

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA CONTROLAR EL  
INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN LOS POZOS  
DEL CAMPO PINDO EMPLEANDO EL ANÁLISIS DE LAS  
GRÁFICAS DE CHAN**

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

**MANUEL ALEJANDRO SAGAL ORTEGA**  
**AlejandroSagal@spemail.org**

**DIRECTOR: ING. EDUARDO PATRICIO JARAMILLO CARRERA, Msc.**  
**Patricio.jaramillo@gmail.com**

**Quito, Julio 2013**

## DECLARACIÓN

Yo, Manuel Alejandro Sagal Ortega, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

Manuel Alejandro Sagal Ortega

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Manuel Alejandro Sagal Ortega, bajo mi supervisión.

---

**Ing. Patricio Jaramillo, Msc**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer a Dios que me ha permitido con salud y sabiduría llegar a cumplir mis metas.

Al Consorcio Petrosud - Petroriva que me ayudo a cumplir este reto de culminar mis estudios, además que me ha proporcionado los conocimientos suficientes para poder iniciar en la vida laboral.

A la compañía Schlumberger que me ayudo con las herramientas necesarias para poder realizar este trabajo con el que concluyo esta etapa.

A mi tutor el Ing. Patricio Jaramillo que incondicionalmente me colaboro para poder culminar con este reto.

A mis profesores que durante toda la carrera con su exigencia y paciencia supieron nutrirme de sus conocimientos para con esto obtener los suficientes conocimientos técnicos y poder enfrentar los nuevos retos de la vida laboral.

Al Ing. Luis Narváez que con su experiencia me supo ayudar cuando fue necesario.

A mi familia que me ha acompañado y apoyado en cada uno de los retos encontrados durante toda mi vida académica y fuera de las aulas.

A mi novia Gabby que con su apoyo durante nuestras carreras me acompañó y ayudo a superar cada uno de los semestres en la vida estudiantil.

A mis grandes amigos y compañeros que encontré durante la carrera ya que con su paciencia e incondicional amistad y compañerismo me ayudaron a superar juntos cada uno de los retos que encontramos.

ALEJO

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo que cierra con broche de oro esta etapa estudiantil principalmente a Dios que con sus bendiciones ha permitido que logre superar cada uno de los peldaños encontrados durante este gran reto.

A mi novia Gabby ya que ella con su ejemplo, carácter e incondicional presencia ha sido el apoyo para poder seguir adelante en cada momento.

A mi madre que con su ejemplo de superación se convirtió en la lumbre que guio mi camino, a mi padre que desde el cielo es un ángel a mi lado que me acompaña en cada una de las decisiones tomadas.

A mis hermanas Lore, Anita y Daniela ya que junto a ellas hemos sido el apoyo mutuo para superar todos y cada uno de los tropiezos y retos.

A mis primos, mis tíos y mi abuelito que siempre confiaron en mí y que con su confianza y respaldo me acompañaron en cada momento.

A Zeus y Rufles que a su manera han estado ahí para con su golpe anímico y compañía me ayudaron a salir adelante cada uno a su momento.

ALEJO

## CONTENIDOS

DECLARACIÓN .....	i
CERTIFICACIÓN .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
DEDICATORIA.....	iv
CONTENIDOS .....	v
LISTA DE FIGURAS .....	xx
LISTA DE TABLAS.....	xxiii
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS.....	xxiv
RESUMEN .....	xxvi
PRESENTACIÓN .....	xxvii
CAPÍTULO 1 .....	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PINDO .....	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. BREVE RESEÑA HISTÓRICA .....	1
1.3. UBICACIÓN DEL CAMPO PINDO.....	1
1.4. GEOLOGÍA DEL CAMPO PINDO .....	2
1.4.1. CUENCA ORIENTE .....	2
1.5. ESTRUCTURA DEL CAMPO PINDO .....	3
1.6. ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO PINDO .....	4
1.7. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO PINDO .....	4
1.7.1. FORMACIÓN TENA.....	5

1.7.2. FORMACIÓN NAPO .....	5
1.7.3. FORMACIÓN HOLLÍN .....	5
1.7.4. FORMACIÓN TIYUYACU .....	5
1.7.5. FORMACIÓN ORTEGUAZA .....	6
1.8. DESCRIPCIÓN DE LOS RESERVORIOS PROBADOS DEL CAMPO PINDO .....	6
1.8.1. HOLLÍN .....	7
1.8.2. ARENA U .....	7
1.8.3. ARENA T INFERIOR.....	8
1.8.4. BASAL TENA .....	9
1.9. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LOS YACIMIENTOS.....	10
1.9.1. POROSIDAD.....	10
1.9.2. PERMEABILIDAD .....	11
1.9.2.1. Permeabilidad absoluta .....	11
1.9.2.2. Permeabilidad efectiva .....	12
1.9.2.3. Permeabilidad relativa .....	12
1.9.3. ESPESOR PROMEDIO .....	12
1.9.4. PRESIÓN DEL RESERVORIO .....	13
1.9.5. TEMPERATURA DEL RESERVORIO .....	13
1.9.6. SALINIDAD .....	13
1.10. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS.....	13

1.10.1. GRADO API .....	13
1.10.2. VISCOSIDAD .....	14
1.10.3. FACTOR VOLUMÉTRICO .....	14
1.11. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DEL CAMPO PINDO...	15
1.11.1. HISTORIA DE PRODUCCIÓN .....	15
1.11.2. CARACTERÍSTICAS DE LA PRODUCCIÓN ACTUAL.....	16
1.12. RESERVAS .....	16
1.12.1. PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (POES) .....	17
1.12.2. RESERVAS PRIMARIAS .....	17
1.12.2.1 Reservas probadas.....	18
1.12.2.1.1 Reservas probadas desarrolladas.....	18
1.12.2.2 Reservas remanentes.....	18
1.12.3. RESERVAS SECUNDARIAS.....	18
1.13 RESERVAS DEL CAMPO PINDO .....	19
1.14. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	20
1.14.1. GAS EN SOLUCIÓN .....	20
1.14.2. EMPUJE HIDRÁULICO.....	20
1.15. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO PINDO..	20
1.16. FACILIDADES DE SUPERFICIE .....	21
1.16.1. ESTACION PINDO.....	22
1.16.1.1. Manifolds .....	22

1.16.1.2. Separadores .....	22
1.16.1.3. Mecheros .....	23
1.16.1.4. Unidad Waukesha .....	23
1.16.1.5. Unidad Caterpillar .....	23
1.16.1.6. Bota de Gas .....	23
1.16.1.7. Tanque de Lavado .....	23
1.16.1.8. Tanque de Surgencia .....	24
1.16.1.9. Tanques de Almacenamiento .....	24
1.16.1.10. Unidad LACT .....	24
1.16.1.11. Bombas de Transferencia .....	24
1.16.1.12. Bombas de Inyección y Reinyección .....	24
1.16.1.13. Sumideros .....	25
1.16.1.14. Sistema Contra Incendios .....	25
1.16.1.15. Laboratorio .....	25
1.16.1.16. Campamento .....	25
1.16.1.17. Otras Instalaciones .....	25
CAPÍTULO 2 .....	26
ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DEL INCREMENTO DE AGUA EN POZOS PETROLEROS .....	26
2.1. INTRODUCCIÓN .....	26
2.2. ORIGENES DEL AGUA PRODUCIDA .....	26
2.2.1. AGUA DE BARRIDO .....	26

2.2.3. AGUA EXCESIVA .....	26
2.3. CAUSAS DE INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA .....	26
2.3.1. FILTRACIONES EN CASING Ó PACKERS .....	27
2.3.2. CEMENTACIÓN DEFECTUOSA DEL CASING .....	27
2.3.3. CONTACTO AGUA PETRÓLEO DINÁMICO .....	28
2.3.4. ZONAS INUNDADAS.....	29
2.3.4.1. Zona inundada sin flujo transversal .....	29
2.3.4.2. Zona inundada con flujo transversal .....	29
2.3.5. RECUPERACIÓN SECUNDARIA INEFICIENTE.....	30
2.3.5.1. Barrido areal deficiente .....	30
2.3.5.2. Fracturas ó fallas entre pozos inyector y productor .....	31
2.3.6. FRACTURAS O FALLAS DESDE UNA CAPA INUNDADA CON AGUA .....	31
2.3.7. CONIFICACIÓN .....	32
2.3.8. SEGREGACIÓN POR GRAVEDAD .....	33
2.4. DATOS PARA DIAGNÓSTICO.....	34
2.5. CURVAS DE DIAGNÓSTICO DE CHAN.....	34
2.5.1. CONIFICACIÓN .....	35
2.5.2. COMUNICACIÓN.....	36
2.5.3. CANALIZACIÓN, FLUJO A TRAVÉS DE UNA FALLA .....	37
2.6. ANÁLISIS ADICIONALES Y COMPLEMENTARIOS.....	38

2.6.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN .....	39
2.6.2. GRÁFICO DE DECLINACIÓN.....	39
2.6.3. GRÁFICOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA.....	40
2.6.4. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO .....	41
2.6.5. COMPLETACIÓN MECÁNICA DEL POZO.....	41
2.6.6. ANÁLISIS QUÍMICOS DEL AGUA PRODUCIDA.....	41
2.6.7. REGISTROS DE CALIDAD DE CEMENTO .....	41
2.6.8. REGISTROS DE PRODUCCIÓN.....	42
2.7. TRATAMIENTOS Y POSIBLES PROPUESTAS TÉCNICAS .....	42
2.7.1. SOLUCIONES MECÁNICAS .....	42
2.7.1.1. Herramientas .....	43
2.7.1.1.1. Tapones mecánicos .....	43
2.7.1.1.2. Tapón Inflable .....	44
2.7.1.2. Nuevas tecnologías de completación para control de la producción de agua.....	44
2.7.1.2.1. Sistema SubSep .....	45
2.7.2. SOLUCIONES QUÍMICAS .....	46
2.7.2.1. Tratamiento con gel rígido .....	47
2.7.2.2. Tratamiento con polímeros .....	48
2.7.2.3. Tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa (RPM) .....	48
2.7.3 CEMENTACIONES .....	49

2.7.3.1. Cementación forzada o remedial .....	49
CAPÍTULO 3 .....	51
PROPUESTA TÉCNICA PARA CONTROLAR EL INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA.....	51
3.1. INTRODUCCIÓN.....	51
3.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS PARA EL ESTUDIO .....	51
3.2.1. MAPAS DE BURBUJA.....	52
3.2.2. ÍNDICE DE HETROGENEIDAD .....	52
3.2.3. GRÁFICO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO.....	53
3.3. SELECCIÓN DE POZOS PARA ESTUDIO CAMPO PINDO.....	54
3.3.1 SELECCIÓN DE POZOS DE BASAL TENA .....	54
3.3.1.1. Mapas de burbuja Basal Tena.....	54
3.3.1.2. Gráfico de Índice de Heterogeneidad .....	55
3.3.1.3. Gráfico de Recuperación de Petróleo por Pozo.....	55
3.3.2 SELECCIÓN DE POZOS DE T INFERIOR.....	56
3.3.2.1. Mapas de burbuja T Inferior.....	56
3.3.2.2. Gráfico de Índice de Heterogeneidad .....	57
3.3.2.3. Gráfico de Recuperación de Petróleo por Pozo.....	57
3.3.3 SELECCIÓN DE POZOS DE U INFERIOR .....	59
3.3.3.1. Mapas de burbuja U Inferior .....	59
3.3.3.2. Gráfico de Índice de Heterogeneidad .....	60
3.3.3.3. Gráfico de Recuperación por Pozo.....	60

3.4. ANÁLISIS TÉCNICO.....	63
3.4.1. GRÁFICOS GENÉRICOS DE PRODUCCIÓN.....	64
3.4.2. PIN 01_BT.....	64
3.4.2.1. Gráfico de declinación PIN 01_BT.....	64
3.4.2.2. Historial de producción y eventos PIN 01_BT.....	64
3.4.2.3. Producción de Agua PIN 01_BT.....	65
3.4.2.4. Curvas de Chan PIN 01_BT.....	65
3.4.3. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 01_BT.....	66
3.4.4. PIN 06_Ui.....	66
3.4.4.1. Gráfico de declinación PIN 06_Ui.....	66
3.4.4.2. Historial de producción y eventos PIN 06_Ui.....	67
3.4.4.3. Producción de Agua PIN 06_Ui.....	67
3.4.4.4. Curvas de Chan PIN 06_Ui.....	67
3.4.5. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 06_Ui.....	68
3.4.6. PIN 07_Ui + Ti.....	68
3.4.6.1. Gráfico de declinación PIN 07_Ui.....	68
3.4.6.2. Historial de producción y eventos PIN 07_Ui.....	69
3.4.6.3. Producción de Agua PIN 07_Ui.....	69
3.4.6.4. Curvas de Chan PIN 07_Ui.....	69
3.4.6.5. Gráfico de declinación PIN 07_Ti.....	70
3.4.6.6. Historial de producción y eventos PIN 07_Ti.....	70

3.4.6.7. Producción de Agua PIN 07_Ti.....	70
3.4.6.8. Curvas de Chan PIN 07_Ti .....	71
3.4.7. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 07_Ti + Ui .....	71
3.4.8. PIN 11_Ui.....	72
3.4.8.1. Gráfico de declinación PIN 11_Ui.....	72
3.4.8.2. Historial de producción y eventos PIN 11_Ui.....	72
3.4.8.3. Producción de Agua PIN 11_Ui .....	73
3.4.8.4. Curvas de Chan PIN 11_Ui .....	73
3.4.9. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 11_Ui .....	74
3.4.10. PIN 14_Ui.....	74
3.4.10.1. Gráfico de declinación PIN 14_Ui.....	75
3.4.10.2. Historial de producción y eventos PIN 14_Ui.....	75
3.4.10.3. Producción de Agua PIN 14_Ui .....	75
3.4.10.4. Curvas de Chan PIN 14_Ui.....	76
3.4.11. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 14_Ui .....	76
3.4.12. PIN 15D_Ti.....	77
3.4.12.1. Gráfico de declinación PIN 15D_Ti.....	77
3.4.12.2. Historial de producción y eventos PIN 15D_Ti.....	77
3.4.12.3. Producción de Agua PIN 15D_Ti.....	77
3.4.12.4. Curvas de Chan PIN 15D_Ti .....	78
3.4.13. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 15D_Ti .....	78

3.4.14. PIN 16D_Ti.....	79
3.4.14.1. Gráfico de declinación PIN 16D_Ti.....	79
3.4.14.2. Historial de producción y eventos PIN 16D_Ti.....	80
3.4.14.3. Producción de Agua PIN 16D_Ti.....	80
3.4.14.4. Curvas de Chan PIN 16D_Ti .....	80
3.4.15. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 16D_Ti.....	81
3.4.16. RESUMEN DE PROPUESTAS TÉCNICAS PARA LOS POZOS ANALIZADOS .....	81
CAPÍTULO 4 .....	83
ANÁLISIS ECONÓMICO.....	83
4.1. INTRODUCCIÓN.....	83
4.2. FLUJO NETO DE CAJA .....	83
4.3. VALOR ACTUAL NETO.....	84
4.4. TASA INTERNA DE RETORNO.....	84
4.5. RELACIÓN COSTO/BENEFICIO .....	85
4.6. DATOS A CONSIDERARSE EN LA EVALUACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO PINDO .....	86
4.7. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS.....	86
4.7.1 PIN 01 .....	88
4.7.2 PIN 06 .....	89
4.7.3 PIN 07 .....	89
4.7.4 PIN 11 .....	89

4.7.5 PIN 14 .....	89
4.7.6 PIN 15D.....	90
4.7.7 PIN 16D.....	90
CAPÍTULO 5 .....	92
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	92
5.1 CONCLUSIONES .....	92
5.2 RECOMENDACIONES.....	93
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	95
GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS.....	96
ANEXOS .....	98
ANEXO 1.....	99
Anexo 1.1. Columna estratigráfica del Campo Pindo.....	100
Anexo 1.2. Características promedios de los yacimientos productivos del campo Pindo .....	101
Anexo 1.3. Características de los fluidos producidos del campo Pindo .....	102
Anexo 1.4. Facilidades de producción Estación Pindo.....	103
ANEXO 2.....	104
Anexo 2.1. Gráficos de Chan Paper SPE 30775 (b) .....	106
Anexo 2.1. Gráficos de Chan Paper SPE 30775 (c).....	107
Anexo 2.2. Sistema SubSep.....	108
ANEXO 3.....	109
Anexo 3.1. Mapa de burbuja de Acumulado de Agua Basal Tena. ....	110
Anexo 3.2. Mapa de burbuja de Acumulados de Producción Basal Tena.....	111
Anexo 3.3. Mapa de Burbuja de Radios de Drenaje Basal Tena. ....	112
Anexo 3.4. Índice de Heterogeneidad Basal Tena. ....	113

Anexo 3.5. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 01_BT.....	114
Anexo 3.6. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 02_BT.....	114
Anexo 3.7. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 03_BT.....	115
Anexo 3.8. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 04_BT.....	115
Anexo 3.9. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 05_BT.....	116
Anexo 3.10. Mapa de Burbuja de Acumulado de Agua T Inferior.....	117
Anexo 3.11. Mapa de Burbuja de Acumulados de Producción T Inferior. ....	118
Anexo 3.12. Mapa de Burbuja de Radios de Drenaje T Inferior. ....	119
Anexo 3.13. Índice de Heterogeneidad T Inferior.....	120
Anexo 3.14. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 02_Ti. ....	121
Anexo 3.15. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 05_Ti. ....	121
Anexo 3.16. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 07_Ti. ....	122
Anexo 3.17. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 15D_Ti.....	122
Anexo 3.18. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 16_Ti. ....	123
Anexo 3.19. Mapa de Burbuja de Acumulado de Agua U Inferior.....	124
Anexo 3.20. Acumulados de Producción U Inferior.....	125
Anexo 3.21. Radios de Drenaje U Inferior.....	126
Anexo 3.22. Índice de Heterogeneidad U Inferior.....	127
Anexo 3.23. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 02_Ui. ....	128
Anexo 3.24. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 03_Ui. ....	128
Anexo 3.25. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 04_Ui. ....	129
Anexo 3.26. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 06_Ui. ....	129
Anexo 3.27. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 07_Ui. ....	130
Anexo 3.28. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 09_Ui. ....	130
Anexo 3.29. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 11_Ui. ....	131
Anexo 3.30. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 13_Ui. ....	131

Anexo 3.31. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 14_Ui. ....	132
Anexo 3.32. Reservas pozos escogidos campo Pindo.....	132
Anexo 3.33. Curva de Declinación PIN 01_BT.....	133
Anexo 3.34. Historial de producción y Eventos PIN 01_BT.....	133
Anexo 3.35. Gráficos de Agua PIN 01_BT. ....	134
Anexo 3.36. Completación mecánica del pozo PIN 01.....	135
Anexo 3.37. Curva de Recuperación PIN 06_Ui. ....	136
Anexo 3.38. Historial de producción y Eventos PIN 06_Ui.....	136
Anexo 3.39. Gráficos de Agua PIN 06_Ui. ....	137
Anexo 3.40. Completación mecánica del pozo PIN 06.....	138
Anexo 3.41. Curva de Declinación PIN 07_Ui.....	139
Anexo 3.42. Historial de producción y Eventos PIN 07_Ui.....	139
Anexo 3.43. Gráficos de Agua PIN 07_Ui. ....	140
Anexo 3.44. Curva de Declinación PIN 07_Ti. ....	140
Anexo 3.45. Historial de producción y Eventos PIN 07_Ti. ....	141
Anexo 3.46. Gráficos de Agua PIN 07_Ti.....	141
Anexo 3.47. Completación mecánica del pozo PIN 07.....	142
Anexo 3.48. Curva de Recuperación PIN 11_Ui. ....	143
Anexo 3.49. Historial de producción y Eventos PIN 11_Ui.....	143
Anexo 3.50. Gráficos de Agua PIN 11_Ui. ....	144
Anexo 3.51. Completación mecánica del pozo PIN 11.....	145
Anexo 3.52. Curva de Recuperación PIN 14_Ui. ....	146
Anexo 3.53. Historial de producción y Eventos PIN 14_Ui.....	146
Anexo 3.54. Gráficos de Agua PIN 14_Ui. ....	147
Anexo 3.55. Completación mecánica del pozo PIN 14.....	148
Anexo 3.56. Curva de Declinación PIN 15D_Ti.....	149

Anexo 3.57. Historial de producción y Eventos PIN 15D_Ti.....	149
Anexo 3.58. Gráficos de Agua PIN 15D_Ti.....	150
Anexo 3.59. Completación mecánica del pozo PIN 15D .....	151
Anexo 3.60. Curva de Declinación PIN 16D_Ti.....	152
Anexo 3.61. Historial de producción y Eventos PIN 16D_Ti.....	152
Anexo 3.62. Gráficos de Agua PIN 16D_Ti.....	153
Anexo 3.63. Completación mecánica del pozo PIN 16D .....	154
ANEXO 4.....	155
Anexo 4.1. Resumen económico PIN 01_BT caso A (no hacer nada).....	156
Anexo 4.2. Resumen económico PIN 01_BT caso B (tratamiento químico). .....	157
Anexo 4.3. Resumen económico PIN 01_BT caso C (drenaje del cono). .....	158
Anexo 4.4. Resumen económico PIN 06_UI caso A (no hacer nada).....	159
Anexo 4.5. Resumen económico PIN 06_UI caso B (tratamiento químico). .....	160
Anexo 4.6. Resumen económico PIN 06_UI caso C (drenaje del cono). .....	161
Anexo 4.7. Resumen económico PIN 07_UI+TI caso A (no hacer nada).....	162
Anexo 4.8. Resumen económico PIN 07_UI+TI caso D (cambio de completación). 163	
Anexo 4.9. Resumen económico PIN 07_UI+TI caso E (SQZ_Packers + pulling). . 164	
Anexo 4.10. Resumen económico PIN 11_UI caso A (no hacer nada).....	165
Anexo 4.11. Resumen económico PIN 11_UI caso D (cambio de completación). ... 166	
Anexo 4.12. Resumen económico PIN 11_UI caso E (SQZ_Packers + pulling). .... 167	
Anexo 4.13. Resumen económico PIN 14_UI caso A (no hacer nada). .....	168
Anexo 4.14. Resumen económico PIN 14_UI caso B (tratamiento químico). .....	169
Anexo 4.15. Resumen económico PIN 14_UI caso C (drenaje del cono). .....	170
Anexo 4.16. Resumen económico PIN 15_TI caso A (no hacer nada). .....	171
Anexo 4.17. Resumen económico PIN 15_TI caso D (cambio de completación).... 172	
Anexo 4.18. Resumen económico PIN 15_TI caso E (SQZ_Packers + pulling)..... 173	

Anexo 4.19. Resumen económico PIN 16_TI caso A (no hacer nada). .....	174
Anexo 4.20. Resumen económico PIN 16_TI caso B (tratamiento químico).....	175
Anexo 4.21. Resumen económico PIN 16_TI caso C (drenaje del cono).....	176

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1. Ubicación geográfica del campo Pindo.....	2
FIGURA 1.2 Cuenca Oriente.....	2
FIGURA 1.3. Mapa estructural Campo Pindo al tope de Basal Tena, Ui, Ti, Hollín.	3
FUENTE: Informe Técnico Procesamiento Sísmico 3D .....	3
FIGURA 1.4. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente. ....	4
FIGURA 1.5. Mapa Estructural al Tope del Reservoirio Hollín.....	7
FIGURA 1.6. Mapa Estructural al Tope del Reservoirio U inferior .....	8
FIGURA 1.7. Mapa Estructural del Reservoirio T inferior.....	9
FIGURA 1.8. Mapa Estructural al Tope del Reservoirio Basal Tena.....	10
FIGURA 1.9. Histórico de producción del Campo Pindo. ....	15
FIGURA 1.10. Ubicación de los pozos del Campo Pindo.....	21
FIGURA 1.11. Estación del Campo Pindo.....	22
FIGURA 2.1. Filtración casing, tubing o packers.....	27
FIGURA 2.2. Cementación defectuosa del casing. ....	28
FIGURA 2.3. Contacto agua petróleo dinámico. ....	28
FIGURA 2.4. Zonas inundadas sin flujo transversal.....	29
FIGURA 2.5. Zonas inundadas con flujo transversal.....	30
FIGURA 2.6. Barrido areal deficiente. ....	30
FIGURA 2.7. Fracturas ó fallas entre pozos inyectores y productores.....	31

FIGURA 2.8. Fracturas o fallas desde una capa de agua. ....	32
FIGURA 2.9. Conificación ó formación de Cúspide.....	32
FIGURA 2.10. Segregación por gravedad.....	33
FIGURA 2.11. Gráfico de RAP y RAP' vs Tiempo de producción (Conificación). 35	
FIGURA 2.12. Gráfico de RAP y RAP' vs Tiempo de producción (Comunicación). .....	36
FIGURA 2.13. Gráfico de RAP vs Tiempo de producción (Canalización, flujo a través de una falla).....	38
FIGURA 2.14. Historial de recuperación. ....	39
FIGURA 2.15. Gráfico de declinación. ....	40
FIGURA 2.16. Gráficos de producción de agua. ....	40
FIGURA 2.17. Herramienta PosiSeT.....	43
FIGURA 2.18. Tapón permanente con sistema Thru-Tubing Inflable.....	44
FIGURA 2.19. Sistema SubSep primera generación .....	45
FIGURA 2.20. Colocación de tratamiento de gel rígido.....	47
FIGURA 2.21. Esquema de reacción de un RPM .....	48
FIGURA 3.1. Índice de heterogeneidad. ....	53
FIGURA 3.2. Gráfico de Recuperación de Petróleo. ....	53
FIGURA 3.3. Curvas de Chan PIN 01_BT. ....	65
FIGURA 3.4. Curvas de Chan PIN 06_Ui.....	67
FIGURA 3.5. Curvas de Chan PIN 07_Ui.....	69

FIGURA 3.6. Curvas de Chan PIN 07_Ti.....	71
FIGURA 3.7. Curvas de Chan PIN 11_Ui.....	73
FIGURA 3.8. Curvas de Chan PIN 14_Ui.....	76
FIGURA 3.9. Curvas de Chan PIN 15D_Ti. ....	78
FIGURA 3.10. Curvas de Chan PIN 16D_Ti. ....	80

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1.1. Yacimientos productivos del campo Pindo.....	6
TABLA 1.2. Caracterización de los crudos según grado API .....	14
TABLA 1.3. Características de la producción del campo Pindo. ....	16
TABLA 1.4. Reservas Remanentes certificadas ante la SH del Campo Pindo a Enero de 2011.....	19
TABLA 1.5. Estado de los pozos del campo Pindo. ....	21
TABLA 3.1. Matriz para selección de pozos candidatos a estudiarse del yacimiento Basal Tena. ....	56
TABLA 3.2. Matriz para selección de pozos candidatos a estudiarse del yacimiento T Inferior. ....	59
TABLA 3.3. Matriz para selección de pozos candidatos a estudiarse del yacimiento U Inferior. ....	63
TABLA 3.4. Pozos seleccionados para aplicar curvas de Chan del campo Pindo. .....	63
TABLA 3.5. Resultados de análisis con curvas de Chan de los pozos seleccionados del campo Pindo. ....	82
TABLA 4.1. Datos económicos a considerarse en el análisis de los pozos seleccionados del campo Pindo. ....	86
TABLA 4.2. Propuestas a evaluarse en estudio económico.....	87
TABLA 4.3. Escenarios del estudio económico.....	88
TABLA 4.4. Mejor opción del estudio económico.....	91

## SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

<b>SIMBOLO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
\$	Dólares americanos
\$/bl fluido	Dólares por barril de fluido
\$/bl oil	Dólares por barril de petróleo
\$/bl water	Dólares por barril de agua
□API	Grado API
MDH	Método de Millar-Dyes-Hutchinson
MBH	Método de Matthews-Bons-Hazenbroken
ARCH	Agencia de regulación y control hidrocarburífero
BAID	Barriles de agua inyectados al día
BAPD	Barriles de agua por día
BES	Bombeo eléctrico sumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
bls	Barriles
Bo	Factor volumétrico del petróleo
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos
BT	Arena Basal Tena
CAP	Contacto agua petróleo
CPSPR	Consortio petrosud - petroriva
CTS	Centistokes
DCA	Decline curve analysis
□F	Grado fahrenheit
FNC	Flujo neto de caja
ft	Pies
Ha	Hectáreas
Hi	Arena Hollín inferior
Hs	Arena Hollín superior
K	Permeabilidad absoluta
K(o,w,g)	Permeabilidad efectiva al petróleo, agua o gas

Km	Kilómetros
Kr(o,w,g)	Permeabilidad relativa al petróleo, agua o gas
MPCD	Miles de pies cúbicos por día
OFM	Oil field manager
□	Porosidad
PIN	Pindo
POES	Petróleo original en el sitio
RAP	Relación agua petróleo
RAP'	Derivada de la relación agua petróleo
RCB	Relación costo beneficio
RPM	Relative permeability modifier
SQZ	Squeeze
Ti	Arena T inferior
TIR	Tasa interna de retorno
Ts	Arena T superior
Ui	Arena U inferior
Us	Arena U superior
USD	Dólares americanos
VAN	Valor actual neto
WO	Work Over
WOR	Water oil relation
WOR'	Derivade water oil relation

## RESUMEN

El proyecto tiene como objetivo principal controlar el incremento de la producción de agua en los pozos del Campo Pindo empleando el análisis de las gráficas de Chan, con el fin de mejorar mediante estrategias técnicas y económicas. Verificar la rentabilidad de tomar acciones sobre cada caso y que esto garantice la mayor ganancia para el Consorcio Petrosud – Petroriva.

En el desarrollo de este proyecto de titulación se analizó cada uno de los pozos pertenecientes al Campo Pindo, los mismos que se escogieron de los yacimientos que históricamente han aportado a la producción en el Campo Pindo (Arenas U inferior, T inferior y Basal Tena) obteniendo así un grupo de pozos a los que es posible y valedero realizar el análisis de diagnóstico con las curvas de Chan.

A los pozos seleccionados se evaluó sus reservas, BSW, e historial de producción para determinar las posibles opciones técnicas aplicables para disminuir la producción de agua y posteriormente respaldar estas opciones con el análisis económico que garantice una ganancia suficiente que cubra las expectativas del Consorcio.

## PRESENTACIÓN

Este proyecto se enfocó en estudiar las razones del incremento en la producción de agua de los pozos del Campo Pindo empleando el análisis de las gráficas de Chan, para posteriormente proponer técnicas que ayuden a disminuir la producción de agua en los pozos del Campo Pindo.

Está compuesto de cinco capítulos. En el capítulo uno se muestra la información general que describe el Campo Pindo, sus características y reservas.

En el capítulo dos se indican las posibles razones por las que se puede provocar el incremento en la producción de agua, se menciona las posibles soluciones que se pueden aplicar a cada caso. Además se explica el fundamento de este estudio que son las curvas de diagnóstico de Chan.

En el capítulo tres se usa la herramienta de Software Oil Field Manager (OFM) perteneciente a la compañía Schlumberger para realizar el respectivo estudio técnico donde se pudo escoger de una mejor forma los pozos candidatos para aplicar las curvas de diagnóstico de Chan, además se obtuvo las curvas forecast y las reservas estimadas por pozo para justificar la aplicación de técnicas de control de agua en los pozos seleccionados.

En el capítulo cuatro se respalda el respectivo estudio económico que da como resultado la mejor opción económica para cada uno de los pozos seleccionados.

En el quinto capítulo se señalan algunas conclusiones y recomendaciones para culminar este proyecto.

# **CAPÍTULO 1**

## **DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PINDO**

### **1.1. INTRODUCCIÓN**

En la actualidad el Campo Pindo es un Campo Marginal, es explotado por el Consorcio Petrosud – Petroriva desde el 26 de julio del año 1999 cuando fue concesionado por el Estado Ecuatoriano por intermedio de la Empresa Estatal Petroecuador y su filial la Empresa Estatal de Exploración y Explotación de Petróleos del Ecuador Petroproducción.

### **1.2. BREVE RESEÑA HISTÓRICA**

El campo Pindo fue descubierto por el Consorcio CEPE – TEXACO, con la perforación del pozo exploratorio PIN 01 en Noviembre de 1991. Posteriormente el campo pasó a ser operado por Petroproducción que se encargó de iniciar una campaña de perforación obteniendo seis pozos productores.

Luego se concesionó como Campo Marginal al Consorcio Petrosud – Petroriva en julio de 1999 y actualmente es manejado por la misma compañía con una nueva modalidad de contrato de Prestación de Servicios de Explotación y Exploración Petrolera.

### **1.3. UBICACIÓN DEL CAMPO PINDO**

El campo Pindo se encuentra localizado en la provincia de Francisco de Orellana a 70 Km. de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca). Los asentamientos poblacionales más cercanos son Dayuma a 20 Km. y Pindo que se ubica en los exteriores de la estación y campamento Pindo; a 10 Km. al oeste de la estación Auca Central.

El campo cubre un área de 6800 Ha., en la Figura 1.1. se indica la ubicación geográfica del campo.

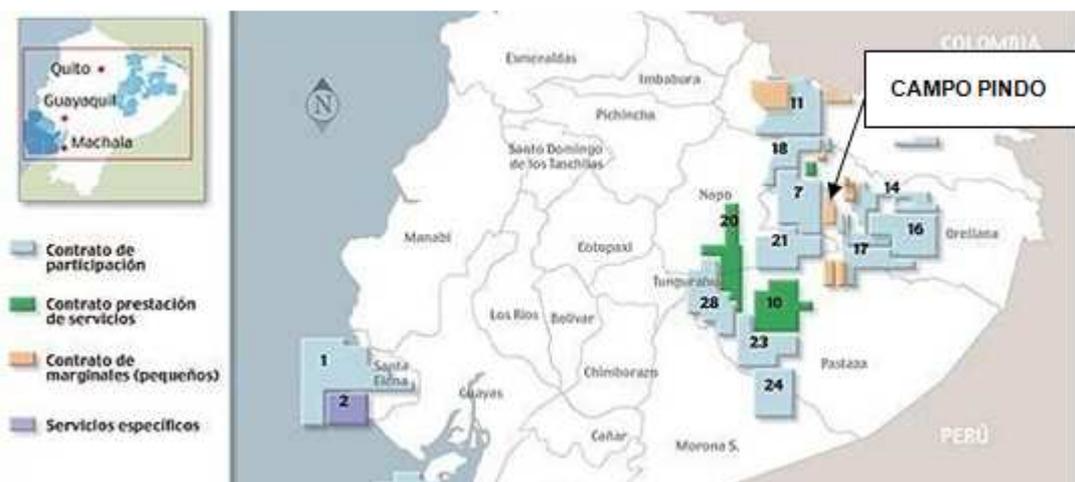


FIGURA 1.1. Ubicación geográfica del campo Pindo.  
FUENTE: Internet<sup>1</sup>

## 1.4. GEOLOGÍA DEL CAMPO PINDO

### 1.4.1. CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriental Ecuatoriana es una de las cuencas subandinas más complejas, forma parte de una cuenca mucho mayor que se extiende desde Venezuela hasta Bolivia y está limitada al oeste por la Cordillera de los Andes y al este por los escudos de Guyana y Brasil.

En la Figura 1.2. se muestra la cuenca oriente ecuatoriana.

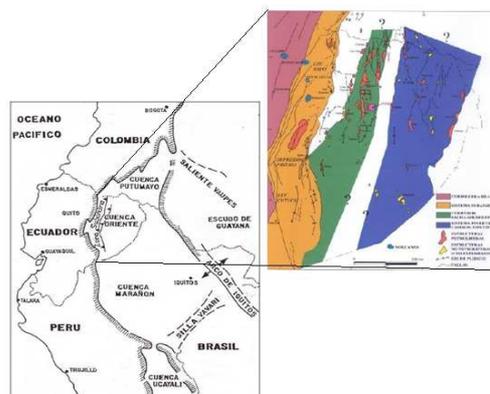


FIGURA 1.2 Cuenca Oriente.  
FUENTE: Tesis<sup>2</sup>

<sup>1</sup> [www.accionecologica.org](http://www.accionecologica.org)

## 1.5. ESTRUCTURA DEL CAMPO PINDO

La estructura del campo Pindo es un pliegue anticlinal asimétrico, con una longitud de 7 Km con dirección en el sentido del eje principal con rumbo Norte – Sur; el ancho es de 2.5 Km.

En la Figura 1.3. se muestra el mapa estructural del campo al tope de los reservorios del campo Pindo.

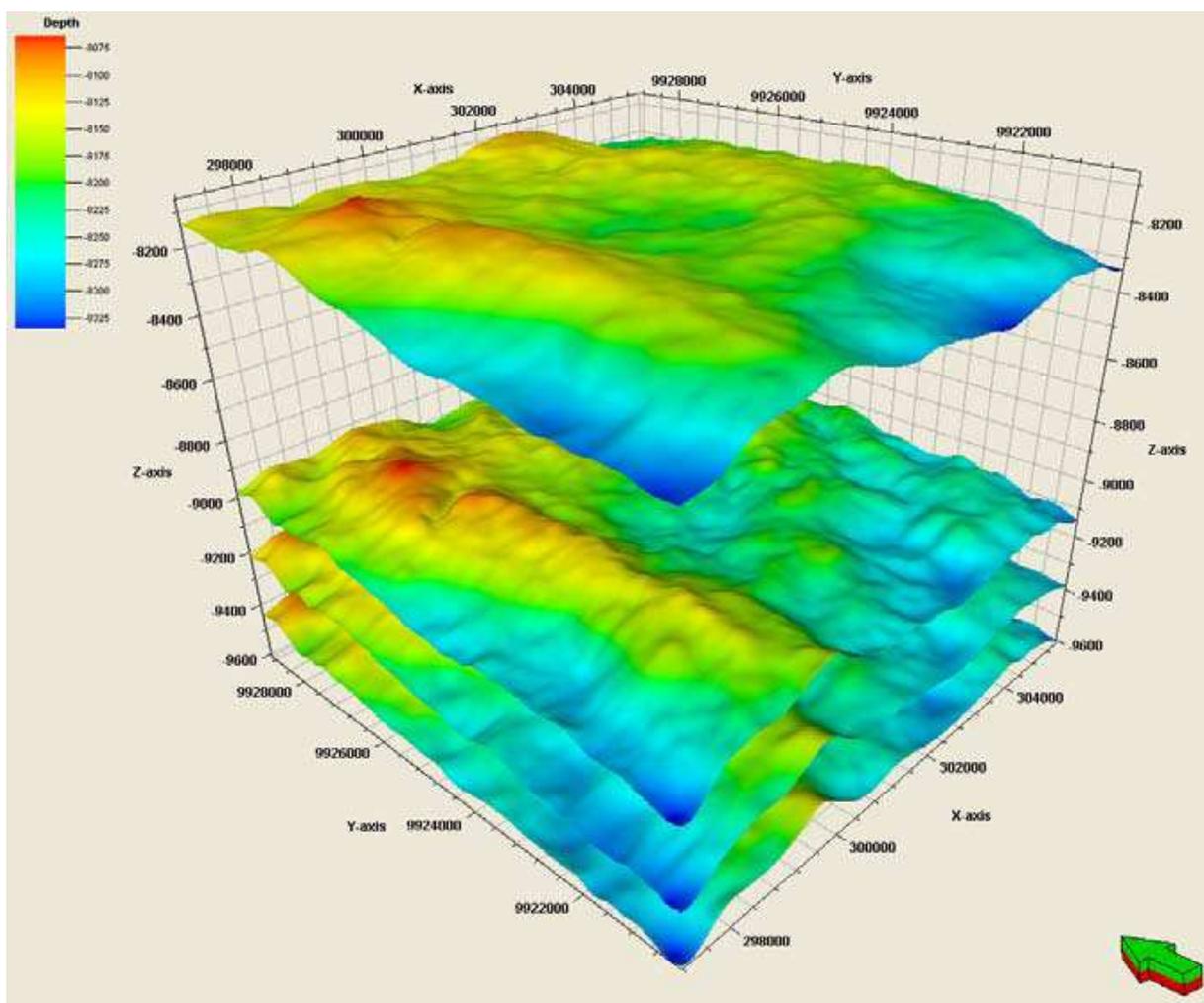


FIGURA1.3. Mapa estructural Campo Pindo al tope de Basal Tena, Ui, Ti, Hollín.  
FUENTE: Informe Técnico Procesamiento Sísmico 3D<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Optimización del gas de los campos Pindo, Palanda – Yuca Sur para generación eléctrica. Rodríguez A., (2007), Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador

<sup>3</sup> Reprocesamiento Sísmico 3D, Inversión Elástica y Construcción del Modelo Geológico para el Área de Pindo, LandOcean Energy Services, (2011).

## 1.6. ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO PINDO

El campo Pindo se encuentra ubicado en la cuenca sedimentaria que se enmarca en el lineamiento de las cuencas subandinas de la cadena montañosa oriental de los Andes que a la vez corresponden a cuencas sedimentarias del tipo tras-arco que recientemente en tiempo geológico han sido formadas y estructuradas.

En la columna estratigráfica de la figura 1.4 se encuentran las principales formaciones petrolíferas existentes en la cuenca Oriental Ecuatoriana.

Era	Periodo	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	
					Caliza "M-2"		
				Arenisca "M-2"		Arenisca Qz. glauconítica	●
				Caliza "A"		Caliza Biomicrítica	
					Superior	Arenisca Qz. glauconítica	
				Arenisca "U"	Inferior	Arenisca Qz.	●
					Caliza "B"	Calizas y Lutitas gris oscuras	●
					Superior	Arenisca Qz. glauconítica	
				Arenisca "T"	Inferior	Arenisca Qz.	●
			Lut. Napo Basal		Caliza y Lutitas grises oscuras		
				Caliza "C"			
			HOLLIN	Superior	Arenisca Qz. glauconítica	●	
Inferior (Principal)	Arenisca Qz.	●					
PRE-CRETACICO							

FIGURA 1.4. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente.

FUENTE: Informe técnico reinyección Pindo 08<sup>4</sup>

## 1.7. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO PINDO

Las formaciones atravesadas en la perforación de los pozos del campo Pindo se presentan en el Anexo 1.1.

<sup>4</sup> Informe Técnico de Reinyección Pindo 08, Ing. Jaramillo D., (2007).

### **1.7.1. FORMACIÓN TENA**

Se deposita en el Cretácico Superior Maestrichtiense, es un cuerpo lenticular de arenas mal seleccionadas está formada de manera predominante por arcillas con significativas intercalaciones de areniscas y escasos conglomerados y en menor cantidad calizas atenuadas y margas.

Esta formación marca el inicio de un cambio de ambiente marino a continental, resulta de poco interés para la explotación hidrocarburífera debido a la poca información e inseguridad en las correlaciones; tiene un espesor de aproximadamente 600 ft.

### **1.7.2. FORMACIÓN NAPO**

Se deposita en el Cretácico Albiano superior a Senoniano, se encuentra bajo la formación Tena y se conforma por lutitas ricas en materia orgánica, calizas bioclásticas y areniscas que se han depositado en ambientes fluviales, márgenes marinos y plataformas marinas someras. Representa una zona de mucho interés para la explotación petrolera debido a los yacimientos que se han encontrado, areniscas T, U y M1, presenta espesores entre los 1224 a 1228 ft.

### **1.7.3. FORMACIÓN HOLLÍN**

Se deposita en el Cretácico Inferior: Albiense, Aptiano, está conformada por una serie de areniscas cuarcíticas de tamaño variable que van desde finas a gruesas, blancas, porosas y probablemente estratificadas. Se dividen a Hollín en dos miembros, las areniscas Hollín principal o inferior y las areniscas glauconíticas de Hollín superior. En algunos pozos del campo fue atravesada parcialmente y tiene un espesor aproximado de 367 a 375 ft, el tope de Hollín está marcado por el inicio de la depositación de las calizas y margas.

### **1.7.4. FORMACIÓN TIYUYACU**

Se deposita en el Paleoceno Superior – Eoceno, son una serie de capas de color rojo, crema, amarillo moderadamente dura no calcárea que comprende limolita irregular y conglomerados basales gruesos al que se sobreyacen areniscas con

intercalaciones de lutitas rojas verdosas y grises cuyo espesor varía entre 500 a 1000 ft.

### **1.7.5. FORMACIÓN ORTEGUAZA**

Esta es el equivalente a aguas profundas de la parte inferior de la formación Chalcana, comprende una secuencia de capas rojas de una variedad de arcillas rojizas abigarradas con yeso y parece cubrir transversalmente la formación Tiyuyacu.

## **1.8. DESCRIPCIÓN DE LOS RESERVORIOS PROBADOS DEL CAMPO PINDO**

En los reservorios del campo Pindo el fluido se encuentra inicialmente en estado líquido. Mediante las pruebas de producción realizadas a los pozos perforados en el campo el petróleo presenta color negro en estado líquido y además con baja razón de solubilidad.

Los reservorios probados en el campo Pindo son los que se muestran en la Tabla 1.1

TABLA 1.1. Yacimientos productivos del campo Pindo.

<b>FORMACIÓN</b>	<b>YACIMIENTO</b>
<b>TENA</b>	BASAL TENA
<b>NAPO</b>	U SUPERIOR
	U INFERIOR
	T INFERIOR
<b>HOLLIN</b>	HOLLIN SUPERIOR
	HOLLIN INFERIOR

FUENTE: Historial de producción  
ELABORADO POR: Alejandro Sagal

### 1.8.1. HOLLÍN

Se localiza fraccionado en Hollín Inferior o principal y Hollín Superior el mismo que es poco desarrollado en la estructura de Pindo.

Hollín ha sido explotado en los pozos PIN 03, PIN 04, PIN 08, PIN 12, PIN 15D, PIN 16D y actualmente producen de este reservorio los pozos PIN 07, PIN 09.

En la Figura 1.5. se muestra el mapa estructural al tope del reservorio Hollín con sus fraccionamientos superior e inferior.

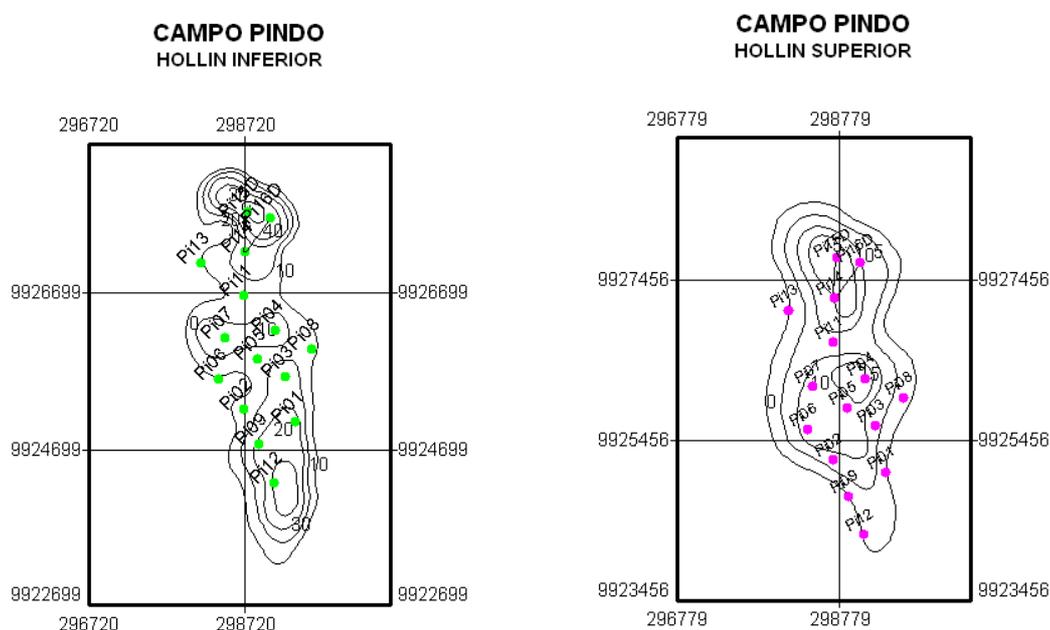


FIGURA 1.5. Mapa Estructural al Tope del Reservorio Hollín  
FUENTE: Departamento de Exploración y Desarrollo Consorcio Petrosud - Petroriva

### 1.8.2. ARENA U

Pertenece a la formación Napo, se consideras los principales yacimientos en el campo Pindo, se encuentran dos estratos conocidos como U superior también conocido como arena G2 y U inferior.

La arena U inferior ha sido explotada en los pozos PIN 01, PIN 02, PIN 03, PIN 04, PIN 12, PIN 15D, PIN 16D y actualmente producen de esta arena los pozos, PIN 09, PIN 11, PIN 13.

La arena U superior no es de gran potencial sin embargo ya se ha explotado en los pozos PIN 01, PIN 02, PIN 03, PIN 04, PIN 09 y actualmente producen de esta arena los pozos PIN 05, PIN 06, PIN 07, PIN 14

En la Figura 1.6. se muestra el mapa estructural al tope del reservorio U inferior del campo.

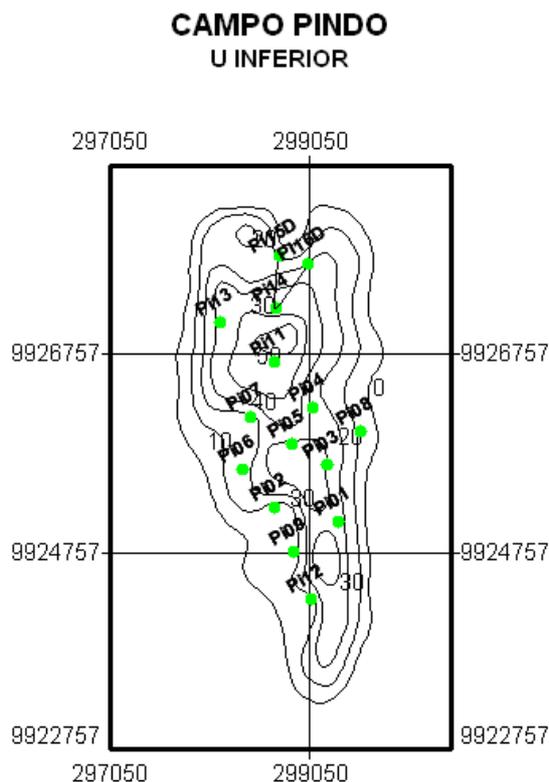


FIGURA 1.6. Mapa Estructural al Tope del Reservorio U inferior  
FUENTE: Departamento de Exploración y Desarrollo Consorcio Petrosud -  
Petroriva

### 1.8.3. ARENA T INFERIOR

Pertenece a la formación Napo, ha sido explotada en los pozos PIN 02, PIN 04 y actualmente producen de esta arena los pozos PIN 05, PIN 07, PIN 15D, PIN 16D.

En la Figura 1.7. se muestra el mapa estructural al tope del reservorio T inferior del campo.

## CAMPO PINDO T INFERIOR

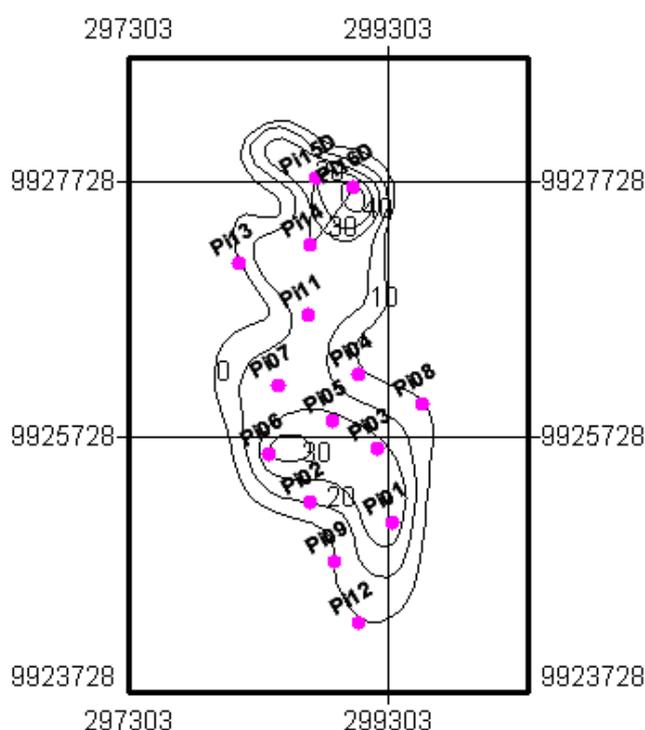


FIGURA 1.7. Mapa Estructural del Reservorio T inferior  
FUENTE: Departamento de Exploración y Desarrollo Consorcio Petrosud -  
Petroriva

### 1.8.4. BASAL TENA

Es un reservorio considerado pequeño por su espesor se ubica en la parte inferior de la formación Tena.

Ha sido explotada en los pozos PIN 02, PIN 03, PIN 04, PIN 05, PIN 12 y actualmente produce de esta arena el pozo PIN 01.

En la Figura 1.8. se muestra el mapa estructural al tope del reservorio Basal Tena del campo.

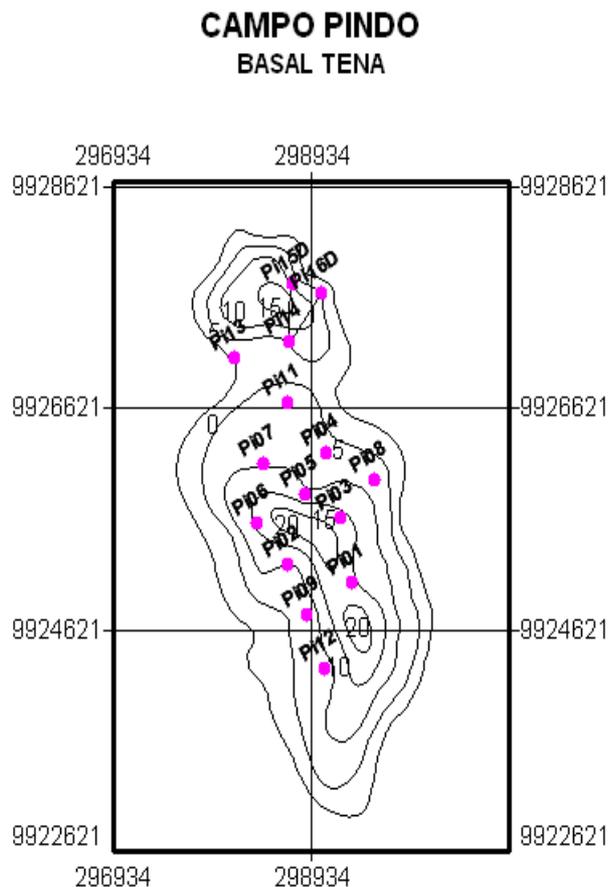


FIGURA 1.8. Mapa Estructural al Topo del Reservorio Basal Tena  
FUENTE: Departamento de Exploración y Desarrollo PSPR.

## 1.9. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LOS YACIMIENTOS

Las principales características petrofísicas de los yacimientos probados en el Campo Pindo son un indicativo del potencial que tiene el Campo, por lo mismo se debe tener en cuenta principalmente las siguientes características.

### 1.9.1. POROSIDAD

La porosidad se define como el espacio vacío dentro de la roca reservorio, se calcula entre la relación del espacio vacío con volumen total de roca e indica la capacidad de la roca para contener hidrocarburos

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

Donde:

$V_p$  = Volumen poroso

$V_t$  = Volumen total

La porosidad que en el área petrolera nos interesa es la efectiva que es la que interconecta los poros creando canales para el flujo, por lo que se emplea para el cálculo de reservas.

### **1.9.2. PERMEABILIDAD**

La permeabilidad se define como la capacidad de la roca reservorio para permitir el flujo de fluidos a través del espacio poroso efectivo al aplicar un gradiente de presión.

La permeabilidad se clasifica en:

#### **1.9.2.1. Permeabilidad absoluta**

Se define como permeabilidad absoluta cuando el fluido que satura la roca se presenta en un 100%, es decir existe un solo fluido que satura la roca ya sea petróleo, agua o gas.

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Donde:  $K$  = permeabilidad absoluta [Darcy]

$q$  = caudal de fluido [bls/día]

$\mu$  = viscosidad [cp]

$L$  = longitud [ft]

$A$  = área [ft<sup>2</sup>]

$\Delta P$  = diferencial de presión [psi]

### 1.9.2.2. Permeabilidad efectiva

Se determina la permeabilidad efectiva cuando la roca está saturada por 2 o más fluidos que pueden ser petróleo, agua y gas.

$$K_{(o,w,g)} = \frac{q_{(o,w,g)} \mu_{(o,w,g)} L}{A \Delta P} \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Donde:  $K_{(o,w,g)}$  = permeabilidad efectiva al petróleo, agua o gas [Darcy]

$q_{(o,w,g)}$  = caudal de petróleo, agua o gas [bls/día ó pc/día]

$\mu_{(o,w,g)}$  = viscosidad de petróleo, agua o gas [cp]

$L$  = longitud [ft]

$A$  = área [ft<sup>2</sup>]

$\Delta P$  = diferencial de presión [psi]

### 1.9.2.3. Permeabilidad relativa

Se define como permeabilidad relativa a la relación de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

$$K_{r(o,w,g)} = \frac{K_{(o,w,g)}}{K} \quad (\text{Ec. 1.4})$$

Donde:  $K_{r(o,w,g)}$  = permeabilidad relativa al petróleo, agua o gas

$K_{(o,w,g)}$  = permeabilidad efectiva al petróleo, agua o gas [Darcy]

$K$  = permeabilidad absoluta [Darcy]

### 1.9.3. ESPESOR PROMEDIO

El espesor promedio de las formaciones esta tomado de los registros eléctricos de los pozos, considerando el tope y base de la zona de pago con el registro de SP y Gama Ray, posteriormente se encuentra el punto medio de la zona de pago.

#### **1.9.4. PRESIÓN DEL RESERVORIO**

La presión inicial de los yacimientos se tomó de cada pozo mediante pruebas de restauración de presión (Buildup's) archivos en los cuales se ha calculado la presión del reservorio por métodos convencionales MDH<sup>5</sup>, MBH<sup>6</sup>, Derivada.

#### **1.9.5. TEMPERATURA DEL RESERVORIO**

La temperatura es otro de los parámetros muy importantes porque da una idea del estado en que se encuentra el fluido dentro del reservorio, se determinó mediante el gradiente geotérmico.

#### **1.9.6. SALINIDAD**

La salinidad es un parámetro que varía dentro de rangos que caracterizan al fluido producido dando una clara idea del yacimiento productor con el ambiente del reservorio ya sea marino o continental.

Las características promedias de los yacimientos productivos del campo Pindo se muestran en el Anexo 1.2.

### **1.10. CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS**

Las principales características de los fluidos producidos en el campo pueden fácilmente caracterizar la calidad de un crudo por lo que las principales son:

#### **1.10.1. GRADO API**

La gravedad específica se define como la razón de la densidad del petróleo con el agua a condiciones estándar de 60°F y  $P_{\text{atmosférica}}$ . Esta característica permite clasificar al petróleo en liviano, mediano y pesado.

---

<sup>5</sup> MDH Método para calcular la presión del reservorio considerando región de drenaje circular cerrada para datos del gráfico Pws vs log  $\Delta t$ .

<sup>6</sup> MBH Método para calcular la presión del reservorio para una prueba de buildup en la región de los límites de drenaje

TABLA 1.2. Caracterización de los crudos según grado API

CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS EN FUNCIÓN DEL GRADO API	
°API	TIPO DE CRUDO
API $\geq$ 30	LIVIANO
29,9 > API $\geq$ 22	MEDIANO
21,9 > API < 10	PESADO
API < 10	EXTRA PESADO

ELABORADO POR: Alejandro Sagal  
FUENTE: Internet<sup>7</sup>

### 1.10.2. VISCOSIDAD

La viscosidad es la resistencia que tiene un fluido a fluir, es una característica determinada en superficie bajo análisis de laboratorio, es afectada inversamente por la temperatura.

### 1.10.3. FACTOR VOLUMÉTRICO

El factor volumétrico del petróleo se define como el volumen en barriles que un barril a condiciones estándar ocupa en el yacimiento.

Las características de los fluidos producidos del Campo Pindo durante la producción de los pozos perforados se presentan en el Anexo 1.3. Donde se observan los valores de cada una de las características mencionadas y descritas en esta sección.

---

<sup>7</sup> www.pdvsa.com

## 1.11. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DEL CAMPO PINDO

### 1.11.1. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La producción en el campo Pindo se ha incrementado de manera favorable de la forma que muestra la Figura 1.9.

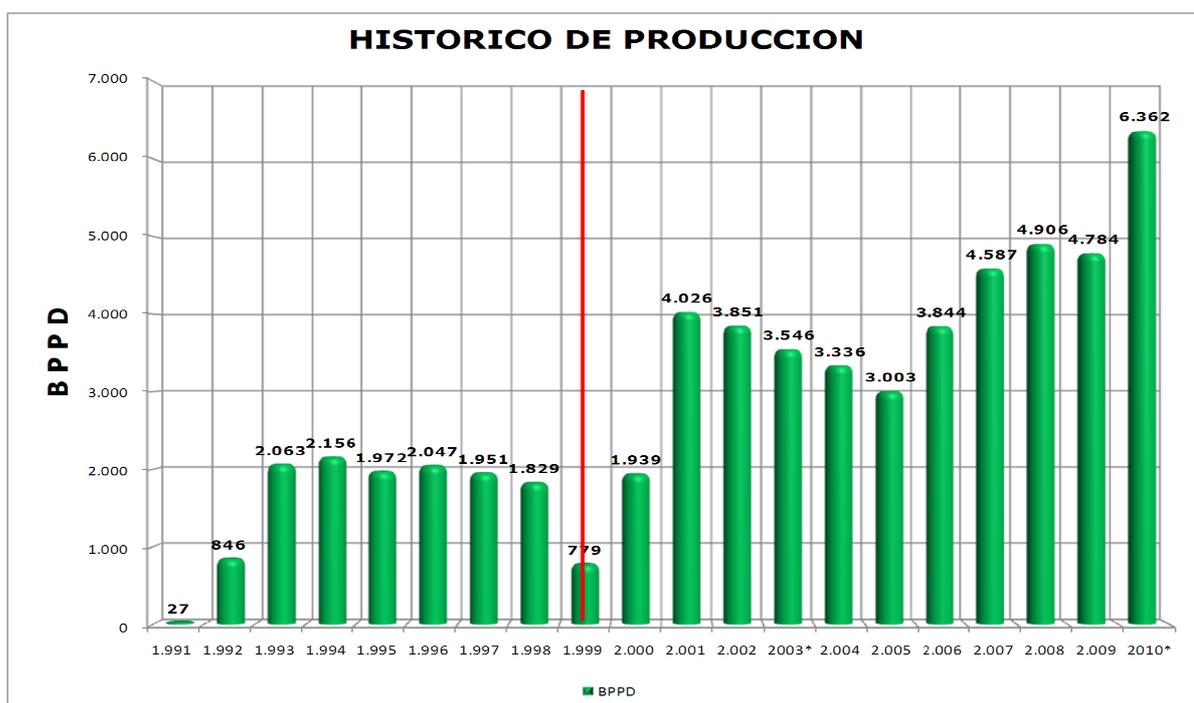


FIGURA 1.9.Histórico de producción del Campo Pindo.

FUENTE: Departamento de Exploración y Desarrollo Consorcio Petrosud - Petroriva

El CPSPR inicia las operaciones del Campo Pindo con una producción de 779 BPPD proveniente de un solo pozo, posteriormente para el siguiente año rehabilita a la producción 5 pozos y se perfora 2 pozos obteniendo una producción de 1939 BPPD, para el año 2001 se perforan tres pozos logrando incrementar la producción a 4026 BPPD, en los años siguientes declina la producción hasta 3003 BPPD en el año 2005, para el siguiente año 2006 se perforan dos pozos incrementando la producción hasta 4784 BPPD en al año 2009, para el siguiente año se perforan dos pozos direccionales logrando aumentar la producción hasta 6362 BPPD y hasta la fecha del estudio se tiene una producción de 5102 BPPD. Dentro de la planificación del CPSPR para mantener e incrementar la producción

se tiene previsto perforar en el año 2013 dos pozos productores, en el 2015 dos pozos productores y en el 2017 dos pozos mas para en el año 2019 entregar el Campo Pindo de acuerdo al contrato vigente de Prestación de Servicios de Explotación y Exploración Petrolera<sup>8</sup>.

### 1.11.2. CARACTERÍSTICAS DE LA PRODUCCIÓN ACTUAL

El fluido producido actualmente por el Campo Pindo se presenta en la siguiente tabla

TABLA 1.3. Características de la producción del campo Pindo.

PRODUCCIÓN AL 31/08/2011 DEL CAMPO PINDO								
[BFPD]	[BPPD]	[BAPD]	GAS [MPCD]	AGUA INYECTADA [BAID]	BSW [%]	API SECO [°API]	AZUFRE [%]	VISCOCIDAD DEL CRUDO A 80°F [CTS]
17776	5102	12674	500	12642	71.8	21.4	1.81	223

FUENTE: Reporte mensual de producción del campo Pindo

ELABORADO POR: Alejandro Sagal

### 1.12. RESERVAS <sup>9</sup>

Las reservas de un yacimiento son la cantidad de hidrocarburos recuperables en superficie y se considera rentable a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Estos volúmenes involucran algún grado de incertidumbre el mismo que dependerá principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología que sean confiables, además de la interpretación que se le dé a estos datos.

<sup>8</sup> Renegociación de campos petroleros según modificaciones vigentes desde julio 2010.

<sup>9</sup> La Explotación de Petróleo y Gas en Campos Maduros y Campos Marginales del Noreste, Impacto de la Normativa Aplicable, Filomeno Alta, Lima 2006, página 102.

### 1.12.1. PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (POES) <sup>10</sup>

El petróleo original in situ se define como la acumulación de petróleo inicial contenida en una estructura geológica conocida como yacimiento.

La fórmula para calcular el POES es la siguiente:

$$POES = \frac{(7758 * V_t * S_o * \phi)}{\beta_{oi}}$$

Donde:  $V_t = A * h$  (Ec. 1.5)

Donde:

7758: Factor de conversión a barriles.

A: Área del yacimiento [acres]

h: Espesor neto del yacimiento [pies]

S<sub>o</sub>: saturación de petróleo [%]

Ø: porosidad efectiva del yacimiento [%]

V<sub>t</sub>: Volumen total del yacimiento [acre\*pie]

B<sub>oi</sub>: Factor volumétrico inicial [BF/BI]

Las reservas propiamente dichas pueden provenir de dos formas: de manera primaria y secundaria.

### 1.12.2. RESERVAS PRIMARIAS <sup>11</sup>

Son aquellas que involucran el ciclo de producción de los pozos a flujo natural ó con levantamiento artificial.

---

<sup>10</sup> La Explotación de Petróleo y Gas en Campos Maduros y Campos Marginales del Noreste, Impacto de la Normativa Aplicable, Filomeno Alta, Lima 2006, página 90.

<sup>11</sup> La Explotación de Petróleo y Gas en Campos Maduros y Campos Marginales del Noreste, Impacto de la Normativa Aplicable, Filomeno Alta, Lima 2006, página 103.

Dentro de esta clasificación se consideran el siguiente tipo de reservas:

Reservas probadas

Reservas remanentes

#### **1.12.2.1 Reservas probadas**

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que por datos geológicos e ingeniería de reservorios pueden ser estimadas con certeza para ser recuperadas de forma rentable económicamente.

##### **1.12.2.1.1 Reservas probadas desarrolladas**

Son las reservas que están siendo desarrolladas bajo el siguiente criterio:

El petróleo se extrae de un área delimitada por la perforación de pozos y se ha analizado las saturaciones y contactos de los fluidos.

##### **1.12.2.2 Reservas remanentes**

Las reservas remanentes son las obtenidas de restar la producción acumulada de las reservas probadas totales.

#### **1.12.3. RESERVAS SECUNDARIAS**

Son aquellas reservas con las cuales se puede contar solamente luego de implementar proyectos de recuperación mejorada que permita tener la certeza de la recuperación de reservas por la inyección de un fluido que realice el desplazamiento del petróleo residual en el yacimiento permitiendo por este método recuperar la mayor cantidad posible de petróleo.

Los estudios de reservas se hacen por cada yacimiento productor de un campo y se debe tener mucho cuidado al sumar reservas de diferente clasificación.

### 1.13 RESERVAS DEL CAMPO PINDO

En el campo Pindo los resultados del estudio de reservas certificadas ante la SH (Secretaría de Hidrocarburos) a enero de 2011 es el que se muestra a continuación:

TABLA 1.4. Reservas Remanentes certificadas ante la SH del Campo Pindo a Enero de 2011.

CAMPO PINDO & PINDO ESTE					
DECLINE CURVE ANALYSIS (DCA)					
ESTIMACION DE RESERVAS PERÍODO 2011-2019					
	BT	Ui	Ti	Hs	Hi
PINDO_1	170,509				
PINDO_2	CERRADO TEMPORALMENTE				
PINDO_3	POZO REINYECTOR				
PINDO_4	CERRADO TEMPORALMENTE				
PINDO_5			9,864		
PINDO_6		377,333			
PINDO_7		198,918	196,025		
PINDO_8	POZO REINYECTOR				
PINDO_9		26,408			37,545
PINDO_11		746,467			
PINDO_12	POZO REINYECTOR				
PINDO_13		800,204			
PINDO_14		531,832			
PINDO_15			1,220,720		
PINDO_16			602,405		
PINDOE_1	524,892				
SUBTOTAL_1	695,401	2,681,162	2,029,014	0	37,545
SUBTOTAL_2	5,443,122	BLS			
MERMA	6% (3% WO 3%FM)				
TOTAL	5,103,471	BLS			

FUENTE: Departamento de Reservorios Consorcio Petrosud - Petroriva

## **1.14. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN**

Se ha determinado que el mecanismo de empuje de los reservorios BT, Ui, Ti del campo es del tipo de gas en solución, el yacimiento Hollín produce por empuje hidráulico de fondo.

### **1.14.1. GAS EN SOLUCIÓN**

En el mecanismo de gas en solución la energía para la recuperación de petróleo proviene del gas en solución que se libera en el yacimiento al disminuir la presión, esto proporciona la energía para la expansión de los fluidos que se producen.

La declinación de la producción en este mecanismo es de tipo exponencial debido a que con el tiempo se depleta el yacimiento.

### **1.14.2. EMPUJE HIDRÁULICO**

En el mecanismo de empuje hidráulico la energía que contribuye a la recuperación de petróleo proviene de un acuífero contiguo a la zona de petróleo, la energía del empuje se debe a la expansión del agua al disminuir la presión.

La declinación típica de este mecanismo de producción es hiperbólica.

## **1.15. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO PINDO**

El campo ha sido desarrollado por el CPSPR que perforó 10 pozos con lo que el campo tiene en total 15 pozos perforados, de los cuales actualmente 2 se encuentran completados como reinyectores, 1 como inyector, 10 se encuentran produciendo y 2 se encuentran cerrados por bajo aporte y alto corte de agua.

La figura 1.10., muestra la ubicación de cada pozo del campo



FIGURA 1.10. Ubicación de los pozos del Campo Pindo.  
FUENTE: Departamento de Exploración y Desarrollo CPSPR.

En la Tabla 1.5., se indica en resumen el estado de pozos en el campo.

TABLA 1.5. Estado de los pozos del campo Pindo.

TIPO DE POZOS	CANTIDAD	POZOS
PRODUCTORES	10	PIN 01, PIN 05, PIN 06, PIN 07, PIN 09, PIN 11, PIN 13, PIN 14, PIN 15D, PIN 16D
INYECTORES	1	PIN 08
REINYECTORES	2	PIN 03, PIN 12
CERRADOS	2	PIN 02, PIN 04

FUENTE: Historial de producción del campo Pindo  
ELABORADO POR: Alejandro Sagal

## 1.16. FACILIDADES DE SUPERFICIE

La producción del campo se transporta desde los pozos mediante líneas de flujo hasta la estación de producción Pindo, donde el fluido es tratado y separado para posteriormente entregar la fase petróleo a la estación Auca Central.

### 1.16.1. ESTACION PINDO

La estación de producción Pindo está dotada de las instalaciones que se detallan en el Anexo 1.4.

La figura 1.11. muestra el diagrama de la estación de producción del campo

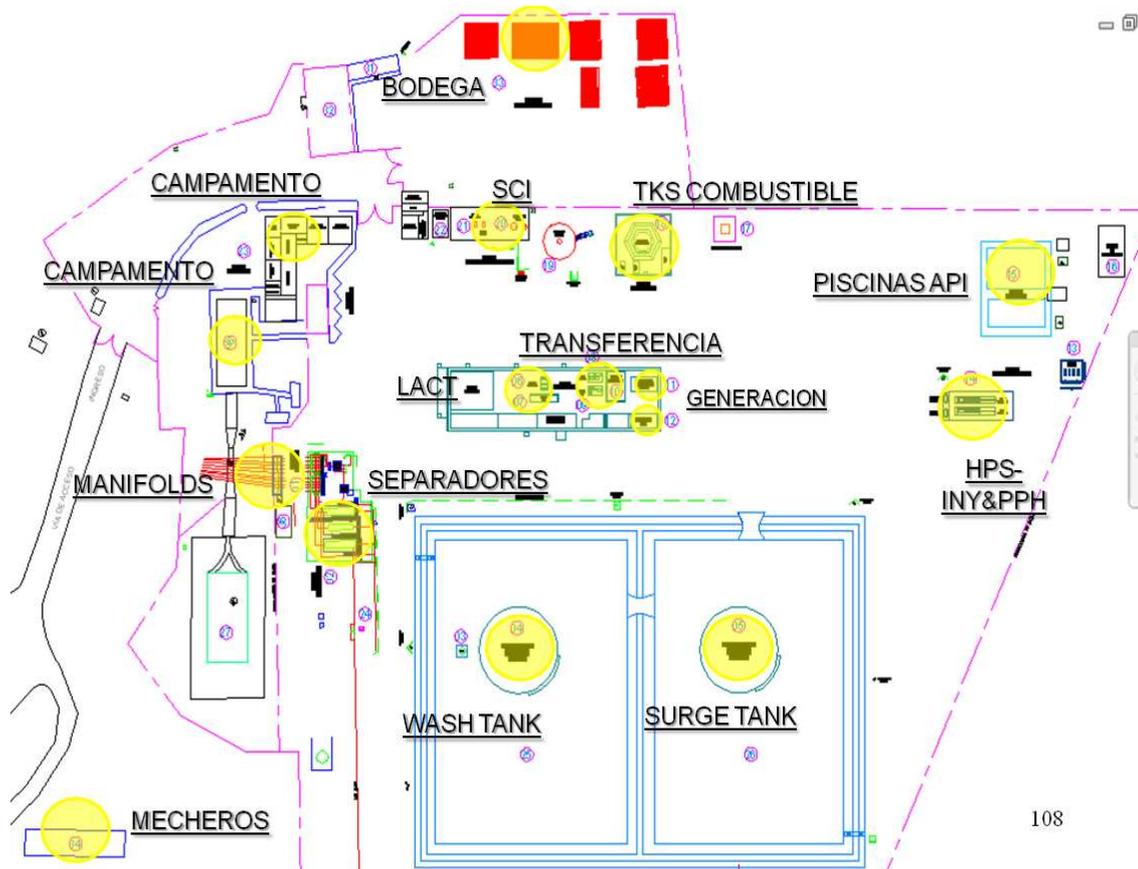


FIGURA 1.11. Estación del Campo Pindo.  
FUENTE: Departamento de Exploración y Desarrollo CPSPR.

#### 1.16.1.1. Manifolds

Es el punto inicial en la estación donde llega el fluido producido en los pozos productores del campo y se los direcciona a los separadores.

#### 1.16.1.2. Separadores

La estación consta de 3 separadores horizontales bifásicos. Dos de estos son para la producción y el restante es un separador para pruebas de producción.

Los separadores de producción tienen una capacidad de 12000 y 14000 barriles respectivamente; el separador de pruebas tiene la capacidad de 5000 barriles.

#### **1.16.1.3. Mecheros**

Luego de separar el líquido y el gas en los separadores una parte del gas se envía a los dos mecheros para luego ser quemado, pasando previamente por un scrubber que se encarga de filtrar los condensados que aún se pueden encontrar con el gas.

#### **1.16.1.4. Unidad Waukesha**

La otra parte del gas que no se envía a los mecheros se envía a la unidad de generación eléctrica que funciona a gas pasando previamente por otro scrubber; la energía eléctrica que se genera mediante este equipo electrógeno se usa para el consumo eléctrico del campamento y funcionamiento de la Estación Pindo.

#### **1.16.1.5. Unidad Caterpillar**

Este equipo funciona con diesel como combustible, por ahorro de combustible esta unidad es back up del generador a gas.

#### **1.16.1.6. Bota de Gas**

Se ubica entre los separadores de producción y el tanque de lavado y su función es separar el gas remanente que aun pueda estar en el fluido para evitar turbulencia en el tanque de lavado, el gas que se separa se envía hacia los mecheros. La capacidad de la bota es de 304.17 barriles.

#### **1.16.1.7. Tanque de Lavado**

La estación Pindo posee un tanque de lavado con capacidad nominal de 24700 barriles y actualmente se encuentra fuera de servicio por mantenimiento.

#### **1.16.1.8. Tanque de Surgencia**

El fluido líquido obtenido en los separadores se encamina hacia el tanque de surgencia que tiene una capacidad nominal de 20580 barriles y que por cuestiones operativas se encuentra desempeñando las funciones de tanque de lavado y de surgencia a la vez. Para esto se mantiene el nivel del colchón de agua en 8 pies y la descarga a 18 pies.

#### **1.16.1.9. Tanques de Almacenamiento**

Por la situación operativa antes descrita se han rentado 7 tanques de 500 barriles de capacidad para almacenamiento de petróleo, estos se usan en el caso de que por alguna situación ajena al CPSPR (Consortio Petrosud Petroriva) no se pueda bombear la producción hacia la estación Auca Central.

#### **1.16.1.10. Unidad LACT**

Esta unidad es la encargada del control y fiscalización de la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero) por medio de un computador de flujo OMNI, este equipo controla el flujo mediante una válvula de 4 vías que genera pulsos los mismos que transmite al computador y mediante algoritmos certificados bajo las normas API calcula el volumen neto compensado por variaciones de presión y temperatura que entrega el CPSPR.

#### **1.16.1.11. Bombas de Transferencia**

Estas bombas son las encargadas de transferir la producción fiscalizada hacia el oleoducto secundario Pindo que entrega la producción a la estación Auca Central

#### **1.16.1.12. Bombas de Inyección y Reinyección**

Mediante conexiones de superficie al tanque de lavado y en este caso por las razones operacionales actuales antes mencionadas estas conexiones están hechas al tanque de surgencia para evacuar el colchón agua del tanque y que se transfiere por medio de una línea de tubería a las dos bombas horizontales que se conectan por líneas de superficie a los pozos inyectoros y reinyectores. Cada

bomba posee sus respectivas bombas booster que proporcionan la succión necesaria para las bombas horizontales y un variador de frecuencia para regular la frecuencia de la inyección y reinyección.

#### **1.16.1.13. Sumideros**

El sumidero de la estación Pindo se encuentra ubicado estratégicamente en toda la estación y se encargan de recolectar todos los desechos líquidos, aguas lluvias de la estación que se canalizan y almacenan para su posterior disposición.

#### **1.16.1.14. Sistema Contra Incendios**

La estación consta con un sistema contra incendios completamente habilitado para combatir una situación de emergencia en cualquier momento. Está provisto de líneas de espuma y agua.

#### **1.16.1.15. Laboratorio**

El laboratorio de la estación se encuentra completamente habilitado para realizar los análisis químicos que exige la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero) para el control y fiscalización de la producción del campo Pindo.

#### **1.16.1.16. Campamento**

El campamento se encuentra debidamente equipado para alojar al personal que durante su turno de trabajo debe habitar en la estación, consta de oficinas, dormitorios, comedor y áreas deportivas.

#### **1.16.1.17. Otras Instalaciones**

Dentro de la estación Pindo se encuentran otro tipo de facilidades que contribuyen al tratamiento del fluido como son los compresores encargados de proporcionar el manejo neumático de las válvulas de control de nivel en los separadores y tanques, las bombas de inyección de químicos que dosifican los tratamientos tanto para deshidratación como para el agua que va a ser reinyectada.

## **CAPÍTULO 2**

# **ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DEL INCREMENTO DE AGUA EN POZOS PETROLEROS**

### **2.1. INTRODUCCIÓN**

La gran mayoría de campos petroleros maduros tienen un factor común que afecta a la producción de los fluidos como es el incremento en la producción de agua, esto influye a la eficiencia de los sistemas de tratamiento de superficie, la productividad y finalmente en los costos de tratamiento del agua producida.

### **2.2. ORIGENES DEL AGUA PRODUCIDA**

El agua asociada a la producción de petróleo en casi todos los casos es el fluido más abundante a través de la historia en los campos petroleros por lo que es muy importante distinguir entre agua de barrido y excesiva.

#### **2.2.1. AGUA DE BARRIDO**

Se le conoce como agua de barrido a la que proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento.

#### **2.2.3. AGUA EXCESIVA**

Se le conoce como agua excesiva a aquella que no contribuye a la producción de petróleo, es decir aquella que se produce en mayor volumen que el petróleo y representa un gasto por los altos costos que representa su tratamiento. Generalmente proviene de acuíferos o intrusiones de agua por revestidores.

### **2.3. CAUSAS DE INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA**

Las causas más comunes del incremento en la producción de agua excesiva en pozos productores de petróleo pueden ser varias desde las más simples a las más complejas de diagnosticar.

### 2.3.1. FILTRACIONES EN CASING Ó PACKERS <sup>12</sup>

Las filtraciones en el casing ó packers permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción.

Generalmente estos casos se producen por razones mecánicas, de presión o corrosión, el resultado permite el flujo de agua de zonas no productoras de petróleo hacia la columna de producción.

La detección de estos problemas y la aplicación de soluciones dependen de la completación mecánica del pozo.

En la figura 2.1.se muestra el esquema gráfico de este problema.

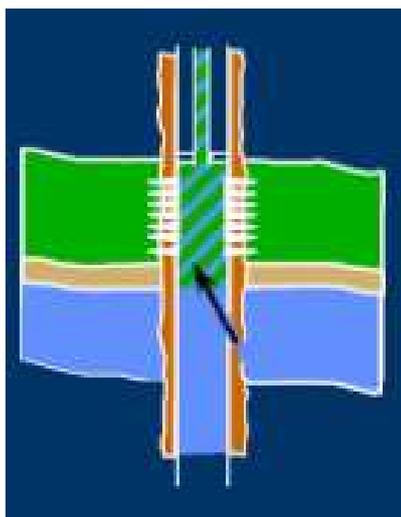


FIGURA 2.1. Filtración casing, tubing o packers.

FUENTE: Exposición Water Management, Schlumberger, January 2011

### 2.3.2. CEMENTACIÓN DEFECTUOSA DEL CASING <sup>13</sup>

La cementación defectuosa permite la existencia de pequeños canales detrás del casing y provoca el flujo de agua de zonas acuíferas hacia zonas productivas.

La detección de estos problemas se la puede hacer mediante registros de control de cemento CBL, VDL entre otros.

<sup>12</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, paginas 36

<sup>13</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, paginas 38

En la figura 2.2 se muestra el esquema gráfico de este problema.

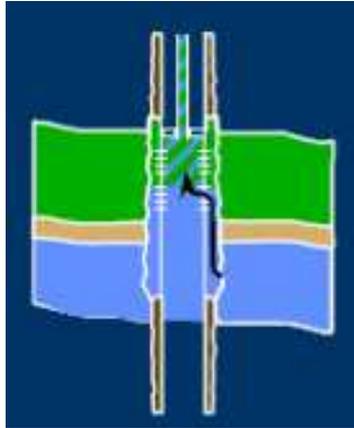


FIGURA 2.2. Cementación defectuosa del casing.

FUENTE: Exposición Water Management, Schlumberger, January 2011

### 2.3.3. CONTACTO AGUA PETRÓLEO DINÁMICO <sup>14</sup>

Es normal que el contacto agua petróleo (CAP) ascienda hacia la zona punzada de un pozo productor, este caso con el tiempo conlleva al incremento de la producción excesiva de agua ya que esta cubre los punzados inferiores.

Generalmente ocurre en yacimientos donde el área de flujo es demasiado grande y la permeabilidad vertical es muy baja.

En la figura 2.3. se muestra el esquema gráfico de este problema.

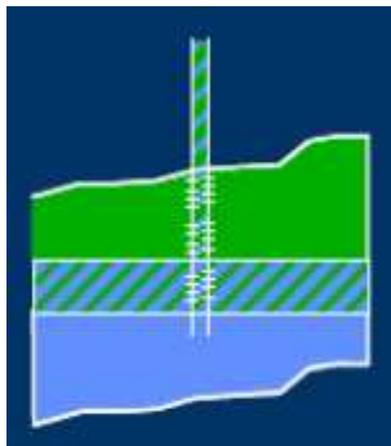


FIGURA 2.3. Contacto agua petróleo dinámico.

FUENTE: Exposición Water Management, Schlumberger, January 2011

<sup>14</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, paginas 38

## 2.3.4. ZONAS INUNDADAS

### 2.3.4.1. Zona inundada sin flujo transversal <sup>15</sup>

Es un problema habitual en la producción proveniente de capas múltiples y se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) está inundada. Casi siempre la fuente de invasión de agua a pozos productores puede ser un acuífero activo ó el flujo de agua de un pozo inyector.

En la figura 2.4 se muestra el esquema gráfico de este problema.



FIGURA 2.4. Zonas inundadas sin flujo transversal.

FUENTE: Exposición Water Management, Schlumberger, January 2011

### 2.3.4.2. Zona inundada con flujo transversal <sup>16</sup>

El flujo transversal de agua puede existir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables que detienen el flujo en el yacimiento.

En la figura 2.5. se muestra el esquema gráfico de este problema.

<sup>15</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, paginas 36

<sup>16</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, paginas 38

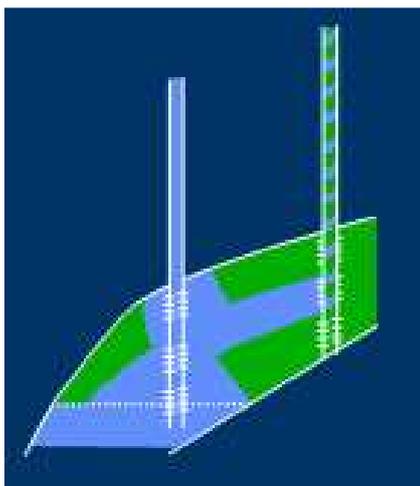


FIGURA 2.5. Zonas inundadas con flujo transversal.  
FUENTE: Exposición Water Management, Schlumberger, January 2011

### 2.3.5. RECUPERACIÓN SECUNDARIA INEFICIENTE

#### 2.3.5.1. Barrido areal deficiente <sup>17</sup>

Muchas veces el agua marginal de un acuífero o de un pozo inyector de agua en una zona productiva provoca un barrido areal deficiente, por lo general la anisotropía areal de la permeabilidad (variaciones de la permeabilidad en un área) origina este problema.

En la figura 2.6. se muestra el esquema gráfico de este problema.



FIGURA 2.6. Barrido areal deficiente.  
FUENTE: Exposición Water Management, Schlumberger, January 2011

<sup>17</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, paginas 38

### 2.3.5.2. Fracturas ó fallas entre pozos inyector y productor <sup>18</sup>

En las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores. Este problema se produce en forma habitual cuando el sistema de fracturas es extenso.

En la figura 2.7. se muestra el esquema gráfico de este problema.

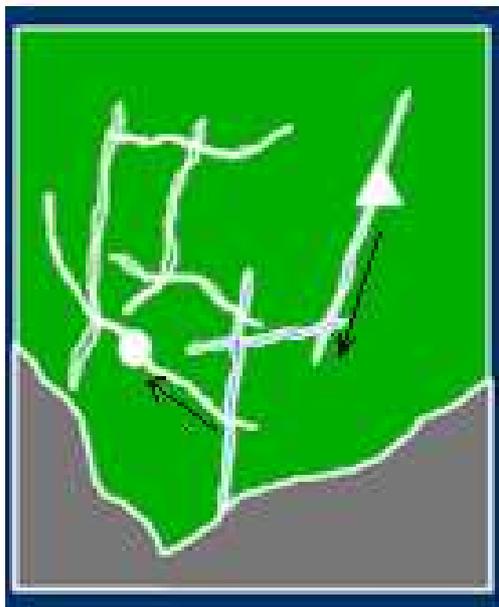


FIGURA 2.7. Fracturas ó fallas entre pozos inyector y productores.  
FUENTE: Exposición Water Management, Schlumberger, January 2011

### 2.3.6. FRACTURAS O FALLAS DESDE UNA CAPA INUNDADA CON AGUA <sup>19</sup>

El agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda o somera, comunicando directamente de esta manera la zona de agua hacia la zona productora provocando un importante aumento en la producción de agua.

En la figura 2.8 se muestra el esquema gráfico de este problema.

<sup>18</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, paginas 36

<sup>19</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, paginas 37



FIGURA 2.8. Fracturas o fallas desde una capa de agua.  
FUENTE: Exposición Water Management, Schlumberger, January 2011

### 2.3.7. CONIFICACIÓN <sup>20</sup>

La conificación se presenta en un pozo vertical cuando el CAP se aproxima a la zona punzada y el yacimiento tiene una permeabilidad vertical que es relativamente elevada, el mismo problema se presenta en pozos horizontales y se asocia con la formación de una cúspide.

En la figura 2.9 se muestra el esquema gráfico de este problema.

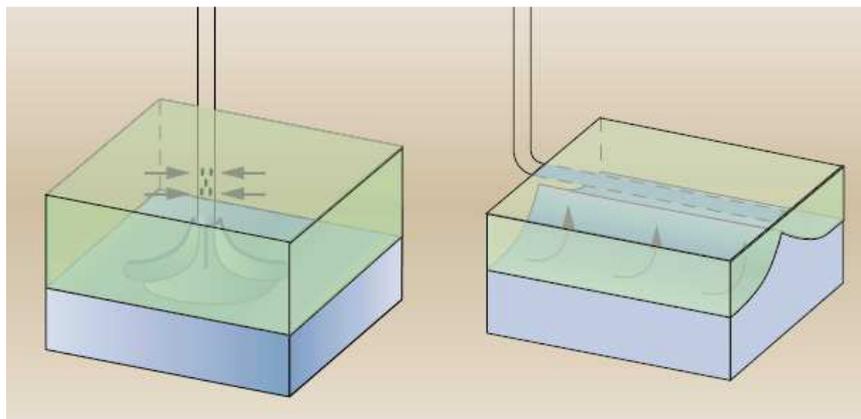


FIGURA 2.9. Conificación ó formación de Cúspide.  
FUENTE: Exposición Water Management, Schlumberger, January 2011

<sup>20</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, paginas 37

### 2.3.8. SEGREGACIÓN POR GRAVEDAD <sup>21</sup>

La segregación gravitacional se puede presentar cuando existe una capa de gran espesor con alta permeabilidad vertical, también se conoce como barrido de agua en el fondo de la arena. El agua puede provenir de un acuífero o de algún proceso de recuperación secundaria por inyección de agua realizando un barrido solo en la parte inferior del yacimiento.

El problema suele agravarse en condiciones de movilidad agua petróleo desfavorable, incluso en formaciones con texturas sedimentarias que se vuelven más finas hacia arriba debido a que la segregación gravitacional impulsa el flujo en la parte inferior del yacimiento.

En pozos horizontales, la segregación puede ocurrir cuando el hueco se encuentra cercano al fondo de la arena productiva.

En la figura 2.10 se muestra el esquema gráfico de este problema.

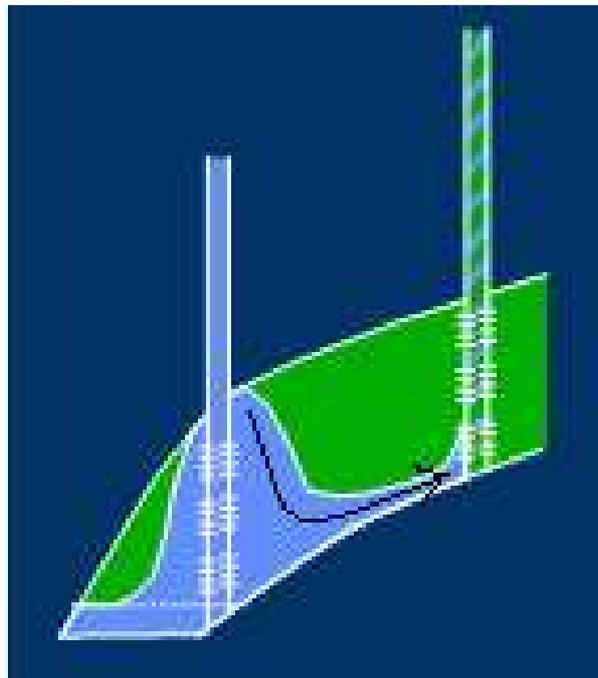


FIGURA 2.10. Segregación por gravedad.

FUENTE: Exposición Water Management, Schlumberger, January 2011

---

<sup>21</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, paginas 38

Una vez conocidos los posibles problemas que se pueden relacionar al incremento en la producción de agua excesiva, se debe encontrar el método para diagnosticar el problema, en este estudio se usará principalmente las curvas de diagnóstico de Chan, inicialmente se desarrollarán otras gráficas de BSW, historial de producción, etc que servirán para determinar que el pozo presenta un problema de producción excesiva de agua.

## **2.4. DATOS PARA DIAGNÓSTICO**

La principal herramienta para este estudio es la información de producción del pozo, la misma que debe ser por cada arena en el caso de los pozos que producen de dos o más arenas conjuntamente, esto debido a que el análisis de las curvas de Chan busca diagnosticar el posible problema en el yacimiento basado en la producción que se obtiene en superficie.

Se debe tener en cuenta que la información de producción debe ser la suficiente y de alta confiabilidad para poder realizar los gráficos de Chan, de tal forma que permitan un análisis correcto y veraz, si no fuera la data suficiente o confiable se obtendrán gráficas erróneas para el estudio.

El correcto análisis de los datos obtenidos permitirá identificar el o los problemas del incremento en la producción de agua y con ello encontrar en base al problema la solución más óptima.

## **2.5. CURVAS DE DIAGNÓSTICO DE CHAN**

Las curvas de diagnóstico de Chan se basan en un estudio numérico del historial de producción del pozo donde se usan graficas log - log de RAP (Relación Agua Petróleo) y la RAP' (Derivada de la Relación Agua Petróleo) contra el tiempo acumulado de producción para obtener en base a curvas tipo elaboradas en 1995 (PAPER SPE 30775 "WATER CONTROL DIAGNOSTIC PLOTS) con modelos de simulación numérica de reservorios y experiencias de campo las mismas que determinan patrones que permiten visualizar una de las siguientes tendencias:

### 2.5.1. CONIFICACIÓN<sup>22</sup>

La conificación se refleja en la gráfica de RAP y RAP' (Relación Agua Petróleo y Derivada de la Relación Agua Petróleo) contra el tiempo de producción con el incremento gradual en la RAP es decir una pendiente positiva y disminución de la RAP' o pendiente negativa, este caso se visualiza en periodos pequeños de tiempo hasta que se estabiliza la formación del cono y las curvas RAP y RAP' muestran una tendencia de incremento y decremento lineal respectivamente.

En la figura 2.11., se muestra un ejemplo del tipo de curva que diagnosticaría conificación.

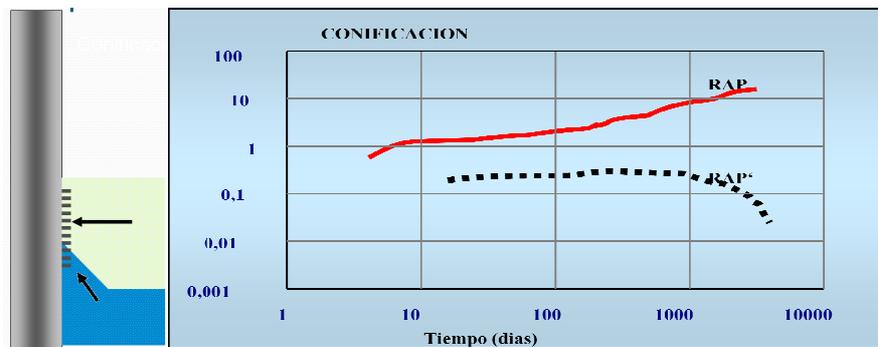


FIGURA 2.11. Gráfico de RAP y RAP' vs Tiempo de producción (Conificación).  
FUENTE: Control de agua, BJ Services, Mayo 2006.

Este caso se origina debido a la excesiva reducción de la presión de fondo fluyente, lo que causa que la zona con agua fluya hacia las perforaciones, esto generalmente sucede en yacimientos con alta permeabilidad vertical además de altas relaciones de movilidad agua-petróleo.

Físicamente este caso se presenta con tres periodos, el primero comprende cuando el cono se aproxima a las perforaciones más profundas y esto depende de:

- Distancia del CAP y los punzados más profundos.
- La caída de presión.

<sup>22</sup> Detección de Problemas de Alto Corte de Agua en el Yacimiento Hollín Principal y sus Posibles Soluciones: Bloque 7 del Oriente Ecuatoriano, Bolívar Juez, 1998, página 203

- La relación de permeabilidades horizontal y vertical.
- Tasa de entrada de agua de fondo.

El segundo periodo cuando el cono provoca el incremento gradual en la producción de agua y se refleja en la gráfica de RAP cuando se visualiza el incremento en la pendiente hasta que se observa una pendiente casi constante, físicamente este incremento cubrirá la mayoría del intervalo perforado.

El tercer periodo comprende un cono que se convierte en una zona de alta saturación y conductividad de agua y que con el tiempo termina produciendo agua de fondo.

### 2.5.2. COMUNICACIÓN<sup>23</sup>

La comunicación se refleja en la gráfica de RAP y RAP' contra el tiempo de producción cuando se presenta un rápido aumento en la pendiente de las curvas RAP y RAP' en el momento de invasión, seguido de una línea recta de pendiente positiva para las dos curvas.

En la figura 2.12., se muestra un ejemplo del tipo de curva que diagnosticaría comunicación de otra zona.

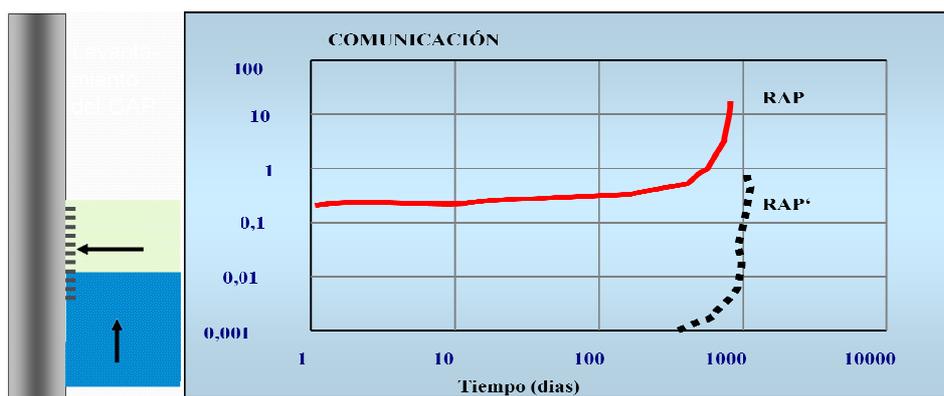


FIGURA 2.12. Gráfico de RAP y RAP' vs Tiempo de producción (Comunicación).  
FUENTE: Control de agua, BJ Services, Mayo 2006.

<sup>23</sup> Detección de Problemas de Alto Corte de Agua en el Yacimiento Hollín Principal y sus Posibles Soluciones: Bloque 7 del Oriente Ecuatoriano, Bolívar Juez, 1998, página 208

En el caso de múltiples capas, la línea puede presentar una línea escalonada dependiendo los contrastes de la permeabilidad de las capas invasoras.

Pueden presentarse varios casos para interpretarse como comunicación entre los mismos podemos nombrar los siguientes:

- Comunicación mecánica
  - Canalización detrás del casing.
  - Pobre cementación primaria.
  - Ruptura de sellos hidráulicos.
  - Ruptura del casing.
  - Entrada de agua en cañoneos cementados.
  - Filtración en Packers.
  - Filtración en tapones de abandono.
- Comunicación en el yacimiento
  - Completación dentro de una zona de agua, debido a data muy pobre o inadecuada interpretación.
  - Zonas de alta permeabilidad vertical al agua.

### **2.5.3. CANALIZACIÓN, FLUJO A TRAVÉS DE UNA FALLA<sup>24</sup>**

Estos casos se pueden diagnosticar analizando la gráfica de la RAP debido a que refleja un rápido incremento en la pendiente de la curva RAP donde el resultado es una pendiente positiva en un muy corto periodo de tiempo esto implica canalización, flujo a través de una falla.

---

<sup>24</sup> Detección de Problemas de Alto Corte de Agua en el Yacimiento Hollín Principal y sus Posibles Soluciones: Bloque 7 del Oriente Ecuatoriano, Bolívar Juez, 1998, página 206

En la figura 2.13., se muestra un ejemplo del tipo de curva que diagnosticaría canalización, flujo a través de una falla.

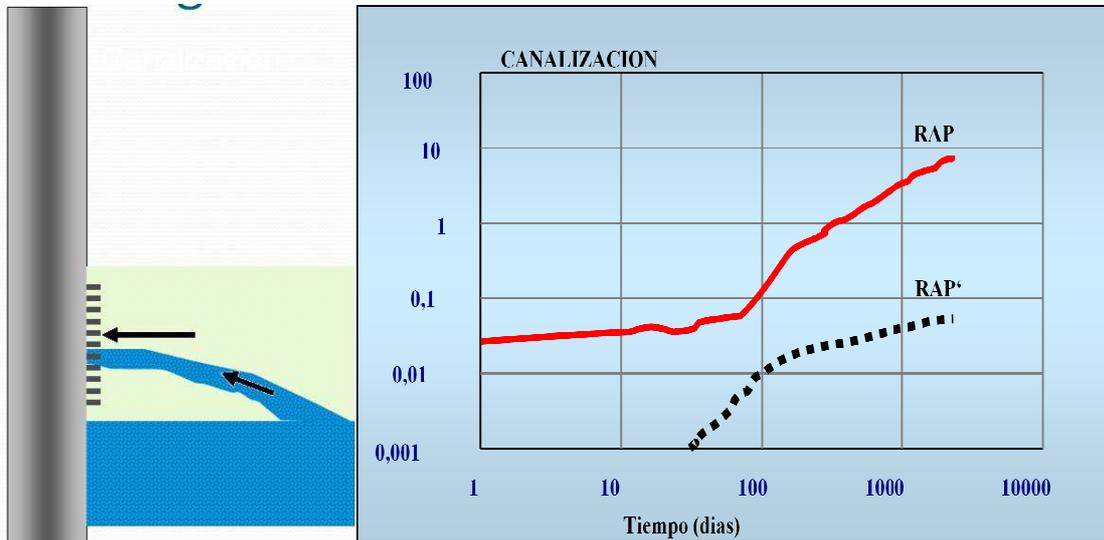


FIGURA 2.13. Gráfico de RAP vs Tiempo de producción (Canalización, flujo a través de una falla).

FUENTE: Control de agua, BJ Services, Mayo 2006.

El caso de canalización puede provocarse por pozos inyectores que se canalizan hacia los productores o canalización desde una capa inundada de agua por acción de la alta permeabilidad relativa al agua, esto provoca un canal de ingreso directo de agua a la producción y por consecuencia un incremento muy rápido de la RAP.

Pueden presentarse una o varias etapas de transición que luego provocan repentinos incrementos en la RAP como en periodos anteriores.

Existen casos adicionales a los anteriormente mencionados y que se pueden determinar con curvas de Chan los mismos que se los presentan en el Anexo 2.1.

## 2.6. ANÁLISIS ADICIONALES Y COMPLEMENTARIOS

Luego de obtener los gráficos para el análisis, esto se debe complementar con otra información adicional que debe combinarse para determinar con mayor precisión la posible razón en el incremento de la producción de agua.

### 2.6.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El gráfico del historial de producción puede incluir todos los datos que permitan visualizar una estadística del comportamiento del pozo a través de su vida productiva, básicamente debe contener datos de volúmenes de agua y petróleo recuperados versus el tiempo de producción.

Generalmente los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control del agua muestran un incremento en la producción de agua simultáneamente con la disminución en la producción de petróleo.

En la figura 2.14., se muestra un ejemplo del tipo de curva de historial de producción.

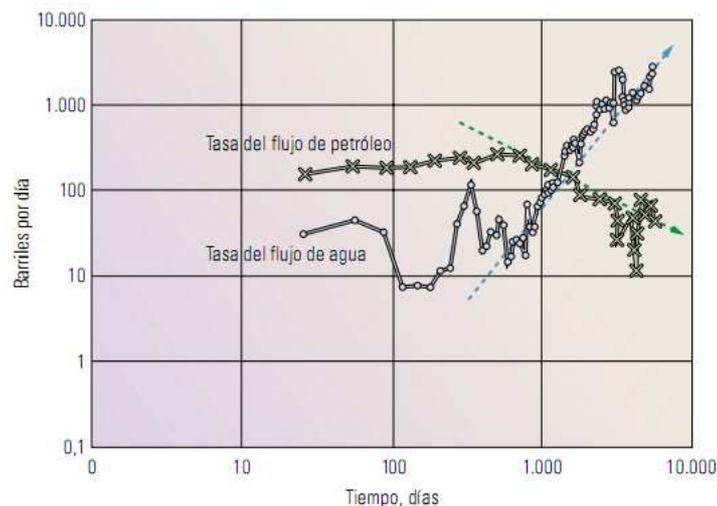


FIGURA 2.14. Historial de recuperación.  
FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000.

### 2.6.2. GRÁFICO DE DECLINACIÓN

La curva de declinación es un gráfico de volumen de petróleo y agua producida contra el volumen de petróleo acumulado de producción.

Una producción normal es en la que se observa una tendencia rectilínea, por lo que una declinación o cambio brusco en la producción reflejara algún otro tipo de problema como disminución en la presión del reservorio o incremento en el daño del yacimiento.

En la figura 2.15 se muestra un ejemplo del tipo de curva de declinación.

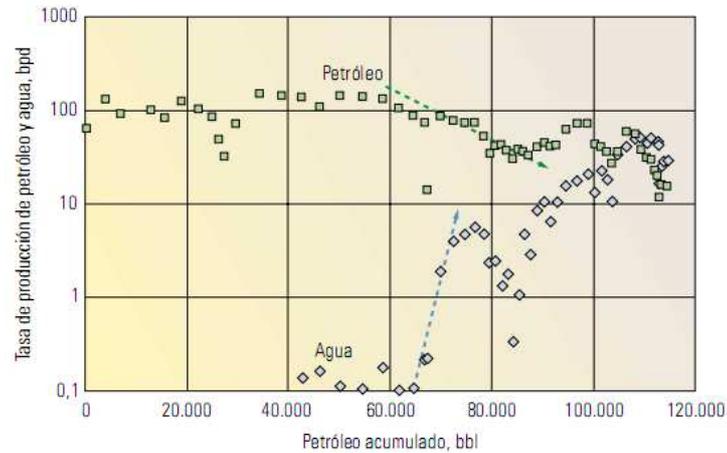


FIGURA 2.15. Gráfico de declinación.  
FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000.

### 2.6.3. GRÁFICOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA

Estos gráficos son claros indicadores del incremento de producción de agua, entre estos podemos tener un historial de BSW o gráficos de pastel que permitan visualizar de forma rápida la producción de agua y petróleo.

En la figura 2.16 se muestra un ejemplo del tipo de gráficos de producción.

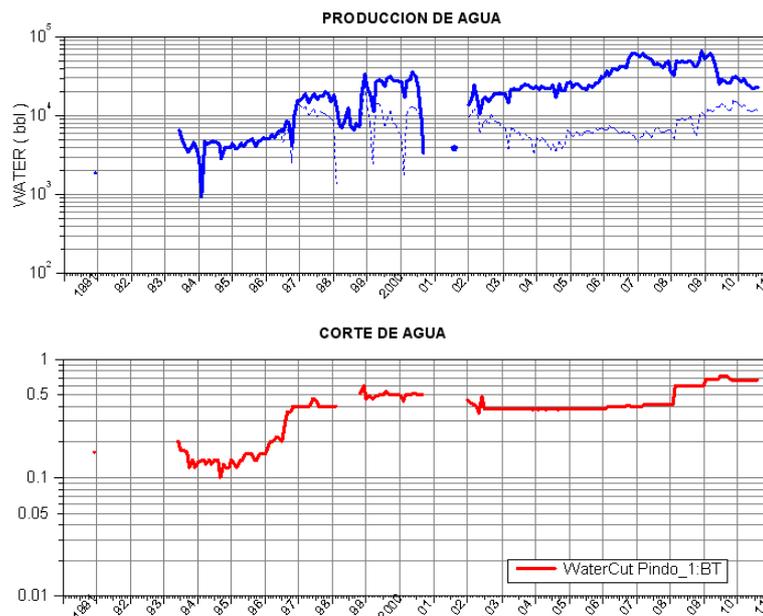


FIGURA 2.16. Gráficos de producción de agua.  
FUENTE: OFM Plots.

Los gráficos anteriormente indicados son una herramienta importante debido que a primera vista muestran el incremento en la producción de agua en un pozo petrolero.

Posterior a determinar la presencia de producción excesiva de agua se debe revisar los siguientes datos del pozo.

#### **2.6.4. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO**

Los historiales de reacondicionamiento son muy importantes debido a que estos datos permitirán analizar al pozo desde su inicio y evaluar los trabajos previos que se hubieran realizado, así como también los problemas que se ha presentado en el pozo previo a este estudio.

#### **2.6.5. COMPLETACIÓN MECÁNICA DEL POZO**

Esta información es muy importante para determinar si el equipo mecánico que está instalado en el pozo puede ser causante o influir con el incremento en la producción excesiva de agua.

#### **2.6.6. ANÁLISIS QUÍMICOS DEL AGUA PRODUCIDA**

Los análisis químicos permiten hacer la comparación de la composición química del agua producida, agua inyectada y agua de la formación permitiendo tener una guía muy importante para determinar el origen del agua. El principal análisis químico que podría indicar invasión de otras zonas es la salinidad debido a que es una característica propia de cada formación.

#### **2.6.7. REGISTROS DE CALIDAD DE CEMENTO**

Los registros de evaluación de la calidad del cemento son registros que sirven para verificar la calidad y la adherencia obtenida luego de la cementación así como también si existen canales de flujo detrás del casing.

### **2.6.8. REGISTROS DE PRODUCCIÓN**

Los registros de producción son registros que permiten determinar el punto de entrada de agua, estos pueden ser los PLT (Production Logging Tools), RST (Reservoir Saturation Tools) y pueden mostrar si existe entrada de agua por capas de mayor permeabilidad o fractura.

Además estos registros pueden mostrar los perfiles de producción del pozo a través del tiempo de producción.

### **2.7. TRATAMIENTOS Y POSIBLES PROPUESTAS TÉCNICAS**

Cada problema tiene una solución por lo que es muy importante conocer sobre el tipo de soluciones existentes para encaminar hacia la mejor opción particular para cada pozo según su configuración y condiciones.

Dentro de las propuestas técnicas para controlar la producción de agua se pueden describir los siguientes tipos:

- Soluciones Mecánicas
- Soluciones Químicas
- Cementaciones

Para escoger la mejor opción aplicable a cada caso se deben estudiar cada una de estas posibles soluciones con el fin de determinar la más idónea para cada caso.

#### **2.7.1. SOLUCIONES MECÁNICAS**

Las opciones de solución mecánica trabajan para restringir el flujo de agua dentro del pozo, por lo que se instalan dentro de la tubería de producción y son removibles, además estas permiten no influir sobre el yacimiento por lo que minimizan el riesgo de incrementar el daño en el yacimiento.

Dentro de las soluciones mecánicas podemos tener:

- Herramientas
- Nuevas tecnologías de completaciones para el control de la producción de agua

A continuación se describe de manera general cada una de las posibles soluciones mencionadas.

### 2.7.1.1. Herramientas

El uso de este tipo de solución estará ligado a problemas en que se determine que existen filtraciones en el casing, flujo detrás del casing o ascenso del CAP.

El tipo de herramientas que se pueden usar son tapones mecánicos ó inflables.

#### 2.7.1.1.1. Tapones mecánicos<sup>25</sup>

Entre estas herramientas se puede mencionar la herramienta PosiSeT esta incluye un tapón mecánico, debe bajarse por la tubería de producción y se coloca en la zona del problema usando coiled tubing o unidad de wireline, tienen un sistema de anclaje de tal forma que se pueden asentar en huecos revestidos y abiertos. El propósito de esta herramienta es sellar la intrusión de agua hacia la superficie.

La figura 2.17., muestra el esquema de la herramienta.

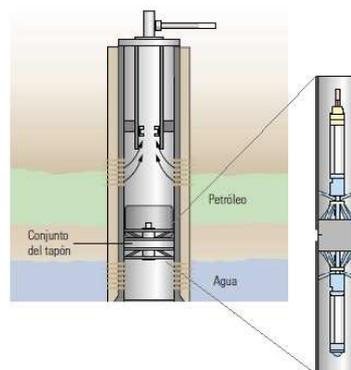


FIGURA 2.17. Herramienta PosiSeT  
FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000.

<sup>25</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, página 45

### 2.7.1.1.2. Tapón Inflable<sup>26</sup>

Entre estas opciones se usan los tapones permanentes con sistema Thru-Tubing Inflables, se accionan como un packer inflable su operación es muy fácil y además son de bajo costo. Su asentamiento se puede hacer en huecos revestidos o abiertos, existen en gran variedad de diámetros El propósito de esta herramienta es sellar la intrusión de agua hacia la superficie.

La figura 2.18., muestra el esquema de la herramienta.

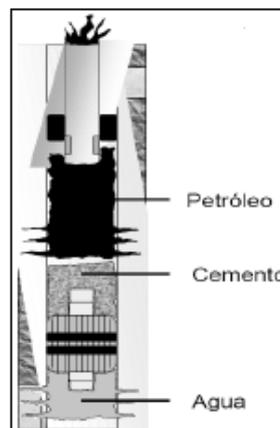


FIGURA 2.18. Tapón permanente con sistema Thru-Tubing Inflable  
FUENTE: Tesis<sup>27</sup>

### 2.7.1.2. Nuevas tecnologías de completación para control de la producción de agua<sup>28</sup>

Dentro de la tecnología que es relativamente nueva se encontró sistemas de separación e inyección de fondo. Este tema es una solución que sirve para reducir la producción y tratamiento en superficie del agua mas no influye en el yacimiento.

Básicamente la separación en el fondo se la realiza con un sistema de hidrociclón, este es un dispositivo que utiliza la fuerza centrífuga para lograr una separación rápida y eficiente de dos fases, ofrece una alta eficiencia y buena capacidad

<sup>26</sup> Estudio Técnico Económico para Controlar el Incremento de la Producción de Agua en el Campo Sansahuari, David Jaque, Abril 2009, Tesis de Grado EPN, página 103

<sup>27</sup> Estudio Técnico Económico para Controlar el Incremento de la Producción de Agua en el Campo Sansahuari, David Jaque, Abril 2009, Tesis de Grado EPN, página 103

<sup>28</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, página 35

hidráulica de 500 a 2000 barriles por día; su revestimiento es múltiple para soportar altos caudales y la posible erosión.

La figura 2.19., muestra recorrido de los fluidos en el sistema.

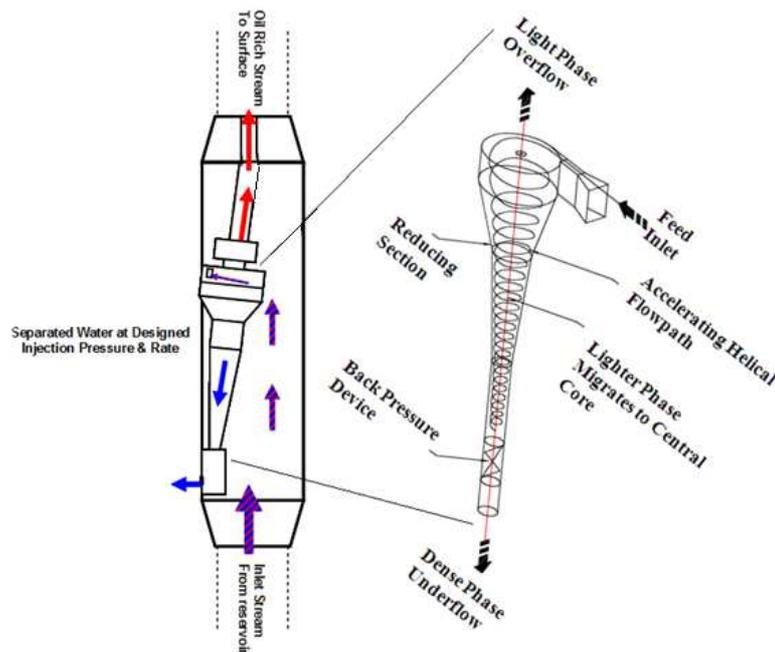


FIGURA 2.19. Sistema SubSep primera generación  
FUENTE: Presentación: SubSep Downhole Oil & Water Separation Technology Baker Hughes.

El funcionamiento y configuración de este tipo de completaciones ha ido desarrollándose a través de experiencias que han permitido mejorar este tipo de tecnología.

#### 2.7.1.2.1. Sistema SubSep<sup>29</sup>

Inicialmente esta tecnología configuró un SubSep en la completación de fondo del pozo que se encargaba de separar en gran cantidad el agua libre de la producción del fluido para ser reinyectada con un equipo electrosumergible a una formación receptora de agua como muestra el Anexo 2.2.

<sup>29</sup> Presentación: SubSep Downhole Oil & Water Separation Technology Baker Hughes.

Esta configuración no obtuvo grandes resultados debido a las altas presiones que ofrecían muchas de las formaciones receptoras por lo que se terminaba produciendo agua de la formación receptora.

Actualmente esta se ha mejorado la configuración del sistema donde básicamente se trabaja con dos equipos electrosumergibles el ubicado más profundo deberá tener la capacidad de manejar caudales muy altos además que deberá ser de alta capacidad para reinyectar el agua hacia la formación receptora; el equipo ubicado sobre el SubSep es de menor capacidad y capaz de levantar el petróleo que se separe en el SubSep y que se producirá hacia superficie como muestra el Anexo 2.3.

### **2.7.2. SOLUCIONES QUÍMICAS**

Las opciones de solución químicas comprometen su trabajo a la restricción del flujo de agua dentro del yacimiento siendo por esta razón de alto riesgo para el yacimiento.

Entre los tratamientos químicos más comunes están:

- Tratamientos con Geles
- Tratamientos con Polímeros
- Modificadores de permeabilidad

Los tratamientos químicos que se aplican a los yacimientos se realizan siempre en tres etapas:

La primera etapa es donde se bombea un pre flujo que se encargará de limpiar depósitos orgánicos y dejar lo más limpia posible la superficie de la roca para aplicar el tratamiento.

La segunda etapa se bombea el tratamiento químico con la concentración de diseño.

La tercera etapa se bombea un post flujo que tiene como función principal reconectar las reservas de petróleo con la pared del pozo y acelerar la producción.

Luego de todo tratamiento se debe tener un tiempo de remojo antes de empezar a evaluar los resultados.

Se debe considerar que los tratamientos químicos deben ser colocados con precisión en la zona, por lo que el trabajo con coiled tubing ó aislando zonas con tapones infladores son la mejor opción para la colocación de los tratamientos químicos minimizando al máximo afectar las zonas de hidrocarburo.

Se debe considerar siempre que la rata de bombeo debe estar por debajo del gradiente de fractura del yacimiento.

#### 2.7.2.1. Tratamiento con gel rígido<sup>30</sup>

Es una técnica de sellado de agua, los tratamientos que usan el principio de un gel rígido tiene como principal objetivo cerrar las entradas de agua en las cercanías del pozo asemejándose a cementar una zona con la diferencia de que el gel puede ingresar al yacimiento y realizar el cierre de la entrada de agua con una mejor eficacia.

En la figura 2.20., se muestra como sería la aplicación de este tipo de tratamiento.

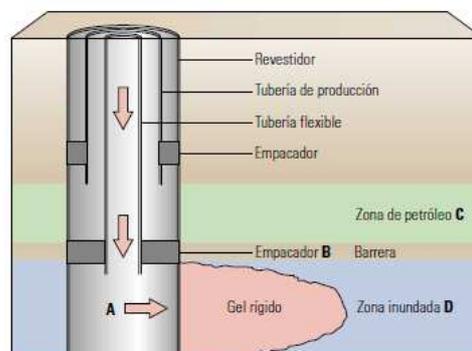


FIGURA 2.20. Colocación de tratamiento de gel rígido  
FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000.

<sup>30</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, página 47

### 2.7.2.2. Tratamiento con polímeros<sup>31</sup>

Este tipo de tratamientos se realiza con base de fluidos gelatinosos que permiten limitar el flujo de agua hacia la pared del pozo, pueden ser diseñados a base agua, petróleos ó cementos ultra finos mezclados.

Este tratamiento actúa por contacto y tienen un nivel de penetración mediano al yacimiento.

### 2.7.2.3. Tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa (RPM)<sup>32</sup>

Este tipo de tratamiento son sistemas de polímeros hidrofílicos que al hidratarse producen largas cadenas de polímeros que ocuparán los espacios porales de la roca.

Al ser hidrófilos atraen la fase de agua y repelen el petróleo y por consecuencia se reduce la permeabilidad efectiva al agua impidiendo su desplazamiento sin que esto afecte en gran escala al flujo de petróleo.

La figura 2.21. muestra gráficamente la manera de actuar de los RPM

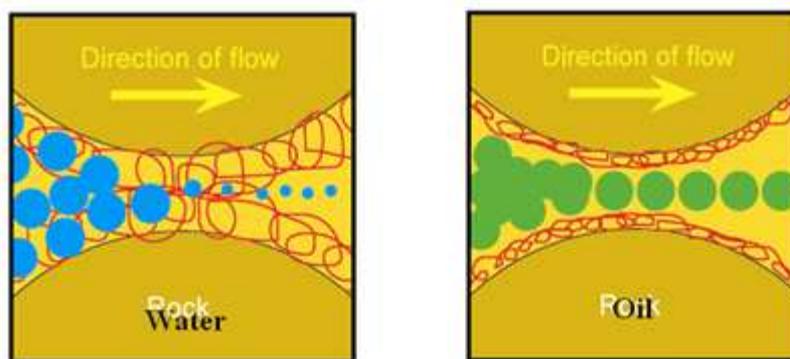


FIGURA 2.21. Esquema de reacción de un RPM  
FUENTE: Control de agua, BJ Services, Mayo 2006.

Para la aplicación de este tratamiento se debe considerar 3 etapas:

<sup>31</sup> SCHLUMBERGER, CONTROL DE AGUA, Verano 2000, página 47

<sup>32</sup> BJ SERVICES, PRESENTACIÓN: TECNOLOGÍA PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA.

- La primera que es donde se bombea un tratamiento ácido de baja concentración llamado preflujo que sirve para abrir los poros de la formación sin causar un daño en el yacimiento.
- La segunda etapa comprende la inyección del RPM propiamente, el mismo que se debe bombear por debajo de la presión de fractura del yacimiento.
- La tercera etapa comprende cerrar el pozo para que el tratamiento se adhiera al yacimiento, mínimo 18 horas.

Los resultados del tratamiento se estima que tiene en promedio de duración de 18 meses, existen casos en que la duración del tratamiento ha sido menor.

### **2.7.3 CEMENTACIONES**

Las cementaciones son solución aplicables para sellar intervalos por donde se ha detectado que existe invasión de agua, la cementación resulta en la restricción del flujo de agua hacia la tubería de revestimiento del pozo.

#### **2.7.3.1. Cementación forzada o remedial**

Esta solución se usa para remediar la cementación primaria o cuando con el tiempo se ha disminuido la adherencia del cemento provocada por exposición a condiciones adversas de temperatura, presión y aguas sulfatadas. Estas deficiencias en la cementación ocurren por lo general cuando han existido problemas durante la cementación primaria con zonas de baja presión, migración de gas, diseño deficiente de baches lavadores y espaciadores.

La forma de evaluar problemas en el cemento es corriendo registros de evaluación como CBL, VDL entre otros.

Mediante los registros de evaluación se determina las zonas con cemento pobre, sin adhesión o microanillos que pueden causar comunicación entre zonas; luego de detectar las zonas que se debe remediar se procede a cañonear y se coloca una lechada de cemento para que se encamine por los canales que se deben sellar detrás del casing.

En este tipo de trabajo se debe considerar las presiones de reservorio, tipo de cemento, y principalmente el tiempo de fraguado del cemento para que este sea el suficiente para terminar la operación con éxito

## **CAPÍTULO 3**

### **PROPUESTA TÉCNICA PARA CONTROLAR EL INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA**

#### **3.1. INTRODUCCIÓN**

El agua que se produce tarde o temprano en los pozos petroleros tiene un gran costo por lo que mientras más pronto se controle se obtendrá las siguientes ventajas:

- Prolongar la vida productiva del pozo.
- Reducir de costos de levantamiento.
- Reducir costos de tratamiento y disposición de agua.
- Reducir costos de mantenimiento del pozo.
- Reducir costos ambientales.

#### **3.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS PARA EL ESTUDIO**

En el campo Pindo se seleccionó inicialmente los pozos PIN 09, PIN 11 y PIN 14 en base al alto BSW con lo que se convirtieron en pozos potenciales para efectuar el estudio de control de la producción de agua.

Sin embargo se utilizará la herramienta informática Oil Field Manager (OFM) perteneciente a la empresa Schlumberger. Para este estudio se realizó el siguiente flujo de trabajo que permitió facilitar el criterio para escoger los pozos a los cuales se aplicará el análisis con las curvas tipo de Chan:

1. Obtener mapas de burbuja que indiquen acumulados de producción e interferencia de pozos.
2. Índice de heterogeneidad para predicción de pozos candidatos a reacondicionamiento.
3. Realizar gráfico de recuperación de petróleo de los pozos. (Forecast)

### **3.2.1. MAPAS DE BURBUJA**

Estos mapas permiten visualizar de una manera práctica y rápida los pozos donde existen los mayores acumulados de producción de agua, también permiten visualizar los pozos con mayor producción acumulada de petróleo y agua, además un gráfico con los radios de drenaje permitirá verificar si existe interferencia en la producción entre pozos.

Estos mapas permiten visualizar de una forma muy clara cuando un pozo a incrementado la producción de agua y esto se refleja directamente en el valor de BSW alto, para este estudio se considera el BSW alto cuando este es mayor a 70%.

### **3.2.2. ÍNDICE DE HETROGENEIDAD**

El índice de heterogeneidad es un indicativo del comportamiento del pozo en relación al grupo de pozos, de esta forma se agruparan pozos de la siguiente forma:

- Cuadrante 1: Pozos con alta producción de agua y alta producción de petróleo.
- Cuadrante 2: Pozos con alta producción de agua y baja producción de petróleo.
- Cuadrante 3: Pozos con baja producción de agua y baja producción de petróleo.
- Cuadrante 4: Pozos con baja producción de agua y alta producción de petróleo.

La representación se la realiza gráficamente en un sistema de coordenadas donde en el eje X se representara la producción de petróleo y en el eje Y la producción de agua.

En la figura 3.1 se muestra un ejemplo del índice de heterogeneidad.

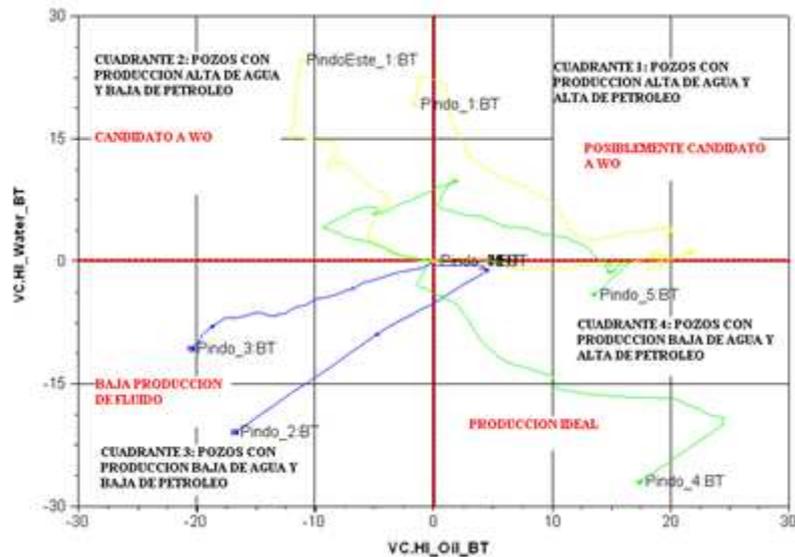


FIGURA 3.1. Índice de heterogeneidad.  
FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo.

### 3.2.3. GRÁFICO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

El gráfico de recuperación de petróleo es un gráfico conocido como forecast en donde basado en el historial y mecanismo de producción del yacimiento se proyecta la producción para determinar la cantidad de petróleo que se podría extraer con una declinación constante y de esta forma visualizar si el pozo necesita de algún tipo de trabajo para mejorar la recuperación de petróleo y evitar llegar al límite económico de producción.

En la figura 3.2 se muestra un ejemplo del tipo de curva de recuperación de petróleo.



FIGURA 3.2. Gráfico de Recuperación de Petróleo.  
FUENTE: OFM Forecast.

Estos criterios mencionados se aplicaron para seleccionar los pozos en el presente estudio.

### **3.3. SELECCIÓN DE POZOS PARA ESTUDIO CAMPO PINDO**

Previamente se verifica que los yacimientos con potencial de producción y reservas remanentes son los yacimientos Basal Tena, U inferior y T inferior por lo que los pozos que se analizan serán los que actualmente producen o tienen historial de estos yacimientos.

Además se conoce que el yacimiento Hollín produce por el mecanismo de empuje hidráulico que es proporcionado por un acuífero infinito de fondo por esta razón es sumamente difícil controlar la producción de agua que aporta un acuífero y los costos de tratamientos químicos serían sumamente elevados por lo que se excluye este yacimiento del estudio.

Bajo el lineamiento expuesto se aplica análisis por yacimiento.

#### **3.3.1 SELECCIÓN DE POZOS DE BASAL TENA**

##### **3.3.1.1. Mapas de burbuja Basal Tena**

De los mapas de burbuja generados para el yacimiento Basal Tena se obtiene que:

En el mapa de burbuja de acumulado de agua producida presentado en el Anexo 3.1. muestra que los mayores acumulados de producción de agua están en los pozos PIN 01, PIN 04 y PIN 05.

En el mapa de burbuja de acumulados de producción de fluidos presentado en el Anexo 3.2., muestra la diferencia que existe entre los acumulados de producción de petróleo y agua en referencia a la producción acumulada por pozo.

De estos pozos los que se encuentran produciendo para este estudio son el PIN 01 y PIN 05, los otros pozos PIN 02 y PIN 03 se encuentran cerrados.

En el mapa de burbuja de radios de drenaje presentado en el Anexo 3.3. se muestra que no existe interferencia entre los pozos ya que ningún radio de drenaje interfiere la producción de otro pozo cercano.

### **3.3.1.2. Gráfico de Índice de Heterogeneidad**

En el gráfico del índice de heterogeneidad presentado en el Anexo 3.4., muestra que los pozos que se encuentran como candidatos a WO son el PIN 04 y PIN 05 debido a que se encuentran en el segundo cuadrante donde se ubican los pozos con alta producción de agua y baja producción de petróleo.

Los pozos PIN 02 y PIN 03 se ubican en el tercer cuadrante donde estos reflejan bajos caudales de producción.

El pozo PIN 01 se encuentra en condiciones ideales de producción con baja producción de agua y alta de petróleo, sin embargo es un pozo que se deben monitorear y cuidar para evitar problemas de incremento en la producción de agua.

### **3.3.1.3. Gráfico de Recuperación de Petróleo por Pozo**

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 01 mostrado en el Anexo 3.5., indica que la proyección de la producción del pozo se extendería hasta el 31/01/2019 con una producción límite de 70 BPPD por lo que evidentemente este pozo es un firme candidato al estudio con curvas de Chan para buscar una solución que optimice la producción de este pozo y permita una mayor recuperación de petróleo hasta la fecha de culminación del contrato del campo.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 02 mostrado en el Anexo 3.6., permite visualizar que el pozo ha llegado a producir por debajo del límite económico desde octubre de 2008 hasta agosto de 2009 por lo que se descarta este pozo para el estudio.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 03 mostrado en el Anexo 3.7., indica que el pozo fue cerrado antes de que el consorcio asuma el manejo del campo con una producción aproximada de 150 BPPD, Luego de asumir la

producción el consorcio se rehabilita el pozo con un pico de producción de 45 BPPD por lo que este pozo no llegó ni siquiera al límite económico por lo que se descarta como candidato para aplicar curvas de Chan.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 04 mostrado en el Anexo 3.8., indica que el pozo inició su producción con valores bajos producción de petróleo de aproximadamente de 180 BPPD y se cerró con una caída brusca en la producción llegando a producir 35 BPPD en octubre de 2009 por lo que este pozo se lo descarta para aplicar curvas de Chan.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 05 mostrado en el Anexo 3.9., indica que el pozo mantuvo una producción estable sobre los 150 BPPD hasta julio de 2008 luego declina su producción por debajo del límite económico de 70 BPPD, por lo que no entra al estudio con curvas de Chan.

Luego del análisis de los mapas de burbuja, índice de heterogeneidad y gráficos de declinación elaborados para el yacimiento Basal Tena se obtiene los siguientes resultados presentados en la Tabla 3.1.

TABLA 3.1. Matriz para selección de pozos candidatos a estudiarse del yacimiento Basal Tena.

POZO	ARENA	ESTADO	RESERVAS FORECAST	APLICAR CURVAS DE CHAN
PIN 01	BT	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 02	BT	CERRADO	NO (Bajo Limite Económico)	NO
PIN 03	BT	CERRADO	NO (Bajo Limite Económico)	NO
PIN 04	BT	CERRADO	NO (Bajo Limite Económico)	NO
PIN 05	BT	PRODUCIENDO	NO (Bajo Limite Económico)	NO

FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo  
ELABORADO POR: Alejandro Sagal

### 3.3.2 SELECCIÓN DE POZOS DE T INFERIOR

#### 3.3.2.1. Mapas de burbuja T Inferior

De los mapas de burbuja generados para el yacimiento T inferior se obtiene que:

En el mapa de burbuja de acumulado de agua producida presentado en el Anexo 3.10., muestra que los mayores acumulados de agua producida esta en los pozos PIN 05 y PIN 07.

En el mapa de burbuja de acumulados de producción de fluido presentado en el Anexo 3.11., muestra la diferencia que existe entre los acumulados de producción de petróleo y agua en referencia a la producción acumulada por pozo.

De estos pozos los que se encuentran produciendo actualmente son el PIN 05, PIN 07, PIN 15D y PIN 16D, los otros pozos PIN 02 y PIN 03 se encuentran cerrados.

En el mapa de burbuja de radios de drenaje presentado en el Anexo 3.12., muestra que no existe interferencia entre los pozos ya que ningún radio de drenaje interfiere la producción de otro pozo cercano.

#### **3.3.2.2. Gráfico de Índice de Heterogeneidad**

En el gráfico del índice de heterogeneidad presentado en el Anexo 3.13., muestra que el pozo el PIN 07 se encuentra en el segundo cuadrante como candidato a WO, debido a que el pozo presenta alta producción de agua y baja producción de petróleo.

Los pozos PIN 02 y PIN 05 se ubican en el tercer cuadrante donde estos reflejan bajos caudales de producción.

Los pozos PIN 15D PIN 16D se encuentran en condiciones ideales de producción con baja producción de agua y alta de petróleo, sin embargo son pozos que se deben monitorear y cuidar para evitar problemas de agua excesiva.

#### **3.3.2.3. Gráfico de Recuperación de Petróleo por Pozo**

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 02 mostrado en el Anexo 3.14., indica que el pozo inició su producción con valores bajos de aproximadamente 40 BPPD es decir desde el inicio produjo por debajo del límite económico por lo que este pozo se lo descarta para aplicar curvas de Chan.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 05 mostrado en el Anexo 3.15., indica que el pozo inició su producción con valores altos, mostrando un pico de aproximadamente 380 BPPD, luego declinó su producción bruscamente llegando a producir bajo el límite económico por lo que este pozo se lo descarta para aplicar curvas de Chan.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 07 mostrado en el Anexo 3.16., indica que el pozo inició su producción con valores promedios de aproximadamente 280 BPPD, posteriormente declina su producción paulatinamente llegando a producir un promedio de 150 BPPD, la proyección de la producción de petróleo en el gráfico muestra que probablemente el pozo podría producir hasta noviembre de 2012 (si se considera una declinación constante) un aproximado de 67 BPPD por lo que sí es un candidato para aplicar curvas de Chan para diagnosticar el posible problema presente en el pozo e incrementar la producción de petróleo del pozo.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 15D mostrado en el Anexo 3.17., indica que el pozo inició su producción con valores altos de aproximadamente 2100 BPPD, luego declinó su producción paulatinamente llegando a producir un promedio de 1300 BPPD, la proyección de la producción muestra que probablemente el pozo podría producir hasta la fecha de cumplimiento del contrato (si se considera una declinación constante) un aproximado de 121 BPPD por lo que sí es un candidato para aplicar curvas de Chan para diagnosticar el posible problema presente en el pozo e incrementar la producción de petróleo del pozo.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 16D mostrado en el Anexo 3.18., indica que el pozo inició su producción con valores altos de aproximadamente 3000 BPPD, luego declinó su producción paulatinamente llegando a producir un promedio de 500 BPPD, la proyección de la producción muestra que probablemente el pozo podría producir hasta febrero de 2013 (si se considera una declinación constante) donde llegaría al límite económico de 70 BPPD por lo que sí es un candidato para aplicar curvas de Chan para diagnosticar

el posible problema presente en el pozo e incrementar la producción de petróleo del pozo.

Luego del análisis de los mapas de burbuja, índice de heterogeneidad y gráficos de declinación elaborados para el yacimiento T inferior se obtiene los siguientes resultados presentados en la Tabla 3.2.

TABLA 3.2. Matriz para selección de pozos candidatos a estudiarse del yacimiento T Inferior.

POZO	ARENA	ESTADO	RESERVAS FORECAST	APLICAR CURVAS DE CHAN
PIN 02	Ti	CERRADO	NO (Bajo Límite Económico)	NO
PIN 05	Ti	PRODUCIENDO	NO (Bajo Límite Económico)	NO
PIN 07	Ti	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 15D	Ti	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 16D	Ti	PRODUCIENDO	SI	SI

FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo  
ELABORADO POR: Alejandro Sagal

### 3.3.3 SELECCIÓN DE POZOS DE U INFERIOR

#### 3.3.3.1. Mapas de burbuja U Inferior

De los mapas de burbuja generados para el yacimiento U inferior se obtiene que:

En el mapa de burbuja de acumulado de agua producida presentado en el Anexo 3.19., muestra que los mayores acumulados de agua producida esta en los pozos PIN 06, PIN 11 y PIN 14.

En el mapa de burbuja de acumulados de producción de fluidos presentado en el Anexo 3.20., muestra la diferencia entre los acumulados de producción de petróleo y agua en referencia a la producción acumulada del pozo.

De estos pozos los que se encuentran produciendo actualmente son el PIN 05, PIN 06, PIN 07, PIN 09, PIN 11, PIN 13 y PIN 14, los otros pozos PIN 01, PIN 02 y PIN 03 se encuentran cerrados.

En el mapa de burbuja de radios de drenaje presentado en el Anexo 3.21., indica que no existe interferencia entre los pozos ya que ningún radio de drenaje interfiere la producción de otro pozo cercano.

### **3.3.3.2. Gráfico de Índice de Heterogeneidad**

En el gráfico del índice de heterogeneidad presentado en el Anexo 3.22., muestra que el pozo el PIN 06, PIN 11 y PIN 14 se encuentran en el primer cuadrante como casos que podrían ser candidatos a WO, debido a que presentan alta producción de agua y alta producción de petróleo.

Los pozos PIN 03, PIN 04, PIN 07 y PIN 09 se ubican en el tercer cuadrante donde estos reflejan bajos caudales de producción.

El pozo PIN 13 se ubica en el cuarto cuadrante donde el pozo produce de una forma ideal, alta producción de petróleo y baja producción de agua, sin embargo a este pozo se debe monitorear y cuidar para evitar problemas de excesiva producción de agua.

### **3.3.3.3. Gráfico de Recuperación por Pozo**

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 02 mostrado en el Anexo 3.23., se indica que el pozo inició su producción con valores altos de aproximadamente 500 BPPD, luego declinó su producción de forma irregular llegando a producir un promedio de 350 BPPD antes de cerrar la producción de este yacimiento, la proyección de la producción muestra que probablemente el pozo podría producir hasta la fecha de cumplimiento del contrato (si se considera una declinación constante) un aproximado de 71 BPPD, adicional a esta información es importante que se considere que el estado mecánico del pozo es colapso del casing de 7" por lo que no es un candidato para aplicar curvas de Chan para intentar rehabilitar este pozo a la producción debido a que sería demasiado alto el riesgo y el costo en el caso de obtener un trabajo exitoso.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 03 mostrado en el Anexo 3.24., se indica que el pozo inició su producción con valores bajos de

aproximadamente 100 BPPD fluctuando a producciones por debajo del límite económico, es decir que su producción no es representativa por lo que este pozo se lo descarta para aplicar curvas de Chan.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 04 mostrado en el Anexo 3.25., se observa que el pozo inició su producción con valores altos de aproximadamente 500 BPPD declinando su producción paulatinamente y registra en su último periodo de producción valores por debajo del límite económico por lo que este pozo se lo descarta para aplicar curvas de Chan.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 06 mostrado en el Anexo 3.26., se observa que el pozo inició su producción con valores altos de aproximadamente 750 BPPD declinando su producción paulatinamente hasta valores de 190 BPPD y la proyección indica que el pozo podría producir hasta la fecha de cumplimiento del contrato (si se considera una declinación constante) un aproximado de 73 BPPD por lo que sí es un candidato para aplicar curvas de Chan para diagnosticar el posible problema presente en el pozo e incrementar la producción de petróleo del pozo.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 07 mostrado en el Anexo 3.27., se observa que el pozo inició su producción con valores altos de aproximadamente 1000 BPPD declinando su producción paulatinamente hasta valores de 150 BPPD y la proyección indica que el pozo podría producir hasta noviembre de 2014 (si se considera una declinación constante) hasta el límite económico de producción por lo que sí es un candidato para aplicar curvas de Chan para diagnosticar el posible problema presente en el pozo e incrementar la producción de petróleo del pozo.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 09 mostrado en el Anexo 3.28., se observa que el pozo inició su producción con valores bajos de aproximadamente 200 BPPD hasta disminuir paulatinamente su producción por debajo del límite económico es decir que su producción no es representativa por lo que este pozo se lo descarta para aplicar curvas de Chan.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 11 mostrado en el Anexo 3.29., se observa que el pozo inició su producción con valores altos de aproximadamente 1000 BPPD declinando su producción paulatinamente hasta valores de 500 BPPD y la proyección indica que el pozo podría producir hasta la fecha de cumplimiento del contrato (si se considera una declinación constante) un aproximado de 258 BPPD por lo que sí es un candidato para aplicar curvas de Chan para diagnosticar el posible problema presente en el pozo e incrementar la producción de petróleo del pozo.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 13 mostrado en el Anexo 3.30., se observa que el pozo inició su producción con valores altos de aproximadamente 1200 BPPD declinando su producción paulatinamente hasta valores de 700 BPPD y la proyección indica que el pozo podría producir hasta la fecha de cumplimiento del contrato (si se considera una declinación constante) un aproximado de 487 BPPD por lo que actualmente no sería necesario incluirlo en el estudio, sin embargo a futuro si presenta incremento en la producción de agua sí podría ser un candidato firme para aplicar curvas de Chan de tal forma que se diagnosticar el posible problema presente en el pozo e incrementar la producción de petróleo del pozo.

En el gráfico de recuperación de petróleo del pozo PIN 14 mostrado en el Anexo 3.31., se observa que el pozo inició su producción con valores altos de aproximadamente 1000 BPPD declinando su producción paulatinamente hasta valores de 400 BPPD y la proyección indica que el pozo podría producir hasta enero de 2018 (si se considera una declinación constante) donde llegaría al límite económico por lo que sí es un candidato para aplicar curvas de Chan para diagnosticar el posible problema presente en el pozo e incrementar la producción de petróleo del pozo.

Luego del análisis de los mapas de burbuja, índice de heterogeneidad y gráficos de declinación elaborados para el yacimiento T inferior se obtiene los siguientes resultados presentados en la Tabla 3.2.

TABLA 3.3. Matriz para selección de pozos candidatos a estudiarse del yacimiento U Inferior.

POZO	ARENA	ESTADO	RESERVAS FORECAST	APLICAR CURVAS DE CHAN
PIN 02	Ui	CERRADO	SI	NO
PIN 03	Ui	CERRADO	NO (Bajo Límite Económico)	NO
PIN 04	Ui	CERRADO	NO (Bajo Límite Económico)	NO
PIN 06	Ui	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 07	Ui	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 09	Ui	PRODUCIENDO	NO (Bajo Límite Económico)	NO
PIN 11	Ui	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 13	Ui	PRODUCIENDO	SI	NO
PIN 14	Ui	PRODUCIENDO	SI	SI

FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo  
ELABORADO POR: Alejandro Sagal

Posteriormente de la selección y análisis de los pozos a estudiarse aplicando técnicas de Chan se obtiene los resultados que se presentan en la tabla 3.4 a nivel del campo Pindo. Adicional en el Anexo 3.32 se presenta el cálculo de las reservas remanentes para los pozos seleccionados.

TABLA 3.4. Pozos seleccionados para aplicar curvas de Chan del campo Pindo.

POZO	ARENA	ESTADO	RESERVAS FORECAST	APLICAR CURVAS DE CHAN
PIN 01	BT	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 07	Ti + Ui	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 15D	Ti	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 16D	Ti	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 06	Ui	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 11	Ui	PRODUCIENDO	SI	SI
PIN 14	Ui	PRODUCIENDO	SI	SI

FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo  
ELABORADO POR: Alejandro Sagal

### 3.4. ANÁLISIS TÉCNICO

Para el análisis técnico de los pozos seleccionados se realizará el siguiente procedimiento de análisis:

- Obtener gráficos genéricos de producción de petróleo y agua, eventos, BSW.
- Aplicar curvas de Chan.
- Plantear una posible solución técnica aplicable al pozo.

### **3.4.1. GRÁFICOS GENÉRICOS DE PRODUCCIÓN**

Estos gráficos son una herramienta extra de análisis para determinar que existen problemas de excesiva producción de agua en el pozo. En este estudio se usará los siguientes:

- Gráfico de declinación
- Historial de producción y eventos
- Gráfico de producción de agua

### **3.4.2. PIN 01\_BT**

El pozo registra como fecha de completación para iniciar la producción en noviembre de 1991, fue el primer pozo exploratorio perforado en el campo Pindo, en su historial de producción registra que ha producido inicialmente del yacimiento Hollín, en diciembre de 1993 produce del yacimiento U, en enero de 1994 produce del yacimiento Basal Tena, en abril de 2002 se produce de U inferior, luego en diciembre de 2002 regresa a producir del yacimiento Basal Tena hasta la actualidad.

#### **3.4.2.1. Gráfico de declinación PIN 01\_BT**

En el gráfico de declinación presentado en el Anexo 3.33., se observa que si existen cambios bruscos en las producciones de agua y petróleo por lo que sí existe un problema en el pozo el mismo que debe estudiarse para mantener y optimizar la producción de petróleo.

#### **3.4.2.2. Historial de producción y eventos PIN 01\_BT**

En el gráfico de historial de producción y eventos presentado en el Anexo 3.34. se observa el historial de producción del pozo donde inicia a producir de BT en 1994

hasta el año 1998, luego tuvo un periodo de cierre hasta el año 2002 donde se reincorpora a la producción hasta la fecha del estudio.

Actualmente el pozo produce por bombeo hidráulico tipo jet un promedio de 186 BPPD y un BSW de 66%.

### 3.4.2.3. Producción de Agua PIN 01\_BT

En los gráficos de producción de agua presentado en el Anexo 3.35. se observa como ha incrementado la producción de agua en el pozo, también que existen periodos en que se mantiene constante el BSW hasta el año 2008 donde se registra un importante incremento en el BSW hasta la fecha del estudio donde registra un BSW de 66%.

### 3.4.2.4. Curvas de Chan PIN 01\_BT

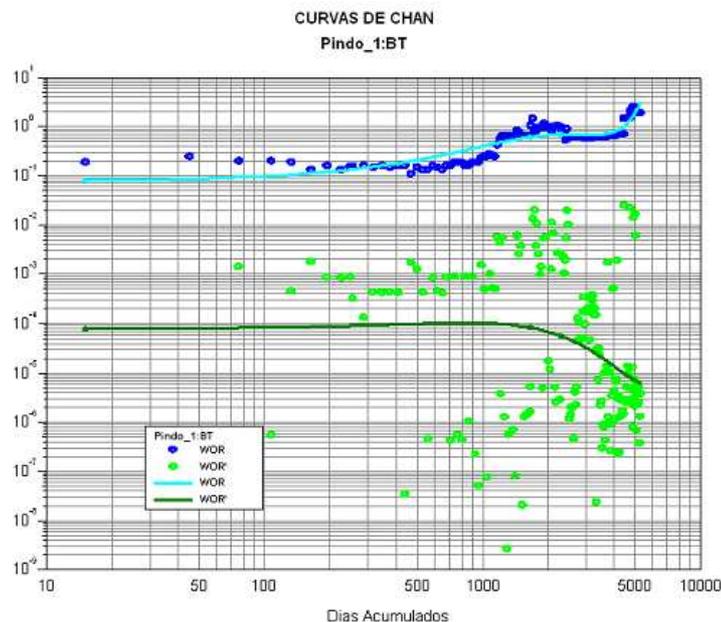


FIGURA 3.3. Curvas de Chan PIN 01\_BT.  
FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo.

En la figura 3.3., se observa que las curvas de diagnóstico tienen pendientes contrarias positiva para la RAP y negativa para la RAP' por lo que en base a los modelos de Chan existe conificación de agua en el pozo.

### **3.4.3. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 01\_BT**

Con el análisis de las curvas de Chan obtenida para este pozo se determinó que la intrusión de agua puede ser debido a que existe conificación en el yacimiento Basal Tena del pozo.

Sobre la base de los resultados y el análisis obtenido se propone:

Opción 1: Aplicar tratamiento químico con RPM (Modificador de Permeabilidad Relativa) usando Coiled tubing, este tratamiento permitirá disminuir la producción de agua por la conificación en los alrededores del pozo.

Opción 2: Realizar una cementación remedial en los intervalos más profundos perforados, donde aparentemente está ingresando agua, posteriormente volver a perforar algunos punzados laterales de drenaje cerca del tope de la formación para aprovechar la disminución en la caída de presión que reduce el efecto de conificación y evitar que se continúe conificando el pozo.

Previa la ejecución de cualquier propuesta se analizará la completación mecánica del pozo presentada en el Anexo 3.36.

### **3.4.4. PIN 06\_UI**

El pozo registra como fecha de completación para la producción el 31 de julio de 1993 iniciando a producir del yacimiento U.

Actualmente el pozo produce por bombeo elctosumergible y continua produciendo del yacimientos U un promedio de 176 BPPD.

#### **3.4.4.1. Gráfico de declinación PIN 06\_Ui**

En el gráfico de declinación presentado en el Anexo 3.37., se observa que si existen cambios bruscos en la declinación de la producción de petróleo a la vez que el agua incrementa por lo que se nota que sí existe un problema en el pozo por alta producción de agua.

### 3.4.4.2. Historial de producción y eventos PIN 06\_Ui

En el gráfico de historial de producción y eventos presentado en el Anexo 3.38., se observa el historial de producción del pozo donde inicia a producir en 1993 y comienza declinando su producción de forma muy rápida, luego se le realiza un tratamiento químico el mismo que da un resultado aceptable manteniendo constante la producción de petróleo pero incrementando la producción de agua significativamente, posteriormente el pozo se cierra por un periodo aproximadamente de un año y vuelve a la producción con valores muy altos de producción de agua hasta la fecha del estudio.

Actualmente el pozo produce por bombeo electrosumergible un promedio de 278 BPPD.

### 3.4.4.3. Producción de Agua PIN 06\_Ui

En los gráficos de producción de agua presentados en el Anexo 3.39., se observa como ha incrementado la producción de agua en el pozo, también que existen periodos en que se mantiene constante el BSW hasta el año 2008 donde se registra un importante incremento en el BSW hasta la fecha del estudio donde registra un BSW de 90%.

### 3.4.4.4. Curvas de Chan PIN 06\_Ui

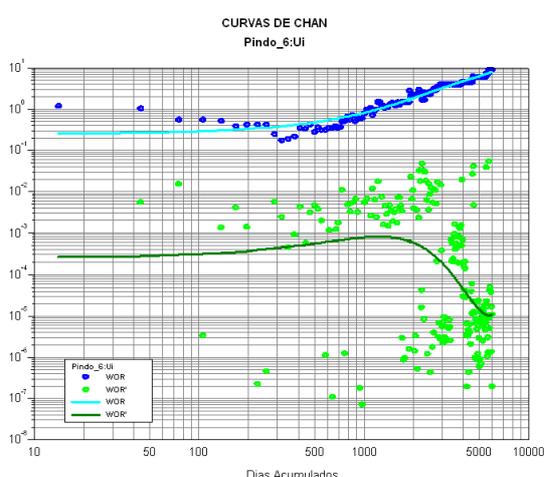


FIGURA 3.4. Curvas de Chan PIN 06\_Ui.  
FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo.

En la figura 3.4., se observa que las curvas de RAP y RAP' tienen pendientes contrarias por lo que en base a los modelos de Chan existe conificación de agua en los alrededores del pozo.

### **3.4.5. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 06\_UI**

Con el análisis de las curvas de Chan obtenida para este pozo se determinó que la intrusión de agua puede ser debido a que existe conificación en el yacimiento Ui.

Sobre la base de los resultados y el análisis obtenido se propone:

Opción 1: Aplicar tratamiento químico con RPM (Modificador de Permeabilidad Relativa) usando Coiled tubing, este tratamiento permitirá disminuir la producción de agua por la conificación en los alrededores del pozo.

Opción 2: Realizar una cementación remedial en los intervalos más profundos perforados, donde aparentemente está ingresando agua, posteriormente volver a perforar algunos punzados laterales de drenaje cerca del tope de la formación para aprovechar la disminución en la caída de presión que reduce el efecto de conificación y evitar que se continúe conificando el pozo.

Previa la ejecución de cualquier propuesta se analizará la completación mecánica del pozo presentada en el Anexo 3.40.

### **3.4.6. PIN 07\_UI + TI**

El pozo registra como fecha de completación para la producción el 8 de enero de 2001 iniciando a producir del yacimiento Hollín sin buenos resultados, posteriormente en abril de 2002 produce del yacimiento Ui y en noviembre de 2006 produce conjuntamente de los yacimientos Ui y Ti.

#### **3.4.6.1. Gráfico de declinación PIN 07\_Ui**

En el gráfico de declinación presentado en el Anexo 3.41., se observa que si existen ligeros cambios en la declinación de la producción de petróleo como en el

incremento en la producción de agua, sin embargo se puede considerar que existe algún tipo problema potencial que está afectando la producción de petróleo en el pozo.

### 3.4.6.2. Historial de producción y eventos PIN 07\_Ui

En el gráfico de historial de producción y eventos presentado en el Anexo 3.42. se observa el historial de producción del pozo donde inicia a producir de Ui en el año 2002 hasta la fecha del estudio, además se considera que ha existido una declinación muy regular en la producción.

Actualmente el pozo produce por bombeo elctrosumergible y continua produciendo conjuntamente de los yacimientos Ui y Ti un promedio de 300 BPPD.

### 3.4.6.3. Producción de Agua PIN 07\_Ui

En los gráficos de producción de agua presentados en el Anexo 3.43., se observa como ha incrementado la producción de agua en el pozo donde es evidente que hubo un incremento casi constante y gradual, también que existen periodos en que se mantiene constante el BSW hasta la fecha del estudio donde registra un BSW de 90%.

### 3.4.6.4. Curvas de Chan PIN 07\_Ui

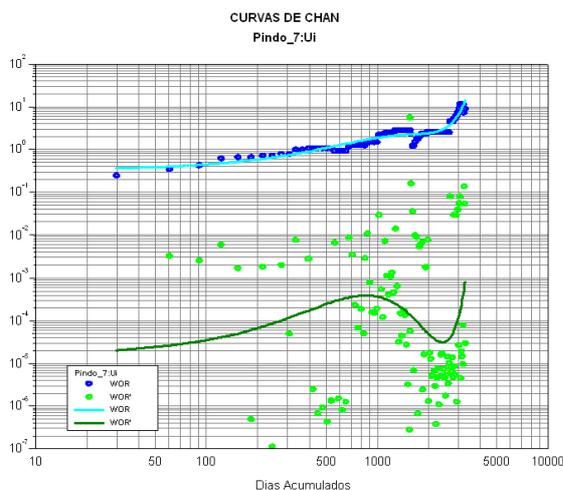


FIGURA 3.5. Curvas de Chan PIN 07\_Ui.  
FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo.

En la figura 3.5., se observa que las curvas de RAP y RAP' que existen tres periodos claramente identificados, el primero hasta los 2500 días donde es claro que existe conificación, posterior a este periodo la pendiente de la RAP' cambia radicalmente por lo que el pozo registra según curvas de Chan una canalización tardía debido a que incrementa la pendiente de la curva RAP'.

#### **3.4.6.5. Gráfico de declinación PIN 07\_Ti**

En el gráfico de declinación presentado en el Anexo 3.44., se observa que si existen cambios bruscos en la declinación de la producción en el último periodo por lo que se observa que sí existe un problema en el pozo.

#### **3.4.6.6. Historial de producción y eventos PIN 07\_Ti**

En el gráfico de historial de producción y eventos presentado en el Anexo 3.45., se observa el historial de producción del pozo donde inicia a producir de Ti en el año 2006 hasta la fecha del estudio.

Actualmente el pozo produce por bombeo elctosumergible y continua produciendo conjuntamente de los yacimientos U inferior y T inferior un promedio de 278 BPPD.

#### **3.4.6.7. Producción de Agua PIN 07\_Ti**

En los gráficos de producción de agua presentado en el Anexo 3.46., se observa como ha incrementado la producción de agua en el pozo, es evidente que hubo un incremento importante en el año 2009, también que existen periodos en que se mantiene constante el BSW y posteriormente se registran incrementos paulatinos hasta la fecha del estudio donde registra un BSW de 90%.

### 3.4.6.8. Curvas de Chan PIN 07\_Ti

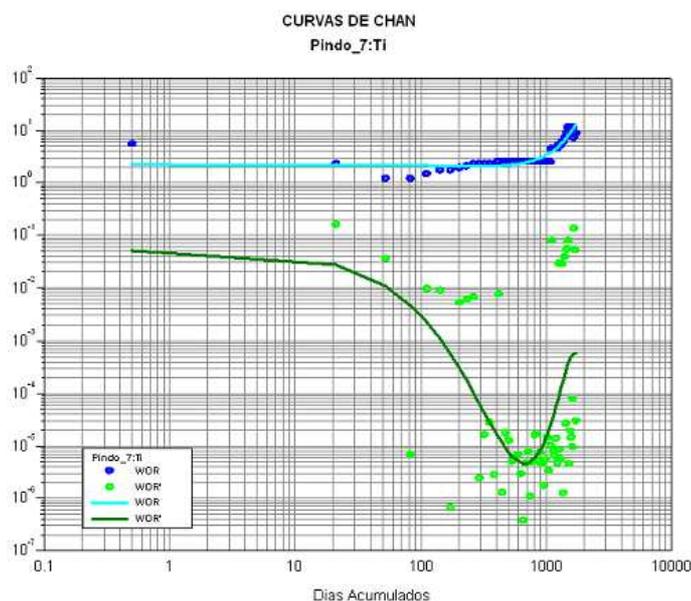


FIGURA 3.6. Curvas de Chan PIN 07\_Ti.

FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo.

En la figura 3.6. se observa que las curvas de RAP y RAP' que existen dos periodos claramente identificados, el primero hasta los 700 días donde es claro que existe conificación, luego de este periodo la pendiente de la RAP' cambia radicalmente evidenciando una canalización tardía.

### 3.4.7. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 07\_TI + UI

Con el análisis de las curvas de Chan obtenida para este pozo se determinó que la intrusión de agua es aproximadamente en el mismo periodo de tiempo y se analiza con el estudio en ambos yacimientos puede ser debido a que existe canalización en los yacimientos Ti y Ui.

Sobre la base de los resultados y el análisis obtenido se propone:

Opción 1: Revisar si existen registros de calidad de cemento para verificar si pueden existir posibles canales detrás del casing, luego revisar la completación mecánica del pozo para posteriormente revisar reportes del asentamiento de las empacaduras ya que las mismas podrían presentar fallas en el sello ya sea por maniobras fallidas, desgaste de las gomas por el tiempo, corrosión ó desasentamiento de cuñas permitiendo con esto que existan intrusiones de agua.

Adicional verificar el historial de análisis de salinidad para determinar la posible intrusión de agua de otro yacimiento para realizar una cementación remedial ó aislar la zona intrusa.

Opción 2: Si el pozo produce con un BSW mayor al 92% y volúmenes significativos de petróleo se podría instalar el sistema SubSep de tal forma que no sea difícil lograr la separación de las dos fases (agua libre y petróleo) con el hidrociclón instalado en el subsuelo y reinyectar el agua a la formación Tiyuyacu logrando con esto minimizar los volúmenes de agua en superficie.

Previa la ejecución de cualquier propuesta se analizará la completación mecánica del pozo presentada en el Anexo 3.47.

#### **3.4.8. PIN 11\_UI**

El pozo registra como fecha de completación para la producción el 26 de febrero de 2001 iniciando a producir del yacimiento U inferior.

Actualmente el pozo produce por bombeo elctosumergible y continua produciendo del yacimientos U inferior un promedio de 463 BPPD.

##### **3.4.8.1. Gráfico de declinación PIN 11\_Ui**

En el gráfico de declinación presentado en el Anexo 3.48., se observa que si existe un cambio en la declinación de la producción de petróleo y el incremento también es constante para la producción de agua por lo que sí existe un problema leve en el pozo.

##### **3.4.8.2. Historial de producción y eventos PIN 11\_Ui**

En el gráfico de historial de producción y eventos presentado en el Anexo 3.49., se observa el historial de producción del pozo donde inicia a producir en el año 2001 y su declinación en la producción de petróleo, la producción de agua ha ido incrementando también de forma constante y ya es superior a la de petróleo a la fecha del estudio.

Actualmente el pozo produce por bombeo electrosumergible un promedio de 481 BPPD.

### 3.4.8.3. Producción de Agua PIN 11\_Ui

En los gráficos de producción de agua presentados en el Anexo 3.50., se observa como ha incrementado la producción de agua en el pozo de forma constante, también que existen periodos en que se mantiene constante el BSW hasta la fecha del estudio donde registra un BSW de 74%.

### 3.4.8.4. Curvas de Chan PIN 11\_Ui

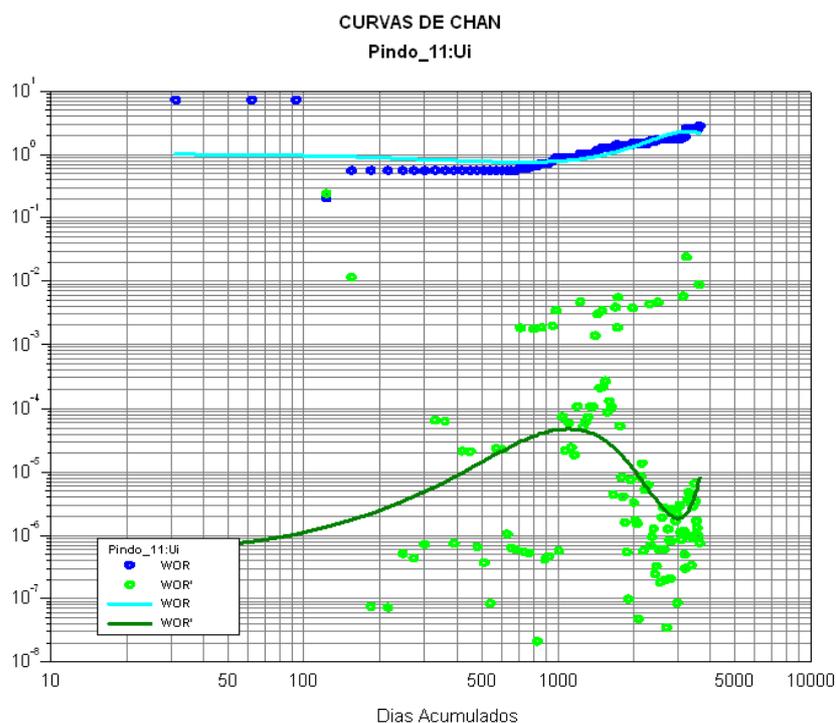


FIGURA 3.7. Curvas de Chan PIN 11\_Ui.  
FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo.

En la figura 3.7. se observa que las curvas de RAP y RAP' tienen pendientes contrarias hasta aproximadamente los 3000 días por lo que en base a los modelos de Chan existe conificación. Luego de los 3000 días se observa un cambio en la tendencia de la RAP' permitiendo evidenciar que en el último periodo de producción según los modelos de Chan existe canalización tardía en el yacimiento Ui debido a la pendiente de la RAP'.

### **3.4.9. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 11\_UI**

Con el análisis de las curvas de Chan obtenida para este pozo se determinó que la intrusión de agua en el último periodo puede ser debido a que existe canalización en el yacimiento Ui.

Sobre la base de los resultados y el análisis obtenido se propone:

Opción 1: Revisar si existen registros de calidad de cemento para verificar si pueden existir posibles canales detrás del casing, luego revisar la completación mecánica del pozo para posteriormente revisar reportes del asentamiento de las empacaduras ya que las mismas podrían presentar fallas en el sello ya sea por maniobras fallidas, desgaste de las gomas por el tiempo, corrosión ó desasentamiento de cuñas permitiendo con esto que existan intrusiones de agua.

Adicional verificar el historial de análisis de salinidad para determinar la posible intrusión de agua de otro yacimiento para realizar una cementación remedial ó aislar la zona intrusa.

Opción 2: Si el pozo produce con un BSW mayor al 92% y volúmenes significativos de petróleo se podría instalar el sistema SubSep de tal forma que no sea difícil lograr la separación de las dos fases (agua libre y petróleo) con el hidrociclón instalado en el subsuelo y reinyectar el agua a la formación Tiyuyacu logrando con esto minimizar los volúmenes de agua en superficie.

Previa la ejecución de cualquier propuesta se analizará la completación mecánica del pozo presentada en el Anexo 3.51.

### **3.4.10. PIN 14\_UI**

El pozo registra como fecha de completación para la producción el 10 de junio de 2006 iniciando a producir del yacimiento Ui.

Actualmente el pozo produce por bombeo elctosumergible y continua produciendo del yacimiento U inferior un promedio de 804 BPPD.

#### **3.4.10.1. Gráfico de declinación PIN 14\_Ui**

En el gráfico de declinación presentado en el Anexo 3.52., se observa que si existen cambios bruscos en la declinación de la producción de petróleo como en el incremento de la producción de agua por lo que sí existe un problema en el pozo.

#### **3.4.10.2. Historial de producción y eventos PIN 14\_Ui**

En el gráfico de historial de producción y eventos presentados en el Anexo 3.53., se observa el historial de producción del pozo donde inicia a producir en el año 2006 y declina su producción de forma muy rápida a la vez que se le realiza varios cambios de bomba electrosumergible debido a fallas eléctricas en el motor de fondo de la completación.

Adicional se le aplica un tratamiento químico, el mismo que da un resultado aceptable debido a que se nota el incremento en la recuperación de petróleo, posteriormente el pozo se cierra por falla eléctrica en el motor de fondo, previo a la fecha del estudio.

Actualmente el pozo produce por bombeo electrosumergible un promedio de 764 BPPD.

#### **3.4.10.3. Producción de Agua PIN 14\_Ui**

En los gráficos de producción de agua presentados en el Anexo 3.54., se observa como ha incrementado la producción de agua en el pozo, también que existen periodos en que se mantiene constante el BSW hasta mediados del año 2009 fecha en la cual se le realizó un tratamiento químico que resultó exitoso de tal forma que se registra un importante decremento en el BSW manteniendo el mismo en un valor constante de BSW hasta la fecha del estudio de 76%.

#### 3.4.10.4. Curvas de Chan PIN 14\_Ui

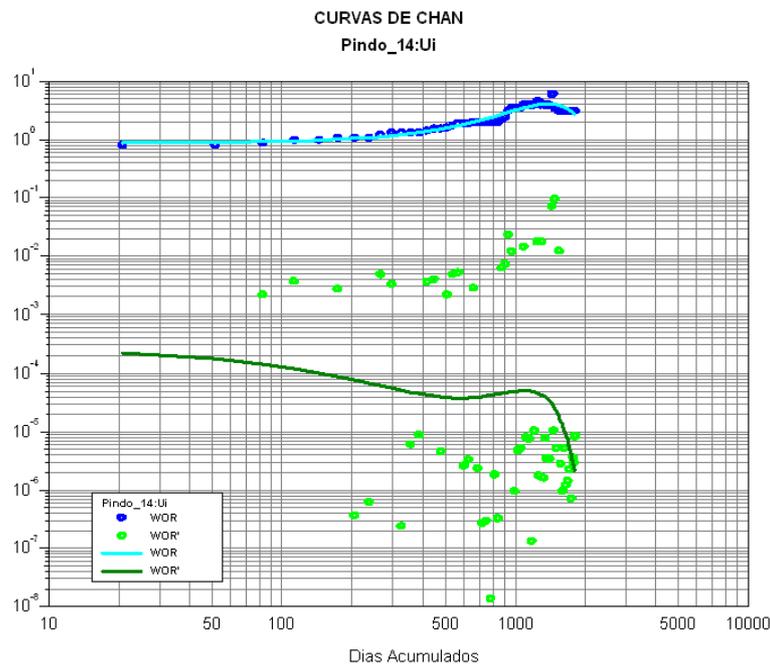


FIGURA 3.8. Curvas de Chan PIN 14\_Ui.  
FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo.

En la figura 3.8., se observa que las curvas de RAP y RAP' tienen pendientes contrarias por lo que en base a los modelos de Chan existe conificación.

#### 3.4.11. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 14\_UI

Con el análisis de las curvas de Chan obtenida para este pozo se determinó que la intrusión de agua puede ser debido a que existe conificación en el yacimiento Ui.

Sobre la base de los resultados y el análisis obtenido se propone:

Opción 1: Aplicar tratamiento químico con RPM (Modificador de Permeabilidad Relativa) usando Coiled tubing, este tratamiento permitirá disminuir la producción de agua por la conificación en los alrededores del pozo.

Opción 2: Realizar una cementación remedial en los intervalos más profundos perforados, donde aparentemente está ingresando agua, posteriormente volver a perforar algunos punzados laterales de drenaje cerca del tope de la formación

para aprovechar la disminución en la caída de presión que reduce el efecto de conificación y evitar que se continúe conificando el pozo.

Previa la ejecución de cualquier propuesta se analizará la completación mecánica del pozo presentada en el Anexo 3.55.

#### **3.4.12. PIN 15D\_TI**

El pozo registra como fecha de completación para la producción el 15 de julio de 2008 iniciando a producir del yacimiento Hollín hasta septiembre de 2009 fecha en la que inicia la producción del yacimiento Ti.

Actualmente el pozo produce por bombeo elctrosumergible y continua produciendo del yacimiento Ti un promedio de 1496 BPPD.

##### **3.4.12.1. Gráfico de declinación PIN 15D\_Ti**

En el gráfico de declinación presentado en el Anexo 3.56., se observa que si existen un cambio brusco en la producción de agua y la declinación de la producción de petróleo en un último periodo es constante por lo que existe algún tipo de problema potencial el mismo que se lo debe analizar para evitar el incremento excesivo de la producción de agua en el pozo.

##### **3.4.12.2. Historial de producción y eventos PIN 15D\_Ti**

En el gráfico de historial de producción y eventos presentado en el Anexo 3.57., se observa el historial de producción del pozo donde inicia a producir de Ti en el año 2009 hasta la fecha del estudio, la declinación en la producción de petróleo es constante y el incremento de la producción de agua aun es constante.

Actualmente el pozo produce por bombeo elctrosumergible y continua produciendo del yacimiento Ti un promedio de 1274 BPPD.

##### **3.4.12.3. Producción de Agua PIN 15D\_Ti**

En los gráficos de producción de agua presentado en el Anexo 3.58., se observa como ha incrementado la producción de agua en el pozo donde el incremento es

constante, también se observa que se incrementa de forma constante el BSW hasta la fecha del estudio donde registra un BSW de 28%.

#### 3.4.12.4. Curvas de Chan PIN 15D\_Ti

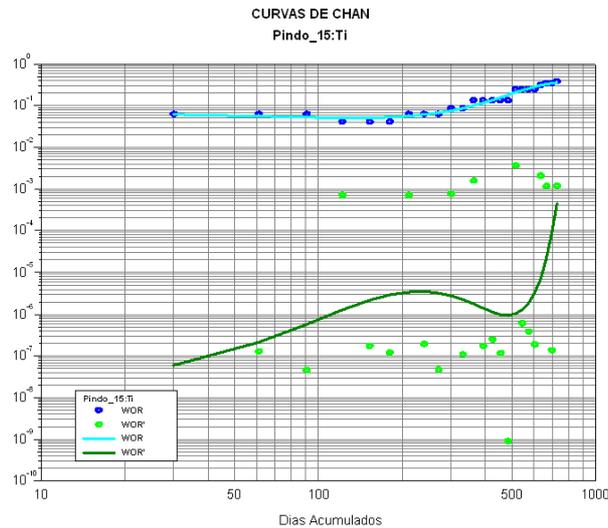


FIGURA 3.9. Curvas de Chan PIN 15D\_Ti.  
FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo.

En la figura 3.9., se observa que las curvas de RAP y RAP' que existen según curvas de Chan una posible conificación con canalización tardía a partir de los 500 días de producción debido al incremento de la pendiente de la curva RAP'.

#### 3.4.13. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 15D\_TI

Con el análisis de las curvas de Chan obtenida para este pozo se determinó que la intrusión de agua a la fecha del estudio puede ser debido a que existe canalización en el yacimiento Ti.

Sobre la base de los resultados y el análisis obtenido se propone:

Opción 1: Revisar si existen registros de calidad de cemento para verificar si pueden existir posibles canales detrás del casing, luego revisar la completación mecánica del pozo para posteriormente revisar reportes del asentamiento de las empacaduras ya que las mismas podrían presentar fallas en el sello ya sea por

maniobras fallidas, desgaste de las gomas por el tiempo, corrosión ó desasentamiento de cuñas permitiendo con esto que existan intrusiones de agua.

Adicional verificar el historial de análisis de salinidad para determinar la posible intrusión de agua de otro yacimiento para realizar una cementación remedial ó aislar la zona intrusa.

Opción 2: Si el pozo produce con un BSW mayor al 92% y volúmenes significativos de petróleo se podría instalar el sistema SubSep de tal forma que no sea difícil lograr la separación de las dos fases (agua libre y petróleo) con el hidrociclón instalado en el subsuelo y reinyectar el agua a la formación Tiyuyacu logrando con esto minimizar los volúmenes de agua en superficie.

Previa la ejecución de cualquier propuesta se analizará la completación mecánica del pozo presentada en el Anexo 3.59.

#### **3.4.14. PIN 16D\_TI**

El pozo registra como fecha de completación para la producción el 11 de agosto de 2008 iniciando a producir del yacimiento Hollín inferior, en abril de 2010 produce del yacimiento Ti.

Actualmente el pozo produce por bombeo elctrosumergible y continua produciendo del yacimientos T inferior un promedio de 706 BPPD.

##### **3.4.14.1. Gráfico de declinación PIN 16D\_Ti**

En el gráfico de declinación presentado en el Anexo 3.60. se observa que si existen un cambio brusco en el incremento de la producción de agua y la declinación de la producción de petróleo, por lo que existe algún tipo de problema que se debería analizar y estudiar para evitar una excesiva producción de agua en el pozo.

### 3.4.14.2. Historial de producción y eventos PIN 16D\_Ti

En el gráfico de historial de producción y eventos presentado en el Anexo 3.61., se observa el historial de producción del pozo donde inicia a producir de Ti en el año 2010 hasta la fecha del estudio, la declinación en la producción de petróleo es constante y el incremento de la producción de agua aun es constante en un periodo corto de tiempo.

Actualmente el pozo produce por bombeo elctosumergible y continua produciendo del yacimiento Ti un promedio de 491 BPPD.

### 3.4.14.3. Producción de Agua PIN 16D\_Ti

En los gráficos de producción de agua presentado en el Anexo 3.62. se observa como ha incrementado la producción de agua en el pozo donde el incremento es muy rápido, también se observa que se incrementa de forma rápida el BSW hasta la fecha del estudio donde registra un BSW de 64%.

### 3.4.14.4. Curvas de Chan PIN 16D\_Ti

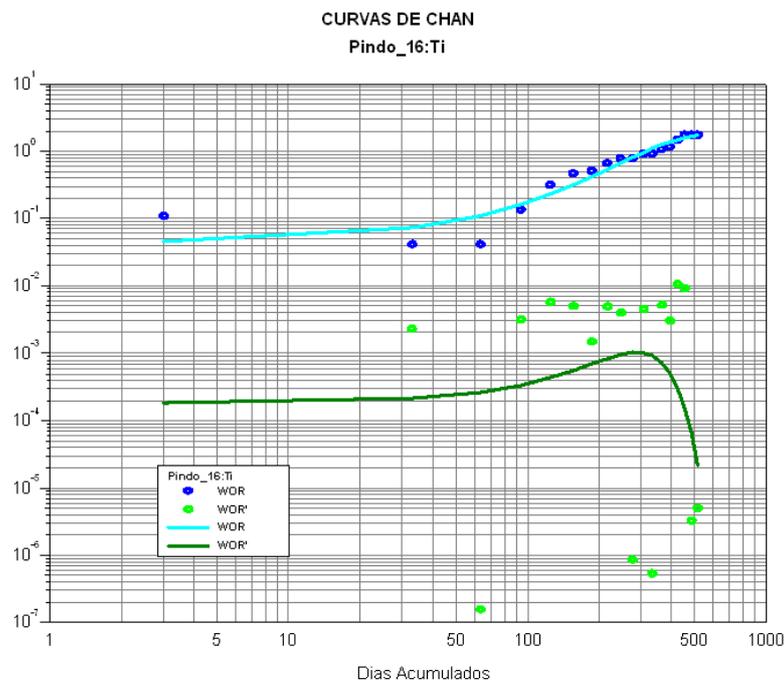


FIGURA 3.10. Curvas de Chan PIN 16D\_Ti.  
FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo.

En la figura 3.10., se observa que las curvas de RAP y RAP' según curvas de Chan existe conificación a partir de los 300 días de producción.

#### **3.4.15. PROPUESTAS TÉCNICAS PIN 16D\_Ti**

Con el análisis de las curvas de Chan obtenida para este pozo se determinó que la intrusión de agua puede ser debido a que existe conificación en el yacimiento Ti.

Sobre la base de los resultados y el análisis obtenido se propone:

Opción 1: Aplicar tratamiento químico con RPM (Modificador de Permeabilidad Relativa) usando Coiled tubing, este tratamiento permitirá disminuir la producción de agua por la conificación en los alrededores del pozo.

Opción 2: Realizar una cementación remedial en los intervalos más profundos perforados, donde aparentemente está ingresando agua, posteriormente volver a perforar algunos punzados laterales de drenaje cerca del tope de la formación para aprovechar la disminución en la caída de presión que reduce el efecto de conificación y evitar que se continúe conificando el pozo.

Previa la ejecución de cualquier propuesta se analizará la completación mecánica del pozo presentada en el Anexo 3.63.

#### **3.4.16. RESUMEN DE PROPUESTAS TÉCNICAS PARA LOS POZOS ANALIZADOS**

Luego del análisis con curvas de diagnóstico de Chan y los gráficos auxiliares descritos en el análisis de los pozos seleccionados en este estudio, se obtiene los resultados presentados en la Tabla 3.5.

TABLA 3.5. Resultados de análisis con curvas de Chan de los pozos seleccionados del campo Pindo.

POZO	ARENA	DIAGNOSTICO	ALTERNATIVAS	BFPD	BPPD	BAPD
PIN 01	BT	CONIFICACIÓN	TRAT_QUIMICO	547	186	361
			DRENAJE_CONO			
PIN 07	Ui	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	PULLING + SQZ_AISLAR ZONAS	2780	278	2502
	Ti	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	CAMBIO DE COMPLETACIÓN	2780	278	2502
PIN 11	Ui	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	PULLING + SQZ_AISLAR ZONAS	1850	481	1369
			CAMBIO DE COMPLETACIÓN			
PIN 14	Ui	CONIFICACIÓN	TRAT_QUIMICO	3183	764	2419
			DRENAJE_CONO			
PIN 15D	Ti	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	PULLING + SQZ_AISLAR ZONAS	1769	1274	495
			CAMBIO DE COMPLETACIÓN			
PIN 16D	Ti	CONIFICACIÓN	TRAT_QUIMICO	1365	491	874
			DRENAJE_CONO			

FUENTE: OFM Schlumberger Proyecto Pindo

ELABORADO POR: Alejandro Sagal

## CAPÍTULO 4

### ANÁLISIS ECONÓMICO

#### 4.1. INTRODUCCIÓN

Un correcto análisis económico es la herramienta final que guía y respalda la factibilidad para la inversión en un proyecto.

Dentro de este estudio se usarán principalmente las siguientes definiciones que permitirán evaluar la inversión en el tiempo:

- Flujo neto de caja
- Valor actual neto
- Tasa interna de retorno
- Relación costo beneficio

#### 4.2. FLUJO NETO DE CAJA

El flujo de caja permite analizar la variación de la inversión y costos de producción versus los ingresos durante un periodo de tiempo mensual o anual.

Se calcula con la siguiente ecuación:

$$FNC_k = R_k - D_k \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Dónde:

$FNC_k$ : Flujo neto de caja del año k

$R_k$ : Monto previsto de ingresos en el año k

$D_k$ : Monto previsto de egresos en el año k

### 4.3. VALOR ACTUAL NETO

El valor actual neto es el valor al tiempo presente de todos los flujos de un proyecto; es decir se determina el equivalente de los flujos efectivos que genera un proyecto y compararla con el desembolso inicial.

Se calcula con la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+r)^k} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde:

$FNC_k$ : Flujo neto de caja del año k

r: tasa de actualización

n: tiempo de vida útil del proyecto

El criterio que se debe considerar al evaluar el VAN es el siguiente:

$VAN > 0$ , se acepta el proyecto

$VAN = 0$ , el proyecto cubre el costo de inversión

$VAN < 0$ , se rechaza el proyecto

### 4.4. TASA INTERNA DE RETORNO

La tasa interna de retorno es la tasa de actualización con la cual el VAN es igual a cero, esto permitirá evaluar de una manera más adecuada de la rentabilidad de un proyecto.

Se calcula con la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde:

$FNC_k$ : Flujo neto de caja del año k

TIR: tasa interna de retorno

n: tiempo de vida útil del proyecto

El criterio que se debe considerar al evaluar el TIR es el siguiente:

TIR > Tasa de actualización del consorcio, el proyecto es factible

TIR < Tasa de actualización del consorcio, el proyecto no es factible

#### **4.5. RELACIÓN COSTO/BENEFICIO**

La relación costo/beneficio consiste en determinar la rentabilidad en función de los ingresos generados, los gastos y la inversión del proyecto en el periodo de la inversión. Este valor permitirá estimar el impacto netamente financiero de un proyecto.

Se calcula con la siguiente ecuación:

$$RCB = \frac{INGRESOS}{COSTOS + INVERSIÓN} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

El criterio que se debe considerar al evaluar la RCB es el siguiente:

RCB > 1, se acepta el proyecto

RCB = 1, el proyecto se puede revisar

RCB < 1, se rechaza el proyecto

#### 4.6. DATOS A CONSIDERARSE EN LA EVALUACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO PINDO

Los datos que se consideran dentro del estudio económico se presentan en la tabla 4.1., con los respectivos valores que se han obtenido para el campo Pindo.

TABLA 4.1. Datos económicos a considerarse en el análisis de los pozos seleccionados del campo Pindo.

DATOS ECONÓMICOS		
Fecha de caducidad del contrato		30-Jul-19
PARAMETRO	VALOR	UNIDAD
Precio de BI (CONTRATO)	28.5	[ USD/bl oil ]
Mantenimiento Oil	123358.7	[ USD/bl oil ]
Mantenimiento Water	39925.5	[ USD/bl water ]
Costo de operaciones	282571	[ USD/bl fluido ]
Generación eléctrica	378110.5	[ USD/bl fluido ]
Gastos generales	240062	[ USD/mes ]
Contribuciones contractuales	19232.5	[ USD/mes ]

FUENTE: Costos 2011 Campo Pindo

ELABORADO POR: Alejandro Sagal

#### 4.7. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS

Luego del diagnóstico técnico realizado en el capítulo anterior para cada pozo se resumen 2 casos encontrados que son:

- Conificación
- Conificación con canalización tardía

Para cada caso se propone tres posibles propuestas, las mismas que se presentan en la tabla 4.2.

TABLA 4.2. Propuestas a evaluarse en estudio económico.

DIAGNÓSTICO		PROPUESTA 1	PROPUESTA 2	PROPUESTA 3
CONIFICACIÓN		TRAT_QUÍMICO	DRENAJE_CONO	NO HACER NADA
COSTO [ \$ ]		166000	350000	0
ESPECTATIVA EN SUPERFICIE	PETRÓLEO	+ 10%	IGUAL	IGUAL
	AGUA	- 10%	+ 10%	IGUAL
	RECUPERACIÓN DE RESERVAS	INCREMENTO	INCREMENTO A LARGO PLAZO	DISMINUCIÓN
CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA		PULLING + SQZ_AISLAR ZONAS	SISTEMA SUBSEP	NO HACER NADA
COSTO [ \$ ]		150000	655000	0
ESPECTATIVA EN SUPERFICIE	PETRÓLEO	IGUAL	IGUAL	IGUAL
	AGUA	- 10%	- 80%	IGUAL
	RECUPERACIÓN DE RESERVAS	IGUAL	IGUAL	DISMINUCIÓN

FUENTE: Cotizaciones de servicio Consorcio Petrosud - Petroriva

ELABORADO POR: Alejandro Sagal

Para el análisis se usará el Software MERAK de la compañía SCHLUMBERGER; esta herramienta informática permite la integración de la información levantada y desarrollada en OFM durante el capítulo anterior para la evaluación de los posibles escenarios económicos planteados y de esta forma poder analizar la mejor opción económica aplicable a cada caso de análisis y que obtenga el máximo beneficio.

Para todos los pozos que se estudian se considera 3 propuestas:

PROPUESTA A: no hacer nada

PROPUESTA B: opción técnica 1

PROPUESTA C: opción técnica 2

El valor de la tasa de actualización "r" para el cálculo del VAN de los proyectos será el 16%

Los resultados arrojados por la herramienta MERAK se presentan en la tabla 4.3

TABLA 4.3. Escenarios del estudio económico.

POZO	PROBLEMA	CASO	VAN al 16% [ \$ ]	TIR [ % ]	C/B	T RECUPERACIÓN [ MESES ]	DISMINUCIÓN Ó AUMENTO DE AGUA
PIN 01	CONIFICACIÓN	NO HACER NADA	1845142	> 800	***	***	***
		TRATAMIENTO QUÍMICO	2215010	> 800		5	-10%
		DRENAJE DEL CONO	1483296	245		9	10%
PIN 06	CONIFICACIÓN	NO HACER NADA	381410	> 800	***	***	***
		TRATAMIENTO QUÍMICO	362767	215,26	1,89	9	-10%
		DRENAJE DEL CONO	-114543	0	-0,3	***	10%
PIN 07	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	NO HACER NADA	269238	> 800	***	***	***
		CAMBIO DE COMPLETACIÓN	596963	100,25	0,88	10	-80%
		PULLING + SQZ_AISLAR ZONAS	230296	327,63	1,31	6	-10%
PIN 11	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	NO HACER NADA	7893989	> 800	***	***	***
		CAMBIO DE COMPLETACIÓN	9540689	> 800	14,01	5	-80%
		PULLING + SQZ_AISLAR ZONAS	8029670	>800	45,65	3	-10%
PIN 14	CONIFICACIÓN	NO HACER NADA	2398590	> 800	***	***	***
		TRATAMIENTO QUÍMICO	3539281	> 800	18,44	4	-10%
		DRENAJE DEL CONO	1885613	> 800	5,02	5	10%
PIN 15D	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	NO HACER NADA	16292364	> 800	***	***	***
		CAMBIO DE COMPLETACIÓN	16775774	> 800	24,64	4	-80%
		PULLING + SQZ_AISLAR ZONAS	16282511	> 800	92,57	3	-10%
PIN 16D	CONIFICACIÓN	NO HACER NADA	1103837	> 800	***	***	***
		TRATAMIENTO QUÍMICO	1203808	> 800	6,27	3	-10%
		DRENAJE DEL CONO	691147	> 800	1,84	4	10%

FUENTE: MERAK

ELABORADO POR: Alejandro Sagal

#### 4.7.1 PIN 01

El análisis del pozo PIN 01 muestra que la mejor opción que considera maximizar el VAN es realizar el tratamiento químico, esta opción ofrece un VAN= 2215010 USD, un TIR > 800 % y una RCB= 11,54. Con estos indicadores económicos se estima la recuperación de la inversión en 5 meses.

En los anexos 4.1, 4.2 y 4.3 se presentan los reportes y estudio económicos para cada caso propuesto para el pozo PIN 01.

#### **4.7.2 PIN 06**

El análisis del pozo PIN 06 muestra que la mejor opción que considera maximizar el VAN es no realizar ningún trabajo, esta opción ofrece un VAN= 381410 USD, un TIR > 300 % y no hay RCB debido a que no existe ninguna inversión.

En los anexos 4.4, 4.5 y 4.6 se presentan los reportes y estudio económicos para cada caso propuesto para el pozo PIN 06.

#### **4.7.3 PIN 07**

El análisis del pozo PIN 07 muestra que la mejor opción que considera maximizar el VAN es no realizar ningún trabajo, esta opción ofrece un VAN= 269238 USD, un TIR > 300 % y no hay RCB debido a que no existe ninguna inversión.

En los anexos 4.7, 4.8 y 4.9 se presentan los reportes y estudio económicos para cada caso propuesto para el pozo PIN 07.

#### **4.7.4 PIN 11**

El análisis del pozo PIN 11 muestra que la mejor opción que considera maximizar el VAN es realizar el cambio de completación a un sistema SubSep, sin embargo debido a la RCB y tiempo de recuperación se considera como mejor opción realizar pulling al equipo BES + cambio de packers, esta opción arroja un VAN= 8029670 USD, un TIR > 300 % y una RCB= 45,65. Con estos indicadores económicos se estima la recuperación de la inversión en 3 meses.

En los anexos 4.10, 4.11 y 4.12 se presentan los reportes y estudio económicos para cada caso propuesto para el pozo PIN 11.

#### **4.7.5 PIN 14**

El análisis del pozo PIN 14 muestra que la mejor opción que considera maximizar el VAN es realizar el tratamiento químico, esta opción ofrece un VAN= 3539281 USD, un TIR > 300 % y una RCB= 18,44. Con estos indicadores económicos se estima la recuperación de la inversión en 4 meses.

En los anexos 4.13, 4.14 y 4.15 se presentan los reportes y estudio económicos para cada caso propuesto para el pozo PIN 14.

#### **4.7.6 PIN 15D**

El análisis del pozo PIN 15D muestra que la mejor opción que considera maximizar el VAN es realizar el cambio de completación a un sistema SubSep, sin embargo debido a la RCB y tiempo de recuperación se considera como mejor opción realizar pulling al equipo BES + cambio de packers, esta opción arroja un VAN= 16282511 USD, un TIR > 300 % y una RCB= 92,57. Con estos indicadores económicos se estima la recuperación de la inversión en 3 meses.

En los anexos 4.16, 4.17 y 4.18 se presentan los reportes y estudio económicos para cada caso propuesto para el pozo PIN 15D.

#### **4.7.7 PIN 16D**

El análisis del pozo PIN 16D muestra que la mejor opción que considera maximizar el VAN es realizar el tratamiento químico, esta opción ofrece un VAN= 1203808 USD, un TIR > 300 % y una RCB= 6,27. Con estos indicadores económicos se estima la recuperación de la inversión en 3 meses.

En los anexos 4.19, 4.20 y 4.21 se presentan los reportes y estudio económicos para cada caso propuesto para el pozo PIN 16D.

Como resultado final del análisis tanto técnico como económico de los pozos escogidos en el presente estudio se obtiene que la mejor opción que optimiza las inversiones para cada pozo incluido en este estudio se presentan en la Tabla 4.4.

TABLA 4.4. Mejor opción del estudio económico.

POZO	PROBLEMA	CASO	VAN al 16% [ USD ]	TIR [ % ]	C/B	T RECUPERACIÓN [ MESES ]	DISMINUCIÓN Ó AUMENTO DE AGUA
PIN 01	CONIFICACIÓN	TRATAMIENTO QUÍMICO	2215010	> 300	11,54	5	-10%
PIN 06	CONIFICACIÓN	NO HACER NADA	381410	> 300	***	***	***
PIN 07	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	NO HACER NADA	269238	> 300	***	***	***
PIN 11	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	PULLING + SQZ_AISLAR ZONAS	4920650	> 300	7,23	7	-80%
PIN 14	CONIFICACIÓN	TRATAMIENTO QUÍMICO	2242891	> 300	11,69	4	-10%
PIN 15D	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	CAMBIO DE COMPLETACIÓN	8754871	> 300	12,86	4	-80%
PIN 16D	CONIFICACIÓN	TRATAMIENTO QUÍMICO	480684	> 300	2,5	4	-10%

FUENTE: MERAK

ELABORADO POR: Alejandro Sagal

## **CAPÍTULO 5**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

El campo Pindo es una estructura geológica casi desarrollada por completo, con una producción significativa de 5100 BPPD, por lo que es de vital importancia considerar las propuestas técnicas de este estudio para la optimización de la producción.

El constante monitoreo de los parámetros de producción de los pozos como salinidad, API, BSW y aporte de fluido permiten la identificación de problemas en la producción de petróleo ya que se puede identificar la intrusión de fluido de otras zonas en base a la caracterización físico químico de los yacimientos del campo Pindo.

La correcta aplicación de las curvas de diagnóstico de Chan en un campo petrolero contribuye a la detección de problemas en el incremento de la producción de agua en los pozos productores, además que permite tener una guía de las posibles soluciones aplicables para cada caso.

Para el diagnóstico de canalización podría ser causado por micro anillos producto de una mala cementación ó falla mecánica de herramientas que aíslan yacimientos aislados por altos valores de producción de agua como son packers ó camisas. Por esto es importante que al recuperar las completaciones de fondo se realice un correcto análisis de los elementos recuperados y que de esta forma se asegure por donde se pudo estar canalizando el agua hacia la producción del pozo.

Para aislar zonas con alta producción de agua la mejor opción es colocar un tapón inflable (CIBP), este se debe colocar en una zona bien cementada de tal forma que el sello sea de buena calidad.

Para los casos de canalización se plantea la aplicación del sistema de completación SubSep que ofrece la disminución del manejo del agua en superficie, debido a que el agua producida se reinyecta directamente a una zona de reinyección, disminuyendo el tratamiento del agua producida en superficie.

Para aplicar el sistema SubSep es necesario el fluido producido del yacimiento oscile con valores de BSW mayores al 90%, de tal forma que esto facilite la separación del agua libre y el petróleo en el hidrociclón.

La conificación se produce con mayor rapidez en yacimientos donde la permeabilidad vertical es mayor a la permeabilidad horizontal.

En los casos de conificación, la aplicación del tratamiento químico (RPM) modificador de la permeabilidad relativa ofrece un decremento importante en la producción de agua por lo que se debe verificar que los datos para el diseño del tratamiento sean lo más reales y de esta forma se disminuya la posibilidad de daño a la formación.

Las reservas presentes en los pozos seleccionados en este estudio indican que se debe considerar realizar los trabajos propuestos con el fin de disminuir la producción y tratamiento del agua producida.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

Realizar un registro PTL antes de cualquier trabajo en los pozos para poder evaluar el lugar de la intrusión de agua al pozo y evaluar la mejor opción a aplicarse.

Para el caso del pozo PIN 07 que produce de dos arenas se debe evaluar por separado cada una de estas arenas para verificar si el problema de canalización está afectando a una sola arena.

Considerar cerrar el pozo PIN 06 y PIN 07 a futuro debido que a los valores de VAN son relativamente bajos incluso para la opción de no realizar ningún trabajo.

Realizar el análisis nodal de los pozos productores del campo Pindo para evaluar las frecuencias a las que están trabajando los pozos con BES y optimizar la producción sin que esto afecte a la conificación de los pozos.

Realizar el tratamiento químico RPM (modificador de permeabilidad relativa) en el caso de los pozos PIN 01, PIN 14 y PIN 16D debido a que se demuestra que sería rentable realizar este tratamiento.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Baby P., Rivadeneira M., Roberto Barragán, (2004), La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 1ra Edición, Petroecuador, Quito, Ecuador.

Jaque D.,(2009), Estudio técnico económico para controlar el incremento de la producción de agua en el campo Sansahuari, Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.

Huilca F., (2007), Estudio para el control del incremento de agua del yacimiento M-1 en el campo Dorine, Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.

Juez B., (1998), Detección de problemas de alto corte de agua en el yacimiento hollín principal y sus posibles soluciones: Bloque 7 del oriente ecuatoriano, Tesis de grado ESPOL, Guayaquil, Ecuador.

Rodríguez A., (2007), Optimización del gas de los campos Pindo, Palanda – Yuca Sur II para generación eléctrica, Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.

Craft B., (1977), Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos, Ed. Tecnos S.A., Madrid, España.

Zubillaga A., Cortona M., Veiga M. y N. Briggiler, (2004), Aplicación de nuevas técnicas y productos para el control del agua, Protécnia, Argentina.

Chan K., (1995), Water control diagnostic plots, SPE 30775.

OilField Review, (2000), Control de agua, EEUU.

BJ Services, (2006), Control de agua, Quito, Ecuador.

Baker Hughes, (2010), SubSep downhole oil & water separation technology

Schlumberger, (20011), Water management, Houston, EEUU.

Halliburton, (2002), Water management manual.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS

**Agua de Formación:** se llama de esta forma al agua obtenida de la deshidratación del fluido obtenido en la producción de los pozos.

**BSW:** porcentaje de agua y sedimentos que se encuentran en el petróleo producido.

**Build Up:** Prueba de restauración de presión.

**Canalización del yacimiento:** formación de un canal entre el yacimiento y los disparos del pozo.

**Conificación de agua:** superficie cónica formada a los alrededores de los pozos petroleros permitiendo el avance del agua de fondo hacia los disparos más profundos.

**Contacto Agua Petróleo:** zona de transición en el yacimiento donde se considera el cambio de fluido entre el agua y el petróleo.

**Forecast:** predicción de la producción del pozo considerando una declinación de acuerdo al tipo de yacimiento.

**Microanillo:** defecto de adherencia en la cementación entre el yacimiento y la tubería de revestimiento que forma un anillo.

**Recuperación secundaria:** proceso de barrido de reservas no producidas en los procesos primarios, el barrido se realiza mediante pozos inyectoros.

**Registro de calidad de cemento:** registros eléctricos que evalúan la calidad de adherencia de la cementación.

**Registro de producción:** registros eléctricos que permite encontrar posibles entradas de fluidos no conocidas y que perjudican la producción de un pozo.

**Squeeze:** es una cementación remedial realizada para solucionar posibles deficiencias en cementaciones primarias.

**Yacimiento subsaturado:** se dice del yacimiento en que el fluido se encuentra inicialmente en estado líquido, la presión del yacimiento está por arriba de la presión de burbuja.

## **ANEXOS**

**ANEXO 1**

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 matz & 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, tmosp-trnsl, gris claro, gr fino-med, e/p mtz kao & no vis cmt.	10
	"M1" ARENISCA: blnc, qtz, sbtmosp-sbtmsl, 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, cnptocristalina, mod dur-dur. Secuencia calcáreo - lutítica.	100
	"M2" ARENISCA: Qtz, gris, blanc, sbtmosp-sbtmsl, gr muy fin-fin, mtz arcill & calc cmt, e/p incl glauc.	24
	"A" CALIZA: Crema, gris bandeada, blanda-mod dur, sbblo, e/p incl glauc.	130
NAPO	Up ARENISCA GLAUC: Qtz, blanc, sbtmosp-sbtmsl, fri-mod dur, gr muy fin-fin, mtz arg & cmt calc.	10
	"U" LUTITA	60
	U Inf ARENISCA: Qtz, tmosp-trnsl, suelt-fri, gr med, no vis mtz occ arg mtz & cmt.	35
	LUTITA: con intercalaciones de arena	110
	"B" CALIZA: gris oscura, bandeada de blanco, blocosa, cnptocristalina, mod dur-dur.	30
	Tsup ARENISCA GLAUC: Qtz, blanc, sbtmosp-sbtmsl, fri-mod dur, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.	15???
	"T" LUTITA: con intercalaciones de arena	70
	T Inf ARENISCA: Qtz, tmosp-trnsl, suelta-fri, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.	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, tmosp-trnsl, gr f-med, fri, e/p arg mtz, calc cmt, c/ incl glauc.	40-70
	H inf ARENISCA: tmosp-trnsl, qtz, gr f-med, suelta, no vis mtz & cmt. CRISTINA CORREA HOUSE	110

Anexo 1.1. Columna estratigráfica del Campo Pindo.

<b>VALORES PROMEDIOS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTIVOS</b>						
<b>PARAMETRO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>BASA L TENA</b>	<b>NAPO U INFERIOR</b>	<b>NAPO U SUPERIOR</b>	<b>NAPO T INFERIOR</b>	<b>HOLLIN INFERIOR</b>
<b>PROFUNDIDAD PROMEDIA</b>	<b>[ft]</b>	9036	9834	9748	10107	10319
<b>ESPESOR NETO PROMEDIO</b>	<b>[ft]</b>	9	20	15	22	19
<b>POROSIDAD PROMEDIO</b>	<b>[%]</b>	18.84	17	14.4	15	16.7
<b>PERMEABILIDAD PROMEDIO</b>	<b>[mD]</b>	1234	401	45	198	418
<b>PRESIÓN DEL RESERVORIO</b>	<b>[psi]</b>	1930	2901	3436	3911	4407
<b>TEMPERATURA DEL RESERVORIO</b>	<b>[°F]</b>	192	221	215	223	224
<b>SALINIDAD</b>	<b>[ppm Cl<sup>-</sup>]</b>	30220	30320	43235	28415	2086

Anexo 1.2. Características promedios de los yacimientos productivos del campo Pindo

VALORES PROMEDIOS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS							
PARAMETRO	UNIDAD	BASAL TENA	NAPO U INFERIOR	NAPO U SUPERIOR	NAPO T INFERIOR	HOLLÍN INFERIOR	HOLLÍN SUPERIOR
G. E. PROMEDIA	[°API]	20 - 22	16 - 17	17 - 18	22 - 24	22 - 23	23 - 24
FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL	[BLS/BF]	1.12	1.11	1.09	1.30	1.11	1.15
Rs		180 - 200	90 - 120	***	100 - 130	20 - 40	20 - 40
PRESIÓN DE BURBUJA	[PSI]	500 - 680	600 - 820	***	550 - 800	200 - 380	200 - 380
VISCOCIDAD PROMEDIO	[cP]	4 - 6	6 - 8	4 - 6	3 - 4	3 - 5	3 - 5

Anexo 1.3. Características de los fluidos producidos del campo Pindo

EQUIPO		CANTIDAD	CAPACIDAD
SEPARADORES	PRODUCCIÓN	2	12000/14000 BLS
	PRUEBAS	1	5000 BLS
TANQUES	LAVADO	1	24700 BLS
	SURGENCIA	1	20580 BLS
	ALMACENAMIENTO	7	500 BLS C/U
GENERADORES	WAUKESHA	1	900 KW
	CATERPILLAR	1	1825 KW
BOMBAS	TRANSFERENCIA	2	350/200 HP
	INYECCIÓN	1	601 HP
	REINYECCIÓN	1	601 HP
BOTA DE GAS		1	304.17 BLS
MECHEROS		2	N/R

Anexo 1.4. Facilidades de producción Estación Pindo.

**ANEXO 2**

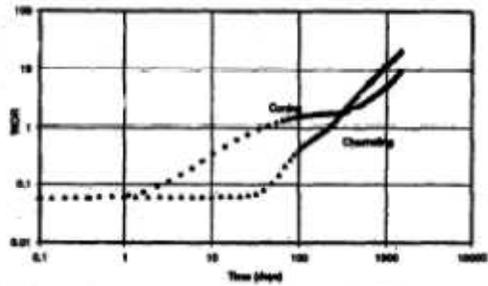


Figure 1—Water coning and channeling WOR comparison.

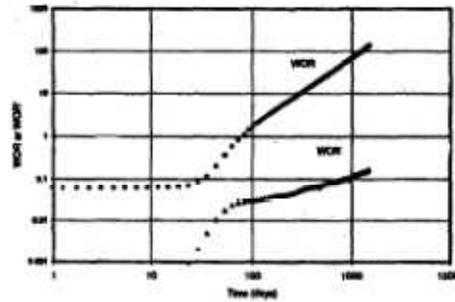


Figure 2—Multilayer channeling WOR and WOR' derivatives.

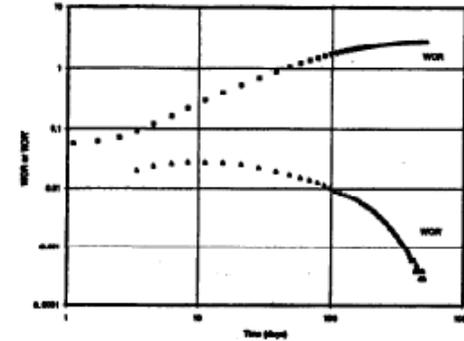


Figure 3—Bottomwater coning WOR and WOR' derivatives.

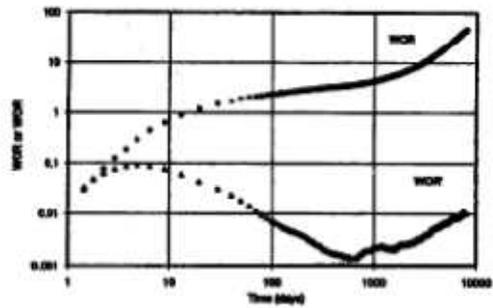


Figure 4—Bottomwater coning with late time channeling behavior.

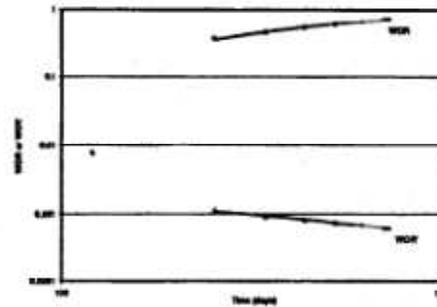


Figure 5—WOR and WOR' derivatives from the coning case history of the second SPE comparative solution project.

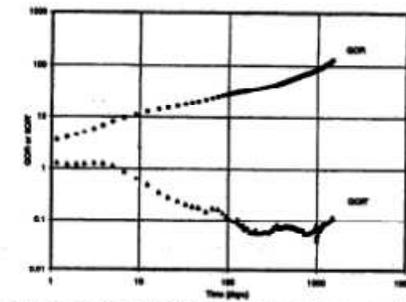


Figure 6—GOR and GOR' derivatives for gas coning in an oil well.

Anexo 2.1. Gráficos de Chan Paper SPE 30775 (a)

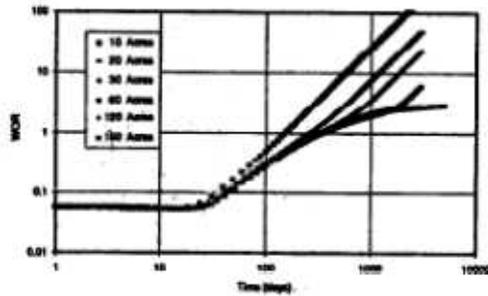


Figure 7—Bottomwater coning WOR vs well spacing.

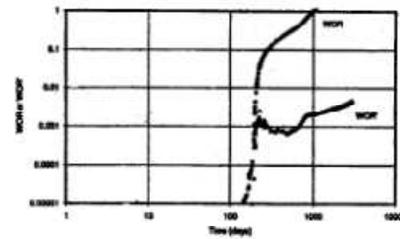


Figure 8—WOR and WOR' derivatives for thief layer water recycling.

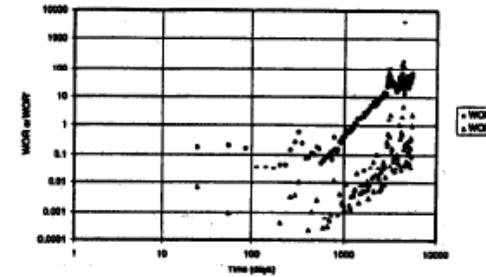


Figure 9—Field Example 1: Multilayer Channeling.

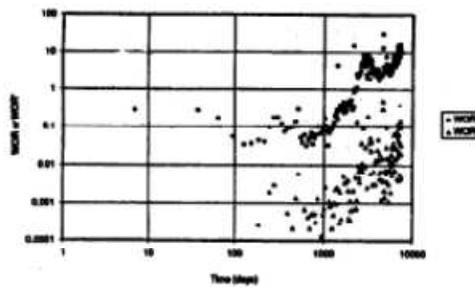


Figure 10—Field Example 2: Multilayer Channeling With Production Changes.

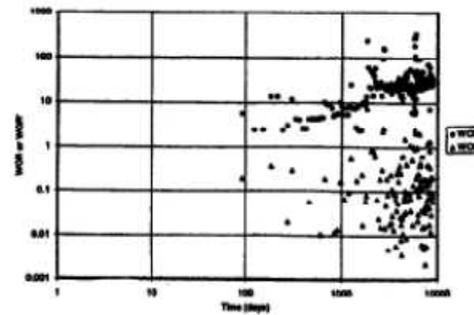


Figure 11—Field Example 3: Normal Displacement With High WOR.

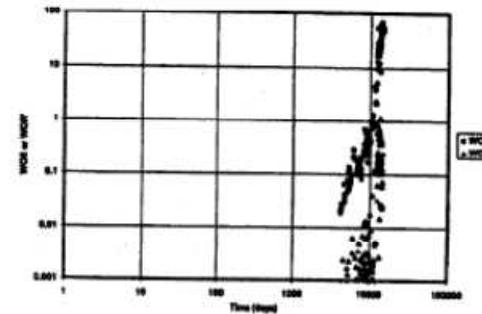


Figure 12—Field Example 4: Rapid Channeling.

Anexo 2.1. Gráficos de Chan Paper SPE 30775 (b)

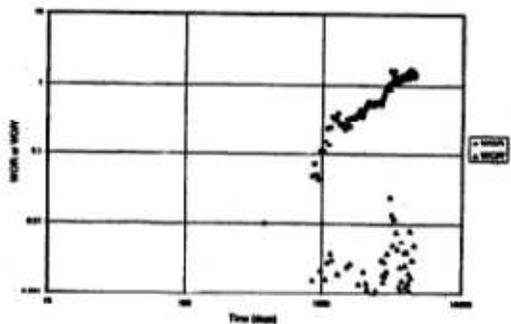


Figure 13—Field Example 5: Bottomwater Drive Coning.

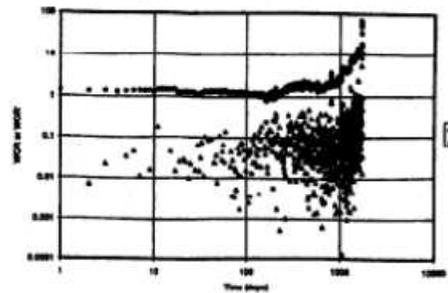


Figure 14—Field Example 6: Near Wellbore Water Channeling.

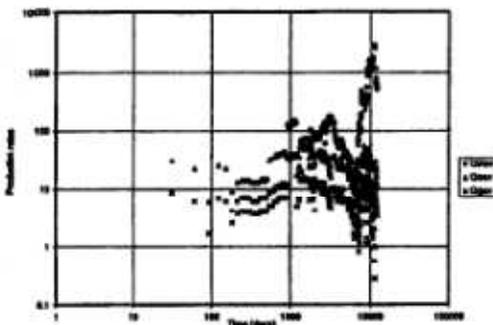


Figure 15.1—Field Example 7: Complete Production History.

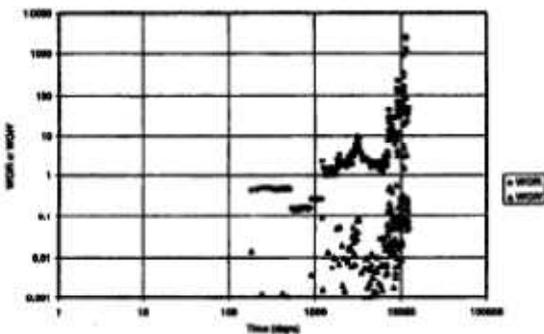


Figure 15.2—Field Example 7: Diagnostic Plots for Entire Period.

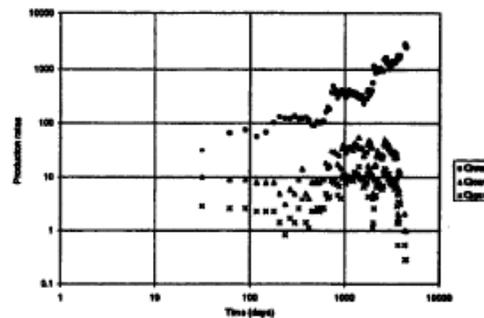


Figure 15.3—Field Example 7: Waterflood Production History.

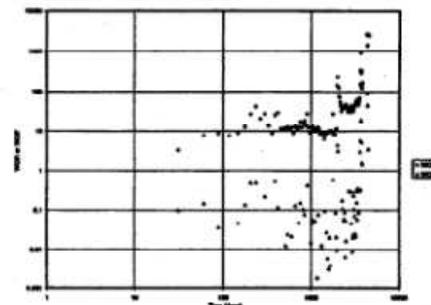
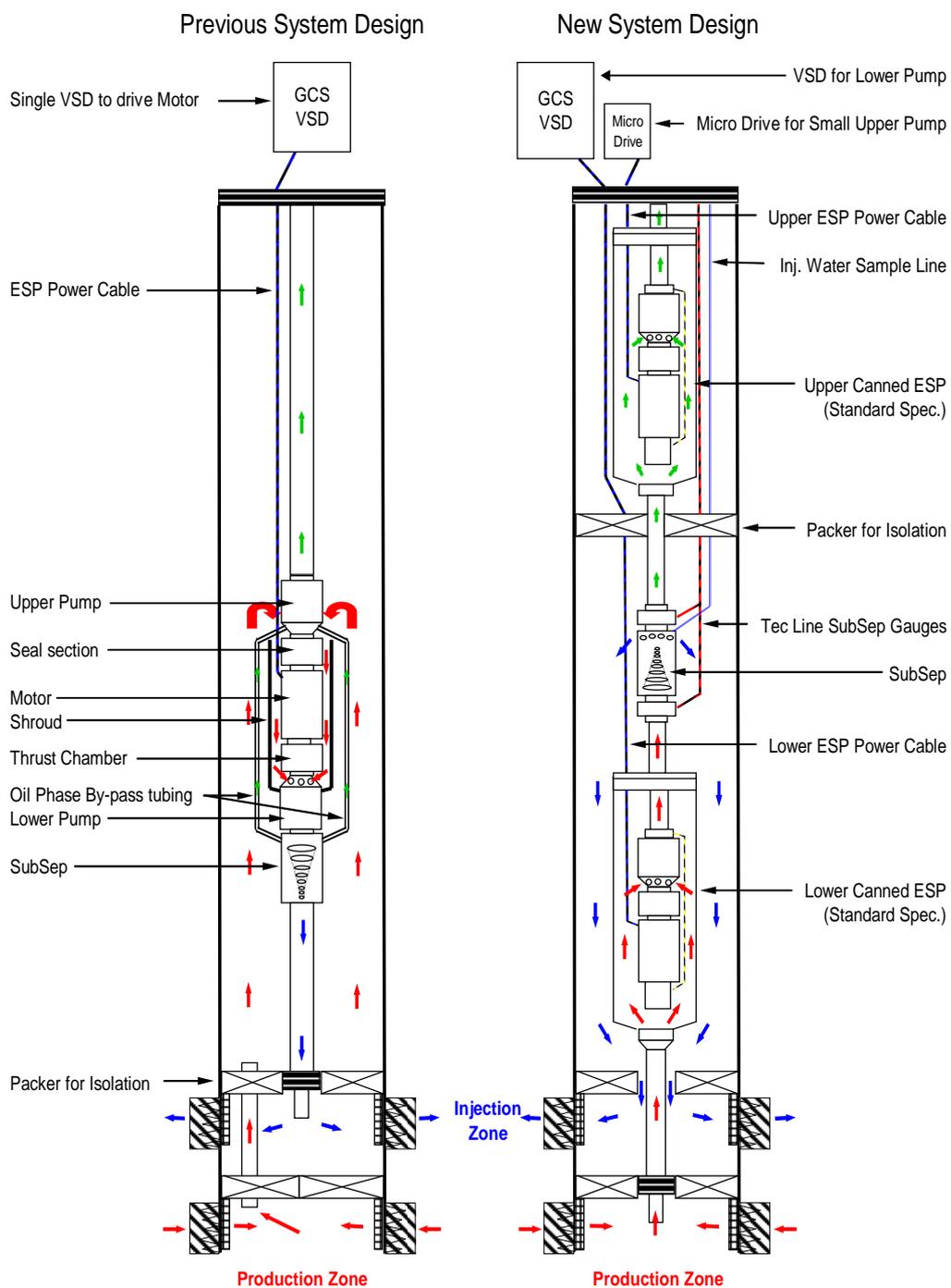


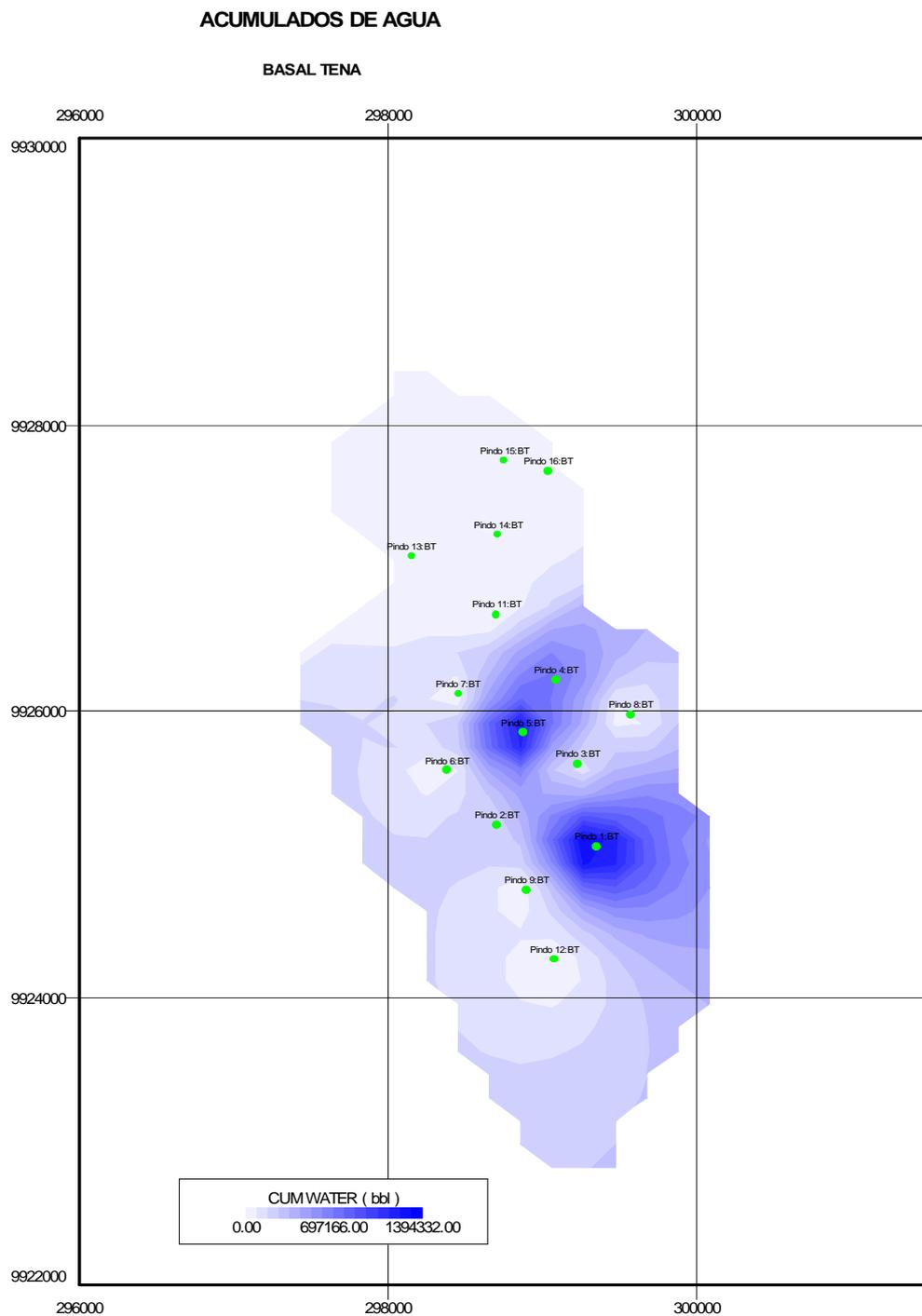
Figure 15.4—Field Example 7: Waterflood Expended Diagnostic Plots.

Anexo 2.1. Gráficos de Chan Paper SPE 30775 (c)



Anexo 2.2. Sistema SubSep

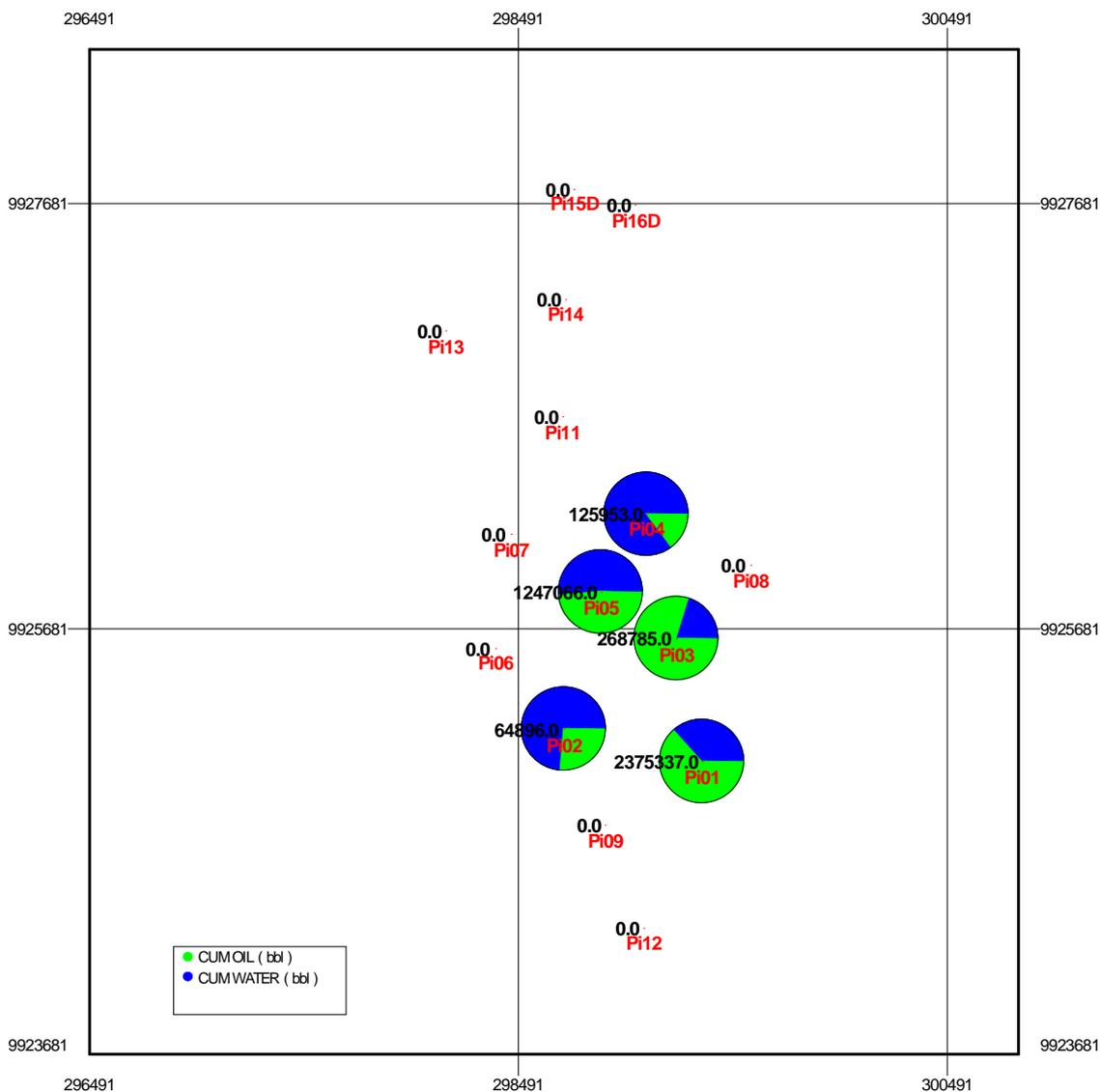
**ANEXO 3**



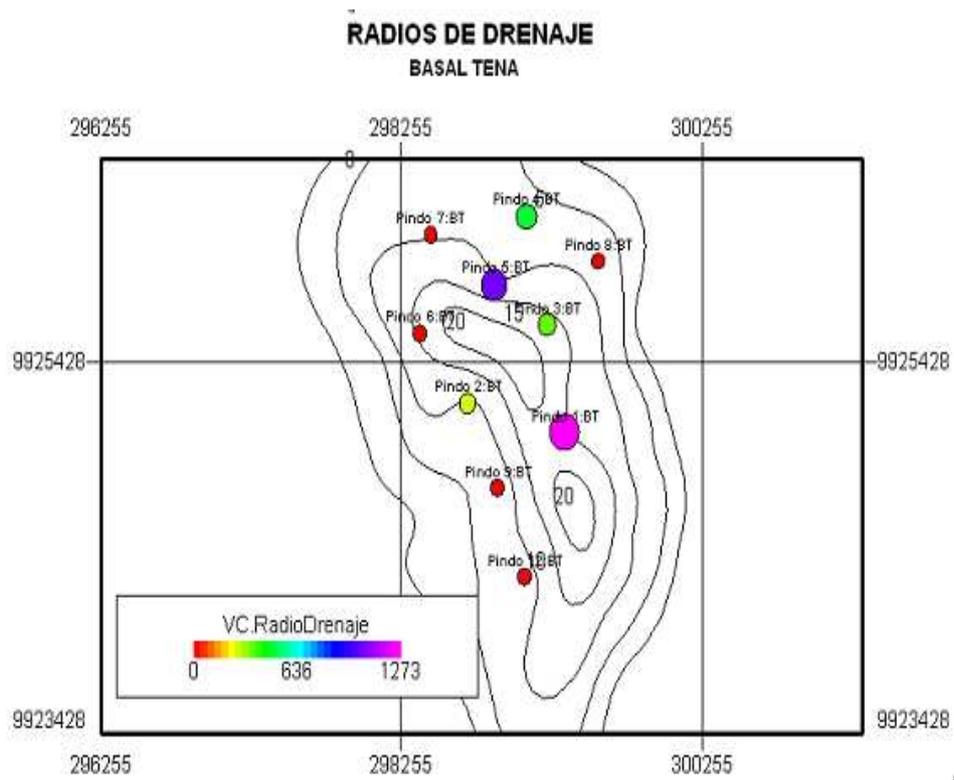
Anexo 3.1. Mapa de burbuja de Acumulado de Agua Basal Tena.

**ACUMULADOS DE PRODUCCION**

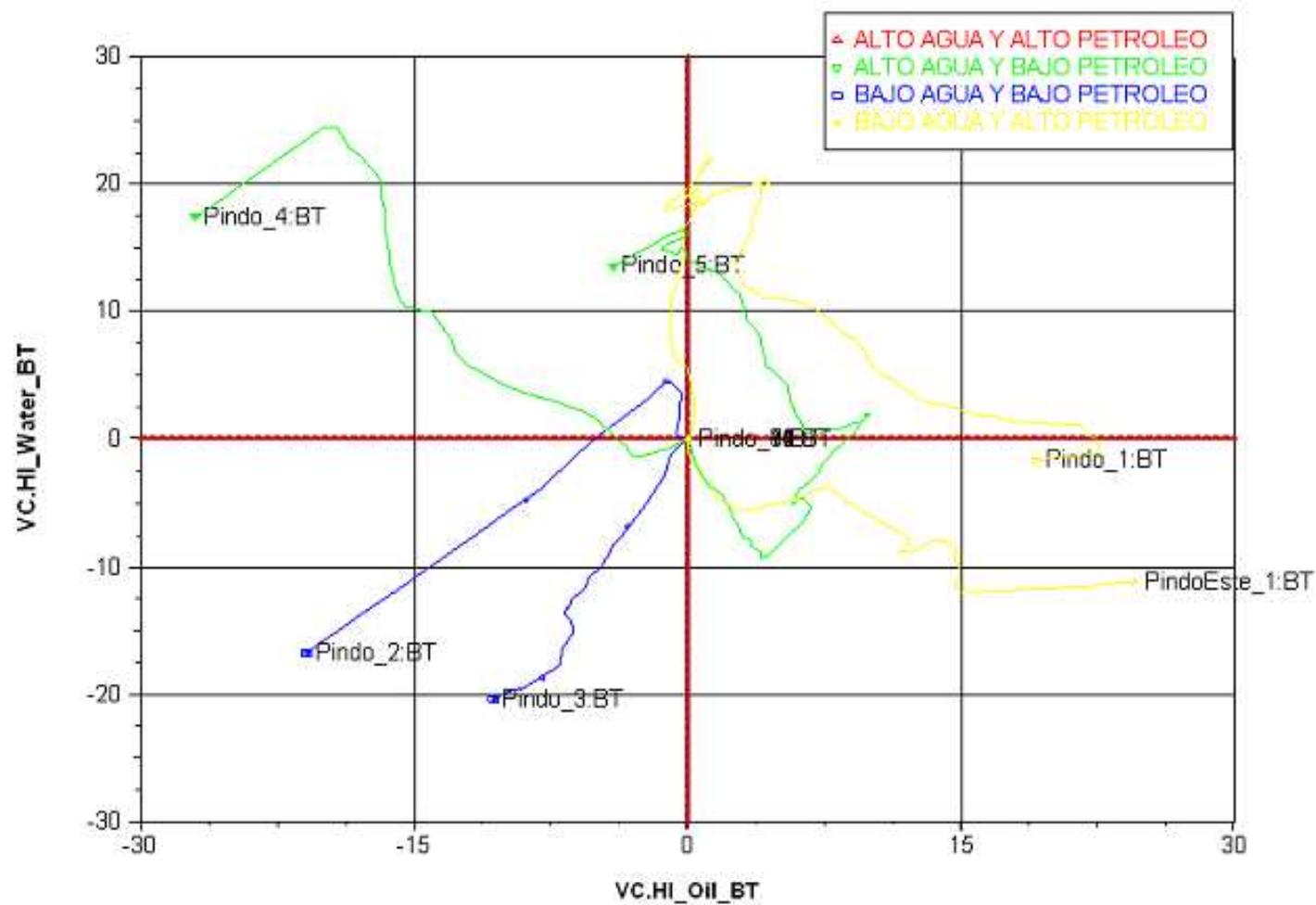
RESERVOIR: BT



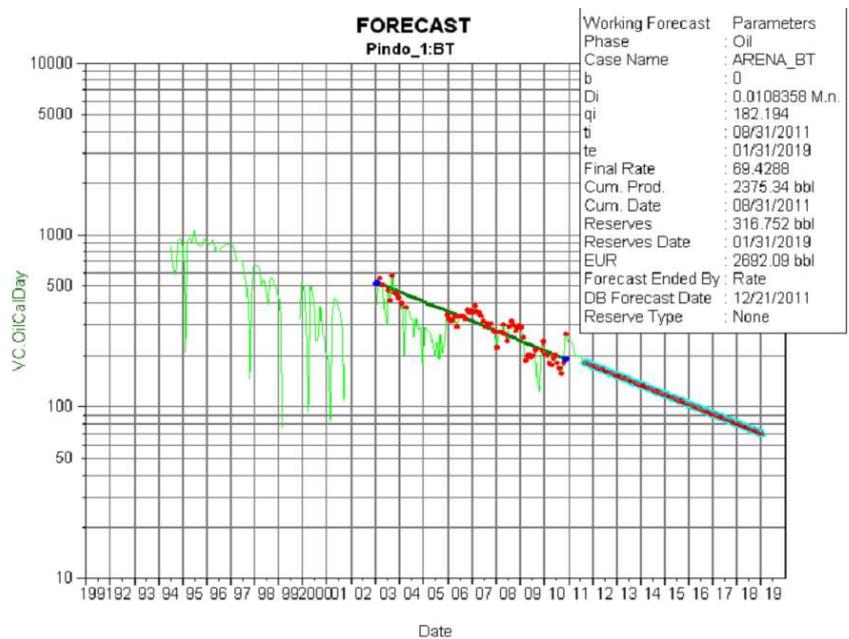
Anexo 3.2. Mapa de burbuja de Acumulados de Producción Basal Tena.



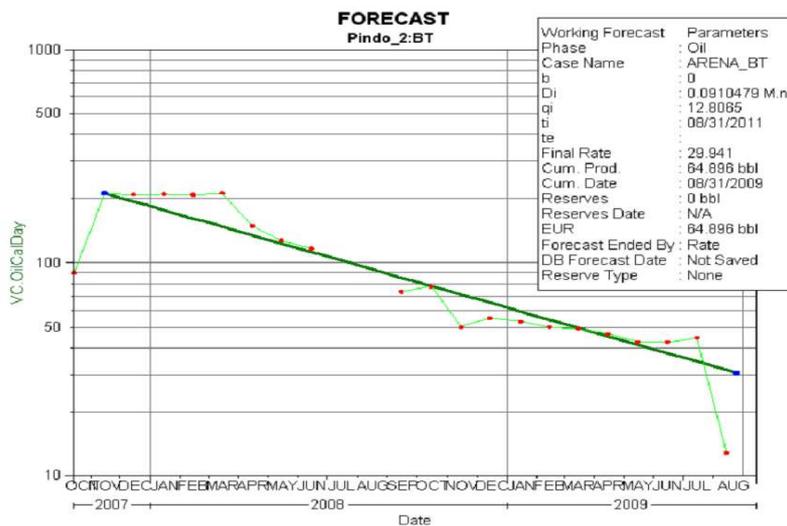
Anexo 3.3. Mapa de Burbuja de Radios de Drenaje Basal Tena.



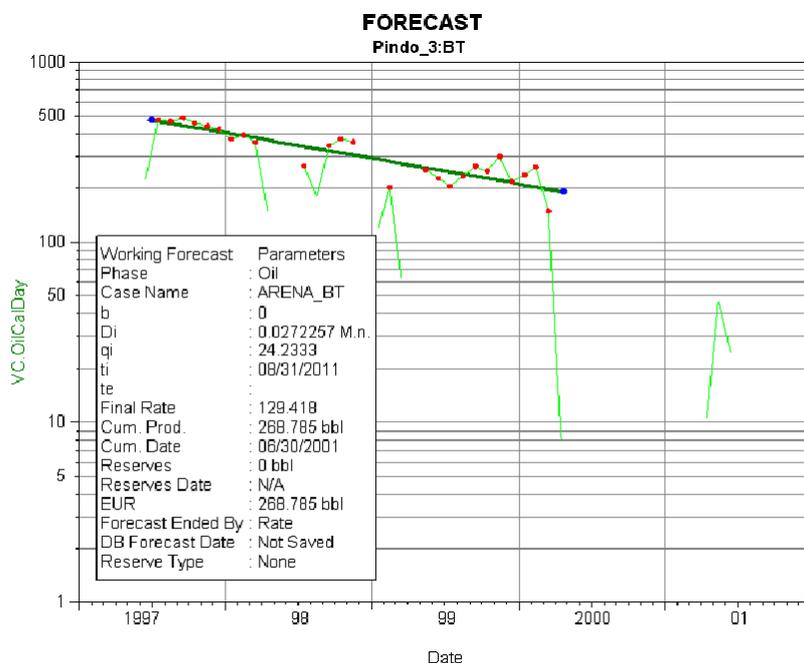
Anexo 3.4. Índice de Heterogeneidad Basal Tena.



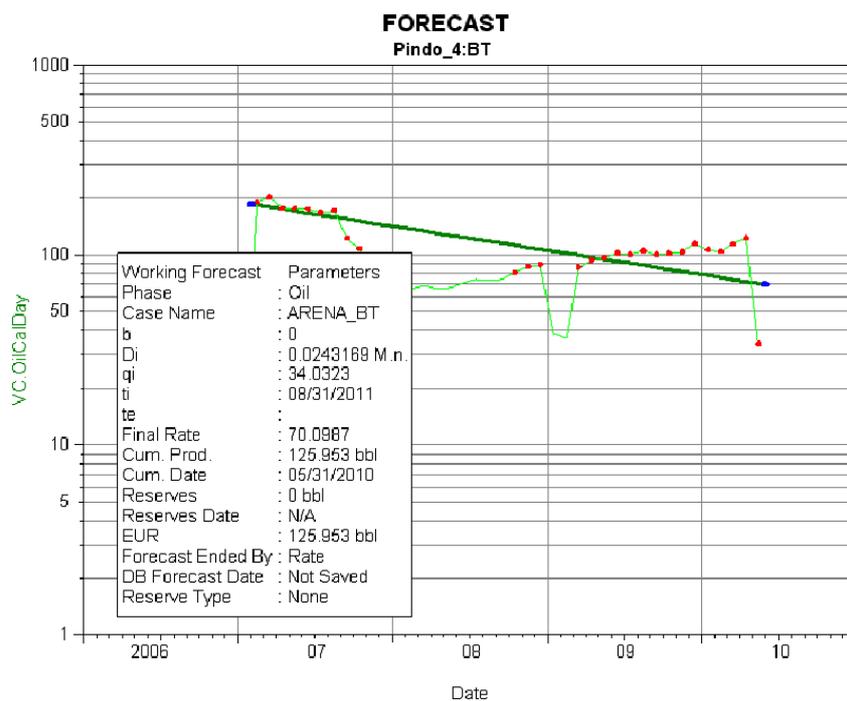
Anexo 3.5. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 01\_BT.



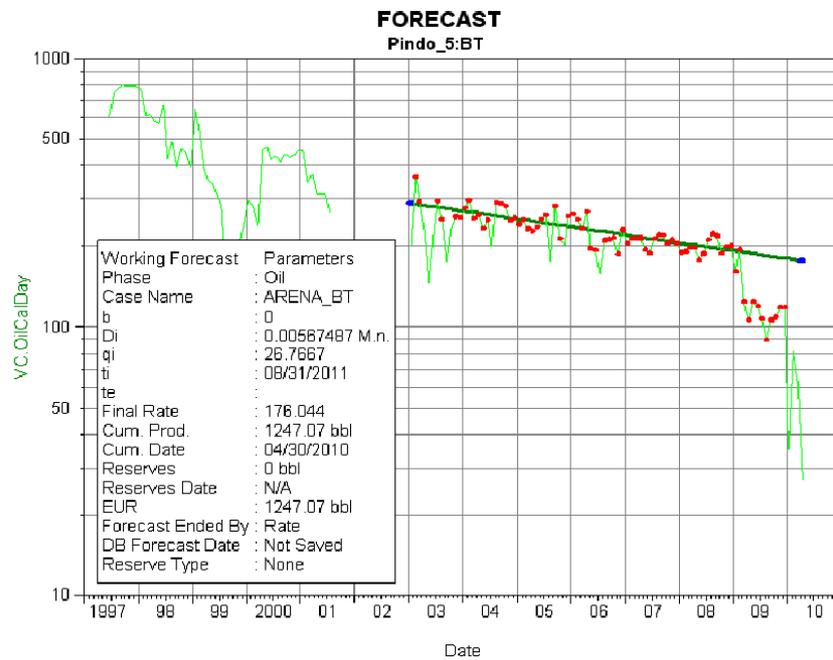
Anexo 3.6. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 02\_BT.



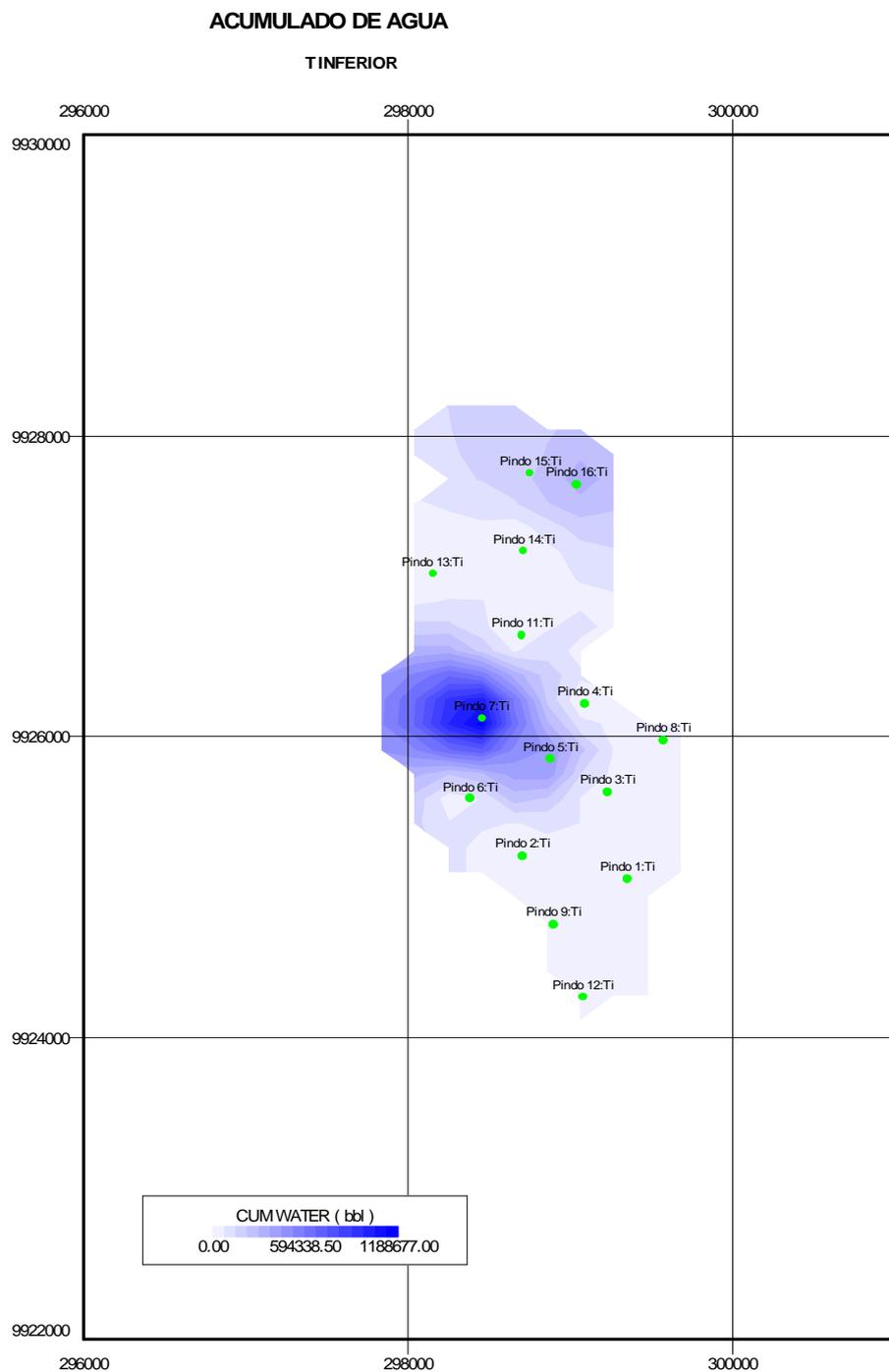
Anexo 3.7. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 03\_BT.



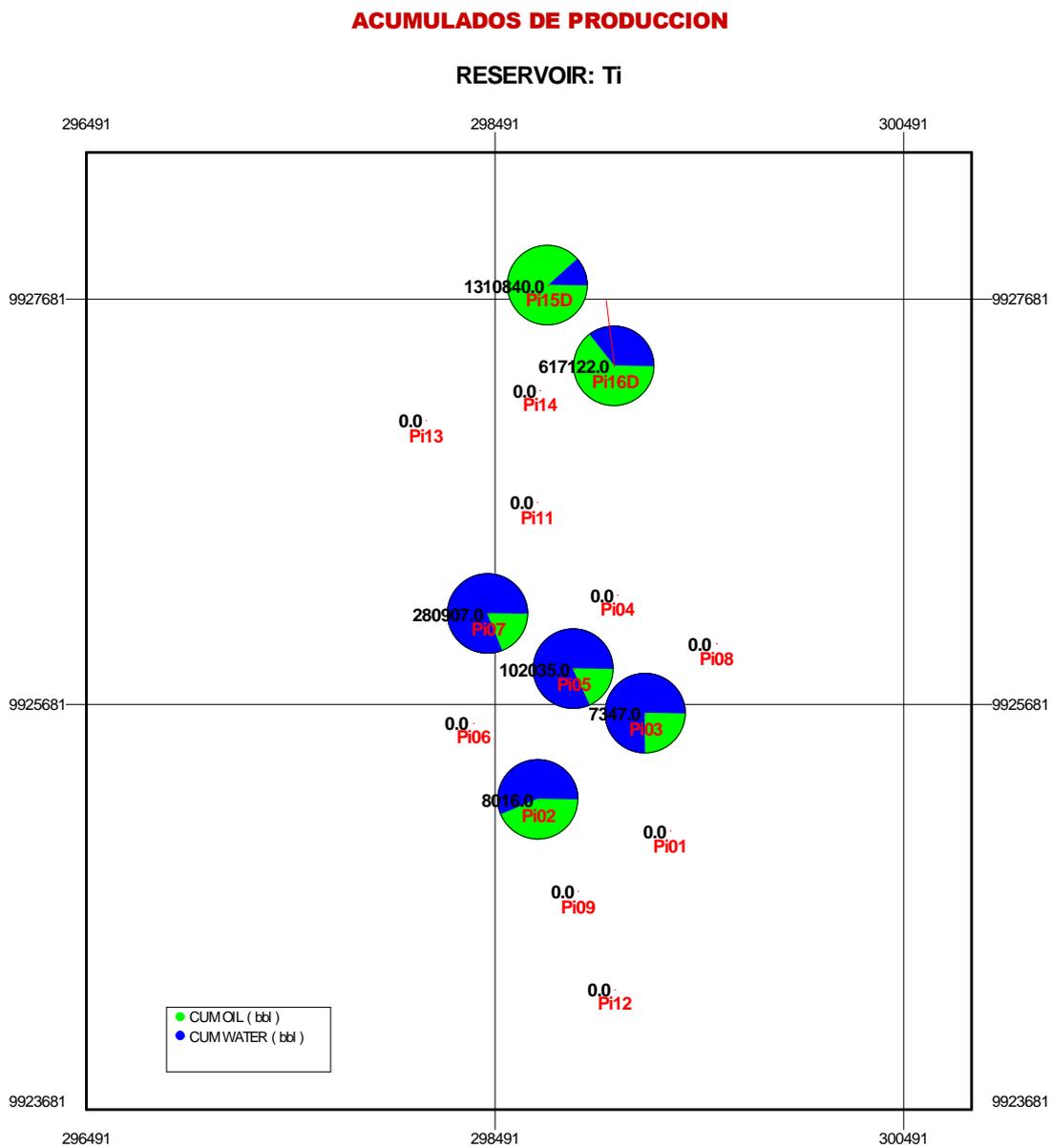
Anexo 3.8. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 04\_BT.



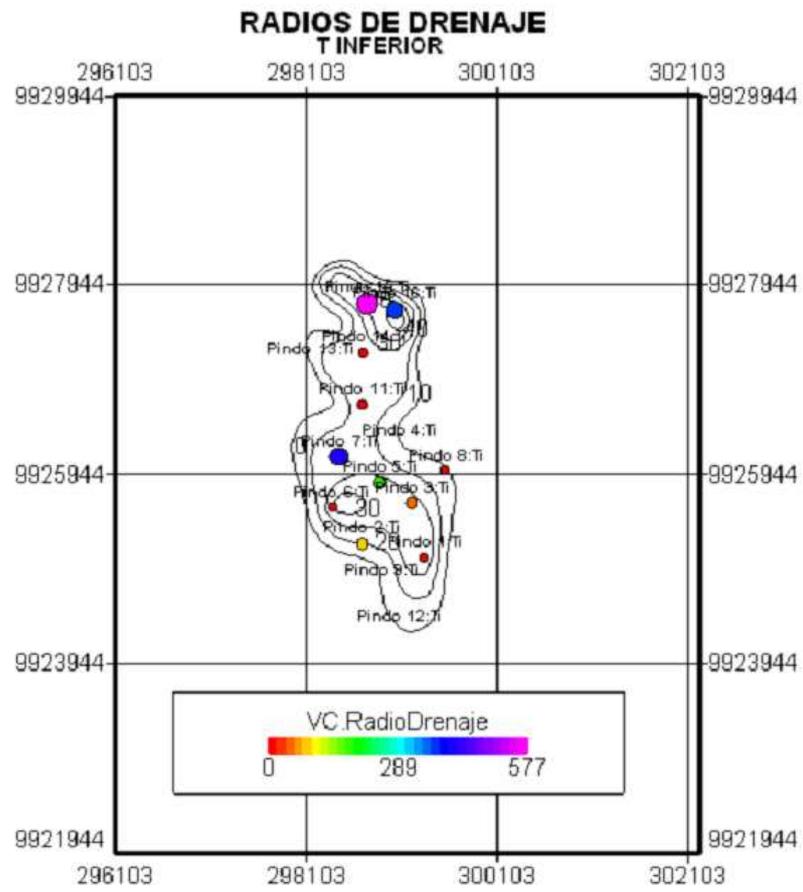
Anexo 3.9. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 05\_BT.



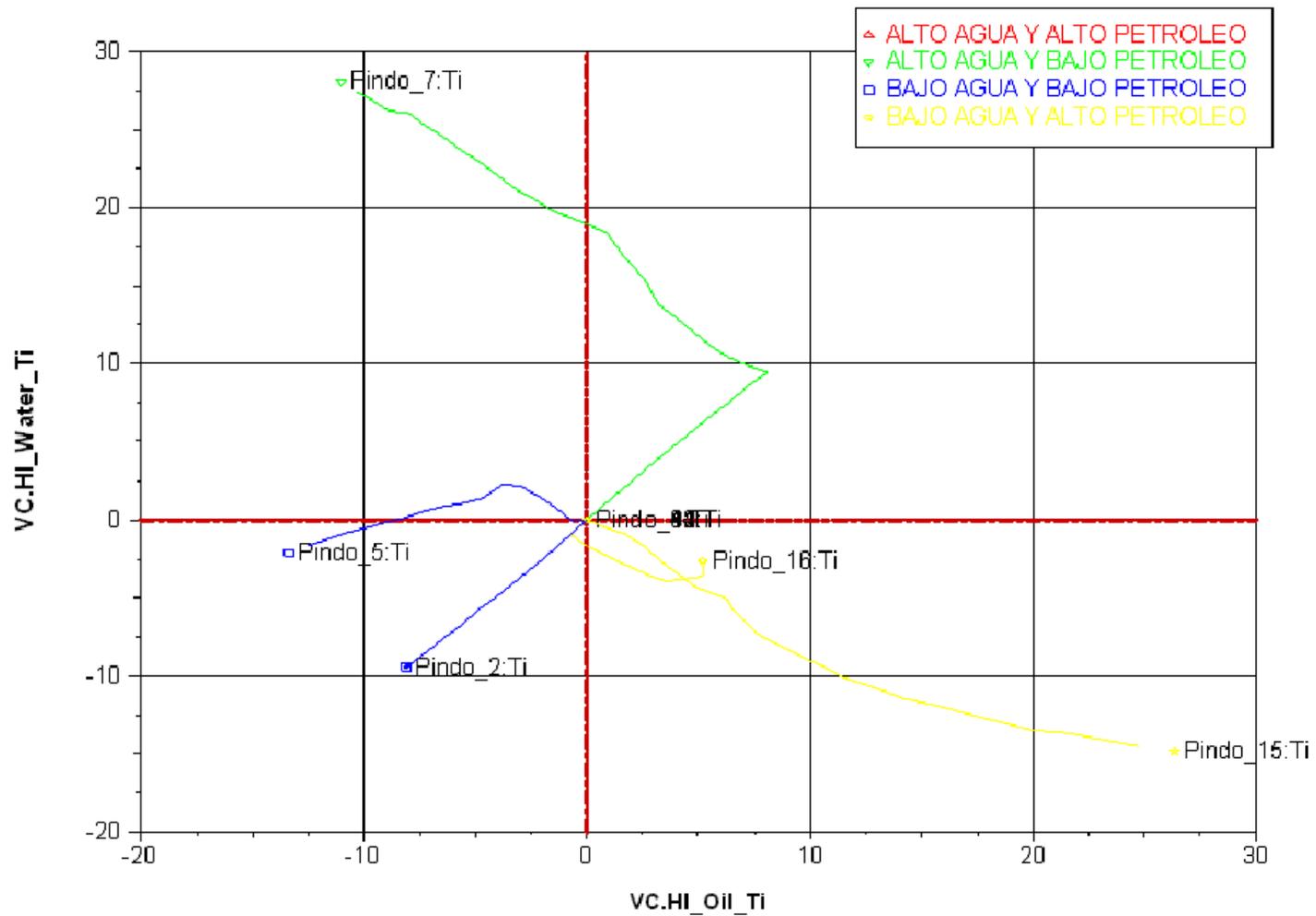
Anexo 3.10. Mapa de Burbuja de Acumulado de Agua T Inferior.



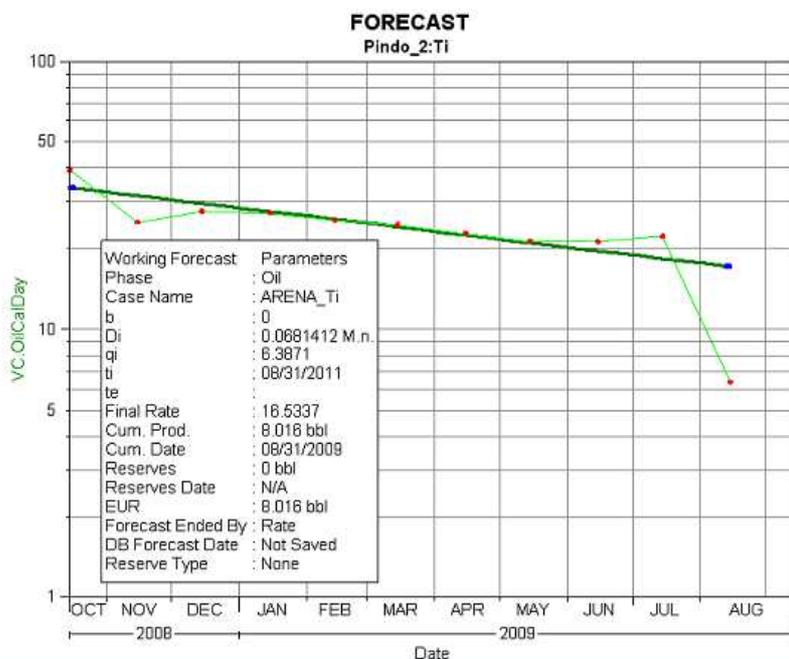
Anexo 3.11. Mapa de Burbuja de Acumulados de Producción T Inferior.



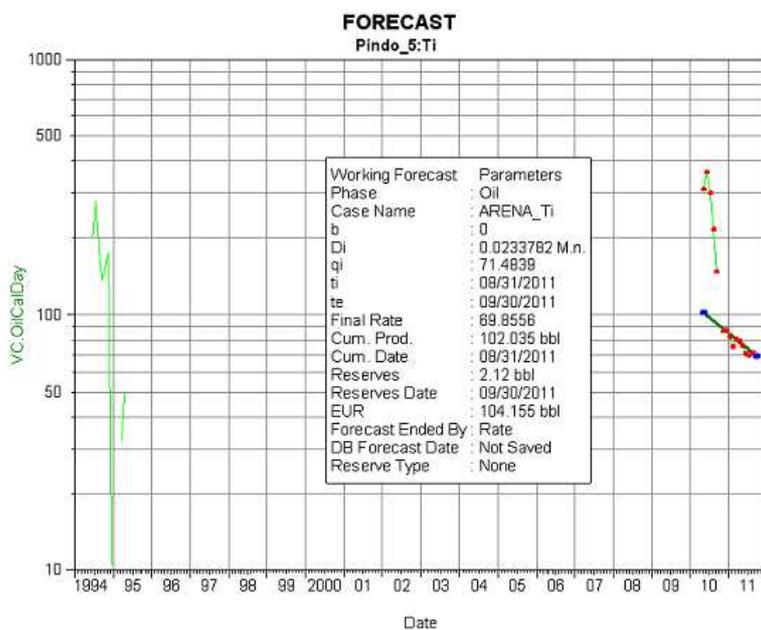
Anexo 3.12. Mapa de Burbuja de Radios de Drenaje T Inferior.



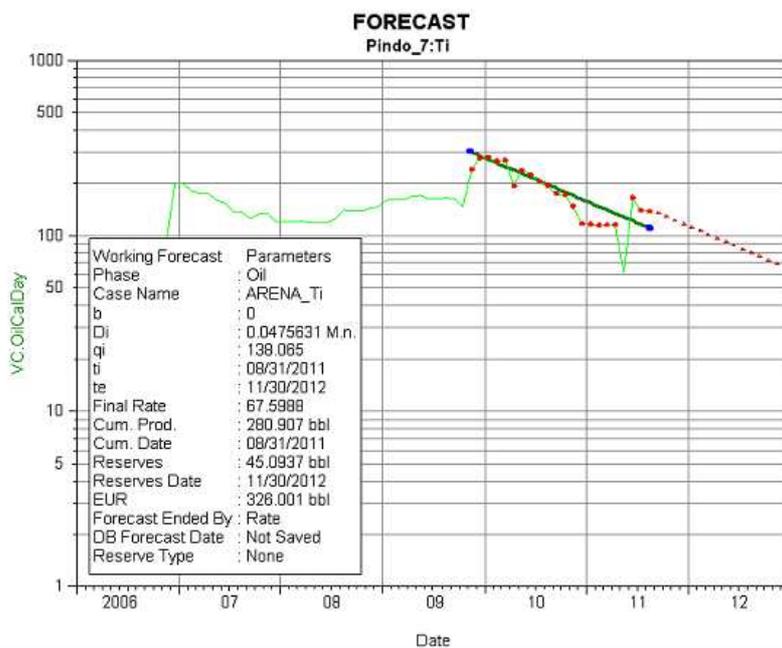
Anexo 3.13. Índice de Heterogeneidad T Inferior.



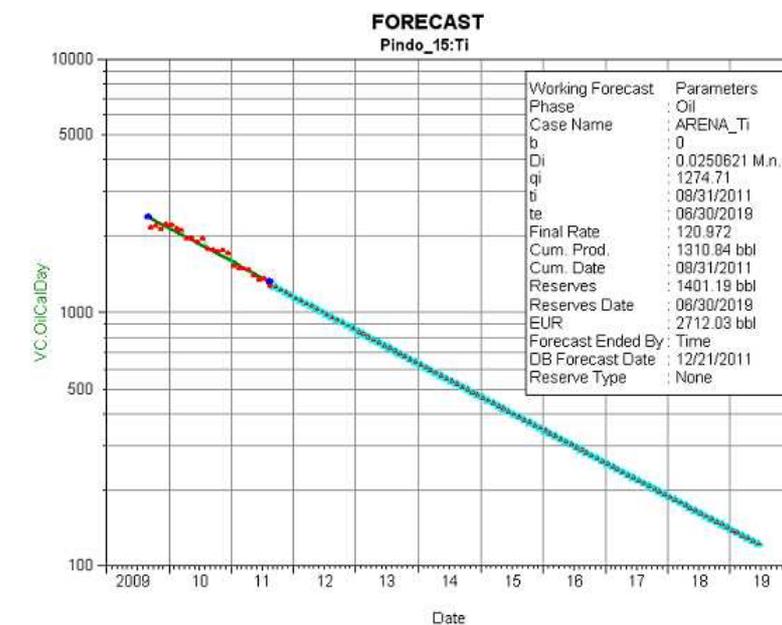
Anexo 3.14. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 02\_Ti.



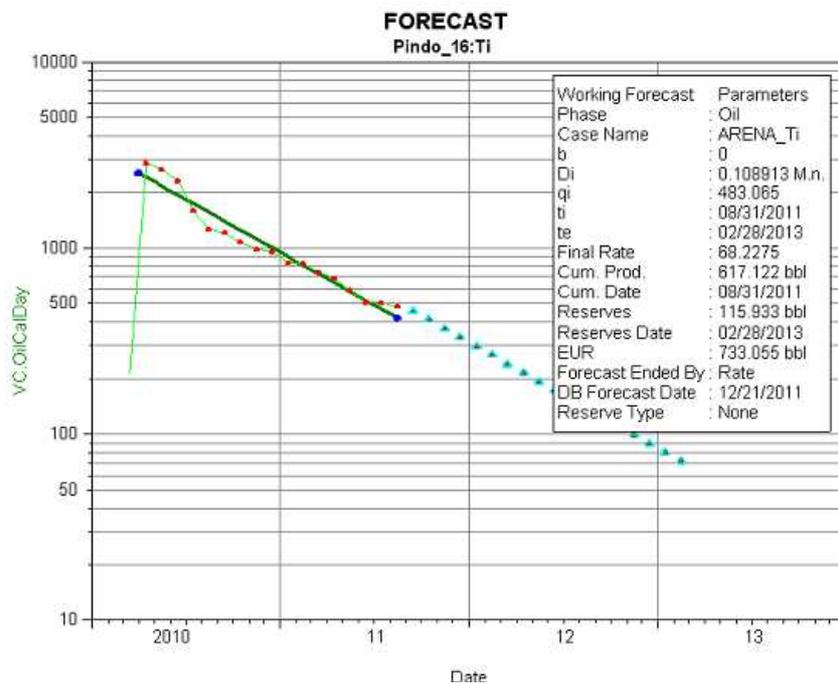
Anexo 3.15. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 05\_Ti.



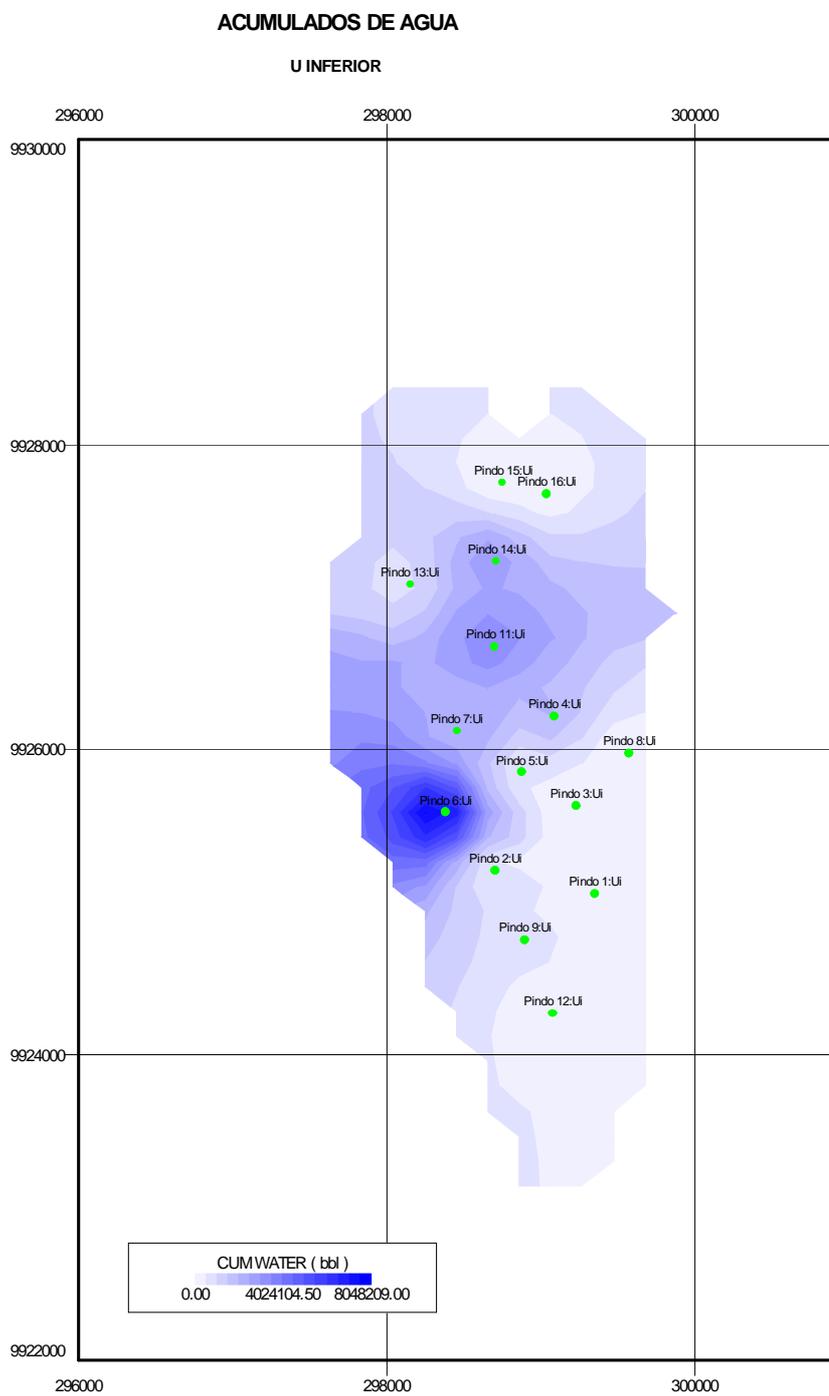
Anexo 3.16. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 07\_Ti.



Anexo 3.17. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 15D\_Ti.



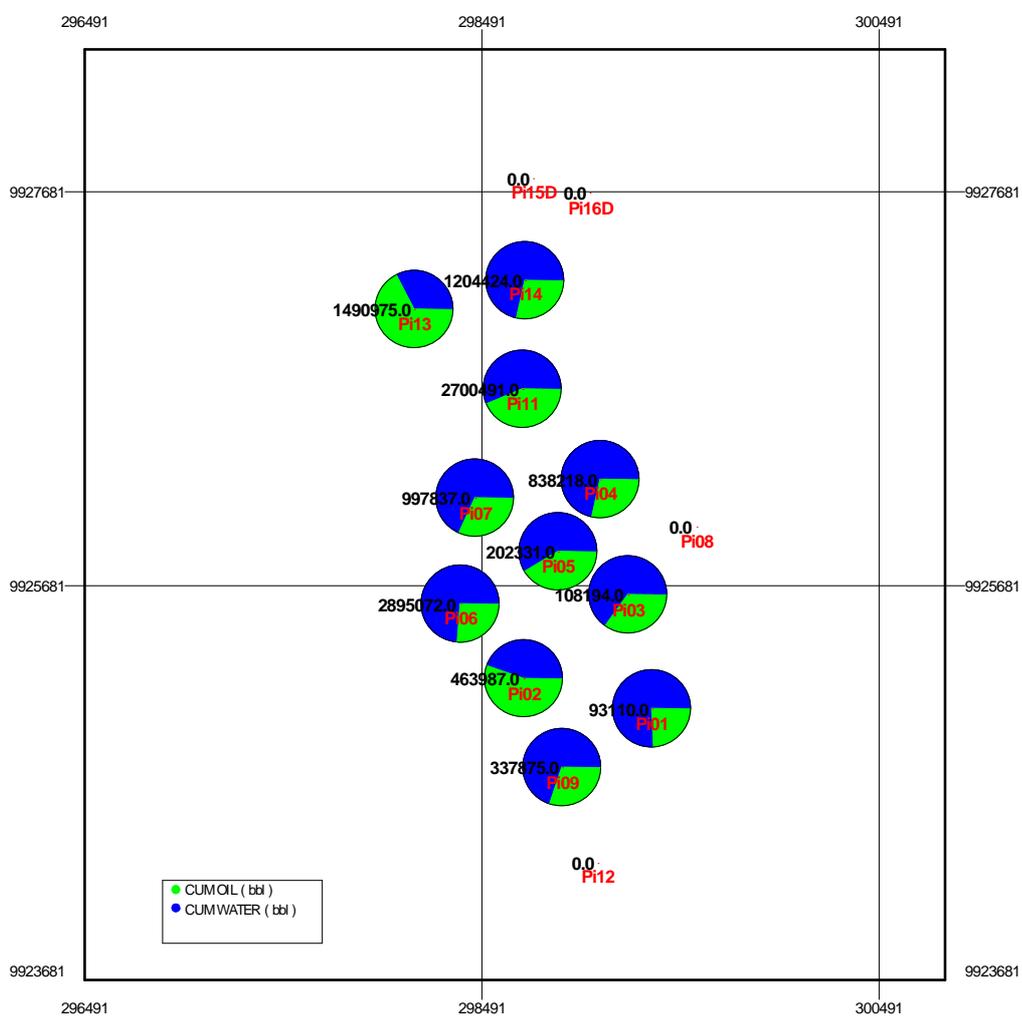
Anexo 3.18. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 16\_Ti.



Anexo 3.19. Mapa de Burbuja de Acumulado de Agua U Inferior.

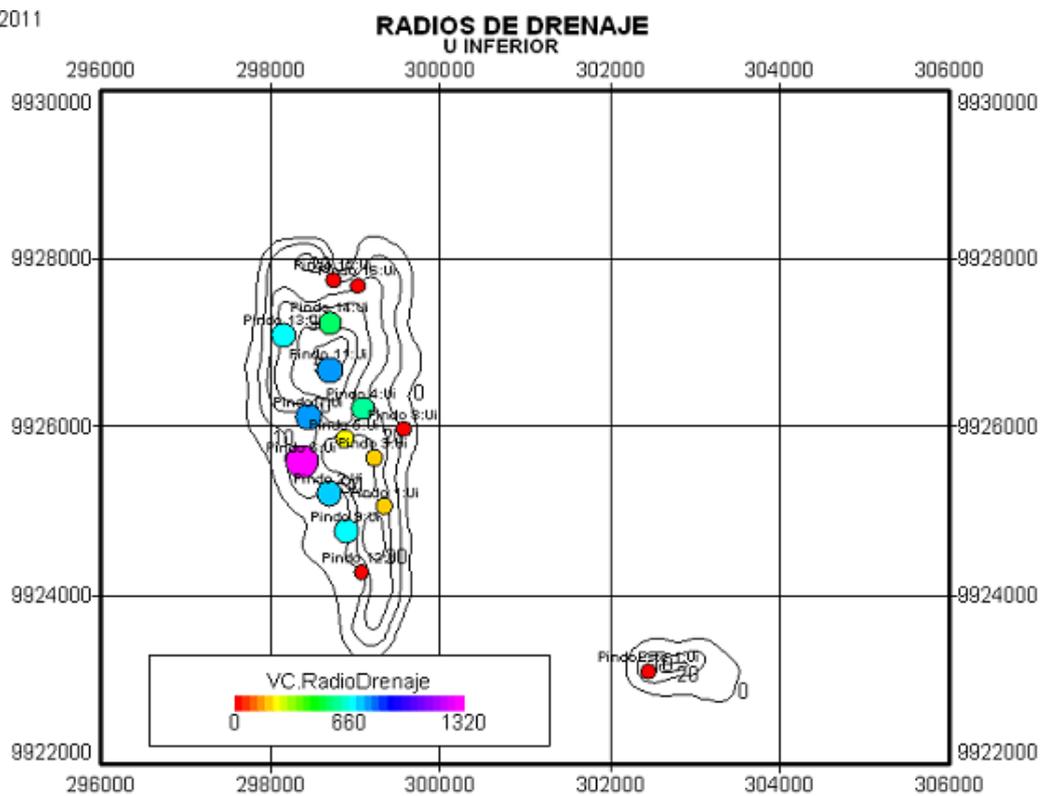
**ACUMULADOS DE PRODUCCION**

RESERVOIR: U<sub>i</sub>

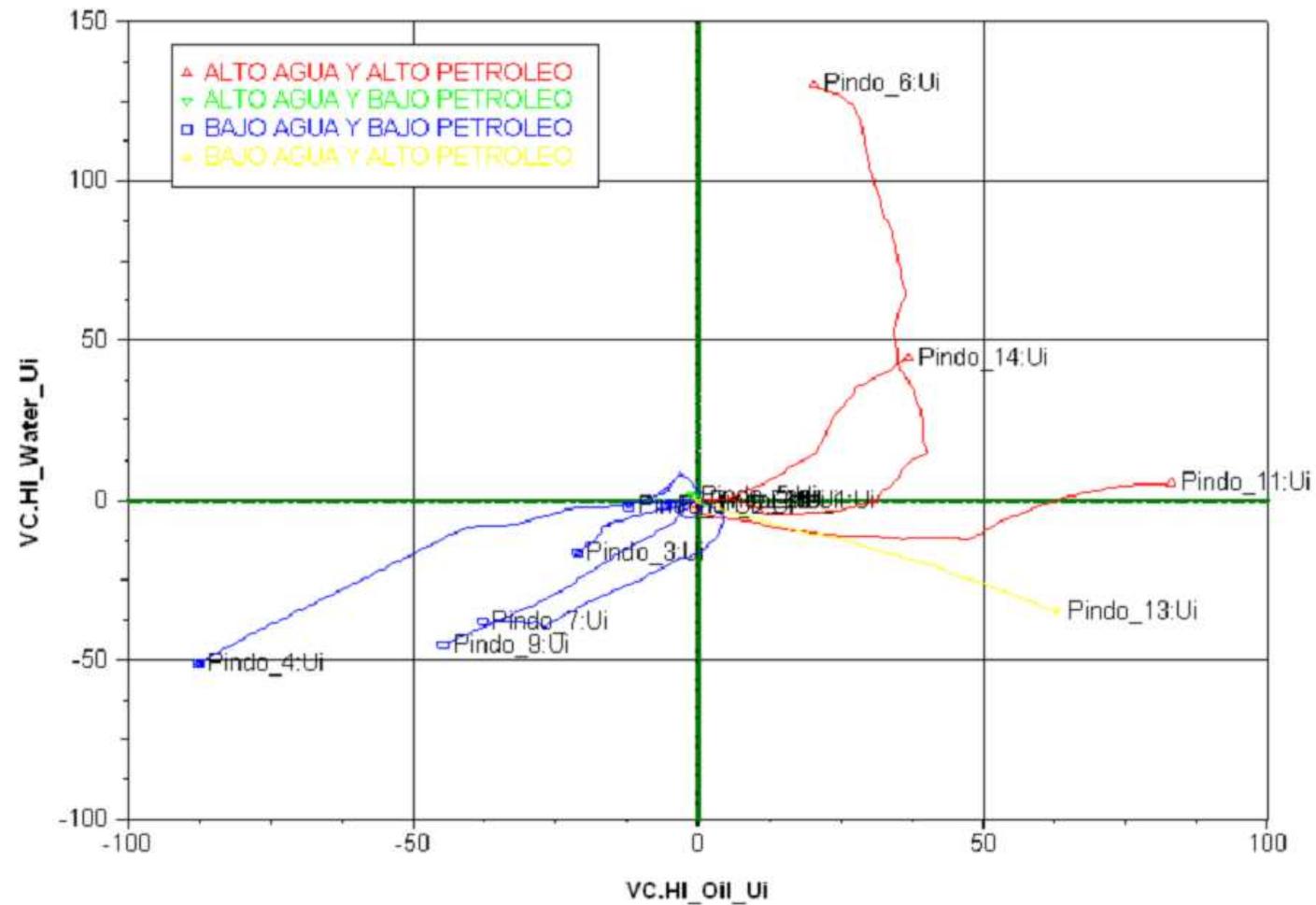


Anexo 3.20. Acumulados de Producción U Inferior.

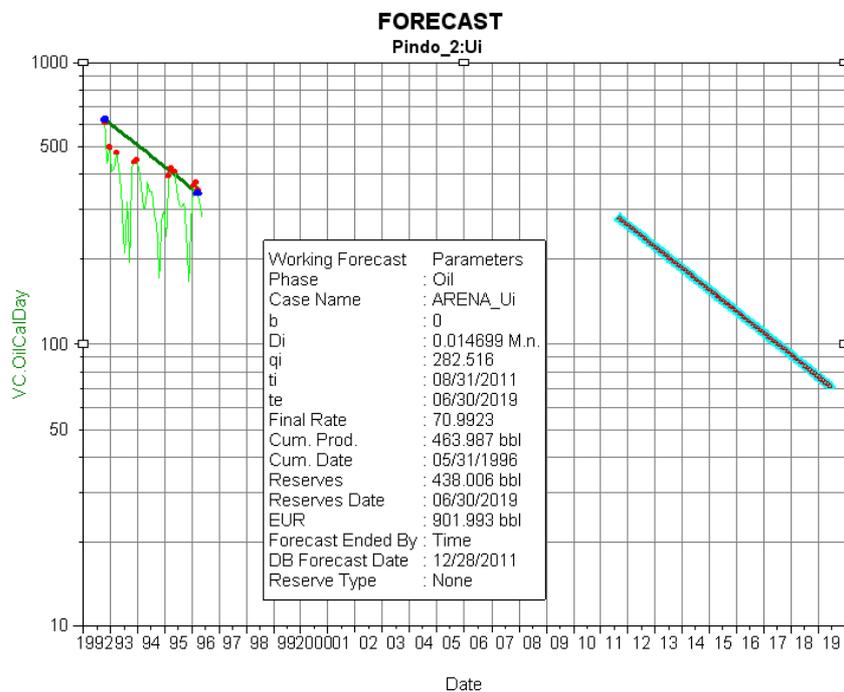
11/2011



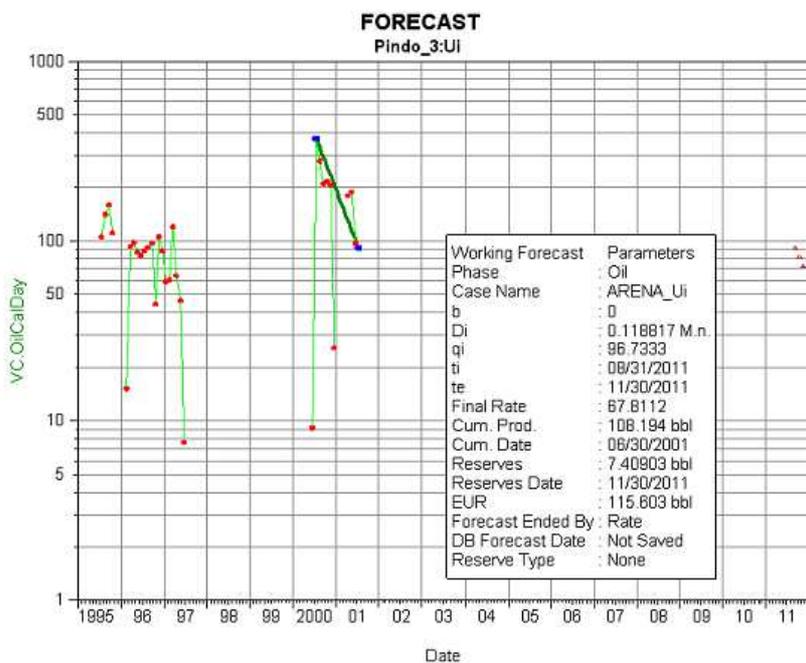
Anexo 3.21. Radios de Drenaje U Inferior.



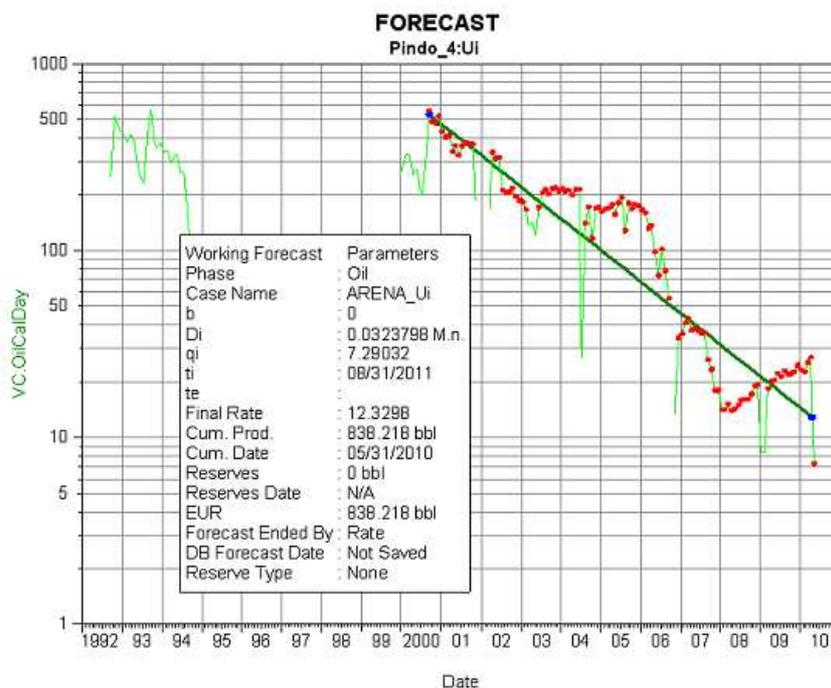
Anexo 3.22. Índice de Heterogeneidad U Inferior.



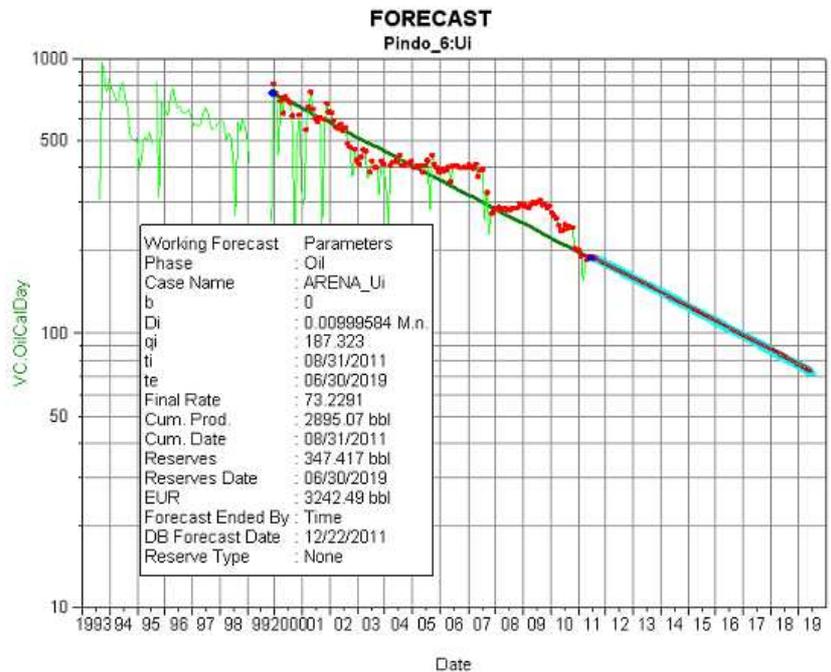
Anexo 3.23. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 02\_Ui.



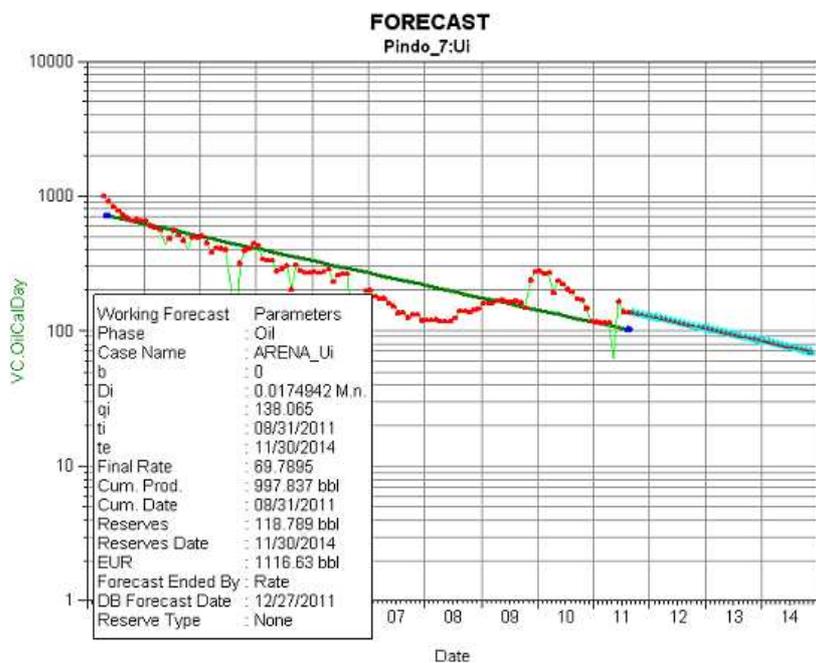
Anexo 3.24. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 03\_Ui.



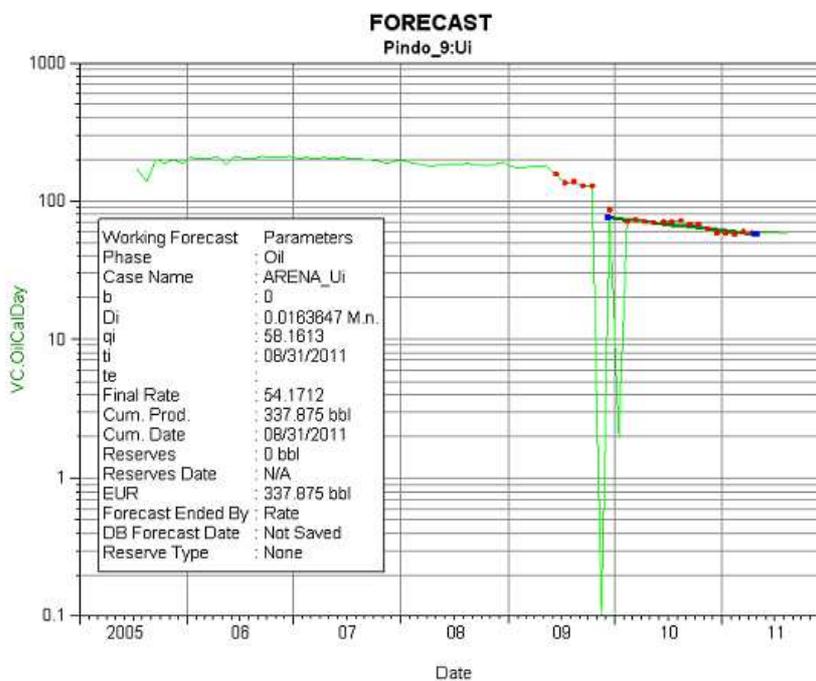
Anexo 3.25. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 04\_Ui.



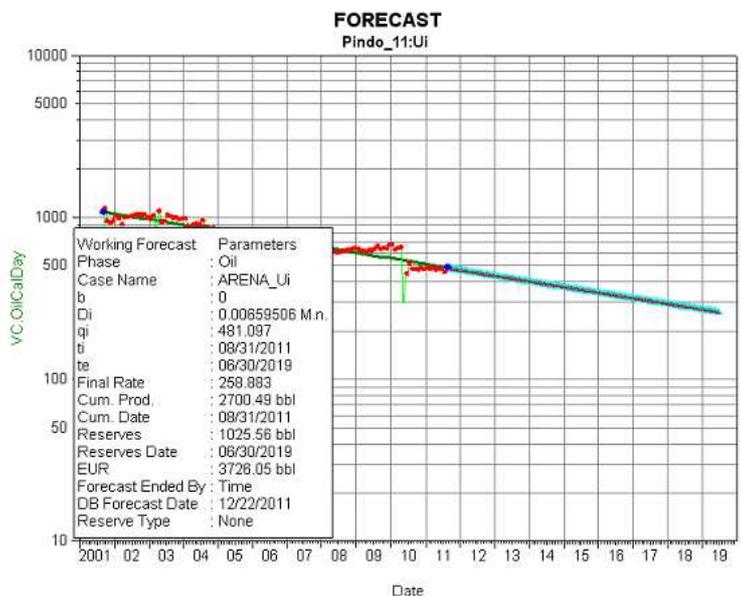
Anexo 3.26. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 06\_Ui.



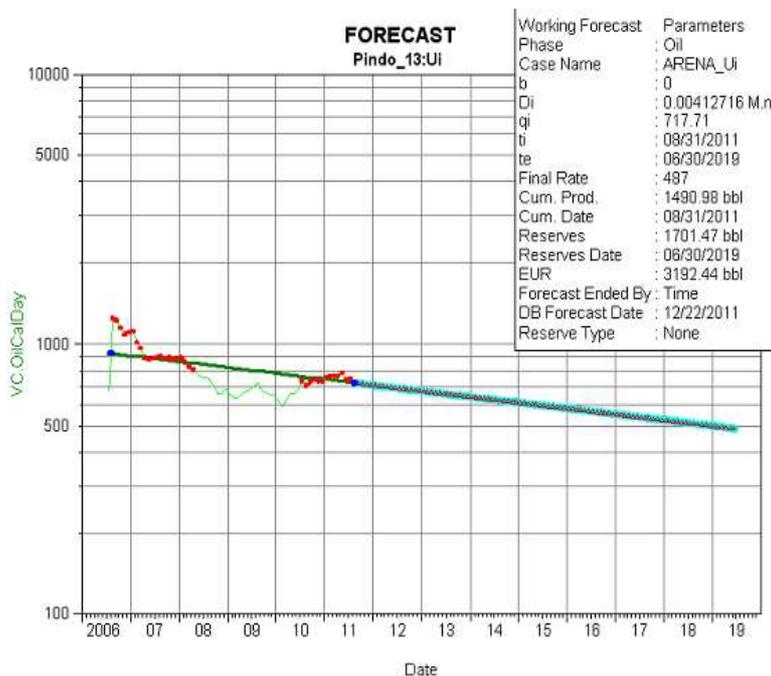
Anexo 3.27. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 07\_Ui.



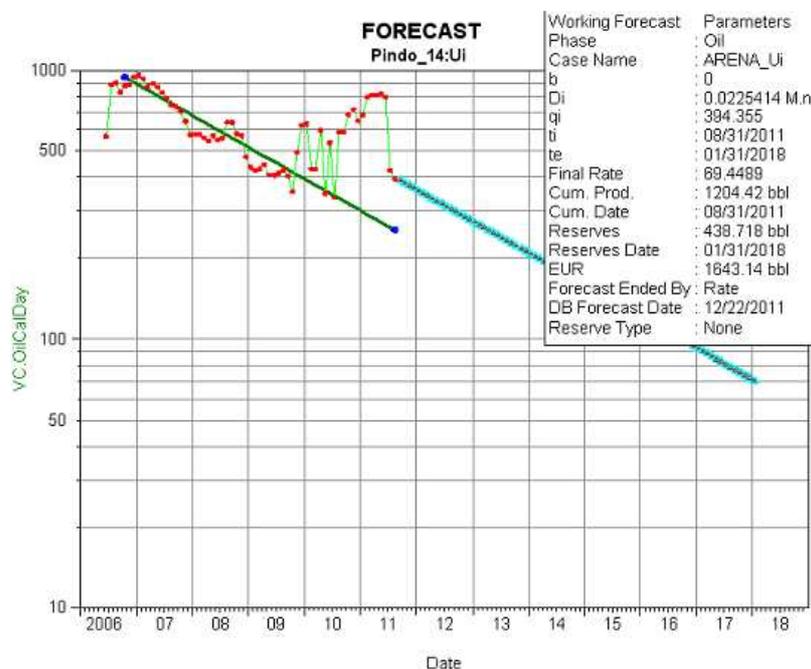
Anexo 3.28. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 09\_Ui.



Anexo 3.29. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 11\_Ui.



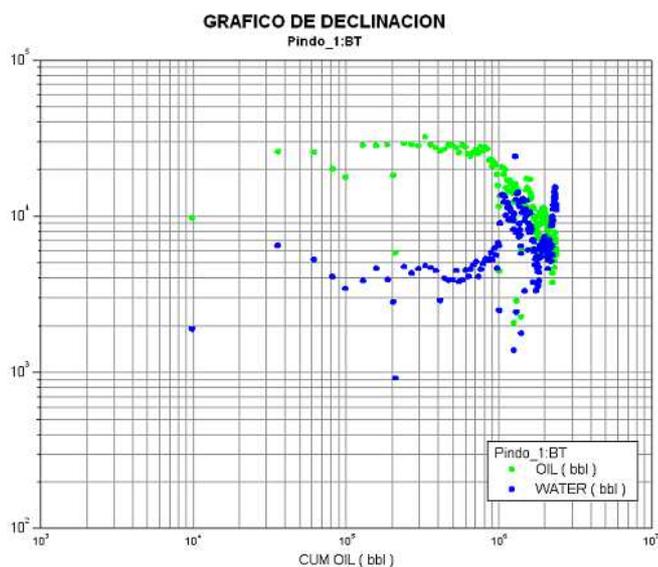
Anexo 3.30. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 13\_Ui.



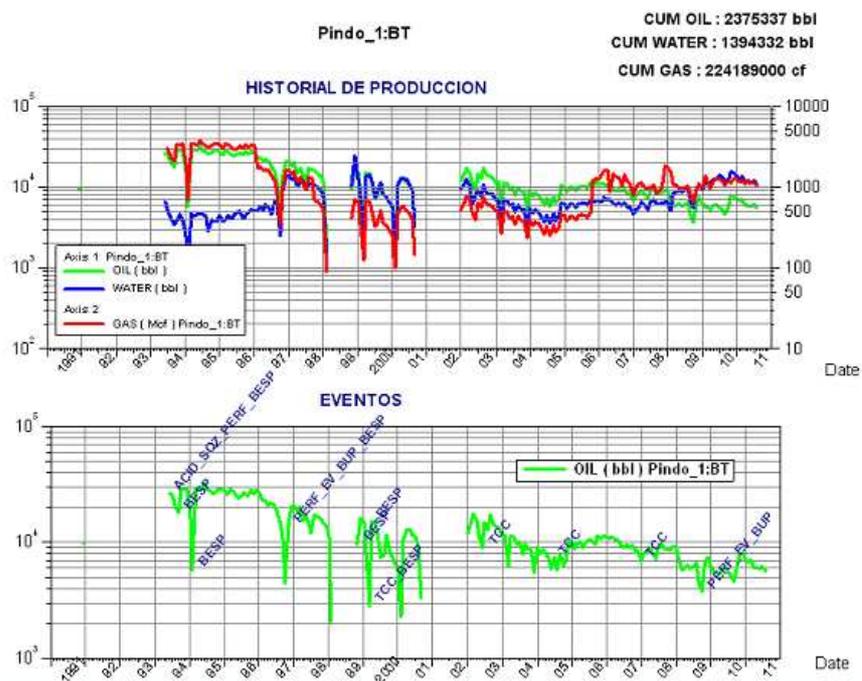
Anexo 3.31. Curva de Recuperación de Petróleo PIN 14\_Ui.

POZO	FORECAST INITIAL RATE [bls/d]	FORECAST START DATE	INITIAL DECLINE RATE	EXPONENT b	FORECAST FINAL RATE [bls/d]	REMAINING RESERVES [Mbb]	EUR [Mbb]	RESERVAS [bbl]
Pindo_1:BT	182	31 August 2011	0.0108	00.000	069	317	2.692	2.375.337
Pindo_11:Ui	481	31 August 2011	0.0066	00.000	259	1.026	3.726	2.700.491
Pindo_14:Ui	394	31 August 2011	0.0225	00.000	069	439	1.643	1.204.424
Pindo_15:Ti	1.275	31 August 2011	0.0251	00.000	121	1.401	2.712	1.310.840
Pindo_16:Ti	483	31 August 2011	0.1089	00.000	068	116	0.733	617.122
Pindo_6:Ui	187	31 August 2011	0.0101	00.000	072	345	3.241	2.895.072
Pindo_7:Ti	138	31 August 2011	0.0476	00.000	068	045	0.326	280.907
Pindo_7:Ui	138	31 August 2011	0.0175	00.000	070	119	1.117	997.837

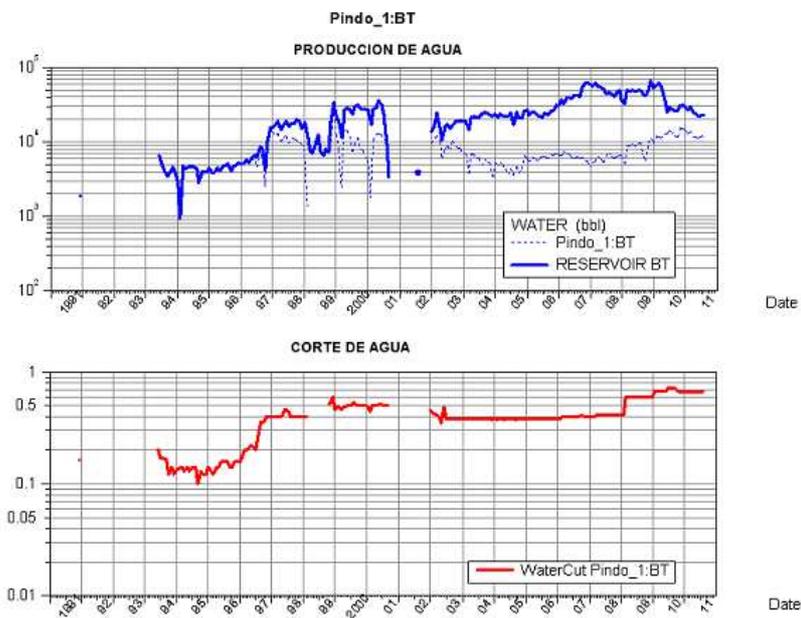
Anexo 3.32. Reservas pozos escogidos campo Pindo.



Anexo 3.33. Curva de Declinación PIN 01\_BT.



Anexo 3.34. Historial de producción y Eventos PIN 01\_BT.



Anexo 3.35. Gráficos de Agua PIN 01\_BT.



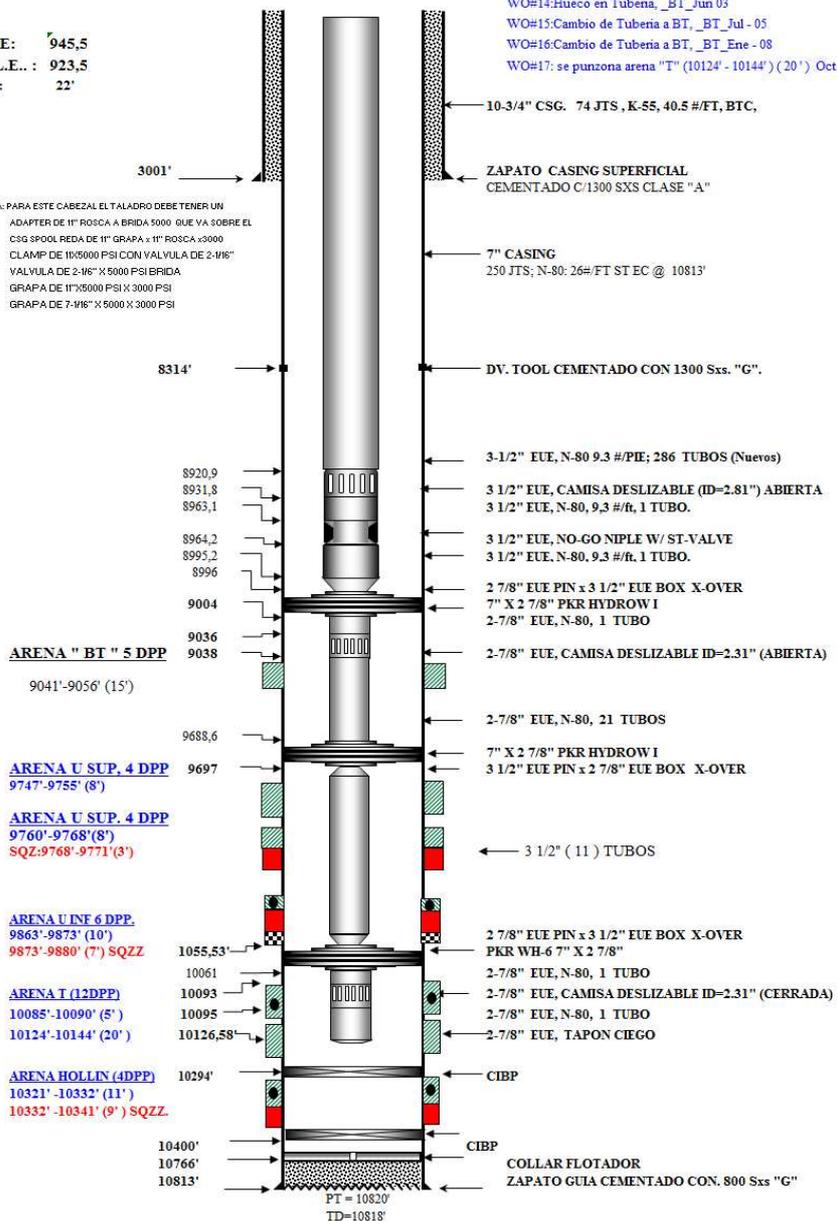
**PINDO # 01**  
**COMPLETACION**  
**WO # 17**

**COMP. ORIGINAL: 28-NOV.-1991**

- WO#12:Cambio de Capa de BT a Us+i,Cambio BES\_Us+i\_Abril 02
- WO#13:Cambio de Capa de Us+i a BT,Cambio BES a PPH\_BT\_Dic 02
- WO#14:Hueco en Tuberia,\_BT\_Jun 03
- WO#15:Cambio de Tuberia a BT,\_BT\_Jul - 05
- WO#16:Cambio de Tuberia a BT,\_BT\_Ene - 08
- WO#17: se punzona arena "T" (10124' - 10144') ( 20' ) Oct 2009

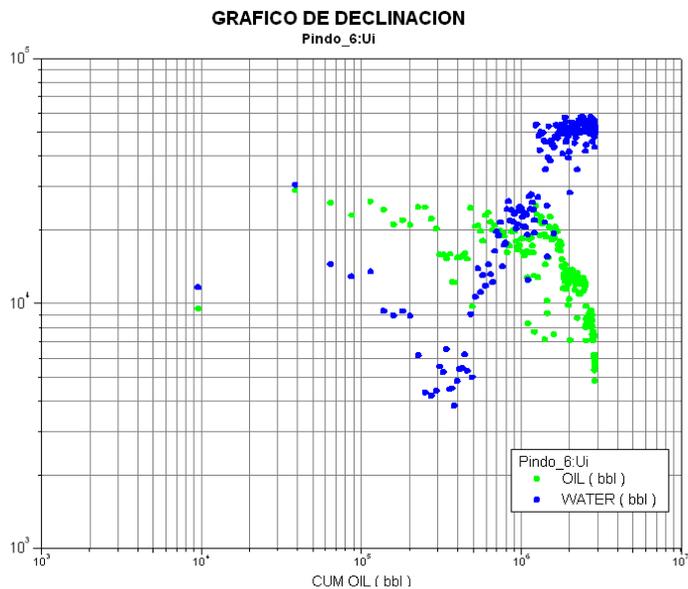
RTE: 945,5  
G.L.E... : 923,5  
MR: 22'

NOTA: PARA ESTE CABEZAL EL TALADRO DEBE TENER UN ADAPTER DE 1" ROSCA A BRIDA 5000 QUE VA SOBRE EL CSG SPOOL REDA DE 1" GRAPA x 1" ROSCA x 2000 CLAMP DE 10x5000 PSI CON VALVULA DE 2-1/8" VALVULA DE 2-1/8" X 5000 PSI BRIDA GRAPA DE 1" X 5000 PSI X 3000 PSI GRAPA DE 7-1/8" X 5000 X 3000 PSI

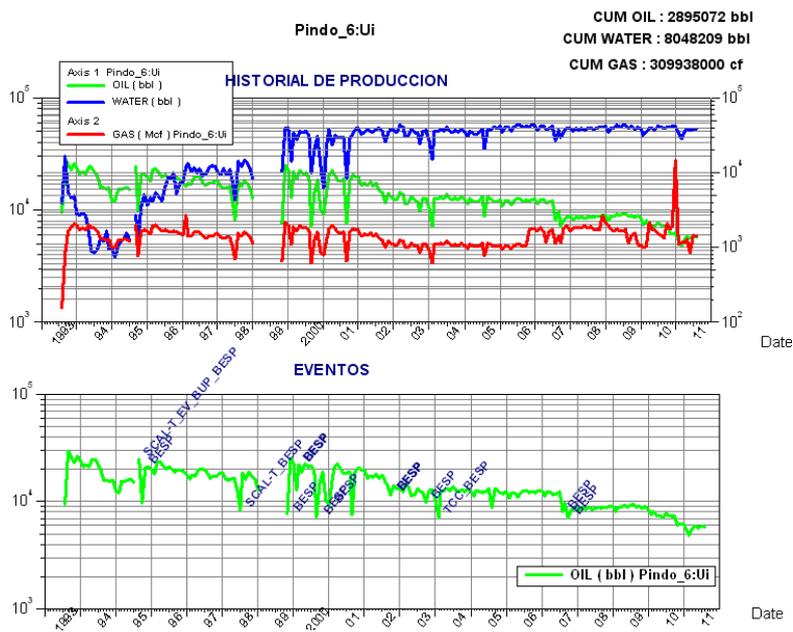


Rev. Ing. F. Gordón

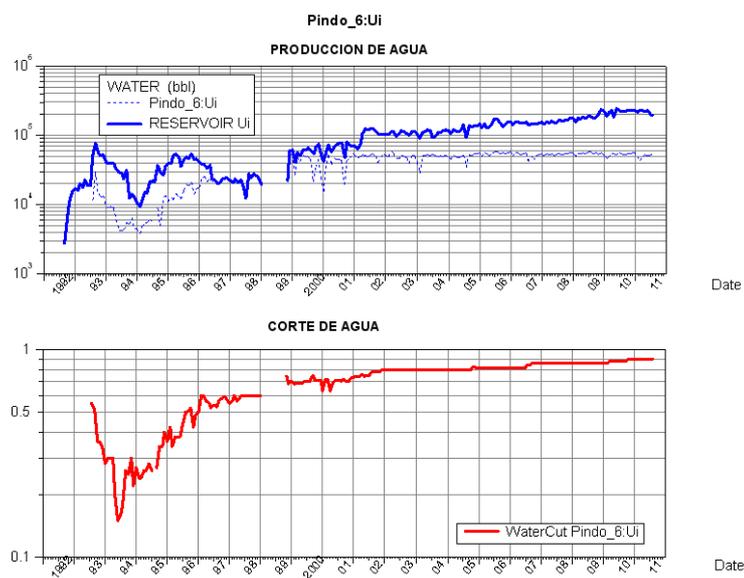
Anexo 3.36. Completación mecánica del pozo PIN 01



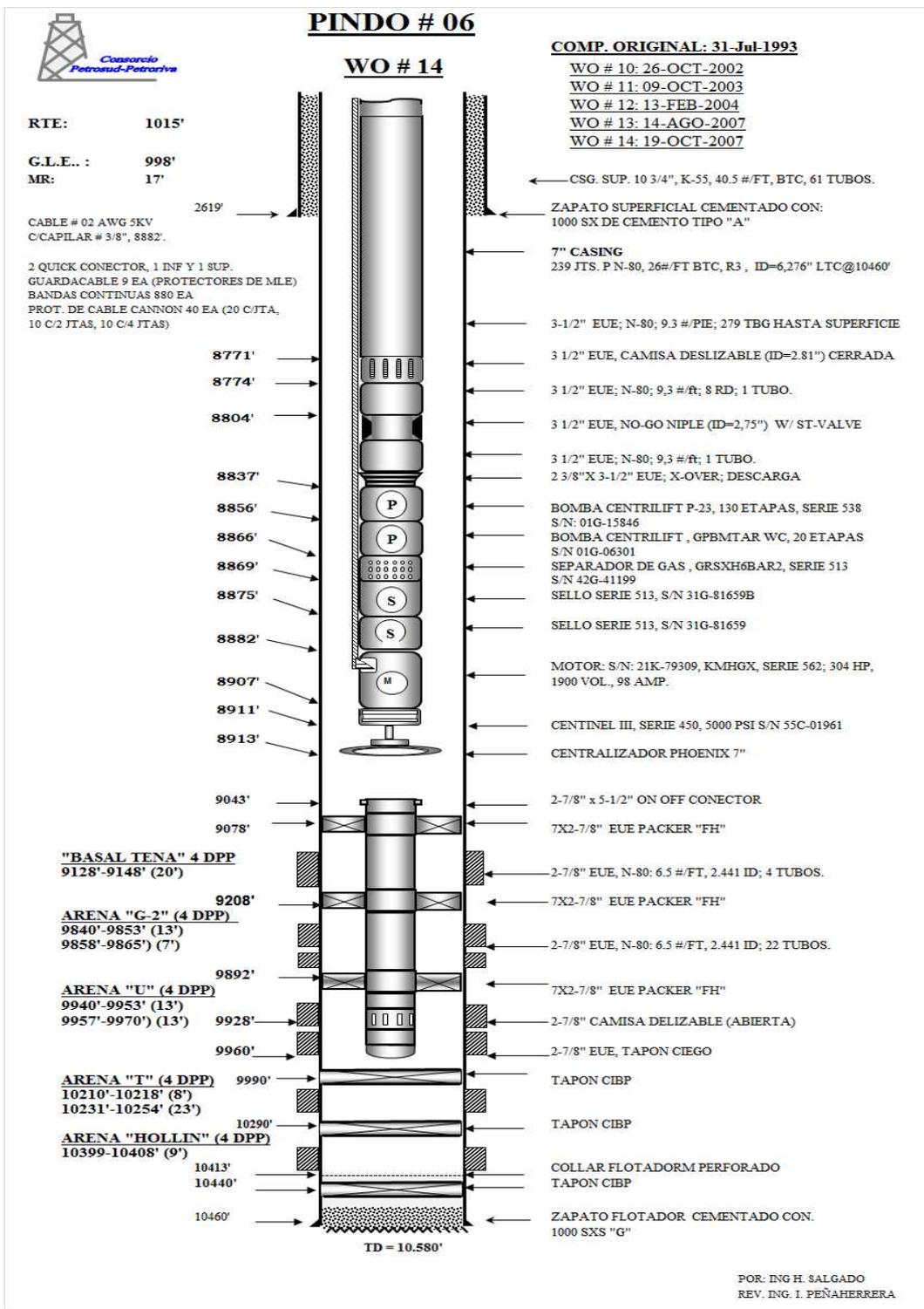
Anexo 3.37. Curva de Recuperación PIN 06\_Ui.



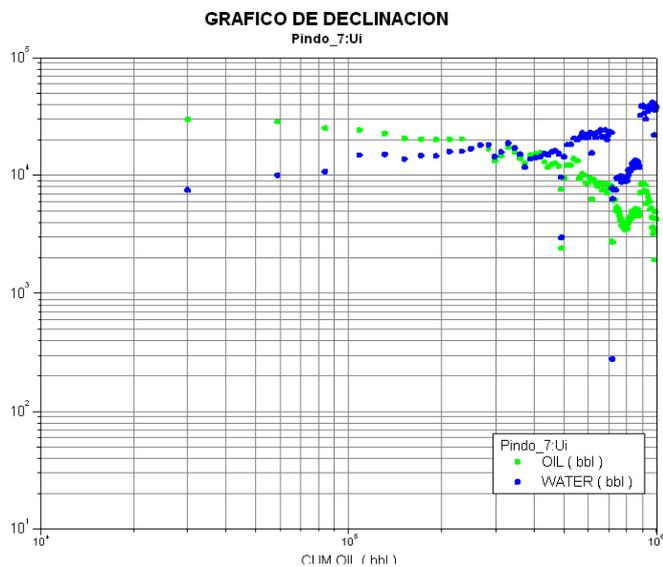
Anexo 3.38. Historial de producción y Eventos PIN 06\_Ui.



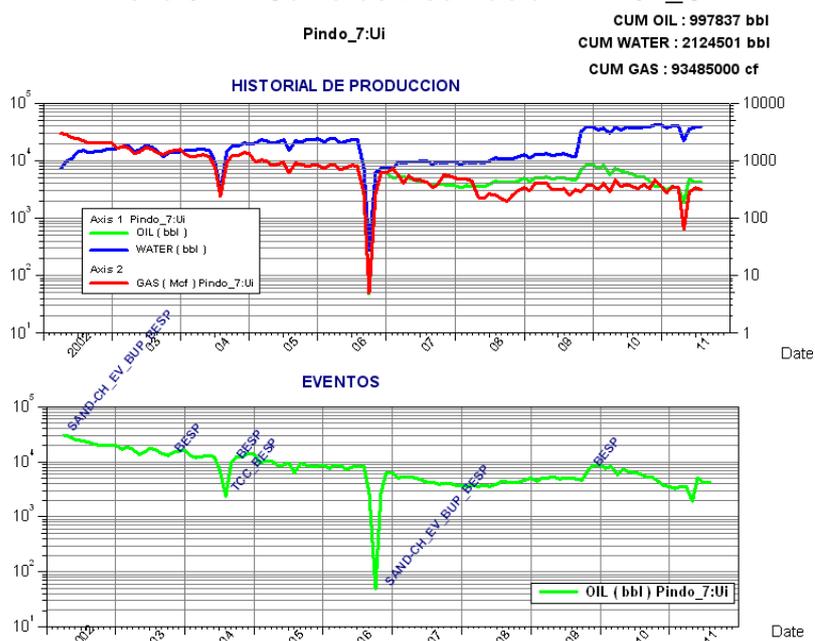
Anexo 3.39. Gráficos de Agua PIN 06\_Ui.



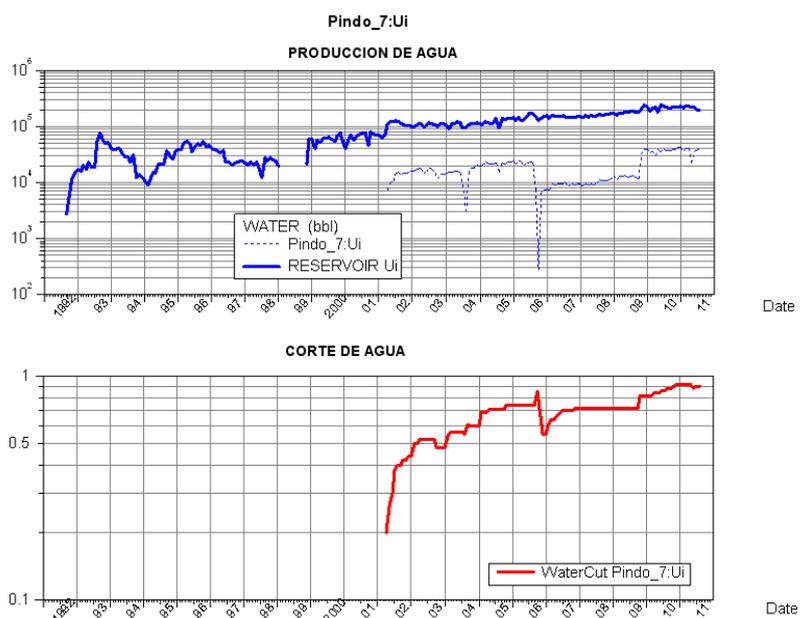
Anexo 3.40. Completación mecánica del pozo PIN 06



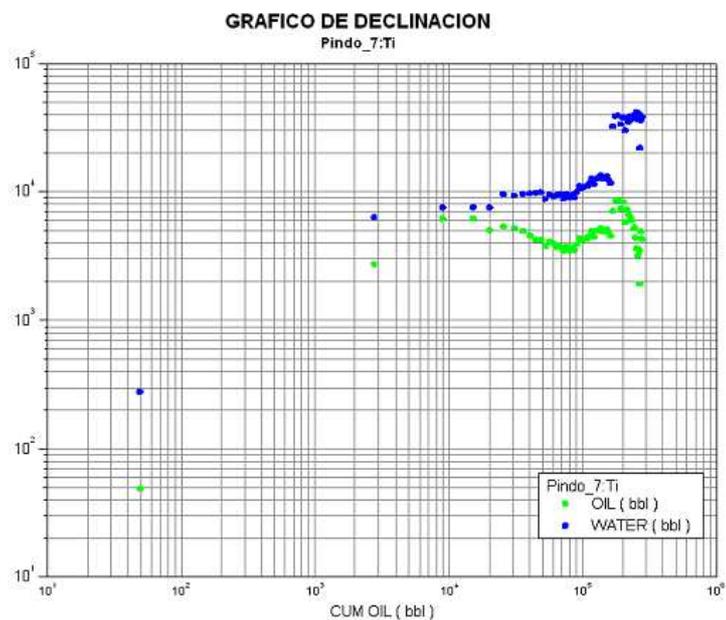
Anexo 3.41. Curva de Declinación PIN 07\_Ui.



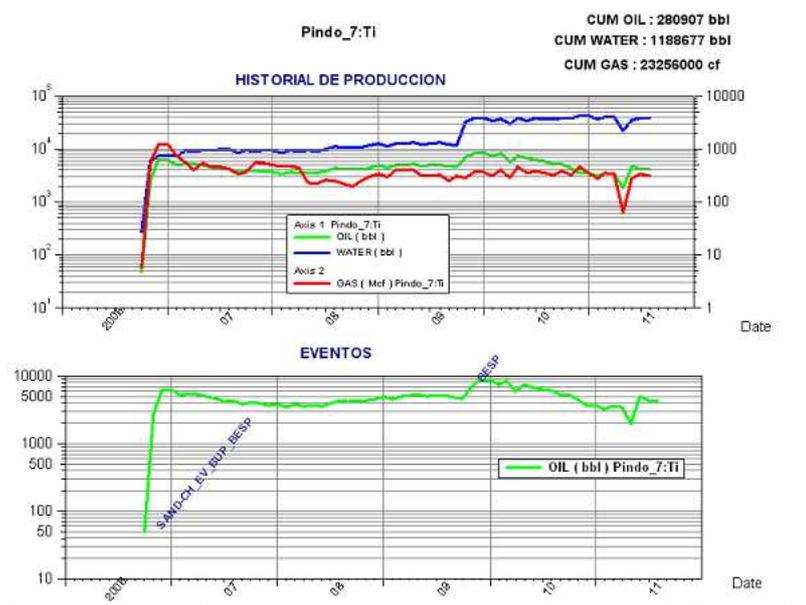
Anexo 3.42. Historial de producción y Eventos PIN 07\_Ui.



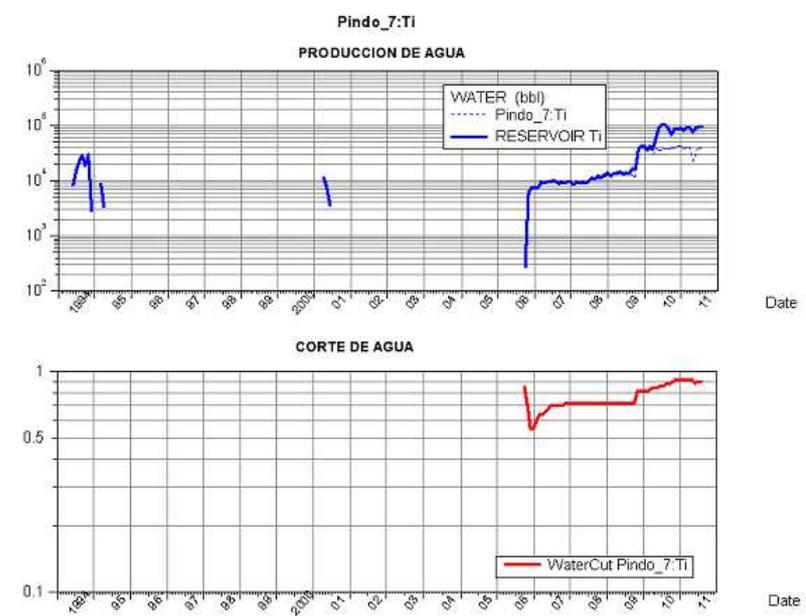
Anexo 3.43. Gráficos de Agua PIN 07\_Ui.



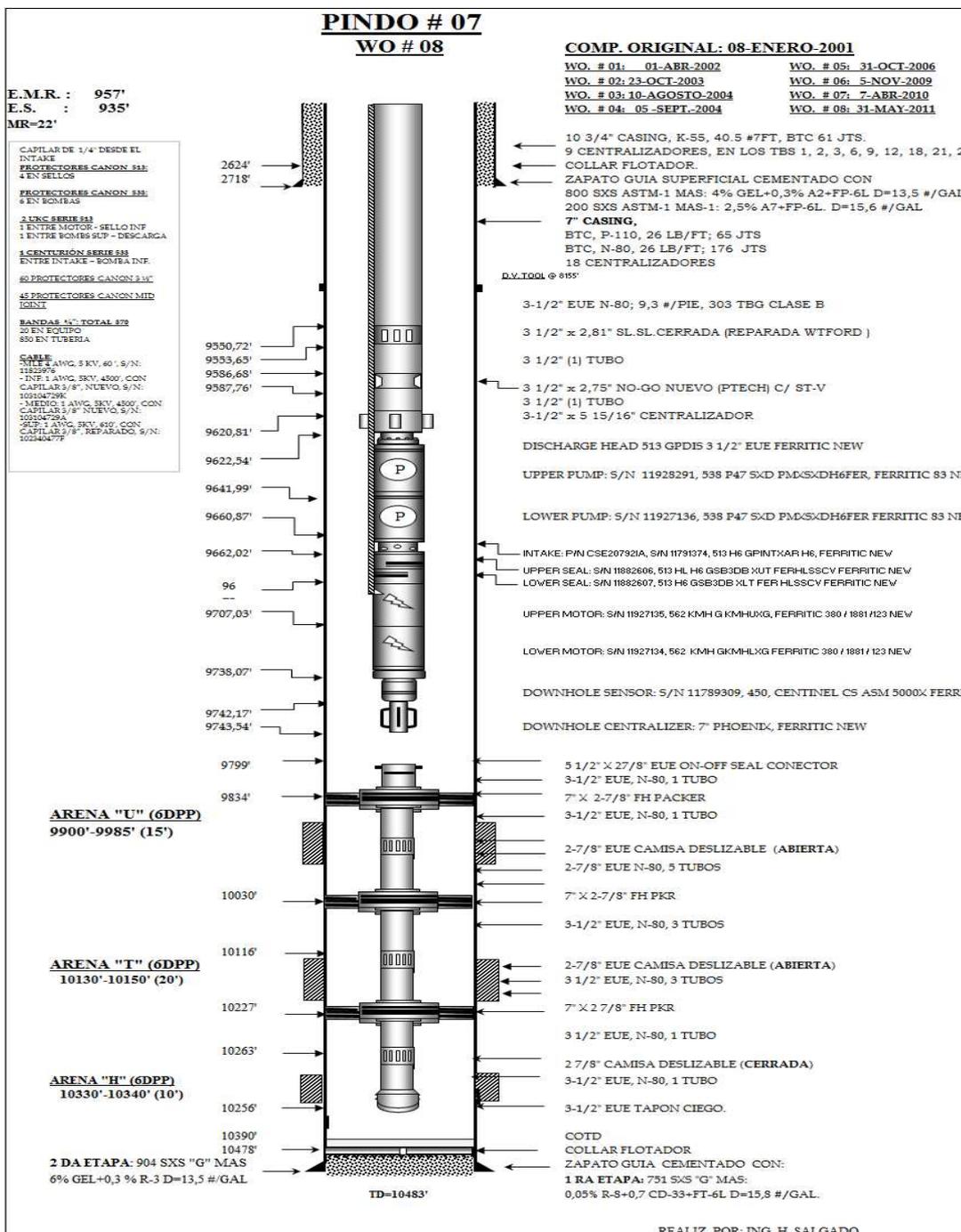
Anexo 3.44. Curva de Declinación PIN 07\_Ti.



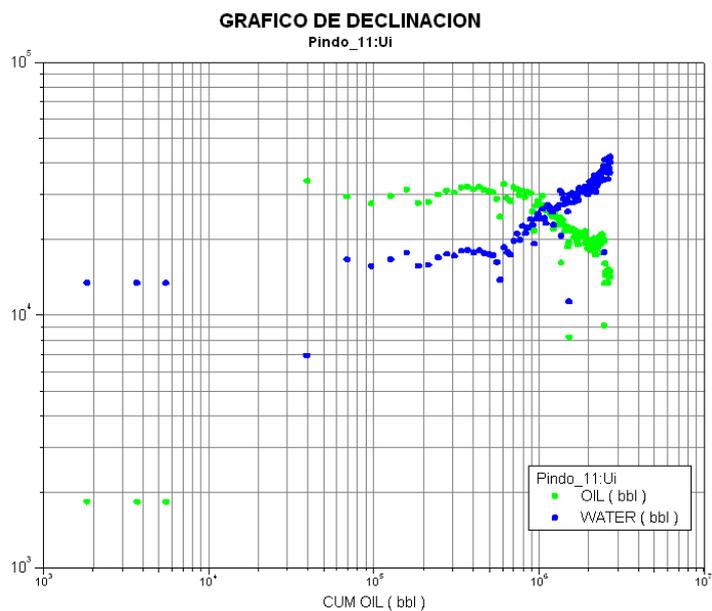
Anexo 3.45. Historial de producción y Eventos PIN 07\_Ti.



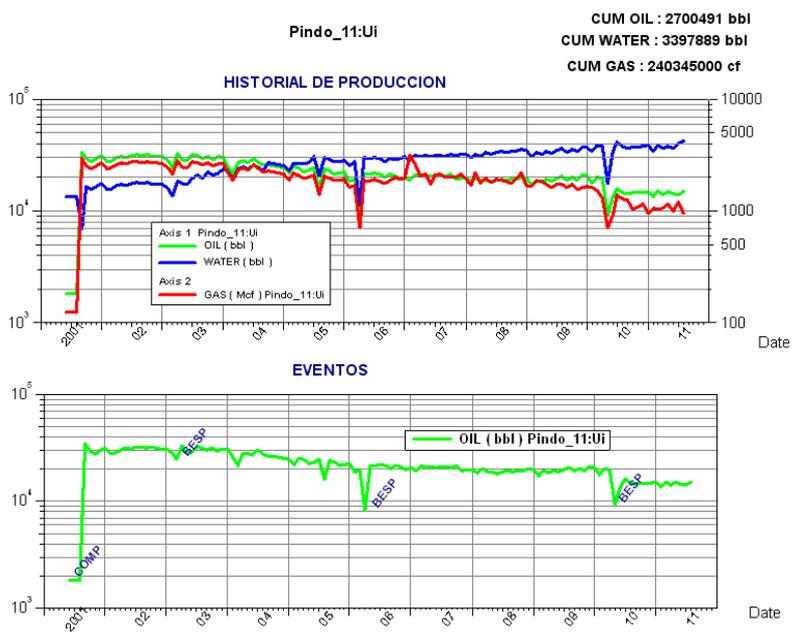
Anexo 3.46. Gráficos de Agua PIN 07\_Ti.



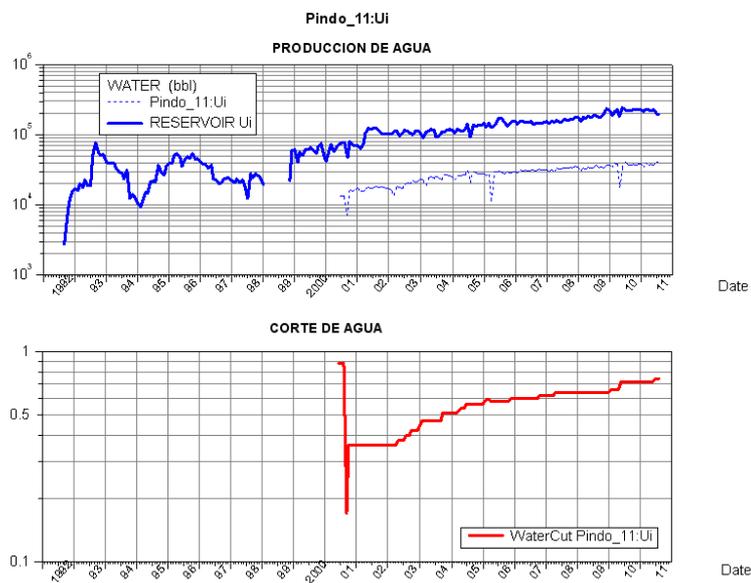
Anexo 3.47. Completación mecánica del pozo PIN 07



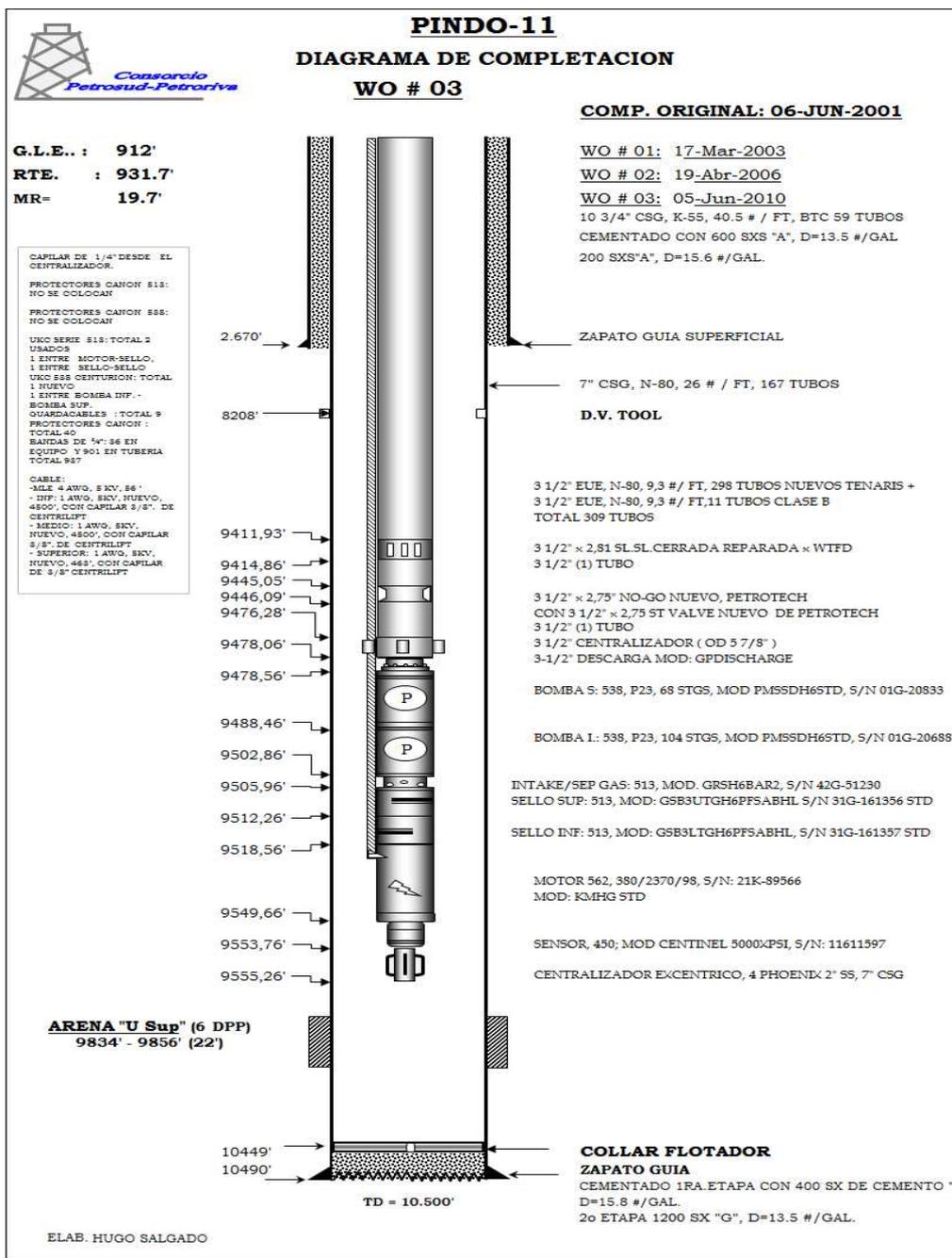
Anexo 3.48. Curva de Recuperación PIN 11\_Ui.



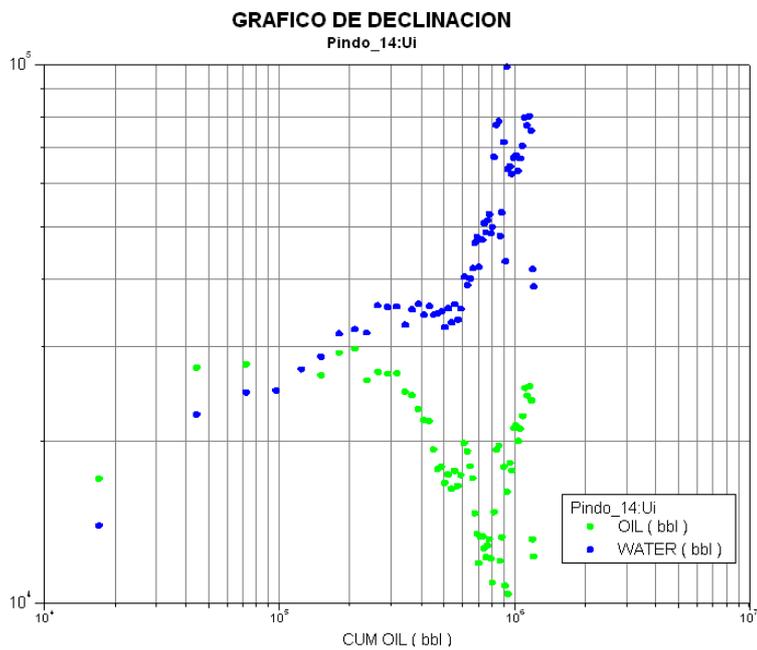
Anexo 3.49. Historial de producción y Eventos PIN 11\_Ui.



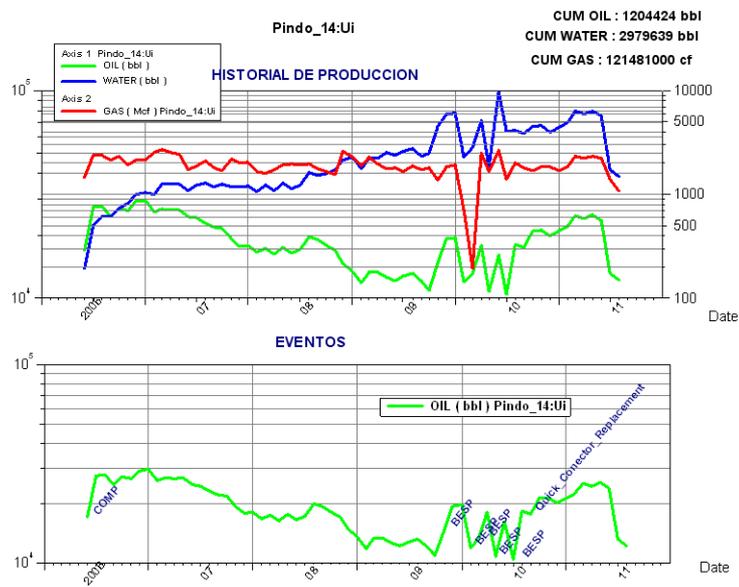
Anexo 3.50. Gráficos de Agua PIN 11\_Ui.



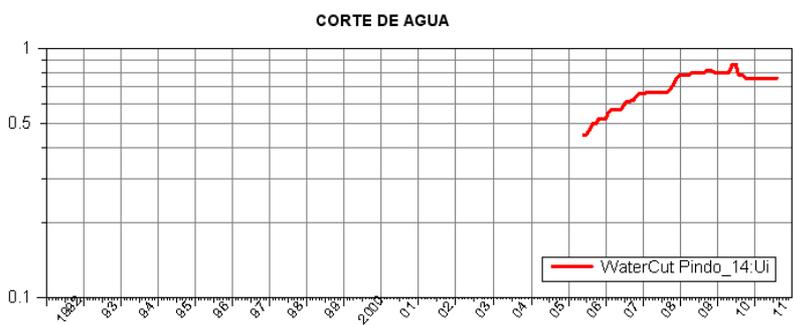
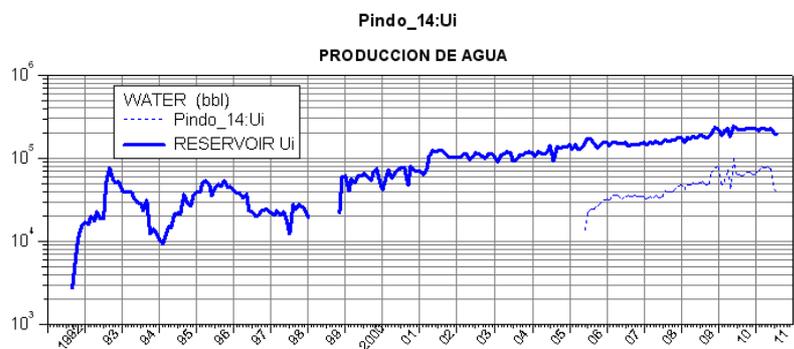
Anexo 3.51. Completación mecánica del pozo PIN 11



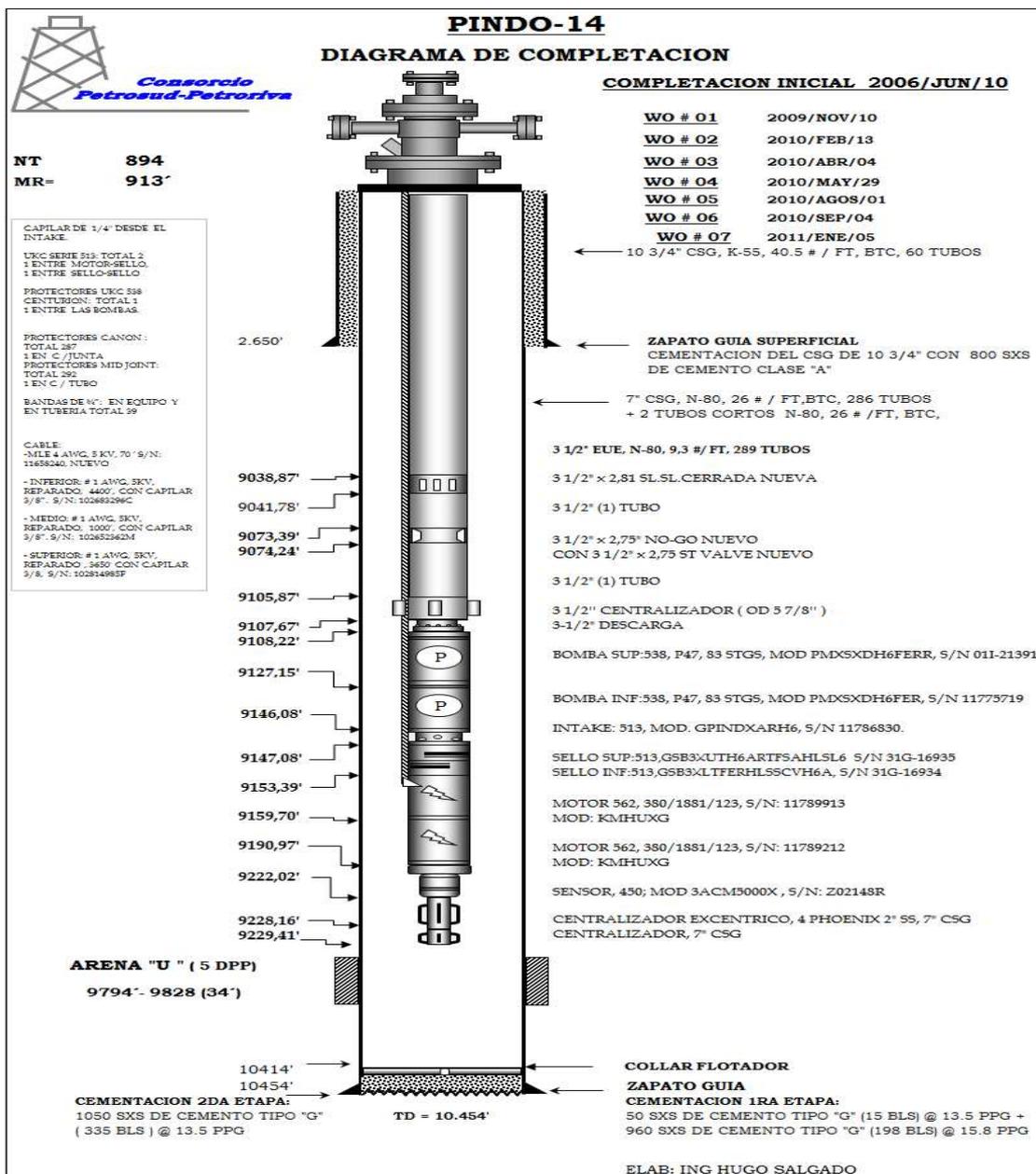
Anexo 3.52. Curva de Recuperación PIN 14\_Ui.



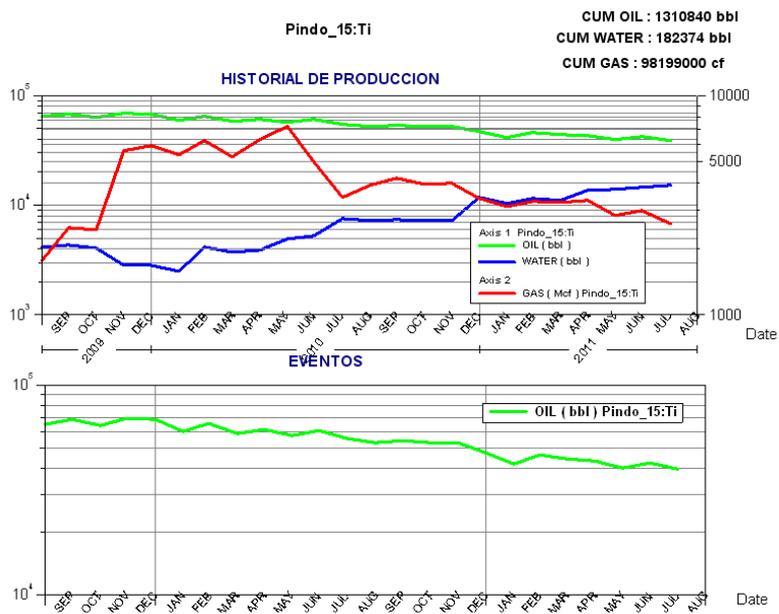
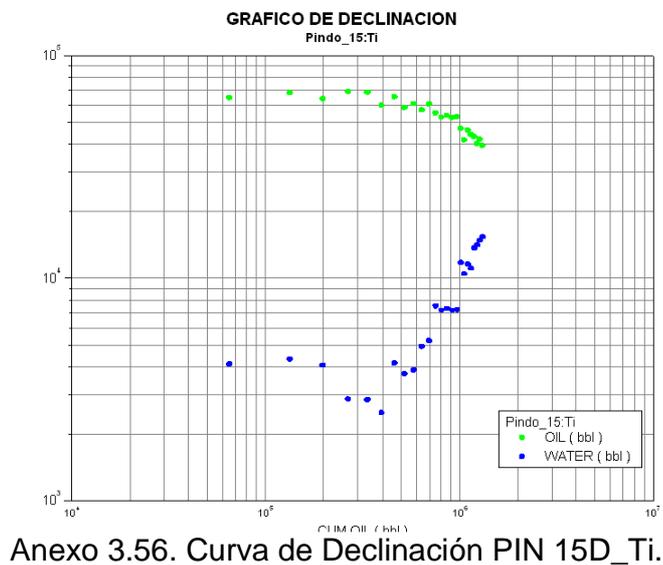
Anexo 3.53. Historial de producción y Eventos PIN 14\_Ui.



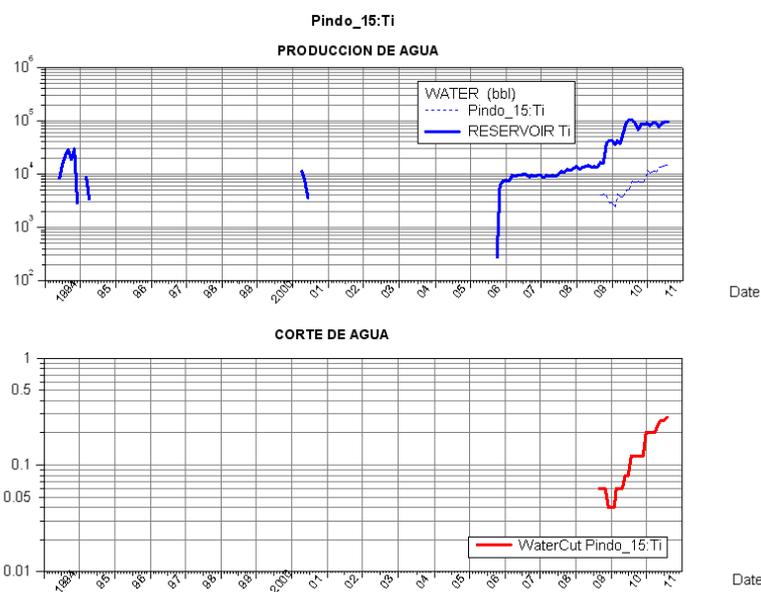
Anexo 3.54. Gráficos de Agua PIN 14\_Ui.



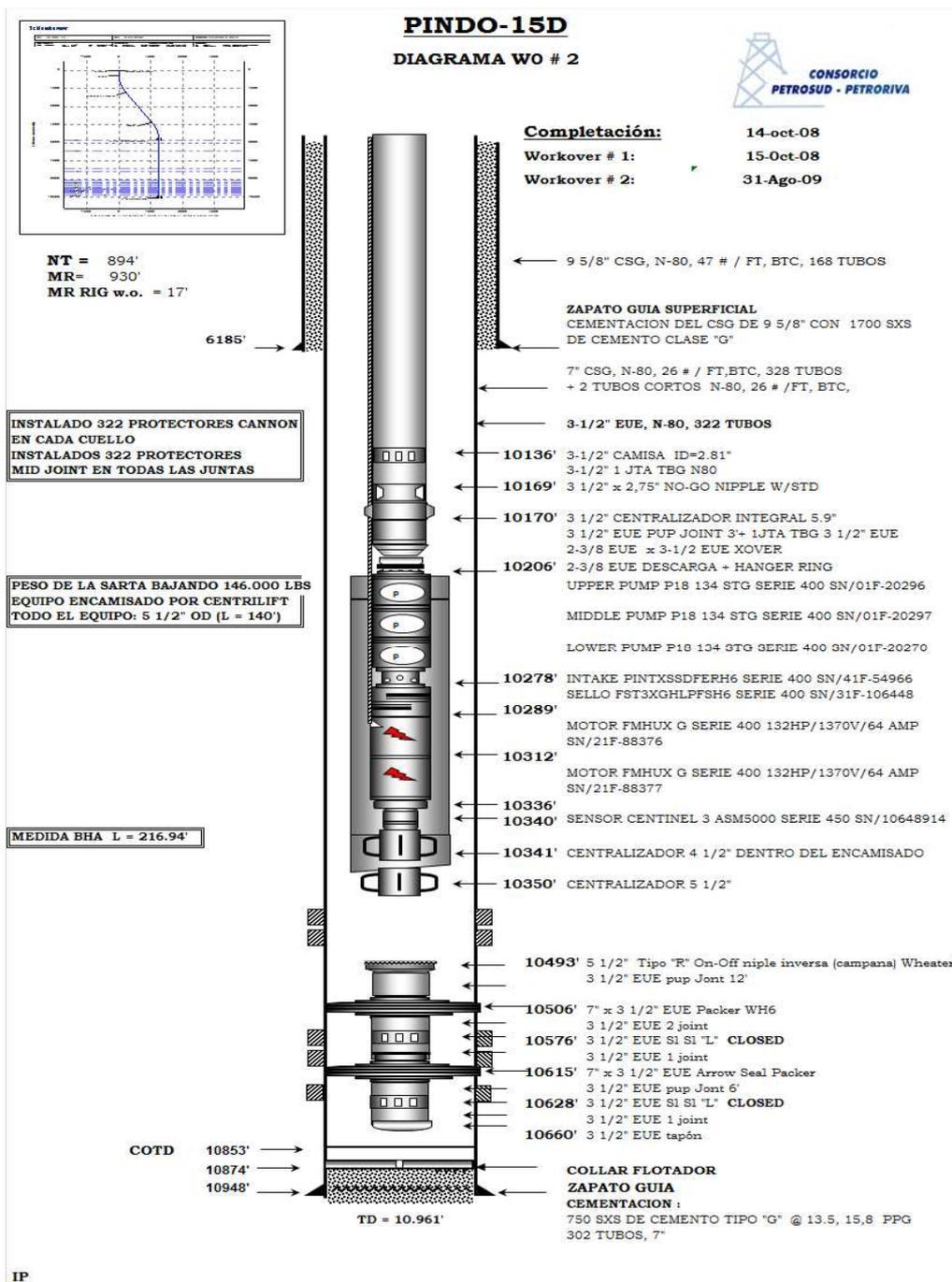
Anexo 3.55. Completación mecánica del pozo PIN 14



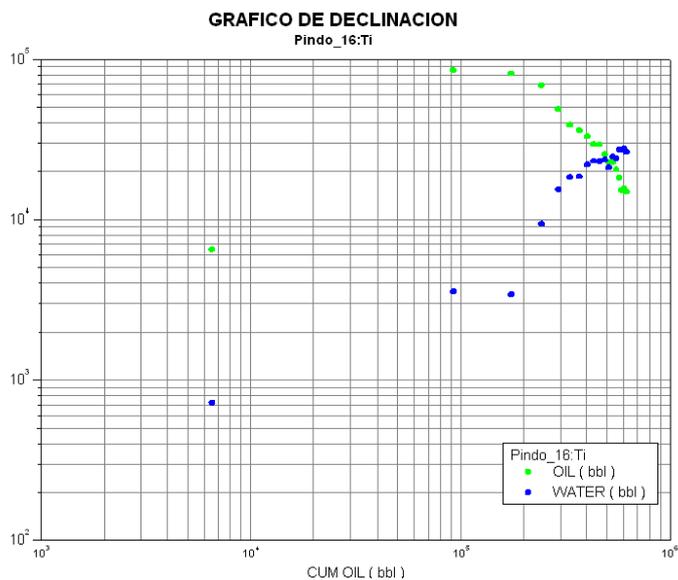
Anexo 3.57. Historial de producción y Eventos PIN 15D\_Ti.



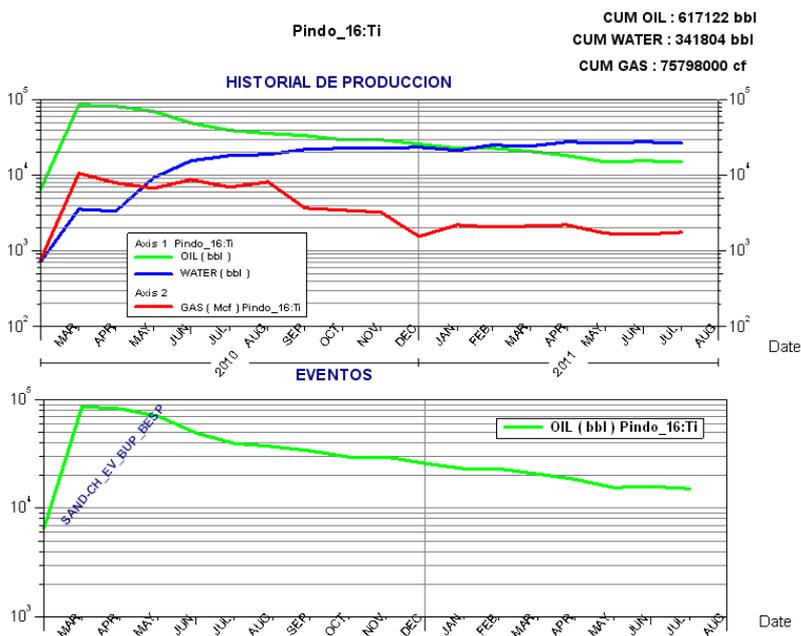
Anexo 3.58. Gráficos de Agua PIN 15D\_Ti.



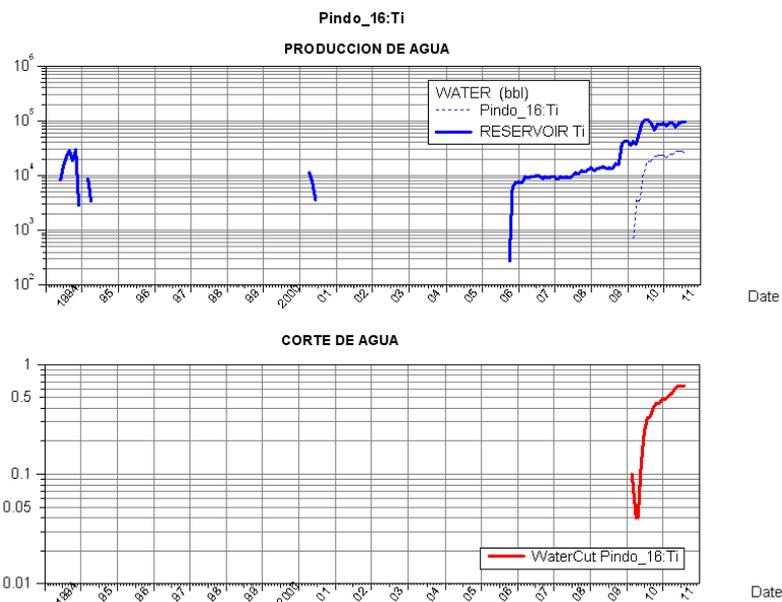
Anexo 3.59. Completación mecánica del pozo PIN 15D



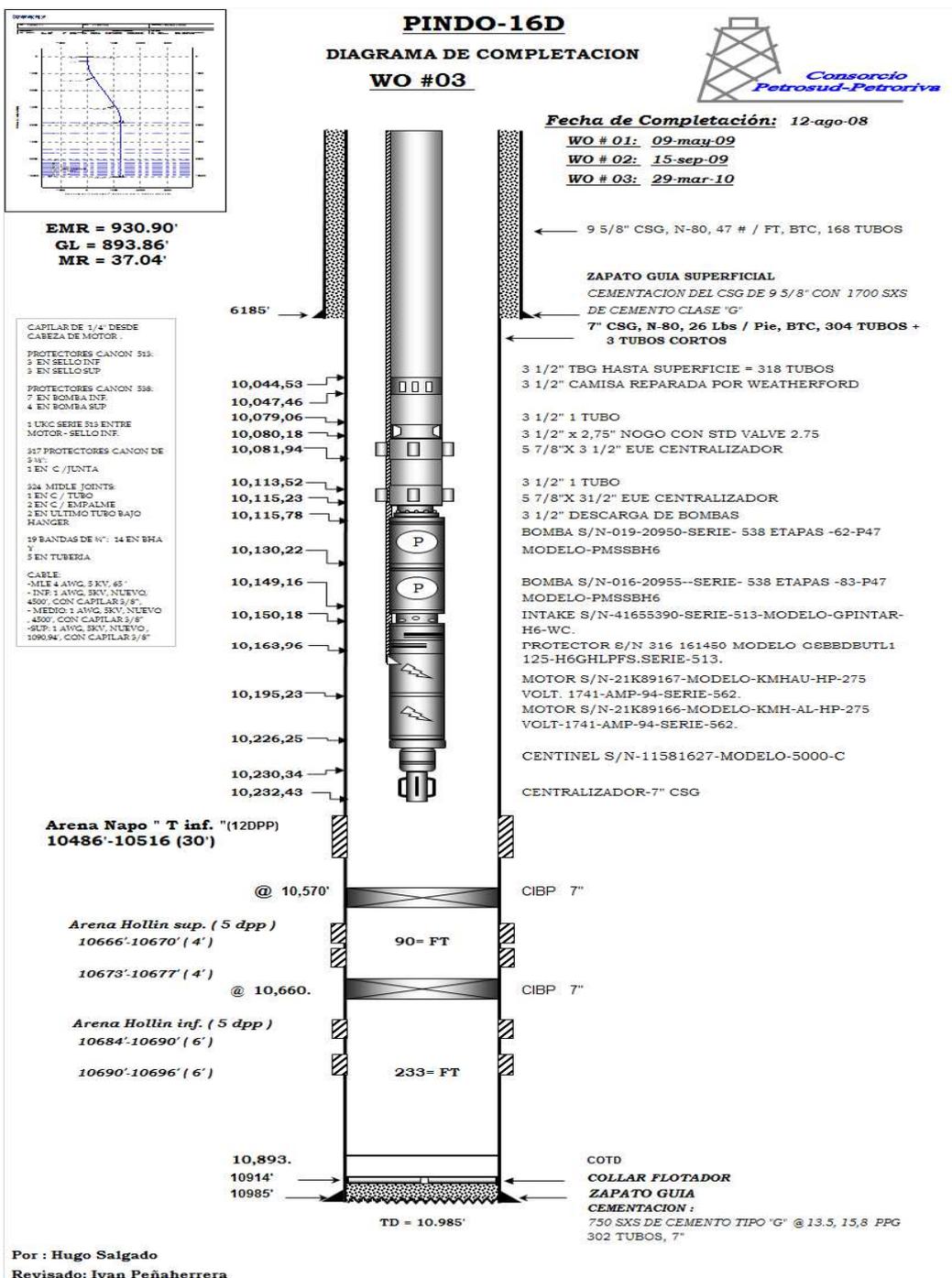
Anexo 3.60. Curva de Declinación PIN 16D\_Ti.



Anexo 3.61. Historial de producción y Eventos PIN 16D\_Ti.



Anexo 3.62. Gráficos de Agua PIN 16D\_Ti.



Anexo 3.63. Completación mecánica del pozo PIN 16D

## **ANEXO 4**

Resumen Economico (Compania)  
PIN01\_BT\_CASO\_A : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros				Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Neto Expi	Neto Des	Neto Opex	Tasa Desc.	Antes Imp [VPV]	Desp Imp [VPV]	Antes Imp [R/I]	Desp Imp [R/I]	Desp Imp [EN]	Desp Imp [EI]
					(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)
Compania (% del Total)	67.50	0.00	0.00	100.00	0	2,548,262	1,624,517	0.00	0.00	-58,082	27.97
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	0.00	100.00	10.0	2,039,087	1,344,212	0.00	0.00	-	-
Socio (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	12.0	1,982,462	1,299,917	0.00	0.00	-57,809	22.49
Contratista	67.50	0.00	0.00	100.00	19.0	1,877,633	1,239,091	0.00	0.00	-	-
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	16.0	1,845,142	1,220,172	0.00	0.00	-57,725	21.14
Modelo	Ecuador Participation (2012)				20.0	1,725,753	1,150,466	0.00	0.00	-	-
Parametro Global	Default										
Fecha de Escalacion	2011/07				TIR (%)		>80.00		Contratista (%)		27.07
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (yrs)		0.25		Compania Estatal (%)		0.00
Limite Economico	2018/08				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)		0.00		Gobierno (%)		72.93

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones			
	(\$)	(%)	(\$/BOE)	Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	7,225,357	100.00	35.00	Petroleo (Bo)	305,835	206,439	206,439
Menos:				Gas (MBCF)	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	LBN (Bo)	0	0	0
Costos Operativos	4,677,095	64.73	22.66				
Tarifas	0	0.00	0.00	Total (BOE)	305,835	206,439	206,439
Imp. Indirectos	0	0.00	0.00				
Costos de Capital	0	0.00	0.00	Acquisicion (\$)	-	-	0
Mas Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0
				Desarrollo (\$)	0	0	0
Flujo de Caja Antes de Imp	2,548,262	35.27	12.34	Abandono (\$)	0	0	0
Menos Impuesto Renta	923,745	12.78	4.47	Total (\$)	0	0	0
Flujo de Caja Desp Imp	1,624,517	22.46	7.87				
<b>Flujo de Caja - Compania</b>							
Valores Netos para la Compania (Comp).							

Date	Produccion Neta BOE	Precio Neto \$/BOE	Ingreso Neto \$	(-) Bonos & Pagos \$	(-) Costos Operativos \$	(-) Tarifas \$	(-) Impuestos Indirectos \$	(-) Capital Total \$	(-) Otros Ingr (Gastos) \$	(=) Flujo de Caja Antes Imp \$	(-) Impuesto Renta \$	(=) Flujo de Caja Desp Imp \$
2011(12)	14,682	23.33	513,887	0	290,777	0	0	0	0	223,110	33,466	189,643
2012(12)	40,408	35.00	1,414,285	0	700,299	0	0	0	0	713,986	178,214	535,772
2013(12)	35,381	35.00	1,238,332	0	678,340	0	0	0	0	559,993	287,877	272,116
2014(12)	31,070	35.00	1,087,438	0	661,816	0	0	0	0	425,622	166,450	259,172
2015(12)	27,284	35.00	954,931	0	649,225	0	0	0	0	305,705	122,024	183,682
2016(12)	24,021	35.00	840,721	0	641,112	0	0	0	0	199,609	82,163	117,447
2017(12)	21,032	35.00	736,126	0	634,490	0	0	0	0	101,636	46,390	55,247
2018(12)	12,561	35.00	439,637	0	421,036	0	0	0	0	18,600	17,931	670
2019(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,823	8,823
2020(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,976	1,976
Total	206,439	---	7,225,357	0	4,677,095	0	0	0	0	2,548,262	923,745	1,624,517

Anexo 4.1. Resumen económico PIN 01\_BT caso A (no hacer nada).

Rep 2011.2

Resumen Economico (Compania)  
PIN01\_BT\_CASO\_B : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros					Indicadores Economicos						
	Ingreso Neto	Neto Expl	Neto Des	Neto Opex	Tasa Desc.	Antes Imp [VPV]	Desp Imp [VPV]	Antes Imp [R/I]	Desp Imp [R/I]	Desp Imp [EM]	Desp Imp [EI]
					(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)
Compania (% del Total)	67.50	0.00	0.00	100.00	0	3,269,848	2,084,528	0.00	0.00	-244,002	8.54
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	0.00	100.00	0	3,269,848	2,084,528	0.00	0.00	-244,002	8.54
Socio (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	2,527,424	1,649,896	0.00	0.00	-	-
Contratista	67.50	0.00	0.00	100.00	12.0	2,414,672	1,583,247	0.00	0.00	-243,729	6.50
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	2,261,866	1,492,655	0.00	0.00	-	-
					16.0	2,215,010	1,464,698	0.00	0.00	-243,645	6.01
					20.0	2,044,083	1,362,601	0.00	0.00	-	-
Modelo	Ecuador Participation (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Escalacion	2011/07				TIR (%)	>800.00		Contratista (%)	28.47		
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (yrs)	0.42		Compania Estatal (%)	0.00		
Limite Economico	2019/06				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)	0.00		Gobierno (%)	71.53		

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones					
	(\$)	(%)	(\$/BOE)		Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania	
Ingreso Neto Ventas	8,495,147	100.00	35.00	Petroleo (Boi)	359,583	242,718	0	242,718	
Menos:				Gas (MBOCF)	0	0	0	0	
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	LGN (Boi)	0	0	0	0	
Costos Operativos	5,225,299	61.51	21.53						
Tarifas	0	0.00	0.00	Total (BOE)	359,583	242,718	0	242,718	
Imp. Indirectos	0	0.00	0.00						
Costos de Capital	0	0.00	0.00	Adquisicion (\$)	-	-	-	0	
Mas: Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0	0	
				Desarrollo (\$)	0	0	0	0	
Flujo de Caja Antes de Imp	3,269,848	38.49	13.47	Abandono (\$)	0	0	0	0	
Menos: Impuesto Renta	1,185,320	13.95	4.88	Total (\$)	0	0	0	0	
Flujo de Caja Desp Imp	2,084,528	24.54	8.59						
Flujo de Caja - Compania									
Valores Netos para la Compania (Como)									

Date	Produccion Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(+) Otros Ingr (Gastos)	(=) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(=) Flujo de Caja Desp Imp
	BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	16,151	23.33	365,276	0	461,196	0	0	0	0	104,080	15,612	88,468
2012(12)	44,449	35.00	1,555,714	0	708,157	0	0	0	0	847,557	160,309	687,248
2013(12)	38,919	35.00	1,362,165	0	678,081	0	0	0	0	684,084	361,713	322,371
2014(12)	34,177	35.00	1,196,182	0	653,359	0	0	0	0	542,823	209,422	333,401
2015(12)	30,012	35.00	1,050,424	0	632,372	0	0	0	0	418,052	163,049	255,003
2016(12)	26,423	35.00	924,793	0	615,501	0	0	0	0	309,292	121,973	187,319
2017(12)	23,135	35.00	809,738	0	599,805	0	0	0	0	209,934	85,644	124,290
2018(12)	20,316	35.00	711,089	0	587,763	0	0	0	0	123,307	52,518	70,789
2019(12)	9,137	35.00	319,786	0	288,965	0	0	0	0	30,820	28,182	2,639
2020(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-9,827	9,827
2021(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,275	3,275
Total	242,718	---	8,495,147	0	5,225,299	0	0	0	0	3,269,848	1,185,320	2,084,528

Rep 2011.2

## Anexo 4.2. Resumen económico PIN 01\_BT caso B (tratamiento químico).

Reop 2011.2

Resumen Economico (Compania)  
PIN01\_BT\_CASO\_C : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros				Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Neto Eipi	Neto Des	Neto Opex	Tasa Desc.	Antes Imp (VPN)	Desp Imp (VPN)	Antes Imp (R1)	Desp Imp (R1)	Desp Imp (E1)	Desp Imp (E1)
					(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)
Compania (% del Total)	67.50	0.00	100.00	100.00							
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	100.00	100.00	0	2,210,119	1,408,951	6.31	4.03	-450,082	3.13
Socio (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	1,703,235	1,081,890	4.87	3.12	-	-
Contratista	67.50	0.00	100.00	100.00	12.0	1,624,357	1,041,807	4.64	2.98	-449,809	2.32
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	1,516,649	973,430	4.33	2.78	-	-
					16.0	1,483,296	952,193	4.24	2.72	-449,725	2.12
Modelo	Ecuador Participation (2012)				20.0	1,361,047	874,075	3.89	2.50	-	-
Parametro Global	Default										
Fecha de Escalacion	2011/07				TIR (%)		245.14	Contratista (%)		24.12	
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (nra)		0.75	Compania Estatal (%)		0.00	
Limite Economico	2019/01				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)		1.64	Gobierno (%)		75.88	

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones			
	(\$)	(%)	(\$/BOE)	Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	7,483,276	100.00	35.00	Petroleo (BOE)	316,752	213,808	213,808
Menos:				Gas (MISCF)	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	LGN (BOE)	0	0	0
Costos Operativos	4,910,907	65.63	22.97				
Tarifas	0	0.00	0.00	Total (BOE)	316,752	213,808	213,808
Imp. Indirectos	12,250	0.16	0.06				
Costos de Capital	350,000	4.68	1.64	Azudicion (\$)	-	-	0
Mas Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0
				Desarrollo (\$)	350,000	350,000	350,000
Flujo de Caja Antes de Imp	2,210,119	29.53	10.34	Abandono (\$)	0	0	0
Menos: Impuesto Renta	801,168	10.71	3.75	Total (\$)	350,000	350,000	350,000
Flujo de Caja Desp Imp	1,408,951	18.83	6.59				
Flujo de Caja - Compania							
Valores Netos para la Compania (Como)							

Date	Production Neto BOE	Precio Neto \$/BOE	Ingreso Neto \$	(-) Bonos & Pagos \$	(-) Costos Operativos \$	(-) Tarifas \$	(-) Impuestos Indirectos \$	(-) Capital Total \$	(+) Otros Ingr (Gastos) \$	(=) Flujo de Caja Antes Imp \$	(-) Impuesto Renta \$	(=) Flujo de Caja Desp Imp \$
2011(12)	14,682	23.33	513,887	0	294,979	0	20,631	350,000	0	-151,723	21,801	-173,324
2012(12)	40,408	35.00	1,414,285	0	710,396	0	-12,056	0	0	715,946	140,435	575,511
2013(12)	35,381	35.00	1,238,332	0	884,334	0	2,450	0	0	351,549	257,812	293,736
2014(12)	31,070	35.00	1,087,438	0	663,291	0	1,225	0	0	422,922	139,472	283,450
2015(12)	27,284	35.00	954,931	0	645,696	0	0	0	0	309,234	97,214	212,020
2016(12)	24,021	35.00	840,721	0	632,021	0	0	0	0	208,700	70,063	138,637
2017(12)	21,032	35.00	736,126	0	619,317	0	0	0	0	116,809	38,626	58,183
2018(12)	18,469	35.00	646,427	0	608,930	0	0	0	0	36,496	20,533	15,963
2019(12)	1,461	35.00	51,130	0	50,944	0	0	0	0	186	-691	877
2020(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,897	3,897
Total	213,808	---	7,483,276	0	4,910,907	0	12,250	350,000	0	2,210,119	801,168	1,408,951

Anexo 4.3. Resumen económico PIN 01\_BT caso C (drenaje del cono).

Peop 2011.2

Resumen Economico (Compania)  
PIN06\_UI\_CASO\_A : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros				Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Neto Eipi	Neto Des	Neto Oper	Tasa Desc.	Antes Imp (VPI)	Desp Imp (VPI)	Antes Imp (R/I)	Desp Imp (R/I)	Desp Imp (E/I)	Desp Imp (E/I)
					(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)
Compania (% del Total)	67.50	0.00	0.00	100.00							
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	0.00	100.00	0	448,206	285,731	0.00	0.00	-58,082	4.92
Socio (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	403,777	263,309	0.00	0.00	-	-
Contratista	67.50	0.00	0.00	100.00	12.0	396,008	259,334	0.00	0.00	-57,809	4.49
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	384,948	253,641	0.00	0.00	-	-
					16.0	381,410	251,812	0.00	0.00	-57,725	4.36
					20.0	367,941	244,807	0.00	0.00	-	-
Modelo	Ecuador Participation (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Escalacion	2011/07				TIR (%)	>800.00			Contratista (%)	12.72	
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (yrs)	0.33			Compania Estatal (%)	0.00	
Limite Economico	2014/05				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)	0.00			Gobierno (%)	87.28	

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones				
	(\$)	(%)	(\$/BOE)		Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	3,776,649	100.00	35.00	Petroleo (Bo)	199,858	107,904	0	107,904
Menos:				Gas (MSCF)	0	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	UGN (Bo)	0	0	0	0
Costos Operativos	3,328,443	88.13	30.85					
Tarifas	0	0.00	0.00	Total (BOE)	199,858	107,904	0	107,904
Imp. Indirectos	0	0.00	0.00					
Costos de Capital	0	0.00	0.00	Acquisicion (\$)	-	-	-	0
Mas Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0	0
				Desarrollo (\$)	0	0	0	0
Flujo de Caja Antes de Imp	448,206	11.87	4.15	Abandono (\$)	0	0	0	0
Menos: Impuesto Renta	162,475	4.30	1.51	Total (\$)	0	0	0	0
Flujo de Caja Desp Imp	285,731	7.57	2.65					
Flujo de Caja - Compania								
Valores Netos para la Compania (Comp).								

Date	Produccion Neta	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(=) Otros Ingr (Gastos)	(=) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(=) Flujo de Caja Desp Imp
	BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	15,117	23.33	529,089	0	459,155	0	0	0	0	69,933	10,490	59,443
2012(12)	41,834	35.00	1,464,185	0	1,205,087	0	0	0	0	259,098	61,156	197,942
2013(12)	36,938	35.00	1,292,824	0	1,180,525	0	0	0	0	112,299	92,002	20,297
2014(12)	14,016	35.00	490,551	0	463,675	0	0	0	0	6,876	11,124	-4,248
2015(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-11,932	11,932
2016(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-365	365
Total	107,904	---	3,776,649	0	3,328,443	0	0	0	0	448,206	162,475	285,731

Peop 2011.2

Anexo 4.4. Resumen económico PIN 06\_UI caso A (no hacer nada).

Rep 2011.2

Resumen Economico (Compania)  
N06\_UI\_CASO\_B : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros					Indicadores Economicos						
	Ingreso Neto	Neto Epl	Neto Des	Neto Opex	Tasa Desc.	Antes Imp (VPW)	Desp Imp (VPW)	Antes Imp (R/I)	Desp Imp (R/I)	Desp Imp (EM)	Desp Imp (EI)
					(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)
Compania (% del Total)	67.50	0.00	0.00	100.00							
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	0.00	100.00	0	469,521	299,320	0.00	0.00	-244,002	1.23
Socio (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	398,103	256,976	0.00	0.00	-	-
Contratista	67.50	0.00	0.00	100.00	12.0	385,782	249,555	0.00	0.00	-243,729	1.02
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	368,329	238,974	0.00	0.00	-	-
					16.0	362,767	235,585	0.00	0.00	-243,645	0.97
					20.0	341,693	222,664	0.00	0.00	-	-
Modelo	Ecuador Participation (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Escalacion	2011/07				TIR (%)	215.26		Contratista (%)		12.57	
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (yrs)	0.75		Compania Estatal (%)		0.00	
Limite Economico	2014/10				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)	0.00		Gobierno (%)		87.43	

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones					
	(\$)	(%)	(\$/BOE)		Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania	
Ingreso Neto Ventas	4,249,162	100.00	35.00	Petroleo	(Bo)	179,859	121,405	0	121,405
Menos:				Gas	(MISCF)	0	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	UGH	(Bo)	0	0	0	0
Costos Operativos	3,779,641	88.95	31.13						
Tarifas	0	0.00	0.00	Total	(BOE)	179,859	121,405	0	121,405
Imp. Indirectos	0	0.00	0.00						
Costos de Capital	0	0.00	0.00	Acquisicion	(\$)	-	-	-	0
Max. Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion	(\$)	0	0	0	0
				Desarrollo	(\$)	0	0	0	0
Flujo de Caja Antes de Imp	469,521	11.05	3.87	Abandono	(\$)	0	0	0	0
Menos: Impuesto Renta	170,201	4.01	1.40	Total	(\$)	0	0	0	0
Flujo de Caja Desp Imp	299,320	7.04	2.47						
Flujo de Caja - Compania									
Valores Netos para la Compania (Comp).									

Date	Production Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(+) Otros Ingr (Gastos)	(=) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(=) Flujo de Caja Desp Imp
	BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	15,117	23.33	529,089	0	604,164	0	9,009	0	0	-84,084	0	-84,084
2012(12)	41,834	35.00	1,464,185	0	1,141,950	0	-9,009	0	0	331,243	37,074	294,169
2013(12)	36,938	35.00	1,292,824	0	1,117,322	0	0	0	0	175,502	105,107	70,395
2014(12)	27,516	35.00	963,064	0	916,205	0	0	0	0	46,859	36,709	10,150
2015(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,711	-3,711
2016(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,979	-4,979
Total	121,405	---	4,249,162	0	3,779,641	0	0	0	0	469,521	170,201	299,320

Rep 2011.2

## Anexo 4.5. Resumen económico PIN 06\_UI caso B (tratamiento químico).

Rep 2011.2

Resumen Economico (Compania)  
N06\_UT\_CASO\_C : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros					Indicadores Economicos						
	Ingreso Neto	Neto Expl	Neto Des	Neto Oper	Tasa Desc.	Antes Imp [VR]	Desp Imp [VR]	Antes Imp [R/I]	Desp Imp [R/I]	Desp Imp [EM]	Desp Imp [EI]
Compania (% del Total)	67.50	0.00	100.00	100.00	(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	100.00	100.00	0	-71,400	-106,160	-0.20	-0.30	-450,082	-0.24
Socio (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	-99,938	-130,265	-0.29	-0.37	-	-
Contratista	67.50	0.00	100.00	100.00	12.0	-104,992	-134,538	-0.30	-0.38	-449,809	-0.30
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	-112,221	-140,654	-0.32	-0.40	-	-
					16.0	-114,543	-142,619	-0.33	-0.41	-449,725	-0.32
					20.0	-123,419	-150,136	-0.35	-0.43	-	-
Modelo	Ecuador Participation (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Escalacion	2011/07				TIR (%)			Contratista (%)		-8.15	
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (yrs)	99.00		Compania Estatal (%)		0.00	
Limite Economico	2013/10				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)	3.98		Gobierno (%)		108.15	

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones				
	(\$)	(%)	(\$/BOE)		Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	3,080,825	100.00	35.00	Petroleo (Bo)	130,405	88,024	0	88,024
Menos:				Gas (MBCF)	0	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	LGN (Bo)	0	0	0	0
Costos Operativos	2,786,919	90.46	31.66					
Tarifas	0	0.00	0.00	Total (BOE)	130,405	88,024	0	88,024
Imp. Indirectos	15,306	0.50	0.17					
Costos de Capital	350,000	11.36	3.98	Adquisicion (\$)	-	-	-	0
Max. Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0	0
				Desarrollo (\$)	350,000	350,000	0	350,000
Flujo de Caja Antes de Imp	-71,400	-2.32	-0.81	Abandono (\$)	0	0	0	0
Menos: Impuesto Renta	34,739	1.13	0.39	Total (\$)	350,000	350,000	0	350,000
Flujo de Caja Desp Imp	-106,160	-3.45	-1.21					
Flujo de Caja - Compania								
Valores Netos para la Compania (Comp).								

Date	Produccion Neta BOE	Precio Neto \$/BOE	Ingreso Neto \$	(-) Bonos & Pagos \$	(-) Costos Operativos \$	(-) Tarifas \$	(-) Impuestos Indirectos \$	(-) Capital Total \$	(+) Otros Ingr (Gastos) \$	(=) Flujo de Caja Antes Imp \$	(-) Impuesto Renta \$	(=) Flujo de Caja Desp Imp \$
2011(12)	15,117	23.33	529,089	0	460,174	0	41,030	350,000	0	-342,116	0	-342,116
2012(12)	41,834	35.00	1,464,185	0	1,268,636	0	-19,791	0	0	215,339	14,383	200,956
2013(12)	31,073	35.00	1,087,552	0	1,038,109	0	-5,933	0	0	55,376	30,564	24,812
2014(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-10,188	10,188
Total	88,024	---	3,080,825	0	2,786,919	0	15,306	350,000	0	-71,400	34,739	-106,160

Rep 2011.2

Anexo 4.6. Resumen económico PIN 06\_UI caso C (drenaje del cono).

Reep 2011.4

Resumen Economico (Compania)  
PIN07\_UI\_TI\_CASO\_A : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros					Indicadores Economicos						
	Ingreso Neto	Neto Expl	Neto Des	Neto Opex	Tasa Desc.	Antes Imp (VPN)	Desp Imp (VPN)	Antes Imp (R/I)	Desp Imp (R/I)	Desp Imp (EI)	Desp Imp (EI)
					(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)
Compania (% del Total)	67.50	0.00	0.00	100.00							
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	0.00	100.00	0	291,142	185,603	0.00	0.00	-58,062	3.20
Solo (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	276,862	178,333	0.00	0.00	-	-
Contratista	67.50	0.00	0.00	100.00	12.0	274,249	177,024	0.00	0.00	-57,809	3.06
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	270,465	175,138	0.00	0.00	-	-
					16.0	269,238	174,528	0.00	0.00	-57,725	3.02
					20.0	264,491	172,176	0.00	0.00	-	-
Modelo	Ecuador Participation (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Escalacion	2011/07										
Fecha de Descuento	2011/07										
Limite Economico	2012/08										
					TIR (%)		>800.00	Contratista (%)	19.15		
					Periodo Retorno (yrs)		0.25	Compania Estatal (%)	0.00		
					Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)		0.00	Gobierno (%)	80.85		

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones				
	(\$)	(%)	(\$/BOE)		Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	1,985,685	100.00	35.00	Petroleo (Boi)	84,030	56,734	0	56,734
Menos:				Gas (MSCF)	0	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	UGN (Boi)	0	0	0	0
Costos Operativos	1,694,543	85.34	29.87	Total (BOE)	84,030	56,734	0	56,734
Tarifas	0	0.00	0.00					
Imp. Indirectos	0	0.00	0.00					
Costos de Capital	0	0.00	0.00	Acquisicion (\$)	-	-	-	0
Mas: Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0	0
				Desarrollo (\$)	0	0	0	0
Flujo de Caja Antes de Imp	291,142	14.66	5.13	Abandono (\$)	0	0	0	0
Menos: Impuesto Renta	105,539	5.31	1.86	Total (\$)	0	0	0	0
Flujo de Caja Desp Imp	185,603	9.35	3.27					
Flujo de Caja - Compania								
Valores Netos para la Compania (Comp).								

Date	Produccion Neta	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(+) Otros Ingr (Gastos)	(=) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(=) Flujo de Caja Desp Imp
	BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	21,330	23.33	746,543	0	602,372	0	0	0	0	144,171	21,626	122,546
2012(12)	35,404	35.00	1,239,142	0	1,092,171	0	0	0	0	146,971	99,232	47,739
2013(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	297	-297
2014(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,616	15,616
Total	56,734	---	1,985,685	0	1,694,543	0	0	0	0	291,142	105,539	185,603

Reep 2011.2

Anexo 4.7. Resumen económico PIN 07\_UI+TI caso A (no hacer nada).

Feop 2011.2

**Resumen Economico (Compania)**  
**N07\_UI\_TI\_CASO\_D : Costos Regulares**  
*(Nominal values)*

Intereses & Otros				Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Neto Expl	Neto Des	Neto Opex	Tasa Desc.	Antes Imp [VRN]	Desp Imp [VRN]	Antes Imp [R/I]	Desp Imp [R/I]	Desp Imp [EM]	Desp Imp [EI]
					(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)
Compania (% del Total)	67.50	0.00	100.00	100.00							
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	100.00	100.00	0	763,624	395,965	1.17	0.60	-791,662	0.50
Socio (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	653,536	324,713	1.00	0.50	-	-
Contratista	67.50	0.00	100.00	100.00	12.0	633,979	312,053	0.97	0.48	-791,409	0.39
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	605,967	293,908	0.93	0.45	-	-
					16.0	596,963	288,072	0.91	0.44	-791,325	0.36
					20.0	562,494	265,709	0.86	0.41	-	-
Modelo	Ecuador Participation (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Escalacion	2011/07				TIR (%)		100.25		Contratista (%)		15.86
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (yrs)		0.83		Compania Estatal (%)		0.00
Limite Economico	2014/05				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)		6.45		Gobierno (%)		84.14

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones				
	(\$)	(%)	(\$/BOE)		Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	3,553,360	100.00	35.00	Petroleo (Bo)	150,407	101,525	0	101,525
Menos:				Gas (MBCF)	0	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	LGN (Bo)	0	0	0	0
Costos Operativos	2,114,104	59.50	20.82	Total (BOE)	150,407	101,525	0	101,525
Tarifas	0	0.00	0.00					
Imp. Indirectos	20,633	0.58	0.20					
Costos de Capital	655,000	18.43	6.45	Adquisicion (\$)	-	-	-	0
Mas: Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0	0
				Desarrollo (\$)	655,000	655,000	0	655,000
Flujo de Caja Antes de Imp	763,624	21.49	7.52	Abandono (\$)	0	0	0	0
Menos: Impuesto Renta	367,659	10.35	3.62	Total (\$)	655,000	655,000	0	655,000
Flujo de Caja Desp Imp	395,965	11.14	3.90					
<b>Flujo de Caja - Compania</b>								
Valores Netos para la Compania (Como).								

Date	Produccion Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(+) Otros Ingr (Gastos)	(=) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(=) Flujo de Caja Desp Imp
	BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	21,330	23.33	746,543	0	350,153	0	40,203	655,000	0	-298,813	38,433	-337,246
2012(12)	48,763	35.00	1,706,705	0	812,811	0	-24,156	0	0	918,049	195,073	722,977
2013(12)	23,177	35.00	811,199	0	673,619	0	4,585	0	0	132,995	214,056	-81,061
2014(12)	8,255	35.00	289,913	0	277,522	0	0	0	0	11,392	-79,691	91,082
2015(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-212	212
Total	101,525	---	3,553,360	0	2,114,104	0	20,633	655,000	0	763,624	367,659	395,965

Feop 2011.2

**Anexo 4.8. Resumen económico PIN 07\_UI+TI caso D (cambio de completación).**

Resumen Economico (Compania)  
N-7\_UI\_TI\_CASO\_E : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros					Indicadores Economicos						
	Ingreso Neto	Neto Exp	Neto Des	Neto Opex	Tasa Desc.	Antes Imp (VPN)	Desp Imp (VPN)	Antes Imp (R/I)	Desp Imp (R/I)	Desp Imp (E/I)	Desp Imp (E/I)
					(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)
Compania (% del Total)	67.50	0.00	100.00	100.00	0	265,610	169,326	1.77	1.13	-226,082	0.75
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	100.00	100.00	0	242,528	153,556	1.62	1.02	-	-
Socio (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	238,329	150,685	1.99	1.00	-225,809	0.67
Contratista	67.50	0.00	100.00	100.00	12.0	232,260	146,534	1.55	0.98	-	-
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	16.0	230,296	145,189	1.54	0.97	-225,725	0.64
					20.0	222,712	139,994	1.48	0.93	-	-
Modelo	Ecuador Participation (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Escalacion	2011/07				TIR (%)		327.63		Contratista (%)	15.09	
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (yrs)		0.50		Compania Estatal (%)	0.00	
Limite Economico	2012/11				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)		2.21		Gobierno (%)	84.91	

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones					
	(\$)	(%)	(\$/BOE)		Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania	
Ingreso Neto Ventas	2,376,180	100.00	35.00	Petroleo	(BoI)	100,579	67,891	0	67,891
Menos:				Gas	(MBCF)	0	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	UGN	(BoI)	0	0	0	0
Costos Operativos	1,958,470	82.42	28.85	Total	(BOE)	100,579	67,891	0	67,891
Tarifas	0	0.00	0.00						
Imp. Indirectos	2,100	0.09	0.03						
Costos de Capital	150,000	6.31	2.21	Adquisicion	(\$)	-	-	-	0
Mes: Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion	(\$)	0	0	0	0
				Desarrollo	(\$)	150,000	150,000	0	150,000
Flujo de Caja Antes de Imp	265,610	11.18	3.91	Abandono	(\$)	0	0	0	0
Menos: Impuesto Renta	96,284	4.05	1.42	Total	(\$)	150,000	150,000	0	150,000
Flujo de Caja Desp Imp	169,326	7.13	2.49						
Flujo de Caja - Compania									
Valores Netos para la Compania (Comp).									

Date	Produccion Neta	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(+) Otros Ingr (Gastos)	(=) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(=) Flujo de Caja Desp Imp
	BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	21,330	23.33	746,543	0	569,513	0	2,100	150,000	0	24,930	21,740	3,191
2012(12)	46,561	35.00	1,629,637	0	1,388,957	0	0	0	0	240,679	64,298	176,381
2013(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	23,068	-23,068	-
2014(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	-12,822	12,822	-
Total	67,891	---	2,376,180	0	1,958,470	0	2,100	150,000	0	265,610	96,284	169,326

Prep 2011.2

Anexo 4.9. Resumen económico PIN 07\_UI+TI caso E (SQZ\_Packers + pulling).

Resumen Economico (Compania)  
PIN11\_UI\_CASO\_A : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros				Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Neto Opj	Neto Oca	Neto Oper	Tasa Desc.	Antes Imp [VPI]	Desp Imp [VPI]	Antes Imp [R/I]	Desp Imp [R/I]	Desp Imp [E/I]	Desp Imp [E/I]
					(%)	(\$)	(\$)	(fraccion)	(fraccion)	(\$)	(fraccion)
Compania (% del Total)	87.50	0.00	0.00	100.00							
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	0.00	100.00	0	12,199,793	7,777,588	0.00	0.00	-58,082	133.90
Seos (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	9,128,483	5,987,998	0.00	0.00	-	-
Contratista	87.50	0.00	0.00	100.00	12.0	8,678,578	5,889,278	0.00	0.00	-17,809	98.41
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	8,077,153	5,329,183	0.00	0.00	-	-
					18.0	7,692,959	5,219,228	0.00	0.00	-17,728	98.42
Modo	Ecuador Participation (2012)				20.0	7,238,508	4,822,774	0.00	0.00	-	-
Parametro Global	Default										
Fecha de Evaluacion	2011/07				TIR (%)			>800.00		Contratista (%)	33.12
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (yr)			0.25		Compania Estatal (%)	0.00
Limite Economico	2019/06				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)			0.00		Gobierno (%)	88.88

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones			
	(\$)	(%)	(\$/BOE)	Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	24,228,852	100.00	35.00	1,028,980	892,253	0	892,253
Moras:				Gas	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	LGH	0	0	0
Costos Operativos	12,029,059	49.85	17.58	Total	1,028,980	892,253	0
Tarifas	0	0.00	0.00	Acquisicion	-	-	-
Imp. Indirectas	0	0.00	0.00	Exploracion	0	0	0
Costos de Capital	0	0.00	0.00	Desarrollo	0	0	0
Mas: Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Abandono	0	0	0
				Total	0	0	0
Muje de Caja Antes de Imp	12,199,793	50.35	17.62				
Moras: Impuesto Renta	4,422,425	18.25	6.39				
Muje de Caja Desp Imp	7,777,588	32.10	11.23				

Flujo de Caja - Compania

Valores Netos para la Compania (Comp):

Date	Produccion Neto	Prezo Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(-) Otros Ingr (Gastos)	(*) Muje de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(*) Muje de Caja Desp Imp
	\$/BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	39,099	23.33	1,388,474	0	889,449	0	0	0	0	799,025	119,894	879,171
2012(12)	111,283	35.00	3,894,918	0	1,539,949	0	0	0	0	2,355,969	807,998	1,747,975
2013(12)	102,929	35.00	3,598,922	0	1,521,881	0	0	0	0	2,086,941	978,904	1,090,937
2014(12)	94,733	35.00	3,318,681	0	1,513,788	0	0	0	0	1,801,898	878,828	1,123,058
2015(12)	87,529	35.00	3,083,528	0	1,512,380	0	0	0	0	1,551,148	587,418	965,750
2016(12)	81,087	35.00	2,838,029	0	1,520,843	0	0	0	0	1,317,988	500,994	818,791
2017(12)	74,708	35.00	2,614,774	0	1,528,873	0	0	0	0	1,086,100	418,020	668,080
2018(12)	69,027	35.00	2,418,948	0	1,548,328	0	0	0	0	869,619	338,688	532,934
2019(12)	52,287	35.00	1,129,011	0	778,592	0	0	0	0	352,418	289,948	62,874
2020(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-54,953	54,953
2021(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-17,444	17,444
Total	892,253	--	24,228,852	0	12,029,059	0	0	0	0	12,199,793	4,422,425	7,777,588

Resp 2011.7

Anexo 4.10. Resumen económico PIN 11\_UI caso A (no hacer nada).

Resumen Economico (Compania)  
N11\_UI\_CASO\_D : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros				Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Neto Suj	Neto Oca	Neto Oper	Tasa Desc.	Antes Imp (VPI)	Desp Imp (VPI)	Antes Imp (EIT)	Desp Imp (EIT)	Desp Imp (EIT)	Desp Imp (EIT)
			(%)		(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)
Compania (% del Total)	87.50	0.00	100.00	100.00							
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	100.00	100.00	0	15,732,485	10,029,448	24.02	15.51	-791,852	12.87
Socio (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	11,388,887	7,328,541	17.23	11.19	-	-
Contratista	87.50	0.00	100.00	100.00	12.0	10,646,851	6,928,851	18.28	10.59	-791,409	8.78
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	18.0	9,795,429	6,412,182	14.98	9.79	-	-
					18.0	9,940,859	6,253,023	14.57	9.55	-791,325	7.90
					20.0	8,819,047	5,881,972	13.18	8.87	-	-
Modulo	Ecuador Participation (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Evaluacion	2011/07										
Fecha de Cierre	2011/07										
Unidad Economica	2012/08										
					TIR (%)		>800.00			Contratista (%)	37.49
					Periodo Retorno (vra)		0.42			Compania Estatal (%)	0.00
					Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)		0.95			Gobierno (%)	62.51

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones			
	(\$)	(%)	(\$/BOE)	Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	24,228,855	100.00	35.00	Petroleo	1,028,580	692,253	0
Moras				Gas	0	0	0
Somas & Pagos	0	0.00	0.00	LGN	0	0	0
Costos Operativos	7,818,485	32.27	11.29	Total	1,028,580	692,253	0
Tarifas	0	0.00	0.00				
Imp. Indirectas	22,925	0.09	0.03	Adquisicion	-	-	0
Costos de Capital	855,000	2.70	0.95	Exploracion	0	0	0
Max. Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Desarrollo	855,000	855,000	855,000
				Abandono	0	0	0
Flujo de Caja Antes de Imp	15,732,485	64.93	22.73	Total	0	0	0
Moras - Impuesto Renta	9,703,018	23.54	3.24				
Flujo de Caja Desp Imp	10,029,448	41.39	14.49				

## Flujo de Caja - Compania

Valores Netos para la Compania (Comp).

Fecha	Produccion Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Somas & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuesto Indirecto	(-) Capital Total	(+) Otros Ingr (Gastos)	(*) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(*) Flujo de Caja Desp Imp
	\$/BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	35,099	35.00	1,388,474	0	431,589	0	9,170	855,000	0	272,715	119,507	153,208
2012(12)	111,283	35.00	3,894,919	0	1,108,820	0	8,878	0	0	2,781,221	851,498	2,129,723
2013(12)	102,529	35.00	3,588,522	0	1,039,881	0	4,885	0	0	2,523,958	1,118,050	1,404,908
2014(12)	94,733	35.00	3,318,650	0	1,019,871	0	2,293	0	0	2,293,487	828,542	1,467,945
2015(12)	87,529	35.00	3,065,529	0	953,985	0	0	0	0	2,079,544	727,323	1,352,221
2016(12)	81,087	35.00	2,838,029	0	925,800	0	0	0	0	1,894,230	675,988	1,218,241
2017(12)	74,708	35.00	2,614,774	0	893,880	0	0	0	0	1,690,893	647,199	1,043,694
2018(12)	68,027	35.00	2,415,948	0	859,335	0	0	0	0	1,518,611	588,264	930,348
2019(12)	52,257	35.00	1,829,011	0	439,204	0	0	0	0	859,807	553,817	135,990
2020(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-87,548	87,548
2021(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-75,292	75,292
Total	692,253	--	24,228,855	0	7,818,485	0	22,925	855,000	0	15,732,485	9,703,018	10,029,448

Resp 2011.2

Anexo 4.11. Resumen económico PIN 11\_UI caso D (cambio de completación).

Resumen Economico (Compania)  
N11\_UI\_CASO\_E : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros					Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Neto Bpl	Neto Dca	Neto Oper	Tasa Dca:	Antes Imp [YPR]	Desp Imp [YPR]	Antes Imp [R/I]	Desp Imp [R/I]	Desp Imp [BVI]	Desp Imp [B]	
Compania (% del Total)	87.50	0.00	100.00	100.00	(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)	
Compania (% del Controla)	100.00	0.00	100.00	100.00	0	12,570,888	8,013,928	83.81	33.45	-228,083	33.45	
Stato (% del Controla)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	9,328,248	8,079,488	82.19	40.83	-	-	
Controla	87.50	0.00	100.00	100.00	12.0	8,894,834	5,794,992	65.03	38.83	-228,809	38.88	
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	18.0	8,222,139	5,412,990	64.81	38.09	-	-	
					18.0	8,029,870	5,298,578	65.83	38.09	-228,728	38.48	
					20.0	7,338,181	4,877,104	66.51	32.51	-	-	
Modulo	Equador Participacion (2012)											
Parametro Global	Default											
Fecha de Evaluacion	2011/07				TIR (%)			>800.00		Controla (%)	33.85	
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (yrs)			0.25		Compania Estatal (%)	0.00	
Limite Economico	2019/08				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)			0.22		Gobierno (%)	88.38	

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones							
	(\$)	(%)	(\$/BOE)	Proyectos	Controla	Compania Estatal	Compania				
Ingreso Neto Ventas	24,228,883	100.00	38.00	Petrolas (\$B)	1,028,980	892,283	0	892,283			
Moras:				Gas (WSCP)	0	0	0	0			
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	UGM (\$B)	0	0	0	0			
Costos Operativos	11,802,735	47.48	18.82	Total (\$BOE)	1,028,980	892,283	0	892,283			
Tarifas	0	0.00	0.01								
Imp. Indirectas	5,250	0.02	0.01	Acquisicion (\$)	-	-	-	0			
Costos de Capital	150,000	0.62	0.22	Exploracion (\$)	0	0	0	0			
Mor. Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Desarrollo (\$)	150,000	150,000	0	150,000			
				Abandono (\$)	0	0	0	0			
Miña de Caja Antes de Imp	12,570,888	51.88	18.18	Total (\$)	150,000	150,000	0	150,000			
Moras Impuesto Renta	4,558,940	18.81	8.58								
Miña de Caja Desp Imp	8,013,928	33.08	11.58								

Flujo de Caja - Compania

Valores Netos para la Compania (Comp).

Date	Produccion Neto BOE	Precio Neto \$/BOE	Ingreso Neto \$	(-) Bonos & Pagos \$	(-) Costos Operativos \$	(-) Tarifas \$	(-) Impuestos Indirectos \$	(-) Capital Total \$	(+) Otros Ingr (Gastos) \$	(=) Miña de Caja Antes Imp \$	(-) Impuesto Renta \$	(=) Miña de Caja Desp Imp \$
2011(12)	39,099	23.33	1,988,474	0	882,217	0	2,100	150,000	0	894,158	117,824	948,554
2012(12)	111,283	38.00	5,894,919	0	1,485,488	0	1,879	0	0	2,407,885	808,833	1,801,252
2013(12)	102,929	38.00	3,888,522	0	1,483,988	0	1,050	0	0	2,123,504	988,880	1,134,944
2014(12)	94,753	38.00	3,518,830	0	1,482,048	0	828	0	0	1,885,080	889,816	1,175,484
2015(12)	87,529	38.00	3,085,529	0	1,448,314	0	0	0	0	1,617,215	599,942	1,017,273
2016(12)	81,087	38.00	2,838,029	0	1,449,788	0	0	0	0	1,388,241	519,398	888,948
2017(12)	74,708	38.00	2,814,774	0	1,483,074	0	0	0	0	1,181,700	448,115	715,584
2018(12)	69,027	38.00	2,418,948	0	1,485,483	0	0	0	0	930,493	388,388	588,128
2019(12)	52,287	38.00	1,129,011	0	734,419	0	0	0	0	394,592	332,379	72,013
2020(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-19,088	59,088
2021(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-41,928	41,928
Total	892,283	--	24,228,883	0	11,802,735	0	5,250	150,000	0	12,570,888	4,558,940	8,013,928

Rep 2011.2

Anexo 4.12. Resumen económico PIN 11\_UI caso E (SQZ\_Packers + pulling).

Resumen Economico (Compania)  
PIN14\_UI\_CASO\_A : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros				Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Nota Epl	Nota Oca	Nota Oper	Tasa Desc.	Antes Imp (VPI)	Desp Imp (VPI)	Antes Imp (R,I)	Desp Imp (R,I)	Desp Imp (E,I)	Desp Imp (E,I)
Compania (% del Total)	87.50	0.00	0.00	100.00	(%)	(\$)	(\$)	(fraccion)	(fraccion)	(\$)	(fraccion)
Compania (% del Controlata)	100.00	0.00	0.00	100.00	0	2,824,401	1,800,888	0.00	0.00	-88,082	31.00
Seco (% del Controlata)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	2,839,896	1,888,118	0.00	0.00	-	-
Controlata	87.50	0.00	0.00	100.00	12.0	2,490,871	1,830,870	0.00	0.00	-87,809	28.21
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	18.0	2,420,888	1,924,808	0.00	0.00	-	-
					18.0	2,398,390	1,883,399	0.00	0.00	-87,728	27.48
Modelo	Estado Participacion (2012)				20.0	2,314,138	1,838,848	0.00	0.00	-	-
Parametro Global	Default										
Fecha de Evaluacion	2011/07				TIR (%)		>800.00	Controlata (%)		28.71	
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (yrs)		0.25	Compania Estatal (%)		0.00	
Limite Economico	2014/09				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)		0.00	Gobierno (%)		70.29	

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones							
	(\$)	(%)	(\$/BOE)	Proyecto	Controlata	Compania Estatal	Compania				
Ingreso Neto Ventas	7,118,918	100.00	38.00	Petrolas (\$B)	301,303	0	301,312				
Moras:				Gas (VSEC*)	0	0	0				
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	LGN (\$B)	0	0	0				
Costos Operativos	4,321,917	60.51	21.11	Total (\$BOE)	301,303	0	301,312				
Tarifas	0	0.00	0.00								
Imp. Indirectas	0	0.00	0.00								
Costos de Capital	0	0.00	0.00	Acquisicion (\$)	-	-	0				
Mor: Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0				
				Desarrollo (\$)	0	0	0				
Flujo de Caja Antes de Imp	2,824,401	39.69	13.89	Alfandona (\$)	0	0	0				
Moras: Impuesto Renta	1,023,948	14.39	3.04	Total (\$)	0	0	0				
Flujo de Caja Desp Imp	1,800,888	25.30	8.88								

Flujo de Caja - Compania

Valores Netos para la Compania (Comp).

Date	Produccion Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(+) Otros Ingr (Gastos)	(*) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(*) Flujo de Caja Desp Imp
	BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	31,081	23.33	1,088,794	0	508,433	0	0	0	0	578,360	58,754	491,608
2012(12)	77,988	38.00	2,928,800	0	1,330,340	0	0	0	0	1,598,459	391,121	1,207,338
2013(12)	59,313	38.00	2,075,987	0	1,388,010	0	0	0	0	710,987	484,577	228,380
2014(12)	34,982	38.00	1,324,388	0	1,087,733	0	0	0	0	198,625	101,880	92,975
2015(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-28,818	28,818
2016(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-18,841	18,841
Total	203,312	--	7,118,918	0	4,321,917	0	0	0	0	2,824,401	1,023,948	1,800,888

Rep 2011.2

Anexo 4.13. Resumen económico PIN 14\_UI caso A (no hacer nada).

Resumen Economico (Compania)  
N14\_UI\_CASO\_B : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros				Indicadores Economicos								
	Ingreso Neto	Neto Op1	Neto Op2	Neto Oper	Tasa Disc.	Antes Imp [YPR]	Desp Imp [YPR]	Antes Imp [R,I]	Desp Imp [R,I]	Desp Imp [BVI]	Desp Imp [B]	
					(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)	
Compania (% del Total)	87.50	0.00	0.00	100.00								
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	0.00	100.00	0	7,384,235	4,594,702	0.00	0.00	-244,002	19.24	
Socio (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	5,970,744	5,597,554	0.00	0.00	-	-	
Contratista	87.50	0.00	0.00	100.00	12.0	5,749,959	5,770,079	0.00	0.00	-243,729	15.47	
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	5,448,709	5,594,170	0.00	0.00	-	-	
					16.0	5,552,378	5,559,261	0.00	0.00	-243,849	14.53	
					20.0	5,004,895	5,338,517	0.00	0.00	-	-	
Modulo	Boulder Participation (2012)											
Parametro Global	Default											
Fecha de Evaluacion	2011/07				TIR (%)	>800.00			Contratista (%)	23.76		
Fecha de Descuento	2011/07				Periodo Retorno (yrs)	0.33			Compania Estatal (%)	0.00		
Limite Economico	2017/09				Localizacion & Desarrollo (\$/BCE)	0.00			Gobierno (%)	70.24		

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones							
		(\$)	(%)	(\$/BCE)			Proyecto	Contratista	Compania Estatal	Compania	
					Petrolero	(B/E)					
Ingreso Neto Varias		17,818,585	100.00	35.00	Gas	(B/E)	754,225	509,102	0	509,102	
Moras:					LDV	(B/E)	0	0	0	0	
Gastos & Pagos		0	0.00	0.00	Total	(B/E)	754,225	509,102	0	509,102	
Costos Operativos		10,454,351	58.67	20.33							
Tarifas		0	0.00	0.00							
Imp. Indirectas		0	0.00	0.00							
Costos de Capital		0	0.00	0.00	Acquisicion	(\$)	-	-	-	0	
Mas: Otros Ingresos / Gastos		0	0.00	0.00	Exploracion	(\$)	0	0	0	0	
					Desarrollo	(\$)	0	0	0	0	
					Alfardero	(\$)	0	0	0	0	
Flujo de Caja Antes de Imp		7,364,235	41.33	14.47	Total	(\$)	0	0	0	0	
Moras: Impuesto Renta		2,869,538	14.95	5.24							
Flujo de Caja Desp Imp		4,594,702	25.35	9.22							
Flujo de Caja - Compania											
Valores Netos para la Compania (Comp.)											

Date	Produccion Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Gastos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(+) Otros Imp (Gastos)	(*) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(*) Flujo de Caja Desp Imp
	BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	35,225	23.33	1,232,859	0	854,114	0	0	0	0	348,735	82,315	468,442
2012(12)	99,919	35.00	3,497,171	0	1,430,211	0	0	0	0	2,066,960	484,960	1,582,000
2013(12)	91,562	35.00	3,205,709	0	1,468,878	0	0	0	0	1,710,033	397,043	1,313,990
2014(12)	84,195	35.00	2,948,534	0	1,598,025	0	0	0	0	1,350,910	308,095	1,042,815
2015(12)	77,421	35.00	2,709,048	0	1,734,528	0	0	0	0	974,523	395,090	579,433
2016(12)	71,340	35.00	2,496,904	0	1,923,724	0	0	0	0	573,181	255,072	318,109
2017(12)	49,427	35.00	1,729,953	0	1,590,098	0	0	0	0	139,877	100,140	39,737
2018(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-16,315	-16,315
2019(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-14,882	-14,882
Total	509,102	—	17,818,585	0	10,454,351	0	0	0	0	7,364,235	2,869,538	4,594,702

Rep 2011.2

## Anexo 4.14. Resumen económico PIN 14\_UI caso B (tratamiento químico).

Resumen Economico (Compania)  
N14\_UI\_CASO\_C : Costos Regulares  
(/tornal/ valores)

Intereses & Otros					Indicadores Economicos						
	Ingreso Neto	Neto Bruto	Neto Dca	Neto Oper.	Tasa Desc.	Artico Imp (VPI)	Costo Imp (VPI)	Artico Imp (R1)	Costo Imp (R1)	Costo Imp (R1)	Costo Imp (R1)
					(%)	(\$)	(\$)	(fraccion)	(fraccion)	(\$)	(fraccion)
Compania (% del Total)	87.50	0.00	100.00	100.00							
Compania (% del Controlada)	100.00	0.00	100.00	100.00	0	2,286,515	1,430,533	9.48	4.09	-480,082	3.18
Socio (% del Controlada)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	2,012,485	1,284,048	5.78	3.87	-	-
Controlada	87.50	0.00	100.00	100.00	12.0	1,985,336	1,286,816	5.82	3.80	-449,809	2.80
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	18.0	1,905,835	1,222,174	5.44	3.49	-	-
					18.0	1,885,815	1,210,948	5.39	3.48	-449,723	2.89
					20.0	1,809,885	1,188,284	5.17	3.33	-	-
Modelo	Escuder Participacion (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Base	2011/07				TIR (%)		>800.00		Controlada (%)		24.54
Fecha de Cierre	2011/07				Periodo Retorno (yrs)		0.42		Compania Estatal (%)		0.00
Limite Economico	2014/07				Localizacion & Desarrollo (\$/BCE)		1.78		Salario (%)		75.48

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones					
	(\$)	(%)	(\$/BCE)		Proyecto	Controlada	Compania Estatal	Compania	
Ingreso Neto Ventas	8,881,407	100.00	38.00	Petroleo (\$B)	290,515	198,097	0	198,097	
Moras:				Gas (VISC#)	0	0	0	0	
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	Logi (\$B)	0	0	0	0	
Costos Operativos	4,238,069	81.72	21.80	Total (\$BCE)	290,515	198,097	0	198,097	
Tarifas	0	0.00	0.00						
Imp. Indirectas	11,025	0.16	0.08	Adquisicion (\$)	-	-	-	0	
Costos de Capital	350,000	5.10	1.78	Exploracion (\$)	0	0	0	0	
Mor. Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Desarrollo (\$)	350,000	350,000	0	350,000	
Flujo de Caja Artico de Imp	2,286,515	33.02	11.88	Alondra (\$)	0	0	0	0	
Moras: Impuesto Renta	835,980	12.18	4.28	Total (\$)	350,000	350,000	0	350,000	
Flujo de Caja Costo Imp	1,430,533	20.84	7.29						

## Flujo de Caja - Compania

Valores Netos para la Compania (Comp).

Fecha	Produccion Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(+) Otros Ing (Gastos)	(*) Flujo de Caja Artico Imp	(-) Impuesto Renta	(*) Flujo de Caja Costo Imp
	BCE	\$/BCE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	31,051	23.33	1,098,794	0	524,538	0	4,900	350,000	0	207,357	75,104	154,254
2012(12)	77,998	35.00	2,728,800	0	1,408,094	0	3,875	0	0	1,318,031	542,700	976,331
2013(12)	59,513	35.00	2,078,967	0	1,433,754	0	2,480	0	0	839,783	431,811	207,952
2014(12)	27,787	35.00	971,847	0	871,885	0	0	0	0	100,182	48,922	51,259
2015(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-80,537	80,537
Total	196,097	--	8,881,407	0	4,238,069	0	11,025	350,000	0	2,286,515	835,980	1,430,533

Rep 2012.7

Anexo 4.15. Resumen económico PIN 14\_UI caso C (drenaje del cono).

Resumen Economico (Compania)  
PIN14\_UI\_CASO\_A : Costos Regulares  
(/Nominal values)

Intereses & Otros				Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Neto Bgl	Neto Oca	Neto Oper	Tasa Desc.	Antes Imp [VPI]	Desp Imp [VPI]	Antes Imp [R,I]	Desp Imp [R,I]	Desp Imp [B,I]	Desp Imp [E]
					(%)	(\$)	(\$)	(fraccion)	(fraccion)	(\$)	(fraccion)
Compania (% del Total)	87.50	0.00	0.00	100.00							
Compania (% del Controlata)	100.00	0.00	0.00	100.00	0	2,524,401	1,800,555	0.00	0.00	-58,082	31.00
Banco (% del Controlata)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	2,539,595	1,838,115	0.00	0.00	-	-
Controlata	87.50	0.00	0.00	100.00	12.0	2,490,871	1,830,870	0.00	0.00	-57,809	28.21
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	2,420,856	1,594,929	0.00	0.00	-	-
					18.0	2,398,590	1,583,399	0.00	0.00	-57,725	27.43
					20.0	2,314,139	1,539,948	0.00	0.00	-	-
Modo	Ecuador Participation (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Resolucion	2011/07										
Fecha de Descontar	2011/07										
Limite Economico	2014/09										
					TIR (%)	>800.00		Controlata (%)	29.71		
					Periodo Retorno (yrs)	0.25		Compania Estatal (%)	0.00		
					Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)	0.00		Gobierno (%)	70.29		

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones			
	(\$)	(%)	(\$/BOE)	Proyecto	Controlata	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	7,115,918	100.00	35.00	Petrolas (\$M)	301,203	205,512	205,512
Menos:				Gas (M\$C*)	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	UGM (\$M)	0	0	0
Costos Operativos	4,291,517	60.31	21.11	Total (\$/BOE)	301,203	205,512	205,512
Tarifas	0	0.00	0.00				
Imp. Indirectas	0	0.00	0.00				
Costos de Capital	0	0.00	0.00	Acquisicion (\$)	-	-	0
Menos: Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0
				Desarrollo (\$)	0	0	0
Flujo de Caja Antes de Imp	2,824,401	39.69	13.89	Abandono (\$)	0	0	0
Menos: Impuestos Renta	1,023,845	14.39	5.04	Total (\$)	0	0	0
Flujo de Caja Desp Imp	1,800,555	25.30	8.85				
<b>Flujo de Caja - Compania</b>							
Valores Netos para la Compania (Comp).							

Fecha	Produccion Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(A) Otros Ing. (Gastos)	(B) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuestos Renta	(C) Flujo de Caja Desp Imp
	BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	31,051	23.33	1,086,794	0	505,433	0	0	0	0	578,360	89,794	488,566
2012(12)	77,948	35.00	2,728,800	0	1,350,340	0	0	0	0	1,378,459	391,121	987,338
2013(12)	59,313	35.00	2,075,957	0	1,368,010	0	0	0	0	710,957	484,577	226,380
2014(12)	34,952	35.00	1,224,358	0	1,087,733	0	0	0	0	136,625	102,850	33,775
2015(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-29,615	29,615
2016(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-18,841	18,841
Total	203,312	--	7,115,918	0	4,291,517	0	0	0	0	2,824,401	1,023,845	1,800,555

Rep 2011.2

Anexo 4.16. Resumen económico PIN 15\_TI caso A (no hacer nada).

Resumen Economico (Compania)  
N15\_TI\_CASO\_D : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros				Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Neto Epl	Neto Oia	Neto Oper	Tasa Desc.	Antes Imp [VP1]	Desp Imp [VP1]	Antes Imp [R1]	Desp Imp [R1]	Desp Imp [R1]	Desp Imp [R1]
Compania (% del Total)	87.93	0.00	100.00	100.00	(%)	(\$)	(\$)	(fraccion)	(fraccion)	(\$)	(fraccion)
Compania (% del Contratista)	100.00	0.00	100.00	100.00	0	23,712,052	15,116,433	36.20	23.06	-791,662	19.09
Bases (% del Contratista)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	18,858,139	12,257,898	28.76	18.71	-	-
Contratista	87.93	0.00	100.00	100.00	12.0	18,094,892	11,818,914	27.83	18.04	-791,409	14.93
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	17,098,915	11,221,791	26.09	17.13	-	-
					16.0	16,775,774	11,037,587	25.81	16.85	-791,328	15.99
					20.0	15,842,820	10,383,311	23.98	15.91	-	-
Modelo	Ecuador Participacion (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Evaluacion	2011/07										
Fecha de Descuento	2011/07										
Limite Economico	2012/06										
					TIR (%)					Contratista (%)	35.33
					Periodo Retorno (yrs)					Compania Estatal (%)	0.00
					Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)					Gobierno (%)	61.62

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones							
	(\$)	(%)	(\$/BOE)	Proyectos	Contratista	Compania Estatal	Compania				
Ingreso Neto Ventas	33,103,198	100.00	35.00	Petroleo (\$B)	1,401,194	948,808	0	948,808			
Moras:				Gas (M\$C/P)	0	0	0	0			
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	LGH (\$B)	0	0	0	0			
Costos Operativos	8,713,221	26.32	9.21	Total (\$BOE)	1,401,194	948,808	0	948,808			
Tarifas	0	0.00	0.00								
Imp. Indirectas	22,929	0.07	0.02	Adquisicion (\$)	-	-	-	0			
Costos de Capital	855,000	2.58	0.89	Exploracion (\$)	0	0	0	0			
Mor: Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Desarrollo (\$)	855,000	855,000	0	855,000			
				Abandono (\$)	0	0	0	0			
Flujo de Caja Antes de Imp	23,712,052	71.63	25.07	Total (\$)	855,000	855,000	0	855,000			
Moras: Impuesto Renta	8,995,819	27.17	9.09								
Flujo de Caja Desp Imp	15,116,433	45.86	15.98								
Flujo de Caja - Compania											
Valores Netos para la Compania (Comp.)											

Date	Produccion Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuesto Indirecto	(-) Capital Total	(-) Otros Ingr (Gastos)	(+) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(+) Flujo de Caja Desp Imp
	BOE	\$/BOE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	99,872	35.00	3,495,922	0	799,985	0	9,170	855,000	0	2,644,394	389,298	1,899,127
2012(12)	248,907	35.00	8,698,754	0	1,911,802	0	8,878	0	0	6,885,074	1,802,234	4,885,841
2013(12)	181,498	35.00	6,352,444	0	1,532,280	0	4,583	0	0	4,714,599	2,954,718	2,209,883
2014(12)	134,388	35.00	4,703,487	0	1,228,628	0	2,223	0	0	3,475,630	1,288,018	2,209,834
2015(12)	99,801	35.00	3,482,535	0	925,849	0	0	0	0	2,556,686	942,921	1,611,765
2016(12)	73,848	35.00	2,594,997	0	767,354	0	0	0	0	1,817,323	690,414	1,126,819
2017(12)	54,854	35.00	1,907,623	0	547,985	0	0	0	0	1,259,738	510,478	746,261
2018(12)	40,338	35.00	1,412,439	0	580,481	0	0	0	0	831,978	338,264	515,715
2019(12)	18,538	35.00	657,828	0	254,038	0	0	0	0	303,790	247,843	55,947
2020(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-58,248	58,248
2021(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-52,278	52,278
Total	948,808	--	33,103,198	0	8,713,221	0	22,929	855,000	0	23,712,052	8,995,819	15,116,433

Page 2011.2

Anexo 4.17. Resumen económico PIN 15\_TI caso D (cambio de completación).

Resumen Economico (Compania)  
N15\_TI\_CASO\_E : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros				Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Neto Spl	Neto Oca	Neto Oper	Tasa Desc.	Antes Imp [VPM]	Desp Imp [VPM]	Antes Imp [R/I]	Desp Imp [R/I]	Desp Imp [R/I]	Desp Imp [R/I]
					(%)	(\$)	(\$)	(Fraccion)	(Fraccion)	(\$)	(Fraccion)
Compania (% del Total)	87.50	0.00	100.00	100.00							
Compania (% del Controlata)	100.00	0.00	100.00	100.00	0	22,901,188	14,599,507	182.87	97.35	-228,082	84.58
Stato (% del Controlata)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	18,242,388	11,898,837	121.82	79.51	-	-
Controlata	87.50	0.00	100.00	100.00	12.0	17,538,115	11,484,082	118.90	78.98	-228,809	50.88
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	18,577,284	10,822,880	110.52	72.82	-	-
					18.0	18,282,511	10,750,850	108.55	71.67	-228,725	47.83
					20.0	18,208,413	10,120,337	101.40	87.47	-	-

Modelo	Equador Participation (2012)	TIR (%)	>800.00	Controlata (%)	37.87
Parametro Global	Default	Periodo Referencia (yr)	0.25	Compania Estatal (%)	0.00
Fecha de Emision	2011/07	Localizacion & Desarrollo (\$/BOD)	0.18	Gobierno (%)	82.13
Fecha de Cierre	2011/07				
Limite Economico	2012/06				

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones				
	(\$)	(%)	(\$/BOD)		Proyecto	Controlata	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	33,103,128	100.00	33.00	Petrolero (\$B)	1,401,194	948,808	0	948,808
Moras:				Gas (WSCM)	0	0	0	0
Boncos & Pagos	0	0.00	0.00	Logi (\$B)	0	0	0	0
Costos Operativos	10,048,780	30.35	10.82					
Tarifas	0	0.00	0.00	Total (\$BOD)	1,401,194	948,808	0	948,808
Imp. Indirectas	5,280	0.02	0.01					
Costos de Capital	150,000	0.45	0.18	Acquisicion (\$)	-	-	-	0
Mas Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0	0
				Desarrollo (\$)	150,000	150,000	0	150,000
Muje de Caja Antes de Imp	22,901,188	69.18	24.21	Abandono (\$)	0	0	0	0
Moras Impuesto Renta	8,301,681	25.08	8.78	Total (\$)	150,000	150,000	0	150,000
Muje de Caja Desp Imp	14,599,507	44.10	15.44					

Flujo de Caja - Compania

Valores Netos para la Compania (Comp).

Date	Produccion Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Boncos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuesto Indirectas	(-) Capital Total	(+) Otros Ingr (Gastos)	(=) Muje de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(=) Muje de Caja Desp Imp
	\$/BOD	\$/BOD	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	99,872	33.33	3,495,822	0	837,380	0	2,100	150,000	0	2,598,042	393,908	2,112,138
2012(12)	248,907	35.00	8,698,794	0	2,197,007	0	1,878	0	0	6,498,172	1,763,777	4,814,395
2013(12)	181,498	35.00	6,352,444	0	2,338,231	0	1,080	0	0	4,013,133	2,351,800	1,661,333
2014(12)	134,388	35.00	4,705,487	0	1,523,877	0	828	0	0	3,182,388	1,088,448	2,118,921
2015(12)	99,301	35.00	3,482,535	0	928,949	0	0	0	0	2,558,888	980,398	1,598,290
2016(12)	73,848	35.00	2,594,587	0	787,354	0	0	0	0	1,811,233	743,027	1,074,208
2017(12)	94,304	35.00	1,907,823	0	847,888	0	0	0	0	1,059,788	499,748	780,012
2018(12)	40,388	35.00	1,412,439	0	580,461	0	0	0	0	851,978	338,284	518,715
2019(12)	15,938	35.00	557,838	0	284,038	0	0	0	0	333,790	247,843	88,947
2020(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-58,248	58,248
2021(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-32,278	32,278
Total	948,808	--	33,103,128	0	10,048,780	0	5,280	150,000	0	22,901,188	8,301,681	14,599,507

Aspx 2011.2

Anexo 4.18. Resumen económico PIN 15\_TI caso E (SQZ\_Packers + pulling).

Resumen Economico (Compania)  
PIN16D\_TI\_CASO\_A : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros					Indicadores Economicos						
	Ingreso Neto	Neto Exp	Neto Oca	Neto Opos	Tasa Desc.	Antea Imp [VPI]	Costo Imp [VPI]	Antea Imp [R/I]	Costo Imp [R/I]	Costo Imp [B/I]	Costo Imp [E]
					(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)
Compania (% del Total)	87.50	0.00	0.00	100.00							
Compania (% del Controlata)	100.00	0.00	0.00	100.00	0	1,184,198	754,923	0.00	0.00	-58,083	13.00
Socio (% del Controlata)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	1,131,783	733,025	0.00	0.00	-	-
Controlata	87.50	0.00	0.00	100.00	12.0	1,122,203	729,039	0.00	0.00	-57,809	12.81
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	18.0	1,108,534	723,285	0.00	0.00	-	-
					18.0	1,103,837	721,396	0.00	0.00	-57,725	12.50
					20.0	1,089,481	714,148	0.00	0.00	-	-
Medida	Boulder Participation (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Evaluacion	2011/07				TIR (%)			>800.00	Controlata (%)	39.59	
Fecha de Desuento	2011/07				Periodo Rotario (yrs)			0.25	Compania Estatal (%)	0.00	
Limite Economico	2012/10				Localizacion & Desarrollo (\$/OC)			0.00	Gobierno (%)	82.41	

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones			
	(\$)	(%)	(\$/OC)	Proyecto	Controlata	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	2,497,323	100.00	35.00	Petroleo (\$M)	108,707	71,352	0
Menos:				Gas (USC*)	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	LDV (\$M)	0	0	0
Costos Operativos	1,313,127	52.59	18.40				
Tarifas	0	0.00	0.00	Total (\$OC)	108,707	71,352	0
Imp. Indirectas	0	0.00	0.00				
Costos de Capital	0	0.00	0.00	Acquisicion (\$)	-	-	0
Menos Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0
				Desarrollo (\$)	0	0	0
Miijo de Caja Antea de Imp	1,184,198	47.42	16.80	Albardara (\$)	0	0	0
Menos: Impuesto Renta	429,271	17.19	6.02	Total (\$)	0	0	0
Miijo de Caja Costo Imp	754,923	30.23	10.58				
Flujo de Caja - Compania							
Valores Netos para la Compania (Comp)							

Date	Produccion Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuesto Indirecto	(-) Capital Total	(+) Otros Ingr (Gastos)	(*) Miijo de Caja Antea Imp	(-) Impuesto Renta	(*) Miijo de Caja Costo Imp
	OC	\$/OC	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	32,234	23.33	1,128,197	0	487,757	0	0	0	0	880,440	99,088	881,374
2012(12)	39,118	38.00	1,389,128	0	848,369	0	0	0	0	533,758	289,079	234,678
2013(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	98,778	-98,778
2014(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-55,849	55,849
Total	71,352	--	2,497,323	0	1,313,127	0	0	0	0	1,184,198	429,271	754,923

Rep 2012.2

Anexo 4.19. Resumen económico PIN 16\_TI caso A (no hacer nada).

Resumen Economico (Compania)  
N16\_TI\_CASO\_B : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros					Indicadores Economicos						
	Ingreso Neto	Neto Bqpl	Neto Gas	Neto Oper	Tasa Desc. (%)	Antes Imp (VPI) (\$)	Desp Imp (VPI) (\$)	Antes Imp (2,1) (fraction)	Desp Imp (2,1) (fraction)	Desp Imp (2,1) (\$)	Desp Imp (2,1) (fraction)
Compania (% del Total)	87.50	0.00	0.00	100.00							
Compania (% del Controlada)	100.00	0.00	0.00	100.00	0	1,311,851	838,177	0.00	0.00	-244,022	3.42
Socio (% del Controlada)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	1,241,201	807,353	0.00	0.00	-	-
Controlada	87.50	0.00	0.00	100.00	12.0	1,228,370	801,987	0.00	0.00	-243,729	3.29
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	15.0	1,229,816	794,136	0.00	0.00	-	-
					16.0	1,203,808	791,802	0.00	0.00	-243,545	3.28
					20.0	1,180,802	781,845	0.00	0.00	-	-
Modelo	Escuder Participacion (2012)										
Parametro Global	Default										
Fecha de Emision	2011/07				TIR (%)					Controlada (%)	28.11
Fecha de Cierre	2011/07				Periodo Retorno (yrs)					Compania Estatal (%)	0.00
Limite Economico	2012/12				Localizacion & Desarrollo (\$/BOE)	0.00				Gobierno (%)	71.89

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones				
	(\$)	(%)	(\$/BOE)	Proyecto	Controlada	Compania Estatal	Compania	
Ingreso Neto Ventas	2,898,335	100.00	35.00	Petrolas (\$B)	122,598	82,752	0	
Moras:				Gas (MBCP)	0	0	0	
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	L2V (\$B)	0	0	0	
Costos Operativas	1,594,884	54.71	19.15	Total (\$BOE)	122,598	82,752	0	
Tarifas	0	0.00	0.00					
Imp. Indirectas	0	0.00	0.00	Adquisicion (\$)	-	-	0	
Costos de Capital	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0	
Mor: Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Desarrollo (\$)	0	0	0	
Flujo de Caja Antes de Imp	1,311,851	45.29	15.85	Abandono (\$)	0	0	0	
Moras: Impuesto Renta	479,475	16.42	5.75	Total (\$)	0	0	0	
Flujo de Caja Desp Imp	838,177	28.87	10.10					
Flujo de Caja - Compania								
Valores Netos para la Compania (Comp.)								

Date	Produccion Neto (\$/BOE)	Precio Neto (\$/BOE)	Ingreso Neto (\$)	(-) Bonos & Pagos (\$)	(-) Costos Operativos (\$)	(-) Tarifas (\$)	(-) Impuesto Indirectos (\$)	(-) Capital Total (\$)	(+) Otros Ingr (Gastos) (\$)	(*) Flujo de Caja Antes Imp (\$)	(-) Impuesto Renta (\$)	(*) Flujo de Caja Desp Imp (\$)
2011/12	35,455	23.33	1,241,017	0	840,072	0	0	0	0	800,945	90,142	510,803
2012/12	47,295	35.00	1,655,516	0	944,812	0	0	0	0	710,706	295,157	412,549
2013/12	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	182,887	-	-182,887
2014/12	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	-	-75,513	-75,513
Total	82,752	--	2,898,335	0	1,884,884	0	0	0	0	1,311,851	479,475	838,177

Asap 2011.2

Anexo 4.20. Resumen económico PIN 16\_TI caso B (tratamiento químico).

Resumen Economico (Compania)  
N16\_TI\_CASO\_C : Costos Regulares  
(Nominal values)

Intereses & Otros					Indicadores Economicos							
	Ingreso Neto	Neto Ogr	Neto Oca	Neto Oper	Tasa Desc.	Antes Imp [VPH]	Desp Imp [VPH]	Antes Imp [R,I]	Desp Imp [R,I]	Desp Imp [BVI]	Desp Imp [BI]	
					(%)	(\$)	(\$)	(fraction)	(fraction)	(\$)	(fraction)	
Compania (% del Total)	87.80	0.00	100.00	100.00								
Compania (% del Controlata)	100.00	0.00	100.00	100.00	0	785,740	488,159	2.19	1.59	-485,082	1.08	
Socio (% del Controlata)	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	717,128	484,979	2.08	1.50	-	-	
Controlata	87.80	0.00	100.00	100.00	12.0	708,227	448,982	2.02	1.28	-449,809	1.00	
Compania Estatal	0.00	0.00	0.00	0.00	18.0	898,330	440,270	1.99	1.28	-	-	
					18.0	891,147	437,488	1.97	1.28	-449,728	0.97	
Modelo	Steady Participation (2012)											
Parametro Global	Default											
Fecha de Emision	2011/07				TIR (%)	>800.00		Controlata (%)	28.88			
Fecha de Desuento	2011/07				Periodo Retorno (yrs)	0.33		Compania Estatal (%)	0.00			
Limite Economico	2012/09				Localizacion & Desarrollo (\$/BODE)	5.07		Gobierno (%)	71.14			

Flujo de Caja - Componentes				Reservas e Inversiones			
	(\$)	(%)	(\$/BODE)	Proyectos	Controlata	Compania Estatal	Compania
Ingreso Neto Ventas	2,418,138	100.00	38.00	Petrolas (\$B)	102,270	89,032	0
Marcas:				Gas (VISC)	0	0	0
Bonos & Pagos	0	0.00	0.00	LGN (\$B)	0	0	0
Costos Operativos	1,295,497	53.61	18.77	Total (\$/BODE)	102,270	89,032	0
Tarifas	0	0.00	0.00				
Imp. Indirectas	4,900	0.20	0.07				
Costos de Capital	350,000	14.49	5.07	Adquisicion (\$)	-	-	0
Mas: Otros Ingresos / Gastos	0	0.00	0.00	Exploracion (\$)	0	0	0
				Desarrollo (\$)	350,000	350,000	350,000
Flujo de Caja Antes de Imp	785,740	31.89	11.09	Abandono (\$)	0	0	0
Marcas: Impuesto Renta	277,581	11.49	4.02	Total (\$)	350,000	350,000	350,000
Flujo de Caja Desp Imp	488,159	20.20	7.07				

Flujo de Caja - Compania

Valores Netos para la Compania (Comp):

Fecha	Produccion Neto	Precio Neto	Ingreso Neto	(-) Bonos & Pagos	(-) Costos Operativos	(-) Tarifas	(-) Impuestos Indirectos	(-) Capital Total	(-) Otros Ingr (Gastos)	(*) Flujo de Caja Antes Imp	(-) Impuesto Renta	(*) Flujo de Caja Desp Imp
	\$/BODE	\$/BODE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
2011(12)	31,234	23.35	1,128,197	0	485,862	0	4,900	350,000	0	292,835	88,898	208,740
2012(12)	38,798	38.00	1,287,929	0	814,834	0	0	0	0	473,105	211,465	261,612
2013(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	710	-710
2014(12)	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	-10,517	20,517
Total	89,032	--	2,418,138	0	1,295,497	0	4,900	350,000	0	785,740	277,581	488,159

Resp 2011.2

Anexo 4.21. Resumen económico PIN 16\_TI caso C (drenaje del cono).