

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **FACTIBILIDAD DEL USO DE TECNOLOGÍA DOWS Y TECNOLOGÍA DE GELES PARA CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA O-16 DE BITOR, BITÚMENES ORINOCO, S.A**

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

Por: Br. Lisett. C. Briceño. G y  
Br. Omar. E. Leal. A

Caracas, Octubre de 2002

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **FACTIBILIDAD DEL USO DE TECNOLOGÍA DOWS Y TECNOLOGÍA DE GELES PARA CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA O-16 DE BITOR, BITÚMENES ORINOCO, S.A**

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Walter Poquioma.

TUTOR ACADÉMICO: Dr. Freddy Paz.

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

Por: Br. Lisett. C. Briceño. G y  
Br. Omar. E. Leal. A

Caracas, Octubre de 2002

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por darnos la vida, por estar siempre con nosotros conduciéndonos por el camino de la luz. Gracias por nunca abandonarnos.

A nuestros padres Sandra, Carmen Victoria, David y desde el cielo a Carlos, por haber sido nuestros pilares, por habernos apoyado en los momentos difíciles y haber disfrutado nuestros triunfos, pero lo más importante por existir.

A nuestras mascotas Bernardo, La Niña, Moncho y Berruga por darnos tanta alegría en nuestros momentos buenos y malos. Las queremos mucho.

A nuestros profesores de la Universidad por transmitirnos sus conocimientos. Muy especialmente al Prof: Norberto Bueno por obligarnos a utilizar nuestra imaginación y R. Hutchinson por su manera única de enseñar inglés.

A PDVSA-BITOR por darnos la oportunidad de realizar nuestro Trabajo de Grado, representado por nuestro Tutor Industrial Msc Walter Poquioma que siempre nos brindo todo su apoyo y buen humor. Gracias Profesor.

También de BITOR-PDVSA al Ingeniero Isaac Benzaquen por sus consejos prácticos y a todo el personal en general por el apoyo brindado.

Al Dr. Freddy Paz por ser nuestro Tutor Académico y ofrecernos todo su apoyo para la realización de nuestro Trabajo de Grado.

A nuestros compañeros de la Universidad que luego pasaron a ser nuestros amigos de mil batallas, que siempre nos brindaron una mano en los momentos más difíciles en la carrera, especialmente a: Daniel Avila (El Muñeco), José Patiño, Juan Carlos Martínez, Yan Morillo, Salvador Pérez, Karina Gil, Freddy Oliveira, Adriana Freitas, Marijor Bencomo, Fermín Quiróz y Victor Aguilar.

Briceño. G, Lisett. C y Leal. A, Omar. E

**FACTIBILIDAD DEL USO DE LA TECNOLOGÍA DOWS Y TECNOLOGÍA DE GELES PARA CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN ÁREA O-16 DE BITOR, BITÚMENES ORINOCO, S.A.**

**Tutor Industrial:** Msc. Walter Poquioma, **Tutor Académico:** Dr. Freddy Paz.

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002, 323 p.**

**Palabras Claves:** Control de agua, Tecnología DOWS, Tecnología de Geles

**Resumen:** El siguiente trabajo tiene como finalidad evaluar la factibilidad del uso de la Tecnología DOWS (como método mecánico) y de la Tecnología de Geles (como método químico) para controlar la elevada producción de agua en los pozos del área O-16 de BITOR, debido a que se ha observado una irrupción temprana del agua en casi todos estos pozos, dejando considerables cantidades de reservas remanentes recuperables en el subsuelo.

La metodología empleada para desarrollar este trabajo se dividió en tres fases: primero se realizó un análisis del yacimiento, tomando en cuenta la geología del mismo, características de los fluidos presentes e historia de producción, posteriormente se analizó la procedencia del agua y su movimiento preferencial en el yacimiento tanto areal como vertical, para un posterior diagnóstico de la causa de la elevada producción de agua en 66 pozos escogidos como prospectos. Por último se estudió la factibilidad del uso de métodos mecánicos (Tecnología DOWS, Tecnología DWS, Tecnología DAPS y Tecnología CDCC) y de métodos químicos (Tecnología de Geles), basándose en la revisión bibliográfica, en experiencias de campo en Venezuela y en el mundo, además de consultas a las compañías Halliburton, Baker-Hughes, Schlumberger e Intevep.

A través de la metodología empleada se llegó a la conclusión de que el uso de la Tecnología DOWS, en los pozos del área O-16\* de BITOR, se ve limitado debido a que no cumplen con los requisitos necesarios para su implantación, de acuerdo a las experiencias de campo, al igual que la Tecnología DWS. La tecnología DAPS no puede ser usada, ya que el principio de separación es por gravedad. Debido a esto se evaluó la factibilidad del uso de la Tecnología CDCC para pozos con problemas de conificación presentes en el área O-16.

Los pozos del área O-16 con problemas de conificación para el momento del estudio no presentaron buena calidad del cemento, y tampoco se pudieron identificar las profundidades de los contactos agua/bitumen actuales, por lo que fueron descartados. Sin embargo no se descarta la posibilidad del uso de esta tecnología en un futuro, siendo indispensable simular las tasas de agua y bitumen a las que deben ser producidas estos fluidos para revertir el cono en un pozo a tratar.

La inyección de geles, como método químico fue recomendado para los pozos con problemas de canalización por detrás del revestidor, por ser el tipo de problema con menos dificultad para ser tratado, ya que para proponer soluciones a problemas de mayor dificultad es necesario poseer más información sobre parámetros no disponibles en la realización de este estudio.

## ÍNDICE GENERAL

### Capítulo I: Conceptos básicos de yacimientos

#### *Mecanismos de Recobro*

1.1. Recobro Primario.....	3
1.1.1. Compresibilidad de la roca y fluidos.....	4
1.1.2. Empuje de Gas en Solución.....	4
1.1.3. Mecanismo de Petróleo Espumante.....	5
1.1.4. Empuje por expansión de la capa de gas.....	7
1.1.5. Empuje de agua.....	7
1.1.6. Mecanismo de Segregación.....	8
1.1.7. Drenaje por gravedad.....	8
1.2. Recuperación Secundaria.....	9
1.2.1. Mantenimiento de presión con Inyección de agua.....	9
1.2.2. Mantenimiento de presión por inyección de gas.....	9
1.2.3. Inyección de vapor.....	10

### Capítulo II: Problemática del Agua

2.1 Orígenes del agua.....	11
2.2 Fuentes de problemas que generan excesiva producción de agua.....	12
2.2.1. Problemas en las cercanías del pozo.....	13
2.2.1.1. Filtración en el revestidor.....	13
2.2.1.2. Canalización detrás del revestidor.....	14
2.2.1.3. Ruptura de barreras.....	16
2.2.1.4. Restos, escamas y depósitos de bacterias.....	17
2.2.1.5. Completación dentro o cerca de la zona de agua o gas.....	18
2.2.2. Problemas relativos al yacimiento.....	18
2.2.2.1. Contacto agua/petróleo dinámico.....	18
2.2.2.2. Conificación y cresta (cusping).....	19

2.2.2.3 Canalización a través de zonas de mayor permeabilidad.....	21
2.2.2.4 Adedamiento.....	23
2.2.2.5 Fracturamiento fuera de la zona.....	24

### **Capitulo III: Técnicas de diagnóstico para el control del agua**

3.1. Registros de pozos.....	28
3.1.1. Registros de cementación (Perfil CBL/VDL).....	28
3.1.2. Registro Ultrasónico.....	32
3.1.3. Registro Ultrasónico de imágenes.....	32
3.1.4. Perfil de inducción.....	33
3.1.5. Registro de Movimiento de Agua (Activación de Oxígeno).....	34
3.1.6. Registro de saturación (Carbono/Oxígeno).....	35
3.1.7. Registro de Producción.....	36
3.1.7.1. Registro para medir la tasa de flujo (“Flowmeter”).....	37
3.1.7.2. Registro de ruido.....	37
3.1.7.3. Registro de temperatura.....	38
3.1.7.4. Registro Gradiomanómetro.....	40
3.1.7.5. Registro de Presión.....	40
3.1.8. Registro combinable de resonancia magnética.....	40
3.2. Gráficos de recuperación.....	43
3.3. Gráfico de la historia de producción.....	44
3.4. Gráficos de diagnóstico de Chan.....	44
3.4.1. Recomendaciones prácticas.....	49
3.4.2. Ventajas de los gráficos de diagnóstico.....	50
3.5. OFM ( Oil Field Manager).....	51

**Capítulo IV: Soluciones para control de la producción de agua**

4.1. Soluciones mecánicas.....	54
4.2. Soluciones Químicas.....	55
4.2.1. Sellantes.....	55
4.2.1.1. Cemento.....	56
4.2.1.2. Partículas.....	57
4.2.1.3. Precipitados.....	58
4.2.1.4. Microorganismos.....	58
4.2.1.5. Emulsiones.....	59
4.2.1.6. Geles.....	59
4.2.2. No Sellantes.....	59
4.2.2.1. Polímeros.....	60
4.2.2.2. Geles.....	60
4.3. Nuevas tecnologías mecánicas para el control de la producción de agua.....	60
4.3.1. Tecnología DOWS (Downhole Oil/Water Separation).....	61
4.3.2. Tecnología DWS (Downhole Water Sink).....	61
4.3.2.1. Resultados obtenidos del sistema DWS.....	63
4.3.3. Tecnología DAPS (Dual Action pumping System).....	64
4.3.3.1. Potenciales beneficios con la aplicación de la tecnología DAPS.....	64
4.3.3.2. Limitaciones de la tecnología DAPS.....	66
4.3.3.3. Alcances de la tecnología DAPS en crudos pesados.....	66
4.3.4. Tecnología CDCC (Completación Dual para Control de Conificación).....	67
4.3.4.1. Implantación de la tecnología de Completación Dual (CDCC) en prueba de campo.....	68
4.3.4.2. Experiencia en Venezuela.....	71



## **Capítulo V: Tecnología de geles**

5.1. Definición de sistemas gelificantes (geles).....	71
5.2. Tipos de geles.....	72
5.2.1. Geles sellantes.....	72
5.2.2. Geles no sellantes.....	72
5.3. Tipos de polímeros usados en la formación de geles.....	73
5.4. Propiedades de los geles.....	74
5.4.1. Tiempo de gelificación.....	74
5.4.2. Consistencia o fuerza de gel.....	74
5.4.3. Durabilidad.....	75
5.5. Factores que afectan el tratamiento.....	76
5.6. Comportamiento en el medio poroso.....	76
5.6.1. Factor de Resistencia Residual.....	77
5.6.2. Hipótesis sobre el fenómeno de reducción desproporcionada de la permeabilidad.....	79
5.6.2.1. Efectos de Gravedad.....	80
5.6.2.2. Efectos de Lubricación.....	80
5.6.2.3. Hinchamiento y Retracción del Gel.....	80
5.6.2.4. Efectos de Mojabilidad.....	81
5.6.2.5. Canales Segregados.....	81
5.6.2.6. Efecto de gota y efecto pared combinados.....	82
5.6.2.7. Balance entre fuerzas capilares y elasticidad del gel.....	83
5.7. Guía para la selección de pozos a ser tratados con geles DPR.....	84
5.8. Diseño de un tratamiento con geles.....	84
5.8.1. Formulación del gel.....	85
5.8.2. Volumen.....	86
5.8.3. Técnicas de colocación.....	87
5.8.3.1. Por cabezal de pozo (Bullheading).....	88
5.8.3.2. Aislamiento Mecánico.....	89
5.8.3.3. Inyección Dual.....	91

5.8.4. Compatibilidad de aguas.....	92
5.8.5. Mezclado.....	93
5.8.6. Tiempo de cierre.....	93
5.8.7. Seguimiento.....	93
5.9. Aplicación de la Tecnología de Geles.....	94
5.9.1. Requisitos que debe cumplir un pozo candidatos a ser tratados con geles.....	94
5.9.2. Geles con efecto DPR.....	95
5.9.3. Geles sellantes.....	96

## **Capítulo VI: Tecnología DOWS**

6.1. Inicios de la tecnología DOWS.....	99
6.2. Contribución de la tecnología para la separación de agua.....	102
6.3. Hidrociclón tipo DOWS.....	102
6.4. Configuración básica del sistema DOWS.....	107
6.4.1. Zona para la reinyección del agua.....	110
6.4.2. Beneficios potenciales para el yacimiento con la aplicación del sistema DOWS.....	111
6.4.3. Limitaciones y fallas del sistema DOWS.....	112
6.4.3.1. Limitaciones.....	112
6.4.3.2. Fallas.....	113
6.4.3.2.1. Fallas mecánicas.....	113
6.4.3.2.2. Fallas relativas al proceso.....	114
6.5. Efectos sobre mezclas de crudos pesados.....	120
6.6. Experiencias con la tecnología DOWS en aplicaciones para crudos pesados.....	120
6.6.1. Descripción del campo.....	121
6.6.2. Descripción del sistema DOWS utilizado.....	122
6.6.3. Descripción de la instrumentación de fondo.....	123
6.6.4. Historia de funcionamiento para el sistema DOWS/BCP.....	124

6.6.5. Opciones para el manejo de arena en aplicaciones del sistema DOWS.....	125
6.7. Diseño para el sistema DOWS+Desarenador.....	126
6.7.1. Resultados del desarenador en las pruebas de campo.....	129
6.7.2. Objetivos alcanzados con la instalación del sistema DOWS/BCP + SA.....	130

## **Capitulo VII: Aspectos generales del área O-16 de BITOR**

7.1. Breve reseña histórica de BITOR.....	132
7.2. Ubicación del área de BITOR.....	134
7.3. Aspectos generales del área de estudio.....	136
7.4. Geología.....	137
7.4.1. Estructura.....	137
7.4.2. Contactos Agua/Petróleo. Area O-16* .....	138
7.4.3. Estratigrafía.....	138
7.4.3.1. Complejo Igneo – Metamórfico (Pre – Cámbrico).....	139
7.4.3.2. Formación Oficina (Mioceno Temprano).....	139
7.4.3.2.1. Miembro Morichal.....	140
7.4.3.2.2. Miembro Yabo.....	141
7.4.3.2.3. Miembro Jobo.....	141
7.4.3.2.4. Miembro Pilón.....	142
7.4.3.2.5. Formación Freites (Mioceno Medio).....	142
7.4.3.2.6. Formación Mesa - Las Piedras (Plioceno- Pleistoceno)....	143
7.5. Propiedades PVT.....	143
7.5.1. PVT del bitumen.....	143
7.5.2. PVT del Agua.....	145
7.6. Histórico de producción del área O-16*.....	145
7.7. Métodos de levantamiento.....	148
7.8. Métodos de completación.....	149
7.9. Situación actual.....	151

## Capítulo VIII: Metodología

8.1. Consideraciones del estudio.....	152
8.2. Objetivos.....	154
8.2.1. Objetivo General.....	154
8.2.2. Objetivos específicos.....	154
8.3. Revisión Bibliográfica y Recolección de datos.....	154
8.3.1. Recolección y Validación de Datos.....	156
8.4. Revisión del Modelo Geológico.....	157
8.4.1. Revisión del modelo estructural.....	157
8.4.2. Revisión del modelo estratigráfico.....	157
8.4.3. Revisión del modelo petrofísico.....	158
8.4.4. Determinación del Contacto agua/bitumen original (CABO).....	158
8.5. Determinación del BOES volumétrico.....	159
8.6. Determinación de Reservas Remanentes.....	161
8.7. Propiedades PVT de los fluidos del yacimiento.....	162
8.7.1. Propiedades PVT del bitumen.....	162
8.8. Historia de presiones.....	166
8.9. Análisis del movimiento del agua en el yacimiento.....	167
8.10. Pozos candidatos.....	170
8.10.1. Selección de los pozos candidatos.....	170
8.10.2. Diagnóstico de los pozos candidatos.....	170
8.11. Tratamiento a seguir para los pozos candidatos.....	172
8.12. Limitaciones.....	173

## Capítulo IX: RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

9.1. Modelo Geológico.....	175
----------------------------	-----

9.1.1. Modelo estructural.....	175
9.1.2. Contactos Originales Agua/Bitumen (CABO).....	175
9.1.3. Modelo Petrofísico.....	177
9.1.3.1. Arena Neta Petrolífera.....	177
9.1.3.2. Porosidad.....	181
9.1.3.3. Saturación de agua inicial.....	184
9.1.3.4. Permeabilidad.....	185
9.2. Análisis del BOES.....	189
9.3. Reservas Remanentes Recuperables.....	191
9.4. Comportamiento de los fluidos (PVT).....	197
9.5. Historia de Presiones.....	198
9.6. Balance de Materiales.....	200
9.7. Mecanismo de Producción del Yacimiento.....	203
9.8. Comportamiento de producción del área O-16*.....	204
9.8.1. Producción de bitumen.....	204
9.8.2. Producción y Avance del agua en el yacimiento.....	205
9.9. Mapas de Zonas de Alta Presencia de Agua.....	214

## **Capítulo X: SELECCIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS POZOS CANDIDATOS**

10.1. Diagnóstico.....	218
10.2. Análisis de los pozos a ser tratados.....	226
10.2.1. Métodos Mecánicos.....	227
10.2.1.1. Tecnología DOWS (Downhole oil/water separation).....	227
10.2.1.2. Tecnología Downhole Water Sink (DWS) y Tecnología DAPS (Dual Action Pumping System).....	231
10.2.1.3. Tecnología de Completación Dual para Control de Conificación (CDCC).....	231
10.2.2. Métodos Químicos (Inyección de Geles).....	235
10.2.2.1. Procedimiento Operacional.....	237
10.2.2.2. Pozo CC-4.....	237

10.2.2.3. Pozo CC-5.....	239
10.2.2.4. Pozo CD-8.....	243
10.2.2.5. Pozo CH-1.....	244
10.2.2.6. Pozo CH-2.....	247
10.2.2.7. Pozo CH-5.....	248
10.2.2.8. Pozo CH-8.....	250
10.2.2.9. Pozo CI-81.....	254
<b>Conclusiones</b> .....	256
<b>Recomendaciones</b> .....	258
<b>Referencias</b> .....	260
<b>Nomenclatura</b> .....	265
<b>Apéndice I</b> Mapas de ubicación de los pozos y CABO.....	267
<b>Apéndice II</b> PVT.....	271
<b>Apéndice III</b> Mapas de Isopropiedades y de BOES.....	277
<b>Apéndice IV</b> Reservas Remanentes.....	293
<b>Apéndice V</b> Presiones, Inyección de vapor y Reacondicionamientos.....	302
<b>Apéndice VI</b> Ejemplos de tipos de Problemas en los pozos.....	319

ÍNDICE DE FIGURAS

**Figura 1.1** Mecanismos de producción de los yacimientos.....3

**Figura 2.1** Variaciones de las RAP en un yacimiento.....11

**Figura 2.2** Filtración a través del revestidor.....14

**Figura 2.3** Canalización detrás del revestidor.....15

**Figura 2.4** Ruptura de barreras.....17

**Figura 2.5** Conificación del agua.....20

**Figura 2.6** Canalización a través de zonas de alta permeabilidad.....22

**Figura 2.7** Adedamiento.....23

**Figura 2.8** Fracturas fuera de zona.....25

**Figura 3.1** Viaje de la onda de sonido a través de la tubería.....29

**Figura 3.2** Correspondencia entre el tren de ondas y el VDL.....30

**Figura 3.3** Guía para la interpretación del perfil CBL/VDL.....31

**Figura 3.4** Esquema para la emisión de pulsos de alta frecuencia.....33

**Figura 3.5** Dibujo esquemático del registro de flujo de agua.....35

**Figura 3.6** Esquema de detección para la entrada de un fluido por medio  
de un registro de temperatura y un flowmeter.....39

**Figura 3.7** Esquema de la herramienta CMR.....42

**Figura 3.8** Sección transversal del patín, diagrama de protones  
y gráficos  $T_2$ .....42

**Figura 3.9** Tiempo de relajación de la herramienta.....43

**Figura 3.10** Límite de RAP.....44

**Figura 3.11** Comparación de canalización y conificación.....46

**Figura 3.12** RAP y RAP' Vs. Tiempo (Canalización).....48

**Figura 3.13** RAP y RAP' Vs. Tiempo (Conificación).....48

**Figura 3.14** RAP y RAP' para problemas en las cercanías del pozo.....49

**Figura 3.15** RAP y RAP' para problemas de avance normal del acuífero.....49

**Figura 4.1** Sistema DWS (Downhole Water Sink).....62

**Figura 4.2** Esquema del sistema DAPS.....65

**Figura 4.3** Completación básica para Tecnología CDCC.....68

<b>Figura 5.1</b>	Esquema de la reacción de gelificación.....	72
<b>Figura 5.2</b>	Tiempo de gelificación.....	74
<b>Figura 5.3</b>	Factor de resistencia residual.....	78
<b>Figura 5.4</b>	Efecto de pared en la reducción desproporcionada de la permeabilidad.....	82
<b>Figura 5.5</b>	Efecto gota en la reducción desproporcionada de la permeabilidad.....	83
<b>Figura 5.6</b>	Colocación del gel mediante la técnica Cabezal de Pozo.....	89
<b>Figura 5.7</b>	Colocación del gel mediante la técnica Aislamiento Mecánico.....	90
<b>Figura 5.8</b>	Colocación del gel mediante la técnica de Inyección Dual.....	92
<b>Figura 6.1</b>	Diagrama operacional para un hidrociclón.....	104
<b>Figura 6.2</b>	Diagrama para dos hidrociclones en paralelo.....	106
<b>Figura 6.3</b>	Completación DOWS.....	109
<b>Figura 6.4</b>	Completación DOWS con carcaza.....	109
<b>Figura 6.5</b>	Reinyección por encima de la zona productora.....	110
<b>Figura 6.6</b>	Correlación para determinar el diámetro del orificio de salida.....	119
<b>Figura 6.7</b>	Historia de Producción DOWS/BCP.....	125
<b>Figura 6.8</b>	Esquema para el desarenador de fondo.....	129
<b>Figura 6.9</b>	Esquema DOWS/BCP + Desarenador de fondo.....	130
<b>Figura 7.1</b>	Ubicación de la Faja Petrolífera de Venezuela.....	132
<b>Figura 7.2</b>	División de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	133
<b>Figura 7.3</b>	Ubicación del área de BITOR.....	135
<b>Figura 7.4</b>	Reservas del área de BITOR.....	135
<b>Figura 7.5</b>	Mapa estructural del área O-16*.....	138
<b>Figura 7.6</b>	Columna Estratigráfica del Área.....	140
<b>Figura 7.7</b>	Historia de producción del área O-16*.....	146
<b>Figura 7.8</b>	Tipos de pozos del área O-16*.....	149
<b>Figura 7.9</b>	Métodos de levantamiento de los pozos del área O-16*.....	149
<b>Figura 7.10</b>	Tipos de completación de los pozos del área O-16*.....	150
<b>Figura 8.1</b>	Esquema de la metodología empleada.....	153
<b>Figura 8.2</b>	Caso ideal de la Función “Y”.....	163



<b>Figura 8.3</b>	Caso Pb Sobre estimada.....	164
<b>Figura 8.4</b>	Caso Pb Sub estimada.....	164
<b>Figura 9.1</b>	Contactos originales agua/bitumen.....	176
<b>Figura 9.2</b>	Arena Neta Petrolífera – MO7.....	178
<b>Figura 9.3</b>	Arena Neta Petrolífera – MO8.....	179
<b>Figura 9.4</b>	Arena Neta Petrolífera – MO9.....	179
<b>Figura 9.5</b>	Arena Neta Petrolífera para cada unidad en ambas áreas.....	180
<b>Figura 9.6</b>	Arena Neta Petrolífera de cada arena en el área total.....	181
<b>Figura 9.7</b>	Porosidad de las arenas MO7, MO8 y MO9.....	182
<b>Figura 9.8</b>	Porosidad de todas las arenas en ambas áreas.....	183
<b>Figura 9.9</b>	Porosidades totales de las arenas en el área total.....	183
<b>Figura 9.10</b>	Saturaciones de agua inicial de cada arena en ambas áreas....	184
<b>Figura 9.11</b>	Saturaciones de agua inicial en el área total.....	185
<b>Figura 9.12</b>	Permeabilidad de cada arena en ambas arenas.....	186
<b>Figura 9.13</b>	Permeabilidad de la arena MO8.....	187
<b>Figura 9.14</b>	Permeabilidades de las arenas en el área total.....	188
<b>Figura 9.15</b>	BOES de la arena MO8.....	189
<b>Figura 9.16</b>	BOES de las arenas en ambas áreas.....	190
<b>Figura 9.17</b>	BOES total.....	191
<b>Figura 9.18</b>	Declinación de la tasa de bitumen del yacimiento.....	193
<b>Figura 9.19</b>	Declinación de la tasa de bitumen del pozo CC-1.....	194
<b>Figura 9.20</b>	Histórico de Producción del Pozo CC-1.....	195
<b>Figura 9.21</b>	Curva de log (corte de agua) Vs Np del pozo CC-1.....	196
<b>Figura 9.22</b>	Función “Y”. PVT del pozo CI-210.....	198
<b>Figura 9.23</b>	Validación de la prueba de liberación diferencial.....	198
<b>Figura 9.24</b>	Historia de Presiones del Área O-16*.....	199
<b>Figura 9.25</b>	Historia de presiones depurada.....	200
<b>Figura 9.26</b>	BOES aparente vs Np.....	202
<b>Figura 9.27</b>	Mecanismo de Producción.....	203
<b>Figura 9.28</b>	Delta de producción de Bitumen.....	205
<b>Figura 9.29</b>	Delta Producción de Agua. 1984-1989.....	207

<b>Figura 9.30</b>	Mapa de Coalescencia entre las arenas MO8 y MO9.....	208
<b>Figura 9.31</b>	Delta Producción de Agua. 1990-1994.....	209
<b>Figura 9.32</b>	Delta de Producción de Agua . 1995-1998.....	209
<b>Figura 9.33</b>	Posible ascendencia del agua desde la arena MO9 a la MO8...	211
<b>Figura 9.34</b>	Mapa de canales de la arena MO8.....	212
<b>Figura 9.35</b>	Delta de la Producción de Agua.1999-Junio 2002.....	213
<b>Figura 9.36</b>	Mapa de canal de la arena MO7.....	213
<b>Figura 9.37</b>	Mapa de Coalescencia entre las arenas MO7 y MO8.....	214
<b>Figura 9.38</b>	Zonas de Alta Presencia de Agua en la arena MO9.....	215
<b>Figura 9.39</b>	Zonas de Alta Presencia de Agua en la arena MO8.....	216
<b>Figura 9.40</b>	Zonas de Alta Presencia de Agua en la arena MO7.....	216
<b>Figura 9.41</b>	Zonas de Alta Presencia de Agua en la arena MO6.....	217
<b>Figura 10.1</b>	Total de pozos de la muestra.....	218
<b>Figura 10.2</b>	Diferentes tipos de problemas diagnosticados.....	222
<b>Figura 10.3</b>	Ubicación de los problemas en el mapa de canales de MO8.....	223
<b>Figura 10.4</b>	Ubicación de los problemas en el mapa de coalescencia MO8-MO9.....	224
<b>Figura 10.5</b>	Ubicación de problemas en el mapa de coalescencia MO7-MO8.....	224
<b>Figura 10.6</b>	Calidad de la Cementación.....	226
<b>Figura 10.7</b>	Propuesta para Completaciones Dual.....	233
<b>Figura 10.8</b>	Ficha del Pozo CC-4.....	240
<b>Figura 10.9</b>	Ficha del Pozo CC-5.....	242
<b>Figura 10.10</b>	Ficha del Pozo CD-8.....	245
<b>Figura 10.11</b>	Ficha del Pozo CH-1.....	246
<b>Figura 10.12</b>	Ficha del Pozo CH-2.....	249
<b>Figura 10.13</b>	Ficha del Pozo CH-5.....	251
<b>Figura 10.14</b>	Ficha del Pozo CH-8.....	253
<b>Figura 10.15</b>	Ficha del Pozo CI-81.....	255

ÍNDICE DE TABLAS

**Tabla 6.1** Capacidades de los hidrociclones para diferentes bombas, según Sobie y Mathews (1997).....107

**Tabla 6.2** Descripción del yacimiento Dina ‘Q’.....122

**Tabla 7.1** Propiedades PVT de los fluidos del Área de Bitor.....144

**Tabla 7.2** Compresibilidades del bitumen de cada muestra PVT del área BITOR.....144

**Tabla 7.3** Propiedades PVT del agua de la muestra del pozo CD-6.....145

**Tabla 9.1** Arena Neta Petrolífera de cada arena en ambas áreas.....180

**Tabla 9.2** ANP de cada unidad en el área total.....180

**Tabla 9.3** Porosidades de las arenas en ambas áreas.....182

**Tabla 9.4** Porosidades de las arenas en el área total.....183

**Tabla 9.5** Saturaciones de agua inicial para cada arena en ambas áreas.....184

**Tabla 9.6** Saturaciones de agua inicial en el área total.....185

**Tabla 9.7** Permeabilidades de las arenas para ambas áreas.....186

**Tabla 9.8** Permeabilidades de las arenas en el área total.....187

**Tabla 9.9** Propiedades Petrofísicas de cada unidad.....188

**Tabla 9.10** Promedios de Propiedades Petrofísicas totales.....188

**Tabla 9.11** BOES de las arenas para ambas áreas.....190

**Tabla 9.12** BOES total para cada arena. Área total.....191

**Tabla 9.13** Parámetros introducidos en el balance de materiales.....201

**Tabla 10.1** Diagnóstico de los pozos.....220

**Tabla 10.2** Pozos con problemas de canalización por detrás del revestidor..236

## **INTRODUCCIÓN**

Desde los inicios de la explotación petrolera, el hombre bien ha sabido la necesidad imperante de realizar nuevos hallazgos petrolíferos que permitan un continuo suministro de crudos, que garantice la demanda energética, la cual es cada vez más exigente en el ámbito mundial. Es entonces, que surge la necesidad de optimar cada vez más los planes de explotación.

Para un país como Venezuela que depende en gran parte de la bonanza petrolera, se hace fundamental aplicar las más efectivas técnicas que permitan recobrar la mayor cantidad de crudo al menor costo para la nación, las cuales representarán una mayor cantidad de divisas para el país.

BITOR (Bitúmenes del Orinoco, S.A.) es una filial de Petróleos de Venezuela PDVSA la cual posee un gran potencial energético para plantas generadoras de electricidad a escala internacional, que cada día exigen una mayor cantidad del producto debido a su mayor poder calorífico y menor contaminación ambiental cuando es comparado con el carbón. Es por esta razón que surge la necesidad de realizar cambios en las operaciones de explotación ejecutadas hasta hoy por parte del personal BITOR, ya que a pesar de que la cantidad de bitumen acumulado hasta la fecha es superior a la cantidad de agua acumulada, se ha observado un incremento acelerado en la producción de agua a nivel de pozo, trayendo como consecuencia el cierre de una gran cantidad de pozos que podrían aportar significantes cantidades de bitumen a la producción diaria del área de BITOR. Estos cierres han representado grandes cantidades de reservas de bitumen dejadas en el subsuelo, disminuyendo así considerablemente el factor de recobro estimado para el yacimiento.

Es por estas razones que este trabajo tiene la finalidad fundamental llevar a cabo un estudio que permita identificar la procedencia del agua en los pozos productores del área O-16\*, y evaluar su comportamiento areal y vertical dentro

del yacimiento, para evaluar la factibilidad o no de la tecnología DOWS (Downhole Oil Water Separation) como método mecánico y la técnica de aplicación de geles como método químico, para de esta forma reducir el rápido incremento de agua producida sufrido en los pozos y por ende mejorar la explotación del área O-16\* de BITOR.

La tecnología DOWS consiste fundamentalmente de un hidrociclón de fondo que permite separar una gran cantidad de agua asociada al crudo para su posterior reinyección dentro del mismo pozo sin la necesidad de llevar esta agua hasta superficie, disminuyendo así los costos implicados en el levantamiento, tratamiento, manejo e inyección de la excesiva producción de agua. Cabe destacar que esta tecnología es reciente y más aún para yacimientos de crudos pesados.

Además se evaluó la factibilidad del uso de otras tecnologías mecánicas como: Tecnología DWS (Downhole Water Sink), DAPS (Dual Action Pumping System) y CDCC (Completación Dual para Control de Conificación).

Por otra parte la aplicación de geles ha sido ampliamente utilizada en yacimientos de crudos livianos y medianos, pero al igual que la tecnología DOWS, esta aplicación resulta muy novedosa para yacimientos con crudos extrapesados.

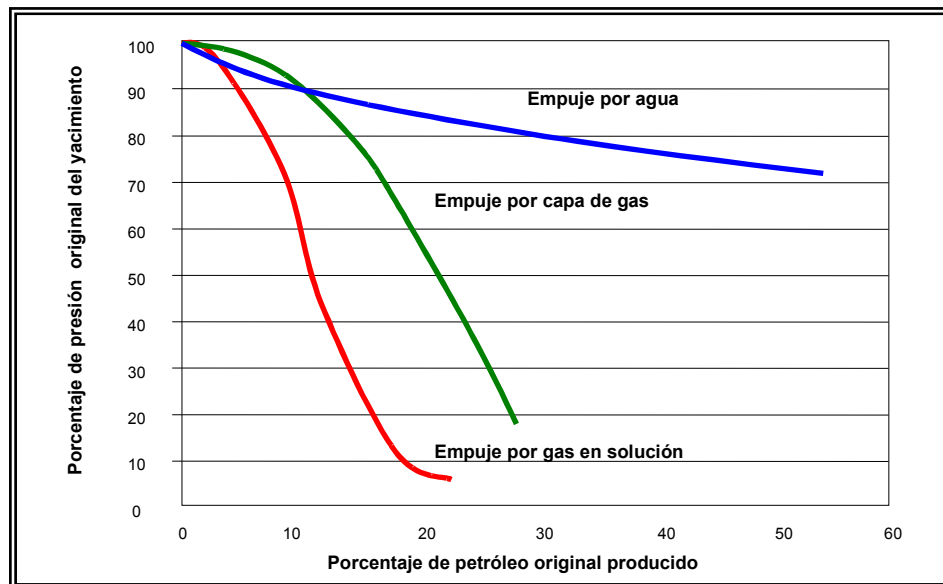
## CAPÍTULO I CONCEPTOS BÁSICOS DE YACIMIENTOS

Para entender la conducta correcta del yacimiento, es necesario determinar si se tiene una producción excesiva de agua o de gas, o si puede llegar a ser potencialmente excesiva en el futuro. Las tasas de producción y recobros de hidrocarburos dependen altamente de los mecanismos de empuje, propiedades de la roca, propiedades del fluido, de la estructura del yacimiento, localizaciones del pozo y técnicas de manejo del yacimiento.

### MECANISMOS DE RECOBRO

#### 1.1 Recobro Primario

Los principales mecanismos que contribuyen al recobro de hidrocarburos son: empuje hidráulico, segregación y procesos de gravedad<sup>1</sup>. El empuje de gas en solución resulta en los más bajos recobros (15 al 27%) y empujes de agua natural resultan en los más altos recobros (35 al 70%), como se muestra en la figura 1.1<sup>1</sup>.



**Figura 1.1.** Mecanismos de producción de los yacimientos

Entre estos dos extremos están los mecanismos combinados, envolviendo empujes de agua o de capa de gas limitados, condiciones de segregación, procesos de gravedad. Entre los mecanismos de producción se encuentran:

### **1.1.1 Compresibilidad de la roca y fluidos<sup>2</sup>**

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gas) ocasiona un cambio en el volumen original, causado por variación de presión y de la temperatura ejercidas sobre el material.

Las compresibilidades de la roca y de los fluidos se convierten en un mecanismo de expulsión de los hidrocarburos. Al iniciarse la producción del yacimiento y al manifestarse la caída de la presión, se expanden la roca y los fluidos. La expansión de la roca produce una disminución del volumen agregado de poros interconectados. La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos, la cual causa la caída de presión. Ambos efectos concurren en la expulsión de fluidos del volumen de poros interconectados.

Este mecanismo de producción es muy importante en la producción de yacimientos subsaturados sin empuje de agua hasta tanto la presión no descienda al nivel de la presión de burbujeo.

### **1.1.2 Empuje de Gas en Solución<sup>1,2</sup>**

Los hidrocarburos que se encuentran en el yacimiento, en condiciones naturales de presión y temperatura, contienen en la totalidad de su composición, una serie de componentes livianos que permanecen en solución en la fase líquida, cuando la presión del yacimiento es elevada.

El mecanismo de empuje depende de la expansión del petróleo y del gas como fuente de energía para mover los fluidos. En un yacimiento subsaturado, la expansión del petróleo y el gas disuelto son los responsables de la producción de fluidos. Cuando la presión cae por debajo de la presión de burbujeo, el yacimiento llega a ser saturado y el gas liberado reemplaza el petróleo producido en el mismo volumen. Una vez que el gas alcanza una saturación tal que este pueda fluir, el gas es producido con el petróleo, lo cual agota al gas como una fuente de energía. Como resultado, una mayor cantidad de gas en expansión es necesario por unidad de volumen de petróleo producido. La permeabilidad relativa del petróleo es reducida y la relación gas/petróleo producida (RGP) se incrementa rápidamente.

En el yacimiento que produce por debajo de la presión de burbujeo, el aporte de la energía de producción que se obtiene al liberarse el gas en solución es, generalmente, muy importante.

### **1.1.3 Mecanismo de Petróleo Espumante<sup>3,4</sup>**

En la explotación de yacimientos de crudos realmente viscosos e inicialmente saturados con gas, el empuje por gas en solución es el mecanismo convencional principal. Sin embargo se ha observado que en estos yacimientos la recuperación ha sido mejor que el pronosticado a través de un mecanismo de recuperación por gas en solución convencional, en el cual se debe cumplir el establecimiento de un equilibrio termodinámico instantáneo entre la fase de gas y el petróleo a través del proceso de agotamiento de presión donde exista una región entre la saturación de gas cero y la saturación de gas crítica, en la que no exista permeabilidad al gas, quedando el gas entrampado en el medio poroso y por último que la saturación de gas crítica sea una propiedad fija del sistema roca/fluido y que no dependa del gradiente de presión.



Esto no ocurre en el caso de crudos extrapesados con características espumantes. Primero no se logra un equilibrio termodinámico, lo que se ha evidenciado en los análisis de PVT en el laboratorio, ya que los crudos pesados requieren mucha más agitación y mucho más tiempo para llegar al equilibrio. Por otro parte en los experimentos de agotamiento en el laboratorio se observa una resaturación, que puede ser debido a una liberación adicional de gas del crudo subsaturado, que si es producida demora la formación de una fase continua de gas en el medio poroso, lo cual puede interpretarse como una mejora al mecanismo de recuperación por gas en solución.

En segundo lugar, en la región entre saturación de gas igual a cero y saturación de gas crítica, en la cual no existe permeabilidad al gas (en el caso de crudo convencional), se tiene evidencia de que parte del gas liberado en forma de burbuja no se adhiere al medio poroso, sino que viaja con el petróleo hacia los pozos productores, mejorando de esta manera la recuperación final, debido a la demora en la formación de una fase continua de gas.

En tercer lugar, la saturación crítica de gas no es una propiedad fija de la roca sino que depende del gradiente de presión, mostrando que mientras el gradiente de presión aumenta, la saturación de gas crítica disminuye.

En conclusión, el mecanismo de petróleo espumante involucra tres fenómenos: supersaturación, formación de burbujas que no se adhieren al medio poroso viajando con el petróleo y saturación de gas crítica dependiente del gradiente de presión. Estos tres fenómenos ocasionan una mayor recuperación final que en un mecanismo de empuje por gas en solución convencional.

Cabe destacar que todo lo dicho anteriormente, no se tiene mucha información al respecto y existen opiniones encontradas en cuanto a cuales características de yacimiento y cuales prácticas de producción promueven o suprimen el mecanismo de petróleo espumante y más aún sobre el mecanismo como tal.

#### 1.1.4 Empuje por expansión de la capa de gas<sup>1,2</sup>

Los yacimientos que originalmente tienen una capa de gas de tamaño significativo, o aquellos en la que la misma se forma de tipo secundario por segregación gravitacional del gas que ha salido de solución, almacenan una fracción significativa de energía en dicha capa a través de la compresibilidad del gas libre presente.

En los yacimientos con capa de gas primaria o secundaria, el gas, por su gran compresibilidad, representa energía acumulada para inducir la producción de hidrocarburos. La capa de gas se expande a medida que se produce el petróleo del yacimiento, lo cual ocurre bajo el tipo de desplazamiento conceptualmente semejante a un pistón. A medida que se reduce la presión en la zona petrolífera, el gas tiende a expandirse y desplaza líquido hacia las zonas de menor presión, donde ocurre la producción.

En estos casos son aconsejables, preferencialmente, los pozos buzamiento abajo con menor relación gas/petróleo, cerrando progresivamente los pozos que vayan siendo invadidos por la expansión de la capa de gas.

#### 1.1.5 Empuje de agua<sup>1,2</sup>

En sus condiciones originales, muchos yacimientos de hidrocarburos subsaturados o saturados muestran contacto con un cuerpo de agua o acuífero. Cuando existe suficiente agua para reemplazar el volumen de petróleo producido, el yacimiento tiene un *empuje de agua activo*.

El acuífero puede presentar diferentes características. Por ejemplo, puede ser un acuífero confinado o cerrado que no tiene contacto con fuente externa alguna, o puede tener un extenso afloramiento que permite que fuentes externas de agua mantengan inalterable su capacidad de aporte de energía expulsiva. La extensión

del acuífero puede ser tantas veces más grande que el yacimiento, que puede considerarse infinito. En todos los casos, el agua depositada y acumulada, a presión en el acuífero, es capaz de expandirse, aportar y transmitir parte de esa energía al yacimiento, a lo largo y ancho de la interfase agua/petróleo, al reducirse la presión debido a la producción acumulada de líquidos.

La expansión del agua barre o desplaza los hidrocarburos hacia los pozos que drenan al yacimiento.

### **1.1.6 Mecanismo de Segregación<sup>2</sup>**

En yacimientos con estructuras geológicas elevadas conteniendo petróleo y gas, estos pueden existir como fases estratificadas o segregadas. Por ejemplo una zona de petróleo puede estar sobrepuesta por una capa de gas. En este tipo de yacimiento, permeabilidad vertical baja o la presencia de lutitas u otras zonas impermeables suprimen el flujo de petróleo y gas asociado con procesos de drenaje por gravedad. El mecanismo primario de empuje es la expansión de la capa de gas. Aunque el agotamiento de la capa de gas a través de conificación u otras maneras es perjudicial, este tipo de yacimiento es a menudo un candidato para mantenimiento de presión a través de inyección de gas en la capa de gas.

### **1.1.7 Drenaje por gravedad<sup>2</sup>**

El desarrollo y expansión de la capa de gas sobre una zona de petróleo puede resultar de un activo proceso de segregación de fluido en el cual el petróleo migra hacia abajo debido a la gravedad y el gas hacia arriba por efectos de flotabilidad. En este tipo de yacimiento la permeabilidad vertical debe favorecer el movimiento de hidrocarburos, y el volumen de gas moviéndose hacia arriba debe ser igual a la cantidad de petróleo moviéndose hacia abajo. La tasa de segregación de fluido se incrementa en tanto la movilidad del petróleo se acerca a la del gas. El agotamiento de la capa de gas a través de conificación u otras maneras va en

detrimento de la ejecución del yacimiento porque este tipo de yacimiento no es un candidato para la inyección de gas dentro de la capa de gas.

## **1.2 Recuperación Secundaria**

En la recuperación primaria de petróleo, la energía natural del yacimiento desplaza el petróleo para producirlo a través del pozo. Muchos métodos que mejoran la producción de petróleo más allá de la recuperación primaria son referidos como recuperación mejorada de petróleo (EOR) por sus siglas en inglés. Los procesos que no envuelve reacción química entre el fluido inyectado y el petróleo en sitio, son llamados métodos de recuperación secundaria. Técnicas de mantenimiento de presión tales como inyección de agua y de gas son los procesos secundarios más ampliamente aplicados.

### **1.2.1 Mantenimiento de presión con Inyección de agua<sup>1</sup>**

Durante la inyección de agua (waterflooding), operadores inyectan agua para aumentar el recobro durante las etapas finales de la operación de recuperación primaria. Cuando la inyección de agua es usada, puede ocurrir la irrupción temprana del agua en el pozo si el agua se canaliza a través de las zonas de mayor capacidad de flujo ( $K \cdot h$ ). Si el agua es más móvil que el petróleo puede ocurrir adedamiento.

El desarrollo del frente de agua puede ser predecido basándose en las mismas técnicas usadas para predecir influjo natural de agua, pero cálculos adicionales son requeridos para la predicción del patrón de inundación e índices de eficiencia.

### **1.2.2 Mantenimiento de presión por inyección de gas<sup>1</sup>**

Los operadores usan la inyección de gas tanto para mantener la presión en el yacimiento a un nivel deseado como para complementar la energía natural del

yacimiento, reinyectando el gas producido. Operaciones de mantenimiento parcial o total de la presión pueden incrementar la recuperación de hidrocarburos y mejorar el rendimiento del yacimiento. Sin embargo al igual que los métodos de inyección de agua, la irrupción temprana de gas, causada por canalización o adedamiento, puede ocurrir.

### **1.2.3 Inyección de vapor**

Consiste en inyectar vapor a un pozo productor de petróleo con la finalidad de disminuir la viscosidad del crudo y aumentar las tasas de producción. Es un mecanismo de recuperación secundaria eficiente en yacimientos de crudos pesados.

Existen dos tipos de inyección de vapor: continua y alternada.

La inyección de vapor continua consiste en inyectar vapor en uno o varios pozos y crear un frente de desplazamiento del petróleo, mientras que la inyección alternada de vapor es un proceso mediante el cual se inyecta vapor durante un período determinado de tiempo (ciclos), luego se deja actuar al vapor, es decir, el yacimiento se deja en remojo, de esta manera el calor inyectado se distribuye adecuadamente, reduciendo significativamente la viscosidad del crudo. Finalmente, luego del período de remojo se abre el pozo a producción, lógicamente cambiando la completación y generalmente el pozo fluye naturalmente.

Al momento de abrir el pozo a producción, generalmente existirá un alto corte de agua, el cual disminuye rápidamente dando paso al petróleo. Esto genera una caída de presión, lo que causa que el crudo frío del yacimiento pase por la roca caliente. El intercambio de calor calienta el crudo y enfría la roca, por lo que, junto a la caída de presión ocasionan que las tasas declinen. El ciclo se repite cuando la tasa llega al límite económico, o cuando ya no fluye el petróleo naturalmente.

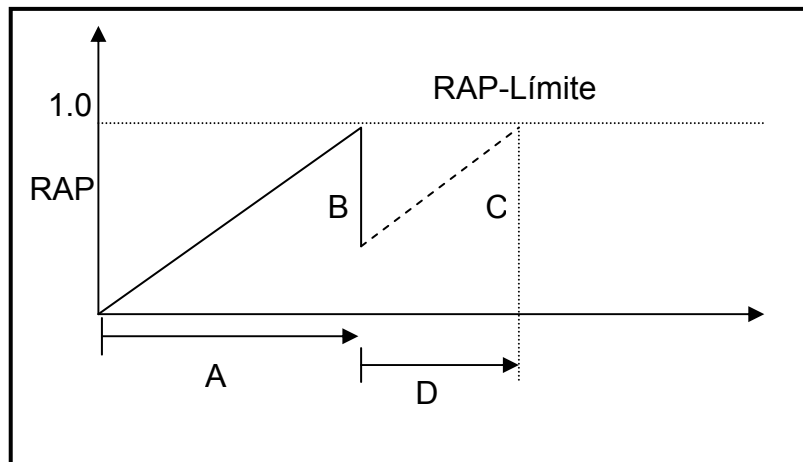
## CAPÍTULO II PROBLEMÁTICA DEL AGUA

### 2.1 ORÍGENES DEL AGUA<sup>5</sup>

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros siendo éste el fluido más abundante. Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras. Con respecto a la producción de crudo, es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva).

*Agua de "barrido"*: Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

Agua "buena": es el agua producida dentro del pozo a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (RAP). Es consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas.



**Figura 2.1.** Variaciones de las RAP en un yacimiento

El control de agua se hace para aumentar la productividad del pozo y las reservas potenciales. Como ocurre en la mayoría de los pozos maduros, la relación agua/petróleo (RAP) aumenta con la producción (A), ver figura 2.1, debido al aumento de la cantidad de agua. Finalmente, el costo del manejo del agua se acerca al valor de la producción de petróleo y al “límite económico” de la RAP (B). La metodología y la tecnología del control del agua reducen la producción de agua del pozo (C), lo cual permite continuar la producción económica del crudo. El control del agua trae aparejado el incremento de la recuperación económica del pozo (D).

Dado que el agua buena, por definición, produce petróleo junto con ella, se debería tratar de maximizar su producción. Para reducir los costos implícitos, el agua debería eliminarse tan pronto como fuese posible.

*Agua “mala”*: el agua mala se puede definir como el agua producida dentro del hoyo, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP.

## **2.2. FUENTES DE PROBLEMAS QUE GENERAN EXCESIVA PRODUCCIÓN DE AGUA**

Para aplicar un método de control de agua en un pozo o yacimiento, es imperativo en primer lugar conocer en forma precisa la causa que origina el problema.

Los distintos problemas que pueden presentarse durante la vida productiva del pozo y que pueden ocasionar excesiva producción de agua son clasificados de acuerdo a si se presentan en las cercanías del pozo o problemas relativos al yacimiento.

### **2.2.1 Problemas en las cercanías del pozo**

Los problemas en las cercanías del pozo son aquellos relacionados con la completación del mismo y problemas mecánicos que traen como consecuencia la producción de agua y entre ellos se encuentran:

- Filtración en el revestidor, tuberías de producción o empaaduras.
- Canalización detrás del revestidor.
- Ruptura de barreras.
- Restos, escamas y depósitos de bacterias.
- Completaciones dentro o cerca del agua o el gas.

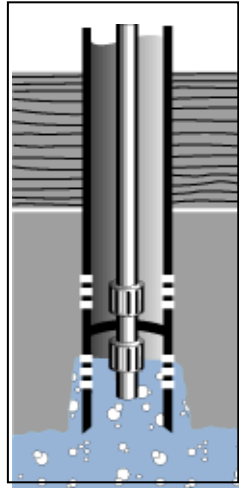
#### **2.2.1.1 Filtración en el revestidor<sup>1,5,6</sup>**

Las filtraciones a través del revestidor, la tubería de producción o las empaaduras permiten que el agua o el gas proveniente de zonas que no producen hidrocarburos, ingresen en la columna de producción. La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen de la configuración del pozo (ver figura 2.2)

Los registros básicos de producción tales como temperatura, densidad de fluido, y medidor de flujo (flowmeter) pueden ayudar individualmente o en combinación a localizar donde varios fluidos están entrando al pozo. En los pozos de mayor complejidad puede ser necesario contar con registros de flujo de agua o perfilaje multifásico de fluidos.

Los registros de evaluación de revestidor son usados para encontrar hoyos, grietas o deformaciones que podrían permitir que fluidos indeseados entren al pozo. Los registros también detectan condiciones de corrosión que podrían eventualmente causar filtración. También se pueden comparar análisis del agua producida y de formaciones cercanas para localizar la fuente de la filtración.





**Figura. 2.2.** Filtración a través del revestidor

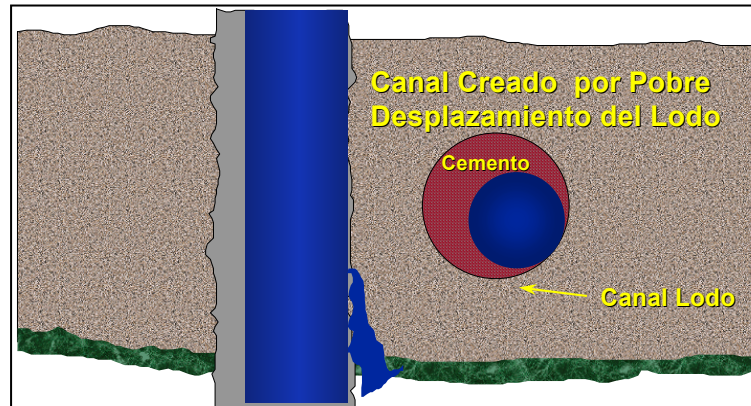
Las soluciones habituales para este tipo de problema incluyen la inyección forzada de fluidos sellantes y el cegado mecánico por medio de tapones, cemento o empacadores. Cuando existe este tipo de problema, conviene aplicar la tecnología de cegado del agua dentro del revestidor, que es de bajo costo.

#### **2.2.1.2 Canalización detrás del revestidor<sup>1,5,6</sup>**

Canales pueden desarrollarse detrás del revestidor a lo largo de la vida del pozo, siendo más propensos a ocurrir inmediatamente después de que el pozo es completado o después de que el pozo es estimulado, por lo que la producción inesperada de agua en esos dos momentos indica fuertemente que un canal puede existir.

Los canales en el espacio anular-revestidor-formación puede resultar de una pobre adherencia cemento-revestidor o cemento-formación o que se cree un vacío detrás del revestidor cuando se produce arena.

El influjo de fluido solo puede ser prevenido si técnicas de desplazamiento adecuadas son usadas (ver figura 2.3)



**Figura 2.3.** Canalización detrás del revestidor

El influjo de gas o migración de fluido a través de la columna de cemento no fraguado ocurre porque la lechada no puede mantener el sobrebalance de presión mientras el cemento está en una fase de gel, lo cual permite la percolación de gas para formar un canal de gas. Una vez que la lechada está en sitio esta comienza a desarrollar una fuerza de gel estática. El desarrollo de la fuerza de gel inhibe a la lechada de transmitir presión hidrostática y combinado con la reducción del volumen por hidratación/pérdida de fluido, el resultado es la migración de gas.

El influjo de gas también puede ocurrir después de que el cemento se ha fraguado. Este tipo de migración de gas se piensa que puede ocurrir del desplazamiento pobre o de la mala adherencia de tubería-cemento-formación. En el caso de desplazamiento pobre, el flujo de gas deshidrata el fluido de perforación que el cemento no puede desplazar y resulta en un camino altamente permeable para la migración del gas. Operaciones de reacondicionamiento pueden romper la adherencia cemento-revestidor, que puede resultar en un camino para la migración de fluidos. El uso de buenas prácticas de desplazamiento y cementos expansivos deberían ayudar a resolver los problemas de migración de gas.

Una vez que el pozo ha sido cementado, los registros de cementación ayudan a determinar la efectividad de la misma. Los registros generados deben ser

interpretados y esta interpretación es históricamente usada como la base del trabajo correctivo. La data de estos registros proveen información sobre la adherencia del cemento a la tubería y la calidad del sello en el anular.

Registros de temperatura pueden exhibir desviación del gradiente geotérmico, cuando el pozo es entubado indica migración de fluido detrás de la tubería. Una zona con una alta temperatura anormal, indica que el fluido está migrando hacia arriba, mientras que temperaturas anormalmente bajas indican que el fluido está migrando hacia abajo.

La solución principal consiste en el uso de fluidos de cegado, que pueden ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular. El emplazamiento de los mismos es muy importante, y por lo general, se realiza con tubería flexible.

### **2.2.1.3 Ruptura de barreras<sup>1</sup>**

Aún cuando barreras naturales, tales como densas capas de lutitas, separan las diferentes zonas de fluidos y existe una buena cementación, las lutitas pueden moverse y fracturarse cerca del pozo. Como resultado de la producción, la presión diferencial a través de esas lutitas permite que el fluido migre a través del pozo (ver figura 2.4). A menudo este tipo de falla está asociado con trabajos de estimulación, donde fracturas pueden romper las capas de lutitas, o ácidos pueden disolver canales a través de estas.

Registros de temperatura pueden ser usados para detectar este tipo de problemas.

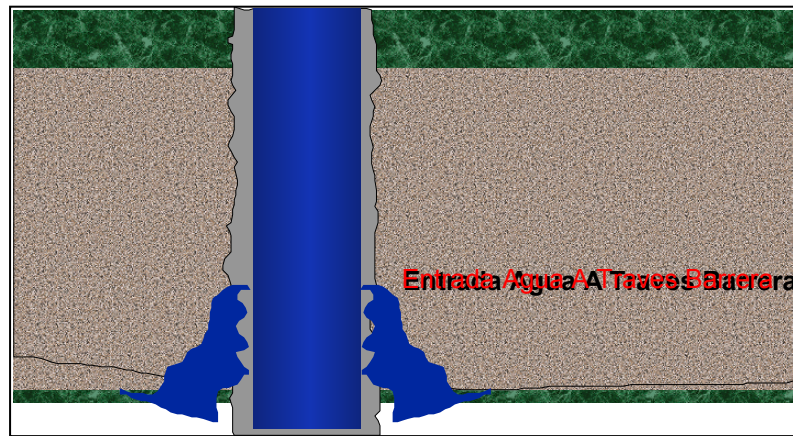


Figura 2.4. Ruptura de barreras

#### 2.2.1.4 Restos, escamas y depósitos de bacterias<sup>1,7</sup>

Restos, escamas y bacterias depositadas en las perforaciones o en la región alrededor del hoyo de un inyector pueden restringir el flujo a través de las perforaciones, decreciendo la inyectividad y posiblemente desviando el fluido dentro de regiones indeseadas, las cuales deben corregirse previo a considerar la aplicación de una tecnología de control de agua o de gas. La presencia de restos, escamas o bacterias pueden también indicar que existen canales preferenciales de permeabilidad o flujo cruzado.

Comparando los análisis de agua de inyección y fluidos del yacimiento es un excelente camino para determinar la posibilidad de problemas de restos. Todos los fluidos inyectados en el pozo deben ser evaluados por la posibilidad de introducir bacterias a la pared de la formación. En adición a los resultados de los análisis de agua, los problemas de escamas también pueden ser detectados con video en el hoyo.

### **2.2.1.5 Completación dentro o cerca de la zona de agua o gas<sup>1</sup>**

La completación dentro de un fluido indeseado permite que el fluido sea producido inmediatamente. Aún cuando las perforaciones estén por encima del contacto agua/petróleo o por debajo del contacto gas/petróleo, la proximidad a cualquiera de estos dos contactos permite la producción de estos fluidos indeseados, a través de conificación o cresta. Los ingenieros deben reexaminar la data de núcleos, los reportes diarios de perforación y registros a hueco abierto para determinar el punto límite al que el agua es movable. La data de registros de resistividad y porosidad, por ejemplo pueden ser combinados para determinar la localización de zonas de agua.

### **2.2.2 Problemas relativos al yacimiento**

Entre los problemas relativos al yacimiento se encuentran:

- Contacto agua/petróleo dinámico.
- Conificación y cresta.
- Canalización a través de zonas de mayor permeabilidad.
- Adedamiento.
- Fracturas fuera de la zona.
- Comunicación de fracturas entre el pozo inyector y el productor.
- Pérdida de comunicación entre productor e inyector.

#### **2.2.2.1 Contacto agua/petróleo dinámico<sup>5</sup>**

Si un contacto agua/petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada. Esto ocurre en lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja.

Dado que el área de flujo es extensa y que el contacto asciende lentamente, puede incluso ocurrir en casos en que las permeabilidades relativas intrínsecas son sumamente bajas (menos de 0.01mD). En los pozos con mayores permeabilidades verticales ( $K_v > 0.01 K_h$ ), es más probable encontrar conificación de agua y otros problemas.

En un pozo vertical, este problema se puede resolver fácilmente por abandono del pozo desde el fondo utilizando algún sistema mecánico, como un tapón de cemento o un tapón colocado por medio de cable de acero. Si el contacto agua/petróleo (CAP) se desplaza muy por encima de la parte superior del tapón, será necesario realizar un segundo tratamiento.

En los pozos horizontales, cualquier solución que se aplique en las cercanías del hueco se debe extender bastante en todas las direcciones con respecto al intervalo productor de agua para impedir que el flujo de agua horizontal supere los límites del tratamiento y retardar la consiguiente invasión de agua. Como alternativa se puede considerar una desviación de la trayectoria una vez que la RAP resulte intolerable desde el punto de vista económico.

#### **2.2.2.2 Conificación y cresta (cusping)<sup>1,5,6</sup>**

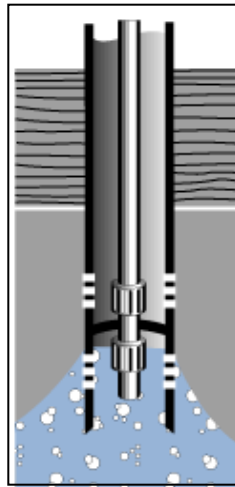
La conificación de fluido (en pozos verticales) y la cresta (en pozos horizontales), es debida a la reducción de presión cerca de la zona de completación del pozo. Esta reducción de presión extrae agua o gas de una zona adyacente o conectada hacia la completación (ver figura 2.5) y ocurre mayormente en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada.

El fenómeno de conificación depende de la distancia existente entre el contacto agua/petróleo y la tendencia del agua para conificar es inversamente relativa a la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo, y directamente proporcional a la diferencia de viscosidad y a la caída de presión en la cercanía del pozo. Sin

embargo la permeabilidad de la formación y el espesor generalmente dictan la extensión del cono, debido a que formaciones de mayor permeabilidad tienen mayores tasas de flujo y requieren menos caída de presión.

Eventualmente, el agua o el gas pueden irrumpir en la sección perforada, reemplazando parte o toda la producción de hidrocarburo. Una vez que la irrupción ocurre el problema tiende a tornarse peor, ya que altos cortes del fluido indeseado son producidos.

La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. Aunque disminuir las tasas de producción pueden reducir el problema, no pueden solucionarlo.



**Figura 2.5.** Conificación del agua

Registros de densidad de fluidos pueden ayudar a determinar el punto de entrada del agua dentro del pozo. En adición a estos, se pueden correr pruebas adicionales de pozo para detectar la invasión del agua.

En algunos casos, se propone colocar una capa de gel por encima del contacto agua/petróleo estacionario. Sin embargo, este método difícilmente podrá detener la conificación, ya que se necesita un gran volumen de gel para provocar una reducción significativa de la RAP. Una creencia que se tiene cuando se tratan problemas de conificación con geles es que el gel solo entrará a las zonas de agua en el fondo del pozo y en realidad esta situación sólo ocurre cuando el petróleo es extremadamente viscoso y/o el gel es inyectado a una tasa extremadamente baja<sup>6</sup>.

Por otro lado, resulta difícil colocar un gel en forma económica tan adentro de la formación. Cuando se realizan tratamientos de menor volumen, por lo general se produce una rápida reinvasión del agua, a menos que el gel se conecte con lentes de lutitas.

En lugar de colocar un gel, una alternativa conveniente consiste en perforar uno o más huecos laterales de drenaje cerca del tope de la formación para aprovechar la mayor distancia con respecto al CAP y la disminución de la caída de presión, que reducen el efecto de conificación.

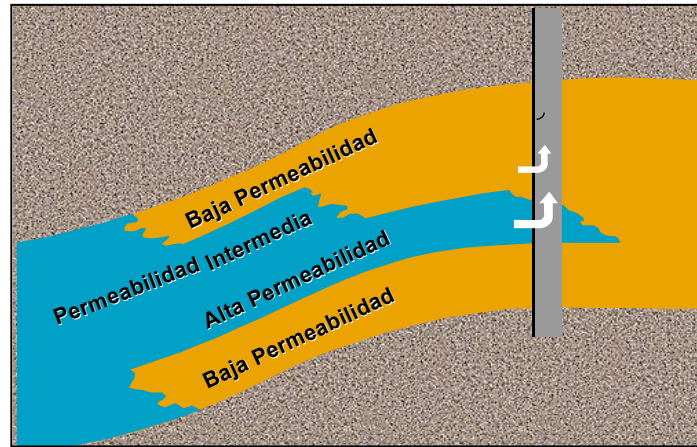
En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una duna o de una cúspide. En dichos pozos, puede ser posible al menos retardar la formación de la cúspide con una operación de cegado cerca del hueco que se extienda lo suficiente hacia arriba y hacia abajo, como en el caso de un CAP ascendente.

### **2.2.2.3 Canalización a través de zonas de mayor permeabilidad<sup>1,5,7</sup>**

Canales de alta permeabilidad pueden permitir a los fluidos que están manejando la producción de hidrocarburos irrumpir prematuramente en el pozo, dejando atrás producción potencial de hidrocarburos en las zonas de baja permeabilidad, no barridas (ver figura 2.6). Mientras el fluido desplazante barre las zonas de más alta



permeabilidad, la permeabilidad asociada a ese fluido llega a ser cada vez más alta, lo que se traduce en un incremento de las relaciones agua/petróleo o gas/petróleo a lo largo de la vida del proyecto.



**Figura 2.6.** Canalización a través de zonas de alta permeabilidad

Para el caso de un proyecto de inyección de agua en el cual se produce un barrido areal ineficiente por la anisotropía areal de la permeabilidad, la solución consiste en desviar el agua inyectada fuera del espacio de los poros, que ya han sido barridos por agua. Esto requiere un tratamiento de gran volumen o una inyección continua de un elemento viscoso, lo que normalmente resulta poco económico. En este tipo de situaciones, con frecuencia se logra mejorar la recuperación mediante la perforación de pozos de relleno, si bien los tramos laterales de drenaje se pueden utilizar para llegar al petróleo no barrido en forma más económica.

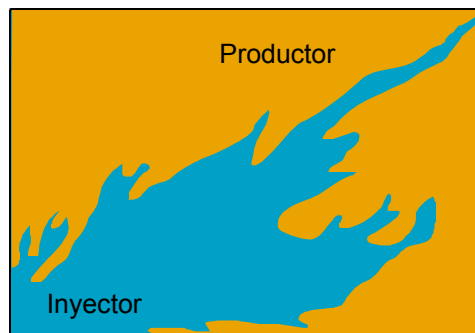
Los pozos horizontales pueden atravesar zonas con diferentes valores de permeabilidad y presión dentro de la misma capa, lo cual provoca un barrido areal deficiente. También puede suceder que el agua invada sólo una parte del pozo simplemente debido a su proximidad horizontal a la fuente de agua. En cualquiera de los dos casos, es posible controlar el agua por medio del cegado en las cercanías del hoyo y con una extensión vertical lo suficientemente amplia con respecto del agua.

Trazadores (químicos y radiactivos), pruebas de pulso e interferencia, sísmica pozo a pozo, simulación numérica de yacimientos, modelos estocásticos, descripción del yacimiento y monitoreo del mismo, son usados para la detección del canal.

Los trazadores, sísmica pozo a pozo, las pruebas de interferencia y de pulso, son usados para verificar comunicación entre pozos y ayuda a determinar la capacidad de flujo del canal. Modelos estocásticos, el monitoreo y la descripción del yacimiento verifican la localización de los fluidos en las formaciones. La data disponible a través de la descripción del yacimiento permite producir modelos más seguros de las formaciones y entonces simular el movimiento de fluidos a través del yacimiento. Las variaciones de permeabilidad entre zonas pueden ser reveladas por pruebas de núcleos o pruebas de flujo transiente de zonas individuales.

#### 2.2.2.4 Adedamiento<sup>1,7</sup>

Desfavorables razones de movilidad ( $>1$ ) permiten al fluido desplazante más móvil (ya sea en recuperación primaria o secundaria) adedarse y dejar atrás grandes cantidades de petróleo. Una vez que la irrupción ocurre, muy poco petróleo adicional puede ser producido (ver figura 2.7). El uso de agentes modificadores de la movilidad como polímeros y espumas de alta propagación pueden ser de solución a este problema.



**Figura 2.7.** Adedamiento

### 2.2.2.5 Fracturamiento fuera de la zona<sup>1,5,7</sup>

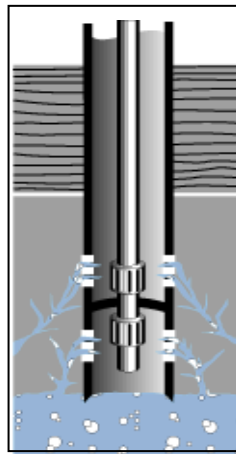
Un inapropiado diseño o una ejecución pobre de un tratamiento de estimulación química o por facturamiento hidráulico pueden causar que una fractura hidráulica se genere en una zona de agua o de gas (ver figura 2.8). Si la estimulación es ejecutada en un pozo produciendo, una fractura fuera de zona puede ocasionar una temprana irrupción de agua o gas. Si el fracturamiento es realizado en un pozo inyector, una fractura que conecte a la zona inyectada con un acuífero u otra zona permeable puede revertir el fluido inyectado hacia el acuífero, ofreciendo muy poca eficiencia de barrido en la zona de petróleo.

Se pueden usar registros de temperatura, trazadores, y una detallada revisión del tratamiento para identificar este tipo de problemas.

Pruebas microfrac y registros sínicos de longitud espaciada (usualmente tomados antes del tratamiento) ayudan a verificar la existencia de variación de los esfuerzos verticales que podrían ser lo suficientemente grandes como para que se generen fracturas.

Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel, lo cual resulta especialmente efectivo en los casos en los que las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo. Los volúmenes de tratamiento deben ser lo suficientemente grandes para cegar las fracturas a una distancia considerable del pozo. Sin embargo el ingeniero de diseño se puede encontrar con tres dificultades. En primer lugar, es difícil determinar el volumen del tratamiento porque se desconoce el volumen de la fractura. En segundo lugar, como el tratamiento puede cegar las fracturas productoras de petróleo, conviene efectuar un tratamiento con sobredesplazamiento para mantener la productividad cerca del hueco. Por último, si se utiliza un fluido gelificado, éste deberá ser capaz de resistir al flujo de retorno posterior al tratamiento. En los casos de fracturas localizadas, convendrá cegarlas cerca del hoyo, sobre todo si el pozo se encuentra revestido y cementado. En

forma similar, cuando las fracturas hidráulicas penetran una capa de agua se produce un deterioro de la producción. Sin embargo, en estos casos se conoce mejor el problema y el medio circundante y resulta más fácil aplicar las soluciones adecuadas, como por ejemplo, los fluidos de cegado.



**Figura 2.8.** Fracturas fuera de zona

### CAPÍTULO III

## TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO PARA EL CONTROL DEL AGUA <sup>5,7</sup>

En el pasado, se consideraba que el control del agua no era más que la simple colocación de un tapón acompañado por una operación de cementación, o bien un tratamiento con gel en un pozo. Esto queda demostrado con la gran cantidad de trabajos técnicos en los que se describen los tratamientos y los resultados con poca o ninguna referencia a la geología, al yacimiento o al problema de control del agua.

El factor clave es el diagnóstico, es decir, poder identificar el problema específico que se presenta. Los diagnósticos de pozos se utilizan de tres maneras:

- Para seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control del agua.
- Para determinar el problema de agua de manera que se pueda seleccionar un método de control adecuado.
- Para localizar el punto de entrada del agua en el pozo de tal manera que se pueda emplazar el tratamiento en el lugar correcto.

Para poder realizar un buen diagnóstico de la fuente del problema asociado a una excesiva producción de agua, es necesario en primer término, recolectar la información disponible, como<sup>1,8</sup>:

- Historia de producción y declinación.
- Detalles de la completación del pozo.
- Historia de reacondicionamiento del pozo.
- Estudios de geología y de yacimiento.
- Registros de perforación.

- Registros de completación.
- Registros de pozos.
- Pruebas de pozo.

Historia de producción: La historia de producción de un pozo a menudo provee el primer indicativo de un problema de excesiva producción de agua. En algunos casos puede indicar el tipo de problema.

Detalles de la completación del pozo: La examinación de diagramas de completación muestra la localización de empacaduras, tapones, válvulas u otra herramienta en el fondo del pozo, que pudiera estar filtrando o funcionando mal.

Historia de reacondicionamiento del pozo: La revisión de la historia de reacondicionamientos realizados a un pozo puede revelar importantes alteraciones en su configuración inicial y puede ser muy útil en la identificación de posibles fuentes de una producción indeseada.

Estudios de geología y de yacimientos: Los estudios geológicos pueden identificar capas de alta permeabilidad y sistemas de fracturas naturales. Los estudios de yacimiento pueden predecir tendencias del agotamiento del yacimiento que podrían ocasionar problemas de producción indeseada.

Registros de perforación: Las zonas de pérdida de circulación altamente claras en los registros de perforación pueden ser canales de alta permeabilidad. La integridad del cemento puede ser cuestionable sobre intervalos abandonados encontrados en registros de perforación.

Registros de completación: Los registros de completación pueden indicar donde difieren los resultados de cementación con lo planeado, por ejemplo: diferencias en los topes de cemento, además pueden mostrar donde los trabajos de

estimulación fueron realizados fuera de zona, posiblemente creando comunicación con fluidos indeseados (agua), o donde la presión de bombeo pudo haber alcanzado niveles que podrían haber deteriorado la cementación y/o los equipos de fondo.

Registros de pozos: Los registros a hoyo desnudo estiman la permeabilidad, información mecánica de la roca, correlación geológica, direcciones y ángulos del buzamiento en la formación y estiman saturaciones de fluidos que sirven como base para monitoreo de agotamiento del yacimiento. Los registros de pozo a hoyo entubado, son usados para evaluar la efectividad de varias operaciones de completación (por ejemplo cementación y estimulación), evaluar integridad del revestidor y diagnóstico de problemas de producción.

Pruebas de pozo: Las pruebas de pozos proveen información de las propiedades del yacimiento, tales como permeabilidad horizontal y vertical. También pueden revelar la presencia de heterogeneidades y verificar la comunicación entre pozos.

En segundo término se tiene que realizar un análisis de la data disponible para obtener un buen diagnóstico de la fuente del problema.

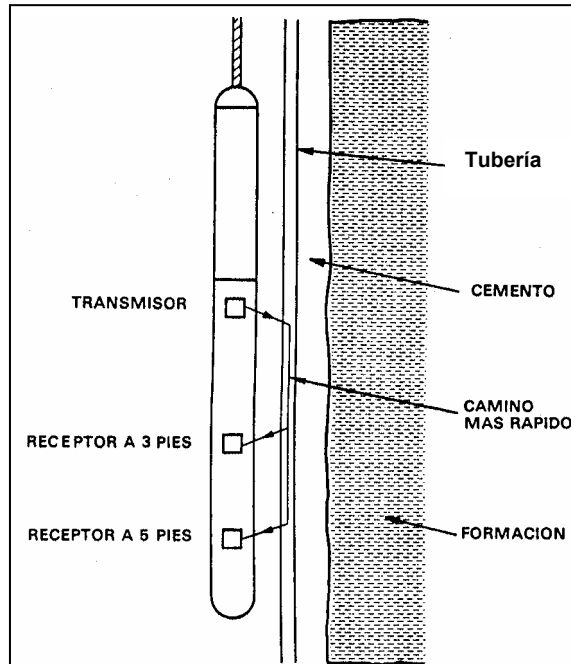
A continuación serán explicadas algunas técnicas y herramientas que pueden ayudar a discernir el tipo de problema presente y con ello seleccionar el tipo de tratamiento a utilizar para solucionarlo.

### **3.1 REGISTROS DE POZOS<sup>1,9,10,11,12</sup>**

#### **3.1.1 Registros de cementación (Perfil CBL/VDL)**

El perfil de cementación CBL (Cement Bong Log) es un registro continuo de la amplitud de la primer onda de sonido que llega al receptor a través de la tubería.

La figura 3.1 muestra un diagrama esquemático de la sonda dentro del pozo y el caso general del camino más rápido para la señal.



**Figura 3.1.** Viaje de la onda de sonido a través de la tubería.

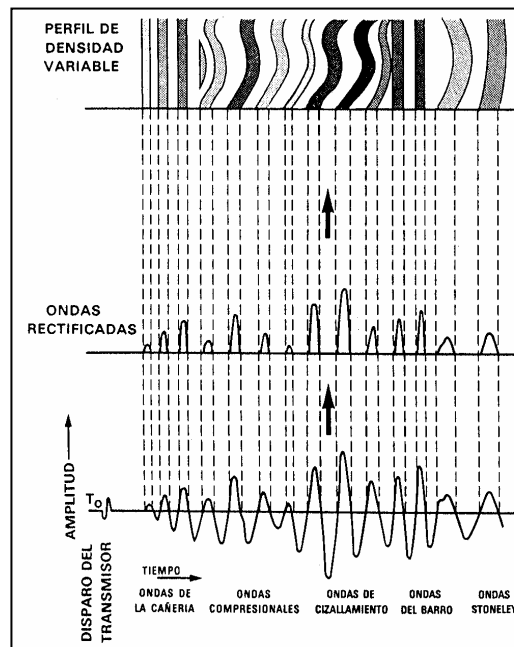
La amplitud de la primera onda que llega al receptor varía según las condiciones de cementación de la tubería: esta es máxima cuando la tubería está libre y mínima frente a una tubería perfectamente cementada.

Experimentos del laboratorio han mostrado que la atenuación, expresada en db/pie, es proporcional al porcentaje de circunferencia de tubería cementada. Una disminución en la atenuación a valores menores que al 70-80% de la máxima atenuación puede indicar problemas de cementación. La respuesta de la herramienta depende del espaciamiento transmisor-receptor. La figura 3.2 muestra la variación de la amplitud registrada en una tubería de siete pulgadas en diferentes condiciones de cementación y para diferentes espaciamientos. De la figura se desprende que se obtiene un mayor rango dinámico y linealidad con espaciamientos más pequeños. El límite inferior para la selección del



espaciamiento es la distancia en la cual la señal que viaja en forma directa a través del fluido del pozo interfiere con la señal proveniente de la tubería.

Conjuntamente con el CBL se registra la densidad variable de ondas VDL (Variable Density Log). Esta es una presentación cualitativa del tren completo de ondas que llega hasta un receptor ubicado a 5 pies del transmisor. El grado de oscuridad de la onda registrada aumenta con la amplitud de la onda positiva; la parte negativa es registrada en tono claro. La figura 3.2 muestra la correspondencia entre el VDL y el tren de ondas. Se utiliza el receptor lejano (a 5 pies del transmisor) para poder discriminar mejor entre ondas de tubería y ondas de formación. Generalmente la velocidad del sonido en la formación es menor que en la tubería y al utilizar un mayor espaciamiento se permite una mejor separación entre ambos trenes de ondas.

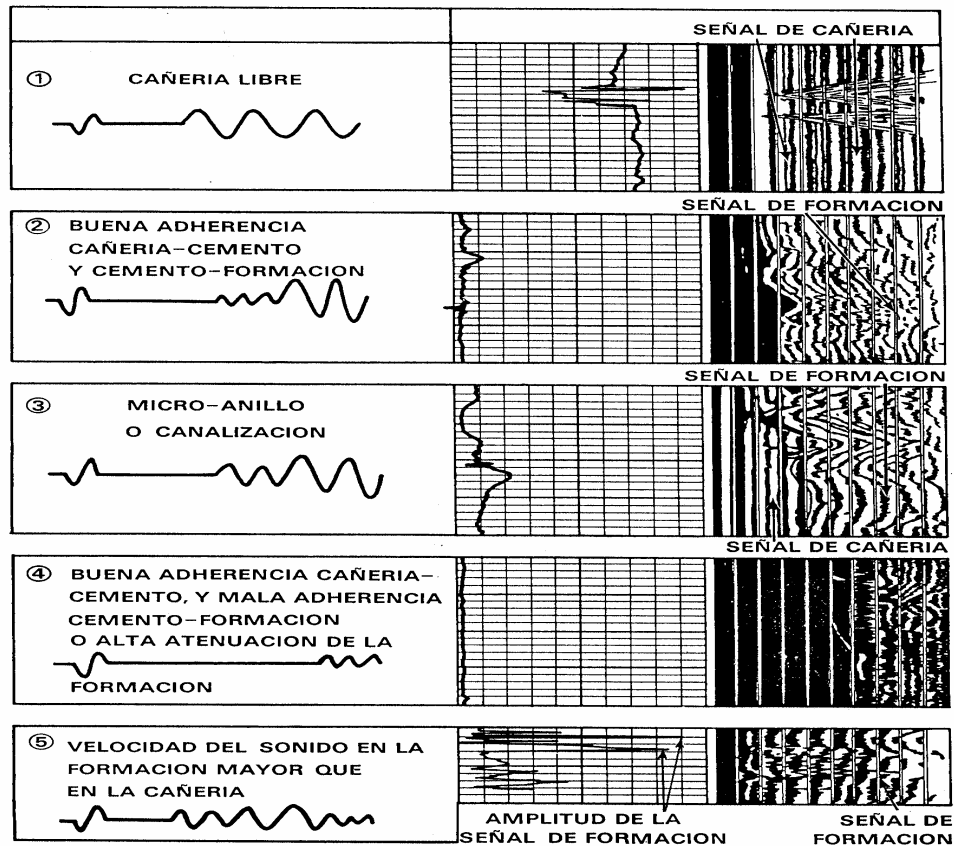


**Figura 3.2.** Correspondencia entre el tren de ondas y el VDL.

El VDL es muy útil para confirmar la interpretación del CBL y para reconocer condiciones inusuales en las cuales la interpretación del CBL es difícil o imposible, por ejemplo cuando:

- La primera onda que llega al receptor de 3 pies proviene de la formación y no de la tubería, lo que ocurre cuando la velocidad del sonido en la formación es mayor que en la tubería.
- Existe un microanillo entre la tubería y el cemento (el CBL es pesimista en estos casos).
- Existe un contacto pobre entre el cemento y la formación.

La figura 3.3 resume la interpretación que se realiza con el CBL/VDL analizando las amplitudes de las ondas de formación y de tubería.



**Figura 3.3.** Guía para la interpretación del perfil CBL/VDL.

En general se debe recordar que:

- Señales fuertes de tubería implican mala adherencia del cemento a la tubería.

- Señales débiles de formación indican mala adherencia cemento/formación o mucha atenuación en la formación.

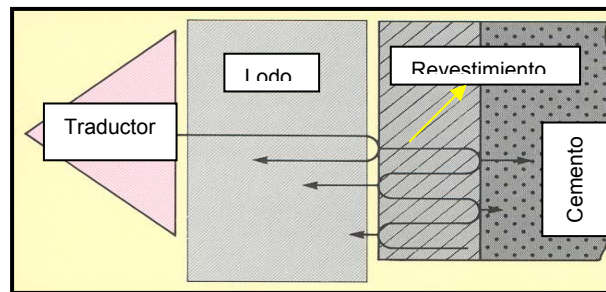
### **3.1.2 Registro ultrasónico**

El concepto fundamental de este perfil se basa en la medición obtenida por hacer resonar el espesor del revestimiento, la cual se logra con la emisión de pulsos ultrasónicos. La energía acústica viaja radialmente hacia la pared de la tubería donde la mayoría se refleja y el resto se transfiere hacia el exterior, lo que se traduce en sucesivas ondas de reflexión de amplitud cada vez menor. Este decaimiento en la amplitud de onda depende directamente de la impedancia acústica del material localizado fuera de la tubería. Esta dependencia permite distinguir entre gas, líquidos y cemento.

### **3.1.3 Registro Ultrasónico de imágenes<sup>9</sup>**

Esta herramienta emite pulsos ultrasónicos de alta frecuencia para hacer resonar al revestimiento en su espesor. Estos pulsos rebotan de un lado a otro dentro del revestimiento. Entonces la herramienta detecta las resonancias y registra las señales (ver figura 3.4). Un procedimiento de frecuencias muy sofisticadas es aplicado para grabar las señales y así obtener imágenes de altas resoluciones en tiempo real.

La herramienta utiliza un traductor rotatorio que actúa como transmisor y receptor y mide directamente la impedancia acústica del medio detrás del revestimiento, realizando así imágenes de las condiciones del cemento utilizado para lograr aislamiento de las zonas productoras. Esta herramienta también provee valiosa información de las condiciones del revestimiento por efecto de la corrosión.



**Figura 3.4.** Esquema para la emisión de pulsos de alta frecuencia

La herramienta mide la velocidad e impedancia acústica del fluido dentro del revestimiento. La velocidad de los fluidos es utilizada para determinar el radio interno del revestimiento. La impedancia acústica de los fluidos es requerida por el algoritmo procesador de la señal, la cual determina exactamente la impedancia del cemento.

### Beneficios

- Proceso hecho en tiempo real.
- Información de alta calidad.
- Interpretación exacta, ya que la impedancia acústica es independiente de los cambios de espesor que pueda experimentar el revestimiento.
- Reduce la sensibilidad para la reflexión de las formaciones.
- No necesita ajuste por efectos de temperatura y presión, debido a que la herramienta realiza sus mediciones de velocidad e impedancia en sitio.

### **3.1.4 Perfil de inducción**

Este registro se fundamenta en campos electromagnéticos y en corrientes inducidas. Para su funcionamiento el registro utiliza bobinas en vez de electrodos, este tipo de perfil puede ser corrido en lodos no conductivos. Para este tipo de perfil existen dos modalidades diferentes, las cuales son el registro de inducción

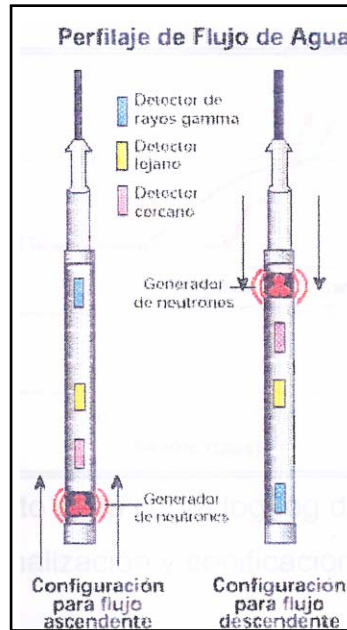
eléctrica IEL (Induction Electrical Log) y el doble inducción DIL (Dual Induction Log).

Este tipo de registro fue diseñado para medir la resistividad de la formación ( $R_t$ ), disminuir la influencia de la zona invadida y para ser utilizado en lodos a base de petróleo y agua.

### **3.1.5 Registro de Movimiento de Agua (Activación de Oxígeno)**

Esta herramienta parte de un principio similar al usado en el registro de saturación, el cual bombardea de neutrones a la formación para así determinar una medición independiente de la velocidad y dirección del flujo del agua en el pozo (ver figura 3.5).

Esta herramienta emite neutrones de alta energía los cuales mediante interacciones elásticas excitan los núcleos de los átomos de oxígenos presentes en el agua que se encuentran en movimiento, esta detección es alcanzada gracias a detectores o sensores del aparato colocados lejos de la fuente emisora y de esta forma no detecta los átomos de oxígeno presentes en el agua estática, lodo, formación o cemento. Estas detecciones permiten identificar de forma muy precisa los puntos de entrada de agua, para así poder descifrar problemas relacionados con la producción de la misma, tales como fugas en empacaduras, fisuras de tuberías o revestimientos, así como también es posible utilizar estas detecciones para diagnosticar canales de agua detrás de la tubería.



**Figura 3.5.** Dibujo esquemático del registro de flujo de agua.

### 3.1.6 Registro de saturación (Carbono/Oxígeno)

Este tipo de registro fue desarrollado a finales de los años 70, sin embargo su introducción en la industria petrolera se vio limitada o truncada por su baja velocidad de perfilaje y su alta sensibilidad a las condiciones del pozo. Pero con el desarrollo de la misma, fue posible su introducción en los años 90 con herramientas más sofisticadas que sus antecesores.

El perfil de saturación se basa en la medición de los rayos gamma emitidos por los distintos elementos que constituyen a la formación, cuando estos son sometidos a un continuo bombardeo de neutrones de altísima energía. Vale resaltar que cada elemento emite rayos gamma distintos, lo cual hace muy valioso el uso de este perfil para determinar los tipos y cantidades de elementos presentes en las formaciones evaluadas. Estas informaciones pueden convertirse en datos sobre el tipo y saturación de los fluidos de la formación.

La interacción entre los neutrones emitidos y los elementos de la formación puede ser de tres tipos:

- Inelástica: la cual se produce con núcleos de menor masa que la del neutrón, originando la emisión de rayos gamma que son una medida directa de la relación entre las concentraciones de carbono y oxígeno. Una alta relación de carbono y oxígeno (C/O) representa la presencia de petróleo en la formación mientras que una relación baja de C/O representa una zona de agua o gas.
- Elástica: se produce con la interacción de neutrones. Debido a esta interacción los neutrones pierden energía que es registrada por la herramienta, traduciendo esta data posteriormente a una medida de la concentración de hidrógeno en la formación. Otro punto importante de este tipo de registro, es que la mayor cantidad de hidrógeno proviene de los fluidos presentes en la formación y por lo tanto es posible conocer la porosidad de la formación bajo evaluación.
- Absorción o captura del neutrón: este tipo de choque provoca la emisión de rayos gamma que son la medida de la concentración de elementos como el hierro, calcio, azufre, silicio y cloro. Estas mediciones son fundamentales para una determinación óptima de la saturación de agua, además la distinción del calcio y el silicio permiten determinar litología.

Este perfil permite conocer la distribución actual de las saturaciones en los alrededores del pozo y de esa manera conocer los contactos.

### **3.1.7 Registro de Producción**

Este registro es comúnmente conocido como PLT (“Production Logging Tool”), el cual consta de cinco registros individuales cuyas combinaciones resultan en

poderosas respuestas para obtener información precisa acerca de la procedencia de los fluidos dentro del pozo. Por otra parte con la ayuda de estos registros es posible identificar distintos problemas mecánicos en el pozo como fisuras en la tubería y canales detrás del revestidor. Los registros individuales que componen al registro de producción son:

- Registro “Flowmeter”.
- Registro de Ruido.
- Registro de Temperatura.
- Registro Gradiomanómetro.
- Registro de Presión.

#### **3.1.7.1 Registro para medir la tasa de flujo (“Flowmeter”)**

Este registro tiene como objetivo principal medir la cantidad de fluido que esta pasando en un sector determinado dentro del pozo, para de esta forma determinar la tasa de producción de cada intervalo de producción. El principio de esta herramienta se basa en hacer girar una hélice ubicada en el extremo inferior. La rotación de esta hélice depende de la velocidad con que este pasando el fluido a través de ella.

La herramienta está diseñada para diferentes tamaños de revestimientos, así como también para realizar mediciones precisas en pozos desviados y de baja velocidad.

#### **3.1.7.2 Registro de ruido**

Se usa para oír ruidos producidos en el fondo del pozo, obteniéndose niveles de ruido y su distribución en frecuencias. Entre las principales aplicaciones de la



herramienta se tiene la detección de roturas en la tubería de producción, confirmación de flujo detrás del revestidor y detección de origen de fluido.

El principio de medida se basa en las variaciones minúsculas de presión captadas por el hidrófono y estas variaciones son enviadas a superficie, las cuales son procesadas en unidades totales de ruido.

Las mediciones se hacen deteniendo la herramienta a la profundidad requerida para evitar los ruidos causados por el mismo movimiento de la herramienta. El registro puede operar hasta una temperatura máxima de 350°F y una presión de 1500 lpc.

### **3.1.7.3 Registro de temperatura**

Se usa para obtener la temperatura absoluta, gradientes de temperatura, perfil de temperatura y en forma cualitativa para observar cambios anormales de temperatura, siendo ésta una de las herramientas más útiles para la detección de anomalías.

Las aplicaciones principales son: la localización de entradas de fluido, determinación de posibles flujos detrás del revestidor, detección de anomalías y corrección de las medidas de presión.

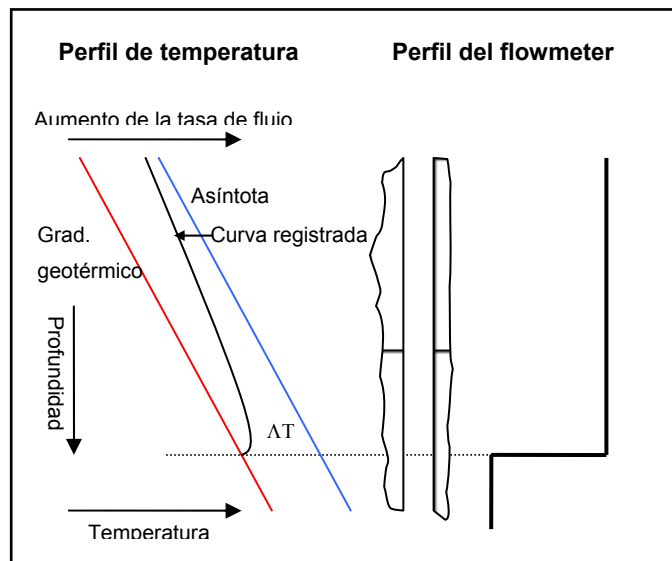
Su principio se basa en la exposición de un hilo de platino al fluido del pozo, cuya resistencia depende de la temperatura experimentada. Los límites operacionales para este tipo de registro son de 2000 lpc como presión máxima y 350°F para la temperatura máxima.

La temperatura de fondo aumenta a medida que se desciende, este aumento por lo general se manifiesta de forma lineal, esta relación es conocida como el gradiente geotérmico. Este gradiente varía de una zona a otra, pero a pesar de

esta variación con respecto a la ubicación, se puede esperar comúnmente que el rango del gradiente se encuentra entre 0.2 y 0.5 °F por cada pie descendido.

La utilización de este registro para detectar la entrada de fluidos es presentada en la figura 3.6, en la cual se puede observar el perfil desde el fondo, donde la temperatura señalada es el gradiente geotérmico; por encima del punto de entrada de fluido se observa un enfriamiento debido a la pérdida de calor que experimenta el fluido por contacto con formaciones más frías. Cuando ocurre un equilibrio entre el enfriamiento y el fluido en movimiento, el perfil describe una asíntota, la cual es paralela al gradiente geotérmico. Esta separación entre el gradiente y la asíntota es directamente proporcional con el aumento de la tasa de flujo.

Este registro puede ser utilizado con combinación de otros registros de producción lo cual resulta en una valiosa información para identificar la presencia y dirección de canales por detrás de la tubería, en cualquiera de sus modalidades, es decir, si el canal tiene forma descendente o ascendente.



**Figura 3.6.** Esquema de detección para la entrada de un fluido por medio de un registro de temperatura y un flowmeter.

#### **3.1.7.4 Registro Gradiomanómetro**

Se usa para obtener la densidad del fluido y las proporciones individuales de cada fluido en una mezcla, combinado con los medidores de caudal. El principio de la herramienta se basa en la medición de la diferencia de presión sobre un intervalo de 2 pies, obteniéndose el gradiente de presión. A partir de este se calcula la densidad del fluido. El cálculo de la densidad implica conocer la desviación del pozo en el intervalo de medida. Para aumentar la precisión de la medida se calibra la herramienta en dos fluidos de densidad conocida (aire/agua). Las limitaciones operacionales son de 2000 lpc para la presión y 350 °F para la temperatura.

#### **3.1.7.5 Registro de Presión**

Esta herramienta realiza una medida continua de la presión dentro del pozo, parámetro indispensable junto con la temperatura, para el cálculo de los volúmenes y tipo de fluidos producidos por cada intervalo.

#### **3.1.8 Registro combinable de resonancia magnética<sup>12</sup>**

Esta herramienta resulta de gran ayuda para la evaluación de formaciones ya que es el único registro capaz de medir un índice de fluido libre. Esta medición permite diferenciar aquellas zonas que tendrán producción de hidrocarburos de otras que no producirán y también detectar las zonas productivas previamente inadvertidas en yacimientos complejos y difíciles de evaluar.

Esta herramienta provee un registro continuo con una excelente resolución vertical. Las investigaciones de laboratorios y las pruebas de campo han demostrado la confiabilidad de esta herramienta para obtener información en términos de productividad, permeabilidad y corte de agua.

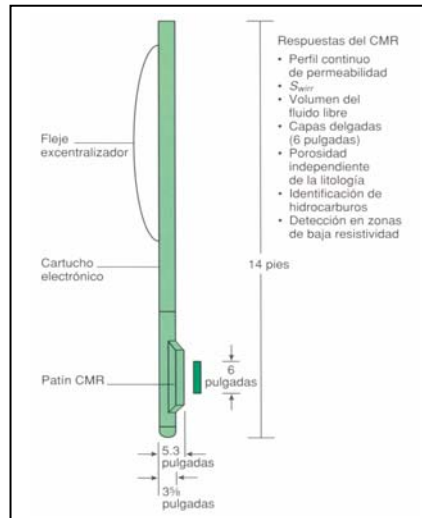
Esta herramienta posee una tecnología de resonancia magnética nuclear, la cual le permite una resolución vertical de la herramienta de 6 pulgadas. Esto le permite identificar zonas permeables muy delgadas. Además, es mucho más corta y liviana que las herramientas de generaciones previas y se puede combinar con otras herramientas de registros, lo cual se traduce en menores tiempos de trabajo con taladros de perforación.

La mejora en la precisión de las mediciones se debe a que el conjunto de imán y antena están montados sobre un patín que se aplica contra la pared del pozo.

#### Beneficios de la herramienta

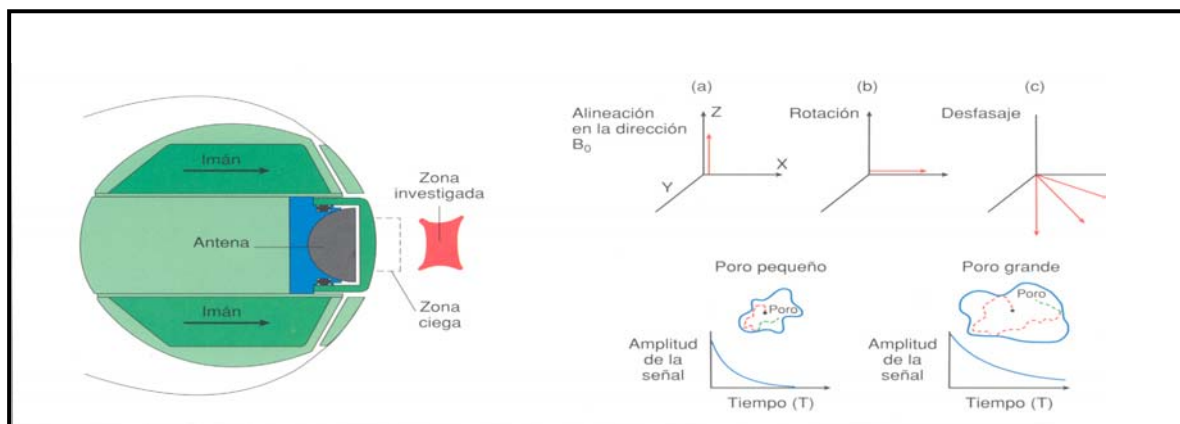
- Los datos de distribución del tamaño de poro mejoran la predicción de permeabilidad y productividad.
- Su alta resolución permite detectar capas delgadas.
- La medición de la porosidad es independiente de la litología.
- El montaje de los sensores en un patín permite la evaluación de huecos agrandados y de pozos altamente desviados.
- Las mediciones son independientes de la conductividad del lodo, lo que permite que la herramienta pueda correrse en pozos perforados con cualquier tipo de lodo.
- La menor longitud y la posición de los sensores requieren una cámara de fondo menor, ahorrando tiempo de perforación.

Esta herramienta se encuentra en el mercado bajo el nombre de CMR (Combination Magnetic Resonance) por Schlumberger. En la figura 3.7 se presenta un dibujo esquemático de la herramienta.



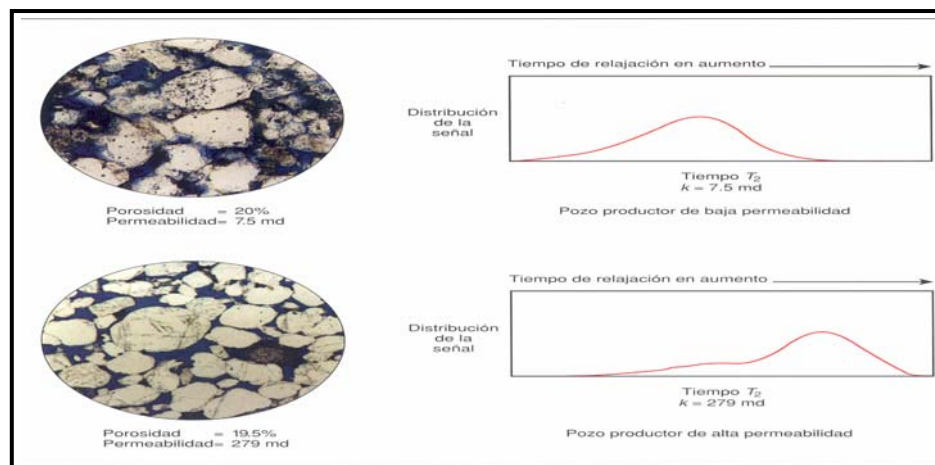
**Figura 3.7.** Esquema de la herramienta CMR.

Las imágenes permanentes montadas en el patín de la herramienta CMR generan un campo magnético poderoso que alinea los protones de hidrógeno presentes en la formación. La antena transmite un pulso que provoca una rotación de los protones de  $90^\circ$  con respecto a la dirección del campo magnético. Los protones inician un movimiento de precisión, creando una señal detectada por la antena entre pulso y pulso. La constante de tiempo de la rapidez de pérdida de energía de estas señales se llama tiempo de relajación transversal  $T_2$ , la cual es función de la distribución del tamaño de poro de la formación (ver figura 3.8).



**Figura 3.8.** Sección transversal del patín, diagrama de protones y gráficos  $T_2$ .

El tiempo de medición de relajación transversal del registro ( $T_2$ ) es directamente proporcional a la porosidad y la velocidad de decaimiento se relaciona al tamaño de poro. Tiempos de relajación cortos indican poros pequeños y permeabilidad baja, mientras que tiempos más largos indican poros más grandes con permeabilidades generalmente más altas. Estas dos muestras tiene más o menos la misma amplitud  $T_2$ , lo cual indica características de porosidad similares, pero los tiempos de relajación considerablemente diferentes identifican claramente la muestra cuya permeabilidad es más alta (ver figura 3.9).

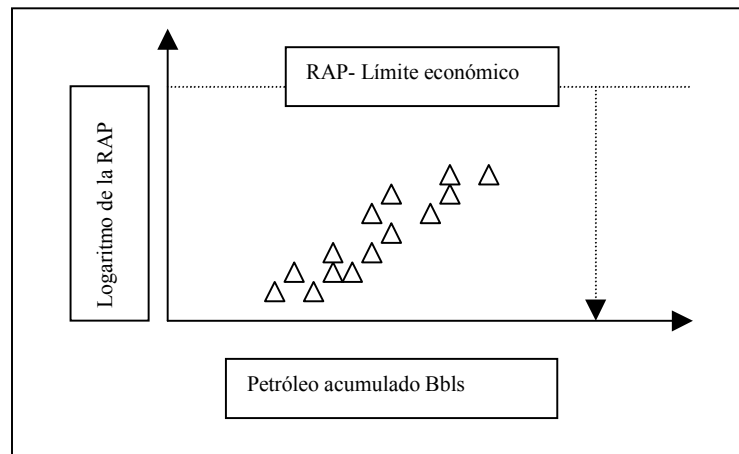


**Figura 3.9.** Tiempo de relajación de la herramienta.

### 3.2 GRÁFICOS DE RECUPERACIÓN<sup>5</sup>

El gráfico de recuperación es un gráfico semilogarítmico de la RAP con respecto a la producción acumulada de petróleo. La tendencia de producción se puede extrapolar al límite económico de la RAP para determinar la producción de petróleo que se obtendrá si no se toma ninguna medida para controlar el agua (ver figura 3.10). Si la producción extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas para el pozo, quiere decir que el pozo produce un nivel de agua aceptable y no se necesita ninguna medida de control de agua. Si este valor es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, significa que el pozo está

produciendo agua que no es aceptable y de existir suficientes reservas para compensar el costo de la intervención, se debería considerar alguna medida de reparación.



**Figura 3.10.** Límite de RAP

### 3.3 GRÁFICO DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN<sup>5</sup>

Es un gráfico doble logarítmico de tasas de petróleo y agua con respecto al tiempo. Por lo general, los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control del agua muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea. También existe un gráfico de análisis de la curva de declinación, el cual es logarítmico de la tasa de producción de petróleo con respecto al petróleo acumulado. El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es rectilínea, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún otro problema, como por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño.

### 3.4 GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO DE CHAN<sup>13</sup>

Convencionalmente, los gráficos lineales de corte de agua versus tiempo fueron usados para mostrar el progreso y severidad de problemas de excesiva

producción de agua. La correlación entre el corte de agua o flujo fraccional y la saturación de agua en el yacimiento, es bien conocida. Sin embargo no es práctico porque la distribución de las saturaciones de agua en el yacimiento están cambiando con el tiempo.

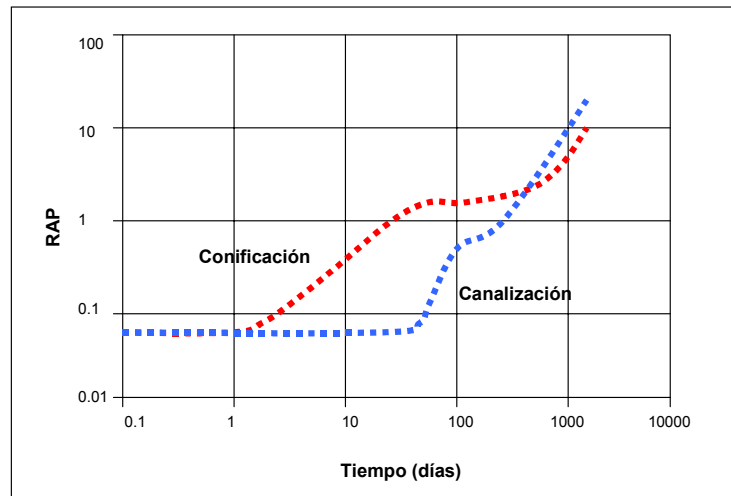
Un promedio de la saturación de fluidos en el yacimiento por medio de balance de materiales no aclara la conducta de flujo de fluidos en formaciones heterogéneas.

Aunque estos gráficos pueden mostrar un drástico cambio en el corte de agua indicando una repentina falla en la completación del pozo, una rápida irrupción o un canal de alta conductividad, la información provista por los gráficos es limitada.

Un conjunto de gráficos ha sido generado por una serie de estudios de simulación numérica para control de agua, usando un simulador de crudo negro. Chan, K.S, encontró que las gráficas log-log de RAP vs tiempo son más efectivas que las de corte de agua vs tiempo para identificar los problemas de producción. Es así como Chan, K.S descubrió que los gráficos log-log de la derivada de la RAP (relación agua/petróleo) vs el tiempo pueden ser usadas para diferenciar que tipo de problema puede causar la excesiva producción de agua: canalización o conificación.

A través de la figura 3.11 se puede observar la diferencia en la tendencia de la gráfica dependiendo de sí se trata de un problema de canalización o de un problema de conificación, usando el mismo PVT, saturaciones, distribución de permeabilidad, porosidad y las mismas condiciones iniciales.





**Figura 3.11.** Comparación de canalización y conificación

En la figura 3.11, se pueden apreciar tres períodos o tendencias de la RAP: el primero en el cual la curva de RAP tanto para conificación como para canalización se mantiene aproximadamente constante en su valor inicial, el cual depende de la saturación inicial de agua y de su distribución a lo largo de todas las capas del yacimiento y de las permeabilidades relativas. La longitud de este tiempo depende del mecanismo de empuje de agua.

Para *conificación* el tiempo en el cual la curva deja de ser constante es a menudo corto, dependiendo de varios parámetros, pero predominantemente de la distancia entre el contacto agua/petróleo y el intervalo productor más cercano, permeabilidad vertical, tasa de influjo del agua, la caída de presión o la tasa de producción y de las permeabilidades relativas. Mientras que para *canalización* ese tiempo depende principalmente del espaciamiento entre pozos, tasa de inyección en los pozos inyectoras, caída de presión o tasas de producción, distribución de saturación de agua inicial a lo largo de las capas y de las permeabilidades relativas. Físicamente el tiempo en el cual la tendencia deja de ser constante representa el tiempo de irrupción del agua en un lente de un yacimiento estratificado.

El segundo período muestra un incremento de la RAP con el tiempo en ambos casos: conificación y canalización. Sin embargo, las tasas de incremento difieren para cada tipo de problema.

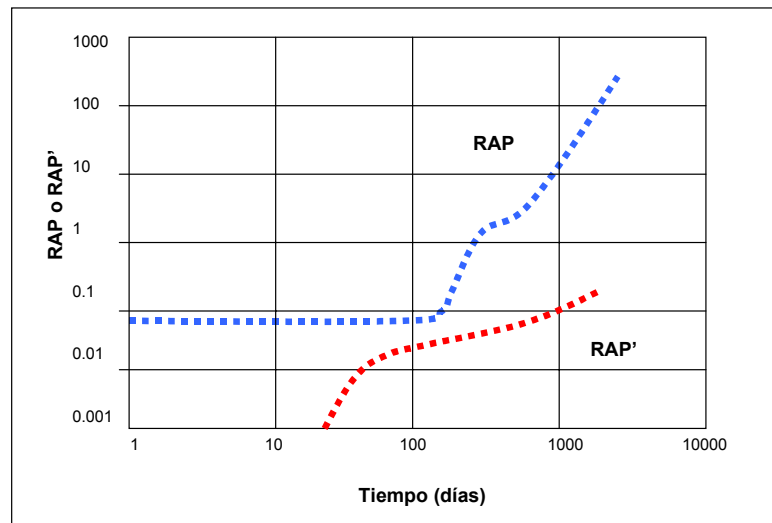
En *conificación* la tasa de incremento es relativamente lenta, alcanzando un valor constante al final del período (ver figura 3.11). Esto representa el crecimiento vertical del cono, cubriendo la mayoría de los intervalos perforados, pero también se expande radialmente.

En *canalización* se muestra un rápido incremento de la RAP, dependiendo de la permeabilidad relativa y de las saturaciones iniciales. Al final de este segundo período se observa (figura 3.11) una ligera disminución de la pendiente, que corresponde a un período de transición en el cual se agota la primera capa invadida y en el cual comienza la irrupción en la segunda capa con consiguiente mayor conductividad de agua.

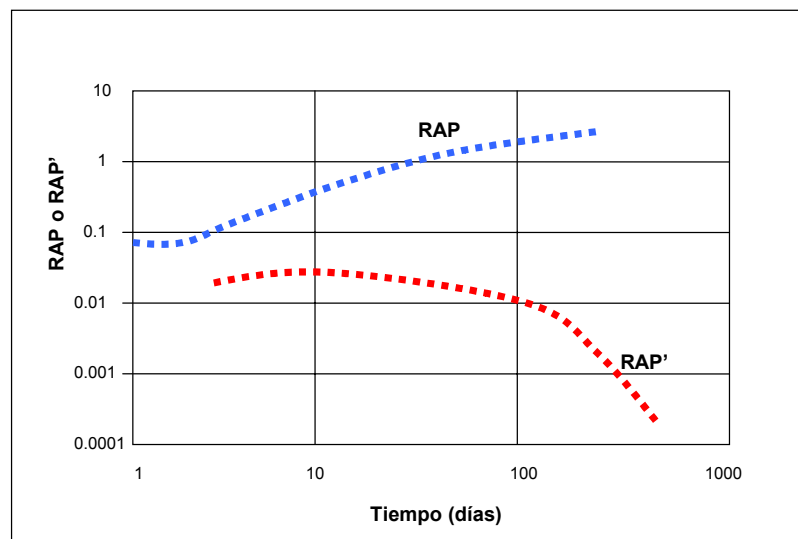
En el tercer período se muestra que la tendencia de la RAP en el caso de *conificación* es un incremento rápido que representa la conversión de un cono a un canal de alta conductividad de agua, mientras que en el caso de *canalización* se observa una pendiente parecida a la del segundo período y corresponde al agotamiento de la segunda capa con más conductividad de agua.

Es así como el gráfico de la derivada de la RAP vs el tiempo puede ser de mucha ayuda para determinar el mecanismo de producción de agua excesiva.

La derivada de la RAP con respecto al tiempo muestra una pendiente relativamente constante para *canalización* (ver figura 3.12) y un cambio de pendiente negativa para *conificación*, como se puede apreciar en la figura 3.13



**Figura 3.12.** RAP y RAP' Vs. Tiempo (Canalización)



**Figura 3.13.** RAP y RAP' Vs. Tiempo (Conificación)

A través de esta metodología también se pueden identificar otro tipo de problemas como: problemas en las cercanías del pozo y avance normal del acuífero.

En el caso de problemas en las cercanías del pozo, las curvas tanto de RAP como de RAP' muestran un cambio abrupto (ver figura 3.14), que generalmente se manifiesta en los inicios de la producción del pozo o después de una estimulación.

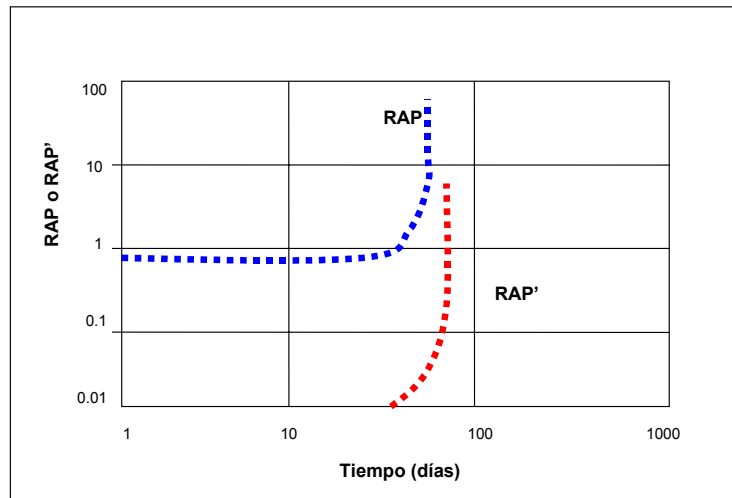


Figura 3.14. RAP y RAP' para problemas en las cercanías del pozo

Por otro lado para problemas de avance normal del acuífero se observa que la curva de diagnóstico experimenta un aumento progresivo en el tiempo tanto de la RAP como de la derivada (RAP'), como se aprecia en la figura 3.15.

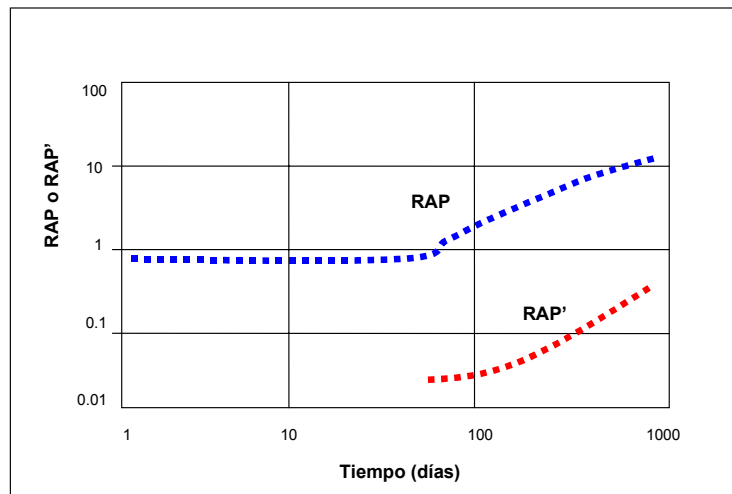


Figura 3.15. RAP y RAP' para problemas de avance normal del acuífero

### 3.4.1 Recomendaciones prácticas

Las curvas de diagnóstico deben ser usadas conjuntamente con la historia de producción ya que esta afecta la apariencia de las mismas. Estos cambios podrían

ser en la caída de presión en el pozo productor, en las tasas de inyección, etc. Es por ello, que es necesario analizar la historia de producción, ya que podrían existir diferentes mecanismos de producción para diferentes períodos de tiempo.

A continuación se listan una serie de cambios en las operaciones de producción y reacondicionamiento que podrían causar cambios en la historia de producción:

- Declinación en la presión del yacimiento.
- Declinación de la producción debido al daño.
- Implementación de inyección de agua o gas.
- Adición o alteración de las perforaciones.
- Ajuste del tamaño del estrangulador.
- Estimulación del yacimiento y pozo.
- Cementación forzada.

Para analizar la historia de producción e identificar los diferentes eventos es recomendable realizar una gráfica log-log de la historia de producción completa y discernir entre los períodos en los cuales existen cambios en el mecanismo de producción, seleccionar un período de interés o en particular y graficar en log-log la RAP y su respectiva derivada (RAP') para identificar el mecanismo de producción de agua en ese período.

### **3.4.2 Ventajas de los gráficos de diagnóstico**

Entre las ventajas que presenta este método, se encuentran:

- Usa principalmente la data de producción disponible.
- Puede ser usado para descartar rápidamente a un gran número de pozos.
- Engloba los mejores principios y prácticas de ingeniería de yacimiento.

- Podría formar la base de la conducta de un mecanismo de producción, comparar mecanismos entre pozos adyacentes, pozos con buena producción vs pozos con producción problemática.
- Con la curva de RAP vs petróleo acumulado y las curvas de declinación de la tasa de petróleo, se llegaría a obtener una eficiente metodología para seleccionar pozos candidatos para tratamientos de control de agua.

### 3.5 OFM ( Oil Field Manager)<sup>14</sup>

OFM es una poderosa aplicación que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar datos de producción y yacimiento.

Como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. OFM puede ser utilizado para análisis de pozos y campos, programas y operaciones de optimización del campo, administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, balance de materiales.

OFM permite trabajar con una serie de tipos de datos para identificar tendencias, anomalías y pronosticar producción. Estos tipos de datos son los siguientes:

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

Para la utilización de esta información OFM trabaja con diferentes tablas, entre las más importantes se encuentran:

- La tabla Maestra de tipo estática y que contiene toda la información básica de los pozos incluyendo sus coordenadas.
- La tabla Sort de tipo estático que contiene la información que permitirá seleccionar y agrupar la información por diferentes categorías.
- La tabla de producción de tipo mensual, que contiene la información de producción mensual de los pozos.
- La tabla de muestras y pruebas de tipo esporádico con información de los resultados de las pruebas y muestras realizadas a cada pozo.

OFM posee un conjunto de herramientas de las cuales se puede valer el usuario para analizar y visualizar la información de su interés.

- **Gráficos (plots):** esta aplicación permite realizar un máximo de seis gráficos por ventana de las variables de interés (por ejemplo diferentes tipos de gráficos de producción para visualizar comportamientos).
- **Reportes (reports):** esta aplicación permite crear reportes de cualquier variable de interés.
- **Análisis de curvas de declinación (Decline curves analysis):** esta herramienta permite predecir y desarrollar estrategias de explotación (calculando reservas y comportamientos de producción en cada pozo).
- **Mapas de burbuja (bubble maps):** estos mapas permiten visualizar tendencia ya sea de un pozo o de un yacimiento, representadas en forma de círculos de diferentes tamaños y colores que variarán según el valor que manejen.
- **Mapas de celdas (grid maps):** son una herramienta de análisis cualitativo que permiten visualizar tendencias y comportamientos de diferentes variables ya sea de un pozo en particular o de un yacimiento o campo.

- **Secciones transversales (Cross sections):** esta aplicación permite visualizar secciones estructurales y estratigráficas, basadas en correlaciones de datos de perfiles.
- **Diagramas de pozos (Wellbore diagrams):** permite realizar esquemas de completación, que pueden incluir revestidores, empacaduras, tapones, empaque con grava, entre otros.
- **Despliegue de registros (Log display):** esta herramienta permite revisar los datos, marcadores, litología y resultados calculados.

Es así como a través de estas herramientas pueden realizarse una serie de análisis que permitan caracterizar y evaluar al yacimiento, entre los que se encuentran:

- Generar tendencias de distribución de propiedades petrofísicas para observar zonas de mejor calidad de roca.
- Efectuar animaciones del comportamiento de producción y drenaje del yacimiento en forma gráfica y de mapas.
- Cálculo del petróleo original en sitio a través de operaciones de mapas de celda.
- Estimar las reservas remanentes recuperables y totales, utilizando curvas de declinación por pozo y observando este comportamiento a través de los mapas de celda.



## CAPÍTULO IV

### SOLUCIONES PARA CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA

La producción de agua de formación, no solo reduce la producción de crudo en los pozos, deja volúmenes importantes de hidrocarburos en el yacimiento, sino que también produce un incremento en los costos operacionales para los procesos de tratamiento y separación de agua/petróleo en superficie.

Cada tipo de problema tiene distintas opciones de solución que varían desde las simples soluciones mecánicas y químicas, que son relativamente de bajo costo, hasta las más complejas y costosas soluciones de completaciones re-trabajadas. Es habitual la existencia de diversos problemas de control de agua y, a menudo, se hace necesario adoptar una combinación de varias soluciones. Hoy en día, además de las soluciones tradicionales descritas posteriormente, existen métodos nuevos, innovadores y convenientes desde el punto de vista económico para los problemas de control de agua.

Los diferentes tipos de soluciones han sido clasificados en mecánicas y químicas:

#### 4.1 Soluciones mecánicas<sup>15</sup>

Entre los métodos tradicionales más comunes, se encuentran:

*Tapones mecánicos:* Estos tapones incluyen empacaduras entubadas y mangas deslizantes. Estas pueden ser colocadas en la tubería e infladas dentro del mismo. Estos tipos de empacaduras mecánicas pueden ser también corridas dentro del pozo y ser fijadas después de que el pozo haya sido completado. Los dispositivos mecánicos para cortar el agua han sido usados exitosamente en todas las localizaciones del mundo y son más útiles cuando existe un pequeño potencial para que el agua fluya a otra sección abierta del pozo (Brand & Co. 1995).

Los tapones mecánicos pueden ser usados para sellar cualquier sección del intervalo completado.

*Tapones de Arena:* La arena puede ser colocada en el pozo para reducir o cortar la producción del intervalo más bajo del pozo. El tamaño de la arena y el tamaño del tapón pueden ser ajustados para causar un tapón parcial o total. A menudo cuando un sello total es requerido, la última porción del tapón puede ser mezclada con cemento (u otro agente sellante) para reforzar el sello.

## **4.2 Soluciones Químicas<sup>16</sup>**

En operaciones de recuperación de petróleo, diferentes tipos de procesos han sido propuestos para reducir la canalización de fluidos, ya sea en las cercanías del pozo o a nivel matricial a través de fracturas y canales de alta permeabilidad en los yacimientos. El método más comúnmente utilizado para sellar los fluidos en el pozo es el cemento y en cuanto al yacimiento los polímeros entrecruzados u otro tipo de geles. Sin embargo, también han sido propuestos los procesos con espumas, emulsiones, sólidos suspendidos, microorganismos y precipitados.

De esta forma dichos métodos se clasifican de acuerdo a su acción en el medio poroso en sellantes y no sellantes.

### **4.2.1 Sellantes**

Un químico sellante es aquel que al ser inyectado dentro de una zona de interés, logra bloquearla. Estos tratamientos son usados para sellar la producción de todos los fluidos en la zona tratada.

A pesar de que estos métodos deberían reducir la canalización a través de zonas de alta permeabilidad, sin dañar las zonas productivas, muchas veces estos

agentes penetran en las zonas de baja permeabilidad y en las zonas productoras, pudiendo retardarse la producción de petróleo.

La efectividad en la reducción de la capacidad de flujo de cierta zona, depende al menos de tres factores:

- La distancia de penetración del agente sellante.
- La reducción de permeabilidad provista por el agente sellante.
- La geometría de flujo.

#### **4.2.1.1 Cemento**

El cemento es uno de los métodos más frecuentemente usado para bloqueo de zonas ofensivas, debido principalmente a su bajo costo y a su alta consistencia.

Las operaciones que involucran el uso de cemento para cegado de fluidos como agua o gas, se denominan cementación forzada y tapón de cemento.

##### *Cementación Forzada*

Consiste en forzar una lechada de cemento en un punto específico del pozo, a una presión suficiente para que produzca deshidratación, promoviendo la entrada de la fase líquida de la lechada hacia la formación, formando un resistente revoque de cemento que al endurecerse es capaz de sellar los espacios vacíos en la cara de la formación y tubería revestidora.

La tasa de deshidratación del cemento es controlada por medio de la presión de inyección, la pérdida de filtrado y la permeabilidad de la formación.

La cementación forzada puede ser aplicada durante operaciones de perforación, completación o reparación del pozo con el objeto de reparar cementación primaria

deficiente, aislamiento de intervalos y reparación de problemas en la tubería revestidora.

Entre los factores que afectan el éxito de una operación de cementación forzada, se encuentran: la temperatura, la permeabilidad de la formación, presión de inyección, problema a corregir, aditivos de la lechada, técnica de aplicación, tiempo de fraguado y otros.

#### Tapón de cemento

Consiste en colocar una lechada de cemento dentro del pozo para crear un sello sólido o tapón dentro de la tubería en cualquier momento en la vida del pozo, ya sea para abandonarlo, aislamiento de zonas y/o en la perforación de pozos direccionales.

#### **4.2.1.2 Partículas<sup>16</sup>**

Este método ha sido propuesto como agente sellante y tiene su esencia en la relación entre el tamaño de la partícula y el tamaño de los poros de las zonas de interés. El concepto es que la suspensión de partículas podría penetrar en una zona de alta permeabilidad (donde se encuentra el agua), mientras las partículas son removidas por filtración en la cara de la formación de zonas menos permeables (donde se encuentra el petróleo). Para ello debe cumplirse que las partículas sean lo suficientemente pequeñas para penetrar libremente en las zonas de mayor permeabilidad y los suficientemente grandes como para formar un revoque en la superficie de la roca de las zonas menos permeables y la distribución del tamaño de las partículas debe ser lo suficientemente angosta.

La habilidad de las partículas para penetrar en un medio poroso, también depende de la influencia de la velocidad de flujo, concentración de las partículas y la superficie química de las partículas en el medio poroso.

Es muy difícil tener una distribución de tamaños de partículas adecuada para que se pueda producir un sello efectivo en la zona a tratar, sin dañar a la zona productora, ya que el principio sellante está directamente relacionado con la relación entre el tamaño de la partícula y el de la garganta de poro. Por ejemplo si las partículas son lo suficientemente pequeñas como poder introducirse y fluir a través de los poros de la zona tratada (mayor permeabilidad), no pueden realizar un sello efectivo por sí solas.

#### **4.2.1.3 Precipitados<sup>16</sup>**

Típicamente, estos procesos envuelven la formación de un agente sellante *in situ* mezclando dos soluciones químicas incompatibles en la formación que reaccionan provocando precipitados que taponan los poros de la roca, reduciendo la permeabilidad absoluta de la misma.

Esta técnica por sí sola no permite ningún tipo de selectividad, es decir, puede bloquear las zonas de petróleo si no son protegidas durante la operación.

Igualmente, la literatura recomienda el uso de químicos disueltos en petróleo que precipiten en presencia de agua para taponar las zonas de alta saturación de agua y no las de petróleo. Sin embargo, esta técnica necesita de estudios y experimentación en campo.

#### **4.2.1.4 Microorganismos<sup>16</sup>**

Este método consiste en la colocación de los microorganismos con sus respectivos nutrientes, para que produzcan biomasa o polímeros y restrinjan el paso de fluidos. Debido a que las propiedades de flujo de los nutrientes no son diferentes a la de los geles, sus características de colocación son similares, al igual que la distancia de penetración.

Desde una perspectiva, los microorganismos podrían ser vistos como partículas. Una suspensión de microorganismos podría penetrar fácilmente dentro de las zonas de alta permeabilidad, mientras las restricciones de tamaño no permiten que entren en las zonas de menos permeabilidad. Pero tiene las mismas limitaciones de las partículas.

#### **4.2.1.5 Emulsiones**

Las emulsiones ya sea de petróleo en agua o agua en petróleo, no poseen mejores ventajas de colocación o reducción de permeabilidad sobre los geles. Para emulsiones concentradas, la conducta en el medio poroso puede ser descrita usando conceptos de permeabilidad relativa. Por lo tanto las propiedades de colocación de las emulsiones son similares a la de los geles.

Las emulsiones concentradas proveen muy bajos valores de reducción de permeabilidad.

En resumen, los investigadores han llegado a la conclusión de que las emulsiones o combinaciones de emulsión/gel no mostrarán un mejor desarrollo que los geles como agentes sellantes, particularmente en las áreas de características de colocación y propiedades de reducción de permeabilidad.

#### **4.2.1.6 Geles**

Las propiedades de los geles serán explicadas en el capítulo V.

#### **4.2.2 No Sellantes<sup>17,18</sup>**

Los agentes no sellantes son aquellos que una vez introducidos en la formación, deberían tener las propiedades químicas y físicas para ayudar a reducir el flujo de

agua en la zona tratada, reduciendo el influjo de agua al pozo, en mayor grado que al petróleo.

Los agentes no sellantes más usados son los geles y los polímeros y sus principales características se resumen a continuación:

#### **4.2.2.1 Polímeros**

Los polímeros solubles en agua pueden ser adsorbidos dentro de la superficie del medio poroso y reducir selectivamente la permeabilidad al agua. El mecanismo de selectiva reducción de permeabilidad ha sido objeto de numerosos estudios y varias hipótesis han sido presentadas.

Las principales ventajas de estos tratamientos son:

- Bajo costo: la química es usada en cantidades limitadas y el tratamiento no requiere aislamiento de la zona.
- Bajo riesgo: los riesgos son limitados debido a que el polímero es capaz de reducir la permeabilidad al agua sin taponar la formación.
- Bajo impacto ambiental.

#### **4.2.2.2 Geles**

Las características de estos geles serán explicadas en el Capítulo V.

### **4.3 Nuevas tecnologías mecánicas para el control de la producción de agua**

Debido a la constante búsqueda de nuevas tecnologías que permitan optimar desde el punto de vista técnico-económico el factor de recobro de crudo en

superficie, se han visto evoluciones muy significativas dentro de la industria para obtener métodos que logren satisfacer una amplia gama de problemas relacionados con la producción de agua. Estas tecnologías se mencionan a continuación:

- Tecnología DOWS (Downhole Oil/Water Separation).
- Tecnología DWS (Downhole Water Sink).
- Tecnología DAPS (Dual Action Pumping System).
- Tecnología CDCC (Completación Dual para Control de la Conificación).

#### **4.3.1 Tecnología DOWS (Downhole Oil/Water Separation)**

Esta tecnología será descrita en el Capítulo VI.

#### **4.3.2 Tecnología DWS (Downhole Water Sink) <sup>19</sup>**

Esta es una nueva técnica para producir hidrocarburos libres de agua desde los yacimientos con acuíferos activos y con fuertes tendencias para producir conificación de agua. Pozos convencionales en esos yacimientos producen incrementos en los volúmenes de salmueras y descensos en la producción de crudo o gas, lo cual acarrea el cierre prematuro de los pozos sin lograr los suficientes recobros de hidrocarburos. La tecnología DWS disminuye la producción el agua con la utilización de un mecanismo hidrodinámico para el control de la conificación en sitio para el contacto agua/petróleo o agua/gas. El mecanismo esta basado en un drenaje generado por un sumidero de fondo localizado por debajo del contacto agua/petróleo o agua/gas.



En el sistema DWS, un pozo es perforado a través de la columna de petróleo encontrada en la columna de agua y es completado en esas dos zonas con una empacadura que separa las zonas perforadas para la producción de crudo. El sistema debe incluir los siguientes requisitos:

- Una bomba electrosumergible para el agua de formación.
- Perforaciones para el sumidero de fondo.
- Desviación de la parte inferior del pozo (sección de descarga).

La figura 4.1 presenta la configuración para el sistema de recirculación del agua de formación.

Donde:

$Q_w$  = Tasa de agua.

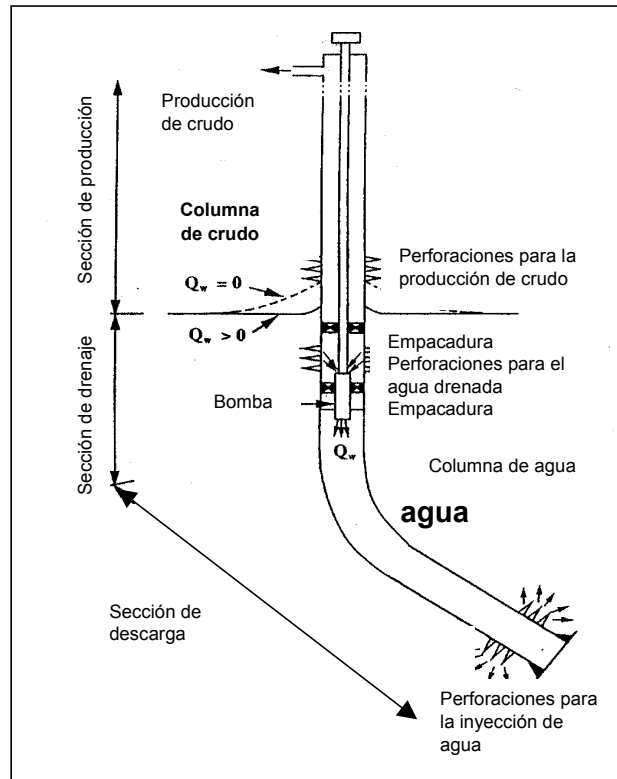


Figura 4.1. Sistema DWS (Downhole Water Sink).

La longitud y desviación de la sección de descarga depende de factores específicos en sitio, los cuales son: geología, propiedades yacimiento/acuífero y tasas de producción. También, la sección de descarga es completada en la columna de agua, para así reciclar el agua proveniente del sumidero con el acuífero.

Potenciales beneficios de este método incluyen todas las ventajas de deshidratación en la zona cercana al pozo, tales como el incremento de la permeabilidad relativa para el petróleo, mayor vida para el pozo y un mayor recobro de crudo. En adición, la recirculación de fondo para el agua representa:

- Eliminación de costos para disponer el agua producida.
- Reduce el consumo de energía para el bombeo de agua a superficie.
- Provee un método de separación en sitio para prevenir contaminación ambiental.

#### **4.3.2.1 Resultados obtenidos del sistema DWS <sup>19</sup>**

El sistema de sumidero de fondo ha probado ser factible teóricamente, sin embargo, su implantación requiere de una buena información geológica y debe estar basado en un diseño específico en sitio. Estudios realizados con anterioridad revelan los siguientes aspectos:

- La tecnología DWS, debería incrementar la tasa de producción de crudo con un mínimo corte de agua. La tasa de bombeo requerida para el agua es muy pequeña, en el orden de pocos galones por minuto.
- Un monitoreo de fondo continuo de la tasa de bombeo para el agua es esencial en este proceso, particularmente cuando el petróleo es producido a su tasa máxima. Estudios realizados revelan que el margen de error en el control para

la tasa de agua se hace más pequeño con el incremento de las tasas de producción de crudo.

- La implementación del método requiere extremo cuidado en el diseño de la completación para el pozo, particularmente en la sección de fondo desviada comprometida para la recirculación del agua. Estudios realizados presentan que el problema principal en el diseño es proveer la suficiente salida lateral para la salida de la zona de descarga del agua de recirculación.

#### **4.3.3 Tecnología DAPS (Dual Action pumping System)<sup>20</sup>**

El sistema de bombeo de acción doble, DAPS, representa una nueva manera para producir hidrocarburos. Este sistema mantiene la segregación gravitacional haciendo ascender al gas por el anular, levantando el crudo y parte del agua por la

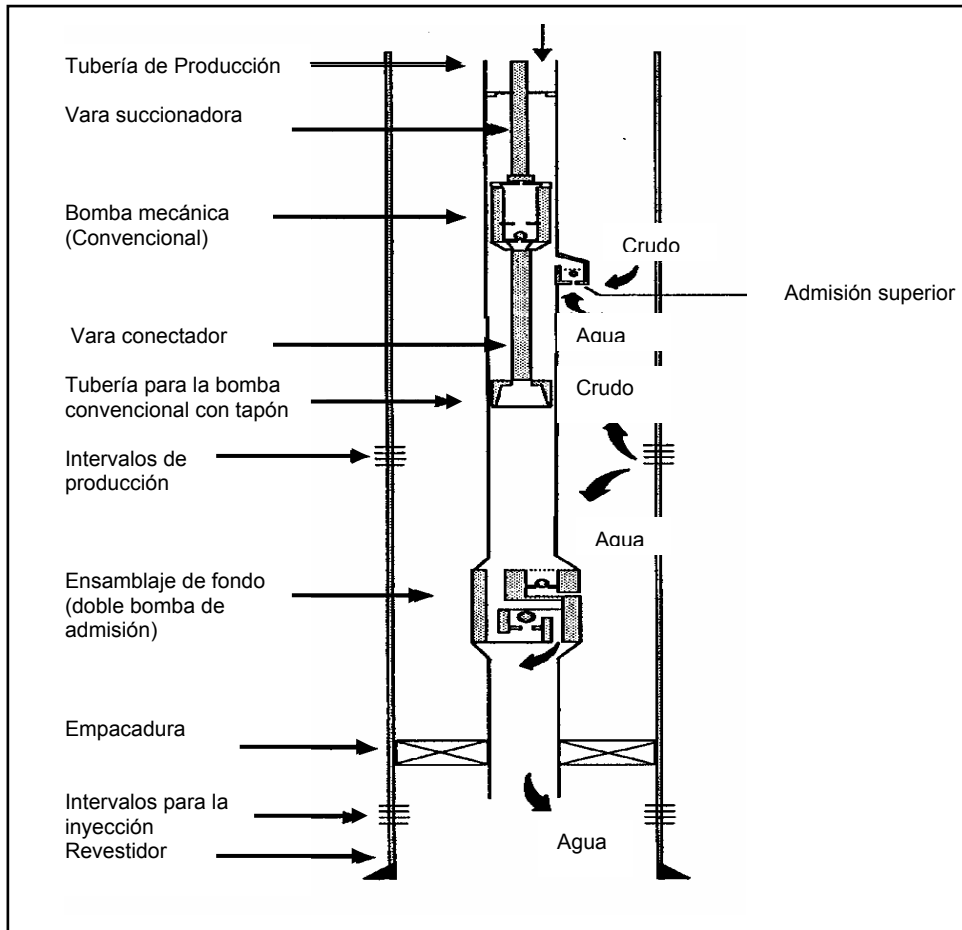
tubería de producción e inyectando el agua de producción en bruto a través de dos bombas mecánicas de doble admisión.

En la figura 4.2 se presenta un dibujo esquemático del sistema DAPS.

##### **4.3.3.1 Potenciales beneficios con la aplicación de la tecnología DAPS.<sup>21</sup>**

*Incremento de la producción:* Aplicaciones probadas para este tópico indican que una unidad DAPS puede mover un 30% y más de fluido que una unidad convencional.

*Reducción de costos:* Esta tecnología fue originalmente concebida como un medio para disminuir los gastos por manejo de agua en superficie. Sin embargo, es difícil justificar una instalación DAPS para manejo de agua con un costo aproximado de 10 céntimos de dólar americano o menos.



**Figura 4.2.** Esquema del sistema DAPS

*Ahorro de inversiones:* Pozos que son candidatos para grandes equipos de levantamiento, tales como bombas electrosumergibles, pueden ser candidatos para la tecnología DAPS. El costo de convertir un pozo a levantamiento por BES podría justificar un costo menor representado por una unidad DAPS, debido a la eliminación de instalaciones de superficie para el manejo del agua producida, las cuales representan una inversión adicional de capital.

*Ambiente:* Los beneficios de producir menos agua parecen prontamente claros, ya que al no tener que manejar grandes volúmenes de agua de formación en superficie, se evita el uso de químicos tóxicos utilizados en el tratamiento del

agua. Además de evitar el riesgo de contaminar afluentes de agua dulce ubicados en zonas someras al momento de la inyección desde superficie para el agua tratada.

#### **4.3.3.2 Limitaciones de la tecnología DAPS <sup>21</sup>**

*Intervalos múltiples:* El más importante requerimiento es la existencia de un intervalo disponible para la reinyección del agua reciclada. El intervalo de inyección debe ser más profundo que las perforaciones realizadas para la producción por un mínimo de diez pies. Debe existir un aislamiento entre la zona productora e inyectora.

*Zona de aislamiento:* Un contraste común es la integridad del revestidor. Como en cualquier pozo de inyección, el revestidor (y el cemento detrás de éste) deben ser capaces de fijar una empacadura y resistir la presión de inyección. Esto es a menudo un “factor fatal” para pozos viejos los cuales han experimentado fisuras en los revestidores y extensas corrosiones con anterioridad.

*Separación de los fluidos:* Otro importante factor es la separación agua/petróleo. El pozo debe ser relativamente vertical entre la localización de la válvula superior e inferior para que la separación pueda ocurrir. Los yacimientos de crudos pesados con gravedades API de 10 o menor pueden no ser buenos candidatos. Los pozos que producen emulsiones firmes no son necesariamente malos candidatos. Las emulsiones pueden resultar de la mezcla en la cámara de la bomba.

#### **4.3.3.3 Alcances de la tecnología DAPS en crudos pesados <sup>21</sup>**

La compañía Talisman Energy ha probado un sistema DAPS aproximadamente a 250 millas al noreste de Calgary, Alberta. Una meta es extender el servicio para incluir campos de crudos pesados. La zona de producción es la arena de Dina a

una profundidad de 2300 pies. La zona de disposición es a 2360 pies, y está separada de la zona de producción por una capa de roca sello. La producción es de areniscas consolidadas, los fluidos son producidos libres de partículas. La gravedad específica del agua producida es 1.05 con 17.5° API.

El sistema ha sido usado desde Abril de 1997 y fue comenzado a una tasa baja como una precaución. Los resultados preliminares demostraron separaciones exitosas.

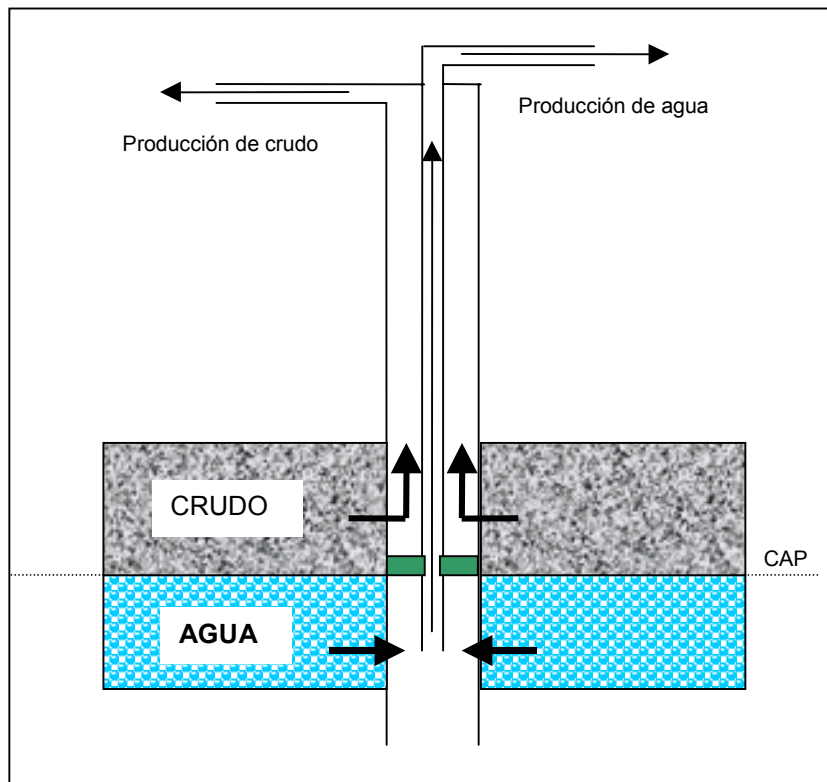
#### **4.3.4 Tecnología CDCC (Completación Dual para Control de Conificación)<sup>22</sup>**

La teoría detrás de esta tecnología es relativamente simple. El cono de agua asciende debido al diferencial de presión causado por la producción de crudo.

Para prevenir esta conificación, debe ser activada una caída de presión hacia abajo del contacto agua/petróleo para mantener el agua fuera de la zona de levantamiento. Con esta idea en mente, es presentado en la figura 4.3 un dibujo esquemático para la configuración de la tecnología CDCC.

Con esta completación, el agua es producida (agua drenada) a una tasa controlada para producir una presión de sumidero igual a la creada por la producción de crudo. El resultado es un contacto de agua/petróleo estable que permite producir crudo libre de agua por el anular e igualmente permite producir agua libre de crudo por la tubería de producción.

En los yacimientos, el agua y el petróleo son naturalmente segregados por gravedad. El propósito de la tecnología CDCC es sostener esta segregación bajo condiciones dinámicas y prever la invasión del agua en la zona de producción de crudo.



**Figura 4.3.** Completación básica de la Tecnología CDCC

Los factores críticos del diseño para este método son la tasa de producción de crudo y la tasa de drenaje para el agua, como también el espaciamiento vertical entre las perforaciones de producción de crudo y las perforaciones para el drenaje del agua. Programas computarizados para el diseño de estos factores han sido desarrollados recientemente.

#### **4.3.4.1 Implantación de la tecnología de Completación Dual (CDCC) en prueba de campo.**

Esta prueba fue realizada en el campo Nebo Hemphill (Norte de Louisiana U.S.A.) el cual posee arenas no consolidadas, con una porosidad promedio de 33% y permeabilidades absolutas en un rango de 2 a 5 darcys. El crudo de esta formación es de 21 a 24 grados API, subsaturado y tiene una viscosidad de 17 cp

en condiciones de yacimiento. El agua de formación es de 1.05 de gravedad específica y una viscosidad menor que 1 cp a condiciones de yacimiento.

Resultados obtenidos:

*Productividad del nuevo método:* Durante las primeras 6 semanas de producción, la tasa de producción de crudo se mantuvo estable entre 35 y 45 barriles normales por día con un porcentaje de 1% de agua y sedimentos con 120 lpc de presión en el revestidor utilizando un estrangulador de 8-5/64". Después de las primeras seis semanas el pozo fue tratado por corrosión. Esta perturbación en el equilibrio causó una caída de presión en el revestidor de 120 lpc a 110 lpc. En subsecuentes tratamientos semanales, la presión del revestidor continuó decreciendo en cada tratamiento, hasta que un corte de agua de 6% fue establecido en la producción de crudo.

Para invertir el cono la tasa de agua fue incrementada a 1700 barriles de agua por día. Después de varias semanas, la presión de revestidor aumento desde 80 hasta 120 lpc y el porcentaje de agua y sedimentos descendió hasta 1%. Esta experiencia comprobó que el contacto agua/petróleo puede ser controlado con esta tecnología.

*Variación en la tasa de producción:* eventualmente esto fue decidido para incrementar la productividad. Como la tasa de crudo fue incrementada por encima de la tasa crítica, la tasa de agua también fue incrementada para evitar una conificación.

*Logros ambientales:* Los resultados presentaron que es posible descargar el agua drenada directamente desde el pozo sin ningún tratamiento para remover hidrocarburos.



#### 4.3.4.2 Experiencia en Venezuela

En Venezuela ha sido probada esta tecnología en el área Dación al Oriente del país y en los estados Apure y Barinas.

En base a estas experiencias, Intevep considera que existen unas condiciones requeridas para que el uso de esta tecnología tenga éxito:

- Alta relación Kv/Kh.
- Alta permeabilidad (deseable  $K > 1$  Darcy).
- Homogeneidad vertical de la K (distribución normal).
- Ubicación del contacto agua/petróleo actual.
- Se requiere un tamaño de casing mayor o igual a 7" para instalación de doble BES.
- Tiene que existir excelente integridad del cemento por detrás del revestidor.
- Espesor de arena mayor de 40 pies.
- Baja RGP (que no entren bolsas de gas al equipo BES).

## CAPÍTULO V

### TECNOLOGÍA DE GELES

El uso de sistemas gelificantes poliméricos (geles) es la técnica que actualmente está siendo empleada con mayor frecuencia para controlar los problemas de alta producción de agua e incluso de gas.

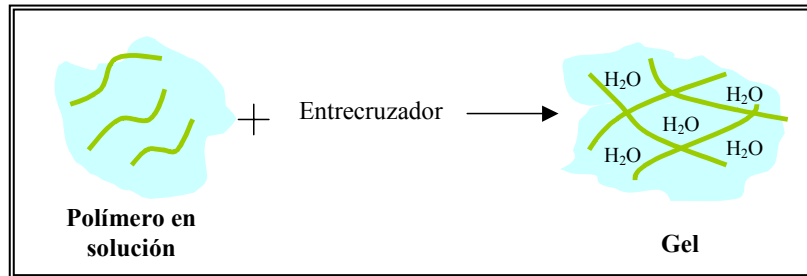
Algunas de las características que ha llevado a la extensión de su uso son: fácil aplicación, control del tiempo de gelificación, habilidad para penetrar en la matriz porosa y posibilidad de fácil remoción. Adicionalmente muchos de ellos han mostrado comportamiento de reducción selectiva de permeabilidad al agua, sin afectar significativamente la permeabilidad al petróleo, lo que ha hecho atractivo su uso en zonas productoras en donde las zonas de petróleo no pueden ser aisladas al momento del tratamiento.

Los sistemas gelificantes son usados tanto en pozos inyectores como productores. En Venezuela, la experiencia ha sido en pozos productores, a través de un proyecto entre las ex-filiales de PDVSA e Intevep, resultando en 19 aplicaciones en pozos productores en todo el país en el año 1995. Desde 1997 hasta el presente se han aplicado unos 25 pozos en el área del Lago de Maracaibo, utilizando el sistema gelificante Multigel® desarrollado en Intevep<sup>7</sup>.

#### 5.1 Definición de Sistemas Gelificantes (Geles)<sup>7</sup>

Los geles se basan en una mezcla de un polímero soluble en agua con un agente entrecruzante, orgánico y/o inorgánico, que al reaccionar químicamente a una temperatura dada, forman la estructura del gel o red tridimensional que ocluye el agua en su interior, como se aprecia en la figura 5.1, adquiriendo un aspecto que va desde una solución viscosa hasta una gelatina dura, dependiendo de la naturaleza y concentración de los componentes.

El proceso en campo consiste en inyectar una mezcla del polímero y entrecruzadores disueltos en agua, y la reacción de gelificación ocurre dentro del yacimiento por efecto de la temperatura.



**Figura 5.1.** Esquema de la reacción de gelificación

## 5.2 Tipos de geles

Los geles pueden ser sellantes y no sellantes:

### 5.2.1 Geles Sellantes

Los geles de este tipo son llamados también geles rígidos, los cuales poseen la capacidad de restringir o bloquear el flujo de cualquier fluido hacia el pozo. Su mayor ventaja es la de poder alcanzar o penetrar los espacios porosos más pequeños, tales como: finos canales detrás de la tubería, fisuras y pequeñas fracturas. Por lo tanto son capaces de realizar un aislamiento más eficiente que otros métodos químicos.

### 5.2.2 Geles No Sellantes

Los geles no sellantes son aquellos que reducen preferencialmente la permeabilidad al agua sin afectar significativamente la permeabilidad del petróleo y son usados mayormente cuando no se puede lograr un aislamiento de la zona productora durante la colocación del gel.

Muchos investigadores han demostrado la capacidad que tienen los polímeros y los geles ha reducir la permeabilidad al agua en mayor proporción que la reducción de la permeabilidad al petróleo.

La diferencia entre estos dos tipos de geles radica en su formulación, debido a que los geles sellantes poseen una mayor concentración de polímero y entrecruzador que los geles no sellantes. Sin embargo la formulación no es el único factor que determina el grado de bloqueo de los geles, ya que las características de la formación y las condiciones operacionales del pozo, tienen gran influencia en el comportamiento de geles en el medio.

### **5.3 Tipos de polímeros usados en la formación de geles<sup>7,17</sup>**

Debido a que las características del gel dependen mucho de la naturaleza química de los componentes y de las condiciones en la que será inyectado, se han llevado a cabo numerosos desarrollos con formulaciones químicas muy variadas, en la búsqueda de obtener geles estables y de buena calidad, flexibles en cuanto a lograr varios tiempos de gelificación, de fácil manejo y costos razonables.

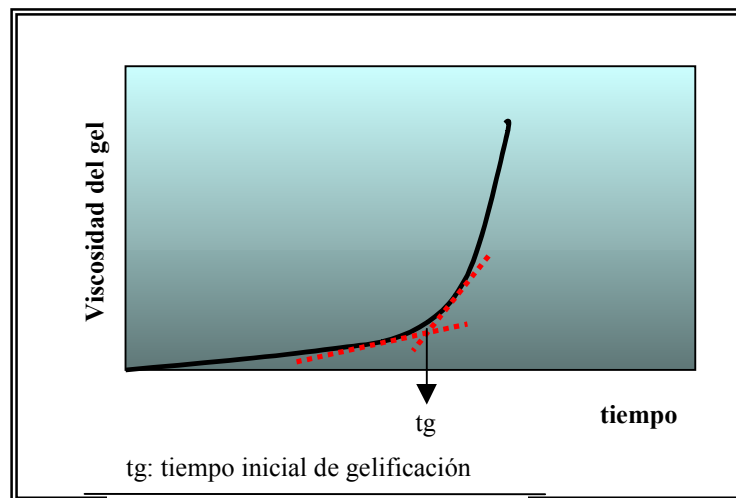
Los dos tipos de polímeros más comúnmente utilizados son: las poliacrilamidas y los biopolímeros o polisacáridos. Dentro de los agentes entrecruzantes se encuentran los inorgánicos, basados en sales de complejos de metales como el  $Cr^{+3}$ [10,11] y el  $Al^{+3}$ [12,13]. El sistema inicialmente utilizado fue a base de dicromato (Cromo VI) [14], pero debido al carácter carcinogénico del Cromo VI, este sistema ha sido actualmente sustituido por complejos de Cromo III como el acetato y el propianato de Cromo [11,15] y entre los orgánicos más comúnmente usados son los geles de fenol-formaldehído.

## 5.4 Propiedades de los geles<sup>7</sup>

Las propiedades más importantes de los geles son el tiempo de gelificación, consistencia o fuerza de gel, durabilidad.

### 5.4.1 Tiempo de gelificación

Es el tiempo que tarda la mezcla gelificante en formar el gel a las condiciones de temperatura del pozo. El tiempo inicial de gelificación, es decir, cuando la mezcla comienza a volverse altamente viscosa, establece cual es el máximo volumen que se puede inyectar en la formación a una tasa dada, sin correr el riesgo de que se gelifique en el pozo (ver figura 5.2). Asimismo, el tiempo en el cual el gel alcanza su máxima fuerza, establece el tiempo de cierre del pozo después de la inyección y antes de abrirlo a producción.



**Figura 5.2.** Tiempo de Gelificación

### 5.4.2 Consistencia o fuerza de gel

Se refiere a la dureza, elasticidad y movilidad del gel. Se ha observado que mientras el sistema es más rígido la reducción al paso de los fluidos tiende a ser

más pronunciada. Se piensa que la elasticidad del gel influye en el comportamiento de reducción de la permeabilidad, sin embargo esto no ha sido comprobado.

Una baja fuerza de gel fuera del medio poroso no puede tomarse como definitivo en cuanto a la estabilidad que ese gel tendrá dentro de la matriz a los diferenciales de presión a los que será expuesto, ya que el factor de adhesión a la roca puede jugar un papel importante; por esta razón, la evaluación de la estabilidad del gel a los diferenciales de presión dentro de una matriz rocosa en particular, es un parámetro importante a evaluar, especialmente si se sabe que el gel estará sometido a altos diferenciales de presión.

#### **5.4.3 Durabilidad**

Tiene que ver con la estabilidad del gel en función del tiempo a las condiciones de temperatura y presión específicas para el trabajo, especialmente en cuanto a la sinéresis.

La sinéresis es la expulsión de agua atrapada dentro de la red de polímero. Inicialmente se pensaba que cuando esto sucedía el gel tendía a perder sus propiedades, sin embargo, un estudio (Bryant y Rabaioli. SPE 35446) revela que la sinéresis no parece tener importancia en el comportamiento de los geles.

La estabilidad o durabilidad del gel puede medirse mediante pruebas de laboratorio sometiendo al mismo a las mismas condiciones prevalecientes en el yacimiento y observando el tiempo que transcurre hasta que ocurra la degradación del gel.

### **5.5 Factores que afectan el tratamiento**

Todos estos factores están determinados por la concentración del polímero en la solución, la cantidad de entrecruzador, las propiedades del polímero y las propiedades del entrecruzador; además se ven afectadas por las propiedades del agua (salinidad, pH) y la temperatura. Por eso es de suma importancia estudiar la influencia de estos parámetros sobre las características del gel, para predecir las variaciones en el comportamiento de los mismos, bajo condiciones de yacimiento.

La temperatura de la formación tiene un efecto muy pronunciado sobre la estabilidad de los geles y es una de las variables operacionales más importantes cuando se considera la estabilidad. La alta temperatura de la formación usualmente tiene un efecto indeseable, porque puede degradar la composición del gel y ocasionar la pérdida de sus propiedades. Por lo tanto un sistema que puede ser apropiado para formaciones de baja temperatura, no necesariamente presenta un buen comportamiento a temperaturas elevadas. Además la temperatura influye de manera importante en el tiempo de gelificación de los geles. Por estas razones, generalmente es necesario disponer de varios sistemas, dependiendo de la temperatura.

### **5.6 Comportamiento en el medio poroso<sup>7,16</sup>**

Es la capacidad del gel para modificar la permeabilidad de una formación a los fluidos presentes en la misma.

Esta capacidad permite conocer si el gel tendrá la eficiencia de reducir preferencialmente la permeabilidad al agua sin afectar significativamente la permeabilidad al petróleo o si por el contrario, bloquea todos los fluidos de la formación.

La distancia de penetración del gel dentro del medio poroso puede ser cuantificada en forma directa a través de la ecuación de Darcy y la hipótesis de flujo fraccional. Estos cálculos han demostrado que los geles pueden penetrar en un grado significativo dentro de todas las zonas abiertas, por lo que si no se toma la precaución de aislar las zonas productoras en el momento de la colocación del gel en zonas no fracturadas (flujo radial), las zonas de petróleo pueden ser seriamente dañadas.

Una efectiva colocación del gel es mucho más fácil de alcanzar en pozos fracturados que en pozos no fracturados debido a la geometría de flujo lineal de la fractura y al mayor contraste de permeabilidad que existe entre la fractura y el medio poroso. Desarrollos teóricos y muchos trabajos de campo indican que el uso de geles es mucho más efectivo en pozos fracturados, cuando la fractura es la fuente de la canalización del agua.

### 5.6.1 Factor de Resistencia Residual

El factor de resistencia residual es usado para determinar la capacidad que posee un gel para reducir la permeabilidad a un fluido dentro de la matriz y es un factor determinante para clasificar al gel como sellante o no.

El factor de resistencia residual es la relación de la permeabilidad antes de inyectar el gel y después de inyectar el gel ( $K_i/K_f$ ). Mientras más alto es este valor, mayor será la capacidad de este para reducir la permeabilidad al fluido.

Es así como el factor de resistencia residual se define como:

$$FRR = \frac{K_i}{K_f} \dots\dots\dots \text{Ecuación 5.1}$$



Donde :

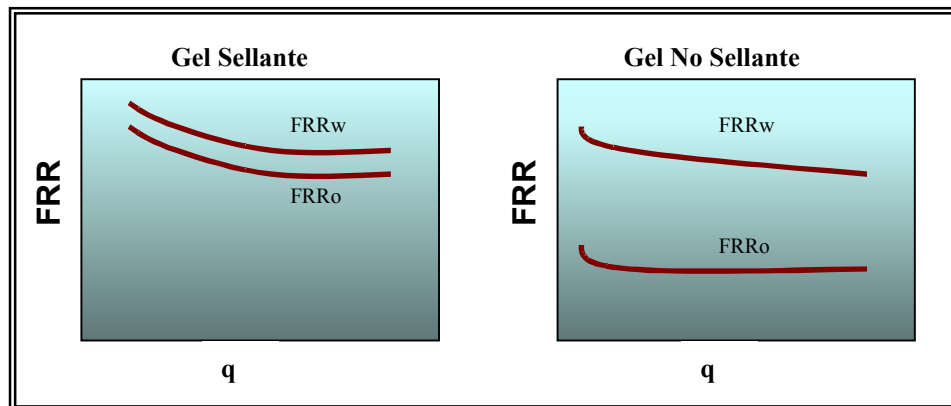
FRR: factor de resistencia residual.

$K_i$  : permeabilidad al fluido (petróleo o agua) antes de inyectar el gel.

$K_f$ : permeabilidad al fluido (petróleo o agua) después de inyectar el gel.

A través de la gráfica 5.3 (izquierda) se puede apreciar como los factores de resistencia residual para ambos fluidos (agua y petróleo) son altos y su diferencia es mínima, ya que en este caso se estaría frente al comportamiento de estos fluidos bajo la acción de un gel sellante, mientras que en la parte derecha de la figura 5.3 se aprecia la diferencia de comportamientos de los factores de resistencia residual entre el agua y el petróleo, siendo mayores los del agua debido a que se disminuye la permeabilidad en mayor proporción que al petróleo (gel no sellante).

En Venezuela se ha usado el término de *No Sellante* para el caso de reducción desproporcionada de la permeabilidad (DPR) y *Sellante* para aquel que bloquea todos los fluidos de la formación.



**Figura 5.3.** Factor de resistencia residual<sup>7</sup>

El efecto DPR (Disproportional Permeability Reduction) es usado para medir la capacidad que tiene el gel a reducir la permeabilidad al agua sin afectar

significativamente la permeabilidad al petróleo, y puede definirse a través de la ecuación que se muestra a continuación:

$$DPR = \frac{FRR_w}{FRR_o} \quad \dots\dots \text{Ecuación 5.2}$$

Donde:

DPR: efecto de reducción desproporcionada de la permeabilidad.

FRR<sub>w</sub>: factor de resistencia residual del agua.

FRR<sub>o</sub>: factor de resistencia residual del petróleo.

Mientras mayor sea el DPR, mayor será la reducción de permeabilidad al agua con respecto a la reducción de la permeabilidad al petróleo.

### **5.6.2 Hipótesis sobre el fenómeno de reducción desproporcionada de la permeabilidad** <sup>18,23,24</sup>

Liang y Seright, a través de una serie de experimentos han buscado la explicación a este fenómeno de reducción desproporcionada de la permeabilidad y llegaron a la conclusión de que este fenómeno no es causado por efectos de lubricación o gravedad, es improbable que sea debido al hinchamiento y retracción del gel. Aunque la mojabilidad puede ejercer cierto papel en la reducción desproporcionada de la permeabilidad, no parece ser un factor determinante en la misma, mientras que los canales segregados de petróleo y agua a través del medio poroso pueden jugar un papel importante en este fenómeno.

Sin embargo, se requieren investigaciones adicionales para verificar estos conceptos, que serán explicados a continuación:

### **5.6.2.1 Efectos de Gravedad**

Para un gel a base de agua, la densidad del gel es similar a la de la salmuera. Durante la intrusión de agua, las partículas de geles flotando libremente en la fase de agua pueden ser capturadas fácilmente en las gargantas de poros, reduciendo la permeabilidad al agua. Sin embargo, en un proceso de barrido por petróleo (si la viscosidad del fluido es lo suficientemente baja), la diferencia de densidad entre las partículas de gel base agua y el petróleo podría causar que las partículas de gel se asienten fuera del medio poroso, permitiendo mayores permeabilidades al petróleo.

Sin embargo, a través de experimentos se llegó a la conclusión de que este no es el mecanismo causante del efecto DPR, debido a que la roca posee un gran número de poros en orientaciones aleatorias.

### **5.6.2.2 Efectos de Lubricación**

Este concepto aplica a rocas fuertemente mojadas por agua donde una capa de polímero o gel es adsorbida dentro de las paredes porosas y se crea un efecto de lubricación entre la interfase del polímero o gel y el hidrocarburo permitiendo que el hidrocarburo fluya por el centro del poro.

Por esto, se esperaría que el efecto de lubricación cambie con la viscosidad del crudo, pero a través de experimentos no se encontraron cambios significativos.

### **5.6.2.3 Hinchamiento y Retracción del Gel**

Esta hipótesis establece que los geles a base de agua se hinchan en contacto con el agua y se retraen en el petróleo, causando una reducción de los canales abiertos al paso del agua y abre los canales al petróleo.

Estudios de laboratorio no han logrado demostrar la validez de esta hipótesis, por lo que aún es objeto de estudio de algunos investigadores.

#### **5.6.2.4 Efectos de Mojabilidad**

Esta hipótesis sugiere que en un sistema fuertemente mojado por agua, la presencia de gotas de petróleo residual en el centro de los poros, puede reducir significativamente el radio poroso efectivo durante un desplazamiento por agua, mientras que esto no ocurre en sistemas en los cuales el desplazamiento es por petróleo. Por lo tanto para un espesor de capa de gel adsorbida, la reducción de permeabilidad al agua es más evidente que la del petróleo en procesos de desplazamiento por agua.

A través de estudios de laboratorio no pudo ser probada esta hipótesis.

#### **5.6.2.5 Canales Segregados**

Esta hipótesis establece que los geles por ser de base agua tienden por afinidad, a introducirse y fluir preferiblemente a través de los canales por donde se encuentra el agua, bloqueándolos y dejando relativamente abiertos los canales de flujo de petróleo.

Liang y Seright trataron de validar esta hipótesis realizando experimentos en los cuales inyectaban simultáneamente petróleo y gel acuoso en distintas proporciones a una muestra de roca de yacimiento. A través de los resultados obtenidos llegaron a la conclusión de que esta hipótesis podría jugar un papel importante en el fenómeno de reducción desproporcionada de la permeabilidad, pero tiene que trabajarse más en esta investigación.

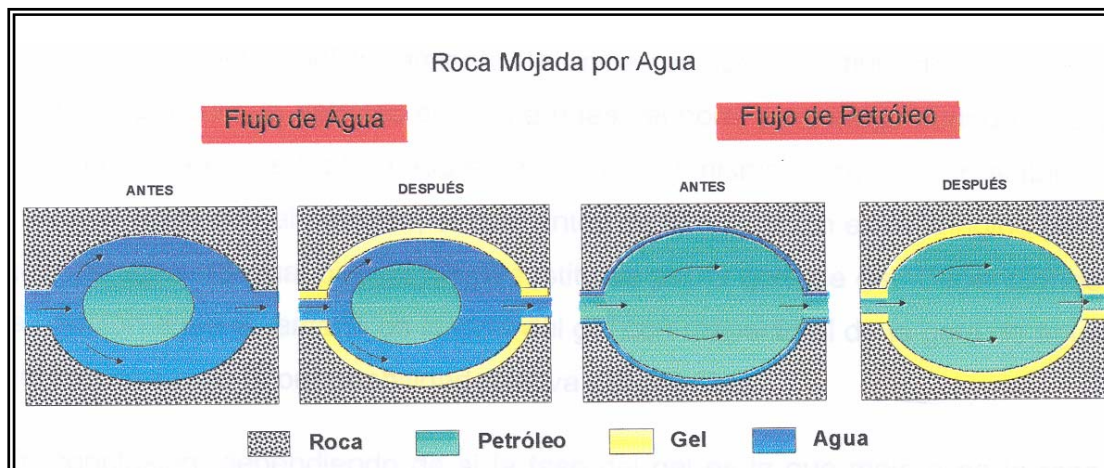
### 5.6.2.6 Efecto de gota y efecto pared combinados<sup>25</sup>

Liang y Seright encontraron que una combinación entre el efecto de pared y efecto de gota, pueden explicar el fenómeno en el cual un gel a base de agua reduce en mayor proporción la permeabilidad al agua que al petróleo, independientemente de la mojabilidad de la roca.

#### *Efecto de Pared*

Este efecto, atribuye la reducción desproporcionada de la permeabilidad a la formación de una película o capa de polímero adsorbido en las paredes de los poros, la cual tiende a restringir el flujo de la fase mojante, sin afectar significativamente el de la fase no mojante. Este fenómeno es responsable del efecto DPR cuando el gel usado es de la misma fase que aquella que moja preferencialmente la roca.

En la figura 5.4 se muestra como en una roca mojada por agua, las gotas de petróleo residual junto a la capa de polímero disminuye el ancho de los canales de flujo de agua, mientras esto no pasa con el petróleo.



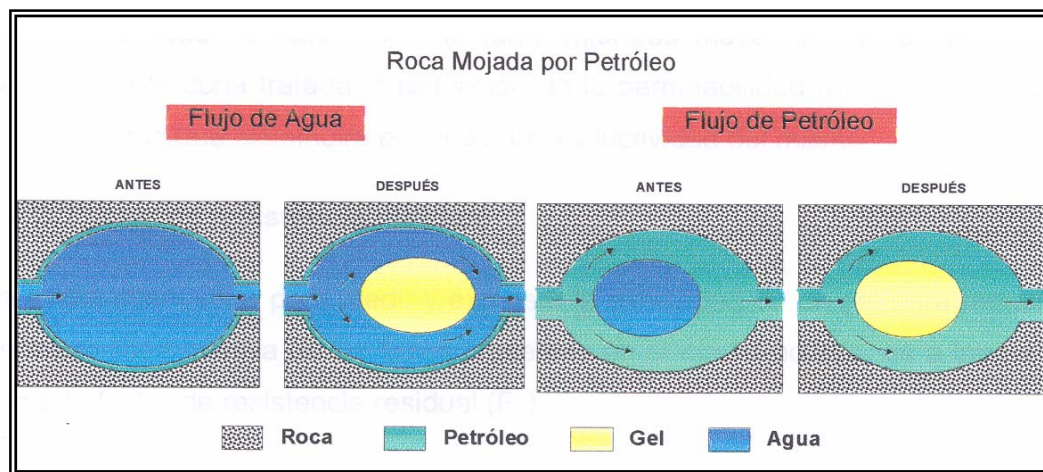
**Figura 5.4.** Efecto de pared en la reducción desproporcionada de la permeabilidad

### Efecto de Gota

Este efecto explica el efecto DPR cuando el gel utilizado es de la misma fase que la fase no mojante, produciendo una gota de gel en el centro del poro que restringe el flujo de la fase no mojante, sin afectar significativamente el de la fase mojante (ver figura 5.5).

En conclusión dependiendo de si la fase del gel es la que moja o no a la roca, el mecanismo de reducción desproporcionada de permeabilidad será diferente, sin embargo, reducirá más el flujo a la fase que sea afín al gel.

Otro aspecto importante es que el efecto DPR también depende de la saturación residual de petróleo, por lo tanto mientras mayor sea esta, la reducción de permeabilidad del petróleo será menor.



**Figura 5.5.** Efecto gota en la reducción desproporcionada de la permeabilidad

#### 5.6.2.7 Balance entre fuerzas capilares y elasticidad del gel<sup>18</sup>

Esta hipótesis consiste en que cuando una gota de petróleo fluye a través de un gel acuoso, dos fuerzas actúan para favorecer su paso. Una, la fuerza capilar que tiende a mantener un radio mínimo de la gota con la que se favorece la apertura

de un canal a través del gel; y la otra la elasticidad del gel que ejerce una fuerza de confinamiento para cerrar el canal.

Un balance entre estas dos fuerzas puede motivar el flujo de crudo, esto no ocurre con el agua debido a que no hay una fuerza capilar que promueva la apertura del canal.

Una vez más, Liang y Seright intentaron demostrar esta hipótesis variando parámetros como tensión interfacial y elasticidad del gel, pero los resultados arrojados no le dieron validez a la misma.

### **5.7 Guía para la selección de pozos a ser tratados con geles DPR<sup>26</sup>**

A través de distintos ensayos de laboratorio realizados por investigadores, se ha llegado a la conclusión que usualmente, los mejores candidatos para ser seleccionados a un tratamiento con geles DPR son:

- Pozos que se encuentren en yacimientos estratificados, con una o más capas que se encuentren todavía saturadas de hidrocarburos.
- Si el agua es móvil en todos los estratos productores, los beneficios de un tratamiento pueden ser limitados, debido a que el tratamiento puede causar reducciones significativas en la presión de fondo.
- En formaciones de alta permeabilidad ( $K > 2000$  mD), puede ser difícil alcanzar grandes reducciones de permeabilidad simplemente por adsorción del polímero.

### **5.8 Diseño de un tratamiento con geles**

Una vez determinado con exactitud cual es el problema que origina la alta producción de agua, se procede a la elaboración del diseño del tratamiento.

Este diseño involucra tres aspectos:

- La formulación del gel.
- El volumen a inyectar.
- La técnica de colocación del sistema.

### **5.8.1 Formulación del gel**

Esta debe seleccionarse de acuerdo a dos aspectos principales:

- Tipo de problema.
- Condiciones del pozo.

Para seleccionar la formulación de acuerdo al problema, lo primero que hay que establecer es si la zona objetivo puede aislarse de la zona productora, ya que si esto es posible, se utiliza un sistema totalmente bloqueante, pero si no es posible aislar la zona, se debe inyectar una formulación con características DPR.

El sistema puede ser diseñado con baja viscosidad inicial para asegurar la penetración en la zona de agua, con la mínima penetración en la zona de petróleo; con alta viscosidad inicial si es una fractura; con alta fuerza de gel si es para corregir un problema no matricial y con baja fuerza de gel si se penetra en profundidad en la matriz porosa.

En cuanto a las condiciones del pozo se debe seleccionar la formulación que tenga el tiempo de gelificación adecuado a la temperatura del pozo, según el volumen a inyectar y la tasa de inyección a utilizar y debe ser estable por largos tiempos a la temperatura del yacimiento.

El efecto de la salinidad del agua también debe evaluarse, ya que debido a la naturaleza química de los polímeros utilizados para formar geles, la salinidad



influye con frecuencia tanto en el tiempo de gelificación como en la fuerza de gel, por lo tanto, una selección adecuada de la formulación debe considerar este parámetro.

### 5.8.2 Volumen

Aún no se ha definido un criterio uniforme para definir el volumen a inyectar en un tratamiento con geles. Se ha señalado que la experiencia de campo puede dictar la pauta, no obstante, una buena alternativa es tomar en consideración la posibilidad de cambiar el volumen durante la operación, de acuerdo a la respuesta de presión de inyección del tratamiento. Si el pozo recibe el fluido sin cambiar la presión e incluso disminuir, puede ser indicativo de que un canal preferencial se ha llenado y por lo tanto el volumen no fue suficiente, mientras que un resultado contrario puede indicar que el canal se ha llenado completamente llevando esto a decidir que se detenga la inyección del tratamiento.

Por otro lado existen otras tres maneras de estimar la cantidad de gel que será inyectado en un tratamiento:

- *Basado en la producción diaria del pozo:* algunos operadores proponen tratar a los pozos con un volumen que varíe entre la mitad y la totalidad de la producción bruta del pozo, dependiendo de la concentración a utilizar.
- *Basado en un número determinado de barriles por pie perforado:* consiste en seleccionar un número determinado de barriles que varía entre 50 y 200 barriles de solución gelificante por cada pie perforado. Esta selección depende de la productividad del pozo, es decir, a mayor productividad (mayor tasa bruta), mayor cantidad de barriles por pie.

- *Basado en un radio de penetración:* el radio de penetración seleccionado puede variar de 10 a 25 pies, dependiendo de las propiedades de la roca, la productividad del pozo, el riesgo de daño y el tipo de gel a utilizar.

El volumen es obtenido de la siguiente manera:

$$V_{sg} = 0.56 * h_p * \phi * r_p^2 * S_w \dots \text{Ecuación 5.3}$$

Donde:

$V_{sg}$ : volumen de solución gelficante, barriles.

0.56 : factor de conversión de pies cúbicos a barriles multiplicado por  $\Pi$ .

$h_p$ : espesor de la arena neta petrolífera, pies.

$\phi$ : porosidad, fracción.

$r_p$ : radio de penetración del gel, pies.

$S_w$ : saturación de agua en los alrededores del pozo, fracción.

Por otro lado los autores afirman que lo que realmente determina el volumen del tratamiento, es el comportamiento del pozo al momento de inyectar el tratamiento, por lo que es recomendable ir registrando la presión a medida que se va realizando la inyección del gel.

### 5.8.3 Técnicas de colocación<sup>1,7,27</sup>

Generalmente, la colocación de tratamientos en pozos productores es basada en la idea de que un fluido acuoso entrará a la formación a través de la misma área en la que un fluido acuoso está siendo producido. Por ejemplo, una vez el agua producida ha irrumpido, la razón de movilidades de la solución acuosa en el estrato en el cual se encuentra el agua, es mucho más favorable que la razón de movilidad de la solución acuosa en el estrato en el que se encuentra el petróleo.

Como resultado, a razonables presiones y tasas, el tratamiento debería preferencialmente entrar en la porción productora de agua.

Las diferentes técnicas de colocación son:

- Por cabezal de pozo.
- Aislamiento Mecánico.
- Inyección dual.

#### **5.8.3.1 Por cabezal de pozo (Bullheading)**

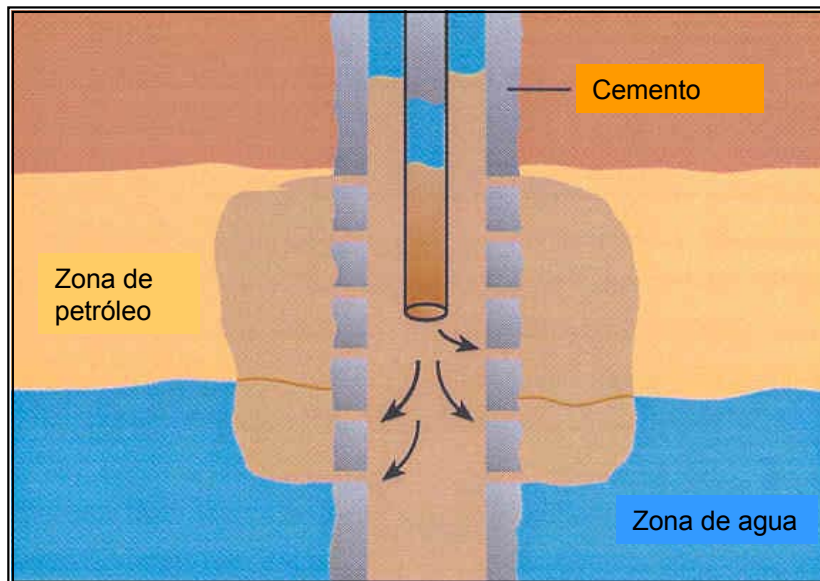
Es la técnica de colocación más simple y económica, en la cual los operadores inyectan el tratamiento sin aislamiento de la zona a tratar.

Esta técnica puede ser usada efectivamente para entrar a zonas que tomarán 100% de fluidos o para entrar dentro de perforaciones donde un decrecimiento de la permeabilidad es necesario.

A través de esta técnica se podría sellar no sólo la zona de agua sino también la de petróleo, debido a que se realiza sin aislamiento de zonas. En la figura 5.6 se muestra un tratamiento por cabezal de pozo que ha sellado ambas zonas.

Este tipo de técnica puede ser utilizada cuando se coloca un gel con efecto DPR, y entre las ventajas y desventajas se encuentran:

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es el más económico y operacionalmente más simple.</li> <li>• Funciona bien en formaciones fracturadas (flujo lineal).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es más riesgoso en formaciones con estratos de alta conductividad.</li> <li>• No se tiene control sobre donde se está inyectando el gel.</li> </ul>



**Figura 5.6.** Colocación del gel mediante la técnica Cabezal de Pozo

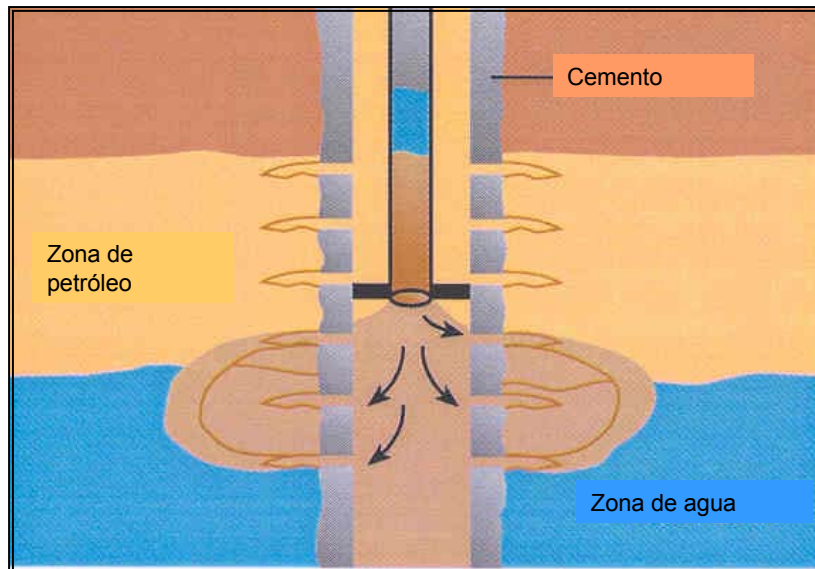
Para diseñar un efectivo procedimiento de colocación y respuesta del tratamiento, se deben considerar muy cuidadosamente las condiciones del pozo y las características del yacimiento. Especialmente se deben analizar los perfiles de inyectividad y ejecutar un análisis multitasa para determinar las variaciones en las presiones y tasas de inyección.

### 5.8.3.2 Aislamiento Mecánico

Para tener más control de la colocación del tratamiento, se pueden usar empaaduras mecánicas, tapones puente o empaaduras para zonas selectivas

para aislar perforaciones o una porción de una completación a hueco abierto dentro de la cual un tratamiento debe ser colocado (ver figura 5.7).

Este método ofrece mayor protección a las perforaciones en las arenas adyacentes de ser selladas. Sin embargo, si no existe un sello lútfico efectivo podría ocurrir invasión del gel inyectado en las arenas productoras suprayacentes, por lo cual el tratamiento será más exitoso en formaciones con relaciones  $K_v/K_h$  menores.



**Figura 5.7.** Colocación del gel mediante la técnica Aislamiento Mecánico

De igual manera, es de suma importancia para el éxito de un tratamiento colocado con aislamiento mecánico, que exista buena calidad de sello entre la tubería y la formación, eliminando así la posibilidad de comunicación entre la zona ofensiva y la no ofensiva a través de canales por detrás del revestidor.

Entre las ventajas y desventajas se encuentran:

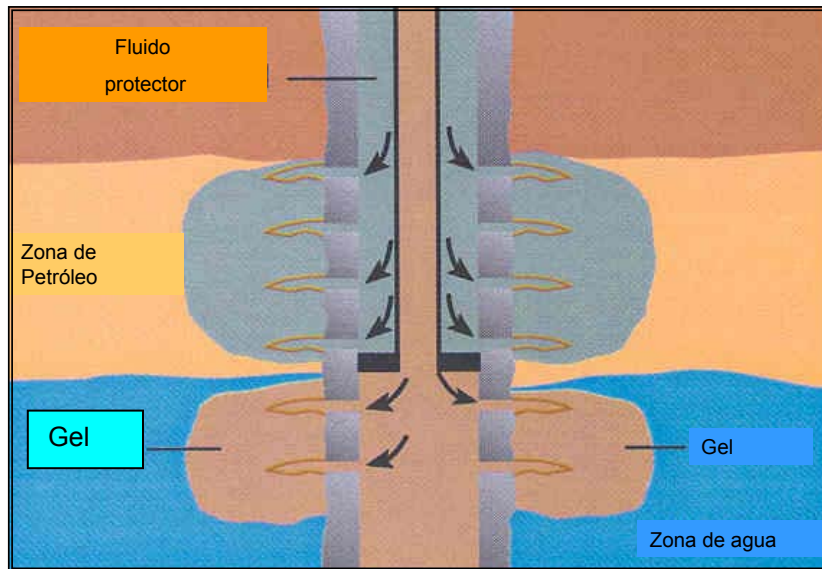
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es aplicable en formaciones con capas no comunicadas.</li> <li>• Puede ser usado a bajas Kh/KL si Kv/Kh es pequeño.</li> <li>• Puede ser usado a moderadas Kv/Kh si hay grandes Kh/KL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es operacionalmente más complicado.</li> <li>• Requiere buen estado del cemento.</li> <li>• Las herramientas deben ser recuperadas.</li> <li>• Difícil de aplicar en pozos a hoyo abierto.</li> </ul>

### 5.8.3.3 Inyección Dual

La técnica de inyección dual ofrece un control eficiente de la colocación del tratamiento.

Para proteger a las perforaciones adyacentes en la zona productiva del tratamiento, se inyecta un fluido no sellante que sea compatible con la formación (ver figura 5.8) a través del espacio anular entre la tubería continua y la tubería de producción, mientras se inyecta el gel a través de la tubería continua. Frecuentemente el fluido usado para proteger a las zonas adyacentes del influjo de la solución del tratamiento es reactivo al fluido sellante. Por lo tanto cuando la presión del tratamiento aumenta, el fluido interfase construye un sello dentro de los intervalos de la formación, creando una barrera que puede permitir que el tratamiento se localice más lejos dentro de la formación.

Esta colocación tiene que realizarse controlando las tasas de inyección de tal manera que no exista flujo vertical entre ambas zonas.



**Figura 5.8.** Colocación del gel mediante la técnica de Inyección Dual.

Entre las ventajas y desventajas se encuentran:

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Funciona bien en pozos a hoyo desnudo.</li> <li>• Permite selectivar la entrada de fluidos al pozo (donde se inyecta el gel).</li> <li>• Ofrece mayor protección a la zona no tratada con gel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es operacionalmente más complicado.</li> <li>• Es el más costoso.</li> <li>• El flujo de fluidos en la formación puede ser difícil de controlar.</li> </ul>

#### 5.8.4 Compatibilidad de aguas

La compatibilidad entre el agua a utilizar para el tratamiento con gel y el agua de formación, es un parámetro que debe ser tomado en cuenta, ya que dependiendo de las concentraciones salinas de esta agua, puede ocurrir precipitación de sales, causando un daño importante a la formación en caso de que el objetivo del

tratamiento sea reducir la producción de agua en una zona que se desea mantener activa.

#### **5.8.5 Mezclado<sup>7</sup>**

Durante la preparación del gel, se debe asegurar un mezclado homogéneo de los polímeros y entrecruzadores, para lo cual es recomendable utilizar mezcladores tipo “Jet”, cuando se trabaja con polímeros sólidos y de tipo paletas si los polímeros son líquidos. Manteniendo una circulación continua del sistema a medida que se va preparando el gel es una buena práctica para la homogeneidad de la mezcla. Si se trata de mezclar un polímero de muy alto peso molecular, se debe asegurar un mezclado homogéneo utilizando equipos especiales y evitar el uso de bombas centrífugas que puedan degradar el polímero por cizallamiento.

#### **5.8.6 Tiempo de cierre<sup>7</sup>**

Una vez finalizado el proceso de inyección, el pozo debe cerrarse hasta asegurar que el gel ha alcanzado su máxima consistencia. Este tiempo de cierre depende de la formulación del gel y del enfriamiento que haya sufrido la formación sobre el tratamiento y puede ser medido mediante pruebas de laboratorio.

#### **5.8.7 Seguimiento<sup>7</sup>**

Finalmente, debe implementarse una fase de seguimiento y evaluación posterior al tratamiento, tal que permita evaluar el éxito del trabajo. Se debe optimar el sistema de levantamiento después de la aplicación del gel, debido a la disminución de la tasa bruta y el pozo debe abrirse controlado, para evitar la menor cantidad de gel de regreso a superficie.



## 5.9 Aplicación de la Tecnología de Geles<sup>28,29</sup>

Los geles poliméricos poseen las siguientes características:

- Aplicable tanto en pozos inyectoros como productores.
- Aplicable a tratamientos en matriz o en fracturas.
- Compatible con todos los minerales y litologías de los yacimientos evaluados.
- Aplicable a un ancho rango de problemas.
- Proveen un ancho rango de esfuerzos de gel.
- Proveen un ancho rango de tiempos de gelificación controlables y predecibles, sobre un alto rango de temperaturas.
- Aplicable sobre un rango de temperaturas entre 40 °F y 300 °F.
- Es ambientalmente aceptable.
- La experiencia de campo sugiere que la gran mayoría de los tratamientos han sido aplicados en yacimientos carbonáticos.
- La gran mayoría de los tratamientos con éxito se han efectuado en yacimientos con moderada viscosidad.

### 5.9.1 Requisitos que debe cumplir un pozo candidatos a ser tratados con geles<sup>28,29</sup>

Los pozos que podrían ser buenos candidatos son aquellos que cumplan con:

- Una alta relación agua/petróleo.
- Altos niveles de fluido produciendo en el pozo (alto índice de productividad).
- Una sustancial saturación de petróleo móvil alrededor del pozo.
- Inesperados bajos recobro de petróleo.
- Temprana irrupción del agua.
- Pozos en buenas condiciones mecánicas.

### 5.9.2 Geles con efecto DPR

Estos tipos de geles son usados cuando no es posible aislar las zonas productoras de las zonas ofensivas durante el tratamiento, pero solo pueden ser usados para algunos tipos de problemas causantes de la alta producción de agua, entre los que se encuentran:

#### *Comunicación a través de fracturas*

Los geles con efecto DPR no sellantes son usados para corregir este tipo de problemas cuando se desea minimizar el daño causado por la invasión de la solución gelificante en el medio poroso al momento de la inyección, principalmente cuando existen fracturas donde el flujo sea de petróleo.

#### *Canalización a través de capas permeables*

Los geles DPR son aplicables para este tipo de problemas si se desea mantener la zona productiva con un corte de agua reducida, pero esta presión se considera riesgosa debido a que el flujo es radial en pozos con este problema. Para que esto sea aplicable deben existir suficientes reservas remanentes en el pozo.

#### *Conificación*

Esta operación resulta muy riesgosa y complicada, debido a que el flujo en el pozo es radial y el gel invadirá tanto la zona productora como la del cono por lo que se necesitaría inyectar el gel en la parte baja del cono a través de inyección dual, al mismo tiempo que se inyecta un fluido protector en la zona productora, necesiándose grandes volúmenes de gel, resultando muy costoso el tratamiento, sin la seguridad sobre la durabilidad del gel, debido a la cercanía al contacto agua/petróleo.

### 5.9.3 Geles sellantes

Los geles sellantes son usados para aislar completamente la producción de una zona o para corrección de cementación primaria. Entre los problemas que pueden ser tratados con este tipo de geles, se encuentran:

#### *Canalización a través de capa permeables*

Para poder realizar el tratamiento de una zona con geles sellantes, no debe existir flujo cruzado entre las zonas productoras y ofensivas para evitar la invasión del gel en las zonas productoras. Para ello se debe efectuar aislamiento mecánico de la zona a tratar.

#### *Comunicación detrás del revestidor*

Este tipo de operación puede ser riesgosa, debido a que el gel inyectado puede fluir por detrás del revestidor, llegando a la zona productora, lo que puede causar un sello de la misma. Por ello es recomendable cañonear a la altura del extremo inferior del canal por detrás del revestidor, inyectando un fluido protector en la zona de petróleo mediante inyección dual.

## CAPÍTULO VI TECNOLOGÍA DOWS

En la extracción del crudo, especialmente en aquellos campos en los cuales la energía primaria es generada desde un acuífero activo, es común notar un incremento del volumen de agua con salinidad variable. Eventualmente en las etapas iniciales de explotación es posible producir crudos “limpios” (bajos cortes de agua o nulos) y a medida que alcanza su estado de madurez, es observado un incremento gradual de la producción de agua hasta que ésta constituye el fluido con mayor porcentaje en la producción.<sup>30,31</sup>

El incremento de la producción de agua en campos maduros de crudo han tenido como resultados una elevación de los costos operacionales debido al manejo de agua en superficie y un incremento en los costos para los equipos de levantamiento artificial, separación, tratamiento, conducción y reinyección. En algunos casos, pozos o campos han sido suspendidos o abandonados con significantes volúmenes de crudo recuperables dejados en el subsuelo, debido solamente a los pobres resultados económicos que son generados con la presencia de una excesiva producción de agua, ya que al aumentar la relación de agua/petróleo, se aumentan los costos de potencia requerida para levantar la columna de fluido dentro del pozo, aumenta la corrosión del sistema y bombas, mientras que la cantidad de crudo producida disminuye, haciendo cada vez menos atractiva la producción de estos pozos o campos.<sup>30,32,33</sup>

Desde el punto de vista ambiental, el incremento en los volúmenes de aguas de alta salinidad, trae como consecuencia una progresiva agresión al medio ambiente que debe ser evitada o reducida a su mínima expresión. El alcance de las soluciones tradicionales de disponer de tanques para la evaporación e infiltración para la reinyección en las formaciones productoras como propósito de recobro secundario o a través de pozos para la disposición del agua, ha sido la disminución de riesgo para la contaminación de acuíferos de agua dulce ubicados

en zonas someras. Sin embargo el problema económico persiste porque con la reducción de las reservas recuperables se produce un retroceso en las ganancias por los altos costos acarreados en la disposición del agua. Consecuentemente, un análisis del consumo de energía en los campos con avanzadas etapas de recobro secundario y/o aquellos que su fuente de energía proviene de acuíferos activos, presentan que entre un 60% hasta un 70% del consumo de energía es usada para manejar el agua producida, su separación del crudo, su calentamiento, su tratamiento y su reinyección.<sup>30</sup>

El concepto básico detrás de la separación de fondo agua/petróleo fue la idea de no tener la necesidad de llevar a superficie el agua producida en el pozo, donde la mayor limitante para la implantación del concepto era el espacio disponible para la colocación de un equipo capaz de realizar la función de separación, lo cual al principio del siglo pasado parecía imposible y antieconómico.<sup>34</sup>

Esfuerzos pasados para manejar el incremento de la producción de agua en los pozos petroleros estuvieron centrados en:

- Mantener el agua fuera del pozo, a través de recompletaciones, cementaciones forzadas, o más recientemente, el uso de agentes bloqueadores químicos y biológicos.
- Incremento en la capacidad para mover los fluidos fuera del pozo, por medio del desarrollo de bombas de altas capacidades, tales como las bombas electrosumergibles y así poder incrementar el manejo de volúmenes de agua sin una significativa reducción en los volúmenes de crudos producidos.
- Perfeccionando la ejecución de los equipos de bombeo usados para mover la mezcla petróleo-agua hasta superficie, por medio del perfeccionamiento en los materiales utilizados en la construcción de los equipos y el uso de sistemas

automatizados para el control del bombeo de los pozos, como también el uso de técnicas de diagnósticos de pozos.<sup>34</sup>

### **6.1 Inicios de la tecnología DOWS<sup>32</sup>**

En 1991, C-FER Technology y NPEL en Edmonton (Canadá), comenzaron a buscar soluciones más positivas desde todos los puntos de vistas para los problemas de producción de agua. Con un pequeño presupuesto inicial de \$c 20000 (dólares canadienses) y el soporte de tres compañías productoras y AOSTRA, un estudio de factibilidad fue realizado para determinar una manera económicamente rentable de separar y reinyectar el agua producida dentro del pozo productor. El objetivo en la fase inicial del estudio fue simplemente determinar si cualquiera de las nuevas tecnologías disponibles, incluyendo membranas, filtros selectivos o hidrociclones, podían ser opciones técnicas y económicamente factibles para la implantación en el fondo del pozo. Los resultados arrojaron que los hidrociclones pueden potencialmente ser usados para reducir significativamente el agua producida a superficie, en fenómenos tales como la conificación de agua, donde los cortes de agua son especialmente altos. Desde sus inicios, la tecnología ha continuado desarrollándose hasta su actual disponibilidad comercial.

En 1992, patentes para la utilización de hidrociclones con separaciones de fondo de petróleo y agua en combinación con varios tipos de equipos de levantamiento artificial fueron solicitadas. Mientras tanto, C-FER comenzó el desarrollo de la próxima fase, la cual se centró en la factibilidad para el diseño del separador prototipo. Para asistir con el desarrollo, C-FER realizó convenios con tres surtidores de equipos de levantamiento artificial (REDA, bombas BMW y Quinn Oilfield) y un surtidor de hidrociclones (Vortoil Separation System ahora división de Baker-Hughes) para acceder a sus experiencias en bombeo de fondo y diseños de sistemas con hidrociclones respectivamente y así proveer un prototipo inicial para las pruebas de campo.

Los participantes del proyecto determinaron que la mayor prioridad debería ser el desarrollo de un prototipo con bomba electrosumergible, la cual es utilizada en manejos de grandes volúmenes totales de fluidos. Las bombas de cavidad progresiva y bombeo mecánico seguirían las pruebas si la separación básica fuese provista por la prueba realizada por el prototipo con bomba electrosumergible. Así C-FER, NPEL, REDA y Vortoil trabajaron juntos para desarrollar un diseño de prototipo operacional con un costo relativamente bajo para una prueba de campo en un pozo seleccionado desde varios candidatos ofrecidos por los productores participantes.

Con el prototipo desarrollado y soportado por un incremento del número de participantes del proyecto, una tercera fase del proyecto fue iniciada para emprender coyunturalmente tres pruebas de campo, una para cada tipo de sistema de bombeo. La planificación y preparación para este trabajo comenzó en 1993 y fue presentado formalmente en los comienzos de 1994.

Después de la fabricación y pruebas del laboratorio, el prototipo con bomba electrosumergible fue instalado en un pozo con alto corte de agua localizado en el centro de Alberta, Canadá. Este prototipo fue probado para resultar exitosa la demostración de su factibilidad técnica y su utilidad para el proceso de reducción de agua producida. Instalado, con pocos problemas, en el verano de 1994, éste operó por ocho meses y redujo el agua producida a superficie en un 97%. El sistema de bombeo requirió 30% menos de potencia que un sistema convencional para el mismo volumen de flujo y con un no esperado extra de producción de crudo del 15%.

El éxito de la prueba con la configuración de la bomba electrosumergible, conllevó a los participantes del proyecto a iniciarse en los prototipos para las configuraciones con bombas de cavidad progresiva y bombeo mecánico. Como con la prueba de la configuración de bomba electrosumergible, pruebas de los

sistemas a grandes escalas fueron completadas antes de proceder con las pruebas de campo.

Trabajos de perfeccionamiento en las configuraciones de bombas electrosumergibles y de cavidad progresiva comenzaron después de las exitosas pruebas realizadas a los sistemas prototipos. A los finales del año 1996 más de 15 unidades con configuraciones BES y BCP habían sido instaladas en Alberta, Saskatchewan (Canadá) y en los Estados Unidos. Esta cantidad fue incrementada en el año siguiente y para la fecha C-FER estimó que más de 7.5 millones de dólares canadienses habían sido gastados por todos los participantes en el desarrollo del proyecto.

El diseño del sistema de bombeo es dependiente principalmente en lo relacionado a los requerimientos de tasa de flujo y a la presión necesaria para mover la corriente de crudo a superficie y la reinyección de la corriente de agua. Si la presión requerida para enviar el agua de reinyección es mayor que la presión requerida para enviar el crudo a superficie, entonces solo es necesaria la instalación de una bomba sencilla para los sistemas de bomba electrosumergible y cavidad progresiva. Cuando el requerimiento de presión para la reinyección de agua es menor que la presión necesaria para llevar el crudo hasta superficie, entonces un sistema de bomba dual puede ser usado para reducir el costo de potencia en el sistema de levantamiento artificial.

Un potencial de beneficios en la reducción de costos es representado por la tecnología, como lo son la reducción de costos de levantamiento del crudo, reducción de costos para el manejo de la producción de agua en superficie, reducción en los costos de tratamientos en superficie y reducción de los riesgos ambientales.



## 6.2 Contribución de la tecnología para la separación de agua <sup>30</sup>

A lo largo del siglo pasado, desde su introducción, la tecnología ha añadido una significativa cantidad de barriles de petróleo a la producción mundial de crudo.

Pozos marginales de producción pueden ser producidos usando técnicas de separación para el agua, sin embargo la posibilidad económica tiene que ser determinada, la cual es usualmente controlada por el precio del mercado para el crudo. Improvistos y costos efectivos de la tecnología pueden también proveer una oportunidad para producir tales pozos de perfil bajo.

## 6.3 Hidrociclón tipo DOWS<sup>35</sup>

Los hidrociclones han sido usados ampliamente para separaciones de agua/petróleo en aplicaciones de superficie donde sus pequeñas dimensiones y simplicidades operacionales pueden ofrecer ahorros significativos en los costos para el manejo y tratamiento del agua producida.

El mecanismo de separación dentro de un hidrociclón es principalmente gobernado por la ley de Stokes, la cual relaciona la fuerza gravitatoria, la diferencia de densidad de los fluidos y su viscosidad para generar la velocidad de corte necesaria para separar los fluidos, esta ecuación se enuncia a continuación:

$$V = \frac{F * d^2 * (\rho_a - \rho_p)}{\mu} \dots\dots \text{Ecuación 6.1}$$

Donde:

V: Velocidad de corte.

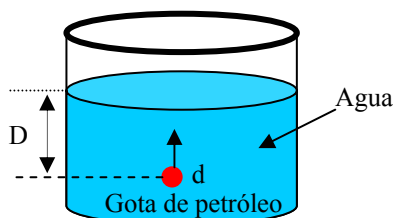
F: Fuerza de gravedad.

d: Diámetro de la gota de petróleo.

$\rho_a$ : Densidad del agua.

$\rho_p$ : Densidad del petróleo.

$\mu$  : Viscosidad del agua.



Quedando el tiempo de separación de los fluidos (t) expresado como:

$$t = \frac{D}{V} \quad \dots\dots \text{Ecuación 6.2}$$

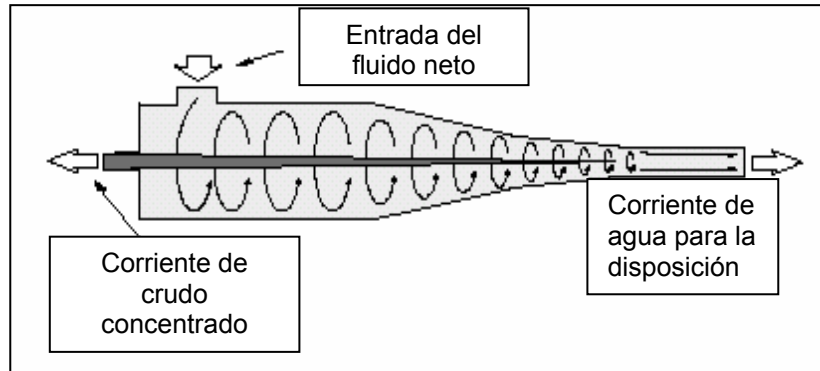
Donde:

D: Distancia desde la gota de petróleo hasta la superficie.

V: Velocidad de ascenso para la gota de petróleo.

Los hidrociclones poseen forma cónica, no poseen partes móviles y separan sustancias de diferentes densidades por fuerzas centrífugas. Los hidrociclones pueden separar líquidos de sólidos o líquidos de otros líquidos. El tipo de hidrociclón líquido/líquido es usado en la tecnología DOWS. En la figura 6.1 se presenta un dibujo esquemático de un hidrociclón, donde el fluido producido es bombeado tangencialmente dentro de la porción cónica del hidrociclón, forzando al fluido a rotar dentro del aparato. La forma cónica del hidrociclón acelera al flujo del fluido dentro de la ruta helicoidal, produciendo un remolino libre y creando grandes fuerzas centrífugas. El agua al ser el fluido más pesado, es obligada a girar por la pared interna del hidrociclón y es movida hacia la salida inferior del equipo por acumulación de ésta en la pared de la sección cónica. El fluido más liviano, petróleo y gas, permanecen en el centro del hidrociclón formando un núcleo, el cual es transportado hacia la salida superior del equipo a través de un vórtice o remolino para su posterior transportación hasta la superficie, por medio de una bomba de producción.<sup>30,33,36</sup>

La tasa de flujo es gobernada por la caída de presión disponible a través de la unidad. Para un ciclón, existe una relación entre la tasa de flujo y la Razón de Presión Diferencial (Rpd) la cual es la relación entre la caída de presión desde la salida para la corriente de crudo hasta la caída de presión en la salida para la corriente de agua a reinyectar.<sup>33</sup>



**Figura 6.1.** Diagrama operacional para un hidrociclón

Para explorar la relación entre el desenvolvimiento del hidrociclón y la tasa de flujo, dos parámetros deben ser definidos, la Relación de Expulsión (RE) y la Eficiencia del Crudo Removido (ECR). La tasa de flujo de la corriente de crudo proveniente de la tasa de flujo total es la RE, la cual representa la eficiencia del equipo. Durante la operación, esta relación varía y tiene que ser mantenida o incrementada para mantener la eficiencia en la separación.<sup>33</sup>

La máxima tasa de flujo es generalmente gobernada por la caída de presión disponible entre la entrada al equipo y la salida de la corriente del crudo. Exceder la tasa máxima de flujo crea altas velocidades las cuales resultan en bajas presiones dentro del núcleo central de crudo, haciendo muy baja la fuerza necesaria para transportar al núcleo de crudo hasta la salida superior del equipo. La eficiencia para la remoción del crudo decrece como una consecuencia del deficiente flujo de expulsión. El límite más bajo para la tasa de flujo es gobernado por la tasa a la cual las fuerzas centrífugas están demasiado débiles para ejecutar la separación deseada. Este parámetro depende de la dificultad para la separación (tipo de crudo, corte de agua, etc.).<sup>33</sup>

La separación de los fluidos en un hidrociclón no es completa, algo de crudo es transportado con la fracción de agua inyectada (<500 partes por millón [ppm] – [Shaw 1998]; <200 ppm – [Matthews 1996]; <100 ppm – [Bowers 1996], y una

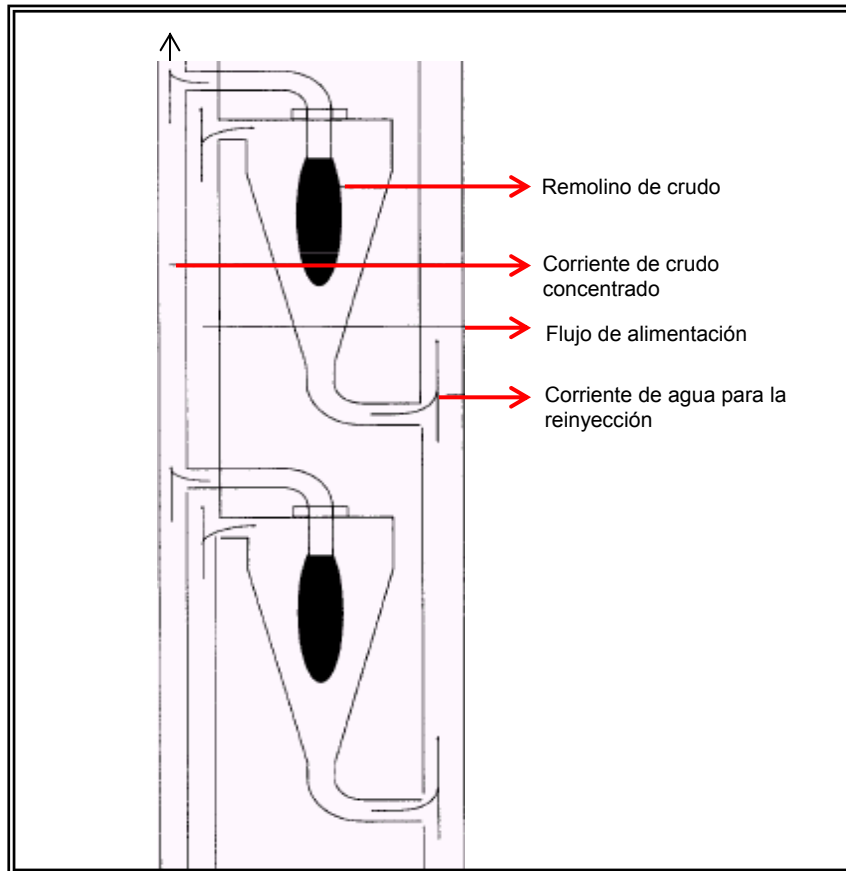
significante porción de agua, típicamente 10% a 15% [Matthews 1998]) es traída a superficie con la fracción de crudo y gas. No obstante, los hidrociclones pueden rápidamente separar más del crudo desde la fracción de agua, a través de un hidrociclón deshidratador. Por ejemplo, Solanki 1996 reporto que típicamente pozos con relaciones de agua/petróleo en el rango de 5 a 100 pueden ser tratados por hidrociclones tipo DOWS para producir fluidos a superficie con relaciones de agua/petróleo entre 1 y 2.<sup>30</sup>

Los hidrociclones usados en la tecnología DOWS tienden a ser angostos y altos. Peachey y Matthews (1994) reportaron que los hidrociclones pueden ser más pequeños que 1.96 pulgadas de diámetro y 3.28 ó 6.56 pies de longitud. Si un hidrociclón sencillo no provee la suficiente capacidad para manejar el volumen total de fluido, varios hidrociclones pueden ser instalados en paralelo. El número de hidrociclones necesarios depende del flujo total procedente del yacimiento. En la figura 6.2 se presenta un dibujo esquemático de dos hidrociclones en paralelo.

30

Existen tres tipos de hidrociclones usados en el proceso de separación, hidrociclones de volumen en bruto, hidrociclones deshidratadores e hidrociclones deolificantes. Estos hidrociclones poseen más o menos el mismo diseño, pero tiene diferencias operacionales. El hidrociclón de volumen en bruto divide en dos corrientes la mezcla de petróleo y agua producida desde el yacimiento sub-saturado (para el caso de yacimientos saturados se debe considerar un separador de fondo para el gas libre). Una de las corrientes producidas pertenece al crudo concentrado y la otra pertenece al agua producida. La corriente de crudo concentrado es llevada al hidrociclón deshidratador donde más agua es removida del crudo resultando en una fase de crudo más “limpia”. La corriente de agua concentrada proveniente del hidrociclón de volumen en bruto es enviada al hidrociclón deolificante, donde el crudo es removido. Tanto el hidrociclón deolificante como el deshidratador, dan prioridad a una fase, al agua o al crudo, respectivamente. Así, una fase “limpia” y una fase “contaminada” salen del

hidrociclón deolificante y del hidrociclón deshidratador. La fase contaminada proveniente del hidrociclón deshidratador puede ser reciclada al hidrociclón deolificante y viceversa.<sup>36</sup>



**Figura 6.2.** Diagrama para dos hidrociclones en paralelo

En pozos donde la tasa de flujo y la composición del mismo cambian rápidamente, el flujo debe ser monitoreado. Cuando un cambio en las condiciones de flujo es monitoreado, las válvulas de control de flujo deben ser ajustadas convenientemente a las nuevas condiciones de flujo.

Sobie y Matthews (1997) dieron a conocer límites de capacidades en barriles por día (bpd) para hidrociclones tipo DOWS usando tres diferentes tipos de bombas y

Matthews (1998) ofreció información adicional al respecto. Esta información es presentada en la tabla 6.1.

**Tabla 6.1.** Capacidades de los hidrociclones para diferentes bombas, según Sobie y Mathews (1997).

<b>Tipo de Bomba</b>	<b>Tamaño del revestimiento (Pulgadas)</b>	<b>Volumen Total (BPD)</b>	<b>Volumen máx. a superficie (BPD)</b>
<b>Electrosumergible</b>	5.5	3800	440
	7	10000	940
<b>Cavidad Progresiva</b>	5.5	2200	~ 450
	7	~ 3800	~ 1360
<b>Bombeo Mecánico</b>	5.5 – 85% corte de agua	1700	530
	5.5 – 97% corte de agua	1200	70
	7 – 85% corte de agua	2500	790
	7 - 97% corte de agua	1900	190

#### 6.4 Configuración básica del sistema DOWS

Existe en la actualidad una variedad de sistemas de separación de fondo, incluyendo sistemas para separaciones gas/líquido, líquido/sólido y líquido/líquido.<sup>35</sup>

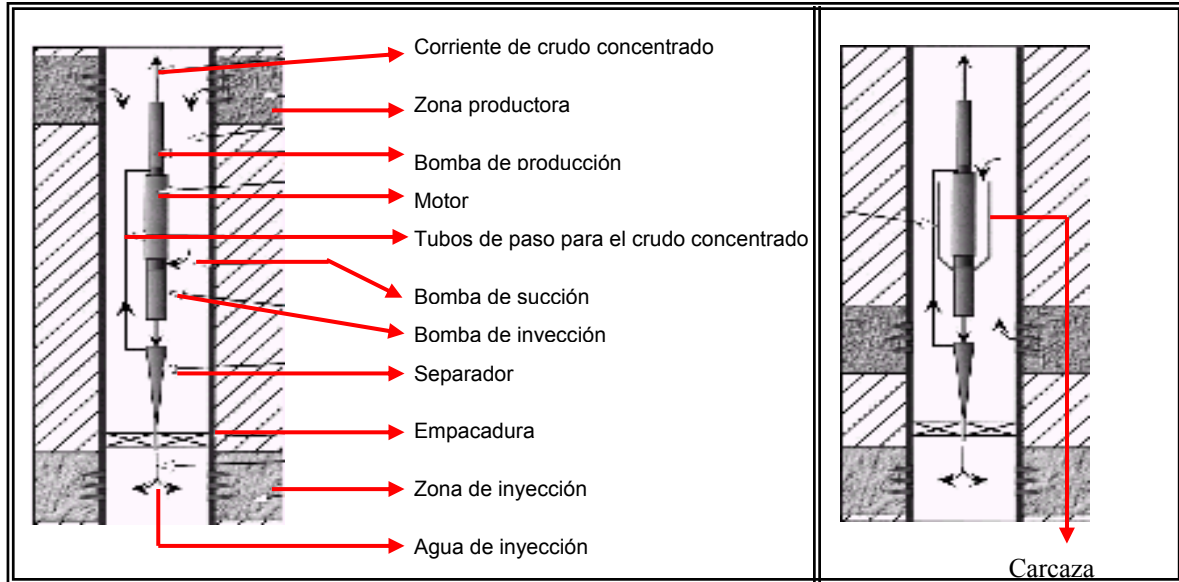
La gran mayoría de los sistemas están especificados para manejar altos volúmenes de fluidos (2000 hasta 25000 barriles por día) acoplados a sistemas de levantamiento artificial con bombas electrosumergibles. El inicio del proceso para la separación es cuando la producción proveniente del yacimiento es arrastrada hasta la bomba de inyección del sistema, la cual empuja con presión al fluido de

producción, para así alimentar la entrada del separador. El separador divide el líquido en dos corrientes: una es la corriente de crudo concentrado para ser levantada hasta la superficie y una corriente de agua y trazas de crudo para la reinyección en la zona de disposición. La corriente de agua fluye a través de la sarta de inyección, después pasa por medio de la empacadura de aislamiento, para finalmente pasar por las perforaciones realizadas en la zona de disposición. La corriente de crudo fluye a través de un canal (normalmente consiste de dos o tres tubos de diámetros pequeños) los cuales encaminan al flujo alrededor de la bomba, del motor y por la tubería de producción. Como una opción, una segunda bomba puede empujar presión en la corriente de crudo para levantarla hasta superficie. Sí la segunda bomba esta en uso, un motor común normalmente mueve a ambas bombas.<sup>35</sup>

Dependiendo de la ubicación del motor, habrá variaciones en los diseños básicos. En todos los casos, los fluidos producidos del yacimiento deben pasar por el perímetro del motor con el propósito de enfriarlo constantemente (ver figura 6.3). En las completaciones donde esto no suceda naturalmente (el motor y la bomba de inyección están instalados por encima de las perforaciones), una carcaza puede ser usada para obligar al fluido producido pasar por el motor y lograr el objetivo de mantenerlo constantemente enfriado. Una carcaza es una pared delgada con forma cónica - cilíndrica y es colocada alrededor de la bomba de inyección y del motor, el extremo inferior cónico de la carcaza se encuentra sellado con la finalidad de obligar al fluido producido pasar por el lado exterior superior de la carcaza, para que después pase por el extremo interno superior de la carcaza, alcanzando así al motor antes de que llegue a la bomba de inyección (ver figura 6.4).

Las carcazas pueden ser utilizadas para resolver problemas de enfriamiento, pero incrementa significativamente el diámetro necesario para el ensamblaje de la bomba electrosumergible, lo cual se traduce en un incremento en los problemas de empaque e instalación. Por estas razones, y al adicional costo y complejidad

del sistema con carcaza, es preferible instalar el sistema de tal forma que no sea necesaria la instalación de carcazas para propósitos de enfriamiento.<sup>35</sup>



**Figura 6.3.** Completación DOWS

**Figura 6.4.** Completación DOWS con carcaza

Un sistema DOWS con bomba de cavidad progresiva también puede ser empleado. El conductor para una bomba de cavidad progresiva es normalmente un motor eléctrico localizado en superficie y conectado a la bomba por medio de barras que transmiten el movimiento del motor a la bomba. Como en el sistema DOWS con bomba electrosumergible. En este tipo de acoplamiento también se puede emplear una o dos bombas.<sup>35</sup>

Las bombas de cavidad progresiva poseen una ventaja sobre las bombas electrosumergibles para las situaciones con problemas de emulsiones y/o sólidos. Las primeras son bombas de desplazamiento positivo y son ampliamente usadas para bombear mezcla que son fácilmente emulsificadas. Adicionalmente, las bombas de cavidad progresiva pueden manejar una significativa producción de sólidos mientras proveen una aceptable confiabilidad. Pero la principal limitación de las bombas de cavidad progresiva para usar con el sistema DOWS es la

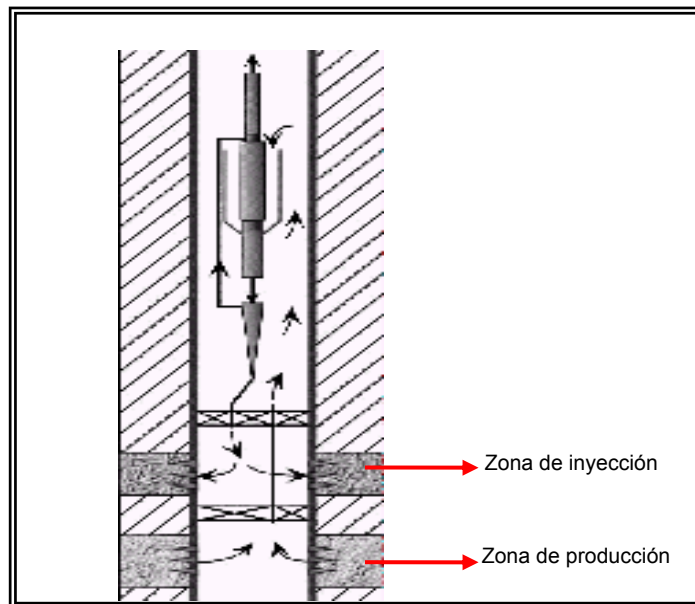


capacidad en volumen que pueden manejar. Estas bombas son típicamente instaladas con capacidades de 500 hasta 2000 barriles por día.<sup>35</sup>

#### 6.4.1 Zona para la reinyección del agua

La gran mayoría de las instalaciones actuales con sistemas DOWS, están configuradas para reinyectar el agua producida por debajo de la zona productora, a diferencia de la minoría de instalaciones que realizan la reinyección por encima de la zona productora, en esta última configuración se debe tomar cuidado de que no se produzca un “corto circuito” (contacto entre el agua reinyectada y la zona productora), debido al incremento de la relación agua/petróleo que se produciría.<sup>30,33,36</sup>

Para una reinyección por encima de la zona productora se presenta a continuación una posible configuración mecánica (figura 6.5).<sup>35</sup>



**Figura 6.5.** Reinyección por encima de la zona productora

### 6.4.2 Beneficios potenciales para el yacimiento con la aplicación del sistema DOWS <sup>31,36</sup>

El sistema de separación de fondo para agua/petróleo y reinyección del agua producida en el mismo pozo puede ofrecer varios beneficios al yacimiento. Los beneficios más obvios son presentados a continuación:

1. Reduce el peso de la columna hidrostática en pozo de producción, lo que puede ser muy significativo para yacimientos de bajas presiones.
  - La tasa de producción puede ser incrementada.
  - La vida productiva del yacimiento puede ser extendida.
  - Reducción de la energía necesaria para producir el crudo.
2. La reinyección selectiva para el agua producida puede lograr un mejor recobro de crudo por mejoramiento de la corbatura geométrica. Y al obtenerse un incremento del recobro de crudo decrece el límite económico.
3. Un control dinámico del contacto agua/petróleo a través de una completación dual en la zona de transición y con la reinyección del agua en el acuífero puede reducir o eliminar la producción de agua debido a la conificación y así mejorar el recobro de crudo.
4. Reducción del riesgo ambiental, debido a que la producción de agua puede causar problemas de producción en términos de corrosión y formación de hidratos en la tubería. Un procedimiento normal para evitar este problema es el inyectar inhibidores. Estos químicos no son solo costosos, sino que también son tóxicos. La separación de fondo y la reinyección del agua producida a la formación reducen los problemas anteriormente descritos. Las partículas de arena fluyendo pueden causar erosión, particularmente donde el flujo es

restringido tales como válvulas y codos. Esta erosión puede causar fallas en los equipos al menos que los elementos sean reemplazados frecuentemente. Accidentes resultantes pueden causar varias consecuencias a personas y al medio ambiente. En el sistema DOWS la arena es removida con el agua de fondo y además de que todos los elementos que constituyen a la sarta de inyección están protegidos contra la erosión, para así reducir la erosión de los equipos superiores al sistema.

### **6.4.3 Limitaciones y fallas del sistema DOWS**

#### **6.4.3.1 Limitaciones**

Algunas de las limitaciones presentadas a continuación están relacionadas con el sistema propiamente dicho y otras son inherentes al uso del sistema. Con el progreso de la tecnología, estas limitaciones pueden desaparecer.<sup>35</sup>

- *La capacidad hidráulica del hidrociclón:* mínimo tamaño para el diámetro del revestidor 5-1/2", máximo diámetro para el revestidor 9-5/8", diámetro mínimo para el hidrociclón 4-1/2", diámetro máximo para el hidrociclón 7-5/8".
- *DOWS/Bomba electrosumergible:* el motor debe ser instalado por debajo del área productora para permitir su enfriamiento, sino una carcasa debe ser usada, siempre y cuando el tamaño del revestidor lo permita.
- La arena presente dentro del fluido de producción podría llenar la parte inferior del revestimiento donde se encuentra fijada la empacadura y taponar las perforaciones realizadas para la reinyección.
- La relación de agua/petróleo debe ser alta.

- La mínima diferencia de gravedad específica entre el crudo y el agua debe ser de 0.05.
- El crudo contenido (típicamente entre 10 y 200 ppm de crudo) en la inyección del agua puede dañar la formación especialmente en aquellas que no tienen saturación de crudo residual.
- Deficiencia en la bomba causa discontinuidad de inyección.

#### **6.4.3.2 Fallas**<sup>35</sup>

Un análisis de fallas es altamente útil para el mejoramiento de los diseños de los sistemas actuales. Cada falla tiene su reevaluación para resolver problemas no cubiertos en los diseños anteriores.

Las fallas pueden ser clasificadas en dos categorías básicas:

##### **6.4.3.2.1 Fallas mecánicas**

Como puede esperarse de un sistema nuevo, las causas mecánicas son la fuente de la mayoría de las fallas del sistema hasta la fecha.

*Fallas de tubería:* el sistema DOWS presenta significantes problemas de ensamblaje. En particular, canales para pasar la corriente de crudo concentrado alrededor del acoplamiento bomba/motor, deben ser colocado en un área seccional muy pequeña, y estar expuesta a velocidades de flujo muy altas, esto crea el potencial para hacer fallar a la tubería tempranamente por erosión, ya que esos canales de paso son fabricados con espesores delgados y son fijados en la parte exterior del ensamblaje bomba/motor y existe un alto potencial para dañar

esos tubos en el transcurso de la instalación del sistema. Esto es particularmente cierto donde los pozos son desviados.

*Fallas de sello:* un sistema DOWS puede exponer a los sellos rotatorios a presiones diferenciales nunca encontradas en una instalación normal de bomba electrosumergible. Este tipo de falla ha sido presentada con muy poca frecuencia.

*Fallas motor/bomba:* la complejidad de la instalación para el sistema DOWS puede acarrear problemas en el diseño de la bomba, ya que una incertidumbre es encontrada alrededor del índice de inyektividad para la zona de disposición, además de la necesidad para operar el separador en una apropiada fracción de flujo, esto puede dificultar la planificación para empujar la carga generada por la bomba. Un comportamiento inadecuado para el empuje de la bomba resultaría en una falla prematura del sistema.

*Fallas por empaadura:* Un número pequeño de fallas resulta de problemas con las empaaduras. En estos casos, la empaadura falla en el aislamiento de la zona de producción y de disposición.

*Producción de sólidos:* Una producción excesiva de sólidos acarrea fallas mecánicas prematuras del separador, bomba y tubos de paso para la corriente de crudo concentrado. Este problema puede taponar las entradas del acoplamiento bomba/separador.

#### **6.4.3.2 Fallas relativas al proceso**

Cuando los sistemas mecánicos están trabajando adecuadamente, fallas del sistema DOWS generalmente se traducen en una separación incompleta. Existe un número de variables en el proceso que afecta directamente la operación de separación.

Los diseños para los sistemas DOWS necesitan integrar todos los parámetros que pueden afectar sus funcionamientos, las características de operación en un ambiente de fondo son diferentes a las encontradas en superficie pero los parámetros dependientes de los fluidos que afectan la separación son los mismos.

### Densidad

La densidad del agua es una función de la presión, temperatura, gas en solubilidad y el contenido de sal. La temperatura es la más importante de las variables. Una alta temperatura resulta en una baja densidad para el agua, pero produce también grandes cambios en el crudo. El crudo se encuentra en su mínima densidad en el punto de burbujeo. A altas presiones, la densidad del crudo incrementa por efecto de su propia compresibilidad. Por debajo de la presión del punto de burbujeo, la densidad del crudo se incrementa por la producción de gas libre. La diferencia de densidades generalmente será mayor en la separación de fondo que en la superficie.

El agua con bajo contenido de sal reduce la eficiencia de separación, debido a su mayor sensibilidad a las acciones de las fuerzas de cortes. Contrariamente, un alto contenido de sal mejorará la coalescencia de las gotas mejorando así la separación, ya que la salinidad del agua producida afecta directamente la carga electrostática de las gotas, la cual juega un rol vital en la eficiencia del proceso de coalescencia para las gotas de crudo. Con una alta salinidad, la carga es baja, generando así una fácil coalescencia y separación.<sup>33</sup>

### Velocidad de corte

El corte implica que hay un gradiente en la velocidad de una corriente de fluido medida a través del eje de trayectoria para el flujo. Una alta tasa de corte es normalmente encontrada donde existe un cambio abrupto en la velocidad del flujo o donde una corriente fluye a alta velocidad a través de un canal estático y es

normalmente indicada por un cambio significativo en la presión ejercida en (o por) el fluido fluyente. Unas condiciones de alto corte en un separador de agua/petróleo son evitadas por el efecto negativo que es producido en la distribución del tamaño de las gotas dispersas. La exposición de una mezcla de fluidos constituida por crudo dispersado en agua para altas tasas de corte resultará en una significativa reducción en el tamaño promedio de la gota de crudo.

35

Una alta tasa de corte ocurre dentro de procesos en aparatos tales como tuberías, válvulas de control y bombas y también puede ocurrir dentro del mismo hidrociclón. En particular, la entrada tangencial de un típico hidrociclón deolificante expone a la mezcla agua/crudo a una velocidad de flujo extremadamente alta, resultando en altas tasas de cortes. Ha sido observado que las gotas de petróleo dispersas en agua con un tamaño promedio menor a  $1.96 \times 10^{-3}$  pulgadas son menos susceptibles a una reducción adicional en el tamaño de gota como resultado de una alta tasa de corte. Adicionalmente, es conocido que los crudos de baja gravedad son menos susceptibles que dispersiones de crudos más livianos a la reducción del tamaño de gota proveniente de una tasa de corte.<sup>35</sup>

Basados en las observaciones anteriores, un número de “tolerancias de cortes” en la geometría de los hidrociclones y en las prácticas de los procesos de diseños han venido siendo comunes en las aplicaciones para el tratamiento del agua producida. Modernos diseños para hidrociclones deolificantes son capaces de remover gotas de crudos muy pequeñas desde el agua.<sup>35</sup>

### Viscosidad

La velocidad de separación de una gota de crudo desde un volumen bruto de la fase de agua, o de una gota de agua de un volumen bruto de una fase de crudo, es inversamente proporcional a la viscosidad de la fase del volumen bruto, sin embargo es mucho más fácil remover una gota de crudo proveniente del agua que

remover una gota de agua proveniente del crudo, ya que el agua posee una menor viscosidad.

En adición, es muy difícil desarrollar completamente el flujo del remolino o vórtice requerido dentro del hidrociclón cuando éste es alimentado por una mezcla de alta viscosidad. Las pérdidas friccionales entre el fluido y el cuerpo estático del hidrociclón, como la fricción ejercida por el mismo fluido, previenen la generación de fuerzas centrífugas adecuadas para que una separación rápida pueda ocurrir.

Por las razones anteriores, los separadores con hidrociclones son usados casi exclusivamente para separaciones de mezclas agua/petróleo que son “aguas exteriores”. Las aguas exteriores implican que el crudo existe como gotas discretas rodeadas completamente por una fase continua de agua. La viscosidad de una mezcla de agua exterior es cercana a la del agua propiamente dicha, y es muy poco afectada por la viscosidad del crudo al menos que el crudo contenido en la mezcla sea relativamente abundante. Como el crudo contenido en la mezcla incrementa, el crudo afecta más y más a la viscosidad de la mezcla. Cuando mezclas de agua exteriores con abundantes cantidades de crudo son expuestas a altas tasas de cortes, pueden formarse emulsiones con altas viscosidades que son extremadamente dificultosas, sino imposibles de separar con hidrociclones.<sup>37</sup>

#### Fracción de flujo<sup>35</sup>

Los hidrociclones no pueden producir una corriente de agua limpia y una corriente de crudo deshidratado al mismo tiempo. La ejecución de separación debe ser inclinada hacia una de las tendencias, es decir, una corriente de agua limpia o una corriente de crudo deshidratado. Esta inclinación de ejecución es cumplida por ajuste del flujo dividido o por el porcentaje del flujo saliente (crudo).

En general, un incremento del flujo dividido mejorará la calidad hasta alcanzar una mínima cantidad de crudo contenida en la mezcla. En tanto el flujo dividido



incrementa, la cantidad de agua transportada a la salida del crudo concentrado también aumentará. Contrariamente, un descenso del flujo dividido mejorará la deshidratación de la corriente de crudo hasta que una cantidad de agua contenida en el crudo sea alcanzada.

Los diseños de hidrociclones requieren entre un (25–50)% aproximadamente de agua contenida en la corriente de crudo concentrado para que la corriente de agua sea lo más limpia posible. Bajo buenas condiciones, es razonable esperar que un hidrociclón sea capaz de producir una corriente de agua con menos de 100 ppm de crudo contenido, mientras que la reducción de agua contenida en la corriente de crudo será desde un 25% hasta un 50%. Bajo condiciones conducidas para remover agua desde el crudo, un hidrociclón podrá ser capaz de producir crudo con menos del 10% de agua contenida, como también será capaz de producir una corriente de agua con menos del 2% de crudo contenido.

Existen dos maneras de ajuste para la fracción de flujo.

- Por ajuste grande, el cual es deseable para cambiar el tamaño relativo de las salidas del crudo concentrado y/o del agua lista para la reinyección. El cambio más comúnmente realizado es a nivel del tamaño de un orificio dentro de la salida del hidrociclón dispuesta para el crudo concentrado.
- Por ajuste pequeño, el cual consiste de realizar un ajuste en la relación de presiones diferenciales ( $R_{pd}$ ) a través del hidrociclón.

$R_{pd}$  es definida como:

$$R_{pd} = \frac{(P_i - P_o)}{(P_i - P_u)} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 6.3}$$

Donde:

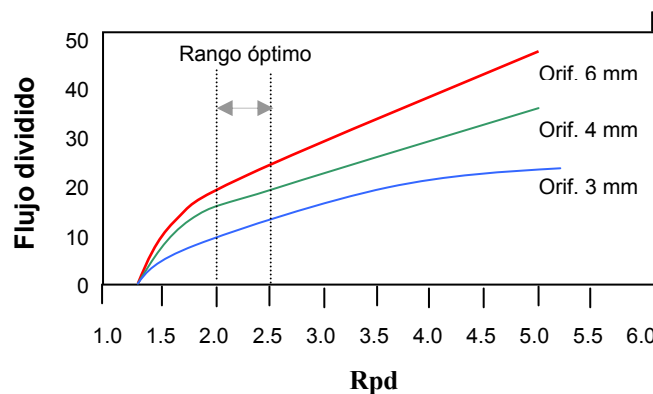
Pi: Presión de entrada al hidrociclón.

Po: Presión a la salida del crudo concentrado.

Pu: Presión a la salida del agua a reinyectar.

En adición a la afectación ejecutada por el ajuste, la división volumétrica entre la salida del crudo concentrado y la salida del agua a reinyectar, la Rpd también tendrá un efecto en la migración del crudo y el agua dentro del hidrociclón. Los diseños para hidrociclones evaluados para la aplicación DOWS, alcanzan su mayor apogeo cuando el rango de Rpd está entre 2 y 2.5, asumiendo que el flujo dividido es correctamente fijado a través de la selección apropiada del tamaño de orificio para la salida del crudo concentrado. Como un resultado, es deseable ajustar el flujo dividido por selección de orificio y así mantener la Rpd bajo un rango óptimo.

Cada diseño de hidrociclón tendrá características relacionadas entre la Rpd, el tamaño de orificio en la salida del crudo concentrado y la fracción de flujo. La figura 6.6 representa la relación entre la Rpd y la fracción de flujo para un separador típico con hidrociclón. Las curvas son indicadas por tres diferentes tamaños para los orificios. También indica el rango de Rpd deseado.



**Figura 6.6.** Correlación para determinar el diámetro del orificio de salida

## 6.5 Efectos sobre mezclas de crudos pesados

Es bien conocido que la separación de crudos pesados y agua es más difícil, debido a la poca diferencia de densidades entre el crudo y el agua. También es conocido que las deshidrataciones de crudos pesados son normalmente hechas con dificultades por la alta viscosidad presentadas por el crudo.

*Sólidos:* los efectos de formación excesiva de sólidos y/o la producción de escamas en la integridad mecánica del sistema han sido discutidos. Los sólidos también afectan la operación de separación en un número de maneras. Las partículas de sólidos humedecidas por petróleo pueden causar que el crudo sea arrastrado hacia la salida del separador dispuesta para el agua a reinyectar. Los sólidos también tienden a acelerar la creación y estabilización de emulsiones.

*Fracción de flujo:* La importancia de la fracción de flujo para la operación de separación ha sido discutida. Todos los sistemas DOWS hasta la fecha han sido instalados con extremas limitaciones de capacidades para ajustar un balance de presión a través del separador, así la capacidad limitada para ajustar la fracción de flujo en respuesta para cambiar las condiciones de producción o inyección. Esto tiene como resultado una separación inadecuada y fallas prematuras del sistema en algunos casos.

## 6.6 Experiencias con la tecnología DOWS en aplicaciones para crudos pesados.<sup>37</sup>

En 1995 PanCanadian inició estudios para identificar campos que se beneficiarían con la implantación del sistema DOWS. Campos con altos volúmenes de agua producida, incremento en los cortes agua, tasas de crudo estáticas, gravedades API entre (14°-25°) y bajos factores de recobro, fueron identificados como los mejores campos candidatos. Estos campos se encontraban en el punto donde

económicamente el manejo del incremento de los volúmenes de agua en superficie fueron los menos atractivos.

Las opciones convencionales disponibles en estos campos resultaron en altos productores de agua y por ende en una expansión del manejo de agua en la superficie, lo cual hace necesario la utilización de pozos para la reinyección del agua producida para mantener una tasa de crudo económica. La separación de fondo agua/petróleo y la reinyección del agua producida en el mismo pozo eliminan la necesidad de expandir el manejo de agua, descarta la inversión de capital asociada al manejo y provee una oportunidad para incrementar la producción de crudo.

#### **6.6.1 Descripción del campo**

El yacimiento cubre un área de 320 acres y posee un POES estimado de 20 millones de barriles. El yacimiento esta comprendido de canales con arenas limpias no consolidadas depositadas en un ambiente de fluvial. La calidad del yacimiento es caracterizada por excepcionales porosidades y permeabilidades. La descripción del campo se presenta en la tabla 6.2.

El crudo tiene una movilidad mucho más baja que la del agua. Consecuentemente, la irrupción de agua con un estable incremento en la relación de agua/petróleo es característica en todos los pozos después de 3 a 6 meses de producción. La producción promedio por pozo sin separación de fondo fue de 30 barriles de crudo por día y 1700 barriles de agua por día.

**Tabla 6.2.** Descripción del yacimiento Dina 'Q'

<b>Formación productora</b>	Arenisca
<b>Profundidad (pies)</b>	2526
<b>Presión inicial del yacimiento (lpc)</b>	754
<b>Temperatura del yacimiento (°F)</b>	82
<b>Petróleo original en sitio (MMBN)</b>	19.4
<b>Porosidad (%)</b>	29
<b>Permeabilidad horizontal (md)</b>	7500
<b>Area (acres)</b>	321
<b>Indice de productividad (bbls/d/lpc)</b>	2-20
<b>API°</b>	15
<b>Viscosidad crudo (cp @ BHP,BHT)</b>	230
<b>Densidad del crudo (kg/m<sup>3</sup> @ atm)</b>	960
<b>CO<sub>2</sub></b>	5.3
<b>H<sub>2</sub>S</b>	0-4

El objetivo fundamental del sistema en el campo Hayter fue el de demostrar su funcionamiento en crudos pesados, la viabilidad técnica para implantar el sistema DOWS en producciones de altas tasas de corte (RAP > 30), como también se demostró la viabilidad para reinyectar el agua en la zona de disposición y se observó el impacto que esta tuvo en la producción de crudo debido a la potencial recirculación del agua producida entre las perforaciones de producción y de reinyección.

### 6.6.2 Descripción del sistema DOWS utilizado

El sistema BCP-DOWS instalado inicialmente, consistió de tres bombas de cavidad progresiva todas conectadas a la misma sarta de cabillas desde superficie.

El flujo total de la emulsión entra a la admisión de la bomba (bomba BMW modelo 120-600). Esta bomba fue diseñada para presurizar el fluido para su inyección dentro de la zona de disposición. La presión de inyección fue determinada a través de una prueba de inyectividad en la zona de disposición. En la salida de la bomba, la emulsión, ahora con una alta presión, es forzada a pasar por tres tubos de acero inoxidable de 2 cm de diámetro, los cuales guían el fluido de la bomba a la admisión del separador. La corriente de la producción concentrada es producida a superficie por una bomba de producción BMW 16-600. Un sello de bomba BMW 4-600 el cual provee flujo controlado entre la bomba de fluido total y la corriente de producción concentrada.

El separador situado por debajo de la bomba de fondo consiste de dos hidrociclones conectados en paralelo. Cada hidrociclón es capaz de manejar 1900 Bls/D de fluido basado en una pérdida de presión máxima de 250 lpc. La afluencia esperada desde el pozo candidato estuvo entre 2200 y 2500 barriles por día; fueron requeridos los dos hidrociclones para minimizar la pérdida de presión. La corriente de agua dispuesta y la corriente de crudo concentrado están separadas por los hidrociclones y conducidas juntas en dos corrientes distintas.

La corriente de agua sale del separador, pasa a través de un orificio para medición de flujo y entra directamente a la zona de disposición, la cual fue ubicada por debajo del intervalo de producción. Una empackadura fue utilizada para aislar la zona de producción y la zona de inyección.

La corriente de crudo fluye a través de un tubo de 5/8" y de ahí entra a la admisión de la bomba de producción y posteriormente es llevada a superficie.

### **6.6.3 Descripción de la instrumentación de fondo**

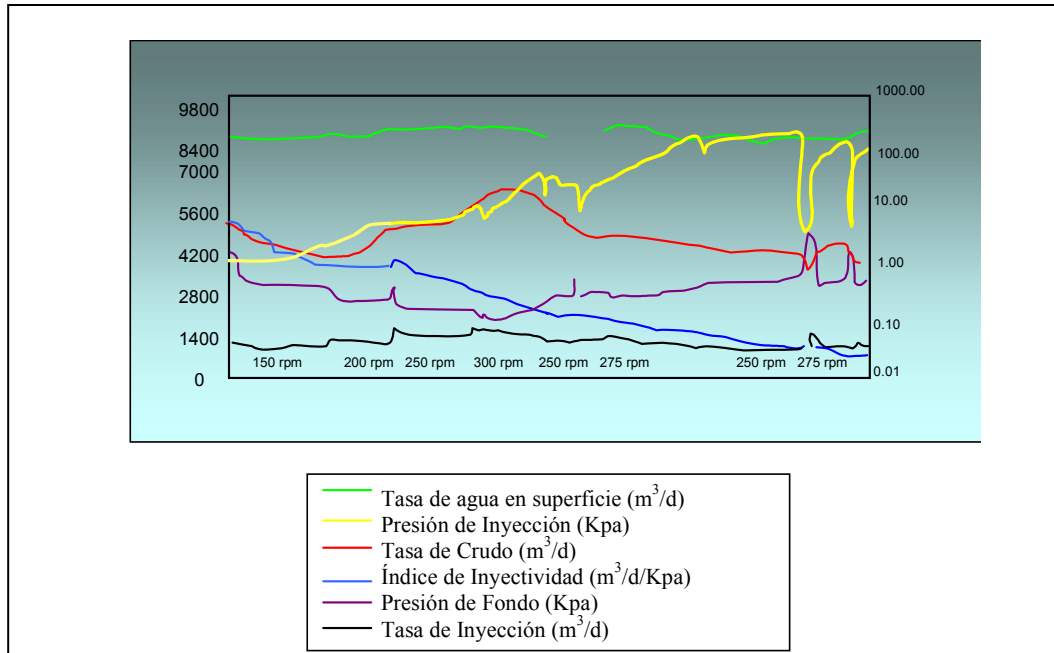
Una instrumentación de fondo fabricada por Tecnologías C-FER fue corrida con el sistema DOWS acoplado a la bomba de cavidad progresiva para monitorear la

presión y temperatura de fondo, tasa de inyección y presión de inyección. Los equipos utilizados en superficie incluyeron un registrador de datos. La data fue registrada cada 5 minutos y guardado en un computador.

Una herramienta sin retorno fue instalada por encima de la empacadura para minimizar la rotación de la tubería causada por el funcionamiento de las bombas de cavidad progresiva y por lo tanto evitar un posible daño al cable instalado para transmisión de la data.

#### **6.6.4 Historia de funcionamiento para el sistema DOWS/BCP**

Sistemas DOWS fueron corridos en 3 diferentes pozos en el campo Hayter. Las instalaciones iniciales fueron bombardeadas con problemas al nivel de las conexiones y equipos que fueron atribuidos a la curva de enseñanza asociada con la implantación de una nueva tecnología. Después de haber solucionados los problemas iniciales de las instalaciones y equipos, las subsecuentes fallas experimentadas fueron todas debido a un incremento en la presión de inyección. La figura 6.7 presenta una curva de la ejecución del sistema DOWS/BCP en el campo Hayter de crudo pesado. Todas las corridas presentaron un rápido incremento de la presión en la zona de inyección. En muchos casos el pozo fue cerrado para evitar una sobrepresurización de las bombas. La figura 6.7 también presenta la declinación lineal del índice de inyectividad con el fluido acumulado inyectado a pesar de la velocidad de la bomba. Esto sugiere que el deterioro de la inyectividad es una función del fluido total producido. Después de una breve interrupción en la inyectividad se observó una mejoría. Esta conducta pudo ser atribuida al colapso de los puentes de arenas, los cuales se formaron a través de las perforaciones dispuestas para la reinyección durante el período estable de inyección. En muchas rehabilitaciones de pozo la arena fue encontrada en o por encima del intervalo perforado para la reinyección, estos trabajos de rehabilitación resultaron en un mejoramiento temporal en el proceso de inyectividad.



**Figura 6.7** Historia de Producción DOWS/BCP

Se concluyó que adicionalmente el uso de un sistema DOWS/BCP convencional en una zona con problemas de arena no es viable. Reconociendo los incentivos operacionales y económicos para extender las capacidades de la tecnología DOWS, PanCanadian y Tecnologías C-FER continuaron investigando las posibles soluciones para contener la producción de arena y el deterioro resultante en la inyectividad.

#### 6.6.5 Opciones para el manejo de arena en aplicaciones del sistema DOWS <sup>37</sup>

Basado en trabajos de rehabilitación y ejecución de análisis, la producción de arena fue el mayor factor de contribución para el deterioro de la inyectividad en el campo Hayter. Las siguientes opciones fueron identificadas como posibles soluciones para contener la producción de arena y así evitar una declinación de la eficiencia en el proceso de inyectividad.

- Profundizar el pozo para proveer un sumidero para almacenar la arena.
- Instalar potentes bombas de inyección que superen la presión de fractura para la formación.



- Instalar pantallas de arena en el intervalo de producción para evitar la producción de arena.

### **6.7 Diseño para el sistema DOWS+Desarenador.**

Pan Canadian Petroleum Ltd. ha sido una industria pionera en el desarrollo y aplicación de la tecnología DOWS, particularmente con respecto a su uso en campos productores de crudos pesados. El uso del sistema DOWS en tales aplicaciones es complicado por la inherente producción de arenas con la viscosidad del crudo, los sólidos que son producidos tienden a permanecer en la corriente de agua dispuesta, la cual es reinyectada en el fondo. Dependiendo en el volumen de sólidos y las condiciones del pozo, los sólidos pueden invadir y taponar las zonas de disposición del agua producida o estos pueden acumularse en el fondo del pozo. En cualquiera de los dos casos, estas situaciones ejercen una reducción en la inyectividad, disminuyendo así la eficiencia del sistema DOWS, o peor aún imposibilitando el sistema de separación. Esta declinación en la inyectividad ha sido observada en pruebas de campo con el sistema DOWS acoplado tanto a bombas electrosumergibles como a bombas de cavidad progresiva, donde la acumulación de arena en el fondo de los pozos fue confirmada durante subsecuentes trabajos de reacondicionamiento.

PanCanadian junto a C-FER Technologies Inc. desarrollaron una unidad de separador de arena para usar en conjunto con los sistemas DOWS comercialmente disponibles. Una unidad para la separación de arena fue diseñada para remover sólidos desde los fluidos producidos y para mezclarse entonces con la corriente de crudo producida a superficie por el sistema DOWS. Siguiendo un estudio de factibilidad examinó las diferentes opciones de diseño, un prototipo de separador de arena fue construido. La funcionalidad de la unidad de separación fue confirmada a través de pruebas de laboratorio controladas y la unidad fue subsecuentemente probada en combinación con el sistema DOWS acoplado a

una bomba de cavidad progresiva. El sistema fue posteriormente instalado en un pozo perteneciente a Pan Canadian el cual tuvo problemas de inyectividad previamente con el sistema DOWS. Resultados iniciales presentaron que la arena que comenzó a producirse a superficie y la inyectada permaneció relativamente estable.

La aplicación del sistema DOWS en pozos que están propensos a una producción de arena permanece incierta debido al potencial problema de taponamiento en la zona de inyectividad del agua producida, ya que esta zona declinaría si los sólidos causaran taponamiento de la formación o en el intervalo cañoneado en el pozo. Las pruebas con el sistema DOWS previamente realizadas por PanCanadian Petroleum en Alberta Canadá, experimentaron una rápida declinación en la inyectividad la cual fue atribuida a la inyección de sólidos.

Reconociendo los incentivos para extender la capacidad operacional de la tecnología DOWS en presencia de producción de arena, PanCanadian comisionó a C-FER para desarrollar un sistema de separación de arena. Un sistema prototipo fue diseñado, construido e instalado en combinación con una bomba de cavidad progresiva (BCP) - sistema de separación de fondo para crudo y agua (DOWS). El sistema combinado (BCP-DOWS) + Separador de arena (SA) ha sido probado exitosamente desde su instalación en Noviembre de 1997.

Un estudio de factibilidad fue conducido para investigar las diferentes configuraciones del sistema DOWS que podían ser acoplados con un desarenador de fondo. Para minimizar el tiempo y costos de las pruebas de laboratorio y de campo, los esfuerzos fueron centrados en sistemas que debían ser compatibles con el sistema DOWS ya existente en el campo de crudo pesado Hayter.

El equipo del proyecto condujo las investigaciones preliminares en tres fases independientes:

1. Configuración del sistema: esta fase incluyó la identificación de métodos para integrar aparatos de separación y de mezcla con los sistemas DOWS/BCP y DOWS/BES, además de una evaluación de posibles localizaciones y arreglos de los aparatos dentro del sistema DOWS. En principio, el desarenador podía ser colocado por arriba o por debajo del hidrociclón deolificante.
2. Tecnología de separación: esta fase incluyó la identificación y evaluación de tecnologías de separación arena/líquido potencialmente posibles en aplicaciones de fondo. Cuatro tecnologías de separación fueron evaluadas las cuales incluyeron:
  - Impelentes rotatorios.
  - Remolinos inducidos.
  - Barrenas estáticas.
  - Ciclones sólido/líquido.

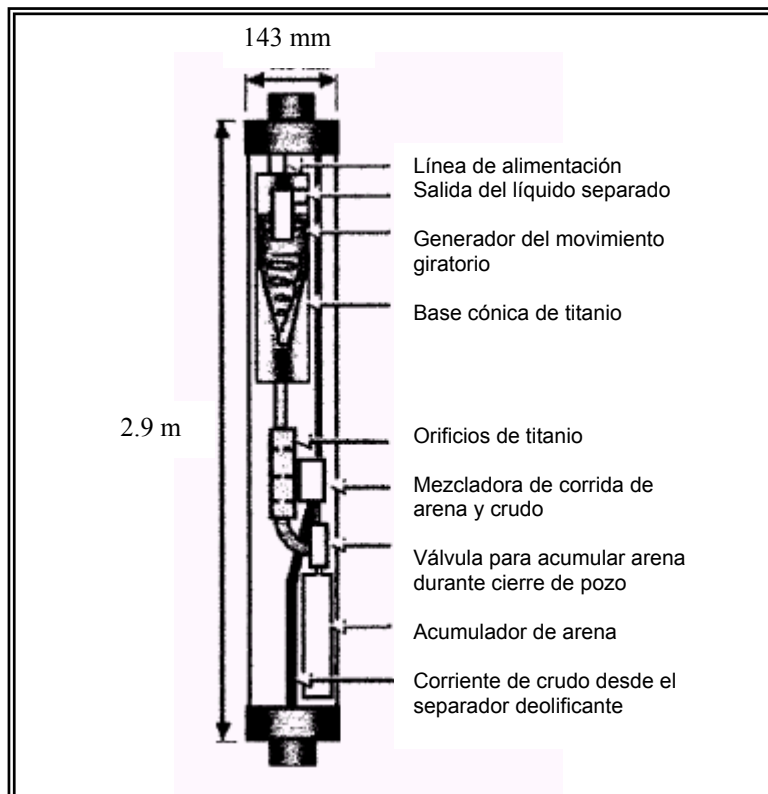
El desarenador con ciclón fue elegido como la mejor opción debido a sus simplicidades.

3. Tecnología para mezclas: Esta fase incluyó la identificación y evaluación de métodos para mezclar la arena separada y la corriente de crudo separado. Si la deolificación ocurre corriente arriba o abajo del deolificante, la conducta del proceso presenta que la presión en la corrida de arena debería ser mayor que la presión en la corriente de crudo concentrado. Tres tecnologías para mezclar fueron evaluadas: control de mezcla por medio de desplazamiento positivo utilizando una bomba de cavidad progresiva, usando una bomba a chorro o eductor, o por medio de una caída de presión entre el aparato y el mezclador. El método más simple, con menos complejidades para combinar la corrida de arena con la corriente de crudo concentrado fue encontrado en la tercera opción. Una placa orificio fue elegida para hacer caer la presión en la corrida

de arena e igualarla con la presión de la corriente de crudo, además de la placa se colocó una cámara mezcladora para combinar las dos corrientes.

### 6.7.1 Resultados del desarenador en las pruebas de campo

El sistema DOWS/BCP existente en el campo fue ligeramente modificado para acomodar el separador de arena. La adición del desarenador resultó en un mayor porcentaje del fluido total producido traído a superficie. Como un resultado, la bomba de producción original BMW 16-600 fue reemplazada por una bomba BMW 20-600 para incrementar la capacidad a 1.3 barriles/d/RPM. En la figura 6.8 se presenta el esquema para el desarenador de fondo y en la figura 6.9 se puede observar el acoplamiento del desarenador con el sistema DOWS/BCP utilizado en las pruebas.



**Figura 6.8.** Esquema para el desarenador de fondo

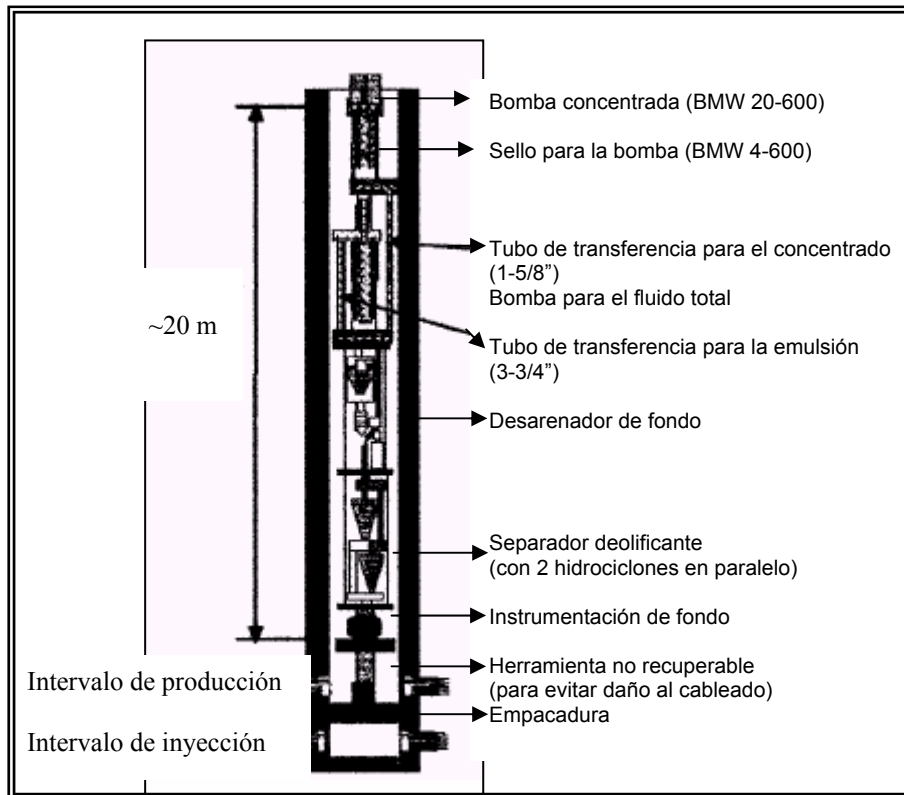


Figura 6.9. Esquema DOWS/BCP + Desarenador de fondo

### 6.7.2 Objetivos alcanzados con la instalación del sistema DOWS/BCP + SA

- *Mejoramiento del drawdown:* el sistema mantuvo una tasa de producción por encima de 380 barriles por día con aproximadamente 1900 barriles de agua separada inyectada en la zona de disposición, indicando un 83% en la reducción del agua en superficie.
- *Inyectividad:* esta no declinó como resultado del taponamiento de la zona por exceso de arena, la presión de inyectividad se mantuvo alta pero no incrementó drásticamente como sucedió antes de la instalación del desarenador de fondo (SA).

- *Corte de arena en superficie:* este corte presentó la presencia de sólidos en un rango de 0.1% y 0.7% indicando que la separación del sistema estaba trabajando como se esperaba.

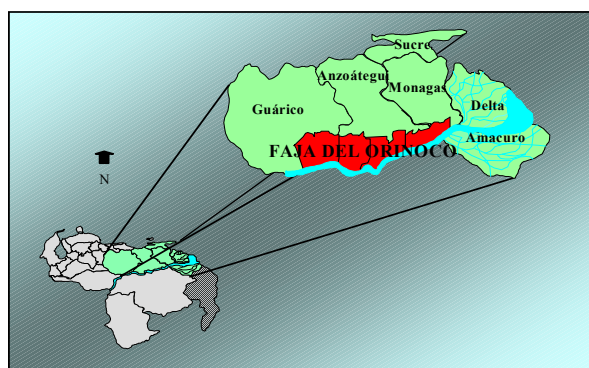
## CAPÍTULO VII

### ASPECTOS GENERALES DEL ÁREA O-16 DE BITOR

#### 7.1 Breve reseña histórica de BITOR

Los crudos pesados y extrapesados son considerados como una fuente alternativa de energía debido a que constituyen una de las más grandes reservas de combustible fósil previamente inexplorada .<sup>38</sup>

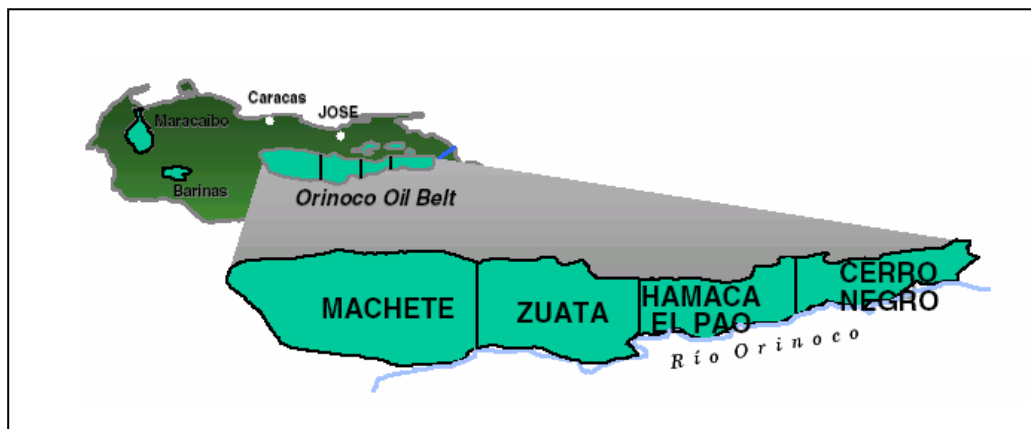
La Faja Petrolífera del Orinoco representa la más grande acumulación de crudos pesados y extrapesados en el mundo con 1.2 billones de barriles de petróleo en sitio y más de 200000 millones de barriles de reservas probadas.



**Figura 7.1.** Ubicación de la Faja Petrolífera de Venezuela

La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra ubicada al sureste del país, al Norte del río Orinoco, comprende parte del Sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas<sup>38</sup> (ver figura 7.1). Ocupa una extensión de unos 54 mil Km<sup>2</sup> y para efectos exploratorios fue dividida en cuatro áreas: Cerro Negro, Hamaca, Zuata y Machete (ver figura 7.2). La perforación de los pozos petrolíferos en esa región se inició alrededor de los años 50 y su producción se limitó a sólo 58 pozos, por las características del bitumen que allí se encontraba, que para el momento no era de gran atractivo dado que la explotación resultaba costosa y no se conocían

tecnologías alternativas para su utilización. Para ese momento, sólo se aprovechaban las fuentes de crudo mediano y liviano en otras regiones del país.



**Figura 7.2.** División de la Faja Petrolífera del Orinoco

En 1978, Petróleos de Venezuela, S.A., a través de sus empresas filiales Corpoven S.A., Lagoven S.A., Maraven S.A. y Meneven S.A., inició un programa intensivo, para el estudio de los recursos disponibles, su magnitud, calidad y características de los yacimientos<sup>38</sup>.

Posteriormente, en 1981 un grupo de científicos del Centro de Investigación y Apoyo Técnico de PDVSA, INTEVEP S.A. inició en conjunto con la British Petroleum (BP) una serie de investigaciones para el estudio de tecnología de emulsiones, a nivel de laboratorio. Cuatro años más tarde, en la continuación de los trabajos y resultados presentados por Lagoven, se desarrolló un plan global de desarrollo de la Faja, para estudiar las posibilidades de la incursión en el mercado energético para generación eléctrica. Fue entonces en la localidad de Morichal, Estado Monagas que se probó exitosamente el comportamiento de las emulsiones como combustible. Para el estudio de la manufactura, transporte y combustión de estos hidrocarburos en forma de emulsiones a nivel piloto e industrial, Lagoven S.A. creó en 1987, la organización “Proyecto Orinoco”, el cual comprendió también el estudio de mercado para el producto a comercializar. La emulsión producida



con bitumen natural de la Faja del Orinoco tomó la denominación comercial de ORIMULSION®. Una vez establecida la potencialidad de este combustible, en Julio de 1988 se consolidó y aprobó la estrategia de mercado por parte de la Casa Matriz, así como también la conformación de una Filial de PDVSA que estuviese dedicada a la planificación, procesamiento y comercialización de estos recursos. Es así como surgió Bitúmenes del Orinoco S.A. (BITOR).

Actualmente BITOR maneja la comercialización de este combustible, el cual sigue expandiéndose en todo el mundo básicamente como alternativa para la generación de electricidad mediante sistemas de turbinas de vapor, motores diesel, ciclos combinados de gasificación integrada, entre otros. Igualmente, desde el inicio de sus operaciones, BITOR se encuentra en continua actualización de la tecnología utilizada y de su capacidad de producción, a fin de optimar calidad, precios, suministro oportuno y al mismo tiempo hacer un combustible cada vez más en armonía con el medio ambiente.

## **7.2 Ubicación del área de BITOR**

El área asignada a PDVSA-BITOR es de 180 kilómetros cuadrados, ubicada al Este de la Faja del Orinoco en el Sector Cerro Negro, al Sur de los Estados Anzoátegui y Monagas, limita al Oeste con la asociación estratégica OCN (PDVSA-MOBIL-VEBA) y hacia el Sur y Este con PDVSA FAJA% (ver figura 7.3). Posee un B.O.E.S oficial (Bitumen Originalmente en sitio) de 24177 MMBNB y 2950 MMBNB de Reservas Recuperables de bitumen cuantificadas con un factor de recobro estimado de 12.2.

Esta área se dividió y se distribuyeron las reservas para soportar la explotación y el desarrollo de tres módulos de Producción de ORIMULSION® (MPE-1, MPE-2 y MPE-3), como se observa en la figura 7.4.

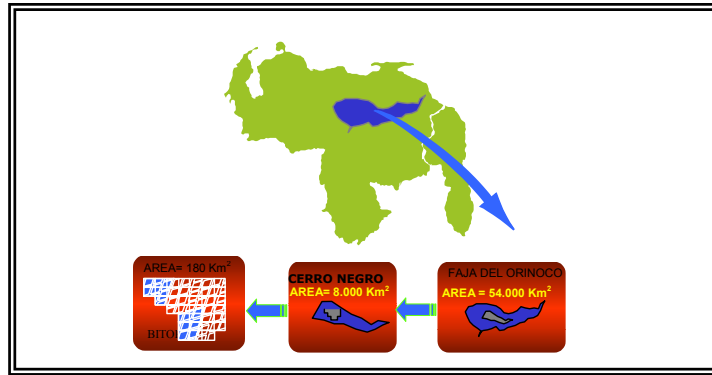


Figura 7.3. Ubicación del área de BITOR

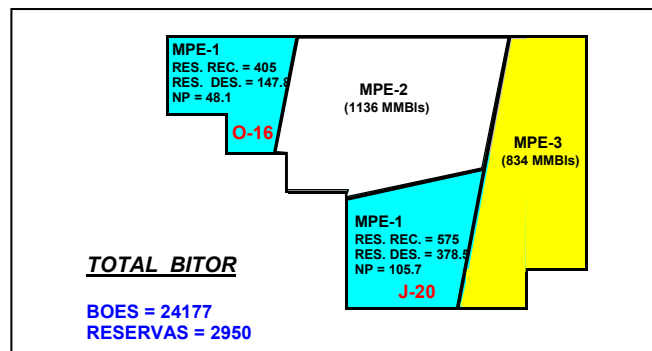


Figura 7.4. Reservas del área de BITOR

La Unidad de Explotación de Bitumen tiene como misión el asegurar la producción eficiente, rentable y en armonía con el ambiente de los volúmenes de Bitumen Natural requeridos para garantizar la manufactura de ORIMULSION® en la Planta MPE-1.

**Oficialmente**, esta área produce de la Formación Oficina de edad Mioceno, de los yacimientos oficialmente definidos como MOR 90/91 y parte del MOR-92, ubicado en el área O-16 y MOR 92/93 ubicado en J-20, con una producción promedio por pozo de 335 BNBD. El crudo tiene una gravedad promedio de 8°API, y poseen buenas propiedades petrofísicas.

En el área del primer módulo (MPE-1), la cual ha sido la única desarrollada, se cuantificaron 980 MMBNB de reservas recuperables (cifra oficial) asociados a las

áreas de producción O-16 y J-20 (figura 7.4), en las que se encuentra dividido dicho módulo; Se han producido 220.4 MMBNB (30-06-2002), es decir 22,5 % de las reservas recuperables de bitumen.

### **7.3 Aspectos generales del área de estudio**

El Área O-16, se encuentra ubicada al Norte del área asignada a BITOR y fue dividida arealmente por medio de fallas principales en los yacimientos MOR-90, MOR-91 y parte del MOR-92 (oficialmente). Sin embargo, para el momento del estudio (Junio de 2002) se realizó un nuevo modelo estático por Intevp y no se tenía establecido como iban a quedar divididos los yacimientos, ya que no se conocía si existían fallas sellantes que pudieran dividir el área en diferentes yacimientos. Por lo cual el estudio se basó en la interpretación del área O-16 como un solo yacimiento.

El área O-16 posee un área de 6467 acres, con un BOES de 2900 MMBNB, una producción promedio por pozo de 346.5 BNBD y una producción acumulada de 65.053 MMBNB (30/06/2002). La producción diaria de bitumen del área O-16 para Junio del 2002 (fecha de realización del estudio) era 19749 BNBD.

Cabe destacar que el área perteneciente a las parcelas ANZO-6-16-050 y ANZO-16-051 (la parte no perteneciente al área designada como O-16, ver figura A-1.1 del Apéndice I) se comenzaron a explotar en el año 2000 por lo cual fueron incorporadas al estudio.

Esta área llamada "Anexa" en este estudio posee un área de 1915 acres, un BOES de 995 MMBNB, una producción promedio por pozo de 1457 BNBD y una producción acumulada de 7.503 MMBNB para Junio del 2002, con una tasa de 10197 BNBD.

*Debido a que se tienen dos áreas, cada vez que se mencione “ área O-16\* ”, se estará refiriendo a las dos áreas en estudio.*

Para Junio del 2002, el área O-16\* había acumulado 72.55 MMBNB y contaba con una producción diaria de 29945 BNBND.

La explotación del área O-16 comenzó en el año 1982, produciendo por empuje de gas en solución combinado con el efecto de petróleo espumante característico de los crudos extrapesados. En Marzo de 1985 comenzó el proyecto de inyección de vapor hasta Abril de 1995 y desde esa fecha hasta la actualidad los pozos han producido en frío con diferentes sistemas de levantamiento.

## **7.4 Geología**

### **7.4.1 Estructura**

Según el último modelo estático desarrollado por Intevep<sup>40</sup> basado en sísmica 2D del módulo MPE-1, 3D del módulo MPE-2 y una porción de sísmica 3D de Cerro Negro al Oeste del área de BITOR, el área O-16 en estudio es un homoclinal de suave buzamiento al Norte y se encuentra atravesado por varias fallas normales principales con rumbo este-oeste, con alto buzamiento al Sur (ver figura 7.5). La presencia de acuíferos en las arenas basales fundamentalmente MO-8 y MO-9 ha afectado la producción de los pozos del área de estudio.

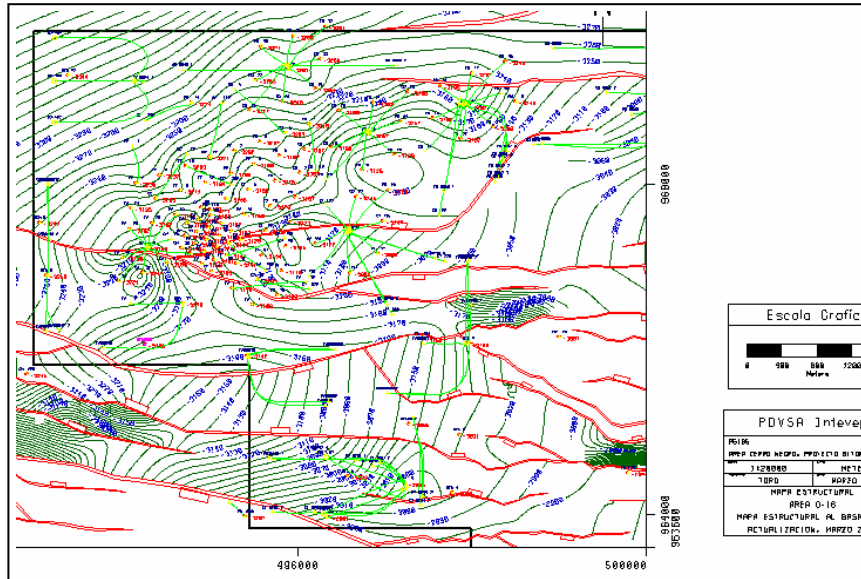


Figura 7.5. Mapa estructural del área O-16\*

#### 7.4.2 Contactos Agua/Bitumen del área O-16\*

Los contactos agua/bitumen del área de BITOR varían, encontrándose un contacto al Norte en la arena MO9 con variaciones en profundidades entre 3200 pbm y 3230 pbm.

Por otro lado al Sur del área se encontraron zonas con contactos entre 3100 pbm hasta 3165 pbm.

#### 7.4.3 Estratigrafía<sup>39</sup>

La columna estratigráfica del área de BITOR posee aproximadamente 3000 pies promedio de espesor; en el sector Norte 3550 pies; en el centro unos 3000 pies y en el sector Sur 2550 pies.

El Campo Cerro Negro presenta una columna estratigráfica generalizada que se ajusta a la estratigrafía regional de la zona la cual se inicia en su base el Complejo

Igneo – Metamórfico que forma el basamento, de edad Precámbrica; en contacto discordante, subyacen los sedimentos de la Formación Oficina, de edad Mioceno Inferior, integrada por los miembros de más viejo a más joven: Morichal, Yabo, Jobo y Pílon (ver figura 7.6). En contacto concordante, se encuentran las formaciones: Las Piedras y Mesa, depositadas en el Plioceno – Pleistoceno (Santos Antonio, 1984).

#### **7.4.3.1 Complejo Igneo – Metamórfico (Pre – Cámbrico).**

Constituye el basamento del área y está definido como una continuación del Complejo Igneo – Metamórfico de Guayana. Se ha determinado una edad de 2600 a 2800 millones de años para estas rocas. La superficie del basamento en el sector tiene un buzamiento regional muy suave hacia el Norte de 2° a 5°.

#### **7.4.3.2 Formación Oficina (Mioceno Temprano).**

La Formación Oficina, de origen fluvio-deltaico a marino, se distingue litológicamente por una alternancia de areniscas. Esta Formación constituye la zona de interés, la cual es recipiente de todo el petróleo extrapesado (bitumen) en el Campo Cerro Negro. Diferentes autores calculan que las areniscas representan el 60 % de la formación. Hedberg et al. (1947), manifestaron que la Formación Oficina descansa discordantemente sobre el Complejo Igneo- Metamórfico la cual es transicional hacia arriba con los sedimentos de la Formación Freites del Mioceno Medio. Esta se describe como una secuencia de areniscas y lutitas interlaminadas e intercaladas. La Formación Oficina es un producto típico del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde se desarrollaron extensas zonas pantanosas en alternancia con incursiones marinas de escasa profundidad y ambiente marino salobre, con canales deltaicos de dirección preferencial Sur a Norte. Key (1977) ha analizado el desarrollo de la nomenclatura de la sedimentación Terciaria en los Campos Jobo, Morichal y Cerro Negro y la ha dividido en cuatro (4) Miembros. Los cuales son los siguientes:

### 7.4.3.2.1 Miembro Morichal

El término Miembro Morichal fue introducido y publicado originalmente por Key (1977), para designar el intervalo inferior de la Formación Oficina en el Sur de Monagas. El Miembro Morichal está formado por arenas macizas de grano fino a grueso y escogimiento variable, que forman paquetes de 100 a 200 pies (30 a 60 m), separados por delgados intervalos lutíticos. Constituida principalmente por areniscas beige, marrones de tamaños rectangulares y subredondeadas muy retrabajadas, desde el tope hasta la base se pueden observar las distintas alternancias en secuencias arenosas y limo–arcillosa que conforman distintos eventos fluvio-deltaicos de canales distributarios y meandros abandonados. Las arenas correspondientes a este miembro son productoras de agua y petróleo hacia la zona basal e intermedia.

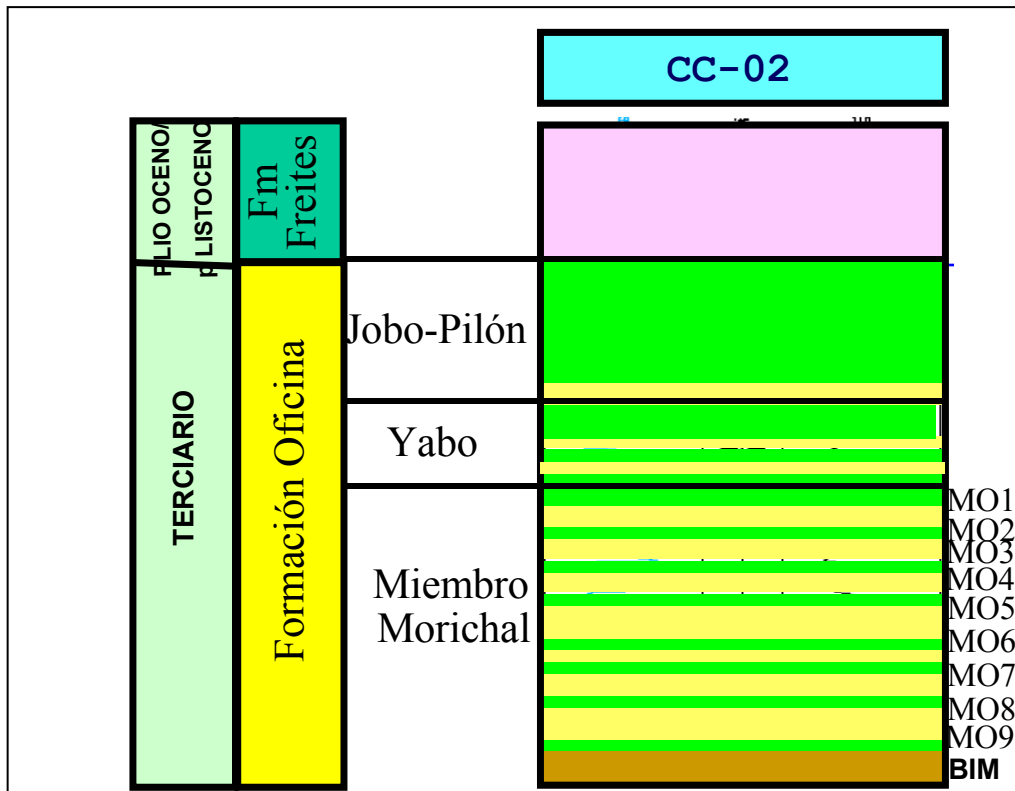


Figura 7.6. Columna Estratigráfica del Área

Hacia arriba, es concordante bajo la lutita del Miembro Yabo. El Miembro Morichal es un importante productor de petróleo pesado y extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco.

#### **7.4.3.2.2 Miembro Yabo**

El nombre de Miembro Yabo fue introducido y publicado originalmente por Key (1977), para designar el intervalo predominantemente lutítico que separa los dos miembros productores de petróleo Jobo y Morichal, de la Formación Oficina, el cual consiste en lutitas gris a gris oscuro, macizas a estratificadas, fosilíferas, carbonáceas y micáceas, con capas delgadas de areniscas de grano fino y color gris. En la zona, este miembro constituye el marcador regional de mayor relevancia ya que marca claramente la transición de un evento fluvio-deltaico costero a uno con marcada influencia marina. Este marcador en la zona representa un cuello lutítico de aproximadamente 80 a 120 pies de espesor que separa las arenas del miembro Morichal con el resto de las arenas suprayacentes de la Formación Oficina, el mismo esta constituido por arcillas limolíticas de granos muy finos y representa un excelente marcador sismoestratigráfico.

El Miembro Yabo subyace concordantemente al Miembro Morichal de la Formación Oficina y pasa hacia arriba transicionalmente al Miembro Jobo.

#### **7.4.3.2.3 Miembro Jobo**

El nombre de Miembro Jobo fue introducido y publicado originalmente por Key (1977), para designar el segundo intervalo, en orden descendente, de la Formación Oficina, en el Sur de Monagas. El Miembro Jobo, se compone de arenas color gris poco consolidadas, de grano fino a medio, las cuales son importantes productoras de petróleo pesado, lutitas macizas o laminadas y algunas capas de lignito. El Miembro Jobo yace concordantemente sobre el Miembro Yabo, de la misma Formación Oficina. Hacia arriba, pasa



transicionalmente al Miembro Pilón. En la zona, estas arenas están perfectamente identificadas y representan una secuencia de episodios marinos costeros medio con poca influencia deltaica, estas arenas en su mayoría son bastantes limpias. Este miembro esta caracterizado por presentar arenas prospectivas de gas e hidrocarburos, pero con pocas continuidades laterales propias de ambientes marinos costeros.

#### **7.4.3.2.4 Miembro Pilón**

El nombre de Miembro Pilón, fue introducido y publicado originalmente por Key (1977), para designar un intervalo de lutitas gris oscuro, arenosas, calcáreas, con delgadas intercalaciones de caliza, que constituye la parte superior extrema de la Formación Oficina al Sur de Monagas. El Miembro Pilón, descansa concordantemente sobre el Miembro Jobo, de la misma Formación Oficina. Hacia arriba, pasa concordantemente a la Formación Freites. El área consiste en sedimentos finos que van de limos a lutitas, de base a tope. Ese intervalo representa un período de relativa tranquilidad, de poca sedimentación que se puede interpretar como una extensa superficie de inundación, antes que se iniciara la gran transgresión de la Formación Freites hacia la cual pasa gradual y concordantemente (González De Juana, 1980).

#### **7.4.3.2.5 Formación Freites (Mioceno Medio).**

Litológicamente está formada por lutitas verdes arenosas, fosilíferas, arenas de granos finos a medios de color gris claro ocasionalmente glauconíticas, hacia la base, se pueden observar las alternancias de lutitas negras con areniscas muy finas con mediano contenido de petróleo, en estas zonas existen evidencias de presencia de gas en muchos pozos. La presencia de capas de lutitas de gran espesor y la excelente continuidad lateral en esta Formación sirven de marcador regional en las correlaciones.

#### **7.4.3.2.6 Formación Mesa - Las Piedras (Plioceno- Pleistoceno).**

Estas dos formaciones representan el tope de la columna estratigráfica de toda el área de la Faja Bituminosa del Orinoco y aún no se ha diferenciado debido a la dificultad que presenta su correlación. Consiste principalmente en paquetes de arenas de gran espesor, de grano grueso, con cemento ferruginoso y menores proporciones de lutitas y limolitas carbonosas. La importancia económica está representada en la capacidad de almacenamiento, generación y descarga de grandes volúmenes de agua dulce.

En general, se identificaron en el Miembro Morichal 9 unidades genéticas. De base a tope, las unidades MO-9 hasta MO-4 presentan un carácter principalmente fluvial. Esta característica se ve interrumpida ocasionalmente en las unidades MO-4, MO-5 y MO-6 por patrones con características deltaicas las cuales se hacen mucho más notorias en las unidades MO-1, MO-2 y MO-3.

La distribución de los ambientes de MO-9 a MO-4 presentan una tendencia general transgresiva, mientras que de MO-3 a MO-1 la tendencia general es regresiva con importantes pulsos transgresivos al tope de cada unidad.<sup>42</sup>

### **7.5 Propiedades PVT<sup>41-45</sup>**

#### **7.5.1 PVT del bitumen**

En el área de BITOR se dispone de cuatro análisis PVT convencionales en los pozos CI-74 (J-20), CD-6 (O-16), CO-4 (J-20) y CH-26 (O-16) y uno para crudo espumante (No convencional), realizado en el pozo CI-210 perteneciente al área J-20. Las características básicas de estos se presentan a continuación:

**Tabla 7.1.** Propiedades PVT de los fluidos del Área de BITOR

ANÁLISIS CONVENCIONAL								
Pozo	Tipo de muestra	Fecha de muestreo	Tem. (°F)	Grav. API	Pb (Lpc)	Bo a Pb (BY/BN)	Rs a Pb (PCN/BN)	Visc.Abs. Burb (cp)
CH-26	Recombinada	23/09/85	124	7.4	1305	1.048	80	--
CD-6	Recombinada	13/09/85	122	7.7	1095	1.075	100	6200
CO-4	Recombinada	22.10/85	126	7.8	1040	1.047	79	5900
CI-74	Recombinada	17/11/85	119	8.5	875	1.052	86	3860
CI-210	Muestra de fondo	19/01/97	129	7.7	995	1.0739	100	No reportado
CI-210	Recombinada	19/01/97	129	8.3	1110	1.0764	106	No reportado
ANÁLISIS NO CONVENCIONAL								
CI-210	Muestra de fondo	19/01/97	129	7.7	705	1.0847	100	1958
CI-210	Recombinada	19/01/97	129	8.3	905	1.0867	107	1670

Las propiedades de todas las muestras pueden ser observadas en el Apéndice II.

Las compresibilidades del bitumen para cada muestra se pueden apreciar a continuación:

**Tabla 7.2.** Compresibilidades del bitumen de cada muestra PVT del área de BITOR

Presiones (Lpc)	COMPRESIBILIDAD DEL BITUMEN ( $lpc^{-1}$ )						
	CD-6	CO-4	CI-74	CI-210 fondo (Conv)	CI-210 fondo (No Conv.)	CI-210 Recomb (Conv)	CI-210 Recomb. (No Conv)
De 2000 a 1095	$4.01 \times 10^{-6}$	-	-	-	-	-	-
De 1600 a 1040	-	$4.85 \times 10^{-6}$	-	-	-	-	-
De 1000 a 875	-	-	$4.24 \times 10^{-6}$	-	-	-	-
De 1200 a 995	-	-	-	$6.2 \times 10^{-6}$	-	-	-
De 905 a 705	-	-	-	-	$11.2 \times 10^{-6}$	-	-
De 1200 a 1110	-	-	-	-	-	$9.6 \times 10^{-6}$	-
De 1015 a 905	-	-	-	-	-	-	$21.9 \times 10^{-6}$

### 7.5.2 PVT del Agua

El PVT del agua con el que se cuenta es el de la muestra del pozo CD-6 y se muestra a continuación:

**Tabla 7.3.** Propiedades PVT del agua de la muestra del pozo CD-6

<b>Bw (BY/BN)</b>	1.0093
<b>Cw (Lpc<sup>-1</sup>)</b>	3.24E-07
<b>Uw (Cp)</b>	0.62
<b>Densidad (Lbm/pc)</b>	62.52
<b>Salinidad (ppm)</b>	16000

### 7.6 Historia de Producción del área O-16\*

La explotación del área O-16 se inició en Septiembre de 1982 con la perforación del primer pozo, CH-01. En esta campaña se perforaron 65 pozos de los cuales 55 fueron verticales y 10 en una macolla de pozos direccionales, el espaciamento fue de 150 metros hacia el centro del bloque y 300 mts hacia los bordes. Entre los años 1990 a 1992, se perforaron 4 macollas de pozos direccionales espaciados 400 mts. En el año 1995 se perforó el primer pozo horizontal de esta área con 2700 pies de longitud horizontal saliendo de la macolla O-17,4. Actualmente se tiene un total de 37 pozos horizontales.

A pesar de que la perforación de los pozos en esta área comenzó en Septiembre de 1982, la explotación tuvo sus inicios en Julio de 1984 y para finales de ese mismo año se masificó la perforación de pozos con unos 45 pozos para diciembre de 1984.

En el comportamiento de producción del área O-16 (figura 7.7), se observan tres períodos de producción de bitumen claramente identificables, un período inicial desde el inicio de la explotación hasta 1992, caracterizado por una producción

promedio de 10 MBN, baja relación gas petróleo (200 PCN/BN promedio), así como un corte de agua producto de la producción mediante el uso de formación de emulsiones primarias en el pozo para mejorar el proceso de levantamiento del bitumen.

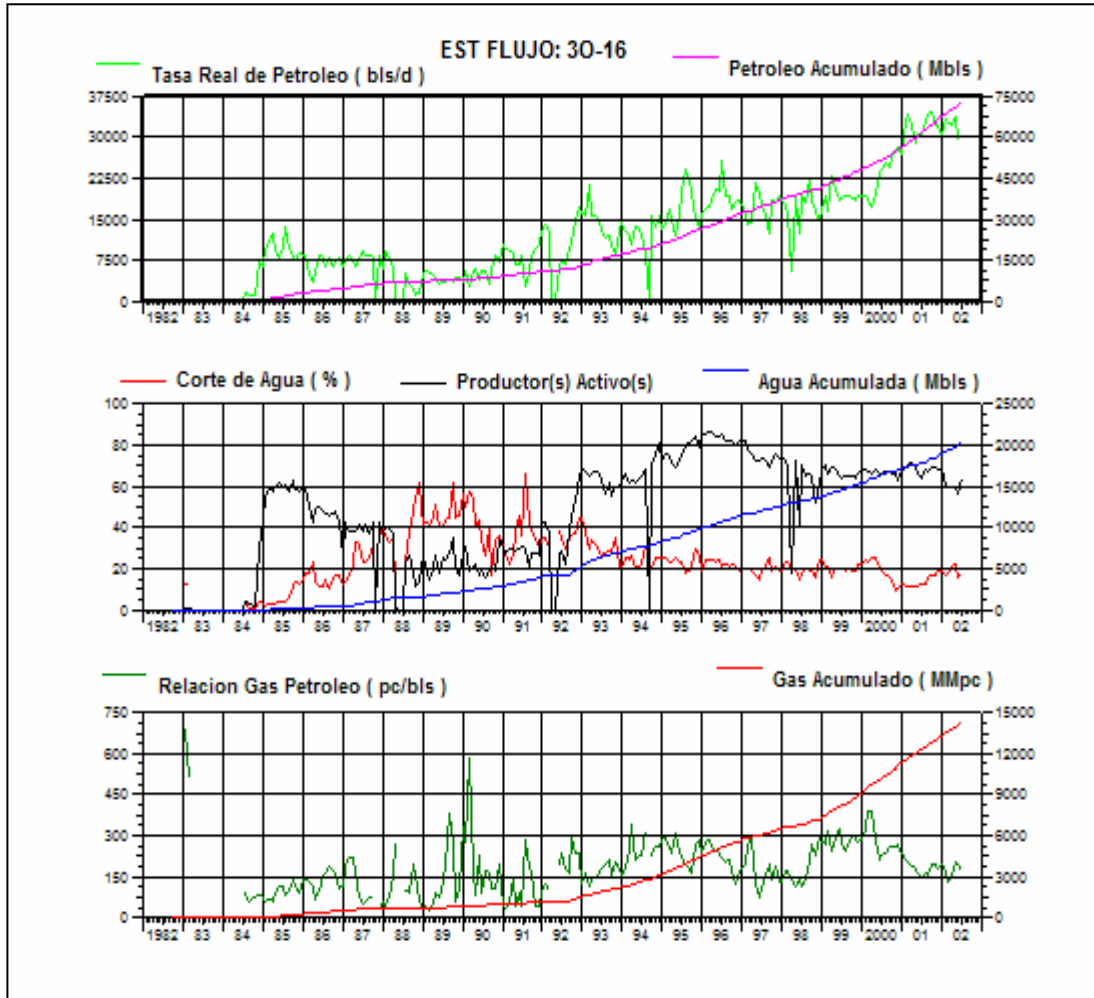


Figura 7.7. Historia de producción del área O-16\*

En este período se comenzó el proyecto de inyección alternada de vapor (Marzo de 1985) y en Septiembre de 1985 se obtuvo el mayor número de pozos activos en este período (63 pozos) con una producción de 8600 BNBD (ver figura 7.7). Posterior a esta fecha se observó un mantenimiento de la producción en

aproximadamente 8000 BNBD con un aumento progresivo del corte de agua hasta alcanzar un valor de 31% para septiembre de 1987, fecha a partir de la cual comenzó a disminuir el número de pozos activos y a aumentar progresivamente la producción de agua hasta 1992, reportándose valores de hasta 66% de corte de agua y de 14 MBNBD. Asimismo en este período se obtuvieron los máximos valores de RGP registrados en la historia de la producción de área (580 PCN/BN).

Cabe destacar que a pesar de que el proyecto de inyección de vapor se terminó en el año 1995, la gran mayoría de la inyección se realizó entre 1985 y 1992, ya que solo se reportan cuatro pozos con inyección alternada de vapor en el año 1995. Para el mes de abril de 1995 se terminó el proyecto de inyección alternada de vapor con una cantidad promedio de vapor inyectado de 5000 toneladas de un vapor de 80% de calidad, reportándose inyección en 76 pozos (56 verticales y 20 direccionales) con 97 ciclos (86 primeros ciclos y 11 segundos ciclos).

Un segundo período de producción caracterizado por la perforación de pozos re-entríos y pozos desviados (unos con inyección de vapor y otros en frío) y en cual se observa un incremento de la producción de Bitumen entre 15 a 20 MBND (ver figura 7.7).

En este período se apreció el mayor número de pozos activos en toda la historia de producción del área O-16, reportando 87 pozos en Marzo de 1996. Asimismo el corte de agua promedio fue de 20% observándose una leve declinación con el tiempo, mientras que la relación gas/petróleo (RGP) mantuvo valores promedios de 270 PCN/BN.

Y por último a partir del año 2000 con la perforación de pozos horizontales se alcanza una producción de bitumen promedio de 30 MBD (Jun. 2002). En este período se observa disminución de la relación gas/petróleo (200 PCN/BN promedio) y un crecimiento en el corte de agua (de 15 a 20%) producto del incremento de la producción.

## 7.7 Métodos de levantamiento

En el área de MPE-1, la perforación de desarrollo en Cerro Negro se inicia (período 1982-84) con la perforación de pozos verticales a diferentes espaciamientos (150 y 300 metros) y completados con empaque de grava interna (EGI) o con empaque a hoyo desnudo (EGHD) y bombeo mecánico convencional (balancín) como medio de levantamiento artificial, a fin de evaluar la productividad de las arenas del Miembro Morichal.

Posteriormente debido a la necesidad de minimizar el impacto ambiental en el área de desarrollo, ya que la misma está comprendida en un 80% por un bosque de Pinos Caribes se introduce un nuevo esquema de explotación de pozos desviados (entre 36° y 55°) agrupados en macollas (período 1990-92) y se continuó utilizando el bombeo mecánico convencional como método de levantamiento (balancín e hydrowells). Adicionalmente se llevó a cabo un proyecto de inyección alternada de vapor (I.A.V.) tanto en algunos pozos verticales como en pozos desviados.

A raíz de estos resultados, se inició (año 1993) la reperforación horizontal (reentry) a partir de pozos verticales, permitiendo recuperar reservas no drenadas asociados a problemas mecánicos y/o de producción de agua o gas, utilizando el balancín como método de levantamiento y el inicio de la evaluación de bombas BES en este tipo de pozo; adicionalmente se logró aumentar la productividad de pozos y reducir costos de inversión utilizando instalaciones existentes.

Posteriormente a partir de 1995 se perforaron pozos horizontales para aumentar la productividad del área, ver figuras 7.8 y 7.9 para apreciar los diferentes tipos de pozos y de métodos de levantamiento.

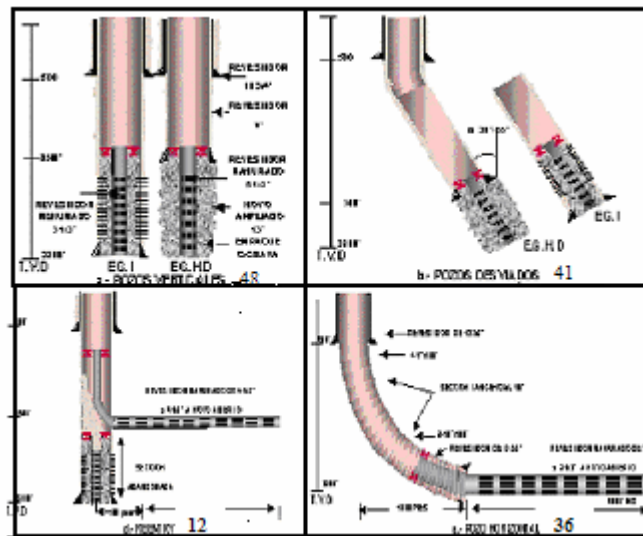


Figura 7.8. Tipos de pozos del área O-16\*

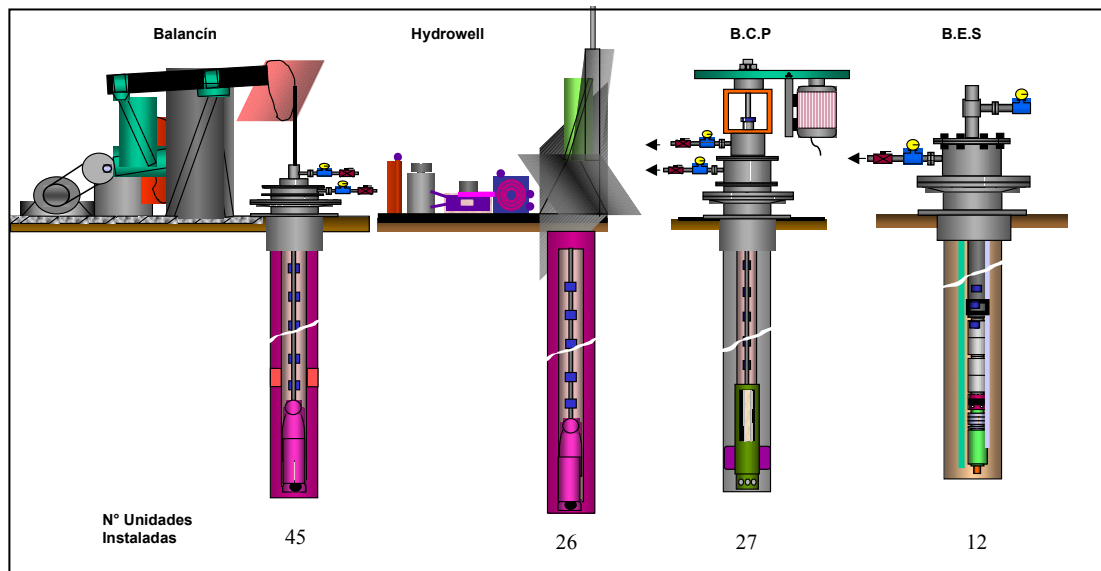


Figura 7.9. Métodos de levantamiento de los pozos del área O-16\*

## 7.8 Métodos de completación

Debido a la alta viscosidad que presenta el bitumen, ha sido necesario inyectar diluyente de aproximadamente 30 °API en el fondo del pozo para disminuir la viscosidad del bitumen húmedo a alrededor de 14 °API y de esta manera facilitar



el levantamiento del mismo hasta la superficie y posterior transporte hasta la estación de flujo<sup>46</sup>.

Es así como existen cuatro diferentes tipos de completaciones, dependiendo de que manera se esté inyectando el diluyente, las cuales son aplicadas para todos los tipos de levantamiento artificial, menos el bombeo de cavidad progresiva debido a que el diluyente deteriora el elastómero de la bomba. Estas completaciones han sido llamadas Grupo I (GR-I), Grupo I Modificada (GR-I Mod) y Grupo II (GR-II). Existen dos tipos de completación GR-I, una que inyecta diluyente a través de un capilar y otro que inyecta el diluyente por el anular y ambas son sin empacaduras (ver figura 7.10). La completación GR-I Mod. Inyecta el diluyente por el anular y tiene una empacadura por debajo de la bomba, mientras que la completación GR-II inyecta el diluyente por la tubería de producción, mezclando el bitumen y el diluyente dentro de ésta y el bitumen diluido sale a través de un niple perforado hacia el anular, por donde es producido (ver figura 7.10)

Todas los pozos son empacados con grava y liner ranurado, a excepción de los pozos horizontales que solo se baja un liner ranurado sin empaque.

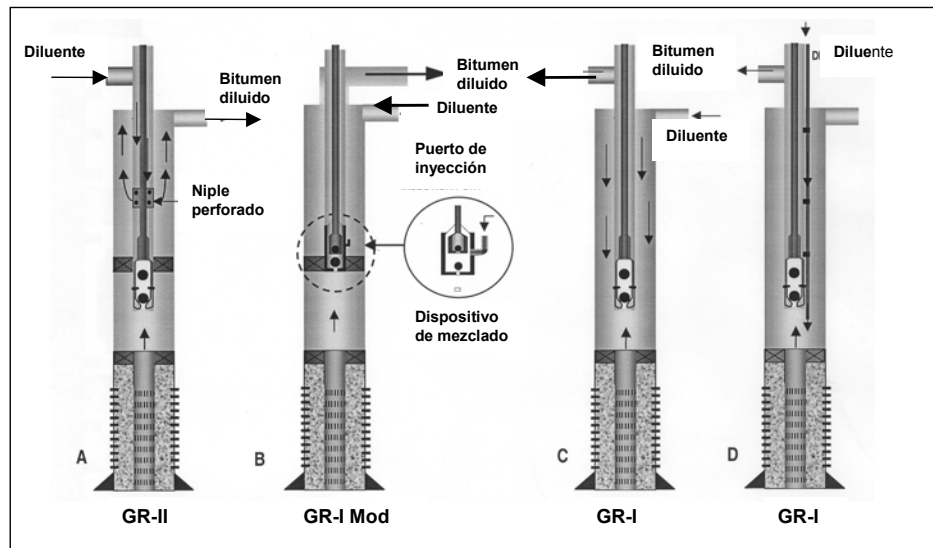


Figura 7.10. Tipos de completación de los pozos del área O-16\*

## 7.9 Situación actual

En el área se tienen 137 pozos completados desde 1983, incluyendo los diez pozos perforados en el área O-18 (área anexa), de los cuales 48 son verticales y 12 se convirtieron en reentrys y a medida que se han desarrollado los planes iniciales de explotación del campo, se han perforado 37 horizontales, 41 desviados, hasta Julio de 2002. Estos pozos se han completado en todas las unidades genéticas.

La explotación del área se inició con bombeo mecánico e inyección alternada de vapor como un mecanismo de disminución de la viscosidad del crudo y así obtener niveles de producción comerciales. La producción de crudo se ha visto incrementada como consecuencia de campañas de perforación de pozos nuevos, estimándose que aún queda un importante volumen de reservas remanentes por drenar. Como consecuencia de los diferentes espaciamientos de pozos 150, 300, 400 y 600 metros, el drenaje del campo ha sido irregular, estimándose que en las zonas de menor espaciamiento (150 y 300 metros) el nivel de reservas remanentes es considerablemente menor. En las zonas de mayor espaciamiento (400 y 600 metros) se ubican las mejores expectativas de producción, concentrándose en ellas la mayoría de los pozos horizontales y desviados.

En este yacimiento se ha observado producción temprana de agua en un grupo importante de pozos, lo que demuestra la relación de movilidad adversa para el crudo.

## **CAPÍTULO VIII METODOLOGÍA**

El diagnóstico de la procedencia del agua en un yacimiento, para la posterior aplicación de tratamientos tiene que realizarse bajo una metodología que permita cumplir con los objetivos propuestos. En este estudio, la metodología seguida es esquematizada en la figura 8.1.

### **8.1 Consideraciones del estudio**

En el área de BITOR se ha presentado un problema de alta producción de agua a lo largo de la vida productiva del campo. Sin embargo, no han sido tomadas medidas para retardar o solucionar dicho problema, por lo cual este trabajo se basa en la identificación del problema existente y posterior propuesta de aplicación de tecnología para reducir dicha producción y de esta manera aumentar la productividad del área.

El área O-16\* es la que ha presentado mayor problema, posiblemente debido a que se encuentra asociada a un acuífero regional al norte además de acumulaciones de agua al sur, aunado a la alta diferencia de razones de moviidades entre el agua y el petróleo y al bajo buzamiento de los yacimientos que permite que invasiones de agua se distribuyan con una mayor extensión areal.

Es por ello la necesidad de diagnosticar el avance del agua en el tiempo y proponer algunos pozos para la aplicación de nuevas tecnologías, tanto químicas como mecánicas para lograr el control de la producción de agua y un incremento de la producción de bitumen, por lo que se plantearon unos objetivos:

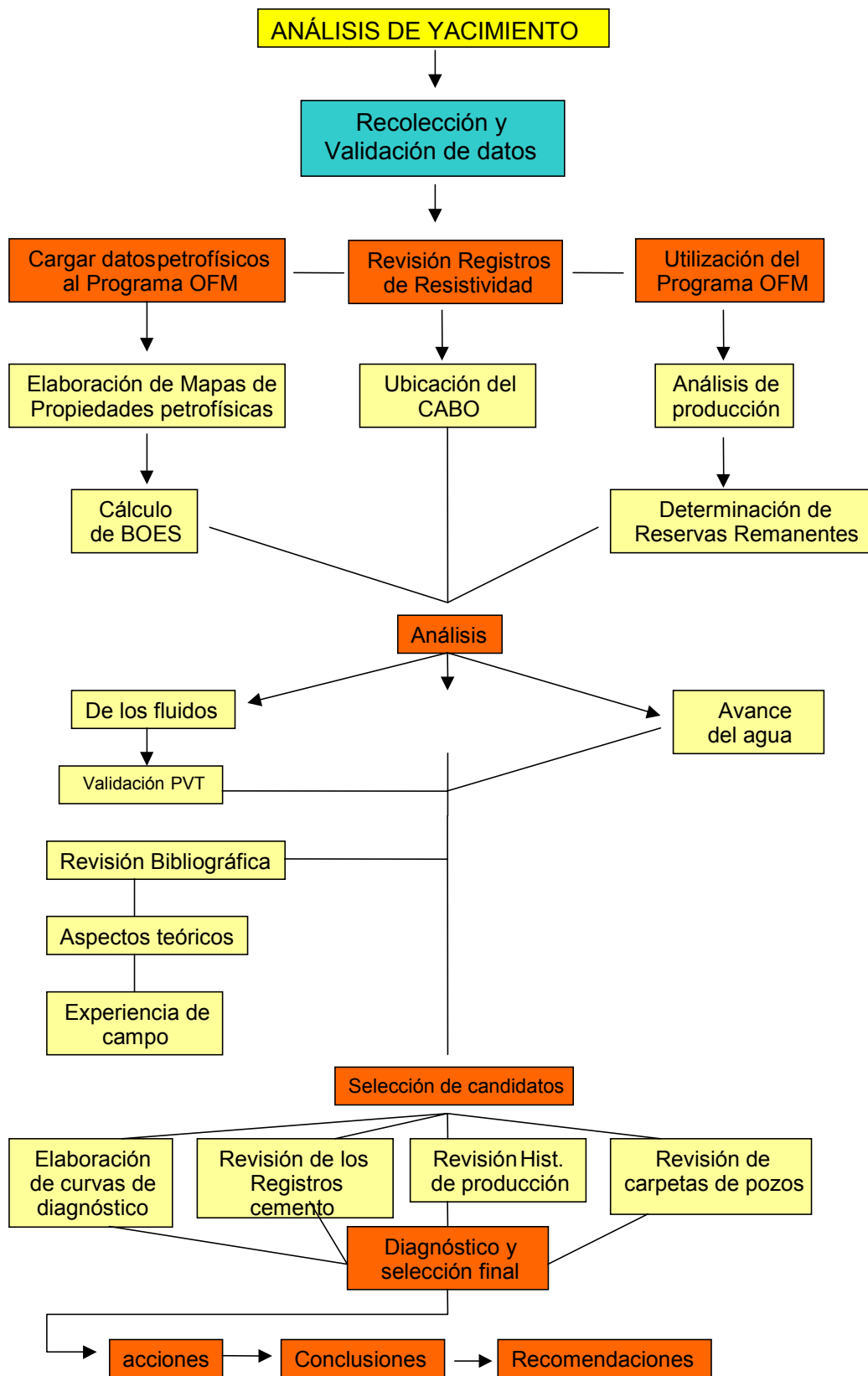


Figura 8.1. Esquema de la metodología empleada.

## **8.2 Objetivos:**

### **8.2.1 Objetivo General:**

- Revisar y seleccionar las tecnologías de avanzada para controlar la producción de agua y analizar la factibilidad de ser usada en pozos previamente seleccionados del área O-16 de BITOR.

### **8.2.2 Objetivos específicos:**

- Revisar el modelo estático, calcular el BOES y las reservas remanentes.
- Identificar la procedencia del agua en el área O-16 de BITOR y analizar los distintos tipos de problemas que originan la producción de agua.
- Revisar la bibliografía existente sobre aspectos teóricos, operacionales y experiencias de campo relacionadas con la Tecnología DOWS y la Tecnología de Geles.
- Estudiar y evaluar la factibilidad para la aplicación de diferentes métodos y tecnologías utilizadas para el control de la producción de agua.
- Seleccionar los pozos prospectos a tratamiento y recomendar la aplicación del método que controle la producción del agua en los pozos del área O-16 de BITOR.

## **8.3 Revisión Bibliográfica y Recolección de datos:**

En esta fase inicial se procedió a recolectar toda la información existente del área, así como también una recolección de información sobre diagnóstico, implantación de nuevas tecnologías y seguimiento de control de agua a través de las experiencias en diferentes partes del mundo.

Para la recolección de datos del área fue necesario ejecutar las siguientes acciones:

- Traslado al Campo Morichal. Edo.Monagas (sede de BITOR) en el primer mes de comienzo de este trabajo. Dicho traslado tuvo la finalidad de conocer el área, realización y actualización de las carpetas de pozos, a través de resúmenes de las mismas, que requerían ser entregadas a Intevep para la realización del Modelo Dinámico del área de J-20. A través de esto se pudo conocer la forma de explotación del área, los diferentes tipos de completación y de levantamiento del mismo, así como proyectos realizados y los distintos tipos de problemas mecánicos presentes en las operaciones del área.

De igual forma se logró recopilar una cantidad de informes técnicos sobre el área en cuanto a geología, producción, problemática del agua existente, etc.

- Revisión de informes técnicos presentes en la sede de BITOR en Caracas (PDVSA-Chuao), planes de explotación a diferentes años, trabajos realizados sobre identificación y avance del problema del agua, modelo estático realizado por Intevep, estudios de propiedades PVT, etc.
- Se realizaron varias consultas al personal de Intevep sobre el modelo estático que se estaba realizando para la fecha de la revisión del mismo (Julio 2002).

En cuanto a la recopilación de información sobre nuevas tecnologías para el control de agua, se usaron diferentes fuentes:

- **Base de datos Rippet e Internet:** herramientas computarizadas que generan una lista de trabajos, foros, informes técnicos, proyectos existentes, tanto en la red interna de PDVSA como en Internet sobre puntos de interés como: problemas que generan la producción de agua, diagnóstico a través de diversas técnicas y programas, experiencias en Venezuela y en el mundo.

- **Artículos de publicaciones técnicas:** Se realizó una búsqueda exhaustiva de diferentes artículos publicados principalmente por la SPE y JPT en cuanto a todo el proceso de control de agua, haciendo hincapié en la búsqueda de experiencias en campos con características similares al área de estudio encontrándose pocos artículos con estas características.
- **Participación en charlas y consultas técnicas:** se asistieron a presentaciones de especialistas en control de agua de Halliburton, Schlumberger y Baker Hughes en los meses de Junio, Julio y Agosto de 2002. Asimismo se realizaron varias visitas a Intevp para consultar a expertos en nuevas tecnologías como aplicación de geles, tecnología DOWS (Downhole Oil Water Separation) y CDCC (Completación Dual para Control de Conificación). Por otra parte se realizaron diferentes consultas al personal de Geoquest-Chuao y Geoquest-Morichal en cuanto al funcionamiento del paquete OFM.

### 8.3.1 Recolección de Datos

Los datos utilizados para realización de este trabajo fueron extraídos de diferentes fuentes:

- OFM : de esta herramienta fueron extraídos datos de producción, petrofísica, completación, datos generales del yacimiento, etc.
- Carpetas de pozos: los datos específicos de un pozo, tales como: ubicación, corrida de registros, diagramas de completación, servicios y reacondicionamientos realizados, etc.
- Base de datos Centinela: esta aportó datos como los cortes de agua y estado de los pozos para el momento de selección de los pozos candidatos a tratamiento.

Además de las fuentes mencionadas anteriormente se extrajo información de una serie de informes, trabajos realizados y que serán especificados a continuación:

## **8.4 Revisión del Modelo Geológico**

La revisión del modelo geológico se dividió en varias etapas y fue evaluado a través de los diferentes informes y trabajos realizados en el área por distintas compañías para caracterizar la geología del área, como el de GeoExploración, S.A (1996)<sup>41</sup> y el de Intevep (2001)<sup>42</sup>.

### **8.4.1 Revisión del Modelo Estructural**

Al momento de evaluar la estructura del área O-16, ésta se encontraba en una etapa de reinterpretación por Intevep, ya que se encontraron otras fallas, por lo que la realización de los mapas estructurales de cada una de las arenas pertenecientes al Miembro Morichal (desde MO1 hasta MO9) retardó el proceso de revisión de los mismos.

Asimismo se estaba discutiendo la toma de sísmica 3D para el área ya que solo cuenta con líneas sísmicas 2D, por lo que la interpretación se ha basado en sísmica 3D de áreas vecinas.

### **8.4.2 Revisión del Modelo Estratigráfico**

El modelo estratigráfico en el cual se basó este estudio fue el realizado por Intevep, a través del cual se realizó una nueva interpretación de las diferentes unidades genéticas, ya que anteriormente eran designadas con otra nomenclatura (O-11 a O-16) y no concordaban en ambas áreas (O-16 y J-20), por lo que fue necesario realizar una nueva interpretación.



### **8.4.3 Revisión del Modelo Petrofísico**

El modelo petrofísico en el cual se basó el estudio fue el último realizado por Intevep (Junio 2002), por lo que toda la data petrofísica del área O-16 suministrada por Intevep, tuvo que ser agrupada y cargada en el formato requerido por OFM para luego ser introducido en el proyecto de BITOR por el personal de Geoquest-Chuao, para posteriormente realizar el análisis de las propiedades petrofísicas a través de las tendencias observadas en los mapas de celda realizados con el programa OFM.

El análisis de las propiedades petrofísicas fue realizado para cada una de las unidades pertenecientes al Miembro Morichal (MO1 a MO9).

El modelo petrofísico no está validado por información de núcleos, por lo que se está a la espera de la toma de estos, para realizar un nuevo modelo petrofísico con menos incertidumbre.

### **8.4.4 Determinación del Contacto Agua/Bitumen Original (CABO)**

Para la determinación del CABO se tomó como punto de partida la base de datos suministrada por INTEVEP para los pozos que detectaron contacto original agua/bitumen. Posteriormente se revisaron cada uno de los registros de resistividad para lograr una verificación de las profundidades señaladas en cada uno de los contactos originales suministrados. Cabe señalar que para lograr una comparación de los valores suministrados por INTEVEP y los obtenidos con los registros de resistividad, fue necesario extraer de cada una de las carpetas de los pozos las elevaciones del terreno y de las mesas rotarias para llevar las profundidades del CABO a pies bajo el nivel del mar (pbnm).

Una vez realizada la evaluación de la data, se procedió a la determinación del CABO de manera gráfica, para la cual se utilizó un mapa estructural de la arena MO9.

### **8.5 Determinación del BOES Volumétrico.**

La determinación del BOES volumétrico se realizó una vez que fueron analizados los modelos geológico y petrofísico.

Es necesario destacar que el BOES volumétrico tuvo que calcularse para dos áreas. La primera para el área O-16 oficial y luego se estimó el BOES del área anexa (no oficial), al nor-este del área O-16 en la cual han sido perforados pozos que actualmente se encuentra produciendo un alto porcentaje de toda la producción diaria de bitúmen del área. El BOES fue calculado por separado para tener una estimación de la cantidad de reservas asociadas al área anexa.

El BOES no pudo ser calculado por yacimiento, ya que para el momento del estudio, se estaba realizando el modelo estático y no se encontraba definido la división del área O-16\* por yacimiento, ya que a pesar de que se interpretaron una serie de fallas principales, no se tiene evidencia de que sean sellantes, por lo que no se pudo establecer si las fallas limitan a los yacimientos o no.

La determinación del BOES se realizó por el método volumétrico a través de operaciones de mapas de celdas realizados en OFM.

Es así como se realizaron los mapas de isopropiedades de arena neta petrolífera, porosidad y saturación de agua inicial, una vez que estos datos fueron cargados en OFM.

Para delimitar las áreas a las cuales se les determinó el BOES fue necesario el requerimiento de dichos límites al personal en Morichal que opera el programa

Sigemap, en el cual se han realizado mapas del área. Esta área fue importada a OFM para delimitar las áreas respectivas, al igual que la ubicación de las fallas principales que se encuentran en el área y que fueron solicitadas al personal responsable en Intevep.

El valor de Boi fue extraído del análisis PVT del pozo CI-210 recombinada (ensayo no convencional) y se tomó como un valor constante ya que no se cuenta con una distribución areal del factor volumétrico de formación.

Finalmente, una vez teniendo los mapas de celda (creados en OFM) de las propiedades anteriormente mencionadas se procedió a realizar la siguiente operación:

$$BOES = \frac{1.9161 * A * H * \phi * (1 - S_{wi})}{Boi} \quad \dots\dots \text{Ecuación 8.1}$$

Donde :

$H$  : mapa de arena neta petrolífera (pies).

$\phi$  : mapa de porosidad de la arena neta petrolífera (fracción).

$S_{wi}$  : mapa de saturación de agua inicial en la arena neta petrolífera (fracción).

$A$  : área calculada automáticamente por OFM ( $m^2$ ).

$Boi$  : factor volumétrico del petróleo(constante) (BY/BN).

1.9161 : factor de conversión de metros cuadrados-pie a barriles.

Este cálculo fue realizado para cada una de las unidades presentes en el miembro morichal (desde MO1 hasta MO9) generando mapas de isopropiedades para cada unidad y posteriormente sumando los BOES de cada unidad. Entonces el BOES total fue:

$$BOES_{total} = \sum_{i=1}^9 BOES_i \quad \dots\dots \text{Ecuación 8.2}$$

Donde:

$BOES_{total}$  : bitumen originalmente en sitio de todas las arenas.

$BOES_i$  : bitumen originalmente en sitio de cada una de las arenas.

Este procedimiento fue realizado para cada una de las áreas (O-16 y área anexa correspondiente a una parte de la parcela ANZO-6-16.050 y a la parcela ANZO-6-16.051 (ver figura A1-1 en el Apéndice I), que para Junio de 2002 producía el 34% de toda la producción de la estación de flujo O-16).

El BOES volumétrico fue comparado con un balance de materiales realizado en una hoja de cálculo de Excel.

## 8.6 Determinación de Reservas Remanentes

Debido al acentuado problema que se ha presentado en el área O-16\* de BITOR con respecto a la alta producción de agua que presentan los pozos, aún así en pozos horizontales nuevos, se hizo necesario la estimación de las reservas remanentes.

Para ello se realizó la declinación de la tasa de bitumen de dos maneras: la primera fue realizando la declinación de la tasa de bitumen en función del tiempo pozo a pozo, tanto para todo el yacimiento como para cada pozo. La declinación de la tasa de petróleo de cada pozo fue realizada basándose en la historia de producción del mismo, haciendo especial énfasis en el comportamiento de la producción de agua con el tiempo y utilizando el módulo de OFM para realizar declinaciones. Para ello se utilizaron como parámetros de límite de producción, una tasa de petróleo de 50 BND o de 20 años de producción a partir de la fecha de estudio. Y la segunda manera fue realizando curvas de corte de agua versus

bitumen producido acumulado, tomándose como parámetros de límite de producción un corte de agua de 95%

Los pozos que se encontraban cerrados por alta producción de agua (HW) y que presentaban tasas finales menores de 50 a 70 BNBD, no fueron tomados en este estudio, al igual que los que se encontraban cerrados por el Ministerio de Energía y Minas. De igual forma al momento del estudio, se encontraron pozos que solo poseían un mes de producción y otros sin producción, los cuales no fueron considerados para el estudio, ya que no se conocía su posible comportamiento en el futuro.

## 8.7 Propiedades PVT de los fluidos del yacimiento

### 8.7.1 Propiedades PVT del bitumen

Se revisaron los informes de los análisis PVT realizados a distintas muestras de pozos y se extrajeron de estos las características más importantes de los fluidos analizados.

Por otro lado, el análisis PVT de la muestra del Pozo CI-210 recombinada, ensayo no convencional, fue validada en este estudio para luego ser usado en el Balance de Materiales. Dicha validación fue realizada primero, verificando si el valor de presión de burbujeo medida en el Laboratorio era correcta (validación de la prueba de liberación instantánea). Esto se obtiene graficando la Función "Y", la cual es una relación de presión y volumen relativo (ver ecuación 8.3), contra la presión.

$$\text{Función "Y"} = \frac{P_b - P}{P^*(V_r - 1)} \quad \text{Para } P < P_b \quad \dots\dots \text{Ecuación 8.3}$$

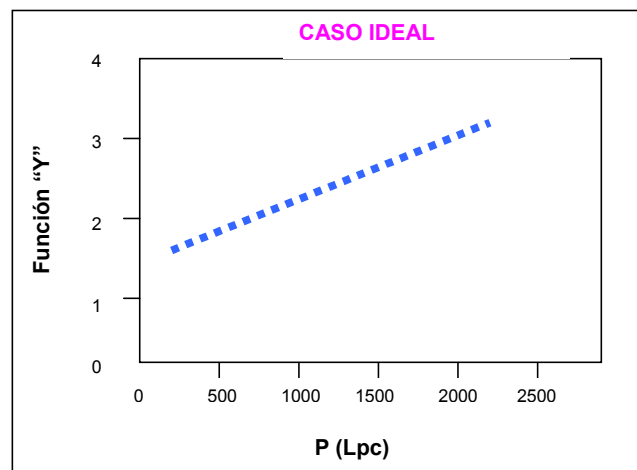
Donde:

$P_b$  : Presión de burbujeo (Lpc).

$P$  : Cualquier Presión (Lpc).

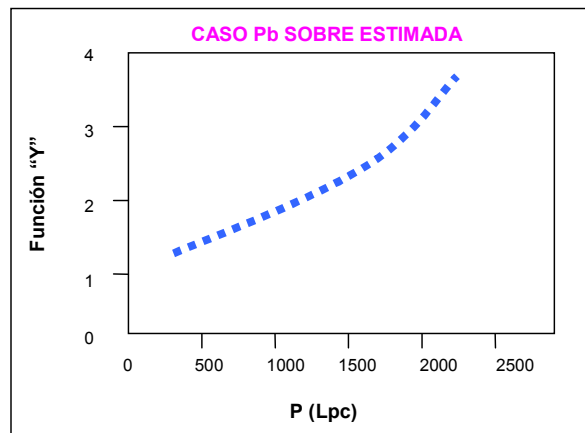
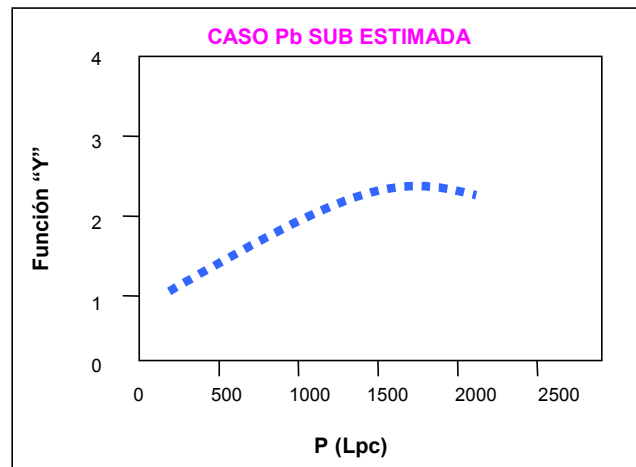
$V_r$  : Volumen relativo tomado del análisis PVT.

Si esta curva da una recta perfecta (ver figura 8.2), la presión de burbujeo medida en el Laboratorio es correcta, en caso contrario, pueden existir dos casos: que la presión de burbujeo se encuentre subestimada (ver figura 8.3) o sobreestimada (ver figura 8.4)



**Figura 8.2.** Caso ideal de la Función "Y"

Cuando ocurre cualquiera de estos dos últimos casos se tienen que eliminar los puntos que están fuera de la tendencia de la Función "Y", para que se genere una recta con buena correlación y a partir de esa recta se despejan varios valores de  $P_b$  para cada presión despejando de la ecuación de la Función "Y" y se determina un promedio de todas las presiones de burbujeo calculadas, excepto en los puntos que fueron previamente descartados. Esa nueva presión de burbujeo es la que se debería tomar como correcta.

**Figura 8.3.** Caso Pb Sobre estimada**Figura 8.4.** Caso Pb Subestimada

Posteriormente se procedió a validar la prueba de liberación diferencial a través de un balance de masas. Esto consiste en chequear si la relación gas/petróleo en solución ( $R_s$ ) experimental de la prueba de liberación diferencial es igual al  $R_s$  calculado por balance de masas. La diferencia entre los valores no debe exceder el 5%, para lo cual fue requerida la siguiente información que fue obtenida del informe de la prueba PVT:

- Gravedad API del crudo residual.
- Relación gas/petróleo en solución a diferentes presiones.
- Factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones.
- Gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación.

Entonces se procedió a calcular los siguientes parámetros:

$$m_{oi} = \rho_{odi} * \beta_{odi} * 1000 \quad [gr] \quad \dots\dots \text{Ecuación 8.4}$$

Donde:

$m_{oi}$  : masa del petróleo a  $P_i$  y  $T$ .

$\rho_{odi}$  : densidad del petróleo a cada nivel de presión.

$\beta_{odi}$  : Factor volumétrico del petróleo a cada nivel de presión.

$i$ : Nivel de presión.

$d$ : diferencial.

Se tomó como base un (1) litro de bitumen.

Luego de calcular el incremento de la masa de gas en solución entre las presiones  $P_i$  y  $P_{i-1}$

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1} \quad [gr] \quad \dots\dots \text{Ecuación 8.5}$$

Volumen de gas correspondiente a  $m_{gi}$ :

$$V_{gi} = \frac{379.4}{28.96 * 454.7} * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}} \quad [PCN] \quad \dots\dots \text{Ecuación 8.6}$$

Donde:

$\gamma_{gdi}$  : gravedad específica del gas a cada nivel de presión.

Relación gas/petróleo en solución a  $P_i$

$$R_{sdi} = R_{sdi-1} + 159 * V_{gi} \quad [PCN / BN] \quad \dots\dots \text{Ecuación 8.7}$$



Obteniéndose así los valores de  $R_s$  calculados a cada nivel de presión y calculando la diferencia entre el calculado y el medido.

Para determinar la validez de los valores de  $B_o$  y densidad medidos en el laboratorio, se procedió a calcular las densidades a cada nivel de presión, de la siguiente manera:

$$\rho_{odi} = \frac{\rho_o}{\beta_{odi}} \quad [gr/cc] \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 8.8}$$

Donde:

$\rho_o$ : densidad del petróleo a condiciones normales, 60 °F y 14.7 Lpca

De igual manera se realizó la diferencia entre los valores de densidades calculados y medidos en el laboratorio para tener un estimado de la validez de la medición de este parámetro.

## 8.8 Historia de presiones

La historia de presiones fue realizada a través de la recolección de toda la data de presiones estáticas tomadas en diferentes pozos a distintas fechas.

Para ello estas presiones fueron llevadas a una profundidad de referencia (DATUM) de 2600 pbnm y se realizó un gráfico de todas las presiones versus la producción acumulada de bitumen en toda el área O-16\*, pero se observó mucha dispersión de los puntos, por lo que fue necesario graficar la historia de presión versus la producción acumulada de bitumen del yacimiento de cada pozo por separado, señalando en la misma gráfica el acumulado de bitumen del pozo al momento de la realización de cada medición de presión. Esto se realizó con la finalidad de establecer tendencias más acordes con el verdadero comportamiento

de las presiones. De esta manera fueron descartados aquellos puntos que no se encontraban dentro del comportamiento general del resto de la data, usando como criterios:

- Aquellos valores de presiones por encima de la presión hidrostática inicial calculada de la siguiente manera:

$$P_i = 0.433 * H_{datum} = 0.433 * 2600 = 1126 \quad L_{pc} \dots\dots \text{Ecuación 8.9}$$

- Aquellos valores de presiones que no tenían correspondencia con el acumulado del pozo.

Una vez que fueron descartadas las presiones que se encontraban fuera del comportamiento general, se procedió a agrupar las gráficas de los pozos para su posterior superposición y visualización de una tendencia general de presión para el área. Para ello fue necesario la utilización de una mesa de luz que permitiera observar cada uno de los puntos de los pozos agrupados y de esta manera establecer una historia de presiones para el área O-16\* de BITOR.

### **8.9 Análisis del Avance del agua en el yacimiento.**

Con la finalidad de entender el comportamiento del agua a lo largo de la vida productiva del área O-16\*, se realizaron una serie de actividades de manera simultánea, para así obtener una interpretación completa del complejo avance areal y vertical del agua desarrollado en el área O-16\*, el cual ha afectado considerablemente la producción de dicha zona.

La primera actividad fue la de solicitar al personal de Geoquest mapas estructurales al tope de cada una de las unidades pertenecientes al área (MO1-MO9 y basamento) y con una lista de los pozos del área O-16 que detectaron, en

sus procesos de perforación, el contacto original agua/bitumen (CABO), se procedió a la colocación de las profundidades de estos contactos, llevadas a profundidades bajo el nivel del mar, en el mapa estructural de la unidad MO9, para de esta forma obtenerse gráficamente la distribución del contacto original en sitio.

El posterior paso fue el de realizar una lista de pozos que habían experimentado hasta la fecha de estudio (Agosto 2002), problemas de producción de agua a lo largo de la vida productiva del área. Para la obtención de esta lista se utilizó el paquete de información Centinela el cual ofreció de forma actualizada el estado físico de cada uno de los pozos pertenecientes al proyecto BITOR. Cabe destacar que se recopiló información sobre cada uno de los reacondicionamientos realizados a los pozos con sus respectivos intervalos completados, para la posterior clasificación por arena para cada uno de los intervalos completados, especialmente los que presentaban altos cortes de agua (60% y más). Para esta clasificación se utilizó la nueva interpretación para topes de cada una de las arenas del área O-16\* suministrada por el personal de Intevep.

Con la clasificación de los intervalos completados y abiertos para cada uno de los pozos seleccionados por altos cortes de agua y con la finalidad de observar la invasión del agua en las diferentes arenas, se procedió a la distribución areal de este avance sobre los mapas estructurales de cada una de las arenas, colocando cada uno de los pozos con cortes de agua igual o mayor a 60% en el mapa de la arena perteneciente al intervalo más profundo donde se encontrara completado, es decir, que si un pozo tenía por ejemplo intervalos abiertos en la arena MO9 y MO8, éste pozo era colocado en la arena MO9, ya que no se conocía sí el agua pudo irrumpir en la(s) arena(s) superior(es).

Posteriormente se realizaron mapas de distribución de la producción acumulada de agua perteneciente al área O-16\*, para diferentes fechas:

- 31/12/1989.

- 31/12/1994.
- 31/12/1998.
- 30/06/2002.

Este monitoreo fue realizado por medio del programa OFM, el cual aportó mapas de grid (mallado) que permitieron evaluar el comportamiento y distribución de la producción de agua del área en cuestión. Una vez obtenido los mapas de grid, el siguiente paso fue realizar un procedimiento del programa OFM llamado “Time Motion Study” que permitió realizar “restas” entre de los mapas de grid, obteniéndose así la distribución de producción de agua para un período de tiempo específico (delta de producción de agua). De igual manera se realizaron los mismos análisis mencionados anteriormente para conocer la distribución de bitumen a lo largo de la explotación del área.

Con los mapas de mallado realizados para cada intervalo de las fechas mencionadas anteriormente, se pudo observar a groso modo la distribución areal del agua producida a lo largo de la explotación del área.

Una vez obtenidos los mapas de distribución del agua producida en diferentes períodos (mapas de mallado), se dio inicio a la interpretación de los mapas de coalescencia entre las unidades del área O-16\* proporcionados por INTEVEP, muy especialmente los mapas entre las arenas MO9-MO8, MO8-MO7, y MO7-MO6, para así poder realizar el análisis de la procedencia del agua y las causas que originaron su movimiento preferencial hacia algunos pozos, haciendo énfasis en donde se encuentran los sellos proporcionados por las arcillas que ofrecieran resistencia al paso de fluidos. De manera simultánea se evaluaron los mapas de canales para cada una de las unidades en cuestión, para así determinar o diagnosticar el movimiento preferencial del agua y entender la causa del problema para de esta manera proponer soluciones.

## **8.10 Pozos candidatos**

### **8.10.1 Selección de los pozos candidatos.**

Para la selección de los pozos, se utilizó la base de datos Centinela actualizada hasta el mes de Julio del 2002, la cual aportó la información de los pozos que se encontraban en un estado HW (siglas en inglés de High Water) y los pozos que aún estaban en producción pero con porcentajes de agua y sedimentos (A&S) iguales o mayores al 60%.

### **8.10.2 Diagnóstico de los pozos candidatos**

Un parámetro importante en la realización de un tratamiento exitoso para controlar las altas producciones de agua en los pozos, consiste en realizar un diagnóstico certero del tipo de problema que causa los altos cortes de agua.

De esta manera se procedió a realizar el diagnóstico de los pozos seleccionados como candidatos, para lo cual se utilizaron las siguientes herramientas:

#### *Curvas de Diagnóstico de Chan*

Se realizaron las curvas de diagnóstico de Chan para cada pozo evaluado, por medio de la opción que presenta el programa Oil Field Manager (OFM) y el análisis se basó en la metodología propuesta por Chan<sup>13</sup>, conjuntamente con las demás herramientas que serán mencionadas a continuación.

#### *Registros de Cementación*

Fueron solicitados a la Unidad de Atención al Cliente U.A.C. de Geoquest los registros de cementación de cada uno de los pozos seleccionados como

candidatos con la finalidad de observar el estado físico del cemento, tanto para la adherencia revestidor/cemento (CBL) y cemento/formación (VDL).

### *Historia de Producción*

La historia de producción fue analizada conjuntamente con los gráficos de diagnóstico de Chan, registros de cementación, mapas de coalescencia entre las arenas, mapas de canales y de alta presencia de agua en el yacimiento. Para ello se recopiló toda la información existente sobre los diferentes trabajos de reacondicionamientos realizados a cada uno de los pozos, realizando una distribución y ubicación de los intervalos completados en cada una de las arenas.

El diagnóstico realizado se basó en las siguientes evidencias, dependiendo del tipo de problema causante de la elevada producción de agua:

### *Flujo por detrás del revestidor*

- El pozo ha producido agua desde los inicios de la completación.
- El pozo no exhibe cambios resaltantes al ser reacondicionado o realizado algún tipo de trabajo para tratar de solucionar el problema.
- El registro de cementación revela mala adherencia del cemento a la tubería y a la formación.
- La curva de diagnóstico de Chan muestra un ascenso abrupto tanto de la RAB como de su derivada.

### *Canalización a través de zonas de alta permeabilidad*

- Las arenas en las que se encuentran completadas el pozo, presentan intercalaciones lutíticas que ofrecen cierta dificultad al flujo vertical, a pesar de que el pozo se encuentre completado masivamente en todas las arenas.

- La curva de diagnóstico de Chan muestra un ascenso de la RAB y de su derivada un tiempo después de que ha sido completado el pozo, y de forma progresiva.

#### *Conificación*

- El pozo fue completado en una arena masiva sin intercalaciones de lutitas, que permite que se desarrolle flujo vertical sin dificultad.
- La curva de diagnóstico de Chan muestra un ascenso progresivo de la RAB y una disminución de su derivada (pendiente negativa).

#### *Avance del Acuífero*

- En los problemas de avance normal del acuífero se observa que la curva de diagnóstico experimenta un aumento progresivo en el tiempo tanto de la RAB como de la derivada (RAB').

### **8.11 Tratamiento a seguir para los pozos candidatos**

Una vez realizado el diagnóstico de la procedencia del agua en cada uno de los 66 pozos candidatos evaluados, se procedió a estudiar la factibilidad de aplicar tanto tecnologías mecánicas como químicas para controlar los distintos problemas relacionados con la alta producción de agua de los pozos.

Para esto, se analizaron diversos parámetros que se deben tomar en cuenta para la aplicación de cualquier tecnología, como parámetros petrofísicos, estructurales, de fluidos, capacidad de los revestidores, calidad de la cementación, producción de los pozos, producción de arena.

El análisis de los parámetros mencionados anteriormente se relacionó a cada una de las tecnologías propuestas en este estudio, para evaluar teóricamente la factibilidad o no de la implantación de dichas tecnologías en el área O-16\* de BITOR.

Este estudio fue basado en las experiencias de campo a nivel mundial, evaluación de los parámetros teóricos requeridos para la incorporación de cada método y en el apoyo ofrecido por las diferentes compañías consultadas: Centrilift-Baker Hughes, Intevep, Halliburton y Schlumberger.

### **8.12 Limitaciones**

En la realización de este trabajo se tuvieron diferentes limitaciones que interfirieron con el normal desarrollo de este estudio:

- Para el momento de la revisión del modelo geológico, este se encontraba en una etapa de reinterpretación por Intevep y no se tenía definido si las fallas principales interpretadas eran sellantes, por lo que se estudió toda el área como un solo yacimiento, además de que tuvo que ordenarse toda la data petrofísica del proyecto de BITOR en formato compatible con el del paquete OFM para su posterior introducción dentro del proyecto y realización de los diferentes mapas de celda de las propiedades petrofísicas y cálculo del BOES.
- Para que la técnica de balance de materiales sea eficiente se necesita:
  - Historia de presiones del yacimiento con poca incertidumbre.
  - Historia de los volúmenes de fluidos producidos (bitumen, agua y gas), ya que se tiene incertidumbre con respecto al agua y al gas.
  - Acuíferos caracterizados, ya que no se dispone de esta información.



- Debido a que las acumulaciones del área de BITOR contienen crudo extrapesado, se hizo necesaria la búsqueda de publicaciones sobre el uso de tecnologías para este tipo de crudo. Sin embargo, las pocas publicaciones encontradas, a nivel mundial, para controlar la producción de agua, han sido usadas en yacimientos de crudo pesado, más no en extrapesados. Por otro lado a través del apoyo recibido por las compañías Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger e Intevp, se corroboró que todas las tecnologías estudiadas en este trabajo, no han sido probadas en yacimientos de crudo extrapesado, según sus experiencias operacionales y de investigación.
- No se contó con suficiente información como para establecer las profundidades actuales de los contactos agua/bitumen en el área O-16\* de BITOR, ya que solo se cuenta con información de contactos originales a principios de la explotación del área (al sur) y posteriormente con la perforación de pozos al norte que observó otro contacto, por lo que no se cuenta con diferentes profundidades de los contactos a diferentes fechas, dificultando el monitoreo del mismo.
- Una buena parte de los pozos evaluados no poseen registros de cementación, ocasionando mayor incertidumbre en el diagnóstico realizado, ya que no se conoce la calidad del cemento.

## CAPÍTULO IX

### RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 9.1 Modelo Geológico

##### 9.1.1 Modelo Estructural

En el proceso de revisión del modelo geológico del área de BITOR (Julio 2002), la definición de la estructura se encontraba en una fase de modificación y validación a través de un estudio realizado por INTEVEP, ya que anteriormente se contaba con tres fallas principales que separaban al área de BITOR en cuatro yacimientos (MOR-90, MOR-91, MOR-92 y MOR-93). El área O-16\* se encontraba dividida por dos fallas que definían los yacimientos MOR-90, MOR-91 y parte de MOR-92.

Con la nueva interpretación, se encontraron diversas fallas secundarias que no habían sido detectadas en el estudio geológico previo, encontrándose un cambio en la ubicación de las fallas principales.

Cabe destacar que para el momento de la realización del estudio no se conocía si las fallas principales eran sellantes o no. Por esta razón se trabajó el área O-16\* como un solo yacimiento.

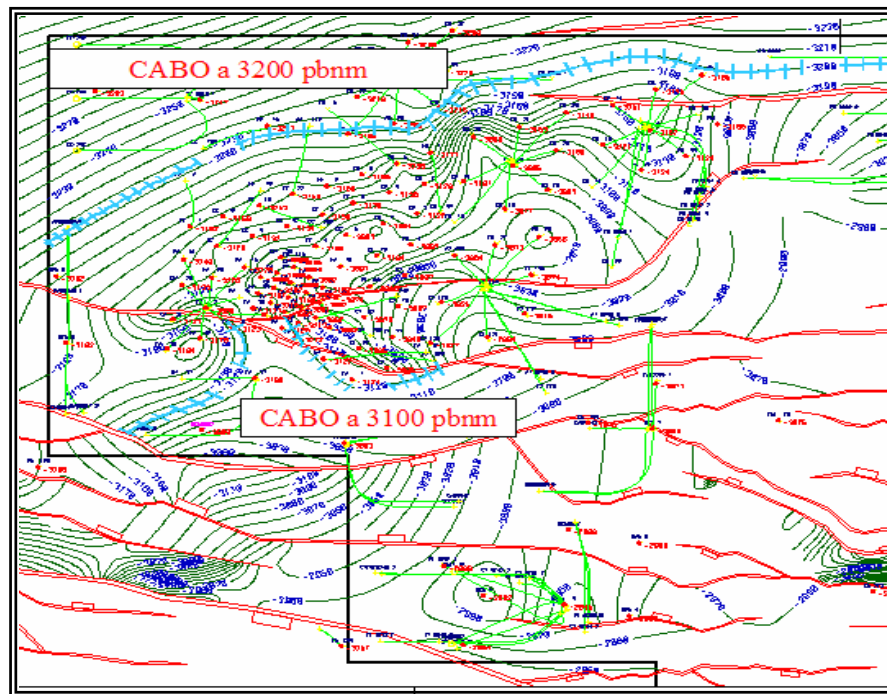
Esta nueva interpretación se basó en sísmica 2D del módulo MPE-1, sísmica 3D del módulo MPE-2 y una parte de la sísmica 3D de Cerro Negro, al oeste del área de BITOR, con la cual se determinó que el yacimiento es un homoclinal fallado de leve buzamiento ( $3^{\circ}$  a  $4^{\circ}$ ) al norte.

##### 9.1.2 Contactos Originales Agua/Bitumen (CABO)

Los contactos agua/bitumen originales fueron colocados arealmente en el mapa estructural de la arena MO9, observándose que hacia el norte existe un contacto

aproximadamente a 3200 pbnm, mientras que al sur se apreció un contacto a aproximadamente 3100 pbnm, como se aprecia en la figura 9.1. Sin embargo las profundidades de los contactos varían en cada pozo, lo que puede deberse a efectos de la presión capilar que hace que el contacto sea muy irregular, observándose variaciones del contacto al sur de 3100 pbnm a 3125 pbnm (como se aprecia en la tabla A1-1 del Apéndice I).

Por otro lado se apreciaron dos pozos que vieron contacto agua/bitumen original a aproximadamente 3165 pbnm, lo cual puede ser asociado a lo anteriormente expuesto o a la posibilidad de que se trate de pequeñas acumulaciones de agua llamadas “poncheras”.



**Figura 9.1.** Contactos originales agua/bitumen

### **9.1.3 Modelo Petrofísico**

El análisis petrofísico se realizó para cada una de las arenas productoras del Miembro Morichal, a través de los mapas de distribución de propiedades petrofísicas generados por el programa OFM.

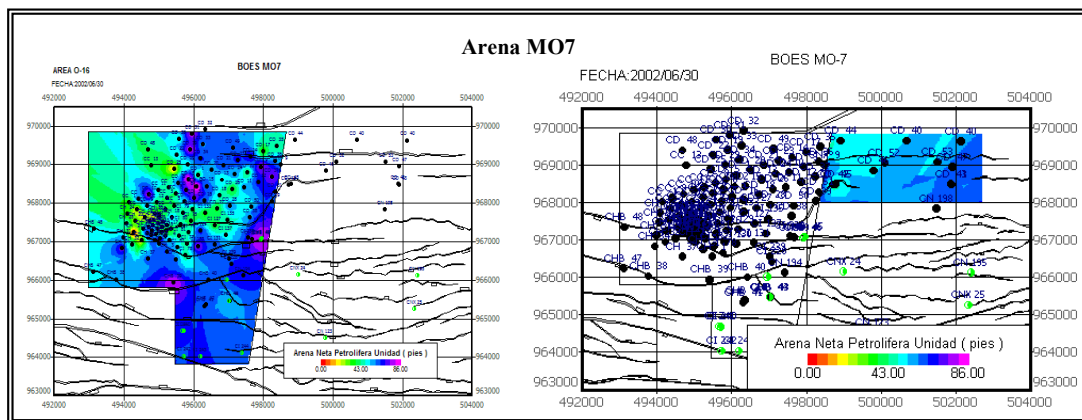
Debido a que los mapas de distribución de estas propiedades petrofísicas fueron realizados para el cálculo del BOES y este se hizo en dos partes: para O-16 y para el área anexa, a continuación se muestra el análisis de cada una de estas propiedades para ambas partes y para cada arena:

#### **9.1.3.1 Arena Neta Petrolífera**

A través del análisis petrofísico se pudo observar que las arenas que presentan mayores espesores de Arena Neta Petrolífera son las arenas MO7 y MO8. La tendencia en la distribución de la Arena Neta Petrolífera es a incrementar desde MO1 hasta MO8 lo que puede deberse a que las arenas superiores fueron depositadas bajo un ambiente deltaico observándose valores entre 0 y 13 pies en la Arena MO1 hasta alcanzar espesores entre 50 y 105 pies en la arena MO8 que pertenece a un ambiente fluvial. En las arenas MO1 a MO3, se aprecia que la distribución de la Arena Neta Petrolífera se va haciendo mayor hacia el tope de cada unidad, mientras que el resto de las arenas presentan una tendencia al crecimiento de los valores de Arena Neta Petrolífera hacia la base de la estructura, con algunas excepciones en las arenas MO4, MO-5 y MO-6 en las que se presentan engrosamientos hacia el tope en algunas áreas. Los mapas de celda de cada una de las unidades se encuentran en el Apéndice III.

Cabe destacar que a partir de la arena MO5 hasta la MO9 los datos de Arena Neta Petrolífera en la zona Anexa son pocos por lo que no se puede realizar un análisis confiable en cuanto a esta propiedad en esta área.

En cuanto a la arena MO7, se observa en la figura 9.2 que los valores de Arena Neta Petrolífera oscilan entre 40 y 85 pies, pero a diferencia de las demás arenas se puede apreciar una distribución uniforme en casi toda el área con valores de ANP de aproximadamente 80 pies en una buena porción del área y hacia el oeste y parte central con 50 pies de ANP promedio aproximadamente en el área O-16, mientras que para el área anexa se aprecian rangos entre 50 y 80 pies aproximadamente.



**Figura 9.2.** Arena Neta Petrolífera – MO7

La arena MO8 presenta espesores de Arena Neta Petrolífera entre 0 y 105 pies, con la mayoría de la distribución con valores de 50 a 105 pies, observándose espesores de aproximadamente 100 pies en la parte nor-central, este y oeste del área (ver figura 9.3).

Por último, la arena MO9 presenta menores espesores de Arena Neta Petrolífera que las demás arenas inferiores del Miembro Morichal, lo cual es debido a que en esta arena se observa la presencia de un acuífero que disminuye los espesores de arena disponible para el almacenamiento de bitumen. Los valores varían entre 0 y 63 pies como se aprecia en la figura 9.4, con mayores espesores hacia la parte central y sur-oeste por ser la parte más baja de la estructura, encontrándose los menores espesores al norte por estar en presencia del acuífero regional ubicado a 3200 pbnm.

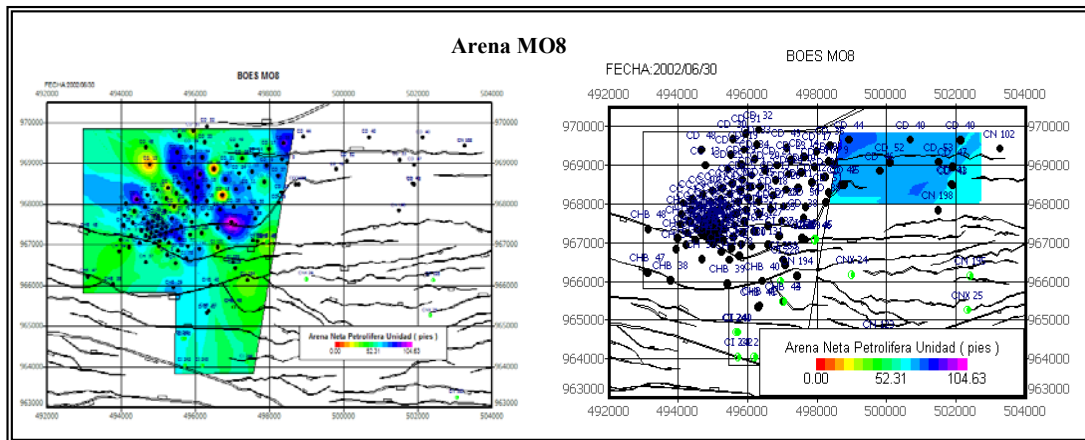


Figura 9.3. Arena Neta Petrolífera – MO8

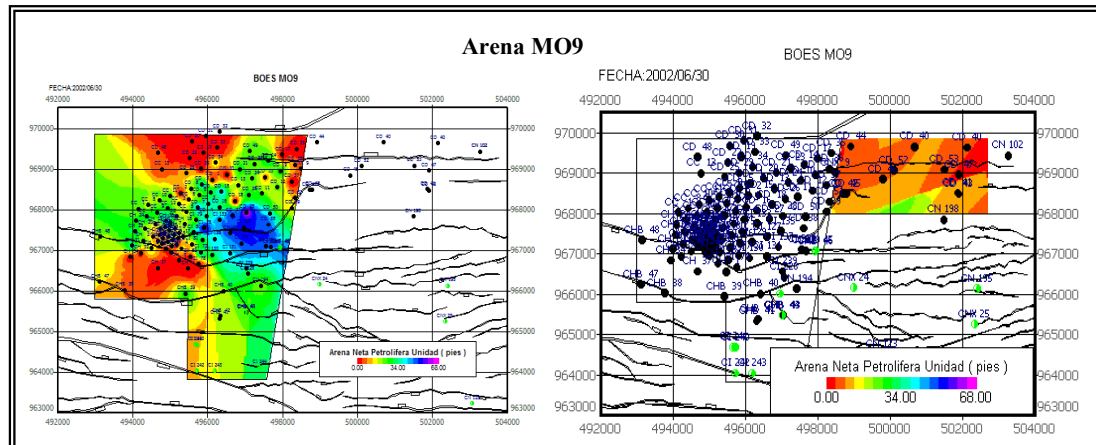
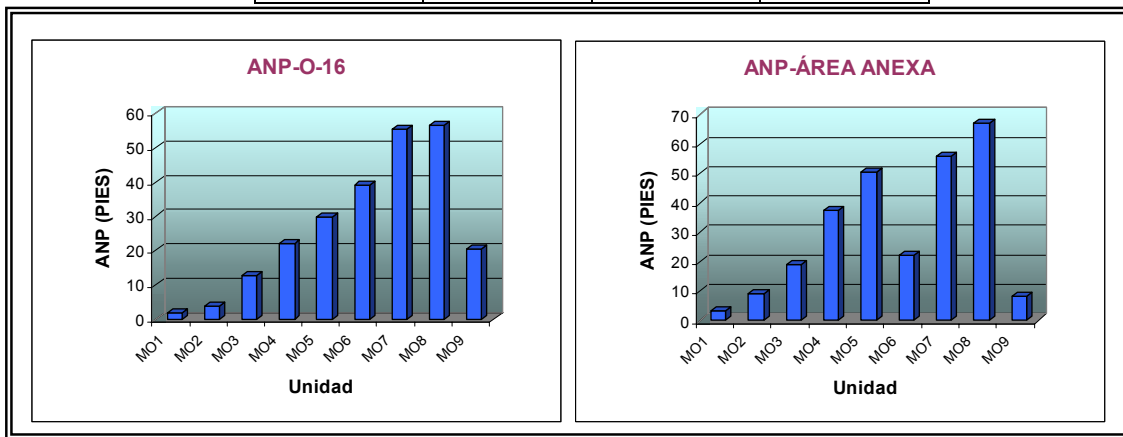


Figura 9.4. Arena Neta Petrolífera – MO9

En la tabla 9.1 se pueden apreciar los promedios de Arena Neta Petrolífera de todas las arenas y a través de la figura 9.5, se observa que los mayores valores de Arena Neta Petrolífera se encuentran en las arenas MO7 y MO8, por poseer menos contenido de lutitas.

**Tabla 9.1.** Arena Neta Petrolífera de cada arena en ambas áreas

Área O-16		Área Anexa	
Unidad	ANP (pies)	Unidad	ANP (pies)
MO1	1.979	MO1	3.244
MO2	3.848	MO2	9.141
MO3	12.654	MO3	18.916
MO4	22.057	MO4	37.465
MO5	29.835	MO5	50.658
MO6	39.242	MO6	22.394
MO7	55.443	MO7	55.983
MO8	56.553	MO8	67.354
MO9	20.449	MO9	8.229

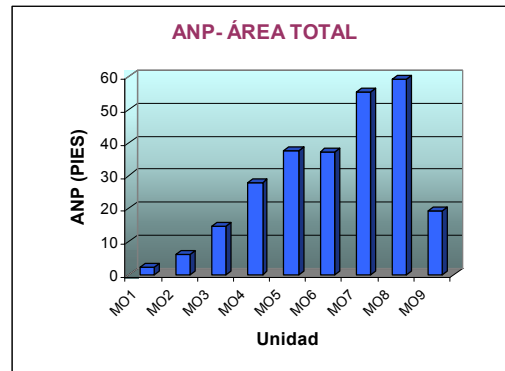


**Figura 9.5.** Arena Neta Petrolífera para cada unidad en ambas áreas

Se realizó un promedio de Arena Neta Petrolífera por BOES de cada unidad y se obtuvieron los valores que se muestran a continuación en la tabla 9.2 y en la figura 9.6 en la cual se corrobora nuevamente que las arenas con mejores espesores son la MO7 y MO8.

**Tabla 9.2.** ANP de cada unidad en el área total

Unidad	ANP (pies)
MO1	2.395
MO2	6.106
MO3	14.684
MO4	27.969
MO5	37.464
MO6	37.037
MO7	55.567
MO8	59.302
MO9	19.281



**Figura 9.6.** Arena Neta Petrolífera de cada arena en el área total

### 9.1.3.2 Porosidad

Los valores de porosidad en las arenas superiores (MO1 a MO3) oscilan entre 0.24 y 0.34, mostrando la mayor distribución hacia porosidades de 0.29, observándose como crece hacia MO3 (ver figura A3-10 en el Apéndice III).

En las arenas intermedias se aprecia que los valores de porosidad van en aumento desde MO4 hasta MO6, con valores entre 0.27 hasta 0.33 (ver figura A3-11 en el Apéndice III).

Mientras que en las arenas inferiores (MO7 hasta MO9), se pueden observar mayores valores de porosidad en las arenas MO7 y MO8, ya que en la arena MO9 disminuyen estos valores, como se aprecia en la figura 9.7.

En la tabla 9.3 se muestran los promedios de porosidad por cada unidad presente en el Miembro Morichal para ambas áreas estudiadas, observándose de manera más clara en la figura 9.8, que las arenas que presentan las mayores porosidades son las arenas MO7 y MO8 en el área O-16 y MO4 y MO-8 en el área anexa.



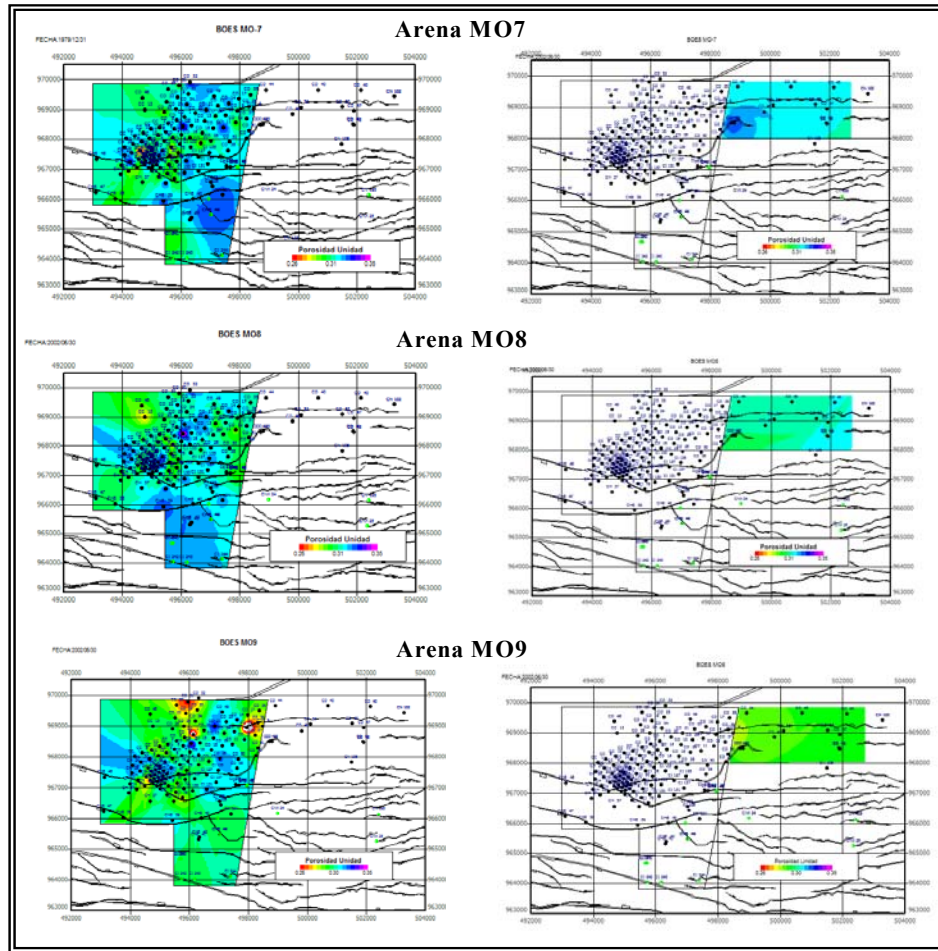


Figura 9.7. Porosidad de las arenas MO7, MO8 y MO9

Tabla 9.3. Porosidades de las arenas en ambas áreas

Área O-16		Área Anexa	
Unidad	Porosidad	Unidad	Porosidad
MO1	0.293	MO1	0.293
MO2	0.293	MO2	0.301
MO3	0.300	MO3	0.305
MO4	0.301	MO4	0.317
MO5	0.306	MO5	0.313
MO6	0.309	MO6	0.309
MO7	0.313	MO7	0.316
MO8	0.311	MO8	0.309
MO9	0.304	MO9	0.293

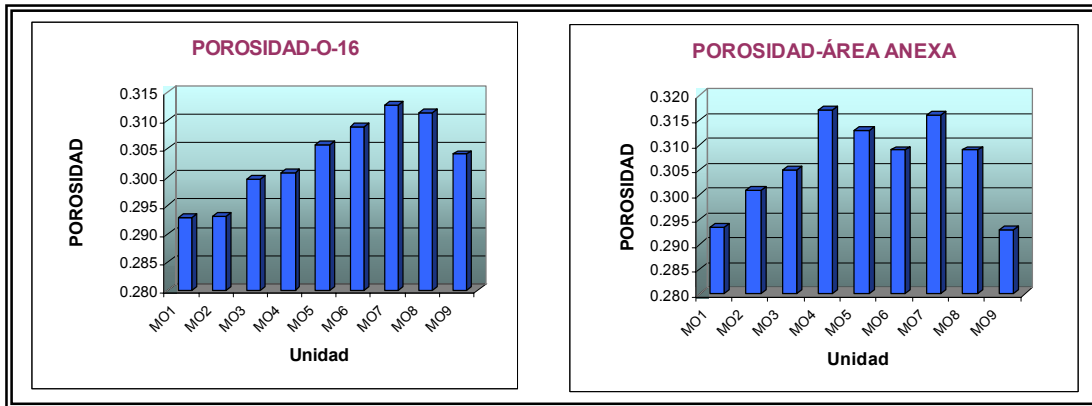


Figura 9.8. Porosidad de todas las arenas en ambas áreas

De igual manera se realizó un promedio por BOES de cada unidad obteniendo un promedio total de porosidad por unidad como se aprecia en la tabla 9.4 y en la figura 9.9.

Tabla 9.4. Porosidades de las arenas en el área total

Unidad	Porosidad
MO1	0.293
MO2	0.296
MO3	0.301
MO4	0.307
MO5	0.308
MO6	0.309
MO7	0.314
MO8	0.311
MO9	0.303

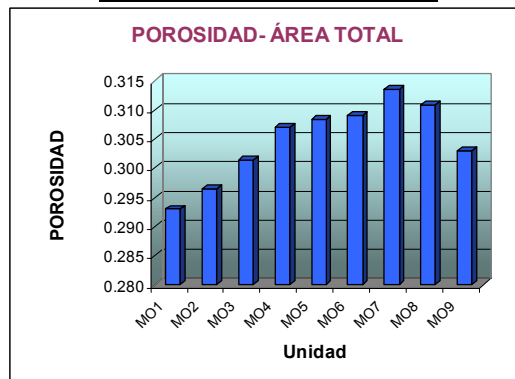


Figura 9.9. Porosidades de las arenas en el área total

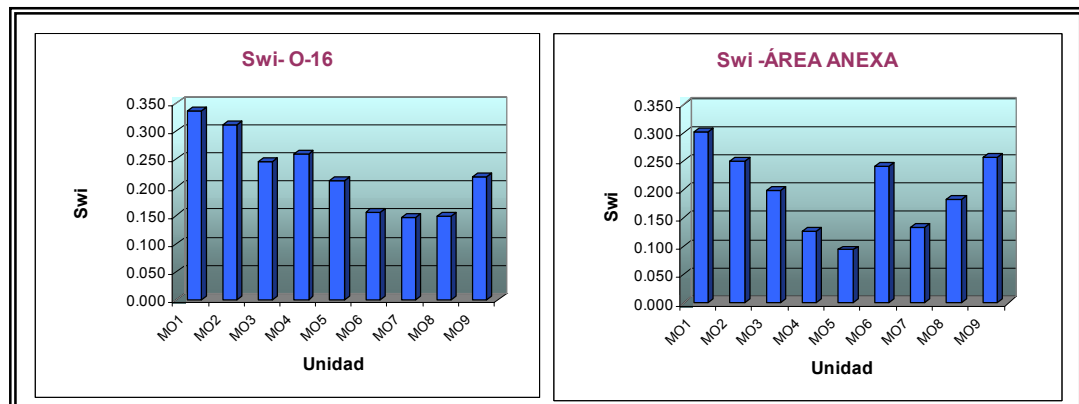
### 9.1.3.3 Saturación de agua inicial

Los mayores valores de saturación de agua inicial se encuentran en la arena MO1 en la cual se observan valores que oscilan 0.28 a 0.44 (ver Apéndice III, figura A3-13), con altas saturaciones distribuidas en casi toda el área con valores promedios de aproximadamente 0.34.

En la tabla 9.5 y figura 9.10 se puede apreciar el decrecimiento de las saturaciones desde la arena MO1 hasta la MO8 la que presenta menor saturación).

**Tabla 9.5.** Saturaciones de agua inicial para cada arena en ambas áreas

Área O-16		Área Anexa	
Unidad	Sat. Agua	Unidad	Sat. Agua
MO1	0.338	MO1	0.303
MO2	0.311	MO2	0.251
MO3	0.246	MO3	0.199
MO4	0.259	MO4	0.127
MO5	0.213	MO5	0.094
MO6	0.156	MO6	0.242
MO7	0.147	MO7	0.134
MO8	0.150	MO8	0.183
MO9	0.219	MO9	0.258



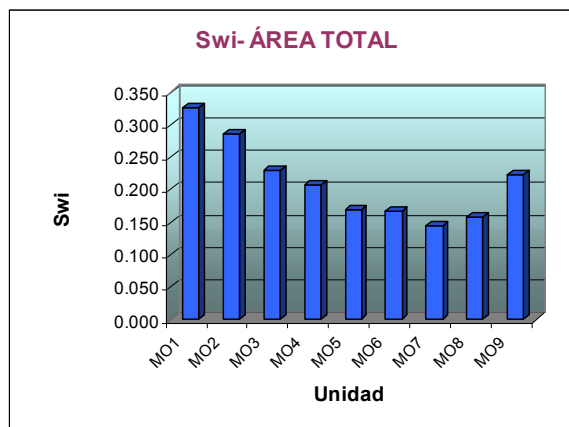
**Figura 9.10.** Saturaciones de agua inicial de cada arena en ambas áreas

En cuanto a la arena MO9 los valores de saturación inicial de agua son mayores que el resto de las arenas inferiores debido a la presencia del acuífero en la misma.

Se realizaron promedios de ambas áreas por BOES de cada unidad, apreciándose en la tabla 9.6 y en la figura 9.11.

**Tabla 9.6.** Saturaciones de agua inicial en el área total

Unidad	Sat. Agua
MO1	0.326
MO2	0.286
MO3	0.231
MO4	0.209
MO5	0.169
MO6	0.167
MO7	0.144
MO8	0.158
MO9	0.223



**Figura 9.11.** Saturaciones de agua inicial en el área total

#### 9.1.3.4 Permeabilidad

La distribución de la permeabilidad en las arenas superiores (MO1 a MO3) es casi homogénea en la parte central del área en sentido sur-oeste/nor-este,

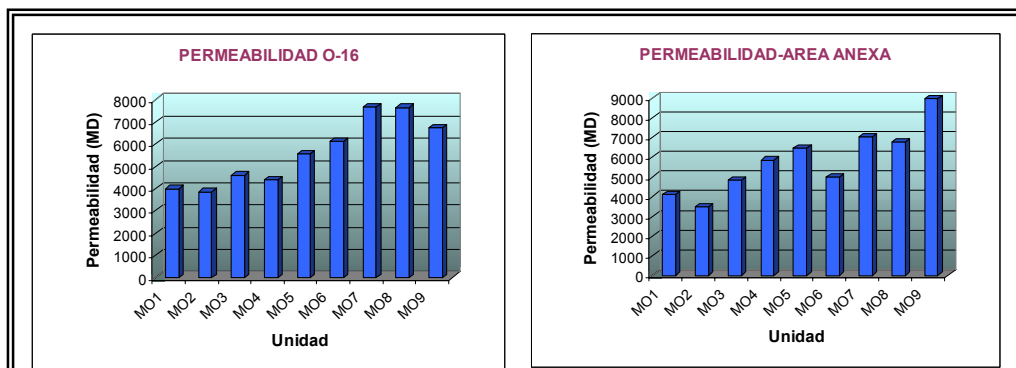
observándose los mayores valores hacia al nor-oeste y parte sur de la misma, como se aprecia en las figuras A3-22,23 y 24 en el Apéndice III, mientras que en las arenas intermedias la permeabilidad al sur es menor (ver figuras A3-25,26 y 27).

En las arenas inferiores se observó variación de esta propiedad en algunas áreas al norte y al sur que presentan los mayores valores de permeabilidad.

En la tabla 9.7 se aprecian las permeabilidades de cada una de las arenas, para ambas áreas, observándose los mayores valores de permeabilidad en las arenas MO7 y MO8 (ver figura 9.12).

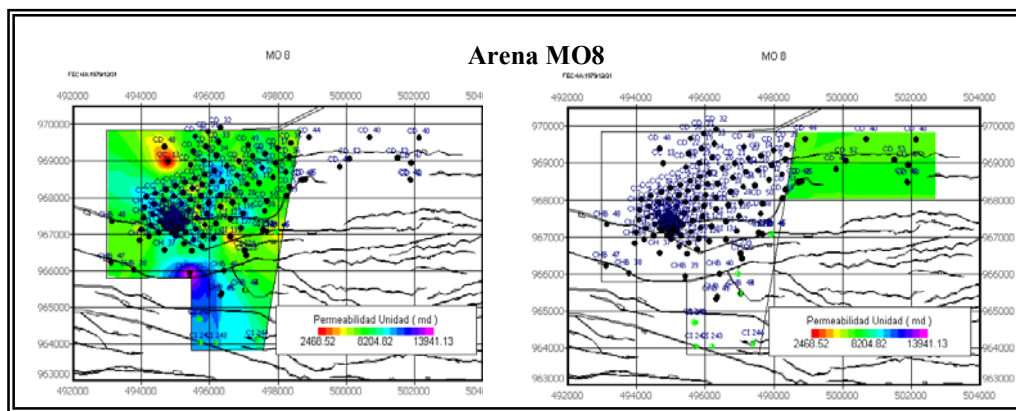
**Tabla 9.7.** Permeabilidades de las arenas para ambas áreas

Area O-16		Area Anexa	
Unidad	K (mD)	Unidad	K (mD)
MO1	3998	MO1	4114
MO2	3856	MO2	3472
MO3	4614	MO3	4829
MO4	4413	MO4	5868
MO5	5569	MO5	6464
MO6	6144	MO6	5005
MO7	7670	MO7	7042
MO8	7657	MO8	6791
MO9	6732	MO9	8968



**Figura 9.12.** Permeabilidad de cada arena en ambas arenas

A través de estos gráficos se observa que la arena que posee mayor permeabilidad es la MO8 (ver figura 9.12). A pesar de que en el área anexa pareciera que la arena MO9 posee las mayores permeabilidades, esto no refleja la realidad ya que a partir de la arena MO6 hasta la MO9 no se poseen datos de permeabilidades en esta área y no se realiza interpolación entre los pozos de esta zona sino que genera una tendencia parecida a la parte más cercana del área O-16.

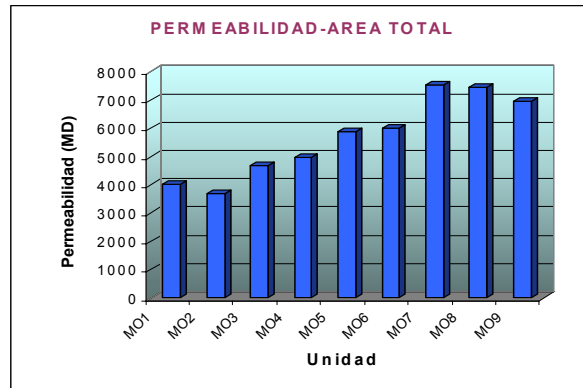


**Figura 9.13.** Permeabilidad de la arena MO8

De igual forma esto puede apreciarse en la tabla 9.8 y figura 9.14, las cuales arrojan valores de permeabilidad para el área total en cada arena.

**Tabla 9.8.** Permeabilidades de las arenas en el área total

Unidad	K (mD)
MO1	4036
MO2	3693
MO3	4684
MO4	4971
MO5	5897
MO6	5995
MO7	7525
MO8	7437
MO9	6945



**Figura 9.14.** Permeabilidades de las arenas en el área total

En general se puede decir que las arenas que presentan la mejor calidad de roca son la MO7 y MO8 (ver tabla 9.9).

**Tabla 9.9.** Propiedades Petrofísicas de cada unidad

Unidad	ANP (pies)	Porosidad	Sat. Agua	K (mD)
MO1	2.395	0.293	0.326	4037
MO2	6.106	0.296	0.286	3693
MO3	14.684	0.301	0.231	4684
MO4	27.969	0.307	0.209	4972
MO5	37.464	0.308	0.169	5898
MO6	37.037	0.309	0.167	5995
MO7	55.567	0.314	0.144	7525
MO8	59.302	0.311	0.158	7437
MO9	19.281	0.303	0.223	6946

Asimismo se obtuvieron promedios de todas estas propiedades para el área total realizando un ponderado por BOES de cada unidad (ver los BOES en el análisis del mismo) y se refleja en la tabla 9.10.

**Tabla 9.10.** Promedios de Propiedades Petrofísicas totales

<b>Arena Neta Petrolifera Promedio (pies)</b>	<b>260</b>
<b>Porosidad Promedio (%)</b>	<b>31</b>
<b>Saturación de Agua inicial (%)</b>	<b>17.42</b>
<b>Permeabilidad Promedio (MD)</b>	<b>6530</b>

## 9.2 Análisis del BOES

Debido a que la cantidad de bitumen original en sitio (BOES) depende directamente de propiedades petrofísicas del área, este análisis se realizó posterior al realizado para cada una de las variables participantes en el cálculo del BOES.

Una de las arenas con mayor cantidad de bitumen original en sitio es la MO8 con 699 MMBNB para el área O-16 y 239 MMBNB en el área anexa, las cuales poseen los mayores espesores de arena neta petrolífera del área (59 pies aproximadamente), además de una de las más bajas saturaciones iniciales de agua (0.15). En la figura 9.15 se presenta los mapas de grid obtenidos para la arena MO8, en la cual se observa que las zonas que presentan mayores acumulaciones de bitumen son aquellas que presentan mejores propiedades petrofísicas.

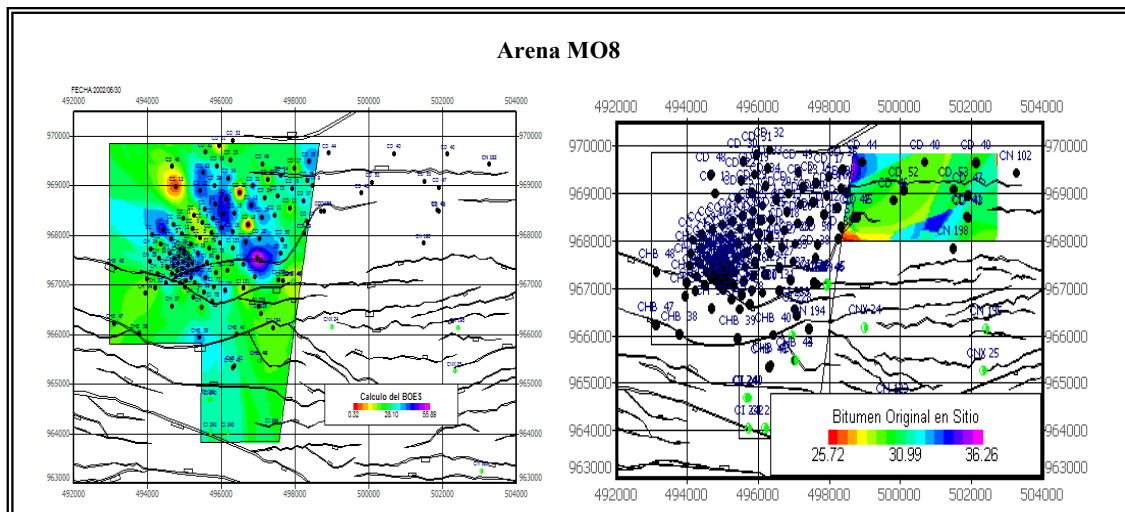


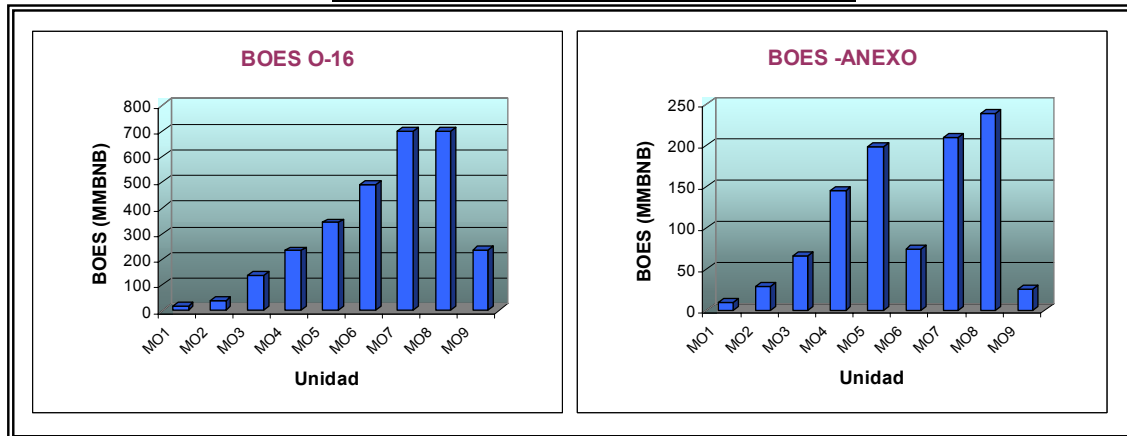
Figura 9.15. BOES de la arena MO8



Con respecto a los valores de BOES obtenidos para cada una de las arenas pertenecientes al área O-16 y anexo, estos se presentan en la tabla 9.11 y pueden visualizarse de manera más clara en la figura 9.16

**Tabla 9.11.** BOES de las arenas para ambas áreas

Unidad	BOES O-16 (MMBNB)	BOES Anexo (MMBNB)
MO1	19.034	9.320
MO2	38.334	28.520
MO3	136.745	65.620
MO4	233.682	145.500
MO5	342.937	198.300
MO6	492.584	74.150
MO7	700.644	209.851
MO8	699.772	238.913
MO9	236.471	24.985

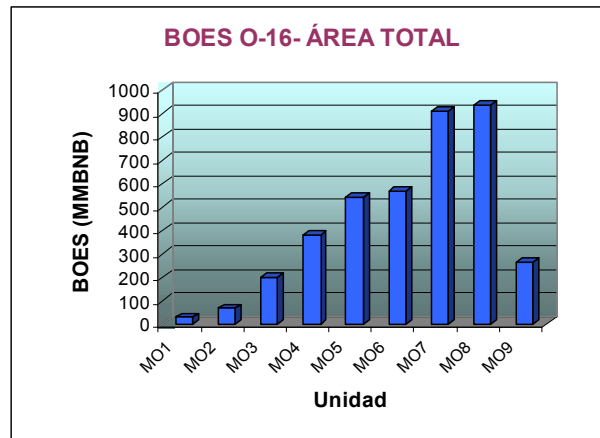


**Figura 9.16.** BOES de las arenas en ambas áreas

Los volúmenes de bitumen originalmente en sitio para cada arena de cada área fueron sumados y se obtuvieron BOES para cada una de las arenas en general (ver tabla 9.12 y figura 9.17), arrojando un valor de BOES de 3895 MMBNB.

**Tabla 9.12.** BOES total para cada arena. Área total

Unidad	BOES(MMBNB)
MO1	28.354
MO2	66.854
MO3	202.365
MO4	379.182
MO5	541.237
MO6	566.734
MO7	910.495
MO8	938.685
MO9	261.456



**Figura 9.17.** BOES total

Los mapas de celda para el BOES pertenecientes a cada una de las arenas, se encuentran referidos al Apéndice III.

### 9.3 Reservas Remanentes Recuperables

Las reservas recuperables del yacimiento pueden ser calculadas a través de la siguiente ecuación:

$$Reservas \text{ Recuperables} = BOES * Fr_{oficial} \quad \dots \text{ Ecuación 9.1}$$

Donde:

$BOES$  : bitumen original en sitio (MMBNB).

$Fr_{oficial}$  : factor de recobro oficial.

Entonces, las reservas recuperables de bitumen son:

$$Reservas \text{ Recuperables} = 3895MMBNB * 0.122 = 475.19MMBNB$$

Las reservas remanentes se calculan con la siguiente ecuación:

$$Reservas \text{ Remanentes} = Reservas \text{ Recuperables} - Bitumen \text{ Producido Acumulado}$$

...Ecuación 9.2.

Entonces, las reservas remanentes del yacimiento son:

$$Reservas \text{ Remanentes} = 475.19MMBNB - 72.55MMBNB = 402.64MMBNB$$

Las reservas remanentes desarrolladas son aquellas que se pueden producir sin que se modifique el plan de explotación de los pozos. Estas fueron calculadas a través de la declinación de la tasa de petróleo del yacimiento en función del tiempo, a través de la herramienta que se encuentra en OFM para realizar declinación de pozo, arrojando unas reservas remanentes desarrolladas de 86.34 MMBNB (ver figura 9.18), lo cual aunado al bitumen producido acumulado, arroja un factor de recobro de 4.08%.

De la misma manera se realizó esta declinación a cada uno de los pozos del área O-16\* de BITOR, En la figura 9.19 se puede apreciar el ejemplo del pozo CC-1, en el cual se observa una declinación anual de la tasa de bitumen de aproximadamente 10%, con unas reservas remanentes de 1.2 MMBNB. Esto fue realizado conjuntamente con el análisis del comportamiento de producción del pozo, que puede apreciarse en la figura 9.20.

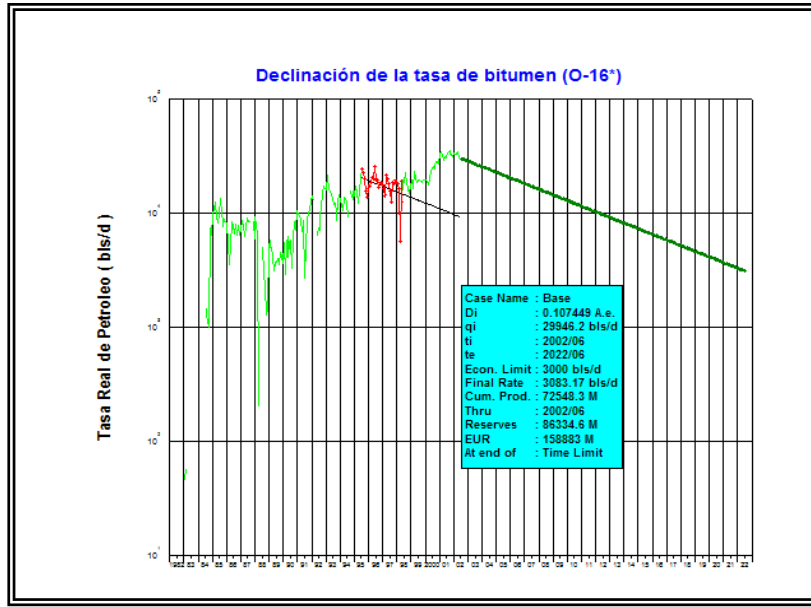


Figura 9.18. Declinación de la tasa de bitumen del yacimiento

De esta manera se observó que en algunos pozos la tasa de declinación es alta, lo cual se ve influenciado por el incremento progresivo del corte de agua y a la vez influye en el descenso en la productividad de los mismos, debido por una parte, al aumento de la saturación de agua en los alrededores de los pozos lo que disminuye la capacidad del bitumen para fluir o  $K_o \cdot h$  y al mismo tiempo ocasiona el aumento en la presión de fondo fluyente a consecuencia de la alta tasa de producción de agua que ayuda aún más a reducir el diferencial de presión en los pozos que motiva el flujo de fluidos en el yacimiento, como puede apreciarse en la ecuación 9.3, en donde se observa que mientras disminuye la permeabilidad al petróleo y el diferencial de presión también disminuirá la tasa de bitumen.

$$Q_o = \frac{7.08 * K_o * h * (P_e - P_{wf})}{\mu_o * B_o * \ln(r_e / r_w)} \dots\dots \text{Ecuación 9.3}$$

Donde:

$K_o$  : permeabilidad al bitumen (darcie).

$h$  : espesor (pies).

$P_e$  y  $P_{wf}$ : presión del yacimiento y presión de fondo fluyente, respectivamente ( $L_{pc}$ ).

$\mu_o$  : viscosidad del bitumen (cp).

$\beta_o$  : factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

$r_e/r_w$  : relación del radio de drenaje con el radio del pozo (adimensional).

En general las mayores tasas de declinación se encontraron en los pozos verticales (alrededor de 15% anual) valor que puede exceder si el pozo presenta altos cortes de agua. En los pozos desviados y reentries se observó una menor declinación de alrededor de 12%. Sin embargo existen pozos que presentan altas declinaciones, mientras que los horizontales presentaron una declinación anual promedio de 8%. Cabe destacar que no fueron evaluados todos los pozos horizontales debido para la fecha de estudio algunos solo tenían un mes de producción (pozos nuevos) y a los que se le realizó declinación sólo tenían dos años produciendo por lo que no necesariamente estos valores representen el comportamiento futuro de la producción de los mismos, además hay que tomar en cuenta que estos cálculos son realizados suponiendo que el pozo va a producir en forma continua por un lapso de aproximadamente 20 años (período de producción seleccionado).

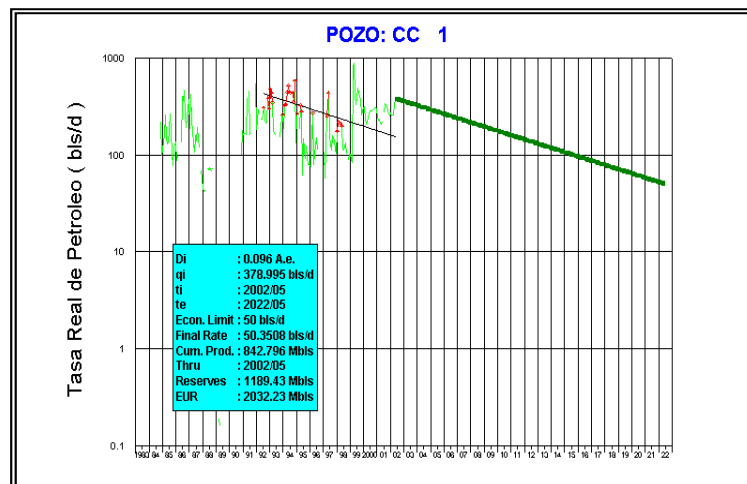
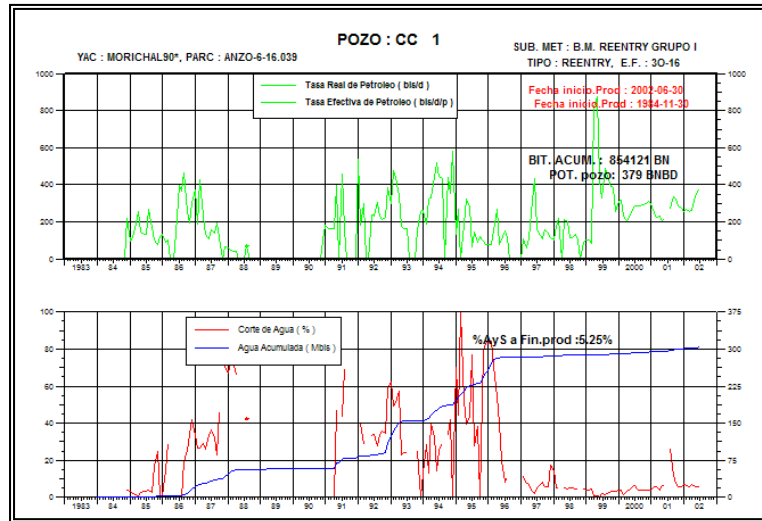


Figura 9.19. Declinación de la tasa de bitumen del pozo CC-1



**Figura 9.20.** Histórico de Producción del Pozo CC-1

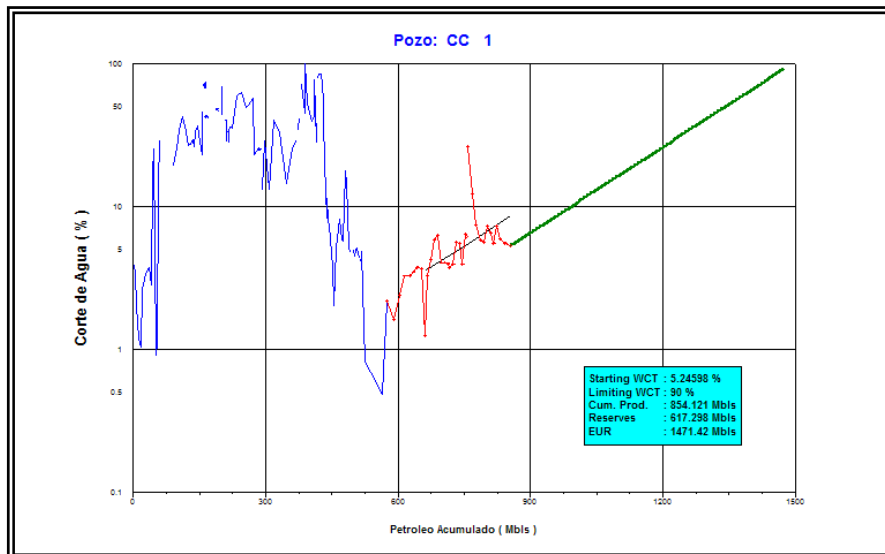
De igual manera se realizaron los cálculos de reservas remanentes desarrolladas de cada pozo a través de las gráficas de Log (%AyS) Vs Np (Segundo Caso), usando la misma herramienta de declinación de OFM (ver figura 9.21). Es así como se calcularon las reservas usando como parámetro de límite de producción un corte de agua de 95% y evaluando los diferentes eventos ocurridos en el pozo para seleccionar la mejor tendencia de la curva. A través de estas gráficas se pudo apreciar que los pozos con menores reservas son los verticales debido a la fuerte influencia del agua en la producción.

Cabe destacar que la evaluación de algunos pozos horizontales con poca historia de producción presenta mayor incertidumbre que el resto de los pozos debido a que no se cuenta con la suficiente data como para estimar sus reservas remanentes recuperables.

En el Apéndice IV se puede apreciar las reservas remanentes de todos los pozos, así como cada uno de los parámetros involucrados en los cálculos, arrojando unas reservas remanentes desarrolladas de 96.25 MMBNB para el primer caso (declinación de la tasa), lo que aunado al volumen de bitumen producido

acumulado de 72.55 MMBNB, suman una cantidad de reservas recuperables de 168.8 MMBNB. Por otro lado las reservas calculadas por las curvas de logaritmo del corte de agua versus bitumen producido acumulado arrojaron un valor de 85.43 MMBNB de reservas remanentes desarrolladas y adicionando el bitumen producido acumulado de 72.55 MMBNB, se obtuvieron 158 MMBNB de reservas recuperables.

Esta diferencia de valores entre ambos métodos puede deberse a lo sensible que son estas curvas con respecto al porcentaje de declinación usado para el cálculo de las reservas remanentes.



**Figura 9.21.** Curva de log (corte de agua) Vs Np del pozo CC-1

Considerando que el BOES calculado fue de 3895 MMBNB, sin la modificación del plan de explotación de los pozos, se podría llegar a un factor de recobro aproximado de 4.3%, lo que sugiere que se deben tomar acciones inmediatas para aumentar la productividad de los mismos, disminuyendo la alta tasa de declinación de la producción de bitumen, causada en gran parte por los altos corte de agua y de esta manera poder recuperar de una forma más óptima las reservas existentes.

Sin embargo, no todo el BOES calculado volumétricamente ha sido accesado por los pozos, debido a que existen áreas que no han sido explotadas y no se ha masificado la explotación de las arenas superiores, además se debe considerar que las reservas remanentes desarrolladas calculadas, no se tomaron en cuenta los pozos nuevos, que generan reservas remanentes no desarrolladas. Por lo que se estima que existe un porcentaje de estas reservas que se podrán recuperar, aumentando así el factor de recobro de 4.3%.

#### **9.4 Comportamiento de los fluidos (PVT)**

El PVT de la muestra recombinada del pozo CI-210 (ensayo no convencional), fue validado para luego ser usado en el balance de materiales. Este PVT fue escogido debido a que se le realizó un ensayo no convencional, lo cual es recomendable por las características espumantes del bitumen presente en el yacimiento.

A través de la validación de la prueba de liberación instantánea se observó que la presión de burbujeo se encontraba bien medida ya que la tendencia de la función “Y” resultó una recta casi perfecta, como se observa en la figura 9.22.

En cuanto a la validación de la relación gas/bitumen en solución ( $R_s$ ) y la densidad del petróleo (estrechamente ligada al factor volumétrico de formación), se puede observar en la figura 9.23 que ambos valores calculados a diferentes presiones difieren en menos del 5% (valor aceptable) de los valores medidos, por lo que se considera que las relaciones gas/bitumen en solución y los factores volumétricos de formación fueron bien medidos en el laboratorio.



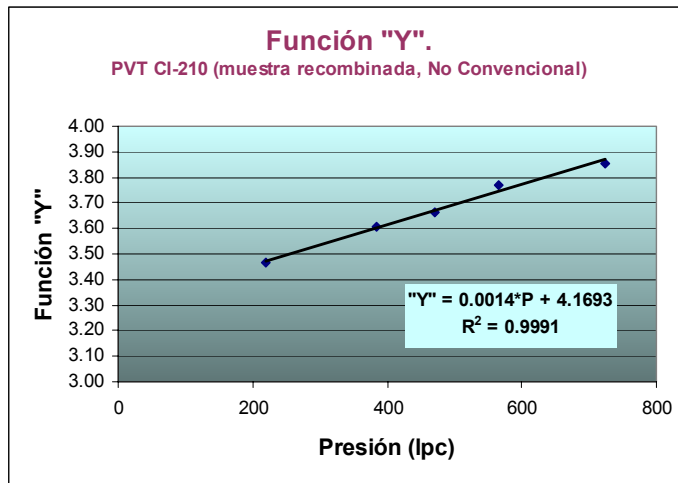


Figura 9.22. Función "Y". PVT del pozo CI-210

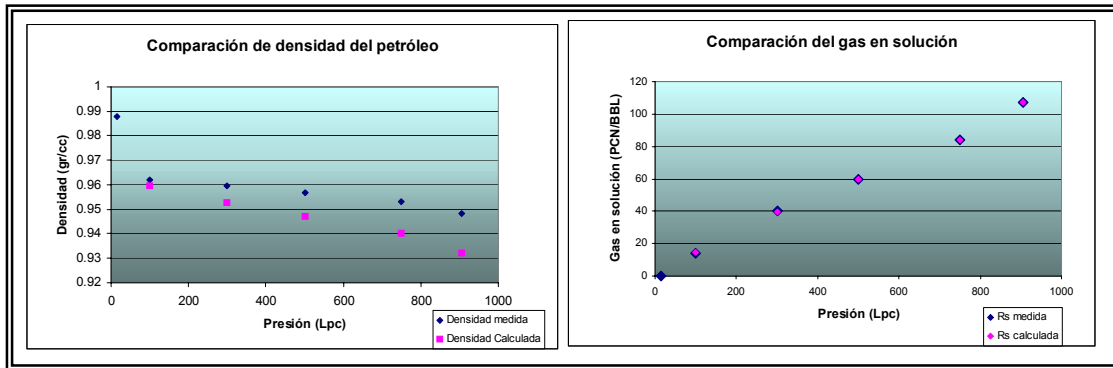


Figura 9.23. Validación de la prueba de liberación diferencial

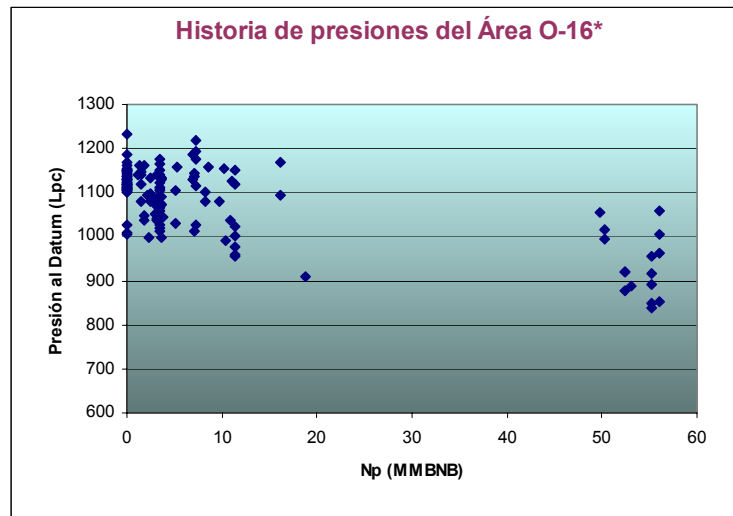
Para observar mayor detalle sobre estos cálculos ir a Apéndice II.

## 9.5 Historia de Presiones

La historia de presiones fue realizada utilizando las mediciones de presiones estáticas tomadas en distintos pozos a distintas fechas, a lo largo de la vida productiva del área.

Al observarse la historia de presiones tomando en cuenta toda la data, se apreció que a una misma fecha existen varios valores de presión en diferentes pozos y que los mismos pueden llegar a diferir hasta en 200 Lpc ( ver tabla A5-1 en el

Apéndice V) y además se observa concentración de valores de presiones sólo al inicio de la explotación y en el año 2000, por lo que no se tienen valores intermedios. Es así, como existe mucha dispersión entre los datos de presión (ver figura 9.24) y no se pudo establecer una tendencia de presiones que representara el verdadero comportamiento de las mismas. Por ello se realizó una evaluación de las presiones pozo por pozo, para lograr una depuración de la data, se obtuvo una tendencia de presiones para toda el área O-16\* de BITOR, que se muestra en la figura 9.25.



**Figura 9.24.** Historia de Presiones del Área O-16\*

Es importante mencionar que al solo poseerse valores de presiones al inicio de la explotación y en el año 2000, se tiene mucha incertidumbre sobre cual fue el comportamiento de la presión en el período en que no se realizaron mediciones.

El acuífero es de moderada actividad debido a que la presión a caído 4Lpc por millón de bitumen producido, desde de una presión inicial de 1126 Lpc a una presión actual de 841 Lpc .

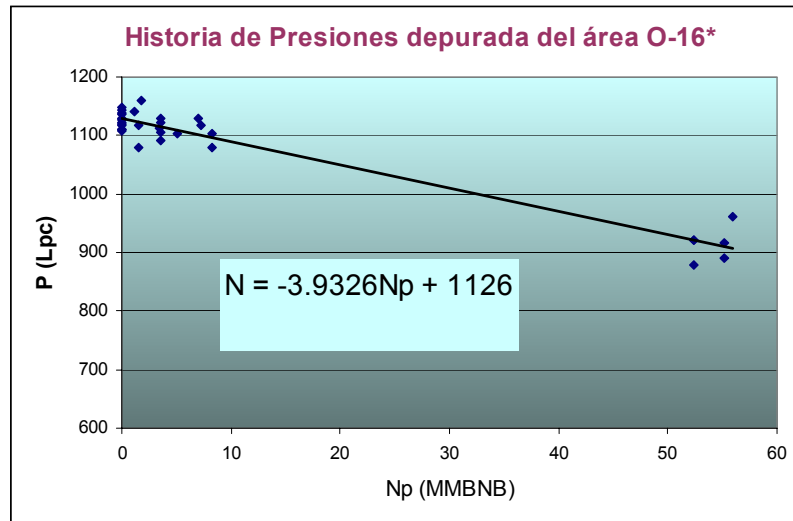


Figura 9.25. Historia de presiones depurada.

## 9.6 Balance de Materiales

El balance de materiales se basa en que los yacimientos producen por expansión de la roca y de los fluidos contenidos en la misma y por el empuje producido por el acuífero.

La ecuación de balance de materiales fue introducida en una hoja de cálculo de Excel, y se muestra a continuación:

$$N_p(B_o + (R_p - R_s)B_g) + W_pB_w = NBoi \left[ \frac{(B_o - Boi) + (R_{si} - R_s)B_g}{Boi} + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \left( \frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta P \right] + We \quad \text{Ecuación 9.4}$$

Donde:

$N_p$ : producción acumulada de petróleo (BN).

$B_o$ : factor volumétrico del petróleo a cualquier presión (BY/BN).

$B_{oi}$ : factor volumétrico del petróleo a presión inicial (BY/BN).

$R_p$ : relación gas/petróleo acumulada (PCN/BN).

$R_s$ : relación gas/petróleo en solución a cualquier presión (PCN/BN).

Rsi: relación gas/petróleo en solución inicial (PCN/BN).

Bg: factor volumétrico del gas a cualquier presión (BY/PCN).

Bgi: factor volumétrico del gas a presión inicial (BY/PCN).

Wp: producción acumulada de agua (BN).

Bw: factor volumétrico del agua a cualquier presión (BY/BN).

N: petróleo original en sitio (BN).

m: relación entre el volumen de gas inicial y el petróleo original en sitio (adimensional).

Cw: compresibilidad del agua ( $\text{lpc}^{-1}$ ).

Swc: saturación de agua connata (fracción).

Cf. compresibilidad de la roca ( $\text{lpc}^{-1}$ ).

$\Delta P$ :  $P_i - P_e$  (lpc)

$P_i$ : presión inicial (lpc).

$P_e$ : presión estática actual (lpc).

We: influjo del agua (BY).

El balance de materiales fue realizado principalmente para validar el BOES calculado volumétricamente, para lo cual se utilizó el PVT del pozo CI-210, muestra recombinada, ensayo no convencional, y la historia de presiones generada.

Entre los datos más resaltantes introducidos a la hoja de cálculo se encuentran:

**Tabla 9.13.** Parámetros introducidos en el balance de materiales

$P_i$	Cr (1/Lpc)	Sw	Co (1/Lpc)	Boi (BY/BN)	Cw (1/Lpc)	Bw (BY/BN)
1126	50-90 E-06	0.18	21.9E-06	1.0846	3.23E-06	1.009

Se procedió a graficar los volúmenes de bitumen originales en sitio aparentes versus la producción acumulada de bitumen, para obtener una estimación del BOES. Cabe destacar que a pesar de que el BOES calculado volumétricamente es 3895 MMBNB, no todo este volumen ha sentido el diferencial de presión

ejercido a través de los pozos completados, porque existe una buena parte que aún no ha sido explotada, arealmente hablando, y además no han sido completadas todas las arenas en todos los pozos. Por lo que es muy difícil saber que porcentaje del BOES calculado volumétricamente puede ser aceptado en la estimación realizada por medio de balance de materiales, ya que este solo va a arrojar un valor de BOES que haya sentido la caída de presión.

Otro parámetro importante en un yacimiento de estas dimensiones, es la compresibilidad de la roca, la cual presenta incertidumbre, por lo que se realizaron sensibilidades con el mismo, arrojando cambios muy notorios en los BOES aparente reportados en las corridas del balance de materiales, como se aprecia en la figura 9.26, observándose una diferencia de mil trescientos millones de barriles normales de bitumen, al variar la compresibilidad de la roca desde  $50E^{-6} \text{ lpc}^{-1}$  a  $90E^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ .

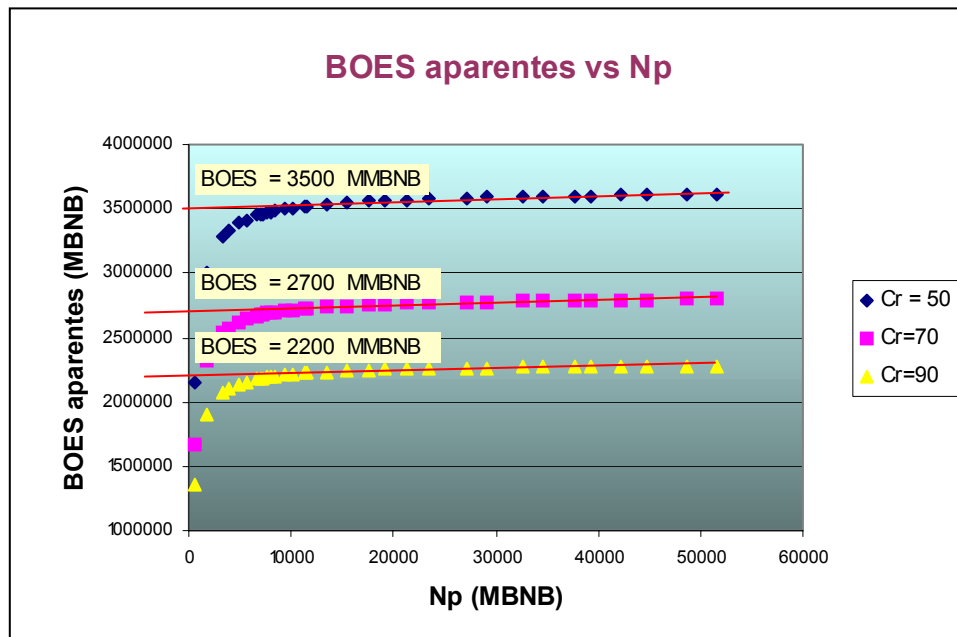


Figura 9.26. BOES aparentes vs Np

Por la gran variación que se pudo observar al realizar cambios en los valores de la compresibilidad de la roca, aunado a la incertidumbre existente en la historia de

presiones del área, se hizo muy difícil establecer una relación certera entre el BOES obtenido de manera volumétrica con los obtenidos a través de la ecuación de balance de materiales. Sin embargo se observó que el BOES que ha sentido el diferencial de presión en el yacimiento, está en un rango entre 2000 y 3500 MMBNB, lo cual es un resultado esperado ya que el BOES volumétrico es 3895 MMBNB.

### 9.7 Mecanismo de Producción del Yacimiento

El mecanismo principal de producción del yacimiento es por gas en solución, como se aprecia en la figura 9.27.

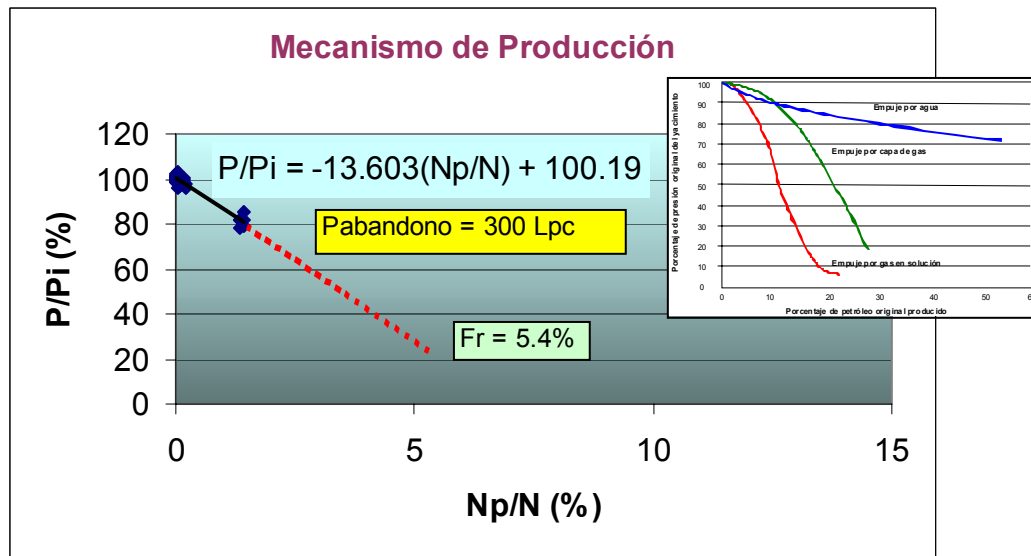


Figura 9.27. Mecanismo de Producción

Por el comportamiento de presión y los resultados obtenidos a través de balance de materiales, se aprecia que el acuífero es de actividad moderada, por lo que se estima que el principal mecanismo de producción es por gas en solución, aunado al efecto de crudo espumante.

## **9.8 Comportamiento de producción del área O-16\***

En esta sección se analizaron los mapas de celda de deltas de producción en los períodos que se especifican a continuación:

- De 1984 a 1989.
- De 1990 a 1994.
- De 1995 a 1998.
- De 1999 a Junio 2002.

### **9.8.1 Producción de bitumen**

Entre el año 1984 y 1989 la distribución de la producción acumulada de bitumen se encontraba localizada en la parte central del área O-16 debido a que en este período solo habían sido perforados y completados pozos en dicha zona, como se aprecia en la figura 9.28.

Para el período siguiente (1990-1994) se observa, como era de esperar, un crecimiento de la producción acumulada en la zona central del área O-16 debido a la gran densidad de pozos produciendo en este período en dicha área. Además se aprecia un inicio de la producción acumulada en la parte norte-este del área O-16 debido a la completación de parte de las macollas O-17-3 y O-17-4.

Entre los años 1995 y 1998, se aprecia la extensión de la producción acumulada de bitumen a casi toda el área O-16, con excepción de la parte sur ya que no existían pozos completados para dicha fecha. Cabe destacar que los mayores de deltas de producción de bitumen en este período se encuentran en dirección centro-este/nor-oeste, debido a que en este período se comenzó a producir de las macollas de pozos desviados y algunos pozos horizontales localizados en esta misma sección, evidenciándose que la mayor producción de bitumen para este

lapso de tiempo fue generada por dichas macollas y observándose menor proporción de la misma en los pozos verticales.

En el último período analizado (1999-Junio 2002), en el cual se comienza a explotar parte de las parcelas ANZO-6-16-050 y ANZO-6-16-051 al nor-este del área O-16, llamada en este estudio “área anexa”, se aprecia claramente que los pozos completados horizontalmente en dicha área han producido considerables volúmenes de bitumen (ver figura 9.28).

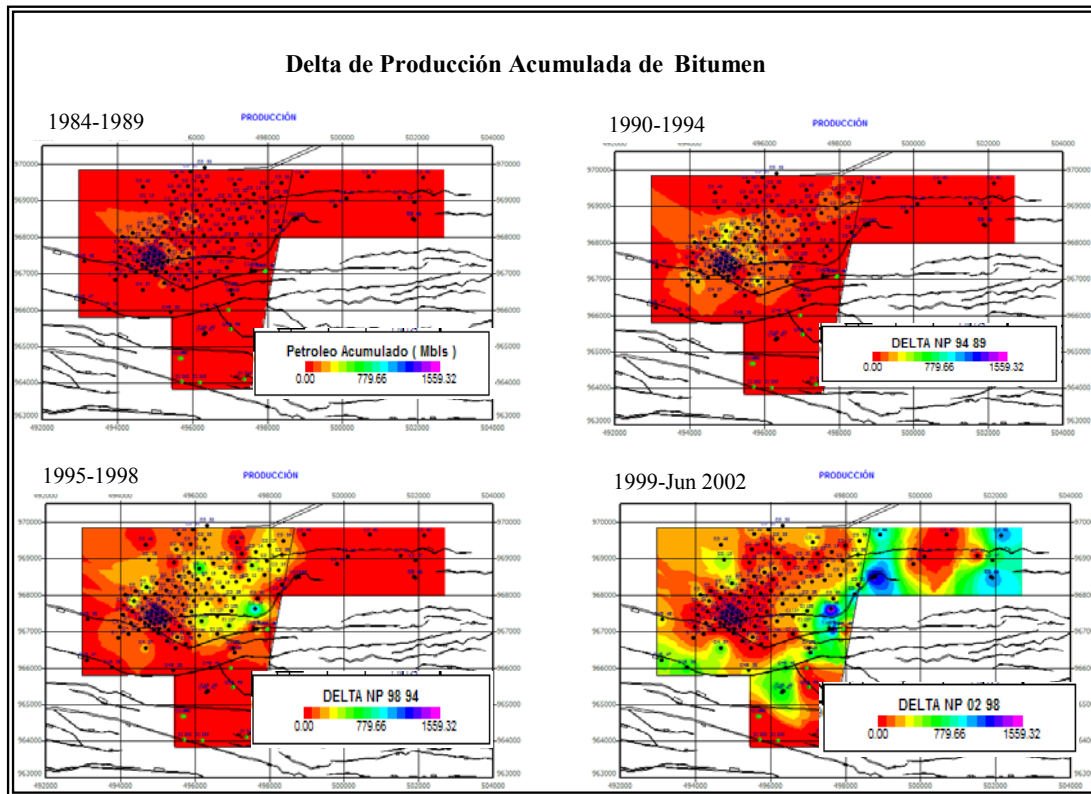


Figura 9.28. Delta de producción de Bitumen

### 9.8.2 Producción y Avance del agua en el yacimiento

Para los años 1984 hasta 1989 se observa que la producción de agua se encuentra concentrada hacia la parte centro-oeste del área, específicamente en los pozos denominados con las siglas CC y algunos pertenecientes a las siglas

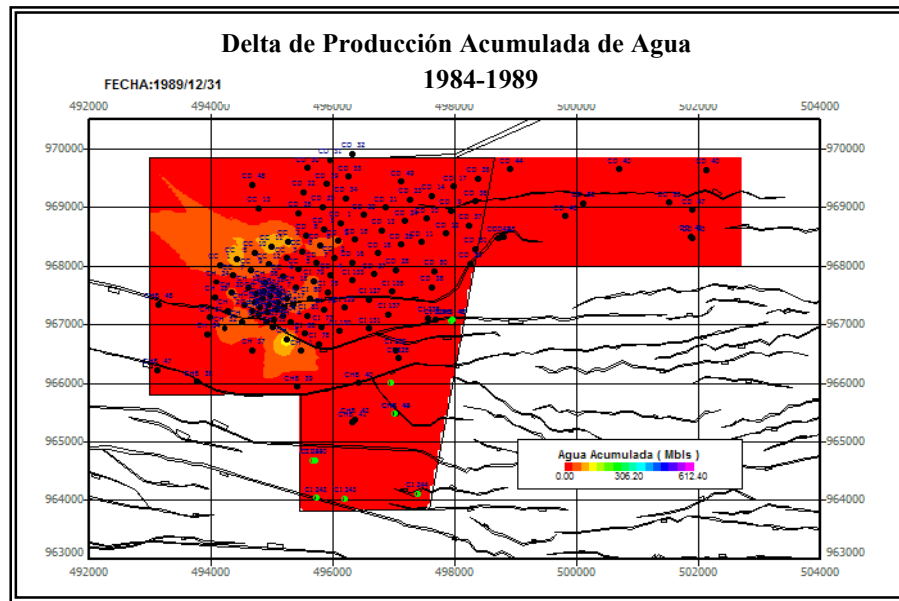


CH ubicados en la macolla O-16-1. Los pozos con mayor cantidad de agua acumulada son CC-1, CC-2, CC-3, CC-7, CC-8, CC-9, CC-10, CC-11, CC-12, CD-7, CH-3, CH-6, CH-13, CH-15, CH-17, CH-18, CH-20, CH-31, CH-32, CH-33, CH-34, CH-35, CI-79 y CI-80 (ver figura 9.29), y para observar de manera más clara la ubicación de los pozos, es recomendable ir a figura A1-2 en el Apéndice I.

A través de una revisión de las carpetas de pozos, se observó que en este período se inyectaba agua en el fondo de los pozos para producir emulsión primaria y optimar el levantamiento del bitumen, lo que produce incertidumbre sobre si toda el agua producida era proveniente del acuífero o parte del agua de la emulsión, además estos pozos fueron sometidos a un primer ciclo de inyección de vapor en este período (ver tabla A5-2), lo cual pudo acarrear errores en cuanto a la medición de los porcentajes de agua presentes en el bitumen producido.

Es importante mencionar que los pozos CH-1, CH-3, CI-79 y CI-80 se encontraban cercanamente localizados, estructuralmente hablando, a un contacto agua/bitumen local ubicado entre 3100 y 3125 pbnm y además fueron completados en la arena MO8.

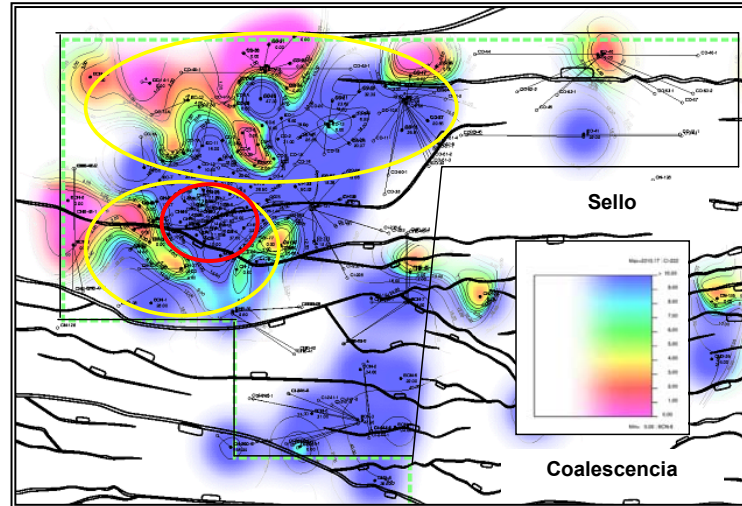
A pesar de que no se puede asegurar de donde provino el agua en este período, por estar influenciado por la producción de emulsión primaria, se aprecia a través de la figura 9.30, que los pozos en los que se observó mayor producción de agua se encuentran ubicados en zonas en las cuales hay tendencia a que coalezcan las arenas MO8 y MO9, y a través de la tabla A5-3 en el Apéndice V, se observa que los pozos mencionados anteriormente fueron completados en su mayoría en la parte más baja de la arena MO8, pudiendo asociarse esta producción de agua al avance del acuífero desde la arena MO9 hacia la MO8, en los mismos.



**Figura 9.29.** Delta Producción de Agua. 1984-1989

En el próximo período analizado (1990-1994), se aprecia claramente como existe un aumento de los deltas de producción de agua con respecto al período anterior, distribuyéndose desde el centro hacia parte de los bordes del área O-16 (ver figura 9.31), abarcando todos los pozos mencionados en el período anterior y la gran mayoría de los pozos verticales, lo que pudo deberse a que el acuífero localizado en la arena MO9, pudo irrumpir en la arena MO8. Esto podría explicarse a través de la figura 9.30, en la que se aprecia que los pozos con mayor producción de agua acumulada, entre ellos CC-1, CC-2, CC-3, CC-6, CC-7, CC-8, CC-9, CC-11, CD-6, CD-8 y pozos cercanos, al igual que los pozos de la macolla O-16-1 (CH-2, CH-31, CH-32), CH-3, (los últimos tres detectaron contacto agua/bitumen original y fueron completados en MO8 y MO9), CI-77 y CI-78 (detectaron contacto a 3100 pbnm y completados en MO8 cerca del contacto), están localizados en áreas cercanas en las cuales hay coalescencia de las arenas MO8 y MO9 (ver círculos amarillos en la figura 9.30), e incluso alguno de estos pozos como es el caso del pozo CD-8, que fue completado originalmente hasta la arena MO9 y luego reacondicionado quedando completado hasta MO8, se encuentran localizados en

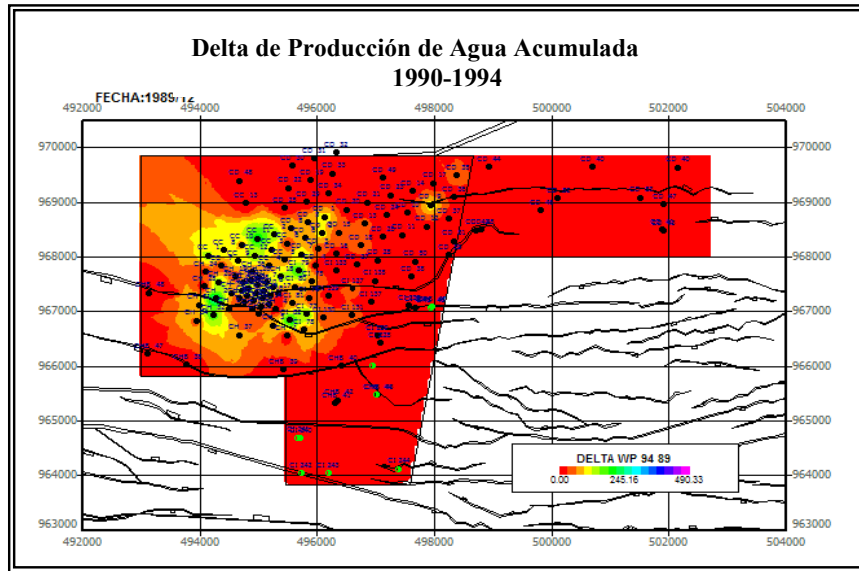
zonas en las que hay coalescencia entre las arenas MO8 y MO9 y una alta producción de agua en este período.



**Figura 9.30.** Mapa de Coalescencia entre las arenas MO8 y MO9

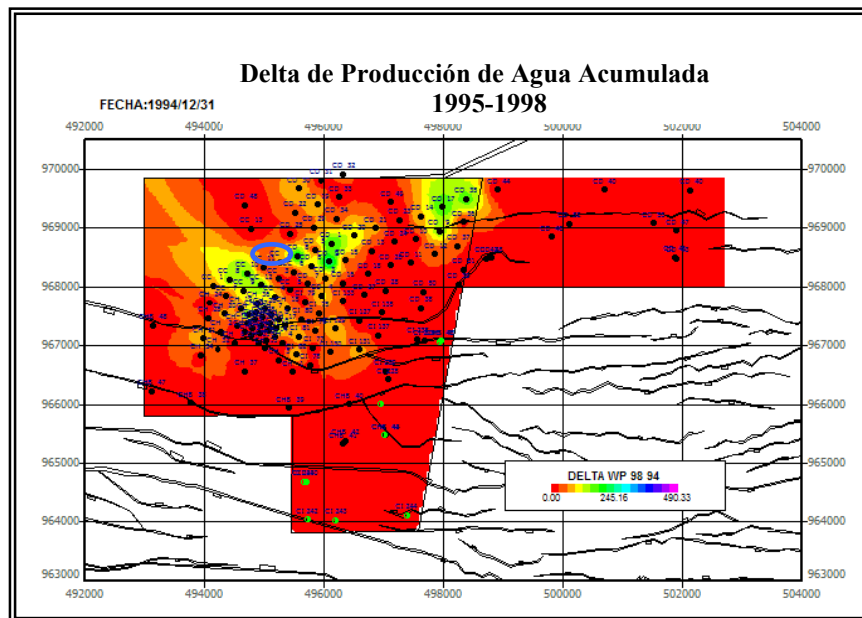
Es importante mencionar que algunos de los pozos se le inyectó un segundo ciclo de vapor y a otros se le inyectó vapor por primera vez, además de que se formaba emulsión primaria causada por la inyección de agua en el pozo.

Por otro lado se observaron los menores valores de distribución de agua acumulada en los pozos espaciados 150 metros, debido a la serie de reacondicionamientos realizados en estos pozos para ser completados en arenas suprayacentes. Otra causa que podría ser asociada a esto, es que en el mapa de coalescencia se aprecia que en esa zona existe sello entre las arenas MO8 y MO9 (círculo rojo en la figura 9.30) lo que pudo retrasar la irrupción de agua en la arena MO8 en esta área.



**Figura 9.31.** Delta Producción de Agua. 1990-1994

Entre el año 1995 y 1998, se aprecia en la figura 9.32 como existe una disminución del delta de producción de agua en la parte central del área O-16 con respecto al período anterior, específicamente en la zona donde se encuentran los pozos espaciados 150 metros.



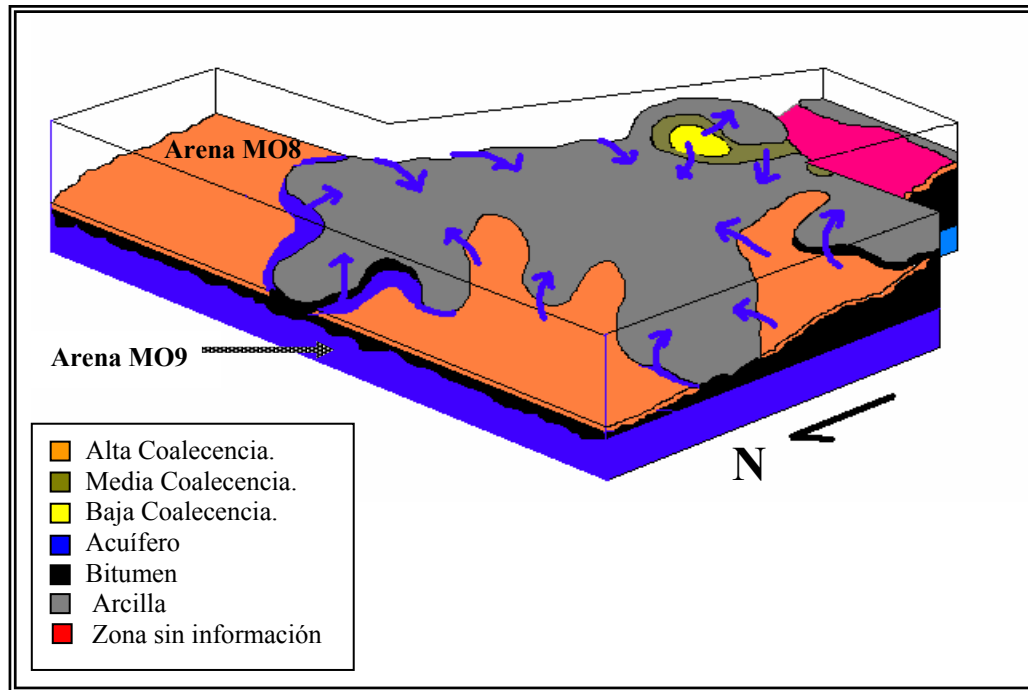
**Figura 9.32.** Delta de Producción de Agua. 1995-1998

Esta disminución del delta de producción de agua acumulada se debió en parte, a la cantidad significativa de pozos que fueron cerrados en este período, igualmente por la serie de reacondicionamiento hechos a pozos que fueron completados en arenas superiores.

La producción de agua ya no puede ser atribuida a la incertidumbre causada por la emulsión primaria y parte a la inyección de vapor debido a que para esta fecha, habían culminado estos dos procesos.

En términos generales se aprecia que entre los años 1995 y 1998 se produjo agua en proporciones parecidas y con una distribución similar al período 1989-1994. De esta manera se observó una nueva zona de distribución de agua acumulada hacia la parte nor-este del área O-16, debido al desarrollo y explotación de la macolla O-17-4 y la macolla P-16-2 al Norte, en las que se aprecia que en este período existió un aporte significativo de la producción de agua. Esto pudo deberse a que estos pozos fueron completados muy cerca del contacto agua/bitumen regional al norte de la zona estudiada.

Los pozos en los cuales se observó una mayor producción de agua acumulada fueron: CD-14, CD-17, CD-35, CC-1, CC-8, CC-9, CC-10, CC-12, CD-1, CD-2, CD-6, CD-8 y CD-20, algunos completados hasta MO9 y otros hasta MO8, por lo que se presume que pudo existir un problema asociado con la cercanía que presentan estos pozos al acuífero regional, además de que se encuentran ubicados a un nivel parecido, estructuralmente hablando y de que como se puede apreciar en la figura 9.30, existe coalescencia entre las arenas MO8 y MO9 en parte de esta zona, hacia el norte en el cual se encuentra el contacto regional, por lo que se piensa que el contacto ascendió hacia la arena MO8 con facilidad debido a que existe coalescencia entre ambas arenas, expandiéndose, en casi toda el área por el leve buzamiento de las capas. La figura 9.33 muestra lo que podría haber sucedido.

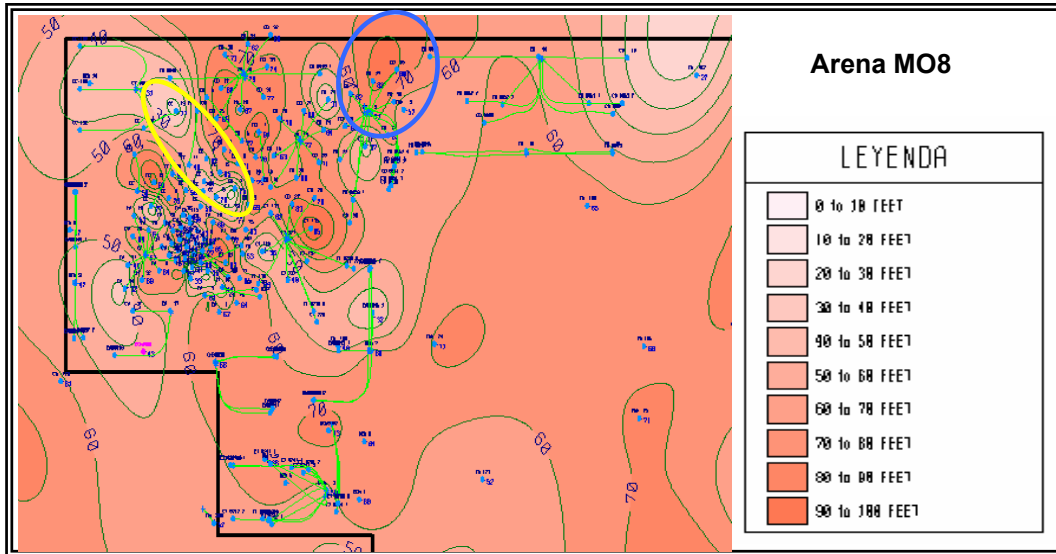


**Figura 9.33.** Posible ascendencia del agua desde la arena MO9 a la MO8

Cabe destacar que la distribución del delta de agua producida en este período es muy parecida a la tendencia que se observa en los mapas de canales de las arenas MO8 y MO9, observándose especial parecido con el de la arena MO8 (ver figura 9.34), por lo cual se puede pensar que para el período estudiado, el agua proveniente del acuífero regional pudo irrumpir en los canales preferenciales de esta arena, es por ello que en la figura 9.32 (círculo azul), se observa que pozos como el CC-2, a pesar de encontrarse en el mismo nivel estructural que otros que presentaron una producción acumulada de agua elevada y de que se encontraba completado en la arena MO8, no se observó el mismo comportamiento, lo cual se debió, a que es una zona de menor capacidad de flujo, como se observa en el círculo amarillo de la figura 9.34 y en la figura 9.13.

Otra evidencia de la preferencia del agua para fluir a través de los canales, es la alta producción de agua observada en los pozos pertenecientes a la macolla O-17-

4, que se encuentra en una región que presenta mayor capacidad de flujo, ver círculo azul en la figura 9.34, además de que también existe coalescencia entre las arenas MO8 y MO9.



**Figura 9.34.** Mapa de canales de la arena MO8

Por último se tiene el período (1999-Junio 2002) donde se puede visualizar un comportamiento similar al período anterior en cuanto a la distribución del delta de producción de agua, pero observándose mayor extensión de la misma, hacia el Norte, noreste y Sur, como se observa en la figura 9.35.

Es de suma importancia destacar que en este período el área anexa comenzó a ser explotada y se observan valores de deltas de producción de agua nunca antes reportados en la vida productiva del área, visualizándose en la figura 9.36, como el comportamiento de los canales en la arena MO7 guardan estrecho parecido con la distribución de la producción acumulada de agua en estos pozos, particularmente se aprecia notablemente en los pozos CD-41 y CD-42 (ver círculos azules en la figura 9.36) los cuales son pozos horizontales que para el momento del estudio se encontraban cerrados por altos cortes de agua, 95% y 94.6% respectivamente, por lo cual se podría inferir que existe una irrupción del acuífero regional, debido a la canalización del mismo hacia estos pozos que se encuentran completados en la

arena MO7, además de que entre la arena MO7 y MO8 existe coalescencia en casi toda el área, como se aprecia en la figura 9.37 y podría pensarse que también hay en la zona discutida (ver círculo amarillo en la figura 9.37).

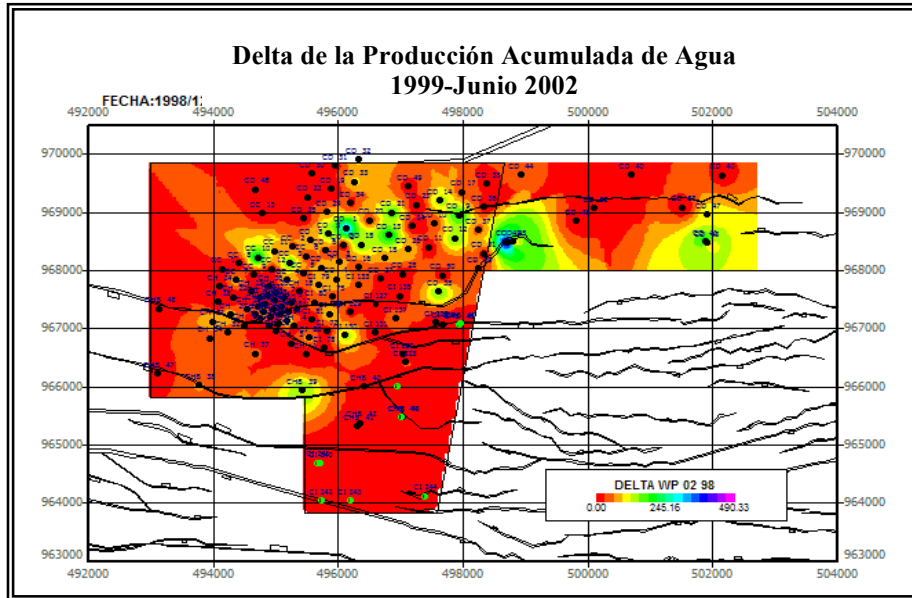


Figura 9.35. Delta de la Producción de Agua.1999-Junio 2002

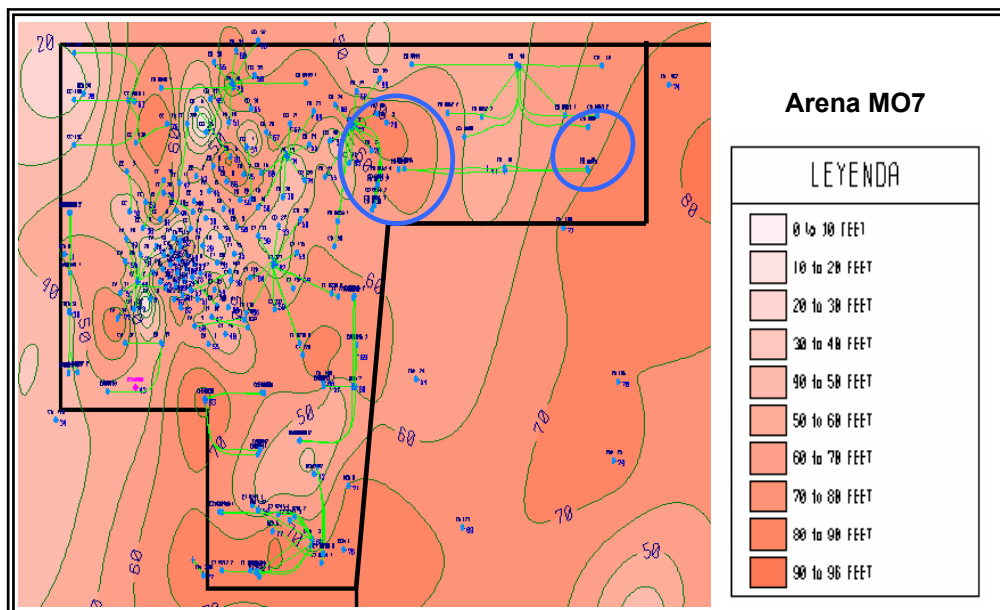
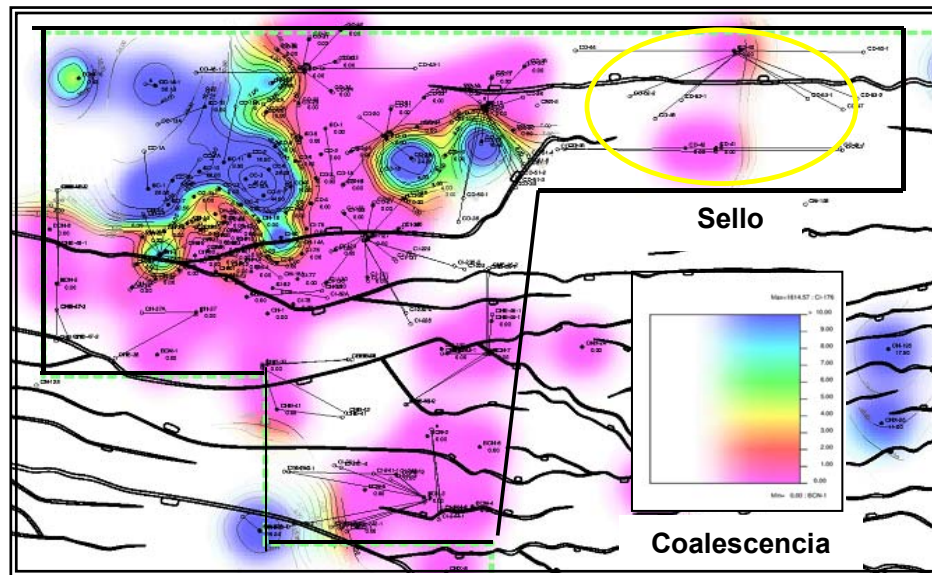


Figura 9.36. Mapa de canal de la arena MO7





**Figura 9.37.** Mapa de Coalescencia entre las arenas MO7 y MO8

Sin embargo no puede asegurarse que el agua haya llegado a MO7 en toda el área, ya que a pesar de existir coalescencia entre las arenas MO7 y MO8 en la zona donde se encuentra ubicada la macolla O-17-1, se aprecia en la figura 9.30, que no existe coalescencia entre las arenas MO8 y MO9, lo que pudo retardar el avance del acuífero en esta zona, observándose menores delta de producción acumulada de agua.

A través de lo expuesto anteriormente, se puede decir que aquellos pozos en los que llegó el agua a la arena MO8, lo más probable es que irrumpa también en MO7, ya que existe coalescencia entre las arenas MO7 y MO8 en casi toda el área (ver figura 9.37).

### 9.9 Mapas de Zonas de Alta Presencia de Agua

Para complementar el análisis realizado anteriormente, se realizaron mapas de zonas de alta presencia de agua, por medio de la ubicación areal y vertical en los mapas estructurales de las arenas, de todos los pozos que se encontraban en

estado HW (cerrado por altos cortes de agua) y con cortes de agua mayor de 60% para Agosto del 2002.

Para la realización de estos mapas se tomaron en cuenta cada una de las arenas en la que se encontraban completados cada uno de los pozos y los diferentes reacondicionamientos permanentes a los que fueron sometidos para ser completados en arenas superiores una vez llegara el agua al nivel anteriormente completado. Es así como en la figura 9.38 se puede apreciar que en la arena MO9, la gran mayoría de los pozos fueron abandonados para ser reacondicionados en arenas superiores y se asume que aquellos pozos que fueron completados originalmente en la arena MO8 y se encuentran HW, poseen alta presencia de agua a nivel de la arena MO9.

De igual manera se aprecia en la figura 9.39 que existe una gran cantidad de pozos que fueron completados originalmente en la arena MO8 y actualmente se encuentran HW (zona azul oscuro) y algunas zonas se piensa que están altamente saturadas de agua debido a que hay pozos que a pesar de que actualmente no se encuentran cerrados por alto corte de agua, fueron reacondicionados y completados en arenas superiores (zonas azul claro), ya que se encontraban anteriormente completados en MO8.

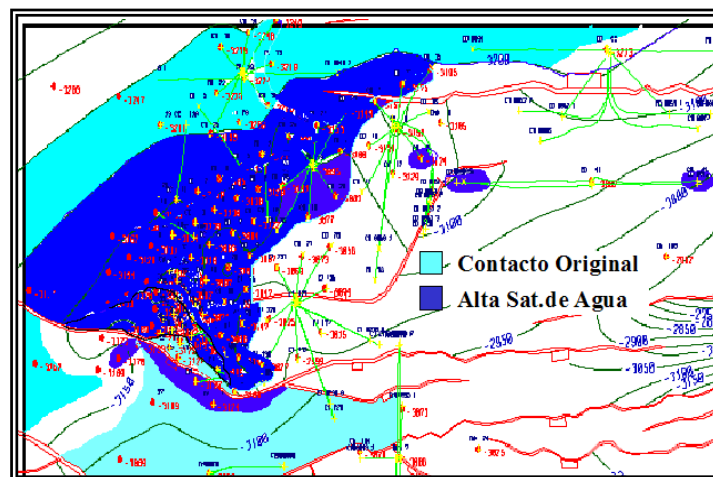


Figura 9.38. Zonas de Alta Presencia de Agua en la arena MO9

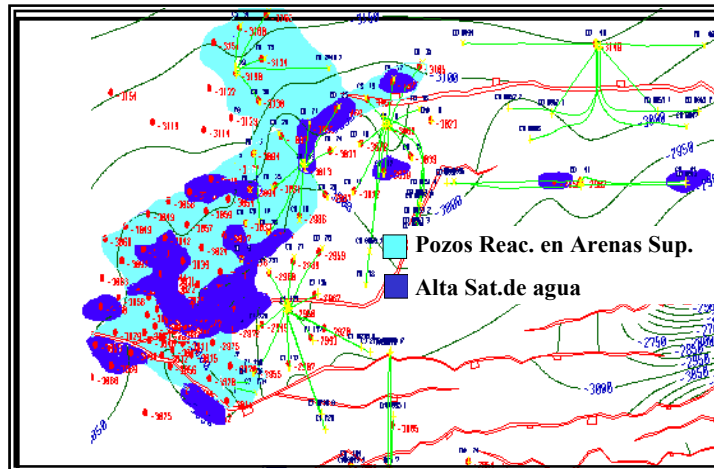


Figura 9.39. Zonas de Alta Presencia de Agua en la arena MO8

En las figuras 9.40 y 9.41, se aprecia que solo pocas zonas en las arenas MO7 y MO6 se encontraron altamente saturadas de agua, es decir, a través de la revisión efectuada, pocos pozos se encontraban HW en estas arenas. Sin embargo este diagnóstico es optimista, debido a que no se conoce ciertamente hasta donde pudo llegar el agua en cada uno de los pozos, ya que en la actualidad no se cuentan con registros que puedan monitorear los contactos agua/bitumen actuales y es por esta razón que para este análisis solo se tomó en cuenta el intervalo inferior de cada una de las completaciones, para tener un estimado del avance del agua.

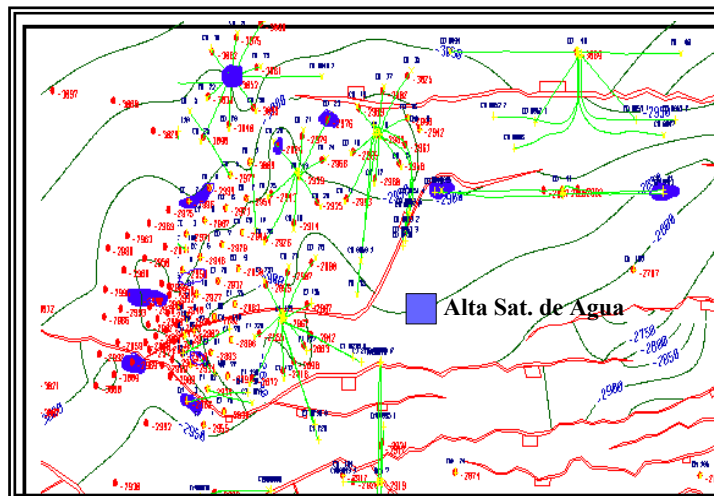


Figura 9.40. Zonas de Alta Presencia de Agua en la arena MO7

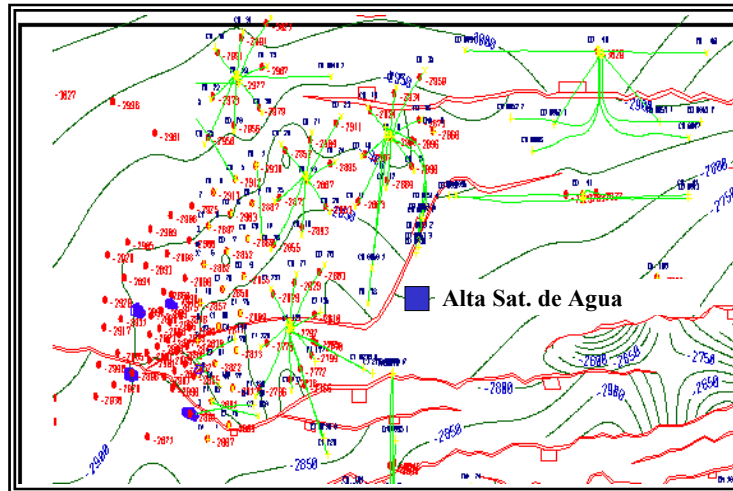


Figura 9.41. Zonas de Alta Presencia de Agua en la arena MO6

## CAPÍTULO X

### SELECCIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS POZOS CANDIDATOS

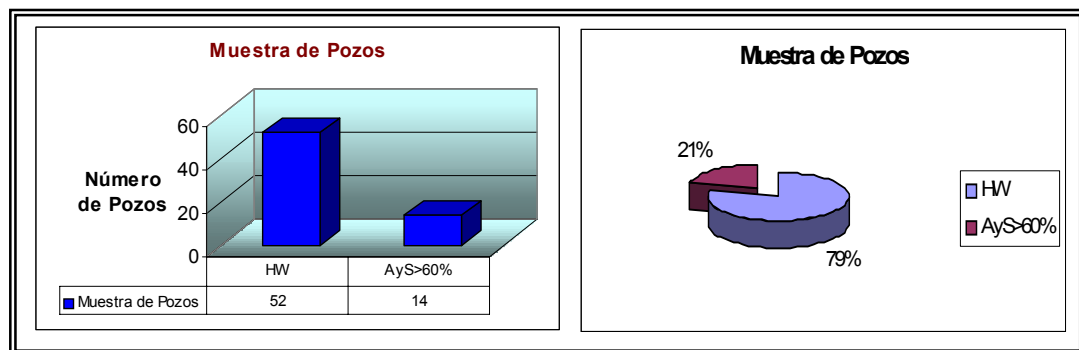
En este capítulo se describirá la manera en la que fueron seleccionados los pozos candidatos para tratamiento, tanto con métodos mecánicos como con métodos químicos y la metodología planteada para realizar dichos tratamientos.

#### 10.1 Diagnóstico

Un análisis conjunto de la historia de producción de un pozo, de la curva de diagnóstico de Chan, registros de cementación, así como los diferentes eventos ocurridos a lo largo de la vida productiva del mismo, tales como servicios y reacondicionamientos, pueden ayudar a diagnosticar la causa de la alta producción de agua, como se explicó en el Capítulo III.

Es así como se procedió a realizar el diagnóstico del tipo de problema relacionado a la alta producción de agua de 66 pozos (muestra escogida), de los cuales 52 se encontraban HW a la fecha de estudio (Agosto 2002), y 14 con cortes de agua mayor de 60%, como se puede apreciar en la figura 10.1.

El resto de los pozos del área O-16\*, fueron descartados por tener cortes de agua menores a 60%, por estar abandonados o cerrados por el Ministerio de Energía y Minas.



**Figura 10.1.** Total de pozos de la muestra

A través de la realización de las curvas de diagnóstico de Chan, la historia de producción y la evaluación de cada uno de los registros de cementación, así como la historia del pozo, se obtuvieron diferentes tipos de problemas relacionados a la alta producción de agua de los pozos analizados, ver tabla 10.1.

Entre los diferentes tipos de problemas se encontraron: canalización, conificación, canalización por detrás del revestidor, avance del acuífero, y combinaciones de algunos de los anteriores (ver ejemplo de cada uno en el Apéndice VI).

Por medio de este diagnóstico se observó que el 60.6% del total de los pozos de la muestra presentan problemas de canalización (ver figura 10.2), mientras que el 18.2% de los pozos se encuentran asociados a un problema de canalización por detrás del revestidor, 10.6% a conificación, 6.6% avance del acuífero y el resto del porcentaje es debido a una combinación de algunos de los problemas mencionados anteriormente.

A pesar de que el diagnóstico fue realizado a partir del último reacondicionamiento o comportamiento de producción, en cada uno de los casos, se analizó, conjuntamente con la historia de producción, el comportamiento del agua desde los inicios de producción de cada pozo.

**Tabla 10.1. Diagnóstico de los pozos**

<b>NB_SUBMETODO</b>	<b>POZO</b>	<b>Cementación</b>	<b>Diagnóstico</b>
B.C.P. VERTICAL GRUPO I	CC 2	Microanillos o Canalización	Canalización
B.M. VERTICAL (S-T) GRUPO I	CC 3	Microanillos o Canalización	Canalización
B.C.P. VERTICAL GRUPO I	CC 4	Microanillos o Canalización	Canali. Detrás del revestidor
B.M. VERTICAL GRUPO I	CC 5	Microanillos o Canalización	Canali. Detrás del revestidor
B.M. VERTICAL GRUPO I	CC 6	Microanillos o Canalización	Conificación y luego Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO II	CC 8	No tiene registro	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I MOD.	CC 9	No tiene registro	Canalización
B.M. REENTRY GRUPO I	CC 10	No tiene registro	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I	CC 12	No tiene registro	Canalización
B.M. REENTRY GRUPO I	CD 1	No tiene registro	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I MOD.	CD 2	No tiene registro	Canalización
B.C.P. VERTICAL GRUPO I	CD 3	Tubería libre	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I	CD 4	No tiene registro	Avance del acuífero
B.M. REENTRY GRUPO I	CD 5	Tubería libre	Canali. Detrás del revestidor
B.M. VERTICAL GRUPO I	CD 6	Tubería libre	Conificación
B.M. VERTICAL GRUPO I	CD 7	No tiene registro	Canali. Detrás del revestidor
B.M. VERTICAL GRUPO I	CD 8	Microanillos o Canalización	Canali. Detrás del revestidor
B.M. VERTICAL GRUPO I	CD 9	No tiene registro	Canalización
B.M. DESVIADO GRUPO I	CD 12	No tiene registro	Canali. Detrás del revestidor
B.M. VERTICAL GRUPO I	CD 13	No tiene registro	Canalización
B.M. DESVIADO GRUPO I	CD 14	No tiene registro	Avance del acuífero
B.M. DESVIADO GRUPO I	CD 15	No tiene registro	Avance del acuífero
B.M. DESVIADO GRUPO I	CD 16	No tiene registro	Canalización
B.M. DESVIADO GRUPO I MOD.	CD 17	No tiene registro	Canalización
B.M. DESVIADO GRUPO I	CD 18	No tiene registro	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I MOD.	CD 19	No tiene registro	Canalización
B.M. DESVIADO (S-T) GRUPO I	CD 20	No tiene registro	Canalización
B.M. DESVIADO GRUPO I MOD.	CD 21	No tiene registro	Canalización
B.M. DESVIADO GRUPO I	CD 22	No tiene registro	Canalización
B.M. DESVIADO GRUPO I	CD 23	No tiene registro	No se tiene información
B.M. DESVIADO GRUPO I	CD 26	No tiene registro	Canalización

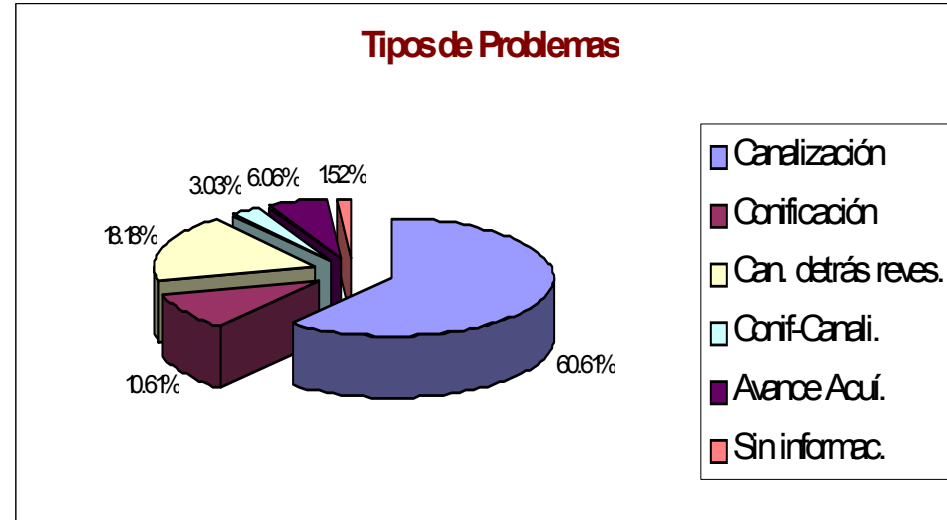
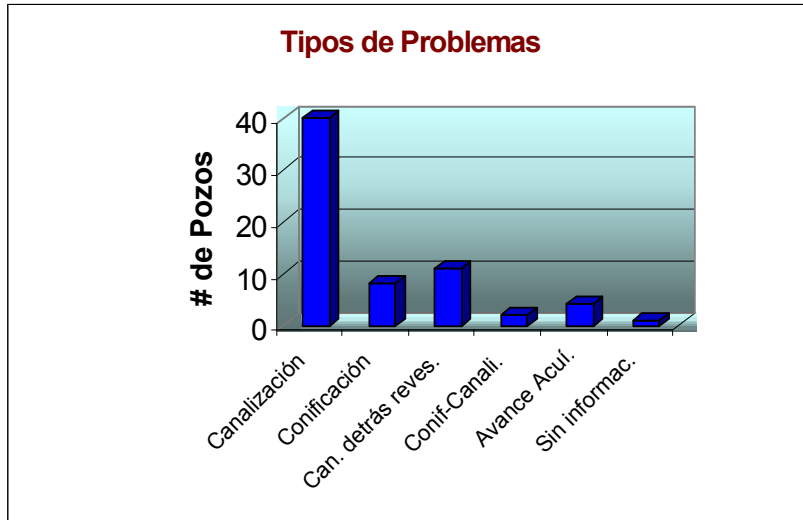
**Pozos HW**  
**Pozos %AyS>60%**

**Tabla 10.1. Diagnóstico de los pozos, Cont...**

<b>NB_SUBMETODO</b>	<b>POZO</b>	<b>Cementación</b>	<b>Diagnóstico</b>
B.M. DESVIADO GRUPO I	CD 32	No tiene registro	Canalización
B.C.P. DESVIADO GRUPO I	CD 34	No tiene registro	Canalización
B.C.P. HORIZONTAL GRUPO I	CD 38	No tiene registro	Canalización
B.E.S HORIZONTAL GRUPO I	CD 0041	No tiene registro	Canalización
B.E.S HORIZONTAL GRUPO I	CD 0042	No tiene registro	Conificación
B.M. VERTICAL GRUPO II	CH 1	Tubería libre	Canali. Detrás del revestidor
B.M. VERTICAL GRUPO I	CH 2	Microanillos o Canalización	Canali. Detrás del revestidor
B.M. REENTRY GRUPO I	CH 3	Microanillos o Canalización	Canali. Detrás del revestidor
B.M. VERTICAL GRUPO I	CH 5	Microanillos o Canalización	Canali. Detrás del revestidor
B.M. DESVIADO GRUPO I	CH 6	Bueno	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I	CH 8	Microanillos o Canalización	Canali. Detrás del revestidor
B.M. VERTICAL GRUPO I	CH 11	Bueno	Canalización
B.M. REENTRY GRUPO I	CH 14	Microanillos o Canalización	Canalización
B.M. DESVIADO GRUPO I	CH 15	Microanillos o Canalización	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I	CH 17	Tubería libre	Conificación y luego Canalización.
B.M. VERTICAL GRUPO I	CH 18	Bueno	Canalización
B.M. DESVIADO GRUPO I MOD.	CH 19	Microanillos o Canalización	Conificación
B.M. DESVIADO GRUPO I	CH 20	Microanillos o Canalización	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I	CH 22	Tubería libre	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I MOD.	CH 23	Microanillos o Canalización	Conificación
B.M. VERTICAL GRUPO I	CH 26	Microanillos o Canalización	Conificación
B.M. VERTICAL GRUPO I MOD.	CH 27	Bueno	Canalización
B.M. DESVIADO GRUPO I	CH 28	Microanillos o Canalización	Conificación
B.M. DESVIADO GRUPO I	CH 31	Bueno	Avance
B.M. DESVIADO GRUPO I	CH 32	Microanillos o Canalización	Conificación
B.M. VERTICAL GRUPO I	CH 33	No tiene registro	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I	CH 35	No tiene registro	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I MOD.	CH 36	No tiene registro	Canalización
B.M. HORIZONTAL GRUPO I	CHB 39	No tiene registro	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I	CI 75	Bueno	Canalización
B.M. VERTICAL (S-T) GRUPO I	CI 76	Bueno	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I	CI 79	Bueno	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I	CI 80	Microanillos o Canalización	Canalización
B.M. VERTICAL GRUPO I	CI 81	Microanillos o Canalización	Canali. Detrás del revestidor
B.M. DESVIADO GRUPO I	CI 130	No tiene registro	Canalización

**Pozos HW**  
**Pozos %AyS>60%**



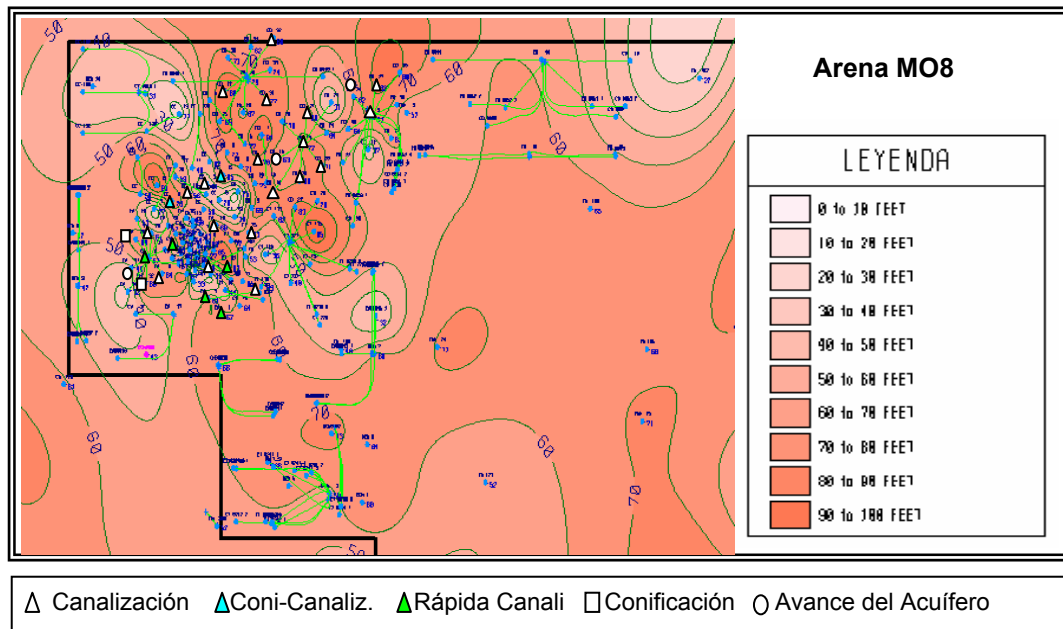


	# POZOS	%
<b>TOTAL DE POZOS</b>	66	100
<b>DIAGNÓSTICO</b>		
Canalización	40	60.61
Conificación	7	10.61
Can. detrás reves.	12	18.18
Conif-Canali.	2	3.03
Avance Acuí.	4	6.06
Sin informac.	1	1.52

**Figura 10.2.** Diferentes tipos de problemas diagnosticados.

De esta manera fueron ubicados arealmente los pozos seleccionados en los mapas de coalescencia entre MO8 y MO9 y en el mapa de canales de MO8, por encontrarse completados la gran mayoría de los pozos en esta arena, representando simbólicamente los distintos problemas existentes en el área.

Es así como se observa en el mapa de canales (figura 10.3) como la gran mayoría de los pozos asociados a problemas de canalización, se encuentran ubicados en zonas en las cuales se aprecian canales de preferencia de flujo, lo que aunado a cierta dificultad, que ofrece la presencia de lutitas, al flujo vertical en una buena parte de esta zona, ver figura 10.4 (mapa de coalescencia entre las arenas MO8 y MO9) explica porque no se forma conificación a pesar de que las pozos se encuentran completados masivamente en casi todas las arenas.



**Figura 10.3.** Ubicación de los problemas en el mapa de canales de MO8

Se aprecia que una parte de los pozos conificados completados en la arena MO8, se encuentran ubicados en zonas en las cuales existe coalescencia entre la arena MO8 y MO9 (ver círculo amarillo en la figura 10.4), por lo que el acuífero asociado a esa área, pudo conificar debido a la falta de barrera al flujo vertical.

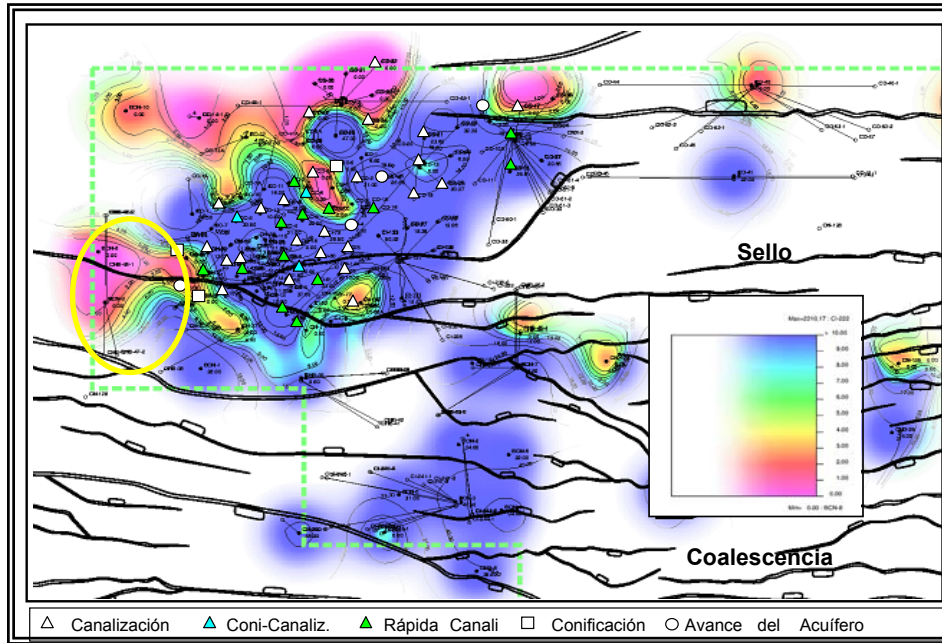


Figura 10.4. Ubicación de los problemas en el mapa de coalescencia MO8-MO9

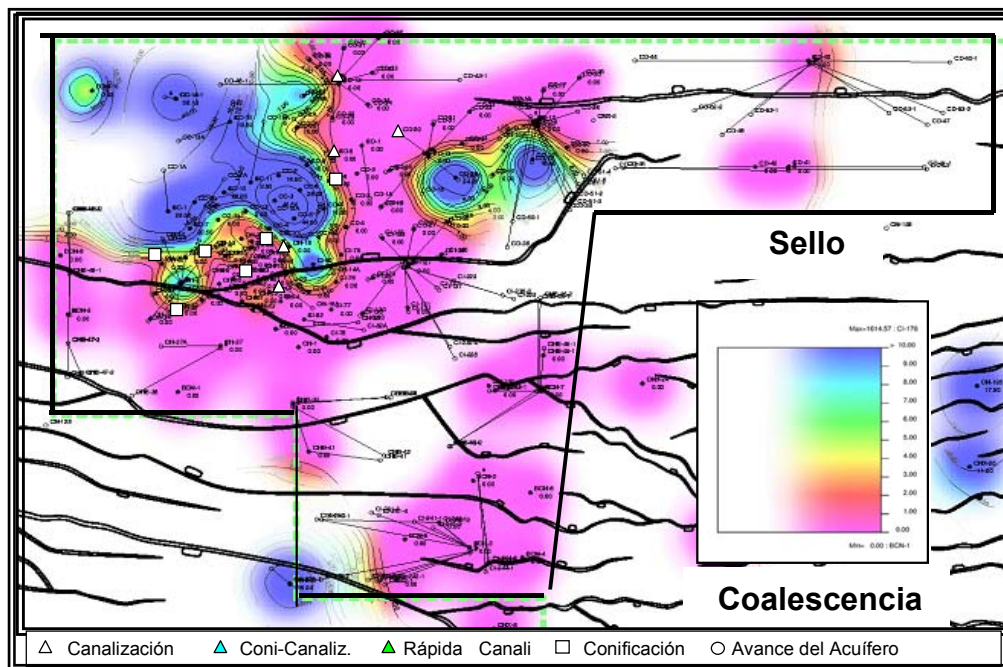


Figura 10.5. Ubicación de problemas en el mapa de coalescencia MO7-MO8

El resto de los pozos conificados, a pesar de estar completados hasta la arena MO8, se piensa que una vez que el agua irrumpió a través de los canales preferenciales de flujo en esta arena, se conificaron hacia la arena MO7 debido a

que no existe ninguna restricción al flujo vertical, como se aprecia en las zonas rosadas de la figura 10.5.

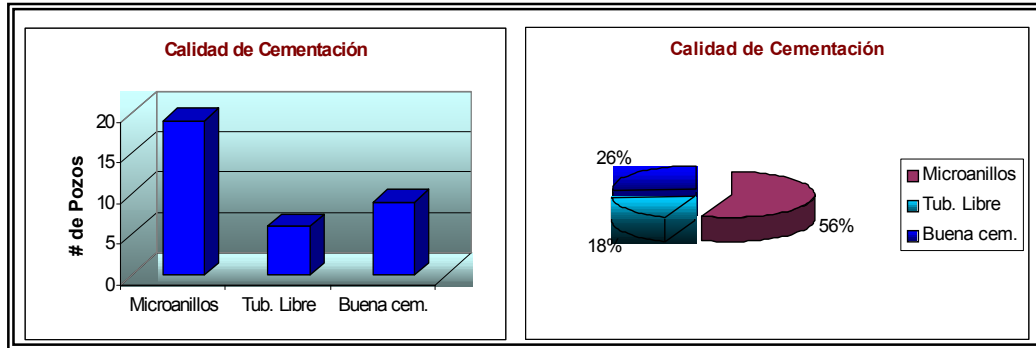
Cabe destacar que una parte de los pozos llamados con siglas CH, no se encuentran actualmente (Agosto 2002) en estado HW o con cortes de agua mayores de 60% debido a que fueron reacondicionados y completados en arenas superiores, por lo que estos no se aprecian en los mapas de ubicación de los pozos. Sin embargo, a través de una revisión de las curvas de Chan y de la historia de producción se observó que antes de ser reacondicionados la gran mayoría de los mismos presentaron problemas de canalización, lo que es otra evidencia de que el agua perteneciente tanto del acuífero al norte (parte más baja de la estructura) como a las acumulaciones de agua al sur se canalizaron en la arena MO8.

Por otro lado los problemas de canalización por detrás del revestidor pueden ser asociados a la mala calidad de la cementación presente en una buena parte de los pozos.

De los 66 pozos de la muestra, 34 poseen registros de cementación, de los cuales 20 presentan microanillos o canalización, 5 tubería libre y 9 de ellos se encuentran en buen estado, como se aprecia en la figura 10.6.

A través de esta figura se puede observar que el 74% de los pozos de la muestra que poseen registros de cementación, presentan mala calidad del cemento, con lo que se puede explicar el hecho de que algunos pozos hayan sufrido de altos cortes de agua desde el principio de su vida productiva y aunado a esto existe la incertidumbre del estado de la cementación en los pozos en los que no fue corrido este registro al momento de su completación. Por lo que es de suma importancia y recomendable, correr registro de cementación a todos aquellos pozos que vayan a ser tratados con algún tipo de tecnología para reducir los altos cortes de agua, ya que los pozos que presentaban buena calidad de cementación pudieran no tenerla

en la actualidad, debido a que fueron sometidos a inyección de vapor que pudo deteriorar el cemento, y empeorar la calidad del mismo.



**Figura 10.6.** Calidad de la Cementación

En términos generales, el problema predominante en el área O-16\* de BITOR es la canalización a través de canales preferenciales de flujo, que aunado a la mala cementación de los pozos, a la falta de identificación de las zonas de agua y a la extrema diferencia de movilidades entre el agua y el bitumen han ocasionado la agudización del problema del agua.

El diagnóstico realizado debería ser mejorado con la toma de registros de producción, de saturaciones, etc, para poder identificar en donde se encuentra el agua en este momento y en cada uno de los pozos que vayan a ser tratados con determinada tecnología.

## 10.2 ANÁLISIS DE LOS POZOS A SER TRATADOS

Debido a la alta problemática que sufre el área O-16\* de BITOR, con respecto a los elevados cortes de agua que presentan los pozos, aunado a la cantidad de reservas remanentes, no barridas en los mismos, surge la necesidad de implementar nuevas tecnologías en la búsqueda de soluciones a dicha problemática.

Por ello, en esta sección se analizarán las diferentes alternativas propuestas para solucionar este problema, a través de métodos químicos y mecánicos.

## **10.2.1 MÉTODOS MECÁNICOS**

### **10.2.1.1 Tecnología DOWS (Downhole oil/water separation)**

La Tecnología DOWS está basada en la separación en fondo del agua y el petróleo por medio de hidrociclones que generan fuerzas centrífugas que logran separar fluidos de distintas densidades, como fue explicado en el Capítulo VI. De esta manera el agua es separada del petróleo y reinyectada en un estrato, preferiblemente inferior a la zona de interés y al acuífero, mientras que el petróleo es llevado a superficie.

La factibilidad del uso de la tecnología DOWS en el área O-16\* de BITOR fue evaluada analíticamente y para ello se tomaron los siguientes criterios:

- Debido a la alta viscosidad del crudo presente en el yacimiento, fue considerada la posibilidad de elegir como pozos candidatos aquellos en los cuales, sus sistemas de levantamiento poseen la modalidad de diluir el crudo en fondo, para disminuir la gravedad desde 8 °API hasta aproximadamente 14°API, dependiendo de la concentración del diluyente inyectado y de esta manera optimar el proceso de separación. Debido a esto, solo podían ser propuestos como candidatos configuraciones DOWS con Bombeo Electrosumergible (BES) con cola para diluyente, como sistema de levantamiento, debido a que los que poseen Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP), no se les puede inyectar diluyente en fondo ya que el elastómero sufriría un rápido deterioro, disminuyendo considerablemente la vida productiva de la bomba. En cuanto al sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico, no fue considerado debido a que la tecnología se encuentra en una fase inicial y ha sido mayormente probada en pozos con BES y BCP.

- La consideración expuesta anteriormente (utilizar solo sistemas de BES para poder inyectar diluyente) es debido a que debe existir por lo menos una diferencia de 0.05 en la gravedad específica de ambos fluidos para que el proceso de separación sea medianamente eficiente, según lo expuesto en el Capítulo VI.
- Debe existir una zona en la cual pueda disponerse el agua una vez que haya sido separada del crudo por el hidrociclón.
- En cuanto al tamaño del hidrociclón, no existiría problema alguno ya que los tamaños de revestidores existentes en los pozos del área cumplen con los requisitos mínimos y máximos, 5 ½” y 9 5/8”, respectivamente.

Una vez tomadas en cuenta todas las consideraciones arriba mencionadas, se llegó a la conclusión de que la aplicación de la Tecnología DOWS en los pozos del área O-16\* de BITOR, se ve limitada debido a las causas que serán explicadas a continuación:

- La ausencia de una zona en la cual se pueda reinyectar el agua una vez que haya sido separada por el hidrociclón, debido a que inmediatamente por debajo del intervalo productor (Miembro Morichal) se encuentra el basamento, y a la alta coalescencia entre las arenas inferiores, lo que podría aumentar la movilidad del agua en el yacimiento e incrementar la relación agua/bitumen.
- A pesar de que la tecnología DOWS, también puede ser adecuada para reinyectar el agua en formaciones superiores a las productoras, este no es el procedimiento normalmente o más usado en las experiencias de campo que se han tenido alrededor del mundo. A pesar de que en el área O-16\* de BITOR se tienen estratos de la Formación Oficina (Pilón, Jobo y Yabo) superiores al miembro Morichal, estos no han sido caracterizados por lo que se dificulta la

propuesta y posterior implantación de esta tecnología mientras no se tenga caracterizados estos miembros. Además de que estas completaciones con reinyección del agua en una zona superior a la productora, son mucho más complicadas y costosas.

- Otra razón, es que aún cuando se inyecte diluyente en fondo a través de una cola, el crudo no cumpliría con la mínima diferencia que debe existir entre la gravedad del crudo y el agua (0.05), ya que fueron realizados los cálculos, mostrando los siguientes resultados:

$$GE = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \dots\dots \text{Ecuación 10.1}$$

Donde:

GE : gravedad específica del fluido.

°API : grados API del fluido.

Suponiendo que el crudo puede llegar máximo a 14 °API con la inyección de diluyente en fondo, entonces:

$$GE_o = \frac{141.5}{131.5 + 14} = 0.9725 \dots\dots \text{Ecuación 10.2}$$

Y suponiendo que la gravedad específica del agua es 1, la diferencia de gravedades específicas es:

$$\Delta GE = GE_w - GE_o = 1 - 0.9725 = 0.0227 \dots\dots \text{Ecuación 10.3}$$

Donde:

$\Delta GE$  : diferencia de gravedad específica entre el bitumen y el agua.



$\Delta GE_w$ : gravedad específica del agua.

$\Delta GE_o$ : gravedad específica del bitumen diluido.

Por lo que no se cumple la condición de que  $\Delta GE \geq 0.05$ .

Sin embargo, esto depende de la salinidad del agua y de los parámetros que influyen la separación.

- A pesar de que se han realizado pruebas de campo en yacimientos de crudos pesados con problemas de arenamiento y han arrojado buenos resultados en cuanto al proceso de separación en fondo, se ha observado, en estas experiencias, que las zonas de reinyección se han taponado, debido a que sólidos tienden a ser arrastrados con la corriente de agua a ser inyectada, causando una disminución o pérdida de la inyectividad, por lo que se les hizo necesario realizar la implantación de un desarenador en fondo.

A través de la bibliografía recolectada al respecto, se observó que estas pruebas fueron medianamente satisfactorias. Sin embargo a través del apoyo técnico recibido por personal de Centrilift-Baker Hughes, se concluyó que este tipo de dispositivo, según sus experiencias, presentaron diversas fallas mecánicas por lo que recomiendan utilizar bombas electrosumergibles de gran potencia, capaces de fracturar la zona para la disposición del agua y aumentar de esta manera el índice de inyectividad.

Por esta razón, el control de la arena proveniente de los pozos del área O-16\* de BITOR, en el caso de que fueran acondicionados con tecnología DOWS, sería dificultoso.

- En la actualidad, la mala calidad del cemento en los pozos hace riesgosa la aplicación de esta tecnología, ya que podría existir comunicación entre los fluidos.
- Para la aplicación de esta tecnología es necesario conocer la profundidad del contacto agua/bitumen actual para la ubicación de las zonas a completar y de los equipos a ser usados.

#### **10.2.1.2 Tecnología Downhole Water Sink (DWS) y Tecnología DAPS (Dual Action Pumping System)**

Estas tecnologías se basan en la completación tanto de la zona de agua como la de petróleo de tal manera de revertir el cono producido en la zona de petróleo y reinyectar tanto el agua que viene de la zona de agua como la que se separa de la corriente de petróleo, como fue mencionado en el Capítulo IV.

La Tecnología DWS se ve limitada por las mismas razones que la tecnología DOWS.

La Tecnología DAPS, no puede ser aplicada en los pozos del área O-16\* de BITOR, debido a que el principio de separación es por diferencia de densidades entre el agua y el petróleo.

#### **10.2.1.3 Tecnología de Completación Dual para Control de Conificación (CDCC)**

Después de haber evaluado analíticamente la factibilidad del uso de tecnologías mecánicas, tales como: tecnología DWS, tecnología DAPS y especialmente la tecnología DOWS, a través de referencias bibliográficas y del apoyo del personal de Centrilift-Baker Hughes, se hizo énfasis en la búsqueda de una tecnología que

no requiriera la reinyección del agua y que pueda controlar la producción de crudo, debido a la fuerte influencia que ejerce la producción de agua sobre la del bitumen, ya que se ha observado que una vez que los pozos comienzan a presentar altos cortes de agua, la producción de bitumen disminuye bruscamente, llegando a producir en algunos casos solo agua (100% de la producción), haciendo antieconómico la operación de dichos pozos.

Para controlar la producción de agua en aquellos pozos del área O-16\* de BITOR que presentan problemas de conificación o cresta según el tipo de pozo, se evaluó analíticamente la factibilidad del uso de una tecnología que pueda adaptarse a las características de completación y de operación del área, por lo que se propone la utilización de Tecnología de Completación Dual para Control de Conificación (CDCC).

Según el diagnóstico realizado en este estudio para identificar el tipo de problema causante de la elevada producción de agua en los pozos candidatos, se pudo observar que la conificación, en la actualidad, no representa el principal tipo de problema, ya que solo un 10.6% de los pozos evaluados presentan tal diagnóstico. Sin embargo, no se descarta la posibilidad de que en un futuro este problema se haga más notorio debido a que existe una apreciable comunicación entre la arena MO8 y la arena MO7 en casi toda la extensión del área, lo que aunado a la alta relación entre permeabilidades verticales y horizontales ( $K_v/K_h$ ) y a la gran diferencia entre las movilidades del agua y el bitumen, puede causar la conificación del agua hacia la arena MO7. Esto podría hacerse más notable en aquellos pozos que presenten sistemas de levantamiento con bombas electrosumergibles por la alta caída de presión que estas ejercen.

Es así como se trató de escoger alguno de los pozos conificados como candidato para proponer cambiar su completación actual por una completación dual para controlar la conificación diagnosticada.

Para ello primero se descartaron los pozos horizontales y reentries, ya que no se conoce la influencia que puede llegar a tener un tipo de completación como la Configuración 2 que se muestra en la figura 10.7, en el proceso de revertir la cresta formada, debido a que el área de drenaje del bitumen es mucho mayor que la que tendría el área de drenaje del agua, ya que existen pozos como el CD-42, que posee una sección horizontal de aproximadamente 4000 pies y lo más probable es que se revierta solo la parte de la cresta que se encuentra más cercana a la completación en la zona de agua (ver círculo amarillo en la figura 10.7), mientras que el resto del agua seguiría invadiendo la sección restante del pozo, en caso tal de que el agua estuviera influenciando a toda la sección horizontal o a una buena parte de ella, por lo que es indispensable antes de proponer un tipo de completación como esta, realizar toma de registros de producción que permitan saber por cual parte de la sección está entrando el agua. Por otro lado, un tipo de Configuración 1, que se observa también en la figura 10.7, sería mucho más costosa y tendría que tenerse conocimiento de donde viene el agua (de que parte de la sección horizontal), para saber la longitud del brazo que se dispondrá para producir el agua y si realmente es rentable la inversión a realizar.

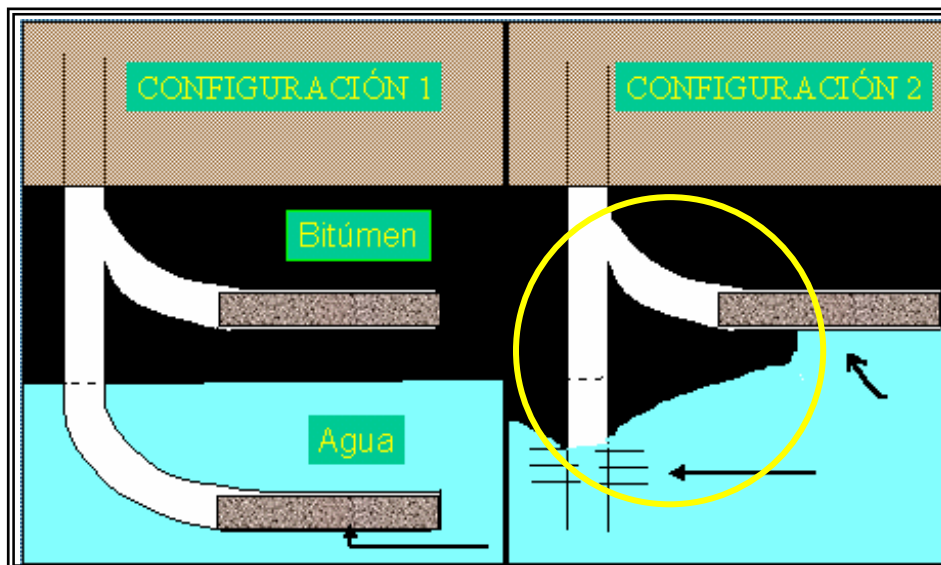


Figura 10.7. Propuesta para Completaciones Dual

Por lo dicho anteriormente, se evaluó la posibilidad de proponer uno de los 6 pozos (verticales o desviados) que también presentaron problemas de conificación, sin embargo mediante una revisión de la integridad del cemento de estos pozos, se observó que todos presentan mala adherencia del mismo, causada por tubería libre o microanillos.

Debido a que esta es una condición muy importante en la selección de un pozo a realizársele una completación dual, según lo expuesto en el Capítulo IV, todos estos pozos no pueden ser completados con este tipo de tecnología hasta que no se mejore la calidad del cemento, ya que se correría el riesgo de que el agua se filtre por detrás del revestidor y haga poca satisfactoria la introducción de esta tecnología en estos pozos, pudiendo establecer el criterio de que este tipo de tecnología no es aplicable para el área de BITOR, pero a pesar de que no se ha probado en yacimientos de crudos pesados o extrapesados en Venezuela, esta podría ser una solución factible para controlar los problemas de conificación y cresta.

A través del apoyo ofrecido por Centrilift-Baker Hughes se estableció que podrían realizarse este tipo de completación con empaque con grava a través de empaaduras inflables para separar ambos empaques (el de la zona de agua y petróleo) y de esta manera controlar la producción de arena a pesar de que esta es una nueva tecnología y que no ha sido probada en Venezuela en yacimientos de crudo pesado o extrapesado.

Debido a que se presume que el problema de conificación se va a ser más pronunciado en un futuro, esta tecnología no se puede descartar ya que se piensa que de todas las tecnologías evaluadas en este estudio, es la que probablemente puede brindar solución al problema de conificación en los pozos del área de BITOR, pero los pozos a ser seleccionados deben cumplir con los siguientes parámetros:

- Debe existir una alta relación Kv/Kh entre los intervalos a completar, es decir, no debe existir barrera al flujo vertical que interfiera con la reversión del cono o cresta.
- Alta permeabilidad (deseable  $K > 1$  Darcie).
- Homogeneidad vertical de la K (distribución normal), ya que el bitumen podría adedarse debido a la alta diferencia de movilidades entre el agua y el petróleo.
- Se debe tener identificada la ubicación del contacto agua/petróleo actual, para lo cual es necesario la utilización de registros de producción y/o registros especiales que permitan identificar la distribución del agua en los alrededores del pozo.
- Se requiere un tamaño de casing mayor o igual a 7" para instalación de doble BES.
- Tiene que existir excelente integridad del cemento por detrás del revestidor, por lo que se recomienda tomar nuevos registros de cementación en aquellos pozos prospectos y en caso de ser necesario, mejorar la calidad del cemento.
- Una vez identificado el contacto agua/petróleo actual, deben realizarse simulaciones para calcular las tasas a las cuales deben producirse tanto la zona de agua como la de bitumen, para revertir el cono.
- Debe realizarse un estudio sobre el impacto que tendrían este tipo de completación sobre el manejo de agua en superficie, es decir, si poseen equipos capaces de manejar la cantidad de agua a producir.

### **10.2.2 MÉTODO QUÍMICO (Inyección de Geles)**

El criterio de selección de los pozos a tratar con geles, se basó en las experiencias de especialistas en la materia, la cual consiste en una escala de menor a mayor dificultad de los problemas que pueden ser corregidos con tecnología de geles. Esta escala se clasifica de la siguiente manera:

- Flujo por detrás del revestidor.

- Comunicación a través de fracturas naturales o inducidas.
- Canalización a través de zonas permeables sin flujo cruzado.
- Canalización a través de zonas permeables con flujo cruzado.
- Conificación.

Es así como solo se escogieron aquellos pozos que presentaran problemas de canalización por detrás del revestidor.

De los 12 (doce) pozos que presentaron problemas de canalización por detrás del revestidor (ver tabla 10.2), se descartaron los pozos reentries debido a que el procedimiento presentan mayor complejidad ya que estos pozos son completados a hoyo desnudo y el volumen de gel a inyectar sería mayor, siendo igualmente descartados los pozos desviados que no presentaban registros de cementación.

**Tabla 10.2.** Pozos con problemas de canalización por detrás del revestidor

POZO	TIPO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
CC-4	Vertical	Bombeo de Cavity Progresiva
CC-5	Vertical	Bombeo Mecánico
CD-5	Reentry	Bombeo Mecánico
CD-7	Vertical	Bombeo Mecánico
CD-8	Vertical	Bombeo Mecánico
CD-12	Desviado	Bombeo Mecánico
CH-1	Vertical	Bombeo Mecánico
CH-2	Vertical	Bombeo Mecánico
CH-3	Reentry	Bombeo Mecánico
CH-5	Vertical	Bombeo Mecánico
CH-8	Vertical	Bombeo Mecánico
CI-81	Vertical	Bombeo Mecánico

De esta manera se seleccionaron 8 pozos para ser tratados con inyección de gel sellante por detrás del revestidor.

Para la formulación del sistema gelificante, se deben considerar las condiciones de temperatura, salinidad del agua, así como otros parámetros operacionales como la tasa de inyección y a través de pruebas de laboratorio se determinan las propiedades del gel.

### 10.2.2.1 Procedimiento Operacional

Se recomienda operar de la siguiente manera en cada uno de los casos:

- Sacar toda la completación del pozo (empaque con grava y todo el sistema de levantamiento).
- Inyectar gel sellante en el intervalo recomendado por medio de la técnica de inyección dual, simultáneamente con un fluido protector en los intervalos superiores y luego forzar cemento micromatrix para reforzar la cementación primaria en las zonas productoras superiores.
- La tasa de inyección puede ser de 0.5 a 1 BBL/min, lo cual puede estar sujeto a modificación dependiendo de la respuesta del pozo.
- Limpiar el pozo y recañonear los intervalos recomendados, con cañón de alta penetración.
- Realizar nuevo diseño de empaque con grava.
- Completar el pozo.

A continuación se exponen los ocho pozos propuestos para tratamiento:

### 10.2.2.2 Pozo CC-4

Este fue completado originalmente en Septiembre de 1983, con los siguientes intervalos cañoneados: 3322'-3350', 3370'-3396', 3420'-3446', desde la parte baja de MO7 hasta la arena MO9 (ver figura 10.8).

Este pozo se encuentra ubicado hacia el Norte del área O-16\* (ver figura A1-2 en el Apéndice I) y el último intervalo cañoneado originalmente se encontraba aproximadamente a 40 pies por encima del contacto agua/bitumen ubicado a 3200 pbnm.



El pozo ha recibido varios servicios por diversas causas: cambio de bomba, completación con equipo para inyección de vapor y problemas generales con respecto al sistema de levantamiento y fue cerrado en varias oportunidades, presentando cortes de agua irregulares desde 20 hasta 60%, con tasas de petróleo de 100 a 400 BNBD.

En Mayo de 1990 se realizó un reacondicionamiento para cañonear los intervalos: 3100'-3132', 3142'-3172', 3198'-3212', 3265'-3285', 3291'-3312', desde la arena MO4 hasta la MO7 y manteniendo abierto los intervalos de la completación original.

A partir de esta fecha el pozo fue sometido a diversos servicios por bomba dañada, problemas de arenamiento, etc, hasta Enero de 1998, cuando fue clasificado HW (High Water).

En Noviembre de 1999, se realizó el reacondicionamiento N°2, para abandonar el intervalo 3322'-3446' (MO7/MO9), quedando abiertos el resto de los intervalos cañoneados (MO4/MO7), sin embargo los cortes de agua siguieron siendo altos hasta Enero del 2001, cuando fue cerrado.

### ***Diagnóstico***

La Cementación del pozo presenta microanillos en casi toda la sección completada, como se aprecia en la figura 10.8, y debido a que no se han observado cambios en los cortes de agua al realizarse trabajos de reacondicionamiento, se piensa que el problema podría ser de canal por detrás del revestidor.

Se descarta un problema de canalización, ya que según el estudio realizado, el pozo se encuentra ubicado en una zona por la que no pasa el canal de preferencia de flujo en la arena MO8, además no existe coalescencia entre las arenas MO8 y

MO9 en la zona en la que se encuentra localizado el pozo, ni tampoco entre la arena MO7 y MO8, por lo que se descarta problema de conificación.

La curva de Chan, muestra que tanto la RAB como la RAB', son siempre ascendentes, como se muestra en la figura 10.8.

Como el pozo fue completado inicialmente muy cerca del contacto agua/bitumen original ubicado a 3200 pbnm, se piensa que el agua una vez que llegó a las completaciones del pozo, se canalizó por detrás del revestidor.

### ***Tratamiento***

Se recomienda inyectar de 30 a 50 Barriles de gel sellante por detrás del revestidor en los intervalos 3291'-3312', 3265'-3285' (arena MO7), y recañonear los intervalos: 3100'-3132' (arena MO5), 3142'-3172' (arena MO5), 3198'-3212' (arena MO6), siguiendo el procedimiento recomendado anteriormente.

Estos intervalos son propuestos previo a una revisión del registro de resistividad del pozo, identificando zonas prospectos.

### **10.2.2.3 Pozo CC-5**

Este pozo se encuentra aproximadamente al mismo nivel estructural del pozo CC-4 y fue completado en Septiembre de 1983 en los intervalos 3200'-3240', 3260'-3300' y 3348'-3364', desde la arena MO6 hasta la parte baja de la arena MO8 (ver figura 10.9). Fue sometido a varios servicios por fallas en la bomba (pistón rayado) y para completar el pozo con equipo de inyección de vapor en el año 1987.

Diagrama mecánico actual

Pozo: CC-4

**REVESTIDOR DE PRODUCCION**  
7", 23 LPP, N-80 @ 3518'

Completación Original (Sep.83)

3322' - 3350' MO7

3370' - 3396'

3420' - 3446' MO9

Reacondicionamiento # 1 (May.90)

Intervalos Cañoneados

3100' - 3132', 3142' - 3172',

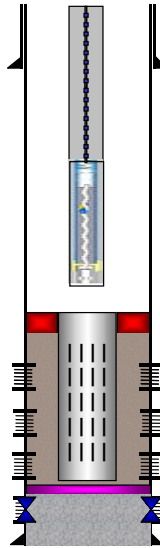
3198' - 3212', 3265' - 3285',

3291' - 3312' MO4/MO7

Reacondicionamiento #2 (Oct.99)

Intervalos Abandonados

3222'-3446'



**REVESTIDOR DE SUPERFICIE**  
ZAPATA FLOTADORA DE 10-3/4" @ 446'

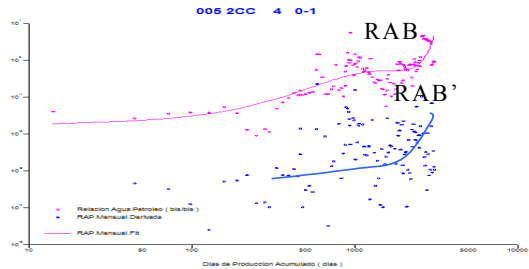
**SARTA DE PRODUCCION**  
TUBOS EUE-8RD, 3-1/2", 9.3 Lb/P, J-55 @ 2874'  
ESTATOR 200 TP 1800 @ 2933'

COLGADOR TERMICO  
7"x3-1/2" @ 3010'

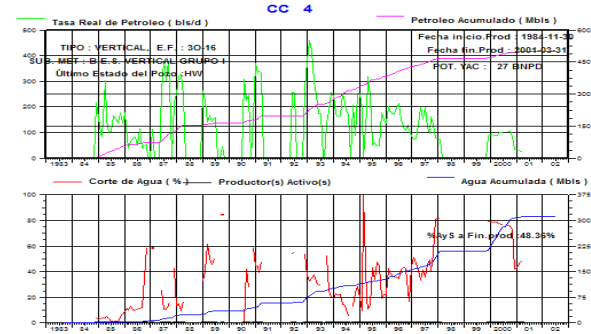
**DISEÑO DE LINER**  
Ranurados (0.020") DE 3-1/2", J-55, 9.3 Lb/P @ ' 3047'- 3479'

ZAPATA TAPONADA @ 3480'

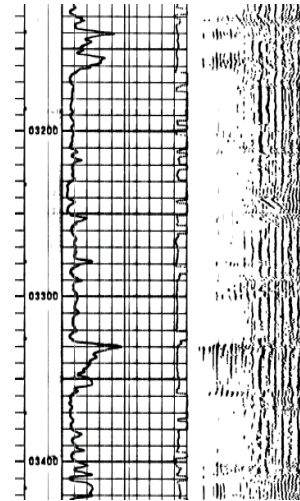
Curva de Diagnóstico de Chan



Historia de Producción



Perfil de Cementación



Registro de resistividad

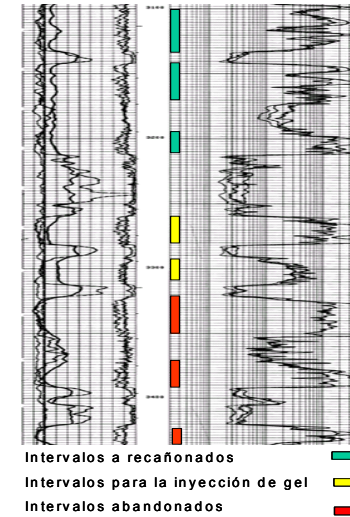


Figura 10.8. Ficha del pozo CC-4

El pozo presentó cortes de agua de hasta 70%, hasta Mayo de 1990 cuando fue reacondicionado y se cañonearon los intervalos: 3102'-3146' y 3160'-3174', quedando también abiertos los intervalos cañoneados originalmente y se le inyectó un segundo ciclo de vapor. El comportamiento de producción de agua luego de este reacondicionamiento, se mantuvo.

### ***Diagnóstico***

El registro de cementación de este pozo, revela la presencia de microanillos por detrás del revestidor, además de que el pozo fue sometido a dos ciclos de inyección de vapor que pudieron haber causado mayor deterioro del cemento. Por lo que se piensa que el agua pudo canalizar por detrás del revestidor (ver figura 10.9).

Según el estudio realizado, el pozo se encuentra ubicado, al igual que el pozo CC-4 en una zona por la que no pasa el canal y donde no hay coalescencia entre las arenas.

### ***Tratamiento***

Inyectar de 30 a 50 Barriles de gel sellante por detrás del revestidor en el intervalo 3348'-3364' (arena MO8) y recañonear los intervalos: 3102'-3146' (arena MO5); 3160'-3174' (arena MO5); 3200'-3240' (arena MO6); 3260'-3300' (arena MO7).

## Diagrama mecánico actual

Pozo: CC-5

### REVESTIDOR DE PRODUCCION

7", 23 LPP, N-80 @ 3510'

### Completación Original (Sep.83)

3322' - 3350' MO8

3370' - 3396'

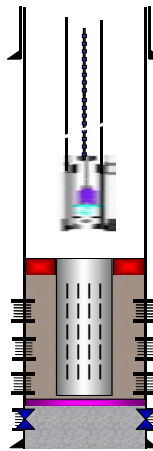
3420' - 3446' MO9

### Reacondicionamiento # 1 (May.90)

#### Intervalos Cañoneados

3102' - 3146', 3160' - 3174',

MO4/MO6



### REVESTIDOR DE SUPERFICIE

ZAPATA FLOTADORA DE 10-3/4" @ 440'

### SARTA DE PRODUCCION

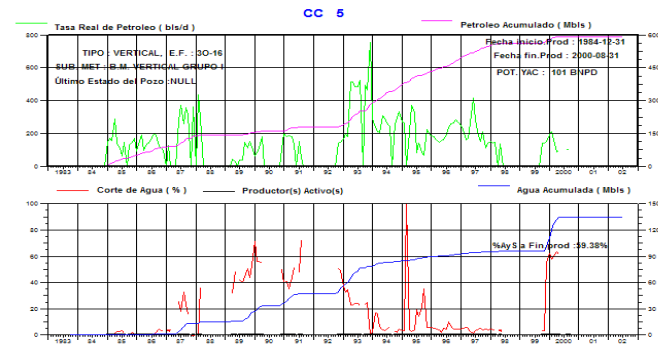
TUBOS EUE-8RD, 3-1/2", 9.3 Lb/P, J-55 @ 2959'  
BOMBA CONV. ATH 4-1/2" x 3-1/2" @ 2987'

COLGADOR TERMICO  
7"x3-1/2" @ 3026'

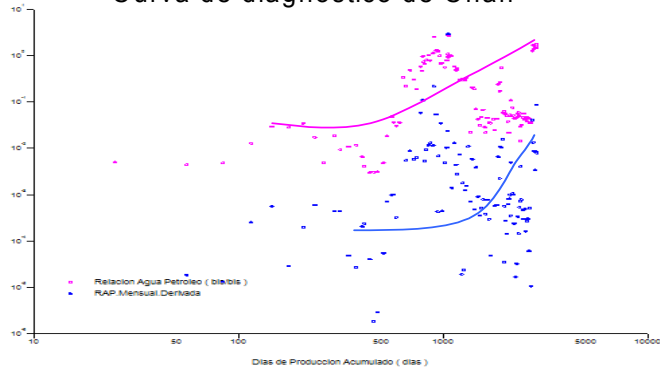
### DISEÑO DE LINER

Ranurados (0.020") DE 3-1/2", J-55, 9.3 Lb/P @ ' 3061'- 337

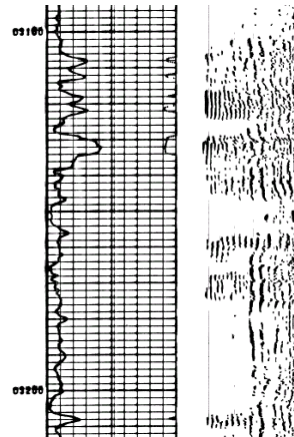
ZAPATA TAPONADA @ 3376'



### Curva de diagnóstico de Chan



### Registro de cementación



### Registro de resistividad

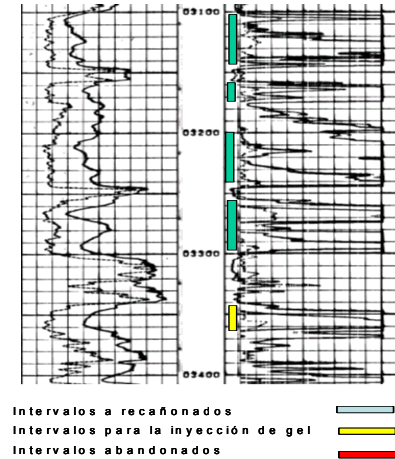


Figura 10.9. Ficha del pozo CC-5

#### **10.2.2.4 Pozo CD-8**

Este pozo es vecino del pozo CD-5 y se encuentra ubicado al norte del área de BITOR (ver figura A1-2 en el Apéndice I), fue completado en Septiembre de 1983, en los intervalos: 3430'-3460'; 3378'-3410' (arena MO8 a MO9), siendo completado aproximadamente a 20 pies por encima del contacto agua/bitumen original a 3200 pbnm, produciendo a una tasa promedio de 100 BNBD.

En Diciembre de 1987, fue sometido al primer reacondicionamiento permanente, en el que se cañearon los intervalos 3052'-3062'; 3068'-3100'; 3146'-3170'; 3188'-3210'; 3230'-3261'; 3274'-3286'; 3314'-3340' (desde la arena MO3 hasta la arena MO7). En 1988 se le inyectó vapor observándose un incremento de la tasa de crudo, pero con altos cortes de agua y problemas de arenamiento, hasta que en Agosto de 1997, se abandona el intervalo 3314'-3460' (parte media de MO8 a MO9) y se aprecia una disminución del corte de agua. Sin embargo estos cortes de agua volvieron a aumentar.

#### ***Diagnóstico***

Debido a que el pozo fue inicialmente completado muy cerca del CABO y a que el estado físico del cemento revela mala adherencia cemento-revestidor y cemento-formación, se piensa que este pozo se vio influenciado por canales detrás del revestidor, lo cual se evidencia también, observando la curva de diagnóstico de Chan (ver figura 10.10). A pesar de que el pozo fue reacondicionado para abandonar las arenas MO8 y MO9, el corte de agua volvió a aumentar, evidencia de que el agua se está canalizando por detrás del revestidor.

#### ***Tratamiento***

Inyectar de 30 a 50 Barriles de gel sellante por detrás del revestidor en el intervalo 3274'-3286' (arena MO7) y recañear los intervalos: 3052'-3062' (arena MO3);

3068'-3100' (arena MO4); 3146'-3170' (arena MO5); 3188'-3210' (MO5/MO6); 3230'-3261' (arena MO6).

#### **10.2.2.5 Pozo CH-1**

La ubicación areal para este pozo es al sur del área O-16 (ver figura A1-2), fue completado originalmente en diciembre de 1982, y detectó el contacto agua/bitumen original a 3100 pbnm, el intervalo cañoneado fue 3280'-3352' o 2997'-3069' pbnm (ver figura 10.11), es decir a 31 pies por encima del CABO, el intervalo cañoneado pertenece a las arenas MO7/MO8.

En febrero de 1983 fue clasificado en estado TD (diferido temporalmente) hasta febrero de 1985. Al momento de su apertura nuevamente a producción, el pozo experimentó un rápido incremento en la producción de agua y un rápido descenso para la producción de bitumen.

En enero de 1989 el pozo se clasifica HW hasta octubre de 1989 cuando se cambia al estado RE (Evaluación del yacimiento) hasta julio 1991 cuando se abre a producción. En agosto del mismo año se cierra hasta la actualidad.

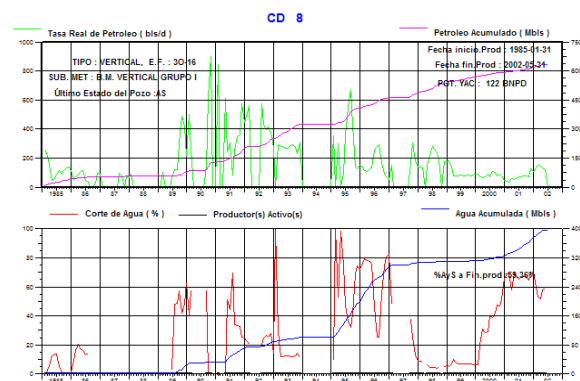
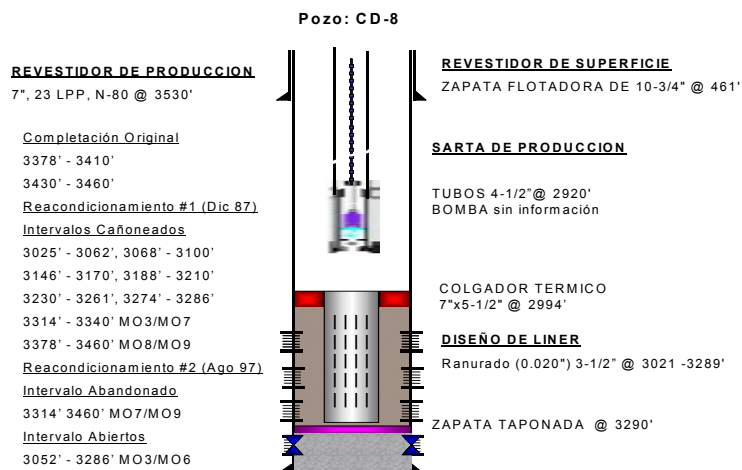
#### ***Diagnóstico***

Mediante la curva de diagnóstico de Chan se observó que el comportamiento del pozo fue una abrupta irrupción del agua y combinado con el mal estado presentado por el cemento, dando entender que el problema relacionado con este pozo es una canalización detrás del revestidor (ver figura 10.11).

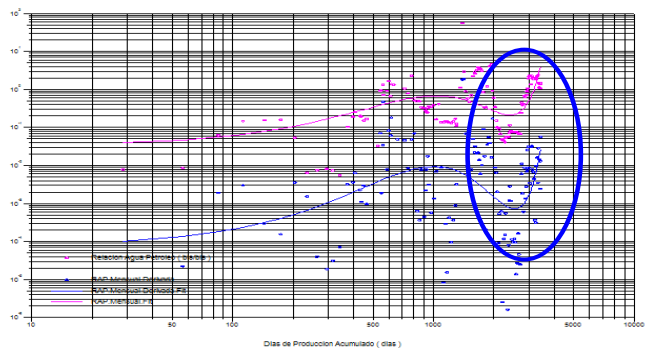
#### ***Tratamiento***

No es posible realizar un tratamiento en este pozo debido a la falta de intervalos prospectos en arenas superiores a la completada originalmente (ver figura 10.11).

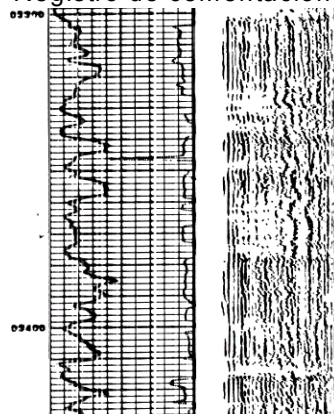
## Diagrama mecánico actual



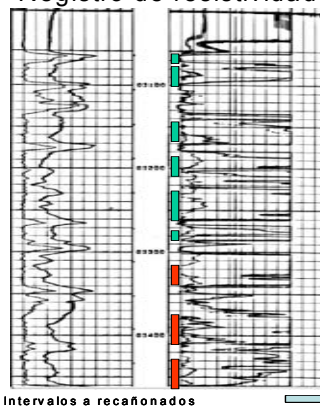
### Curva de diagnóstico de Chan



### Registro de cementación



### Registro de resistividad

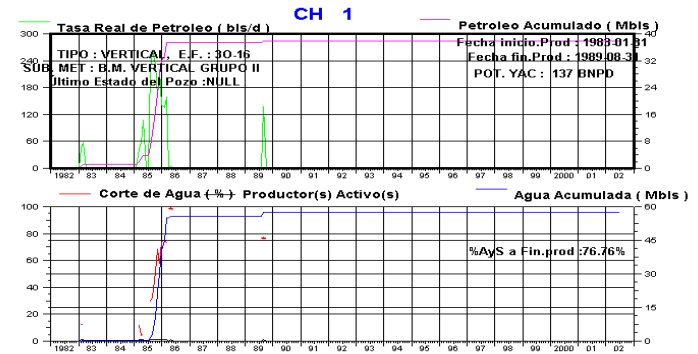
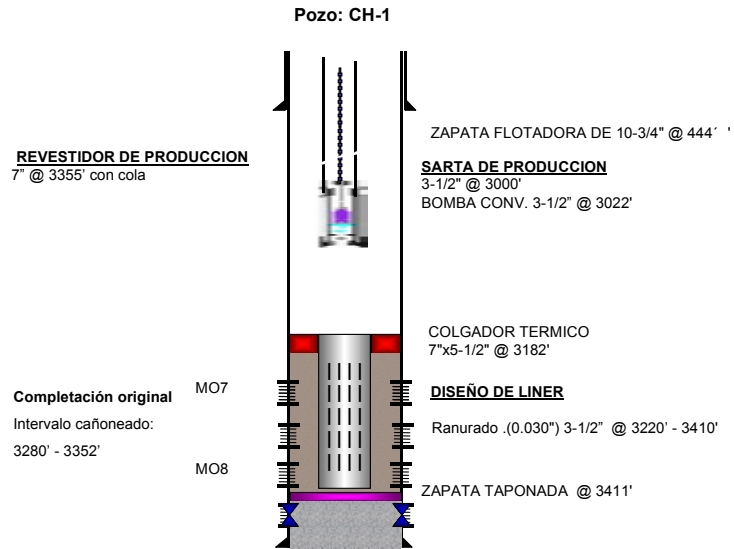


Intervalos a reacondicionados █  
Intervalos para la inyección de gel █  
Intervalos abandonados █

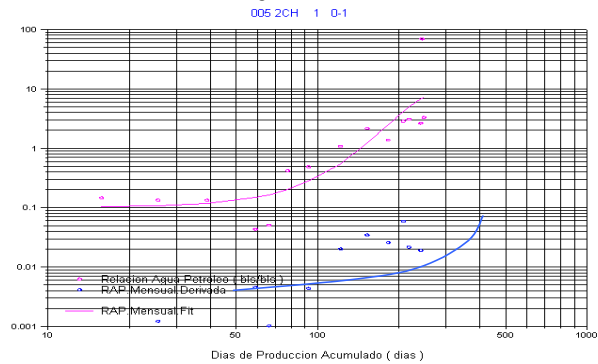
**Figura 10.10.** Ficha del Pozo CD-8



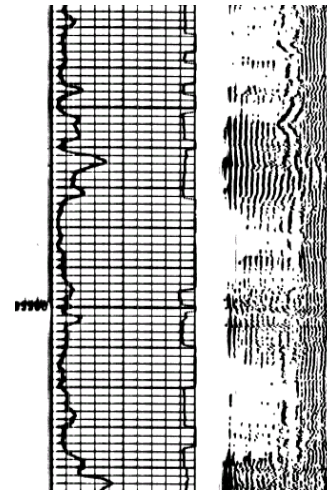
### Diagrama mecánico actual



### Curva de diagnóstico de Chan



### Registro de Cementación



### Registro de Resistividad

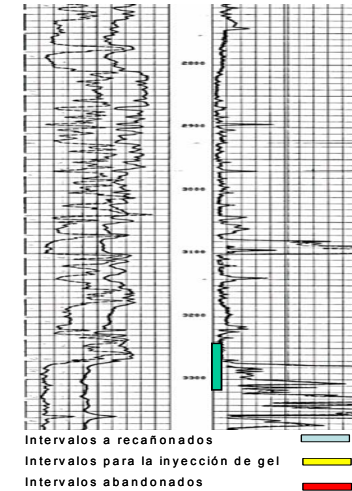


Figura 10.11. Ficha del Pozo CH-1

### 10.2.2.6 Pozo CH-2

Este pozo se encuentra ubicado hacia el sur del área O-16\*, en la macolla O-16-1 (ver figura A1-2). Fue completado en Octubre de 1983. Se cañonearon los intervalos 3111'-3148', 3170'-3200' y 3350'-3400' (arena MO4 a MO9). La producción estuvo en el orden de 250 BNBD y es cerrado en 1987 por arenamiento y por problemas mecánicos del pozo.

En el año 1988 el pozo comenzó a producir con cortes de agua por encima de 45%, con una tasa de bitumen variando de 40 BNBD a 600 BNBD.

En Noviembre de 1989 se realizó un reacondicionamiento, para cañonear los intervalos: 3000'- 3030' y 3046' - 3075' (arena MO3 a MO4) y fue completado con equipo para inyección de vapor.

El corte de agua fue incrementando hasta que en 1995 el corte de agua llegó a 100%.

En Septiembre de 1995 se abandonó el intervalo 3350'-3400' (parte media de la arena MO8 a la MO9). A partir de este trabajo el corte de agua se mantuvo alrededor de 20% y a partir del año 2001 el pozo experimentó un aumento abrupto de los cortes de agua (ver figura 10.12).

#### **Diagnóstico**

El pozo ha mantenido altos cortes de agua a lo largo de su vida productiva, y a través de la figura 10.12 se aprecia que el registro de cementación presenta microanillos o canalización detrás del revestidor. Asimismo la curva de diagnóstico de Chan, se observan aumentos tanto de la RAB como de la RAB' para ambos períodos, antes y después del reacondicionamiento realizado para abandonar el

intervalo 3350'-3400', por lo que se considera que el problema presente a lo largo de la vida productora del pozo fue canalización detrás del revestidor.

### ***Tratamiento***

Se recomienda inyectar de 30 a 50 Barriles de gel sellante por detrás del revestidor en el intervalo 3250'-3305' (arena MO7) y recañonear los intervalos: 3000'- 3030' (arena MO3); 3046' - 3075' (arena MO4); 3111'-3148' (arena MO5), 3170'-3200' (arena MO6).

#### **10.2.2.7 Pozo CH-5**

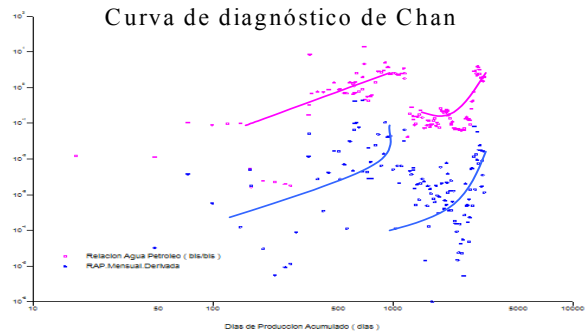
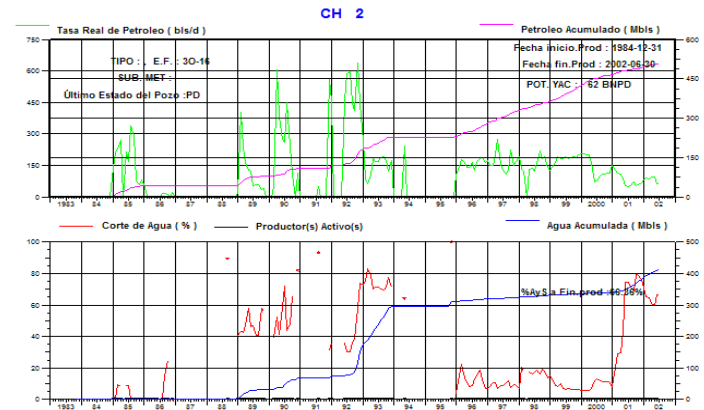
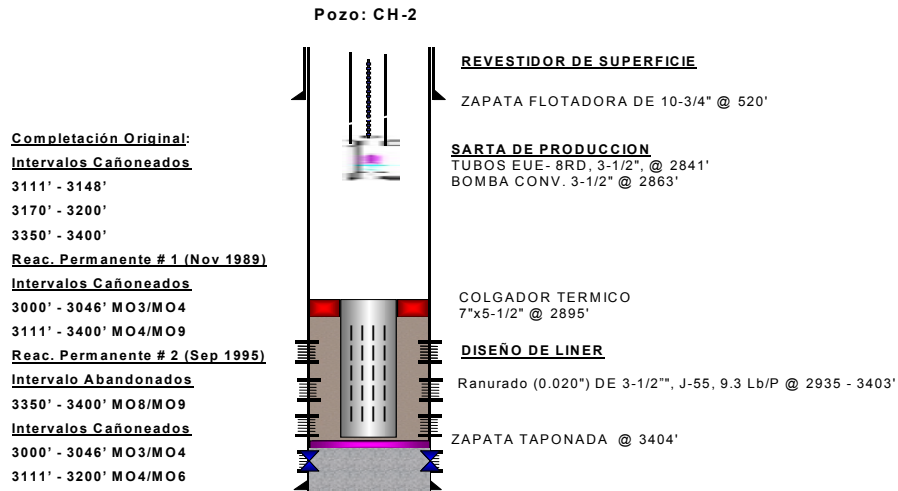
Este pozo se encuentra ubicado al sur del área O-16\* (ver figura A1-2 en el Apéndice I), fue completado en Octubre de 1983 en los intervalos 3306'-3334' y 3352'-3366' (desde la arena MO7 hasta la MO8) y produjo tasas de hasta 500 BBNB, lo cual se cree que gran parte de esta producción pertenecía al diluyente que se inyectaba.

En junio de 1990, se reacondicionó el pozo, cementando los intervalos completados originalmente y se cañonearon los intervalos: 3180'-3196', 3146'-3174', 3076'-3118', 3028'-3070', 2995'-3005' y 2940'-2986' (de la arena MO2 a la MO6). A partir de esta fecha el pozo produjo con altos cortes de agua y con problemas de arena (ver figura 10.13).

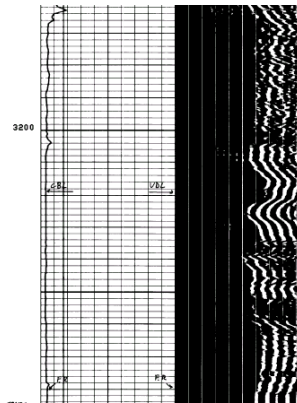
### ***Diagnóstico***

Este pozo produjo con altos cortes de agua en su vida productiva, apreciándose en la figura 10.13, que la curva de diagnóstico de Chan muestra un aumento tanto de la RAB como de la RAB' y el cemento presenta microanillos o canalización, por

## Diagrama mecánico actual



## Registro de Cementación



## Registro de Resistividad

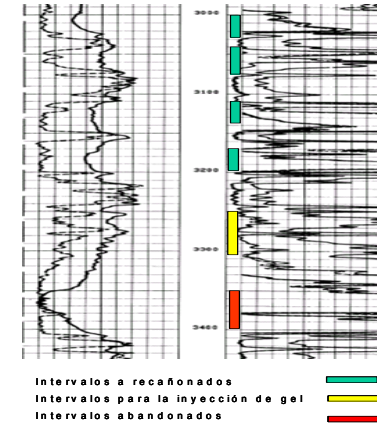


Figura 10.12. Ficha del Pozo CH-2

lo que se concluye que este pozo se vio influenciado por un problema de canalización por detrás del revestidor.

### **Tratamiento**

Se recomienda inyectar gel sellante por detrás del revestidor en el intervalo: 3220'-3260' y recañonear los intervalos: 2940'-2986' (arena MO2 a MO3); 2995'-3005' (arena MO3); 3028'-3070' (arena MO4); 3076'-3118' (arena MO4 a MO5); 3146'-3174' (arena MO5); 3180'-3196' (arena MO6).

#### **10.2.2.8 Pozo CH-8**

Este pozo fue completado originalmente en septiembre de 1983, donde sus intervalos cañoneados fueron 3325'-3370' y 3410'-3425' (desde la arena MO8 hasta la MO9), su ubicación es al centro-oeste del área O-16 (ver figura A1-2).

En diciembre de 1985 y febrero de 1987 el pozo fue sometido a dos servicios por problemas de bombas deficientes, problemas con el balancín y fallas eléctricas.

Un año más tarde en febrero de 1988, se le realizó un nuevo servicio al pozo por problemas con la bomba. En el período de julio-agosto es cerrado por orden Lagoven. Posteriormente el pozo en el período enero-septiembre de 1989, presentó múltiples cierres por problemas con el motor eléctrico, además de su alta producción de agua y en octubre del mismo año su estado es RE (esperando reacondicionamiento).

En septiembre del 1989 el pozo reportó pruebas de 99.9% de agua, razón por la cual, en noviembre de 1990 se realizó un reacondicionamiento, que consistió en cementar el intervalo 3410'-3425' en la arena MO9 y se cañonearon los intervalos

## Diagrama mecánico actual

Pozo: CH-5

**REVESTIDOR DE PRODUCCION**  
7", 23 LPP, N-80 @ 3508'

Completación Original

3306' - 3344'

3352' - 3366'

Reacondicionamiento # 1 (Jun.90)

Intervalo Abandonado

3306' - 3366' MO7/MO8

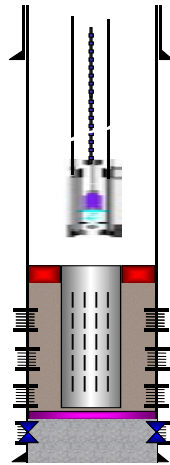
Intervalos Cañoneados

3180' - 3196', 3146' - 3174',

3076' - 3118', 3028'-3070'

2995'- 3005', 2940' - 2986'

MO2/MO6



**REVESTIDOR DE SUPERFICIE**

ZAPATA FLOTADORA DE 10-3/4" @ 459'

**SARTA DE PRODUCCION**

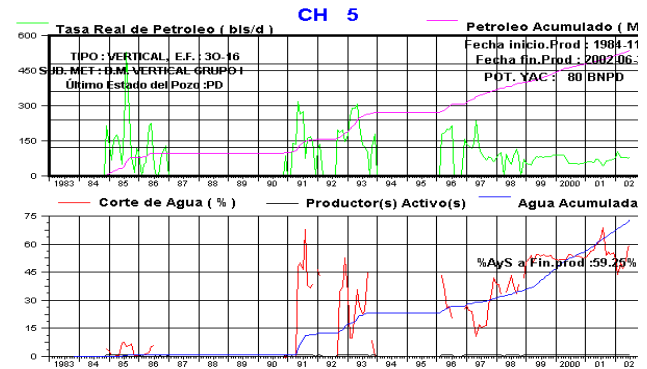
TUBOS EUE-8RD, 3-1/2", 9.3 Lb/P, J-55 @ 2606'  
BOMBA CONV. 3-1/2"x2-3/4"x18"x28" @ 2628'

COLGADOR TERMICO  
7"x3-1/2" @ 2680'

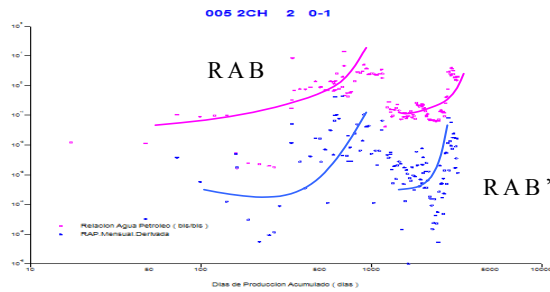
**DISEÑO DE LINER**

Ranurados (0.020") DE 5", J-55, 9.3 Lb/P @ 2729' - 3220'

ZAPATA TAPONADA @ 3221'



### Curva de diagnóstico de Chan



### Registro de Cementación

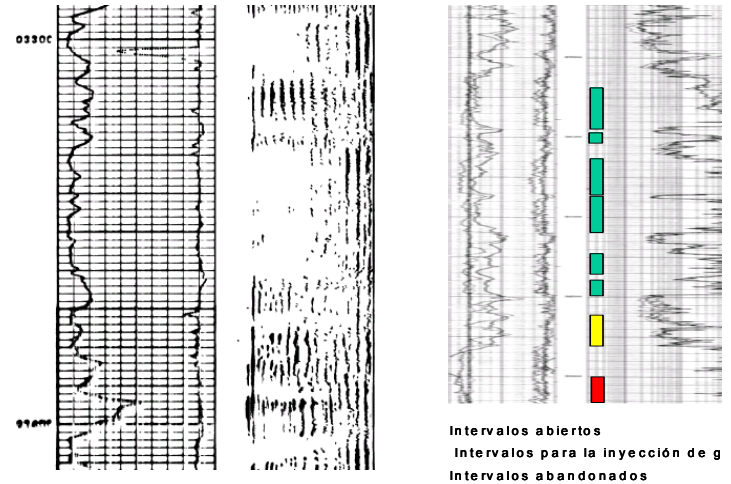


Figura 10.13. Ficha del Pozo CH-5

3187'-3172', 3116'-3101', 3101'-3086', 3086'-3074', 3014'-2994' y 2994'-2974' (MO4/MO6), dejando abierto el intervalo 3325'-3370' de la arena MO8.

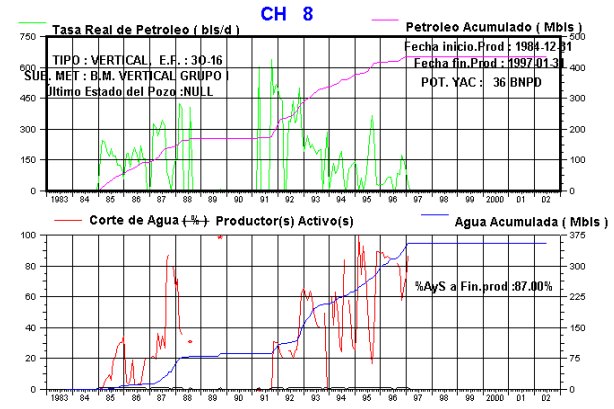
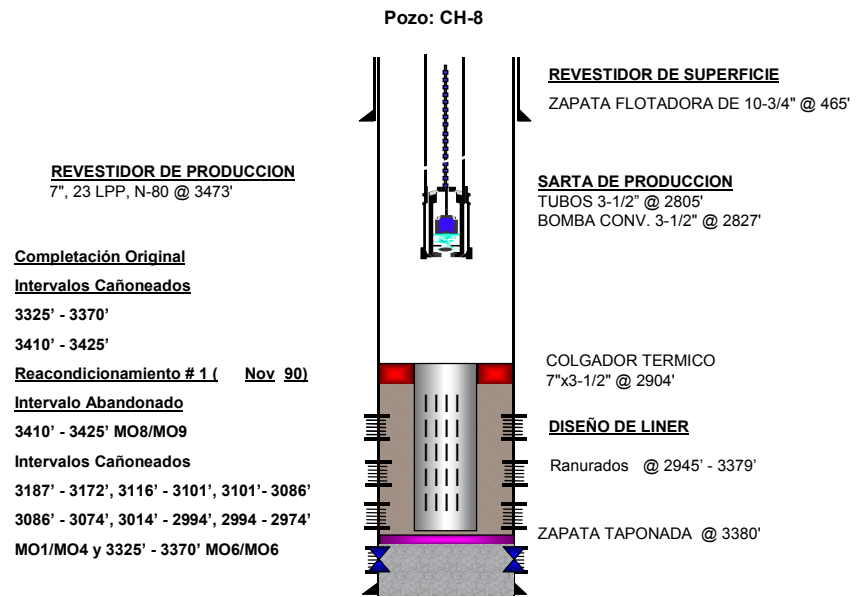
En febrero de 1991 es realizado un servicio por problemas con la bomba y para marzo de 1991 el pozo se emulsionó. A partir de esta fecha no se tiene más información del pozo.

### ***Diagnóstico***

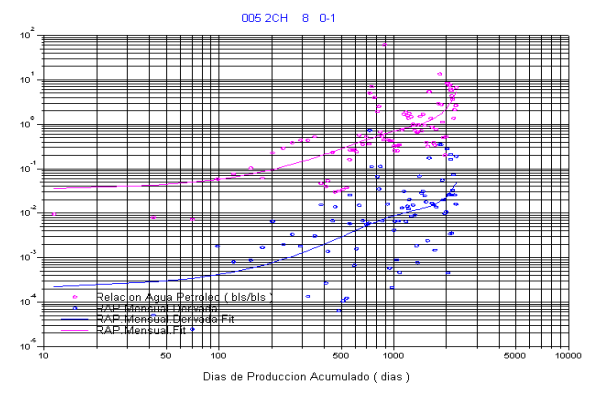
En la vida productiva del pozo se observaron altos cortes de agua, lo que se evidencia en la historia de producción y en la curva de diagnóstico de Chan en la que se aprecia, que tanto la curva de RAB como la RAB' presentaron una tendencia de crecimiento. El registro de cementación se observó tubería libre (ver figura 10.14), por lo que se considera que el pozo a tenido canalización por detrás del revestidor.

### ***Tratamiento***

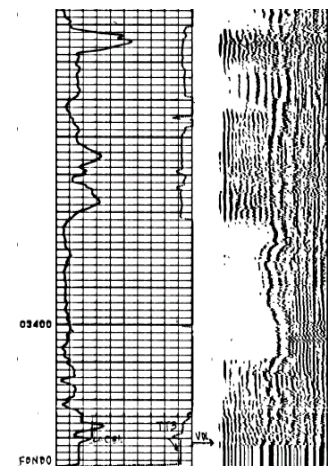
Se recomienda inyectar de 30 a 50 Barriles de gel sellante por detrás del revestidor en el intervalo: 3325'-3370' (arena MO8) y recañonear los intervalos: 2979'-3014' (arena MO3); 3074'-3116' (arena MO4 a MO5); 3172'-3187' (arena MO6) y 3300'-3320' (arena MO7).



Curva de Diagnostico de Chan



Registro de cementación



Registro de resistividad

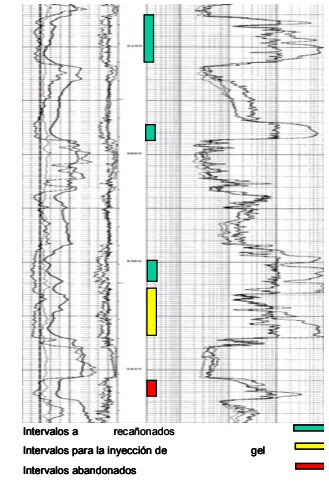


Figura 10.14. Ficha del Pozo CH-8



### **10.2.2.9 Pozo CI-81**

Este pozo se encuentra ubicado al sur del área O-16\* de BITOR, detectó contacto agua/bitumen original a 3108' pbnm y fue completado en Septiembre de 1983, en el intervalo 3300'-3350' (Arena MO8), aproximadamente a 40 pies por encima del CABO (ver figura 10.15).

El pozo a partir de su completación original sufre varios cierres. En 1989, se probó arrojando 99% de agua.

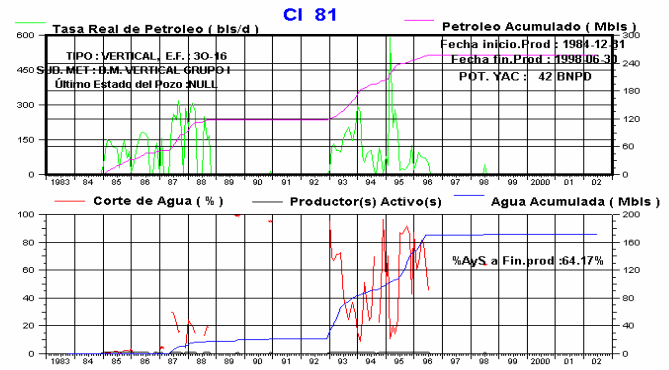
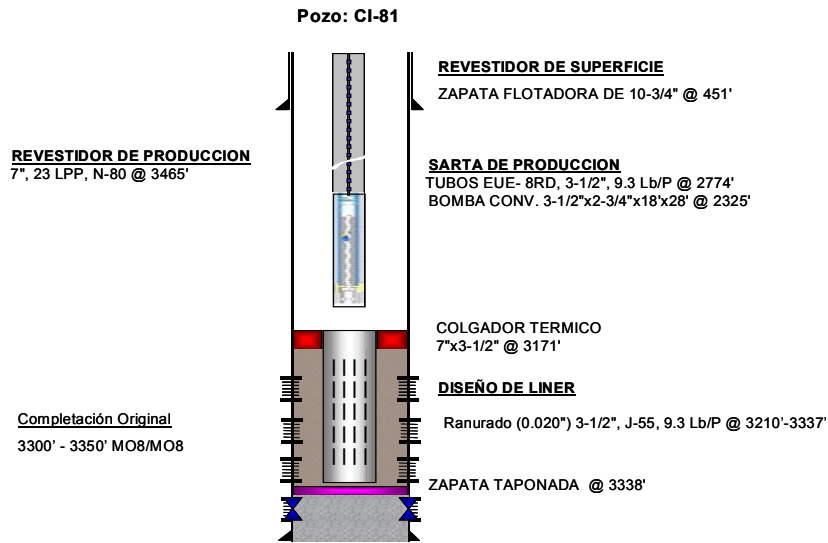
A partir de 1993 el pozo produjo con altos cortes de agua, variando de 20 a 100% y con una tasa promedio de 100 BNBD y se declara en estado HW en Junio de 1998.

#### ***Diagnóstico***

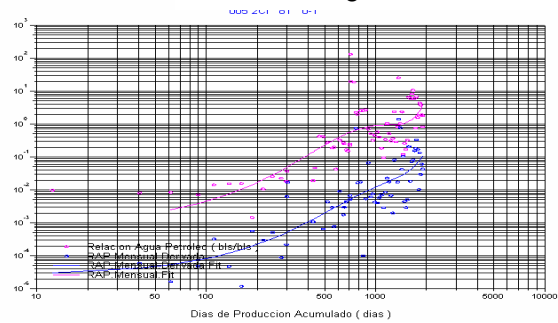
El pozo fue completado cerca del CABO en la arena MO8, y como se aprecia en la figura 10.15, tanto la curva de RAB como la de RAB', presentaron un comportamiento ascendente de manera abrupta, lo que aunado a la mala calidad de la cementación en la zona completada, hace pensar que el pozo se canalizó por detrás del revestidor.

#### ***Tratamiento***

Debido a la falta de intervalos prospectos o no atractivos, no puede recomendarse la inyección de geles sellantes y recompletar en arenas superiores.



Curva de diagnóstico de Chan



Registro de Cementación

Registro de Resistividad

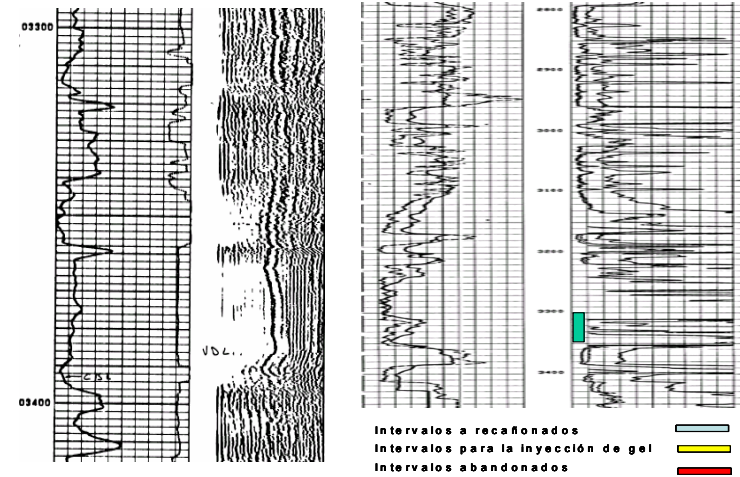


Figura 10.15. Ficha del Pozo CI-81

## CONCLUSIONES

- Para la realización un buen diagnóstico de la procedencia del agua en un pozo es necesario la integración de las áreas de geociencias, yacimiento y producción.
- El tipo de problema que ejerce mayor influencia en la producción de agua es la canalización a nivel matricial en la arena MO8, lo que aunado a la alta diferencia entre las movilidades del bitumen y el agua, la mala calidad de la cementación de los pozos y la coalescencia entre las arenas inferiores, ocasionaron la prematura irrupción del agua, quedando las arenas MO8 y MO9 bajo la influencia de alta presencia de agua.
- A pesar de que el problema de conificación no representa en la actualidad el problema más frecuente en los pozos, se estima que este podría agudizarse debido a la fuerte coalescencia presente entre las arenas MO7 y MO8.
- La producción de agua en los pozos disminuirá el factor de recobro esperado para el yacimiento, debido a las cantidades de bitumen recuperable, dejadas en el yacimiento.
- El uso de la Tecnología DOWS en el área O-16\* de BITOR, se ve limitada por la falta de sellos lutíticos continuos entre las arenas inferiores, ni arenas por debajo de la zona productora, por la poca diferencia de densidades entre el bitumen diluido y el agua de formación, la producción de arena y la mala cementación en los pozos.
- La Tecnologías DWS, también se encuentra limitada por las mismas razones que la Tecnología DOWS.

- La Tecnología DAPS no puede ser usada en los pozos del área O-16\* de BITOR, debido a que el principio de separación es por segregación gravitacional de los fluidos (agua y petróleo).
- Se piensa que la Tecnología CDCC podría arrojar buenos resultados en el control de los problemas de conificación de los pozos del área O-16\*, sin embargo se requiere que exista una buena calidad de la cementación y conocimiento de la profundidad del contacto agua/bitumen actual, ya que esta última es necesaria para realizar una simulación tanto de la tasa de agua, como la del bitumen, para invertir el cono de manera eficiente y para la colocación de la completación.
- La tecnología de geles solo se propuso para problemas de canalización detrás del revestidor, por razones operacionales.
- El resto de los problemas causantes de la alta producción de agua en los pozos del área O-16\*, al ser de mayor dificultad requieren de una evaluación más detallada para su tratamiento, más aún cuando no existen experiencias en yacimientos de crudos extrapesados.

## RECOMENDACIONES

- Tomar acciones que permitan reducir la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos, sobre todo en la arquitectura del yacimiento.
- Tomar en consideración el diagnóstico de la procedencia del agua realizado en este estudio, así como la evaluación de la factibilidad del uso de las tecnologías estudiadas.
- Realizar pruebas de interferencia entre pozos para identificar si las fallas principales son sellantes o no, así como tomar pruebas de presiones para conocer los niveles de presión actuales presentes en el yacimiento.
- Adquirir núcleos para realizar un estudio sedimentológico/estratigráfico con menos incertidumbre que el actual.
- Realizar ensayos de laboratorio que permitan determinar la compresibilidad de la roca para determinar el efecto de la compactación como mecanismo de producción y realizar un estudio geomecánico para control de la producción de arena.
- Correr registros especiales que permitan establecer las profundidades del contacto agua/bitumen actual, localización del agua en los pozos y de esta manera mejorar el diagnóstico realizado.
- Debido a la mala calidad del cemento encontrada en la gran mayoría de los pozos evaluados, es necesario realizar una campaña de mejoramiento de la calidad del cemento y optimar estas operaciones en las próximas localizaciones a perforar.

- Simular las tasas de agua y de bitumen a las que se tendría que producir un pozo candidato a ser tratado con tecnología de completación dual para control de conificación (CDCC).
- Debido a que la tecnología de geles no ha sido probada en crudos extrapesados, es necesario realizar pruebas de laboratorio para medir las propiedades del gel a utilizar, así como también su comportamiento en el medio poroso.
- Realizar un estudio más profundo sobre la aplicación de geles, mediante el uso de simuladores matemáticos.
- Realizar un estudio sobre el impacto que causaría la implantación de la Tecnología de Completación Dual para Control de la Conificación, en el manejo de agua en superficie.
- Realizar un análisis económico sobre la implantación de las tecnologías propuestas en este estudio.

## REFERENCIAS

- 1.- HALLIBURTON ENERGY SERVICES. (2001). **Conformance Technology. Identification and treatment of water-control problems for improved reservoir recovery efficiency.** Houston, Halliburton Energy Services Publication.
- 2.- ESSENFELD, M y E, Barberii. (2001). **Yacimientos de Hidrocarburos.** FONCIED, Caracas, Epsilon Libros.
- 3.- HUERTA, M & A, Jimenez. (1996). **Understanding foamy oil mechanisms for heavy oil reservoirs during primary production.** SPE 36749.
- 4- **BITOR. Plan Maestro 1997-2000. Bitumenes Orinoco,S.A. BITOR. Nota técnica sobre el estado actual del conocimiento sobre el mecanismo de petróleo espumante.** Caracas, EGEP Consultores.
- 5.- BAILEY, Bill (ed). (2000). **Control del agua.** Houston, Oil Field Review .
- 6.- SERIGHT, R.S y R.H, Lane. (2001). **A strategy for attacking excess water production.** SPE 70067.
- 7.- HERNÁNDEZ, M Y C, Romero. (2000). **Tecnologías para el control de agua y gas en producción de petróleo: Geles, espumas y geles espumados.** Visión Tecnológica/ Vol.8 N°1.
- 8.- SIMPSON, G.A y R, Jorquera. (1999). **An integrated approach to solving water conformance problems.** SPE 53667. Halliburton Energy Services Publication.

- 9.- SUAREZ, O. **Guía de Ingeniería Petrofísica**. Registros. Documento No Publicado.
- 10.- SCHLUMBERGER. Wireline & Testing. (1992). **USI\*. UltraSonic Imager**. Folleto SMP-5135/M-090247.
- 11.- SCHLUMBERGER. (1997). **Venezuela WEC. Evaluación de Pozos**.
- 12.- SCHLUMBERGER. Wireline & Testing. (1992). **CMR**.
- 13.- CHAN, K.S. (1995). **Water control diagnostic plots**. SPE 30775.
- 14.- FUENTES, E y J, Ramirez.. (1999). **Oil Field Manager. Workshop training manual**. PDVSA & Schlumberger, Geoquest.
- 15.- HARDY, M y T, Lockhart (1998). **Water Control**. Documento publicado por Halliburton Energy Services.
- 16.- SERIGHT, S y J Liang. (1995). **A comparison of different types of blocking agents**. SPE 30120.
- 17.- NIEVES, G y J, Fernández. (2002). **Field application of relative permeability modifier in Venezuela**. SPE 75123.
- 18.- LIANG, J y R.S, Seright. (1997). **Further Investigations of Why Gels Reduce Kw more than Ko**. SPE 37249.
- 19.- WOJTANOWICZ, H. (1995). **Downhole Water Loop-A New Completion Method To Minimize Oil Well Production Watercut In Bottom-Water-Drive Reservoirs**. En: The Journal Of Canadian Petroleum Technology, Volumen 34, No. 8, p.p. 56-61.



- 
- 20.- STUEBINGER, L y G, Elphingstone. (2000). **Multipurpose Wells: Downhole Oil/Water Separation In The Future.** En: SPE Prod. & Facilities No. 15.
- 21.- STUEBINGER, L. (1997). **Dual Injection And Lifting Systems: Rod Pumps.** SPE 38790.
- 22.- SWISHER, M y A, Wojtanowicz. (1995). **New Dual Completion Method Eliminates Bottom Water Coning.** SPE 30697.
- 23.- LIANG,J y R.S, Seright. (1992). **Reduction of Oil and Water Permabilities Using Gels.** SPE 24195.
- 24.- LIANG,J y R.S, Seright. (1995). **Why Do Gels Reduce Water Permeability More Than Oil Permeability?.** SPE 27829.
- 25.- LIANG,J y R.S, Seright. (2000). **Wall-Effect/Gel Droplet Model of Disproportionate Permeability Reduction.** SPE 59344.
- 26.-- MENELLA, A y L, Chiappa. (2001). **Candidate and Chemical Selection Guidelines for Relative Permeability Modification (RPM) Treatments.** SPE 72506.
- 27.- MILLER, M y S, Chan. (1997). **Water and gas control gel placement.** SPE 38325.
- 28.- SYDANSK, R y G, Southwell. (2000). **More than 12 years of experience with a successful conformance-control ploymer gel technology.** SPE 62561.
- 29.- SERIGHT, R y J, Liang. (1994). **A Survey of Field Applications of gel treatments for water shutoff.** SPE 26991.

- 
- 30.- VEIN, J. (1999). **Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separator (DOWS) Technology**. Houston, Stan Belieu-Nebraska Oil And Gas Conservation Commission.
- 31.- SCARAMUZZA, J (ed). (2001). **Downhole Oil/Water Separation System-Field Pilot-Secondary Recovery Application Project**. SPE 69408.
- 32.- PEACHEY, B. (1998). **Downhole Oil/Water Separation Moves into High Gear**. En: The Journal of Canadian Petroleum Technology, Alberta, Canadá, Volumen 37, No.7, p.p. 34-41.
- 33.- CHAPUIS, C (ed). **Testing Of Down Hole Oil/Water Separation System In Lacq Superieur Field, France**. SPE 54748.
- 34.- PEACHEY, B y C, Matthews. (1994). **Downhole Oil/Water Separator Development**. En: The Journal Of Canadian petroleum, Alberta, Canadá, Volumen 33, No.7.
- 35.- BOWERS, B. (2000). **Development Of A Downhole Oil/Water separation And Reinjection System For Offshore Application**. En: SPE Prod. & Facilities, No. 15.
- 36.- KJOS, T (ed). (1995). **Down-Hole Water-Oil Separation and Water Reinjection Through Well Branches**. SPE 30518.
- 37.- DANYLUK, T y R, Chachula. (1998). **Field Trial Of The First Desanding System For Downhole Oil/Water Separation In A Heavy-Oil Application**. SPE 49053.
- 38.- LAYRISSE, I PDVSA-Faja. (1999). **Heavy oil production in Venezuela: Historical recap and scenarios for next century**. SPE 53464.

- 39.- SANTOS, A y M, González. (1996). **Evaluación geológica del área de BITOR**. Caracas, Geoexploración, S.A..
- 40.- INTEVEP. (2001). **Modelo Estático Integrado de Cerro Negro, Área BITOR (Faja Petrolífera del Orinoco)**. Los Teques, Venezuela.
- 41.- FARIAS, L y Benzaquen, I. (1998). **Nota Técnica N°5. Validación de pruebas PVT**. Caracas, Tecnosinergia.
- 42.- CORE LAB. (1986). **Estudios de fluidos de yacimiento para Lagoven, S.A. Pozo CO-4. Campo Cerro Negro**. Monagas, Venezuela.
- 43.- CORE LAB. (1986). **Estudios de fluidos de yacimiento para Lagoven, S.A. Pozo CI-74. Campo Cerro Negro**. Monagas, Venezuela.
- 44.- CORE LAB (1987). **Estudios de fluidos de yacimiento para Lagoven, S.A. Pozo CD-6. Campo Cerro Negro**. Monagas, Venezuela.
- 45.- HUERTA, M y C, Heny.(1997). **Determinación del carácter espumante en cerro negro, Campo Morichal**. Caracas, Venezuela, Intevep.
- 46.- [www.intranet.eyp.pdvs.com/eyp/pdvsabitor/](http://www.intranet.eyp.pdvs.com/eyp/pdvsabitor/)

---

**NOMENCLATURA**

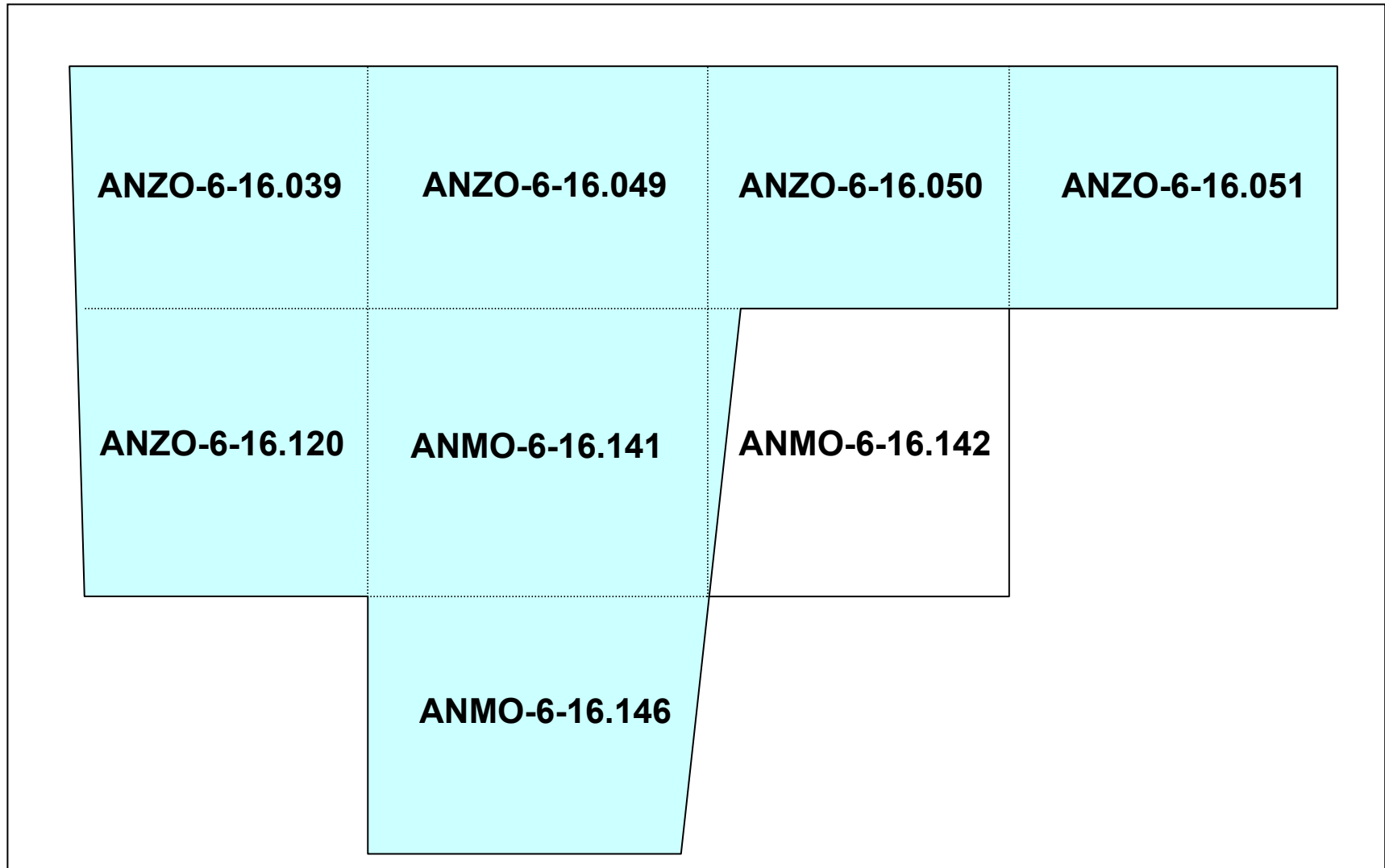
<b>API</b>	Gravedad API.
<b>ANP</b>	Arena Neta Petrolífera.
<b>BES</b>	Bombeo Eletrosumergible.
<b>BCP</b>	Bombeo de Cavidad Progresiva.
<b>BNB</b>	Barriles Normales de Bitumen.
<b>BNBD</b>	Barriles Normales de Bitumen por día.
<b>BOES</b>	Bitumen Original en Sitio.
<b>CAB</b>	Contacto agua/bitumen.
<b>CABO</b>	Contacto Agua/Bitumen Original.
<b>CBL</b>	Cement Bond Log.
<b>CDCC</b>	Completación Dual para Control de la Conificación.
<b>CMR</b>	Combination Magnetic Resonance.
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Carbono.
<b>Cp</b>	Centipoises.
<b>DAPS</b>	Dual Action Pumping System.
<b>DIL</b>	Dual Induction Log.
<b>DOWS</b>	Downhole Oil/Water Separation.
<b>DPR</b>	Disproportional Permeability Reduction.
<b>DWS</b>	Downhole Water Sink.
<b>EGI</b>	Empaque con Grava Interno.
<b>EGHD</b>	Empaque con Grava a Hoyo Desnudo.
<b>EOR</b>	Enhanced Oil Recovery.
<b>°F</b>	Grados Farenheit.
<b>FRR</b>	Factor de Resistencia Residual.
<b>H<sub>2</sub>S</b>	Sulfuro de Hidrógeno.
<b>HW</b>	“High Water”.
<b>IEL</b>	Induction Electrical Log.
<b>K</b>	Permeabilidad.
<b>Kh</b>	Permeabilidad Horizontal.

<b>KL</b>	Permeabilidad en zonas de baja permeabilidad.
<b>Kv</b>	Permeabilidad vertical.
<b>Km<sup>2</sup></b>	Kilómetros cuadrados.
<b>Lpc</b>	Libras por pulgada cuadrada.
<b>MD</b>	Milidarcies.
<b>MM</b>	Millones.
<b>OFM</b>	Oil Field Manager.
<b>O-16*</b>	Área O-16 más área anexa.
<b>pbnm</b>	Pies bajo el nivel del mar.
<b>PCN</b>	Pies cúbicos normales.
<b>PLT</b>	Production Logging Tool.
<b>ppm</b>	Partes por millón.
<b>PVT</b>	Presión, Volúmen, Temperatura.
<b>RAB</b>	Relación agua/bitumen.
<b>RAP</b>	Relación agua/petróleo.
<b>RAP'</b>	Derivada de la RAP.
<b>RGP</b>	Relación gas/petróleo.
<b>RPM</b>	Revoluciones por minuto.
<b>Rt</b>	Resistividad total de la formación.
<b>VDL</b>	Variable Density Log.
<b>2D</b>	Dos dimensiones.
<b>3D</b>	Tres dimensiones.

**APÉNDICE I**

Mapas de ubicación de los pozos en el área O-16

Contactos agua/bitumen originales



**Figura A1-1.** Parcelamiento del área O-16\*

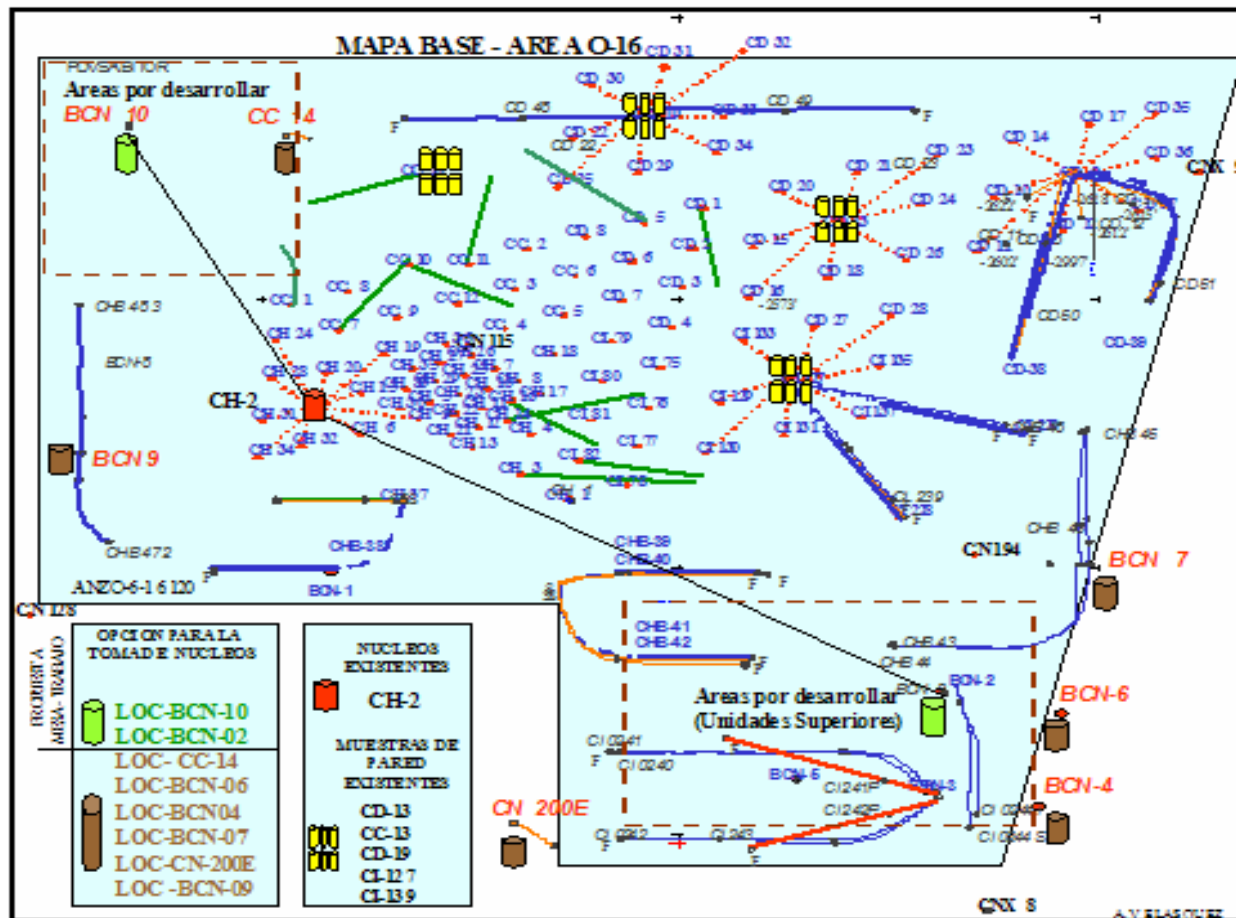


Figura A1-2. Mapa del área O-16



**Tabla A1-1.** Contactos originales agua/bitumen

POZO	TIPO.POZO	TVD	EMR	TVDSS	FECHA
BCN-1	VERTICAL	3400	271	3129	2000
BCN-8		3485	271	3214	2000
BCN-9		3476	269	3207	2000
CC-13	REENTRY	3488	265	3223	1992
CD-17	DESVIADO	3475	273	3202	1991
CD-19	VERTICAL	3495	300	3195	1991
CD-20	DESVIADO	3520	294	3226	1991
CD-21	DESVIADO	3490	292	3198	
CD-22	DESVIADO	3495	278	3217	1991
CD-30	DESVIADO	3498	277	3221	1992
CD-31	DESVIADO	3497	277	3220	1992
CD-32	DESVIADO	3503	277	3226	1992
CD-33	DESVIADO	3490	277	3213	1992
CD-34	DESVIADO	3492	277	3215	
CD-35	DESVIADO	3475	273	3202	1992
CH-1	VERTICAL	3382	283	3099	1982
CH-12	VERTICAL	3413	287	3126	1982
CH-13	VERTICAL	3423	287	3136	1982
CH-14	REENTRY	3416	287	3129	1982
CH-16	REENTRY	3418	289	3129	
CH-3	REENTRY	3400	284	3116	1982
CH-34	DESVIADO	3454	290	3164	
CH-31	DESVIADO	3440	275	3165	1982
CH-37	REENTRY	3404	281	3123	1986
CH-4	VERTICAL	3418	293	3125	1982
CI-77	VERTICAL	3382	279	3103	1982
CI-78	VERTICAL	3394	279	3115	1982
CI-81	VERTICAL	3398	290	3108	1982
CI-82	REENTRY	3414	284	3130	1982
CN-194	VERTICAL	3322	182	3140	
CN-199		3612	298	3314	
CNX-11		3530	278	3252	
CNX-21		2780	298	2482	

**APÉNDICE II**

Propiedades PVT de todas las muestras  
Cálculos de la validación del pozo PVT CI-210.  
Muestra Recombinada (Ensayo No Convencional)

PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS

Propiedades PVT del pozo CD-6 (Recombinada)

Presión (Lpcm)	Temp. (°F)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Densidad (g/cc)	Bg (BN/PCN)	Z	Visc. (cp)
3500		100	1.0608	0.9659			14500
3000		100	1.0637	0.9643			12700
2500		100	1.0667	0.9625			11025
2000		100	1.0696	0.9608			9300
<b>1095*</b>	<b>122</b>	<b>100</b>	<b>1.075</b>	<b>0.9573</b>	-	-	<b>6200</b>
900	122	82	1.065	0.9638	0.003010	0.94	6810
600	122	56	1.052	0.9731	0.004559	0.957	8300
300	12	28	1.037	0.9830	0.009071	0.975	11150
150	122	14	1.03	0.9880	0.017511	0.986	14420
0	122	0	1.022	0.9935	-	-	25490

Propiedades PVT del pozo CO-4 (Recombinada)

Presión (Lpcm)	Temp. (°F)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Densidad (g/cc)	Bg (BN/PCN)	Z	Visc. (cp)
3000		79					11825
2500		79					9890
2000		79					8185
1500		79					6800
<b>1040*</b>	<b>126</b>	<b>79</b>	<b>1.047</b>	<b>0.9831</b>	-	-	<b>5900</b>
700	126	56	1.041	0.9855	0.003537	0.857	6590
400	126	40	1.035	0.9879	0.006428	0.904	8090
100	126	16	1.027	0.9904	0.024631	0.96	11986
0	126	0	1.024	0.9913	-	-	19342

NR : no se reportó valor

\* : Presión de burbujeo

**Propiedades PVT del pozo CI-210 (Muestra de fondo)  
Ensayo Convencional**

Presión (Lpcm)	Temp. (°F)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Densidad (g/cc)	Bg (BN/PCN)	Z	Visc. (cp)
2600	129	100	1.0669	0.9622			NR
2400	129	100	1.0675	0.9616			NR
2200	129	100	1.0683	0.9606			NR
2000	129	100	1.0689	0.9603			NR
1800	129	100	1.0698	0.9595			NR
1600	129	100	1.0706	0.9588			NR
1400	129	100	1.0715	0.9580			NR
1200	129	100	1.0725	0.9571			NR
<b>995*</b>	<b>129</b>	<b>100</b>	<b>1.0739</b>	<b>0.9556</b>	-	-	NR
900	129	86	1.0535	0.9739	0.002751	0.8592	NR
700	129	75	1.0490	0.9749	0.003897	0.9201	NR
500	129	57	1.0432	0.9777	0.005503	0.9280	NR
300	129	38	1.0374	0.9803	0.009200	0.9310	NR
100	129	17	1.0309	0.9828	0.025729	0.8677	NR
0	129	0	1.0241	-	-	1.0000	NR

**Propiedades PVT del pozo CI-210 (Muestra de fondo)  
Ensayo No Convencional**

Presión (Lpcm)	Temp. (°F)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Densidad (g/cc)	Bg (BN/MPCN)	Z
2600	129	100	1.0756	0.962		
2400	129	100	1.0763	0.9615		
2200	129	100	1.0769	0.9609		
2010	129	100	1.0777	0.9602		
1805	129	100	1.0784	0.9595		
1605	129	100	1.0792	0.9589		
1405	129	100	1.0800	0.9582		
1300	129	100	1.0804	0.9579		
1200	129	100	1.0813	0.9575		
1105	129	100	1.0816	0.9571		
905	129	100	1.0823	0.9561		
<b>705*</b>	<b>129</b>	<b>100</b>	<b>1.0847</b>	<b>0.954</b>	-	-
600	129	79	1.0581	0.9756	3.687	0.7460
500	129	60	1.0545	0.9762	4.777	0.8057
300	129	41	1.0481	0.9793	8.519	0.8621
100	129	28	1.0431	0.9818	27.287	0.9204
0	129	0	1.0241	-	201.733	1.0000

NR : no se reportó valor

\* : Presión de burbujeo

**Viscosidad de la muestra de fondo del CI-210  
Ensayo No Convencional (Viscosímetro Capilar)**

<b>Presión</b>	<b>Viscosidad</b>
<b>(lpc)</b>	<b>(cps)</b>
300	3233
500	2630
<b>705*</b>	<b>1958</b>
1009	2000
1258	2100
1508	2217
1745	2333
2009	2467
2258	2617
2509	2917

**Propiedades PVT del pozo CI-210 (Muestra Recombinada)  
Ensayo Convencional**

<b>Presión</b>	<b>Temp.</b>	<b>Rs</b>	<b>Bo</b>	<b>Densidad</b>	<b>Bg</b>	<b>Z</b>
<b>(Lpcm)</b>	<b>(°F)</b>	<b>(PCN/BN)</b>	<b>(BY/BN)</b>	<b>(g/cc)</b>	<b>(BN/PCN)</b>	
2600	129	106	1.0690	0.9564		
2400	129	106	1.0698	0.9558		
2200	129	106	1.0705	0.9551		
2000	129	106	1.0713	0.9544		
1800	129	106	1.0721	0.9536		
1600	129	106	1.0731	0.9528		
1400	129	106	1.0741	0.9516		
1200	129	106	1.0755	0.9506		
<b>1110*</b>	<b>129</b>	<b>106</b>	<b>1.0764</b>	<b>0.9498</b>	-	-
900	129	106	1.0716	0.9518	0.00297	0.9028
700	129	106	1.0653	0.9550	0.00392	0.9257
500	129	106	1.0569	0.9599	0.00549	0.9261
300	129	106	1.0529	0.9606	0.00903	0.9137
100	129	106	1.0442	0.9648	0.02045	0.8920
0	129	106	1.0241	-	0.20173	1.0000

NR : no se reportó valor

\* : Presión de burbujeo

**Propiedades PVT del pozo CI-210 (Muestra Recombinada)  
Ensayo No Convencional**

Presión (Lpcm)	Temp. (°F)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Densidad (g/cc)	Bg (BN/MPCN)	Z
2600	129	104	1.0767	0.9564		
2410	129	104	1.0773	0.9558		
2210	129	104	1.0782	0.9551		
2010	129	104	1.0790	0.9544		
1815	129	104	1.0798	0.9536		
1610	129	104	1.0808	0.9527		
1420	129	104	1.0818	0.9519		
1200	129	104	1.0829	0.9509		
1120	129	104	1.0833	0.9505		
1015	129	104	1.0841	0.9499		
<b>905*</b>	<b>129</b>	<b>104</b>	<b>1.0867</b>	<b>0.9476</b>	-	-
705	129	84	1.0772	0.9533	3.556	0.8996
500	129	60	1.0695	0.9567	5.4735	0.9231
300	129	40	1.0630	0.9597	9.1739	0.9283
100	129	14	1.0556	0.9621	27.740	0.9357
0	129	0	1.0241	-	201.733	1.0000

**Viscosidad de la muestra recombinada CI-210.  
Ensayo No Convencional (Viscosímetro Capilar)**

Presión (lpca)	Viscosidad (cps)
500	3083
700	2350
863	1942
<b>905*</b>	<b>1670</b>
1210	1690
1406	1773
1613	1833
1806	1907
2008	1960

NR : no se reportó valor

\* : Presión de burbujeo

## CÁLCULOS PARA VALIDACIÓN DEL PVT DEL POZO CI-210 MUESTRA RECOMBINADA. ENSAYO NO CONVENCIONAL

### Liberación Instantánea

Presión (Lpcm)	Volumen relativo	Función Y
2600	0.9908	
2410	0.9914	
2210	0.9922	
2010	0.9929	
1815	0.9937	
1610	0.9946	
1420	0.9955	
1200	0.9965	
1120	0.9969	
1015	0.9976	
905	1	
725	1.0644	3.855
565	1.1597	3.768
470	1.2526	3.664
385	1.3746	3.606
220	1.8976	3.469

Presión (lpc)	Temperatura	Rs medido	Bo medido	Densidad del petróleo	mo	mg	GEG	Vg
(Lpc)	(°F)	(PCN/BN)	(BY/BN)	(g/cc)	(gr)			
905	129	107	1.0867	0.9481	1030.30027	3.40551	0.67	0.146447234
750	129	84	1.0772	0.9533	1026.89476	3.70411	0.7	0.152461311
500	129	60	1.0695	0.9567	1023.19065	3.02955	0.702	0.124341135
300	129	40	1.063	0.9597	1020.1611	4.56834	0.82	0.160516019
100	129	14	1.0556	0.9621	1015.59276	3.78196	1.19	0.091568012
15	129	0	1.0241	0.988	1011.8108			
			°API	8.2				
			GEO residual	1.012884753				

Presión (lpc)	Dens. Calc.	Diferencia	Rs calculado	Diferencia
(Lpc)	(g/cc)	(%)	(PCN/BN)	(%)
905	0.932073942	1.602605775	107.2851101	0.28511013
750	0.940294052	1.300594779	84.24134846	0.241348462
500	0.947063818	0.963618229	59.77024046	0.22975954
300	0.952854895	0.684510532	39.52204709	0.477952907
100	0.959534628	0.256537226	14.55931388	0.55931388
15			0	0

**APÉNDICE III**

MAPAS DE ISOPROPIEDADES:

Arena Neta Petrolífera

Porosidad

Saturación de agua inicial

Permeabilidad

MAPAS DE BOES



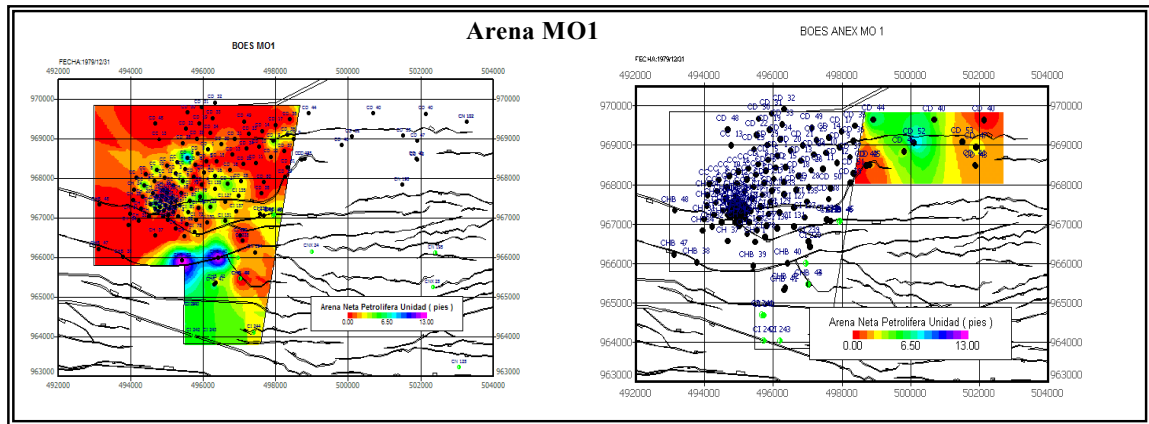


Figura A3-1. Arena Neta Petrolífera - MO1

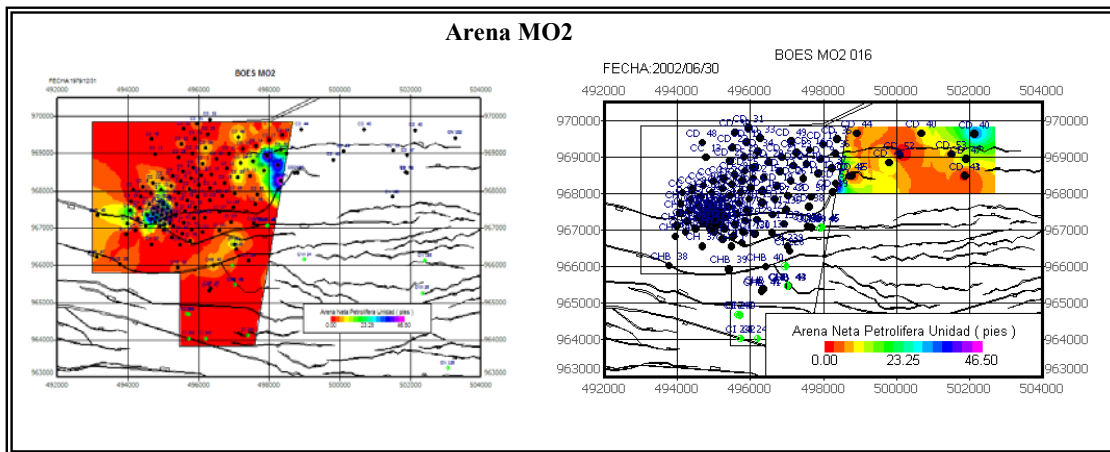


Figura A3-2. Arena Neta Petrolífera – MO2

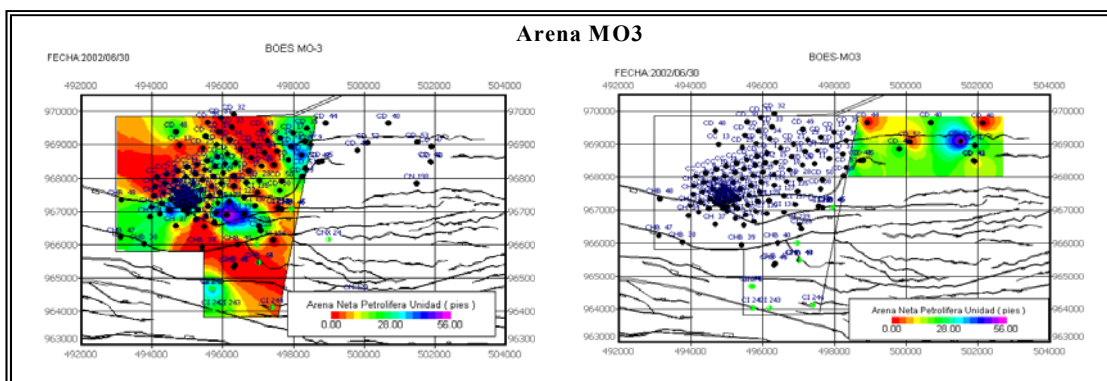


Figura A3-3. Arena Neta Petrolífera – MO3

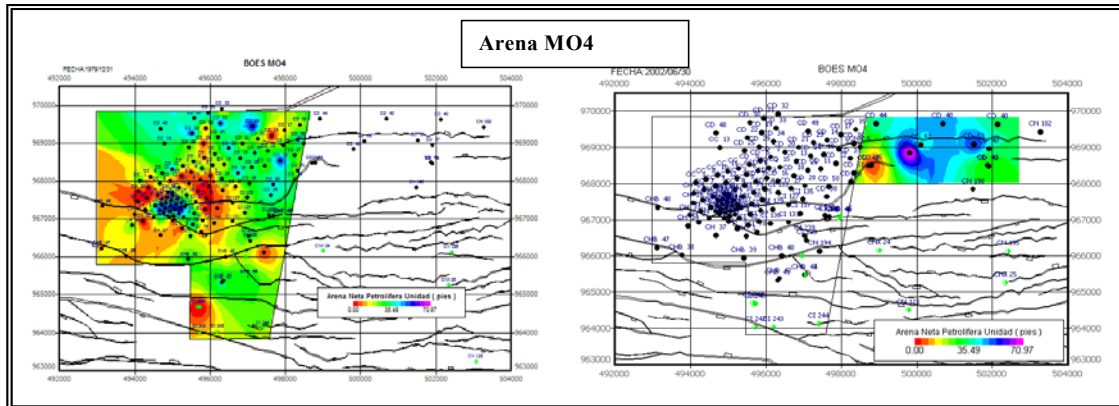


Figura A3-4. Arena Neta Petrolifera – MO4

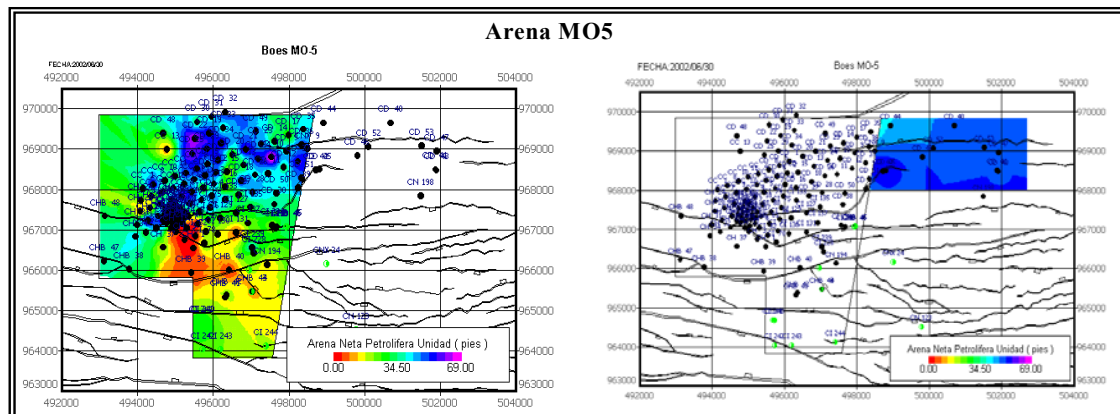


Figura A3-5. Arena Neta Petrolifera – MO5

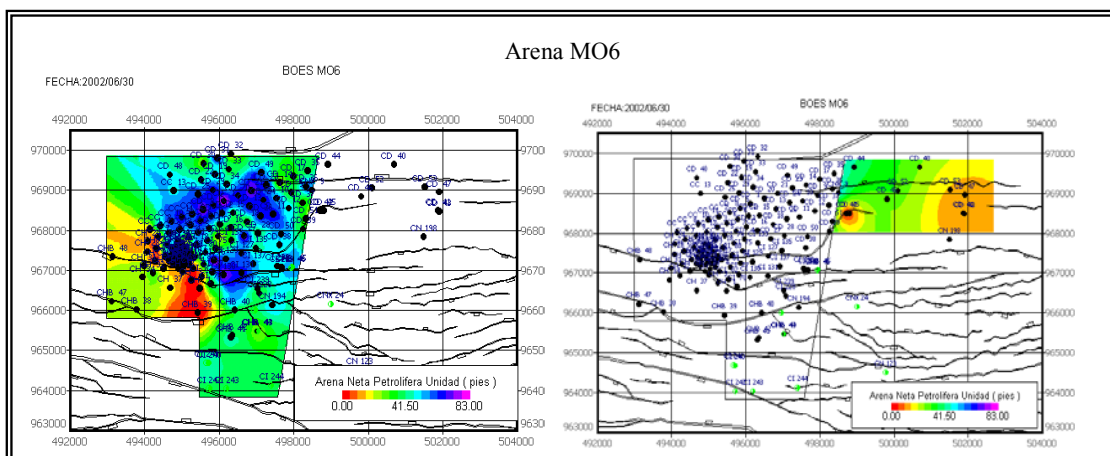


Figura A3-6. Arena Neta Petrolifera – MO6

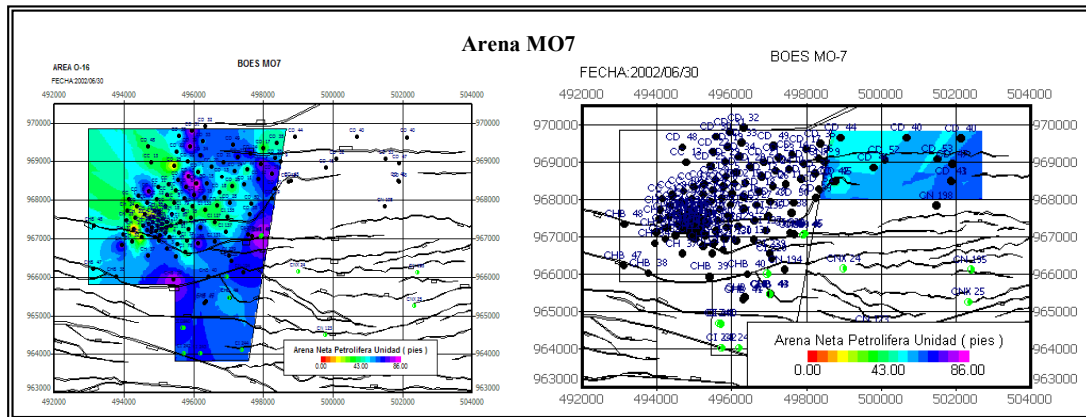


Figura A3-7. Arena Neta Petrolífera – MO7

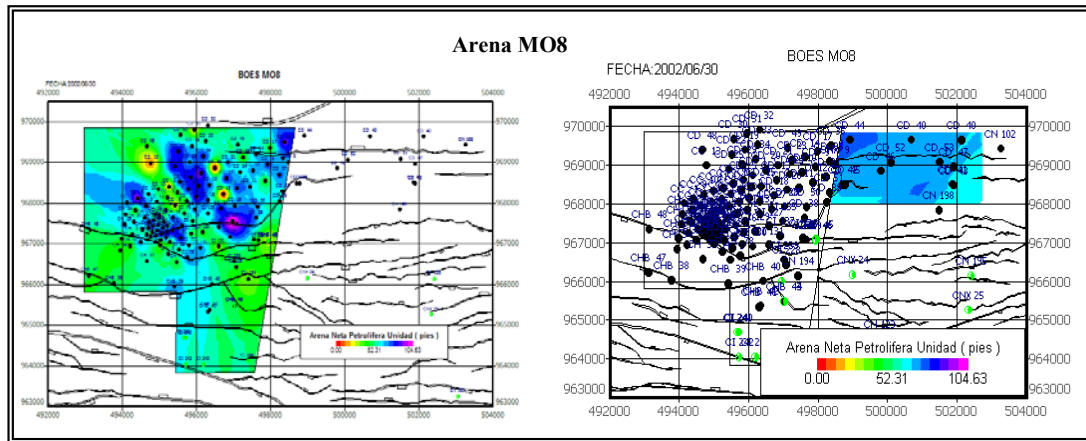


Figura A3-8. Arena Neta Petrolífera – MO8

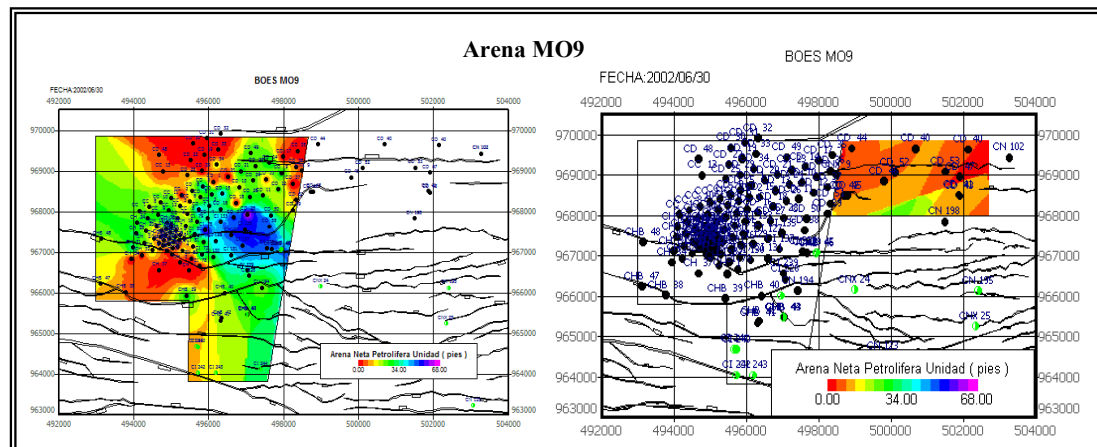


Figura A3-9. Arena Neta Petrolífera – MO9

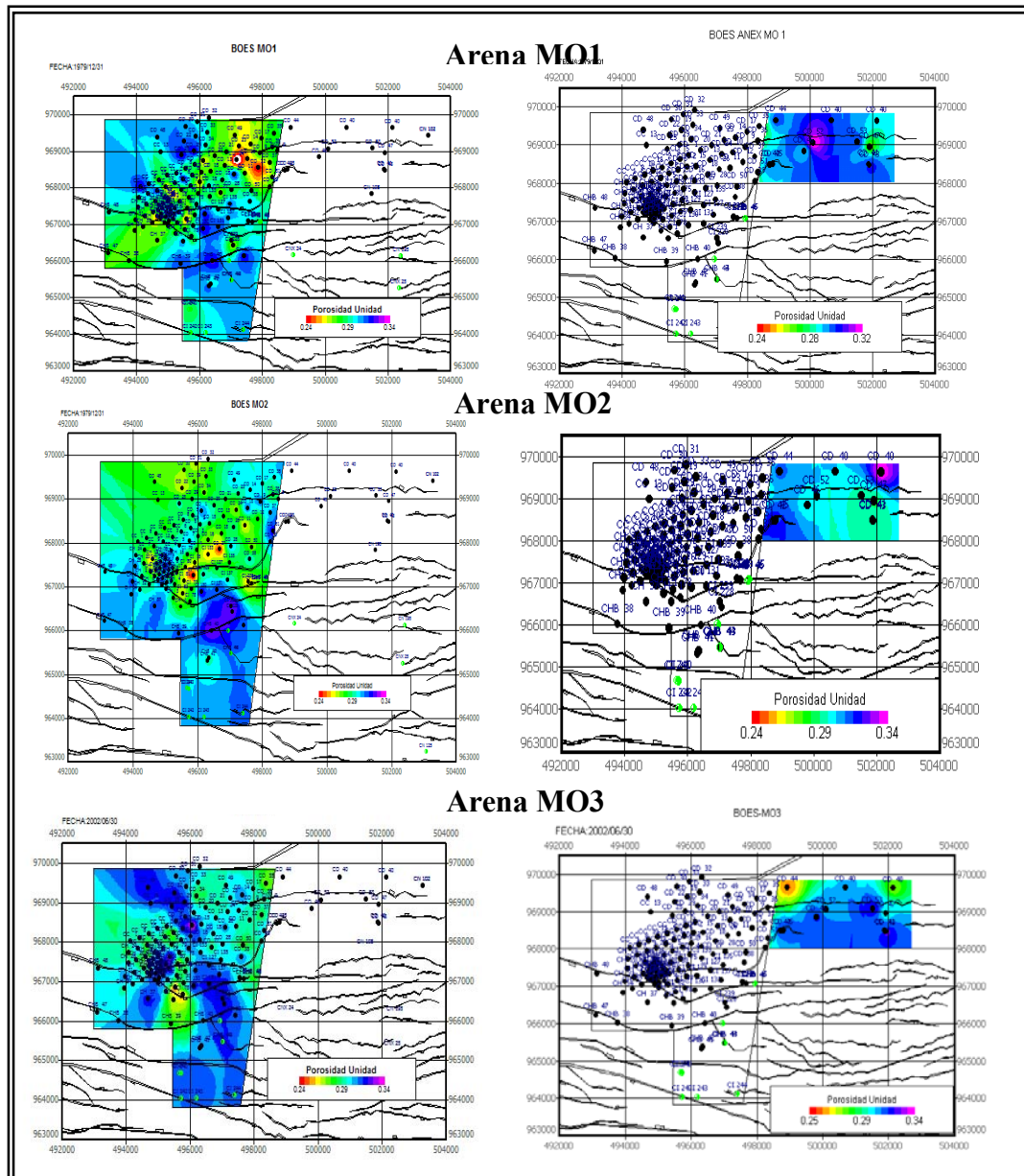


Figura A3-10. Porosidad de las arenas MO1, MO2 y MO3

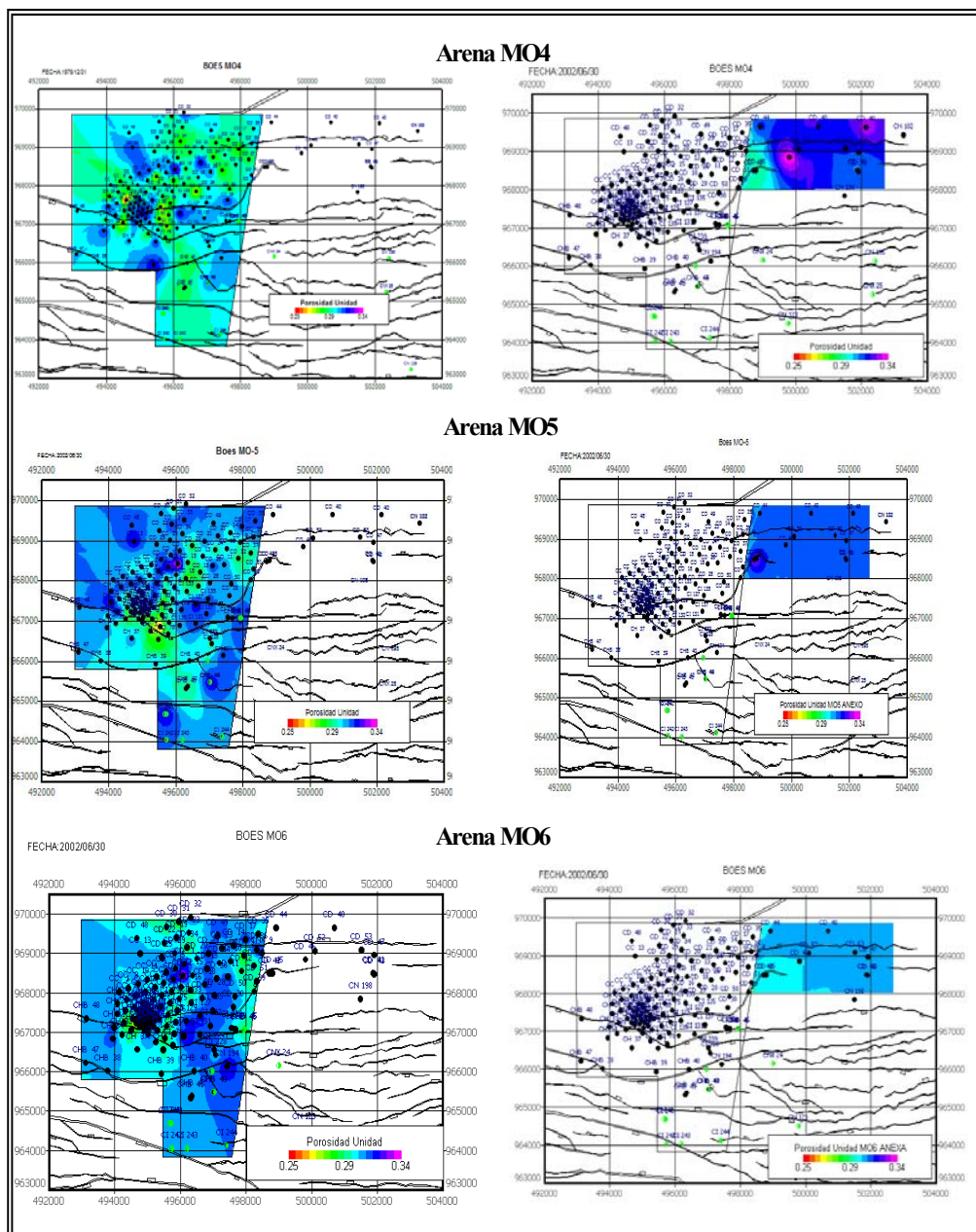


Figura A3-11. Porosidad de las arenas MO4, MO5 y MO6

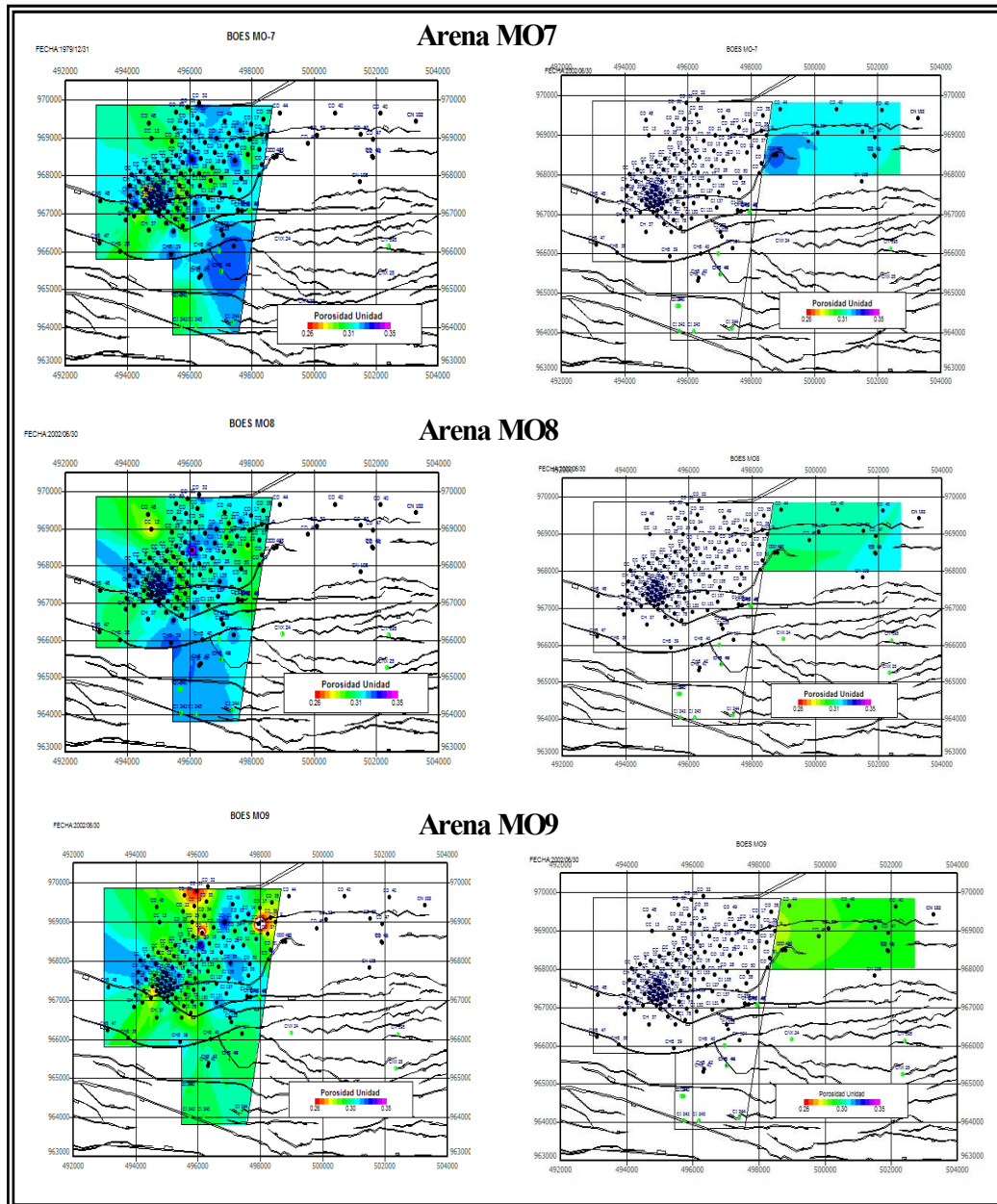


Figura A3-12. Porosidad de las arenas MO7, MO8 y MO9

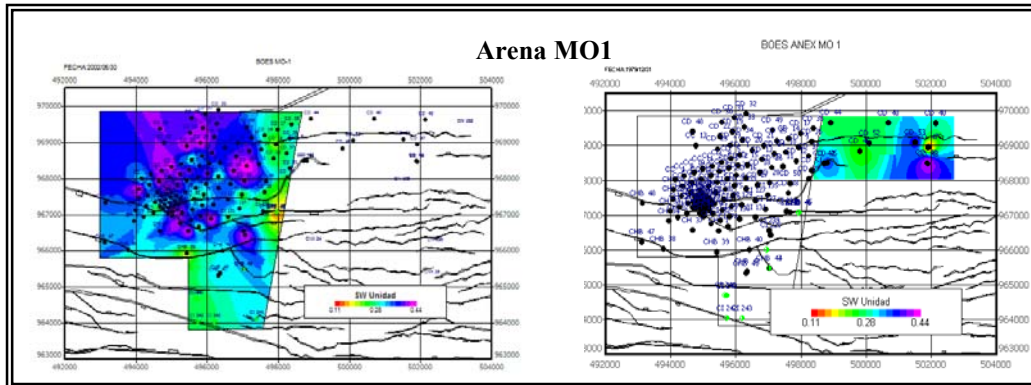


Figura A3-13. Saturación de agua inicial de la Arena MO1

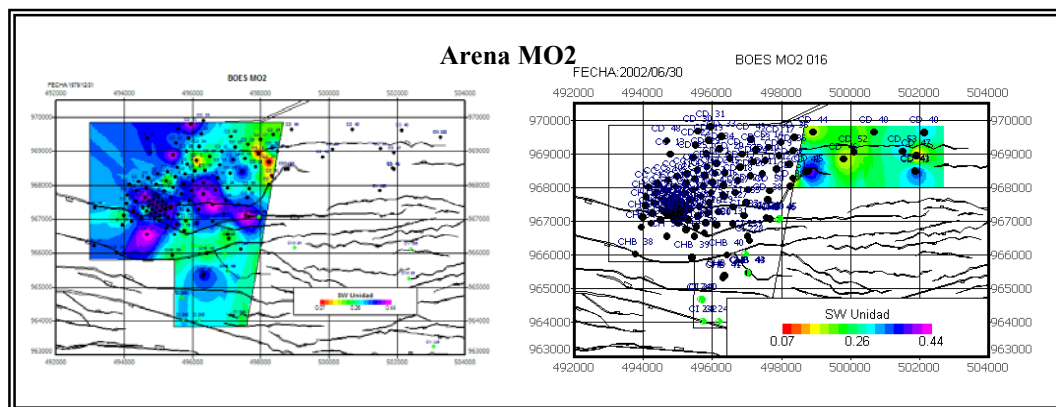


Figura A3-14. Saturación de agua inicial de la Arena MO2

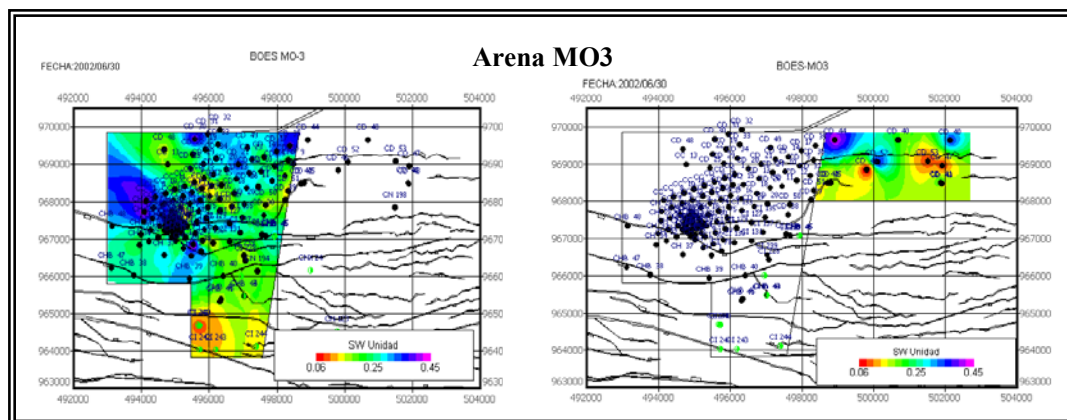


Figura A3-15. Saturación de agua inicial de la Arena MO3

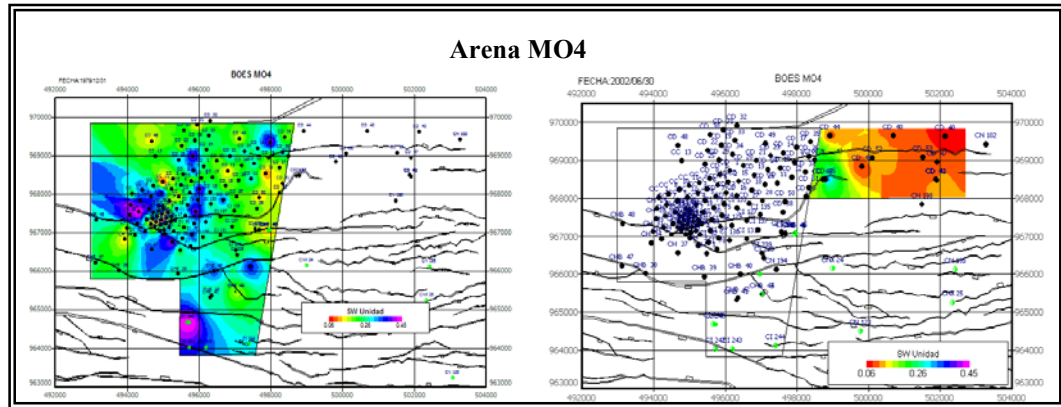


Figura A3-16. Saturación de agua inicial de la Arena MO4

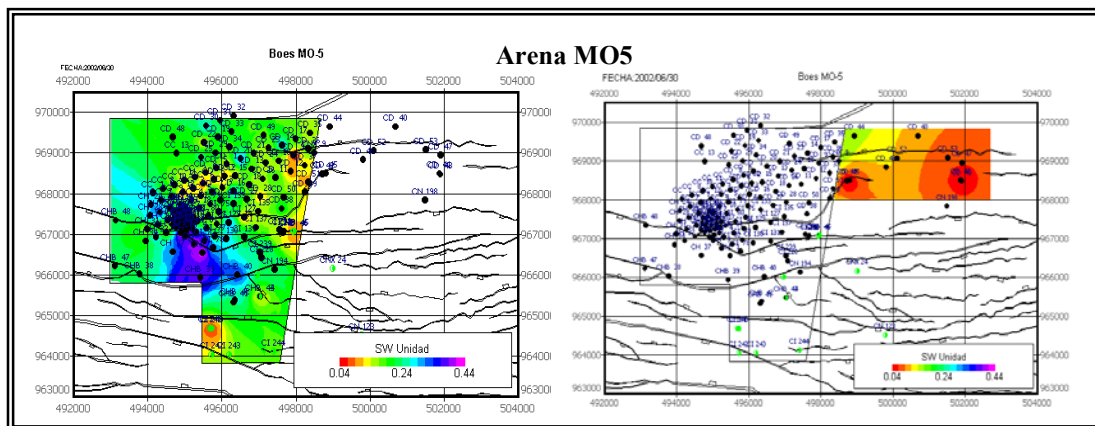


Figura A3-17. Saturación de agua inicial de la Arena MO5

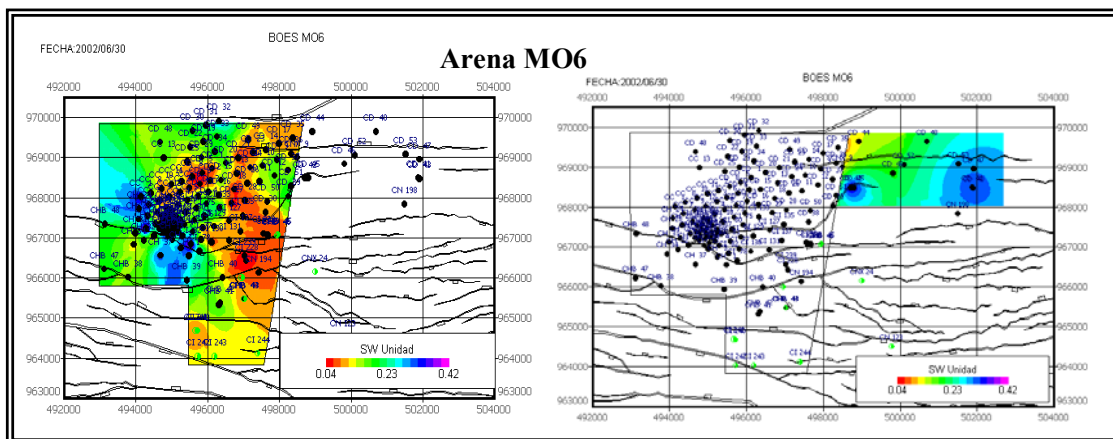


Figura A3-18. Saturación de agua inicial de la Arena MO6



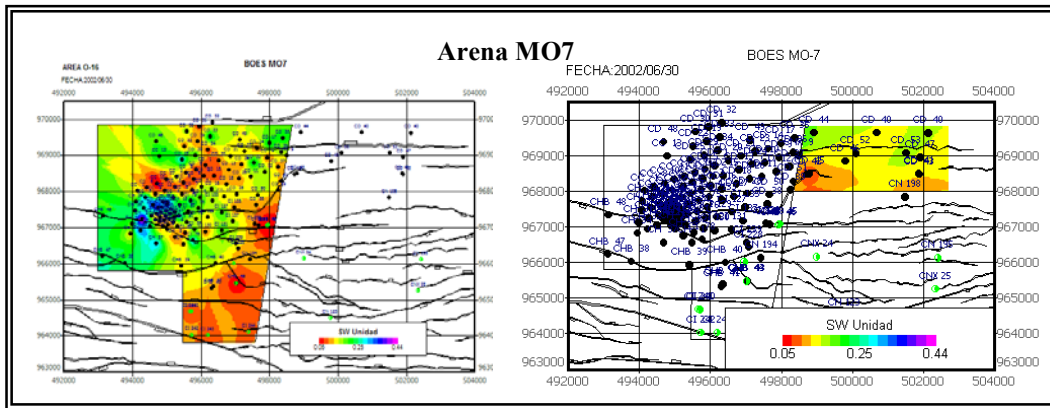


Figura A3-19. Saturación de agua inicial de la Arena MO7

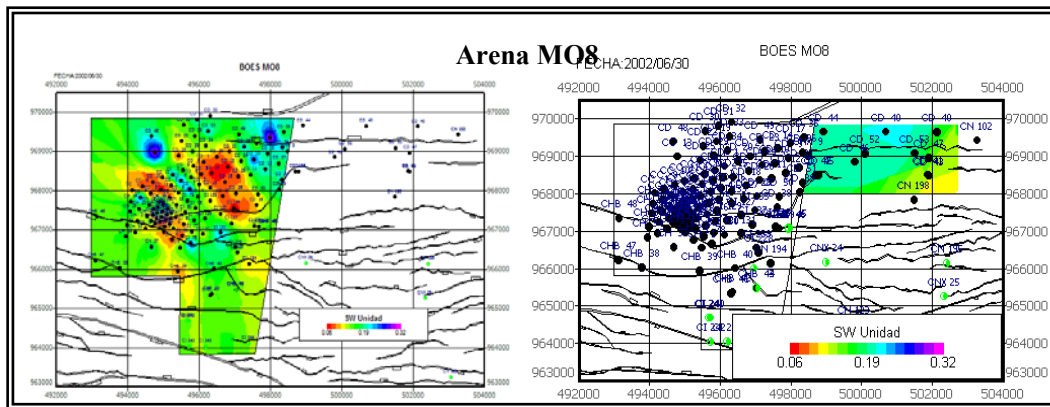


Figura A3-20. Saturación de agua inicial de la Arena MO8

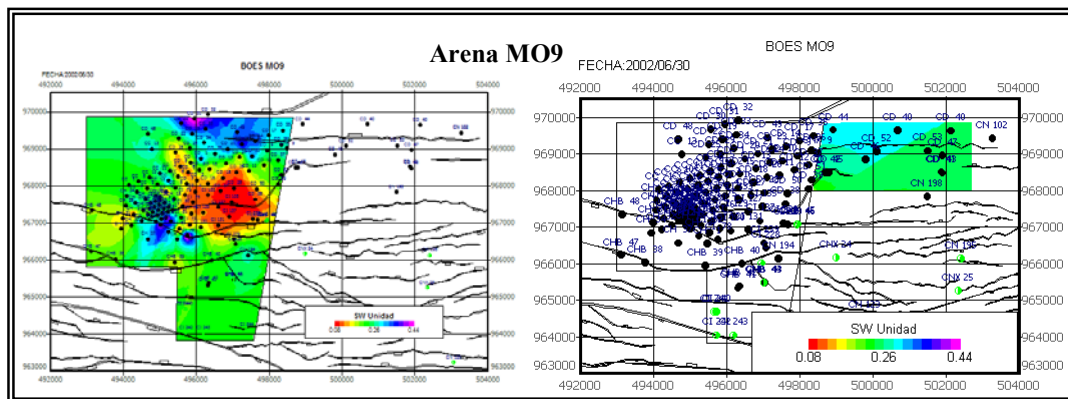


Figura A3-21. Saturación de agua inicial de la Arena MO9

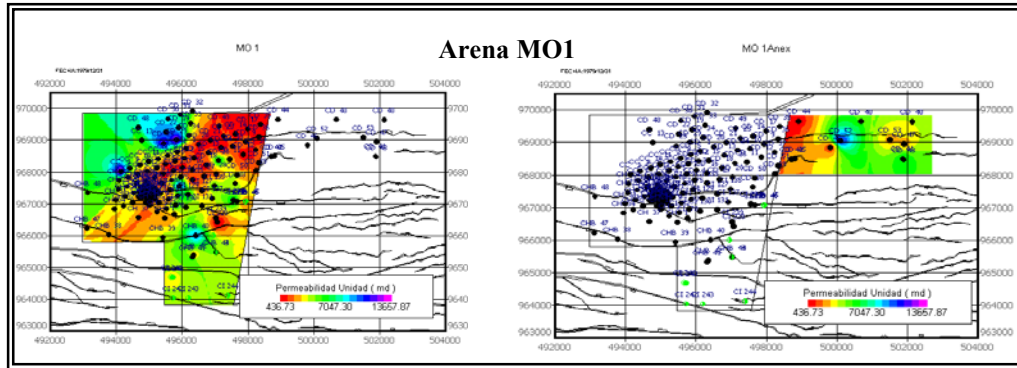


Figura A3-22. Permeabilidad de la arena MO1

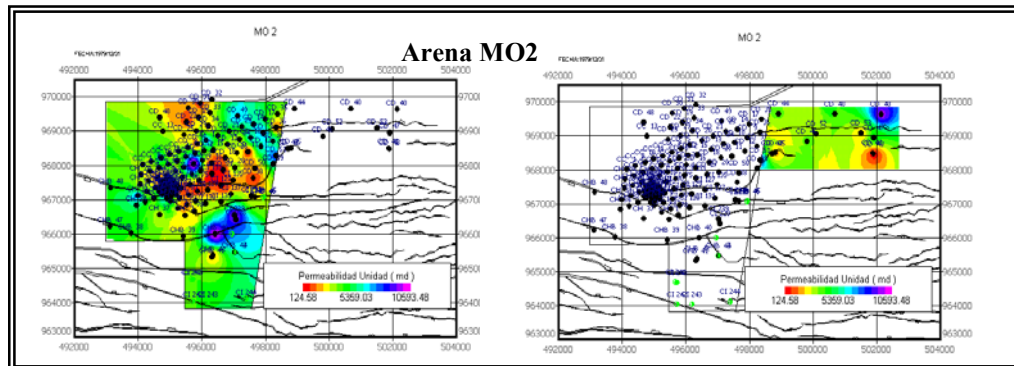


Figura A3-23. Permeabilidad de la arena MO2

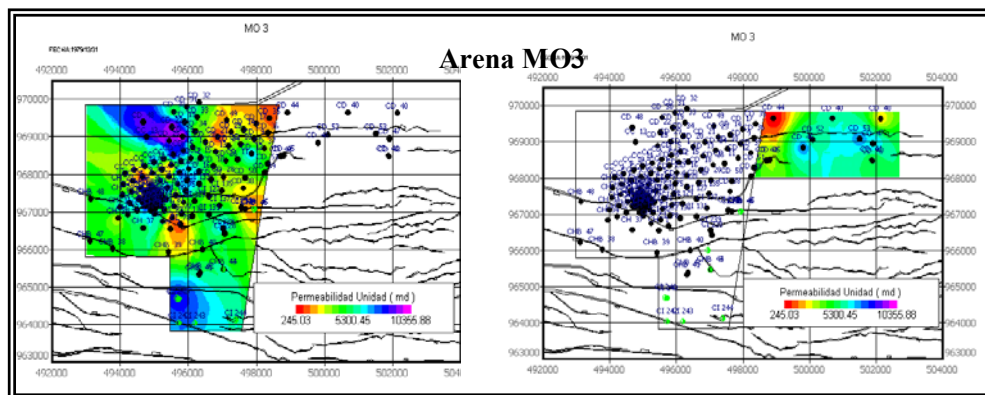


Figura A3-24. Permeabilidad de la arena MO3

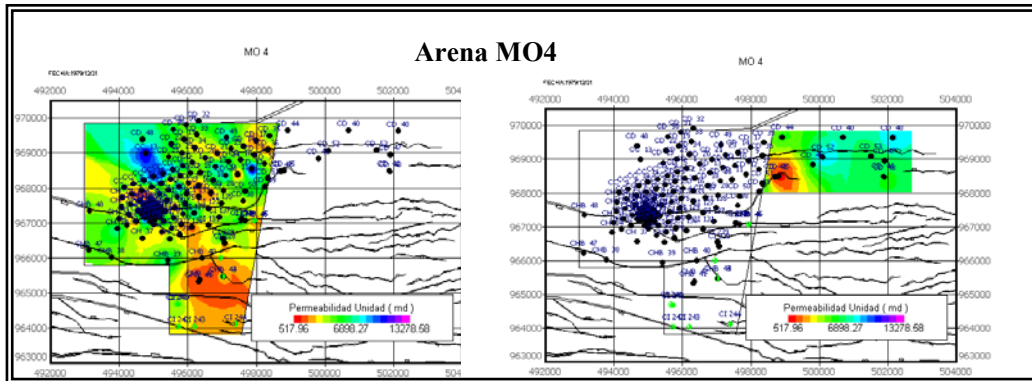


Figura A3-25. Permeabilidad de la arena MO4

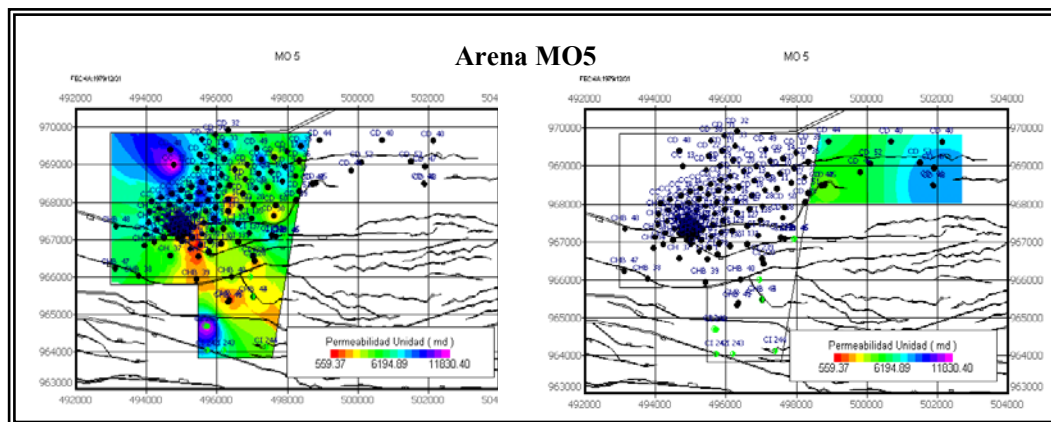


Figura A3-26. Permeabilidad de la arena MO5

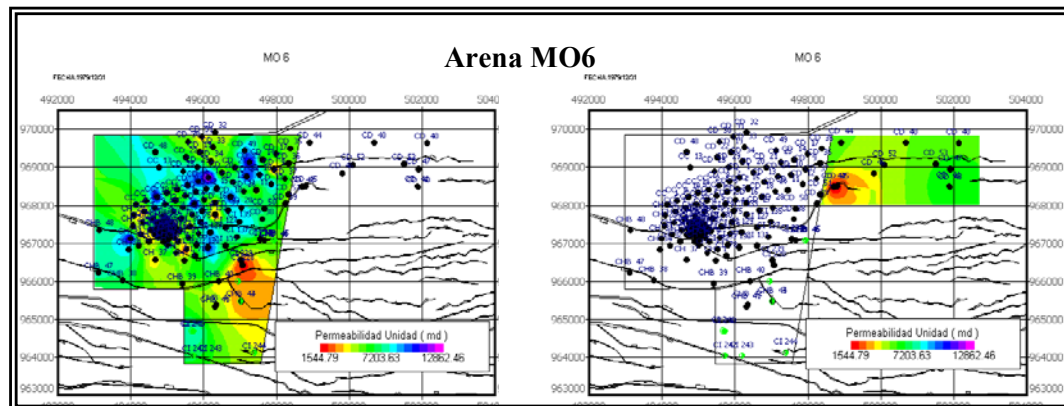


Figura A3-27. Permeabilidad de la arena MO6

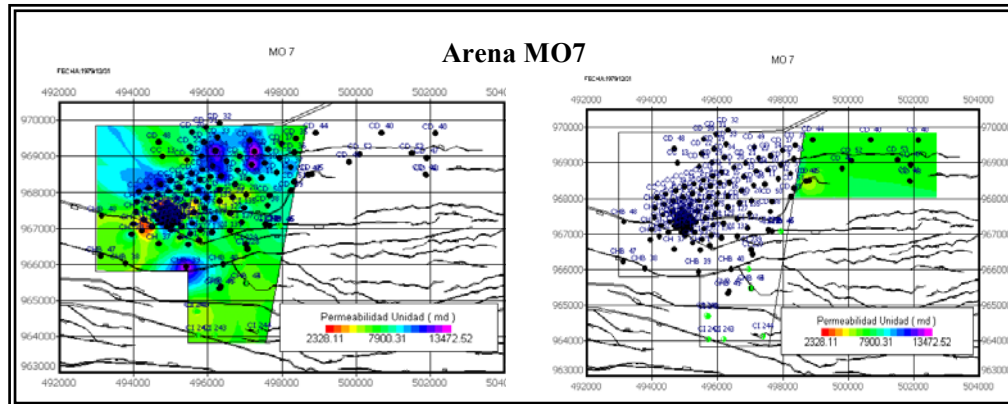


Figura A3-28. Permeabilidad de la arena MO7

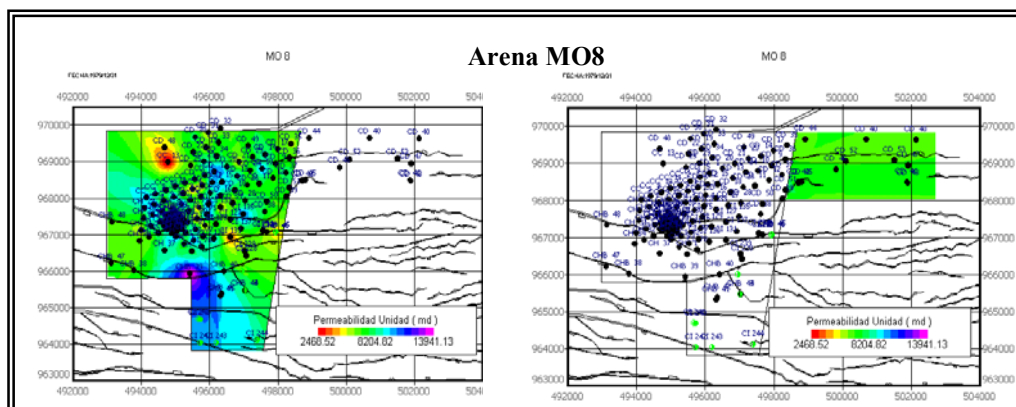


Figura A3-29. Permeabilidad de la arena MO8

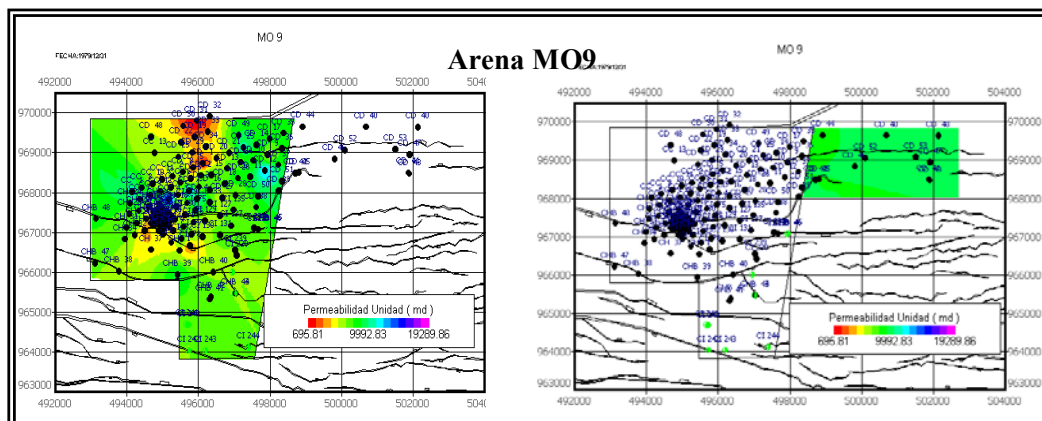


Figura A3-30. Permeabilidad de la arena MO9

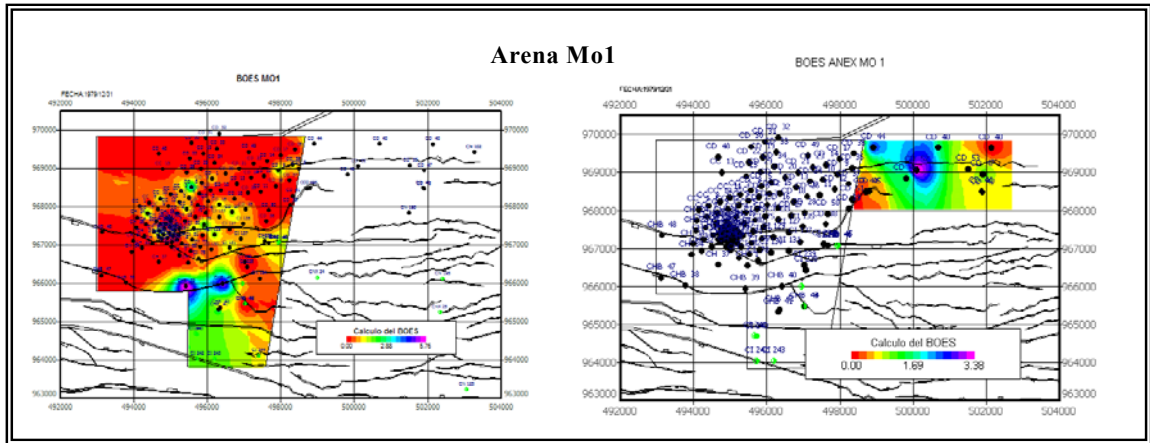


Figura A3-31. BOES de la arena MO1

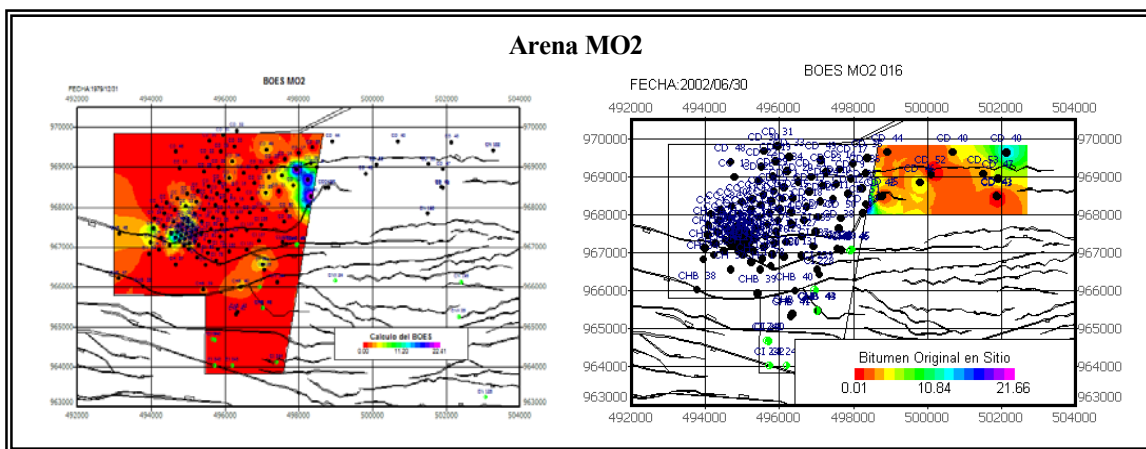


Figura A3-32. BOES de la arena MO2

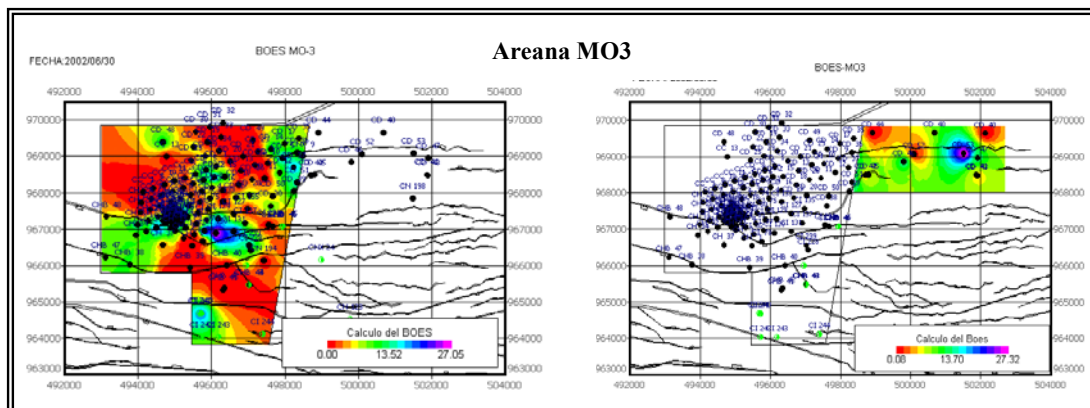


Figura A3-33. BOES de la arena MO3

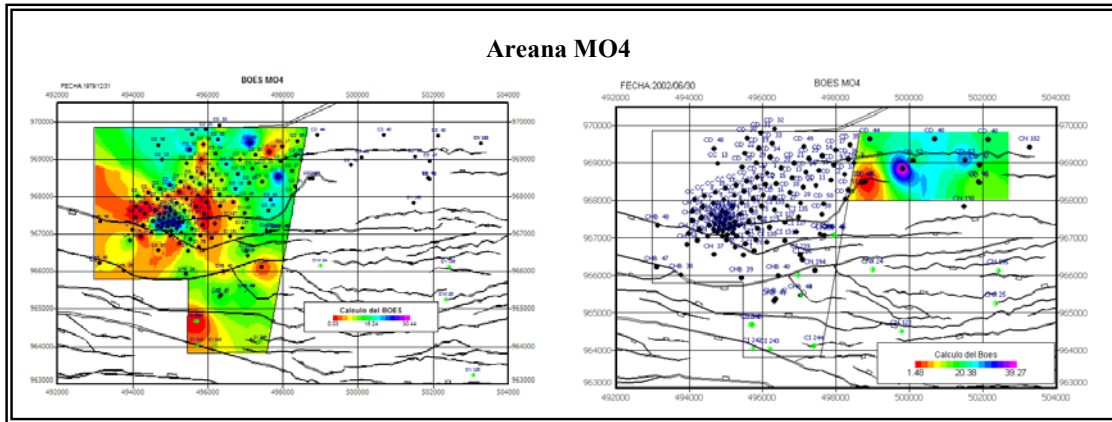


Figura A3-34. BOES de la arena MO4

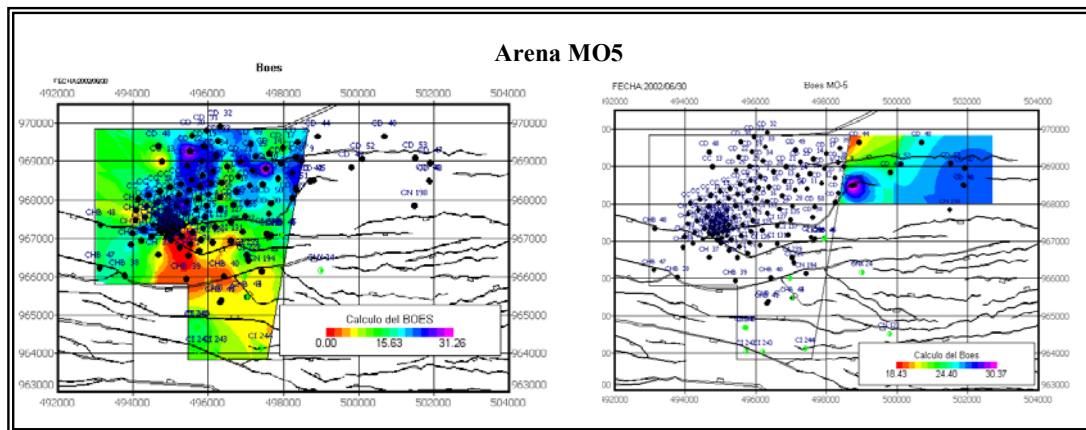


Figura A3-35. BOES de la arena MO5

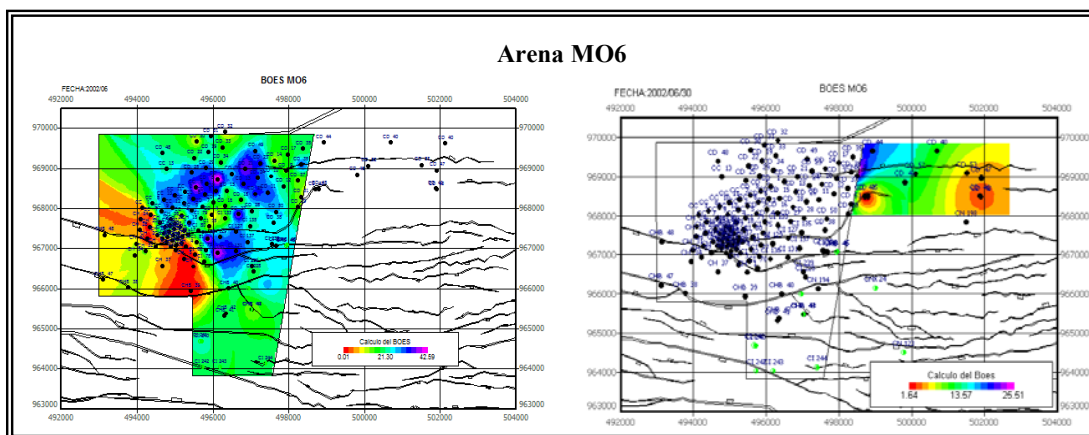


Figura A3-36. BOES de la arena MO6

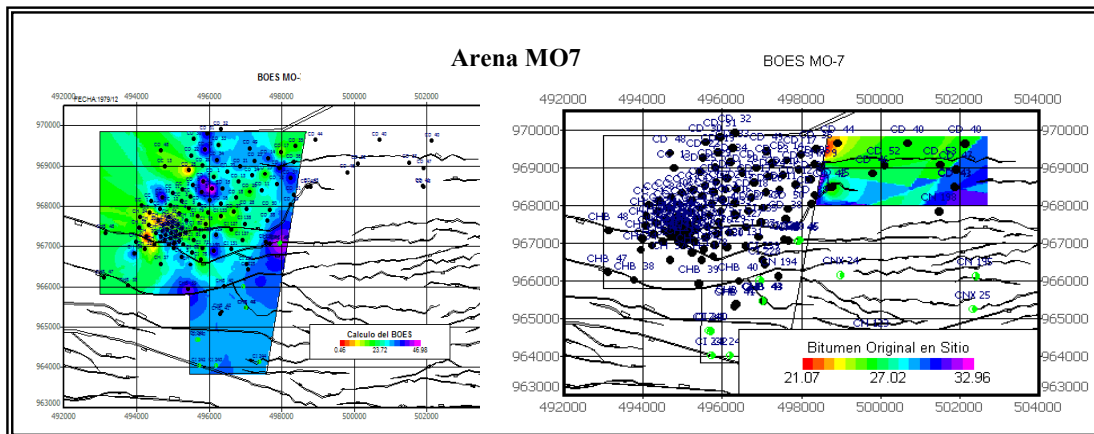


Figura A3-37. BOES de la arena MO7

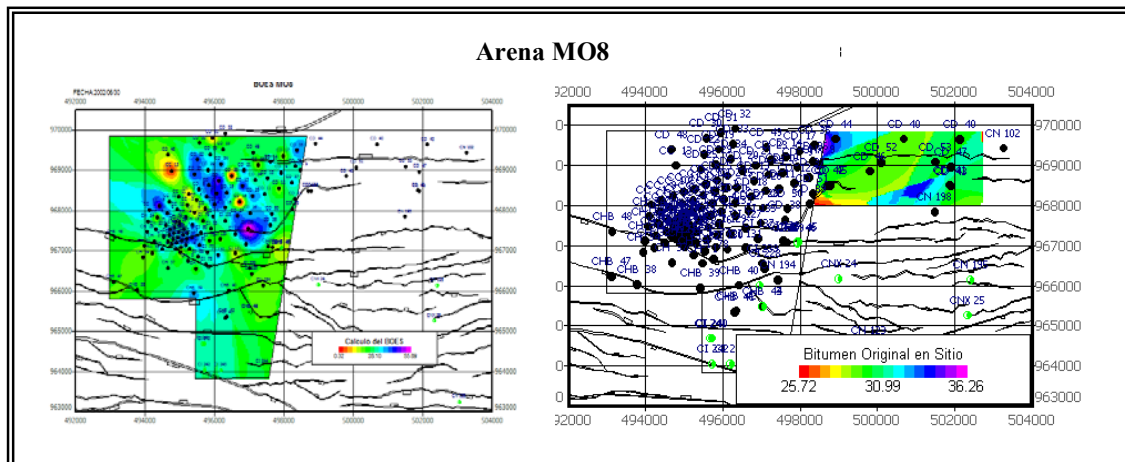


Figura A3-38. BOES de la arena MO8

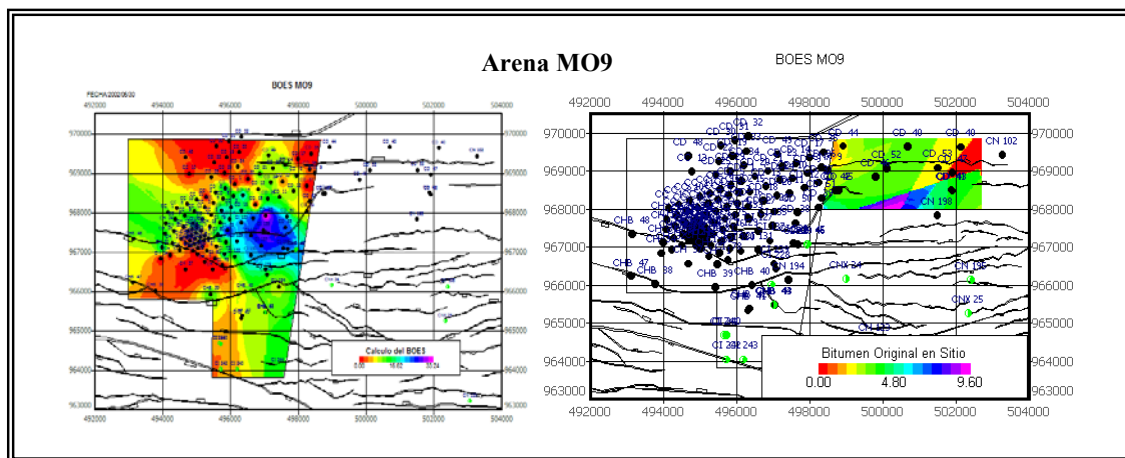


Figura A-3.39. BOES de la arena MO9

**APÉNDICE IV**

Reservas remanentes desarrolladas para cada pozo

Caso 1 y Caso2



## RESERVAS REMANENTES DESARROLLADAS. PRIMER CASO

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Ultima Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Ultimo Estado del pozo	Ultimo Subestado del pozo	Fecha inicial de declinación	Tasa inicial de declinación (BNB/día)	Fecha final de declinación	Tasa final de declinación (BNB/día)	Declinación Anual (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
CC 1	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	379	202205	50.35	9.6	842.79	1189.43
CC 2	VERTICAL	19841130	20020531	HW	HW							
CC 3	VERTICAL	19841130	20000930	AR	AN	2002/05	165	200810	50.17	16.9	562.7	226.12
CC 4	VERTICAL	19841130	20010331	HW	HW							
CC 5	VERTICAL	19841231	20000831	HW	HW	2002/05	101	200603	50.29	16.6	592.8	101.93
CC 6	VERTICAL	19841231	20010331	HW	HW	2002/05	68	200408	50.1	12.9	431.87	48.38
CC 7	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	390	201108	50.07	19.9	946.09	559.82
CC 8	VERTICAL	19840731	19961231	HW	HW							
CC 9	VERTICAL	19840731	19970430	HW	HW							
CC 10	REENTRY	19841231	20010630	AR	AN	2002/05	77	200408	49.63	17.5	1061.85	51.14
CC 11	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	454	203911	50.22	5.7	1404.62	2511.53
CC 12	VERTICAL	19841130	19980731	HW	HW	2002/05	116	200611	49.86	17	749.37	128.7
CC 13	REENTRY	19940630	20020630	PD	PD	200505	536	201011	49.67	24	779.01	635
CD 1	REENTRY	19841130	20000731	AR	AN	2002/05	332	200901	49.87	24.7	1264.43	362.52
CD 2	VERTICAL	19840731	20000430	HW	HW	2002/05	129	200901	49.97	13.2	626.45	203.2
CD 3	VERTICAL	19850131	20000531	HW	HW							
CD 4	VERTICAL	19850430	20010930	HW	HW							
CD 5	REENTRY	19840731	20010430	AR	AN	2002/05	221	200601	49.2	34.2	766.78	149.8
CD 6	VERTICAL	19841231	20001231	HW	HW	2002/05	146	201610	49.96	7.1	855.56	472.19
CD 7	VERTICAL	19841231	20010331	HW	HW	2002/05	76	200411	49.84	15.4	526.64	56.6
CD 8	VERTICAL	19850131	20020531	AS	TR	2002/05	122	200701	49.97	17.7	633	135.41
CD 9	VERTICAL	19920229	20001031	AR	AN	2002/05	114	200501	50.17	26.5	720.97	76
CD 10	DESVIADO	19920229	20020630	PD	PD	2002/05	143	201205	49.84	10	925.21	322.76
CD 11	DESVIADO	19940131	20020630	PD	PD	2002/05	252	201409	50.12	12.2	568.82	562.95
CD 12	DESVIADO	19930331	20020131	HW	HW	2002/05	140	200501	49.22	32.4	614.18	84.72
CD 13	VERTICAL	19930430	20011231	HW	HW	200205	66	200303	50.19	28.2	692.56	17.58
CD 14	DESVIADO	19920229	20010430	HW	HW	2002/05	237	201311	50.11	12.6	628.6	505.52
CD 15	DESVIADO	19921130	20011231	HW	HW	2002/05	96	200602	49.68	16	591	96.25
CD 16	DESVIADO	19921231	20020630	AS	TR	2002/05	118	200811	50.03	12.4	513.26	188.54
CD 17	DESVIADO	19930430	19991031	HW	HW	2002/05	128	2004/10	50.49	32.02	411.67	73.74
CD 18	DESVIADO	19921130	20020630	AS	TR	2002/05	136	2007/02	49.71	19.07	729.63	148.62
CD 19	VERTICAL	19940731	19971031	HW	HW	2002/05	82	2004/05	49.53	22.32	171.63	47.11
CD 20	DESVIADO	19921130	19990228	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CD 21	DESVIADO	19941130	20011231	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CD 22	DESVIADO	19940930	20000131	AR	AN	2002/05	153	2008/07	49.83	16.62	338.07	207.07

## RESERVAS REMANENTES DESARROLLADAS. PRIMER CASO. Cont...

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Ultima Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Ultimo Estado del pozo	Ultimo Subestado del pozo	Fecha inicial de declinación	Tasa inicial de declinación (BNB/día)	Fecha final de declinación	Tasa final de declinación (BNB/día)	Declinación Anual (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
CD 23	DESVIADO	*	*									
CD 24	DESVIADO	*	*									
CD 25	DESVIADO	19940731	19940731									
CD 26	DESVIADO	19940630	20020430	AS	TR	2002/05	92	2007/01	49.85	12.45	594.06	115
CD 27	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	2002/05	139	2009/02	49.83	14.09	403.37	214.24
CD 28	DESVIADO	19940731	20020630	PD	WO	2002/05	179	2011/02	49.98	13.58	614.39	323.53
CD 29	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	2002/05	67	2004/06	49.92	13.35	424.99	44.28
CD 30	DESVIADO	19941031	20020630	PD	PD	2002/05	158	2010/01	50.04	14.08	403.4	260.44
CD 31	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	2002/05	111	2008/02	50.15	12.89	410.72	160.75
CD 32	DESVIADO	19940930	20020630	PD	WO	2002/05	231	2017/02	50.01	9.84	537.97	636.59
CD 33	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	2002/05	170	2010/01	49.87	14.91	527.43	271.01
CD 34	DESVIADO	19940630	19991231	HW	HW	2002/05	139	2006/08	49.71	21.45	310.98	134.67
CD 35	DESVIADO	19930331	20020630	PD	PD	2002/05	271	2016/01	49.79	11.65	667.27	651.15
CD 36	DESVIADO	19921130	20020630	PD	PD	2002/05	309	2040/11	50.11	4.61	836.67	1999.34
CD 37	DESVIADO	19921130	20020630	PD	WO	2002/05	214	2020/06	49.83	7.75	732.83	744.89
CD 38	HORIZONTAL	19951231	20020630	PD	PD	*	*	*	*	*	*	*
CD 39	HORIZONTAL	20000131	20020630	PD	PD	2002/05	669	2022/05	50.45	12.12	1013.28	1747.87
CD 40	HORIZONTAL	20001031	20020630	PD	PD	202/05	643	2027/01	49.95	9.87	1017.53	2084.9
CD 41	HORIZONTAL	20001231	20020531	HW	HW							
CD 42	HORIZONTAL	20001231	20020630	PD	PD	2002/06	2401	20410131			1325.77	
CD 43	HORIZONTAL	20000831	20020630	PD	PD	2002/06	1720	20420630	166	5.67	1032.71	9718.92
CD 44	HORIZONTAL	20010131	20020630	PD	PD	2002/06	1315	20310228	50	10.78	952.26	4049.94
CD 45	HORIZONTAL	20001231	20020630	PD	PD	2002/06	2575	20420630	172	6.53	1264.47	12982.3
CD 46	HORIZONTAL	20001231	20020630	PD	PD	2002/06	290	2015/11	49.93	12.3	119.15	669.63
CD 47	HORIZONTAL	20010131	20020630	PD	BI	2002/05	1252	2022	44.14	15.4	713.31	2637.61
CD 48	HORIZONTAL	20010228	20020630	TD	TD	2002/06	499	2022/06	53.04	10.6	207.32	1453.02
CD 49	HORIZONTAL	20010228	20020630	PD	PD	2002/06	845	2029/02	53.22	9.85	386.46	3176.9
CD 50	HORIZONTAL	20010430	20020630	PD	PD	2002/05	572	2016/06	50.35	15.85	192.44	1104.41
CD 51	HORIZONTAL	20010630	20020630	PD	PD	2002/06	261	2019/07	49.96	9.21	322.22	795.73
CD 52	HORIZONTAL	*	*	PD	PD							
CD 53	HORIZONTAL	*	*	PD	PD							
<b>Pozos Nuevos</b>												
CH 1	VERTICAL	19830131	19890831	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 2	VERTICAL	19841231	20020630	PD	PD	2002/05	62.35	2004/02	49.82	12.04	506.32	35.69
CH 3	REENTRY	19850131	19950731	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 4	VERTICAL	19850131	19900630	CH	CH	*	*	*	*	*	*	*
CH 5	VERTICAL	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	79.78	2005/11	50	12.45	332.59	81.58
CH 6	DESVIADO	19841231	20020630	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 7	VERTICAL	19841130	19971231	RE	RE	2002/05	50	2002/05	50	18.42	312.91	0
CH 8	VERTICAL	19841231	19970131	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 9	DESVIADO	19841231	20020630	PD	PD	2002/05	75	2006/04	50	9.84	487.66	87.89
CH 10	VERTICAL	19850131	19970831	TD	TD	2002/06	88	2004/09	50	11.2	251.12	117.126
CH 11	VERTICAL	19841130	19990430	HW	HW	2002/06	96	2004/06	50	28.32	193.99	51.5
CH 12	VERTICAL	19850228	20020630	PD	WO	2002/05	44	2005/02	30	13.1	417.24	35.473

## RESERVAS REMANENTES DESARROLLADAS. PRIMER CASO. Cont...

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Ultima Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Ultimo Estado del pozo	Ultimo Subestado del pozo	Fecha inicial de declinación	Tasa inicial de declinación (BNB/día)	Fecha final de declinación	Tasa final de declinación (BNB/día)	Declinación Anual (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
CH 14	REENTRY	19850131	20020131	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 15	DESVIADO	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	70	2005/06	50	10.28	374.35	66.81
CH 16	REENTRY	19850228	19990930	AR	AN	2002/05	106.4	2005/04	50	23.08	415.44	79.21
CH 17	VERTICAL	19850228	19961130	HW	HW	2002/06	94	2005/01	50	21.81	249.52	65.89
CH 18	VERTICAL	19841130	19990430	HW	HW	2002/06	158	2005/11	50	28.58	590.19	117.83
CH 19	DESVIADO	19850131	20000331	HW	HW	2002/05	101	2008/05	50	10.97	315.11	158.96
CH 20	DESVIADO	19850131	19960930	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 21	VERTICAL	19850131	19960331	RE	RE	2002/05	76.78	2004/02	50	21.3	223.12	40.09
CH 22	VERTICAL	19841130	20011231	RE	RE	2002/05	35	2007/03	20	10.71	579.44	46.97
CH 23	VERTICAL	19841130	19950228	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 24	DESVIADO	19850228	19951031	TD	TD	2002/05	243	2014/04	50	12.48	146.49	530.8
CH 25	VERTICAL	19841231	19950331	AA	AA	*	*	*	*	*	*	*
CH 26	VERTICAL	19841130	19990228	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 27	VERTICAL	19841130	19990531	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 28	DESVIADO	19841231	19990331	HW	HW	2002/06	347	200802228	50	29.14	187.26	315.98
CH 29	VERTICAL	19841130	19941130	AR	AN	*	*	*	*	*	*	*
CH 30	VERTICAL	19841130	19990131	AR	AN	2002/05	110	2009/08	50	10.3	351.45	201.413
CH 31	DESVIADO	19841231	20000731	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 32	DESVIADO	19841231	20000831	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 33	VERTICAL	19841130	20011231	RE	RE	2002/05	39	2010/02	20	8.41	594.27	80.66
CH 34	DESVIADO	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	123	2009/11	50	11.4	494.79	222.3
CH 35	VERTICAL	19841130	19971231	HW	HW	2002/06	217	2005/04	50	40.11	324.34	118.55
CH 36	VERTICAL	19841130	19980630	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 37	REENTRY	19891031	20020630	PD	PD	2002/05	401	2019/09	49.73	11.35	911.54	1066.2
CHB 38	HORIZONTAL	20000131	20020630	PD	PD	2002/05	282	2017/03	49.94	11.01	595.18	726
CHB 39	HORIZONTAL	20000430	20020430	AS	TR	2002/06	34	2003/05	19.61	45.2	325	8.77
CHB 40	HORIZONTAL	20000430	20020630	PD	BI	2002/06	624	2021/07	49.92	12.4	618.23	1585.59
CHB 41	HORIZONTAL	20000531	20020630	PD	WO	2002/05	989	2028/06	49.93	10.85	707.96	2987.43
CHB 42	HORIZONTAL	20000531	20020630	PD	PD	2002/05	617	2015/09	49.71	17.21	578.71	1096.76
CHB 43	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CHB 44	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CHB 45	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CHB 46	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
<b>Pozos Nuevos</b>												
CHB 47	HORIZONTAL	20010731	20020630	PD	PD	2002/05	1687	2031/09	49.73	11.32	452.6	4977.77
CHB 48	HORIZONTAL	20010731	20020630	PD	PD	2002/05	1006	2027/01	50.21	11.48	278.88	2863.48
CI 75	VERTICAL	19850430	20011231	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CI 76	VERTICAL	19850430	20001031	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CI 77	VERTICAL	19841130	19950228	AR	RP	2002/05	882.3	2014/09	50.39	20.71	485.34	1309.32
CI 78	VERTICAL	19841130	19970731	RE	RE	20020630	76	20100430	50	5.23	228.67	178.07

## RESERVAS REMANENTES DESARROLLADAS. PRIMER CASO. Cont...

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Ultima Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Ultimo Estado del pozo	Ultimo Subestado del pozo	Fecha inicial de declinación	Tasa inicial de declinación (BNB/día)	Fecha final de declinación	Tasa final de declinación (BNB/día)	Declinación Anual (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
CI 79	VERTICAL	19841231	20011231	HW	HW							
CI 80	VERTICAL	19850430	20000331	HW	HW							
CI 81	VERTICAL	19841231	19980630	HW	HW							
CI 82	REENTRY	19850228	20020630	PD	PD	2002/06	233	20140228	50	12.41	698.54	505.76
CI 127	VERTICAL	19930531	20020630	PD	PD	2002/05	130	20220531	50	4.6	738.88	610.05
CI 129	DESVIADO	19940131	20020630	PD	WO	2002/05	107	20101031	50	8.67	833.45	230.08
CI 130	DESVIADO	19921130	20020430	HW	HW							
CI 131	DESVIADO	19921130	19990630	TD	TD	2002/06	163	20130630	50	10.18	437.37	383.14
CI 133	DESVIADO	19921130	20020630	PD	PD	2002/06	143	20150430	50	7.84	859.17	414.8
CI 135	DESVIADO	19940630	20020630	PD	PD	2002/06	315	20420630	85	3.23	839.04	2559.31
CI 137	DESVIADO	19950630	20020630	PD	PD	2002/06	330	20380630	50	5.1	891.93	1953.49
CI 228	HORIZONTAL	19980531	20020630	PD	PD	2002/06	578	20420630	70	5.16	1065.75	3506.87
CI 229	HORIZONTAL	19980430	20020630	PD	PD	2002/06	888	20420630	105	5.2	1925.75	5350.47
CI 238	HORIZONTAL	20000930	20020630	PD	PD	2002/06	914	20420630	120	4.95	639.57	5710.37
CI 239	HORIZONTAL	20010131	20020630	PD	PD	2002/06	319	20171130	50	11.32	110.93	817.74
CI 240	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CI 241	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CI 242	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CI 243	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CI 244	HORIZONTAL	20020630	20020630	WO	WO							

<b>RESERVAS REMANENTES RECUPERABLES TOTALES (MMBNB)</b>	<b>96.247</b>
---	---------------

### LEYENDA

HW y Qo>50 BNBD
HW
SIN DATA
POZOS NUEVOS
CERRADO

### RESERVAS REMANENTES DESARROLLADAS. SEGUNDO CASO

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Última Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Último Estado del pozo	Último Subestado del pozo	Corte de agua inic. Declinación (%)	Corte de agua fin. Declinación (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
CC 1	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	5.25	95	842.79	617.3
CC 2	VERTICAL	19841130	20020531	HW	HW				
CC 3	VERTICAL	19841130	20000930	AR	AN	64.74	95	562.7	159.7
CC 4	VERTICAL	19841130	20010331	HW	HW				
CC 5	VERTICAL	19841231	20000831	HW	HW	59.3	101	592.8	176.3
CC 6	VERTICAL	19841231	20010331	HW	HW	46.6	95	431.87	73.75
CC 7	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	45.43	95	946.09	230.07
CC 8	VERTICAL	19840731	19961231	HW	HW				
CC 9	VERTICAL	19840731	19970430	HW	HW				
CC 10	REENTRY	19841231	20010630	AR	AN	88.9	95	1061.85	43.78
CC 11	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	40.74	95	1404.62	148.6
CC 12	VERTICAL	19841130	19980731	HW	HW	77.1	95	749.37	96.4
CC 13	REENTRY	19940630	20020630	PD	PD	1.47	95	779.01	1256.3
CD 1	REENTRY	19841130	20000731	AR	AN	75.76	95	1264.43	167.1
CD 2	VERTICAL	19840731	20000430	HW	HW	78.58	95	626.45	50.3
CD 3	VERTICAL	19850131	20000531	HW	HW				
CD 4	VERTICAL	19850430	20010930	HW	HW				
CD 5	REENTRY	19840731	20010430	AR	AN	55.88	95	766.78	225.4
CD 6	VERTICAL	19841231	20001231	HW	HW	22.72	95	855.56	591.8
CD 7	VERTICAL	19841231	20010331	HW	HW	57.95	95	526.64	26.7
CD 8	VERTICAL	19850131	20020531	AS	TR	59.36	95	633	69.01
CD 9	VERTICAL	19920229	20001031	AR	AN	78.64	95	720.97	80.54
CD 10	DESVIADO	19920229	20020630	PD	PD	27.7	95	925.21	985.3
CD 11	DESVIADO	19940131	20020630	PD	PD	31.35	95	568.82	596.01
CD 12	DESVIADO	19930331	20020131	HW	HW	77.3	95	614.18	20.3
CD 13	VERTICAL	19930430	20011231	HW	HW	75.32	95	692.56	59.2
CD 14	DESVIADO	19920229	20010430	HW	HW	40.42	95	628.6	271.88
CD 15	DESVIADO	19921130	20011231	HW	HW	48.41	95	591	124.48
CD 16	DESVIADO	19921231	20020630	AS	TR	14.48	95	513.26	768.3
CD 17	DESVIADO	19930430	19991031	HW	HW	49.73	95	411.67	109.9
CD 18	DESVIADO	19921130	20020630	AS	TR	59.91	95	729.63	23.94
CD 19	VERTICAL	19940731	19971031	HW	HW	53.45	95	171.63	35.83
CD 20	DESVIADO	19921130	19990228	HW	HW	*	*	*	*
CD 21	DESVIADO	19941130	20011231	HW	HW	*	*	*	*
CD 22	DESVIADO	19940930	20000131	AR	AN	35.3	95	338.07	279.64

**RESERVAS REMANENTES DESARROLLADAS. SEGUNDO CASO. Cont....**

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Última Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Último Estado del pozo	Último Subestado del pozo	Corte de agua inic. Declinación (%)	Corte de agua fin. Declinación (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
CD 23	DESVIADO	*	*						
CD 24	DESVIADO	*	*						
CD 25	DESVIADO	19940731	19940731						
CD 26	DESVIADO	19940630	20020430	AS	TR	73	95	594.06	39.9
CD 27	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	4.44	95	403.37	340.63
CD 28	DESVIADO	19940731	20020630	PD	WO	25.52	95	614.39	417.25
CD 29	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	26.28	95	424.99	484.25
CD 30	DESVIADO	19941031	20020630	PD	PD	0.63	95	403.4	756.96
CD 31	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	24.54	95	410.72	388.5
CD 32	DESVIADO	19940930	20020630	PD	WO	24.8	95	537.97	249.1
CD 33	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	45.57	95	527.43	121.84
CD 34	DESVIADO	19940630	19991231	HW	HW	59.05	95	310.98	43.54
CD 35	DESVIADO	19930331	20020630	PD	PD	2.16	271	95	1280.12
CD 36	DESVIADO	19921130	20020630	PD	PD	5.15	95	836.67	1306.86
CD 37	DESVIADO	19921130	20020630	PD	WO	40.76	95	732.83	913.31
CD 38	HORIZONTAL	19951231	20020630	PD	PD	*	*	*	*
CD 39	HORIZONTAL	20000131	20020630	PD	PD	24.37	669	95	1590.77
CD 40	HORIZONTAL	20001031	20020630	PD	PD	4.02	95	1017.53	1934.52
CD 41	HORIZONTAL	20001231	20020531	HW	HW				
CD 42	HORIZONTAL	20001231	20020630	PD	PD	36.04	95	1325.77	794.3
CD 43	HORIZONTAL	20000831	20020630	PD	PD	1.14	95	1032.71	3250.7
CD 44	HORIZONTAL	20010131	20020630	PD	PD	3.38	95	952.26	1788.6
CD 45	HORIZONTAL	20001231	20020630	PD	PD	1.07	95	1264.47	8731.2
CD 46	HORIZONTAL	20001231	20020630	PD	PD	12.9	95	119.15	282.5
CD 47	HORIZONTAL	20010131	20020630	PD	BI	23.1	95	713.31	1454.7
CD 48	HORIZONTAL	20010228	20020630	TD	TD	1.56	95	207.32	909.33
CD 49	HORIZONTAL	20010228	20020630	PD	PD	5.79	95	386.46	917.2
CD 50	HORIZONTAL	20010430	20020630	PD	PD	5.52	95	192.44	676.8
CD 51	HORIZONTAL	20010630	20020630	PD	PD	3.35	95	322.22	1240.5
CD 52	HORIZONTAL	*	*	PD	PD				
CD 53	HORIZONTAL	*	*	PD	PD				
CH 1	VERTICAL	19830131	19890831	HW	HW	*	*	*	*
CH 2	VERTICAL	19841231	20020630	PD	PD	66.4	95	506.32	50.2
CH 3	REENTRY	19850131	19950731	HW	HW	*	*	*	*
CH 4	VERTICAL	19850131	19900630	CH	CH	*	*	*	*
CH 5	VERTICAL	19841130	20020630	PD	PD	59.2	95	332.59	119.2
CH 6	DESVIADO	19841231	20020630	HW	HW	*	*	*	*
CH 7	VERTICAL	19841130	19971231	RE	RE	2002/05	50	312.91	0
CH 8	VERTICAL	19841231	19970131	HW	HW	*	*	*	*
CH 9	DESVIADO	19841231	20020630	PD	PD	23.5	95	487.66	112.1

Sin data en OFM

Pozos Nuevos

### RESERVAS REMANENTES DESARROLLADAS. SEGUNDO CASO. Cont...

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Última Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Último Estado del pozo	Último Subestado del pozo	Corte de agua inic. Declinación (%)	Corte de agua fin. Declinación (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
CH 10	VERTICAL	19850131	19970831	TD	TD	17.76	95	251.12	264.34
CH 11	VERTICAL	19841130	19990430	HW	HW	23.14	95	193.99	92.4
CH 12	VERTICAL	19850228	20020630	PD	WO	2.13	95	417.24	201.3
CH 13	VERTICAL	19841130	19950731	RE	RE	*	*	265.44	*
CH 14	REENTRY	19850131	20020131	HW	HW	*	*	*	*
CH 15	DESVIADO	19841130	20020630	PD	PD	50.41	95	374.35	209.34
CH 16	REENTRY	19850228	19990930	AR	AN	67.9	95	415.44	41.2
CH 17	VERTICAL	19850228	19961130	HW	HW	52.13	95	249.52	88.87
CH 18	VERTICAL	19841130	19990430	HW	HW	61.1	95	590.19	113.4
CH 19	DESVIADO	19850131	20000331	HW	HW	36.14	95	315.11	90.01
CH 20	DESVIADO	19850131	19960930	HW	HW	*	*	*	*
CH 21	VERTICAL	19850131	19960331	RE	RE	17.66	95	223.12	360.48
CH 22	VERTICAL	19841130	20011231	RE	RE	40	95	579.44	272.26
CH 23	VERTICAL	19841130	19950228	HW	HW	*	*	*	*
CH 24	DESVIADO	19850228	19951031	TD	TD	1.22	95	146.49	347.84
CH 25	VERTICAL	19841231	19950331	AA	AA	*	*	*	*
CH 26	VERTICAL	19841130	19990228	HW	HW	*	*	*	*
CH 27	VERTICAL	19841130	19990531	HW	HW	*	*	*	*
CH 28	DESVIADO	19841231	19990331	HW	HW	13.18	95	187.26	497.77
CH 29	VERTICAL	19841130	19941130	AR	AN				
CH 30	VERTICAL	19841130	19990131	AR	AN	1.79	95	351.45	1094.06
CH 31	DESVIADO	19841231	20000731	HW	HW	*	*	*	*
CH 32	DESVIADO	19841231	20000831	HW	HW	*	*	*	*
CH 33	VERTICAL	19841130	20011231	RE	RE	41.58	95	594.27	289.14
CH 34	DESVIADO	19841130	20020630	PD	PD	22.58	95	494.79	137.32
CH 35	VERTICAL	19841130	19971231	HW	HW	60.18	95	324.34	165.58
CH 36	VERTICAL	19841130	19980630	HW	HW	*	*	*	*
CH 37	REENTRY	19891031	20020630	PD	PD	11	95	911.54	1293.07
CHB 38	HORIZONTAL	20000131	20020630	PD	PD	20.35	95	595.18	496.65
CHB 39	HORIZONTAL	20000430	20020430	AS	TR			325	
CHB 40	HORIZONTAL	20000430	20020630	PD	BI	6.38	95	618.23	1278.65
CHB 41	HORIZONTAL	20000531	20020630	PD	WO	3	95	707.96	2260.04
CHB 42	HORIZONTAL	20000531	20020630	PD	PD	5.23	95	578.71	3017
CHB 43	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD	<b>Pozos Nuevos</b>			
CHB 44	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CHB 45	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CHB 46	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				

**RESERVAS REMANENTES DESARROLLADAS. SEGUNDO CASO. Cont...**

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Ultima Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Ultimo Estado del pozo	Ultimo Subestado del pozo	Corte de agua inic. Declinación (%)	Corte de agua fin. Declinación (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
CHB 47	HORIZONTAL	20010731	20020630	PD	PD	1.11	95	452.6	9224.55
CHB 48	HORIZONTAL	20010731	20020630	PD	PD	0.88	95	278.88	4700.7
CI 75	VERTICAL	19850430	20011231	HW	HW	*	*	*	*
CI 76	VERTICAL	19850430	20001031	HW	HW	*	*	*	*
CI 77	VERTICAL	19841130	19950228	AR	RP	3.25	95	485.34	1359.48
CI 78	VERTICAL	19841130	19970731	RE	RE	6.94	95	228.67	137.8
CI 79	VERTICAL	19841231	20011231	HW	HW				
CI 80	VERTICAL	19850430	20000331	HW	HW				
CI 81	VERTICAL	19841231	19980630	HW	HW				
CI 82	REENTRY	19850228	20020630	PD	PD	28.5	95	698.54	524.44
CI 127	VERTICAL	19930531	20020630	PD	PD	4.47	95	738.88	407.6
CI 129	DESVIADO	19940131	20020630	PD	WO	19.52	95	833.45	539.5
CI 130	DESVIADO	19921130	20020430	HW	HW				
CI 131	DESVIADO	19921130	19990630	TD	TD	41.64	95	437.37	437.37
CI 133	DESVIADO	19921130	20020630	PD	PD	50.62	95	859.17	535.85
CI 135	DESVIADO	19940630	20020630	PD	PD	3.86	95	839.04	2143.43
CI 137	DESVIADO	19950630	20020630	PD	PD	21.17	95	891.93	1521.43
CI 228	HORIZONTAL	19980531	20020630	PD	PD	7.02	95	1065.75	1538.99
CI 229	HORIZONTAL	19980430	20020630	PD	PD	1.54	95	1925.75	5760.98
CI 238	HORIZONTAL	20000930	20020630	PD	PD	1.37	95	639.57	5710.37
CI 239	HORIZONTAL	20010131	20020630	PD	PD	1.42	95	110.93	791.55
CI 240	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CI 241	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CI 242	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CI 243	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CI 244	HORIZONTAL	20020630	20020630	WO	WO				

**POZOS NUEVOS**

<b>RESERVAS REMANENTES RECUPERABLES TOTALES (MMBNB)</b>	<b>85.427</b>
---	---------------

**LEYENDA**

HW y Qo>50 BNBD
HW
SIN DATA
POZOS NUEVOS
CERRADO



**APÉNDICE V**

Data de presiones

Pozos sometidos a inyección de vapor

Trabajos de reacondicionamiento de los pozos y clasificación por arenas

Tabla A5-1. Historia de Presiones del Área O-16\*

POZO	FECHA	PROFmed. (PIES)	PRESmed. (LPC)	PROFdatum. (PIES)	PRESIÓNdatum (LPC)	Np (MMBNB)
CI-75	Sep-82	3400	1362	2600	1149	0.000
CH-25	Sep-82	3390	1319	2600	1109	0.000
CC-9	Mar-83	3350	1334	2600	1139	0.000
CC-8	Mar-83	3380	1321	2600	1105	0.000
CD-4	Sep-83	3415	1390	2600	1169	0.000
CI-76	Sep-83	3360	1325	2600	1128	0.000
CD-7	Sep-83	3450	1384	2600	1148	0.000
CH-8	Sep-83	3420	1337	2600	1118	0.000
CI-80	Sep-83	3410	1324	2600	1110	0.000
CC-3	Sep-83	3470	1389	2600	1149	0.000
CD-6	Sep-83	3410	1367	2600	1146	0.000
CH-10	Sep-83	3400	1361	2600	1150	0.000
CC-5	Sep-83	3355	1382	2600	1188	0.000
CD-2	Sep-83	3470	1381	2600	1138	0.000
CI-79	Sep-83	3435	1344	2600	1101	0.000
CH-27	Sep-83	3376	1358	2600	1153	0.000
CD-1	Sep-83	3450	1354	2600	1118	0.000
CC-4	Sep-83	3445	1338	2600	1106	0.000
CD-3	Sep-83	3450	1329	2600	1096	0.000
CH-17	Oct-83	3320	1273	2600	1129	0.000
CH-26	Oct-83	3410	1334	2600	1116	0.000
CC-6	Oct-83	3410	1311	2600	1094	0.000
CD-5	Oct-83	3420	1327	2600	1104	0.000
CH-36	Oct-83	3420	1181	2600	960	0.000
CC-1	Dic-83	3470	1279	2600	1025	0.000
CC-11	Feb-84	3390	1335	2600	1135	0.000
CC-7	Mar-84	3440	1343	2600	1109	0.000
CC-12	Mar-84	3375	1326	2600	1111	0.000
CC-10	Abr-84	3375	1303	2600	1094	0.000
CD-5	Mar-85	3440	1378	2600	1142	0.783
CI-75	May-85	3400	1334	2600	1118	1.054
CH-17	May-85	3410	1331	2600	1149	1.054
CD-4	Jun-85	3415	1260	2600	1035	1.221
CC-11	Jun-85	3390	1260	2600	1048	1.221
CC-7	Jul-85	3350	1295	2600	1095	1.482
CC-7	Sep-85	3364	1334	2600	1131	1.784
CC-8	Sep-85	3260	1244	2600	1080	1.784
CC-7	Sep-85	3452	1342	2600	1098	1.784
CC-9	Nov-85	3246	1206	2600	1052	2.072
CC-3	Nov-85	3470	1336	2600	1086	2.072
CC-8	Dic-85	3400	1358	2600	1139	2.206
CC-12	Dic-85	3245	1215	2600	1070	2.206
CC-9	Dic-85	3390	1255	2600	1039	2.206
CC-2	Feb-86	3480	1364	2600	1149	2.386
CD-2	Feb-86	3480	1363	2600	1112	2.386
CH-36	Feb-86	3425	1234	2600	1012	2.386
CH-35	Feb-86	3360	1166	2600	969	2.386
CH-35	Feb-86	3360	1257	2600	1059	2.386
CC-12	Mar-86	3405	1291	2600	1077	2.423
CD-2	Mar-86	3475	1320	2600	1107	2.423
CH-18	Mar-86	3390	1277	2600	1065	2.423
CD-6	Mar-86	3425	1350	2600	1122	2.423
CC-1	Mar-86	3470	1392	2600	1136	2.423
CI-80	Abr-86	3410	1315	2600	1092	2.502
CC-11	Abr-86	3385	1340	2600	1131	2.502
CH-18	Abr-86	3390	1263	2600	1072	2.502
CH-25	Abr-86	3390	1210	2600	999	2.502

Tabla A5-1. Historia de Presiones del Área O-16\*

POZO	FECHA	PROFmed. (PIES)	PRESmed. (LPC)	PROFdatum. (PIES)	PRESIÓNdatum (LPC)	Np (MMBNB)
CC-1	Abr-86	3470	1373	2600	1128	2.502
CH-36	Jun-86	3425	1176	2600	951	2.657
CC-2	Mar-87	3440	1334	2600	1104	3.448
CC-4	Mar-87	3445	1227	2600	1029	3.448
CC-5	Abr-87	3360	1349	2600	1159	3.530
CD-8	Abr-88	3440	1365	2600	1130	4.805
CD-1	Sep-89	1500	540	2600	1011	5.278
CD-7	Oct-89	3450	1380	2600	1144	5.323
CD-4	Nov-89	3408	1354	2600	1136	5.385
CH-18	Dic-89	3344	1409	2600	1218	5.419
CI-79	Dic-89	3385	1391	2600	1194	5.419
CD-2	Ene-90	3420	1337	2600	1117	5.478
CC-4	Abr-90	3380	1262	2600	1078	5.612
CC-1	May-90	3430	1336	2600	1102	5.641
CH-35	Abr-91	3360	1281	2600	1081	6.626
CH-25	May-91	3134	1308	2600	1202	6.693
CD-6	May-91	3380	1430	2600	1220	6.693
CD-6	Jul-91	3328	1342	2600	1154	6.841
CD-11	Sep-91	4210	1606	2600	991	6.981
CD-14	Nov-91	3712	1422	2600	1036	7.218
CD-19	Dic-91	3410	1358	2600	1126	7.367
CD-30	Feb-92	3690	1326	2600	959	7.561
CC-13	Feb-92	3270	1291	2600	1118	7.561
CD-31	Feb-92	3650	1323	2600	1001	7.561
CD-23	Feb-92	4130	1480	2600	975	7.561
CD-32	Feb-92	4120	1510	2600	954	7.561
CD-24	Feb-92	3300	1319	2600	1152	7.561
CD-33	Mar-92	3670	1335	2600	1024	7.561
CD-8	Mar-00	3280	1216	2600	1053	38.558
CD-29	Abr-00	3725	1322	2600	996	38.949
CD-2	Abr-00	3410	1241	2600	1016	38.949
CC-2	Jul-00	3340	1115	2600	921	40.189
CI-76	Jul-00	3250	1072	2600	920	40.189
CI-79	Jul-00	3335	1073	2600	879	40.189
CC-4	Ago-00	3270	1047	2600	886	40.615
CI-80	Nov-00	3340	1132	2600	917	42.046
CI-75	Nov-00	3290	1061	2600	891	42.046
CD-7	Dic-00	3335	1147	2600	962	42.663
CC-9	Dic-00	3385	1231	2600	1006	42.663
CD-13	Dic-00	3370	1247	2600	1057	42.663

Tabla A5-2. Fechas de la inyección de vapor para cada pozo

POZO	TIPO	CICLO	Fecha Inic.	Fecha Final	Vap Iny. Ton
CC-01	VERTICAL	1	25/03/1986	09/04/1986	2547
CC-01	VERTICAL	1R	20/05/1990	07/06/1990	4534
CC-02	VERTICAL	1	18/02/1987	03/03/1987	2266
CC-02	VERTICAL	2	14/01/1988	09/03/1988	7452
CC-03	VERTICAL	1	18/10/1989	14/11/1989	6119
CC-04	VERTICAL	1	02/03/1987	14/03/1987	2558
CC-04	VERTICAL	1R	30/05/1990	26/06/1990	5870
CC-05	VERTICAL	1	31/03/1987	17/04/1987	2883
CC-05	VERTICAL	1R	11/06/1990	10/07/1990	6018
CC-06	VERTICAL	1	13/09/1991	21/09/1991	1928
CC-07	VERTICAL	1	03/08/1985	31/08/1985	4121
CC-08	VERTICAL	1	28/09/1985	18/11/1985	6891
CC-09	VERTICAL	1	13/11/1985	04/12/1985	3626
CC-09	VERTICAL	2	25/03/1992	20/04/1992	4740
CC-11	VERTICAL	1	13/11/1985	31/01/1986	4737
CC-11	VERTICAL	2	25/04/1992	26/05/1992	6049
CC-12	VERTICAL	1	14/12/1985	23/01/1986	6810
CD-01	VERTICAL	1	26/09/1989	01/11/1989	8512
CD-02	VERTICAL	1	06/02/1986	02/03/1986	4870
CD-02	VERTICAL	1R	08/06/1991	12/07/1991	11532
CD-03	VERTICAL	1	24/04/1991	27/05/1991	8796
CD-04	VERTICAL	1	03/12/1989	21/12/1989	6073
CD-05	VERTICAL	1	29/03/1985	30/04/1985	3756
CD-05	VERTICAL	2	25/12/1990	01/02/1991	7250
CD-06	VERTICAL	1	18/03/1986	14/04/1986	5562
CD-06	VERTICAL	1R	08/06/1991	10/07/1991	10438
CD-07	VERTICAL	1	13/09/1989	10/10/1989	6140
CD-08	VERTICAL	1	17/01/1988	29/03/1988	9165
CD-09	VERTICAL	1	02/01/1995	11/02/1995	8500
CD-11	DIRECCIONAL	1	24/11/1994	20/12/1994	4800
CD-12	DIRECCIONAL	1	10/02/1995	02/03/1995	7122
CD-13	DIRECCIONAL	1	01/08/1992	16/08/1992	6710
CD-15	DIRECCIONAL	1	09/03/1992	25/03/1992	6480
CD-16	DIRECCIONAL	1	27/03/1992	08/04/1992	3916
CD-18	DIRECCIONAL	1	09/04/1992	19/06/1992	7891
CD-20	DIRECCIONAL	1	20/06/1992	08/07/1992	8414
CD-21	DIRECCIONAL	1	10/07/1992	26/07/1992	*
CD-36	DIRECCIONAL	1	09/04/1995	19/04/1995	4113
CD-37	DIRECCIONAL	1	07/03/1995	26/03/1995	7216
CH-01	VERTICAL	1	09/05/1985	24/05/1985	2085
CH-02	VERTICAL	1	11/11/1989	08/12/1989	6655
CH-05	VERTICAL	1	15/06/1990	12/07/1990	6130

Tabla A5-2. Fechas de la inyección de vapor para cada pozo

POZO	TIPO	CICLO	Fecha Inic.	Fecha Final	Vap Iny. Ton
CH-06	DIRECCIONAL	1	14/06/1986	01/07/1986	3567
CH-06	DIRECCIONAL	1R	24/09/1990	07/10/1990	2527
CH-07	VERTICAL	1	27/04/1991	05/06/1991	7367
CH-08	VERTICAL	1	23/11/1990	21/12/1990	5305
CH-09	VERTICAL	1	30/05/1988	19/07/1988	9020
CH-10	VERTICAL	1	14/07/1991	02/08/1991	7612
CH-11	VERTICAL	1	20/04/1991	01/08/1991	7256
CH-12	VERTICAL	1	08/05/1991	01/06/1991	4959
CH-13	VERTICAL	1	30/03/1986	12/04/1986	1973
CH-13	VERTICAL	2	05/06/1991	17/06/1991	2622
CH-14	VERTICAL	1	08/12/1990	23/12/1990	2961
CH-15	VERTICAL	1	14/07/1990	23/08/1990	8492
CH-16	VERTICAL	1	27/04/1991	05/06/1991	7660
CH-17	VERTICAL	1	03/10/1989	09/11/1989	7190
CH-18	VERTICAL	1	09/03/1986	01/04/1986	4717
CH-18	VERTICAL	2R	05/11/1989	03/12/1989	6146
CH-19	VERTICAL	1	29/05/1988	09/07/1988	7954
CH-19	VERTICAL	2	20/02/1995	14/03/1995	1764
CH-20	DIRECCIONAL	1	07/05/1987	27/05/1987	3514
CH-20	DIRECCIONAL	2	23/12/1990	06/01/1991	2621
CH-21	VERTICAL	1	10/11/1990	20/11/1990	2042
CH-22	VERTICAL	1	11/04/1986	01/05/1986	4070
CH-22	VERTICAL	1R	09/08/1990	23/08/1990	3082
CH-23	VERTICAL	1	10/09/1990	09/10/1990	5211
CH-24	DIRECCIONAL	1	08/06/1991	20/06/1991	2092
CH-25	VERTICAL	1	23/02/1991	17/03/1991	4303
CH-26	VERTICAL	1	30/06/1990	23/07/1990	5235
CH-27	VERTICAL	1	26/08/1990	21/09/1990	4709
CH-29	VERTICAL	1	13/10/1990	08/11/1990	4952
CH-30	VERTICAL	1	04/03/1986	22/03/1986	3512
CH-30	VERTICAL	2	12/10/1990	09/11/1990	5230
CH-31	DIRECCIONAL	1	28/03/1988	10/05/1988	8616
CH-32	DIRECCIONAL	1	30/03/1988	11/05/1988	6347
CH-33	VERTICAL	1	28/02/1986	17/03/1986	2814
CH-33	VERTICAL	1R	04/11/1990	27/11/1990	3739
CH-34	DIRECCIONAL	1	28/01/1988	29/02/1988	6500
CH-35	VERTICAL	1	11/02/1986	23/02/1986	2187
CH-35	VERTICAL	2	01/06/1991	16/06/1991	2613
CH-36	VERTICAL	1	08/01/1986	27/01/1986	3633
CH-37	VERTICAL	1	31/10/1988	16/12/1988	6107
CI-75	VERTICAL	1	22/02/1991	18/04/1991	8349
CI-76	VERTICAL	1	13/11/1990	31/12/1990	7171

**Tabla A5-2.** Fechas de la inyección de vapor para cada pozo

POZO	TIPO	CICLO	Fecha Inic.	Fecha Final	Vap Iny. Ton
CI-77	VERTICAL	1	31/10/1989	08/12/1989	8039
CI-77	VERTICAL	2	18/04/1995	29/04/1995	1093
CI-78	VERTICAL	1	01/06/1985	22/06/1985	1502
CI-78	VERTICAL	1R	28/03/1991	25/04/1991	5525
CI-79	VERTICAL	1	11/11/1989	19/12/1989	7459
CI-80	VERTICAL	1	16/04/1986	01/05/1986	2935
CI-80	VERTICAL	1R	07/02/1991	07/07/1991	5701
CI-81	VERTICAL	1	12/03/1987	28/03/1987	3302
CI-127	VERTICAL	1	19/08/1992	04/09/1992	5044
CI-129	DIRECCIONAL	1	26/04/1992	17/05/1992	8412
CI-131	DIRECCIONAL	1	26/05/1992	03/06/1992	6392
CI-133	DIRECCIONAL	1	05/06/1992	13/06/1992	5540
CI-137	DIRECCIONAL	1	19/07/1992	17/08/1992	6073

Tabla A5-3. Completaciones de los pozos

Pozos HW

Pozo	Pozo Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Cañoneado. TVD		Intervalo Tope TVD		Intervalo Tope TVD		Arena	EMR	Inter. Abierto	
					Tope	Base	Abandonado	Base	Abierto	Base			Tope TVD	Base
CC-001	V	Sel.	Dic-83	Completación Original	3366	3478			3366	3478	MO8/MO9		3098	3210
CC-001	V	Sel.	May-90	Reac. Permanente No.1	3056	3323	3462	3478	3056	3323	MO4/MO7		2788	3055
									3366	3462	MO8/MO9		3098	3194
CC-001	V	Sel.	Abr-96	Reac. Permanente No.2			3366	3432	3056	3323	MO4/MO7		2788	3055
CC-001	V	Sel.	Feb-99	Reentry	3289	3326	3056	3323	3289	3326	MO7/MO7	268	3021	3055
CC-002	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3300	3440			3300	3440	MO7/MO8		3020	3160
CC-002	V	Sel.	Dic-87	Reac. Permanente No.1	3096	3280			3096	3280	MO4/MO7		2816	3000
									3300	3440	MO7/MO8		3020	3160
CC-002	V	Sel.	Sep-97	Reac. Permanente No.2			3410	3440	3096	3280	MO4/MO7		2816	3000
									3300	3345	MO8/MO8	280	3020	3065
CC-003	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3360	3470			3360	3470	MO8/MO9		3070	3180
CC-003	V	Sel.	Oct-89	Reac. Permanente No.1	3144	3318			3144	3318	MO5/MO7		2854	3025
									3360	3470	MO8/MO9		3070	3180
CC-003	ST	H. D.	Jul-95	Side-Track	2962	3390	3144	3470	2962	3390	MO1/MO8	290	2672	3100
CC-004	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3322	3446			3322	3446	MO7/MO9		3035	3159
CC-004	V	Sel.	May-90	Reac. Permanente No.1	3100	3312			3100	3312	MO4/MO7		2813	3025
									3322	3446	MO7/MO9		3035	3159
CC-004	V	Sel.	Oct-99	Reac. Permanente No.2			3322	3446	3100	3312	MO4/MO7	287	2813	3025
CC-005	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3200	3364			3200	3364	MO6/MO8		2909	3073
CC-005	V	Sel.	May-90	Reac. Permanente No.1	3102	3174			3102	3174	MO4/MO6		2811	2883
									3200	3364	MO6/MO8	291	2909	3073
CC-006	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3200	3430			3200	3430	MO6/MO9	286	2914	3144
CC-007	V	H. D.	Mar-84	Completación Original	3348	3462			3348	3462	MO8/MO9		3071	3185
CC-007	RE	Ampl.	Jul-94	Reentry	3190	3204	3348	3470	3190	3204	MO6/MO6	277	2913	2927
CC-008	V	H. D.	Mar-84	Completación Original	3035	3500			3035	3500	MO4/MO9	277	2758	3223
CC-009	V	H. D.	Mar-84	Completación Original	3126	3406			3126	3406	MO5/MO8	277	2849	3129
CC-010	V	H. D.	Abr-84	Completación Original	3007	3408			3007	3408	MO3/MO8		2716	3117
CC-010	RE	Ampl.	Jul-94	Reentry	3154	3209	3007	3408	3154	3209	MO5/MO5	291	2863	2915
CC-011	V	H. D.	Feb-84	Completación Original	3047	3420			3047	3420	MO3/MO8		2769	3142
CC-011	RE	Ampl.	Sep-97	Reentry	3220	3266	3047	3420	3220	3266	MO6/MO7	278	2942	2985

Tabla A5-3. Completaciones de los pozos. Cont...

Pozos HW

Pozo	Pozo Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Cañoneado.		Intervalo		Arena	EMR	Inter. Abierto			
					TVD Tope	Base	Topo TVD Abandonado	Base			Topo TVD Abierto	Base	Topo TVD	Base
					pbnm		pbnm				pbnm			
CC-012	V	H. D.	Mar-84	Completación Original	3067	3409			3067	3409	MO4/MO8	286	2781	3123
CC-013	V	Sel.	Feb-92	Completación Original	3106	3280			3106	3280	MO4/MO6		2841	3015
CC-013	RE	H. D.	Sep-97	Reentry	3210	3257	3106	3280	3210	3257	MO5/MO5	265	2945	2992
CD-001	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3415	3468			3415	3468	MO8/MO9			
CD-001	V	Sel.	Sep-89	Reac. Permanente No.1	3170	3414			3170	3414	MO5/MO8			
CD-001	RE	H. D.	Jul-95	Reentry	3199	3207	3170	3468	3199	3207	MO5/MO5	287	3128	3181
CD-002	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3280	3482			3280	3482	MO7/MO9		2987	3189
CD-002	V	Sel.	Ene-91	Reac. Permanente No.1	3014	3240			3014	3240	MO3/MO6		2721	2947
CD-002	V	Sel.	Feb-96	Reac. Permanente No.2			3460	3482	3280	3414	MO7/MO8	293	2721	2947
CD-003	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3105	3455			3105	3455	MO5/MO9		2819	3169
CD-003	V	Sel.	Nov-99	Reac. Permanente No.1			3440	3455	3105	3410	MO5/MO8	286	2819	3124
CD-004	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3290	3425			3290	3425	MO7/MO9		3001	3136
CD-004	V	Sel.	Oct-89	Reac. Permanente No.1	2952	3250			2952	3250	MO3/MO7		2663	2961
CD-004	V	Sel.	Abr-95	Reac. Permanente No.2	3090	3425	2952	2966	3290	3425	MO7/MO9		3001	3136
CD-004	V	Sel.	Nov-99	Reac. Permanente No.3			3350	3425	3090	3250	MO5/MO7	289	2801	2961
CD-004	V	Sel.	Nov-99	Reac. Permanente No.3					3290	3330	MO7/MO8		3001	3041
CD-005	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3270	3440			3270	3440	MO7/MO9		2986	3156
CD-005	RE	H.D.	Mar-98	Reentry	3267	3289	3270	3440	3267	3289	MO7MO7	284	2983	3005
CD-006	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3330	3442			3330	3442	MO7/MO9		3044	3156
CD-006	V	Sel.	Abr-91	Reac. Permanente No.1	3010	3260			3010	3260	MO3/MO7	286	2724	2974
CD-006	V	Sel.	Abr-91	Reac. Permanente No.1					3330	3442	MO7/MO9		3044	3156
CD-007	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3370	3456			3370	3456	MO8/MO9		3084	3170
CD-007	V	Sel.	Sep-89	Reac. Permanente No.1	3110	3355			3110	3355	MO5/MO8		2824	3069
CD-007	V	Sel.	Jun-95	Reac. Permanente No.2			3442	3456	3370	3456	MO8/MO9		3084	3170
CD-007	V	Sel.	Jun-95	Reac. Permanente No.2					3110	3355	MO5/MO8	286	2824	3069
CD-007	V	Sel.	Jun-95	Reac. Permanente No.2					3370	3416	MO8/MO9		3084	3130



Tabla A5-3. Completaciones de los pozos. Cont...

Pozos HW

Pozo	Pozo Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Cañoneado.		Intervalo		Intervalo		Arena	EMR	Inter. Abierto	
					TVD	Base	Topo	Base	Topo	Base			Topo	Base
					Topo	Base	Abandonado	Abierto	pbnm	pbnm				
CD-008	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3378	3460			3378	3460	MO8/MO9		3098	3180
CD-008	V	Sel.	Dic-87	Reac. Permanente No.1	3052	3340			3052	3340	MO3/MO7		2772	3060
CD-008	V	Sel.	Oct-97	Reac. Permanente No.2			3314	3460	3378	3460	MO8/MO9		3098	3180
									3052	3286	MO3/MO6	280	2772	3006
CD-009	V	H. D.	Ago-91	Completación Original	2884	3500			2884	3500	MO1/MO9	286	2598	3214
CD-010	D	Sel.	Sep-91	Completación Original	3198	3396			3198	3396	MO6/MO8	278	2920	3118
CD-011	D(VAP)	Sel.	Oct-91	Completación Original	3054	3324			3054	3324	MO4/MO8	273	2781	3051
CD-012	D(VAP)	Sel.	Oct-91	Completación Original	2986	3374			2986	3374	MO3/MO8	273	2713	661
CD-013	V	Sel.	Oct-91	Completación Original	3042	3385			3042	3385	MO4/MO8	306	2736	3079
CD-014	D	Sel.	Nov-91	Completación Original	3030	3471			3030	3471	MO3/MO9	273	2757	3198
CD-015	D	Sel.	Ene-92	Completación Original	3028	3453			3028	3453	MO3/MO9	306	2722	3147
CD-016	D	Sel.	Feb-92	Completación Original	3138	3347			3138	3347	MO5/MO8	287	2851	3060
CD-017	D	Sel.	Dic-91	Completación Original	3157	3445			3157	3445	MO5/MO8	273	2884	3172
CD-018	D	Sel.	Feb-92	Completación Original	3040	3372			3040	3372	MO4/MO9	287	2753	3085
CD-019	V	Sel.	Dic-91	Completación Original	3198	3420			3198	3420	MO5/MO7	300	2898	3120
CD-020	D	Sel.	Feb-92	Completación Original	3060	3488			3060	3488	MO4/MO7		2766	3194
CD-020	ST	H. D.	May-94	Side-Track	2828	3475	3060	3488	2828	3475	MO1/MO7	294	2534	3181
CD-021	D	Sel.	Feb-92	Completación Original	3178	3434			3178	3434	MO5/MO8		2886	3142
CD-021	D	Sel.	Ene-95	Reac. Permanente No.1			3391	3434	3178	3391	MO5/MO8	292	2886	3099
CD-022	D	Sel.	Dic-91	Completación Original	3105	3442			3105	3442	MO3/MO8	278	2827	3164
CD-023	D	H. D.	Feb-92	Completación Original	3184	3273			3184	3273			2890	2979
CD-023	D	H. D.	Mar-95	Side-Track	2295	2726	3184	3273	2295	2726		294	2001	2432

Tabla A5-3. Completaciones de los pozos. Cont...

Pozos HW

Pozo	Pozo Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Cañoneado.		Intervalo		Intervalo		Arena	EMR	Inter. Abierto	
					TVD Tope	Base	Tope TVD Abandonado	Base	Tope TVD Abierto	Base			Tope TVD	Base
									pbnm					
CD-024	D	Sel.	Jul-92	Completación Original	3071	3387			3071	3387	MO4/MO8	294	2777	3093
CD-025	D	Sel.	Ene-92	Completación Original	3160	3400			3160	3400	MO4/MO8	277	2883	3123
CD-026	D	Sel.	Dic-91	Completación Original	2980	3440			2980	3440	MO4/MO9	287	2693	3153
CD-027	D	Sel	Mar-92	Completación Original	2892	3304			2892	3304	MO3/MO8	230	2662	3074
CD-028	D	Sel	Abr-92	Completación Original	2946	3346			2946	3346	MO4/MO9	232	2714	3114
CD-029	D	Sel	Ene-92	Completación Original	3092	3481			3092	3481	MO3/MO8		2815	3204
CD-029	D	Sel	Abr-00	Reac. Permanente No.1			3338	3481	3092	3317	MO3/MO6	277	2815	3040
CD-030	D	Sel	Feb-92	Completación Original	3147	3452			3147	3452	MO4/MO8		2870	3175
CD-030	D	Sel	Sep-97	Reac. Permanente No.1			3397	3452	3147	3349	MO4/MO7	277	2870	3072
CD-031	D	Sel	Feb-92	Completación Original	3160	3446			3160	3446	MO4/MO7		2883	3169
CD-031	D	Sel	Sep-97	Reac. Permanente No.1			3404	3446	3160	3372	MO4/MO7	277	2883	3095
CD-032	D	Sel	Feb-92	Completación Original	3228	3464			3228	3464	MO4/MO8	277	2951	3187
CD-033	D	Sel	Mar-92	Completación Original	3166	3436			3166	3436	MO4/MO8	277	2889	3159
CD-034	D	Sel	Mar-92	Completación Original	3141	3469			3141	3469	MO4/MO8	277	2864	3192
CD-035	D	Sel	Abr-92	Completación Original	3114	3420			3114	3420	MO3/MO8		2841	3147
CD-035	D	Sel	Sep-97	Reac. Permanente No.1			3184	3420	3114	3170	MO4/MO4	273	2841	2897
CD-036	D(VAP)	Sel	Abr-92	Completación Original	2984	3250			2984	3250	MO2/MO6	274	2710	2976
CD-037	D(VAP)	Sel	May-92	Completación Original	2942	3390			2942	3390	MO2/MO8	273	2669	3117
CD-038	H	H. D.	Nov-95	Completación Original	3179	3279			3179	3279		273	2906	3006
CD-039	H	H. D.	Dic-99	Completación Original	3251	3279			3251	3279				
CD-040	H	H. D.	May-00	Completación Original	3245	3265			3245	3265				
CD-041	H	H. D.	Jul-00	Completación Original	3235	3259			3235	3259		285	2950	2974

Tabla A5-3. Completaciones de los pozos. Cont...

Pozos HW

Pozo	Pozo Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Cañoneado.		Intervalo Tope TVD Abandonado	Base	Intervalo Tope TVD Abierto		Arena	EMR	Inter. Abierto	
					TVD Tope	Base			Tope TVD	Base			Tope TVD	Base
CD-042	H	H.D.	Jul-00	Completación Original	3248	3260			3248	3260	MO8/MO8	291	2957	2969
CD-043	H	H.D.	Ago-00	Completación Original	3088	3110			3088	3110	MO4/MO4			
CD-044	H	H.D.	Jun-00	Completación Original	3275	3286			3275	3286	MO4/MO4			
CD-045	H	H.D.	Jul-00	Completación Original	3079	3123			3079	3123	MO4/MO4			
CD-046	H	H.D.		Completación Original	3272	3299			3272	3299				
CD-048	H	H.D.	Nov-00	Completación Original	3199	3220			3199	3220	MO5/MO5			
CD-049	H	H.D.	Dic-00	Completación Original	3216	3228			3216	3228	MO5/MO5			
CH-001	V	Sel.	Dic-82	Completación Original	3280	3352			3280	3352	MO7/MO8	283	2997	3069
CH-002	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3111	3400			3111	3400	MO4/MO9		2817	3106
CH-002	V	Sel.	Nov-89	Reac. Permanente No.1	3000	3046			3000	3046	MO3/MO4		2706	2752
CH-002	V	Sel.	Sep-95	Reac. Permanente No.2			3350	3400	3111	3400	MO4/MO9		2817	3106
CH-002	V	Sel.	Sep-95	Reac. Permanente No.2					3000	3046	MO3/MO4	294	2706	2752
CH-002	V	Sel.	Sep-95	Reac. Permanente No.2					3111	3200	MO4/MO6		2817	2906
CH-003	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3282	3338			3282	3338	MO7		2994	3050
CH-003	RE	H. D.	Jun-95	Reentry	3314	3240	3282	3338	3314	3240	MO8/MO8	288	3026	2952
CH-004	V	Sel.	Ago-83	Completación Original	3270	3360			3270	3360	MO7/MO8	293	2977	3067
CH-005	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3306	3366			3306	3366	MO7/MO8		3037	3097
CH-005	V	Sel.	Jun-90	Reac. Permanente No.1	2940	3196	3306	3366	2940	3196	MO2/MO6	269	2671	2927
CH-006	D	Sel.	Oct-83	Completación Original	3095	3119			3095	3119	MO8/MO9		2820	2844
CH-006	D	Sel.	Jul-90	Reac. Permanente No.1	2884	3015	3095	3105	2884	3015	MO1/MO4	275	2609	2740
CH-007	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3300	3370			3300	3370	MO7/MO8		3006	3076
CH-007	V	Sel.	Abr-91	Reac. Permanente No.1	2994	3270			2994	3270	MO3/MO7		2700	2976
CH-007	V	Sel.	Ago-95	Reac. Permanente No.2			3250	3270	3300	3370	MO7/MO8		3006	3076
CH-007	V	Sel.	Ago-95	Reac. Permanente No.2			3300	3370	2994	3200	MO3/MO6	294	2700	2906

Tabla A5-3. Completaciones de los pozos. Cont...

Pozos HW

Pozo	Pozo Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Cañoneado. TVD		Intervalo Tope TVD		Intervalo Tope TVD		Arena	EMR	Inter. Abierto	
					Tope	Base	Abandonado	Base	Abierto	Base			Tope TVD	Base pbnm
CH-008	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3325	3425			3325	3425	MO8/MO9		3031	3131
CH-008	V	Sel.	Nov-90	Reac. Permanente No.1	2974	3187	3410	3425	2974	3187	MO2/MO6	294	2680	2893
									3325	3370	MO8/MO8		3031	3076
CH-009	D	Sel.	Oct-83	Completación Original	3310	3360			3310	3360	MO7/MO8		3035	3085
CH-009	D	Sel.	Nov-87	Reac. Permanente No.1	2953	3181			2953	3181	MO2/MO6		2678	2906
									3310	3360	MO7/MO8		3035	3085
CH-009	D	Sel.	Abr-92	Reac. Permanente No.2			3310	3360	2953	3181	MO2/MO6	275	2678	2906
CH-010	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3300	3392			3300	3392	MO7/MO9			
CH-010	V	Sel.	Mar-91	Reac. Permanente No.1	2990	3140			2990	3140	MO3/MO5			
									3300	3392	MO7/MO9		3007	3095
CH-010	V	Sel.	Sep-95	Reac. Permanente No.2			3300	3392	2990	3140	MO3/MO5	293	2697	2847
CH-011	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3284	3364			3284	3364	MO8/MO8		2999	3079
CH-011	V	Sel.	Mar-91	Reac. Permanente No.1	2990	3188			2990	3188	MO3/MO6		2705	2903
									3284	3364	MO8/MO8		2999	3079
CH-011	V	Sel.	Ago-95	Reac. Permanente No.2			3284	3364	2990	3188	MO3/MO6	285	2705	2903
CH-012	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3288	3358			3288	3358	MO7/MO8		3001	3071
CH-012	V	Sel.	Abr-91	Reac. Permanente No.1	2950	3208	3288	3358	2950	3208	MO2/MO6	287	2663	2921
CH-013	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3330	3376			3330	3376	MO7/MO8		3043	3089
CH-013	V	Sel.	May-91	Reac. Permanente No.1	3015	3206	3330	3376	3015	3206	MO3/MO6	287	2728	2919
CH-014	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3300	3370			3300	3370	MO8/MO8		3013	3083
CH-014	V	Sel.	Nov-90	Reac. Permanente No.1	2952	3067	3300	3370	2952	3067	MO3/MO4		2665	2780
CH-014	RE	H. D.	Ene-95	Reentry	3163	3133	2952	3067	3163	3133	MO6/MO6	287	2876	2846
CH-015	D	Sel.	Nov-83	Completación Original	3260	3547			3260	3547	?		2985	3272
CH-015	D	Sel.	Jun-90	Reac. Permanente No.1	3136	3200			3136	3200	?		2861	2925
									3260	3547	?		2985	3272
CH-015	D	Sel.	Oct-95	Reac. Permanente No.2			3487	3547	3136	3200	MO4/MO5	275	2861	2925
									3260	3350	MO7/MO8		2985	3075

**Tabla A5-3. Completaciones de los pozos. Cont...**

**Pozos HW**

Pozo	Pozo Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Cañoneado.		Intervalo		Intervalo		Arena	EMR	Inter. Abierto	
					TVD Tope	Base	Tope TVD Abandonado	Base	Tope TVD Abierto	Base			Tope TVD	Base
					pbnm									
CH-016	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3270	3370			3270	3370	MO7/MO8		2981	3081
CH-016	V	Sel.	Mar-91	Reac. Permanente No.1	2980	3180			2980	3180	MO3/MO6		2691	2891
CH-016	RE	H. D.	Jul-94	Reentry	3275	3279	2980	3180	3275	3279	MO7/MO8	289	2986	2990
							3270	3370						
CH-017	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3268	3420			3268	3420	MO8/MO9		2890	3042
CH-017	V	Sel.	Sep-89	Reac. Permanente No.1	2980	3236			2980	3236	MO3/MO7	378	2602	2858
									3268	3420	MO8/MO9		2890	3042
CH-018	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3300	3390			3300	3390	MO8/MO9		3010	3100
CH-018	V	Sel.	Oct-89	Reac. Permanente No.1	2982	3282			2982	3282	MO3/MO7	290	2692	2992
									3300	3390	MO8/MO9		3010	3100
CH-019	D	Sel.	Nov-83	Completación Original	3334	3398			3334	3398	MO8/MO9		3042	3106
CH-019	D	Sel.	Dic-87	Reac. Permanente No.1	3129	3217			3129	3217	MO5/MO6		2837	2925
									3334	3398			3042	3106
CH-019	D	Sel.	May-92	Reac. Permanente No.2			3334	3398	3129	3217	MO5/MO6	292	2837	2925
CH-020	D	Sel.	Nov-83	Completación Original	3346	3434			3346	3434	MO8/MO9		3071	3159
CH-020	D	Sel.	Ago-97	Reac. Permanente No.1	3144	3346	3588	3602	3144	3346	MO5/MO7	275	2869	3071
									3346	3434	MO8/MO9		3071	3159
CH-021	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3310	3378			3310	3378	MO7/MO8		3027	3095
CH-021	V	Sel.	Oct-90	Reac. Permanente No.1	2990	3200	3310	3378	2990	3200	MO3/MO6	283	2707	2917
CH-022	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3292	3372			3292	3372	MO8/MO8		3012	3092
CH-022	V	Sel.	Sep-90	Reac. Permanente No.1	2955	3196	3292	3372	2955	3196	MO3/MO6	280	2675	2916
CH-023	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3290	3358			3290	3358	MO7/MO8		3011	3079
CH-023	V	Sel.	Jul-90	Reac. Permanente No.1	2970	3202	3340	3358	2970	3202	MO3/MO6	279	2691	2923
									3290	3318	MO7/MO8		3011	3039
CH-024	D	Sel.	Nov-83	Completación Original	3362	3440			3362	3440	MO8/MO9	276	3086	3164
CH-025	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3300	3390			3300	3390	MO7/MO9		3011	3101
CH-025	V	Sel.	Feb-91	Reac. Permanente No.1	2988	3192	3300	3390	2988	3192	MO3/MO6		2699	2903
CH-025	S-T		Ene-95	Side.Track	2380	2726	2988	3192	2380	2726	PILON	289	2091	2437
							3300	3390						

**Tabla A5-3. Completaciones de los pozos. Cont...**

**Pozos HW**

Pozo	Pozo Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Cañoneado.		Intervalo		Intervalo		Arena	EMR	Inter. Abierto	
					TVD Tope	Base	Tope TVD Abandonado	Base	Tope TVD Abierto	Base			Tope TVD	Base
CH-026	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3315	3410			3315	3410	MO8/MO9		3030	3125
CH-026	V	Sel.	Jun-90	Reac. Permanente No.1	2994	3285	3390	3410	2994	3285	MO3/MO7	285	2709	3000
									3315	3375	MO8/MO8		3030	3090
CH-027	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3304	3376			3304	3376	MO8/MO8		3020	3092
CH-027	V	Sel.	Ago-90	Reac. Permanente No.1	3092	3206	3304	3376	3092	3206	MO5/MO6	284	2808	2922
CH-028	D	Sel.	Nov-83	Completación Original	3389	3443			3389	3443	MO8/MO9		3114	3168
CH-028	ST	H. D.	Sep-95	Side-Track	3237	3385	3389	3443	3237	3385	MO6/MO8	275	2962	3110
CH-029	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3286	3384			3286	3384	MO7/MO8		3001	3099
CH-029	V	Sel.	Sep-90	Reac. Permanente No.1	3045	3186	3360	3384	3045	3186	MO4/MO6	285	2760	2901
CH-030	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3310	3390			3310	3390	MO7/MO8		3033	3113
CH-030	V	Sel.	Oct-90	Reac. Permanente No.1	2996	3170	3310	3390	2996	3170	MO3/MO5	277	2719	2893
CH-031	D	Sel.	Nov-83	Completación Original	3282	3550			3282	3550	MO7/MO8		3007	3275
CH-031	D	Sel.	Ene-88	Reac. Permanente No.1	3019	3270			3019	3270	MO3/MO6	275	2744	2995
									3282	3550	MO7/MO8		3007	3275
CH-032	D	Sel.	Oct-83	Completación Original	3319	3396			3319	3396	MO7/MO8		3037	3114
CH-032	D	Sel.	Ago-86	Reac. Permanente No.1	3270	3284			3270	3284	MO6/MO6		2988	3002
									3319	3396	MO7/MO8		3037	3114
CH-032	D	Sel.	Nov-87	Reac. Permanente No.2	3016	3233			3016	3233	MO3/MO6	282	2734	2951
									3270	3284	MO6/MO7		2988	3002
									3319	3396	MO7/MO8		3037	3114
CH-033	V	H. D.	Oct-83	Completación Original	3256	3390			3256	3390	MO7/MO8		2981	3115
CH-033	V	Sel.	Oct-90	Reac. Permanente No.1	3022	3204	3256	3390	3022	3204	MO3/MO6	275	2747	2929
CH-034	D	Sel.	Oct-83	Completación Original	3326	3402			3326	3402	MO7/MO8		3036	3112
CH-034	D	Sel.	Dic-87	Reac. Permanente No.1	3044	3326			3044	3326	MO3/MO7	290	2754	3036
									3326	3402	MO7/MO8		3036	3112
CH-035	V	H. D.	Oct-83	Completación Original	3267	3370			3267	3370	MO7/MO8	281	2986	3089
CH-036	V	H. D.	Oct-83	Completación Original	3318	3430			3318	3430	MO8/MO9	284	3034	3146

**Tabla A5-3. Completaciones de los pozos. Cont...**

**Pozos HW**

Pozo	Pozo Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Cañoneado.		Intervalo Tope TVD Abandonado	Base	Intervalo Tope TVD Abierto		Arena	EMR	Inter. Abierto	
					TVD Tope	Base			Tope TVD	Base			Tope TVD	Base
CH-037	V	Sel.	Nov-87	Completación Original	3020	3310			3020	3310	MO3/MO7		2739	3029
CH-037	RE	H.D.	Dic-97	Reentry	3164	3188			3164	3188	MO6/MO6	281	2883	2907
CHB-38	H	H. D.	Ene-00	Completación Original	3172	3180			3172	3180				
CHB-39	H	H. D.	Mar-00	Completación Original	3259	3268			3259	3268	MO8/MO8			
CHB-40	H	H. D.	Abr-00	Completación Original	3131	3155			3131	3155				
CHB-41	H	H. D.	Jul-00	Completación Original	3240	3255			3240	3255				
CHB-42	H	H. D.	May-00	Completación Original	3092	3110			3092	3110				
CHB-43	H	H. D.		Sin completar	3120	3130			3120	3130	MO5/MO5			
CHB-44	H	H. D.		Sin completar	3240	3256			3240	3256				
CHB-45	H	H. D.		Sin completar	3230	3240			3230	3240				
CHB-46	H	H. D.		Sin completar	3130	3135			3130	3135				
CHB-47	H	H. D.		Sin completar										
CHB48	H	H. D.		Sin completar										
CI-075	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3270	3410			3270	3410	MO8/MO9		2980	3120
CI-075	V	Sel.	Feb-91	Reac. Permanente No.1	3040	3214			3040	3214	MO5/MO7		2750	2924
									3270	3410	MO8/MO9		2980	3120
CI-075	V	Sel.	Oct-99	Reac. Permanente No.2			3340	3410	3040	3214	MO5/MO7	290	2750	2924
									3270	3310	MO8/MO8		2980	3020
CI-076	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3240	3370			3240	3370	MO7/MO9		2956	3086
CI-076	V	Sel.	Nov-90	Reac. Permanente No.1	2900	3180	3340	3370	2900	3180	MO2/MO7		2616	2896
									3240	3325	MO7/MO8		2956	3041
CI-076	ST	H. D.	Jul-95	Side-Track	2710	3284	2900	3180	2710	3284	MO1/MO8	284	2426	3000
							3240	3325						

Tabla A5-3. Completaciones de los pozos. Cont...

Pozos HW

Pozo	Pozo Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Cañoneado.		Intervalo		Intervalo		Arena	EMR	Inter. Abierto	
					TVD Tope	Base	Topo TVD Abandonado	Base	Topo TVD Abierto	Base			Topo TVD	Base
					pbnm									
CI-077	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3240	3344			3240	3344	MO7/MO9		2961	3065
CI-077	V	Sel.	Oct-89	Reac. Permanente No.1	2916	3154			2916	3154	MO3/MO6	279	2637	2875
									3240	3344	MO7/MO9		2961	3065
CI-078	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3290	3370			3290	3370	MO7/MO8		3011	3091
CI-078	V	Sel.	Abr-91	Reac. Permanente No.1	3120	3218			3120	3218	MO5/MO7		2841	2939
CI-078	V	Sel.	Jul-95	Reac. Permanente No.2			3290	3370	3290	3370	MO7/MO8		3011	3091
									3120	3218	MO5/MO7	279	2841	2939
CI-079	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3320	3446			3320	3446	MO6/MO9		3032	3158
CI-079	V	Sel.	Oct-89	Reac. Permanente No.1	3094	3262			3094	3262	MO5/MO7		2806	2974
CI-079	V	Sel.	Jul-95	Reac. Permanente No.2			3382	3446	3320	3446	MO8/MO9		3032	3158
									3094	3262	MO5/MO7	288	2806	2974
									3320	3346	MO8/MO8		3032	3058
CI-080	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3268	3422			3268	3422	MO8/MO9		2978	3132
CI-080	V	Sel.	Ene-90	Reac. Permanente No.1	2976	3220	3386	3422	2976	3220	MO4/MO7	290	2686	2930
									3268	3356	MO8/MO8		2978	3066
CI-081	V	Sel.	Sep-83	Completación Original	3300	3350			3330	3350	MO8/MO8	283	3047	3067
CI-082	V	Sel.	Oct-83	Completación Original	3290	3384			3290	3384	MO7/MO9		3006	3100
CI-082	RE	H. D.	Oct-95	Reentry	3145	3204	3290	3384	3145	3204	MO5/MO6	284	2861	2920
CI-127	V	Sel.	Mar-92	Completación Original	2852	3212			2852	3212	MO3/MO8	230	2622	2982
CI-129	D	Sel.	Mar-92	Completación Original	2841	3330			2841	3330	MO3/MO9	233	2608	3097
CI-130	D	Sel.	Mar-92	Completación Original	2850	3275			2850	3275	MO3/MO9	233	2617	3042
CI-131	D	Sel.	Mar-92	Completación Original	2840	3338			2840	3338	MO4/MO9	230	2610	3108
CI-133	D	Sel.	Mar-92	Completación Original	2926	3274			2926	3274	MO4/MO8	230	2696	3044
CI-135	D	Sel.	Abr-92	Completación Original	2991	3343			2991	3343	MO5/MO9	287	2704	3056
CI-137	D	Sel.	May-92	Completación Original	2890	3305			2890	3305	MO4/MO9			
CI-137	ST	H. D.	Jun-95	Side -Track	2716	3311	2890	3305	2716	3311	MO1/MO9			



**Tabla A5-3. Completaciones de los pozos. Cont...**

**Pozos HW**

Pozo	Pozo Tipo	Tipo de Interv.	Fecha	Tipo de Trabajo	Cañoneado. TVD		Intervalo Tope TVD		Intervalo Tope TVD		Arena	EMR	Inter. Abierto	
					Tope	Base	Abandonado	Base	Abierto	Base			Tope TVD	Base pbnm
CN-115	V	Sel.		Completación Original	3142	3208			3142	3208	MO5/MO6			
CN-194	V	Sel.	Dic-81	Completación Original	3108	3156	3108	3156			MO6/MO6			
CNX-009	V	Sel.	Feb-80	Completación Original	3050	3078	3050	3078			MO4/MO5			
CI-228	H	H.D.	Ene-98	Completación Original	3147	3168			3147	3168		235	2912	2933
CI-229	H	H.D.	Feb-98	Completación Original	3172	3180			3172	3180		236	2936	2944

## APÉNDICE VI

Ejemplos de diagnósticos del tipo de problema en los pozos:

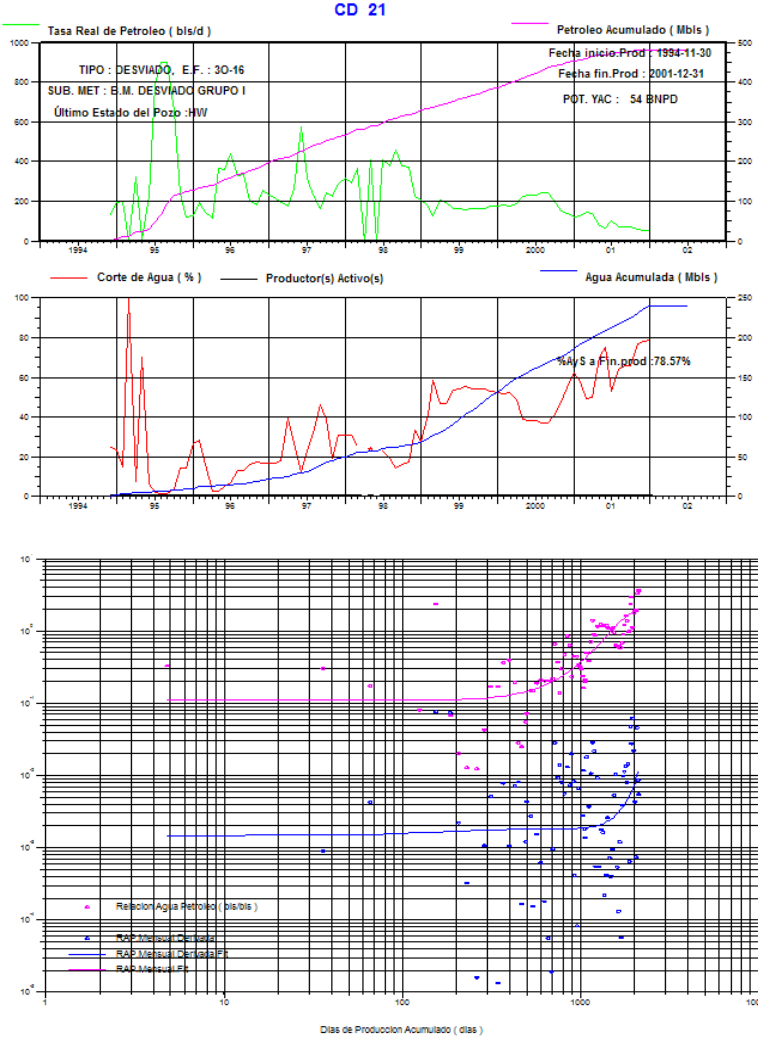
Canalización

Canalización detrás del revestidor

Conificación

Avance del Acuífero

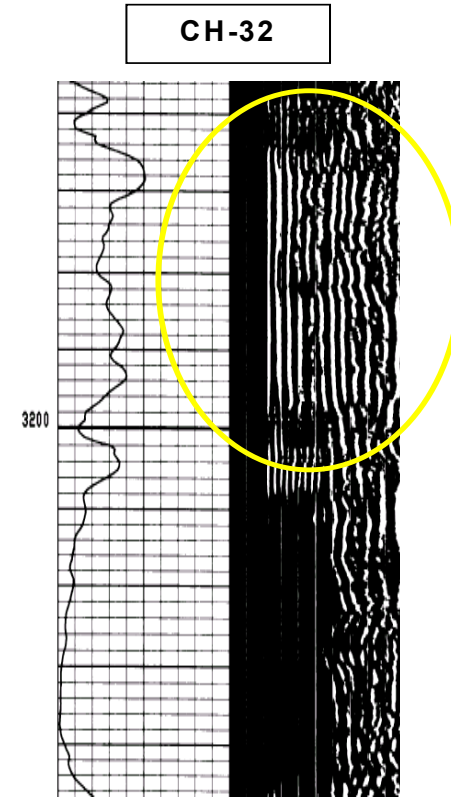
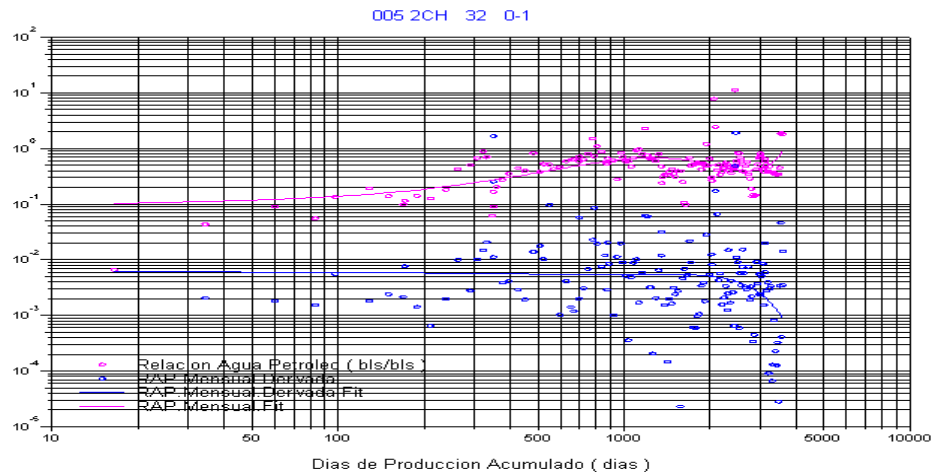
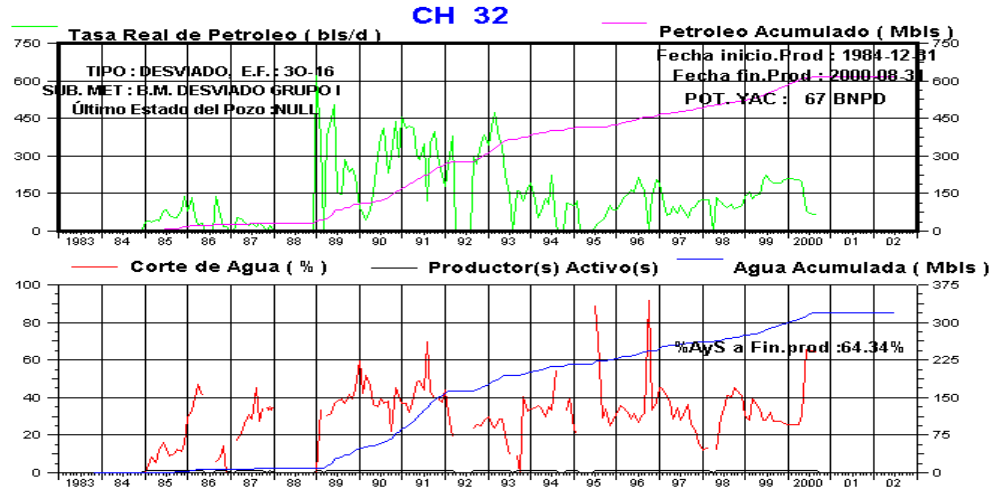
# Canalización



## Pozo CD-21

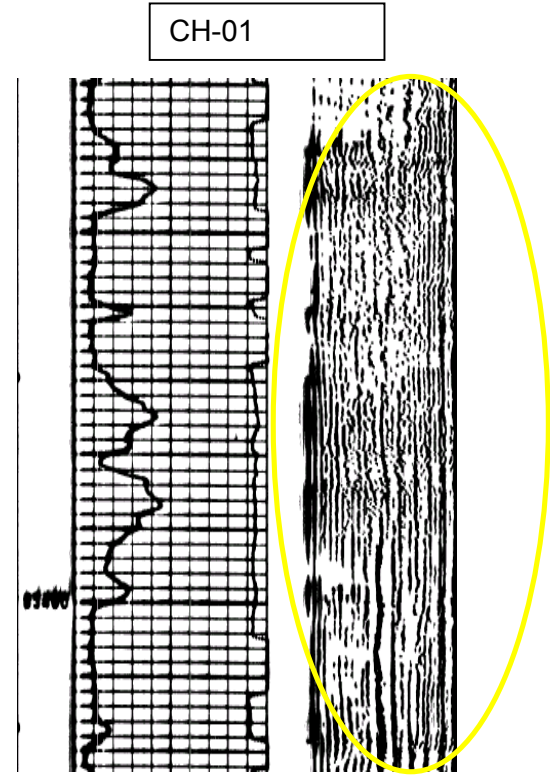
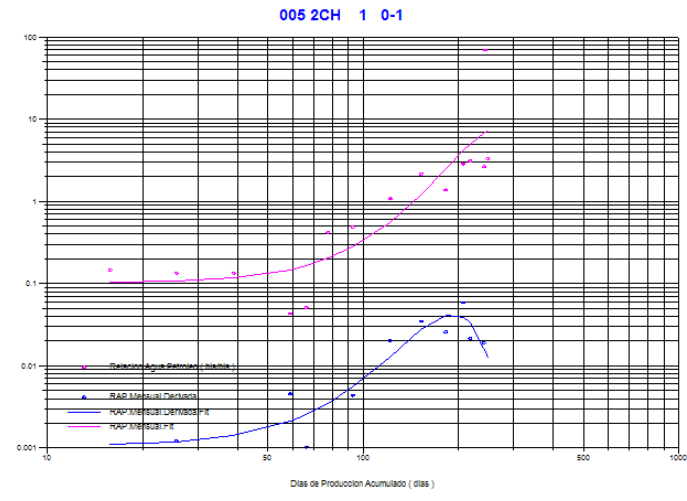
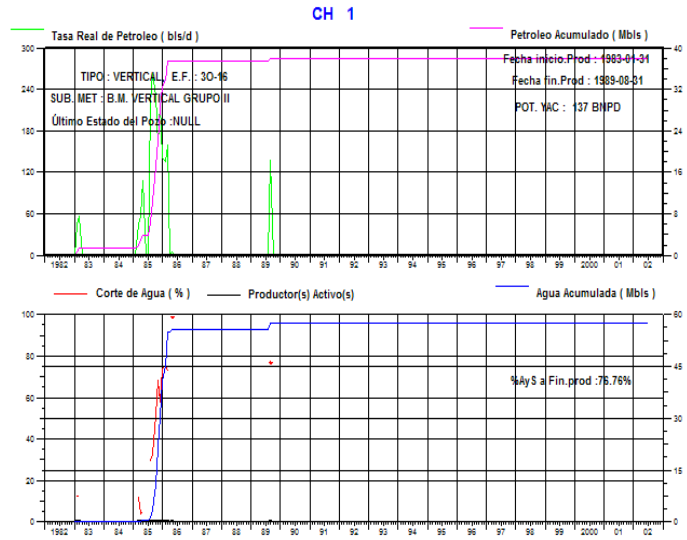
No posee registro de cementación

# Conificación



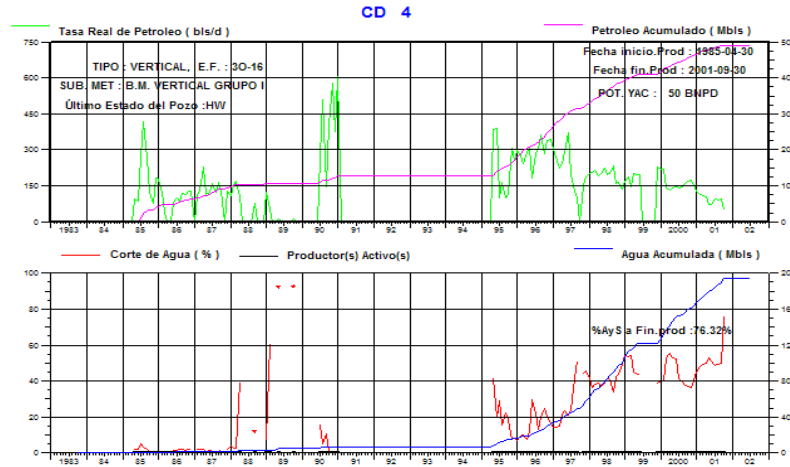
**Microanillos**

## Canalización por detrás del revestidor



**Tubería Libre**

## Avance del Acuífero



## Pozo CD-04

**No Posee Registro de Cementación**

