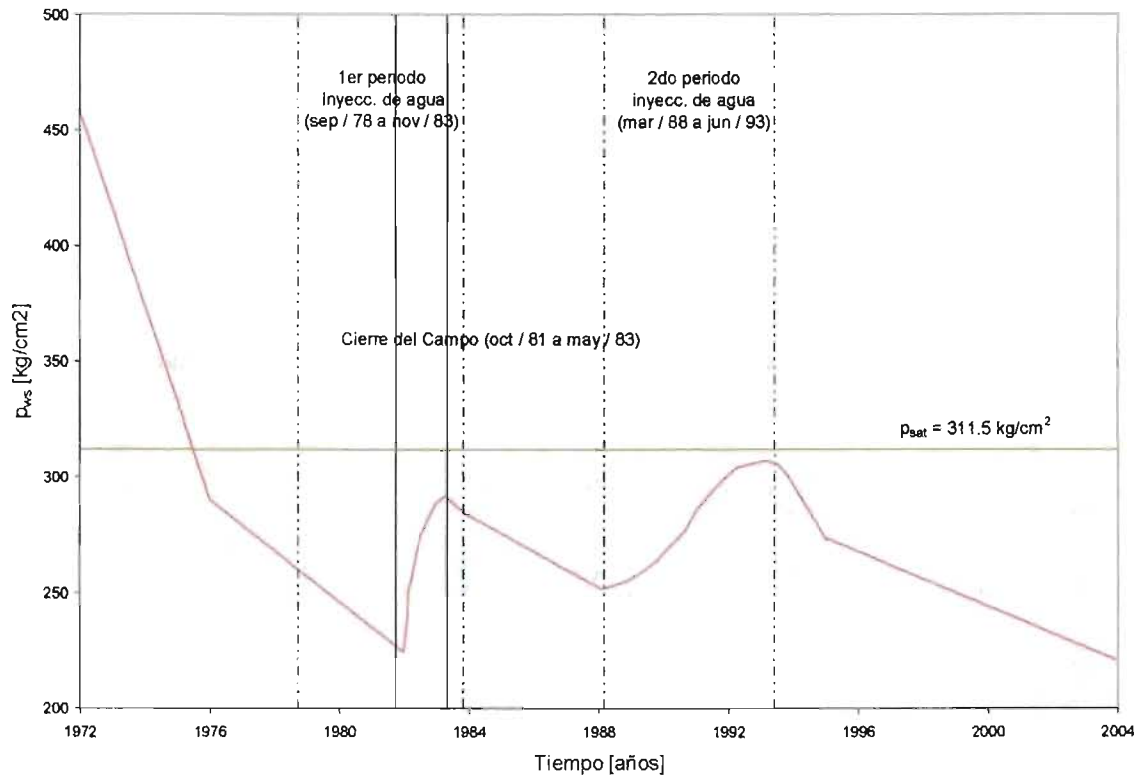


Fig. 111 Comportamiento de presión de la zona donde se localizan los pozos actualmente productores, campo Cactus yacimiento calcarena.

Si los datos se ajustan a una línea recta se tiene que:

$$a_0 = \frac{\sum_{i=1}^m x_i^2 \sum_{i=1}^m y_i - \sum_{i=1}^m x_i y_i \sum_{i=1}^m x_i}{m \left(\sum_{i=1}^m x_i^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^m x_i \right)^2} \quad \dots(5.1.1)$$

$$a_1 = \frac{m \sum_{i=1}^m x_i y_i - \sum_{i=1}^m x_i \sum_{i=1}^m y_i}{m \left(\sum_{i=1}^m x_i^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^m x_i \right)^2} \quad \dots(5.1.2)$$

Donde:

$m = \text{número de datos.}$

$x_i = \text{dato del tiempo, años.}$

$y_i = \text{dato de presión, kg / cm}^2.$

Por lo cual, la ecuación de la recta se define como:

$$y = a_1 x + a_0 \quad \dots(5.1.3)$$

Donde:

$x = \text{dato de presión}$

Si los datos se ajustan a un polinomio de grado "n", las relaciones a utilizar son:

$$a_0 \sum_{i=1}^m x_i^0 + a_1 \sum_{i=1}^m x_i^1 + a_2 \sum_{i=1}^m x_i^2 + \dots + a_n \sum_{i=1}^m x_i^n = \sum_{i=1}^m y_i x_i^0 \quad \dots(5.1.4)$$

$$a_0 \sum_{i=1}^m x_i^1 + a_1 \sum_{i=1}^m x_i^2 + a_2 \sum_{i=1}^m x_i^3 + \dots + a_n \sum_{i=1}^m x_i^{n+1} = \sum_{i=1}^m y_i x_i^1 \quad \dots(5.1.5)$$

$$a_0 \sum_{i=1}^m x_i^n + a_1 \sum_{i=1}^m x_i^{n+1} + a_2 \sum_{i=1}^m x_i^{n+2} + \dots + a_n \sum_{i=1}^m x_i^{2n} = \sum_{i=1}^m y_i x_i^n \quad \dots(5.1.6)$$

Donde:

$m = \text{número de datos.}$

$x_i = \text{dato del tiempo, años.}$

$y_i = \text{dato de presión, kg / cm}^2.$

La ecuación del polinomio es:

$$y = a_0 x^2 + a_1 x + a_2 \quad \dots(5.1.7)$$

Donde:

$x = \text{dato de presión}$

Para resolver el sistema de ecuaciones, se utilizó el software MAPLE 7 (by Waterloo Maple Inc.), el cual es un sistema de cómputo para el manejo de

matemáticas avanzadas. Además, incluye las herramientas para problemas de álgebra, cálculo, matemáticas discretas, gráficas, cómputo numérico, y algunas otras áreas de las matemáticas. También, provee un ambiente único para el desarrollo de programas matemáticos, con los cuales se puede utilizar las librerías y las funciones existentes (Figura 112).

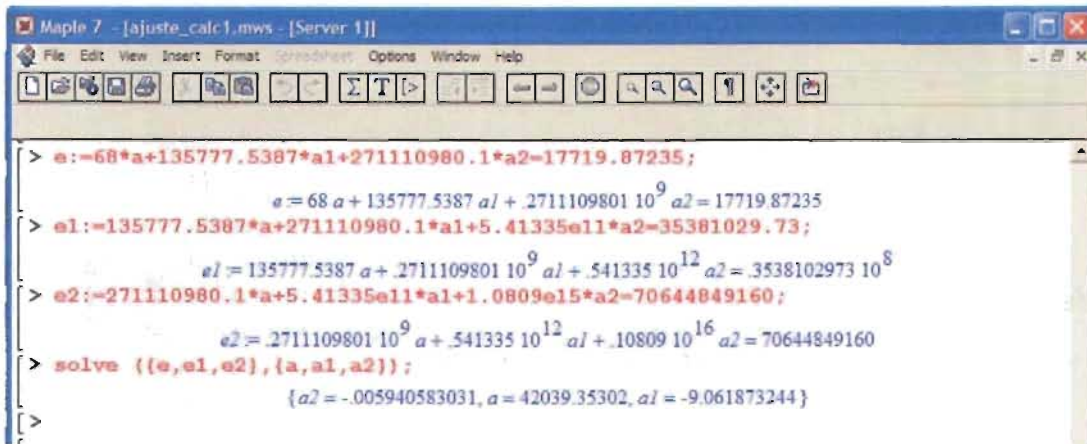


Fig. 112 Ejemplo de la solución del sistema de ecuaciones, realizado con el software MAPLE 7, propiedad de la Cía. Waterloo Maple Inc.

Para el caso en que los datos se ajusten a una función exponencial se tiene que:

$$a = \frac{m \sum_{i=1}^m x_i \ln y_i - \sum_{i=1}^m x_i \sum_{i=1}^m \ln y_i}{m \left(\sum_{i=1}^m x_i^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^m x_i \right)^2} \quad \dots(5.1.8)$$

$$\ln b = \frac{\sum_{i=1}^m x_i^2 \sum_{i=1}^m \ln y_i - \sum_{i=1}^m x_i \ln y_i \sum_{i=1}^m x_i}{m \left(\sum_{i=1}^m x_i^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^m x_i \right)^2} = c \quad \dots(5.1.9)$$

Donde:

$m = \text{número de datos.}$

$x_i = \text{dato del tiempo, años.}$

$y_i = \text{dato de presión, kg / cm}^2.$

La ecuación que represente el comportamiento exponencial es:

$$\begin{aligned} \text{Si } \ln b &= c \\ e^{\ln b} &= e^c \\ b &= e^c \\ y &= b e^{ax} \end{aligned} \quad \dots(5.1.10)$$

Donde:

$x = \text{dato de presión}$

El comportamiento del yacimiento dolomía se dividió en las siguientes etapas:

ETAPA 1: marzo de 1973 – diciembre de 1978

Esta primera etapa se caracteriza por el incremento constante en la producción de hidrocarburos, debido al desarrollo del campo, la cual en aproximadamente cinco años alcanzó un valor máximo del 126000 BPD de aceite con 32 pozos productores. Por su parte, el comportamiento de la relación gas - aceite se mantiene estable con un valor promedio de 320 m³/m³. Sin embargo, el flujo fraccional de agua al final de esta etapa alcanzó un valor máximo de 5.9 % debido a que en varios pozos productores se tiene la presencia de agua de formación, principalmente de la parte sur y suroeste del campo. La presión original del campo es de 470 kg/cm², pero a partir del inicio de su explotación en marzo de 1973, muestra un abatimiento constante disminuyendo la presión a 350 kg/cm², manteniéndose todavía arriba de la presión de saturación (320.7 kg/cm²).

ETAPA 2: enero de 1979 – diciembre de 1981

Este periodo se caracteriza por una fuerte declinación en la producción de aceite y gas, como consecuencia de la terminación del desarrollo del campo y el depresionamiento del yacimiento, inclusive se cierran muchos pozos por el alto porcentaje de agua, debido al avance lateral del acuífero. Se detiene esta caída de la producción en diciembre de 1981. En junio de 1980 se inicia el proceso de Recuperación Secundaria, mediante la inyección de agua en los pozos cactus 20A y 30, represionando notablemente al yacimiento; ya que la presión venía declinando fuertemente alcanzando a fines de esta etapa el valor de 310 kg/cm². Posteriormente se fue incrementando el número de pozos inyectoras, hasta llegar a un total de 10. Además, en esta etapa se observa un incremento en la declinación de la producción de aceite en diciembre de 1980, así como en el flujo fraccional de agua en julio de 1981 (40%), y en la relación gas-aceite con un valor de 860 m³/m³, lo cual coincide con el inicio de la inyección. Al final de la etapa se contaba con 14 pozos productores y una producción de aceite de 15700 BPD.

ETAPA 3: enero de 1982 – noviembre de 1983

En esta etapa la declinación de la producción fue menos severa, en julio de 1982 solo se tenían 6 pozos productores, de los cuales la mayoría fueron cerrados por alto porcentaje de agua y alta relación de gas-aceite. La inyección de agua se efectuó en las partes bajas de la estructura a través de 10 pozos, durante 3 años con un promedio de 120000 BPD. Debido a que es un yacimiento muy fracturado y a la extracción de hidrocarburos, se presentó una fuerte entrada lateral de agua de la formación que alcanzó las zonas estructuralmente altas, dando como resultado la deformación del acuífero en ciertas zonas. Por lo que el agua inyectada en estas condiciones, contribuyó al avance lateral del acuífero deformándolo aún más, lo que provocó surgencias prematuras de agua dulce en un gran número de pozos. Por esta causa en noviembre de 1983 se suspendió

totalmente la inyección de agua en el campo. Además, influyó en la suspensión de la inyección el poco volumen de aceite que se producía (9000 BPD). A partir de 1982 en que la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de saturación, se empieza a liberar el gas en solución en el aceite, ocasionando que algunos pozos presentaran alta relación gas-aceite y como consecuencia, la RGA del yacimiento se incrementó en forma considerable. Debido a la inyección de agua se represionó notablemente el yacimiento, de tal manera que para fines de 1983 se tenía un valor de 325 kg/cm^2 .

ETAPA 4: diciembre de 1983 – marzo de 2004

Al inicio de esta etapa la declinación de la producción es muy suave, posteriormente se estabiliza variando de 3000 a 4000 BPD de aceite y en algunos meses se alcanzan producciones mayores a los 5000 BPD, debido a la implementación de un sistema artificial de explotación por bombeo neumático y a las reparaciones mayores de varios pozos; en septiembre de 1994 se logra alcanzar los 21 pozos productores. Después de la suspensión de la inyección de agua, la declinación en la presión del yacimiento se ha mantenido estable y actualmente alcanza un valor de 280 kg/cm^2 aproximadamente (marzo de 2004). A causa de la extracción de hidrocarburos el avance del acuífero en la formación ha continuado, ya que se observan valores altos del flujo fraccional de agua y el tipo de agua producida es de alta salinidad, lo cual da la pauta para suponer que existe invasión del acuífero en las zonas productoras; aunque cabe señalar que dicha invasión no se ha llevado a cabo en todo el yacimiento, porque existen zonas en las cuales el comportamiento de la salinidad del agua producida se mantiene en valores menores a los reportados en pozos abiertos a producción en la misma unidad estratigráfica. Cabe destacar que debido a la segregación gravitacional del gas liberado del aceite, se tienen zonas de alta saturación de gas, lo cual provoca que algunos pozos presenten alta relación gas-aceite, como se puede observar en diciembre de 1990 cuando se alcanza un valor de $960 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Entre junio de 1997 y enero de 1998 se intervinieron varios pozos, así como también se concluyó la perforación de los pozos Cactus 57 y Cactus 67 (en el año de 1997), los cuales resultaron productores de aceite y gas en el Cretácico Medio e Inferior, respectivamente. Lo anterior, se reflejó en un incremento notable de la producción de aceite de 3000 a 5000 BPD. De 1998 al 2003 se han realizado diferentes trabajos con el objetivo de incrementar la producción en el campo, por ejemplo, en el año 2003, se terminó la perforación de 4 pozos, de los cuales el pozo Cactus 1057 (productor fluuyente) entró a producción en febrero de ese año, en julio el Cactus 1063 (productor con bombeo neumático), y en septiembre los pozos Cactus 1002 y 1045, los cuales resultaron productores fluuyentes. Con estos pozos la producción de aceite y gas se incrementó, alcanzando valores cercanos a los 12,000 BPD de aceite, sin embargo actualmente, se producen 8310 BPD y 15.02 MMPCD respectivamente (marzo de 2004).

Al igual que para el yacimiento calcarena, en el correspondiente a la dolomía se realizó una zonificación de las presiones del campo, debido a que existen zonas con diferentes presiones, sin embargo, se puede establecer un comportamiento general (Figura 113).

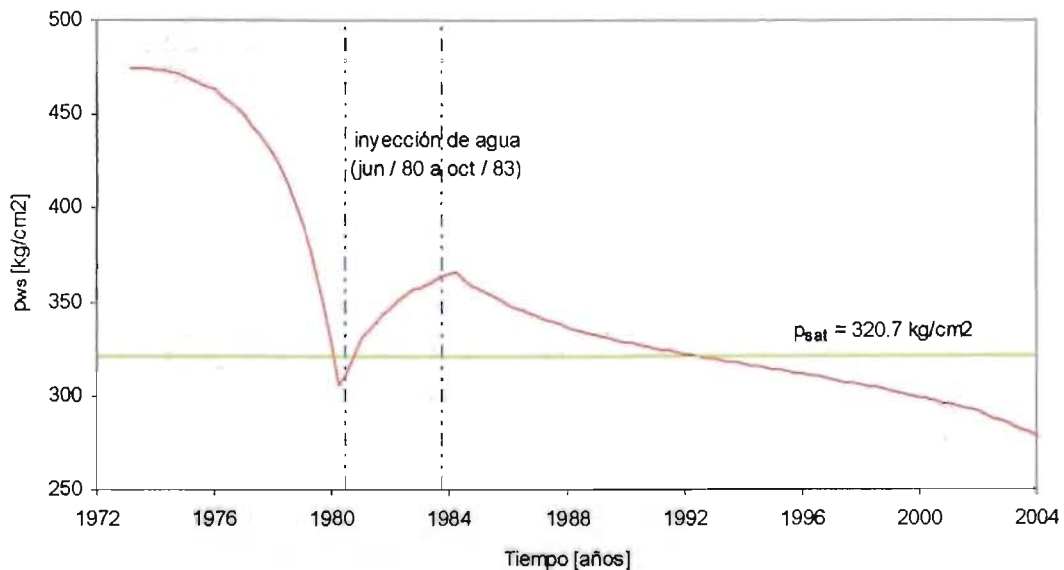


Fig. 113 Comportamiento de presión representativo del campo Cactus, yacimiento dolomía.

V.3 Análisis de la Salinidad del Agua Producida

Existe información disponible de la salinidad del agua producida en 58 pozos de los 82 existentes (Tabla 63) en el campo Cactus al mes de abril de 2004, de los cuales 10 pozos tienen información tanto en el yacimiento calcarena como en el de dolomía.

Tabla 63.- Relación de pozos con información disponible de salinidad del agua producida, campo Cactus.

No. Pozos	UNIQUEID simulación*	ALIAS OFM**	calcarena	dolomía
1	C0003	C_3I		x
2	C0004	C_4	x	
3	C0004D	C_4D		x
4	C0005	C_5	x	
5	C0007	C_7	x	
6	C0008	C_8		x
7	C0011	C_11		x
8	C0013	C_13		x
9	C0017	C_17		x
10	C0020A	C_20A		x
11	C0021	C_21		x
12	C0023	C_23		x
13	C0025	C_25		x
14	C0030	C_30		x
15	C0031	C_31		x
16	C0033	C_33		x
17	C0035	C_35		x
18	C0040	C_40I		x
		C_40S	x	
19	C0041	C_41I		x
		C_41S	x	
20	C0042	C_42		x
21	C0043	C_43I		x
22	C0045	C_45		x
23	C0047	C_47	x	
24	C0050	C_50I		x
		C_50S	x	
25	C0051	C_51		x
26	C0052A	C_52A		x
27	C0053	C_53		x
28	C0055A	C_55A		x
29	C0057	C_57		x

* identificador utilizado en la simulación numérica

** identificador utilizado en el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger

Tabla 63 (continuación).- Relación de pozos con información disponible de salinidad del agua producida, campo Cactus.

No. Pozos	UNIQUEID simulación*	ALIAS OFM**	calcarena	dolomía
30	C0060	C_60I		x
		C_60S		x
		C_60	x	
31	C0060D	C_60D	x	
32	C0061	C_61I		x
		C_61S	x	
33	C0061D	C_61D		x
34	C0062	C_62		x
35	C0063A	C_63A		x
36	C0065	C_65I		x
		C_65S	x	
37	C0067	C_67		x
38	C0072	C_72	x	
39	C0073	C_73		x
40	C0075	C_75		x
41	C0085	C_85I		x
		C_85S	x	
42	C0090	C_90		x
43	C0095	C_95I		x
		C_95S	x	
44	C0103	C_103		x
45	C0107	C_107		x
46	C0213	C_213		x
47	C0215	C_215		x
48	C0301	C_301		x
49	C0302	C_302I		x
		C_302S	x	
50	C0321	C_321		x
51	C0322	C_322I		x
		C_322S	x	
52	C0323	C_323		x
53	C0341	C_341		x
54	C1001	C_1001		x
55	C1002	C_1002		x
56	C1045	C_1045		x
57	C1057	C_1057		x
58	C1063	C_1063		x

* identificador utilizado en la simulación numérica

** identificador utilizado en el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger

De acuerdo a la tabla anterior, se analizará la información de acuerdo al yacimiento, es decir, los datos de la calcarena se revisarán por separado de los de la dolomía, con el objetivo de realizar una mejor interpretación.

Salinidad del Agua Producida en el Yacimiento Calcarena

De los 16 pozos con información de salinidades, actualmente solo 5 son productores (al mes de marzo de 2004) de aceite y gas: Cactus 5, 60, 61, 85 y 302. No obstante, los datos no corresponden a la misma fecha, por lo cual, se generaron diferentes mapas de isosalinidades, tomando en cuenta la inyección de agua del proceso de Recuperación Secundaria, la cual se realizó en dos periodos: de septiembre de 1978 a noviembre de 1983 y de marzo de 1988 a junio de 1993.

Mapa 1: Incluye la información anterior al inicio del primer periodo de inyección de agua (septiembre de 1980), por lo cual, solo se consideraron los pozos Cactus 4, 5, 7, 72, 85 y 95 (Figura 114).

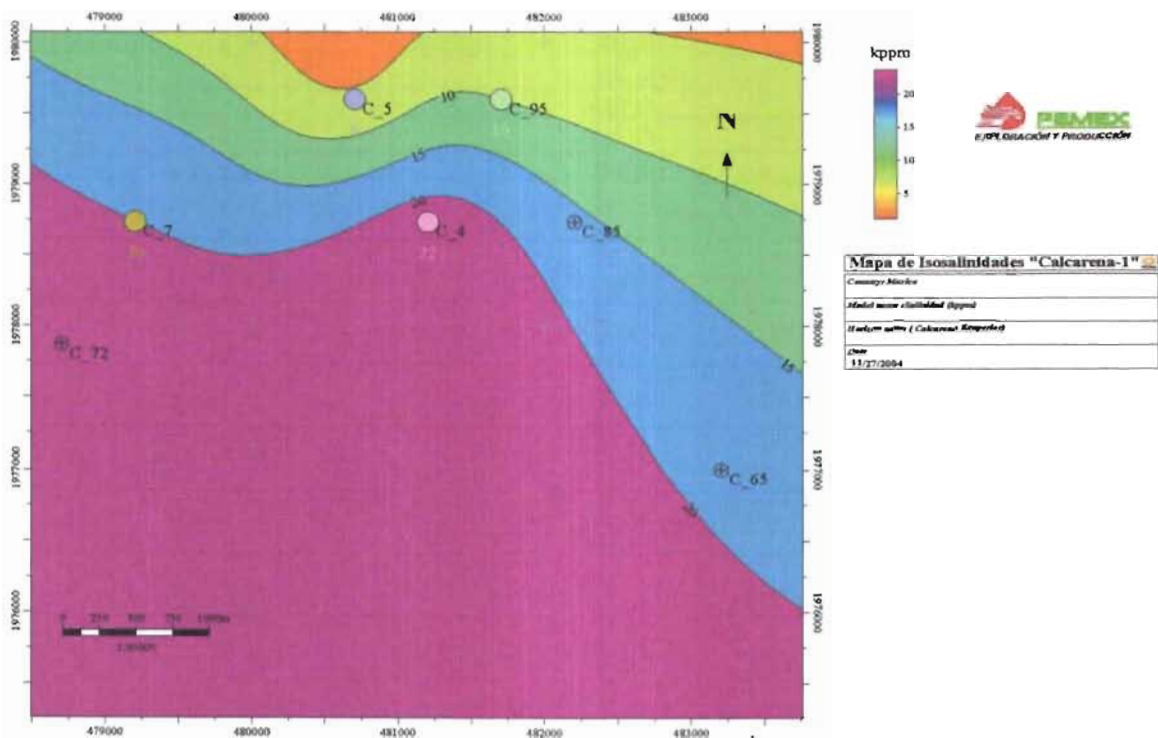


Fig. 114 Mapa de isosalinidades antes del primer periodo de inyección (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Del mapa anterior se establece que la salinidad original del yacimiento calcarena presenta valores en un rango de 5000 a 22000 p.p.m., siendo la más baja la presentada por el pozo Cactus 5, la cual es del orden de 5000 p.p.m.

Mapa 2: Los datos utilizados para la creación de este mapa corresponden al periodo de inyección, es decir, del año 1980 a 1981, por lo tanto, incluye los pozos Cactus 4, 5, 7, 40, 50, 60D, 65, 72, 85, 95 y 302 (Figura 115). Cabe señalar, que no se consideró la información del pozo Cactus 302, debido a que presenta alta salinidad la cual no corresponde a la observada en los demás pozos del mismo yacimiento, además en el Capítulo 3 de este trabajo, se determinó que el agua de alta salinidad proviene del Cretácico Inferior, a través de la unidad estratigráfica K11.

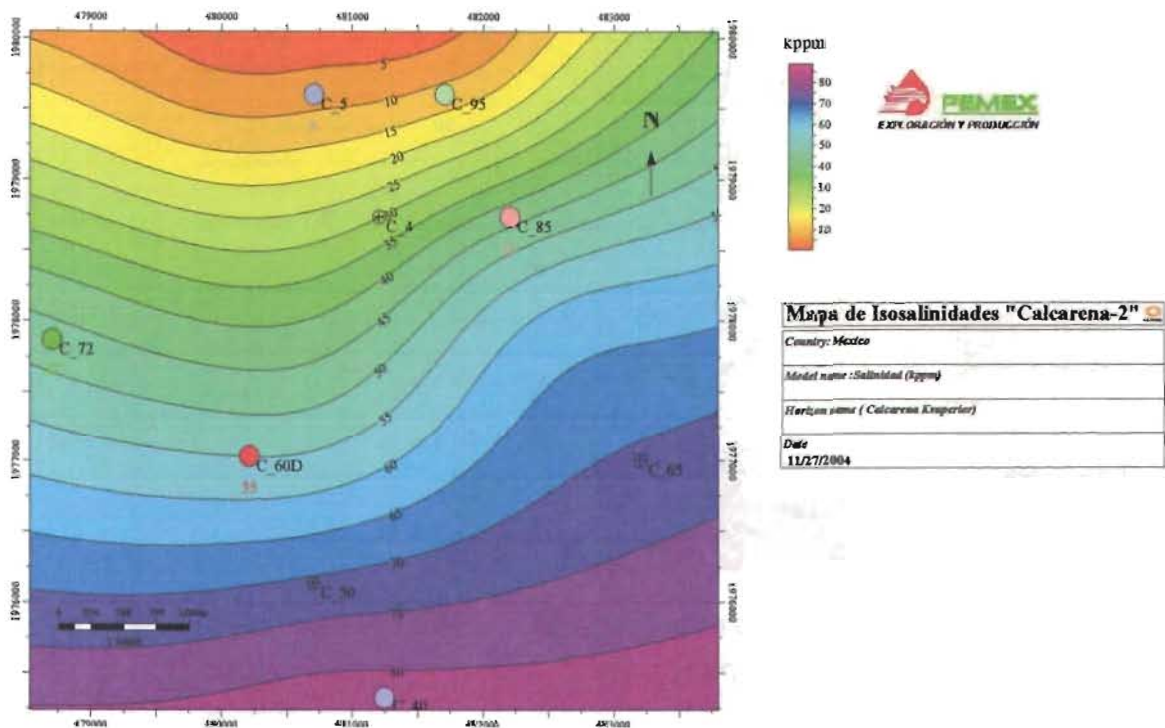


Fig. 115 Mapa de isosalinidades durante el primer periodo de inyección (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).

De acuerdo a la figura anterior, se puede establecer que el movimiento del agua es de norte a sur, por lo cual, se incrementa la salinidad en ese sentido, observando un aumento de la misma hasta valores cercanos a los 80000 p.p.m. en el pozo Cactus 40.

Mapa 3: Con el objetivo de analizar el efecto del agua inyectada en la salinidad, se generó este mapa el cual corresponde a la información después de finalizar el primer periodo de inyección (noviembre de 1983). Incluye los pozos Cactus 4, 5, 7, 40, 50, 60D, 65, 72, 85 y 95 (Figura 116).

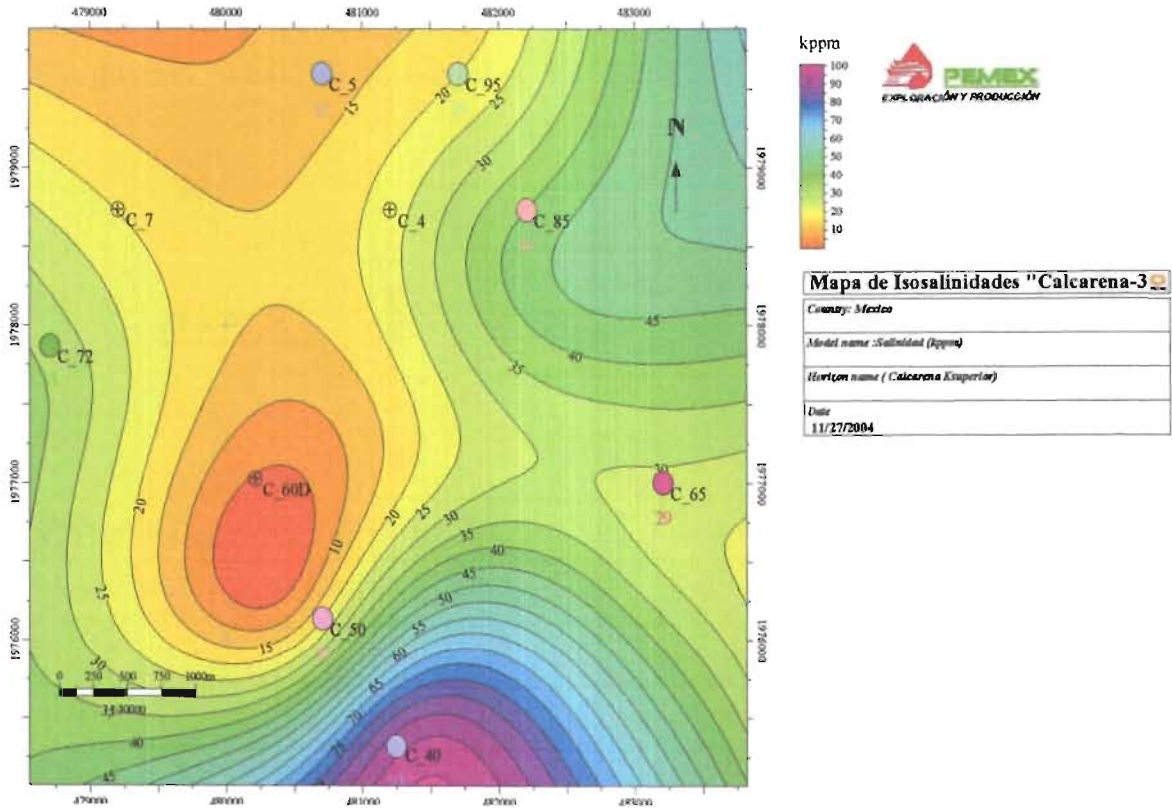


Fig. 116 Mapa de isosalinidades después de finalizar el primer periodo de inyección (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).

La salinidad del agua en este periodo se sigue incrementando, sobre todo en la parte central de la estructura y en la porción suroeste del yacimiento, como reflejo de la inyección de agua no obstante de haber concluido la misma.

Mapa 4: Considerando que se realizó un segundo periodo de inyección de agua de 1988 a 1993, se realizó el mapa de isosalinidades con la información al final de este, para así de esta forma visualizar el comportamiento de la salinidad producida. Incluye los pozos Cactus 4, 5, 7, 40, 50, 60, 60D, 65, 85, 95 y 302

(Figura 117). El pozo Cactus 72 no se considera, debido a que se taponó en el año de 1986. Cabe señalar, que no todos los pozos antes mencionados tienen información, por lo cual, para la construcción del mapa solo se consideró la existente, tal es el caso del pozo Cactus 60, el cual se disparó en la calcarena en el año de 1990, pero se tienen registros de datos de salinidad a partir de 1995.

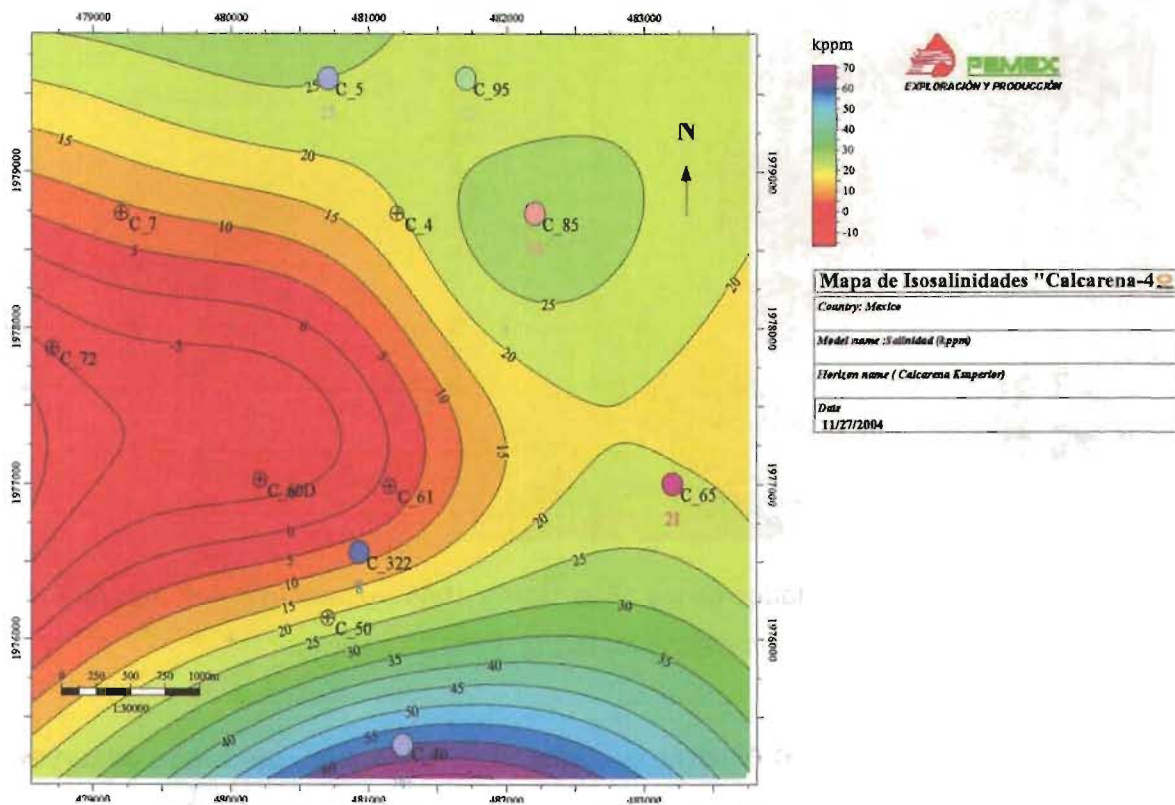


Fig. 117 Mapa de isosalinidades al final del segundo periodo de inyección (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Al final de este segundo periodo de inyección, continua la influencia de la misma, debido a que la salinidad aumenta de norte a sur, lo cual define que existe preferencia del movimiento de los fluidos en ese sentido.

Mapa 5: Considerando la información existente, se generó este mapa con datos pertenecientes a finales de 1994 y principios de 1995. Incluye los pozos Cactus 4, 5, 7, 40, 50, 60, 60D, 65, 85 y 95 (Figura 118).

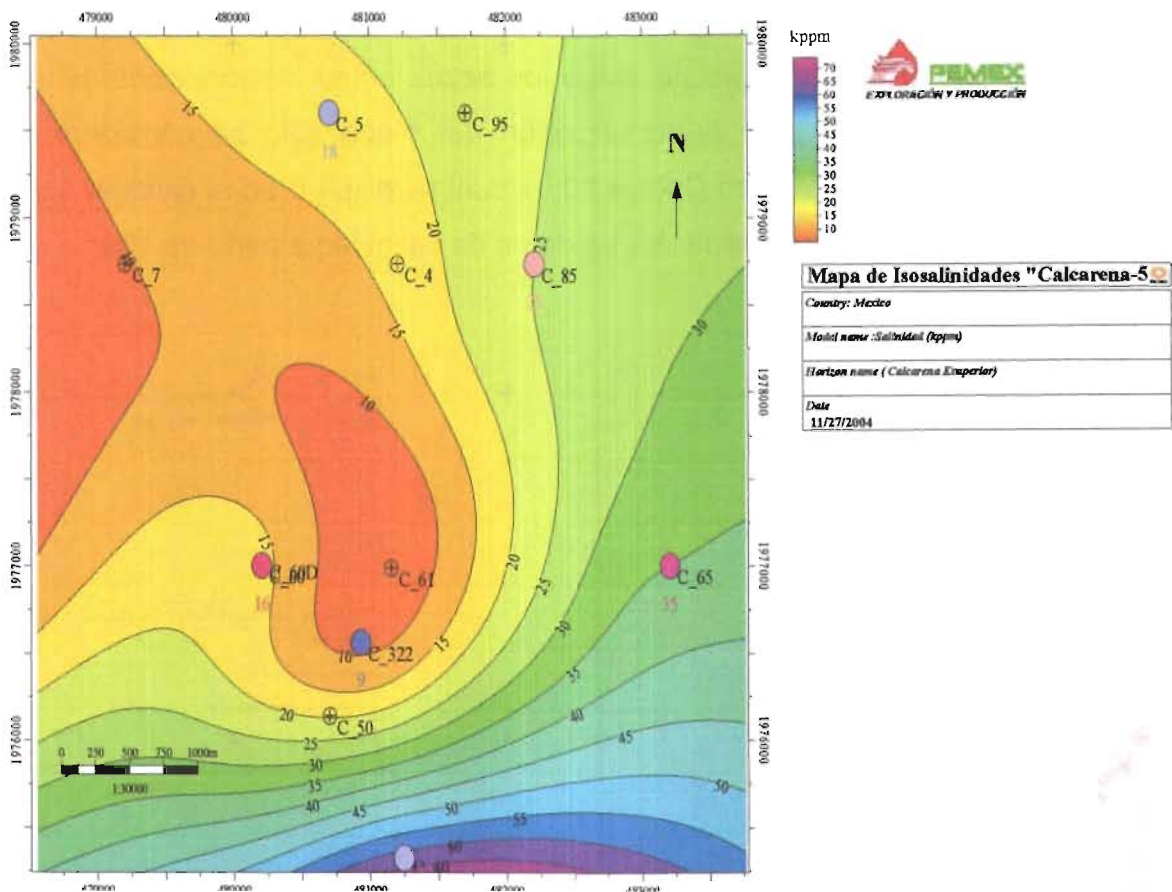


Fig. 118 Mapa de isosalinidades de los años 1994 y 1995 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Un año después de concluido el segundo periodo de inyección, se puede observar que la salinidad disminuye ligeramente, lo cual hace suponer que la observada en años anteriores es debido a la influencia del agua inyectada.

Mapa 6: Se construyó en base a la información disponible del año 2000 y 2001, además de considerar que esta fecha representa un punto medio entre el final de la inyección de agua y los datos actuales (abril de 2004). Incluye los pozos Cactus 4, 5, 7, 40, 50, 60, 61, 60D, 85, 95 y 322 (Figura 119). En el pozo Cactus 65 se obturó el intervalo correspondiente a la calcarena y se disparó el Cretácico Medio, lo cual corresponde al yacimiento de dolomía.

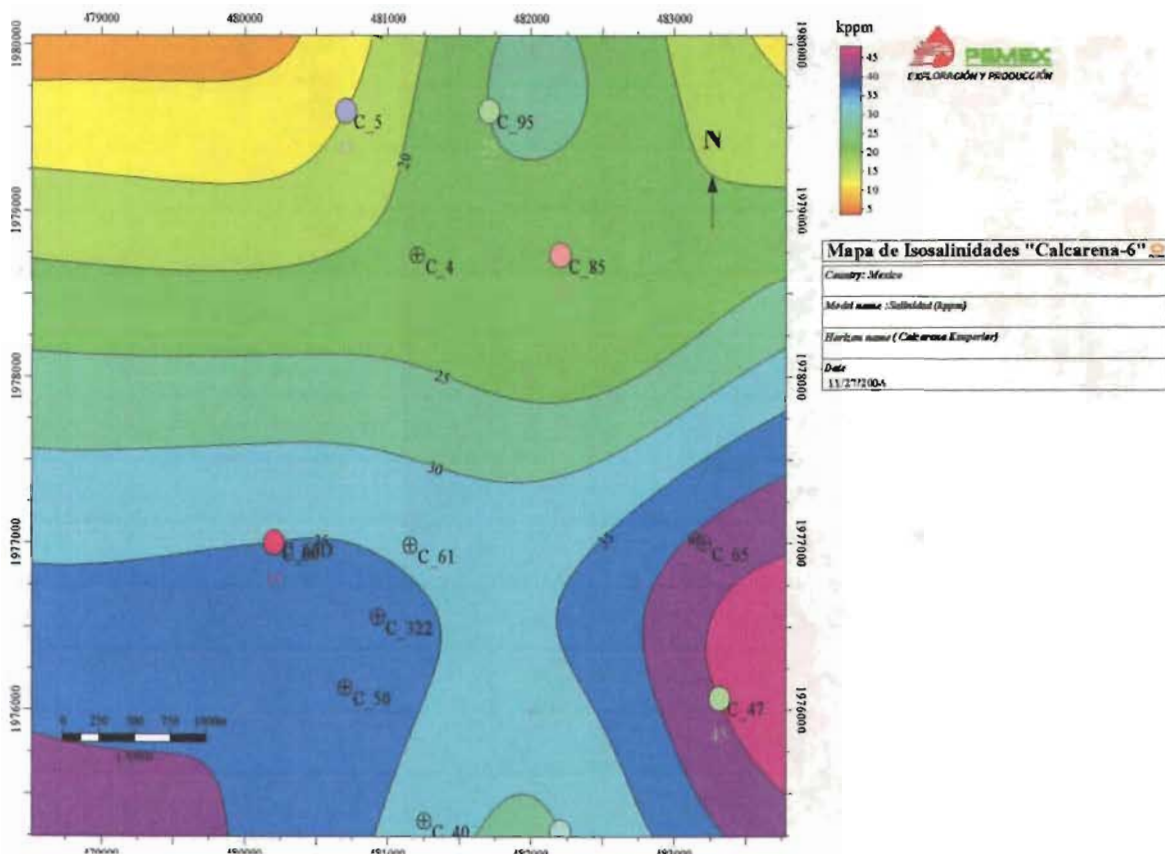


Fig. 119 Mapa de isosalinidades de los años 2000 y 2001 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Para este año, se observa que la salinidad del agua producida sigue disminuyendo en la porción norte y sur del yacimiento; sin embargo, en la porción este del campo la salinidad va en aumento, lo cual hace suponer que existe invasión de agua de mayor salinidad en esa zona del yacimiento.

Mapa 7: Para la construcción de este mapa, se consideraron 4 de los cinco pozos actualmente productores (abril de 2004) en el yacimiento calcarena, por lo cual, la salinidad presentada en este mapa, es la correspondiente al mes de abril de 2004, y se supone que de perforarse en las zonas donde no existe información, la salinidad del agua producida que se encontraría sería la mostrada en dicho mapa (Figura 120).

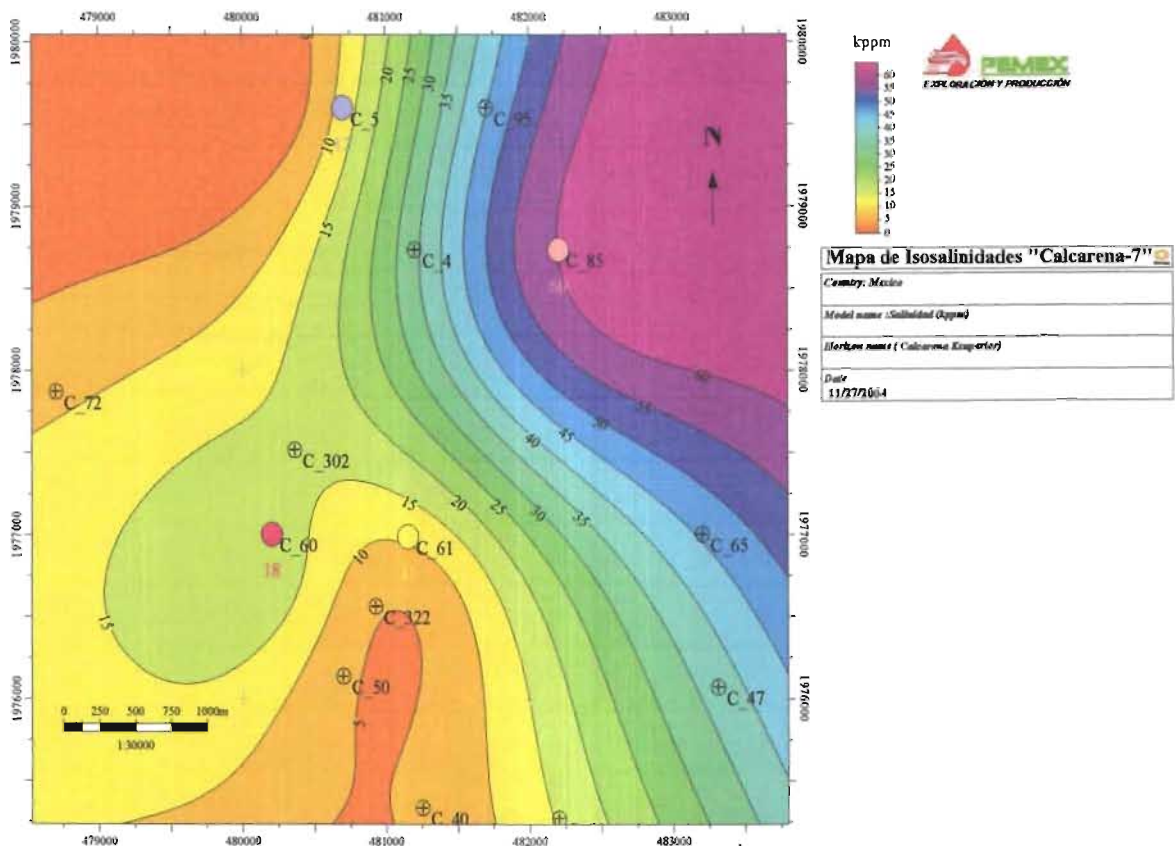


Fig. 120 Mapa de isosalinidades correspondiente al año 2004 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cia. Schlumberger).

De acuerdo a la figura anterior, la salinidad del agua se ha disminuido en el sentido noreste-suroeste, alcanzando valores cercanos a las 20000 p.p.m. lo cual representa el valor original encontrado en el yacimiento. No así, la porción noroeste y sureste del campo donde la salinidad va en aumento.

Salinidad del Agua Producida en el Yacimiento Dolomía

De los 52 pozos con información de salinidades, actualmente 16 son productores de aceite y gas (a marzo de 2004): Cactus 3, 4D, 45, 55A, 57, 61D, 65, 67, 73, 107, 301, 341, 1002, 1045, 1057, 1063. Cabe señalar, que el pozo Cactus 107 pertenece al campo Níspero, no obstante en este análisis se considerará, de igual manera que se realizó en el estudio de geoquímica (Capítulo 3 de este trabajo).

En este yacimiento como parte del proceso de Recuperación Secundaria se inyectó agua en un solo periodo, a diferencia del yacimiento calcarena, de junio de 1980 a noviembre de 1983. Por esta razón, los mapas de isosalinidades que se generaron son los siguientes:

Mapa 1: Se consideró la información existente antes del periodo de inyección, con el objetivo de poder establecer la influencia del agua inyectada en la salinidad del agua producida. Los pozos que se incluyen son: Cactus 3, 8, 11, 13, 17, 20A, 21, 23, 25, 30, 31, 33, 35, 40, 41, 43, 45, 50, 51, 52A, 53, 55A, 60, 61, 62, 63A, 65, 73, 75, 85, 90, 95, 103, 213 y 215 (Figura 121).

Como se observa en la figura, este yacimiento presenta valores de salinidad altos en comparación a la calcarena (Cretácico Superior), y se puede suponer que las salinidades más altas provienen de la parte inferior del Cretácico Inferior, lo anterior se puede corroborar del análisis que se realizó al agua producida en el Capítulo 3 de este trabajo. La parte sur de la estructura es donde existe la mayor invasión del agua, la cual proviene del acuífero.

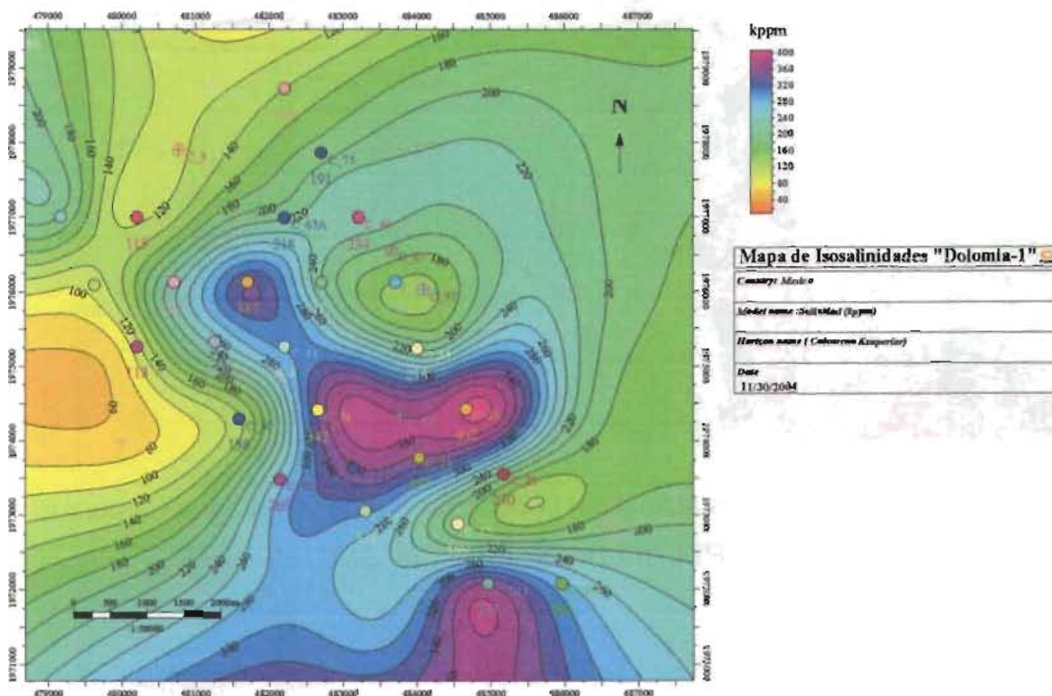


Fig. 121 Mapa de isosalinidades antes del periodo de inyección de agua (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Mapa 2: Con el objetivo de evaluar el proceso de inyección en este mapa se incluyen los datos correspondientes al final de proceso, es decir, los años 1982 y 1983. Incluye los pozos: Cactus 3, 4D, 8, 11, 13, 17, 20A, 21, 23, 25, 30, 31, 33, 35, 40, 41, 42D, 43, 45, 50, 51, 52A, 53, 55A, 60, 61, 61D, 62, 63A, 65, 73, 75, 85, 90, 95, 103, 213, 215, 302, 321, 322, 323 y 341 (Figura 122). De acuerdo al comportamiento mostrado en la figura, se puede establecer que el movimiento del agua producida tiene una dirección noreste-suroeste, lo cual corresponde a la dirección del fracturamiento.

En términos generales, la salinidad observada en los pozos disminuye, como parte del proceso de mezcla entre el agua de inyección y la de producción. Lo anterior se puede corroborar en los pozos Cactus 23, 25, 45, 55A, etc.

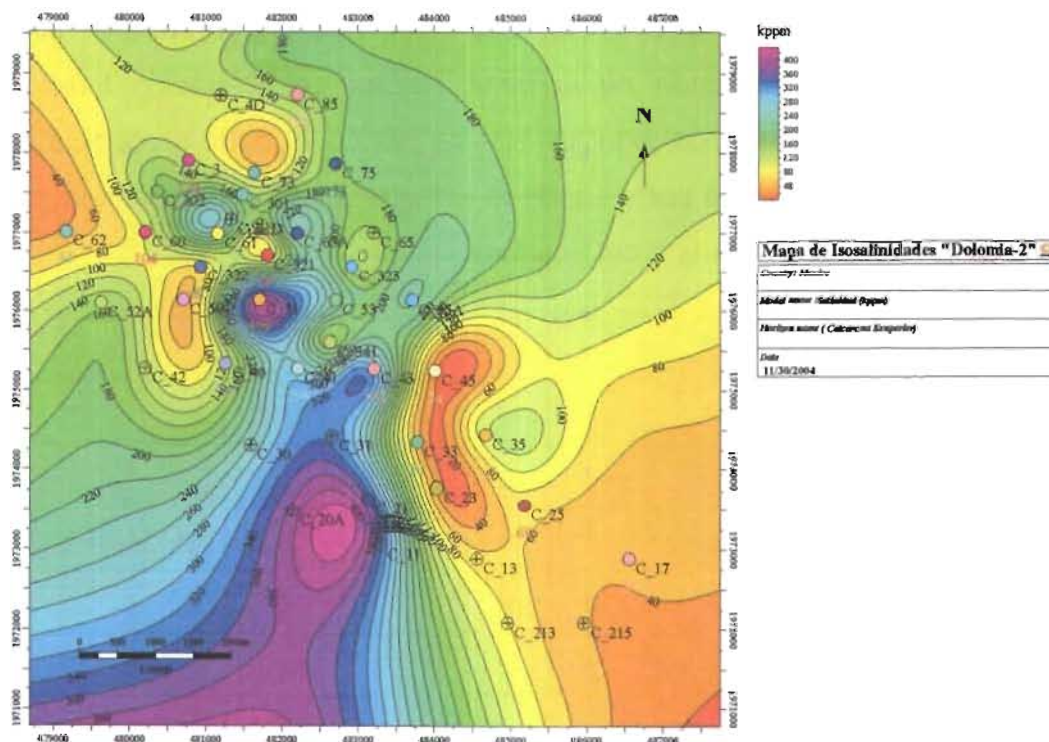


Fig. 122 Mapa de isosalinidades al final del periodo de inyección de agua (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Mapa 3: La información considera para la construcción de este mapa, es la correspondiente a los años 1989 y 1990. Incluye los pozos: Cactus 3, 4D, 8, 11, 13, 17, 20A, 21, 23, 25, 30, 33, 40, 41, 43, 45, 53, 55A, 60, 61, 61D, 62, 63A, 65, 73, 75, 103, 107, 213, 215, 301, 302, 321, 323 y 341 (Figura 123).

En la figura se observa que la mayor salinidad del agua producida se presenta en el sentido del fracturamiento, sin embargo, esta disminuyó en comparación al final del periodo de inyección, lo cual hace suponer el efecto que tiene el agua inyectada sobre el agua producida. Además, a finales de los años ochentas se repararon los pozos Cactus 301, 321, 322 y 341, siendo el objetivo principal aislar el Cretácico Inferior y poner en producción el Cretácico Medio, razón por la cual, la salinidad también disminuyó, al menos en dichos pozos.

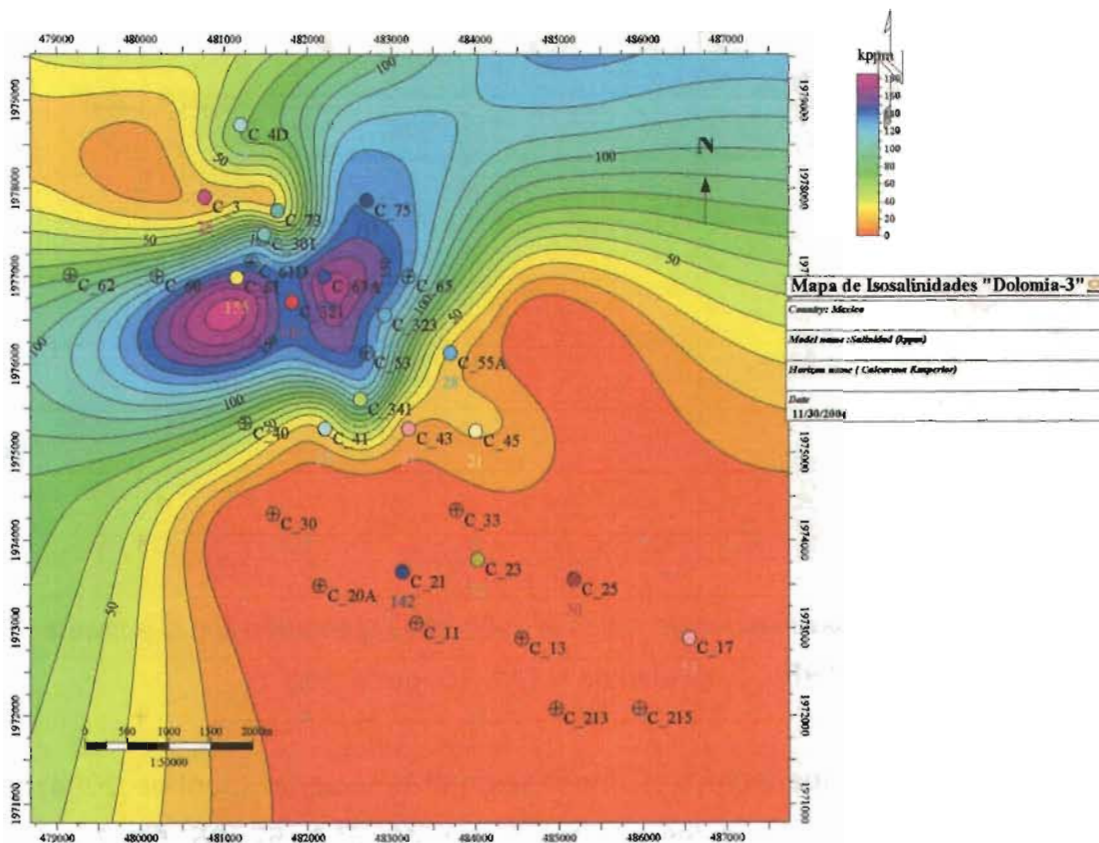


Fig. 123 Mapa de isosalinidades de los años 1989-1990 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Mapa 4: De acuerdo a la última información disponible, se consideró que los años 1998 y 1999, corresponderían al punto medio entre el mapa anterior y la información más reciente. En este mapa se incluyen los pozos: Cactus 3, 4D, 8, 11, 13, 17, 20A, 21, 23, 25, 30, 33, 41, 43, 45, 53, 55A, 57, 62, 63A, 65, 67, 73, 75, 103, 107, 213, 215, 301, 321, 323 y 341 (Figura 124). La salinidad disminuye en la parte central de la estructura como consecuencia del programa de mantenimiento de pozos, el cual consistió en la intervención de varios pozos, siendo el objetivo principal el aislar el Cretácico Inferior en aquellos pozos que se invadieron de agua.

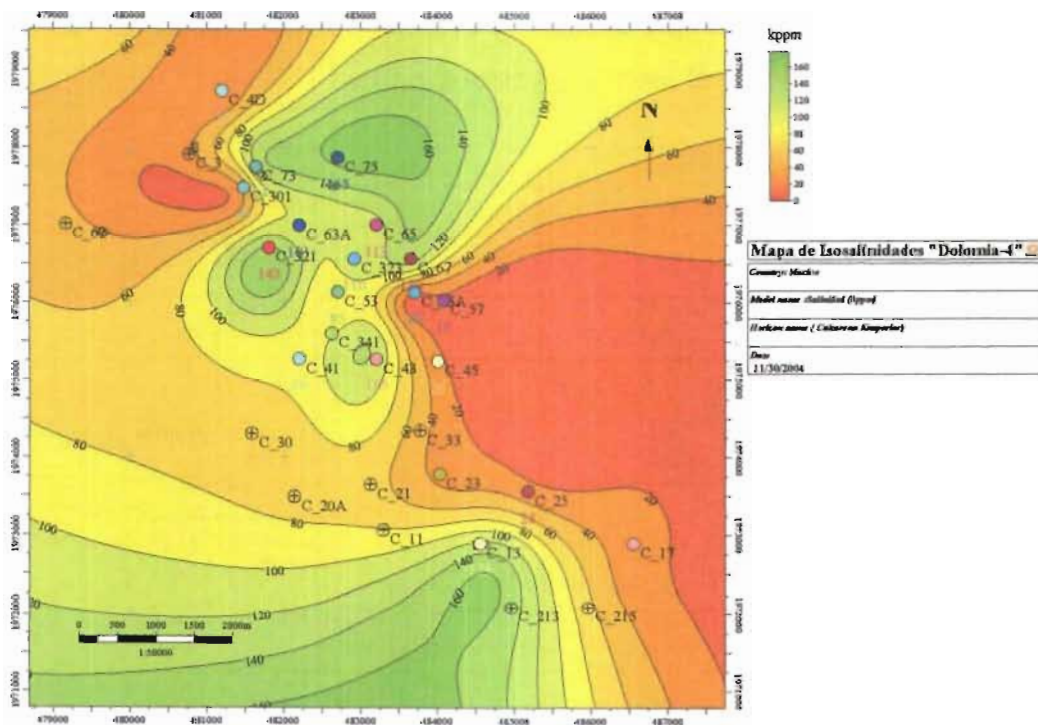


Fig. 124 Mapa de isosalinidades de los años 1998-1999 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Mapa 5: Este último mapa incluye la información más reciente (abril de 2004) de los pozos actualmente productores: Cactus 3, 4D, 45, 55A, 57, 65, 67, 73, 107, 301, 323, 341, 1002, 1045, 1057 y 1063 (Figura 125).

La salinidad observada en esta etapa se mantiene prácticamente igual al periodo anterior, excepto en algunos pozos, en los cuales existe la invasión de agua de mayor salinidad como resultado del avance del acuífero. En la parte central de la estructura la salinidad del agua se ha incrementado, tal es el caso de los pozos Cactus 65 y 67; sin embargo, en los pozos Cactus 323 y 341 la salinidad sigue disminuyendo, lo cual hace suponer que efecto del agua de inyección aún se tiene en esta porción del yacimiento.

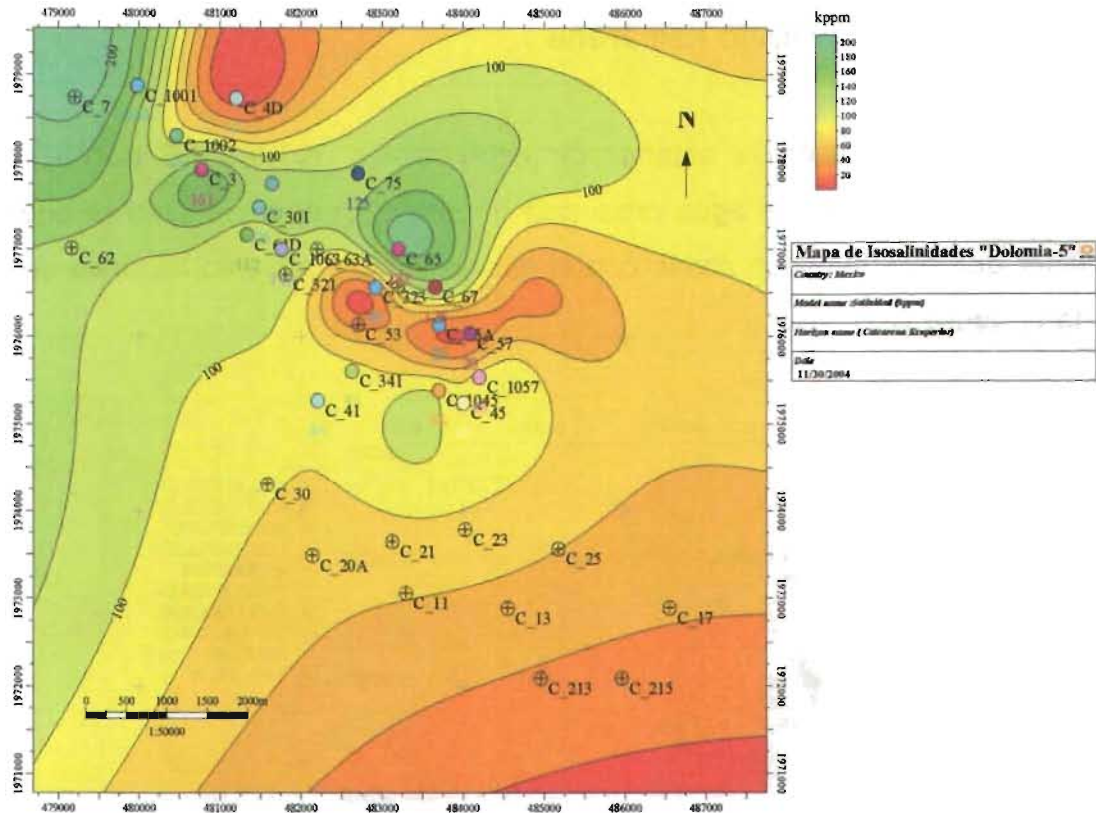


Fig. 125 Mapa de isosalinidades al mes de abril de 2004 (generado con el software PETREL, propiedad de la Cía. Schlumberger).

V.4 Integración de Información

Considerando que se cuenta con información del yacimiento calcarena y dolomía por separado, se realizara un análisis para cada uno de ellos, en el cual se evaluará la posibilidad de separar por zonas el comportamiento de la salinidad del agua producida, con el objetivo de establecer si existe comunicación entre dichas zonas y cual sería la influencia sobre el agua producida actualmente.

Información del yacimiento calcarena

De acuerdo con la sección anterior de este trabajo, existen 16 pozos con información de salinidad del agua producida (Figura 126) de los cuales se puede establecer que existen cinco zonas con el mismo comportamiento histórico de la salinidad (Figura 127).

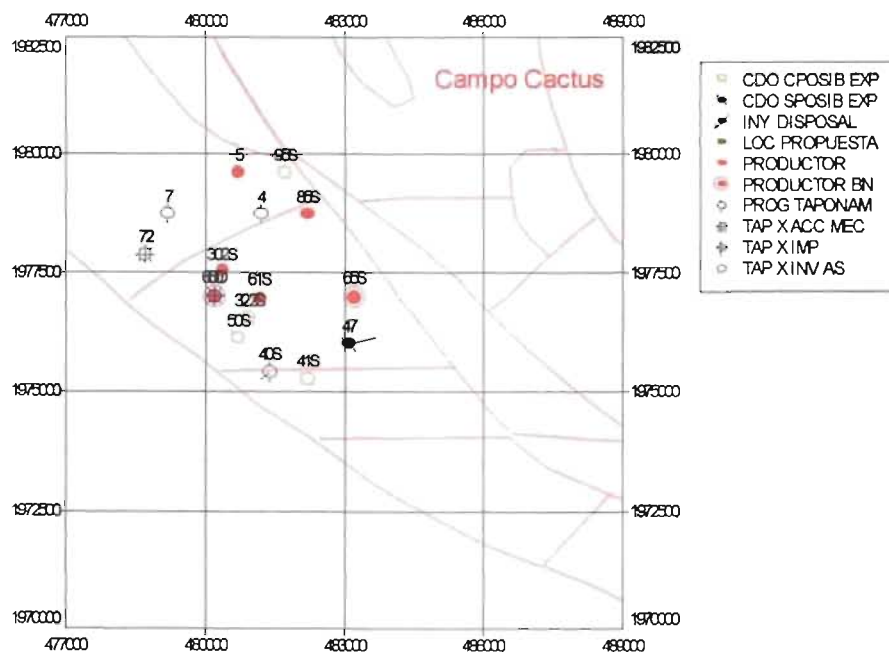


Fig. 126 Pozos con información de salinidad, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

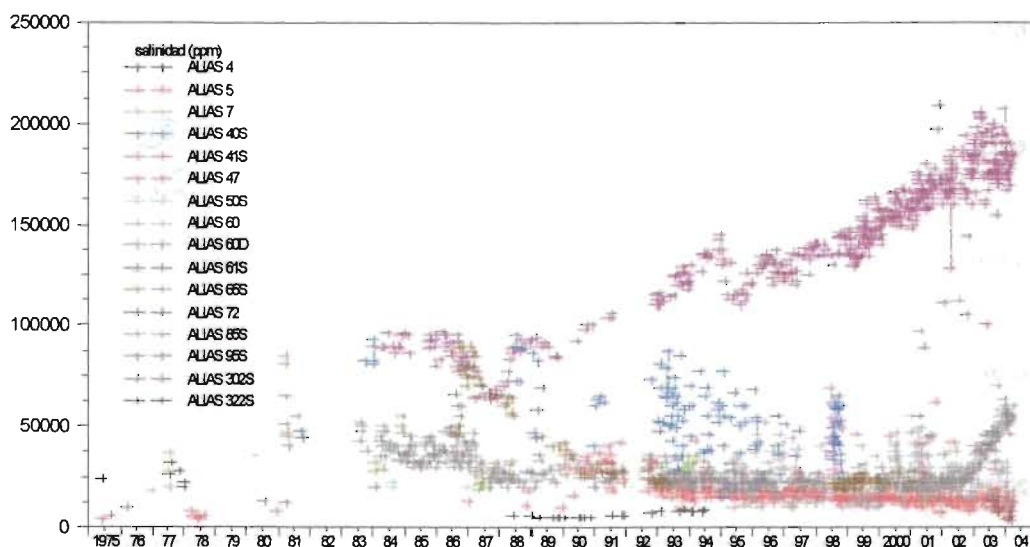


Fig. 127 Comportamiento Histórico de la salinidad, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

De acuerdo a la figura anterior, se puede establecer que el pozo Cactus 302 es el que presenta la salinidad más alta, lo cual se debe a que el pozo está disparado en el Cretácico Inferior, por lo que la salinidad es diferente en este pozo. De los 15 pozos restantes con información, se definieron los siguientes patrones:

Patrón 1: este incluye a los pozos Cactus 4, 7 y 95 (Figura 128), los cuales se localizan al norte del campo (ver Figura 126). El incremento en la salinidad presentado en el pozo 95 coincide con el primer periodo de inyección de agua en el yacimiento calcarena, con el cual la producción de agua incremento en esta zona. Además, es importante señalar que los pozos Cactus 4 y 7 fueron pozos inyectoros, por lo cual, se puede establecer la influencia de la inyección de agua en esta zona. Cabe señalar, que el agua inyectada es de alta salinidad para evitar precipitaciones al contacto con el agua de yacimiento y como la salinidad presentada se puede considerar baja, en comparación a la presentada en la dolomía, se provocó un incremento en la salinidad producida. No obstante, después de la inyección la salinidad disminuyó lo cual da otra pauta para considerar que esta zona tiene influencia del agua inyectada.

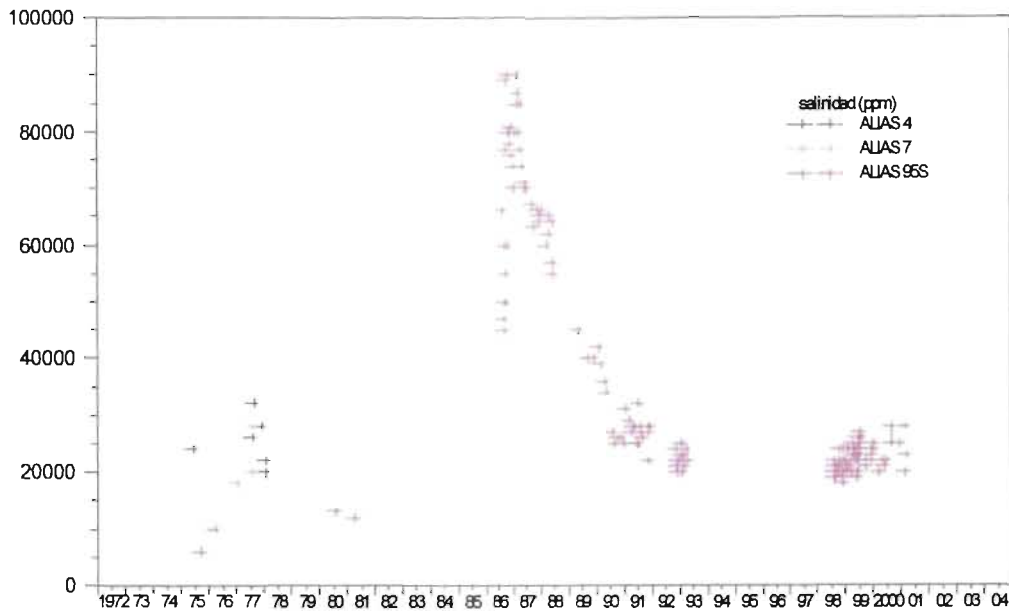


Fig. 128 Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 1), pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Patrón 2: incluye los pozos Cactus 5, 60 y 85 (Figura 129). Existen variaciones en la salinidad de estos pozos, sin embargo se puede considerar que presentan la misma tendencia. A finales del año 2000 la salinidad en el pozo Cactus 85 ha ido aumentando como consecuencia de una invasión del intervalo abierto, lo cual no ha sucedido en el pozo Cactus 5. El agua producida en el pozo 85 es del tipo Na-Ca-Cl mientras que la del Cactus 5 es Na-Ca-Mg-Cl. Asimismo, el agua del cactus 85 es más joven de acuerdo al fechamiento realizado con el ^{14}C , que la del pozo 5. La salinidad va en aumento en la dirección noroeste-sureste (ver Figura 120), la cual representa la dirección preferencial del fracturamiento en el campo.

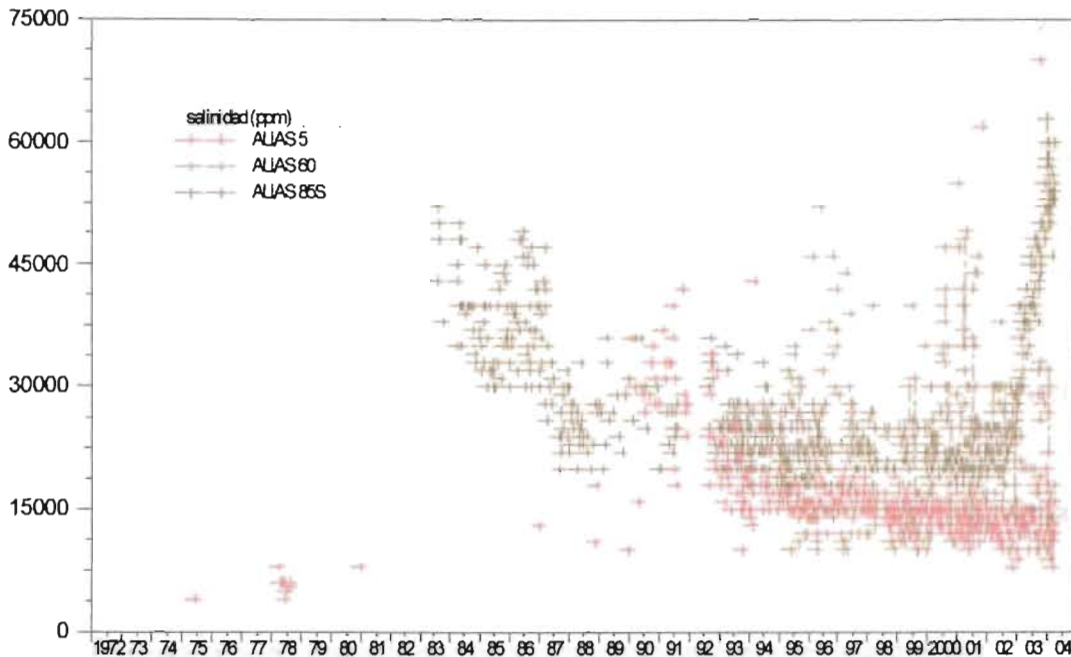


Fig. 129 Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 2), pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Patrón 3: incluye los pozos Cactus 40, 47 y 60D (Figura 130). El agua producida en el Cactus 47 es joven de acuerdo al fechamiento realizado (ver Capítulo 3 de este trabajo) y es del tipo Na-Ca-Cl. De los otros dos pozos no se cuenta con información referente a los isótopos estables, lo cual hace difícil establecer una correlación.

Patrón 4: incluye los pozos Cactus 41, 50, 65 y 72 (Figura 131). La correlación existente en estos pozos no está bien establecida, sin embargo se puede considerar que tienen el mismo patrón en la salinidad.

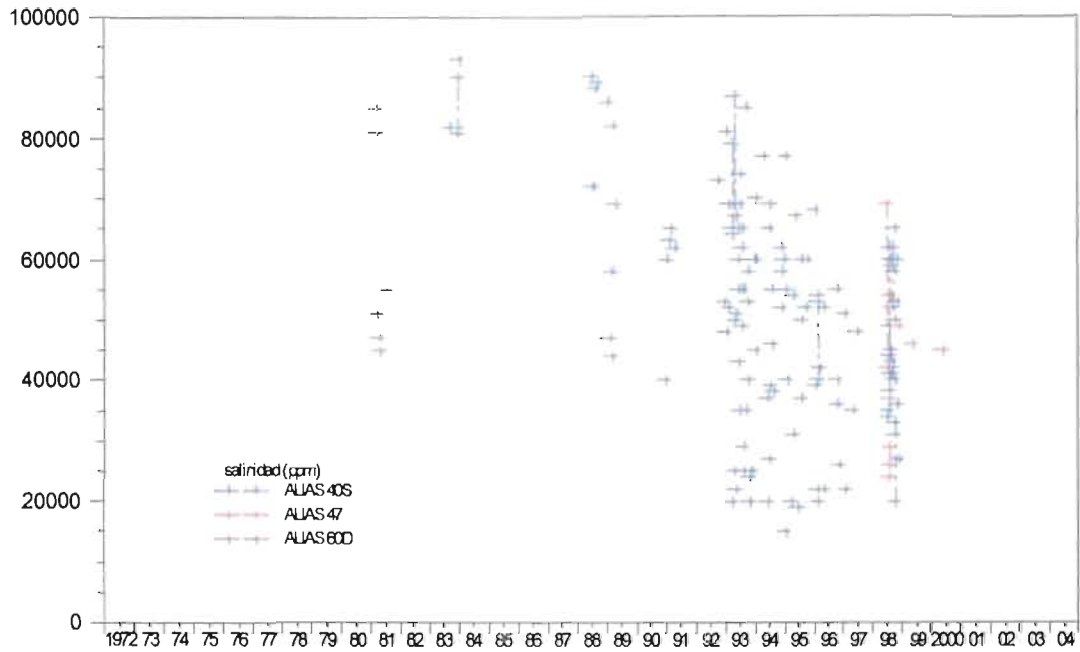


Fig. 130 Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 3), pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

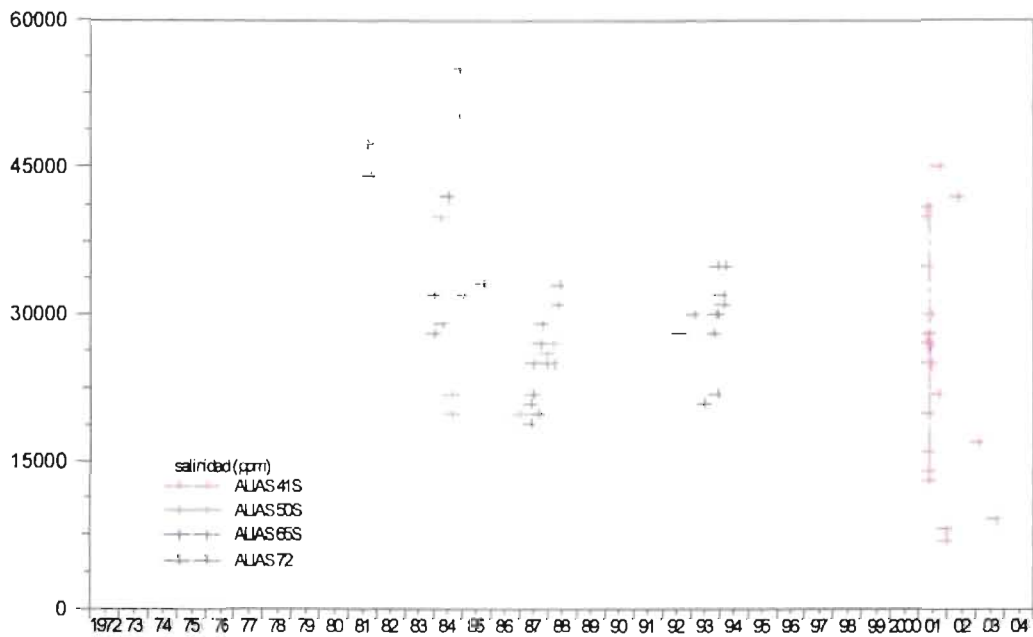


Fig. 131 Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 4), pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Patrón 5: incluye los pozos Cactus 61 y 322 (Figura 132)

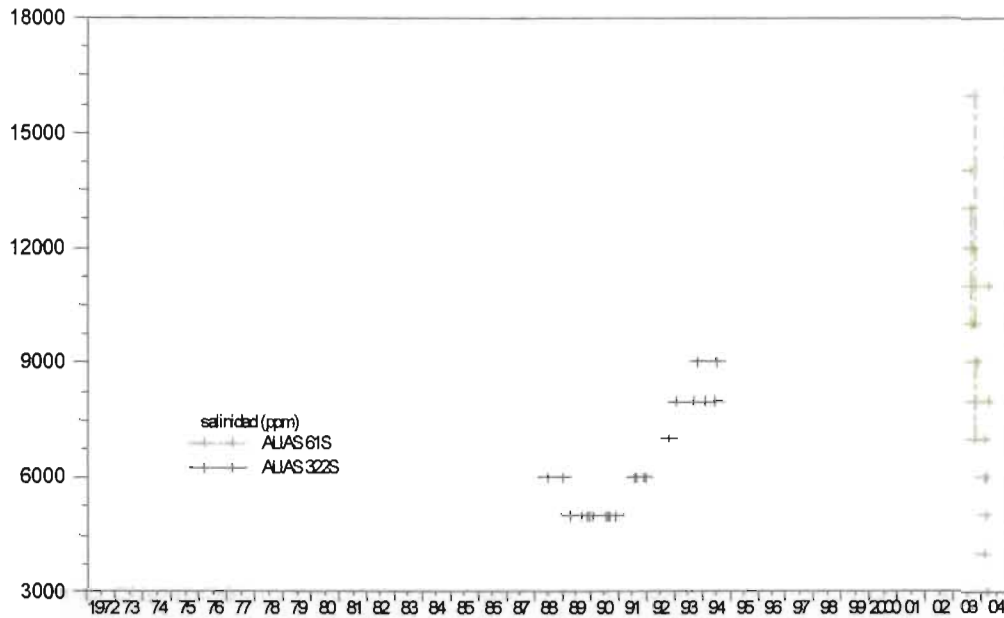


Fig. 132 Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 5), pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

El agua del pozo Cactus 61 es del tipo Na-Ca-Mg-Cl-HCO₃, de acuerdo al diagrama Piper ⁽²²⁾ realizado (ver Sección III.4 de este trabajo), lo cual la hace única en todo el yacimiento de acuerdo a la información disponible.

Información del yacimiento dolomía

De acuerdo con la sección anterior de este trabajo, existen 53 pozos con información de salinidad del agua producida (Figura 133) de los cuales se puede establecer 5 zonas con el mismo comportamiento histórico de la salinidad (Figura 134).

De acuerdo a la figura anterior se definieron los siguientes patrones:

Patrón 1: incluye los pozos Cactus 4D, 8, 11, 17, 20A, 21, 23, 25, 30, 31, 33, 35, 42, 43, 45, 51, 52A, 55A, 57, 85, 90, 107, 213, 215, 302 (Figura 135). El incremento en el gasto de agua producido (Figura 136) se refleja en un aumento en la salinidad del agua; sin embargo, la salinidad disminuye como consecuencia de la inyección de agua, la cual se realizó de junio de 1980 a noviembre de 1983. De los pozos mencionados, actualmente 5 son productores en el Cretácico Medio (4D, 45, 55A, 57 y 107) y uno (302) es productor en el Cretácico Superior. El agua producida por el pozo Cactus 4D es del tipo Na-Ca-Mg-Cl, lo cual la hace diferente al resto de los pozos. Asimismo, los pozos Cactus 45 y 107 producen un agua de tipo Na-Cl.

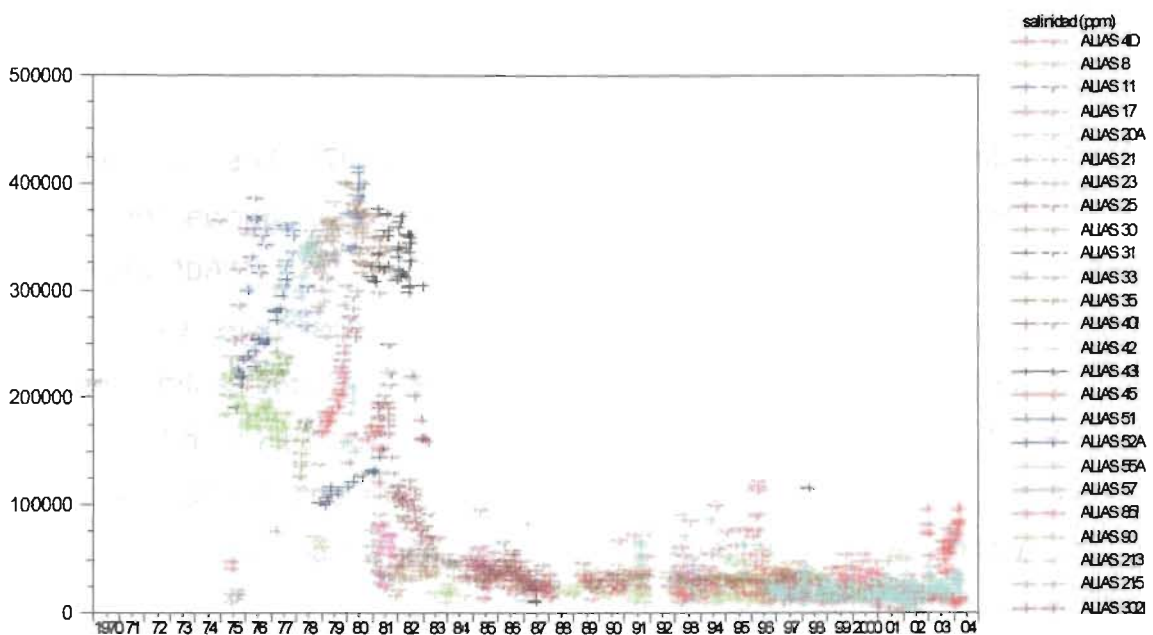


Fig. 135 Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 1), pozos del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

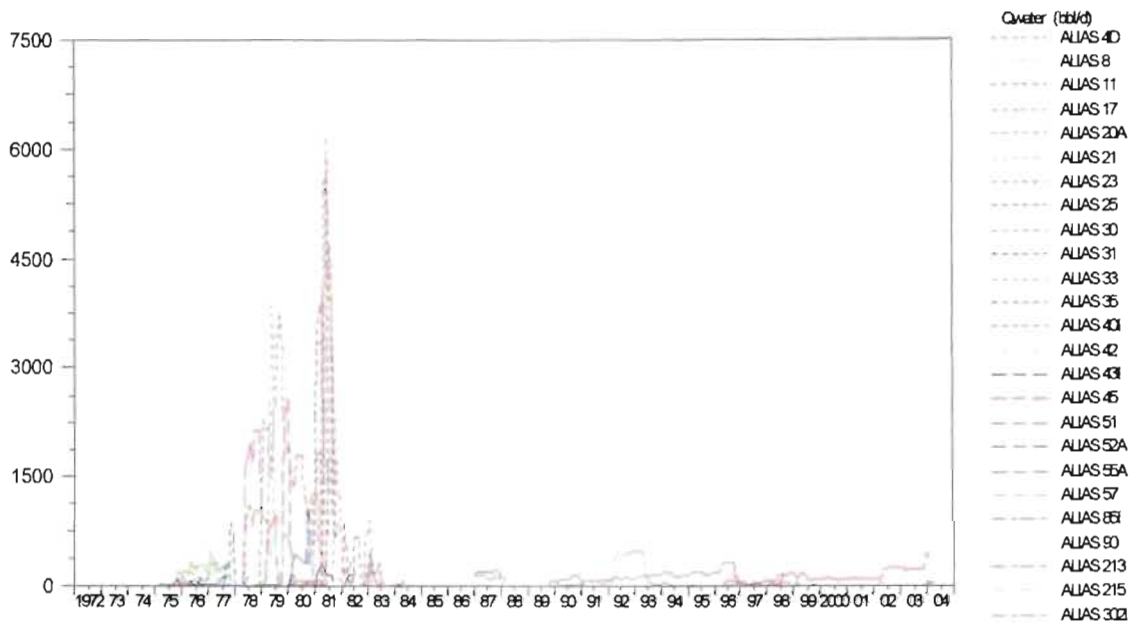


Fig. 136 Comportamiento de gasto de agua producido, pozos del patrón 1 del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Patrón 2: incluye los pozos 3, 41, 62, 73 y 103 (Figura 137). Los pozos 41 y 73 tienen el mismo tipo de agua (Na-Ca-Cl), sin embargo, la producida por el pozo Cactus 41 es más antigua (30985 años) que la del Cactus 73 (16605 años). Lo anterior se puede explicar debido a que están en posiciones estructurales diferentes, es decir, el pozo Cactus 73 se encuentra en el bloque central, mientras que el Cactus 41 se localiza más hacia el sur de la estructura en un bloque que está separado del central a través de una falla. Por otro lado, el pozo Cactus 41 tuvo una irrupción de agua más abrupta que el resto de los pozos que se incluyen en este patrón (Figura 138).

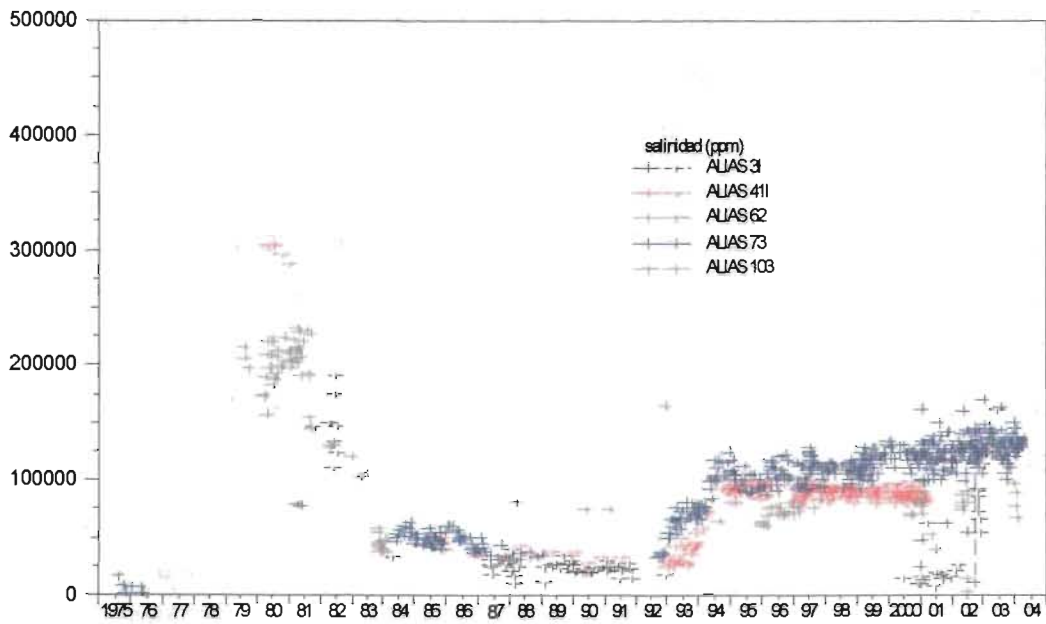


Fig. 137 Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 1), pozos del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

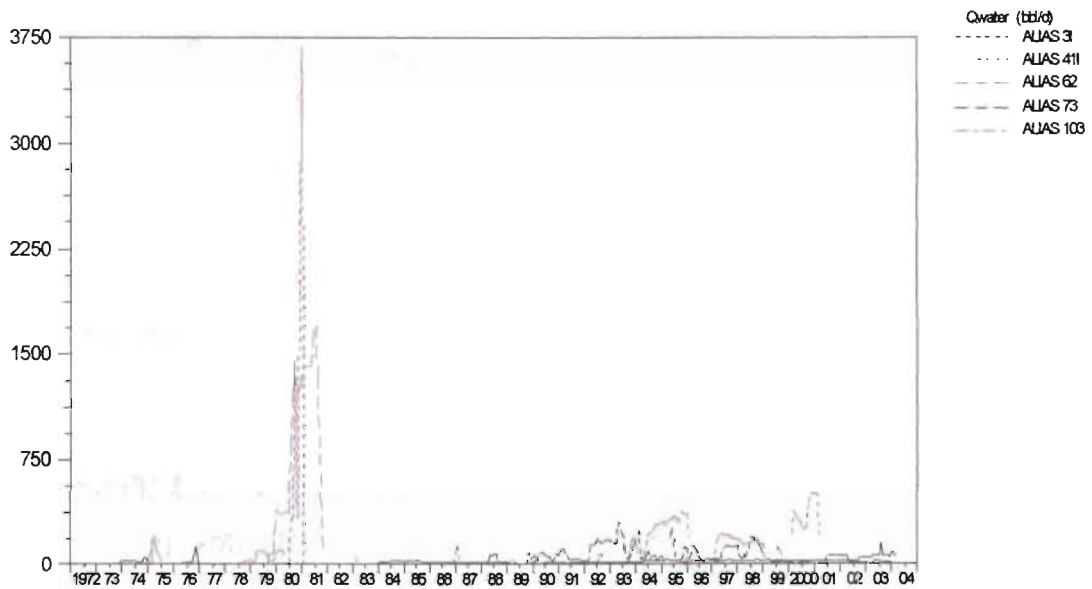


Fig. 138 Comportamiento de gasto de agua producido, pozos del patrón 2 del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Patrón 3: incluye los pozos Cactus 13, 53, 60, 61, 95, 321, 323, 341, 1002, 1045 y 1057 (Figura 139). Al igual que en patrón anterior, la salinidad del agua producida disminuyó desde que se inició la inyección de agua en año de 1980, y al término de esta se estabilizó en valores mayores a las 100,000 p.p.m. De los pozos incluidos en este patrón, sólo se cuenta con información de la edad del agua de los pozos Cactus 323 y 341 las cuales son de 20295 años y 17337 años respectivamente. Los pozos Cactus 323, 341 y 1045 pertenecen al grupo número 2 de acuerdo al patrón definido por el diagrama Stiff ⁽¹⁵⁾ (ver Sección III.3 de este trabajo).

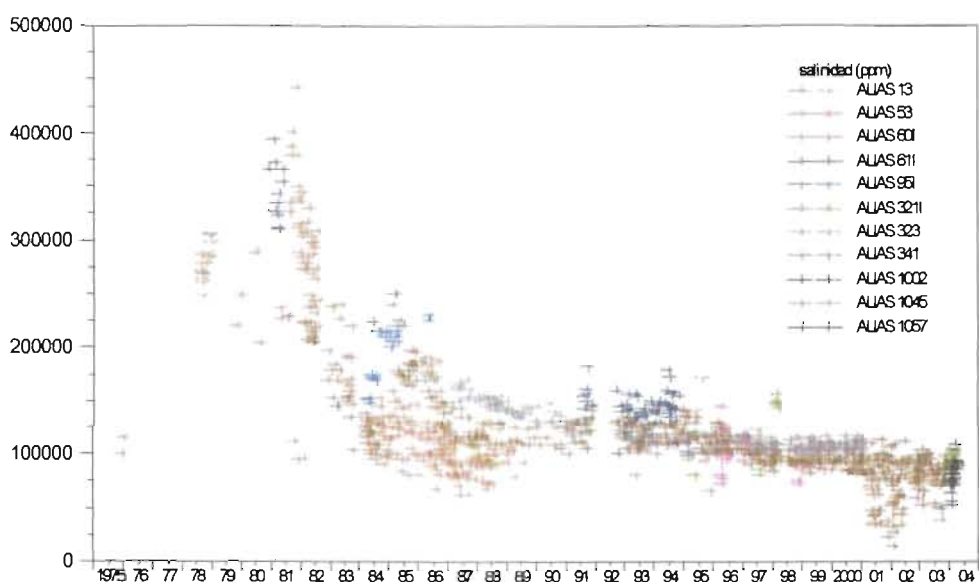


Fig. 139 Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 3), pozos del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Patrón 4: incluye los pozos Cactus 61D, 63A, 67, 75, 1001 y 1063 (Figura 140). Los pozos Cactus 61D y 67 pertenecen al grupo 2 definidos por el patrón presentado en el diagrama Stiff, pero no son el mismo tipo de agua debido a que el Cactus 61D produce un agua Na-Cl, mientras que el Cactus 67 de tipo Na-Ca-Cl. De los pozos que conforman este grupo, el Cactus 63A es el que ha producido el mayor gasto de agua (Figura 141), aunque es importante considerar que el pozo Cactus 1063 inicio su producción en julio del año 2003 y el Cactus 1001 en abril de 2004.

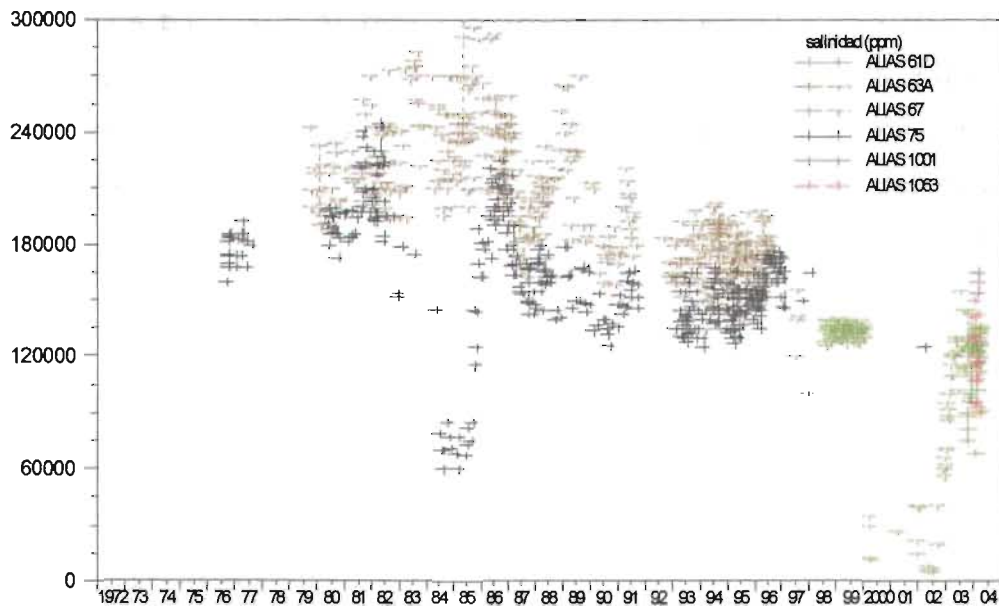


Fig. 140 Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 4), pozos del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

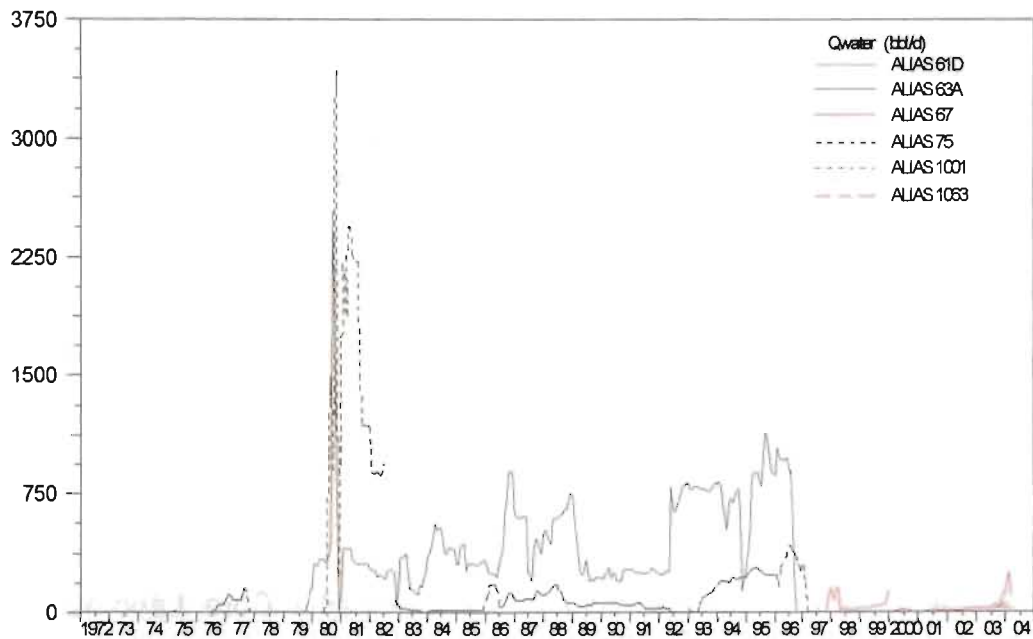


Fig. 141 Comportamiento de gasto de agua producido, pozos del patrón 4 del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Patrón 5: incluye los pozos Cactus 65 y 301 (Figura 142). La edad del agua producida por el pozo 65 es de 23061 años, lo cual la hace un agua de edad intermedia entre las producidas por el campo Cactus. El incremento en la salinidad se debe a que los intervalos actualmente abiertos a producción se están invadiendo.

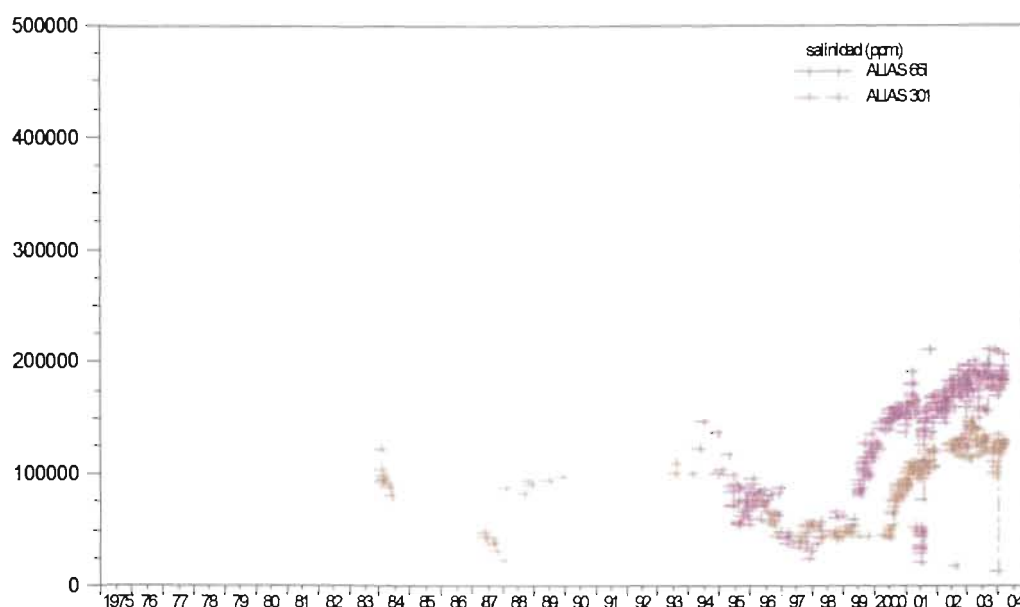


Fig. 142 Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 5), pozos del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

VI. REVISIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

VI.1 Antecedentes

Como resultado del estudio realizado por la Compañía Core Laboratories en Dallas Texas, se decidió la implementación de un sistema de recuperación secundaria por inyección de agua en el campo Cactus, tanto en el yacimiento dolomía como en calcarena.

Patrón 5: incluye los pozos Cactus 65 y 301 (Figura 142). La edad del agua producida por el pozo 65 es de 23061 años, lo cual la hace un agua de edad intermedia entre las producidas por el campo Cactus. El incremento en la salinidad se debe a que los intervalos actualmente abiertos a producción se están invadiendo.

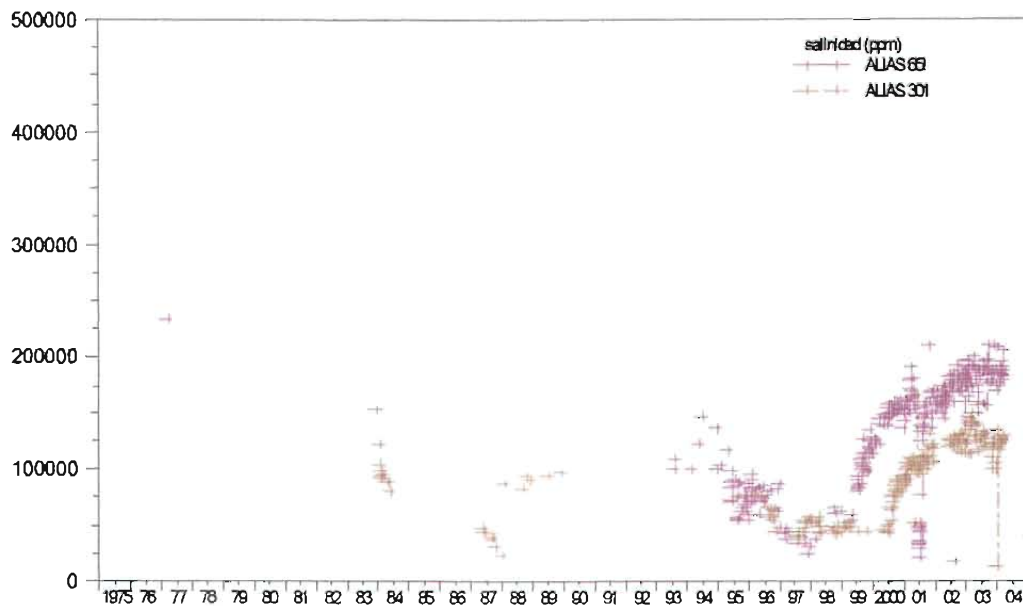


Fig. 142 Comportamiento histórico de la salinidad del agua producida (patrón 5), pozos del campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

VI. REVISIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

VI.1 Antecedentes

Como resultado del estudio realizado por la Compañía Core Laboratories en Dallas Texas, se decidió la implementación de un sistema de recuperación secundaria por inyección de agua en el campo Cactus, tanto en el yacimiento dolomía como en calcarena.

En el yacimiento calcarena la inyección de agua se llevo a cabo en dos periodos, siendo el primero de septiembre de 1978 a noviembre de 1983 a través de 4 pozos (Figura 143), y se interrumpió como consecuencia de la suspensión en el yacimiento Cactus dolomía, ya que ambos yacimientos estaban conectados al mismo sistema. En este primer periodo el volumen acumulado de agua fue de 16 MMBls (Tabla 64).

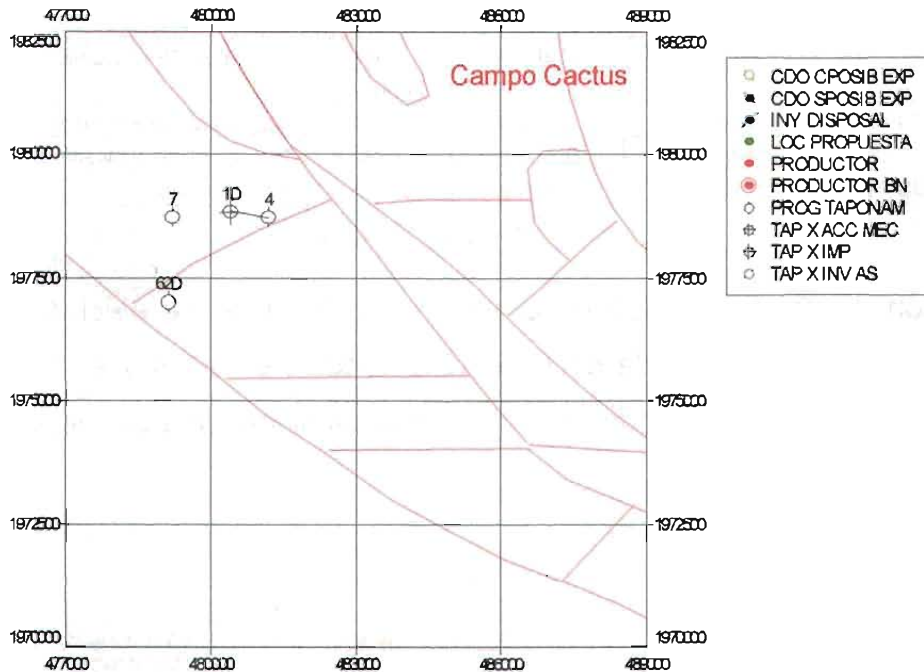


Fig. 143 Pozos inyectoros del campo Cactus yacimiento calcarena, estatus actual de acuerdo al estado general de pozos al mes de marzo de 2004 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Tabla 64.- Relación de pozos inyectoros de agua del primer periodo, campo Cactus yacimiento calcarena.

PRIMER PERIODO

	INICIA	TERMINA	Wi [MMBLS]	OBSERVACIONES
CACTUS 4	23-SEP-78	02-NOV-83	8.775	Inicia inyección por gravedad y posteriormente en julio/80 entra en operación la planta
CACTUS 7	10-OCT-78	27-OCT-79	0.032	Sólo inyectó tres días en oct/78 del 5 al 11 y del 19 al 27 de oct/79.
CACTUS 62-D	22-ABR-81	09-OCT-83	2.255	
CACTUS 1-D	08-MAY-81	01-NOV-83	4.946	
	TOTAL		16.008	

En lo que respecta al segundo periodo de inyección de agua, este se realizó de marzo de 1988 a junio de 1993 (Tabla 65) a través de 3 pozos, alcanzando un volumen acumulado de agua inyectada de 16.04 MMBls.

Tabla 65.- Relación de pozos inyectoros de agua del segundo periodo, campo Cactus yacimiento calcarena.

SEGUNDO PERIODO

	INICIA	TERMINA	Wi [MMBLS]	OBSERVACIONES
CACTUS 4	01-MAR-88	30-JUN-93	6.825	Programado para taponamiento
CACTUS 62-D	01-MAR-88	30-JUN-93	1.782	Programado para taponamiento
CACTUS 1-D	01-MAR-88	30-JUN-93	7.4352	Pozo Taponado
TOTAL			16.0422	

La inyección de agua realizada en el yacimiento dolomía, se efectuó en forma continua en un solo periodo de junio de 1980 a octubre de 1983 a través de 10 pozos (Figura 144), alcanzando un volumen acumulado de agua inyectada de 137.75 MMBls (Tabla 66).

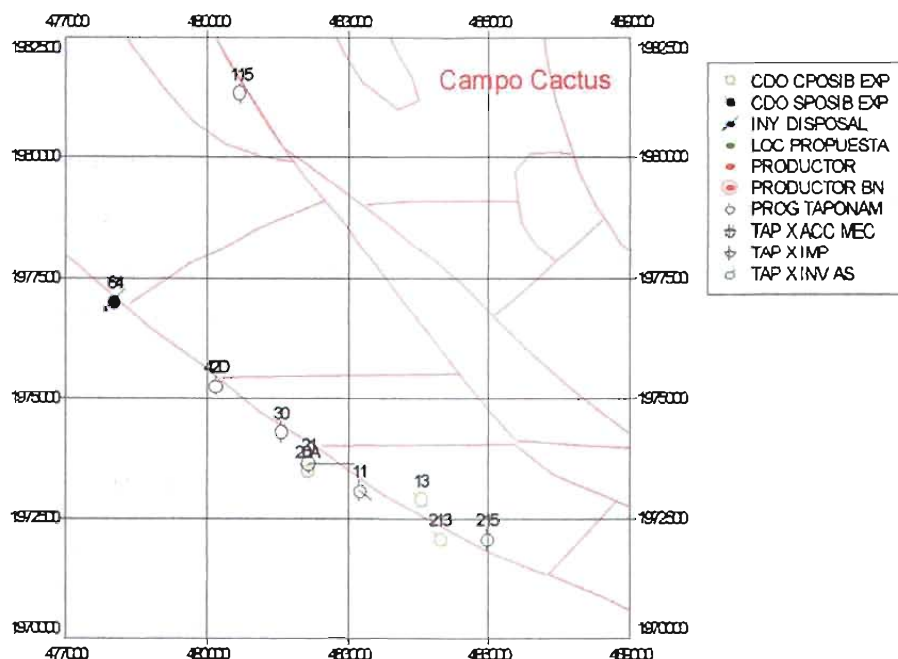


Fig. 144 Pozos inyectoros del campo Cactus yacimiento dolomía, estatus actual de acuerdo al estado general de pozos al mes de marzo de 2004 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Tabla 66.- Relación de pozos inyectoros de agua, campo Cactus yacimiento dolomía.

	Inicia	Termina	Wi [MMBLS]	Observaciones
CACTUS 30	21-JUN-80	02-NOV-83	14.613	Programado para taponamiento
CACTUS 20A	22-JUN-80	02-NOV-83	22.369	Programado para reparación mayor
CACTUS 215	02-JUL-80	02-NOV-83	15.176	Programado para taponamiento
CACTUS 213	12-AGO-80	02-NOV-83	19.979	Pozo cerrado con posibilidades de explotación
CACTUS 13	22-AGO-80	02-NOV-83	12.340	Pozo cerrado con posibilidades de explotación
CACTUS 11	26-AGO-80	02-NOV-83	13.504	Programado para taponamiento
CACTUS 21	30-AGO-80	30-ABR-83	8.862	Programado para taponamiento
CACTUS 42-D	14-MAY-81	02-NOV-83	10.839	Programado para taponamiento
CACTUS 64	21-MAY-81	02-NOV-83	12.729	Actualmente inyector de agua de desecho
CACTUS 115	24-JUL-81	10-OCT-83	7.334	Programado para taponamiento
	TOTAL		137.745	

VI.2 Análisis de la Inyección de Agua

Debido a que la inyección de agua se realizó tanto en el yacimiento calcarena como dolomía, se evaluará por separado la influencia del agua inyectada en el comportamiento presión-producción, y así de esta forma establecer si existe o no producción atribuible al proceso de recuperación secundaria.

Inyección de agua en el yacimiento calcarena

Como se mencionó anteriormente, el proceso de inyección de agua se realizó en dos etapas alcanzando una acumulada de inyección de 32.05 MMBls de agua (Figura 145). Dicha inyección se realizó a través de 4 pozos en el primer periodo y 3 en el segundo.

De acuerdo con el inicio de la inyección (septiembre de 1978) se revisaron los datos disponibles de salinidad, intervalos disparados, etc., para verificar la fecha de surgencia del agua inyectada en la zona cercana a los pozos inyectoros. Para el caso de la salinidad, como se trató en el capítulo anterior, ésta aumentó considerando que el agua inyectada fue de mayor salinidad que la observada en el yacimiento. Por lo cual, las posibles surgencias del agua se muestran en la Figura 146.

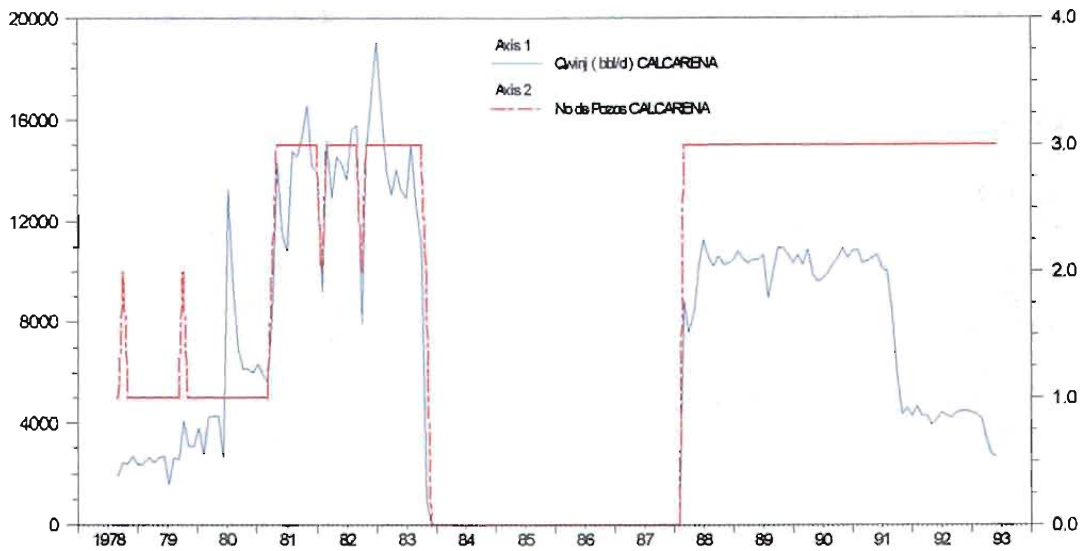


Fig. 145 Historia de inyección de agua, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

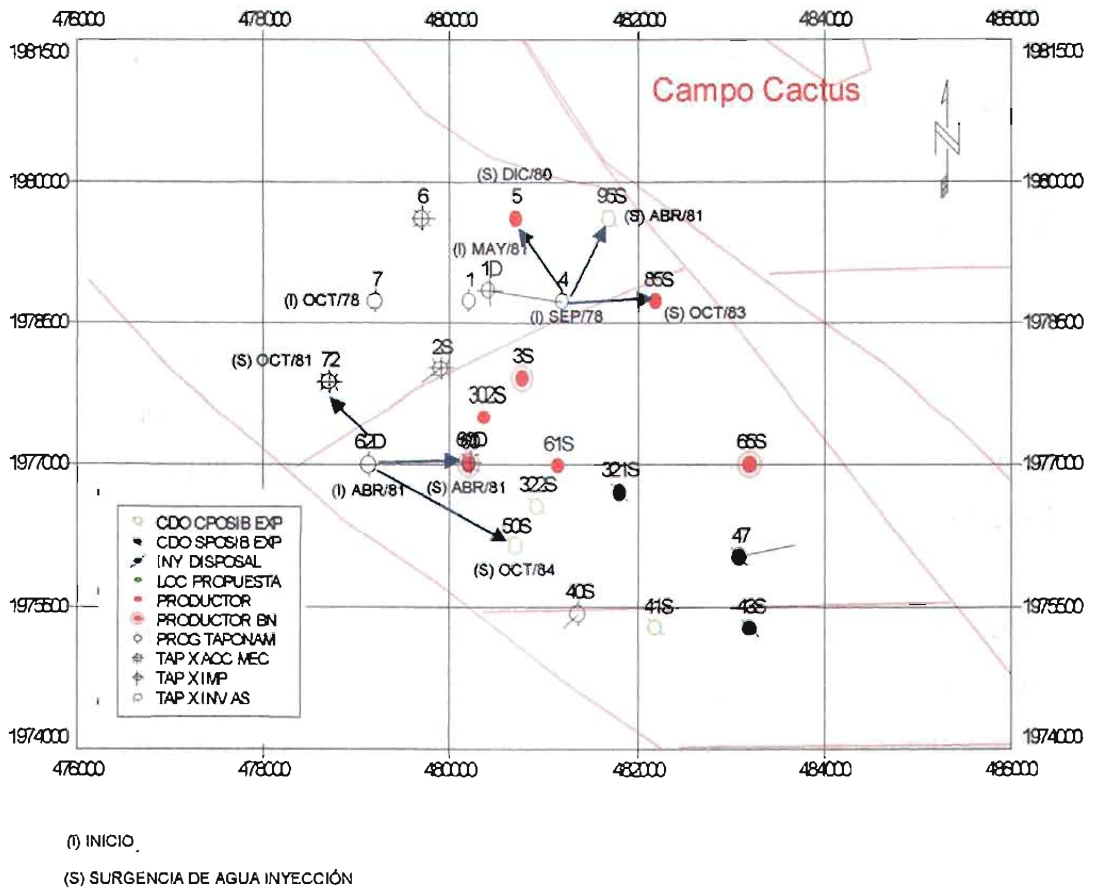


Fig. 146 Surgencias de agua de inyección, pozos del campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Del análisis realizado se concluye lo siguiente:

- ✓ Existe influencia del pozo inyector Cactus 4 en los productores Cactus 95 y 5, siendo en este último donde se presenta primero el agua inyectada. No obstante, la surgencia ocurre a los 27 meses de la inyección, lo cual indica que existe comunicación en la zona y que el agua surge primero en el pozo 5 como consecuencia de que se tiene una mejor permeabilidad y porosidad en la zona aledaña a este, mientras que en el Cactus 95 la porosidad y permeabilidad es menor, por lo cual a pesar de que están localizados a 1000 metros aproximadamente del pozo inyector Cactus 4, surge primero el agua en el pozo 5. La inyección se realizó en la unidad estratigráfica KS2 y los pozos Cactus 5 y 95 estaban abiertos a producción en la misma unidad.
- ✓ En el pozo Cactus 5 el agua inyectada tiene mayor efecto en el segundo periodo de inyección (marzo de 1988 a junio de 1993), esto se corroboró con el aumento de la salinidad en enero de 1990, y a su vez el volumen de agua producido aumentó (Figura 147).

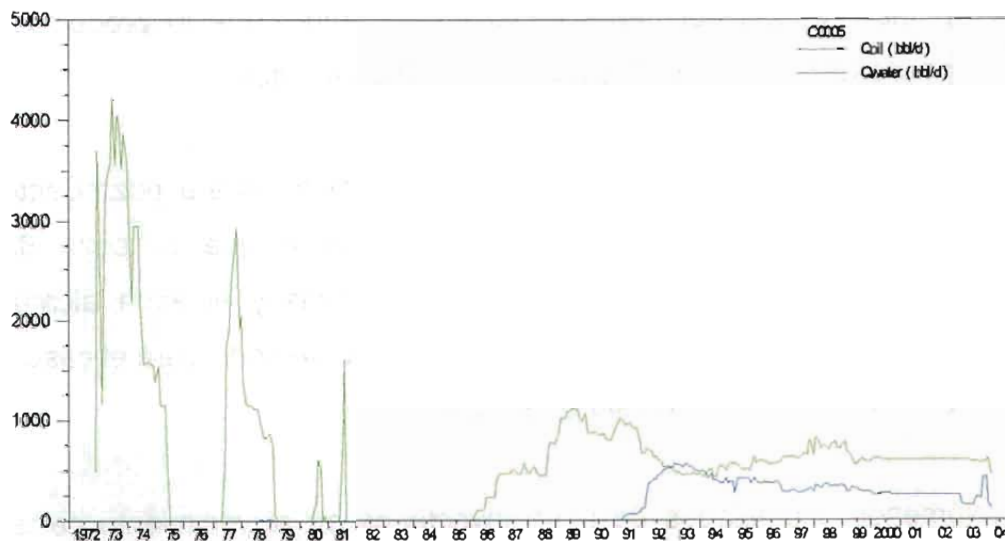


Fig. 147 Historia de producción de aceite y agua, pozo Cactus 5 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

- ✓ Para el caso de la inyección del pozo Cactus 62D, esta se realizó en la unidad estratigráfica KS2 y KS1, es decir, la base del Cretácico Superior Agua Nueva. La surgencia de agua fue inmediata en el pozo Cactus 60D, el cual se encontraba abierto a producción en la unidad KS2 al momento de la inyección. Esto se explica, debido a que la permeabilidad y porosidad son muy similares en ambos pozos, del orden de 2 md de permeabilidad y 5 % de porosidad, y no existe ninguna falla geológica que los separe.
- ✓ La surgencia de agua de inyección en el pozo Cactus 72, se presentó a los 6 meses, esto se puede explicar debido a que la porosidad es menor en este pozo en comparación a la del Cactus 62D.
- ✓ El pozo Cactus 50 a pesar de estar a casi 1800 m de distancia del pozo inyector Cactus 62D, en octubre de 1984 se presenta la surgencia del agua inyectada. Esto se debe probablemente a que ambos pozos están comunicados a través de la unidad estratigráfica KS2.
- ✓ El volumen acumulado de agua inyectada en el pozo Cactus 62D, en el primer periodo, fue de 2.25 MMBls, mientras que lo producido por los pozos Cactus 50 y 60D es de 0.01 MMBls de agua.
- ✓ Se puede concluir que la comunicación vertical entre el pozo Cactus 62D y los pozos 50 y 60D es buena, debido a que el pozo 62D esta estructuralmente más alto que dichos pozos y el agua alcanzó a los mismos en un periodo de tiempo relativamente corto para el caso del pozo 50 y de manera inmediata en el pozo 60D.

Los volúmenes acumulados de agua inyectados en el yacimiento calcarena se muestran en la Figura 148 a continuación:

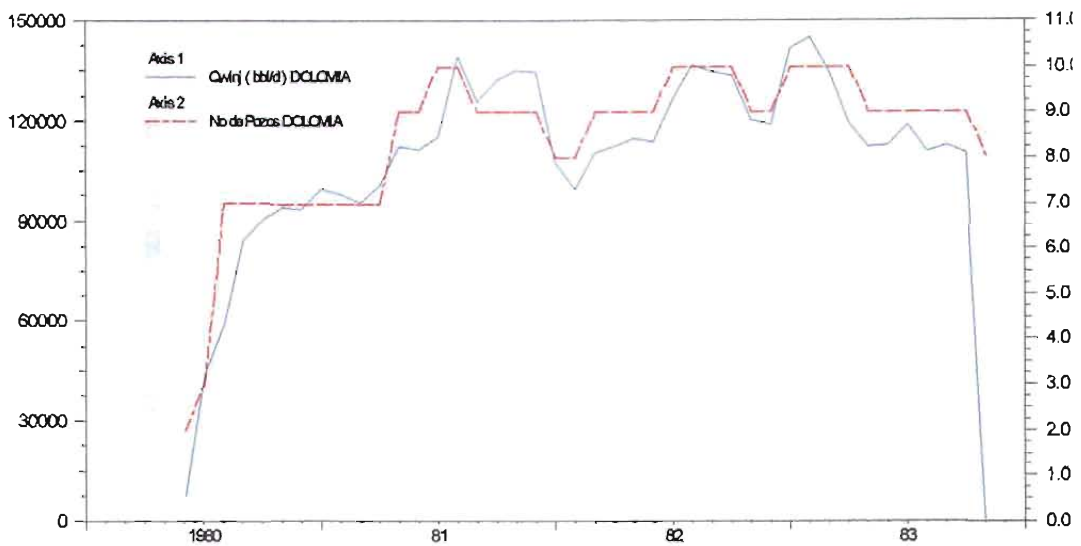


Fig. 149 Historia de inyección de agua, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cia. Schlumberger).

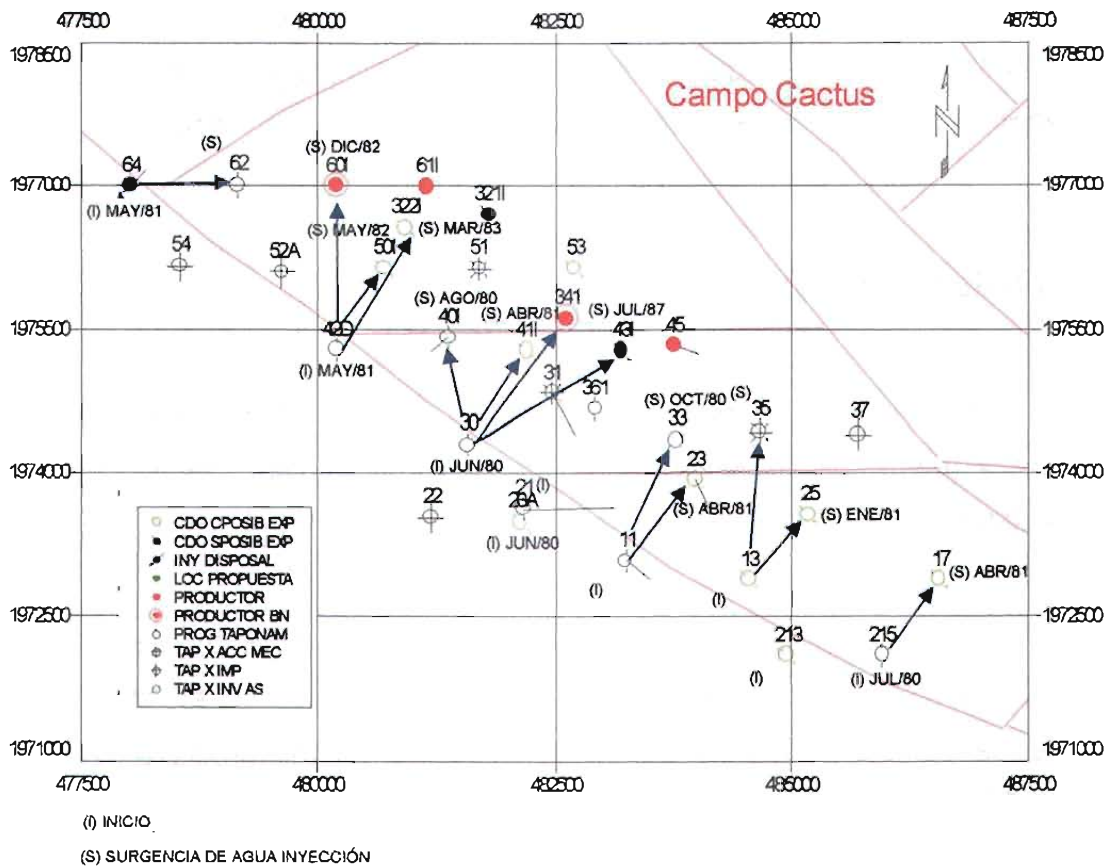


Fig. 150 Surgencias de agua de inyección, pozos del campo Cactus yacimiento dolomía, parte sureste del campo (generado con el software OFM, propiedad de la Cia. Schlumberger).

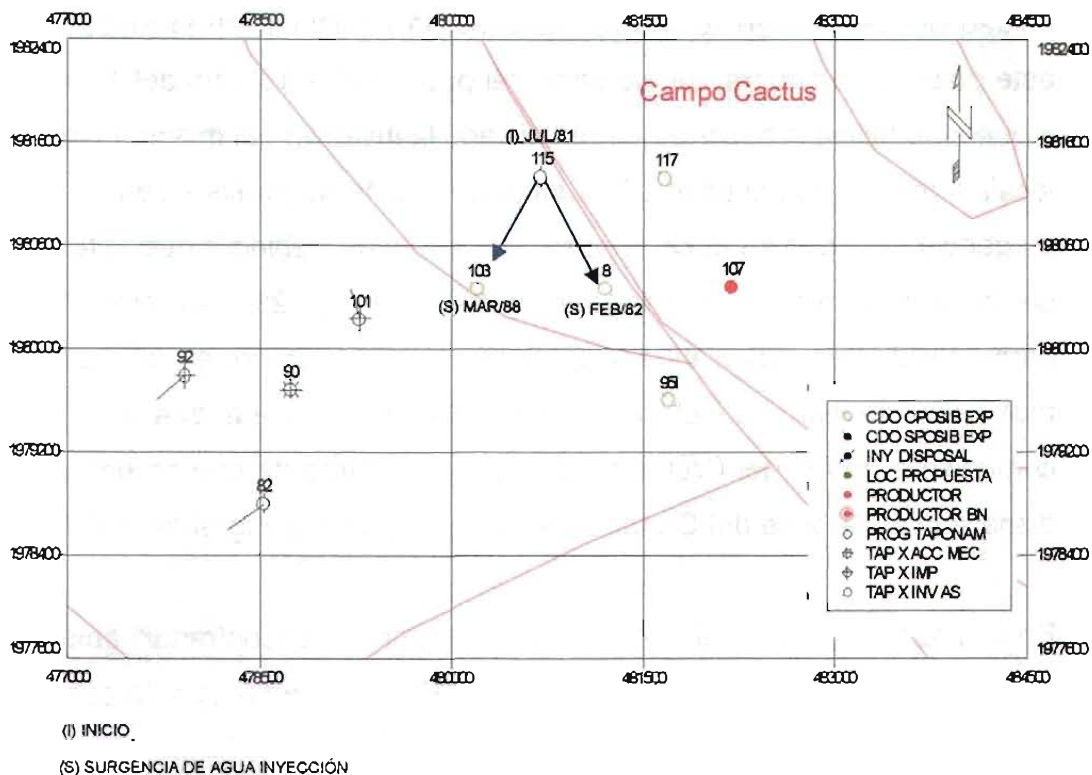


Fig. 151 Surgencias de agua de inyección, pozos del campo Cactus yacimiento dolomía, parte norte del campo (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Del análisis realizado se concluye lo siguiente:

- ✓ La surgencia del agua de inyección en el pozo Cactus 17, se debe a que al momento de la inyección se encontraba abierto a producción a través de la unidad estratigráfica KM3, y la inyección se realizó en la misma unidad en el pozo cactus 215. El pozo 17 se encuentra estructuralmente más alto que el 215, sin embargo, la permeabilidad en ambos pozos es muy similar (del orden de 25 md). Por lo tanto, se puede considerar que existe buena comunicación vertical.
- ✓ La inyección del pozo Cactus 13 se realizó a través de la unidad estratigráfica KM3 y tuvo influencia en los pozos Cactus 25 y 35. En el pozo 25 al momento de la inyección se tenía abierto a producción la misma

unidad donde se inyectó (KM3). Además, la influencia de la inyección en este pozo se considera que se tiene del pozo cactus 13 y no del 11, debido a que este último a pesar de haber iniciado la inyección al mismo tiempo, se localiza más lejano al pozo 25. Estructuralmente se pudiera pensar que la surgencia del agua se debe al pozo 11 y no al 13, debido a que este último se encuentra más profundo que el pozo 11 y 25; sin embargo, la permeabilidad es mayor en el Cactus 13 (19 md) y menor en el pozo 11 (9 md). Por su parte en el pozo cactus 35 se considera que el agua se comunicó a través del Cretácico Medio, no obstante de que se encontraba disparado en la base del Cretácico Inferior (unidad estratigráfica KI1).

- ✓ En el pozo Cactus 23 al inicio de la inyección se encontraban abiertas a producción las unidades KM2, KI3, KI2 Y KI1. Sin embargo, la surgencia del agua inyectada se presenta en este pozo hasta el año de 1981, en el cual se realizó una reparación mayor al mismo y se dejó abierta la unidad KM2, por la cual se puede suponer que el agua inyectada se comunicó en el pozo cactus 11 (unidad KM3). Por otro lado, el pozo Cactus 33 presentó la influencia del agua inyectada en octubre de 1980, es decir, 3 meses después de iniciar la inyección en el pozo 11. Al igual que en el pozo 23, la surgencia del agua inyectada en el Cactus 33 se puede establecer que fue a través de la unidad KM3, debido a que las unidades que se encontraban abiertas a producción eran KM3, KM2 y KM1.

- ✓ El pozo inyector Cactus 30 tuvo influencia en los pozos 41, 43 y 341, considerando que se inyectó en la unidad estratigráfica KI1 (base del Cretácico Inferior) y que los pozos 43 y 341 estaban abiertos a producción en la misma capa. Por su parte, el pozo 41 al momento de la inyección se encontraba abierto en la unidad KM1 (base del Cretácico Medio); sin embargo, existe la evidencia en la salinidad y en el aumento de la producción de agua (Figura 152).

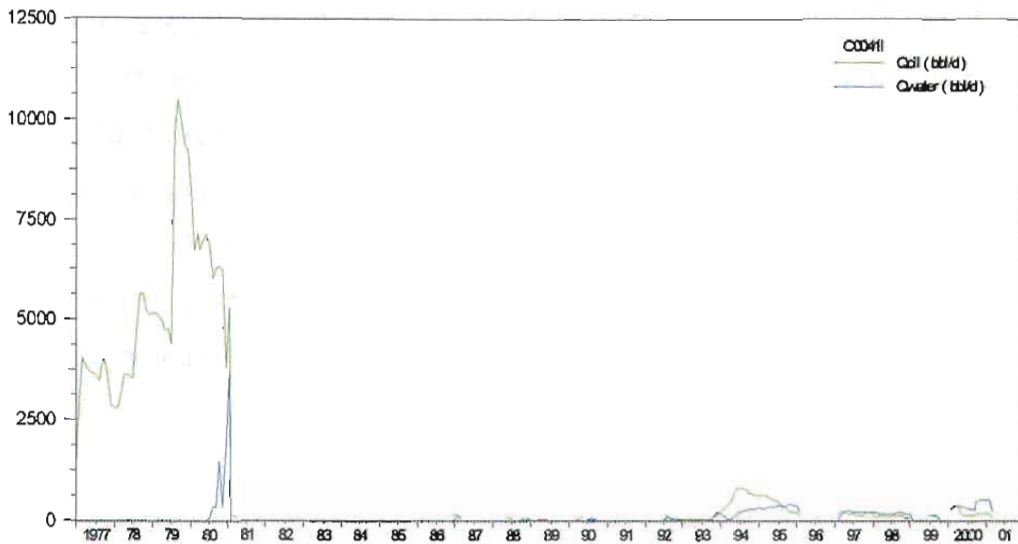


Fig. 152 Historia de producción de aceite y agua, pozo cactus 41 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

- ✓ La inyección de agua en el pozo Cactus 42D se realizó en la unidad estratigráfica K11, base del Cretácico Inferior, y tuvo influencia en los pozos Cactus 50, 60 y 322. En el pozo 60, la surgencia del agua inyectada, se puede establecer que fue a través de la unidad K11, debido a que se encontraba abierta a producción. En lo que respecta al pozo 50, este producía mediante las unidades K12 y K11, a través de las cuales llegó el agua inyectada. En el pozo 322 la surgencia del agua de inyección se presentó, debido a que las unidades abiertas a producción fueron K13 y K12. Sin embargo, la surgencia se presentó a los doce meses de la inyección en el pozo 50, 7 meses después en el Cactus 60 y 3 meses después en el pozo 322. Lo anterior se debe a que la permeabilidad en el pozo inyector Cactus 42D es menor, del orden de 4 md, en comparación a la presentada por el pozo 50, la cual es igual a 12 md y en el pozo 60 es de 18.7 md, mientras que en el Cactus 322 la permeabilidad es de 27.5 md, pero se encuentra estructuralmente más alto que el pozo 42D.

- ✓ La inyección del pozo Cactus 64, se manifestó de manera inmediata en el pozo 62 a pesar de estar estructuralmente más alto, y de estar disparado en la base del Cretácico Medio y la cima del Cretácico Inferior, en las unidades estratigráficas KM1 y KI4. Cabe señalar que la inyección en el pozo 64 se realizó en la unidad KM3 (cima del Cretácico Medio). El pozo 62 antes de la inyección ya producía agua de formación, sin embargo, el volumen de agua producida se incrementó una vez que se inició la inyección en el pozo 64 (Figura 153).

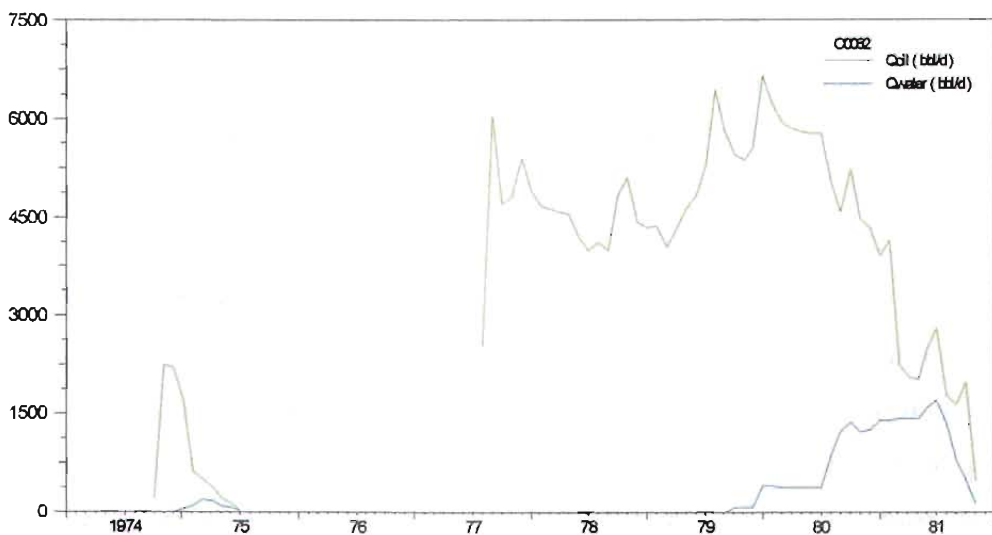


Fig. 153 Historia de producción de aceite y agua, pozo cactus 62 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

- ✓ La surgencia del agua de inyección en el pozo Cactus 115, se manifestó en el pozo 8 a los 7 meses. La comunicación se realizó a través de las unidades KM3 y KM2, debido a que la inyección se realizó en las unidades estratigráficas KM3, KM2 y KI4, mientras que la producción del pozo 8 fue en las unidades KM3, KM2 y KI1. Por su parte, el pozo 103, sintió los efectos del agua inyectada en marzo de 1988, se considera que es un tiempo bastante grande, si se toma en cuenta que está en la misma posición estructural que el Cactus 8 y que la permeabilidad en ambos pozos es baja, pero la diferencia es que el pozo Cactus 103, se encuentra cercano

a una falla. Además, del análisis realizado por la Compañía ASPETROL, en marzo del año 2000, se determinó que el pozo se encuentra compartimentalizado (Figura 154), por lo que se puede suponer que la inyección tardó en presentarse en este pozo debido a esta razón.

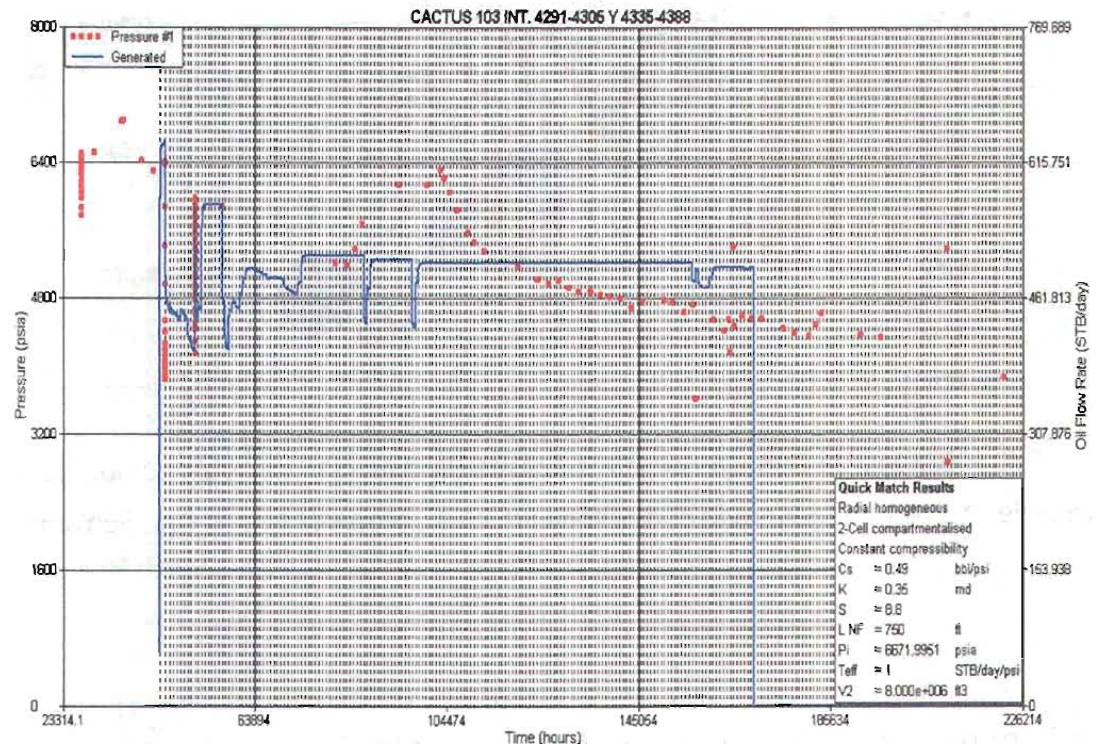


Fig. 154 Resultados de la caracterización dinámica realizada en el campo Cactus, pozo 103 (gráfica tomada del reporte entregado por la Compañía ASPETROL, marzo de 2000), utilizando PANSYSTEM⁽³⁾.

Los volúmenes acumulados de agua inyectados en el yacimiento dolomía se muestran en la siguiente figura:

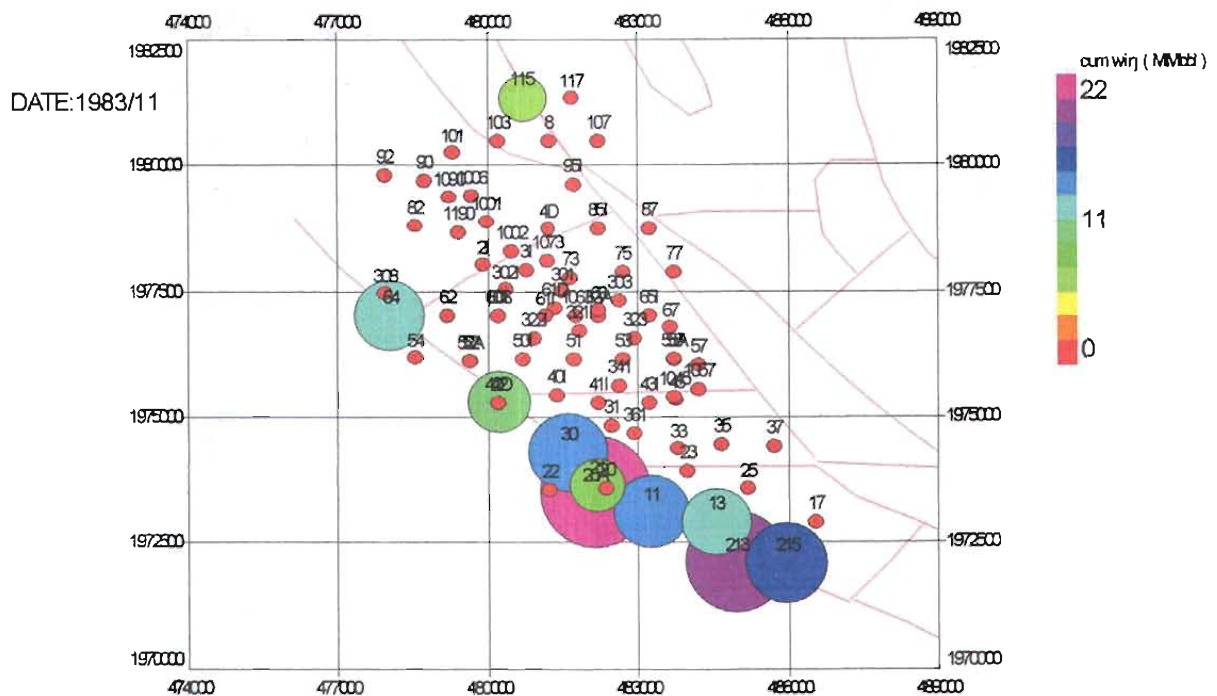


Fig. 155 Mapa de Burbujas de la acumulada de inyección de agua, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

VI.3 Influencia de la Inyección de Agua en la Producción

Del comportamiento presión-producción del yacimiento calcarena (Figura 156) se observa que existe influencia del agua inyectada en la presión y por ende en la producción en los dos periodos de inyección. Además, el represionamiento se logró debido a que los 3 pozos productores se cerraron en septiembre de 1981 como parte de la estrategia para detener la fuerte declinación de la producción y el aumento en la Relación Gas-Aceite producido (Figura 157).

En junio de 1983 se abrieron los pozos nuevamente a producción y el resultado es un incremento en el gasto de aceite y aumento en la presión del yacimiento. Por lo cual, se determinó que existe producción atribuible a la inyección de agua, y que ésta se obtiene de la resta de la producción total real y la producción que se

tendría como parte de la declinación natural del yacimiento (Tabla 67), cuya declinación mensual era de 1.7 % mensual (Figura 158).

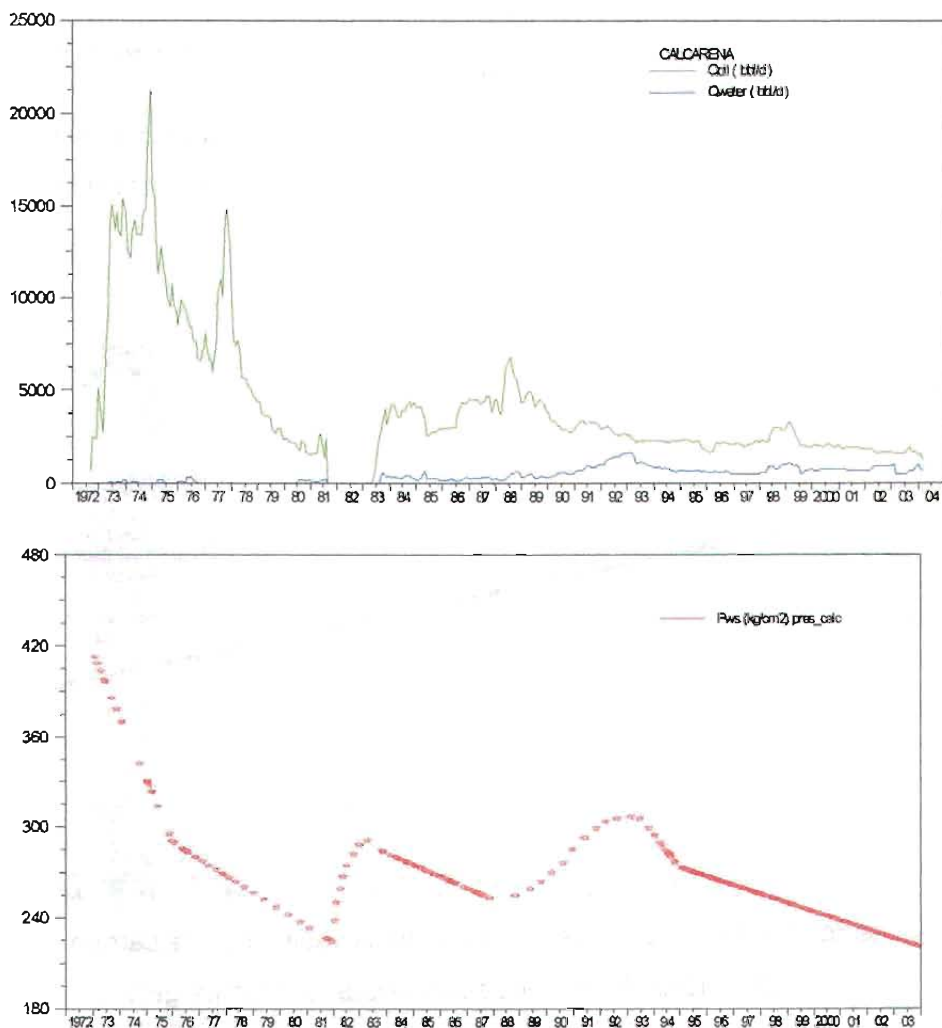


Fig. 156 Comportamiento Histórico Presión-Producción, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

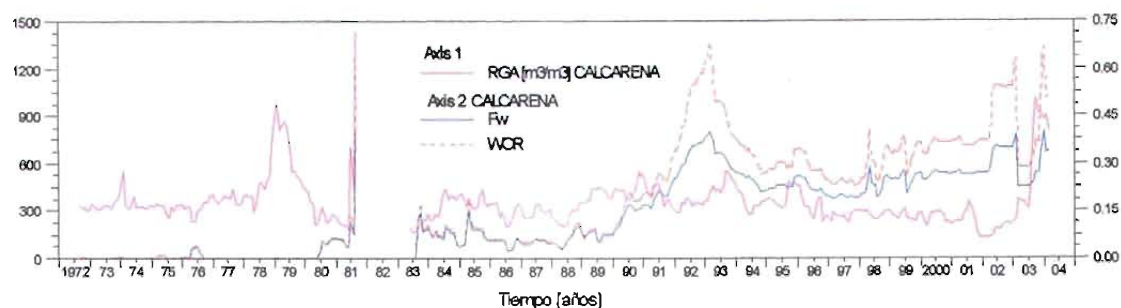


Fig. 157 Comportamiento de la relación gas-aceite, WOR y flujo fraccional de agua, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).



Fig. 158 Declinación mensual de aceite, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

La producción real atribuible a la inyección de agua, sería el resultado de la resta de la atribuible actual (Tabla 67) y la suma de las reparaciones mayores realizadas de 1983 a la fecha (mayo de 2004). Sin considerar lo anterior, la producción acumulada de aceite real en el año de 1983 (año en que se abrieron los pozos a producción después del cierre realizado) a marzo de 2004 es de 21.443 MMBIs, mientras que la producción acumulada de aceite atribuible a la inyección de agua es de 19.368 MMBIs (a marzo de 2004), lo cual representa el 90.32 % de la producción total del yacimiento (Figura 159).

Tabla 67.- Cálculo de la producción atribuible a la recuperación secundaria, campo Cactus yacimiento calcarena, ejemplo del año 1983.

Fecha	Producción Atribuible a Recuperación Secundaria				
	Diaria Real (BPD)	Declinada por agot nat (BPD)	Diaria prom. mensual (BPD)	Mensual Neta (BLS)	Acumulada Aceite (MMBLS)
1983 Enero					
Febrero					
Marzo					
Abril					
Mayo					
Junio					
Julio					
Agosto	2463	1146	1317	40833	0.0408
Septiembre	2771	1127	1645	49338	0.0902
Octubre	3270	1107	2163	67053	0.1572
Noviembre	4001	1089	2912	87370	0.2446
Diciembre	3152	1070	2082	64539	0.3091
1984 Enero	3851	1052	2799	86781	0.3959

Las reparaciones mayores que se tienen que considerar en los cálculos mencionados, son en orden cronológico las de los pozos Cactus 95, 60, 322, 61, 40, 47 y 41. Por lo cual, la producción por agotamiento natural de dichos pozos es la que se debe considerar y no la resultante de la reparación mayor. Para efectos de este trabajo, se considera únicamente la producción atribuible sin considerar las reparaciones mayores, debido a que la producción acumulada por las reparaciones mayores es aproximadamente 3.514 MMBIs, lo cual representa que la producción real atribuible a la inyección de agua es de 15.854 MMBIs, es decir, el 73.94 % de la producción total del yacimiento.

En lo referente a la producción en el yacimiento dolomía, el comportamiento presión-producción (Figura 160) indica que existe respuesta en presión a la inyección realizada de junio de 1980 a octubre de 1983, pero no existe incremento en la producción.

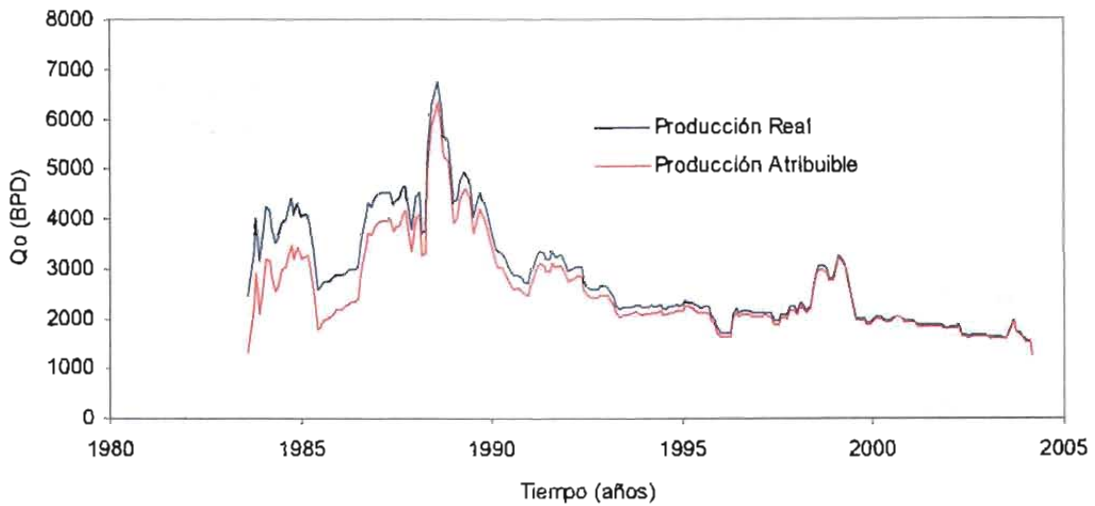


Fig. 159 Comportamiento histórico de la producción de aceite real y la atribuible a la inyección de agua, campo Cactus yacimiento calcarena.

La explotación de este campo se inició en marzo de 1973, incrementándose el gasto de aceite conforme al desarrollo del mismo, de tal forma que en poco más de cinco años alcanzó un valor máximo de 126,000 BPD. A partir de enero de 1979, la producción de aceite, tiene una franca tendencia a disminuir como consecuencia de la terminación del desarrollo y el depresionamiento del yacimiento y no se detiene sino hasta fines de 1981 en que el gasto de aceite fue de 16,000 BPD. A partir de esta fecha, la declinación de la producción es menos severa.

Llama la atención el incremento en la declinación de la producción de aceite en diciembre de 1980, así como en el flujo fraccional de agua en marzo de 1981, coincidiendo con el inicio de la inyección.

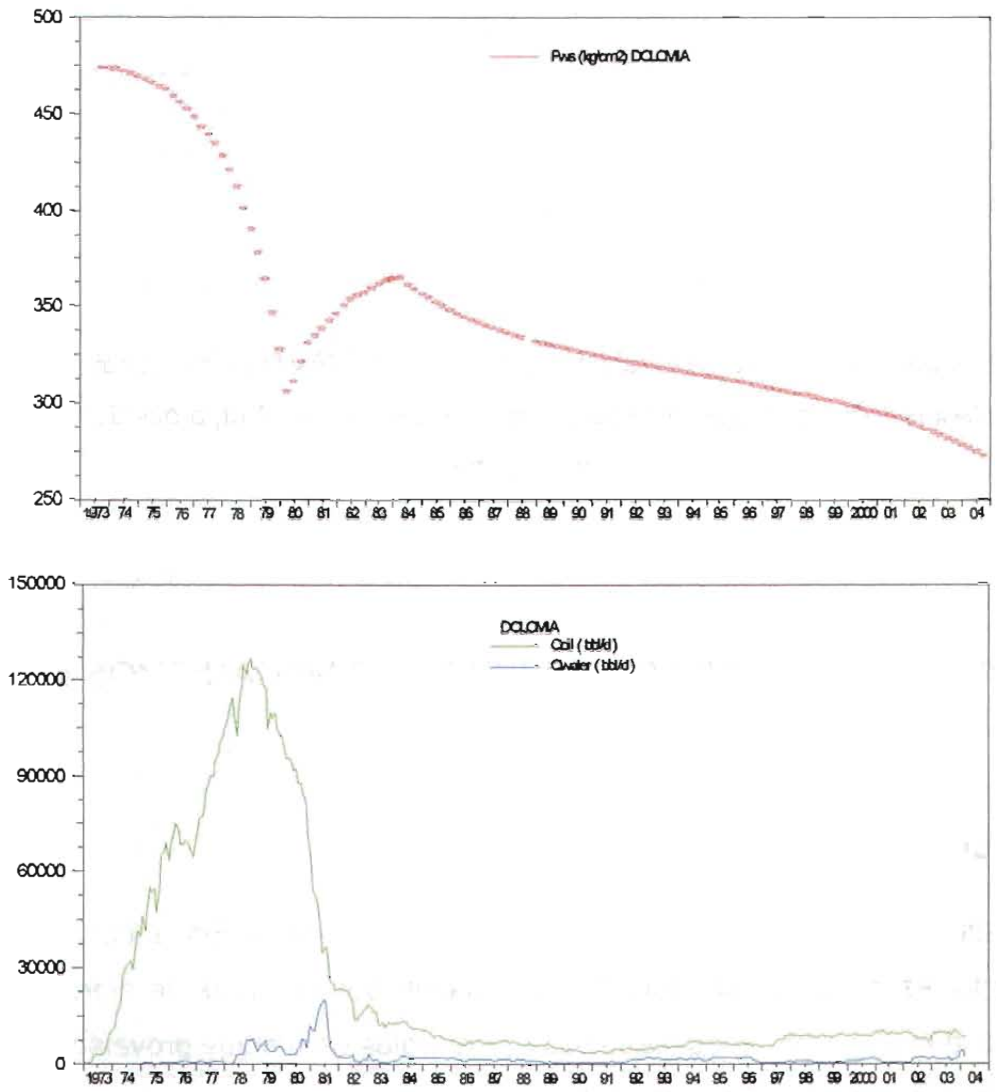


Fig. 160 Comportamiento Histórico Presión-Producción, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

El represionamiento del yacimiento logró que la relación gas-aceite (RGA) disminuyera solo durante la inyección (Figura 161), ya que posterior a esta la RGA se vuelve a incrementar, lo cual indica que la disminución en la caída de presión ayudó a que el yacimiento recuperara energía, pero no alcanzó a reflejarse en la producción.

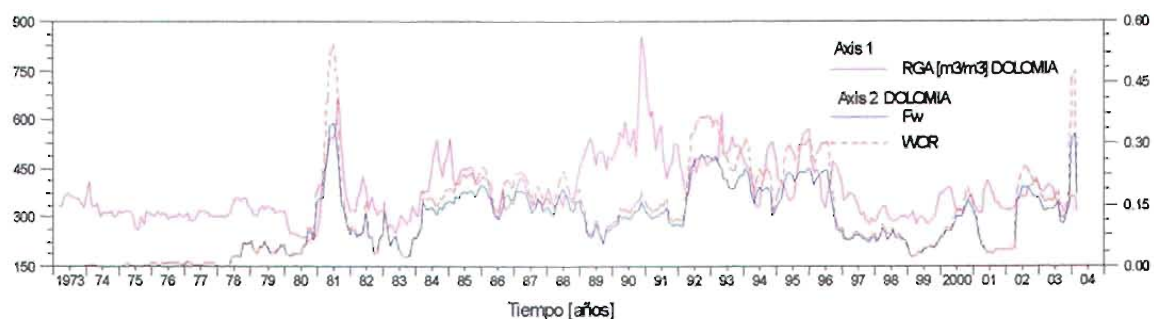


Fig. 161 Comportamiento de la relación gas-aceite, WOR y flujo fraccional de agua, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

VII. DICTAMEN DE LOS PRINCIPALES MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

VII.1 Conceptos Preliminares

Para justificar cualquier inversión encaminada a la explotación adecuada de un yacimiento, es de primordial importancia conocer sus reservas de hidrocarburos, así como la evaluación de los mecanismos naturales de empuje prevaletientes ⁽⁴⁶⁾. Este conocimiento es fundamental para programar el desarrollo integral del campo, así como para prever la futura necesidad de instalaciones de sistemas artificiales de producción, o bien, para analizar la conveniencia de implementar un proyecto de recuperación secundaria. Lo anterior plantea el aprovechamiento óptimo de la energía propia del yacimiento.

El volumen original de hidrocarburos es el parámetro fundamental a cuantificar en un yacimiento petrolero; muchas han sido las técnicas y métodos que se han publicado la respecto; sin embargo, su aplicación no ha sido del todo satisfactoria, debido básicamente a la omisión de algún mecanismo de empuje, o bien, al desconocimiento de ciertos parámetros imponderables que se utilizan según los requerimientos del método que se aplique.

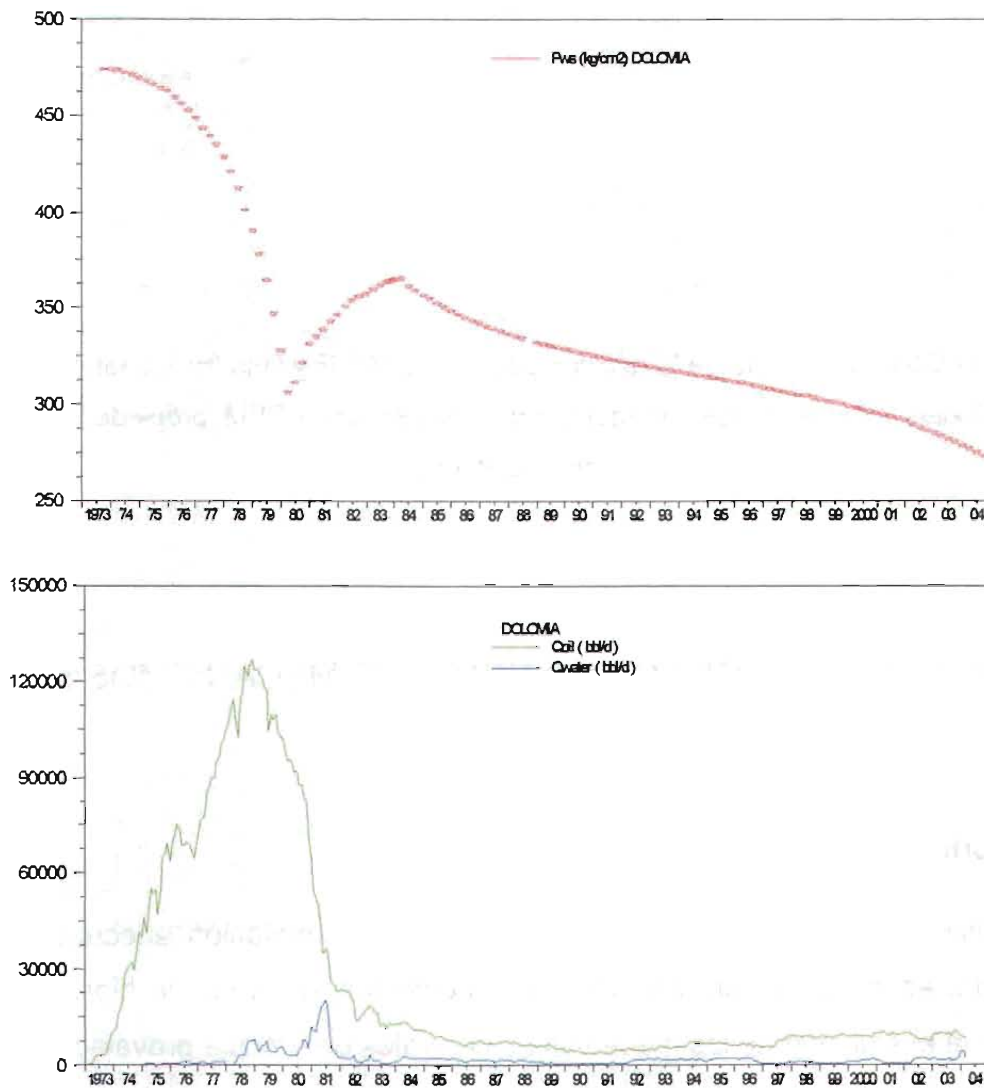


Fig. 160 Comportamiento Histórico Presión-Producción, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

El represionamiento del yacimiento logró que la relación gas-aceite (RGA) disminuyera solo durante la inyección (Figura 161), ya que posterior a esta la RGA se vuelve a incrementar, lo cual indica que la disminución en la caída de presión ayudó a que el yacimiento recuperara energía, pero no alcanzó a reflejarse en la producción.

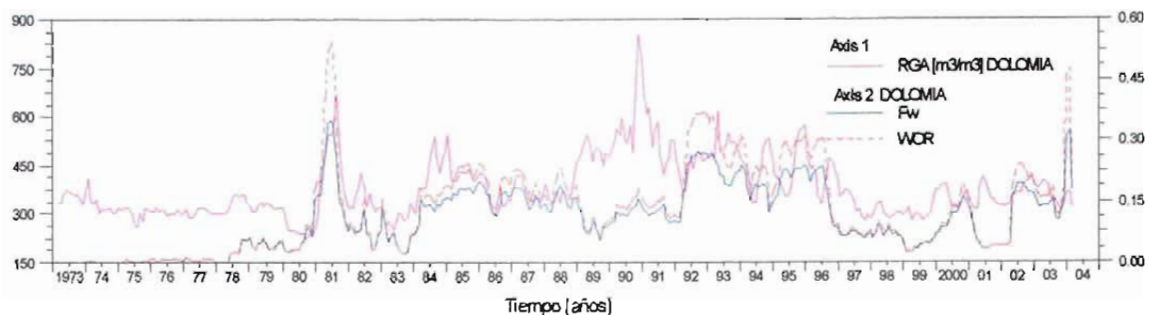


Fig. 161 Comportamiento de la relación gas-aceite, WOR y flujo fraccional de agua, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

VII. DICTAMEN DE LOS PRINCIPALES MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

VII.1 Conceptos Preliminares

Para justificar cualquier inversión encaminada a la explotación adecuada de un yacimiento, es de primordial importancia conocer sus reservas de hidrocarburos, así como la evaluación de los mecanismos naturales de empuje prevalecientes ⁽⁴⁶⁾. Este conocimiento es fundamental para programar el desarrollo integral del campo, así como para prever la futura necesidad de instalaciones de sistemas artificiales de producción, o bien, para analizar la conveniencia de implementar un proyecto de recuperación secundaria. Lo anterior plantea el aprovechamiento óptimo de la energía propia del yacimiento.

El volumen original de hidrocarburos es el parámetro fundamental a cuantificar en un yacimiento petrolero; muchas han sido las técnicas y métodos que se han publicado la respecto; sin embargo, su aplicación no ha sido del todo satisfactoria, debido básicamente a la omisión de algún mecanismo de empuje, o bien, al desconocimiento de ciertos parámetros imponderables que se utilizan según los requerimientos del método que se aplique.

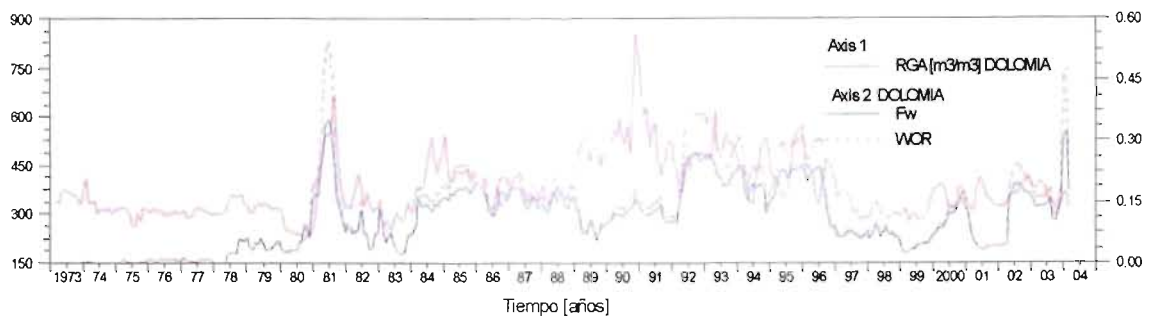


Fig. 161 Comportamiento de la relación gas-aceite, WOR y flujo fraccional de agua, campo Cactus yacimiento dolomía (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

VII. DICTAMEN DE LOS PRINCIPALES MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

VII.1 Conceptos Preliminares

Para justificar cualquier inversión encaminada a la explotación adecuada de un yacimiento, es de primordial importancia conocer sus reservas de hidrocarburos, así como la evaluación de los mecanismos naturales de empuje prevalecientes ⁽⁴⁶⁾. Este conocimiento es fundamental para programar el desarrollo integral del campo, así como para prever la futura necesidad de instalaciones de sistemas artificiales de producción, o bien, para analizar la conveniencia de implementar un proyecto de recuperación secundaria. Lo anterior plantea el aprovechamiento óptimo de la energía propia del yacimiento.

El volumen original de hidrocarburos es el parámetro fundamental a cuantificar en un yacimiento petrolero; muchas han sido las técnicas y métodos que se han publicado la respecto; sin embargo, su aplicación no ha sido del todo satisfactoria, debido básicamente a la omisión de algún mecanismo de empuje, o bien, al desconocimiento de ciertos parámetros imponderables que se utilizan según los requerimientos del método que se aplique.

A continuación, se describirá un método propuesto por Maximino Meza ⁽⁴⁶⁾ para definir cualitativamente los mecanismos de empuje; partiendo de una gráfica del comportamiento presión-producción.

Al graficar el logaritmo de la presión vs. la producción acumulativa de aceite, se observan una o más tendencias lineales en su comportamiento, las cuales coinciden con el tipo de mecanismo o la combinación de varios que operan durante el periodo correspondiente (Figura 162). Esta importante característica permite concluir que todos los mecanismos de empuje adoptan una ley exponencial en su comportamiento presión-producción, de la siguiente forma:

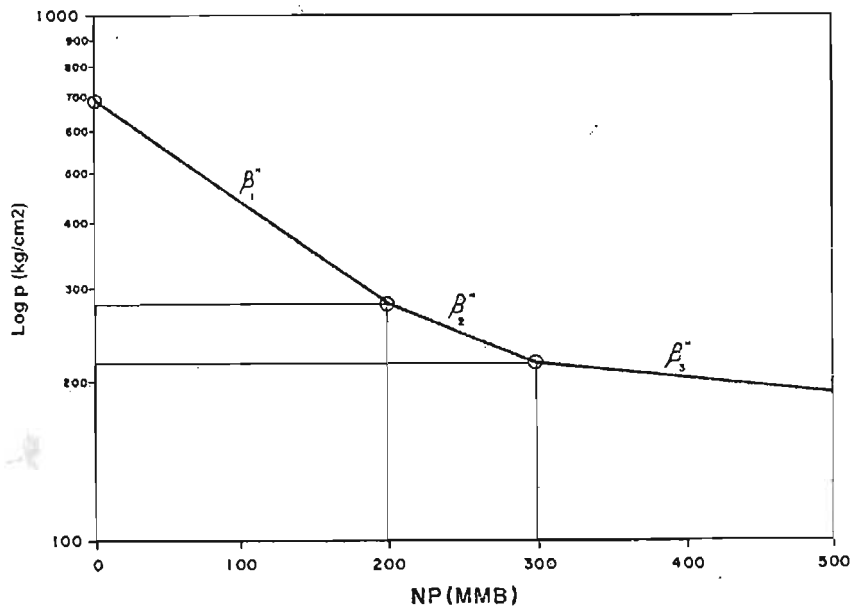


Fig. 162 Comportamiento de la presión vs. la producción acumulativa de aceite ⁽⁴⁶⁾.

$$p = p_i \exp [\beta'' (N_p - N_{pi})] \quad \dots (7.1.1)$$

Donde:

$$p = \text{presión} \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right)$$

$$\beta'' = \text{pendiente de la función exponencial} \left(\frac{\text{MMBls}}{\text{ciclo}} \right)$$

$$N_p = \text{producción acumulativa de aceite} \left(\text{MMBls} \right)$$

La aparición o receso de cierto mecanismo de empuje ocasiona un cambio de pendiente, adoptando de inmediato otra función de tipo exponencial, en la que sólo se modifican las constantes p_i y β'' , así como los rangos de validez en sus variables p y N_p .

Evaluación de los Mecanismos de Empuje

Los mecanismos de empuje detectados en la metodología que se presenta son (46).

- a) Expansión del sistema roca-fluidos.
- b) Entrada de agua al yacimiento.
- c) Acumulación de gas liberado en el yacimiento.

El análisis correspondiente a cada mecanismo de empuje, permite evaluar cuantitativamente su productividad participante en el sistema y su variación a medida que se van presentando otros mecanismos (Figura 163).

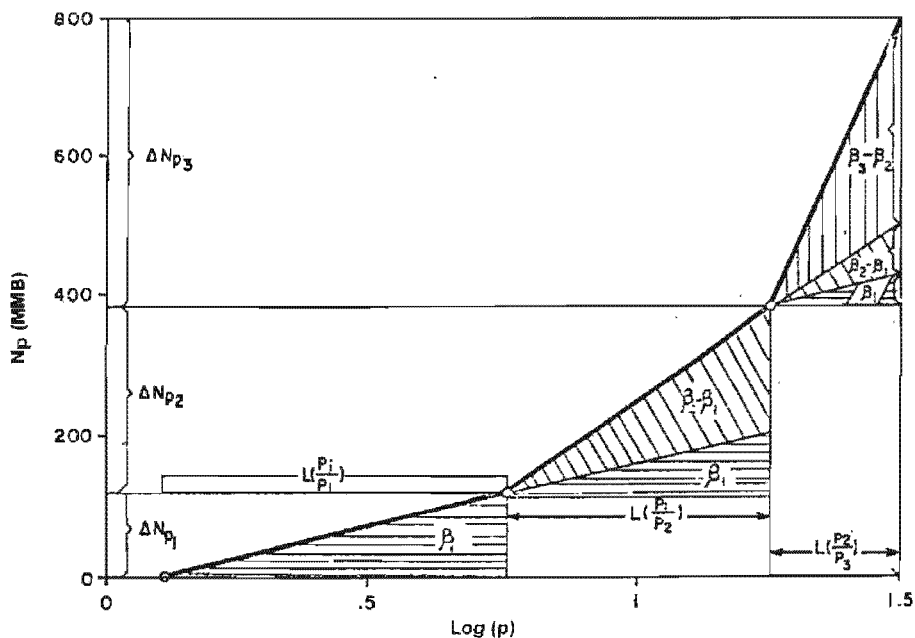


Fig. 163 Producción acumulada de aceite (N_p) vs. $\log(p)$ (46).

El parámetro fundamental que permite cuantificar cada mecanismo de empuje, es la derivada de la siguiente expresión, evaluada a la presión correspondiente (Figura 164):

$$\left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{p=p_x} = \frac{\beta}{p_x} \quad \dots (7.1.2)$$

Donde:

$$p = \text{presión} \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right)$$

$$\beta = \text{pendiente de la función exponencial} \left(\frac{\text{MMBls}}{\text{ciclo}} \right)$$

$$N_p = \text{producción acumulativa de aceite (MMBls)}$$

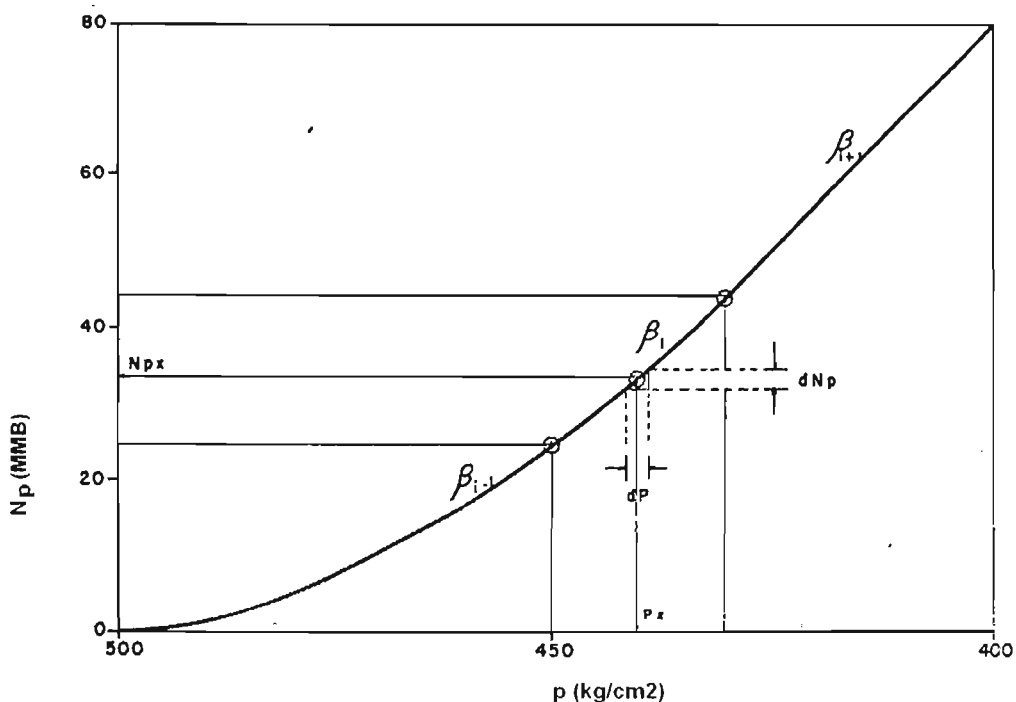


Fig. 164 Derivada de la producción acumulativa de aceite vs. la presión ⁽⁴⁶⁾.

A continuación se hace un análisis particular para cada una de las tendencias lineales que normalmente se presentan durante la explotación de un yacimiento, aclarando que la metodología que se presentará sólo es válida para yacimientos bajosaturados, es decir, su aplicabilidad queda restringida al período en el que la presión de interés es mayor que la presión de saturación.

Análisis de la Primera Pendiente

A) Productividad

Como se trata de yacimientos bajosaturados, el único mecanismo de expulsión de fluidos que actúa es el de la expansión del aceite, del agua congénita y de la roca. La evaluación de este mecanismo, se efectúa mediante la derivada de la producción acumulativa de aceite (N_p) respecto a la presión (p):

$$\left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{p=p_1} = \frac{\beta_1}{p_1} \quad \dots(7.1.3)$$

Donde:

$$p = \text{presión} \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right)$$

$$\beta = \text{pendiente de la función exponencial} \left(\frac{\text{MMBls}}{\text{ciclo}} \right)$$

$$N_p = \text{producción acumulativa de aceite (MMBls)}$$

B) Balance volumétrico

Al producir un volumen acumulado de aceite, ΔN_p , el yacimiento experimenta una caída de presión, ΔP , por lo que el volumen producido por la extracción, $\Delta N_p B_o$, es restituido por la expansión de los fluidos y de la roca, ΔV_o , ΔV_w y ΔV_r (Figura 165). El balance volumétrico de lo anterior, por unidad de caída de presión, se puede expresar como:

$$\frac{\Delta N_p B_o}{\Delta p} = \frac{(\Delta V_o + \Delta V_w + \Delta V_r)}{\Delta p} \quad \dots(7.1.4)$$

Donde:

$$N_p = \text{producción acumulada de aceite, MMBls}$$

$$V = \text{volumen, MMBls}$$

$$o, w, r = \text{índice de la fase aceite, agua y de la roca}$$

$$B_o = \text{factor de volumen del aceite}$$

$$\frac{\Delta N_p \times B_o^-}{\Delta p} = \frac{N(B_o - B_{oi}) + \Delta V_w + \Delta V_r}{\Delta p}$$

Reacomodando términos:

$$\begin{aligned} \frac{1}{N} \frac{(\Delta N_p)}{\Delta p} &= \frac{B_o^- - B_{oi}}{B_o^- \Delta p} + \frac{\Delta V_w + \Delta V_r}{NB_o^- \Delta p} \\ &= \frac{1}{B_o^-} \frac{(\Delta B_o^-)}{(\Delta p)} + \frac{(\Delta V_w + \Delta V_r)}{NB_o^- \Delta p} \end{aligned} \quad \dots(7.1.5)$$

Si se pasa de incrementos finitos a infinitesimales se tiene que:

$$\frac{1}{N_p} \frac{(dN_p)}{(dp)} = \frac{1}{B_o^-} \frac{(dB_o^-)}{(dp)} + \frac{1}{N_p B_o^-} \left[\frac{d(V_w + V_r)}{dp} \right] \quad \dots(7.1.6)$$

Se puede observar que el primer término del segundo miembro es la compresibilidad del aceite, C_o , en tanto que el último corresponde a las compresibilidades del agua y de la roca, efectivas a la fase aceite:

$$C_o = \frac{1}{B_o^-} \frac{(dB_o^-)}{(dp)} \quad \dots(7.1.7)$$

$$\frac{1}{NB_o^-} \left[\frac{d(V_w + V_r)}{dp} \right] = \frac{C_w S_w + C_f}{S_o} \quad \dots(7.1.8)$$

Sustituyendo las ecuaciones 7.1.7 y 7.1.8 en la expresión 7.1.6, se tiene que:

$$\begin{aligned} \frac{1}{N} \frac{(dN_p)}{(dP)} &= C_o + \frac{C_w S_w + C_f}{S_o} \\ &= \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{S_o} = C_e \end{aligned}$$

Donde:

C_o, C_w, C_f = compresibilidad del aceite, agua y roca respectivamente

S_o, S_w = saturación de aceite y agua respectivamente

De las relaciones anteriores se concluye que la compresibilidad efectiva (C_e), es igual al cociente de la derivada de la producción acumulada, respecto a la presión, dividida entre el volumen original de hidrocarburos:

$$C_e = \frac{1}{N} \left[\frac{dN_p}{dp} \right] \quad \dots(7.1.9)$$

C) Volumen Original de Hidrocarburos

La expresión anterior, constituye una propiedad de singular importancia de la primera tendencia lineal, debido a que permite evaluar el volumen original de hidrocarburos, con tan sólo determinar la pendiente β , y la compresibilidad del sistema roca-fluidos, esto es:

$$N = \frac{1}{C_e} \left| \frac{dN_p}{dp} \right| \quad \dots(7.1.10)$$

Si se sustituye la ecuación 7.1.3 en la expresión anterior:

$$N = \frac{\beta_1}{p_1 \times C_e} \quad \dots(7.1.11)$$

Donde:

N = volumen original de hidrocarburos

β_1 = pendiente de la función exponencial

C_e = compresibilidad efectiva del sistema

La ecuación anterior permite evaluar en forma práctica, el volumen original de hidrocarburos en yacimientos inicialmente bajosaturados.

Análisis de la Segunda Pendiente

Para conocer la naturaleza del mecanismo que ocasiona el primer cambio de la pendiente inicial, es decir el inicio de la segunda pendiente, se recomienda como criterio general, el procedimiento resumido en los siguientes puntos:

- a) Con el auxilio de una gráfica de profundidades vs. presiones, Figura 165, construida previamente para el yacimiento en estudio, determinar la presión correspondiente al plano de referencia, p_{gL} , que llevada a la profundidad de la cima más alta del yacimiento, coincida con su presión de saturación. Lo anterior implica el inicio de la acumulación de la fase gaseosa.

$$p_{gL} = p_s + 0.1(\Delta H \times \rho_o @ c.y) \quad \dots(7.1.12)$$

Donde:

p_s = presión de saturación
 ΔH = Nivel de referencia – Cima
 ρ_o = densidad del aceite

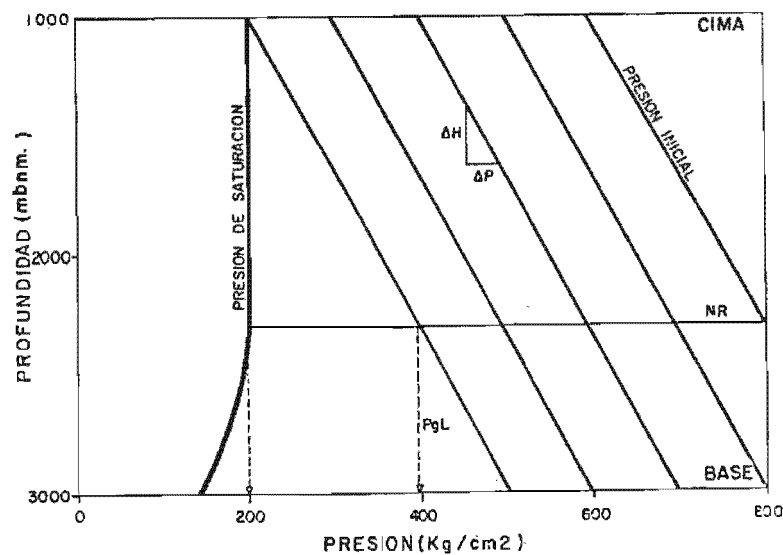


Fig. 165 Gráfica de profundidades vs. presiones ⁽⁴⁶⁾.

- b) Si la presión del yacimiento, correspondiente a este cambio de pendiente, p_i , es aproximadamente igual a p_{gL} , se infiere que el mecanismo que se inicia es debido a la expansión de gas liberado:

$$p_i \cong p_{gL} \quad , \text{expansión del gas liberado}$$

- c) Si la presión p_i es mayor que p_{gL} , el nuevo mecanismo no puede ser fase gaseosa. En este caso, el cambio se atribuye al inicio de una entrada de agua al yacimiento:

$$p_i \gg p_{gL} \quad , \text{entrada de agua}$$

- d) La posibilidad faltante ($p_i \ll p_{gL}$), no debe presentarse, ya que esta teoría se estableció para yacimientos inicialmente bajosaturados. Si se llegase a presentar este caso, sólo se podría atribuir a una historia de presión-producción muy incierta:

$$p_i \ll p_{gL} \quad , \text{información incierta}$$

La evaluación de la pendiente se lleva a cabo, considerando los valores de la producción acumulada de aceite (N_p) y de presión (p) a los que ocurre el cambio:

$$\beta_2 = \frac{(N_{p2} - N_{p1})}{\ln\left(\frac{p_1}{p_2}\right)} \quad \dots(7.1.13)$$

Análisis de la Tercera Pendiente

Después de haber analizado las implicaciones de la segunda pendiente, prácticamente la tercera queda resuelta; esto es, si la segunda pendiente fue ocasionada por la liberación del gas, la tercera será debida a la entrada de agua y

viceversa. Si la segunda pendiente fue ocasionada por empuje hidráulico, sólo queda verificar si la tercera pendiente cumple con la condición:

$$p_2 \cong p_{gl} \quad \dots(7.1.13a)$$

En forma similar a lo establecido para las pendientes ya descritas, ésta se evalúa con las siguientes expresiones:

$$\beta_3 = \frac{(N_{p3} - N_{p2})}{\ln\left(\frac{p_2}{p_3}\right)} \quad \dots(7.1.14)$$

Índices de Empuje

El parámetro fundamental que permite evaluar los mecanismos naturales de empuje es la derivada de la producción acumulada de aceite respecto a la presión. La acción relativa de cada mecanismo puede variar a través del tiempo de explotación, y es función de la productividad total y de los otros mecanismos que participan.

Un concepto de gran importancia es el índice instantáneo de empuje, el cual se define como el cociente de la productividad instantánea del empuje en cuestión, entre la productividad instantánea total:

$$IE = \frac{\text{Prod. Inst. Nvo. Mec.}}{\text{Prod. Inst. Total}} = \frac{\left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{\text{nvo. mec.}}}{\left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{\text{total}}} = \frac{\beta_i - \beta_{i-1}}{\beta_i} = \frac{p_x}{p_x} \quad \dots(7.1.14a)$$

Donde:

IE = índice de empuje, fracción

Primera Pendiente

En esta etapa sólo actúa la expansión del sistema roca-fluidos.

Productividad instantánea total:

$$PROT = \left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{p=p_i} = \frac{\beta_1}{p_1} \quad \dots(7.1.15)$$

Productividad instantánea del nuevo mecanismo:

$$PRO = PROT \quad \dots(7.1.15a)$$

Índice instantáneo de empuje:

$$IEO = \frac{PRO}{PROT} = 1 \quad \dots(7.1.16)$$

Donde:

IEO = índice de empuje por expansión del sistema roca – fluidos

Segunda Pendiente

Mecanismos que actúan:

Durante este periodo actúan dos mecanismos de empuje: el original y otro adicional que, según el caso, podría ser ocasionado por acumulación de gas liberado, o bien, por la acción de un acuífero. Si el nuevo mecanismo fuera ocasionado por la liberación de gas; entonces se debe cumplir:

Productividad instantánea total:

$$PROT = \left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{p=p_2} = \frac{\beta_2}{p_2} \quad \dots(7.1.17)$$

Productividades instantáneas:

a) Del sistema inicial roca-fluidos:

$$PRO = \frac{\beta_1}{p_2} \quad \dots(7.1.18)$$

b) De la expansión del gas liberado:

$$PRG = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{p_2} \quad \dots(7.1.19)$$

Índices instantáneos de empuje:

a) Sistema inicial roca-fluidos:

$$IEO = \frac{\beta_1}{\beta_2} \quad \dots(7.1.20)$$

b) Expansión del gas liberado:

$$IEG = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{\beta_2} \quad \dots(7.1.21)$$

c) Índice instantáneo de empuje total:

$$IET = \frac{PRO + PRG}{PROT} = \frac{\frac{\beta_1 + \beta_2 - \beta_1}{p_2}}{\frac{\beta_2}{p_2}} = \frac{\beta_1 + \beta_2 - \beta_1}{\beta_2} = \frac{\beta_2}{\beta_2} = 1.0 \quad \dots(7.1.22)$$

Por otra parte, si el nuevo mecanismo de empuje hubiese sido el hidráulico, en vez de utilizar las ecuaciones 7.1.19 y 7.1.21, se tendrían las ecuaciones:

$$PRWE = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{p_2} \quad \dots(7.1.23)$$

$$IEW = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{\beta_2} \quad \dots(7.1.24)$$

Tercera Pendiente

Mecanismos que actúan:

Desde el inicio de este periodo actúan simultáneamente los tres mecanismos:

Productividades instantáneas:

a) Total:

$$PROT = \left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{p=p_3} = \frac{\beta_3}{p_3} \quad \dots(7.1.25)$$

b) Del sistema inicial roca-fluidos:

$$PRO = \frac{\beta_1}{p_3} \quad \dots(7.1.26)$$

c) De la expansión del gas liberado:

$$PRG = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{p_3} \quad \dots(7.1.27)$$

d) De la entrada de agua:

$$PRWE = \frac{(\beta_3 - \beta_2)}{p_3} \quad \dots(7.1.28)$$

Índices instantáneos de empuje:

a) Sistema inicial roca-fluidos:

$$IEO = \frac{\beta_1}{\beta_3} \quad \dots(7.1.29)$$

b) Expansión del gas liberado:

$$IEG = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{\beta_3} \quad \dots(7.1.30)$$

c) Entrada de agua:

$$IEW = \frac{(\beta_3 - \beta_2)}{\beta_3} \quad \dots(7.1.31)$$

d) Índice instantáneo de empuje total:

$$IET = \frac{PRO + PRG + PRWE}{PROT} = \frac{\left(\frac{\beta_1}{P_3}\right) + \left(\frac{\beta_2 - \beta_1}{P_3}\right) + \left(\frac{\beta_3 - \beta_2}{P_3}\right)}{\frac{\beta_3}{P_3}} = \frac{\beta_1 + \beta_2 - \beta_1 + \beta_3 - \beta_2}{\beta_3}$$

$$= \frac{\beta_3}{\beta_3} = 1.0 \quad \dots(7.1.32)$$

e) Volumen de entrada de agua:

$$W_e = W_{e2} + (N_{p3} - N_{p2})IEW(B_o) \quad \dots(7.1.33)$$

Donde:

$$W_{e2} = (N_{p1} - N_{p1})(IEW_1)B_o$$

Cabe mencionar que la forma rigurosa de la construcción de las gráficas de N_p vs. p , Figuras 162 y 163, sería la presión en función del vaciamiento total del yacimiento; sin embargo, el uso de este último parámetro trae consigo una serie de inconvenientes, ya que involucra información que normalmente no se tiene bien cuantificada, como lo es la producción de gas.

VII.2 Determinación de los Mecanismos de Producción

La determinación de los mecanismos de producción existentes para el campo Cactus, se realizó considerando por separado la información perteneciente al yacimiento calcarena (Cretácico Superior) y la correspondiente al yacimiento de dolomía (Cretácico Medio, Cretácico Inferior y Jurásico Superior). Para facilitar los cálculos se diseñó una hoja de cálculo en Excel, considerando las ecuaciones de la sección anterior de este trabajo.

Información del yacimiento calcarena

De acuerdo al comportamiento de presión del yacimiento (Figura 111) calcarena y considerando que la metodología descrita es válida sólo para yacimientos bajosaturados, la información de presiones utilizada es la que se muestra en la siguiente Figura:

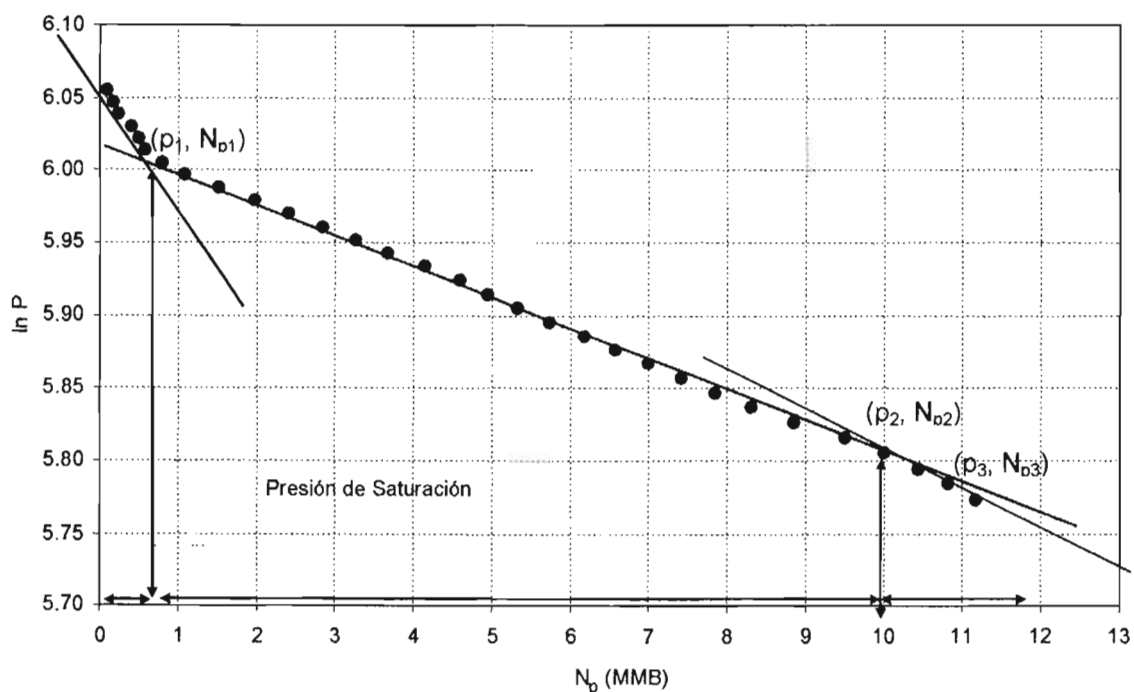


Fig. 166 Datos del comportamiento presión-producción utilizados en el cálculo de los mecanismos de empuje, campo Cactus yacimiento calcarena.

La información general que se requiere para realizar el cálculo, se muestra en la siguiente Tabla:

Tabla 68.- Datos Generales del campo Cactus yacimiento calcarena.

DATOS GENERALES	
ρ_i (kg/cm ²) = 458.8	S_{wi} (fracción) = 0.284
B_{oi} (m ³ /m ³) = 2.16	S_o (fracción) = 0.716
ρ_b (kg/cm ²) = 311.5	ϕ (fracción) = 0.04
B_{ob} (m ³ /m ³) = 2.3718	T_y (°C) = 123
ρ_o (g/cc) @ c.y. = 0.391435	Cima del yac (mbnm) = 3441.3
C_o (kg/cm ²) ⁻¹ = 2.06E-04	Base del yac (mbnm) =
C_w (kg/cm ²) ⁻¹ = 3.67E-05	Prof. Plano de ref. (mbnm) = 3845
C_f (kg/cm ²) ⁻¹ = 1.00E-04	
C_t (kg/cm ²) ⁻¹ = 4.90E-04	

De acuerdo con la metodología propuesta se cumplieron los pasos siguientes:

1.- Determinar número de pendientes en el comportamiento de la presión (Figura 166):

p (kg/cm ²)	N_p (MMBIs)
$p_1 = 405.29$	$N_{p1} = 0.805$
$p_2 = 331.91$	$N_{p2} = 10.004$
$p_3 = 320.00$	$N_{p3} = 11.91$

2.- Evaluación de la PRIMERA PENDIENTE:

a) Evaluación de la pendiente

$$\beta_1 = \frac{N_{p1}}{\ln\left(\frac{p_i}{p_1}\right)} = 6.491 \left(\frac{\text{MMBIs}}{\text{ciclo}} \right)$$

b) Derivada de N_p respecto a p :

$$\left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{p=p_1} = \frac{\beta_1}{p_1} = 0.01602 \left(\frac{MMBls}{\frac{kg}{cm^2}} \right)$$

c) Cálculo de la compresibilidad efectiva del sistema:

$$C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{S_o} = 3.60 E - 04 \left(\frac{kg}{cm^2} \right)^{-1}$$

d) Volumen original de hidrocarburos:

$$N = \frac{1}{C_e} \left(\frac{dN_p}{dp} \right) = 44.487 \text{ (MMBls)}$$

e) Productividad instantánea total:

$$PROT = \left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{p=p_1} = \frac{\beta_1}{p_1} = 0.01602 \left(\frac{MMBls}{\frac{kg}{cm^2}} \right)$$

f) Índice de empuje:

$IEO = 1$, índice por expansión del sistema roca-fluidos.

3.- Evaluación de la SEGUNDA PENDIENTE:

a) Presión de liberación de gas:

$$p_{gL} = p_s + 0.1 (NR - cima) (\rho_{o@c.y}) = 327.302 \left(\frac{kg}{cm^2} \right)$$

Como $p_1 > p_{gL}$, entonces el mecanismo que inicia no puede ser fase gaseosa, por lo que el cambio en pendiente se atribuye a una entrada de agua

b) Evaluación de la pendiente:

$$\beta_2 = \frac{N_{p_2} N_{p_1}}{\ln\left(\frac{p_1}{p_2}\right)} = 46.0551 \left(\frac{MMBls}{\text{ciclo}} \right)$$

c) Productividad instantánea total:

$$PROT = \frac{\beta_2}{p_2} = 0.1388 \left(\frac{MMBls}{\text{kg/cm}^2} \right)$$

d) Productividad instantánea inicial del sistema roca-fluidos:

$$PRO = \frac{\beta_1}{p_2} = 0.0196 \left(\frac{MMBls}{\text{kg/cm}^2} \right)$$

e) Índices de empuje:

IEO =	0.1409	Índice por Expansión del sistema roca-fluido	
IEW =	0.8591	Índice por Entrada de agua	
IEG =	0	Índice por Gas liberado	p_1 no es igual a p_g , IEG = 0
IET =	1.0000	Índice de Empuje Total	

f) Volumen de entrada de agua:

$$W_{e_2} = IEW * B_{ob} (N_{p_2} - N_{p_1}) = 18.743 \text{ (MMBls)}$$

3.- Evaluación de la TERCERA PENDIENTE:

a) La p_2 (331.91 kg/cm^2) es similar a p_{gL} (327.3 kg/cm^2), por lo que, el cambio de presión se debe a la expansión del gas liberado :

b) Evaluación de la pendiente:

$$\beta_3 = \frac{N_{p3} N_{p2}}{\ln\left(\frac{p_2}{p_3}\right)} = 52.1579 \left(\frac{MMBl_s}{\text{ciclo}} \right)$$

c) Productividad instantánea total:

$$PROT = \frac{\beta_3}{p_3} = 0.1630 \left(\frac{MMBl_s}{\text{kg}/\text{cm}^2} \right)$$

d) Productividad instantánea inicial del sistema roca-fluidos:

$$PRO = \frac{\beta_1}{p_3} = 0.0203 \left(\frac{MMBl_s}{\text{kg}/\text{cm}^2} \right)$$

$$PRWE = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{p_3} = 0.1236 \left(\frac{MMBl_s}{\text{kg}/\text{cm}^2} \right)$$

$$PRO = \frac{(\beta_3 - \beta_2)}{p_3} = 0.0191 \left(\frac{MMBl_s}{\text{kg}/\text{cm}^2} \right)$$

e) Índices de empuje:

IEO =	0.1245	Índice por Expansión del sistema roca fluido
IEW =	0.7585	Índice por Entrada de agua
IEG =	0.1170	Índice por Gas liberado
IET =	1.0000	Índice de Empuje Total

f) Volumen de entrada de agua:

$$W_{e2} = IEW * B_{ob} (N_{p3} - N_{p2}) + W_{e2} = 22.1721 \text{ (MMBl}_s\text{)}$$

De los resultados obtenidos, se tiene que desde el inicio de la explotación (septiembre de 1972) y hasta abril de 1973, el mecanismo de empuje fue el de la expansión del sistema roca-fluido; de abril de 1973 hasta enero de 1975, los mecanismos de empuje presentes fueron la expansión del sistema roca-fluido y la entrada de agua, siendo este último el de mayor importancia (ver índices de empuje calculados). Finalmente, de enero de 1975 al mes de abril de ese mismo año, eran tres los mecanismos actuando simultáneamente en el yacimiento: 1) expansión del sistema roca-fluidos, 2) entrada de agua y 3) gas liberado. Al igual que el periodo anterior, la entrada de agua es el mecanismo que tiene mayor contribución, seguido de la expansión del sistema roca fluidos y finalmente el gas liberado. El análisis se realizó hasta el año de 1975, debido a que después se tiene una presión del yacimiento menor a la de saturación y en el año de 1978 se inició la inyección de agua al yacimiento como parte del proceso de recuperación secundaria. El drene gravitacional no se evalúa en este procedimiento, además las condiciones del yacimiento no son las favorables para que se presente.

Información del yacimiento dolomía

De acuerdo al comportamiento de presión del yacimiento (Figura 113) calcarena y considerando que la metodología descrita es válida sólo para yacimientos bajosaturados, la información de presiones utilizada es la que se muestra en la Figura 167. La información general que se requiere para realizar el cálculo, se muestra en la Tabla 69:

Tabla 69.- Datos Generales del campo Cactus yacimiento dolomía.

DATOS GENERALES	
ρ_i (kg/cm ²) = 488	S_{wi} (fracción) = 0.281
B_{oi} (m ³ /m ³) = 2.16	S_o (fracción) = 0.719
ρ_b (kg/cm ²) = 320.7	ϕ (fracción) = 0.026
B_{ob} (m ³ /m ³) = 2.3718	T_y (°C) = 125
ρ_o (g/cc) @ c.y. = 0.38856	Cima del yac (mbnm) = 3549.3
C_o (kg/cm ²) ⁻¹ = 2.06E-04	Base del yac (mbnm) =
C_w (kg/cm ²) ⁻¹ = 3.67E-05	Prof. Plano de ref. (mbnm) = 4268
C_r (kg/cm ²) ⁻¹ = 1.00E-04	
C_t (kg/cm ²) ⁻¹ = 4.90E-04	

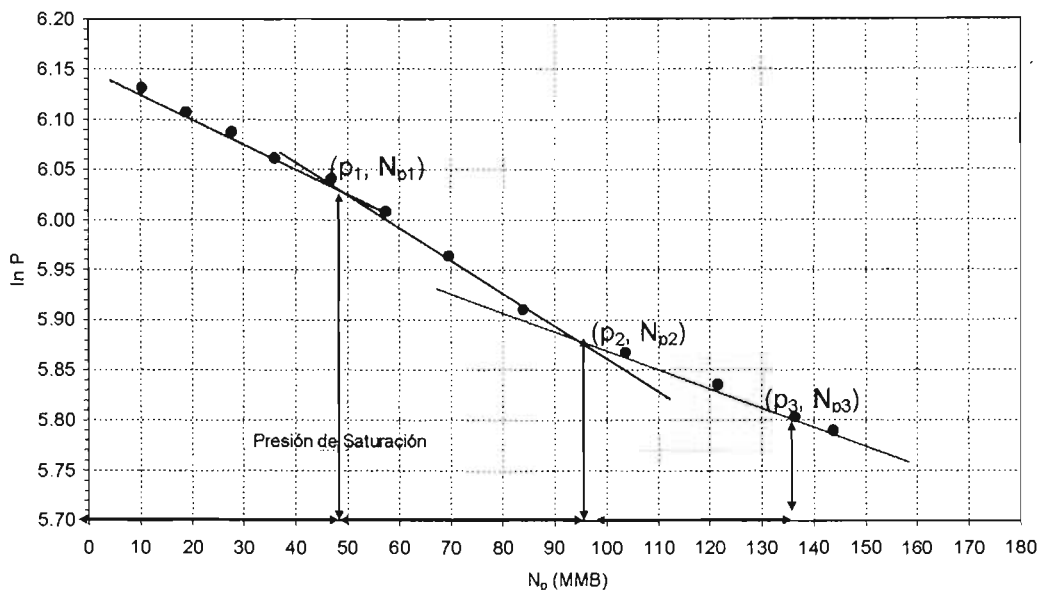


Fig. 167 Datos del comportamiento presión-producción utilizados en el cálculo de los mecanismos de empuje, campo Cactus yacimiento dolomía.

De acuerdo con la metodología propuesta, el proceso de cálculo a seguir es el siguiente:

1.- Determinar número de pendientes en el comportamiento de la presión (Figura 167):

	p (kg/cm ²)	N _p (MMBIs)
p ₁ =	416.014	N _{p1} = 50
p ₂ =	358	N _{p2} = 97.6961
p ₃ =	331.11	N _{p3} = 136.425

2.- Evaluación de la PRIMERA PENDIENTE:

a) Evaluación de la pendiente

$$\beta_1 = \frac{N_{p1}}{\ln\left(\frac{p_i}{p_1}\right)} = 313.29 \left(\frac{MMBIs}{ciclo}\right)$$

b) Derivada de N_p respecto a p :

$$\left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{p=p_1} = \frac{\beta_1}{p_1} = 0.75308 \left(\frac{MMBls}{kg/cm^2} \right)$$

c) Cálculo de la compresibilidad efectiva del sistema:

$$C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{S_o} = 3.59 E - 04 \left(\frac{kg}{cm^2} \right)^{-1}$$

d) Volumen original de hidrocarburos:

$$N = \frac{1}{C_e} \left(\frac{dN_p}{dp} \right) = 2096.367 \text{ (MMBls)}$$

e) Productividad instantánea total:

$$PROT = \left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{p=p_1} = \frac{\beta_1}{p_1} = 0.75308 \left(\frac{MMBls}{kg/cm^2} \right)$$

f) Índice de empuje:

$IEO = 1$, índice por expansión del sistema roca-fluidos.

3.- Evaluación de la SEGUNDA PENDIENTE:

a) Presión de liberación de gas:

$$p_{gL} = p_s + 0.1 (NR - cima) (\rho_{o@c.y}) = 348.626 \left(\frac{kg}{cm^2} \right)$$

Como $p_1 > p_{gL}$, entonces el mecanismo de empuje inicial no puede ser la expansión de la fase gaseosa, por lo que el cambio en pendiente se atribuye a una entrada de agua.

b) Evaluación de la pendiente:

$$\beta_2 = \frac{N_{p_2} N_{p_1}}{\ln\left(\frac{p_1}{p_2}\right)} = 317.5802 \left(\frac{MMBl_s}{\text{ciclo}} \right)$$

c) Productividad instantánea total:

$$PROT = \frac{\beta_2}{p_2} = 0.8871 \left(\frac{MMBl_s}{\text{kg/cm}^2} \right)$$

d) Productividad instantánea inicial del sistema roca-fluidos:

$$PRO = \frac{\beta_1}{p_2} = 0.8751 \left(\frac{MMBl_s}{\text{kg/cm}^2} \right)$$

e) Índices de empuje:

IEO =	0.9865	Índice por Expansión del sistema roca-fluido	
IEW =	0.0135	Índice por Entrada de agua	
IEG =	0	Índice por Gas liberado	p_1 no es igual a p_{gl} , IEG = 0
IET =	1.0000	Índice de Empuje Total	

f) Volumen de entrada de agua:

$$W_{e_2} = IEW * B_{ob} (N_{p_2} - N_{p_1}) = 1.5282 \text{ (MMBl}_s\text{)}$$

3.- Evaluación de la TERCERA PENDIENTE:

a) La p_2 (358 kg/cm²) es similar a p_{gl} (348.626 kg/cm²), por lo que, el cambio de presión se debe a la expansión del gas liberado :

b) Evaluación de la pendiente:

$$\beta_3 = \frac{N_{p_3} N_{p_2}}{\ln\left(\frac{p_2}{p_3}\right)} = 496.0202 \left(\frac{MMBls}{ciclo} \right)$$

c) Productividad instantánea total:

$$PROT = \frac{\beta_3}{p_3} = 1.4980 \left(\frac{MMBls}{kg/cm^2} \right)$$

d) Productividad instantánea inicial del sistema roca-fluidos:

$$PRO = \frac{\beta_1}{p_3} = 0.9462 \left(\frac{MMBls}{kg/cm^2} \right)$$

$$PRWE = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{p_3} = 0.0103 \left(\frac{MMBls}{kg/cm^2} \right)$$

$$PRO = \frac{(\beta_3 - \beta_2)}{p_3} = 0.5389 \left(\frac{MMBls}{kg/cm^2} \right)$$

e) Índices de empuje:

IEO =	0.6316	Índice por Expansión del sistema roca fluido
IEW =	0.0086	Índice por Entrada de agua
IEG =	0.3597	Índice por Gas liberado
IET =	1.0000	Índice de Empuje Total

f) Volumen de entrada de agua:

$$W_{e_2} = IEW * B_{ob} (N_{p_3} - N_{p_2}) + W_{e_2} = 2.3227 \text{ (MMBls)}$$

De los resultados obtenidos, se tiene que desde el inicio de la explotación (1973) y hasta el año de 1977, el mecanismo de empuje actuando era el de la expansión

del sistema roca-fluido; de 1977 hasta junio de 1978, los mecanismos de empuje presentes fueron la expansión del sistema roca-fluido y la entrada de agua, siendo el primero el de mayor importancia (ver índices de empuje calculados). Finalmente, del año 1978 a febrero de 1979, eran tres los mecanismos actuando simultáneamente en el yacimiento: 1) expansión del sistema roca-fluidos, 2) entrada de agua y 3) gas liberado. Al igual que el periodo anterior, la expansión del sistema roca fluidos es el mecanismo que tiene mayor contribución, seguido del correspondiente al gas liberado y finalmente la entrada de agua. El análisis se realizó hasta el año de 1979, debido a que posteriormente la presión del yacimiento es inferior a la de saturación, y que en el año de 1980 se inició la inyección de agua al yacimiento como parte del proceso de recuperación secundaria.

VIII. INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DEL ANÁLISIS DEL AGUA PRODUCIDA Y VOLÚMENES DE ACEITE EXPLOTADOS, PARA IDENTIFICAR ZONAS FAVORABLES A LA IMPLANTACIÓN DE UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

VIII.1 Análisis de zonas invadidas de agua

Con la finalidad de establecer las zonas que presentan condiciones favorables para la implantación de un proceso de recuperación mejorada, es necesario, entre otras cosas, integrar la información obtenida del comportamiento del agua producida (ver Capítulo III, V y VI), con el propósito de identificar el tipo de agua que se encuentra invadiendo cada una de las unidades estratigráficas. De acuerdo a lo anterior, se analizará la información del yacimiento calcarena y dolomía por separado considerando que existen las evidencias suficientes para establecer que son dos yacimientos independientes.

Yacimiento Calcarena

El yacimiento calcarena está constituido por las unidades estratigráficas KS3, KS2 y KS1 (ver Sección II.2 de este trabajo), pertenecientes al Cretácico Superior Agua Nueva. En dichas unidades se tienen pozos productores, siendo la más importante a nivel producción la unidad KS2. La Figura 168 muestra la distribución de la saturación de agua para la unidad KS3 (a mayo de 2002).

Los pozos Cactus 4, 41 y 47 han producido al mismo tiempo en las unidades KS3 y KS2; sin embargo, del total producido de agua (perteneciente al Cretácico Superior) sólo representan el 0.29 %. De acuerdo con la información existente, el agua producida por el pozo Cactus 47, es del tipo Na-Ca-Cl y pertenece al grupo 4 de la clasificación realizada con el contenido de ^{13}C y ^{14}C en la Sección III.6 de este trabajo, con lo cual la edad calculada es del orden de 19000 años. El agua producida en la región noroeste del campo Cactus, donde se localiza el pozo Cactus 47, es agua marina evaporada joven mezclada con agua meteórica (fósil) (ver Sección III.6) encontrándose la edad calculada en un rango de 18000 a 19000 años. Por su parte, la salinidad se considera como intermedia (marina); del pozo Cactus 41, se puede mencionar que los datos analizados a la composición del agua producida pertenecen al Cretácico Medio.

En la Figura 169 se muestra un mapa de burbujas con la producción acumulada de agua de los 3 pozos que han producido en las unidades KS3 y KS2 al mismo tiempo.

Los pozos productores en la unidad estratigráfica KS2 son: Cactus 1, 2, 3, 5, 6, 7, 40, 43, 50, 60D, 72, 85, 95 y 302. La Figura 170 muestra la distribución de la saturación de agua en el KS2.

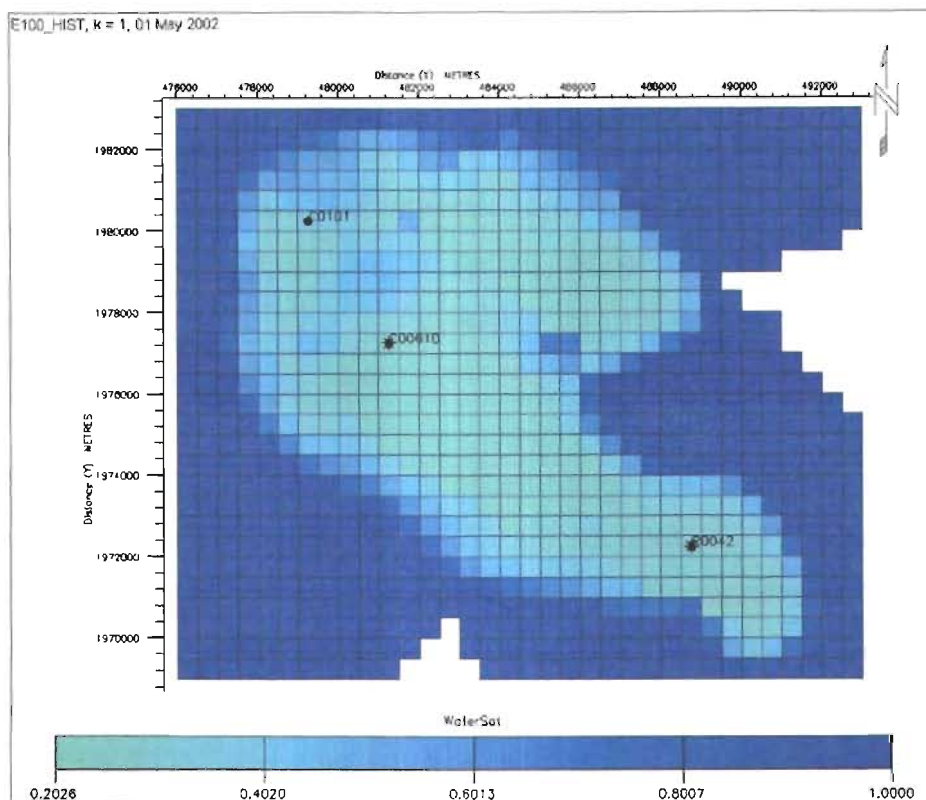


Fig. 168 Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KS3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cia. Schlumberger).

De acuerdo a la correlación entre la evolución y edad de las aguas producidas (ver Sección III.6 de este trabajo), los pozos Cactus 5, 85 y 95, pertenecen al grupo 1, en el cual el tipo de agua es meteórica de salinidad baja de composición salobre, cuya edad varia de 23725 a 38617 años. El agua de los pozos Cactus 85 y 95 es Na-Ca-Cl y éstos pertenecen al mismo grupo definido de acuerdo a los Sólidos Disueltos Totales (SDT); en cuanto al comportamiento de los diagramas Stiff los pozos 5 y 85 presentan un patrón similar.

En general la saturación de agua en la unidad KS2 es mayor que la presentada en el KS3, debido a que se ha tenido menor producción en esta última. En la Figura 171 se muestra un mapa de burbujas de la producción acumulada de agua, la cual representa el 97.66 % de la producción total del Cretácico Superior.

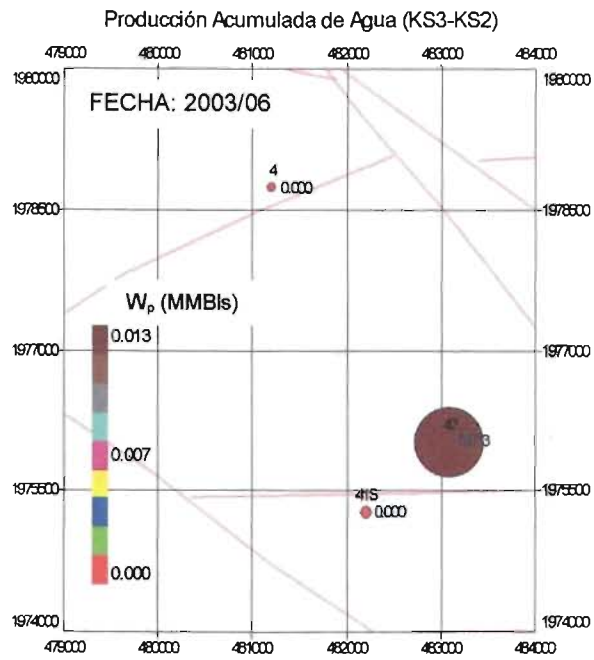


Fig. 169 Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus yacimiento calcarena unidades estratigráficas KS3-KS2 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

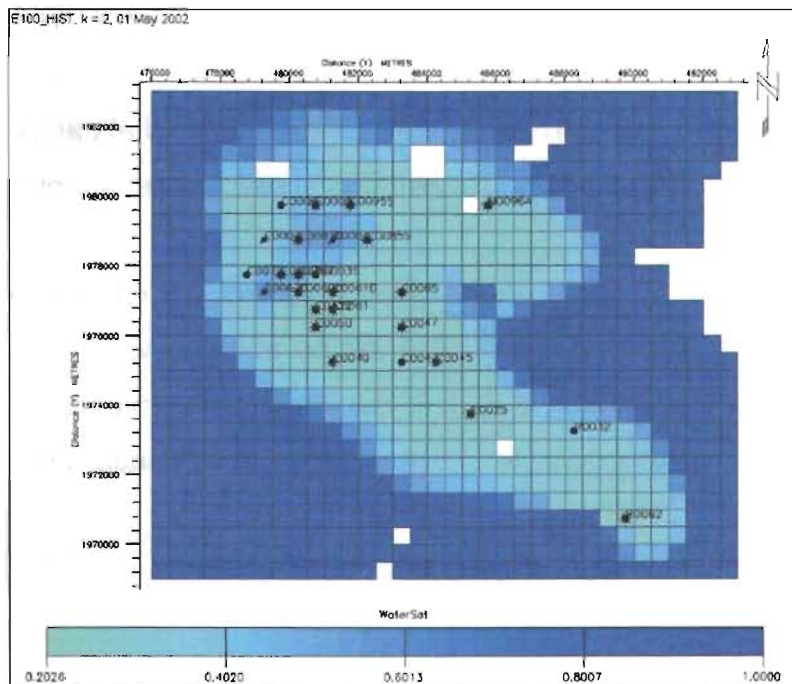


Fig. 170 Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KS2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

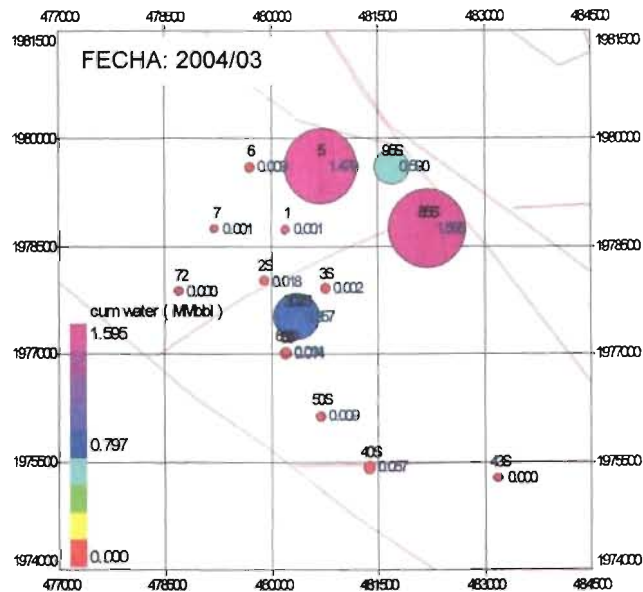


Fig. 171 Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus yacimiento calcarena unidad estratigráfica KS2 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Por otro lado, existe producción de pozos en los cuales se tenía abierto al mismo tiempo la unidad estratigráfica KS2 y KS1; siendo estos: Cactus 1D, 61, 65 y 322; de los pozos anteriores, sólo se tiene información del Cactus 61, en el cual el tipo de agua producida es Na-Ca-Mg-Cl, lo cual la hace única en el campo Cactus. La Figura 172 muestra la distribución de la saturación de agua en la unidad KS1.

La parte noreste del yacimiento presenta las mayores saturaciones de agua; sin embargo en términos generales la producción de agua proveniente de los pozos abiertos en KS2-KS1 representa el 2.05 % del total del yacimiento. La Figura 173 muestra un mapa de burbujas de la producción acumulada de agua de las unidades KS2-KS1.

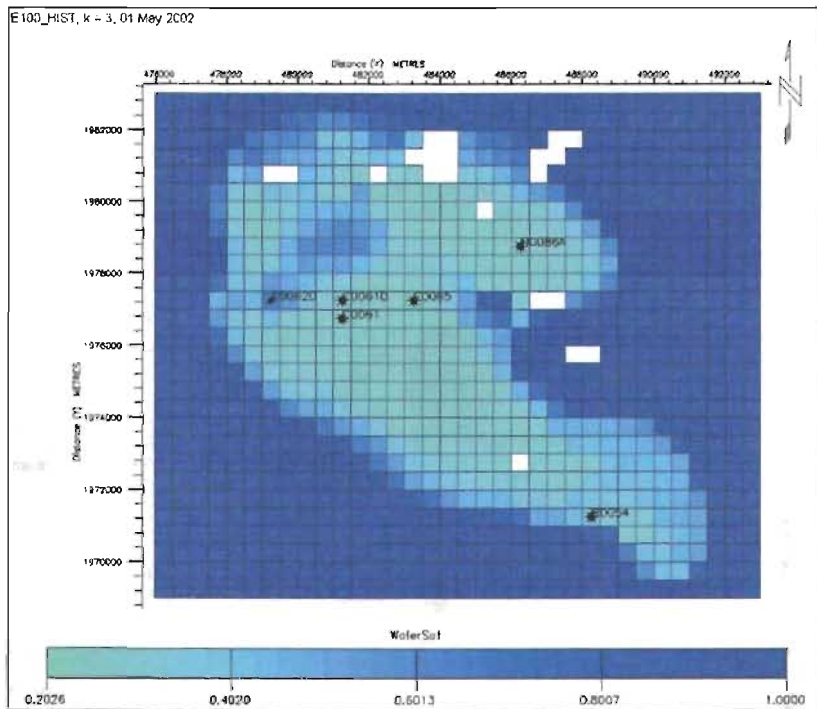


Fig. 172 Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KS1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

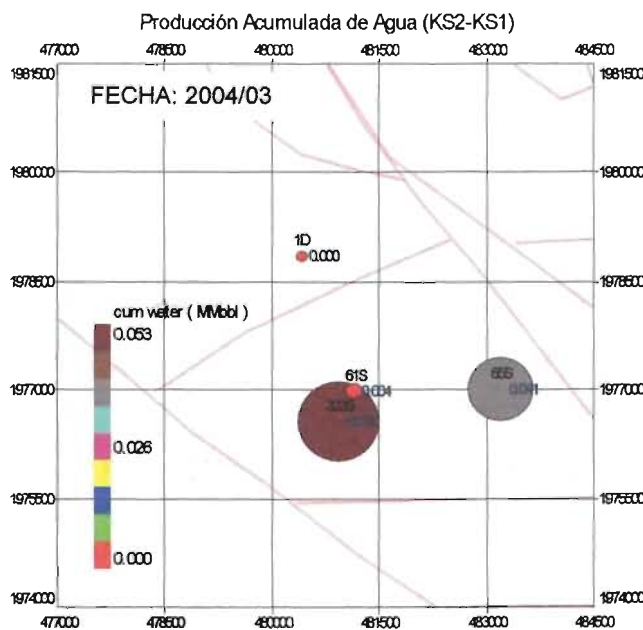


Fig. 173 Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus yacimiento calcarena unidades estratigráficas KS2-KS1 (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

La siguiente Figura muestra la producción acumulada de agua para todos los pozos del Cretácico Superior.

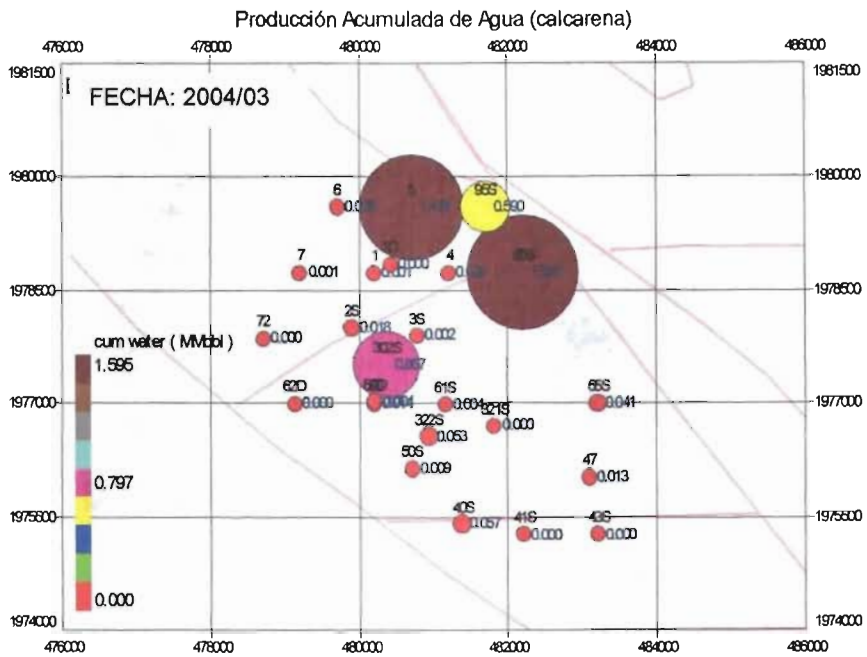


Fig. 174 Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus yacimiento calcarena (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Yacimiento Dolomía

El yacimiento dolomía está constituido por las unidades estratigráficas KM3, KM2 y KM1 pertenecientes al Cretácico Medio y las unidades KI4, KI3, KI2 y KI1 correspondientes al Cretácico Inferior. Las Figuras 175, 176 y 177 muestran la distribución de la saturación de agua en el KM3, KM2 y KM1 respectivamente.

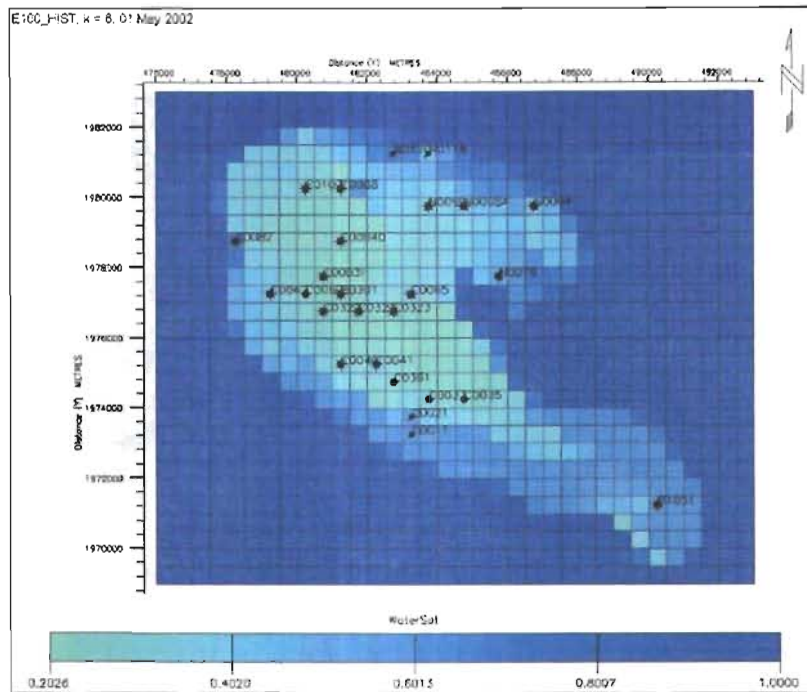


Fig. 177 Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica KM1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

El tipo de agua presente en el Cretácico Medio tiene un origen diverso, debido a que en la parte sur de la estructura los pozos tienen una influencia del agua inyectada, como parte del proceso de recuperación secundaria; del análisis realizado a la información de salinidades del agua producida, los pozos Cactus 4D, 11, 13, 17, 20A, 21, 25, 33, 213 y 215, presentan el mismo patrón en la información (ver Figura 135); sin embargo, el agua producida por el pozo Cactus 4D es del tipo Na-Ca-Mg-Cl, mientras que en pozo Cactus 41 el tipo de agua es Na-Ca-Cl. En cuanto a la evolución y edad de las aguas, se estableció en la Sección III.6 de este trabajo, que el pozo Cactus 4D pertenece al grupo 1, en el cual se considera que el agua es de tipo meteórica, de baja salinidad de composición salobre, con una edad calculada de 29349 años; por su parte el agua producida por el pozo Cactus 41 se considera como una mezcla entre agua marina y agua meteórica, con salinidad intermedia y una edad de 30985 años.

En general, las aguas de formación tienen su origen en la evaporación de agua marina en la superficie, con una tendencia sobre la trayectoria de evaporación (antes de infiltración), (ver Figura 66). Los pozos Cactus 65, 73, 302 y 323 están constituidos por porcentajes de agua marina evaporada de 25% a 60%. Por su parte los pozos Cactus 341, 323 y 41 representan una composición intermedia, lo cual significa que se tiene una mezcla de agua marina con agua meteórica.

De acuerdo a lo anterior, se puede considerar que la zona que presenta mayor saturación de agua es la correspondiente a la unidad estratigráfica KM1, la cual representa la base del Cretácico Medio. Por su parte, el comportamiento de la presión en el Cretácico Medio es muy similar (Figuras 178, 179 y 180), lo cual indica que se tiene una buena comunicación vertical en la mayoría del Campo; ésto se corrobora si se comparan la porosidad y permeabilidad en cada unidad estratigráfica (Figuras 181 a 186), por lo que se puede establecer que la permeabilidad es mayor tanto en la parte sur de la estructura, como en la parte central del campo, presentándose las porosidades más altas en la unidad estratigráfica KM2.

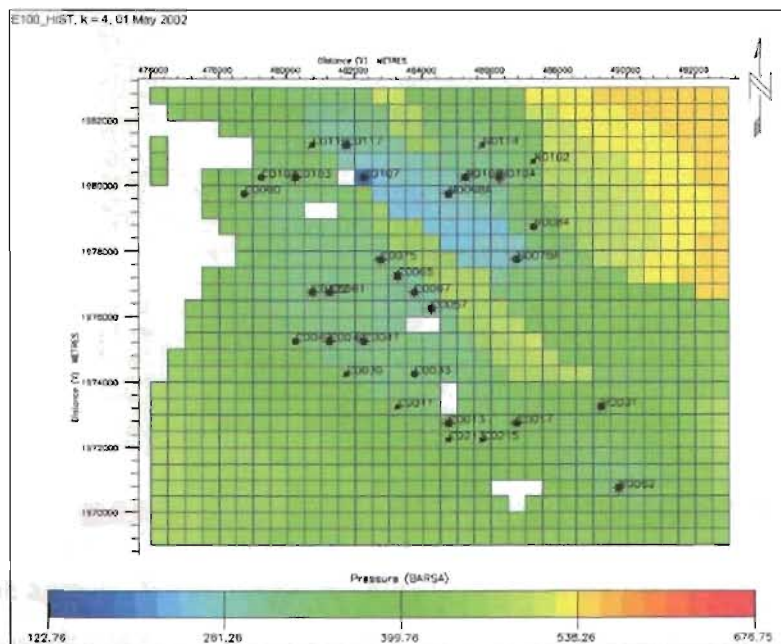


Fig. 178 Distribución de la presión en la unidad estratigráfica KM3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

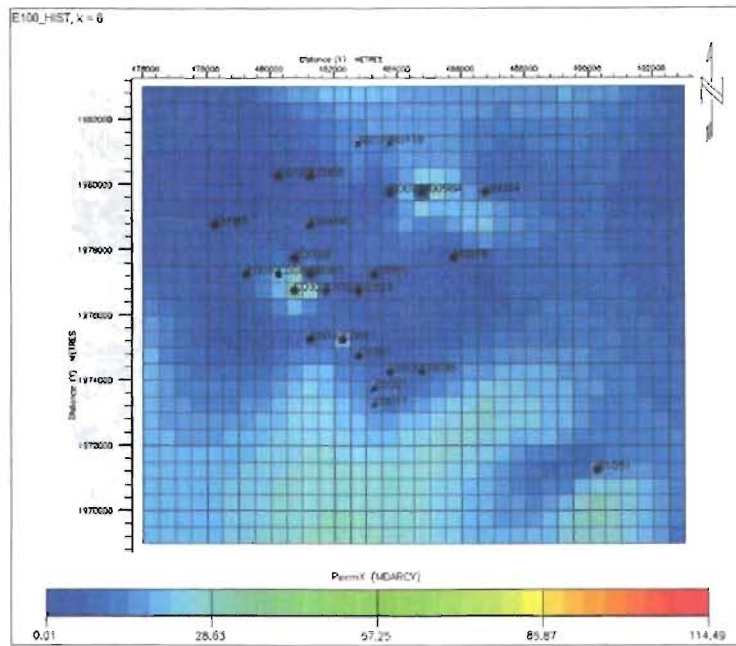


Fig. 183 Distribución de la permeabilidad en la unidad estratigráfica KM1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

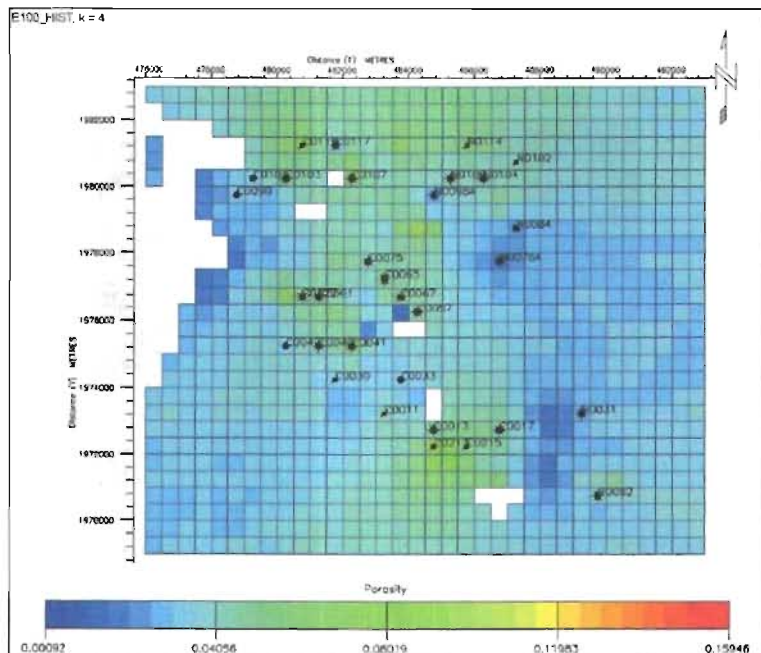


Fig. 184 Distribución de la porosidad en la unidad estratigráfica KM3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

En cuanto a la producción de agua acumulada, se tiene que los pozos que han producido sólo en el Cretácico Medio (unidades KM3, KM2 y KM1) representan el 31.89 % del total producido por el yacimiento dolomía; en los pozos que han producido al mismo tiempo del Cretácico Medio (KM) y del Cretácico Inferior (KI), el porcentaje de la producción de agua acumulada equivale al 47.35 %; finalmente, la producción de agua acumulada de los pozos que han producido sólo en el Cretácico Inferior es de 20.76 %. En general se puede establecer, que la mayor producción de agua proviene del KI, si se considera que existen 10 pozos con producción en el KI, además de 32 pozos que han producido en el KM y KI al mismo tiempo.

Las Figuras 187, 188 y 189 muestran los mapas de burbujas de la producción acumulada de agua de los pozos productores en el KM, pozos del KM y KI, y pozos únicamente productores del KI, respectivamente.

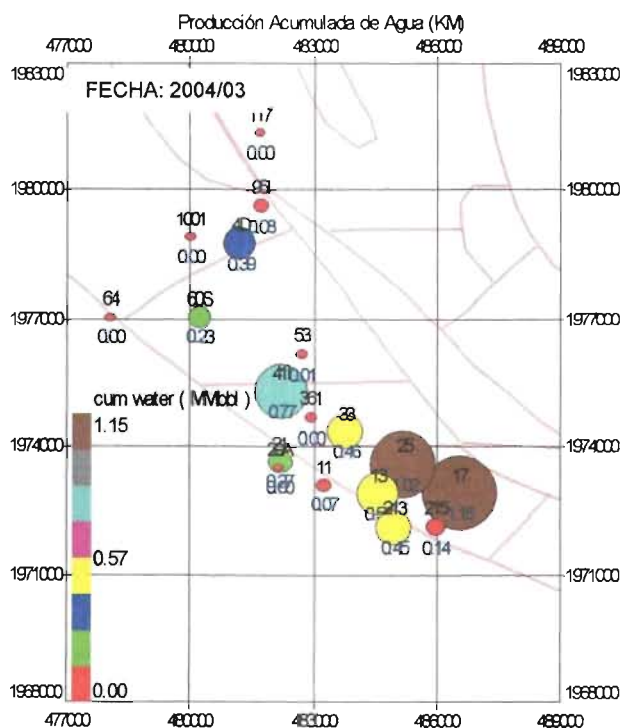


Fig. 187 Mapa de Burbujas de la acumulada de agua producida, campo Cactus formación Cretácico Medio (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

De todos los pozos del campo Cactus sólo 9 tienen información de producción únicamente del Cretácico Inferior: Cactus 2, 31, 42D, 43, 50, 60, 63A, 73, 85 y 302. Las siguientes figuras muestran la distribución de la saturación de agua en las unidades K14, K13, K12 y K11 pertenecientes al Cretácico Inferior.

El agua que se encuentra en el Cretácico Inferior (KI) se puede considerar que es proveniente del acuífero, debido a las altas salinidades que se presentaron al inicio de la explotación del yacimiento; sin embargo, la inyección de agua que se realizó en el yacimiento tuvo influencia en los pozos productores (ver Sección VI.2), por lo cual, las unidades estratigráficas K11 y K12 se consideran que son las que mayor saturación de agua presentan en todo el yacimiento dolomía.

El agua de formación de los pozos Cactus 73, 302 y 323 se formó principalmente por la evaporación de agua marina (ver Figura 63). El agua de los pozos 73 y 323 es del tipo Na-Ca-Cl, mientras que el agua del Cactus 107 es del tipo Na-Cl.

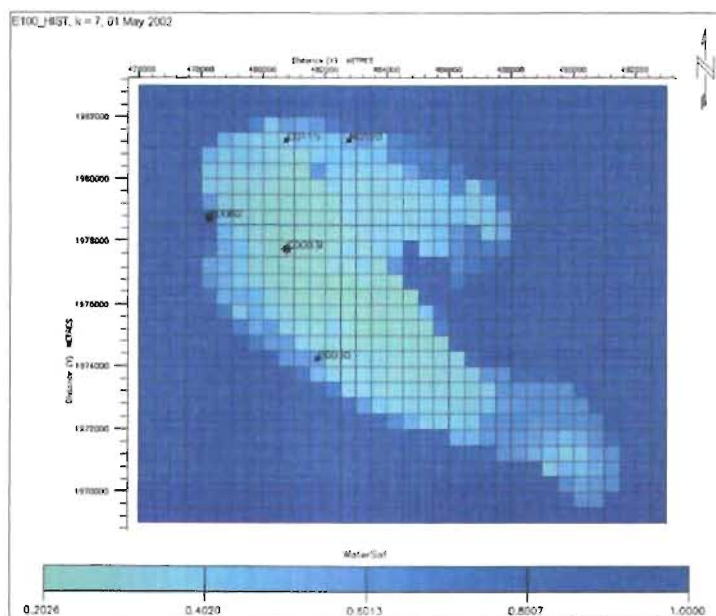


Fig. 190 Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica K14 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

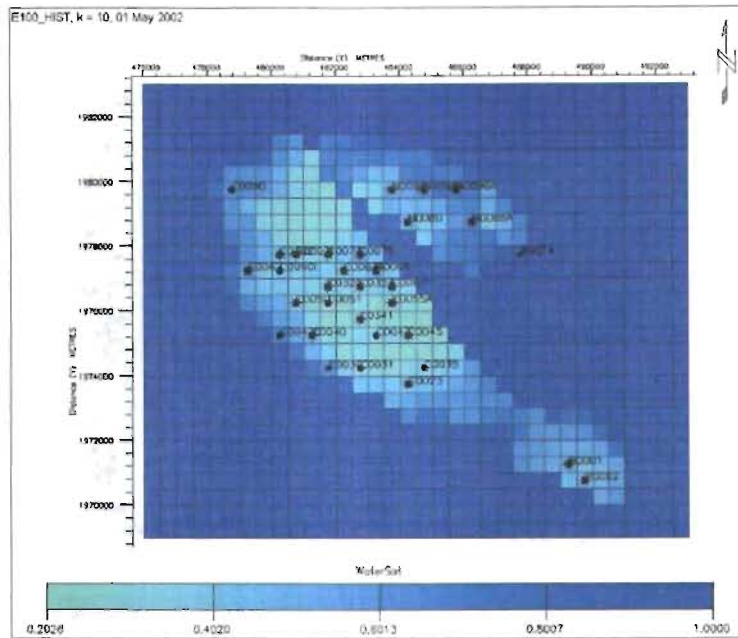


Fig. 193 Distribución de la saturación de agua en la unidad estratigráfica K11 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Nispero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

VIII.2 Diagnóstico de zonas con mayor saturación de aceite

En la sección anterior se estableció el tipo de agua que está invadiendo las unidades estratigráficas del Cretácico Medio e Inferior, por lo que el siguiente paso para definir las zonas favorables a la implantación de un proceso de recuperación mejorada, es realizar un diagnóstico de las áreas con mayor saturación de aceite.

Yacimiento Calcarena

Como se mencionó anteriormente, el yacimiento calcarena está formado por las unidades estratigráficas KS3, KS2 y KS1, pertenecientes al Cretácico Superior Agua Nueva; 22 pozos han producido de dichas unidades; sin embargo, se considera al KS2 como la mejor unidad de flujo en el yacimiento, en la cual 15 pozos tienen producción de aceite y gas, lo que representa el 93.4 % del total

producido en el Cretácico Superior; además, en el KS2 se tienen las mejores porosidades y permeabilidades en todo el yacimiento (Figuras 194 y 195).

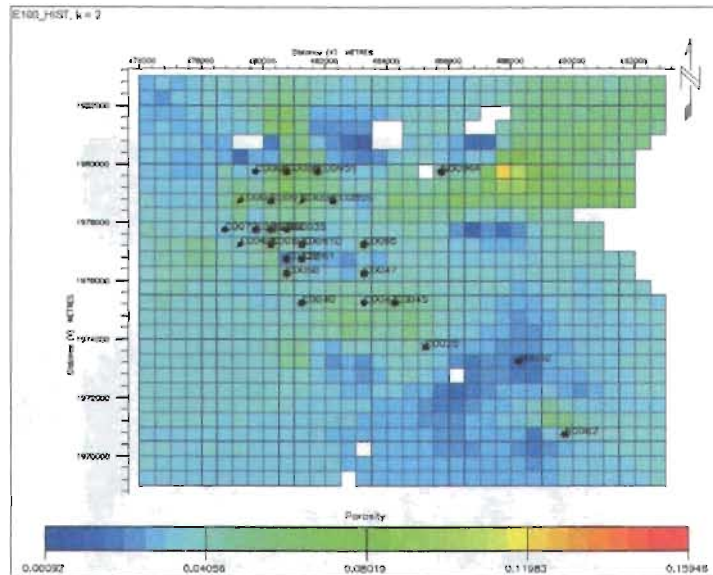


Fig. 194 Distribución de la porosidad en la unidad estratigráfica KS2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

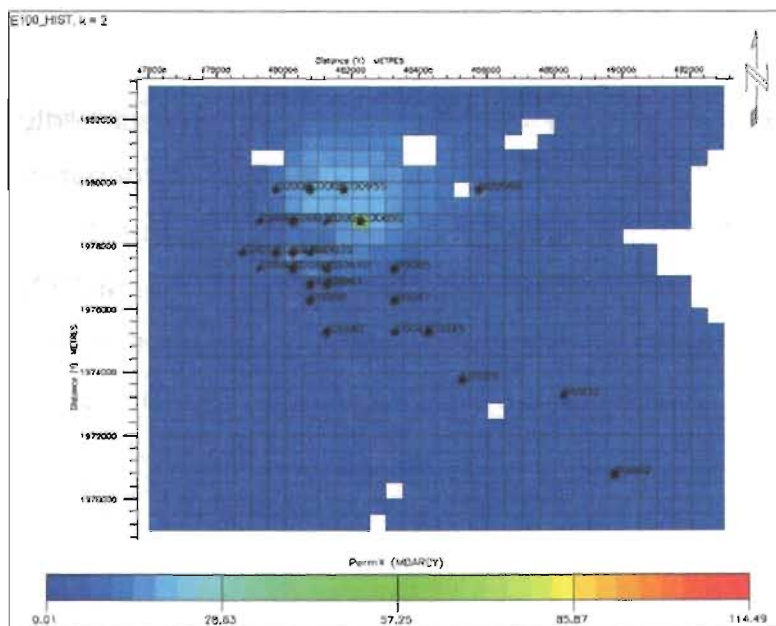


Fig. 195 Distribución de la permeabilidad en la unidad estratigráfica KS2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Como se observa en las figuras anteriores, el desarrollo del Cretácico Superior se ha efectuado en la parte noreste del campo, lo que se refleja en la distribución de la saturación de aceite en cada unidad estratigráfica (Figuras 196, 197 y 198).

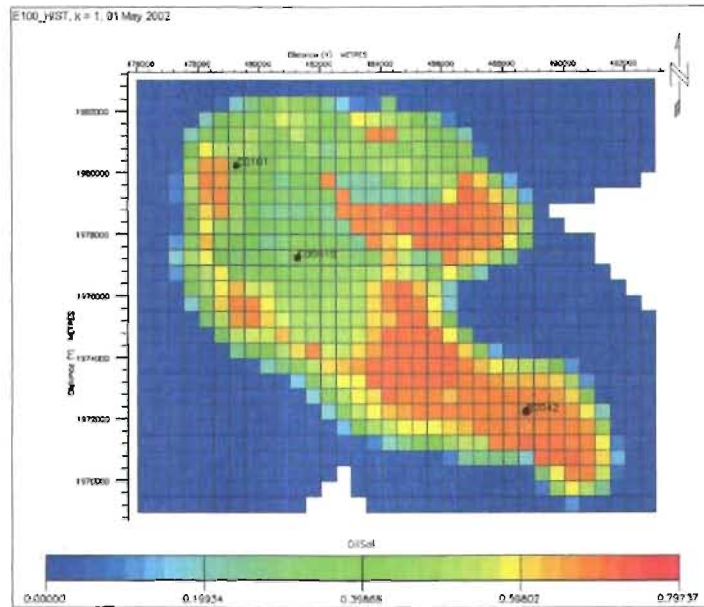


Fig. 196 Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KS3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

De acuerdo a las figuras anteriores, la parte sureste del yacimiento parece tener saturaciones de aceite alta, sin embargo, la porosidad y permeabilidad existentes presentan valores bajos en comparación a la porción noreste del campo. Por su parte, el comportamiento de presión en la unidad KS2 (Figura 199) indica que el mayor depresionamiento del campo se ha efectuado en la parte central y la región noroeste, como consecuencia de la explotación de hidrocarburos.

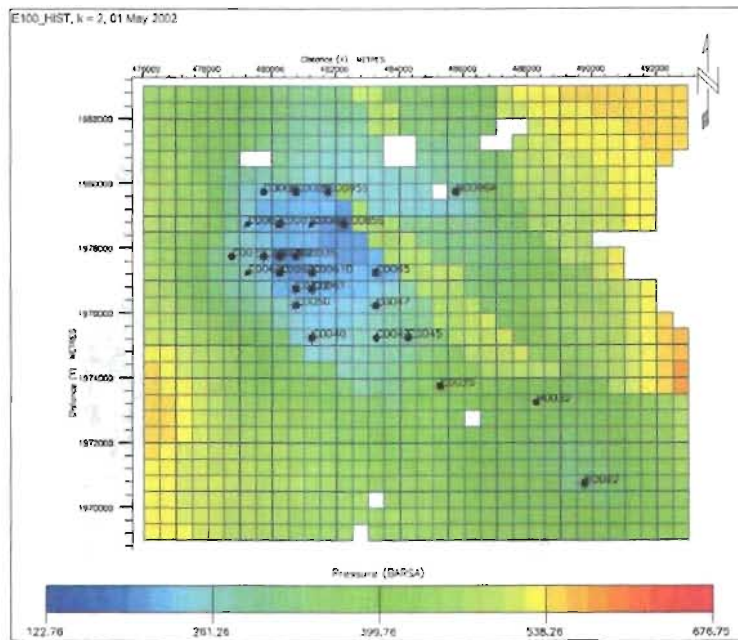


Fig. 199 Distribución de la presión en la unidad estratigráfica KS2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

De acuerdo al modelo de simulación existente de los Campos Cactus-Níspero-Río Nuevo, el volumen original de aceite del Cretácico Superior es de 219.91 MMBIs, mientras que la producción acumulada de aceite a marzo de 2004 es de 46.498 MMBIs (Figura 200), lo cual indica que actualmente se tiene un factor de recuperación del 21.14 %. Además, cabe señalar que en este yacimiento se tiene producción que puede ser directamente atribuible a la inyección de agua (ver Sección VI.3).

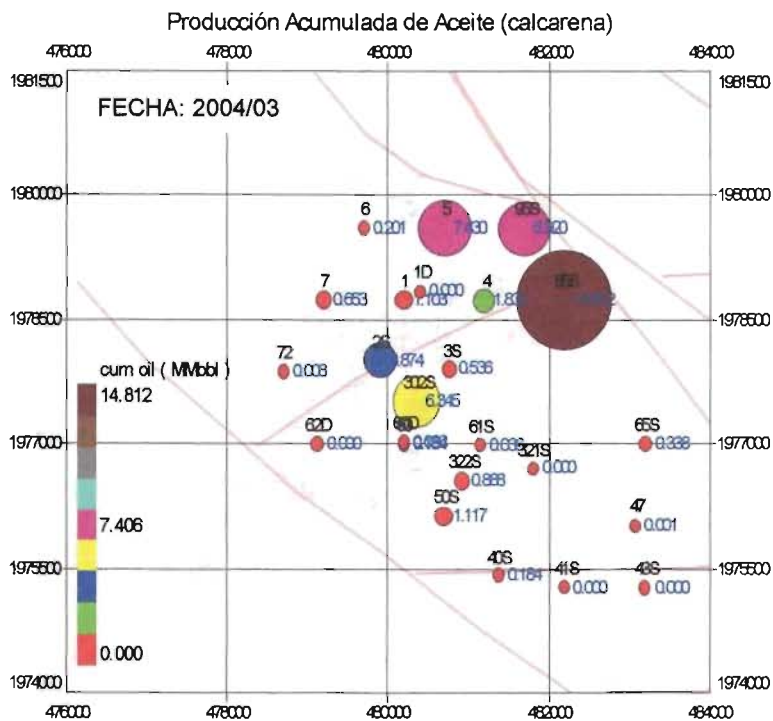


Fig. 200 Mapa de Burbujas de la acumulada de aceite producida, campo Cactus formación Cretácico Superior (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

Yacimiento Dolomía

El yacimiento dolomía está conformado por el Cretácico Medio e Inferior; sin embargo, del análisis realizado en la sección anterior se puede establecer que el agua producida por las unidades KI1 y KI2 (base del Cretácico Inferior) corresponde al agua del acuífero, por lo cual, el diagnóstico de las zonas con mayor saturación de aceite se efectuará en el Cretácico Medio (KM3, KM2 y KM1) y la cima del Cretácico Inferior (KI4 y KI3).

Del total de pozos productores en el yacimiento dolomía, 32 han producido al mismo tiempo en el Cretácico Medio e Inferior, mientras que 18 lo han hecho únicamente en el Cretácico Medio y sólo 9 en Cretácico Inferior. La siguiente figura muestra un mapa de burbujas de la producción acumulada de aceite del yacimiento dolomía.

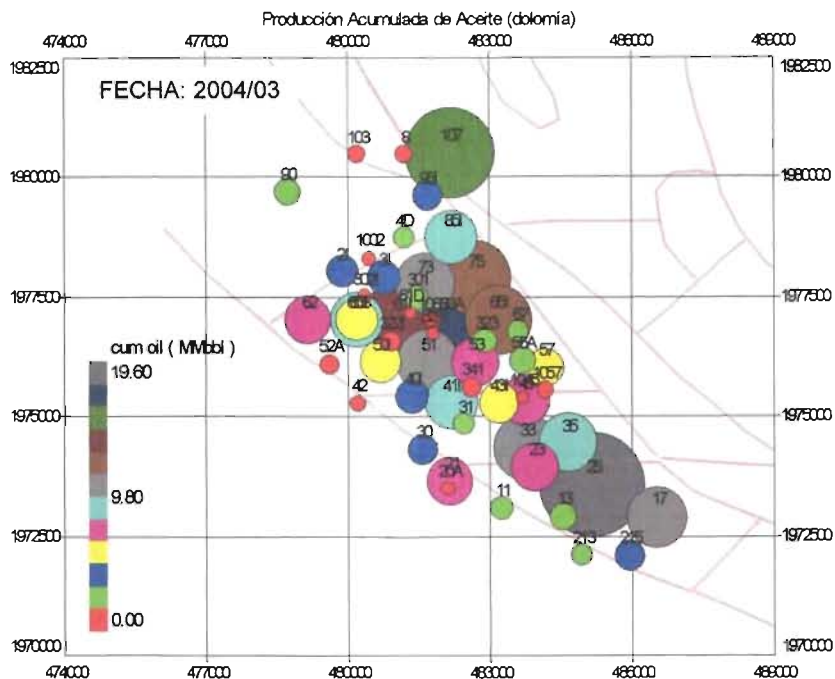


Fig. 201 Mapa de Burbujas de la acumulada de aceite producida, campo Cactus formaciones Cretácico Medio e Inferior (generado con el software OFM, propiedad de la Cía. Schlumberger).

De acuerdo a la distribución de saturaciones de aceite del Cretácico Medio (Figuras 202, 203 y 204), las unidades que presentan saturaciones más altas son las correspondientes al KM2 y KM1; sin embargo, en la parte norte del campo en la unidad KM3 (cima de Cretácico Medio) también se tienen saturaciones altas.

Se puede considerar que se tiene comunicación vertical en el Cretácico Medio, de acuerdo al comportamiento de presión en las unidades KM3, KM2 y KM1 (Figuras 178, 179 y 180 respectivamente). En cuanto a la porosidad se tienen los mayores valores en la unidad KM3 (Figura 184) la cual corresponde a la Cima del Cretácico Medio (KM); por su parte, la permeabilidad presenta valores muy similares en todo el KM observándose las permeabilidades más altas en la parte central de la estructura. Además, del análisis realizado de la influencia de la inyección de agua en los pozos productores (ver Sección VI.3 de este trabajo), se determinó que la surgencia del agua inyectada en el KM3 se presentó en forma rápida en los pozos productores en la misma unidad.

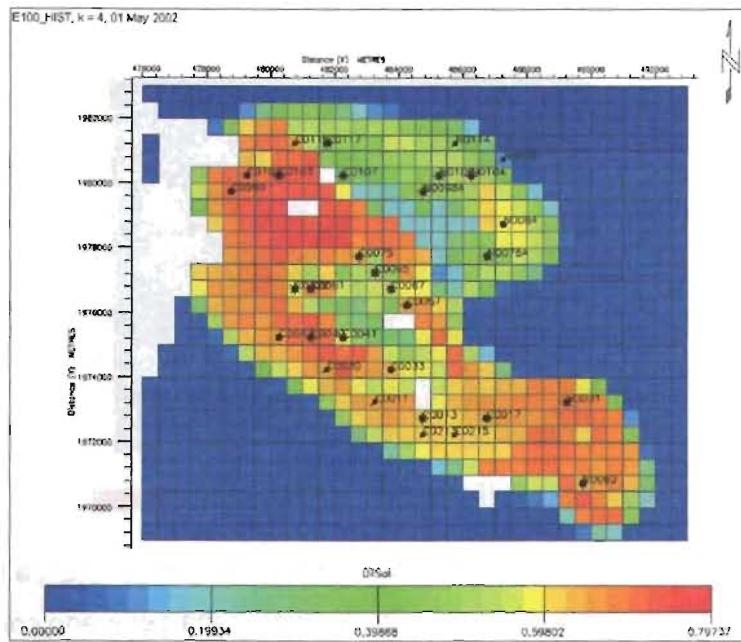


Fig. 202 Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KM3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

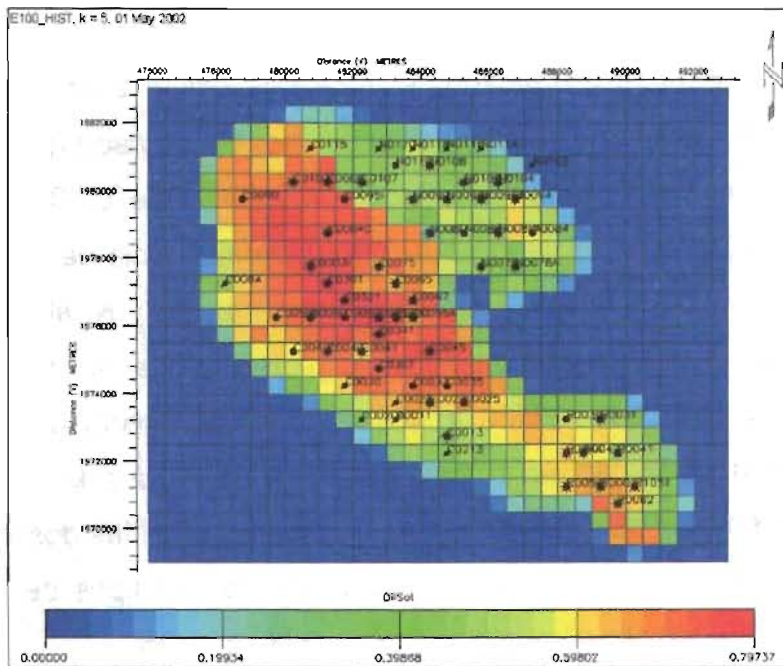


Fig. 203 Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KM2 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

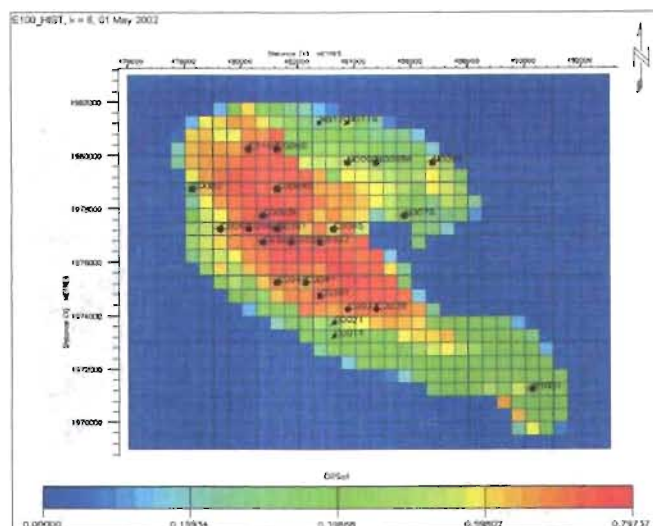


Fig. 204 Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KM1 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

En el Cretácico Inferior la distribución de saturaciones de aceite (Figuras 205 y 206), indica que la unidad KI3 presenta valores altos de saturación en la parte central y sur de la estructura. Por su parte, la distribución de la presión en la unidad KI4 y KI3 (Figuras 207 y 208) sugiere que existe buena comunicación vertical, por lo que, cualquier proceso de recuperación mejorada que se pretenda implantar debe considerar la comunicación existente entre el Cretácico Medio (KM) e Inferior (KI), lo cual se puede observar en la influencia de la salinidad del agua producida por pozos abiertos a producción en el KM y KI al mismo tiempo (ver Sección V.3 de este trabajo). Dicha influencia, se ve reflejada en la disminución de la salinidad, debido a que el agua producida del KI presenta valores más altos de salinidad, en comparación al agua producida del KM, lo cual hace que al momento de estar produciendo al mismo tiempo las dos zonas (KM y KI), la salinidad sea el producto de la mezcla de los dos tipos de agua; como ejemplo se puede mencionar a los pozos Cactus 63A, 67 y 75.

De acuerdo al modelo de simulación existente de los Campos Cactus-Níspero-Río Nuevo, el volumen original de aceite del Cretácico Medio e Inferior es de 2396.45

MMBls, mientras que la producción acumulada de aceite a marzo de 2004 es de 283.23 MMBls, lo cual indica que se tiene un factor de recuperación del 11.81 %.

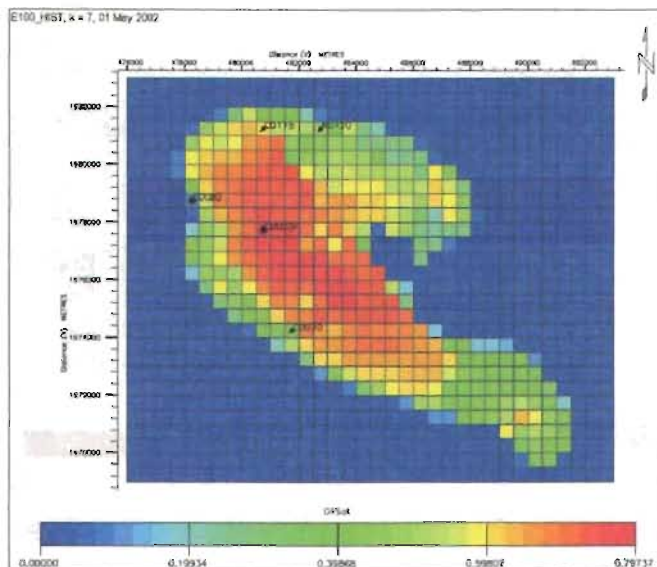


Fig. 205 Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KI4 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

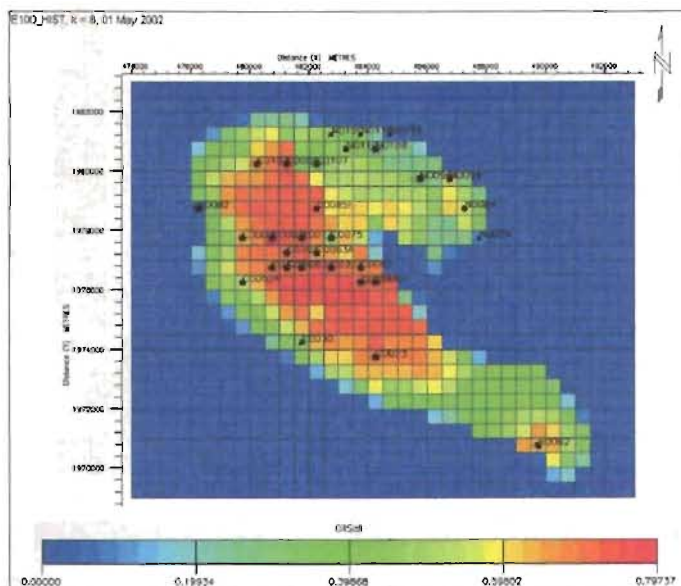


Fig. 206 Distribución de la saturación de aceite en la unidad estratigráfica KI3 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Níspero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

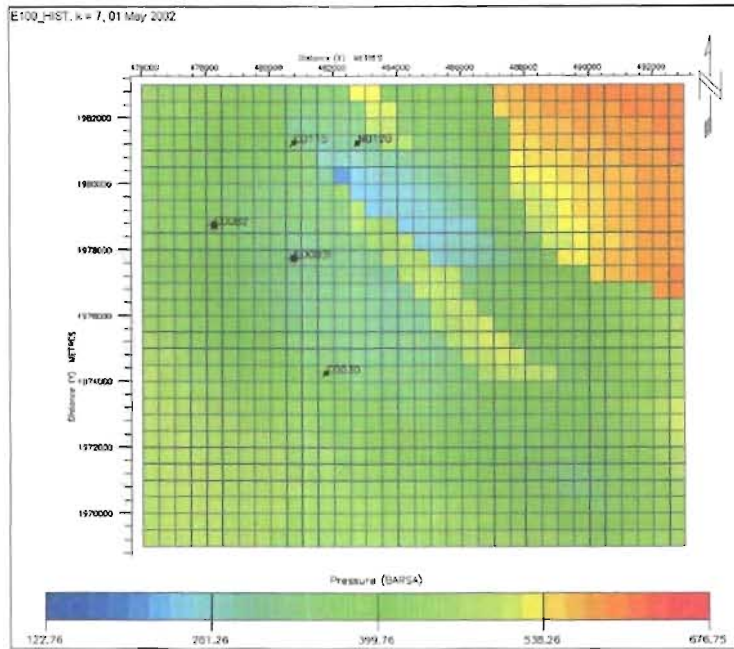


Fig. 207 Distribución de presión en la unidad estratigráfica K14 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Nispero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

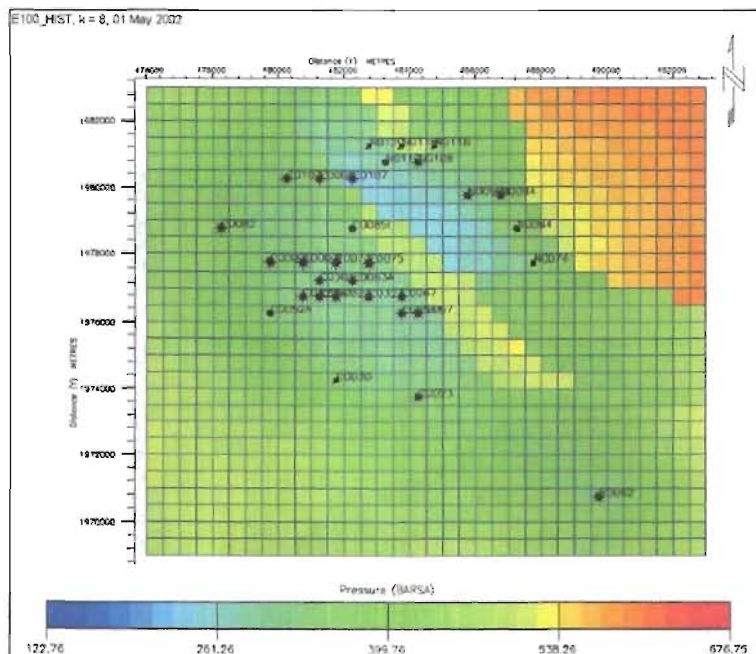


Fig. 208 Distribución de presión en la unidad estratigráfica K13 al mes de mayo de 2002, campos Cactus-Nispero-Río Nuevo (mapa generado con el software Eclipse, propiedad de la Cía. Schlumberger).

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

Para seleccionar el campo a estudiar se consideró como punto de partida la información disponible, la importancia en cuanto a la producción de aceite, la reserva remanente de hidrocarburos y las estrategias de explotación propuestas en el desarrollo y mantenimiento de la producción. Del análisis anterior, se estableció al campo Cactus como el idóneo para realizar el estudio, debido a que se plantea llevar a cabo un proceso de recuperación mejorada, toda vez que ha sido sujeto a dos procesos de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, así como actualmente se inyecta agua de desecho. Lo anterior, implica conocer el agua que esta invadiendo al yacimiento, y de esta forma establecer las zonas con aceite residual.

El punto de partida en la metodología es la revisión del modelo geológico, es decir, establecer las unidades estratigráficas, el sistema de fallas y la dirección preferencial de las fracturas con la finalidad de definir los caminos preferenciales que pudiera tener el agua producida e inyectada. Para lo anterior, se consideró el trabajo desarrollado en el convenio tecnológico entre Petróleos Mexicanos y la compañía Japan National Oil Corporation ⁽³⁾.

En siguiente paso es revisar los parámetros del sistema roca fluidos, es decir, determinar de acuerdo a la información petrofísica existente, las curvas promedio de permeabilidad relativa al agua, aceite y presión capilar. Además, se estableció una zonificación de la porosidad y permeabilidad, mediante una técnica estadística desarrollada por Testerman ⁽³⁹⁾ con el propósito de verificar la posible correlación entre zonas.

Para analizar el agua producida e inyectada se utilizó la información del estudio químico e isotópico de las muestras del campo Cactus, realizado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas ⁽¹⁰⁾. Además, se realizaron los diagramas Stiff y Piper con la información obtenida del muestreo de los pozos productores e inyectores

del Campo. En la caracterización del agua que invade a las zonas productoras se consideró la información de la salinidad y la producción de la misma a través del tiempo.

La influencia de la inyección de agua en la producción de aceite se determinó mediante el análisis del comportamiento presión-producción, así como del estudio detallado de la surgencia del agua en cada pozo, para establecer si existe producción atribuible a la inyección. Además del comportamiento de presión se determinaron los mecanismos de empuje que contribuyen a la producción de aceite, mediante la metodología propuesta por Maximino Meza ⁽⁴⁶⁾.

Con la integración de toda la información se estableció las condiciones en que se encuentra el yacimiento después de la inyección de agua, para determinar las zonas favorables a la implantación a un proceso de recuperación mejorada.

Esta metodología se puede aplicar a cualquier yacimiento, siempre y cuando la información existente sea la suficiente para alcanzar los objetivos propuestos con anterioridad.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Tomando en cuenta los resultados presentados en este trabajo, fruto de considerar en forma integral datos de análisis PVT, información petrofísica; análisis de la composición, salinidad y datación de las aguas producidas en el campo Cactus, así como también su historia de producción e inyección, y habiendo establecido los principales mecanismos que han actuado en la expulsión de los fluidos hacia los pozos productores, se puede establecer lo siguiente:

En lo referente al análisis del agua producida e inyectada en el campo Cactus, esta presenta un amplio rango en composición química; sin embargo, de acuerdo a la concentración de sólidos disueltos totales, es posible distinguir tres grupos de tipos de aguas: 1) de alta salinidad, 2) de salinidad intermedia, y 3) salinidad mayor a la correspondiente al agua de mar. De los diagramas Stiff realizados a los pozos productores del Campo Cactus, se puede establecer los siguientes grupos con patrones similares: 1) pozos cactus 65 y 302; 2) pozos 41, 45, 61D, 67, 73, 323, 341 Y 1045; 3) pozos 47, 85 y 107 y 4) pozos 5 y 95. Los diagramas Stiff del agua de desecho presentan un mismo patrón; sin embargo, existen variaciones en las concentraciones de Na^+ y Cl^- (como consecuencia del aumento del agua producida), de Ca^{++} (este ha provocado en algunos pozos incrustaciones de carbonato de calcio (CaCO_3), pero en general no se considera como un problema y de Mg^{++} (sin presentar ningún problema asociado a este catión). Del diagrama Piper realizado a los pozos productores del campo Cactus, es posible distinguir que las aguas son básicamente cloruro-sódicas y cloruro-sódicas-cálcicas, aunque se puede distinguir una agrupación con mayor contenido de calcio. La comparación de las edades calculadas vía el fechamiento con el ^{129}I y con la edad Cretácica de las formaciones geológicas, indica que las aguas muestran una edad Terciaria, mientras que los yacimientos petroleros y los acuíferos profundos se encuentran en formaciones Cretácicas. Al clasificar las muestras con base en su actividad de ^{14}C y en composición de ^{13}C , se distinguen los siguientes grupos: 1) se caracteriza por tener las edades más grandes, entre 29349 y 38617 años, y un

rango amplio de $\delta^{13}\text{C}$; 2) edades intermedias, de 20296 a 23725 años; 3) son las más recientes con un rango de edades de 16606 a 18109 años; y 4) este solo incluye al pozo Cactus 47, debido a que presenta valores muy negativos de $\delta^{13}\text{C}$.

En lo referente al comportamiento del yacimiento y sus fluidos se tiene que una sola composición del fluido producido representa a los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo. El modelo del fluido final se definió con 9 componentes, y este resultó satisfactorio en términos de aproximación; sin embargo, en el caso de utilizarlo para el proceso de simulación de yacimientos, se requiere de un menor número de pseudo componentes para reducir el tiempo de simulación. Por lo tanto, se el fluido final es de 8 pseudo componentes ⁽³⁾.

En cuanto a la producción de agua acumulada los pozos que han producido al mismo tiempo en las unidades KS3 y KS2 (pertenecientes al Cretácico Superior), del total sólo representan el 0.29 %. Por su parte, los pozos que han producido sólo en el Cretácico Medio (unidades KM3, KM2 y KM1) representan el 31.89 % del total correspondiente al yacimiento dolomía; los pozos que han producido al mismo tiempo el Cretácico Medio (KM) y el Cretácico Inferior (KI) el porcentaje de la producción de agua acumulada equivale al 47.35 %; finalmente, la producción de agua acumulada de los pozos que han producido sólo en el Cretácico Inferior es de 20.76 %.

En general las aguas de formación del Cretácico Medio, tienen su origen en la evaporación de agua marina en la superficie, con una tendencia sobre la trayectoria de evaporación (antes de infiltración). El agua que se encuentra en el Cretácico Inferior (KI) se puede considerar que es proveniente del acuífero, debido a las altas salinidades que se presentaron al inicio de la explotación del yacimiento.

Para el yacimiento calcarena la entrada de agua es el mecanismo de empuje que tiene mayor contribución, seguido de la expansión del sistema roca fluidos y finalmente el gas liberado. Por su parte, en el yacimiento dolomía la expansión del

sistema roca fluidos es el mecanismo que tiene mayor contribución, seguido del gas liberado y finalmente la entrada de agua.

CONCLUSIONES

Considerando el trabajo desarrollado se pueden establecer las conclusiones siguientes:

1. De acuerdo a las concentraciones de Tritio (^3H), se pueden distinguir dos grupos, los cuales al compararlos con las concentraciones determinadas para el agua de la Planta Ecológica de Cactus, se puede establecer que los pozos del primer grupo no tienen influencia del agua inyectada, mientras que el grupo dos tiene una concentración muy parecida a las muestras superficiales, por lo que, probablemente exista una mezcla en el agua producida entre el agua inyectada y la superficial
2. De acuerdo a la correlación existente entre evolución y edad se pueden distinguir 5 grupos: 1) agua meteórica de baja salinidad; 2) agua marina evaporada joven mezclada con poca agua meteórica, de característica hipersalina; 3) agua marina evaporada joven mezclada con un mayor porcentaje de agua meteórica que en el grupo anterior y de salinidad intermedia; 4) agua marina evaporada joven mezclada agua meteórica (fósil) de salinidad intermedia (marina); y 5) Poca agua marina evaporada mezclada con agua meteórica de salinidad intermedia.
3. La composición química de Br y Cl, así como los valores de δD y $\delta^{18}\text{O}$ indican, que las aguas de los pozos muestreados del campo Cactus se formaron por dos procesos, 1) la evaporación de agua marina en la superficie y posteriormente 2) la dilución con un segundo tipo de agua (agua meteórica) en el yacimiento.
4. Del análisis del comportamiento de la salinidad del agua producida, se establecieron 5 patrones diferentes para el yacimiento calcarena, y 5 para el yacimiento dolomía; en los cuales se observa la influencia del agua de inyección y la proveniente del acuífero.

5. Del comportamiento presión-producción del yacimiento calcarena, se observa que existe influencia del agua inyectada en la presión y en la producción en los dos periodos de inyección, por lo cual se tiene producción atribuible a la inyección de agua de 15.85 MMBls, es decir, el 73.94 % de la producción total del yacimiento.
6. En lo referente a la producción en el yacimiento dolomía, el comportamiento presión-producción indica que existe respuesta en presión a la inyección realizada de junio de 1980 a octubre de 1983, pero no existe incremento en la producción, por lo cual, no existe producción atribuible a la inyección.
7. Para el yacimiento calcarena, desde el inicio de la explotación (septiembre de 1972) y hasta abril de 1973, el mecanismo de empuje era el de la expansión del sistema roca-fluido; de abril de 1973 hasta enero de 1975, los mecanismos de empuje presentes fueron la expansión del sistema roca-fluido y la entrada de agua, siendo este último el de mayor peso. Finalmente, de enero de 1975 al mes de abril de ese mismo año, eran tres los mecanismos actuando en el yacimiento: 1) expansión del sistema roca-fluidos, 2) entrada de agua y 3) gas liberado. Al igual que el periodo anterior, la entrada de agua es el mecanismo que tiene mayor contribución, seguido de la expansión del sistema roca fluidos y finalmente el gas liberado.
8. Para el yacimiento dolomía, desde el inicio de la explotación (1973) y hasta el año de 1977, el mecanismo de empuje era el de la expansión del sistema roca-fluido; de 1977 hasta junio de 1978, los mecanismos de empuje presentes fueron la expansión del sistema roca-fluido y la entrada de agua, siendo el primero el de mayor peso. Finalmente, del año 1978 a febrero de 1979, eran tres los mecanismos actuando en el yacimiento: 1) expansión del sistema roca-fluidos, 2) entrada de agua y 3) gas liberado. Al igual que el periodo anterior, la expansión del sistema roca fluidos es el mecanismo que tiene mayor contribución, seguido de el gas liberado y finalmente la entrada de agua.
9. La parte sureste del yacimiento calcarena parece tener saturaciones de aceite alta; sin embargo, la porosidad y permeabilidad existentes presentan valores bajos en comparación a la porción noreste del campo.

10. De acuerdo a la distribución de saturaciones de aceite del Cretácico Medio, las unidades que presentan saturaciones más altas son las correspondientes al KM2 y KM1; sin embargo, en la parte norte del campo en la unidad KM3 (cima de Cretácico Medio) también se tienen saturaciones altas.
11. En el Cretácico Inferior la distribución de saturaciones de aceite, indica que la unidad KI3 presenta valores altos de saturación en la parte central y sur de la estructura.

RECOMENDACIONES

Al concluir el análisis de la información del campo Cactus consultada para la realización de este trabajo, se juzga conveniente establecer las siguientes recomendaciones:

- ✓ Es importante realizar un muestreo químico del agua producida e inyectada constantemente, con la finalidad de establecer los patrones existentes en su comportamiento.
- ✓ Realizar pruebas de laboratorio para establecer la mojabilidad preferente de los yacimientos calcarena y dolomía.
- ✓ Analizar la información petrofísica que se genere de los pozos de relleno, que actualmente se están perforando, para entender de mejor manera la distribución de parámetros como la porosidad y permeabilidad.
- ✓ Realizar un estudio de caracterización química e isotópica del agua producida e inyectada, replanteando los pozos a muestrear considerando la zona en la cual se encuentran disparados, y así de esta forma estudiar las áreas que no fueron cubiertas en este trabajo.

- ✓ Realizar corridas del modelo de simulación, considerando una redistribución de la inyección del agua de desecho y establecer su influencia en los pozos productores.
- ✓ De acuerdo a la zonificación de presiones realizada, establecer por zonas los mecanismos de producción existentes, los cuales ayudarán a entender mejor el comportamiento local de los yacimientos calcarena y dolomía.
- ✓ Al determinar el tipo de proceso de recuperación mejorada a implantar, realizar pruebas de laboratorio para establecer la compatibilidad de los fluidos a inyectar y los que se producen.

NOMENCLATURA

A_0	=	Actividad inicial
API Grav.	=	Densidad del aceite API, °API
A_t	=	Actividad al tiempo "t"
B	=	Varianza entre las zonas, adim
\overline{B}_o	=	Factor de volumen del aceite promedio, m^3/m^3
B_{ob}	=	Factor de volumen del aceite a la presión de saturación, m^3/m^3
B_{oi}	=	Factor de volumen del aceite inicial, m^3/m^3
B_{of}	=	Factor de volumen del aceite, m^3/m^3
^{13}C	=	Carbono-13, pmc
^{14}C	=	Carbono-14 modificado, pmc
C_1	=	Metano, % mole
C_2	=	Etano, % mole
C_3	=	Propano, % mole
C_7^+	=	Heptano y más pesados, % mole
C_e	=	Compresibilidad efectiva, 1/psi
C_f	=	Compresibilidad de la formación, 1/psi
^{36}Cl	=	Cloro-36, mg/l
Cl	=	Cloro, ppm
$^{14}C_{mod}$	=	Carbono-14, pmc
C_o	=	Compresibilidad del aceite, 1/psi
CO_2	=	Bióxido de carbono, % mole
CO_3	=	Carbonato, ppm
C_t	=	Compresibilidad total, 1/psi
C_w	=	Compresibilidad del agua, 1/psi
f	=	Factor de corrección de presión, adim
Flag GR	=	Bandera registro de rayos gamma, °API
Flag ILD	=	Bandera registro de inducción profundo, ohm-m
Flag SPI	=	Bandera del índice de porosidad secundario, adim
Flag PHIE	=	Bandera índice de porosidad, %
FVDC	=	Densidad de fractura corregida, ft
GR	=	Registro rayos gamma, °API

h_i = Espesor de la muestra i , m
 ^3H = Tritio, T.U.
 H_2S = Ácido sulfhídrico, % mole
 HCO_3 = Bicarbonato, ppm
ILD = Registro inducción profundo, ohm-m
 i = Índice de la sumatoria para el número de estratos, adim
 ^{129}I = Yodo-129, mg/l
 $i\text{-C}_4$ = Iso-butano, % mole
IE = Índice de empuje, fracción
IEO = Índice de empuje instantáneo, fracción
IEG = Productividad instantánea del gas liberado, fracción
IET = Productividad instantánea de empuje total, fracción
IEW = Productividad instantánea al agua, fracción
 I_z = Índice de zonificación, adim
 j = Índice de la sumatoria para el número de datos en la zona, adim
 J_{avg} = Función J promedio, adim
 k_a = Permeabilidad al aire, md
 k_{abs} = Permeabilidad absoluta, md
 k_{base} = Permeabilidad base, md
 k_g = Permeabilidad efectiva al gas, md
 k_i = Permeabilidad absoluta de la muestra i , md
 k_{ij} = Datos de permeabilidad, adim
km = Kilómetros
 k_o = Permeabilidad efectiva al aceite, md
 k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas, adim
 K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite, adim
 $(k_{ro})_{\text{avg}}$ = Permeabilidad relativa al aceite promedio, adim
 k_{ron} = Permeabilidad relativa al aceite normalizada, adim
 $(k_{ro})_{S_w}$ = Permeabilidad relativa al aceite para cada dato disponible de S_w , adim
 $(k_{ro})_{S_{wi}}$ = Permeabilidad relativa al aceite @ S_{wi} , adim
 k_w = Permeabilidad efectiva al agua, md
 K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua, adim
LIQ. REC. = Recuperación del líquido en el tanque, %
 m = Número de datos, adim

- n = Número total de muestras, adim
 N = Número de átomos radiactivos, adim
 N_2 = Nitrógeno, % mole
 $n\text{-C}_4$ = Normal pentano, % mole
 N_k = Número de datos de permeabilidad en cada estrato, adim
 N_{ki} = Número de datos de permeabilidad en la zona, adim
 N_o = Número de átomos radiactivos existentes en la muestra al inicio
 N_p = Producción acumulada de aceite, MMBIs
 N_{pi} = Producción acumulada de aceite inicial, MMBIs
 NR = Nivel de referencia, m
 N_t = Número de átomos radiactivos existentes en la muestra al tiempo "t"
 N_z = Número de zonas, adim
 p = Presión, kg/cm^2
 p_c = Presión capilar, kg/cm^2
 $p_{c\text{ ghg}}$ = Presión capilar gas-mercurio, kg/cm^2
 $(p_c)_{g/o}$ = Presión en la interfase gas-aceite, kg/cm^2
 $(p_c)_{g/w}$ = Presión en la interfase gas-agua, kg/cm^2
 $p_{c\text{ ma}}$ = Presión capilar mercurio-aire, kg/cm^2
 $p_{c\text{ ow}}$ = Presión capilar agua-aceite, kg/cm^2
 $(p_c)_{o/w}$ = Presión en la interfase aceite-agua, kg/cm^2
 p_g = Presión en el lado de la fase gas, kg/cm^2
 p_{gl} = Presión al plano de referencia, kg/cm^2
 $PHIE$ = Porosidad, %
 p_i = Presión inicial, kg/cm^2
 p_m = Presión en la interfase de la fase mojante, kg/cm^2
 p_{nm} = Presión en la interfase de la fase no mojante, kg/cm^2
 p_o = Presión en el lado de la fase aceite, kg/cm^2
 PRO = Productividad instantánea, adim
 $PROG$ = Productividad instantánea del gas liberado, adim
 $PRWE$ = Productividad instantánea del empuje hidráulico, adim
 p_{sat} = Presión de saturación, kg/cm^2
 p_{sep} = Presión de separación, kg/cm^2
 p_w = Presión en el lado de la fase agua, kg/cm^2
 p_{ws} = Presión de fondo estática, kg/cm^2

- Q_{oil} = Gasto de aceite, BPD
 Q_{water} = Gasto de agua, BPD
 R_e = Relación isotópica correspondiente al estándar, adim
 RGA = Relación gas-aceite producida, m^3/m^3
 R_m = Relación isotópica de las muestra, adim
 R_s = Relación gas-aceite en el separador, m^3/m^3
 R_t = Relación gas-aceite en el tanque, m^3/m^3
 R_T = Relación gas-aceite total, m^3/m^3
 S_g = Saturación de gas, %
 S_{gc} = Saturación de gas crítica, %
 S_n = Factor de encogimiento, $1/B_{of}$
 S_o = Saturación de aceite, %
 SO_4 = Sulfato, ppm
 S_{oc} = Saturación de aceite crítica, %
 S_{om} = Saturación de aceite móvil, %
 S_{or} = Saturación de aceite residual, %
 $\overline{S_{or}}$ = Saturación de aceite residual promedio, %
 S_w = Saturación de agua, %
 S_{wc} = Saturación de agua congénita, %
 $\overline{S_{wi}}$ = Saturación de agua inicial promedio, %
 S_{wi} = Saturación de agua inicial, %
 S_{wn} = Saturación de agua normalizada, adim
 t = Tiempo, años
 T = Temperatura, °C
 $t_{1/2}$ = Periodo de desintegración, años
 T_{sep} = Temperatura de separación, °C
 T_y = Temperatura del yacimiento, °C
 $VDOL$ = Volumen de dolomita, fracción
 V_g = Volumen de aceite mensual, MMPC
 V_o = Volumen de aceite mensual, bls
 V_{poros} = Volumen de poros, m^3
 V_r = Volumen de roca, m^3
 V_{total} = Volumen total, m^3

- V_w = Volumen de agua, bls
- W = Varianza de cada zona, adim
- W_e = Volumen de entrada de agua, MMBls
- W_i = Producción acumulada de agua, MMBls
- x_i = Dato del tiempo, años
- y_i = Dato de presión, kg/cm²

SIMBOLOS

- β'' = Pendiente de la función exponencial, adim
- ϕ_T = Porosidad total, %
- γ_{gs} = Gravedad específica (aire=1) del separador, adim
- γ_{gl} = Gravedad específica (aire=1) del tanque, adim
- λ = Constante de desintegración, adim
- μ = Viscosidad, cp
- μ_T^* = Viscosidad a temperatura del yacimiento, cp
- θ_c = Angulo de la Interf. aceite-agua-sólido medido a través del agua, grados
- ρ = Densidad, lb/cf
- ρ_o = Densidad del aceite en el tanque @c.s., g/cm³
- σ_{os} = Energía interfacial entre el aceite y el sólido, dinas/cm
- σ_{ws} = Energía interfacial entre el agua y el sólido, dinas/cm
- σ_{ow} = Energía interfacial (tensión interfacial) entre el aceite y el agua, dinas/cm
- τ = Vida media, años

REFERENCIAS

1. Análisis de las Condiciones Actuales de Explotación: Campos Cactus - Níspero, Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos Zona Sureste División de Recuperación Secundaria Zona Sureste, Villahermosa, Tab. 1988.
2. Resumen Ejecutivo del Proyecto Estratégico de Explotación de Campos, Gerencia de Planeación Región Sur, Reforma, Chis., Oct. 1996 (Pág. 7-10).
3. Reservoir Modeling for Middle and Lower Cretaceous Carbonate of Cactus, Níspero, Río Nuevo Fields, Resumen Ejecutivo JNOC August, 2001.
4. Aguilar, R. A.: "Caracterización Estratigráfica del Mesozoico en los Campos Cactus, Níspero y Río Nuevo", Revista Horizonte Sur, Año 10, No. 24, Abril-Junio, 2003, Pág. 16-22.
5. Aguilar, R. A.: "Geoquímica de Yacimientos Naturalmente Fracturados Campos Cactus, Níspero y Río Nuevo"; Revista Horizonte Sur, Año 9, No. 17, Julio-Septiembre, 2001, Pág. 5-11.
6. Kleppe, J.; Morse R.: " Oil Production from Fractured Reservoirs by Water Displacement", artículo SPE 5084 presentado en el SPE-AIME 49th Annual Fall Meeting, Houston, Texas, Oct. 6-9, 1974.
7. Innovative Petrotech Solutions, Inc.: " Stochastic Macro Fracture Distribution (Cactus, Níspero and Río Nuevo Fields", Chicago, IL, February 2001.
8. Innovative Petrotech Solutions, Inc.: " Neural Networks for Fracture Prediction from Petrophysical Log Data (Cactus, Níspero and Río Nuevo Fields), Chicago, IL, September 2001.
9. Perera, P., L. M.: " Modelado de Yacimientos para los Carbonatos del Cretácico Medio e Inferior de los Campos Cactus-Níspero-Río Nuevo", Revista Horizonte Sur, Año 10, No. 22, Octubre-Diciembre, 2002, Pág. 30-35.
10. Instituto de Investigaciones Eléctricas: "Caracterización Química e Isotópica de los Acuíferos Profundos del Campo Cactus", México, 2000.
11. Gene, C. A.: Geochemistry of Oilfield Waters, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam 1975, Páginas 7-17 y 125-132.
12. 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, México, 2001.

13. Thornton, R y Neilson, R.: Química Orgánica, Fondo Educativo Interamericano, S.A., México, 1970.
14. Amyx, J., Bass, D. y Whiting, R.: Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties, McGraw-Hill Classic Textbook Reissue, USA, 1960.
15. Stiff, H. A.: "The Interpretation of Chemical Water Analysis by Means of Patterns", Trans. AIME, Vol. 192 (1951) 376.
16. Patton, C. Ch.: Applied Water Technology, Campbell Petroleum Series, Oklahoma, June 1986, pág. 15-44.
17. Kyte, J.R.; Rapoport, L.A.: "Linear Waterflood Behavior and end Effects in Water-Wet Porous Media", artículo SPE 929-G, presentado en el 32th SPE Annual Fall Meeting, Dallas, Texas, Oct. 6-9, 1957.
18. Kyte, J.R.: "A Centrifuge Method to Predict Matrix-Block Recovery in fractured Reservoirs", artículo SPE 2729, Trans. AIME, Vol. 249 (1970) 164.
19. Mattax, C.C., y Kyte, J.R.: "Imbibition Oil Recovery from Fractured Water-Drive Reservoir", artículo SPE 187, presentado en el 36th SPE Annual Fall Meeting, Dallas, Texas, Oct. 8-11, 1961.
20. Iffly, R., Rousselet, D.C. y Vermeulen, J.L.: "Fundamental Study of Imbibition in Fissured Oil Fields", artículo SPE 4102 presentado en el SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Texas, Oct. 8-11, 1972.
21. Davis, S. y Dewiest, R.: Hydrogeology, John Wiley & Sons Inc., 1966 USA, page 96-129.
22. Piper, A. M.: "A Graphic Procedure in the Geochemical Interpretation of Water-Analyses", Transaction American Geophysical Union, Vol. 25, 1944, página 914-928.
23. Palmer, C.: "The Geochemical Interpretation of Water Analysis", U. S. Geol. Survey, Bull. 479, page 31, 1911.
24. Ostroff, A. G.: Introduction to Oilfield Water Technology, Prentice Hall, Inc. Englewood Cliffs, N. Y., 1965, chapter 2.
25. Deutsch, W. J.: Groundwater Geochemistry Fundamentals and Applications to Contamination, Lewis Publishers, New York, 1997.
26. Plata, A.: Isótopos en Hidrología, Editorial Alhambra, Primera Edición, España, 1972.
27. Arnórsson, S.: "Isotopic and Chemical Techniques in Geothermal Exploration, Development and Use", International Atomic Energy Agency, Vienna, 2000.
28. Freeze, R., Cherry, J.: Groundwater, Prentice-Hall, Inc., New Jersey, 1972.

29. Arnika, H.: Essentials of Nuclear Chemistry, Wiley Eastern Limited, Second Edition, New Delhi, India, 1987.
30. Drever, J.: The Geochemistry of Natural Waters, Prentice Hall Inc., Second Edition, New Jersey 1982.
31. Koederitz, L. F., Harvey, A.H., Honarpour, M.: Introduction to Petroleum Reservoir Analysis, Gulf Publishing Company, Houston Texas, 1989.
32. Cossé, R.: Basic Of Reservoir Engineering, Éditions Technip, Paris, 1993.
33. Chierici, G. L.: Principles of Petroleum Reservoir Engineering, Vol. 1, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Germany, 1994.
34. Samaniego, V., F.: Notas de la Asignatura Mecánica de Yacimientos, DEPFI, UNAM, 2002.
35. Villamar, V. M.: Notas de la Asignatura Análisis de Muestras de Rocas y Fluidos, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1993.
36. Craig Jr.: Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Fondo conmemorativo Henry L. Doherty, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas Texas, 1982.
37. Ahmed, T.: Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, Gulf Professional Publishing, 2001.
38. Raza, S. H., Treiber, L. E., Archer, D. L.: Wettability of Reservoir Rocks and its Evaluation, Prod. Monthly (april 1968) 33, No. 4, 2-7.
39. Testerman, J. D.: "A Statistical Reservoir- Zonation Technique", SPE, JPT, Aug. 1962, pp. 889-893.
40. Tiab, D., Donaldson, E. C.: Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, Gulf Publishing Company, Houston Texas, 1996.
41. Rivera, R., J.: Notas de la Asignatura Recuperación Secundaria de Hidrocarburos, DEPFI, UNAM, 2002.
42. Burden, R. L.; Douglas, J.: Análisis Numérico; Internacional Thomson Editores, S.A. de C.V., Séptima Edición, México 2002, Págs. 484-493.
43. Guerrero, E. T.: Practical Reservoir Engineering, The Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma U.S.A., 1968.
44. Timmerman, E. H.: Practical Reservoir Engineering, Vol. 1, PennnWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma U.S.A., 1982.
45. Earlougher Jr., R. C.: Advances in Well Test Analysis, Society of Petroleum Engineers of AIME, New York, 1997.

46. Meza, M. M.: "Evaluación Práctica de los Mecanismos de Empuje y Volumen Original de Hidrocarburos", Revista Ingeniería Petrolera, Vol. XXVII, No. 12, Diciembre de 1987, Págs. 28-39.
47. Rivera, R. J.: Análisis químico e isotópico de los fluidos producidos en el Complejo Abkatún-Pol-Chuc, Reporte Interno, Pemex Exploración Producción (Sep. 1993).
48. D'Amore, F., Rivera, R. J., Giusti, D., Rossi, R. y Tomaselli, F.: Preliminary Geochemical and Thermodynamic Assessment of the Geothermal Resources, Sulphur Spring Area, St. Lucia, W. I., Applied Geochemistry, Vol. 5 (1990), 585-604.