



D-18765

T
622.3382
JUE



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
ESPECIALIZACIÓN PETRÓLEOS**

**“Detección de Problemas de Alto Corte de Agua en el
Yacimiento Hollín Principal y sus Posibles Soluciones: Bloque
7, del Oriente Ecuatoriano”**

**TESIS DE GRADO
Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

Presentada por:

BOLÍVAR BASSAM JUEZ JUEZ

**GUAYAQUIL - ECUADOR
1998**

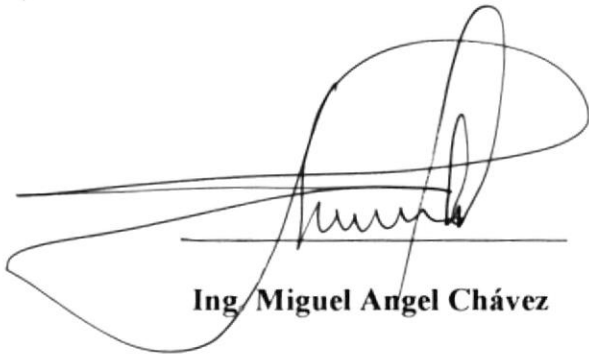
AGRADECIMIENTO

A Bhagavan Sri Sathya Sai Baba, a
los ingenieros Kim Bowen,
Lupercio Arteaga, Gabriel J.
Colmont, a mi familia y amigos que
sin su apoyo incondicional y
perenne no hubiera sido posible,
elaborar esta tesis.

DEDICATORIA

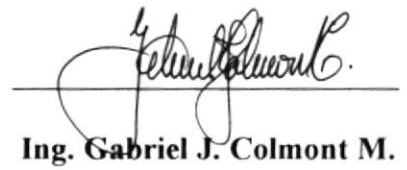
A Bhagavan Sri Sathya Sai
Baba, a mis padres, a mis
hermanos, amigos y a una
persona muy especial.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Miguel Angel Chávez

DECANO DE LA FICT



Ing. Gabriel J. Colmont M.

DIRECTOR DE TESIS



Ing. Kléber G. Malavé

VOCAL



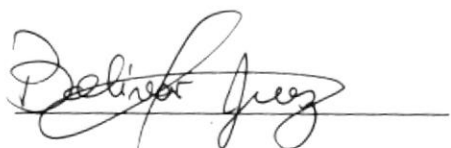
Ing. José Cabezas

VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Bolívar Juez', is written over a horizontal line.

BOLÍVAR BASSAM JUEZ JUEZ

RESUMEN

El objetivo de este estudio es el análisis de los altos cortes de agua en los pozos completados en Hollín Principal del Campo Coca-Payamino, Bloque 7, del Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano, identificando sus causas y presentando recomendaciones técnicas para mejorar la economía del proyecto.

Los pozos completados en la formación Hollín Principal del campo Coca-Payamino en el oriente ecuatoriano, tienen problemas de alta producción de agua. Tomando como referencia el gráfico de producción de Downhole Oil//Water Separator Development ⁽⁴⁾, se elaboró en este estudio las curvas: de producción anual de petróleo, de producción total de líquido (petróleo y agua) y de WOR ⁽⁴⁾ del mismo campo, iniciando en enero de 1991 y finalizando en abril de 1998, observándose claramente problemas de alta producción de agua, como se muestra en la figura # A.4. Estas producciones corresponden única y exclusivamente a las provenientes de la formación Hollín Principal que tiene empuje hidráulico.

Como se puede apreciar, la producción de líquido total (petróleo y agua) se incrementa lentamente hasta finales de 1993, llegando a ser el doble que la producción de petróleo; luego se incrementa muy rápidamente hasta fines de 1995, en cerca de

siete veces más que la del petróleo; de ahí, la producción de líquido total decae lentamente hasta finales de 1997 cuando alcanza un valor de diez y nueve veces más que la del petróleo; y finalmente declina rápidamente

Refiriéndonos a la curva de WOR se aprecia un incremento lento hasta finales de 1993, o sea durante 3 años, alcanzando un valor de 2; luego el WOR se incrementa a una tasa mayor durante los siguientes 3 años alcanzando un valor de 12; seguidamente, durante 1 año se incrementa nuevamente el WOR pero más rápido obteniéndose un valor de 19; y, finalmente durante los últimos 4 meses de producción del campo, el WOR decrece rápidamente hasta tener un valor de 7. Aunque esta reducción del WOR, podría implicar una sensibilidad favorable con respecto a la reducción de la producción total, en realidad es resultante del decrecimiento controlado y apreciable de la producción en los pozos de muy altos WOR, como se aprecia en la tabla # B.10.

Para el análisis de las curvas de producción del yacimiento y evaluación de la completación de los pozos en relación con los valores altos de WOR, se han empleado procedimientos conocidos y que han sido publicados en la literatura especializada, principalmente de la SPE de Norteamérica (SPE of AIME).

Estos métodos empleados son:

1. WOR y derivada de WOR ^(6, 7).
2. Tasa crítica de conificación ⁽⁸⁾.

Con este análisis se ha determinado como causas principales de la alta producción de agua:

- Baja relación de permeabilidad horizontal/vertical (k_h/k_v) que existe en el yacimiento; y,
- Alta viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento, estimada en 5.8 cp, lo que ha provocado una mayor movilidad del agua.

En general, las altas tasas de producción de líquido resultan ser el principal motivo para que se hayan presentado, en un tiempo muy corto, altos cortes de agua; aunque, en ciertos pozos, la presencia de multicapas ha retrasado la aparición de estos elevados cortes del agua en los mismos. La tasa crítica por pozo (q_c), para prevenir conificación de agua, ha sido calculada en máximo 32 bls/d pero, lamentablemente,

esta tasa no resulta rentable por lo reducida y por el largo tiempo requerido para el retorno de la inversión (superior a los 25 años).

Para precisar los tratamientos específicos que requerirán los pozos, sería conveniente correr, para unos, los registros de cementación; y, para otros, los de PLT ⁽⁶⁾ y RST ⁽⁶⁾, para determinar con exactitud la entrada de agua y su magnitud; para de esta manera establecer una solución según el caso. Esta puede ser aplicación de biopolímeros, cementación forzada con resinas empleando "Coiled-Tubing" ⁽¹¹⁾, u otras.

Por otro lado, diseñar nuevas completaciones para separación del agua y del crudo, dentro del pozo mismo ^(4, 12, 13), podrían analizarse con detenimiento. De esta manera, buena parte del agua así separada se la volvería a inyectar desde el fondo mismo y se esperaría producir así menor cantidad de agua en superficie, con lo que se reducirán substancialmente los costos de inyección y tratamiento de agua de formación. Además, aumentaría la tasa de producción de petróleo, debido a la disminución de la presión hidrostática en el pozo, ya que el fluido mayoritario sería petróleo y ya no el agua.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	X
ABREVIATURAS.....	XIV
SIMBOLOGÍAS.....	XVI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
I. ANTECEDENTES.....	23
1.1. Información del Bloque 7.....	23
1.1.1. General.....	23
1.1.2. Ubicación.....	27
1.1.3. Campos y convenios.....	28
1.1.4. Campos existentes.....	28
1.1.5. Yacimientos.....	28
1.2. Objetivo y alcance del estudio.....	29

	XI
1.2.1. Identificación del problema.....	29
1.2.2. Objetivo y alcance del problema.....	31
 II. DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO HOLLÍN PRINCIPAL, COMPLETACIÓN DE POZOS E HISTORIA DE PRODUCCIÓN, EN EL BLOQUE 7.....	 32
 2.1. Yacimiento Hollín Principal.....	 32
2.1.1. Descripción geológica.....	32
2.1.1.1. Intercalaciones de arcillas o multicapas.....	37
2.1.2. Parámetros petrofísicos.....	37
2.1.2.1. Permeabilidad horizontal y vertical.....	41
2.1.2.2. Conificación de agua.....	42
2.1.2.3. Contacto agua petróleo.....	43
2.1.3. Parámetros de fluidos.....	43
2.1.4. Reservas.....	44
2.1.4.1. Petróleo original en el lugar.....	44
2.1.4.2. Mecanismo de empuje.....	45
2.1.4.3. Sistema de producción.....	45
2.1.4.4. Factores de recobro.....	45
2.1.4.5. Análisis de núcleos.....	46

	XII
2.1.4.6. Análisis de registros.....	46
2.1.4.7. Tipo y volúmenes de reservas.....	47
2.2. Tipos de completación.....	49
2.2.1. Tubería de revestimiento.....	49
2.2.2. Tipos de cementación y otros trabajos de workover.....	50
2.2.3. Completación de los pozos.....	52
2.3. Historia de producción de la formación Hollín Principal.....	53
2.3.1. Producción de petróleo, agua y WOR.....	53
III. ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS.....	55
3.1. Metodología del análisis y diagnóstico, aplicado en este estudio.....	55
3.2. Análisis y diagnóstico del comportamiento de los pozos.....	60
3.3. Desenlace del comportamiento de los pozos.....	117

IV. CONCLUSIONES.....	136
-----------------------	-----

V. RECOMENDACIONES.....	139
-------------------------	-----

APÉNDICES.....	142
----------------	-----

BIBLIOGRAFÍA.....	248
-------------------	-----

ABREVIATURAS

AIME	American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc.
BFPD	Barriles de fluido por día.
bls	Barriles.
bls/d	Barriles por día.
BOPD	Barriles de petróleo por día.
BWPD	Barriles de agua por día.
CO	Pozo del campo Coca.
cp	Centipoise.
d	Día.
DPP	Disparos por pie.
dWOR	Derivada de WOR.
ft	Feet, pie.
gm/cc	Grama por centímetro cúbico.
GOR	Gas Oil Relationship, relación gas/petróleo.
in	Inch, pulgada.
LACT	Liquid Acquisition Custody Transfer.
M BLS	Miles de barriles.
md	Unidades de milidarcies.
MM BLS	Millones de barriles.
MM STB	Millones de barriles.
MM STBO	Millones de barriles de petróleo.
MM STBW	Millones de barriles agua.
OIP	Petróleo en el lugar.
PA	Pozo del campo Payamino.

P_b	Presión al punto de burbuja.
pbmr	Pies bajo la mesa rotaria.
P_i	Presión inicial del yacimiento.
PLT	Production Logging Tool.
psi	Libra por pulgada cuadrada.
psia	Libra por pulgada cuadrada absoluta.
PVT	Pressure Volume Temperature Analysis.
RB/STB	Barriles de reservorio por barriles de superficie.
RST	Reservoir Saturation Tool.
SCF/STB	Pie cúbico estandar por barril de superficie.
SOTE	Sistema de Oleoducto TransEcuatoriano.
SPE	Society of Petroleum Engineer.
TDT	Thermal Decay Time.
WKO	Reparación de pozo.
WOC	Contacto agua/petróleo.
WOR	Relación Agua Petróleo.
WOR'	Derivada de WOR.

SIMBOLOGÍAS

B_o	=	Factor volumétrico del petróleo.
h	=	Espesor de la columna de petróleo.
h_d	=	Espesor disparado.
h_n	=	Espesor neto.
h_t	=	Espesor total.
k_h	=	Permeabilidad horizontal.
k_h/k_v	=	Relación de permeabilidad horizontal/vertical.
k_v	=	Permeabilidad vertical.
$\emptyset$	=	Porosidad de la roca.
P_b	=	Presión al punto de burbuja.
q_c	=	Tasa crítica de conificación de fluido.
r^2	=	Indicador de precisión de una regresión.
r_e	=	Radio de drenaje.
r_{eD}	=	Radio adimensional.
S_w	=	Saturación de agua.

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura # A.1. Ubicación del Bloque 7.....	144
Figura # A.2. Campos Existentes.....	145
Figura # A.3. Arenas Productoras del Campo Coca-Payamino.....	146
Figura # A.4. Producción Anual de Petróleo, Fluido Total y WOR.....	147
Figura # A.5. Descripción Geológica.....	148
Figura # A.6. Mapa Isópaco de Pago Neto de la Formación Hollín Principal... ..	149
Figura # A.7. Humectabilidad del pozo Payamino #10.....	150
Figura # A.8. Registro Eléctrico del pozo Payamino #1.....	151
Figura # A.9. Registro Eléctrico del pozo Payamino #10.....	152
Figura # A.10. Registro Eléctrico del pozo Coca #9.....	153
Figura # A.11. Completación Típica de pozo Vertical.....	154
Figura # A.12. Completación Típica de pozo Horizontal.....	155
Figura # A.13. Completación Típica de pozo Direccional.....	156
Figura # A.14. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #1.....	157
Figura # A.15. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #2.....	158
Figura # A.16. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #4.....	159
Figura # A.17. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #6.....	160
Figura # A.18. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #7.....	161

Figura # A.19.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #8.....	162
Figura # A.20.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #10.....	163
Figura # A.21.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #11.....	164
Figura # A.22.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #12.....	165
Figura # A.23.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #13.....	166
Figura # A.24.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #15.....	167
Figura # A.25.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #1.....	168
Figura # A.26.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #2.....	169
Figura # A.27.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #.....	170
Figura # A.28.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #5.....	171
Figura # A.29.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #8.....	172
Figura # A.30.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #9.....	173
Figura # A.31.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #10.....	174
Figura # A.32.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #14.....	175
Figura # A.33.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #15.....	176
Figura # A.34.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #16.....	177
Figura # A.35.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #18.....	178
Figura # A.36.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #19.....	179
Figura # A.37.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #20.....	180
Figura # A.38.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #21.....	181
Figura # A.39.	WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #23.....	182

Figura # C.1.	Gráfica log-log del WOR vs. tiempo para situaciones de conificación de agua (subíndice 1) y de canalización de agua (subíndice 2).....	203
Figura # C.2.	WOR en el caso de canalización de agua en un yacimiento estratificado o con multicasas.....	209
Figura # C.3.	Gráficas log-log del WOR y su derivada para una situación de canalización con multicasas.....	211
Figura # C.4.	Gráficas log-log del WOR y su derivada para una situación de conificación.....	212
Figura # C.5.	Gráficas log-log del WOR y su derivada para una situación de conificación con un comportamiento tardío de canalización.....	213
Figura # C.6.	Gráficas de WOR y su derivada para el comportamiento de conificación con datos limitados de producción.....	213
Figura # C.7.	Gráficas log-log del WOR como una función del espaciamiento de pozos, para una situación de conificación, cuando $k_h/k_v = 10$	214
Figura # C.8.	Gráficas log-log del WOR y su derivada para una situación reciclaje de agua en multicasas de robo.....	215
Figura # C.9.	Canalización estratificada o multicasas.....	217
Figura # C.10.	Canalización estratificada o multicasas con cambios de producción.....	219
Figura # C.11.	Rápida canalización en un pozo al Noreste de Nuevo Méjico....	220
Figura # C.12.	Conificación de agua de un pozo del área de la Costa del Golfo.	221
Figura # C.13.	Conificación de agua, donde sólo se mueve el agua al límite del cono, creando una situación de canalización.....	222
Figura # C.14.	Desplazamiento normal con alto WOR inicia.....	223
Figura # D.1.	Radio adimensional vs. Tasa crítica adimensional.....	226
Figura # F.1.	Sarta de herramienta típica de registro de producción usado para prueba.....	235
Figura # F.2.	Problemas mecánicos de pozo.....	236
Figura # F.3.	Interpretación del registro CSU * PL.....	237
Figura # G.1.	Monitoreo de registros TDT de saturación, registrados a lo largo de ocho años.....	244
Figura # G.2.	Saturaciones de fluido de la herramienta RST en una completación hueco abierto (y_w = incremento del agua, $Phie$ = porosidad efectiva, S_w = Saturación de agua)	246

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla # B.1 Parámetros Petrofísicos del Yacimiento, en base al pozo Payamino #1.....	184
Tabla # B.2 Parámetros Petrofísicos del Yacimiento, en base al pozo Payamino #8.....	185
Tabla # B.3 Información general de los pozos.....	186
Tabla # B.4 Petróleo Original en el Lugar con las respectivas participaciones de la compañías.....	187
Tabla # B.5 Análisis de núcleos del Pozo Payamino #1.....	188
Tabla # B.6 Volúmenes de Reservas del campo.....	189
Tabla # B.7 Historia de Producción de la Formación Hollín Principal.....	190
Tabla # B.8 Descripción de los tratamientos efectuados a los pozos con sus respectivos resultados.....	191
Tabla # B.9 Cantidad de pozos que estuvieron en producción anualmente, con su respectivo período de tiempo.....	192
Tabla # B.10 Producción anual de petróleo, agua y WOR, por pozo y total de la formación Hollín Principal, del campo Coca-Payamino.....	193
Tabla # B.11 Guía de Interpretación de Registros de Adherencia de Cemento.....	194

INTRODUCCIÓN

Los pozos completados en la Formación Hollín Principal del campo Coca-Payamino en el oriente ecuatoriano, tienen problemas de alta producción de agua a partir de los principios de 1994, agravándose estos en los inicios de 1995, y volviéndose críticos a inicios de 1998. Este hecho tiene una grave repercusión económica para el proyecto debido no solo a la disminución de la producción de petróleo sino también al costo de manejo de importantes volúmenes de agua producida. Con este antecedente se estableció como objetivo del estudio, el análisis de las causas de la alta producción de agua y formular recomendaciones para disminuir dicha producción sin detrimento de la del petróleo, de modo que la economía del proyecto mejore. Este estudio cubrió el comportamiento de la producción de los 26 pozos del campo Coca-Payamino que han sido completados en yacimientos de la formación Hollín Principal, que tienen empuje hidráulico.

La formación productora Hollín en el campo Coca-Payamino, está conformada de dos cuerpos. El primero, es la formación Hollín Superior cuyo mecanismo principal de empuje es, posiblemente, de entrada lateral de agua, debido al mantenimiento observado de la presión. El segundo, es la formación Hollín Principal, cuyo mecanismo de empuje, en este caso, es del acuífero de fondo; el espesor de la zona de

petróleo en esta formación es entre 20 y 70 pies, mientras que la del agua es entre 3 y 5 veces mayor.

La producción de petróleo en Hollín Principal trae asociada problemas de alto corte de agua, el cual se eleva rápidamente en muy corto tiempo de producción. Este estudio trata este problema y propone algunas posibles soluciones técnicas.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

1.1. Información del Bloque 7.

1.1.1. General.

De la información obtenida de la Reforma del Plan de Desarrollo del Campo Coca-Payamino ⁽¹⁾, se tiene que el campo Coca-Payamino fue descubierto por Texaco en diciembre de 1970, con la perforación del pozo Coca #1. La arena Hollín Principal fue probada en el pozo descubridor, los registros eléctricos indicaban un intervalo productivo arriba de un contacto agua/petróleo. La Hollín Principal fue también probada cuando se perforó el pozo Payamino #1 en 1986 por British Petroleum Development Limited (B.P.). En diciembre de 1993 la producción promedia del campo fue 9,500 BOPD y 21,800 BWPD.

El 18 de diciembre de 1985, la ex-Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, actual Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR, suscribió con BRITISH PETROLEUM DEVELOPMENT LIMITED, (B.P.) un Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 7 de la Región Amazónica Ecuatoriana. A la finalización de la Exploración, B. P. había perforado 7 pozos y corrido 1,100 kilómetros de líneas sísmicas, habiendo descubierto 5 estructuras que probaron tasas de producción entre 200 y 1,500 barriles por día, tales estructuras encontradas fueron: Payamino, Jaguar, Oso, Mono y Lobo. Con la información disponible de ese entonces, se estableció que el campo vecino Coca de Petroecuador y el campo Payamino eran compartidos.

Durante el periodo de Exploración, B.P., sometió a consideración de Petroecuador el Plan de Desarrollo para la Explotación Unificada de la formación Hollín Principal del Campo Coca-Payamino, dejando abierta la posibilidad de la producción de los yacimientos superiores, el que fue materia de varias negociaciones

tanto con el Ministerio de Energía y Minas como con Petroecuador, habiendo sido aprobado el Plan mediante resolución del Directorio de Petroproducción el 26 de junio de 1990, y por el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección Nacional de Hidrocarburos el 20 de julio de 1990.

El 16 de agosto de 1990 el Directorio de Petroproducción autorizó a dicha compañía el inicio del Período de Explotación. El 30 de agosto de 1990, B. P. declaró la comercialidad del Bloque 7 de la Región Amazónica Ecuatoriana.

El 30 de agosto de 1990, el Ministerio de Energía y Minas autorizó a B.P. Petroleum Development Limited, la transferencia del 100% de sus derechos y obligaciones que poseía en el Bloque 7 de la Región Amazónica Ecuatoriana en favor de ORYX ECUADOR ENERGY COMPANY, actual compañía contratista.

CEPE perforó los pozos Payamino #2 y #4 en el área contigua al Bloque 7, resultando ellos productivos. Posteriormente y como consecuencia de la perforación del pozo Jabalí #1 (Payamino #10)

y su posterior interpretación llegó a demostrar que la estructura Jabalí era parte del campo Coca-Payamino, por lo que a mediados de 1993, Petroecuador y la actual compañía contratista, llevaron a cabo un estudio de actualización de reservas del campo Coca-Payamino habiéndose llegado a determinar nuevos porcentajes de participación. Los nuevos porcentajes aprobados por las partes son de 54% para Petroecuador y 46% para la compañía contratista. Estos nuevos porcentajes de participación fueron aprobados por los gerentes de las dos compañías con fecha de 8 de octubre de 1993, y comenzaron a regir desde el 1 de enero de 1994.

Hasta el mes de abril de 1998 se ha producido 28,019,231 barriles de petróleo correspondiendo 14,444,316 a la formación Hollín Principal, 6,754,359 a la formación Hollín Superior, 4,166,502 a la Arenisca U y 2,542,498 a la Arenisca Basal Tena.

El centro de Fiscalización para la producción proveniente del campo Coca-Payamino está localizado a la salida de las unidades LACT (Lease Automatic Custody Transfer) de la estación Coca. La producción proveniente de estación Payamino es bombeada a la estación Coca por medio de un oleoducto secundario de 8 5/8".

La producción del campo Coca-Payamino es bombeada a la estación Sacha, operada por Petroproducción por medio de un oleoducto de 8 5/8".

Los estudios de Simulación de Yacimientos de la arenisca Hollín Principal, indican que se tendría un máximo de producción de fluidos de alrededor 130,000 barriles por día para la totalidad del campo, con producciones máximas a ser tratadas de 45,000 barriles por día en la estación Coca y de 85,000 barriles por día para la estación Payamino.

1.1.2. Ubicación.

Sobre la base de: Estudio de Simulación de Yacimientos, campo Coca-Payamino, Hollín Principal ⁽²⁾, Main Hollin Sand Model Study, Coca-Payamino Field, Block 7 ⁽³⁾, el Bloque 7, se encuentra ubicado aproximadamente a 160 kilómetros al este de Quito en el Oriente Ecuatoriano. El bloque cubre un área de 593,000 acres (926 millas cuadradas, 2,400 kilómetros cuadrados). El campo

Coca-Payamino se encuentra en la esquina noreste de dicho Bloque mencionado, como se ve en la figura # A.1.

1.1.3. Campos y convenios.

Como parte de un acuerdo de operación unificada, la compañía contratista y sus socios del bloque 7 tienen el 46% de participación en Coca-Payamino y el 54% restante corresponde a Petroproducción. La compañía contratista empezó a operar el campo en febrero de 1994. Anteriormente la operación la realizaba Petroproducción.

1.1.4. Campos existentes.

Los campos existentes en el bloque 7 son: Payamino, Mono, Oso, Lobo, Gacela, Jaguar, como se muestra en la figura # A.2.

1.1.5. Yacimientos

Existen varias arenas productoras en el área Coca-Payamino tales como: Tena, Napo U, Napo T, Hollín Superior y Hollín Principal, como se muestra en la figura # A.3. Las formaciones de Hollín son las más producidas en dicho Bloque.

1.2. Objetivo y alcance del estudio.

1.2.1. Identificación del problema.

Tomando como referencia el gráfico de producción de Downhole Oil//Water Separator Development ⁽⁴⁾, se elaboró la curva de producción anual de petróleo del campo Coca-Payamino, así como las curvas de producción total de líquido (petróleo y agua) y la de WOR del mismo campo, iniciando en enero de 1991 y finalizando, para fines de este estudio, en abril de 1998, como se observa en la figura # A.4.

En dicha figura se aprecia que la producción de petróleo se ha incrementado lentamente hasta llegar a su máxima producción a finales de 1994; seguidamente se observa una declinación lenta en la producción de petróleo.

Respecto a la producción de líquido total (petróleo y agua) se observa que esta se incrementa lentamente hasta finales de 1993, llegando a ser el doble que la del petróleo; luego se incrementa muy rápidamente hasta fines de 1995, alrededor de siete veces más que la del petróleo, de ahí decae la producción lentamente hasta finales de 1997 cuando alcanza un valor de diez y nueve veces más que la del petróleo; y finalmente declina rápidamente. Este último tramo de declinación de la producción total coincide con el cambio del operador del campo y con la restricción en el transporte de este crudo por el oleoducto SOTE.

Refiriéndonos a la curva de WOR se aprecia un incremento lento hasta finales de 1993, o sea durante 3 años, alcanzando un valor de 2; luego el WOR se incrementa a una tasa mayor durante los siguientes 3 años alcanzando un valor de 12; seguidamente durante 1 año se incrementa nuevamente el WOR pero más rápido obteniéndose un valor de 19; y finalmente durante los últimos 4 meses de producción del campo, el WOR decrece rápidamente hasta tener un valor de 7.

En resumen, el campo Coca-Payamino tiene problemas de alta producción de agua a partir de los inicios de 1994, agravándose en los inicios de 1995, y volviéndose críticos a inicios de 1998. Este hecho tiene una grave repercusión económica para el proyecto, debido a la disminución de la producción de petróleo y al alto costo de manejo de importantes volúmenes de agua.

1.2.2. Objetivo y alcance del problema.

El objetivo de este estudio, es el análisis de las causas de la alta producción de agua, formulando recomendaciones para disminuir dicha producción sin detrimento de la del petróleo, de modo que la economía del proyecto mejore. Este estudio cubrirá el comportamiento de la producción de los 26 pozos del campo Coca-Payamino que han sido completados en la formación Hollín Principal, que tiene empuje hidráulico, y se establecerán recomendaciones para cada uno de estos pozos con el propósito de cumplir con el objetivo propuesto.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO HOLLÍN PRINCIPAL, COMPLETACIÓN DE POZOS E HISTORIA DE PRODUCCIÓN, EN EL BLOQUE 7.

Para esta descripción se ha consultado los archivos de los pozos y la bibliografía de las referencias: 1, 2, 3, 5, 6, 10.

2.1. Yacimiento Hollín Principal.

2.1.1. Descripción geológica.

Sobre la base de: Estudio de Simulación de Yacimientos, campo Coca-Payamino, Hollín Principal ⁽²⁾, Main Hollin Sand Model Study, Coca-Payamino Field, Block 7 ⁽³⁾, la formación Hollín es de edad Cretácica puede ser dividida en Hollín Principal y la

suprayacente Hollín Superior. La Hollín Principal es primariamente una arenisca fluvial entrelazada depositada sobre una superficie erosionada de volcánicos del Jurásico. Las secuencias apiladas de lutitas y arenas fluviales entrelazadas de Hollín Principal están sobrepuestas por la sección de origen marino de Hollín Superior. En la figura # A.5, se muestra la descripción estratigráfica de la formación Hollín. La formación Hollín Principal está compuesta de tres secciones: Relleno de Valle, Planicie Entrelazada y Planicie de Costa.

El relleno de Valle, que es la parte más inferior de Hollín Principal, varia en espesor de 0 a 125 pies. Rellena la superficie hundida de los volcánicos del jurásico con mezclas de depósitos de lutitas y arenas apiladas depositadas de ríos y deltas que tienen su fuente de aporte al este.

La sección de Planicie Entrelazada representa el mayor ambiente de depositación para la formación Hollín Principal. El espesor varía de 25 a 450 pies. Está compuesta de apilamientos de arena y areniscas de canales entrelazadas con poca presencia de lutitas. El rango de espesor de los canales va de 10 a 30 pies. Hay una

abundancia de restos carbonaceos diseminados que causan una respuesta de los rayos gamma que indica una arena relativamente arcillosa en vez de la típica de alta porosidad de Hollín Principal. Laminaciones carbonaceas ricas en arcilla que ocasionalmente separan los estratos de arena pueden ser de varios milímetros a centímetros de espesor. En núcleos, la mayoría de las intercalaciones lutíticas entre los canales entrelazados tienen menos de un pie de espesor. Esas lutitas proveerían barreras de flujo vertical de limitada extensión areal. Algunas intercalaciones de lutitas pueden tener espesores de 20 a 40 pies. Generalmente esas lutitas no son correlacionables entre pozos, sin embargo, pueden servir como barreras para restringir el flujo vertical en un área importante.

La tercera sección de Hollín Principal, Planicie de Costa, no siempre está presente. Los sedimentos de la Planicie de Costa los cuales pueden alcanzar espesores de 50 pies, son depósitos de baja energía: arenas fluviales sinuosas y deltaicas, y lodolitas. Las lutitas son mucho más abundantes que en las facies de la Planicie Entrelazada. La formación Hollín Principal está cubierta por lutitas de línea de costa y arenas de Hollín Superior.

De todos los pozos perforados en el campo hasta mayo de 1994, solo cuatro han penetrado completamente la formación Hollín Principal: Coca #1, Payamino #1, #3 y #16. Esos pozos encontraron espesores de 288, 250, 267 y 96 pies respectivamente. La sección más delgada en el Payamino #16 se cree que es debida a un alto local formado en el tiempo de depositación de Hollín Principal.

Un mapa isópaco de pago neto de la formación Hollín Principal se muestra en la figura # A.6. La mayor perforación de desarrollo se encontró en la estructura Coca-Payamino. Es un anticlinal con dirección noroeste-suroeste con cierre al este definido por una falla inversa. Esta estructura está dividida en el área Coca al norte y el área Payamino al sur. El límite oeste de la estructura es el área Payamino fue definido después de la perforación del pozo Payamino #13 el cual resultó mojado en Hollín Principal.

La acumulación de petróleo en Hollín Principal está sustentada por una importante columna de agua. La arena Hollín Principal aflora

varias millas al oeste de Coca-Payamino en la cordillera de los Andes. Se cree que le acuífero tiene una acción infinita.

El Campo Coca-Payamino tiene 11 kilómetros de largo por 2 kilómetros de ancho y configura un anticlinal de aproximadamente 80 pies de cierre estructural. La columna de petróleo está acompañada de un acuífero "infinito".

El anticlinal tiene dos culminaciones, la una en el norte y es llamada Coca y la otra en el sur y es llamada Payamino.

Los tipos de formaciones que tiene el campo Payamino son en orden descendente: Secuencia Post-Orteguaza (Oligoceno - Plioceno), Formación Orteguaza (Eoceno - Oligoceno), Formación Tiuyacu (Eoceno), Formación Tena (Paleoceno Temprano - Eoceno), Arenisca Basal Tena, Formación Napo (Albiense - Campanian), Lutita de Napo Superior, Caliza A, Zona de Arena U, Lutita de Napo Central, Caliza B, Zona de la Arenisca T, Lutita de Napo Inferior, Formación Hollín, Arena de Hollín Superior, Arena Hollín Principal, Secuencia del Pre-Hollín (Pre-cretácico),

Formación Chapiza (Jurásico Tardío - Cretáceo Temprano),
Miembro Misahualli.

Varios pozos perforados en el campo como: Coca #1, Payamino #1, #3 y #16 han atravesado parcialmente la secuencia del Pre-Hollín.

2.1.1.1. Intercalaciones de arcillas o multicapas.

La arenisca Hollín Principal es una arena masiva la cual contiene lutitas discontinuas y areniscas arcillosas. Las lutitas ocurren más frecuentemente cerca del tope de la formación Hollín Principal, pero también pueden ocurrir a lo largo de la formación con menos frecuencia.

2.1.2. Parámetros petrofísicos.

Sobre la base de: Estudio de Simulación de Yacimientos, campo Coca-Payamino, Hollín Principal ⁽²⁾, Main Hollin Sand Model

Study, Coca-Payamino Field, Block 7 ⁽³⁾ y BP Block 7, Onshore Ecuador, Petroleum Engineering Summary Report ⁽⁵⁾, se determinó inicialmente que la formación Hollín Principal era fuertemente mojada por agua. Luego de una revisión de datos, ciertas dudas surgieron a cerca de que la humectabilidad de la roca podía haber sido alterada durante el muestreo. A fin de volver a examinar la humectabilidad de la formación Hollín Principal se utilizaron muestras de núcleo del Payamino #10. Los resultados de dichos estudios indicaron una humectabilidad intermedia, como se aprecia en la figura # A.7.

Los datos de presión capilar para el Payamino #1 definían una zona de transición de 20 a 30 pies. En cambio, los registros eléctricos indican que la zona de transición es típicamente de 5 pies o menos, en los pozos Payamino #1, #10 y Coca #9, los cuales se muestran en las figuras # A.8, A.9, y A.10, respectivamente. Los datos más recientes de núcleos confirman una zona de transición pequeña. Los registros de los pozos Payamino #10 y Coca #9 indican el contacto agua-petróleo bien definido, como se muestran, igualmente, en las figuras # A.9 y A.10, respectivamente.

Las muestras de los núcleos de este intervalo tenían saturaciones de agua de 28 a 33 por ciento donde los registros indicaban saturaciones de 40 a 50 por ciento.

Con respecto a presiones de yacimiento, en la formación del estudio, se ha determinado una presión inicial de 4,174 lppc, calculada al tope de las perforaciones del pozo Payamino #1. Los estudios de Simulación Numérica de Yacimientos realizado por la compañía, muestran que la presión de la formación Hollín Principal no tiene una declinación importante debido al efecto del acuífero subyacente. Este comportamiento ha sido confirmado por los resultados de las pruebas de formación en los pozos últimamente perforados. Esto se muestra en la tabla # B.1.

A partir de las relaciones de los análisis de PVT usados en este estudio, basados en las pruebas de laboratorio tomados del pozo Payamino #1 en diciembre 5 de 1986, se logró determinar que el crudo del yacimiento está altamente saturado con una presión del punto de burbuja de 94 psia. El gas en solución sobre el punto de

burbuja fue medido y resultó de 12 SCF/STB. Durante la prueba de perforación de los pozos Payamino #1 y #8, la presión y temperatura inicial del yacimiento fue medido resultando 4,174 psia y 216 grados fahrenheit respectivamente, como se muestran en las tablas # B.1 y B.2.

A fin de determinar la porosidad y permeabilidad, se efectuaron análisis de núcleos los cuales se tomaron la mayoría de la columna de petróleo y una porción de la columna de agua en la arena Hollín Principal.

El Análisis de Transiente de Presión del DST en el pozo Payamino #1 produjo una permeabilidad efectiva al petróleo de 454 milidarcies. Los análisis de núcleos indicaron una permeabilidad promedio de liquido de 452 milidarcies en los mismos 45 pies del intervalo probado por el DST.

La Presión Capilar se lo determinó, de igual forma, a partir del análisis de núcleos. El rango de saturaciones de la fase de agua irreducible de 10 a 40% a la presión capilar equivalente a 70 pies

de espesor sobre el contacto agua/petróleo. De las siete muestras, solo una tuvo una saturación de la fase de agua irreductible mayor de 14%. Por medio de análisis de registro por computadora y pruebas de permeabilidad relativa indicaron saturaciones de agua irreductible cercanos entre el 20 y 30%. Se podría utilizar una saturación del 23.3% sin tener mayores problemas.

Con la sola excepción de solo la prueba de presión capilar de saturación de agua irreductible que tuvo una permeabilidad de 121 milidarcies, la permeabilidad absoluta de las muestras tuvo un rango entre 990 y 1,600 milidarcies. La acumulación de petróleo en este campo está sobre una significativa columna de agua de gran extensión areal. Por que el yacimiento está limitado al este por muchas fallas.

2.1.2.1. Permeabilidad horizontal y vertical.

A fin de obtener las permeabilidades horizontales y verticales de cada uno de los pozos, se recurrió a los análisis de núcleos. Se hicieron varios análisis de

núcleos de distintos pozos, pero el que mejor se aproxima a la realidad, debido a la cantidad de muestras tomadas de la formación Hollin Principal, es la del pozo Payamino #1, el cual fue presentado por Western Geophysical Company of America ⁽¹⁰⁾.

Sobre la base de la porosidad de la formación se aproxima la permeabilidad horizontal k_h y vertical k_v , y dividiendo estas dos últimas se obtiene la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v . Mayor detalle respecto a la fórmula se la encuentra en el Apéndice C, y con respecto a los valores de permeabilidad horizontal k_h , permeabilidad vertical k_v y la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v , se muestran en la tabla # B.3.

2.1.2.2. Conificación de agua.

La presencia de barreras dentro del pozo, entre el intervalo perforado y el contacto agua-petróleo, puede

reducir o demorar los efectos de la conificación de agua.

Si un pozo tiene una lutita entre su intervalo perforado y el contacto agua-petróleo, experimentará un periodo de baja de producción de agua. De otro lado, la ausencia de lutitas puede permitir un rompimiento más temprano de agua.

2.1.2.3. Contacto agua petróleo.

El contacto agua-petróleo varía a lo largo del campo con diferencias de hasta 19 pies. La máxima longitud a la profundidad del contacto agua-petróleo es alrededor de 10.5 kilómetros (6.52 millas).

Según los análisis de registros, el contacto no es uniforme. En muchos pozos hay diferencias en elevaciones de aproximadamente 12 pies.

2.1.3. Parámetros de fluidos.

De acuerdo a la información obtenida a partir del Estudio de Simulación de Yacimientos, campo Coca-Payamino, Hollín Principal ⁽²⁾, el Payamino #1 indicaba una viscosidad de 1.7 centipoises como se muestra en la tabla # B.1. Según indicaban las correlaciones, el crudo de la formación Hollín Principal debía tener una viscosidad entre 5 y 6 centipoises. Esto se confirma con información de PVT obtenidas a partir de Payamino #8 el cual determina que la viscosidad es de 5.8 centipoises, esto se parecía en la tabla # B.2.

2.1.4. Reservas.

2.1.4.1. Petróleo original en el lugar.

En la Reforma del Plan de Desarrollo del Campo Coca-Payamino ⁽¹⁾, se determinaron las reservas de petróleo en el lugar. Dando un volumen total de petróleo en el lugar de 103 MMSTBO, considerando la porción del yacimiento en el bloque 7 y la porción en el bloque de Petroproducción. Estos datos están expuestos en la tabla # B.4.

2.1.4.2. Mecanismo de empuje.

Debido a que el contacto agua petróleo (WOC) y el espesor de la zona de agua, aparecen a similares profundidades en los distintos pozos de la Formación Hollín Principal, del campo Coca-Payamino; que espesor de la zona de agua es de 3 a 5 veces mayor que la del petróleo; que el mantenimiento de la presión del yacimiento es constante; y que la permeabilidad vertical es alta, se infiere que el tipo de empuje es el hidráulico.

2.1.4.3. Sistema de producción.

El sistema de producción que tienen los pozos, son de flujo natural y levantamiento artificial: bombeo hidráulico y la mayoría con bombeo electrosumergible.

2.1.4.4. Factores de recobro.

En base a la Reforma del Plan de Desarrollo del Campo Coca-Payamino ⁽¹⁾, el factor de recobro es de 32.8% como se muestra en la tabla # B.4.

2.1.4.5. Análisis de núcleos.

Por medio del Análisis de Núcleos ⁽¹⁾, se ha logrado determinar la permeabilidad horizontal y vertical, porosidad con los métodos de helium y fluidos, saturaciones residuales de petróleo y agua, densidad del grano. Esto se muestra en la tabla # B.5.

2.1.4.6. Análisis de registros.

A partir de este análisis se determinó que el espesor neto total está sobre un 85% de promedio lo que da una idea de una arenisca bastante limpia.

La variación de porosidad está entre 14.7% y 18.5%, y el valor ponderado para el espesor de cada pozo es de 16.76% y la saturación de agua va de 21.5% a 31.1% y el promedio es de 24.78%.

La permeabilidad se determinó a partir de los análisis de DST o pruebas de formación y estos varían con respecto a datos obtenidos de los núcleos. Para Hollín Principal tiene entre 200 y 1,000 milidarcies.

2.1.4.7. Tipo y volúmenes de reservas.

El Estudio de Simulación de Yacimientos, campo Coca-Payamino, Hollín Principal ⁽²⁾, realizado por la compañía contratista en 1994, indica que el petróleo original en el bloque 7 es de 47.02 MM STBO, y el agua original en el bloque 7 es de 898.07 MM STBW. Por otro lado, el petróleo original fuera del bloque 7 es de 75.06 MM STBO, y el agua original fuera del bloque 7 es de 941.59 MM STBW, lo que da un total de petróleo original en el

lugar de 122.08 MM STBO y de agua original de 1,839.66 MM STBW, como muestra la tabla # B.6.

En la Reforma del Plan de Desarrollo del Campo Coca-Payamino ⁽¹⁾, se establecieron las participaciones de la compañía contratista y Petroproducción en la explotación del yacimiento Hollín Principal compartido, usando un volumen total de petróleo en el lugar de 103 MM STB, considerando la porción del yacimiento en el bloque 7 y la porción en el bloque de Petroproducción. Asumiendo un factor de recobro de 32.8%, el estudio consigna como reservas probadas el volumen de 33.8 MM STBO. Comparando esta cifra con la producción acumulada de petróleo del yacimiento a Abril de 1998, de 14.44 MM STB, se tiene que las reservas remanentes serían de 19.36 MM STBO. Esto indicaría que los esfuerzos por mejorar la productividad de petróleo de este yacimiento tienen un respaldo importante de reservas por producir, aún si fuese considerado como sobrestimado el factor de recobro inicial. Estos datos están expuestos en las tablas # B.4 y B.7. En el presente

estudio se ha tomado como base referencial de reservas las presentadas en la referencia 1, debido a que los datos aparecen conservadores y porque sirvió de base oficial para la determinación de las participaciones.

2.2. Tipos de completación.

2.2.1. Tubería de revestimiento.

Los pozos verticales, tienen “casing” superficial de 10 3/4 pulgadas de 40.5 libras/pie K-55 BTC, “casing” de producción de 7 pulgadas de 26 libras/pie N-80, con “tubing” de producción de 3 1/2 pulgadas EUE N-80 a excepción del Coca #1 que tiene “casing” de 5 1/2 pulgadas.

El pozo horizontal Coca #8 tiene “casing” superficial de 13 3/8 pulgadas, “casing” de producción de 9 5/8 pulgadas de 47 libras/pie, con “liner” preperforado de 5 pulgadas aislando la zona con “packer” de 7 x 3 1/2 pulgadas y unido este al “tubing” de producción de 3 1/2 pulgadas de 9.3 libras/pie N-80.

Los pozos Payamino #5, #8 tienen "casing" de superficial de 13 3/8 pulgadas y "casing" de producción de 9 5/8 pulgadas de 47 libras/pie, con un "liner" preperforado de 5 pulgadas de 18 libras/pie a 4 disparos por pie (4 DPP).

Los pozos direccionales, tienen "casing" superficial de 10 3/4 pulgadas de 40.5 libras/pie K-55, "casing" de producción de 7 pulgadas de 26 libras/pie C-95, con "tubing" de producción de 3 1/2 pulgadas EUE N-80.

Estas completaciones típicas de los pozos, se muestran en las figuras # A.11, A.12 y A.13, respectivamente.

2.2.2. Tipos de cementación y otros trabajos de workover.

Para una mejor descripción de la cementación y otros trabajos efectuados a los pozos, se ha realizado un análisis sobre el éxito o fracaso del tratamiento.

El resultado exitoso o fallido en la cementación forzada y en el resto de los trabajos que se discuten a continuación, se lo estableció analizando el comportamiento de las curvas de WOR, derivada de WOR y caudal de fluido, inmediatamente después del tratamiento efectuado en el pozo respectivo.

De la base de datos elaborada en el presente estudio, se tiene que se han efectuado cementación forzada a 14 pozos, de los cuales solo tuvo buenos resultados en 5 pozos. También se ha efectuado acidificación seguida de cementación forzada, lo cual tuvo buenos resultados. De igual forma, a un pozo que resultó negativa la cementación forzada y inyectó químicos dando resultados positivos.

De igual forma, la remoción de daño y escala del pozo, también ha ayudado a mejorar la producción de petróleo y a reducir la del agua, hecho observado en uno de los pozos analizados.

El asentamiento de la herramienta (CIBP), colaboró en la reducción de la producción del agua, como ocurrió en 2 de los 4

pozos donde se la instaló. Cabe indicar que comparativamente los resultados en estos casos fueron mejores que los observados en otros pozos a los que se les aplicó tratamientos diferentes.

Los redisparos no ayudaron mayormente para reducir el corte de agua. Sólo 2 de los 6 pozos donde se realizaron los resdisparos, tuvieron buenos resultados. Esto puede ser debido a que el cono de agua estuvo muy avanzado.

En la tabla # B.8, se detallan los tratamientos efectuados a los pozos con el objeto de reducir la producción de agua y aumentar la del petróleo.

2.2.3. Completación de los pozos.

Hasta ahora han sido perforados 26 pozos productores, que han producido, por lo menos en una ocasión, de la arena Hollín Principal, los cuales son: Coca #1, #2, #4, #6, #7, #8, #10, #11, #12, #13 y #15; Payamino #1, #2, #4, #5, #8, #9, #10, #14, #15, #16, #18, #19, #20, #21 y #23. En el campo Coca-Payamino, tres

pozos fueron completados horizontalmente en la formación Hollín Principal: Coca #8, Payamino #5 y #8. Los pozos Payamino #14, #20 son direccionales.

De los 26 pozos productores de Hollín Principal, 21 son verticales, 3 horizontales y 2 direccionales. Una completación típica para cada caso se presentan en las figuras # A.11, A.12 y A.13.

Se han efectuados redisparos en los pozos donde producen gran cantidad de agua, pocos son los que tuvieron buenos resultados, habiendo invadido el cono de agua gran parte de la zona disparada.

2.3. Historia de producción de la formación Hollín Principal.

2.3.1. Producción de petróleo, agua y WOR.

En la tabla # B.7, se presenta la información respecto a la historia de producción de los pozos. Dicha información fue obtenida de los archivos y base de datos de cada uno de los 26 pozos de la compañía contratista, que alguna vez hayan producido de la formación Hollín Principal, analizados en este estudio, los cuales

representan al 100% de los pozos completados y producidos de Hollín Principal. Esta información ha permitido la elaboración de las curvas de WOR y de la derivada del WOR, producción de fluido, las cuales se presentan en la sección de figuras para cada uno de los pozos analizados. En la tabla # B.9, se aprecia la cantidad de pozos que estuvieron en producción anualmente, con su respectivo período de tiempo y en la tabla # B.10 se muestra la producción anual de petróleo, agua y WOR, por pozo y total de la formación Hollín Principal, del campo Coca-Payamino.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS

3.1. Metodología del análisis y diagnóstico, aplicado en este estudio.

Para el análisis de las curvas de producción del yacimiento y evaluación de la completación de los pozos en relación con los valores altos de WOR que se observan en el campo Coca-Payamino, se han empleado procedimientos existentes y que han sido publicados en la literatura especializada, principalmente de la SPE de Norteamérica (SPE of AIME).

Estos métodos empleados son:

1. WOR y derivada de WOR ^(6, 7).
2. Tasa crítica de conificación ⁽⁸⁾.

El primero es un método que fue presentado por la Compañía Dowell Schlumberger, en octubre de 1995, y también en reunión de la SPE y ha sido aplicado en muchos campos petroleros de Texas, California, la Costa del Golfo y Alaska. El segundo está incluido en un libro publicado por PennWell y su autor es Joshi, S. D.; este método ha sido utilizado para el análisis de algunos campos indicados en la referencia.

El análisis se lo efectúa, primero con las curvas de WOR (Water Oil Relationship) (Relación Agua Petróleo) y derivada de WOR versus tiempo ^(6, 7), donde se busca una producción constante de fluido desde el inicio de la producción del pozo; de no ser así, se tiene que tener mucho cuidado en el análisis de las curvas, tomando en cuenta la variación de la producción de fluido con las gráficas de WOR: a mayor producción de fluido mayor WOR y viceversa. Mayor detalle del diagnóstico de la gráfica de control de agua de WOR y de la derivada de WOR se explica en el Apéndice A.

Si al inicio de la producción del pozo, se observa una tasa alta de crecimiento del WOR, significa que el pozo tiene una permeabilidad vertical importante, es decir que la relación de permeabilidad

horizontal/vertical k_h/k_v es baja ó menor a 2. Esto podría significar que existen problemas de conificación, canalización detrás del “casing” por mala cementación, canalización por capas de mayor permeabilidad ó fracturas. Si, por el contrario, el WOR es prácticamente constante al inicio de la producción del pozo, significa que el pozo no tiene permeabilidad vertical apreciable, ó teniendo una permeabilidad vertical alta, la obstrucción de multicapas a lo largo del flujo vertical, hace tardar la presencia del agua. A fin de definir si existe multicapas, se tiene que observar la producción de fluido, el WOR y derivada de WOR, y si los dos últimos varían mucho más que la producción de fluido, se define entonces, que existe multicapas. Las permeabilidades horizontales y verticales, y la relación de estas permeabilidades se exponen en la tabla # B.3, para cada uno de los pozos.

En este mismo tramo ó a lo largo de la gráfica, se puede distinguir si existe conificación ó canalización, observando la derivada del WOR. Si esta tiene pendiente negativa, indica que existe conificación y si es positiva, es canalización. Para determinar la gravedad de estos problemas, se calcula cuantitativamente la pendiente. En el caso que sea conificación, un valor normal de la pendiente es de -2.8; si su valor absoluto es mayor, la conificación se presentará más rápidamente; y, si es canalización la

pendiente tendrá un valor normal de 3; si este fuera mayor, la canalización sería más rápida.

Para distinguir si es canalización detrás del “casing” por mal cemento, se tiene que evaluar los registros de cementación, donde se aprecia la cantidad de pies de buen cemento bajo el contacto agua petróleo. A fin de realizar esta evaluación, es necesario saber el tipo de “casing” de revestimiento, que en este caso es de 7 pulgadas de diámetro de 26 libras/pie, el cual es usado en este campo para pozos verticales, según la tabla # B.11 ⁽⁹⁾. Se ha hecho todo lo posible para evaluar los pozos con los registros de cementación, pero no se lo ha podido efectuar, ya que los registros encontrados son justamente desde el inicio de la producción del pozo o anterior a este, por ende, habrá que realizar dichos registros para concluir en mejor forma este trabajo.

A fin de definir si existe entrada de agua por capas de mayor permeabilidad ó si es fractura, se deben correr dos registros: Production Logging Tool (PLT) ⁽⁶⁾ y Reservoir Saturation Tool (RST) ⁽⁶⁾, los que se detallan en los Apéndices D y E respectivamente. Con estos dos registros se puede saber cuanta entrada de cada uno de los fluidos existe a cada una de las profundidades, e inferir que problema ocurre en el pozo.

Para comprobar si la producción del pozo estuvo dentro de los rangos normales, es decir con un 10% de tolerancia, se efectuó el cálculo de tasa crítica de producción de petróleo, q_c ⁽⁸⁾ el cual se explica en detalle en el Apéndice B, sus valores calculados se muestran en la tabla # B.3.

Para definir si un pozo es buen candidato para continuar produciendo más petróleo, es importante saber el tiempo de producción del pozo, la producción acumulada de agua y de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulados y la zona de los disparos. De acuerdo a experiencias de campo, la relación agua/petróleo acumulados debe ser menor a 6 ⁽⁶⁾, para determinar si el pozo puede contribuir más a la producción de petróleo. De consultas al operador del campo estudiado, otro factor importante es la producción acumulada de petróleo que, normalmente, para un tiempo de 4 años de producción, con un radio promedio de drenaje del pozo de 840 pies, se estima debe haber producido 1.5 millones barriles de petróleo. Si este valor es inferior, estos pozos podrían ser buenos candidatos para producir más petróleo. Pero, de igual forma, esto depende del espesor por disparar que todavía disponga la formación; si este valor es menor a 10 pies es muy difícil producir la cantidad de petróleo antes mencionada en un

tiempo favorable, desde el punto de vista económico. Esta información se detalla en la tabla # B.3.

3.2. Análisis y diagnóstico del comportamiento de los pozos.

Para un mejor estudio del comportamiento de los pozos, cuyos datos se aprecian en la tabla # B.3, se aplica la metodología de análisis indicada en el capítulo 3.1, en el análisis de cada uno de ellos a fin de determinar las posibles causas de los problemas. No se tomaron en consideración, los intervalos entre los periodos señalados, debido al rápido incremento en la producción del fluido.

POZO Coca #1.-

Se puede apreciar en la figura # A.14, correspondiente a este pozo, que existen dos periodos de producción:

1. Entre 60 y 488 días.
2. Entre 578 y 1,024 días.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es prácticamente constante; es decir, durante 428 días produjo con un tasa de fluido promedio de 400 bls/d, un WOR promedio de 0.4 y un máximo de 5.4. La pendiente de la derivada de WOR es -3.55, lo que sugiere una conificación. Nótese, sin embargo, que hasta los 500 días el WOR es 0.6, un valor que puede considerarse bajo y se mantiene prácticamente constante, es decir que la producción de agua se relaciona con la saturación de agua inicial de 38%.

2. Durante el segundo período, se aprecia otra producción constante; es decir, durante 446 días produjo con una tasa de fluido promedio de 1,000 bls/d, un WOR variable con un promedio de 4 y un máximo de 7.36. La pendiente de la derivada de WOR es de 3.83, lo que indicaría una canalización con multicapas.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.59 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 1.44 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo no es muy alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical significativa, pero debido a la

presencia de multicapas esta permeabilidad vertical no es responsable del alto WOR observado en el último periodo de la producción del pozo.

Debido al alto WOR al finalizar este periodo el pozo dejo de ser producido. Estuvo en producción desde septiembre de 1991 hasta julio de 1994, es decir durante 1,065 días, o sea cerca de 3 años.

El último intervalo disparado fue de 11 pies, a partir del tope de la arena. El pozo registró una producción acumulada de petróleo de 287,000 barriles y de agua de 522,000 barriles, con una relación agua / petróleo acumulados de 1.82.

POZO Coca #2.-

Se puede apreciar en la figura # A.15, correspondiente a este pozo, que existen tres periodos de producción:

1. Entre 28 y 273 días.
2. Entre 320 y 500 días.

3. Entre 912 y 1,489 días.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es prácticamente constante; es decir, durante 245 días produjo con un tasa de fluido promedio de 220 bls/d, un WOR promedio de 1 y un máximo de 4.73, con un pendiente de la derivada de WOR -1.97, lo que indica una conificación. Nótese que hasta los 150 días el WOR se incrementa rápidamente, teniendo 1 en promedio y 5 máximo; debería tener un WOR de 0.36 en este tramo ya que la saturación de agua inicial es 26,2%, es decir que la permeabilidad vertical es alta.

2. Durante el segundo período, es decir, 180 días de producción, se incrementa la tasa de fluido, y el WOR desciende con gran irregularidad; siendo la pendiente de la derivada de WOR -3.32, lo que sugiere una conificación con problemas de multicapas

3. Durante el tercer período, es decir, durante 577 días, produjo con un tasa de fluido prácticamente constante de 1,200 bls/d y un comportamiento variable del WOR desde 6 hasta un máximo de 16.85,

donde la pendiente de la derivada de WOR es de 3.32, lo que indica una canalización con multicasas.

Según cálculos efectuados, la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.89, y la tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 4.08 bls/d. Esto se relaciona con la conificación que tiene el pozo, ya que al inicio de la producción el WOR se incrementa rápidamente hasta alcanzar valores de 5, pero luego disminuye debido a la presencia de multicasas. Esto impide en cierta forma, el flujo vertical del fluido, dando como resultado la disminución del WOR sin afectar la producción del fluido, presentándose desde este momento problemas de multicasas.

El pozo produjo desde febrero de 1991 hasta febrero de 1995, es decir produjo durante 1,489 días, ó sea poco más de 4 años.

La última altura de disparo es de 6 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 276,000 barriles y de agua de 917,000 barriles, con una relación de agua y petróleo acumulada de 3.32.

POZO Coca #4.-

Se puede apreciar en la figura # A.16, correspondiente a este pozo, que existen cuatro periodos de producción:

1. Entre 31 y 547 días.
2. Entre 609 y 1,216 días.
3. Entre 1,308 y 1,520 días.
4. Entre 1,520 y 2,647 días

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es prácticamente constante; es decir, durante 516 días produjo con un tasa de fluido promedio de 270 bls/d, un WOR promedio de 0.3 y un máximo de 0.4. En este tramo, la pendiente de la derivada de WOR es -1.57, lo que claramente indica una conificación. Nótese que hasta los 500 días el WOR es 0.45, un valor que puede considerarse bajo y prácticamente constante, es decir que la producción de agua está dentro de los rangos normales ya que la saturación de agua inicial es de 30.8%.

2. Durante el segundo periodo, el comportamiento de la producción del fluido es prácticamente constante; es decir, durante 607 días produjo

con un tasa de fluido promedio de 1,750 bls/d, un WOR promedio de 2 y un máximo de 7.87. La pendiente de la derivada de WOR es 2.86, lo que sugiere una canalización.

3. Durante el tercer período, es decir 212 días, se aprecia una tasa de fluido promedio prácticamente constante de 2,000 bls/d, denotándose una caída en el WOR promedio de 5 y un máximo de 10, con una pendiente en su derivada de 7.28, lo que muestra problemas de canalización.

4. Durante el cuarto período, es decir 1,127 días, se observa una tasa de producción promedia de 3,900 bls/d, y un incremento en el WOR, con una pendiente en su derivada de 8.06, lo que muestra claramente que existe una canalización con obstrucción de capas debido a la variación del WOR y de la derivada de WOR.

En los tres últimos períodos muestran claramente problemas de canalización con presencia de multicapas.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.89, y su tasa crítica de conificación de fluido

que es 1.46 bls/d. Con respecto a la tasa crítica de producción de fluido, nos muestra que hay una enorme diferencia entre esta tasa máxima y la de producción normal del pozo, pero debido a la presencia de multicapas, esto impide la aparición inmediata del agua. Esto se relaciona con la conificación y canalización que tiene el pozo ya que existe la presencia de multicapas, debido al cambio del WOR cuando la producción del fluido no varía significativamente, esto impide que se presente rápidamente el agua.

El pozo produjo desde enero de 1991 hasta marzo de 1998, es decir produjo durante 2,647 días, o sea más de 7 años.

La última altura de disparo es de 10 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 812,000 barriles y de agua de 5,361,000 barriles, con una relación de agua y petróleo acumulada de 6.6.

POZO Coca #6.-

Se puede apreciar en la figura # A.17, correspondiente a este pozo, que existen tres periodos de producción:

1. Entre 31 y 731 días.
2. Entre 851 y 1,096 días.
3. Entre 1,096 y 1,277 días.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir durante 700 días, produjo con un tasa de fluido promedio de 115 bls/d, un WOR promedio de 0.15 y un máximo de 0.2. La pendiente de la derivada de WOR es -2.4, donde se aprecia claramente una conificación. Nótese que a los 396 días de producción, la producción de fluido sigue variando pero este no se incrementa significativamente, a pesar de esto se aprecia que el WOR se incrementa considerablemente y continúa con la conificación hasta los 731 días, es decir que en los 396 días hubo una obstrucción al flujo, o sea la presencia de multicapas. Esto también se puede confirmar observando la relación de permeabilidad que es bajo. Nótese, sin embargo, que hasta los 365 días, se aprecia un WOR prácticamente constante y bajo, es decir que la producción de agua se relaciona con la saturación de agua inicial que es de 35.3%, es decir un WOR de 0.55.

2. Durante el segundo período, el comportamiento de la producción del fluido es constante; es decir durante 245 días, produjo con un tasa de fluido promedio de 1,200 bls/d, un WOR promedio de 5. La pendiente de la derivada de WOR es 2.64, donde se aprecia claramente una canalización.

3. Durante el tercer período, el comportamiento de la producción del fluido es constante; es decir durante 181 días, produjo con un tasa de fluido promedio de 1,200 bls/d, el WOR se incrementa considerablemente hasta un valor de 12. La pendiente de la derivada de WOR es 16.61, donde se aprecia claramente una canalización con multicapas.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.66, esto se relaciona con la conificación que tiene el pozo y su ubicación, ya que se encuentra cerca de la falla. Su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 0.57 bls/d. A pesar de la baja relación de permeabilidad horizontal/vertical, la tasa crítica de producción y la producción de fluido, el pozo estuvo produciendo normalmente, para esto ayudó mucho la presencia de las multicapas a fin tardar la presencia del agua. Luego se incrementa rápidamente el WOR sin que pueda la multicapas retener el flujo de agua y por ende se presentó la canalización.

El pozo produjo desde enero de 1991 hasta junio de 1994, es decir produjo durante 1,277 días, o sea cerca de 3 años y medio.

La última altura de disparo es de 6 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 182,000 barriles y de agua de 679,000 barriles, con una relación de agua y petróleo acumulada de 3.73.

POZO Coca #7.-

Se puede apreciar en la figura # A.18, correspondiente a este pozo, que existen tres periodos de producción:

1. Entre 90 y 547 días.
2. Entre 547 y 1,308 días.
3. Entre 1,308 y 2,647 días.

1. Durante el primer período, es decir durante 457 días, el comportamiento de la producción del fluido es poco variable, produjo con

un tasa de fluido promedio de 1,200 bls/d, un WOR promedio de 0.4 y un máximo de 0.8. La pendiente de la derivada de WOR es -2.81, donde se aprecia claramente una conificación. Nótese que a los 547 días de producción, el WOR es de 0.6, el cual es prácticamente constante y bajo, este coincide con la saturación de agua inicial que es de 29%, es decir un WOR de 0.41.

2. Durante el segundo período, es decir durante 761 días, el comportamiento de la producción del fluido empieza a aumentar, produjo con un tasa de fluido promedio de 2,200 bls/d, un WOR promedio de 3 y un máximo de 4. La pendiente de la derivada de WOR es -6.14, donde se aprecia claramente una conificación, la cual es continuación del período anterior.

3. Durante el tercer período, es decir durante 1,339 días, el comportamiento de la producción del fluido empieza a aumentar, produjo con un tasa de fluido promedio de 8,100 bls/d, un WOR promedio de 20 y un máximo de 50. La pendiente de la derivada de WOR es 4.29, donde se aprecia claramente una canalización. Se aprecia claramente como este pozo tiene multicapas en el yacimiento, esta es la razón por la cual el agua tardó un poco más.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 2.04, esto se relaciona con la conificación que tiene el pozo. Su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 19.19 bls/d. A pesar de la relación de permeabilidad horizontal/vertical, la tasa crítica de producción y la producción de fluido, el pozo estuvo produciendo normalmente, para esto ayudó mucho la presencia de las multicapas a fin tardar la presencia del agua. Luego se incrementó rápidamente la producción del fluido sin que pueda la multicapas retener el flujo de agua y por ende se presentó la canalización.

El pozo produjo desde enero de 1991 hasta marzo de 1998, es decir produjo durante 2,647 días, o sea más de 7 años.

La última altura de disparo es de 24 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 1,451,000 barriles y de agua de 11,012,000 barriles, con una relación de agua y petróleo acumulada de 7.6.

POZO Coca #8.-

Se puede apreciar en la figura # A.19, correspondiente a este pozo, que existen tres periodos de producción:

1. Entre 0 y 480 días.
2. Entre 487 y 852 días.
3. Entre 943 y 1,827 días.

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 480 días produjo entre un tasa de fluido promedio de 2,000 bls/d, con un WOR promedio de 2 y un máximo de 6. La pendiente de la derivada de WOR es -4.27, donde claramente se aprecia una conificación sin presencia de multicasas. Nótese, sin embargo, que el WOR se incrementa rápidamente desde 0.001 hasta 6, periodo que representa a 300 días de producción, un valor que debe considerarse alto ya que no se relaciona con la saturación de agua inicial de 25%, es decir 0.33 de WOR. Esto confirma que no existe presencia de multicasas.

Esto se debe al tipo de completación que se efectuó en el pozo, el cual hay que corregirlo, ya que este, durante su perforación bajo mucho de la

formación Hollín Principal y por ende se tiene un incremento rápido del agua al inicio de la producción del pozo, a pesar que es un pozo horizontal. También este problema es debido a que no contiene multicapas y su permeabilidad vertical es alta, por esto el agua se presentó rápidamente, pero el factor más importante es el antes mencionado.

2. Durante el segundo período, se aprecia otra producción constante; es decir, durante 365 días produjo con una tasa de fluido promedio de 8,000 bls/d; un WOR variable de 9 y un máximo de 11. La pendiente de la derivada de WOR es de 7.65, lo que indicaría una canalización con multicapas.

3. Durante el tercer período, se aprecia otra producción constante; es decir, durante 884 días produjo con una tasa de fluido promedio de 8,000 bls/d; un WOR variable de 11 y un máximo de 50. La pendiente de la derivada de WOR es de 8, lo que indicaría una canalización con multicapas.

Al parecer en estos dos últimos períodos se presentan multicapas debido al mayor cambio del WOR con respecto a la producción del fluido.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.8, esto se relaciona con la conificación que tiene el pozo. Su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 4.93 bls/d. Esto se relaciona con la conificación que tiene el pozo ya que el pozo es horizontal y por ende la conificación es menor, pero debido a lo antes mencionado, la completación no se efectuó apropiadamente y por ende se tienen incrementos violentos del agua al inicio de la producción del pozo.

El pozo produjo desde diciembre de 1991 hasta noviembre de 1996, es decir produjo durante 1,827 días, o sea cerca de 5 años.

Tiene un espesor de 42 pies. Cabe indicar que este pozo hasta los 1,096 días tuvo una producción acumulada de petróleo de 783,000 barriles y de agua de 4,150,000 barriles, con una relación de agua y petróleo acumulada de 5.3. En la actualidad tiene una producción acumulada de petróleo de 955,000 barriles y de agua de 9,051,000 barriles, con una relación agua/petróleo acumulada de 9.47.

POZO Coca #10.-

Se puede apreciar en la figura # A.20, correspondiente a este pozo, que existen dos periodos de producción:

1. Entre 151 y 516 días.
2. Entre 700 y 900 días.

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 365 días produjo entre un tasa de fluido promedio de 2,800 bls/d y una máxima de 3,500 bls/d, con un WOR promedio de 4.5 y un máximo de 7.5. La pendiente de la derivada de WOR es -1.97, lo que muestra conificación sin mayor presencia de multicapas. La producción de agua no está dentro de los rango normales ya que la saturación de agua inicial es de 27.1%, es decir con un WOR de 0.37 y esto es debido a que no existe la presencia de las multicapas.

2. Durante el segundo periodo, es decir durante 200 días, produjo con un tasa de fluido promedio de 2,200 bls/d, un WOR promedio de 15 y un máximo de 18. La pendiente de la derivada de WOR es 8.92, donde se aprecia claramente una considerable canalización.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.91, esto no se relaciona con la conificación que tiene el pozo ya que tiene un incremento abrumador del WOR y esto puede ser debido a la alta permeabilidad vertical, al mal cemento ó fracturas. Su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 4.25 bls/d. Cabe indicar que este pozo no presenta las multicapas y por tener una permeabilidad vertical alta, el WOR se incrementa rápidamente a pesar que la tasa de fluido se permanece igualmente constante.

El pozo produjo desde octubre de 1993 hasta junio de 1996, es decir produjo durante 1,004 días, o sea cerca de 3 años.

Tiene un espesor de 10 pies. Cabe indicar que este pozo en la actualidad a los 1,004 días tiene una producción acumulada de petróleo de 443,000 barriles y de agua de 2,203,000 barriles, con una relación de agua y petróleo acumulada de 4.97.

POZO Coca #11.-

Se puede apreciar en la figura # A.21, correspondiente a este pozo, que existen dos periodos de producción:

1. Entre 0 y 242 días.
2. Entre 700 y 943 días.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 242 días produjo entre un tasa de fluido promedio de 340 bls/d, con un WOR promedio de 0.2 y un máximo de 1. La pendiente de la derivada de WOR es -6.44, lo que muestra conificación sin mayor presencia de multicasas. La producción de agua está dentro de los rango normales ya que la saturación de agua inicial es de 23.1%, es decir con un WOR de 0.3.

2. Durante el segundo período, el comportamiento de la producción del fluido es constante; es decir durante 243 días, produjo con un tasa de fluido promedio de 3,200 bls/d, un WOR promedio de 20. La pendiente de la derivada de WOR es 8.92, donde se aprecia claramente una considerable canalización.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.82 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 1.9 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo es baja, es decir, se tiene una permeabilidad vertical significativa, considerando las variaciones de la producción de fluido y del WOR, se puede concluir que existe multicasas que en cierto momento obstruye el flujo del agua y llega un momento, a los 500 días aproximadamente, que se presenta rápidamente el agua y baja la producción de petróleo.

El pozo produjo desde noviembre de 1993 hasta mayo de 1996, es decir produjo durante 943 días, poco más de 2 años y medio.

Tiene un espesor de 10 pies. Cabe indicar que este pozo en la actualidad a los 943 días tiene una producción acumulada de petróleo de 196,000 barriles y de agua de 2,147,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 9.95.

POZO Coca #12.-

Se puede apreciar en la figura # A.22, correspondiente a este pozo, que existen dos períodos de producción:

1. Entre 30 y 395 días.
2. Entre 600 y 1,188 días.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 365 días produjo entre una tasa de fluido promedio de 700 bls/d y una máxima de 2,500 bls/d, con un WOR que se incrementa desde 0.008 hasta un máximo 3. La pendiente de la derivada de WOR es -2.35, lo que muestra conificación sin mayor presencia de multicasas. La producción de agua no está dentro de los rangos normales ya que la saturación de agua inicial es de 23.1%, es decir con un WOR de 0.3, en cambio este se incrementa rápidamente debido a que no se presentan las multicasas.

2. Durante el segundo período, se aprecia otra producción constante; es decir, durante 588 días produjo con una tasa de fluido promedio de 2,500 bls/d; un WOR variable con un promedio de 7 y un máximo de 25.

La pendiente de la derivada de WOR es de 9.97, lo que indica una considerable canalización.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.89 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 10.32 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo es baja y considerando las variaciones de la producción de fluido y del WOR se puede concluir que existe pocos problemas de multicapas pero bastantes problemas de canalización que en cierto momento obstruye el flujo del agua y llega un momento, a los 700 días aproximadamente, que se presenta la canalización en el pozo a pesar de haberse efectuado un workover.

El pozo produjo desde noviembre de 1994 hasta enero de 1998, es decir produjo durante 1,188 días, o sea poco más de 3 años.

Tiene un espesor de 20 pies. Cabe indicar que este pozo en la actualidad a los 1,188 días tiene una producción acumulada de petróleo de 533,000 barriles y de agua de 1,915,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 3.59.

POZO Coca #13.-

Se puede apreciar en la figura # A.23, correspondiente a este pozo, que existen dos periodos de producción:

1. Entre 0 y 395 días.
2. Entre 486 y 670 días.

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 395 días produjo entre una tasa de fluido promedio de 1,100 bls/d y una máxima de 1,300 bls/d, con un WOR que se incrementa desde 0.02 hasta un máximo 3. La pendiente de la derivada de WOR es -2.49, lo que muestra conificación sin mayor presencia de multicapas. La producción de agua no está dentro de los rangos normales ya que la saturación de agua inicial es de 22%, es decir con un WOR de 0.28, en cambio este se incrementa rápidamente debido a que no se presentan las multicapas.

2. Durante el segundo período, se aprecia otra producción constante; es decir, durante 184 días produjo con una tasa de fluido promedio de 3,500 bls/d; un WOR variable con un promedio de 2 y un máximo de 11. La pendiente de la derivada de WOR es de 19.6, lo que indicaría una considerable canalización.

Según cálculos efectuados, la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.85, y la tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 3.77 bls/d. Esto se relaciona con la conificación que tiene el pozo, ya que al inicio de la producción del pozo el WOR es normal, y la relación de permeabilidad k_h/k_v es baja y considerando las variaciones de la producción de fluido y del WOR se puede concluir que existe pocos problemas de multicapas y canalización que en cierto momento obstruye el flujo del agua y llega un momento, a los 550 días aproximadamente, que se presenta la canalización en el pozo.

El pozo produjo desde noviembre de 1994 hasta agosto de 1996, es decir produjo durante 670 días, o sea cerca de 2 años.

Tiene un espesor de 14 pies. Cabe indicar que este pozo en la actualidad a los 670 días tiene una producción acumulada de petróleo de 403,000 barriles y de agua de 897,000 barriles, con una relación de agua y petróleo acumulada de 2.23.

POZO Coca #15.-

Se puede apreciar en la figura # A.24, correspondiente a este pozo, que existen dos periodos de producción:

1. Entre 0 y 214 días.
2. Entre 245 y 334 días.

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 214 días produjo entre un tasa de fluido promedio de 400 bls/d y una máxima de 800 bls/d, con un WOR que se incrementa desde 0.003 hasta un máximo 0.3. La pendiente de la derivada de WOR es 3.81, lo que muestra canalización. La producción de agua no está dentro de los rango normales ya que la saturación de agua

inicial es de 21.4%, es decir con un WOR de 0.27, en cambio este se incrementa rápidamente debido a que no se presentan las multicapas.

2. Durante el segundo período, se aprecia otra producción constante; es decir, durante 89 días produjo con una tasa de fluido promedio de 650 bls/d; un WOR variable con un promedio de 0.3 y un máximo de 2. La pendiente de la derivada de WOR es de 16.6, lo que indicaría una considerable canalización.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 2.18 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 20.98 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo es normal, es decir, se tiene una permeabilidad vertical moderada, y considerando las variaciones de la producción de fluido y del WOR se puede concluir que existe pocos problemas de multicapas y pero si de canalización que en cierto momento obstruye el flujo del agua y llega un momento, a los 250 días aproximadamente, que se presenta la canalización en el pozo.

El pozo produjo desde junio de 1997 hasta abril de 1998, es decir produjo durante 334 días, o sea cerca de 1 año.

Tiene un espesor de 18 pies. Cabe indicar que este pozo en la actualidad a los 334 días tiene una producción acumulada de petróleo de 168,000 barriles y de agua de 44,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 0.26.

POZO Payamino #1.-

Se puede apreciar en la figura # A.25, correspondiente a este pozo, que existen cuatro periodos de producción:

1. Entre 61 y 427 días.
2. Entre 519 y 975 días.
3. Entre 975 y 1,000 días.
4. Entre 1,000 y 2,345 días.

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es prácticamente constante; es decir, durante 366 días produjo con un tasa de fluido promedio de 700 bls/d y un WOR promedio de 0.003.

Durante este lapso el WOR permaneció muy bajo, cerca de 0.002. La producción de agua está bajo los rangos normales ya que la saturación de agua inicial es de 24%, es decir con un WOR de 0.32, en cambio este no se incrementa rápidamente debido a que se presentan las multicapas.

2. Durante el segundo período, el comportamiento de la producción del fluido es prácticamente constante; es decir, durante 456 días produjo con un tasa de fluido promedio de 700 bls/d y un WOR promedio de 0.05 y un máximo de 0.35, es decir que coincide con la saturación de agua inicial S_w que es de 24% que equivale en WOR a 0.32. La pendiente de la derivada de WOR es de 5.72, lo que indicaría una canalización. La presencia de multicapas se lo ratifica, ya que inesperadamente teniendo la producción de fluido prácticamente constante, el WOR se incrementa abrumadoramente hasta la saturación de agua inicial.

3. Durante el tercer período, se aprecia un período de transición muy corto, de 25 días, debido a la presencia de multicapas, pero este es sobrepasado ya que no lo obstruye de mayor manera al flujo vertical.

4. Durante el cuarto período, el comportamiento de la producción del fluido es prácticamente constante; es decir, durante 1,345 días produjo con un tasa de fluido promedio de 5,000 bls/d y un WOR promedio de 1 y un máximo de 50. La pendiente de la derivada de WOR es de 6.15, lo que indicaría una canalización.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.85 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 14.07 bls/d. Ayudó mucho la presencia de multicasas al inicio de la producción del pozo, a pesar de tener permeabilidad vertical alta, pero luego tuvo que romperse el frente de agua, presentando la canalización.

El pozo produjo desde abril de 1991 hasta agosto de 1997, es decir produjo durante 2,345 días, o sea cerca de 6 años y medio.

La última altura de disparo es de 20 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 2,051,000 barriles y de agua de 5,056,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 2.47.

POZO Payamino #2.-

Se puede apreciar en la figura # A.26, correspondiente a este pozo, que existen dos periodos de producción:

1. Entre 30 y 1,037 días.
2. Entre 1,096 y 2,283 días.

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es prácticamente constante; es decir, durante 1,007 días produjo con un **tasa de fluido promedio** de 1,800 bls/d, un WOR promedio de 4 y un máximo de 10. La pendiente de la derivada de WOR es de -4.6, lo que indicaría una conificación, sin mayor presencia de multicapas. Durante los primeros 90 días el WOR permaneció muy bajo es decir 0.003, luego se incrementa alcanzando el WOR de 4, o sea una saturación de agua del 80%, considerando que la saturación de agua inicial del pozo es de 25%, se aprecia claramente una exagerada presencia de agua.

2. Durante el segundo periodo, se aprecia otra producción constante; es decir, durante 1,187 días produjo con una tasa de fluido muy variable, que en promedio es de 9,000 bls/d; aumentando de esta manera el WOR

desde 10 hasta un máximo de 50. La pendiente de la derivada de WOR es de 7.29, lo que indicaría una canalización con multicapas, ya que la derivada de WOR varía considerablemente con respecto a la producción de fluido y el WOR.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.88 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 7.23 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo no es muy alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical dentro de los rangos promedios, se observa una conificación con la presencia de las multicapas. Luego se presenta problemas severos de canalización.

El pozo produjo desde abril de 1991 hasta junio de 1997, es decir produjo durante 2,283 días, o sea poco más de 6 años.

La última altura de disparo es de 15 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 1,097,000 barriles y de agua de 10,085,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 9.26.

POZO Payamino #4.-

Se puede apreciar en la figura # A.27, correspondiente a este pozo, que existen tres periodos de producción:

1. Entre 0 y 184 días.
2. Entre 276 y 731 días.
3. Entre 1,066 y 1,492 días.

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es constante; es decir, durante 184 días produjo con un tasa de fluido promedio de 400 bls/d, un WOR promedio de 0.3 y un máximo de 0.4. Nótese, sin embargo, que la saturación de agua inicial del pozo, en este periodo, es de 23.3% es decir 0.33 de WOR, lo que se relaciona con el WOR de la gráfica hasta los 184 días, indicando que la presencia de agua en este lapso es normal, sin presentar ningún tipo de problema, ni de conificación ni de canalización.

2. Durante el segundo periodo, el comportamiento de la producción del fluido es prácticamente constante; es decir, durante 455 días produjo con un tasa de fluido promedio de 800 bls/d, un WOR promedio de 0.5 y

un máximo de 1.2. La pendiente de la derivada de WOR es de -2.5, lo que indicaría una conificación, con presencia de multicapas.

3. Durante el tercer período, el comportamiento de la producción del fluido es incrementada, es decir, durante 426 días produjo con un tasa de fluido promedio de 3,000 bls/d, un WOR promedio de 10 y un máximo de 50. La pendiente de la derivada de WOR es de -8, lo que indicaría una conificación, con presencia de multicapas.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 2.11 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 3.7 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo está sobre el promedio, es decir, se tiene una permeabilidad vertical moderada, donde se observa una conificación, la cual es ayudada por la presencia de las multicapas que tardan la aparición del agua. Esta conificación permanece hasta el final de su producción.

El pozo produjo desde mayo de 1991 hasta mayo de 1995, es decir produjo durante 1,492 días, o sea cerca de 4 años.

La última altura de disparo es de 10 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 540,000 barriles y de agua de 1,865,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 3.45.

POZO Payamino #5.-

Se puede apreciar en la figura # A.28, correspondiente a este pozo, que existen dos periodos de producción:

1. Entre 0 y 669 días.
2. Entre 1,000 y 1,645 días.

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 669 días produjo con un tasa de fluido promedio de 1,250 bls/d, un WOR promedio de 1 y un máximo de 4. La pendiente de la derivada de WOR es -1.64, lo que sugiere una conificación. Nótese, sin embargo, que la saturación de agua inicial es de 19.7% es decir un WOR de 0.25. En este tramo, existe bastante diferencia entre estos valores de saturación y los del WOR, y como se aprecia al

inicio de la producción una leve canalización, este fue corregido por un trabajo de “workover”. Luego se presenta la conificación; el cual debido a la presencia de multicapas impidió que este continúe. Esto también lo confirma el WOR, ya que este no varía mientras la producción de fluido si lo hace.

2. Durante el segundo período, se aprecia un incremento considerable en la otra producción de fluido; es decir, durante 645 días produjo con una tasa de fluido promedio de 8,000 bls/d; un WOR que permanece en 20 y se incrementa hasta 100. La pendiente de la derivada de WOR es de -2, lo que indicaría una conificación con multicapas.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 2.3 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 11.11 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo es alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical es baja, esto se relaciona con la conificación que tiene el pozo ya que el pozo es horizontal y por ende la conificación es menor.

El pozo produjo desde mayo de 1992 hasta diciembre de 1996, es decir produjo durante 1,706 días, o sea poco más de 4 años y medio.

Tiene un espesor de 42 pies. En la actualidad tiene una producción acumulada de petróleo de 658,000 barriles y de agua de 7,656,000 barriles, con una relación agua/petróleo acumulada de 11.6.

POZO Payamino #8.-

Se puede apreciar en la figura # A.29, correspondiente a este pozo, que existen dos periodos de producción:

1. Entre 0 y 942 días.
2. Entre 1,000 y 1,977 días.

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 942 días produjo con un tasa de fluido promedio de 2,250 bls/d y una máxima de 2,800 bls/d, un WOR promedio de 0.3 y un máximo de 2. La pendiente de la derivada de WOR es -2.28,

lo que sugiere una conificación. Nótese, sin embargo, que la saturación de agua inicial es de 21.7% es decir un WOR de 0.28. En este periodo, como existe bastante diferencia entre estos valores de saturación y los del WOR, y como se aprecia al inicio de la producción la presencia de conificación, se puede aseverar que la presencia de multicapas impidió la conificación continua.

2. Durante el segundo periodo, se aprecia un incremento en la producción de fluido; es decir, durante 977 días produjo con una tasa de fluido promedio de hasta 10,000 bls/d; un WOR se incrementa constantemente desde 2 hasta 50. La pendiente de la derivada de WOR es de 8.69, lo que indicaría una canalización con la presencia nuevamente de multicapas. Pero en este sector, no se puede definir claramente lo que ocurre, ya que varía mucho la producción de fluido al igual que el WOR, pero al parecer existe similar presencia de conificación y de canalización.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 2.03 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 8.83 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo es alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical reducida y se relaciona con la conificación

que tiene el pozo ya que este es horizontal y por ende la conificación es menor.

El pozo produjo desde diciembre de 1992 hasta abril de 1998, es decir produjo durante 1,977 días, o sea cerca de 5 años y medio.

Tiene un espesor de 58 pies. En la actualidad tiene una producción acumulada de petróleo de 2,092,000 barriles y de agua de 6,233,000 barriles, con una relación agua/petróleo acumulada de 2.98.

POZO Payamino #9.-

Se puede apreciar en la figura # A.30, correspondiente a este pozo, que existen tres períodos de producción:

1. Entre 0 y 244 días.
2. Entre 275 y 974 días.
3. Entre 1,005 y 1,279 días.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 244 días produjo con un tasa de fluido promedio de 5,000 bls/d, un WOR promedio de 0.7. Nótese, sin embargo, que la saturación de agua inicial es de 25.4% es decir un WOR de 0.34. En este período, la producción de agua se relaciona con la saturación de agua inicial, sin presentar ningún inconveniente en este lapso, es decir la producción de agua es normal.

2. Durante el segundo período, el comportamiento de la producción del fluido es prácticamente constante; es decir, durante 699 días produjo con un tasa de fluido promedio de 2,200 bls/d, un WOR promedio de 0.8 y un máximo de 10. La pendiente de la derivada de WOR es -3.94, lo que sugiere una conificación con obstrucción de flujo debido a la presencia de multicapas.

3. Durante el tercer período, el comportamiento de la producción del fluido se incrementa; es decir, durante 274 días produjo con un tasa de fluido promedio de 3,000 bls/d, un WOR promedio de 20 y un máximo de 50. El WOR se incrementa, varía la producción de fluido, y siendo el período muy corto, no se puede definir bien lo que ocurre en este tramo,

pero al parecer la pendiente de la derivada de WOR es de -9.37 lo que sugiere una conificación al igual que el periodo anterior.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 2.08 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 10.94 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo no es muy alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical significativa, observándose una conificación, la cual es ayudada por la presencia de multicapas para tardar la aparición del agua. Esta conificación permanece hasta el final de su producción.

El pozo produjo desde abril de 1993 hasta septiembre de 1996, es decir produjo durante 1,279 días, o sea cerca de 3 años y medio.

La última altura de disparo es de 14 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 339,000 barriles y de agua de 2,279,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 6.72.

POZO Payamino #10.-

Se puede apreciar en la figura # A.31, correspondiente a este pozo, que existen tres periodos de producción:

1. Entre 0 y 184 días.
2. Entre 276 y 579 días.
3. Entre 610 y 761 días.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 244 días produjo con un tasa de fluido promedio de 450 bls/d, un WOR promedio de 0.35. Nótese, sin embargo, que la saturación de agua inicial es de 27.6% es decir un WOR de 0.38. En este período, la producción de agua se relaciona con la saturación de agua inicial, sin presentar ningún inconveniente en este lapso, es decir la producción de agua es normal.

2. Durante el segundo período, el comportamiento de la producción del fluido se incrementa y es prácticamente constante; es decir, durante 303 días produjo con un tasa de fluido promedio de 1,800 bls/d, un WOR promedio de 2 y un máximo de 10. La pendiente de la derivada de WOR

es -3.71, lo que sugiere una conificación con obstrucción de flujo debido a la presencia de multicapas.

3. Durante el tercer período, el comportamiento de la producción del fluido se incrementa; es decir, durante 151 días produjo con un tasa de fluido promedio de 2,000 bls/d, un WOR promedio de 20. Siendo este período muy corto, no se puede definir bien lo que ocurre en el mismo, pero podría ser una canalización.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 2.04 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 7.02 bls/d. A pesar que la relación k_h/k_v que tiene el pozo es alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical moderada, se observa una conificación, la cual es ayudada por las multicapas para tardar la presencia del agua.

El pozo produjo desde mayo de 1993 hasta mayo de 1995, es decir produjo durante 761 días, o sea poco más de 2 años.

La última altura de disparo es de 10 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 227,000 barriles y de agua de 814,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 3.59.

POZO Payamino #14.-

Se puede apreciar en la figura # A.32, correspondiente a este pozo, que existe un período de producción:

1. Entre 61 y 273 días.

Nota: No se tomó en consideración, el resto del intervalo, debido a la variación en la producción del fluido.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 212 días produjo con un tasa de fluido promedio de 1,200 bls/d, un WOR promedio de 1 y un máximo de 6. La pendiente de la derivada de WOR es de 3.19, lo que sugiere una canalización. Nótese, sin embargo, la saturación de agua inicial es de 23.7%, es decir un WOR de 0.31. En este período, la producción de agua no se relaciona con la saturación de agua inicial, ya que el WOR muestra el

valor de 0.8, hasta los 150 días de producción, lo que confirma que a partir de hasta esa época de producción se presentó la canalización. Luego, a los 214 días se asienta un CIBP para aislar la zona inferior de la superior, obteniendo buenos resultados momentáneamente. Lamentablemente no se puede determinar que ocurrió con este pozo, ya que no se produjo lo suficiente para poder evaluarlo.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.83 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 11.15 bls/d. A pesar que la relación k_h/k_v que tiene el pozo es moderada, es decir, se tiene una permeabilidad vertical sobre los rangos promedios, se observa una canalización, la cual es ayudada por las multicapas para tardar la presencia del agua.

El pozo produjo desde junio de 1994 hasta mayo de 1995, es decir produjo durante 365 días, o sea prácticamente 1 año.

La última altura de disparo es de 30 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 128,000 barriles y de agua de 256,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 2.

POZO Payamino #15.-

Se puede apreciar en la figura # A.33, correspondiente a este pozo, que existen dos períodos de producción:

1. Entre 150 y 485 días.
2. Entre 485 y 577 días.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es prácticamente constante; es decir, durante 335 días produjo con un tasa de fluido promedio de 4,300 bls/d, un WOR promedio de 6 y un máximo de 40. La pendiente de la derivada de WOR es -2.55, lo que sugiere una conificación. Nótese, sin embargo, que hasta los 60 días de producción el WOR es de 0.8, un valor que no se relaciona con la saturación de agua inicial que es de 24.2%, o sea 0.32 de WOR., esto se debe a la presencia de la conificación y a las multicapas

2. Durante el segundo período, el comportamiento de la producción del fluido disminuye; es decir, durante 92 días produjo con una tasa de fluido promedio de 1,200 bls/d, aumentando el WOR de 20 y hasta 50. La pendiente de la derivada de WOR es 12.58, lo que sugiere una canalización, considerando que este período es muy corto.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 2.06 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 4.29 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo es alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical sobre los rangos promedios, y debido a que no se observa la mayormente la presencia de multicapas, se confirma que existe conificación, y un poco de canalización al final de su período de producción.

El pozo produjo desde febrero de 1994 hasta agosto de 1995, es decir produjo durante 577 días, o sea poco más de 1 año y medio.

La última altura de disparo es de 12 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 174,000 barriles y de agua de 1,771,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 10.18.

POZO Payamino #16.-

Se puede apreciar en la figura # A.34, correspondiente a este pozo, que existen dos periodos de producción:

1. Entre 0 y 242 días.
2. Entre 273 y 1,157 días.

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es constante; es decir, durante 242 días produjo con un tasa de fluido promedio de 1,000 bls/d, un WOR promedio de 0.6. La pendiente de la derivada de WOR es de -2.5, lo que indicaría una pequeña conificación, durante 60 días. Nótese, sin embargo, que la saturación de agua inicial es de 22.5% es decir un WOR de 0.29. En este periodo, la producción de agua se relaciona con la saturación de agua inicial, sin presentar ningún inconveniente en este lapso, es decir que la producción de agua es normal.

2. Durante el segundo período, el comportamiento de la producción del fluido es muy variable; es decir, durante 884 días produjo con un tasa de fluido promedio de 2,300 bls/d y una máxima de 5,000 bls/d, un WOR promedio de 10 y un máximo de 80. La pendiente de la derivada de WOR es de 5.49, lo que indicaría una canalización con multicapas.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.45 y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es de 3.24 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo es muy baja, es decir, se tiene una permeabilidad vertical considerable, debido a que no se observa mayormente la conificación, pero si la canalización, prácticamente durante todo el período de producción, se puede inferir que existe flujo lateral, fracturas ó capas de mayor permeabilidad.

El pozo produjo desde noviembre de 1993 hasta diciembre de 1996, es decir produjo durante 1,157 días, o sea poco más de 3 años.

La última altura de disparo es de 8 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 320,000 barriles y de agua de 2,887,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 9.02.

POZO Payamino #18.-

Se puede apreciar en la figura # A.35, correspondiente a este pozo, que existe un periodo de producción:

1. Entre 89 y 699 días.

Nota: No se tomó en consideración, el resto del intervalo, debido a la variación en la producción del fluido.

1. Durante el primer periodo, el comportamiento de la producción del fluido es muy variable; es decir, durante 610 días produjo con un tasa de fluido promedio de 4,500 bls/d, un WOR promedio de 8 y un máximo de 50. La pendiente de la derivada de WOR es de -8.59, lo que indicaría una conificación sin presencia de multicapas. Nótese, sin embargo, que la saturación de agua inicial del pozo es de 29.5% es decir 0.42 de WOR, este valor coincide con el WOR de la producción inicial del pozo hasta los 80 días cuando el pozo produce a tasa bajas.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.96, y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es 15.06 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo no es alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical normal, ya que éste se encuentra cerca del promedio. Al no existir la presencia de multicapas, permite que el flujo vertical sea muy rápido, por esto a pesar que la permeabilidad vertical no es alta, la conificación se presenta rápidamente.

El pozo produjo desde febrero de 1994 hasta diciembre de 1995, es decir produjo durante 699 días, o sea cerca de 2 años.

La última altura de disparo es de 28 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 295,000 barriles y de agua de 2,103,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 7.12.

POZO Payamino #19.-

Se puede apreciar en la figura # A.36, correspondiente a este pozo, que existen tres periodos de producción:

1. Entre 90 y 273 días.
2. Entre 600 y 900 días.
3. Entre 1,000 y 1,400 días.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es muy variable; es decir, durante 183 días produjo con un tasa de fluido promedio de 3,000 bls/d, un WOR promedio de 9. La pendiente de la derivada de WOR es de -5.61, lo que indicaría una conificación, hasta los 300 días. Nótese, sin embargo, la saturación de agua inicial del pozo es de 29.3% es decir 0.41 de WOR, este valor no coincide con el WOR inicial del pozo, esto se debe a que no hubo presencia de multicapas.

2. Durante el segundo período, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 300 días produjo con un tasa de fluido promedio de 5,000 bls/d, un WOR promedio de 20. La pendiente de la derivada de WOR es de -4.12, lo que indicaría una conificación.

3. Durante el tercer período, el comportamiento de la producción del fluido es variable; es decir, durante 400 días produjo con un tasa de fluido

promedio de 2,500 bls/d, un WOR promedio de 20. La pendiente de la derivada de WOR es de 7.11, lo que indicaría una canalización. En todo el tiempo de producción no se observó ningún indicio de existir multicapas.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.91, y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es 5.73 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo no es alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical normal, ya que éste se encuentra cerca del promedio, pero debido a la ausencia de multicapas esta permeabilidad vertical no es responsable del alto WOR. Al no existir la presencia de multicapas, permite que el flujo vertical sea rápido, por esto a pesar que la permeabilidad vertical no es alta, la conificación se presenta.

El pozo produjo desde enero de 1994 hasta octubre de 1997, es decir produjo durante 1,400 días, o sea cerca de 4 años.

La última altura de disparo es de 22 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 299,000 barriles y de agua de 3,571,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 11.94.

POZO Payamino #20.-

Se puede apreciar en la figura # A.37, correspondiente a este pozo, que existen dos periodos de producción:

1. Entre 0 y 243 días.
2. Entre 334 y 884 días.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es muy variable; es decir, durante 243 días produjo con un tasa de fluido promedio de 1,500 bls/d, con un WOR desde 2 y hasta 9. La pendiente de la derivada de WOR es de 2.15, lo que indicaría una canalización. Nótese, sin embargo, la saturación de agua inicial del pozo es de 22.4% es decir 0.29 de WOR, este valor no coincide con el WOR de la producción inicial del pozo, debido a los problemas de canalización.

2. Durante el segundo período, el comportamiento de la producción del fluido es muy variable; es decir, durante 550 días produjo con un tasa de fluido promedio de 1,000 bls/d, con WOR desde 0.002 y hasta 10.

Cabe indicar que el WOR se redujo debido a la ejecución del “workover”, redisparando la zona de 35 pies a 8 pies. La pendiente de la derivada de WOR es de 14.5, lo que indicaría una canalización. Al mismo tiempo también se presenta las multicapas, por lo que el WOR en algunas ocasiones disminuye cuando la producción de fluido aumenta.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 1.86, y su tasa crítica de conificación de fluido qc es 8.81 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo no es alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical normal, ya que éste se encuentra cerca del promedio, pero debido a la ausencia de multicapas esta permeabilidad vertical no es responsable del alto WOR. Al existir la presencia de multicapas, permite que el flujo vertical no sea muy rápido, por esto a pesar que la permeabilidad vertical no es alta, la canalización se presenta.

El pozo produjo desde agosto de 1994 hasta diciembre de 1996, es decir produjo durante 884 días, o sea cerca de 2 años y medio.

La última altura de disparo es de 16 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 363,000 barriles y de agua de 700,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 1.92.

POZO Payamino #21.-

Se puede apreciar en la figura # A.38, correspondiente a este pozo, que existe un período de producción:

1. Entre 60 y 335 días.

Nota: No se tomó en consideración, el resto del intervalo, debido a la variación en la producción del fluido.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es muy variable; es decir, durante 275 días produjo con un tasa de fluido promedio de 1,300 bls/d, con un WOR promedio de 1 y un máximo de 10. La pendiente de la derivada de WOR es de 3, lo que indicaría una canalización con presencia de multicapas. Nótese, sin embargo, la saturación de agua inicial del pozo es de 25.6% es decir 0.34 de WOR,

este valor no coincide con el WOR de la producción inicial del pozo, debido a los problemas de canalización con presencia de multicapas.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 2.09, y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es 5.61 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo es alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical baja. Al existir la presencia de multicapas, permite que el flujo vertical no sea muy rápido, por esto a pesar que la permeabilidad vertical no es alta, la canalización se presenta.

El pozo produjo desde octubre de 1994 hasta agosto de 1995, es decir produjo durante 335 días, o sea cerca de 1 año.

La última altura de disparo es de 8 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 125,000 barriles y de agua de 204,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 1.63.

POZO Payamino #23.-

Se puede apreciar en la figura # A.39, correspondiente a este pozo, que existe un período de producción:

1. Entre 60 y 214 días.

Nota: No se tomó en consideración, el resto del intervalo, debido a la variación en la producción del fluido.

1. Durante el primer período, el comportamiento de la producción del fluido es muy variable; es decir, durante 154 días produjo con un tasa de fluido promedio de 1,600 bls/d, con un WOR promedio de 6 y un máximo de 10. La pendiente de la derivada de WOR es de -2.31, lo que indicaría una conificación. Nótese, sin embargo, la saturación de agua inicial del pozo es de 19.6% es decir 0.24 de WOR, este valor no coincide con el WOR de la producción inicial del pozo, debido a los problemas graves de conificación.

Según cálculos efectuados en este estudio, la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es 2.41, y su tasa crítica de conificación de fluido q_c es 32.12 bls/d. La relación k_h/k_v que tiene el pozo es alta, es decir, se tiene una permeabilidad vertical baja. Al no existir la presencia de

multicapas, permite que el flujo vertical sea muy rápido, por esto a pesar que la permeabilidad vertical no es alta, la conificación se presenta.

El pozo produjo desde junio de 1997 hasta diciembre de 1997, es decir produjo durante 214 días, o sea poco más de medio año.

La última altura de disparo es de 20 pies. Tiene una producción acumulada de petróleo de 39,000 barriles y de agua de 550,000 barriles, con una relación de agua/petróleo acumulada de 14.1.

3.3. Desenlace del comportamiento de los pozos.

POZO Coca #1.-

Debido a que este pozo no ha producido la cantidad suficiente de petróleo y la relación de agua/petróleo de igual forma es baja, al igual que los disparos que son de 11 pies, y ya que tiene una pequeña conificación y canalización, se puede sugerir que se realice una cementación forzada y redisparos superiores, correr las herramientas PLT y RST, con estos dos

registros se puede saber cuanta entrada de cada uno de los fluidos existe a cada una de las profundidades, e inferir que problema ocurre en el pozo. De esta manera se sabrá con exactitud donde habrá que disparar y si hay posibilidad de inyectar algún biopolímero para producir la gran cantidad de petróleo que se encuentra todavía en el yacimiento.

POZO Coca #2.-

Ya que la producción acumulada de petróleo es baja, y la altura de disparo libre de 6 pies también es baja, y que tiene alta permeabilidad vertical con poco obstrucción de multicapas, lo único que se podría realizar es correr las herramientas PLT y RST, con estos dos registros se puede saber cuanta entrada de cada uno de los fluidos existe a cada una de las profundidades, e inferir que problema ocurre en el pozo. De esta manera se sabrá con exactitud donde habrá que disparar y si hay posibilidad de aplicar biopolímero para aprovechar en producir toda la gran cantidad de petróleo que se encuentra en el yacimiento, de no ser así lo que quedaría es efectuar cementación forzada y redisparos. Sería recomendable tratar este pozo una vez que se haya ejecutado otros con mayores posibilidades de éxito.

POZO Coca #4.-

Este pozo presenta poca conificación y poca canalización, ha producido cerca de la mitad de petróleo de lo que normalmente puede producir, estando ubicado en un sitio donde no tiene muchos pozos cerca de él. Por esto puede producir más petróleo todavía. Lo primero es correr los registros de cementación y evaluarlos, si el cemento no es bueno, habrá que efectuar una cementación forzada y redisparos, si por el contrario, el cemento no está tan mal como se creía, entonces habrá que correr los registros de PLT y RST, a fin de determinar si existe entradas de agua y corregirlas adecuadamente.

Este pozo vale la pena considerarlo, como ya se dijo, debido a la poca producción acumulada de petróleo, su ubicación, su espesor, ya que presenta poca conificación y canalización por la ayuda de las multicasas.

POZO Coca #6.-

Si las condiciones y las situaciones económicas lo permiten, se podría correr los registros de PLT y RST, a fin de determinar el tipo de

canalización que tiene el pozo, ya que este está es muy elevado en su última etapa de producción. También es importante considerar la cantidad de petróleo producido y el espesor por producir, los cuales son bajos. Si se realiza bien este trabajo se podrá producir suficiente cantidad de petróleo ya que la multicapas también ayudarán a tardar la presencia del agua.

POZO Coca #7.-

La solución a este pozo, debido a la conificación y a la alta canalización, es evaluar el cemento, si esta está mal, entonces habrá que efectuar cementación forzada y redisparos ya que tiene mucho espesor por producir todavía, de no ser así habrá que correr los registros de PLT y RST a fin de determinar la ubicación de la entrada de los fluidos, y darle su solución, si es necesario biopolímeros. En este pozo será lo más recomendable efectuar esto, ya que esta un poco distante del resto de los pozos y por ende puede producir mayor cantidad de petróleo de lo normal. También debido al gran espesor que tiene por producir, a su permeabilidad vertical la cual no es muy alta y a las multicapas presentes le ayudarán a este pozo a producir gran cantidad de petróleo sin mayores inconvenientes.

POZO Coca #8.-

Como se puede apreciar este pozo presenta una alta conificación sin presencia de multicapas, luego presenta dos etapas de canalizaciones altas con presencia de multicapas, es decir que llega un momento que se encuentra con estas multicapas y le impiden parcialmente el flujo vertical a pesar que su permeabilidad vertical sea alta. Este pozo horizontal fue mal completado al inicio de la parte horizontal, esta es la razón por la cual se tiene una alta conificación al inicio de la producción del pozo. Lo recomendable es de alguna manera inyectar algún tipo de gel en esa parte para que no se presente al agua. El pozo tiene una muy buena ubicación y la cantidad de petróleo producido se la puede aprovechar aún más, a pesar que la relación agua/petróleo acumulada sea alta. Este es un muy buen prospecto.

POZO Coca #10.-

Debido a que la conificación no es muy elevada, pero si la canalización y de igual forma la producción acumulada de petróleo es relativamente baja

y el espesor es de 10 pies, este pozo puede dar buenos resultados sugiriendo correr los registros de cementación, si estos no son satisfactorios, habrá que realizar cementación forzada y redisparos; si por el contrario, los registros de cementación son satisfactorios, habrá que correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde ingresa el agua y entonces tomar las medidas correctivas, tales como el biopolímero.

POZO Coca #11.-

Este pozo es muy difícil solucionarlo, ya que la conificación de agua está muy avanzada, el espesor por disparar es de 10 pies, o sea no es muy alto, la producción de petróleo acumulada está cerca del 10% de lo normal y la relación de agua/petróleo acumulada es alta, aproximadamente 10. Lo que se puede sugerir, es una vez que termine de producir de la zona superior, la situación económica del precio del crudo se mejore, se puede efectuar los registros de cementación, si estos son malos, entonces habrá que realizar una cementación forzada y redisparos; si por el contrario, estos son buenos, habrá que correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde ingresa el agua y entonces tomar las medidas correctivas necesarias, efectuados el análisis económico respectivo.

POZO Coca #12.-

Este pozo está muy bien ubicado, tiene suficiente espesor por disparar de 20 pies, ha producido cerca de la tercera parte de la producción acumulada normal de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es baja. Lo más recomendable es correr los registros de cementación, si estos son malos, entonces habrá que realizar una cementación forzada y redisparos; si por el contrario, estos son buenos, habrá que correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde ingresa el agua y entonces tomar las medidas correctivas necesarias, efectuados el análisis económico respectivo. Una vez efectuado esto, se podría pensar en inyectar biopolímero para impedir el flujo normal vertical del agua, ya que tiene bastante espesor por producir, no tiene mayores problemas de multicasas, tiene permeabilidad vertical alta, y no ha producido mucho petróleo.

POZO Coca #13.-

Este pozo está bien ubicado, tiene suficiente espesor por disparar de 14 pies, ha producido poco menor de la tercera parte de la producción

acumulada normal de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es baja. Lo más recomendable es correr los registros de cementación, si estos son malos, entonces habrá que realizar una cementación forzada y redisparos; si por el contrario, estos son buenos, habrá que correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde ingresa el agua y entonces tomar las medidas correctivas necesarias, ya que la canalización se presenta casi al final de la producción del pozo.

POZO Coca #15.-

Este pozo está bien ubicado, tiene suficiente espesor por disparar de 18 pies, ha producido cerca de la décima parte de la producción acumulada normal de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es sumamente baja. Lo más recomendable y lo más seguro es correr los registros de cementación, si estos son malos, entonces habrá que realizar una cementación forzada y redisparos; si por el contrario, estos son buenos, habrá que correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde ingresa el agua y entonces tomar las medidas correctivas necesarias, ya que la canalización se presenta casi al final de la producción del pozo.

POZO Payamino #1.-

Este pozo ha producido bastante petróleo, más de lo normal, la relación de agua/petróleo acumulada es baja, tiene bastante espesor por disparar, está bien ubicado, no tiene muchos pozos en su cercanía, no presenta problemas de conificación pero si tiene permeabilidad vertical alta, es decir tiene multicapas, lo cual obstruye el flujo vertical. Presenta problemas de canalización a mediados de su producción, se han realizado varios workovers, pero no han tenido buenos resultados. Por esto es mejor correr nuevamente los registros de cementación, evaluarlos, si están malos, es mejor efectuar una cementación forzada y redisparos, si por el contrario está prácticamente bien el cemento, habrá que buscar la causa con los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde ingresa el agua y entonces tomar las medidas correctivas necesarias. Este pozo puede contribuir mucho más en la producción de petróleo.

POZO Payamino #2.-

Este pozo ha producido, en promedio, cerca de las dos terceras partes de producción promedia acumulada de petróleo, pero la relación de agua/petróleo acumulada es demasiado alta. Considerando que el pozo está bien ubicado, que tiene suficiente espesor por disparar, y que presenta problemas severos de canalización al final de su producción donde el WOR se incrementa rápidamente, es recomendable, correr los registros de cementación y evaluarlos, si el cemento está en malas condiciones, habrá que efectuar cementación forzada, y redisparos. En caso que el cemento este prácticamente sin mayores inconvenientes, habrá que correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde ingresa el agua y entonces tomar las medidas correctivas necesarias. Este pozo puede contribuir mucho más en la producción de petróleo. Una de las medidas correctivas es aplicar biopolímero.

POZO Payamino #4.-

Este pozo ha producido, cerca de la tercera parte de producción promedia acumulada de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada esta cerca de la mitad de lo normal. Considerando que el pozo está bien ubicado, que no tiene muchos pozos a su alrededor, que tiene suficiente espesor por disparar, y que presenta problemas de conificación y que tiene presencia de

multicapas, es recomendable, correr los registros de cementación, evaluarlos, y redispar en la zona más superior. Se podría correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde podría ingresar el agua y entonces, inyectar biopolímero a fin de tardar la presencia del agua, por lo menos hasta producir el triple de petróleo de lo que ha producido hasta el momento, por supuesto efectuando un análisis económico previo y una vez que haya dejado de producir de Hollín Superior.

POZO Payamino #5.-

Este pozo horizontal presenta una canalización corta al inicio de su producción, luego una conificación debido a la presencia de multicapas, seguidamente se incrementa la producción presentando nuevamente conificación, pero todas estas conificaciones tienen valores absolutos menores de 2, es decir que no es muy grave la conificación, pero esto se debe a la presencia de multicapas y también porque es un pozo horizontal. Por esto, este pozo debió haber producido mayor cantidad de petróleo, pero debido a que este pozo no fue perforado ni completado de la mejor manera, una parte de su sección horizontal se encuentra cerca del contacto

agua/petróleo, y es muy difícil corregir esos errores cometidos. La única recomendación es aislar esa zona con algún tipo de polímero.

POZO Payamino #8.-

Este pozo horizontal presenta una conificación al inicio de su producción, con presencia de multicapas, seguidamente se incrementa la producción presentando, al parecer, nuevamente conificación y canalización, pero todas estas conificaciones tienen valores absolutos menores de 2.3, es decir que no es muy grave la conificación, pero esto se debe a la presencia de multicapas y también porque es un pozo horizontal. Por esto, debido a que este pozo fue perforado y completado de la mejor manera, este pozo produjo gran cantidad de petróleo. La única recomendación es seguir produciendo este pozo, y se confirma que los pozos horizontales son la mejor opción para reducir la conificación, y producir la mayor cantidad de petróleo en el menor tiempo posible sin afectar al pozo.

POZO Payamino #9.-

Este pozo ha producido, cerca de la quinta parte de producción promedia acumulada de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es alta. Considerando que el pozo está bien ubicado, que tiene suficiente espesor por disparar, presenta problemas de conificación y tiene presencia de multicapas, es recomendable, correr los registros de cementación, evaluarlos, y redispar en la zona más superior.

POZO Payamino #10.-

Este pozo ha producido, cerca de la sexta parte de producción promedia acumulada de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es mediana. Considerando que el pozo está bien ubicado, que tiene suficiente espesor por disparar, que presenta problemas de conificación y canalización y tiene presencia de multicapas, es recomendable, correr los registros de cementación, evaluarlos, y redispar en la zona más superior. Debido a que no se ha producido la cantidad de petróleo suficiente y que no se encuentran muchos pozos cercanos a este, se recomienda de igual manera, correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde podría ingresar el agua y entonces, inyectar biopolímero a fin de tardar la presencia del agua, por lo menos hasta producir el triple de petróleo de lo que ha producido hasta el momento.

POZO Payamino #14.-

Este pozo ha producido, menos de la décima parte de producción promedia acumulada de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es baja. Considerando que el pozo está bien ubicado, que tiene gran espesor por disparar, no tiene muchos pozos a su alrededor y que presenta problemas de canalización, es recomendable, correr los registros de cementación, evaluarlos, y redispar en la zona más superior. Debido a que no se ha producido la cantidad de petróleo suficiente y que no se encuentran muchos pozos cercanos a este, se recomienda de igual manera, correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde podría ingresar el agua y entonces, inyectar biopolimero a fin de tardar la presencia del agua, por lo menos hasta producir el triple de petróleo de lo que ha producido hasta el momento, pero una vez que haya dejado de producir de la arena U.

POZO Payamino #15.-

Este pozo ha producido, cerca de la décima parte de producción promedia acumulada de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es demasiado alta. Considerando que el pozo está bien ubicado, que tiene espesor por disparar, no tiene muchos pozos a su alrededor y que presenta problemas de conificación graves, es recomendable, una vez que ya no sea conveniente producir de la arena U, correr los registros de cementación, evaluarlos, y redispasar en la zona más superior, pero producir el pozo a tasa de producción bajas. Otra posible solución es correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde se podría inyectar el polímero para tardar la presencia del agua y recuperar la mayor cantidad de petróleo posible, pero existe mejores pozos que este para efectuar esta recomendación.

POZO Payamino #16.-

Este pozo ha producido, cerca de la cuarta parte de producción promedia acumulada de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es demasiado alta. Considerando que el pozo está bien ubicado, que tiene por el momento poco espesor por disparar, pero si tenía 35 pies de espesor, también porque no tiene muchos pozos a su alrededor y que prácticamente no presenta problemas de conificación, es recomendable,

correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar la entrada de agua, y así darle la mejor solución, este puede ser cementación forzada ó biopolímero, pero sabiendo con exactitud donde está el problema. Sería importante pesar primero en este pozo.

POZO Payamino #18.-

Este pozo ha producido, cerca de la quinta parte de producción promedia acumulada de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es demasiado alta. Considerando que el pozo está bien ubicado, que tiene bastante espesor por disparar, presenta problemas de conificación, es recomendable, correr los registros de cementación, evaluarlos y redisparar más arriba. Si esto no tiene buen resultado se puede correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar el inicio del cono de agua, y así darle la mejor solución, este puede ser cementación forzada ó biopolímero aplicada en esa zona, para evitar que se siga produciendo el cono y producir lo que más se pueda del petróleo remanente en el menor tiempo posible.

POZO Payamino #19.-

Este pozo ha producido, cerca de la quinta parte de producción promedia acumulada de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es demasiado alta. Considerando que el pozo está bien ubicado, que tiene bastante espesor por disparar, presentando problemas de conificación y finalmente canalización, es recomendable, correr los registros de cementación, evaluarlos y redisparar más arriba. Si esto no tiene buen resultado se puede correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar el inicio del cono de agua, y así darle la mejor solución, este puede ser cementación forzada ó biopolímero aplicada en esa zona, para evitar que se siga produciendo el cono y producir lo que más se pueda del petróleo remanente en el menor tiempo posible.

POZO Payamino #20.-

Este pozo ha producido, cerca de la cuarta parte de producción promedia acumulada de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es demasiado baja. Considerando que el pozo está bien ubicado, que tiene bastante espesor por disparar, presentando problemas de canalización, es recomendable, correr los registros de cementación, evaluarlos adecuadamente y redisparar más arriba.

POZO Payamino #21.-

Este pozo ha producido, menos de la décima parte de producción promedia acumulada de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es demasiado baja. Considerando que el pozo está bien ubicado, que tiene poco espesor por disparar, presentando problemas de canalización, es recomendable, correr los registros de cementación, evaluarlos adecuadamente, una vez que termine de producir de la arena U que por el momento es más beneficioso.

POZO Payamino #23.-

Este pozo ha producido, menos del tres por ciento de la producción promedia acumulada de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulada es demasiado alta. Considerando que el pozo está bien ubicado, que tiene espesor por disparar, presentando problemas de conificación, es recomendable, una vez que ya no sea conveniente seguir produciendo de Hollín Superior, correr los registros de cementación, evaluarlos y si el cemento está malo, se tendrá que realizar cementación forzada y redisparos, si por el contrario, la evaluación de estos registros indican que

no está tan mal el cemento, entonces habrá que correr los registros de PLT y RST, a fin de detectar realmente por donde se encuentra la parte superior del cono de agua y de esta manera inyectar biopolímero a fin de tardar la presencia del agua.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES

Ciertos pozos del campo Coca-Payamino producen de formaciones diferentes a la de Hollín Principal. Esto es debido a que estas formaciones son mucho más rentables que la de Hollín Principal. Un ejemplo de ello es el pozo Coca #9 el cual nunca produjo de Hollín Principal, por tener otras zonas de mayor interés, y otro es el pozo Payamino #23 el cual produjo poco tiempo de esta zona y luego se cambio a otras superiores.

Definitivamente, existen problemas de alta producción de agua en la arenisca Hollín Principal del Bloque 7. Una de las causas es la baja relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v , que existe en el yacimiento; la alta viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento estimada en 5.8 cp y, debido a la mayor movilidad del agua, hace que se presenten incrementos en los cortes de agua más rápidamente que lo normal.

En ciertos pozos se presentan multicapas o intercalaciones discontinuas de estratos de lutita, las que hacen que los incrementos de los cortes de agua sean más lentos en el tiempo.

La alta tasa de producción de fluido (1,000 a 2,000 Bls/d en promedio) es el principal motivo para que se presente en un tiempo muy corto, un alto corte de agua. El presente trabajo demuestra que pueden controlarse el desarrollo de las conificaciones de agua, manteniendo tasas producción máximas de 32 bls de petróleo por día, pero, existe el inconveniente de la no rentabilidad de la producción, obteniéndose retornos de la inversión superior a los 25 años.

El análisis de las gráficas de WOR, derivada de WOR y caudal de fluido son fundamentales para determinar las causas de los problemas de cada uno de los pozos de este campo.

De igual forma, colaboró mucho el análisis de los núcleos, para determinar las permeabilidades horizontal k_h y vertical k_v , y la relación de permeabilidades horizontal/vertical k_h/k_v , los cuales sirvieron para confirmar lo que ocurre con la

producción de cada pozo, observando las gráficas de WOR, derivada de WOR y caudal de fluido.

Se puede aprovechar muy bien y por mucho tiempo más, la producción de petróleo en la formación Hollín Principal, ya que se ha producido de las reservas recuperables el 42.7%, es decir la producción de petróleo restante podría durar aproximadamente 8 años, considerando que el factor de recuperación es de 32.8%.

CAPÍTULO V

RECOMENDACIONES

Podría diseñarse nuevas completaciones para separación del agua y del crudo, dentro del pozo mismo ^(4, 12, 13). De esta manera, buena parte de esta agua se volvería a inyectar desde el fondo mismo y se esperaría producir así menor cantidad de agua en superficie; se reducirán los costos de inyección y tratamiento de agua de formación; y, se aumentaría la producción de petróleo, ya que el fluido mayoritario sería el petróleo y ya no el agua.

Sería conveniente correr los registros de PLT ⁽⁶⁾ y RST ⁽⁶⁾, para determinar con exactitud el camino de la entrada de agua y su magnitud, para de esta manera buscar una solución apropiada, la que puede ser aplicación de biopolímeros, cementación forzada con resinas empleando “Coiled-Tubing” ⁽¹¹⁾ u otras.

Sería muy favorable correr registros de cementación y evaluar la cementación en cada uno de los pozos con las gráficas de WOR, derivada de WOR y caudal de fluido total, a fin de concluir en mejor forma este estudio.

De igual forma en los pozos donde no se ha recuperado la cantidad suficiente de petróleo y el espesor por disparar es mayor de 12 pies, se recomienda correr de igual forma, los registros de PLT ⁽⁶⁾ y RST ⁽⁶⁾ a fin de determinar el lugar exacto y estimar la cantidad necesaria del polímero a inyectar y de esta manera impedir el flujo vertical hasta que se recupere la cantidad necesaria de petróleo.

En este trabajo no se consideró el análisis de las mojabilidades de las rocas. Por esto, debe efectuarse un estudio profundo referente a este tema, para determinar si la roca es oleófila, hidrófila o intermedia.

De igual forma, no se consideró el cambio de mojabilidad de la roca debido a daños en la formación, pero se recomienda efectuar dicho estudio.

Existen pozos tales como el Coca #9 y el Payamino #23, los cuales tienen la formación Hollín Principal con intercalación de arcillas. En estos se dispararon, únicamente los estratos sobre la intercalación hasta el tope de la formación.

Debajo de la intercalación se tiene otra zona de disparo muy interesante por producir, que no ha sido disparada aún. Por ende se recomienda disparar esta zona inferior.

Perforar pozos horizontales adicionales a pesar que dos de los tres pozos perforados (Coca #8, Payamino #5 y #8), no tuvieron resultados favorables. Como ya se indicó, en este campo solo un pozo resultó efectivo (Payamino #8), los otros dos tuvieron problemas durante la perforación, debido a que pasaron muy cerca del contacto agua/petróleo, pero esto se puede solucionar con nuevas técnicas y con la experiencia adquirida en el campo. Estos dos pozos horizontales que no tuvieron resultados favorables, se podría inyectar, un polímero o resina para aislar la zona donde la completación está en contacto con el agua.

De igual forma, respecto a los pozos horizontales, en estos dos anteriormente mencionados, se puede realizar pozos laterales, pero en otra dirección, se aprovecharía la completación vertical.

APÉNDICES

APÉNDICE A

FIGURAS

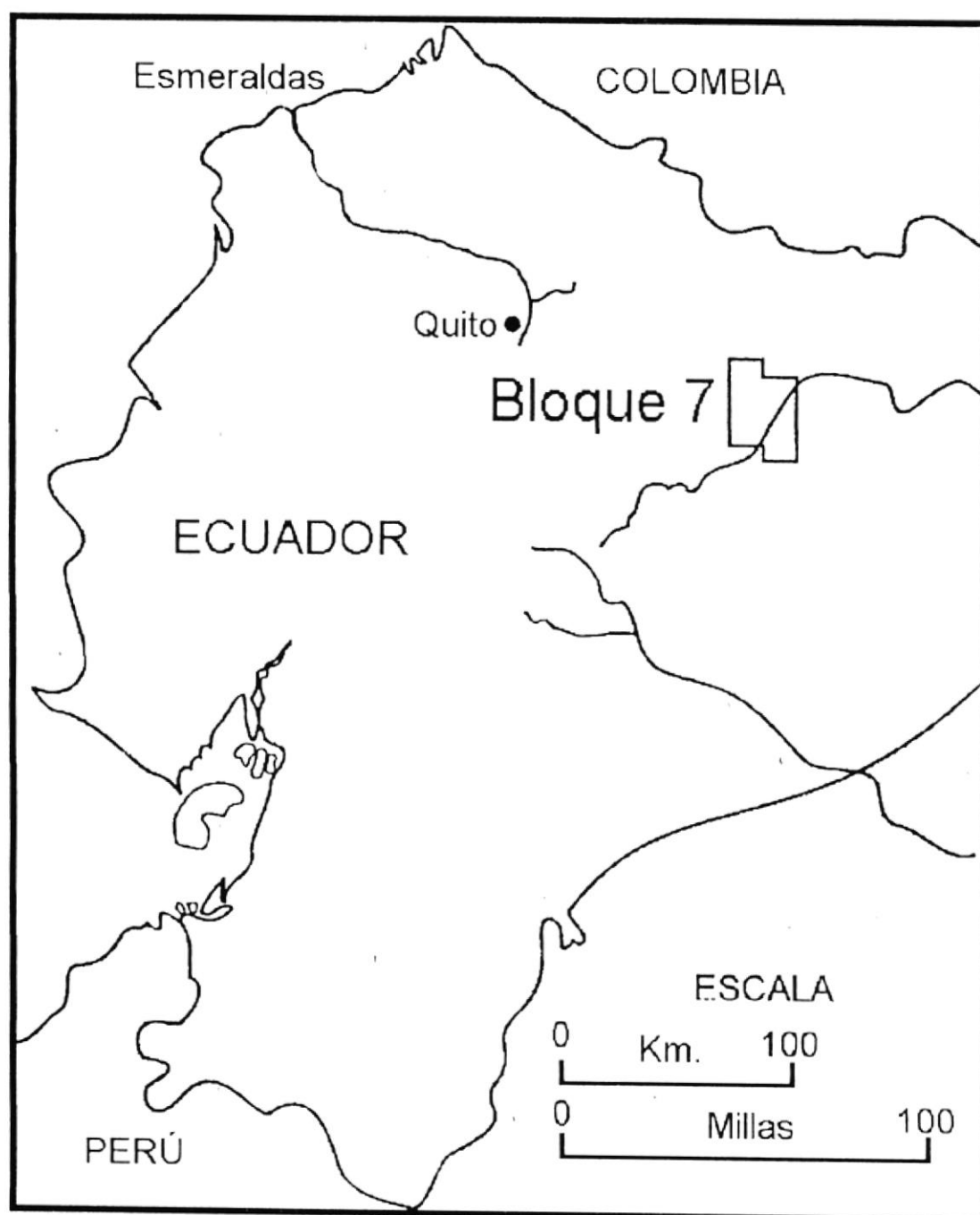


Figura # A.1. Ubicación del Bloque 7.

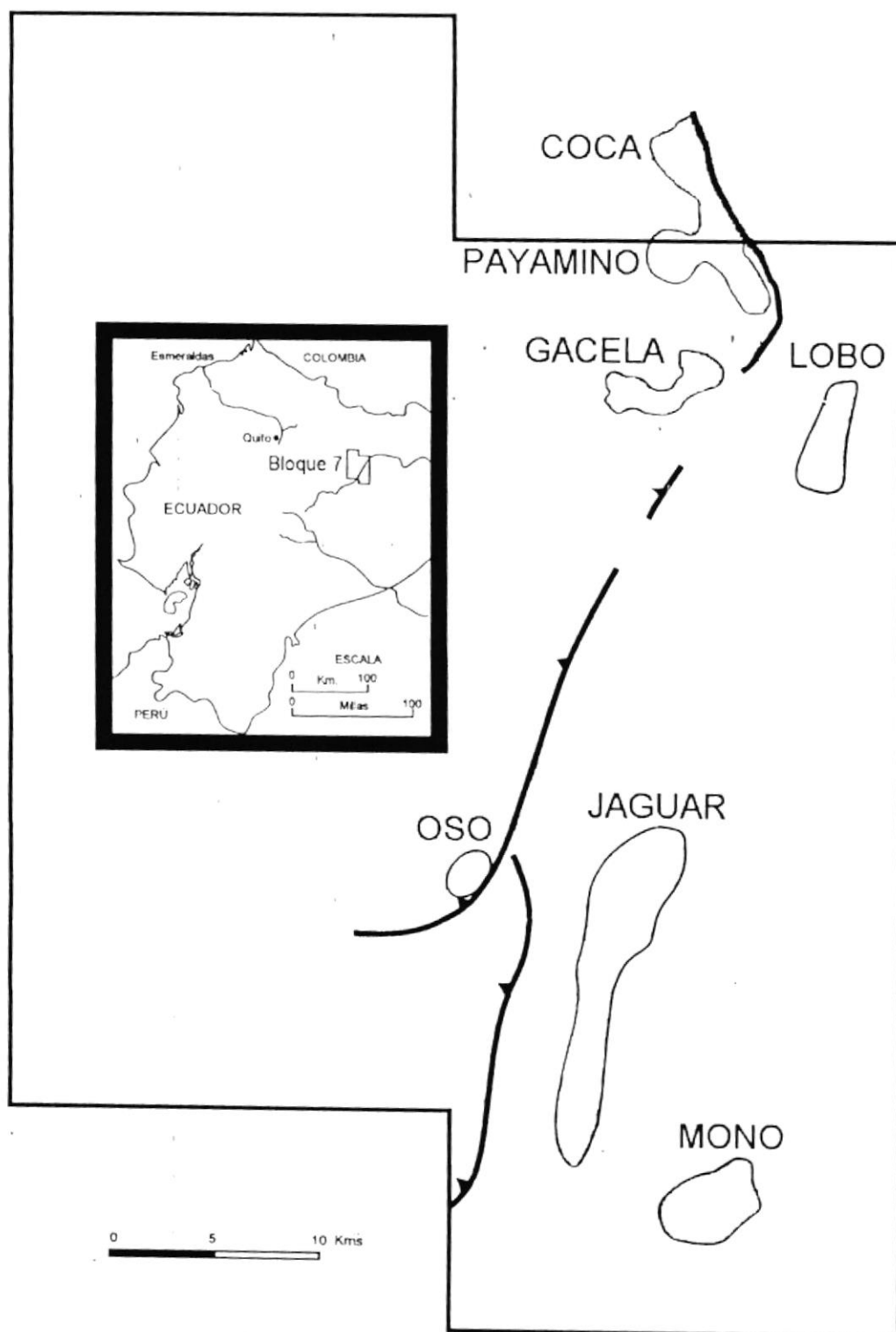


Figura # A.2. Campos Existentes.

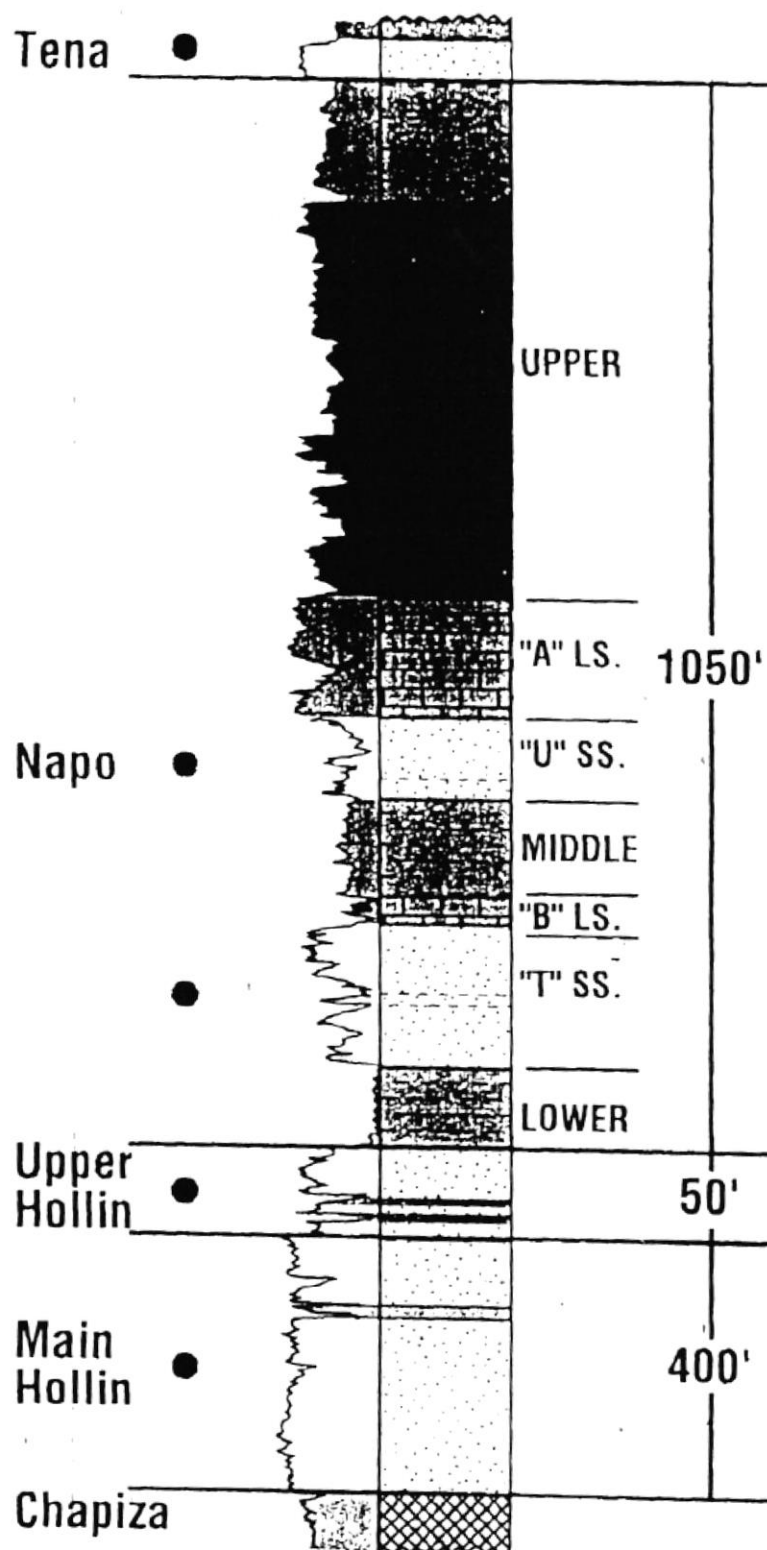


Figura # A.3. Arenas Productoras del Campo Coca-Payamino.

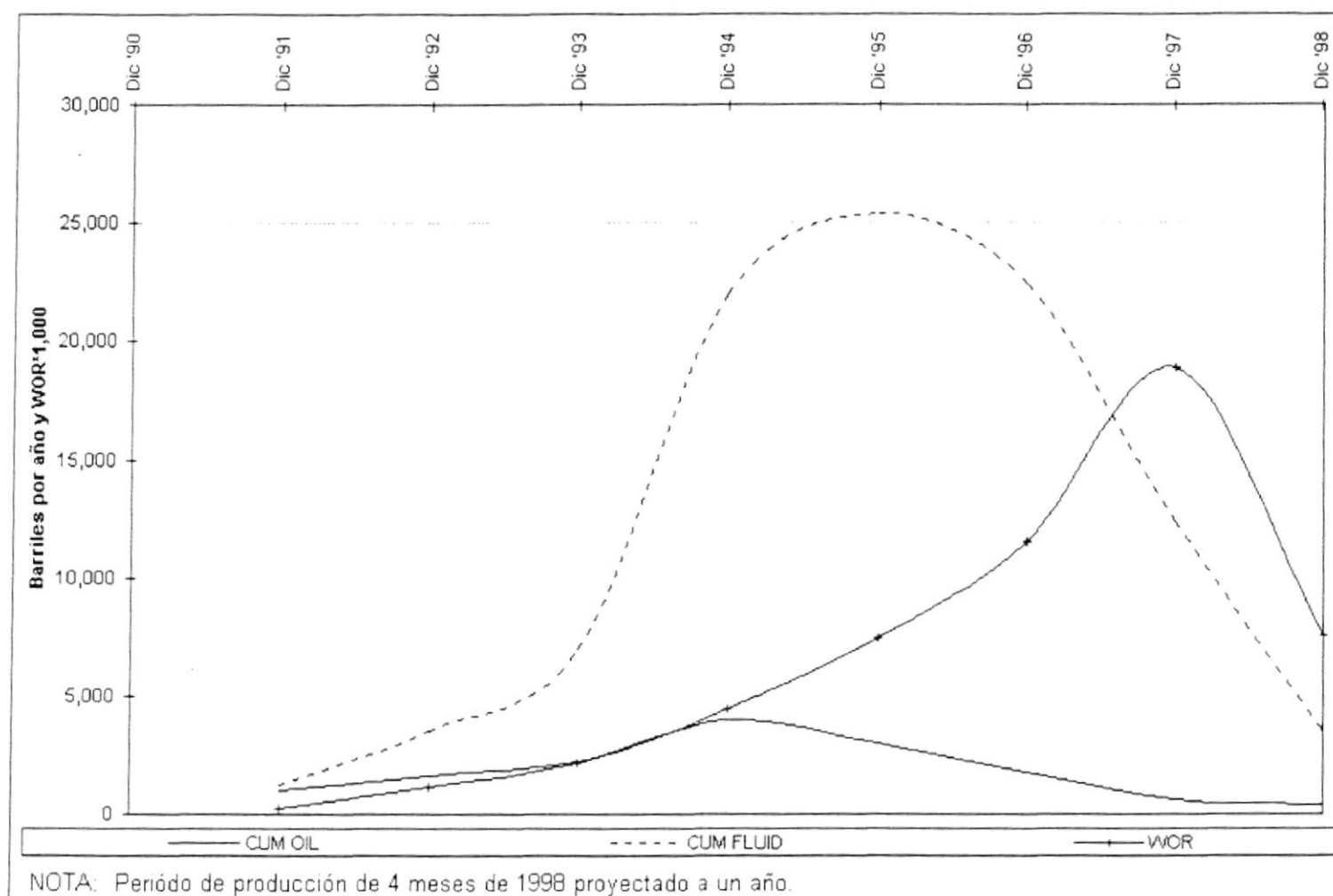


Figura # A.4. Producción Anual de Petróleo, Fluido Total y WOR.

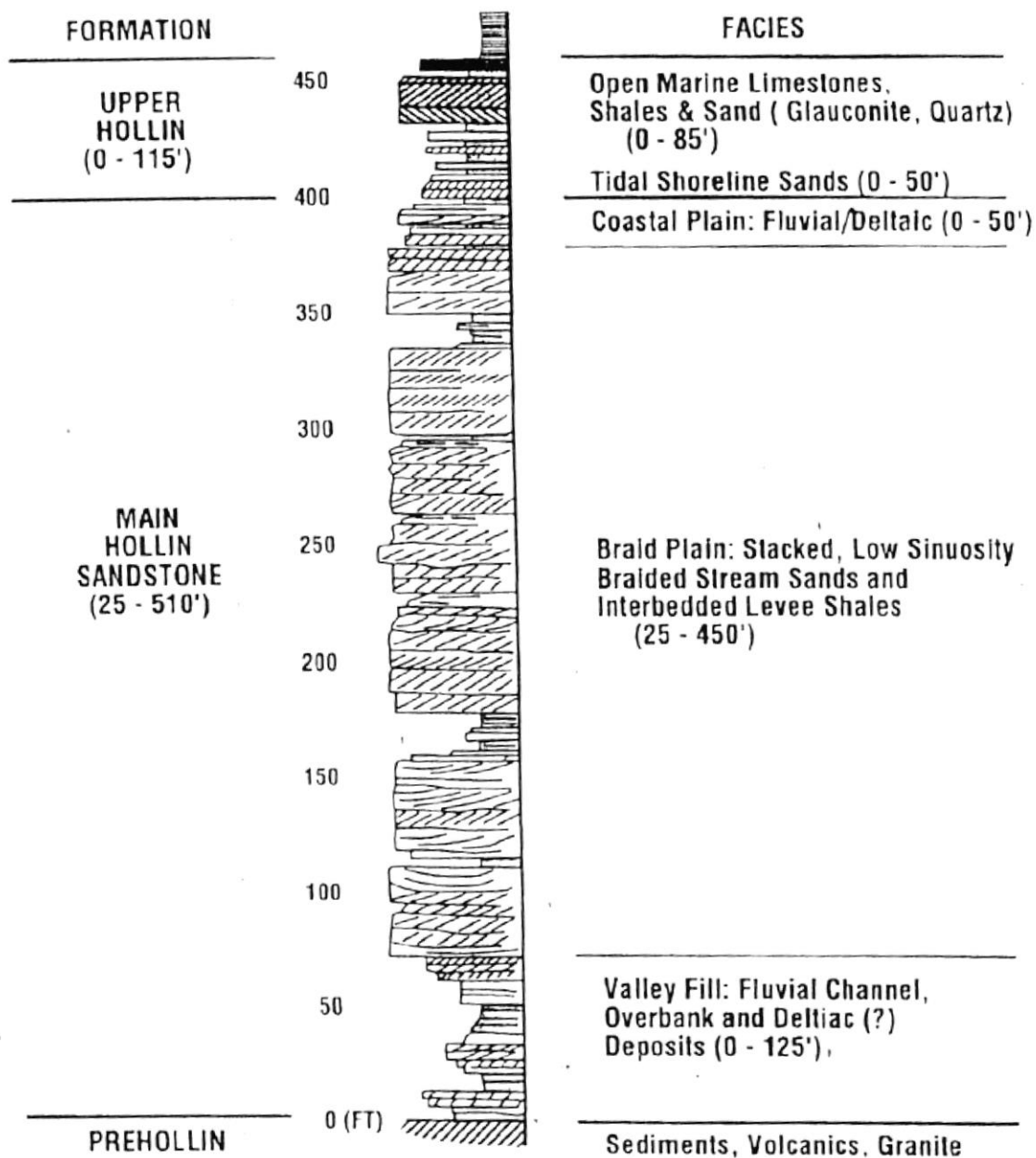


Figura # A.5. Descripción Geológica.

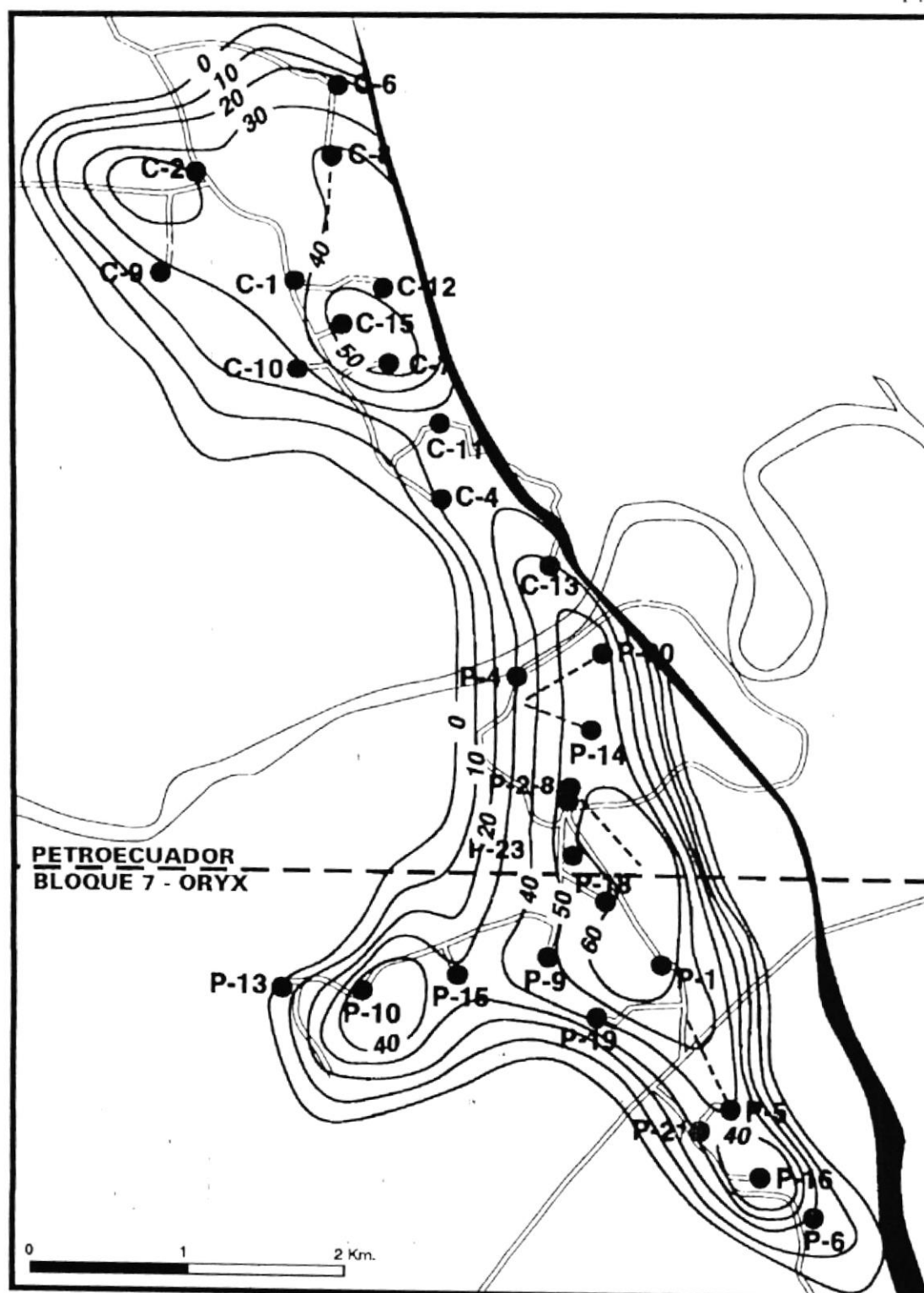


Figura # A.6. Mapa Isópaco de Pago Neto de la Formación Hollín Principal.

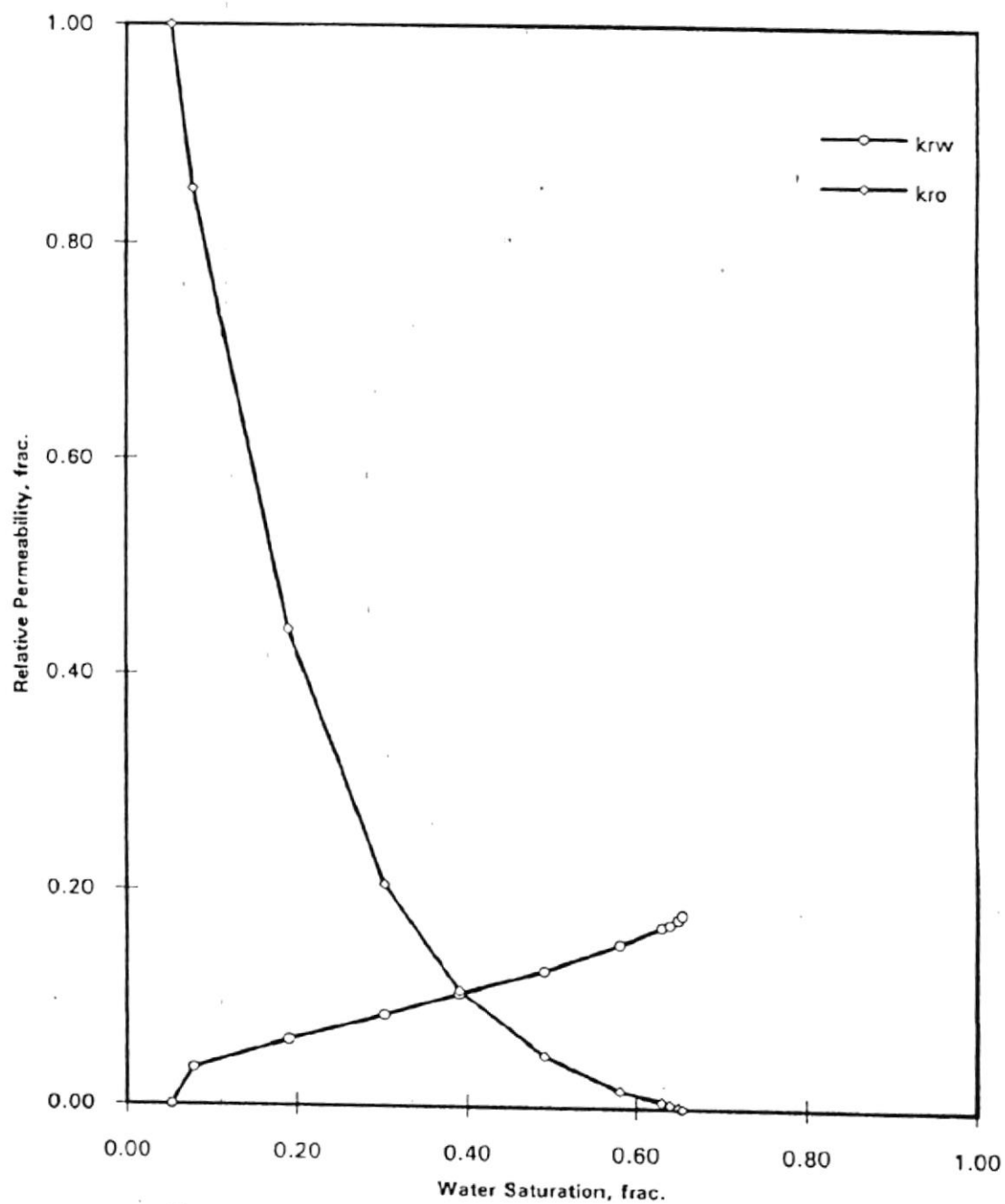


Figura # A.7. Humectabilidad del Pozo Payamino #10.

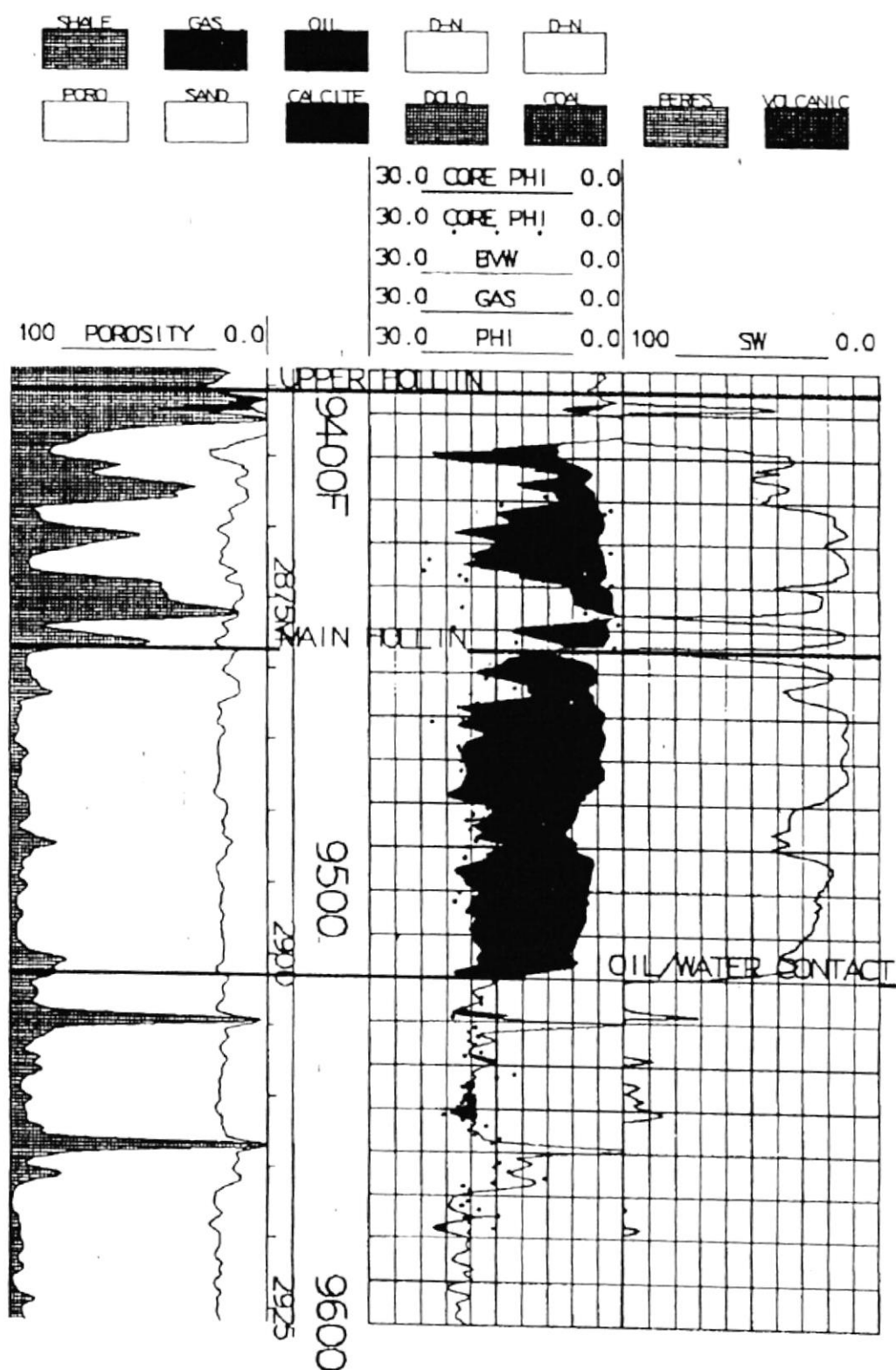


Figura # A.8. Registro Eléctrico del pozo Payamino #1.

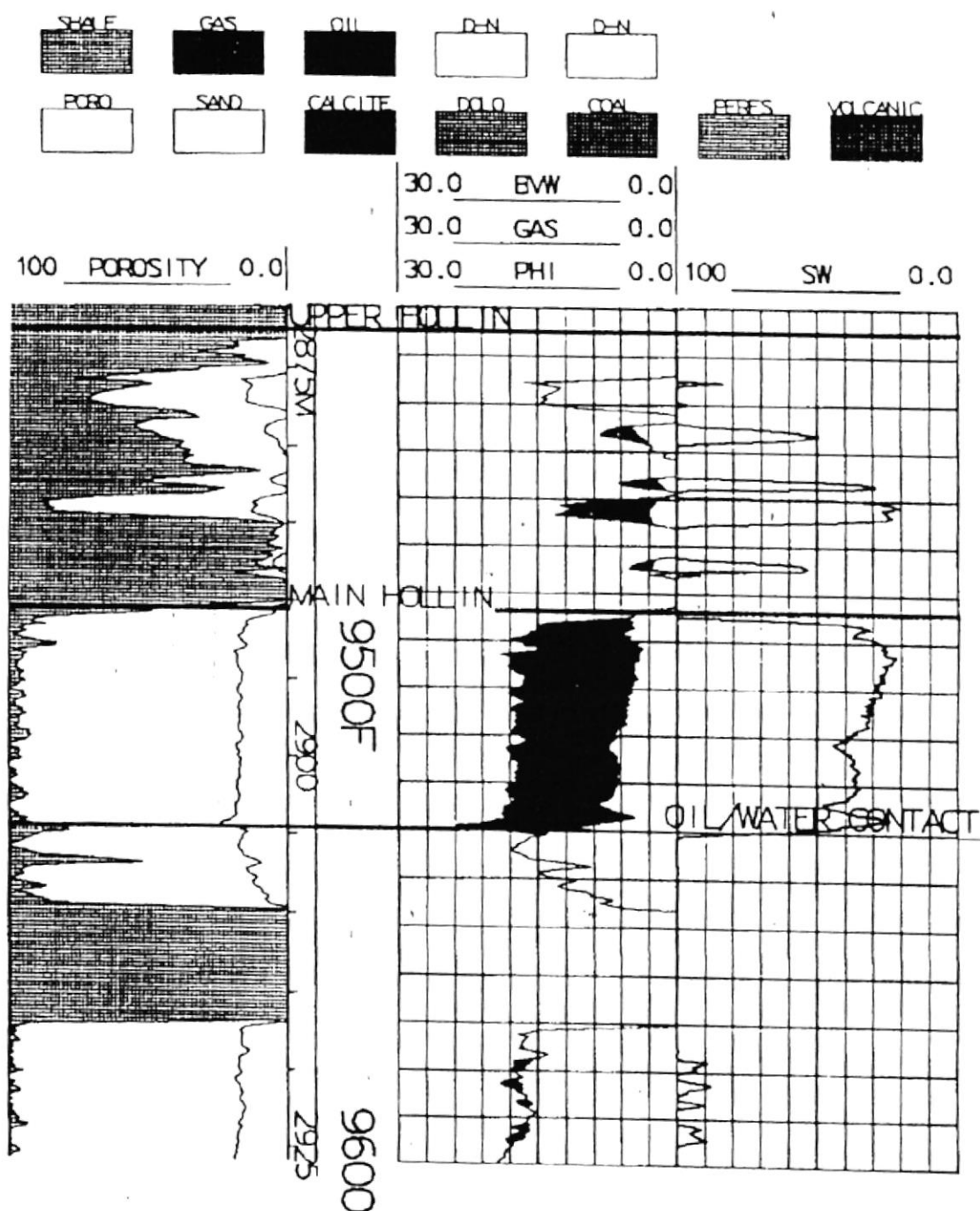


Figura # A.9. Registro Eléctrico del pozo Payamino #10.

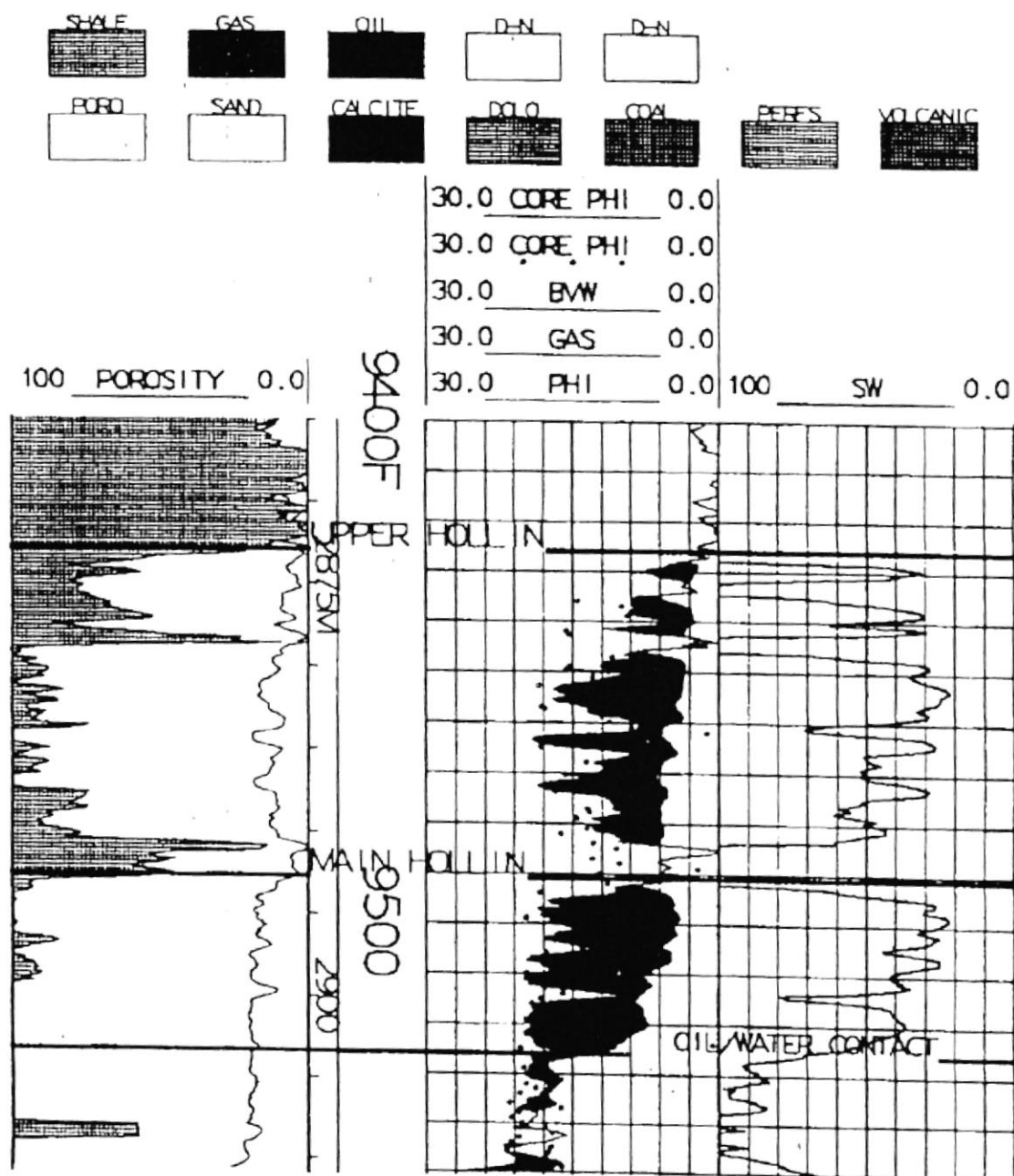


Figura # A.10. Registro Eléctrico del pozo Coca #9.

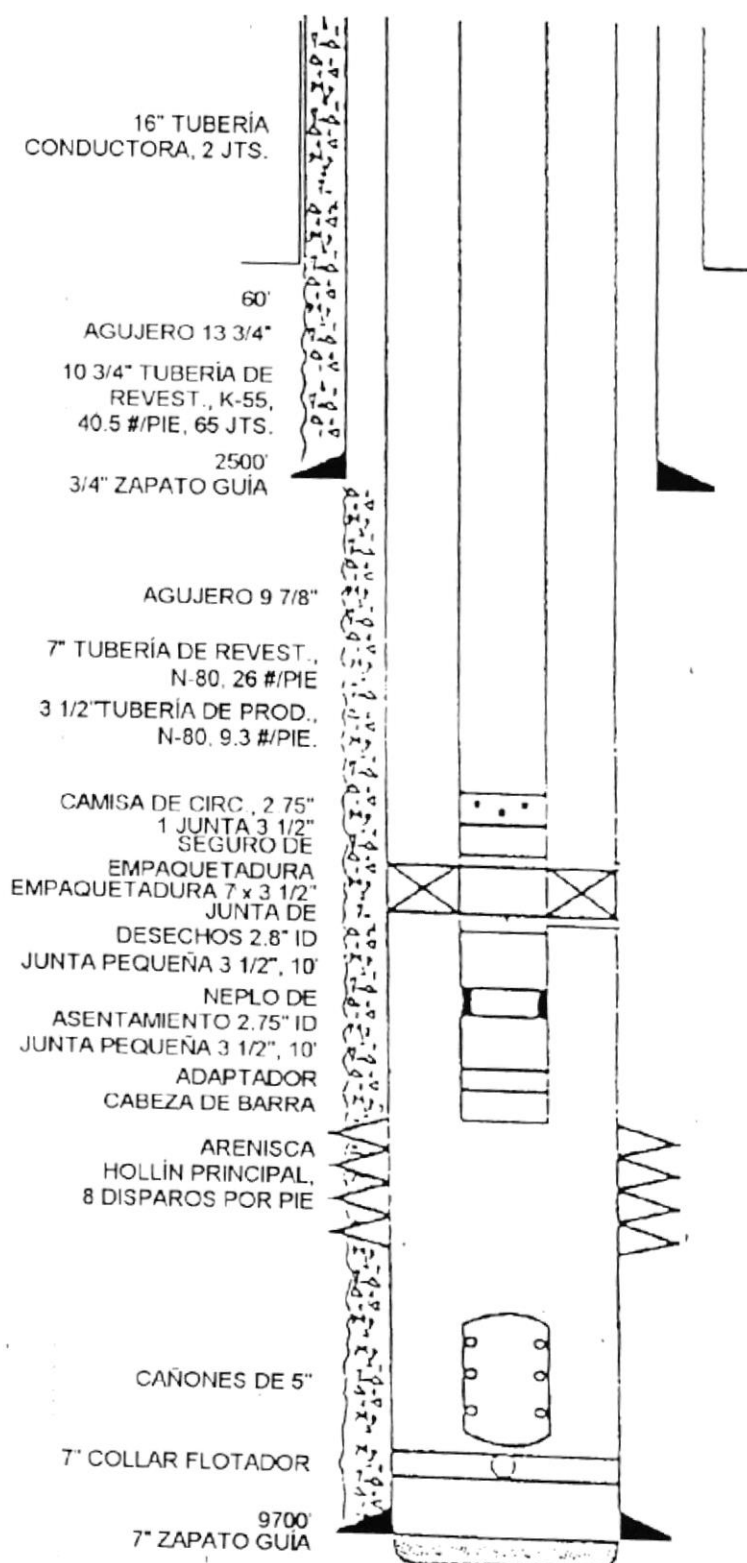


Figura # A.11. Completación Típica de Pozo Vertical.

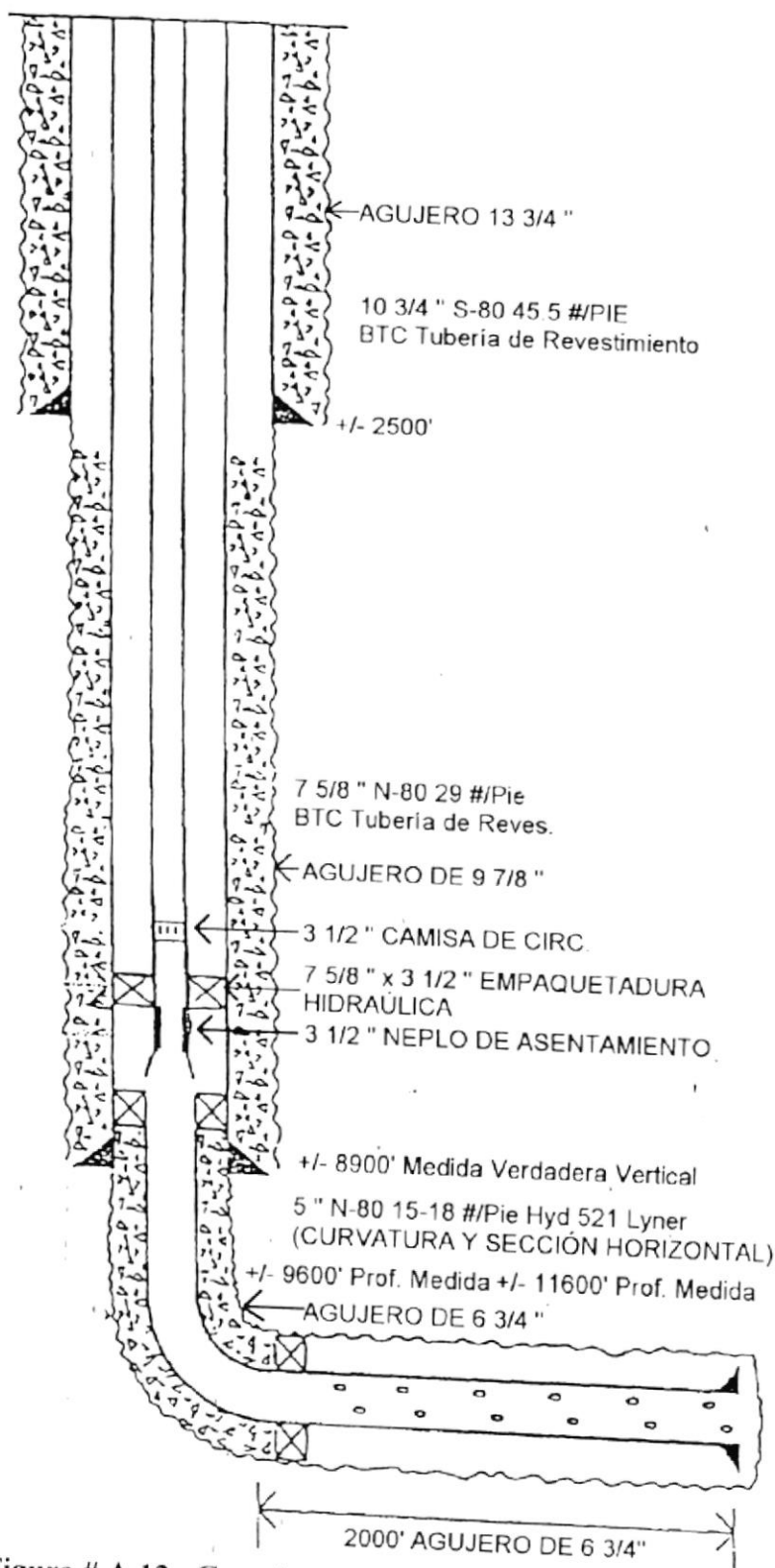


Figura # A.12. Completación Típica de Pozo Horizontal.

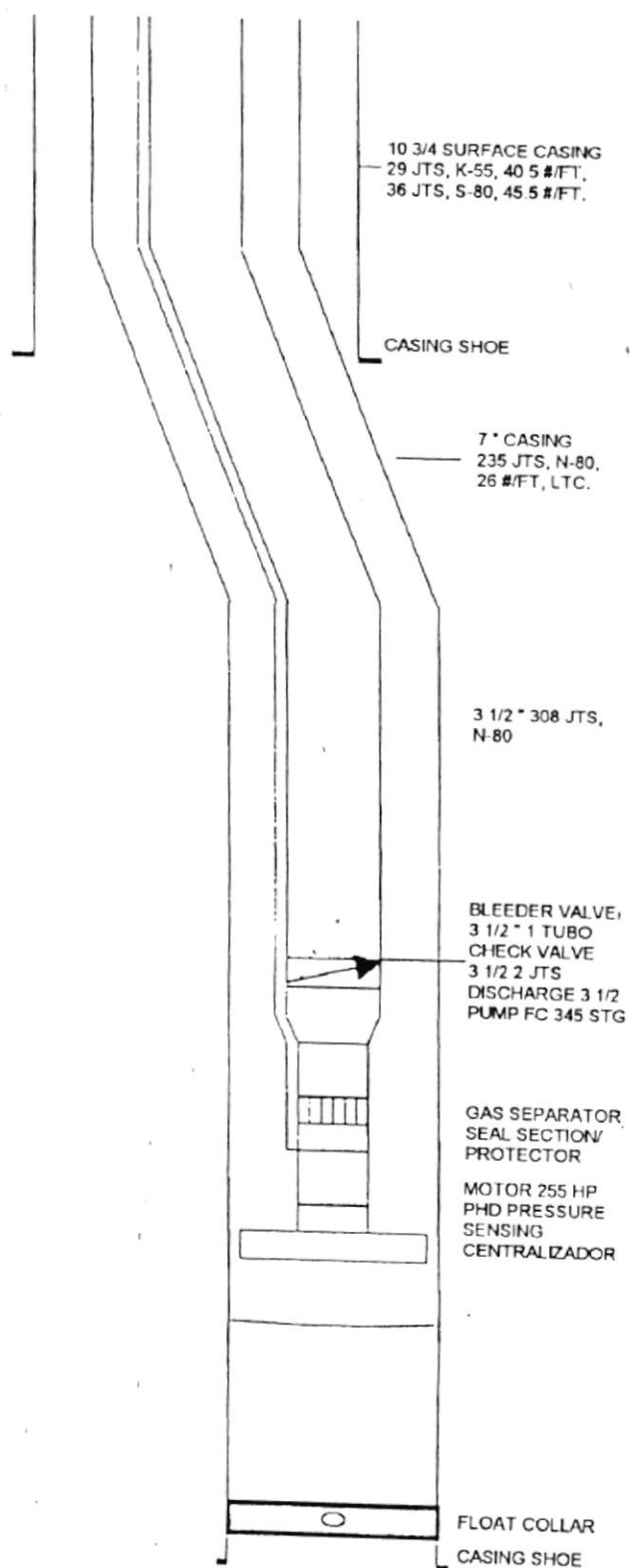


Figura # A.13. Completación Típica de Pozo Direccional.

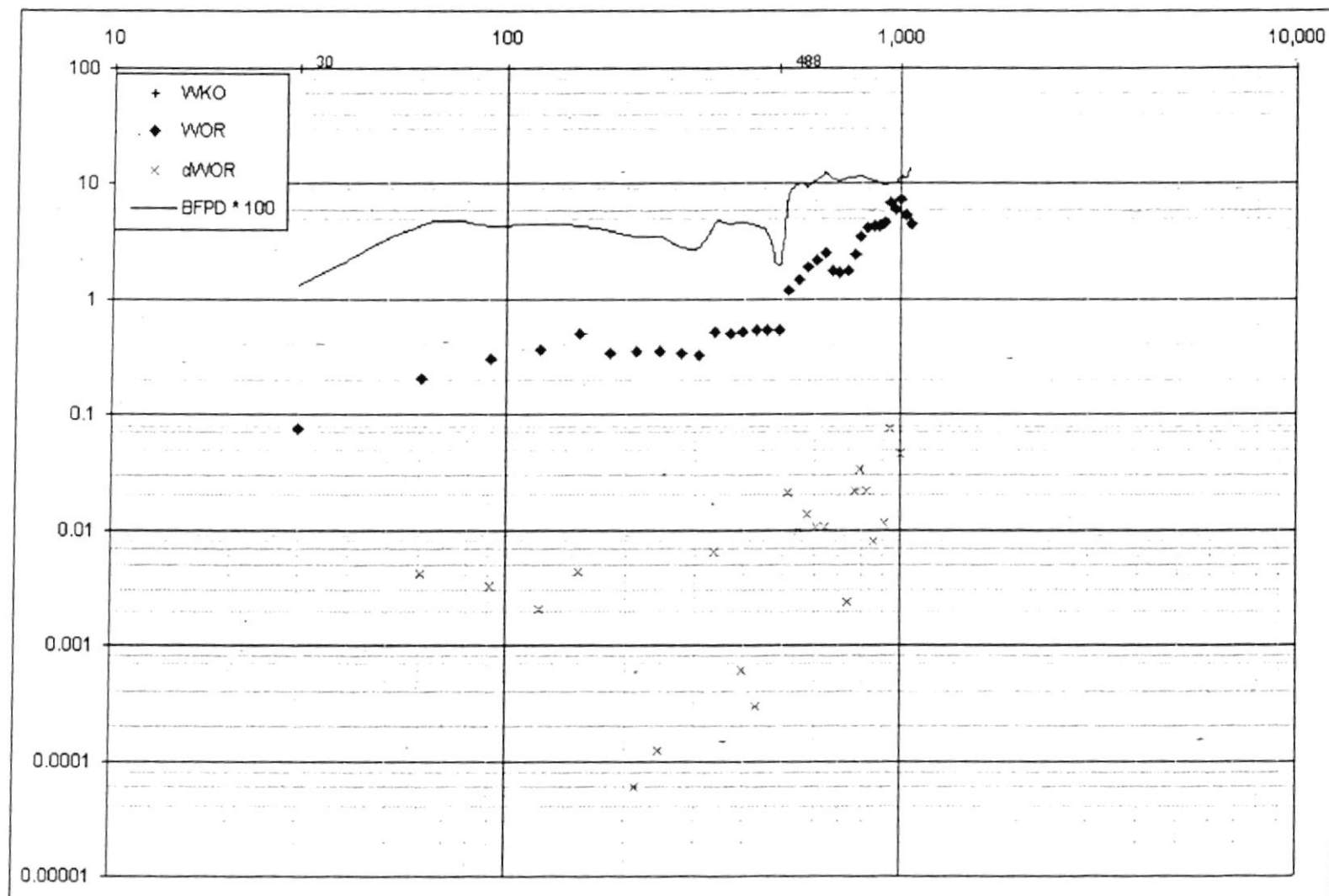


Figura # A.14. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #1.

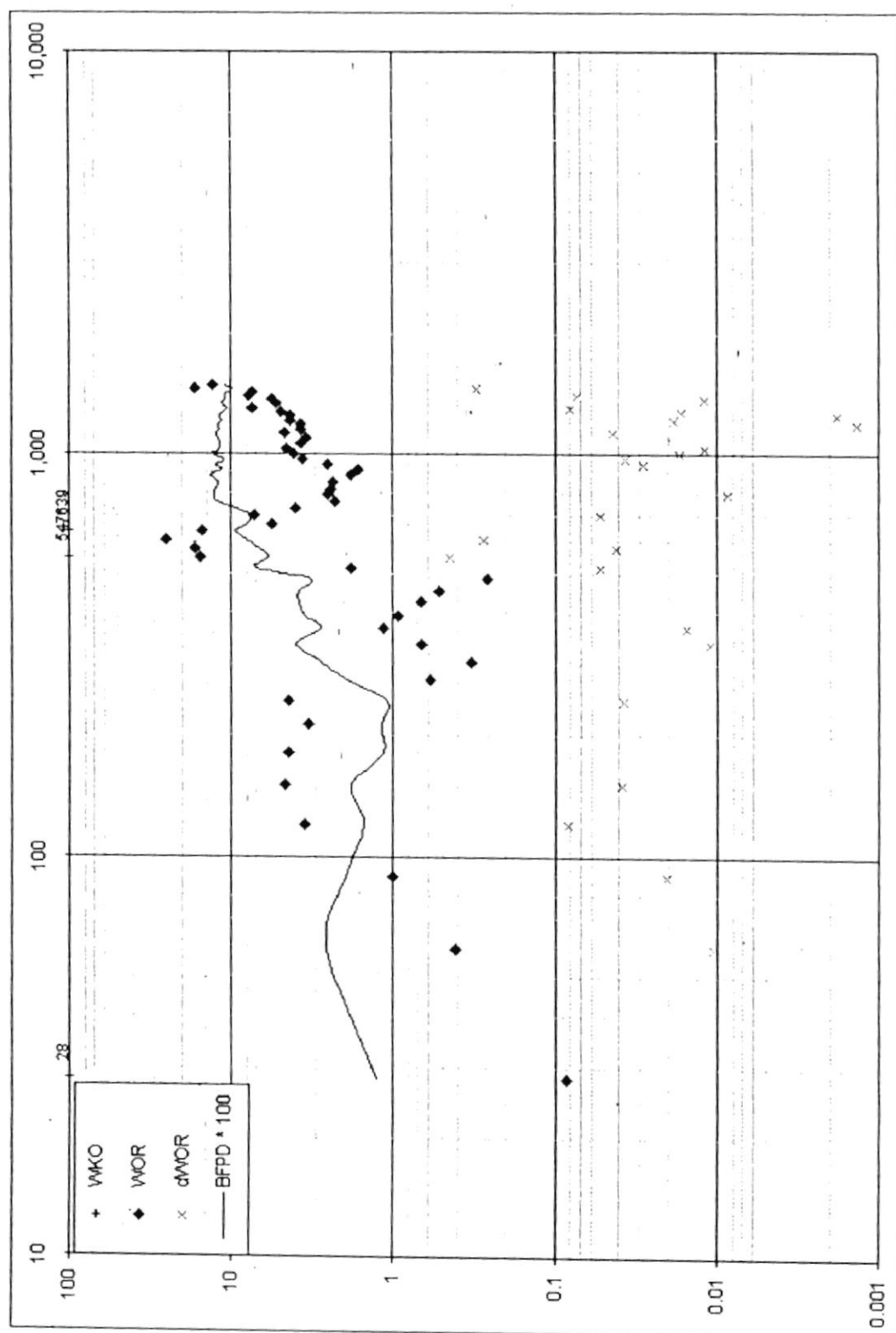


Figura # A.15. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #2.

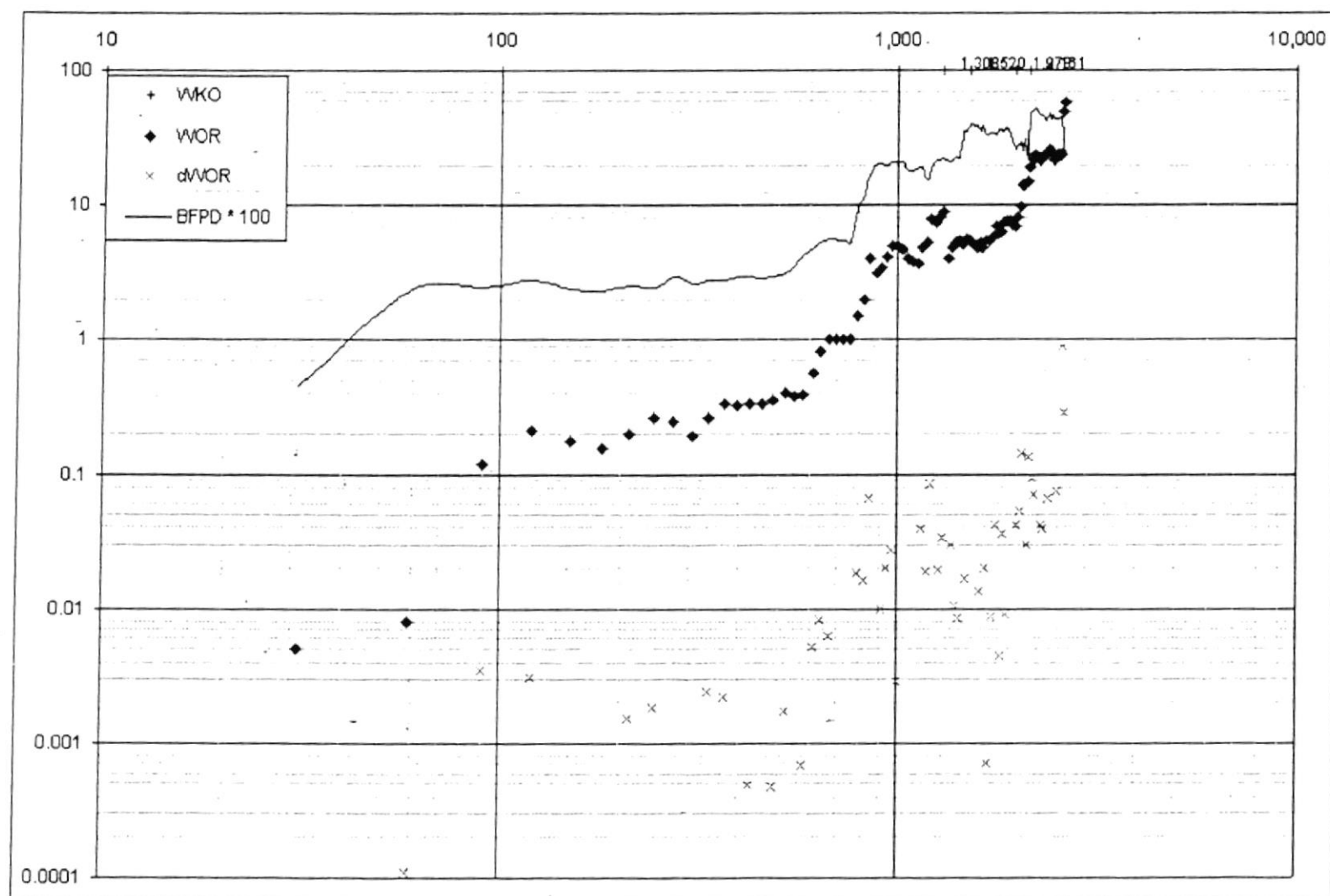


Figura # A.16. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #4.

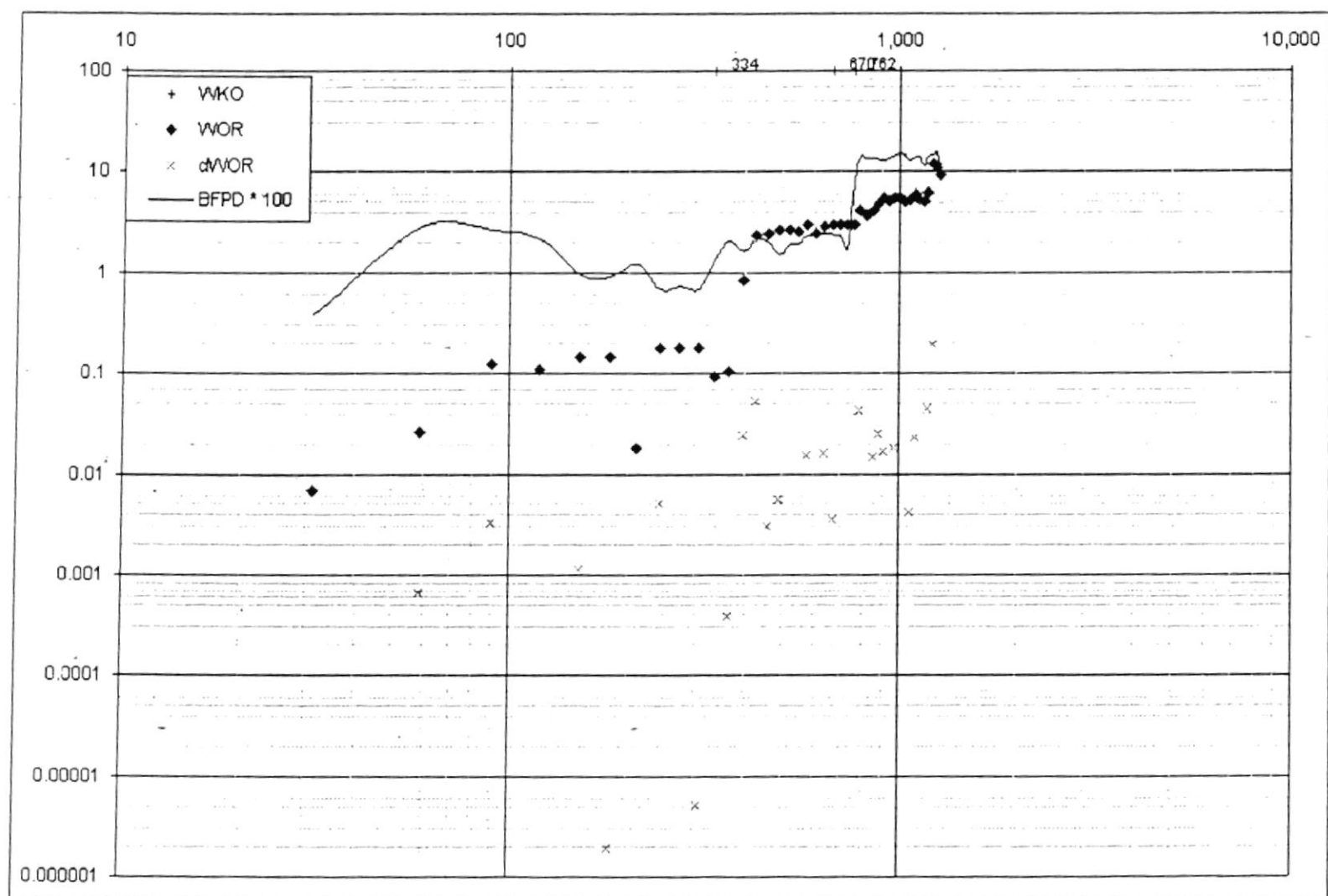


Figura # A.17. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #6.

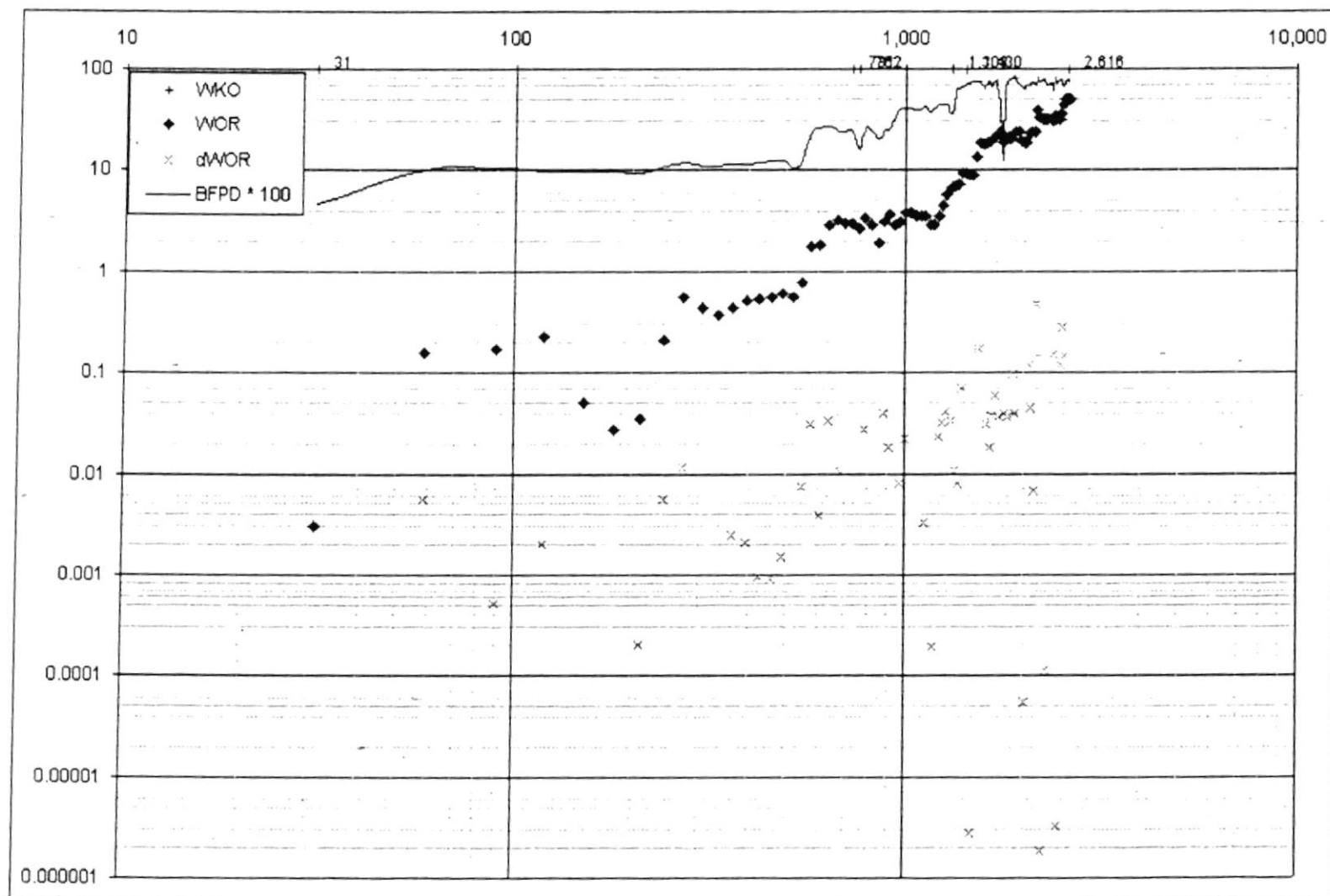


Figura # A.18. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #7.

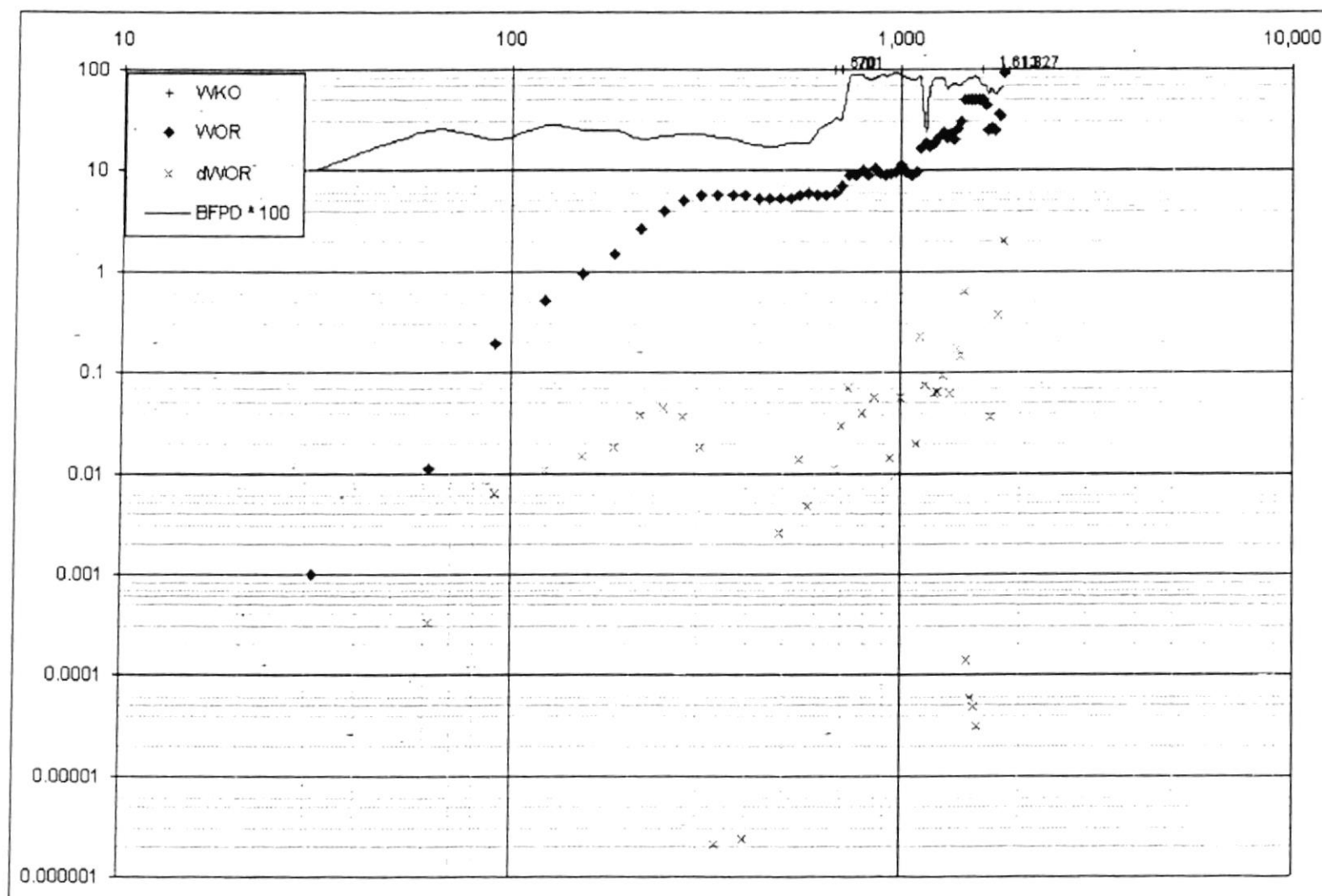


Figura # A.19. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #8.

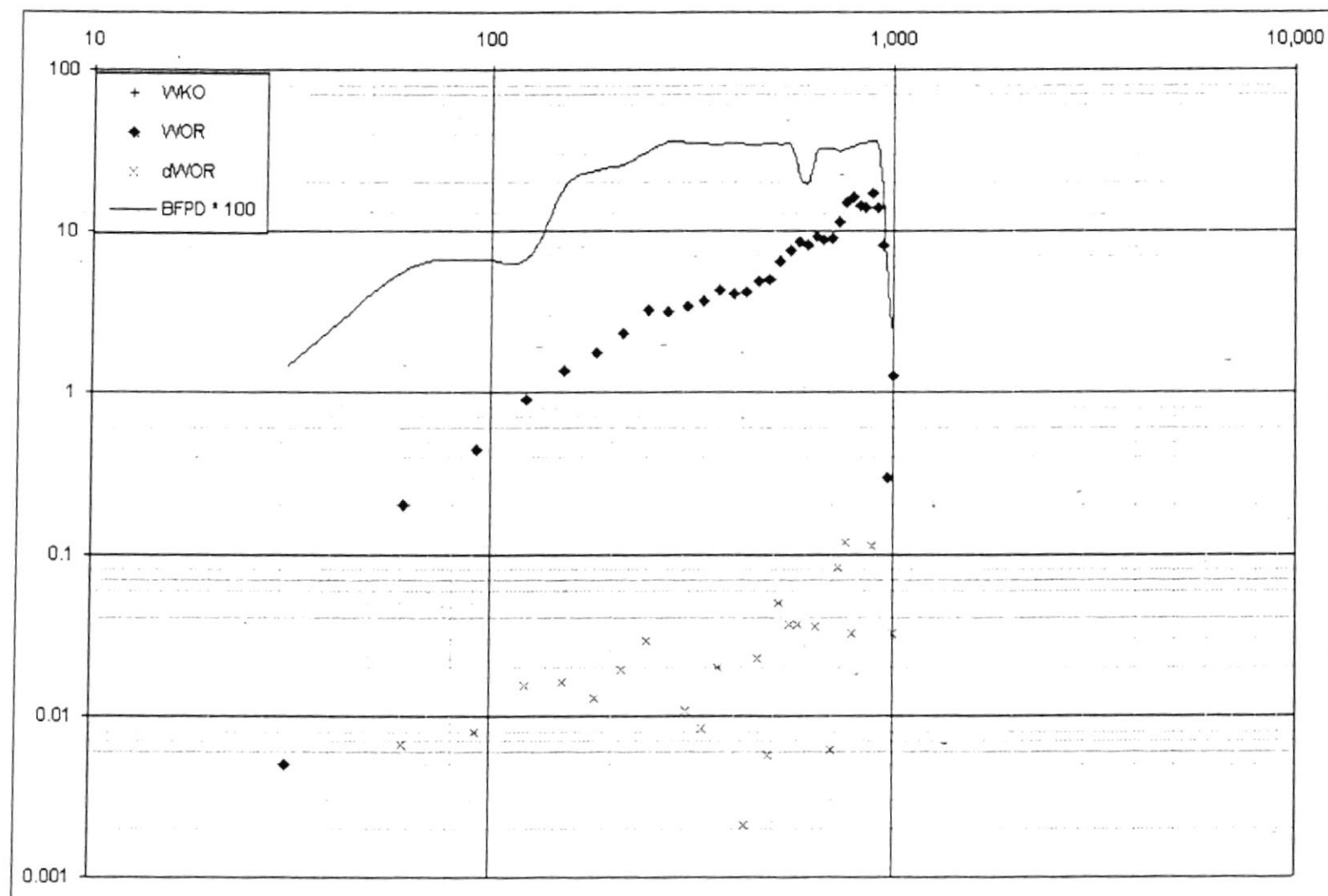


Figura # A.20. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #10.

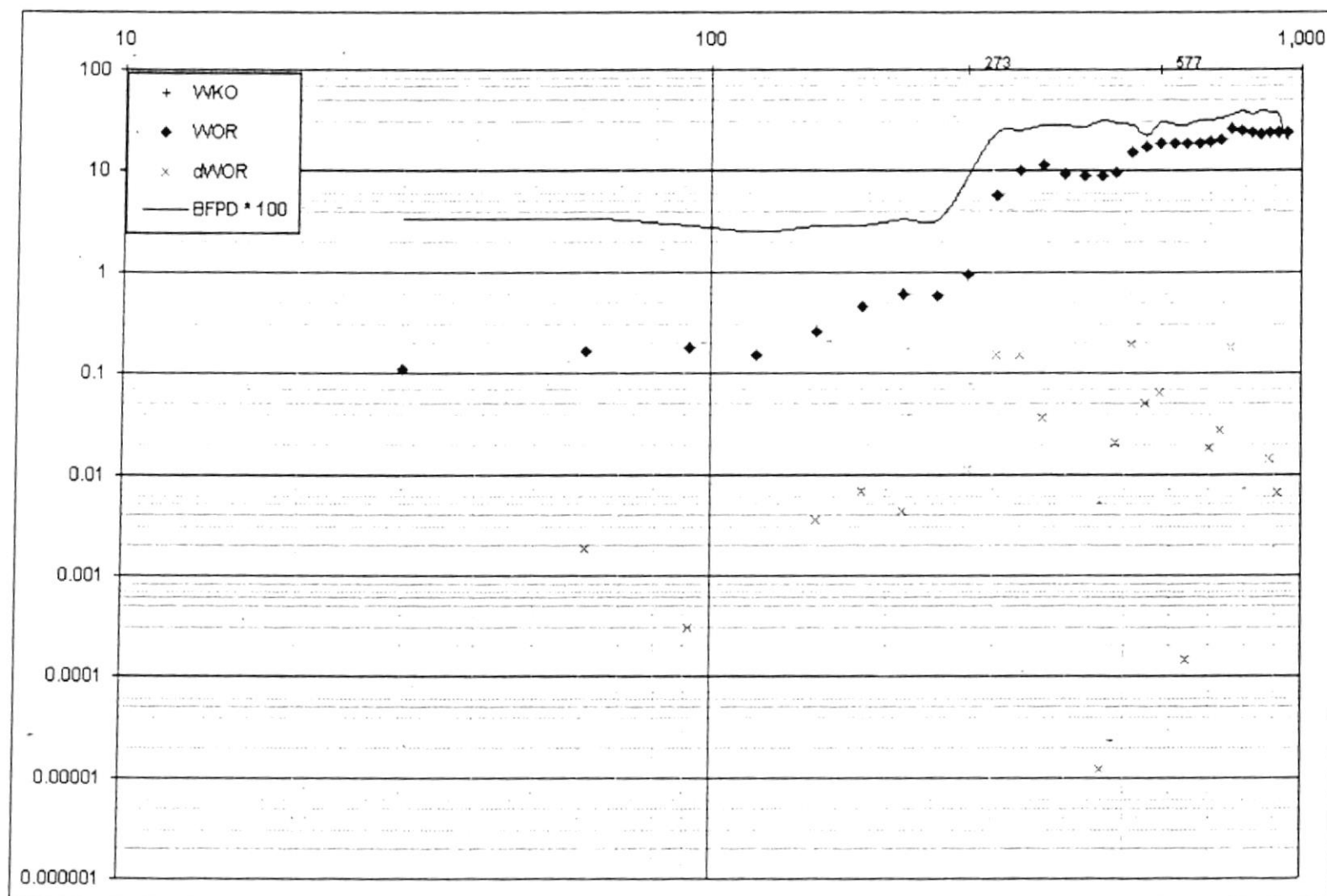


Figura # A.21. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #11.

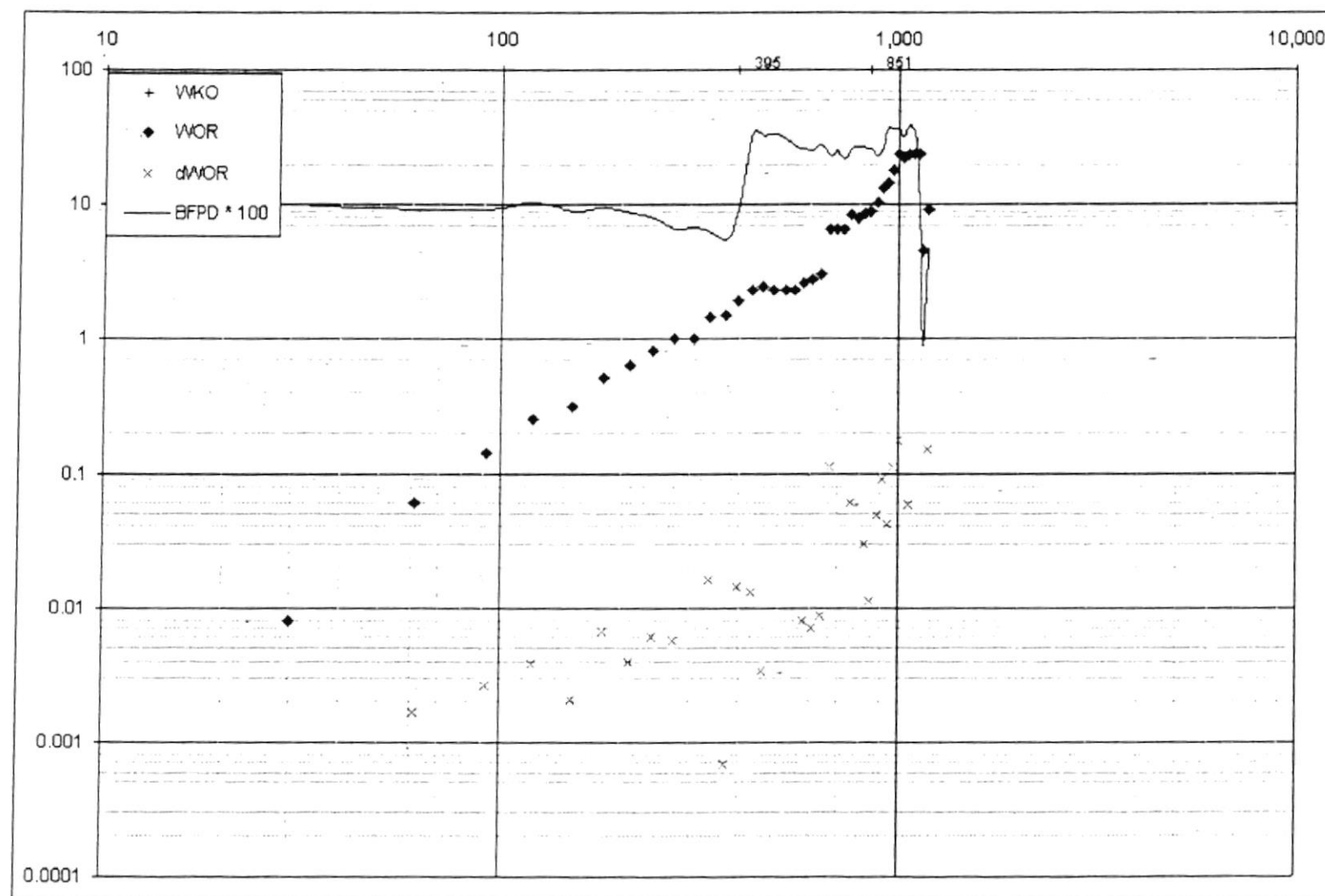


Figura # A.22. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #12.

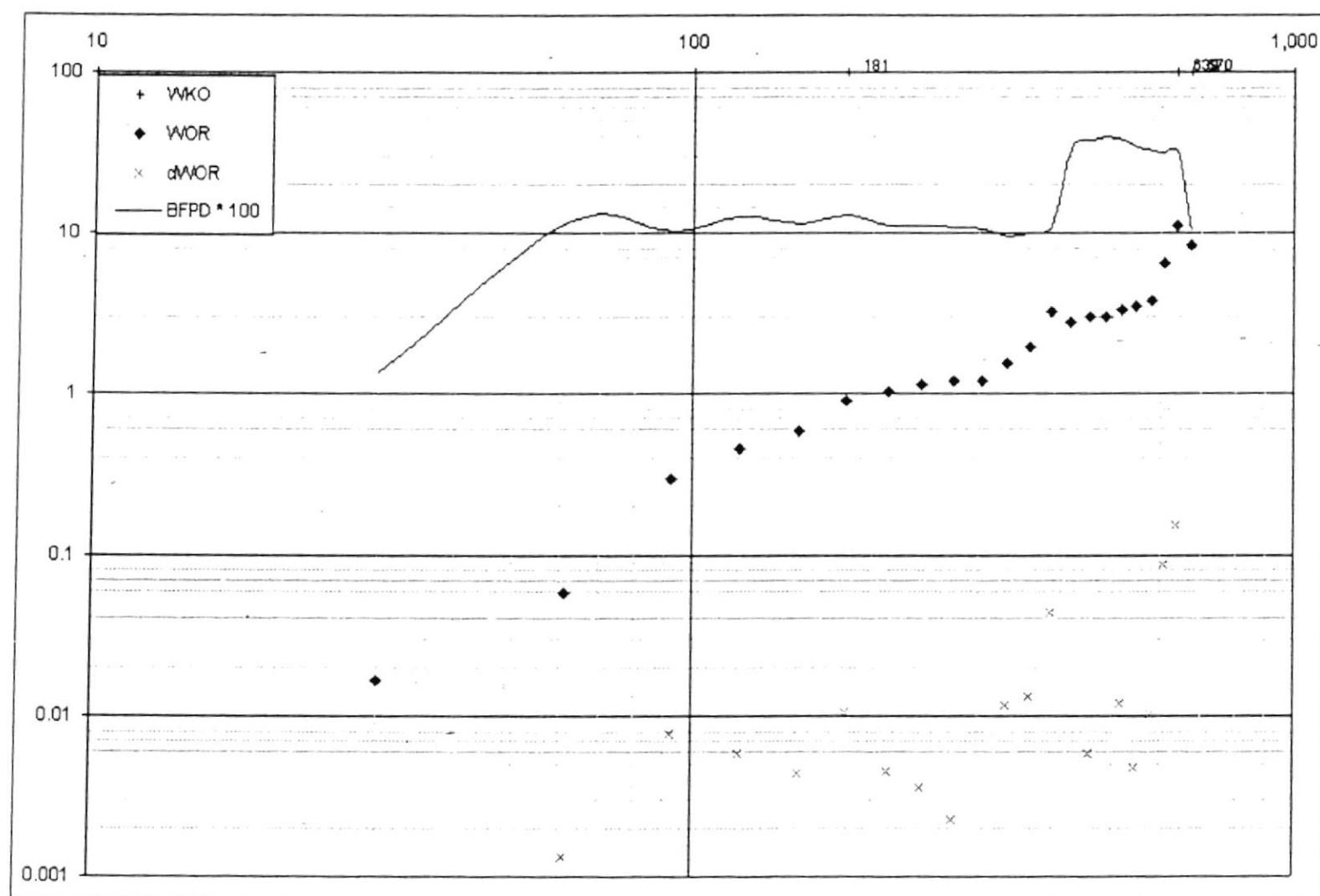


Figura # A.23. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #13.

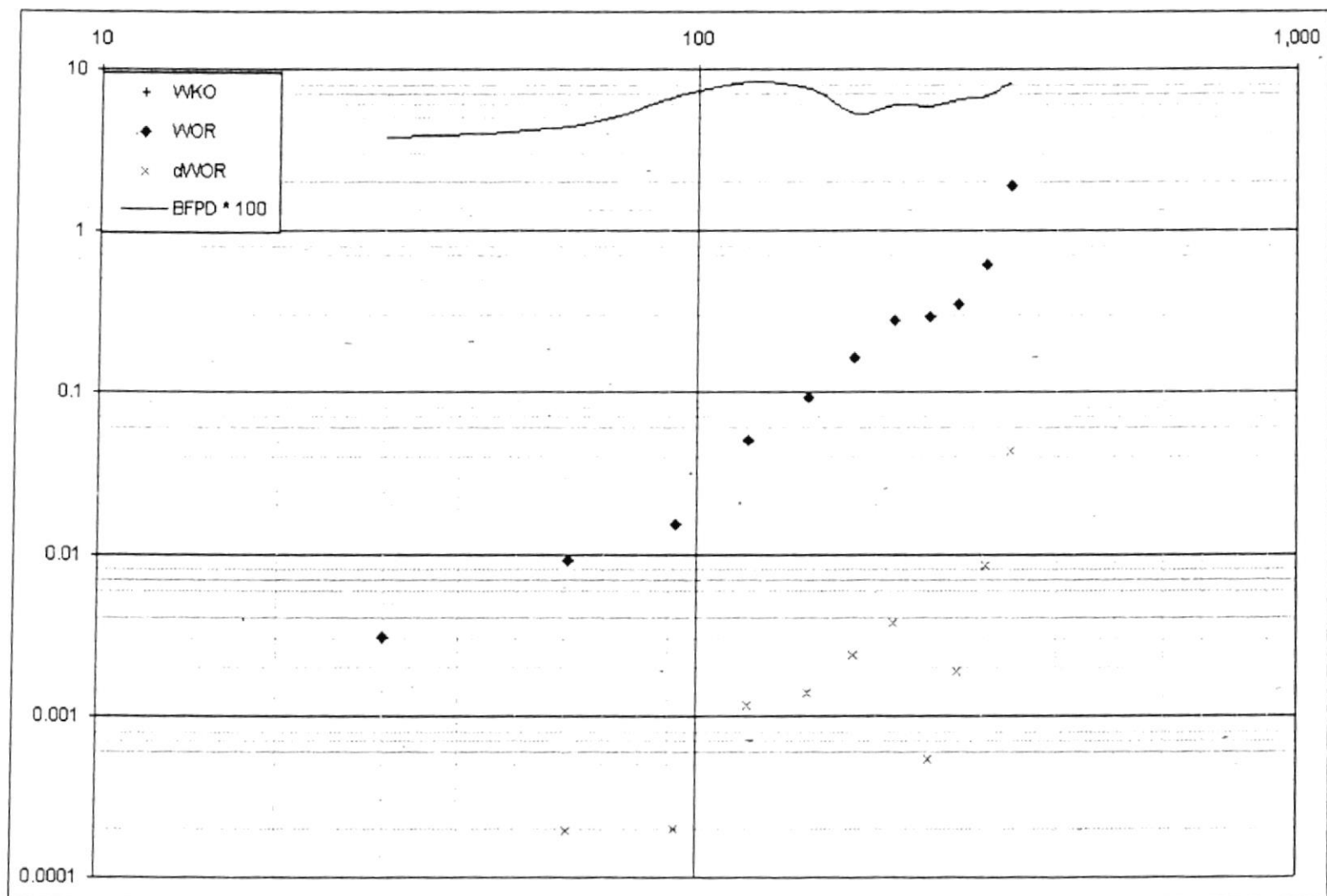


Figura # A.24. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Coca #15.

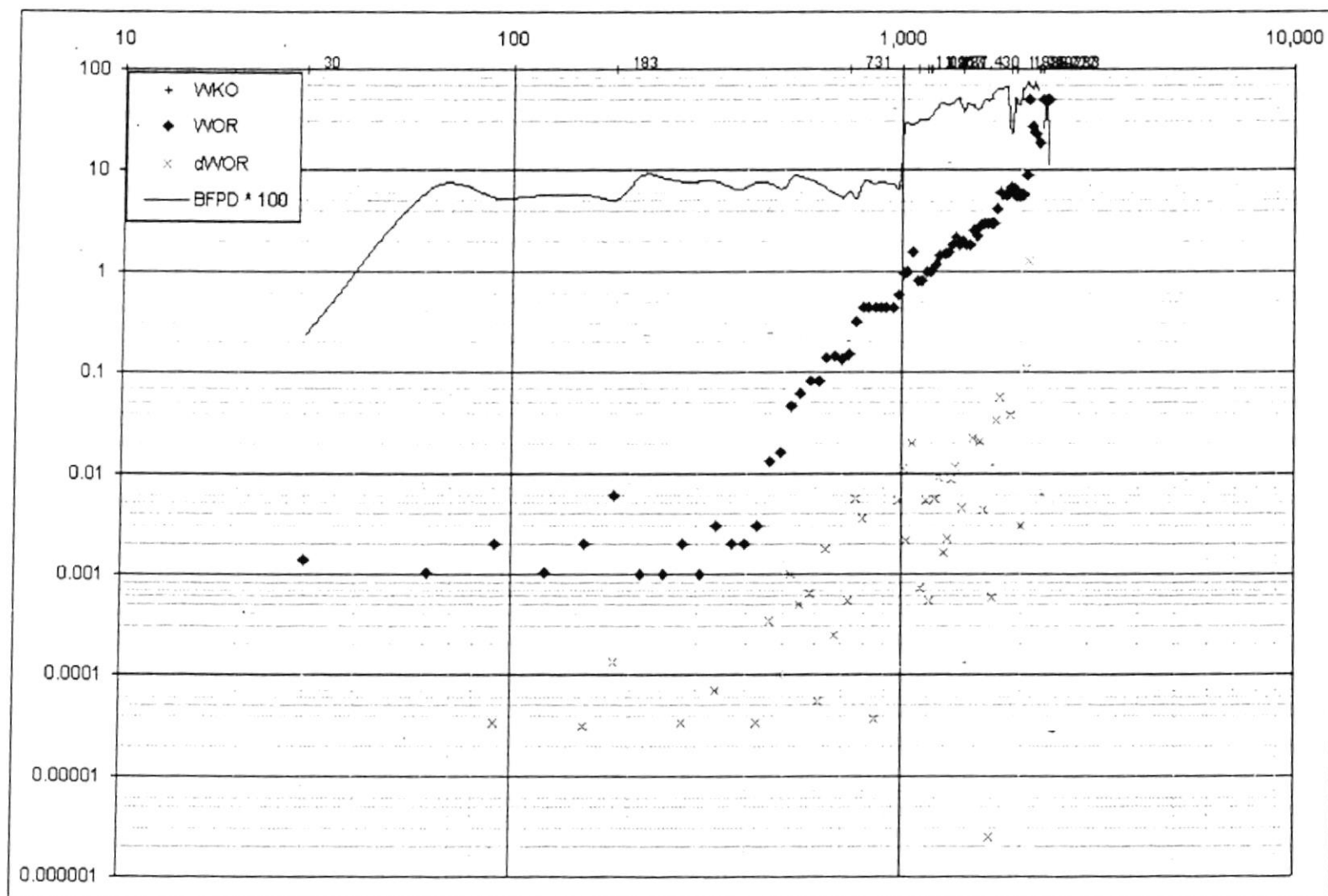


Figura # A.25. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #1.

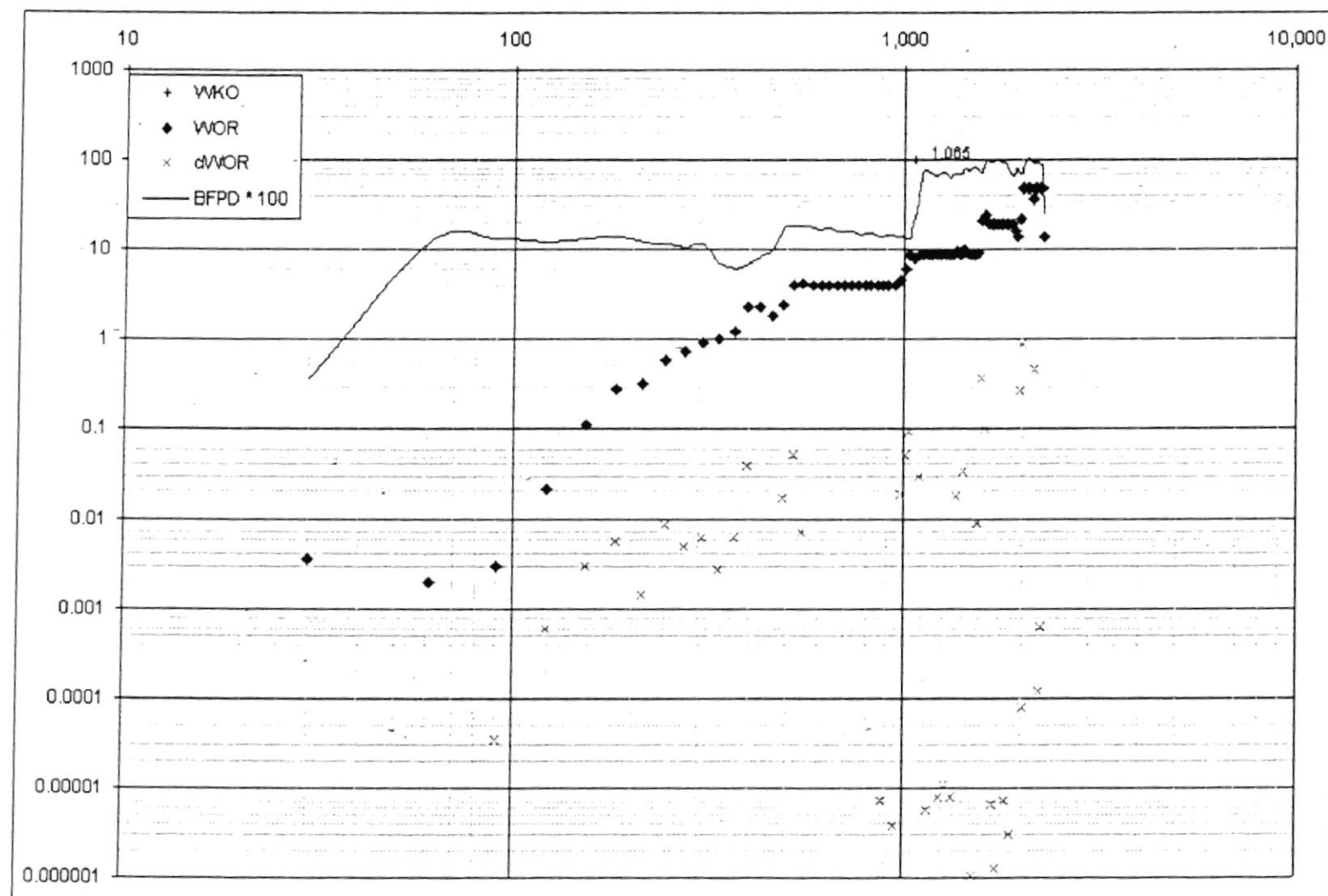


Figura # A.26. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #2.

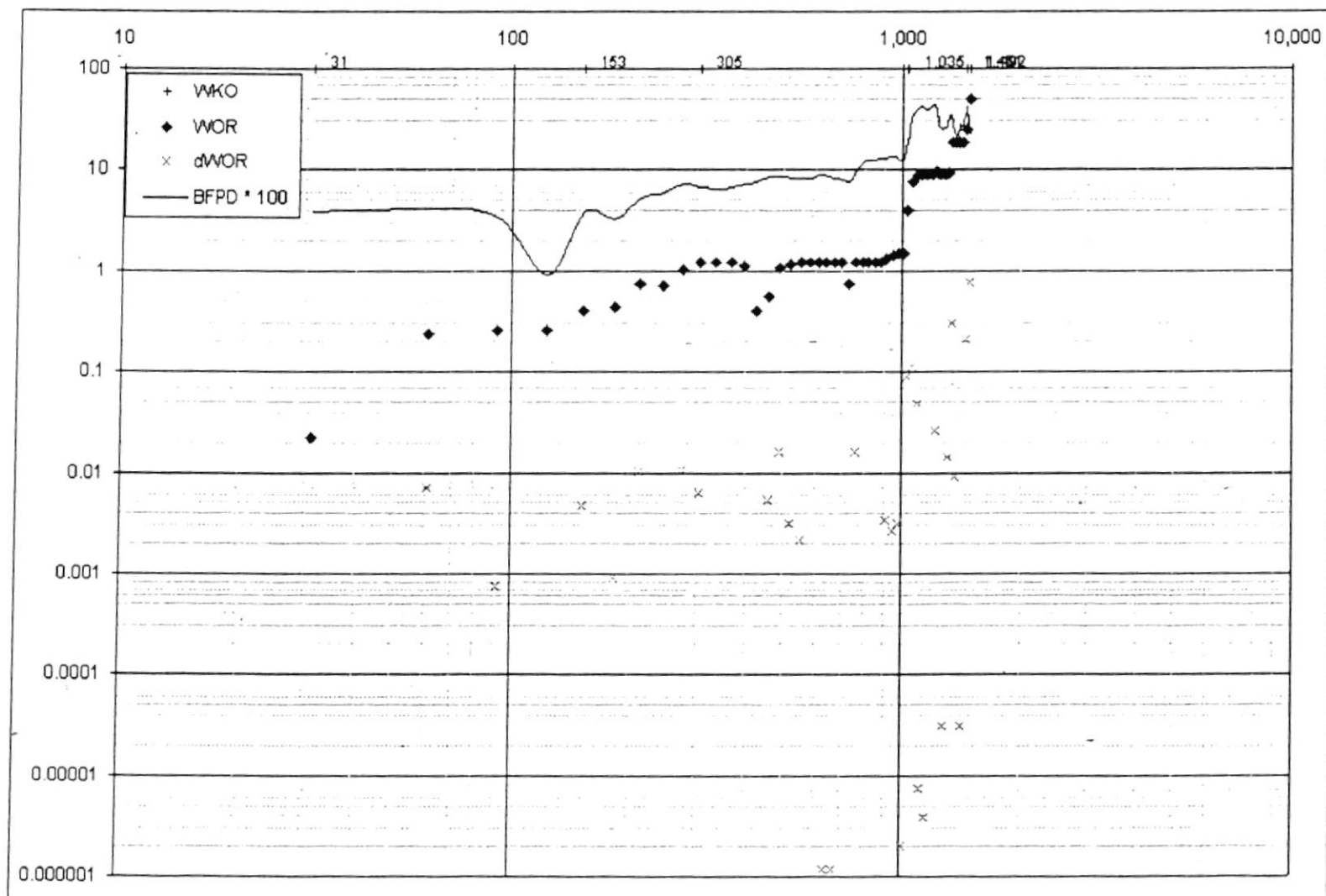


Figura # A.27. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #4.

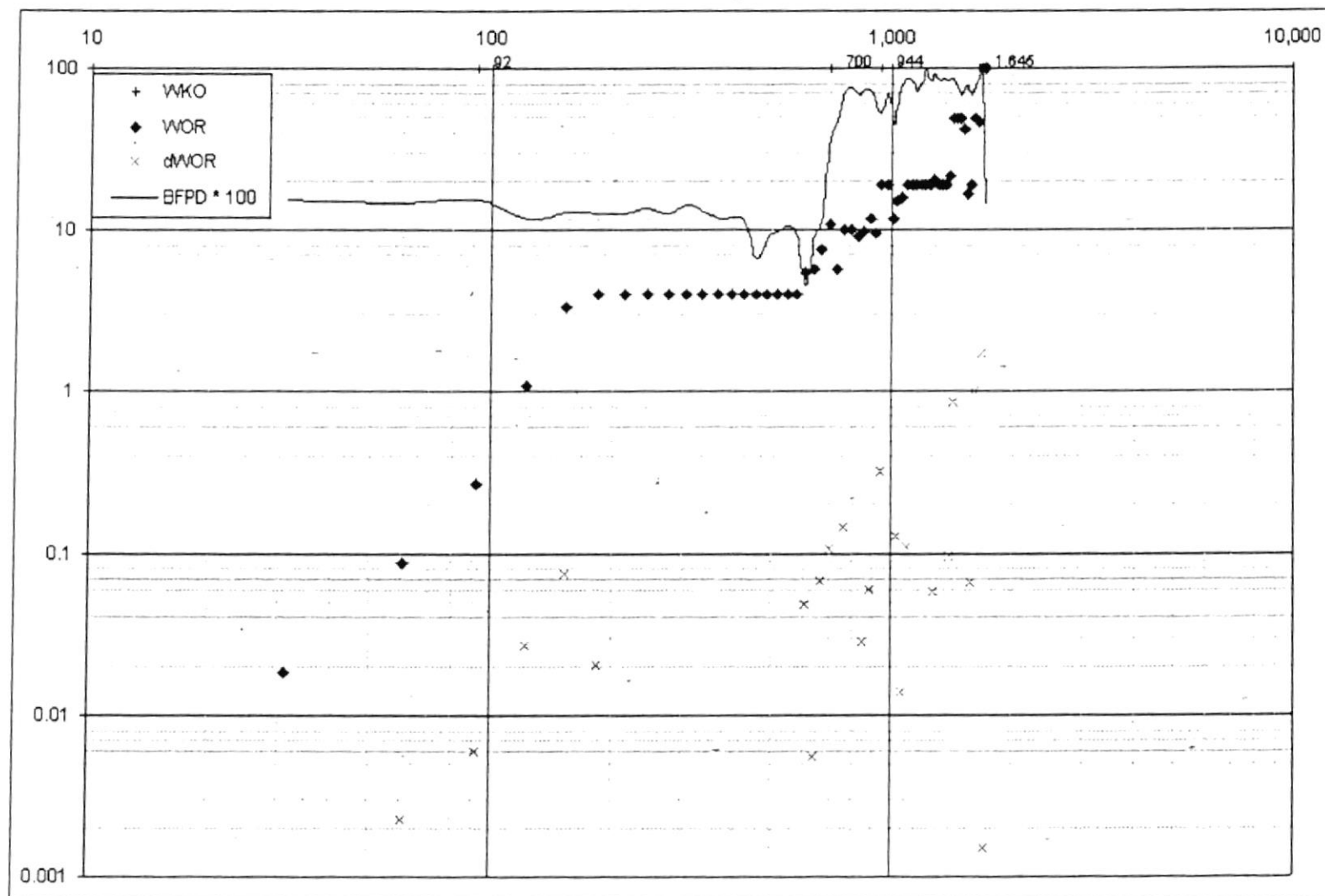


Figura # A.28. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #5.

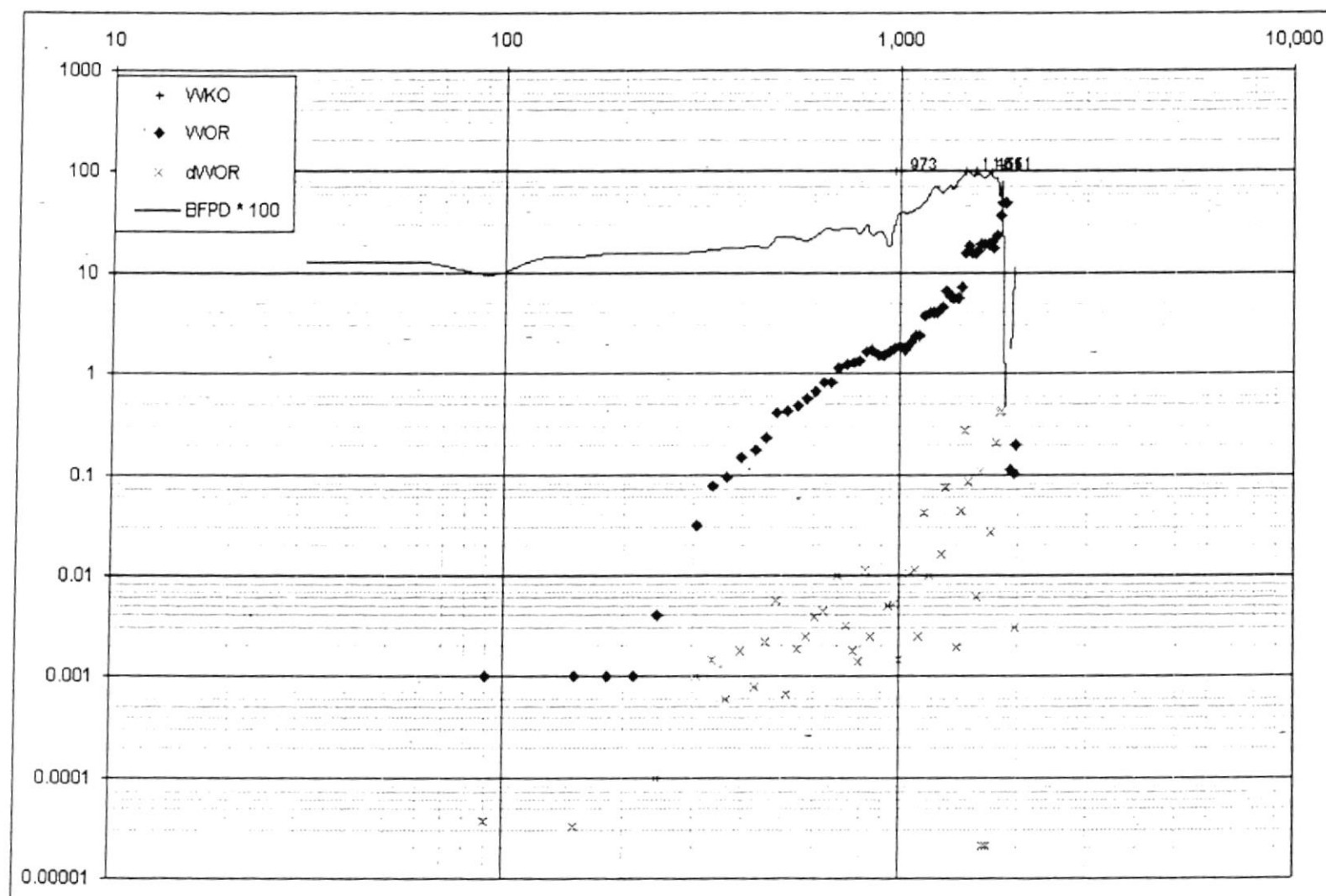


Figura # A.29. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #8.

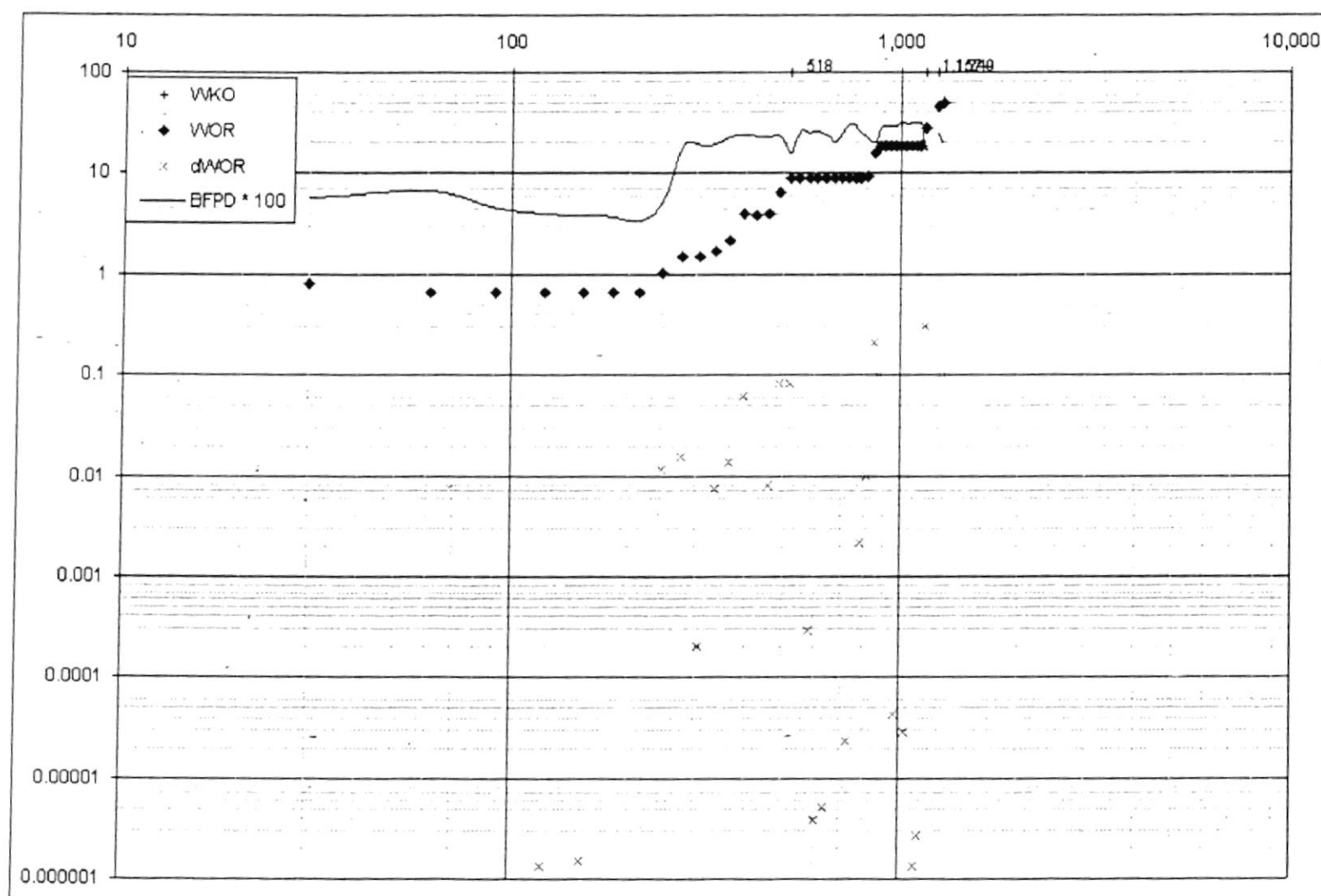


Figura # A.30. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #9.

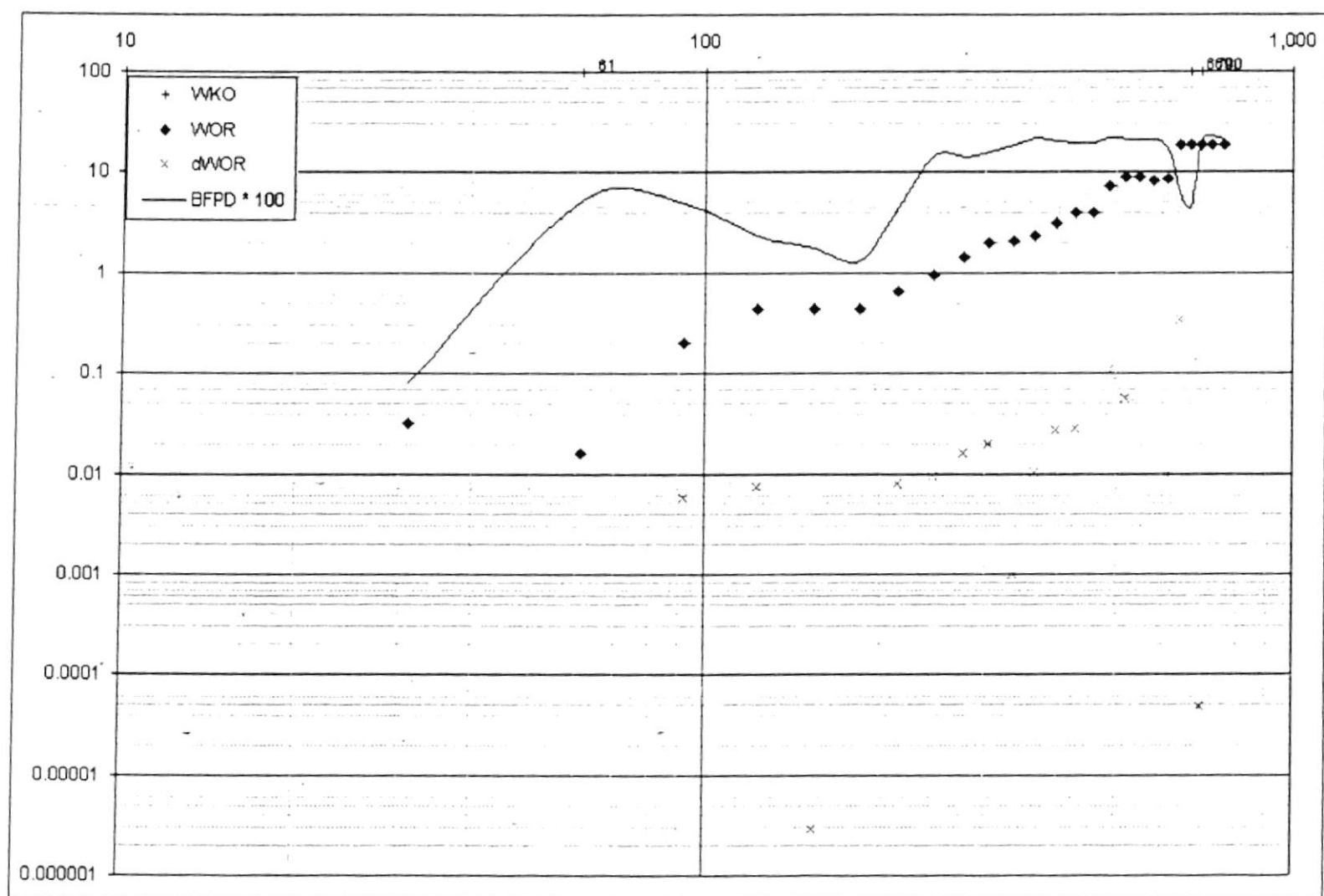


Figura # A.31. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #10.

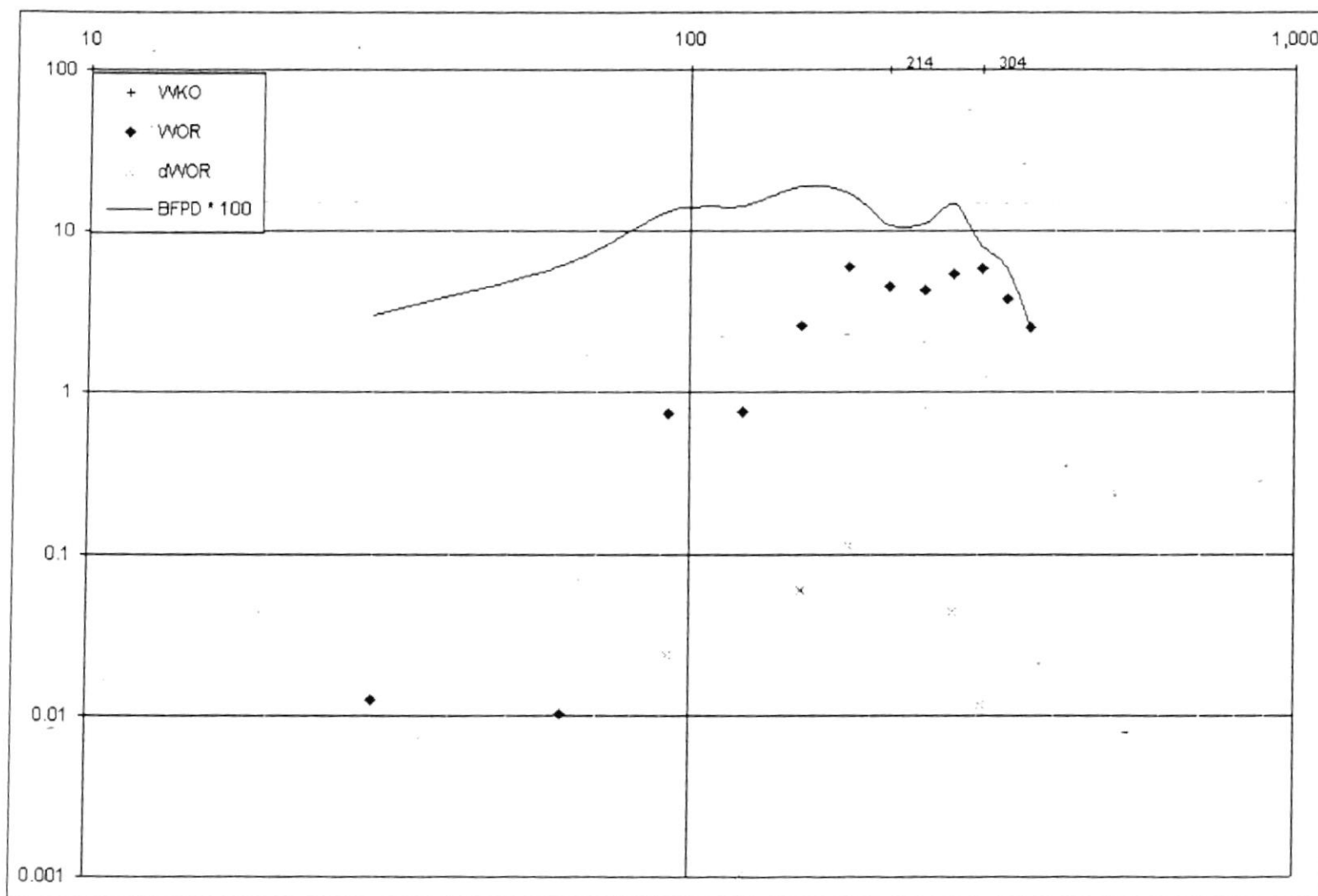


Figura # A.32. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #14.

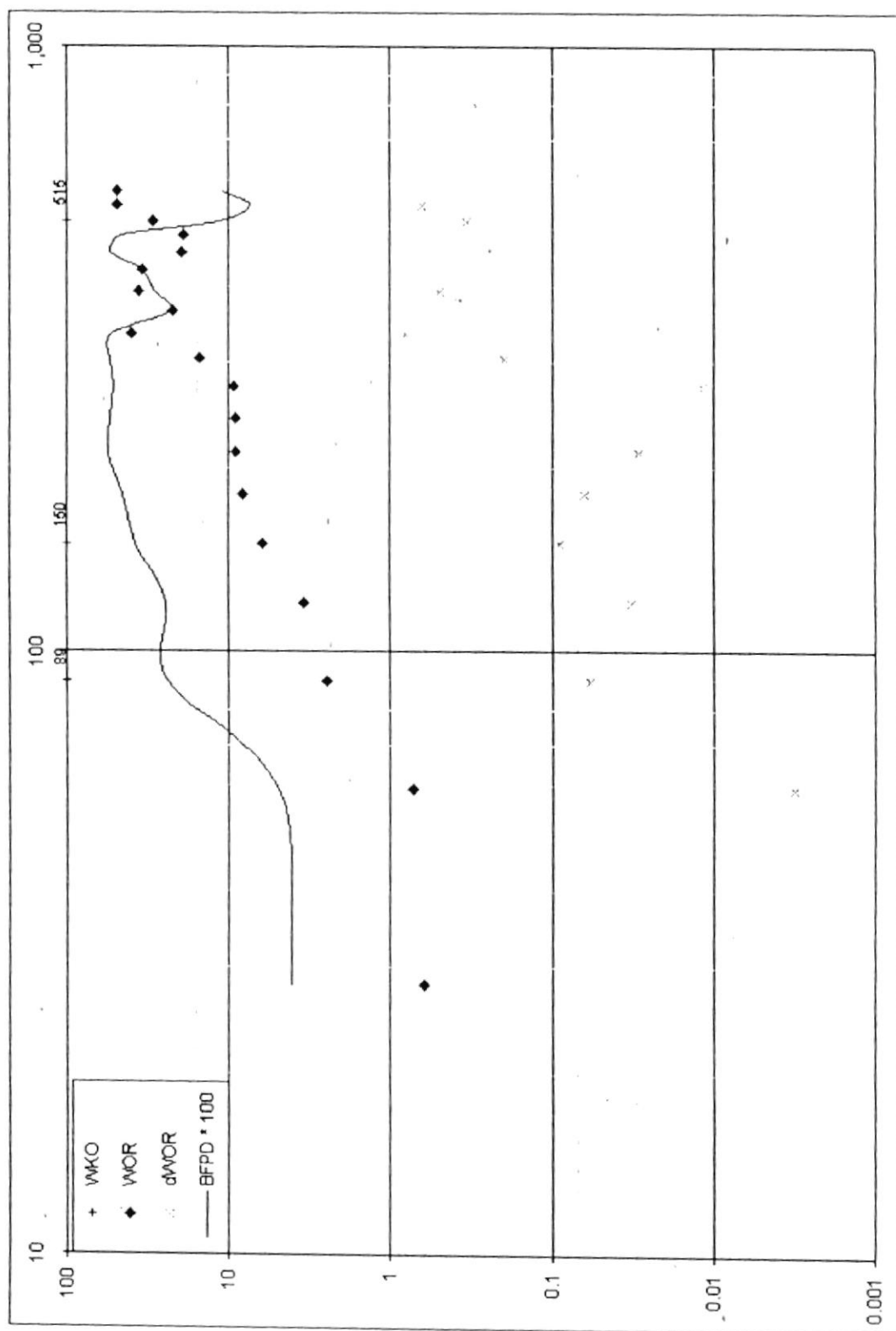


Figura # A.33. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #15.

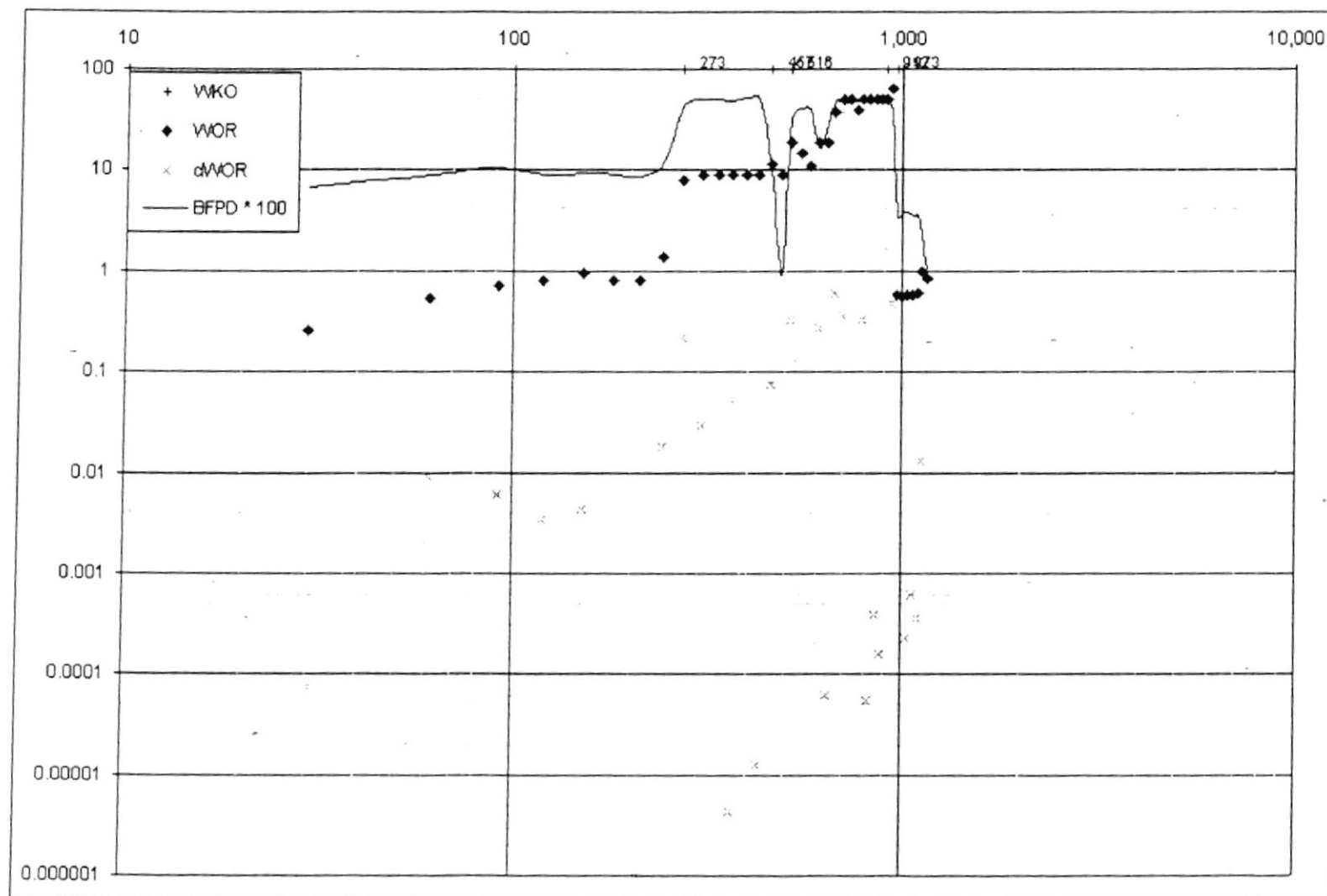


Figura # A.34. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #16.

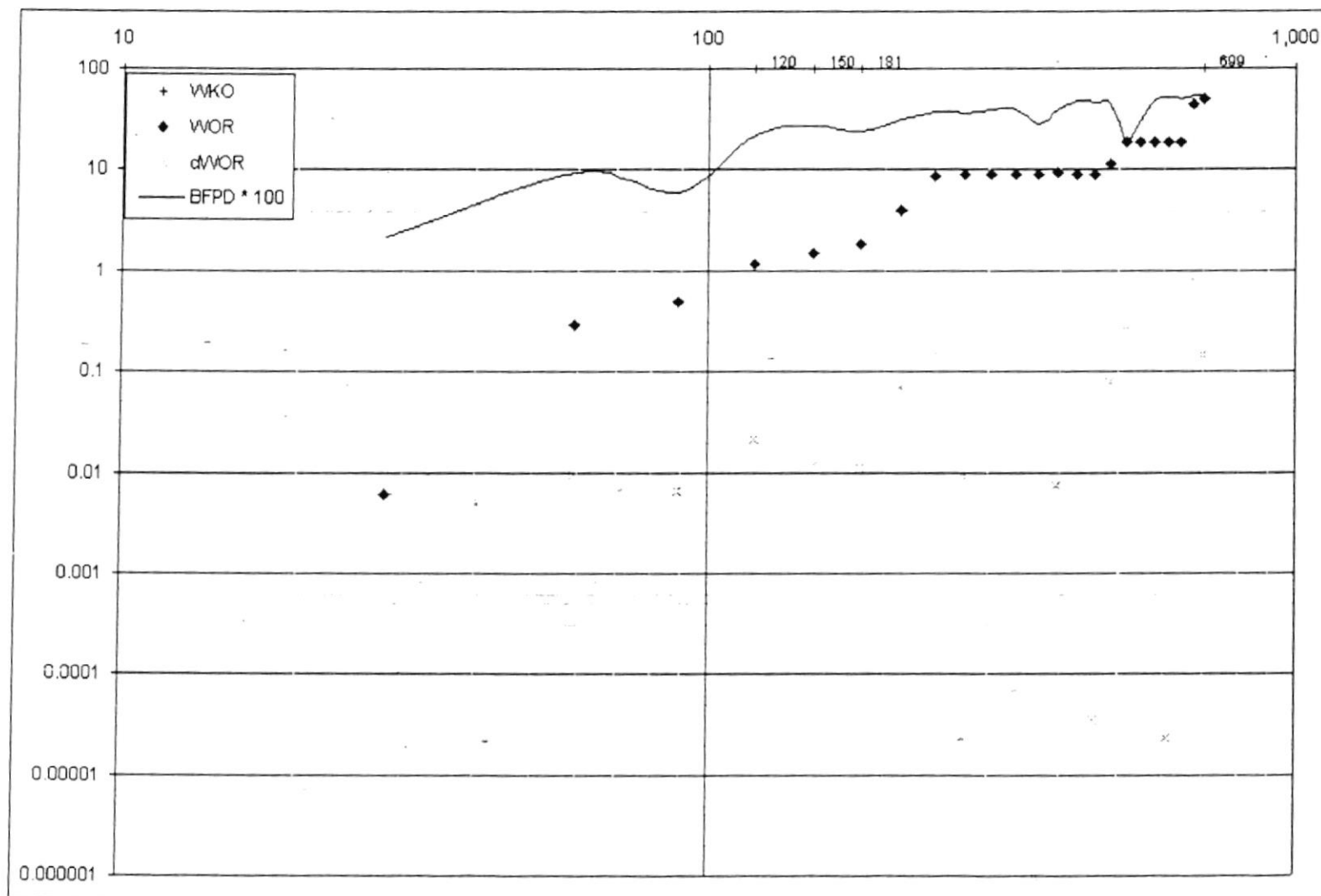


Figura # A.35. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #18.

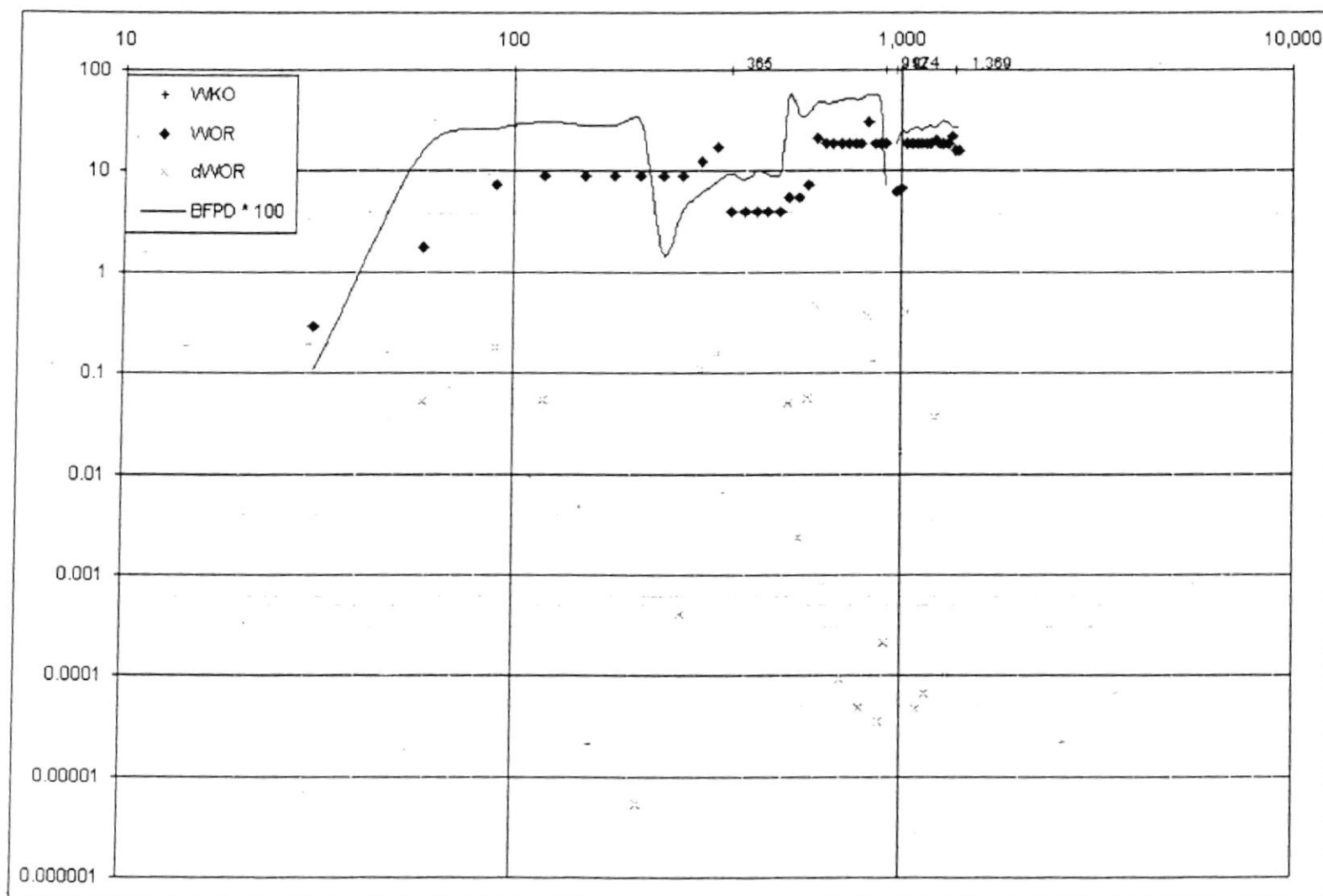


Figura # A.36. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #19.

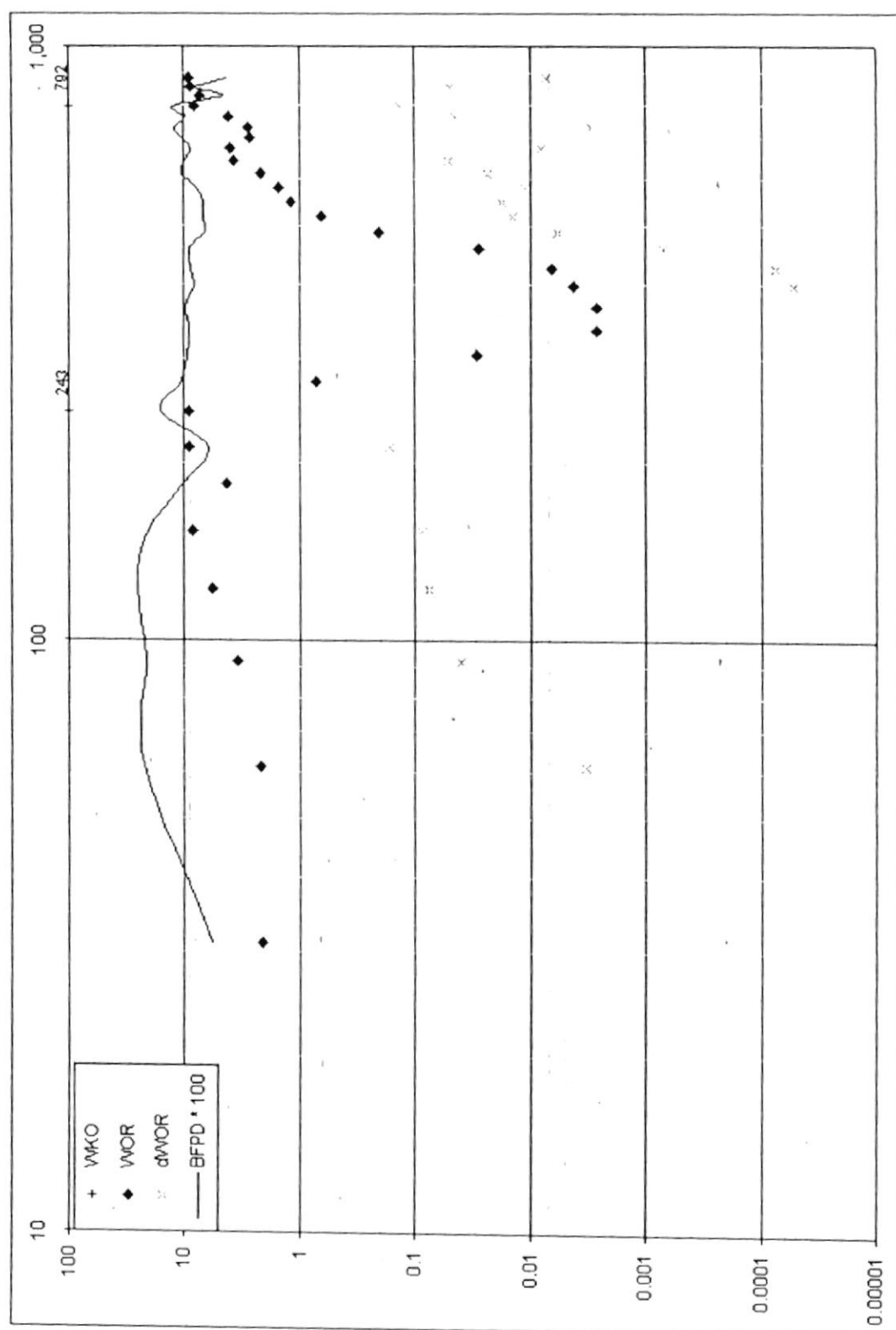


Figura # A.37. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #20.

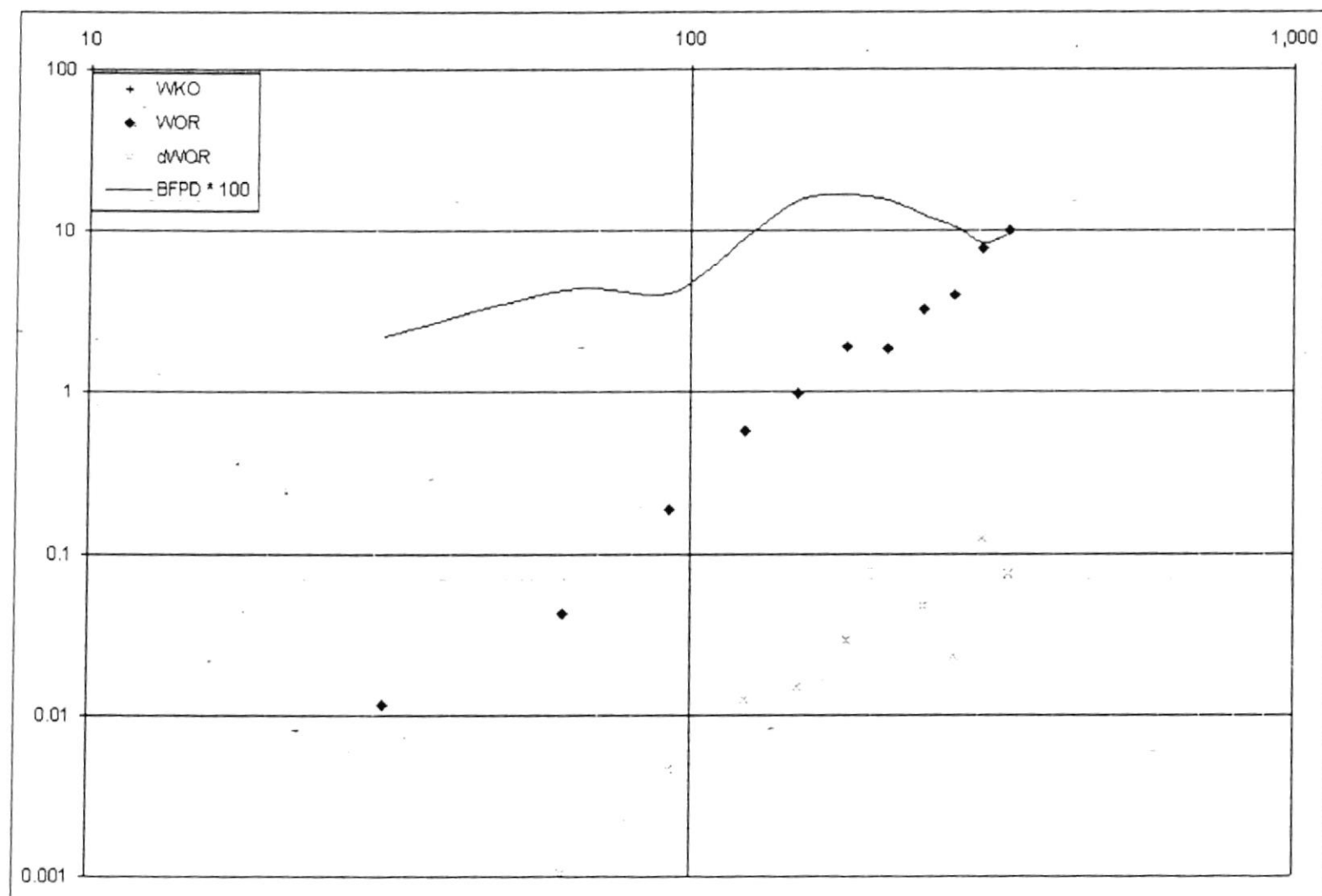


Figura # A.38. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #21.

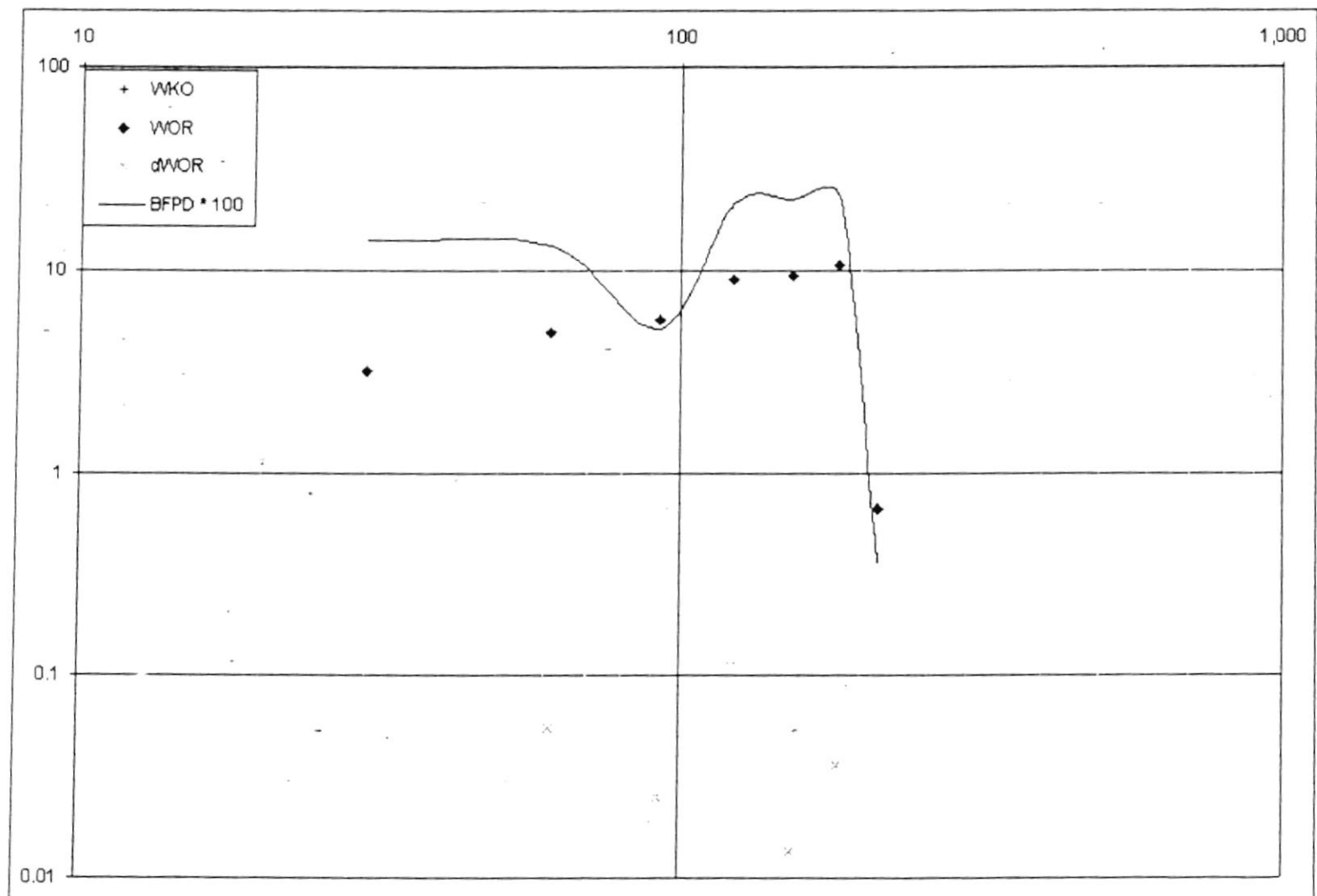


Figura # A.39. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido Total del pozo Payamino #23.

APÉNDICE B

TABLAS

TABLA # B.1
PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL YACIMIENTO,
EN BASE AL POZO PAYAMINO #1

Temperatura del Yacimiento	216 Grados Fahrenheit
Presión Inicial del Yacimiento, Pi	4,174 psia a -8,440 bajo el nivel del mar

Propiedades del Petróleo:

Presión al Punto de Burbuja, Pb	94 psia
Gravedad del Petróleo	26.1 Grados API
Factor Volumétrico de Formación del Petróleo @ Pi	1.100 RB/STB
Factor Volumétrico de Formación del Petróleo @ Pb	1.116 RB/STB
Viscosidad del Petróleo @ Pi *	1.70 cp
Compresibilidad del Petróleo	2.14E-06 libras/psi (Promedio sobre el Punto de Burbuja)

Propiedades del Agua:

Factor Volumétrico del Agua @ Pi	1.018 RB/STB
Viscosidad del Agua @ Pi	0.40 cp
Compresibilidad del Agua	3.50E-06 libras/psi

Propiedades del Gas:

Relación Gas en Solución Petróleo	12 SCF/STB
Gravedad del Gas	1.219

Propiedades de la Roca:

Compresibilidad de la Roca	5.00E-06 libras/psi
Porosidad **	11.5 - 20.9 %
Permeabilidad (abs) **	51 - 2,541 md

* Viscosidad del petróleo que por comparaciones de otros pozos muestra una viscosidad de 5.8 cp, la cual es la definitiva.

** Variados por Capas

TABLA # B.2
PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL YACIMIENTO,
EN BASE AL POZO PAYAMINO #8

YACIMIENTO	HOLLÍN PRINCIPAL
Fecha de Muestreo	12/Sep/92
Laboratorio	Corelab

DATOS A PRESIÓN INICIAL DE YACIMIENTO

Pi (lpc) @ Prof (p)	4,174 @ 9,450
Boi (BY/BN)	1.061
Uoi (cp)	5.91
Coi E-06 (lpc-1)	5.42E-06

DATOS DE PRESIÓN DE BURBUJEO

Pb (lpc)	55
Bob (BY/BN)	1.09
Densidad (gm/cc)	0.8224
Uob (cp)	3.71
Cob E-06 (lpc-1)	8.10E-06

OTRA INFORMACIÓN

GOR (PC/BN)	12
GRAVEDAD API	26.2
TEMPERATURA YACIMIENTO (Grados Fahrenheit)	223

TABLA # B.3
INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS

POZO		Bo RB/STB	do API	do gm/cc	dw gm/cc	ht ft	hn ft	hp ft	re ft	rw inch	Uo cp	Pws' psi	POR %	Sw %	WOR	Kh md	Kv md	Kh/Kv	qc max
CO#1	V	1.1	25	0.89	1.03	38	36	11	840	5.5	5.8	4,174	14.0	38.0	61.29	137	86	1.59	1.42
CO#2	V	1.1	25	0.89	1.03	41	41	6	840	7	5.8	4,174	16.1	26.2	35.50	321	170	1.89	4.04
CO#4	V	1.1	25	0.89	1.03	26	25	10	840	7	5.8	4,174	16.1	30.8	44.51	321	170	1.89	1.46
CO#6	V	1.1	25	0.89	1.03	23	23	6	840	7	5.8	4,174	14.5	35.3	54.56	168	101	1.66	0.57
CO#7	V	1.1	25	0.89	1.03	69	58	24	840	7	5.8	4,174	17.0	29.0	40.85	463	227	2.04	19.19
CO#8	H	1.1	25	0.89	1.03	50	42	≡	840	7	5.8	4,174	15.5	25.0	33.33	252	140	1.80	4.93
CO#10	V	1.1	25	0.89	1.03	41	24	10	840	7	5.8	4,174	16.2	27.1	37.17	334	175	1.91	4.21
CO#11	V	1.1	25	0.89	1.03	32	26	10	840	7	5.8	4,174	15.6	23.1	30.04	262	144	1.82	1.88
CO#12	V	1.1	25	0.89	1.03	62	52	20	840	7	5.8	4,174	16.1	27.1	37.17	321	170	1.89	10.32
CO#13	V	1.1	25	0.89	1.03	42	42	14	840	7	5.8	4,174	15.8	22.0	28.21	284	154	1.85	3.77
CO#15	V	1.1	25	0.89	1.03	62	56	18	840	7	5.8	4,174	17.8	21.4	27.23	640	293	2.18	20.98
PA#1	V	1.1	25	0.89	1.03	75	74	20	840	7	5.8	4,174	15.8	24.0	31.58	284	154	1.85	14.07
PA#2	V	1.1	25	0.89	1.03	54	55	15	840	7	5.8	4,174	16.0	25.0	33.33	308	164	1.88	7.23
PA#4	V	1.1	25	0.89	1.03	31	29	10	840	7	5.8	4,174	17.4	23.3	30.38	544	258	2.11	3.70
PA#5	H	1.1	25	0.89	1.03	42	40	48	840	7	5.8	4,174	18.4	19.7	24.53	816	355	2.30	11.11
PA#8	H	1.1	25	0.89	1.03	50	≡	≡	840	5	5.8	4,174	16.9	21.7	27.71	444	219	2.03	8.83
PA#9	V	1.1	25	0.89	1.03	52	52	14	840	7	5.8	4,174	17.2	25.4	34.05	502	242	2.08	10.94
PA#10	V	1.1	25	0.89	1.03	46	42	10	840	7	5.8	4,174	17.0	27.6	38.12	463	227	2.04	7.62
PA#14	D	1.1	25	0.89	1.03	69	58	≡	840	7	5.8	4,174	15.7	23.7	31.06	273	149	1.83	11.15
PA#15	V	1.1	25	0.89	1.03	35	35	≡	840	7	5.8	4,174	17.1	24.2	31.93	482	234	2.06	4.29
PA#16	V	1.1	25	0.89	1.03	67	49	8	840	7	5.8	4,174	12.9	22.5	29.03	88	61	1.45	3.24
PA#18	V	1.1	25	0.89	1.03	68	57	28	840	7	5.8	4,174	16.5	29.5	41.84	378	193	1.96	15.06
PA#19	V	1.1	25	0.89	1.03	47	47	22	840	7	5.8	4,174	16.2	29.3	41.44	334	175	1.91	5.73
PA#20	D	1.1	25	0.89	1.03	60	55	16	840	7	5.8	4,174	15.9	22.4	28.87	296	159	1.86	8.81
PA#21	V	1.1	25	0.89	1.03	38	38	8	840	7	5.8	4,174	17.3	25.6	34.41	522	249	2.09	5.61
PA#23	V	1.1	25	0.89	1.03	60	58	20	840	7	5.8	4,174	19.0	19.6	24.38	1,041	431	2.41	32.12

Espeador del pozo Horizontal asumido.

Altura del perforado asumido.

V Pozo Vertical.

Tomado del análisis de permeabilidad horizontal de núcleo del Pozo Payamino #1 al aire, efectuado por Core Laboratories.

D Pozo Desviado.

Tomado del análisis de permeabilidad vertical de núcleo del Pozo Payamino #1 al aire, efectuado por Core Laboratories.

H Pozo Horizontal.

TABLA # B.4
PETRÓLEO ORIGINAL EN EL LUGAR CON LAS
RESPECTIVAS PARTICIPACIONES DE LA COMPAÑÍAS

FORMACIÓN	FECHA	RESERVAS DE PETRÓLEO						
		PETRÓLEO EN EL LUGAR	FACTOR DE RECUPE RACIÓN	TOTAL	PETROPRODUC CIÓN		ORYX	
					(MM BIs)	(%)	(MM BIs)	(%)
HOLLÍN PRINCIPAL	Noviembre '93	103.00	32.82	33.80	18.82	55.68	14.98	44.32

TABLA # B.5
ANÁLISIS DE NÚCLEOS DEL POZO PAYAMINO #1

Intervalo	(pbmr)	9,445.32 - 9,519.64
Recuperación	(pies)	74.32
Muestras	(#)	53
Permeabilidad Horizontal, Kh	(md)	
Media Aritmética		818.05
Media Geométrica		575.80
Máximo		3,047.00
Mínimo		0.48
Permeabilidad Vertical, Kv	(md)	
Media Aritmética		422.41
Media Geométrica		269.50
Máximo		1,182.00
Mínimo		3.90
Relación de Permeabilidad Horizontal/Vertical, Kh/Kv		
Media Aritmética		3.02
Media Geométrica		2.14
Máximo		20.67
Mínimo		0.12
Porosidad	(%)	
Helium		17.54
Fluids		18.25
Saturación	(%)	
Petróleo		21.47
Agua		2.44
Densidad de Grano	(gm/cc)	2.66

TABLA # B.6
VOLÚMENES DE RESERVAS DEL CAMPO

FLUÍDOS EN EL LUGAR

PETRÓLEO (MM STB)	AGUA (MM STB)	
75.06	941.59	Coca-Payamino, fuera del Bloque 7
47.02	898.07	Coca-Payamino, dentro del Bloque 7
<u>122.08</u>	<u>1,839.66</u>	TOTAL

TABLA # B.7
HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA FORMACIÓN HOLLÍN PRINCIPAL

POZO		FECHA		PRODUCCIÓN			ACUMULADA DE		
		INICIAL	FINAL	TOTAL	TOTAL	ÚLTIMA	PETRÓLEO	AGUA	WOR
		DE PRODUCCIÓN		(DÍAS)	(AÑOS)	(BFPD)	(M BLS)	(M BLS)	
CO#1	V	Sep '91	Jul '94	1,065	2.92	1,388	287	522	1.82
CO#2	V	Feb '91	Feb '95	1,489	4.08	1,104	276	917	3.32
CO#4	V	Ene '91	Mar '98	2,647	7.25	2,232	812	5,361	6.60
CO#6	V	Ene '91	Jun '94	1,277	3.50	1,090	182	679	3.74
CO#7	V	Ene '91	Mar '98	2,647	7.25	7,234	1,451	11,012	7.59
CO#8	H	Dic '91	Nov '96	1,827	5.01	6,562	955	9,051	9.48
CO#10	V	Oct '93	Jun '96	1,004	2.75	232	443	2,203	4.97
CO#11	V	Nov '93	May '96	943	2.58	1,962	196	1,951	9.93
CO#12	V	Nov '94	Ene '98	1,188	3.25	481	533	1,915	3.60
CO#13	V	Nov '94	Ago '96	670	1.84	1,035	403	897	2.22
CO#15	V	Jun '97	Abr '98	334	0.92	839	168	44	0.26
PA#1	V	Abr '91	Ago '97	2,345	6.42	1,081	2,051	5,056	2.47
PA#2	V	Abr '91	Jun '97	2,283	6.25	2,438	1,088	10,085	9.26
PA#4	V	May '91	May '95	1,492	4.09	2,181	540	1,865	3.45
PA#5	H	May '92	Dic '96	1,706	4.67	1,440	658	7,656	11.64
PA#8	H	Dic '92	Abr '98	1,977	5.42	1,179	2,092	6,238	2.98
PA#9	V	Abr '93	Sep '96	1,279	3.50	1,972	339	2,279	6.72
PA#10	V	May '93	May '95	761	2.08	2,084	227	814	3.59
PA#14	D	Jun '94	May '95	365	1.00	248	128	256	2.00
PA#15	V	Feb '94	Ago '95	577	1.58	1,106	174	1,771	10.17
PA#16	V	Nov '93	Dic '96	1,157	3.17	103	320	2,887	9.01
PA#18	V	Feb '94	Dic '95	699	1.92	5,166	295	2,103	7.13
PA#19	V	Ene '94	Oct '97	1,400	3.84	2,698	299	3,571	11.95
PA#20	D	Ago '94	Dic '96	884	2.42	421	363	700	1.93
PA#21	V	Oct '94	Ago '95	335	0.92	945	125	204	1.63
PA#23	V	Jun '97	Dic '97	214	0.59	35	39	550	14.06
PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO Y AGUA (M BLS)							14,444	80,586	

TABLA # B.8
DESCRIPCIÓN DE LOS TRATAMIENTOS EFECTUADOS
A LOS POZOS CON SUS RESPECTIVOS RESULTADOS

POZO		FECHA	DÍAS	TRABAJOS EFECTUADOS	RESULTADOS	OBSERVACIÓN
CO#1	V	Sep '91	30	Acidificación con Coiled-Tubing	Positivo	
CO#2	V	Feb '91	28	Cementación Forzada	Positivo	
CO#2	V	Oct '92	639	Cementación Forzada y Tapón Balanceado	Positivo	
CO#4	V	Ene '91	31	Cementación Forzada	Positivo	
CO#4	V	Nov '96	2,161	Cementación Forzada y Redisparos	Positivo	
CO#6	V	Nov '91	334	Acidificación y luego Cementación Forzada	Positivo	duró 2 meses
CO#10	V	Ene '96	853	Cementación Forzada	Negativo	
CO#11	V	Jul '96	1,004	Asentamiento del CIBP, Cementación Forzada y Redisparos	Negativo	
CO#13	V	Ago '96	670	Cementación Forzada y Redisparos	Negativo	
PA#1	V	Oct '91	214	Remoción de Daño y Escala con Coiled-Tubing	Positivo	duró 11 meses
PA#4	V	Sep '91	153	Cementación Forzada y Redisparos	Negativo	
PA#4	V	Feb '92	305	Inyección de Químicos	Positivo	duró 2 años
PA#9	V	Ago '96	1,249	Cementación Forzada	Negativo	
PA#14	D	Dic '94	214	Asentamiento del CIBP y Cambio de Empacadura	Positivo	duró 5 meses
PA#16	V	Mar '96	882	Se Repara BES, Cementación Forzada y Redisparos	Positivo	
PA#19	V	May '96	882	Asentamiento del CIBP	Negativo	
PA#19	V	Jul '96	943	Cementación Forzada	Negativo	
PA#19	V	Ago '96	974	Redisparos	Negativo	
PA#20	D	Mar '95	243	Asentamiento del CIBP	Positivo	
PA#20	D	Sep '96	792	Cementación Forzada y Redisparos	Negativo	
PA#21	V	Ago '95	335	Cementación Forzada y Redisparos	Negativo	

TABLA # B.9
CANTIDAD DE POZOS QUE ESTUVIERON EN PRODUCCIÓN ANUALMENTE,
CON SU RESPECTIVO PERÍODO DE TIEMPO

POZO		1,991		1,992		1,993		1,994		1,995		1,996		1,997		1,998	
		I	F	I	F	I	F	I	F	I	F	I	F	I	F	I	F
CO#1	V	Sep	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Jul								
CO#2	V	Feb	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Feb						
CO#4	V	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Abr
CO#6	V	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Jun								
CO#7	V	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Abr
CO#8	H	Dic	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Nov				
CO#10	V					Oct	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Jun				
CO#11	V					Nov	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	May				
CO#12	V							Nov	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Feb
CO#13	V							Nov	Dic	Ene	Dic	Ene	Ago				
CO#15	V													Jun	Dic	Ene	Abr
PA#1	V	Abr	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Ago		
PA#2	V	Abr	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Jun		
PA#4	V	May	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	May						
PA#5	H			May	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic				
PA#8	H			Dic	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Abr
PA#9	V					Abr	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Sep				
PA#10	V					May	Dic	Ene	Dic	Ene	May						
PA#14	D							Jun	Dic	Ene	May						
PA#15	V							Feb	Dic	Ene	Ago						
PA#16	V					Nov	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic				
PA#18	V							Feb	Dic	Ene	Dic						
PA#19	V							Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic	Ene	Oct		
PA#20	D							Ago	Dic	Ene	Dic	Ene	Dic				
PA#21	V							Oct	Dic	Ene	Ago						
PA#23	V													Ene	Jul		
		9		11		16		24		22		15		9		5	

I Inicio de la producción del pozo durante el año.

F Fin de la producción del pozo durante el año.

TABLA #B.10
PRODUCCIÓN ANUAL DE PETRÓLEO, AGUA Y WOR, POR POZO Y TOTAL
DE LA FORMACIÓN HOLLÍN PRINCIPAL, DEL CAMPO COCA-PAYAMINO

POZO		1,991			1,992			1,993			1,994			1,995			1,996			1,997			1,998		
		O	W	R	O	W	R	O	W	R	O	W	R	O	W	R	O	W	R	O	W	R	O	W	R
		M BLS			M BLS			M BLS			M BLS			M BLS			M BLS			M BLS			M BLS		
CO#1	V	35	12	0.3	93	42	0.5	122	270	2.2	37	198	5.3												
CO#2	V	33	34	1.0	51	163	3.2	117	319	2.7	71	344	4.8	4	57	14.6									
CO#4	V	73	14	0.2	95	56	0.6	137	479	3.5	122	673	5.5	202	1,113	5.5	107	1,105	10.4	68	1,621	23.7	9	299	34.4
CO#6	V	46	5	0.1	22	54	2.5	85	403	4.7	29	217	7.5												
CO#7	V	299	66	0.2	267	405	1.5	272	875	3.2	288	1,634	5.7	127	2,220	17.4	110	2,568	23.4	75	2,577	34.5	14	667	49.0
CO#8	H	32	0	0.0	331	499	1.5	156	1,066	6.9	280	2,835	10.1	99	2,437	24.5	57	2,213	38.9						
CO#10	V							33	10	0.3	258	811	3.1	113	1,027	9.1	40	356	8.9						
CO#11	V							18	12	0.6	95	389	4.1	63	1,066	16.9	20	483	23.8						
CO#12	V										57	4	0.1	193	180	0.9	221	771	3.5	61	946	15.6	1	13	9.3
CO#13	V										39	3	0.1	211	264	1.3	154	631	4.1						
CO#15	V																			119	10	0.1	49	34	0.7
PA#1	V	163	0	0.0	263	9	0.0	213	102	0.5	605	791	1.3	495	1,266	2.6	274	1,853	6.8	39	1,034	26.7			
PA#2	V	257	51	0.2	131	345	2.6	104	433	4.2	218	1,966	9.0	219	2,900	13.3	126	2,989	23.8	34	1,402	41.1			
PA#4	V	68	29	0.4	142	143	1.0	179	221	1.2	135	1,073	8.0	17	399	23.1									
PA#5	H				175	167	0.9	75	304	4.0	175	1,809	10.3	151	2,724	18.1	81	2,653	32.7						
PA#8	H				39			533	17	0.0	516	343	0.7	410	747	1.8	389	2,351	6.0	142	2,772	19.5	63	9	0.1
PA#9	V							89	154	1.7	154	668	4.3	72	906	12.5	24	551	23.0						
PA#10	V							72	35	0.5	144	561	3.9	11	217	19.0									
PA#14	D										106	152	1.4	22	104	4.7									
PA#15	V										148	1,142	7.7	26	629	24.6									
PA#16	V							34	51	1.5	184	894	4.9	49	1,209	24.6	53	733	13.7						
PA#18	V										198	642	3.2	97	1,461	15.1									
PA#19	V										73	501	6.9	116	1,148	9.9	67	1,122	16.6	43	800	18.6			
PA#20	D										60	338	5.6	228	114	0.5	75	249	3.3						
PA#21	V										30	3	0.1	95	201	2.1									
PA#23	V																			39	550	14.1			
OIL O		1,006	211	0.2	1,610	1,883	1.2	2,237	4,751	2.1	4,020	17,991	4.5	3,019	22,388	7.4	1,797	20,626	11.5	620	11,712	18.9	136	1,023	7.5
WATER W		9			11			16			24			22			15			9			5		
WOR R																									

TABLA # B.11
GUÍA DE INTERPRETACIÓN DE REGISTROS
DE ADHERENCIA DE CEMENTO

GEARHART INDUSTRIES, INC.

CASING SIZE inch	WEIGHT poundal/ feet	TRAVEL TIME u-sec	FREE PIPE SIGNAL mv	- CLASS H CEMENT - 3,000 PSI		INTERVAL FOR INSOLATION Feet
				100% CEMENT mv	60% BOND CUT OFF mv	
4 - 1/2	9.5	254	81	0.2	2.3	5
	11.6			0.6	4.6	
	13.5			1.0	7.0	
5	15.0	258	76	0.9	5.5	5
	18.0			2.2	10.0	
	21.0			3.6	15.0	
5 - 1/2	15.5	269	72	0.7	4.8	6
	17.0			1.0	6.0	
	20.0			2.1	9.0	
7	23.0	289	62	3.5	13.0	11
	26.0			1.0	5.5	
	29.0			1.7	7.5	
7 - 5/8	32.0	302	59	2.4	9.3	12
	35.0			3.3	13.0	
	38.0			4.0	14.0	
9 - 5/8	40.0	332	51	5.0	15.0	15
	43.5			6.0	17.0	
	47.0			1.1	5.5	
10 - 3/4	53.5	352	48	1.8	7.5	18
	40.5			2.6	10.0	
	45.5			3.5	13.0	
	48.0			1.8	6.8	
	51.0			2.2	8.5	
	54.0			2.7	9.0	
	55.5			4.0	12.0	
				1.2	5.1	
				1.8	6.5	
				2.1	7.6	
				2.5	8.0	
				2.7	8.4	
				2.8	8.8	

APÉNDICE C

C.1. Análisis de WOR y derivada de WOR (WOR').

El WOR significa Water Oil Relationship, que traducido al español es Relación Agua/Petróleo, que indica la cantidad de agua que existe con el petróleo. Cabe indicar que el WOR es mucho más sensible a cambios de producción de agua que el BSW, por ende el primero se lo utiliza para el análisis de conificación y canalización.

La derivada de WOR es el análisis del cambio de WOR con respecto al tiempo. Con esto se puede determinar que está ocurriendo verdaderamente en el pozo.

Para esto se necesita:

1. Graficar en log-log la historia de producción del pozo.

2. Usando los datos del archivo del pozo, por ejemplo historia de workover, se intensifica las razones de cambios inesperados en la curva.

Los eventos que causa cambios en los mecanismos de producción son:

- Declinación de la presión del yacimiento.
- Declinación debido al daño.
- Implementación de un proceso EOR tal como Inyección de Agua o Gas Lift.
- Alteración de las perforaciones.
- Cambios en el tamaño del choke.
- Tratamiento de la matriz.

3. Seleccionar un periodo de interés y graficar el WOR con su tiempo derivado para identificar el mecanismo de producción de exceso de agua en ese periodo.

4. Extender el proceso a los pozos de producción cercanos del mismo yacimiento. Realizar una gráfica log-log de pozos cercanos tenga o no problemas de producción de agua.

5. Buscar intervalos de tiempo de características de producción normal usando gráficas de diagnóstico de control de agua expandido para el periodo de interés.
6. Determinar la pendiente normal WOR usando pozos de referencia. Analizar las pendientes para pozos problemas.

C.2 Reconocimiento del candidato.

La cantidad de agua producida por un pozo en producción todavía resta el primer parámetro que identifica a un candidato potencial para el servicio de control de agua. Sin embargo, puede pasar que un pozo no produce agua a la superficie, pero por experiencias hay problemas de agua en el subsuelo. Este el caso donde, en el mismo pozo, el agua es producida por una capa y se pierde por otra capa depletada. Tal situación no debería ser descuidada y esta es la razón por que un mejor enfoque sistemático basado en el Análisis de Funcionamiento del Pozo ha sido desarrollado.

Tres preguntas fundamentales necesitan ser respondidas antes de iniciar el ciclo de Diseño, Ejecución y Evaluación.

1. ¿Puede ser mejorado el funcionamiento del pozo decreciendo el volumen de producción de agua?
2. ¿Puede en tratamiento de control de agua ser justificado económicamente?
3. ¿A través de qué mecanismo es producido el agua?

Las primera pregunta puede ser respondida comparando la tasa de inyección y producción normal del pozo con una tasa de inyección y producción envidiada si todas las condiciones afectan el pozo si fuera ideal (Inyección ó Producción Simulada). El Análisis de Funcionamiento del Pozo, está basado en este enfoque. El modelo de flujo/yacimiento a ser usado para describir la característica de producción del pozo necesita ser definido. Entonces, será usado para predecir la producción con o sin tratamiento sensibilizando los parámetros que serán alterados por el tratamiento, por ejemplo: el corte de agua.

Una primera respuesta es generalmente dada por el cliente, quien demanda una opción para decrecer el corte de agua del pozo solamente para

decrecer los costos de disposición de agua (sin necesariamente incrementar la producción de petróleo).

Si bien el corte de agua es el primer indicador para un pozo candidato potencial, esta agua todavía necesita ser reconocida como “Agua Mala” (esto implica la pérdida de energía del yacimiento, genera costos adicionales, algunas veces, previene otras zonas de petróleo de la producción).

La interpretación del gráfico de diagnóstico de control de agua permite al ingeniero diferenciar la “Buena Agua” de la “Mala Agua”. Además, las varias gráficas así generadas (en particular, las gráficas log-log de WOR y la derivada de WOR (WOR')) provee un indicador fuerte del mecanismo de producción de agua.

En conjunto con las gráficas de diagnóstico, una revisión de los archivos del pozo (historia de completación y workover) y la condición mecánica del pozo (por ejemplo: fugas de “casing”, adhesión del cemento) contribuirá al entendimiento de una característica inesperada en el fluido

diferente (petróleo y/o agua) tasas de producción detectadas por las gráficas de diagnóstico.

Después que el pozo ha sido reconocido como productor “Mala Agua”, un análisis económico es llevado a cabo. Basados en los parámetros económicos del cliente y el costo estimado del trabajo correctivo, una decisión rápida puede ser realizada siendo ó no económico el trabajo correctivo. En este punto, el Petróleo in Situ remanente (OIP) debe ser considerado.

Un análisis económico más detallado, usando simulación de yacimientos, puede ser predecida la producción esperada de agua y petróleo después de un tratamiento en particular versus el costo de dicho tratamiento. Los compromisos financieros del cliente son parte vital de la evaluación y debe ser discutido a fondo.

Si lo económico lo permite, una investigación a fondo de los parámetros claves, tales como:

- Perfil de saturación de fluidos.
- Registros de producción.
- Geometría del yacimiento (por ejemplo: capas y sus espesores).

Debe ser llevado a cabo para definir la fuente del agua y el mecanismo de producción. Este estudio también provee al ingeniero con datos valiosos para el diseño del tratamiento.

Una confirmación del diagnóstico es realizado por el análisis de otros parámetros críticos. Este proceso de confirmación, el cual depende solo de la calidad y cantidad de la información disponible, tendrá un impacto directo en el éxito del tratamiento. Si es requerida información adicional, deben ser solicitados pruebas ó registros adicionales.

C.3 Diagnóstico de gráficas de control de agua.

Las gráficas lineales de corte de agua versus tiempo ha sido usado tradicionalmente para demostrar el progreso y gravedad de problemas de excesiva producción de agua. Si bien estas gráficas pueden mostrar

cambios dramáticos en el corte de agua, indicativo de una falla inesperada de completación ó ruptura prematura del frente de agua, la información que ellos producen quedan limitadas. Ya sea que el problema de agua sea debido a canalización de multicapas o conificación, la forma de las gráficas de corte de agua no muy similares.

Basados en numerosas simulaciones de yacimientos de conificación y canalización de agua, y también de la experiencia del campo, se han dado cuenta que las gráficas log-log de WOR (relación agua/petróleo) versus tiempo es lo único para diferenciar los mecanismos de producción de agua. También, se ha encontrado que la derivada del tiempo del WOR puede ser usada para diferenciar entre un pozo experimentando conificación de agua y/o gas, ruptura prematura de capas de alta permeabilidad ó canalización cerca de la cara de la arena.

El diagnóstico de gráficas de control de agua puede ser generado por conducir una serie de simuladores usando el simulador de yacimientos del petróleo negro SABRE.

Sin bien el proceso de diagnóstico de gráficas de control de agua fue desarrollado para detectar problemas de agua, este también puede ser usado para identificar problemas de canalización ó conificación de gas. Gráficas similares, usando GOR (relación gas/petróleo) y su derivada indican la naturaleza del mecanismo de afluencia de gas.

La figura # C.1, muestra una clara diferencia entre problemas de conificación de agua (curva con el subíndice 1) y problemas de canalización multicapas (curva con el subíndice 2). Las mismas características de formación y fluidos de yacimientos y condiciones iniciales idénticos fueron usados para estas dos gráficas. La geometría de flujo es la única diferencia en el modelo expuesto.

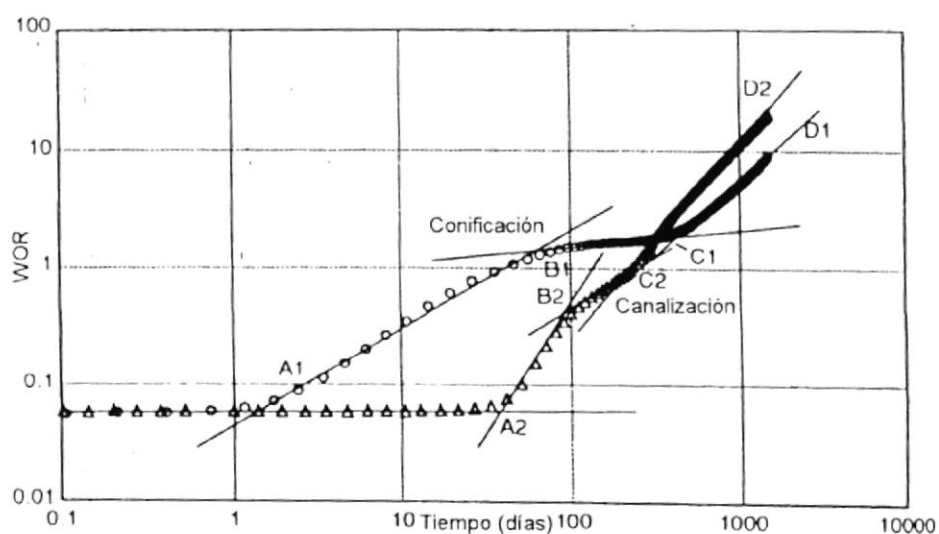


Figura # C.1. Gráfica log-log del WOR vs. tiempo para situaciones de conificación de agua (subíndice 1) y de canalización de agua (subíndice 2).

Dos mecanismos de producción de agua fueron simulados usando los siguientes métodos:

- Para conificación, fue definido un contacto agua/petróleo (WOC) y una entrada de agua de fondo fue simulada por una presión constante de inyección de agua al límite y solo dentro de la capa de agua de fondo. Solamente el 20% del tope de la zona de petróleo fue perforada.
- Para canalización, la capa de agua de fondo fue eliminada. La inyección de agua fue modelada con una presión constante de inyección de agua dentro de todas las capas al límite. Todas las capas fueron perforadas.

Una revisión de la figura antes mencionada revela tres periodos de desarrollo del WOR. Durante el periodo del tiempo temprano, las curvas de WOR permanecen planas, mostrando la producción inicial esperada (desde tiempo $t=0$, para A_1 para conificación de agua ó A_2 para canalización de agua). El valor del WOR inicial depende de la saturación de agua inicial y su distribución entre todas las capas y también en función de la permeabilidad relativa. El intervalo de tiempo para ese periodo

depende del mecanismo de empuje del agua. El final del período del tiempo está marcado por la partida del WOR desde un valor constante (A_1 ó A_2 en la figura anteriormente mencionada).

Para conificación, el tiempo de partida ocurre más pronto en la vida de producción del pozo. El tiempo de partida del cono de agua es el momento cuando el cono de agua físicamente se aproxima a las perforaciones más profundas. El tiempo de partida depende de varios parámetros. Los parámetros predominantes que afectan el tiempo de partida del cono son:

- La distancia entre el WOC (contacto agua/petróleo) y los últimos disparos del intervalo más profundo disparado.
- La caída de presión.
- La relación de permeabilidad vertical a horizontal.
- La tasa de entrada de agua de fondo.

Para canalización, el tiempo de partida depende de varios factores. Los principales factores que afectan el tiempo de partida de la canalización son:

- Espaciamiento y geometría del pozo.
- Tasa de inyección al inyector.
- Funciones de permeabilidad relativa.
- Caída de presión productor.

Para canalización, el tiempo de partida (A_2) de la curva de WOR corresponde al momento cuando el agua físicamente se rompe a través de la capa mostrando la conductividad más alta. Esto puede ocurrir a través de una capa que no tiene la más alta permeabilidad absoluta. La explicación es que, cuando la permeabilidad absoluta contrasta entre las capas, esta es baja; las saturaciones de agua dentro de esas capas (las cuales afectan directamente sus permeabilidades relativas) se convierte en el factor predominante. Este es el por que es mejor referirse a “conductividad alta” que a “permeabilidad alta” cuando se habla de capas.

El segundo período de tiempo muestra el incremento del WOR con el tiempo (desde A_1 ó A_2 hasta B_1 ó B_2). La tasa de incremento difiere como una función del mecanismo de producción. La figura antes mencionada muestra una diferencia notable entre conificación y canalización.

Para conificación, la tasa de incremento del WOR (desde A_1 ó B_1) es relativamente baja y gradualmente se acerca a un valor constante. Durante este período el cono del agua de fondo crece vertical y horizontalmente para cubrir la mayoría del intervalo perforado. La saturación de agua dentro del cono decrece gradualmente hasta alcanzar el nivel de saturación de petróleo residual.

Para canalización, la producción de agua se incrementa muy rápidamente. Por consiguiente, el WOR se incrementa relativamente rápido (desde A_2 hasta B_2). La pendiente de esta parte de la curva depende de las funciones de permeabilidad relativa y de la distribución de la saturación inicial de fluido del yacimiento.

En el caso de yacimientos estratificados, la tasa de incremento del WOR puede disminuir durante el segundo período de tiempo y marca el inicio de un período de transición. El período desde B_2 ó C_2 corresponde a la depletación de la primera capa de la ruptura prematura del frente de agua. El final del período de transición C_2 marca el punto al cual la tasa de incremento del WOR retorna tempranamente, con tasa más alta. Este

punto corresponde al momento cuando el agua se rompe a través de la siguiente capa de conductividad más alta.

Dependiendo del número de capas, figura # C.2, la curva puede desarrollar una serie de periodos de transición (B_3 hasta C_3 y D_3 hasta E_3) alternando con los periodos de ruptura del agua (A_3 hasta B_3 y C_3 hasta D_3).

Los periodos de transición pueden ser muy cortos, dependiendo del contraste entre las capas. Los periodos de transición llegan a ser insignificante cuando el contraste de permeabilidades es menor que cuatro. La variación del WOR durante el periodo de transición es también afectado por el flujo transversal de la capa y presiones capilares.

Durante el tercer periodo de una situación de conificación de agua (desde C_1 hasta D_1 en la figura # C.1), el cono desarrolla un régimen pseudo continuo. El cono de agua se convierte en una zona de alta saturación de agua y alta conductividad, causando al pozo que produzca principalmente del agua de fondo. El WOR inicia el incremento rápidamente, similar al caso de canalización de agua. El segundo punto de partida (C_1) al cual el

WOR inicia el incremento rápidamente, puede ser considerado como el inicio del tercer período.

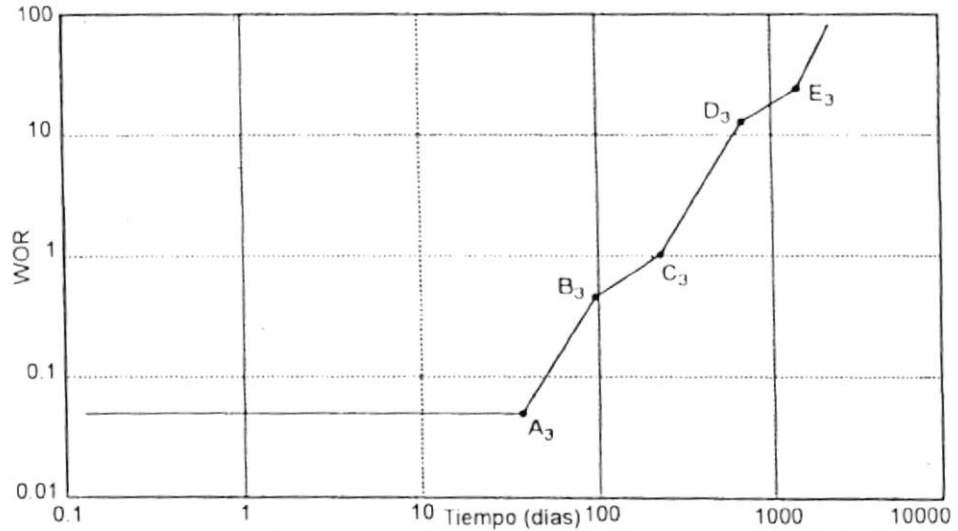


Figura # C.2. WOR en el caso de canalización de agua en un yacimiento estratificado o con multicapas.

Para canalización, el tercer período empieza cuando el WOR vuelve a tomar la tasa de incremento que caracterizó el primer período.

Las pendientes del WOR son principalmente una función de permeabilidades relativas. Consecuentemente, las pendientes del WOR son similares para casos de conificación y canalización durante el tercer y final período.

En caso de inyección de agua, los valores alcanzados por el WOR, al tiempo de ruptura, (B_2 en la figura # C.1) puede ser aproximado usando el método Buckley-Leverett/Welge.

C.4 La derivada de la gráfica del WOR.

El derivada del tiempo de WOR, WOR' , pueden también ser usados para diferenciar la conificación de la canalización. Las figuras # C.3 y C.4 muestran las gráficas del WOR y de la derivada de WOR (WOR') (gráficas log-log) para canalización y conificación respectivamente. La derivada de WOR muestra casi una pendiente constante positiva para canalización y en cambio pendiente negativa para conificación. La gráfica de la derivada de WOR para el comportamiento de canalización en el tercer período de una situación de conificación de agua es mostrado en la figura # C.5. Otra través, la gráfica log-log de la derivada de WOR versus tiempo muestra una pendiente positiva, el cual indica canalización (la abolladura alrededor de 1,000 días es debido a “problemas numéricos” durante los cálculos).

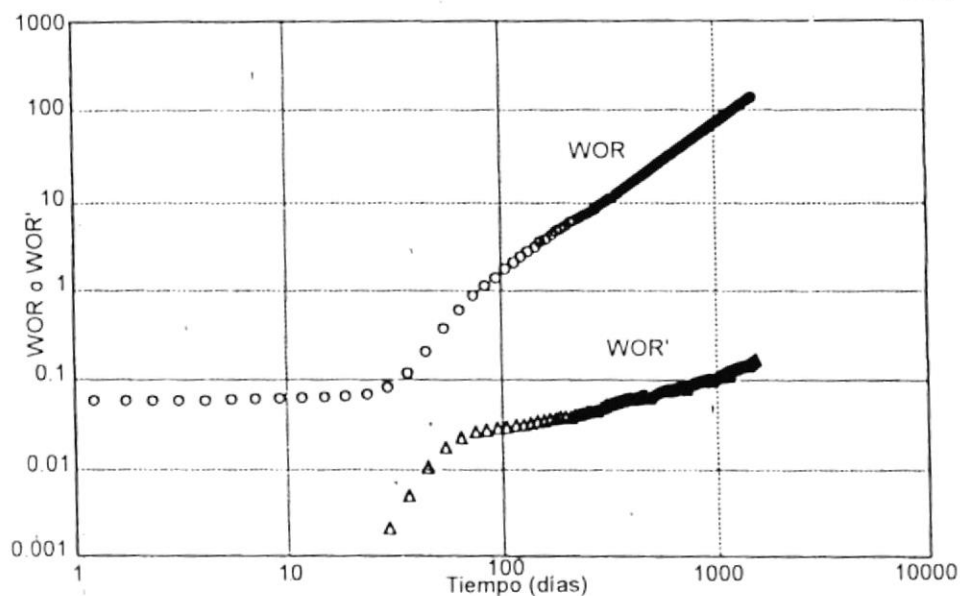


Figura # C.3. Gráficas log-log del WOR y su derivada para una situación de canalización con multicapas.

La gráfica log-log de la derivada del WOR es útil en determinar el mecanismo de excesiva producción de agua cuando limitados datos de producción son disponibles, como se muestra en la figura # C.6. La tendencia del aparente incremento del WOR en la figura antes mencionada, puede ser tomado fácilmente como un caso de canalización de capas; sin embargo, la derivada de WOR muestra una pendiente negativa, el cual es característico de una situación de conificación.

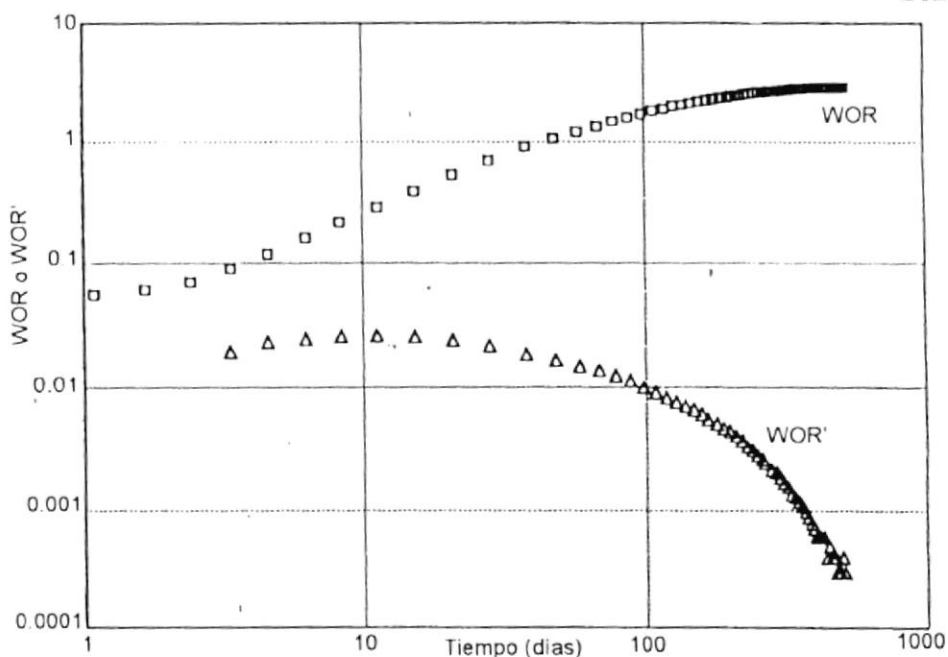


Figura # C.4. Gráficas log-log del WOR y su derivada para una situación de conificación.

El segundo punto de partida, el cual marca el inicio del cambio de conificación a canalización de agua de fondo, es influenciado por el espaciamiento de pozos cuando la conificación de agua es acompañado por un fuerte empuje de agua de yacimiento. La figura # C.7 muestra una serie de gráficas representando diferentes espaciamiento de pozos. El segundo punto de partida es imperceptible para espaciamientos de 10 y 20 acres. Igualmente, la canalización vertical de agua de fondo al tope de las perforaciones del intervalo perforado aparece inminentemente.

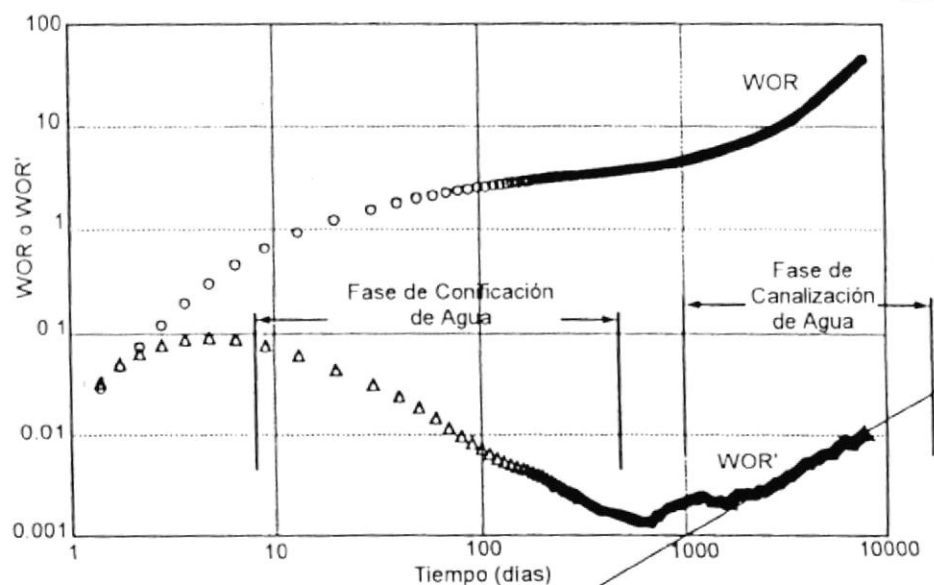


Figura # C.5. Gráficas log-log del WOR y su derivada para una situación de conificación con un comportamiento tardío de canalización.

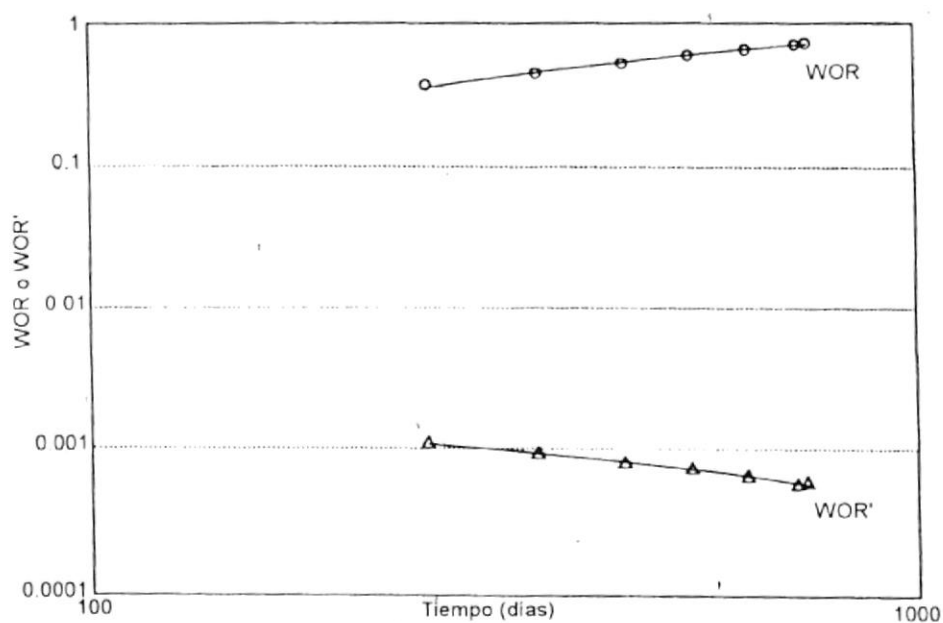


Figura # C.6. Gráficas de WOR y su derivada para el comportamiento de conificación con datos limitados de producción.

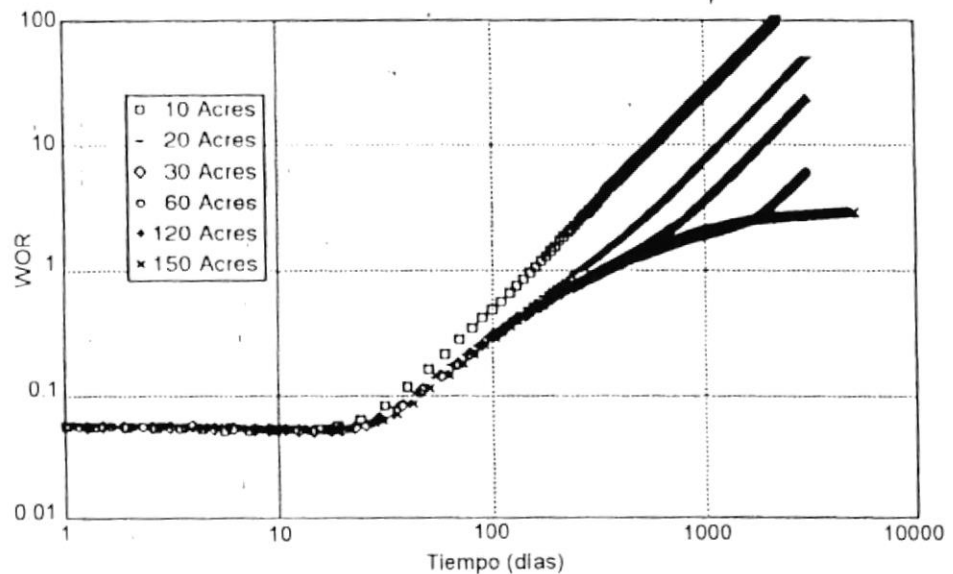


Figura # C.7. Gráficas log-log del WOR como una función del espaciamiento de pozos, para una situación de conificación, cuando $k_h/k_v = 10$.

En espaciamiento de pozo más grande, el decaimiento del segundo tiempo de partida es más largo. Este fenómeno es afectado por factores adicionales tales como:

- Caída de presión.
- Tasa de entrada de agua.
- Permeabilidad relativa.

La inyección de agua que se rompe a través de capas de muy alta conductividad ó zonas de robo, inmediatamente después de que un campo

se haya puesto a inyección de agua, puede causar serios problemas de producción de agua en pozos productores.

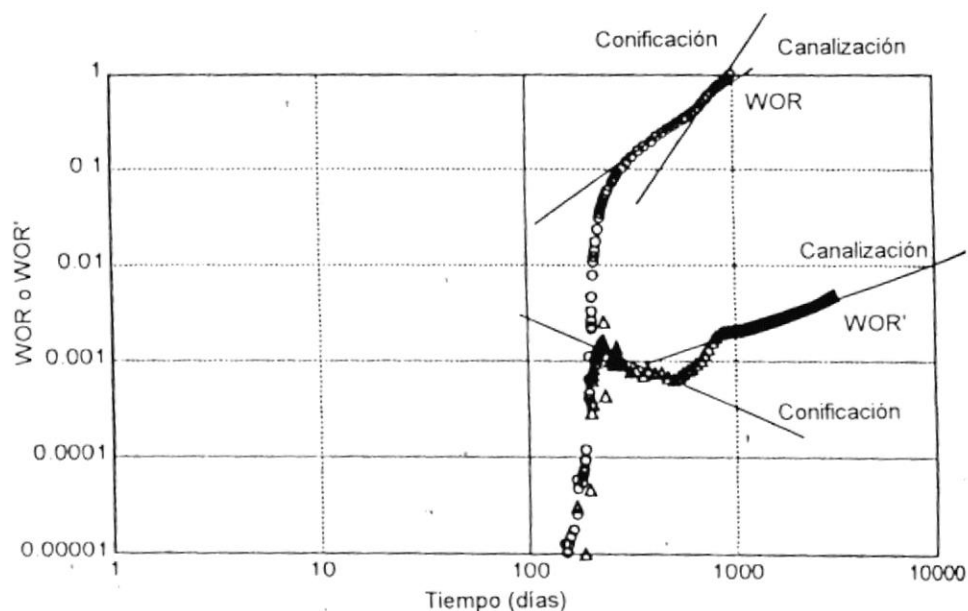


Figura # C.8. Gráficas log-log del WOR y su derivada para una situación reciclaje de agua en multicapas de robo.

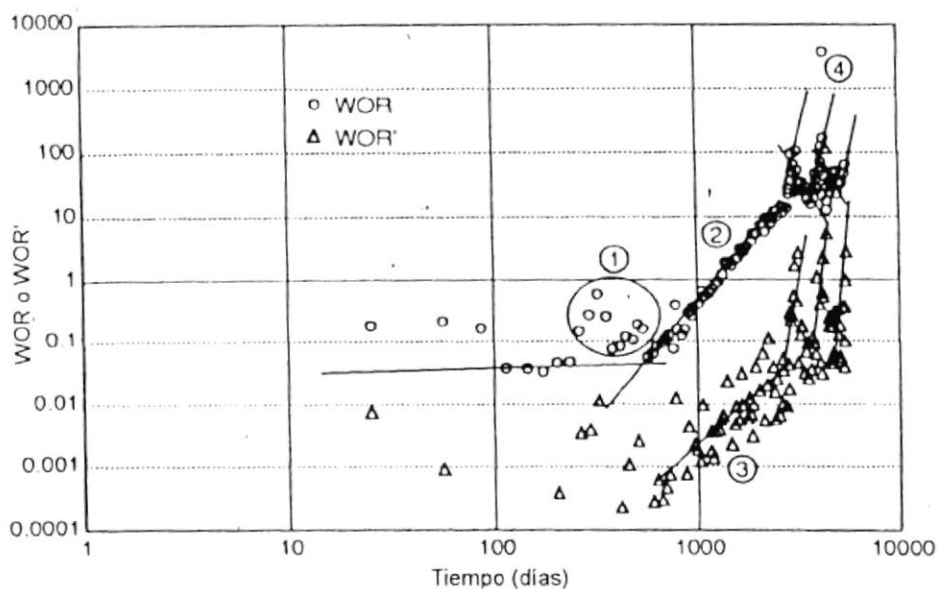
Por ejemplo, una capa de tres pies con una alta permeabilidad, localizada entre capas con baja permeabilidades, pueden convertirse en un conducto de recirculación. Los cambios en el WOR mostrados en la figura # C.8 representa tal situación. Tal figura muestra que el WOR al pozo de producción se incrementa rápidamente después de que el agua de inyección se rompe a través de la capas de alta conductividad. Una alta relación de permeabilidad vertical a horizontal en el yacimiento causa que

el agua se conifique y que se expanda rápidamente para cubrir totalmente el intervalo de producción en el hueco del pozo. La tasa de producción de agua se aproxima a la tasa de inyección tal como esas condiciones tienden. La curva de la derivada de WOR en la figura mencionada, muestra un ciclo evolucionario de una pendiente muy positiva dentro de un tiempo corto, seguido después por el rompimiento del agua por un período de pendiente negativa, indicativo de la restauración del cono. El último período de la gradual pendiente positiva corresponde a la terminación de la recirculación del agua por la construcción de canales verticales.

C.5 Ejemplos de Campo.

La figura # C.9 muestra un ejemplo de un proceso de producción en una línea de inyección de empuje, para formaciones de arenas estratificadas en California. Note que el primer punto de partida del WOR y la pendiente están claramente definidos. La gráfica de la derivada de WOR muestra claramente una línea, pendiente positiva en el segundo período característico de un caso de canalización de agua. La duración del segundo período en la gráfica es aproximadamente 2,000 días de producción ó 11 años. Se indicada en la gráfica de la derivada de WOR, el

rompimiento del agua por varias capas ocurridas dos ó tres veces durante los 11 años de producción del segundo periodo.



- ① Puntos debido a cambios de producción
- ② Primer incremento del WOR
- ③ Pendiente positiva de derivada de WOR característico de canalización de agua
- ④ Tres trabajos remediales de cementación forzada

Figura # C.9. Canalización estratificada o multicapas.

Los incidentes cerca del hoyo del pozo ocurridos en el último período de tiempo son manifestados por saltos en las gráficas de WOR y la derivada de WOR. Los valores de la derivada de WOR para los saltos están sobre 1. Cada caso de canalización de agua indicados por los saltos en las curvas de WOR y la derivada de WOR fueron resueltos por un trabajo de cementación forzada (cement squeeze). Cada trabajo de cementación forzada puede ser identificado en ambas curvas.

Los cambios afectando la producción durante la vida de un pozo puede afectar la apariencia del diagnóstico de las gráficas de control de agua. Los cambios de producción pueden ser atribuidos a fuentes tales como:

- Un cambio en la caída de presión al pozo de producción.
- Cambios en la tasa de inyección cercano a los pozos de inyección.
- Operaciones de “workover”.
- Tratamiento de matrices.

Desviaciones del WOR y la derivada de WOR, de la pendiente lineal en el segundo período, están bien ilustrados en la figura # C.10. Los pozos representados por esta y la anterior figura son adyacentes en un patrón de empuje de línea. Un modelo de línea de empuje de nueve pozos fue construido pozo por pozo para simular las relaciones de cambios continuos entre los productores y los inyectoros. El resultado de la modelación confirmó que las desviaciones fueron causadas por cambios de distribución de presión y cambios en la caída de presión en cada capa. Note que el WOR retorna a su pendiente normal después de lograr una condición de presión pseudo estable.

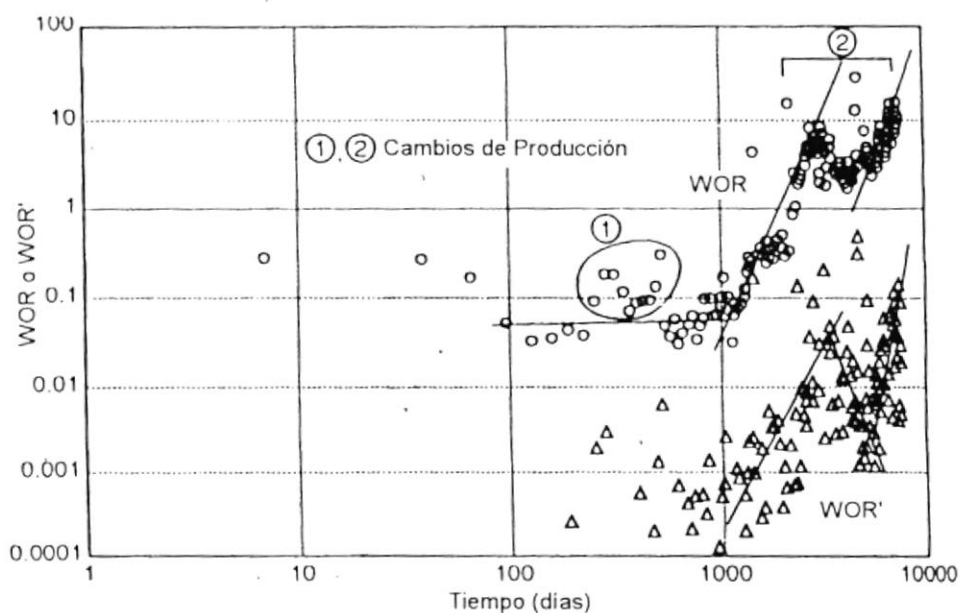


Figura # C.10. Canalización estratificada o multicapas con cambios de producción.

C.6 Capas de Alta Conductividad.

Vetas de alta permeabilidad o capas fisuradas están presentes en algunos yacimiento y pueden convertirse en ductos para aguas inyectadas en proyectos de inyección de agua. Un rápido rompimiento del agua puede se observado en el diagnóstico de gráficas de control de agua de pozos productores. La figura # C.11 muestra un incremento drástico del WOR para un pozo productor de una formación dolomítica. Note que el WOR inicial era menor a 0.1. La pendiente del WOR era aproximadamente

cuatro y después cambió rápidamente a mucho mayor que diez. La derivada de WOR también cambió drásticamente indicando el rápido rompimiento del agua.

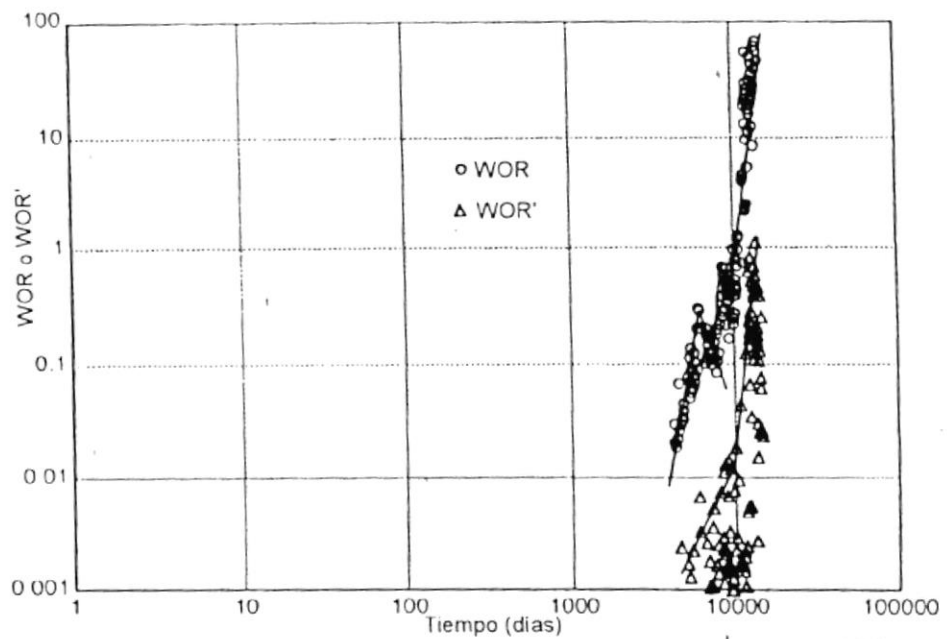


Figura # C.11. Rápida canalización en un pozo al Noreste de Nuevo Méjico.

C.7 Conificación de Agua.

El ejemplo mostrado en la figura # C.12 es del área de la Costa del Golfo (Gulf Coast). La conificación del agua empezó después de aproximadamente 1,000 días de producción. El inicio de la conificación de agua está indicado por la pendiente negativa de la derivada de WOR. La

construcción de un cono de estado pseudo continuo fue terminado alrededor de los 2,000 días (tres años después que empezó el agua). Después de 2,000 días el cono se convirtió en canalización de agua para producción de agua de fondo, y la derivada del WOR empezó a mostrar una línea de pendiente positiva.

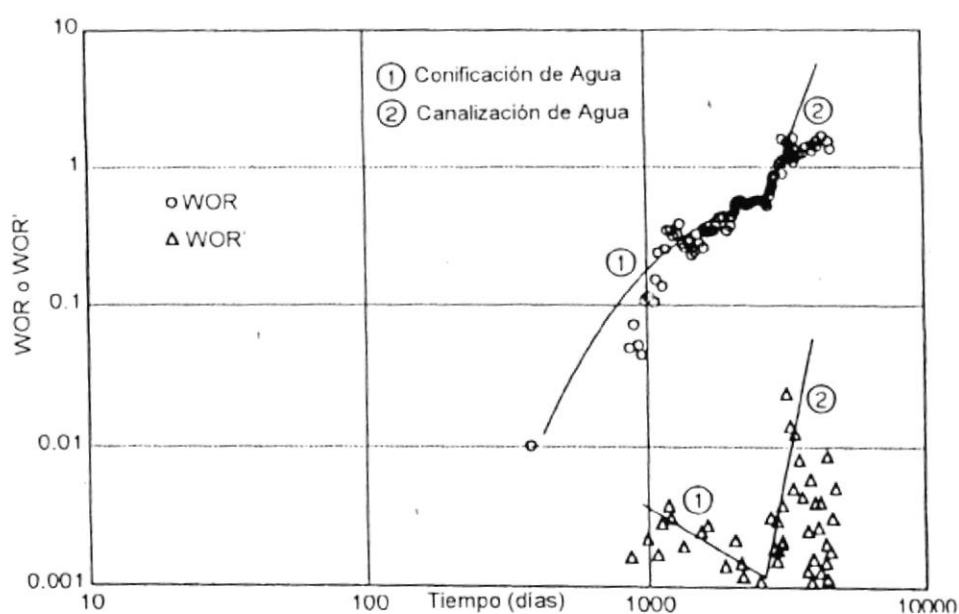


Figura # C.12. Conificación de agua de un pozo del área de la Costa del Golfo.

Con frecuencia, solo el agua al exterior del cono se mueve después que el cono es formado como se muestra en la figura # C.13. El agua dentro del área del cono es inmóvil. El mecanismo de producción de agua entonces, se convierte más como canalización de agua. Esta situación

puede ser reconocida en las gráficas WOR/derivada de WOR como se muestra en la figura # C.12.

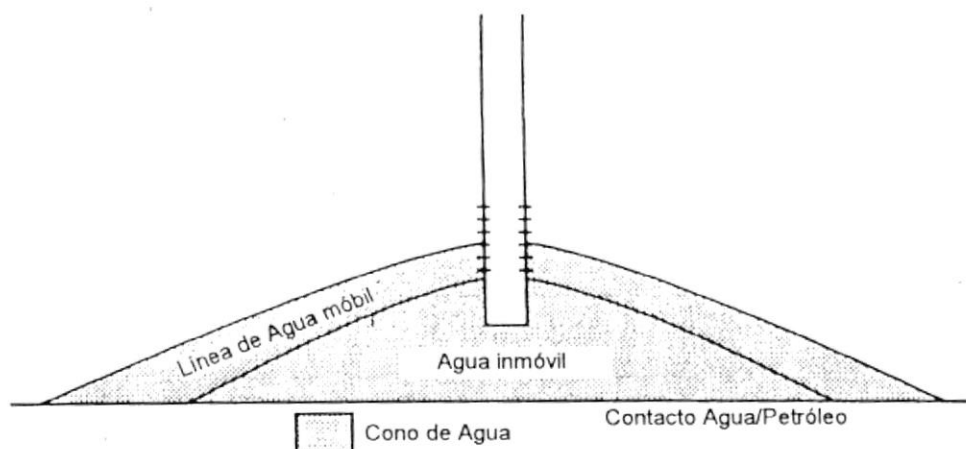


Figura # C.13. Conificación de agua, donde sólo se mueve el agua al límite del cono, creando una situación de canalización.

C.8 Desplazamiento Normal con Alto WOR Inicial.

El WOR inicial en algunos yacimientos puede ser alto. La figura # C.14 es un buen ejemplo de un pozo productor desde un yacimiento con un alto WOR inicial. Dicha figura representa un típico pozo productor de una formación calizica y dolomítica. El WOR inicial fue aproximadamente 4 (por ejemplo 80% de corte de agua). El alto WOR inicial pudo haberse originado de una alta saturación inicial de agua. Una inyección de agua fue iniciada en el campo alrededor de 2,000 días. La larga tendencia del

WOR muestra una pendiente lineal de aproximadamente 0.5, el cual es indicativo de una característica de desplazamiento normal.

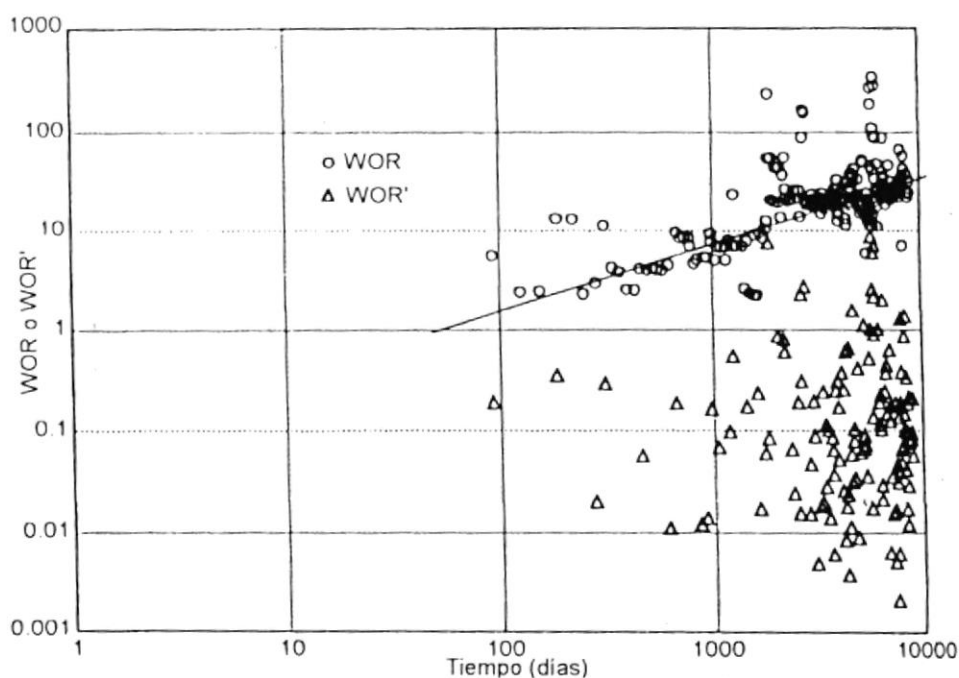


Figura # C.14. Desplazamiento normal con alto WOR inicial.

C.9 Conclusión.

Las gráficas log-log del WOR y su tiempo derivado puede ser construido para la vida del pozo ó para un período en particular tal como un período de inyección de agua. Un análisis de la gráfica ayudará al ingeniero a entender la característica de flujo del yacimiento y el mayor mecanismo de

excesiva producción de agua. La conificación y canalización pueden ser identificados usando el tiempo derivado de WOR (WOR'). El cambio de pendiente del WOR y la derivada de WOR son útiles en diferenciar el desplazamiento normal y característica de producción, característica del rompimiento de agua estratigráfico o de multicasas, depleción rápida de la capa, característica de recirculación de agua.

Avances del método de diagnóstico de gráficas de control de agua son:

- Uso de datos disponibles de historia de producción.
- Rápida selección de un gran número de pozos.
- Selección de pozos candidatos para tratamientos de control de agua.

APÉNDICE D

D.1 Determinación de tasa crítica de conificación.

La tasa crítica de conificación $q_c^{(8)}$, se refiere a la tasa máxima que puede producir el pozo para que no se produzca el cono de agua.

Se efectuó el análisis para yacimientos anisotrópicos por que es el que más se asemeja al campo Coca-Payamino. El procedimiento es el siguiente:

Se necesita la permeabilidad absoluta horizontal y vertical de cada uno de los pozos correspondientes a la zona de Hollín Principal (k_h , k_v) en milidarcies, el espesor de la columna de petróleo (h) en pies, el radio de drenaje en pies (r_e), con esto se determina el radio adimensional r_{eD} . Su fórmula es:

$$r_{eD} = \frac{r_e}{h'} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad \text{ecuación: 1}$$

Una vez calculado el radio adimensional r_{eD} con la ecuación 1, se determina la tasa crítica adimensional con la figura # D.1. En esta gráfica se muestran curvas para distintas penetraciones fraccionales de pozos, pero para nuestro caso se escogió el más crítico, es decir el más alto, para de esta manera obtener la tasa crítica de producción adimensional más alta.

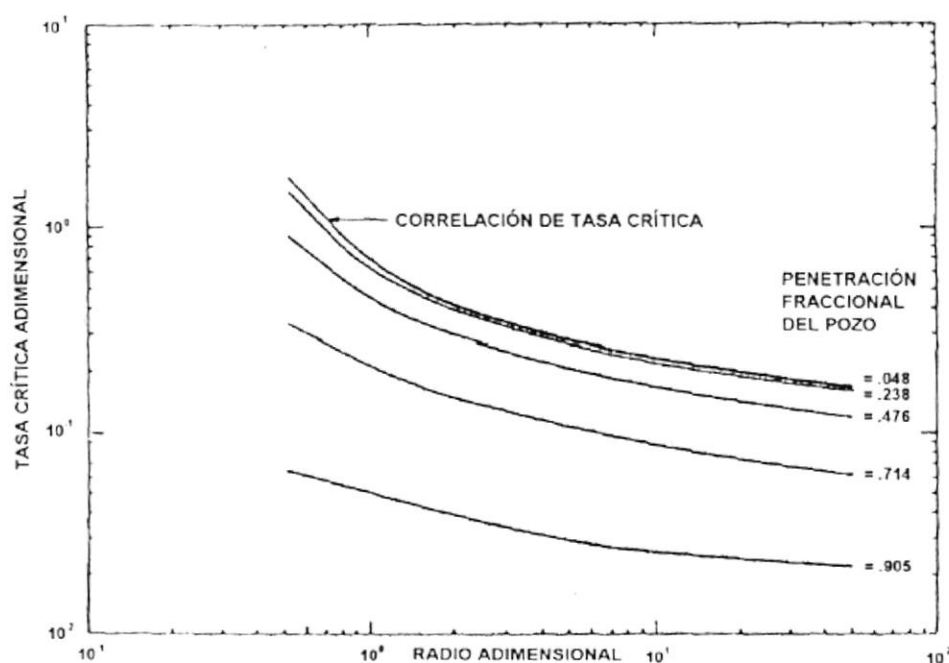


Figura # D.1. Radio adimensional vs. Tasa crítica adimensional.

Con esta tasa crítica adimensional q_{oD} recurrimos a la ecuación 2, la cual se despeja la variable q_o la cual representa la tasa crítica de flujo de petróleo,

de esta forma obtenemos la tasa crítica de conificación, esta forma es la siguiente:

$$q_o = \frac{q_{ol} * h^2 * (\rho_w - \rho_o) * k_h}{651.4 * \mu_o * \beta_o} \quad \text{ecuación: 2}$$

APÉNDICE E

E.1 Fórmulas de permeabilidad horizontal y vertical.

En base a un estudio de análisis de núcleos, efectuado por Western Geophysical Company of America ⁽¹⁰⁾, del pozo Payamino #1, se determinó las fórmulas para hallar las permeabilidades horizontal " k_h " y vertical " k_v ", estas son en unidades de milidarcies (md.). Estas se determinan en función de la porosidad de la roca " ϕ " y su unidad es en porcentaje (%). Los análisis de núcleos obtuvieron mejor resultado, al efectuarse a presiones del aire, esto se comprueba con el factor r^2 , mientras este valor se acerca a la unidad, significa que el modelo es mejor, por lo tanto se tuvo que escoger estas fórmulas debido a que este valor se acerca más a uno que de los otros pozos.

El modelo resulta de una función logarítmica convertida a una función lineal, que su formato es:

$$y = 10^{(m \cdot x + b)}$$

Donde “m”, es la pendiente de la fórmula hallada, “b” es la constante, “x” es la porosidad ϕ y “y” es la permeabilidad “k”, sea esta horizontal o vertical.

Entonces la fórmula para determinar la permeabilidad horizontal k_h es:

$$k_h, \text{ al aire} = 10^{(0.1761 \cdot \phi - 0.3282)}, \text{ donde el } r^2 = 0.5192$$

La fórmula para determinar la permeabilidad vertical k_v es:

$$k_v, \text{ al aire} = 10^{(0.1398 \cdot \phi - 0.021)}, \text{ donde el } r^2 = 0.3931$$

Finalmente, la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v , se lo efectúa dividiendo la permeabilidad horizontal k_h para la permeabilidad vertical k_v , siendo la unidad de esta última adimensional.

APÉNDICE F

F.1 Registros de Producción (Herramientas PLT y CPLT) ⁽⁶⁾

Los servicios de registros de producción proveen mediciones en el pozo de parámetros de fluidos de zona por zona, fundamentados para proveer información del tipo de fluido de movimiento dentro y cerca del hueco del pozo. Estas medidas proveen al ingeniero con información detallada de la naturaleza y características de los fluidos en el pozo durante la producción o inyección.

Mayores aplicaciones de las herramientas PLT * y CPLT * incluye:

- Detectar problemas mecánicos, rompimiento del agua.
- Proveer una guía para el control del agua.
- Efectividad en la evaluación de tratamientos.

- Monitorear y perfilar la producción.
- Detectar zonas de robo y canales.
- Pruebas de pozo de capas simples y múltiples.
- Determinar las características del yacimiento.

Sarta de registros de producción específica, son diseñados para medir el mejoramiento de pozos productores e inyectores. Incluye sensores disponibles:

- Medidor de flujo giratorio (continuo, agujero completo, desviador).
- Termómetro.
- Medidor de flujo de densidad (gradiomanómetro, nuclear).
- Medidor de detención.
- Manómetro (medidor de fuerza, medidor de cuarzo).
- Caliper.
- Ruido (frecuencia simple, frecuencia múltiple).
- Trazador radioactivo.

Muchos de estos sensores pueden ser combinados en una herramienta y sus mediciones grabadas simultáneamente para medir:

- Entrada y salida de fluidos.
- Posición, nivel de líquido.
- Flujo dentro del pozo y presiones de cierre.
- Pérdidas de presión en la tubería.
- Integrado del montaje de elemento físico.

Las herramientas de registros de producción tienen aplicación útil en dos áreas amplias:

- Evaluación del mejoramiento del pozo concerniente al yacimiento.
- Análisis de problemas mecánicos.

Los servicios de registros de producción da acceso a datos que pueden ser obtenidos solamente con mediciones dentro del pozo tal como:

- Mediciones de presión y tasa de flujo zona por zona para determinar el índice de productividad o índice de inyectividad para cada zona.
- Mediciones de la eficiencia de disparos zona por zona para identificar el actual intervalo de producción o de inyección.
- Flujo de fluido fuera de los patrones supuestos, tal como canales en el ánulo.

Los perfiles de flujo del registro de producción de PLT es una de las fuentes más valiosas de información del comportamiento y datos de la producción. Esta herramienta se muestra en la figura # F.1. Los registros de producción proveen mediciones dentro del pozo de parámetros de fluidos, de información básica y de utilidad, de zona por zona, del tipo de fluido en movimiento dentro y cerca de la cara de la arena durante la producción o inyección.

La información proporcionada por el registro de producción incluyen:

- Detección de problemas mecánicos, como se muestra en la figura # F.2.
- Rompimiento de agua o gas.
- Conificación de agua o gas.

- Monitoreo y perfilado de los procesos de producción e inyección, como se muestra en la figura # F.3.
- Detección de zona de robo y cementos canalizados.
- Evaluar la efectividad de un tratamiento.

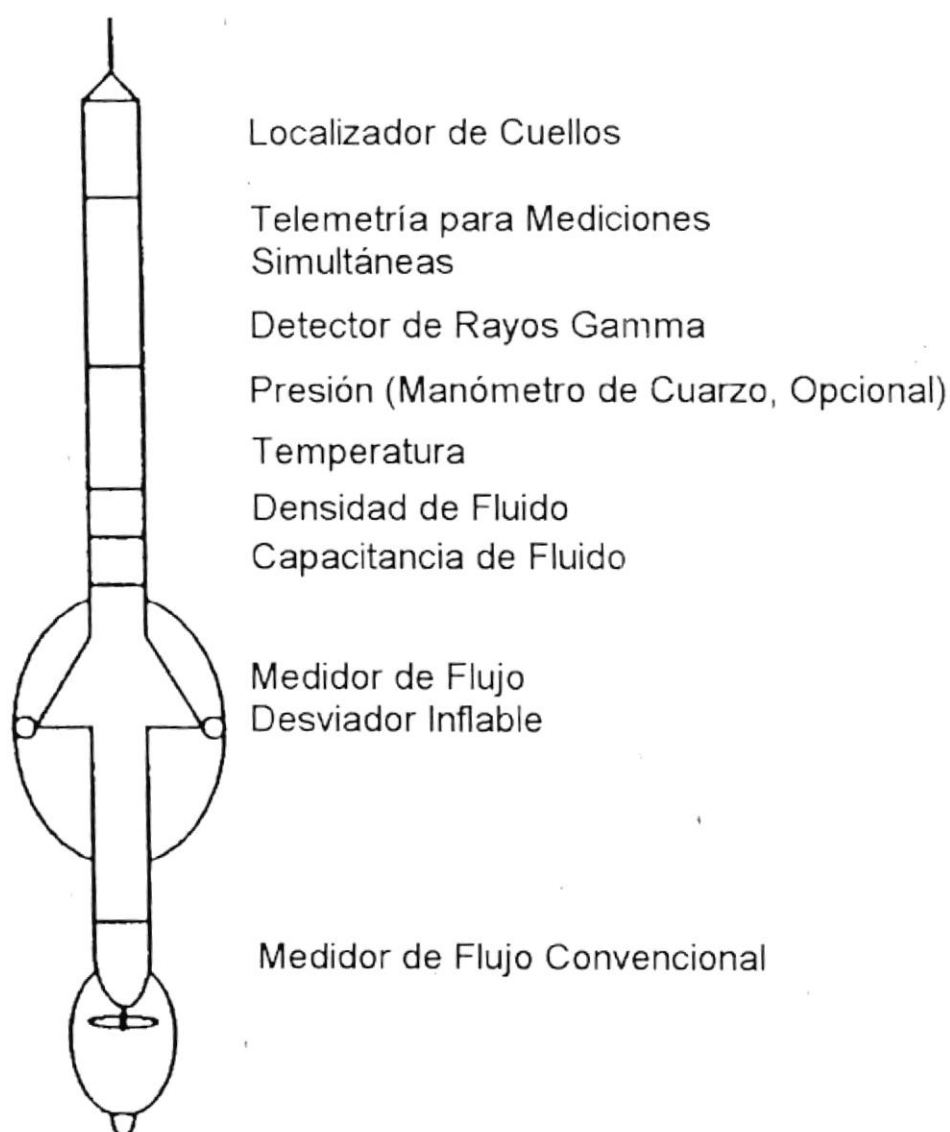


Figura # F.1. Sarta de herramienta típica de registro de producción usado para prueba.

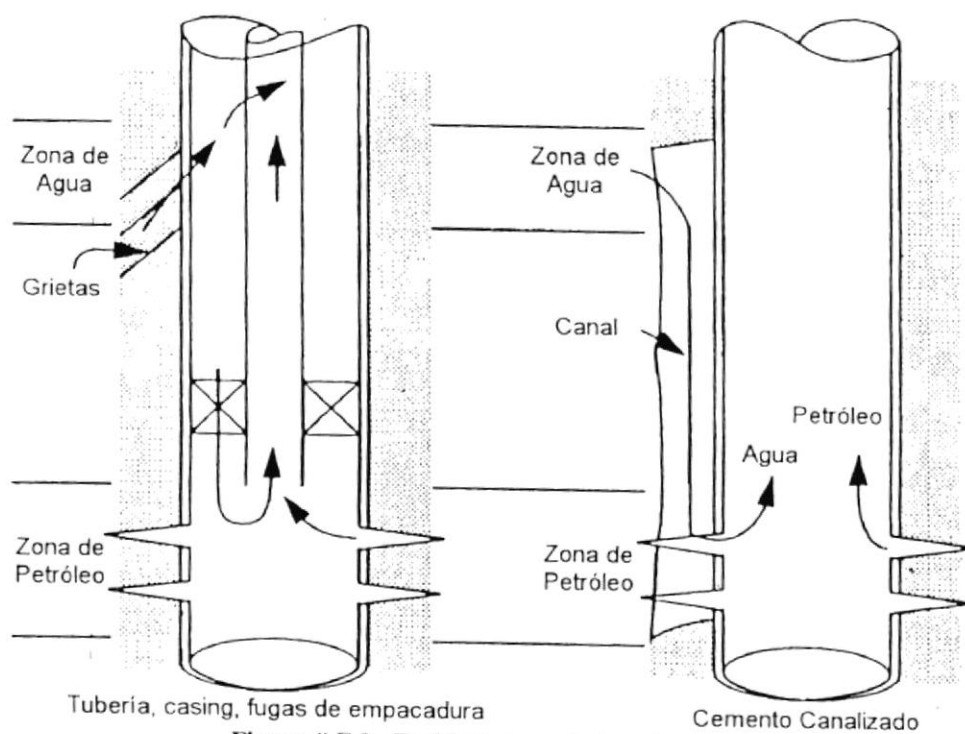


Figura # F.2. Problemas mecánicos de pozo.

La medición de flujo dentro del pozo pueden auxiliar en las interpretaciones de prueba de pozos. La medición de flujo dentro del pozo es particularmente útil, en detectar flujos transversales; y, en cuantificar las tasa de flujo y distribución de flujo.

En yacimientos de baja presión, las pruebas de producción pueden ser provistas en pozos produciendo petróleo por levantamiento artificial.

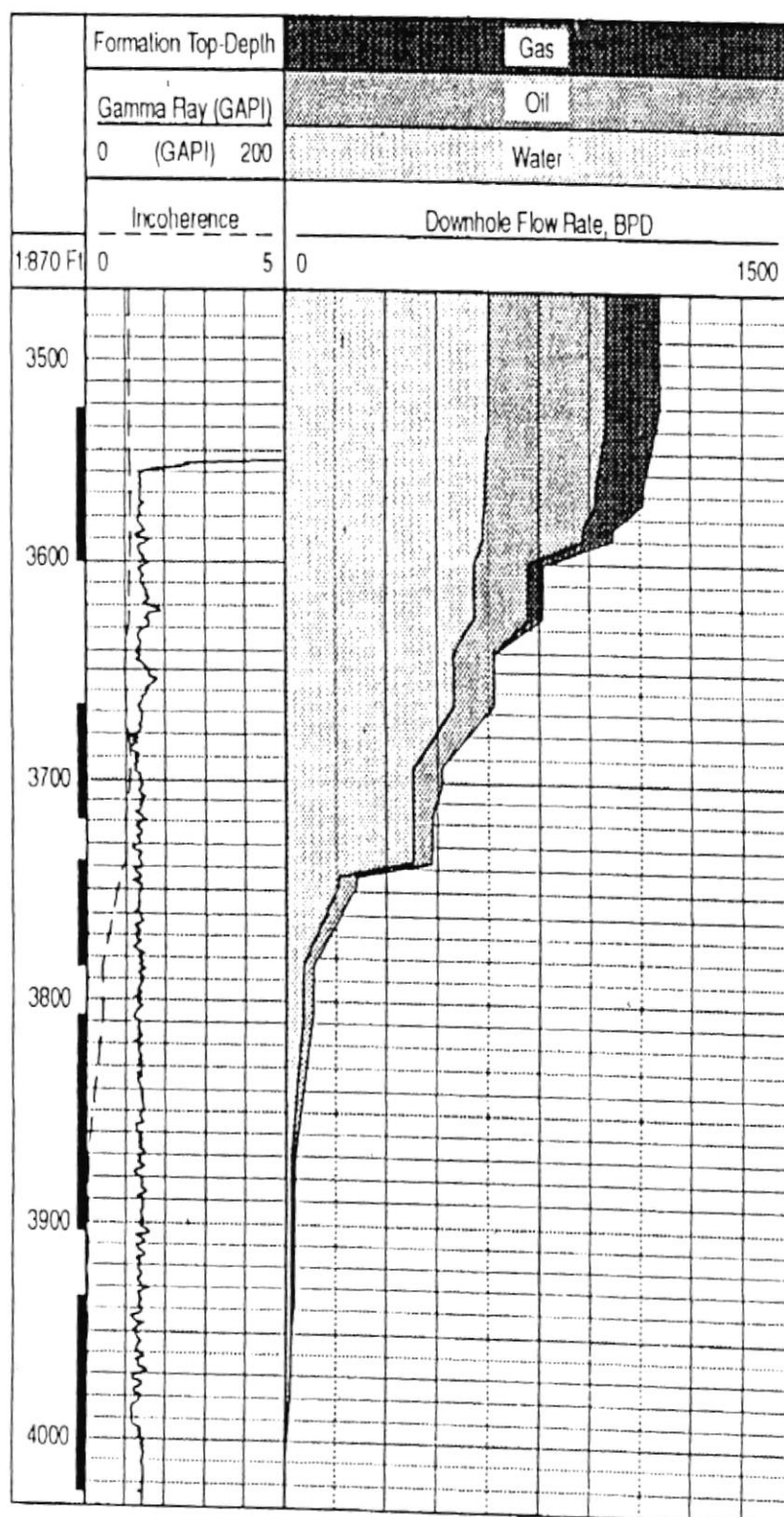


Figura # F.3. Interpretación del registro CSU,* PL.

La técnica NITROLIFT * desarrollada por “Dowell” y “Wireline and Testing”, es el método recomendado para pruebas de este tipo de yacimientos. Esta técnica consiste de inyectar nitrógeno a una tasa constante dentro de la sarta de producción mientras simultáneamente se corre el registro de producción. Igualmente, la sarta puede también ser corrida al final de un “coiled-tubing” y las mediciones se efectúan mientras se inyecta nitrógeno a una tasa constante.

APÉNDICE G

G.1 Registros RST (Herramienta de Saturación del Yacimiento) ⁽⁶⁾

Perfilar saturación de fluidos del yacimiento y la evolución del perfil de saturación a través del tiempo son factores claves en el análisis de producción de agua tal como la afluencia del agua y el rompimiento del agua de inyección.

Hay dos accesos para el problema de la determinación de saturaciones de fluido dentro de un yacimiento. El acceso directo, es medir la saturación del recobro de muestras seleccionadas de núcleo del yacimiento. El acceso indirecto, es determinar la saturación de fluido por la medición de algunas propiedades físicas relacionadas de la roca, tal como su resistividad y porosidad.

Una muestra de núcleo es externamente afectada desde el momento en que este es cortado en superficie hasta la hora en que este es analizado en el laboratorio. Los fluidos de perforación desplazan parte de los fluidos de formación dentro del núcleo durante el proceso de corte. Cambios de presión y temperatura después que el núcleo es recuperado del pozo, afectará los valores de saturación de fluido. Consecuentemente, las mediciones de laboratorio pueden ser inexactas.

Los registros de perfil de saturación representan la mejor aproximación. Cuando está disponible, los registros de tiempo transcurrido de saturación (por ejemplo registros TDT *) son herramientas excelentes para estudios de movimientos de agua.

Registros de resistividad para pozos hueco abierto y registros nucleares para pozos entubados son las herramientas más extensamente usadas a fin de obtener perfiles de saturación de fluidos de formación. Los dos tipos de registros tienen limitaciones, la más importante es la necesidad de saber el valor de la salinidad del agua para la zona de investigación. El sistema RST * (Reservoir Saturation Tool), un sistema de registro espectroscópico

de rayos gamma de neutrón inducido, es una herramienta muy flexible que puede trabajar en agua de salinidad baja o desconocida.

Los puntos a ser considerados cuando se interpreta el perfil de saturación de agua de un pozo son:

- Contacto agua-petróleo y la posición del acuífero.
- Altura de la zona de transición.
- Distinción entre los fluidos movibles y no movibles.

La porosidad de la formación y los volúmenes de minerales y arcillas de los registros hueco abierto pueden ser combinados con las mediciones de los registros RST y TDT para evaluar la saturación de agua. Llevar a cabo corridas regulares de registros a través de la vida de la producción de un pozo, es la mejor forma de monitorear los cambios de saturación de agua en un yacimiento. Los registros RST y TDT son una fuente importante de información para el movimiento del agua en el yacimiento. La figura # G.1 muestra cinco registros TDT de monitoreo de saturación presentados sobre un período de ocho años. La pista de la derecha muestra la evaluación original de hueco abierto. Tales estudios son particularmente

útiles para analizar el movimiento del agua y determinar las zonas depletadas.

El registro RST (Herramienta de Saturación del Yacimiento) provee información acerca:

- Perfil de saturación de petróleo detrás del “casing”.
- Movimiento del frente de agua independiente de la salinidad (para registros TDT, la salinidad del agua debe ser conocida).
- Salinidad de la formación o del agua de inyección.
- Desarrollo de la capa de gas.
- Característica de la formación tal como la porosidad.
- Litología y arcillidad.

Similarmente los registros RST, TDT pueden ser corridos en diferentes tiempos durante la vida de producción del pozo a fin de proveer información valiosa del movimiento del fluido dentro del yacimiento.

El registros RST es ciertamente la herramienta para pozo entubado más flexible y más exacta para definir perfiles de saturación de formación. En yacimientos de petróleo de porosidad media a alta, los registros RST son usados para definir el perfil de saturación en las siguientes condiciones:

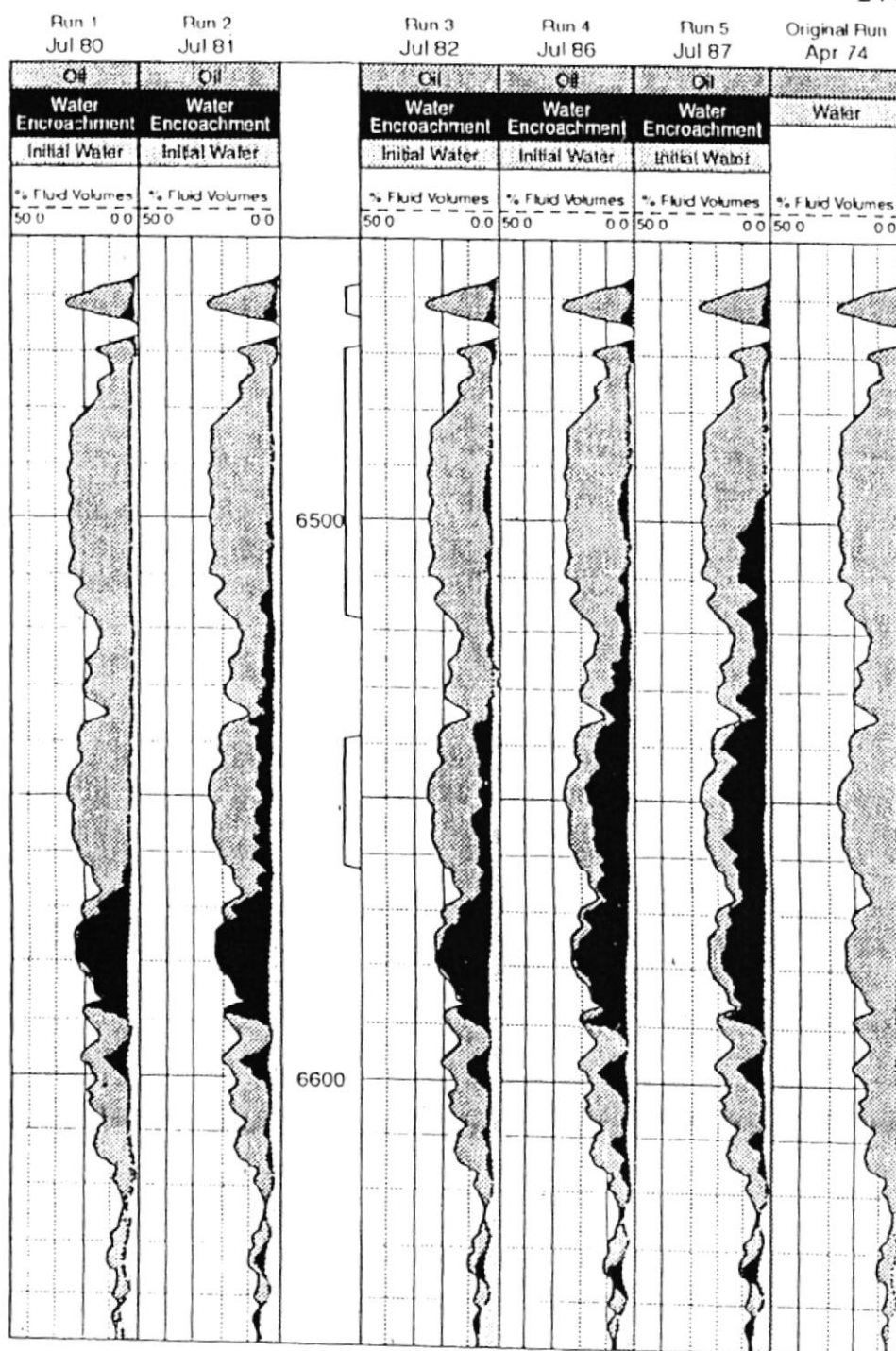


Figura # G.1. Monitoreo de registros TDT de saturación, registrados a lo largo de ocho años.

- Agua de formación, cualquier salinidad.
- Fluidos de inyección de diferente salinidad que del agua de formación.
- Salinidad del agua de formación variable o desconocida.

En yacimientos de baja porosidad ($<15\%$), las mediciones pueden ser usadas para monitorear el movimiento del contacto agua-petróleo, pero no la evaluación de saturación.

La técnica RST está basada en el movimiento de las cantidades relativas de carbón y oxígeno en la formación. Mientras estas técnicas son más sensibles a la variación de ambientes del pozo, este puede determinar una saturación de hidrocarburo independiente del conocimiento de la salinidad del agua.

La interpretación carbón-oxígeno requiere información de litología, porosidad, diámetro del hueco del pozo, tamaño y peso del “casing” y la densidad del fluido carbón dentro del pozo, ver figura # G.2.

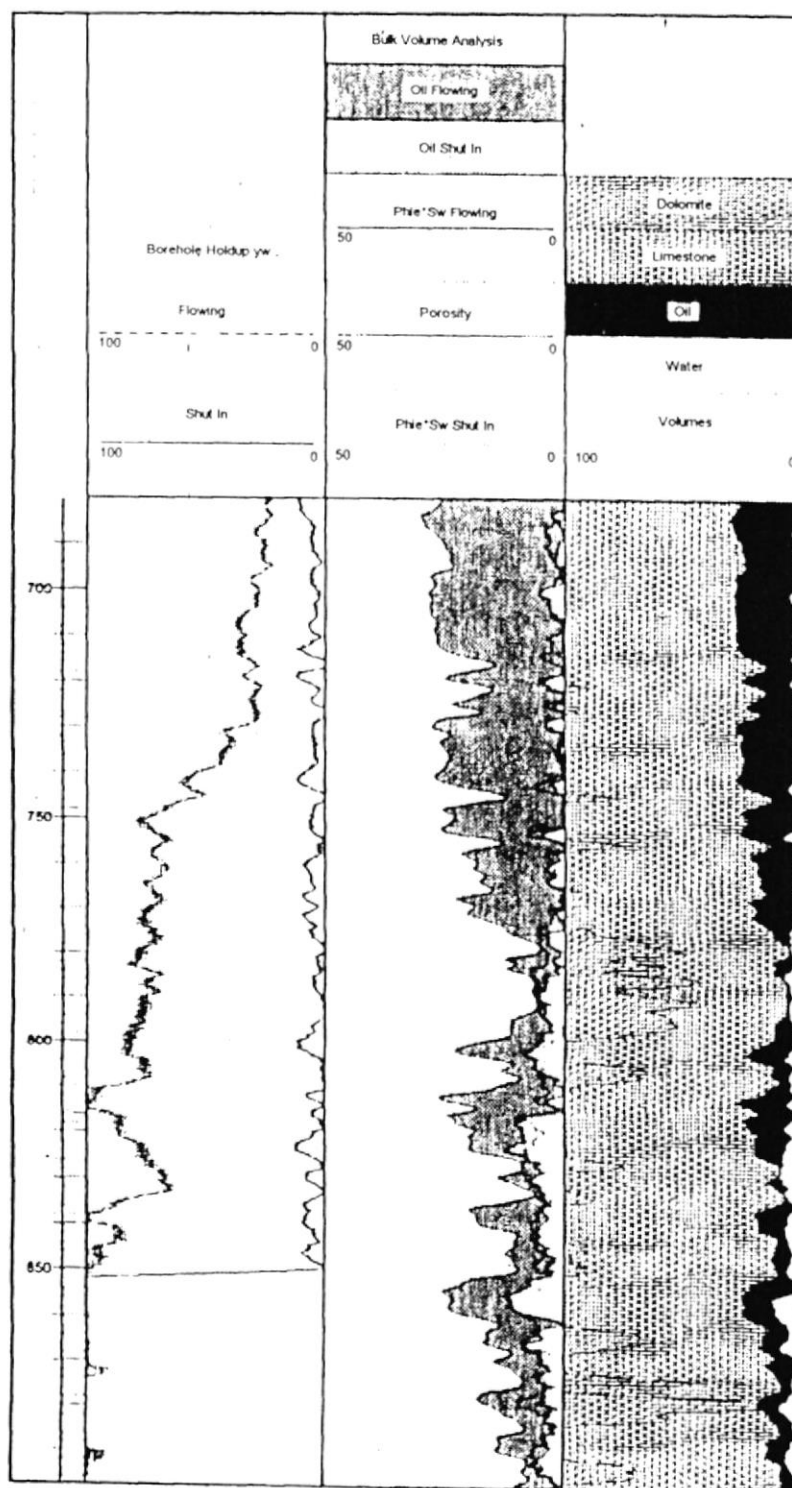


Figura # G.2. Saturaciones de fluido de la herramienta RST en una completación hueco abierto (yw = incremento del agua, $Phie$ = porosidad efectiva, Sw = Saturación de agua).

Litología, tipos de arcilla e identificación de fluidos pueden ser determinados basados en su composición química.

El número atómico promedio de la formación, el cual refleja algunas extensiones de la composición litológica, es obtenida para medir la capacidad del material para absorber bajas energías de rayos gamma. La identificación y cuantificación de las arcillas son mucho más difícil debido a la complejidad y la variedad de sus estructuras.

BIBLIOGRAFÍA

1. Oryx Ecuador Energy Company: Reforma del Plan de Desarrollo del Campo Coca-Payamino, pp.: 1, I.1, I.3, II.7, III.1, III.2, III.3, III.4, III.5, III.6, tablas: 3.1, 3.3.
2. Madeen Craig N., Oryx Energy Company, Tecnología de Yacimientos: Estudio de Simulación de Yacimientos, campo Coca-Payamino, Hollín Principal, pp.: 5, 6, 7, 12, 13, 15, 15. tabla: 6, mayo 1994.
3. Pence Thomas C. (Engineering), Victor Benavente (Geology), Oryx Energy Company, Reservoir Simulation Department: Main Hollin Sand Model Study, Coca-Payamino Field, Block 7, Ecuador, pp.: 1, 6, 9, 10, 13, 14, figura 4, junio 1991.
4. Peachey B.R., C.M. Matthews: Downhole Oil/Separator Development, Figura

1, septiembre 1994, Volumen 33, No. 7.

5. Stump M. A., BP Petroleum Development Limited (Ecuador): BP Block 7, Onshore Ecuador, Petroleum Engineering Summary Report, abril 1989, cap.: 1.
6. Dowell Schlumberger: Water Control Engineering Manual, pp.: 17, 21 al 38, 290 al 292, 303 al 304, october 1995.
7. Chan, K. S., Schlumberger Dowell: Water Control Diagnostic Plots, Octubre 1995. Paper SPE 30775, presentado a la SPE Anual Technical Conference & Exhibition, Dallas, U.S.A., octubre 22-25, 1995.
8. Joshi, S. D., Ph.D., PennWell: Horizontal Well Technology, pp.: 257, 258, ec.: 8-1-11, 8-1-12.
9. Gearhart, Wireline Services: Basic Cement Bond Log Evaluation, tabla: 1.
10. Western Geophysical Company of America, Core Laboratories Division, Core

Analysis for B.P. Petroleum Development Ltd., presentado en abril 1987.

11. R.C. Ng, Adisa O. L. Coiled-Tubing Resin Squeeze to Mitigate Water Production. Presentado en San Antonio, Texas del 5 al 8 de Octubre de 1997 y en la revista JPT de junio de 1998, pp.: 41 al 23.
12. Danyluk T.L., Chachula R.C. y Solanki S.C. Desanding System for Downhole Oil/Water Separation: Field Trial. Presentado en New Orleans del 27 al 30 de septiembre de 1998 y en la revista JPT de septiembre de 1998, pp.: 112 al 114.
13. Loginov Arthur y Shaw Christopher. Completion Design for Downhole Water and Oil Separation and Invert Coning. Presentado en San Antonio, Texas del 5 al 8 de octubre de 1997 y en la revista JPT de marzo de 1998, pp.: 70 al 73.