

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERÍA**

### **ESTUDIO PARA EL CONTROL DEL INCREMENTO DE AGUA DEL YACIMIENTO M – 1 EN EL CAMPO DORINE**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS**

**FREDDY GIOVANNY HUILCA BUENAÑO**

**DIRECTOR: Ing. RAÚL VALENCIA, Msc**

**Quito, Marzo del 2007**

## DECLARACIÓN

Yo, Freddy Giovanni Huilca Buenaño declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

FREDDY GIOVANNY HUILCA BUENAÑO

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Freddy Giovanni Huilca Buenaño, bajo mi supervisión.

---

Ing. Raúl Valencia, Msc  
DIRECTOR DE PROYECTO

## AGRADECIMIENTOS

- *Mi más profundo agradecimiento a Dios; él es Padre quien guía mi camino, bendice mi vida y nunca se olvida de mi Familia.*
- *A mis padres José Medardo Huilca (+) y Bertha Umbelina Buenaño quienes me dieron la vida y nunca me dejaron solo en este difícil vivir, especialmente a mi madre que enfrentó sola el reto de luchar por su hogar y darle felicidad.*
- *A Juanita y Rumaldo Adame quienes me guiaron para elegir mi Carrera y me apoyaron para culminación de la misma.*
- *A la Escuela Politécnica Nacional quien me formó como un profesional transmitiendo todos sus conocimientos por medio de mis profesores.*
- *A todo el equipo de Andes Petroleum Ecuador Ltd. y PetroOriental S.A. que aportaron con sus valiosos conocimientos y experiencia para el desarrollo del presente proyecto.*
- *A Ernesto Barragán, Silvio Criollo, Julio Lozada, Diego Rafael Cepeda, César Calvachi, Susana Jácome amigos que me apoyaron e hicieron posible el desarrollo de este Estudio.*
- *A mis amigos y compañeros de la Politécnica Nacional, con quién compartí alegrías y tristezas, especialmente para Alejandra Barragán y María Angélica Villalta por apoyarme hasta el final.*
- *A toda mi querida familia Abuela, Hermanos, Tíos, Primos y familiares más cercanos; así como también a los ingenieros Raúl Valencia y Gerardo Barros.*

*FREDDY*

## DEDICATORIA

*Con mucho amor y cariño está dedicado a mi Madre Berthita que tras sufrimientos y angustias siempre buscó el bienestar para sus hijos, dejando atrás el miedo de una mujer sola y desamparada. Me ha enseñado el verdadero sentir de la vida.*

## CONTENIDO

RESUMEN.....	XV
PRESENTACIÓN .....	XVI

### CAPÍTULO

### PÁGINA

## 1 DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO DORINE

1.1 UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DORINE.....	1
1.1.1 UBICACIÓN E HISTORIA DEL CAMPO .....	1
1.2 GEOLOGÍA DEL RESERVORIO .....	2
1.2.1 GENERALIDADES. ....	3
1.2.1.1 Resumen de la geología del bloque Tarapoa, Arenisca M – 1. ....	3
1.2.2 MODELO REGIONAL. ....	4
1.2.3 MODELO ESTRATIGRÁFICO. ....	4
1.2.4 DESCRIPCIÓN DE LA ARENISCA M – 1 .....	5
1.2.5 AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN DE LA ARENISCA M – 1 .....	6
1.2.6 MODELO ESTRUCTURAL. ....	6
1.2.7 MODELO PETROFÍSICO Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS .....	6
1.2.7.1 Descripción petrofísica. ....	6
1.2.7.2 Porosidad. ....	7
1.2.7.3 Temperatura. ....	8
1.2.7.4 Saturación de agua. ....	8
1.2.7.5 Resistividad del agua de formación .....	8
1.2.7.6 Permeabilidad. ....	10
1.2.7.7 Viscosidad .....	11
1.2.7.8 Mojabilidad. ....	12
1.3 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS.....	12
1.3.1 CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO.....	12
1.3.1.1 Petróleo original in situ (POES) .....	12
1.3.1.2 Reservas primarias. ....	13
1.3.1.3 Reservas por recuperación mejorada. ....	13
1.3.2 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO DEL CAMPO DORINE .....	13
1.3.3 FACTOR DE RECOBRO .....	14

## 2 HISTORIAL DEL CAMPO DORINE Y DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS DEL INCREMENTO DE AGUA

2.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO DORINE.....	16
2.2 PERFORACIÓN DE POZOS.....	17
2.2.1 BROCAS Y TUBERÍA DE REVESTIMIENTO UTILIZADAS .....	17
2.2.2 PROGRAMA DE LODOS DE PERFORACIÓN.....	17
2.2.3 COSTOS DE LA PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE LOS POZOS .....	18
2.3 HISTORIA DE LAS PRESIONES Y ACUÍFERO DE FONDO.....	18
2.4 DESARROLLO DEL CAMPO DORINE .....	19
2.5 MANEJO DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DORINE.....	20
2.5.1 DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS.....	20
2.6 EQUIPOS Y SISTEMAS IMPLEMENTADOS EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.....	21
2.6.1 MÚLTIPLE DE ENTRADA .....	22
2.6.2 SEPARADOR DE PRUEBA Y ELIMINADORES DE AGUA.....	22
2.6.3 TANQUES DE ALIVIO .....	23
2.6.4 TRATADORES ELECTROSTÁTICOS.....	23
2.6.5 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN....	23
2.6.6 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO.....	24
2.6.7 TANQUE DE TRATAMIENTO .....	24
2.6.8 LÍNEAS.....	24
2.6.9 BOMBAS BOOSTER INYECCIÓN.....	25
2.6.10 BOMBAS BOOSTER PRODUCCIÓN .....	25
2.6.11 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE DRENAJES .....	26
2.6.12 UNIDAD DE RECUPERACIÓN DE GAS (VRU).....	26
2.6.13 SISTEMA DE AGUA.....	26
2.6.14 TRATAMIENTO DEL AGUA PRODUCIDA .....	27
2.7 ORÍGENES DEL AGUA.....	27
2.7.1 CLASIFICACIÓN DE AGUA PRODUCIDA.....	27
2.7.2 PROBLEMAS DE AGUA MÁS COMUNES EN LOS POZOS .....	28
2.7.2.1 Escape en casing, tubing o empacadura .....	28
2.7.2.2 Canal de flujo detrás del casing .....	29
2.7.2.3 Movimiento del contacto agua – petróleo.....	30
2.7.2.4 Entrada de agua de una capa sin flujo cruzado.....	31
2.7.2.5 Zonas de alta permeabilidad desde una capa de agua .....	32

2.7.2.6 Conificación o formación de cúspide . . . . .	33
2.7.2.7 Interrupción de la barrera. . . . .	35
2.7.2.8 Debris, escala y bacterias. . . . .	36
<b>2.8 DIAGNÓSTICO ACTUAL DEL YACIMIENTO M – 1 . . . . .</b>	<b>36</b>
2.8.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO M – 1. . . . .	36
2.8.2 TIPO DE EMPUJE . . . . .	37
2.8.3 CARACTERÍSTICAS DEL ACUÍFERO . . . . .	37
2.8.3.1 Porosidad en espesor bruto . . . . .	37
2.8.3.2 Saturaciones en espesor bruto. . . . .	37
2.8.3.3 Permeabilidades en espesor bruto. . . . .	38
2.8.3.4 Espesores de la arena . . . . .	38
2.8.3.5 Salinidades. . . . .	38
2.8.4 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN . . . . .	39
<b>2.9 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN PARA EL ESTUDIO DEL INCREMENTO DE AGUA PRODUCIDA. . . . .</b>	<b>39</b>
2.9.1 PRUEBAS DE PRESIÓN (WELL TESTING). . . . .	40
2.9.1.1 Efecto de los reservorios no - ideales. . . . .	40
2.9.2 DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO . . . . .	41
2.9.3 SUPERVISIÓN DEL RESERVORIO . . . . .	44
2.9.4 MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA . . . . .	45
2.9.5 AVANCE DEL FRENTE DE AGUA . . . . .	45

### **3 SELECCIÓN DE LOS POZOS CON ALTOS CORTES DE AGUA**

<b>3.1 CONSIDERACIONES DE SELECCIÓN. . . . .</b>	<b>47</b>
3.1.1 POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA (BSW). . . . .	47
3.1.2 POZOS CERCANOS A LA FALLA FANNY – DORINE . . . . .	48
3.1.3 POZOS CON CAMBIO BRUSCO DE WOR. . . . .	48
3.1.4 OTRAS CONSIDERACIONES. . . . .	49
<b>3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS DE INCREMENTO DE AGUA EN LOS POZOS. . . . .</b>	<b>50</b>
3.2.1 DIAGRAMA DE RECUPERACIÓN. . . . .	51
3.2.2 DIAGRAMA DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN. . . . .	52
3.2.3 ANÁLISIS DE LA CURVA DE DECLINACIÓN. . . . .	53
3.2.4 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE PROBLEMA. . . . .	53
3.2.4.1 Gráfica log WOR vs log Tiempo. . . . .	53
3.2.4.2 Scattered Plot (Diagrama de dispersión) . . . . .	54
3.2.4.3 Curvas Tipo “Chan” . . . . .	55



3.3 HERRAMIENTAS DE DIAGNÓSTICO.....	55
3.4 ANÁLISIS DE LA INVASIÓN DE AGUA EN LOS POZOS.....	57
3.4.1 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	58
3.4.1.1 Pozo Dorine 02.....	58
3.4.1.2 Pozo Dorine 05.....	59
3.4.1.3 Pozo Dorine 07.....	60
3.4.1.4 Pozo Dorine 08.....	62
3.4.1.5 Pozo Dorine 10.....	63
3.4.1.6 Pozo Dorine 12H.....	64
3.4.2 ANÁLISIS DE LOS DIAGRAMAS DE RECUPERACIÓN.....	65
3.4.3 CURVAS PETRÓLEO, AGUA VS PETRÓLEO ACUMULADO.....	68
3.4.4 CURVAS WOR, WOR' VS TIEMPO ACUMULADO.....	69
3.4.5 GRÁFICOS DE DISPERSIÓN (Scattered Plot).....	70
3.5 REGISTROS ELÉCTRICOS.....	71
3.6 PROBLEMAS DE INCREMENTO DE AGUA EN LOS POZOS.....	74
3.6.1 POZO DORINE 02.....	74
3.6.2 POZO DORINE 05.....	74
3.6.3 POZO DORINE 07.....	75
3.6.4 POZO DORINE 08.....	75
3.6.5 POZO DORINE 10.....	76
3.6.6 POZO DORINE 12H.....	77

## **4 PROPUESTAS PARA TRATAMIENTOS EN LOS POZOS CON PROBLEMAS DE AGUA**

4.1 BREVE HISTORIA DEL SISTEMA QUÍMICO DE LOS GELES.....	78
4.2 ANTECEDENTES DE LA INFORMACIÓN REQUERIDA PARA TRATAMIENTOS DE CONTROL DE AGUA.....	78
4.2.1 ELEMENTOS CONSIDERADOS PARA UN TRATAMIENTO EXITOSO.....	80
4.2.2 PLAN DE ACCIÓN PARA CONTROL DE AGUA.....	81
4.2.3 PARÁMETROS CONSIDERADOS EN LOS TRATAMIENTOS DE CONTROL DE AGUA.....	82
4.3 MÉTODOS PARA EL CONTROL DE AGUA PRODUCIDA.....	84
4.3.1 SOLUCIONES MECÁNICAS.....	84
4.3.2 TRATAMIENTOS QUÍMICOS.....	84
4.3.3 CEMENTACIONES FORZADAS.....	89
4.3.4 EJEMPLOS DE GELES EXISTENTES EN EL MERCADO.....	90
4.3.5 SISTEMAS INORGÁNICOS.....	90

4.4 SUGERENCIAS PARA LA SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO. ....	91
4.4.1 CAUSAS DE TEMPRANERA PRODUCCIÓN DE AGUA. ....	91
4.4.2 TRATAMIENTOS APROPIADOS PARA LOS POZOS ELEGIDOS. ....	92
4.4.3 CONSIDERACIONES Y EJECUCIÓN DE LOS NUEVOS TRATAMIENTOS. ....	95
4.5 RESULTADOS ESPERADOS EN LOS POZOS ELEGIDOS PARA LA APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO. ....	96
4.5.1 DURACIÓN DEL TRATAMIENTO. ....	96
4.5.2 RIESGOS EN LOS TRABAJOS. ....	97
4.5.3 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS EN EL FUTURO. ....	97
<b>5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO</b>	
5.1 CONSIDERACIONES GENERALES. ....	98
5.1.1 TASAS DE INTERÉS. ....	98
5.2 PROYECTO DE INVERSIÓN. ....	99
5.3 COSTOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN. ....	100
5.3.1 COSTOS POR LEVANTAMIENTO. ....	101
5.3.2 COSTOS POR MANEJO DE AGUA. ....	101
5.3.3 COSTOS POR MANTENIMIENTO. ....	101
5.3.4 COSTOS DE LOS PROCESOS Y QUÍMICOS. ....	101
5.4 INGRESOS DEL PROYECTO. ....	102
5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO. ....	102
5.5.1 MEDIA DE SWANSON. ....	103
5.5.2 FLUJO DE CAJA. ....	104
5.5.3 VALOR PRESENTE NETO (VAN o VPN). ....	105
5.5.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR). ....	105
5.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO. ....	106
<b>6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
6.1 CONCLUSIONES. ....	108
6.2 RECOMENDACIONES. ....	110
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS. ....</b>	<b>112</b>
<b>ANEXOS. ....</b>	<b>114</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.1</b>	Descripción de la presentación de los resultados de análisis ELAN. . . . .	7
<b>Tabla 1.2</b>	Campo Dorine, Yacimiento M – 1. . . . .	14
<b>Tabla 1.3</b>	Factor de recobro, POES, Producción acumulada y reservas del Campo Dorine, yacimiento M – 1. . . . .	15
<b>Tabla 2.1</b>	Características de las Bombas Booster. . . . .	25
<b>Tabla 2.2</b>	Características de las Bombas de Inyección de Agua. . . . .	27
<b>Tabla 3.1</b>	Pozos con alto corte de agua (BSW) . . . . .	47
<b>Tabla 3.2</b>	Pozos cercanos a la Falla Fanny – Dorine. . . . .	48
<b>Tabla 3.3</b>	Pozos con cambio brusco de WOR. . . . .	48
<b>Tabla 3.4</b>	Pozos con otras consideraciones. . . . .	49
<b>Tabla 3.5.1</b>	Datos y características de los pozos seleccionados. . . . .	57
<b>Tabla 3.5.2</b>	Datos y características de los pozos seleccionados. . . . .	58
<b>Tabla 3.6</b>	Situación del pozo Dorine 02. . . . .	59
<b>Tabla 3.7</b>	Situación del pozo Dorine 05. . . . .	61
<b>Tabla 3.8</b>	Situación del pozo Dorine 07. . . . .	62
<b>Tabla 3.9</b>	Situación del pozo Dorine 08. . . . .	62
<b>Tabla 3.10</b>	Situación del pozo Dorine 10. . . . .	63
<b>Tabla 3.11</b>	Situación del pozo Dorine 12H. . . . .	65
<b>Tabla 4.1</b>	Comparación de relaciones de resistencia de fluido normalizados, en escenarios de petróleo pesado, donde RPM deben producir un NFRR > 4. . . . .	80
<b>Tabla 4.2</b>	Recomendaciones de tratamientos. . . . .	94
<b>Tabla 5.1</b>	Costo estimado del equipo requerido en un workover normal (6 – 8 días) . . . . .	99
<b>Tabla 5.2</b>	Costo estimado de una cementación. . . . .	100
<b>Tabla 5.3</b>	Costos asociados a la producción (PARA UN BARRIL DE FLUIDO) . . . . .	102
<b>Tabla 5.4</b>	Inversiones para los pozos aplicando squeeze. . . . .	104
<b>Tabla 5.5</b>	Inversiones para los pozos aplicando tratamiento químico. . . . .	105

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b>	Mapa de Sucumbíos Ecuador. . . . .	1
<b>Figura 1.2</b>	Mapa de Ubicación Geográfica del Bloque Tarapoa. . . . .	2
<b>Figura 1.3</b>	Resistividad vs salinidad del agua de formación para la arena M – 1 del Campo Dorine. . . . .	9
<b>Figura 1.4</b>	Gráfico de permeabilidades relativas. . . . .	11
<b>Figura 2.1</b>	Predicción de la producción de agua y petróleo del Campo Dorine, yacimiento M – 1. . . . .	19
<b>Figura 2.2</b>	Escape en casing, tubing o empaadura. . . . .	29
<b>Figura 2.3</b>	Canal de agua detrás el casing, a través del cemento. . . . .	30
<b>Figura 2.4</b>	Canal de flujo detrás del casing. . . . .	30

<b>Figura 2.5</b>	Movimiento del contacto agua – petróleo. . . . .	31
<b>Figura 2.6</b>	Entrada de agua de la capa sin flujo atravesado. . . . .	32
<b>Figura 2.7</b>	Fracturas o fallas de una capa de agua. . . . .	33
<b>Figura 2.8</b>	Conificación de agua realizada en laboratorio (Ali Daneshy) . . . . .	34
<b>Figura 2.9</b>	Conificación y cresta. . . . .	35
<b>Figura 2.10</b>	Comunicación a través de una barrera. . . . .	35
<b>Figura 2.11</b>	Propiedades estáticas y dinámicas del reservorio. . . . .	41
<b>Figura 2.12</b>	Tipos de heterogeneidades de reservorios. . . . .	42
<b>Figura 3.1</b>	Diagrama de Recuperación. . . . .	52
<b>Figura 3.2</b>	Diagrama del Historial de Producción. . . . .	52
<b>Figura 3.3</b>	Análisis de declinación de la curva. . . . .	53
<b>Figura 3.4</b>	Gráfica de diagnóstico de los datos mensuales de una prueba de presión. . . . .	54
<b>Figura 3.5</b>	Variaciones de permeabilidad horizontal, en un pozo cañoneado en la sección media del reservorio. . . . .	56
<b>Figura 4.1</b>	Aplicación de herramienta mecánica, para aislar entrada de agua. . . . .	85
<b>Figura 4.2</b>	Doble inyección de tratamiento para controlar el incremento de agua. . . . .	85
<b>Figura 4.3</b>	Resultados del aislamiento de la permeabilidad vertical en zonas no barridas con baja saturación de agua. . . . .	87
<b>Figura 4.4</b>	Tipos de geles en tres diferentes estados, dependiendo de la concentración. . . . .	90
<b>Figura 4.5</b>	Entrada de agua de una zona a las perforaciones del pozo. . . . .	91
<b>Figura 4.6</b>	Entrada de agua de una zona a las perforaciones del pozo. . . . .	92
<b>Figura 4.7</b>	Entrada de agua a través de una zona más permeable. . . . .	92

## ÍNDICE DE ANEXOS

<b>ANEXO 1</b>	. . . . .	115
<b>Anexo 1.1</b>	Mapa Isópaco de espesor total de la arenisca M – 1. . . . .	116
<b>Anexo 1.2</b>	Mapa Estructural en Profundidad al Tope Poroso de la Arenisca M-1. . . . .	117
<b>Anexo 1.3</b>	Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente. . . . .	118
<b>Anexo 1.4</b>	Sección sísmica que muestra la trampa estratigráfica del Campo Dorine, en la dirección oeste – este. . . . .	119
<b>Anexo 1.5</b>	Gráfico de un pozo del campo Dorine obtenido con el análisis de registros eléctricos. . . . .	120
<b>Anexo 1.6</b>	Mapa de espesor total de petróleo, Campo Dorine, Yacimiento M – 1. . . . .	121
<b>ANEXO 2</b>	. . . . .	122
<b>Anexo 2.1</b>	Historial de producción del pozo Dorine 08. . . . .	123
<b>Anexo 2.2</b>	Historial de presión del Campo Dorine, yacimiento M – 1. . . . .	124
<b>Anexo 2.3</b>	Tasa de reemplazo volumétrico VRR; Tarapoa, yacimiento M – 1. . . . .	125
<b>Anexo 2.4</b>	Diagrama de dispersión, Petróleo acumulado producido vs Agua acumulada producida. . . . .	126

<b>Anexo 2.5</b>	Petróleo acumulado producido vs tiempo. ....	127
<b>ANEXO 3</b>	.....	128
<b>Anexo 3.1</b>	Diagrama de ubicación de los pozos del Campo Dorine. ....	129
<b>Anexo 3.2</b>	Gráfico de diagnóstico de perfiles caracterizando los mecanismos de rompimiento de agua. ....	130
<b>Anexo 3.3.1</b>	Curvas Tipo “Chan”, SPE 30775. ....	131
<b>Anexo 3.3.2</b>	Curvas Tipo “Chan”, SPE 30775. ....	132
<b>Anexo 3.3.3</b>	Curvas Tipo “Chan”, SPE 30775. ....	133
<b>Anexo 3.4.1</b>	Historial de producción del pozo Dorine 02, utilizando OilField Manager “OFM”. ....	134
<b>Anexo 3.4.2</b>	Historial de producción del pozo Dorine 02. ....	135
<b>Anexo 3.4.3</b>	Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 02. ....	136
<b>Anexo 3.4.4</b>	Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 02. ....	137
<b>Anexo 3.4.5</b>	Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 02. ....	138
<b>Anexo 3.4.6</b>	Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 02. ....	139
<b>Anexo 3.4.7</b>	Registro de cementación Pozo Dorine 02. ....	140
<b>Anexo 3.5.1</b>	Historial de producción del pozo Dorine 05, utilizando OilField Manager “OFM”. ....	141
<b>Anexo 3.5.2</b>	Historial de producción del pozo Dorine 05. ....	142
<b>Anexo 3.5.3</b>	Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 05. ....	143
<b>Anexo 3.5.4</b>	Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 05. ....	144
<b>Anexo 3.5.5</b>	Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 05. ....	145
<b>Anexo 3.5.6</b>	Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 05. ....	146
<b>Anexo 3.5.7</b>	Registro de cementación Pozo Dorine 05. ....	147
<b>Anexo 3.5.8</b>	Registro de resistividad del Pozo Dorine 05. ....	148
<b>Anexo 3.6.1</b>	Historial de producción del pozo Dorine 07, utilizando OilField Manager “OFM”. ....	149
<b>Anexo 3.6.2</b>	Historial de producción del pozo Dorine 07. ....	150
<b>Anexo 3.6.3</b>	Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 07. ....	151
<b>Anexo 3.6.4</b>	Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 07. ....	152
<b>Anexo 3.6.5</b>	Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 07. ....	153
<b>Anexo 3.6.6</b>	Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 07. ....	154
<b>Anexo 3.6.7</b>	Registro de cementación Pozo Dorine 07. ....	155
<b>Anexo 3.6.8</b>	Registro de resistividad del Pozo Dorine 07. ....	156
<b>Anexo 3.7.1</b>	Historial de producción del pozo Dorine 08. ....	157
<b>Anexo 3.7.2</b>	Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 08. ....	158
<b>Anexo 3.7.3</b>	Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 08. ....	159
<b>Anexo 3.7.4</b>	Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 08. ....	160
<b>Anexo 3.7.5</b>	Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 08. ....	161
<b>Anexo 3.7.6</b>	Registro de cementación Pozo Dorine 08. ....	162
<b>Anexo 3.7.7</b>	Registro de resistividad del Pozo Dorine 08. ....	163
<b>Anexo 3.8.1</b>	Historial de producción del pozo Dorine 10, utilizando OilField Manager “OFM”. ....	164

<b>Anexo 3.8.2</b>	Historial de producción del pozo Dorine 10. ....	165
<b>Anexo 3.8.3</b>	Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 10. ....	166
<b>Anexo 3.8.4</b>	Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 10. ....	167
<b>Anexo 3.8.5</b>	Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 10. ....	168
<b>Anexo 3.8.6</b>	Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 10. ....	169
<b>Anexo 3.8.7</b>	Registro de cementación Pozo Dorine 10. ....	170
<b>Anexo 3.8.8</b>	Registro de resistividad del Pozo Dorine 10. ....	171
<b>Anexo 3.9.1</b>	Historial de producción del pozo Dorine 12H, utilizando OilField Manager "OFM". ...	172
<b>Anexo 3.9.2</b>	Historial de producción del pozo Dorine 12H. ....	173
<b>Anexo 3.9.3</b>	Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 12H. ....	174
<b>Anexo 3.9.4</b>	Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 12H. ....	175
<b>Anexo 3.9.5</b>	Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 12H. ....	176
<b>Anexo 3.9.6</b>	Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 12H. ....	177
<b>ANEXO 5</b>	.....	178
<b>Anexo 5.1</b>	Historial porcentajes de producción de fluido antes y después de trabajos de SQUEEZE en el pozo. ....	179
<b>Anexo 5.2</b>	Reducción del corte de agua del pozo Dorine 02. ....	180
<b>Anexo 5.3</b>	Reducción del corte de agua del pozo Dorine 05. ....	181
<b>Anexo 5.4</b>	Reducción del corte de agua del pozo Dorine 07. ....	182
<b>Anexo 5.5</b>	Reducción del corte de agua del pozo Dorine 08. ....	183
<b>Anexo 5.6</b>	Reducción del corte de agua del pozo Dorine 10. ....	184
<b>Anexo 5.7</b>	Reducción del corte de agua del pozo Dorine 12H. ....	185
<b>Anexo 5.8</b>	Valores de producción de petróleo utilizando la Media de Swanson, para aplicar en el análisis de Flujo de Caja, VAN y TIR. ....	186
<b>Anexo 5.9</b>	Ahorro de la compañía por tratamiento de agua de formación. ....	187
<b>Anexo 5.10.1</b>	Análisis del Flujo de Caja, VAN y TIR. ....	188
<b>Anexo 5.10.2</b>	Análisis del Flujo de Caja, VAN y TIR. ....	189
<b>Anexo 5.10.3</b>	Análisis del Flujo de Caja, VAN y TIR. ....	190

## RESUMEN

El agua producida siempre ha sido un dilema para la industria petrolera que produce un promedio de tres barriles de agua por cada barril de petróleo desde sus yacimientos que van depletándose. La fuente de esta producción viene del agua de formación o del agua inyectada al yacimiento que en la mayoría de las veces se utiliza para el mantenimiento de la presión.

De todos modos el agua producida no es deseada por las compañías operadoras ya que reduce la recuperación total y además causa averías en los equipos que facilitan la producción de petróleo. Causas comunes entre otras pueden ser la corrosión, deposición de escala que reducen la vida productiva del pozo así como también las facilidades de tratamiento de crudo, reflejándose en los altos costos de producción.

Una de las razones del incremento en los costos de operación es el incremento en el peso de un barril de fluido debido a la alta densidad del agua. En campos maduros, el porcentaje de barriles de agua está entre 30% y 40% por cada barril producido, esta relación hace que los costos de producción lleguen a ser más altos que el valor del petróleo producido.

Las diferentes soluciones al problema del incremento de agua producida entre las principales están los geles bloqueadores de permeabilidad, reductores de permeabilidad, modificadores de permeabilidad y cementaciones forzadas. Varios modelos de estudio están siendo utilizados con el objetivo de reducir el corte de agua, disminuyendo los costos de producción y mejorando la calidad del crudo.

La adecuada selección de un tratamiento y la tecnología innovativa de control de agua conduce al aumento de la vida del pozo y conlleva a operaciones de producción económicamente más rentables. Debido al incremento de agua que está registrándose últimamente en el campo Dorine resulta oportuno realizar el presente estudio que trata de las causas de su incremento en los pozos del campo Dorine con el propósito de reducir los porcentajes de agua.

## PRESENTACIÓN

El presente estudio está estructurado en 5 capítulos referentes a la parte técnica, el primero de ellos hace una breve descripción y caracterización del campo Dorine refiriéndose a la ubicación del campo, geología del reservorio, descripción de la arenisca M – 1, modelo petrofísico, propiedades de los fluidos e ingeniería de yacimientos que se refiere a las reservas de Dorine así como el factor de recobro, que permite tener una idea clara de las condiciones actuales del campo.

El segundo capítulo presenta un historial y diagnóstico de las causas del incremento de agua en Dorine en cuyo contenido está la reseña histórica del campo que son la perforación de pozos, presiones del yacimiento y comportamiento del acuífero, desarrollo del campo; parte muy importante del estudio es la estación de producción para disposición de agua y petróleo. Luego se hace una introducción a los problemas relacionados a fuentes de agua producida que pueden darse en el campo Dorine y finalmente se revisa la situación del yacimiento M – 1 para recopilación de información que permite realizar el estudio del incremento de agua.

En el tercer capítulo se realiza una explicación de la selección de pozos con altos cortes de agua mencionando los criterios de selección tales como diagnóstico de los pozos, herramientas de diagnóstico, análisis de gráficos y registros eléctricos. Esto permitirá conocer el problema que presentan los pozos con el propósito de buscar las soluciones más adecuadas que permitan su control.

El cuarto capítulo presenta propuestas para tratamientos en los pozos basados en historia de los sistemas químicos, antecedentes de la información requerida, elementos considerados para un tratamiento, métodos para el control de agua, recomendaciones y tratamientos más apropiados para lograr éxito en los trabajos.

Finalmente el quinto capítulo permite conocer si el proyecto es factible realizarlo analizándolo económicamente llegando a la conclusión que sí puede aplicarse el proyecto en al menos cuatro pozos, obteniendo ganancias allí señaladas.



# CAPÍTULO 1

## DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO DORINE

### 1.1 UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DORINE

#### 1.1.1 UBICACIÓN E HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Dorine se encuentra ubicado en el Bloque Tarapoa de la Cuenca Oriente del Ecuador, provincia de Sucumbíos. Originalmente este Campo fue descubierto con la perforación del Pozo Dorine 1 en el mes de Septiembre del año 1997, iniciando su etapa productiva en el mes de Abril de 1998. Desde entonces se han ido perforando y completando pozos tanto horizontales así como verticales; principalmente en el yacimiento M – 1, el crudo tiene una densidad promedio de 22°API.



Figura 1.1 Mapa de Sucumbíos Ecuador

El Campo Dorine está localizado dentro de la concesión que fue adjudicada a Cayman Corporation en el año 1970, sus socios fueron en aquella época City Investing Company y Southern Union Production Company.



### 1.2.1 GENERALIDADES

La mayor producción de crudo en el Ecuador se lo extrae de la Cuenca Oriente que cubre aproximadamente 100 000 Km<sup>2</sup>.

La Cuenca Oriente se localiza entre la Cordillera de los Andes al occidente y el Escudo Guayanés al Oriente. El Bloque Tarapoa se localiza en la parte oriental de la Cuenca, en este se halla la formación Napo la más importante y mayor aportadora de hidrocarburos pertenecientes al período Cretácico.

#### 1.2.1.1 Resumen de la geología del bloque Tarapoa, Arenisca M – 1

Los aspectos más importantes se describen en los siguientes literales:

a.- Canales estuarinos de marea cambiando hacia arriba a una progradación de un complejo de marea terminando en una depositación de carbón.

b.- Secuencia general grano – decreciente hacia arriba lo que conlleva a una disminución en la calidad del yacimiento hacia el tope de la secuencia.

c.- Incremento de la permeabilidad en dirección del sur – este hacia el noroeste reflejando una proximidad a la línea de playa lo que se ve reflejado en las tendencias de los IP (Índice de productividad)<sup>1</sup>.

d.- Comunicación de presión a lo largo de la Falla Fanny / Dorine confirmada por los pozos en Sonia.

c.- 500+ psi de diferencia de presión entre las áreas Fanny / Dorine / Tucán / Shirley, lo que indica la presencia de una trampa estratificada.

e.- La re-interpretación de la sísmica ha dado como resultado un pique directo del tope y base de la M – 1 y una acertada predicción del tope de la porosidad.

---

<sup>1</sup> AEC ECUADOR, Reforma al Plan de Desarrollo Campo Dorine, Octubre 2005

f.- Los nuevos mapas derivados de la sísmica tienen una mejora significativa en la resolución.

### **1.2.2 MODELO REGIONAL**

En general la formación Napo es el resultado de una serie de secuencias cíclicas, que se componen de areniscas continentales y marino – maginales, lutitas, lodolitas y carbones; además contiene calizas marinas y arcillas.

Dentro del Campo Dorine (Bloque Tarapoa), la zona de la cual se tiene el mayor aporte de hidrocarburos es la arenisca M – 1.

Esta zona es parte de la formación Napo, en la cual también se hallan: T, U, M-2; que son areniscas entrecruzadas dentro de las secuencias de la formación Napo.

### **1.2.3 MODELO ESTRATIGRÁFICO**

El estudio para el mecanismo del entrapamiento de la arenisca M – 1 en el Campo Dorine ha permitido la interpretación dando como resultado que esta presenta cambio de facies litológicas en la parte levantada de la estructura, que a su vez se convierte en una barrera estratigráfica impermeable combinada con el levantamiento regional (Ver anexo 1.1 y 1.2).

A esta Trampa Estratigráfica se la halla a lo largo del lado Oriental del Campo Dorine.

La barrera de arcilla se la interpreta como una pared del Valle Estuarino limitando la depositación de la arena M – 1 dentro del Campo Dorine. En el anexo 1.3 se observa la distribución y depositación del material.

En el anexo 1.4 se aprecia el levantamiento de la trampa estratigráfica resaltada, que es un perfil sísmico en la dirección oeste – este del Campo Dorine.

#### **1.2.4 DESCRIPCIÓN DE LA ARENISCA M – 1**

Interpretando la arenisca M – 1 se observa una depositación en un ambiente estuarino que está influenciado por mareas durante el curso de un prolongado descenso y subsecuente levantamiento del nivel del mar.

Estudiando los cores de la arenisca M – 1 se observa una secuencia compleja de canales estuarinos dominados preponderantemente por mareas y van variando gradualmente a canales de marea abandonados y rellenados por secuencias de lodos.

La arenisca M – 1 tiene una base erosiva que termina en lutitas marinas subyacentes a la formación Napo Superior. La arenisca M – 1 está cubierta por un intervalo regional de carbón/lodolitas y arcillas carbonáceas, interpretándose esta sección como la representación de la programación de una llanura costera sobre la secuencia estuarina. Sobreyaciendo al carbón/lodolita y las arcillas carbonáceas, se encuentra una unidad regresiva de depósitos de llanura de inundación pertenecientes a la formación Tena.

Los depósitos de la formación Tena representan la primera depositación del levantamiento de la Cordillera de los Andes al oeste, durante el Cretácico Tardío a Terciario temprano.

En lo que se refiere a la formación Basal Tena, pues esta consiste de una unidad de arenisca exhibiendo una calidad de reservorio marginal.

La caracterización del Campo Dorine está dado por las variaciones debido a la presencia o ausencia de canales estuarinos de marea apilados y potentes barras de arena de marea. Las variaciones de espesor de arena van de 0 a 110 pies aproximadamente.

El espesor total de la arenisca M – 1 del Campo Dorine puede apreciarse en el mapa isópaco del anexo 1.1.

### **1.2.5 AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN DE LA ARENISCA M – 1**

Los hallazgos y la clave de las bases del estudio están en los campos:

CAMPO FANNY 18B: se tiene la influencia de Mareas/Fluvial, Arenas de grano fino, baja relación Arena/Arcilla.

CAMPO DORINE: se tiene Canales de Marea/Barras de Punta, Areas limpias potentes son relación Arena/Arcilla Mediana a Alta.

CAMPO SONIA: Boca del estuario hacia el océano, Influencia de Olas/Mareas, grano grueso Alta relación Arena/Arcilla.

La tendencia global de facies en el modelo las refleja en los datos del índice de productividad (IP), existe un impacto en la calidad del yacimiento distinguiendo las permeabilidades horizontal ( $K_h$ ) y vertical ( $K_v$ ) y porosidad.

### **1.2.6 MODELO ESTRUCTURAL**

Mediante el mapa estructural del anexo **1.2** se observa el tope poroso de la arenisca M – 1 para el Campo Dorine, mostrando claramente la inclinación regional hacia el suroeste, así como también la Falla Fanny – Dorine definiendo el límite al oeste del Campo Dorine.

### **1.2.7 MODELO PETROFÍSICO Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS**

#### **1.2.7.1 Descripción petrofísica**

Las propiedades petrofísicas que se obtuvieron con la herramienta de análisis de registros ELAN para la arenisca M – 1 del Campo Dorine entre otras son principalmente la porosidad ( $\phi$ ), temperatura, saturación de agua ( $S_w$ ), resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), permeabilidad ( $K$ ), viscosidad ( $\mu$ ).

En la tabla 1.1 se tiene la descripción de los resultados del análisis ELAN (MD y TVD).

**Tabla 1.1**

Descripción de la presentación de los resultados de análisis ELAN

<b>Presentación (izquierda a derecha)</b>	<b>Descripción:</b>
Pista Litológica	Facies litológicas de acuerdo con el criterio establecido para el modelo geológico del yacimiento.
Pista Profundidad	Profundidad en MD o TVD (ft).
Pista Correlación	GR, SP y CALIPER
Pista Permeabilidad	Permeabilidad derivada de registros (10000mD a 0mD escala linear).
Pista Saturación	Saturación de agua, Sw (escala 1 a 0)
Pista Porosidad	Porosidad (escala 50% a 0%) conteniendo las zonas de petróleo, agua e hidrocarburos móviles.
Pista Litológica: (ELAN)	Resultados litológicos del análisis ELAN

**Fuente:** Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
**Realizado por:** Freddy Giovanni Huilca

### 1.2.7.2 Porosidad

La porosidad se define como la parte del espacio vacío que se halla en la roca, es decir la relación entre el volumen del espacio poroso y el volumen de la roca del yacimiento; y, nos indica la cantidad del yacimiento capaz de contener hidrocarburos:

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}}$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1.1)$$

Para los cálculos del Campo Dorine se la obtuvo principalmente por la medida de la densidad y con registros neutrón y sónico. La densidad de la matriz de cuarzo se la asumió de 2,64 gr/cc basado en la porosidad de las muestras de núcleos y relaciones de densidad (RHOZ).

En la interpretación se asumió una densidad del fluido de 0,99 gr/cc. Por ejemplo en el anexo 1.5 se muestra el registro eléctrico inicial de un pozo, donde puede leerse la permeabilidad (así como otros parámetros) a lo largo del intervalo registrado y luego realizar un empate con resultados de porosidad.

### 1.2.7.3 Temperatura

Para obtener la temperatura en el fondo del pozo (BHT) se utilizó termómetros ubicados en la parte superior del cable y usados para obtener la temperatura de la arena M – 1. Los puntos seleccionados como los más seguros y precisos fueron los de tendencia de densidad más alta. Con la información obtenida se tiene un gradiente geotérmico de 1,5°F/100ft y una temperatura promedio del yacimiento de (TR) 188°F.

### 1.2.7.4 Saturación de agua

Partiendo de la definición de saturación que relaciona el volumen de fluido presente en el medio poroso para el volumen poroso, expresado en la siguiente ecuación:

$$S_f = \frac{\text{Volumen de fluido en el medio poroso}}{\text{Volumen del medio poroso}}$$

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.2)$$

entonces tenemos saturaciones para petróleo ( $S_o$ ), gas ( $S_g$ ) y agua ( $S_w$ ). La ecuación de Archie para saturación de agua doble fue usada en la determinación de la saturación de agua.

Las constantes usadas son:

exponente de cementación **m = 2,0**

exponente de saturación **n = 2,0 y 1,0** respectivamente.

### 1.2.7.5 Resistividad del agua de formación

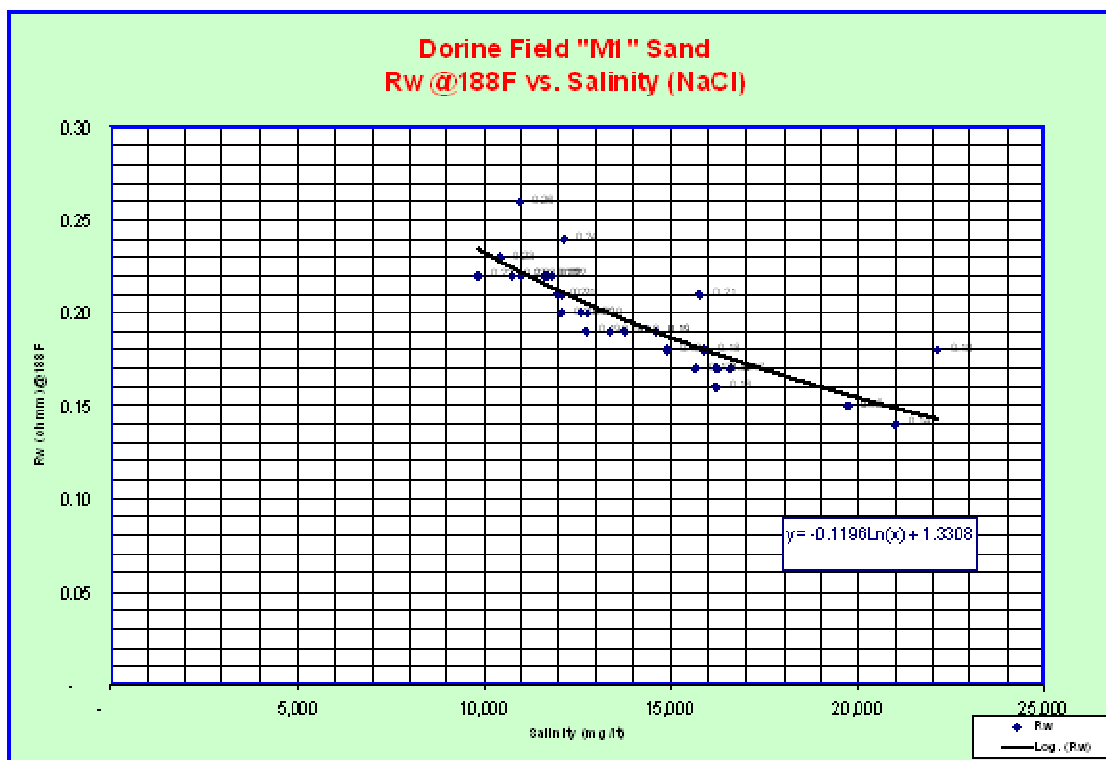
Para la determinación de los valores de resistividad verdadera de agua de formación se lo hizo con las muestras recolectadas en superficie de agua de pozos productores, cubriendo la mayor parte del Campo Dorine.



El propósito de estudiar el agua de formación es obtener los valores de la resistividad usados como un parámetro de entrada, puesto que este valor tiene gran influencia en la estimación de la saturación de agua, intervalos de producción y para el refinamiento de la saturación residual del petróleo bajo el contacto agua - petróleo.

Los resultados obtenidos del análisis se muestran en la figura 1.3, derivado del análisis físico – químico. Realizando un control de calidad, se puede concluir que algunas de las muestras indican un agua de formación correspondiente al período Cretácico.

En lo referente a las concentraciones de salinidad y resistividad del agua de formación para la arena Napo M – 1 varía alrededor de 12 000 a 22 000 ppm NaCl y 0,14 a 0,23 ohm/s en una temperatura de 188°F, respectivamente. Estos resultados permiten confirmar la variación en la dirección noroeste a sureste del gradiente de salinidad del campo.



**Figura 1.3** Resistividad vs salinidad del agua de formación para la arena M – 1 del Campo Dorine  
**Fuente:** Andes Petroleum Ecuador Ltd.

### 1.2.7.6 Permeabilidad

La permeabilidad se define como la capacidad de la roca o medio poroso del yacimiento a permitir el flujo de fluido a través del mismo al aplicar un gradiente de presión, es decir cuando la permeabilidad tiene valores altos tendríamos óptimo desplazamiento en el movimiento del fluido; en el caso contrario, valores bajos de permeabilidad con tendencia a cero representaría en dificultad del movimiento de los fluidos.

La clasificación de la permeabilidad es la siguiente:

Permeabilidad Absoluta ( $K$ ): se la considera que en el medio poroso un fluido está saturado en un ciento por ciento.

Permeabilidad Efectiva ( $K_i$ ): se tiene cuando en un medio poroso están presentes dos o más fluidos, por lo cual la permeabilidad de un fluido es determinado en la presencia de otros fluidos inmiscibles bajo ciertas condiciones de saturación del mismo.

Las permeabilidades efectivas pueden ser para el petróleo ( $K_o$ ), gas ( $K_g$ ) y agua ( $K_w$ ).

Permeabilidad Relativa ( $K_r$ ): la permeabilidad relativa relaciona a la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta con la siguiente expresión:

$$K_r = \frac{K_i}{K} \quad (1.3)$$

esta relación permite saber si la permeabilidad relativa a un fluido siempre es menor que la unidad, donde la sumatoria de las permeabilidades relativas en un yacimiento (3 fases petróleo, gas, agua) es la unidad.

$$K_{ro} + K_{rg} + K_{rw} = 1 \quad (1.4)$$

En la figura 1.4 se tiene un gráfico del comportamiento de las permeabilidades relativas del petróleo y agua para una roca saturada de los dos fluidos, permitiéndonos determinar la mojabilidad de la roca.

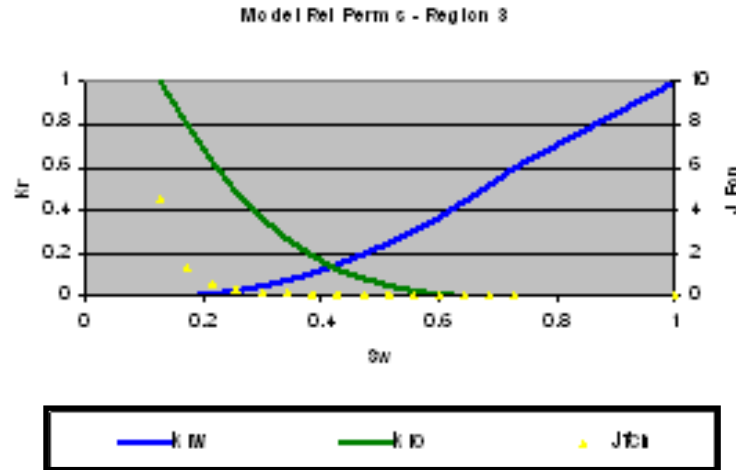


Figura 1.4 Gráfico de permeabilidades relativas  
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

### 1.2.7.7 Viscosidad

Se define como la resistencia de un fluido bajo una fuerza tangencial al desplazamiento de sus moléculas sobre otras (factor de fricción interno de los fluidos).

Es importante analizar la viscosidad de los fluidos del yacimiento, esto es viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ), gas ( $\mu_g$ ) y agua ( $\mu_w$ ), ya que permitirá analizar el comportamiento de las movilidades de los fluidos y saber algunas de las razones por las cuales se tienen altos cortes en la producción de agua del Campo Dorine.

La **movilidad (M)** se define como la relación permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido:

$$M = \frac{k_{eff}}{\mu} \quad (1.5)$$

Si  $M > 1$  el agua se mueve más rápido que el petróleo  
 Si  $M < 1$  el petróleo se mueve más rápido que el agua

### **1.2.7.8 Mojabilidad**

La mojabilidad es la capacidad que tiene un fluido para adherirse a la roca, definiendo dos tipos de roca:

Roca Hidrófila: cuando la roca es mojada por el agua, cubriendo toda la superficie.

Roca Oleófila: cuando la roca es mojada por el petróleo, cubriendo la mayoría de la superficie de la roca.

En los campos del Ecuador se tienen mayormente rocas hidrófilas, facilitando la recuperación de petróleo.

## **1.3 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**

### **1.3.1 CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO**

Se debe conocer la clasificación de las reservas que son:

- Petróleo Original in Situ (POES)
- Reservas Primarias
  - Reservas Primarias Recuperables
  - Reservas Primarias Remanentes
- Reservas por Recuperación Mejorada
- Reservas por Recuperación Terciaria

#### **1.3.1.1 Petróleo original in situ (POES)**

El petróleo original in situ está definido como la cantidad de petróleo que se halla en el espacio poroso de la roca reservorio.

### 1.3.1.2 Reservas primarias

Las reservas primarias pueden ser recuperables que es aquel petróleo recuperado a flujo natural y con levantamiento artificial sin utilizar otros mecanismos de recuperación; y, remanentes es el petróleo que aún no ha sido recuperado del yacimiento pero que se encuentra presente en el espacio poroso.

Las reservas remanentes probadas desarrolladas del Campo Dorine, yacimiento M-1, se derivaron del análisis de curvas de declinación utilizando el logaritmo convencional de la tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ) vs tiempo. Se ha establecido un volumen de reservas remanentes de 46892,7 MBBL y una producción acumulada de 64776,8 MBBL de petróleo a Noviembre del año 2005, obteniendo un volumen de reservas recuperables (EUR) alrededor de 111669,5 MBBL<sup>2</sup>.

### 1.3.1.3 Reservas por recuperación mejorada

Se tiene recuperación mejorada a través del mantenimiento de la presión del yacimiento M – 1.

Los cálculos iniciales sin pozos de relleno y sin mantenimiento de presión.

## 1.3.2 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO DEL CAMPO DORINE

Con la ayuda del mapa isópaco de arena total saturada de hidrocarburo del área principal del Campo Dorine, yacimiento M – 1, podemos establecer el petróleo original en el sitio (POES), aplicando el método volumétrico:

$$POES = \frac{7758Ah\phi(1 - S_w)}{\beta_{oi}} \quad (1.6)$$

---

<sup>2</sup> Datos de reservas auditados por Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd, 24 – Noviembre – 2005

Para el cálculo se ha utilizado propiedades promedio de la roca, basados en los análisis petrofísicos de todos los pozos del Campo Dorine y del factor volumétrico promedio obtenido del análisis de fluidos (PVT) de la arena M – 1.

Dorine tiene una porosidad promedio de 24%, saturación de agua inicial 22,6% con relación al espesor neto total de 0,91. El modelo geológico 3D permitió obtener las cifras del POES para la arena M – 1 correspondientes a los límites de las áreas mostradas en el Anexo 1.6, como puede apreciarse en la siguiente tabla:

**Tabla 1.2**

Campo Dorine, Yacimiento M – 1

Región	Zona	CAP ft	POR frac	Sw frac	NTG frac	h Pago ft	Bo bbl/BF	Area acres	Vol. de roca bruto Acre-ft	POES 1P MMbbl
Principal	M - 1	-6960	0,24	0,226	0,912	43,85	1,10	3634	159360	190,4
Total								3634	159360	190,4

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

Los volúmenes de POES y reservas no se consideran de la sección norte del Campo Dorine (fuera del Bloque Tarapoa) en donde está ubicado el pozo Dor-23, que probó continuidad del yacimiento M – 1 fuera del Bloque Tarapoa y en el área de Petroproducción.

### 1.3.3 FACTOR DE RECOBRO

Considerando un volumen de petróleo original en el sitio (POES) de 190,4 MMBBL, se obtiene un factor de recobro (FR) de 58,65%, que es el resultado combinado de la perforación de pozos de relleno y el proceso de recuperación mejorada. A continuación se presenta el factor de recobro esperado, los valores del POES, reservas totales, producción acumulada y reservas remanentes a Noviembre del año 2005.

$$FR = \frac{EUR}{POES} \quad (1.7)$$

$$FR = \frac{111,67}{190,4} = 0,5865$$

**Tabla 1.3**

Factor de recobro, POES, Producción acumulada y reservas del Campo Dorine, yacimiento M – 1.

<b>Categoría</b>	<b>M – 1</b>
FR (%)	58,65
POES, mmbbl	190,4
EUR, mmbbl	111,67
Producción acumulada, mmbbl	64,77
Reservas remanentes probadas, Noviembre 2005, mmbbl	46,89

**Fuente:** Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Realizado por:** Freddy Giovanni Huilca

La información anterior permitirá entre otras razones el estudio del comportamiento de la producción tanto de petróleo así como la producción de agua en el Campo Dorine.

## CAPÍTULO 2

### HISTORIAL DEL CAMPO DORINE Y DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS DEL INCREMENTO DE AGUA

#### 2.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO DORINE

En Septiembre 2006 se tienen produciendo 56 pozos de la arena M – 1 y 1 pozo de la arena U inferior en el Campo Dorine, 3 pozos resultaron secos, 2 son inyectoras y 2 pozos fueron perforados para deshecho del agua producida en las formaciones Orteguaza – Tiyuyacu.

Para comprobar la continuidad del yacimiento M – 1 fuera del Bloque Tarapoa se perforó el pozo Dor – 23 y el Dor –30, que tiene un programa de aprobación por la Dirección Nacional de Hidrocarburos para convertirlo en pozo inyector de agua a la arenisca M – 1.

Con el fin de optimizar el manejo de agua producida con las facilidades de producción instaladas en el Campo, algunos pozos con altos cortes de agua son temporalmente cerrados. En Septiembre del 2006, el Campo Dorine produjo de la Arena M – 1 a una tasa diaria promedio de 26 700 BPPD y 200 000 BWPD, con un corte de agua alrededor de 88,22%. El anexo 2.1 de uno de los pozos que serán seleccionados para el estudio del incremento de agua, nos muestra el historial de producción<sup>3</sup>.

En los tres últimos años se han realizado trabajos en el campo tales como la perforación de nuevos pozos, la optimización en la producción a través del manejo y control del agua producida, el control de la producción de arena y un programa de mantenimiento de presión en el yacimiento M – 1, que han permitido la optimización del recobro final de hidrocarburos del Campo Dorine.

---

<sup>3</sup> AEC ECUADOR, Reforma al Plan de Desarrollo Campo Dorine, Octubre 2005



## **2.2 PERFORACIÓN DE POZOS**

### **2.2.1 BROCAS Y TUBERÍA DE REVESTIMIENTO UTILIZADAS**

Se perforaron 3 pozos en el año 2005 y 4 en el 2006, la ubicación se logró con ayuda de un modelo matemático y calculando áreas no barridas por pozos aledaños.

Generalmente el diseño de un pozo contempla en perforar al inicio el intervalo de 14 ¾" hasta ±5500 ft y revestirlo con casing de 10 ¾" hasta superficie. Este sirve para instalar el preventor de reventones (BOP) y además para proteger los acuíferos someros que contienen agua dulce.

Para los intervalos que continúan; desde ± 5500 ft hasta ±9000 ft generalmente se perfora con brocas de 9 7/8" y se protege con casing de 7", esto con el fin mismo de revestir la zona productora.

Luego de haber llegado al objetivo (profundidad del reservorio) registran el pozo utilizando herramientas eléctricas.<sup>4</sup>

### **2.2.2 PROGRAMA DE LODOS DE PERFORACIÓN**

Para el diseño de los fluidos de perforación se utilizó bentonita prehidratada base agua para la sección de 14 ¾" (diámetro del pozo) hasta los 5500 ft de profundidad, con un peso de 10 lb/gl, basados en los trabajos que realizó Alberta Energy Company.

Para la siguiente sección que utiliza una broca de diámetro 9 7/8" se utiliza generalmente un fluido con un peso de 9,8 lb/gl; que puede variar de acuerdo a las situaciones presentadas al momento de la perforación y que cumplen todas las funciones de un buen lodo de perforación.

---

<sup>4</sup> **AEC ECUADOR**, Reforma al Plan de Desarrollo Campo Dorine, Octubre 2005

### 2.2.3 COSTOS DE LA PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE LOS POZOS

El costo estimado de la perforación de cada pozo está en alrededor de 2MM dólares, esto sumado al costo que se tiene por completación inicial del pozo que asciende en 600M dólares.

### 2.3 HISTORIA DE LAS PRESIONES Y ACUÍFERO DE FONDO

Debido a la producción del Campo Dorine en el año 2002, la presión del reservorio experimentó una importante declinación que inicialmente se tenía en 3250 psi hasta llegar a valores muy bajos que oscilaban entre 1700 psi, por ello fue necesario realizar un proyecto piloto de inyección de agua con el propósito mismo de mantener la presión en el yacimiento M – 1, que previamente fue aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos en el mes de Mayo del 2002.

El logro muy acertado que se ha tenido ha sido el de incrementar la presión promedio del yacimiento en alrededor de 2000 psi.<sup>5</sup>

En el anexo 2.2 puede apreciarse el historial de presión y producción del Campo Dorine, yacimiento M – 1. La tasa de reemplazo volumétrico (VRR: Voidage Replacement Ratio) es una relación que permite ver cuan eficiente ha resultado el barrido de petróleo y el mantenimiento de presión provocado por la inyección de agua en pozos del campo Anne.

$$VRR = \frac{\text{Volumen de agua inyectado al yacimiento}}{\text{Volumen de agua producido del yacimiento}}$$

Se tiene un valor promedio de  $VRR \approx 0,75$ , quiere decir que un 75% del total del fluido producido se está reinyectando al yacimiento (anexo 2.3), es decir permite mantener la presión del reservorio optimizando el recobro final de petróleo como

---

<sup>5</sup> AEC ECUADOR, Reforma al Plan de Desarrollo del Campo Dorine, Octubre 2005

resultado del efecto combinado de la re – inyección del agua producida y por el efecto del acuífero de fondo.

Debido a los efectos de producción es necesario un incremento en el volumen del agua inyectada a fin de compensar la pérdida de presión del reservorio, resultando en un incremento del agua producida en relación a la producción de petróleo, es decir el corte de agua del campo aumenta con el tiempo.

## 2.4 DESARROLLO DEL CAMPO DORINE

Para el año 2007 se estima perforar 9 pozos adicionales de relleno (infills) para completar el desarrollo del Campo Dorine y recuperar las reservas probadas, todo esto en base a la simulación matemática realizada al Campo. Se tiene propuesto convertir un pozo en inyector (Dor 12H) a Tiyuyacu y transformar otro en re-entry (Dor 4).

En base a los resultados de la simulación matemática, fue factible tener la ubicación tanto de los pozos de relleno y los pozos inyectores de agua que hacen posible maximizar la recuperación final de petróleo. Los resultados de esta simulación arrojaron los siguientes resultados, que se reflejan en la figura 2.1.

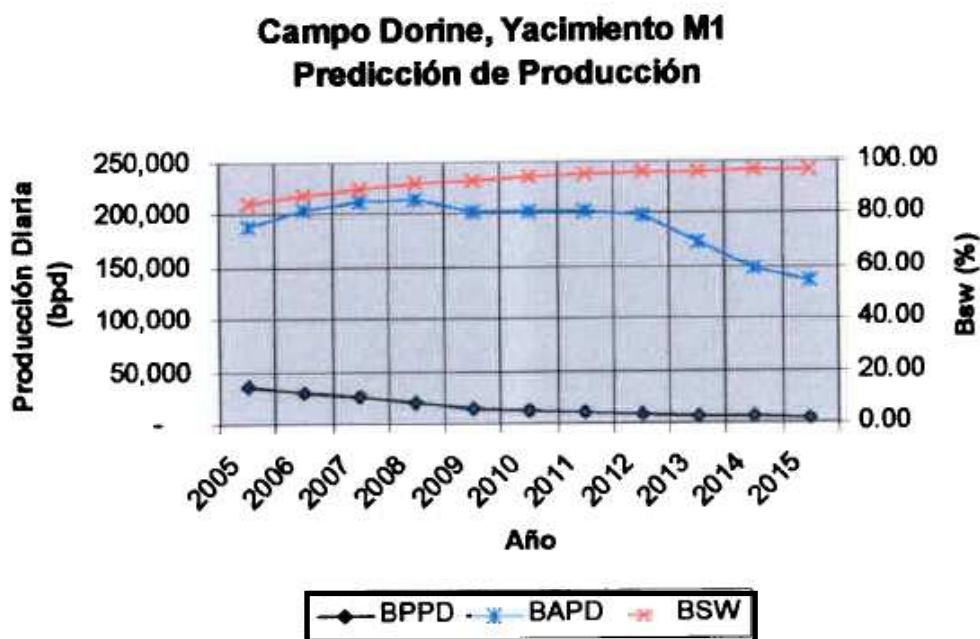


Figura 2.1 Predicción de la producción de agua y petróleo del Campo Dorine, yacimiento M – 1

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

## **2.5 MANEJO DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DORINE**

### **2.5.1 DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS**

La **Estación Dorine Battery** permite el tratamiento de los fluidos provenientes del Campo, para lograr un crudo que se encuentre dentro de las especificaciones (BS&W<1) medido con la unidad LACT que se tiene disponible para el control de la producción.

El crudo tratado es bombeado por la línea de 16" a Dorine 5 y luego a Lago Agrio. Para el caso del gas se lo bombea por la línea de transferencia de 8" desde la **Estación Dorine Battery** hacia la Planta de Generación eléctrica en MPF (Main Production Facilities), siendo la MPF un conjunto de facilidades de producción donde se recibe el fluido proveniente de los pozos del Campo Dorine para posteriormente separarlos en petróleo, gas y agua.

El agua producida del campo es re – inyectada a través del Sistema de Inyección de agua que se halla instalado en el Bloque Tarapoa.

La capacidad operativa aproximada de las Facilidades de producción Dorine Battery es de **280 000 BFPD** a través de **4 FWKO's** (separadores de agua libre) en condiciones promedio de flujo, de los cuales es posible manejar alrededor de 120 000 BOPD y 160 000 BWPD. Una capacidad operativa de **72 000 BFPD** a través de **2 Tratadores electrostáticos** de los cuales 60 000 barriles diarios son de petróleo y 12 000 barriles diarios son de agua. Por ejemplo como dato se tiene que en abril del 2005 la capacidad total de fluido tratado fue de 287 000BFPD de los cuales la máxima capacidad de petróleo tratado fue de 43 500BOPD (15,16%) y la máxima capacidad de agua tratada fue de 243 500BWPD (84,84%).

Una de las preocupaciones en el año 2004 fue que la producción de agua en Fanny y Dorine estuvo en un promedio de 235 000 BWPD, teniendo incrementos en el corte de agua de los nuevos pozos y de los antiguos a causa de la

producción, por ello se reprogramó los volúmenes y presiones de inyección con el propósito de inyectar toda el agua producida a través de los pozos inyectoros que se encuentran en operación.

## **2.6 EQUIPOS Y SISTEMAS IMPLEMENTADOS EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN**

Las Facilidades de producción que tiene el Campo Dorine están construidas en la Plataforma Dorine Pad 1, Dorine Pad 2, Dorine Pad 3, Dorine Pad 4 y Dorine Pad 5.

Los equipos instalados de manera general son los siguientes:

- Múltiple de entrada
- Separadores de prueba y eliminadores de agua
- Tanques de alivio
- Tratadores electrostáticos
- Tanque desarenador
- Tanques de almacenamiento de agua producida
- Tanques de almacenamiento de crudo
- Tanque de tratamiento
- Bombas de transferencia
- Bombas Booster

Los sistemas instalados son los siguientes:

- Sistemas de recolección de drenajes
- Sistema VRU (Unidades de recuperación de gas)
- Sistema de crudo
- Sistema de agua
- Sistema de gas
- Sistema del mechero

Es importante conocer el manejo de la producción del campo Dorine, porque de este modo se sabe cuanto representa en costos el tratamiento de agua en superficie. A continuación se describen los de importancia relevante. Por ejemplo la capacidad de manejo del Sistema de Inyección de agua en la Estación Dorine Battery es de 230 000 BWPD.

### **2.6.1 MÚLTIPLE DE ENTRADA**

Se dispone de un manifold de entrada, que es un conjunto de válvulas y accesorios que tienen la función de recibir la producción de petróleo de cada uno de los pozos del Campo Dorine, para posteriormente dirigir el fluido a los separadores.

### **2.6.2 SEPARADOR DE PRUEBA Y ELIMINADORES DE AGUA**

El separador es horizontal tipo trifásico de 72" de diámetro por 24 ft de longitud, diseñados para que trabajen a 680 psi y 93°C, protegidos internamente.

Se tiene eliminadores de agua libre de 120" (3,04 mts) de diámetro por 50 ft (15,24 mts) de longitud, con una capacidad de manejo de fluido de 70000 barriles, las características de trabajo son 150 psi y 93°C (199,4 °F); igualmente con protección para servicio con H<sub>2</sub>S, estos eliminadores permitirán la descarga de la emulsión del crudo, gas y agua.

Las características de los Separadores de Agua Libre (FWKO) son:

- Cantidad: 4
- Capacidad: 70.000BFPD (30.000 BOPD y 40.000 BWPD)
- Diámetro: 120" (3,048 mts)
- Longitud: 50 ft (15,240 mts)
- Presión de trabajo: 150 psi
- Temperatura de trabajo: 200°F

### **2.6.3 TANQUES DE ALIVIO**

Ayudan a recoger los fluidos de desechos, para que puedan entrar a un reprocesamiento en la Estación y ser nuevamente tratados. Se tiene tanques de alivio de 200 y 1 000 barriles de capacidad, diseñados de acuerdo a las especificaciones API 650

### **2.6.4 TRATADORES ELECTROSTÁTICOS**

Los tratadores electrostáticos se utilizan para la descarga de crudo limpio (BS&W<0,5) hacia los tanques de almacenamiento que será bombeado a las facilidades de Dorine 5.

En cuanto a la descarga de agua, primero se lo dirige hacia los tanques de almacenamiento de agua de producción para posteriormente re – inyectarla. Las características de los tratadores electrostáticos son:

- Cantidad: 2
- Capacidad: 36.000BFPD (30.000 BOPD y 6.000 BWPD)
- Diámetro: 120” (3,048 mts)
- Longitud: 50 ft (15,240 mts)
- Presión de trabajo: 75 psi
- Temperatura de trabajo: 200°F

### **2.6.5 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN**

Las características son: 47,5 ft de diámetro por 32 ft de alto con capacidad de 10.000 barriles, específicamente para el almacenamiento de agua producida del Campo Dorine y que cumple con las especificaciones API 650.

- Cantidad: 2
- Capacidad: 10.000 BBLS
- Diámetro: 47,5 ft (14,49 mts)

- Altura: 32 ft (9,75 mts)
- Temperatura del fluido: 160 – 180°F

A la fecha está agregándose otro tanque con capacidad de 20.000 barriles.

### **2.6.6 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO**

En realidad las características son las mismas que para el Tanque de almacenamiento de agua de producción. Se almacena el crudo que ha pasado por las diferentes fases cumpliendo con todos los estándares para ser bombeado.

- Cantidad: 4
- Capacidad: 10 000 BBLs
- Diámetro: 47,5 ft (14,49 mts)
- Altura: 32 ft (9,75 mts)
- Temperatura del fluido: 160 – 180°F

### **2.6.7 TANQUE DE TRATAMIENTO**

El tanque de tratamiento puede ser utilizado como tanque de almacenamiento de crudo así como tanque de lavado, esto es posible cuando en las operaciones el BS&W que sale del tratador electrostático esté en un valor mayor a uno. Al igual que los tanques anteriores tiene 47,5 ft de diámetro y 32 ft de longitud resultando en una capacidad de 10 000 barriles.

### **2.6.8 LÍNEAS**

Se refiere a la línea de succión (16" NPS) que sirve de conexión entre los tanques de almacenamiento de agua hasta la succión de las bombas booster de inyección de agua.

- Longitud: 295,3 ft (90 mts) aérea
- Diámetro: 16" (0,41 mts) ANSI 150



- Espesor: 0,5" (cédula 40)
- Grado: A-160 Grado B Seammls
- Temperatura del fluido: 160 – 180 ƒ
- Uso: Agua de Producción

### 2.6.9 BOMBAS BOOSTER INYECCIÓN

Son parte del sistema de inyección de agua, utilizadas para elevar la presión y enviar el flujo hacia las bombas de inyección. La conexión de esta parte del sistema es: 2 bombas con capacidad promedio de 13000BPD @ 250 psi se conectan a 4 bombas de capacidad promedio de 20000BPD @ 2100 psi y estas a 8 bombas de inyección con capacidad de 10000BPD @ 2100 psi. Las características de las bombas se muestran en la tabla 2.1:

**Tabla 2.1**

Características de las Bombas Booster

	8	2	4
Cantidad:	8	2	4
Tipo:	Centrífuga	Centrífuga	Centrífuga
Marca:	Goulds 3196LTX(1.5x3x13)	Goulds 3196LTX(1.5x3x13)	Goulds 3196LTX(1.5x3x13)
Capacidad:	10.000 BPD (cada una)	13.370 BPD (cada una)	40.047 BPD (cada una)
Presión de trabajo:	270 psi	240 psi	270 psi
Motor:	125 HP	125 HP	125 HP

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

### 2.6.10 BOMBAS BOOSTER PRODUCCIÓN

Las bombas de producción envían el petróleo de la Estación Dorine Battery (desde los tanques) hacia la Estación Central.

- Cantidad: 4
- Tipo: Centrífuga
- Marca: Goulds
- Capacidad: 22.500 BPD (cada una)
- Presión de trabajo: 66 psi

### **2.6.11 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE DRENAJES**

El sistema de recolección de drenajes lo constituye un tanque de hormigón. La función de este sistema es almacenar los fluidos existentes en todos los toma muestras que están en los separadores, eliminadores de agua, tratador electrostático, tanque desarenador, tanque de almacenamiento de agua y tanques de tratamiento; y, almacenamiento del crudo.

### **2.6.12 UNIDAD DE RECUPERACIÓN DE GAS (VRU)**

El sistema VRU está formado por tanque recuperador de vapores, bomba de tanque recuperador de vapores, bombas de enfriamiento, ventiladores; cuyo trabajo es la de recibir y tratar todos los vapores de la estación.

### **2.6.13 SISTEMA DE AGUA**

Este sistema está conformado por los siguientes equipos: Bombas Booster, bombas de inyección de diferentes marcas y dimensiones que son específicas para cumplir sus respectivas funciones. El sistema de agua está en la capacidad de manejar los volúmenes actuales de agua producida.

Los parámetros que caracterizan el agua producida con el objeto de tratarla en superficie son las siguientes:

- Total de sólidos disueltos: de 14.000 a 18.000 mg/lit [ppm]
- Total de sólidos suspendidos: 0,7 a 1,4 ptb [30 a 60 ppm]
- Densidad relativa: 1,02
- Índice refractario: 1,34 @ 25°C (77 °F)
- PH: de 6,5 a 7,5
- Rango de resistividad: de 0,4 a 1,4
- Salinidad: 11.000 a 15.000 ppm NaCl
- Temperatura: 160 a 180°F

Las características de las bombas de inyección de agua para la **Estación Dorine Battery** se presentan en la tabla 2.2.

**Tabla 2.2**

Características de las Bombas de Inyección de Agua

Cantidad:	4	4	4
Tipo:	Horizontal Centrífuga Multietapas	Horizontal Centrífuga Multietapas	Horizontal Centrífuga Multietapas
Marca:	Reda JN 350-41, Series 675	Centrilift HC 19000, 57 STG	Centrilift HC 25000
Capacidad:	10.000 BPD (cada una)	20.000 BPD (cada una)	27.000 BPD (cada una)
Presión de trabajo:	1700 psi	2340 psi	2340 psi
Motor:	500 HP	900 HP	

**Fuente:** Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Realizado por:** Freddy Giovanni Huilca

## 2.6.14 TRATAMIENTO DEL AGUA PRODUCIDA

El tratamiento de agua en superficie consiste en: inyectar químico clarificador en los separadores para disminuir el contenido de petróleo en agua manteniendo valores menores a 50 ppm, bacheo de biocida en tanques de almacenamiento de agua producida para eliminar bacterias existentes en la operación, inyección de antiescala hacia el fondo de los pozos en producción para evitar depósitos incrustados o escala en toda la tubería, inyección de anticorrosivo desde el fondo de los pozos en producción para proteger las facilidades de producción y tuberías de inyección y producción.

En resumen la producción del campo **Dorine** a Septiembre 2006 es de 26 500 barriles de petróleo por día y 203 410 barriles de agua producida por día, lo que significa un 88,47% de corte de agua; es decir por cada barril de petróleo se tiene 7,67 barriles de agua.

## 2.7 ORÍGENES DEL AGUA

### 2.7.1 CLASIFICACIÓN DE AGUA PRODUCIDA

Los diferentes problemas dependen de la clasificación que se le de en la producción, siendo la siguiente:

- “Sweep” water: (agua de barrido) este tipo de agua se la considera que viene desde la inyección de los pozos y de los acuíferos activos que están contribuyendo al barrido de petróleo del reservorio. El manejo de esta agua es una parte vital del manejo del reservorio y puede ser un factor determinante en la productividad del pozo y las últimas reservas.
- “Good” water: (agua buena) es el agua que se produce en el pozo a una tasa por debajo de la relación Agua – Petróleo del límite económico. Es el agua que se produce inevitablemente en conjunto con petróleo y gas. Para minimizar los costos asociados debido a la producción de agua, esta debe ser removida tan temprano como sea posible con el fin de evitar su crecimiento.

Lo ideal sería controlarla desde el fondo del pozo ubicando separadores que pueden ir acoplados a las bombas electrosumergibles, esto permite retirar alrededor del 50% de agua.

- “Bad” water: (agua mala) es el agua excesiva y se define como el fluido producido (agua + petróleo) sin petróleo o su porcentaje es insuficiente para pagar por el costo de tratamiento, su producción está por encima del WOR económicamente permitido<sup>6</sup>.

## 2.7.2 PROBLEMAS DE AGUA MÁS COMUNES EN LOS POZOS

Para identificar el problema del incremento de agua en el Campo Dorine es necesario centrarnos en casos más comunes (diagnóstico de pozos).

### 2.7.2.1 Escape en casing, tubing o empacadura

Los escapes en casing, tubería o empacadura permiten al agua de las zonas no productivas entrar a la sarta de producción. La detección del problema y la aplicación de las soluciones dependen de la configuración del pozo.

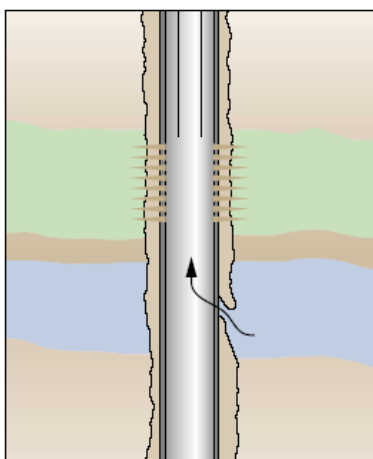
---

<sup>6</sup> Water Control, Schlumberger, Bill Bailey. Oil field Spring 2000

Los registros de producción básicos tales como densidad del fluido, temperatura y spinner pueden ser suficientes para diagnosticar estos problemas.

En pozos más complejos los registros Water Flow Logs (WFL) o registros de fluidos multifase tales como Three Phase Fluid Holdup Log (TPHL) puede ser valioso. Las herramientas con puntas eléctricas de prueba, tales como la FlowView Tool, pueden identificar pequeñas cantidades de agua en el fluido de producción.

Las soluciones típicamente incluyen cementación forzada con fluidos de cierre (squeezing shutoff fluids), y cierre mecánico (mechanical shutoff) con la utilización de tapones, cemento y empaaduras. En la figura 2.2 puede verse un ejemplo de este tipo de problema.



**Figura 2.2** Escape en casing, tubing o empaadura

### 2.7.2.2 Canal de flujo detrás del casing

Una fallida cementación primaria puede conectar la zona de pago con un canal portador de agua. Estos canales permiten al agua fluir detrás del casing en el anular. Una causa secundaria es la creación de un “vacío” detrás del casing.

Con los registros eléctricos como son aquellos basados en activación de oxígeno (oxygen – activation – based WFL) se puede detectar este flujo de agua. La figura 2.3 muestra lo que puede ocurrir en el pozo.

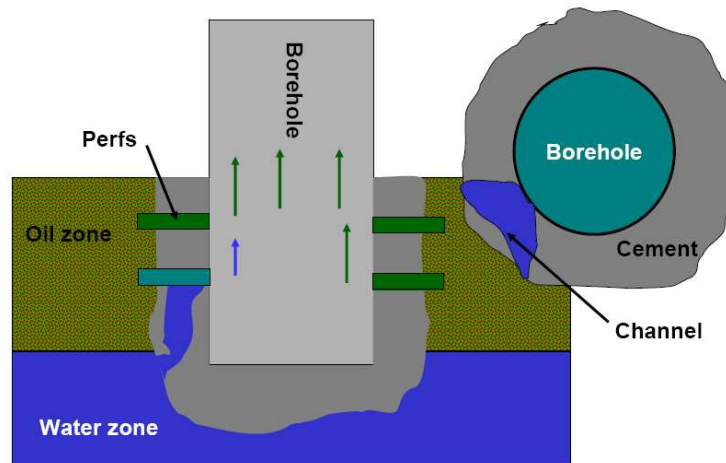


Figura 2.3 Canal de agua detrás el casing, a través del cemento

La solución principal es el uso de fluidos de cierre, que por ejemplo puede ser: una cementación forzada de alta resistencia, aplicación de polímeros (fluidos de resina) conocidos como geles. La ubicación generalmente se realiza con la correlación de registros eléctricos del pozo. En la figura 2.4 se muestra este tipo de problema.

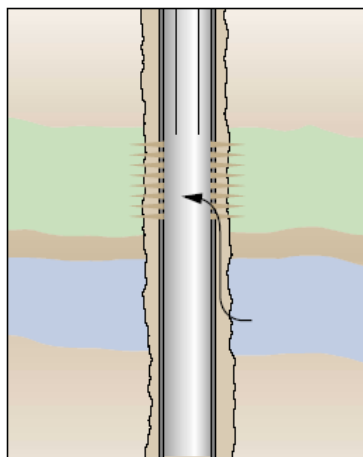


Figura 2.4 Canal de flujo detrás del casing

### 2.7.2.3 Movimiento del contacto agua - petróleo

Un movimiento uniforme del contacto agua – petróleo hacia arriba, desplazándose hacia la zona cañoneada de un pozo durante la producción normal por empuje del acuífero, puede conducir a una producción indeseada de agua. Esto ocurre en cualquier parte cuando la permeabilidad vertical es muy baja.

Este tipo de problema es más probable en yacimientos donde el área de flujo es grande y la rata a la cual el contacto se eleva es baja con permeabilidades menores que 0,01mD. Los diagnósticos no se basan solamente en el conocimiento de la entrada de agua en el fondo del pozo.

Para pozos verticales este problema se puede solucionar fácilmente realizando cementaciones con sistemas mecánicos, tales como tapones de cemento o tapones puente colocados con wireline, bloqueando de este modo la entrada de agua en el fondo del pozo.

Un re-tratamiento se requiere si el contacto agua – petróleo (CAP) se mueve significativamente sobrepasando el tope del tapón. La figura 2.5 muestra como el CAP alcanzó una parte del intervalo cañoneado.

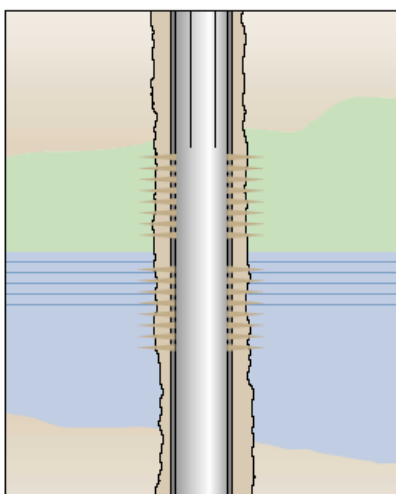


Figura 2.5 Movimiento del contacto agua – petróleo

#### 2.7.2.4 Entrada de agua de una capa sin flujo cruzado

Un problema común con la producción multicapas ocurre cuando en una zona con alta permeabilidad con una barrera de flujo (tal como un colchón de lutita) por arriba y por debajo se tiene entrada de agua. En este caso la fuente de agua puede ser de un acuífero activo o por el flujo de agua de un pozo inyector. La entrada de agua de una capa por lo general es de la capa con más alta permeabilidad. En la ausencia de cruce de corrientes en el reservorio, este

problema es fácilmente resuelto aplicando rígidos fluidos de cierre o cierres mecánicos.

Los pozos horizontales que son completados en sólo una capa pocas veces están sujetos a este tipo de problema. Los problemas de agua en pozos muy inclinados completados en capas múltiples pueden ser tratados de igual manera que los pozos verticales. Un ejemplo de este problema se presenta en la figura 2.6.

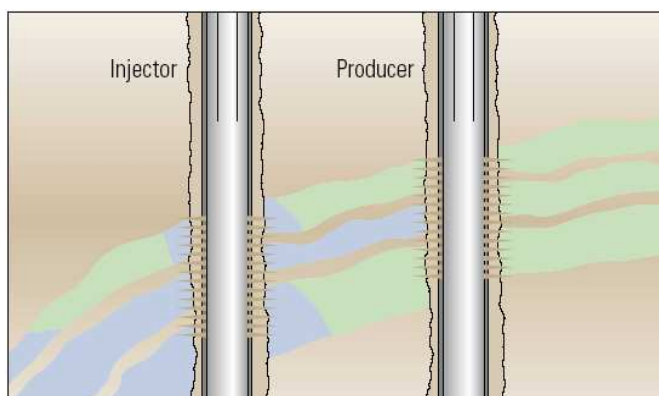


Figura 2.6 Entrada de agua de la capa sin flujo atravesado

#### 2.7.2.5 Zonas de alta permeabilidad desde una capa de agua

El agua puede producirse de las fracturas que intersecan una zona de agua más profunda, como muestra la figura 2.7. Estas fracturas pueden ser tratadas bombeando algún tipo de gel, que resulta exitoso donde las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo.

El diseño de un tratamiento que hace un ingeniero, enfoca tres dificultades:

Primera: el volumen de tratamiento es difícil de determinar porque el volumen de fractura es desconocido.

Segunda: el tratamiento puede cerrar la producción de petróleo que proviene de las fracturas.

Tercera: si se aplica un gel, debe ser cuidadosamente adaptado para resistir el flujo que viene después del tratamiento.



En los casos de fracturas localizadas, puede ser apropiado cerrarlas cerca del pozo, especialmente si el pozo está revestido y cementado.

En muchos reservorios de carbonato, las fracturas son casi verticales y se forman generalmente por grupos (en racimos) separados por grandes distancias, especialmente en zonas dolomíticas firmes. Así que la probabilidad de que estas fracturas intersequen un pozo vertical es relativamente bajo.

Sin embargo estas fracturas se observan en pozos horizontales donde la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas o fracturas conductivas que interceptan el acuífero. También puede usarse el bombeo de gel para ayudar a solucionar este problema.

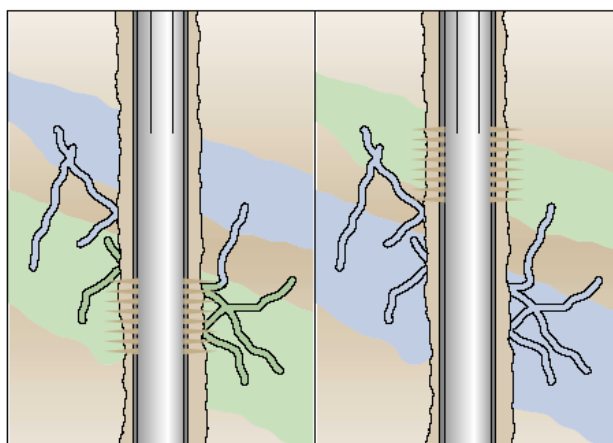


Figura 2.7 Fracturas o fallas de una capa de agua

#### 2.7.2.6 Conificación o formación de cúspide

La conificación ocurre en pozos verticales cuando hay un contacto agua–petróleo cerca a la zona cañoneada con una relativa alta permeabilidad vertical.

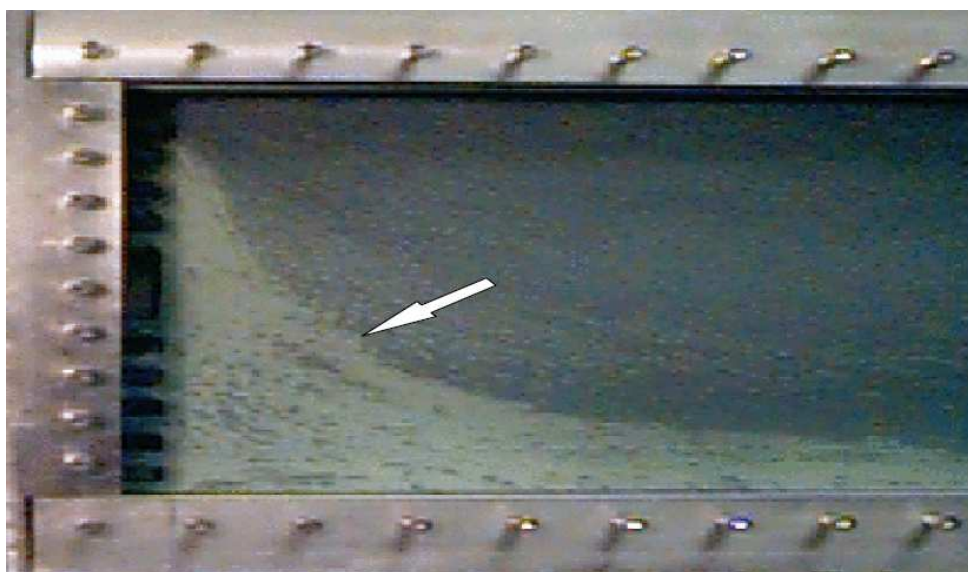
La conificación del fluido en pozos verticales y acuspidadamiento (cresta) del fluido en pozos horizontales resultan de la reducción brusca de presión cerca de la completación del pozo.

Esta reducción de presión drena agua o gas desde una zona adyacente conectada hacia la completación. Eventualmente, el agua o el gas pueden ingresar a la sección perforada, reemplazando toda o parte de la producción de hidrocarburo.

Cuando la brecha (rompimiento de agua en el pozo) ocurre, el problema tiende a empeorarse ya que los altos cortes de agua no deseada se elevan aún más.

Aunque las tasas de producción de agua pueden reducirse utilizando métodos para su control, el problema no es resuelto<sup>7</sup>.

En la figura **2.8** se tiene un ejemplo de conificación realizada en pruebas de laboratorio:

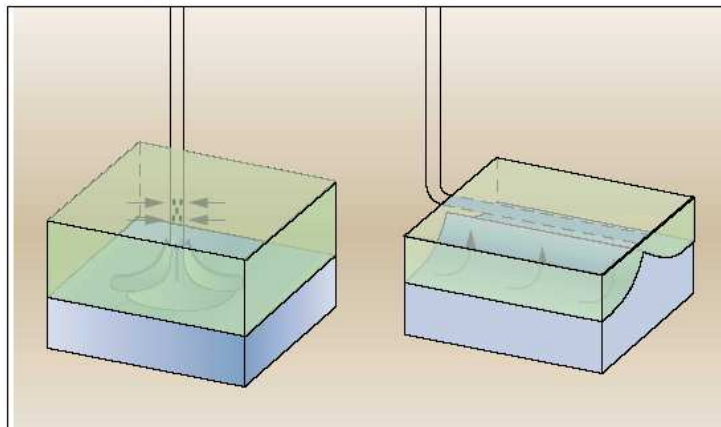


**Figura 2.8** Conificación de agua realizada en laboratorio (Ali Daneshy)

En la figura **2.9** se muestran los casos de conificación en pozos verticales y pozos horizontales respectivamente.

---

<sup>7</sup> Water Management Manual, HALLIBURTON H03349.v1 Diciembre 2002



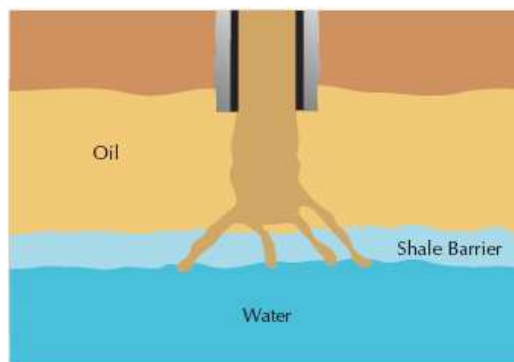
**Figura 2.9** Conificación y cresta

### 2.7.2.7 Interrupción de la barrera

Las barreras naturales tales como capas de lutita, facilitan la distribución de las diferentes zonas de fluidos, pero el problema está en que algunas veces estas lutitas se pueden levantar y fracturar las proximidades del pozo provocando la invasión de fluidos no deseados (generalmente agua) a través de unas pequeñas grietas que se forman, como muestra la figura **2.10**.

Como resultado de la producción, la presión diferencial a través de estas lutitas permite al fluido migrar a través del pozo. A menudo, esta falta está asociada con estimulaciones tentativas. Las fracturas se pueden romper a través de la capa de lutita o los ácidos pueden disolver los canales.

Para hallar este problema y detectar la migración del flujo de agua, se usa los registros de temperatura.



**Figura 2.10** Comunicación a través de una barrera

### **2.7.2.8 Debris, escala y bacterias**

El debris (restos), la escala y las bacterias depositadas en las perforaciones o en la región alrededor de un pozo inyector, puede restringir el flujo a través de las perforaciones. Disminuyendo la inyectividad y posiblemente desviando el fluido en las regiones no deseadas.

La presencia de debris (restos), escala o bacterias pueden también indicar que la permeabilidad hace que pase a gran velocidad un fluido en flujo cruzado.

Para la detección de los problemas causados por la escala se compara los resultados agua de inyección y fluidos del yacimiento.

## **2.8 DIAGNÓSTICO ACTUAL DEL YACIMIENTO M – 1**

En Agosto del 2003 empieza a operar el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), y se permite a las compañías operadoras producir a su máximo potencial, incidiendo en el comportamiento de producción de los pozos, de manera especial en el corte de agua y en la tasa total del fluido.

Por ello es importante saber como se ha ido comportando el yacimiento M – 1 del Campo Dorine, porque nos permitirá reconocer más factores por los cuales el incremento de la producción de agua, en algunos pozos está elevándose.

### **2.8.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO M – 1**

Las facies sedimentarias de la arenisca M – 1, se depositaron principalmente dentro de un sistema estuarino de energías mezcladas dominadas por mareas.

Las facies sedimentarias observadas en los núcleos son de fino a grano medio y / o de medio a grano grueso, de areniscas cuarzosas.

## 2.8.2 TIPO DE EMPUJE

El tipo de empuje en el Campo Dorine, yacimiento M – 1 corresponde a un acuífero de fondo activo, pero durante la producción y debido a la depleción natural del reservorio, la presión del mismo ha evidenciado una reducción promedio mensual de 21 psi/mes; en tal virtud, se ha implementado un sistema de inyección de agua con el fin de recuperar y/o mantener la presión del reservorio.

## 2.8.3 CARACTERÍSTICAS DEL ACUÍFERO

Las variables que nos ayudan a caracterizar el acuífero principalmente son la porosidad, la saturación de fluido, la permeabilidad, espesor neto del reservorio. El objetivo de este estudio es generar un análisis comprensivo y completo del modelo petrofísico.

### 2.8.3.1 Porosidad en espesor bruto

La *porosidad* de M – 1, se la obtuvo con ayuda de los registros neutrónico y de densidad, obteniendo valores entre 4,76% hasta un 29,4%, con un valor promedio de 24,22% lo cual nos indica que el Campo Dorine no tiene porosidad uniforme homogénea. Los valores asumidos de densidad para roca matriz cuarzo es de 2,64 g/cc y la densidad de fluido de 0,99 g/cc. Utilizando el registro sísmico el valor asumido de la velocidad de la matriz es de 53,3μseg/ft.

### 2.8.3.2 Saturaciones en espesor bruto

Las *saturaciones de los fluidos* (agua y petróleo) en el Campo Dorine, yacimiento M – 1 calculada con ayuda de la ecuación de Archie nos da valores desde  $S_w=0,193$  hasta  $S_w=0,529$  con un valor promedio de  $S_w=0,346$ , estos valores nos ayudan a tener una idea de la distribución de los fluidos en el reservorio, por ejemplo diferenciando si una zona ha sido barrida por el agua de inyección (si es el caso).

### **2.8.3.3 Permeabilidades en espesor bruto**

Las permeabilidades del yacimiento que están en un rango desde 212mD hasta 8200mD (un promedio de 3188mD), permitirá conjuntamente con la viscosidad a determinar las diferentes movilidades de los fluidos; es decir el reservorio no es totalmente homogéneo como se supone en los cálculos, de allí que puede evidenciarse diferentes movilidades en el área vertical y horizontal del reservorio, sugiriéndonos que el avance de agua (especialmente el de inyección) en ciertas zonas es más rápido que en otras provocando el efecto de canalización de agua.

### **2.8.3.4 Espesores de la arena**

El espesor de la arenisca está en un promedio de 77,6 ft y el espesor de la zona de pago en alrededor de 58,8 ft, por ello es conveniente analizar un cross plot y un mapa estructural, para de este modo poder ir reconociendo ciertas causas y descartando otras por las cuales se tiene altos cortes de producción de agua, por ejemplo confirmar el avance del contacto agua – petróleo especialmente en pozos que se encuentran en los flancos de la estructura.

### **2.8.3.5 Salinidades**

Es importante revisar la salinidad porque permite optimizar el proceso de inyección de agua. La salinidad promedio registrada en M-1 a octubre del 2006 del agua de formación en Dorine es 13602 ppm NaCl que es debida a la depletación del reservorio, ya que el acuífero subyacente ha inundado gran parte de la zona de petróleo, por lo que las salinidades registradas actualmente son menores a las registradas inicialmente (salinidad inicial de la arenisca M-1 38100 ppm NaCl).

Comparando con la salinidad promedio en M-1 del Oriente de 20400 ppm NaCl nos da una diferencia de 6798 ppm NaCl es decir el agua de formación de Dorine es menos salada que otros campos, esto no exime de problemas de corrosión y consecuente daño en las tuberías.

Como se puede ver; probablemente se tiene daño en la tubería de revestimiento a causa de la mala cementación del pozo, ya que la canalización de agua tras el casing provoca corrosión y desgaste en la tubería.

#### **2.8.4 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN**

Desde que se empezó a explotar el Campo Dorine (año 1997), se nota una caída significativa de presión del yacimiento M – 1 en el año 2002, implementándose un Proyecto Piloto de Inyección de Agua el 5 de Mayo del mismo año para mantenimiento de la presión dando favorables resultados.

Es así que los registros de presión del pozo Dorine 01, indican una presión promedio del reservorio alrededor de 2680psi para el año 2000, decayendo hasta el año 2002 en 2000 psi, luego de lo cual se empieza con el proyecto de inyección de agua para mantenimiento de presión resultando en alrededor de 2540 psi para Octubre del 2004, estos valores pueden apreciarse del estudio del pozo Dorine 02.

Podría estimarse una presión promedio del yacimiento M – 1 en 2488 psi, con ayuda del análisis de Build Up (incremento de presión) registrado del pozo Dorine 24 (Agosto 2006), aunque podría variar de un lugar a otro por la heterogeneidad del reservorio.

### **2.9 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN PARA EL ESTUDIO DEL INCREMENTO DE AGUA PRODUCIDA**

Para comprender el origen del problema, se deben investigar todos los aspectos del pozo y los parámetros del reservorio; lo que incluye la geología, la petrofísica, completación del pozo y los datos de los registros de producción e inyección. Sin embargo no toda esta información puede estar disponible y la que se dispone puede no ser suficiente para identificación del problema.

## 2.9.1 PRUEBAS DE PRESIÓN (WELL TESTING)

Las pruebas de presión proveen información de las propiedades del reservorio, tales como las permeabilidades vertical y horizontal, también se puede mostrar las heterogeneidades y verificar la interferencia entre pozos.

### 2.9.1.1 Efecto de los reservorios no - ideales

La información que nos da las pruebas de presión (Well Testing) es indicar los efectos de los reservorios no-ideales que se presentan de la siguiente manera:

Barreras: en un campo como Dorine es necesario ubicar todas las barreras que pueden ser barreras lineares, como por ejemplo una falla sellante (puede interferir en la comunicación de pozos productores e inyectores). Pero el caso de la Falla Fanny – Dorine es una falla no sellante.

Permeabilidad anisotrópica: la permeabilidad anisotrópica afecta la conificación cerca del pozo o el comportamiento de cresta en los pozos horizontales. Generalmente la permeabilidad vertical es menor que la horizontal en reservorios petrolíferos. Es decir cuando la relación:

$$\frac{K_h}{K_v} \approx 1 \text{ se tiene serios problemas de conificación}$$

$$\frac{K_h}{K_v} > 1 \text{ se tiene menos problemas de conificación.}$$

Interferencia vertical y pruebas de pulso: las consideraciones operacionales para este tipo de prueba son más demandantes que otras, porque: limita o elimina los efectos de almacenaje, los cuales pueden ocultar las repuestas de presión y elimina comunicación entre dos sistemas de perforaciones, excepto a través de la permeabilidad de la matriz.

Sistemas de varias capas: por aislamiento y pruebas, cada capa en un reservorio estratificado con un packer situado a ambos lados, se puede estimar las permeabilidades, factores de daño; y, presión promedio de las capas.



Fracturas o fallas naturales: con la ayuda un pozo activo (inyector o productor) y un pozo de observación se puede detectar fallas con pruebas de presión. Esto permite sobre todo investigar la región entre pozos y el radio de influencia que depende de las propiedades del reservorio y el tiempo de la prueba. Para el estudio en Dorine importará saber cuan comunicados están los pozos productores con los pozos inyectores a través de la Falla Fanny – Dorine, con la ayuda de los valores de permeabilidad, porosidad, compresibilidad del fluido, región de influencia y movilidades.

## 2.9.2 DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO

Para entender el comportamiento del reservorio, se debe tener la descripción de las propiedades estáticas y dinámicas del reservorio.

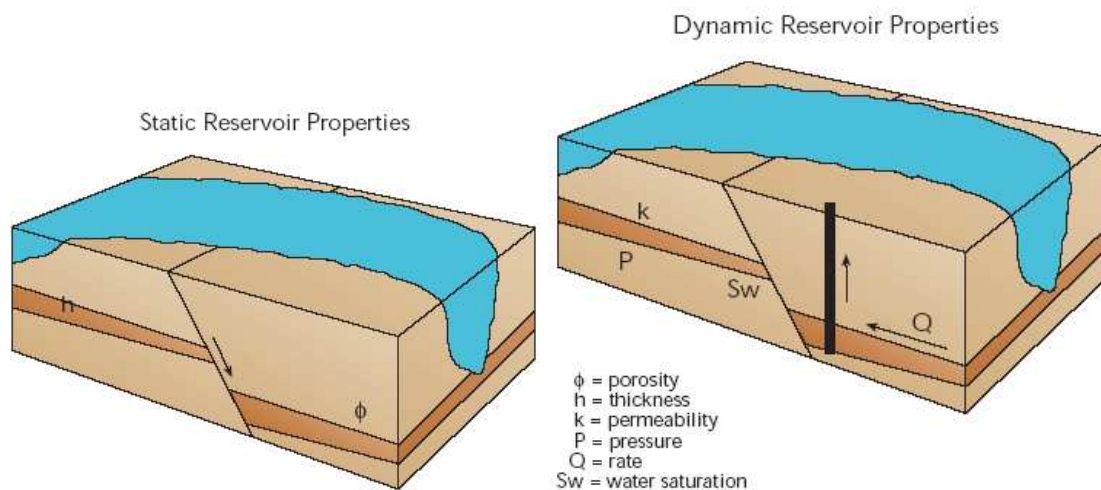
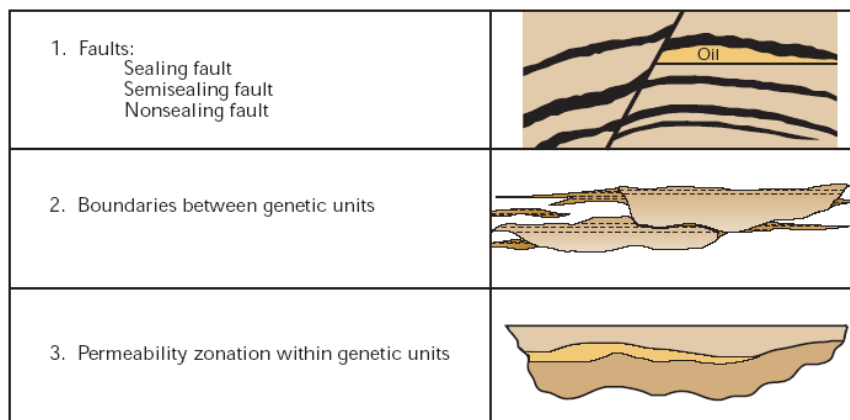


Figura 2.11 Propiedades estáticas y dinámicas del reservorio

En la figura 2.11 se puede ver que entre las características estáticas del reservorio están, tamaño, forma, posición, capacidad de almacenaje, porosidad, presencia de una falla, pues no cambian con el tiempo. Las características dinámicas son aquellas que si varían con el tiempo y se encuentran la permeabilidad, la presión, la saturación de agua y el caudal; incluyendo también la distribución inicial, actual y futura de fluidos.

Heterogeneidades del reservorio: las heterogeneidades controlan la distribución y el movimiento de los fluidos en el reservorio. Entre las heterogeneidades que se

pueden presentar en el Campo Dorine tenemos las siguientes: Fallas no sellantes, límites entre las unidades genéticas, distribución en zonas de permeabilidad dentro de las unidades genéticas así como se aprecia en la figura 2.12



**Figura 2.12** Tipos de heterogeneidades de reservorios

Causas de la conificación: la conificación o cresta se produce por la diferencia del gradiente de presión alrededor del pozo, cuando este se encuentra lo más cercano posible a un acuífero. La tendencia del agua o gas a conificarse, es inversamente proporcional a la diferencia de densidades entre petróleo, gas y/o agua existentes, pero directamente proporcional a la viscosidad y la caída de presión cerca del pozo.

Además sabemos que la conificación ocurre porque la más alta permeabilidad de la roca tiene las más altas tasas de flujo y requiere menos caída de presión.

Canalización en alta permeabilidad: los reservorios con fracturas o altas permeabilidades pueden sufrir una muy rápida canalización de agua con una pobre eficiencia de barrido. Dadas las características de permeabilidad del core obtenida del pozo Dorine 2 realizada en el laboratorio en 1997 se tiene una idea más clara de canalización del agua en pozos, que en muy poco tiempo presentaron altos cortes de agua.

Zonas con muy alta permeabilidad y sus correspondientes altas tasas de flujo crean canales preferenciales al movimiento, es decir la movilidad del agua es más

alta que la movilidad del petróleo, ésta condición resulta en una prematura comunicación entre el reservorio y un acuífero o quizá la prematura comunicación entre un pozo inyector y un pozo productor, que en ambos casos la eficiencia de barrido disminuye.

Una solución es la aplicación de geles en zonas de alta permeabilidad en los pozos inyectores.

Fingering (Digitación): son franjas discretas de desplazamiento de agua que se pueden mover a través del reservorio o campo en un ambiente de flujo de agua, especialmente cuando existen altas relaciones agua – petróleo.

Cuando existen altas relaciones de viscosidad agua – petróleo, pueden ocurrir inestabilidades en la interface agua – petróleo porque la conducción de los fluidos tiene alta permeabilidad. En algunos casos las gravedades de petróleo pueden variar sustancialmente de un lugar a otro incluso en la misma parte del campo. En Dorine la gravedad específica es de 22,3°API (Septiembre 2006).

Se puede estimar el flujo fraccional de un fluido basado en muestras de núcleos para determinar la permeabilidad relativa y presiones capilares de la fase humectante.

Fracturas inducidas: Cuando se inyecta fluido (agua) en el reservorio, se crea un esfuerzo de presión que excede la tolerancia del mismo, lo cual provoca que estos esfuerzos induzcan a crear mini fracturas cambiando el esquema de flujo de fluidos esperados (similar a una estimulación por fracturamiento hidráulico). Si estas fracturas logran llegar a la zona de agua o gas, estas llegan a ser conductoras de altas permeabilidades permitiendo una canalización entre la zona de petróleo y estas zonas, incrementando la producción de agua en los pozos cercanos.

Este problema es identificable con las presiones, espaciamiento, longitud y orientación de algunas fracturas inducidas.

Barreras de permeabilidad: está relacionado con barreras de permeabilidad horizontal y vertical referente a las heterogeneidades de un reservorio. Por ejemplo las barreras de permeabilidad vertical afecta directamente a la conificación de agua y en algunos casos podría promover un flujo más uniforme del frente y prevenir la segregación gravitacional.

### **2.9.3 SUPERVISIÓN DEL RESERVORIO**

La supervisión del reservorio permite tener una idea del movimiento de la saturación de los fluidos y predecir como estos fluidos se moverán en el futuro en el campo Dorine a causa de la inyección de agua para mantenimiento de presión. Esto es factible con la observación en 3D del movimiento vertical de los fluidos agua, petróleo y gas.

Además permite predecir el rompimiento del agua inyectada en algún pozo productor de Dorine especialmente aquellos pozos cercanos a los campos Anne, Isabel, Mahogany y poder conocer otros escenarios con respecto a la ubicación de los fluidos. Entre los datos que se debe manejar están los de adquisición sísmica, procesamiento de la sísmica, interpretación de los datos sísmicos, análisis de los registros de los pozos, análisis de las pruebas de presión de los pozos, modelo geológico, verificación sísmica, construcción del modelo de simulación, distribución de la saturación de los fluidos en el reservorio.

Una de las herramientas que permite tener el diagnóstico del reservorio son las gráficas Petróleo acumulado producido vs Agua acumulada producida (scattered plot, curvas de dispersión) que nos indican cambios considerables en los pozos respecto de la producción normal de agua. En el anexo **2.4** puede verse que cambios repentinos suceden en algunos pozos es decir por alguna razón se tiene incremento de agua y con ayuda de la gráfica Petróleo acumulado producido vs tiempo (anexo **2.5**) se puede ver que para algunos pozos existió temprano rompimiento de agua a la fecha en que se inicio la inyección de agua para mantenimiento de presión por la sencilla razón que el pozo estaba inundado de agua y en otros se produce después de cierto tiempo dando la idea que una parte

del frente de agua rompió en el pozo. Se tiene la idea que esto sucedió más no la certeza por la heterogeneidad del reservorio M – 1 y por otros problemas que pueden presentarse en el pozo, como se analizará posteriormente.

#### **2.9.4 MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA**

Se diseña para mantener en vigilancia todos los aspectos de un proyecto de pozos inyectores, productores, facilidades para inyección y producción, cuyo propósito es saber que todos los sistemas están operando como se esperan. Un plan de supervisión, único para cada proyecto depende de la vida de duración del proyecto y de la complejidad del reservorio como parte integral del plan de flujo de agua.

Los componentes esenciales de la supervisión de flujo de agua son: la supervisión del pozo inyector (caudal, presión, saturaciones, etc), supervisión del pozo productor, frente de agua, ejecución de un mapeo, balance inyección/producción y tendencia de producción<sup>8</sup>.

#### **2.9.5 AVANCE DEL FRENTE DE AGUA**

El monitoreo del avance del frente de agua en el yacimiento determina su movimiento anticipado y la eficiencia de barrido y desplazamiento del petróleo. Los pozos que están en la vecindad del frente de flujo deben seleccionarse y equiparse para un adecuado seguimiento (logging). Para ello se disponen de las siguientes herramientas:

Software de sísmica: se realizan tomografías internas del pozo (R&D) que ofrece una potencial aplicación. Interpretación sofisticada de impedancia acústica de sísmica 3-D.

---

<sup>8</sup> Karaoguz Osman, Waterflooding A to Z, Mayo 2006

Programas de registros: registros a hueco abierto (porosidad y resistividad) que son prioritarios para el flujo de fluidos. Registros a pozo revestido que son los CNL, PNL, TDT, GST, C-O, entre otros.

Programa de muestras: muestras de agua producida se deben recoger. Con frecuencia se toman muestras que ayudan a notar la salinidad, especialmente de los pozos que se encuentren más cercanos a los frentes de avance.

Estudio con trazadores: el agua inyectada con componentes químicos radioactivos trazadores que se propagan a través del reservorio sin mucha pérdida de absorción. Su relativo avance y concentración en el tiempo en los pozos aledaños son un indicativo de las direcciones preferenciales de flujo.

Los trazadores radioactivos son preferidos, a menos que estos estén en contra de las regulaciones gubernamentales.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> Karaoguz Osman, Waterflooding A to Z, Mayo 2006

## CAPÍTULO 3

### SELECCIÓN DE LOS POZOS CON ALTOS CORTES DE AGUA

#### 3.1 CONSIDERACIONES DE SELECCIÓN

Para la selección de los pozos del Campo Dorine con el objeto de estudiarlos y saber las causas del incremento de la producción de agua se lo hará en base a lo siguiente:

- Pozos con alto corte de agua (BSW).
- Pozos que se encuentran cercanos al flanco de la Falla Fanny – Dorine.
- Pozos con cambio brusco de WOR.
- Otras consideraciones.

##### 3.1.1 POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA (BSW)

La información necesaria que se requerirá para la elección de los pozos que actualmente se encuentran con altos BSW (BASIC SEDIMENT AND WATER) y considerando rentable a la empresa producir hasta 50 BOPD, se lo realizó utilizando el software de Schlumberger OilField Manager “OFM”. De manera general se escogieron los siguientes pozos cuyo corte de agua se considera no rentable para la empresa:

**Tabla 3.1**

Pozos con alto corte de agua (BSW)

	POZO - ARENA	BOPD	BWPD	BSW [%]
1	DORINE 2 (M-1)	47	4695	99.0
2	DORINE 4 (M-1)	0	3364	100.0
3	DORINE 5 (M-1)	86	4990	98.3
4	DORINE 10 (M-1)	90	4914	98.2
5	DORINE 12H (M-1)	65	6441	99.0
6	DORINE 43 (M-1)	69	865	92.6
7	DORINE 48 (M-1)	71	616	89.7
8	DORINE 50 (M-1)	98	1453	93.7

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

### 3.1.2 POZOS CERCANOS A LA FALLA FANNY - DORINE

Para la selección de los pozos que se encuentran en los flancos de la Falla Fanny-Dorine, se utilizará el diagrama de ubicación de los pozos del campo, anexo 3.1.

Esta selección es con el fin de saber si el incremento de agua en los pozos es debido al rompimiento de agua proveniente de los pozos inyectores que están al otro lado de la falla, ya que se ha comprobado con pruebas de presión que es una falla no sellante y existe comunicación hidráulica entre los campos Dorine y Anne en el yacimiento M – 1. La siguiente tabla indica los pozos seleccionados, mostrando algunas características:

**Tabla 3.2**

Pozos cercanos a la Falla Fanny – Dorine

	POZO - ARENA	BOPD	BWPD	BSW [%]	SALINIDAD [ppm] NaCl	PRESIÓN INTAKE [psi]
1	DORINE 7 (M-1)	125	5545	97.8	13 200	1473
2	DORINE 2 (M-1)	47	4695	99.0	13 860	1581
3	DORINE 35 (M-1)	142	5102	97.3	12 210	1568
4	DORINE 8 (M-1)	107	5259	98.0	13 612	1288
5	DORINE 4 (M-1)	0	3364	100.0	13 159	1691
6	DORINE 12H (M-1)	65	6441	99.0	14 933	1725
7	DORINE 11H (M-1)	345	8268	96.0	14 520	1947

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

### 3.1.3 POZOS CON CAMBIO BRUSCO DE WOR

Revisando los reportes de producción que muestra el OilField Manager, los pozos que presentaron cambio brusco de WOR son los que se muestran a continuación:

**Tabla 3.3**

Pozos con cambio brusco de WOR

	POZO - ARENA	BOPD	BWPD	BSW [%]	FECHA ANTES	WOR Antes - Después	FECHA DESPUÉS
1	DORINE 2 (M-1)	47	4695	99,0	07 - Agos - 2005 31 - May - 2006	28,57 – 42,77 49,3 – 107,46	08 - Agos – 2005 01 - Jun – 2006
2	DORINE 5 (M-1)	86	4990	98,3	16 - Sept - 2005 23 - Jun - 2006	20,67 – 45,08 44,45 – 72,11	17 - Sept – 2005 24 - Jun – 2006
3	DORINE 8 (M-1)	107	5259	98,0	03 - Sept - 2005	42,42 – 64,03	04 - Sept – 2005
4	DORINE 10 (M-1)	90	4914	98,2	05 – Nov - 2000 26 – Jun - 2005	8,16 – 19,82 22,58 – 52,61	06 - Nov – 2000 27 - Jun – 2005

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Realizado por: Freddy Giovanni Huilca



### 3.1.4 OTRAS CONSIDERACIONES

Temprana producción de agua: otra de las preocupaciones de la empresa es saber del porqué ciertos pozos presentaron altos cortes de agua, en tiempos muy tempranos de producción, es decir una rápida producción de agua en tiempos tan cortos que pueden ser meses.

Incremento paulatino del WOR: se toman en cuenta aquellos pozos que han ido incrementando paulatinamente su WOR, hasta llegar a valores irreductibles de agua, como se muestran en la tabla 3.4.

**Tabla 3.4**

Pozos con otras consideraciones

	POZO - ARENA	BOPD	BWPD	BSW [%]	RAZÓN
1	DORINE 5 (M-1)	86	4990	98.3	Incremento paulatino del WOR
2	DORINE 7 (M-1)	125	5545	97.8	Incremento paulatino del WOR
3	DORINE 8 (M-1)	107	5259	98.0	Incremento paulatino del WOR
4	DORINE 10 (M-1)	90	4914	98,2	Temprana producción de agua
5	DORINE 12H (M-1)	86	4990	98.3	Temprana producción de agua

**Fuente:** Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Realizado por:** Freddy Giovanni Huilca

Dada la repetitividad de los pozos en cada causa, lo que se debe hacer es buscar todas las razones por las cuales se tienen altos cortes de agua e identificar la que más afecta. Esta selección permitirá tener una idea más clara de lo que está pasando con la producción del campo, permitiendo recomendar los trabajos que sean más rentables a la empresa.

Producción de fluido: la experiencia de los autores indica que para típicos tratamientos de control de agua se debe seleccionar los pozos que tienen al menos 150 BFPD de la producción total antes de seleccionar un pozo y/o aplicarse un tratamiento<sup>10</sup>. En el caso de Dorine todos los pozos cumplen esa condición.

Los pozos seleccionados para realizar los análisis y poder determinar la causa del incremento de agua con mayor incidencia son:

<sup>10</sup> Gino Di Lullo, Phil Rae, James Curtis; New Insights into Water Control Part II, SPE 79012

- Pozo Dorine 02 (pozo cercano a la Falla Fanny – Dorine)
- Pozo Dorine 05 (cambio brusco del WOR)
- Pozo Dorine 07 (pozo cercano a la Falla Fanny – Dorine)
- Pozo Dorine 08 (pozo cercano a la Falla Fanny – Dorine)
- Pozo Dorine 10 (temprana producción de agua)
- Pozo Dorine 12H (alto corte de agua – BSW)

En los anexos **2.1**, **3.4.1**, **3.5.1**, **3.6.1**, **3.8.1** y **3.9.1** se muestra el historial de producción de los pozos anteriormente seleccionados.

Tipo de bomba y frecuencia de trabajo: lo que se quiere saber es; si pudo de algún modo, afectar en el aumento del corte de agua el cambio de una bomba y/o la variación de frecuencia. Los resultados se muestran en el análisis de las curvas del historial de producción de los pozos seleccionados y las tablas que se muestran más adelante.

## **3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS DE INCREMENTO DE AGUA EN LOS POZOS**

La principal razón de Andes Petroleum Company es comprender los diferentes problemas y la consecuente aplicación de las soluciones. La clave para el control de agua son los diagnósticos, para poder identificar el problema específico de agua. Los diagnósticos de los pozos se utilizan de tres modos:

1. Para identificar los pozos que son los mejores candidatos en el control de agua.
2. Para determinar el origen del problema de agua con el fin de elegir el método de control más adecuado.
3. Para localizar el punto de entrada de agua en el pozo con el fin de colocar correctamente el tratamiento.

El historial de producción a menudo contiene abundante información que ayuda a diagnosticar los problemas de agua en el pozo, por ejemplo la relación agua – petróleo; datos de producción y medidas de los registros eléctricos, se han

desarrollando para distinguir entre las diferentes fuentes que originan la producción excesiva de agua. La identificación de la(s) causa(s) más probable(s) de aquellos pozos que tienen altos cortes de agua, se realiza con los siguientes gráficos:

- Recovery plot (Diagrama de recuperación)
- Production history plot (Diagrama del historial de producción)
- Decline – curve analysis (Análisis de la curva de declinación)
- Log – log del WOR vs tiempo
- Scattered plot (Diagrama de dispersión)
- Curvas tipo “Chan”
- Shut-in and choke-back analysis (Análisis de los períodos de contención y cercamiento de los pozos)
- Análisis nodal
- Production logs (Registros de producción)

A continuación se mencionan aquellos que se utilizarán para el análisis.

### **3.2.1 DIAGRAMA DE RECUPERACIÓN**

Es una gráfica semilogarítmica del WOR (water oil ratio, relación agua petróleo) versus la producción acumulativa de petróleo. La tendencia de la producción se puede extrapolar hacia el límite económico del WOR para determinar la producción de petróleo que se obtendrá si no se toma una acción de control de agua. Si la producción extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas para un pozo, entonces el pozo está produciendo agua aceptable y es necesario por el momento controlar el agua.

Por el contrario si este valor es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, el pozo está produciendo agua en exceso y se debería realizar una acción remedial siempre y cuando el proyecto resulte económicamente rentable. En la figura **3.1** se tiene una gráfica de un diagrama de recuperación que muestra el incremento de la relación agua – petróleo versus la producción.

Si el WOR extrapolado alcanza el límite económico cuando el petróleo acumulado producido alcanza las reservas recuperables esperadas, entonces el agua que está siendo producida se considera aceptable.

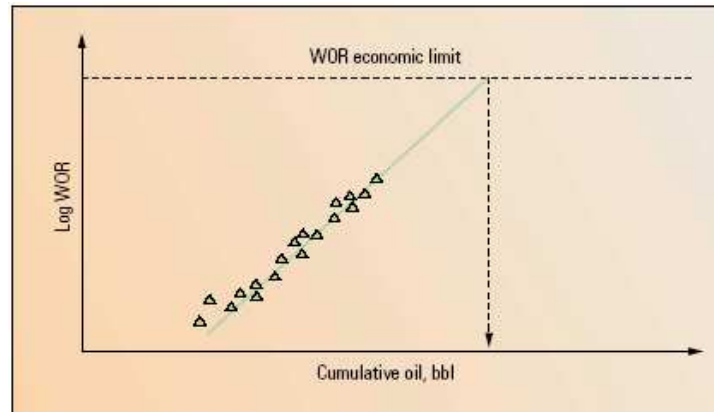


Figura 3.1 Diagrama de Recuperación

### 3.2.2 DIAGRAMA DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Esta es una gráfica tipo log – log de petróleo y los caudales de agua versus el tiempo. Los pozos que son buenos candidatos para el control de agua suelen mostrar un incremento en la producción de agua y un decremento en la producción de petróleo, empezando aproximadamente al mismo tiempo estos cambios. La figura 3.2 muestra la producción de agua y de petróleo versus el tiempo y puede ayudar en la identificación de los problemas de agua. Algún cambio simultáneo repentino indicando incremento de agua con reducción de petróleo es un síntoma de que se requiere un trabajo de remediación en el pozo.

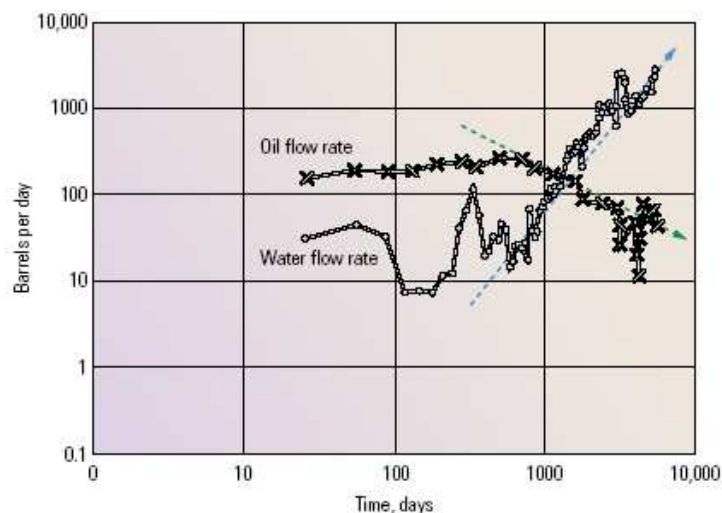


Figura 3.2 Diagrama del Historial de Producción

### 3.2.3 ANÁLISIS DE LA CURVA DE DECLINACIÓN

Es un gráfico semilogarítmico de la tasa de producción de petróleo con respecto al petróleo acumulado. El agotamiento normal del yacimiento produce una curva cuya tendencia es rectilínea (la curva de petróleo), 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. La figura 3.3 muestra un cambio brusco en las pendientes de petróleo y agua, constituyendo una advertencia de que el exceso de agua, así como otros problemas pueden estar afectando la producción normal.

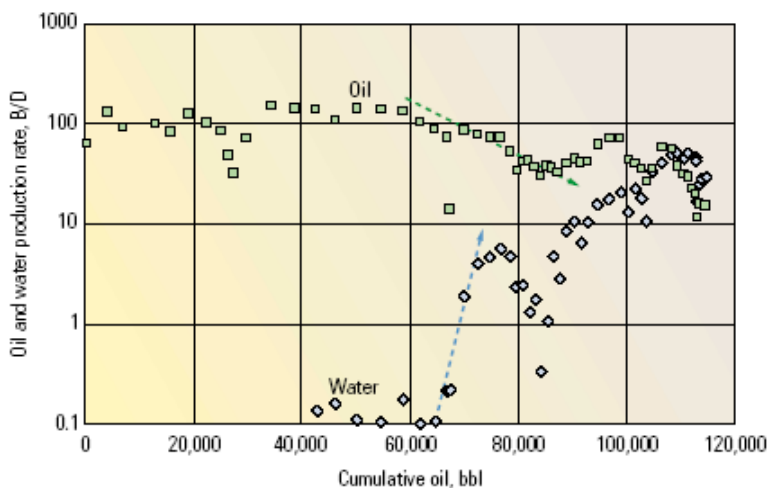


Figura 3.3 Análisis de declinación de la curva

### 3.2.4 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE PROBLEMA

Son gráficas que ayudan a determinar el problema específico que causa la producción excesiva de agua gracias a la comparación con patrones de comportamiento conocidos.

#### 3.2.4.1 Gráfica log WOR vs log Tiempo

Se utiliza para determinar el tipo de problema específico realizando comparaciones con los patrones del comportamiento conocido. Las siguientes características básicas distinguen entre diferentes mecanismos de rompimiento de agua:

- (a) Flujo a través de las Fallas
- (b) Flujo a través de las Fracturas
- (c) Canal de flujo detrás del casing
- (d) Movimiento del Contacto agua – petróleo (OWC)
- (e) Problemas de conificación.<sup>11</sup>

Las interpretaciones del movimiento OWC se han construido de simulaciones matemáticas y experiencias de campo.<sup>12</sup>

En el anexo 3.2 se presenta ejemplos de curvas WOR versus el tiempo que ayudan a diagnosticar los diferentes problemas de incremento de agua. La gráfica de diagnóstico del WOR generado mensualmente con los datos de pruebas de presión muestra el efecto de la variación de la permeabilidad en el estrato del reservorio, como lo muestra la figura 3.4.

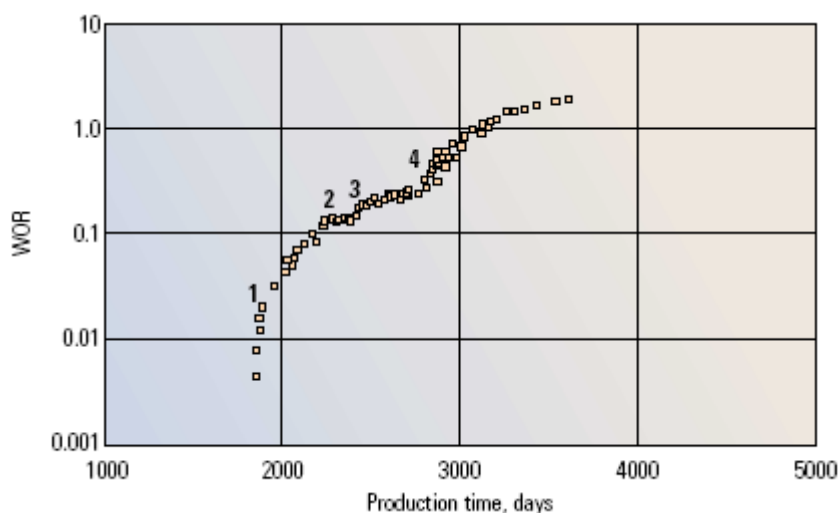


Figura 3.4 Gráfica de diagnóstico de los datos mensuales de una prueba de presión

### 3.2.4.2 Scattered Plot (Diagrama de dispersión)

Los diagramas de dispersión son gráficas de Petróleo acumulado producido vs Agua acumulada producida; y, permiten observar cambios anómalos en el comportamiento normal de la curva (puede indicar producción de agua excesiva), como por ejemplo el rompimiento de la inyección de agua.

<sup>11</sup> Chan KS: “Water Control Diagnostic Plots,” paper SPE 30775, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, October 22-25, 1995.

<sup>12</sup> Yortsos YC, Youngmin C, Zhengming Y and Shah PC: “Analysis and Interpretation of Water/Oil Ratio in Water-floods,” SPE Journal/ 4, no. 4 (December 1999): 413-424.

### 3.2.4.3 Curvas Tipo “Chan”

Las curvas tipo para el presente estudio se las tomó del paper SPE 30775 “Water Control Diagnostic Plots” del autor K.S. Chan, Schlumberger Dowell y que se presentan en los anexos **3.3.1**, **3.3.2**, **3.3.3**.

## 3.3 HERRAMIENTAS DE DIAGNÓSTICO

Una adecuada elección del tratamiento para el control de agua requiere un cuidadoso examen de los datos disponibles con el propósito de entender el comportamiento del agua producida desde el fondo del pozo hacia superficie.

Datos de producción: es una de las mejores herramientas de diagnóstico para optar por una decisión en el control de agua. Mucho se puede conocer con una gráfica de producción del pozo versus el tiempo. Inundaciones de agua tempranas probablemente implican problemas de completación que necesitan atención inmediata y una acción remedial.

La producción de agua después de unos pocos meses en algunos casos puede presentarse como una conificación de agua. La producción tardía de agua a menudo es causada por avance del contacto agua – petróleo o rompimiento del agua inyectada de otros pozos.

Borehole video: es una herramienta que provee una visión del pozo y flujo a través de las perforaciones. La ventaja es que hace más simple la interpretación y se puede usar para localizar las fuentes del flujo de agua dentro de pozo. Desafortunadamente esta herramienta no justifica aplicarse a los pozos seleccionados ya que los costos son elevados y serviría únicamente para confirmar lo que de antemano ya se conoce que es aumento del corte de agua.

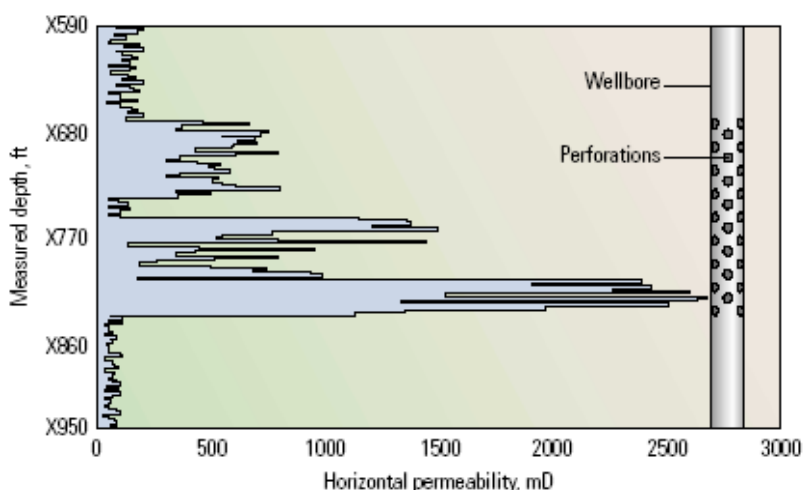
Registros de producción de pozos: estas herramientas se usan para determinar el perfil de flujo y determinar las ubicaciones de entrada de agua dentro del pozo; pero tampoco se ha utilizado estos registros en los pozos del Bloque Tarapoa, ni

en los seleccionados porque desafortunadamente en las completaciones actuales no existe una herramienta “Y Tool”.

Análisis químicos del agua producida: la composición química del agua producida puede ser útil al identificar la fuente de agua, comparando las composiciones químicas de la formación y el agua de inyección. Por ejemplo la salinidad es uno de los parámetros para saber que se está produciendo de la misma formación.

Tipos de fluidos dentro del pozo: la mezcla de la corriente de fluido cambia a lo largo del intervalo perforado. Algunos de estos fluidos consisten de una fase simple (petróleo, gas o agua). Pero la mayoría de las perforaciones producen fluidos multifásicos, es decir la mezcla de petróleo / gas / agua. Utilizando registros de producción ayuda a identificar la distribución de fluidos en el pozo relacionando con la profundidad de la zona cañoneada<sup>13</sup>.

Otros: otras de las herramientas de diagnóstico son las repuestas observadas del WOR que muestran las capas con alta permeabilidad. Alguna comunicación entre las capas de alta permeabilidad puede existir, así como una comunicación vertical dentro de una zona menos permeable, para que los canales de agua sigan este curso de comunicación a lo largo de una zona o entre una zona y otra, como muestra la figura 3.5.



**Figura 3.5** Variaciones de permeabilidad horizontal, en un pozo cañoneado en la sección media del reservorio

<sup>13</sup> A. Ali Daneshy: “Selection and Execution Criteria for Water Control Treatments,” SPE 98059, University of Houston, 2006.



### 3.4 ANÁLISIS DE LA INVASIÓN DE AGUA EN LOS POZOS

Datos y características de los pozos: en la tabla que a continuación se muestra se halla un resumen de las características más relevantes de los pozos seleccionados.

**Tabla 3.5.1**

Datos y características de los pozos seleccionados

POZO – YACIMIENTO	PROPIEDAD Y/O VARIABLE	VALOR Y/O DATO
<b>Dorine 02 – M1</b>	Porosidad Zona neta de pago Perforaciones  Squeeze Permeabilidad estimada Salinidad Gravedad API GOR BSW [%] Saturación de agua Presión fluyente de fondo Contacto agua petróleo inicial BHST	23.4 (%) 60.2 ft 8402 – 8410 ft (MD) → (8ft) 8414 – 8430 ft (MD) → (16ft) 8430 – 8446 ft (MD) → (16ft) 4630 mD 13860 ppm NaCl 21 128 pcd / bbl 99.0 (%) 0.126 1722 psi a Mayo del 2006 No registrado en el registro eléctrico 200°F a Mayo del 2006
<b>Dorine 05 – M1</b>	Porosidad Zona neta de pago Perforaciones Permeabilidad estimada Salinidad Gravedad API GOR BSW [%] Saturación de agua Presión fluyente de fondo Contacto agua petróleo inicial BHST	22.1 (%) 68.4 ft 8654 - 8680 ft (MD) → (26ft) 2300 mD 13943 ppm NaCl 21.6 128 pcd / bbl 98.3 (%) 0.145 1815 psi a Julio del 2006 8732 ft (MD) 193°F a Octubre del 2002
<b>Dorine 07 – M1</b>	Porosidad Zona neta de pago Perforaciones Permeabilidad estimada Salinidad Gravedad API GOR BSW [%] Saturación de agua Presión fluyente de fondo Contacto agua petróleo inicial BHST	22.1 (%) 51.7 ft 9315 – 9355 ft (MD) → (40ft) 3700 mD 12829 ppm NaCl 20.9 117 pcd / bbl 97.9 (%) 0.160 1962 psi a Julio del 2006 No registrado en el registro eléctrico 193°F a Noviembre del 2002
<b>Dorine 08 – M1</b>	Porosidad Zona neta de pago Perforaciones  Permeabilidad estimada Salinidad Gravedad API GOR BSW [%] Saturación de agua Presión fluyente de fondo Contacto agua petróleo inicial BHST	21.1 (%) 88.2 ft 7910 – 7930 ft (MD) → (20ft) NOTA: perforados en Usuperior y Umedia (plugged) 2850 mD 13612 ppm NaCl 22.1 140 pcd / bbl 98 (%) 0.11 1492 psi a Diciembre del 2005 8002 ft (MD) 194°F a Mayo del 2002

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

**Tabla 3.5.2**

Datos y características de los pozos seleccionados

POZO – YACIMIENTO	PROPIEDAD Y/O VARIABLE	VALOR Y/O DATO
<b>Dorine 10 – M1</b>	Porosidad	22.9 (%)
	Zona neta de pago	41.7 ft
	Perforaciones	9390 – 9418 ft (MD) → (28ft) NOTA: perforados en T superior (plugged)
	Permeabilidad estimada	1850 mD
	Salinidad	12788 ppm NaCl
	Gravedad API	22
	GOR	135 pcd / bbl
	BSW [%]	98.3 (%)
	Saturación de agua	0.188
	Presión fluyente de fondo	2044 psi a Junio del 2006
	Contacto agua petróleo inicial	9447 ft (MD)
	BHST	193°F a Septiembre del 2003
	<b>Dorine 12H – M1</b>	Porosidad
Zona neta de pago		No aplicable
Liner ranurado		9284.93 – 9745.49 ft (MD) → 460.56 ft 9854.49 – 10925.76 ft (MD)
Permeabilidad estimada		3800 mD
Salinidad		14933 ppm NaCl
Gravedad API		22.6
GOR		123 pcd / bbl
BSW [%]		99 (%)
Saturación de agua		No aplicable
Presión fluyente de fondo		2123 psi a Mayo del 2006
Contacto agua petróleo inicial		No registrado en el registro eléctrico
BHST		189°F a Febrero del 2003

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

### 3.4.1 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

#### 3.4.1.1 Pozo Dorine 02

Los resultados del pozo Dorine 02 son los siguientes (anexo 3.4.2):

Interpretación Período N° 1: inicialmente el pozo Dorine 02 producía 2580 BOPD, el cambio de frecuencia en Julio de 1999 podría haber provocado el incremento del corte de agua de 4720 a 6000 BWPD; considerando que la movilidad del agua es más rápida que la del petróleo en al menos 40 veces para el campo Dorine, debido al normal proceso de avance de agua se obtiene inundación de agua en el pozo.

Interpretación Período N° 3: la curva de producción de petróleo tiene tendencia normal de declinación. Se registra en Noviembre del 2003 aumento de agua de 7630 a 8000 BWPD, que podría deberse en parte a un cambio en la frecuencia de la bomba.

**Tabla 3.6**

Situación del pozo Dorine 02

	<b>Período N°1</b> Abr-99 hasta May-02	<b>Período N°2</b> May-02 hasta Dic-02	<b>Período N°3</b> Dic-02 hasta Ene-05	<b>Período N°4</b> Ene-05 hasta actualidad
<b>BOPD</b>	Rápida declinación normal de producción de petróleo.	Problemas de producción, sin producción de Julio a Dic-2002.	Estabilización de la curva con caída ligera de producción y pocos problemas.	Producción bajo el límite económico de la empresa.
<b>BWPD</b>	Altísimos cortes e incrementación brusca de 4720 a 6000BWPD en Sept-99.	Problemas en el pozo, sin producción de agua ni petróleo.	Incremento normal del corte de agua con cambio brusco de 7630 a 8000BWPD en Nov-2003.	Reducción significativa del corte de agua de 8400 a 4000BWPD y tendencia de leve declinación.
<b>BFPD</b>	Alta producción de fluido 8930BFPD con leve declinación, que de 7160 BFPD se incrementa a 8530 BFPD.	Problemas en el pozo, no registra producción de fluido.	Cambio brusco de producción de fluido de 7640 a 8400BFPD en Nov-2003. Tendencia de incremento.	Reducción significativa de producción de fluido de 8670 a 5000BFPD.
<b>Frec</b>	Ajuste de frecuencia de 40 a 55Hz en Julio-99, luego se incrementa paulatinamente hasta llegar a 60 Hz.	Sin registro de frecuencia	Inicia con 45 para subirla a 55 y mantenerla a 56. No registra frecuencia en Oct, Nov y Dic-2004	Mantiene en 50 Hz, hasta la última fecha.
<b>WOR</b>	Incremento leve y normal de la curva, con caída en May-2002.	No hay registro desde Jun hasta Dic 2002.	La curva inicia con leve incremento y cae bruscamente en Nov-2003. Luego crece hasta Sept y cae nuevamente en Oct-2004	La curva muestra un incremento brusco.
<b>BSW</b>	La curva muestra un incremento normal	Sin registro	La tendencia de la curva es leve incremento normal	Leve incremento, se mantiene tendencia anterior.
<b>Cañoneos</b>	Se perfora en 8414 – 8446 ft (32 ft)	8414 – 8446', se cañonea más arriba desde 8402-8410'	Se tiene perforado: 8402-8410' (8 ft) 8414 – 8446' (32 ft)	Perforado anterior y se realiza squeeze en 8430-8446' (16 ft)
<b>Bomba</b>	REDA SN-8500	Cambio de bomba a REDA GN-7000	Cambio de bomba a Centrilift GC-8200	Cambio de bomba a Centrilift GC-6100
<b>BHP</b>	Declinación normal de la presión registrada por el sensor: de 1960 a 670 psi.	Problemas en el pozo, no hay registro de datos.	Se registra incremento normal hasta Oct-2004 de 1790 a 1955 psi y luego cae a 1600 psi.	Se mantiene la tendencia de 1580 y 1600 psi, hasta la última lectura.

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

Interpretación Período N° 4: se realiza una cementación forzada para controlar el incremento de agua proveniente detrás del casing, se tienen resultados favorables disminuyendo el corte de agua y la producción de petróleo continúa su declinación normal. Actualmente el pozo está produciendo 60 BOPD y 4900 BWPD, que es aún rentable al precio actual del petróleo.

### 3.4.1.2 Pozo Dorine 05

La tabla 3.7 presenta una breve descripción de los resultados de las curvas (para referencia ver anexo 3.5.2):

Interpretación Período N° 3: se tiene rápida pero normal declinación de producción de petróleo que bajó de 3780 a 2452 BOPD e incrementa la producción de agua de 2264 a 3679 BWPD, que podría deberse en parte a la subida paulatina de la frecuencia de 50 a 64 Hz, En junio del 2000 se presenta caída brusca de fluido de 5800 a 3515 BFPD que pudo ser por problemas operacionales en el pozo tales como pérdida de eficiencia de la bomba.

Interpretación Período N° 6: se tiene rápida declinación de fluido de 5790 a 3321 BFPD que luego sube rápidamente a 4844 BFPD (la frecuencia se mantiene constante en 50 Hz), lo cual puede suponerse que hubo baja eficiencia de la bomba.

Interpretación Período N° 8: se mantenía la producción de petróleo con un promedio de 751 BOPD, incremento paulatino de frecuencia de 45Hz (julio 2003) a 53Hz (diciembre 2004). Se supone normal inundación de agua en el pozo y pérdida de eficiencia en la bomba, reflejado en la curva WOR y la de fluido total.

#### **3.4.1.3 Pozo Dorine 07**

La tabla **3.8** presenta una breve descripción de los períodos (distancia en tiempo donde se realizó cada workover) del pozo Dorine 07 (anexo **3.6.2**):

Interpretación Período N° 4: se produce una variación de la frecuencia de 53 a 55Hz en octubre 2002 con su consiguiente incremento de 4298 a 5701 BWPD; y, en septiembre 2003 una caída brusca de fluido de 6754 a 1094 BFPD que puede ser por pérdida de eficiencia de la bomba.

Interpretación Período N° 5: empieza a notarse un crecimiento exponencial en el WOR (incrementos y caídas desproporcionados entre 11,33 a 44,41). La producción de petróleo mantiene tendencia constante en un promedio de 249BOPD así como el agua un promedio de 5582BWPD.

**Tabla 3.7**

Situación del pozo Dorine 05

	<b>Período N°2</b> Ener-99 hasta Nov-99	<b>Período N°3</b> Nov-99 hasta Dic-00	<b>Período N°4</b> Dic-00 hasta Abr-01	<b>Período N°5</b> Abr-01 hasta Ago-01	<b>Período N°6</b> Ago-01 hasta Mar-03	<b>Período N°8</b> Mar-03 hasta Sep-05	<b>Período N°9</b> Sep-05 hasta actualidad
<b>BOPD</b>	Alta producción con un promedio de 4152 BOPD	Rápido decremento normal de producción de 3780 a 2452 BOPD	No hay estabilidad en la producción: por ej 2258, 885, 1632, 2361 BOPD	Problemas en el pozo, pocos registros	Declinación normal de la producción de 1535 a 993 BOPD	Declinación normal de la producción	Curva por encima del límite económico. Prom 136 BOPD
<b>BWPD</b>	Baja producción con un promedio de 1607 BWPD	Se incrementa normalmente de 2264 a 3679 BWPD	Cae de 3679 a 1425 BWPD y luego sube a 4071 BWPD	Problemas en el pozo, pocos registros	Medianamente cte con caídas de 3145 a 2448 y luego incrementa a 3758 BWPD.	Declinación y subida de producción de agua en forma de S	Continúa con incremento normal.
<b>BFPD</b>	Normal producción, un promedio de 5759 BFPD	Presenta ligero decremento desde 6050 a 5370 BFPD	No estabilidad en producción de fluido.	Pocos registros del pozo	Cae fuerte de 5790 a 3321 y luego sube a 4704 BFPD	Subida y caída de la curva en forma de S	Continúa con incremento normal.
<b>Frec</b>	Incremento paulatino desde 35 a 61 Hz	Variación paulatina de 50 a 64 Hz	Incremento de 48 a 53 Hz	Pocos registros	Se cambia de 45 a 50, otra vez a 45Hz	Incremento de 45 a 55 y bajan otra vez a 45 Hz	Constante en 48 Hz
<b>WOR</b>	Tendencia muy baja entre 0 y 0.6	Continúa tendencia baja entre 0.6 y 1.5	Se mantiene tendencia en promedio 1.7	Pocos registros del pozo	Normal incremento de 2 a 3.7	Incremento brusco de 3.6 a 40.7	Decrece y crece irregularmente
<b>BSW</b>	Rápido incremento de 0.2 a 37.4 [%]	Incremento normal paulatino de 38 a 60 [%]	La tendencia se mantiene en un promedio de 62.8%	Pocos registros del pozo	Incremento normal de la curva.	Incremento normal de 78.4 a 97.6 [%]	Constante con promedio de 97.46 [%]
<b>Cañoneos</b>	8654 a 8680 ft MD (26 ft)	8654 a 8680 ft MD (26 ft)	8654 a 8680 ft MD (26 ft)	8654 a 8680 ft MD (26 ft)	8654 a 8680 ft MD (26 ft)	8654 a 8680 ft MD (26 ft)	8654 a 8680 ft MD (26 ft)
<b>Bomba</b>	REDA GN 7000	REDA GN 7000	REDA SN 8500	REDA SN 8500	REDA SN 8500	BES Centrilift GC 6100	Centrilift P-62
<b>BHP</b>	Se mantiene constante en un promedio de 2137 psi.	La curva decrece normalmente de 2165 a 1770 psi.	La tendencia se mantiene constante Promedio 1751 psi [pressure sensor]	Pocos registros del pozo	Se mantiene constante. Promedio 1628 psi	La curva se mues cte. Promedio 1614 psi	Medianamente constante con promedio de 1385 psi

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

**Tabla 3.8**

Situación del pozo Dorine 07

	<b>Período N°1</b> Abril-99 hasta Sept-00	<b>Período N°2</b> Sept-00 hasta Febr-02	<b>Período N°3</b> Febr-02 hasta Marz-02	<b>Período N°4</b> Marz-02 hasta Marz-04	<b>Período N°5</b> Marz-04 hasta actualidad
<b>BOPD</b>	Rápida declinación de la curva en aprox 8 meses.	Declinación normal de la curva: 1397 a 882 BOPD	Curva no definida: 559, 744, 123, 633 BOPD en 1 mes	Producción no definida valores muy altos 1152 y muy bajos 30	Promedio de producción 249 BOPD, más o menos cte.
<b>BWPD</b>	Incremento normal de 2657 a 5009 BWPD	Tendencia cte, promedio 4822 BWPD	Curva no definida	Se incrementa con la tendencia del periodo 2	Producción cte, promedio 5582 BWPD
<b>BFPD</b>	Alta producción de fluido	Producción cte, promedio 6100	Promeblas de producción.	Incrementa a 7434 BFPD hasta sept-03 y cae brusco 1094.	Producción cte, promedio 5812 BFPD.
<b>Frec</b>	Incrementa normalmente de 55 a 61 Hz	Constante en 60 Hz	Problemas en registro de la frecuencia	La curva se mantiene ~ cte en 55 Hz	Incremento paulatino de 45 a 49 Hz
<b>WOR</b>	Incremento normal entre 1.04 y 3.5	Incremento normal entre 3.3 y 4.3	Problemas de registro	Incremento desproporcionado de 4 a 35	Rápido incremento de la curva
<b>BSW</b>	Incremento normal de la curva	Misma tendencia anterior	La curva se mantiene en 82 [%]	Incremento desproporcionado de la curva	Tendencia cte, promedio 105 [%]
<b>Cañoneos</b>	9315 – 9355 ft MD (40 ft)	9315 – 9355 ft MD (40 ft)	9315 – 9355 ft MD (40 ft)	9315 – 9355 ft MD (40 ft)	9315 – 9355 ft MD (40 ft)
<b>Bomba</b>	REDA SN-8500	REDA SN-8500	REDA SN-8500	REDA SN-8500	Centrilift GC-6100
<b>BHP</b>	La presión [psi] registrada decrece de 1771 a 1596	La curva decrece normalmente de 1343 a 1157	Problemas de registro	Crece de manera distorsionada y luego no hay registro (nov-02)	Registra promedio 1830 psi.

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

**3.4.1.4 Pozo Dorine 08**

La tabla 3.9 presenta una breve descripción de las curvas resultantes en los períodos del pozo Dorine 08 (anexo 3.7.1):

**Tabla 3.9**

Situación del pozo Dorine 08

	<b>Período N°1</b> Junio-98 hasta Marz-00	<b>Período N°2</b> Marz-00 hasta Dic-03	<b>Período N°3</b> Dic-03 hasta actualidad
<b>BOPD</b>	Rápido decrecimiento de la curva de 4406 a 2268 en alrededor de un año	Sube la producción de 2780 a 3710 BOPD en 4 meses luego decrece normal y rápido hasta 466 BOPD.	Se mantiene el decrecimiento de 466 a 107 BOPD, que está por encima del límite económico.
<b>BWPD</b>	Presenta baja producción entre 319 a 826 BWPD	Incremento brusco tipo logarítmico de 826 a 7804 BWPD en Junio del 2003 que luego cae a 5785 BOPD	Tiende a crecer de 6005 a 8024 y nuevamente cae a 5259 BWPD (curva en forma de domo).
<b>BFPD</b>	Producción normal de fluido	La curva crece abruptamente de 3806 hasta 8327 y luego se mantiene constante, promedio 7820 BFPD. En Oct-03 cae a 6268.	La curva se presenta similar al caso de la curva BWPD.
<b>Frec</b>	Subida paulatina de 48 a 58 Hz	Tendencia constante de 59 hasta ene-01 y 57,6 Hz a nov-03	Inicia con 50 y suben a 53 Hz en nov-04
<b>WOR</b>	Crecimiento normal de la curva entre 0,09 y 0,7	Crecimiento normal entre 0,7 y 12,88	Crecimiento repentino en nov-04, de 15.39 a 22.8, tendencia de crecimiento.
<b>BSW</b>	Crecimiento de la curva normal.	Tendencia anterior se mantiene, con crecimiento normal.	Tiende a ser constante, promedio de 96 [%]
<b>Cañoneos</b>	7910 – 7930' MD (20 ft)	7910 – 7930' MD (20 ft)	7910 – 7930' MD (20 ft)
<b>Bomba</b>	REDA GN- 4000	REDA SN-8500	Centrilift GC-8200
<b>BHP</b>	Tendencia de la curva cte, promedio 1885 psi	Constante hasta may-02. no se registra de ago-02 a nov-03	Tendencia constante en 1986 psi.

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

Interpretación Período N° 2: inicialmente el pozo estaba completado con una bomba GN 4000 / 124 etapas y se cambió a SN – 8500 / 164 etapas a partir de lo cual se aprecia un crecimiento tipo logarítmico en las curvas del BWPD y BSW, que van desde 1553 a 7804 y 40,8 a 93,9 respectivamente inclusive reduciendo la frecuencia de 59 a 57,6 Hz, esto indica un posible problema de invasión de agua al pozo que puede ser por canalización y/o entrada de agua desde otra capa.

Interpretación Período N° 3: la curva del WOR presenta crecimiento exponencial con valores entre 15,39 a 57,89. Se produjo un incremento de agua de 7250 a 8024 BWPD, el decremento de petróleo está en un rango que va desde 412 a 107 BOPD.

### 3.4.1.5 Pozo Dorine 10

La tabla 3.10 presenta una breve descripción de las curvas resultantes en los periodos del pozo Dorine 10 (anexo 3.8.2):

**Tabla 3.10**

Situación del pozo Dorine 10

	<b>Período N°1</b> Dic-99 hasta Oct-00	<b>Período N°2</b> Oct-00 hasta Jun-01	<b>Período N°3</b> Jun-01 hasta Feb-02	<b>Período N°4</b> Feb-02 hasta Abr-04	<b>Período N°5</b> Abr-04 hasta actualidad
<b>BOPD</b>	Brusca declinación de 3998 a 736 BOPD en 10 meses	Declinación normal, promedio 613 BOPD	Declinación normal de 632 a 164 BOPD	Tendencia de producción normal, promedio 222 BOPD	Producción por encima del límite económico, prom 161.5
<b>BWPD</b>	Rápida producción de agua de 514 a 5057 BWPD	Incremento normal de 4857 a 6615	Disminuye la producción de agua de 6471 a 3490 BWPD	Decrece hasta jul-02 y bruscamente cambia de 2624 a 5032 BWPD, luego tendencia cte	Crece entre 6053 a 6962 BWPD
<b>BFPD</b>	Altos cortes de producción de fluido 4512 a 6879 BFPD	Tendencia alta cte entre 5945 a 7269	Decrece en forma de U de 7103 a 6334 BFPD	Comportamiento similar a la curva de BWPD	Comportamiento similar a la curva BWPD
<b>Frec</b>	Cambios bruscos de 55 60 62 y 63.5 Hz	Tendencia en 55 Hz	Mantienen constante en 55 Hz	Varían de 45 a 50 en jul-02, bajan a 48 en dic-02 y suben a 50 en mar-03	Cambian de 52 a 55 en ago-04
<b>WOR</b>	Incremento brusco de la curva	Tendencia cte, promedio 6.14 a 10.11	Se incrementa rápidamente de 8.8 a 21.28	Crece pero con valores muy dispersos.	Crece bruscamente de 22.2 a 54.4
<b>BSW</b>	Crece bruscamente de 11.4 a 87.3	Mantiene tendencia en 90.17	Crece normal de 91.1 a 95.5	Tendencia de alto BSW entre 95.8 a 98 (%)	Pendiente cte, prom 97.11 (%)
<b>Cañoneos</b>	9390 – 9418' MD (28 ft)	9390 – 9418' MD (28 ft)	9390 – 9418' MD (28 ft)	9390 – 9418' MD (28 ft)	9390 – 9418' MD (28 ft)
<b>Bomba</b>	REDA GN-7000	REDA SN-8500	REDA SN-8500	REDA SN-8500	Centrilift GC-6100
<b>BHP</b>	Incremento brusco ~ 1260 a 1781 psi	Decrece normalmente de 1553 a 1370 psi	Tiende a crecer, entre 1383 a 1452	Crece y decrece entre 1453 y 1823 psi	Tiende a decrecer de 1801 a 1503

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

Interpretación Período N° 1: la curva BWPD presenta incremento tipo logarítmico en apenas 10 meses de producción desde 514 a 5057 BWPD, lo que podría ser indicios de canalización y los datos de frecuencia de 55, 60 y 63.5 indican que la bomba estuvo trabajando en el límite pero dentro del rango de trabajo. En este periodo hubiera sido oportuno intervenir el pozo para realizar trabajos que permitan controlar este incremento de agua.

Interpretación Período N°3: la caída de la curva BFPD de 7103 a 3654 puede ser un indicativo de pérdida de eficiencia de la bomba con una frecuencia de 55Hz.

Interpretación Período N° 4: debido a los problemas en el período 1, difícilmente logran reducir el corte de agua que decrece hasta julio 2002 y bruscamente cambia de 2624 a 5032 BWPD, luego la tendencia es constante.

Interpretación Período N°5: la producción de petróleo decrece en un promedio de 161,5 BOPD que está por encima del límite económico puesto por Andes Petroleum (50 BOPD), pero el incremento de agua está entre 6053 a 6962 BWPD.

#### **3.4.1.6 Pozo Dorine 12H**

En la tabla **3.11** presenta una breve descripción de las curvas resultantes en los periodos del pozo Dorine 12H; considerando que el pozo no tuvo una vida productiva continua sino con interrupciones, puede darse el caso que los datos presenten ciertas contradicciones.

El pozo Dorine 12H desde sus inicios de producción presentó altos cortes de agua entre 8554 a 10120BWPD y producción de petróleo entre 1486 a 52BOPD, con el antecedente que el pozo se encuentra ubicado en el bajo estructural hacia el flanco de la estructura demasiado cerca del acuífero.

El pozo no tuvo producción continua, por ello los datos para el análisis son pocos, para referencia ver anexo **3.9.2**.



**Tabla 3.11**

Situación del pozo Dorine 12H

	<b>Período N°1</b> Sept-00 hasta Abril-04	<b>Período N°2</b> Abril-04 hasta actualidad
<b>BOPD</b>	Rápida declinación en la producción; de 1486 a 256 BOPD, los datos no se registran seguidamente.	Poca producción bajo el límite económico de la empresa: 52, 65 BOPD
<b>BWPD</b>	Crece y cae desproporcionadamente con valores entre: 8554 y 7496 BWPD, que puede ser debido a los lapsos de no producción del pozo.	Alta, pero poca cantidad de agua entre 6425 y 6441 BWPD
<b>BFPD</b>	Se tiene alta producción de fluido con caídas bruscas y subidas en el mismo orden con valores entre 10040 y 6134 BFPD	La misma tendencia de la curva BWPD
<b>Frec</b>	Aparentemente los valores registrados están en un rango de 45 – 48 – 45.	El registro está entre 45 y 47 Hz
<b>WOR</b>	La tendencia es de rápido crecimiento en más o menos 3 años de producción discontinuada del pozo. Crece de 5.75 hasta 99	Los pocos valores registrados están entre 90 y 99
<b>BSW</b>	La curva presenta rápido crecimiento en forma logarítmica con valores entre 85.2 y 96.7	Se registran valores de 99 [%]
<b>Zona neta de pago con liner</b>	9284.93' - 9745.49' 9854.49' - 10925.76'	9284.93' - 9745.49' 9854.49' - 10925.76'
<b>Bomba</b>	REDA JN-16000	Centrilift GC-10000
<b>BHP</b>	Presión medianamente constante entre 1789 y 1443 psi	Pocos registros entre 2046 y 1725 psi.

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

### 3.4.2 ANÁLISIS DE LOS DIAGRAMAS DE RECUPERACIÓN

Pozo Dorine 02: la gráfica muestra que este pozo se encuentra ya en el límite económico propuesto por Andes Petroleum Company Ltd (WOR = 45) siendo una producción acumulada total de 1870 Mbbl (anexo 3.4.3); es decir refiriéndose a la teoría del Diagrama de Recuperación, una acción inmediata se debió tomar antes de llegar a este valor.

Por esta razón difícilmente se logrará obtener más reservas que originalmente se estimaron en 1940Mbbl (datos de EUR auditados por GLJ).<sup>14</sup>

$$\text{Remaining Reserves} = EUR - N_p \quad (3.1)$$

Donde: **Remaining Reserves** = Reservas remanentes [bbls]

**EUR** = Estimate Ultimate Recovery ( $N_i$ ) [bbls]

**N<sub>p</sub>** = Reservas acumuladas a la fecha [bbls]

<sup>14</sup> Datos de reservas auditados por Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd

$$\text{Reservas remanentes} = 1940 - 1870 = 70 \text{ [Mbb]}]$$

Lo que resta producir del pozo son 70 Mbbbls de petróleo que aparentemente no son suficientes reservas en la zona de pago. Realizando un Forecast (pronóstico) con el programa OFM resultan reservas de 112,54Mbbbls (anexo **3.4.6**). La diferencia entre las reservas calculadas al inicio y las calculadas actualmente es:

$$\text{Diferencia} = 112,54 - 70 = 42,54 \text{ Mbbbls}$$

Pozo Dorine 05: la curva WOR respecto al petróleo acumulado presenta una curvatura exponencial que sobrepasa el límite económico, es decir de acuerdo a esta curva las reservas que podrán obtenerse del pozo serán 3681,62Mbbbls (anexo **3.5.3**) con WOR = 45. El valor de las reservas auditadas originalmente estimadas EUR es de 3775 Mbbbls.

Tomando en consideración la producción de petróleo 86BOPD y producción de agua 4990 BWPD a julio del 2006, las reservas que restan por producir son las siguientes:

$$\text{Reservas remanentes} = 3775 - 3681,62 = 93,38 \text{ [Mbbbls]}$$

Realizando un Forecast con el programa OFM resultan reservas de 104,86Mbbbls (anexo **3.5.6**).

$$\text{Diferencia} = 104,86 - 93,38 = 11,48 \text{ Mbbbls}$$

Pozo Dorine 07: la curva resultante es también tipo exponencial que indica reservas máximas producidas de 2690,93Mbbbls (anexo **3.6.3**). El valor de las reservas auditadas originalmente estimadas EUR es de 2760 Mbbbls.

$$\text{Reservas remanentes} = 2760 - 2690,93 = 69,07 \text{ [Mbbbl]}$$

La diferencia de las reservas auditadas con lo que se ha producido son 69,07 Mbbbls, este pozo continúa produciendo porque produce 125 BOPD con 5545 BWPD que es actualmente rentable.

Realizando un Forecast con el programa OFM resultan reservas de 98,72Mbbls (ver anexo **3.6.6**).

$$\text{Diferencia} = 98,72 - 69,07 = 29,65 \text{ Mbbls}$$

Pozo Dorine 08: la tendencia lineal de la curva cambia bruscamente al final de la misma (ver anexo **3.7.2**). Aplicando la teoría de extrapolación del Diagrama de Recuperación, se tendrían más reservas por recuperar que las esperadas:

$$\text{Reservas remanentes} = 3870 - 3774,8 = 95,2 \text{ [Mbbl]}$$

Realizando un Forecast con el programa OFM resultan reservas de 94,02Mbbls (ver anexo **3.7.5**).

$$\text{Diferencia} = 94,02 - 95,2 = -1,18 \text{ Mbbls}$$

La diferencia negativa indica que a las condiciones actuales de producción no es posible extraer más reservas del pozo y en el mejor de los casos serían 100 Mbbls.

Pozo Dorine 10: la curva presenta un comportamiento normal de incremento en sus inicios de producción, pero luego sobrepasa el valor de Log WOR (45)= 1,65 como límite propuesto y sus puntos son muy dispersos (anexo **3.8.3**). Así que con los valores auditados a esas condiciones y a esa fecha (10 – Diciembre – 2005), se tiene lo siguiente:

$$\text{Reservas remanentes} = 870 - 875,29 = -5,29 \text{ [Mbbl]}$$

Lo que quiere decir que los valores auditados por Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd son susceptibles de cambio.

Realizando un Forecast con el programa OFM resultan reservas de 98,34Mbbls (ver anexo **3.8.6**).

$Diferencia = 98,34 - (-5,29) = 98,34$  Mbbls [no es posible aplicar ley de signos]

Pozo Dorine 12H: aparentemente la curva tiene crecimiento normal y se encuentra en el límite económico con las siguientes reservas (anexo **3.9.3**):

$Reservas\ remanentes = 208,6 - 208,6 = 0$  [Mbb]

Es decir de las reservas iniciales por recuperar están totalmente agotadas, pero realizando un Forecast con el programa OFM resultan reservas de 34,11Mbbls (ver anexo **3.9.6**).

$Diferencia = 34,11 - 0 = 34,11$  Mbbls

### **3.4.3 CURVAS PETRÓLEO, AGUA VS PETRÓLEO ACUMULADO**

Pozo Dorine 02: la curva (anexo **3.4.4**) muestra temprana producción de agua, distinguiendo tres pendientes: (1) depleción normal del yacimiento (2) continúa depleción con pendiente más pronunciada, cambiaron equipo REDA GN-7000 por un Centrilift GC-8200 (3) continúa la depleción después de haber hecho la cementación forzada, cayendo hasta 11,7 bbls. El incremento de agua que se observa puede ser debido a posibles causas; el avance Contacto Agua–Petróleo, aunque también existiría la posibilidad que sea agua proveniente de los pozos inyectoros del campo Anne.

Pozo Dorine 05: analizando la curva de petróleo se distinguen 4 secciones con distintas pendientes: (1) depleción normal del yacimiento (2) comportamiento de incremento después del Workover N°5 (cambio de RED A GN-7000 a REDA SN-8500) y continúa decreciendo la producción de petróleo así como la del agua (3) se aprecia un cambio en las curvas de producción de petróleo y agua (subida repentina en la declinación normal, julio 2002) que pudo haber sido por la ineficiencia de la bomba y quizá los datos de frecuencia no corresponden a tal comportamiento (4) comportamiento normal de depleción y pérdida de reservas (ver el anexo **3.5.4**).

Pozo Dorine 07: analizando el comportamiento (1) depleción normal del reservorio (2) se aprecia que un exceso de la producción de agua y además indica una depleción brusca del reservorio, aparentemente con reservas agotadas (para referencia ver anexo **3.6.4**).

Pozo Dorine 08: las curvas muestran una depleción normal del reservorio, incluso puede decirse que el incremento brusco de la curva WOR puede ser causado por el rompimiento del agua de inyección proveniente de los inyectores de Anne. Aparentemente las reservas están casi agotadas (**anexo 3.7.3**).

Pozo Dorine 10: en (1) se aprecia un cambio brusco de 1525 a 900BOPD que no continúa con el comportamiento normal de depleción y puede ser por exceso de producción de agua (2) cambios bruscos descontinuados de las curvas WOR y BOPD, por ello se supondría que la causa sería inundación de agua al pozo causado por la canalización detrás del casing (**anexo 3.8.4**).

Pozo Dorine 12H: la tendencia de declinación normal se ve afectada en (1) que podría ser debido a problemas de operación o inundación de agua (observando un cambio brusco de WOR en el historial de producción al final del período. En (2) se aprecia una declinación normal con aparente agotamiento de reservas por el cambio brusco de la curva al final de la misma (**anexo 3.9.4**).

#### **3.4.4 CURVAS WOR, WOR' VS TIEMPO ACUMULADO**

Estas curvas son gráficas tipo (anexos **3.3.1, 3.3.2, 3.3.3**), que en estudios realizados por Chan K.S. permitieron entre otros problemas determinar las causas más comunes por los cuales se tiene incremento de agua; que es el objetivo principal de este estudio.

Pozo Dorine 02: las curvas obtenidas (ver anexo **3.4.5**) representan el comportamiento típico de canalización multicapas (yacimiento heterogéneo); además puede presumirse inundación por rompimiento de agua de inyección, figuras 1, 3 y 9.

Pozo Dorine 05: la gráfica muestra canalización multicapas (con efecto retardado, ver anexo **3.5.5**), de acuerdo a las figuras 2, 4, 9 (curvas tipo de Chan).

Pozo Dorine 07: el comportamiento que tienen las curvas “anexo **3.6.5**” son de canalización multicapas, y canalización retardada multicapas (yacimientos heterogéneos); además puede presumirse inundación por rompimiento de agua de inyección figuras 2, 4, 7 y 9.

Pozo Dorine 08: en la gráfica resultante “anexo **3.7.4**” puede interpretarse una canalización multicapas, podría considerarse rompimiento del agua de inyección, como el caso de las figuras 1, 2, 9 y 10 de las curvas tipo de Chan.

Pozo Dorine 10: esta gráfica muestra el comportamiento de un pozo cuando está inundado con agua, de acuerdo a la figura tipo 3, 7 y 13 (ver anexo **3.8.5**).

Pozo Dorine 12H: se tienen escasos datos para deducir algún comportamiento típico causado por la invasión de agua en este pozo (ver anexo **3.9.5**), ya que no se ha tenido producción continua. Pero comparando la curva WOR con la figura 1, se tiene que el comportamiento típico podría ser parecido al obtenido por encrestamiento, aunque debemos tener en cuenta que el pozo se encuentra ubicado en un bajo estructural.

Todas las gráficas por sí solas muestran un problema específico, pero se debe analizar toda la información disponible para hallar la causa principal del problema.

### **3.4.5 GRÁFICOS DE DISPERSIÓN (Scattered Plot)**

La interpretación de las gráficas (ver anexos **2.4, 2.5**) indica lo siguiente:

Pozo Dorine 02: se aprecia un cambio repentino de la curva a la fecha 30 de julio del 2002 (dos meses después del inicio de la inyección de agua para mantenimiento de la presión), lo que puede indicar que se tuvo un ingreso de agua repentino ya que el pozo estaba inundado en sus alrededores.

Pozo Dorine 05: en la gráfica puede distinguirse un cambio pequeño en la pendiente normal de la curva a la fecha 09 de noviembre del 2004 que puede ser proveniente del avance contacto agua – petróleo y/o temprano rompimiento del agua de inyección proveniente del campo Anne y/o Isabel.

Pozo Dorine 07: se tiene un cambio de la curva a la fecha 21 de julio del 2004 con cambio de 12760 a 11880ppm; que puede suponerse un temprano rompimiento de la inyección de agua, por la heterogeneidad del reservorio.

Pozo Dorine 08: comparando con lo que sucede en el pozo Dor 02 (pozos cercanos a la Falla Fanny-Dorine) se nota un cambio de la curva a la fecha 29 de Septiembre del 2002 y puede inferirse una posible inundación de agua en los alrededores del pozo.

Pozo Dorine 10: la curva presenta cambio de la pendiente en la fecha 05 de marzo del 2002 que es anterior a la fecha del proyecto de inyección de agua, lo cual indica que el pozo pudo haber estado inundado al inicio de la producción, posiblemente por canalización detrás del casing

Pozo Dorine 12H: considerando la discontinuada producción, se aprecia un comportamiento normal de la curva, aunque se tiene presente que el pozo se encuentra en la zona baja de la estructura cerca del acuífero (inundado de agua).

### **3.5 REGISTROS ELÉCTRICOS**

#### Pozo Dorine 02

El registro de cementación de enero del 2005 (anexo **3.4.7**) indica que se tiene buena cementación alrededor del pozo, pudiendo descartar canalización detrás del casing, pero confirma cuerpos arcillosos al final de cada secuencia de la arenisca M – 1 que pueden haber sido destruidas por el agua provocando canalización por entrada de agua de la capa sin flujo cruzado.

El registro inicial del pozo muestra un espesor de arena productora de 10 ft y otra de 52 ft las dos separadas por una arcilla intercalada de 3 ft con permeabilidad estimada de 4630 mD.

La saturación inicial de agua es de  $S_w = 0,126$  con LIP (Límite Inferior Probado) a 8462 ft es decir toda la arena está saturada de petróleo, por lo que el empuje es lateral.

#### Pozo Dorine 05

El registro de cementación (anexo **3.5.7**) muestra una relativa buena adherencia del cemento a la formación y a las paredes del casing; aunque el registro no está bien tomado, por lo que podría debajo de 8672 ft empezar a tener problemas de canalización.

El registro inicial del pozo presenta un espesor productor de arena 35ft y 53 ft separados por una caliza de 4 ft, con un contacto agua – petróleo a 8732 ft con un empuje hidráulico de fondo.

La  $S_w = 0,145$  y una permeabilidad estimada de 2300 mD. Pudo haberse disparado el intervalo de 8674ft a 8682 ft y eso podría tal vez haber retrasado la entrada de agua (ver anexo **3.5.8**).

#### Pozo Dorine 07

El registro de cementación (anexo **3.6.7**) indica una buena adherencia tanto al casing como a la formación, es decir es poco probable que se tenga flujo de agua detrás del casing.

El registro inicial tomado de este pozo muestra una arena saturada de petróleo de 66 ft con LIP (Límite Inferior Probado) a 9382 ft de profundidad, teniendo un empuje lateral. La  $S_w = 0,16$  con una permeabilidad estimada de 3700mD (anexo **3.6.8**).



### Pozo Dorine 08

El registro muestra buen cemento del pozo (anexo **3.7.6**), tanto en adherencia al casing como a la formación y puede descartarse canalización detrás del revestidor del pozo.

El registro de resistividad, muestra una arena de 42 ft y 60 ft separadas por una caliza de 2 ft de espesor con un contacto agua – petróleo a 7935 ft y otro a 7980 ft de profundidad, el pozo tiene empuje hidráulico de fondo. La saturación de agua es igual a 0,11 y una permeabilidad estimada de 2850 mD. Revisando el registro eléctrico se tiene que pudo haberse disparado de 7914 a 7930 ft para quizás retrasar el alto corte de agua, además puede analizarse la posibilidad de disparar de 7960 ft a 7966 ft, con el fin de incrementar producción (anexo **3.7.7**).

### Pozo Dorine 10

El registro de cementación de Dorine 10 (anexo **3.8.7**) muestra una cementación medianamente buena tendiendo a mala del pozo y lo más probable es tener canalización de agua detrás del casing.

El registro tomado inicialmente indica una arena de 70 ft con un contacto agua – petróleo a 9447 ft de profundidad, también se tiene acuífero de fondo como mecanismo de empuje. La  $S_w = 0,11$  y una permeabilidad estimada de 1850mD. Referente al registro de resistividad (ver anexo registro eléctrico) se aprecia Arena de 16 ft, arena no consolidada de 24 ft de espesor con intercalaciones de 4 sedimentos de caliza para luego tener otra arena de 28 ft. Los disparos sugeridos son de 9392 a 9400 ft y de 9434 a 9442 ft (ver anexo **3.8.8**).

### Pozo Dorine 12H

En el registro del pozo Dorine 12H se aprecia un área expuesta a la arena de 1100 ft, tomando en cuenta que es un pozo horizontal, no cementado. En el registro puede estimarse una  $S_w = 0,2$  y una permeabilidad de 3800mD.

## **3.6 PROBLEMAS DE INCREMENTO DE AGUA EN LOS POZOS**

### **3.6.1 POZO DORINE 02**

Al inicio de la producción el pozo presentó alto corte de agua (6 meses) y luego en la pendiente de la curva BSW se observan 3 períodos (ver anexo **3.4.2**) antes de realizar el Workover N° 2. Por motivos de operación subieron la frecuencia a la bomba REDA SN-8500 / 48 STGS que podría ser la causa del incremento del corte de agua (producción de petróleo con declinación normal). En octubre del 2003 debido a la inundación del pozo en sus alrededores, se realiza un pequeño ajuste de frecuencia (55 a 56Hz) a la bomba Centrilift GC-8200 y no se logra mantener la producción de petróleo por lo que cae bajo el nivel económico rentable de la empresa (100 bbls). Se realizó una cementación forzada en enero 2005, se logra disminuir el corte de agua pero continúa declinando la producción de petróleo.

Utilizando toda la información anterior se identifica posible inundación al inicio de la producción, luego canalización por entrada de agua proveniente de otras capas (diferencia de permeabilidades, cambio repentino del WOR de 26,72 a 40,7 en junio 2005) y actualmente conificación de agua alrededor del pozo, considerando también elevación del contacto agua petróleo. Además existe la probabilidad de rompimiento del agua (provocado posiblemente por el empuje de la inyección de agua para mantenimiento de presión) precisamente porque está cerca de la Falla Fanny – Dorine observado en las curvas Scattered Plot julio del 2002.

### **3.6.2 POZO DORINE 05**

La curva del BSW con pendiente pronunciada (anexo **3.5.2**), es uno de los indicativos que muestra inundación en 16 meses de iniciada la producción. Existe pequeña contradicción en los datos (enero 2002 a julio 2002) porque cae producción de fluido y luego sube nuevamente (frecuencia se mantiene en 50), pudiendo ser un indicativo de baja eficiencia de la bomba Reda SN-8500. Los problemas que prevalecen en el pozo en actuales circunstancias, canalización

retardada que puede ser a través de la formación y/o tras las paredes del casing por la relativa buena cementación. Además presenta posible elevación del contacto agua petróleo por producción y empuje del acuífero de fondo. Puede considerarse hacerse trabajos en el pozo por las reservas de 104,86Mbbls y nuevos disparos de 8674 a 8682 ft (8 ft). Como se observa en el Scattered Plot en el mes de noviembre del 2004 hay un temprano rompimiento de agua en el pozo que podría ser proveniente de la inyección de agua y/o del avance contacto agua petróleo (igual comportamiento tiene Dorine 42 en Diciembre del 2004).

### **3.6.3 POZO DORINE 07**

De acuerdo a la pendiente del BSW y alto corte de agua, Dorine 07 también presenta inundación (en 18 meses de producción, después del primer workover). En Septiembre 2002, existe un pequeño ajuste de frecuencia de 53 a 55Hz que podría reflejarse en incremento del corte de agua (anexo **3.6.2**).

Con los resultados de las gráficas y basados en la teoría de control de agua a la fecha los problemas que prevalecen son casos no confirmados de conificación, comportamiento de canalización multicapas retardada. Las reservas de 98,72Mbbls obtenidas con el forecast; y, una producción de 120BOPD y 5582BWPD [explicándose esa cantidad por el gran intervalo disparado 9315 – 9355 ft (40ft)] es relativamente probable realizar un trabajo que permita aumentar la productividad del pozo.

Por encontrarse el pozo al borde de la falla Fanny – Dorine y comparando con el comportamiento que también presenta Dorine 08; se presume que ya se produjo un pequeño rompimiento de agua de inyección, analizando la curva Scattered Plot a la fecha 21 de julio del 2004.

### **3.6.4 POZO DORINE 08**

Inicialmente se tiene baja producción de agua y alta producción de petróleo, pero de mayo 2000 a Diciembre 2000 se tiene posible inundación del pozo (aumento

en la pendiente de la curva BSW). Los problemas causados para incremento del corte de agua del pozo son ajenos a las malas operaciones en el equipo; es decir incremento normal y en junio 2003 se aprecia falla en la eficiencia de la bomba por caída de la producción de fluido funcionando la bomba a la misma frecuencia de 57,6 Hz (anexo **3.7.1**)

Con los antecedentes que presenta Dorine 08, a la fecha se tiene: posible inicio de conificación y entrada de agua proveniente de otras capas. Como es de esperarse el contacto agua petróleo ha subido debido a la producción y al empuje del acuífero de fondo. Analizando las reservas por recuperar (94,02 Mbbls), podría considerarse trabajos de squeeze y re-cañonear de 7916 – 7922 (6ft) ya que revisando los registros podría suponerse que el agua entraba por la parte superior de los disparos (7910 – 7916), también disparar de 7960 – 7966 ft MD (6 ft) y bajar una bomba pequeña (ver capítulo 5).

Comparando con lo que sucede en el pozo Dor 02 y Dor 07 (pozos cercanos a la Falla Fanny-Dorine, comprobada que no es sellante) en el análisis del diagrama de dispersión en Septiembre del 2002, puede inferirse la inundación de agua en los alrededores del pozo, es decir un probable rompimiento del agua inyectada.

### **3.6.5 POZO DORINE 10**

De los pozos seleccionados Dorine 10 es el que más rápido se inundó de agua al inicio de la producción (10 meses de producción), se produjo un promedio de agua de 5500BWPD. Como puede verse en el registro (anexo **3.8.7**) debido a una mala cementación del pozo ocasionó canalización detrás del casing<sup>15</sup>. El contacto agua petróleo en los aproximadamente 7 años de producción ha tenido un avance considerable. A la fecha el problema que prevalece es inundación que podría suponerse por la canalización y en parte por el ajuste de frecuencia de 45 a 50 y se tuvo altos cortes de agua (en mayo 2002 subió de 2624 a 5032 BWPD para luego producir un promedio de 6500 BWPD y 230 BOPD), anexo **3.8.2**.

---

<sup>15</sup> Para 18 - septiembre – 2006 se ejecutaron los trabajos de squeeze

El pozo aparentemente tiene agotadas las reservas, pero realizando un forecast en OFM resultan 98,34 Mbbls de petróleo por recuperar. Como puede verse Dorine 10 tiene inundación avanzada y canalización tras el casing. Revisando los registros eléctricos podría haber sido conveniente perforar de 9392 a 9400 ft y también de 9434 a 9442 ft.

### **3.6.6 POZO DORINE 12H**

Como se aprecia en el historial de producción el pozo presentó desde sus inicios altos cortes de agua (anexo **3.9.2**) y producción de petróleo de mediana a baja, puede ser porque el pozo se encuentra en la parte baja de la estructura (mapas estructurales), por ello se inunda más rápido de agua. La falta de datos es por la sencilla razón que el pozo tuvo una vida productiva interrumpida. Los resultados muestran unas reservas remanentes casi agotadas, que en el mayor de los casos se espera recuperar 34.11 Mbbls, que no justificaría realizar algún trabajo en las condiciones actuales.

De todos modos el pozo presenta posible encrestamiento y si las condiciones económicas son favorables se podría hacer algún trabajo, sellando la sección que mayormente se halle expuesta al agua y dejar con liner abierto la zona que se confirme estar en zona de petróleo. Para ver este comportamiento se recomienda realizar simulación y un análisis de zona barrida, además es siempre buena práctica correr registros de producción.

Una vez analizadas las causas del alto corte de agua; en los siguientes capítulos se planteará las posibles soluciones y tratamientos a dichos Pozos, así como también se dará recomendaciones que justifiquen una inversión a largo plazo, sirviendo esto como referencia para el tratamiento de otros pozos con problemas similares.

## **CAPÍTULO 4**

### **PROPUESTAS PARA TRATAMIENTOS EN LOS POZOS CON PROBLEMAS DE AGUA**

#### **4.1 BREVE HISTORIA DEL SISTEMA QUÍMICO DE LOS GELES**

El pionero del primer gel hecho con polímeros fue Phillips con el objetivo de obtener un control adecuado en 1970. Desde entonces se ha buscado y desarrollado los geles para hacerlos mucho más efectivos. Los sistemas de geles empezaron como una mezcla de dos componentes: polímeros de alto peso molecular y otro químico llamado un enlazador cruzado (cross-linker: aditivo para proteger el reservorio).

#### **4.2 ANTECEDENTES DE LA INFORMACIÓN REQUERIDA PARA TRATAMIENTOS DE CONTROL DE AGUA**

La fuente de agua puede provenir desde el agua del reservorio o del agua inyectada utilizada para el mantenimiento de presión en los campos Fanny y Dorine. La heterogeneidad que tenga un reservorio puede ser el causante de canalización a través de las capas de alta permeabilidad, tal es el caso de minifracturas cerca del pozo que provoquen conificación en tiempos muy tempranos. En cualquier caso que se presente alto corte de agua; es debido a que la movilidad del agua es más rápida a la del petróleo, pero no es el único factor porque hay otros tales como la viscosidad del petróleo que de una u otra manera está relacionado con el grado API, temperatura, presión, humectabilidad entre otros. A más de herramientas mecánicas y los métodos tradicionales de cementación y squeezes con geles inorgánicos que se usan a menudo para aislar la zona inundada de agua, varios tipos de sistemas de geles han sido estudiados y usados con cierto grado de éxito para controlar la producción de agua.

En general, se tienen tres tipos principales de tratamientos químicos con geles:

1. Bloqueadores de permeabilidad (reductores).
2. Bloqueadores de permeabilidad selectiva (SPB).
3. Modificadores de permeabilidad relativa (RPM).

La aplicación de cada uno de ellos depende de las características del reservorio, diseño y la optimización de la aplicación.

El mecanismo que gobierna la aplicación de los modificadores de permeabilidad relativa es el flujo segregado. Adicionalmente se sugiere que la resistencia al flujo de agua por sí sólo no puede definir el mejor tratamiento para control de agua de las pruebas de flujo de los cores. En lugar de ello, los factores de resistencia deberían normalizarse; es decir, el criterio tradicional para evaluar un tratamiento de control de agua incluye relacionar: resistencia al flujo de petróleo ( $R_{fo}$ ) y resistencia al flujo de agua ( $R_{fw}$ ) en las mismas condiciones y medio poroso<sup>16</sup>.

$$NFRR = \frac{R_{fw}}{R_{fo}} \quad (4.1)$$

$$R_{fw} = \frac{k_w \text{ antes del tratamiento}}{k_w \text{ después del tratamiento}} \quad (4.2)$$

$$R_{fo} = \frac{k_o \text{ antes del tratamiento}}{k_o \text{ después del tratamiento}} \quad (4.3)$$

donde: NFRR = relación normalizada de resistencia del fluido

$k_w$  = permeabilidad efectiva al agua [mD]

$k_o$  = permeabilidad efectiva al petróleo [mD]

En la siguiente tabla se muestra un ejemplo comparativo de los datos NFRR obtenidos de los tipos de material RPM, en muestras de arena Berea.

---

<sup>16</sup> Gino Di Lullo, SPE and Phil Rae, SPE 77963, BJ Services

**Tabla 4.1**

Comparación de relaciones de resistencia de fluido normalizados, en escenarios de petróleo pesado, donde RPM deben producir un NFRR > 4

Presión [psi]	Polyacrylamide DMDAAC NFRR	Co – Polymer NFRR	Amphoteric Vinyl – Amide NFRR
1.0	4.5	4.9	270
2.0	4.0	3.5	60
3.0	3.3	3.2	29
4.0	2.6	2.0	13

Fuente: New Insights into Water Control, SPE 77963

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

El objetivo primordial es producir igual o más petróleo a condiciones óptimas, esto incluye menor producción de agua. El incremento en la producción de petróleo obtenido de los trabajos para cambios en la humectabilidad, disminución de los efectos de flujo multifásico y/o reducción de la columna hidrostática entre otros; es un beneficio adicional que permite incluir o marginar los pozos con problemas de alto corte de agua en la producción normal del campo.

Para incrementar la producción de petróleo, un tratamiento selectivo de estimulación debe realizarse en la zona de petróleo; a diferencia que para el control y reducción del corte de agua el tratamiento se realiza en la zona invadida por la misma.

Las claves para tener éxito en el control del exceso de agua producida son el conocimiento del reservorio y sus heterogeneidades, conocimiento de las opciones del servicio – sus beneficios – sus limitaciones, desarrollo de una estrategia para manejo de agua, planificación temprana, acción inmediata.

Es más fácil retrazar el flujo de agua que reversarlo.<sup>17</sup>

#### **4.2.1 ELEMENTOS CONSIDERADOS PARA UN TRATAMIENTO EXITOSO**

Conocimiento del reservorio: el primer paso en cualquier tratamiento de control de agua es tratar de comprender el reservorio tanto como los datos disponibles así lo permitan. La mejor fuente para este análisis son los núcleos, con la información

<sup>17</sup> Ali Daneshy, Daneshy Consultants Int'l, Produced Water Management



de los registros a menudo no se ve la resolución necesaria para identificar algunas características críticas del reservorio para el control de agua. Los análisis de presión que son muy variables también proveen valores promedio para el intervalo registrado.

Las características de la formación de interés incluyen:

- Distribución de la permeabilidad dentro del reservorio.
- Continuidad de presión.

Relación de movilidad: el desplazamiento de petróleo con agua está fuertemente influenciado por la razón de movilidad. Una relación de movilidad alta estimula la penetración de agua a través de la zona de petróleo. Esto es probable que ocurra en altas permeabilidades provocadas por mini canales.

El desplazamiento de petróleo y agua con el tratamiento de un fluido inyectado también depende de la magnitud relativa de sus relaciones de movilidad.

Fracturas naturales: estos sirven como alta permeabilidad por los minicanales dentro del reservorio. Las fracturas naturales verticales proveen un canal fácil para el movimiento vertical del agua. Las fracturas naturales horizontales hacen lo mismo para movimiento horizontal del fluido.

Zonas de alta permeabilidad: si en un reservorio heterogéneo la parte más permeable está ocupada por agua; entonces puede ser el camino más corto para alcanzar los perforados e inundar el pozo, afectando la producción de petróleo.

#### **4.2.2 PLAN DE ACCIÓN PARA CONTROL DE AGUA**

El criterio para la ejecución de un Plan de acción debe hacerse con un conocimiento de fondo de los mecanismos de flujo de petróleo y agua en el yacimiento, tipos de flujo de agua dentro del yacimiento (agua original o agua inyectada), heterogeneidad del yacimiento y su efecto en el flujo de fluidos, historial de producción de petróleo y agua, estado actual de los pozos y

completaciones, servicios disponibles en el mercado y regulaciones del gobierno donde se van a realizar los trabajos. Considerando todos los parámetros anteriores, cada compañía puede planificar un trabajo exitoso.

Por ejemplo, los factores que se toman en cuenta durante los cálculos del volumen de tratamiento son: radio de penetración (se estima un promedio de 12,6 ft de longitud perforada<sup>18</sup>) y porosidad del reservorio de acuerdo a estudios realizados en marzo del 2005 en un programa preliminar para control de agua para el campo Dorine formación Napo yacimiento M – 1 por la compañía BJ Services por medio de la siguiente relación:

$$\text{Volumen de tratamiento} = 7.4805 * \pi * \phi * (R_2^2 - R_1^2) * H \quad [\text{gal}] \quad (4.4)$$

donde:  $\phi$  = porosidad (%)

$R_2$  = radio de penetración (ft)

$R_1$  = radio del pozo (ft)

$H$  = longitud perforada (ft)

Los cambios ambientales tales como pH, salinidad o caída de presión afectan la efectividad y durabilidad del tratamiento, es decir que cualquier trabajo posterior al tratamiento podrá destruir parcial o completamente las propiedades que controlan la retención de agua al pozo.

#### **4.2.3 PARÁMETROS CONSIDERADOS EN LOS TRATAMIENTOS DE CONTROL DE AGUA**

Los tratamientos comunes de control de agua están en función de los siguientes parámetros:

Selección del pozo: como se ha visto anteriormente de manera general entre las opciones para seleccionar un pozo con problemas de agua, se encuentran los siguientes:

---

<sup>18</sup> Preliminary water control proposal, BJ Services.Company

- Uno que se halle junto a un pozo inyector
- Uno cercano a una falla
- Pozo con problemas de agua junto a otro productor
- Uno con altos cortes de agua
- Pozo con temprana producción de agua
- Pozo con cambio brusco y paulatino de WOR

Con el propósito obviamente de reducir o controlar el flujo de agua.

Objetivos del tratamiento: el tratamiento de agua se divide en dos categorías: (1) cortar el flujo, todos los fluidos se paran en una parte del pozo y puede hacerse mecánicamente y químicamente (2) modificar el flujo; se intenta cambiar la mezcla del flujo de fluidos en el reservorio esperando incrementar petróleo y disminuir agua, también puede hacerse mecánica y químicamente.

Sistemas mecánicos para control de agua: usualmente bloquean o restringen el flujo de los fluidos dentro del pozo. Sus ventajas son fáciles de instalar, removibles y el riesgo de dañar la formación disminuye. Se pueden incluir los tapones mecánicos, parches para casing, tapones de cemento, sliding sleeves (camisas deslizables) y últimamente reguladores de flujo al fondo del pozo.

Sistemas químicos para control de agua: el objetivo principal de todos estos métodos es cortar o reducir el flujo de agua dentro del reservorio. Existen dos clases de materiales para cerrar el flujo de agua, cementos en varias formas o píldoras que se solidifiquen dentro del yacimiento. La diferencia entre uno y otro es la profundidad de penetración dentro del reservorio. Los cementos usualmente permanecen cercanos al pozo y alteran el flujo que está a su alrededor, en cambio los fluidos tienen la habilidad de penetrar con mayor profundidad en la formación y alterar el flujo de fluido dentro del reservorio. Debería notarse que los tratamientos químicos tienen muy baja profundidad de penetración que en el mejor de los casos está en decenas de pies [Ejemplo: para llenar 50 ft de espesor a una zona 20% de porosidad en un radio de 100 ft, se requiere una inyección de 314,000 ft<sup>3</sup> (2,348,720 gal) de fluido].

La reducción de flujo de agua por lo general se prueba aplicando modificadores de permeabilidad, que son químicos para reducir la permeabilidad al agua y han tenido un uso relativamente pequeño.

### **4.3 MÉTODOS PARA EL CONTROL DE AGUA PRODUCIDA**

Para la elección del método se deben considerar a más de las características anteriormente vistas, la(s) causa(s) por la cual el corte de agua se incrementó, porque no se puede ni debe aplicar una alternativa sin conocer primero los antecedentes que presenta un pozo con problemas de agua.

Es así como varias compañías de servicios a nivel mundial ofrecen sus productos que en la mayoría de casos el éxito logrado está en el orden del 50%.

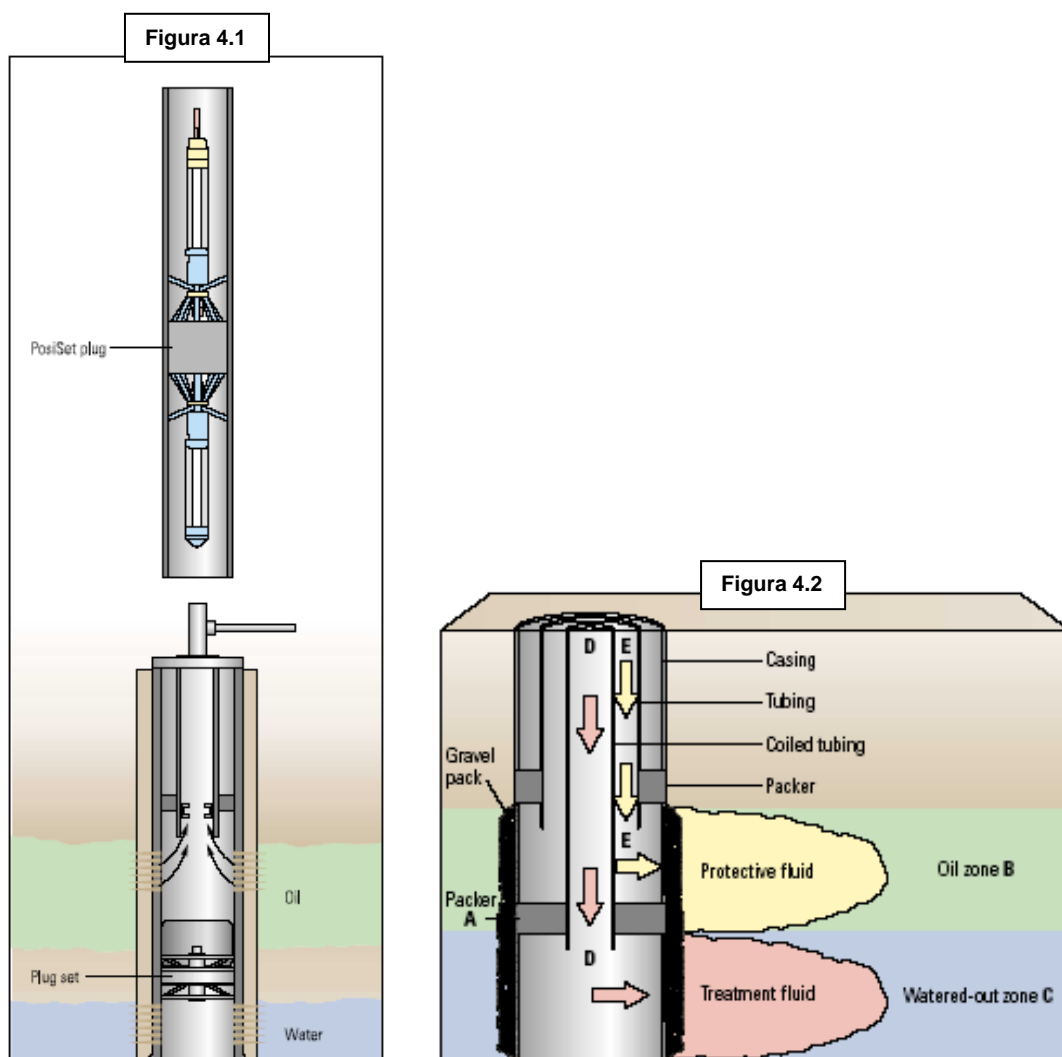
#### **4.3.1 SOLUCIONES MECÁNICAS**

En muchos problemas cercanos al pozo, tales como filtración de agua a través del casing, flujo de agua detrás del casing, elevación del agua de fondo y entrada de agua desde las capas sin atravesar el flujo normal; pueden aplicarse tapones mecánicos o inflables. En la figura 4.1 se muestra un ejemplo esquemático de la aplicación de una herramienta que bloquea el flujo de agua en una zona que se ha elevado el contacto agua – petróleo.

#### **4.3.2 TRATAMIENTOS QUÍMICOS**

Los métodos químicos que se disponen hoy en día para controlar el flujo de agua varían desde sistemas de polímeros base agua, sistemas de polímeros base petróleo, mezclas de cementos tipo Pórtland ultra finos. El éxito de un tratamiento en pozos productores generalmente se mide por los cambios en la producción de agua del pozo sin que la producción de petróleo se vea afectada mayormente. En la figura 4.2 se tiene un ejemplo de los tratamientos químicos aplicados a un pozo con alto corte de agua, donde se aprecian los siguientes literales: (A) puede usarse un packer para aislar el pozo de la zona con agua (B) entrada de agua

60% (C) zona de 100% agua (D) se bombea el primer fluido sellante (E) se bombea el segundo fluido sellante.



**Figura 4.1** Aplicación de herramienta mecánica, para aislar entrada de agua

**Figura 4.2** Doble inyección de tratamiento para controlar el incremento de agua

Partiendo del punto que algunos tratamientos químicos no son permanentes y algún tratamiento de estimulación desarrollado tardíamente podría destruir lo que relativamente sería un trabajo exitoso, a continuación se presenta los trabajos más indicados que podrían efectuarse en los pozos Dorine 02, 05, 07, 08 , 10 y 12H.

Sistemas de polímeros en base agua: permiten limitar el flujo de agua de formación hacia el pozo. Los problemas que se pueden controlar con estos sistemas son:

- Los trabajos de acidificación que incrementaron el corte de agua
- Conificación en el fondo del pozo
- Fuga de agua a través del casing
- Canalización detrás del casing
- Temprano rompimiento del agua de inyección
- Canalización de agua a través de fisuras pequeñas
- No barrera lutítica
- Taponamiento del pozo

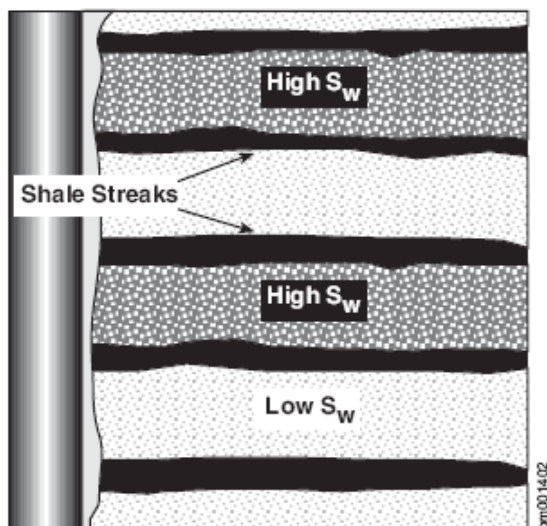
Los tipos de materiales preferidos base agua son los derivados de resinas de madera que forman un precipitado coloidal que se aglutina formando una masa gelatinosa en presencia de agua. Estos materiales no reaccionan en presencia de hidrocarburos, o el precipitado formado es parcialmente disuelto en los poros.

Modificadores de permeabilidad: conocidos en el mercado como RPM (relative permeability modifiers) tienen propiedades que ayudan a reducir el flujo de agua (zona produciendo agua) a través del área tratada en el pozo. Son solubles en agua, sistemas de polímeros hidrofílicos que al hidratarse producen una gran cadena de polímeros que en la roca entra a ocupar el espacio poroso. Siendo fuertemente hidrofílicos; atraen el agua y repelen el petróleo, ya que ejercen una mayor fuerza de fricción sobre el flujo de agua en los poros que sobre el petróleo.

En la zona tratada de una capa productora de petróleo, los RPMs deberían resultar en poquísimo o casi ningún daño al flujo del hidrocarburo, caso contrario no se obtendría el efecto deseado.

La explicación de cómo funcionan estos RPMs influyen en varios factores que además de los componentes químicos influyen las características del reservorio tales como: litología, tipo de problema, tamaño de la garganta poral, permeabilidad, humectabilidad, saturación de los fluidos, presión capilar, efectos gravitatorios, entre otros.

Los modificadores de permeabilidad son muy útiles en reservorios heterogéneos; como el caso de la arenisca M – 1 del Campo Dorine, con varias barreras entre altas permeabilidades de zonas productoras de hidrocarburo, como se puede apreciar en la figura 4.3.



**Figura 4.3** Resultados del aislamiento de la permeabilidad vertical en zonas no barridas con baja saturación de agua

Fuente: Halliburton

Si los RPMs se colocan en zonas homogéneas que producen agua y petróleo, los RPMs pueden tender a disminuir substancialmente la permeabilidad al agua y al petróleo<sup>19</sup>. Los modificadores de permeabilidad relativa producen una resistencia (fricción) a los flujos de agua en el orden de 2 a 100 veces y perjudica al flujo de petróleo en menos de 1.

Estadísticamente de los tratamientos que se han hecho a nivel mundial; estos son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de petróleo y además son los que mayor éxito han tenido en el control de agua, cuando han sido colocados correctamente y para relaciones de movilidad agua – petróleo menores que 10.

$$M = \frac{\mu_o(k_{rw})}{\mu_w(k_{ro})} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (4.5)$$

donde:  $\lambda_w$  = movilidad de agua [mD / cp]

$\lambda_o$  = movilidad de petróleo [mD / cp]

<sup>19</sup> Water Management Manual, HALLIBURTON

$\mu$  = viscosidad [cp]

$k$  = permeabilidad [mD]

Si  $M \gg 1$ , entonces el agua se mueve más rápido que el petróleo y si  $M = 1$  los dos fluidos se mueven a la misma velocidad en el yacimiento. Los factores tales como el pH, salinidad del reservorio, caída de presión afectan la efectividad y duración del tratamiento, es decir que un trabajo posterior al tratamiento probablemente destruirá parcial o completamente las propiedades del control para el agua.

Bloqueadores de permeabilidad: son materiales que tapan los espacios porosos previniendo el movimiento de fluido, se logra profundidad de inyección en el reservorio antes que reaccione en todas las direcciones formando un gel.

Entre los mejores bloqueadores que se tienen son aquellos que están formados por soluciones de silicato de sodio; que interna o externamente se activan con ésteres de la urea o resinas de aminoplastos<sup>20</sup>, es así como se activan estas moléculas formando un sello. Además de estas soluciones existen otro tipo de resinas, latex o soluciones de polímeros que cuajan respondiendo a la temperatura para la que han sido diseñados.

La salinidad o el pH ayuda a formar precipitados coagulados que son los conocidos geles en tres dimensiones.

Ninguno de los bloqueadores son selectivos es decir pueden tapan los poros que contienen agua y/o petróleo, por ello se requieren componentes que ayuden a evitar el taponamiento de la zona productora.

Bloqueadores de permeabilidad selectivos: también taponan los espacios porosos, restringiendo el movimiento de fluido; pero no se precipitan, no se inchan y son parcialmente solubles en petróleo. Su trabajo es reducir la permeabilidad

---

<sup>20</sup> Plástico o resina sintética hecha de componentes amino (pegamento)



efectiva al agua ( $k_{rw} = \frac{k_w}{k}$ ), permitiendo dar flujo sólo al petróleo. El efecto sobre la permeabilidad de petróleo podría ser 10 veces más grande que la del agua y dependiendo del sistema elegido podría requerirse un aislamiento mecánico aplicándose en el mismo sentido que con los bloqueadores de permeabilidad.

### 4.3.3 CEMENTACIONES FORZADAS

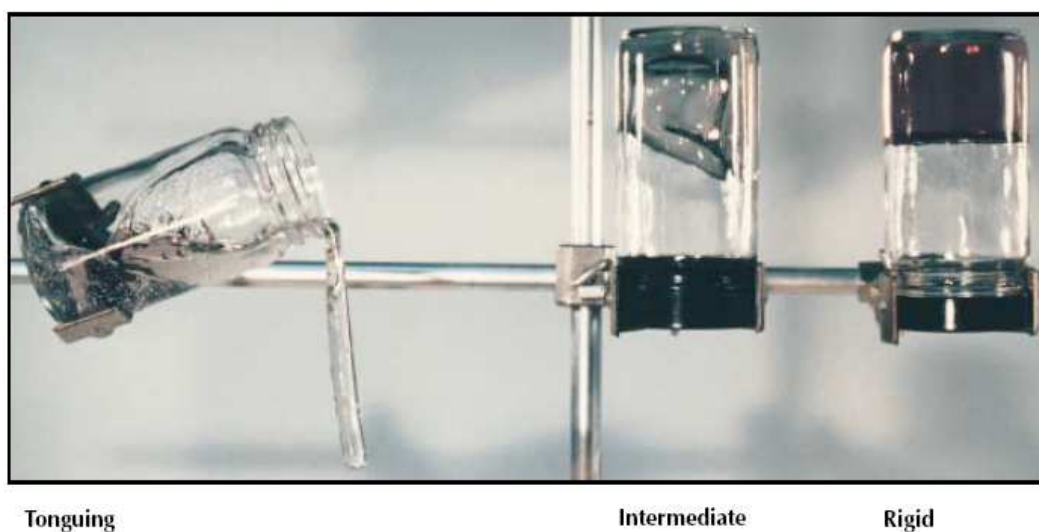
Para tener éxito en el aislamiento de una zona por medio de un tratamiento de cementación se debe tener presente la presión del yacimiento y la presión de fracturamiento que tiene(n) la roca(s), esto permitirá entre otras cosas diseñar un trabajo de cementación que evite una pérdida considerable de volumen de cemento en los alrededores del pozo, diseñar un peso adecuado de cemento con el propósito de re-cementar el pozo y controlar el fraguado del cemento. Los fracasos en una cementación forzada pueden darse por no aplicar la suficiente mezcla, no dejar el suficiente tiempo para que endurezca el cemento, aumentar la tasa de bombeo innecesariamente y/o debió aplicarse otro método que no sea squeeze.

A continuación se mencionan los problemas más comunes que pueden ocurrir para que un squeeze no de resultados favorables:

- Falta de un control apropiado de fluido
- Inapropiada limpieza en las perforaciones
- Muy bajas ratas de bombeo
- Desconocimiento del lugar donde se requiere cemento
- Bajo control del punto de inyección
- Efecto del agua de fondo
- Flujo cruzado
- Baja vinculación afectiva (problemas de adherencia en zonas salinas)
- Flujo hacia atrás del cemento (la presión en el fondo empuja el cemento)
- Múltiple Inyección en zonas
- Tamaño muy grueso de las partículas de cemento (por encima de 120 $\mu$ m)

#### 4.3.4 EJEMPLOS DE GELES EXISTENTES EN EL MERCADO

En realidad no todos los geles son iguales, se diseñan de acuerdo a los requerimientos de cada compañía; es decir, una vez hallada la causa y conocidos todos factores para una adecuada aplicación se tiene una o varias opciones de aplicación. En la figura 4.4 se tienen algunas muestras de geles diseñados en el laboratorio.



**Figura 4.4** Tipos de geles en tres diferentes estados, dependiendo de la concentración  
**Fuente:** Marathon Oil Company

#### 4.3.5 SISTEMAS INORGÁNICOS

Es otra alternativa de gel, que son simples químicos inorgánicos que garantizan inyectabilidad dentro de la roca matriz y tienen propiedades de flujo casi idénticos a los del agua. Su estudio empezó en 1920 y se utilizan hoy en día para tapan la pérdida de circulación de la zona squeezeada y formaciones poco consolidadas.

La pequeña dificultad para usarlo en problemas de control de agua es que el gel se forma de manera muy rápida, pero recientemente se están utilizando químicos de aluminio y algunos silicones que permiten solucionar este pequeño problema.

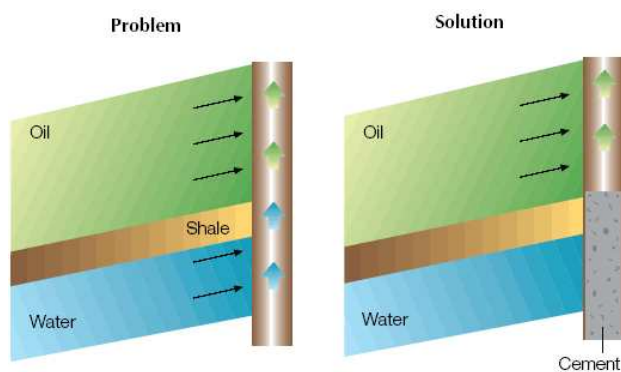
## 4.4 SUGERENCIAS PARA LA SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO

### 4.4.1 CAUSAS DE TEMPRANERA PRODUCCIÓN DE AGUA

La manera más fácil de reconocer la causa por la cual un pozo productor de petróleo presenta rápida producción de agua más que la normalmente esperada, es a través de gráficas que sean lo más representativas posible.

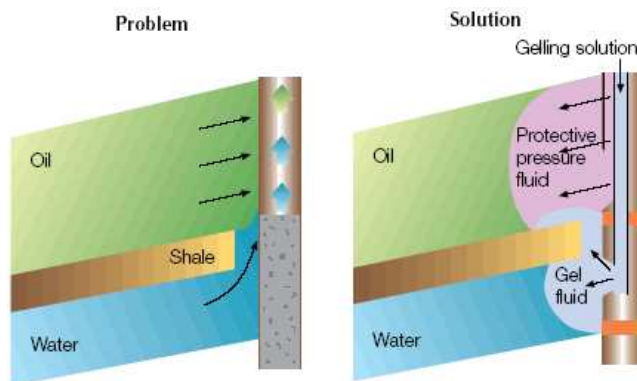
Para el efecto a continuación se muestran algunas de las causas más comunes que pueden presentarse en un pozo con problemas de altos cortes.

Agua producida por la zona cañoneada: puede ser el caso que el agua ha desplazado al petróleo y/o a llegado a los disparos. Suponiendo que existe una zona separada por una barrera impermeable (lutita) de otra zona produciendo petróleo, como muestra la figura 4.5 y la solución es realizar una cementación de la zona que produce agua así como la barrera impermeable.



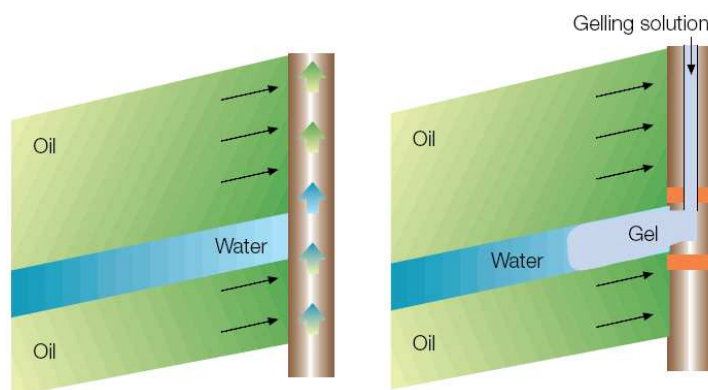
**Figura 4.5** Entrada de agua de una zona a las perforaciones del pozo  
**Fuente:** Pushing out the oil with conformance control, Schlumberger Oilfield Review

Agua destruye zona impermeable: se tiene el caso anterior con la diferencia que el agua ha disuelto la barrera impermeable y está entrando a la zona de petróleo. La solución es inyectar gel en la zona más baja logrando balancear la presión con la zona superior (figura 4.6).



**Figura 4.6** Entrada de agua de una zona a las perforaciones del pozo  
**Fuente:** Pushing out the oil with conformance control, Schlumberger Oilfield Review

Entrada de agua desde una capa más permeable: es la entrada de agua por una zona de alta permeabilidad que pasa por el medio de dos zonas de petróleo en la misma arena así como muestra la figura 4.7. La solución es inyectar profundamente un gel y aislar la zona.



**Figura 4.7** Entrada de agua a través de una zona más permeable  
**Fuente:** Pushing out the oil with conformance control, Schlumberger Oilfield Review

#### 4.4.2 TRATAMIENTOS APROPIADOS PARA LOS POZOS ELEGIDOS

Como los pozos seleccionados en el capítulo 3 presentan inundación que en algunos casos se supone que es tempranera, los tratamientos pueden ser similares para todos ellos, con la diferencia que los componentes utilizados serán en base a las características de cada pozo. Al analizar económicamente el proyecto puede suceder que el proyecto no sea rentable para algún pozo (en condiciones actuales), pero servirá como un Proyecto piloto que a futuro permitirá su aplicación en pozos con similares características y es recomendable al menos aplicarlo a dos o tres pozos para comprobar la efectividad del tratamiento. Una

vez que se conoce las características principales de cada tratamiento es mejor presentarlos en una tabla; para poder comparar los problemas y las soluciones entre los pozos seleccionados, es por ello que en la tabla 4.2 se presenta de manera general los tratamientos recomendados para solucionar los altos cortes en los casos puntuales.

Dorine 02: las consideraciones tomadas en cuenta para la elección del tratamiento es porque se tiene 8 ft y 16 ft perforados y lo que se aplique no debe afectar en la producción anterior del pozo que es 47 BOPD pero debe reducir el corte de agua que a la fecha está en 99% BSW.

Dorine 05: no conviene hacer un squeeze porque se tiene sólo 26 ft de intervalo cañoneado (y el CAP ha subido), lo más probable es tener luego unos 6 ft de perforados, lo cual disminuiría la producción que ahora está en 86 BOPD.

Dorine 07: pueden aplicarse dos tratamientos (squeeze y sistemas de polímeros), porque quedarán aproximadamente 12 ft perforados (correlacionando con un registro de fluidos) que si puede mantenerse la producción de 125 BOPD y se logrará reducir el corte de agua que está en 5545 BOPD.

Dorine 08: lo más conveniente en el pozo es aplicar un solo tratamiento que no sea squeeze porque se tienen 20 ft y con la elevación del CAP probablemente se tendrían perforados 4 ft que sí afectarían a la producción actual de 107 BOPD, aunque también se redujera la producción de agua de 5259 BOPD.

Dorine 10: como está programado hacer un squeeze entonces quedaría analizar la posibilidad de inyectar un modificador de permeabilidad relativa.

Dorine 12H: en realidad no puede hacerse mucho en este pozo; ya que está en la zona invadida por el agua, aunque para propósitos de estudio y seguimiento del tratamiento referente a su comportamiento en un pozo inundado por agua puede aplicarse bloqueadores de permeabilidad selectiva.

**Tabla 4.2**

Recomendaciones de tratamientos

<b>Pozo</b>	<b>Problema que prevalece</b>	<b>Posibles soluciones</b>	<b>Razón de la elección</b>
Dorine <b>02</b>  Perf: 8 ft 16 ft  BOPD:47 BWPD:4695	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Inundación inicio de producción</li> <li>➤ Canalización multicapas</li> <li>➤ Posible conificación del pozo</li> <li>➤ Se presume rompimiento de agua de inyección</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se realizó un Squeeze anteriormente</li> <li>2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa</li> <li>3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectiva</li> <li>4. Aplicar sistemas de polímeros en base agua</li> </ol>	Se elige la opción 4, porque los polímeros en base agua ayudarán a controlar el temprano rompimiento del agua de inyección proveniente del campo Anne y además taponarán los canales de agua (fisuras pequeñas) formados a través del reservorio. Permitirán el flujo al petróleo y restringirán el flujo del agua.
Dorine <b>05</b>  Perf: 26 ft  BOPD:86 BWPD:4990	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Canalización multicapas</li> <li>➤ Se presume canalización tras el casing</li> <li>➤ Elevación del contacto Agua-Petróleo</li> <li>➤ Suposición de llegada de una parte del frente de agua</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realizar un Squeeze</li> <li>2. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectiva</li> <li>3. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa</li> </ol>	Aplicar modificadores de permeabilidad relativa ayudará a reducir el flujo de agua en el área tratada, controlarán flujo de agua detrás de casing así como también sellará los canales pequeños de agua a través del reservorio, pero su aplicación debe ser profunda para que el tratamiento tenga efecto.
Dorine <b>07</b>  Perf: 40 ft  BOPD:125 BWPD:5545	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Canalización multicapas y/o tras el casing</li> <li>➤ Posible conificación</li> <li>➤ Se presume rompimiento de agua de inyección</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realizar Squeeze</li> <li>2. Aplicar sistemas de polímeros en base agua</li> <li>3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectiva</li> </ol>	Elección 1 y/o 2. El Squeeze sellará los pequeños canales que hayan logrado formarse detrás del casing y los polímeros intentarán controlar el agua proveniente de la inyección del campo Anne. Taponarán los canales de agua que se escapan de otras capas e intentarán controlar el incremento del cono de agua en el fondo del pozo.
Dorine <b>08</b>  Perf: 20 ft BOPD:107 BWPD:5259	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Canalización multicapas y/o tras el casing</li> <li>➤ Elevación del contacto Agua-Petróleo</li> <li>➤ Se presume rompimiento de agua de inyección</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realizar un Squeeze</li> <li>2. Aplicar sistemas de polímeros en base agua</li> <li>3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectiva</li> </ol>	Opción 3. Aplicar un bloqueador de permeabilidad selectiva lo más profundo posible; ya que dividirá dos zonas una para el flujo de petróleo y otra que bloquee el flujo de agua. No se puede hacer más porque al parecer el pozo está ya inundado por el agua y el gel no afectará la producción de petróleo.
Dorine <b>10</b>  Perf: 28 ft BOPD:90 BWPD:4914	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Inundación inicio de producción</li> <li>➤ Canalización detrás del casing</li> <li>➤ Elevación del contacto Agua-Petróleo</li> <li>➤ Posible Conificación</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Por realizarse un Squeeze, 18-09-2006</li> <li>2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa</li> <li>3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectiva</li> </ol>	Se elige 2. El Squeeze que se realizará sellará todos los canales de agua detrás del casing y controlando de alguna manera el cono de agua. También sería conveniente aplicar modificadores de permeabilidad relativa lo más profundo posible, facilitará sólo el flujo del petróleo al pozo.
Dorine <b>12H</b>  Liner expst BOPD:65 BWPD:6441	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Alta producción de agua (siempre)</li> <li>➤ Posible encrestamiento en algunas secciones del liner</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos en las áreas que se consideren inundadas por el agua (área expuesta del liner)</li> <li>2. Aplicar sistemas de polímeros en base agua en las zonas inundadas.</li> </ol>	Los bloqueadores controlarán el flujo de los fluidos al pozo, dando paso al petróleo y bloqueando el paso al agua, únicamente en las zonas donde se aplique el tratamiento. En realidad no hay mucho que hacer en el pozo porque es zona de agua.

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

#### 4.4.3 CONSIDERACIONES Y EJECUCIÓN DE LOS NUEVOS TRATAMIENTOS

Cuando se toman las consideraciones del caso y analizando todos los parámetros un trabajo de control de agua siempre o casi siempre tendrá éxito, aunque todos aún están bajo evaluación en optimización de sus técnicas. En realidad no todos los pozos aceptan un determinado tratamiento, todo depende del problema y el propósito de la solución:

- Características del reservorio
- Características del fluido
- Problema principal del incremento de agua
- Intervalo cañoneado
- Reservas
- Completación del pozo
- Características del tratamiento

El método más utilizado mundialmente aún siguen siendo los Modificadores de Permeabilidad Relativa en los cuales se utiliza los compuestos “Amphoteric polyacrylamide” o “vinyl-amide terpolymer”. La preferencia y la concentración de los RPMs se basa en la permeabilidad de la formación y el NFRR obtenido de las pruebas de flujo de un núcleo. Desde antaño se decidía que todos los pozos con grandes intervalos cañoneados y gravedad API < 20 debían ser tratados con los sistemas Amphoteric polyacrylamide, con el objeto de garantizar una dispersión y limpieza del reservorio en la parte tratada. Los trabajos que se hicieron con Vinyl amide terpolymer producen un NFRR superior que usando Amphoteric polyacrylamide como puede verse en la tabla 4.1.

Amphoteric polyacrylamide: es un componente que puede comportarse como un ácido o como una base. Por ejemplo: con fuertes hidróxidos ácidos de aluminio actúa como base  $Al(OH)_3$ , formando sales de aluminio. Con bases fuertes se comporta como un ácido  $H_3AlO_3$  formando sales que contienen iones  $AlO_3^{3-}$ . La formación de los hidróxidos Amphoteric es una característica de los metaloides.

Vinyl-amide terpolymer: es un conjunto de resinas y surfactantes que funcionan a altas temperaturas y salinidades, lo que hacen es absorber un determinado compuesto y repeler los no considerados, es decir son selectores de permeabilidad.

Resulta interesante que al usar los RPMs y otros sistemas de control de agua algunos de los resultados logrados son superiores a los esperados.

Por ello si no se toman en cuenta todos los factores necesarios, el omitir uno de ellos haría que un tratamiento falle o empeore la situación.

## **4.5 RESULTADOS ESPERADOS EN LOS POZOS ELEGIDOS PARA LA APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO**

De manera inherente al reducir el corte de agua se logra un incremento en la producción de petróleo, pero puede darse el caso que se logre reducir el corte de agua y mantener la producción de petróleo anterior o el peor de los casos reducir el corte de agua y también petróleo. Los resultados esperados son reducir el corte de agua actual de los pozos en un 5% aplicando squeeze y en un 10% aplicando algún tratamiento químico, que al momento de analizar la rentabilidad del proyecto se simularán 3 escenarios.

### **4.5.1 DURACIÓN DEL TRATAMIENTO**

En realidad un mismo tratamiento puede variar de un pozo a otro debido a que las condiciones cambian con el tiempo afectando su efectividad en el control de agua. Algunas condiciones que pueden tener un efecto adverso en los sistemas de control de agua son las saturaciones de fluidos, humectabilidad del reservorio, salinidad y pH. Las influencias externas tales como los workovers pueden tener efectos significantes cuando se introducen fluidos incompatibles al pozo como pueden ser los ácidos, solventes orgánicos, alcoholes etc. Con el tiempo las condiciones del reservorio varían dentro del ambiente inmediato que está rodeado



del sistema de control de agua inyectado, simplemente por el movimiento de los fluidos durante la producción.

Por ejemplo una cementación exitosa debería durar toda la vida productiva del pozo; y, revisando la literatura de los papers de la SPE con la aplicación de químicos se estima un promedio de 7 meses de durabilidad, según los resultados obtenidos en ciudades como California, Texas.

#### **4.5.2 RIESGOS EN LOS TRABAJOS**

Partiendo del punto que todos los pozos de un mismo campo se comportan de distinta manera, pues indica que el éxito de uno sea el fracaso del otro. Es así que no tomar en cuenta el tiempo de vida, disminución del intervalo de producción, comportamiento esperado y características propias del pozo conllevaría en primer lugar a la mala elección del tratamiento y consecuentemente fracaso del trabajo.

Visto de otro modo puede ser que los resultados esperados no se cumplan por diferentes motivos ajenos a lo planificado, pero no existe más razón suficiente que intentar y probar para verificar resultados.

#### **4.5.3 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS EN EL FUTURO**

Comprender el comportamiento de un reservorio frente a determinado problema es un componente clave de la ingeniería de yacimientos, ya que permite crear soluciones para enfrentar exitosamente dichos problemas. En lo referente al incremento del corte de agua la literatura disponible indica que se están realizando estudios muy profundos en el desarrollo de tecnología nueva y apropiada con el fin de tener un control parcial (en grandes porcentajes) de los altos cortes de agua producida.

## CAPÍTULO 5

### ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Una vez realizado el análisis técnico es importante completar el estudio con un análisis económico del proyecto que permitirá evaluar la factibilidad de la aplicación de los tratamientos recomendados en los pozos seleccionados, para la aprobación o mejoramiento de los métodos de control de agua.

Lo que se hará es analizar cuan rentable resultará a ANDES PETROLEUM COMPANY LTD aplicar un determinado tratamiento en los pozos con problemas de altos cortes de agua y además cuanto ahorraría la compañía por concepto de tratamiento de agua producida.

#### 5.1 CONSIDERACIONES GENERALES

##### 5.1.1 TASAS DE INTERÉS

Interés simple: es el precio (tasa expresada en tanto por ciento) a pagar por concepto de utilización de un dinero prestado y depende de las condiciones contractuales variando directamente con la cantidad de dinero prestado para cierto tiempo. Matemáticamente está representado en la siguiente expresión:

$$I = C \times i \times t \quad (5.1)$$

donde:  $I$  = interés simple  
 $C$  = capital o suma prestada  
 $i$  = interés [%]  
 $t$  = tiempo

Interés compuesto: es el que se obtiene cuando en cada intervalo de tiempo se agregan los intereses sobre el capital; de este modo se tiene un monto sobre el cual se calcularán los intereses en el siguiente periodo de tiempo, hasta un período  $n$ .

$$M = C(1+i)^n \quad (5.2)$$

donde:  $M$  = Monto al final del período.

$C$  = Capital

$i$  = interés por período

$n$  = tiempo

Tasa nominal: es la tasa convenida para una operación financiera.

Tasa efectiva: tasa que realmente actúa sobre el capital de operación financiera<sup>21</sup>.

## 5.2 PROYECTO DE INVERSIÓN

Para solucionar los problemas en los pozos seleccionados que tienen altos cortes de agua se considerará necesario invertir en algunos equipos y accesorios para que los pozos puedan entrar en reacondicionamiento y poder aplicar los tratamientos. A continuación se presentan los accesorios utilizados generalmente en un workover (tabla 5.1).

**Tabla 5.1**

Costo estimado del equipo requerido en un workover normal (6 – 8 días)

DESCRIPCIÓN	Costo / Unidad	Precio total (USD)
Movimiento del taladro de workover	18.400,00	18400
Días de trabajo	6.100,00	48800
Alojamiento y alimentación	1.800,00	14400
Camión de vacuum	300,00	2400
Carretilla elevadora	230,00	1840
Camión de agua potable	165,00	1320
Camión plataforma	175,00	1400
Supervisión	1.685,00	13480
Camión cisterna	350,00	2800
Seguridad	600,00	4800
Comunicación	100,00	800
Combustible		4000
Registros eléctricos		30000
Bomba		200000
Equipo slick line		1500
Tubería de producción		5000
Impuestos		3000
Brocas y scraper		2500
Servicios varios		30000
<b>TOTAL</b>		<b>386440</b>

**Fuente:** Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Realizado por:** Freddy Giovanni Huilca

<sup>21</sup> Finanzas para la toma de decisiones, ENCAN Ecuador, Noviembre 2005.

En la tabla 5.2 se muestran los costos estimados de una cementación forzada. Además hay que tomar en cuenta que después de un trabajo de squeeze es necesario correr un registro “Cement Analysis” que es un registro USIT – CBL – VDL cuyo valor rodea los USD 20.000 y luego re-cañonear la zona squeezeada cuesta alrededor de USD 30.000.

**Tabla 5.2**

Costo estimado de una cementación

<b>Servicios del equipamiento</b>		
<b>Descripción</b>	<b>Precio unidad (USD)</b>	<b>Precio total (USD)</b>
Operación de la cementación	8.000,00	8 000,00
Monitoreo de la cementación	910,00	910,00
Vehículo - cement unit		733,04
Vehículo – bulk cement		733,04
<b>Personal requerido</b>		
Operador del equipo	755,00	755,00
Supervisor	850,00	850,00
Auxiliar	200,00	200,00
<b>Cemento y aditivos</b>		
<b>Descripción</b>		
Cemento clase “G”	15,32	766,00
Cemento ultra fino	150,11	7 505,50
Aditivos A	8,75	638,75
Aditivos B	30,69	245,52
Dispersante	9,35	355,30
Antiespumante	41,30	82,60
Retardador	9,65	173,70
<b>TOTAL</b>		<b>21 948,45</b>

**Fuente:** Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
**Realizado por:** Freddy Giovanni Huilca

En lo referente a costos aplicando **tratamientos químicos** para el control de agua se estiman en el mercado valores entre USD 150.000 y USD 250.000.

### 5.3 COSTOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN

Los costos de este tipo se refieren a la inversión necesaria para producir 1 barril de petróleo una vez realizados los trabajos al pozo y se incrementarán un porcentaje de 0,67% cada mes, entre estos costos se mencionan los siguientes:

- Costo por levantamiento.
- Costo por manejo de agua.
- Costos por mantenimiento.
- Costos de los procesos y químicos.

### 5.3.1 COSTOS POR LEVANTAMIENTO

Estos costos se refieren al valor promedio estimado que gasta la compañía para sacar o levantar un barril de fluido desde el yacimiento hasta superficie, utilizando los diferentes mecanismos de levantamiento artificial y/o flujo natural, que en el caso de los pozos anteriormente seleccionados están completados para bombeo electrosumergible.

### 5.3.2 COSTOS POR MANEJO DE AGUA

Estos costos se refieren a cuanto le cuesta **tratar un barril de agua** en superficie a Andes Petroleum; que incluye separarlo del petróleo, someterlo a procesos y finalmente reinyectarlo al yacimiento.

### 5.3.3 COSTOS POR MANTENIMIENTO

Son los gastos extras que se deben hacer para mantenimiento en buen estado de todas las instalaciones que permiten el tratamiento de agua de formación en superficie.

Estos costos están implícitos dentro de los otros costos que se presentan en la tabla **5.3**.

### 5.3.4 COSTOS DE LOS PROCESOS Y QUÍMICOS

En estos costos se consideran los equipos extras que facilitan la producción del fluido entre estos se tienen: químicos, equipos de vacuum, chanchos para limpiar la tubería y cuidado del medio ambiente<sup>22</sup>.

En la siguiente tabla se muestran los valores promedio desde enero hasta agosto del 2006, que involucran todos los costos anteriormente mencionados:

---

<sup>22</sup> Inyección de agua para mantenimiento de presión en el campo Fanny 18B, Silvio Criollo Castillo

**Tabla 5.3**

Costos asociados a la producción (PARA UN BARRIL DE FLUIDO)

DESCRIPCIÓN	COSTO (USD)
Costo por manejo de agua [1 BFPD]	0,002
Costos por químicos [para 1 BFPD]	0,012
Costo por levantamiento [1 BFPD]	0,346
TOTAL	0,36

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

El valor de USD 0,36 es un dato dado por finanzas de Andes Petroleum. Considerando el corte de agua promedio del campo Dorine para Septiembre del 2006 de 88,18% y un total de 226 352,45 BFPD tenemos que el costo asociado a la producción de 1 barril de petróleo es 0,042 y para 1 barril de agua es 0,318 USD.

## 5.4 INGRESOS DEL PROYECTO

Considerando una durabilidad del proyecto de squeeze toda la vida productiva del pozo y de un tratamiento químico 7 meses (capítulo 4) antes que el pozo se inunde nuevamente de agua, únicamente se tendrán ingresos de la venta de petróleo, asumiendo un precio referencial de USD 27,00 (valor neto para Andes Petroleum Ltd) a las condiciones actuales<sup>23</sup>.

## 5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO

Teniendo en cuenta que la efectividad del trabajo realizado en el pozo está afectado directamente por la presencia o ausencia de barreras impermeables las cuales impiden el paso del agua ya sea horizontal o verticalmente en el reservorio, como se ha visto en el caso del pozo Dorine 31, se presentan alternativas de éxito en los tratamientos.

Es así que para el análisis económico aplicando un **SQUEEZE** se consideran tres escenarios relacionando únicamente la reducción actual del corte de agua, lo cual

<sup>23</sup> El precio puede subir o bajar, dependiendo de las condiciones de oferta y demanda del mercado internacional

permitirá ver cuanto ahorrará Andes Petroleum por concepto de tratar agua de formación en superficie y como consecuencia la puesta en funcionamiento de otros pozos que pueden estar cerrados.

**1. Optimista:** de acuerdo a las estadísticas de los trabajos anteriormente realizados en los pozos del campo Dorine (anexo 5.1) se logrará reducir el corte de agua del pozo en un 20% y un incremento de petróleo en el mismo orden.

**2. Esperado:** utilizando el porcentaje esperado en base a los resultados de los trabajos anteriormente realizados (anexo 5.1) se espera reducir el corte de agua en un 3%, esperando un incremento consecuente de petróleo de 3%.

**3. Pesimista:** de igual manera que los otros casos se presume reducir el corte de agua en un 1%, prácticamente manteniendo la producción de petróleo o lo que es peor reducción de la producción anterior.

Para el caso de la aplicación de los **TRATAMIENTOS QUÍMICOS** según los historiales de casos obtenidos en diferentes partes del mundo como es el caso de Venezuela que redujo el corte de agua en un 25% y el de Australia que redujo en un 50%<sup>24</sup> se consideran igualmente 3 escenarios con la diferencia de porcentajes así:

**1. Optimista:** reducir el corte de agua en un 25%

**2. Esperado:** reducir el corte de agua en 10%.

**3. Pesimista:** reducir el corte de agua en 5%.

### 5.5.1 MEDIA DE SWANSON

Es una herramienta que permite realizar un promedio de tres porcentajes de valores esto es 10avo, 50vo, 90vo, permitiendo realizar el análisis económico de un proyecto (anexo 5.8). Para el caso se tendrá lo siguiente:

$$Mz = 0,3P90 + 0,4P50 + 0,3P10 \quad (5.8)$$

<sup>24</sup> Pushing Out the Oil with Conformance Control, Oilfield Review, Schlumberger

donde:

P90 = es el valor pesimista

P50 = es el valor esperado

P10 = es el valor optimista<sup>25</sup>

### 5.5.2 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja permite analizar la variación de la inversión y costos de producción versus los ingresos (mensuales o anuales). Para este valor pueden distinguirse tres situaciones: en los primeros períodos (días, meses o años) puede ser negativo ya que los egresos aún son mayores que los ingresos, es decir aún no se recupera la inversión del proyecto. La segunda situación es cuando el Flujo de caja toma un valor de *cero* que significa recuperación de la inversión. A partir del valor de cero para los próximos períodos los valores son positivos indicando una ganancia para la compañía. Los resultados del Flujo de caja se presentan en el anexo **5.10.1**, **5.10.2** y **5.10.3**.

Considerando que al realizar los trabajos en los pozos lo que se verá afectado es el **IP** (índice de productividad), en los anexos **5.2**, **5.3**, **5.4**, **5.5**, **5.6** y **5.7** se indica los resultados de producción simulados que pueden tenerse a consecuencia del tratamiento aplicado.

Con respecto al **ahorro** de la compañía por tratamiento de agua de formación en superficie y su correspondiente reinyección al yacimiento en el anexo **5.9** se presenta una tabla de valores. En la tabla **5.4** y **5.5** se muestran las inversiones que se necesitan hacer a los pozos:

**Tabla 5.4**

Inversiones para los pozos aplicando squeeze

POZO	WO. NORM.	SQUEEZE	LOGS	CANONES	TOTAL
Dorine 07	386 440	21 948,45	20 000	30 000	458 388,45
Dorine 10	386 440	21 948,45	20 000	30 000	458 388,45

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

<sup>25</sup> Rose & Associates, LLP. 5D RA v 2005 - 06



**Tabla 5.5**

Inversiones para los pozos aplicando tratamiento químico

POZO	WO. NORM.	TRAT. QUIM.	EXTRAS	CEMENT/TAPON	TOTAL
Dorine 02	386 440	250 000	5 000	---	641440
Dorine 05	386 440	250 000	5 000	---	641 440
Dorine 08	386 440	250 000	----	20 000	656 440
Dorine 12H	386 440	300 000	10 000	---	696 440

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Freddy Giovanni Huilca

**5.5.3 VALOR PRESENTE NETO (VAN o VPN)**

Para el cálculo se tomarán todos los valores obtenidos en el Flujo de caja y se los llevará al tiempo cero, el interés tomado será el 9% anual (0.75% mensual). Un ejemplo de cálculo para el pozo Dorine 10 en el octavo mes se presenta a continuación:

$$VP_n = \frac{VF_n}{(1+i)^n}$$

$$VP_8 = \frac{VF_8}{(1+i)^8}$$

$$VP_8 = \frac{327596,98}{(1+0.0075)^8}$$

$$VP_8 = 310902,71 \quad \text{USD}$$

Considerando lo siguiente:

$$VP_{TOTAL} > 0 \text{ Proyecto rentable}$$

$$VP_{TOTAL} = 0 \text{ No existen ganancias ni pérdidas}$$

$$VP_{TOTAL} < 0 \text{ Proyecto NO rentable}$$

Se analizará la rentabilidad del proyecto para los pozos que se realizará squeeze hasta 12 meses y para aquellos que se apliquen tratamientos químicos hasta 7 meses; los resultados se presentan en anexos **5.10.1**, **5.10.2** y **5.10.3**.

**5.5.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

El TIR permitirá analizar la utilidad que espera obtenerse una vez concluidos los trabajos (en porcentaje). Para hallar el TIR del proyecto en cada uno de los casos

hay que llevar los valores del flujo de caja al punto cero (para distintos intereses) con el propósito de obtener un TIR para la compañía, así como se presenta en las tablas de los anexos **5.10.1**, **5.10.2** y **5.10.3**.

## **5.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO**

Una vez obtenidos los valores y comparándolos; entre el VAN y el TIR, referente a la factibilidad del proyecto se tiene:

**DORINE 02:** revisando los resultados del VAN y el TIR; si es rentable a las condiciones calculadas, aplicar los sistemas de polímeros en base agua para solucionar el problema. Considerando 112,54Mbbbls de reservas y un fluido de 2371BFPD se debe completar el pozo con una bomba P-31 SSD controlando la frecuencia en un máximo de 45Hz, de este modo se evita acelerar la movilidad del agua nuevamente. Recuperación de la inversión en el cuarto mes.

**DORINE 05:** si es posible aplicar los Modificadores de permeabilidad relativa, revisando los resultados del VAN y el TIR se obtendrá un interés de retorno de 4.7%. Con reservas de 104,86Mbbbls y un fluido esperado de 2342BFPD es necesario completar el pozo con una bomba P-31 SSD controlando la frecuencia en un rango de 45 Hz. Recuperación de la inversión en el cuarto mes.

**DORINE 07:** sí es posible aplicar el tratamiento recomendado de acuerdo con los resultados de rentabilidad del proyecto (VAN – TIR). Con reservas de 98,73Mbbbls y un fluido esperado de 2551 BFPD, se deberá completar el pozo con una bomba P-31 SSD a una frecuencia de 45Hz. Recuperación de la inversión en tercer mes.

**DORINE 08:** para la cantidad de reservas por producir de 94,02Mbbbls obtenidas realizando un forecast sí es posible aplicar el tratamiento químico al pozo, porque el análisis del VAN y el TIR así lo permiten. El fluido esperado será de 2683BFPD lo cual es necesario completar el pozo con una bomba P-31 SSD a una frecuencia de 45Hz, para evitar nuevamente el incremento del corte de agua. La recuperación de la inversión en el cuarto mes.

**DORINE 10:** los resultados del VAN y TIR y las reservas de 98,34Mbbls sí permiten realizar los trabajos propuestos en el pozo. Se deberá completar el pozo con una bomba P-31 SSD para manejar un fluido esperado de 2144BFPD a una frecuencia de 45Hz. Recuperación de la inversión en el quinto mes.

**DORINE 12H:** como muestran los resultados del VAN, TIR y reservas por producir de 32,11Mbbls, lamentablemente no es posible invertir en el pozo (a condiciones actuales) para recuperar más petróleo. De todas maneras se puede mencionar que aplicando el tratamiento con bloqueadores de permeabilidad selectiva se espera producir un fluido de 1695BFPD, para lo cual debe completarse el pozo con una bomba P-31 SSD a una frecuencia de 45 Hz.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

Del estudio para el control del incremento de producción de agua se tienen las siguientes conclusiones:

- Los tratamientos tradicionales y aquellos con tecnología nueva como se ha visto en el presente estudio si funcionan en un alto porcentaje (50%). Con este antecedente puede decirse que aplicando los tratamientos recomendados si darán los resultados esperados en los pozos 02, 05, 07, 08 y 10 del campo Dorine.
- El campo Dorine está parcialmente inundado de agua, por ello la producción inicial de los pozos registran altos porcentajes de producción de agua y por ello la compañía invierte mucho dinero en el tratamiento y disposición final.
- No es posible reducir el corte de agua de un pozo el ciento por ciento (100%), ya que el agua se produce inevitablemente conjuntamente con petróleo y gas por ello es necesario remover tan temprano sea posible la mayor cantidad de agua (que mejor desde el pozo mismo) y evitar su crecimiento para minimizar los costos asociados a la producción de agua.
- Si existiera la posibilidad que un pozo esté con alto corte de agua y que no sea rentable la producción, se puede analizar la zona de barrido que ha tenido con el fin de usarlo como pozo re-entry y lograr barrer más petróleo que sea económicamente rentable.

- Reducir el corte de agua de un pozo significa ahorrar costos por tratamiento de la misma en superficie y además permite poner en funcionamiento otro pozo que se encuentre apagado.
- Debido a la limitada duración de un tratamiento de control de agua es necesario considerar la productividad absoluta del pozo con respecto a la selección de los mejores candidatos.
- Un análisis económico indicará sobre la vida útil del tratamiento hecha al pozo ya que de este modo se evalúa el tiempo de duración del mismo.
- Un pozo puede lograr éxito técnico en el tratamiento durante la vida útil del tratamiento incluso si no se recuperara el costo del tratamiento, porque el pozo no produjo suficiente petróleo.
- Para hallar las causas de los problemas de incremento del corte de agua, no existe mejor herramienta que los datos del historial de producción del pozo.
- El tratamiento tradicional que continúa funcionando con alto porcentaje de efectividad y más usado en la actualidad por las compañías operadoras es el squeeze porque la inversión no es muy alta y los resultados esperados satisfacen lo planificado por el ingeniero de yacimientos.
- Los problemas que prevalecen para que los pozos presenten altos cortes de agua son la inundación y la canalización detrás del casing o entrada de agua desde otras capas.
- El éxito de un tratamiento puede medirse por el incremento de petróleo que tiene el pozo después de dicho tratamiento que puede ser inmediatamente o después de varios meses, dependiendo del volumen aplicado y propiedades del reservorio.
- La movilidad del agua en Dorine es alrededor de 40 veces más que el petróleo.

- Los valores de reservas auditados por empresas públicas o privadas pueden presentar valores no muy alejados de la realidad, es por eso que estos valores son susceptibles de cambio y son reajustables cada año, estos valores permiten tomar decisiones en los trabajos a realizarse en los pozos.

## **6.2 RECOMENDACIONES**

- Es necesario aplicar y probar los tratamientos disponibles en el mercado para comprobar la efectividad de control de agua ya que al precio actual del petróleo y las reservas por recuperar hacen posible invertir en estudios que a futuro beneficiarán a la compañía.
- Para aquellos pozos planificados a ser inyectores se recomienda agregar isótopos trazadores al inicio del bombeo, para que permitan observar el rompimiento de agua en los pozos productores más cercanos y de este modo hacer un seguimiento del frente de agua.
- Se sugiere aplicar algún tratamiento en un pozo relativamente bueno y no en un pozo inundado por agua, porque puede darse el caso que no funcione adecuadamente el tratamiento.
- Una vez aplicado el tratamiento químico debe lentamente ponerse el pozo en producción (pueden ser días) para evitar que se dañe inmediatamente la zona tratada.
- Continuar monitoreando el comportamiento de los pozos y recolectando sus datos de manera eficiente a fin de tener el historial de producción de manera confiable para que los cálculos sean los esperados y poder realizar trabajos oportunos en los pozos.
- Realizar simulación y un análisis de zona barrida al pozo Dorine 12H, para analizar la posibilidad de convertirlo en inyector.

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

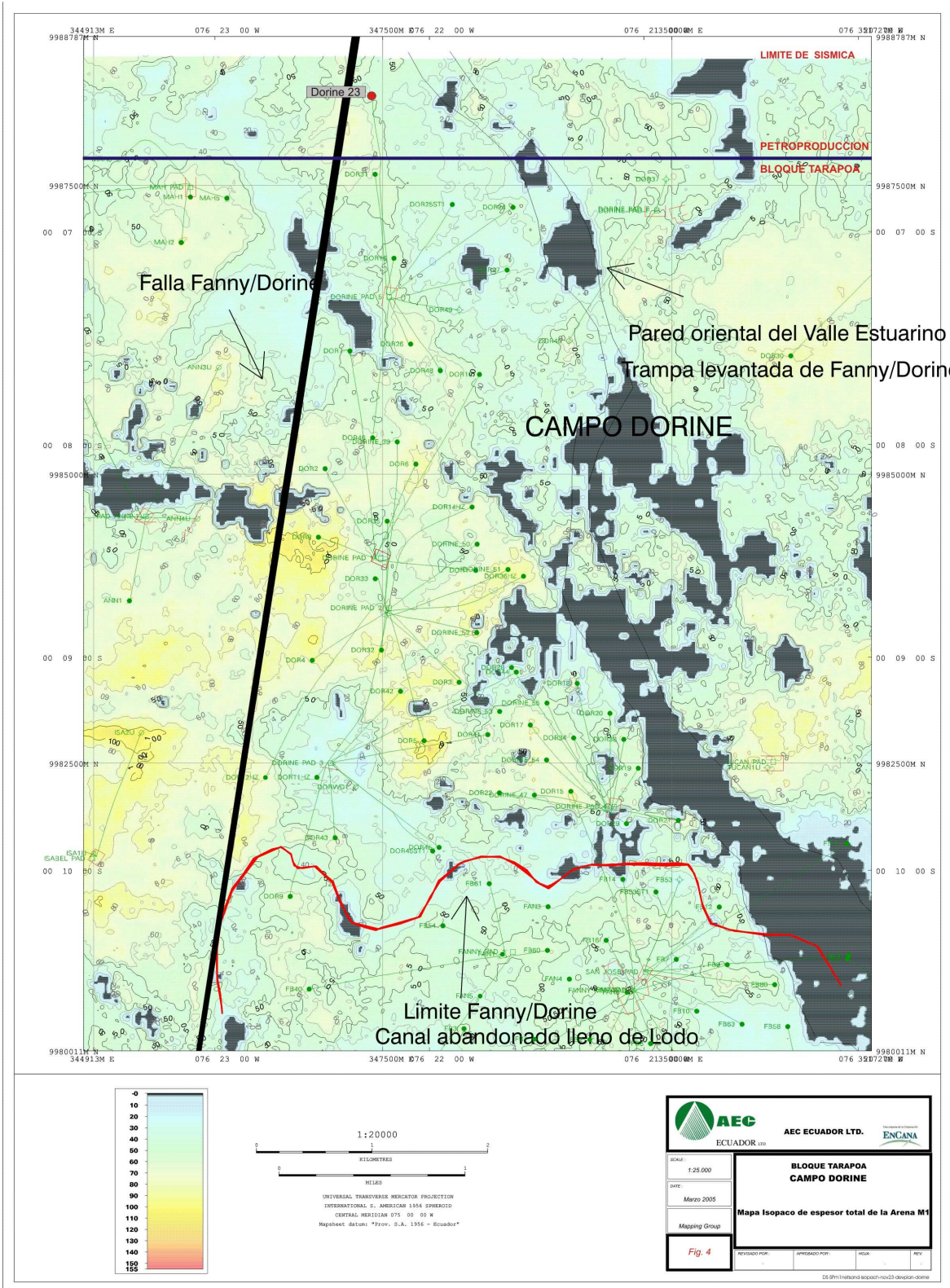
1. **Ali Daneshy, Daneshy Consultants Int'l**, Produced Water Management
2. **AEC TARAPOA BLOCK – ORIENTE BASIN**, Depositional environment and sedimentary facies of the M – 1 sandstone, Abril 2002.
3. **AEC ECUADOR**, Proyecto definitivo de inyección de agua para mantenimiento de presión Yacimiento M -1, Julio 2004.
4. **AEC ECUADOR**, Reforma al Plan de Desarrollo Campo Dorine, Octubre 2005.
5. **Baker Richard**, Reservoir Management for waterfloods – Part II, Enero 1998.
6. **B.C. Craft y M. F. Hawkins**, Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Madrid – España 1965.
7. **Bill Bailey**, Water Control, Schlumberger. Oil field Spring 2000.
8. **BJ Services**, Preliminary water control proposal, Marzo 2005.
9. **Criollo Castillo Silvio Alejandro**, Inyección de agua para Mantenimiento de Presión en el Campo Fanny 18B (Bloque Tarapoa), Diciembre del 2003.
10. **ENCANA**, Estudio de simulación de Fanny y Dorine, Junio 2004.
11. **ENCANEcuador**, Finanzas para la toma de decisiones, Noviembre 2005.
12. **HALLIBURTON. H03349.v1**, Water Management Manual, Diciembre 2002.
13. **Herman Rivera y Jofre Segura**, BJ Services, Hesitated Squeeze Cementing Program Area Tarapoa, Agosto 2006.



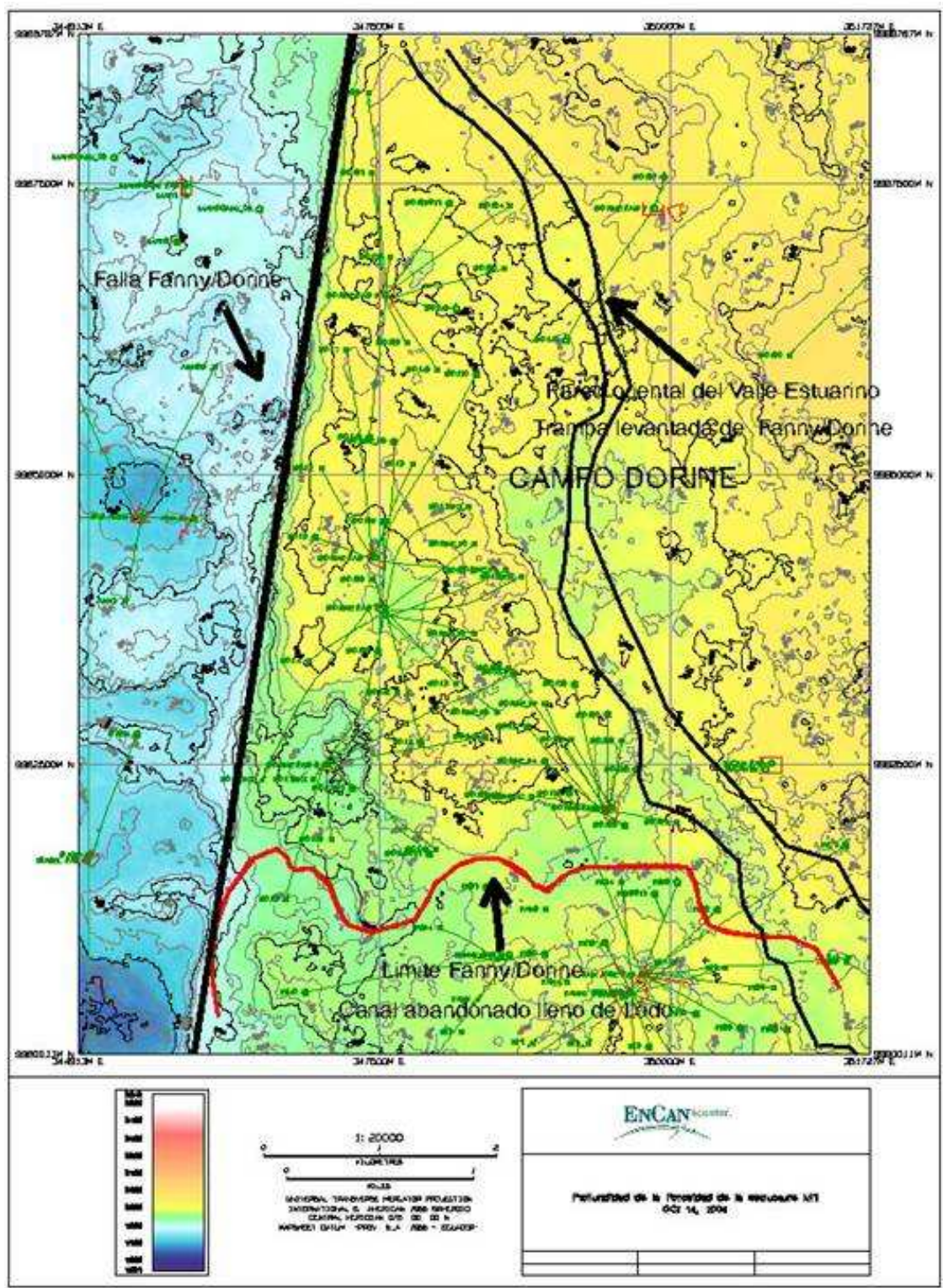
14. **Karaoguz Osman**, PetroSkills - Waterflooding A to Z, Mayo 2006.
15. **Schlumberger**, Pushing out the oil with conformance control, Oilfield Review.
16. **SPE 98059, A. Ali Daneshy**, Selection and Execution Criteria for Water Control Treatments, Febrero 2006.
17. **SPE 77963, Gino Di Lullo and Phil Rae**, BJ Services, New Insights into Water Control, Octubre 2002.
18. **SPE CIM/CHOA 79012, Gino Di Lullo**, BJ Services, New Insights into Water Control Part II, Noviembre 2002.
19. **SPE 30775, K.S. Chan**, Schlumberger, Water Control Diagnostic Plots, Octubre 1995.
20. **SPE 102200, M. Terrado, S. Yudono and G. Thakur**, Chevron Energy Technology Co, Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice, Septiembre 2006.
21. **SPE 36615, Stanley Frederick**, BJ Services, Improving Hydrocarbon / Water Ratios in Producing Wells – An Indonesian Case History Study, Octubre 1996.

## **ANEXOS**

## **ANEXO 1**

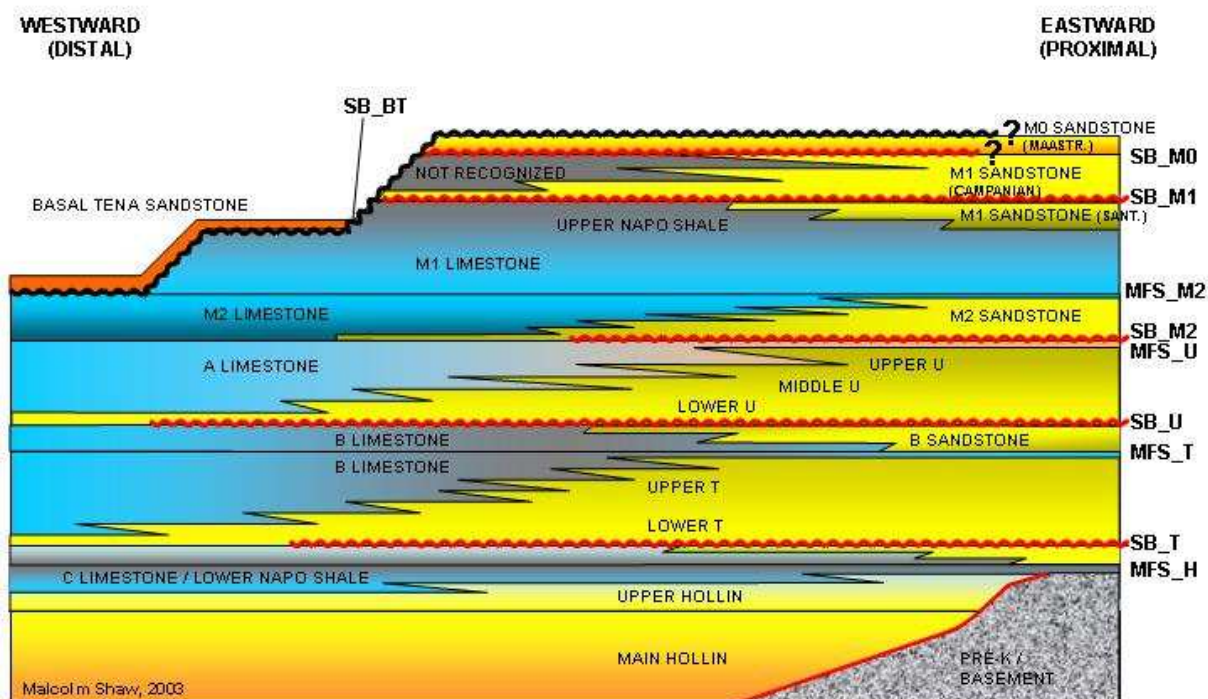


Anexo 1.1 Mapa Isópaco de espesor total de la arenisca M – 1



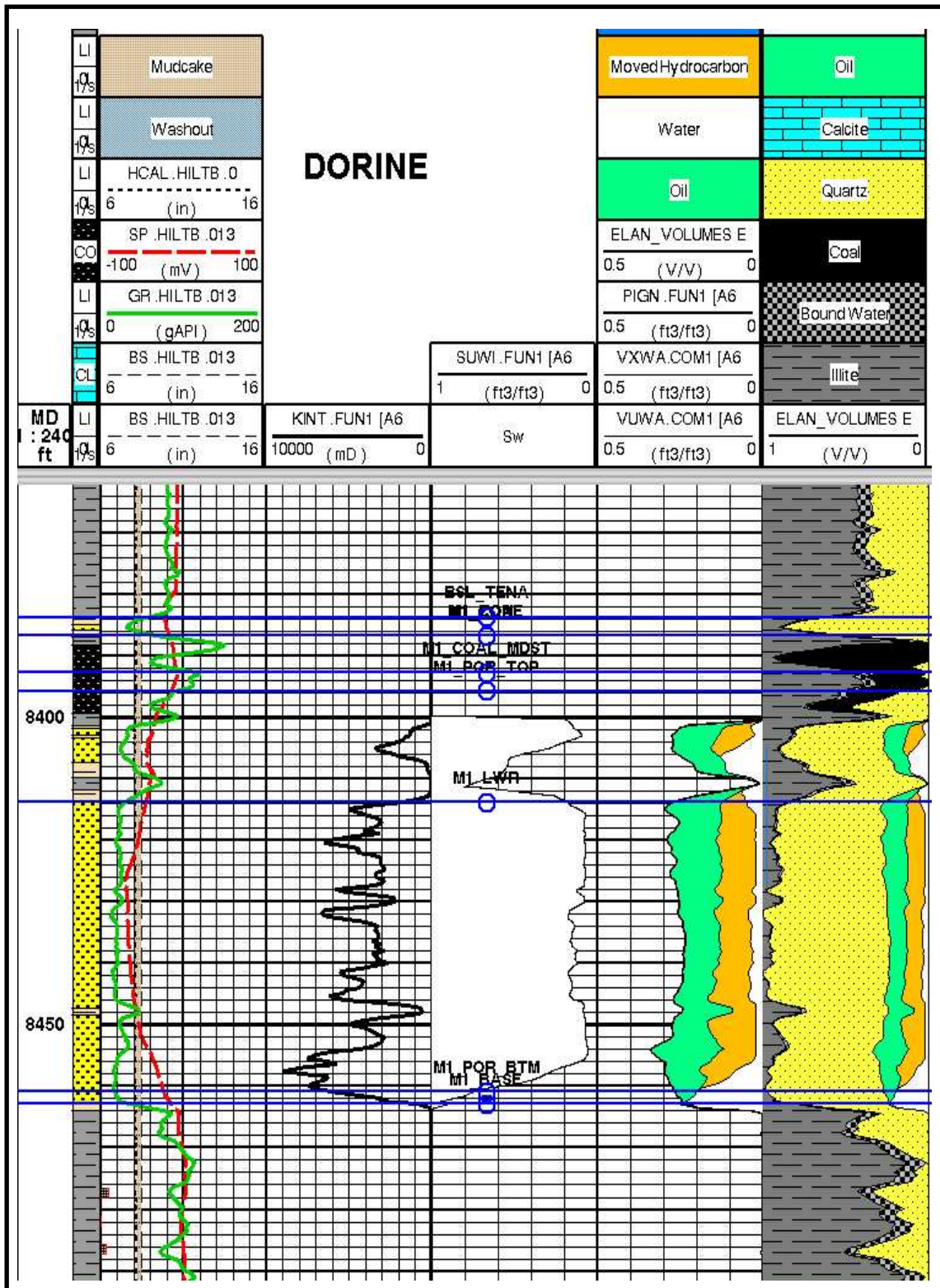
Anexo 1.2 Mapa Estructural en Profundidad al Tope Poroso de la Arenisca M-1

### STRATIGRAPHIC FRAMEWORK ORIENTE BASIN, ECUADOR



Anexo 1.3 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente





Anexo 1.5 Gráfico de un pozo del campo Dorine obtenido con el análisis de registros eléctricos





## **ANEXO 2**

# DORINE\_08:M1

Last prod. date: 20060228

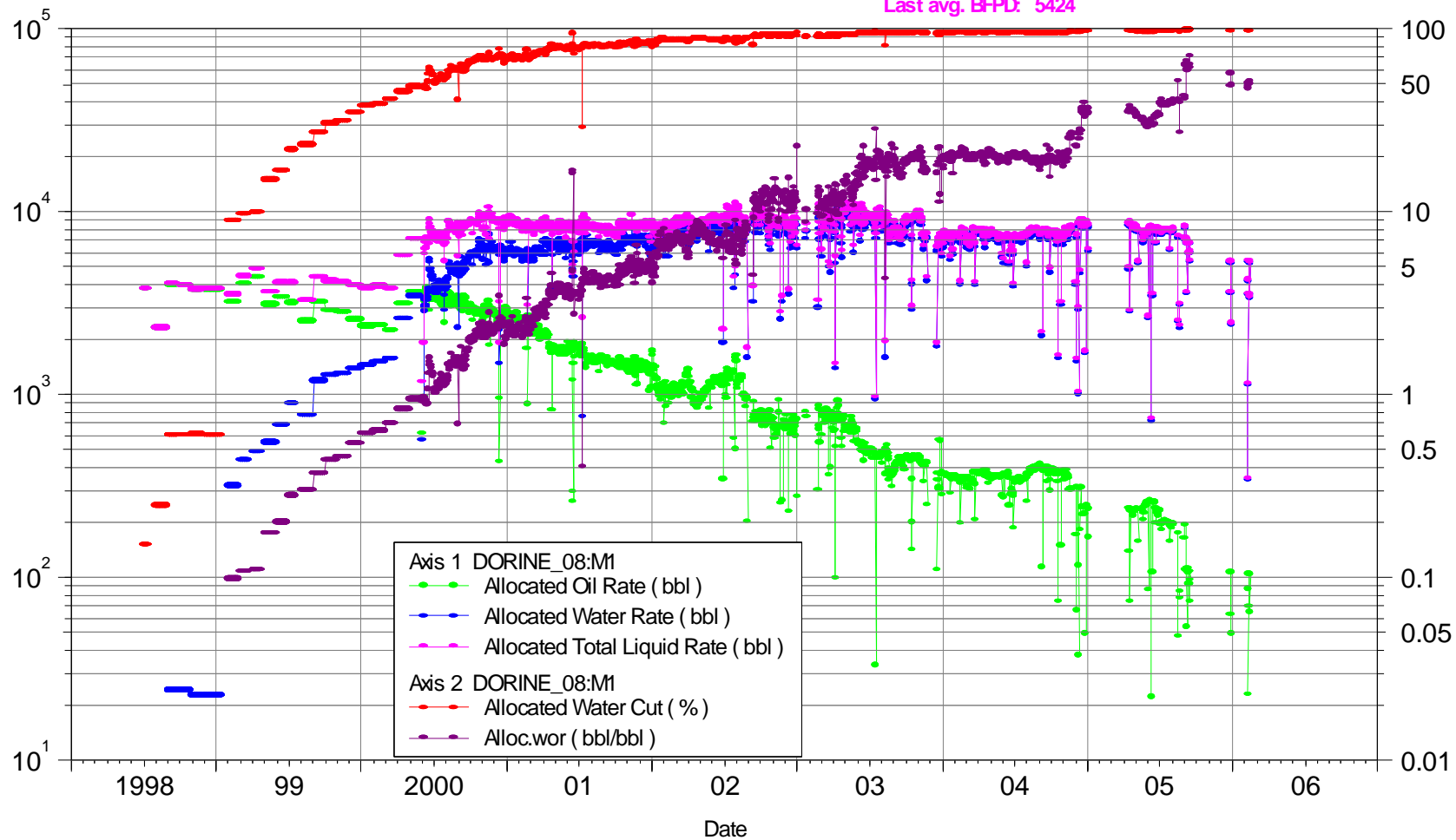
Last avg. WC%: 98

Last avg. BWPD: 5318

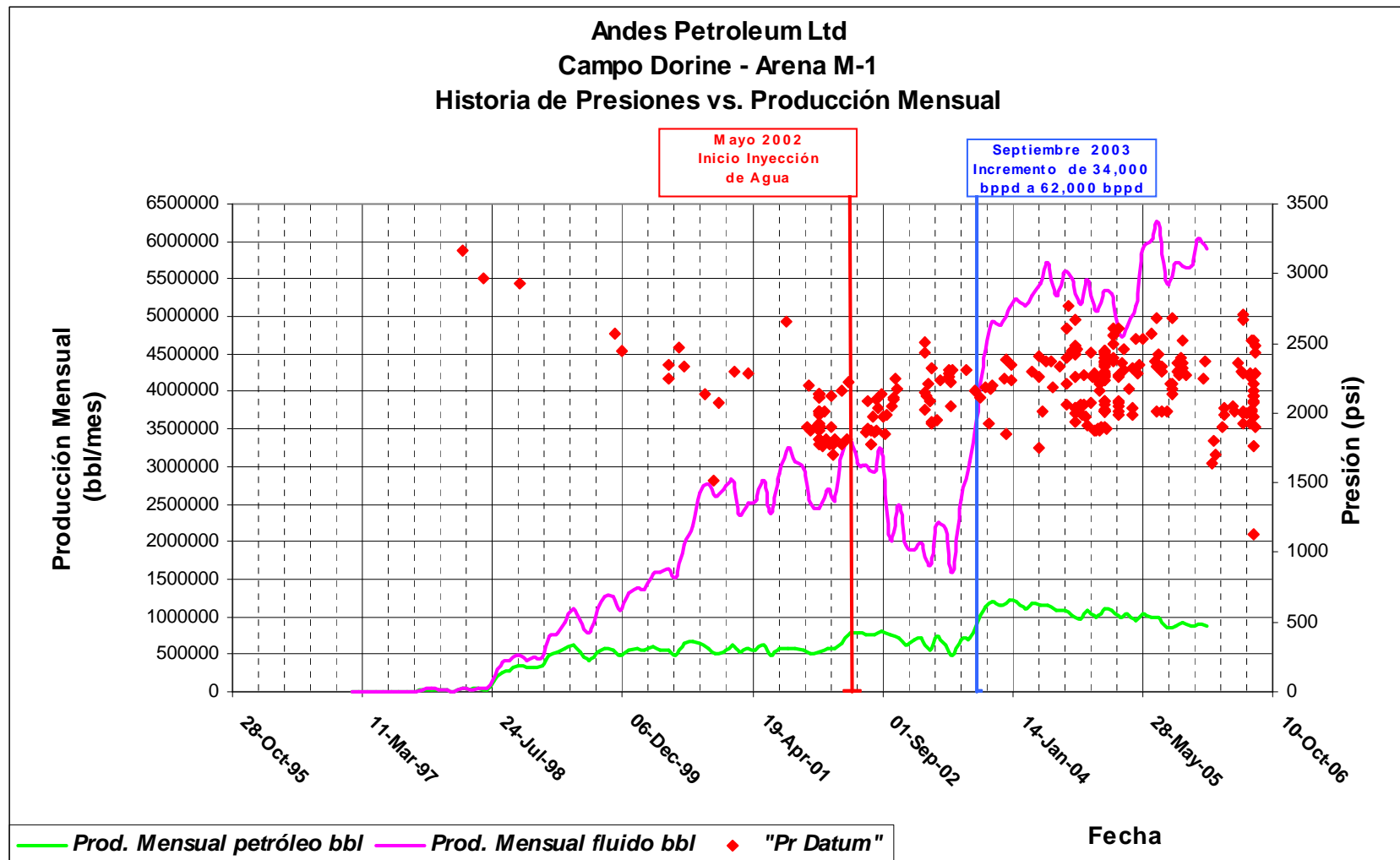
Last avg. WOR: 50.182

Last avg. BOPD: 106

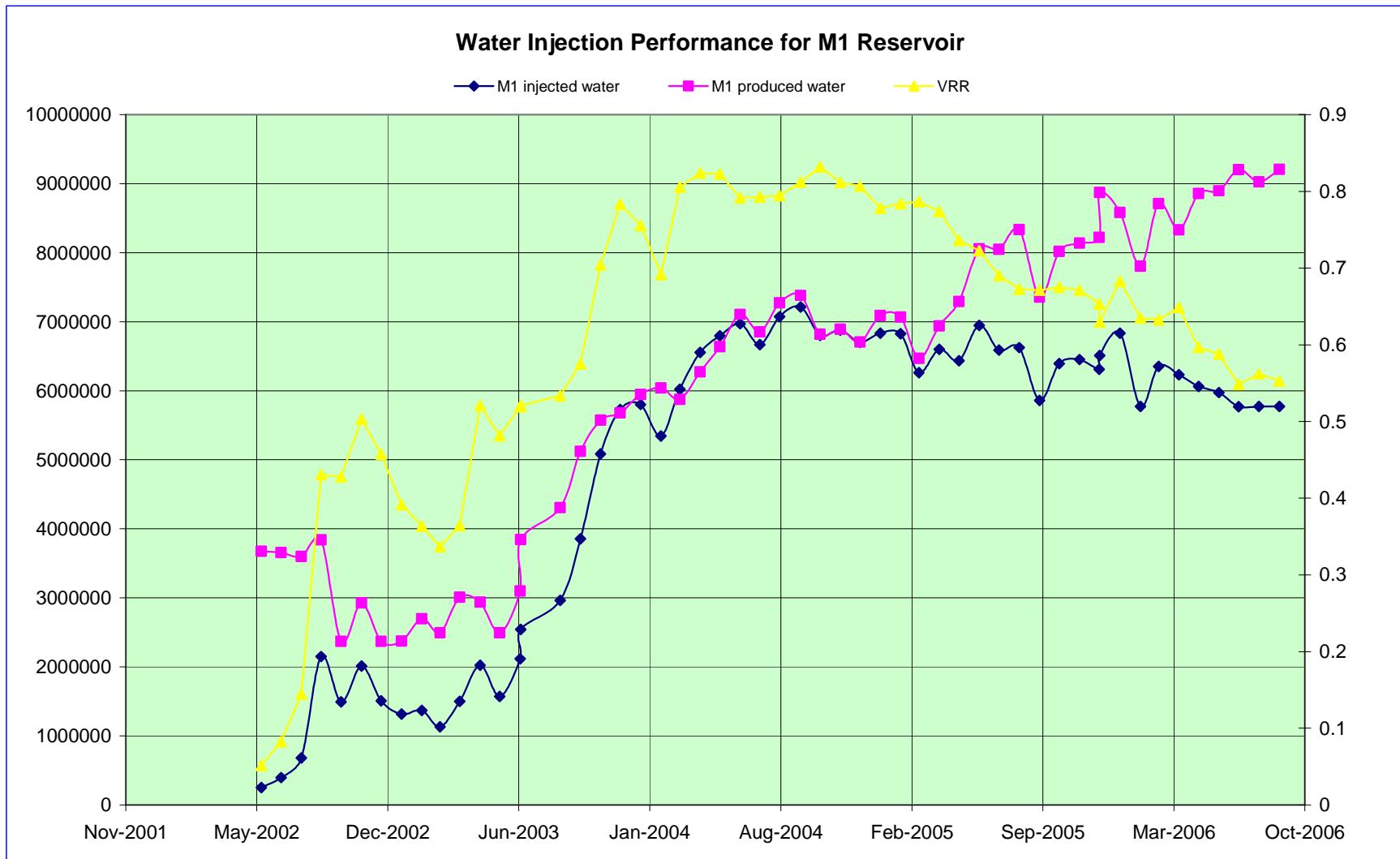
Last avg. BFPD: 5424



Anexo 2.1 Historial de producción del pozo Dorine 08

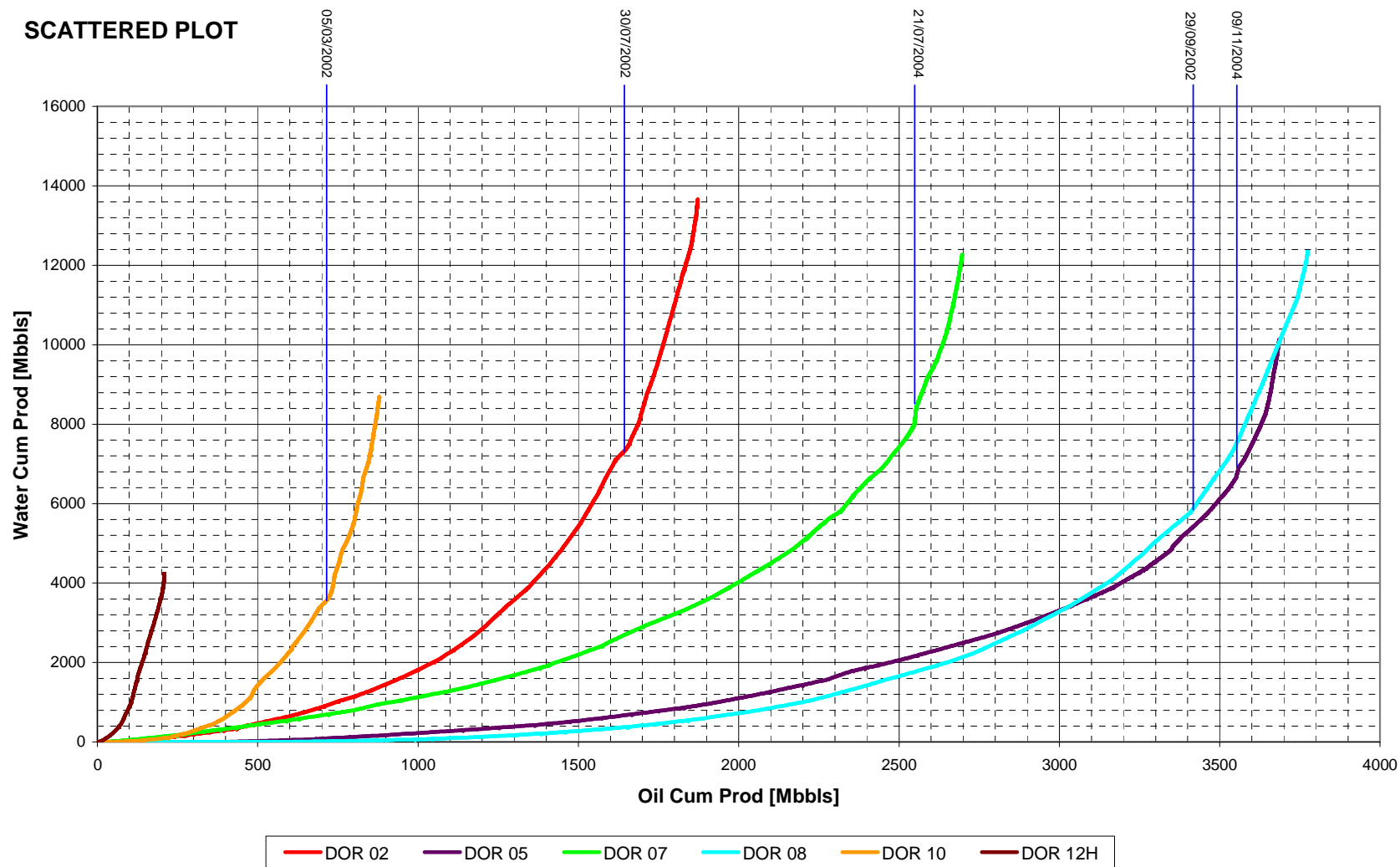


Anexo 2.2 Historial de presión del Campo Dorine, yacimiento M – 1

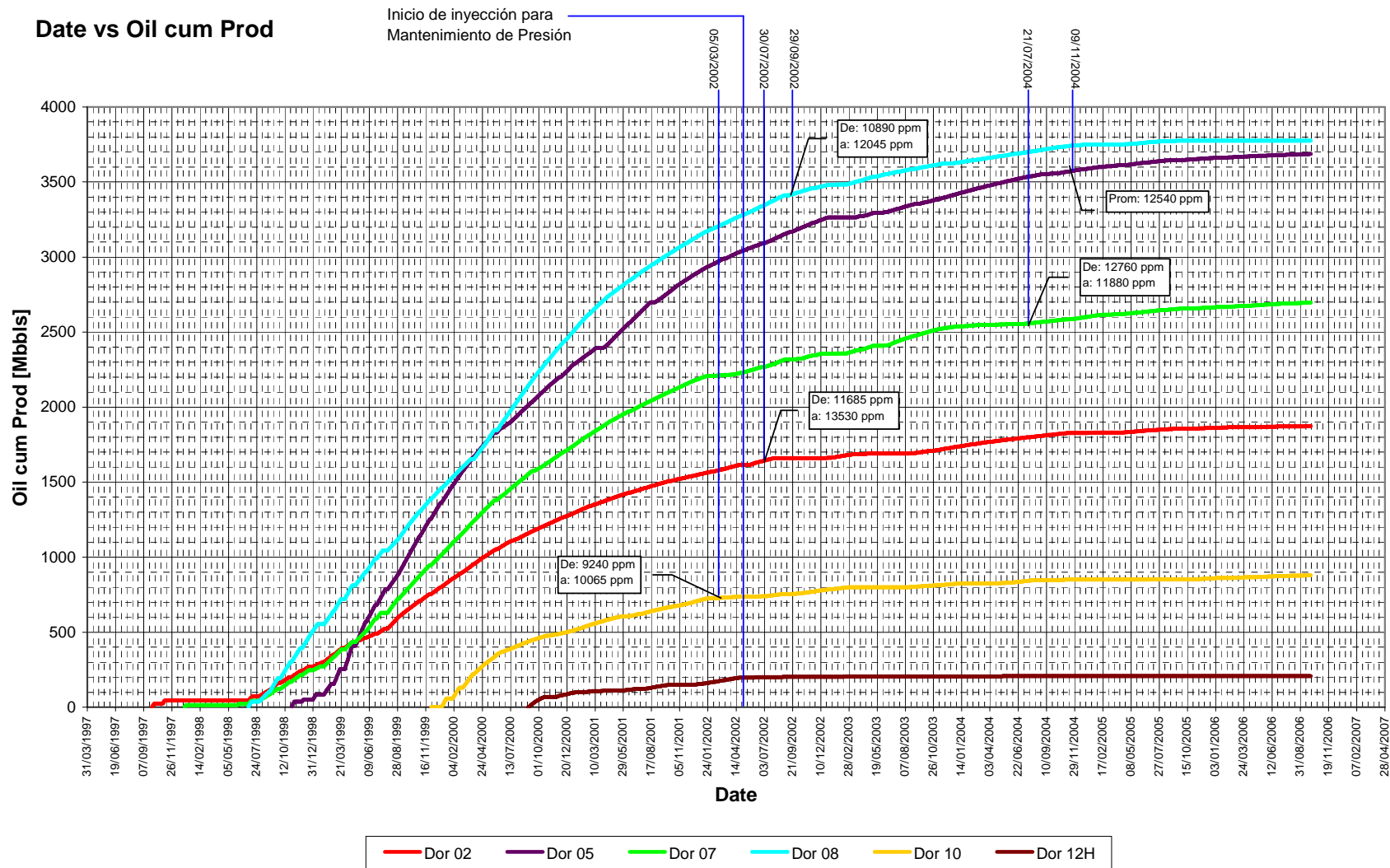


**Anexo 2.3** Tasa de reemplazo volumétrico VRR; Tarapoa, yacimiento M – 1

### SCATTERED PLOT



Anexo 2.4 Diagrama de dispersión, Petróleo acumulado producido vs Agua acumulada producida

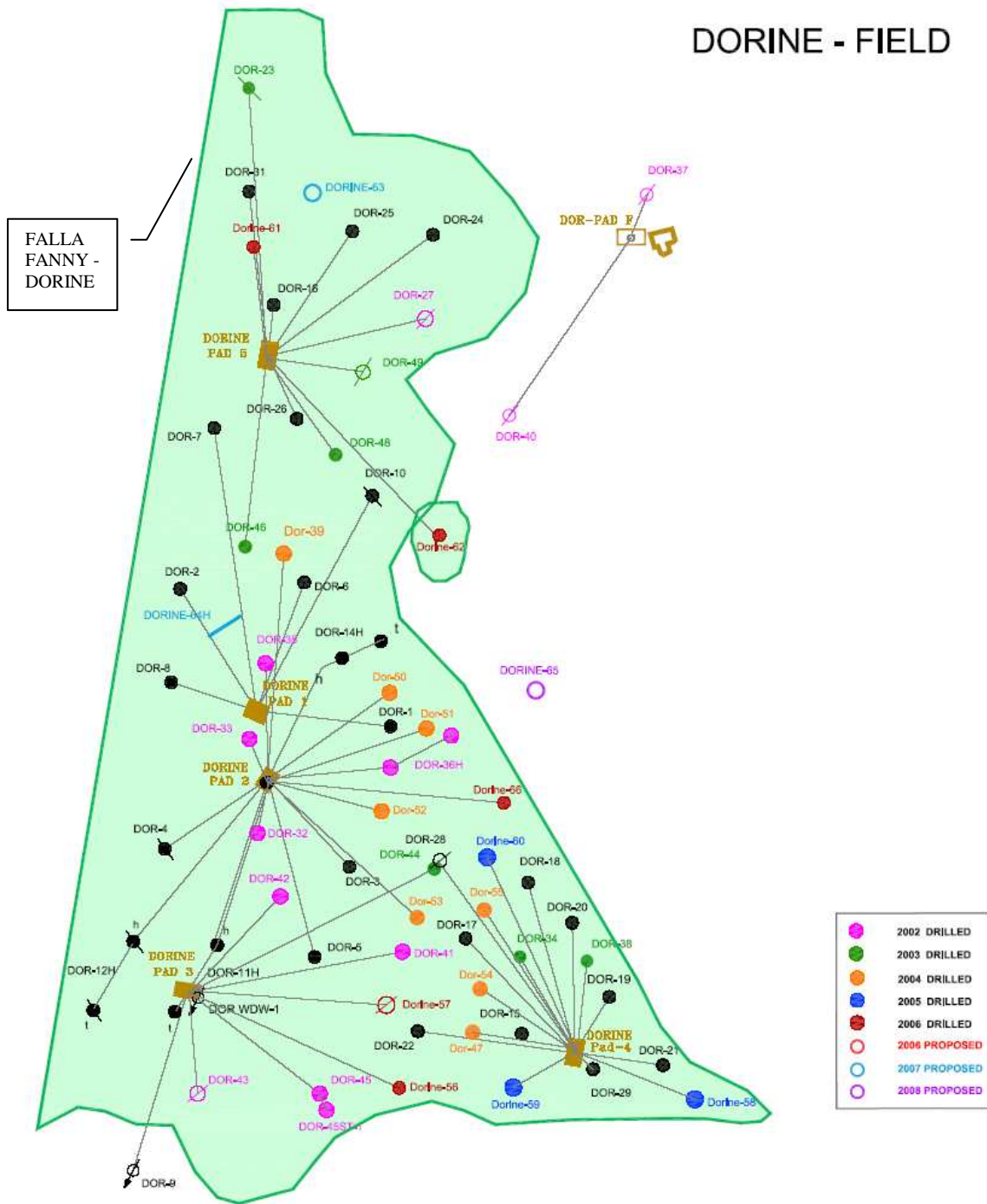


Anexo 2.5 Petróleo acumulado producido vs tiempo

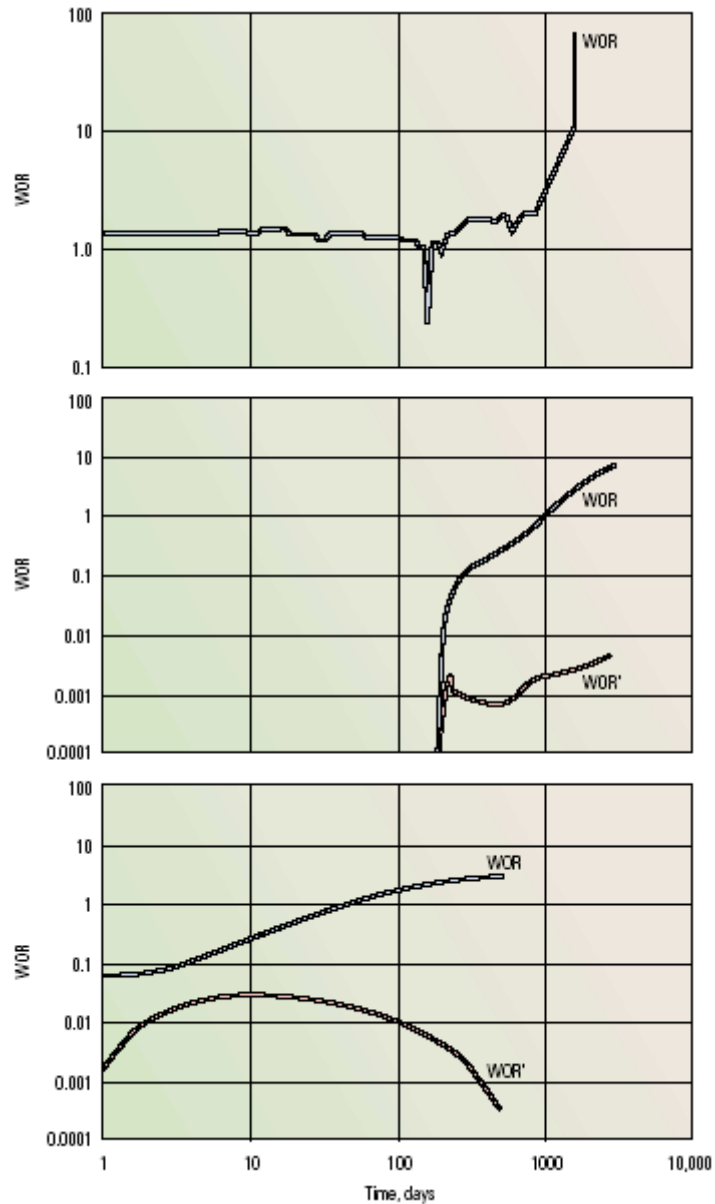
## **ANEXO 3**



DORINE - FIELD



Anexo 3.1 Diagrama de ubicación de los pozos del Campo Dorine



(a) Una trayectoria abierta del flujo muestra un muy rápido incremento de agua. Este perfil indica el flujo a través de una Falla, fractura o canal detrás del casing. Este puede ocurrir en algún tiempo durante la historial de producción del pozo.

(b) El movimiento del contacto agua – petróleo (OWC) muestra un rápido incremento en el rompimiento de agua, seguido de una curvilínea. Ejemplo aumento de frecuencia a la bomba.

(c) Un incremento gradual en el WOR indica el incremento paulatino de una conificación de agua, pero que se manifiesta en poco tiempo de producción del pozo.

### Anexo 3.2 Gráfico de diagnóstico de perfiles caracterizando los mecanismos de rompimiento de agua

There should be more production and reservoir engineering opportunities and benefits by using this diagnostic technique as one further progresses along this approach.

#### ACKNOWLEDGMENTS

The author wishes to thank ARCO Long Beach Incorporated, THUMS, City of Long Beach Department of Oil Properties, and ARCO Alaska for their strong support during the early part of this technique development; Chevron engineers in Midland, New Orleans, Lafayette, LaHabra and Houston for their belief and appreciation in this concept and approach, and technical support in this project; and Amoco engineers in Houston, Midland and Calgary for data support and untiring technical discussions. Special thanks are extended to the management and engineers of Schlumberger Dowell for their persistent encouragement, particularly Joe Mach for his unswerving support during the development of this technique, and Sharon Jurek for her help in the preparation of this manuscript.

#### REFERENCES

1. Sydansk, R.D. and Moore, P.E.: "Production Responses in Wyoming's Big Horn Basin Resulting From Application of Acrylamide-Polymer/Cr(III)-Carboxylate Gels," paper SPE 21894, 1990.
2. Morgan, J.C. and Stevens, D.G.: "Water Shut Off With Chemicals: Targets, Systems and Field Results," paper presented at the 1995 International Symposium on Oilfield Chemicals, Gello, Norway, March 19-22.
3. Seright, R.S. and Liang, J.: "A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water Shutoff," paper SPE 26991 presented at the 1994 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, March 16-18.
4. Hwan, R-N. R.: "Numerical Simulation Study of Water Shutoff Treatment Using Polymers," paper SPE 25854 presented at the 1993 SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, April 12-14.
5. Wilhite, G.P.: *Waterflooding*, Text Book Series, SPE., Richardson, TX (1986) 3, Chapter 5.
6. Higgins, R.V. and Leighton, R.V.: "Matching Calculated With Actual Waterflood Performance With Estimation of Some Reservoir Properties," paper SPE 4412 presented at the 1973 SPE

Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, WY, May 15-16.

7. Mungan, N.: "A Theoretical and Experimental Coning Study," *SPEJ* (June 1975) 247-254.
8. Ershaghi, I. and Abdassah, D.: "A Prediction Technique for Immiscible Process Using Field Performance Data," *JPT* (April 1984) 664-670.
9. Ershaghi, I., Handy, L.L., and Hamdi, M.: "Application of the X-Plot Technique to the Study of Water Influx in the Sidi El-Itayem Reservoir, Tunisia," *JPT* (1987) 1127-1136.
10. Nolen, J.S. and Chappellear, J.E.: "Second Comparative Solution Project: A Three-Phase Coning Study," paper SPE 10489 presented at the 1982 SPE Symposium on Reservoir Stimulation, New Orleans, LA, Jan. 31 - Feb. 3.

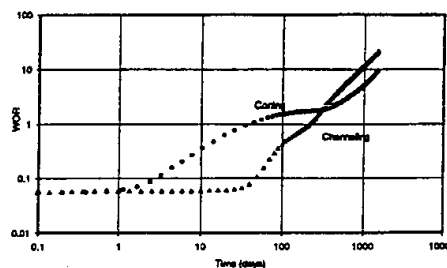


Figure 1—Water coning and channeling WOR comparison.

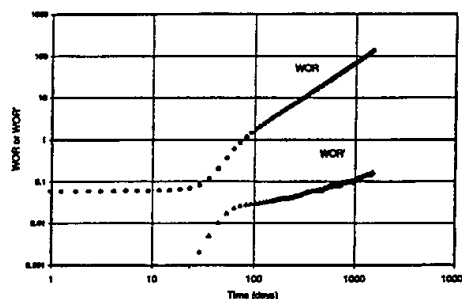


Figure 2—Multilayer channeling WOR and WOR' derivatives.

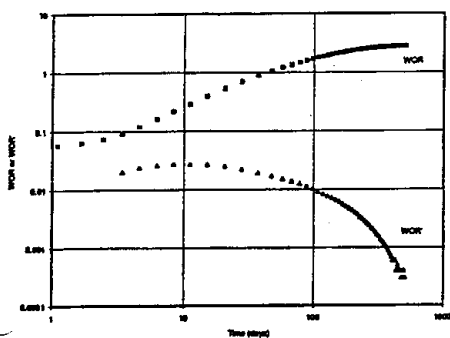


Figure 3—Bottomwater coning WOR and WOR' derivatives.

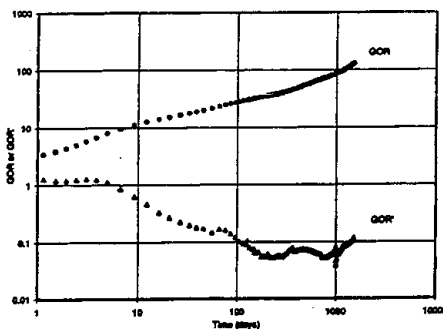


Figure 6—GOR and GOR' derivatives for gas coning in an oil well.

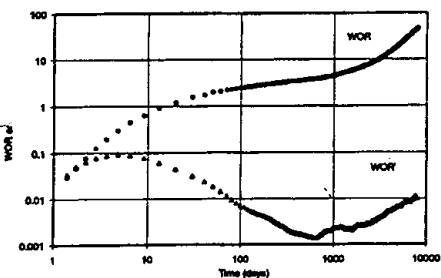


Figure 4—Bottomwater coning with late time channeling behavior.

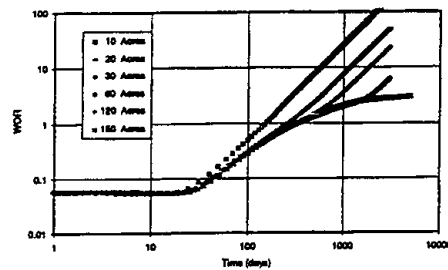


Figure 7—Bottomwater coning WOR vs well spacing.

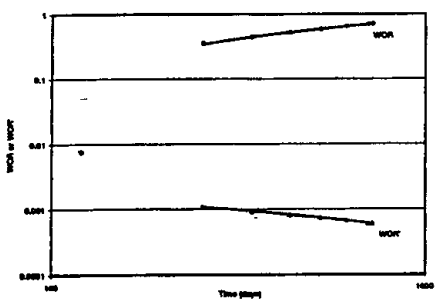


Figure 5—WOR and WOR' derivatives from the coning history of the second SPE comparative solution project.

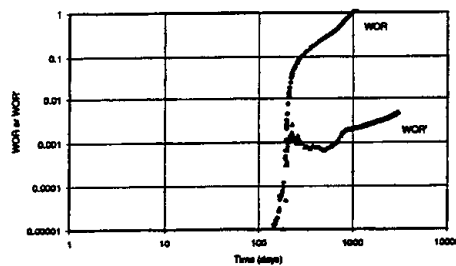


Figure 8—WOR and WOR' derivatives for thief layer water recycling.

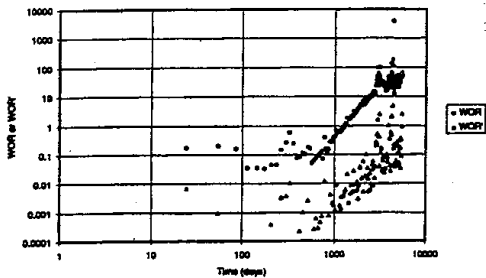


Figure 9—Field Example 1: Multilayer Channeling.

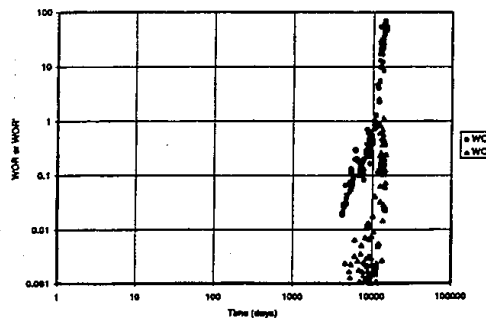


Figure 12—Field Example 4: Rapid Channeling.

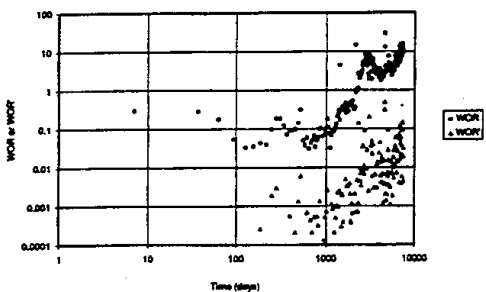


Figure 10—Field Example 2: Multilayer Channeling With Production Changes.

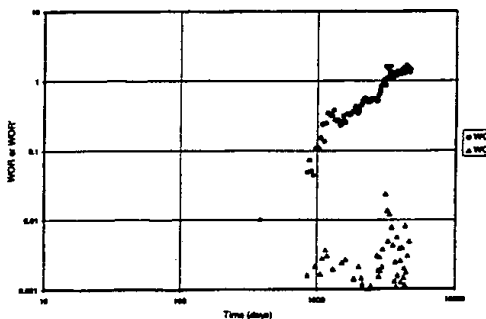


Figure 13—Field Example 5: Bottomwater Drive Coning.

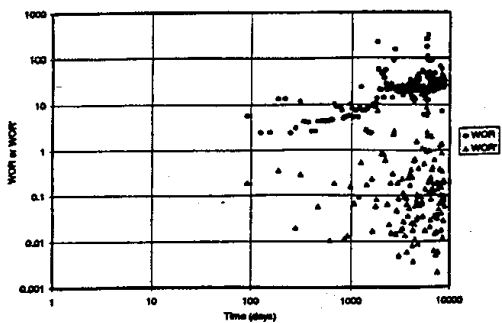


Figure 11—Field Example 3: Normal Displacement With High WOR.

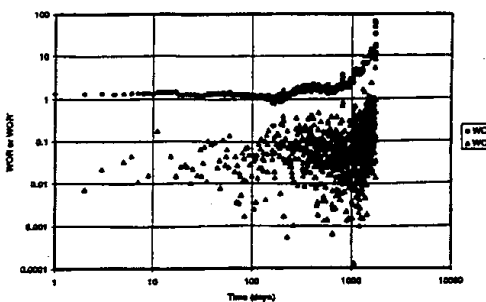


Figure 14—Field Example 6: Near Wellbore Water Channeling.

# DORINE\_02:M1

Last prod. date: 20060731

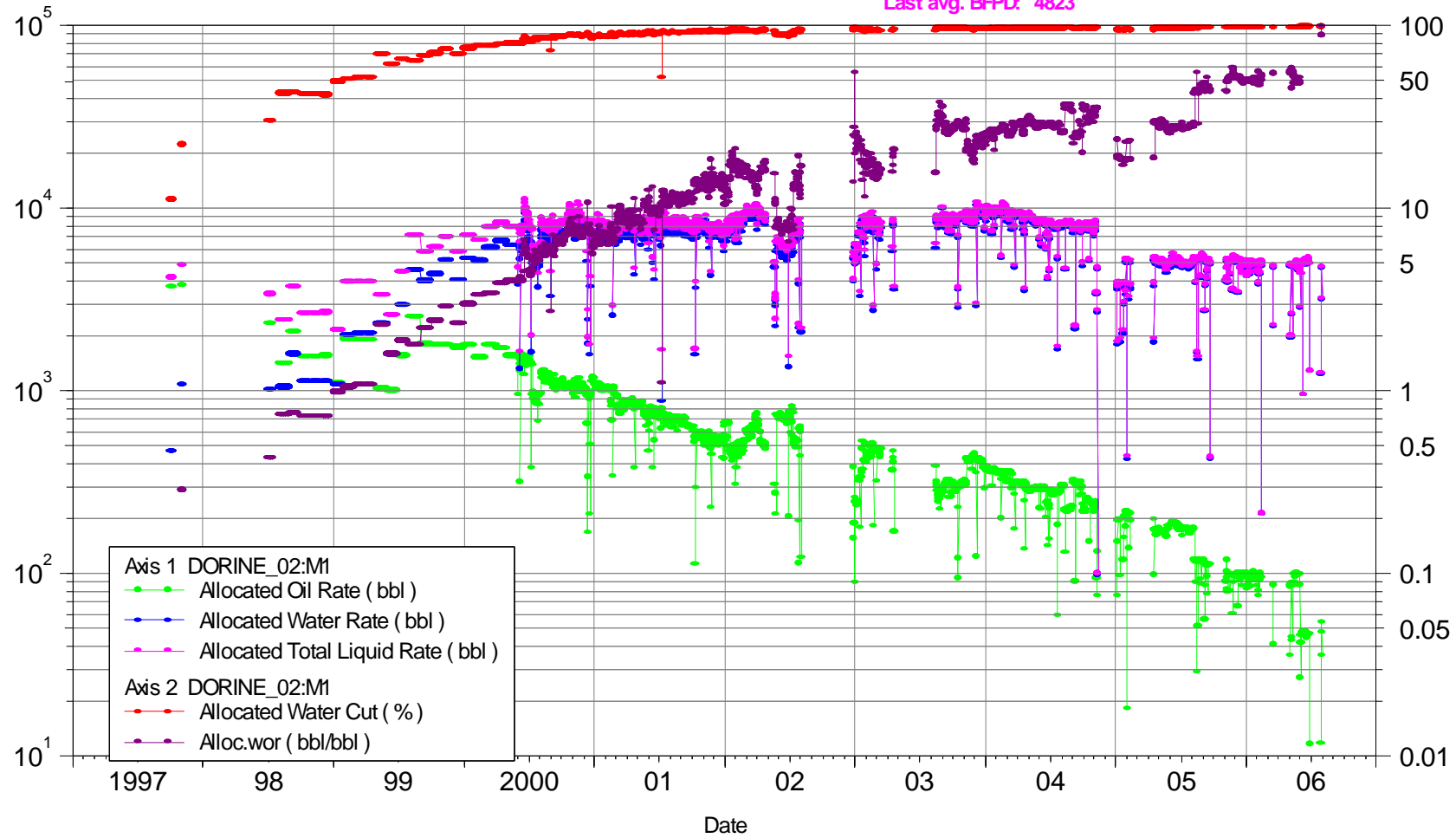
Last avg. WC %: 99

Last avg. BMPD: 4772

Last avg. WOR: 93.270

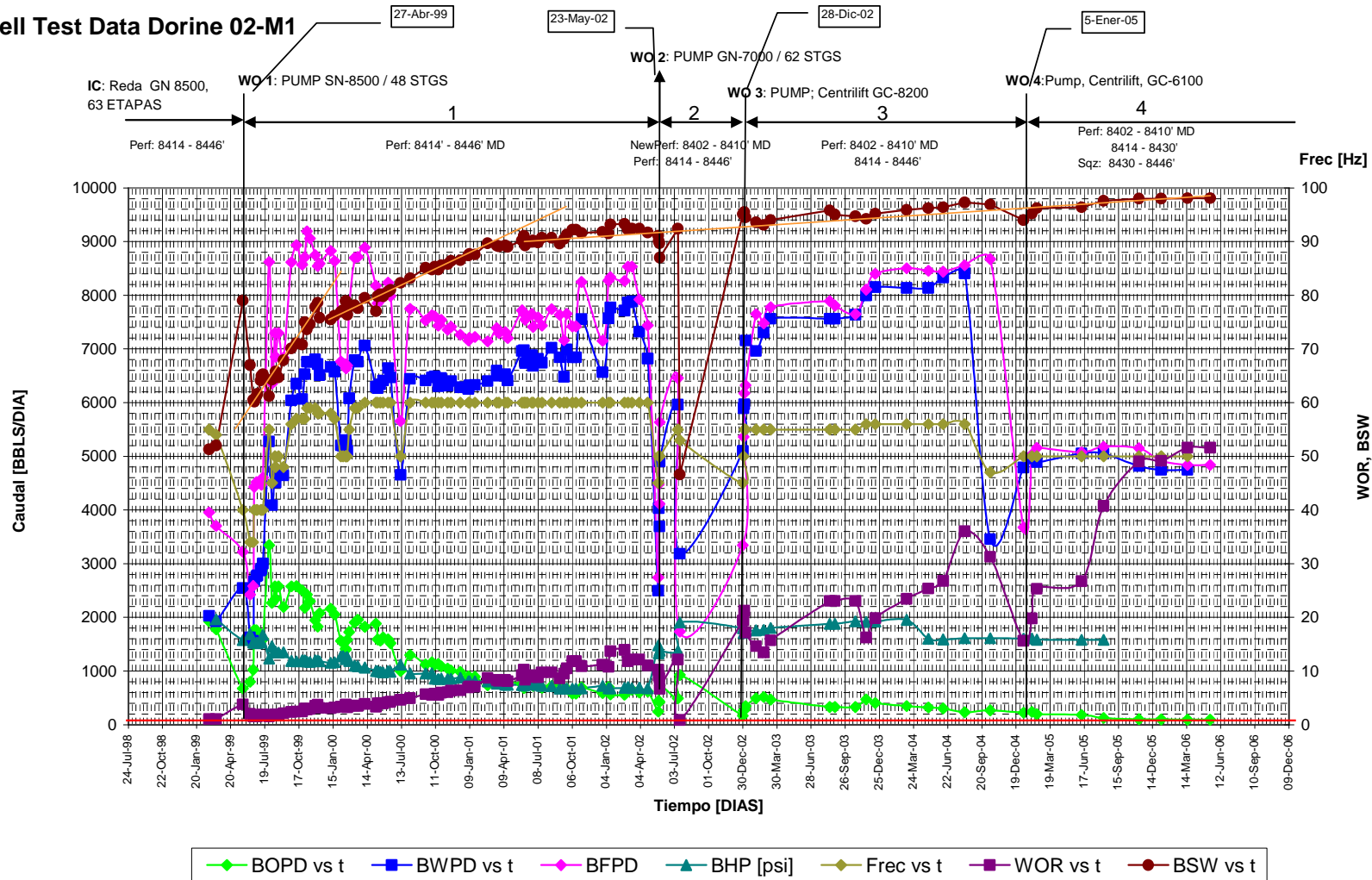
Last avg. BOPD: 51

Last avg. BFPD: 4823



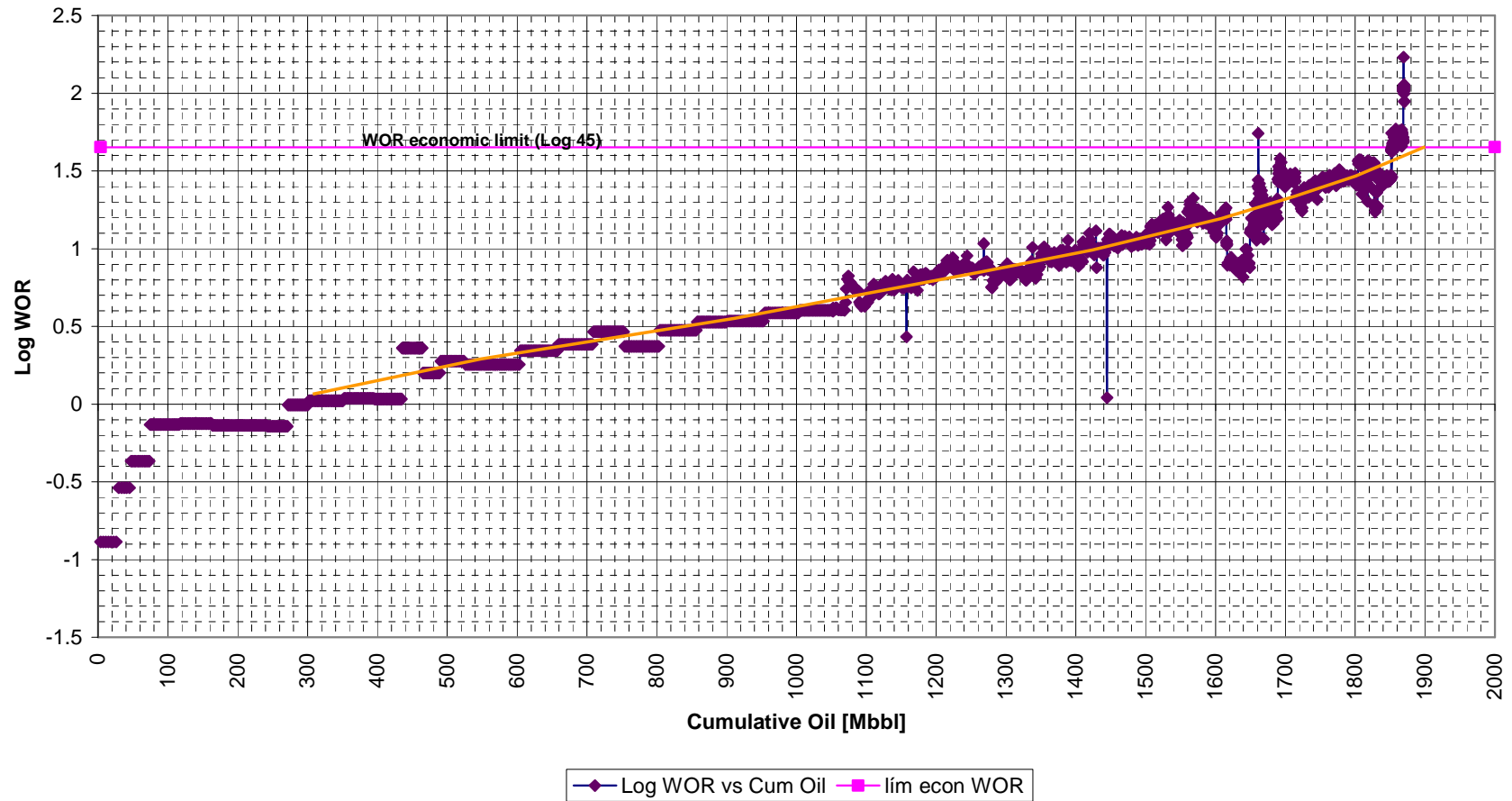
Anexo 3.4.1 Historial de producción del pozo Dorine 02, utilizando OilField Manager "OFM"

# Well Test Data Dorine 02-M1



Anexo 3.4.2 Historial de producción del pozo Dorine 02

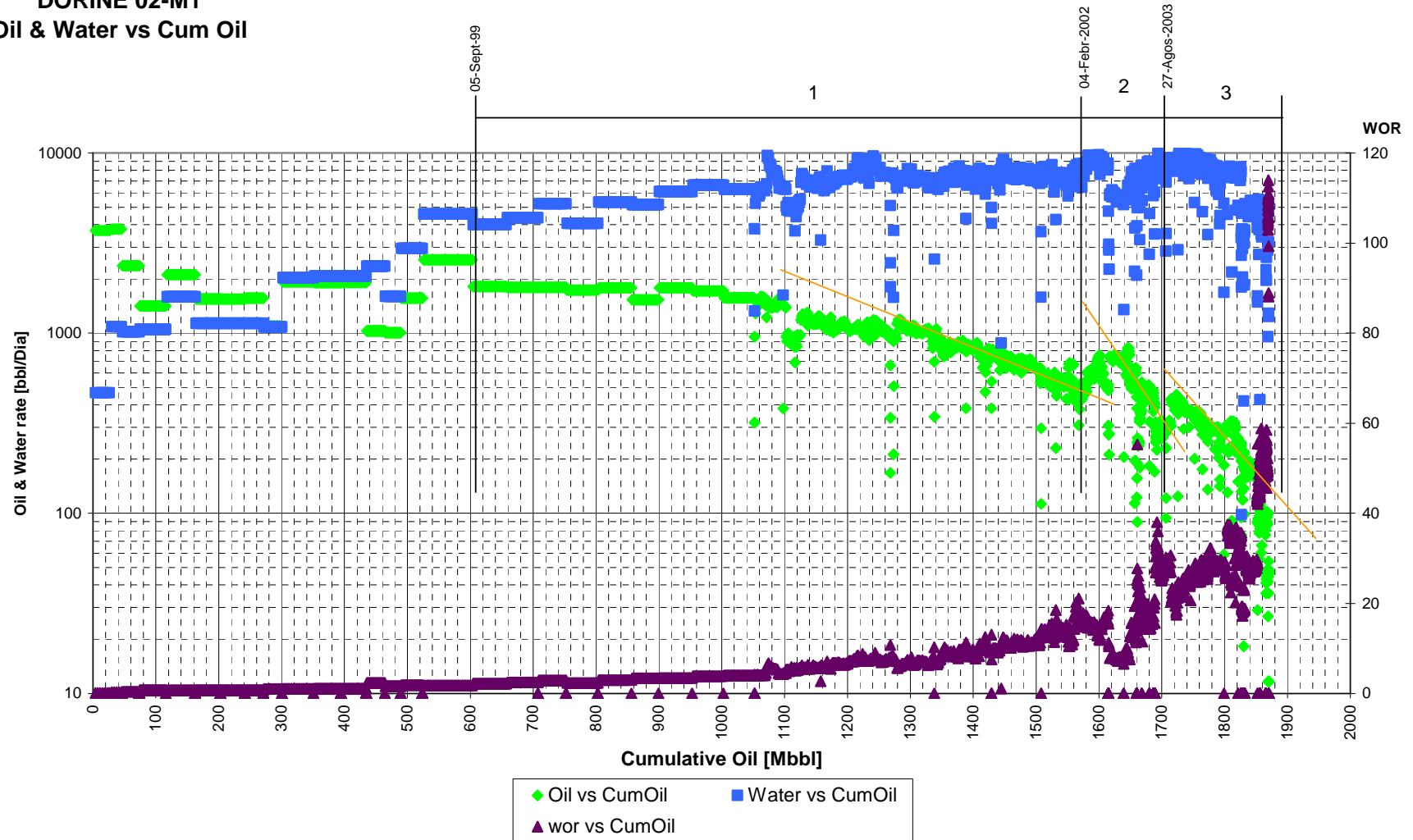
### DORINE 02 Log WOR vs CumOil



Anexo 3.4.3 Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 02

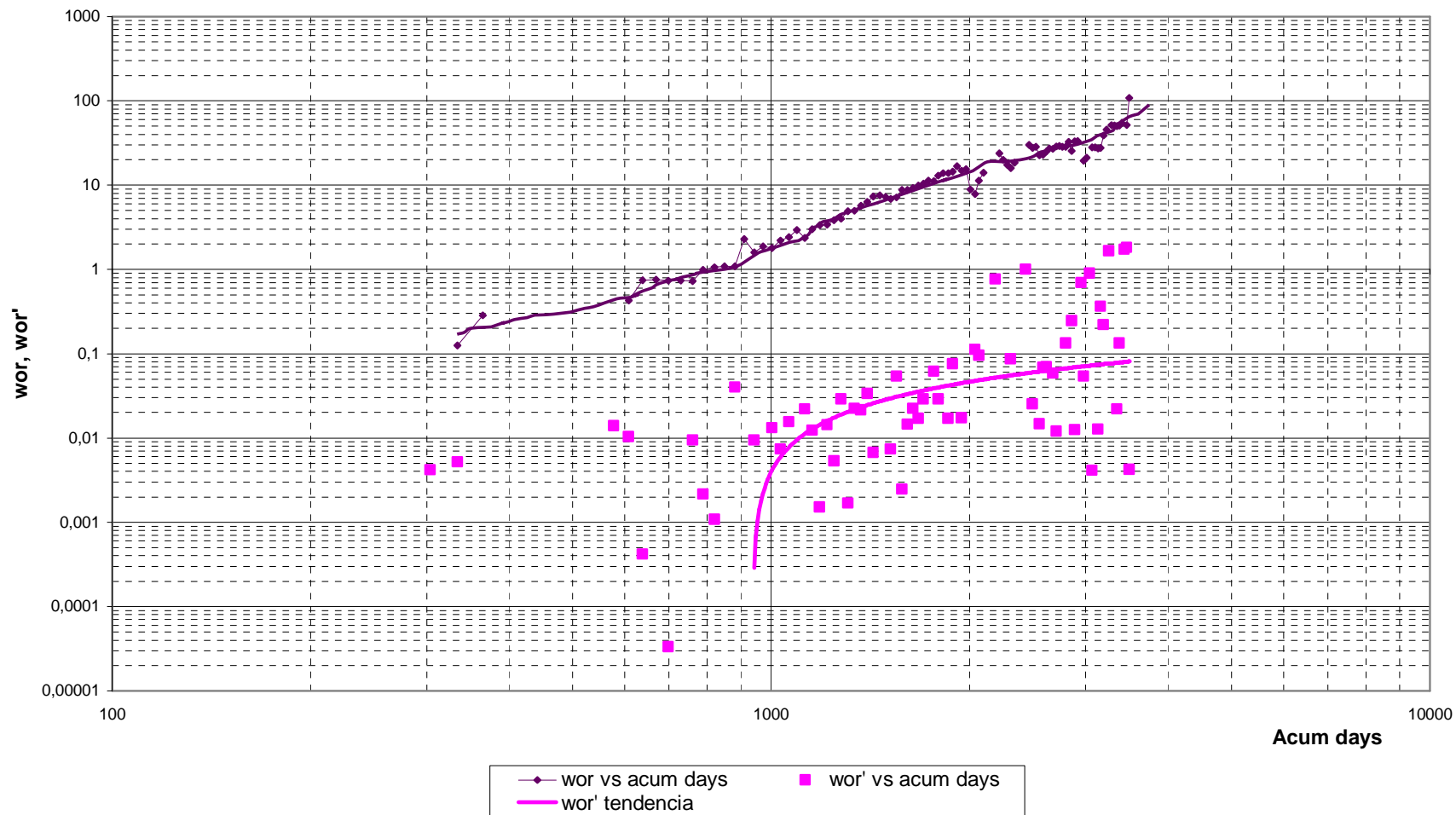


**DORINE 02-M1**  
**Oil & Water vs Cum Oil**



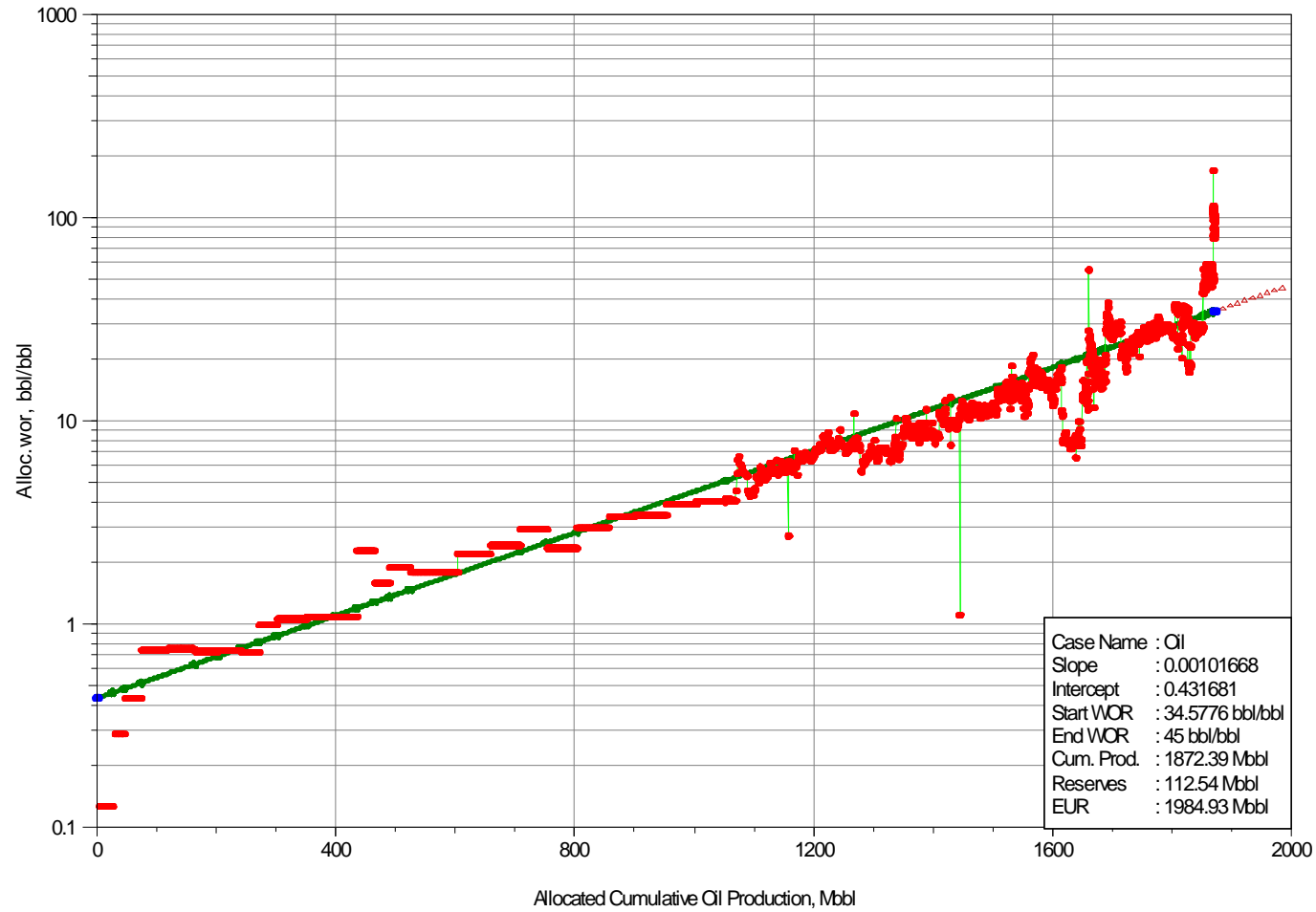
**Anexo 3.4.4** Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 02

**DORINE 02-M1**  
**WOR & WOR' vs Time**

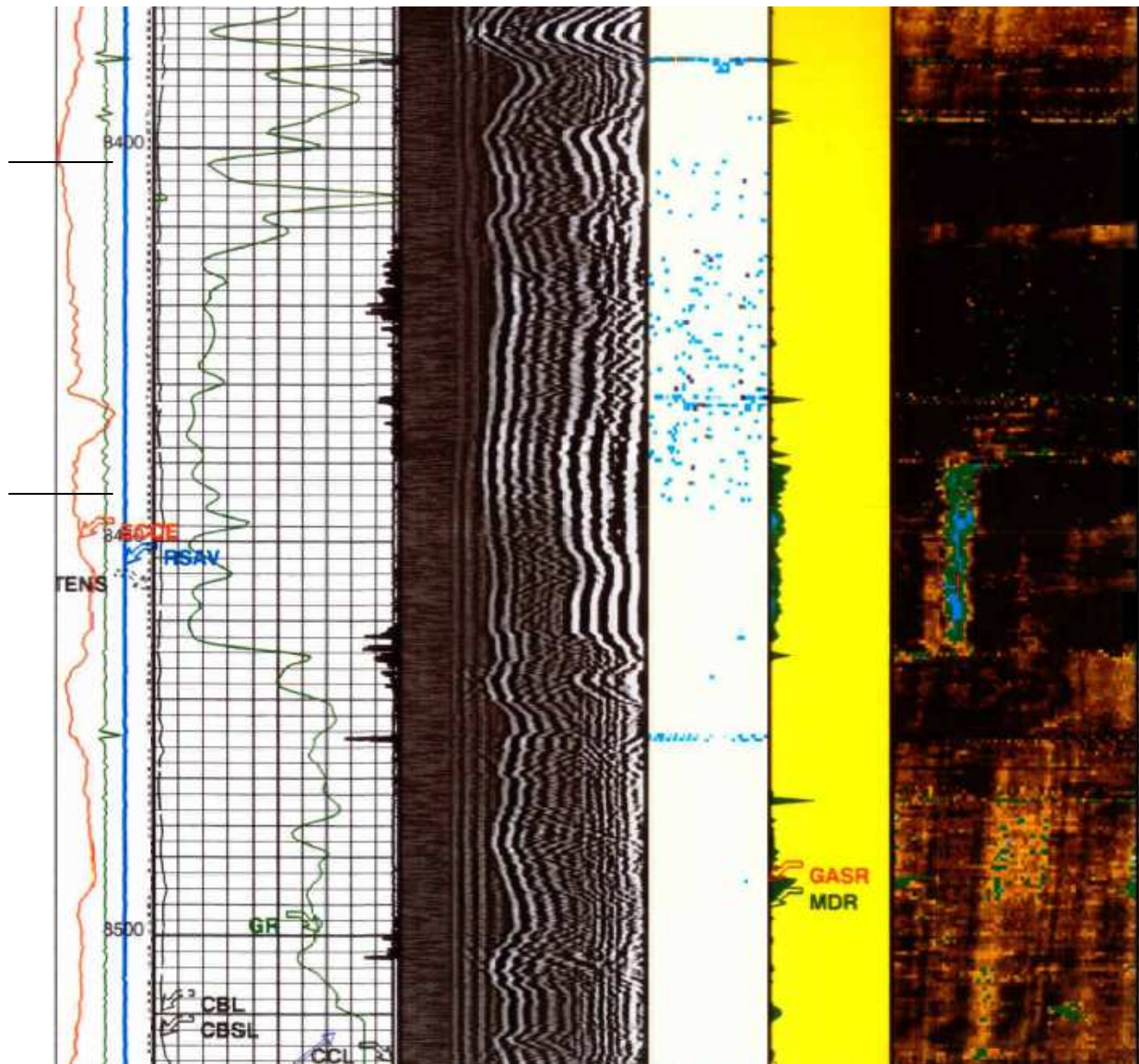


**Anexo 3.4.5** Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 02

# DORINE 2:M1



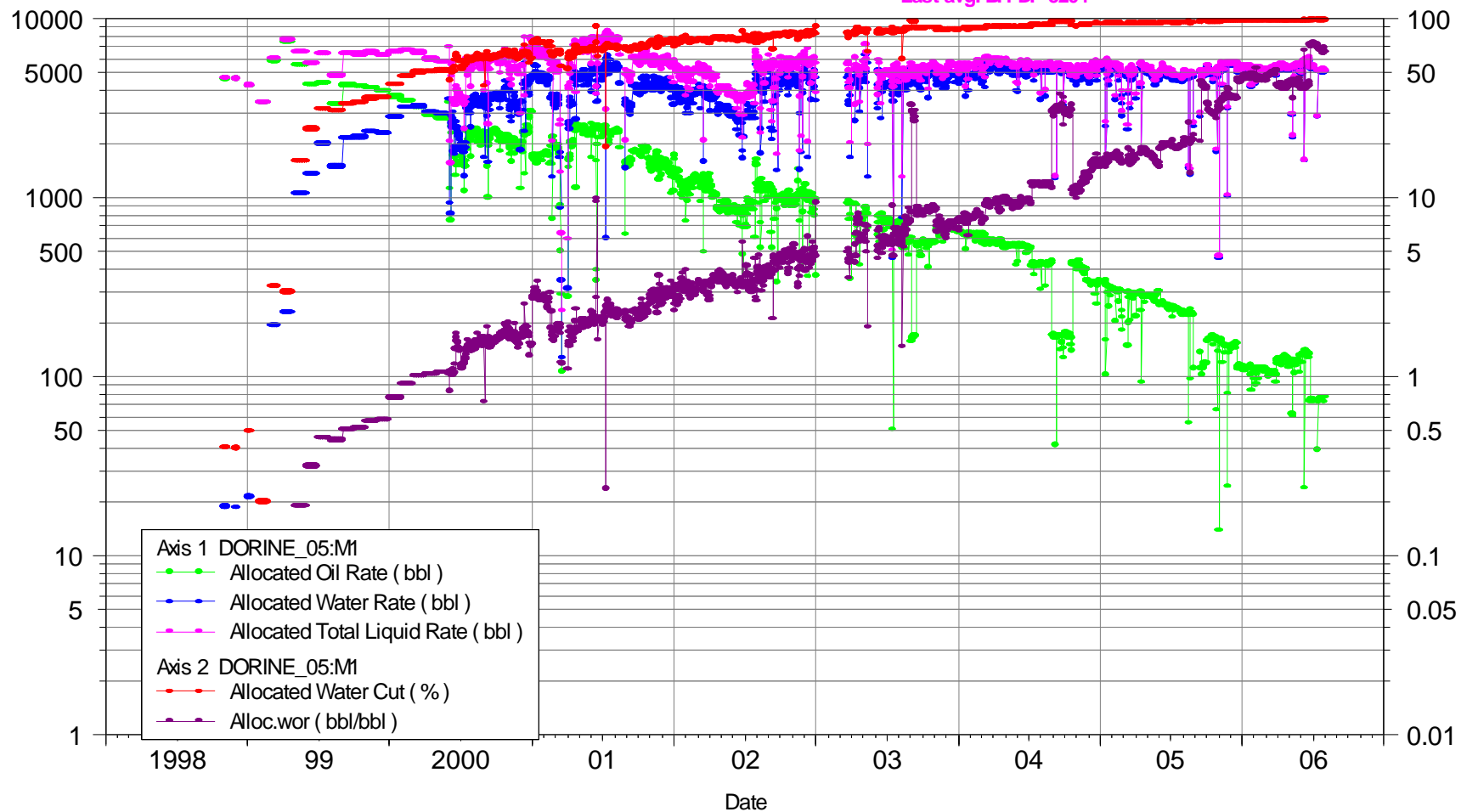
Anexo 3.4.6 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 02



Anexo 3.4.7 Registro de cementación Pozo Dorine 02

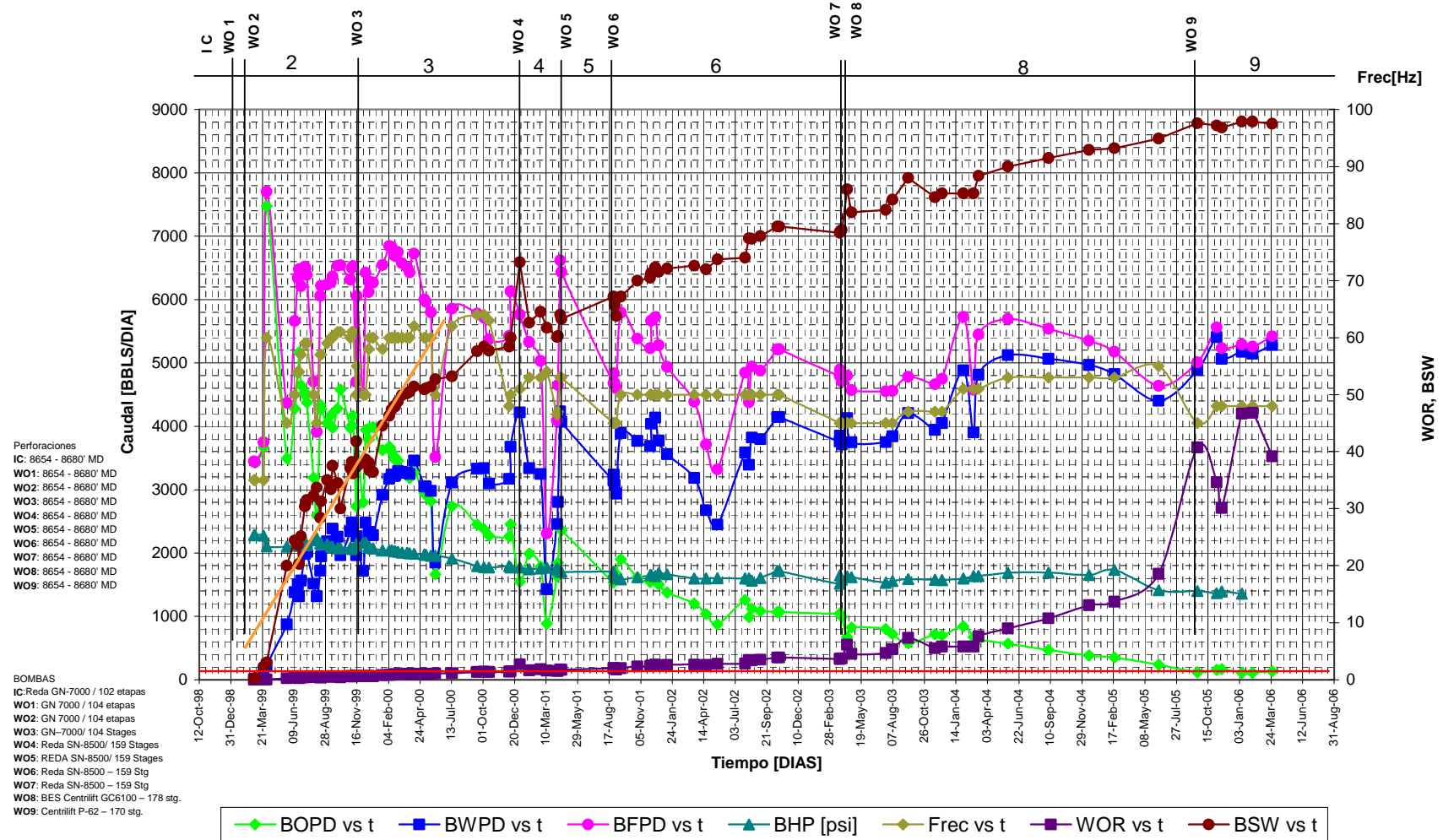
# DORINE\_05:M1

Last prod. date: 20060731  
 Last avg. WC %: 99  
 Last avg. BWPD: 5128  
 Last avg. WOR: 67.745  
 Last avg. BOPD: 76  
 Last avg. BFPD: 5204



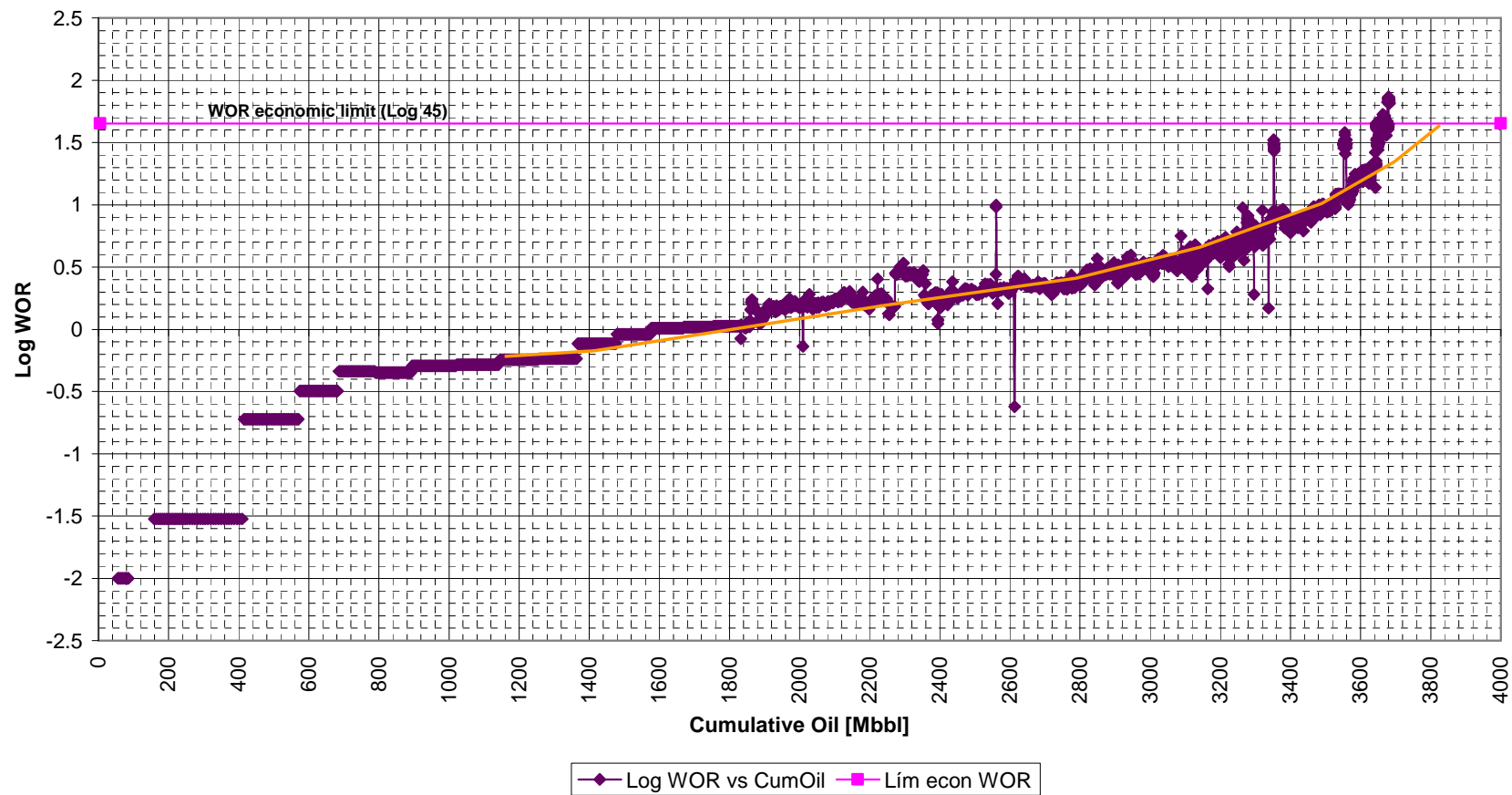
Anexo 3.5.1 Historial de producción del pozo Dorine 05, utilizando OilField Manager "OFM"

# Well Test Data Dorine 05-M1



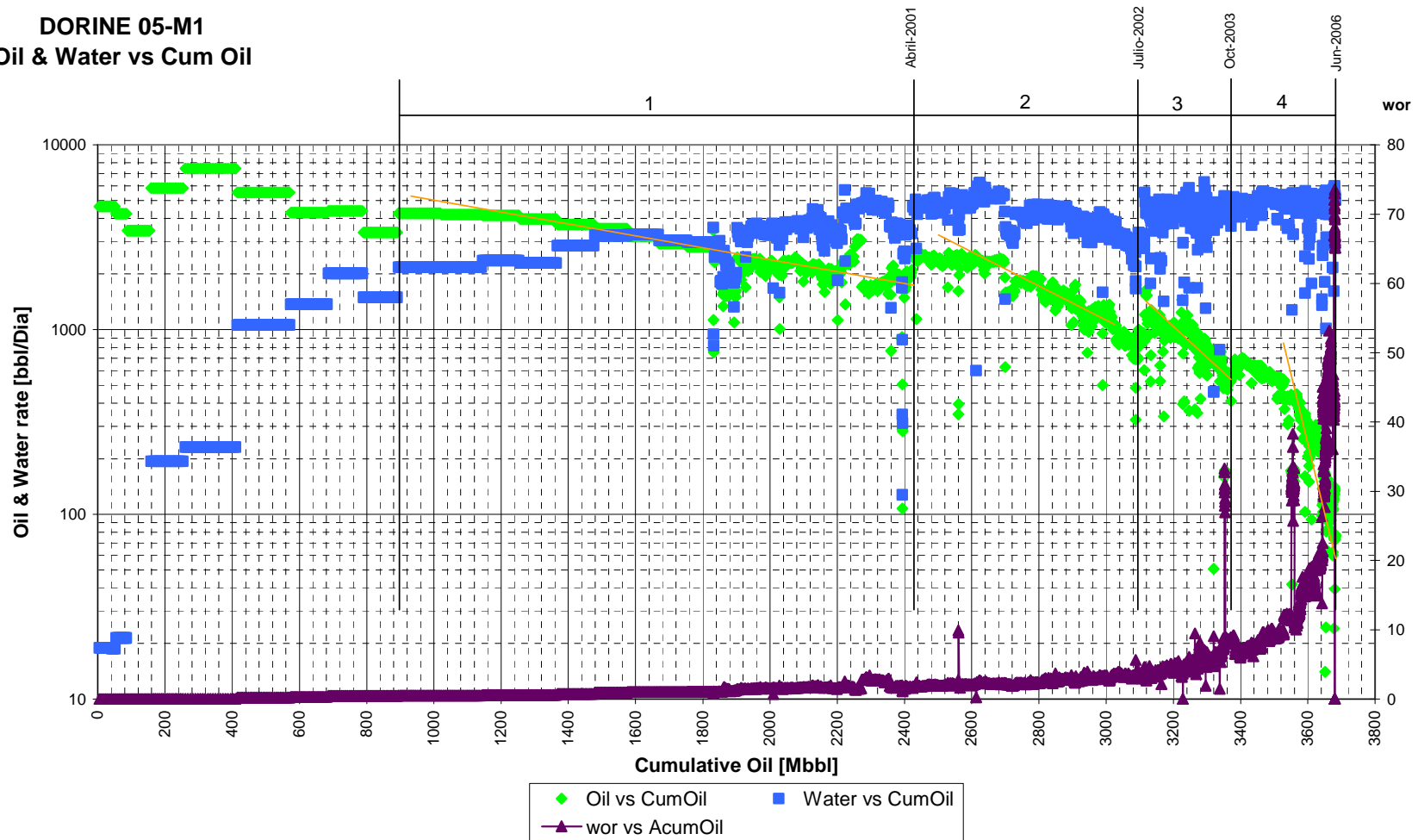
Anexo 3.5.2 Historial de producción del pozo Dorine 05

### DORINE 05 Log WOR vs CumOil



Anexo 3.5.3 Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 05

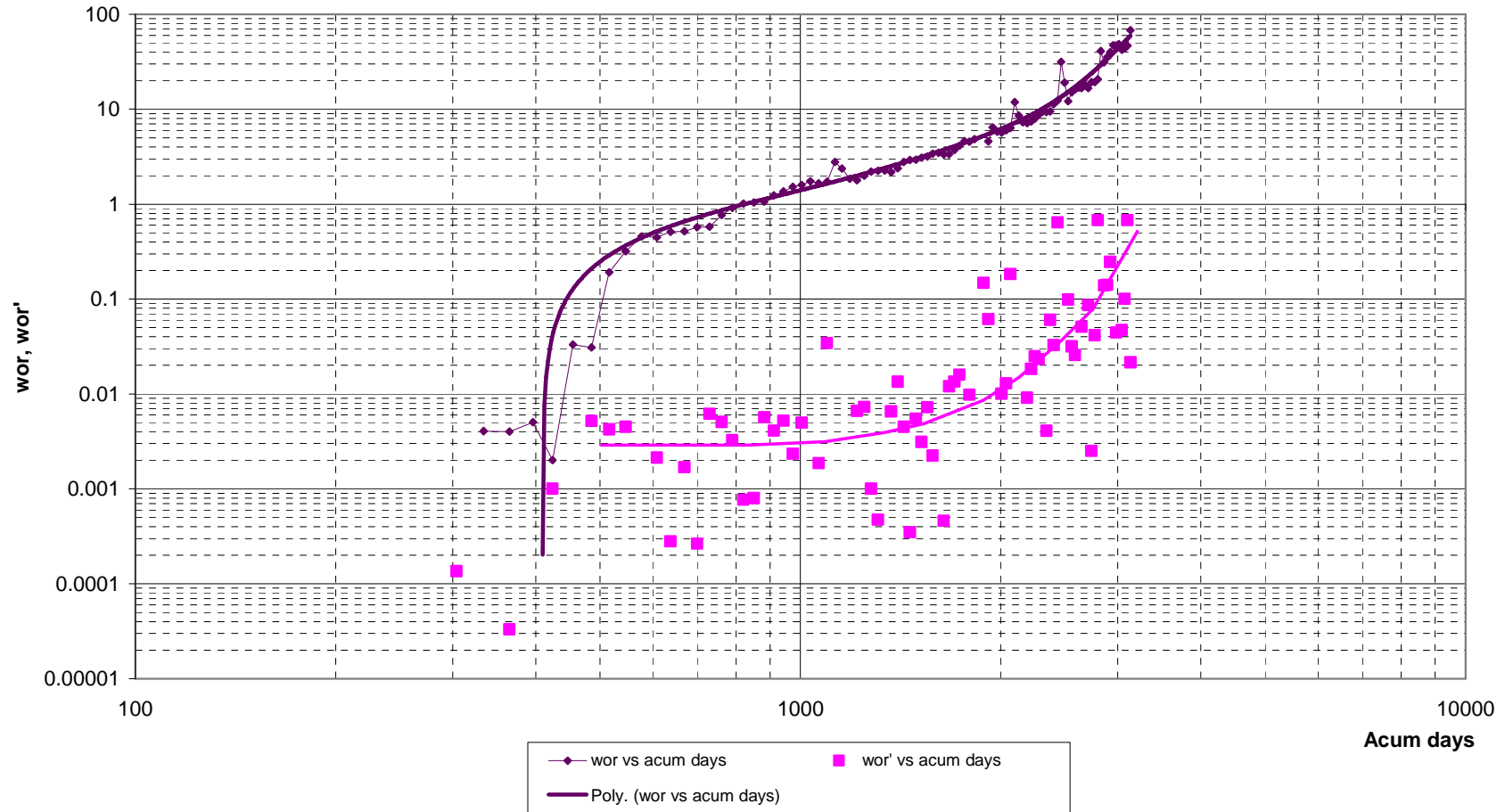
**DORINE 05-M1**  
**Oil & Water vs Cum Oil**



**Anexo 3.5.4** Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 05

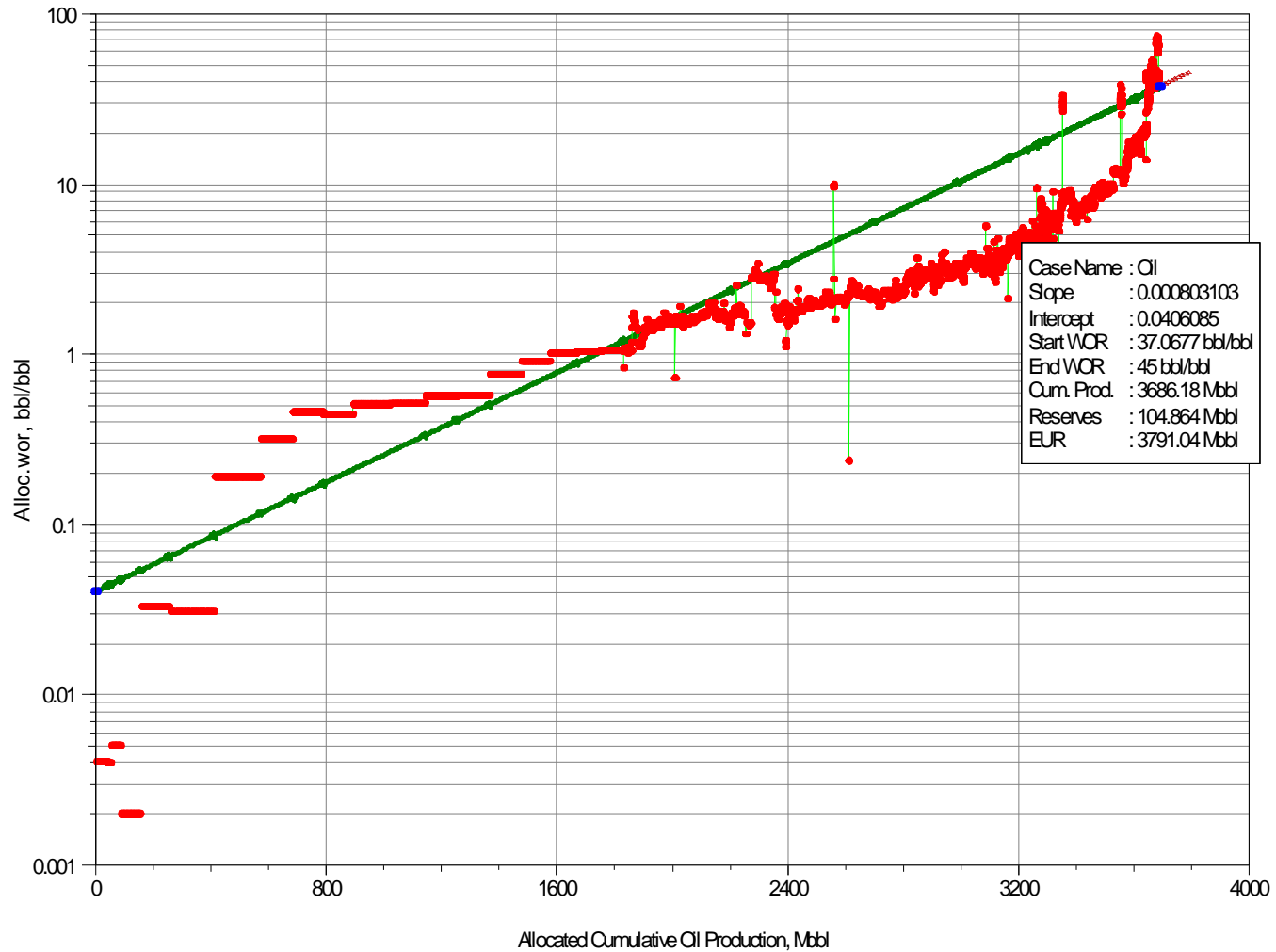


**DORINE 05**  
**WOR & WOR' vs Time**

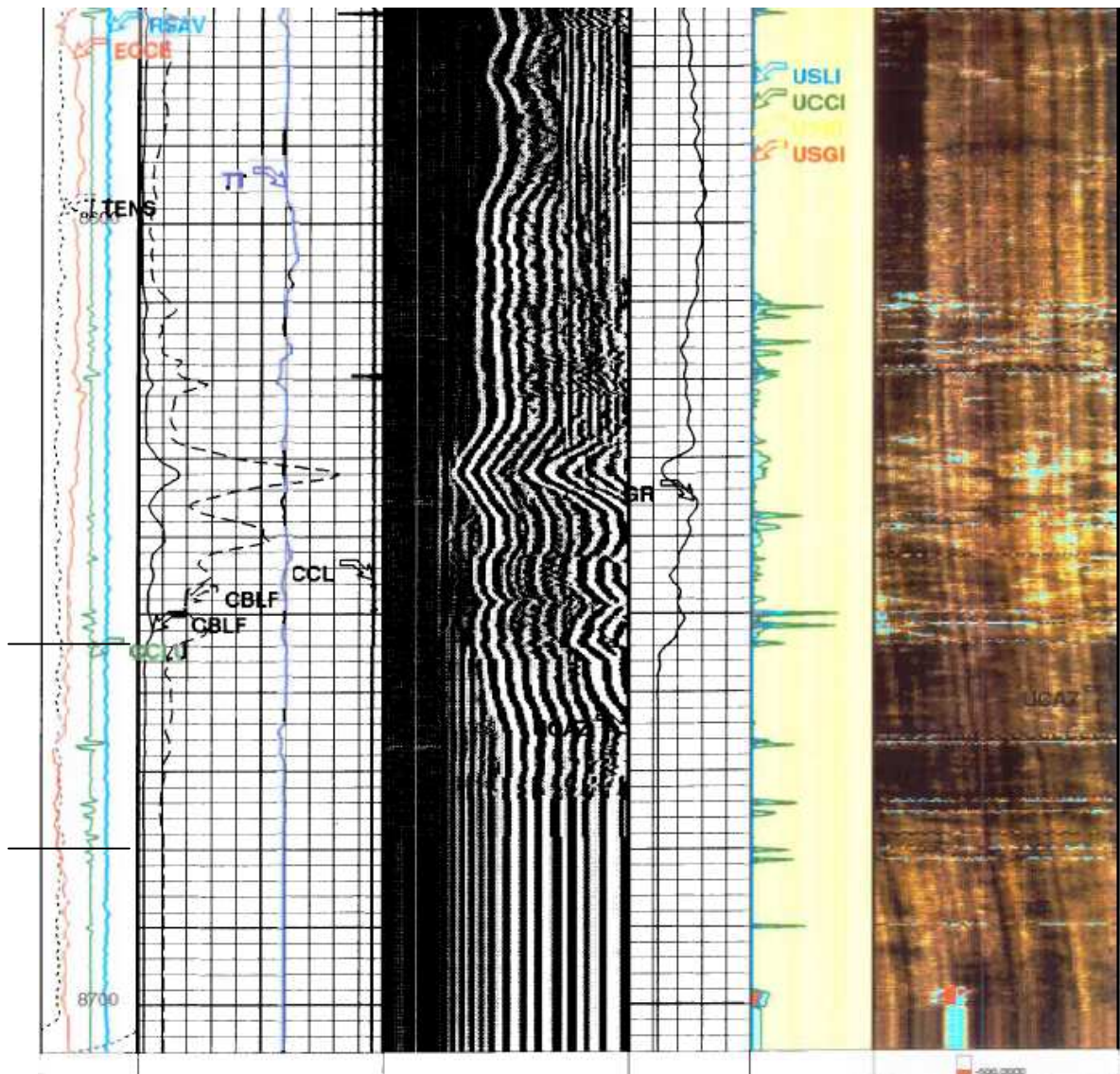


**Anexo 3.5.5** Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 05

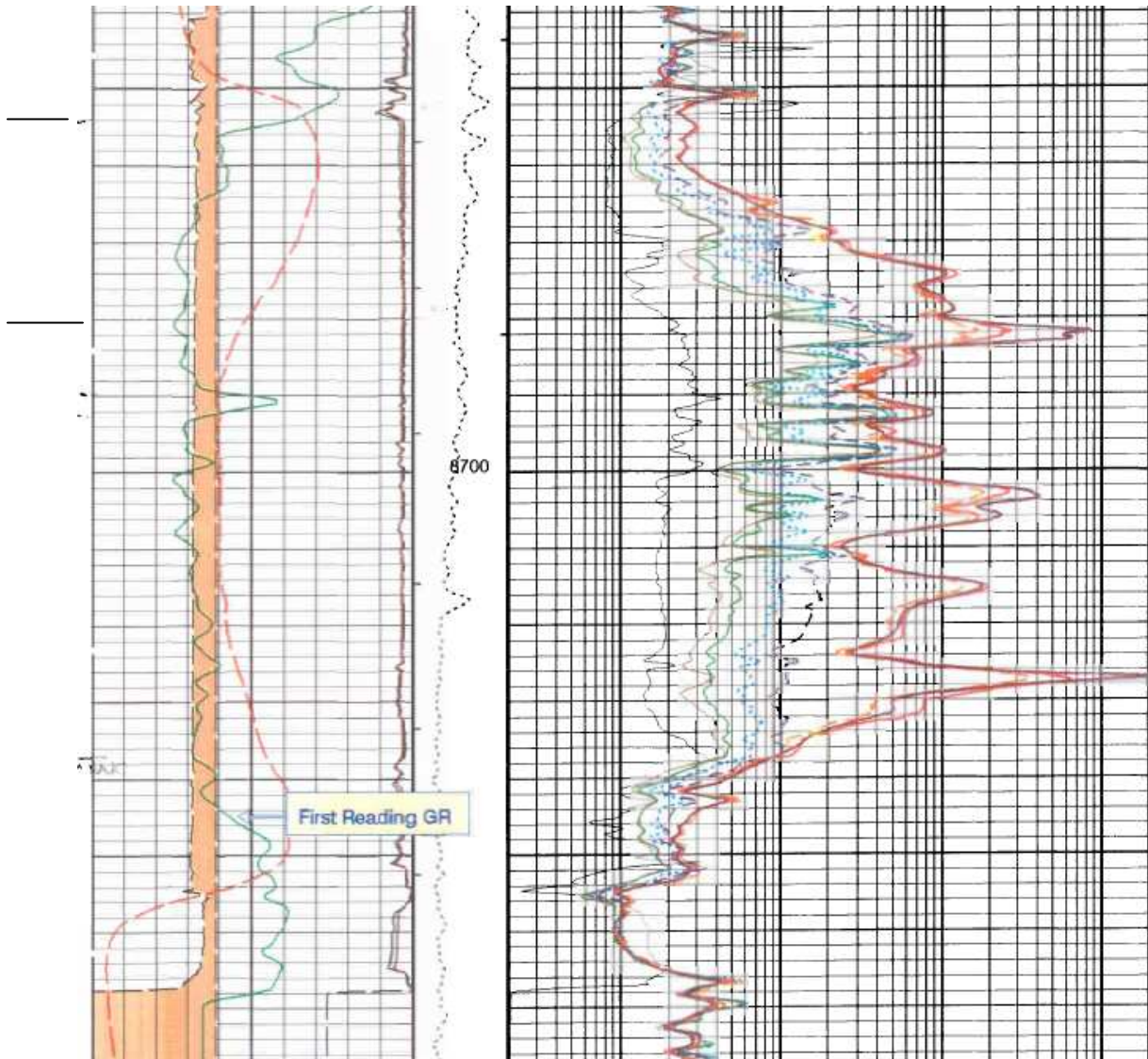
# DORINE 5:M1



Anexo 3.5.6 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 05



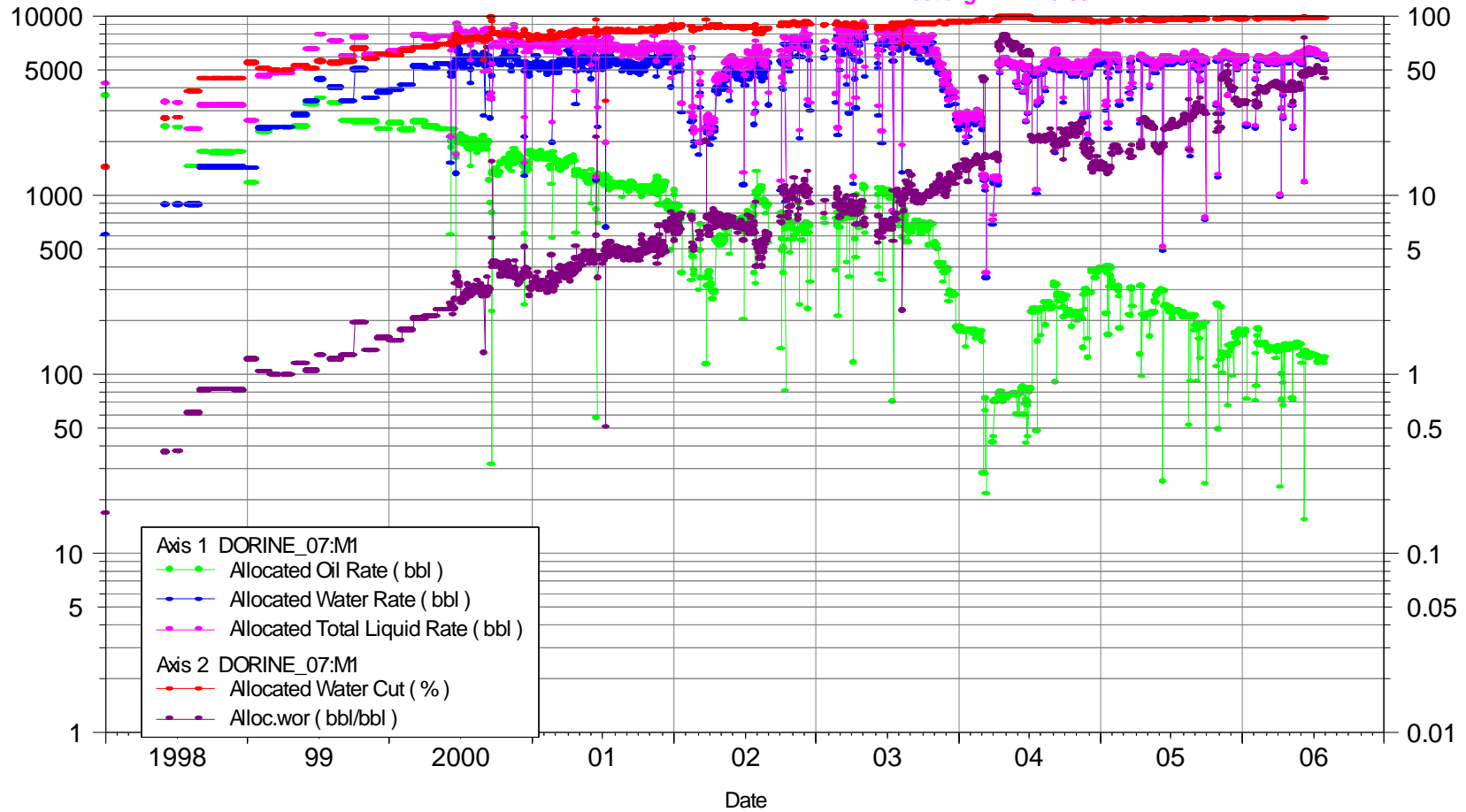
Anexo 3.5.7 Registro de cementación Pozo Dorine 05



**Anexo 3.5.8** Registro de resistividad del Pozo Dorine 05

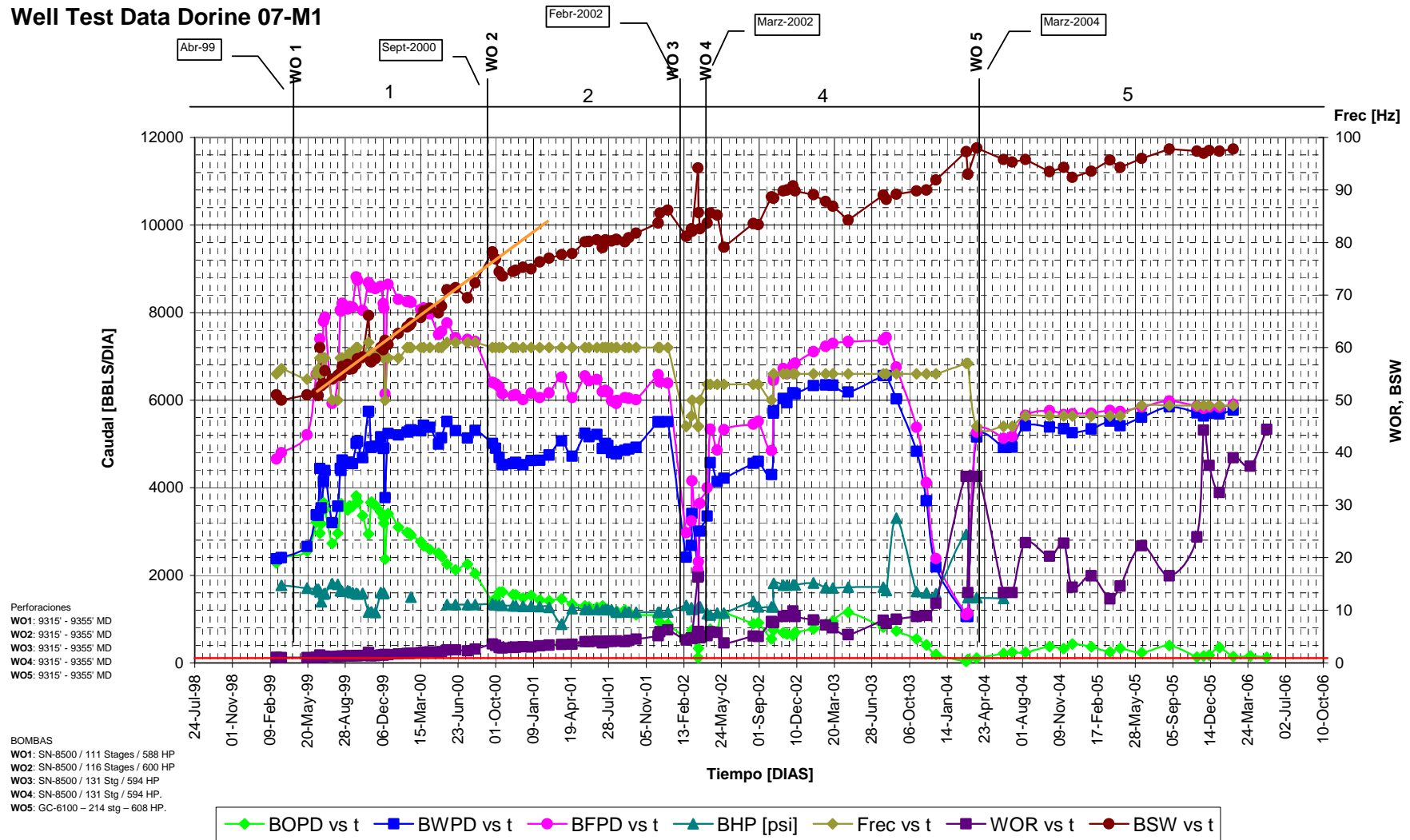
# DORINE\_07:M1

Last prod. date: 20060731  
 Last avg. BMPD: 6073  
 Last avg. BOPD: 123  
 Last avg. BFPD: 6196  
 Last avg. WC %: 98  
 Last avg. WOR: 49.283



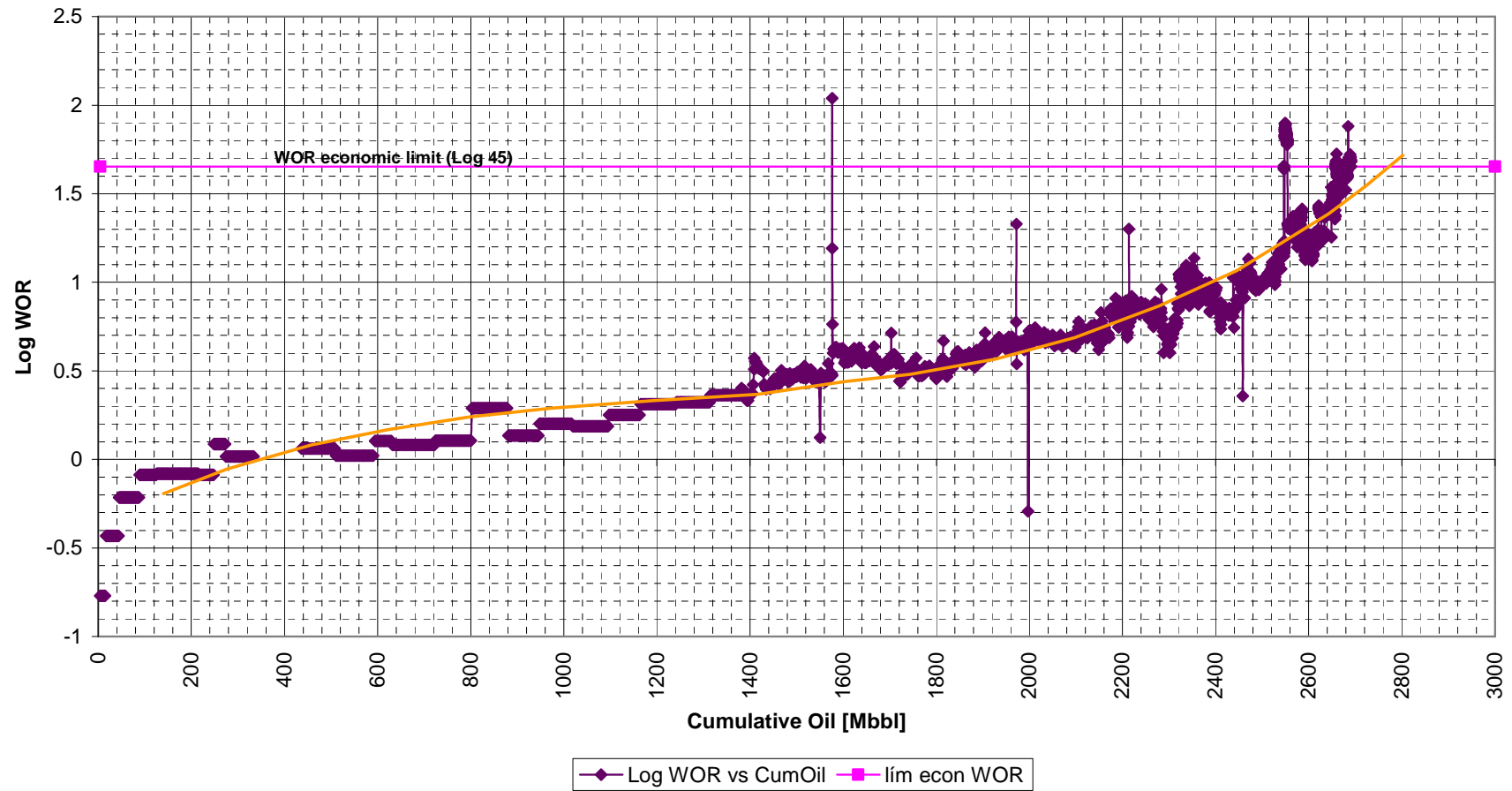
Anexo 3.6.1 Historial de producción del pozo Dorine 07, utilizando OilField Manager "OFM"

# Well Test Data Dorine 07-M1



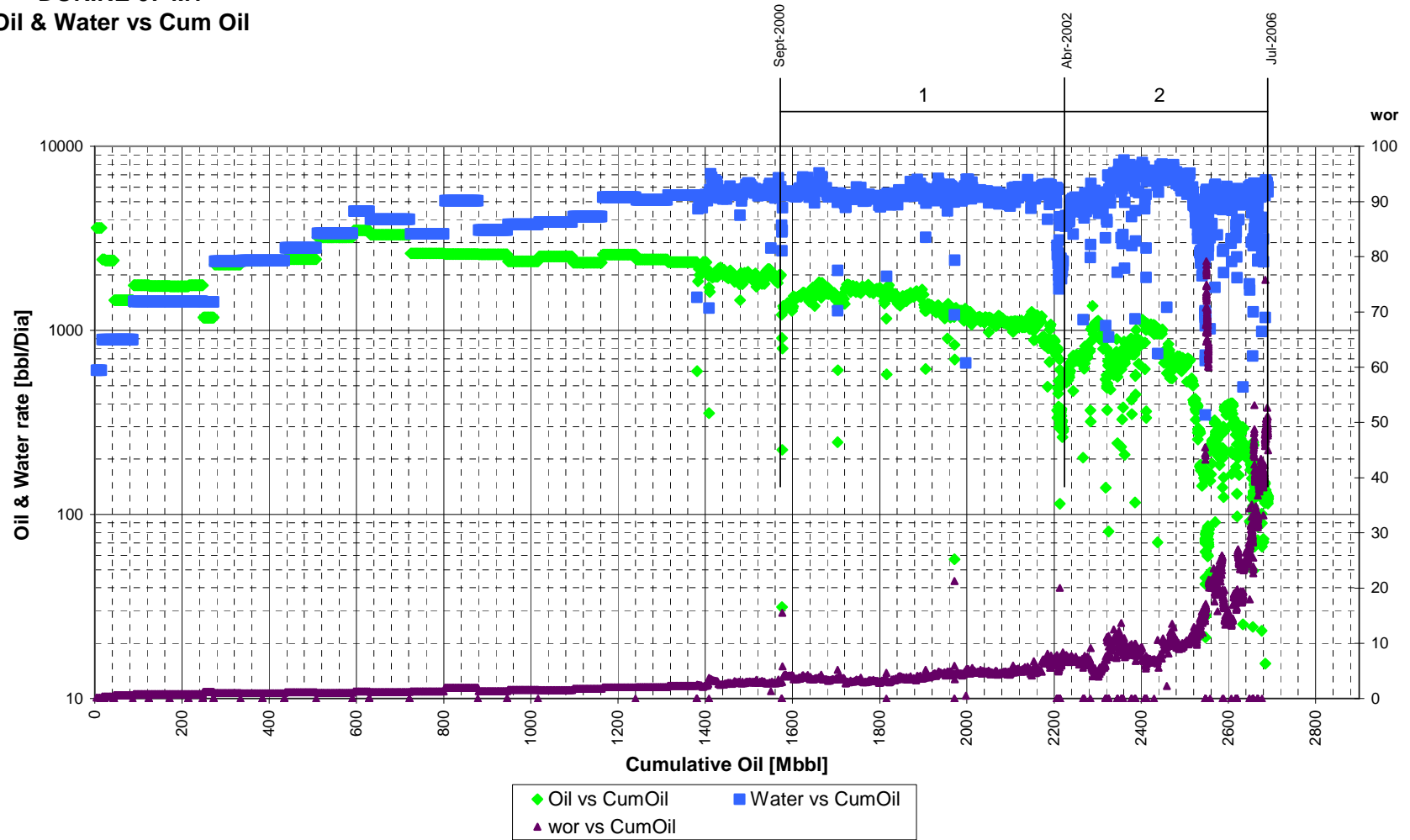
Anexo 3.6.2 Historial de producción del pozo Dorine 07

**DORINE 07**  
**Log WOR vs CumOil**



**Anexo 3.6.3** Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 07

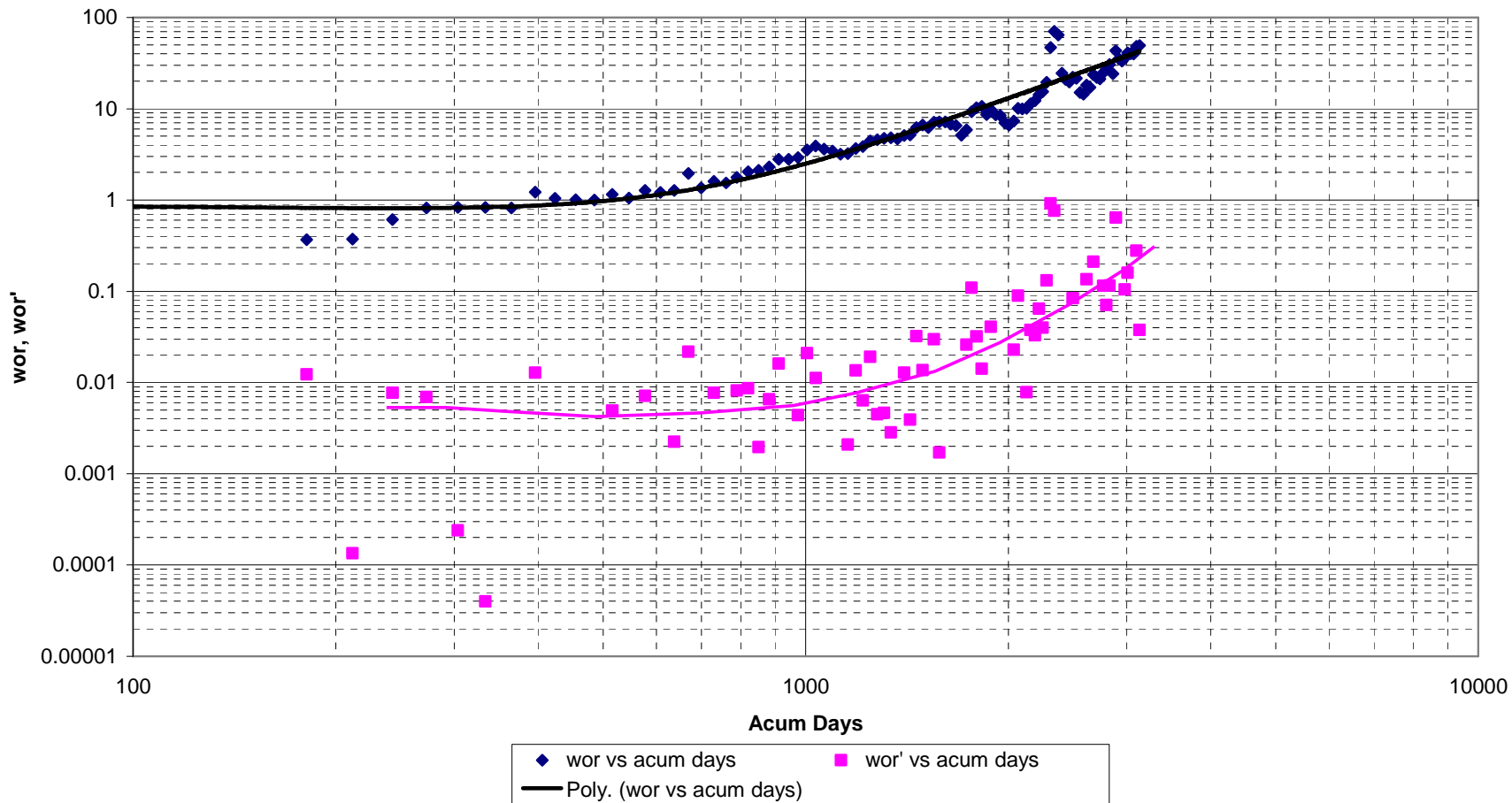
**DORINE 07-M1**  
**Oil & Water vs Cum Oil**



**Anexo 3.6.4** Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 07

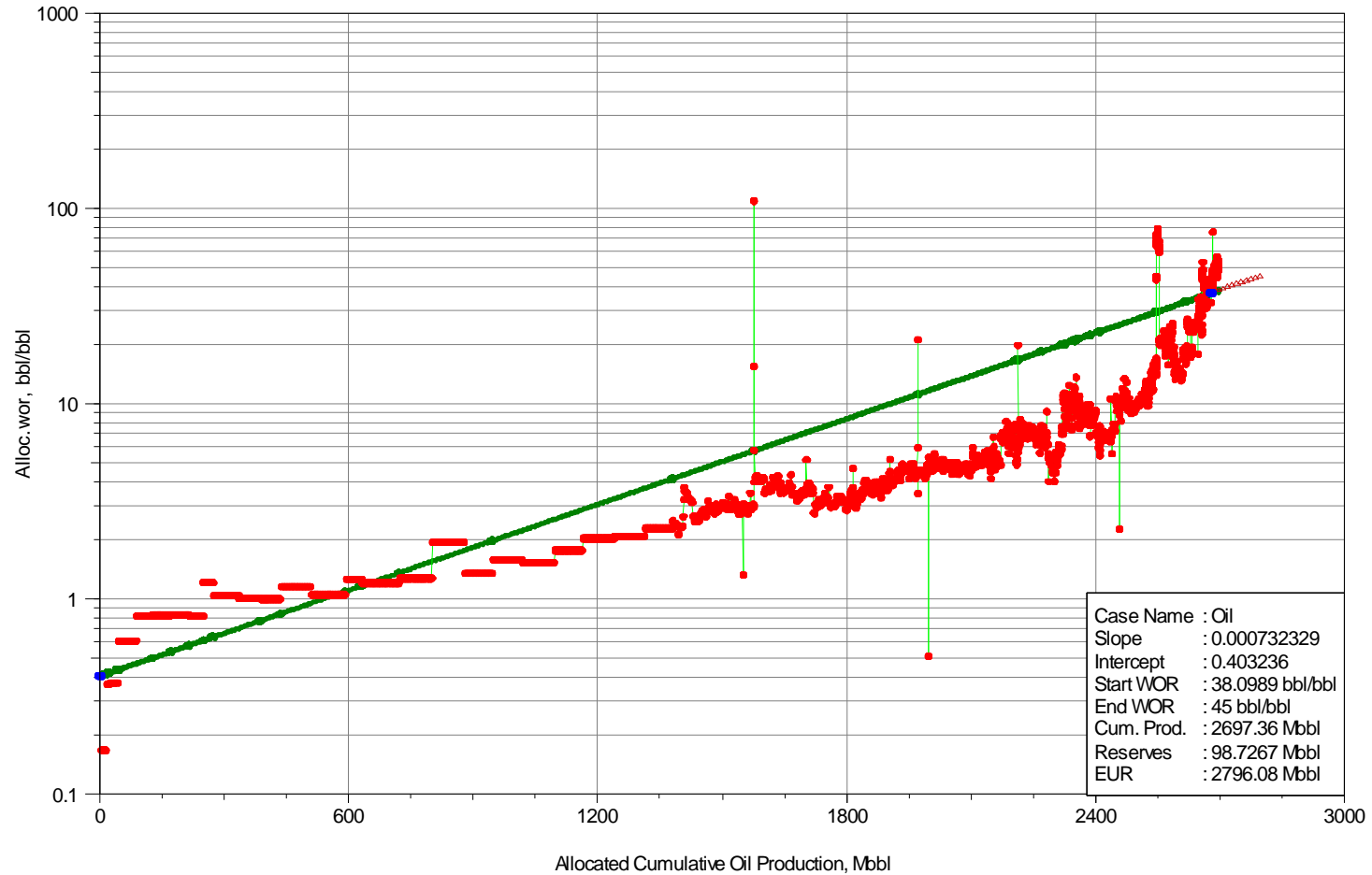


**DORINE 07**  
**WOR & WOR' vs Time**

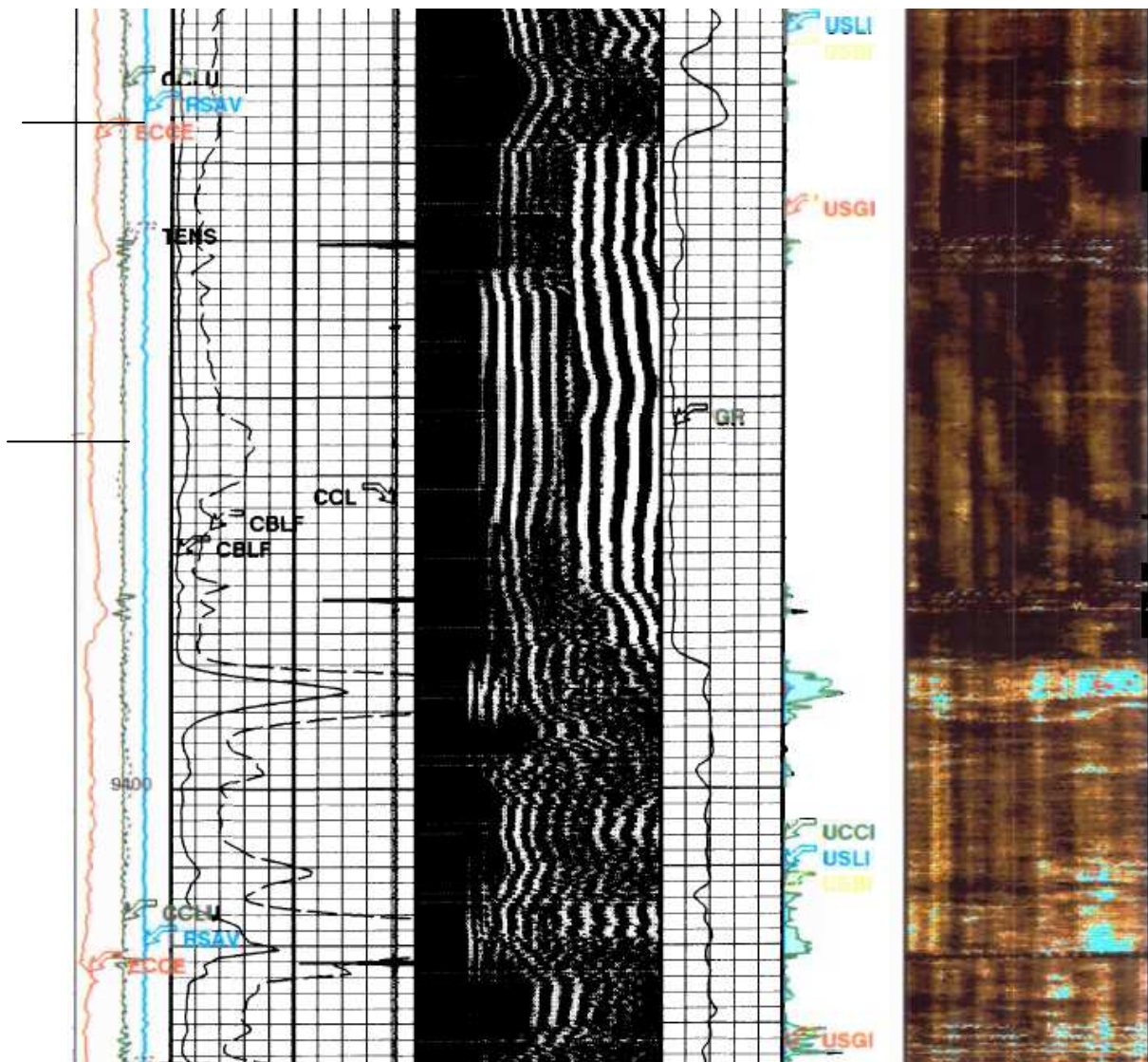


**Anexo 3.6.5** Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 07

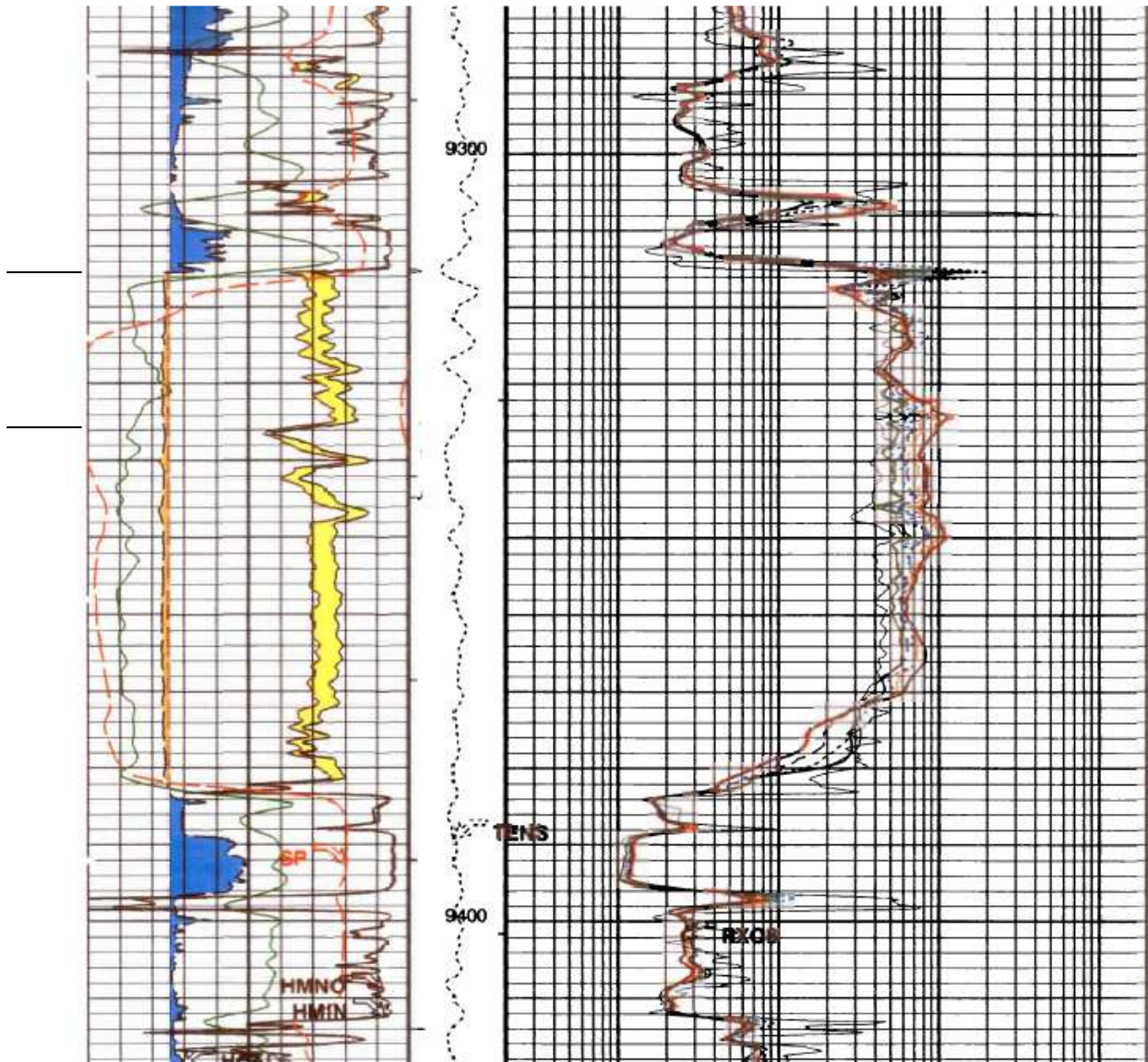
# DORINE 7:M1



Anexo 3.6.6 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 07

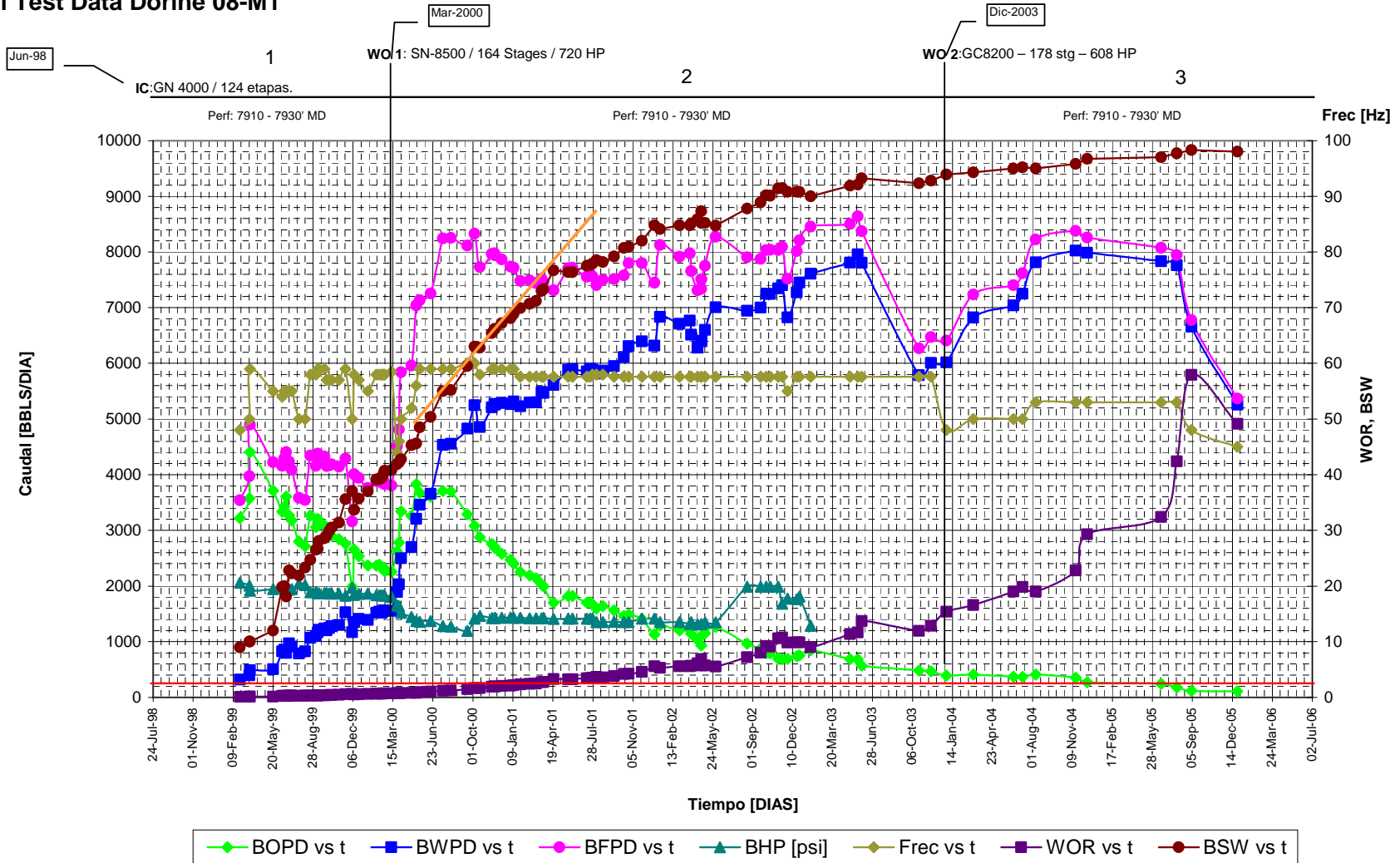


Anexo 3.6.7 Registro de cementación Pozo Dorine 07



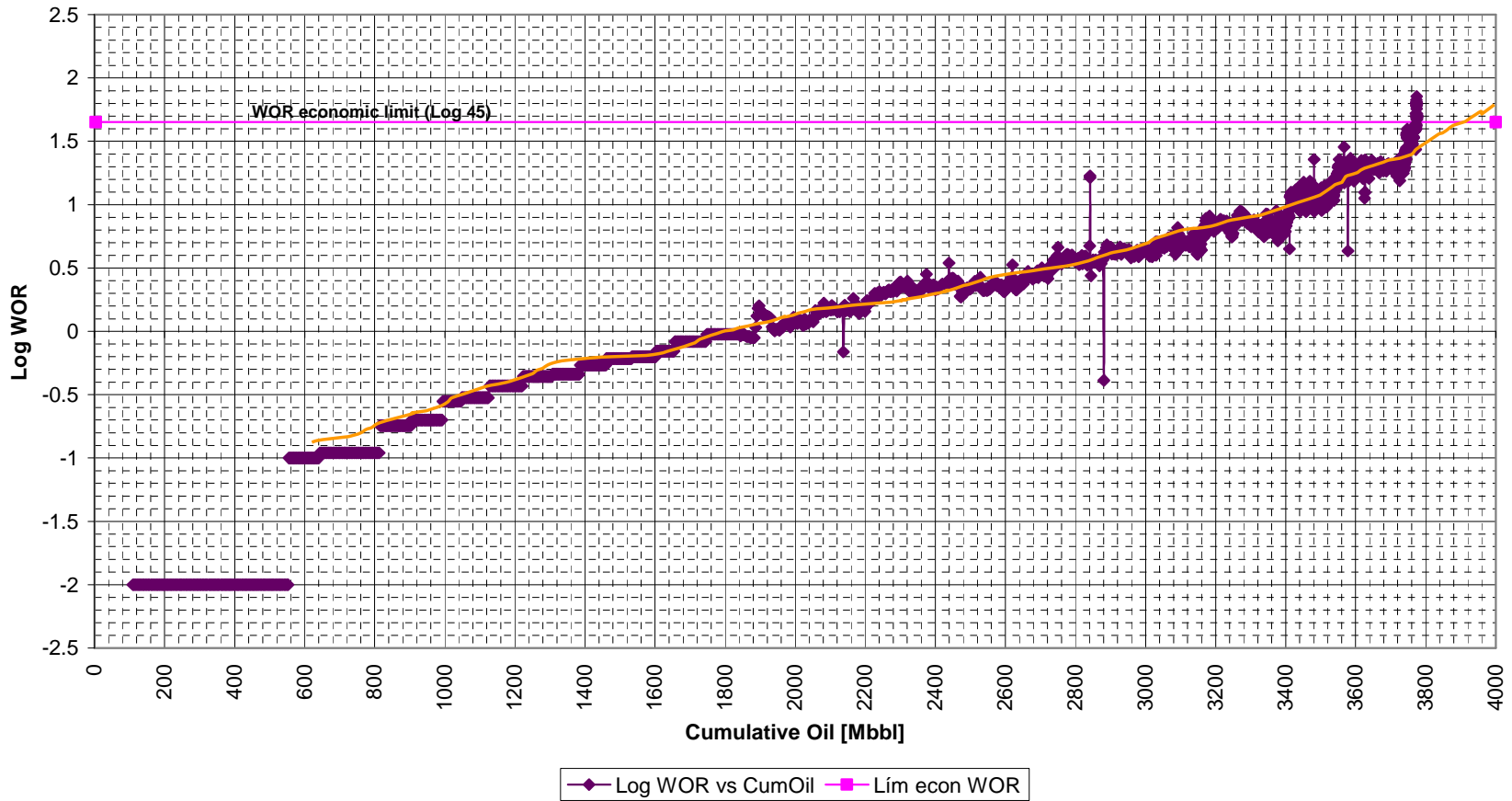
Anexo 3.6.8 Registro de resistividad del Pozo Dorine 07

# Well Test Data Dorine 08-M1



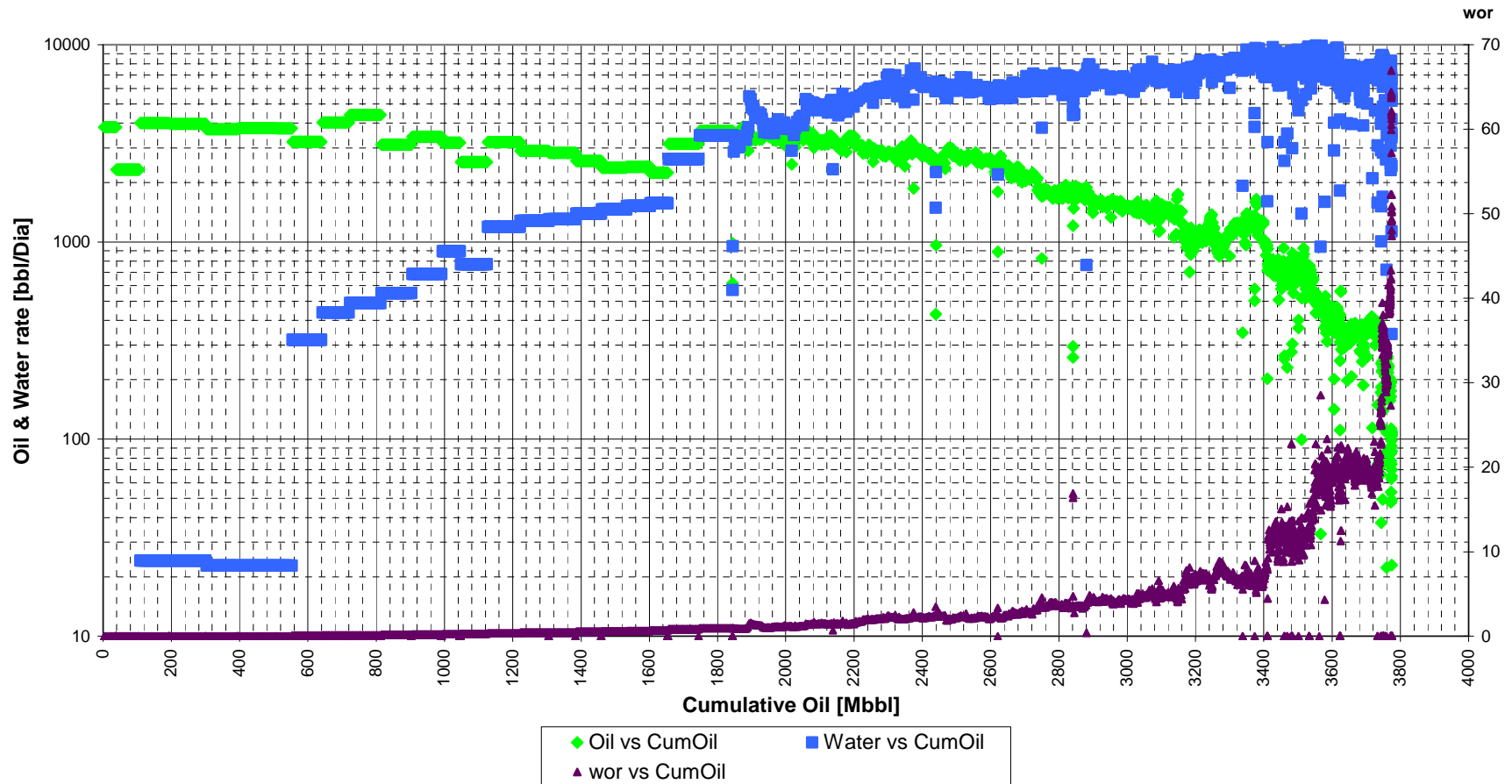
Anexo 3.7.1 Historial de producción del pozo Dorine 08

DORINE 08  
Log WOR vs CumOil



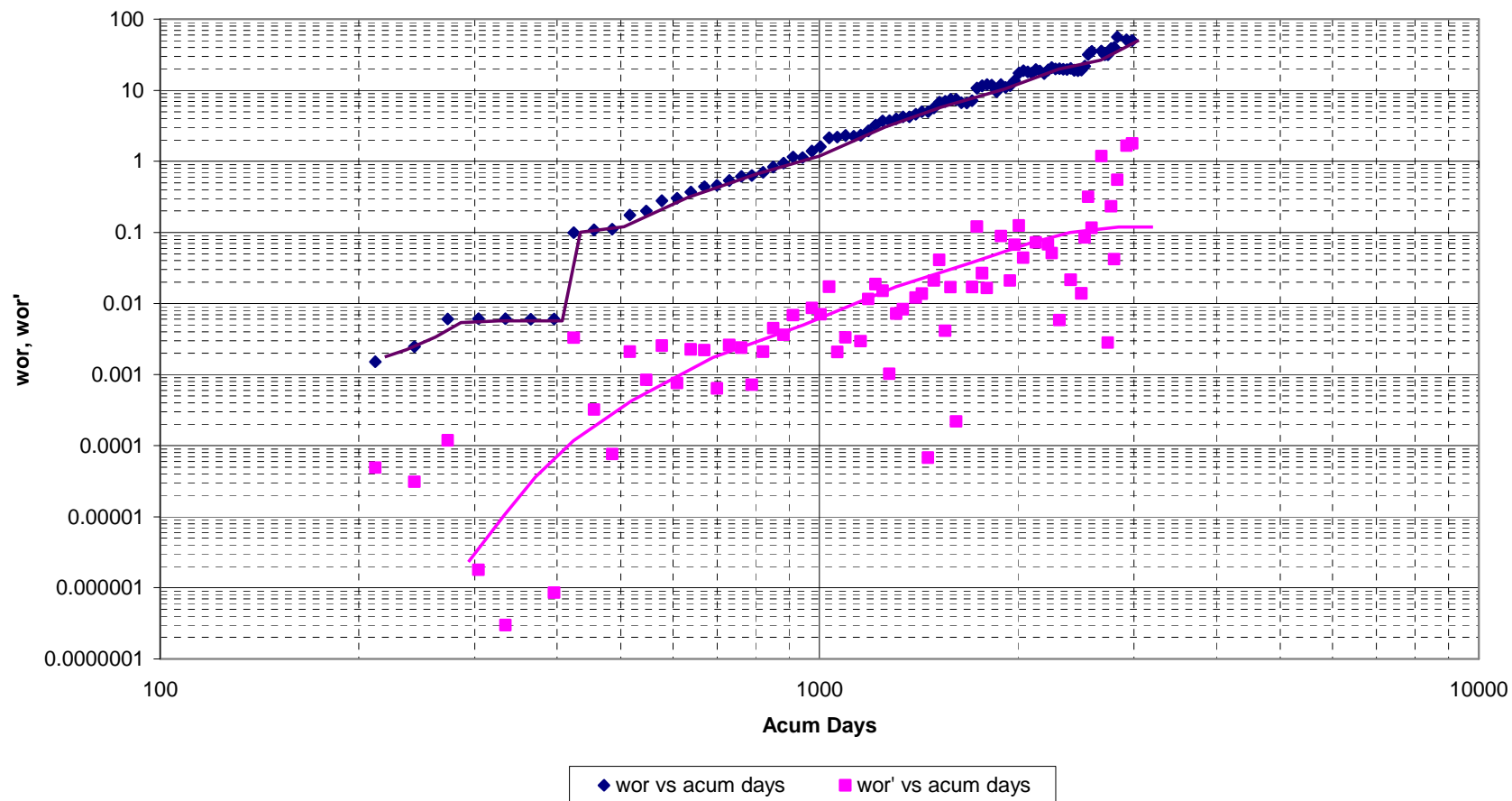
Anexo 3.7.2 Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 08

**DORINE 08-M1**  
**Oil & Water vs Cum Oil**



**Anexo 3.7.3** Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 08

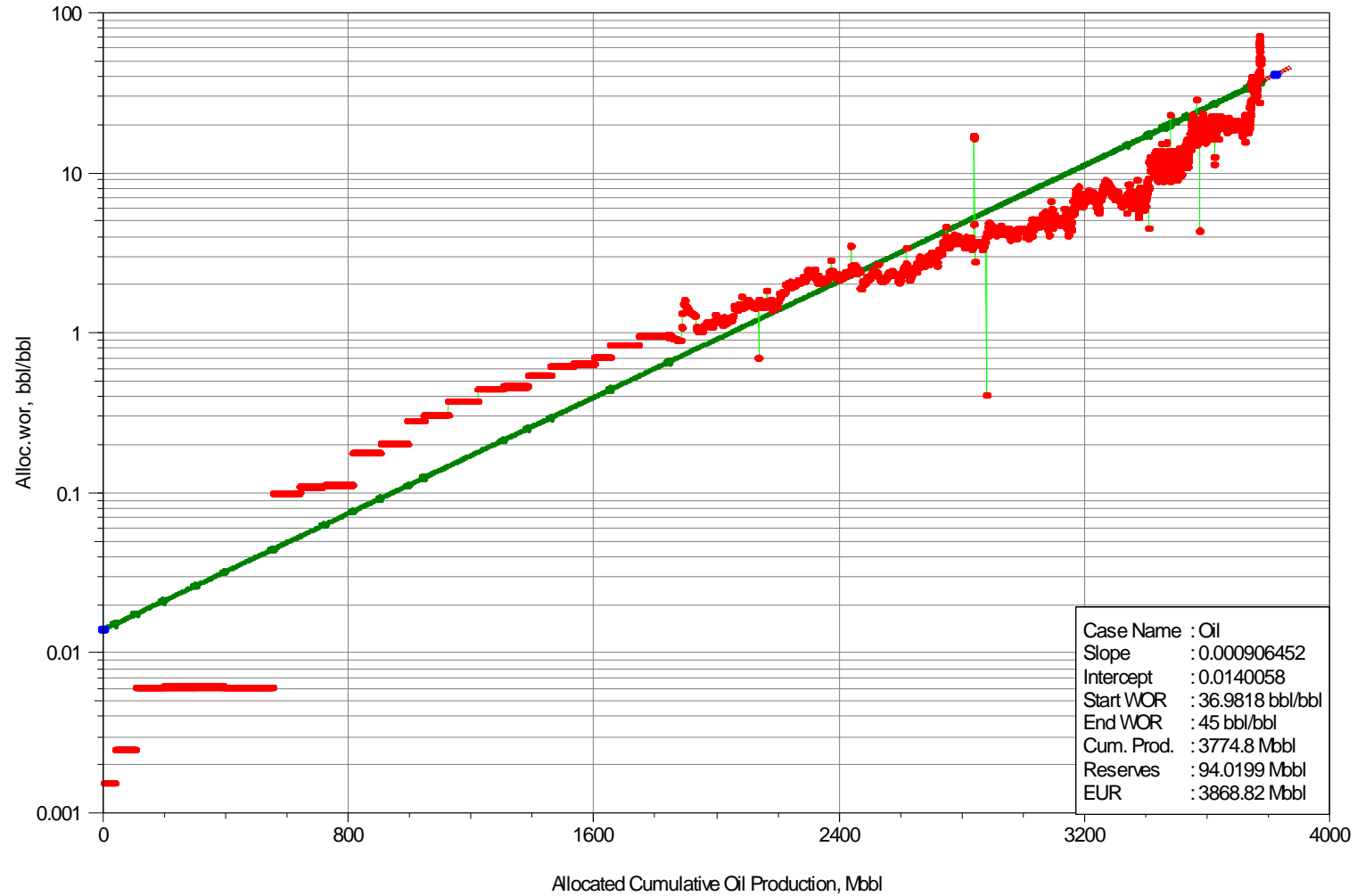
**DORINE 08**  
**WOR & WOR' vs Time**



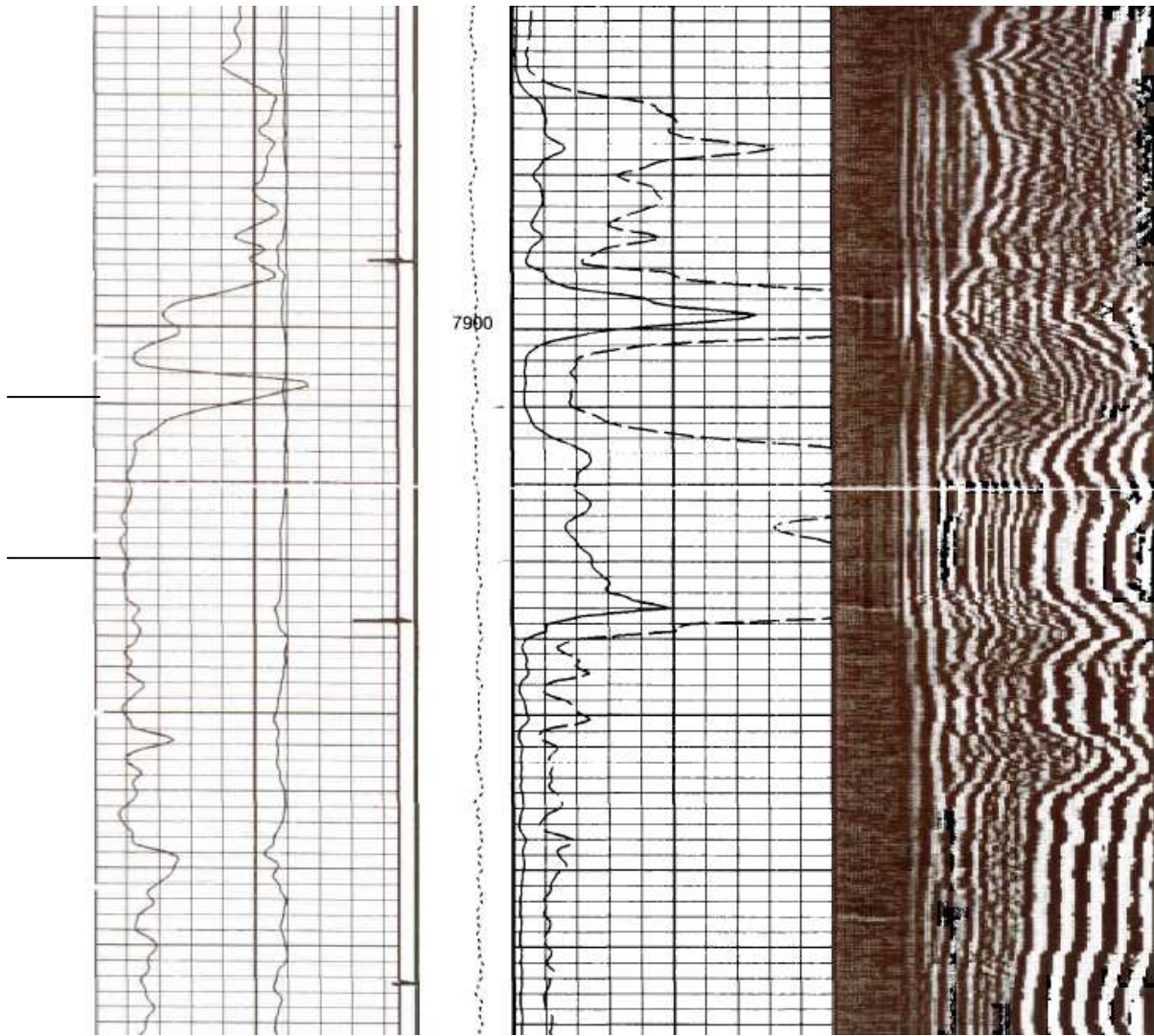
**Anexo 3.7.4** Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 08



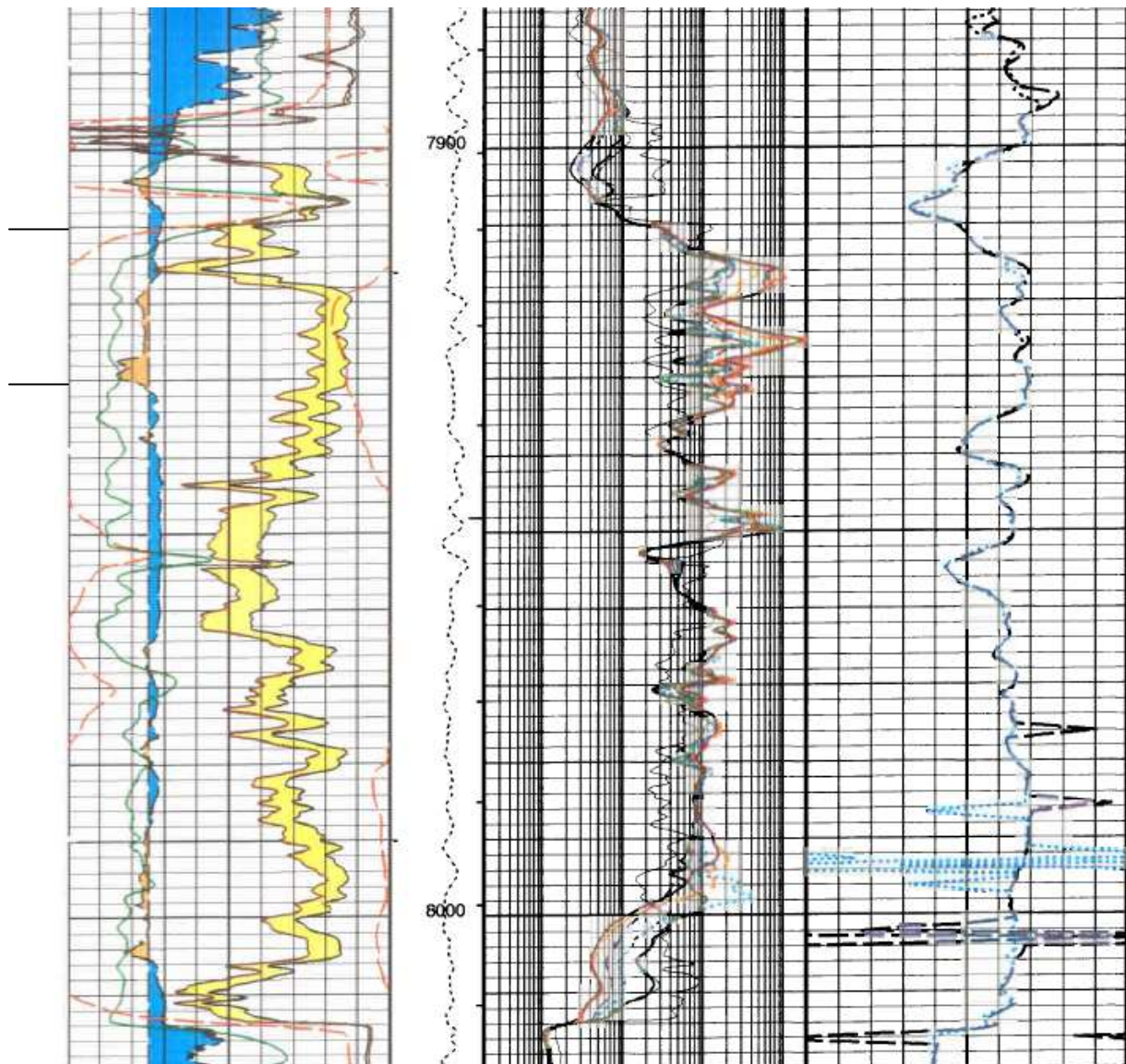
# DORINE 8:M1



Anexo 3.7.5 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 08



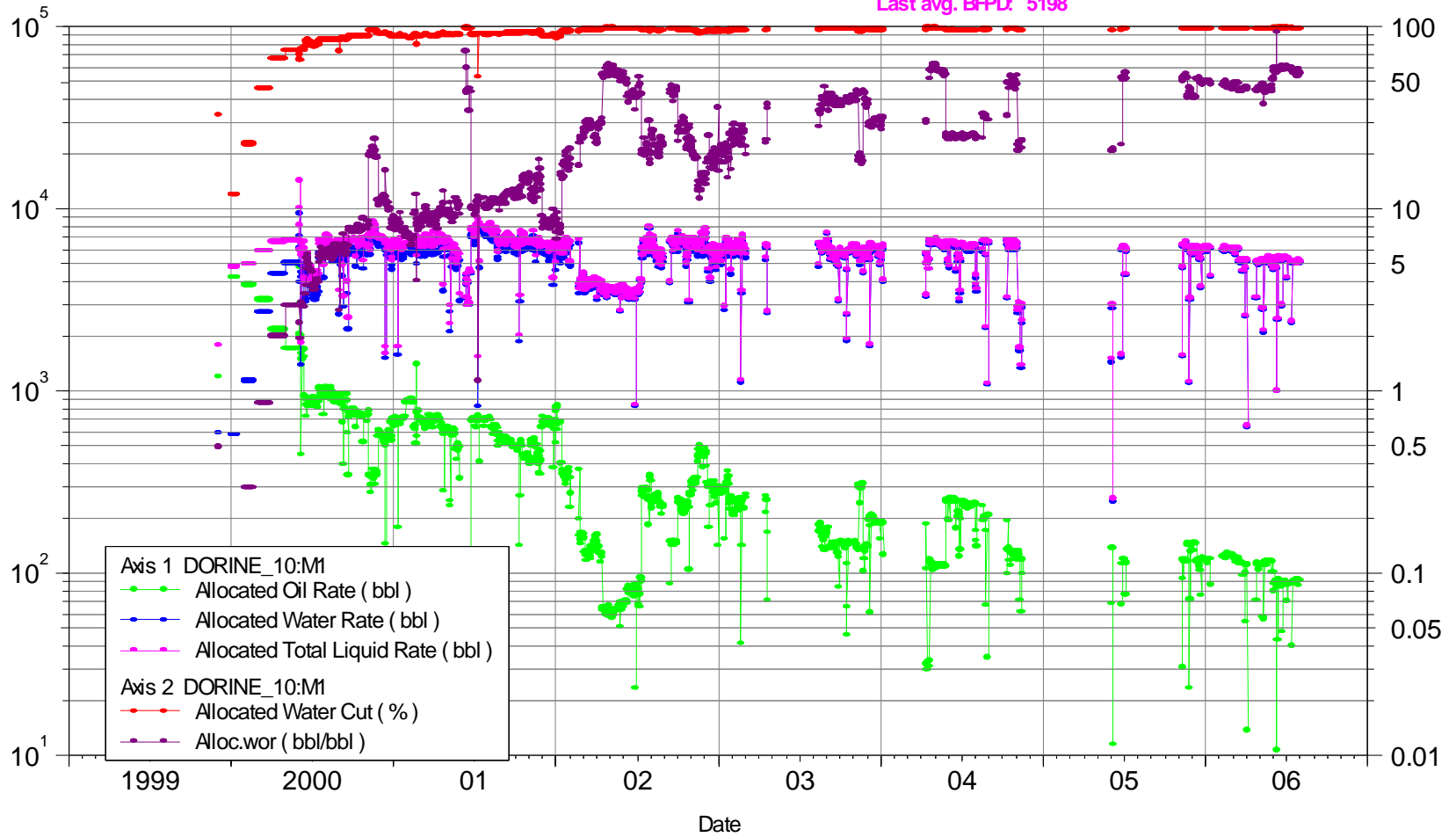
**Anexo 3.7.6** Registro de cementación Pozo Dorine 08



**Anexo 3.7.7** Registro de resistividad del Pozo Dorine 08

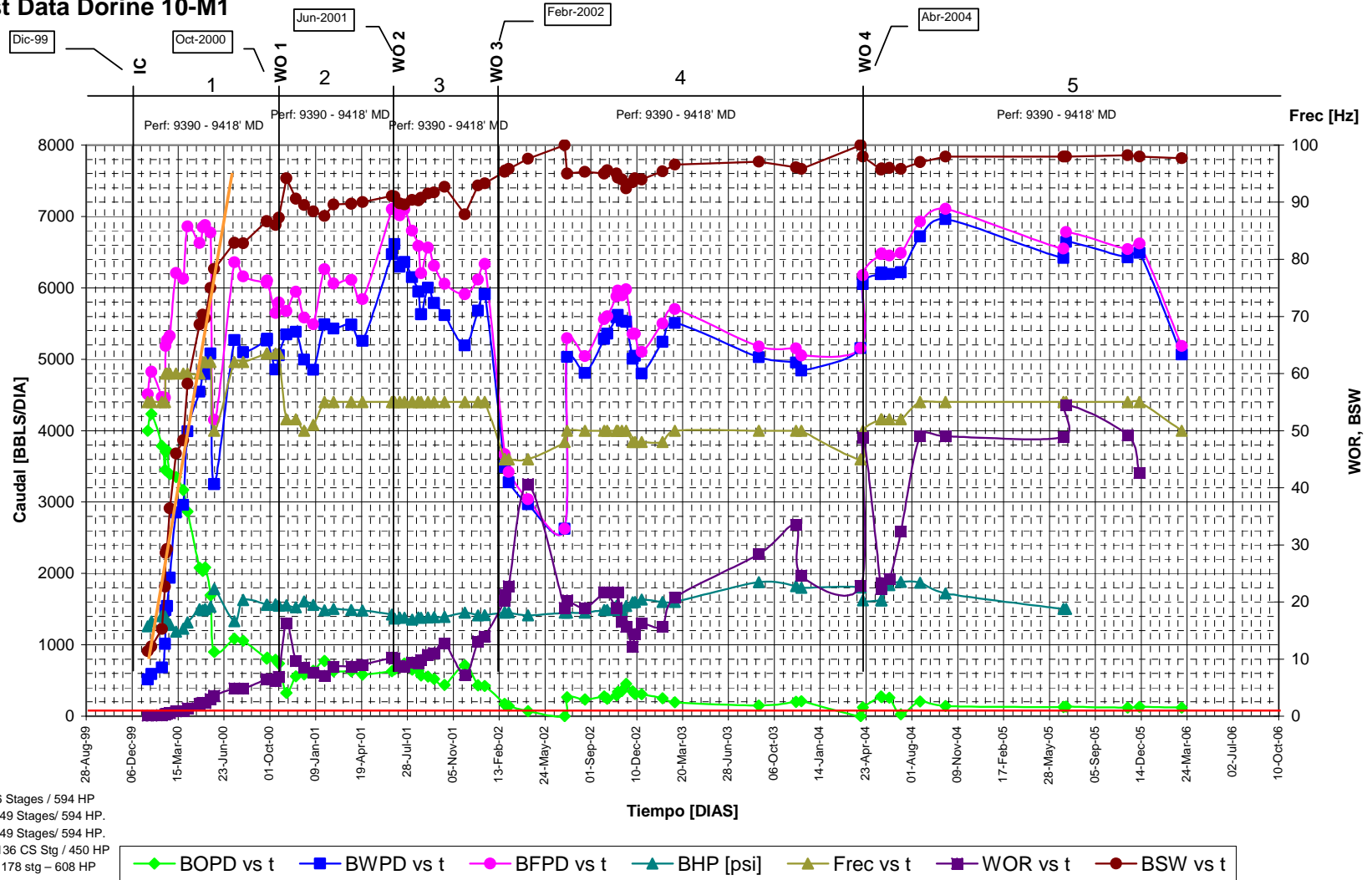
# DORINE\_10:M1

Last prod. date: 20060731  
 Last avg. BMPD: 5107  
 Last avg. BOPD: 90  
 Last avg. BFPD: 5198  
 Last avg. WC %: 98  
 Last avg. WOR: 56.483



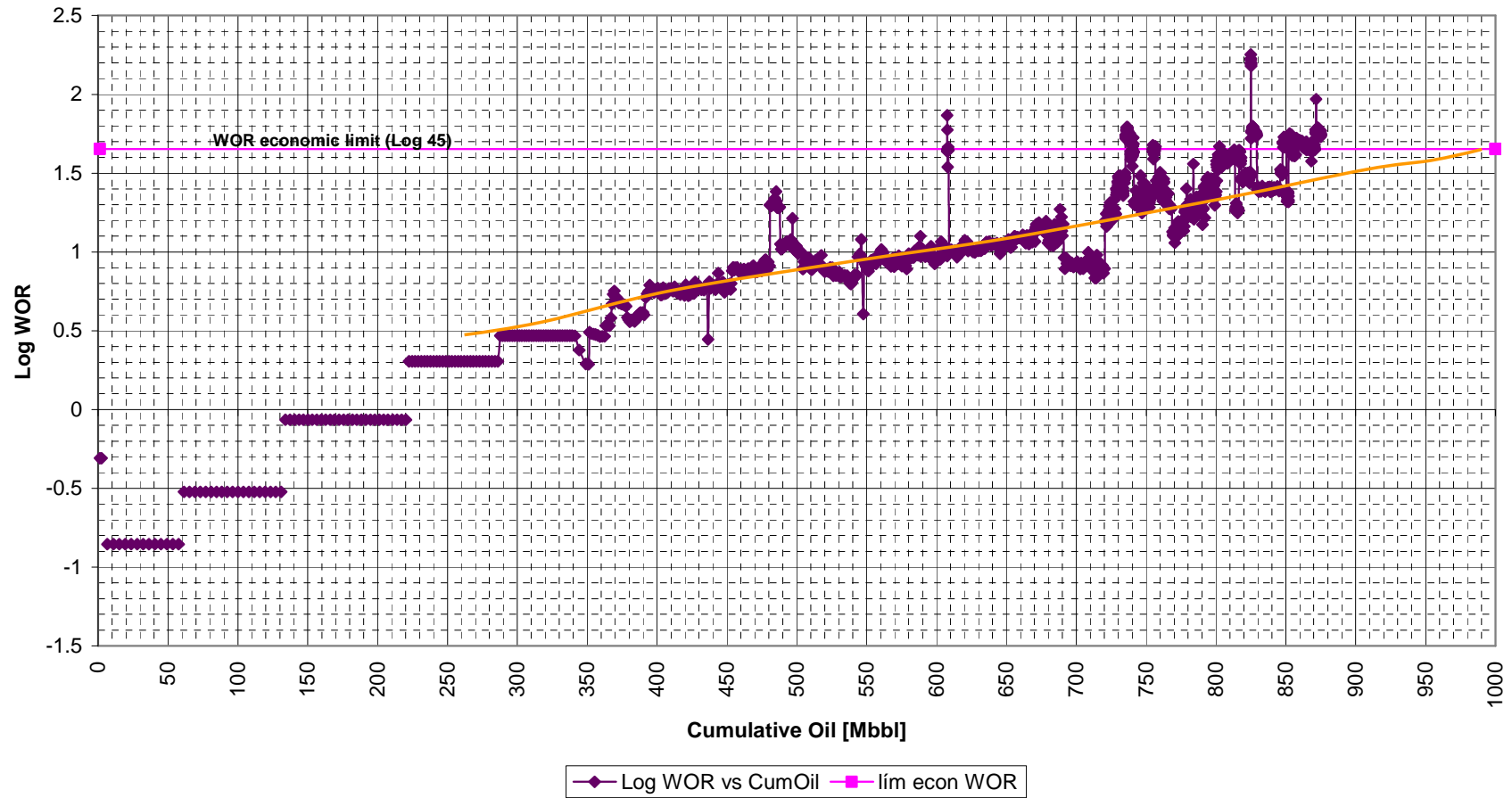
Anexo 3.8.1 Historial de producción del pozo Dorine 10, utilizando OilField Manager "OFM"

# Well Test Data Dorine 10-M1



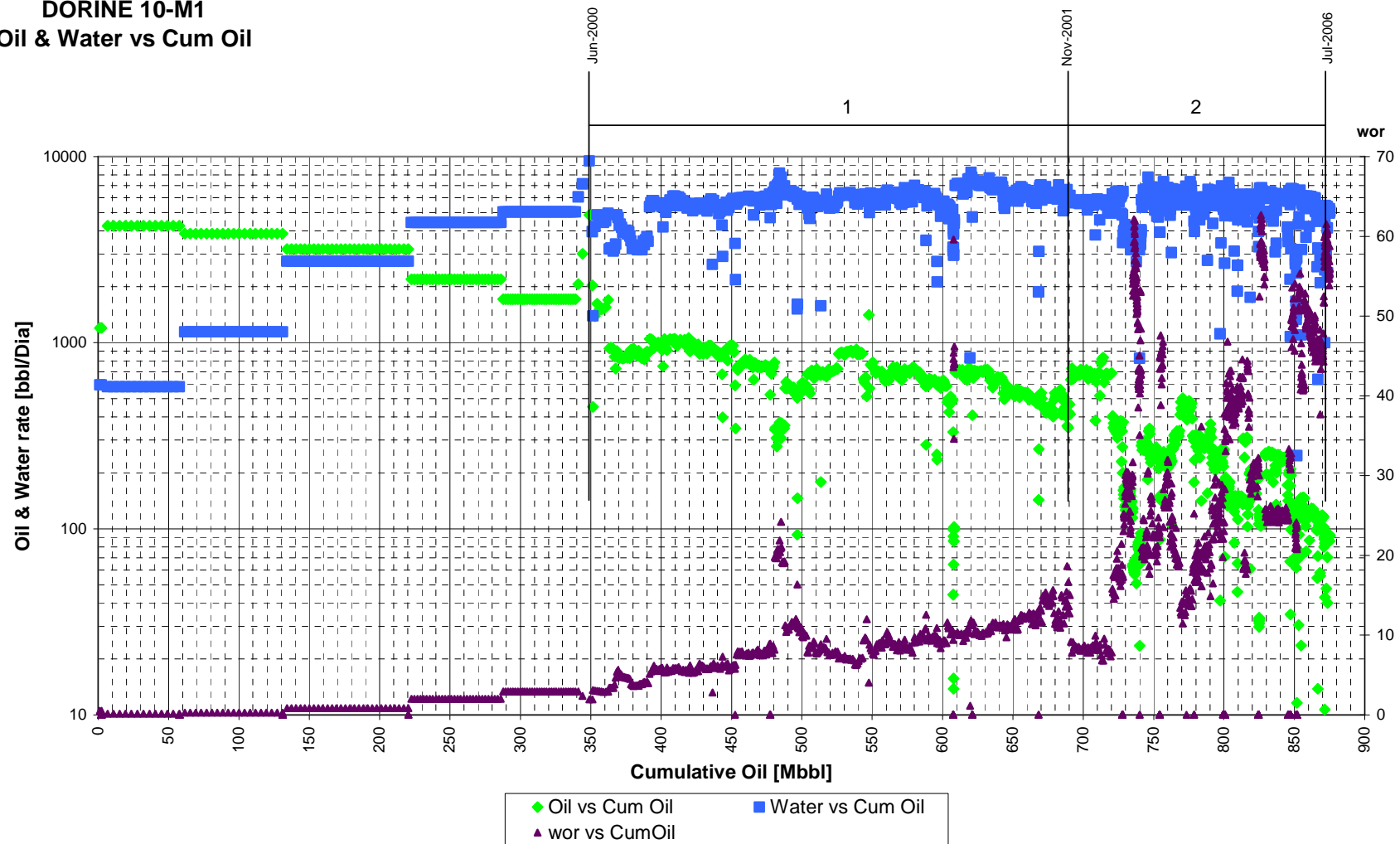
Anexo 3.8.2 Historial de producción del pozo Dorine 10

### DORINE 10 Log WOR vs CumOil



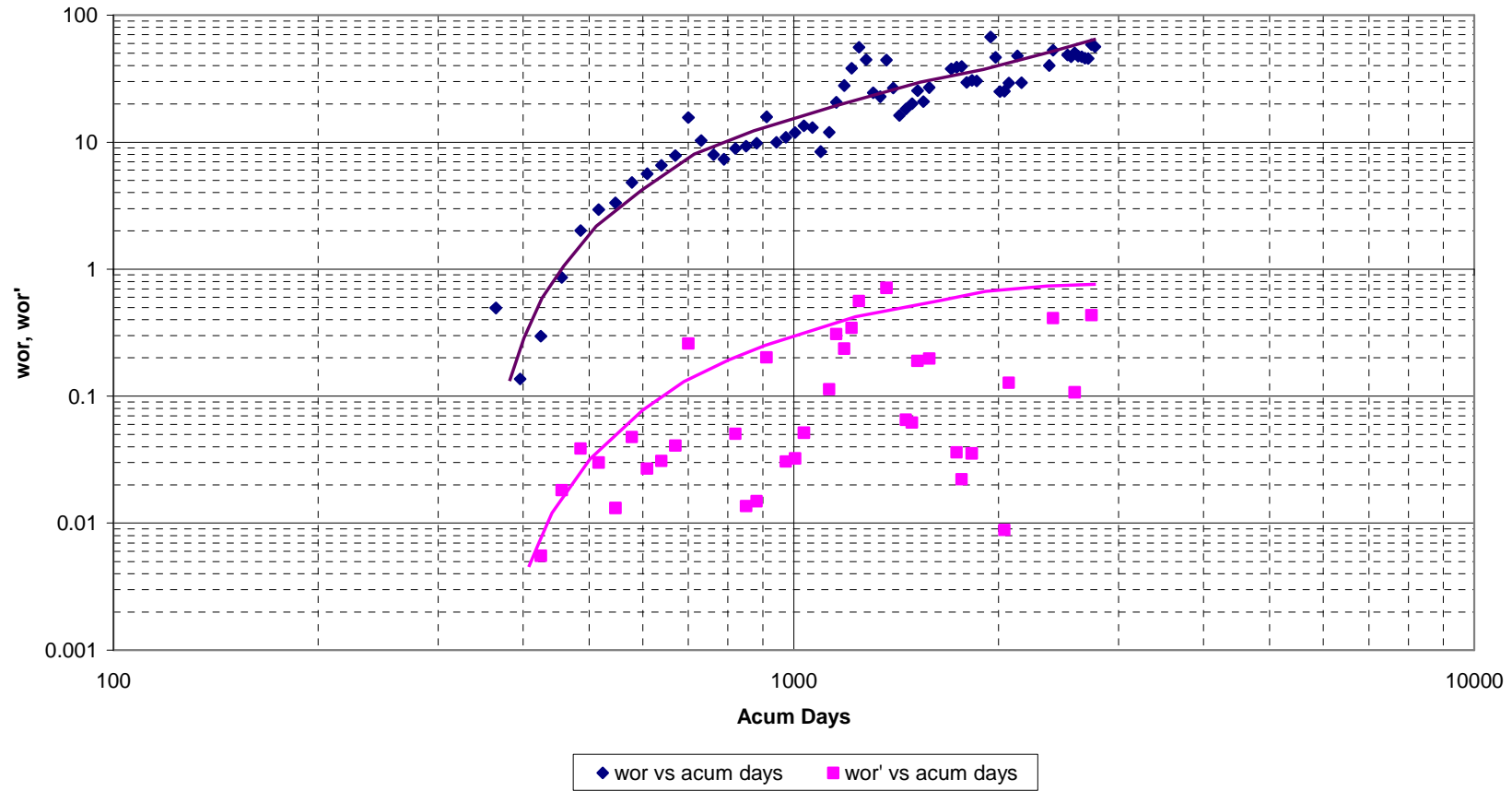
Anexo 3.8.3 Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 10

**DORINE 10-M1**  
**Oil & Water vs Cum Oil**



**Anexo 3.8.4** Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 10

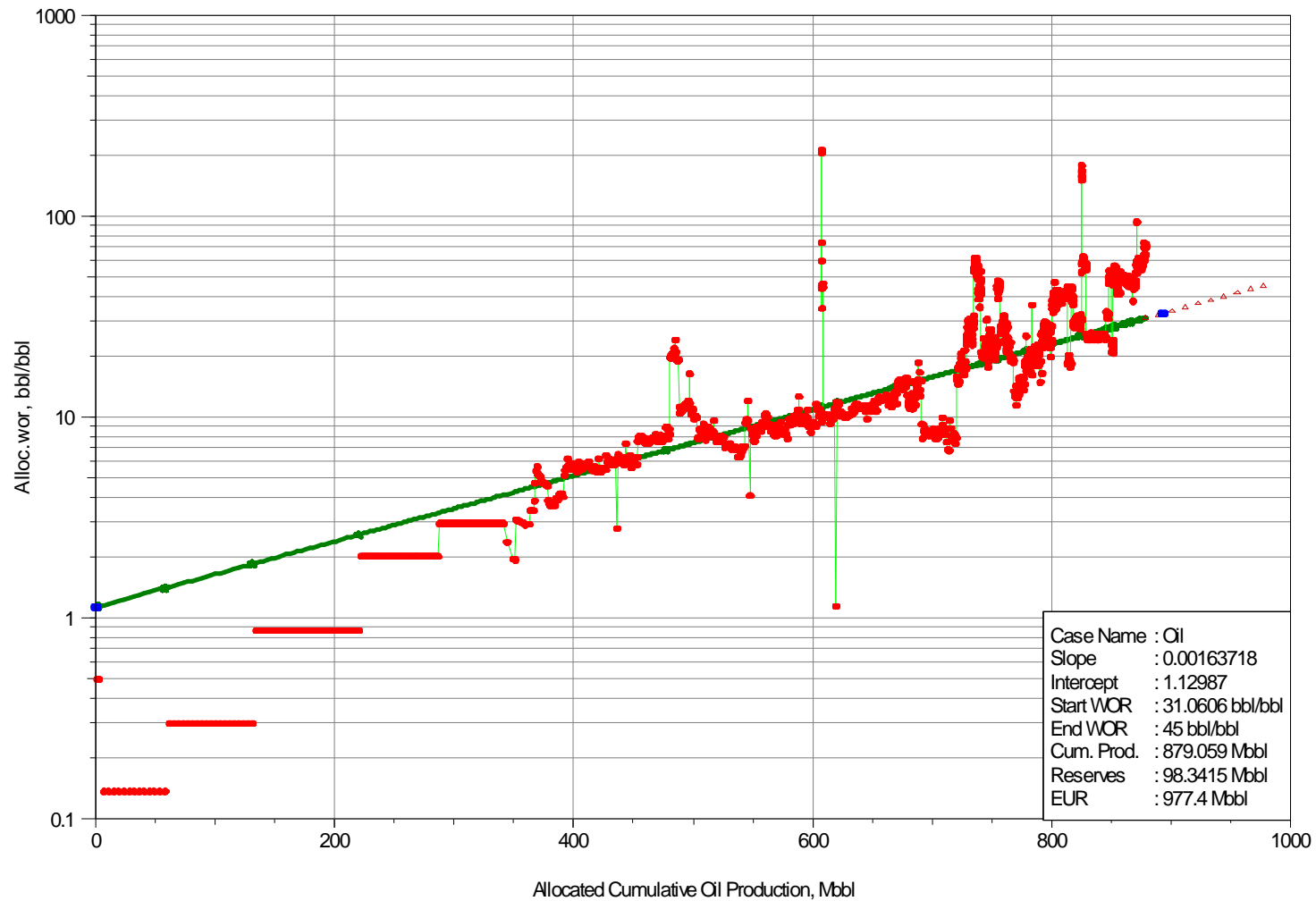
DORINE 10  
WOR & WOR' vs Time



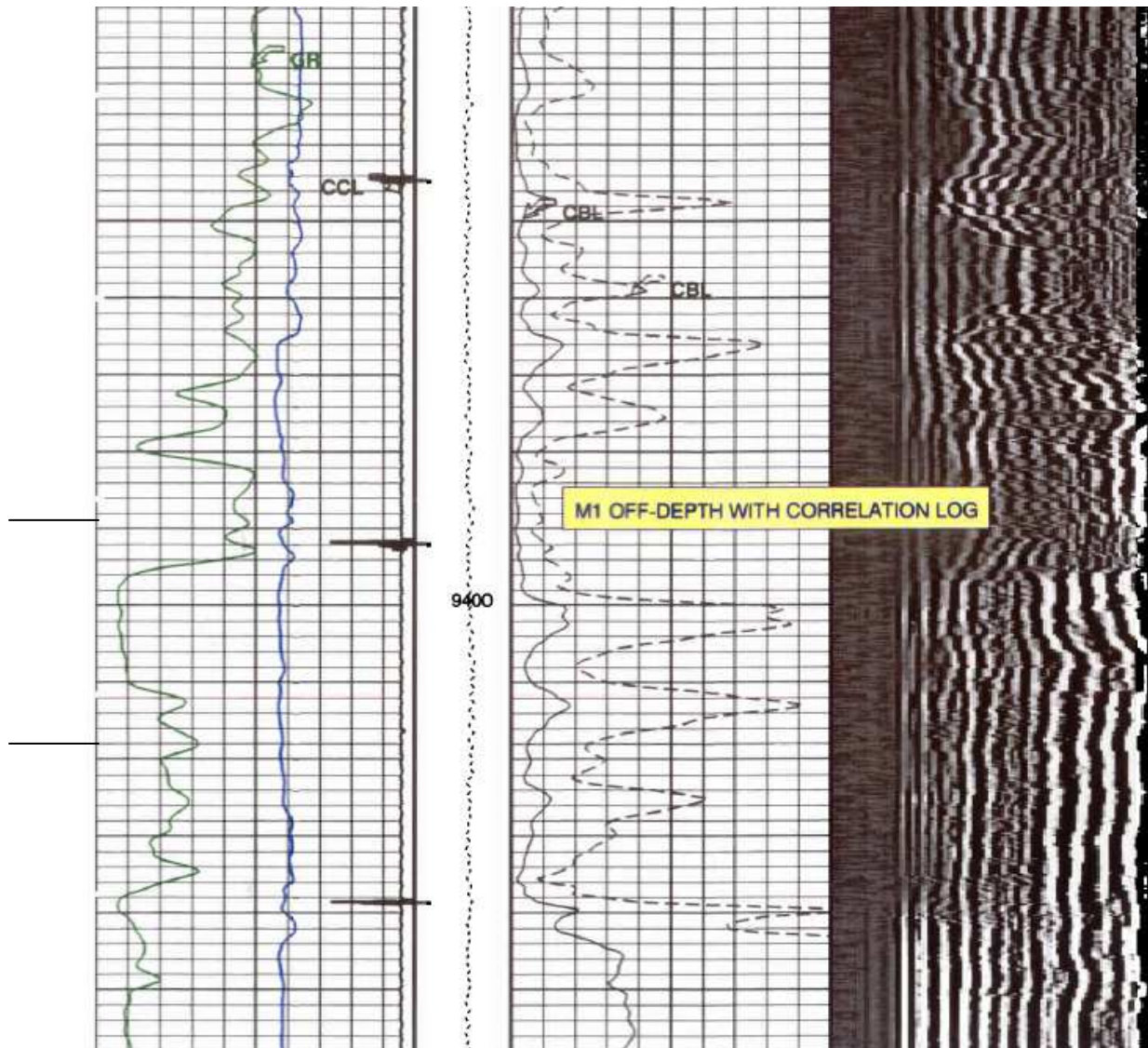
Anexo 3.8.5 Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 10



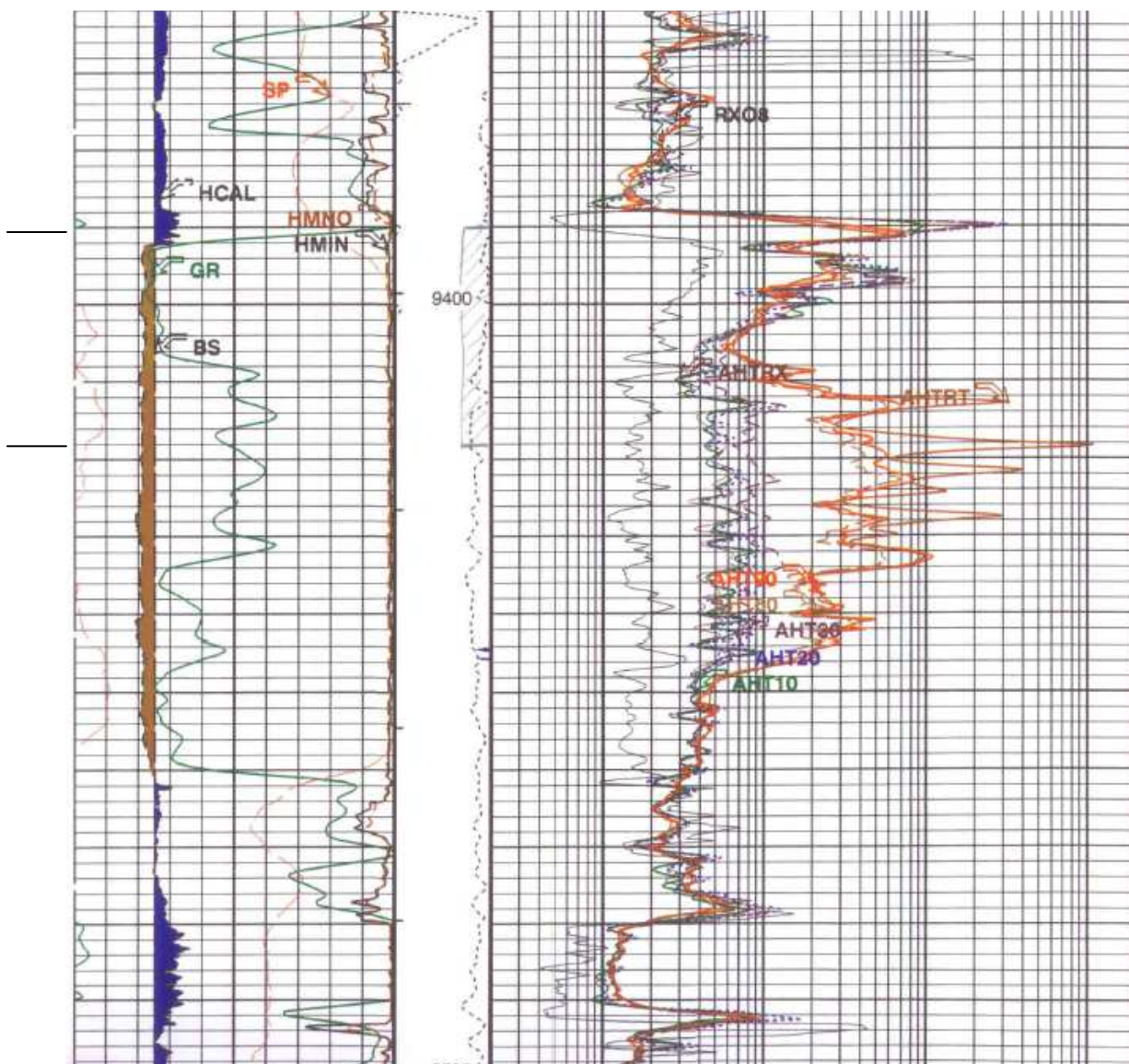
# DORINE 10:M1



Anexo 3.8.6 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 10



Anexo 3.8.7 Registro de cementación Pozo Dorine 10



**Anexo 3.8.8** Registro de resistividad del Pozo Dorine 10

# DORINE\_12H:M1

Last prod. date: 20060531

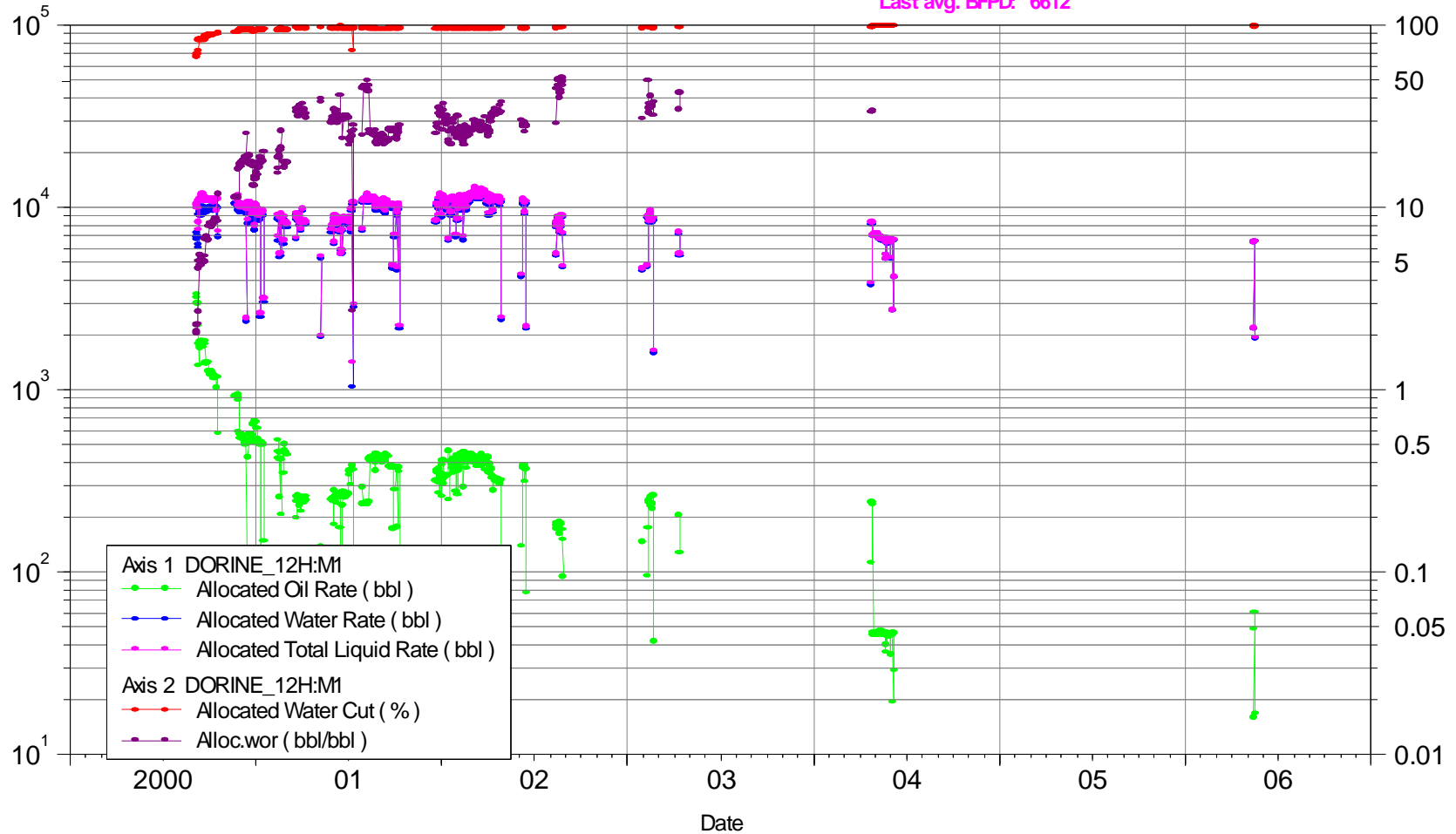
Last avg. WC %: 99

Last avg. BWPD: 6558

Last avg. WOR: 120.068

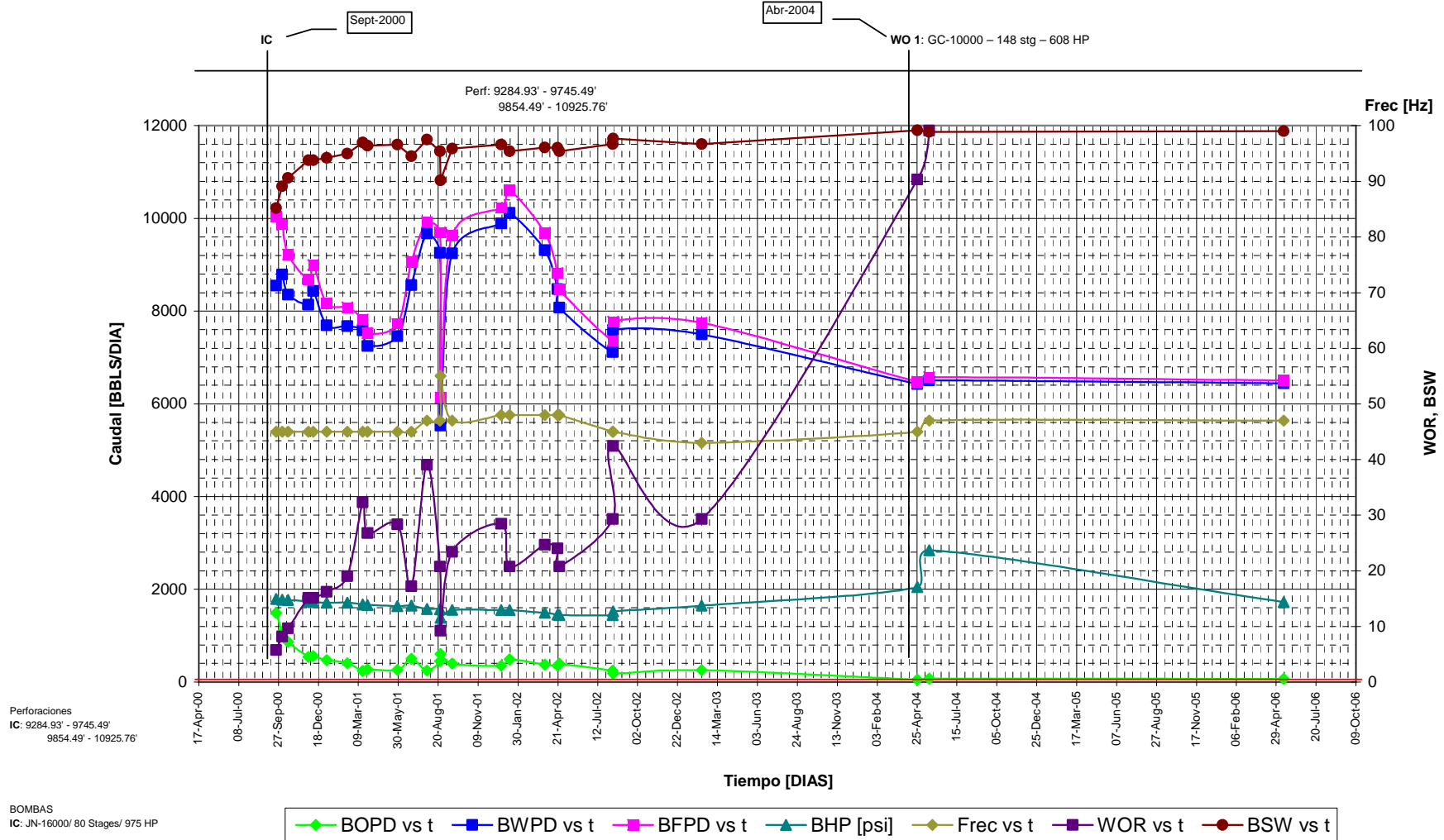
Last avg. BOPD: 55

Last avg. BFPD: 6612



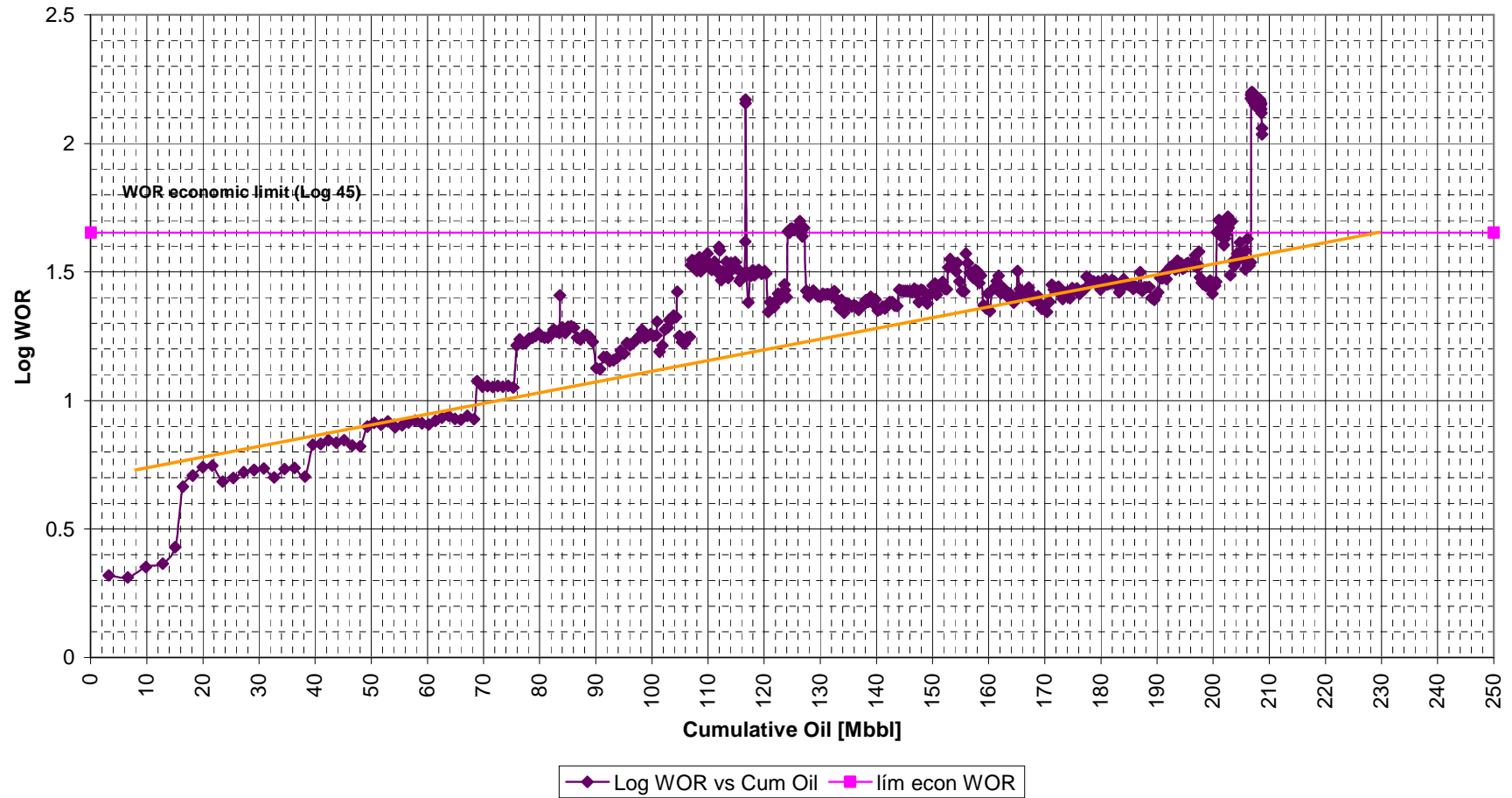
**Anexo 3.9.1** Historial de producción del pozo Dorine 12H, utilizando OilField Manager “OFM”

# Well Test Data Dorine 12H-M1



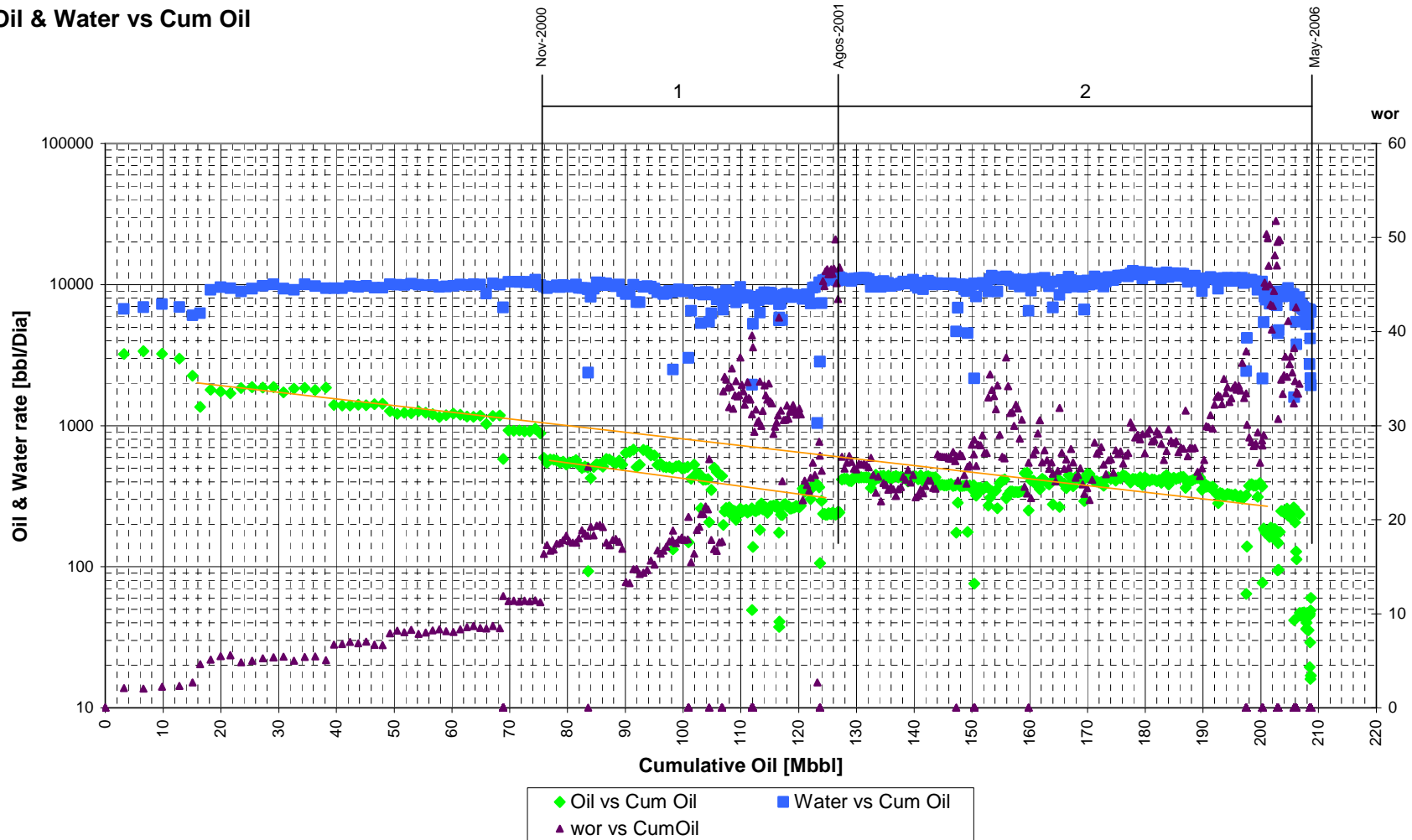
Anexo 3.9.2 Historial de producción del pozo Dorine 12H

### DORINE 12H Log WOR vs CumOil



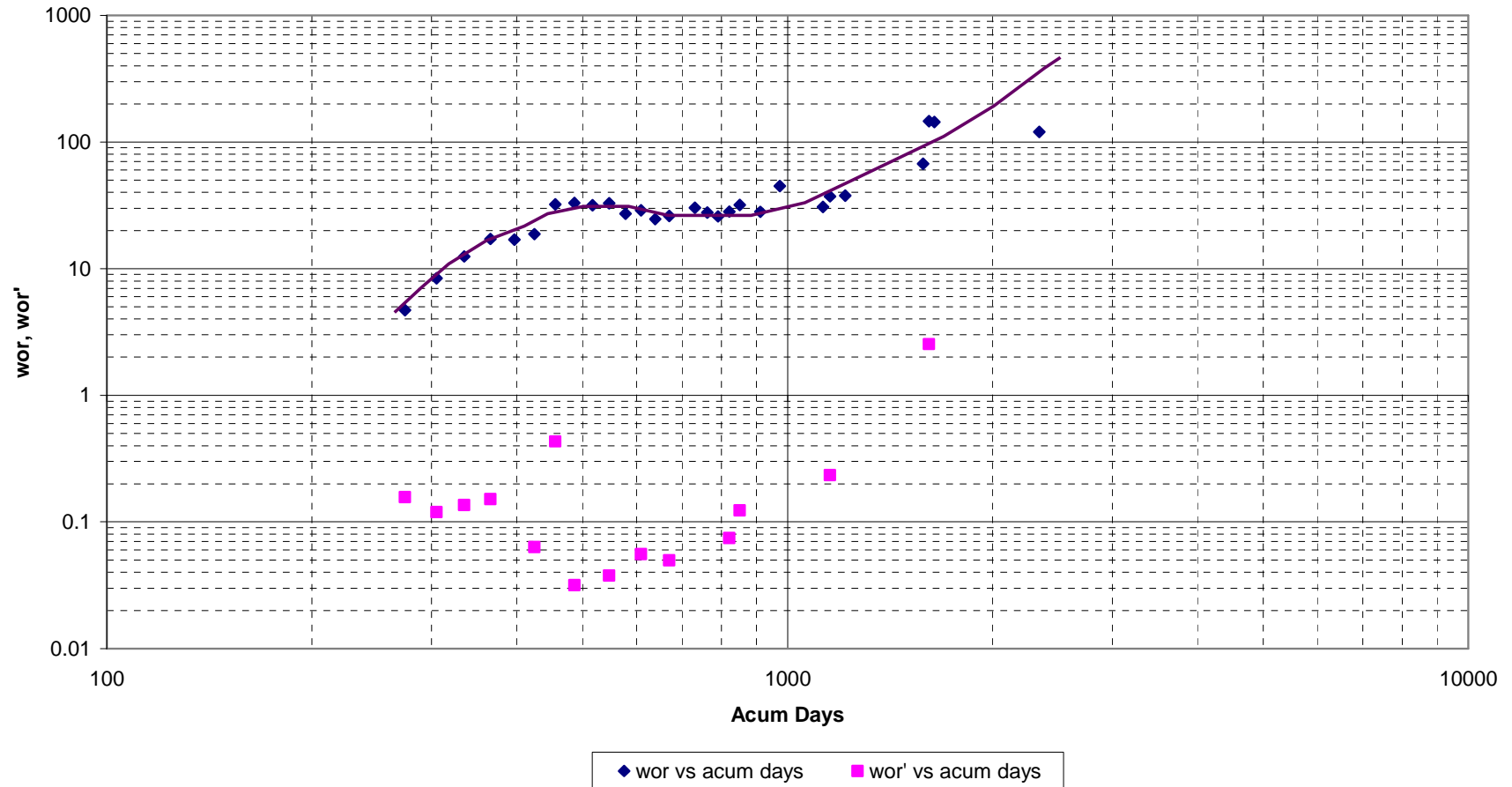
Anexo 3.9.3 Curva log WOR vs Petróleo acumulado para el pozo Dorine 12H

**DORINE 12H-M1**  
**Oil & Water vs Cum Oil**



**Anexo 3.9.4** Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Dorine 12H

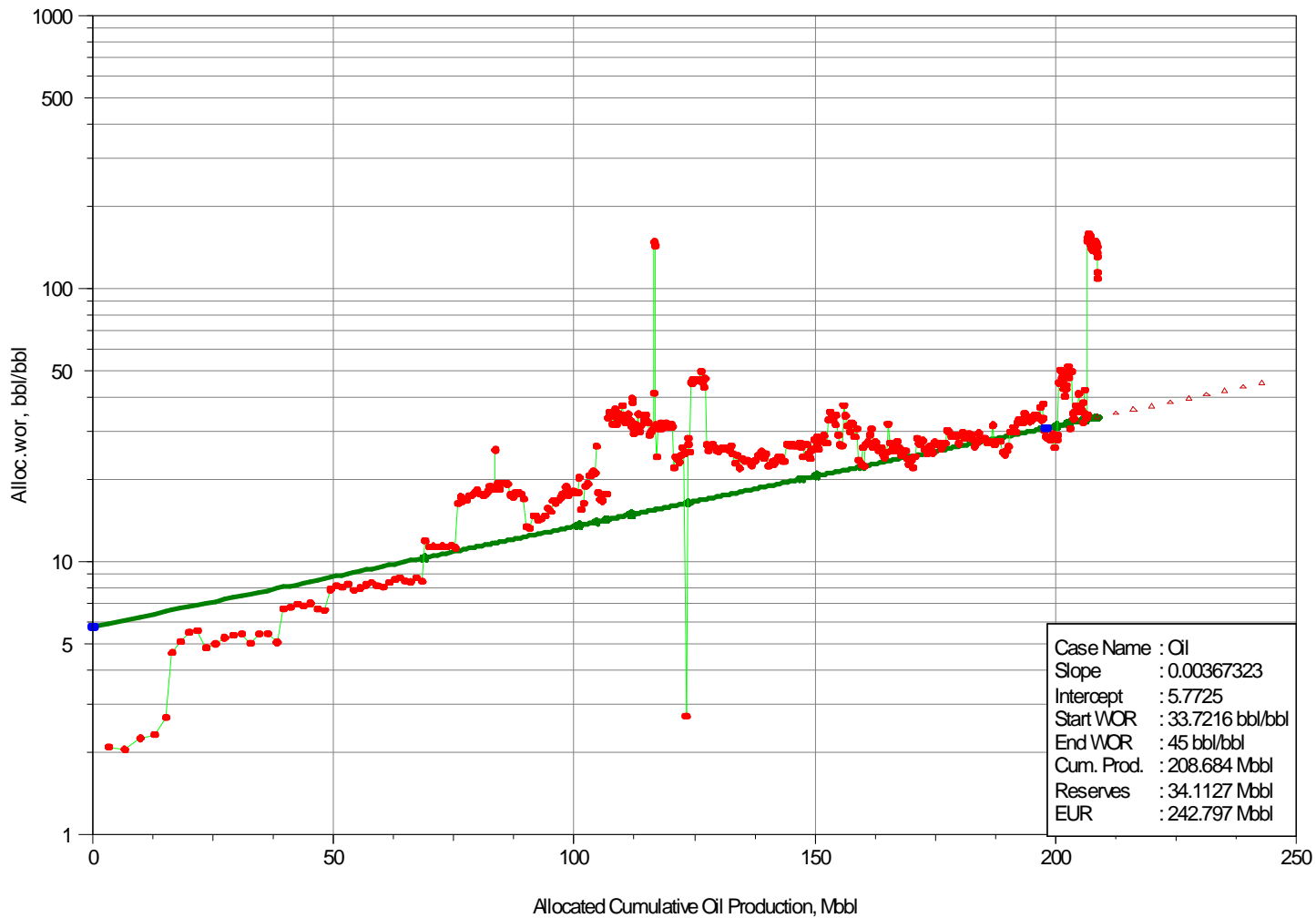
**DORINE 12H**  
**WOR & WOR' vs Time**



**Anexo 3.9.5** Curvas WOR, WOR' vs tiempo acumulado para el pozo Dorine 12H



# DORINE 12H:M1



**Anexo 3.9.6** Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Dorine 12H

## **ANEXO 5**

**DORINE 02**

	Antes	(%)	Después	(%)
<b>BWPD</b>	8407	96,89	4791	95,19
<b>BOPD</b>	269	3,1	242	4,81
<b>Total</b>	8676	100	5033	100

Logro en reducción: 1,7%

**DORINE 24**

	Antes	(%)	Después	(%)
<b>BWPD</b>	3239	91,88	2639	89,18
<b>BOPD</b>	286	8,11	320	10,81
<b>Total</b>	3525	100	2959	100

Logro en reducción: 2,7%

**DORINE 31**

	Antes	(%)	Después	(%)
<b>BWPD</b>	1081	94,99	100	15,06
<b>BOPD</b>	57	5,01	564	84,99
<b>Total</b>	1138	100	664	100

Logro en reducción: 79,93%

**DORINE 54**

	Antes	(%)	Después	(%)
<b>BWPD</b>	1392	81,02	1608	83,40
<b>BOPD</b>	326	18,97	320	16,6
<b>Total</b>	1718	100	1928	100

Logro en reducción: -2,38%

\*Es negativo porque no se lograron favorables resultados.

\*Pozo que se retiró Gravel Pack y se realizó squeeze.

Promedio porcentajes (de los 4 Pozos)	Antes (%)	Después (%)
<b>Corte de agua</b>	91,195	70,7075
<b>Corte de petróleo</b>	8,7975	29,3025

Promedio de la reducción: 20,48%

De acuerdo al historial que presentan los pozos del campo Dorine referente al éxito del tratamiento, el porcentaje de aceptación puede considerarse de la siguiente manera:

**Optimista:** reducir el corte de agua en 20%.

**Esperado:** reducir el corte de agua en 3%.

**Pesimista:** reducir el corte de agua en 1%.

**NOTA:** Inherentemente al reducir el corte de agua también se logra un incremento de petróleo; y, en algunos casos se reduce el corte de agua manteniendo la producción de petróleo anterior.

## **Anexo 5.1** Historial porcentajes de producción de fluido antes y después de trabajos de SQUEEZE en el pozo

Reducción del intervalo perforado por aplicación del **tratamiento químico**

Pozo Dorine 02

**CASO OPTIMISTA (25% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	4742
BOPD(0.99%)	47
BWPD(99.01%)	4695

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1722 psi

IP1=	5.79706601 BFPD/psi
h1=	24 ft
IP/ft=	0.24154442

Después del tratamiento

BFPD	2371
BOPD(25%)	592.75
BWPD(75%)	1778.25

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1722 psi

IP2=	2.89853301 BFPD/psi
h2=	12 ft

**CASO ESPERADO (10% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	4742
BOPD(0.99%)	47
BWPD(99.01%)	4695

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1722 psi

IP1=	5.79706601 BFPD/psi
h1=	24 ft
IP/ft=	0.24154442

Después del tratamiento

BFPD	2371
BOPD(10%)	237.1
BWPD(90%)	2133.9

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1722 psi

IP2=	2.89853301 BFPD/psi
h2=	12 ft

**CASO PESIMISTA (5% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	4742
BOPD(0.99%)	47
BWPD(99.01%)	4695

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1722 psi

IP1=	5.79706601 BFPD/psi
h1=	24 ft
IP/ft=	0.24154442

Después del tratamiento

BFPD	2371
BOPD(5%)	118.55
BWPD(95%)	2252.45

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1722 psi

IP2=	2.89853301 BFPD/psi
h2=	12 ft

**Anexo 5.2 Reducción del corte de agua del pozo Dorine 02**

Reducción del intervalo perforado por aplicación del **tratamiento químico**

Pozo Dorine 05

**CASO OPTIMISTA (25% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5076
BOPD(1.69%)	86
BWPD(98.31%)	4990

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1815.2 psi

IP1=	7.00331126 BFPD/psi
h1=	26 ft

IP/ft= 0.26935813

Después del tratamiento

BFPD	2342.76923
BOPD(25%)	585.692308
BWPD(75%)	1757.07692

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1815.2 psi

IP2=	3.2322975 BFPD/psi
h2=	12 ft

**CASO ESPERADO (10% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5076
BOPD(1.69%)	86
BWPD(98.31%)	4990

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1815.2 psi

IP1=	7.00331126 BFPD/psi
h1=	26 ft

IP/ft= 0.26935813

Después del tratamiento

BFPD	2342.76923
BOPD(10%)	234.276923
BWPD(90%)	2108.49231

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1815.2 psi

IP2=	3.2322975 BFPD/psi
h2=	12 ft

**CASO PESIMISTA (5% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5076
BOPD(1.69%)	86
BWPD(98.31%)	4990

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1815.2 psi

IP1=	7.00331126 BFPD/psi
h1=	26 ft

IP/ft= 0.26935813

Después del tratamiento

BFPD	2342.76923
BOPD(5%)	117.138462
BWPD(95%)	2225.63077

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1815.2 psi

IP2=	3.2322975 BFPD/psi
h2=	12 ft

**Anexo 5.3 Reducción del corte de agua del pozo Dorine 05**

Análisis de la reducción del **índice de productividad (IP)**, aplicando **SQUEEZE**

Pozo Dorine 07

**CASO OPTIMISTA (20% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5670
BOPD(2.3%)	125
BWPD(97.7%)	5545

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1962.4 psi

IP1=	9.81648199 BFPD/psi
h1=	40 ft

IP/ft= 0.24541205

Después del tratamiento

BFPD	2551.5
BOPD(20%)	510.3
BWPD(80%)	2041.2

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1962.4 psi

IP2=	4.4174169 BFPD/psi
h2=	18 ft

**CASO ESPERADO (3% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5670
BOPD(2.3%)	125
BWPD(97.7%)	5545

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1962.4 psi

IP1=	9.81648199 BFPD/psi
h1=	40 ft

IP/ft= 0.24541205

Después del tratamiento

BFPD	2551.5
BOPD(3%)	76.545
BWPD(97%)	2474.955

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1962.4 psi

IP2=	4.4174169 BFPD/psi
h2=	18 ft

**CASO PESIMISTA (1% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5670
BOPD(2.3%)	125
BWPD(97.7%)	5545

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1962.4 psi

IP1=	9.81648199 BFPD/psi
h1=	40 ft

IP/ft= 0.24541205

Después del tratamiento

BFPD	2551.5
BOPD(1%)	25.515
BWPD(99%)	2525.985

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1962.4 psi

IP2=	4.4174169 BFPD/psi
h2=	18 ft

**Anexo 5.4 Reducción del corte de agua del pozo Dorine 07**

Reducción del intervalo perforado por aplicación del **tratamiento químico**

Pozo Dorine 08

**CASO OPTIMISTA (25% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5366
BOPD(1.99%)	107
BWPD(98.01%)	5259

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1492.1 psi

IP1=	5.12071763 BFPD/psi
h1=	20 ft

IP/ft= 0.25603588

Después del tratamiento

BFPD	2683
BOPD(25%)	670.75
BWPD(75%)	2012.25

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1492.1 psi

IP2=	2.56035881 BFPD/psi
h2=	10 ft

**CASO ESPERADO (10% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5366
BOPD(1.99%)	107
BWPD(98.01%)	5259

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1492.1 psi

IP1=	5.12071763 BFPD/psi
h1=	20 ft

IP/ft= 0.25603588

Después del tratamiento

BFPD	2683
BOPD(10%)	268.3
BWPD(90%)	2414.7

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1492.1 psi

IP2=	2.56035881 BFPD/psi
h2=	10 ft

**CASO PESIMISTA (5% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5366
BOPD(1.99%)	107
BWPD(98.01%)	5259

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1492.1 psi

IP1=	5.12071763 BFPD/psi
h1=	20 ft

IP/ft= 0.25603588

Después del tratamiento

BFPD	2683
BOPD(5%)	134.15
BWPD(95%)	2548.85

Pres Resr	2540 psi
Pwf	1492.1 psi

IP2=	2.56035881 BFPD/psi
h2=	10 ft

**Anexo 5.5 Reducción del corte de agua del pozo Dorine 08**

Análisis de la reducción del **índice de productividad (IP)**, aplicando **SQUEEZE**

Pozo Dorine 10

**CASO OPTIMISTA (20% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5004
BOPD(1.7%)	90
BWPD(98.2%)	4914

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2044.5 psi

IP1=	10.09889 BFPD/psi
h1=	28 ft

IP/ft= 0.36067464

Después del tratamiento

BFPD	2144.57143
BOPD(20%)	428.914286
BWPD(80%)	1715.65714

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2044.5 psi

IP2=	4.32809572 BFPD/psi
h2=	12 ft

**CASO ESPERADO (3% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5004
BOPD(1.7%)	90
BWPD(98.2%)	4914

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2044.5 psi

IP1=	10.09889 BFPD/psi
h1=	28 ft

IP/ft= 0.36067464

Después del tratamiento

BFPD	2144.57143
BOPD(3%)	64.3371429
BWPD(97%)	2080.23429

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2044.5 psi

IP2=	4.32809572 BFPD/psi
h2=	12 ft

**CASO PESIMISTA (1% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	5004
BOPD(1.7%)	90
BWPD(98.2%)	4914

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2044.5 psi

IP1=	10.09889 BFPD/psi
h1=	28 ft

IP/ft= 0.36067464

Después del tratamiento

BFPD	2144.57143
BOPD(1%)	21.4457143
BWPD(99%)	2123.12571

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2044.5 psi

IP2=	4.32809572 BFPD/psi
h2=	12 ft

**Anexo 5.6** Reducción del corte de agua del pozo Dorine 10



Reducción del intervalo perforado por aplicación del **tratamiento químico**

Pozo Dorine 12H

**CASO OPTIMISTA (25% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	6506
BOPD(0.99%)	65
BWPD(99.01%)	6441

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2123.6 psi

IP1=	15.6243996 BFPD/psi
Intervalo exp=	460.56 ft

Int Exp/ft= 0.03392479

Después del tratamiento

BFPD	1695.15373
BOPD(25%)	423.788431
BWPD(75%)	1271.36529

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2123.6 psi

IP2=	4.07097437 BFPD/psi
Interv exp2=	120 ft

**CASO ESPERADO (10% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	6506
BOPD(0.99%)	65
BWPD(99.01%)	6441

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2123.6 psi

IP1=	15.6243996 BFPD/psi
Intervalo exp=	460.56 ft

Int Exp/ft= 0.03392479

Después del tratamiento

BFPD	1695.15373
BOPD(10%)	169.515373
BWPD(90%)	1525.63835

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2123.6 psi

IP2=	4.07097437 BFPD/psi
Interv exp2=	120 ft

**CASO PESIMISTA (5% de reducción del corte de agua)**

Antes del Tratamiento

BFPD	6506
BOPD(0.99%)	65
BWPD(99.01%)	6441

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2123.6 psi

IP1=	15.6243996 BFPD/psi
Intervalo exp=	460.56 ft

Int Exp/ft= 0.03392479

Después del tratamiento

BFPD	1695.15373
BOPD(5%)	84.7576863
BWPD(95%)	1610.39604

Pres Resr	2540 psi
Pwf	2123.6 psi

IP2=	4.07097437 BFPD/psi
Interv exp2=	120 ft

**Anexo 5.7 Reducción del corte de agua del pozo Dorine 12H**

**Media de Swanson (Mz)**

Pozo Dorine 02	BOPD
P10 =	592.75
P50 =	237.1
P90 =	118.55
Mz =	<b>308.23</b>

Pozo Dorine 08	BOPD
P10 =	670.75
P50 =	268.3
P90 =	134.15
Mz =	<b>348.79</b>

Pozo Dorine 05	BOPD
P10 =	585.7
P50 =	234.3
P90 =	117.14
Mz =	<b>304.572</b>

Pozo Dorine 10	BOPD
P10 =	428.9
P50 =	64.33
P90 =	21.44
Mz =	<b>160.834</b>

Pozo Dorine 07	BOPD
P10 =	510.3
P50 =	76.545
P90 =	25.515
Mz =	<b>191.3625</b>

Pozo Dorine 12H	BOPD
P10 =	423.8
P50 =	169.51
P90 =	84.75
Mz =	<b>220.369</b>

**Media de Swanson**

$$M_z = 0,3P_{90} + 0,4P_{50} + 0,3P_{10}$$

donde:

P90 = es el valor pesimista

P50 = es el valor esperado

P10 = es el valor optimista<sup>26</sup>

**Anexo 5.8** Valores de producción de petróleo utilizando la Media de Swanson, para aplicar en el análisis de Flujo de Caja, VAN y TIR

<sup>26</sup> Rose & Associates, LLP. 5D RA v 2005 - 06

Tabla de valores por concepto de Tratamiento y reinyección de agua de formación (AHORRO)

### TRATAMIENTO CON SQUEEZE

#### CASO OPTIMISTA: 20% de reducción del corte de agua

POZO	BWPD <sub>o</sub>	BWPD <sub>f</sub>	Diferencia	Costo BFPD [USD]	Costo BWPD [USD]	Ahorro mes [USD]
Dorine 07	5545	2041.2	3503.8	0.36	0.31752	33375.79728
Dorine 10	4914	1715.65	3198.35	0.36	0.31752	30466.20276

#### CASO ESPERADO: 3% de reducción del corte de agua

POZO	BWPD <sub>o</sub>	BWPD <sub>f</sub>	Diferencia	Costo BFPD [USD]	Costo BWPD [USD]	Ahorro mes [USD]
Dorine 07	5545	2474.96	3070.04	0.36	0.31752	29243.97302
Dorine 10	4914	2080.23	2833.77	0.36	0.31752	26993.35951

#### CASO PESIMISTA: 1% de reducción del corte de agua

POZO	BWPD <sub>o</sub>	BWPD <sub>f</sub>	Diferencia	Costo BFPD [USD]	Costo BWPD [USD]	Ahorro mes [USD]
Dorine 07	5545	2525.98	3019.02	0.36	0.31752	28757.97691
Dorine 10	4914	2123.13	2790.87	0.36	0.31752	26584.71127

### TRATAMIENTO APLICANDO MÉTODOS QUÍMICOS

#### CASO OPTIMISTA: 25% de reducción del corte de agua

POZO	BWPD <sub>o</sub>	BWPD <sub>f</sub>	Diferencia	Costo BFPD [USD]	Costo BWPD [USD]	Ahorro mes [USD]
Dorine 02	4695	1778.25	2916.75	0.36	0.31752	27783.7938
Dorine 05	4990	1757	3233	0.36	0.31752	30796.2648
Dorine 08	5259	2012.25	3246.75	0.36	0.31752	30927.2418
Dorine 12H	6441	1271.36	5169.64	0.36	0.31752	49243.92278

#### CASO ESPERADO: 10% de reducción del corte de agua

POZO	BWPD <sub>o</sub>	BWPD <sub>f</sub>	Diferencia	Costo BFPD [USD]	Costo BWPD [USD]	Ahorro mes [USD]
Dorine 02	4695	2133.9	2561.1	0.36	0.31752	24396.01416
Dorine 05	4990	2108.5	2881.5	0.36	0.31752	27448.0164
Dorine 08	5259	2414.7	2844.3	0.36	0.31752	27093.66408
Dorine 12H	6441	1525.64	4915.36	0.36	0.31752	46821.75322

#### CASO PESIMISTA: 5% de reducción del corte de agua

POZO	BWPD <sub>o</sub>	BWPD <sub>f</sub>	Diferencia	Costo BFPD [USD]	Costo BWPD [USD]	Ahorro mes [USD]
Dorine 02	4695	2252.45	2442.55	0.36	0.31752	23266.75428
Dorine 05	4990	2225.63	2764.37	0.36	0.31752	26332.28287
Dorine 08	5259	2548.85	2710.15	0.36	0.31752	25815.80484
Dorine 12H	6441	1610.4	4830.6	0.36	0.31752	46014.36336

## Anexo 5.9 Ahorro de la compañía por tratamiento de agua de formación

**POZO DORINE 02**

meses	Inversión USD	Producción (caída de 5%)	Ingreso Neto USD	Flujo de Caja USD	VAN USD al 0,75%	TIR %
0	-641440	0	0	-641440,00	-641440	-641440
1	0	308,23	249666,30	-391773,70	-388857,27	-370921,4108
2	0	292,82	237182,99	-154590,72	-152297,68	-138572,3734
3	0	278,18	225323,84	70733,12	69165,20	60029,21909
4	0	264,27	214057,64	284790,76	276404,86	228829,7049
5	0	251,06	203354,76	488145,53	470244,84	371349,1526
6	0	238,50	193187,02	681332,55	651461,58	490725,7933
7	0	226,58	183527,67	864860,22		
8	0	215,25	174351,29	1039211,51		
9	0	204,49	165633,72	1204845,24		
10	0	194,26	157352,04	1362197,27		
11	0	184,55	149484,44	1511681,71		
12	0	175,32	142010,21	1653691,92		
<b>SUMA</b>					284681,54	0,08580458

RENTABLE

VAN = 284681,54

TIR = 5,621754 %

TRI = tercer mes (Tiempo de recuperación de la inversión)

NOTA: el VAN y TIR, se consideran sólo hasta 7 meses que dura el tratamiento químico

**POZO DORINE 05**

meses	Inversión USD	Producción (caída de 5%)	Ingreso Neto USD	Flujo de Caja USD	VAN USD al 0,75%	TIR %
0	-641440	0	0	-641440,00	-641440	-641440
1	0	304,57	246703,32	-394736,68	-391798,19	-377016,9079
2	0	289,34	234368,15	-160368,53	-157989,79	-146293,7673
3	0	274,88	222649,75	62281,22	60900,65	54264,66708
4	0	261,13	211517,26	273798,48	265736,26	227847,5717
5	0	248,08	200941,40	474739,88	457330,79	377330,9486
6	0	235,67	190894,33	665634,20	636451,48	505307,4345
7	0	223,89	181349,61	846983,81		
8	0	212,69	172282,13	1019265,94		
9	0	202,06	163668,02	1182933,96		
10	0	191,96	155484,62	1338418,59		
11	0	182,36	147710,39	1486128,98		
12	0	173,24	140324,87	1626453,85		
<b>SUMA</b>					229191,19	-0,053295932

RENTABLE

VAN = 229191,19

TIR = 4,699994 %

TRI = tercer mes (Tiempo de recuperación de la inversión)

NOTA: el VAN y TIR, se consideran sólo hasta 7 meses que dura el tratamiento químico

**Anexo 5.10.1 Análisis del Flujo de Caja, VAN y TIR**

**POZO DORINE 07**

meses	Inversión USD	Producción (caída de 5%)	Ingreso Neto USD	Flujo de Caja USD	VAN USD al 0,75%	TIR %
0	-458388,45	0	0	-458388,45	-458388,45	-458388,45
1	0	510,30	413343,00	-45045,45	-44710,12	-24384,74
2	0	484,79	392675,85	347630,40	342474,03	101871,40
3	0	460,55	373042,06	720672,46	704697,55	114324,61
4	0	437,52	354389,95	1075062,41	1043406,31	92321,48
5	0	415,64	336670,46	1411732,87	1359963,50	65627,96
6	0	394,86	319836,93	1731569,80	1655654,35	43575,63
7	0	375,12	303845,09	2035414,89	1931690,59	27728,34
8	0	356,36	288652,83	2324067,72	2189214,62	17139,06
9	0	338,54	274220,19	2598287,91	2429303,52	10372,72
10	0	321,62	260509,18	2858797,10	2652972,72	6178,12
11	0	305,54	247483,72	3106280,82	2861179,55	3633,96
12	0	290,26	235109,54	3341390,36		
<b>SUMA</b>					16667458,16	0,09

RENTABLE

VAN = 16667458,16

TIR = 84,728 %

TRI = segundo mes (Tiempo de recuperación de la inversión)

NOTA: el VAN y TIR, se consideran hasta 1 año que dura el squeeze (sólo económico)

**POZO DORINE 08**

meses	Inversión USD	Producción (caída de 5%)	Ingreso Neto USD	Flujo de Caja USD	VAN USD al 0,75%	TIR %
0	-656440	0	0	-656440,00	-656440	-656440
1	0	348,79	282519,90	-373920,10	-371136,58	-329882,8972
2	0	331,35	268393,91	-105526,20	-103960,93	-82133,86439
3	0	314,78	254974,21	149448,01	146135,25	102620,2616
4	0	299,04	242225,50	391673,51	380140,36	237272,912
5	0	284,09	230114,22	621787,74	598986,29	332312,8219
6	0	269,89	218608,51	840396,25	803551,61	396250,6981
7	0	256,39	207678,09	1048074,34		
8	0	243,57	197294,18	1245368,52		
9	0	231,39	187429,47	1432798,00		
10	0	219,82	178058,00	1610856,00		
11	0	208,83	169155,10	1780011,10		
12	0	198,39	160697,35	1940708,44		
<b>SUMA</b>					797276,00	-0,068036421

RENTABLE

VAN = 797276,00

TIR = 13,349344 %

TRI = tercer mes (Tiempo de recuperación de la inversión)

NOTA: el VAN y TIR, se consideran sólo hasta 7 meses que dura el tratamiento químico

**Anexo 5.10.2 Análisis del Flujo de Caja, VAN y TIR**

**POZO DORINE 10**

meses	Inversión USD	Producción (caída de 5%)	Ingreso Neto USD	Flujo de Caja USD	VAN USD al 0,75%	TIR %
0	-458388,45	0	0	-458388,45	-458388,45	-458388,45
1	0	160,83	130275,54	-328112,91	-325670,38	-288818,96
2	0	152,79	123761,76	-204351,15	-201320,02	-158336,79
3	0	145,15	117573,67	-86777,47	-84853,90	-59185,34
4	0	137,90	111694,99	24917,52	24183,80	14959,40
5	0	131,00	106110,24	131027,76	126222,87	69242,89
6	0	124,45	100804,73	231832,49	221668,49	107842,16
7	0	118,23	95764,49	327596,98	310902,71	134139,46
8	0	112,32	90976,27	418573,25	394285,71	150865,69
9	0	106,70	86427,45	505000,71	472157,06	160218,77
10	0	101,37	82106,08	587106,79	544836,95	163961,12
11	0	96,30	78000,78	665107,57	612627,21	163500,11
12	0	91,48	74100,74	739208,31		
<b>SUMA</b>					1636652,05	0,07

RENTABLE

VAN = 1636652,05

TIR = 13,605046 %

TRI = cuarto mes (Tiempo de recuperación de la inversión)

NOTA: el VAN y TIR, se consideran hasta 1 año que dura el squeeze (sólo económico)

**POZO DORINE 12H**

meses	Inversión USD	Producción (caída de 5%)	Ingreso Neto USD	Flujo de Caja USD	VAN USD al 0,75%	TIR %
0	-696440	0	0	-696440,00	-696440	-696440
1	0	220,37	178498,89	-517941,11	-514085,47	-743402,2154
2	0	209,35	169573,95	-348367,16	-343199,86	-717668,9375
3	0	198,88	161095,25	-187271,92	-183120,72	-553736,3809
4	0	188,94	153040,49	-34231,43	-33223,46	-145277,6878
5	0	179,49	145388,46	111157,03	107080,81	677102,2822
6	0	170,52	138119,04	249276,07	238347,31	2179422,324
7	0	161,99	131213,09	380489,16		
8	0	153,89	124652,43	505141,59		
9	0	146,20	118419,81	623561,40		
10	0	138,89	112498,82	736060,22		
11	0	131,94	106873,88	842934,10		
12	0	125,35	101530,19	944464,28		
<b>SUMA</b>					-1424641,38	-0,615103451

NO RENTABLE

VAN = -1424641,38

TIR = -30,32828 % NO APLICABLE

TRI = NO APLICABLE

NOTA: el VAN y TIR, se consideran sólo hasta 7 meses que dura el tratamiento químico

**Anexo 5.10.3 Análisis del Flujo de Caja, VAN y TIR**