

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y
AMBIENTAL**

**TESIS DE GRADO PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO DE
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNICA PARA EL CONTROL DE AGUA EN
EL YACIMIENTO “U” INFERIOR DEL CAMPO PINDO**

AUTOR:

IVAN ANDRES VILLEGAS VILLEGAS

TUTOR

ING. PATRICIO IZURIETA

AUSPICIADO POR

CONSORCIO PETROSUD-PETRRORIVA

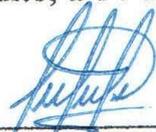
QUITO, 2013

INFORME DE AUTORIZACIÓN DEL AUTOR, PARA SU PUBLICACIÓN

Yo, VILLEGAS VILLEGAS IVAN ANDRES, en calidad de autor de la tesis realizada sobre:” **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNICA PARA EL CONTROL DE AGUA EN EL YACIMIENTO “U” INFERIOR DEL CAMPO PINDO**”, por la presente autorizo a la UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, hacer uso de todos los contenidos que me pertenecen o de parte de los que contienen esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autor me corresponden, con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a mi favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6 ,8 ,19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, a 14 de Enero de 2013



FIRMA.

C.C. 1715233423

INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor del Trabajo de Grado, presentado por el señor Iván Andrés Villegas Villegas para optar el título o Grado de Ingeniero de Petróleos cuya tesis se denomina: “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA EL CONTROL DE AGUA DEL YACIMIENTO U INFERIOR DEL CAMPO PINDO”, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Quito, a los 20 días del mes de julio del 2012



P. Izurieta

Ing. Patricio Izurieta

TUTOR DE TESIS

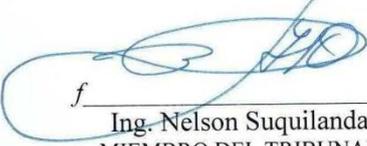
INFORME DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El tribunal constituido por: Ing. Gustavo Pinto, Ing. Nelson Zuquilanda, Ing. Julio Granja. **DECLARAN:** Que la presente tesis denominada: “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA EL CONTROL DE AGUA DEL YACIMIENTO U INFERIOR DEL CAMPO PINDO”, ha sido elaborada íntegramente por el señor VILLEGAS VILLEGAS IVAN ANDRES, egresado de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.

Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el Proyecto de Tesis para su Defensa Oral.

En la ciudad de Quito a los 14 días del mes de Enero del 2013

f 
Ing. Gustavo Pinto
SUB DECANO. PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

f 
Ing. Nelson Suquilanda
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

f 
Ing. Julio Granja
MIEMBRO TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico a Dios este trabajo de tesis, puesto que me ha brindado la sabiduría y me ha apoyado en los momentos más difíciles guiándome con valores como la responsabilidad, la honestidad, la puntualidad y respeto.

Dedico este trabajo de tesis a ELISA, Rosy y Nataly puesto que me han brindado el apoyo y fortaleza en el desarrollo de este, ayudándome a concluir satisfactoriamente este trabajo.

Dedico este trabajo de investigación a mi director de tesis el ingeniero Patricio Izurieta y a los miembros del tribunal quienes me han brindado su sabiduría para la elaboración del mismo.

Dedico este trabajo a los Ing. Iván Peñaherrera, Dorian Jaramillo, María José Rivera, Andrea Corrales y Hugo Simba puesto que por su apertura y su apoyo he logrado culminar el mismo.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecerte en primer lugar a ti papito Dios por tu misericordia, por darme la oportunidad de poder formar parte de tu vida, por ser la luz del camino. En realidad te doy gracias por todo lo que me has dado y has puesto en mi vida, por mi madre , por las autoridades, por los maestros, por los amigos, por las circunstancias del diario vivir y porque me has permitido culminar este trabajo de tesis.

Gracias Universidad Central del Ecuador por el conocimiento brindado, de igual forma a mi tutor de tesis el Ing. Patricio Izurieta y a los miembros de tribunal por este tiempo que han invertido en mi con su guía para que pueda llevar a cabo este trabajo de tesis.

Quiero expresar mis agradecimientos de manera especial también a los ingenieros Iván Peñaherrera, Dorian Jaramillo, María José Rivera, Hugo Simba y a todos los que conforman el Consorcio Petrosud-Petroriva.

INDICE GENERAL

INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR.....	III
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	XIV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XV
RESUMEN DOCUMENTAL	XVI
DOCUMENTARY SUMMARY	xviii
CAPÍTULO I.....	1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1.- Enunciado del tema.	1
1.2- Descripción del problema.....	1
1.3 Justificación.	2
1.4 Objetivos	3
1.4.1 General.....	3
1.4.2 Específicos.....	3
1.5 Factibilidad y accesibilidad.....	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 Marco Institucional.....	5
Marco Legal.....	5
Marco ético.	5
2.2 Descripción general del campo Pindo	6
2.2.1 Ubicación geográfica.	6
2.2.2 Reseña Histórica.	7
2.2.3 Hipótesis	8

2.3 FUNDAMENTO TEORICO DEL CONTROL DE AGUA DEL YACIMIENTOS	8
2.3.1 La relación agua/petróleo (RAP).....	9
2.3.2 Sedimentos básicos y agua (BSW).....	9
2.3.3 Diferencia entre corte de agua y BSW.....	10
2.3.4 Corte de agua al límite económico.	10
2.4 Generalidades del control de agua.....	11
2.4.1 Agua connata.....	11
2.4.2 Agua Meteórica.....	11
2.4.3 Agua Irreducible.....	11
2.4.4 Agua de Barrido.....	11
2.4.5 Agua buena o aceptable.....	11
2.4.6 Agua mala o no aceptable.....	12
2.5 Conceptos utilizados en el control de agua	12
2.5.1 Permeabilidad.....	12
2.5.1.1 Permeabilidad absoluta.....	13
2.5.1.2 Permeabilidad efectiva.....	13
2.5.1.3 Permeabilidad relativa.....	13
2.5.2 Saturación de fluidos.....	17
2.5.2.1 Saturación de petróleo (So).....	17
2.5.2.2 Saturación de agua (Sw).....	18
2.5.3 Humectabilidad.....	18
2.5.4 Movilidad.....	19
2.6 Causas de la producción de agua.....	20
2.6.1 Filtraciones en el casing, tubing o packers.....	21
2.6.2 Flujo canalizado detrás del revestidor.....	22
2.6.3 Capa inundada sin flujo transversal.....	23
2.6.4 Rompimiento de barreras.....	24
2.6.5 Perforaciones en el acuífero.....	24
2.6.6 Fracturas o fallas entre pozo inyector y productor.....	25
2.6.7 Fracturas o fallas de una capa de agua.....	26
2.6.8 Conificación o formación de cresta.....	26
2.6.9 Barrido areal deficiente.....	27
2.6.10 Segregación gravitacional.....	28
2.6.11 Capa inundada con flujo transversal.....	29
2.6.12 Canales de alta permeabilidad.....	30
2.6.13 Problemas de pozos inyectores.....	30
2.7 Problemas asociados con la producción de agua.....	30
2.8 Técnicas de diagnóstico para el control de agua en el reservorio.....	31
2.8.1 Grafico de recuperación.....	32
2.8.2 Grafico de la historia de producción.....	33
2.8.3 Análisis nodal.....	33
2.8.4 Gráficos de diagnóstico específico.....	34
2.8.4 Curvas de declinación.....	36
2.8.4.1 Declinación constante o exponencial.....	37
2.8.4.2 Declinación hiperbólica.....	38
2.8.4.3 Declinación Armónica.....	38
2.9 Soluciones para el control del agua.....	39
2.9.1 Soluciones mecánicas.....	39

2.9.2 Soluciones químicas.	42
2.9.2.1 Modificadores de permeabilidad relativa (RPM).	43
2.9.3 Soluciones de completación.	44
2.9.4 Registro de flujos de fluidos.	45
2.10 Mecanismos de producción.	45
2.10.1 Tipos de mecanismo de producción.	45
CAPITULO III.....	57
3. DISEÑO METODOLOGICO.....	57
3.1 Tipo de estudio.	57
3.2 Universo y muestra.	57
3.2.1 Universo y Muestra.....	57
3.3 Métodos y técnicas de recolección de datos.	57
3.4 GENERALIDADES.....	58
3.4.1 Antecedentes.....	58
3.4.2 Geología Regional.	59
3.4.4 Geología del petróleo.....	62
3.5 Descripción y caracterización del campo Pindo.....	63
3.5.1 Ubicación del campo.	63
3.5.2 Análisis estructural del campo.	64
3.5.2.1 Yacimientos Napo “U” inferior.....	65
3.5.2 Cross sections y registros eléctricos.	66
3.5.2.1 Yacimientos Napo “U” inferior.....	66
3.5.4 Evaluación petrofísica de los pozos Pindo 06Uinf y Pindo 14 Uinf.....	67
3.5.5 Propiedades de los fluidos Pindo 06 Ui y Pindo 14Ui.....	68
3.5.6 Análisis del avance de agua en el campo Pindo.	69
3.5.6.1 Análisis del Pozo Pindo1 Napo T	69
3.5.6.2 Análisis del Pozo Pindo 07 Napo T	70
3.5.6.3 Análisis del Pozo Pindo 09 Napo T	72
3.5.6.4 Análisis del Pozo Pindo 11 Napo T	73
3.5.6.5 Análisis del Pozo Pindo 14 Uinf	74
3.5.6.6 Análisis del Pozo Pindo 06 U inf	75
3.5.6.7 Análisis del Pozo Pindo 12 Hollin sup.....	77
CAPÍTULO IV.....	80
4. ANÁLISIS DEL AVANCE DE AGUA EN EL CAMPO PINDO ARENA UINF.80	
4.1 Análisis de Registros Openhole de los Pozos Pindo 14 y 06 arena Uinf	80
4.1.1 Pozo Pindo 14 U inf.....	81
4.1.2 Pozo Pindo 06 Uinf.....	82
4.1.2.3 Análisis de Registros de Cementación de los Pozos Pindo 14 y Pindo 06 Uinf	82
4.1.2.3.1 Pozo Pindo 14 Uinf	83
4.1.2.3.2 Pozo Pindo 06 Uinf	86

4.2 Análisis del avance de agua en los pozos Pindo 06 y 14 de la arena Uinf.....	88
4.2.1 Análisis del pozo Pindo 06 Uinf.....	88
4.2.2 Análisis del Pozo Pindo 14 Uinf.....	96
<i>Cálculo de las reservas remanentes del Pozo Pindo 14Uinf:</i>	97
4.2.3 Diagnostico para los pozos Pindo 06Uinf y 14Uinf	103
4.2.5 Curvas de RAP y RAP´	105
4.2.5 Pozo Pindo 06 arena Uinf.....	105
4.2.5 Pozo Pindo 14 arena Uinf.....	107
4.2.6 Resumen de resultados.	108
4.2.6.1 Pindo 14 arena Uinf.....	109
4.2.6.2 Pindo 06 arena Uinf.....	110
4.3 Modificadores de permeabilidad relativa.....	111
4.3.1 Generalidades.	111
4.3.1.1 Método de fracturación con simultáneo control de agua utilizando MPRs.114	
4.3.1.2 Secuencia Operativa “Conformance-Fracture”	116
4.3.2 Cuando usar modificadores de permeabilidad relativa (MPRs).	116
4.3.2.1 Pozos Verticales/Flujo radial (características).	116
4.3.2.2 Pozos verticales/fracturados (características).....	117
4.3.2.3 Eficiencia y duración del tratamiento.....	117
4.3.2.4 Precisiones para la selección del pozo candidato.	117
4.3.2.5 Diseño del tratamiento matricial.	117
4.4 Aquafix Modificadores de permeabilidad relativa.....	118
4.4.1 Parámetros previos de evaluación del pozo candidato	120
4.4.2 Comportamiento de Aquafix en la formación.	121
4.4.3 Comportamiento de Aquafix en el agua.	122
4.4.4 Comportamiento de Aquafix en el petróleo.....	123
CAPITULO V.....	124
5. PROPUESTAS PARA CONTROL DE AGUA EN LOS POZOS SELECCIONADOS.....	124
5.1 Plan de acción para control de agua.....	124
5.2 Elementos considerados en un tratamiento de control de agua.....	124
5.2.1 Conocimiento del reservorio.....	124
5.2.2 Relación de movilidad.	124
5.2.3 Fracturas naturales.	125
5.2.4 Zonas de alta permeabilidad.	125
5.3 Parámetros considerados en un tratamiento de control de agua.....	125
5.3.1 Selección del pozo.	125
5.3.2 Objetivo del tratamiento.	126
5.3.3 Sistemas mecánicos para el control de agua.....	126
5.3.4 Sistemas químicos para el control de agua.	126
5.4 AGENTES MODIFICADORES DE LA MOVILIDAD / PERMEABILIDAD 127	
5.4.1 Modificadores de la Movilidad.....	127
5.4.1.2 M-Aquatrol System.....	128
5.4.2 Sistemas RPM (Modificadores de la Permeabilidad Relativa).....	128

5.4.2.1 Modificador FDP-W592	129
5.5 Selección del tratamientos Para los pozos Pindo 06 y 14 U inf	130
5.5.1 Pindo 14 Uinf.....	130
5.5.1.2 VOLUMEN DEL TRATAMIENTO	131
5.5.1.3 RECOMENDACIONES PARA EL TRATAMIENTO.....	132
5.5.2 RESULTADOS ESPERADOS DEL TRATAMIENTO	134
5.5.3 Pozo Pindo 6 Uinf.....	136
CAPITULO VI.....	139
6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	139
CAPÍTULO VII	141
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	141
7.1 Referencias citadas.....	141
7.2 Referencias consultadas.....	141
CAPÍTULO VIII.....	142
APÉNDICES Y ANEXOS.....	142
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	172

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig 4.12. RAP y RAP' vs. tiempo del pozo Pindo 14_U inferior	118
Fig 4.13. RAP y RAP' vs. tiempo del pozo Pindo 06_U inferior	120
Fig 4.18 Análisis índice de heterogeneidad Campo Pindo	123
Fig. No 2.10.a. Fracturas o fallas en una capa de agua (pozo vertical	29
Fig. No 2.10.b. Fracturas o fallas en una capa de agua (pozo vertical.....	29
Fig. No 2.11. Conificación o formación de cúspide	30
Fig. No 2.12. Barrido areal deficiente.....	31
Fig. No 2.12. Capa con segregación gravitacional.....	32
Fig. No 2.13. Capa inundada con flujo transversal	33
Fig. No 2.14. Gráfico de recuperación.....	36
Fig. No 2.15. Grafico de la historia de producción.....	37
Fig. No 2.16. Flujo a través de una falla, una fractura o un canal detrás del casing	39
Fig. No 2.17. Flujo de agua marginal	39
Fig. No 2.18. conificación de agua temprana en la vida del pozo	40
Fig. No 2.19. Tapón mecánico posiset.....	46
Fig. No 2.20. Aplicación de un gel rígido utilizando tubería flexible.....	48
Fig. No 2.21(a, b, c). Lucha contra el agua, a través de una completacion doble.....	50
Fig. No 2.22. Empuje hidráulico de fondo.....	52
Fig. No 2.23. Empuje hidráulico lateral.....	53
Fig. No 2.24. Gas en solución (condiciones iniciales-50%depletado	55
Fig. No 2.25. Fundamento de ingeniería de yacimientos Freddy H. Escobar, PHD.....	55
Fig. No 2.26. Gas en solución (condiciones iniciales-50%depletado	58
Fig. No 2.27. Empuje por gravedad	60
Fig. No 2.28. Empuje combinado	61
Fig. No 2.29. Características de los mecanismos de producción	62
Fig. No 2.4. Filtraciones en el revestidor	24
Fig. No 2.5. Flujo detrás del casing	25
Fig. No 2.6. Capa inundada sin flujo transversal entre las capas.....	26
Fig. No 2.7. Comunicación a través de una barrera	27
Fig. No 2.8. Perforaciones en el acuífero.....	28
Fig. No 2.9. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor	28
Fig. No 3.1. Columna estratigráfica de la sección Cretácica de la.....	66
Fig. No 3.3. Mapa de ubicación de los Campos Marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur Consortio.....	70

Fig. No 3.4. Área de interés del Mapa Estructural al tope arenisca “U” inferior.....	83
Fig. No 3.5. Área de interés del Mapa Estructural al tope arenisca Hollín. Campo Pindo	84
Fig. No 3.6. Sección estratigráfica con despliegue de registros que involucra.....	85
Fig. No 3.7. Sección estratigráfica con despliegue de registros que involucra.....	86
Fig. No 3.8. Tipos de curvas de declinación	89
Fig. No 4.14. Variaciones de la permeabilidad horizontal del pozo Pindo 06Fuente:	
Consortio “Petrosud – Petroriva.	121
Fig. No 4.20: Cadenas de polímeros	125
Fig. No 4.22 (a): Curvas de permeabilidad relativa (antes de MPRs).	127
Fig. No 4.22 (b): curvas de permeabilidad relativa (Después de MPRs	127
Fig. No 4.25: volumen de tratamiento vs porosidad	132
Fig. No 4.26: comportamiento Aquafix en la formación	137
Fig. No 4.27: Aquafix (disminuye K_{rw}	137
Fig. No 4.28: Aquafix (no afecta K_{ro})......	138
Fig. No.3.2. Columna litológica de los Campos Marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur	67
Fig. No.4.21 fuerza de resistencia al flujo de agua, mínimo efecto sobre el flujo de oíl	126
Fig.No2.1.fundamento del control del agua para aumentar la productividad del pozo y las reservas potenciales	9
Fig.No2.2.curva de K_r típica para petróleo y agua en una roca mojada por agua (hidrófila)	17
Fig.No2.3.curva de K_r típica para petróleo y agua en una roca mojada por petróleo (oleofila).	17
Figura 2.20 Rata de declinación.....	42
Figura 3.3. Mapa de ubicación de los Campos Marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur ...	7
Figura. No 2.19.Curva de declinación	41

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 4.5 gráfica de recuperación pozo Pindo 14 U inf.....	107
Gráfica No 3.10 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 06 Arena U inf	78
Gráfica No 3.5 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 7 Arena Napo T	73
Gráfica No 3.9 Gráfico de la historia de producción incrementado a los 364 días, pozo Pindo14 Arena U	77
Gráfica No 3.12 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 12 Arena Hollin sup	79
Gráfica No 3.13 Gráfico incrementado a los 254 de la historia de producción pozo Pindo 12 Arena Hsup	80
Gráfica No 3.6 Gráfica de la historia de producción pozo Pindo 09 arena Napo	74
Gráfica No 4.1 Declinación exponencial pozo Pindo 06 Uinf.....	95
Gráfica No 4.10 gráfico de diagnóstico específico pozo Pindo 14 Uinf.....	116
Gráfica No 4.2 gráfica de recuperación pozo Pindo 06 Uinf	99
Gráfica No 4.2 tasa de producción de petróleo vs Producción acumulada pozo Pindo 06 Uinf.....	97
Gráfica No 4.3 Declinación exponencial pozo Pindo 14 U inf.....	103
Gráfica No 4.4 tasa de producción de petróleo vs Producción acumulada pozo Pindo 14 U inf.....	105
Gráfica No 4.6 Declinación exponencial pozo Pindo 12 Hsup.....	110
Gráfica No 4.7 tasa de producción de petróleo vs Producción acumulada pozo Pindo 12 Hsup.....	112
Gráfica No 4.8 gráfico de recuperación pozo Pindo 12 Hsup.....	114
Gráfica No 4.9 gráfico de diagnóstico específico pozo Pindo 06 Uinf.....	115
Gráfico No 3.11 Gráfico de la historia de producción incrementado a los 177 días, pozo Pindo 06.....	79
Gráfico No 3.4 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 1	72
Gráfico No 3.7 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 11 Arena Napo T	75
Gráfico No 3.8 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 14 Arena U inf	76

ÍNDICE DE TABLAS

Anexo 3.1. Mapa Estructural al tope arenisca “U” inferior del campo Pindo	177
Anexo 3.2. Mapa Estructural al tope arenisca hollin del campo Pindo	178
Anexo 4.10 graficos de diagnostico de control de agua KS Chan	180
Anexo 4.11 Gráficos de diagnóstico de control de agua KS Chan	181
Anexo 4.13. RAP y RAP’ vs. tiempo del pozo Pindo 06_U inferior.....	182
Anexo 4.9 gráficos de diagnóstico de control de agua KS Chan	179
Anexo4.12. RAP y RAP’ vs. tiempo del pozo Pindo 14_U inferior.....	182
Anexo4.17 Análisis índice de heterogeneidad Campo Pindo	183
Tabla 1.1 Historial de workover pozo Pindo 1	153
Tabla 1.3 Historial de workover pozo Pindo 09	157
Tabla 1.4 Historial de workover pozo Pindo 11	159
Tabla 1.5 Historial de workover pozo Pindo 14	160
Tabla 1.6 Historial de workover pozo Pindo 06	161
Tabla 1.7 Historial de workover pozo Pindo 12	161
Tabla 2.2 Clasificación general de la permeabilidad	18
Tabla 3.1. Estado de los pozos para el presente estudio	81
Tabla 3.2. Datos de reservorio de los pozos candidatos de Pindo y Palanda.....	87
Tabla 3.3. Propiedades de los fluidos de los pozos candidatos de Pindo.....	88
Tabla 3.4. Análisis cromatográfico de una muestra de gas de un pozo X del campo Pindo	88
Tabla 4.1 RAP hasta el límite económico.....	98
Tabla 4.2 RAP hasta el límite económico.....	106
Tabla 4.3 RAP hasta el límite económico.....	113
Tabla1.2 Historial de workover pozo Pindo 07	155

Resumen Documental

Investigación sobre ingeniería de reservorios y de producción, específicamente control de agua de formación. El objetivo fundamental es proponer soluciones a los problemas de producción de agua de formación, a través de la aplicación de polímeros.

Problemas identificados: excesiva producción de agua, disminución de producción de petróleo, corta vida económica de los pozos.

La hipótesis dice: la aplicación del polímero adecuado, permite reducir la producción de agua, aumentar la producción de petróleo y alargar la vida económica de los pozos.

Marco referencial: mapas estructurales y cross sections, registros de pozos, historiales de producción y reacondicionamiento, datos de reservorio y fluidos.

Argumentos teóricos sobre: origen de problemas de producción de agua, pruebas de pozo, descripción y monitoreo de reservorios, servicios de registros, métodos de diagnóstico, tratamientos de control de agua.

Marco metodológico: descripción y caracterización del campo, determinación de reservas, diagnóstica de los problemas de producción de agua, selección y evaluación del tratamiento.

La conclusión general se refiere al incremento de petróleo en un 17 y 10 por ciento (Pindo 14 y 06 respectivamente) y a la reducción de agua en un 35 y 16 por ciento por el efecto de la aplicación de modificadores de permeabilidad (RPM).

DESCRIPTORES:

<PRODUCCION DE AGUA DE FORMACION - PROBLEMAS><POLIMEROS - AGUAS DE FORMACION><CONTROL DE AGUA DE FORMACION><CAMPO PINDO - CONTROL DE AGUA><GRAFICOS DE DIAGNOSTICO RAP><SERVICIOS DE

REGISTROS DE POZOS><SIMULADOR - CONTROL DE AGUA><PRUEBAS DE POZOS><CONTROL DE AGUA - TECNICAS DE DIAGNOSTICO>

CATEGORÍAS TEMÁTICAS:

<CP-INGENIERIA DE PETROLEOS><CP-INGENIERIA DE RESERVORIOS><CP-INGENIERIA DE PRODUCCION><CS-PRODUCCION DE AGUA>

AUTORIZACIÓN:

Autorizo a la FIGEMPA, para que esta tesis sea diseminada a través de su Biblioteca virtual por INTERNET.

Atentamente



Ivan Andrés Villegas Villegas
CC.:171523342-3

DOCUMENTARY SUMMARY

Thesis about reservoirs and production engineering, specifically formation water control. The fundamental objective is to propose solutions to the formation water production problems, through polymers applications.

Identified problems: excessive water production, oil production decrease, economical short term of the wells.

The hypothesis says: the application of the adequate polymer, permits to reduce the water production, to increase the oil production, and to lengthen the economical life of the wells.

Referential frame: Structural maps and cross sections, well logs, production and work over histories, reservoir and fluids data. With theoretic frames about: water production problems origin, well testing, description and monitoring of reservoirs, logging services, diagnostic methods, water control treatments.

Methodological frame: Description and characterization of the field, determination of reserves, diagnostic of the water production problems, selection and evaluation of the treatment.

The general conclusion refers to the increase of oil in 17 and 10 per cent (Pindo 14 and 06 respectively) and to the decrease of water in 35 and 16 per cent because of the relative permeability modifier (RPM) application effect

DESCRIPTIVE KEYWORDS:

<PRODUCCION DE AGUA DE FORMACION - PROBLEMAS><POLIMEROS -
AGUAS DE
FORMACION><CONTROL DE AGUA DE FORMACION><CAMPO PINDO -
CONTROL DE
AGUA><GRAFICOS DE DIAGNOSTICO RAP><SERVICIOS DE REGISTROS DE

POZOS><SIMULADOR - CONTROL DE AGUA><PRUEBAS DE
POZOS><CONTROL DE
AGUA - TECNICAS DE DIAGNOSTICO>

THEMATIC CATEGORIES:

<CP-INGENIERIA DE PETROLEOS><CP-INGENIERIA DE
RESERVORIOS><CP-INGENIERIA DE PRODUCCION><CS-PRODUCCION DE
AGUA>

AUTHORIZATION:

I authorize FIGEMPA, to show this thesis through its virtual Library by INTERNET.

Sincerely,



Ivan Andres Villegas Villegas
ID: 171523342-3

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1.- Enunciado del tema.

Estudio para el control de agua en el campo Pindo arena U inferior (Abril 2012)

1.2- Descripción del problema.

La producción de agua proveniente de los reservorios de hidrocarburos se está incrementando en todo el mundo, más aún a medida que los reservorios son depletados.

Si se tiene en cuenta que, la producción mundial es un promedio de tres barriles de agua por cada barril de petróleo, se podría decir que muchas compañías se han convertido prácticamente en empresas productoras de agua.

La producción de agua no deseada cuesta a las operadoras millones de dólares al día. Estos costos incluyen gastos en:

- Elevación, Separación, Tratamiento químico y reinyección de la producción de agua no deseada
- Inversiones en las instalaciones de superficie
- Evitar o tratar incrustaciones, corrosión y bacterias

Los costos del manejo y eliminación del agua producida a menudo acortan la vida económica de un pozo. Por otra parte, la eliminación del agua producida es una preocupación ambiental, especialmente en pozos offshore.

Dado que los sistemas de la disposición del agua resultan costosos (\$1/barril de agua a \$1.90/barril de agua) en el Lago de Maracaibo Venezuela, (\$0.28/barril de agua) en el Ecuador, el costo del manejo del agua puede ascender a \$4 por cada barril de agua en pozos offshore.

Las compañías petroleras operadoras en el Ecuador buscan formas económicas para mejorar la eficiencia de la producción de petróleo y los servicios de control del agua resultan ser uno de los métodos más rápidos y menos costosos.

Por tal motivo, varios campos petroleros del Oriente ecuatoriano son estudiados técnicamente con el fin de implementar nuevas técnicas para controlar el avance del agua, y a este estudio, se incorporara el Campo Pindo.

Actualmente, de la arena U inferior se produce con un corte de agua que oscila entre el 60% y 80%, por lo que es imprescindible realizar un estudio de los problemas que conllevan a la excesiva producción de agua.

El valor del barril de crudo actual más o menos 100 dólares/barril, paga los costos de producción de agua; pero no se quiere gastar dinero en reducir agua, se quiere gastar dinero en producir petróleo. El problema es que la producción de agua no deja producir el petróleo que se desea.

Planteado el problema, se lo formula con la siguiente interrogante:

¿Cómo hacer un análisis del avance del agua mediante las gráficas de diagnóstico, para controlar la producción de agua no deseada en los pozos candidatos del Campo Pindo arena U inferior?

1.3 Justificación.

Esta investigación, aborda el tema de la detección y el control de producción de agua. En primer lugar, se muestran las distintas formas en que el agua puede ingresar en el pozo productor; luego se describen las mediciones y análisis que se realizan para identificar estos tipos de problemas y, por último, se examinan los diversos tratamientos y soluciones.

Una vez realizado el análisis técnico es muy importante evaluar la factibilidad de la aplicación de los métodos químicos de control de agua recomendados a los pozos seleccionados.

Las tecnologías de control de agua son la aplicación de procesos a los reservorios en el fondo del pozo para reducir la producción de agua, incrementar la recuperación final de crudo, o satisfacer un amplio rango del manejo de reservorios y objetivos ambientales. Aunque el uso de procesos de control de agua quizá no resulte en el incremento de la producción, tales procesos pueden a menudo mejorar una rentabilidad operacional como resultado de los siguientes beneficios:

- Alargar la vida del pozo productivo.
- Reducir costos.
- Disminuir preocupaciones y costos ambientales.
- Minimizar los procesos de tratamiento y eliminación de agua.
- Reducir costos de mantenimiento del pozo.

Si bien el ahorro potencial derivado del control del agua es importante para el CONSORCIO PETROSUD-PETRORIVA, tiene más valor el potencial aumento de la producción y de la recuperación del crudo, donde la compañía resultará beneficiada.

1.4 Objetivos

1.4.1 General

Aplicar técnicas de diagnóstico para la selección del tratamiento de control de producción de agua no deseada en los pozos candidatos del campo Pindo arena U inferior.

1.4.2 Específicos

- Analizar los pozos que podrían necesitar un sistema de control de agua.
- Mostrar las distintas formas en que el agua puede ingresar en el pozo.

- Describir los métodos y tecnologías que se utilizan para identificar los problemas de producción de agua en exceso.
- Diagnosticar los problemas de producción excesiva de agua de los pozos seleccionados.
- Describir diversos tratamientos y soluciones.
- Escoger un sistema químico apropiado para tratar el problema de control de agua
- Establecer los beneficios en el rendimiento del reservorio con la disminución de producción de agua no deseada.

1.5 Factibilidad y accesibilidad.

La investigación sí es factible realizarla porque existen los recursos necesarios para el desarrollo del proyecto como el talento humano que son los técnicos del CONSORCIO PETROSUD-PETRORIVA y el estudiante, bibliografía, y el tiempo suficiente para realizar la investigación.

Es accesible porque la empresa proporcionará la información necesaria y las facilidades de ingreso al campo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Marco Institucional.

El consorcio Petrosud-Petroriva se encuentra a cargo de las operaciones del campo marginal Pindo desde el mes de julio del año 1999.

El área del contrato tiene aproximadamente 64 Km² (8 x 8 Km), en el año 2001 fue cubierta en su totalidad por un programa de sísmica 3D que se extendió más allá de los límites del área del contrato con el objeto de tener buena cobertura hacia los bordes.

Marco Legal.

La Ley de Hidrocarburos, refiriéndose al desarrollo Educación Técnica dice: contribuir, durante el período de exploración, para el desarrollo de la educación técnica nacional y para el otorgamiento de becas, en el País o en el extranjero, de estudios especializados en la industria de hidrocarburos. Este aporte será administrado por el Instituto Ecuatoriano de Crédito Educativo y Becas, (IECE).

Adicionalmente, la Ley de Hidrocarburos en el capítulo III se refiere a “recibir estudiantes”, recibir estudiantes o egresados de educación técnica superior relacionada con la industria de hidrocarburos, en el número y por el tiempo que se acuerde con PETROSUD-PETRORIVA, para que realicen prácticas y estudios en los campos de trabajo e industrias, corriendo por cuenta de las empresas los gastos de transporte, alojamiento, alimentación, seguros y atención médica.

Marco ético.

La investigación de esta tesis está inmersa en los principios éticos profesionales de la empresa.

2.2 Descripción general del campo Pindo

2.2.1 Ubicación geográfica.

El campo Pindo se localiza en la provincia de Orellana, a 150 Km en línea recta al sur de la población de lago Agrio y a 10Km al Oeste de la estación central del Campo Auca; de manera esquemática se muestra a continuación:

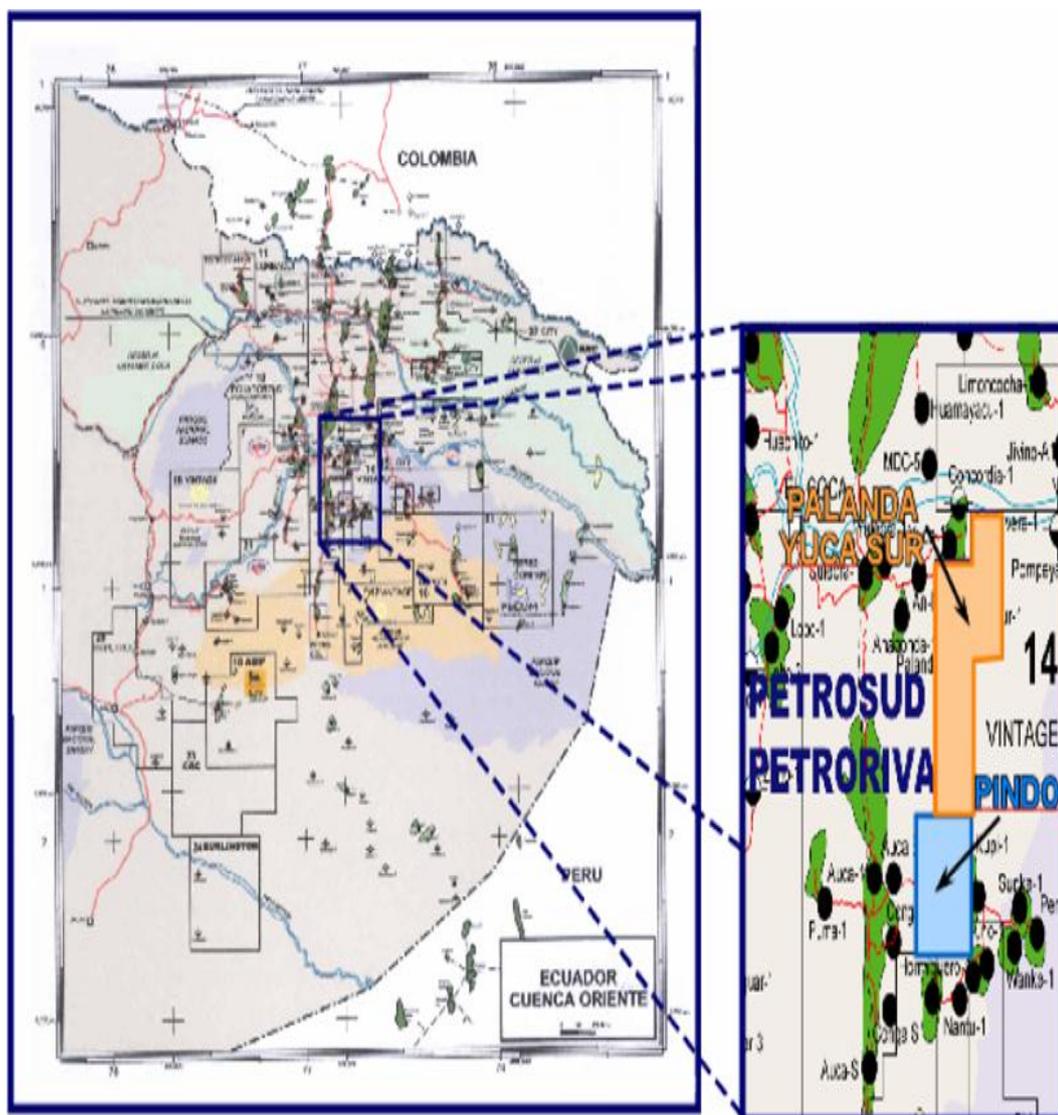


Figura 3.3. Mapa de ubicación de los Campos Marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur
Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriv

El área del campo marginal Pindo, es de aproximadamente 6800 Ha y se encuentra delimitada por las coordenadas UTM de la tabla 2.1 que se indican a continuación:

UBICACIÓN POZOS DEL CAMPO PINDO		
POZO	LATITUD SUR	LONGITUD OESTE
Pindo 01	9925055.46	299348.99
Pindo 02	9925208.03	298701.96
Pindo 03	9925630.90	299228.46
Pindo 04	9926219.91	299091.91
Pindo 05	9925851.22	298878.67
Pindo 06	9925589.30	298382.07
Pindo 07	9926122.80	298455.92
Pindo 08	9925977.87	299571.65
Pindo 09	9924753.61	298898.27
Pindo 11	9926674.79	298699.82
Pindo 12	9924271.27	299078.84
Pindo 13	9927082.09	298152.99
Pindo 14	9927231.82	298710.79
Pindo Este 01	9923093.94	302459.22

TABLA 2.1 UBICACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO PINDO

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petroud-Petroriva

2.2.2 Reseña Histórica.

El campo Pindo fue descubierto por PETROAMAZONAS, Operadora del Consorcio CEPE - TEXACO, mediante la perforación del pozo exploratorio Pindo 01, en Noviembre de 1991. Posteriormente, este campo fue operado por PETROPRODUCCIÓN, llegándose a tener seis pozos perforados. En la actualidad el campo Pindo es operado por el Consorcio PETROSUD - PETRORIVA teniendo 14 pozos perforados, de los cuales Pindo 02 y 03 son usados para la reinyección de agua de formación el Pindo 08 está en proyecto para ser utilizado como inyector para recuperación mejorada y a la vez se lo empleara para reinyección de agua de formación a la arena T. Se cierra el pozo 04 el 13 de Mayo 2010 por alto corte de agua con un BSW de 100%, el pozo 05 se cierra el 14 de Marzo de 2002 por alto corte de agua, el 20-JULIO-2005 sale de WO # 3 a las 18:00 HRS el pozo queda completado para inyectar a BT y Tiyuyacu. A continuación se detalla la producción de los pozos del campo Pindo y sus respectivas arenas (tabla 2.2).

POZO	ARENA	ESTADO	TIPO DE LEVANTAMIENTO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	API @ 60 °F
PIN-01	T	Productor	BES	1530	1301	230	15	18,2
PIN-02	tiyuyacu	reinyector	-	-	-	-	100	-
PIN-03	Ui+H+BT	reinyector	-	-	-	-	100	-
PIN-04	T	OFF	-	-	-	-	-	-
PIN-05	BT+tiyuyacu	inyector	-	-	-	-	100	-
PIN-06	Ui	productor	BES	1300	182	1118	86	18,6
PIN-07	H+T+BT	productor	BH	2230	1338	892	40	18
PIN-08	T	OFF	-	-	-	-	-	-
PIN-09	Tinf	Productor	BES	895	107	788	88	20,4
PIN-11	Tsup+Hinf	Productor	BES	1700	374	1326	78	18,6
PIN-12	Hs	productor	BES	500	200	300	60	20,2
PIN-13	T+US+BT	productor	BES	1294	932	362	28	20
PIN-14	Ui	productor	BES	3614	723	2891	80	20
PIN-E-01	BT	productor	BES	1942	660	1282	66	20
			TOTAL	15005	5817	9188		

TABLA 2.2 ESTADO DE LOS POZOS EN EL CAMPO PINDO

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petroud-Petroriva

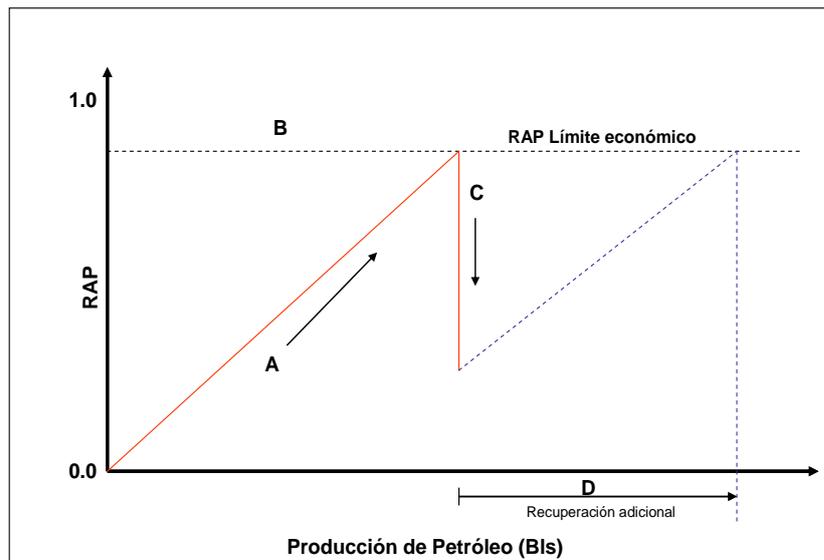
El bloque Pindo se localiza en la provincia de Orellana, a 150 Km en línea recta al sur de la población de Lago Agrio y a 10 Km al oeste de la estación central del Campo Auca.

2.2.3 Hipótesis

Aplicando la técnica de diagnóstico y el tratamiento seleccionado de control de agua, se reducirá la producción de agua no deseada en los pozos candidatos del Campo Pindo.

2.3 FUNDAMENTO TEORICO DEL CONTROL DE AGUA DEL YACIMIENTO

La figura 2.1 interpreta la relación agua/petróleo (RAP) aumenta con la producción (A) debido al aumento de la cantidad de agua. Finalmente, el costo del manejo del agua se acerca al valor de la producción de petróleo y al “limite económico” de la RAP (B). La metodología y la tecnología del control del agua reducen la producción de agua del pozo (C), lo cual permite continuar la producción económica de crudo. El control del agua trae aparejado el incremento de la recuperación económica del pozo (D).



Fuente: oil review 2000

Fig.No2.1.fundamento del control del agua para aumentar la productividad del pozo y las reservas potenciales

2.3.1 La relación agua/petróleo (RAP).

Esta relación se obtiene dividiendo la tasa de producción de agua por la tasa de producción de petróleo y puede oscilar entre (100% petróleo) e infinito (100% agua).

$$RAP = \frac{q_{agua}}{q_{petróleo}} \quad (ec. 1.1)$$

También se utilizan habitualmente los términos “corte de agua” o “flujo fraccional de agua” definidos como la tasa de producción de agua dividida por la tasa total de producción, expresadas en porcentaje o fracción, respectivamente. Estas mediciones se puede calcular fácilmente (por ejemplo, RAP de 1 implica un corte de agua de 50%).

$$corte\ de\ agua = \frac{RAP}{1 + RAP} = \frac{\frac{qw}{qo}}{1 + \frac{qw}{qo}} = \frac{\frac{qw}{qo}}{\frac{qo + qw}{qo}} = \frac{qw}{qo + qw} \quad (ec. 1.2)$$

2.3.2 Sedimentos básicos y agua (BSW).

El BSW (Basic Sediment and water) se define como el contenido de sedimento base y agua en una muestra representativa de crudo, es decir es la cantidad de sedimentos y agua mezclada en solución con el petróleo y gas en una muestra de crudo.

Para la comercialización del crudo ecuatoriano, el petróleo debe tener un BSW menor al 1 %.

2.3.3 Diferencia entre corte de agua y BSW.

El corte de agua es la relación entre la tasa de agua y la tasa total de la producción de fluidos los cuales son datos que están en los reportes diarios de producción de los pozos del campo Pindo. El BSW es el contenido de agua emulsionada más sedimentos, en una muestra representativa que se puede tomar en cualquier etapa de la producción o comercialización. Para el control del agua se toma en cuenta el corte de agua, debido que se analiza el comportamiento de la producción de las tasas de fluidos.

2.3.4 Corte de agua al límite económico.

El corte de agua al límite económico, es aquel en el cual, el costo del manejo, tratamiento y eliminación de agua, es igual a las ganancias derivadas del petróleo. La producción de agua por encima de este límite provoca un flujo de fondos negativo. Este se puede aproximar por la ganancia neta obtenida de producir una unidad adicional de volumen de petróleo (V_o), dividida por el costo de una unidad adicional de volumen de agua (C_w).

Puede ser determinada a partir de volumen de petróleo (V_o), que es igual al valor de un barril de petróleo después de deducir los impuestos y el costo de levantamiento, excluyendo el tratamiento de agua, y (C_w), que es igual al costo del manejo del agua producida.

$$\mathbf{RAP}_{\text{económico}} = \frac{V_o}{C_w} \quad (\text{ec. 1.3})$$

Donde:

$\mathbf{RAP}_{\text{económico}}$ =Relación agua-petróleo en el límite económico (adimensional).

Vo= Valor IBLI de petróleo, deducidos los impuestos y costos de levantamiento (USD).

Cw=Costo de manejo del agua producida (USD).

2.4 Generalidades del control de agua.

Con respecto al origen del agua en las formaciones se tiene:

2.4.1 Agua connata.

Es el agua que quedó atrapada en un acuífero durante la formación o sedimentación de estos, es decir son contemporáneos.

2.4.2 Agua Meteórica.

Es el agua pluvial o de las precipitaciones, infiltrada, en el subsuelo, una característica del agua meteórica es su salinidad, debido a que es menor que el agua connata.

2.4.3 Agua Irreducible.

Es el agua que se encuentra en los poros y las fisuras de la roca, la misma que no puede recuperarse, tiene influencia en el cálculo de las reservas.

Con respecto a la producción económica de crudo:

2.4.4 Agua de Barrido.

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

2.4.5 Agua buena o aceptable.

Es el agua producida junto con el petróleo, a una tasa inferior al límite económico de la relación agua petróleo (RAP). La producción del agua buena o aceptable, tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación.

Un ejemplo de agua buena es la producida por un acuífero que aporta energía a un reservorio de hidrocarburo.

2.4.6 Agua mala o no aceptable.

El agua mala se puede definir, como el agua producida dentro del pozo, que no produce petróleo, o bien, cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la relación agua petróleo (RAP) un ejemplo de agua mala es la producción excesiva de agua cuando se forma una conificación en el pozo.

Los términos “agua buena” y “agua mala” se utilizan debido a que la producción de agua influye en la rentabilidad del reservorio.

2.5 Conceptos utilizados en el control de agua

2.5.1 Permeabilidad.

La permeabilidad (K) es una medida de la capacidad de un medio poroso para permitir el paso de los fluidos a través de él, mientras más permeable sea una roca mayor será la cantidad de fluido que puede pasar por unidad de tiempo a través del espacio poroso. En 1856 Henry Darcy investigó el flujo de agua a través de filtros de arena para fines de purificación de agua.

Darcy encontró que la K era una constante de proporcionalidad que dependía de las características de la arena. Otras investigaciones dedujeron que la proporcionalidad de Darcy podía ser extendida a otros fluidos.

La ecuación de Darcy se dice, que un medio poroso, tiene la permeabilidad de un Darcy cuando, un fluido de una sola fase, con una viscosidad de un centipoise (Cp) y que llena completamente el espacio intergranular, fluye a través de él para condiciones de flujo laminar, a una tasa Q de un Cm^3/seg por un área transversal de un Cm^2 por un Cm de longitud y un diferencial de presión de una atmosfera:

$$Q = \frac{KA(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (\text{ec.2})$$

Donde:

$\mu = \text{Centipoises}$

$Q = \text{cm}^3 / \text{seg}$

$A = \text{cm}^2$

$L = \text{cm}$

$\Delta P = \text{atm}$

K= milidarcys

2.5.1.1 Permeabilidad absoluta.

La K absoluta es una propiedad de la roca y no del fluido (en fluidos no compresibles), se mide cuando fluye un fluido homogéneo que satura 100% el medio poroso.

2.5.1.2 Permeabilidad efectiva.

Es cuando la roca está saturada con más de un fluido, por lo tanto, habrá una permeabilidad efectiva para cada uno de ellos.

La permeabilidad efectiva significa que la saturación de cada fluido es menor al 100% y por lo tanto es necesario considerar una permeabilidad de la roca con respecto a cada fluido tomando en consideración que cuando la saturación de fluido disminuye también la permeabilidad para ese fluido decrece, sin embargo, las sumas de las permeabilidades efectivas de cada uno de los fluidos no es igual al valor de la permeabilidad absoluta es decir que la permeabilidad efectiva es función de la saturación y depende de la estructura capilar de la roca y de las características de la humectabilidad.

La permeabilidad efectiva se calcula usando la ecuación de Darcy en donde todos los parámetros deben ser referidos al fluido considerado.

2.5.1.3 Permeabilidad relativa.

Si una formación contiene dos o más fluidos inmiscibles y se encuentran fluyendo a la vez; cada fluido tiende a interferir con el flujo de otros. Esta reducción de la facilidad de un fluido, para fluir a través de un material permeable, es denominada el efecto de la

permeabilidad relativa. Se piensa que la permeabilidad relativa está controlada por la geometría del pozo, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y las saturaciones de los fluidos.

La presencia de agua en la superficie de una roca reducirá el área transversal disponible para que el petróleo pueda fluir. La permeabilidad relativa es una cantidad adimensional y es usada en conjunto con la permeabilidad absoluta para la determinación de las permeabilidades efectivas de un fluido.

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K}; K_{rw} = \frac{K_w}{K}; K_{rg} = \frac{K_g}{K} \text{ (ec. 3)}$$

Donde:

K = Permeabilidad absoluta

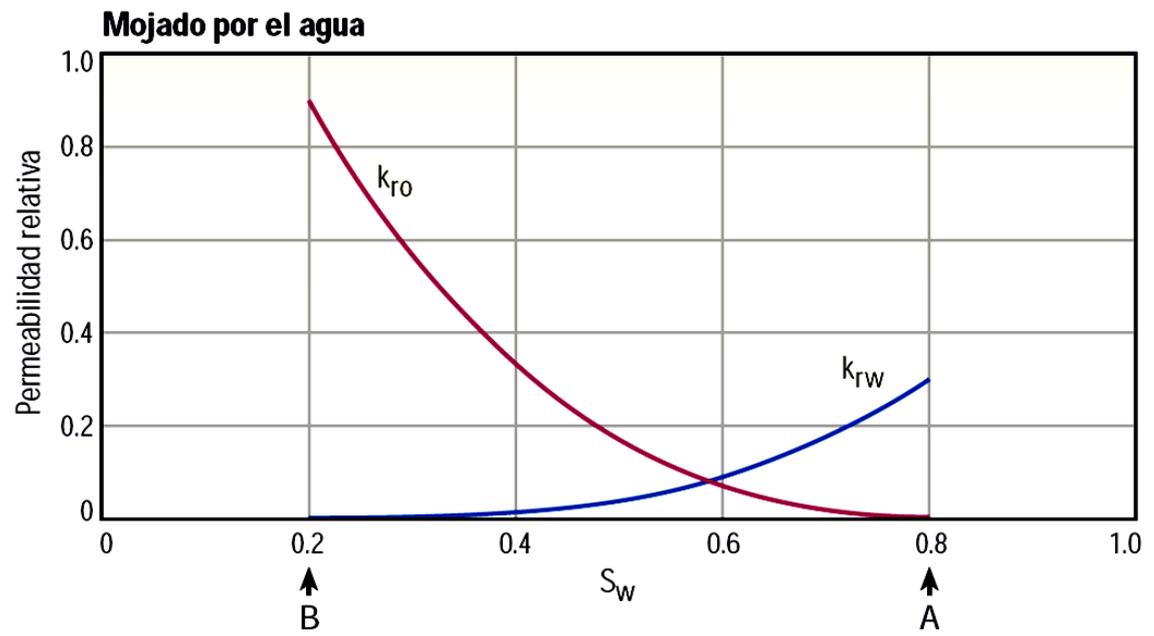
K_o, K_w, K_g = Permeabilidad efectiva del petróleo, agua y gas

K_{ro}, K_{rw}, k_{rg} = Permeabilidad relativa al petróleo, agua y gas

En el control de agua, la permeabilidad cumple un rol importante desde la descripción del problema, hasta la implementación de soluciones y mecanismos para controlar o impedir el flujo de agua, por ejemplo en un pozo vertical ocurre conificación cuando existe un contacto agua-petróleo cerca de los disparos y en una formación que tiene una permeabilidad vertical relativamente elevada.

Curvas de permeabilidad relativa

Las permeabilidades efectivas son permeabilidades relativas multiplicadas por la permeabilidad absoluta. Los puntos A y A' (figura 2.2) representan la situación típica de una medición de la caída de presión del periodo de flujo. En un yacimiento mojado por el agua (figura 2.3), el filtrado de lodo fluye en presencia de un 20% de petróleo residual y tiene una K_{rw} de 0,3. Los puntos B y B' representan la situación típica de análisis de presión transitoria (Build up) en un yacimiento de petróleo. En un yacimiento mojado por el agua, el petróleo fluye en presencia de un 20% de agua irreducible y tiene una K_{ro} de 0,9. Los puntos A, A', B, B' también se conocen como puntos extremos de la permeabilidades.



Fuente: Fuente: oil review 2001/2002

Fig.No2.2.curva de Kr típica para petróleo y agua en una roca mojada por agua (hidrófila)

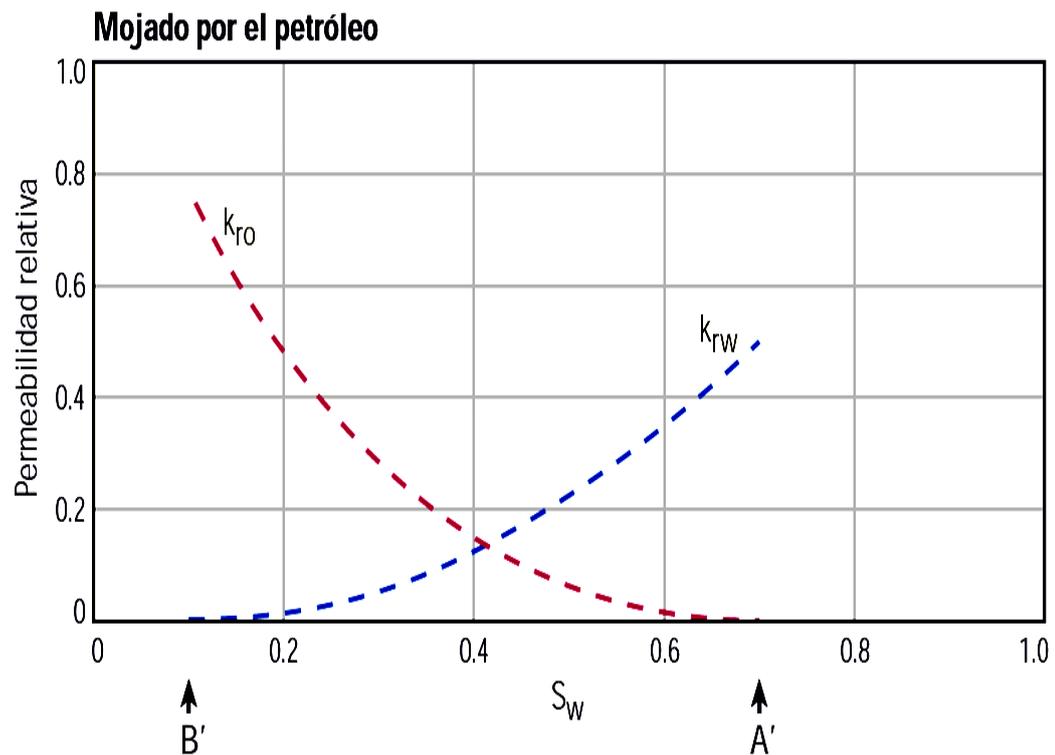


Fig.No2.3.curva de K_r típica para petróleo y agua en una roca mojada por petróleo (oleofila).

La experiencia ha determinado, una clasificación general de la permeabilidad de acuerdo a su valor.

PERMEABILIDAD EFECTIVA (md)	GRADO DE PERMEABILIDAD
1-10	REGULAR
10-100	POBRE
100-1000	BUENA
>1000	MUY BUENA

TABLA 2.2 Clasificación general de la permeabilidadFuente: *American Petroleum Institute*

2.5.2 Saturación de fluidos.

La saturación de fluidos es la fracción o porcentaje del volumen de poros del yacimiento, que está llena por cada uno de los fluidos, es decir la saturación en fluido de una roca es la relación entre el volumen de fluido en los poros con el volumen total de los poros. La saturación se expresa como el porcentaje del volumen de los poros, por ejemplo una saturación de agua del 30% significa que 3/10 del espacio en los poros está lleno de agua. La distribución de los fluidos del yacimiento de acuerdo a sus características humectantes da como resultado diferentes permeabilidades relativas de las fases mojante y no mojante. La fase mojante tiende a ocupar los poros más pequeños, abierto a pequeñas saturaciones, estos poros, no contribuyen materialmente al flujo, en consecuencia, la presencia de una mínima saturación de la fase mojante afecta la permeabilidad de la fase no mojante, solamente en una extensión limitada.

Sin embargo ya que la fase no mojante ocupa los espacios porosos abiertos más grandes lo cual contribuye materialmente al flujo de fluidos a través del yacimiento, una pequeña saturación de la fase mojante vendría a ser el agua y la no mojante el petróleo en el yacimiento.

En un yacimiento de hidrocarburos se puede encontrar agua, petróleo y gas. Cuando un fluido inmisible está desplazando al otro, es imposible reducir la saturación del fluido desplazado a cero. El flujo de la fase desplazada cesara de ser continua a una pequeña saturación. Esta saturación es a menudo referida como la saturación irreducible mínima. Es un importante concepto, que determina, el máximo recobro del yacimiento. Por otra parte un fluido debe desarrollar una cierta saturación mínima antes que la fase empiece a fluir. A veces las saturaciones residuales de hidrocarburos pueden extraerse mediante métodos de recuperación secundaria o terciaria.

Para un determinado medio poroso, las permeabilidades efectivas y por consiguiente; las relativas a un fluido determinado, en un sistema saturado por más de un fluido dependen de las características de humectabilidad y saturación.

Al evaluar un intervalo productor, aquella fracción del espacio en los poros que no contiene agua se supone que contiene hidrocarburos, esto puede expresarse matemáticamente con la siguiente igualdad:

2.5.2.1 Saturación de petróleo (S_o).

Es la relación de volumen poroso ocupado por el petróleo sobre el volumen poroso total de la roca, expresado en porcentaje se tiene:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \times 100 \quad (\text{ec.4})$$

Donde:

S_o = saturación de petróleo

V_o = volumen de petróleo

V_p =volumen poroso

$$\text{Además } S_o = 1 - S_w \quad (\text{ec.5})$$

2.5.2.2 Saturación de agua (S_w).

Es la relación de volumen poroso ocupado por el agua existente en los poros de la roca sobre el volumen poroso total, expresado en porcentaje se tiene:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100 \quad (\text{ec.6})$$

Donde:

S_w = saturación de agua

V_w = volumen de agua

V_p =volumen poroso

2.5.3 Humectabilidad.

La Humectabilidad puede ser definida con la tendencia de un fluido de cubrir o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En el análisis de núcleos las superficies sólidas son los granos individuales de minerales que se encuentran en la roca del yacimiento. Los fluidos que existen en los poros de la roca durante la inundación de agua son petróleo, agua y gas. No obstante, ya que las condiciones en las que el gas,

más que los líquidos, humectarán la superficie de la roca, están más allá del rango encontrado en rocas de yacimiento inundadas por agua, solo petróleo y agua pueden ser considerados como la posible fase húmeda.

La humectabilidad tiene un efecto profundo en la producción de yacimientos que están funcionando con mecanismos de inundación de agua. Por esto es necesario, determinar la humectabilidad preferencial del yacimiento, ya sea a agua o petróleo, o algún punto entre los dos extremos.

La definición clásica de humectabilidad, está en términos del ángulo de contacto entre la interfaz del fluido y la superficie sólida. No obstante, en un medio poroso una medida directa del ángulo de contacto es impráctica. En un medio poroso, la humectabilidad y sus efectos en el comportamiento de flujo de los líquidos, se manifiestan principalmente a través de la relación presión capilar/saturación de fluidos. Con esto en mente, un método aceptable de medir la humectabilidad de un núcleo puede basarse en diversos tipos de fenómenos de presión capilar.

A continuación se presentan algunos factores para determinar la humectabilidad al agua y al petróleo.

	Mojable al agua	Mojable al petróleo
Swc	> 20-25%	< 15%, usual <10%
Swc, donde $K_{rw} = K_{ro}$	> 50%	< 50%
K_{ro} a S_{or}	<0,3	> 0,5, acercándose a 1.0

Considerando estos conceptos se puede decir que la curva de permeabilidades (Figura 2.2) es una roca hidrófila (mojada con agua). Esto es beneficioso para yacimientos de petróleo puesto que en este tipo de rocas, el agua es la fase desplazante y el petróleo es la fase desplazada.

2.5.4 Movilidad.

Cuando dos fluidos, por ejemplo agua y petróleo, están en movimiento simultáneo hacia el pozo, la razón de movilidad del agua a la del petróleo, determina las ratas individuales de flujo y por consiguiente la razón agua- petróleo.

La relación de movilidades, es un factor importante que afecta la eficiencia de desplazamiento de petróleo por agua, Cuando un fluido desplaza a otro, la notación normal de la razón de movilidades es la movilidad del fluido desplazante a la del fluido desplazado.

Por ejemplo cuando se desplaza petróleo.

$$\lambda_w = \frac{Krw}{\mu_w}; \lambda_o = \frac{Kro}{\mu_o} \quad (\text{ec.7}) \quad M = \frac{\frac{Krw}{\mu_w}}{\frac{Kro}{\mu_o}} = \frac{Krw \times \mu_o}{Kro \times \mu_w} \quad (\text{ec.8})$$

$$\text{Donde} \left\{ \begin{array}{l} Krw = \text{Permeabilidad relativa del agua} \\ \mu_w = \text{Viscosidad del agua} \\ Kro = \text{Permeabilidad relativa del petróleo} \\ \mu_o = \text{Viscosidad del petróleo} \\ \lambda_w = \text{Movilidad del agua} \\ \lambda_o = \text{Movilidad del petróleo} \\ M = \text{Relacion de movilidad} \end{array} \right.$$

Se puede aplicar también la regla que, a relaciones de movilidades menores o iguales a 1 se tiene mejores resultados en la recuperación de petróleo, debido a que la movilidad es favorable a la fase desplazada. Y a movilidades mayores a 1, las recuperaciones de petróleo son menores debido a que la movilidad es favorable para la fase desplazante.

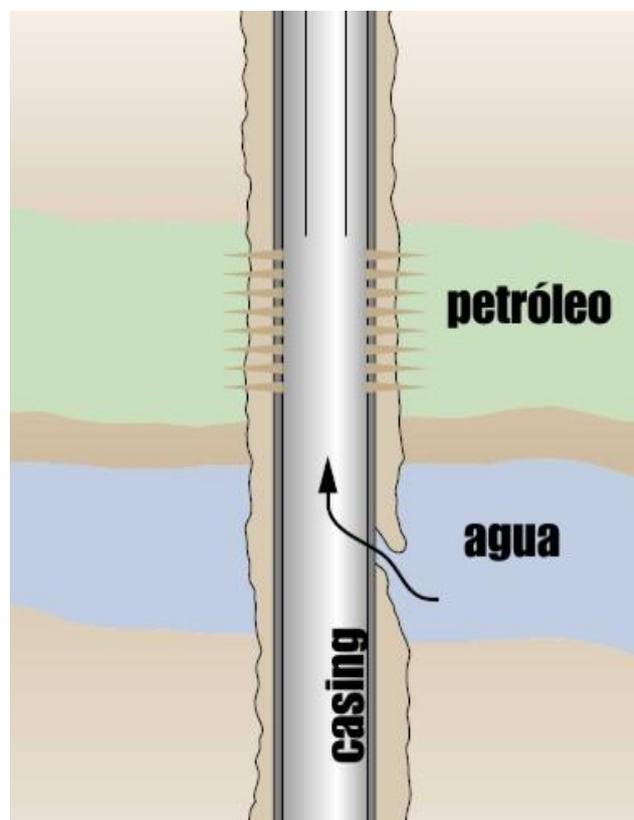
2.6 Causas de la producción de agua.

La presencia o producción de agua no deseada, obviamente, será mas evidente o notoria en yacimientos que cuenten con un mecanismo de empuje de agua activo. Sin embargo se puede intentar clasificar, las causas de la producción de agua como problemas cerca del pozo y problemas relacionados con el yacimiento. Sin embargo, alguno de estos problemas, pueden ser de varios tipos, pudiendo existir muchas variaciones y combinaciones posibles. La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. A continuación se detallan lo más representativos.

2.6.1 Filtraciones en el casing, tubing o packers.

Las filtraciones a través del revestidor, de la tubería de producción o las empacaduras (**figura 2.4**) permiten que el agua proveniente de zonas, que no producen hidrocarburos, ingrese en la columna de producción.

Estos tipos de problemas comúnmente están asociados a la corrosión y a fallas de la tubería o de sus conexiones. Como resultado se genera un incremento inesperado en la producción de agua.

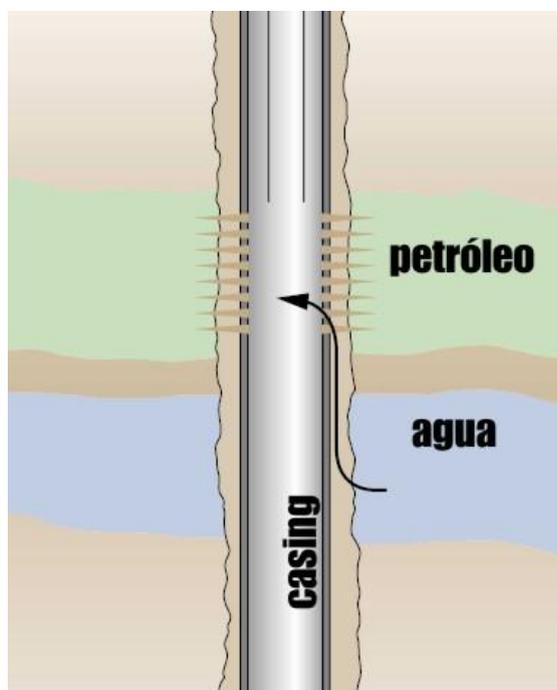


Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review

Fig. No 2.4. Filtraciones en el revestidor

2.6.2 Flujo canalizado detrás del revestidor.

La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular (**figura 2.5**).



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review

Fig. No 2.5. Flujo detrás del casing

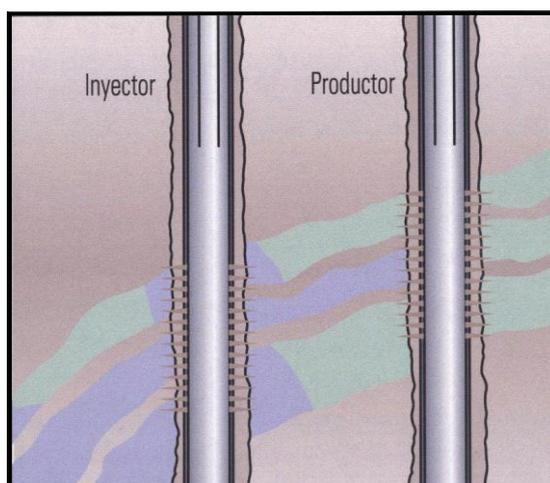
Una de las causas de este problema es debido a una mala adherencia del cemento al revestimiento o del cemento a la formación y que con el tiempo, dan lugar a la formación de canales. Estos canales pueden presentarse en cualquier etapa de la vida productiva del pozo, pero frecuentemente son detectados por un acelerado incremento en la producción de agua después de un tratamiento de estimulación.

2.6.3 Capa inundada sin flujo transversal.

Un problema habitual en la producción proveniente de capas múltiples se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) está inundada.

En estos casos, la fuente de agua puede ser un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Por lo general, la capa inundada presenta el nivel de permeabilidad más elevado. Al no existir flujo transversal en el yacimiento, este problema se resuelve fácilmente mediante la aplicación de cegado rígido o de un cegado mecánico, ya sea en el inyector o en el productor. La decisión de colocar un fluido de cegado o algún sistema de cegado mecánico depende si se conoce con exactitud cuál es el intervalo inundado. En este caso se pueden emplear fluidos selectivos, para evitar el costo de obtener registros. La ausencia de flujo transversal depende de la continuidad de la barrera de permeabilidad.

Los pozos horizontales completados en una sola capa no son proclives a este tipo de problema. Los problemas de agua en pozos sumamente inclinados completados en capas múltiples se pueden tratar de la misma forma que los pozos verticales como indica la **figura 2.6**.



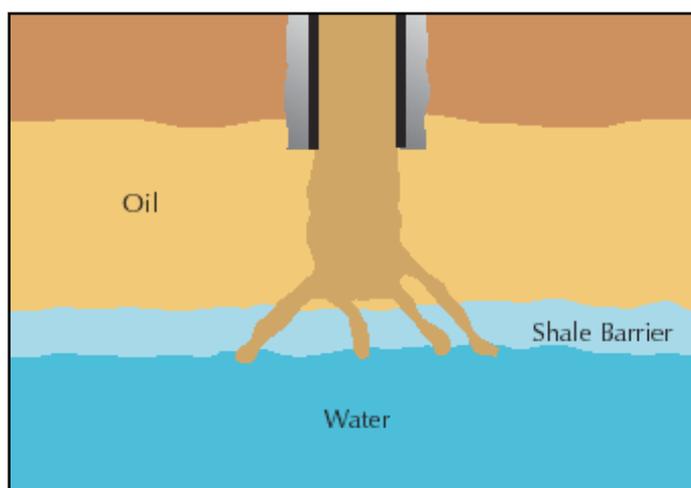
Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review

Fig. No 2.6. Capa inundada sin flujo transversal entre las capas

2.6.4 Rompimiento de barreras.

A pesar de que existen barreras naturales, tales como un estrato denso de lutitas separando diferentes zonas de fluido y exista un excelente trabajo de cementación, éstas pueden ser empujadas y fracturadas cerca del pozo.

Como resultado de la producción, en la **figura 2.7** el diferencial de presión atraviesa las lutitas y provoca que el fluido migre a través del pozo. Generalmente, este tipo de ruptura está asociada con los intentos de estimulación; además, estas fracturas pueden atravesar la capa de lutita o a su vez, los ácidos empleados pueden llegar a disolver canales en su recorrido. Los registros, el Termal Multigate Decay (TMD) y el Reservoir Monitoring Tool (RMT), pueden ser usados para detectar la migración de fluidos como resultado de rompimiento de una barrera.

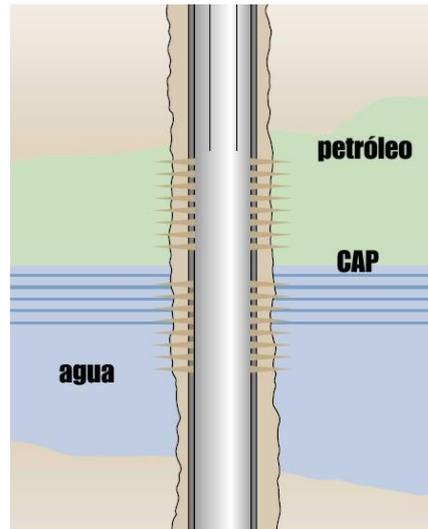


Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review

Fig. No 2.7. Comunicación a través de una barrera

2.6.5 Perforaciones en el acuífero.

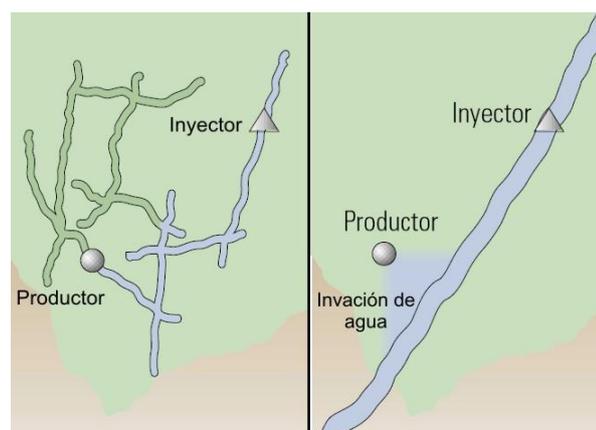
Una de las principales causas de la producción de agua no deseada a ser considerada, es la localización de las perforaciones con relación a la zona de agua (figura 2.8). A menudo, estas zonas de agua están cerca de los intervalos de crudo y o gas. Las perforaciones hechas pueden alcanzar una de ellas y llegar a ser una razón más probable para la excesiva producción de agua.



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
Fig. No 2.8. Perforaciones en el acuífero

2.6.6 Fracturas o fallas entre pozo inyector y productor.

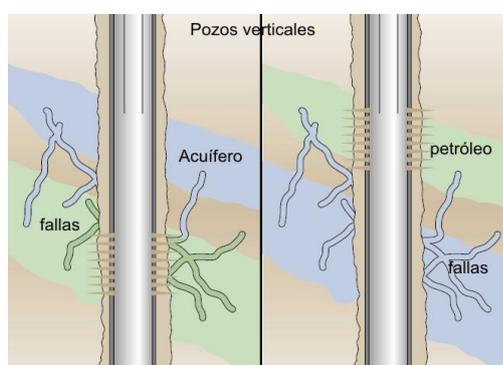
En las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, esta puede invadir rápidamente los pozos productores (Figura 2.9). Este fenómeno se produce en forma habitual cuando el sistema de fracturas es extenso o se encuentra fisurado. En los pozos horizontales, puede existir el mismo problema cuando el pozo intercepta una o más fallas conductoras o que tienen fracturas conductoras asociadas.



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
Fig. No 2.9. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor

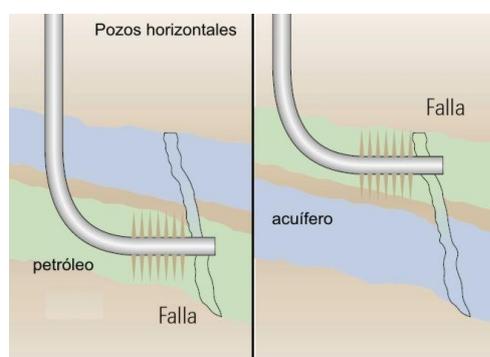
2.6.7 Fracturas o fallas de una capa de agua.

El agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda (Figura 2.10.a). En muchos yacimientos de carbonatos, las fracturas suelen ser casi verticales y tienden a ocurrir en grupos separados por grandes distancias, en especial en las zonas dolomíticas cerradas, por lo cual es poco probable que estas fracturas intercepten un pozo vertical. Sin embargo, estas fracturas se observan con frecuencia en pozos horizontales donde la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero (Figura 2.10.b).



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review

Fig. No 2.10.a. **Fracturas o fallas en una capa de agua (pozo vertical)**



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review

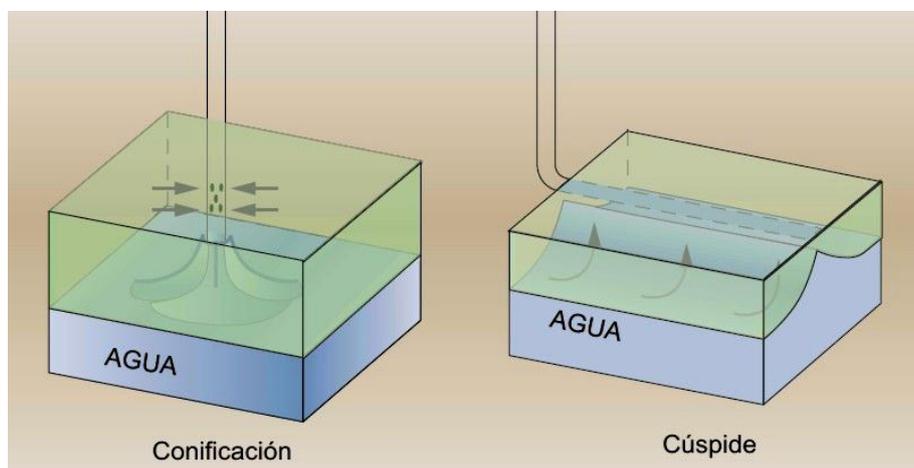
Fig. No 2.10.b. **Fracturas o fallas en una capa de agua (pozo vertical)**

2.6.8 Conificación o formación de cresta.

En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un contacto agua-petróleo cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada (Figura 2.11). La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se

puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica.

En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una duna (duning) o de una cúspide.

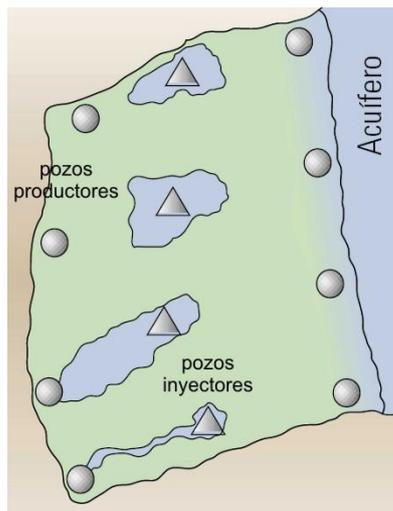


Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
Fig. No 2.11. **Conificación o formación de cúspide**

2.6.9 Barrido areal deficiente.

Muchas veces el agua marginal o subyacente de un acuífero o de un pozo inyector de agua en una zona productiva, provoca un barrido areal deficiente (Figura 2.12). Por lo general, la anisotropía areal de la permeabilidad origina este problema, que es serio en los depósitos de canales de arena.

Los pozos horizontales pueden atravesar zonas con diferentes valores de permeabilidad y presión dentro de la misma capa, lo cual provoca un barrido areal deficiente. También puede suceder que el agua invada sólo una parte del pozo simplemente debido a su proximidad horizontal a la fuente de agua.



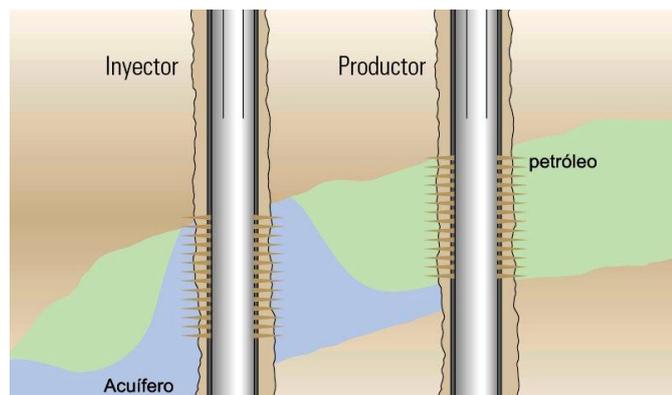
Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
 Fig. No 2.12. **Barrido areal deficiente**

2.6.10 Segregación gravitacional.

Cuando en un yacimiento existe una capa de gran espesor con buena permeabilidad vertical, la segregación gravitacional, denominada a veces barrido de agua en el fondo de la arena (water under-run), puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo en producción (Figura 2.13). El agua, ya sea que provenga de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se escurre hacia abajo en la formación permeable y barre sólo la parte inferior del yacimiento.

Cuando existe una relación de movilidad petróleo-agua desfavorable el problema puede agravarse, incluso más en las formaciones con texturas sedimentarias que se vuelven más finas hacia arriba, dado que los efectos viscosos junto con la segregación gravitacional fomentan el flujo en la base de la formación. En el pozo productor existe conificación local.

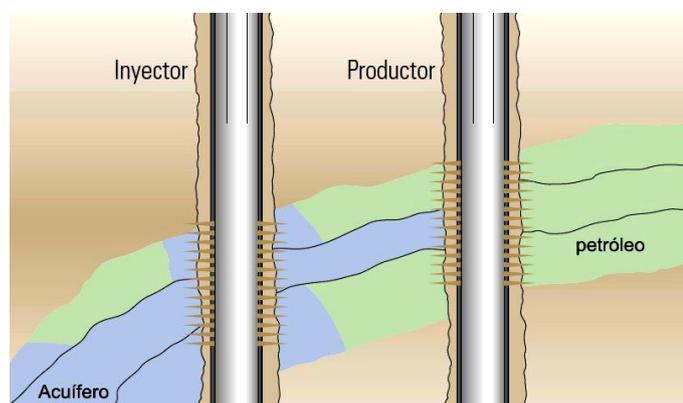
En los pozos horizontales, la segregación gravitacional puede ocurrir cuando el pozo se encuentra cercano al fondo de la zona productiva, o bien cuando se supera la tasa crítica de conificación local.



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
Fig. No 2.12. **Capa con segregación gravitacional**

2.6.11 Capa inundada con flujo transversal.

El flujo transversal de agua puede existir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables (Figura 2.13). El problema de la producción de agua a través de una capa sumamente permeable con flujo transversal es similar al de una capa inundada sin flujo transversal, pero se diferencia de éste en el hecho de que no existe una barrera para detener el flujo en el yacimiento.



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
Fig. No 2.13. **Capa inundada con flujo transversal**

Los pozos horizontales completados en una sola capa no son proclives a este tipo de problema. Si un pozo sumamente inclinado está completado en múltiples capas, este problema puede ocurrir al igual que en un pozo vertical.

2.6.12 Canales de alta permeabilidad.

Frecuentemente, existen estratos de permeabilidad variable dentro de un intervalo productor. La tasa de flujo es mucho más rápida a través de estratos con elevadas permeabilidades; como resultado de esto, es el incremento en la producción de agua antes de que esta, haya barrido el petróleo en los demás estratos. Un estrato con alta permeabilidad podría generar un rápido incremento en el corte de agua después de haber ocurrido la invasión. Este mecanismo, está altamente relacionado con la litología del pozo y más concretamente con la diferencia de permeabilidades en los estratos presentes.

2.6.13 Problemas de pozos inyectoros.

Los pozos inyectoros pueden originar problemas si el agua de inyección no está filtrada correctamente y puede contener partículas que provoquen el taponamiento de la matriz. Por otra parte, si no se trata en forma adecuada con químicos, como bactericidas y secuestrantes de oxígeno, el daño puede aumentar.

Estos factores pueden provocar el aumento de la presión de inyección hasta que se inicia una fractura, que en un principio es corta, pero luego crece en longitud y en altura para mantener la inyektividad a medida que las caras de la fractura se taponan. Cuando las fracturas inducidas se extienden en forma vertical a través de varias capas, se pierde el control sobre el barrido vertical y resulta difícil recuperar el control del perfil de inyección.

2.7 Problemas asociados con la producción de agua.

Los problemas asociados con el incremento de la producción de agua en un campo se relacionan a la influencia del agua de formación sobre las tuberías y equipos de subsuelo y superficie.

La corrosión, la escala y el arrastre de sedimentos, como arena son los principales problemas que afectan de manera paulatina al proyecto disminuyendo la rentabilidad de un proyecto si no se toman medidas preventivas.

- **Problemas de escala o incrustaciones.**- La escala o incrustaciones minerales que se produce en un campo petrolero se deben principalmente a la producción de

agua de formación. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales disueltos cuando contactan fases minerales en su estado natural, esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones. La formación de escala comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes, generalmente el agua rico en iones, se precipita cuando existen cambios de presión y temperatura dando origen a la escala o incrustaciones de minerales. La tubería de producción y los equipos de superficie son los más afectados ya que la escala se adhiere en las paredes del interior de las tuberías formando una capa mineral de algunos centímetros de espesor. El efecto primario de la formación de escala es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad de la superficie del tubo y reducir el área de fluencia. Esto origina un aumento en la caída de presión y en consecuencia la producción disminuye.

- **Problemas de corrosión.-** *Corrosión es el ataque destructivo a un metal por reacción química o electroquímica con su medio ambiente*, este es un proceso natural, en el cual se produce una transformación del elemento metálico a un compuesto más estable, que es un óxido. Por efecto del contenido de gases como el CO₂, H₂S, O₂, el agua se vuelve ácida, dependiendo el pH de la presión parcial y de la concentración de sales disueltas esto permite que el agua sea un ente corrosivo. El ataque de la corrosión del agua con características, ácidas afecta a los equipos de fondo y de superficie. Las soluciones para la corrosión y la formación de escala son muy variadas. Para el control del agua de formación se utilizan tratamientos químicos que incluyen quebradores de emulsión, biocidas, polielectrolitos y secuestrantes de oxígeno que se agregan al agua para condicionarla para la reinyección, además de inhibidores de corrosión y químicos para combatir las incrustaciones minerales o escala, que se adicionan para proteger las tuberías y los equipos de fondo.

2.8 Técnicas de diagnóstico para el control de agua en el reservorio.

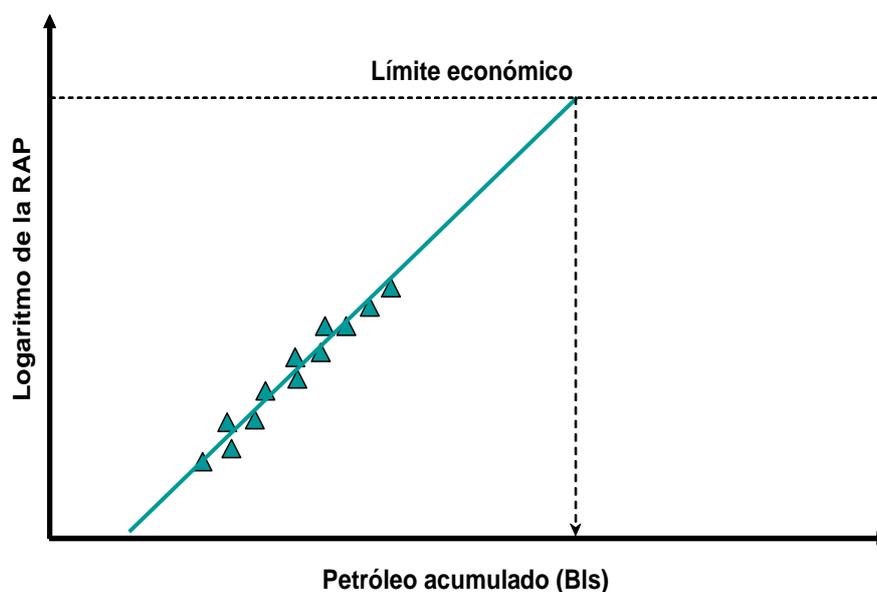
El diagnóstico para el control de agua de formación constituye el factor clave para identificar el problema específico que se presenta en los pozos.

Los objetivos del diagnóstico son:

- Seleccionar los pozos que podrían necesitar un control de agua.
- Determinar el problema de agua, de manera que se pueda seleccionar un método de control de adecuado.
- Localizar el pozo afectado de tal manera que se pueda remplazar el tratamiento en el lugar correcto.

Para poder distinguir las diferentes fuentes de agua no aceptable se han desarrollado varias técnicas analíticas que utilizan, por ejemplo, las relaciones agua/petróleo, los datos de producción y las mediciones de los registros. A continuación se detallan las principales técnicas de diagnóstico.

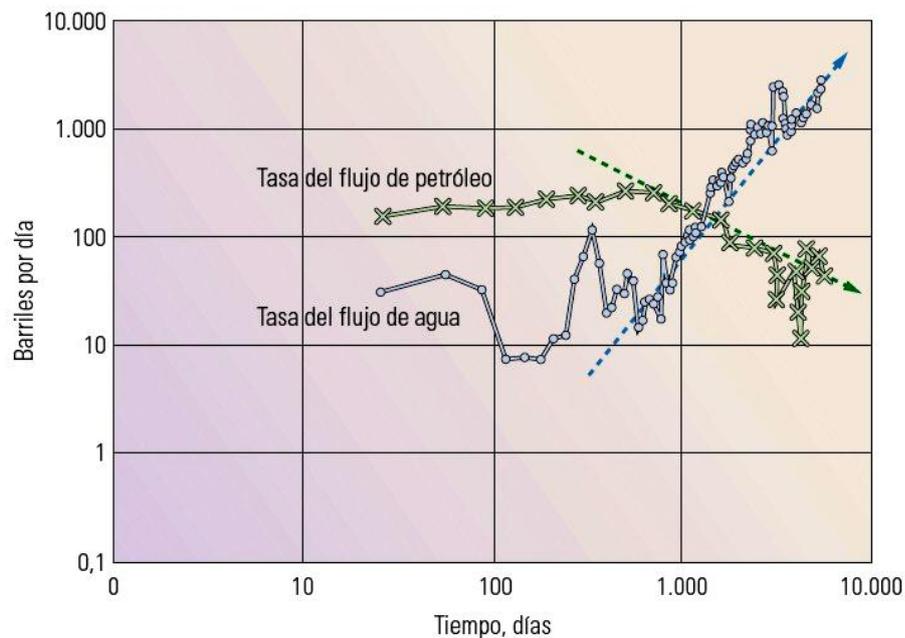
2.8.1 Grafico de recuperación.



Fuente: Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
Fig. No 2.14. **Gráfico de recuperación**

Es un gráfico semilogarítmico de la relación agua petróleo (RAP) con respecto a la producción acumulada de petróleo (Figura 2.14), muestra la tendencia ascendente de la relación agua/petróleo respecto de la producción. Si la RAP extrapolada alcanza el límite económico cuando el petróleo producido acumulado alcanza las reservas recuperables esperadas, entonces el agua producida se considera agua aceptable.

2.8.2 Gráfico de la historia de producción.



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
 Fig. No 2.15. **Gráfico de la historia de producción**

Es un gráfico doble logarítmico de tasas de petróleo y agua con respecto al tiempo (Figura 2.15). Cualquier cambio brusco y simultáneo que indique un aumento del agua con una reducción del petróleo es señal de que se podría necesitar un tratamiento de remediación.

2.8.3 Análisis nodal.

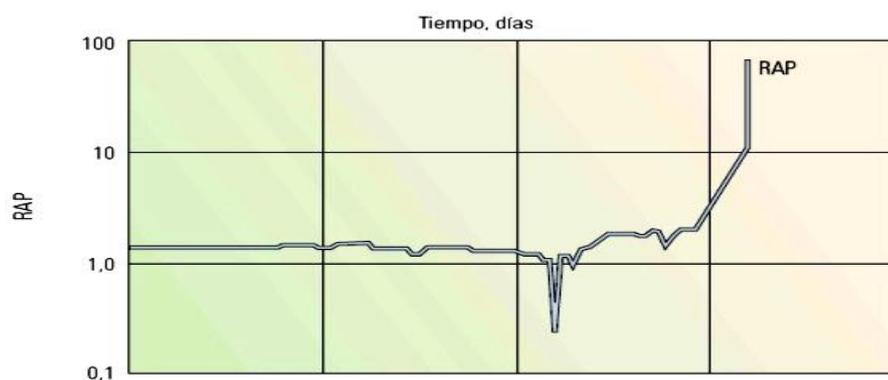
Es el análisis del comportamiento del flujo de un pozo. Se utiliza con frecuencia para evaluar el efecto de cada componente, en un sistema de producción, desde el fondo de un pozo hasta el separador.

El análisis nodal también se emplea para determinar la ubicación de zonas de resistencia excesiva al flujo, lo que provoca grandes pérdidas de presión en los sistemas de tuberías.

Por otra parte, también es posible determinar el efecto que produce el cambio de cualquiera de los componentes del sistema sobre las tasas de producción. En los casos de conificación convencional el estrangulamiento de un pozo que produce agua, servirá para reducir el corte de agua.

2.8.4 Gráficos de diagnóstico específico.

Estos perfiles de los gráficos de diagnóstico que caracterizan los mecanismos de invasión del agua se utilizan para determinar el tipo de problema específico estableciendo comparaciones con los esquemas de comportamiento conocidos, se utiliza un gráfico de diagnóstico doble logarítmico de la RAP con respecto al tiempo (Figura 2.16).

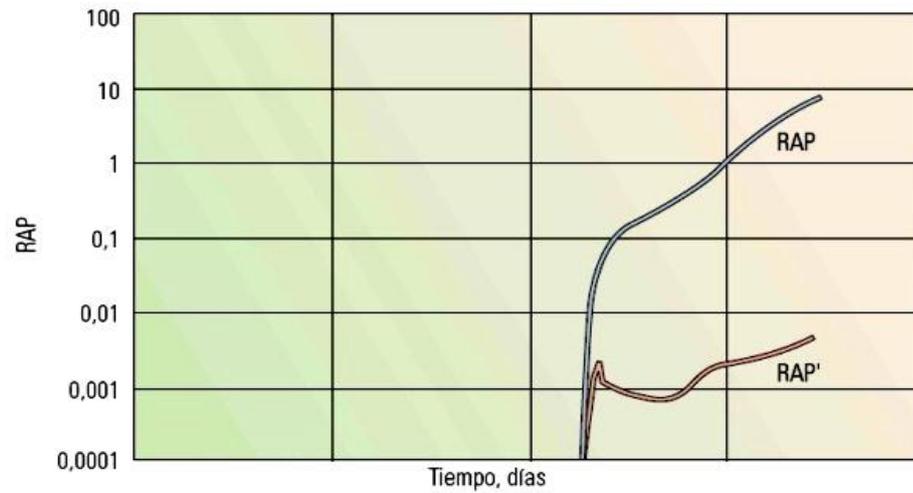


Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review

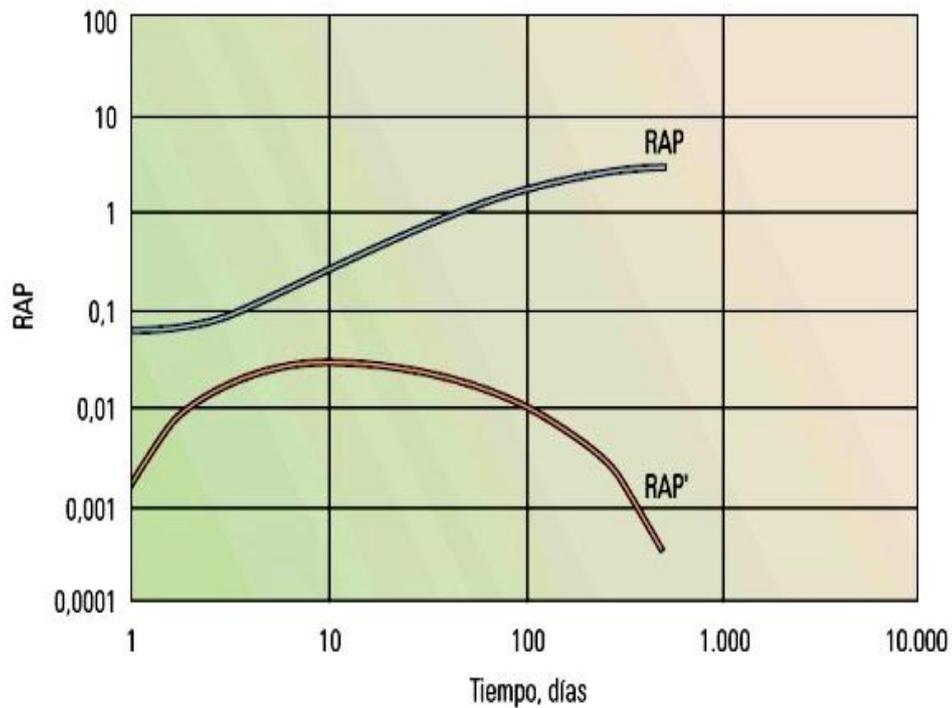
Fig. No 2.16. Flujo a través de una falla, una fractura o un canal detrás del casing

Existen tres signos básicos que permiten distinguir entre los diferentes mecanismos de invasión de agua: flujo abierto por fallas, fracturas o flujo por canal detrás del revestidor (Figura No 2.17); flujo de agua marginal o un CAP dinámico (Figura No 2.18); y problemas de conificación (Figura No 2.19).

También se puede utilizar la derivada de la RAP con respecto al tiempo, si bien su aplicación se ve limitada por las incertidumbres o errores de lecturas, propio de las mediciones de campo.



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
Fig. No 2.17. Flujo de agua marginal



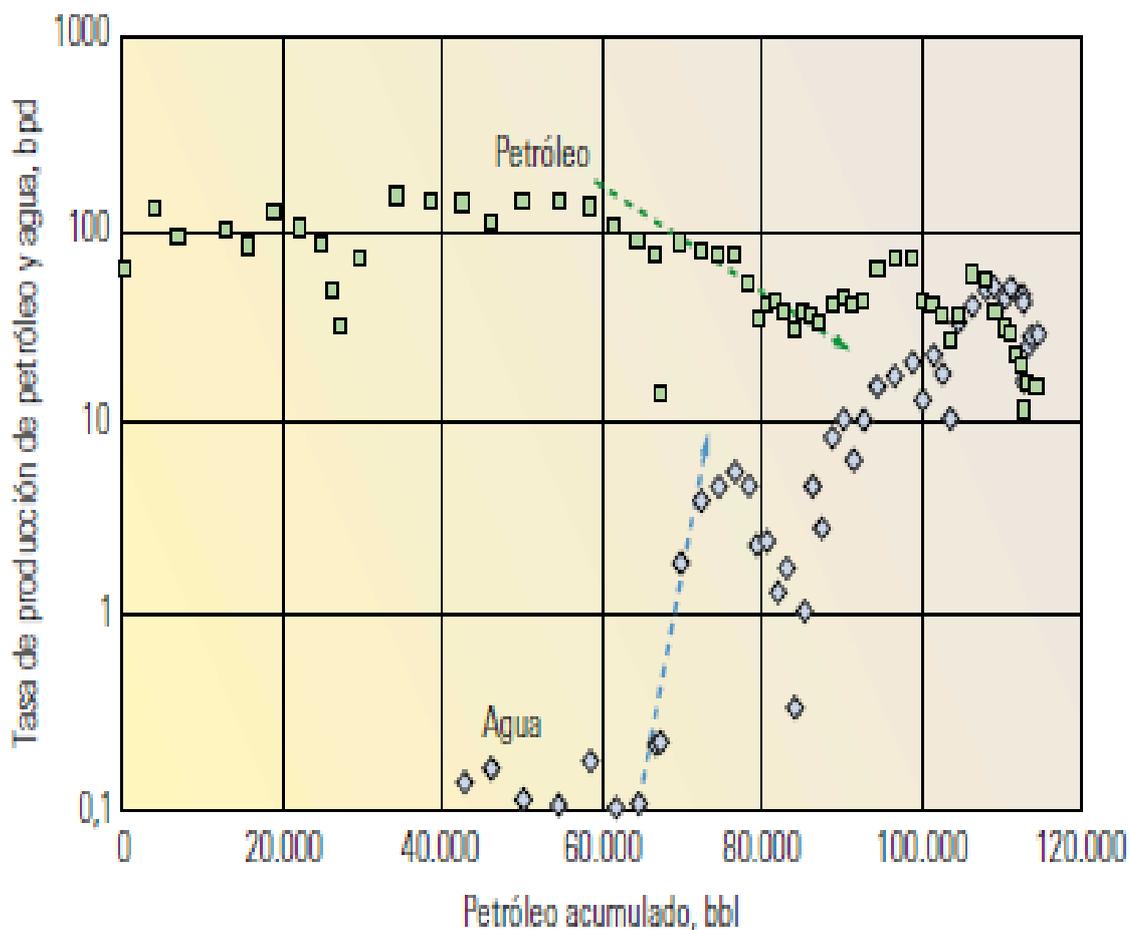
Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
Fig. No 2.18. conificación de agua temprana en la vida del pozo

Una trayectoria de flujo abierta (Figura 2.16) muestra un incremento muy rápido. Este perfil indica la existencia de flujo a través de una falla, una fractura o un canal detrás del casing, que puede ocurrir en cualquier momento de la historia del pozo. El flujo de agua marginal (Figura 2.17) por lo general muestra un rápido aumento en el momento de la

invasión seguido de una línea recta. En el caso de múltiples capas, la línea puede presentar una forma escalonada dependiendo de los contrastes de permeabilidad de la capa. Un aumento gradual de la RAP (Figura 2.18) indica la conificación de agua temprana en la vida del pozo. Normalmente se nivela entre una RAP de 1 y 10, y la pendiente de la RAP disminuye. Una vez que se estabiliza el cono de agua, la curva de la RAP comienza a semejar a la del flujo marginal. La magnitud de la pendiente, RAP' , aparece en color rojo en los dos perfiles inferiores.

2.8.4 Curvas de declinación.

Este es un gráfico semi log de la tasa de producción de petróleo con respecto al petróleo acumulado. El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es rectilínea, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún otro problema, como por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño.



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
 Figura. No 2.19.Curva de declinación

El análisis de la declinación de producción es un método tradicional de identificación de problemas de producción y predicción del rendimiento de pozos basados en la información real de producción.

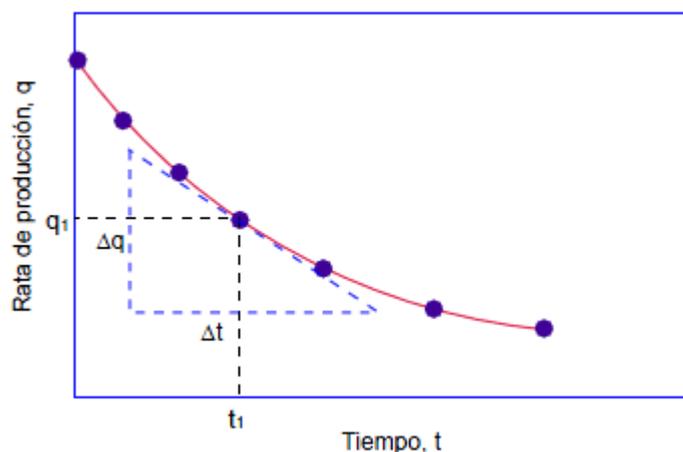


Figura 2.20 Rata de declinación
 Fuente Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review

La rata de declinación, a , es el cambio fraccional de la rata con el tiempo:

$$a = - \frac{(\Delta q/q)}{\Delta t} \quad Ec2.1$$

Para el estudio de la declinación de producción se establecieron los siguientes modelos:

2.8.4.1 Declinación constante o exponencial.

Este tipo de curva de declinación es la más usada por los ingenieros de yacimientos, por su facilidad, e incluso cuando se es consciente que la declinación hiperbólica describe mejor las características de la mayoría de los pozos. Es definida por una función exponencial:

$$q = q_i * e^{-at} \quad Ec 2.2$$

q=Rata de producción final (barriles/día)

qi=Rata de producción inicial (barriles/día)

a=declinación anual

t=Tiempo (días, meses, años)

No necesariamente al principio se observa un comportamiento recto. Este tipo de declinación es buena para periodos cortos de tiempo. La producción acumulada se estima utilizando una rata de declinación constante.

2.8.4.2 Declinación hiperbólica.

Esta considera que la rata de declinación varía con el tiempo. Es buena para yacimientos que producen por gas en solución. Esta técnica es muy consumidora de tiempo. La rata de declinación varía así:

$$\frac{a}{a_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad Ec2.3$$

n es un número comprendido entre cero y . Si n=0 entonces a=ai y se tiene el caso de la declinación exponencial. Si n=1 a este tipo de declinación se le conoce como armónica:

$$q = q_i [n * a_i * t + 1]^{\frac{1}{n}} \quad Ec 2.4$$

q=Rata de producción final (barriles/día)

qi=Rata de producción inicial (barriles/día)

a=declinación anual

t=Tiempo (días, meses, años)

2.8.4.3 Declinación Armónica.

Este tipo de declinación es común en yacimientos que producen predominantemente por segregación gravitacional. Como se observó en el ítem anterior, la declinación armónica es una variante de la declinación hiperbólica, esto es cuando n es igual a 1:

$$q = \frac{q_i}{[n * ai * t + 1]^{\frac{1}{n}}} \quad Ec 2.5$$

q=Rata de producción final (barriles/día)

qi=Rata de producción inicial (barriles/día)

a=declinación anual

t=Tiempo (días, meses, años)

2.9 Soluciones para el control del agua.

Cada tipo de problema tiene distintas opciones de solución que varían desde las simples: mecánicas y químicas, que son relativamente de bajo costo, hasta las más complejas y costosas.

Es habitual la existencia de diversos problemas de control del agua y, a menudo, se hace necesario adoptar una combinación de varias soluciones.

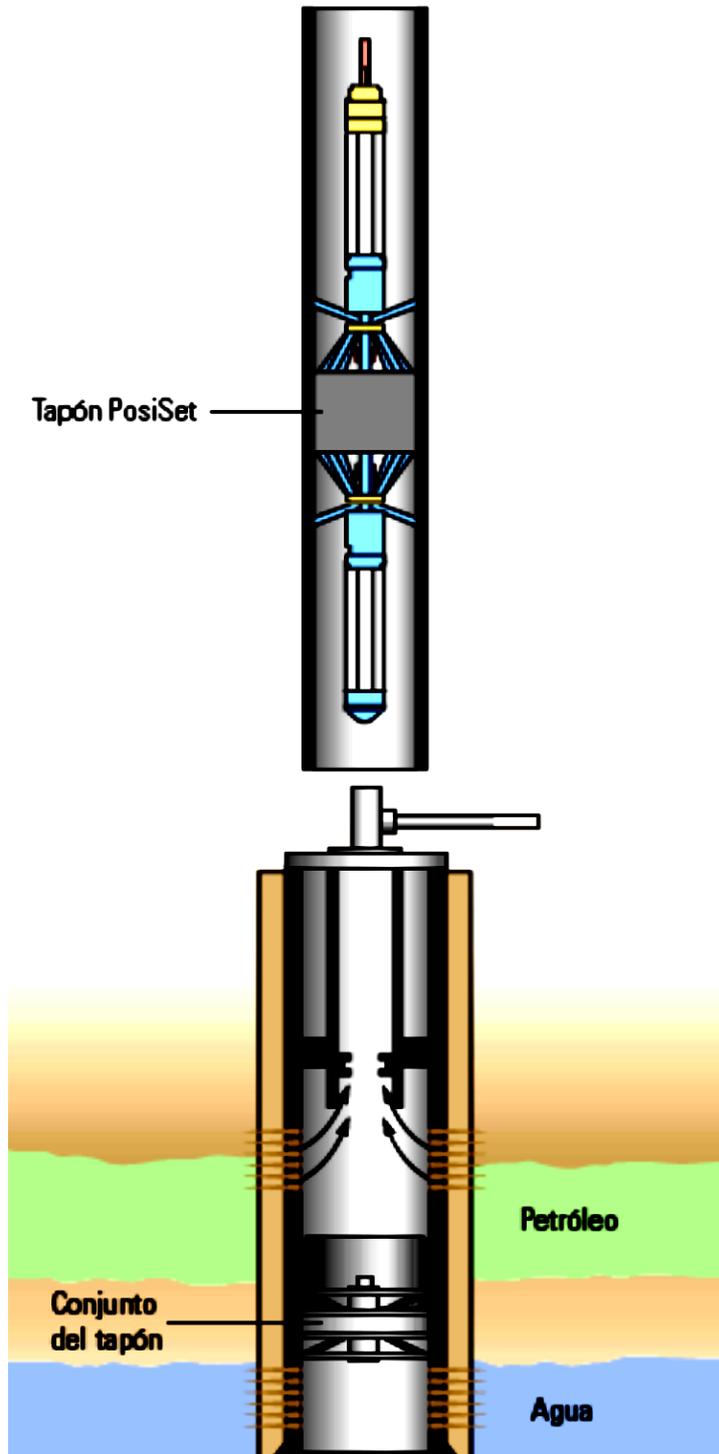
Hoy en día, además de las soluciones descriptas, existen métodos nuevos, innovadores y convenientes desde el punto de vista económico para los problemas de control del agua.

2.9.1 Soluciones mecánicas.

Muchos de los problemas que ocurren en las cercanías del pozo, como las filtraciones por el revestidor, el flujo por detrás del revestidor, el ascenso de agua desde el fondo y las capas inundadas sin flujo transversal, se opta por utilizar tapones mecánicos o inflables.

Por ejemplo la herramienta denominada PosiSeT de accionamiento mecánico (Figura 2.19).

El tapón PosiSeT se baja a través de la tubería de producción y se utiliza para cortar el agua en las cercanías del hueco. Se puede bajar con cable de acero o por medio de tubería flexible y utiliza un sistema de anclaje positivo con anclas superiores e inferiores (arriba de la fig. 2.19) y elementos sellantes que aíslan las capas productoras de agua tanto en huecos abiertos como revestidos (debajo de la fig. 2.19).



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
Fig. No 2.19. Tapón mecánico posiset

2.9.2 Soluciones químicas.

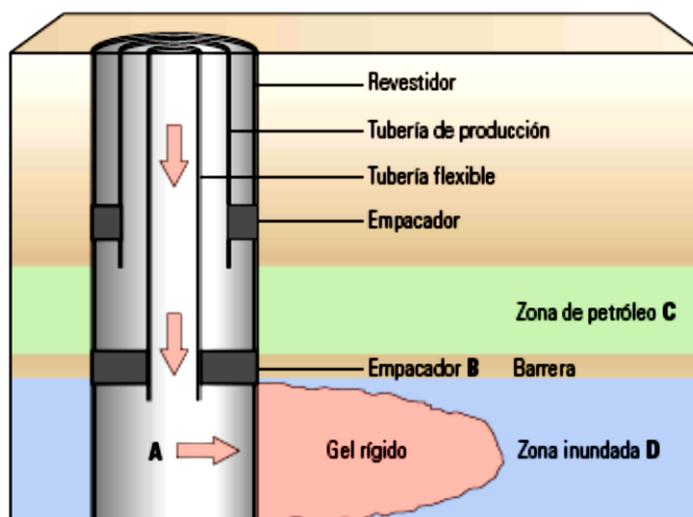
La operación de Squeeze o cementación forzada constituye una de las más comunes y eficientes formas de contrarrestar el problema del agua, Debido a su escasa pérdida de fluido y a su gran capacidad de penetrar microfracturas inferiores a 160 micrones, es el sistema ideal para remediar filtraciones en las tuberías, provocadas por flujo detrás de las mismas Una vez colocado correctamente, el cemento ofrece gran resistencia a la compresión, baja permeabilidad, porque impide el paso de los fluidos y alta resistencia a los ataques químicos. En el tratamiento a menudo se utiliza con cemento común para taponar disparos cuando existe un problema de capas inundadas, o bien cuando asciende el agua del fondo o el contacto agua petróleo (CAP). También se puede aplicar para el sellado de empaques de grava, filtraciones en el revestidor o canales por detrás del revestidor.

Otra solución química, son los geles rígidos, que son sumamente efectivos para taponar excesos de agua en las cercanías del pozo como en la **Figura 2.20** en donde se bombea un gel rígido (A) en la zona inundada para cegar la entrada de agua de una capa sin flujo transversal. Una empaadura inflable en la tubería flexible (B) aísla la zona productora de petróleo (C) de la zona inundada (D).

A diferencia del cemento, los geles se pueden forzar dentro de la formación para realizar el sellado completo de esa zona o para llegar a las barreras de lutitas. Con respecto a los tratamientos de cemento, presentan una ventaja operativa, ya que se pueden perforar con chorros de fluidos en lugar de triturarlos con mechas. Habitualmente están hechos a base de polímeros con aditivos reticuladores. Algunos sistemas se pueden mezclar con facilidad y tienen una vida útil prolongada. Pueden ser inyectados a presión en la formación para tratar problemas de agua específicos, como flujo por detrás del revestidor y capas inundadas sin flujo transversal, o colocados selectivamente en la zona de agua usando tubería flexible y un empacador.

Otra solución química es un fluido gelificado que se puede inyectar en pequeñas fallas o fracturas pero sólo penetra las formaciones con permeabilidades superiores a 5 darcies. Cuando se aplican grandes volúmenes (1.000 a 10.000 barriles) [159 a 1589 m³] de estos fluidos poco costosos, por lo general se logra cegar amplios sistemas de fracturas que rodean al pozo inyector o a los pozos productores.

Por otra parte, se están desarrollando fluidos inteligentes o selectivos en la forma de polímeros y surfactantes para tratamientos de la matriz de la formación cercana al hueco. Estos tratamientos, denominados Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM), producen un material similar al de un gel para detener el flujo en las capas de agua, pero mantienen el comportamiento del fluido en las capas de petróleo para permitir que continúe la producción. En algunas aplicaciones, ofrecen la posibilidad de realizar un tratamiento selectivo simplemente utilizando un método de emplazamiento forzado de bajo costo.



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review
Fig. No 2.20. Aplicación de un gel rígido utilizando tubería flexible

2.9.2.1 Modificadores de permeabilidad relativa (RPM).

La definición verdadera de lo que es un RPM, ha sido objeto de varios estudios y discusiones, se define como un material que reduce la permeabilidad relativa al agua más que la del petróleo mediante el cambio de la K_{rw} y K_{ro} , es consecuencia del cambio de las propiedades humectantes del fluido, en este caso del agua.

Los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) tiene propiedades que ayudan a reducir el flujo de agua del área tratada o de la zona de producción de agua dentro del pozo. En la zona tratada de una capa que está produciendo hidrocarburos, los

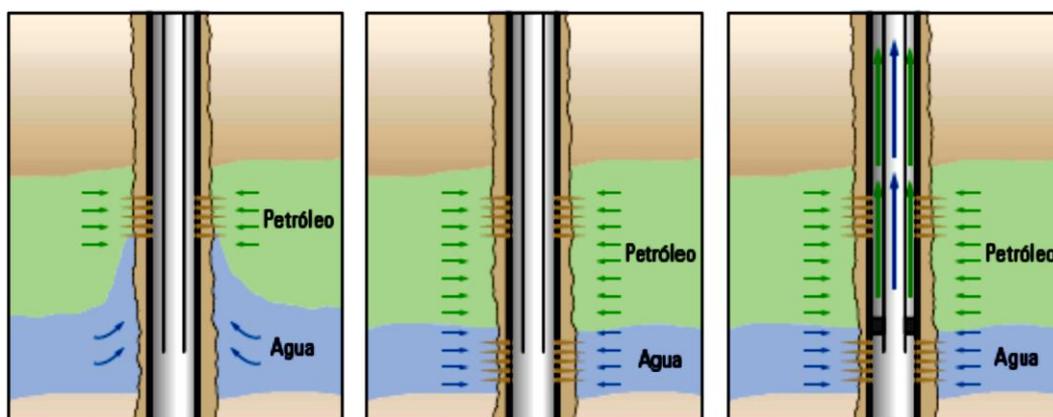
Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) pueden restringir poco o nada el flujo de hidrocarburos.

Si los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) se colocan en zonas homogéneas que producen agua y petróleo, los RPM pueden contribuir a la disminución de la permeabilidad de agua e hidrocarburo sustancialmente.

2.9.3 Soluciones de completación.

Diversas alternativas de completación, como pozos con múltiples tramos laterales, desviaciones de sus trayectorias, aislamiento con tubería flexible y completaciones dobles, pueden servir para resolver problemas difíciles de agua tales como contactos agua/petróleo ascendentes, conificación, barrido areal incompleto y segregación gravitacional.

Por ejemplo una solución para resolver los problemas de conificación de agua (**Figura 2.21 a**) consiste en disparar el volumen de agua de la formación y producir el agua y el petróleo en forma simultánea para eliminar el cono de agua (**Figura 2.21 b**). Este enfoque de bajo costo puede incrementar el corte de agua, pero mejora la eficiencia de barrido y aumenta las reservas recuperables a largo término. Como alternativa, el agua y el petróleo se pueden producir en forma separada a través de la tubería de producción y el espacio anular (**Figura 2.21 c**).



Fuente: slb./media/Files/resources/oilfield_review

Fig. No 2.21(a, b, c). Lucha contra el agua, a través de una completacion doble

2.9.4 Registro de flujos de fluidos.

Los registros de flujo, como los que ofrecen las mediciones de los servicios de producción, pueden mostrar la invasión de agua en el hueco. Este tipo de herramientas, tiene la capacidad de determinar el flujo de cada fase de fluido en huecos verticales, desviados y horizontales. A partir de la adición de los nuevos sensores ópticos y eléctricos, que incorporan mediciones locales de sensores y mediciones de velocidad de cada fase, se han logrado importantes avances en el diagnóstico de casos simples y complejos con flujo trifásico. Tales avances en la obtención de registros de flujo, en particular en pozos desviados con cortes de agua elevados, representan un paso importante en aras de la identificación y el conocimiento de los diferentes tipos de problemas de agua.

2.10 Mecanismos de producción.

Dentro del análisis del control de agua es necesario tomar en cuenta el mecanismo de producción del pozo o los pozos que tienen problemas de agua dado que este es un indicador para implementar un plan de tratamiento efectivo.

2.10.1 Tipos de mecanismo de producción.

- **Empuje hidráulico.**

Se produce cuando por disminución de la presión del yacimiento se origina la expansión del acuífero adyacente al mismo. El empuje puede ser parcial o activo según sea el remplazo volumétrico de los fluidos del acuífero al yacimiento **fig 2.22**.

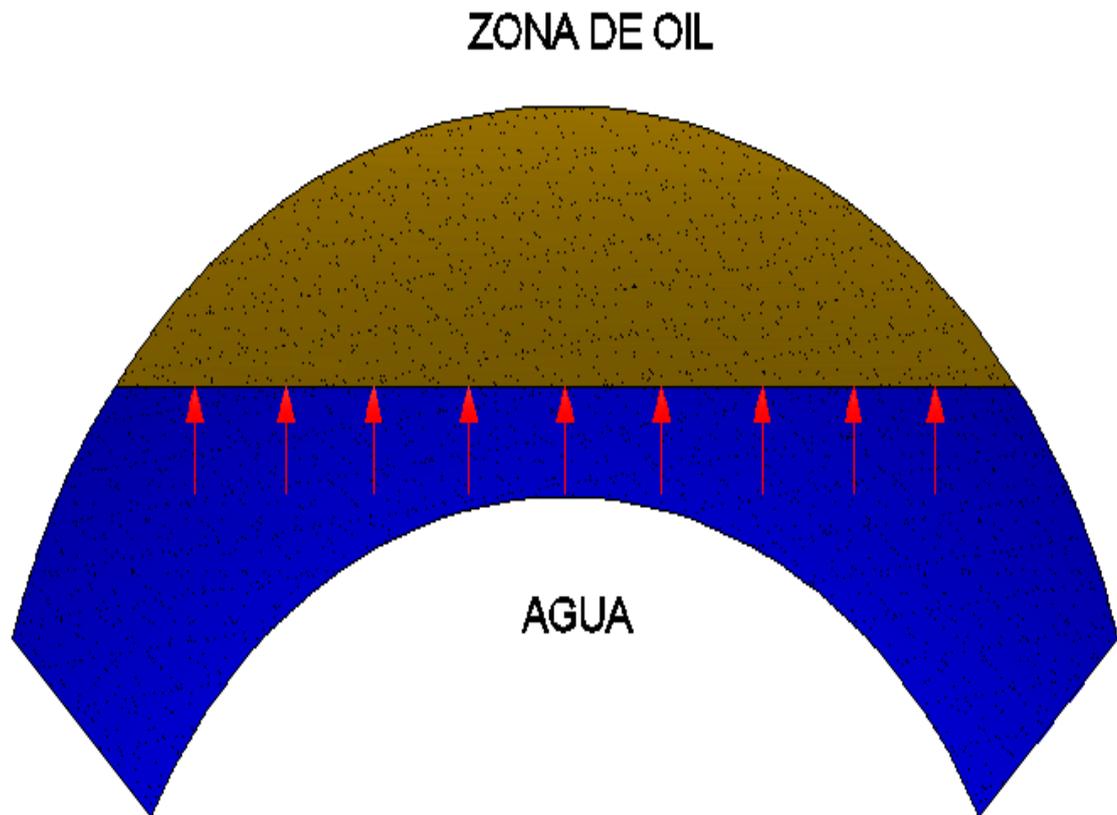
En este tipo de reservorio no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjos lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un

desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida. La Intrusión ocurre debido a:

(a) Apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.

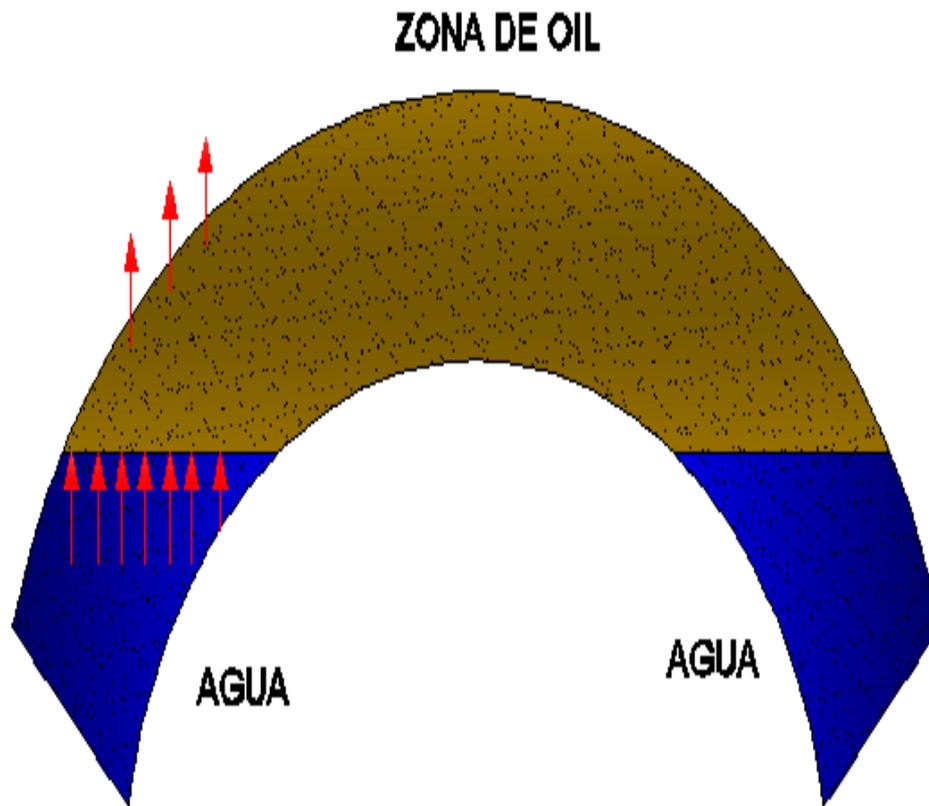
(b) El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al reservorio de petróleo está en contacto con agua proveniente de la superficie. Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los reservorios por empuje de agua se denominan:

(a) Reservorios por empuje de fondo, en la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la conificación puede convertirse en un gran problema.



Fuente: integrated petroleumreservoir management. Abduz Setter
Fig. No 2.22. Empuje hidráulico de fondo

(b) Reservorios por empuje lateral **fig2.23**, en la cual el agua se mueve hacia el reservorio desde los lados.



Fuente: integrated petroleumreservoir management. Abduz Setter
Fig. No 2.23. Empuje hidráulico lateral

Algunos indicadores para determinar la presencia de un empuje de agua son:

- (1) El hidrocarburo (petróleo o gas) está rodeado por agua.
- (2) Debe existir suficiente permeabilidad para permitir el movimiento del agua (por lo menos 50 md).
- (3) A medida que el tiempo transcurre, la producción de agua incrementa.
- (4) El método de balance de materiales es el mejor indicador mediante cálculo de los factores de recobro.

Entre los métodos para estimar la recuperación se tiene: Buckley-Leverett, la técnica de Dykstra-Parsons, el método de Stiles, Balance de Materiales, Correlaciones y Simulación Numérica. Para estimar el influjo tenemos las teorías de Van-Everdingen y Fetkovich.

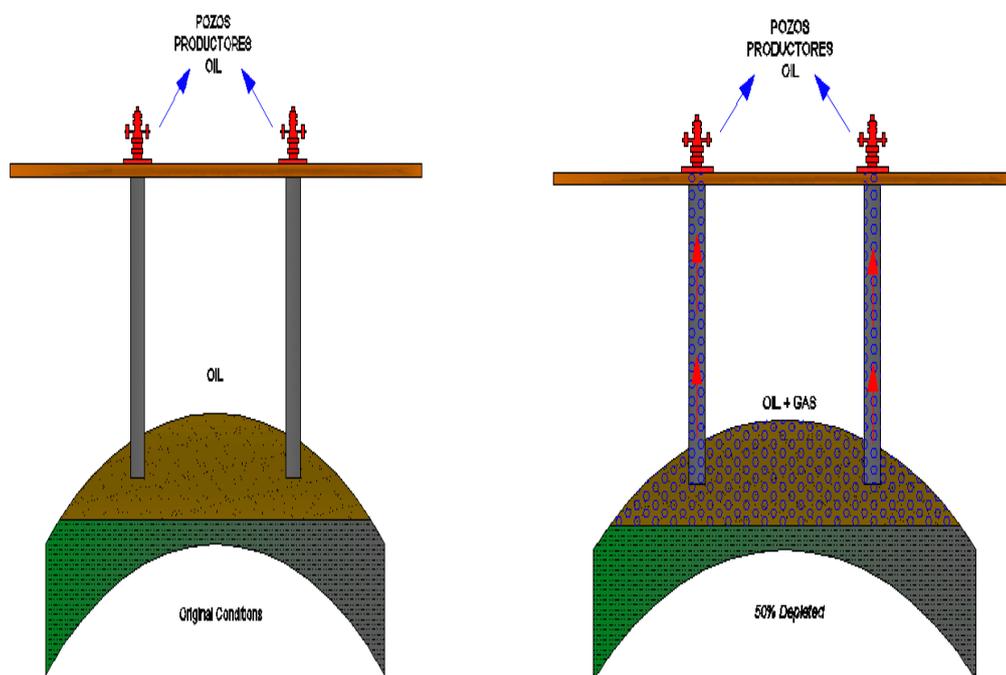
- Empuje por gas en solución.

El Empuje por Gas en Solución es a veces llamado Empuje por Gas Interno, Empuje por Gas Disuelto, Empuje por Depletación, Empuje Volumétrico o Empuje por Expansión de Fluidos. Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo. En un reservorio de Empuje por Gas en Solución no existe capa de gas o Empuje por Agua **figura 2.24**.

La saturación de agua promedio dentro del volumen poroso está cerca al valor irreducible.

La presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial está sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este

Periodo, todo el gas en el reservorio permanece en solución.



Fuente: integrated petroleum reservoir management. Abdus Setter
Fig. No 2.24. Gas en solución (condiciones iniciales-50%depletado)

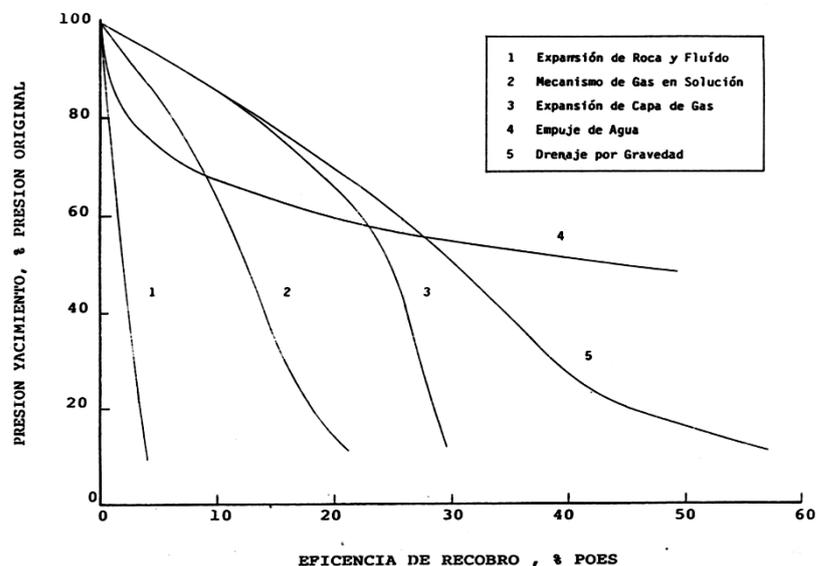


Fig. No

2.25.

Fundamento de ingeniería de yacimientos Freddy H. Escobar, PHD
 Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

Este proceso es a menudo definido como Empuje por Expansión de Fluidos. Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este, se hace móvil.

A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña. Sobre la base de esto el gas libre fluirá en el reservorio y permitirá que se incremente el GOR observado en los pozos. El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible. La eficiencia de recuperación sobre el punto de burbuja esta normalmente en el rango de 3% o menos **figura 2.25**.

La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 5 a 30 % del petróleo original en-sitio.

Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad API del crudo (baja viscosidad), alto GOR de solución y homogeneidad de la formación.

Los métodos que han sido desarrollados para predecir la recuperación de petróleo incluyen el método de Muskat, diversas variaciones del método de Tarner, balance de materiales por diferencias finitas, técnicas estadísticas y Simulación Numérica.

- **Empuje por capa de gas.**

Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la de burbujeo. Bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores.

Para este tipo de reservorios se considera que la presión inicial del reservorio es exactamente igual a la presión del punto de burbuja. Esto ocurre debido a que en el transcurso del tiempo geológico, debe existir el equilibrio entre el petróleo y el gas. Con la capa de gas, el petróleo está manteniendo la máxima cantidad de gas en solución **figura 2.26.**

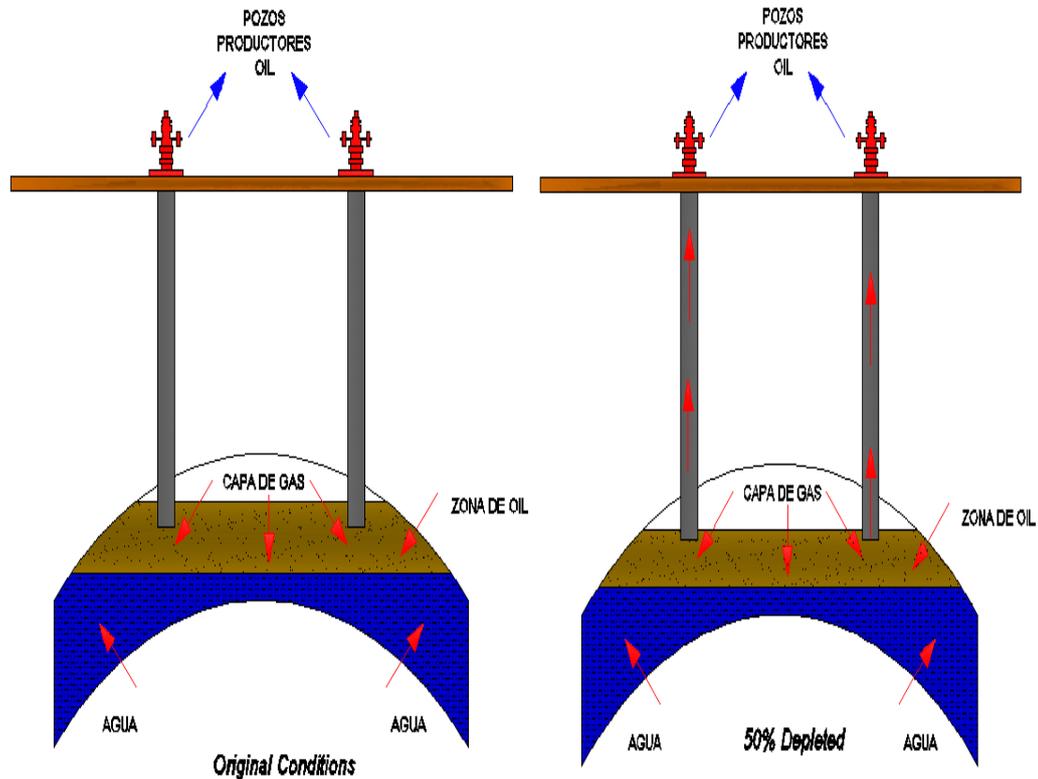
A medida que la presión del reservorio se reduce (por efecto de la producción), la capa de gas se expande causando un desplazamiento inmisible del petróleo.

La eficiencia de recuperación promedio para un reservorio con capa de gas es del orden de 20 a 40 % del petróleo original en sitio.

Las características de reservorio que originan que la expansión de una capa de gas recupere más petróleo son:

- (a) Baja viscosidad del petróleo.
- (b) Alta gravedad API del petróleo.
- (c) Alta permeabilidad de la formación.
- (d) Alto relieve estructural.
- (e) Gran diferencia de densidad entre el petróleo y el gas.

La predicción de la recuperación puede ser obtenida por técnicas de simulación numérica o por cálculos de balance de materiales.



Fuente: integrated petroleum reservoir management. Abduz Setter
Fig. No 2.26. Gas en solución (condiciones iniciales-50%depletado)

- **Empuje por expansión líquida (expansión de roca y fluido).**

Ocurre en yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no sale hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de saturación. Mientras ocurre esta reducción de presión y si no existe en el yacimiento otro mecanismo de expulsión, la producción será debida a la expansión del petróleo líquido.

- **Empuje por gravedad.**

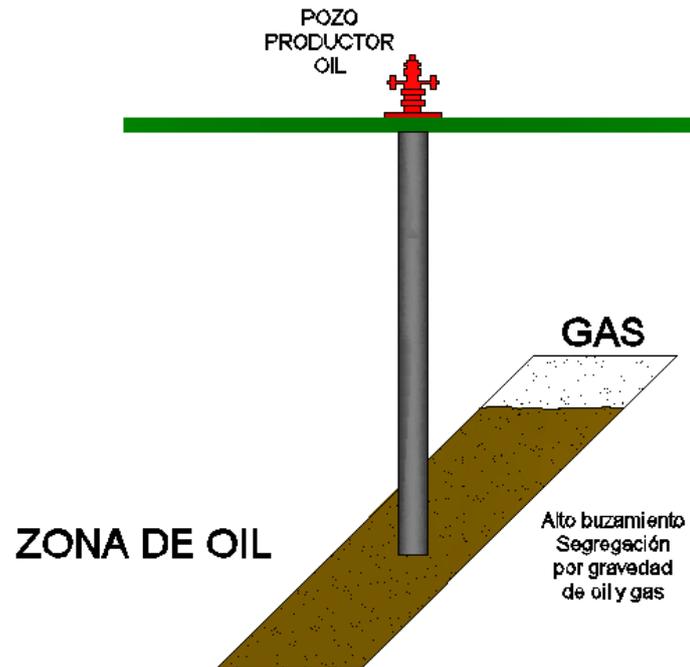
En un reservorio de empuje por segregación, el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del reservorio mientras que el petróleo se mueve hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del reservorio. Aunque algunos de estos reservorios no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe. Un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional ocurre si es que el reservorio tiene un gran buzamiento. En este caso el petróleo se mueve hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de ser perpendicular a este **figura 2.27**.

En la mayoría de los casos el drenaje gravitacional y empuje por segregación se consideran como el mismo mecanismo.

Este es el mecanismo de empuje primario más eficiente. Las eficiencias de recuperación están en el rango de 40 a 80 %.

Las características de producción que indica la ocurrencia de un drenaje gravitacional o segregación son las siguientes:

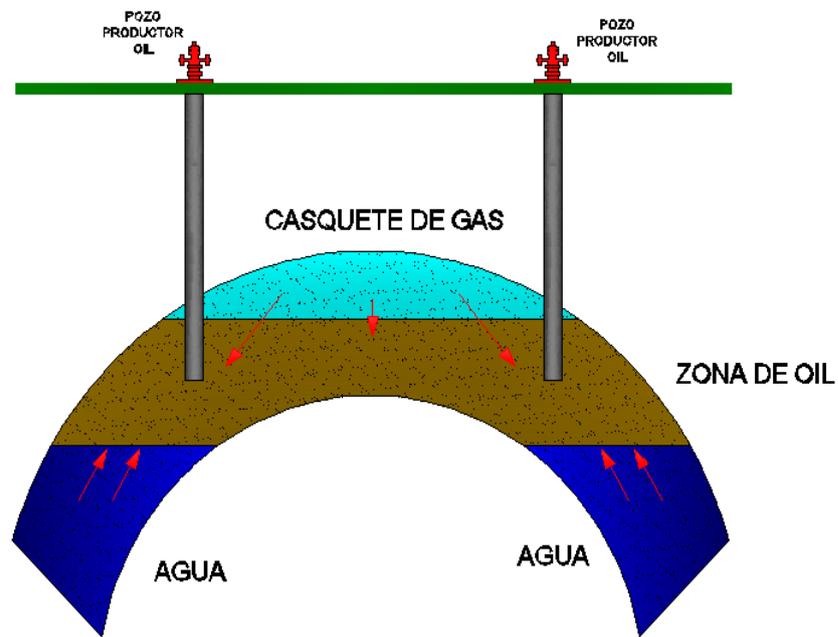
- (a) Variaciones del GOR con la estructura.
- (b) Aparente mejora del comportamiento de la permeabilidad relativa gas/petróleo.
- (c) Aparente tendencia al mantenimiento de presión



Fuente: integrated petroleum reservoir management. Abduz Setter
Fig. No 2.27. Empuje por gravedad

- **Empuje combinado.**

En muchos yacimientos pudieren simultáneamente operar varios mecanismos de producción, pero generalmente predomina uno o dos. Durante la vida del yacimiento la predominancia puede cambiar de un mecanismo a otro ya sea natural o artificialmente **figura 2.28**.



Fuente: integrated petroleum reservoir management. Abduz Setter
Fig. No 2.28. Empuje combinado

La identificación del mecanismo de producción es de vital importancia para realizar cualquier estudio, encaminado al mejoramiento de las condiciones de producción de los fluidos del reservorio **figura 2.29**.

CARACTERÍSTICAS					
Mecanismos	Presión del yacimiento	RGP	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión de roca y fluido.	$P_i > P_h$ Declina rápida y continuamente.	Permanece baja y constante.	Ninguna (Excepto en yacimientos con alta S_w).	1%-10% Promedio 3%.	
Gas en solución.	Declina rápida y continuamente.	Primero bajo, luego sube hasta un máximo.	Ninguna (Excepto en yacimientos con alta S_w).	5%-20% Promedio 8%.	Requiere LA, en etapa muy temprana.
Casquete de gas.	Declina lenta y continuamente.	Aumenta continuamente en pozos buzamiento arriba.	Ausente o despreciable.	20%-40% Promedio 30%.	La irrupción de gas en pozos buzamiento abajo indica empuje por casquete de gas.
Empuje hidráulico.	Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de petróleo, agua y gas.	Permanece baja si la presión se mantiene alta.	Los pozos buzamiento abajo producen agua temprana y la producción de agua tiende a aumentar en forma apreciable.	35%-80% Promedio 50%.	N Calculado por B.M. aumenta, si no se considera el flujo de agua.
Drenaje gravitacional.	Declina rápida y continuamente.	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba.	Ausente o despreciable.	40%-80% Promedio 60%.	Cuando $K > 200 \text{mD}$, el buzamiento > 10 y viscosidad de petróleo baja ($< 5 \text{cP}$)

Fuente: integrated petroleum reservoir management. Abdul Setter
Fig. No 2.29. Características de los mecanismos de producción

CAPITULO III

3. DISEÑO METODOLOGICO

3.1 Tipo de estudio.

El presente estudio es de tipo descriptivo, puesto que analizara el control de agua mediante las gráficas de diagnóstico después de este, u posible tratamiento químico mediante los modificadores de permeabilidad para la optimización de la producción de petróleo por pozo del campo Pindo arena U inf.

3.2 Universo y muestra.

3.2.1 Universo y Muestra

El Universo de Estudio es el Campo Pindo que suman 14 pozos perforados, y la muestra se seleccionará de acuerdo a las siguientes consideraciones

- Pozos con un alto Índice de Productividad (IPR)
- Pozos con una alta tasa de producción y un alto diferencial de presión
- Otras consideraciones

3.3 Métodos y técnicas de recolección de datos.

En la presente estudio, se utilizará tanto fuentes primarias como fuentes secundarias.

Dentro de las fuentes primarias se encuentra toda la información referente al campo Pindo y a los sistemas de producción que están actualmente operando.

Para la recolección de datos en la presente investigación se utilizará los siguientes indicadores pertinentes. Para la adquisición de datos e información se realizarán visitas programadas a las oficinas del consorcio PETROSUD-PETRORIVA y de igual forma visitas de campo necesarias para la recolección de la información y posteriormente la tabulación de los mismos se realizará a través de los programas Microsoft Excel, Oil Field Manager (OFM), Interactive Petrophisyc (IP)

- **Historial de producción:** Estos datos se conseguirán mediante la utilización del programa Oil Field Manager (OFM).
- **Estado actual de la producción del campo:** Esta información será proporcionada

por Petrosud-Petroriva, que proporcionara el conocimiento acerca de los sistemas de producción de los pozos.

- **Datos petrofísicos.** Estos datos consistirán en información sobre las características de la formación, esta información se obtendrá mediante la utilización del programa Interactive Petrophysic (IP).
- **Parámetros de los fluidos.** Esta información corresponderá a los análisis PVT de los fluidos, esta información será facilitada por el consorcio Petrosud-Petroriva
- **Datos de registros de pozo.** Esta información será proporcionada por el Departamento de Geología.

Dentro de las fuentes secundarias se utilizará información de libros, folletos, revistas y páginas virtuales que registran la metodología y teorías referentes al control del agua mediante modificadores de permeabilidad.

3.4 GENERALIDADES.

3.4.1 Antecedentes

El CONSORCIO PETROSUD – PETRORIVA tiene a cargo las operaciones de los Campos Marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur desde el mes de Julio del año 1999. Las áreas del contrato tienen aproximadamente 64 Km² y 140 Km² respectivamente. En estos Campos Marginales se localizan las siguientes estructuras petroleras que son: Pindo, Pindo Este, Yuca Sur, Palanda y Primavera.

Durante el año 2008 en el Campo Marginal Pindo se realizaron las dos primeras perforaciones direccionales, los pozos de desarrollo Pindo 15D y Pindo 16D; con esta nueva información se actualizó el modelo geológico, petrofísico y estructural con la ayuda de la plataforma PETREL y del software IP (Interactive Petrophysics). Con estos nuevos pozos se han incorporado nuevas reservas probadas.

Las reservas de petróleo se calcularon por el método volumétrico, para lo que se elaboraron mapas estructurales referidos a los topes de los reservorios productores utilizando la información sísmica 3D que cubre toda el área del contrato ajustada a los resultados de las perforaciones. Se realizó la evaluación petrofísica de los reservorios para obtener los espesores netos, la porosidad y la saturación de agua. Con los resultados de la evaluación petrofísica se elaboraron los correspondientes mapas de espesores netos considerando la posición estructural y la distribución estratigráfica por los mapas de porosidad y litología obtenidos del estudio de inversión sísmica.

En el campo Pindo se tiene los siguientes reservorios: Basal Tena, “U” superior, “U” inferior, “T” inferior, Hollín superior y Hollín inferior. En el campo Pindo “Este” los reservorios que probaron petróleo son: Basal Tena y “U” inferior. En el Campo Palanda-Yuca Sur se tienen los reservorios: Napo “U” inferior, “T” inferior, y Hollín superior; en Primavera se tiene “U” inferior y “T” inferior.

3.4.2 Geología Regional.

La Cuenca Oriente del Ecuador que continúa hacia el Norte con el nombre de Cuenca Putumayo en Colombia y como Cuenca Marañón hacia el Sur en el Perú es constituida por una secuencia de rocas sedimentarias y volcánicas que van desde el Paleozoico hasta el Cuaternario que descansan sobre un sustrato Precámbrico **figura 3.1.**

Las zonas de interés comercial se localizan dentro del paquete Cretácico en las Formaciones Hollín, Napo y en la base de la Tena. A continuación se presenta la Columna Estratigráfica de la zona de interés **figura 3.2.**

Era	Period	Edad	Formación	Miembro	Litología	Descripción Litológica	Producción Petróleo	
MESOZOICO	CRETÁCICO	CENOM. - CAMP. - MAESTRICH.	TENA			Arcillas Rojas		
				Arenisca Basal Tena		Arenisca Qz. con. calcáreo	●	
			NAPO	Arenisca "M-1"		Arenisca Qz.	●	
				Lut. Napo Sup.	Caliza "M-1" Marcador L		Lutitas grises oscuras y calizas micríticas	●
				Arenisca "M-2"	Caliza "M-2"		Arenisca Qz. glauconítica	●
				Caliza "A"	Superior		Caliza Biomórfica	
				Arenisca "U"	Inferior		Arenisca Qz. glauconítica	●
				Caliza "B"	Superior		Calizas y Lutitas gris oscuras	●
				Arenisca "T"	Inferior		Arenisca Qz. glauconítica	●
				Lut. Napo Basal	Superior		Caliza y Lutitas grises oscuras	
				Caliza "C"	Inferior		Caliza Biomórfica	
				Arenisca "U"	Inferior		Arenisca Qz.	●
			HOLLIN	Superior		Arenisca Qz. glauconítica	●	
				Inferior (Principal)		Arenisca Qz.	●	
PRE-CRETACICO								

Fig. No 3.1. Columna estratigráfica de la sección Cretácica de la Cuenca Oriente del Ecuador

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

COLUMNA LITOLÓGICA CAMPO MARGINAL PINDO-PALANDA-YUCA SUR			Espesor	
ORTEGUAZA		LUTITA: gris verdosa, café, mod dura=suve, lam-astil, no calc. ARENA: Qtz, trasp-trnsl, suelta, grn med, occ grs, sbang, mod sel, no vis mtz & cmt.	900	
TIYUYACU		ARCILLITA: rojo ladrillo, amarillo, crema, mod dura, no calc. LIMOLITA: Rojo ladrillo, café, mod dura, ireg, no calc. CGL CHRT: Negro, ahumado, mostaza, muy duro, grs-muy grs, ang, fract concoidal.	1700	
TENA	Tena	ARCILLITA: Choc, café rojizo, rojo ladrillo, suave-mod dur, ireg-bloc, calc.	630	
	BT	ARENISCA: Qtz, trasp-trnsl, gris claro, gr fino-med, e/p mtz kao & no vis cmt.	10	
NAPO	"M1"	ARENISCA: blnc, qtz, sbtrnsp-sbtrnsl, gris claro, gr muy fin-fin, no vis mtz & calc cmt c/glau incl.		
		LUTITA: Con un intercalaciones calcáreas	75	
	"M1"	CALIZA: blanca, gris oscura, gris claro, terrosa, blocosa, blanda, mnr cristalina.	15	
		LUTITA: Con un intercalaciones calcáreas	70	
	"L"	CALIZA: Marcador radiactivo	5	
		LUTITA: Con un intercalaciones calcáreas	150	
	"M2"	CALIZA: gris oscura, bandeada de blanco, blocosa, criptocristalina, mod dur-dur. Secuencia calcáreo - lutítica.	100	
	"M2"	ARENISCA: Qtz, gris, blnc, sbtrnsp-sbtrnsl, gr muy fin-fin, mtz arcill & calc cmt, e/p incl glauc.	24	
	"A"	CALIZA: Crema, gris bandeada, blanda-mod dur, sbblc, e/p incl glauc.	130	
	"U"	U sup	ARENISCA GLAUC: Qtz, blnc, sbtrnsp-sbtrnsl, fri-mod dur, gr muy fin-fin, mtz arg & cmt calc.	10
		U inf	LUTITA ARENISCA: Qtz, trasp-trnsl, suelt-fri, gr med, no vis mtz occ arg mtz & cmt.	60 35
		LUTITA: con intercalaciones de arena	110	
	"B"	CALIZA: gris oscura, bandeada de blanco, blocosa, criptocristalina, mod dur-dur.	30	
	"T"	T sup	ARENISCA GLAUC: Qtz, blnc, sbtrnsp-sbtrnsl, fri-mod dur, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.	15???
		T inf	LUTITA: con intercalaciones de arena ARENISCA: Qtz, trasp-trnsl, suelta-fri, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.	70 50
Basal Napo	LUTITA: Gris oscura, mod dura, astillosa-lam, c/ incl pyr, mic, occ glau.	120		
"C"	CALIZA: café oscura, mot con blanco, grainstone-mudstone, ireg-blc.	12		
HOLLIN	H sup	ARENISCA: blanca, qtz, trasp-trnsl, gr f-med, fri, e/p arg mtz, calc cmt, c/ incl glauc.	40-70	
	H inf	ARENISCA: trasp-trnsl, qtz, gr f-med, suelta, no vis mtz & cmt.	110	

Fig. No.3.2. Columna litológica de los Campos Marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur
Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

3.4.4 Geología del petróleo.

Los reservorios.- Los principales reservorios productivos de la Cuenca Oriente son: las areniscas Hollín, “T”, “U” y “MI”.

Arenisca Basal Tena.- Es reconocido como un reservorio de menor importancia en la Cuenca, pero es uno de los más importantes en el Campo Marginal Pindo. Arenisca cuarzosa, de color gris clara, transparente a translúcida, friable y suelta, grano fino a medio, ocasionalmente grano grueso, sub angular a redondeado, sorteo regular, cemento calcáreo, matriz arcillosa, regular a buena porosidad, con presencia de hidrocarburo, este yacimiento se presenta en forma estratigráfica. En este Campo presenta porosidades promedio del 18% y una saturación de agua del 27%.

Arenisca “MI”.- Es el ciclo que marca el final de la depositación de la Formación Napo. Se la considera depositada dentro de un ambiente de estuario influenciado por mareas. Es una arenisca de grano grueso finamente laminada a masiva; en partes está dividida en dos miembros: uno inferior representado por canales dominados por marea y uno superior conformada por canales abandonados rellenos por secuencias de llanura de marea. En algunos sectores del norte de la Cuenca Oriente los valores de porosidad alcanzan el 20% y su permeabilidad alcanza los 5000 milidarcies.

Areniscas “U”.- Es otro de los principales reservorios se encuentra dividida en 2 cuerpos separados por un cuello de lutitas. Básicamente es una secuencia areno-calcárea.

Arenisca “U” superior.- Arenisca cuarzosa, blanca a gris clara, transparente a translúcida, grano medio a fino, suelta, menor friable, subangular, cemento calcáreo y matriz arcillosa, asociada con glauconita, presencia de hidrocarburo.

Arenisca “U” inferior.- Arenisca cuarzosa, gris clara, translúcida, friable, de grano fino a medio, subangular, cemento y matriz silícea, presencia de hidrocarburo.

Areniscas “T”.- Constituye uno de los principales reservorios de la Cuenca Oriente, generalmente existen dos cuerpos separados por un cuello lutítico. Corresponde básicamente a una secuencia areno-lutítica.

Arenisca “T” superior.- Arenisca cuarzosa, café clara, gris clara, subtransparente, subtranslúcida; grano fino a medio, suelta, friable, subredondeada a subangular, cemento

calcáreo, matriz arcillosa, con inclusiones de glauconita, presencia de hidrocarburo. Este cuerpo no presenta buenas características de reservorio en este sector de la Cuenca.

Arenisca "T" inferior.- Arenisca cuarzosa, blanca transparente a gris pálida, translúcida, suelta, menor friable grano medio, ocasionalmente grueso, subangular a subredondeada, regular sorteo, cemento silíceo, matriz arcillosa, presencia de hidrocarburo.

Arenisca Hollín superior.- Arenisca cuarzosa gris clara, gris oscura, subtranslúcida, subtransparente, de grano fino, ocasionalmente grano medio, moderado sorteo, suelta, friable, subangular, no visible cemento y matriz, regular porosidad, con inclusiones de glauconita, presencia de hidrocarburo.

Arenisca Hollín inferior.- Arenisca cuarzosa, blanca transparente, gris clara subtranslúcida, ocasionalmente pálido, suelta, grano grueso a medio, mal sorteo, no visible cemento, regular matriz, regular porosidad inferida, con presencia de hidrocarburo.

3.5 Descripción y caracterización del campo Pindo.

3.5.1 Ubicación del campo.

El Campo Marginal Pindo está ubicado en la parte Centro-Sur de la Cuenca Oriente del Ecuador en la provincia de Orellana, a 150 Km en línea recta al sur de la población de Lago Agrio y a 8.5 Km al este de la estación central del Campo Auca; de manera esquemática se muestra a continuación:

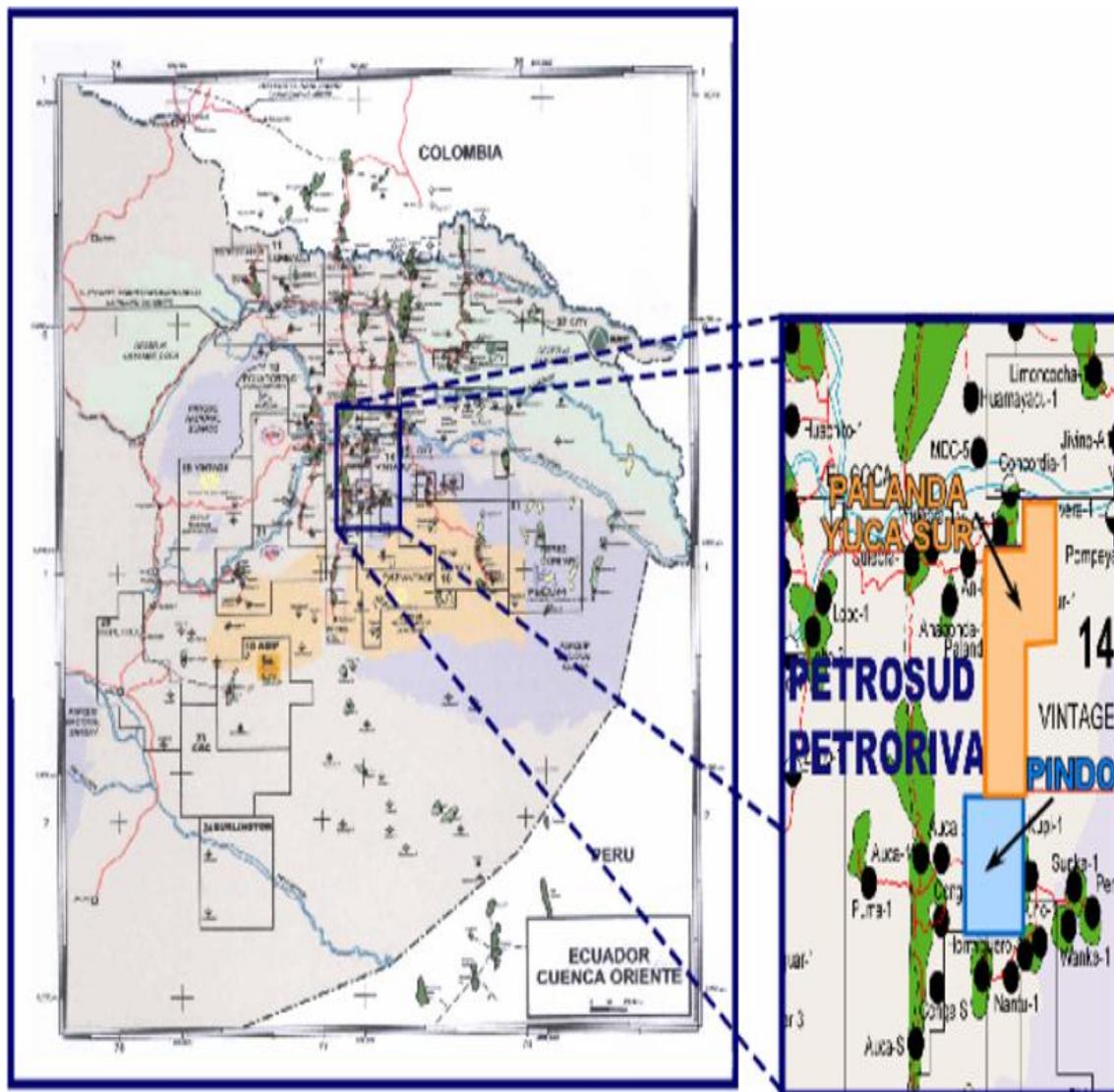


Fig. No 3.3. Mapa de ubicación de los Campos Marginales Pindo y Palanda - Yuca Sur Consorcio

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva.

3.5.2 Análisis estructural del campo.

Los mapas estructurales generados para el campo Pindo (**Figuras 3.4 y 3.5**) muestran que los horizontes Cretácicos se enmarcan dentro de un mismo esquema estructural así: corresponde a una estructura anticlinal asimétrica alargada cuyo eje principal tiene una dirección Norte-Sur lo que indica que los esfuerzos compresivos que intervinieron en la conformación de la estructura tuvieron una dirección preferencial Este-Oeste. Presenta un ensanchamiento en la parte norte, lo que es de suma importancia ya que en esta zona existen las arenas con mejor condición de acumulación de hidrocarburos.

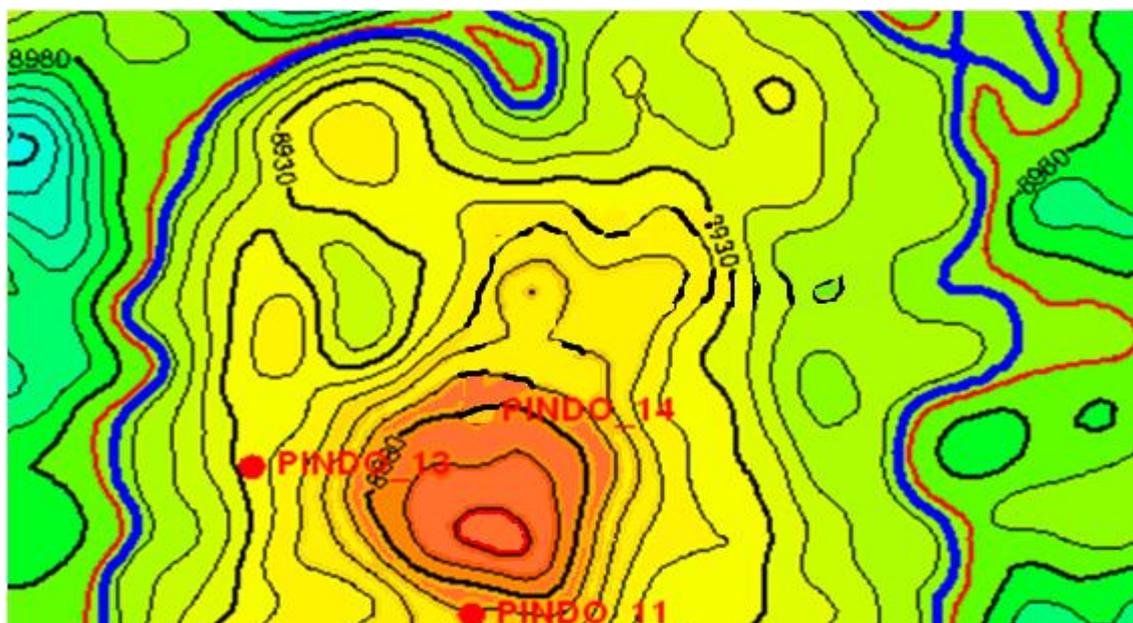
A continuación se hace una corta descripción de los yacimientos de producción correspondientes a los pozos candidatos antes mencionados:

3.5.2.1 Yacimientos Napo "U" inferior.

El cierre estructural de esta capa se localiza en la curva -8970 pies. El pozo Pindo 14 está ubicado más arriba (-8880') con respecto a los otros pozos; sin embargo, el punto más alto de la estructura lo define el contorno -8860' dando un cierre estructural de 110 pies.

(Figura 3.4)

El contacto agua petróleo, CAP, se encuentra bien definido en base del pozo Pindo 8 a -8965' dando un cierre efectivo de 105 pies.



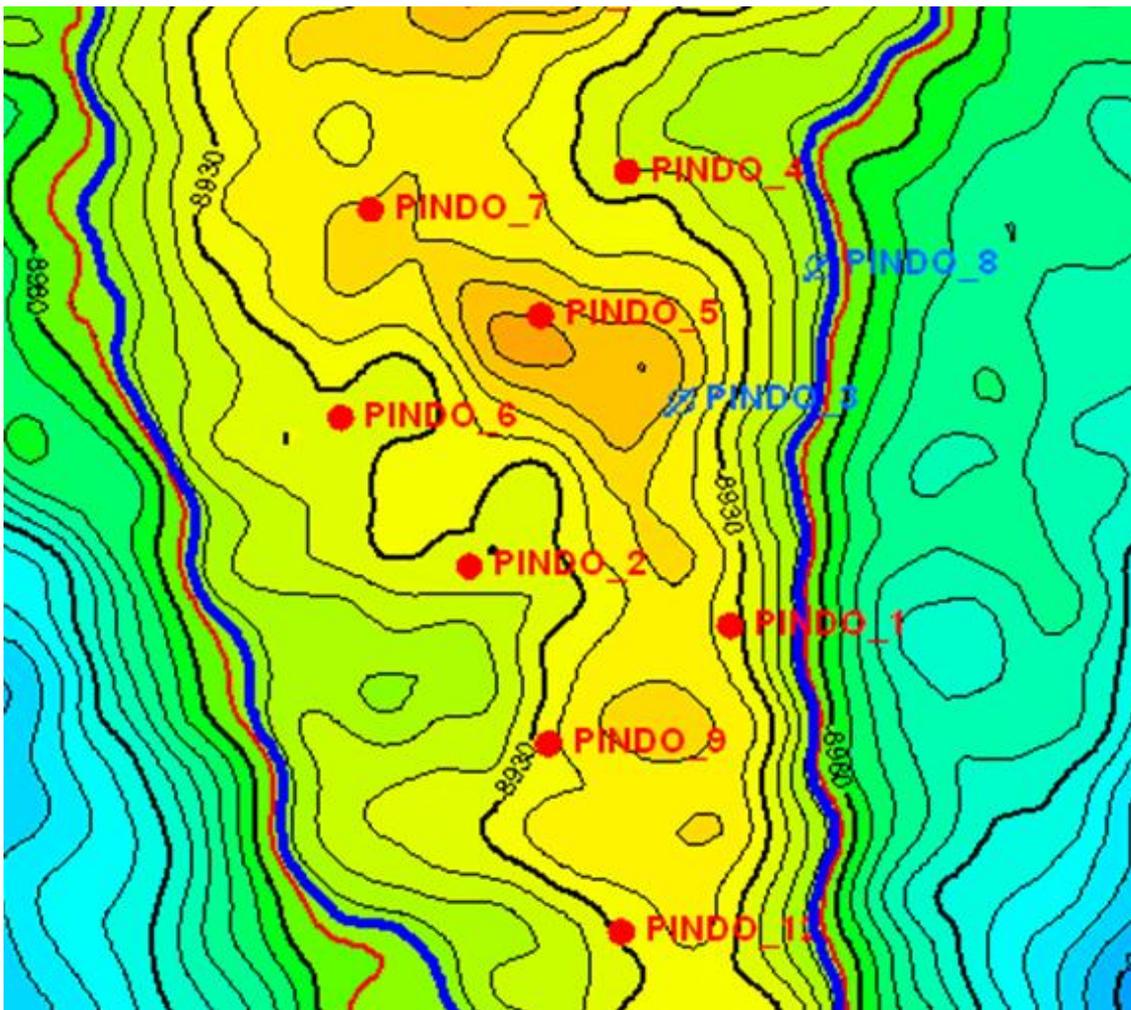


Fig. No 3.4. Área de interés del Mapa Estructural al tope arenisca “U” inferior
Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

Realizado por: Ing. Hugo Simba Geólogo Senior.

3.5.2 Cross sections y registros eléctricos.

3.5.2.1 Yacimientos Napo “U” inferior

En el siguiente registro eléctrico (**figura3.6**) podemos determinar las arenas “Ui” con sus respectivas profundidades, de los siguientes pozos Pindo 06, Pindo 14 y Pindo 08, podemos observar el contacto agua petróleo (CAP) y mediante el programa Interactive Petrophysyc y correlacionando con el modelo estático PETREL se ha determinado las propiedades petrofísicas de la roca reservorio como son: Porosidad, Permeabilidad, Saturaciones de petróleo, agua y gas

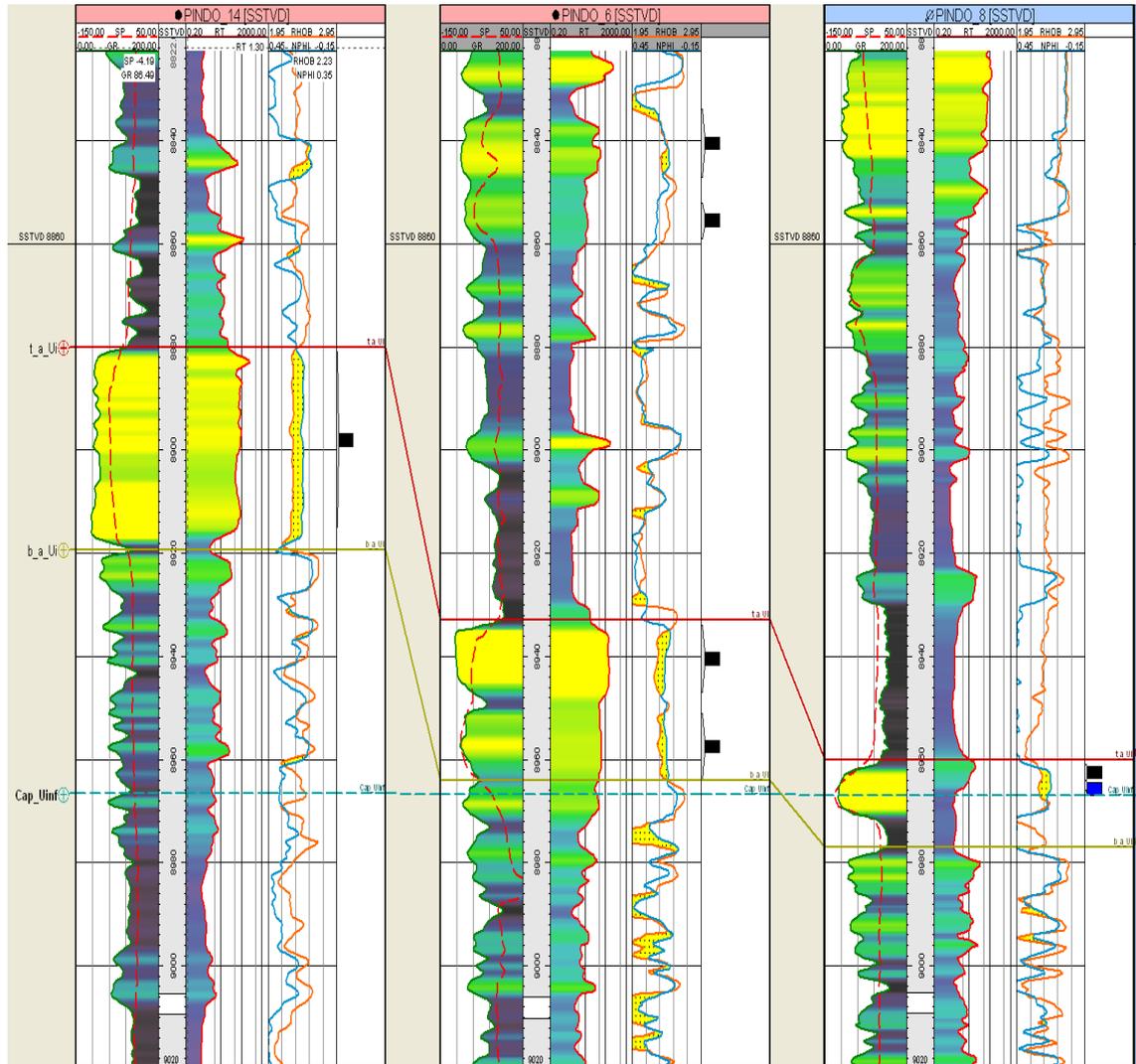


Fig. No 3.6. Sección estratigráfica con despliegue de registros que involucra Los pozos Pindo 14 – 6 – 8

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva
Realizado por: Ing. Hugo Simba Geólogo Senior.

3.5.4 Evaluación petrofísica de los pozos Pindo 06Uinf y Pindo 14 Uinf.

La petrofísica de un yacimiento se la puede evaluar de varias maneras, con núcleos de corona, con perfiles eléctricos, mapas de atributos, correlaciones, etc. El Campo Pindo no cuenta con Análisis de Núcleos, para determinar propiedades de porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluidos, presiones capilares.

Es necesario utilizar la interpretación de registros eléctricos junto con la elaboración de mapas de atributos de porosidad y contenido de arcillas reflejado en las lecturas de gamma ray.

En base de las últimas pruebas de restauración de presión (BuildUp), se determinó la permeabilidad por los métodos de Horner y del tiempo equivalente, mostrando en la **Tabla 3.2** un promedio.

El siguiente cuadro muestra estas propiedades:

	Pindo 06	Pindo 14
Yacimiento	U inferior	U inferior
tope	9929	9786
base (pies)	9974,5	9832,5
espesor neto(pies)	20	36
presion inicial (PSI)	3189	2633
temp de yacimiento (°F)	188	196
permeabilidad Horiz (md)	200	510
permeabilidad vertical(md)		
porosidad(%)	17	21
SWc(%)	13,9	12,3
So(%)	86,1	87,7
CAP (TVD pies)	9968	9829

Fuente: Consorcio "Petrosud - Petroriva"

TABLA 3.2. Datos de reservorio de los pozos candidatos de Pindo y Palanda.

Realizado por: Andrés Villegas

3.5.5 Propiedades de los fluidos Pindo 06 Ui y Pindo 14Ui.

El campo Pindo no cuenta con análisis PVT. Para determinar las propiedades de los fluidos se usan datos de pozos cercanos al campo y también se calculan por medio de correlaciones de flujo multifásico.

Bajo las condiciones iniciales de presión y temperatura indicadas en la **tabla 3.3**, se determinaron las siguientes propiedades del fluido:

	Pin 06_Ui	Pin 14_Ui
Gravedad API	19	16,8
Viscosidad petróleo (cp)	6	4,877
Viscosidad agua (cp)	0,3	0,264
Densidad agua (lb/gal)	8,67	8,67
Salinidad agua (ppm NaCl)	50875	51000
Densidad específica gas	0,87	0,87
Factor volumétrico petróleo (BY/BN)	1,041	1,091
GOR (scf/bbl)	n/d	77

Fuente: Consorcio “Petrosud – Petroriva

TABLA 3.3. Propiedades de los fluidos de los pozos candidatos de Pindo
Realizado por: Andrés Villegas

3.5.6 Análisis del avance de agua en el campo Pindo.

El análisis del avance de agua de formación se determina individualmente, por pozo mediante las técnicas de diagnóstico tomando los historiales de producción de agua y petróleo en las arenas de producción del campo Pindo.

El análisis, de la información de los pozos que producen de la arena U inferior, nos ayudará a:

- Seleccionar el pozo o los pozos que necesiten un sistema de control de agua.
- Determinar el problema de agua a tiempo de manera que se pueda seleccionar un método de control adecuado.

Los historiales de producción, son parte de la información obtenida y contienen cierta información que pueden ayudar a diagnosticar el avance de agua.

Para poder distinguir los diferentes problemas, se manejarán técnicas que utilizan los datos de producción, especialmente la relación agua petróleo (RAP).

3.5.6.1 Análisis del Pozo Pindo1 Napo T.

El pozo Pindo 1, con su gráfico de la historia de producción, nos ayuda a visualizar, cuando el pozo tiene un problema de agua, es decir, los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control de agua, generalmente muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la tasa de petróleo en forma casi simultánea (Figura No 2.15).

A continuación la gráfica de la historia de producción del pozo Pindo 1

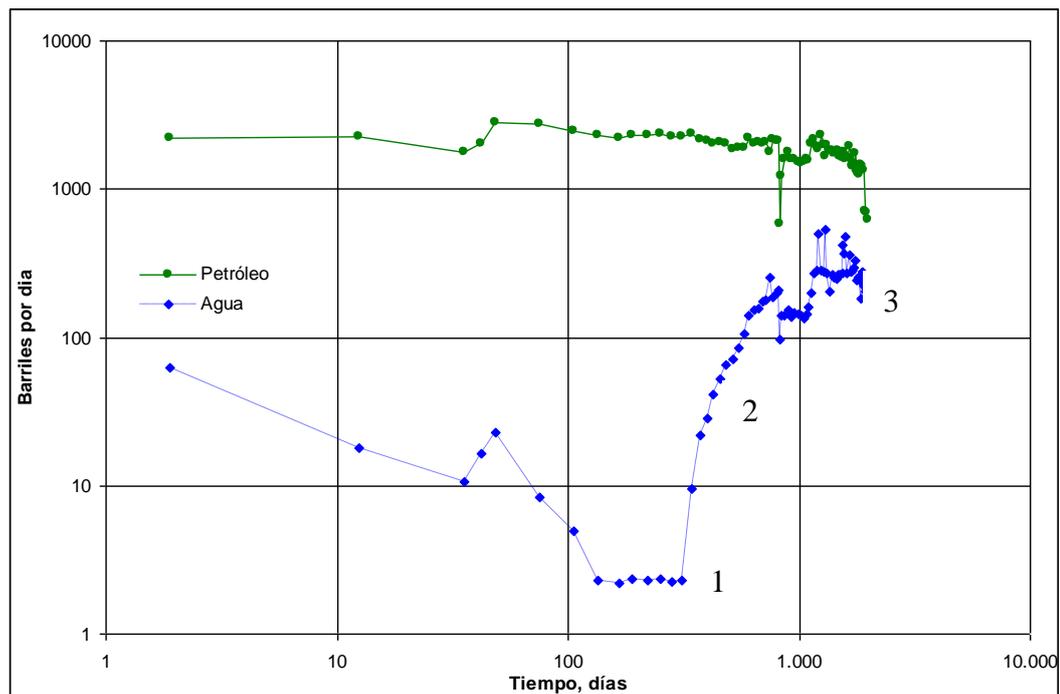


Gráfico No 3.4 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 1 Napo T

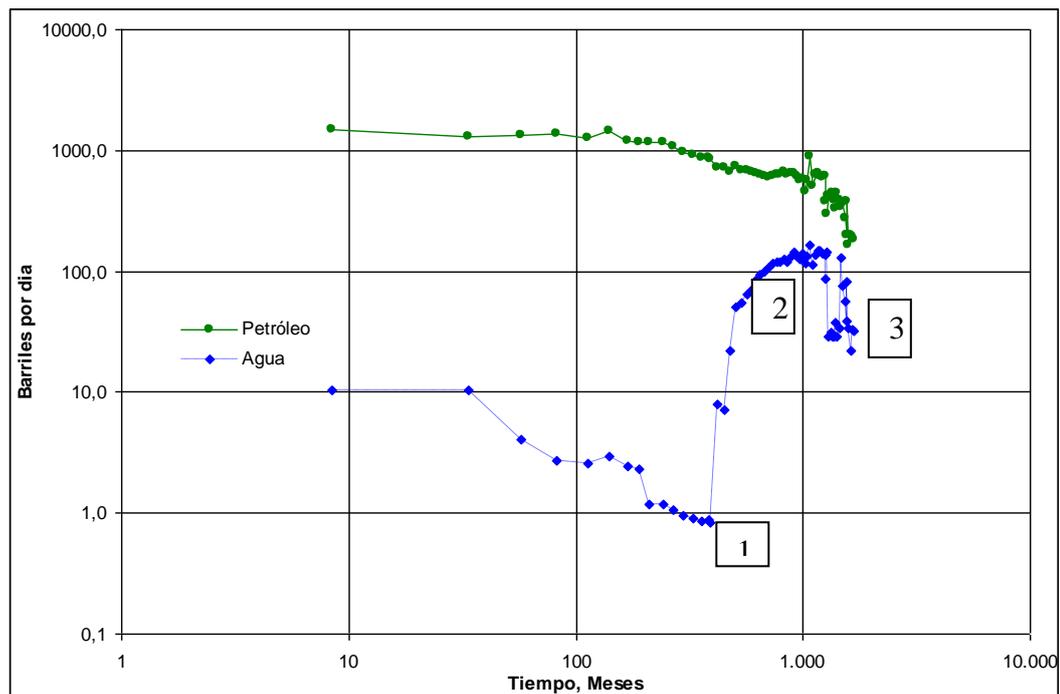
En este pozo (Gráfico 3.4), se realiza, una operación de sidetrack en abril del 2005 en la formación Napo T inferior. El pozo queda produciendo un crudo de 18° API a partir de noviembre del mismo año con un Q_0 inicial de 2194 bppd y un corte de agua de 2,7%. A diciembre del 2011 el corte de agua alcanza el 27%. (Anexo 2.1)

El gráfico No 3.4 muestra un rápido incremento de la tasa de agua a los 311 días (punto 1) este incremento se estabiliza a los 745 días (punto 2). Las declinaciones repentinas de las tasas de producción de petróleo y agua (punto 3) se deben a las fallas de la BES.

A la fecha no se determina un problema de agua que amerite realizar trabajos adicionales para el pozo Pindo 1. La gráfica No 3.4 no registra cambios bruscos y simultáneos que indiquen un aumento del agua y la reducción del petróleo.

3.5.6.2 Análisis del Pozo Pindo 07 Napo T.

A continuación se determina en la gráfica No 3.5, la historia para el pozo Pindo 07 lo siguiente:



Gráfica No 3.5 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 7 Arena Napo T

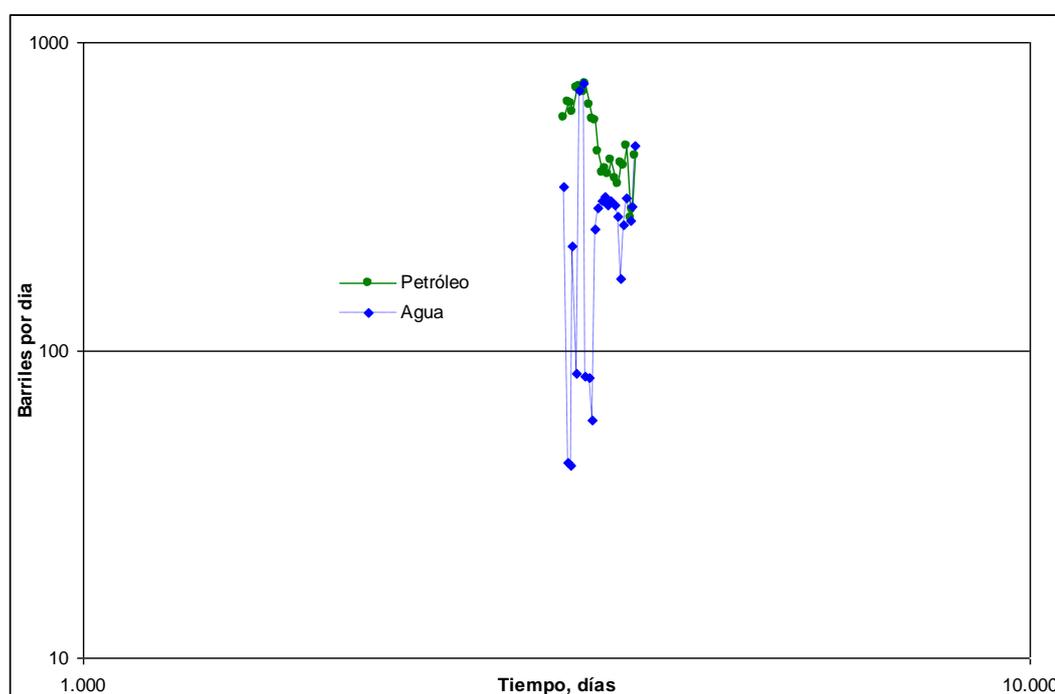
En el mes de febrero del 2011, se dispara la arena Napo T2, pero no es hasta abril del mismo año que empieza a producir un petróleo de 19° API con una tasa inicial de petróleo de 1472 bpd y un corte de agua de 0,7%. ([Anexo 2.2](#))

El gráfico No 3.5 muestra un rápido incremento de la tasa de agua a los 391 días (punto 1) este incremento se estabiliza a los 796 días (punto 2). Las declinaciones repentinas de las tasas de producción de petróleo y agua se deben a las fallas de la BES.

A los 1261 días el pozo se suspende temporalmente por un problema de pescado al intentar una operación de cambio de BES. Para Mayo del 2010 se decide hacer al pozo Pindo 07 un Side track el cual permite seguir produciendo de la arena T.

Para Diciembre del 2011 el pozo Pindo 07 queda temporalmente suspendido a causa de daños en la formación al intentar redisparar un intervalo de la arena. Por lo que no es consistente determinar un problema de agua que amerite a realizar trabajos adicionales para el pozo Pindo 07. La gráfica No 3.5 no registra cambios bruscos y simultáneos que indiquen un aumento del agua y la reducción del petróleo.

3.5.6.3 Análisis del Pozo Pindo 09 Napo T.



Gráfica No 3.6 Gráfica de la historia de producción pozo Pindo 09 arena Napo T

Al trazar la gráfica de la historia de producción del pozo Pindo 09 (Gráfica No 3.6) notamos el corto periodo de producción de la arena Napo T.

La gráfica No 3.6 del pozo Pindo 09 nos indica incrementos espontáneos de la tasa de agua debido a que el pozo se está estabilizando al igual que la tasa de petróleo, al verificar corte de agua ([Anexo 2.3](#)) este se mantiene constante por periodos relativos de tiempo.

Tomando en cuenta el comportamiento de la historia de producción, el pozo Pindo 09, a la fecha no amerita ningún trabajo para controlar el agua debido a que la gráfica indica que las tasas no se incrementan repentinamente.

3.5.6.4 Análisis del Pozo Pindo 11 Napo T.

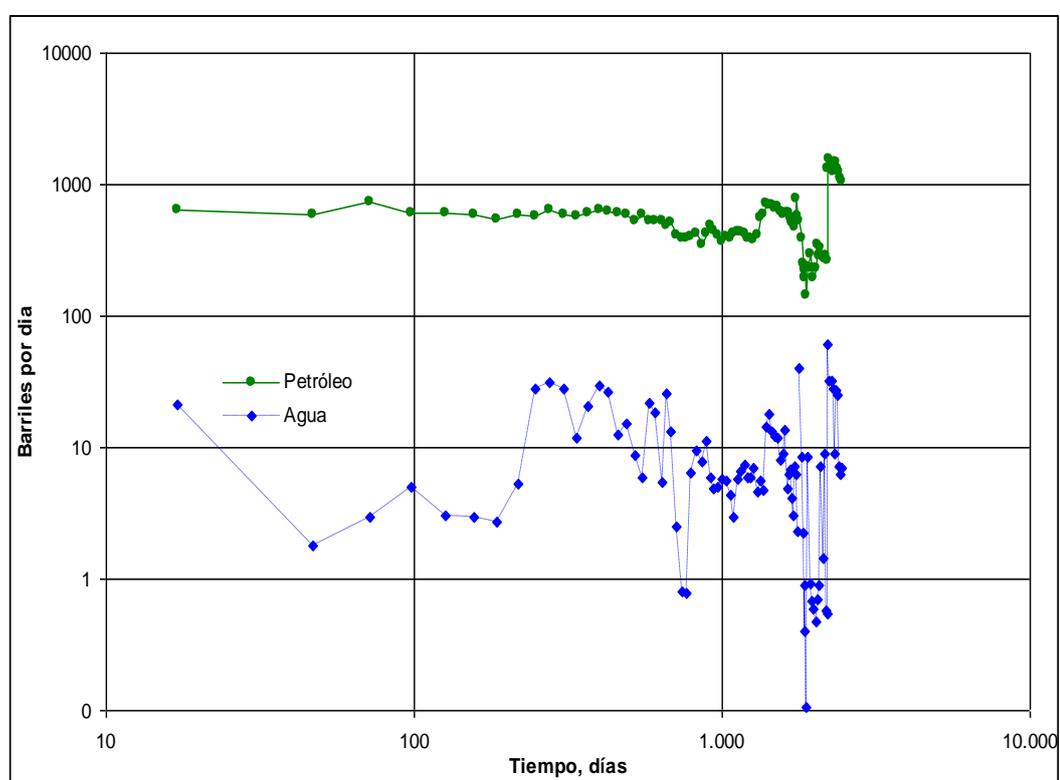


Gráfico No 3.7 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 11 Arena Napo T

Analizando el historial del pozo Pindo 11 notamos que el corte de agua es relativamente bajo (Anexo 2.4). A la fecha vemos que no es consistente determinar un problema de agua que amerite a realizar trabajos adicionales para el pozo Pindo 11. La gráfica No 3.7 no registra cambios bruscos y simultáneos que indiquen un aumento del agua y la reducción del petróleo, los altos y bajos de la curva son trabajos de reacondicionamiento registrados en el historial de workover (Anexo 1.4).

3.5.6.5 Análisis del Pozo Pindo 14 Uinf.

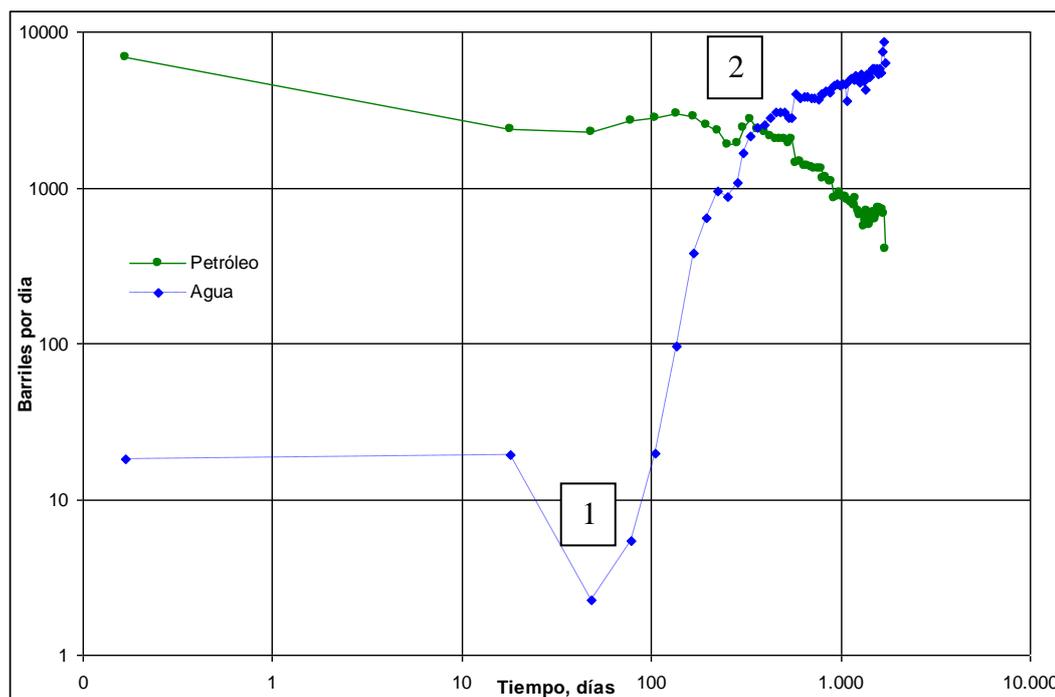
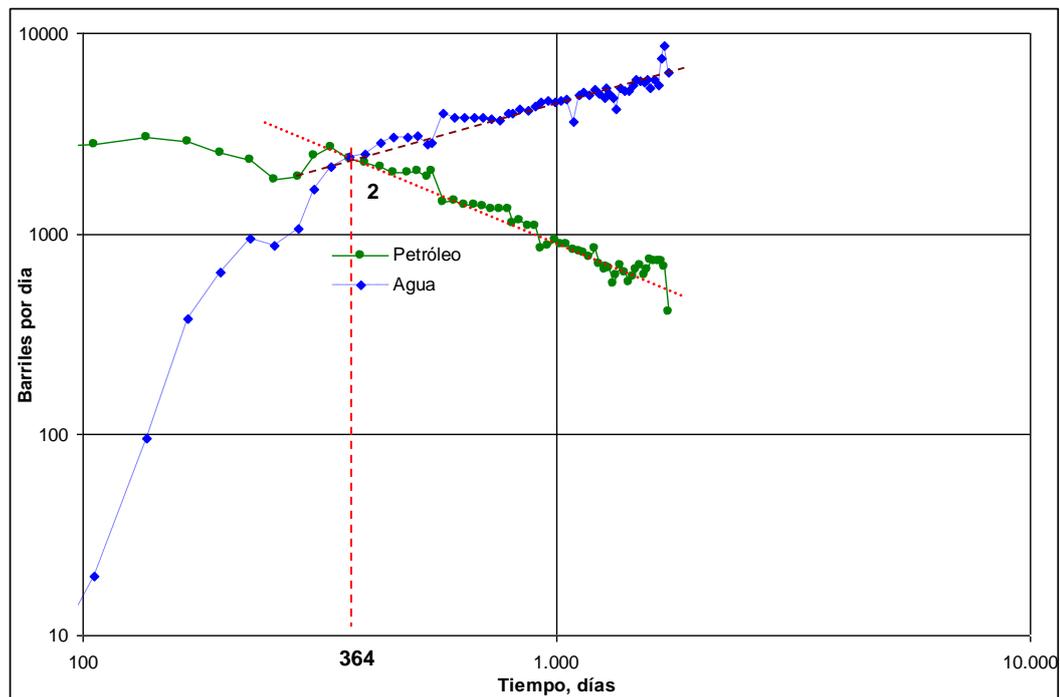


Gráfico No 3.8 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 14 Arena U inf

El pozo Pindo 14 es un pozo horizontal, que produce de la arena U inferior, desde octubre del 2006 ([Anexo 1.5](#)) con una tasa inicial de petróleo de 6912 bpd y un corte de agua de 0,3% ([Anexo 2.5](#)). En la gráfica No 3.8 se nota el rápido ascenso de la tasa de agua. A los 48 días empieza el incremento (punto 1) y es a los 364 días (punto 2) que la tasa de agua es mayor que la tasa de petróleo. A Diciembre del 2011 el pozo produce una tasa de petróleo de 407 bpd y el corte de agua asciende a 93% ([Anexo 2.5](#)).

Este aumento de la producción de agua y la disminución de la producción de petróleo, podría indicar un problema de agua en el pozo Pindo 14, motivo por el cual, el pozo tiene que ser analizado para corroborar esta situación.

A continuación se presenta la gráfica No 3.9 que nos indica claramente el cambio brusco y simultaneo de las tasas de flujo de agua y petróleo a los 364 días (punto 2).

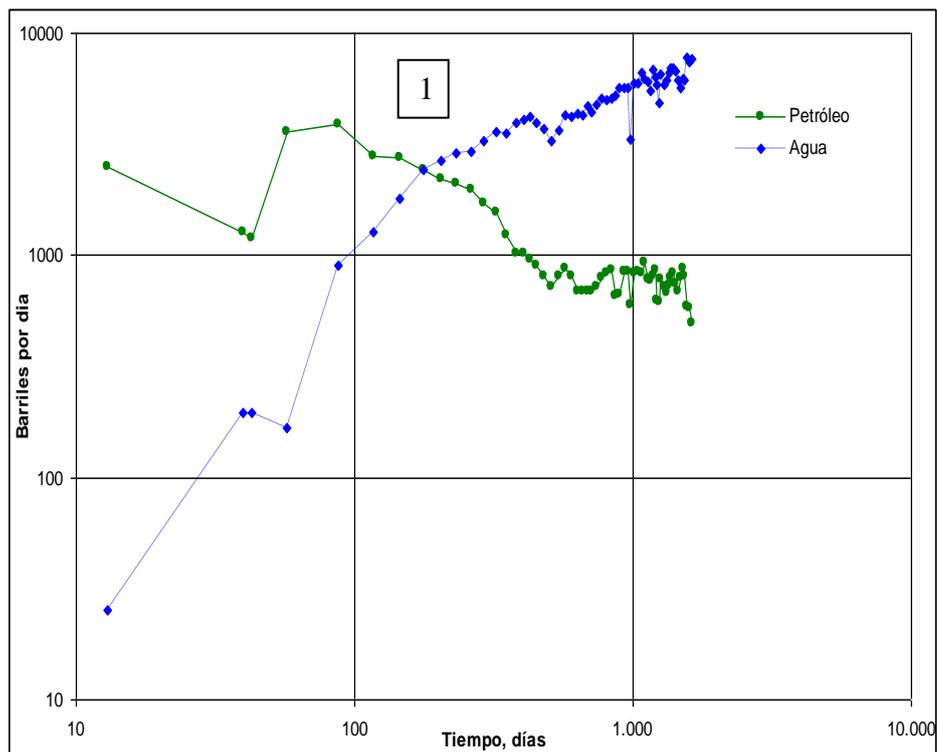


Gráfica No 3.9 Gráfico de la historia de producción incrementado a los 364 días, pozo Pindo14 Arena U inf

3.5.6.6 Análisis del Pozo Pindo 06 U inf.

El pozo Pindo 06 empieza a producir en enero del 2007 ([Anexo 1.6](#)) con una tasa inicial de petróleo de 2491 bppd junto a un corte de agua del 1% ([Anexo 2.6](#)) el cual se incrementa a medida que disminuye la tasa de flujo de petróleo. En la gráfica No 3.10 se ve el incremento de la tasa de flujo de agua y la disminución de la tasa de flujo de petróleo. A los 177 días de producción (punto 1) se denota el cambio simultáneo de dichas tasas lo cual identifica que existe un problema de agua de formación.

A diciembre del 2011 se registra un incremento en el corte de agua de 94% con una producción de petróleo de 495 bppd ([anexo 2.6](#)).



Gráfica No 3.10 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 06 Arena U inf

A continuación se presenta una gráfica ampliada (Gráfica 3.11) que denota el cambio brusco y simultaneo de las tasas de agua y petróleo en el pozo Pindo 06 a los 177 (punto 1) el cual identifica que hay un problema de agua, por lo que este pozo tiene que ser monitoreado para establecer las posibles causas del incremento de la tasa de agua mediante un programa de control de agua de formación.

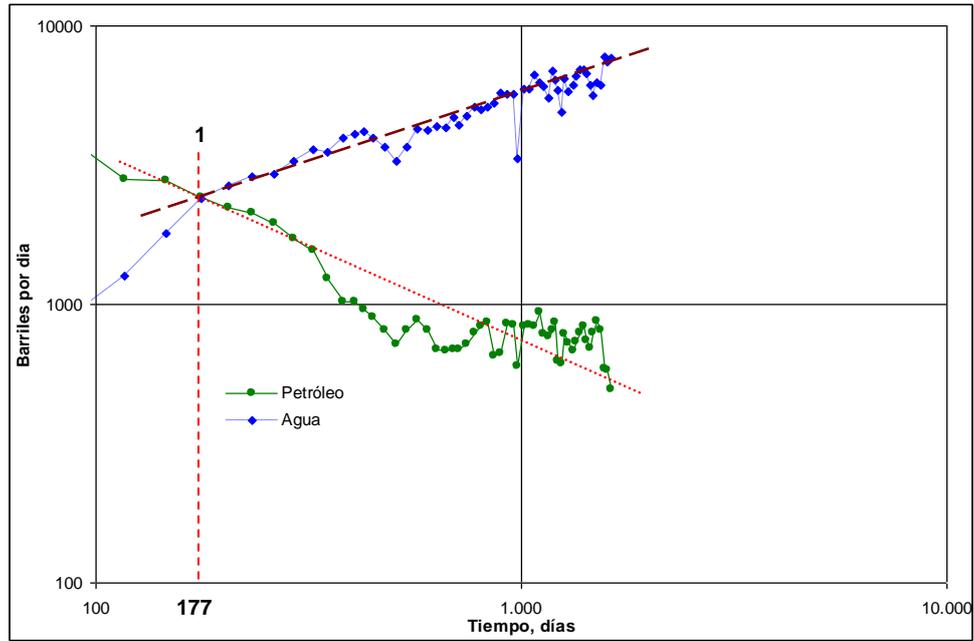
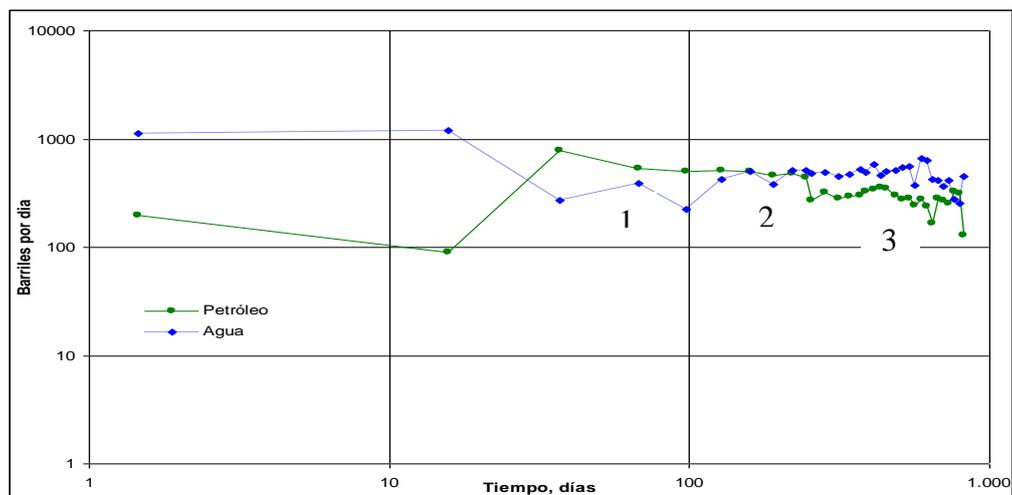


Gráfico No 3.11 Gráfico de la historia de producción incrementada a los 177 días, pozo Pindo 06 Uinf

3.5.6.7 Análisis del Pozo Pindo 12 Hollin sup.

El pozo Pindo 12 es perforado en el 2007 y no es hasta el 2009 que empieza a producir de la arena U inferior ([Anexo 1.7](#)) con un caudal inicial de petróleo de 195 bppd y un corte de agua de 85% ([Anexo 2.7](#)).



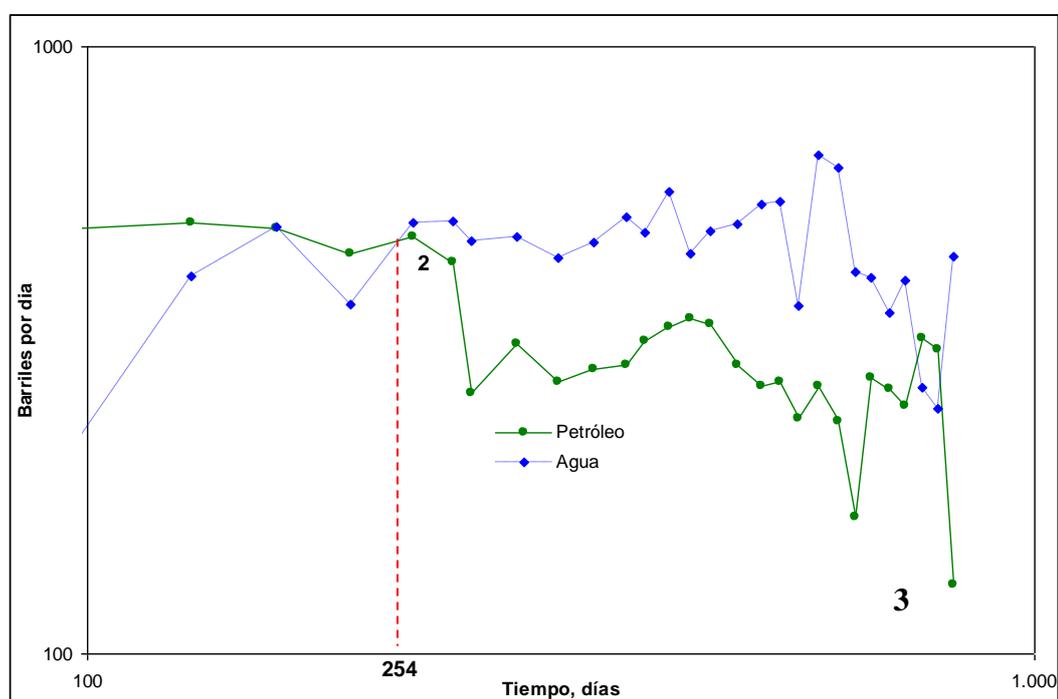
Gráfica No 3.12 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 12 Arena Hollin sup

El tiempo estabilizado de producción se ve en la gráfica No 3.13 (punto 1) con un leve incremento en la producción. Los cambios en la tasa de petróleo, en este periodo son por trabajos de workover del pozo y no influyen drásticamente en el comportamiento del mismo (Anexo 1.7).

El gráfico muestra que el agua asciende a los 254 días (punto 2).

La tendencia del incremento del agua se pronuncia gradualmente mientras que disminuye la tasa de petróleo de 485 bppd a 130 bppd a los 822 días (punto3), mientras que la producción de agua asciende a 450 bppd.

La gráfica No 3.13 identifica claramente esta anomalía:



Gráfica No 3.13 Gráfico incrementado a los 254 de la historia de producción pozo Pindo 12 Arena Hsup

El punto 2 en donde la tasa de petróleo disminuye y la tasa de agua se incrementa, permite sugerir que existe inicialmente, una señal de que el pozo necesita un tratamiento de remediación, pero que necesita ser corroborado con otra técnica de diagnóstico, debido a que no se aprecia con claridad, para iniciar un control de agua en este pozo de ser necesario.

Los pozos candidatos para el análisis del avance de agua de formación se han determinado individualmente mediante los historiales de producción los cuales se han seleccionado para el presente estudio.

POZO	Yacimiento	Estado	Met.levantam	BSW(%)
Pindo06	U inferior	productor	BES	86
Pindo 14	U inferior	productor	BES	80

Fuente: Consorcio "Petrosud – Petroriva"

Realizado por: Villegas Andrés

TABLA 3.1. Estado de los pozos para el presente estudio

CAPÍTULO IV

4. Análisis del avance de agua en el campo Pindo arena Uinf.

4.1 Análisis de Registros Openhole de los Pozos Pindo 14 y 06 arena Uinf

En las **Figuras 4.1** y **4.2** se muestran los registros openhole tomado de los pozos de interés para el presente estudio.

La pista 1 contiene la curva de rayos gamma, SP, la curva del Caliper y por último la del diámetro de la broca (BS, Bit Size).

El cruce de las curvas Cal y BS indican zonas de derrumbes (washaout) y zonas donde se ha formado costra de lodo (franja azul y franja café respectivamente).

La profundidad medida se observa en la pista 2.

En la pista 3 se muestran las curvas de resistividad a sus diferentes profundidades de investigación.

La pista 4 contiene el perfil de porosidad con sus diferentes tipos como son, densidad (RHOB), neutrón (NPHI) y sónico (DT).

El cruce de la curva de densidad con el neutrón indica zonas de arena (franja amarilla, puntos negros).

4.1.1 Pozo Pindo 14 U inf

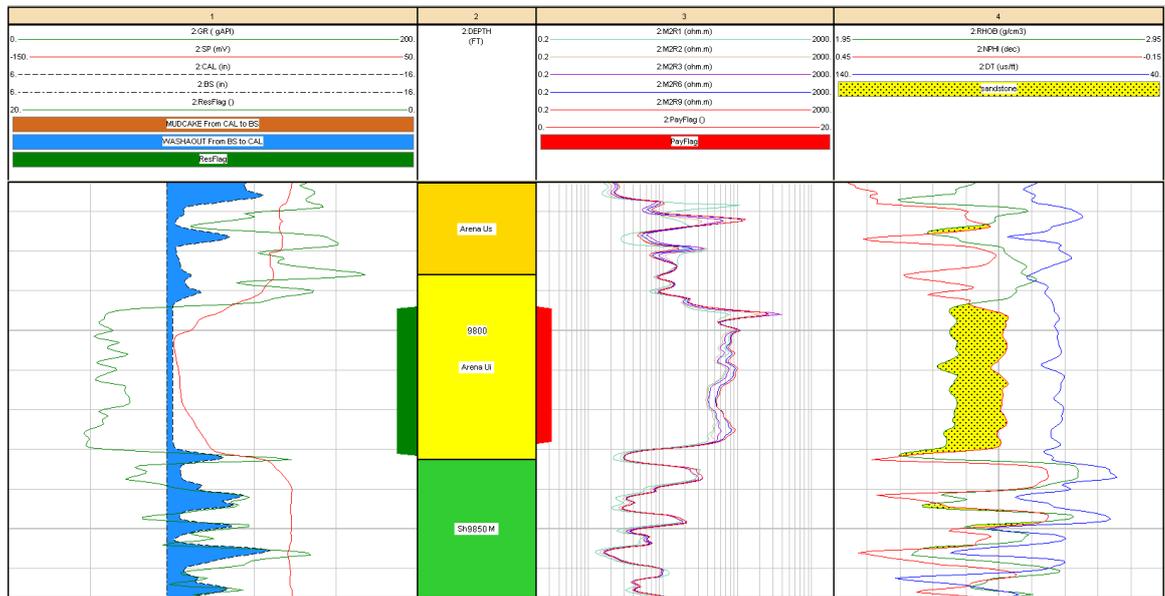


Figura 4.1. Registro a hueco abierto del pozo Pindo 14 U inf.

De acuerdo a la evaluación de los registros eléctricos corridos en este pozo y al análisis de los parámetros petrofísicos, dispararon el intervalo 9794' a 9828' en la arena U inferior.

El registro inicial a hueco abierto mostrado en la **Figura 4.1** señala una zona de pago de 36 pies, la cual se lo resalta con la franja roja de la pista 3.

Las curvas GR y SP indican un cambio litológico a 9830 pies, la profundidad donde se encuentra un CAP contacto agua petróleo.

4.1.2 Pozo Pindo 06 Uinf

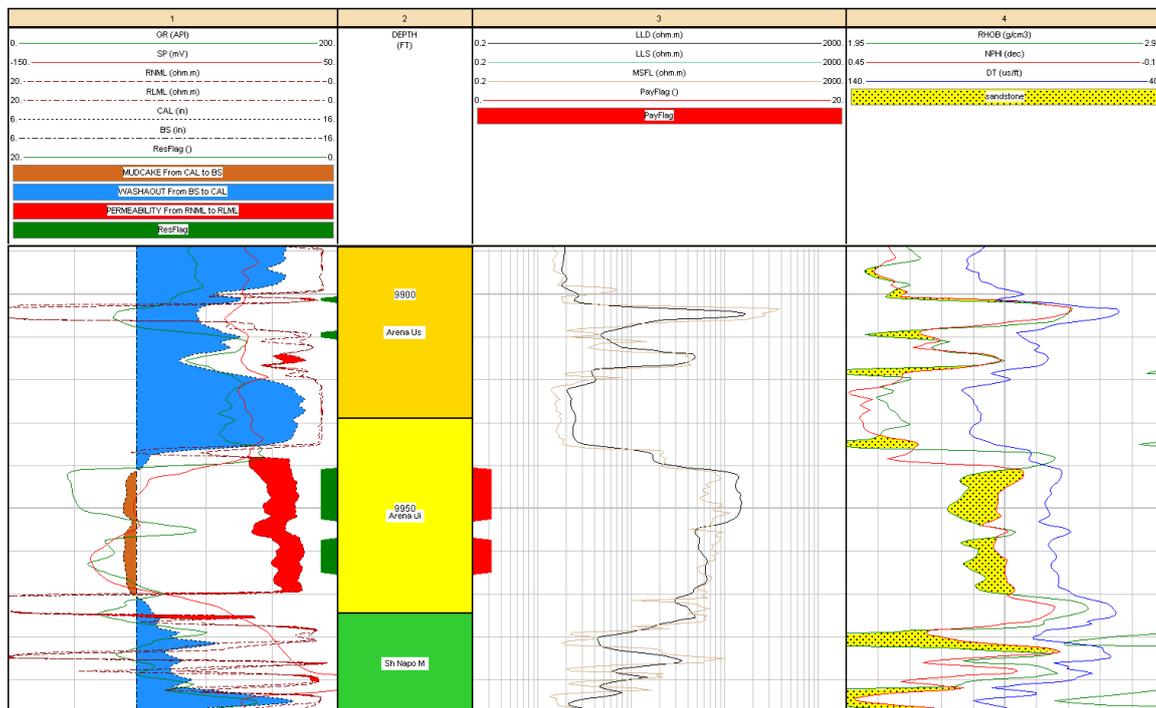


Figura 4.2. Registro a hueco abierto del pozo Pindo 06.

Las zonas completadas en la arena U inferior lo conforman los intervalos 9940' – 9953' y 9957' – 9970'.

El cruce de las curvas microresistivas (micronormal RNML y la microinversa RLML) identifica las zonas permeables (franja roja de la pista 1).

La **Figura 4.2** señala los intervalos de la zona de pago de 9940' – 9952' y 9957' – 9965' (franja roja de la pista 3), los dos separados por una lutita.

Esta última se considera como una lutita local (puede ser un lente) la cual actúa como una barrera de flujo de baja permeabilidad; la ausencia de flujo transversal entre los dos intervalos disparados depende de la continuidad de esta barrera.

Las curvas GR y SP indican un cambio litológico a 9970 pies, donde los registros de porosidad indican que se trata de una caliza seguido de la lutita Napo medio.

4.1.2.3 Análisis de Registros de Cementación de los Pozos Pindo 14 y Pindo 06 Uinf

Los criterios para considerar una buena cementación se describen a seguir.

Para la cementación del casing de producción 7", N-80, 26 LB/FT, BTC (características pozos del presente estudio), las zonas de interés deberán verificar:

1. Aislamiento de zonas de interés:

Intervalo Mínimo Cementado (IMC): La longitud de este intervalo será determinada como la mínima requerida para tener un aislamiento de la zona para un 0.8 BI (Bond Index, índice de adherencia). Para el casing 7" el IMC es de 10' y deberá ser verificado arriba y debajo de las zonas de interés.

2. Adherencia Formación - Casing:

Esta adherencia será determinada de manera cualitativa por la disipación de arribos de tubería en el registro VDL (Variable Density Log) en el IMC, donde solo aparecerán arribos de formación. Si las alternadas líneas claras y oscuras aparecen como trazas rectas, significa que no existe una buena adherencia.

3. Adherencia Casing - Cemento:

Esta adherencia será determinada de manera cuantitativa por el mapa de cemento producido por el SBT (Segmented Bond Tool). Para los fines de este análisis se fijará como criterio de buena adherencia casing - cemento los valores del mapa superiores al 70%. Para garantizar el aislamiento no debe haber presencia de canales en el IMC.

4.1.2.3.1 Pozo Pindo 14 Uinf

El registro de cementación (SBT, VDL, CCL) (**Figura 4.3**) indica entre las más importantes para el análisis, las curvas de atenuación (dB/ft) y amplitud (mV) en la pista 4, mapa de cemento (producido por el registro SBT en la pista 5), y el registro VDL (SBT WAVE, 200 -1200) en la pista 6.

El IMC lo comprenden 9783' - 9793' y 9829' - 9839' o sea 10' arriba y 10' abajo de la zona neta de pago (9793' - 9829').

En la **Tabla 4.3** se muestra el cálculo del índice de adherencia en función de la atenuación promedio ATAV (curva azul, pista 4) determinando un buen aislamiento de la

zona y tomando en cuenta que el intervalo 9792' – 9796' (mal cementado) no contribuye con un canal en el IMC superior.

En la pista 6 se observa arribos de formación los cuales indican de media a buena adherencia cemento – formación en ambos IMC. Una disipación de arribos de tubería en ambos IMC revela una buena adherencia casing – cemento excepto en el intervalo antes visto 9792' – 9796' donde las alternadas líneas claras y oscuras aparecen como trazas rectas al extremo izquierdo de la pista.

De manera cuantitativa, el mapa de cemento (pista 5) indica un promedio del 75 % revelando una buena adherencia casing – cemento, excepto en el intervalo 9792' – 9796' donde el valor rodea un 40 %.

Conclusión:

El registro garantiza que se tiene un buen aislamiento de la zona de interés del pozo, pudiendo descartar un problema de canalización por detrás del casing.

Profundidad ft	Atenuación promedio dB/ft	Aten. bien cementada	Índice de Adherencia	Estado
9783	11.8	12	0.98	BIEN CEMENTADO
9784	11.4		0.95	BIEN CEMENTADO
9786	10.1		0.84	BIEN CEMENTADO
9788	9.6		0.80	BIEN CEMENTADO
9790	9.6		0.80	BIEN CEMENTADO
9792	9.4		0.78	MAL CEMENTADO
9794	6.5		0.54	MAL CEMENTADO
9796	9		0.75	MAL CEMENTADO
9798	10.9		0.91	BIEN CEMENTADO
9800	10.1		0.84	BIEN CEMENTADO
9802	14.4		1.20	BIEN CEMENTADO
9804	11.2		0.93	BIEN CEMENTADO
9806	12		1.00	BIEN CEMENTADO
9808	11.8		0.98	BIEN CEMENTADO
9810	11.3		0.94	BIEN CEMENTADO
9812	11.2		0.93	BIEN CEMENTADO
9814	10.6		0.88	BIEN CEMENTADO
9816	10.7		0.89	BIEN CEMENTADO
9818	11.6		0.97	BIEN CEMENTADO
9820	10.3		0.86	BIEN CEMENTADO
9822	10.2		0.85	BIEN CEMENTADO
9824	11.1		0.93	BIEN CEMENTADO
9826	12		1.00	BIEN CEMENTADO
9828	11.5		0.96	BIEN CEMENTADO
9830	11.1		0.93	BIEN CEMENTADO
9832	9.8		0.82	BIEN CEMENTADO
9834	11.4		0.95	BIEN CEMENTADO
9836	11.4		0.95	BIEN CEMENTADO
9838	10.6		0.88	BIEN CEMENTADO
9839	13.9		1.16	BIEN CEMENTADO

Tabla 4.3. Cálculo del Índice de Adherencia de zona de interés para el casing de 7” del pozo Pindo 14_Ui.

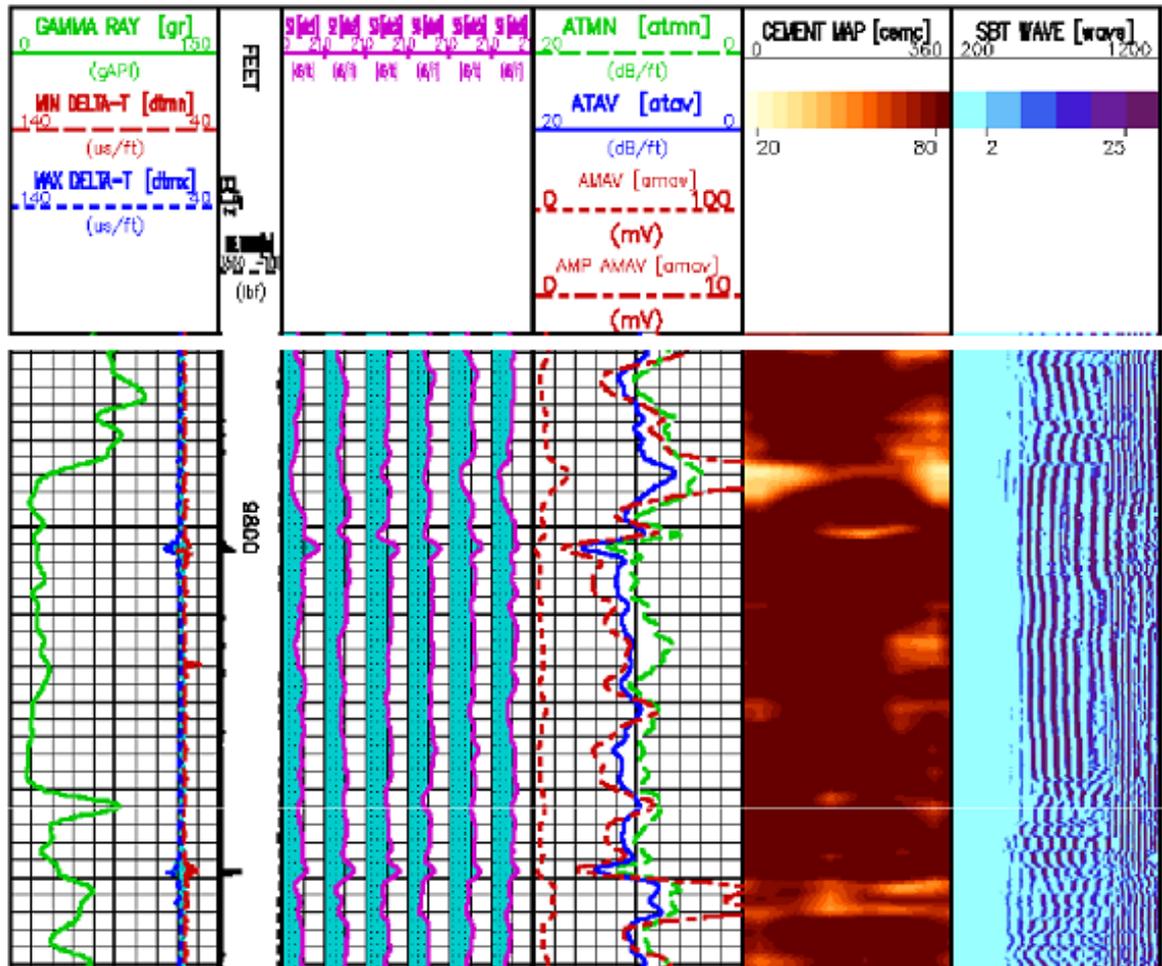


Figura 4.3. Registro de cementación del pozo Pindo 14 Uinf.

4.1.2.3.2 Pozo Pindo 06 Uinf

El registro de cementación inicial (CBL, VDL, CCL) corrido en julio de 1993 y mostrado en la **Figura 4.4**, indica entre las más importantes para el análisis, las curvas de amplitud (mV) en la pista 3, y el registro VDL en la pista 4.

El IMC lo comprenden 9930' - 9940' y 9970' - 9980' o sea 10 pies arriba del punto superior disparado (9940') y 10' debajo del punto inferior disparado (9970').

Al analizar el registro VDL, se observa que en el IMC superior existe una buena adherencia del cemento a la formación, en el cual aparecen arribos de formación. De igual manera la disipación de arribos de tubería indica que una buena adherencia casing -

cemento existe, excepto en el IMC inferior donde las alternadas líneas claras y oscuras aparecen como trazas rectas al extremo izquierdo de la pista 4.

Observando la alta amplitud (pista 3) en el IMC inferior confirma una mala adherencia casing – cemento, dejando una alta incertidumbre por la presencia de un collar. Se recuerda que el tiempo de tránsito (pista 1) debería ser constante, excepto cuando los collars son encontrados; una variación en el tiempo de tránsito indica que las medidas de la señal de amplitud pueden no ser exactas.

Conclusión:

Estos no contribuirían con un canal por detrás del casing debido a:

- Debajo de 9970' existe la lutita Napo Media (secuencia de caliza y lutitas) la cual no aportaría con agua hacia la zona perforada (ver análisis de registros Openhole del Pindo 06).
- Arriba de 9940' existe una buena adherencia la cual indica aislamiento efectivo de la zona.

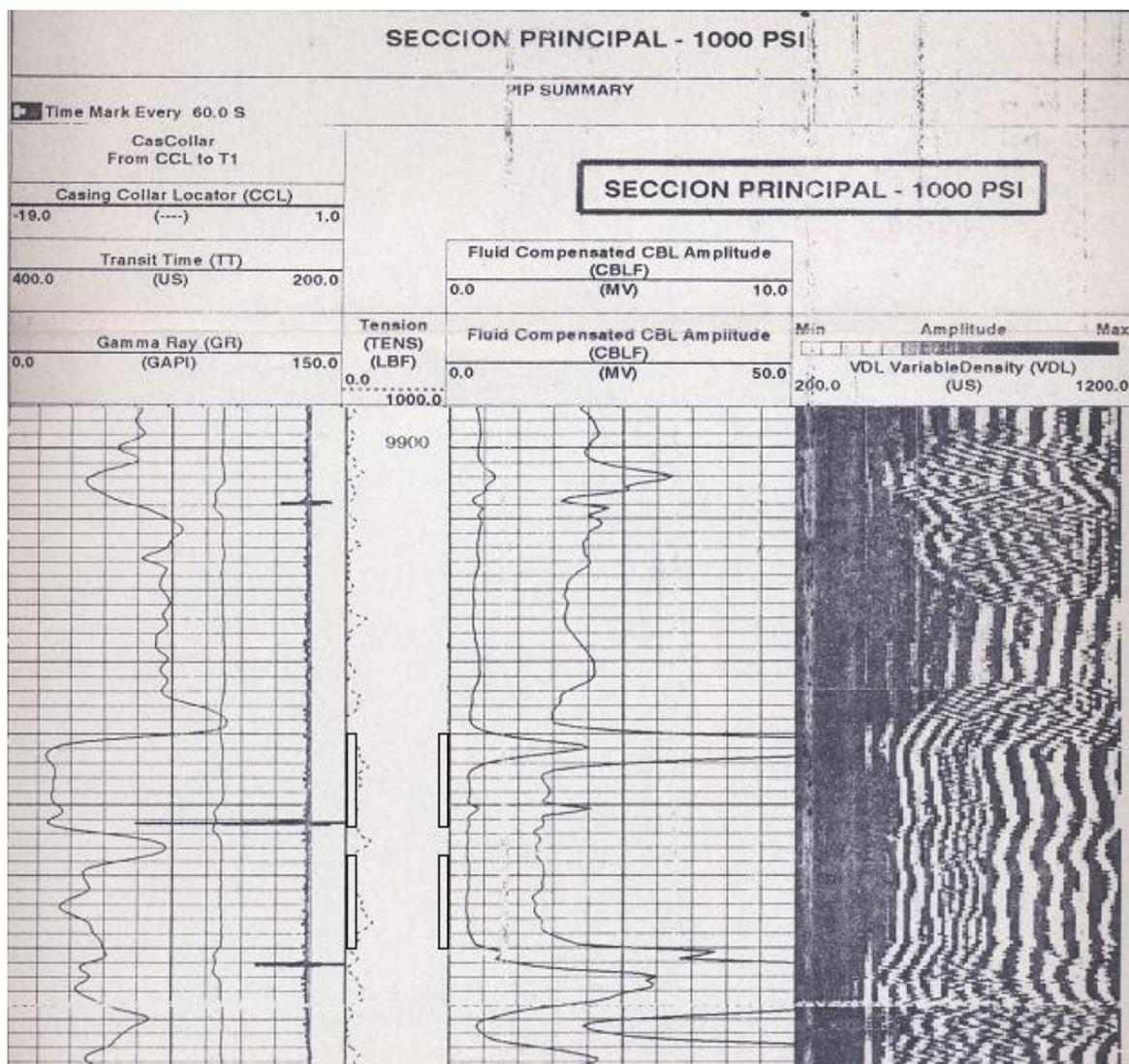


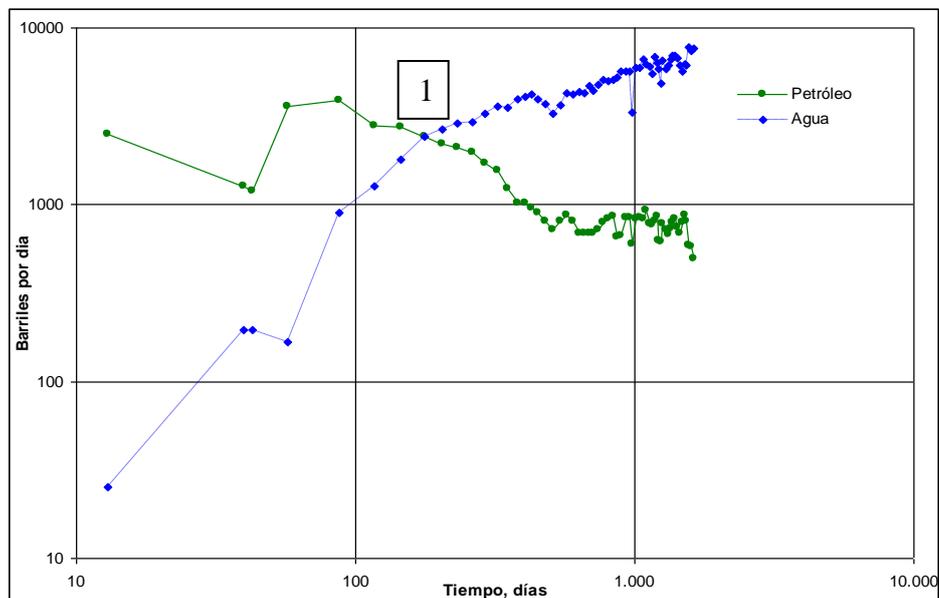
Figura 4.4. Registro de cementación del pozo Pindo 06 Uinf.

4.2 Análisis del avance de agua en los pozos Pindo 06 y 14 de la arena Uinf.

4.2.1 Análisis del pozo Pindo 06 Uinf.

El pozo Pindo 06 empieza a producir en enero del 2007 ([Anexo 1.6](#)) con una tasa inicial de petróleo de 2491 bppd junto a un corte de agua del 1% ([Anexo 2.6](#)) el cual se incrementa a medida que disminuye la tasa de flujo de petróleo. En la gráfica No 4.10 se ve el incremento de la tasa de flujo de agua y la disminución de la tasa de flujo de petróleo. A los 177 días de producción (punto 1) se denota el cambio simultáneo de dichas tasas lo cual identifica que existe un problema de agua de formación.

A diciembre del 2011 se registra un incremento en el corte de agua de 94% con una producción de petróleo de 495 bppd (anexo 2.6).



Gráfica No 4.10 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 06 Arena U inf.

A continuación se presenta una gráfica ampliada (Gráfica 4.11) que denota el cambio brusco y simultaneo de las tasas de agua y petróleo en el pozo Pindo 06 a los 177 (punto 1) el cual identifica que hay un problema de agua, por lo que este pozo tiene que ser monitoreado para establecer las posibles causas del incremento de la tasa de agua mediante un programa de control de agua de formación.

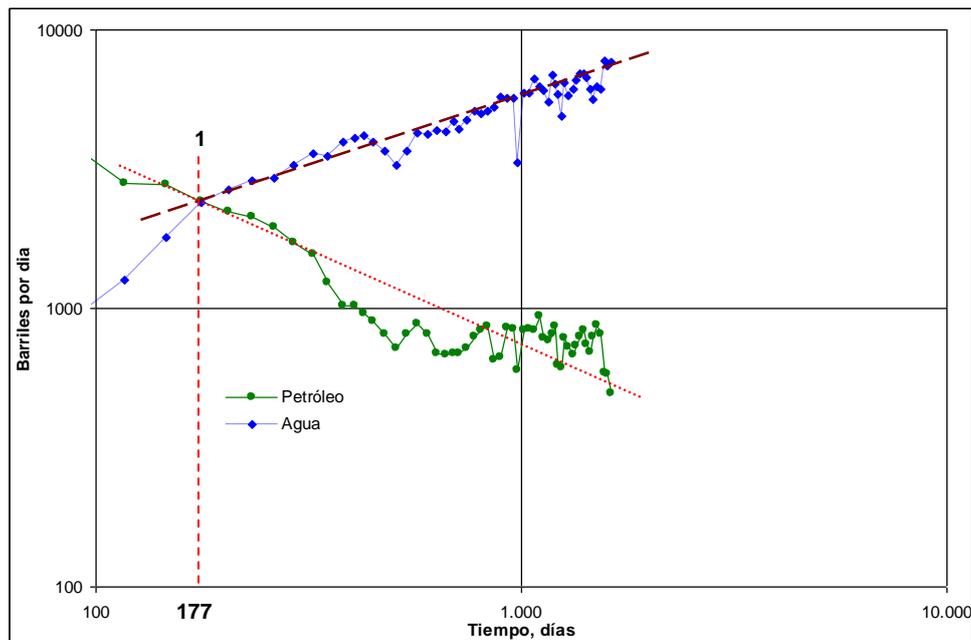
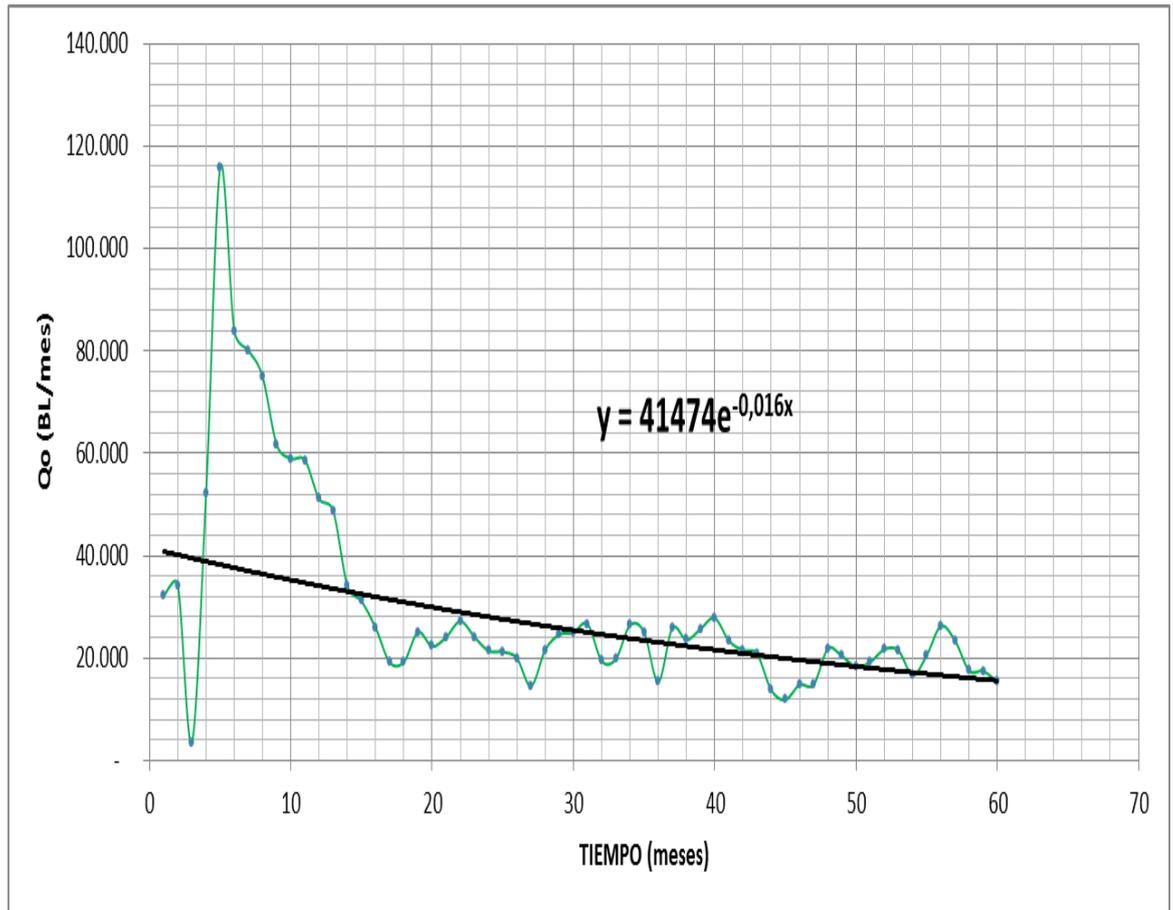


Gráfico No 4.11 Gráfico de la historia de producción incrementado a los 177 días, pozo Pindo 06 Uinf

La curva de declinación permite establecer periodos diferentes de la pendiente de declinación, de las curvas de producción de fluidos de un pozo.

La grafica N° 4.1 denota la declinación exponencial de la producción del pozo Pindo 06 Uinf y la ecuación calculada de la curva $Q_o = 41474e^{-0,016t}$



Gráfica No 4.1 Declinación exponencial pozo Pindo 06 Uinf

Donde:

$Q_{oi}^* = 41474$ BL/mes

$a^* = 1.6\%/mes = 19.2\%/año$

$q_{eco} = 80$ BL/día $= 2400$ BL/mes.

$$t_{eco} = \frac{\ln q_{ec} - \ln Q_i}{-a} = \frac{\ln 2400 - \ln 41474}{\frac{-0.016}{mes}} = 178 \text{ meses} \cong 14.8 \text{ años}$$

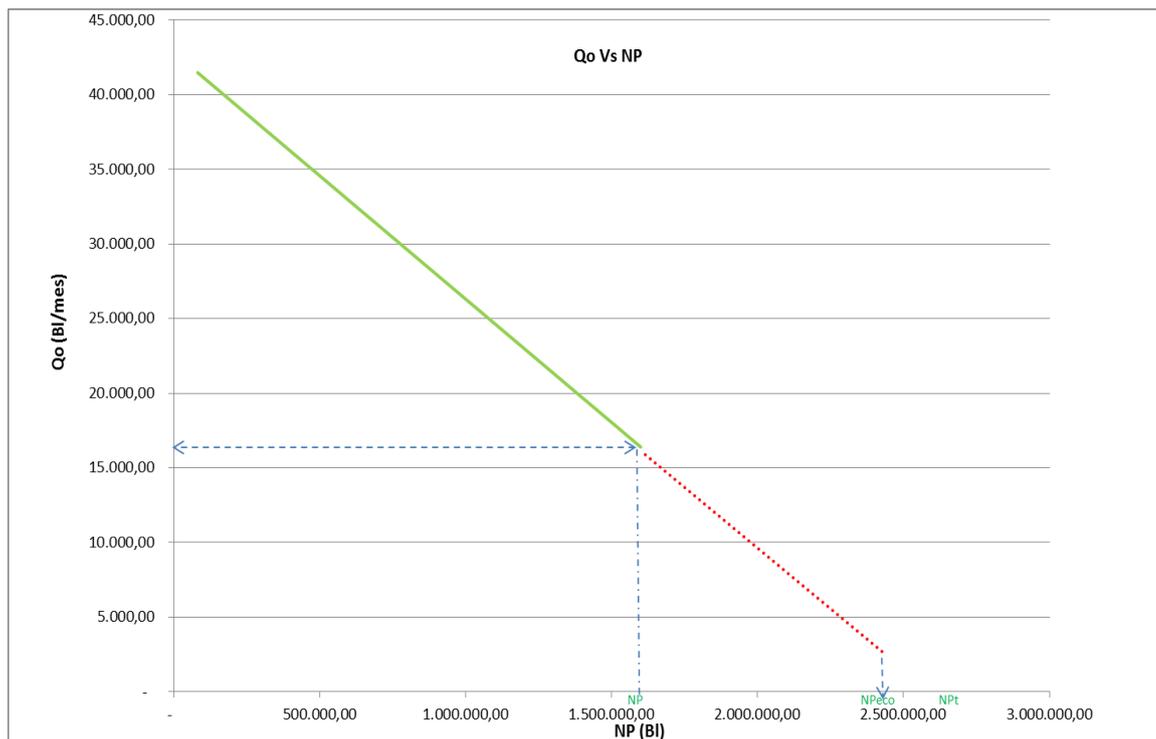
$$Q_{\text{eco}} = Q_i \times e^{-at} = 41474e^{-0.016 \times 178} = 2404 \text{Bl/mes} \cong 80 \text{Bl/dia}$$

$$NP = \frac{-1}{a}(Q_f - Q_i) = \frac{-1}{0.016}(15880.10 - 41474) \text{Bl/mes} = 1599618.75 \text{Bl}$$

$$NP_{\text{eco}} = \frac{-1}{a}(Q_{\text{eco}} - Q_i) = \frac{\frac{-1}{0.016}(2404 - 41474) \text{Bl}}{\text{mes}} = 2441875 \text{Bl}$$

$$NP_{\text{total}} = \frac{-1}{a}(Q_f - Q_i) = \frac{-1}{\frac{0.016}{\text{mes}}}(0 - 41474) \text{Bl/mes} = 2592125 \text{Bl}$$

Los cálculos expresados en una gráfica de NP Vs Q_0 son presentados con el objeto de visualizar y comprobar las reservas remanentes del pozo Pindo 06 Uinf Grafica 4.2



Gráfica No 4.2 tasa de producción de petróleo vs Producción acumulada pozo Pindo 06 Uinf.

RESERVAS RECUPERABLES

$$\Delta NP_{eco} = 2441875 \text{ BI}$$

RESERVAS REMANENTES

$$\Delta NP_{eco} - \Delta NP = 2441885.11 - 1599618.78 = 842266.33 \text{ BI}$$

Cálculo del límite económico de la RAP:

Datos pozo Pindo 06 Uinf:

Valor de un barril de petróleo dólares (\$)	52.81*
Impuestos (\$/Bl)	6.34
costo del levantamiento(\$/Bl)	1,18
costo del manejo de agua (\$/Bl)	5
RAP(económica)	9.0586
corte de agua	90.1%

TABLA 4.1 RAP hasta el límite económico
Realizado por: Andres Villegas.

El precio del crudo oriente promedio y el precio del crudo NAPO varían por la composición, la calidad del crudo, por ende el impuesto también varía debido que es proporcional al valor agregado del mismo.

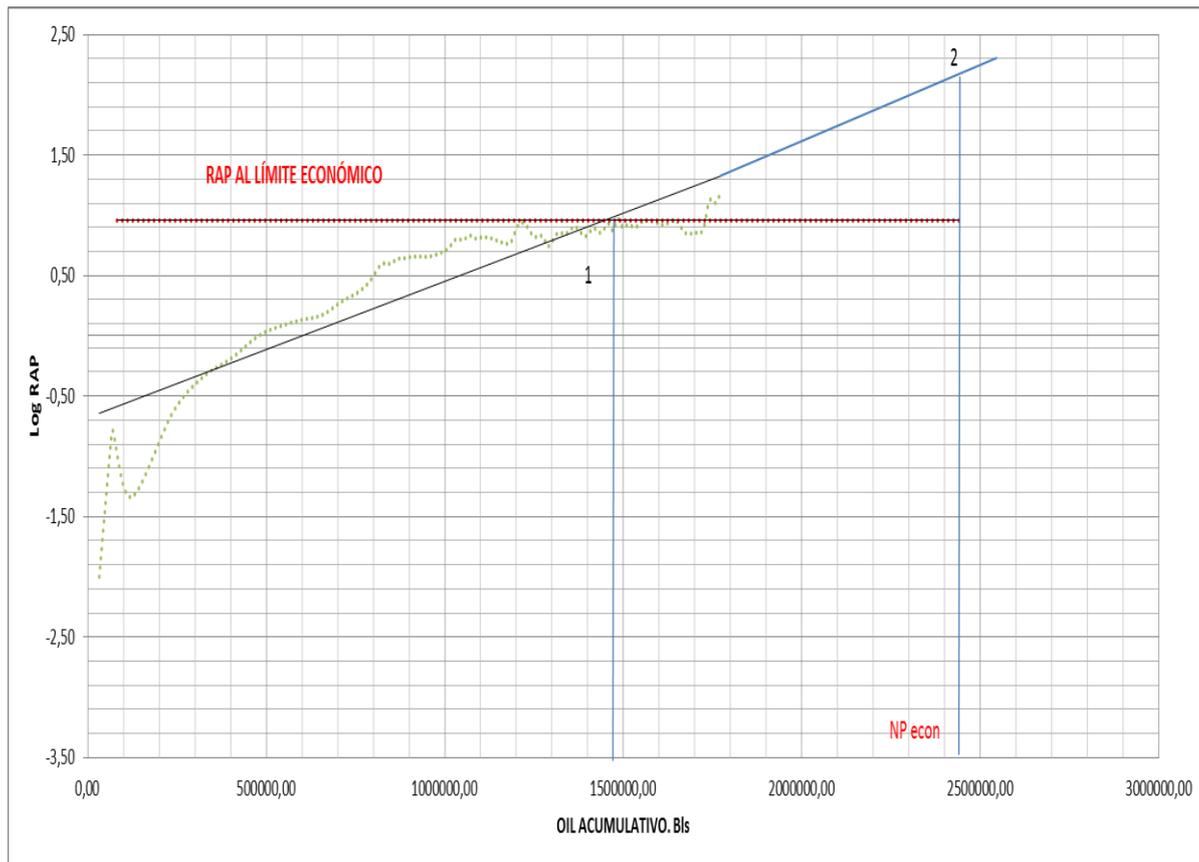
$$RAP_e = \frac{V_o}{C_w}$$

$$RAP_e = \frac{(52.81 - 6.34 - 1.18)usd/barril\ oil}{5usd/barril\ agua} = 9.0586$$

Corte de agua al límite económico

$$corte\ de\ agua = \frac{RAP}{(1 + RAP)} = \frac{9.0586}{1 + 9.0586} = 0.901 * 100\% = 90.1\%$$

La grafica de recuperación (**Figura 4.9**) muestra que el pozo se encuentra con un RAP 9Bl/bls calculada anteriormente.



Gráfica No 4.2 gráfica de recuperación pozo Pindo 06 Uinf.

El corte de agua calculado en el límite económico para el pozo Pindo 06 arena Uinf está sobre el 90% Anexo 2.6), lo cual quiere decir que cada 100 Bl de fluido fue económico a Diciembre del 2011, producir 90 barriles de agua y 10 barriles de petróleo en superficie.

Expresado en logaritmo tenemos un RAP de 0.96 en límite económico de la RAP Grafica N°4.2. Extrapolando el comportamiento de la RAP al límite económico de la RAP (punto 1) se determina que está muy por debajo de las reservas recuperables para el pozo Pindo 06 (punto 2) las cuales fueron calculadas en 2'441.885,11 Bl por lo que el pozo está produciendo agua no aceptable y de calcular suficientes reservas para compensar el costo de la intervención se debe considerar medidas para controlar o reparar el pozo que está afectado por el agua de formación.

Producir el pozo Pindo 06 con un corte de agua por encima del límite económico de la RAP generaría un flujo de caja negativo.

4.2.2 Análisis del Pozo Pindo 14 Uinf.

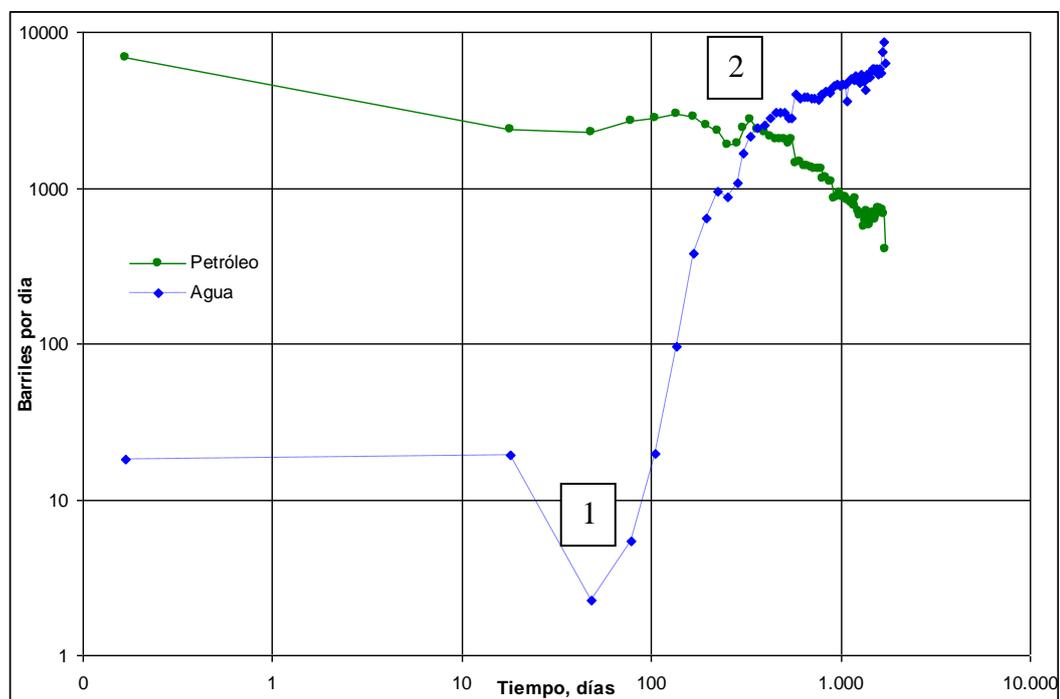
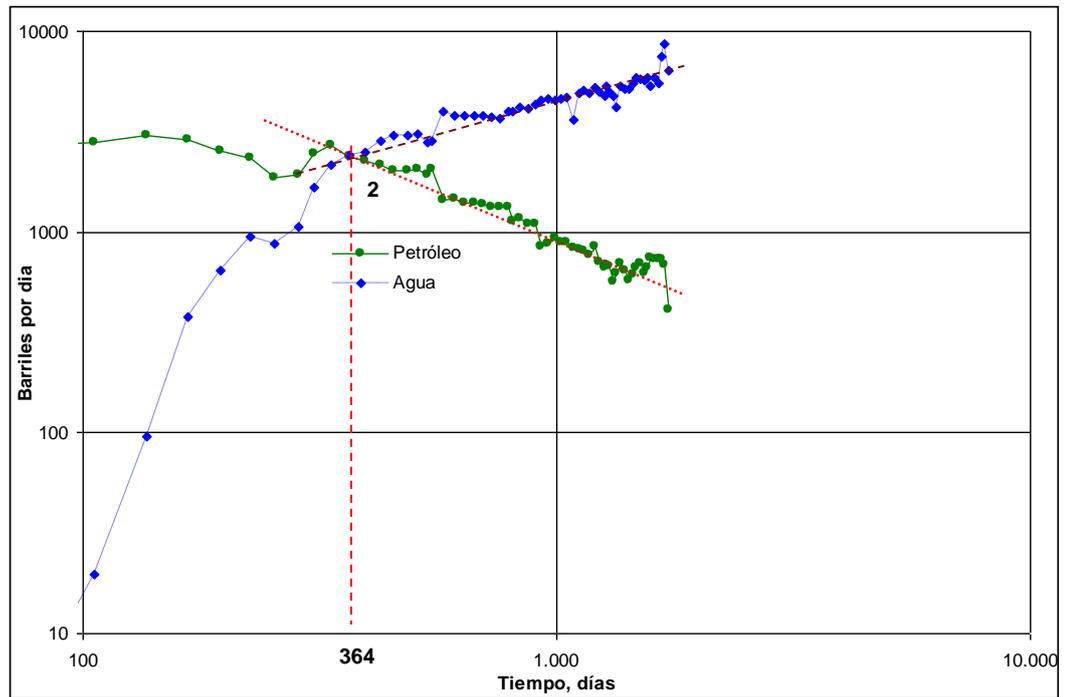


Gráfico No 4.8 Gráfico de la historia de producción pozo Pindo 14 Arena U inf

El pozo Pindo 14 es un pozo horizontal, que produce de la arena U inferior, desde octubre del 2006 ([Anexo1.5](#)) con una tasa inicial de petróleo de 6912 bppd y un corte de agua de 0,3% ([Anexo2.5](#)). En la gráfica No 4.8 se nota el rápido ascenso de la tasa de agua. A los 48 días empieza el incremento (punto 1) y es a los 364 días (punto 2) que la tasa de agua es mayor que la tasa de petróleo. A Diciembre del 2011 el pozo produce una tasa de petróleo de 407 bppd y el corte de agua asciende a 93% ([Anexo 2.5](#)).

Este aumento de la producción de agua y la disminución de la producción de petróleo, podría indicar un problema de agua en el pozo Pindo 14 Uinf, motivo por el cual, el pozo tiene que ser analizado para corroborar esta situación.

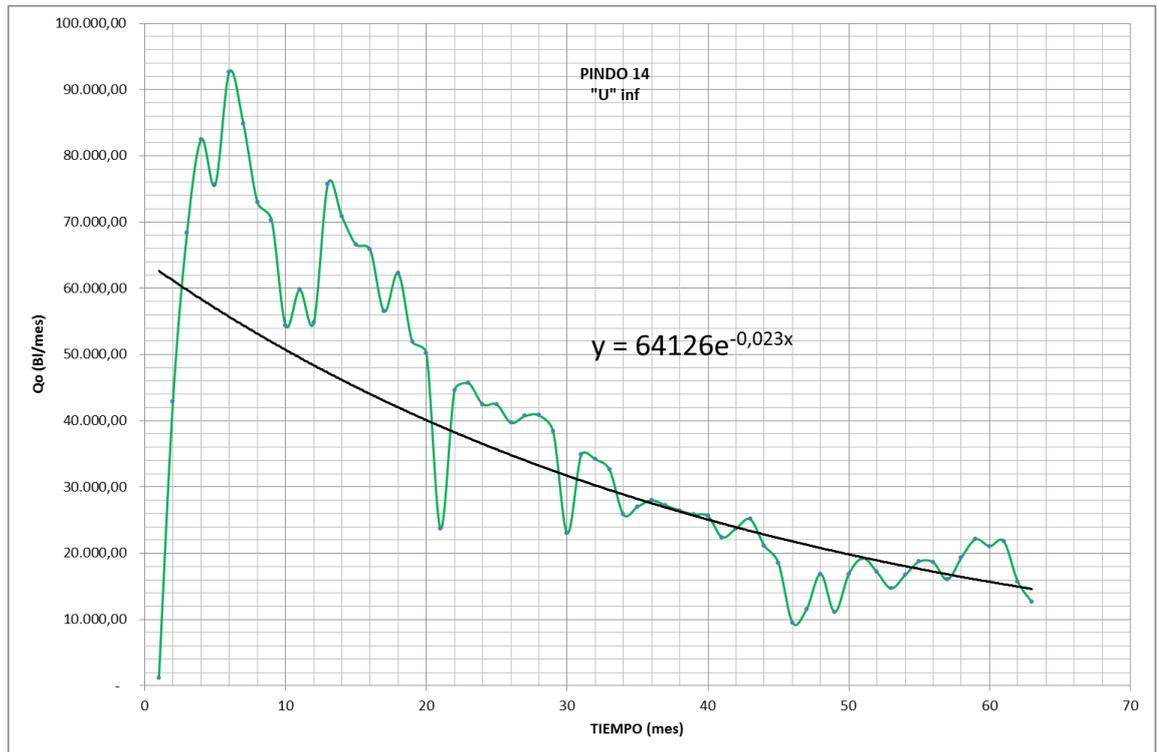
A continuación se presenta la gráfica No 4.9 que nos indica claramente el cambio brusco y simultaneo de las tasas de flujo de agua y petróleo a los 364 días (punto 2).



Gráfica No 4.9 Gráfico de la historia de producción incrementado a los 364 días, pozo Pindo14 Arena U inf

Cálculo de las reservas remanentes del Pozo Pindo 14Uinf:

Declinando exponencialmente el historial de producción del pozo Pindo 14, y graficando se obtiene $Q_f = 64126e^{-0.023t}$



Gráfica No 1 Declinación exponencial pozo Pindo 14 U inf

Donde:

$$Q_{oi}^* = 64126 \text{ BL/mes}$$

$$a^* = 2.3\%/\text{mes} = 27.6\%/\text{año}$$

$$q_{eco} = 80 \text{ BL/día} = 2400 \text{ BL/mes.}$$

$$t_{eco} = \frac{\ln q_{eco} - \ln Q_i}{-a} = \frac{\ln 2400 - \ln 64126}{\frac{-0.023}{\text{mes}}} = 143 \text{ meses} \cong 11.9 \text{ años}$$

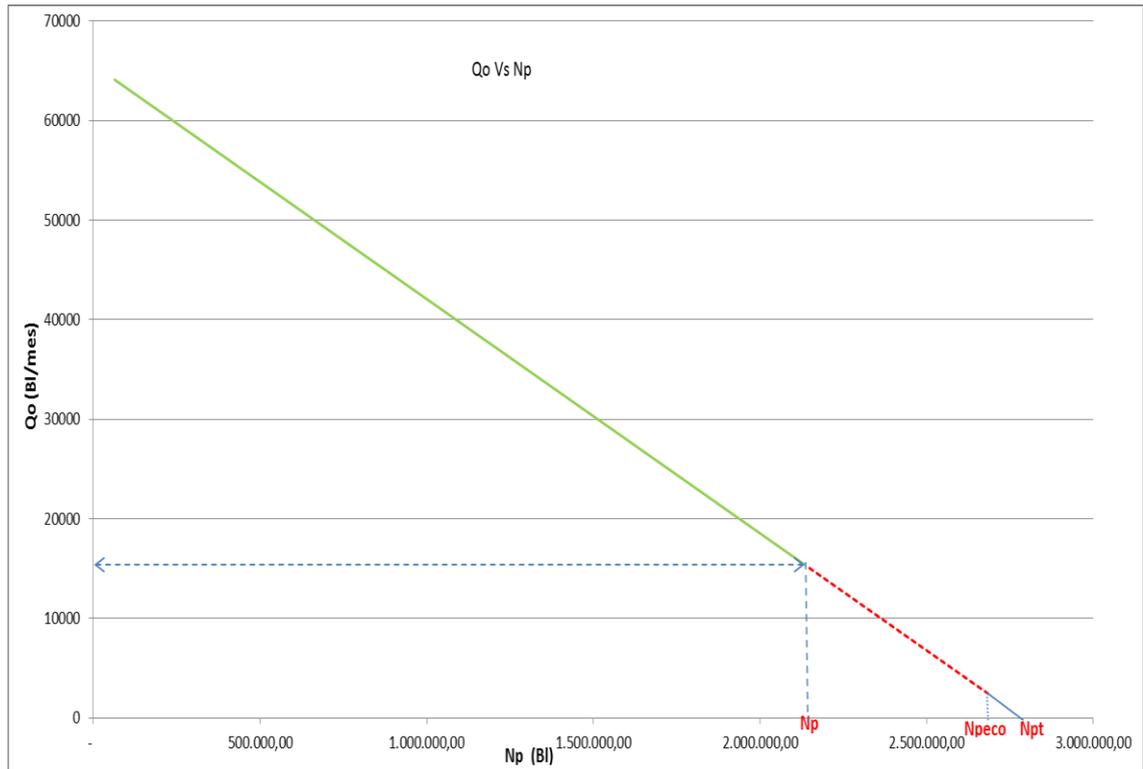
$$Q_{eco} = Q_i \times e^{-at} = 64126 e^{-0.023 \times 143} = 2391.29 \text{ BL/mes} \cong 79.7 \text{ BL/día}$$

$$NP = \frac{-1}{a} (Q_f - Q_i) = \frac{-1}{0.023} \frac{(15057.10 - 64126)Bl}{mes} = 2'133.430,435Bl$$

$$NP_{eco} = \frac{-1}{a} (Q_{eco} - Q_i) = \frac{-1}{0.023} \frac{(2400 - 64126)Bl}{mes} = 2'683.739,13Bl$$

$$NP_{total} = \frac{-1}{a} (Q_f - Q_i) = \frac{-1}{0.023} \frac{(0 - 64126)Bl}{mes} = 2'788.086,95Bl$$

Igualmente, los cálculos son expresados en una gráfica de NP Vs Qo para visualizar las reservas remanentes en el pozo Pindo 14 (grafica 4.4).



Gráfica No 4.4 tasa de producción de petróleo vs Producción acumulada pozo Pindo 14 U inf.

RESERVAS RECUPERABLES

$$\Delta N_{P_{eco}} = 2'683.739,13 \text{ BI}$$

RESERVAS REMANENTES

$$\Delta N_{P_{eco}} - \Delta N_P = 2'683.739,13 - 2'133.430,44 = 550.308,69 \text{ BI}$$

Cálculo del límite económico de la RAP:

Datos pozo Pindo 14 arena Uinf:

Valor de un barril de petróleo dólares (\$)	52.81*
Impuestos (\$/Bl)	6.34
costo del levantamiento(\$/Bl)	1,18
costo del manejo de agua (\$/Bl)	4
RAP(económica)	11.3225
corte de agua	91.9%

TABLA 4.2 RAP hasta el límite económico
Realizado por: Andres Villegas.

El precio del crudo oriente promedio y el precio del crudo NAPO varían por la composición, la calidad del crudo, por ende el impuesto también varía debido que es proporcional al valor agregado del mismo.

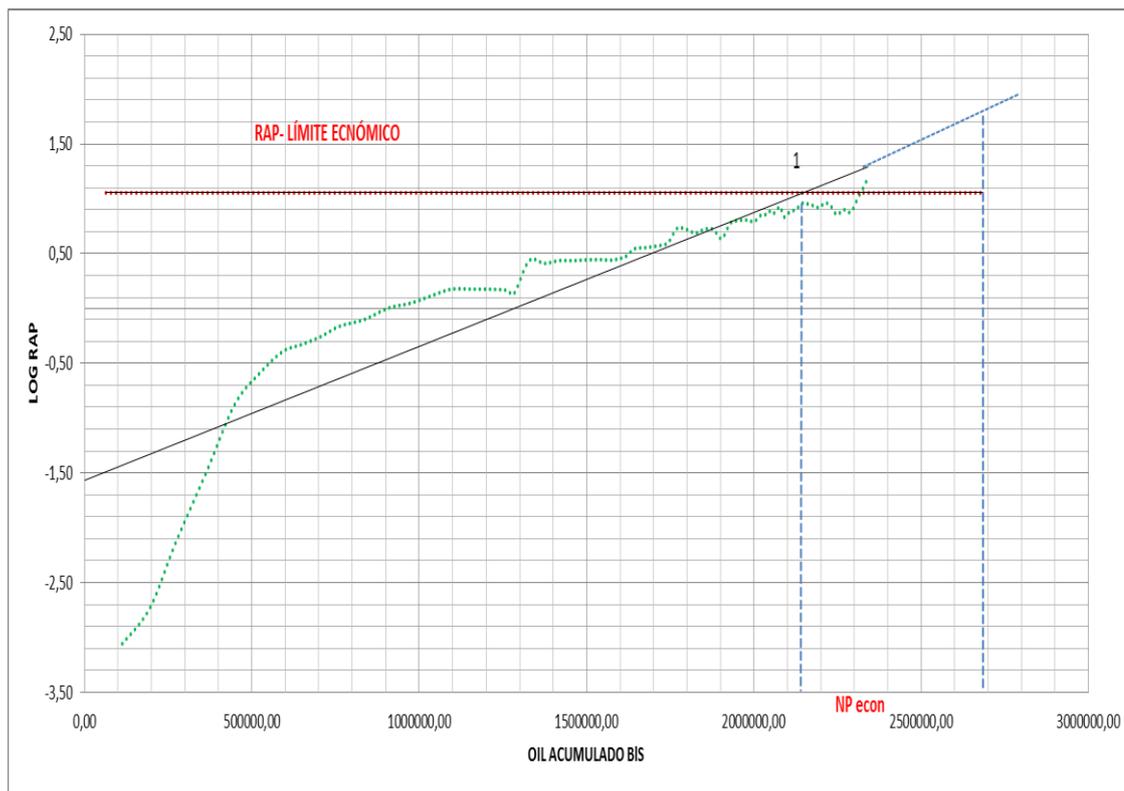
$$RAP_e = \frac{V_o}{C_w}$$

$$RAP_e = \frac{(52.81 - 6.34 - 1.18)usd/barriloil}{4usd/barrilagua} = 11.3225barrilagua/barriloil$$

Corte de agua al límite económico

$$corte\ de\ agua = \frac{RAP}{(1 + RAP)} = \frac{11.3225}{1 + 11.3225} = 0.919 * 100\% = 91.9\%$$

La grafica de recuperación (**Grafica 4.5**) muestra que el pozo se encuentra con un RAP 11Bl/bls calculada anteriormente.



Gráfica 4.5 gráfica de recuperación pozo Pindo 14 U inf.

El gráfico de recuperación para el pozo Pindo 14 U inf grafica 4.5 muestra claramente el incremento de la RAP respecto de la producción.

El corte de agua al límite económico fue calculado en 91.9% y el logaritmo de la RAP es 1.05.

La extrapolada de la RAP al límite económico de la RAP alcanza el limite (punto1) a los 2133.430.44BIs valor que está debajo de las reservas recuperables calculadas de 2788.086,95 lo cual representa que el pozo empieza a producir un exceso de agua que puede ser perjudicial para la vida económica del pozo si no se toma ninguna medida para controlar el agua.

Se puede notar que la producción extrapolada no es igual a las reservas esperadas. Sin embargo la producción de agua no aceptable todavía no es notoria debido a que la producción está debajo del límite económico a Diciembre 2012.

El limite económico está sobre la producción actual, pero el corte de agua alcanzara el límite en un corto periodo de producción por la tendencia ascendente que tiene la RAP.

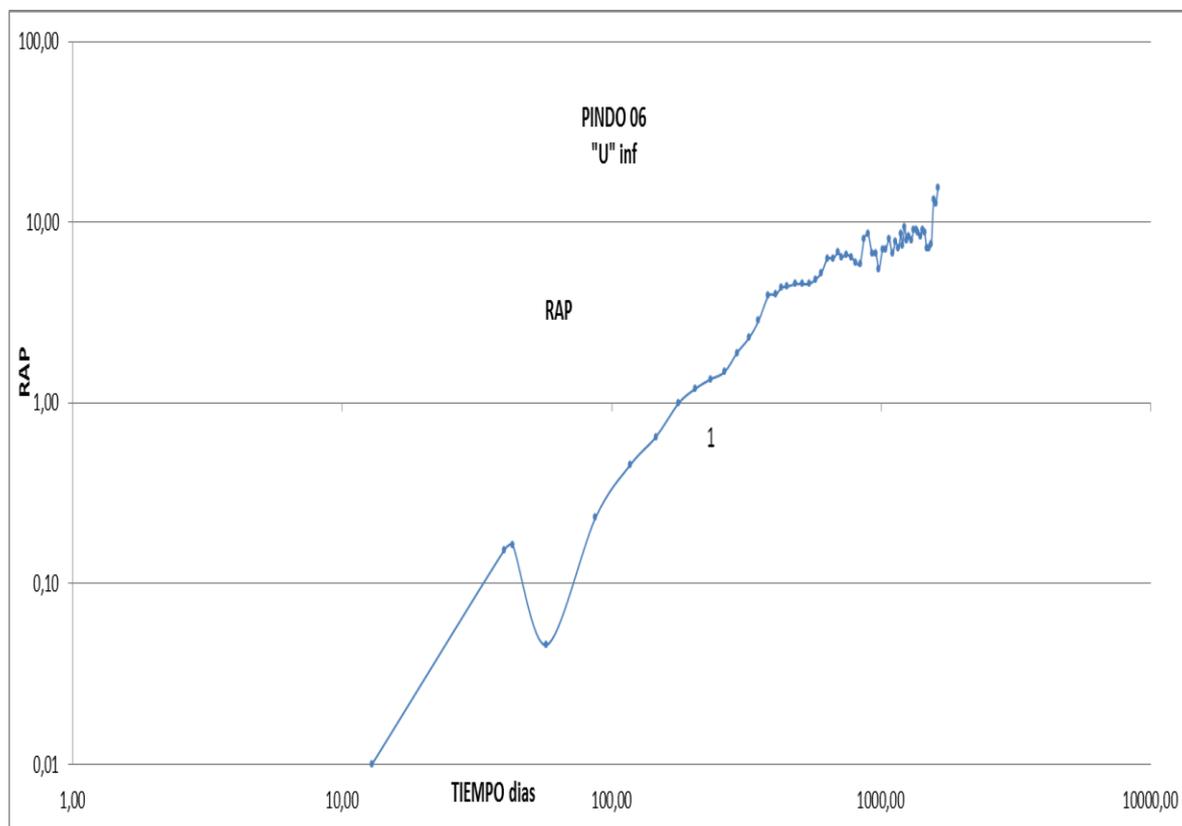
La consideración practica de un tratamiento de control de agua o una medida de reparación es importante para incrementar la vida productiva del pozo Pindo 14 a corto plazo.

El análisis de la reservas permitirá establecer si existen reservas suficientes para compensar el costo de la intervención.

4.2.3 Diagnostico para los pozos Pindo 06Uinf y 14Uinf

En la formación U inf, se ha identificado que los pozos Pindo 06 y 14 tienen problemas de agua.

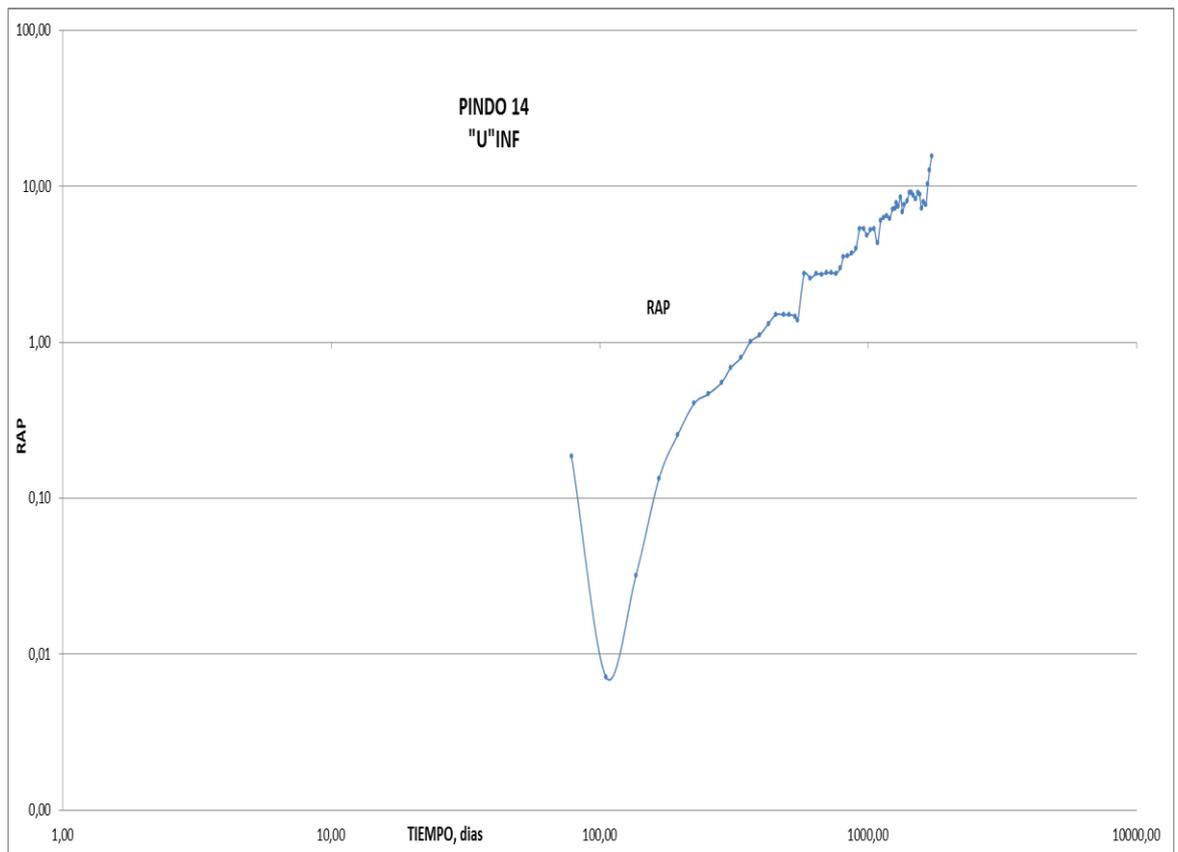
A continuación se utilizan las gráficas de diagnóstico específico (Figura 2.16) las cuales permiten establecer comparaciones con esquemas de comportamiento conocidos. Se utiliza una gráfica doble logaritmo de la RAP con respecto al tiempo. Para estas comparaciones hemos utilizado el tiempo de producción en días acumulados. (Ver Anexo 2.6).



Gráfica No 4.9 gráfico de diagnóstico específico pozo Pindo 06 Uinf.

La gráfica No 4.9 muestra un incremento severo de la RAP en el pozo Pindo 06 Uinf. A los 204 días (punto 1) muestra un ligero escalonamiento este se puede dar por un incremento de la frecuencia de la bomba electro sumergible.

Para el pozo Pindo 14 se tiene la siguiente gráfica de diagnóstico:



Gráfica No 4.10 gráfico de diagnóstico específico pozo Pindo 14 Uinf.

El gráfico No 4.10 muestra, al igual que el pozo Pindo 06 un severo ascenso de la RAP, pero esta, se diferencia en que mantiene su incremento y no se presenta ningún escalonamiento.

A continuación se utiliza los perfiles de diagnóstico tipo que caracterizan los mecanismos de invasión de agua, las mismas que establecen comparaciones con esquemas de comportamiento específico, de estudios en campos tipo o a través de modelos matemáticos de yacimientos. (Figura 2.18)

Al realizar las comparaciones y análisis del pozo Pindo 06 y Pindo 14 que producen de la arena U inferior, con el comportamiento de las curvas tipo, para las historias de producción de agua se determina un problema de formación de conificación. Un aumento gradual de la RAP (Figura 2.18) indica la conificación de agua. Normalmente se nivela entre una RAP de 1 y 10, y la pendiente de la RAP disminuye. Una vez que se estabiliza el cono de agua, la curva de la RAP comienza a semejarse a la del flujo marginal (figura 2.16).

4.2.5 Curvas de RAP y RAP´.

Las curvas de RAP y RAP´ de los pozos en estudio, podrían ser comparadas con las gráficas tipo de K:S Chan (Anexos 4.9;4.10;4.11) usadas para el diagnóstico de problemas de control de agua. De esta manera se puede establecer los problemas individuales para cada pozo las cuales podrían ser.

- Flujo a través de una falla o un canal detrás del revestidor.
- Flujo de agua marginal.
- conificación de agua

4.2.5 Pozo Pindo 06 arena Uinf.

La curva de RAP (**Figura 4.12**) para este pozo presenta un comportamiento similar al de un comportamiento de canalización a través de capas de alta permeabilidad hacia el periodo final de producción del pozo.

El proceso de canalización pudo ser causado por el incremento sucesivo de la frecuencia de trabajo de la bomba, acelerando dicho proceso. Por otro lado considerando que se trata de un yacimiento de tipo estratigráfico y que además se realiza recuperación secundaria posteriormente se pudieron presentar problemas de canalización de agua de inyección a través de las capas de alta permeabilidad.

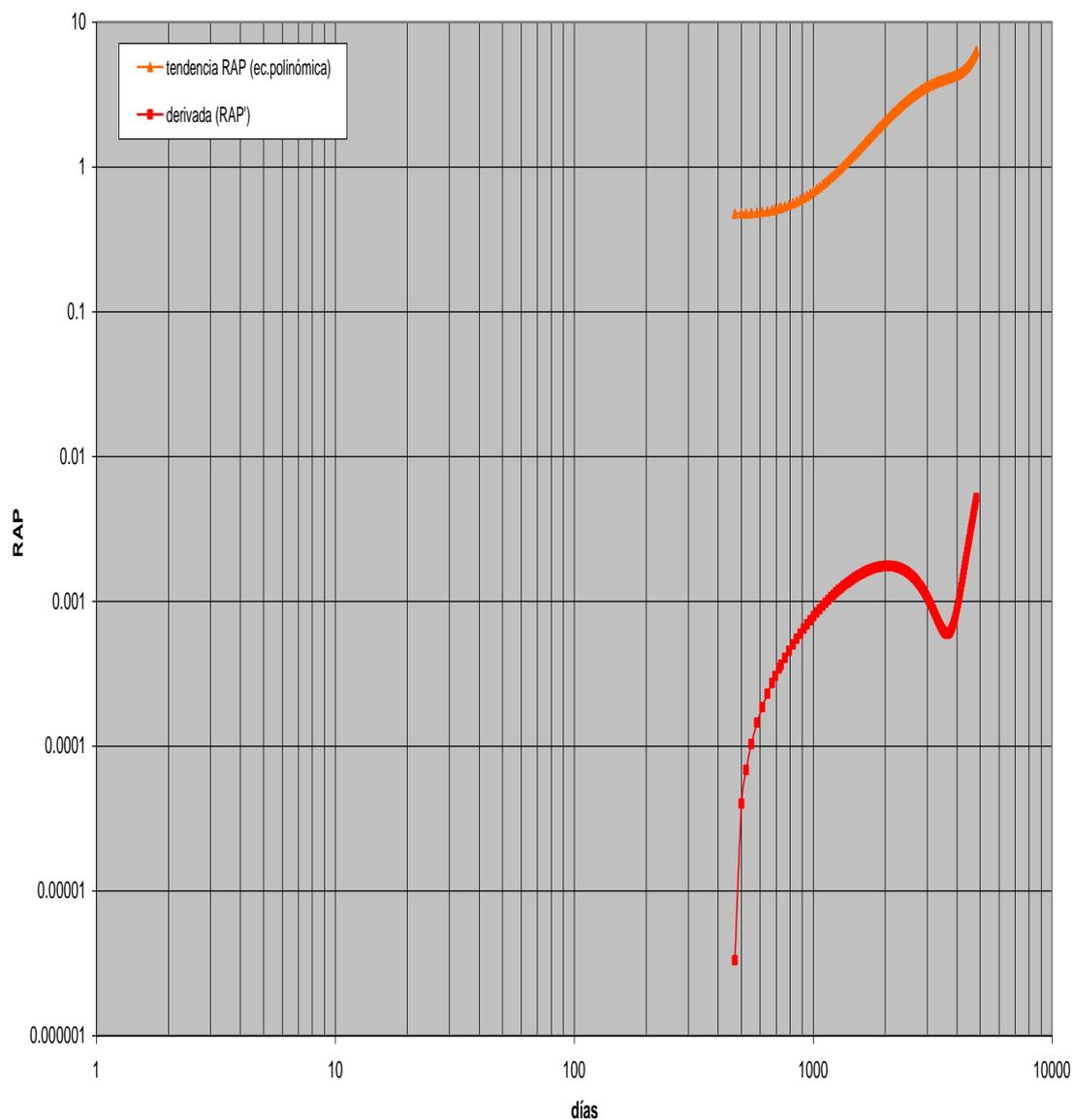


Fig 4.12. RAP y RAP' vs. tiempo del pozo Pindo 06_U inferior
 Fuente: OFM- departamento de exploración y desarrollo del consorcio Petrosud-Petroriva
 Realizado por: Andrés Villegas.

Es muy probable que esta canalización provenga de la capa de mayor permeabilidad, lo que quiere decir que provenga del intervalo superior perforado (9940-9953) pies.

La **Figura 4.14** indica las variaciones de la permeabilidad horizontal en los dos intervalos perforados del pozo, ambos separados por una lutita.

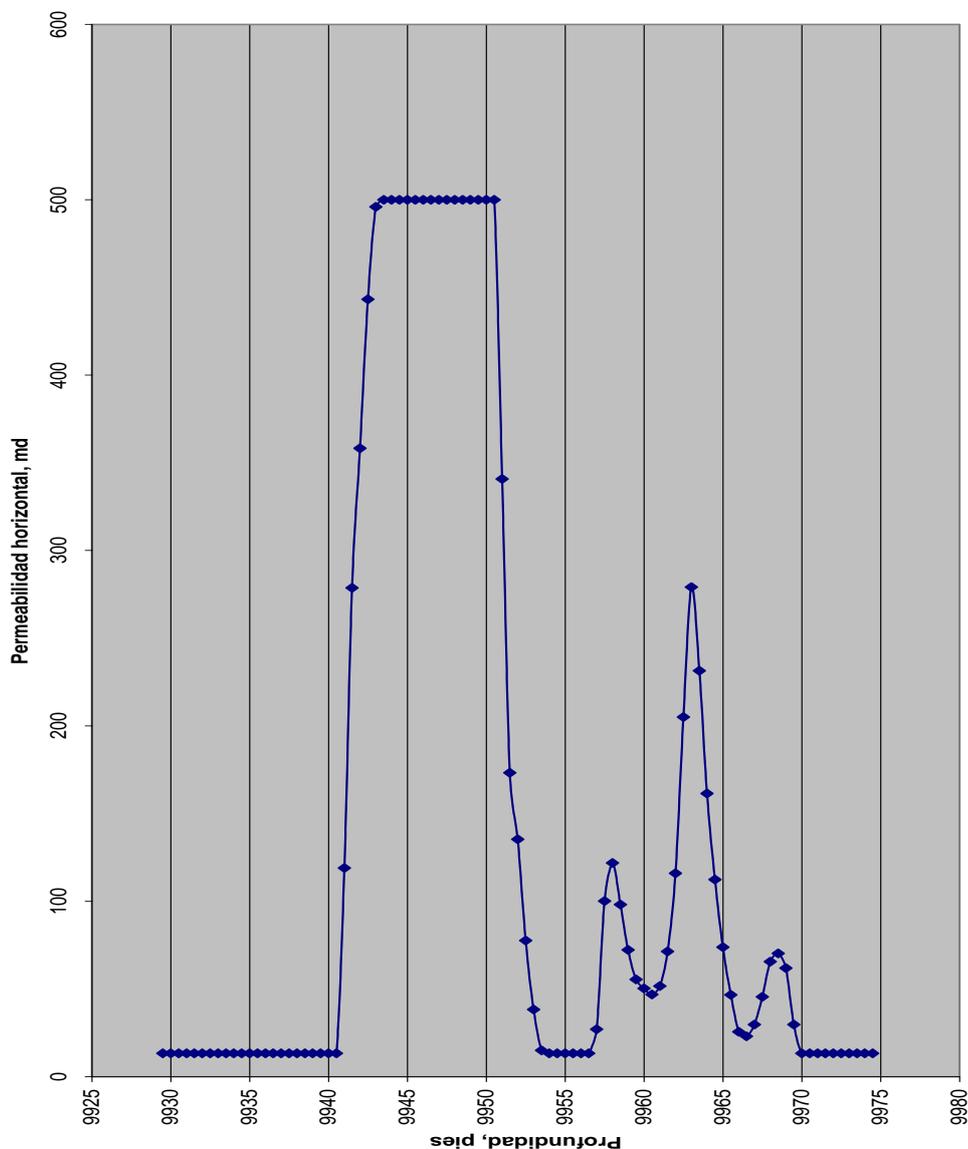


Fig. No 4.14. Variaciones de la permeabilidad horizontal del pozo Pindo 06 Uinf
Fuente: Consorcio “Petrosud – Petroriva.

4.2.5 Pozo Pindo 14 arena Uinf.

Observando la derivada de la RAP (RAP'), se puede ver una pendiente ligeramente positiva al inicio cambiando a una marcada pendiente negativa al final. Comparando con la (**Figura 4.13**) se puede confirmar que se trata de una conificación.

Se pudo haber dado cuando al inicio de la producción se incrementó fuertemente la frecuencia de trabajo de la bomba.

Además se puede apreciar un comportamiento similar al de una conificación.

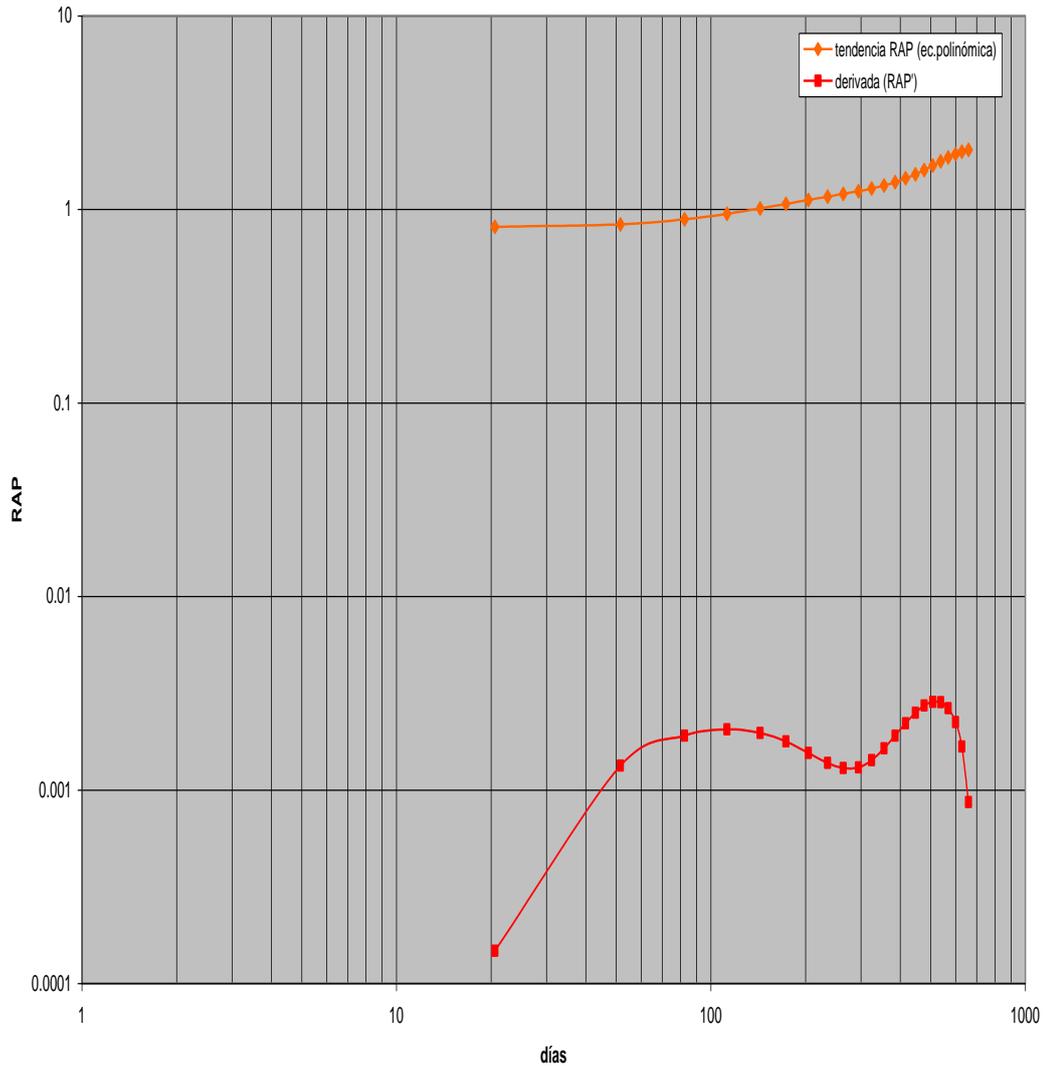


Fig 4.13. RAP y RAP' vs. tiempo del pozo Pindo 14_U inferior
Fuente: OFM- departamento de exploración y desarrollo del consorcio Petrosud-Petroriva.

Realizado por: Andrés Villegas.

4.2.6 Resumen de resultados.

4.2.6.1 Pindo 14 arena Uinf.

Este pozo inicia con una producción de petróleo superior a la producción de agua durante un pequeño periodo de tiempo. Posteriormente el agua se incrementa rápidamente, posiblemente causado por el incremento continuo de la frecuencia de trabajo de la bomba al inicio de la producción.

- Comportamiento de Producción: Es el pozo con mayor historial de producción de fluidos del Yacimiento U Inferior en el Campo Pindo, manteniendo un aporte casi constante durante 14 años (1993-2006). Desde el 2006 hasta la fecha (Diciembre 2011), el BSW (90%)._Al contar con suficiente historial de producción se tomó en cuenta al pozo para realizar la estimación de reservas.
- Índice de Heterogeneidad “HI”: Se ubica en la parte más alta del I Cuadrante, verificándose que es el pozo con mayor desempeño a nivel del Campo, porque posee el mayor acumulado de fluidos (**Figura 4.18**). Tomando en cuenta que su BSW se ha mantenido en el orden de 90%, se considera que el mayor aporte es producción de agua. Para verificar su origen de alta producción de agua, se realizó el análisis de las *Gráficas de Chan*, y como resultado se tiene que el pozo presenta Conificación. Motivo por el cual se considera al *pozo candidato potencial a aplicar control de agua*.

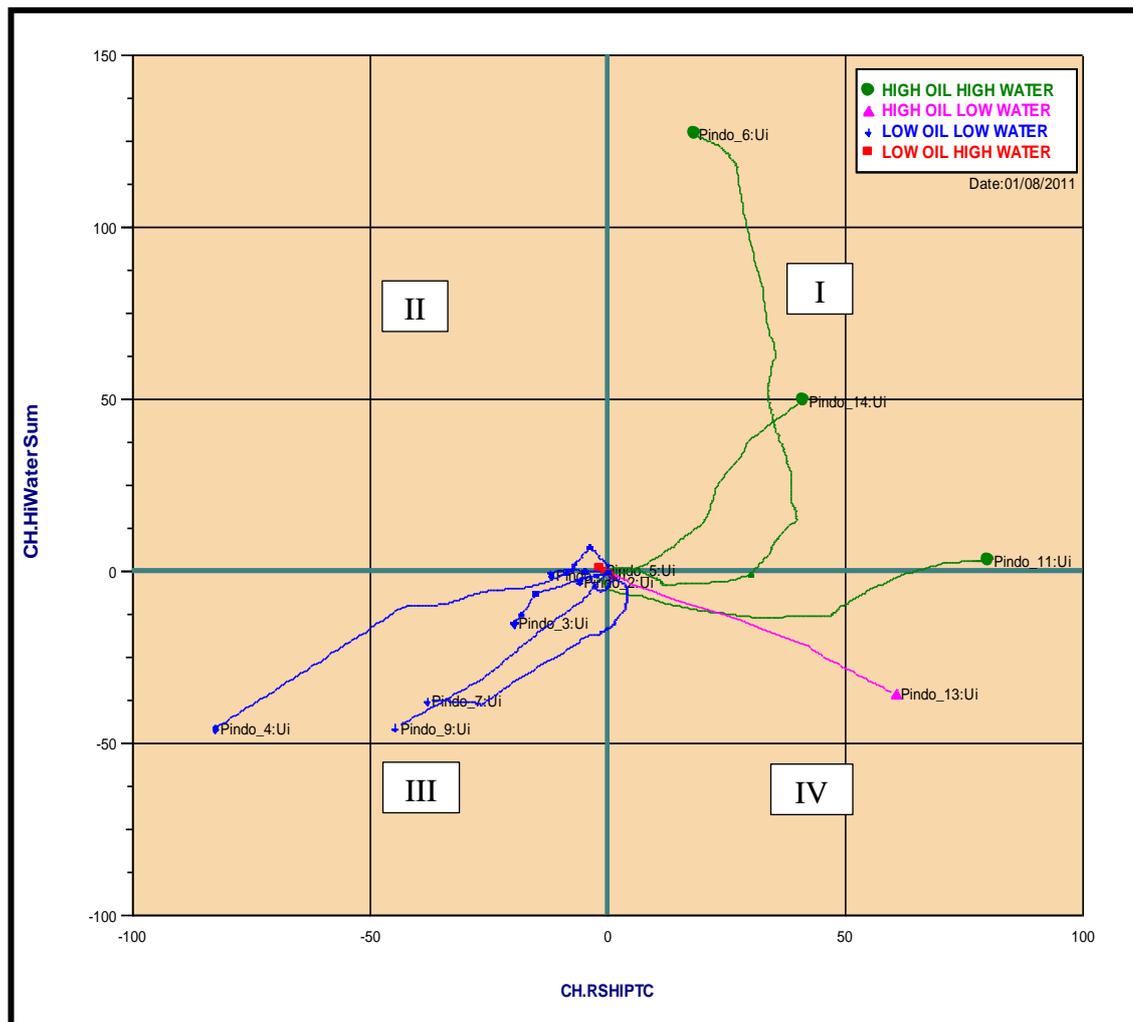


Fig 4.18 Análisis índice de heterogeneidad Campo Pindo
 Fuente: OFM- departamento de exploración y desarrollo del consorcio Petrosud-
 Petroriva.
 Realizado por: Andrés Villegas

El gráfico de la derivada del RAP, conjuntamente con la información de historiales de producción y el comportamiento de la producción de fluidos analizados en cada uno de los gráficos de diagnóstico permite definir una conificación de agua al inicio de la producción relacionada al incremento de la frecuencia de la bomba y una posterior canalización a través de capas de alta permeabilidad.

Los gráficos de recuperación permitieron definir reservas recuperables cercanas a 2441Mblss, las mismas que aún son considerables y que permiten la aplicación de métodos de control de agua.

4.2.6.2 Pindo 06 arena Uinf.

- El pozo aportado solo del yacimiento “U” Inferior, con una producción promedio de 600BPPD. Se observa que el porcentaje de BSW ha incrementado hasta el 80%. El pozo cuenta con *tasa por encima del límite económico*, por lo que se *consideró al pozo para el análisis de reservas*.

- Índice de Heterogeneidad “HI”: durante toda la trayectoria de vida del pozo, acumula puntos positivos (**Figura 4.18**). Se identifica su alta producción de agua, para verificar su origen de producción de agua, se realizó el análisis de las *Graficas de Chan*, y como resultado se tiene canalización de agua a través de capas de alta permeabilidad. Motivo por el cual se considera al *pozo candidato a aplicar control de agua*.

- El grafico de la derivada RAP, conjuntamente con el historial de producción, el comportamiento de la producción de fluidos analizado en los gráficos de diagnóstico y considerando la cercanía de este pozo a uno de los pozos inyectores del campo, permiten suponer una inundación temprana del pozo causada por canalización de agua a través de capas de alta permeabilidad problema que se mantiene durante toda la vida productiva del pozo.

4.3 Modificadores de permeabilidad relativa.

4.3.1 Generalidades.

Los modificadores de permeabilidad relativa son sistemas de polímeros hidrofílicos, solubles en agua que cuando se hidratan producen largas cadenas de polímeros que libremente ocupan en la roca los espacios porales **Figura 4.20**.

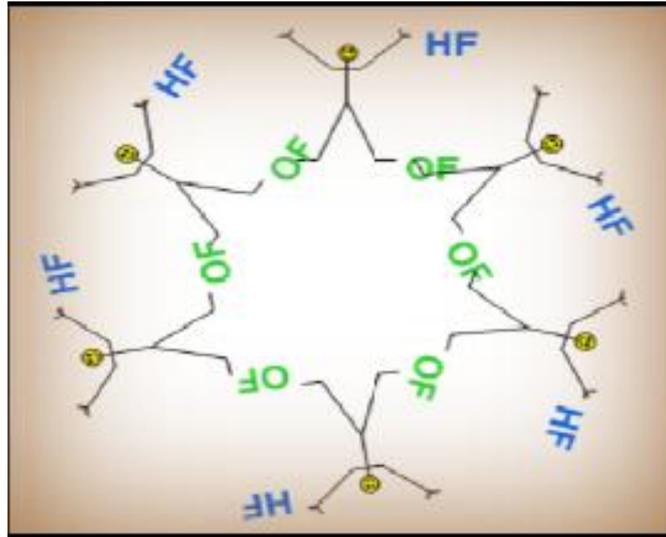


Fig. No 4.20: Cadenas de polímeros

Fuente:Archivos BJ services/ Baker Hughes

Debido a que son altamente hidrofílicos, atraen el agua y repelen el aceite y, como resultado neto, ejercen una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de petróleo que a veces es positivo, siempre y cuando se determinen todas las características necesarias tanto en los sistemas de polímeros como en los fluidos del reservorio para que actúen en forma positiva **figura 4.21**.

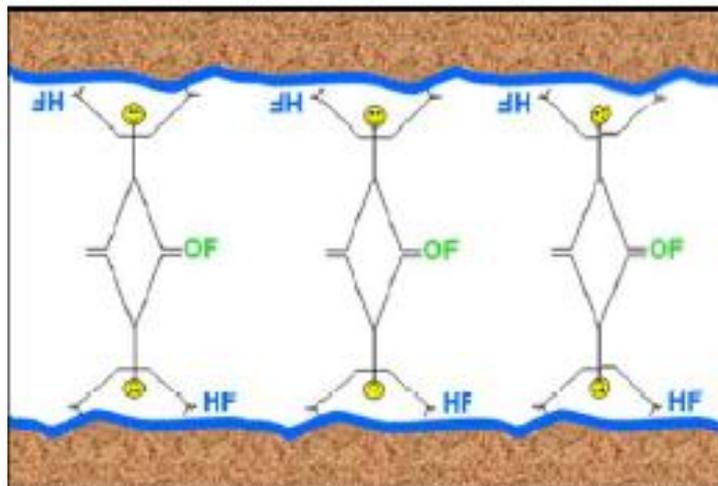


Fig. No.4.21 fuerza de resistencia al flujo de agua, mínimo efecto sobre el flujo de oíl

Fuente:Archivos BJ services/ Baker Hughes

Como consecuencia, se reduce la permeabilidad efectiva del agua, mientras que la permeabilidad efectiva del petróleo es poco afectada.

Esto implica que hay un desplazamiento de las curvas de permeabilidad relativa de forma que cuando es alcanzada la saturación de petróleo residual en la matriz de la roca la K_w/K_o es más baja **Figuras 4.22a 4.22b**.

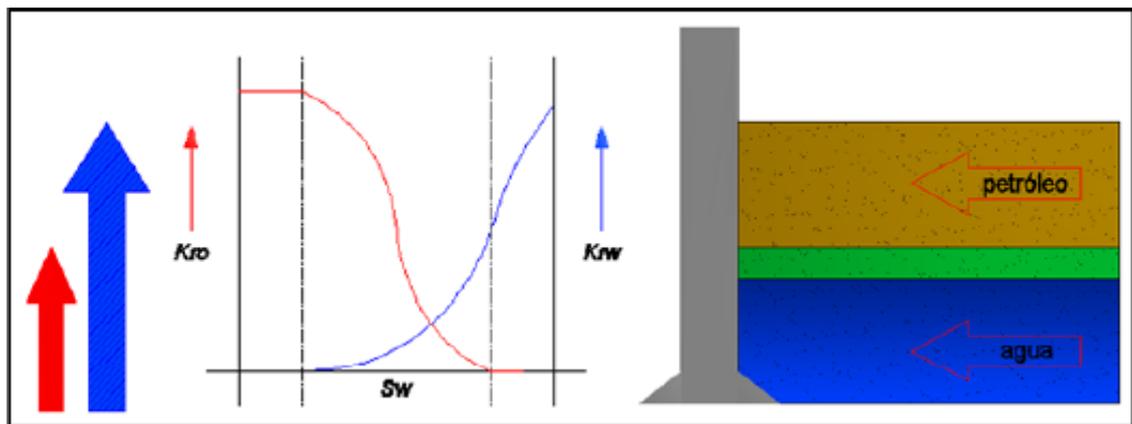


Fig. No 4.22 (a): Curvas de permeabilidad relativa (antes de MPRs).
Fuente: Archivos BJ services/ Baker Hughes

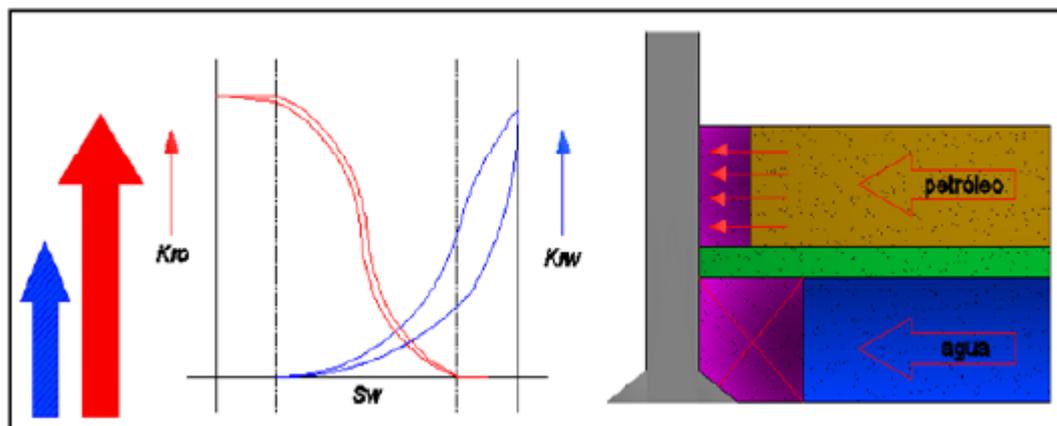


Fig. No 4.22 (b): curvas de permeabilidad relativa (Después de MPRs)
Fuente: Archivos BJ services/ Baker Hughes

Los primeros polímeros usados con este fin fueron poliacrilamidas de alto peso molecular y, más reciente, los escleroglucanos.

Sin embargo, las limitaciones de temperatura, la sensibilidad al corte y la poca tolerancia a los iones de calcio y magnesio disminuyen su efectividad ya que son removidos rápidamente por la producción de fluidos de reservorio.

Se han desarrollado MPRs(modificadores de permeabilidad relativa) de mayor efectividad agregando radicales cargados a poliacrilamidas que forman así terpolímeros

anfóteros (poli-DMDAAC-poli Dimetil-dialil cloruro de amonio). Esto mejora tanto su sensibilidad al corte, a la temperatura y a la tolerancia a las sales como su adhesión a la roca.

Más recientemente, un terpolímero vinil-amida ha sido introducido para reemplazar las poliacrilamidas anfóteras en pozos de condiciones más difíciles, debido a que ofrecen una mayor resistencia al flujo de agua.

Así se ha expandido el rango de aplicación a situaciones más exigentes.

Lo ideal sería que los materiales MPRs fueran líquidos (hidrolizados en agua) Y que su concentración fuera proporcional a la permeabilidad de la formación.

Los MPRs incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo de petróleo (aspecto negativo) es por lo menos un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2.

Estos tratamientos, juntos aquellos que se emplean SPB (bloqueadores de permeabilidad selectivos), son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de petróleo y los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se los coloca correctamente y para grados de movilidad de oil/gua por debajo de 10.

Los cambios en el entorno tales como el pH, la salinidad o la baja de presión alteran la efectividad y durabilidad del tratamiento.

En otros términos, cualquier intervención de pozo luego del tratamiento, probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades de control de agua.

4.3.1.1 Método de fracturación con simultáneo control de agua utilizando MPRs.

Concepto de “Conformance-Fracture”.- Por “Conformance-Fracture” se debe entender toda fractura hidráulica dirigida no solo a estimular, sino también controlar (reducir, minimizar) la producción de agua bombeado un MPR (modificador de permeabilidad relativa) en un pre flujo al frente de una fractura **Figura 4.23.**

Por si sola una fractura genera un cambio de las condiciones de flujo, lo que minimiza las fuerzas de arrastre que desestabilizan las barreras naturales verticales y mejora las

condiciones de afluencia del nivel productivo dando mejores chances para la acción de un MPR.

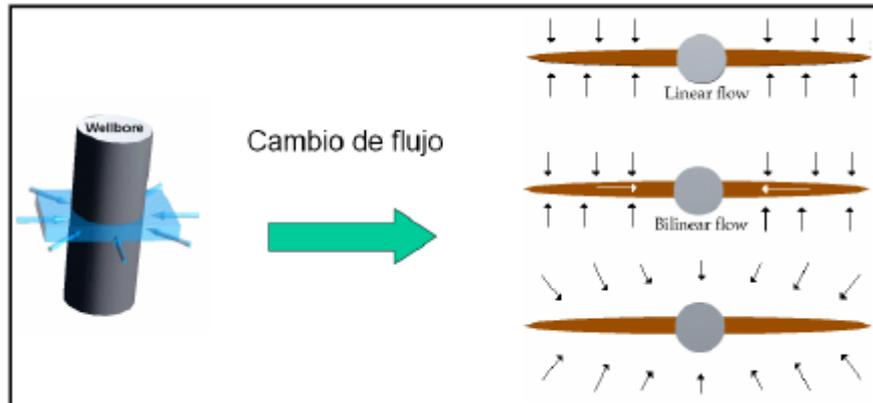


Fig. No 4.23: flujo lineal, flujo bilineal y flujo radial

Fuente: Archivos BJ services/ Baker Hughes

Incorporar un MPR al fluido de fractura es una metodología probadamente eficiente para reducir la producción de agua post-tratamiento sin dañar las zonas de petróleo y gas.

El producto actúa creando resistencia al flujo de agua en ambos sentidos:

- **Desde la fractura a la formación:** Ayuda a controlar que el filtrado de la fractura invada la formación, mayor eficiencia por control de leakoff (filtrado).
- **Desde la formación a la fractura:** El área de drenaje que se crea con una fractura ayuda a que el polímero hidrofílico anclado en la roca reservorio controle eficientemente el flujo de agua a la fractura.

El MPR se puede bombear previo al tratamiento de fractura, en el colchón o en un pre-flujo, opcionalmente se puede incorporar en todo el tratamiento. La concentración usada es del orden del 3%.

Cuando se fractura una zona petrolífera que tiene un acuífero cercano que puede ser contactada por la fractura, es recomendable bombear un tratamiento con MPR a la cabeza de la fractura **Figura 4.24**.

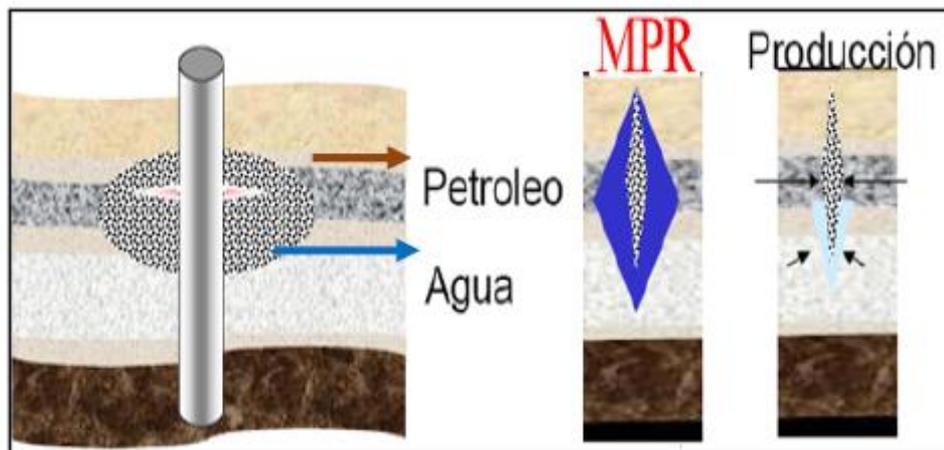


Fig. No 4.24: fractura en una zona petrolífera con acuífero cercano
Fuente: Archivos BJ services/ Baker Hughes

4.3.1.2 Secuencia Operativa “Conformance-Fracture”.

- Pre-colchón de gel lineal a caudal de fractura. (2000 a 8000 gal).
- Tratamiento con MPR a caudal de fractura (80% del volumen del colchón-mínimo 2000 galones).
- Desplazamiento con gel lineal a caudal de fractura (volumen igual al tratamiento).
- Sobre desplazamiento con gel lineal para hacer Step down rate test (prueba de inyectividad) para evaluar la admisión de fluido en el yacimiento.
- Tratamiento de fractura de acuerdo al diseño.

Nota: El MPR puede ser adicionado en agua o en gels lineales, base borato, zirconi y viscoelásticos.

4.3.2 Cuando usar modificadores de permeabilidad relativa (MPRs).

4.3.2.1 Pozos Verticales/Flujo radial (características).

- Zona homogénea productora de petróleo.....Recomendado solo a corto plazo.
- Zona múltiple (estratificada).
Existe flujo cruzadoNo recomendado.
No existe flujo cruzado.

-100% petróleo.....Recomendado

-Con corte de aguaRecomendado a corto plazo.

4.3.2.2 Pozos verticales/fracturados (características).

- Fractura extendida a acuífero (arenisca).....Recomendado
- Fractura extendida a acuífera (naturalmente fisurado).....se debe estudiar.

4.3.2.3 Eficiencia y duración del tratamiento.

La eficiencia y duración del tratamiento depende de los siguientes factores:

- Mecanismo y caudal de producción.
- Tipo de formación.
- Tratamientos previos a la formación para mejorar el anclaje.

4.3.2.4 Precisiones para la selección del pozo candidato.

- El pozo candidato debe estar completamente actualizado.
- Es preferible un pozo tenga bien definidas sus reservas.
- Que la permeabilidad de la formación sea $0.1 < K < 1.5$ Darcy.
- Baja desviación del Pozo.
- La temperatura máxima del reservorio no supere los 230°F.
- El máximo intervalo perforado sea entre 60 y 70 pies (MD), con un solo intervalo.
- Que el pozo tenga un excelente aislamiento y muy buena adherencia.
- Conocer la geología, mineralogía y petrofísica de la formación a tratar.

4.3.2.5 Diseño del tratamiento matricial.

El volumen a utilizar no debe ser menor a 50 barriles **Figura 4.25**, se debe definir el volumen de acuerdo a:

- ✓ Porosidad de la formación.
- ✓ Espesor neto de la capa a tratar.
- ✓ Profundidad que se pretende alcanzar.

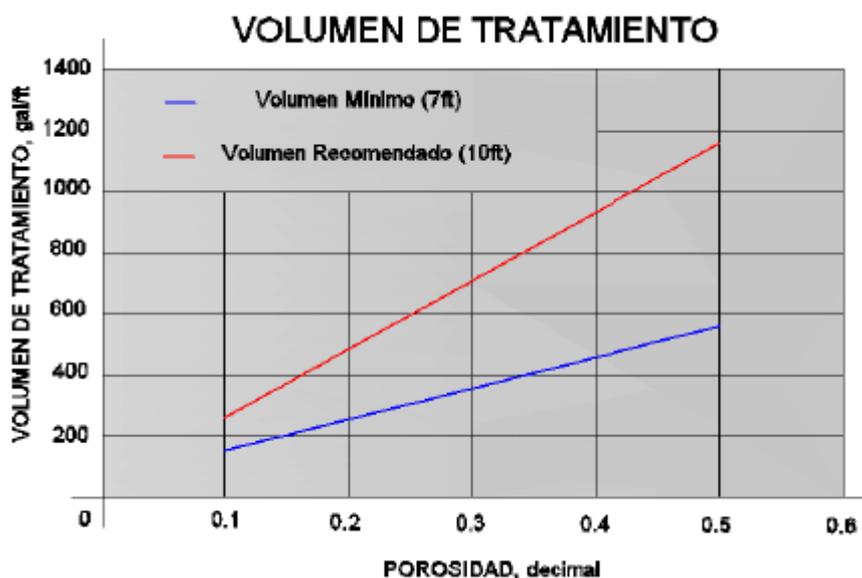


Fig. No 4.25: volumen de tratamiento vs porosidad
Fuente: Archivos BJ services/ Baker Hughes

Nota:

- ✓ No se debe superar durante la inyección la presión de fractura.
- ✓ Sobre desplazar con 1/3 del volumen de tratamiento con agua +2% CIK.

4.4 Aquafix Modificadores de permeabilidad relativa.

Aplicaciones.- Aquafix (RPM) es un ter- polímero hidrofílico con peso molecular moderado que se basa en la química de las poliacrilamidas. Este polímero también está compuesto de mitades de ácido orgánico (sulfonated) que permiten que el polímero mejore la tolerancia a los fluidos con salmuera, especialmente fluidos que contienen cationes divalentes como Ca^{2+} Y Mg^{2+} . Esta característica, junto con una estructura química única permite que el polímero se adhiera por si solo a la roca.

En la matriz: Los candidatos al tratamiento con Aquafix, incluyen pozos que producen agua de una zona distinta a las zonas de petróleo o gas, o producen agua fraccionalmente a través de una zona productiva de hidrocarburos, puede ser bombeado sin el aislamiento mecánico en la zona. La aplicación del Aquafix se lo realiza en la locación con coiled tubing.

En fracturamiento: El polímero Aquafix es compatible y puede adicionarse a los fluidos de fracturamiento BJ. Base agua (por ejemplo en precolchon), reduce la producción de

agua post estimulación e incrementa potencialmente la eficiencia de flujo, de este modo incrementando efectivamente la longitud de fractura y la conductividad.

En acidificación: El tratamiento Aquafix puede adicionarse a las fases acidas o puede usarse a un pre tratamiento de acidificación en areniscas de pozos de petróleo y gas con producción de agua desde la zona del fondo o de una que se encuentra mas abajo de la zona de productiva de hidrocarburos.

Características y Beneficios:

- 1.- Aquafix (RPM) se adhiere a la superficie de la roca.
- 2.- El tratamiento Aquafix no requiere una gran superficie areal de minerales, como las arcillas, para asociarse con la formación.
- 3.- Las propiedades de humectabilidad del agua y la habilidad única para unirse a la superficie de la formación realzan el flujo de petróleo o gas, relativamente para el agua.
- 4.- Las propiedades humectabilidad-agua y la restricción selectiva del flujo de fluidos acuosos, reducen la permeabilidad del agua en la formación, de este modo el flujo de agua disminuye significativamente.
- 5.- las concentraciones de Aquafix son fácilmente transferidas y se mezclan rápidamente en tanques. El polímero Aquafix es altamente soluble y la concentración se diluye fácilmente en agua.
- 6.-El tratamiento aquafix (RPM) es efectivo a temperaturas hasta aproximadamente los 220°F-250°F. El límite de temperatura varía con la mineralogía de la formación, humectabilidad, permeabilidad y porosidad.
- 7.- La solución Aquafix puede aplicarse en una amplia gama de concentraciones, dependiendo de la aplicación. En aplicaciones matriciales y en acidificaciones puede utilizarse del 3% al 12%, la concentración del Aquafix en agua (preferentemente en sal muera KCl), depende de la permeabilidad de la formación y objetivo del tratamiento. Las aplicaciones en fracturamiento utilizan menos concentraciones, por ejemplo 1- 2% de Aquafix o menos.
- 8.- El fluido Aquafix puede usarse en las siguientes aplicaciones; en la matriz, en acidificación y en fracturamiento. El polímero Aquafix puede combinarse con otros productos modificadores de permeabilidad relativa (RPM), tal como BJ aquatrol, o también en soluciones de tratamiento individual o como una fase de pre o post tratamiento.

9.- No se encuentran problemas de fricción con las ratas de tratamiento en la matriz. Porque el polímero Aquafix presente propiedades de reducción de fricción, habría poco o ningún efecto en las propiedades de fricción de los fluidos en aplicaciones de fracturamiento.

10.- Es efectivo en formaciones con permeabilidades tan altas como 1000-1500 md o más.

11.-Reduce la permeabilidad del agua, pero la permeabilidad del petróleo la deja relativamente inalterada.

12.- El aquafix (RPM) es compatible con cationes multivalencia y más aditivos químicos.

Datos para el diseño del tratamiento.- La cantidad de fluido para el tratamiento Aquafix es determinada, calculando el volumen de fluido necesario para ocupar 10 pies radiales de formación, calculando desde el borde del pozo. Estos 10 pies radiales de penetración deberían ocurrir sobre la altura del tratamiento deseado. La ecuación para este cálculo es la siguiente:

$$\text{Volumen de tratamiento}(\text{gal}) = 7.4805 * \phi * (R^2 - R_w^2) * H * \pi$$

Donde :

R= Radio del tratamiento deseado (radio de penetración + radio del borde, R_w).(pies)

R_w = Radio del borde (radio del tamaño del hueco) (pies)

H= Altura del tratamiento.(pies)

ϕ = Porosidad (volumen fraccional del total).

π =Pi (3.1416).

7.4805= constante un galón /acre-pie

4.4.1 Parámetros previos de evaluación del pozo candidato.

Recolección de información:

Caracterización del reservorio:

- ✓ Propiedades de los fluidos.
- ✓ Propiedades de la roca (petrofísica, análisis de núcleos).
- ✓ Propiedades del fluido.
- ✓ Pruebas de presión (presión, permeabilidad, skin, etc).
- ✓ Presión fluyente.

Información Geológica.

Descripción Geológica

Mapas estructurales e isópacos.

Información del pozo.

Registro (hoyo abierto, entubado).

Diagrama mecánico

Historia de producción

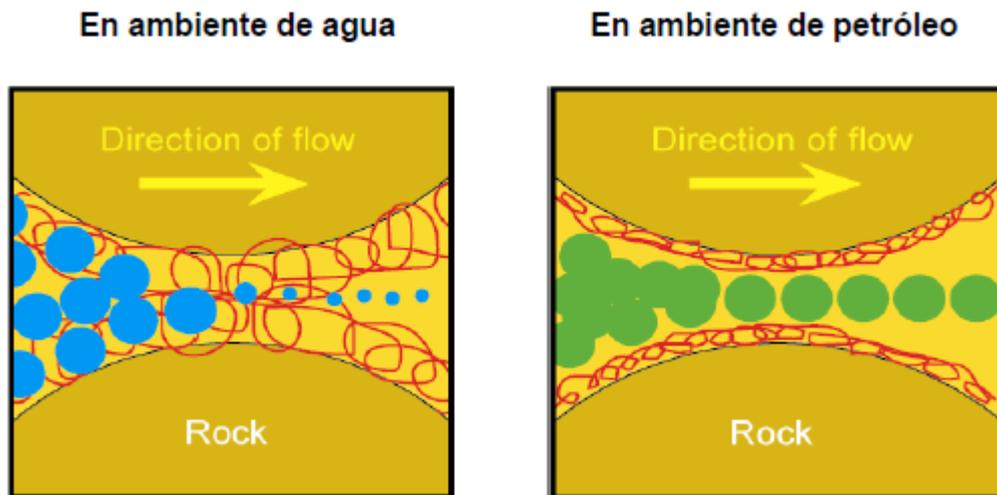
Casing, Tubing, intervalos abiertos.

Procesamiento de información:

- ✓ Razón de movilidad.
- ✓ Gráficos de la RAP.

Análisis de nodos (configuración de la competición).

4.4.2 Comportamiento de Aquafix en la formación.



Fuente: Archivos BJ services/ Baker Hughes

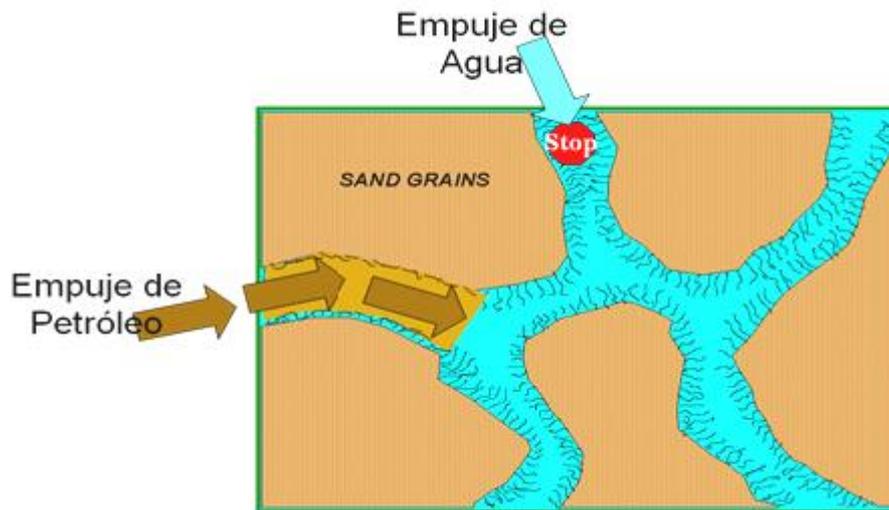


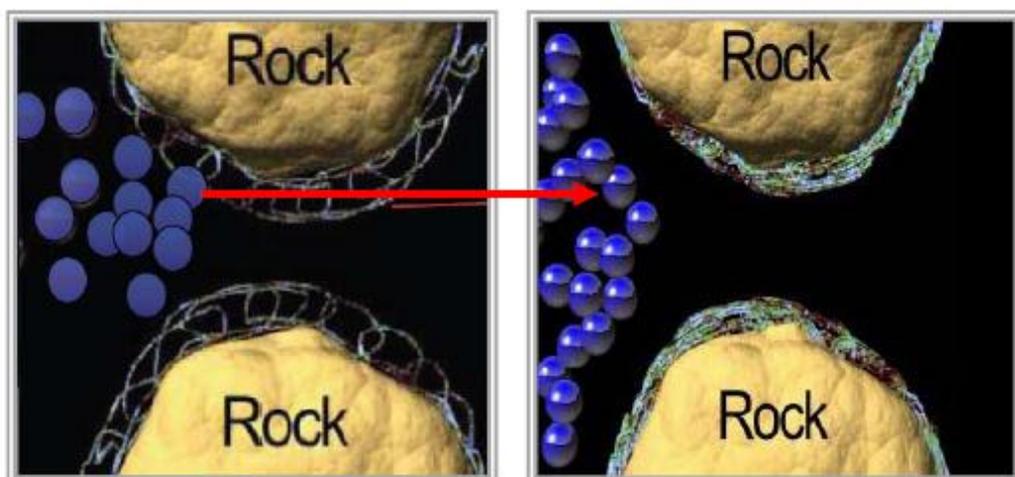
Fig. No 4.26: comportamiento Aquafix en la formación

Fuente: Archivos BJ services/ Baker Hughes

4.4.3 Comportamiento de Aquafix en el agua.

Tiene un mecanismo de anclaje a la formación basada en su estructura reticular y de afinidad a la roca que extiende su vida útil **Figura 4.27**.

- Disminuye la permeabilidad relativa del agua.



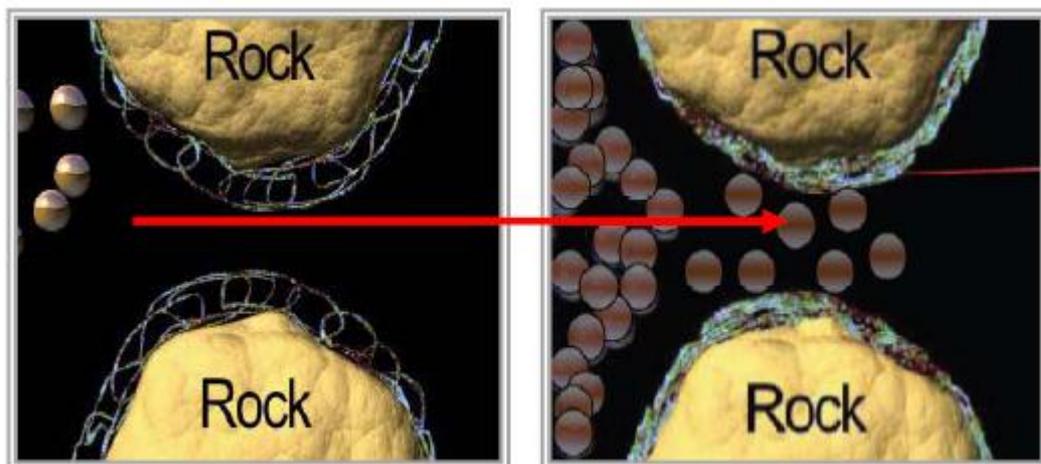
FUENTE: BJ. Services

Fig. No 4.27: Aquafix (disminuye K_{rw})
Fuente: Archivos BJ services/ Baker Hughes

- Obstrucción Mecánica de los poros.
- En medio acuoso, el polímero, que es fuertemente hidrofílico se extiende incrementando la tortuosidad de la garganta poral (incrementa la presión en las gargantas porales al flujo de la fase agua).

4.4.4 Comportamiento de Aquafix en el petróleo.

- No afecta la permeabilidad relativa al petróleo significativamente.



FUENTE: BJ. Services

Fig. No 4.28: Aquafix (no afecta Kro).

Fuente: Archivos BJ services/ Baker Hughes

- En medio del hidrocarburo, el polímero se contrae permitiendo que el hidrocarburo fluya sin restricción **Figura 4.28**.

CAPITULO V

5. Propuestas para control de agua en los pozos seleccionados

5.1 Plan de acción para control de agua.

El criterio para la ejecución de un Plan de Acción para Control de Agua debe hacerse con un conocimiento pleno de: mecanismos de flujo de petróleo y agua en el yacimiento, tipos de flujo de agua dentro del yacimiento (agua original o agua inyectada), heterogeneidad del yacimiento y su efecto en el flujo de fluidos, historial de producción de petróleo y agua, estado actual de los pozos y completaciones, servicios disponibles en el mercado. Considerando los parámetros anteriores, cada compañía puede planificar un trabajo exitoso.

5.2 Elementos considerados en un tratamiento de control de agua

5.2.1 Conocimiento del reservorio.

Para entender el origen o el potencial origen de un problema de producción de agua, se debe tener conocimiento de todos los aspectos del pozo y especialmente de los parámetros del reservorio. Para esto se puede hacer uso de información geológica, petrofísica, completación del pozo, inyección de agua y producción de fluidos.

La mejor fuente para este análisis son los núcleos, esto debido a que la información de registros a menudo no permite identificar claramente algunas características críticas del reservorio para el control de agua. Los análisis de presión que son muy variables también proveen valores promedio para el intervalo registrado.

5.2.2 Relación de movilidad.

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

El desplazamiento normal de petróleo y agua que inicialmente depende de su relación de movilidad se verá afectado con la inyección de un tratamiento químico de control de agua, alterando su movilidad.

5.2.3 Fracturas naturales.

Estas ofrecen alta permeabilidad por los mini canales dentro del reservorio. Las fracturas naturales verticales proveen una comunicación fácil para el movimiento vertical del agua. Las fracturas naturales horizontales hacen lo mismo para el movimiento horizontal del fluido.

5.2.4 Zonas de alta permeabilidad.

Reservorios con capas de alta permeabilidad pueden permitir el rompimiento temprano de frentes de agua de inyección y presentar un barrido poco eficiente. Las zonas de alta permeabilidad permiten mayores caudales de flujo, puesto que se forman canales generados por el movimiento preferencial de los fluidos a través de las capas más permeables. En el caso del agua, esta condición puede resultar en una prematura comunicación entre un reservorio y un acuífero o una prematura comunicación entre un pozo inyector y un productor. En ambos casos, la eficiencia de barrido es disminuida.

5.3 Parámetros considerados en un tratamiento de control de agua.

La selección de un tratamiento de control de agua, considerara los siguientes parámetros.

5.3.1 Selección del pozo.

Como se ha visto anteriormente entre las opciones para seleccionar un pozo con problemas de producción de agua, se encuentran en las siguientes consideraciones:

- Cercanía entre un pozo productor y un inyector.
- Presencia de una o varias fallas.
- Problemas de agua en un pozo productor cercano.
- Altos cortes de agua.
- Temprana producción de agua.
- Cambio brusco y/o paulatino de WOR.

Todo esto, con el propósito de reducir o controlar el influjo de agua

5.3.2 Objetivo del tratamiento.

El objetivo de un tratamiento de control de agua, es el de optimizar la producción de fluidos de un pozo. Los componentes esenciales para un exitoso programa de control de agua son:

- Un buen monitoreo, para identificar problemas de forma temprana, lo que permitirá una acción efectiva.
- El diseño de un tratamiento de alta calidad: los problemas de agua pueden provenir y ser resueltos de diferentes maneras. La clave es escoger la solución más apropiada para un problema definido.
- Una evaluación completa para prevenir que ésta se repita.

Para lograr el objetivo planteado es necesario tener en cuenta la forma en la que un tratamiento para control de agua puede actuar. Este se divide en dos categorías: 1.- Cortar el flujo, todos los fluidos se bloquean en una parte del pozo y/o reservorio, esto puede hacer mecánicamente o químicamente; 2.- Modificar el flujo, se intenta cambiar la mezcla de flujo de fluidos en el reservorio esperando incrementar la producción de petróleo y disminuir el corte de agua; también puede hacerse mecánicamente y químicamente.

5.3.3 Sistemas mecánicos para el control de agua.

Usualmente bloquean o restringen el flujo de fluidos dentro del pozo. La ventaja del uso de estos métodos es su facilidad de instalación y remoción, además reduce el riesgo de daño o afectación a la formación. Se pueden incluir: los tapones mecánicos, tapones de cemento, camisas deslizables y reguladores de flujo ubicados en el fondo del pozo.

5.3.4 Sistemas químicos para el control de agua.

El objetivo principal de estos métodos es cortar o reducir el flujo de agua dentro del reservorio. Existen dos clases de materiales para evitar el influjo de agua: cementos en varios tipos o píldoras que se solidifiquen dentro del reservorio. La diferencia entre uno y otro es la profundidad de penetración dentro del reservorio. Los cementos usualmente permanecen cercanos al pozo y alteran el flujo que está a su alrededor, en cambio los

fluidos tienen la habilidad de penetrar con mayor profundidad en la formación y alterar el flujo de fluidos dentro del reservorio. De manera general los tratamientos químicos tienen muy baja profundidad de penetración que en el mejor de los casos está en decenas de pies. Ejemplo: para llenar 50 pies de espesor a una zona 20% de porosidad en un radio de 100 ft, se requiere una inyección de 314000 ft³ (2*348720 gal) de fluido.

5.4 AGENTES MODIFICADORES DE LA MOVILIDAD / PERMEABILIDAD

5.4.1 Modificadores de la Movilidad

5.4.1.1 PermTrol

El servicio PermTrol es un sistema de gelificación in-situ diseñado para reducir la movilidad del agua en pozos inyectoros de agua, divergiendo el fluido inyectado a otras zonas, aumentando la eficiencia de barrido.

El sistema es bombeado como un fluido monómero de baja viscosidad en las mismas zonas donde el agua está siendo inyectada. Después de la colocación, se cierra el pozo para permitir que el fluido se polimerice y forme un polímero de alta viscosidad.

Una vez que la inyección de agua se reinicia, la recuperación de petróleo aumenta por dos mecanismos: divergir y mejorar la relación de movilidad.

- **Divergir:** El polímero viscoso resultante diverge el agua de inyección desde las zonas de mayor permeabilidad en dirección a zonas no barridas previamente, aumentando la eficiencia de barrido areal y vertical.
- **Mejorar la relación de movilidad:** El agua de inyección posterior al tratamiento se digita lentamente a través del polímero, disolviéndolo con la cual el agua aumenta su viscosidad. Esto produce una favorable movilidad al petróleo.

5.4.1.2 M-Aquatrol System.

El M-Aquatrol System es un método para reducir la relación agua/petróleo en formaciones productoras. Con este, no es necesario el aislamiento de la zona en la mayoría de los casos ya que normalmente el completo intervalo productor es tratado con una solución acuosa diluida de este químico. M-Aquatrol System reacciona con la superficie de la roca y cambia su interacción con los fluidos. Como resultado, puede mejorar la movilidad del petróleo a través de la roca y reducir la movilidad al agua.

Ventajas:

1. No requiere de un catalizador.
2. Su efecto en las propiedades del flujo del fluido es de larga duración desde que este reacciona con la superficie de la roca.
3. Este no es afectado por el oxígeno ni ácidos.

Áreas de aplicación

El M-Aquatrol System puede ser aplicado para los siguientes problemas:

1. Fingering (Digitación)
2. Conificación
3. Comunicación con agua a través de líneas de alta permeabilidad

El M-Aquatrol System no debería ser aplicado para los siguientes problemas:

1. Comunicación con agua debido a una mala adherencia del cemento
2. Producción de agua desde un pozo de petróleo depletado
3. Producción de agua desde un reservorio de baja presión.

5.4.2 Sistemas RPM (Modificadores de la Permeabilidad Relativa)

Estos fluidos inteligentes o selectivos en la forma de polímeros y surfactantes, producen un material similar al de un gel para detener el flujo de agua, pero mantienen el comportamiento del fluido de petróleo permitiendo que continúe la producción.

Un punto que todavía está siendo aclarado, es el mecanismo o mecanismos por los cuales los RPM reducen la permeabilidad al agua más que al petróleo (o sin efecto en la permeabilidad del petróleo). Los mecanismos más fundamentados son:

- El taponamiento selectivo de las gargantas porales
- El efecto selectivo en la superficie de la roca

El éxito de un RPM depende de muchas características pozo/reservorio, incluyendo: química, litología, tipo de problema, tamaño de la garganta poral, permeabilidad, saturación, humectabilidad, presión capilar.

Los sistemas RPM son polímeros solubles en agua modificados hidrofóbicamente (HPT-1), los cuales tienen diferentes aplicaciones:

5.4.2.1 Modificador FDP-W592

Sistema de polímero cuando el FDP-W592 (Hydrophobic Polymer Technology) es aplicado para reducir la producción de agua en un pozo productor.

FDP-W592 service utiliza un único polímero químico que ayuda a crear la separación petróleo-agua en el reservorio, impidiendo el flujo de agua y mejorando el flujo de petróleo hacia el pozo.

Pozos candidatos:

- Temperaturas de fondo hasta 220 °F
- Permeabilidades mayores a 10 md y menores a 2000 md
- Canalización de agua a través de líneas de alta permeabilidad o problemas de agua de fondo

Ventajas:

1. No es un agente bloqueador
2. : FDP-W592 es un tipo de tratamiento bullhead (bombeo sin aislamiento de la zona).
3. No es necesario registros de diagnóstico.
4. No requiere tiempos de espera de gelificación, pues su reacción es inmediata.

5.5 Selección del tratamientos Para los pozos Pindo 06 y 14 U inf

5.5.1 Pindo 14 Uinf

Al analizar este pozo mediante los diferentes métodos como el de registros, gráficos de diagnóstico RAP, se encontró un problema relacionado al reservorio como es el caso de conificación, para lo cual se debe tomar en cuenta lo siguiente:

No es tan recomendable utilizar el gel sellante Injectrol U debido a:

- 1) se necesita un gran volumen de gel para provocar una reducción significativa de la relación agua-petróleo, lo cual es poco económico.
- 2) Si se realiza el tratamiento con menor volumen, se puede producir una rápida reinvasión del agua como el mostrado en la siguiente figura:

El tratamiento óptimo es utilizar un Modificador de Permeabilidad Relativa que para este caso sería el M-Aquatrol System.

Aplicando el M-Aquatrol System en este pozo reducirá el aporte de agua aligerando con ello la columna hidrostática y mejorando la producción de petróleo, permitiendo además que se maximice el drenado de la zona productora antes de su abandono.

Previo al tratamiento con el M-Aquatrol System, el flujo de agua bloquea la garganta poral y restringe el flujo de petróleo. Después del tratamiento, este agente es adsorbido en la superficie del poro creando una red de polímeros que restringen el paso del agua y permiten el flujo libre de petróleo como se muestra en la siguiente figura 5.1:

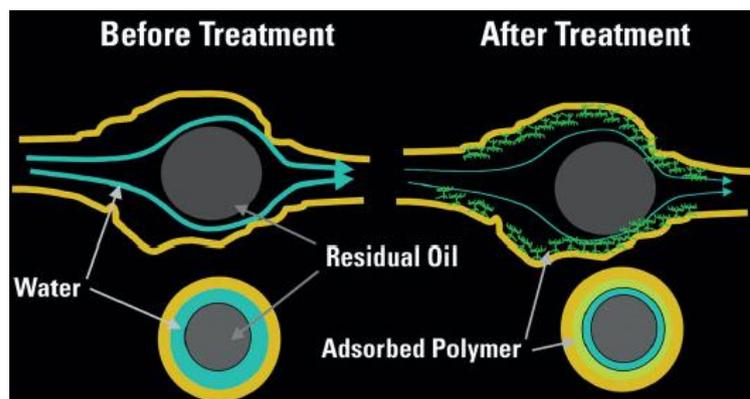


Figura 5.1. Antes y después del tratamiento con M-Aquatrol System

El polímero al adherirse a los poros forma ligaduras de hidrógeno con las moléculas del agua creando una pseudo estructura que actúa incrementando la viscosidad y por ende reduciendo la permeabilidad solo en las zonas con aporte de agua, actuando como micro válvulas selectivas que reducen el flujo de agua sin afectar las zonas productoras de petróleo.

5.5.1.2 VOLUMEN DEL TRATAMIENTO

Las cantidades de fluidos de tratamiento, son determinadas calculando el volumen de fluido necesario para ocupar 10 pies radiales de formación calculada del pozo mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Volumen del Tratamiento} = 7,4805 \times \phi \times (R_2 - R_1) \times \pi H \text{ [galones]} \text{ (Ec. 1)}$$

Donde:

$\phi = 0,17$ (porosidad)

$R_1 = 3,95' = 0,3292'$ (radio del pozo o radio del tamaño del agujero)

$R_2 = 10,71'$ (radio del tratamiento deseado)

$H = 24'$ (altura del tratamiento)

$\pi = 3,14159$

$$\text{Volumen del Tratamiento} = 7,4805 \times 0,17 \times (10,71^2 - 0,3292^2) \times 3,14159 \times 24 \text{ [Galones]}$$

$$\text{Volumen del Tratamiento} = 10.987,7 \text{ Galones} \cong 262 \text{ Bls}$$

PRODUCTOS UTILIZADOS

PRELAVADO

Fluido base: Agua fresca

Volumen: 262 bls

Concentra./ 1000 GAL	Descripción	Cantidad Total
967 gals.	Agua fresca	10.625 gals.
250 lbs	Cloruro de amonio NH ₄ Cl	2.747 lbs
30 gals	Solvente mutual US-40	330 gals
3 gals	Surfactante MA-1	33 gals

TRATAMIENTO PRINCIPAL

Nombre: M-Aquatrol System

Fluido base: agua fresca

Volumen: 262 bls

Concentra./ 1000 GAL	Descripción	Cantidad Total
826 gals.	Agua fresca	9.075 gals.
917 lbs	KCl (Sal)	10.076 lbs
100 gals	Aquatrol-1 (RPM)	1.098 gals
30 gals	Surfactante MA-1	330 gals
44 gals.	NaOH (Buffer)	484 gals.

El procedimiento propuesto para bombear los fluidos sería en un principio con anular abierto y por la sarta de trabajo, una vez que el fluido llegue al objetivo, colocar packer, cerrar anular y continuar con el bombeo de fluidos.

5.5.1.3 RECOMENDACIONES PARA EL TRATAMIENTO.

PARA LA INYECCIÓN

Bombear bajo las condiciones de la matriz, es el proceso para la inyección de fluidos dentro de la formación bajo la presión de fractura; con el fin de remover el daño (skin)

y/o alterar la K original del reservorio. La tasa de inyección máxima, está en función de la permeabilidad (K), altura de la formación, presión de fractura, presión del reservorio, viscosidad, factor volumétrico, radio de drenaje, radio del pozo y el skin. Se recomienda bombear los fluidos, bajo el gradiente de fractura a las máximas tasas de inyección permitidas, generalmente, no debe ser superior a los 2 BPM (Barriles por minuto).

ORIGEN DEL AGUA

El agua fresca, será suministrada por la locación, para preparar los lavados y el sistema de control de agua. Es muy importante usar agua limpia, fresca y filtrada para preparar los fluidos de estimulación

TIEMPO DE ENJUAGUE

A fin de dar suficiente tiempo a las poliacrilamidas para reaccionar y ser absorbidas hacia la formación, se recomienda dejar el tratamiento en contacto con la formación por lo menos 12 horas. (24 horas son óptimas).

INICIAR LENTAMENTE LA PRODUCCIÓN

A fin de iniciar la producción, se recomienda con énfasis no aplicar una elevada caída de producción en la formación al inicio de la prueba. Para este pozo, donde se produce por BES.

ANTES DE LA APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO

Es necesario realizar una prueba de compatibilidad con el fin de definir el comportamiento entre la mezcla de fluido a inyectarse y el petróleo producido. Adicionalmente se toman los tiempos de estabilidad del fluido del tratamiento a diferentes condiciones de temperatura de fondo del pozo, con el fin de determinar el comportamiento del fluido en función del tiempo

DESPUÉS DE LA APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO

No se debe aplicar tratamientos de estimulación debido a que cualquier agente orgánico o inorgánico (solventes o ácidos), disolverán y eliminarán las propiedades del RPM

(Relative permeability Modifier), cuando estos estén sensibles y entren en contacto con los hidrocarburos o fluidos con diferentes PH.

5.5.2 RESULTADOS ESPERADOS DEL TRATAMIENTO

FECHA	sin tratamiento			Pindo 14 Uinf		con tratamiento			BSW
	PERIODO (mes)	oil (BPM)	water (BPM)	BSW	FECHA	PERIODO (m)	oil (BPM)	water (BPM)	
Jan-12	1	25606.00	153605.00	0.86	Jan-12	1	30163.868	99259.551	0.77
Feb-12	2	22427.00	141596.00	0.86	Feb-12	2	26419.006	91499.3352	0.78
Mar-12	3	23767.00	152396.00	0.87	Mar-12	3	27997.526	98478.2952	0.78
Apr-12	4	25144.00	156300.00	0.86	Apr-12	4	29619.632	101001.06	0.77
May-12	5	21151.00	150840.00	0.88	May-12	5	24915.878	97472.808	0.80
Jun-12	6	18531.00	133140.00	0.88	Jun-12	6	21829.518	86035.068	0.80
Jul-12	7	9534.00	74634.00	0.89	Jul-12	7	11231.052	48228.4908	0.81
Aug-12	8	11541.00	85493.00	0.88	Aug-12	8	13595.298	55245.5766	0.80
Sep-12	9	16895.00	143700.00	0.89	Sep-12	9	19902.31	92858.94	0.82
Oct-12	10	11129.00	75888.00	0.87	Oct-12	10	13109.962	49038.8256	0.79
Nov-12	11	16871.00	127440.00	0.88	Nov-12	11	19874.038	82351.728	0.81
Dec-12	12	19251.00	153900.00	0.89	Dec-12	12	22677.678	99450.18	0.81
Jan-13	13	17159.00	155490.00	0.90	Jan-13	13	20213.302	100477.638	0.83
Feb-13	14	14696.00	132768.00	0.90	Feb-13	14	17311.888	85794.6816	0.83
Mar-13	15	16708.00	145825.00	0.90	Mar-13	15	19682.024	94232.115	0.83
Apr-13	16	18738.00	155601.00	0.89	Apr-13	16	22073.364	100549.366	0.82
May-13	17	18629.00	169290.00	0.90	May-13	17	21944.962	109395.198	0.83
Jun-13	18	16019.00	140808.00	0.90	Jun-13	18	18870.382	90990.1296	0.83
Jul-13	19	19353.00	139360.00	0.88	Jul-13	19	22797.834	90054.432	0.80
Aug-13	20	22103.00	175830.00	0.89	Aug-13	20	26037.334	113621.346	0.81
Sep-13	21	21074.00	159529.00	0.88	Sep-13	21	24825.172	103087.64	0.81
Oct-13	22	21828.00	226110.00	0.91	Oct-13	22	25713.384	146112.282	0.85
Nov-13	23	15754.00	199985.00	0.93	Nov-13	23	18558.212	129230.307	0.87
Dec-13	24	12627.00	196013.00	0.94	Dec-13	24	14874.606	126663.601	0.89
		436535.00	3545541.00				514238.23	2291128.59	

Tabla 5.1. Producción Antes y después del tratamiento con M-Aquatrol System Pin 14 Uinf.

La **Figura 5.3** claramente muestra el efecto positivo del RPM en la producción de petróleo y agua. Observe que el tratamiento extiende el periodo a una tasa más alta de producción de petróleo el cual, ayuda a incrementar la producción acumulada de este mientras retrasa la producción de agua.

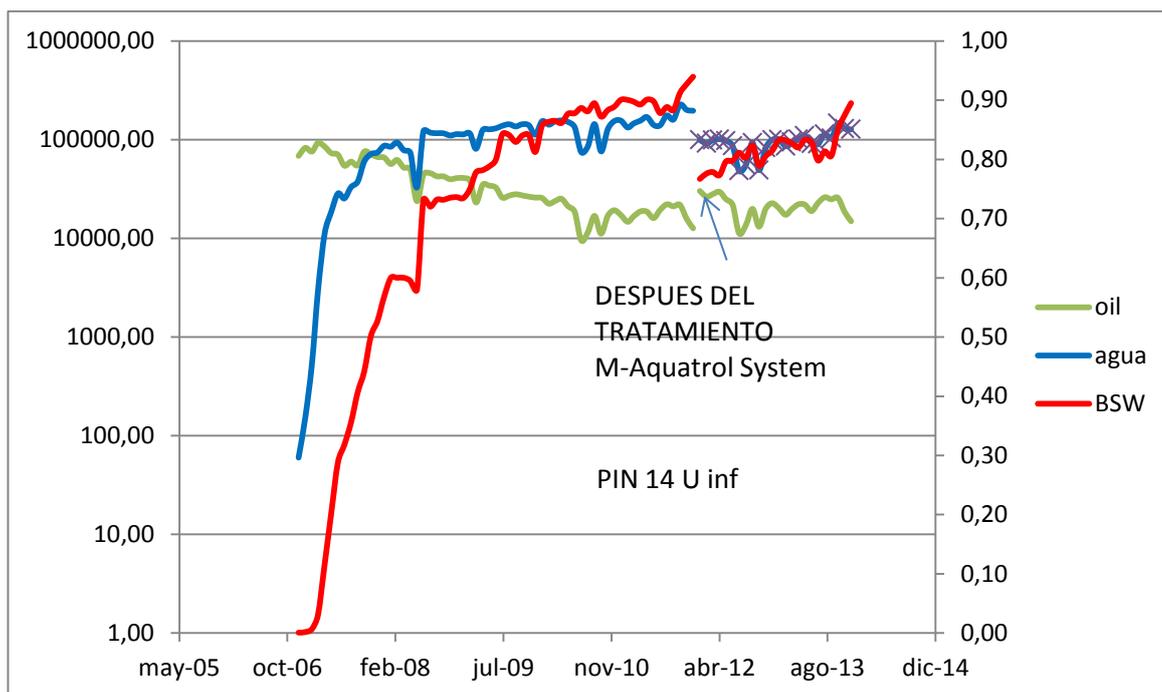


Figura 5.3. Tasas de producción del petróleo y agua vs. Tiempo (con y sin tratamiento).

P14_Ui

RESULTADOS Pindo 14 Uinf							
Tratamiento	Fecha		declinacion	Incremento oil	oil	Reduccion agua	agua
M-Aquatrol System	desde	hasta	% anual	Bls	%	Bls	%
sin tratamiento	Dec-06	Jan-12	27.6	436,535.00	17.80	3,545,541.00	35.38
con tratamiento	Jan-12	Dec-13	13.28	514,238.23		2,291,128.59	
				77,703.23		1,254,412.41	

Las curvas de permeabilidad relativa (verde y azul superior) mostradas en la **Figura 5.4** se obtuvieron por recreaciones matemáticas a partir de ensayos de laboratorio. Según estas curvas se puede observar que la roca es humectada por agua, dado que la intersección es mayor del 50%.

Luego de realizar la proyección utilizando el tratamiento M-Aquatrol System (RPM), se obtiene la curva de permeabilidad relativa azul inferior, en la que se consideró una reducción de K_{rw} del 90%.

Lo ideal es realizar pruebas de laboratorio sobre núcleos de la formación para determinar cual es el porcentaje de reducción real.

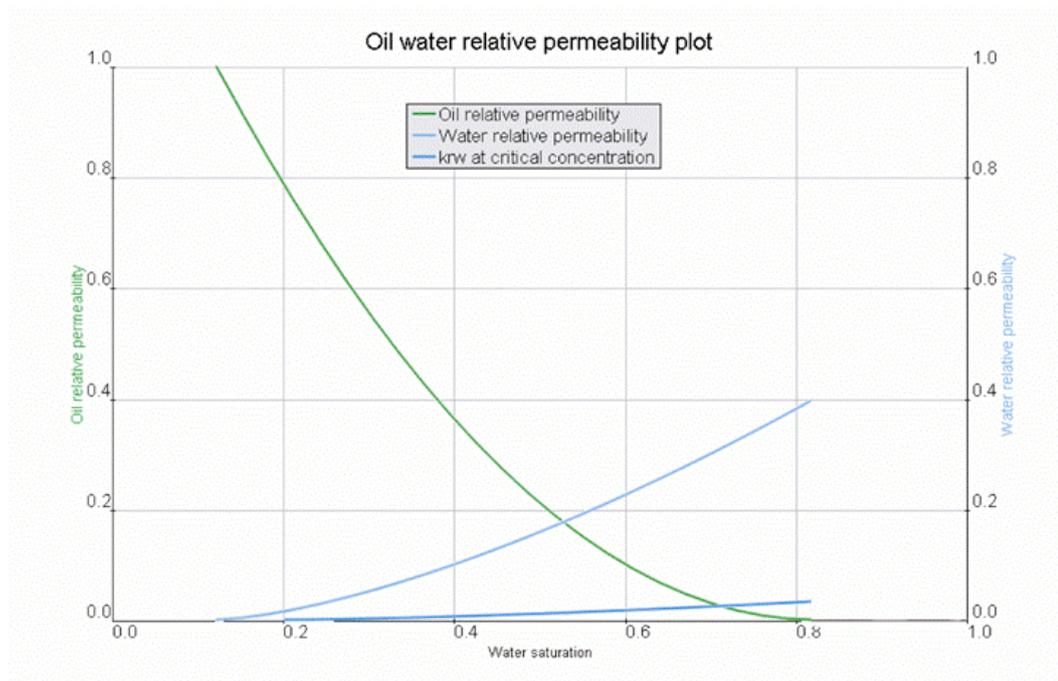


Figura 5.4. Curvas de permeabilidades relativas, pozo Pindo 14_U inferior.

Como se puede observar, al aplicar este RPM, no es necesario que haya un efecto en la permeabilidad relativa al petróleo, ya que el M-Aquatrol System reducirá solo la permeabilidad relativa al agua.

5.5.3 Pozo Pindo 6 Uinf.

Al analizar este pozo mediante los diferentes métodos como el de registros, gráficos de diagnóstico RAP, se encontró que el problema principal de este pozo es el de canalización de agua por el intervalo superior disparado (capa de mayor permeabilidad), para lo cual se debe tomar en cuenta lo siguiente:

Intervalo superior disparado: A pesar de que la mayor cantidad de agua viene por este intervalo 9940-9953 (ver **Figura 4.14**), es muy posible que siga barriendo con el petróleo, por lo que no se debería utilizar un agente sellante.

Intervalo inferior disparado

Debido a esto, el tratamiento óptimo es utilizar un Modificador de Permeabilidad Relativa FDP-W592, para evitar el costo de obtener registros y seleccionar el emplazamiento. Además este RPM no sellaría zonas no barridas de petróleo.

		sin tratamiento			Pindo 06 Uinf		con tratamiento		
FECHA	PERIODO (mes)	oil (BPD)	water(BPD)	BSW	FECHA	PERIODO (m)	oil (BPD)	water(BPD)	BSW
Jan-11	1	25843.00	183086.00	0.88	Jan-11	1	28453.143	152236.009	0.84
Feb-11	2	23552.00	166060.80	0.88	Feb-11	2	25930.752	138079.555	0.84
Mar-11	3	25731.00	206731.12	0.89	Mar-11	3	28329.831	171896.926	0.86
Apr-11	4	27812.00	186488.40	0.87	Apr-11	4	30621.012	155065.105	0.84
May-11	5	23384.00	182730.00	0.89	May-11	5	25745.784	151939.995	0.86
Jun-11	6	21529.00	154700.00	0.88	Jun-11	6	23703.429	128633.05	0.84
Jul-11	7	20760.00	178071.60	0.90	Jul-11	7	22856.76	148066.535	0.87
Aug-11	8	13755.00	101888.00	0.88	Aug-11	8	15144.255	84719.872	0.85
Sep-11	9	11875.00	111435.00	0.90	Sep-11	9	13074.375	92658.2025	0.88
Oct-11	10	14776.00	117096.00	0.89	Oct-11	10	16268.376	97365.324	0.86
Nov-11	11	14803.00	123367.00	0.89	Nov-11	11	16298.103	102579.661	0.86
Dec-11	12	21811.00	174360.00	0.89	Dec-11	12	24013.911	144980.34	0.86
Jan-12	13	20385.00	184710.00	0.90	Jan-12	13	22443.885	153586.365	0.87
Feb-12	14	18298.00	165300.00	0.90	Feb-12	14	20146.098	137446.95	0.87
Mar-12	15	19211.00	167616.00	0.90	Mar-12	15	21151.311	139372.704	0.87
Apr-12	16	21704.00	180232.00	0.89	Apr-12	16	23896.104	149862.908	0.86
May-12	17	21473.00	195141.00	0.90	May-12	17	23641.773	162259.742	0.87
Jun-12	18	16668.00	146520.00	0.90	Jun-12	18	18351.468	121831.38	0.87
Jul-12	19	20538.00	146510.00	0.88	Jul-12	19	22612.338	121823.065	0.84
Aug-12	20	26248.00	188400.00	0.88	Aug-12	20	28899.048	156654.6	0.84
Sep-12	21	23447.00	177480.00	0.88	Sep-12	21	25815.147	147574.62	0.85
Oct-12	22	17554.00	232350.00	0.93	Oct-12	22	19326.954	193199.025	0.91
Nov-12	23	17450.00	221520.00	0.93	Nov-12	23	19212.45	184193.88	0.91
Dec-12	24	15340.00	238142.00	0.94	Dec-12	24	16889.34	198015.073	0.92
		483947.00	4129934.92				532825.65	3434040.89	

Tabla 5.2. Produccion Antes y después del tratamiento con FDP-W592 Pin 06 Uinf.

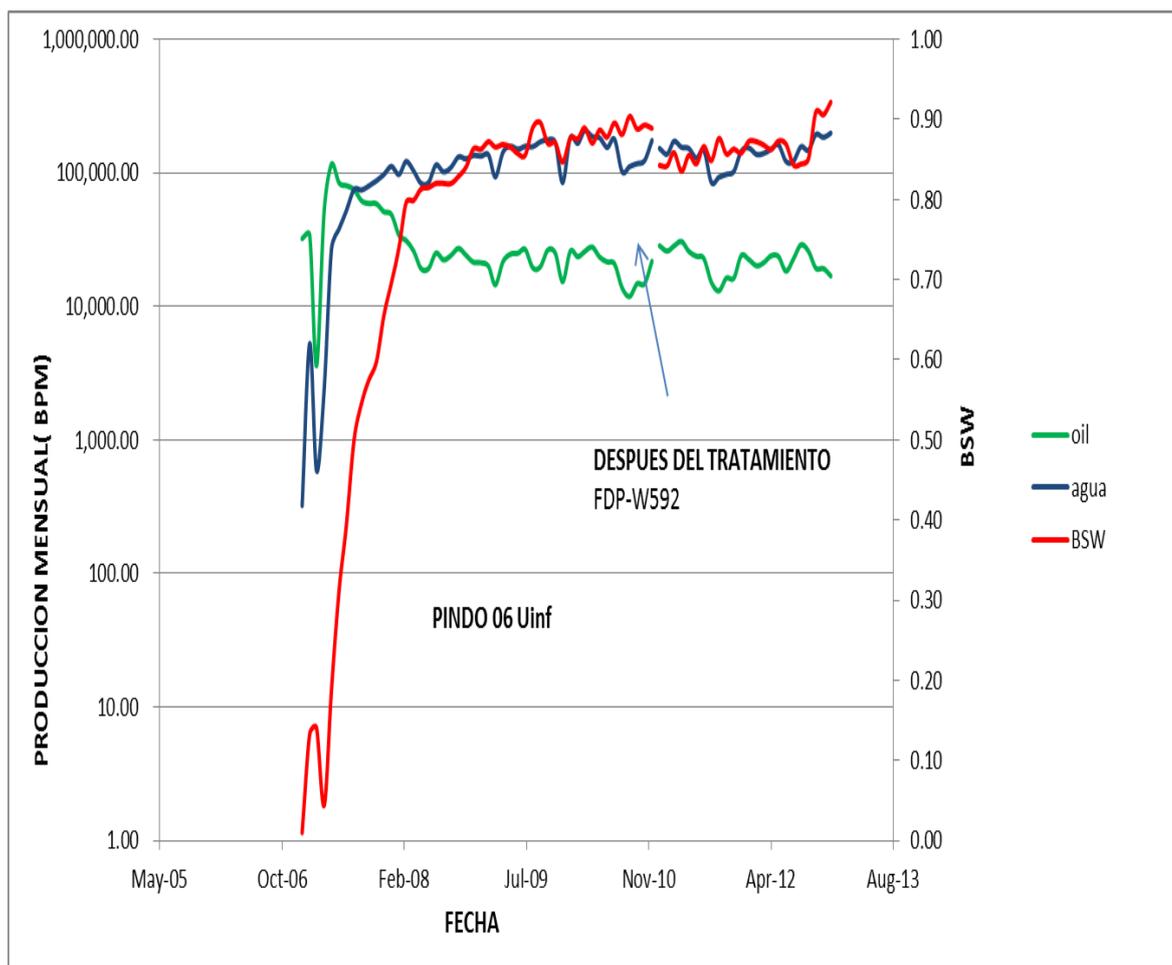


Figura 5.5. Tasas de producción del petróleo y agua vs. tiempo (con y sin tratamiento).
P06_Ui

Para el Pozo Pindo 06 de la arena U inferior Figura 5.5 se puede observar la gráfica de producciones de petróleo agua y BSW antes y después del tratamiento con FDP-W592 luego de aplicar este modificador tenemos un 10.1% de incremento de petróleo y una reducción de agua del 16.85 %

RESULTADOS Pindo 06 Uinf							
Tratamiento	Fecha		Declinacion	Incremento oil	oil	Reduccion agua	agua
	desde	hasta					
sin tratamiento	enero-2007	enero-2011	19.2	483,947.00	10.1	4,129,934.92	16.85
con tratamiento	enero-2011	Dic-2012	9.2	532,825.65		3,434,040.89	
				48,878.65		695,894.03	

Nota: El procedimiento para realizar el tratamiento es el mismo que el descrito en el pozo anterior.

CAPITULO VI

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- Los pozos Pindo 14 y Pindo 06 U inf tienen reservas remanentes (550.308,69 y 842.266,33)Bbls respectivamente para justificar la necesidad de aplicar un sistema de control de agua , como es el caso del RPM seleccionado.
- Al analizar mediante las gráficas de diagnóstico el pozo Pindo 14 Uinf presento problemas de conificación, mientras que el pozo Pindo 06 Uinf tiene problemas de canalización de agua a través de capas de alta permeabilidad en los intervalos (9940 -9953) pies.
- El Pozo Pindo 06 U inf se aplicó un modificador de permeabilidad (FDP-W592) en los intervalos de alta permeabilidad (9940- 9953) donde incremento el petróleo un 10% y se tuvo una reducción de agua del 16.85%
- El Pozo Pindo 14 arena Uinf se aplicó un modificador de movilidad (M Acquatrol sytem) por encima del CAP a 9829 pies donde se incrementó el petróleo en un 17.8% y se redujo el agua en un 35.38%.

6.2 Recomendaciones

- Se debe determinar exactamente las reservas remanentes de los pozos para poder cubrir los costos del tratamiento químico y realizar un control de agua.
- Se recomienda realizar el tratamiento una vez que las bombas electrosumergibles (BES) de dichos pozos se quemen, con el fin de no parar la producción (solo por motivo del tratamiento) y para aprovechar costos con respecto a la torre de Workover.
- Se recomienda en el Pindo 14 U inf poner un modificador de movilidad en la zona del contacto agua / petróleo con el fin de aumentar la movilidad del petróleo y disminuir la movilidad del agua.
- Se recomienda utilizar modificadores de permeabilidad en el Pindo 06 Uinf con el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido del petróleo y cambiar las propiedades de humectabilidad de la roca.

CAPÍTULO VII

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

7.1 Referencias citadas

1. Bradley H.B. (1992) “Petroleum Engineering Handbook”, Printing Society of Petroleum Engineers Richardson.
2. SPE-107831-PP. Galacho, M. Streamline-Based Integral Modeling for Waterflooding Design Optimization, Surveillance and Monitoring. Society of Petroleum Engineers.
3. <http://www.oilproduction.net/files/permeabilidad%20relativa.pdf>
4. http://mmc.igeofcu.unam.mx/cursos/hidrogeologia/NOTAS_MDF-06.pdf.

7.2 Referencias consultadas

- a. Aguilar, M. (1976). Nociones Básicas de la Investigación Científica, (1ra edición), Quito, Ministerio de Educación Pública.
- b. Craft, B. y Hawkins, M. (1965). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Madrid: Tecnos.
- c. Tarek, A. (2001). Reservoir Engineering Handbook. Segunda Edición. Gulf Publishing Company. Houston. Texas.
- d. <http://www.slb.com/content/services/software/reseng/frontsim.asp?>

CAPÍTULO VIII

APÉNDICES Y ANEXOS

1. HISTORIALES DE COMPLETACION Y REACONDICIONAMIENTO.

1.1 POZO PINDO 01

Fecha de perforación: Julio 1976

POZO	FECHA	INTERVALO		FORMACIÓN	Qoil (BPPD)	BSW %	°API	COMENTARIO
		TOPE	BASE					
PINDO 1	7-Agos-76	10685	10690	HOLLÍN		100		95 ppm Cl
PINDO 1	9-Agos-76	10585	10620	HOLLÍN	1318	0,33	30,8	Asienta tapon a 10660'.
PINDO 1	11-Agos-76	10312	10320	T	128	6	21	1250 ppm Cl
PINDO 1	11-Agos-76	10334	10370	T	335	6	21	
PINDO 1	14-Agos-76	9738	9754	Caliza M-2	0			Acidifica Caliza: 9685' - 9975', 590 gal de Hcl al 25%.
		9762	9786	Caliza M-2				
PINDO 1	17-Agos-76	9738	9754	Caliza M-2	44	0	14,5	
		9762	9786	Caliza M-2				
PINDO 1	06-Oct-76							Asienta CIBP @ 10660' y realiza pruebas de producción
PINDO 1	06-Oct-76							Prueba arena T. No hay datos
PINDO 1	11-Jan-95	10585	10620	HOLLÍN	1951	6	30,6	WORKOVER # 1.
PINDO 1	11-Feb-95	10585	10620	HOLLÍN	1002	0		Comienza a producir
PINDO 1	20-Aug-96	10581	10585	HOLLÍN	4871	7	29,1	WORKOVER # 2
		10588	10604	HOLLÍN				
		10316	10325	T	399	1	21,9	
		10340	10376	T				
PINDO 1	29-Oct-97	10582	10596	HOLLÍN	444	60		WORKOVER # 3.
PINDO 1 ST	30-Abr-05	10367 (MD) 10773 (MD)	10525 (MD) 11288 (MD)	T	2200	2	18,8	WORKOVER # 4.
PINDO 1 ST	18-Dic-05	10367 (MD) 10773 (MD)	10525 (MD) 11288 (MD)	T	2032	1	19,7	WORKOVER # 5.
PINDO 1 ST	01-Mar-08	10367 (MD) 10773 (MD)	10525 (MD) 11288 (MD)	T	2095	8	18,2	WORKOVER # 6.
PINDO 1	09-May-	10367	10525	T	1592	8		WORKOVER # 7.

ST	08	(MD) 10773 (MD)	(MD) 11288 (MD)					
PINDO 1 ST	27-May-08	10367 (MD) 10773 (MD)	10525 (MD) 11288 (MD)	T	1213	10		WORKOVER # 8.
PINDO 1 ST	04-Jul-09	10367 (MD) 10773 (MD)	10525 (MD) 11288 (MD)	T	1860	10		WORKOVER # 9.
PINDO 1 ST	21-Oct-09	10367 (MD) 10773 (MD)	10525 (MD) 11288 (MD)	T	1971	11		WORKOVER # 10.
PINDO 1 ST	19-Jun-10	10367 (MD) 10773 (MD)	10525 (MD) 11288 (MD)	T	1670	13		WORKOVER # 11.
PINDO 1 ST	13-Mar-11	10367 (MD) 10773 (MD)	10525 (MD) 11288 (MD)	T	1730	15		WORKOVER # 12.

Fuente: Dto. Reservorios Petrosudpetroriva.

Tabla 1.1 Historial de workover pozo Pindo 1

En el workover 01 Se cambia la completación del pozo para producir de Hollín. Se cierra el pozo en el workover 2 Se realiza una cementación forzada por el alto corte de agua a intervalo abierto 10585 - 10620. agua. Se coloca un tapón balanceado de cemento a la Caliza M-2.

Se realiza un repunzamiento de la arena Hollín en los intervalos: 10581 - 10585 / 10588 - 10604.

Se dispara la arena T en los intervalos: 10316 - 10325 / 10340-10376 y evalúa. El pozo queda produciendo de Main Hollín.

RESULTADOS: El BSW cae al 30% y sube, la tasa de crudo la cual es la misma = 600 bppd.

Se Cementa punzados de Hollín para controlar el BSW. Se repunza Hollín en el intervalo 10582-10596.

Cementación a la formación Hollín con tapón balanceado a 10200'. Se realiza un sidetrack a arena T.

Se realiza una operación para cambiar de bomba.

En el workover 8 se hace una operación para sacar la BES y se determina el IP.

En el workover 9 y 10 Se realiza una operación para cambiar de bomba en el workover 11 se realiza una operación para cambiar de bomba por sobrecorriente.

El 13 de mayo del 2011 Se realiza una operación para cambiar de bomba por falla de generación.

1.2 POZO PINDO 07.

Fecha de perforación: Junio 1983

POZO	FECHA	INTERVALO		FORMACIÓN	Coil (BPPD)	BSW	°API	COMENTARIO
		TOPE	BASE					
PINDO 07	06/06/1983	10572	10617	Hollín Inferior	2774	0,3	30,7	Coil varía de 1707 a 3840 bppd
PINDO 07	06/09/1983	10330	10358	T	379	0,4	19,2	Coil varía de 211 a 547 bppd
PINDO 07	06/12/1983	10572	10617	Hollín Inferior	1746	0,3	30,7	
PINDO 07	02/12/1995	10572	10617	Hollín Inferior	1168	4,6		COMIENZA A PRODUCIR
PINDO 07	28/07/1996	10572	10586	Hollín Inferior	450	78	32	WORKOVER # 1.
PINDO 07	07/09/1996	10572	10586	Hollín Inferior	370	0,37	31,6	WORKOVER # 2.
PINDO 07	01/03/1997	10526	10542	Hollín Superior	214	0,1		WORKOVER # 3.
		10554	10566	Hollín Inferior				
PINDO 07	02/11/1998	10526	10542	Hollín Superior	250	50		WORKOVER # 4.
		10554	10566	Hollín Inferior	1205	7		
PINDO 07	20/08/1999	10554	10556	Hollín Inferior	460	28		WORKOVER # 5.
PINDO 07	04/11/1999							Cierra pozo con 150 bppd y 7% BSW de H Inf. Falla de ESP?
PINDO 07	12/11/1999	10554	10556	Hollín Inferior	370	17		WORKOVER # 6.
PINDO 07	24/02/2005	10330	10358	T	1500	0,66	19,5	WORKOVER # 7.
PINDO 07	29/08/2006	10330	10358	T	711	0,94		WORKOVER # 8.
PINDO 07	19/07/2008	10330	10358	T	900	15	18	WORKOVER # 9.
PINDO	22/02/2	10330	10358	T				WORKOVER #

07	009							10.
PINDO 07 ST	23/05/2 010	10418 (MD)	10498 (MD)	T	400	6	18	WORKOVER # 11.
PINDO 07 ST	04/11/2 011	10418 (MD)	10498 (MD)	T	198	39		WORKOVER # 12.
PINDO 07 ST	05/12/2 011	10418 (MD)	10498 (MD)	T				WORKOVER # 13.

Fuente: Dto. Reservorios Petrosudpetroriva.

Tabla1.2 **Historial de workover pozo Pindo 07**

En el workover 1 se realiza una operación de squeeze a Hollín Inf. En el intervalo: 10572 - 10617 (alto corte de agua). Repunzamiento en el intervalo: 10572 – 10586.

El workover 2 se hace una operación CBL y se cementa Hollín Inf. 10572 - 10586 (alto corte de agua). Se repunza en el intervalo: 10572 - 10586. Baja el BSW a 4%.

El 20 de Agosto del 2009 se hace operaciones para bajar BES. Se prueba Hsup + Hinf: doble producción y la mitad de BSW que la Hinf sola. Realizan prueba de inyectividad y estimulación con solvente a Hollín Inferior. Queda produciendo de H Inferior.

El workover 10 cambia BES. Durante la operación queda en el pozo: separador de gas + protectores + cable plano a 9976'. El pozo queda suspendido temporalmente.

Se hace una operación de pesca para recuperar: separador de gas + protectores + cable plano a 9976'. Sin éxito. Se realiza una operación de Side-track en arena T. El pozo queda produciendo de la arena T.

En el workover 13 se redispara intervalo abierto de Napo T a 12 dpp. Realización de la limpieza del pozo con ácido (12 bls HCl). Se baja BH, el pozo no produce. Se realizan pruebas de admisión, pero el pozo no admite. El pozo queda temporalmente suspendido.

1.3 POZO PINDO 09.

Fecha de perforación: Noviembre 1994

POZO	FECHA	INTERVALO		FORMACIÓN	Qoil (BPPD)	BSW	°API	COMENTARIO
		TOPE	BASE					
PINDO 09	28/11/94	1074 4	1077 6	Hollín Inferior	2053	12,5	29,3	Squeeze y Punzados en Hollín Inferior. No se punzo o probo Caliza M-2, T sup , Inf
PINDO 09	08/02/95	1074 4	1077 6	Hollín Inferior	267	70		Comienza a producir (fluye). Muere rápidamente
PINDO 09	30/07/95	1074 5	1075 4	Hollín Inferior	207	7		WORKOVER # 1.
		1049 8	1052 6	T Inf	570	1	19	
PINDO 09	15/10/96	1074 5	1076 2	Hollín Inferior	360	1 - 70	30,4	WORKOVER # 2.
		1049 8	1052 6	T Inf	38	2	17,1	Prueba T inf. Queda fluyendo.
PINDO 09	27/03/98	1049 8	1052 6	T Inf	300	0		WORKOVER # 3.
PINDO 09	21/03/99							Cerrado, bomba fallo
PINDO 09	01/07/99	1049 8	1052 6	T Inf	231	66	29	WORKOVER # 4.
PINDO 09	12/09/2005	1049 8	1052 6	T Inf	369	48		WORKOVER # 5.
PINDO 09	19/02/2006	1049 8	1052 6	T Inf				WORKOVER # 6.
PINDO 09	29/03/2008	1074 5	1076 2	Hollín Inferior	874	29		WORKOVER # 7.
PINDO 09	12/04/2008	1074 5	1076 2	Hollín Inferior	1164	10		WORKOVER # 8.
PINDO 09	08/05/2008	1074 5	1076 2	Hollín Inferior	884	25		WORKOVER # 9.
PINDO 09	02/11/2009	1074 5	1076 2	Hollín Inferior	158	74		WORKOVER # 10.
PINDO 09	18/11/2009	1074 5	1076 2	Hollín Inferior	50	96	18	WORKOVER # 11.
PINDO 09	10/01/2010	1040 0	1040 7	T Sup	569	36		WORKOVER # 12.
		1044 8	1055 6	T Sup				

		1049 7	1052 7	T Inf				
PINDO 09	24/04/2010	1040 0	1040 7	T Sup	710	10	18	WORKOVER # 13.
		1044 8	1055 6	T Sup				
		1049 7	1052 7	T Inf				
		1040 0	1040 7	T Sup				
PINDO 09	03/12/2011	1044 8	1055 6	T Sup	430	50		WORKOVER # 14.
		1049 7	1052 7	T Inf				
		1040 0	1040 7	T Sup				

Fuente: Dto. Reservorios PETROSUDPETRORIVA.

Tabla 1 Historial de workover pozo Pindo 09

Se realiza una operación de squeeze a Hollín inf. Y se repunza en el intervalo: 10745-10754, 5500 ppm. Prueba en conjunto Hollín sup, inf,T a 234 bppd, 0.4% BSW. Se coloca CIBP a 10774. El pozo produce de T.

En el workover 5 Se asienta CIBP a 10600'. Se realiza una operación de squeeze a la arena T, operación para repunzonar arena T inf. Operación para bajar BES.

1.4 POZO PINDO 11.

Fecha de perforación: Julio 1996

POZO	FECHA	INTERVALO		FORMACIÓN	Coil (BPPD)	BSW	°API	COMENTARIO
		TOPE	BASE					
	30/04/1996	10610	10620	Hollín Inf	2600	0,5	30,7	No se prueba Caliza M-2
PINDO 11	18/07/1996	10610	10620	Hollín Inf	900	0,4		Inicia producción. BSW incremento rápidamente a 30%
PINDO 11	10/07/1996	10609	10616	Hollín Inf	1037	40		WORKOVER # 1.
		10571	10583	Hollín Sup	222			
		10366	10390	T Sup	1440	21		

PINDO 11	11/01/1997	10609	10616	Hollín Inf				Baja BH
PINDO 11	31/01/1998	10609	10616	Hollín Inf				WORKOVER #2.
PINDO 11		10609	10616	Hollín Inf	200	75		Cierra Hollín Inferior
PINDO 11	14/08/2000	10366	10390	T Sup	650	3		Comienza a producir de T Sup
PINDO 11	29/08/2005	10366	10390	T Sup	750	1		WORKOVER # 3.
PINDO 11	28/02/2006	10609	10616	Hollín Inf	1103	0	30	WORKOVER # 4.
		10571	10583	Hollín Sup	0	0		
		10366	10390	T Sup	573	3		
PINDO 11	29/08/2006	10366	10390	T Sup	341	0,5		WORKOVER # 5.
PINDO 11	05/08/2007	10570	10590	Hollín Sup	1820	10		WORKOVER # 6.
		10600	10610	Hollín Inf				
PINDO 11	14/11/2010	10600	10610	Hollín Inf	281	0,6		WORKOVER # 7.
PINDO 11ST	03/01/2011			T	1300	2		DRILLING: Side Track Horizontal a la arena Napo T
PINDO 11 ST	24-Mar-11	10663 (MD)	11432 (MD)	T	1321	0,5		COMPLETACIÓN: Side Track Horizontal a la arena Napo T. Navega +/- 769 pies horizontalmente

Fuente: Dto. Reservorios Petrosudpetroriva.

Tabla 1.4 Historial de workover pozo Pindo 11

En Julio del 96 se realiza una operación de squeeze y recañoneo de la arena Hollín Inf.

Queda produciendo la arena Hollín Inf. (Fluyente)

Se evalúa la arena Hollín Sup. e Inf. Al evaluarse en conjunto se obtiene la misma producción de Hollín Inf. Se aísla la arena Hollín con CIBP a 10500'. Recañonea la arena T. El pozo queda produciendo de la arena T con BES.

Se muele CIBP. Recañoneo a la arena Hollín Sup.(10570-10590) y Hollín Inf. (10600-10610). El pozo queda produciendo de Hollín con BES

1.5 POZO PINDO 14.

Fecha de perforación: Octubre 2006

		INTERVAL O						
POZO	FECHA	TOP E	BAS E	FORMACI ÓN	Qoil (BPP D)	BS W	°AP I	COMENTAR IO
PINDO 14	20/10/20 06	9786	9832. 5	U Inf	2383	0		Pozo horizontal a Hollin Inferior
PINDO 14	09/11/20 07	9786	9832. 5	U inf	2393	49	30	WORKOVE R # 1:
PINDO 14	30/06/20 08	9786	9832. 5	U inf	2047	56	29	WORKOVE R # 2:
PINDO 14	08/08/20 10	9786	9832. 5	U inf	680	89	30,4	WORKOVE R # 3:

Fuente: Dto. Reservorios Petrosudpetroriva.**Tabla 1.5** Historial de workover pozo Pindo 14

En Agosto del 2010 se hace una operación para bajar equipo de BES

1.6 POZO PINDO 06.

Fecha de perforación: Diciembre 2006

		INTERVAL O						
POZO	FECHA	TOP E	BAS E	FORMACI ÓN	Qoil (BPP D)	BS W	°AP I	COMENTAR IO
PINDO 06	Enero-07	9929	9974. 5	U Inf				Produciendo por hueco abierto
PINDO 06	27/03/20 07	9929	9974. 5	U Inf	2500	5	30,5	WORKOVE R # 1:

Fuente: Dto. Reservorios Petrosudpetroriva**Tabla 2.6** Historial de workover pozo Pindo 06

Se procede a limpiar el pozo en el intervalo 9105'-9150' hasta 9974.5' el pozo presenta cavernas, se asienta liner a 9066.5'. El pozo fluye por el anular.

1.7 POZO PINDO 12.

Fecha de perforación: Agosto 2007

POZO	FECHA	INTERVALO		FORMACIÓN	Qoil (BPPD)	BSW	°API	COMENTARIO
		TOPE	BASE					
PINDO 12	10/01/2007	10718	10733	Hollín Inf	855	4,15	30	Completación: Dispara intervalo de Main Hollín. Produce por BES
PINDO 12	10/05/2008	10718	10733	Hollín Inf				WORKOVER #1.
PINDO 12	16/05/2009	10463	10468	Hollín sup	195	84	31	WORKOVER # 2.
		10475	10485	Hollín sup				
		10490	10518	Hollín sup				
PINDO 12	05/07/2009	10463	10468	Hollín sup	789	24	17	WORKOVER # 3.
		10475	10485	Hollín sup				
		10490	10518	Hollín sup				
PINDO 12	15/06/2010	10463	10468	Hollín sup	295	60	17	WORKOVER # 4.
		10475	10485	Hollín sup				
		10490	10518	Hollín sup				

Fuente: Dto. Reservorios Petrosudpetroriva.

Tabla 1.7 Historial de workover pozo Pindo 12

Operación de cambio de BES. El pozo queda cerrado temporalmente por alto corte de agua 98%.

Se asienta CIBP a 10612'. Punzonamiento de la arena Uinf. Indicios de movimiento del tapón.

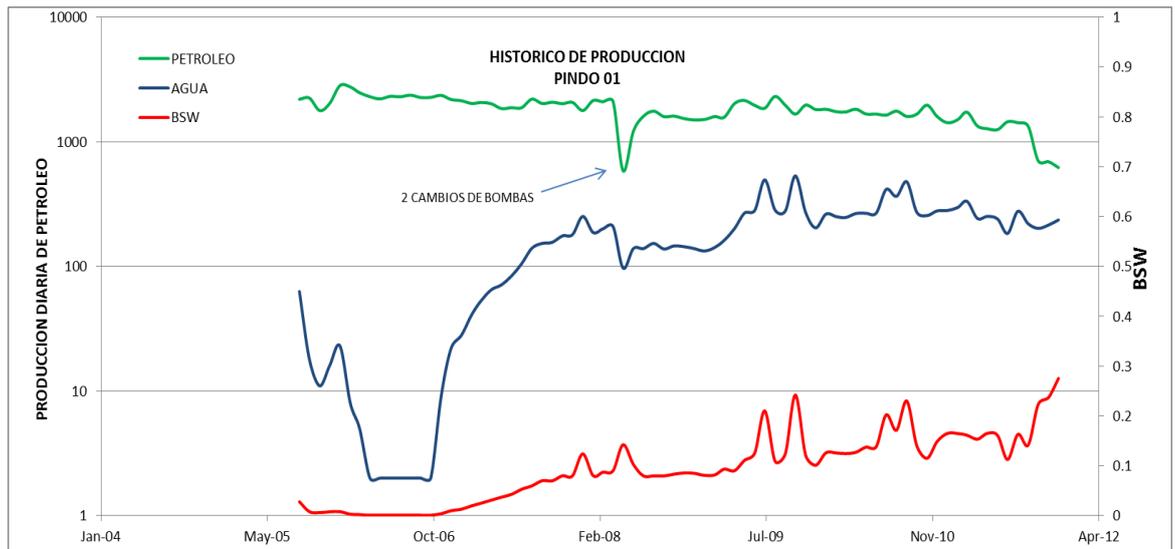
Operación de asentamiento de nuevo CIBP a 10585'. Operación para bajar BES.

Operación para cambio de bomba.

2. HISTORIALES DE PRODUCCION

A continuación se presenta los gráficos de las historias de producción de los pozos del campo Pindo.

2.1 POZO PINDO 01

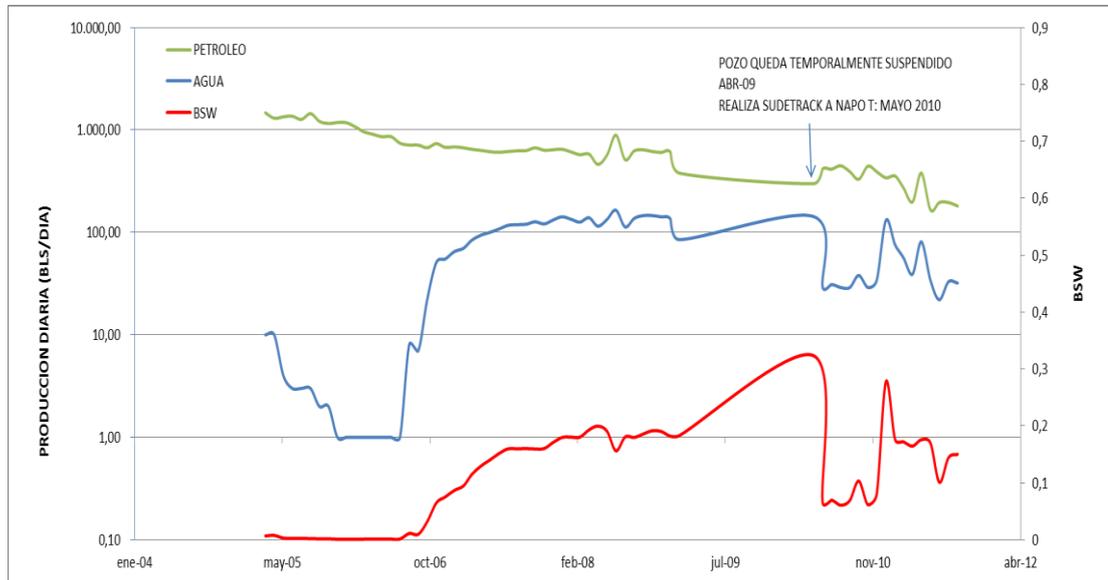


Fuente: Dto. Reservorios Petrosudpetroriva.

Fig. No2.1 Gráfico de la historia de producción del Pozo Pindo 01

Pindo 01 Napo "I"														
Date	DAILY					MONTHLY					CUMULATIVE			
	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Rap %	corte de agua	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days	API	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days
sep-05	2194,00	63,00	0,00	2,87	0,03	4168,60	119,70	0,00	1,90	19,00	4168,60	119,70	0,00	1,90
oct-05	2246,00	18,00	0,00	0,80	0,01	23583,00	189,00	0,00	10,50	19,00	27751,60	308,70	0,00	12,40
nov-05	1781,00	11,00	0,00	0,62	0,01	41319,20	255,20	0,00	23,20	19,00	69070,80	563,90	0,00	35,60
dic-05	2032,00	16,00	0,00	0,79	0,01	13208,00	104,00	0,00	6,50	19,00	82278,80	667,90	0,00	42,10
ene-06	2826,00	23,00	0,00	0,81	0,01	18651,60	151,80	0,00	6,60	19,00	100930,40	819,70	0,00	48,70
feb-06	2757,00	8,00	0,00	0,29	0,00	72509,10	210,40	0,00	26,30	19,00	173439,50	1030,10	0,00	75,00
mar-06	2475,00	5,00	127,00	0,20	0,00	76230,00	154,00	3911,60	30,80	19,00	249669,50	1184,10	3911,60	105,80
abr-06	2302,00	2,00	131,00	0,09	0,00	68369,40	59,40	3890,70	29,70	19,00	318038,90	1243,50	7802,30	135,50
may-06	2209,00	2,00	136,00	0,09	0,00	67021,06	60,68	4126,24	30,34	19,00	385059,96	1304,18	11928,54	165,84
jun-06	2317,00	2,00	139,00	0,09	0,00	53522,70	46,20	3210,90	23,10	19,00	438582,66	1350,38	15139,44	188,94
jul-06	2298,00	2,00	133,00	0,09	0,00	70778,40	61,60	4096,40	30,80	19,00	509361,06	1411,98	19235,84	219,74
ago-06	2368,00	2,00	145,00	0,08	0,00	72934,40	61,60	4466,00	30,80	19,00	582295,46	1473,58	23701,84	250,54
sep-06	2267,00	2,00	139,00	0,09	0,00	67329,90	59,40	4128,30	29,70	19,00	649625,36	1532,98	27830,14	280,24
oct-06	2273,00	2,00	136,00	0,09	0,00	69553,80	61,20	4161,60	30,60	19,00	719179,16	1594,18	31991,74	310,84
nov-06	2360,00	9,00	175,00	0,38	0,00	70328,00	268,20	5215,00	29,80	19,00	789507,16	1862,38	37206,74	340,64
dic-06	2185,00	22,00	191,00	1,01	0,01	66642,50	671,00	5825,50	30,50	19,00	856149,66	2533,38	43032,24	371,14
ene-07	2138,00	28,00	194,00	1,31	0,01	65850,40	862,40	5975,20	30,80	19,00	922000,06	3395,78	49007,44	401,94
feb-07	2031,00	41,00	207,00	2,02	0,02	49150,20	992,20	5009,40	24,20	19,00	971150,26	4387,98	54016,84	426,14
mar-07	2068,00	53,00	211,00	2,56	0,02	60385,60	1547,60	6161,20	29,20	19,00	1031535,86	5935,58	60178,54	455,34
abr-07	2021,00	65,00	213,00	3,22	0,03	60225,80	1937,00	6347,40	29,80	19,00	1091761,66	7872,58	66525,44	485,14
may-07	1849,00	71,00	204,00	3,84	0,04	56949,20	2186,80	6283,20	30,80	19,00	1148710,86	10059,38	72808,64	515,94
jun-07	1879,00	84,00	187,00	4,47	0,04	55430,50	2478,00	5516,50	29,50	19,00	1204141,36	12537,38	78325,14	545,44
jul-07	1877,00	105,00	203,00	5,59	0,05	56310,00	3150,00	6090,00	30,00	19,00	1260451,36	15687,38	84415,14	575,44
ago-07	2001,00	140,00	229,00	6,36	0,06	67130,50	4270,00	6984,50	30,50	19,00	1327581,86	19957,38	91399,64	605,94
sep-07	2028,00	153,00	218,00	7,54	0,07	60434,40	4559,40	6496,40	29,80	19,00	1388016,26	24516,78	97896,04	635,74
oct-07	2078,00	156,00	221,00	7,51	0,07	58391,80	4383,60	6210,10	28,10	19,00	1446408,06	28900,38	104106,14	663,84
nov-07	2023,00	176,00	220,00	8,70	0,08	59273,90	5156,80	6446,00	29,30	19,00	1505681,96	34057,18	110552,14	693,14
dic-07	2071,00	180,00	222,00	8,69	0,08	57988,00	5040,00	6216,00	28,00	19,00	1563669,96	39097,18	116768,14	721,14
ene-08	1781,00	252,00	213,00	14,15	0,12	42209,70	5972,40	5048,10	23,70	19,00	1605879,66	45069,58	121816,24	744,84
feb-08	2145,00	187,00	219,00	8,72	0,08	59631,00	5198,60	6088,20	27,80	19,00	1665510,66	50268,18	127904,44	772,64
mar-08	2095,00	200,00	220,00	9,55	0,09	63688,00	6080,00	6688,00	30,40	19,00	1729198,66	56348,18	134592,44	803,04
abr-08	2111,00	209,00	222,00	9,90	0,09	17521,30	1734,70	1842,60	8,30	19,00	1746719,96	58082,88	136435,04	811,34
may-08	585,00	97,00	279,00	16,58	0,14	7371,00	1222,20	3515,40	12,60	19,00	1754090,96	59305,08	139950,44	823,94
jun-08	1213,00	139,00	141,00	11,46	0,10	13949,50	1598,50	1621,50	11,50	19,00	1768040,46	60903,58	141571,94	835,44
jul-08	1601,00	139,00	295,00	8,68	0,08	49310,80	4281,20	9086,00	30,80	19,00	1817351,26	65184,78	150657,94	866,24
ago-08	1763,00	153,00	317,00	8,68	0,08	54300,40	4712,40	9763,60	30,80	19,00	1871651,66	69897,18	160421,54	897,04
sep-08	1592,00	138,00	269,00	8,67	0,08	47600,80	4126,20	8043,10	29,90	19,00	1919252,46	74023,38	168464,64	926,94
oct-08	1608,00	146,00	0,00	9,08	0,08	49365,60	4482,20	0,00	30,70	19,00	1968618,06	78505,58	168464,64	957,64
nov-08	1535,00	144,00	0,00	9,38	0,09	45282,50	4248,00	0,00	29,50	19,00	2013900,56	82753,58	168464,64	987,14
dic-08	1497,00	139,00	0,00	9,29	0,08	45957,90	4267,30	0,00	30,70	19,00	2059858,46	87020,88	168464,64	1017,84
ene-09	1511,00	133,00	0,00	8,80	0,08	46841,00	4123,00	0,00	31,00	19,00	2106699,46	91143,88	168464,64	1048,84
feb-09	1594,00	142,00	0,00	8,91	0,08	45763,74	4076,82	0,00	28,71	19,00	2152463,20	95220,70	168464,64	1077,55
mar-09	1574,00	162,00		10,29	0,09	32991,04	3395,52	0,00	20,96	19,00	2185454,24	98616,22	168464,64	1098,51
abr-09	2028,00	201,00		9,91	0,09	60414,12	5987,79	0,00	29,79	19,00	2245868,36	104604,01	168464,64	1128,30
may-09	2146,00	268,00		12,49	0,11	66440,16	8297,28	0,00	30,96	19,00	2312308,52	112901,29	168464,64	1159,26
jun-09	1960,00	282,00		14,39	0,13	52390,80	7537,86	0,00	26,73	19,00	2364699,32	120439,15	168464,64	1185,99
jul-09	1860,00	495,00		26,61	0,21	50220,00	13366,00	0,00	27,00	19,00	2414919,32	133804,15	168464,64	1212,99
ago-09	2315,00	283,00		12,22	0,11	71371,45	8724,89	0,00	30,83	19,00	2486290,77	142529,04	168464,64	1243,82
sep-09	1965,00	279,00	335,00	14,20	0,12	58458,75	8300,25	9966,25	29,75	19,00	2544749,52	150829,29	178430,89	1273,57
oct-09	1669,00	533,00	0,00	31,94	0,24	36434,27	11635,39	0,00	21,83	19,00	2581183,79	162464,68	178430,89	1295,40
nov-09	1971,00	271,00	410,00	13,75	0,12	59130,00	8130,00	12300,00	30,00	19,00	2640313,79	170594,68	190730,89	1325,40
dic-09	1815,00	204,00	334,00	11,24	0,10	56265,00	6324,00	10354,00	31,00	19,00	2696578,79	176918,68	201084,89	1356,40
ene-10	1824,00	263,00	460,00	14,42	0,13	56361,60	8126,70	14214,00	30,90	19,00	2752940,39	185045,38	215298,89	1387,30
feb-10	1746,00	251,00	381,00	14,38	0,13	48888,00	7028,00	10668,00	28,00	19,00	2801828,39	192073,38	225966,89	1415,30
mar-10	1735,00	247,00	396,00	14,24	0,12	53785,00	7657,00	12276,00	31,00	19,00	2855613,39	199730,38	238242,89	1446,30
abr-10	1827,00	266,00	433,00	14,56	0,13	54810,00	7980,00	12990,00	30,00	19,00	2910423,39	207710,38	251232,89	1476,30
may-10	1674,00	267,00	417,00	15,95	0,14	50220,00	8010,00	12510,00	30,00	19,00	2960643,39	215720,38	263742,89	1506,30
jun-10	1670,00	268,00	454,00	16,05	0,14	40080,00	6432,00	10896,00	24,00	19,00	3000723,39	222152,38	274638,89	1530,30
jul-10	1638,00	415,00	376,00	25,34	0,20	33415,20	8466,00	7670,40	20,40	19,00	3034138,59	230618,38	282309,29	1550,70
ago-10	1764,00	365,00	369,00	20,69	0,17	24696,00	5110,00	5166,00	14,00	19,00	3058834,59	235728,38	287475,29	1564,70
sep-10	1599,00	478,00	408,00	29,89	0,23	36777,00	10994,00	9384,00	23,00	19,00	3095611,59	246722,38	296859,29	1587,70
oct-10	1667,00	272,00	252,00	16,32	0,14	46676,00	7616,00	7056,00	28,00	19,00	3142287,59	254338,38	303915,29	1615,70
nov-10	1968,00	256,00	523,00	13,01	0,12	53136,00	6912,00	14121,00	27,00	19,00	3195423,59	261250,38	318036,29	1642,70
dic-10	1598,00	279,00	376,00	17,46	0,15	47940,00	8370,00	11280,00	30,00	19,00	3243363,59	269620,38	329316,29	1672,70
ene-11	1422,00	281,00	316,00	19,76	0,17	42660,00	8430,00	9480,00	30,00	19,00	3286023,59	278050,38	338796,29	1702,70
feb-11	1505,00	297,00	330,00	19,73	0,16	37625,00	7425,00	8250,00	25,00	19,00	3323648,59	285475,38	347046,29	1727,70
mar-11	1730,00	333,00	279,00	19,25	0,16	24220,00	4662,00	3906,00	14,00	19,00	3347868,59	290137,38	350952,29	1741,70
abr-11	1341,00	243,00		18,12	0,15	37548,00	6804,00	0,00	28,00	19,00	3385416,59	296941,38	350952,29	1769,70
may-11	1274,00	252,00	289,00	19,78	0,17	35672,00	7056,00	8092,00	28,00	19,00	3421088,59	303997,38	359044,29	1797,70
jun-11	1253,00	240,00	195,00	19,15	0,16	32578,00	6240,00	5070,00	26,00	19,00	3453666,59	310237,38		

2.2 POZO PINDO 07

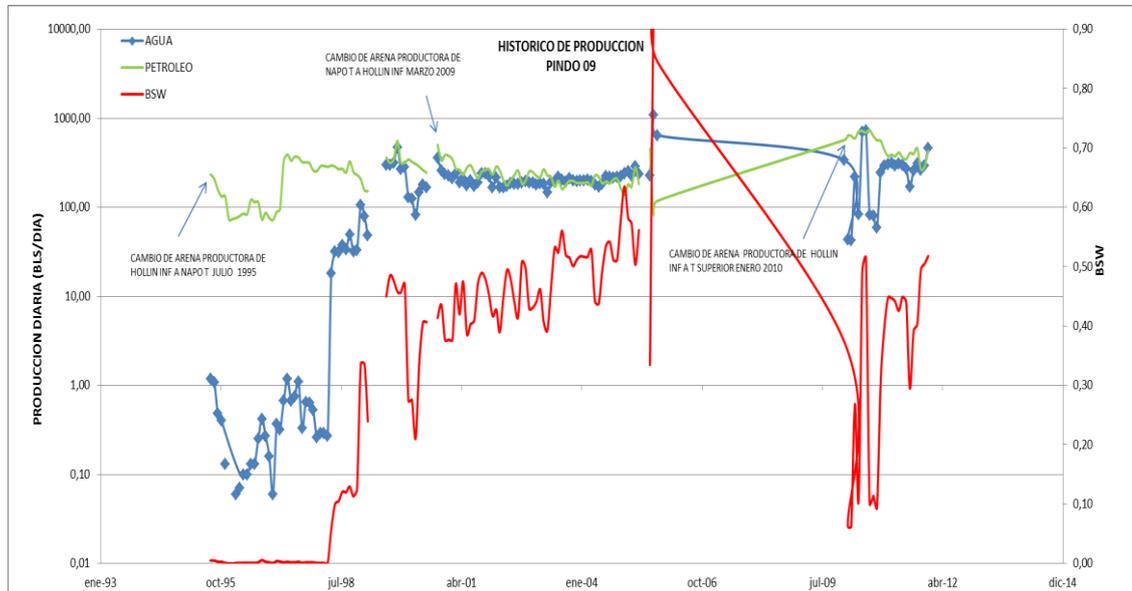


Fuente: Dto. Reservorios Petrosud-petroriva.

Fig. No 2.2 Gráfico de la historia de producción del Pozo Pindo 07.

PINDO 07 Arena "T"													
Date	DAILY					MONTHLY				CUMULATIVE			
	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Rap %	corte de agua	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days
abr-05	1.472,00	10	0	0,67934783	0,00674764	12.512	85	-	8,5	12.512	85	-	8,5
may-05	1.300,00	10	0	0,76923077	0,00763359	32.890	253	-	25,3	45.402	338	-	33,8
jun-05	1.343,00	4	0	0,29784066	0,00296956	31.695	94	-	23,6	77.097	432	-	57,4
jul-05	1.363,00	3	0	0,22010271	0,00219619	34.484	76	-	25,3	111.581	508	-	82,7
ago-05	1.267,00	3	0	0,23677979	0,0023622	38.770	92	-	30,6	150.351	600	-	113,3
sep-05	1.444,00	3	0	0,20775623	0,00207326	39.710	83	-	27,5	190.061	683	-	140,8
oct-05	1.215,00	2	0	0,16460905	0,00164339	34.871	57	-	28,7	224.931	740	-	169,5
nov-05	1.155,00	2	0	0,17316017	0,00172861	22.292	39	-	19,3	247.223	779	-	188,8
dic-05	1.182,00	1	0	0,08460237	0,00084531	26.359	22	-	22,3	273.582	801	-	211,1
ene-06	1.175,00	1	0	0,08510638	0,00085034	36.073	31	-	30,7	309.654	832	-	241,8
feb-06	1.067,00	1	0	0,09372071	0,00093633	27.849	26	-	26,1	337.503	858	-	267,9
mar-06	958,00	1	0	0,10438413	0,00104275	29.219	31	-	30,5	366.722	888	-	298,4
abr-06	907,00	1	51	0,11025358	0,00110132	26.938	30	1.515	29,7	393.660	918	1.515	328,1
may-06	859,00	1	49	0,11641444	0,00116279	26.028	30	1.485	30,3	419.687	948	2.999	358,4
jun-06	861,00	1	51	0,11614402	0,00116009	21.525	25	1.275	25	441.212	973	4.274	383,4
jul-06	742,00	1	58	0,13477089	0,0013459	6.159	8	481	8,3	447.371	982	4.756	391,7
ago-06	713,00	8	55	1,12201964	0,0110957	19.394	218	1.496	27,2	466.765	1.199	6.252	418,9
sep-06	711,00	7	47	0,98452883	0,0097493	21.117	208	1.396	29,7	487.881	1.407	7.648	448,6
oct-06	671,00	22	45	3,27868852	0,03174603	20.466	671	1.373	30,5	508.347	2.078	9.020	479,1
nov-06	736,00	51	43	6,92934783	0,06480305	21.859	1.515	1.277	29,7	530.206	3.593	10.297	508,8
dic-06	676,00	55	45	8,13609467	0,0752394	20.212	1.645	1.346	29,9	550.418	5.237	11.643	538,7
ene-07	684,00	65	72	9,50292398	0,08678238	21.067	2.002	2.218	30,8	571.486	7.239	13.860	569,5
feb-07	669,00	70	71	10,4633782	0,0947226	15.989	1.673	1.697	23,9	587.475	8.912	15.557	593,4
mar-07	648,00	84	77	12,962963	0,1147541	15.034	1.949	1.786	23,2	602.508	10.861	17.344	616,6
abr-07	632,00	94	80	14,8734177	0,12947658	18.581	2.764	2.352	29,4	621.089	13.625	19.696	646
may-07	614,00	100	80	16,286645	0,14005602	18.850	3.070	2.456	30,7	639.939	16.695	22.152	676,7
jun-07	605,00	108	69	17,8512397	0,15147265	17.727	3.164	2.022	29,3	657.665	19.859	24.173	706
jul-07	616,00	117	63	18,9935065	0,15961801	18.911	3.592	1.934	30,7	676.577	23.451	26.108	736,7
ago-07	626,00	119	79	19,0095847	0,15973154	19.343	3.677	2.441	30,9	695.920	27.128	28.549	767,6
sep-07	629,00	120	65	19,0779014	0,16021362	17.864	3.408	1.846	28,4	713.784	30.536	30.395	796
oct-07	669,00	127	65	18,9835575	0,15954774	19.067	3.620	1.853	28,5	732.850	34.156	32.247	824,5
nov-07	634,00	121	66	19,0851735	0,1602649	18.830	3.594	1.960	29,7	751.680	37.749	34.207	854,2
dic-07	641,00	132	65	20,5928237	0,17076326	18.910	3.894	1.918	29,5	770.589	41.643	36.125	883,7
ene-08	648,00	142	66	21,9135802	0,17974684	19.958	4.374	2.033	30,8	790.548	46.017	38.158	914,5
feb-08	609,00	134	67	22,0032841	0,18034993	16.991	3.739	1.869	27,9	807.539	49.755	40.027	942,4
mar-08	573,00	126	66	21,9895288	0,18025751	17.591	3.868	2.026	30,7	825.130	53.624	42.053	973,1
abr-08	581,00	139	66	23,9242685	0,19305556	14.699	3.517	1.670	25,3	839.829	57.140	43.723	998,4
may-08	461,00	115	66	24,9457701	0,19965278	14.061	3.508	2.013	30,5	853.890	60.648	45.736	1028,9
jun-08	569,00	134	66	23,5500879	0,19061166	10.754	2.533	1.247	18,9	864.644	63.180	46.983	1047,8
jul-08	891,00	165	82	18,5185185	0,15625	22.008	4.076	2.025	24,7	886.652	67.256	49.009	1072,5
ago-08	513,00	113	133	22,0272904	0,18051118	15.749	3.469	4.083	30,7	902.401	70.725	53.092	1103,2
sep-08	625,00	137	85	21,92	0,17979003	18.500	4.055	2.516	29,6	920.901	74.780	55.608	1132,8
oct-08	640,00	146	118	22,8125	0,18575064	19.456	4.438	3.587	30,4	940.357	79.219	59.195	1163,2
nov-08	616,00	146	0	23,7012987	0,19160105	18.049	4.278	-	29,3	958.405	83.496	59.195	1192,5
dic-08	604,00	142	0	23,5099338	0,19034853	18.362	4.317	-	30,4	976.767	87.813	59.195	1222,9
ene-09	611,00	136	0	22,2585925	0,18206158	18.330	4.080	-	30	995.097	91.893	59.195	1252,9
feb-09	379,00	85	0	22,4274406	0,18318966	3.032	680	-	8	998.129	92.573	59.195	1260,9
may-10	299,00	143	212	47,826087	0,32352941	2.392	1.144	1.696	8	1.000.521	93.717	60.891	1268,9
jun-10	418,00	29	88	6,93779904	0,06487696	11.704	812	2.464	28	1.012.225	94.529	63.355	1296,9
jul-10	414,00	31	82	7,48792271	0,06966292	11.799	884	2.337	28,5	1.024.024	95.413	65.692	1325,4
ago-10	448,00	29	82	6,47321429	0,06079665	7.616	493	1.394	17	1.031.640	95.906	67.086	1342,4
sep-10	391,00	29	82	7,4168798	0,06904762	8.993	667	1.886	23	1.040.633	96.573	68.972	1365,4
oct-10	330,00	38	82	11,5151515	0,10326087	9.240	1.064	2.296	28	1.049.873	97.637	71.268	1393,4
nov-10	443,00	29	122	6,5462754	0,06144068	10.632	696	2.928	24	1.060.505	98.333	74.196	1417,4
dic-10	391,00	34	105	8,69565217	0,08	11.730	1.020	3.150	30	1.072.235	99.353	77.346	1447,4
ene-11	341,00	131	87	38,4164223	0,27754237	10.230	3.930	2.610	30	1.082.465	103.283	79.956	1477,4
feb-11	355,00	76	121	21,4084507	0,17633411	8.520	1.824	2.904	24	1.090.985	105.107	82.860	1501,4
mar-11	274,00	57	91	20,8029197	0,17220544	6.576	1.368	2.184	24	1.097.561	106.475	85.044	1525,4
abr-11	198,00	39	0	19,6969697	0,16455696	5.544	1.092	-	28	1.103.105	107.567	85.044	1553,4
may-11	380,00	81	26	21,3157895	0,17570499	3.040	648	208	8	1.106.145	108.215	85.252	1561,4
jun-11	166,00	34	55	20,4819277	0,17	4.648	952	1.540	28	1.110.793	109.167	86.792	1589,4
jul-11	196,00	22	68	11,2244898	0,10091743	5.096	572	1.768	26	1.115.889	109.739	88.560	1615,4
ago-11	196,00	33	68	16,8367347	0,1441048	5.880	990	2.040	30	1.121.769	110.729	90.600	1645,4
sep-11	181,00	32	62	17,679558	0,15023474	5.249	928	1.798	29	1.127.018	111.657	92.398	1674,4

2.3 POZO PINDO 09



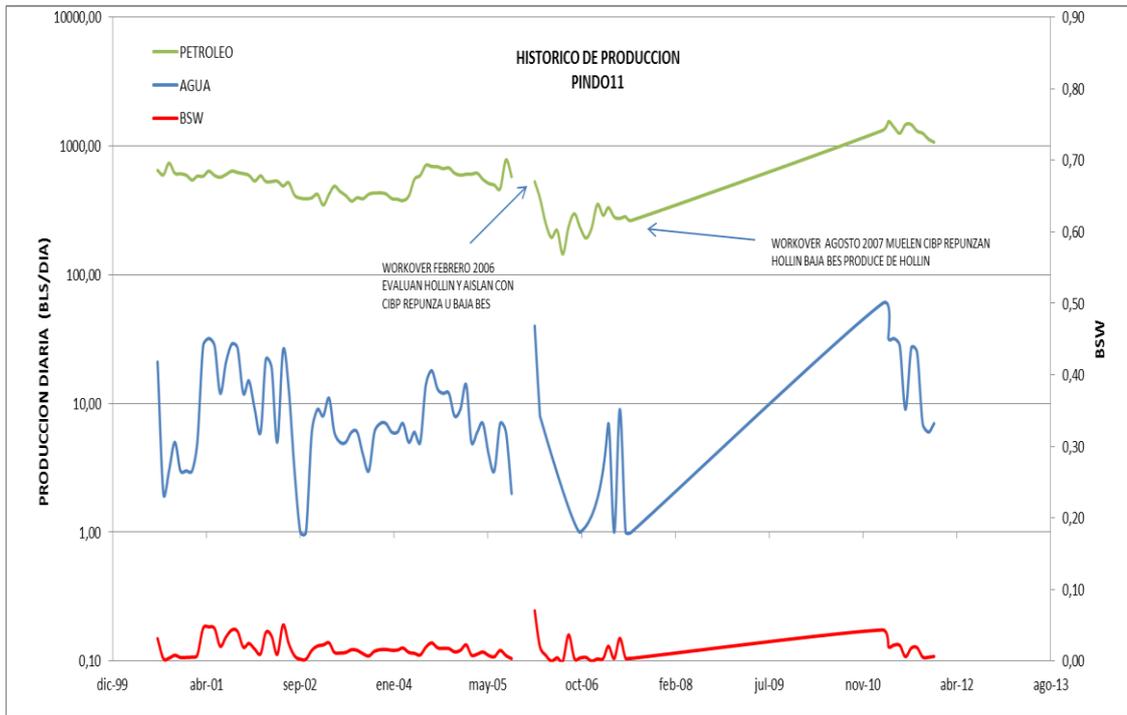
Fuente: Dto. Reservorios Petrosud-petroriva.

Fig. No 2.3 Gráfico de la historia de producción del Pozo Pindo 09.

PINDO 09 NAPO "T"													
Date	DAILY					MONTHLY				CUMULATE			
	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Rap %	corde de agua	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days
ago-95	234,00	1,18	11,00	0,50	0,01	2971,80	14,99	139,70	12,70	2971,80	14,99	139,70	12,70
sep-95	209,00	1,07	10,00	0,51	0,01	6270,00	32,10	300,00	30,00	9241,80	47,09	439,70	42,70
oct-95	157,00	0,48	7,00	0,31	0,00	4867,00	14,88	217,00	31,00	14108,80	61,97	656,70	73,70
nov-95	132,00	0,40	6,00	0,30	0,00	3960,00	12,00	180,00	30,00	18068,80	73,97	836,70	103,70
dic-95	133,00	0,13	6,00	0,10	0,00	4123,00	4,03	186,00	31,00	22191,80	78,00	1022,70	134,70
ene-96	73,00	0,00	3,00	0,00	0,00	2263,00	0,00	93,00	31,00	24454,80	78,00	1115,70	165,70
feb-96	74,00	0,00	3,00	0,00	0,00	2072,00	0,00	84,00	28,00	26526,80	78,00	1199,70	193,70
mar-96	76,00	0,06	4,00	0,08	0,00	2356,00	1,86	124,00	31,00	28882,80	79,86	1323,70	224,70
abr-96	80,00	0,07	4,00	0,09	0,00	2400,00	2,10	120,00	30,00	31282,80	81,96	1443,70	254,70
may-96	85,00	0,10	4,00	0,12	0,00	2635,00	3,10	124,00	31,00	33917,80	85,06	1567,70	285,70
jun-96	84,00	0,10	4,00	0,12	0,00	2520,00	3,00	120,00	30,00	36437,80	88,06	1687,70	315,70
jul-96	121,00	0,13	6,00	0,11	0,00	3726,80	4,00	184,80	30,80	40164,60	92,06	1872,50	346,50
ago-96	114,00	0,13	5,00	0,11	0,00	3534,00	4,03	155,00	31,00	43698,60	96,09	2027,50	377,50
sep-96	114,00	0,25	5,00	0,22	0,00	2314,20	5,08	101,50	20,30	46012,80	101,17	2129,00	397,80
oct-96	73,00	0,42	3,00	0,58	0,01	1744,70	10,04	71,70	23,90	47757,50	111,20	2200,70	421,70
nov-96	87,00	0,27	4,00	0,31	0,00	2610,00	8,10	120,00	30,00	50367,50	119,30	2320,70	451,70
dic-96	76,00	0,16	4,00	0,21	0,00	2356,00	4,96	124,00	31,00	52723,50	124,26	2444,70	482,70
ene-97	72,00	0,06	3,00	0,08	0,00	2232,00	1,86	93,00	31,00	54955,50	126,12	2537,70	513,70
feb-97	89,00	0,37	4,00	0,42	0,00	1192,60	4,96	53,60	13,40	56148,10	131,08	2591,30	527,10
mar-97	96,00	0,32	5,00	0,33	0,00	297,60	0,99	15,50	3,10	56445,70	132,07	2606,80	530,20
abr-97	332,00	0,67	16,00	0,20	0,00	7968,00	16,08	384,00	24,00	64413,70	148,15	2990,80	554,20
may-97	392,00	1,18	1,00	0,30	0,00	8663,20	26,08	22,10	22,10	73076,90	174,23	3012,90	576,30
jun-97	335,00	0,67	1,00	0,20	0,00	9983,00	19,97	29,80	29,80	83059,90	194,20	3042,70	606,10
jul-97	371,00	0,75	1,00	0,20	0,00	10388,00	21,00	28,00	28,00	93447,90	215,20	3070,70	634,10
ago-97	363,00	1,10	1,00	0,30	0,00	11253,00	34,10	31,00	31,00	104700,90	249,30	3101,70	665,10
sep-97	321,00	0,33	1,00	0,10	0,00	8699,10	8,94	27,10	27,10	113400,00	258,24	3128,80	692,20
oct-97	320,00	0,65	15,00	0,20	0,00	9792,00	19,89	459,00	30,60	123192,00	278,13	3587,80	752,80
nov-97	313,00	0,63	15,00	0,20	0,00	9390,00	18,90	450,00	30,00	132582,00	297,03	4037,80	722,80
dic-97	261,00	0,53	12,00	0,20	0,00	6394,50	12,99	294,00	24,50	138976,50	310,02	4331,80	777,30
ene-98	255,00	0,26	12,00	0,10	0,00	7854,00	8,01	369,60	30,80	146830,50	318,02	4701,40	808,10
feb-98	290,00	0,29	14,00	0,10	0,00	8033,00	8,03	387,80	27,70	154863,50	326,06	5089,20	835,80
mar-98	292,00	0,29	13,00	0,10	0,00	8993,60	8,93	400,40	30,80	163857,10	334,99	5489,60	866,60
abr-98	285,00	0,27	13,00	0,09	0,00	8407,50	7,97	383,50	29,50	172264,60	342,95	5873,10	896,10
may-98	295,00	18,16	14,00	6,16	0,06	9145,00	562,96	434,00	31,00	181409,60	905,91	6307,10	927,10
jun-98	287,00	31,90	13,00	11,11	0,10	8610,00	957,00	390,00	30,00	190019,60	1862,91	6697,10	957,10
jul-98	268,00	31,45	12,00	11,74	0,11	8308,00	974,95	372,00	31,00	198327,60	2837,86	7069,10	988,10
ago-98	271,00	37,23	51,00	13,74	0,12	8401,00	1154,13	1581,00	31,00	206728,60	3991,99	8650,10	1019,10
sep-98	246,00	33,61	46,00	13,66	0,12	5658,00	773,03	1058,00	23,00	212386,60	4765,02	9708,10	1042,10
oct-98	328,00	48,79	62,00	14,88	0,13	7872,00	1170,96	1488,00	24,00	220258,60	5935,98	11196,10	1066,10
nov-98	249,00	31,76	40,00	12,76	0,11	6225,00	794,00	1000,00	25,00	226483,60	6729,98	12196,10	1091,10
dic-98	231,00	33,10	40,00	14,33	0,13	7161,00	1026,10	1240,00	31,00	233644,60	7756,08	13436,10	1122,10
ene-99	207,00	105,00	36,00	50,72	0,34	6417,00	3255,00	1116,00	31,00	240061,60	11011,08	14552,10	1153,10
feb-99	155,00	78,54	53,00	50,67	0,34	4340,00	2199,12	1484,00	28,00	244401,60	13210,20	16036,10	1181,10
mar-99	153,00	48,19	53,00	31,50	0,24	3213,00	1011,99	1113,00	21,00	247614,60	14222,19	17149,10	1202,10
abr-99						0,00	0,00	0,00		247614,60	14222,19	17149,10	1202,10
may-99						0,00	0,00	0,00		247614,60	14222,19	17149,10	1202,10
jun-99						0,00	0,00	0,00		247614,60	14222,19	17149,10	1202,10
jul-99						0,00	0,00	0,00		247614,60	14222,19	17149,10	1202,10
ago-99	362,00	296,24	125,00	81,83	0,45	7602,00	6221,04	2625,00	21,00	255216,60	20443,23	19774,10	1223,10
sep-99	316,00	297,33	110,00	94,09	0,48	9480,00	8919,90	3300,00	30,00	264696,60	29363,13	23074,10	1253,10
oct-99	344,00	313,35	119,00	91,09	0,48	10664,00	9713,85	3689,00	31,00	275360,60	39076,98	26763,10	1284,10
nov-99	556,00	469,63	191,00	84,47	0,46	16680,00	14088,90	5730,00	30,00	292040,60	53165,88	32493,10	1314,10
dic-99	318,00	267,55	109,00	84,14	0,46	9858,00	8294,05	3379,00	31,00	301898,60	61459,93	35872,10	1345,10
ene-00	317,00	282,20	109,00	89,02	0,47	9510,00	8466,00	3270,00	30,00	311408,60	69925,93	39142,10	1375,10
feb-00	344,00	129,89	118,00	37,76	0,27	9632,00	3636,92	3304,00	28,00	321040,60	73562,85	42446,10	1403,10
mar-00	324,00	123,45	111,00	38,10	0,28	10044,00	3826,95	3441,00	31,00	331084,60	77389,80	45887,10	1434,10
abr-00	307,00	82,03	105,00	26,72	0,21	9210,00	2460,90	3150,00	30,00	340294,60	79850,70	49037,10	1464,10
may-00	287,00	146,74	98,00	51,13	0,34	8897,00	4548,94	3038,00	31,00	349191,60	84399,64	52075,10	1495,10
jun-00	262,00	179,20	89,00	68,40	0,41	7860,00	5376,00	2670,00	30,00	357051,60	89775,64	54745,10	1525,10
jul-00	245,00	167,73	83,00	68,46	0,41	3675,00	2515,95	1245,00	15,00	360726,60	92291,59	55990,10	1540,10
ago-00						0,00	0,00	0,00		360726,60	92291,59	55990,10	1540,10
sep-00						0,00	0,00	0,00		360726,60	92291,59	55990,10	1540,10
oct-00	504,00	355,74	172,00	70,58	0,41	15624,00	11027,94	5332,00	31,00	376350,60	103319,53	61322,10	1571,10
nov-00	336,00	259,50	114,00	77,23	0,44	10080,00	7785,00	3420,00	30,00	386430,60	111104,53	64742,10	1601,10
dic-00	386,00	233,42	123,00	60,47	0,38	11966,00	7236,02	3813,00	31,00	398396,60	118340,55	68555,10	1632,10
ene-01	378,00	228,71	121,00	60,51	0,38	11718,00	7090,01	3751,00	31,00	410114,60	125430,56	72306,10	1663,10
feb-01	346,00	209,55	110,00	60,56	0,38	10034,00	6076,95	3190,00	29,00	420148,60	131507,51	75496,10	1692,10
mar-01	271,00	241,45	87,00	89,10	0,47	8401,00	7484,95	2697,00	31,00	428549,60	138992,46	78193,10	1723,10
abr-01	264,00	190,90	84,00	72,31	0,42	7920,00	5727,00	2520,00	30,00	436469,60	144719,46	80713,10	1753,10
may-01	232,00	209,86	74,00	90,46	0,47	6728,00	6085,94	2146,00	29,00	443197,60	150805,40	82859,10	1782,10
jun-01	278,00	175,20	89,00	63,02	0,39	8340,00	5256,00	2670,00	30,00	451537,60	156061,40	85529,10	1812,10
jul-01	297,00	200,61	95,00	67,55	0,40	9207,00	6218,91	2945,00	31,00	460744,60	162280,31	88474,10	1843,10
ago-01	249,00	172,84	78,00	69,41	0,41	7719,00	5358,04	2418,00	31,00	468463,60	167638,35	90892,10	1874,10
sep-01	211,00	188,90	67,00	89,53	0,47	6330,00	5667,00	2010,00	30,00	474793,60	173305,35	92902,10	1904,10
oct-01	251,00	240,74	79,00	95,91	0,49	7781,00	7462,94	2449,00	31,00	482574,60	180768,29	95351,10	1935,10
nov-01	262,00	241,70	83,00	92,25	0,48	7860,00	7251,00	2490,00	30,00	490434,60	188019,29	97841,10	1965,10
dic-01	269,00	223,16	85,00	82,96	0,45	8339,00	6917,96	2635,00	31,00	498773,60	194937,25	100476,10	1996,10
ene-02	234,00	167,29	74,00	71,49	0,42	7254,00	5185,99	2294,00	31,00	506027,60	200123,24	102770,10	2027,10
feb-02	287,00	214,16	91,00	74,62	0,43	7175,00	5354,00	2275,00					

mar-03	267,00	183,80	84,00	68,84	0,41	7209,00	4962,60	2268,00	27,00	594121,60	270763,00	130671,10	2411,10
abr-03	228,00	147,30	71,00	64,61	0,39	6156,00	3977,10	1917,00	27,00	600277,60	274740,10	132588,10	2438,10
may-03	220,00	189,71	69,00	86,23	0,46	6820,00	5881,01	2139,00	31,00	607097,60	280621,11	134727,10	2469,10
jun-03	170,00	193,53	53,00	113,84	0,53	5100,00	5805,90	1590,00	30,00	612197,60	286427,01	136317,10	2499,10
jul-03	199,00	219,00	62,00	110,05	0,52	5970,00	6570,00	1860,00	30,00	618167,60	292997,01	138177,10	2529,10
ago-03	160,00	204,03	50,00	127,52	0,56	4640,00	5916,87	1450,00	29,00	622807,60	298913,88	139627,10	2558,10
sep-03	179,00	194,10	56,00	108,44	0,52	5191,00	5628,90	1624,00	29,00	627998,60	304542,78	141251,10	2587,10
oct-03	197,00	209,58	62,00	106,39	0,52	6107,00	6496,98	1922,00	31,00	634105,60	311039,76	143173,10	2618,10
nov-03	198,00	198,90	62,00	100,45	0,50	5940,00	5967,00	1860,00	30,00	640045,60	317006,76	145033,10	2648,10
dic-03	188,00	196,90	59,00	104,73	0,51	5828,00	6103,90	1829,00	31,00	645873,60	323110,66	146862,10	2679,10
ene-04	188,00	201,74	59,00	107,31	0,52	5828,00	6253,94	1829,00	31,00	651701,60	329364,60	148691,10	2710,10
feb-04	188,00	200,89	59,00	106,86	0,52	5264,00	5624,92	1652,00	28,00	656965,60	334989,52	150343,10	2738,10
mar-04	191,00	204,07	60,00	106,84	0,52	5157,00	5509,89	1620,00	27,00	662122,60	340499,41	151963,10	2765,10
abr-04	176,00	197,23	55,00	112,06	0,53	5280,00	5916,90	1650,00	30,00	667402,60	346416,31	153613,10	2795,10
may-04	228,00	180,16	71,00	79,02	0,44	7068,00	5584,96	2201,00	31,00	674470,60	352001,27	155814,10	2826,10
jun-04	220,00	171,20	74,00	77,82	0,44	6600,00	5136,00	2220,00	30,00	681070,60	357137,27	158034,10	2856,10
jul-04	186,00	181,87	60,00	97,78	0,49	5766,00	5637,97	1860,00	31,00	686836,60	362775,24	159894,10	2887,10
ago-04	194,00	223,81	48,00	115,37	0,54	6014,00	6938,11	1488,00	31,00	692850,60	369713,35	161382,10	2918,10
sep-04	185,00	218,53	45,00	118,12	0,54	5550,00	6555,90	1350,00	30,00	698400,60	376269,25	162732,10	2948,10
oct-04	205,00	214,30	61,00	104,54	0,51	6355,00	6643,30	1891,00	31,00	704755,60	382912,55	164623,10	2979,10
nov-04	209,00	218,90	66,00	104,74	0,51	6270,00	6567,00	1980,00	30,00	711025,60	389479,55	166603,10	3009,10
dic-04	163,00	223,71	52,00	137,25	0,58	5053,00	6935,01	1612,00	31,00	716078,60	396414,56	168215,10	3040,10
ene-05	138,00	240,10	19,00	173,99	0,64	4278,00	7443,10	589,00	31,00	720356,60	403857,66	168804,10	3071,10
feb-05	181,00	251,34	29,00	138,86	0,58	5249,00	7288,86	841,00	29,00	725605,60	411146,52	169645,10	3100,10
mar-05	170,00	227,79	27,00	133,99	0,57	5219,00	6993,15	828,90	30,70	730824,60	418139,68	170474,00	3130,80
abr-05	282,00	285,82	45,00	101,35	0,50	8431,80	8546,02	1345,50	29,90	739256,40	426685,69	171819,50	3160,70
may-05	183,00	234,35	29,00	128,06	0,56	4245,60	5436,92	672,80	23,20	743502,00	432122,61	172492,30	3183,90
jun-05						0,00	0,00	0,00		743502,00	432122,61	172492,30	3183,90
jul-05						0,00	0,00	0,00		743502,00	432122,61	172492,30	3183,90
ago-05	451,00	226,88	72,00	50,31	0,33	1443,20	726,02	230,40	3,20	744945,20	432848,63	172722,70	3187,10
sep-05	82,00	1090,00	14,00	1329,27	0,93	41,00	545,00	7,00	0,50	744986,20	433393,63	172729,70	3187,60
oct-05	118,00	645,88	19,00	547,36	0,85	1003,00	5489,98	161,50	8,50	745989,20	438883,61	172891,20	3196,10
ene-10	569,00	340,04	158,00	59,76	0,37	13599,10	8126,96	3776,20	23,90	759588,30	447010,57	176667,40	3220,00
feb-10	641,00	43,02	165,00	6,71	0,06	17627,50	1183,05	4537,50	27,50	777215,80	448193,62	181204,90	3247,50
mar-10	633,00	42,21	151,00	6,67	0,06	19433,10	1295,85	4635,70	30,70	796648,90	449489,46	185840,60	3278,20
abr-10	594,00	218,00	123,00	36,70	0,27	5049,00	1853,00	1045,50	8,50	801697,90	451342,46	186886,10	3286,70
may-10	710,00	84,00	90,00	11,83	0,11	21300,00	2520,00	2700,00	30,00	822997,90	453862,46	189586,10	3316,70
jun-10	718,00	698,00	127,00	97,21	0,49	21540,00	20940,00	3810,00	30,00	844537,90	474802,46	193396,10	3346,70
jul-10	692,00	732,00	127,00	105,78	0,51	19722,00	20862,00	3619,50	28,50	864259,90	495664,46	197015,60	3375,20
ago-10	733,00	82,00	129,00	11,19	0,10	12461,00	1394,00	2193,00	17,00	876720,90	497058,46	199208,60	3392,20
sep-10	630,00	81,00	115,00	12,86	0,11	17640,00	2268,00	3220,00	28,00	894360,90	499326,46	202428,60	3420,20
oct-10	566,00	59,00	198,00	10,42	0,09	15282,00	1593,00	5346,00	27,00	909642,90	500919,46	207774,60	3447,20
nov-10	556,00	246,00	142,00	44,24	0,31	13900,00	6150,00	3550,00	25,00	923542,90	507069,46	211324,60	3472,20
dic-10	442,00	291,00	130,00	65,84	0,40	13260,00	8730,00	3900,00	30,00	936802,90	515799,46	215224,60	3502,20
ene-11	376,00	304,77	119,00	81,06	0,45	11280,00	9143,10	3570,00	30,00	948082,90	524942,56	218794,60	3532,20
feb-11	391,00	316,00	120,00	80,82	0,45	8993,00	7268,00	2760,00	23,00	957075,90	532210,56	221554,60	3555,20
mar-11	374,00	294,95	118,00	78,86	0,44	10472,00	8258,60	3304,00	28,00	967547,90	540469,16	224858,60	3583,20
abr-11	414,00	307,00		74,15	0,43	11592,00	8596,00	0,00	28,00	979139,90	549065,16	224858,60	3611,20
may-11	363,00	296,00	45,00	81,54	0,45	10890,00	8880,00	1350,00	30,00	990029,90	557945,16	226208,60	3641,20
jun-11	346,00	272,00	115,00	78,61	0,44	8650,00	6800,00	2875,00	25,00	998679,90	564745,16	229083,60	3666,20
jul-11	408,00	171,00	138,00	41,91	0,30	10608,00	4446,00	3588,00	26,00	1009287,90	569191,16	232671,60	3692,20
ago-11	398,00	256,00	137,00	64,32	0,39	11940,00	7680,00	4110,00	30,00	1021227,90	576871,16	236781,60	3722,20
sep-11	460,00	311,00	137,00	67,61	0,40	13340,00	9019,00	3973,00	29,00	1034567,90	585890,16	240754,60	3751,20
oct-11	269,00	263,57	114,00	97,98	0,49	8339,00	8170,67	3534,00	31,00	1042906,90	594060,83	244288,60	3782,20
nov-11	287,00	292,49	121,00	101,91	0,50	4879,00	4972,33	2057,00	17,00	1047785,90	599033,16	246345,60	3799,20
dic-11	430,00	462,00	160,00	107,44	0,52	13330,00	14322,00	4960,00	31,00	1061115,90	613355,16	251305,60	3830,20

2.4 POZO PINDO 11



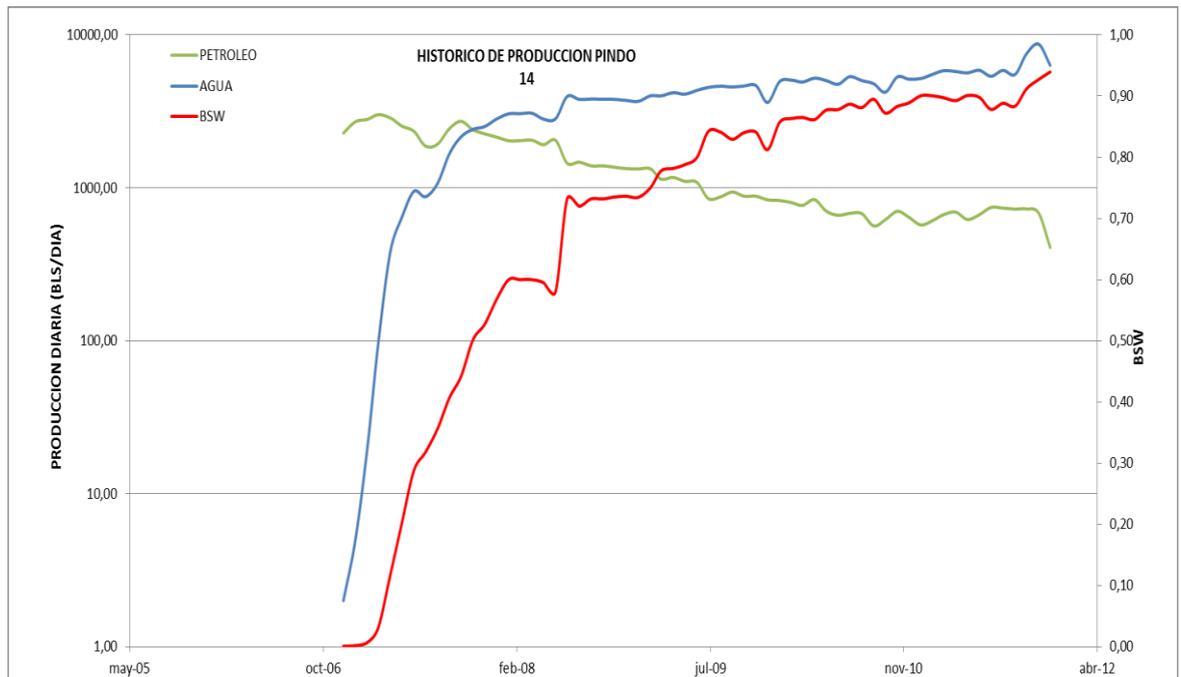
Fuente: Dto. Reservorios Petrosud-petroriva.

Fig. No 2.4 Gráfico de la historia de producción del Pozo Pindo 11.

PIN 11 NAPO "T"													
DAILY						MONTHLY				CUMULATIVE			
Date	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Rap %	corte de agua	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days
ago-00	647,00	21,00	3,00	3,25	0,03	10999,00	357,00	51,00	17,00	10999,00	357,00	51,00	17,00
sep-00	597,00	2,00	3,00	0,34	0,00	17910,00	60,00	90,00	30,00	28909,00	417,00	141,00	47,00
oct-00	737,00	3,00	4,00	0,41	0,00	18425,00	75,00	100,00	25,00	47334,00	492,00	241,00	72,00
nov-00	614,00	5,00	4,00	0,81	0,01	15964,00	130,00	104,00	26,00	63298,00	622,00	345,00	98,00
dic-00	609,00	3,00	4,00	0,49	0,00	17052,00	84,00	112,00	28,00	80350,00	706,00	457,00	126,00
ene-01	593,00	3,00	4,00	0,51	0,01	18383,00	93,00	124,00	31,00	98733,00	799,00	581,00	157,00
feb-01	544,00	3,00	3,00	0,55	0,01	15776,00	87,00	87,00	29,00	114509,00	886,00	668,00	186,00
mar-01	584,00	5,00	4,00	0,86	0,01	18104,00	155,00	124,00	31,00	132613,00	1041,00	792,00	217,00
abr-01	582,00	28,00	4,00	4,81	0,05	17460,00	840,00	120,00	30,00	150073,00	1881,00	912,00	247,00
may-01	639,00	32,00	4,00	5,01	0,05	18531,00	928,00	116,00	29,00	168604,00	2809,00	1028,00	276,00
jun-01	590,00	28,00	3,00	4,75	0,05	17700,00	840,00	90,00	30,00	186304,00	3649,00	1118,00	306,00
jul-01	572,00	12,00	3,00	2,10	0,02	17732,00	372,00	93,00	31,00	204036,00	4021,00	1211,00	337,00
ago-01	602,00	21,00	3,00	3,49	0,03	18662,00	651,00	93,00	31,00	222698,00	4672,00	1304,00	368,00
sep-01	639,00	29,00	3,00	4,54	0,04	19170,00	870,00	90,00	30,00	241868,00	5542,00	1394,00	398,00
oct-01	623,00	27,00	3,00	4,33	0,04	18690,00	810,00	90,00	30,00	260558,00	6352,00	1484,00	428,00
nov-01	610,00	12,00	3,00	1,97	0,02	18300,00	360,00	90,00	30,00	278858,00	6712,00	1574,00	458,00
dic-01	592,00	15,00	3,00	2,53	0,02	18352,00	465,00	93,00	31,00	297210,00	7177,00	1667,00	489,00
ene-02	535,00	9,00	3,00	1,68	0,02	16585,00	279,00	93,00	31,00	313795,00	7456,00	1760,00	520,00
feb-02	587,00	6,00	3,00	1,02	0,01	16436,00	168,00	84,00	28,00	330231,00	7624,00	1844,00	548,00
mar-02	530,00	22,00	3,00	4,15	0,04	16430,00	682,00	93,00	31,00	346661,00	8306,00	1937,00	579,00
abr-02	529,00	19,00	3,00	3,59	0,03	15870,00	570,00	90,00	30,00	362531,00	8976,00	2027,00	609,00
may-02	534,00	5,00	3,00	0,94	0,01	16554,00	155,00	93,00	31,00	379085,00	9031,00	2120,00	640,00
jun-02	490,00	26,00	3,00	5,31	0,05	10780,00	572,00	66,00	22,00	389865,00	9603,00	2186,00	662,00
jul-02	519,00	13,00	3,00	2,50	0,02	8304,00	208,00	48,00	16,00	398169,00	9811,00	2234,00	678,00
ago-02	415,00	3,00	3,00	0,72	0,01	12865,00	93,00	93,00	31,00	411034,00	9904,00	2327,00	709,00
sep-02	394,00	1,00	3,00	0,25	0,00	11820,00	30,00	90,00	30,00	422854,00	9934,00	2417,00	739,00
oct-02	389,00	1,00	4,00	0,26	0,00	10114,00	26,00	104,00	26,00	432968,00	9960,00	2521,00	765,00
nov-02	396,00	6,00	3,00	1,52	0,01	11880,00	180,00	90,00	30,00	444848,00	10140,00	2611,00	795,00
dic-02	422,00	9,00	3,00	2,13	0,02	13082,00	279,00	93,00	31,00	457930,00	10419,00	2704,00	826,00
ene-03	348,00	8,00	3,00	2,30	0,02	10788,00	248,00	93,00	31,00	468718,00	10667,00	2797,00	857,00
feb-03	421,00	11,00	3,00	2,61	0,03	11788,00	308,00	84,00	28,00	480506,00	10975,00	2881,00	885,00
mar-03	487,00	6,00	4,00	1,23	0,01	14123,00	174,00	116,00	29,00	494629,00	11149,00	2997,00	914,00
abr-03	443,00	5,00	3,00	1,13	0,01	12404,00	140,00	84,00	28,00	507033,00	11289,00	3081,00	942,00
may-03	413,00	5,00	3,00	1,21	0,01	11977,00	145,00	87,00	29,00	519010,00	11434,00	3168,00	971,00
jun-03	373,00	6,00	3,00	1,61	0,02	11190,00	180,00	90,00	30,00	530200,00	11614,00	3258,00	1001,00
jul-03	397,00	6,00	3,00	1,51	0,01	11910,00	180,00	90,00	30,00	542110,00	11794,00	3348,00	1031,00
ago-03	389,00	4,00	3,00	1,03	0,01	12059,00	124,00	93,00	31,00	554169,00	11918,00	3441,00	1062,00
sep-03	423,00	3,00	3,00	0,71	0,01	12690,00	90,00	90,00	30,00	566859,00	12008,00	3531,00	1092,00
oct-03	432,00	6,00	3,00	1,39	0,01	13392,00	186,00	93,00	31,00	580251,00	12194,00	3624,00	1123,00
nov-03	433,00	7,00	3,00	1,62	0,02	12990,00	210,00	90,00	30,00	593241,00	12404,00	3714,00	1153,00
dic-03	425,00	7,00	3,00	1,65	0,02	13175,00	217,00	93,00	31,00	606416,00	12621,00	3807,00	1184,00
ene-04	391,00	6,00	3,00	1,53	0,02	12121,00	186,00	93,00	31,00	618537,00	12807,00	3900,00	1215,00
feb-04	386,00	6,00	3,00	1,55	0,02	10808,00	168,00	84,00	28,00	629345,00	12975,00	3984,00	1243,00
mar-04	377,00	7,00	3,00	1,86	0,02	10179,00	189,00	81,00	27,00	639524,00	13164,00	4065,00	1270,00
abr-04	409,00	5,00	3,00	1,22	0,01	12270,00	150,00	90,00	30,00	651794,00	13314,00	4155,00	1300,00
may-04	551,00	6,00	4,00	1,09	0,01	17081,00	186,00	124,00	31,00	668875,00	13500,00	4279,00	1331,00
jun-04	592,00	5,00	4,00	0,84	0,01	17760,00	150,00	120,00	30,00	686635,00	13650,00	4399,00	1361,00
jul-04	709,00	14,00	4,00	1,97	0,02	21979,00	434,00	124,00	31,00	708614,00	14084,00	4523,00	1392,00
ago-04	693,00	18,00	79,00	2,60	0,03	21483,00	558,00	2449,00	31,00	730097,00	14642,00	6972,00	1423,00
sep-04	690,00	13,00	5,00	1,88	0,02	20700,00	390,00	150,00	30,00	750797,00	15032,00	7122,00	1453,00
oct-04	667,00	12,00	3,00	1,80	0,02	20677,00	372,00	93,00	31,00	771474,00	15404,00	7215,00	1484,00
nov-04	677,00	12,00	3,00	1,77	0,02	20310,00	360,00	90,00	30,00	791784,00	15764,00	7305,00	1514,00
dic-04	615,00	8,00	3,00	1,30	0,01	19065,00	248,00	93,00	31,00	810849,00	16012,00	7398,00	1545,00
ene-05	594,00	9,00	4,00	1,52	0,01	18414,00	279,00	124,00	31,00	829263,00	16291,00	7522,00	1576,00
feb-05	604,00	14,00	4,00	2,32	0,02	17516,00	406,00	116,00	29,00	846779,00	16697,00	7638,00	1605,00
mar-05	604,00	5,00	4,00	0,83	0,01	18603,20	154,00	123,20	30,80	865382,20	16851,00	7761,20	1635,80
abr-05	615,00	6,00	4,00	0,98	0,01	13284,00	129,60	86,40	21,60	878666,20	16980,60	7847,60	1657,40
may-05	551,00	7,00	3,00	1,27	0,01	10358,80	131,60	56,40	18,80	889025,00	17112,20	7904,00	1676,20
jun-05	512,00	4,00	3,00	0,78	0,01	5785,60	45,20	33,90	11,30	894810,60	17157,40	7937,90	1687,50
jul-05	498,00	3,00	3,00	0,60	0,01	9860,40	59,40	59,40	19,80	904671,00	17216,80	7997,30	1707,30
ago-05	467,00	7,00	3,00	1,50	0,01	5510,60	82,60	35,40	11,80	910181,60	17299,40	8032,70	1719,10
sep-05	781,00	6,00	5,00	0,77	0,01	21789,90	167,40	139,50	27,90	931971,50	17466,80	8172,20	1747,00
oct-05	577,00	2,00	3,00	0,35	0,00	12232,40	42,40	63,60	21,20	944203,90	17509,20	8235,80	1768,20
nov-05						0,00	0,00	0,00		944203,90	17509,20	8235,80	1768,20
dic-05						0,00	0,00	0,00		944203,90	17509,20	8235,80	1768,20
ene-06						0,00	0,00	0,00		944203,90	17509,20	8235,80	1768,20
feb-06	529,00	40,00	3,00	7,56	0,07	8252,40	624,00	46,80	15,60	952456,30	18133,20	8282,60	1783,80
mar-06	394,00	8,00	2,00	2,03	0,02	10244,00	208,00	52,00	26,00	962700,30	18341,20	8334,60	1809,80
abr-06	250,00	2,00	17,00	0,80	0,01	6325,00	50,60	430,10	25,30	969025,30	18391,80	8764,70	1835,10
may-06	195,00	0,00	16,00	0,00	0,00	2891,85	0,00	237,28	14,83	971917,15	18391,80	9001,98	1849,93
jun-06	221,00	1,00	12,00	0,45	0,00	3166,93	14,33	171,96	14,33	975084,08	18406,13	9173,94	1864,26
jul-06	145,00	0,00	13,00	0,00	0,00	1363,00	0,00	122,20	9,40	976447,08	18406,13	9296,14	1873,66

ago-06	237,00	9,00	16,00	3,80	0,04	5948,70	225,90	401,60	25,10	982395,78	18632,03	9697,74	1898,76
sep-06	298,00	1,00	19,00	0,34	0,00	8850,60	29,70	564,30	29,70	991246,38	18661,73	10262,04	1928,46
oct-06	233,00	1,00	16,00	0,43	0,00	6826,90	29,30	468,80	29,30	998073,28	18691,03	10730,84	1957,76
nov-06	193,00	1,00	14,00	0,52	0,01	5577,70	28,90	404,60	28,90	1003650,98	18719,93	11135,44	1986,66
dic-06	229,00	0,00	18,00	0,00	0,00	6274,60	0,00	493,20	27,40	1009925,58	18719,93	11628,64	2014,06
ene-07	352,00	1,00	17,00	0,28	0,00	10630,40	30,20	513,40	30,20	1020555,98	18750,13	12142,04	2044,26
feb-07	290,00	1,00	18,00	0,34	0,00	6815,00	23,50	423,00	23,50	1027370,98	18773,63	12565,04	2067,76
mar-07	332,00	7,00	19,00	2,11	0,02	7702,40	162,40	440,80	23,20	1035073,38	18936,03	13005,84	2090,96
abr-07	281,00	1,00	30,00	0,36	0,00	8317,60	29,60	888,00	29,60	1043390,98	18965,63	13893,84	2120,56
may-07	274,00	9,00	30,00	3,28	0,03	8165,20	268,20	894,00	29,80	1051556,18	19233,83	14787,84	2150,36
jun-07	283,00	1,00	27,00	0,35	0,00	8405,10	29,70	801,90	29,70	1059961,28	19263,53	15589,74	2180,06
jul-07	264,00	1,00	23,00	0,38	0,00	5808,00	22,00	506,00	22,00	1065769,28	19285,53	16095,74	2202,06
mar-11	1321,00	60,00	550,00	4,54	0,04	7926,00	360,00	3300,00	6,00	1073695,28	19645,53	19395,74	2208,06
abr-11	1548,00	32,00	0,00	2,07	0,02	43344,00	896,00	0,00	28,00	1117039,28	20541,53	19395,74	2236,06
may-11	1399,00	32,00	259,00	2,29	0,02	39172,00	896,00	7252,00	28,00	1156211,28	21437,53	26647,74	2264,06
jun-11	1256,00	28,00	195,00	2,23	0,02	31400,00	700,00	4875,00	25,00	1187611,28	22137,53	31522,74	2289,06
jul-11	1465,00	9,00	231,00	0,61	0,01	38090,00	234,00	6006,00	26,00	1225701,28	22371,53	37528,74	2315,06
ago-11	1468,00	27,00	228,00	1,84	0,02	44040,00	810,00	6840,00	30,00	1269741,28	23181,53	44368,74	2345,06
sep-11	1306,00	25,00	215,00	1,91	0,02	37874,00	725,00	6235,00	29,00	1307615,28	23906,53	50603,74	2374,06
oct-11	1256,00	7,00	250,00	0,56	0,01	38936,00	217,00	7750,00	31,00	1346551,28	24123,53	58353,74	2405,06
nov-11	1131,00	6,00	225,00	0,53	0,01	30537,00	162,00	6075,00	27,00	1377088,28	24285,53	64428,74	2432,06
dic-11	1071,00	7,00	385,00	0,65	0,01	28917,00	189,00	10395,00	27,00	1406005,28	24474,53	74823,74	2459,06

2.5 POZO PINDO 14

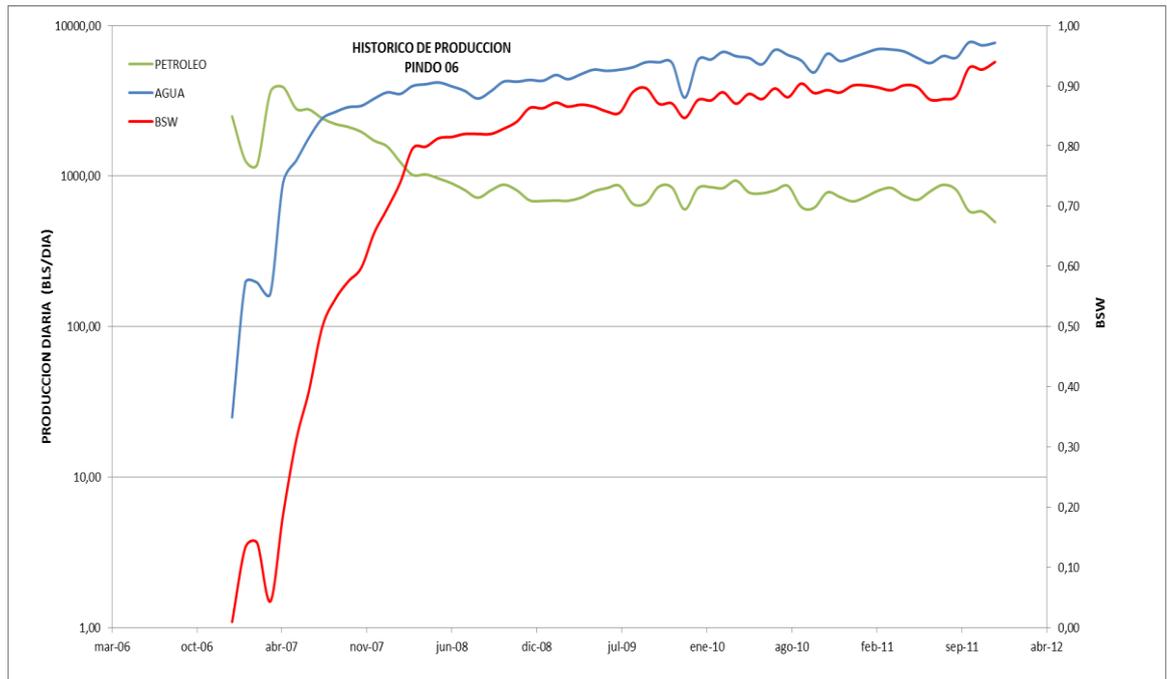


Fuente: Dto. Reservorios Petrosud-petroriva.

Fig. No 2.5 Gráfico de la historia de producción del Pozo Pindo 14.

PINDO 14 U inf														
DAILY						MONTHLY				CUMULATE				
Date	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Rap %	corte de agua	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days	LOG RAP
	6912,00	18,00	0,00	0,00	0,00	1152,00	3,00	0,00	0,00	1152,00	3,00	0,00	0,00	
	2383,00	19,00	0,00	0,00	0,00	42894,00	342,00	0,00	18,00	44046,00	345,00	0,00	18,00	
dic-06	2279,73	2,00	0,00	0,09	0,00	68392,00	60,00	0,00	30,00	112438,00	405,00	0,00	48,00	-3,06
ene-07	2704,36	5,00	14,00	0,18	0,00	82483,00	152,50	427,00	30,50	194921,00	557,50	427,00	78,50	-2,73
feb-07	2801,04	20,00	8,00	0,71	0,01	75628,00	540,00	216,00	27,00	270549,00	1097,50	643,00	105,50	-2,15
mar-07	3008,80	96,00	8,00	3,19	0,03	92671,00	2956,80	246,40	30,80	363220,00	4054,30	889,40	136,30	-1,50
abr-07	2866,72	380,00	8,00	13,26	0,12	84855,00	11248,00	236,80	29,60	448075,00	15302,30	1126,20	165,90	-0,88
may-07	2533,30	641,00	9,00	25,30	0,20	72959,00	18460,80	259,20	28,80	521034,00	33763,10	1385,40	194,70	-0,60
jun-07	2344,57	948,00	11,00	40,43	0,29	70337,00	28440,00	330,00	30,00	591371,00	62203,10	1715,40	224,70	-0,39
jul-07	1875,31	874,00	12,00	46,61	0,32	54384,00	25346,00	348,00	29,00	645755,00	87549,10	2063,40	253,70	-0,33
ago-07	1928,94	1066,00	11,00	55,26	0,36	59797,00	33046,00	341,00	31,00	705552,00	120595,10	2404,40	284,70	-0,26
sep-07	2437,96	1673,00	8,00	68,62	0,41	54854,00	37642,50	180,00	22,50	760406,00	158237,60	2584,40	307,20	-0,16
oct-07	2723,35	2157,00	18,00	79,20	0,44	75709,00	59964,60	500,40	27,80	836115,00	218202,20	3084,80	335,00	-0,10
nov-07	2392,94	2412,00	14,00	100,80	0,50	70831,00	71395,20	414,40	29,60	906946,00	289597,40	3499,20	364,60	0,00
dic-07	2256,81	2514,00	8,00	111,40	0,53	66576,00	74163,00	236,00	29,50	973522,00	363760,40	3735,20	394,10	0,05
ene-08	2145,67	2821,00	7,00	131,47	0,57	65872,00	86604,70	214,90	30,70	1039394,00	450365,10	3950,10	424,80	0,12
feb-08	2032,48	3049,00	8,00	150,01	0,60	56503,00	84762,20	222,40	27,80	1095897,00	535127,30	4172,50	452,60	0,18
mar-08	2034,87	3052,00	8,00	149,99	0,60	62267,00	93391,20	244,80	30,60	1158164,00	628518,50	4417,30	483,20	0,18
abr-08	2050,71	3076,00	8,00	150,00	0,60	51883,00	77822,80	202,40	25,30	1210047,00	706341,30	4619,70	508,50	0,18
may-08	1915,04	2813,00	8,00	146,89	0,59	50174,00	73700,60	209,60	26,20	1260221,00	780041,90	4829,30	534,70	0,17
jun-08	2047,41	2827,00	8,00	138,08	0,58	23750,00	32793,20	92,80	11,60	1283971,00	812835,10	4922,10	546,30	0,14
jul-08	1448,80	3957,00	6,00	273,12	0,73	44623,00	121875,60	184,80	30,80	1328594,00	934710,70	5106,90	577,10	0,44
ago-08	1473,23	3788,00	6,00	257,12	0,72	45670,00	117428,00	186,00	31,00	1374264,00	1052138,70	5292,90	608,10	0,41
sep-08	1392,59	3804,00	0,00	273,16	0,73	42474,00	116022,00	0,00	30,50	1416738,00	1168160,70	5292,90	638,60	0,44
oct-08	1392,59	3798,00	0,00	272,73	0,73	42474,00	115839,00	0,00	30,50	1459212,00	1283999,70	5292,90	669,10	0,44
nov-08	1363,99	3786,00	0,00	277,57	0,74	39692,00	110172,60	0,00	29,10	1498904,00	1394172,30	5292,90	698,20	0,44
dic-08	1334,79	3726,00	0,00	279,15	0,74	40711,00	113643,00	0,00	30,50	1539615,00	1507815,30	5292,90	728,70	0,45
ene-09	1329,01	3676,00	0,00	276,60	0,73	40814,00	112889,96	0,00	30,71	1580429,00	1620705,26	5292,90	759,41	0,44
feb-09	1332,60	3997,00	0,00	299,94	0,75	38419,00	115233,51	0,00	28,83	1618848,00	1735938,77	5292,90	788,24	0,48
mar-09	1140,08	3992,00	0,00	350,15	0,78	23041,00	80678,32	0,00	20,21	1641889,00	1816617,09	5292,90	808,45	0,54
abr-09	1169,76	4189,00	0,00	358,11	0,78	34894,00	124957,87	0,00	29,83	1676783,00	1941574,96	5292,90	838,28	0,55
may-09	1102,35	4096,00	0,00	371,57	0,79	34173,00	126976,00	0,00	31,00	1710956,00	2068550,96	5292,90	869,28	0,57
jun-09	1087,80	4334,00	0,00	398,42	0,80	32634,00	130020,00	0,00	30,00	1743590,00	2198570,96	5292,90	899,28	0,60
jul-09	849,38	4540,00	0,00	534,51	0,84	25838,00	138106,80	0,00	30,42	1769428,00	2336677,76	5292,90	929,70	0,73
ago-09	873,06	4620,00	0,00	529,17	0,84	27030,00	143035,20	0,00	30,96	1796458,00	2479712,96	5292,90	960,66	0,72
sep-09	939,01	4563,00	0,00	485,94	0,83	27973,00	135931,77	0,00	29,79	1824431,00	2615644,73	5292,90	990,45	0,69
oct-09	881,54	4632,00	0,00	525,44	0,84	27222,00	143036,16	0,00	30,88	1851653,00	2758680,89	5292,90	1021,33	0,72
nov-09	882,01	4659,00	0,00	528,23	0,84	26425,00	139583,64	0,00	29,96	1878078,00	2898264,53	5292,90	1051,29	0,72
dic-09	834,48	3615,00	0,00	433,20	0,81	25869,00	112065,00	0,00	31,00	1903947,00	3010329,53	5292,90	1082,29	0,64
ene-10	826,00	4955,00	0,00	599,88	0,86	25606,00	153605,00	0,00	31,00	1929553,00	3163934,53	5292,90	1113,29	0,78
feb-10	800,96	5057,00	0,00	631,36	0,86	22427,00	141596,00	0,00	28,00	1951980,00	3305530,53	5292,90	1141,29	0,80
mar-10	766,68	4916,00	0,00	641,21	0,87	23767,00	152396,00	0,00	31,00	1975747,00	3457926,53	5292,90	1172,29	0,81
abr-10	838,13	5210,00	0,00	621,62	0,86	25144,00	156300,00	0,00	30,00	2000891,00	3614226,53	5292,90	1202,29	0,79
may-10	705,03	5028,00	0,00	713,16	0,88	21151,00	150840,00	0,00	30,00	2022042,00	3765066,53	5292,90	1232,29	0,85
jun-10	661,82	4755,00	23,00	718,47	0,88	18531,00	133140,00	644,00	28,00	2040573,00	3898206,53	5936,90	1260,29	0,86
jul-10	681,00	5331,00	23,00	782,82	0,89	9534,00	74634,00	322,00	14,00	2050107,00	3972840,53	6258,90	1274,29	0,89
ago-10	678,88	5029,00	23,00	740,78	0,88	11541,00	85493,00	391,00	17,00	2061648,00	4058333,53	6649,90	1291,29	0,87
sep-10	563,17	4790,00	20,00	850,55	0,89	16895,00	143700,00	600,00	30,00	2078543,00	4202033,53	7249,90	1321,29	0,93
oct-10	618,28	4216,00	36,00	681,89	0,87	11129,00	75888,00	648,00	18,00	2089672,00	4277921,53	7897,90	1339,29	0,83
nov-10	702,96	5310,00	25,00	755,38	0,88	16871,00	127440,00	600,00	24,00	2106543,00	4405361,53	8497,90	1363,29	0,88
dic-10	641,70	5130,00	26,00	799,44	0,89	19251,00	153900,00	780,00	30,00	2125794,00	4559261,53	9277,90	1393,29	0,90
ene-11	571,97	5183,00	24,00	906,17	0,90	17159,00	155490,00	720,00	30,00	2142953,00	4714751,53	9997,90	1423,29	0,96
feb-11	612,33	5532,00	24,00	903,43	0,90	14696,00	132768,00	576,00	24,00	2157649,00	4847519,53	10573,90	1447,29	0,96
mar-11	668,32	5833,00	15,00	872,79	0,90	16708,00	145825,00	375,00	25,00	2174357,00	4993344,53	10948,90	1472,29	0,94
abr-11	694,00	5763,00	0,00	830,40	0,89	18738,00	155601,00	0,00	27,00	2193095,00	5148945,53	10948,90	1499,29	0,92
may-11	620,97	5643,00	14,00	908,74	0,90	18629,00	169290,00	420,00	30,00	2211724,00	5318235,53	11368,90	1529,29	0,96
jun-11	667,46	5867,00	21,00	879,01	0,90	16019,00	140808,00	504,00	24,00	2227743,00	5459043,53	11872,90	1553,29	0,94
jul-11	744,35	5360,00	25,00	720,10	0,88	19353,00	139360,00	650,00	26,00	2247096,00	5598403,53	12522,90	1579,29	0,86
ago-11	736,77	5861,00	27,00	795,50	0,89	22103,00	175830,00	810,00	30,00	2269199,00	5774233,53	13332,90	1609,29	0,90
sep-11	726,69	5501,00	23,00	756,99	0,88	21074,00	159529,00	667,00	29,00	2290273,00	5933762,53	13999,90	1638,29	0,88
oct-11	727,60	7537,00	31,00	1035,87	0,91	21828,00	226110,00	930,00	30,00	2312101,00	6159872,53	14929,90	1668,29	1,02
nov-11	684,96	8695,00	32,00	1269,42	0,93	15754,00	199985,00	736,00	23,00	2327855,00	6359857,53	15665,90	1691,29	1,10
dic-11	407,32	6323,00	14,00	1552,33	0,94	12627,00	196013,00	434,00	31,00	2340482,00	6555870,53	16099,90	1722,29	1,19

2.6 POZO PINDO 06

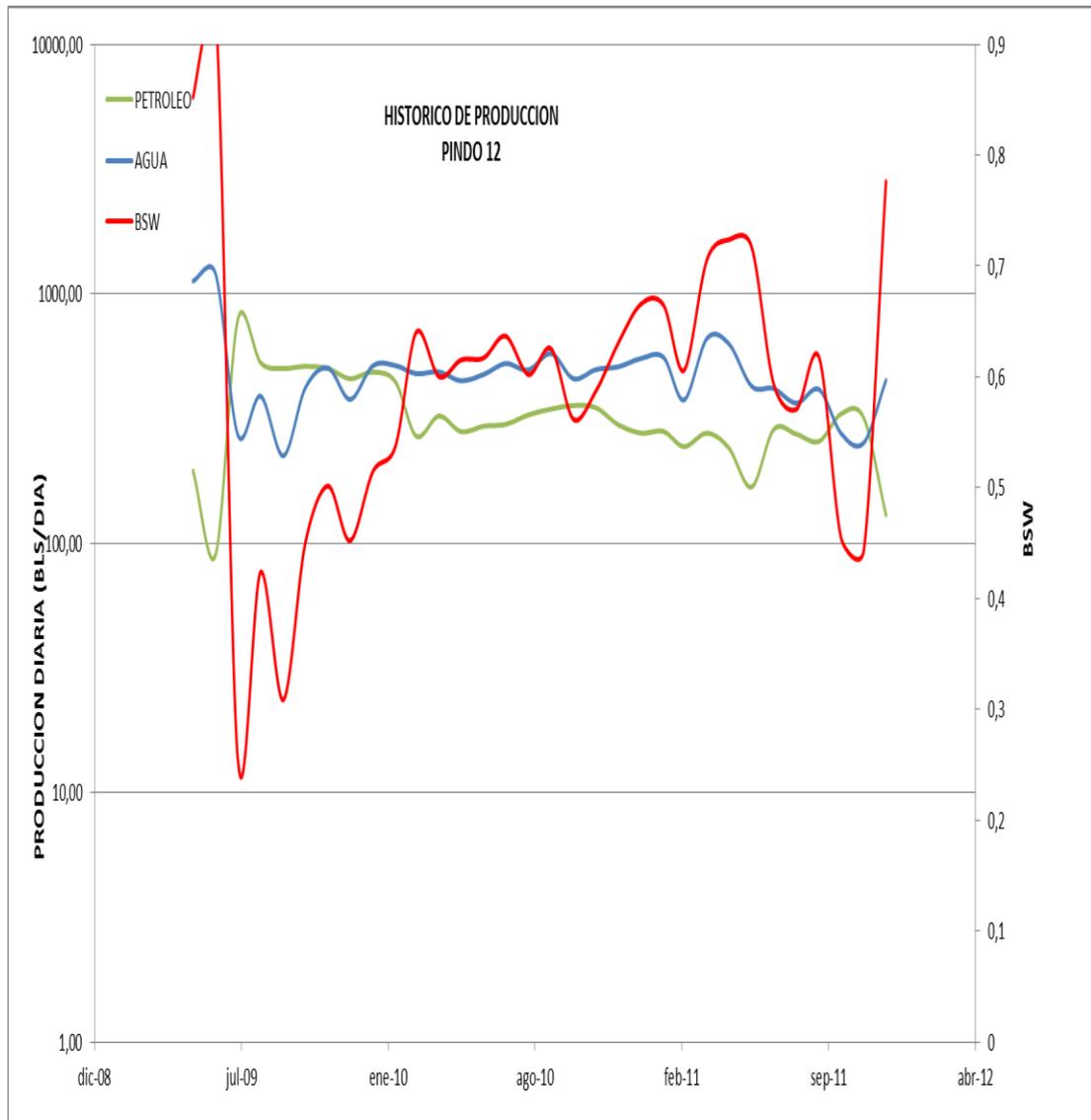


Fuente: Dto. Reservorios Petrosud-petroriva.

Fig. No 2.6 Gráfico de la historia de producción del Pozo Pindo 06.

PINDO 06 Uinf													
DAILY						MONTHLY				CUMULATE			
Date	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Rap %	corte de agua	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days
ene-07	2491,00	25,00	18,00	1,00	0,01	32140,00	322,50	232,20	12,90	32140,00	322,50	232,20	12,90
feb-07	1269,00	195,00	13,00	15,37	0,13	34265,00	5265,00	351,00	27,00	66405,00	5587,50	583,20	39,90
mar-07	1197,00	196,00	17,00	16,37	0,14	3591,00	588,00	51,00	3,00	69996,00	6175,50	634,20	42,90
abr-07	3617,00	166,00	16,00	4,59	0,04	52083,00	2390,40	230,40	14,40	122079,00	8565,90	864,60	57,30
may-07	3898,72	903,00	17,00	23,16	0,19	115792,00	26819,10	504,90	29,70	237871,00	35385,00	1369,50	87,00
jun-07	2798,23	1269,00	15,00	45,35	0,31	83947,00	38070,00	450,00	30,00	321818,00	73455,00	1819,50	117,00
jul-07	2771,59	1802,00	14,00	65,02	0,39	80099,00	52077,80	404,60	28,90	401917,00	125532,80	2224,10	145,90
ago-07	2419,19	2410,00	16,00	99,62	0,50	74995,00	74710,00	496,00	31,00	476912,00	200242,80	2720,10	176,90
sep-07	2218,67	2668,00	16,00	120,25	0,55	61679,00	74170,40	444,80	27,80	538591,00	274413,20	3164,90	204,70
oct-07	2121,65	2870,00	15,00	135,27	0,57	58982,00	79786,00	417,00	27,80	597573,00	354199,20	3581,90	232,50
nov-07	1967,28	2926,00	15,00	148,73	0,60	58625,00	87194,80	447,00	29,80	656198,00	441394,00	4028,90	262,30
dic-07	1720,64	3267,00	15,00	189,87	0,66	51103,00	97029,90	445,50	29,70	707301,00	538423,90	4474,40	292,00
ene-08	1571,84	3599,00	13,00	228,97	0,70	48727,00	111569,00	403,00	31,00	756028,00	649992,90	4877,40	323,00
feb-08	1236,23	3519,00	20,00	284,66	0,74	34120,00	97124,40	552,00	27,60	790148,00	747117,30	5429,40	350,60
mar-08	1017,75	3971,00	16,00	390,18	0,80	31143,00	121512,60	489,60	30,60	821291,00	868629,90	5919,00	381,20
abr-08	1025,49	4076,00	16,00	397,47	0,80	25945,00	103122,80	404,80	25,30	847236,00	971752,70	6323,80	406,50
may-08	963,37	4188,00	15,00	434,73	0,81	19171,00	83341,20	298,50	19,90	866407,00	1055093,90	6622,30	426,40
jun-08	894,79	3942,00	14,00	440,55	0,82	19238,00	84753,00	301,00	21,50	885645,00	1139846,90	6923,30	447,90
jul-08	808,87	3685,00	13,00	455,57	0,82	25075,00	114235,00	403,00	31,00	910720,00	1254081,90	7326,30	478,90
ago-08	718,87	3275,00	12,00	455,58	0,82	22285,00	101525,00	372,00	31,00	933005,00	1355606,90	7698,30	509,90
sep-08	804,27	3664,00	13,00	455,57	0,82	24128,00	109920,00	390,00	30,00	957133,00	1465526,90	8088,30	539,90
oct-08	877,35	4245,00	0,00	483,84	0,83	27198,00	131595,00	0,00	31,00	984331,00	1597121,90	8088,30	570,90
nov-08	804,00	4235,00	0,00	526,74	0,84	24120,00	127050,00	0,00	30,00	1008451,00	1724171,90	8088,30	600,90
dic-08	690,42	4353,00	0,00	630,49	0,86	21403,00	134943,00	0,00	31,00	1029854,00	1859114,90	8088,30	631,90
ene-09	684,00	4297,00	0,00	628,22	0,86	21204,00	133207,00	0,00	31,00	1051058,00	1992321,90	8088,30	662,90
feb-09	688,97	4696,00	0,00	681,60	0,87	19980,00	136184,00	0,00	29,00	1071038,00	2128505,90	8088,30	691,90
mar-09	685,21	4403,00	0,00	642,57	0,87	14506,00	93211,51	0,00	21,17	1085544,00	2221717,41	8088,30	713,07
abr-09	719,33	4757,00	0,00	661,31	0,87	21580,00	142710,00	0,00	30,00	1107124,00	2364427,41	8088,30	743,07
may-09	792,52	5095,00	0,00	642,89	0,87	24568,00	157945,00	0,00	31,00	1131692,00	2522372,41	8088,30	774,07
jun-09	833,20	5000,00	0,00	600,10	0,86	24996,00	150000,00	0,00	30,00	1156688,00	2672372,41	8088,30	804,07
jul-09	860,55	5091,00	0,00	591,60	0,86	26677,00	157821,00	0,00	31,00	1183365,00	2830193,41	8088,30	835,07
ago-09	654,02	5282,00	0,00	807,62	0,89	19431,00	156928,22	0,00	29,71	1202796,00	2987121,63	8088,30	864,78
sep-09	664,00	5715,00	0,00	860,70	0,90	19807,00	170478,45	0,00	29,83	1222603,00	3157600,08	8088,30	894,61
oct-09	851,29	5701,00	14,00	669,69	0,87	26390,00	176731,00	434,00	31,00	1248993,00	3334331,08	8522,30	925,61
nov-09	839,99	5656,00	52,00	673,34	0,87	25040,00	168605,36	1550,12	29,81	1274033,00	3502936,44	10072,42	955,42
dic-09	601,18	3320,00	21,00	552,25	0,85	15330,00	84660,00	535,50	25,50	1289363,00	3587596,44	10607,92	980,92
ene-10	833,65	5906,00	0,00	708,45	0,88	25843,00	183086,00	0,00	31,00	1315206,00	3770682,44	10607,92	1011,92
feb-10	844,16	5952,00	24,00	705,08	0,88	23552,00	166060,80	669,60	27,90	1338758,00	3936743,24	11277,52	1039,82
mar-10	832,18	6686,00	25,00	803,43	0,89	25731,00	206731,12	773,00	30,92	1364489,00	4143474,36	12050,52	1070,74
abr-10	933,29	6258,00	28,00	670,53	0,87	27812,00	186488,40	834,40	29,80	1392301,00	4329962,76	12884,92	1100,54
may-10	779,47	6091,00	27,00	781,43	0,89	23384,00	182730,00	810,00	30,00	1415685,00	4512692,76	13694,92	1130,54
jun-10	768,89	5525,00	26,00	718,57	0,88	21529,00	154700,00	728,00	28,00	1437214,00	4667392,76	14422,92	1158,54
jul-10	804,65	6902,00	27,00	857,76	0,90	20760,00	178071,60	696,60	25,80	1457974,00	4845464,36	15119,52	1184,34
ago-10	859,69	6368,00	26,00	740,73	0,88	13755,00	101888,00	416,00	16,00	1471729,00	4947352,36	15535,52	1200,34
sep-10	625,00	5865,00	23,00	938,40	0,90	11875,00	111435,00	437,00	19,00	1483604,00	5058787,36	15972,52	1219,34
oct-10	615,67	4879,00	36,00	792,47	0,89	14776,00	117096,00	864,00	24,00	1498380,00	5175883,36	16836,52	1243,34
nov-10	779,11	6493,00	28,00	833,39	0,89	14803,00	123367,00	532,00	19,00	1513183,00	5299250,36	17368,52	1262,34
dic-10	727,03	5812,00	26,00	799,41	0,89	21811,00	174360,00	780,00	30,00	1534994,00	5473610,36	18148,52	1292,34
ene-11	679,50	6157,00	24,00	906,11	0,90	20385,00	184710,00	720,00	30,00	1555379,00	5658320,36	18868,52	1322,34
feb-11	731,92	6612,00	26,00	903,38	0,90	18298,00	165300,00	650,00	25,00	1573677,00	5823620,36	19518,52	1347,34
mar-11	800,46	6984,00	28,00	872,50	0,90	19211,00	167616,00	672,00	24,00	1592888,00	5991236,36	20190,52	1371,34
abr-11	834,77	6932,00	0,00	830,41	0,89	21704,00	180232,00	0,00	26,00	1614592,00	6171468,36	20190,52	1397,34
may-11	740,45	6729,00	19,00	908,77	0,90	21473,00	195141,00	551,00	29,00	1636065,00	6366609,36	20741,52	1426,34
jun-11	694,50	6105,00	24,00	879,05	0,90	16668,00	146520,00	576,00	24,00	1652733,00	6513129,36	21317,52	1450,34
jul-11	789,92	5635,00	31,00	713,36	0,88	20538,00	146510,00	806,00	26,00	1673271,00	6659639,36	22123,52	1476,34
ago-11	874,93	6280,00	34,00	717,77	0,88	26248,00	188400,00	1020,00	30,00	1699519,00	6848039,36	23143,52	1506,34
sep-11	808,52	6120,00	33,00	756,94	0,88	23447,00	177480,00	957,00	29,00	1722966,00	7025519,36	24100,52	1535,34
oct-11	585,13	7745,00	23,00	1323,63	0,93	17554,00	232350,00	690,00	30,00	1740520,00	7257869,36	24790,52	1565,34
nov-11	581,67	7384,00	23,00	1269,46	0,93	17450,00	221520,00	690,00	30,00	1757970,00	7479389,36	25480,52	1595,34
dic-11	494,84	7682,00	12,00	1552,43	0,94	15340,00	238142,00	372,00	31,00	1773310,00	7717531,36	25852,52	1626,34

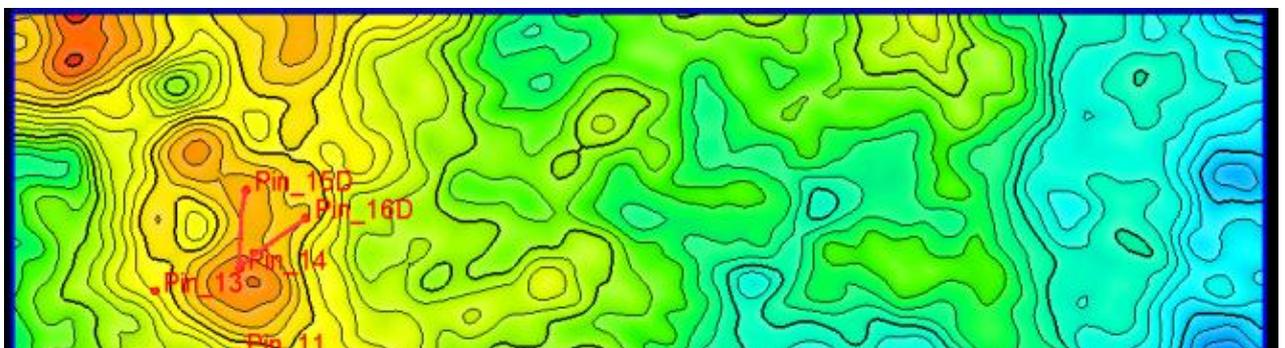
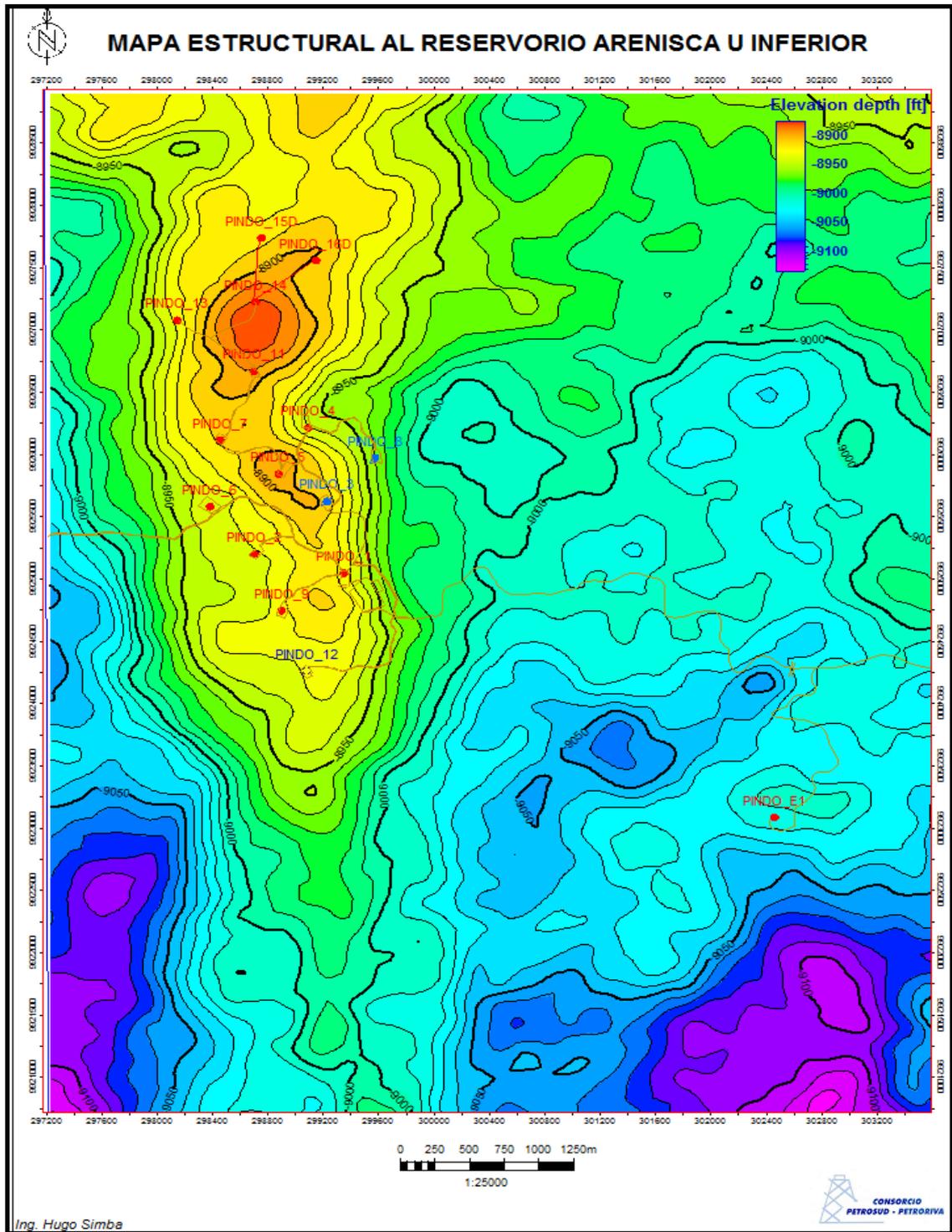
2.7 POZO PINDO 12

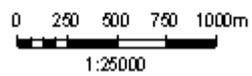
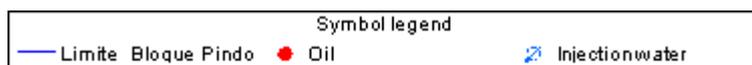


Fuente: Dto. Reservorios Petrosud-petroriva.

Fig. No 2.7 Gráfico de la historia de producción del Pozo Pindo 12.

PINDO 12 Hollin Superior														
DAILY						MONTHLY				CUMULATE				LOG RAP
Date	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Rap %	corte de agua	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days	oil Bls	water Bls	Gas Mcf	Days	
may-09	195,21	1125	0	576,315789	0,85214008	285	1642,5	0	1,46	285	1642,5	0	1,46	0,76066052
jun-09	90,34	1197	0	1324,95198	0,9298222	1291	17105,13	0	14,29	1.576,00	18.747,63	-	15,75	1,12220014
jul-09	788,59	272	0	34,4919287	0,25646096	16.726	5769,12	0	21,21	18.302,00	24.516,75	-	36,96	-0,46228252
ago-09	529,35	389	0	73,4856795	0,42358355	16.410	12059	0	31	34.712,00	36.575,75	-	67,96	-0,13379729
sep-09	502,02	224	0	44,6200201	0,3085328	14.935	6664	0	29,75	49.647,00	43.239,75	-	97,71	-0,35047024
oct-09	511,97	419	67	81,841314	0,45006997	15.830	12955,48	2071,64	30,92	65.477,00	56.195,23	2.071,64	128,63	-0,08702741
nov-09	501,00	504	76	100,598534	0,50149187	15.010	15099,84	2276,96	29,96	80.487,00	71.295,07	4.348,60	158,59	0,00259165
dic-09	456,71	377	74	82,5469699	0,45219578	14.158	11687	2294	31	94.645,00	82.982,07	6.642,60	189,59	-0,08329886
ene-10	485,16	514	63	105,944149	0,51443146	15.040	15934	1953	31	109.685,00	98.916,07	8.595,60	220,59	0,02507698
feb-10	442,50	515	36	116,384181	0,53785901	10.089	11742	820,8	22,8	119.774,00	110.658,07	9.416,40	243,39	0,06589395
mar-10	268,64	478	33	177,935702	0,64020455	2.955	5258	363	11	122.729,00	115.916,07	9.779,40	254,39	0,2502631
abr-10	323,67	486	35	150,15448	0,60024702	9.710	14580	1050	30	132.439,00	130.496,07	10.829,40	284,39	0,17653829
may-10	280,17	448	34	159,904819	0,61524376	8.405	13440	1020	30	140.844,00	143.936,07	11.849,40	314,39	0,20386155
jun-10	294,71	475	32	161,173049	0,6171121	8.252	13300	896	28	149.096,00	157.236,07	12.745,40	342,39	0,20729242
jul-10	299,47	525	32	175,308642	0,6367713	8.505	14910	908,8	28,4	157.601,00	172.146,07	13.654,20	370,79	0,24380333
ago-10	327,00	495	32	151,376147	0,60218978	5.559	8415	544	17	163.160,00	180.561,07	14.198,20	387,79	0,18005745
sep-10	345,25	576	29	166,835626	0,62523745	8.286	13824	696	24	171.446,00	194.385,07	14.894,20	411,79	0,2222888
oct-10	356,19	457	78	128,302139	0,56198396	7.480	9597	1638	21	178.926,00	203.982,07	16.532,20	432,79	0,1082339
nov-10	349,09	497	36	142,369792	0,58740733	7.680	10934	792	22	186.606,00	214.916,07	17.324,20	454,79	0,15341785
dic-10	298,93	509	35	170,272079	0,63000248	8.968	15270	1050	30	195.574,00	230.186,07	18.374,20	484,79	0,23114344
ene-11	276,33	550	35	199,034982	0,66559096	8.290	16500	1050	30	203.864,00	246.686,07	19.424,20	514,79	0,29892941
feb-11	280,33	556	35	198,335315	0,6648067	6.728	13344	840	24	210.592,00	260.030,07	20.264,20	538,79	0,29740005
mar-11	243,88	375	23	153,763397	0,60593214	6.158	9468,75	580,75	25,25	216.750,00	269.498,82	20.844,95	564,04	0,18685297
abr-11	276,07	661		239,430789	0,70538913	7.730	18508	0	28	224.480,00	288.006,82	20.844,95	592,04	0,37918
may-11	240,86	631	8	261,975662	0,72373833	6.985	18299	232	29	231.465,00	306.305,82	21.076,95	621,04	0,41826095
jun-11	167,88	426	30	253,75268	0,71731663	4.197	10650	750	25	235.662,00	316.955,82	21.826,95	646,04	0,40441064
jul-11	285,50	417	33	146,059545	0,59359431	7.423	10842	858	26	243.085,00	327.797,82	22.684,95	672,04	0,16452994
ago-11	273,63	364	32	133,024729	0,570861	8.209	10920	960	30	251.294,00	338.717,82	23.644,95	702,04	0,12393238
sep-11	256,00	413	34	161,328125	0,61733931	7.424	11977	986	29	258.718,00	350.694,82	24.630,95	731,04	0,20771009
oct-11	330,13	275	206	83,2996769	0,4544453	9.904	8250	6180	30	268.622,00	358.944,82	30.810,95	761,04	-0,07935668
nov-11	316,43	253	198	79,9536501	0,44430135	9.493	7590	5940	30	278.115,00	366.534,82	36.750,95	791,04	-0,0971617
dic-11	129,65	450	60	347,101269	0,77633702	4.019	13950	1860	31	282.134,00	380.484,82	38.610,95	822,04	0,5404562





Anexo 3.2. Mapa Estructural al tope arenisca hollin del campo Pindo
Fuente: OFM- departamento de exploración y desarrollo del consorcio Petrosud-Petroriva

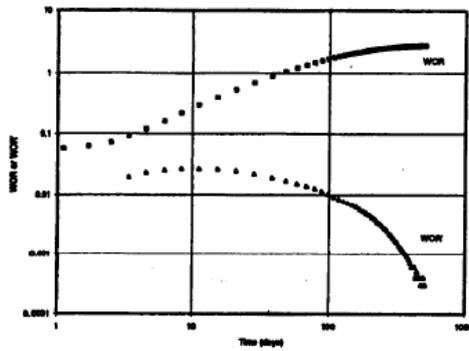


Figure 3—Bottomwater coning WOR and WOR' derivatives.

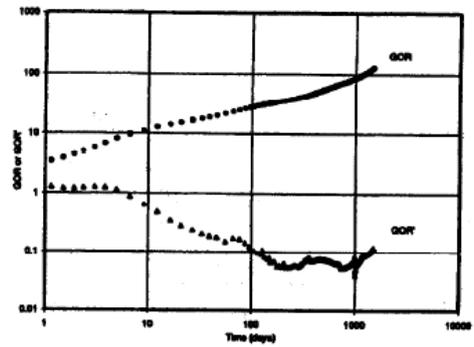


Figure 6—GOR and GOR' derivatives for gas coning in an oil well.

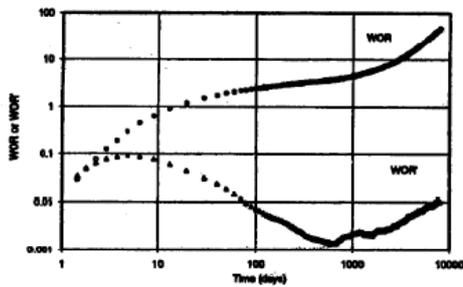


Figure 4—Bottomwater coning with late time channeling behavior.

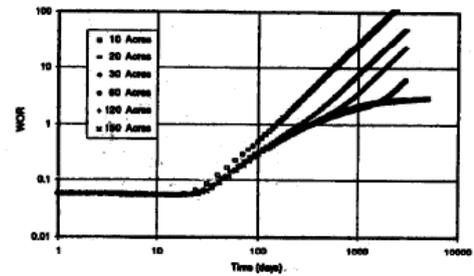


Figure 7—Bottomwater coning WOR vs well spacing.

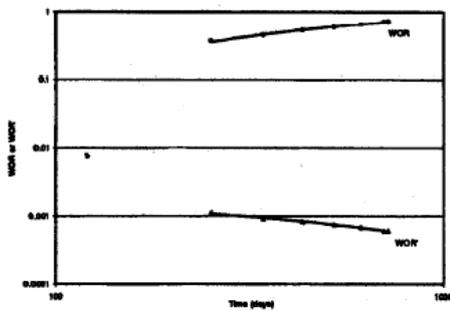


Figure 5—WOR and WOR' derivatives from the coning case history of the second SPE comparative solution project.

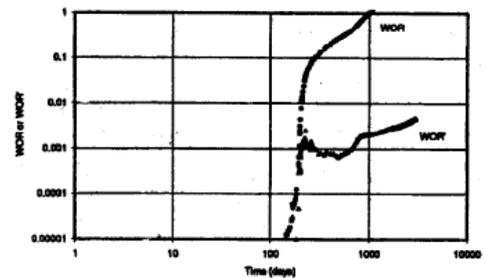


Figure 8—WOR and WOR' derivatives for thief layer water recycling.

Anexo 4.10 gráficos de diagnóstico de control de agua KS Chan
 Fuente: OFM- departamento de exploración y desarrollo del consorcio Petrosud-Petroriva

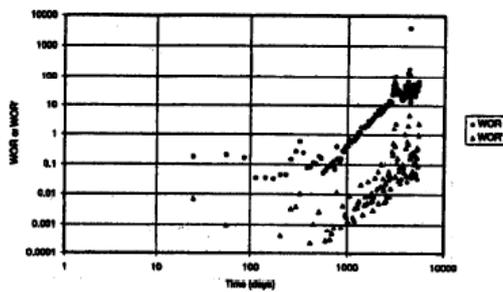


Figure 9—Field Example 1: Multilayer Channeling.

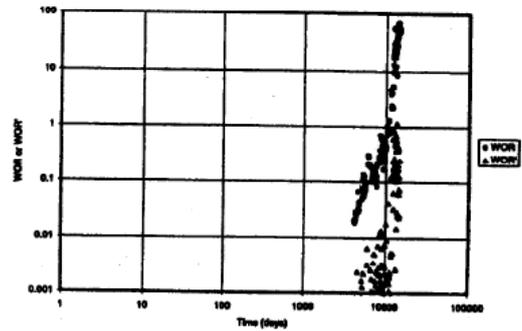


Figure 12—Field Example 4: Rapid Channeling.

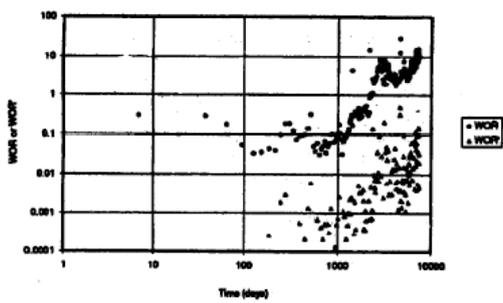


Figure 10—Field Example 2: Multilayer Channeling With Production Changes.

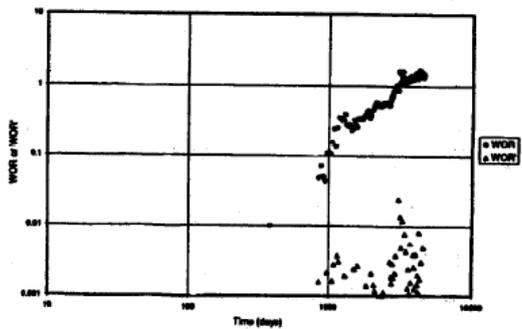


Figure 13—Field Example 5: Bottomwater Drive Coning.

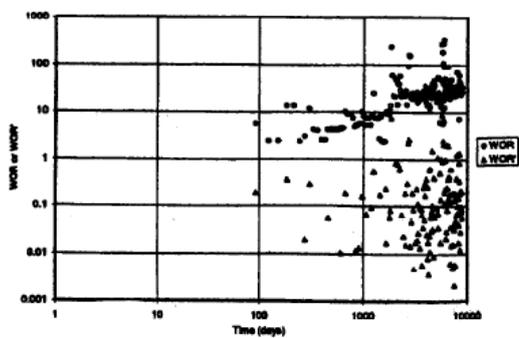


Figure 11—Field Example 3: Normal Displacement With High WOR.

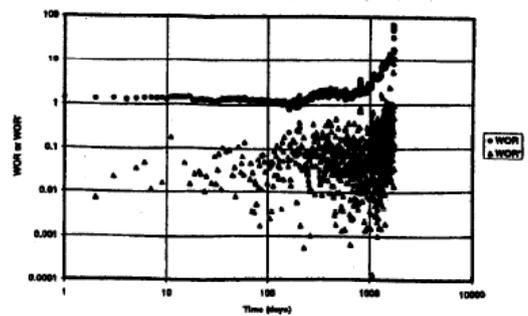
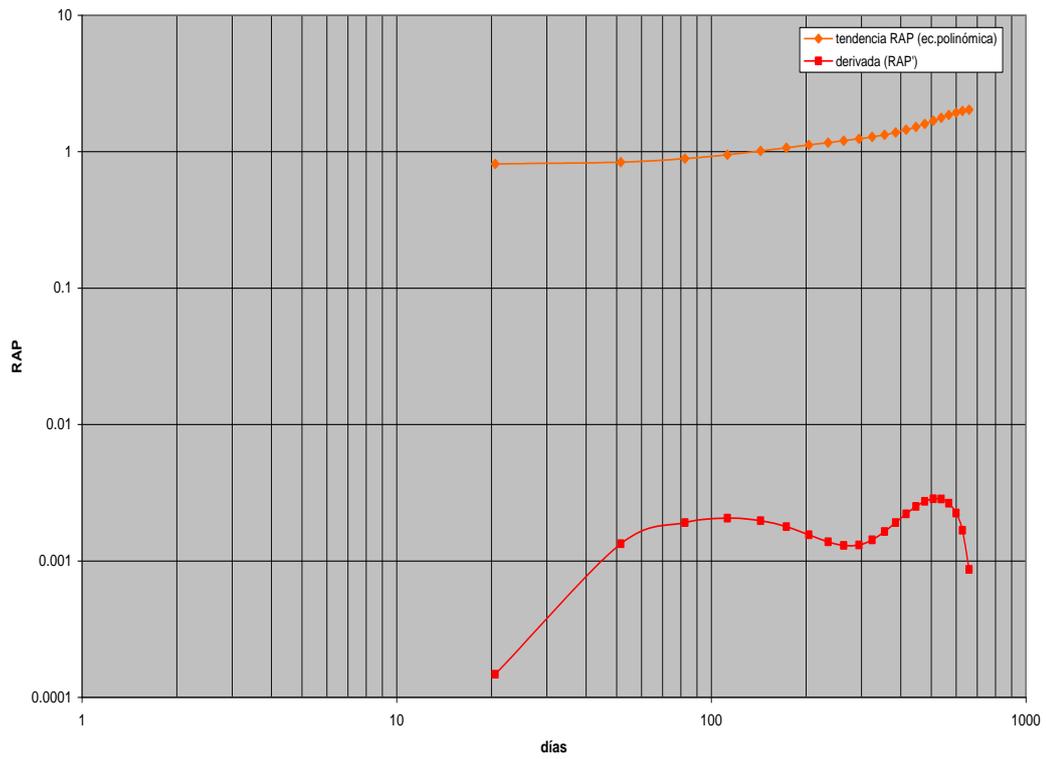
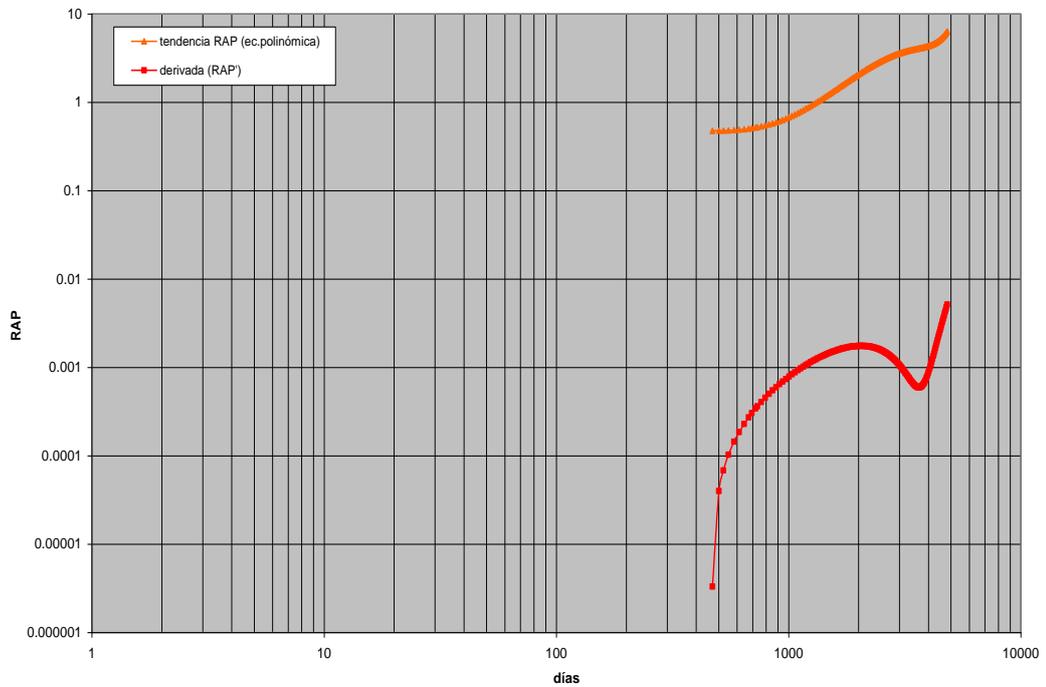


Figure 14—Field Example 6: Near Wellbore Water Channeling.

Anexo 4.11 Gráficos de diagnóstico de control de agua KS Chan
 Fuente: OFM- departamento de exploración y desarrollo del consorcio Petrosud-Petroriva

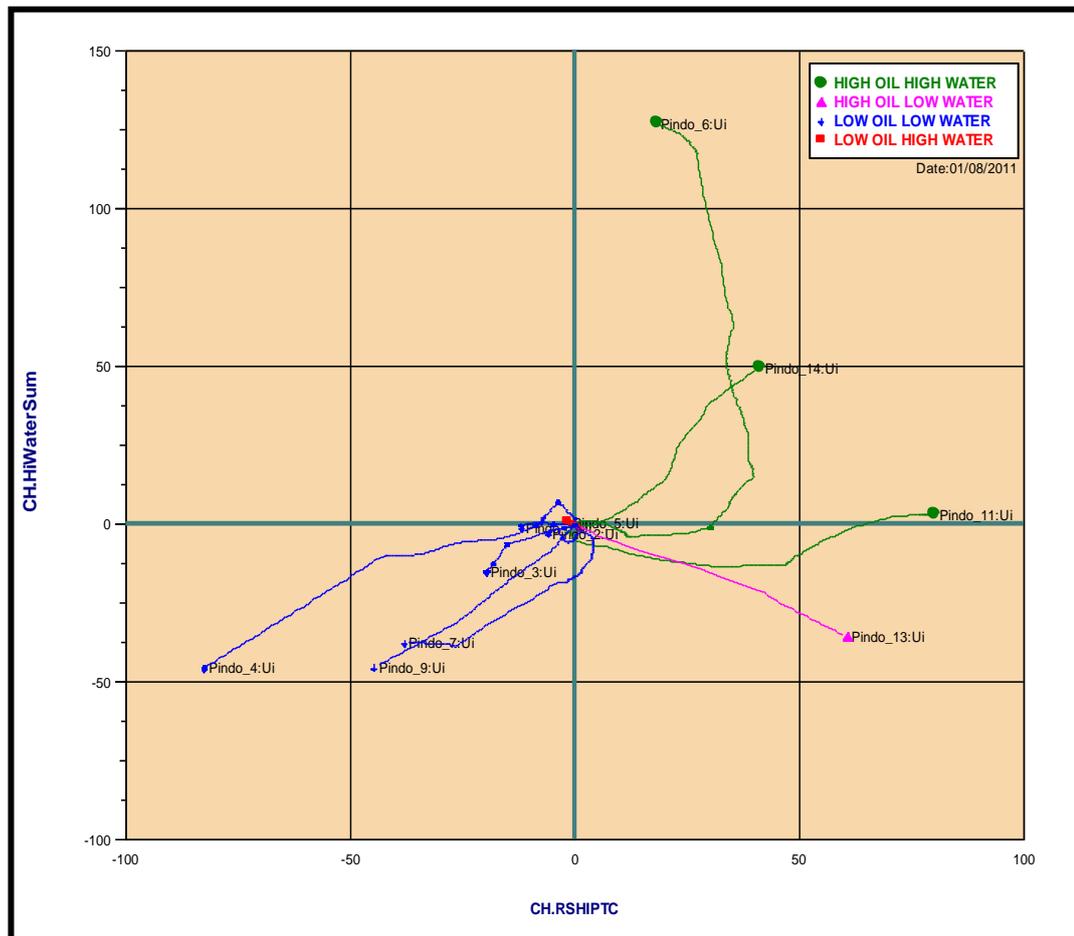


Anexo4.12. RAP y RAP' vs. tiempo del pozo Pindo 14_U inferior
 Fuente: OFM- departamento de exploración y desarrollo del consorcio Petrosud-Petroriva
 Realizado por: Andrés Villegas



Anexo 4.13. RAP y RAP' vs. tiempo del pozo Pindo 06_U inferior
 Fuente: OFM- departamento de exploración y desarrollo del consorcio Petrosud-Petroriva

Realizado por: Andrés Villegas



Anexo4.17 Análisis índice de heterogeneidad Campo Pindo

Fuente: OFM- departamento de exploración y desarrollo del consorcio Petrosud-Petriviva.

Realizado por: Andrés Villegas

Glosario de términos

Anticlinal: Plegamiento de las capas superiores de las rocas similar a un arco en forma de domo.

Acuífero: Capa subterránea de roca permeable, arena o gravilla que contiene o a través de la cual fluye agua.

Adhesión: Estado de cohesión del cemento y la tubería de revestimiento con respecto a la pared del pozo.

Agua de Formación: Agua que se encuentra conjuntamente con el petróleo y el gas en los yacimientos de hidrocarburos. Puede tener diferentes concentraciones de sales minerales.

Análisis de Núcleos: Examen de laboratorio de muestras geológicas tomadas durante la perforación del pozo, para determinar parámetros geológicos y petrofísicos de las rocas y de sus fluidos tales como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, como datos fundamentales.

Ángulo de Desviación: En la perforación de desviación controlada, es el ángulo indicado en grados hacia el cual se desvía del pozo desde la vertical, por medio de uniones curvas u otras herramientas de control.

API GRAVITY: Gravedad del petróleo, determinada a base de los estándares del American Petroleum Institute (API).

Arena Productiva: Capa de arena o arenisca donde se encuentra acumulaciones de hidrocarburos.

Arcilla: Materia plástica, blanda, de varios colores, comúnmente compuesta de silicato de aluminio, formado por la descomposición del feldespato y de otros silicatos de aluminio.

Arenisca: Roca sedimentaria compuesta de arena cementada por otros materiales.

B

Barril: Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados, equivale a 42 galones americanos o 158.98 litros.

Bombeo Electrosumergible: Método de levantamiento en pozos de petróleo consiste en bajar una bomba accionada con un motor eléctrico al fondo del pozo para impulsar el crudo a la superficie.

C

Caliza: Roca calcárea, sedimentaria, compuesta mayormente de carbonatos de magnesio cuarzo.

Cemento: Cal hidráulica que sirve para fabricar una especie de argamasa. El cemento que se utiliza en las instalaciones petroleras es el corriente tipo Pórtland y se calcula por sacos de 94 lbs.

Centipoise: (cp). Unidad de viscosidad igual a 0.01 poise. Un poise es igual a 1 gr por metro-segundo, y un centipoise es 1 gr por centímetro-segundo.

Contaminación: Presencia en un fluido de perforación de cualquier material extraño que tienda a producir efectos nocivos en sus propiedades.

Co-polímero: Sustancia formada cuando dos o más de éstas se polimerizan al mismo tiempo, dando por resultado un producto el cual no es una mezcla de polímeros individuales sino un complejo que tiene propiedades de cada polímero que lo compone.

Costo de Producción: Son las alícuotas de los reembolsos de las inversiones, costos y gastos efectuados en el período de exploración y en el de explotación, incluido el pago por servicios que realice la empresa al contratista.

Crudo pesado: Petróleo de elevada gravedad específica.

D

Daño de Formación: Daño de la productividad de una formación como resultado de la invasión a la misma de fluidos o partículas provenientes del lodo o formaciones adyacentes.

Darcy: Unidad de medición de permeabilidad nombrada en honor a su creador, Henry D'Arcy. Dado que la permeabilidad promedio es frecuentemente menor de un darcy, la medición se expresa en milidarcys (md).

Densidad: Medida de la materia como masa por unidad de volumen expresada en libras por galón (ppg), gramos por centímetro cúbico (g/cc) y libras por pie cúbico (lb/ft³).

F

Falla: Término geológico que describe una fractura de estratos subterráneos desplazados arriba o abajo de una posición original.

Filtración: Proceso de separación de los sólidos suspendidos desde sus líquidos forzando al líquido a través de un medio poroso.

Fluido: Cualquier sustancia que rápidamente asume la forma del contenedor en el cual está depositada. El término incluye a líquidos y gases.

Flujo: Movimiento de fluidos en general. Puede ser el desplazamiento de petróleo en los yacimientos, del lodo de perforación, del crudo o gas en poliductos, de derivados en refinerías, etc.

G

Gamma Ray: Registro Rayos Gamma. Se baja en la primera y segunda corrida en el pozo a hueco abierto con wire line o con LWD.

Gel: Término empleado para designar a las arcillas comerciales altamente coloidales, altamente cedentes y constructoras de viscosidad tales como la bentonita y las arcillas de atapulgita.

H

Hidróxido: Compuestos básicos que contienen el radical OH

Humectación: Adhesión de un líquido a la superficie de un sólido.

L

Lechada: Mezcla de cementos que se bombean en el pozo y que al endurecerse o fraguarse proporciona sustentación a la tubería de cemento.

Litología: Estudio, descripción y clasificación de rocas.

M

Milidarcy: 1/1000 darcy. Ver "Darcy".

Molécula: La partícula más pequeña a la que un compuesto puede ser reducido sin perder su identidad química.

Monómero: Una molécula sencilla que puede ser químicamente unida para formar cadenas largas conocidas como polímeros.

O

Obturar: Tapar o cerrar una abertura o conducto introduciendo o aplicando un cuerpo

P

Partes por Millón: (ppm). Unidad de peso del soluto por millón de unidades en peso de solución (soluto más solvente), que corresponde al porcentaje en peso excepto que la base es un millón en vez de mil.

Pérdidas de Caída de Presión: Presión perdida en un tubo o anular debido a la velocidad del líquido en el tubo, las propiedades del fluido, la condición de la pared del tubo y el alineamiento del tubo

Pérdidas de Circulación: Resultado de todo el fluido de perforación que escapa dentro de la formación a través de grietas o del medio poroso.

Permeabilidad: Medida de la habilidad de cualquier formación rocosa para transmitir a un fluido de una fase bajo condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el darcy.

Polímero: Sustancia formada cuando dos o más moléculas del mismo tipo son enlazadas extremo con extremo, dando como resultado otro compuesto que tiene los mismos elementos que las moléculas originales, pero más elevado peso molecular y diferentes propiedades físicas.

Porosidad: Cantidad de espacios vacíos en una formación rocosa, generalmente es expresada como porcentaje de espacios por volumen total.

Presión: Esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza entre área, tal como newton por metro cuadrado.

Presión de Formación o de Reservorio: Presión natural a la cual es sometido el petróleo o gas por efectos del peso de la corteza terrestre y la profundidad, la misma que los empuja a la superficie.

Presurizar: Mantener la presión atmosférica normal en un recinto, independientemente de la presión exterior, como en la cabina de pasajeros de un avión.

R

Reacondicionamientos de Pozos: Son trabajos destinados a mejorar la producción de un pozo. Pueden ser trabajos de reparación de la completación de un pozo o trabajos a la formación tales como estimulaciones, acidificaciones, fracturamientos, etc.

Registro Eléctrico: Corridos con una línea de alambre para obtener información concerniente a la porosidad, permeabilidad, contenido de fluido de las formaciones perforadas y otra información.

Reservas: Son volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento y factibles de recuperación.

Reservas Remanentes: Volumen de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en yacimiento.

Reservorio: Roca porosa y permeable que tiene capacidad de almacenar y ceder fluidos tales como petróleo, gas y agua.

Resistividad: Resistencia eléctrica ofrecida al paso de una corriente, es expresada en ohm-metro; es el recíproco de la conductividad.

T

Trampa: Estructura geológica en la cual se acumulan hidrocarburos para formar un campo de aceite o gas.

Trampa Estructural: Trampa de hidrocarburos formada por la distorsión de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre.

Tubería de Revestimiento: Consiste en tramos de tubería de acero ya sea roscas o soldados uno a otro para armar una columna continua hasta la profundidad deseada.

V

Viscosidad: Resistencia interna ofrecida por un fluido al flujo.