

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA CONTROLAR EL
INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO
SANSAHUARI**

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

**DAVID WILFRIDO JAQUE AIMACAÑA
davidwjaque@hotmail.com**

**DIRECTOR: ING. JOHNNY ZAMBRANO
johnnyzambrano@hotmail.com**

Quito, Abril 2009

DECLARACIÓN

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

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

DAVID WILFRIDO JAQUE AIMACAÑA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por David Wilfrido Jaque Aimacaña, bajo mi supervisión.

Ing. Johnny Zambrano
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Al culminar mi carrera quiero dar gracias a Dios por bendecir mi vida y brindarme la oportunidad de alcanzar uno de mis sueños.

A mis padres Marcelo y Laura por brindarme todo su amor y apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida.

Al Ing. Raúl Rivera por brindarme todo su apoyo y colaboración desde inicios de mi carrera.

Una especial gratitud a los ingenieros Miguel Orozco y Roberth Almeida por haber impartido sus conocimientos para la elaboración del presente Proyecto de Titulación.

Al personal Docente y Administrativo de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional, en especial a los ingenieros Johnny Zambrano, Gerardo Barros y Raúl Valencia, por los conocimientos compartidos en las aulas.

A todos mis compañeros y amigos por compartir alegrías y tristezas dentro y fuera de las aulas: Leonardo, Paul Tocto y Nathaly.

David

DEDICATORIA

Con mucho cariño a mis amados padres Marcelo y Laura por todo el amor que me han brindado y por ser la insuperable inspiración en todos los momentos de mi vida.

A mis queridos hermanos Magaly y Daniel por estar siempre junto a mí.

A Elizabeth por brindarme todo su amor, cariño y comprensión durante toda mi vida estudiantil.

David

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN.....	XIX
PRESENTACIÓN.....	XX
CAPÍTULO 1 : DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SANSAHUARI Y CARACTERIZACIÓN DE SUS YACIMIENTOS.....	1
1.1 UBICACIÓN E HISTORIA DEL CAMPO.....	1
1.2 ESTRUCTURA CUYABENO - SANSAHUARI Y SU EVOLUCIÓN.....	5
1.2.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS.....	6
1.2.1.1 Formación Napo.....	6
1.2.1.1.1 Arenas Productoras.....	6
1.2.1.1.2 Napo Inferior.....	8
1.2.1.1.2.1 Arena “Basal Tena”.....	8
1.2.1.1.2.2 Arena “U Superior”.....	9
1.2.1.1.2.3 Arena “U Media”.....	9
1.2.1.1.2.4 Arena “U Inferior”.....	9
1.2.1.1.2.5 Arena “T Superior”.....	10
1.2.1.1.2.6 Arena “T Inferior”.....	10
1.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS.....	10
1.3 PETROFÍSICA Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	11
1.3.1 POROSIDAD.....	11
1.3.2 PERMEABILIDAD.....	12
1.3.3 SATURACIÓN.....	13
1.3.4 MOJABILIDAD.....	13
1.3.5 VISCOSIDAD.....	14
1.3.6 MOVILIDAD.....	14
1.4 RESERVAS DEL CAMPO.....	16
1.4.1 RESERVAS.....	16
1.4.1.1 Petróleo original en sitio (POES).....	17
1.4.1.2 Reservas Primarias.....	17

CAPÍTULO 2 : RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DEL INCREMENTO DE AGUA EN LOS POZOS	19
2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO	19
2.2 ORIGENES DEL AGUA.....	20
2.2.1 CLASIFICACIÓN DE AGUA PRODUCIDA	20
2.2.2 PROBLEMAS DE AGUA MÁS COMUNES EN LOS POZOS.....	21
2.2.2.1 Fugas en casing, tubing o empacadura	21
2.2.2.2 Flujo canalizado detrás del casing.....	22
2.2.2.3 Movimiento ascendente del contacto agua - petróleo	24
2.2.2.4 Zona de agua en un yacimiento estratificado sin flujo cruzado	25
2.2.2.5 Fracturas o fallas entre un inyector y un productor	26
2.2.2.6 Fracturas o fallas desde una capa de agua	26
2.2.2.7 Conificación o formación de cúspide	28
2.2.2.8 Barrido areal.....	29
2.2.2.9 Capas segregadas por la gravedad.....	30
2.2.2.10 Debris, escala y bacterias.....	31
2.3 DIAGNOSTICO ACTUAL DE LOS YACIMIENTOS “U SUPERIOR”, “U INFERIOR” Y “T SUPERIOR”	32
2.3.1 MECANISMOS DE EMPUJE	32
2.3.1.1 Mecanismo de empuje por gas en solución	32
2.3.1.2 Mecanismo de empuje por agua.....	33
2.3.2 TIPO DE EMPUJE DEL CAMPO SANSAHUARI	33
2.3.2.1 Porosidad de las arenas.....	36
2.3.2.2 Saturación de las arenas.....	36
2.3.2.3 Permeabilidad de las arenas	37
2.3.2.4 Espesor de las arenas.....	37
2.3.2.5 Salinidad de las arenas.	37
2.4 INFORMACIÓN PARA EL ESTUDIO DEL INCREMENTO DE AGUA PRODUCIDA .	38
2.4.1 DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO.....	39
2.4.2 PRUEBAS DE PRESIÓN.....	40
2.4.2.1 Presiones de reservorio.....	40
2.4.2.2 Permeabilidad anisotrópica	40
2.4.2.3 Heterogeneidades del reservorio.....	41
2.5 MANEJO DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SANSAHUARI	43
2.6 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SANSAHUARI.....	45
2.6.1 SISTEMA POWER OIL.....	48

2.6.2 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO SANSAHUARI	48
2.6.3 SISTEMA CONTRA INCENDIOS	49
2.7 DESARROLLO DEL CAMPO SANSAHUARI.....	50
CAPÍTULO 3 : SELECCIÓN DE POZOS E IMPLEMENTACIÓN DE TÉCNICAS MECÁNICAS Y QUÍMICAS PARA EL CONTROL DEL INCREMENTO DE AGUA	51
3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	51
3.1.1 POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA (BSW).....	52
3.1.2 POZOS CERCANOS A FALLA REGIONAL.....	52
3.1.3 POZOS CON CAMBIO BRUSCO DE LA RAP	53
3.1.4 HISTORIA DE PRODUCCION Y RESERVAS	53
3.2 TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO PARA EL CONTROL DE AGUA EN EL YACIMIENTO	56
3.2.1 GRÁFICO DE RECUPERACIÓN	57
3.2.2 GRÁFICO DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	58
3.2.3 ANÁLISIS DE LA CURVA DE DECLINACIÓN	58
3.2.4 GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO ESPECIFICOS.....	59
3.2.4.1 Gráfica log RAP vs log Tiempo.....	59
3.2.4.2 Curvas Tipo “Chan”	62
3.3 HERRAMIENTAS DE DIAGNÓSTICO.....	62
3.4 ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE INVASIÓN DE AGUA EN LOS POZOS SELECCIONADOS.....	64
3.4.1 ANÁLISIS DE LOS GRAFICOS DE RECUPERACIÓN	68
3.4.2 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	73
3.4.2.1 Pozo SSH 02.....	73
3.4.2.2 Pozo SSH-07.....	76
3.4.2.3 Pozo SSH-08.....	78
3.4.2.4 Pozo SSH-09.....	80
3.4.2.5 Pozo SSH-10.....	81
3.4.2.6 Pozo SSH-11.....	83
3.4.2.7 Pozo SSH-12D	85
3.4.3 ANÁLISIS DE LAS CURVAS PETRÓLEO, AGUA VS PETRÓLEO ACUMULADO.....	87
3.4.4 ANÁLISIS DE LAS CURVAS RAP, RAP' VS TIEMPO ACUMULADO	90

3.5 REGISTROS ELECTRICOS	92
3.6 DETERMINACION DE LOS PROBLEMAS DE INCREMENTO DE AGUA EN LOS POZOS SELECCIONADOS.....	96
3.6.1 POZO SSH-02	96
3.6.2 POZO SSH-07	97
3.6.3 POZO SSH-08	98
3.6.4 POZO SSH-09	98
3.6.5 POZO SSH-10	99
3.6.6 POZO SSH-11	100
3.6.7 POZO SSH-12D.....	101
3.7 IMPLEMENTACIÓN DE TÉCNICAS MECÁNICAS Y QUÍMICAS PARA EL CONTROL DEL INCREMENTO DE AGUA.....	102
3.7.1 MÉTODO MECÁNICO	102
3.7.2 MÉTODO QUÍMICO	106
3.8 ELEMENTOS CONSIDERADOS PARA UN TRATAMIENTO EXITOSO	113
3.9 PLAN DE ACCIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO SANSAHUARI	115
3.10 SUGERENCIAS PARA LA SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO	116
3.10.1 TRATAMIENTOS APROPIADOS PARA LOS POZOS ELEGIDOS.....	118
3.10.2 CONSIDERACIONES Y EJECUCIÓN DE LOS NUEVOS TRATAMIENTOS	122
3.11 RESULTADOS ESPERADOS EN LOS POZOS ELEGIDOS PARA LA APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO	123
3.11.1 DURACIÓN DEL TRATAMIENTO.....	123
3.11.2 RIESGOS EN LOS TRABAJOS.....	124
CAPÍTULO 4 : ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO	125
4.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	125
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	127
4.2.1 FLUJO DE CAJA	127
4.2.2 VALOR PRESENTE NETO (VAN o VPN).....	127
4.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	128
4.2.4 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO (RCB)	129
4.3 INVERSIÓN	129
4.3.1 COSTOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN	131
4.4 INGRESOS DEL PROYECTO	132
4.5 HIPÓTESIS CONSIDERADAS EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO	133

4.5.1 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO	134
4.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	142
CAPÍTULO 5 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	144
5.1 CONCLUSIONES.....	144
5.2 RECOMENDACIONES.....	147
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	149
GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS.....	151
ANEXOS.....	152
ANEXO 1.....	153
Anexo 1.2	155
ANEXO 2.....	156
Anexo 2.1	157
Anexo 2.2	158
Anexo 2.4	160
Anexo 2.5	161
Anexo 2.6	162
ANEXO 3.....	163
Anexo 3.1	164
Anexo 3.2.1 Curvas Tipo “Chan“, SPE 30775	165
Anexo 3.2.2 Curvas Tipo “Chan“, SPE 30775	166
Anexo 3.2.3 Curvas Tipo “Chan“, SPE 30775	167
Anexo 3.3.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-02	168
Anexo 3.3.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-02	169
Anexo 3.3.3 Forecast de curva (pronóstico) para la arena Us Campo Sansahuari	170
Anexo 3.3.4 Forecast de curva (pronóstico) para la arena Ui Campo Sansahuari	171
Anexo 3.3.5 Forecast de curva (pronóstico) para la arena Ts Campo Sansahuari	172
Anexo 3.3.6 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-02.....	173
Anexo 3.3.7 Historial de producción del pozo Sansahuari-02.....	174
Anexo 3.3.8 Historial de producción del pozo SSH-02,utilizando OilField Manager “OFM” 2005.....	175
Anexo 3.3.9 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-02.....	176
Anexo 3.3.10 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-02.....	177
Anexo 3.3.11 Registro de cementación del Pozo SSH-02.....	178
Anexo 3.3.12 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-02	179

Anexo 3.3.13 Diagrama de Completación del Pozo SSH-02 180

Anexo 3.4.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-04 181

Anexo 3.4.2 Historial de producción del pozo SSH-04,utilizando OilField Manager “OFM” 2005..... 182

Anexo 3.5.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-06 183

Anexo 3.5.2 Historial de producción del pozo SSH-06,utilizando OilField Manager “OFM” 2005..... 184

Anexo 3.6.1 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-07 185

Anexo 3.6.2 Historial de producción del pozo Sansahuari-07 186

Anexo 3.6.3 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-07..... 187

Anexo 3.6.4 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-07 188

Anexo 3.6.5 Registro de cementación del Pozo SSH-07 189

Anexo 3.6.6 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-07 190

Anexo 3.6.7 Diagrama de Completación del Pozo SSH-07 191

Anexo 3.7.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-08 192

Anexo 3.7.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-08 193

Anexo 3.7.3 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-08..... 194

Anexo 3.7.5 Historial de producción del pozo SSH-08,utilizando OilField Manager “OFM” 2005..... 196

Anexo 3.7.6 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-08..... 197

Anexo 3.7.7 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-08 198

Anexo 3.7.8 Registro de cementación del Pozo SSH-08 199

Anexo 3.7.9 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-08 200

Anexo 3.7.10 Diagrama de Completación del Pozo SSH-08 201

Anexo 3.8.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-09 202

Anexo 3.8.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-09 203

Anexo 3.8.3 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-09..... 204

Anexo 3.8.4 Historial de producción del pozo Sansahuari-09..... 205

Anexo 3.8.5 Historial de producción del pozo SSH-09,utilizando OilField Manager “OFM” 2005..... 206

Anexo 3.8.6 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-09..... 207

Anexo 3.8.7 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-09 208

Anexo 3.8.8 Registro de cementación del Pozo SSH-09.....	209
Anexo 3.8.9 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-09	210
Anexo 3.8.10 Diagrama de Completación del Pozo SSH-09	211
Anexo 3.9.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-10	212
Anexo 3.9.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-10	213
Anexo 3.9.3 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-10.....	214
Anexo 3.9.4 Historial de producción del pozo Sansahuari-10.....	215
Anexo 3.9.5 Historial de producción del pozo SSH-10,utilizando OilField Manager "OFM" 2005.....	216
Anexo 3.9.6 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-10.....	217
Anexo 3.9.7 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-10	218
Anexo 3.9.8 Registro de cementación del Pozo SSH-10.....	219
Anexo 3.9.9 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-10	220
Anexo 3.9.10 Diagrama de Completación del Pozo SSH-10	221
Anexo 3.10.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-11	222
Anexo 3.10.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-11 ..	223
Anexo 3.10.3 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-11	224
Anexo 3.10.4 Historial de producción del pozo Sansahuari-11	225
Anexo 3.10.5 Historial de producción del pozo SSH-11,utilizando OilField Manager "OFM" 2005.....	226
Anexo 3.10.6 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-11	227
Anexo 3.10.7 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari- 11.....	228
Anexo 3.10.8 Registro de cementación del Pozo SSH-11	229
Anexo 3.10.9 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-11	230
Anexo 3.10.10 Diagrama de Completación del Pozo SSH-11	231
Anexo 3.11.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-12D.....	232
Anexo 3.11.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-12D	233
Anexo 3.11.3 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-12D	234
Anexo 3.11.4 Historial de producción del pozo Sansahuari-12D	235
Anexo 3.11.5 Historial de producción del pozo SSH-12D,utilizando OilField Manager "OFM" 2005.....	236
Anexo 3.11.6 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-12D	237

Anexo 3.11.7 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-12D	238
Anexo 3.11.8 Registro de cementación del Pozo SSH-12D	239
Anexo 3.11.9 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-12D.....	240
Anexo 3.11.10 Diagrama de Completación del Pozo SSH-12D.....	241
Anexo 4.1	243
Anexo 4.2	244
Anexo 4.5.1 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-02 arena Ui.....	245
Anexo 4.5.2 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-07 arena Ui.....	246
Anexo 4.5.3 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-08 arena Ts.	247
Anexo 4.5.4 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-09 arena Us.....	248
Anexo 4.5.7 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-12D arena Ts.....	251

ÍNDICE DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LOS CAMPOS CUYABENO- SANSAHUARI	16
1.2	RESERVAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS EN LOS CAMPOS CUYABENO Y SANSAHUARI	18
2.1	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS	19
2.2	PRODUCCIÓN ACTUAL DE LOS POZOS	20
2.3	PARÁMETROS PETROFÍSICOS UTILIZADOS	36
2.4	PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR ARENA Y POR POZO DEL CAMPO SANSAHUARI	38

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.5	PRESIONES DE RESERVORIO	40
2.6	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CAMPO SANSAHUARI	46
2.7	CUADRO LAS PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN A DICIEMBRE DEL 2008	50
3.1	POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA (BSW)	52
3.2	POZOS CERCANOS A LA FALLA REGIONAL DEL CAMPO SANSAHUARI	52
3.3	POZOS CON CAMBIOS BRUSCOS DE RAP	53
3.4	POZOS CON INCREMENTO PAULATINO DE RAP	53
3.5	POZOS CON TEMPRANA PRODUCCIÓN DE AGUA	54
3.6	REPETITIVIDAD DE LOS POZOS EN CADA CAUSA	55
3.7.1	DATOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS	65
3.7.2	DATOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS	66
3.7.3	DATOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS	67
3.8	SITUACIÓN DEL POZO SSH-02 ARENA "UI"	75
3.9	SITUACIÓN DEL POZO SSH-07 ARENA "UI"	77
3.10	SITUACIÓN DEL POZO SSH-08 ARENA "TS"	79

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.11	SITUACIÓN DEL POZO SSH-09 ARENA "US"	81
3.12	SITUACIÓN DEL POZO SSH-10 ARENA "TS"	83
3.13	SITUACIÓN DEL POZO SSH-11 ARENA "US"	85
3.14	SITUACIÓN DEL POZO SSH-12D ARENA "TS"	87
3.15	TRATAMIENTOS RECOMENDADOS PARA SOLUCIONAR LOS ALTOS CORTES DE AGUA	121
4.1	PROYECCIÓN DE RECUPERACIÓN APLICANDO TRATAMIENTOS	126
4.2	COSTO ESTIMADO DEL EQUIPO REQUERIDO EN UN REACONDICIONAMIENTO NORMAL	130
4.3	INVERSIONES PARA LOS POZOS APLICANDO SQUEEZE	131
4.4	INVERSIONES PARA LOS POZOS APLICANDO TRATAMIENTO QUÍMICO	131
4.5	RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-02 UI, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB.	135
4.6	RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-07 UI, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB	136
4.7	RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-08 TS, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB.	137
4.8	RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-09 US, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB.	138
4.9	RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-10 TS, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB.	139
4.10	RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-11 US, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB.	140

4.11	RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-12D TS, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB.	141
------	---	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	MAPA DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO –SANSAHUARI	3
1.2	MAPA DE UBICACIÓN DE POZOS EN ARENA “U INFERIOR” CAMPO CUYABENO –SANSAHUARI	4
1.3	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	7
2.1	FUGA EN CASING, TUBING O EMPACADURA	22
2.2	CANAL DE AGUA DETRÁS EL CASING, A TRAVÉS DEL CEMENTO	23
2.3	FLUJO CANALIZADO DETRÁS DEL CASING	23
2.4	MOVIMIENTO DEL CONTACTO AGUA – PETRÓLEO	24
2.5	ENTRADA DE AGUA DE LA CAPA SIN FLUJO CRUZADO	25
2.6	FRACTURAS O FALLAS ENTRE UN INYECTOR Y UN PRODUCTOR	26
2.7	FRACTURAS O FALLAS DE UNA CAPA DE AGUA	27
2.8	CONIFICACIÓN DE AGUA REALIZADA EN LABORATORIO (ALI DANESHY)	28
2.9	CONIFICACIÓN Y CRESTA	29

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.10	BARRIDO AREAL	30
2.11	SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL	31
2.12	RESIDUOS EN PERFORACIONES DEL POZO INYECTOR	32
2.13	EMPUJE DE FONDO	34
2.14	EMPUJE DE LATERAL	34
2.15	CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL EMPUJE HIDRÁULICO	35
2.16	PROPIEDADES ESTÁTICAS Y DINÁMICAS DEL RESERVORIO	39
2.17	TIPOS DE HETEROGENEIDADES DE RESERVORIOS	41
3.1	GRÁFICO DE RECUPERACIÓN	57
3.2	GRÁFICO DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	58
3.3	ANÁLISIS DE LA CURVA DE DECLINACIÓN	59
3.4	PERFILES DE LOS GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO	60
3.5	PERFILES DE LOS GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO	60
3.6	PERFILES DE LOS GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO	61
3.7	GRÁFICA DE DIAGNÓSTICO DE LOS DATOS MENSUALES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN	61

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.8	REGISTRO DE CEMENTACIÓN ULTRASÓNICO USI	64
3.9	ESQUEMATIZACIÓN DEL TAPÓN MECÁNICO POSISET	103
3.10	TAPÓN PERMANENTE SISTEMA THRU –TUBING INFLABLE	103
3.11	COMPORTAMIENTO DE ACUERDO A COMPLETACIONES	104
3.12	CEMENTACIÓN FORZADA	105
3.13	MÉTODOS QUÍMICOS PARA CONTROLAR EL FLUJO DE AGUA	107
3.14	GEL RÍGIDO CIERRA ZONA DE AGUA	108
3.15	RESULTADOS DEL AISLAMIENTO DE LA PERMEABILIDAD VERTICAL EN ZONAS NO BARRIDAS CON BAJA SATURACIÓN DE AGUA	112
3.16	TIPOS DE GELES EN TRES DIFERENTES ESTADOS, DEPENDIENDO DE LA CONCENTRACIÓN	113
3.17	ENTRADA DE AGUA DE UNA ZONA A LAS PERFORACIONES DEL POZO	117
3.18	ENTRADA DE AGUA DE UNA ZONA A LAS PERFORACIONES DEL POZO	117
3.19	ENTRADA DE AGUA A TRAVÉS DE UNA ZONA MÁS PERMEABLE	118

RESUMEN

Petroproducción está preocupada debido al incremento excesivo de la producción de agua que se está registrando últimamente en los reservorios productores del Campo Sansahuari, por lo que es oportuno realizar un estudio técnico que permita seleccionar el tratamiento adecuado para controlar el avance de agua y beneficiar así la vida productiva de los pozos.

La producción de agua en los campos petroleros del Ecuador se incrementa a medida que avanza el tiempo de explotación especialmente en un yacimiento por empuje Hidráulico. Esto implica que, cada vez se requiera de la implementación de alternativas tecnológicas que permitan optimizar la reducción de agua desde el yacimiento. Entre las alternativas de control de agua se tiene la aplicación de tecnologías mecánicas y químicas.

La preservación del reservorio se determina básicamente por el incremento del corte de agua y la declinación natural del yacimiento, el proyecto busca determinar las causas por las cuales se da el incremento en la producción de agua y recomendar la mejor alternativa de solución con el objeto de reducir el corte de agua, disminuyendo los costos de producción y mejorando la calidad del crudo.

Una buena identificación de las causas del incremento de agua en los pozos y una adecuada selección de tratamiento para el control de agua, conduce al aumento de la vida del pozo así como a operaciones de producción económicamente más rentables.

PRESENTACIÓN

El estudio está estructurado en cinco capítulos, en el primer capítulo se realiza una breve descripción de la ubicación geográfica e historia del Campo Sansahuari, así como también la caracterización de las arenas productoras en lo que se refiere a la geología de los reservorios, propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos y las reservas que presenta las arenas Us, Ui y Ts al momento de realizar el estudio.

El segundo capítulo presenta información sobre la situación actual del campo, luego se hace una introducción sobre los problemas de agua más comunes en los pozos y los mecanismos de empuje que predominan en el campo. Posteriormente con la información recopilada de los aspectos del pozo y parámetros del reservorio se procede al estudio del incremento del agua. Finalmente se realiza una breve descripción del manejo de la Estación de producción Sansahuari para el tratamiento y disposición de agua y petróleo.

En el tercer capítulo se realiza la selección de los pozos bajo criterios tales como pozos con altos cortes de agua, pozos cercanos a una falla regional, pozos con cambio bruscos de la RAP, e historial de producción y reservas. Luego con la ayuda de las herramientas de diagnóstico, análisis de gráficos y registros de pozos, se determina el problema de agua que presenta cada pozo. Posteriormente se describen las tecnologías mecánicas y químicas que pueden ser aplicadas a cada pozo de acuerdo a sus características. Finalmente se sugiere la aplicación de tratamientos químicos y mecánicos apropiados para cada pozo con el fin de reducir la producción de agua.

En el cuarto capítulo se realiza el análisis económico del proyecto donde se verifica la rentabilidad y el tiempo estimado de recuperación de la inversión en una vez que se aplique los tratamientos adecuados a cada pozo.

Finalmente en el quinto capítulo se presenta las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SANSAHUARI Y CARACTERIZACIÓN DE SUS YACIMIENTOS

1.1 UBIACIÓN E HISTORIA DEL CAMPO

Las primeras interpretaciones sísmicas revelaron que las estructuras de los Campos Cuyabeno y Sansahuari eran independientes, pero en estudios recientes y con la perforación de los pozos CUY-21 y SSH-10 a finales de 1995 se llegó a determinar que constituyen una sola estructura (Cuyabeno-Sansahuari); por lo tanto, en este Proyecto de Titulación se dará a conocer la ubicación y descripción general de los campos como una sola estructura. También se pone de manifiesto que el objetivo de este estudio se centra específicamente para el Campo Sansahuari.

Los Campos Cuyabeno-Sansahuari se localizan en la Región Amazónica ecuatoriana, al Noreste de la Provincia de Sucumbíos, Cantón Nueva Loja, aproximadamente a unos 23 Km al Norte de la población de Tarapoa.

Su hidrografía está marcada por la presencia de los ríos Cuyabeno, Singüe, San Miguel y un sin número de afluentes a los mismos; los que en su mayoría forman pantanos que son muy numerosos en el sector, especialmente al Norte.

Los campos se encuentran limitando al Norte por el Campo Víctor Hugo Ruales (VHR), al Sur por el Campo Tarapoa y al Oeste por el Campo Libertador; entre las siguientes coordenadas geográficas (ver Figura 1.1).

Latitud: 00°07' 53.03'' N - 00°00'18.20'' S

Longitud: 76 °14' 53.93'' E - 76 °17'57.06'' W

Los Campos Cuyabeno y Sansahuari fueron descubiertos independientemente. El Campo Cuyabeno fue descubierto mediante la perforación del pozo Cuyabeno-1 en noviembre de 1972 por la compañía TEXACO con resultados satisfactorios; que mediante Decreto Ministerial número 430, el área fue entregada a CEPE (Corporación Estatal Petrolera), actualmente PETROECUADOR; obteniéndose una producción en la arenisca “U-INFERIOR” de 648 BPPD de 26.1 °API e inicia su producción en enero de 1984.

El Campo Sansahuari fue descubierto con la perforación del pozo Sansahuari-1 en noviembre de 1979 por CEPE (Corporación Estatal Petrolera), actualmente PETROECUADOR, obteniéndose una producción comercial en las areniscas “U-SUPERIOR” y “U-INFERIOR” de la formación Napo.

Las pruebas iniciales del 19 de noviembre de 1979 dieron 369 BPPD en la arenisca “U-SUPERIOR” y 1729 BPPD en la arenisca “U-INFERIOR” de 22.7 y 26.1°API, respectivamente. La arenisca M-1 Napo tuvo una producción de 53 BPPD de 8.7 °API. Iniciando su producción en enero de 1984.

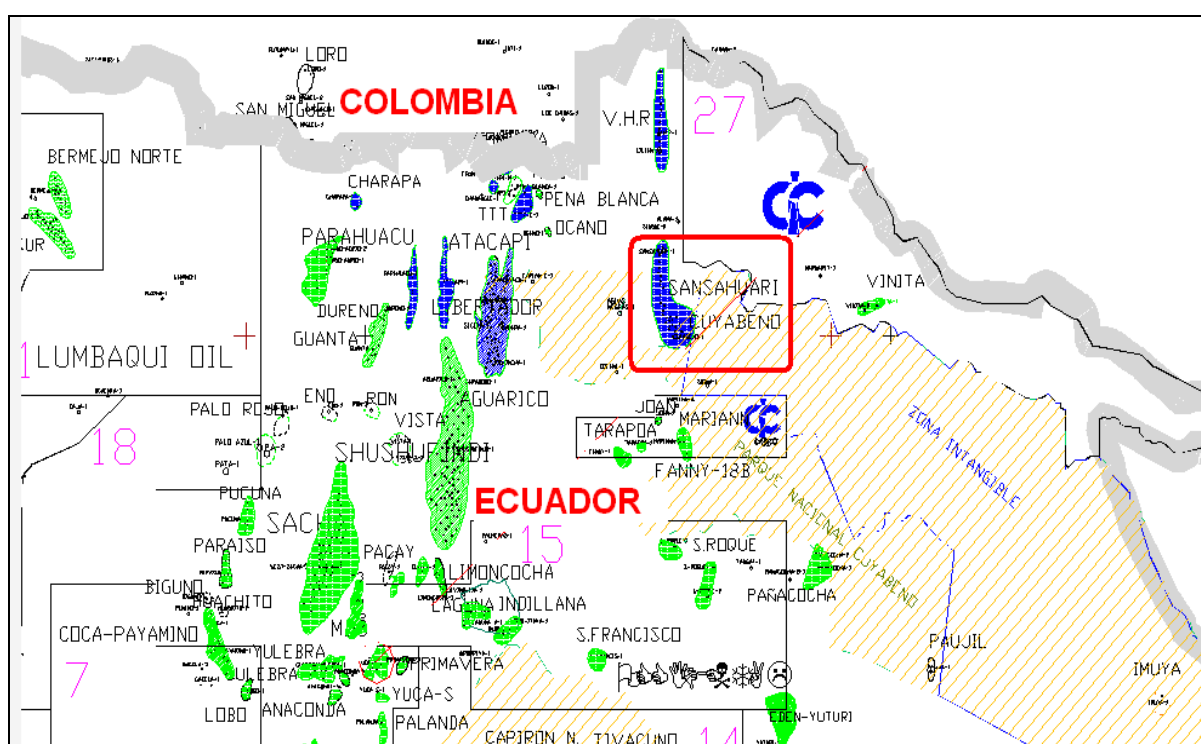
Estos datos fueron obtenidos de los historiales de Reacondicionamiento en el Departamento de Ingeniería del Área Libertador.

Desde esa fecha se han ido perforando y completando pozos. De datos proporcionados en el Departamento de Yacimientos, hasta junio del 2008, se tienen perforado 13 pozos en el campo Sansahuari y 26 pozos en el Campo Cuyabeno.

Hasta junio del 2008, la Estación Sansahuari produce 2196 BPPD y 5640 BAPD, con un corte de agua promedio del 71,1%.

Estos valores fueron obtenidos del Departamento de Yacimientos Petroproducción - Quito. Como se puede observar, el incremento de la producción de agua es grande y requiere de un estudio para controlar su producción.

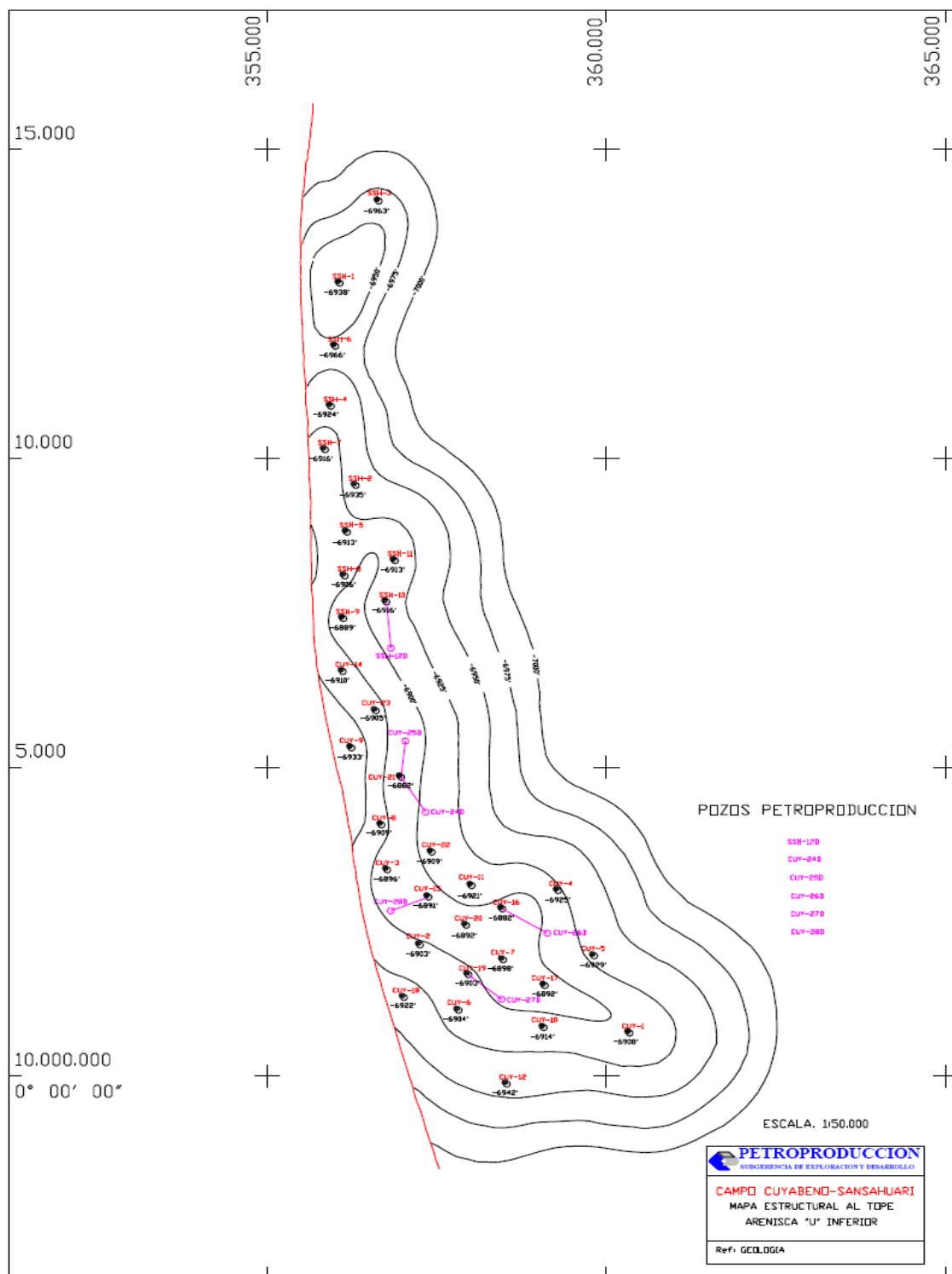
FIGURA 1.1
MAPA DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO –
SANSAHUARI



FUENTE: Archivo Petroproducción.

En la Figura 1.2 se presenta la ubicación de los 39 pozos perforados para los dos campos (26 en Cuyabeno y 13 en Sansahuari).

FIGURA 1.2
MAPA DE UBICACIÓN DE POZOS EN ARENA "U INFERIOR" CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI



FUENTE: Archivo Petroproducción

1.2 ESTRUCTURA CUYABENO - SANSAHUARI Y SU EVOLUCIÓN

La estructura Cuyabeno - Sansahuari está conformada por dos áreas conexas, una septentrional denominada Sansahuari y una meridional denominada Cuyabeno; los pozos de este campo están ubicados al Este de la estructura.

Se trata de una estructura elongada en dirección N-SSE de aproximadamente 16 Km de longitud y se ensancha en dirección sur. Presenta al menos 5 culminaciones o altos a nivel de la base Caliza A, siendo el alto donde se ubica el Cuyabeno -16; el de mayor relieve estructural, con algo más de 50'.

En el anexo **1.1** se puede apreciar los altos a nivel de la base Caliza A.

La estructura se conformó como resultado de una inversión tectónica durante el Eoceno Temprano a Medio, evidenciada por deformación sedimentaria de Tiyuyacu inferior con un aporte de cambio de espesor entre la parte alta y el flanco occidental de la estructura.

Geológicamente se trata de un anticlinal poco pronunciado limitado por un cierre estructural en los flancos oriental, Norte y Sur, en tanto que en la parte occidental existe una falla inversa regional contra la cual cierra la estructura.

La falla presenta un salto de aproximadamente 400 pies en el sector de Cuyabeno y 330 pies en Sansahuari, lo que hace suponer que la baja permeabilidad que va de Norte a sur iría afectando a los tres yacimientos productores (Ver Anexo **1.2**)

La estructura Cuyabeno - Sansahuari ocupa un área aproximada de 85 Km² en el lado levantado de la falla donde se encuentran los pozos productivos de Sansahuari al norte y de Cuyabeno al sur, y un área aproximada de 30 Km² en el lado hundido de la falla

1.2.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS

Los principales yacimientos productivos del Campo Sansahuari pertenecen a la formación Napo.

1.2.1.1 Formación Napo

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

La formación es netamente marina, descansa en concordancia sobre la formación Hollín y se encuentra cubierta en la parte superior por la formación Tena.

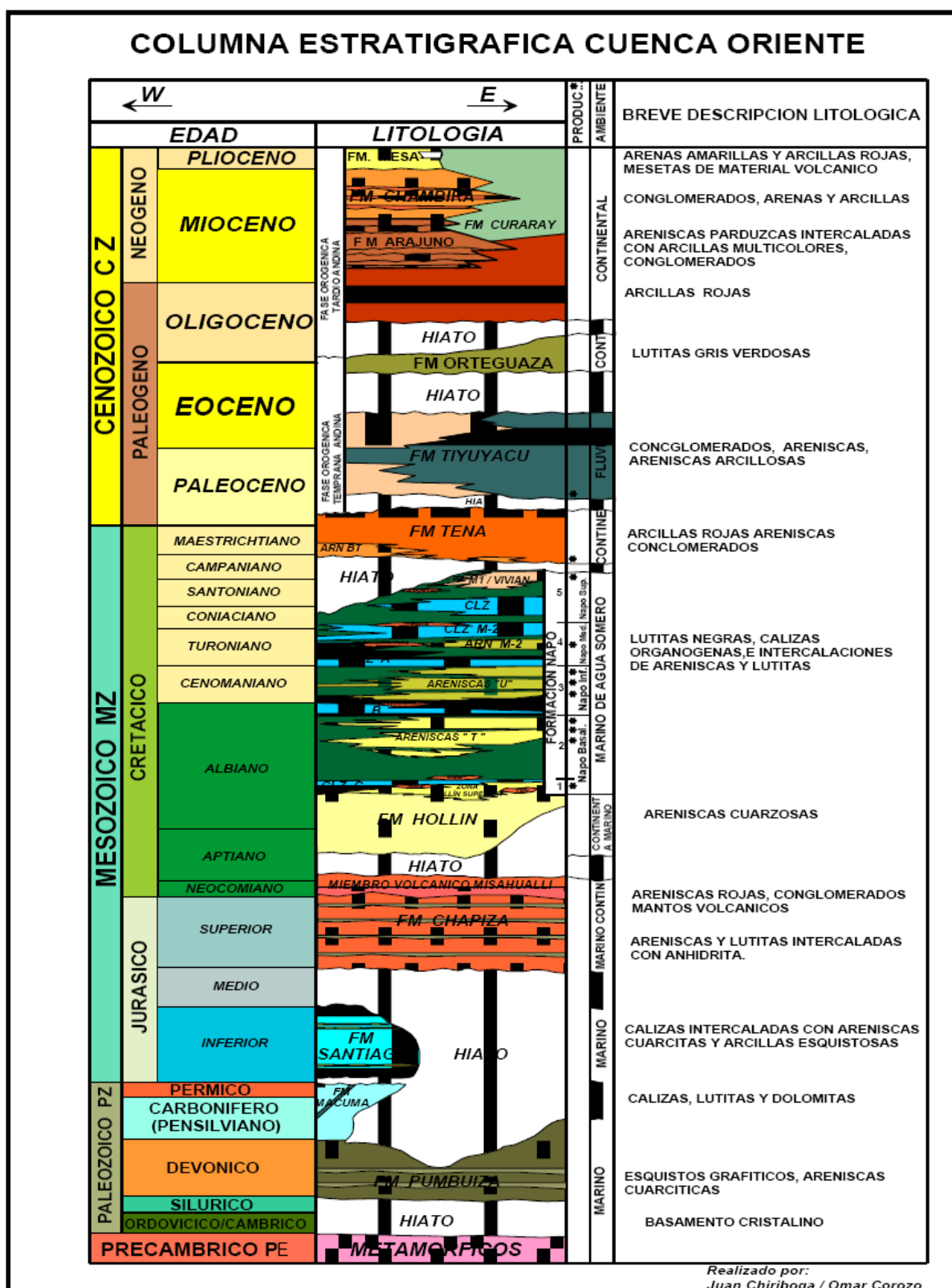
La estructura Cuyabeno-Sansahuari se localiza sobre el flanco platafórmico Nororiental de la Cuenca Oriente con un espesor que varía entre 200 a 800 m; en éste se halla la formación Napo, la más importante y de mayor aporte de hidrocarburos pertenecientes al Período Cretácico Medio y los sedimentos consisten en sucesiones de areniscas de color gris claro, en algunos intervalos es glauconítica y calcárea (Ver figura 1.3).

1.2.1.1.1 Arenas Productoras

Las arenas productoras de la formación Napo son muy importantes desde el punto de vista hidrocarburífero. Jaillard, en 1997, dio a la formación Napo la categoría de grupo, dividiéndola en cuatro miembros (a los que asigna el rango de formaciones) que corresponden a secuencias marinas de aguas poco profundas (Ver Figura 1.3); los que se detallan a continuación:

- Napo Basal (*Albiano Inferior - Albiano Superior*)
- Napo Inferior (*Albiano Superior – Cenomaniano Superior*)
- Napo Medio (*Turoniano*)
- Napo Superior (*Coniaciano Inferior – Campaniano Mediano*)

FIGURA 1.3
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA



ELABORADO POR: Juan Chiriboga / Omar Corozo

FUENTE: Ingeniería de Petróleos. Área Libertador. Petroproducción

Los principales reservorios del Campo Sansahuari se encuentran en la formación Napo Inferior, generando dos ciclos deposicionales conocidos como “U” y “T”. Siendo los principales yacimientos productivos de este campo las areniscas “U” superior, “U” inferior y “T” superior.

1.2.1.1.2 Napo Inferior

En este nivel inferior existen amonites, foraminíferos y ostracodos pertenecientes al Albiano superior-Cenomaniano inferior, con un predominio de areniscas y lutitas de color gris verdoso, gris oscuro o negro; las calizas se encuentran presentes en menor proporción. Las unidades persistentes de areniscas son importantes horizontes reservorios de hidrocarburos.

Las estructuras que forman Napo Inferior son:

- Basal Tena
- Arenisca “U Superior”
- Arenisca “U Media”
- Arenisca “U Inferior”
- Caliza B
- Arenisca “T superior”
- Arenisca “T inferior”

1.2.1.1.2.1 Arena “Basal Tena”

Durante el Cretácico Superior, sobre la formación Napo, se deposita la formación Tena. La formación tiene un contacto transicional con la formación Napo a excepción de la zona Central de la cuenca Oriental. En la litología presenta arcillas y areniscas de origen marino, principalmente en su base. La sedimentación de estas arcillas y areniscas continuarán hasta el Paleoceno pero cambia su ambiente de depositación a un ambiente de sedimentación continental; estas arcillas y areniscas son de color rojizo, la saturación de petróleo es moderada y los espesores netos de la arena son pequeños.

1.2.1.1.2.2 Arena “U Superior”

Litológicamente se trata de una arena limpia, cuarzosa de grano fino a medio, con cemento calcáreo de regular selección en ocasiones pirítica y glauconítica. Es un cuerpo arenoso no muy desarrollado con buena porosidad y permeabilidades moderadas. Esta arena posee un crudo mediano y es de gran espesor neto.

1.2.1.1.2.3 Arena “U Media”

Dentro de la arenisca “U” se encuentra la arenisca “U media”. El desarrollo de esta arena a través del campo se presenta en forma irregular apareciendo en unos pozos y desapareciendo en otros debido a constantes transgresiones y regresiones que se presentaron durante el tiempo de su depositación. Su desarrollo alcanza un espesor máximo de 43 pies y un espesor neto de 13 pies; se trata de una arenisca de grano fino de buena porosidad y permeabilidad. Su base se encuentra a una profundidad de 7850 pies compuesta por un cuello calcáreo lutítico de 10 pies, mientras que su tope arenoso se encuentra a una profundidad de 7807 pies separada de la arena “U superior” por un cuello calcáreo lutítico de 19 pies de espesor.

1.2.1.1.2.4 Arena “U Inferior”

La arenisca “U Inferior” es la mejor desarrollada y se presenta como una secuencia de estrato y grano decreciente. Se encuentra sobre un intervalo de lutitas que separan a esta de la caliza B. Se extiende hasta el Oeste de la zona subandina. Su litología está compuesta de una arenisca cuarzosa de color gris claro a color gris verdoso, se trata de una arena limpia de grano fino a grueso, de subangular a sub redondeada, presencia de cemento silicio arcilloso y calcáreo; su espesor varía de 40 a 60 pies con buenas porosidades y grandes espesores netos de petróleo, se desarrolla regularmente a través de todo el campo.

CALIDAD DE CRUDOS	
PESADO < 20 °API	
MEDIANO 20-30 °API	
LIVIANO > 30 °API	

CONTENIDO DE AZUFRE (% EN PESO)	
< 0,5%	
0,5 - 1,0 %	
1,0 - 2,0 %	
> 2,0 %	

ELABORADO POR: David Jaque

1.3 PETROFÍSICA Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.3.1 POROSIDAD

La porosidad es la capacidad que tiene la roca del yacimiento para contener hidrocarburos y está definida como la relación entre el volumen vacío de la roca (aquel lleno de fluidos) llamado espacio poroso y el volumen total de la roca del yacimiento:

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

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

(1.1)

Porosidad efectiva (ϕ_e): también conocida como porosidad útil, ya que es aquel porcentaje de volumen poroso que considera todos los espacios porosos conectados entre si.

Porosidad Residual (ϕ_r): es el porcentaje de volumen poroso que considera todos los poros que no están conectados entre si; es decir, en este caso no hay flujo de fluidos entre ellos.

Porosidad Total (ϕ_T): es la suma de la porosidad efectiva más la porosidad residual.

1.3.2 PERMEABILIDAD

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

Permeabilidad Absoluta (K): se la considera cuando un fluido está saturando el medio poroso en un ciento por ciento.

Permeabilidad Efectiva (K_e): se la tiene cuando en un medio poroso están presentes dos o más fluidos. Por lo tanto, la permeabilidad de un fluido se determina en la presencia de otros fluidos inmiscibles bajo ciertas condiciones de saturación del mismo.

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

Permeabilidad Relativa (K_r): se define como la relación entre la permeabilidad efectiva a un fluido específico y la permeabilidad absoluta mediante la siguiente expresión:

$$K_r = \frac{K_e}{K} \quad (1.2)$$

y se considera como una medida directa de la capacidad de un medio poroso para conducir un fluido en presencia de dos o más fluidos.

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

$$K_{ro} + K_{rg} + K_{rw} = 1 \quad (1.3)$$

1.3.3 SATURACIÓN

Es la relación del volumen de fluido presente en el medio poroso para el volumen poroso, expresado en la siguiente ecuación:

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

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.4)$$

Entonces se tiene saturaciones para petróleo (S_o), gas (S_g) y agua (S_w).

La sumatoria de las saturaciones en un yacimiento (3 fases: petróleo, gas y agua) es la unidad.

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (1.5)$$

1.3.4 MOJABILIDAD

La mojabilidad es la capacidad que tiene un fluido para adherirse o humedecer la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles; definiendo de esta manera dos tipos de roca:

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

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

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

1.3.5 VISCOSIDAD

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

Es importante analizar la viscosidad de los fluidos del yacimiento; esto es, viscosidad del petróleo (μ_o), gas (μ_g) y agua (μ_w), ya que permitirá analizar el comportamiento de las movilidades de los fluidos y saber algunas de las razones por las cuales se tienen altos cortes en la producción de agua del Campo Sansahuari.

1.3.6 MOVILIDAD

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

$$\lambda = \frac{K_e}{\mu} \quad (1.6)$$

Una de las características más importantes de un modelo de inyección de agua es la relación de movilidad.

La razón de movilidad **M** es la relación entre la movilidad de la fase desplazante (agua) para la movilidad de la fase desplazada (petróleo); cuya expresión es:

$$M = \frac{\text{Movilidad de la fase desplazante (agua)}}{\text{Movilidad de la fase desplazada (petróleo)}}$$

$$M = \frac{K_w \mu_o}{K_o \mu_w} = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w} \quad (1.7)$$

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

$M = 1$ el petróleo y el agua tienen la misma resistencia a fluir.

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

Para el estudio de Simulación Matemática que realizó la compañía Schlumberger en el campo Cuyabeno-Sansahuari, en diciembre del 2007, se utilizaron estudios de PVT proporcionados por Petroproducción. Estos datos se toman como válidos para determinar las propiedades petrofísicas de los yacimientos y, consecuentemente, para realizar el presente estudio.

La porosidad y la saturación de agua son datos petrofísicos promedios que fueron obtenidos a partir de los registros eléctricos de los pozos evaluados, mediante el uso del programa IP (Interactive Petrophysics) de Schlumberger versión 3.2.0.24.

La porosidad y saturación de agua para cada arena productora del campo Cuyabeno-Sansahuari, se las obtuvo de un promedio de medidas de tendencia central (estadísticas).

La permeabilidad también se la obtuvo en base a los resultados de registros eléctricos mediante la aplicación de correlaciones.

En la Tabla 1.1 se presenta un resumen general de las propiedades de los fluidos y de los yacimientos productores de los campos Cuyabeno y Sansahuari.

TABLA 1.1
PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO Y PROPIEDADES DE
LOS FLUIDOS DE LOS CAMPOS CUYABENO- SANSAHUARI

Formación	"U Superior"	"U Inferior"	"T Superior"
Presión de Burbuja (psi)	570	690	1005
Temperatura de Reservorio (°F)	202	203	205
Grav. Petróleo (°API)	24,5	27,3	29,4
Porosidad (%)	17	20	16
Permeabilidad (md)	451	233	235
Factor Volumétrico Petróleo (bls/BF)	1,1586	1,1864	1,2198
Viscosidad del Petróleo (cp)	3,5	3,22	1,58
GOR (MPCS/bls)	155	185	257
Rs (MPCS/BF)	0,155	0,185	0,357
Saturación de agua (%)	35	28	35

FUENTE: Departamento de Yacimientos Petroproducción

REALIZADO POR: David Jaque

1.4 RESERVAS DEL CAMPO

1.4.1 RESERVAS

Los yacimientos son cuerpos de roca con comunicación hidráulica a través de sus poros interconectados; los que permiten el flujo del hidrocarburo.

Las fuerzas capilares y gravitacionales controlan la distribución de los fluidos (petróleo, agua y gas) en las acumulaciones de hidrocarburo, las mismas que al ser perturbadas sus condiciones de presión iniciales mediante la perforación de pozos, expulsan parte de su contenido inicial y permiten tener la producción de estas a la superficie.

Las reservas se clasifican en:

- Petróleo Original In Situ (POES)
- Reservas Primarias
 - ✓ Reservas Primarias Recuperables
 - ✓ Reservas Primarias Remanentes
- Reservas por Recuperación Mejorada

1.4.1.1 Petróleo original en sitio (POES)

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

1.4.1.2 Reservas Primarias

Reservas Primarias Recuperables: es aquel petróleo recuperado a flujo natural y con levantamiento artificial sin utilizar otros mecanismos de recuperación.

Reservas Primarias Remanentes: es el petróleo que aún no ha sido recuperado del yacimiento pero que se encuentra presente en el espacio poroso.

Reservas por Recuperación Mejorada: es aquel petróleo que se recupera mediante la inyección de fluidos miscibles en el yacimiento, que a la vez desplazan el petróleo e incrementa su producción en superficie.

El petróleo original en sitio de las arenas productoras “U superior”, “U inferior” y “T superior” de la estructura Cuyabeno-Sansahuari suman un total de 404.035.878 BLS de petróleo, de los cuales las reservas recuperables son 138.314.993 BLS y la producción acumulada es igual a 75.746.002 BLS obteniéndose un total de reservas remanentes igual a 62.568.991 BLS hasta mayo del 2008.

La información del petróleo original in situ fue obtenida en el Departamento de Yacimientos - Quito del reporte de reservas de petróleo por campo y yacimiento en Petroproducción al 31 de diciembre del 2007.

Por tratarse de una sola estructura no se puede determinar exactamente el volumen de reservas recuperables y remanentes de las arenas productoras que pertenecen a cada campo (Cuyabeno y Sansahuari).

A continuación, en la Tabla 1.2 se detallan las reservas de las arenas que están actualmente produciendo.

**TABLA 1.2
RESERVAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS EN LOS CAMPOS
CUYABENO Y SANSAHUARI**

FORMACION	PETROLEO INSITU (BLS) CUYABENO SANSAHUARI AL 31/12/2007	FACTOR DE RECOBRO (%)	RESERVAS ORIGINALES (BLS) CUYABENO SANSAHUARI AL 31/12/2007	PRODUCCION ACUMULADA (BLS) SANSAHUARI AL 30/05/2008	PRODUCCION ACUMULADA (BLS) CUYABENO AL 30/05/2008	RESERVAS REMANENTES (BLS) CUYABENO SANSAHUARI AL 30/05/2008
"Us"	80.331.295	39,63	31.833.248	4.445.000,4	16.573.000,5	10.815.247,1
"Uj"	211.974.759	28,40	60.195.360	4.980.000,1	28.034.000,0	27.181.359,9
"Ts"	111.729.824	41,43	46.286.385	3.321.000,6	18.393.000,80	24.572.383,6
TOTAL	404.035.878		138.314.993	12.746.001	63.000.001	62.568.991

FUENTE: Subgerencia de Exploración y Desarrollo Petroproducción

REALIZADO POR: David Jaque

CAPÍTULO 2

RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DEL INCREMENTO DE AGUA EN LOS POZOS

2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO

De acuerdo a la información recopilada, hasta junio del 2008; en el Campo Sansahuari se tienen produciendo 9 pozos: 2 producen de la arena “U superior”, 2 de la arena “U inferior” y 5 de la arena “T superior”. Además existen 3 pozos que han sido cerrados por alto corte de agua y bajo aporte, así como 1 pozo reinector de agua a la formación Tiyuyacu (Ver Tabla 2.1).

Con el fin de optimizar el manejo de agua producida con las facilidades de producción instaladas en el Campo Sansahuari, temporalmente se han cerrado algunos pozos con altos cortes de agua. De acuerdo al reporte de producción mensual de junio del 2008, el Campo Sansahuari produce de la arena “U superior” a una tasa promedio de 297 BPPD y 1276 BAPD, con un corte de agua alrededor de 82.6%; la arena “U inferior” produce una tasa promedio de 453 BPPD y 1637 BAPD con un corte de agua aproximado de 74.8%; y, por último, la arena “T superior” produce a una tasa promedio de 1446 BPPD y 2727 BAPD con un corte de agua promedio de 74.8%.

En la Tabla 2.2 se considera información de la producción por pozo y por arena de petróleo y agua en junio del 2008.

TABLA 2.1
ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

CAMPO	POZOS PRODUCTORES	POZOS REINYECTORES	POZOS CERRADOS	POZOS ABANDONADOS
SANSAHUARI	9	1	3	0

FUENTE: Subgerencia de Exploración y Desarrollo Petroproducción

REALIZADO POR: David Jaque

TABLA 2.2
PRODUCCIÓN ACTUAL DE LOS POZOS

POZO	ARENA	FECHA	BPPD PROMD.	BAPD PROMD.	BSW (%)	%API	P. CAB (PSI)	SIST. LEVANT	ESTADO
SSH-01	"Tiy"							PR	Pozo Reinyector
SSH-02	"Uj"	30-Jun-08	202	399	66,4	28	90	PPH	Pozo Productor
SSH-03	"T"							CTH	Cerrado Prop. Reiny
SSH-04	"Ts"	30-Jun-08	346	364	51,4	25,4	150	PPH	Pozo Productor
SSH-05	"Bt"							CPH	Cerrado bajo aporte
SSH-06	"Ts"	30-Jun-08	161	309	65,9	27,3	60	PPH	Pozo Productor
SSH-07	"Uj"	30-Jun-08	251	1238	83,2	27,6	80	PPH	Pozo Productor
SSH-08	"Ts"	30-Jun-08	182	564	75,7	25,5	260	PPH	Pozo Productor
SSH-09	"Us"	30-Jun-08	153	665	81,4	27,3	140	PPH	Pozo Productor
SSH-10	"Ts"	30-Jun-08	201	506	71,7	26,3	150	PPH	Pozo Productor
SSH-11	"Us"	30-Jun-08	144	611	83,8	26,3	150	PPH	Pozo Productor
SSH-12D	"Ts"	30-Jun-08	556	984	64	28,5	-	PPS	Pozo Productor
SSH-01so	"Uj"							CPS	Cerrado Prop. Reiny

FUENTE: Subgerencia de Exploración y Desarrollo Petroproducción

REALIZADO POR: David Jaque

En síntesis, se puede observar que la producción del Campo Sansahuari, hasta junio del 2008, es de 2196 BPPD y 5640 BAPD. Situación preocupante ya que el 72% de la producción es agua y tan solo un 28% es petróleo; por esta razón, es necesario buscar alternativas que permitan reducir la producción de agua.

2.2 ORIGENES DEL AGUA

Si bien es cierto, el agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es el fluido que se produce en mayor cantidad con respecto a la producción de petróleo, entonces es fundamental saber distinguir de donde proviene el agua y clasificarla de acuerdo a la forma de producción.

2.2.1 CLASIFICACIÓN DE AGUA PRODUCIDA

Agua de barrido: proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo y contribuye al barrido de petróleo en el reservorio. El manejo de este tipo de agua

es una parte fundamental en el manejo del reservorio y puede ser un factor determinante en la productividad del pozo y las reservas finales.

*Agua buena*¹: este tipo de agua se produce en el pozo, a una tasa inferior del límite económico de la relación Agua/Petróleo (RAP), y es el agua que inevitablemente se produce junto al petróleo y gas. Para reducir los costos asociados a la producción de agua, se debería implementar dispositivos de fondo que permitan eliminar el agua tan pronto como sea posible y evitar su incremento.

*Agua mala*²: se define como la producción de agua sin petróleo; es decir, la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo de agua. En otras palabras, la producción de agua está por encima del límite económico permitido.

2.2.2 PROBLEMAS DE AGUA MÁS COMUNES EN LOS POZOS

Los problemas de incremento de agua, en los pozos del Campo Sansahuari, serán analizados de mejor manera si previamente se conocen los casos más comunes de diagnóstico de pozos.

A continuación se describen los más importantes.

2.2.2.1 Fugas en casing, tubing o empacadura

Las fugas en el casing, la tubería o empacadura permiten que el agua proveniente de las zonas no productivas ingrese a la columna de producción. La detección del problema y la aplicación de las soluciones dependen de la configuración del pozo.

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

¹Definición tomada de: Schlumberger, **Control de Agua**, Oilfield Review, Verano 2000.

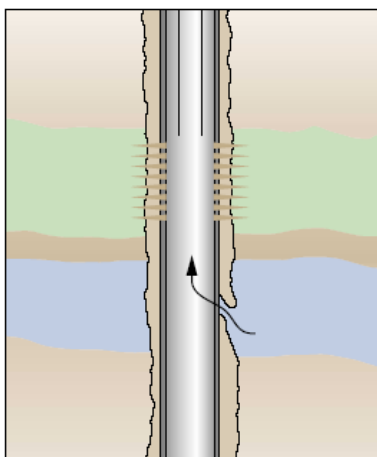
² Definición tomada de: Schlumberger, **Control de Agua**, Oilfield Review, Verano 2000.

En pozos de mayor complejidad pueden ser necesarios los registros de flujo tales como Water Flow Logs (WFL) o registros de fluidos multifase como el Three Phase Fluid Holdup Log (TPHL)

La herramienta FlowView tiene sondas eléctricas de prueba que puede identificar pequeñas cantidades de agua presente en el flujo de la producción.

Posibles Soluciones: las soluciones más comunes a este tipo de problemas son: la inyección de fluidos sellantes o cementación forzada con fluidos de cierre y el uso de taponos, cemento y empaaduras denominado cierre mecánico. En la figura 2.1 puede observarse este tipo de problema.

FIGURA 2.1
FUGA EN CASING, TUBING O EMPACADURA



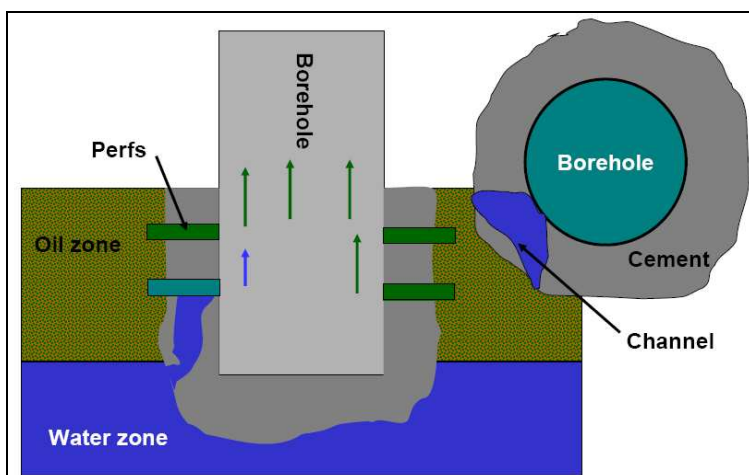
FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

2.2.2.2 Flujo canalizado detrás del casing

La existencia de fallas en la cementación primaria, puede provocar que se conecten zonas acuíferas con zonas de pago a través de canales de agua. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del casing e invada el espacio anular. Una causa secundaria es la creación de un “vacío” detrás del casing cuando se produce arena.

El flujo de agua se puede detectar mediante los registros eléctricos basados en la activación de oxígeno, como por ejemplo el WFL (Water Flow Logs). La figura 2.2 muestra lo que puede ocurrir en el pozo.

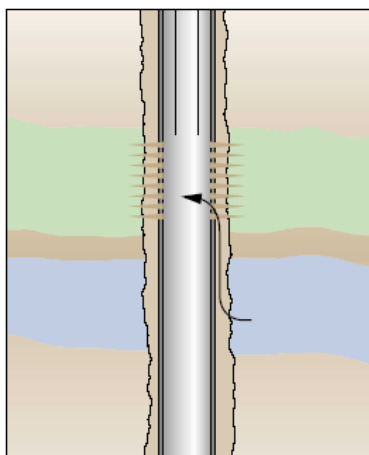
FIGURA 2.2
CANAL DE AGUA DETRÁS EL CASING, A TRAVÉS DEL CEMENTO



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

Posibles Soluciones: la solución principal es el uso de fluidos de cierre, como por ejemplo la cementación forzada de alta resistencia, la aplicación de polímeros (fluidos de resina) conocidos como geles cuyo trabajo es detener el flujo en el anular. La ubicación generalmente se realiza con la correlación de registros eléctricos del pozo. En la figura 2.3 se muestra este tipo de problema.

FIGURA 2.3
FLUJO CANALIZADO DETRÁS DEL CASING



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

2.2.2.3 Movimiento ascendente del contacto agua - petróleo

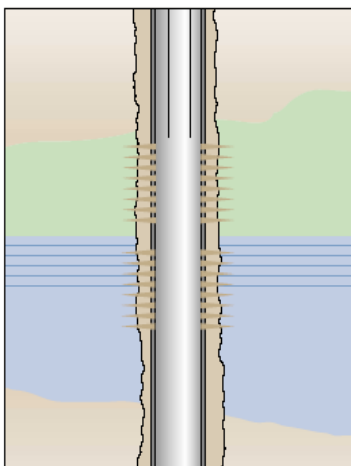
Si un contacto uniforme agua-petróleo asciende hacia la zona cañoneada de un pozo durante la producción normal por empuje de un acuífero, puede provocar una producción indeseada de agua. Esto ocurre en cualquier parte donde la permeabilidad vertical sea muy baja.

Este problema se presenta en yacimientos donde el área de flujo es demasiado grande. Por tanto, el contacto agua-petróleo asciende lentamente debido a que la permeabilidad vertical es menor que 0,01mD. Los diagnósticos no se basan solamente en el conocimiento de la entrada de agua en el fondo del pozo sino en otros problemas que también pueden provocar este mismo fenómeno.

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

Es necesario realizar un segundo tratamiento si el contacto agua-petróleo (CAP) se mueve significativamente sobrepasando el tope del tapón. La figura 2.4 muestra como el CAP alcanzó una parte del intervalo cañoneado.

FIGURA 2.4
MOVIMIENTO DEL CONTACTO AGUA – PETRÓLEO



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

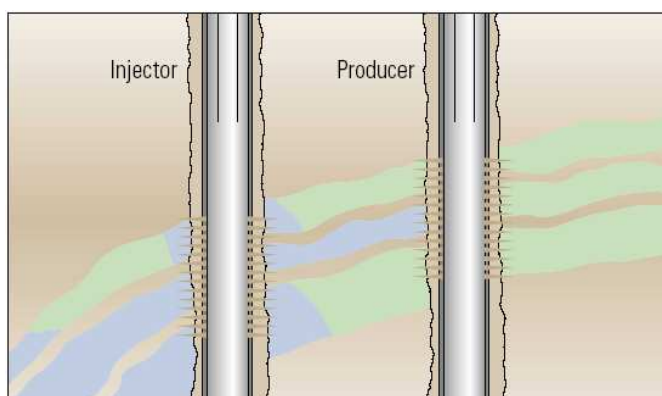
2.2.2.4 Zona de agua en un yacimiento estratificado sin flujo cruzado

Un problema común con la producción de capas múltiples se presenta cuando una zona con alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de lutita), provoca la entrada de agua. Para este caso, la fuente de agua puede ser un acuífero activo o el flujo de agua de un pozo inyector.

La zona de agua o la capa inundada de un yacimiento, por lo general es la capa con más alta permeabilidad. En ausencia del flujo cruzado en el reservorio, este problema se resuelve fácilmente aplicando fluidos de cierre rígidos o cierres mecánicos dependiendo si se conoce el intervalo inundado. Los pozos horizontales que son completados en una sola capa, pocas veces están sujetos a este tipo de problema.

Posibles Soluciones: los problemas de agua en pozos muy inclinados completados en capas múltiples pueden ser tratados de igual manera que los pozos verticales. Este tipo de problema se presenta en la figura 2.5.

FIGURA 2.5
ENTRADA DE AGUA DE LA CAPA SIN FLUJO CRUZADO



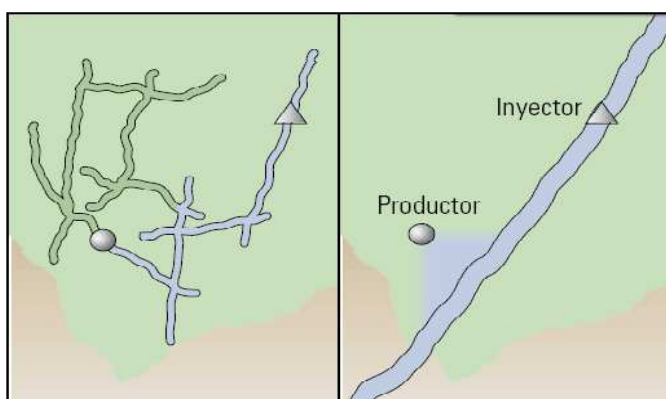
FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

2.2.2.5 Fracturas o fallas entre un inyector y un productor

En las formaciones que son fracturadas naturalmente bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores. Este problema ocurre cuando el sistema de fracturas es extenso y se puede confirmar mediante el uso de trazadores radioactivos y pruebas transitorias.

La inyección de un gel en el pozo inyector puede reducir la producción de agua sin afectar la producción de petróleo del reservorio, aunque no es tan efectivo. Por lo que la mejor solución es cerrar la producción de agua mediante sistemas mecánicos. En el Campo Sansahuari se puede descartar este problema ya que aún no se ha implementado la recuperación secundaria. La figura 2.6 muestra la rápida invasión del agua inyectada al pozo productor.

FIGURA 2.6
FRACTURAS O FALLAS ENTRE UN INYECTOR Y UN PRODUCTOR



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

2.2.2.6 Fracturas o fallas desde una capa de agua

El agua puede producirse de las fracturas que intersecan una zona de agua más profunda, como muestra la figura 2.7. Estas fracturas pueden ser tratadas con un tipo de gel que resulta efectivo cuando las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo. Los volúmenes de tratamiento deben ser necesariamente

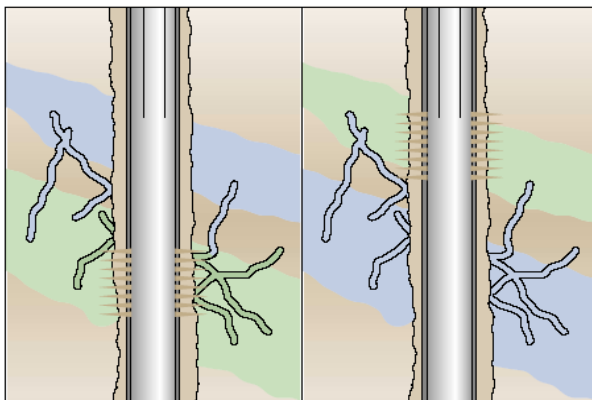
grandes para cerrar las fracturas a una distancia considerable del pozo; sin embargo, el diseño de tratamiento que hace un ingeniero presenta tres dificultades:

- En primer lugar, el volumen de tratamiento es difícil de determinar porque el volumen de la fractura es desconocido.
- En segundo lugar, el tratamiento empleado puede cerrar la producción de petróleo que proviene de las fracturas.
- Por último, si se aplica un gel, éste debe ser cuidadosamente analizado para que resista el flujo que retorna después del tratamiento.

En los casos de fracturas localizadas, puede ser apropiado cerrarlas cerca del pozo, especialmente si el pozo está revestido y cementado. En muchos reservorios de carbonato, las fracturas son casi verticales y generalmente se forman en grupos separados por grandes distancias, especialmente en zonas dolomíticas cerradas, por la cual es poco probable que estas fracturas intersequen un pozo vertical. Sin embargo, estas fracturas se observan en pozos horizontales donde la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas o fracturas conductivas que interceptan un acuífero.

Posibles Soluciones: es recomendable usar el bombeo de gel para ayudar a solucionar este problema.

FIGURA 2.7
FRACTURAS O FALLAS DE UNA CAPA DE AGUA



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

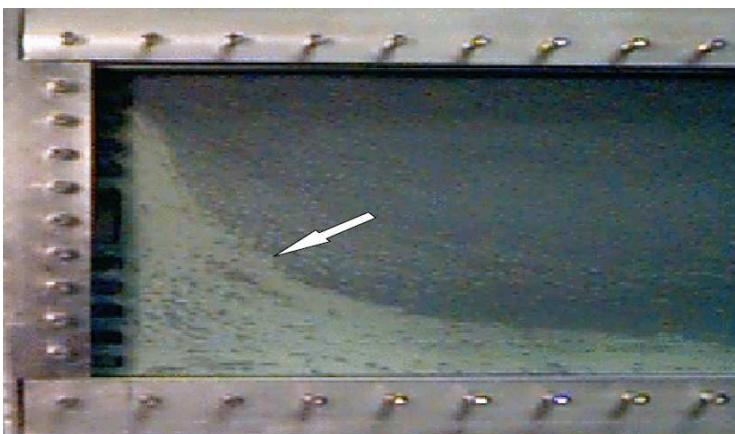
2.2.2.7 Conificación o formación de cúspide

La conificación se presenta en pozos verticales, donde existe un contacto agua-petróleo cerca a la zona cañoneada, en un reservorio cuya permeabilidad vertical es relativamente alta. La conificación del fluido en pozos verticales y la formación de cúspide (cresta) del fluido en pozos horizontales, resultan de la reducción brusca de presión cerca de la completación del pozo.

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

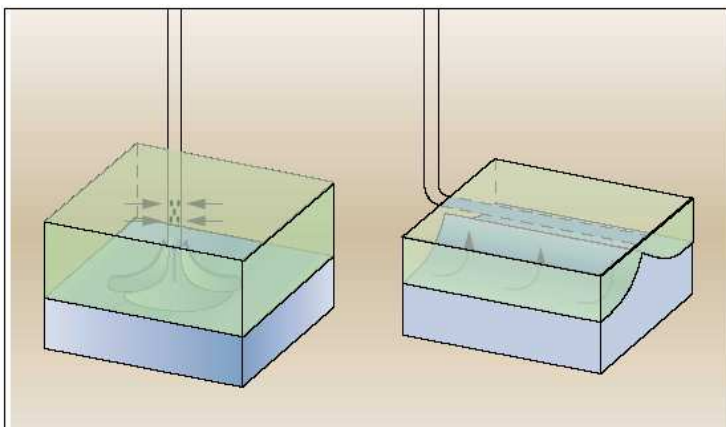
La tasa de producción de agua podría reducirse utilizando métodos de control, pero si la producción de petróleo es demasiado baja económicamente, el tratamiento que se aplique para detener la conificación debería aportar con al menos el doble de la producción de petróleo para decir que el tratamiento es económicamente exitoso. En las figuras 2.8 y 2.9 se presentan ejemplos de conificación; una realizada en pruebas de laboratorio y otra a condiciones de reservorio.

FIGURA 2.8
CONIFICACIÓN DE AGUA REALIZADA EN LABORATORIO (ALI DANESHY)



FUENTE: TESIS FREDDY HUILCA

FIGURA 2.9
CONIFICACIÓN Y CRESTA



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

2.2.2.8 Barrido areal

En la mayoría de veces, el agua marginal que proviene de un acuífero, o de un pozo inyector, ingresa a la zona productiva y provoca que el barrido areal sea deficiente; como se puede observar en la figura **2.10**. Este problema se presenta especialmente en depósitos de arena, y se origina a causa de las propiedades y dirección areal de la permeabilidad.

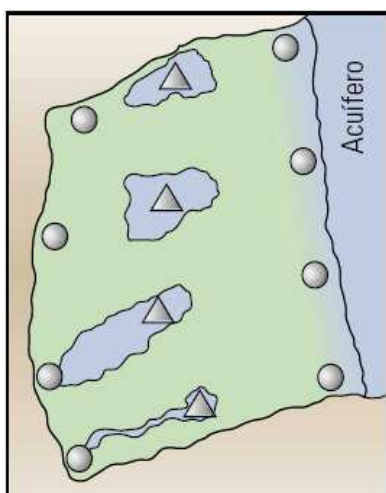
La solución consiste en desviar el agua inyectada fuera del espacio poroso que ya ha sido barrido. El tratamiento que se requiere consiste en la inyección continua de un elemento viscoso para controlar el agua, pero económicamente no es factible realizarlo.

Frente a este tipo de situaciones, se puede mejorar la recuperación de petróleo mediante la perforación de pozos de relleno empleando tramos laterales de drenaje para poder llegar al petróleo no barrido y recuperarlo a un menor costo.

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

En cualquiera de los dos casos, es posible controlar el agua por medio de un sistema de cierre mecánico y un sistema de cierre químico en las cercanías del pozo y con una distancia vertical lo suficientemente amplia respecto del agua.

FIGURA 2.10
BARRIDO AREAL



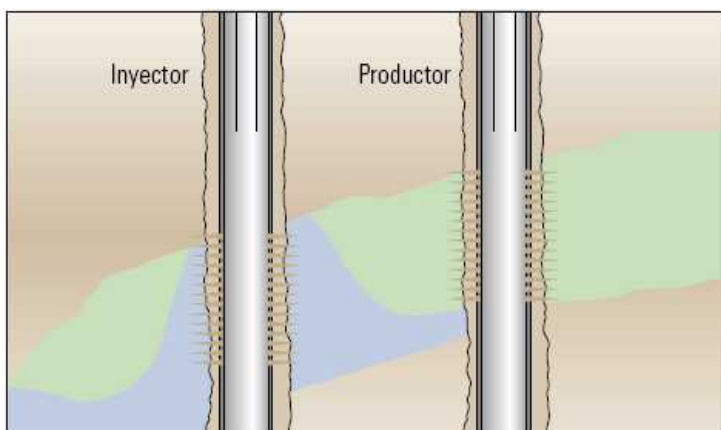
FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

2.2.2.9 Capas segregadas por la gravedad.

Esto ocurre en yacimientos donde existe una capa de gran espesor y buena permeabilidad vertical; es decir, la segregación gravitacional denominada a veces barrido de agua en el fondo de la arena (water under-run) puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo productor. El agua, ya sea que provenga de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, descenderá por efecto de gravedad hacia la formación permeable y barrerá solo la parte inferior del yacimiento. Cuando existe una relación de movilidad (**M**) petróleo-agua desfavorable, el problema puede agravarse; incluso en las formaciones con capas sedimentarias que se vuelven más finas hacia arriba debido a que los efectos viscosos junto con la segregación gravitacional incrementan el flujo hacia la base (parte inferior) de la formación.

En los pozos horizontales, la segregación gravitacional puede ocurrir cuando el hueco se encuentra cercano al fondo de la zona productiva, o bien cuando se supera la tasa crítica de conificación local. La figura 2.11 muestra un ejemplo de este tipo de problema.

FIGURA 2.11
SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL



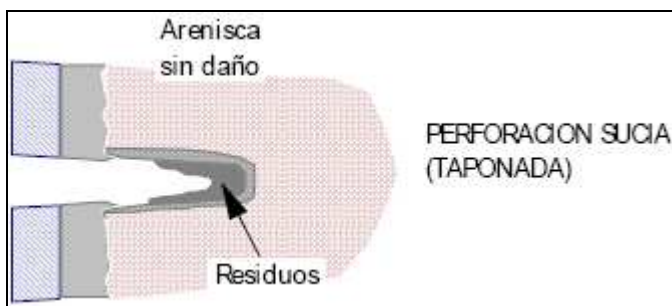
FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

2.2.2.10 Debris, escala y bacterias

El debris (residuos), la escala y las bacterias depositadas en las perforaciones o en los alrededores de un pozo inyector, como se muestra en la figura 2.12, pueden restringir el flujo a través de las perforaciones. Disminuyendo de esta manera la inyectividad y, posiblemente, un desvío del fluido a regiones no deseadas. La presencia de debris (residuos), escala o bacterias también pueden indicar que la permeabilidad hace que pase a gran velocidad un fluido en flujo cruzado.

Para detectar los problemas causados por la escala se deben comparar los resultados del agua de inyección y de los fluidos del yacimiento.

FIGURA 2.12
RESIDUOS EN PERFORACIONES DEL POZO INYECTOR



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

De acuerdo a todo lo anteriormente anotado, se deben seleccionar los pozos del campo Sansahuari para identificar el problema y las causas por las cuales podría ocurrir un incremento en la producción de agua. Para ello es necesario realizar diagnóstico del reservorio y una recopilación de información del campo.

2.3 DIAGNOSTICO ACTUAL DE LOS YACIMIENTOS “U SUPERIOR”, “U INFERIOR” Y “T SUPERIOR”

Es importante conocer el comportamiento de los yacimientos U SUPERIOR, U INFERIOR y T SUPERIOR del Campo Sansahuari durante su vida productiva, ya que esto permitirá reconocer los factores por los cuales se da el incremento de la producción de agua en los pozos que serán evaluados en este Proyecto de Titulación.

2.3.1 MECANISMOS DE EMPUJE

2.3.1.1 Mecanismo de empuje por gas en solución

En un yacimiento donde la presión inicial está por encima de la presión de burbuja y todo el gas del reservorio permanece en solución, impera el mecanismo de Empuje por Expansión de Fluidos o también llamado Empuje por Gas en Solución

2.3.1.2 Mecanismo de empuje por agua

De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medios porosos, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en los poros invada al reservorio de petróleo originando intrusión. Es decir, a medida que se reduce la presión del yacimiento debido a la producción, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio; lo cual indica que no sólo ayuda a mantener la presión, sino que permite un desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida. Por lo tanto, la presión del reservorio permanece mayor a la presión de burbuja, dependiendo del tamaño del acuífero y del soporte de presión por intrusión de agua.

Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, estos se clasifican en:

Reservorio con Empuje de Acuífero de Fondo: la arena es de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente.

Reservorio con Empuje de Acuífero Lateral: en estas arenas el agua se mueve hacia el reservorio desde los lados con una buena permeabilidad horizontal.

2.3.2 TIPO DE EMPUJE DEL CAMPO SANSAHUARI

El mecanismo de producción de los yacimientos “U superior”, “U inferior” y “T superior” es una combinación de expansión de líquidos y empuje de agua debido a que la presión actual de los yacimientos está por encima de la presión de burbuja y aún no hay liberación de gas dentro del yacimiento; por lo tanto, solo existe la fase líquida en el yacimiento (petróleo y agua).

En el Campo Sansahuari el empuje por acuífero de fondo (bottom water drive) y el empuje lateral (edge water drive) son predominantes; es decir el mecanismo de empuje del Campo Sansahuari es Hidráulico.

A continuación en las figuras 2.13, 2.14 y 2.15 se muestran los tipos de empuje hidráulicos de fondo y lateral así como también la curva característica de describe el comportamiento de un empuje hidráulico.

FIGURA 2.13
EMPUJE DE FONDO: LA CAPA DE AGUA ESTÁ POR DEBAJO DE TODO EL RESERVORIO

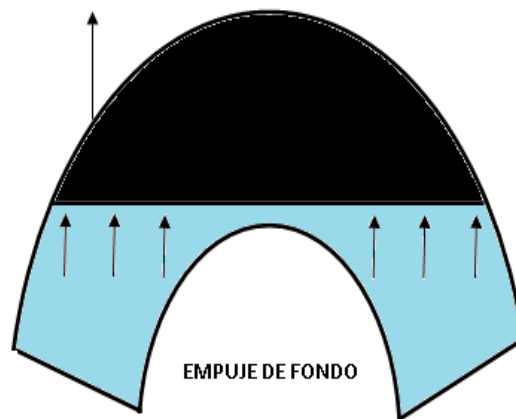


FIGURA 2.14
EMPUJE DE LATERAL: SOLO UNA PARTE DEL ÁREA ESTÁ EN CONTACTO CON EL AGUA

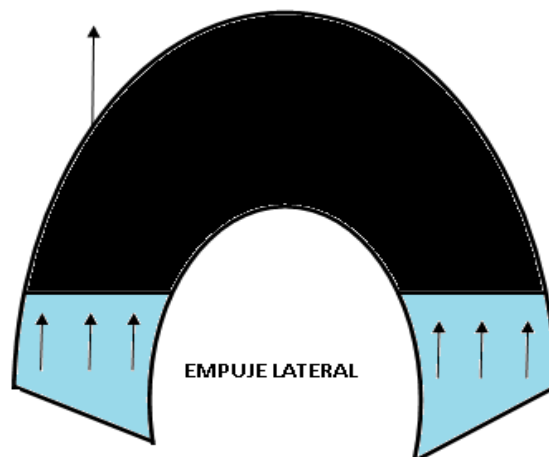
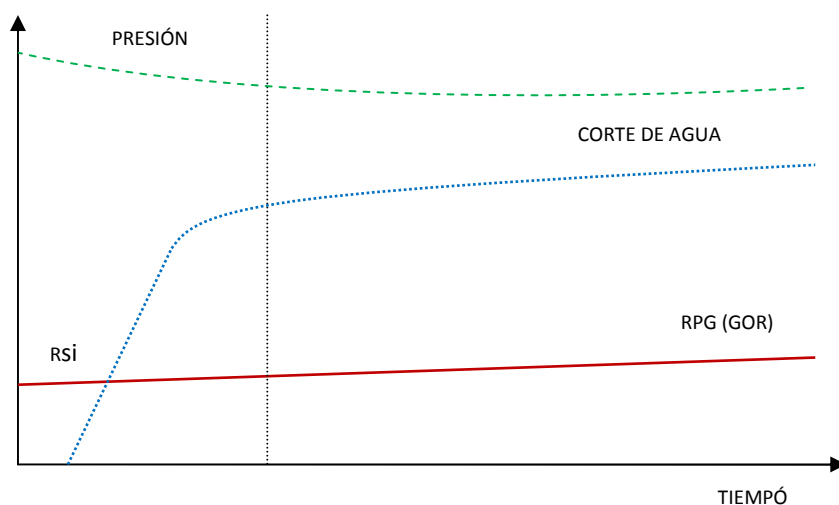


FIGURA 2.15
CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL EMPUJE HIDRÁULICO



Análisis de las curvas características del empuje hidráulico:

- La presión permanece alta. Hay pequeñas caídas de presión.
- La relación gas- petróleo (RPG o GOR) permanece baja.
- La entrada de agua comienza temprano y se incrementa a niveles apreciables.
- Los pozos fluyen libremente hasta que la producción de agua (BSW) llega a ser excesiva. La producción de agua varía significativamente dependiendo de la posición estructural y de la naturaleza del empuje hidráulico.

Un análisis completo del modelo petrofísico del Campo ayudará a caracterizar el acuífero en base a las principales variables, como son: la porosidad, saturación de fluido, permeabilidad y espesor neto del yacimiento.

Por lo tanto, como se mencionó en el Capítulo 1, para el estudio de Simulación Matemática, los técnicos utilizaron el programa **IP** (Interactive Petrophysics) de Schlumberger, versión 3.2.0.24, para realizar la evaluación petrofísica con todos los datos de perfiles disponibles, topes y bases de las arenas y el conocimiento local del campo. Los registros aplicados para la evaluación fueron los de rayos

gamma, potencial espontáneo, densidad, neutrón, resistividad de inducción y resistividad lateral, micro Log. Además, se fijaron unos cutoffs o valores discriminantes de volumen de arcilla máximo del 50% y una porosidad mínima del 8% para estimar el reservorio neto y, adicionalmente, una saturación de agua máxima del 50%.

2.3.2.1 Porosidad de las arenas

La porosidad de las arenas se obtuvo de la combinación de los registros de densidad y neutrón. La densidad de la matriz que se usó en los cálculos fue de 2.65 g/cc de acuerdo con resultados obtenidos por personal de Petroproducción a partir de un gráfico de Porosidad vs. Densidad.

Los volúmenes de arcilla para las arenas U y T, del campo se determinaron a partir del registro de rayos gamma (GR).

2.3.2.2 Saturación de las arenas

La saturación de agua fue determinada aplicando la ecuación de Indonesia por ser la más confiable. Los valores de resistividad de agua de formación (R_w), así como los exponentes de cementación (m) y de saturación (n), se obtuvieron de los resultados del análisis de núcleos como se observa en la **Tabla 2.3**.

TABLA 2.3
PARÁMETROS PETROFÍSICOS UTILIZADOS

FORMACION	SALINIDADES (ppm ClNa)	R_w @ T °F	m	n
Us	45000	0,064 @178°F	1,7	1,7
Ui	25000-35000	0,614@180°F	1,7	1,7
Ts	17000	0,114@181°F	1,7	1,7

FUENTE: Departamento de Yacimientos Petroproducción

2.3.2.3 Permeabilidad de las arenas

Las permeabilidades en el campo Sansahuari son variables. Siendo estas las siguientes: la arena Us está en un rango de 35 mD a 681 mD (un promedio de 274 mD); para la arena Ui va desde 22,1 mD hasta 6730 mD (un promedio de 483 mD) y la arena T presenta valores que van desde 66 mD hasta 508 mD (un promedio de 203 mD). La permeabilidad conjuntamente con la viscosidad permitirá determinar las movibilidades de los fluidos en caso de tener algún tipo de recuperación secundaria en el campo.

2.3.2.4 Espesor de las arenas

El espesor total de las arenas Us, Ui y Ts en el campo Sansahuari están en un promedio de 60.7, 53 y 36 ft respectivamente, mientras que el espesor neto o zona de pago para la arena Us es de aproximadamente 14 ft, para la arena Ui de 9 ft y para la arena Ts de 16 ft. En el campo Cuyabeno la arena Us tiende a disminuir su espesor total, en tanto que en las arenas Ui y Ts tiende a incrementarse.

2.3.2.5 Salinidad de las arenas.

La salinidad del agua de formación juega un papel importante para identificar una de las causas de incremento de agua. Por lo tanto, es importante conocer la salinidad de cada arena productora del campo. De los análisis de los núcleos se registraron salinidades para la arena Us de 45.000 ppm Cl⁻, para la arena Ui un rango desde 25.000 hasta 35000 ppm Cl⁻ y para la arena T una salinidad de 17.000 ppm Cl⁻.

Datos de producción obtenidos en los reportes de salinidad en octubre del 2008 arrojan salinidades promedias de 22350, 15325 y 4483 ppm Cl⁻ para las arenas Us, Ui y Ts, respectivamente. Si se comparan las salinidades obtenidas de laboratorio con las salinidades registradas en campo se puede observar que estas

últimas son menores que las registradas en laboratorio; lo que evidencia la existencia de problemas de corrosión y probablemente se tiene daño en la tubería de revestimiento a causa de la mala cementación del pozo, ya que la canalización de agua tras el casing provoca corrosión y desgaste en la tubería.

El análisis realizado de los parámetros petrofísicos dio como resultados el espesor total de la arena, espesor neto o zona de pago, porosidades, saturaciones y volúmenes de arcilla promedias por arena y por pozo. En la **Tabla 2.4** se presentan las propiedades petrofísicas más importantes de las arenas y pozos que se encuentran produciendo en el Campo Sansahuari.

TABLA 2.4
PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR ARENA Y POR POZO DEL CAMPO SANSAHUARI

POZO	FORMACION	TOPE (PIES)	BASE (PIES)	ESPESOR TOTAL (PIES)	ESPESOR NETO (PIES)	∅ Promedia frac	Sw Promedia frac
SSH-02	"Ui"	7769	7822	53	6,5	0,183	0,278
SSH-04	"Ts"	7928	7963	35	22	0,128	0,278
SSH-06	"Ts"	7994	8022	28	11	0,182	0,171
SSH-07	"Ui"	7794	7828	34	11,5	0,204	0,197
SSH-08	"Ts"	7770	7815	45	23	0,148	0,37
SSH-09	"Us"	7570	7616	46	14,5	0,155	0,346
SSH-10	"Ts"	7767	7819	52	28,5	0,178	0,192
SSH-11	"Us"	7640	7693	53	13	0,185	0,337
SSH-12D	"Ts"	8242	8276	34	14,5	0,159	0,221

FUENTE: Subgerencia de Exploración y Desarrollo Petroproducción

REALIZADO POR: David Jaque

2.4 INFORMACIÓN PARA EL ESTUDIO DEL INCREMENTO DE AGUA PRODUCIDA

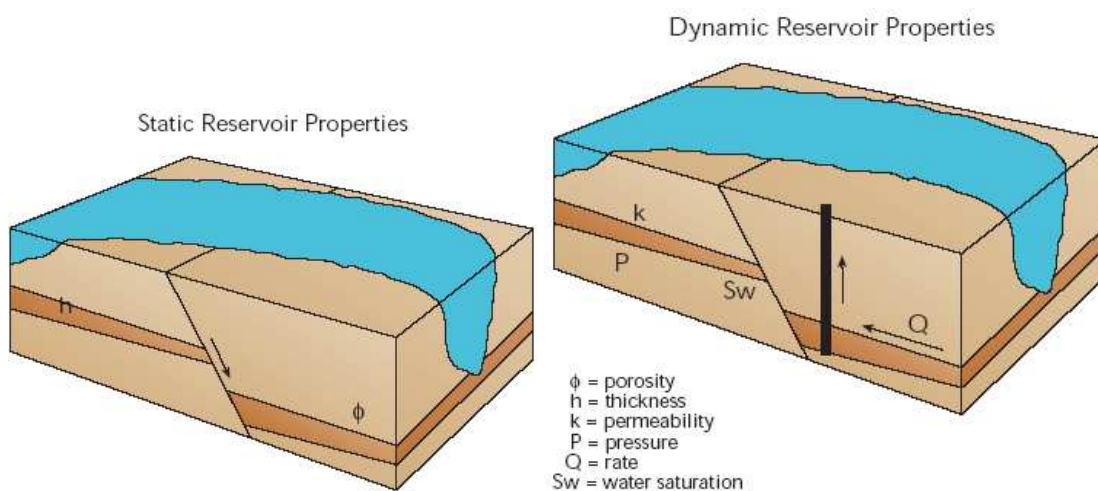
Para realizar el estudio del incremento de la producción de agua es necesario recopilar y analizar la información de todos los aspectos del pozo y los parámetros del reservorio, como son: la completación del pozo y parte mecánica del mismo, así como los parámetros petrofísicos que caracterizan al reservorio en estudio; consiguiendo de esta manera comprender la raíz del problema. Sin embargo, no

toda la información disponible puede ser suficiente para la identificación del problema y, peor aún, si no se dispone de información necesaria.

2.4.1 DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO

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

FIGURA 2.16
PROPIEDADES ESTÁTICAS Y DINÁMICAS DEL RESERVORIO



FUENTE: TESIS FREDDY HUILCA

En la figura 2.13 se observa que entre las características estáticas del reservorio están la forma, tamaño, posición, capacidad de almacenaje, porosidad y presencia de una falla; éstas no cambian con el tiempo. Las características dinámicas son aquellas que si varían con el tiempo y son la permeabilidad, la presión, la saturación de agua y el caudal; incluyendo también la distribución inicial, actual y futura de fluidos.

2.4.2 PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión proporcionan información de las propiedades del reservorio, tales como permeabilidad horizontal y vertical, presión y heterogeneidades.

2.4.2.1 Presiones de reservorio

De acuerdo a los informes de pruebas de presión del campo Sansahuari, hasta junio del 2008, las presiones de reservorio inicial y actual son las que se presentan en la **Tabla 2.5**.

TABLA 2.5
PRESIONES DE RESERVORIO

FORMACION	Pr INICIAL (psi)	Pr ACTUAL (psi)
Us	3243	2850
Ui	3270	2850
Ts	3388	2950

FUENTE: Subgerencia de Exploración y Desarrollo Petroproducción

REALIZADO POR: David Jaque

Los datos de presión de reservorio para las arenas productoras se estimaron en base a la tendencia de declinación exponencial de presión usando el grafico presión de reservorio vs tiempo. En el anexo **2.1** se muestra la tendencia del comportamiento de las presiones de reservorio en las arenas productoras del campo Sansahuari.

2.4.2.2 Permeabilidad anisotrópica

Los yacimientos usualmente son anisotrópicos; es decir, que sus propiedades dependen de la dirección en la cual se mide. Por lo tanto, la permeabilidad anisotrópica está definida como la relación entre la permeabilidad horizontal y vertical.

Al comienzo de la vida productiva de un yacimiento, la permeabilidad horizontal es la más importante ya que controla la productividad del mismo. Pero con el pasar del tiempo, la permeabilidad vertical pasa a ser importante debido a su efecto de conificación cerca de un pozo vertical o el comportamiento de cresta en los pozos horizontales. Generalmente, la permeabilidad vertical es menor que la horizontal en reservorios petrolíferos. Siendo así que se tendrán las siguientes posibilidades en base a la relación de las permeabilidades horizontal y vertical:

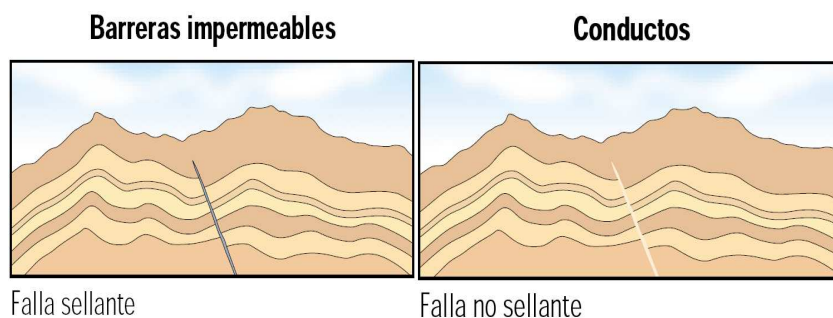
$$\frac{K_h}{K_v} \approx 1 \text{ Se tiene serios problemas de conificación}$$

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

2.4.2.3 Heterogeneidades del reservorio

Los yacimientos son complejos y heterogéneos. Las heterogeneidades controlan la distribución y el movimiento de los fluidos en el reservorio. Entre las heterogeneidades que se pueden presentar en el Campo Sansahuari están las Fallas no sellantes y Fallas sellantes como se muestra en la figura 2.14.

FIGURA 2.17
TIPOS DE HETEROGENEIDADES DE RESERVORIOS



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

Una falla sellante puede interferir en la comunicación de pozos productores e inyectores. Pero en el caso del campo Cuyabeno, en lo específico para Sansahuari, no se tienen pozos inyectores pero existen pozos productores

(SSH-08 y SSH-09) cercanos a la falla que corresponde al límite oeste del área de interés con orientación preferencial N-S, y se asume que se trata de una falla sellante debido a la baja permeabilidad y cierre de la estructura.

Las capas delgadas, las fallas y las fracturas pueden tener un gran efecto en el movimiento del gas, de un acuífero y del gas y agua inyectados de ser el caso, por lo que es necesario conocer las diferentes causas que producen la prematura producción de agua.

Causas de la conificación: la conificación o cresta se produce por la diferencia del gradiente de presión alrededor del pozo, cuando este se encuentra lo más cercano posible a un acuífero. La tendencia del agua o gas a conificarse es inversamente proporcional a la diferencia de densidades entre petróleo, gas y/o agua existentes, pero directamente proporcional a la viscosidad y la caída de presión cerca del pozo. Además, se sabe que la conificación ocurre porque la más alta permeabilidad de la roca presenta las más altas tasas de flujo y requiere menos caída de presión.

En el anexo 2.2 se presentan los cambios repentinos de producción de agua y el incremento paulatino del corte de agua de todo el campo Sansahuari en base al historial de producción utilizando el programa OilField Manager, "OFM"

Canalización en alta permeabilidad: los reservorios con fracturas o altas permeabilidades pueden sufrir una muy rápida canalización de agua con una pobre eficiencia de barrido

Zonas con muy alta permeabilidad y sus correspondientes altas tasas de flujo, crean canales preferenciales al movimiento. Es decir, la movilidad del agua es más alta que la movilidad del petróleo; ésta condición resulta en una prematura comunicación entre el reservorio y un acuífero, lo que puede ser el caso del campo Sansahuari y que a su vez causa que la eficiencia de barrido disminuya.

En el anexo 2.3 se puede observar, en base a la producción acumulada usando el programa OilField Manager “OFM”, cómo desde inicios de vida productiva del campo Sansahuari se va incrementando la producción de agua en los últimos años (hasta diciembre del 2007); lo que da indicios de presencia de zonas con alta permeabilidad.

Fingering (Digitación): son franjas discretas de desplazamiento de agua que se pueden mover a través del reservorio o campo en un ambiente de flujo de agua, especialmente cuando existen altas relaciones agua – petróleo. Cuando existen altas relaciones de viscosidad agua – petróleo, pueden ocurrir inestabilidades en la interface agua – petróleo ya que la conducción de los fluidos tiene alta permeabilidad.

2.5 MANEJO DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SANSAHUARI

La mayoría de los pozos del campo Sansahuari producen mediante el sistema de Bombeo Hidráulico (Power Oil) y, actualmente, solo uno produce con Bombeo Electrosumergible (BES).

El múltiple de entrada del campo Sansahuari es un conjunto de válvulas y accesorios que recibe la producción de crudo de los 9 pozos (SSH-2, SSH-4, SSH-6, SSH-7, SSH-8, SSH-9, SSH-10 y SSH-11) del sistema Power Oil y del pozo SSH-12D del sistema de bombeo electrosumergible.

Según el comportamiento de los pozos productores, en el múltiple de entrada se inyecta demulsificante, antiparafínico y antiespumante.

De acuerdo con la distribución de pozos, el múltiple de entrada dirige el crudo hacia el separador de prueba, cuya capacidad de trabajo es de 5000 BFPD para el respectivo tratamiento de separación de fluidos; posteriormente, el crudo es

enviado a los separadores de producción 1 y 2 con capacidades de tratamiento de 8000 y 10000 BFPD, respectivamente.

Una vez realizado la separación de fluidos, estos son conducidos a la bota de gas, cuya altura aproximada es de 42 pies, para posteriormente ser transportados al tanque de lavado.

Parte del gas separado se utiliza para calentar el colchón de agua del tanque de lavado y la otra parte se quema mediante el uso dos mecheros intermitentes.

El tanque de lavado trabaja con un colchón de agua promedio de 9,2 pies y un tiempo de residencia aproximado de 12 horas; su capacidad nominal es de 12590 BFPD y opera con 11190 BFPD. Luego, el fluido lavado se traslada al tanque de surgencia; cuya capacidad nominal es de 18094 BFPD y opera con 16118 BFPD.

Del tanque de surgencia se succiona crudo limpio para el sistema Power Oil, el cual es inyectado a los pozos SSH-2, SSH-4, SSH-6 y SSH-7 en un volumen aproximado de 4670 BFPD, a una presión de descarga de 3750 psi. Para la inyección de los 4 pozos restantes se succiona crudo limpio del tanque de surgencia de la estación Cuyabeno, y se inyecta a través de la línea del fluido motriz a los pozos SSH-8, SSH-9, SSH-10 y SSH-11 mediante una válvula seccionadora ubicada a la altura del pozo SSH-5 en un volumen aproximado de 4210 BFPD y una presión promedio de descarga de 3750 psi. En la línea Power Oil se inyecta demulsificante, antiparafínico y antiespumante para evitar efectos de corrosión y escala.

El volumen de fluido motriz inyectado en los pozos es de aproximadamente 8880 BFPD, generando una producción promedio de 1640 BPPD y 4656 BAPD, donde el porcentaje promedio de BSW es del 72.43% hasta junio del 2008. Estos datos fueron obtenidos en el Departamento de Corrosión del Área Cuyabeno.

En los Campos Cuyabeno y Sansahuari la energía eléctrica se suministra mediante generadores de combustión interna apoyada de transformadores

elevadores de 480 y 2.300 voltios. El pozo SSH-12D que produce con bombeo electosumergible consume 77 KW de energía.

Finalmente el crudo de la Estación Sansahuari se envía por la línea de transferencia hacia los tanques de oleoducto de Cuyabeno.

2.6 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SANSAHUARI

Las facilidades de producción con las que cuenta el campo son (Ver tabla 2.6):

- Equipos instalados de manera general
 - ✓ Múltiple de entrada
 - ✓ Separador de prueba
 - ✓ Separadores de producción
 - ✓ Tanque de lavado
 - ✓ Tanque de surgencia
 - ✓ Tanque de diesel
 - ✓ Calentador

- Sistemas instalados
 - ✓ Sistema de Power Oil
 - ✓ Sistema de Reinyección de Agua
 - ✓ Sistema Contra Incendios

TABLA 2.6

FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CAMPO SANSAHUARI				
DEPARTAMENTO: PRODUCCIÓN				
CAMPO AREA : SANSAHUARI				
PERIODO 2do TRIMESTRE 2007				
FECHA: 05-jun-07				
UBICACIÓN	ELEMENTO, EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL	TRABAJOS REALIZADOS NOVEDADES
Área Producción	Manifolds 01 separador de prueba 01 separador de producción 01 separador de producción 01 generador Caterpillar 275 KV 01 Tk diesel 5.000 galones	múltiples 10 pozos cap: 5000 bls cap: 10000 bls cap: 8000 bls energía equipos combustible para generador	10 en servicio operando operando operando operando en uso	ninguno disponible 22 psi, 100°F
Área Power oil	2 bombas quint. National 03 booster's eléctricas 60 HP c/u , b/durco 1v2" 01 booster a diesel Lister b/durco 4x3" 1 compresor elec.National 1 compresor mec .Lister medidores de flujo (2) Smith Meter 3 bombas de químicos	bombeo crudo a 4 pozos transfer. a bomb. National transfer. a bomb. National sistema neumático sistema neumático contadores de bls químicos	regular operando reserva bueno reserva operando buenas	motor Caterpillar; desc: 3750 cubre a todos los equipos de la estación cubre a todos los equipos de la estación preventivo
Sistema Contraincendios	tanque 1960 bls.(22,5 m3) 2 motores bomba Detroit a diesel Tk. 1700 gls. Horizontal	Almacenamiento agua SCI Almacenamiento espuma	bueno bueno bueno	

CONTINUACION TABLA 2.6

Tanques Estación	Tk. Vertical 12590 bls Tk. Vertical 18094 bls Tk. Vertical 9622 bls 01 calentador (3 cilindros)	lavado surgencia Almac. Diesel disolución crudo	regular bueno bueno bueno	ninguno ninguno combustible para generadores ingreso 106°F
Bombas	3 Bombas elec. 5 HP 1 Bomba Lister diesel 2 Bombas elec. 50 HP 1 Bomba elec. (Baldor) 15 HP 1 Bomba elec. 7.5 HP 1 motor/bomba enclosed 5 HP 1 motor/bomba aurora pump 1 Bomba elec.	Sumideros Trans.a Cuyabeno Trans.a Cuyabeno Calentador Llenado SCL Sumideros Sumideros Llenado SCL	buenas buena buenas buenas buena buena buena buena	con contador de flujo bomba Durco 3 x 2 "
Sistema Reinyección Agua	2 bombas Reda GN-7000 (36 etapas c/u) 2 bombas eléctricas 60 HP c/u 1 Tk. De 3000 bls 1 medidor de flujo (Nuflo) 3 bombas de químicos 1/4 de HP 1 gene. Caterpillar 0377 455 KW 1 gene. Caterpillar 3905 500 KW Tk. 5006 galones horizontales.	Reinyección Trans. A bombas horizontales Reda Almacenamiento agua contador de bls químicos Reinyección Reinyección Almacenamiento Diesel.	operando operando operando operando buenas operando reserva bueno	Motores High efficiency 250HP c/u bombas Durco 3 x 2 " Instalado en línea de succión Ninguno.

FUENTE: Subgerencia de Exploración y Desarrollo Petroproducción

REALIZADO POR: David Jaque

En el anexo **2.4** se muestra un Diagrama de la Estación de Producción del Campo Sansahuari.

2.6.1 SISTEMA POWER OIL

El sistema de levantamiento hidráulico del campo es un sistema abierto, donde el fluido inyectado y producido retornan mezclados por el anular, con un sistema de inyección de químicos centralizado.

Para este sistema, la estación Sansahuari está constituida por dos bombas Quintuplex marca National, con presiones de inyección y succión de 3700 y 80 psi, respectivamente, utilizadas para el bombeo de crudo de 4 pozos; cuatro bombas Booster marca SLB de las cuales tres son eléctricas de 60 HP y una a diesel utilizadas para la transferencia de crudo a las bombas National; un compresor eléctrico marca National y un compresor mecánico marca Lister, ambos utilizados en el sistema neumático; y, dos contadores de flujo y tres bombas de químicos.

2.6.2 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO SANSAHUARI

Las facilidades de Reinyección de Agua con las que cuenta la Estación Sansahuari se describen a continuación.

Un tanque para el almacenamiento del agua a ser reinyectada, con una capacidad de 3000 Bls; el agua almacenada proviene del colchón de agua del tanque de lavado.

Dos bombas eléctricas de 60 HP para la reinyección, las que trabajan con el agua almacenada en el tanque; la descarga se la realiza a una presión de trabajo de 80 psi. Después, el fluido (agua) se envía hacia las dos bombas horizontales (REDA

GN-7000), las que se encargan de reinyectar al pozo SSH-1 mediante líneas de 4" con una presión de descarga promedio de 1140 psi; fluido inyectado a la formación Tiyuyacu.

Las bombas horizontales (REDA) reinyectan aproximadamente un promedio de 5661 BAPD en junio del 2008, ya que en ocasiones una bomba está operando y la otra está en stand-by. De datos proporcionados por el departamento de Reinyección del Área Cuyabeno se puede observar un desfase entre la producción y la inyección de agua; es decir se puede estar reinyectando más agua de la que se produce en algunos casos; esto puede ocurrir a causa de algunas variables como son: la presión de succión, la presión de descarga o el nivel del colchón de agua.

El anexo **2.5** muestra el comportamiento de la producción, inyección y las variables que intervienen en un periodo de 26 días en el mes de diciembre del 2008, este comportamiento es similar cada mes.

Además de un medidor de flujo (Nuflo) o contador de barriles, tres bombas de químicos de $\frac{1}{4}$ de HP, dos generadores Caterpillar de 455 y 500 Kw utilizados para la reinyección y un tanque horizontal para el almacenamiento de diesel de 5006 galones de capacidad (todos buenos y operando).

En el anexo **2.6** se muestra un Diagrama del Sistema de Reinyección de Agua de Formación del campo Sansahuari.

2.6.3 SISTEMA CONTRA INCENDIOS

Este sistema está constituido por un tanque de almacenamiento de agua con una capacidad de 1960 Bls, dos motores bomba (Detroit) a diesel y un tanque horizontal para el almacenamiento de espuma con una capacidad de 1700 galones.

2.7 DESARROLLO DEL CAMPO SANSAHUARI.

Uno de los objetivos de PETROPRODUCCION es mantener e incrementar la producción de petróleo, por lo que un grupo de trabajo (Unidad Estratégica de Negocios Cuyabeno) ha realizado un análisis estructural, estratigráfico y de producción de los campos Cuyabeno y Sansahuari, y se ha planificado la perforación de 7 pozos direccionales para el 2008; de los cuales 6, son en el campo Cuyabeno y 1 en el campo Sansahuari (SSH-16D) con la finalidad de drenar los reservorios U Superior, U Inferior y T de la Formación Napo.

En la **Tabla 2.7** se presenta el cuadro con las proyecciones de producción a diciembre del 2008, con sus respectivos incrementos. Estos datos fueron obtenidos del Departamento de Ingeniería en Yacimientos Petroproducción - Quito.

TABLA 2.7
CUADRO LAS PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN A DICIEMBRE DEL 2008

CAMPO SANSAHUARI					
FECHA	PETROLEO (BPPD)	AGUA (BAPD)	INC. PETRO (BPPD)	INC. AGUA (BAPD)	TOTAL FLUID (BLS)
01/12/2007	2118	3769	-	-	5887
01/12/2008	2795	3810	677	41	6605

FUENTE: Subgerencia de Exploración y Desarrollo Petroproducción

REALIZADO POR: David Jaque

CAPÍTULO 3

SELECCIÓN DE POZOS E IMPLEMENTACIÓN DE TÉCNICAS MECÁNICAS Y QUÍMICAS PARA EL CONTROL DEL INCREMENTO DE AGUA

Todo campo petrolero es afectado por el agua desde el inicio de la vida productiva hasta el abandono del mismo; pasando por las diferentes etapas de desarrollo y producción.

Durante la etapa de producción de petróleo, tarde o temprano, el agua proveniente de un acuífero, o de pozos inyectores, se mezcla con el petróleo y se producen simultáneamente. Este fenómeno se da especialmente en campos maduros como es el caso del campo Sansahuari.

La alta producción de agua tiene un impacto en el desarrollo del Campo Sansahuari, y no es un problema sencillo de solucionar, por lo que su control es preponderante; encaminado siempre a mejorar la producción de petróleo con una mayor recuperación de las reservas a bajo costo.

3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA

La selección de los pozos en el Campo Sansahuari se la realiza con el objeto de estudiarlos y conocer las causas del incremento de agua basándose en los siguientes criterios de selección:

- Pozos con alto corte de agua (BSW)
- Pozos que se encuentran cercanos a la Falla Regional
- Pozos con cambio brusco de RAP
- Historia de producción y reservas

3.1.1 POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA (BSW)

De la información proporcionada en el Departamento de Yacimientos Petroproducción – Quito, se considera rentable en condiciones actuales producir hasta 100 BPPD; seleccionando de esta manera los pozos cuyo corte de agua es alto (BSW > 70%) hasta junio del 2008, y se considere no rentable para la empresa. Ver selección en la Tabla 3.1

TABLA 3.1
POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA (BSW)

POZO	ARENA	BPPD	BAPD	BSW (%)
SSH-09	"Us"	153	665	81,4
SSH-11	"Us"	144	611	83,8
SSH-07	"Uj"	251	1238	83,2
SSH-08	"Ts"	182	564	75,7
SSH-10	"Ts"	201	506	71,7

FUENTE: Petroproducción- Quito
REALIZADO POR: David Jaque

3.1.2 POZOS CERCANOS A FALLA REGIONAL

Esta selección es con el fin de saber si el incremento de agua en los pozos se debe a la presencia de algún medio acuífero al otro lado de la falla.

Para la selección de los pozos que se encuentran en los bajos estructuralmente de la falla regional del Campo Sansahuari, se emplea el diagrama de ubicación de los pozos (ver anexo 3.1).

En la Tabla 3.2 se muestra los pozos que se encuentran cercanos a la falla regional del Campo Sansahuari.

TABLA 3.2
POZOS CERCANOS A LA FALLA REGIONAL DEL CAMPO SANSAHUARI

POZO	ARENA	BPPD	BAPD	BSW (%)
SSH-09	"Us"	153	665	81,4
SSH-08	"Ts"	182	564	75,7

FUENTE: Petroproducción- Quito
REALIZADO POR: David Jaque

3.1.3 POZOS CON CAMBIO BRUSCO DE LA RAP

Estos pozos son seleccionados en base a la grafica RAP vs tiempo, donde se observa el rápido cambio que la RAP en poco tiempo (ver anexos 3.3.1, 3.4.1, 3.5.1, 3.6.2, 3.7.1, 3.8.1, 3.9.1, 3.10.1 y 3.11.1). Dentro de este análisis también se considera a los pozos cuyo comportamiento muestra un incremento paulatino de la RAP. En las Tablas 3.3 y 3.4 se detallan los pozos seleccionados.

TABLA 3.3
POZOS CON CAMBIOS BRUSCOS DE RAP

POZO	ARENA	BPPD	BAPD	BSW (%)	FECHA ANTES	RAP ANTES	RAP DESPUES	FECHA DESPUES
SSH-02	"Ui"	202	399	66,4	01/07/2001	0,84	5,62	01/08/2001
SSH-10	"Ts"	201	506	71,7	01/02/2004	2,34	4,05	01/03/2004
SSH-12D	"Ts"	556	984	64	01/11/2006	0,01	2,13	01/12/2006

FUENTE: Petroproducción- Quito
REALIZADO POR: David Jaque

Incremento paulatino de RAP: se consideran aquellos pozos que han ido incrementando paulatinamente su RAP, cuya tendencia muestra un incremento de la relación con respecto al tiempo de producción.

TABLA 3.4
POZOS CON INCREMENTO PAULATINO DE RAP

POZO	ARENA	BSW (%)	FECHA ANTES	RAP ANTES	RAP DESPUES	FECHA DESPUES
SSH-09	"Us"	81,4	01/07/1997	0,202	6,692	01/02/2007
SSH-02	"Uj"	66,4	01/08/2002	0,05	2,04	01/05/2008
SSH-04	"Ts"	51,4	01/06/2004	0,12	1,38	01/04/2008
SSH-08	"Ts"	75,7	01/11/2005	1,82	2,76	01/07/2007
SSH-10	"Ts"	71,7	01/03/1998	0,15	2,39	01/08/2005

Fuente: Petroproducción- Quito
Realizado por: David Jaque

3.1.4 HISTORIA DE PRODUCCION Y RESERVAS

De acuerdo al análisis realizado en las graficas de los historiales de producción de los pozos que se encuentran produciendo hasta junio del 2008 en el Campo

Sansahuari (ver anexos 3.3.8, 3.4.2, 3.5.2, 3.6.2, 3.7.5, 3.8.5, 3.9.5, 3.10.5 y 3.11.5), se observa una temprana producción de agua.

Temprana producción de agua: otra de las preocupaciones de Petroproducción es conocer por qué ciertos pozos presentaron altos cortes de agua a inicios o a tiempos muy tempranos de producción; es decir, una rápida producción de agua en tiempos tan cortos como días hasta unos meses. En la tabla 3.5 se muestra los pozos que presentan este tipo de problema.

TABLA 3.5
POZOS CON TEMPRANA PRODUCCIÓN DE AGUA

POZO	ARENA	INICIO PRODUCC	BPPD	BAPD	BSW (%)	TIEMPO TEMPRANO	BPPD	BAPD	BSW (%)
SSH-11	"Us"	01/01/2008	64,71	225,48	77,7	01/05/2008	233,81	917,94	79,7
SSH-02	"Uj"	01/06/2001	332,63	18,23	5,2	01/08/2001	217,32	1221,9	84,9
SSH-07	"Uj"	15/05/2008	432	1223	73,9	13/06/2008	242	1243	83,7
SSH-06	"Ts"	01/12/2006	118	236	66,7	01/07/2007	117	288	71,1
SSH-08	"Ts"	01/08/2002	595,74	58,19	8,9	01/04/2003	373,97	460,77	55,2
SSH-12D	"Ts"	01/10/2006	492	4,97	1	01/12/2006	417,26	886,68	68

FUENTE: Petroproducción- Quito

REALIZADO POR: David Jaque

Como se puede observar, los pozos SSH-11, SSH-07 y SSH-06 presentaron altos cortes de agua (BSW) cuando se inició la producción; mientras que los pozos SSH-02, SSH-08 y SSH-12D iniciaron la producción con bajo BSW, pero en tiempos muy tempranos (meses) se incrementó la producción de agua a valores muy altos.

Reservas: para típicos tratamientos de control de agua se seleccionarán aquellos pozos cuyas reservas sean rentables para la empresa.

De acuerdo a esta consideración, y con la ayuda del pronóstico (forecast) del programa OFM (OilField Manager 2005), se generó una tendencia de declinación exponencial de producción de petróleo por arena y por pozo (ver anexos 3.3.3, 3.3.4 y 3.3.5) para un tiempo de 4 años. Es decir, se realizó un análisis de las reservas que se estiman recuperar hasta 2012; si se fija como límite económico

producir 100 BPPD. Este análisis dio como resultado reservas remanentes que justifican la aplicación de un tratamiento para el control de agua en todos los pozos que se encuentran produciendo (hasta junio del 2008).

Realizada la selección de los pozos por las causas de mayor incidencia de incremento de agua, y dada la repetitividad de los pozos según su causa tal como se muestra en la tabla 3.6, se procede a la selección definitiva de los pozos con incremento de agua.

TABLA 3.6
REPETITIVIDAD DE LOS POZOS EN CADA CAUSA

POZO	ARENA	ALTO CORTE DE AGUA (BSW %)	CERCANOS A FALLA REGIONAL	CAMBIO BRUSCO DE RAP	INCREMENTO PAULATINO DE RAP	TEMPRANA PRODUCCION DE AGUA
SSH-09	"Us"	X	X		X	
SSH-11	"Us"	X				X
SSH-02	"Ui"			X	X	X
SSH-07	"Ui"	X				X
SSH-04	"Ts"				X	
SSH-06	"Ts"					X
SSH-08	"Ts"	X	X		X	X
SSH-10	"Ts"	X		X	X	
SSH-12D	"Ts"			X		X

REALIZADO POR: David Jaque

Esta selección permitirá tener una idea más clara de lo que está pasando con la producción de cada pozo del Campo, permitiendo de esta manera recomendar los trabajos que sean económicamente rentables para Petroproducción.

Los pozos seleccionados para realizar los análisis y determinar la causa del incremento de agua que mayormente afecta son los siguientes:

- Pozo Sansahuari 09 ("U Superior")
- Pozo Sansahuari 11 ("U Superior")
- Pozo Sansahuari 02 ("U Inferior")
- Pozo Sansahuari 07 ("U Inferior")
- Pozo Sansahuari 08 ("T Superior")
- Pozo Sansahuari 10 ("T Superior")
- Pozo Sansahuari 12D ("T Superior")

En los anexos 3.8.4, 3.10.4, 3.3.7, 3.6.2, 3.7.4 y 3.11.4 se muestra el historial de producción de los pozos anteriormente seleccionados.

3.2 TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO PARA EL CONTROL DE AGUA EN EL YACIMIENTO

La principal necesidad de Petroproducción es comprender los diferentes problemas y la aplicación efectiva de soluciones a los constantes incrementos de agua en el campo Sansahuari. Para ello, la clave principal para el control de agua son los DIAGNÓSTICOS; los que permiten identificar el problema específico de agua en los pozos.

Los historiales de producción frecuentemente proporcionan abundante información que ayudan a diagnosticar los problemas de agua en los pozos, así como también ayudan a elegir un adecuado procedimiento para controlar el agua presente en los yacimientos; por lo tanto, el diagnóstico de los pozos se utilizan fundamental para:

- a) Identificar los pozos mejores candidatos para el control de agua.
- b) Determinar el origen del problema de agua y elegir el método de control más adecuado.
- c) Localizar el punto de entrada de agua en el pozo con el fin de implementar adecuadamente el tratamiento.

La identificación de la causa o causas más probables de aquellos pozos con problemas de agua, se las realiza en base a un cuidadoso análisis de los gráficos que a continuación se mencionan.

3.2.1 GRÁFICO DE RECUPERACIÓN

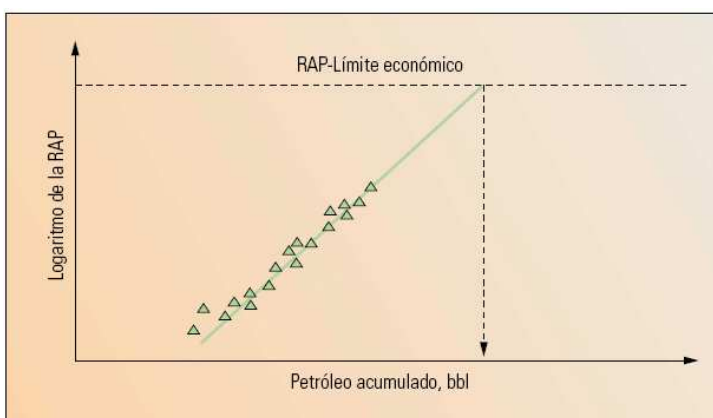
Es una gráfica semilogarítmica de la RAP (Relación Agua Petróleo) versus la producción acumulada de petróleo. La tendencia de la producción se puede extrapolar hacia el límite económico de la RAP para determinar la producción de petróleo que se obtendrá si no se toma una acción de control de agua. Si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

Sí por el contrario, este valor es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, entonces el pozo está produciendo agua en exceso y se debería realizar una acción remedial siempre y cuando el proyecto resulte económicamente rentable.

En la figura 3.1 se tiene una gráfica de recuperación que muestra el incremento de la relación agua – petróleo versus la producción acumulada de petróleo.

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

FIGURA 3.1
GRÁFICO DE RECUPERACIÓN



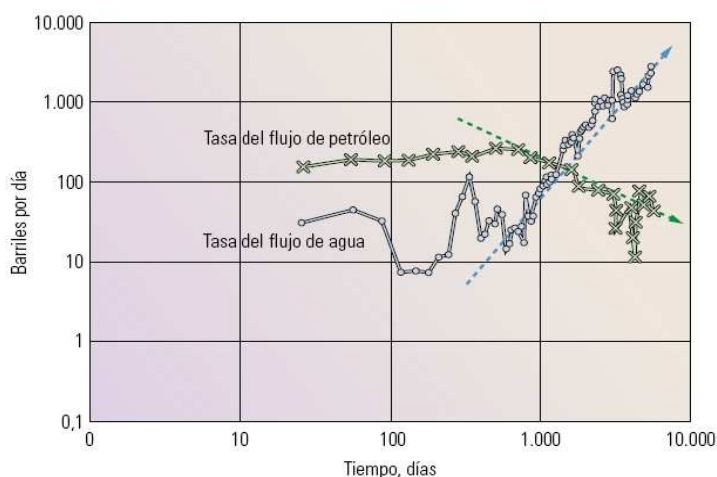
FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

3.2.2 GRÁFICO DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Esta es una gráfica tipo log – log de los caudales de petróleo y agua versus el tiempo. Los pozos que son buenos candidatos para el control de agua suelen mostrar un incremento en la producción de agua y un decremento en la producción de petróleo, casi en forma simultánea; es decir, estos cambios ocurren al mismo tiempo.

La figura 3.2 muestra la producción de agua y de petróleo versus el tiempo y puede ayudar en la identificación de los problemas de agua. Algún cambio simultáneo repentino indicando incremento de agua con reducción de petróleo es un síntoma de que se requiere un trabajo de remediación en el pozo.

FIGURA 3.2
GRÁFICO DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

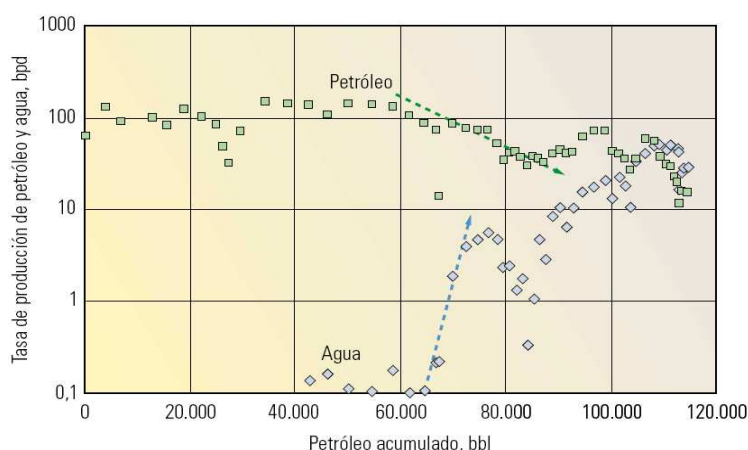
3.2.3 ANÁLISIS DE LA CURVA DE DECLINACIÓN

Es un gráfico semilogarítmico del caudal de producción de petróleo y el caudal de producción de agua con respecto al petróleo acumulado.

El agotamiento normal del yacimiento produce una curva cuya tendencia es rectilínea (la curva de petróleo), mientras que una declinación pronunciada puede

indicar la existencia de algún otro problema; como por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño. La figura 3.3 muestra un cambio brusco en las pendientes de petróleo y agua, constituyendo una advertencia de que el exceso de agua puede estar afectando la producción normal.

FIGURA 3.3
ANÁLISIS DE LA CURVA DE DECLINACIÓN



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

3.2.4 GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO ESPECIFICOS

3.2.4.1 Gráfica log RAP vs log Tiempo

Son gráficas que ayudan a determinar el problema específico que causa la producción excesiva de agua gracias a la comparación con patrones de comportamiento conocidos. Este gráfico es de tipo log-log de la RAP (Relación Agua Petróleo) versus el tiempo. En las figuras 3.4, 3.5 y 3.6 se presenta ejemplos de curvas de RAP versus el tiempo que ayudan a diagnosticar los diferentes problemas de incremento de agua.

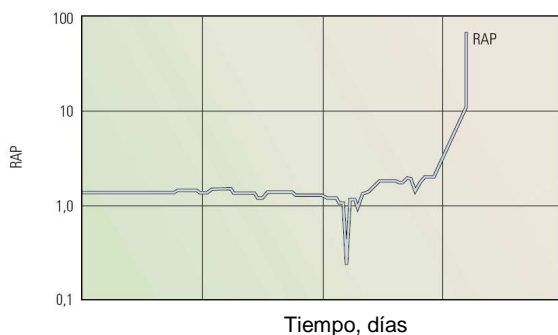
Las siguientes características básicas distinguen entre diferentes mecanismos de rompimiento de agua:

- (a) Flujo a través de las Fallas
- (b) Flujo a través de las Fracturas

- (c) Canal de flujo detrás del Casing
- (d) Movimiento del Contacto Agua – Petróleo (CAP)
- (e) Problemas de Conificación.

Las interpretaciones del movimiento del CAP se han construido de simulaciones matemáticas y experiencias de campo.

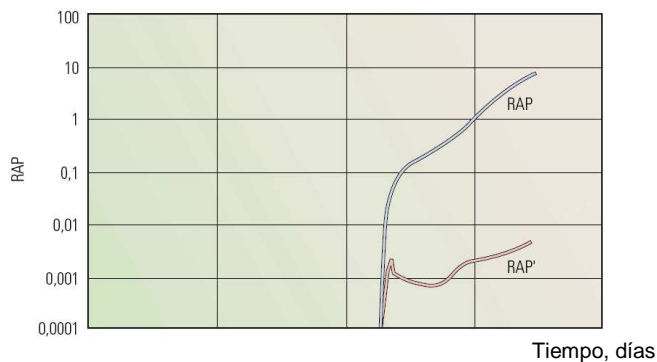
FIGURA 3.4
PERFILES DE LOS GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

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

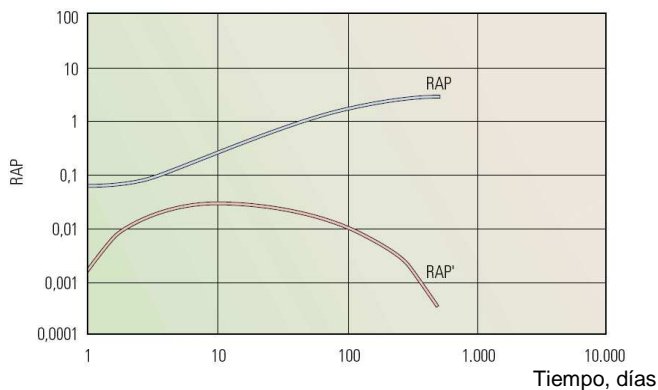
FIGURA 3.5
PERFILES DE LOS GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

(b) El movimiento del contacto agua – petróleo (CAP) muestra un rápido incremento en el rompimiento de agua, seguido de una curvilínea.

FIGURA 3.6
PERFILES DE LOS GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO

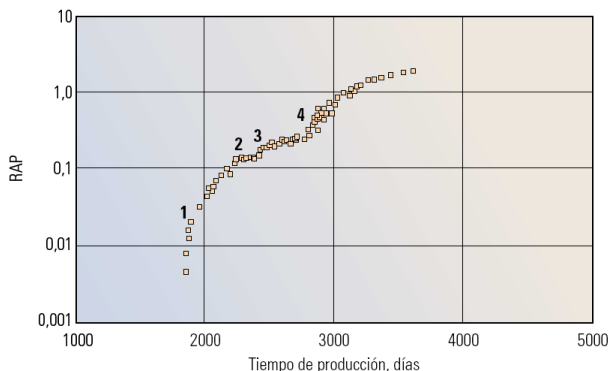


FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

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

La gráfica de diagnóstico de la RAP generado mensualmente, con los datos de pruebas de presión, muestra el efecto de la variación de la permeabilidad en el estrato del reservorio; tal como lo muestra la figura 3.7.

FIGURA 3.7
GRÁFICA DE DIAGNÓSTICO DE LOS DATOS MENSUALES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

3.2.4.2 Curvas Tipo “Chan”

Las curvas tipo para el presente estudio se las tomó del paper SPE 30775 “Water Control Diagnostic Plots” del autor K.S. Chan (Schlumberger Dowell) y que se presentan en los anexos 3.2.1, 3.2.2 y 3.2.3.

Las curvas tipo Chan representan es un estudio numérico de los historiales de producción de agua y petróleo, y su relación denominada RAP (Relación Agua Petróleo).

Basándose en un sistema de estudio numérico de simulación sobre reservorios con conificación y canalización, se descubrió que realizando gráficos de tipo log-log de la RAP vs tiempo y la derivada de RAP (RAP') vs la derivada del tiempo, se puede visualizar la tendencia de las diferentes características de los reservorios y los posibles problemas del pozo como son la conificación y canalización cerca del pozo.

3.3 HERRAMIENTAS DE DIAGNÓSTICO

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

Entre las herramientas se tiene:

Borehole video: es una herramienta que permite dar una visión del pozo y del flujo a través de las perforaciones. La ventaja es que hace más simple la interpretación y se puede usar para localizar las fuentes del flujo de agua dentro de pozo.

Registros de producción de pozos: se los utiliza para determinar el perfil de flujo y localizar donde está ubicada la entrada de agua dentro del pozo; este registro se corre en completaciones donde exista una herramienta “Y Tool”.

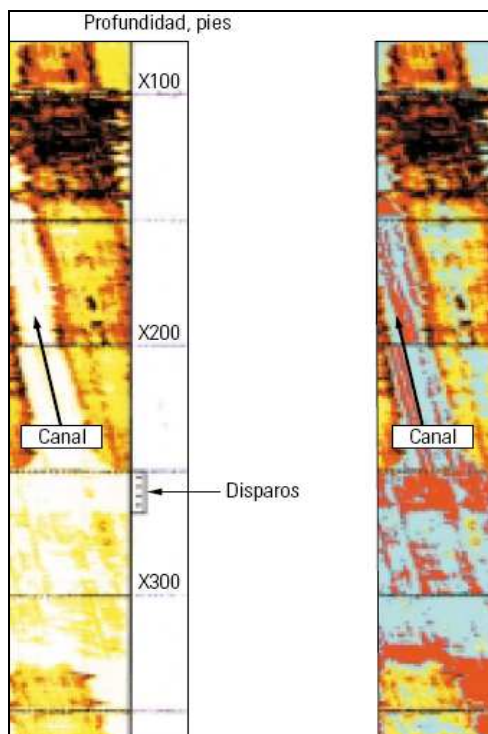
Análisis químicos del agua producida: la composición química del agua producida permite identificar la posible fuente de agua, mediante la comparación entre las composiciones químicas del agua de formación y el agua de inyección si se dispone de muestras. La salinidad es uno de los parámetros que permite conocer si se está produciendo de la misma formación o no.

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

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

Registros de calidad de cemento: es una herramienta que obtiene imágenes a través del revestidor, y permite evaluar la calidad y adherencia del cemento en un pozo e identificar si existen canales de flujo detrás del revestidor. En la figura 3.8 se muestra un ejemplo de un pozo con canalización por encima de los disparos utilizando la herramienta de imágenes Ultrasónicas USI.

FIGURA 3.8
REGISTRO DE CEMENTACIÓN ULTRASÓNICO USI



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

3.4 ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE INVASIÓN DE AGUA EN LOS POZOS SELECCIONADOS

Para realizar el análisis de los pozos, se requiere de datos y características más relevantes del pozo. A continuación, en las tablas 3.7.1, 3.7.2 y 3.7.3, se muestran algunas de ellas.

TABLA 3.7.1
DATOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO – ARENA	PROPIEDAD Y/O VARIABLE	VALOR Y/O DATO
SSH 02 - Ui	Porosidad	18,3(%)
	Zona neta de pago	6,5 ft
	Perforaciones	7740 – 7758 ft (MD) → (18ft) Um
	Squeeze	7762– 7772 ft (MD) → (10ft) 7802 – 7804 ft (MD) → (2ft)
	Permeabilidad estimada	293,7 mD a Junio del 2001
	Salinidad	8650 ppm NaCl a octubre del 2008
	Gravedad °API	28
	GOR	159 pcs / bbl
	BSW [%]	66,4 (%)
	Saturación de agua	27,8 (%)
	Presión fluyente de fondo	1485,5 psi a junio del 2001
	Contacto agua petróleo inicial	7802 ft (MD)
	BHST	202°F
SSH 07 - Ui	Porosidad	20,4 (%)
	Zona neta de pago	11,5
	Perforaciones	7796 – 7801 ft (MD) → (5ft)
	Permeabilidad estimada	22100 mD a Junio del 2008
	Salinidad	5400 ppm NaCl a mayo del 2008
	Gravedad °API	27,6
	GOR	158 pcd / bbl
	BSW [%]	83,2 (%)
	Saturación de agua	19,7 (%)
	Presión fluyente de fondo	2753 psi a Junio del 2008
	Contacto agua petróleo inicial	7826 ft (MD)
BHST	203°F	

FUENTE: Departamento de Yacimientos - Quito
REALIZADO POR: David Jaque

TABLA 3.7.2
DATOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO – ARENA	PROPIEDAD Y/O VARIABLE	VALOR Y/O DATO
SSH 09 - Us	Porosidad	15,5 (%)
	Zona neta de pago	14,5
	Perforaciones	7590 – 7600 ft (MD) → (10 ft)
	Permeabilidad estimada	681 mD a diciembre de 1996
	Salinidad	22000 ppm NaCl a octubre del 2008
	Gravedad °API	27,3
	GOR	158 pcs / bbl
	BSW [%]	81,4 (%)
	Saturación de agua	34,6 (%)
	Presión fluyente de fondo	1878 psi a diciembre de 1996
	Contacto agua petróleo inicial	No registrado en el registro eléctrico
	BHST	202°F
SSH 11 - Us	Porosidad	18,5 (%)
	Zona neta de pago	13 ft
	Perforaciones	7642– 7648 ft (MD) → (6ft) 7668– 7674 ft (MD) → (6ft) Produciendo
	Squeeze	7658– 7664 ft (MD) → (6ft)
	Permeabilidad estimada	264 mD a Mayo del 2008
	Salinidad	22100 ppm NaCl a octubre del 2008
	Gravedad °API	26,3
	GOR	158 pcs / bbl
	BSW [%]	83,8 (%)
	Saturación de agua	33,7 (%)
	Presión fluyente de fondo	2096 psi a mayo del 2008
	Contacto agua petróleo inicial	No registrado en el registro eléctrico
BHST	202°F	

FUENTE: Departamento de Yacimientos – Quito

REALIZADO POR: David Jaque

TABLA 3.7.3
DATOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO – ARENA	PROPIEDAD Y/O VARIABLE	VALOR Y/O DATO
SSH 08 - Ts	Porosidad	14,8 (%)
	Zona neta de pago	23 ft
	Perforaciones	7780 – 7788 ft (MD) → (8ft) 7792 – 7808 ft (MD) → (16ft)
	Permeabilidad estimada	300 mD a Septiembre del 2002
	Salinidad	15800 ppm NaCl a junio del 2008
	Gravedad °API	25,5
	GOR	256 pcs / bbl
	BSW [%]	75,7 (%)
	Saturación de agua	37 (%)
	Presión fluyente de fondo	2170 psi a Septiembre del 2002
	Contacto agua petróleo inicial	No registrado
	BHST	200°F a Septiembre del 2002
SSH 10 - Ts	Porosidad	17,8 (%)
	Zona neta de pago	28,5 ft
	Perforaciones	7778 – 7800 ft (MD) → (22ft)
	Permeabilidad estimada	303 mD a enero de 1997
	Salinidad	14050 ppm NaCl a junio 2008
	Gravedad °API	26,3
	GOR	260 pcs / bbl
	BSW [%]	71,7 (%)
	Saturación de agua	19,2 (%)
	Presión fluyente de fondo	2165 psi a Enero del 1997
	Contacto agua petróleo inicial	7842 ft (MD)
BHST	No registrado	
SSH 12D - Ts	Porosidad	15,9 (%)
	Zona neta de pago	14 ft
	Perforaciones	8246 – 8273 ft (MD) → (27ft) 8278 – 8287 ft (MD) ® (9 ft)
	Permeabilidad estimada	85 mD a Septiembre del 2006
	Salinidad	4650 ppm NaCl a octubre del 2008
	Gravedad °API	28,5
	GOR	254 pcs / bbl
	BSW [%]	64 (%)
Saturación de agua	22,1 (%)	
	Presión fluyente de fondo	1410 psi a Septiembre del 2006
	Contacto agua petróleo inicial	No registrado
	BHST	209°F

FUENTE: Departamento de Yacimientos - Quito

REALIZADO POR: David Jaque

3.4.1 ANÁLISIS DE LOS GRAFICOS DE RECUPERACIÓN

Para el análisis de los gráficos de recuperación se procede a realizar el cálculo del límite económico de la RAP, que consiste en fijar la tasa de producción de petróleo en su límite económico. Petroproducción considera rentable producir hasta 100 BPPD.

En base a este límite fijado, se procede a determinar la RAP para cada pozo utilizando como referencia la producción de petróleo (100 BPPD); posteriormente se realiza un promedio de todos ellos mediante medidas de tendencia central (estadísticas) y se obtiene la RAP única para todos los pozos. Los resultados indican que el límite económico de la RAP tiene un valor igual a 5, con lo cual se procede al análisis de los pozos en estudio.

Pozo SSH-02: la curva de la RAP, con respecto al petróleo acumulado, muestra un comportamiento irregular; ya que el pozo no tuvo una producción continua debido a varias interrupciones. Por lo tanto, se realizó el mejor ajuste para obtener una buena tendencia de la producción extrapolada.

La tendencia es de tipo exponencial y muestra que ya sobrepasó el límite económico de junio 2001 a agosto 2002, luego se realizan trabajos para controlar el incremento de producción de agua y se logra bajar el exceso de agua; de ahí, hasta mayo del 2008, la RAP continúa incrementándose, pero está por debajo del límite económico.

Las reservas totales que podrán recuperarse del pozo serán aproximadamente de 2270 Mbbbls con una RAP = 5 (límite económico).

Por lo tanto, para saber qué cantidad de reservas todavía se puede producir de los pozos seleccionados, se la determina de la siguiente manera:

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

Donde: **Remaining Reserves** = Reservas remanentes (bbls)

EUR = Recuperación Última Esperada (N_i) (bbls)

N_p = Reservas acumuladas a la fecha (bbls)

Del gráfico de recuperación del pozo SSH-02 (ver anexo 3.3.2) se determinan las reservas remanentes a mayo del 2008; en base a las reservas que tienen una RAP = 5 y la producción acumulada de petróleo a la fecha.

$$\text{Reservas remanentes} = 2270 - 1892 = 378 \text{ (Mbbbls)}$$

De acuerdo a este resultado, lo que resta producir del pozo son aproximadamente 378 Mbbbls de petróleo; aparentemente suficientes para pensar en realizar algún tratamiento al pozo.

Para conocer la declinación de producción de los pozos en estudio se realizó un pronóstico (Forecast) con el programa OilField Manager, fijando como límite económico producir hasta 100 BPPD, declinando exponencialmente en un periodo de tiempo estimado de 48 meses (4 años). Esto permite obtener resultados de reservas para el pozo SSH-02 de 113,069 (Mbbbls) a Agosto del 2010, lo que quiere decir que la declinación es normal y que existirán buenas reservas (ver anexo 3.3.3).

Pozo SSH-07: la curva resultante es irregular, presenta un comportamiento normal en inicios de producción pero luego la RAP incrementa rápidamente y sobrepasa el límite económico (ver anexo 3.6.1). Por esta razón, difícilmente se logran obtener más reservas de acuerdo a la gráfica de recuperación.

Tomando en consideración que la producción de esta arena (Ui) es reciente y que la producción de petróleo y agua es de 251 BPPD y 1238 BAPD a junio del 2008, se realiza una extrapolación en el historial de producción (ver anexo 3.6.2) y se

obtiene una declinación exponencial del reservorio, indicando que el pozo producirá hasta septiembre del 2008 cerca del límite económico (100 BPPD) y que las reservas totales serán de aproximadamente 11Mbbls (se obtuvo del área bajo la curva del caudal de petróleo vs tiempo) con una producción acumulada de 4 Mbbls a junio del 2008 . Por lo tanto, las reservas que restan por producir son:

$$\text{Reservas remanentes} = 11 - 4 = 7 \text{ (Mbbls)}$$

Según la teoría del grafico de recuperación, se debió tomar una acción inmediata antes de llegar al límite económico ya que se estaba produciendo agua en exceso.

Pozo SSH-08: la curva resultante tiene un comportamiento normal con una tendencia tipo logarítmica, y muestra que no sobrepasa el límite económico (ver anexo 3.7.2). Por tanto, se espera recuperar un volumen considerable de reservas como se indica a continuación.

$$\text{Reservas remanentes} = 820 - 649 = 171 \text{ (Mbbls)}$$

Lo que resta producir del pozo es alrededor de 171 Mbbls de petróleo, reservas aún rentables para la empresa ya que el pozo está produciendo agua aceptable o buena.

Realizando un pronóstico (Forecast) con el programa OilField Manager y de acuerdo a la declinación exponencial de producción del pozo, se obtuvieron reservas de 137,849 Mbbls a Diciembre del 2010 (ver anexo 3.7.3).

Pozo SSH-09: la curva resultante tiene un comportamiento relativamente normal con una tendencia tipo logarítmica. Los valores de la curva RAP muestran que ya se llegó al límite económico. Sin embargo, la producción extrapolada muestra que las reservas totales a recuperarse son aproximadamente 1400 Mbbls y la producción acumulada es 1317 Mbbls (ver anexo 3.8.2); por lo que las reservas del pozo aparentemente ya se están agotando.

El cálculo de las reservas remanentes son:

$$\text{Reservas remanentes} = 1400 - 1317 = 83 \text{ (Mbbls)}$$

Lo que resta producir del pozo es alrededor de 83 Mbbls de petróleo de acuerdo al grafico de recuperación, pero al realizar el pronóstico (Forecast) con el programa OilField Manager se obtuvieron reservas remanentes de 166,222 Mbbls a Diciembre del 2011. Esto quiere decir que todavía existen reservas para la empresa (ver anexo 3.8.3).

Pozo SSH-10: la curva resultante de la RAP es de tipo logarítmica, y está por debajo del límite económico (ver anexo 3.9.2); por lo que el pozo estaría produciendo agua aceptable hasta mayo del 2008.

El cálculo de las reservas remanentes son:

$$\text{Reservas remanentes} = 1790 - 1728 = 62 \text{ (Mbbls)}$$

Lo que resta producir de acuerdo a la grafica de recuperación es alrededor de 62 Mbbls de petróleo, pero al realizar un pronóstico (Forecast) con el programa OilField Manager se obtuvieron reservas de 249,485 Mbbls a Diciembre del 2012. Esto significa existe buenas reservas en este pozo y que será rentable seguir produciendo si no hay incremento en la RAP (ver anexo 3.9.3).

Pozo SSH-11: la curva resultante tiene un comportamiento irregular debido a sus puntos dispersos, pero se realiza el mejor ajuste dando una tendencia exponencial.

La curva que representa la RAP de la arena Us no llega al límite económico y la producción extrapolada tiene un valor de 254 Mbbls (ver anexo 3.10.2).

El cálculo de las reservas remanentes son:

$$\text{Reservas remanentes} = 254 - 219 = 35 \text{ (Mbbls)}$$

De acuerdo al cálculo, lo que resta producir del pozo es alrededor de 35 Mbbls de petróleo (ver anexo 3.10.3), pero al realizar un pronóstico (Forecast) con el programa OilField Manager resultan reservas de 76,593 Mbbls a Septiembre del 2009. Esto significa que aun existen reservas rentables en el pozo y la producción de agua es aceptable.

Pozo SSH-12D: la curva resultante muestra un comportamiento normal con tendencia lineal, aunque al inicio de la vida productiva del pozo se observa un cambio brusco en la curva RAP para luego estabilizarse. La RAP se mantiene constante en un valor de 1.8, lo que quiere decir que el pozo está produciendo agua por debajo del límite económico (ver anexo 3.11.2).

La producción extrapolada muestra que no llegara al límite económico por un buen tiempo si se mantienen las operaciones hasta el momento implementadas. El pozo direccional es prácticamente nuevo, por lo que hay una gran cantidad de reservas por recuperar.

Realizando un pronóstico (Forecast) con el programa OilField Manager se obtienen resultados de EUR alrededor de 1205,65 Mbbls y una producción acumulada de 349,937 Mbbls a mayo del 2008 (ver anexo 3.11.3). Para este caso se emplean los mismos datos para determinar las reservas remanentes del Grafico de recuperación, ya que la extrapolación de la curva RAP es paralela al límite económico.

$$\text{Reservas remanentes} = 1205,65 - 349,937 = 855,173(\text{Mbbls})$$

Los resultados indican que resta por recuperar alrededor de 855,173 Mbbls de petróleo.

3.4.2 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

3.4.2.1 Pozo SSH 02

Antecedentes

El pozo fue perforado a mediados de 1981, con mala cementación en la zona de interés.

Se realiza reparación de cemento mediante cementación forzada en las arenas T y Us y presenta buenos resultados en registro CBL. Se completan las arenas T, Ui y Us para flujo natural en Noviembre de 1981.

En octubre de 1989 se aísla arena T mediante cementación forzada, se la reperfora y prueba con corte de agua entre 55-80% pero finalmente la aísla con empaque Elder a 7850'. Se prueba producción de las arenas Ui y Us con corte de agua de 4% y 18 °API y se completa en flujo natural .

En octubre de 1991 se realiza cementación forzada en las arenas Ui y Us, se evalúa cementación buena con CBL, se realiza tratamiento a la arena T y prueba con corte de agua de 100%, la que finalmente se aísla con CIBP a 7822'.

Reperforan las arenas Ui y Us, y se evalúan con 32% y 17% de corte de agua, respectivamente.

En agosto de 2002 se cambia BHA por presentar comunicación tubing-casing; se determina ovalización (de revestimiento) y baja completamiento en bombeo hidráulico en arenas Us y Ui

La tabla 3.8 presenta una breve descripción de las curvas resultantes en los periodos del pozo; considerando que el pozo no tuvo una vida productiva continua debido a que se produjo interrupciones; puede darse el caso que los datos presenten ciertas variaciones (ver anexo 3.3.7).

Interpretación Período N° 1: se realizan pruebas de producción en las arenas Us y Ui; además se realiza una cementación forzada en la arena T para controlar el incremento de agua. Se cierra pozo para B'UP.

Interpretación Período N° 3: al inicio se tiene un bajo corte de agua debido a la cementación forzada realizada, pero luego continua incrementándose; la curva de producción de petróleo muestra una tendencia normal de declinación y la curva de producción de agua muestra una tendencia normal de incremento durante los cinco años de producción.

Interpretación Período N° 5: se observa que en los dos primeros meses de producción se incrementó el corte de agua de 5,2 a 84,9%; las curvas de producción de petróleo y agua muestran una tendencia promedio constante de 244,56 BPPD y 1278,53 BAPD producción no rentable para la empresa.

Interpretación Período N° 6: se realiza un cambio de BHA por motivo de comunicación tubing-casing para controlar el incremento de agua; se tienen resultados favorables disminuyendo el corte de agua y la producción de petróleo continúa su declinación normal, pero hasta mayo del 2008 se observa que hay una tendencia de incremento en el corte de agua lo que da indicios de problema de canalización y/o entrada de agua desde otra capa.

TABLA 3.8
SITUACIÓN DEL POZO SSH-02 ARENA “UI”

Variables	Período N°1 Oct-89 hasta Abr -90	Período N°2 Abr-90 hasta Oct-91	Período N°3 Nov-91 hasta Ene-97	Período N°4 Ene-97 hasta Jun-01	Período N°5 Jun-01 hasta Ago-02	Período N°6 Ago-02 hasta Jun-08
BPPD	Pruebas de producción	Problemas, el pozo no registra producción desde Abr-90 hasta Oct-91	Declinación normal de producción de petróleo.	Cambio de zona produce de Us desde Ene-97 a Jun-01	Baja producción y rápida declinación petróleo	Declinación normal de producción desde 733 hasta 184 BOPD
BAPD	Pruebas de producción	Problemas de producción en el pozo, sin producción de agua	Se incrementa medianamente normal de 36 a 634 BAPD	Sin producción de agua	Alta producción de agua en un promedio de 1278 BAPD	Se incrementa normalmente de 35 BAPD a 375 BAPD
BFPD	Pruebas de producción	No hay producción de fluido por problemas en el pozo	Se incrementa normalmente, de Abr -96 a Jun-96 baja de 1017 a 670 BFPD y en Dic-96 sube a 1049 BFPD	No hay producción de fluido	La producción de fluido es alta en un promedio de 1534 BFPD	La producción de fluido es normal en un promedio de 630 BFPD
RAP	Cierran pozo para B'UP	No hay registro producción	Tendencia de incremento normal	No hay registro producción	Rápido incremento de la RAP de Jun-01 a Ago-02	Normal incremento de la RAP
BSW	Cierran pozo para B'UP	No registra producción	En 1992 se mantiene en promedio de 3%, luego se incrementa paulatinamente de 5,1 a 64,9(%) de Ene-93 a Dic-96	No registra producción	Se incrementa rápidamente de 5,2 a 84,9 (%) de Jun -01 a Agos-01 este promedio se mantiene hasta Jul-02	Incremento normal de la curva con valores de 4,6 a 67,1 (%) de Sep-02 a May-08
Cañoneos	7740 a 7758 ft (18 ft) 7762 a 7772 ft (10 ft)	7740 a 7758 ft (18 ft) 7762 a 7772 ft (10 ft)	7740 a 7758 ft (18 ft) Se realiza squeeze de 7762 a 7772 ft (10 ft) y de 7802 a 7804 ft (2 ft)	7740 a 7758 ft (18 ft)	7740 a 7758 ft (18 ft)	7740 a 7758 ft (18 ft)

REALIZADO POR: David Jaque

3.4.2.2 Pozo SSH-07

Antecedentes

Pozo perforado a principios de 1989 con mala cementación en la zona de interés.

Se realizó cementación forzada en la arena T, se perforó y probó en producción las arenas T y Us con corte de agua de 6% y 1% y 27 y 20 °API, respectivamente. En marzo de 1989 baja completación para producir en flujo natural.

En septiembre de 1991 se aísla corte de agua en las arenas T y Us con cementación forzada, se repunzona; la prueba producción con corte de agua de 26% en las arenas T y 5% en las arenas Us y se baja completación para producir en bombeo hidráulico.

En junio de 1992 se aísla corte de agua en la arena T mediante cementación forzada, se repunzona y prueba en producción con 31% de corte de agua. Se baja completación para producir en bombeo hidráulico.

En julio de 1997 se aísla corte de agua en la arena Us colocando CIBP a 77160' y prueba la arena Us con 2% de corte de agua. Se baja completación para producir con bombeo hidráulico.

En agosto del 2003 se cambia de completación por daño en cavidad y se realiza cementación forzada en la arena Us, se baja BHA definitivo para producir de esta arena con bombeo hidráulico con corte de agua de 33% y buena producción.

En mayo del 2008 se realizan cementación forzada a las arenas T, Um y Ui. Se punzona nuevo intervalo de arena Ui y repunzona arena Us, pozo queda produciendo de arena Ui con 83,7% de corte de agua.

La tabla 3.9 se presenta una breve descripción de las curvas resultantes en los periodos del pozo; considerando que el pozo inició su producción recientemente;

puede darse el caso que los datos no permitan obtener un buen análisis de la situación del pozo pero se lo ha interpretado de la mejor manera (ver anexo 3.6.2).

Interpretación Período N° 1: se realiza cementación forzada para controlar el incremento de agua en las arenas Us, Um y T; se punzona nuevo intervalo de Ui.

Interpretación Período N° 2: se observa que el incremento de la producción de agua es alta y ocurre en forma casi simultánea al decremento de producción de petróleo, posteriormente se observa una tendencia normal en las curvas de incremento de BAPD y el decremento de BPPD, pero en junio del 2008 hay un incremento del corte de agua de 82 a 83% no rentable para la empresa ya que se está incrementando la producción de agua y declina rápidamente la producción de petróleo.

TABLA 3.9
SITUACIÓN DEL POZO SSH-07 ARENA “UI”

Variables	Período N°1 Abr-08 hasta May-08	Período N°2 May-08 hasta Jun-08
BPPD	Cambio de zona de Um a Ui de 07-Abr-08 a 14-May-08	Problemas en el pozo, la producción declina rápidamente de 432 BPPD a 252 BPPD y continua declinando
BAPD	No hay producción	La producción de agua es demasiada alta y está en un promedio de 1240 BAPD
BFPD	No hay producción	Alta producción de fluido en un rango de 1500 a 1600 BFPD
RAP	No hay producción	Se mantiene relativamente constante con un valor de 5
BSW	No registrado	Alto BSW y continua rápido incremento de 74 a 83 (%)
Cañoneos	Realizan Squeeze en arenas Us, Um y T y perfora Ui desde 7796 a 7801 ft (5ft)	7796 a 7801 ft (5 ft)

REALIZADO POR: David Jaque

3.4.2.3 Pozo SSH-08

Antecedentes

Pozo perforado a mediados de 1991 con buena cementación en la zona de interés.

Se probaron las arenas T, Ui y Us con 1%, 0%, 8% de corte de agua, respectivamente. En Octubre de 1991 se baja completación para producir en flujo natural.

En febrero de 1993 se aísla corte de agua en las arenas Ui mediante cementación forzada, se la reperfora y baja completación para producir en bombeo hidráulico.

En septiembre de 1994 se cambia completación de bombeo hidráulico y cambia tubería corroída. Prueba en producción arenas Ui con 40% de corte de agua.

En junio de 1997 repara cementación en las arenas Ui y Us mediante cementación forzada, reperfora las arenas Us y prueba las arenas T y Us con 3% y 5% de corte de agua y se baja completación para producir por bombeo hidráulico.

La tabla 3.10 presenta una breve descripción de las curvas resultantes en los periodos del pozo (ver anexo 3.7.4).

Interpretación Período N° 1: se observa que en pocos meses hay una rápida declinación de la curva de producción de petróleo y de forma casi simultánea un incremento de la producción de agua, las curvas de BPPD y BAPD se cruzan para posteriormente producir más agua que petróleo. La curva de BSW tiene un crecimiento tipo logarítmico lo que da indicios de un posible problema de invasión de agua al pozo que puede ser por canalización y/o entrada de agua desde otra capa.

Interpretación Período N° 2: se tiene una declinación normal de la producción de petróleo que bajó de 374 a 302 BPPD y un incremento en la producción de agua de 461 a 548 BAPD. Se aprecia un crecimiento tipo logarítmico en las curvas de BAPD y BSW que va desde 404 a 526 y de 55 a 67%, respectivamente.

Interpretación Período N° 3: la producción de petróleo baja nuevamente a 159 BPPD y luego hay un incremento a 190 BPPD en promedio. El comportamiento de las curva de BSW y BAPD son similares a la de BPPD.

TABLA 3.10
SITUACIÓN DEL POZO SSH-08 ARENA "TS"

Variables	Período N°1 Agos-02 hasta Mar-03	Período N°2 Marz-03 hasta Nov-06	Período N°3 Nov-06 hasta Jun-08
BPPD	Buena producción 450 BPPD en promedio pero declina rápidamente.	Baja producción de petróleo y normal declinación	Baja producción de petróleo declinación variable baja y sube
BAPD	Rápido incremento de 58 a 405 BAPD	Producción de agua relativamente normal en un promedio de 530 BAPD	Alta producción de agua e incremento variable sube y baja
BFPD	La producción de fluido es relativamente alta en un promedio de 805 BFPD	La producción de fluido es relativamente alta en un promedio de 830 BFPD	La producción de fluido baja en un promedio de 660 BFPD
RAP	Rápido incremento de la RAP de 0,1 a 1,23	Incremento paulatino de la RAP de 1,2 a 1,8	Tendencia variable de la RAP sube y baja
BSW	Se incrementa rápidamente de 8,9 a 55 (%)	Incremento normal de la curva	De Dic-06 a May-07 se mantiene en un promedio de 75%, luego baja a 71,5 % en promedio de Agos-07 a May-08
Cañoneos	7780 a 7788 ft (8 ft) 7792 a 7808 ft (16 ft)	7780 a 7788 ft (8 ft) 7792 a 7808 ft (16 ft)	7780 a 7788 ft (8 ft) 7792 a 7808 ft (16 ft)

REALIZADO POR: David Jaque

3.4.2.4 Pozo SSH-09

Antecedentes

Pozo perforado a mediados de 1991 con buena cementación en la zona de interés.

Se prueba la arena Ui con 1% de corte de agua. En Octubre de 1991 se baja completación para producir en flujo natural.

En Junio de 1992 se aísla corte de agua en la arena Ui, mediante cementación forzada y se las reperfora; perfora las arenas Us y prueba las arenas Ui y Us con 1% y 5% de corte de agua.

En marzo de 1993 se baja completación para producir en bombeo hidráulico.

En agosto del 2003 se realiza cambio de completación por daño en cavidad, no hay producción por corte de agua alto.

En la tabla 3.11 se presenta una breve explicación de los resultados de las curvas analizadas (ver anexo 3.8.4).

Interpretación Período N° 1: el comportamiento de las curvas de agua y petróleo son normales; es decir, la declinación de producción de petróleo va desde aproximadamente 500 hasta 347 BPPD, mientras que la producción de agua va incrementando desde aproximadamente 16 a 336 BAPD en un periodo de tiempo de 4 años.

Interpretación Período N° 2: se observa que en marzo del 2001 hay un cambio simultaneo de producción tanto de agua como de petróleo y sus curvas se cruzan indicando incremento de producción de agua y declinación de producción de petróleo. Luego se produce un leve incremento en la producción de petróleo pero cae otra vez y se mantiene en 161 BPPD por cambio en completación. El agua

continua su incremento paulatino. La curva de BSW tiene un crecimiento tipo logarítmico lo que indica posible invasión de agua.

TABLA 3.11
SITUACIÓN DEL POZO SSH-09 ARENA “US”

Variables	Período N°1 Dic-96 hasta Feb-01	Período N°2 Mar-01 hasta Jun-08
BPPD	Declinación normal de producción de petróleo rentable para la empresa	Problemas en el pozo, la producción declina de 405 a 154 BPPD
BAPD	Baja producción de agua, incremento normal en periodo de tiempo	La producción de agua incrementa y está en un promedio de 630 BAPD
BFPD	Producción de fluido relativamente bajo	Alta producción de fluido en un promedio de 877 BFPD
RAP	Incrementa paulatinamente de 0,2 a 1,2 aproximadamente	Incrementa paulatinamente de 1 a 4,4 aproximadamente
BSW	Incrementa paulatinamente 1,2 a 52 (%) en un periodo de 4 años	Alto BSW y continua incrementando de 64 a 81 (%)
Cañoneos	7590 – 7600 ft (10 ft)	7590 – 7600 ft (10 ft)

REALIZADO POR: David Jaque

3.4.2.5 Pozo SSH-10

Antecedentes

El pozo fue perforado a finales de 1995, con buena cementación en la zona de interés.

Se realiza pruebas de producción de las arenas Ti, Ts, Us y BT con 9%, 0.8%, 20% y 100% de corte de agua; se aísla mediante cementación forzada la arena BT y completa las arenas Ti, Ts y Us para bombeo hidráulico en enero de 1996 a flujo natural.

En agosto del 2003 se realiza cambio de completación por daño en cavidad; no se recuperara producción por alto corte de agua en arena Ts.

Los resultados del análisis realizado se presentan a continuación en la tabla 3.12 (ver 3.9.4 anexo)

Interpretación Período N° 1 se observa una declinación normal de la producción de petróleo de 693 a 416 BPPD en un periodo de tiempo aproximado de 4 años, la producción de agua crece de manera exponencial de 23 a 390 BAPD. Las curvas de BPPD y BAPD se cruzan. La curva de BSW tiene el mismo comportamiento que la curva de BAPD, cuyo incremento va de 3 a 38%.

Interpretación Período N° 2: en este periodo de tiempo la tendencia de las curvas de BAPD y BPPD muestran similitud en la producción de agua y petróleo; en consecuencia, la curva de BSW indica un valor promedio de 50%.

Interpretación Período N° 3: se observa que en pocos meses hay un rápido incremento en la producción de agua y se mantiene en un promedio de 782 BAPD. La curva de BPPD tiene el mismo comportamiento que la de BAPD y la producción promedio es de aproximadamente 500 BPPD.

Interpretación Período N° 4: después de que el W.O no tuvo éxito, se observa una rápida declinación de la curva BPPD y se mantiene la producción en un promedio de 200 BPPD; mientras que la curva de BAPD se incrementa de forma variable. La curva de BSW tiene un crecimiento tipo logarítmico lo que da indicios de un posible problema de invasión de agua al pozo que puede ser por canalización y/o entrada de agua desde otra capa.

TABLA 3.12
SITUACIÓN DEL POZO SSH-10 ARENA “TS”

Variables	Período N°1 Ene-97 hasta Abr-01	Período N°2 Abr-01 hasta Agos-02	Período N°3 Ago-02 hasta Jul-03	Período N°4 Jul-03 hasta May-08
BPPD	Buena producción y declinación normal de 693 hasta 416 BPPD	Producción moderada en un promedio de 450 BPPD	Incrementa producción a 500 BPPD pero luego declina a 312 BPPD	Baja producción de petróleo y se mantiene en un promedio de 200 BPPD
BAPD	Se incrementa medianamente normal de 23 a 390 BAPD	Producción moderada en un promedio de 460 BAPD	Alta producción de agua en un promedio de 782 BAPD	Alta producción de agua en un promedio de 600 BAPD
BFPD	La producción de fluido es normal en un promedio de 850 BFPD	La producción de fluido es alta en un promedio de 900 BFPD	La producción de fluido es alta en un promedio de 1300 BFPD	La producción de fluido baja y está en un promedio de 800 BFPD
RAP	Normal incremento de la RAP de 0,03 a 0,9	Normal incremento de la RAP de 0,9 a 1,6	Incremento paulatino de la RAP de 1,6 a 3	Incremento variable de la RAP de 4 baja 2,5
BSW	Incremento normal de la curva con valores de 3 a 38 (%)	Se mantiene en un promedio del 50(%)	Incrementa y se mantiene en un promedio del 61(%)	Tiene incremento variable sube, baja y otra vez sube con valores de 81,61 y 77 (%)
Cañoneos	7778 a 7800 ft (22 ft)	7778 a 7800 ft (22 ft)	7778 a 7800 ft (22 ft)	7778 a 7800 ft (22 ft)

REALIZADO POR: David Jaque

3.4.2.6 Pozo SSH-11

Antecedentes

El pozo fue perforado a mediados de 1996, con buena cementación en la zona de interés.

Se prueba en producción la arena Ts con 93%, y se aísla con CIBP a 7750’.

Se realiza reparación de cemento mediante cementación forzada en la Ui, y perfora las arenas Ui, Us y BT, probando solo la arena Ui con corte de agua de 0% y 27°API; se las completa con bombeo hidráulico en octubre de 1996 para flujo natural.

En diciembre del 2003 se realiza cambio de completación por comunicación tubing -casing y cementación forzadas a las arenas Ts, Ui, Us y BT.

Pozo queda produciendo de arena Ui con 68% de corte de agua.

En enero del 2008 se realiza cambio de completación por camisa defectuosa, se prueba arena Us y el pozo queda produciendo.

En junio del 2008 se realiza cambio de completación por hueco bajo el primer packer, se recupera producción de arena Us.

La tabla 3.13 presenta una breve descripción de las curvas resultantes en los periodos del pozo en análisis y considerando que el pozo no tuvo una vida productiva continua puede darse el caso de que los datos no permitan obtener un buen análisis de la situación del pozo pero se lo ha interpretado de la mejor manera (ver anexo 3.10.4).

Interpretación Período N° 1 se observa que en pocos meses hay una rápida declinación de la curva de producción de petróleo y de forma casi simultánea incremento la producción de agua, posteriormente en poco tiempo el volumen agua supera en gran medida al volumen de petróleo. La curva de BSW indica un incremento variable de aproximadamente 24 a 71%.

Interpretación Período N°3: termina WO e inicia producción con un corte de agua igual a 77,7%, lo que indica que la producción de agua es aproximadamente 4 veces la producción de petróleo; posteriormente, la producción de petróleo es variable porque se realizan cambios de bomba e incrementos de GPM (golpes por minuto). La producción continúa declinando debido a que el corte de agua sube a 89,7%.

TABLA 3.13
SITUACIÓN DEL POZO SSH-11 ARENA “US”

Variables	Período N°1 Dic-97 hasta Sep- 99	Período N°2 Sep-99 hasta Ene-08	Período N°3 Ene-08 hasta Jun-08
BPPD	Buena producción pero su declinación es rápida de 537 a 122 BPPD	Cambio de zona produce de Ui desde Oct-99 a Dic-00	Baja producción petróleo de 200 a 87 BPPD de May-08 a Jul-08
BAPD	Baja producción de agua con tendencia de rápido incremento	Problemas de producción en el pozo, realizan WO N°1	Alta producción de agua en un promedio de 835 BAPD
BFPD	La producción de fluido es normal ,está en un rango de 400 a 600 BFPD	No hay producción de fluido por problemas en el pozo	La producción de fluido es alta en un promedio de 1143 BFPD
RAP	Incrementa paulatinamente de 0,27 a 2,6	No hay registro	Rápido incremento de 3,5 a 8,7
BSW	Incremento de la curva con valores de 21,5 a 72 (%) de Dic-97 a Agos-99	No registra	Alto BSW y continuo incremento de 77,7 a 89,7 (%)
Cañoneos	7642 a 7648 ft (6 ft) 7668 a 7674 ft (6 ft)	7642 a 7648 ft (6 ft) 7668 a 7674 ft (6 ft) Realizan squeeze de 7658 a 7664 ft (6ft)	7642 a 7648 ft (6 ft) 7668 a 7674 ft (6 ft)

REALIZADO POR: David Jaque

3.4.2.7 Pozo SSH-12D

Antecedentes

El pozo fue perforado en octubre del 2006, se realiza prueba de producción de arena Ts con BES GN-1300; el pozo queda produciendo con 64% de corte de agua.

En noviembre del 2006 se realiza reparación de BES y existe bajo aporte por daño a la formación; se realiza tratamiento a la formación y se recupera la producción con 60% de corte de agua.

En la tabla 3.14 se presenta una breve descripción de las curvas resultantes en los periodos del pozo (ver anexo 3.11.4).

Interpretación Período N° 1: inicia buena producción con 493 BPPD y tan solo en un mes se incrementa a 775 BPPD manteniendo un corte de agua igual a 1%, esto al operar con 2 bombas GN-1300 (42+120 etapas) 1 motor: 225HP. 1365V. 100AMP y bajar la frecuencia de 55 a 53 Hz, pero luego en menos de un mes declina a 430 BPPD en promedio debido a que se realiza Workover para colocar 2 bombas GN-1600(145+145 etapas) 1 motor: 330HP. 1950V.102.5AMP reemplazando a las anteriores por motivo de atascamiento y bajo aislamiento; consecuentemente la curva de BAPD incrementa de forma inmediata de 8 a 887 BAPD con un corte de agua de 68 % y se mantiene.

La curva de BAPD presenta un incremento tipo logarítmico lo que puede ser indicios de canalización.

Interpretación Período N° 2: la producción incrementa de 518 a 700 BPPD aproximadamente, manteniéndose la frecuencia en 55 Hz y la presión de fondo promedia en 1570 psi, la producción de agua baja a 860 BAPD y el comportamiento de la curva es paralela a la de BPPD con un corte de agua de 55%.

Interpretación Período N° 3: la producción de petróleo baja nuevamente a 560 BPPD en promedio y se mantiene mientras que la producción de agua se incrementa de 840 a 1000 BAPD en promedio y en consecuencia el corte de agua permanece constante con un valor del 64%.

TABLA 3.14
SITUACIÓN DEL POZO SSH-12D ARENA “TS”

Variabes	Período N°1 Oct-06 hasta May-07	Período N°2 May-07 hasta Oct-07	Período N°3 Oct-07 hasta May-08
BPPD	Buena producción incrementa y declina rápidamente luego se mantiene en 500 BPPD	Incrementa producción a 700 BPPD en promedio y se mantiene hasta Sep-07 luego declina a 557 BPPD	La producción se estabiliza en 570 BPPD en promedio
BAPD	Se incrementa rápidamente de 7 a 889 y luego a 1100 BAPD	Producción disminuye a 830 BAPD en promedio hasta Sep-07 luego se incrementa a 990 BAPD	Alta producción de agua en un promedio de 1000 BAPD
BFPD	La producción de fluido es alta en un promedio de 1550 BFPD	La producción de fluido es alta en un promedio de 1530 BFPD	La producción de fluido incrementa en un promedio de 1570 BFPD
RAP	Incrementa de 0,01 a 2,12 en Dic -06 y se mantiene en este valor hasta May-07	Incremento variable de la RAP de 2,12 baja 1,22 y se mantiene hasta Sep-07	La RAP se mantiene constante en 1,78
BSW	Incremento normal de 1 a 68 (%) de Nov-06 a Dic-06 y se mantiene hasta May-07	Baja a 55 (%) y se mantiene hasta Sep-07 luego incrementa a 64(%)	Se mantiene constante en 64 (%)
Cañoneos	8246 a 8273 ft (27ft) 8278 - 8287 ft (9ft)	8246 a 8273 ft (27ft) 8278 - 8287 ft (9ft)	8246 a 8273 ft (27ft) 8278 - 8287 ft (9ft)
Bomba	2 bombas GN-1300 son reemplazadas por 2 bombas GN-1600	2 bombas GN-1600	2 bombas GN-1600
BHP	Incrementa de 890 a 1005 psi después de cambio de bomba se opera con 1460 psi	Se mantiene en un promedio de 1586 psi	Se incrementa a 1604 psi en promedio y se mantiene.

REALIZADO POR: David Jaque

3.4.3 ANALISIS DE LAS CURVAS PETRÓLEO, AGUA VS PETRÓLEO ACUMULADO

Pozo SSH-02: analizando la curva de petróleo se distinguen 4 secciones (ver anexo 3.3.9) con distintas pendientes: (1) depleción normal del yacimiento; (2) se aprecia un cambio en las curvas de producción de petróleo y agua (la declinación

normal de petróleo incrementa de junio 2001 a agosto 2002) esto se da por posible canalización multicapas, provocando que la producción de agua se dispare a valores muy altos es decir hay una declinación pronunciada; (3) después de realizar workover N°3 (cambio de BHA) se logra reducir la producción de agua, mientras que la producción de petróleo se incrementa y tiene una declinación normal; y, (4) la pendiente de declinación de petróleo es pronunciada hasta junio 2008.

Pozo SSH-07: la curva de producción de agua muestra una temprana producción de la misma (ver anexo 3.6.3); esto ocurre porque la arena Ui inicia la producción en mayo del 2008; (1) la tendencia de la curva de producción de agua se mantiene pero del 17 al 19 de mayo la producción de petróleo declina rápidamente y (2) la producción de petróleo y de agua se mantiene constantes en valores promedios de 260 BPPD y 1200 BAPD hasta junio 2008.

Pozo SSH-08: analizando el comportamiento de la curva de producción de petróleo se tienen 4 secciones: (1) depleción normal del reservorio; (2) se aprecia que la producción de petróleo en promedio se mantiene constante en un valor de 300 BPPD, mientras que la producción de agua es relativamente moderada; (3) hay una rápida depleción de la producción de petróleo (declinación pronunciada) y la RAP incrementa de 1,86 a 3,41 posiblemente por una canalización detrás del casing o presencia de daño a la formación; (4) hay un leve incremento de producción de petróleo y se mantiene en un promedio de 196 BPPD (ver anexo 3.7.6).

Pozo SSH-09: las curvas muestran una depleción normal del reservorio (ver anexo 3.8.6), incluso puede decirse que la producción de petróleo tiene una sola pendiente ya que no hay una declinación pronunciada representativa que indique algún problema, pero el incremento de RAP da indicios de posible presencia de

daño o cercanía del pozo a una falla que intersecan una zona de agua más profunda.

Pozo SSH-10: en la sección (1) se aprecia un comportamiento normal de la depleción del reservorio; (2) luego la producción declina por posible canalización detrás del casing; (3) la depleción del reservorio es normal con incremento de la producción de agua; (4) la declinación de producción es pronunciada y puede deberse a causa de posibles problemas de corrosión; y, (5) después de workover N°1 la producción de petróleo incrementa a 240 BPPD en promedio y luego baja, lo que puede ser por problemas de operación (ver anexo 3.9.6).

Pozo SS-11: la tendencia de declinación es normal en (1), luego en (2) se observa una declinación pronunciada de petróleo y un incremento en la producción de agua provocando daño en la completación por problemas de corrosión debido a una posible invasión de agua de una zona de alta permeabilidad, (3) después de workover N°3 se incrementa la producción de petróleo y (4) la declinación es normal (ver anexo 3.10.6).

Pozo SS-12D: el comportamiento de la curva muestra: (1) una depleción normal del reservorio aunque se nota una temprana producción de agua; (2) la producción de petróleo se incrementa; (3) no hay depleción se mantiene estabilizado; (4) hay una leve depleción por posible problemas de operación; y, (5) la depleción del reservorio es normal se mantiene constante (ver anexo 3.11.6).

3.4.4 ANALISIS DE LAS CURVAS RAP, RAP' VS TIEMPO ACUMULADO

Las gráficas de Chan realizadas para los pozos seleccionados, muestran por sí solas un problema específico si la producción del pozo es continua. Sin embargo, en algunos pozos la producción sufre interrupciones y las curvas muestran una tendencia a los diferentes tipos de problemas que afecta al reservorio.

De acuerdo a las curvas tipo de Chan se procede a determinar entre otros problemas las causas más comunes por las cuales se tiene incremento de agua y gracias a la colaboración del Ingeniero Miguel Orozco, se procedió a graficar las curvas de Chan con la ayuda del programa OFM.

Pozo SSH-02: de acuerdo a las figuras 2 y 9 de los anexos 3.2.1 y 3.2.3 las curvas obtenidas representan el comportamiento típico de una canalización multicapas (yacimiento heterogéneo; ver anexo 3.3.10), debido al rápido incremento de la producción de agua (RAP) y a la pendiente positiva que muestra curva de RAP'.

Pozo SSH-07: la producción de la arena Ui en este pozo es reciente, por lo que la gráfica realizada es relativamente confiable (ver anexo 3.6.4). Sin embargo, de acuerdo a las figuras 4 y 9 de las curvas tipo de Chan (anexos 3.2.2 y 3.2.3) la grafica muestra un problema de canalización por capas múltiples (multicapas) debido a la alta permeabilidad de la arena sin descartar una posible falla mecánica.

Pozo SSH-08: el comportamiento que muestran las curvas (ver anexo 3.7.7) son típicas de una aparente conificación con efecto de canalización retardada de acuerdo a las figuras 4 y 13 (ver anexos 3.21 y 3.23) aunque no se descarta que por encontrarse el pozo en un bajo estructural y cerca a la falla regional se presente un Fingering (digitación); es decir, haya un desplazamiento de agua por

pequeñas cavernas dentro del reservorio. Esto puede ocurrir ante la presencia de altos valores de relación agua-petróleo.

Pozo SSH-09: la gráfica representa un problema típico de canalización multicapas debido al incremento paulatino de la RAP (ver anexo 3.8.7) y la tendencia de una pendiente positiva de la RAP', como el caso de las figuras 2, 9 y 10 de las curvas tipo de Chan (ver anexos 3.2.1 y 3.2.3)

Pozo SSH-10: la tendencia de las curvas muestra claramente el comportamiento de un pozo que presenta canalización cerca del pozo (ver anexo 3.9.7) de acuerdo a las curvas tipo de las figuras 2, 10 y 14 (ver anexo 3.2.1 y 3.2.3).

Pozo SSH-11: la producción en el pozo no es continua y los datos son dispersos para deducir algún comportamiento típico de incremento de agua (ver anexo 3.10.7). Sin embargo, la tendencia de las curvas muestran un aparente comportamiento de conificación con efecto de canalización retardada, ya que la pendiente de la curva RAP' tiende a ser negativa y luego positiva.

Pozo SSH-12D: las curvas muestran un comportamiento típico de una aparente conificación con efecto de canalización retardada (ver anexo 3.11.7), debido a que la curva de la RAP llega gradualmente a un valor constante al final del periodo de producción y las pendientes de la RAP' son negativa al inicio y positiva al final, de acuerdo a las figuras 3 y 4 de las curvas tipo de Chan (ver anexo 3.2.2).

3.5 REGISTROS ELECTRICOS

Pozo SSH-02

El registro de cementación de Noviembre de 1981 indica que se tiene una mala cementación alrededor del pozo especialmente en la zona de cañoneos (7740-7758 ft y 7762-7772 ft) posteriormente se realiza trabajos de remediación y el registro de cementación de Septiembre de 1989 indica que aun existe una mala cementación (ver anexos 3.3.11 y 3.3.13), lo que indica que hay problemas de canalización detrás del casing.

De acuerdo a interpretaciones realizadas a los registros iniciales (noviembre de 1981), se considera que el tope-base de la arena Ui está en un intervalo de 7740 a 7824 (ft) con un espesor total de 84(ft) y los intervalos cañoneados son de 7740 a 7758 (ft) y 7762 a 7772 (ft) (squeeze). Pero en la Simulación Matemática realizada para los campos Cuyabeno y Sansahuari en Diciembre del 2007, se obtuvieron registros eléctricos de los pozos evaluados, mediante el uso del programa IP (Interactive Petrophysics) de Schlumberger versión 3.2.0.24 donde se determinaron los topes y bases de las arenas.

En el registro se observa (ver anexo 3.3.12) que el tope-base de la arena Ui es 7769 y 7822 (ft) respectivamente, y el tope-base de la arena Um está en el intervalo de 7736 a 7769 (ft); lo que quiere decir, que la arena que está produciendo es Um y no Ui. Por lo tanto se debería rectificar todos los documentos que hacen mención a la arena Ui puesto el registro reciente es más confiable.

El registro del pozo muestra que la arena Um (considerada dentro de Ui anteriormente) se encuentra entre cuerpos arcillosos de poco espesor, con una saturación de agua y porosidad promedia de 0,156 y 0,122 respectivamente, el espesor neto es de 4,5 ft; el empuje es de fondo ya que se tenía un contacto agua-petróleo a 7822 ft, que posiblemente se está elevando por la producción y

provoque el incremento de agua. Se recomendable realizar disparos de 7755,5 a 7760 ft por la saturación de petróleo móvil.

Pozo SSH-07

El registro de cementación de Febrero de 1989 muestra una relativa buena adherencia del cemento a la formación y paredes del casing, pero el registro de cementación de Junio de 1992 indica un buen cemento (ver anexo 3.6.5 y 3.6.7), por lo que se descarta canalización detrás del casing, pero se observa que presenta cuerpos arcillosos al final de cada secuencia de la arena Ui, los mismos que pueden haber sido destruidas por el agua, originando canalización por entrada de agua de la capa sin flujo cruzado (canalización multicapas).

El registro del pozo muestra que la arena Ui (ver anexo 3.6.6) es bastante permeable (22100 mD), el espesor neto es de 11,5 ft con una saturación de agua y porosidad promedia de 0,197 y 0,204 respectivamente y el contacto agua-petróleo se encuentra a 7826 ft lo que quiere decir, que hay empuje hidráulico de fondo que a su vez se está elevando y e inundando la zona productora.

Pozo SSH-08

El registro de cementación de agosto de 1991 (ver anexos 3.7.8 y 3.7.10) muestra una cementación parcial, es decir partes tiene buena adherencia de cemento formación–casing pero en los intervalos cañoneados se tiene un mal cemento lo que provocaría problemas de canalización detrás del casing.

El registro del pozo muestra que la arena Ts está constituida por intercalaciones de calizas y lutitas (ver anexo 3.7.9), el espesor neto es de 23 ft con una saturación de agua de 0,37, porosidad promedia de 0,148 y una permeabilidad estimada de 300 mD. El empuje es lateral puesto que en la base de la arena tiene un sello lutítico de gran espesor.

Pozo SSH-09

El registro de cementación (ver anexos 3.8.8 y 3.8.10) muestra una mala adherencia de cemento formación – casing en el intervalo cañoneado, ya que se observa arribos de tubería libre. Esta información da indicios de problemas de canalización.

El registro del pozo muestra que la arena Us se encuentra intercalada con cuerpos arcillosos, el espesor neto es de 14,5 ft, la saturación de agua de 0,346, la porosidad promedio de 0,155 y la permeabilidad estimada de 681 mD (ver anexo 3.8.9); El empuje es lateral y puede darse un problema de canalización multicapas por presencia de cuerpos arcillosos.

Pozo SSH-10

El registro de cementación (ver anexos 3.9.8 y 3.9.10) muestra un buen cemento en el intervalo cañoneado, y en casi toda la arena Ts, pero al final hay un intervalo de 7708 a 7716 ft (8 ft) que presenta una pésima adherencia de cemento formación – casing lo que puede provocar problemas de canalización.

El registro del pozo muestra que la arena Ts se encuentra sobre un cuerpo arcilloso de 11 ft (ver anexo 3.9.9); el espesor neto de la arena es 28,5 ft, la saturación de agua de 0,192, la porosidad promedio de 0,178 y la permeabilidad estimada de 303 mD. El empuje es lateral y puede darse un problema de canalización multicapas por presencia de cuerpos arcillosos.

Pozo SSH-11

El registro de cementación (ver anexos 3.10.8 y 3.10.10) muestra una mala adherencia de cemento formación – casing en toda la arena, ya que se observa

arribos de tubería libre. Esto indica que el agua se está canalizando detrás del casing.

El registro del pozo muestra que la arena Us está constituida por intercalaciones de lutitas, el intervalo productivo (7668- 7664 ft) se encuentra entre cuerpos arcillosos y calizas (ver anexo 3.10.9), el espesor neto es de 13 ft, la saturación de agua de 0,337, la porosidad promedio de 0,185 y la permeabilidad estimada de 264 mD. El empuje es lateral y puede darse un problema de canalización por la alta saturación de agua y presencia de cuerpos arcillosos.

Pozo SSH-12D

El registro de cementación de julio del 2006 (USIT) (anexo 3.11.8, 3.11.10) indica que se tiene una relativa buena cementación alrededor del pozo, pero en la zona de cañoneos (8246-8273 ft) se observa que hay una especie de cavernas detrás del casing, lo cual indica problemas de canalización detrás del casing.

De acuerdo a interpretaciones realizadas al registro inicial (julio del 2006), se considera que el tope-base de la arena Ts está en un intervalo de 8242 a 8294 (ft) con un espesor total de 52(ft) y los intervalos cañoneados son de 8246 a 8273 (ft) (27 ft) y de 8278 a 8287 (ft) (9ft). Pero en el registro eléctrico del pozo evaluado, mediante el uso del programa IP (Interactive Petrophysics) se observa (ver anexo 3.11.9) que el tope-base de la arena Ts es 8242 y 8276 (ft) respectivamente, y el tope-base de la arena Tm está en el intervalo de 8276 a 8296 (ft); lo que quiere decir, que el intervalo productor de 8278 a 8287 (ft) está produciendo de Tm y no de Ts.

Por lo tanto se debería rectificar todos los documentos que hacen mención a que únicamente se está produciendo de Ts.

El registro del pozo muestra dos arenas productoras; la arena Ts es buena por su baja saturación de agua ($S_w = 0,221$), por ende una buena saturación de petróleo, la zona cañoneada es 27 ft y esta intercalada entre cuerpos arcillosos de poco espesor, lo que puede dar indicios de canalización detrás del casing.

La arena Tm tiene una zona cañoneada de 9 ft con una $S_w = 0,314$ y una porosidad promedia de 0,172; en la base de la arena se tiene un sello lutítico de gran espesor (9ft) lo que puede provocar problemas de canalización retardada.

3.6 DETERMINACION DE LOS PROBLEMAS DE INCREMENTO DE AGUA EN LOS POZOS SELECCIONADOS

Una vez realizado los análisis a cada uno de los pozos se procede a determinar el tipo de problema que presenta cada pozo. A continuación se menciona los problemas que afectan a cada pozo.

3.6.1 POZO SSH-02

Al inicio se tiene un bajo corte de agua debido a la cementación forzada realizada en Octubre de 1991 pero luego se incrementa a 64%, las curvas de producción de petróleo y agua muestra una tendencia normal de declinación e incremento respectivamente, durante los cinco años de producción, se cambia de zona por alto BSW, y luego se retoma otra vez la arena Ui y se observa que en los dos primeros meses de producción se incrementó el corte de agua de 5,2 a 84,9%; las curvas de producción de petróleo y agua muestran una tendencia promedia constante de 244,56 BPPD y 1278,53 BAPD de junio 2001 a Agosto 2002 producción. Se realiza trabajos de remediación por motivo de comunicación tubing-casing para controlar el incremento de agua, se tienen resultados favorables disminuyendo el corte de agua y la producción de petróleo continúa su declinación, pero hasta junio del 2008 se observa que hay una tendencia de incremento en el corte de agua con una pendiente bastante pronunciada.

Las curvas de Chan y los registros eléctricos arrojan resultados de presencia de canalización.

De acuerdo a la información anterior, al inicio de producción se identifica inundación por entrada de agua proveniente de otra capa productora a través de la zona lutítica que se diluye, llegando el agua a la zona de petróleo por mala cementación primaria; luego presenta inundación de agua tempranamente por problemas de completación y actualmente presenta canalización detrás del casing por mala cementación en el intervalo cañoneado lo que indica que el agua ha desplazado al petróleo y/o a llegado a los disparos.

Las reservas que presenta la arena considerada como Ui (de acuerdo a registros eléctricos Um) muestran ser rentables para realizar trabajos de control de agua e incrementar la producción.

3.6.2 POZO SSH-07

Cuando inicia producción la arena Ui en mayo del 2008, la producción de agua es alta (1200 BAPD), posteriormente se observa una tendencia normal, pero en junio del 2008 hay un rápido incremento del corte de agua de 82 a 84%. La producción de petróleo declina rápidamente de 432 a 252 BPPD en menos de dos meses.

Esta información da un indicativo que se tiene problemas de canalización por capas múltiples (multicapas) debido a la alta permeabilidad que presenta la arena (22100 mD) es decir, la entrada de agua se da por la zona de alta permeabilidad que pasa por el medio de dos zonas de petróleo dentro de la misma arena (ver anexo 3.6.6)

No se descarta que presente posible elevación del contacto agua-petróleo por producción y empuje del acuífero de fondo.

Los registros eléctricos muestran que la saturación de petróleo todavía es buena ($S_o = 0,803$), por lo que la caída de producción de petróleo puede ser debido al daño que produjo la canalización de agua al derrumbar las arcillas que rodean la arena productora. En tal virtud, las reservas existen de acuerdo al gráfico de recuperación, pero aparentemente no justifica la realización de trabajos de control de agua, ya que se debió hacer antes de llegar a límite económico.

3.6.3 POZO SSH-08

Se observa que en pocos meses (Agosto 2002 a Abril 2003) hay una rápida declinación de producción de petróleo, la curva de BSW tiene un crecimiento tipo logarítmico, luego la producción se estabiliza pero al final hay una rápida depleción de la producción de petróleo incrementándose la RAP de 1,86 a 3,41. Con los resultados de las gráficas y el análisis de registros, los problemas que se detentan son casos de una aparente conificación con efectos de canalización retardada.

Además por encontrarse el pozo cercano a la falla regional Cuyabeno – Sansahuari y en un bajo estructural no se descarta que se dé invasión de un acuífero del otro lado de la falla o que se esté intersecando con el agua presente en las minifracturas naturales.

Las reservas obtenidas con el forecast son de 137,849 Mbbls a Diciembre del 2010 Mbbls con una producción límite de 100 BPPD; lo que hace rentable realizar un trabajo que permita aumentar la productividad del pozo.

3.6.4 POZO SSH-09

El comportamiento de la declinación de producción de petróleo es normal, y la producción de agua va incrementándose en un periodo de tiempo de 4 años.

En de marzo del 2001 hay un cambio simultaneo de producción tanto de agua como de petróleo; el agua se incrementa y la declinación de producción de petróleo continua hasta tener valores de corte de agua igual al 87% lo cual indica que se tiene problemas de canalización multicapas. Esta aseveración es confirmada con el análisis de las graficas y los registros, puesto que se tiene mala cementación en la zona de cañoneos y existe presencia de una zona lutítica que pudo haber sido destruida por la entrada de agua de la otra arena productora a la zona de petróleo; aunque no se descarta que presente los mismos problemas del pozo SSH- 08 por encontrarse cercano a la Falla regional Cuyabeno-Sansahuari y por estar en un bajo estructural (inundación por agua proveniente de un acuífero del otro lado de la falla o por agua proveniente de pequeñas fracturas).

Las reservas obtenidas indican que el pozo es un posible candidato para realizar un trabajo que permita incrementar la producción de petróleo, ya que no se ha realizado trabajos que controlen la producción de agua.

3.6.5 POZO SSH-10

Al inicio se observa una declinación normal de la producción de petróleo de 693 a 416 BPPD en un periodo de tiempo aproximado de 4 años. Luego la producción se estabiliza con un BSW del 50%; posteriormente en pocos meses hay un rápido incremento en la producción de agua y se mantiene en un promedio de 782 BAPD con una producción promedio de petróleo de 500 BPPD; finalmente hasta junio del 2008 se observa una rápida declinación producción que llega a valores promedios de 200 BPPD con un corte de agua de 77%; Además presenta problemas de corrosión en tubería, lo que indica que se trata de un problema de canalización multicapas o que puede tratarse de una fuga ya sea en el casing, tubería o packer bajo los intervalos cañoneados (7708-7716 ft) de acuerdo a los registros eléctricos y de cementación los que provoquen la entrada de agua por tratarse de un cuerpo arcilloso que separa a la otra arena productora.

De acuerdo a las reservas obtenidas (249,485 Mbbls) a Diciembre del 2012 en el pronóstico (Forecast), es rentable para la empresa realizar un tratamiento al pozo ya que las reservas justificaran la inversión.

3.6.6 POZO SSH-11

A los pocos meses (de Diciembre 1997 a Agosto 1998) que se inicia la producción se observa una rápida declinación en la producción de petróleo, incrementándose el corte de agua de 24 a 71%. Se realiza un cambio de zona; posteriormente se produce de la misma arena (Us en enero 2008), pero se observa que inicia una excesiva producción de agua y baja producción de petróleo, el corte de agua es alto e igual a 77,7% y continúa incrementándose y presenta también problemas de corrosión en tubería.

Los registros eléctricos y de cementación indican que la arena Us se encuentra entre cuerpos arcillosos y presenta un mal cemento en toda la arena. De acuerdo a las graficas de Chan se tiene una aparente conificación con efecto de canalización retardada.

Con la información anterior se identifica una posible conificación con efecto de canalización retardada al inicio de la producción, aunque no se descarta una canalización multicapas (diferencia de permeabilidades) por presencia de cuerpos arcillosos debajo del intervalo punzonado, lo que puede haber provocado la entrada de agua desde la otra arena productora hacia los disparos de la arena Us.

Luego se ve una producción de agua temprana, indicando inundación provocada por canalización detrás del casing debido a mala cementación; además por presentar grandes problemas de corrosión no se descarta fugas en el casing tubing o packer que provoque la entrada de agua.

Las reservas muestran un volumen de 76,593 Mbbls a Septiembre del 2009 de acuerdo al pronóstico (forecast) realizado con el programa OFM, lo que quiere

decir que es relativamente probable realizar un trabajo que permita aumentar la productividad del pozo.

3.6.7 POZO SSH-12D

Inicia buena producción con 493 BPPD y tan solo en un mes se incrementa a 775 BPPD manteniendo un corte de agua igual a 1%, esto al operar con 2 bombas GN-1300 (42+120 etapas) 1 motor: 225HP. 1365V. 100AMP y bajar la frecuencia de 55 a 53 Hz, pero luego en menos de un mes declina a 430 BPPD en promedio debido a que se realiza Workover para colocar 2 bombas GN-1600(145+145 etapas) 1 motor: 330HP. 1950V.102.5AMP reemplazando a las anteriores por motivo de atascamiento y bajo aislamiento; donde la producción de agua incrementa de 8 a 887 BAPD con un corte de agua de 68 % manteniéndose, posteriormente la producción se incrementa de aproximadamente 518 a 700 BPPD, manteniéndose la frecuencia en 55 Hz y la presión de fondo promedio en 1570 psi con un corte de agua de 55%.

Finalmente hasta junio del 2008 la producción de petróleo baja nuevamente a 560 BPPD en promedio y se mantiene, mientras que la producción de agua se incrementa de 840 a 1000 BAPD en promedio y en consecuencia el corte de agua permanece constante con un valor del 64%.

De acuerdo a la información anterior, las curvas tipo, los registros eléctricos y de cementación se determina que la arena Ts es la más afectada por problemas de canalización detrás del casing por presentar una mala adherencia del cemento formación-casing en el intervalo de 8246 a 8273 ft. La arena Tm presenta en las actuales circunstancias, canalización retardada que puede ser a través de la formación y/o tras las paredes del casing por la relativa buena cementación que presenta.

El pozo SSH-12D es nuevo, la producción es buena y las reservas que faltan por recuperarse están alrededor de 799,273 Mbbls lo cual indica que es necesario realizar un tratamiento al pozo, para en el peor de los casos mantener la producción de petróleo por unos años más o incrementarlo ya que se nota buena rentabilidad para la empresa.

Una vez analizadas las causas del alto corte de agua se planteará las posibles soluciones y tratamientos que requieran cada pozo.

3.7 IMPLEMENTACIÓN DE TÉCNICAS MECÁNICAS Y QUÍMICAS PARA EL CONTROL DEL INCREMENTO DE AGUA

Los problemas de incremento de la producción de agua, tienen distintas soluciones, unas simples y otras complejas. En la actualidad además de las soluciones (técnicas) tradicionales, existen métodos nuevos e innovadores que permiten obtener buenos resultados. Una combinación de técnicas mecánicas y químicas permitiría obtener resultados aun más favorables y económicamente rentables para la empresa.

A continuación se describen los métodos o técnicas de control de agua.

3.7.1 MÉTODO MECÁNICO

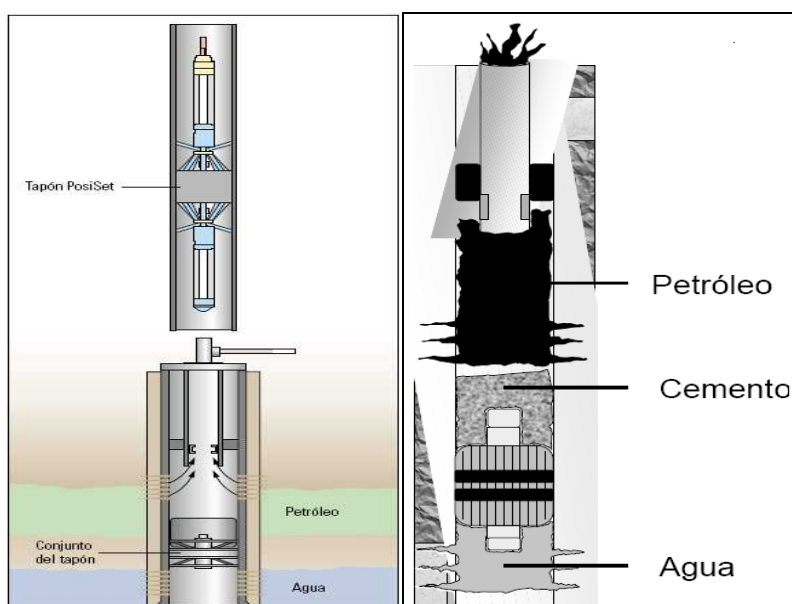
Las técnicas o métodos mecánicos para el control de agua, generalmente bloquean o restringen el flujo de los fluidos dentro del pozo. Las ventajas que proporcionan es que, son fáciles de instalar, removibles y el riesgo de dañar la formación disminuye. Se pueden incluir los tapones mecánicos, parches para casing, tapones de cemento, y últimamente reguladores de flujo al fondo del pozo.

En muchos problemas que ocurren en las cercanías del pozo, como la filtración de agua a través del casing, flujo de agua detrás del casing, elevación del agua de fondo y entrada de agua desde las capas inundadas sin flujo cruzado; pueden aplicarse tapones mecánicos o inflables.

Una opción puede ser la herramienta PosiSet que incluye un tapón mecánico que se puede bajar con tuberías flexibles o con wireline. Esta herramienta garantiza el taponamiento del hueco tanto en pozos revestidos como en pozos a hueco abierto.

En la figura 3.9 se esquematiza el asentamiento de un tapón para aislar la zona de agua, y producir únicamente de la zona productora. Si no se cuenta con el sello (conjunto del tapón) se procede a realizar una cementación forzada (Squeeze) en la zona de entrada de agua, posteriormente se baja y se asienta el tapón en la tubería de revestimiento. Otra opción puede ser la aplicación de tapones permanentes del sistema Thru-Tubing Inflable por su bajo costo y fácil operación (ver figura 3.10)

FIGURA 3.9: ESQUEMATIZACIÓN DEL TAPÓN MECÁNICO POSISET
FIGURA 3.10: TAPÓN PERMANENTE SISTEMA THRU –TUBING INFLABLE

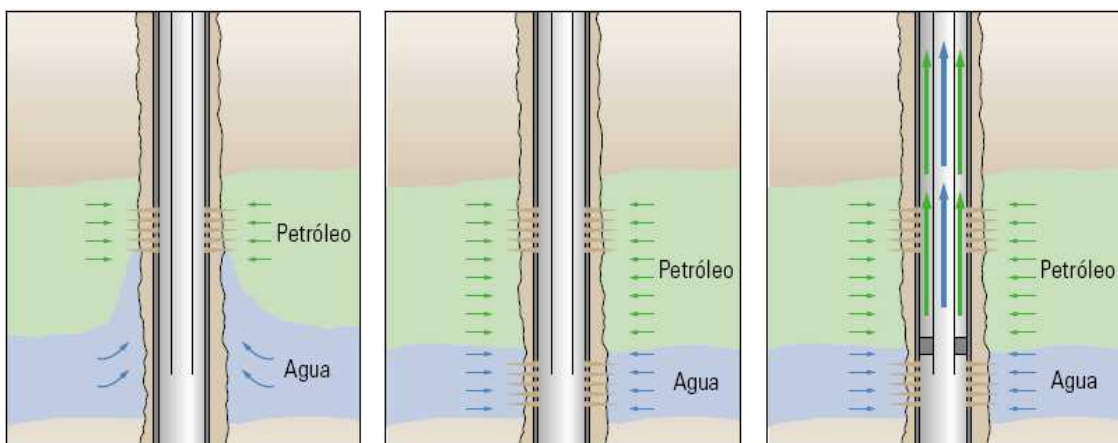


FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

Una manera de contrarrestar la entrada de agua es también presentando diversas alternativas de completación. Los pozos con múltiples tramos laterales, desviaciones de sus trayectorias, aislamiento con tuberías flexibles y completaciones dobles, pueden servir para resolver problemas difíciles de agua tales como CAP's ascendentes, conificación, barrido areal incompleto y segregación gravitacional.

Una estrategia muy utilizada cuando existe conificación en pozos de alta rentabilidad económica, es la coproducción de agua, que consiste en cañonear la zona de agua y producir de forma simultánea el petróleo y el agua utilizando completaciones dobles (ver figura 3.11). Este enfoque de bajo costo puede incrementar el corte de agua, pero mejora la eficiencia de barrido e incrementa las reservas recuperables a largo plazo. Como alternativa el agua y el petróleo se puede producir en forma separada a través de la tubería de producción y espacio anular.

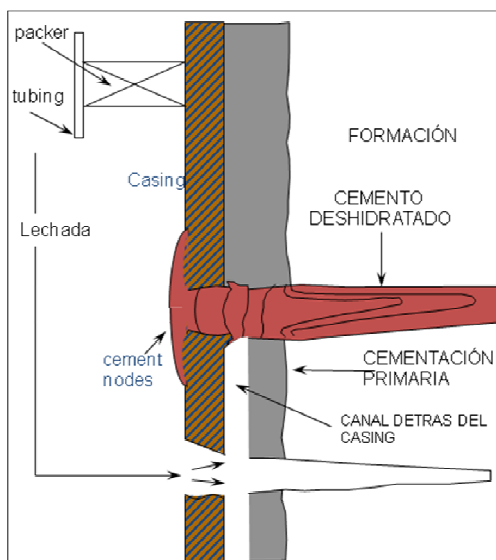
**FIGURA 3.11:
COMPORTAMIENTO DE ACUERDO A COMPLETACIONES**



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

Finalmente la manera más común y tradicional de controlar la entrada de agua al pozo es mediante la realización de trabajos de cementación forzada (Squeeze). Este método consiste en colocar una lechada de cemento en un juego de perforaciones, rotura de casing o canales detrás del casing (ver figura 3.12), bajo suficiente presión diferencial para colocarla antes de fraguar. La inyección se puede efectuar bajo o sobre la presión de fractura de la zona dependiendo del tipo de trabajo/caudal de inyección.

**FIGURA 3.12:
CEMENTACIÓN FORZADA (SQUEEZE)**



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

Por lo tanto, para tener éxito en el aislamiento de una zona por medio de un tratamiento de cementación se debe tener presente la presión del yacimiento y la presión de fracturamiento que tiene(n) la roca(s) lo que permitirá entre otras cosas diseñar un trabajo de cementación que evite una pérdida considerable de volumen de cemento en los alrededores del pozo, diseñar un peso adecuado de cemento con el propósito de re-cementar el pozo y controlar el fraguado del cemento.

Los fracasos en una cementación forzada pueden darse por no aplicar la suficiente mezcla, no dejar el suficiente tiempo para que endurezca el cemento,

aumentar la tasa de bombeo innecesariamente y/o debió aplicarse otro método que no sea Squeeze.

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

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

En el campo Sansahuari, la cementación forzada ha sido uno de los métodos más utilizados para el control de entrada de agua al pozo.

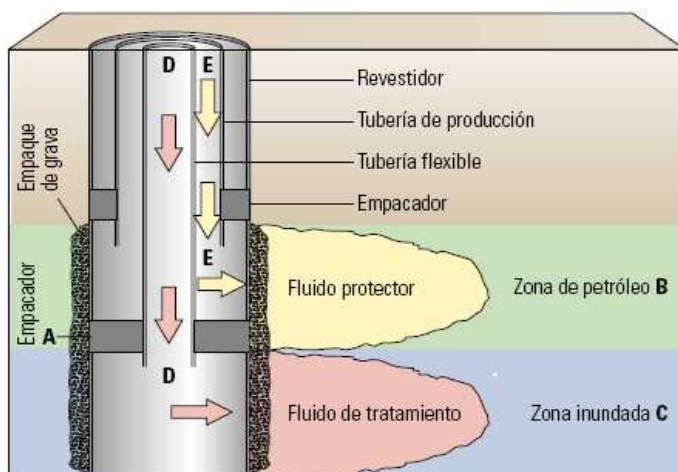
3.7.2 MÉTODO QUÍMICO

Las técnicas o métodos químicos para el control de agua tienen como principal objetivo reducir el flujo de agua dentro del reservorio a través de la penetración de fluidos en la formación y alterar el flujo de fluido dentro del reservorio. A diferencia de los cementos que alteran el flujo cerca a la cara del pozo, los fluidos tienen mayor habilidad y profundidad de penetración a la formación; aunque debería notarse que los tratamientos químicos tienen muy baja profundidad de penetración que en el mejor de los casos está en decenas de pies. Por Ejemplo: para llenar 50 ft de espesor a una zona 20% de porosidad en un radio de 100 ft, se requiere una inyección de 314,000 ft³ (2, 348,720 gal) de fluido.

Los métodos químicos que se disponen hoy en día para controlar el flujo de agua varían desde sistemas de polímeros base agua, sistemas de polímeros base petróleo, mezclas de cementos tipo Pórtland ultra finos y geles, entre otros.

En la figura 3.13 se tiene un ejemplo de los tratamientos químicos aplicados a un pozo con alto corte de agua, donde se aprecian los siguientes literales: (A) puede usarse un packer para aislar el pozo de la zona con agua, (B) entrada de agua 60%, (C) zona de 100% agua; (D) se bombea el primer fluido sellante y (E) se bombea el segundo fluido sellante.

FIGURA 3.13:
MÉTODOS QUÍMICOS PARA CONTROLAR EL FLUJO DE AGUA.



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

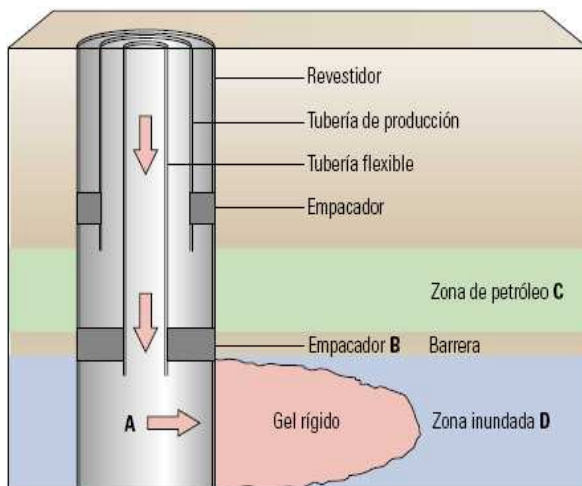
Los tratamientos químicos requieren de una colocación precisa del fluido. La tubería flexible con empaques inflables permite colocar la mayor parte de los fluidos de los tratamientos sin riesgo de afectar las zonas de hidrocarburo. A continuación se describen los diferentes tipos de químicos que se pueden utilizar para el control del incremento de la producción de agua en los pozos seleccionados.

Geles: los geles rígidos son sumamente efectivos para cerrar los excesos de agua en las cercanías del pozo. A diferencia del cemento, los geles pueden forzar dentro de la formación para realizar el cierre completo de la zona de

agua o para llegar a las barreras lutíticas. Habitualmente están hechos a base de polímeros.

La figura 3.14 muestra la aplicación de un gel rígido utilizando tubería flexible. Se bombea un gel rígido (A) en la zona inundada para cerrar la entrada de agua de una capa sin flujo cruzado. Un empacador inflable en la tubería flexible (B) aísla la zona productora de petróleo (C) de la zona inundada (D).

**FIGURA 3.14:
GEL RÍGIDO CIERRA ZONA DE AGUA**



FUENTE: Control de agua, Schlumberger, Verano 2000

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

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

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

La compañía Tiorco Inc, ha diseñado tecnologías químicas para reducir la producción de agua, y entre los más importantes se utilizan los geles, que son una mezcla de polímero (policrilamida parcialmente hidrolizada), un agente entrecruzador (Acetato de Cromo – Citrato de Aluminio) y Agua.

Polímero + Entrecruzador + Agua

Entre los más importantes se tiene:

Water Cut®: Geles Marcitsm & Unogelsm

Su principal uso es para modificar la permeabilidad en las zonas vecinas del pozo y en profundidad en zonas con altas saturaciones de agua y alta permeabilidad.

- Se usan en pozos productores para taponar las zonas de alta producción de agua.
- Los geles Marcitsm pueden ser usados en yacimientos con temperaturas de hasta 220°F, mientras que los Unogelsm pueden ser inyectados en yacimientos muy calientes de hasta 350°F.
- Estos geles son muy fuertes y capaces de formarse en condiciones extremas, tales como: altos niveles de H₂S, CO₂ y altas temperaturas

Water Cut®: Mara-Sealsm

Es un Gel formulado con altas concentraciones de un polímero con bajo peso molecular que le permite penetrar en la roca matriz para sellar completamente el área o zona contactada y permite:

- Corregir fallas en la cementación.
- Sellar perforaciones en zona de agua.
- Sellar fracturas en zona de agua.
- Sellar comunicaciones detrás de revestidor.

De acuerdo a la aplicación de nuevas tecnologías y productos químicos para controlar el incremento de la producción de agua en el yacimiento Trapial de Argentina tienen tres tipos principales de tratamientos químicos con geles:

- Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes (reductores).
- Bloqueadores de permeabilidad selectiva (SPB).
- Modificadores de permeabilidad relativa (RPM).

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

Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes: son materiales que tapan los espacios porosos evitando el movimiento de fluido, se activa in situ, la temperatura las pone en acción y son controladas por reguladores de pH formando un gel de obturación de alta viscosidad.

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

La salinidad o el pH ayuda a formar precipitados coagulados que son los conocidos geles en tres dimensiones. Ninguno de los bloqueadores son selectivos es decir pueden tapar los poros que contienen agua y/o petróleo, por ello se requieren componentes que ayuden a evitar el taponamiento de la zona productora son de corta duración.

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

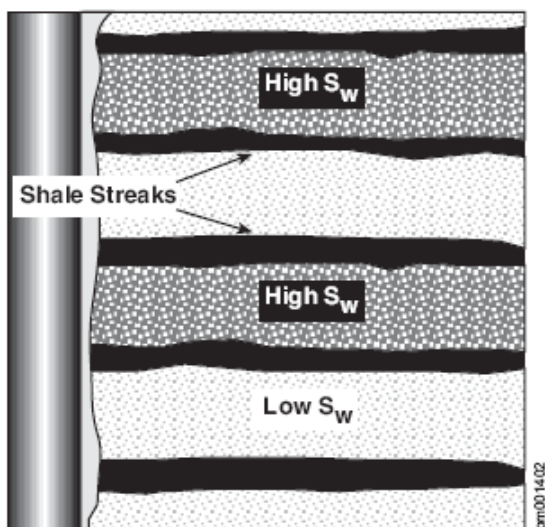
El efecto sobre la permeabilidad de petróleo podría ser 10 veces más grande que la del agua y, dependiendo del sistema elegido podría requerirse un aislamiento mecánico aplicándose en el mismo sentido que con los bloqueadores de permeabilidad.

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

En la zona tratada de una capa productora de petróleo, los modificadores de permeabilidad relativa (RPMs) deberían resultar en poquísimo o casi ningún daño al flujo del hidrocarburo, caso contrario no se obtendría el efecto deseado. La explicación de cómo funcionan estos RPMs influyen en varios factores que además de los componentes químicos influyen las características del reservorio, tales como: litología, tipo de problema, tamaño de la garganta poral, permeabilidad, humectabilidad, saturación de los fluidos, presión capilar y efectos gravitatorios, entre otros.

Los modificadores de permeabilidad son muy útiles en reservorios heterogéneos; en el caso del Campo Sansahuari, las arenas Us, Ts y especialmente Ui son heterogéneas con varias barreras entre altas permeabilidades de zonas productoras de hidrocarburo (ver anexos 3.3.12 y 3.6.6), como se puede apreciar en la figura 3.15.

FIGURA 3.15: RESULTADOS DEL AISLAMIENTO DE LA PERMEABILIDAD VERTICAL EN ZONAS NO BARRIDAS CON BAJA SATURACIÓN DE AGUA



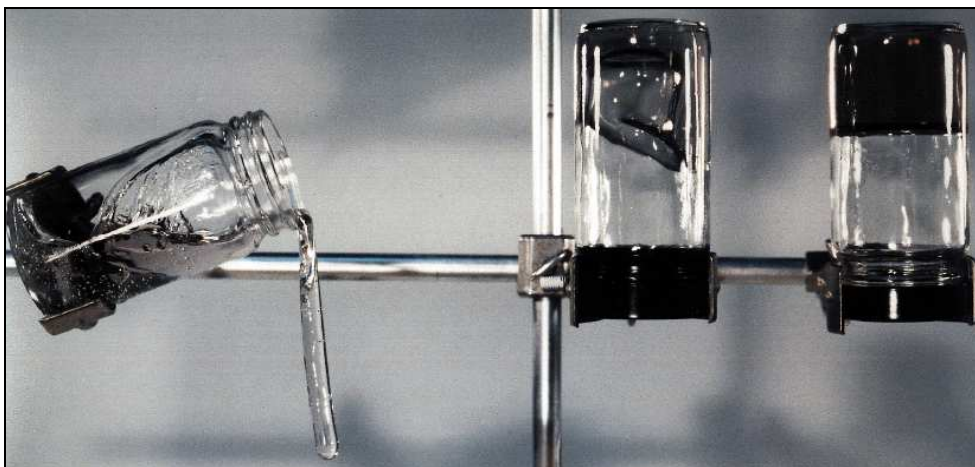
FUENTE: Halliburton

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

Estadísticamente, de los tratamientos que se han fabricado a nivel mundial, estos son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de petróleo y, además, son los que mayor éxito han tenido en el control de agua, cuando han sido colocados correctamente y para relaciones de movilidad agua – petróleo menores que 10. En el capítulo I se puede revisar el concepto de movilidad y su comportamiento.

Los factores tales como el pH, salinidad del reservorio y caída de presión, afectan la efectividad y duración del tratamiento; es decir, que un trabajo posterior al tratamiento probablemente destruirá parcial o completamente las propiedades del control para el agua.

**FIGURA 3.16:
TIPOS DE GELES EN TRES DIFERENTES ESTADOS, DEPENDIENDO DE LA
CONCENTRACIÓN**



FUENTE: TIORCO, INC

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

Una vez que se conoce las técnicas o métodos para controlar la entrada de agua, se procede a seleccionar el tratamiento idóneo para cada pozo en estudio. Para la elección del método se deben considerar las características anteriormente vistas, y la(s) causa(s) por la cual el corte de agua se incrementó, y si es posible aplicar una alternativa de acuerdo a los antecedentes que presenta cada pozo.

3.8 ELEMENTOS CONSIDERADOS PARA UN TRATAMIENTO EXITOSO

Las claves para tener éxito en el control del exceso de agua producida son el conocimiento del reservorio y sus heterogeneidades, conocimiento de las

opciones del servicio, sus beneficios y sus limitaciones, desarrollo de una estrategia para manejo de agua, planificación temprana y acción inmediata.

Conocimiento del reservorio: el primer paso en cualquier tratamiento de control de agua es tratar de comprender el reservorio, en base a los datos disponibles así lo permitan. La mejor fuente para este análisis son los núcleos, con la información de los registros frecuentemente no se ve la resolución necesaria para identificar algunas características críticas del reservorio para el control de agua. Los análisis de presión que son muy variables también proveen valores promedio para el intervalo registrado.

Las características de la formación de interés incluyen:

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

Relación de movilidad: el desplazamiento de petróleo con agua está fuertemente influenciado por la razón de movilidad. Una relación de movilidad alta estimula la penetración de agua a través de la zona de petróleo. Esto es probable que ocurra en altas permeabilidades provocadas por mini canales. El desplazamiento de petróleo y agua con el tratamiento de un fluido inyectado también depende de la magnitud relativa de sus relaciones de movilidad.

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

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

3.9 PLAN DE ACCIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO SANSAHUARI

Una vez que se ha seleccionado los pozos bajo las consideraciones antes mencionadas, y de acuerdo a la información recopilada, se procede a seleccionar el tratamiento adecuado para cada pozo.

El criterio para la ejecución de un plan de acción debe hacerse con un conocimiento de fondo de los mecanismos de flujo de petróleo y agua en el yacimiento, tipos de flujo de agua dentro del yacimiento (agua original o agua inyectada de ser el caso), heterogeneidad del yacimiento y su efecto en el flujo de fluidos, historial de producción de petróleo y agua, estado actual de los pozos y completaciones, servicios disponibles en el mercado y regulaciones del gobierno donde se van a realizar los trabajos.

Para aplicar un método químico, se debe realizar un análisis del agua y pruebas de compatibilidad del tratamiento químico con la roca y fluido, para establecer las propiedades reológicas del gel o polímero a aplicarse y su óptima concentración.

Posteriormente se realiza trabajos de ingeniería. Esta se refiere a determinar el volumen de tratamiento y la planificación de la parte técnica- operacional.

Para la determinación del volumen de tratamiento, los factores que se toman en cuenta son: radio de penetración (se estima un promedio de 12,6 ft de longitud perforada de acuerdo a BJ Services Company), intervalo perforado y la porosidad del reservorio. A continuación se cita la ecuación que permite el cálculo.

$$\text{Volumen de tratamiento} = 7.4805 * \pi * \phi * (R_2^2 - R_1^2) * H \text{ [gal]} \quad (3.2)$$

Donde:

ϕ = porosidad (%)

R_2 = radio de penetración (ft)

R_1 = radio del pozo (ft)

H = longitud perforada (ft) (altura del tratamiento)

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

3.10 SUGERENCIAS PARA LA SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO

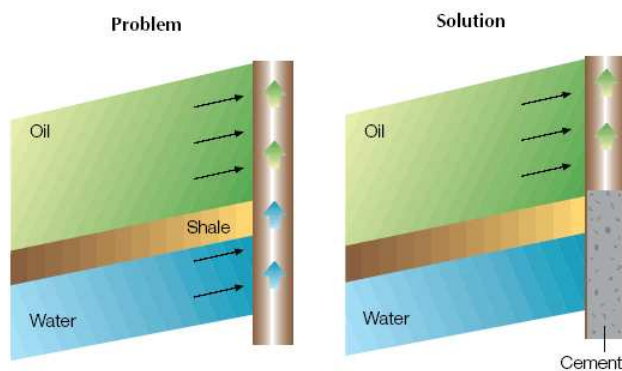
Para seleccionar y aplicar algún tratamiento al pozo productor se debe considerar ciertos criterios, como:

- Que exista petróleo recuperable.
- Alta Relación Agua-Petróleo (RAP).
- Respuesta de Petróleo muy rápida, seguida por un aumento de la producción de Agua.
- Preferiblemente en rocas fracturadas con influencia de un acuífero de fondo.
- Pozos con alto nivel de fluido.
- Cerca del Límite Económico de producción.

La manera más fácil de reconocer la causa por la cual un pozo productor de petróleo presenta rápida producción de agua, es a través de gráficas que sean lo más representativas posible. Para el efecto a continuación se muestran algunas de las causas más comunes que pueden presentarse en un pozo con problemas de altos cortes.

Agua producida por la zona cañoneada: puede ser el caso que el agua ha desplazado al petróleo y/o ha llegado a los disparos. Suponiendo que existe una zona separada por una barrera impermeable (lutita) de otra zona produciendo petróleo, como muestra la figura 3.17 y la solución es realizar una cementación de la zona que produce agua así como la barrera impermeable.

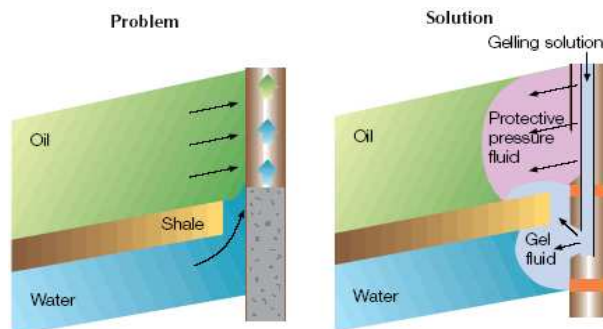
FIGURA 3.17:
ENTRADA DE AGUA DE UNA ZONA A LAS PERFORACIONES DEL POZO



FUENTE: Pushing out the oil with conformance control, Schlumberger Oilfield Review

Agua destruye zona impermeable: se tiene el caso anterior con la diferencia que el agua a disuelto la barrera impermeable y está entrando a la zona de petróleo. La solución es inyectar gel en la zona más baja logrando balancear la presión con la zona superior (figura 3.18).

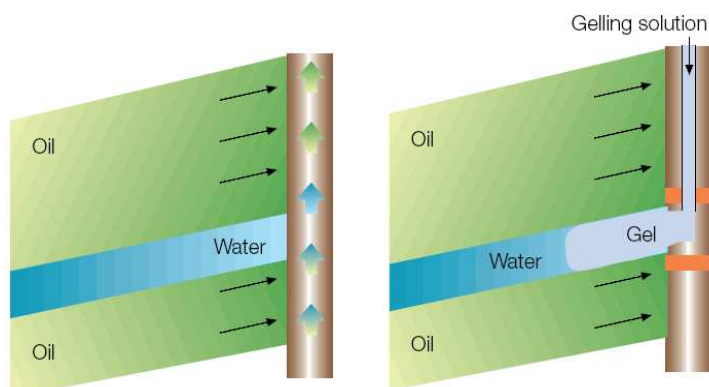
FIGURA 3.18:
ENTRADA DE AGUA DE UNA ZONA A LAS PERFORACIONES DEL POZO



FUENTE: Pushing out the oil with conformance control, Schlumberger Oilfield Review

Entrada de agua desde una capa más permeable: es la entrada de agua por una zona de alta permeabilidad que pasa por el medio de dos zonas de petróleo en la misma arena, tal como muestra la figura 3.19. La solución es inyectar profundamente un gel y aislar la zona.

**FIGURA 3.19:
ENTRADA DE AGUA A TRAVÉS DE UNA ZONA MÁS PERMEABLE**



FUENTE: Pushing out the oil with conformance control, Schlumberger Oilfield Review

3.10.1 TRATAMIENTOS APROPIADOS PARA LOS POZOS ELEGIDOS

La mayoría de pozos seleccionados en el Campo Sansahuari presentan inundación, que en algunos casos se supone es tempranera; los tratamientos pueden ser similares para todos los pozos, pero la diferencia será en los componentes utilizados puesto que dependerá de las características de cada pozo. Al analizar económicamente el proyecto puede suceder que el proyecto no sea rentable para algún pozo (en condiciones actuales), pero servirá como un Proyecto piloto que a futuro permitirá su aplicación en pozos con similares características y es recomendable al menos aplicarlo a dos o tres pozos para comprobar la efectividad del tratamiento. Una vez que se conoce las características principales de cada tratamiento es mejor presentarlos en una tabla; para poder comparar los problemas y las soluciones entre los pozos seleccionados. Es por ello que en la Tabla 3.15 se presenta de manera general los tratamientos recomendados para solucionar los altos cortes en los casos puntuales.

SSH- 02: de acuerdo a las características del pozo a la fecha se está produciendo agua aceptable, pero para trabajos futuros es recomendable aplicar al menos dos alternativas que son: el sistema de polímeros en base agua porque se tiene 18 ft

perforados de los cuales se está produciendo de 2,5 ft netos aproximadamente y ayudaría a impedir el paso del agua (ver anexo 3.3.12); el gel Water-Cut®-Mara-Sealsm permitirá corregir fallas de cementación y sellar la comunicación detrás del casing, el tratamiento aplicado no debería afectar la producción del pozo que es 202 BPPD, pero debe reducir el corte de agua o mantenerlo (BSW = 66,4%) como hasta junio del 2008.

SSH- 07: en vista de que la arena Ui es bastante heterogénea y que la entrada de agua en este pozo se da por la zona de alta permeabilidad que pasa por el medio de dos zonas de petróleo dentro de la misma arena, es aconsejable aplicar modificadores de permeabilidad o los Geles Marcitsm & Unogelsm, los mismos que permitirán modificar la permeabilidad en zonas con altas saturaciones de agua y alta permeabilidad. El objetivo es reducir el corte de agua que a junio del 2008 es de 83,2% y mantener la producción de petróleo.

SSH- 08: de acuerdo a los intervalos perforados de 8 y 16 ft, podría aplicarse el sistema de polímeros en base agua; los mismos que permitirán controlar la canalización de agua a través de mini fracturas naturales y canalización detrás del casing que presenta el pozo. Con esto se ayuda a impedir de alguna manera la entrada de agua.

SSH- 09: de acuerdo a las características del pozo, y por encontrarse cercano a una falla, no se descarta que pueda tener minifracturas naturales las mismas que pueden ser tratadas por medio del sistema de polímeros en base agua o el gel Water Cut®-Mara-Sealsm, permitiendo sellar fracturas en zona de agua o sellar perforaciones en zona de agua en el caso particular de este pozo. Esto ayudaría a reducir el corte de agua que a junio del 2008 es de 81,4%.

SSH 10: lo más conveniente en el pozo es aplicar un solo tratamiento que no sea squeeze, pudiendo inyectarse el gel Water Cut®-Mara-Sealsm, el mismo que permitirá sellar las perforaciones en la zona de agua o sellar las comunicaciones detrás de revestidor según sea el caso, logrando de esta manera disminuir el corte de agua y por ende la producción de agua.

SSH- 11: de acuerdo a las características del pozo se tiene una alta saturación de agua en la zona cañoneada (6ft), por lo que se debería aplicar la inyección de un gel tipo Water-Cut®-Mara-Sealsm, que permita sellar las perforaciones en la zona de agua o sellar la comunicación detrás de revestidor según sea el caso. La otra posibilidad es aplicar el sistema de polímeros en base agua para controlar la canalización detrás del casing. Con la realización de este tratamiento se puede bajar el corte de agua (83,8%) y mejorar la producción de petróleo.

SSH- 12D: este pozo es nuevo y el agua producida es aceptable, pero para proyectos a futuro se consideraría en primera instancia realizar un Squeeze a la arena Ts porque se tiene 27ft cañoneados, de manera que permita solucionar el problema de canalización. Con esto se reduciría aún la producción de agua y, en el peor de los casos, se mantendría los 556 BPPD que se está produciendo hasta junio del 2008 en la arena Tm se puede aplicar el mismo tratamiento que en Ts para trabajos futuros.

En la tabla 3.15 se presenta un resumen de los tratamientos recomendados para solucionar los altos cortes de agua.

TABLA 3.15

TRATAMIENTOS RECOMENDADOS PARA SOLUCIONAR LOS ALTOS CORTES DE AGUA

Pozo	Problema que prevalece	Posibles soluciones	Razón de la elección
SSH- 02 Ui (Um) Perf: 18 ft BPPD: 202 BAPD: 399 BSW: 66,4%	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Canalización multicapas ➤ Inundación temprana ➤ Canalización detrás del casing 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se realizó un Squeeze anteriormente 2. Aplicar sistemas de polímeros en base agua 3. Aplicar Gel Water Cut®- Mara-Sealsm 	Se elige aplicar el gel Water Cut®- Mara-Sealsm para ayudar a corregir fallas de cementación y sellar las perforaciones en zona de agua restringiendo de esta manera el flujo de agua.
SSH- 07 Ui Perf: 5 ft BPPD: 251 BAPD: 1238 BSW: 83,2%	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Inundación inicio de producción ➤ Canalización multicapas ➤ Posible elevación del contacto Aqua-Petróleo 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar un Squeeze 2. Aplicar Geles Marcitsm & Unogelsm 3. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa 	Se pueden aplicar los geles Marcitsm & Unogelsm y/o los modificadores de permeabilidad relativa; estos ayudaran a reducir el flujo de agua en el área tratada, controlando el flujo de agua detrás de casing así como también sellando los canales pequeños de agua a través del reservorio, pero su aplicación debe ser profunda para que el tratamiento tenga efecto.
SSH- 08 Ts Perf: 8 ft 16 ft BPPD: 182 BAPD: 564 BSW: 75,7%	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Posible inundación por intersección de fracturas ➤ Posible conificación ➤ Canalización detrás del casing 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar un Squeeze 2. Aplicar sistemas de polímeros en base agua 3. Aplicar Gel Water Cut®- Mara-Sealsm 	Realizando un Squeeze se sellará los pequeños canales que hayan logrado formarse detrás del casing y los polímeros intentarán controlar el agua proveniente de minifracturas naturales. También puede taponar los canales de agua que se escapan de otras capas.
SSH- 09 Us Perf: 10 ft BPPD: 153 BAPD: 665 BSW: 81,4%	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Canalización multicapas ➤ Posible inundación por intersección de fracturas 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar un Squeeze 2. Aplicar sistemas de polímeros en base agua 3. Aplicar Gel Water Cut®- Mara-Sealsm 	Se puede aplicar la opción 3, Water Cut®- Mara-Sealsm para sellar pequeñas fracturas en zona de agua y permitir corregir las fallas en la cementación, bloqueando de esta manera el flujo de agua.
SSH- 10 Ts Perf: 22 ft BPPD: 201 BAPD: 506 BSW: 71,7%	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Canalización multicapas y/o tras el casing ➤ Fugas en casing, tubing y/o packer 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar un Squeeze 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa 3. Aplicar Gel Water Cut®- Mara-Sealsm 	Sería conveniente aplicar modificadores de permeabilidad relativa lo más profundo posible para facilitar sólo el flujo del petróleo al pozo
SSH- 11 Us Perf: 6 ft 6 ft BPPD: 144 BAPD: 611 BSW: 83,8%	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Canalización multicapas y/o tras el casing ➤ Inundación temprana ➤ Fugas en casing, tubing y/o packer 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se realizó un Squeeze anteriormente 2. Aplicar sistemas de polímeros en base agua. 3. Aplicar Gel Water Cut®- Mara-Sealsm 	El gel Water Cut®- Mara-Sealsm permite corregir las fallas de cementación y puede también sellar las perforaciones en zonas de agua. Con este tratamiento se logrará corregir fallas de trabajos anteriores y bloquear el flujo de agua.
SSH- 12D Perf: 27 ft Ts 9 ft Tm BPPD: 556 BAPD: 984 BSW: 64%	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Inundación inicio de producción ➤ Canalización detrás del casing 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar un Squeeze 2. Aplicar sistemas de polímeros en base agua. 3. Aplicar Completaciones dobles. 	Realizar un Squeeze sería conveniente para cerrar los canales que están detrás del casing, para no permitir la entrada de agua al pozo.

REALIZADO POR: David Jaque

3.10.2 CONSIDERACIONES Y EJECUCIÓN DE LOS NUEVOS TRATAMIENTOS

Tomando en cuenta las consideraciones para cada caso en particular, y analizando todos los parámetros que presentan los pozos productores, un trabajo de control de agua siempre o casi siempre tendrá éxito. En realidad, no todos los pozos aceptan un determinado tratamiento, todo depende del problema y el propósito de la solución que se le dé a cada situación.

El método más utilizado mundialmente aún siguen siendo los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPMs) en los que se utilizan los compuestos “Amphoteric polyacrylamide” o “vinyl-amide terpolymer”. La preferencia y la concentración de los RPMs se basan en la permeabilidad de la formación y el NFRR (Relación Normalizada de Resistencia del Fluido) obtenido de las pruebas de flujo de un núcleo.

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

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

Es interesante conocer que al usar los modificadores de permeabilidad relativa y otros sistemas de control de agua, algunos de los resultados obtenidos son superiores a los esperados, aunque esto no ocurra siempre.

3.11 RESULTADOS ESPERADOS EN LOS POZOS ELEGIDOS PARA LA APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO

De manera inherente al reducir el corte de agua se logra un incremento en la producción de petróleo, pero puede darse el caso que se logre reducir el corte de agua y mantener la producción de petróleo anterior o el peor de los casos reducir el corte de agua y también petróleo. Los resultados esperados son reducir el corte de agua actual de los pozos en un 25% aplicando Squeeze y en un 35% aplicando algún tratamiento químico.

3.11.1 DURACIÓN DEL TRATAMIENTO

En la vida práctica un mismo tratamiento puede variar de un pozo a otro debido a que las condiciones cambian con el tiempo afectando la efectividad del tratamiento. Algunas condiciones que pueden tener un efecto adverso en los sistemas de control de agua son las saturaciones de fluidos, humectabilidad del reservorio, salinidad y pH. Las influencias externas tales como los reacondicionamientos pueden tener efectos significativos cuando se introducen fluidos incompatibles al pozo como pueden ser los ácidos, solventes orgánicos y alcoholes, entre otros.

De acuerdo a literatura de las hojas informativas de la Sociedad de Ingenieros en Petróleos ;“SPE”; con la aplicación de químicos se estima un promedio de durabilidad 7 meses , según los resultados obtenidos en ciudades como California, Texas y una cementación exitosa debería durar toda la vida productiva del pozo.

3.11.2 RIESGOS EN LOS TRABAJOS

Considerando el criterio de que todos los pozos de un mismo campo se comportan de distinta manera, puede darse el caso en el cual, el tratamiento para controlar el agua producida fracase en un pozo, pero quizá en otro pozo se logre excelentes resultados aplicando el mismo tratamiento. Es así que no tomar en cuenta el tiempo de vida, disminución del intervalo de producción, comportamiento esperado y características propias del pozo conllevaría en primer lugar a la mala elección del tratamiento y consecuentemente fracaso del trabajo.

De manera general puede ser que los resultados esperados no se cumplan, pero no existe razón suficiente para no intentar y probar para verificar resultados.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Luego de haber determinado las causas del incremento de agua en los pozos del Campo Sansahuari, y de recomendar los tratamientos que pueden aplicarse a cada uno de ellos de acuerdo a sus características, es importante realizar un estudio económico para justificar la rentabilidad del proyecto. Para ello se analizara cuan rentable le resultará a Petroproducción aplicar un determinado tratamiento en los pozos con problemas de altos cortes de agua y además cuanto ahorraría la compañía por concepto de tratamiento de agua producida.

Los trabajos de SQUEEZE realizados a los pozos del Campo Sansahuari no indican si después del trabajo efectuado, la producción incrementa o declina ya qué, en la mayoría de casos no existe información de pruebas antes y después del trabajo y, generalmente, cambian de arena. Por lo tanto, no se puede ver la efectividad del tratamiento en la misma arena. Sin embargo, se tomaron datos de pozos aledaños dentro del Área Cuyabeno donde se tiene alguna información y se determinó la efectividad en la reducción del corte de agua para las arenas Us, Ui y T (ver anexo 4.1).

Es así que de acuerdo a los trabajos realizados en los pozos del Área Cuyabeno se ha logrado reducir el corte de agua en la arena Ui en un 28%, en la arena Us en un 32% y en la arena T un 15%; obteniéndose el incremento de petróleo en el mismo orden para cada caso.

Por lo tanto, cabe recalcar que al reducir el corte de agua también se logra un incremento de petróleo; y, en algunos casos se reduce el corte de agua, pero manteniéndose la producción de petróleo anterior.

Con la aplicación de los TRATAMIENTOS QUÍMICOS, según historiales de éxito en distintas partes del mundo, como por ejemplo para el caso en Venezuela donde se redujo el corte de agua en un 25% y en Australia en un 50%, se asume que un porcentaje confiable de reducción del corte de agua para las arenas del campo Sansahuari (Us, Ui y T) será de un 35% (ver anexo 4.2).

En la Tabla 4.1 se muestra el incremento de la producción de petróleo estimado de los pozos seleccionados, que es de 842 BPPD. Esto implica una disminución en la producción de agua de formación de 2714 BAPD; lo que permite manejar adecuadamente los 2253 BAPD con las actuales facilidades del sistema de reinyección.

TABLA 4.1
PROYECCIÓN DE RECUPERACIÓN APLICANDO TRATAMIENTOS

ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCION (30 JUNIO DEL 2008)						PROYECCION DE RECUPERACION APLICANDO TRATAMIENTOS					INCRE	DISM
POZO	ARENA	BPPD	BAPD	BFPD	BSW (%)	TECNICA MECANICA Y/O QUIMICA	BPPD	BAPD	BFPD	BSW (%)	BPPD	BAPD
SSH-02	"Ui"	202	399	601	66,4	TRATAMIENTO QUIMICO	268	123	391	31,4	66	-276
SSH-07	"Ui"	251	1238	1489	83,1	TRATAMIENTO QUIMICO	502	466	968	48,1	251	-772
SSH-08	"Ts"	182	564	746	75,6	SQUEEZE	250	384	634	60,6	68	-180
SSH-09	"Us"	153	665	818	81,3	TRATAMIENTO QUIMICO	286	246	532	46,3	133	-419
SSH-10	"Ts"	201	506	707	71,6	TRATAMIENTO QUIMICO	291	168	460	36,6	90	-338
SSH-11	"Us"	144	611	755	80,9	TRATAMIENTO QUIMICO	265	225	491	45,9	121	-386
SSH-12D	"Ts"	556	984	1540	63,9	SQUEEZE	669	640	1309	48,9	113	-344
TOTAL		1689	4967	6656	74,7		2531	2253	4784	45,4	842	-2714

REALIZADO POR: David Jaque

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El estudio económico se basa, principalmente, en el Flujo de Caja, el Valor Actual neto (V.A.N) y la Tasa Interna de Retorno (T.I.R); que determina la rentabilidad o del proyecto.

4.2.1 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja permite analizar la variación de la inversión y costos de producción versus los ingresos (mensuales o anuales). Los valores de flujo de caja que presenta este análisis, se pueden distinguir en tres etapas:

- La primera etapa se da en los primeros períodos (días, meses o años) donde el valor puede ser negativo, ya que los egresos aún son mayores que los ingresos; es decir, se inicia los trabajos y aún no se recupera la inversión del proyecto.
- La segunda etapa es cuando el Flujo de caja toma un valor de *cero* que significa recuperación de la inversión.
- A partir del valor de cero se da la tercera etapa obteniéndose, para los próximos períodos valores positivos; indicando una ganancia para la compañía.

4.2.2 VALOR PRESENTE NETO (VAN o VPN)

También conocido como Valor Presente Neto (V.P.N), es la suma algebraica de los valores actualizados de cada uno de los flujos netos de caja asociados a un proyecto. Además, descuenta una tasa o tipo de interés igual para todo el tiempo de vida del proyecto.

La fórmula que permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1+i)^k} \quad (4.1)$$

Donde:

FNCK = Flujo neto de caja para el periodo k

i = Tasa de actualización (interés)

n = Tiempo de vida del proyecto

Si i es la tasa de actualización de la empresa ($i = 12\%$) entonces se tendrá que:

V.A.N. > 0 Proyecto rentable

V.A.N. = 0 No existen ganancias ni pérdidas

V.A.N. < 0 Proyecto NO rentable

El V.A.N. se ve afectado generalmente por el alto porcentaje en los costos de instalación y operación, la tasa de actualización y los precios de venta.

4.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

También denominada Tasa Interna de Rendimiento, es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada de la rentabilidad de un proyecto.

La tasa interna de retorno de un proyecto se obtiene cuando el Valor Actual Neto es igual a cero; es decir, para hallar el TIR de un proyecto hay que llevar los valores del flujo de caja al punto cero (para distintos intereses) con el propósito de obtener un TIR favorable.

La fórmula que permite calcular La Tasa Interna de Retorno es:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (4.2)$$

4.2.4 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO (RCB)

Consiste en la comparación de costos y beneficios, que al utilizarlo se puede estimar el impacto financiero de lo que queremos obtener.

$$RELACIONCOSTO / BENEFICIO = \frac{INGRESOS}{COSTOS + INVERSION} \quad (4.3)$$

Los criterios de decisión son:

RCB > 1: el proyecto debe ser aceptado

RCB = 1: el proyecto se acepta o en todo caso se revisa

RCB < 1: el proyecto no tiene sentido económico

4.3 INVERSIÓN

Para solucionar los problemas en los pozos seleccionados que tienen altos cortes de agua, se considerará necesario invertir en algunos equipos y accesorios para que los pozos puedan entrar en reacondicionamiento y poder aplicar los tratamientos.

A continuación se presentan los equipos y accesorios generalmente usados en un reacondicionamiento (tabla 4.2).

**TABLA 4.2
COSTO ESTIMADO DEL EQUIPO REQUERIDO EN UN
REACONDICIONAMIENTO NORMAL (15 DÍAS PROMEDIO)**

COMPAÑÍA	SERVICIO	MATERIAL	GASTOS
SAXON-07	MOVIMIENTO DE LA TORRE (N KM)		15000
SAXON-07	TRABAJO DE LA TORRE (15 DIAS)		100200
SAXON-07	SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE		11345
SAN ANTONIO PRIDE		QUIMICOS	1679
SERTECPET		EQUIPO DE SUBSUELO	50000
DYGOIL	UNIDAD DE WIRE LINE		4862
SCHLUMBERGER	UNIDAD DE CABLE ELÉCTRICO		69135
SERTECPET	BOMBA JET (EVALUACIÓN)		11972
		SUBTOTAL	264193
	CONTINGENCIAS +/- 30%		79258
		TOTAL	343451

FUENTE: Petroproducción- Área Cuyabeno

REALIZADO POR: David Jaque

Estos datos se obtuvieron realizando un promedio de los trabajos de reacondicionamiento que se efectuaron en los pozos de los campos Cuyabeno y Sansahuari en enero y mayo del 2008; además, se indica que los costos estimados de una cementación forzada están en alrededor de \$ 25260.

Es importante recordar que después de un trabajo de Squeeze, es necesario correr un registro "Cement Analysis"; que es un registro USIT – CBL – VDL cuyo valor rodea los \$ 28.000 y luego repunzonar la zona squeezeada tiene un costo de alrededor \$ 42.000.

En lo referente a los costos aplicando los TRATAMIENTOS QUÍMICOS para el control de agua, se estiman en el mercado valores entre \$ 200.000 y \$ 300.000.

En las Tablas 4.3 y 4.4 se muestran las inversiones que se necesitan hacer a los pozos en donde se van aplicar tratamiento químico y Squeeze:

TABLA 4.3
INVERSIONES PARA LOS POZOS APLICANDO SQUEEZE

POZO	REACOND. NORMAL	SQUEEZE	REGISTRO	CAÑONES	TOTAL
SSH-08 Ts	343451	25260	28000	42000	438711
SSH-12D Ts	343451	25260	28000	42000	438711

FUENTE: Petroproducción

REALIZADO POR: David jaque

TABLA 4.4
INVERSIONES PARA LOS POZOS APLICANDO TRATAMIENTO QUÍMICO

POZO	REACOND. NORMAL	TRAT. QUIMICO	REGISTRO	CAÑONES	TOTAL
SSH-02 Ui	343451	300000	28000	42000	713451
SSH-07 Ui	343451	300000	28000	42000	713451
SSH-09 Us	343451	300000	28000	42000	713451
SSH-10 Ts	343451	300000	28000	42000	713451
SSH-11 Us	343451	300000	28000	42000	713451

FUENTE: Petroproducción

REALIZADO POR: David jaque

4.3.1 COSTOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN

Los costos de este tipo se refieren a la inversión necesaria para producir 1 barril de petróleo una vez realizados los trabajos.

Entre los costos de producción se tiene los siguientes:

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

Para el campo Sansahuari el costo operativo está en \$ 6,73/ barril, de los cuales el costo estimado por barril de fluido tratado es aproximadamente el 6% del costo operativo; de acuerdo a los costos operativos y de producción por campo de Petroproducción a diciembre del 2008.

Dentro del costo operativo está incluido los costos de producción y consta de: salarios, materiales, transporte, equipo de bombeo hidráulico, corrosión e inspección técnica, mantenimiento, instrumentación, tratamiento y reinyección de agua, químicos, reacondicionamiento, limpieza de pozos y comunicaciones.

4.4 INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos mensuales se obtienen con el producto del precio del crudo y la producción de petróleo en ese periodo. Es decir, si se considera la duración del proyecto, aplicando Squeeze dura toda la vida productiva del pozo, y aplicando un tratamiento químico dura 7 meses (capítulo 3) antes que el pozo se inunde nuevamente de agua, únicamente se tendrán ingresos de la venta de petróleo en este periodo. Por lo tanto se debe asumir de solo \$ 50 por barril de crudo de acuerdo a las condiciones actuales del mercado ya que para el presupuesto general del estado se utilizó un valor promedio de 80\$.

Para el cálculo de la producción por mes, durante el tiempo de evaluación económica, se considera una declinación de producción anual de cada arena productora del Campo Sansahuari y se tiene: arena Us 22,4%, arena Ui 9,69 % y la arena Ts 6.66%; valores obtenidos de la curva de declinación de producción (ver anexos 3.3.2, 3.3.3 y 3.3.4), donde se refleja el comportamiento de las arenas del Campo Sansahuari en los últimos años.

4.5 HIPÓTESIS CONSIDERADAS EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO

- Se estima a una tasa de actualización anual de 12% (1% mensual)
- El costo operativo para el tiempo de vida del proyecto es de 6,73 \$/barril; de los cuales el costo de fluido tratado es de 0,40 \$/barril divididos en \$0,352/barril para tratamiento y reinyección de agua y 0,048 \$/barril por producción de petróleo.
- Se estima obtener un incremento de producción de 842 BPPD al aplicar tratamientos con Squeeze y/o tratamientos químicos.
- El precio puede subir o bajar, dependiendo de las condiciones de oferta y demanda del mercado internacional
- Se prevé realizar los tratamientos químicos o squeezes en un periodo tiempo de 15 días.
- El promedio de duración del proyecto es de 12 meses aplicando tratamiento con Squeeze y 7 meses aplicando tratamiento químico.
- De acuerdo a los historiales de producción de las arenas productoras del Campo Sansahuari, se tiene una declinación de producción promedio del 22.4, 9.69 y 6.66 % anual para las arenas Us, Ui y Ts, respectivamente. Por lo tanto, el proyecto tiene una declinación mensual de 1.87, 0.81 y 0,56 %, para las arenas Us, Ui y Ts, respectivamente; siendo el período mensual considerado de 30 días.
- El precio de barril de petróleo se estableció en \$50.
- Se estiman contingencias del +/-30 %.

4.5.1 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO

El análisis se realiza en base a las hipótesis anteriormente mencionadas.

A continuación, en las tablas 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9, 4.10 y 4.11 se detalla el análisis económico en donde se obtienen valores de VAN, TIR y RCB para cada pozo en donde se planifica realizar los tratamientos escogidos y en los anexos (4.5.1, 4.5.2, 4.5.3, 4.5.4, 4.5.5, 4.5.6 y 4.5.7) se puede observar el tiempo en que se recupera la inversión.

TABLA 4.5

RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-02 UI, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, PARA 50 \$/BARRIL

MES	PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO CON DECLINACION DEL 0,81%	PRODUCCION MENSUAL AGUA CON DECLINACION DE 0,81% (ASUMIDA)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL (\$)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL ACUMULADA (\$)	COSTO OPERATIVO PETROLEO MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO AGUA MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO TOTAL MENSUAL (\$)	INVERSION Y COSTO OPERATIVO ACUMULADOS (\$)	FLUJO DE CAJA	VAN AL 1% MENSUAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-713451	-713451
1	8040	3690	402000	402000	51359,52	1298,88	52658,4	766109	-364109	-360504
2	7975,077	3660,20325	398753,85	800753,85	50944,79188	1288,391544	52233,18342	818343	-17589	-17242
3	7910,678253	3630,647109	395533,9127	1196287,763	50533,41268	1277,987782	51811,40046	870154	326134	316542
4	7846,799526	3601,329633	392339,9763	1588627,739	50125,35537	1267,668031	51393,02341	921547	667081	641051
5	7783,43662	3572,248897	389171,831	1977799,57	49720,59313	1257,431612	50978,02474	972525	1005275	956484
6	7720,585369	3543,402987	386029,2685	2363828,838	49319,09934	1247,277851	50566,37719	1023091	1340737	1263035
7	7658,241643	3514,790008	382912,0821	2746740,921	48920,84761	1237,206083	50158,0537	1073249	1673491	1560896
8	7596,401341	3486,408078	379820,0671	3126560,988	48525,81177	1227,215644	49753,02741	1123002	2003558	1850253
9	7535,0604	3458,255333	376753,02	3503314,008	48133,96584	1217,305877	49351,27172	1172354	2330960	2131290
10	7474,214788	3430,329921	373710,7394	3877024,747	47745,28406	1207,476132	48952,7602	1221307	2655718	2404187
11	7413,860503	3402,630007	370693,0252	4247717,772	47359,7409	1197,725763	48557,46666	1269864	2977854	2669121
12	7353,99358	3375,15377	367699,679	4615417,451	46977,31099	1188,054127	48165,36511	1318029	3297388	2926265

INVERSION	713451
VAN	3646811
TIR MENSUAL	35%
RCB	3

REALIZADO POR: David Jaque

Nota: El VAN, TIR y RCB se considera solo durante los siete meses que dura el tratamiento químico.

TABLA 4.6

RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-07 UI, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, PARA 50 \$/BARRIL

MES	PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO CON DECLINACION DEL 0,81%	PRODUCCION MENSUAL AGUA CON DECLINACION DE 0,81% (ASUMIDA)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL (\$)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL ACUMULADA (\$)	COSTO OPERATIVO PETROLEO MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO AGUA MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO TOTAL MENSUAL (\$)	INVERSION Y COSTO OPERATIVO ACUMULADO (\$)	FLUJO DE CAJA	VAN AL 1% MENSUAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-713451	-713451
1	15060	13980	753000	753000	96203,28	4920,96	101124,24	814575	-61575	-60966
2	14938,3905	13867,1115	746919,525	1499919,525	95426,43851	4881,223248	100307,6618	914883	585037	573509
3	14817,763	13755,13457	740888,1498	2240807,675	94655,87002	4841,80737	99497,67739	1014381	1226427	1190358
4	14698,10956	13644,06186	734905,478	2975713,153	93891,52387	4802,709776	98694,23365	1113075	1862638	1789959
5	14579,42233	13533,88606	728971,1163	3704684,269	93133,34982	4763,927894	97897,27771	1210972	2493712	2372682
6	14461,69349	13424,59993	723084,6745	4427768,944	92381,29802	4725,459177	97106,75719	1308079	3119690	2938889
7	14344,91532	13316,19629	717245,7658	5145014,709	91635,31904	4687,301094	96322,62013	1404401	3740613	3488938
8	14229,08012	13208,668	711454,0062	5856468,716	90895,36383	4649,451137	95544,81497	1499946	4356522	4023175
9	14114,1803	13102,00801	705709,0151	6562177,731	90161,38377	4611,906819	94773,29059	1594720	4967458	4541945
10	14000,2083	12996,2093	700010,4148	7262188,146	89433,3306	4574,665672	94007,99627	1688728	5573461	5045581
11	13887,15661	12891,26491	694357,8307	7956545,976	88711,15645	4537,725247	93248,8817	1781976	6174570	5534413
12	13775,01782	12787,16794	688750,8912	8645296,868	87994,81386	4501,083115	92495,89698	1874472	6770825	6008763

INVERSION	713451
VAN	11579918
TIR MENSUAL	86%
RCB	4

REALIZADO POR: David Jaque

Nota: El VAN, TIR y RCB se considera solo durante los siete meses que dura el tratamiento químico.

TABLA 4.7

RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-08 TS, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, PARA 50 \$/BARRIL

MES	PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO CON DECLINACION DEL 0,56%	PRODUCCION MENSUAL AGUA CON DECLINACION DE 0,56% (ASUMIDA)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL (\$)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL ACUMULADA (\$)	COSTO OPERATIVO PETROLEO MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO AGUA MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO TOTAL MENSUAL (\$)	INVERSION Y COSTO OPERATIVO ACUMULADOS (\$)	FLUJO DE CAJA	VAN AL 1% MENSUAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-438711	-438711
1	7500	11520	375000	375000	47910	4055,04	51965,04	490676	-115676	-114531
2	7458,375	11456,064	372918,75	747918,75	47644,0995	4032,534528	51676,63403	542353	205566	201516
3	7416,981019	11392,48284	370849,0509	1118767,801	47379,67475	4010,153961	51389,82871	593743	525025	509584
4	7375,816774	11329,25457	368790,8387	1487558,64	47116,71755	3987,897607	51104,61516	644847	842712	809829
5	7334,880991	11266,3772	366744,0495	1854302,689	46855,21977	3965,764775	50820,98455	695668	1158635	1102401
6	7294,172401	11203,84881	364708,6201	2219011,309	46595,1733	3943,754781	50538,92808	746207	1472804	1387448
7	7253,689745	11141,66745	362684,4872	2581695,797	46336,57009	3921,866942	50258,43703	796465	1785230	1665117
8	7213,431767	11079,83119	360671,5883	2942367,385	46079,40212	3900,10058	49979,50271	846445	2095922	1935549
9	7173,39722	11018,33813	358669,861	3301037,246	45823,66144	3878,455022	49702,11647	896147	2404890	2198887
10	7133,584866	10957,18635	356679,2433	3657716,489	45569,34012	3856,929597	49426,26972	945573	2712143	2455268
11	7093,99347	10896,37397	354699,6735	4012416,163	45316,43028	3835,523637	49151,95392	994725	3017691	2704828
12	7054,621806	10835,89909	352731,0903	4365147,253	45064,9241	3814,236481	48879,16058	1043604	3321543	2947701

INVERSION	438711
VAN	17090146
TIR MENSUAL	73%
RCB	3

REALIZADO POR: David Jaque

Nota: El VAN, TIR y RCB se considera los doce meses que dura el tratamiento con Squeeze.

TABLA 4.8

RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-09 US, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, PARA 50 \$/BARRIL

MES	PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO CON DECLINACION DEL 1,87%	PRODUCCION MENSUAL AGUA CON DECLINACION DE 1,87% (ASUMIDA)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL (\$)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL ACUMULADA (\$)	COSTO OPERATIVO PETROLEO MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO AGUA MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO TOTAL MENSUAL (\$)	INVERSION Y COSTO OPERATIVO ACUMULADO (\$)	FLUJO DE CAJA	VAN AL 1% MENSUAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-713451	-713451
1	8580	7380	429000	429000	54809,04	2597,76	57406,8	770858	-341858	-338473
2	8419,84	7242,24	420992	849992	53785,93792	2549,26848	56335,2064	827193	22799	22350
3	8262,669653	7107,05152	413133,4827	1263125,483	52781,93375	2501,682135	55283,61588	882477	380649	369454
4	8108,433153	6974,386558	405421,6577	1668547,14	51796,67098	2454,984069	54251,65505	936728	731819	703264
5	7957,075734	6844,198009	397853,7867	2066400,927	50829,79979	2409,157699	53238,95749	989967	1076434	1024190
6	7808,543654	6716,439646	390427,1827	2456828,11	49880,97686	2364,186756	52245,16362	1042212	1414616	1332632
7	7662,784172	6591,066106	383139,2086	2839967,318	48949,86529	2320,055269	51269,92056	1093482	1746485	1628978
8	7519,745534	6468,032872	375987,2767	3215954,595	48036,13447	2276,747571	50312,88205	1143795	2072159	1913604
9	7379,376951	6347,296259	368968,8476	3584923,443	47139,45996	2234,248283	49373,70825	1193169	2391755	2186876
10	7241,628581	6228,813395	362081,4291	3947004,872	46259,52338	2192,542315	48452,06569	1241621	2705384	2449149
11	7106,451515	6112,542212	355322,5757	4302327,447	45396,01228	2151,614859	47547,62713	1289169	3013159	2700766
12	6973,797753	5998,441424	348689,8876	4651017,335	44548,62005	2111,451381	46660,07143	1335829	3315189	2942062

INVERSION	713451
VAN	4028943
TIR MENSUAL	38%
RCB	3

REALIZADO POR: David Jaque

Nota: El VAN, TIR y RCB se considera solo durante los siete meses que dura el tratamiento químico.

TABLA 4.9

RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-10 TS, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, PARA 50 \$/BARRIL

MES	PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO CON DECLINACION DEL 0,56%	PRODUCCION MENSUAL AGUA CON DECLINACION DE 0,56% (ASUMIDA)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL (\$)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL ACUMULADA (\$)	COSTO OPERATIVO PETROLEO MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO AGUA MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO TOTAL MENSUAL (\$)	INVERSION Y COSTO OPERATIVO ACUMULADOS (\$)	FLUJO DE CAJA	VAN AL 1% MENSUAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-713451	-713451
1	8730	5040	436500	436500	55767,24	1774,08	57541,32	770992	-334492	-331181
2	8681,5485	5012,028	434077,425	870577,425	55457,73182	1764,233856	57221,96567	828214	42363	41528
3	8633,365906	4984,211245	431668,2953	1302245,72	55149,94141	1754,442358	56904,38376	885119	417127	404859
4	8585,450725	4956,548872	429272,5363	1731518,257	54843,85923	1744,705203	56588,56443	941707	789811	758993
5	8537,801474	4929,040026	426890,0737	2158408,33	54539,47581	1735,022089	56274,4979	997982	1160427	1104106
6	8490,416675	4901,683854	424520,8338	2582929,164	54236,78172	1725,392717	55962,17444	1053944	1528985	1440373
7	8443,294863	4874,479508	422164,7431	3005093,907	53935,76758	1715,816787	55651,58437	1109595	1895498	1767966
8	8396,434576	4847,426147	419821,7288	3424915,636	53636,42407	1706,294004	55342,71808	1164938	2259977	2087051
9	8349,834364	4820,522932	417491,7182	3842407,354	53338,74192	1696,824072	55035,56599	1219974	2622434	2397795
10	8303,492784	4793,76903	415174,6392	4257581,993	53042,7119	1687,406698	54730,1186	1274704	2982878	2700361
11	8257,408399	4767,163612	412870,4199	4670452,413	52748,32485	1678,041591	54426,36644	1329130	3341322	2994906
12	8211,579782	4740,705854	410578,9891	5081031,402	52455,57165	1668,72846	54124,30011	1383255	3697777	3281589

INVERSION	713451
VAN	4473194
TIR MENSUAL	41%
RCB	3

REALIZADO POR: David Jaque

Nota: El VAN, TIR y RCB se considera solo durante los siete meses que dura el tratamiento químico.

TABLA 4.10
RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-11 US, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, PARA 50 \$/BARRIL

MES	PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO CON DECLINACION DEL 1,87%	PRODUCCION MENSUAL AGUA CON DECLINACION DE 1,87% (ASUMIDA)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL (\$)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL ACUMULADA (\$)	COSTO OPERATIVO PETROLEO MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO AGUA MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO TOTAL MENSUAL (\$)	INVERSION Y COSTO OPERATIVO ACUMULADOS (\$)	FLUJO DE CAJA	VAN AL 1% MENSUAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-713451	-713451
1	7950	7650	397500	397500	50784,6	2692,8	53477,4	766928	-369428	-365771
2	7801,6	7507,2	390080	787580	49836,6208	2642,5344	52479,1552	819408	-31828	-31200
3	7655,970133	7367,0656	382798,5067	1170378,507	48906,33721	2593,207091	51499,5443	870907	299471	290664
4	7513,058691	7229,547042	375652,9345	1546031,441	47993,41892	2544,800559	50538,21948	921445	624586	600215
5	7372,814929	7094,595497	368640,7464	1914672,188	47097,54176	2497,297615	49594,83938	971040	943632	897833
6	7235,18905	6962,163048	361759,4525	2276431,64	46218,38765	2450,681393	48669,06904	1019709	1256722	1183889
7	7100,132188	6832,202671	355006,6094	2631438,25	45355,64441	2404,93534	47760,57976	1067470	1563968	1458742
8	6967,596387	6704,668221	348379,8193	2979818,069	44509,00572	2360,043214	46869,04893	1114339	1865479	1722739
9	6837,534588	6579,514415	341876,7294	3321694,798	43678,17095	2315,989074	45994,16002	1160333	2161362	1976219
10	6709,900609	6456,696812	335495,0304	3657189,829	42862,84509	2272,757278	45135,60237	1205469	2451721	2219511
11	6584,649131	6336,171805	329232,4565	3986422,285	42062,73865	2230,332475	44293,07112	1249762	2736661	2452934
12	6461,73568	6217,896598	323086,784	4309509,069	41277,56753	2188,699602	43466,26713	1293228	3016281	2676796

INVERSION	713451
VAN	3320921
TIR MENSUAL	33%
RCB	2

REALIZADO POR: David Jaque

Nota: El VAN, TIR y RCB se considera solo durante los siete meses que dura el tratamiento químico.

TABLA 4.11

RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO SSH-12D TS, CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, PARA 50 \$/BARRIL

MES	PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO CON DECLINACION DEL 0,56%	PRODUCCION MENSUAL AGUA CON DECLINACION DE 0,56% (ASUMIDA)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL (\$)	INGRESO DE PRODUCCION MENSUAL ACUMULADA (\$)	COSTO OPERATIVO PETROLEO MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO AGUA MENSUAL (\$)	COSTO OPERATIVO TOTAL MENSUAL (\$)	INVERSION Y COSTO OPERATIVO ACUMULADOS (\$)	FLUJO DE CAJA	VAN AL 1% MENSUAL
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-438711	-713451
1	20070	19200	1003500	1003500	128207,16	6758,4	134965,56	573677	429823	425568
2	19958,6115	19093,44	997930,575	2001430,575	127495,6103	6720,89088	134216,5011	707893	1293538	1268050
3	19847,84121	18987,47141	992392,0603	2993822,635	126788,0096	6683,589936	133471,5996	841365	2152458	2089155
4	19737,68569	18882,09094	986884,2844	3980706,92	126084,3362	6646,496011	132730,8322	974095	3006611	2889294
5	19628,14153	18777,29534	981407,0766	4962113,996	125384,5681	6609,607959	131994,1761	1106090	3856024	3668875
6	19519,20535	18673,08135	975960,2673	5938074,264	124688,6838	6572,924634	131261,6084	1237351	4700723	4428294
7	19410,87376	18569,44575	970543,6878	6908617,951	123996,6616	6536,444903	130533,1065	1367884	5540734	5167942
8	19303,14341	18466,38532	965157,1704	7873775,122	123308,4801	6500,167634	129808,6477	1497693	6376082	5888205
9	19196,01096	18363,89688	959800,5481	8833575,67	122624,118	6464,091703	129088,2097	1626781	7206794	6589459
10	19089,4731	18261,97726	954473,655	9788049,325	121943,5542	6428,215994	128371,7702	1755153	8032896	7272076
11	18983,52652	18160,62328	949176,3262	10737225,65	121266,7674	6392,539395	127659,3068	1882812	8854413	7936421
12	18878,16795	18059,83182	943908,3976	11681134,05	120593,7369	6357,060802	126950,7977	2009763	9671371	8582851

INVERSION	438711
VAN	55492738
TIR MENSUAL	197%
RCB	5

REALIZADO POR: David Jaque

Nota: El VAN, TIR y RCB se considera los doce meses que dura el tratamiento con Squeeze.

4.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez obtenidos los valores y comparándolos (entre el VAN, TIR Y RCB) se determina la factibilidad del proyecto y se tiene:

SSH-02 Ui: revisando los resultados del VAN, TIR y RCB, se considera rentable a las condiciones calculadas. Para ello se requiere aplicar el gel Water Cut®-Mara-Sealsm para solucionar el problema, ya que la recuperación de la inversión se da en el segundo mes y se obtendrá una tasa interna de retorno mensual del 35%.

SSH-07 Ui: para la cantidad de 11 Mbbls de reservas, obtenidas realizando un estimado, si es posible aplicar los modificadores de permeabilidad relativa y/o Geles Marcitsm & Unogelsm, ya que al revisar los resultados del VAN y el TIR se obtendrá una tasa interna de retorno mensual del 86 %. La recuperación de la inversión se dará en el primer mes.

SSH-08 Ts: de acuerdo con los resultados de rentabilidad del proyecto VAN, TIR y RCB, sí es posible aplicar un Squeeze al pozo, puesto que la recuperación de la inversión se dará en un mes y medio; obteniéndose una tasa interna de retorno mensual del 73 %.

SSH-09 Us: sí es posible aplicar el tratamiento químico Gel Water Cut®- Mara-Sealsm al pozo, porque el análisis del VAN y el TIR así lo muestran. La recuperación de la inversión se dará en aproximadamente el segundo mes, con una tasa interna de retorno mensual del 38 %.

SSH-10 Ts: los resultados del VAN, TIR y RCB, indican que si se puede aplicar tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa en el pozo, ya que se obtendrá una tasa interna de retorno mensual del 41 %, la recuperación de la inversión se dará en aproximadamente en el segundo mes.

SSH-11 Us: como muestran los resultados del VAN y TIR, sí es rentable aplicar el tratamiento con el Gel Water Cut®-Mara-Sealsm, ya que la recuperación de la inversión se dará en el segundo mes con una tasa interna de retorno mensual del 33 %

SSH-12D Ts: de acuerdo con los resultados de rentabilidad del proyecto VAN, TIR y RCB, se observa claramente que sí es posible aplicar un Squeeze al pozo, puesto que la recuperación de la inversión se dará en menos de que se cumpla el primer mes; obteniéndose una tasa interna de retorno mensual del 197 %, es decir la recuperación será inmediata.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El Campo Sansahuari está inundado parcialmente de agua. Por esta razón, en algunos pozos se registran altos porcentajes de agua al inicio de la producción.
- La mejor herramienta para determinar las reservas es utilizando el pronóstico (forecast) del programa OFM, por ser la que más se acerca a la realidad, por no decir es la más exacta según el criterio del personal técnico del departamento de yacimientos.
- De acuerdo a la reservas remanentes obtenidas que presentan los pozos seleccionados, resultan rentables para realizar cualquier tratamiento que permita controlar el incremento de la producción de agua.
- De acuerdo a la limitada duración de un tratamiento de control de agua, es necesario considerar los pozos con mayor aporte de petróleo; esto con respecto a la selección de los mejores candidatos.
- Los tratamientos tradicionales como el Squeeze y aquellas alternativas de tecnología y tratamientos químicos innovadores si funcionan en un gran porcentaje como se ha mostrado en el presente estudio (35%). Por lo tanto, puede decirse que al aplicar los tratamientos aquí, recomendados se obtendrán los resultados esperados en los pozos SSH-02, SSH07, SSH-08, SSH-09, SSH-10, SSH-11 y SSH-12D.

- El tratamiento con Squeeze es el más utilizado por las compañías operadoras y Petroproducción no es la excepción, especialmente en el Campo Sansahuari, ya que los trabajos realizados han funcionado con un buen porcentaje de efectividad y la inversión no es muy alta; obteniéndose resultados que satisfacen lo planificado por el ingeniero de yacimientos.
- Con cualquier alternativa de tratamiento seleccionado para cada pozo del Campo Sansahuari, no es posible reducir el corte de agua en el ciento por ciento (100%), ya que la producción de agua es inevitable conjuntamente con petróleo y gas; es decir, siempre está presente. Por ello es necesario retener la mayor cantidad de agua desde el pozo mismo, antes de llegar al límite económico pudiendo evitar su crecimiento, logrando de esta manera reducir los costos asociados a la producción y disposición del agua.
- Los métodos utilizados para el análisis y determinación de los problemas de incremento de agua son efectivos. Sin embargo la utilización de la herramienta de diagnóstico Curvas Tipo de Chan pueden presentar resultados de análisis susceptible a cambios, debido a que la mejor interpretación se da en pozos con producción continua de una misma arena, hecho que no ocurre en Petroproducción ya que se cambia de zona buscando mayor rentabilidad económica.
- La mejor herramienta que permite determinar las causas de los problemas de incremento del corte de agua son los datos del historial de producción del pozo.
- De acuerdo al análisis realizado a cada pozo seleccionado, los problemas de mayor incidencia son la inundación y la canalización detrás el casing o entrada de agua desde otras capas, esto a su vez provoca que los pozos tengan altos cortes de agua.
- Los incrementos de producción de agua también se dan por problemas de completación, debido a la presencia de fugas en el casing y/o tubería de

producción, las mismas que provocan la entrada de agua de zonas no productivas a la columna de producción, originando de esta manera corrosión en la tubería y comunicación de fluidos entre tubing-casing.

- El éxito de un tratamiento se verá reflejado en el incremento de la producción de petróleo que tiene el pozo después de dicho tratamiento que puede ser inmediatamente o después de varios meses, dependiendo del volumen aplicado y propiedades del reservorio.
- La reducción del corte de agua de un pozo significa ahorrar costos por tratamiento de la misma en superficie y reinyección a la formación. Por ende, en el Campo Sansahuari se obtiene un ahorro de aproximadamente \$228.296 durante la vida útil del tratamiento aplicándolo a todos los pozos seleccionados.
- La información de los pozos SSH-02 y SSH12D hacen mención que se está produciendo de las arenas Ui y Ts, respectivamente. Pero se determinó que el pozo SSH-02 está produciendo de la arena Um y el pozo SSH12D está produciendo de las arenas Ts y Tm.
- El análisis económico realizado indica que los pozos seleccionados una vez aplicado su respectivo tratamiento al poco tiempo recupera su inversión. Siendo así qué, aún en el peor de los escenarios, la recuperación se dará en el segundo mes después del tratamiento y en un mejor escenario, la recuperación se dará en menos de un mes.

5.2 RECOMENDACIONES

- En la práctica operacional no se da el caso, pero se recomienda realizar un tratamiento químico antes de que el pozo inicie su producción. Es decir, en pozos nuevos, ya que estadísticamente como se ha visto, todo pozo que inicia la producción en el campo Sansahuari se inunda de agua. Con esto se reduciría la producción de agua desde inicios de producción y se incrementaría la vida productiva del pozo, obteniéndose buena rentabilidad.
- Se debe ver la posibilidad de aplicar un tratamiento químico por su poder de penetración a la formación y un tratamiento con Squeeze frente a la cara de la formación, al mismo tiempo. Ya que esto ayudará sobre manera a reducir el corte de agua en mayor porcentaje y obtener mayor rentabilidad económica.
- Se sugiere aplicar y probar los tratamientos disponibles en el mercado para comprobar la efectividad para controlar el agua, las reservas por recuperar hacen posible invertir en estudios que a futuro beneficiarán a la compañía.
- Es preferible aplicar algún tratamiento químico en un pozo con un aporte relativamente bueno, ya que puede darse el caso que no funcione adecuadamente el tratamiento y se pueda controlar e implementar otro método de control de agua.
- Una vez aplicado el tratamiento químico se debe poner el pozo en producción para evitar que se dañe inmediatamente la zona tratada y no se debe realizar trabajos de estimulación mientras dure el tratamiento, ya que esto provocará que se alteren las propiedades de los químicos utilizados para el control de agua y genere un gran daño a la formación.

- Es recomendable que el Departamento de Yacimientos-Quito y los técnicos del Área Cuyabeno, a donde pertenece el Campo Sansahuari, verifiquen las profundidades exactas de la arena que se está produciendo, basándose en los registros de saturación realizada por la empresa Schlumberger en Diciembre del 2007; por ser la más confiable. Ya que con esto se puede determinar los intervalos exactos para aplicar el tratamiento idóneo a cada pozo.
- Se recomienda mantener un monitoreo constante sobre el comportamiento de los pozos y recolectar sus datos de manera eficiente a fin de obtener un historial de producción más confiable, que sirvan como herramienta principal para determinar los diferentes problemas que pueda presentar el pozo; especialmente los problemas de agua, y de esta manera realizar trabajos oportunos.
- Se recomienda realizar lo más pronto posible los tratamientos seleccionados a los pozos SSH-07, SSH-09, SSH-11 y SSH-12D, ya que después de los trabajos se estima obtener una buena recuperación de petróleo y el análisis económico muestra que la recuperación de la inversión será en un tiempo corto.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alirio Forer, Presentación, Baker Atlas, Registro de Evaluación de Cemento Baker Hughes 2002
- Augusto Zubillaga (Chevron San Jorge SRL) Mariana Cortona, Manuel Veiga y Norberto Briggiler (BJ Services S.A.), Aplicación de nuevas técnicas y productos para el control del agua, Petrotécnica, Febrero 2004.
- BJ Services, Preliminary water control proposal, Marzo 2005.
- Bill Bailey, Christian Romano Caracas-Venezuela Control de agua, Schlumberger, Oil field Verano 2000.
- Carrillo Barandiaran Lucio, Capítulo III Mecanismos de Impulsión de los Reservorios, 2006.
- Craft, B.C., INGENIERÍA APLICADA A YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, Ed. Tecnos S.A., Madrid, España, 1977.
- CELIO VEGA O. Ingeniería Económica, Enero 1983
- Halliburton. H03349. v1, WATER MANAGEMENT MANUAL, Diciembre 2002.
- Huilca Buenaño Freddy Giovanni, Estudio para el control del incremento de agua del yacimiento M-1 en el campo Dorine, Marzo 2007.
- Ing. Raúl Valencia. Escuela Politécnica Nacional, EVALUACION DE FORMACIONES.
- Kellyville Training Center MP # 231M012, Presentación, Schlumberger, CEMENTACION FORZADA.

- Medrano Espinosa Edison Bolívar, Estudio Técnico Económico para el incremento de producción en los campos Shuara, Secoya y Pacayacu, Febrero 2003.
- Schlumberger, Pushing out the oil with conformance control, Oilfield Review
- Schlumberger - Petroproducción, Simulación Matemática de Yacimientos Campo Cuyabeno-Sansahuari Contrato II-ECC-366 Quito, Diciembre de 2007.
- SPE 30775, K.S. Chan, Schlumberger, Water Control Diagnostic Plots, Octubre 1995.
- SPE Artículo, Ramos Luis, PDVSA INTEVEP, Diagnosis of Excessive Water Production.
- TIORCO, Inc. Presentación, Tecnologías para la Recuperación Mejorada de Petróleo & Control de Agua.
- Yopez Benavides Doris Rosaly, Análisis de alternativas para el control de agua de producción en los campos Bogi - Capiron y Área Tivacuno, Universidad Central del Ecuador, Febrero 2008.

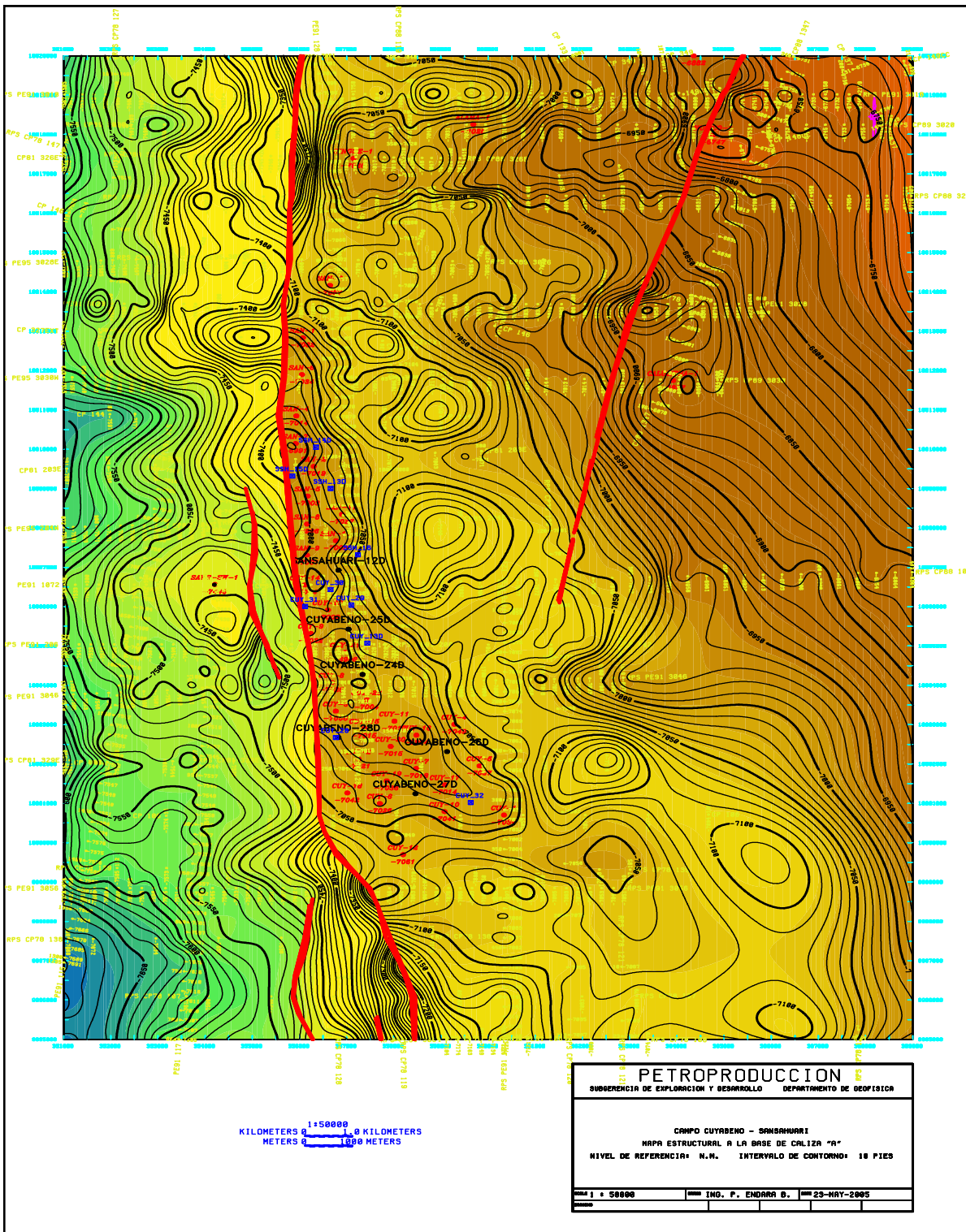
GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS

ABREVIATURAS

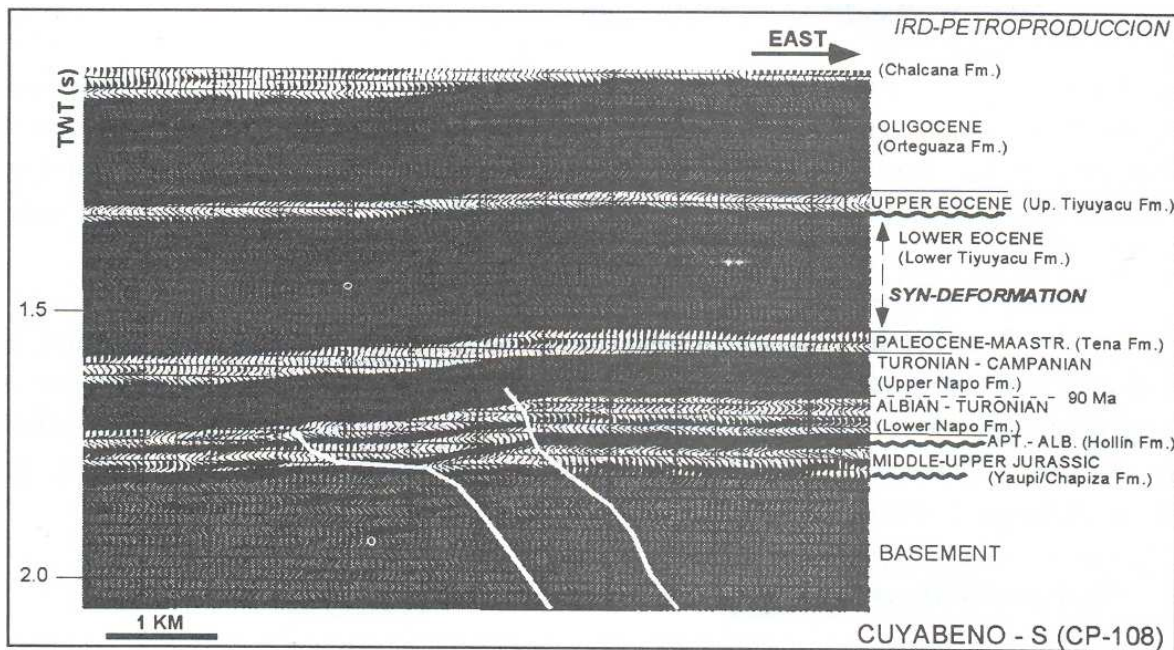
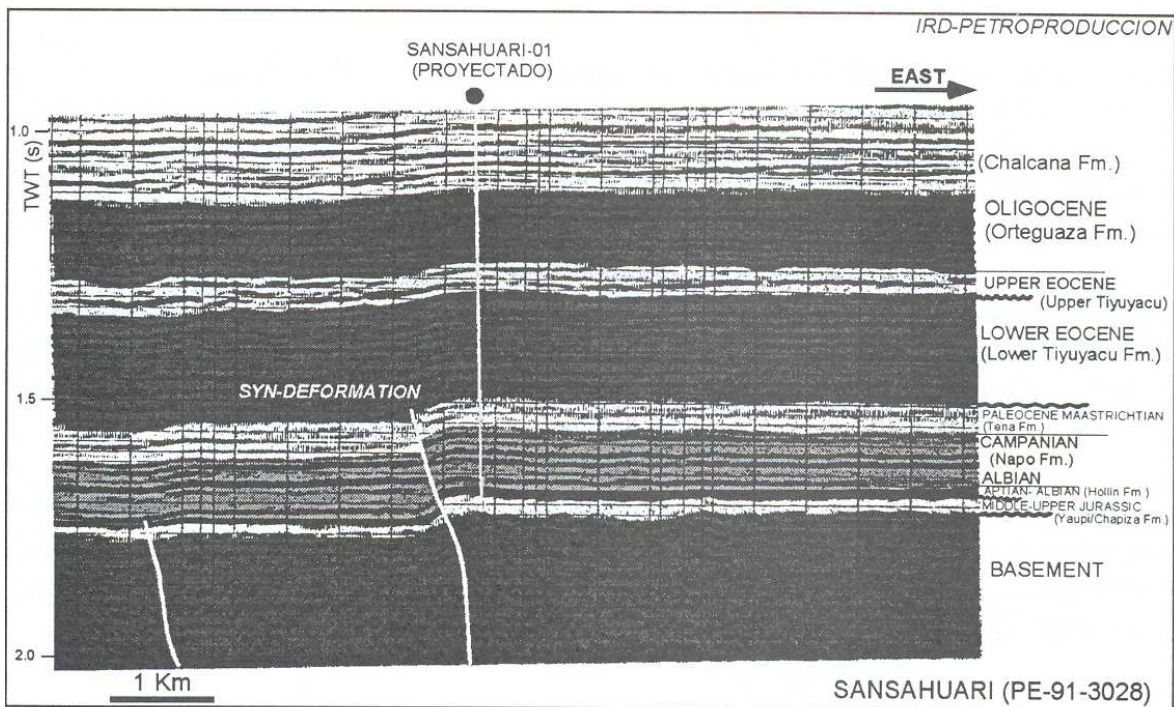
°API	=	Grado API del petróleo
BAPD	=	Barriles de agua por día
BFPD	=	Barriles de fluido por día
BPPD	=	Barriles de petróleo por día
BHT	=	Bottom Hole Temperature (temperatura al fondo del pozo)
CUY	=	Cuyabeno
bls	=	Barriles
BSW	=	Porcentaje de agua y sedimentos
Fr	=	Factor de recobro
°F	=	Grados Fahrenheit
GOR	=	Relation Gas-Oil (Relación Gas-Petróleo)
ft	=	Pie
Hz	=	Herzios
Krg	=	Permeabilidad relativa al gas
Kro	=	Permeabilidad relativa al petróleo
Krw	=	Permeabilidad relativa al agua
M	=	Movilidad
Mbbls	=	Miles de Barriles
MPCS	=	Miles de pies cúbicos estándar
mD	=	Milidarcys
Np	=	Producción de petróleo acumulada
Pc, Pwh	=	Presión fluyente de cabeza
PP	=	Pozo produciendo
PPF	=	Producción por flujo natural
PPH	=	Producción por bombeo hidráulico
PPS	=	Producción por bombeo eléctrico sumergible
PP	=	Pozo produciendo
PR	=	Pozo reinyector
Pr	=	Presión de reservorio
Pi	=	Presión inicial
ppmCl	=	Partes por millón de Cloro
PSI	=	Libras fuerza/pulgadas ²
Pwf	=	Presión de fondo fluyente
RAP	=	Relación Agua-Petróleo
SSH	=	Sansahuari
βoi	=	Factor volumétrico inicial del petróleo
Φ	=	Porosidad
SQZ	=	Squeeze o cementación forzada

ANEXOS

ANEXO 1

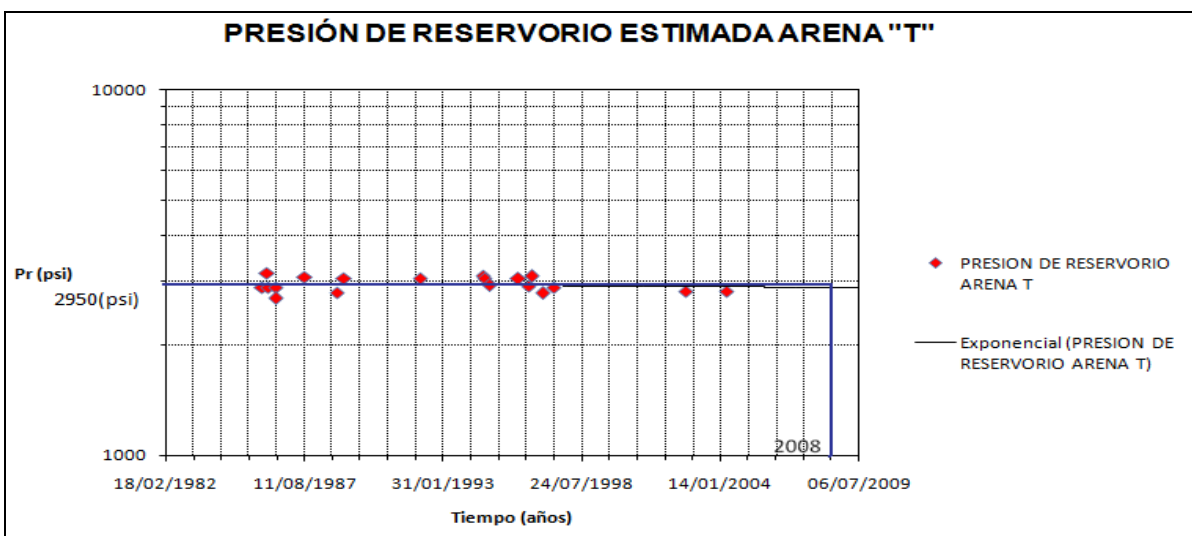
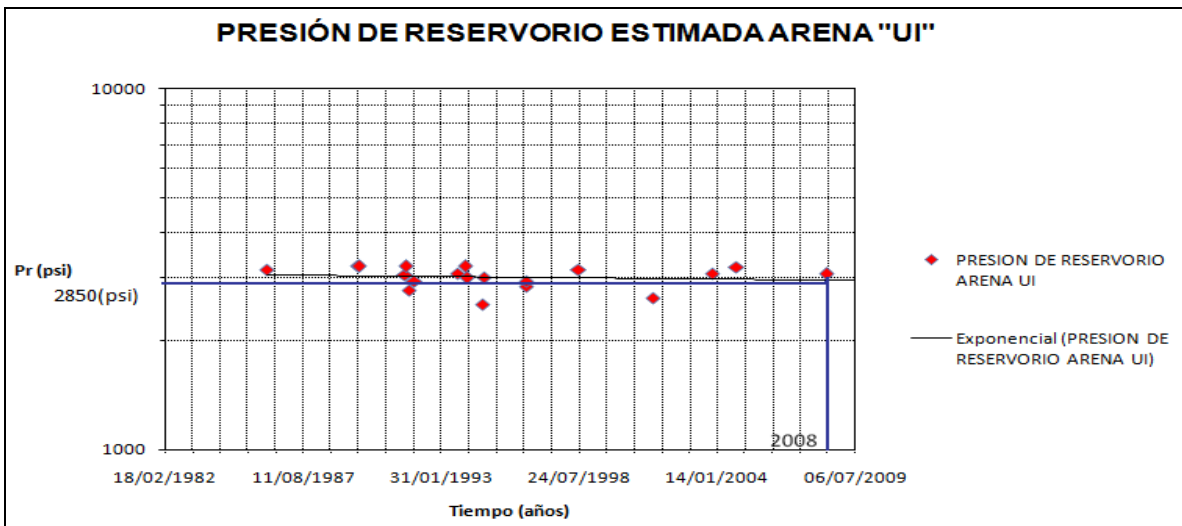
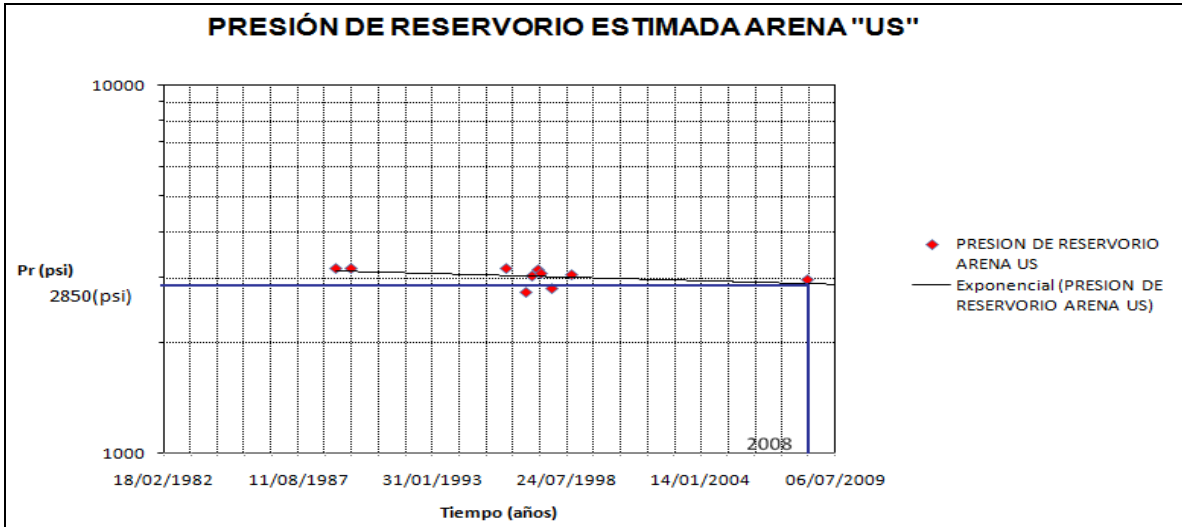


Anexo 1.1 Mapa Estructural a la base de la caliza A

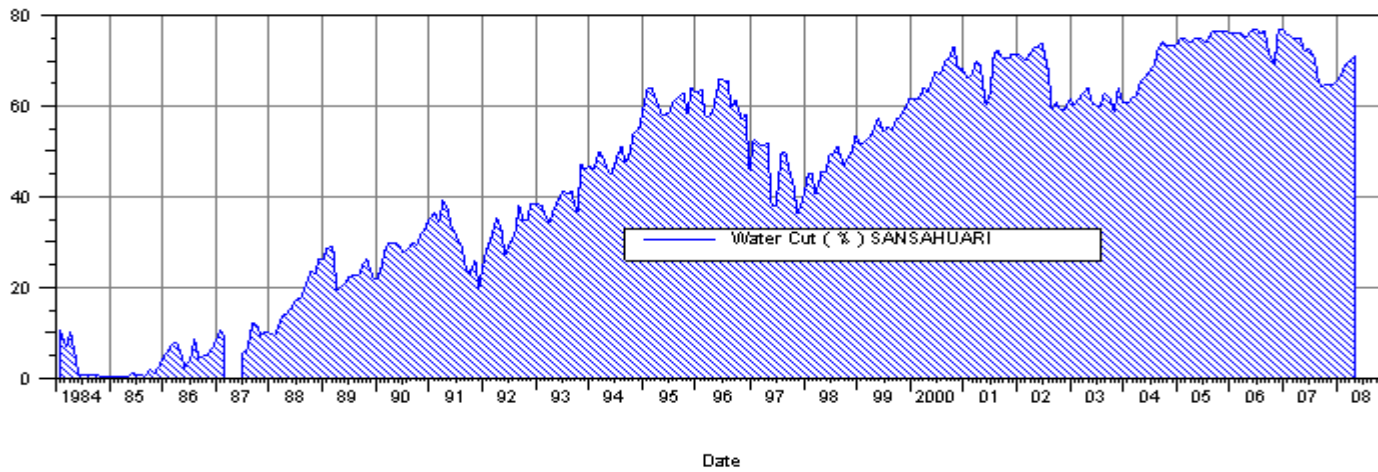
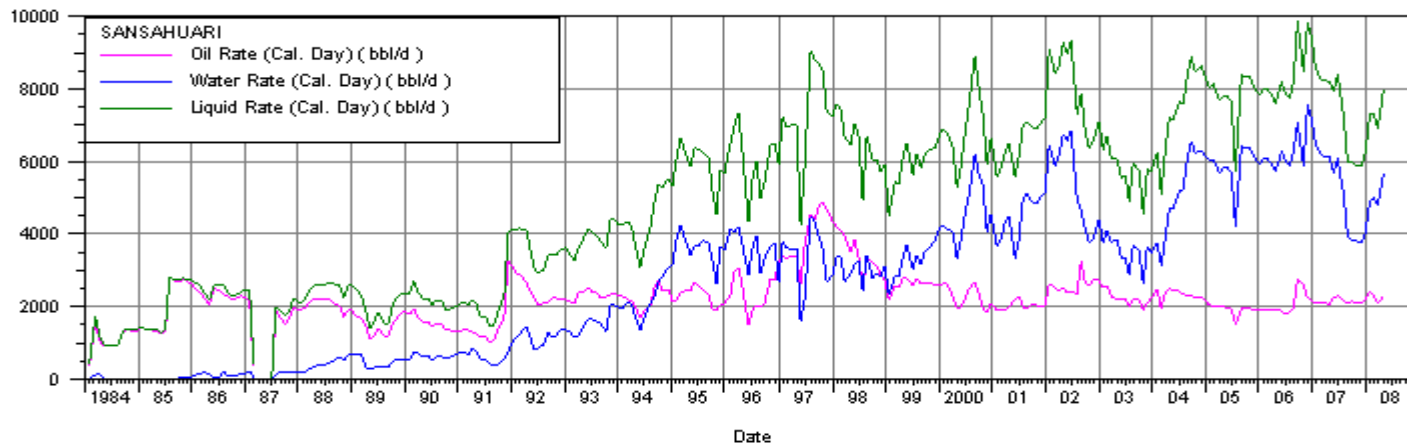


Anexo 1.2 Sección sísmica que muestra la falla regional al oeste del campo Sansahuari, la que corta hasta los sedimentos Tena y, hacia el sur en el campo Cuyabeno, se extingue a la altura del reflector M2.

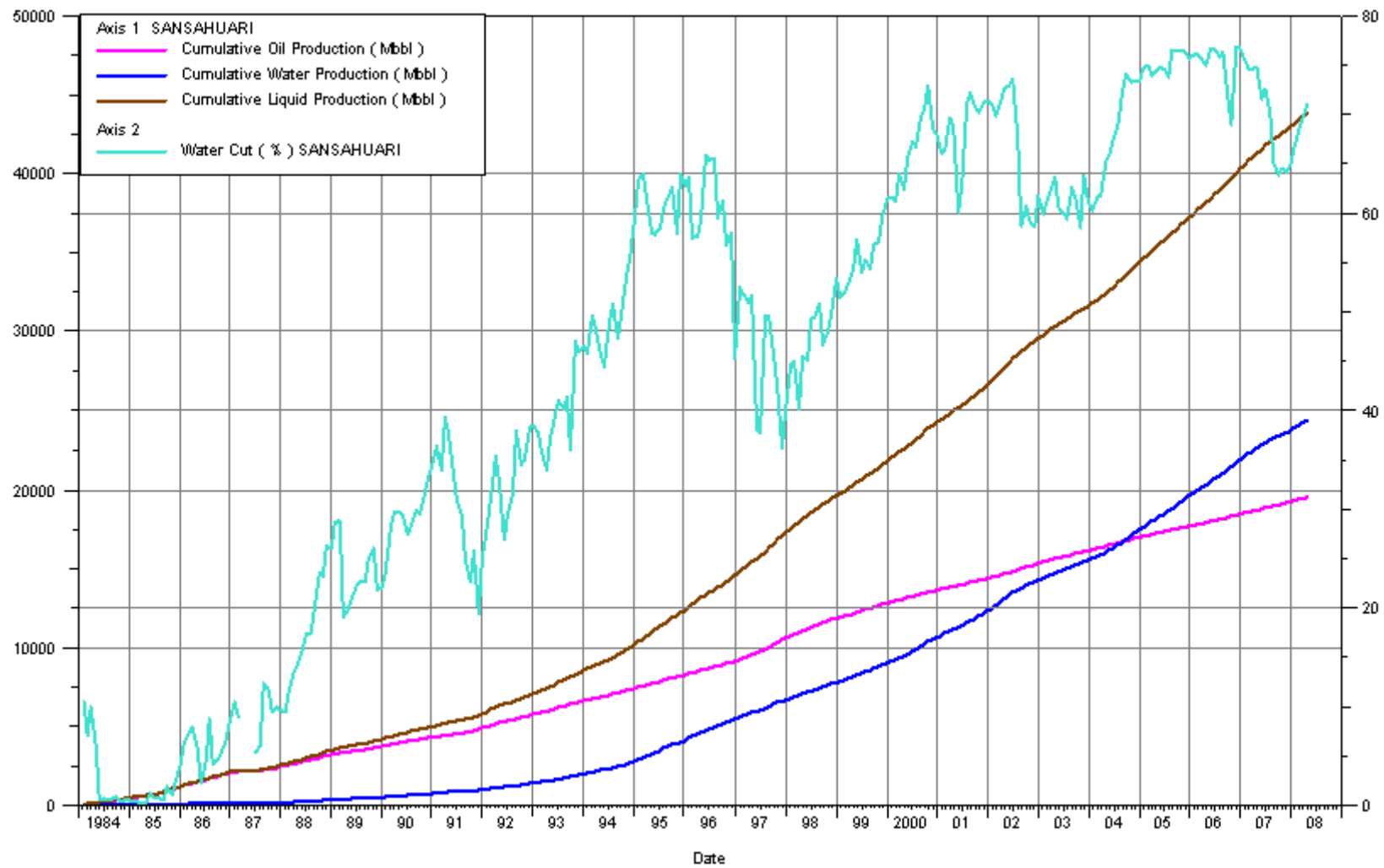
ANEXO 2



Anexo 2.1 Gráficos de Presión de reservorio estimadas para las arenas Us, Ui y T

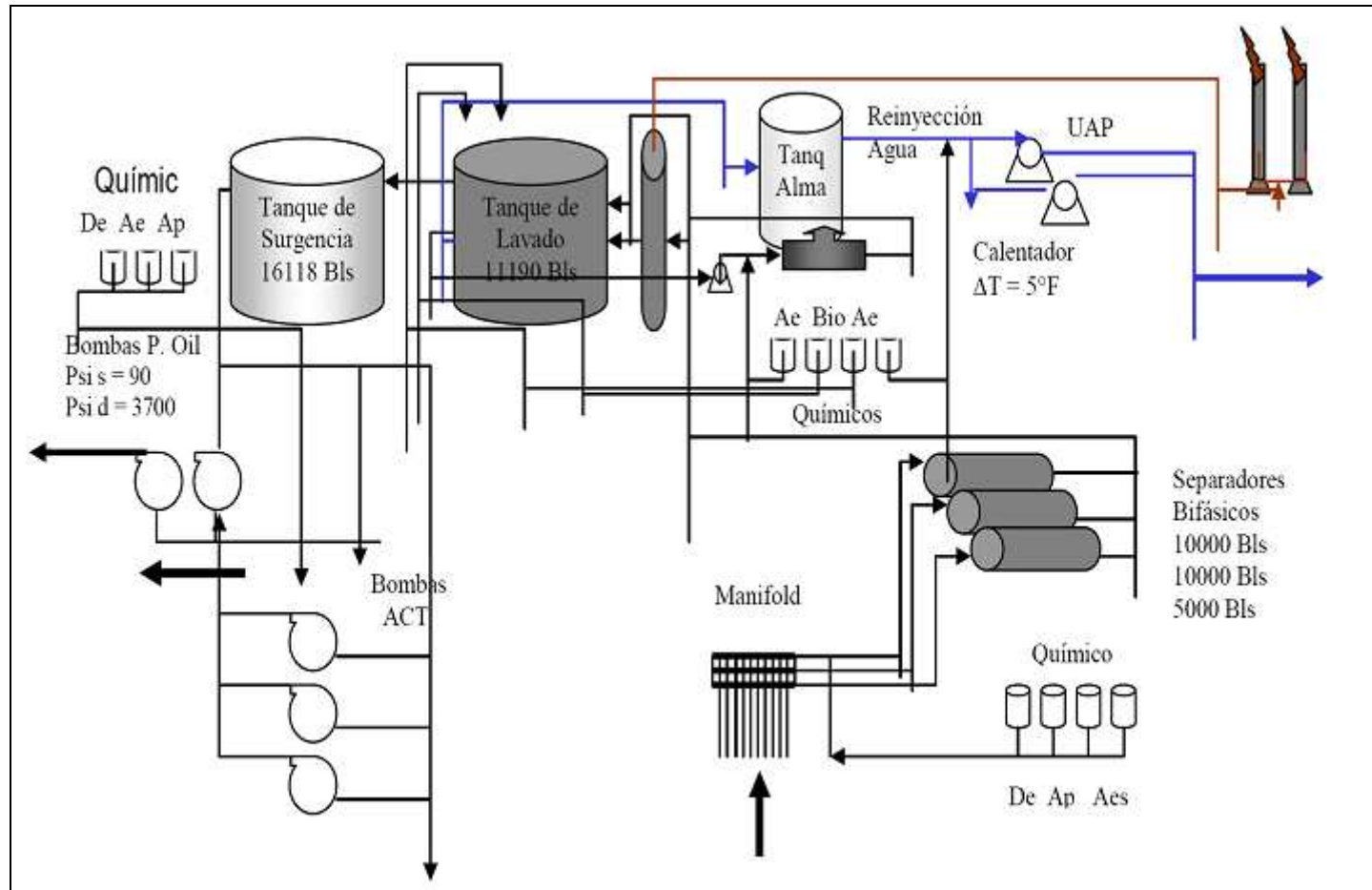


Anexo 2.2 Historial de producción y corte de agua del Campo Sansahuari.



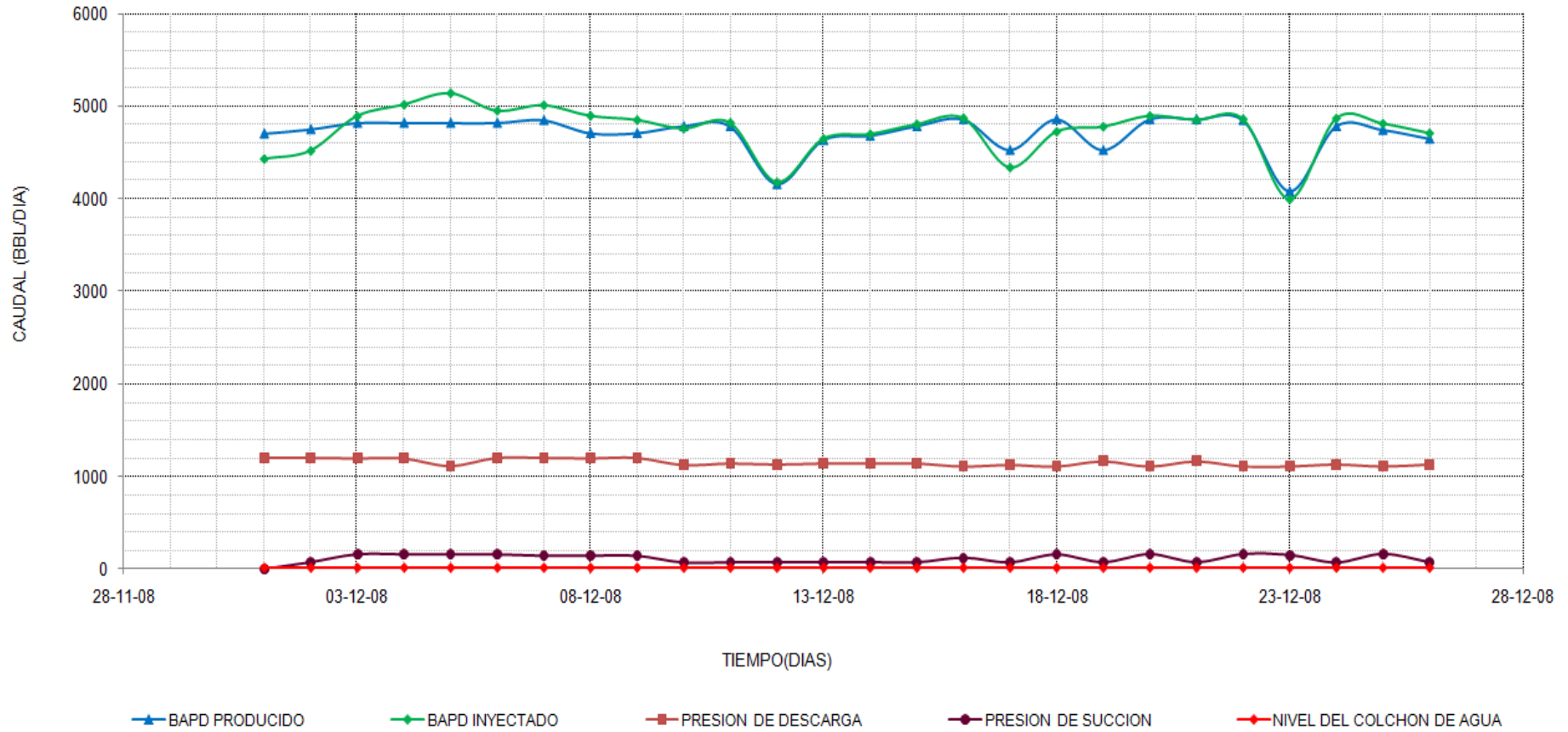
Anexo 2.3 Histórico de producción acumulada del campo Sansahuari

ESTACIÓN SANSAHUARI

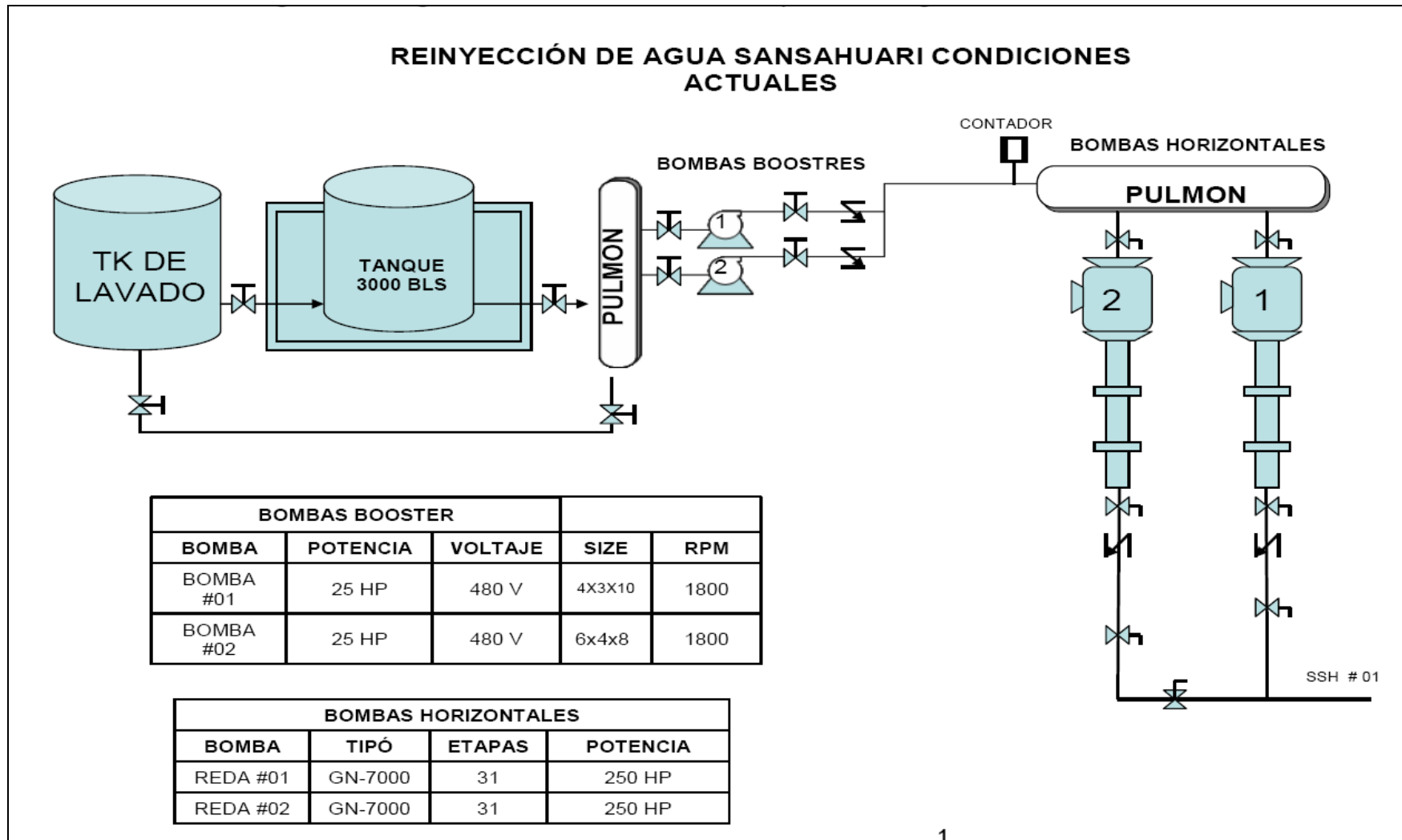


Anexo 2.4 Diagrama de la Estación de Producción Sansahuari

REINYECCIÓN DE AGUA CAMPO SANSAHUARI REDA 01- 02

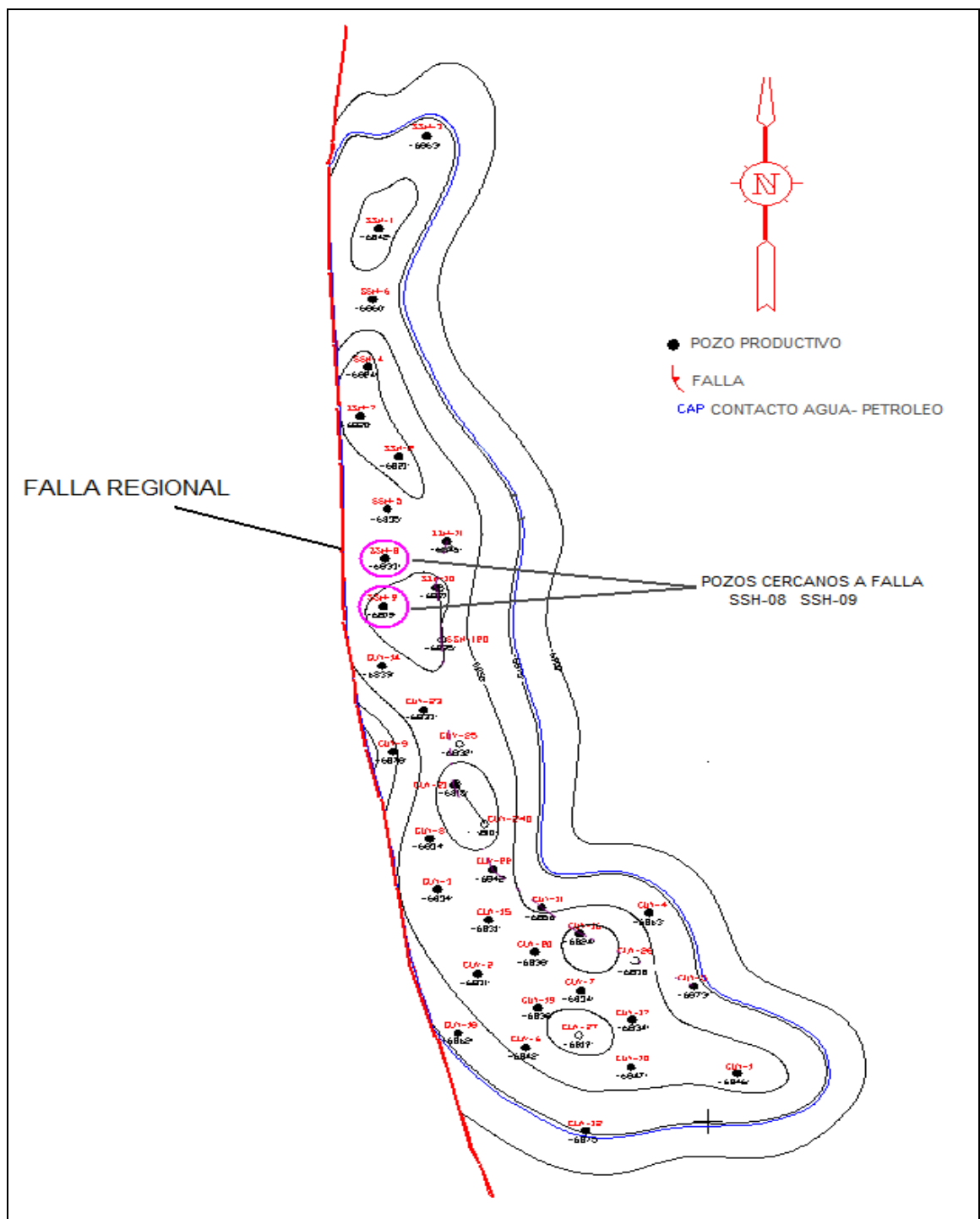


Anexo 2.5 Reinyección de agua de formación del campo Sansahuari.



Anexo 2.6 Diagrama del sistema de reinyección de agua de formación del campo Sansahuari.

ANEXO 3



Anexo 3.1 Ubicación de los pozos cercanos a la Falla Regional Cuyabeno - Sansahuari

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

ACKNOWLEDGMENTS

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

REFERENCES

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

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

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

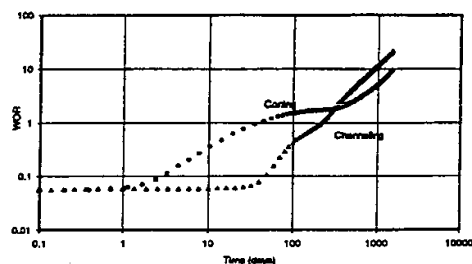


Figure 1—Water coning and channeling WOR comparison.

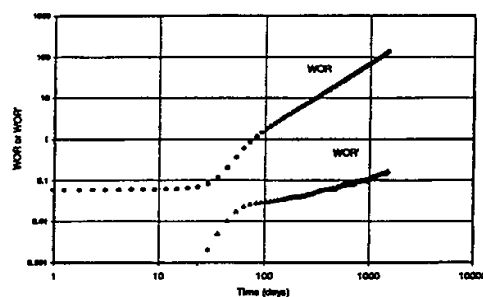


Figure 2—Multilayer channeling WOR and WOR' derivatives.

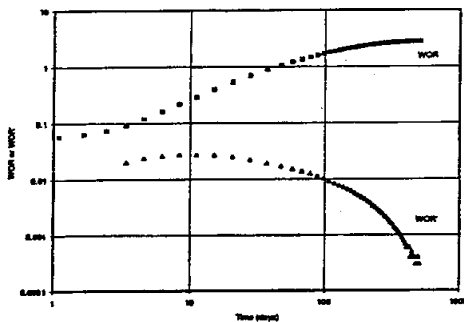


Figure 3—Bottomwater coning WOR and WOR' derivatives.

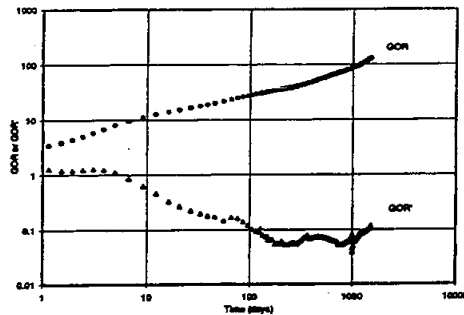


Figure 6—GOR and GOR' derivatives for gas coning in an oil well.

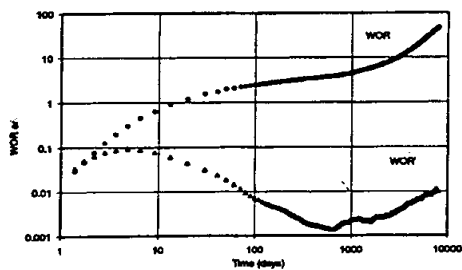


Figure 4—Bottomwater coning with late time channeling behavior.

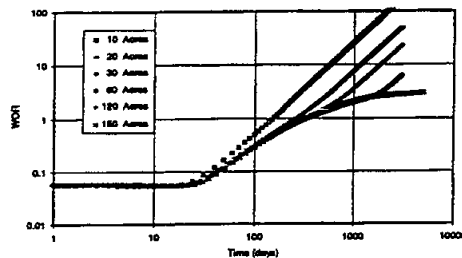


Figure 7—Bottomwater coning WOR vs well spacing.

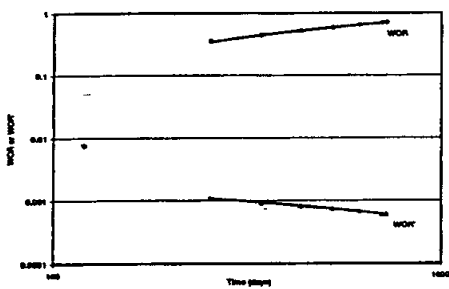


Figure 5—WOR and WOR' derivatives from the coning history of the second SPE comparative solution project.

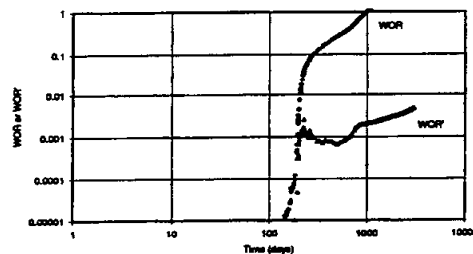


Figure 8—WOR and WOR' derivatives for thief layer water recycling.

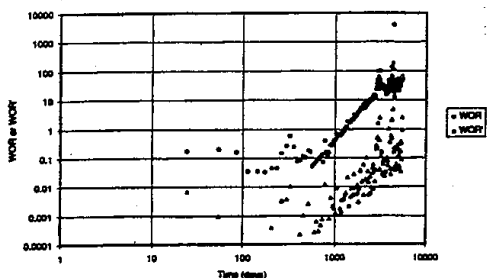


Figure 9—Field Example 1: Multilayer Channeling.

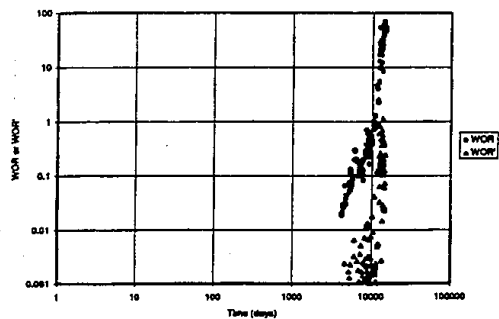


Figure 12—Field Example 4: Rapid Channeling.

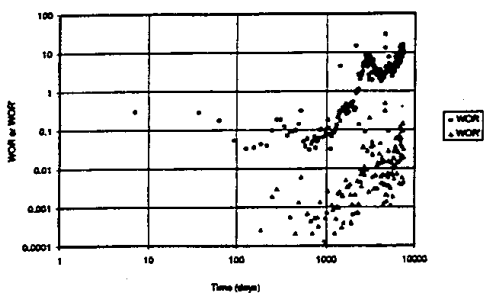


Figure 10—Field Example 2: Multilayer Channeling With Production Changes.

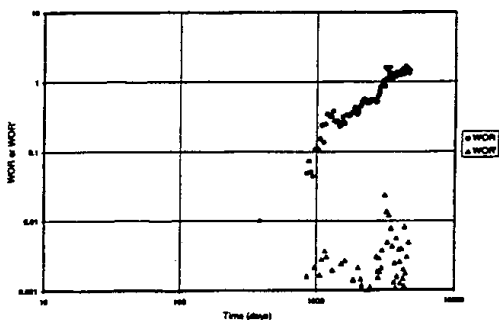


Figure 13—Field Example 5: Bottomwater Drive Coning.

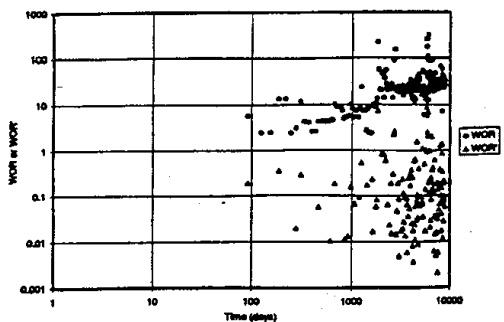


Figure 11—Field Example 3: Normal Displacement With High WOR.

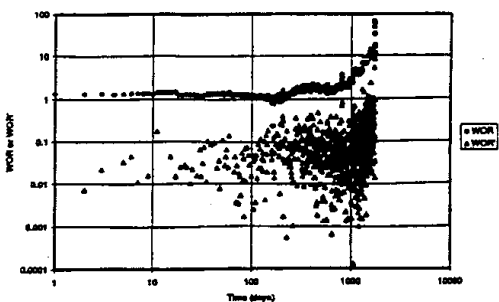
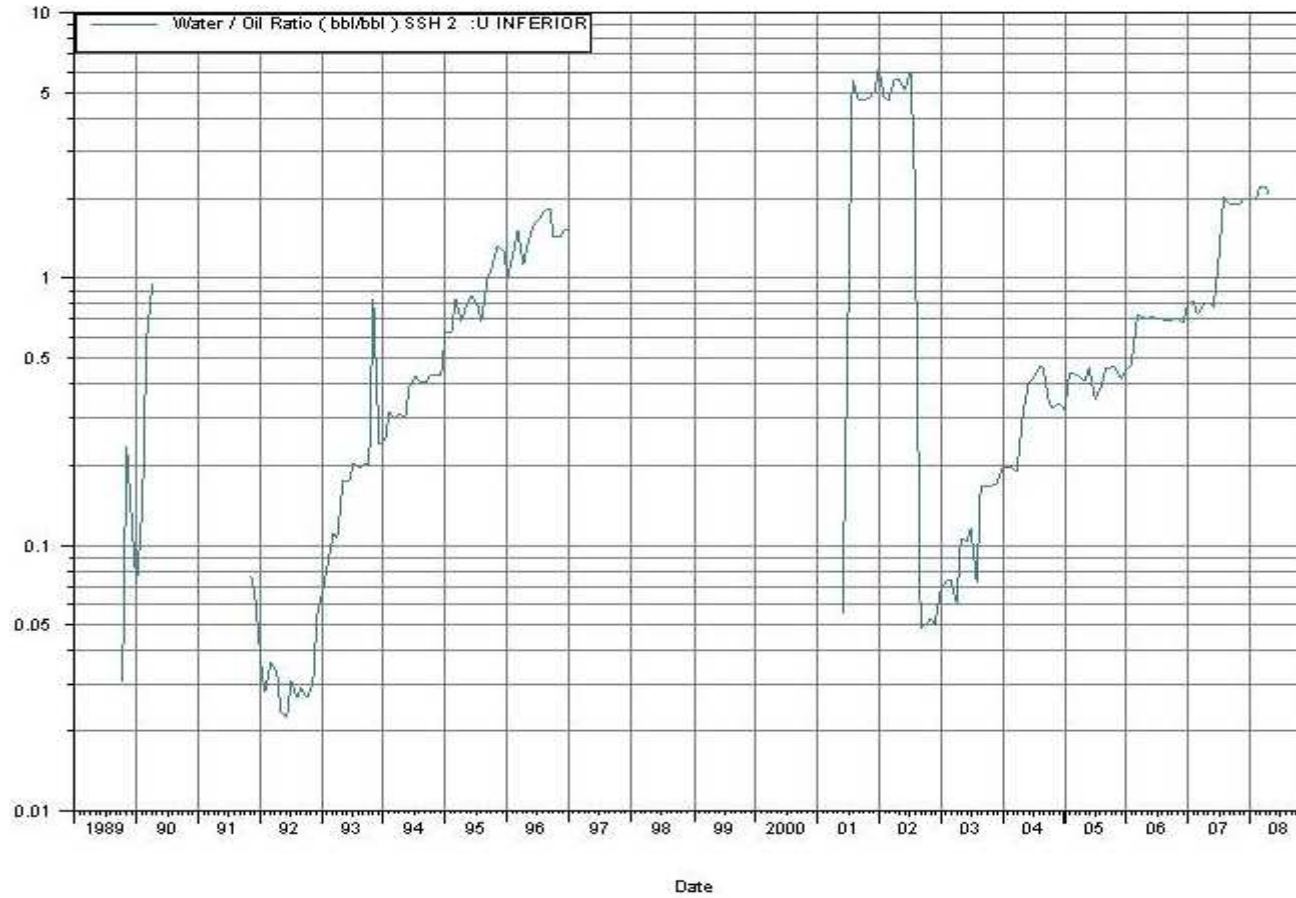


Figure 14—Field Example 6: Near Wellbore Water Channeling.

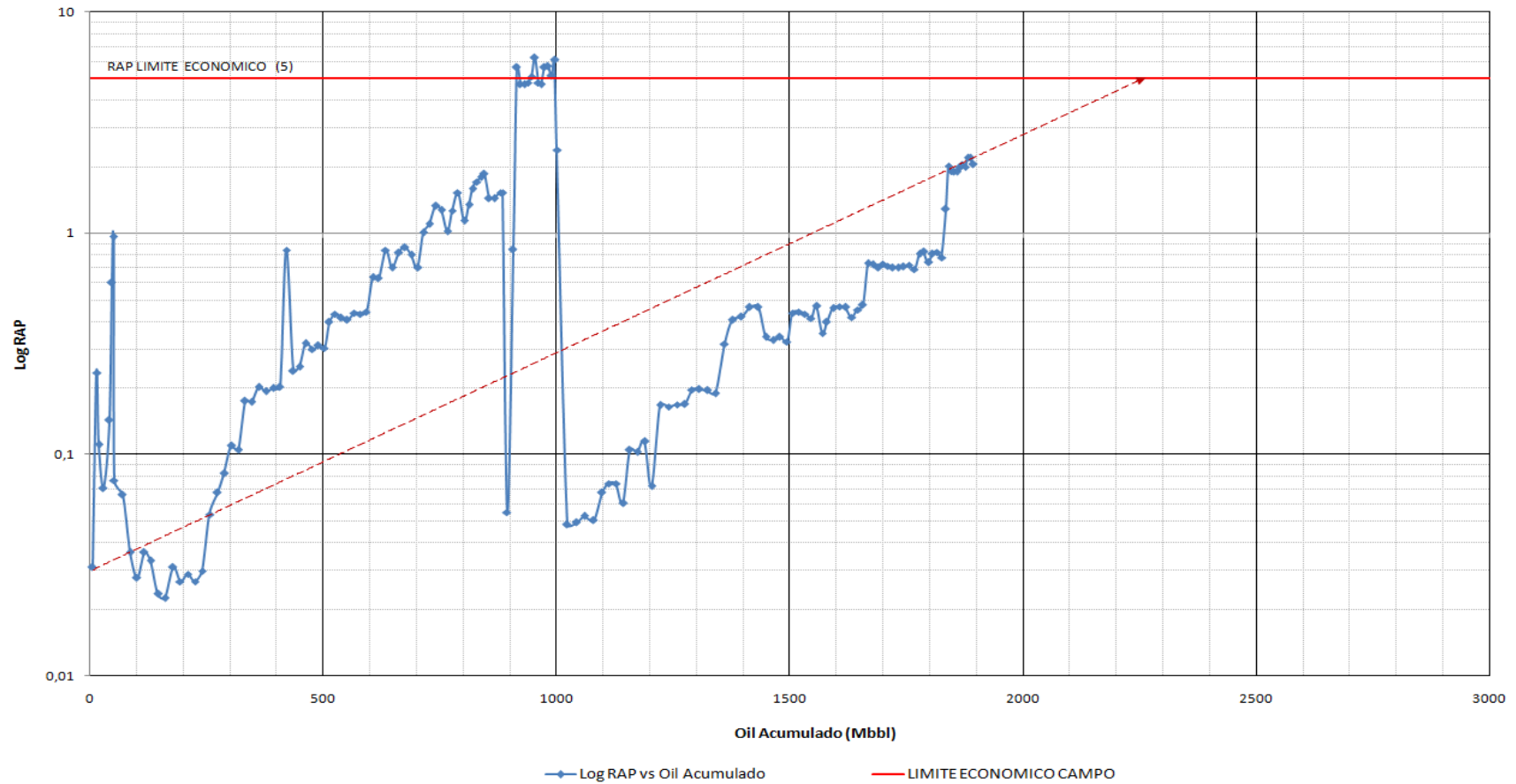
SANSAHUARI – 02 U INFERIOR



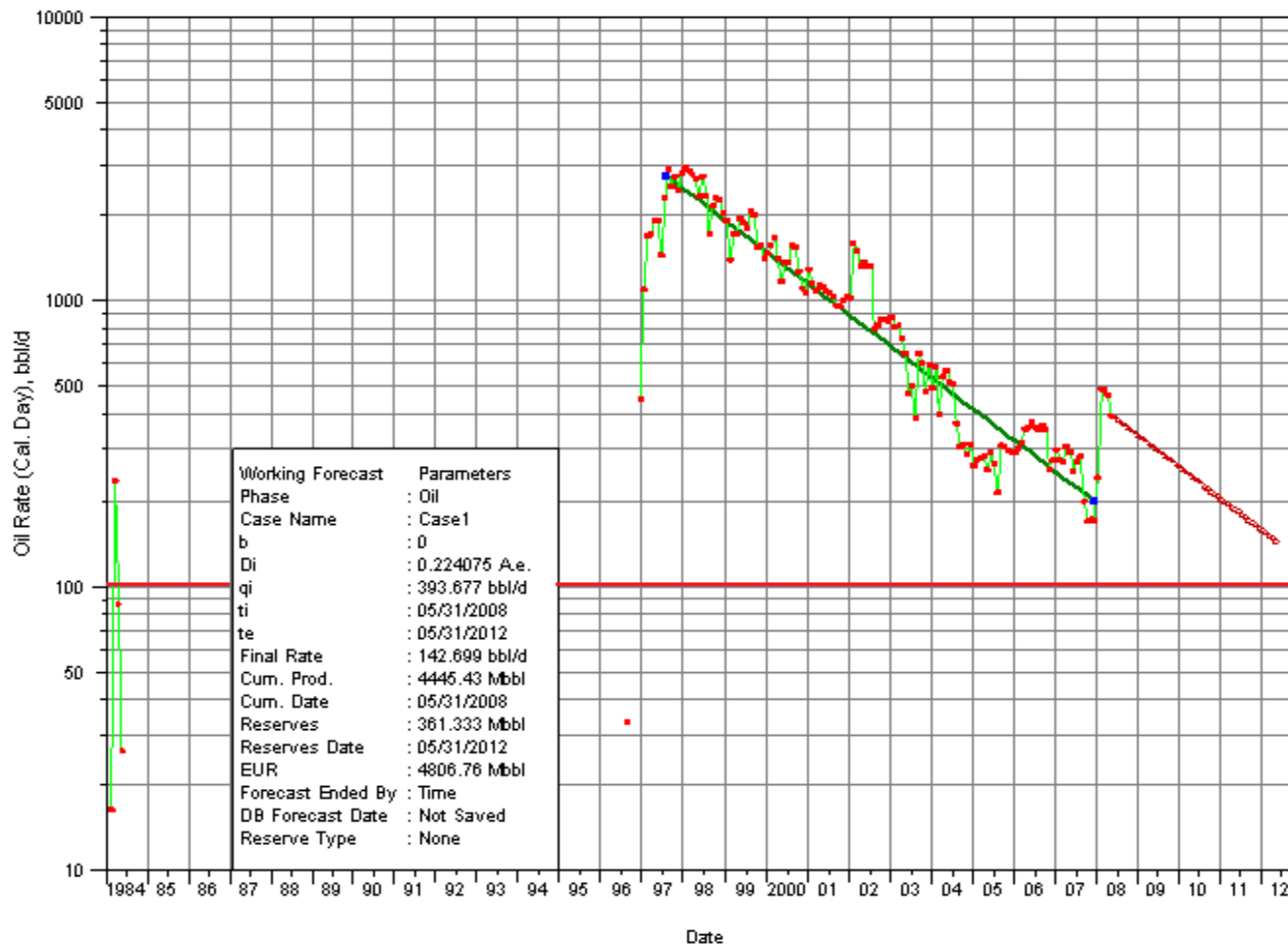
Anexo 3.3.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-02

SANSAHUARI – 02 U INFERIOR

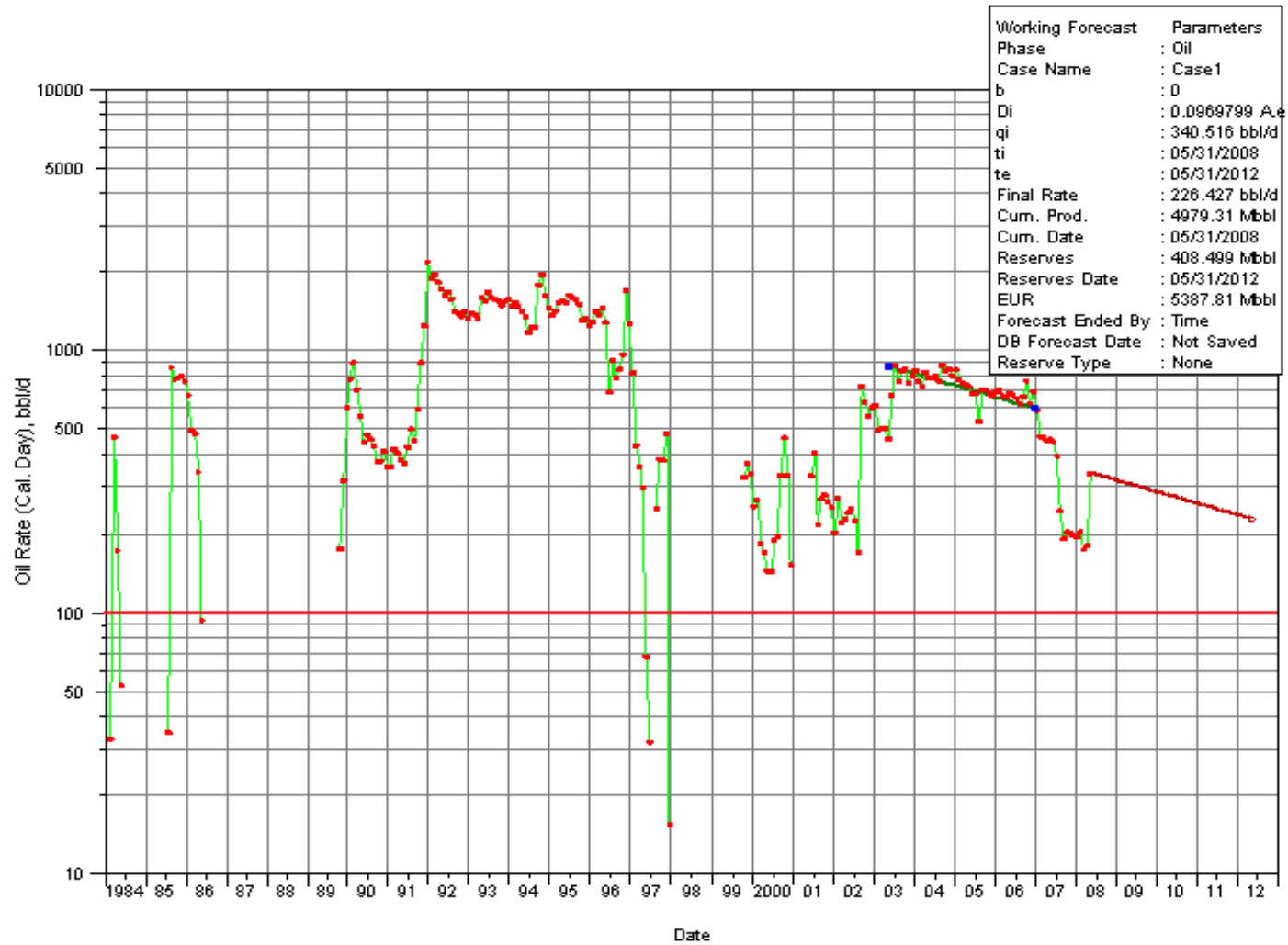
LOG RAP vs PETROLEO ACUMULADO



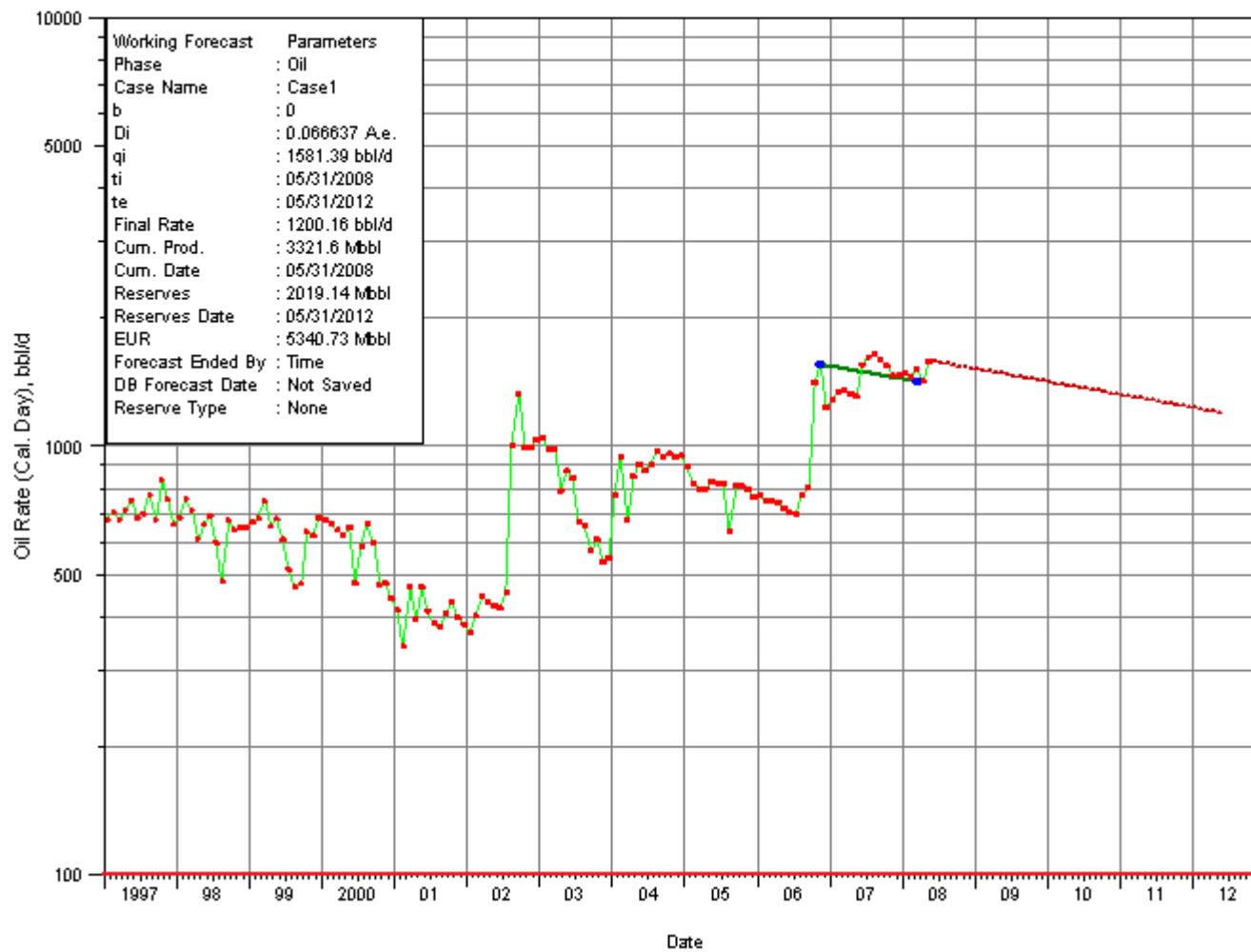
Anexo 3.3.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-02



Anexo 3.3.3 Forecast de curva (pronóstico) para la arena Us Campo Sansahuari

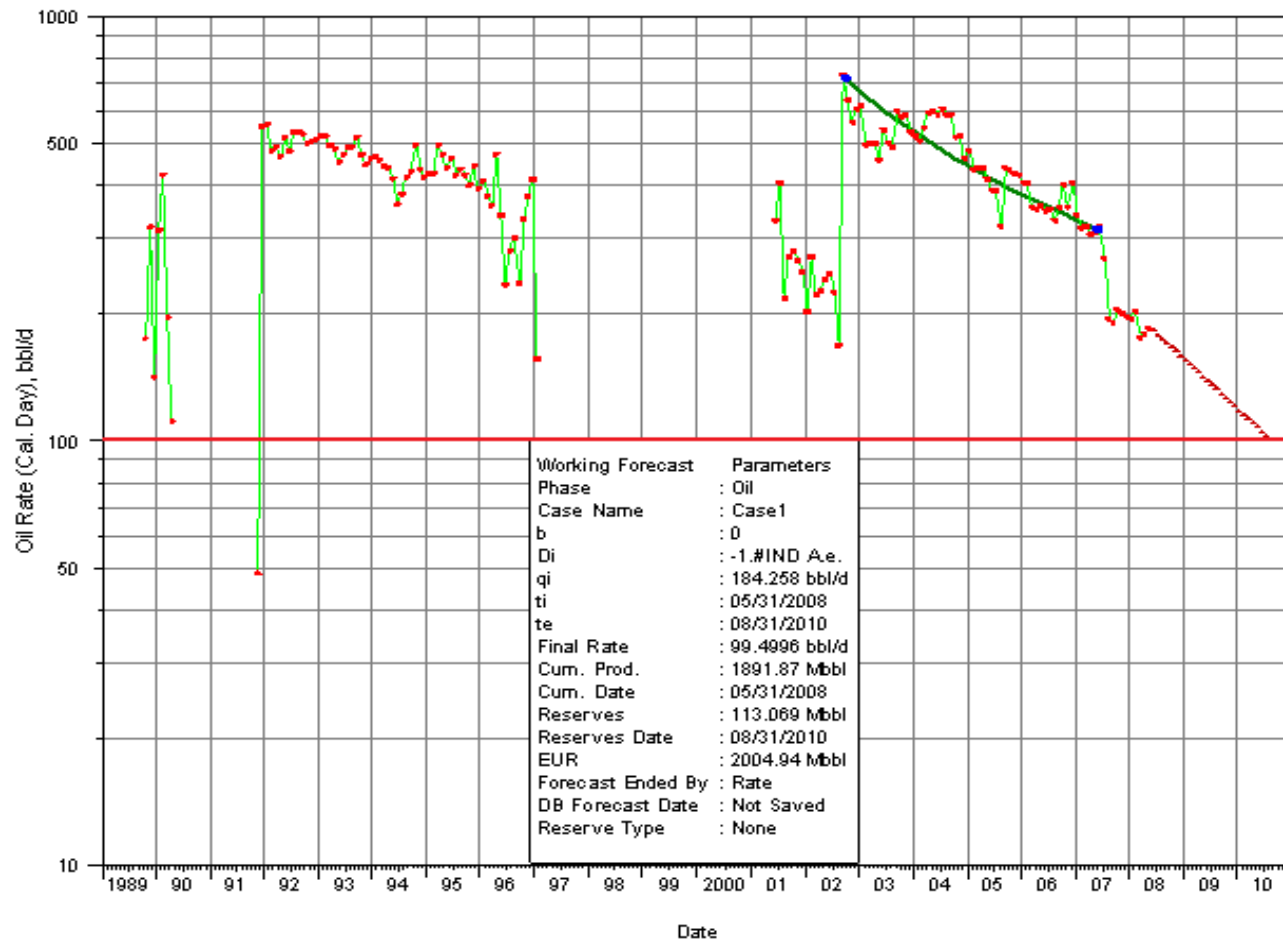


Anexo 3.3.4 Forecast de curva (pronóstico) para la arena Ui Campo Sansahuari



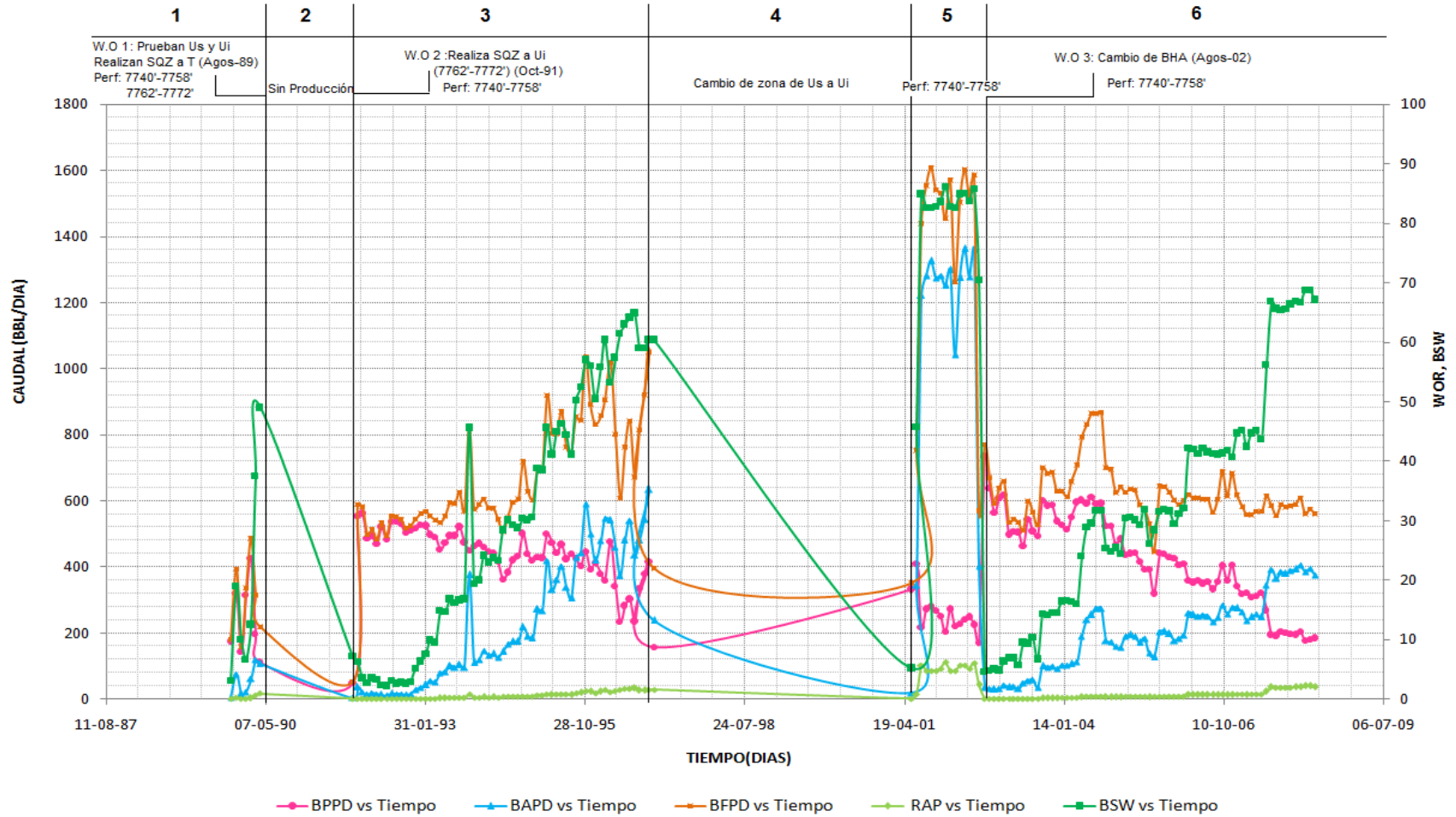
Anexo 3.3.5 Forecast de curva (pronóstico) para la arena Ts Campo Sansahuari

SANSAHUARI – 02 U INFERIOR



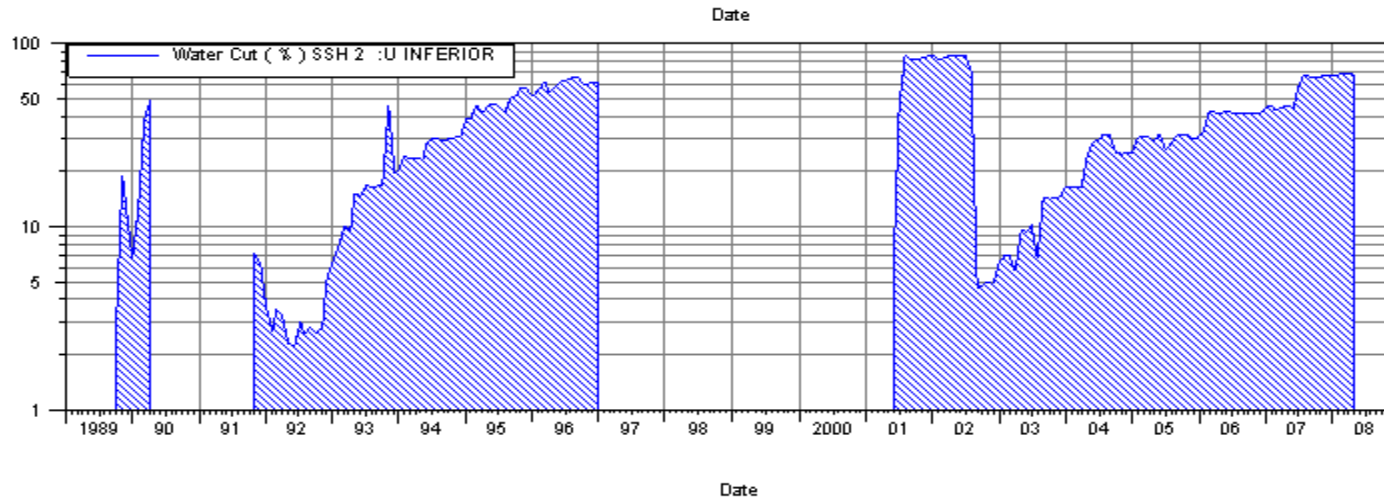
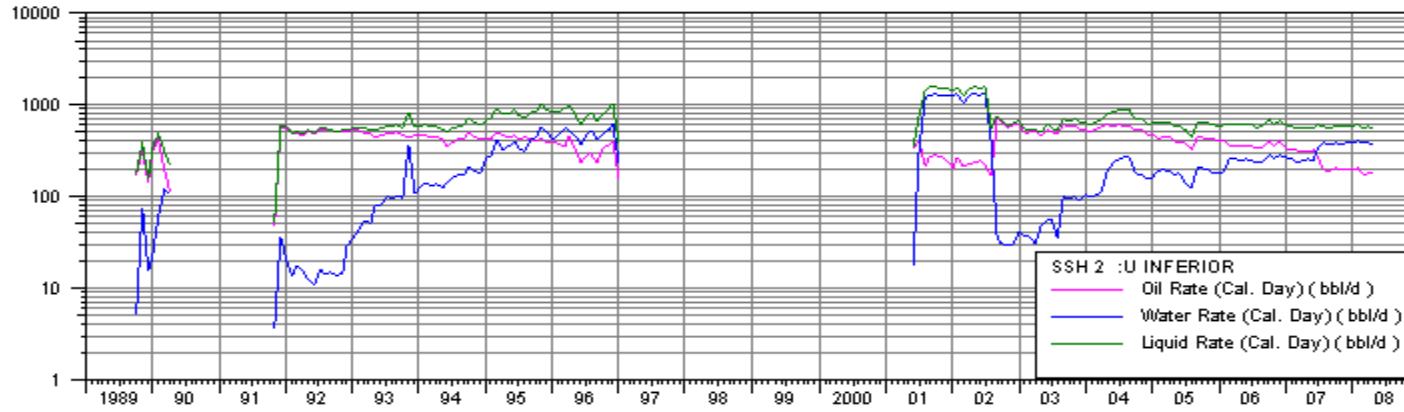
Anexo 3.3.6 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-02

SANSAHUARI – 02 U INFERIOR



Anexo 3.3.7 Historial de producción del pozo Sansahuari-02

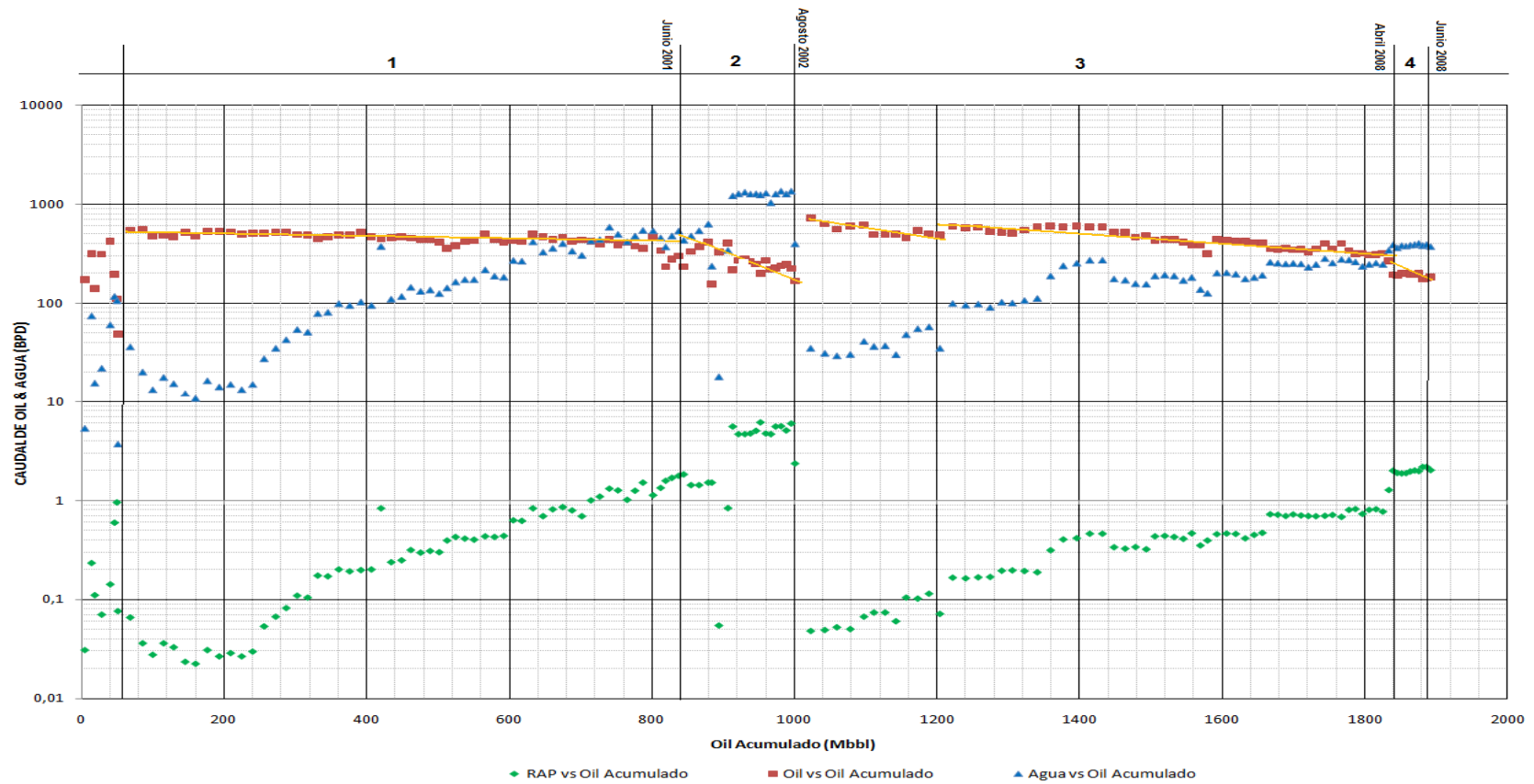
SANSAHUARI – 02 U INFERIOR



Anexo 3.3.8 Historial de producción del pozo SSH-02, utilizando OilField Manager “OFM” 2005

SANSAHUARI – 02 U INFERIOR

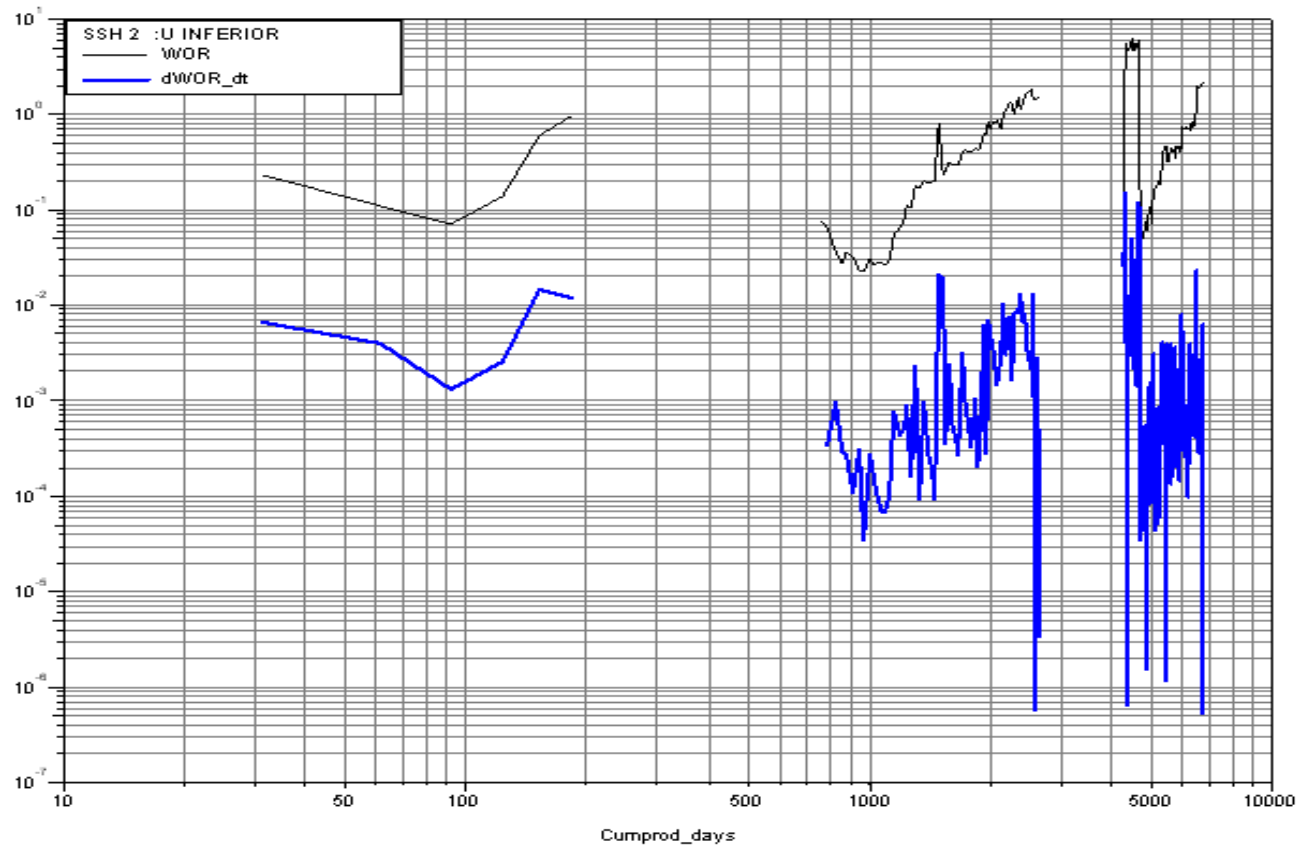
PETROLEO & AGUA vs PETROLEO ACUMULADO



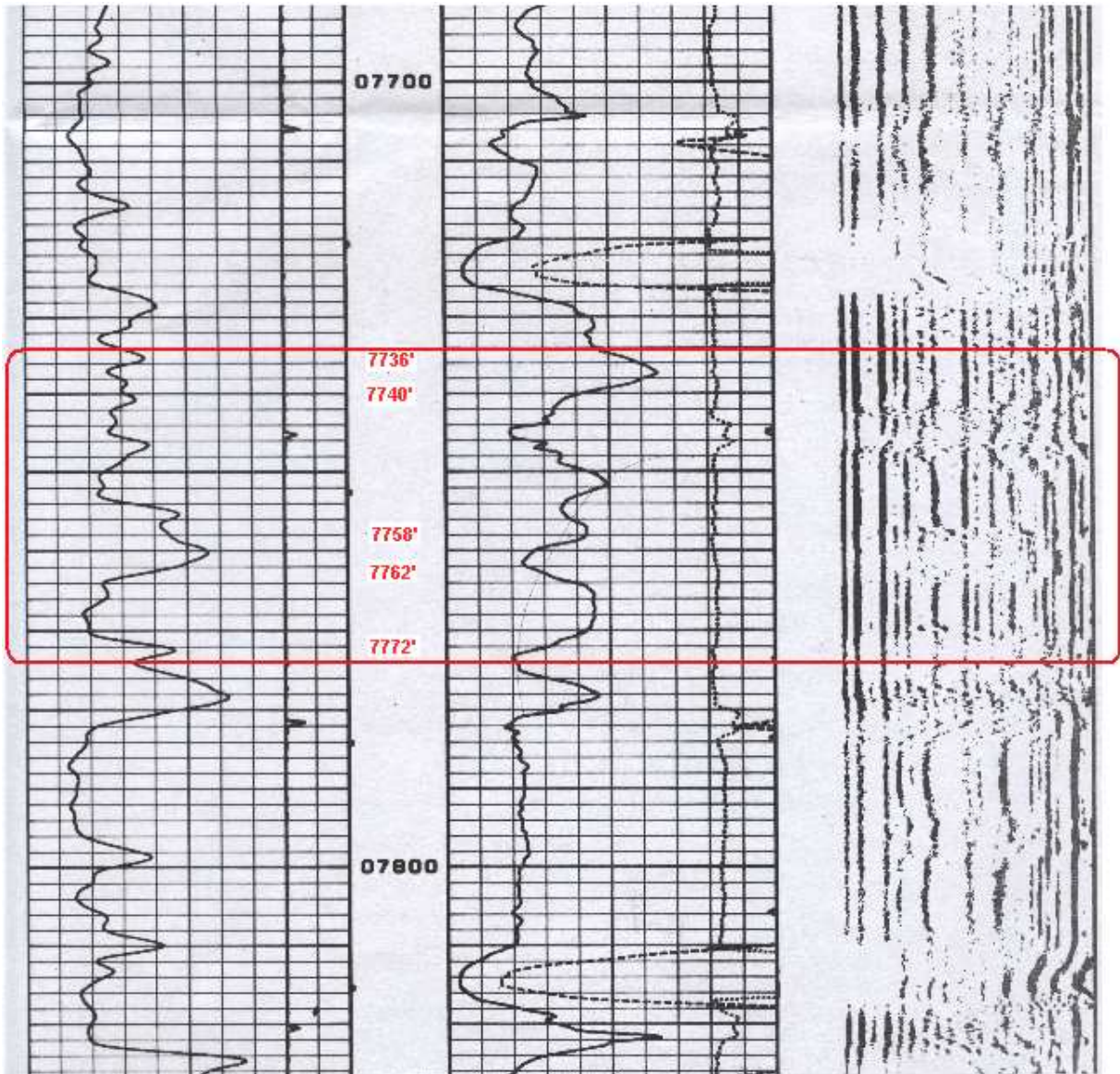
Anexo 3.3.9 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-02

SANSAHUARI – 02 U INFERIOR

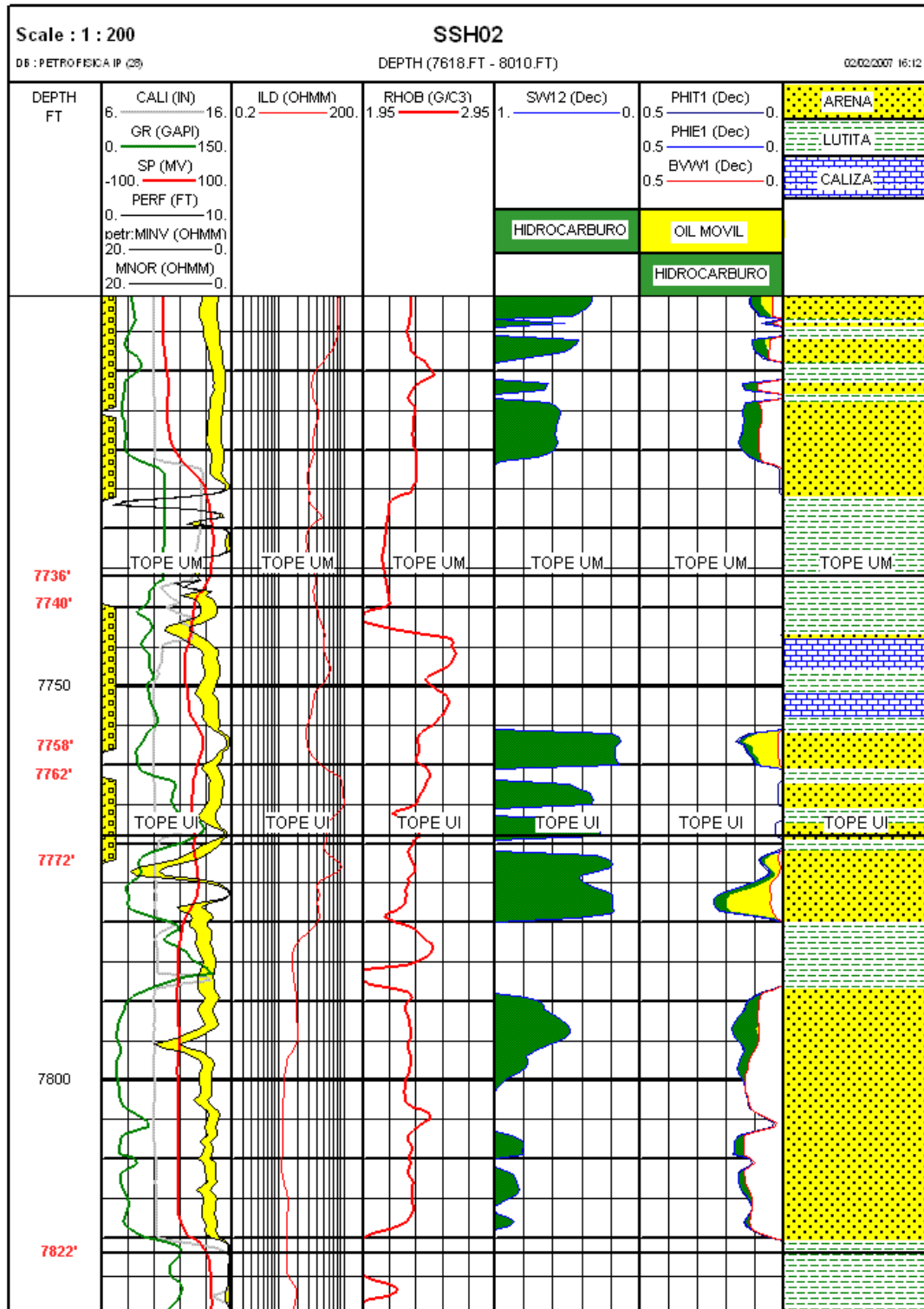
RAP, RAP' vs Tiempo



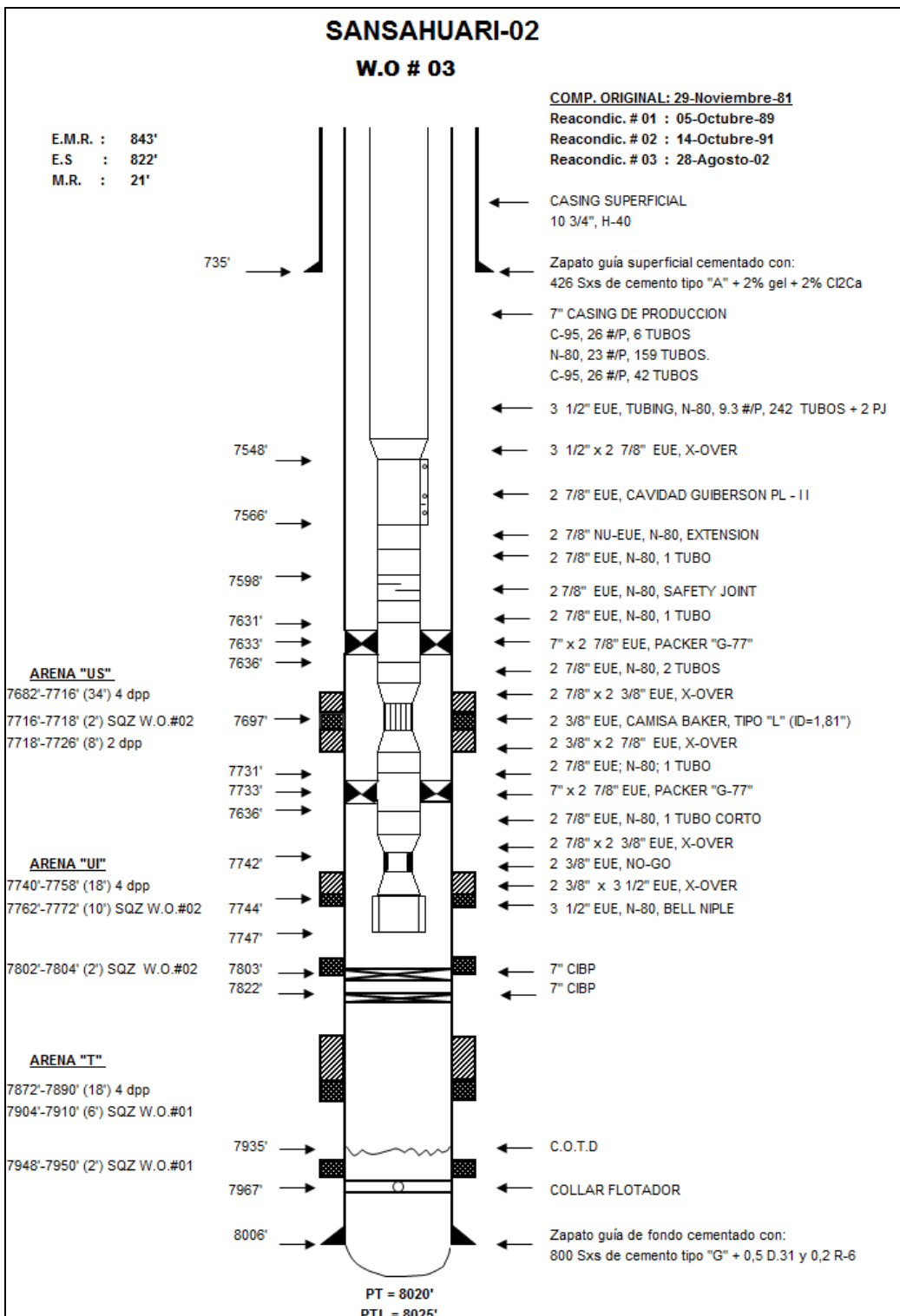
Anexo 3.3.10 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-02



Anexo 3.3.11 Registro de cementación del Pozo SSH-02

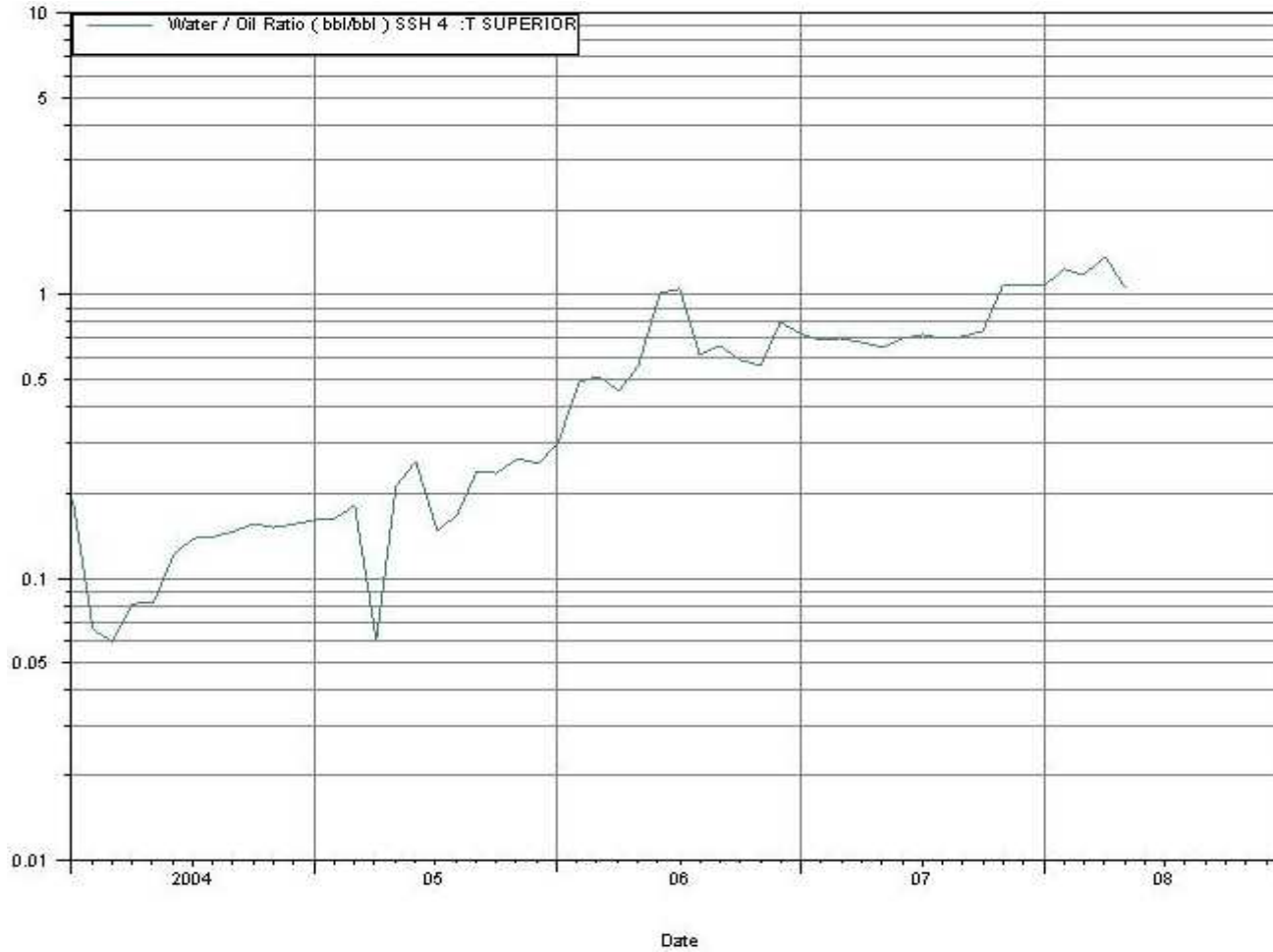


Anexo 3.3.12 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-02



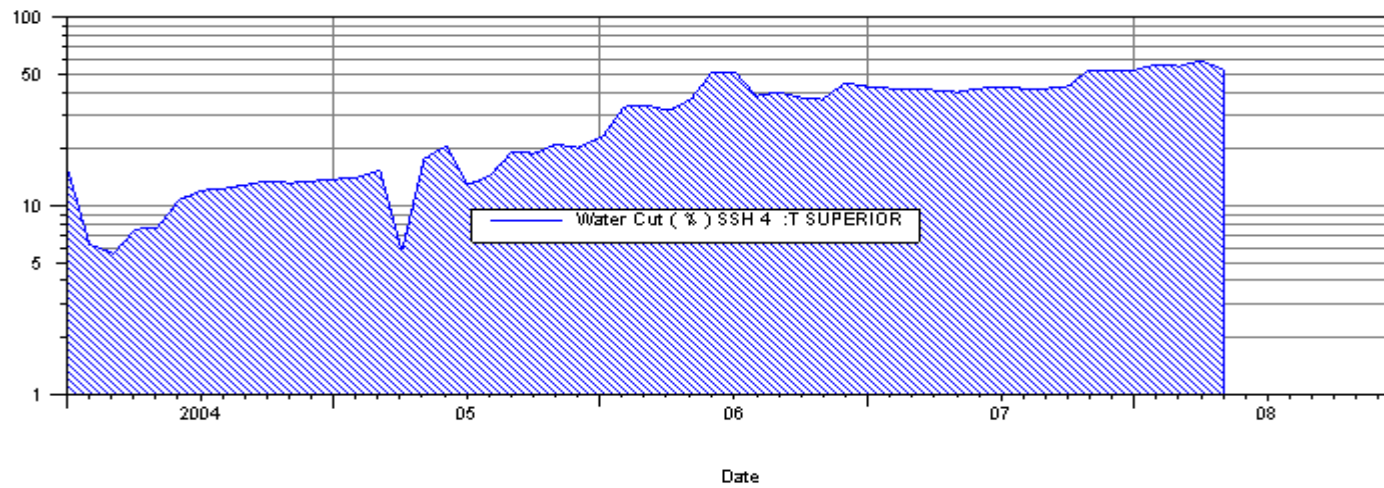
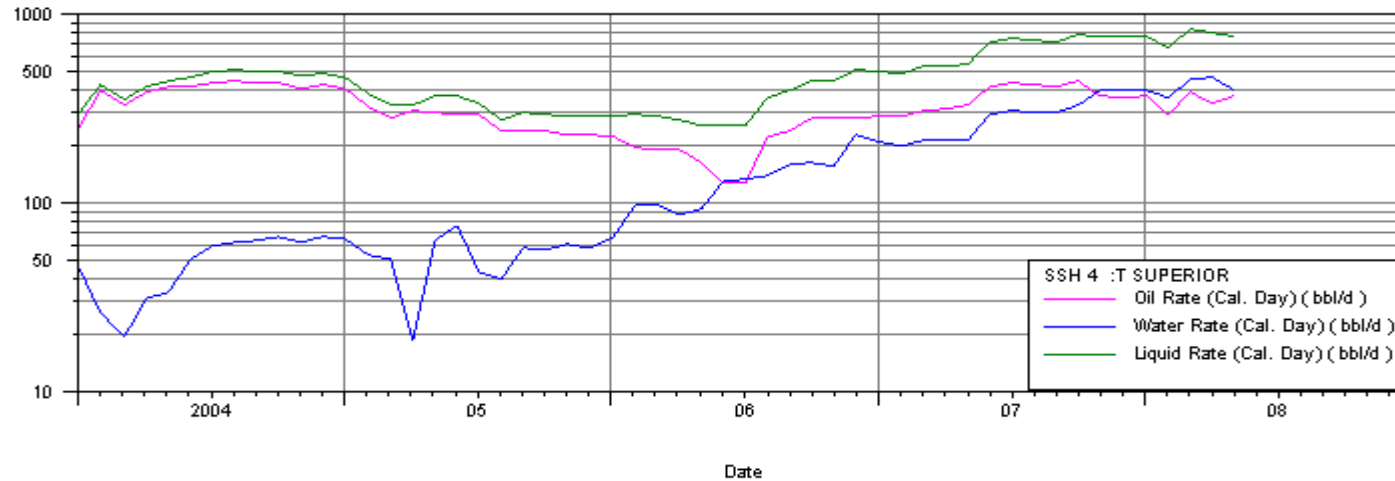
Anexo 3.3.13 Diagrama de Completación del Pozo SSH-02

SANSAHUARI – 04 T SUPERIOR



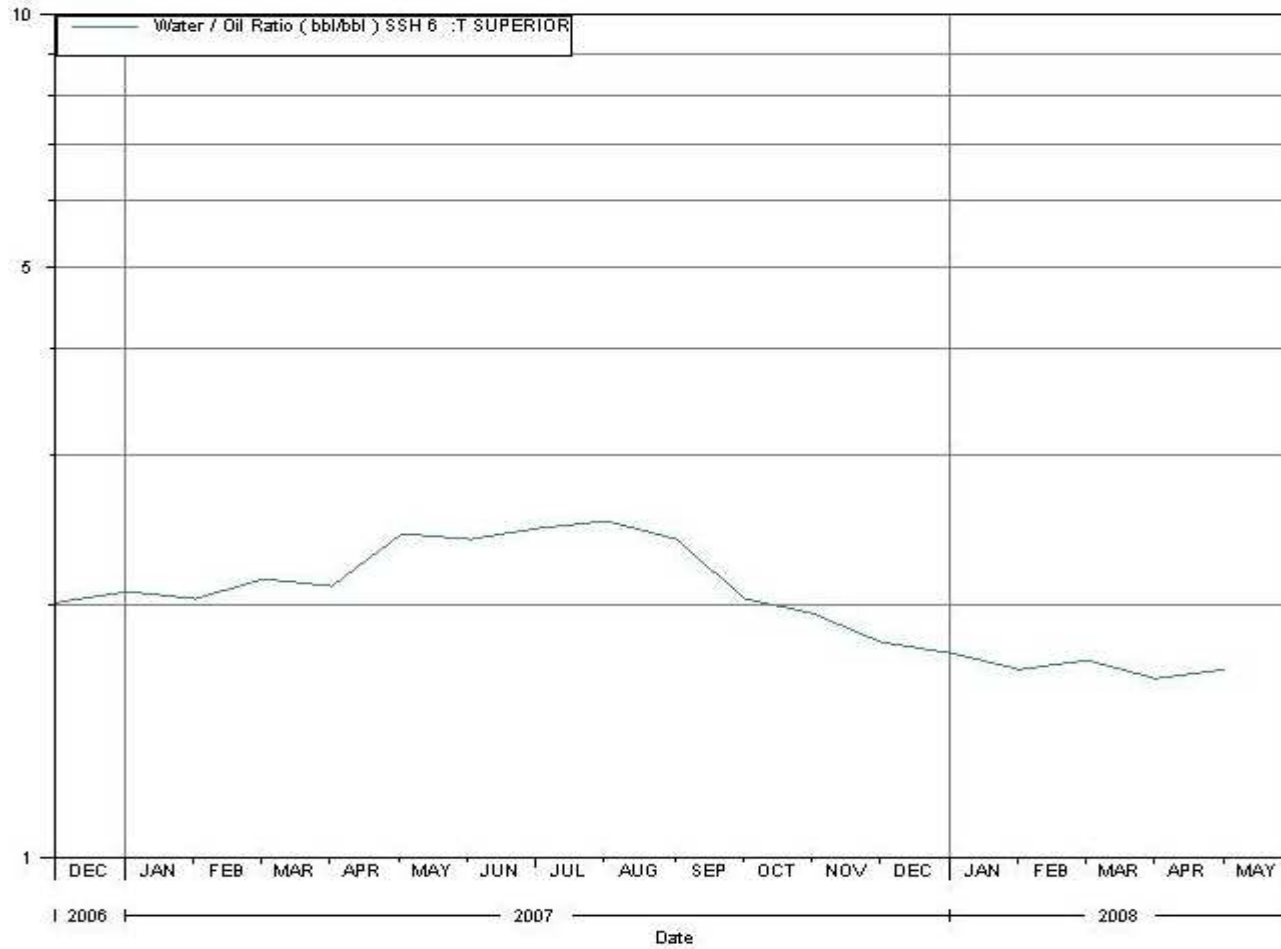
Anexo 3.4.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-04

SANSAHUARI – 04 T SUPERIOR



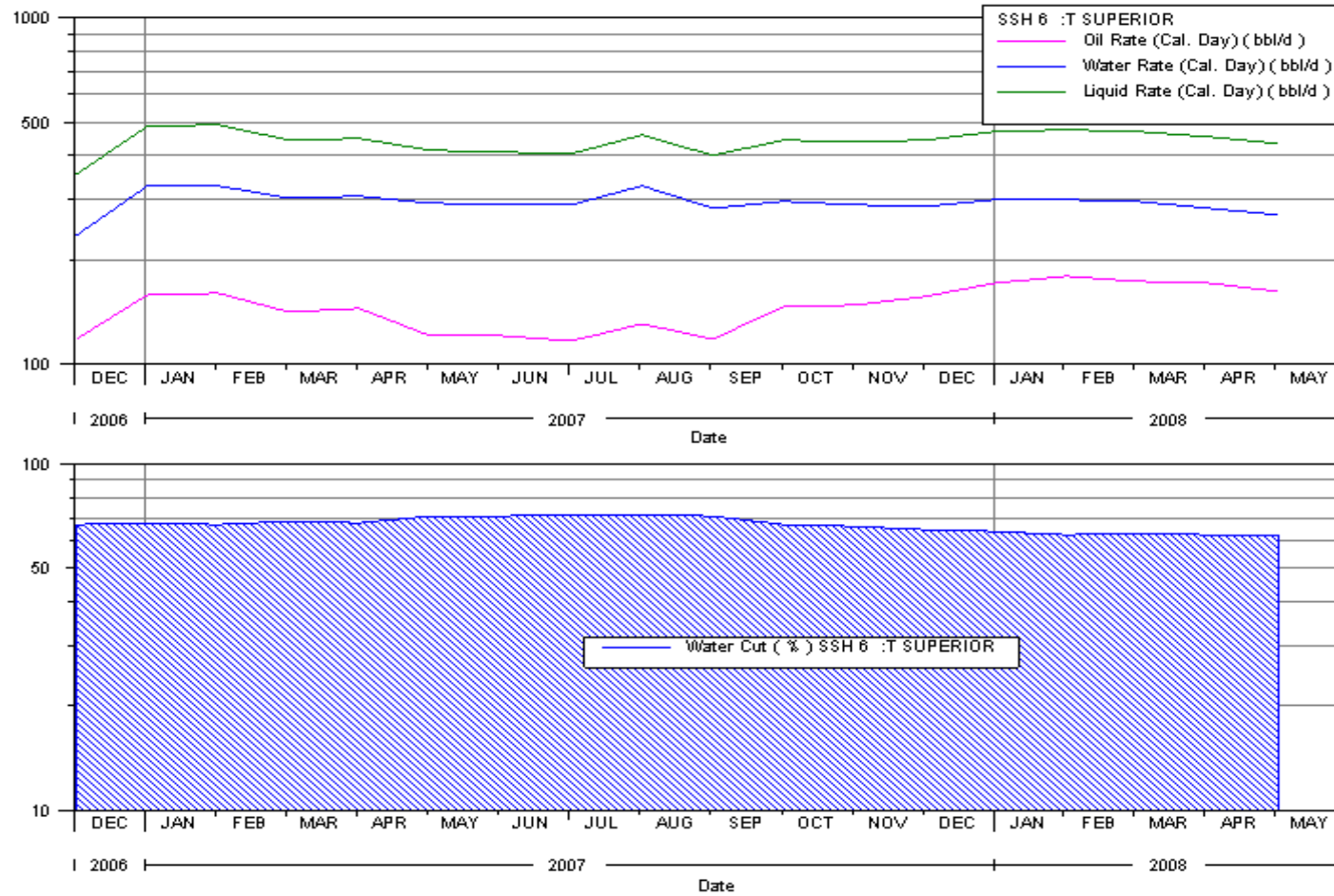
Anexo 3.4.2 Historial de producción del pozo SSH-04, utilizando OilField Manager “OFM” 2005

SANSAHUARI – 06 T SUPERIOR



Anexo 3.5.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-06

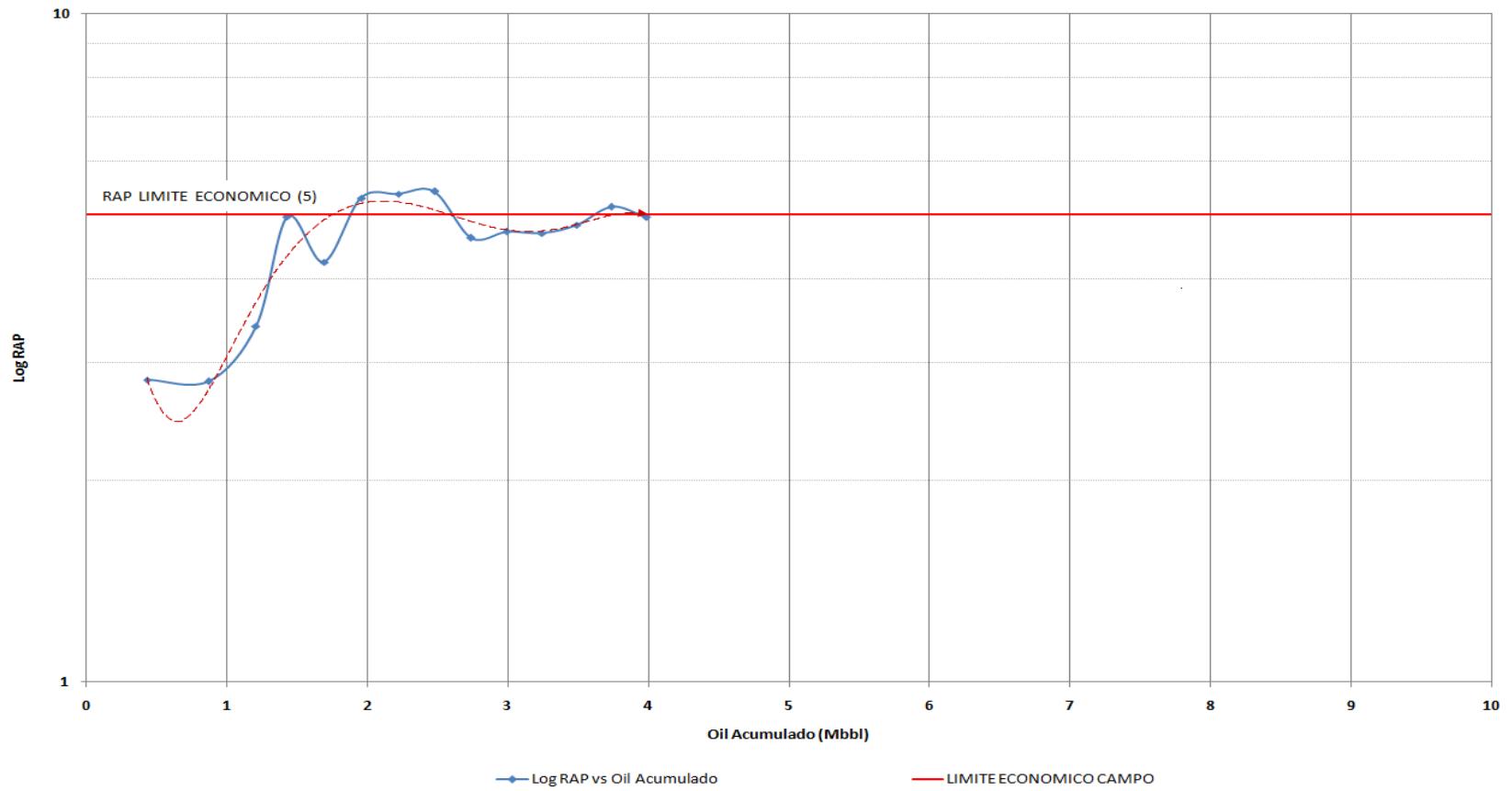
SANSAHUARI – 06 T SUPERIOR



Anexo 3.5.2 Historial de producción del pozo SSH-06, utilizando OilField Manager “OFM” 2005

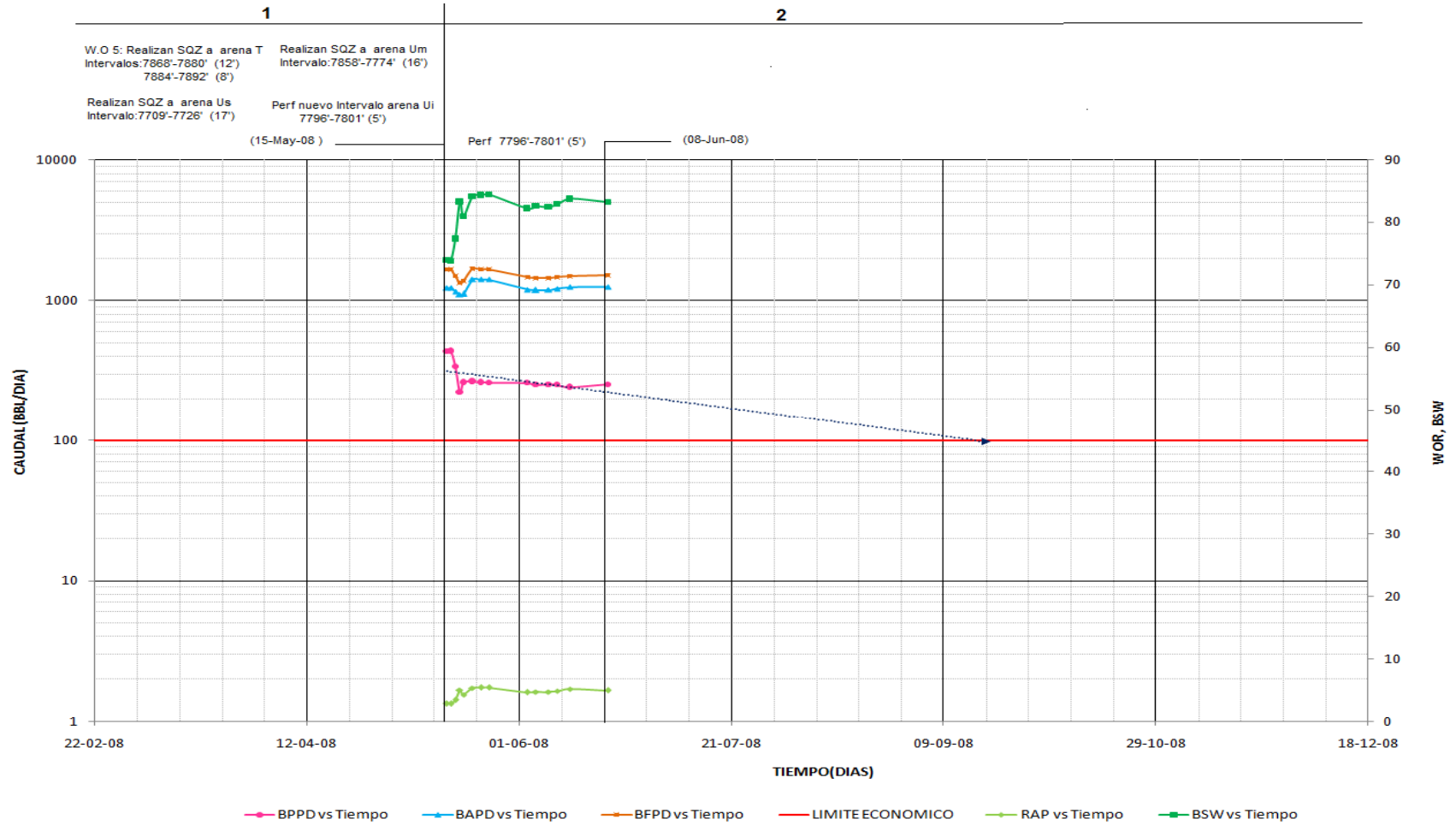
SANSAHUARI – 07 U INFERIOR

LOG RAP vs OIL ACUMULADO



Anexo 3.6.1 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-07

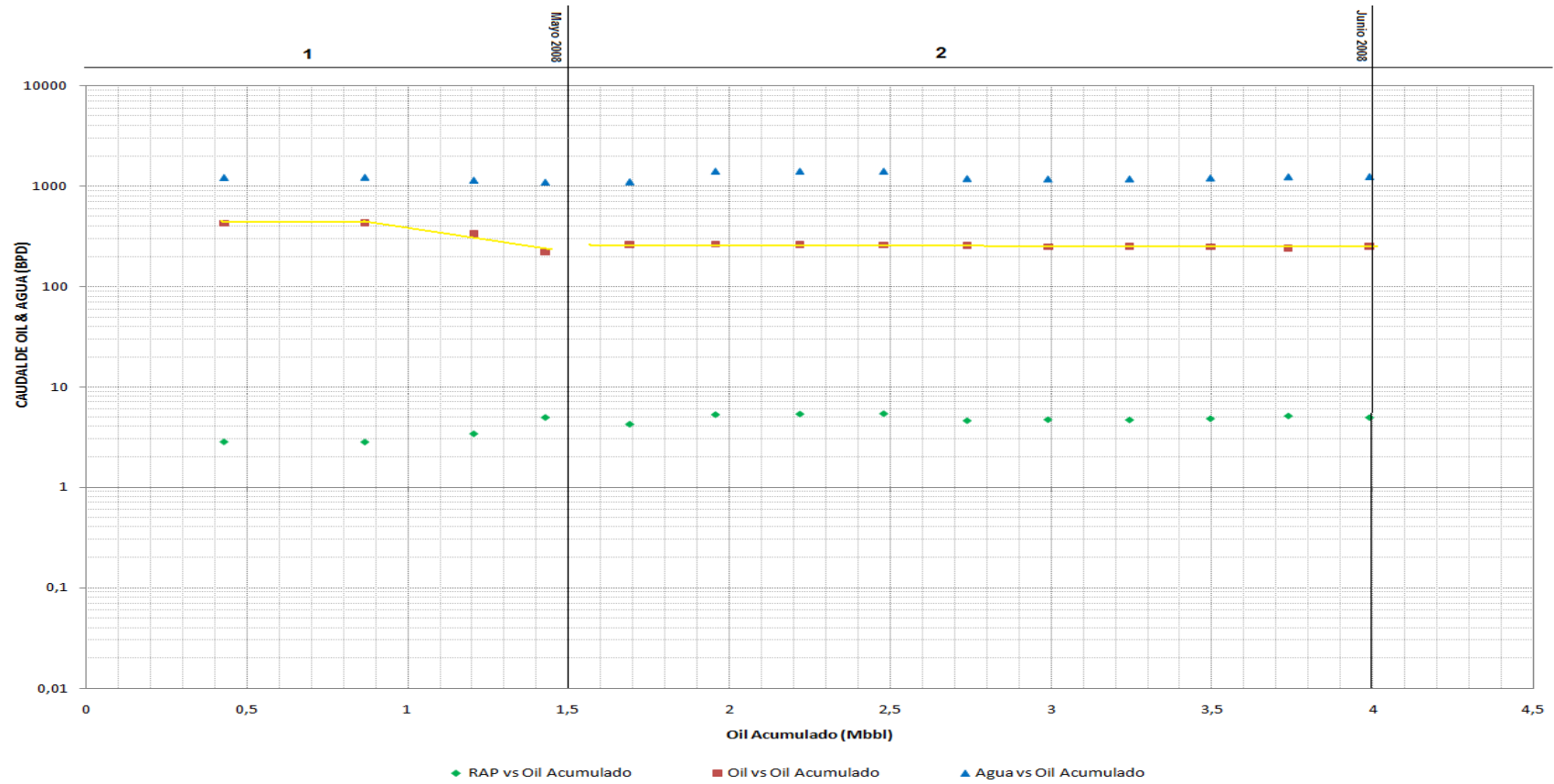
SANSAHUARI – 07 U INFERIOR



Anexo 3.6.2 Historial de producción del pozo Sansahuari-07

SANSAHUARI – 07 U INFERIOR

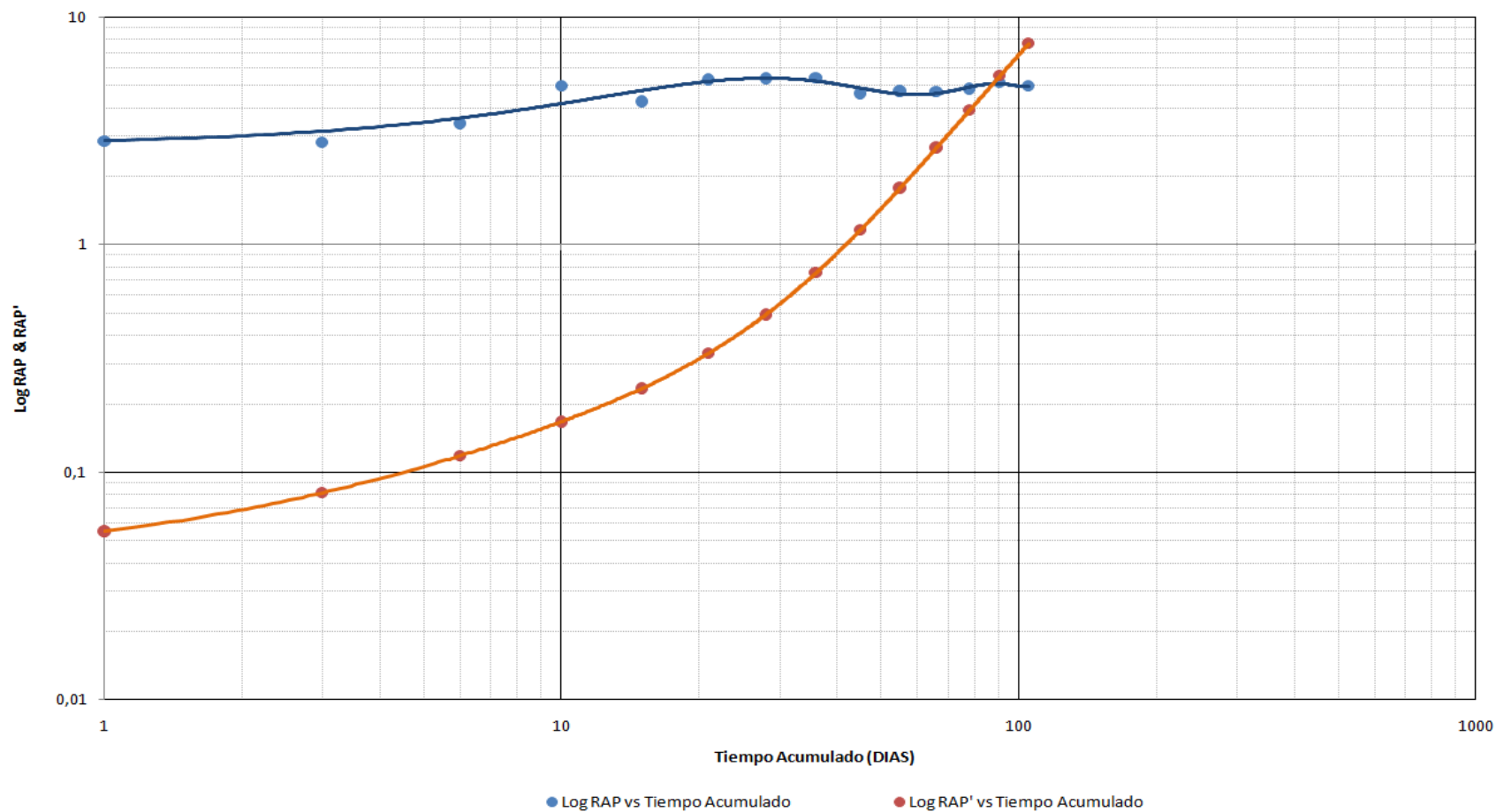
PETROLEO & AGUA vs PETROLEO ACUMULADO



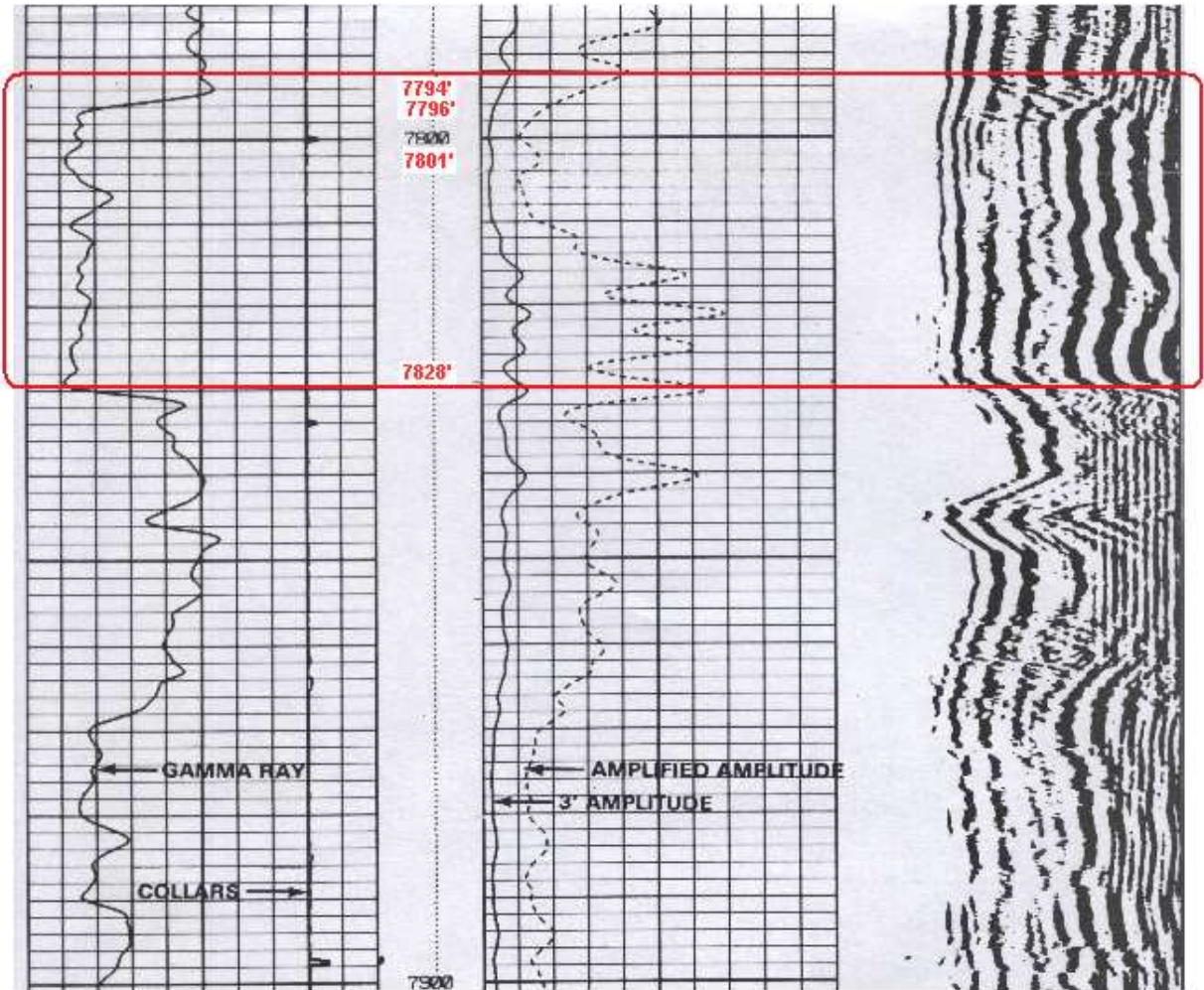
Anexo 3.6.3 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-07

SANSAHUARI – 07 U INFERIOR

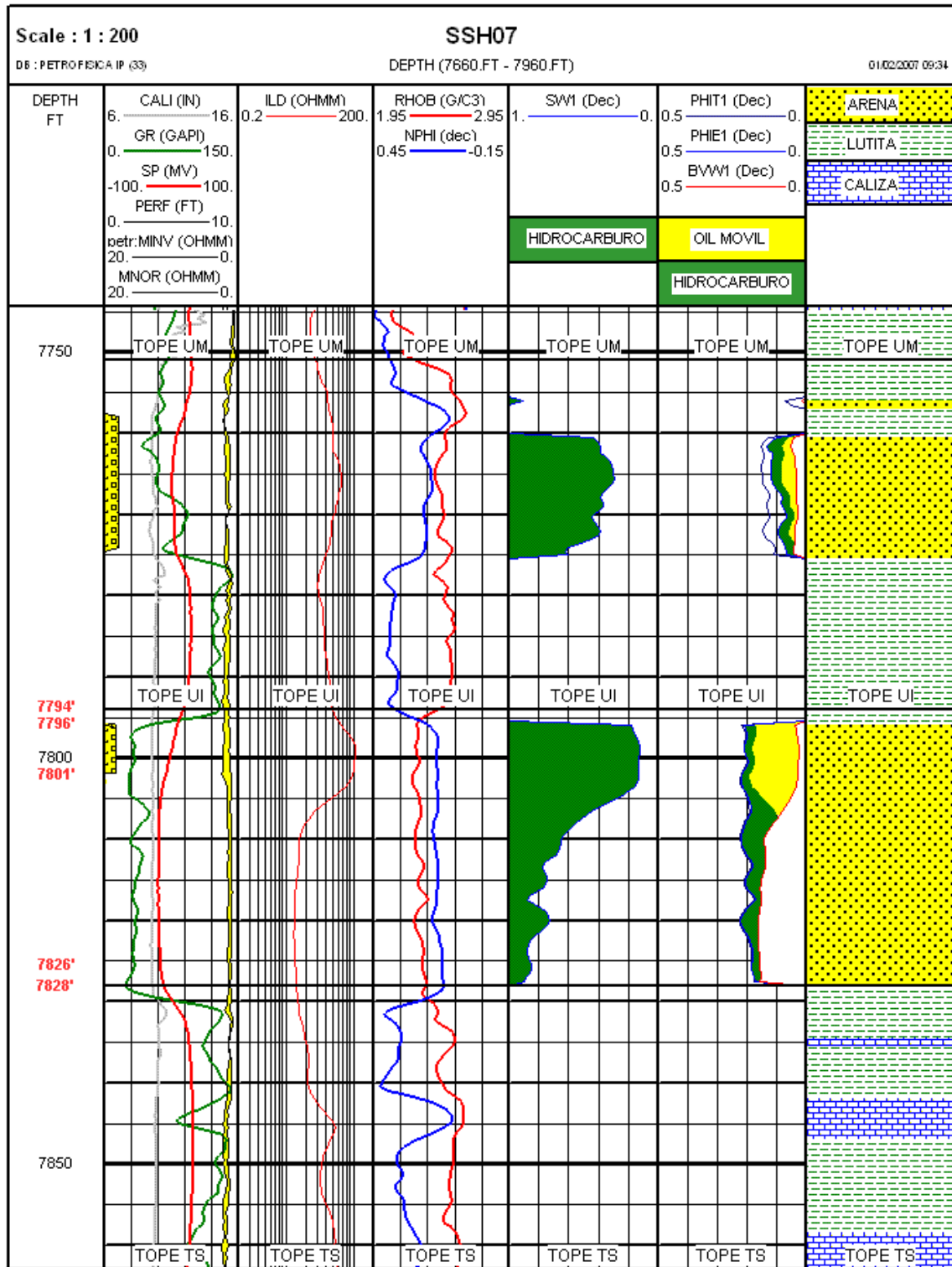
RAP, RAP' vs Tiempo



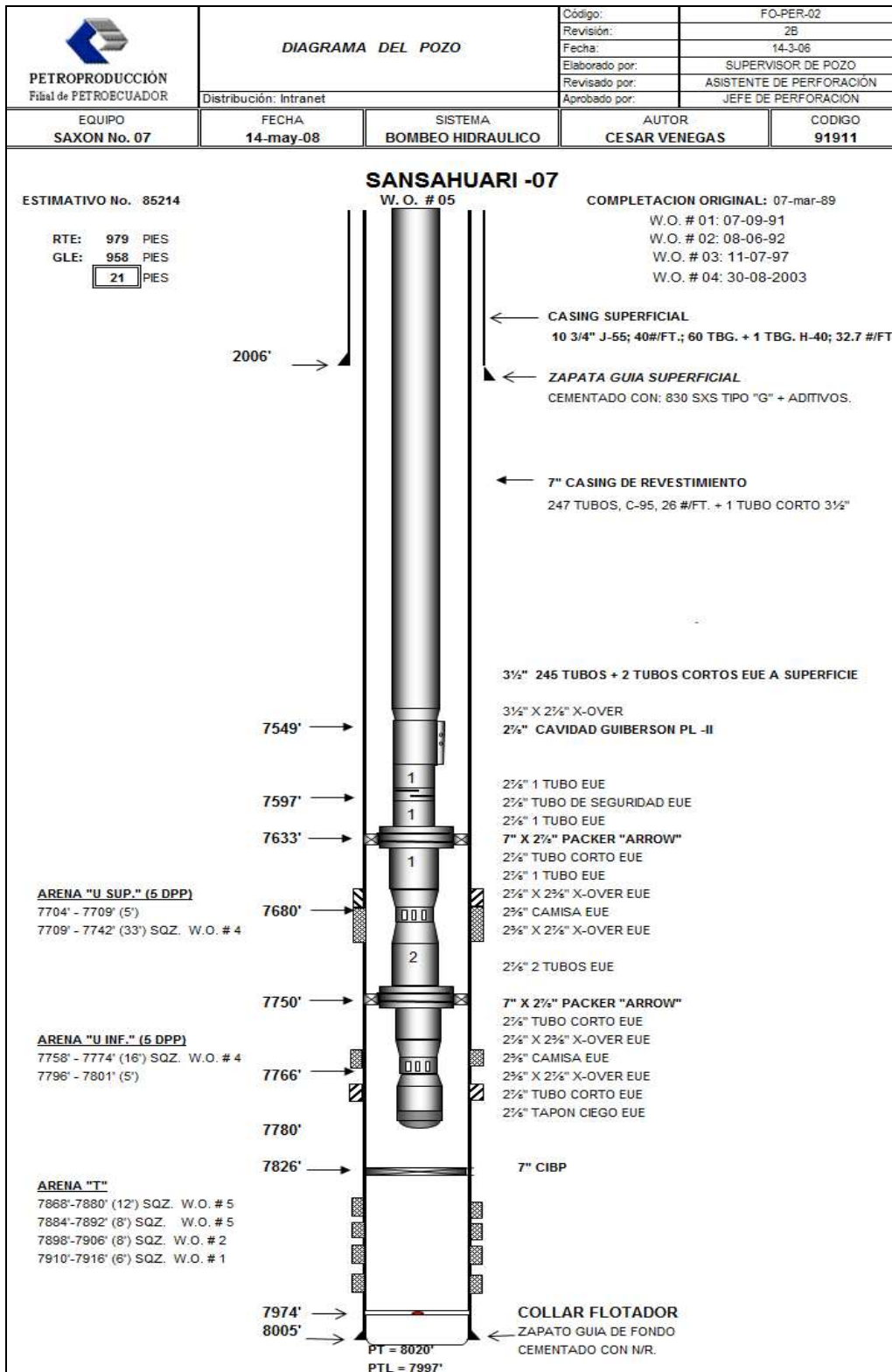
Anexo 3.6.4 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-07



Anexo 3.6.5 Registro de cementación del Pozo SSH-07

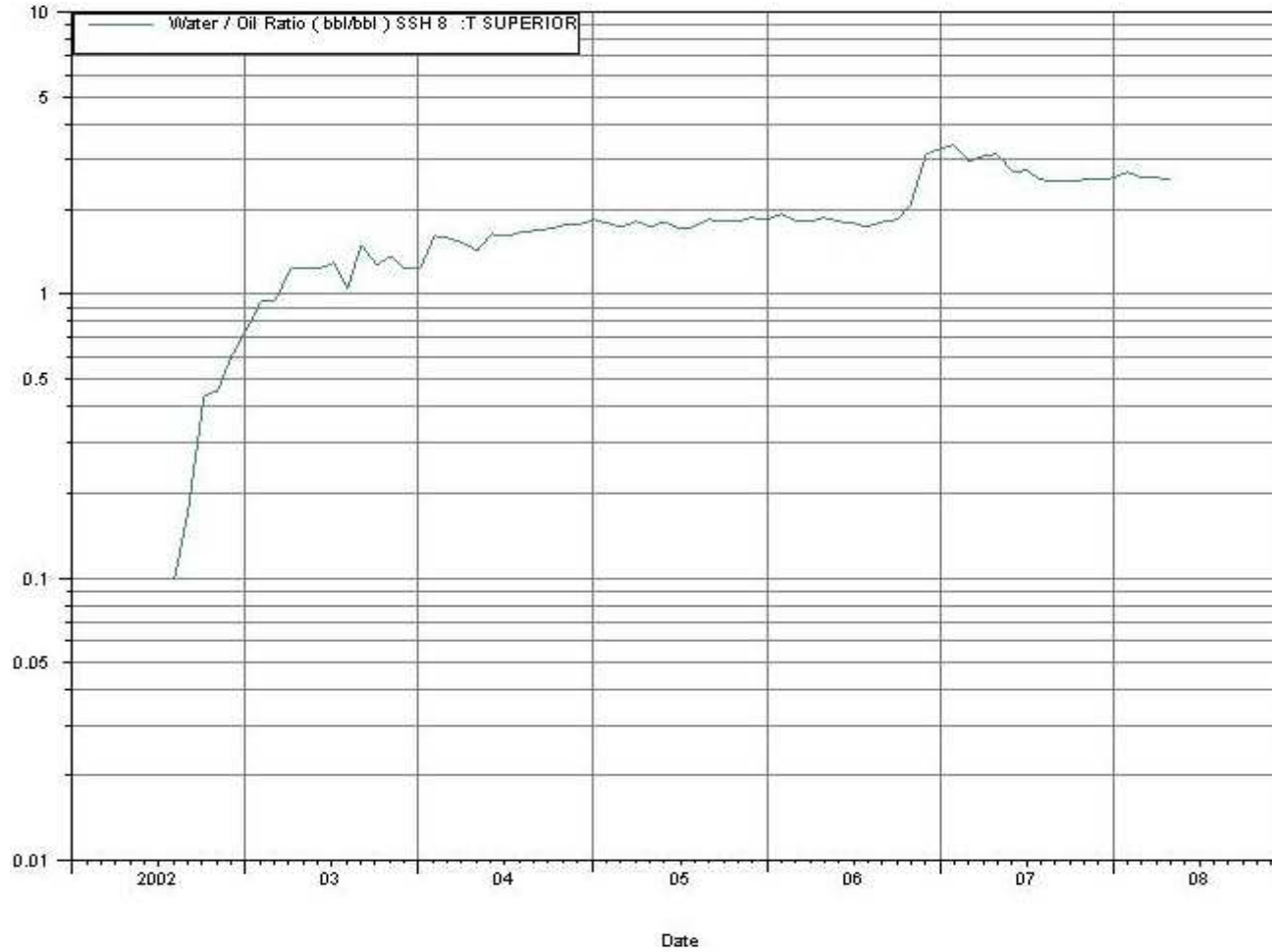


Anexo 3.6.6 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-07



Anexo 3.6.7 Diagrama de Completación del Pozo SSH-07

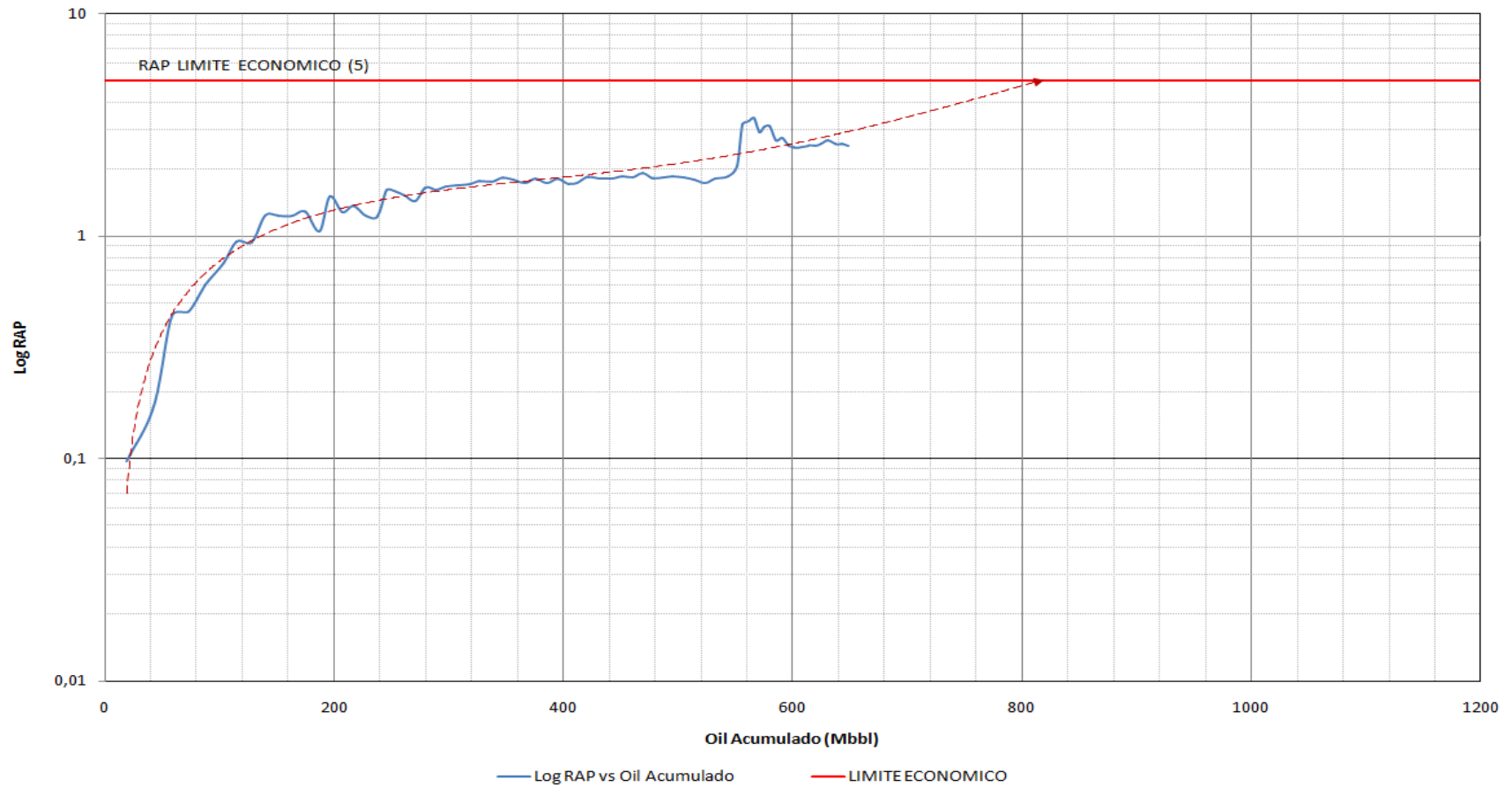
SANSAHUARI – 08 T SUPERIOR



Anexo 3.7.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-08

SANSAHUARI – 08 T SUPERIOR

LOG RAP vs OIL ACUMULADO



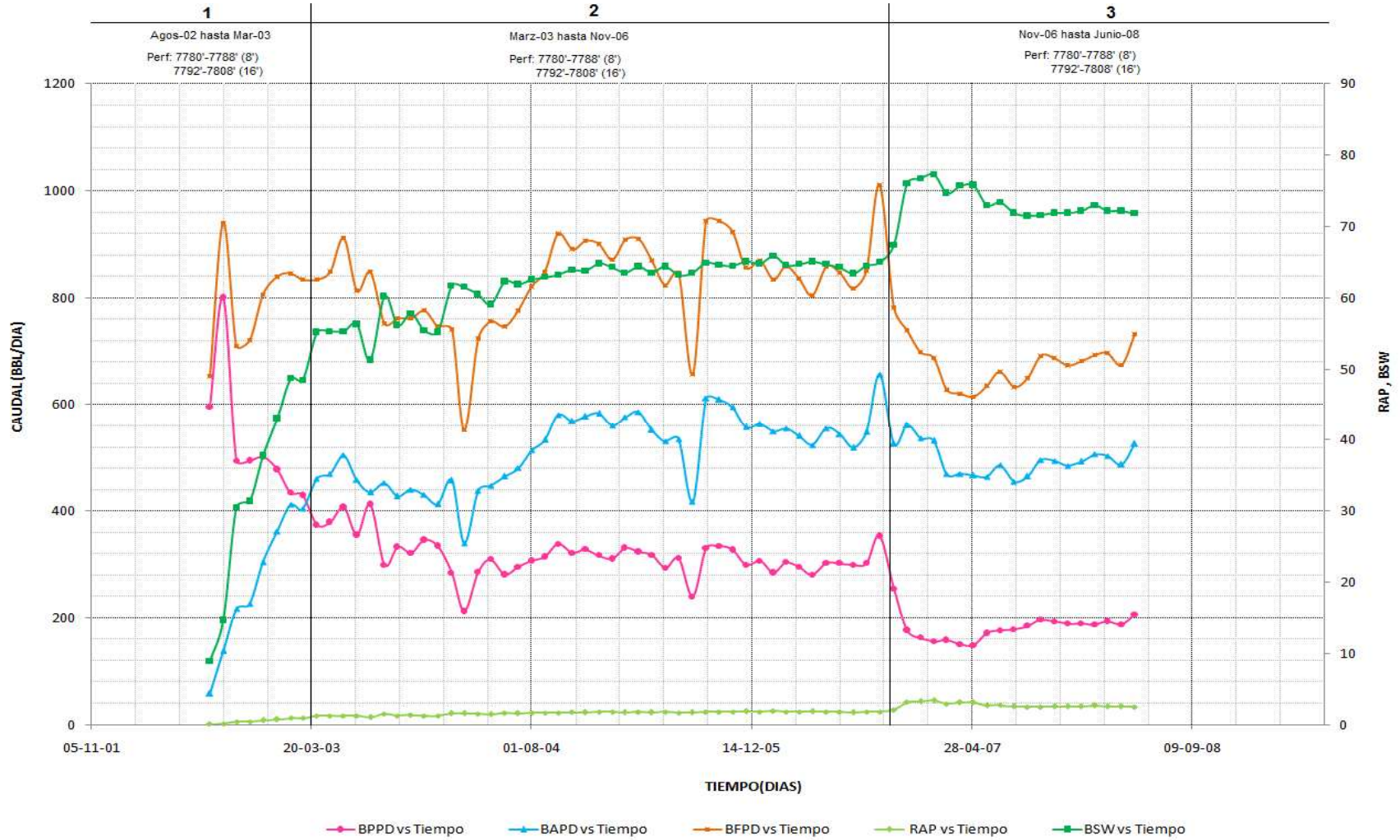
Anexo 3.7.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-08

SANSAHUARI – 08 T SUPERIOR



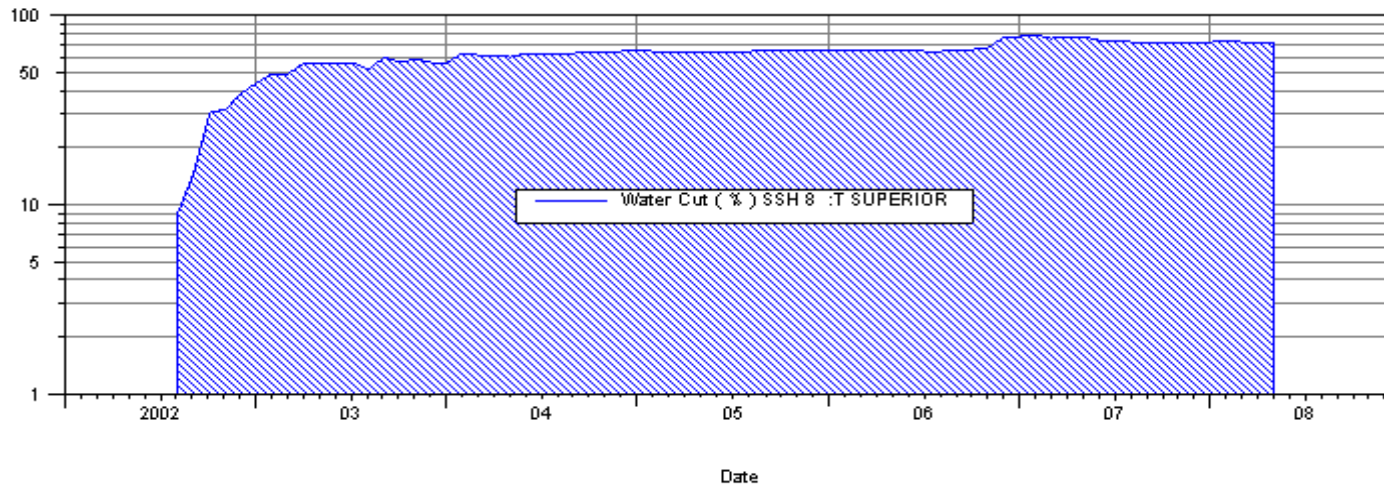
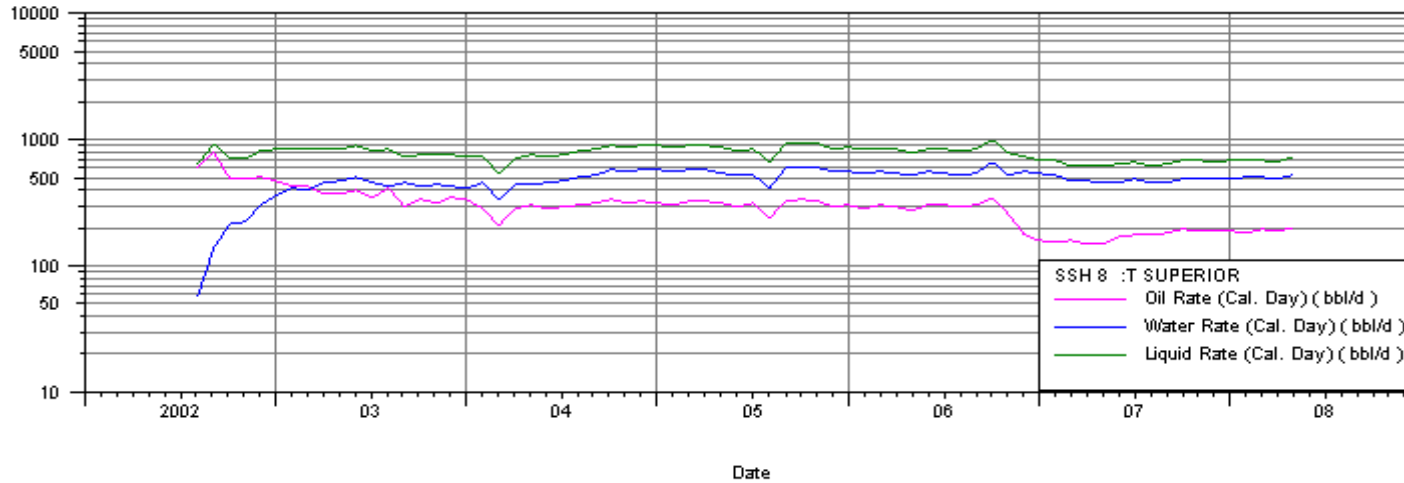
Anexo 3.7.3 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-08

SANSAHUARI – 08 T SUPERIOR



Anexo 3.7.4 Historial de producción del pozo Sansahuari-08

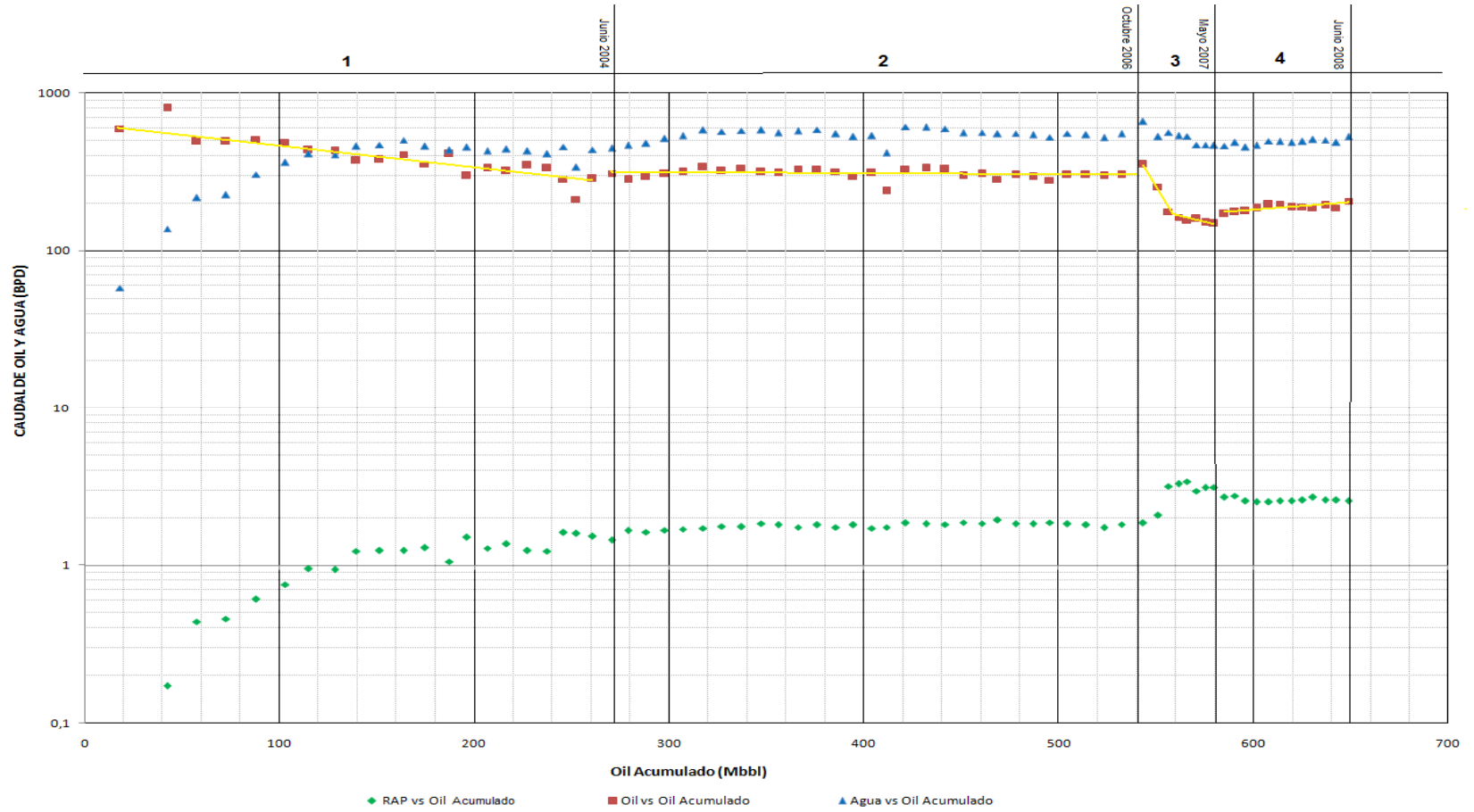
SANSAHUARI – 08 T SUPERIOR



Anexo 3.7.5 Historial de producción del pozo SSH-08, utilizando OilField Manager “OFM” 2005

SANSAHUARI – 08 T SUPERIOR

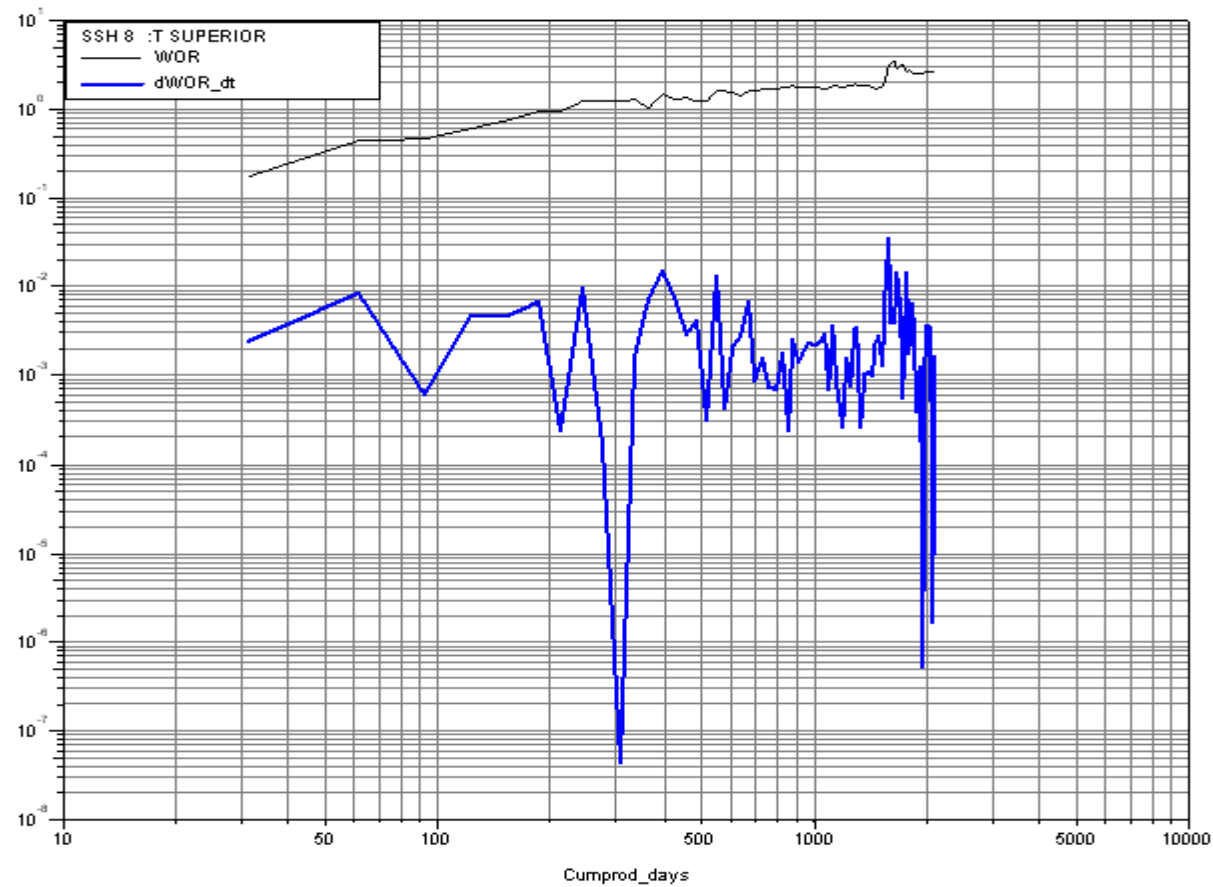
PETROLEO & AGUA vs PETROLEO ACUMULADO



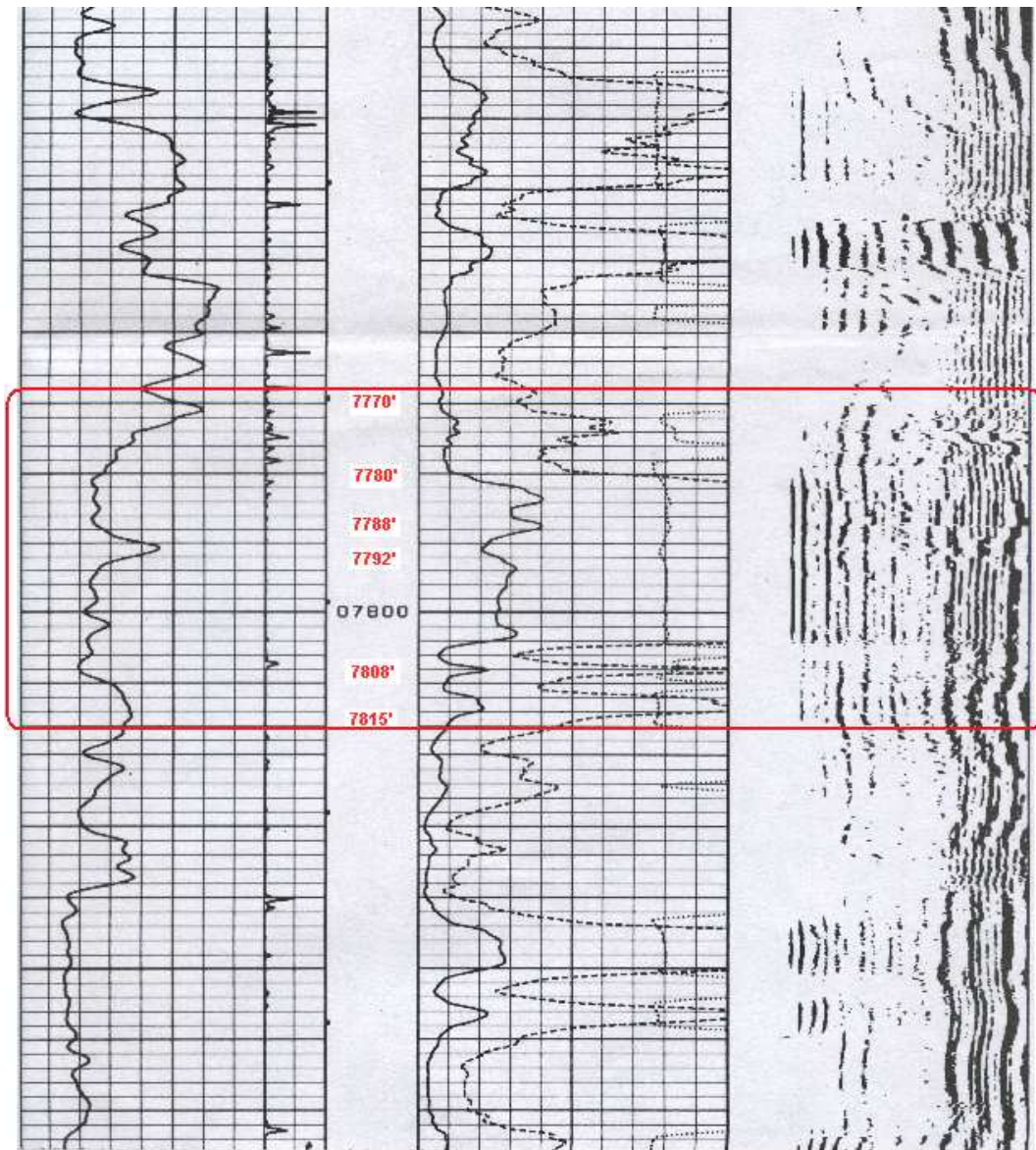
Anexo 3.7.6 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-08

SANSAHUARI – 08 T SUPERIOR

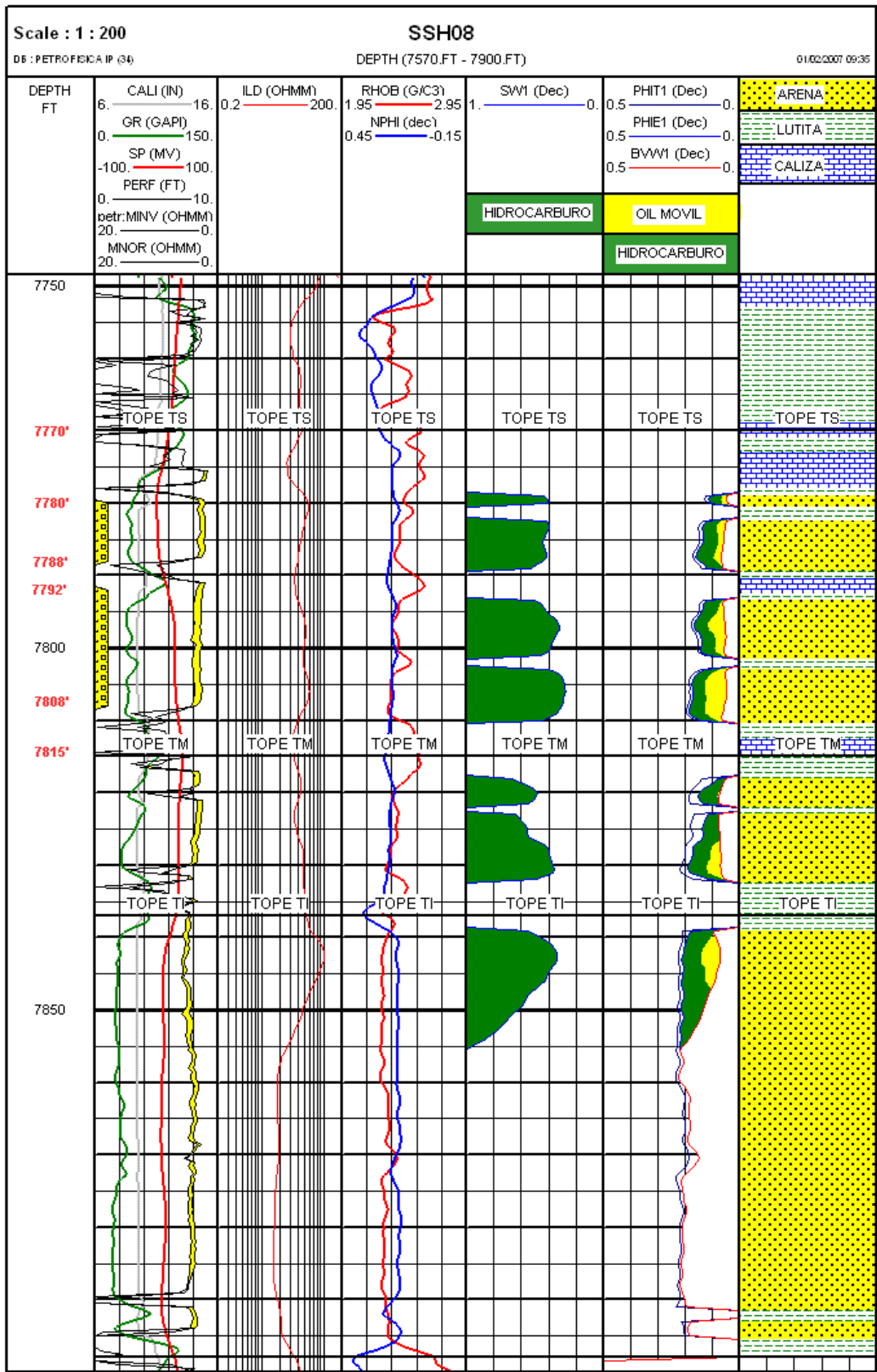
RAP, RAP' vs Tiempo



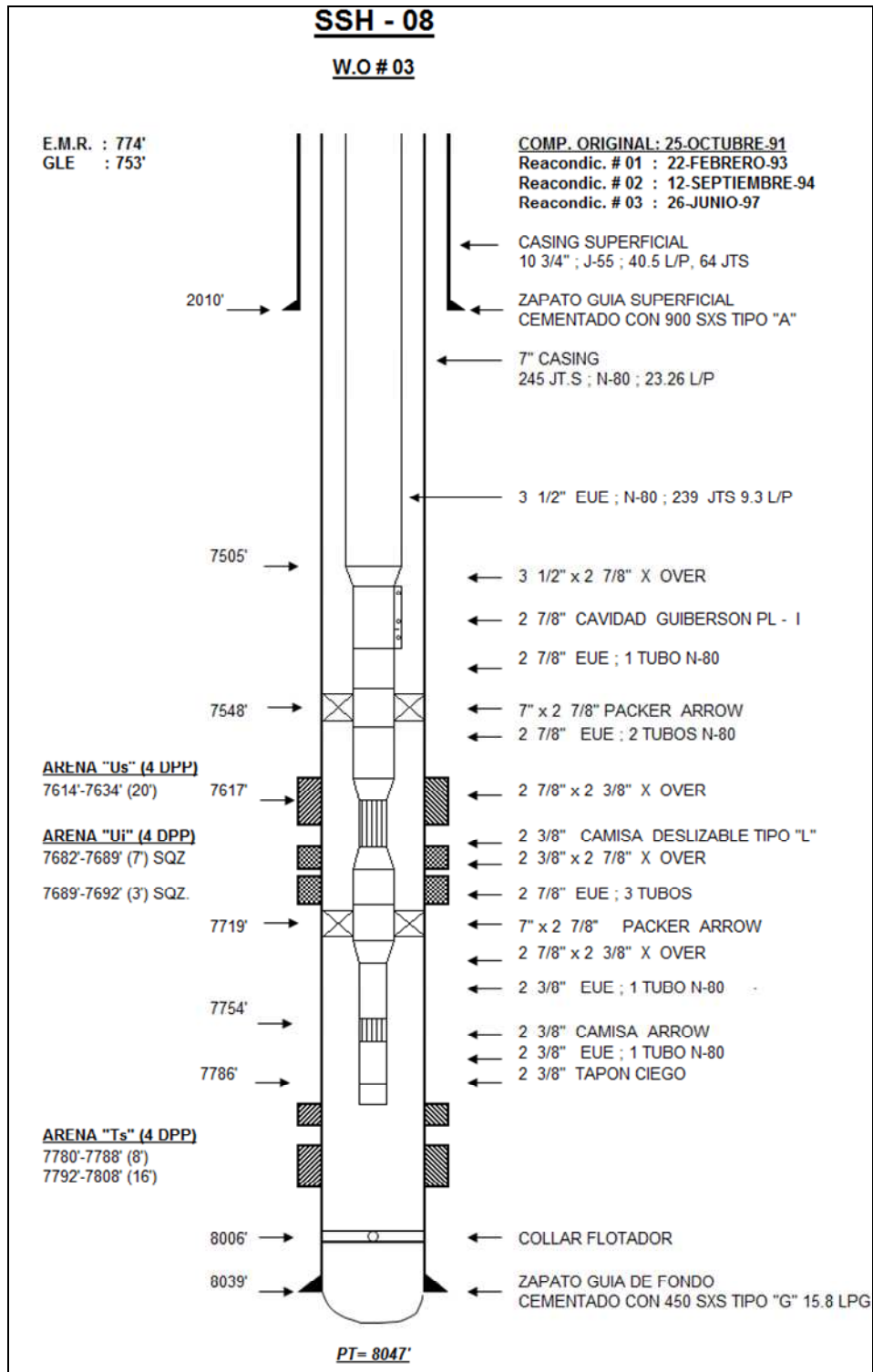
Anexo 3.7.7 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-08



Anexo 3.7.8 Registro de cementación del Pozo SSH-08

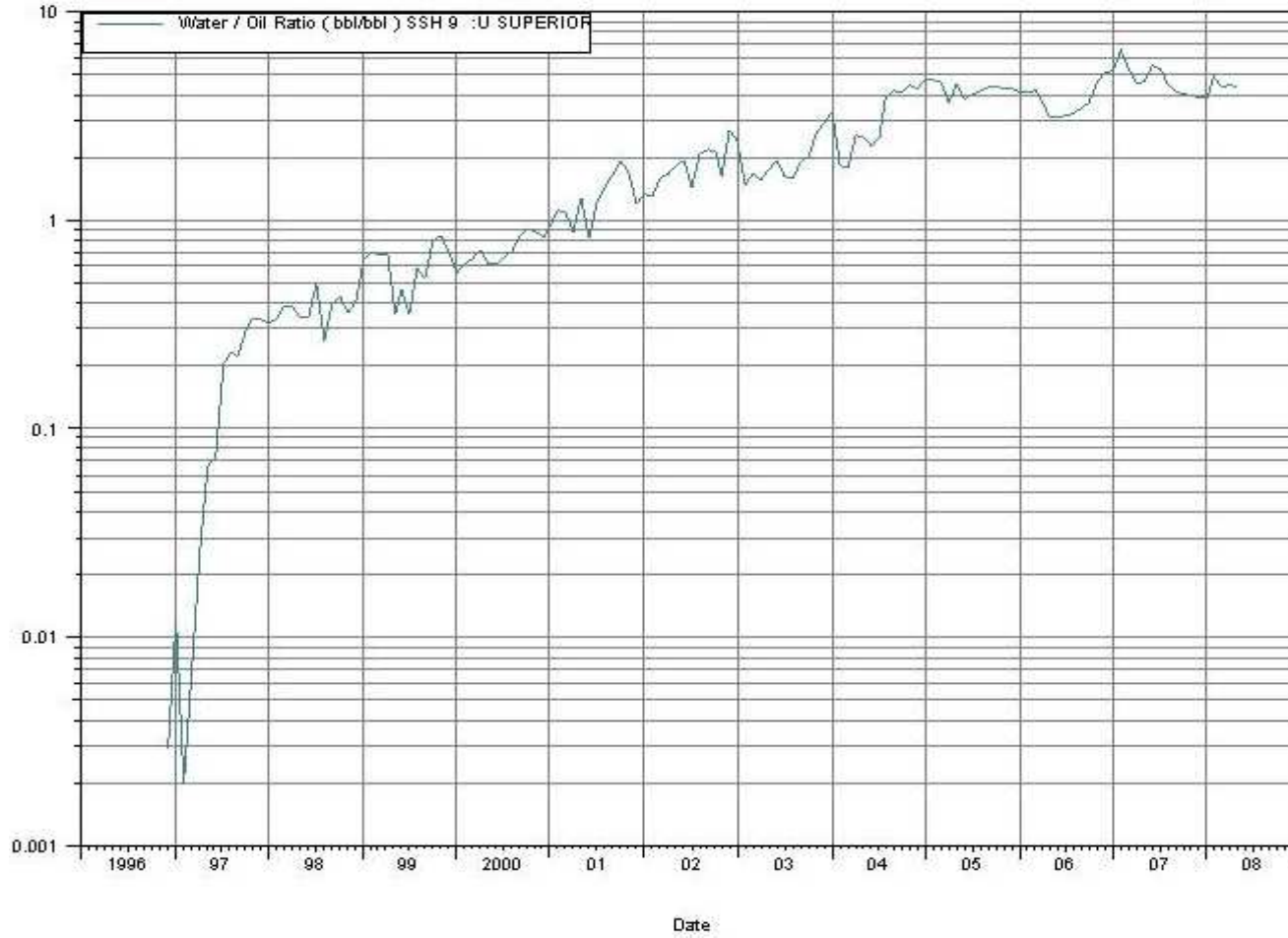


Anexo 3.7.9 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-08



Anexo 3.7.10 Diagrama de Completación del Pozo SSH-08

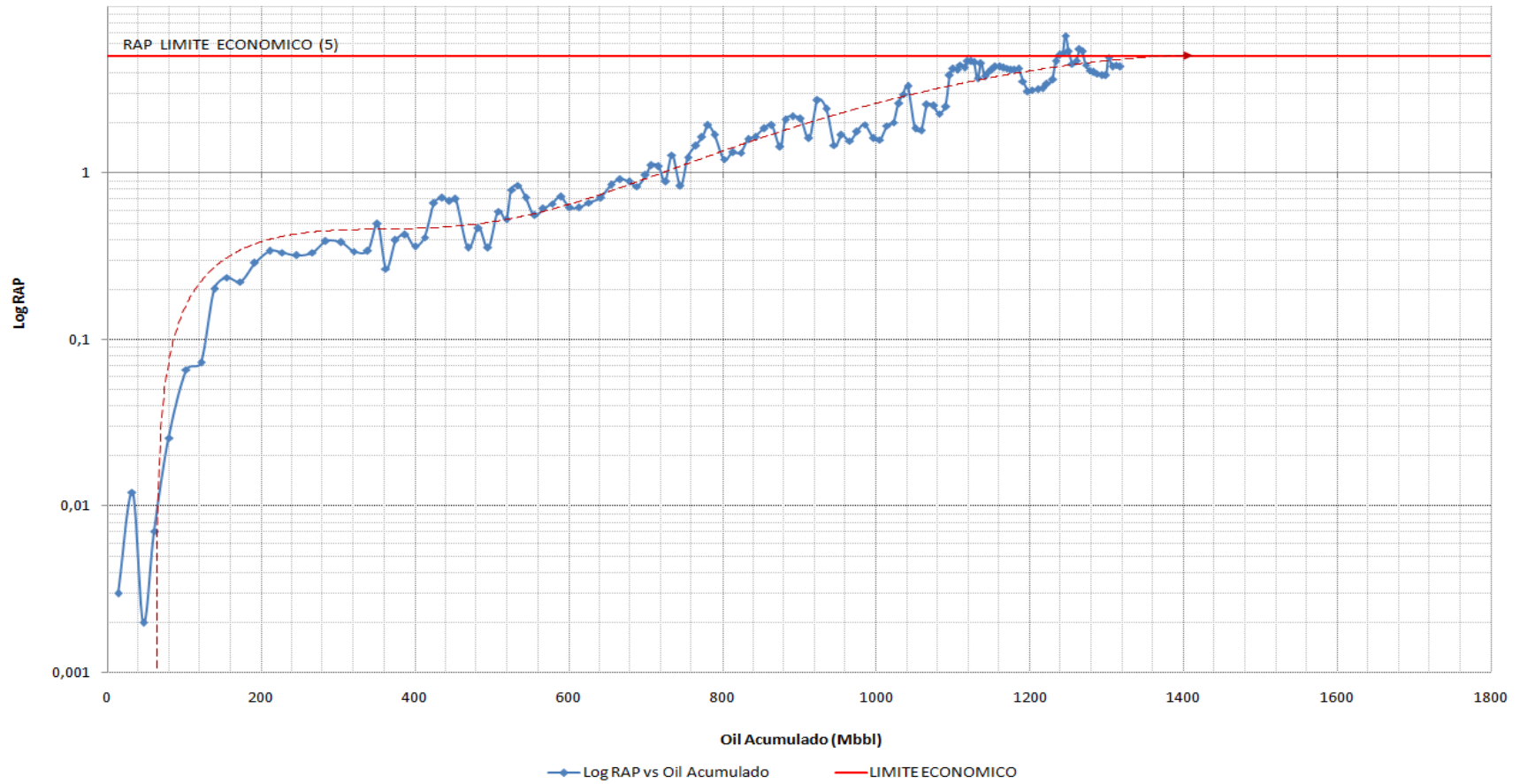
SANSAHUARI – 09 U SUPERIOR



Anexo 3.8.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-09

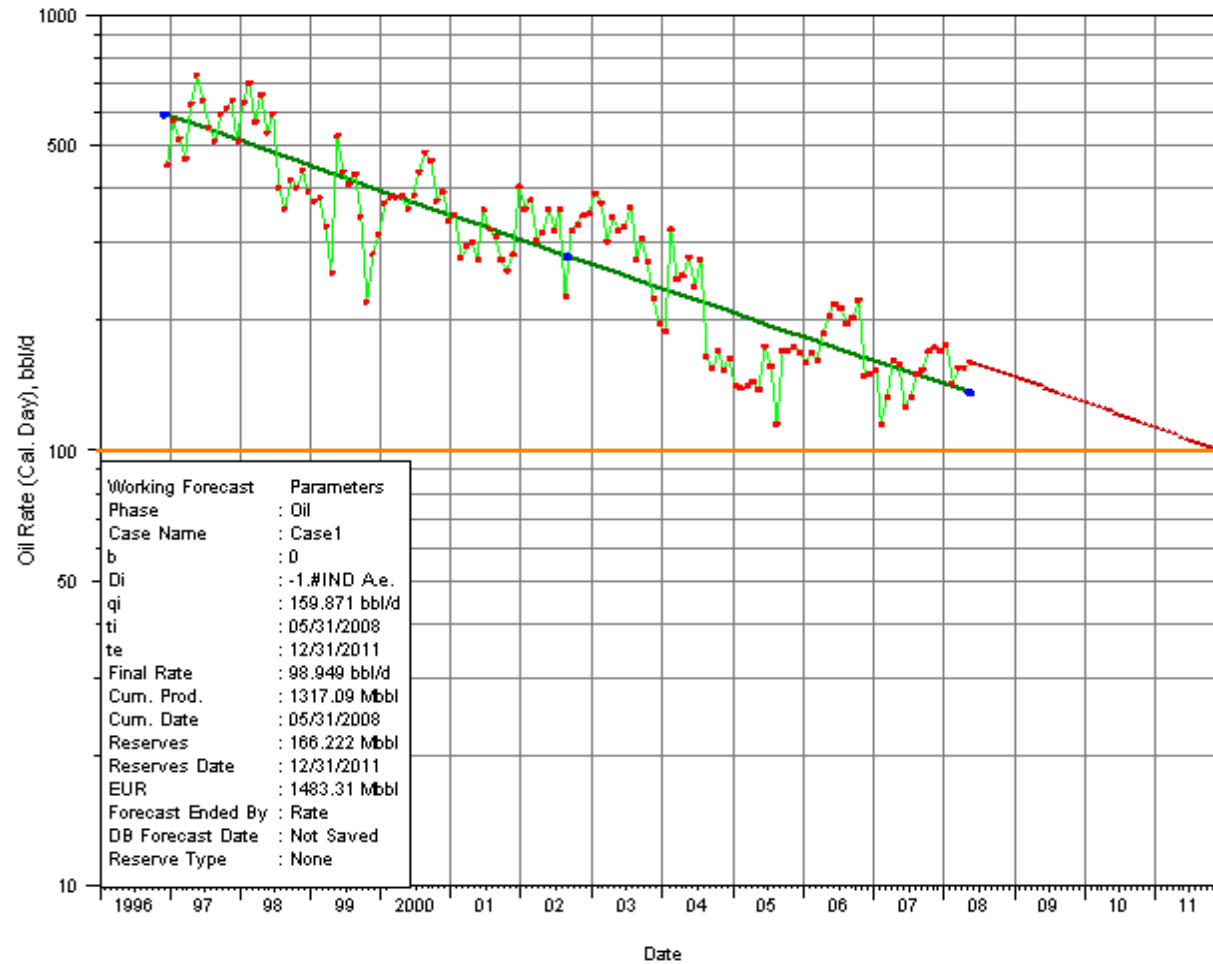
SANSAHUARI – 09 U SUPERIOR

LOG RAP vs OIL ACUMULADO



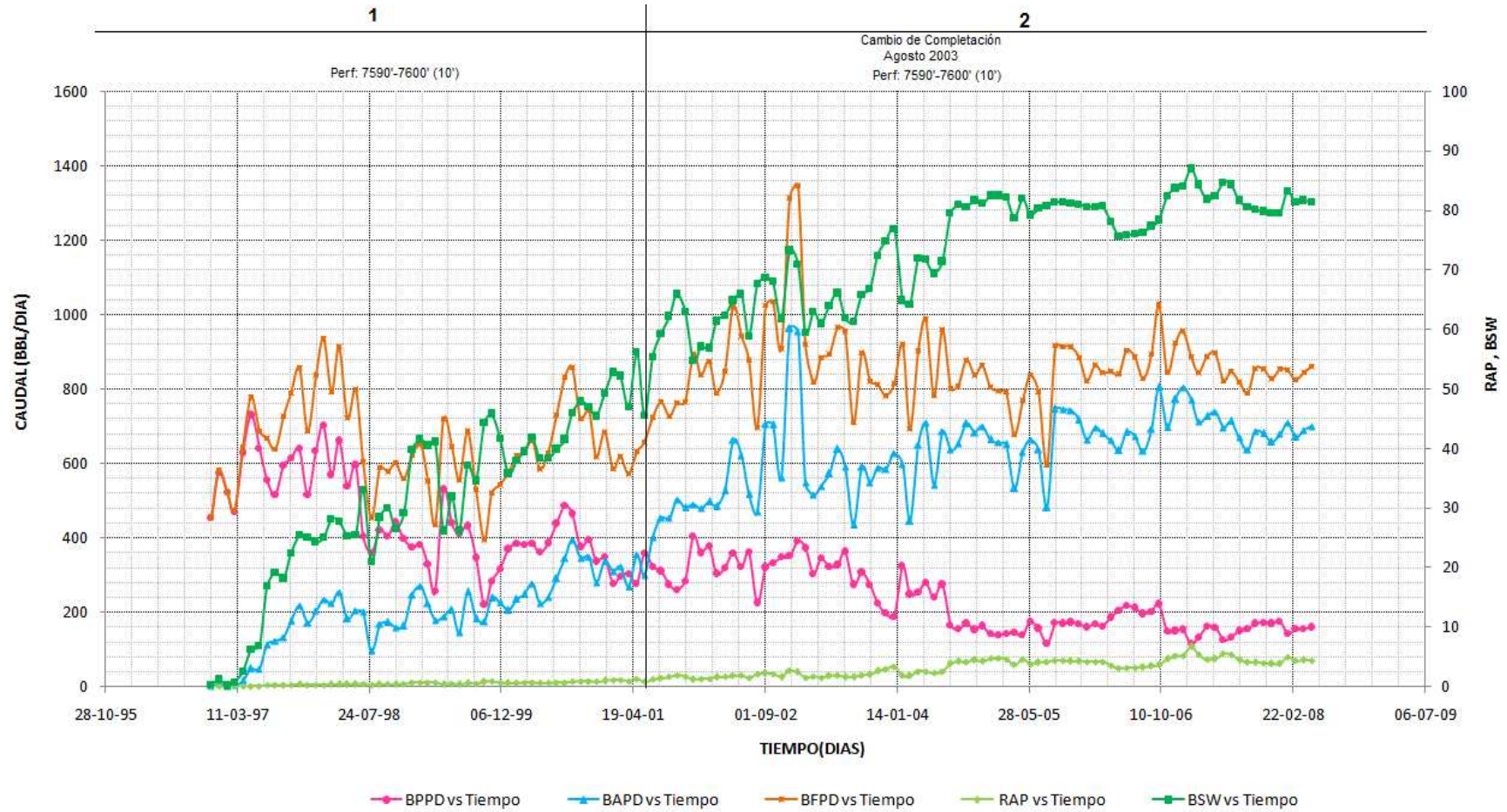
Anexo 3.8.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-09

SANSAHUARI – 09 U SUPERIOR



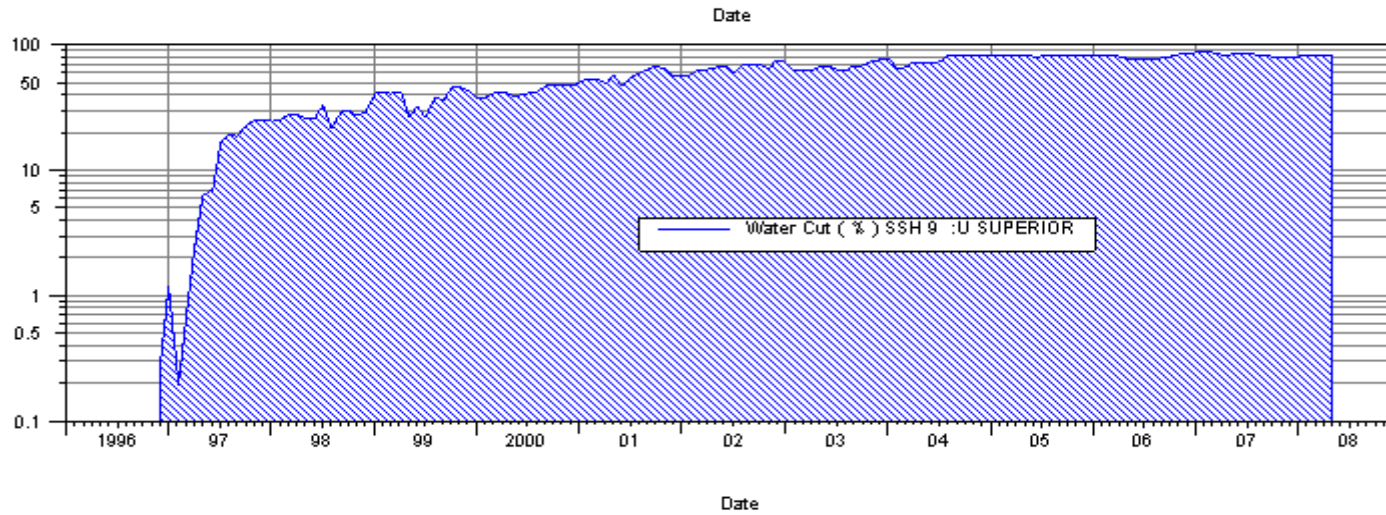
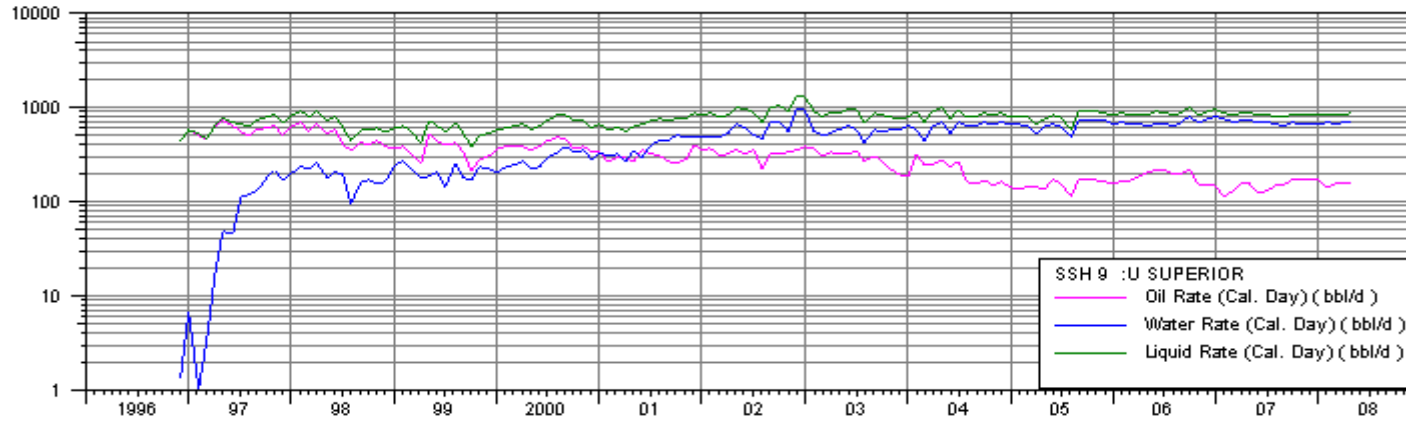
Anexo 3.8.3 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-09

SANSAHUARI – 09 U SUPERIOR



Anexo 3.8.4 Historial de producción del pozo Sansahuari-09

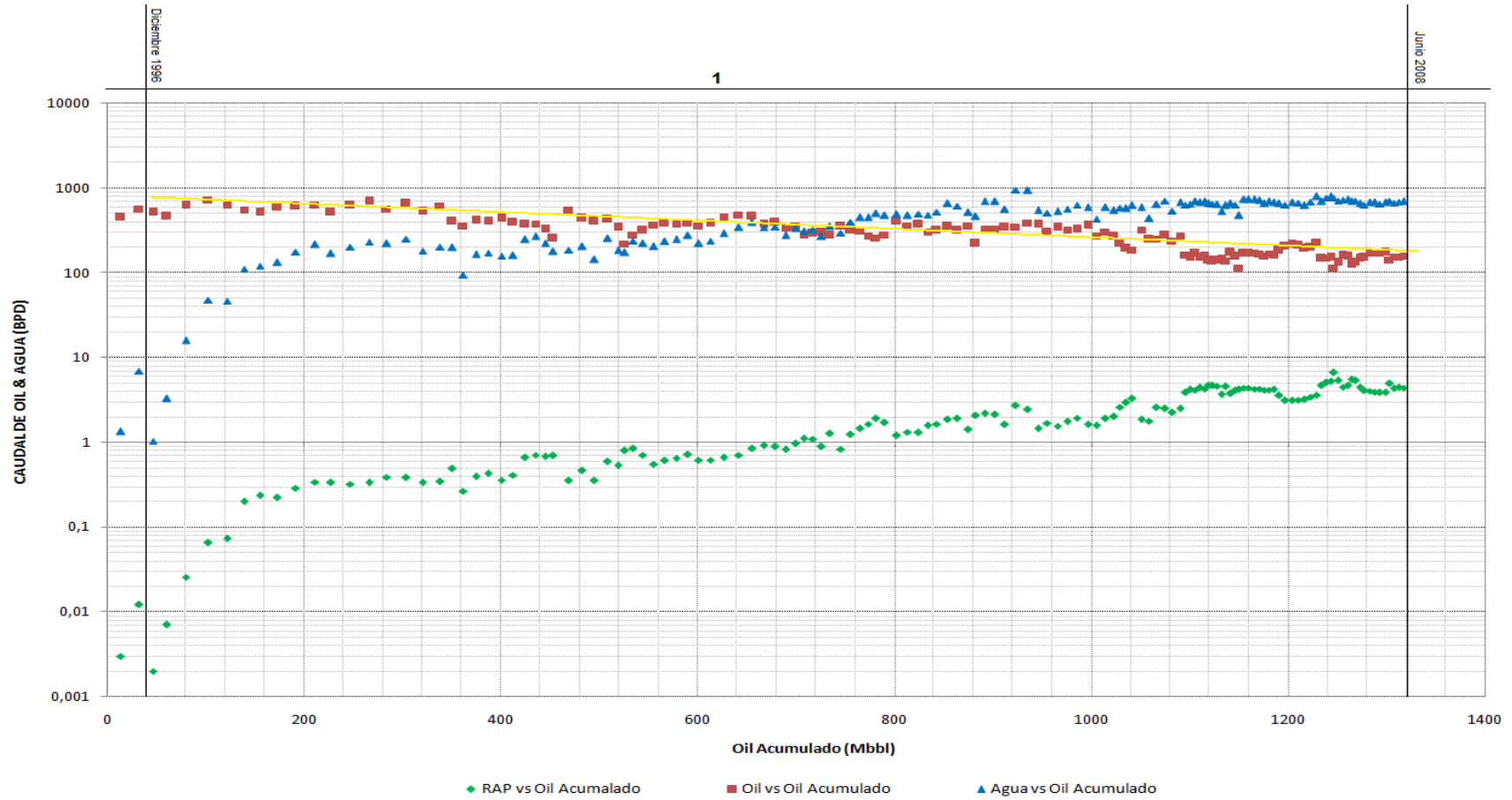
SANSAHUARI – 09 U SUPERIOR



Anexo 3.8.5 Historial de producción del pozo SSH-09, utilizando OilField Manager “OFM” 2005

SANSAHUARI – 09 U SUPERIOR

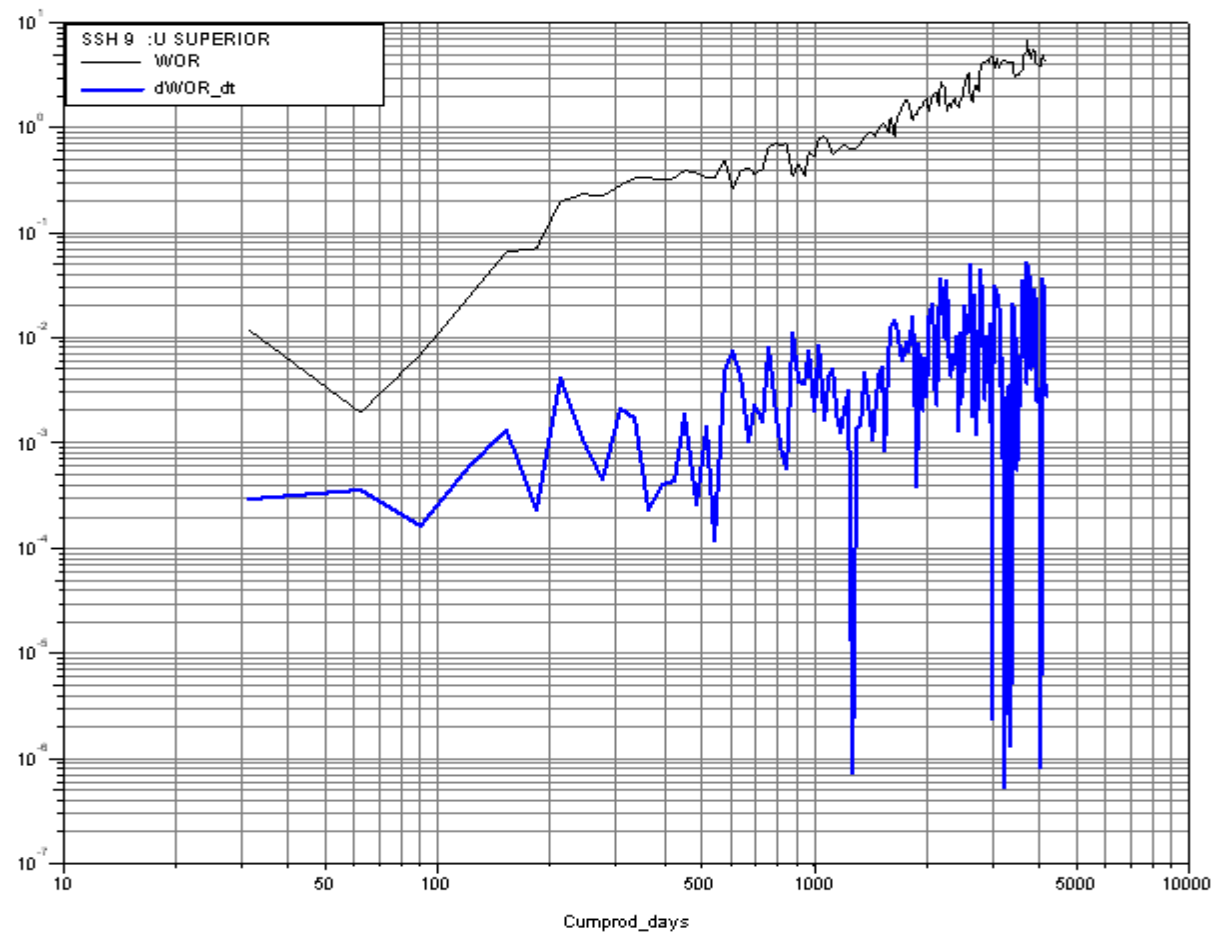
PETROLEO & AGUA vs PETROLEO ACUMULADO



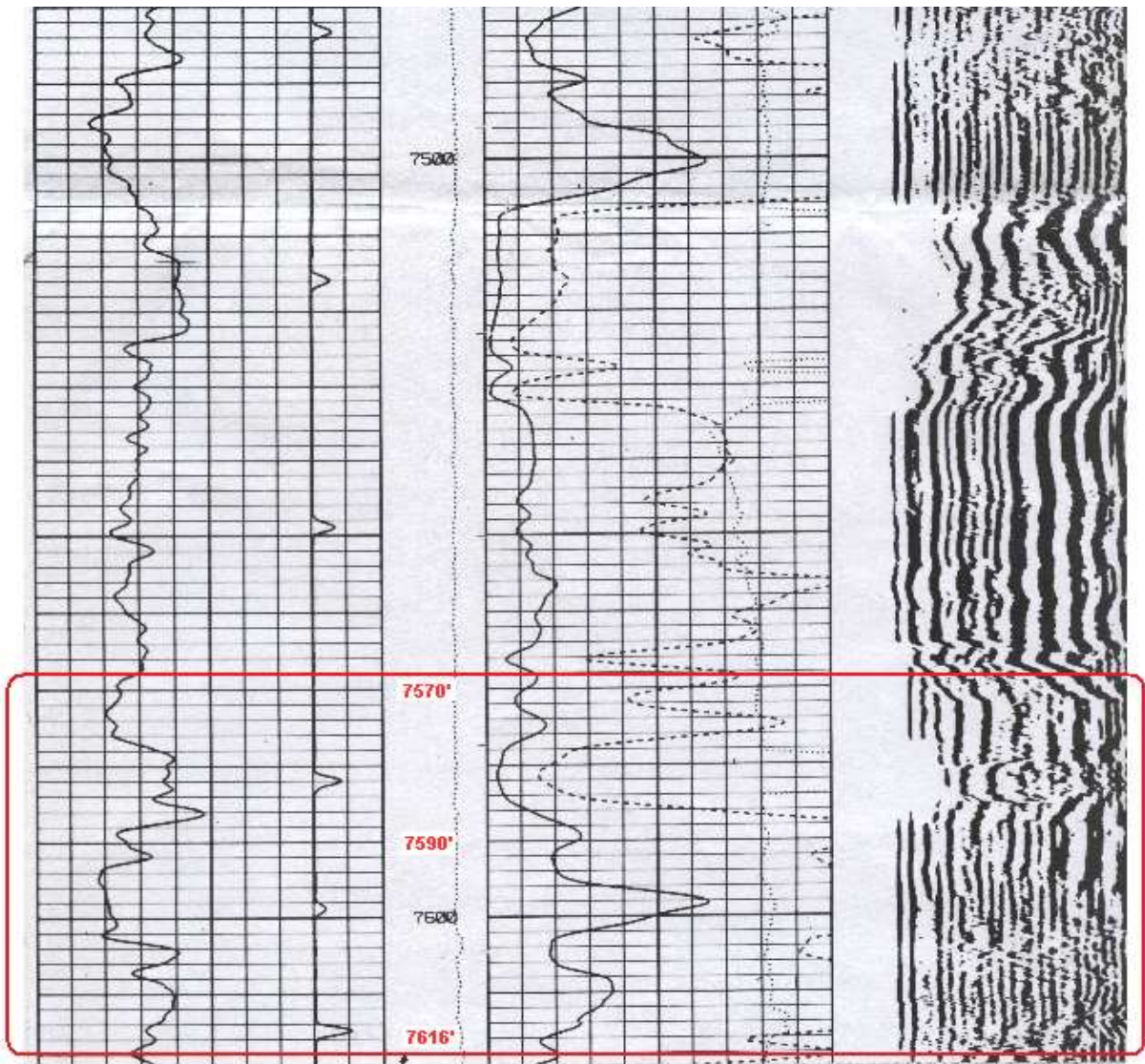
Anexo 3.8.6 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-09

SANSAHUARI – 09 U SUPERIOR

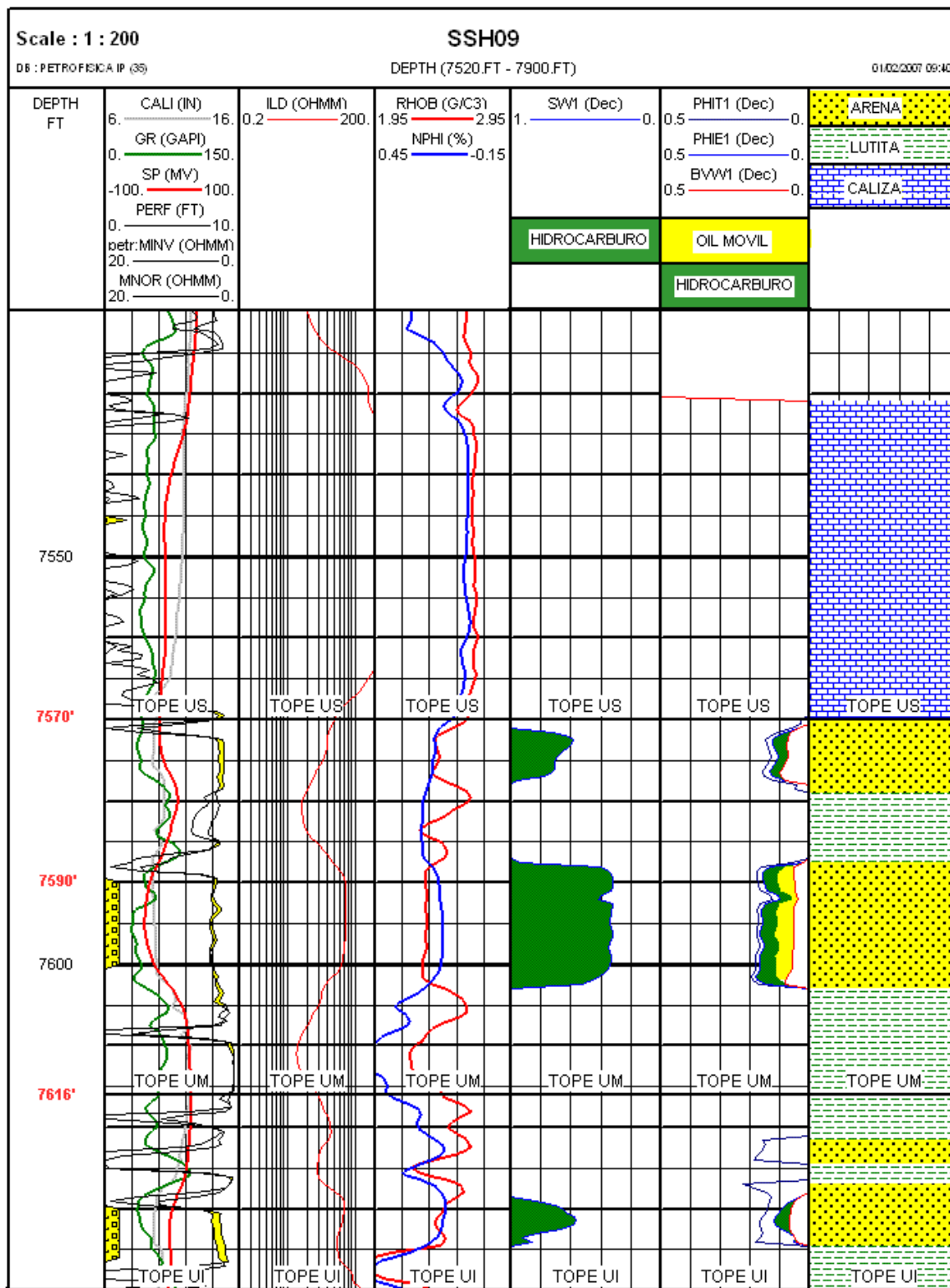
RAP, RAP' vs Tiempo



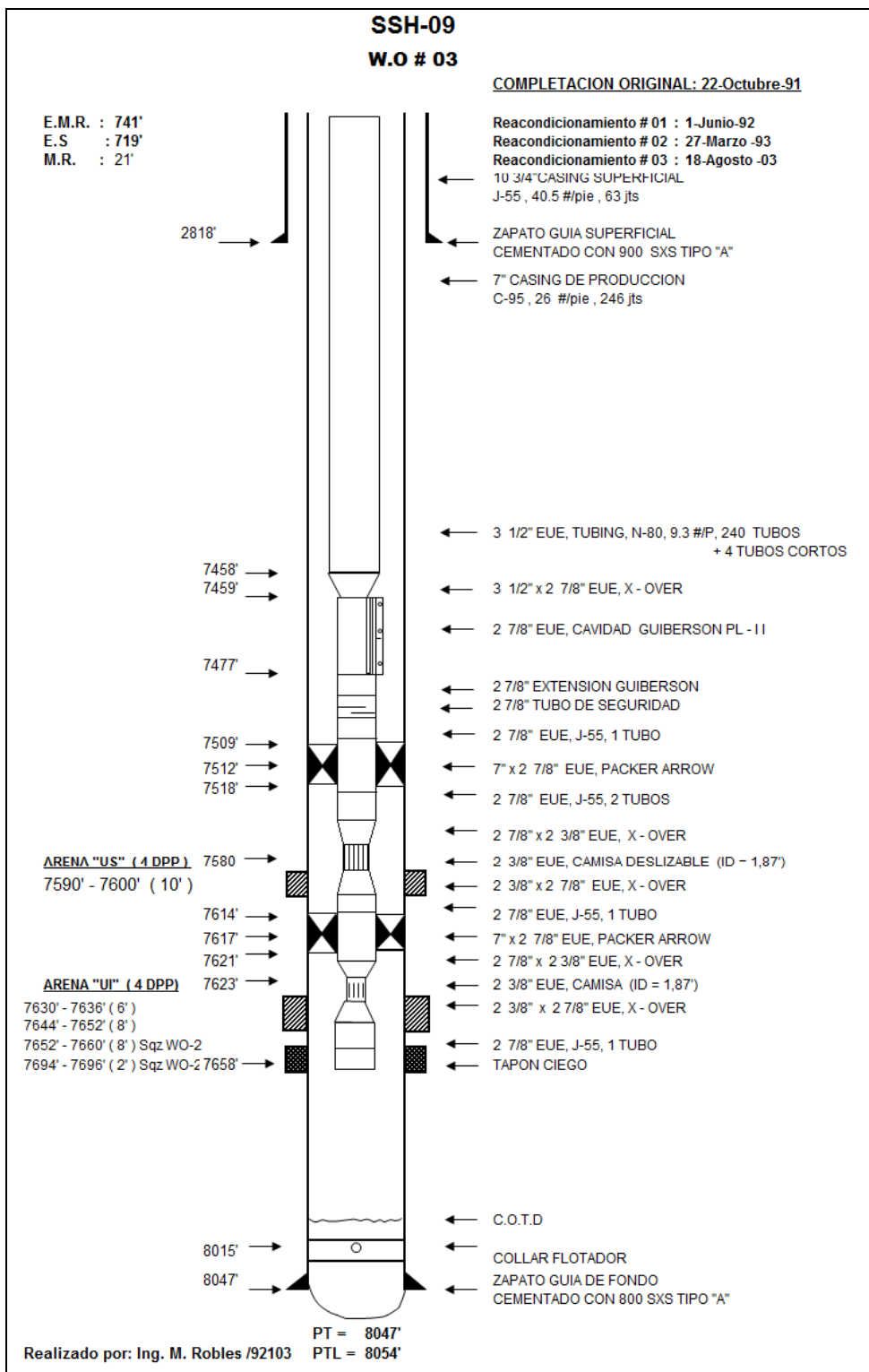
Anexo 3.8.7 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-09



Anexo 3.8.8 Registro de cementación del Pozo SSH-09

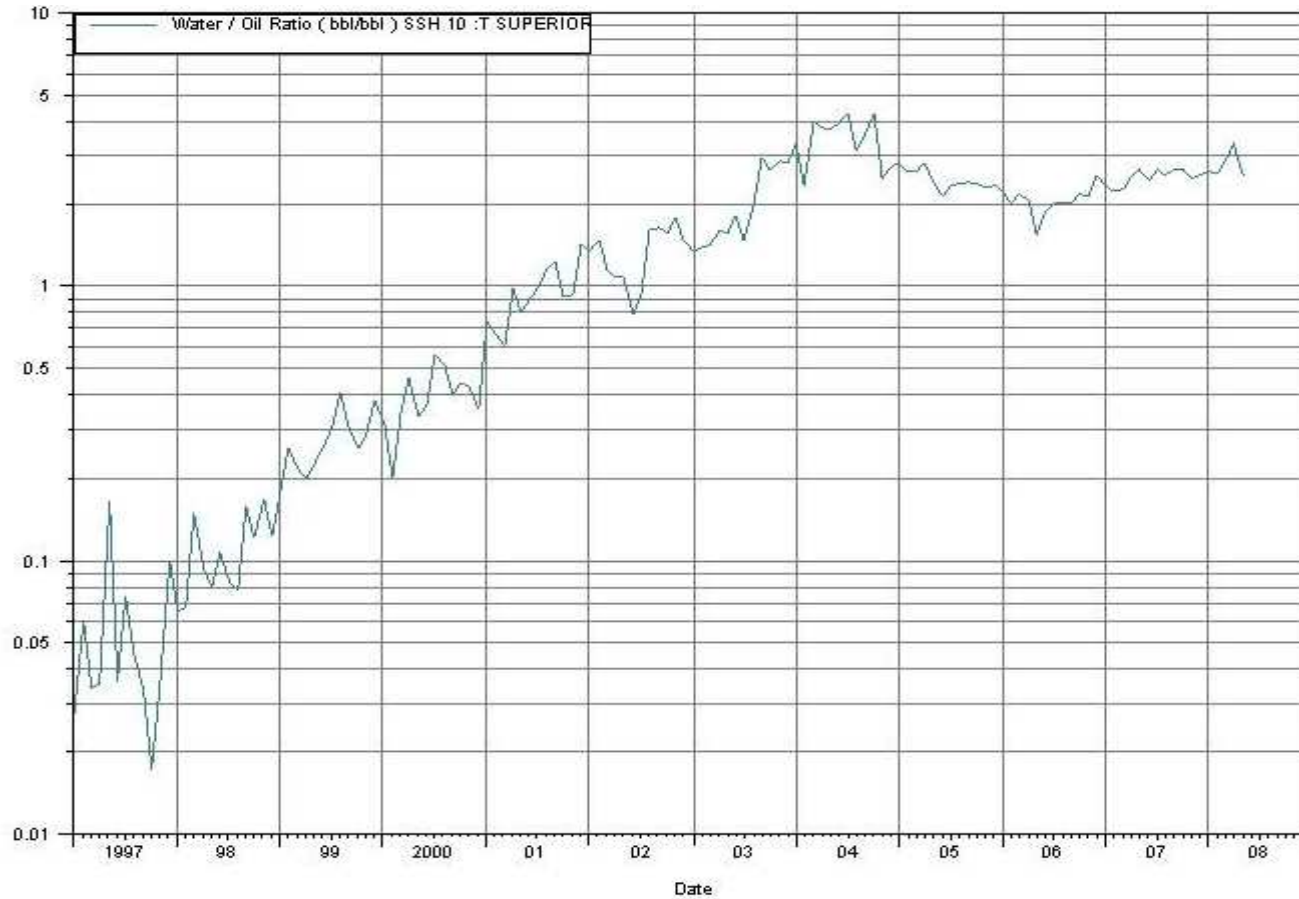


Anexo 3.8.9 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-09



Anexo 3.8.10 Diagrama de Completación del Pozo SSH-09

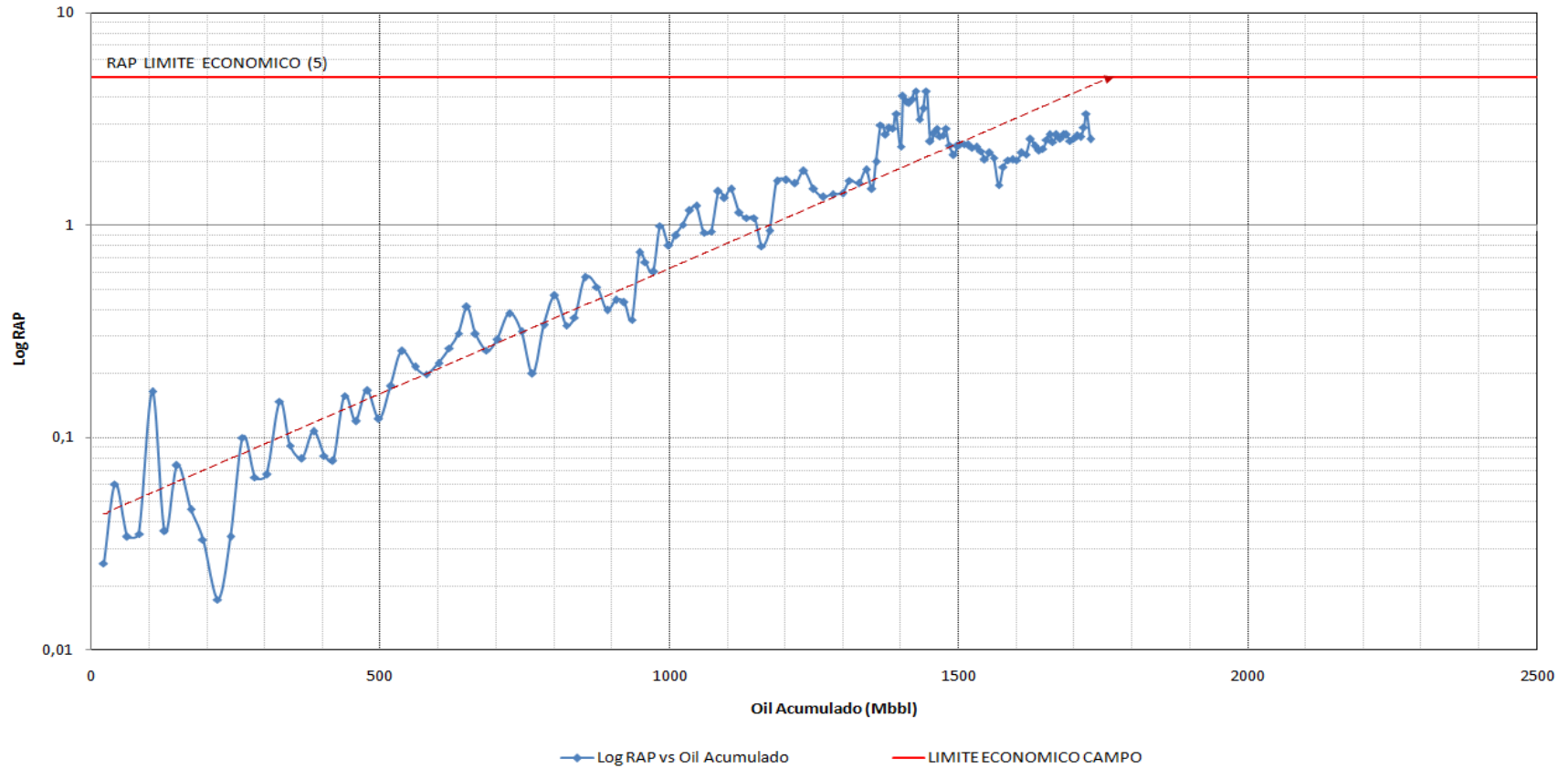
SANSAHUARI – 10 T SUPERIOR



Anexo 3.9.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-10

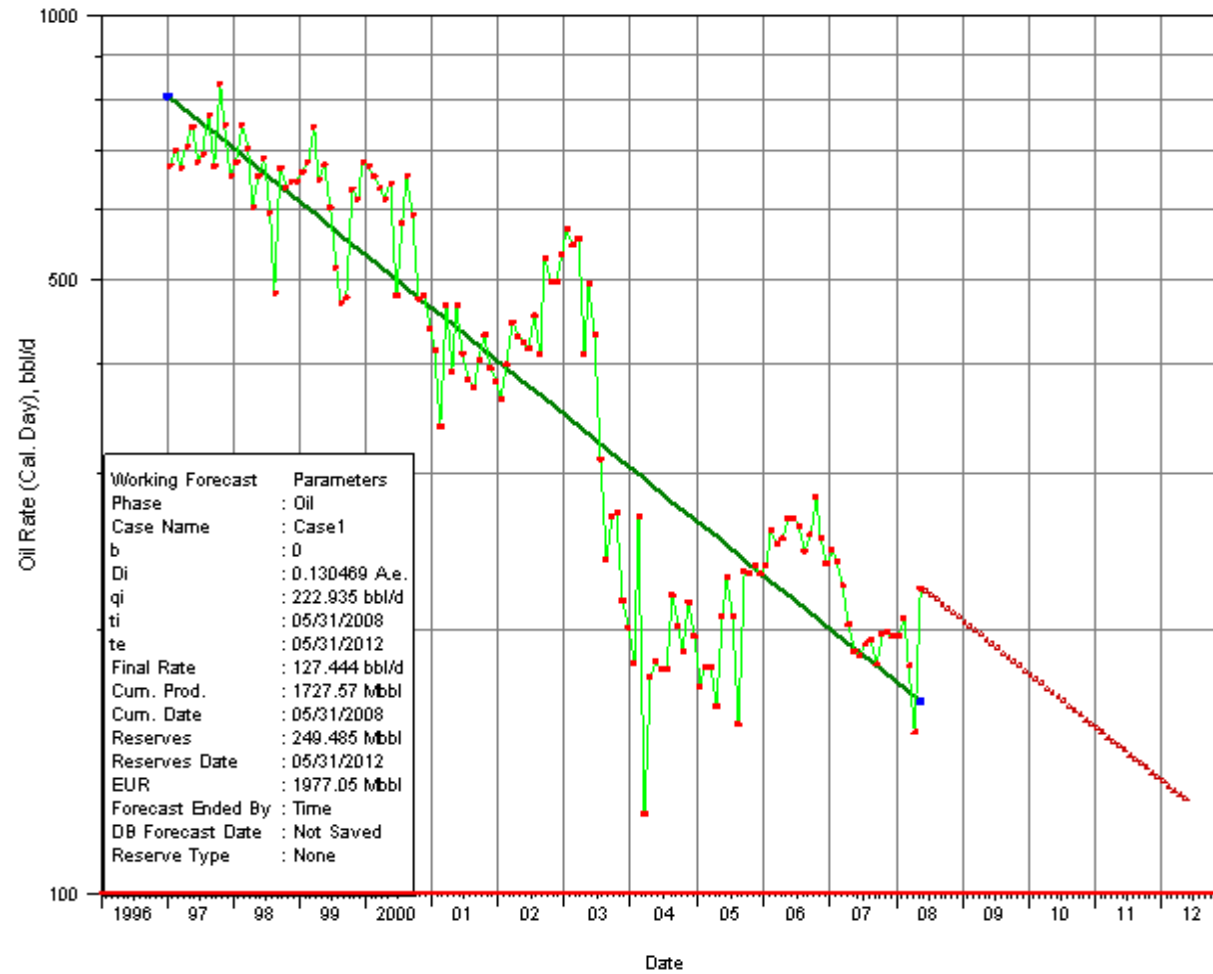
SANSAHUARI – 10 T SUPERIOR

LOG RAP vs OIL ACUMULADO



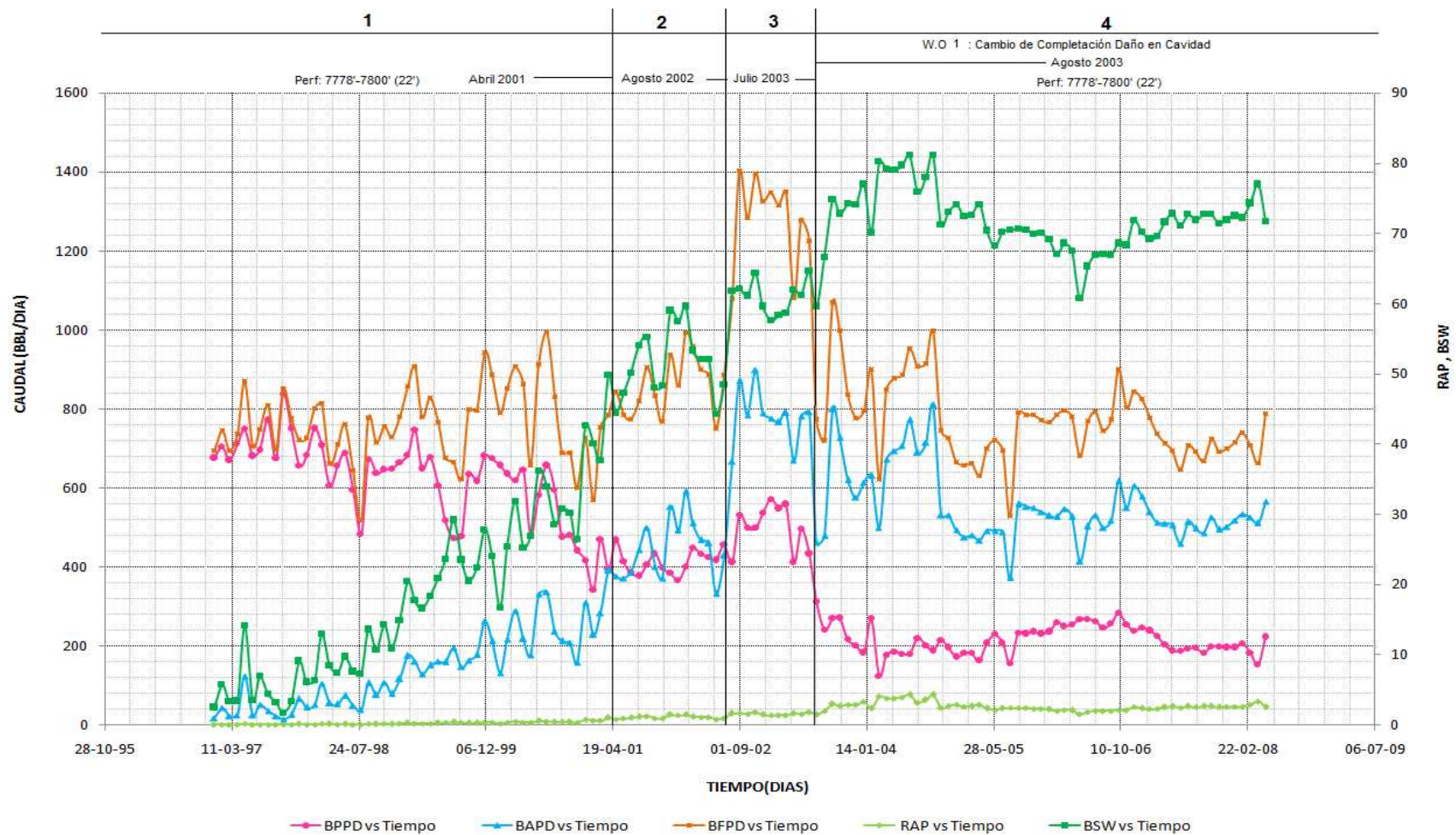
Anexo 3.9.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-10

SANSAHUARI – 10 T SUPERIOR



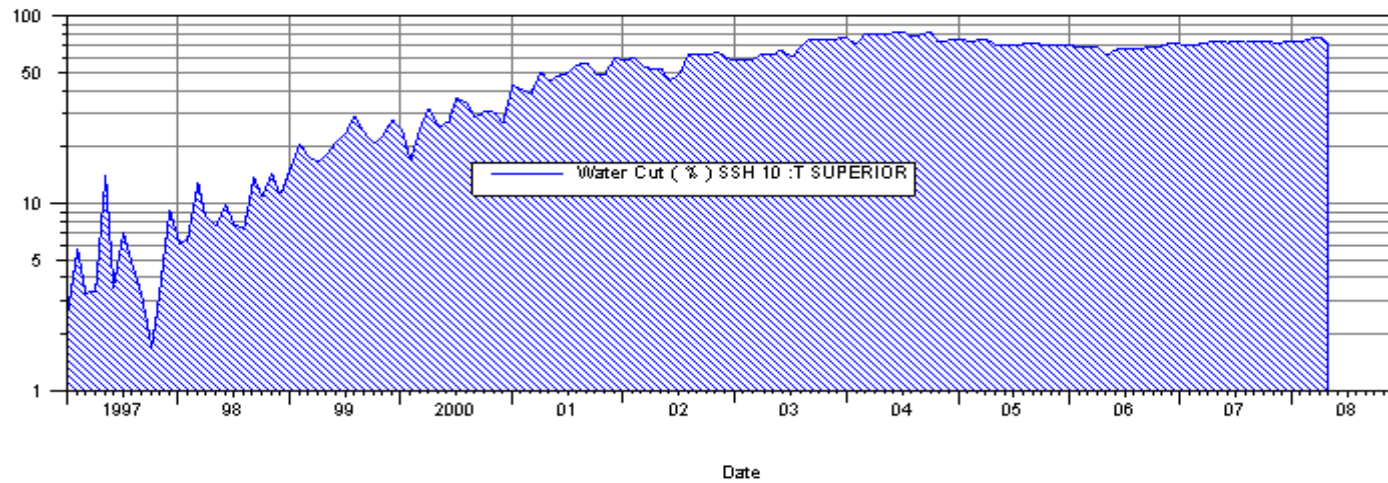
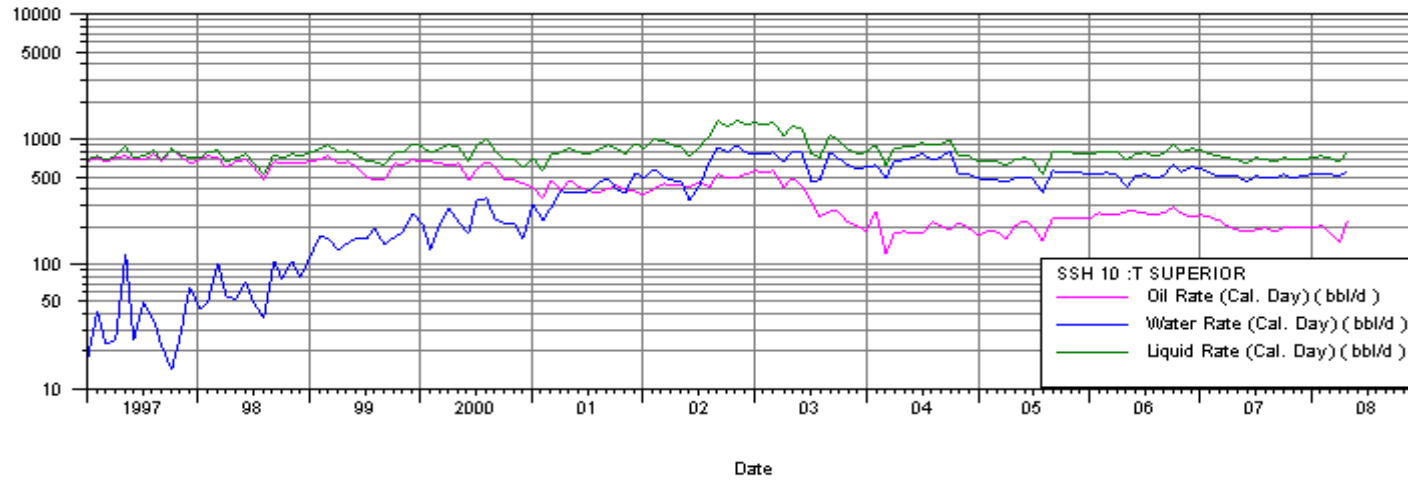
Anexo 3.9.3 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-10

SANSAHUARI – 10 T SUPERIOR



Anexo 3.9.4 Historial de producción del pozo Sansahuari-10

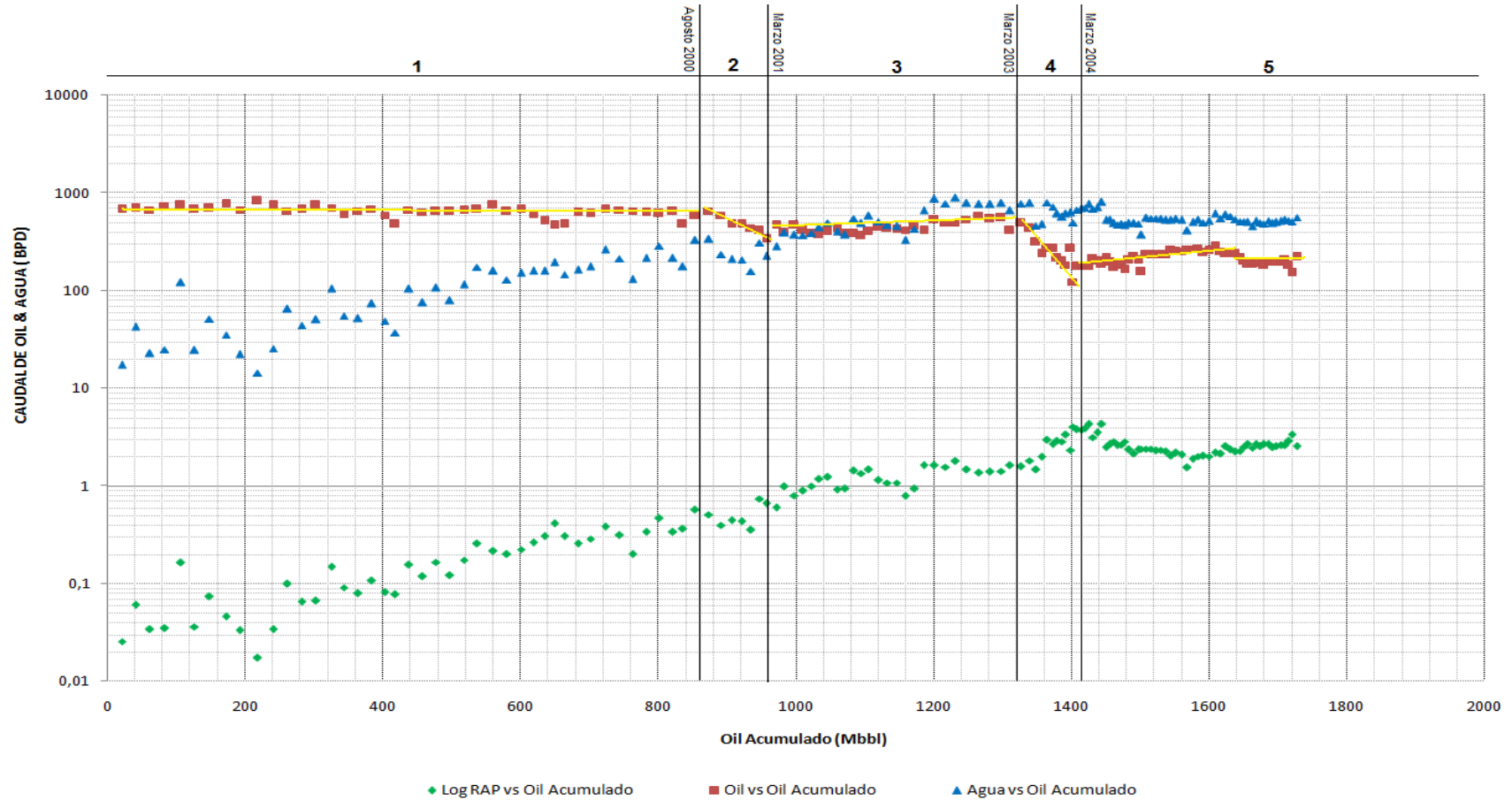
SANSAHUARI – 10 T SUPERIOR



Anexo 3.9.5 Historial de producción del pozo SSH-10,utilizando OilField Manager “OFM” 2005

SANSAHUARI – 10 T SUPERIOR

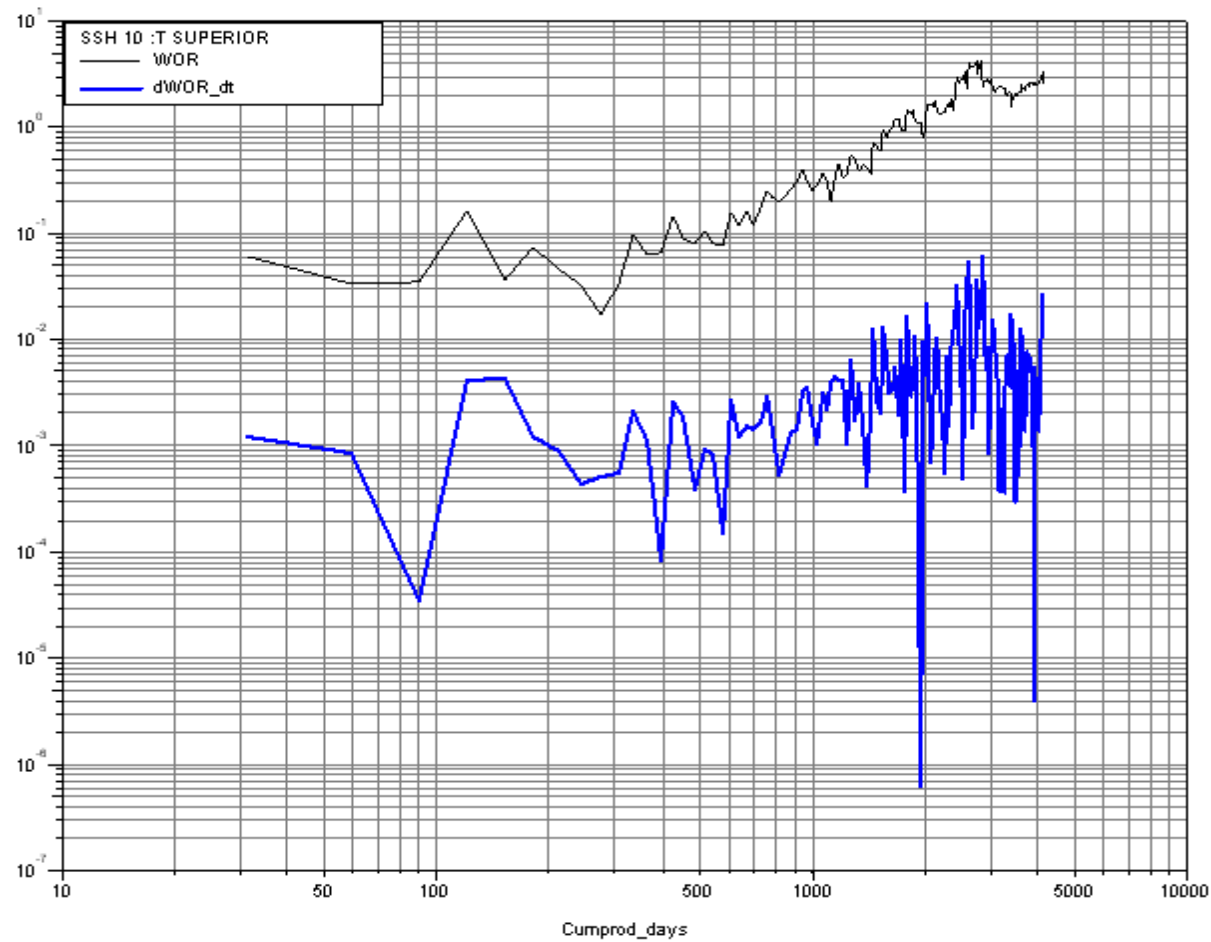
PETROLEO & AGUA vs PETROLEO ACUMULADO



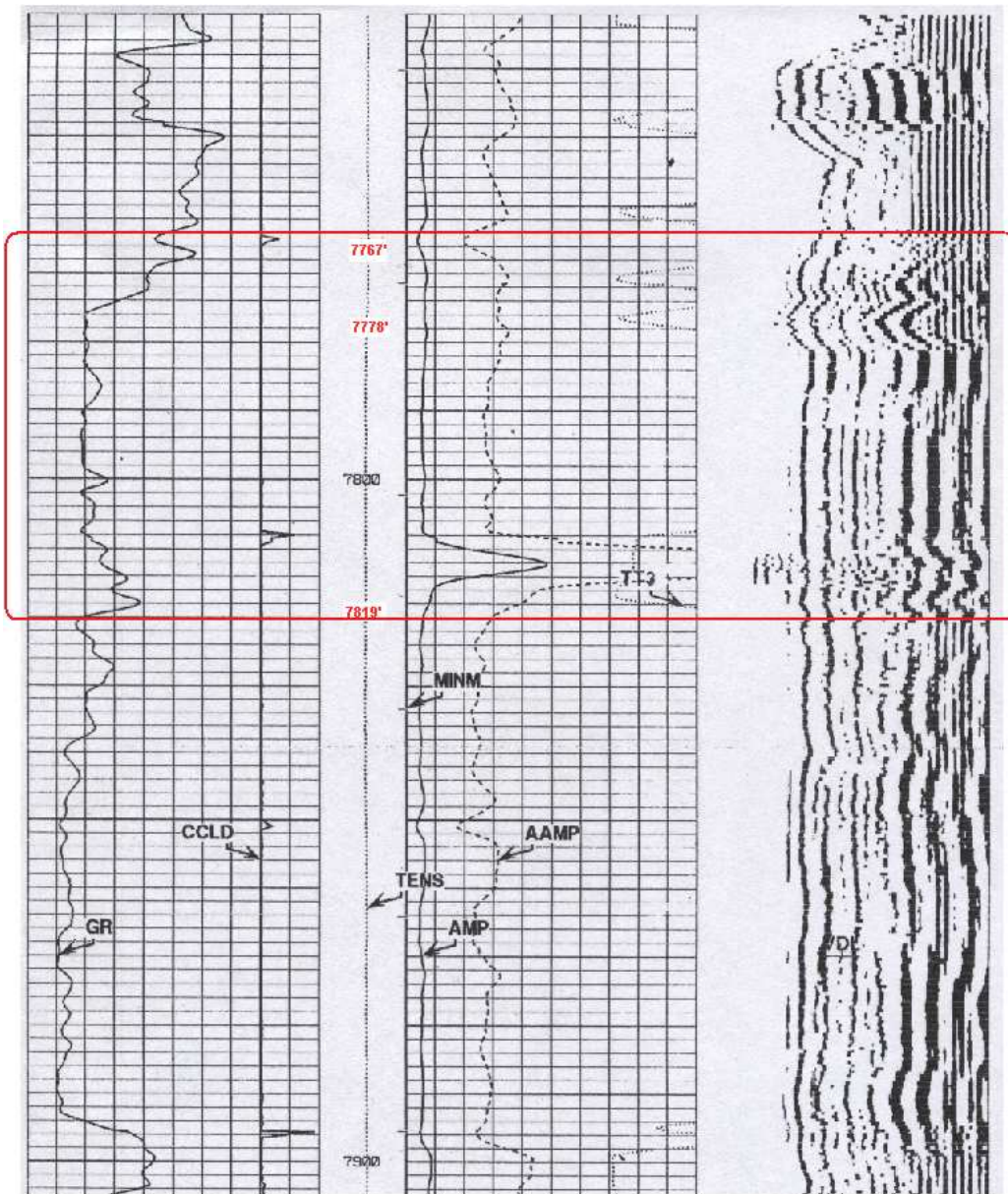
Anexo 3.9.6 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-10

SANSAHUARI – 10 T SUPERIOR

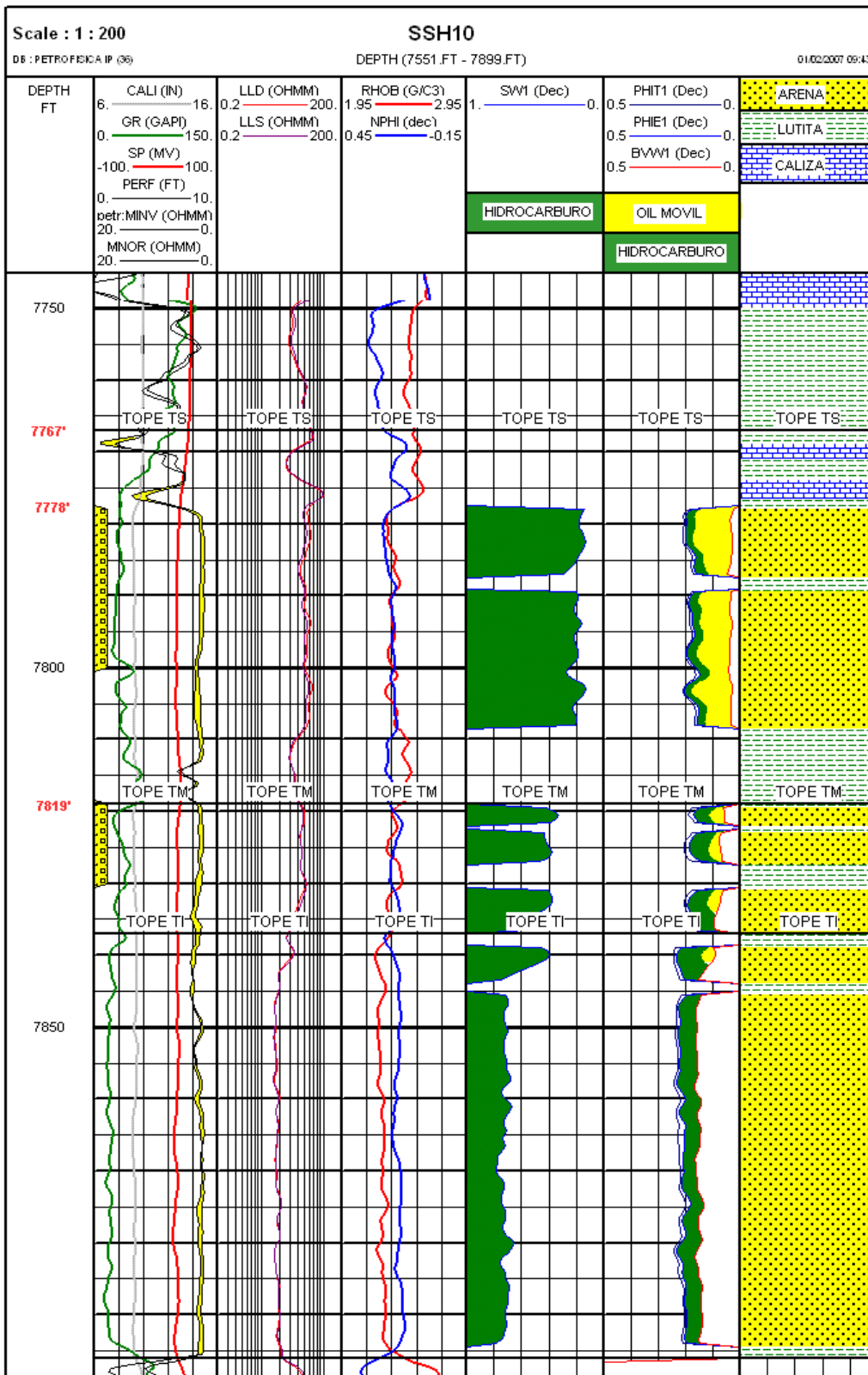
RAP, RAP' vs Tiempo



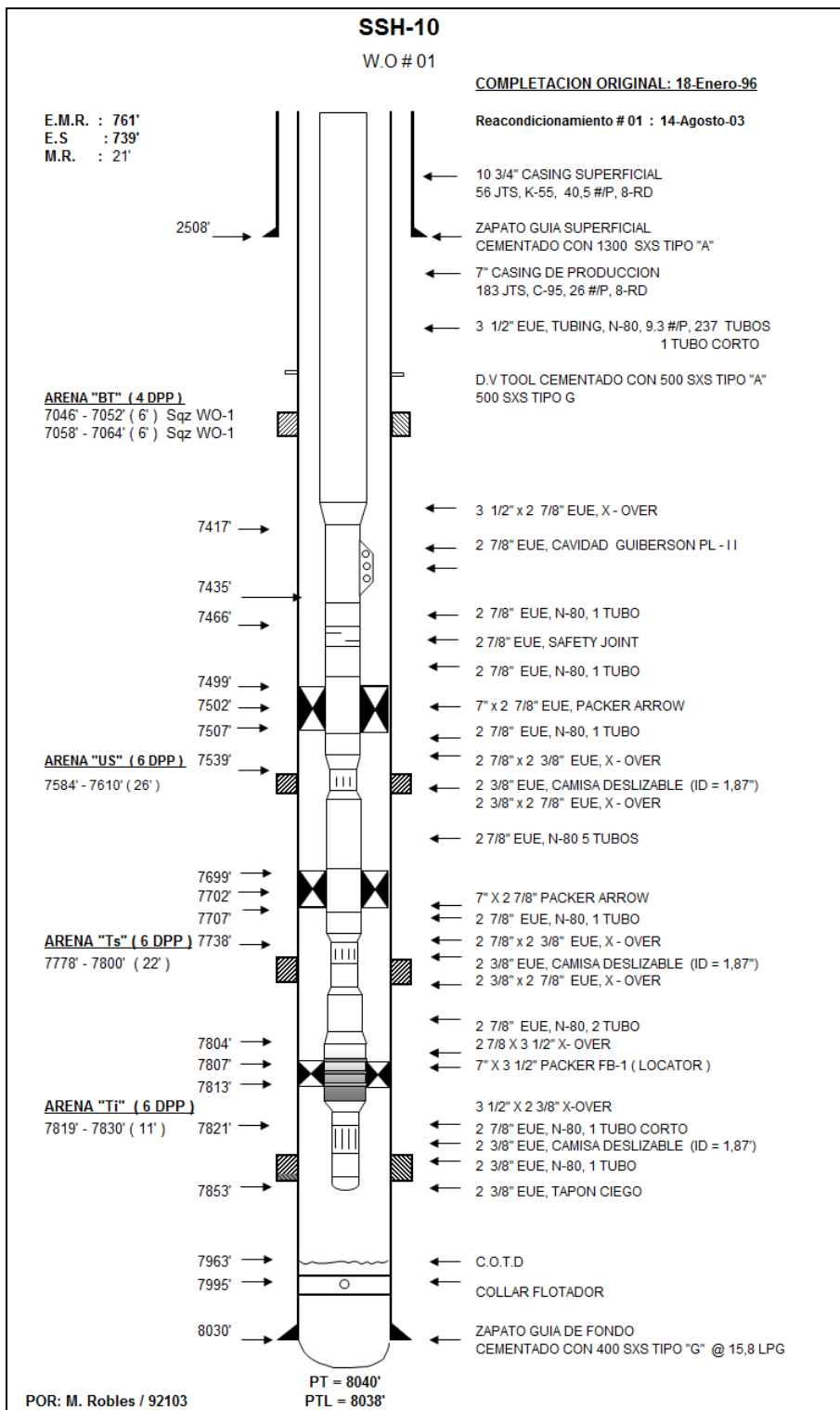
Anexo 3.9.7 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-10



Anexo 3.9.8 Registro de cementación del Pozo SSH-10

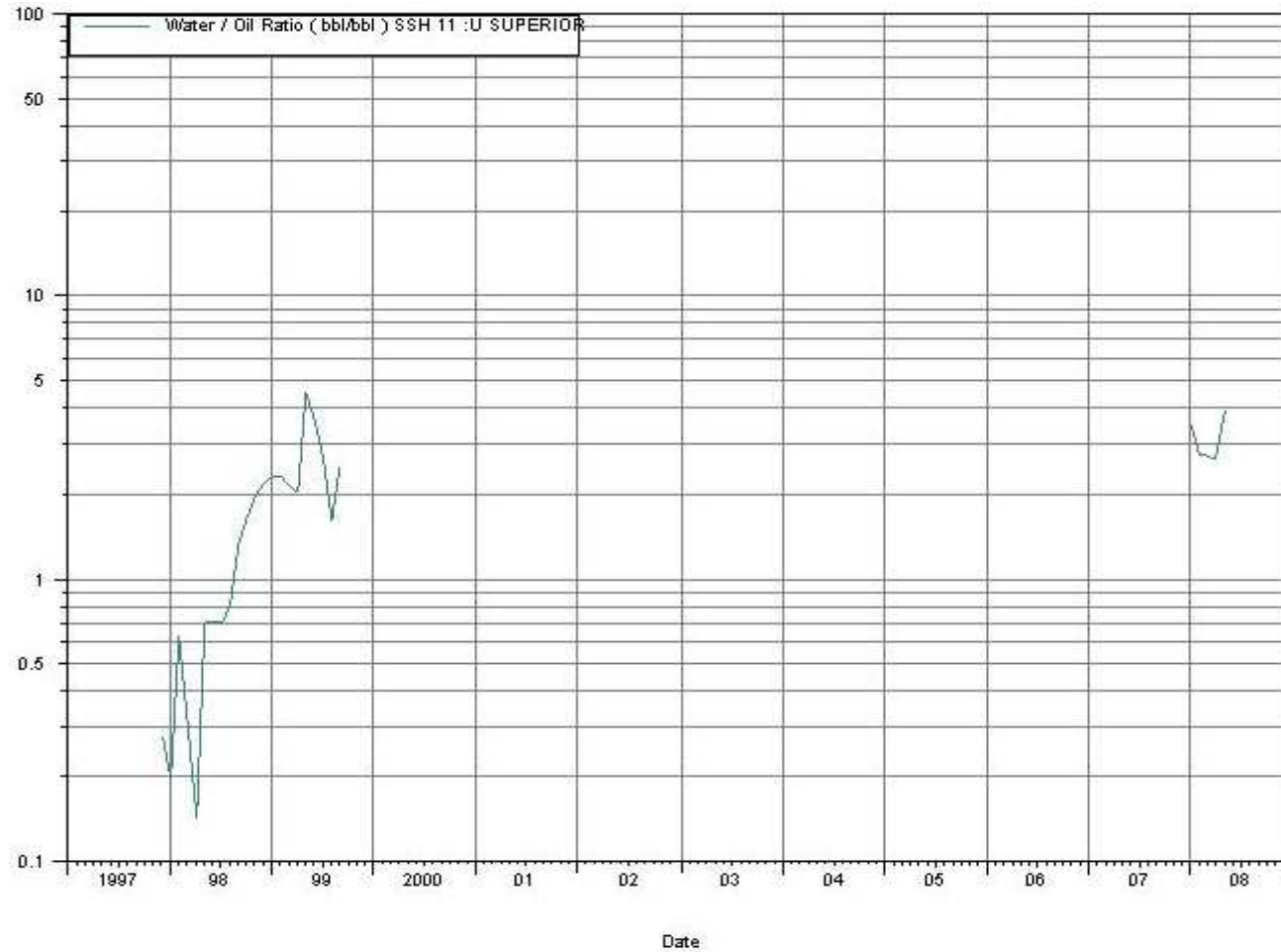


Anexo 3.9.9 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-10



Anexo 3.9.10 Diagrama de Completación del Pozo SSH-10

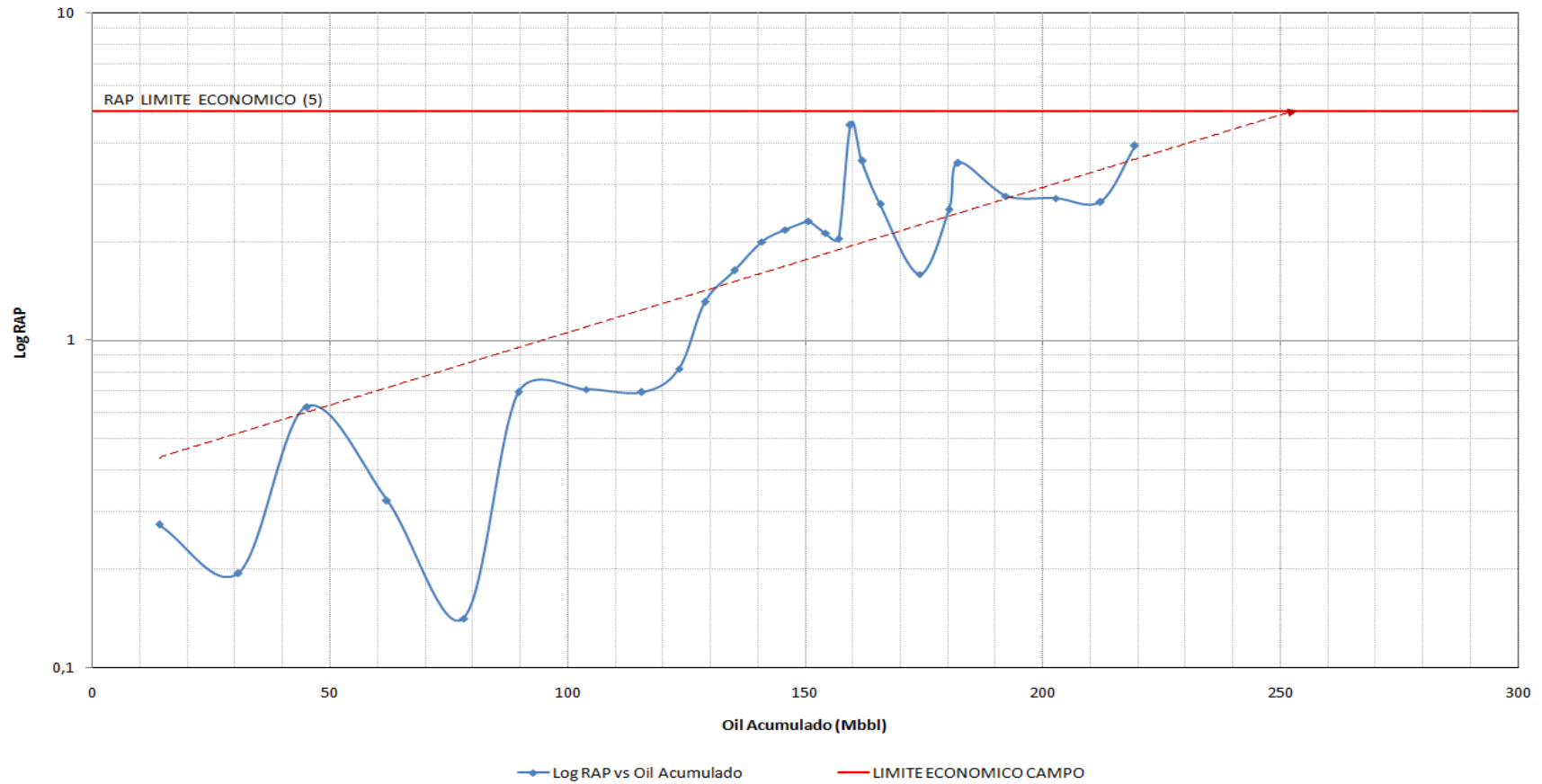
SANSAHUARI – 11 U SUPERIOR



Anexo 3.10.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-11

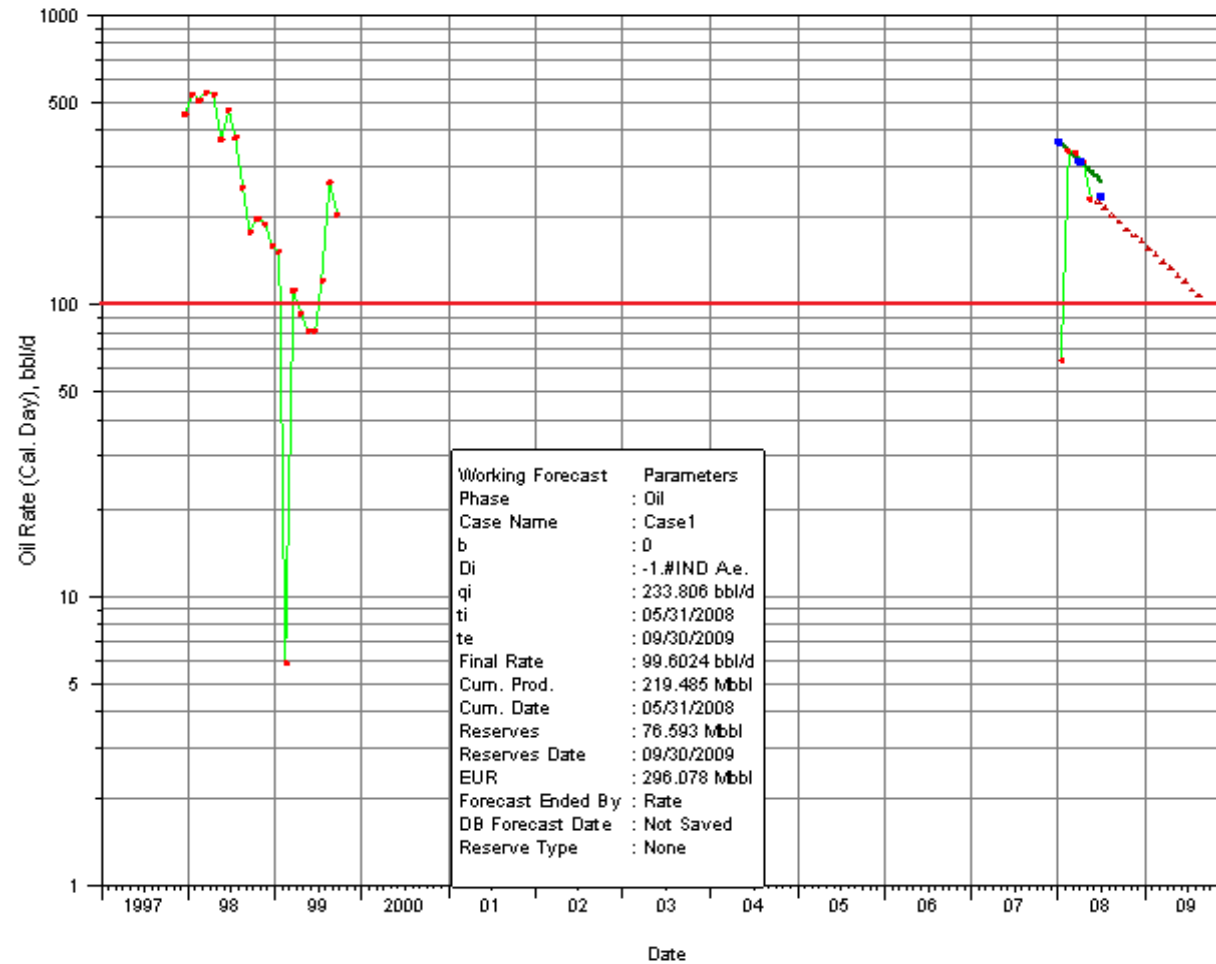
SANSAHUARI – 11 U SUPERIOR

LOG RAP vs OIL ACUMULADO



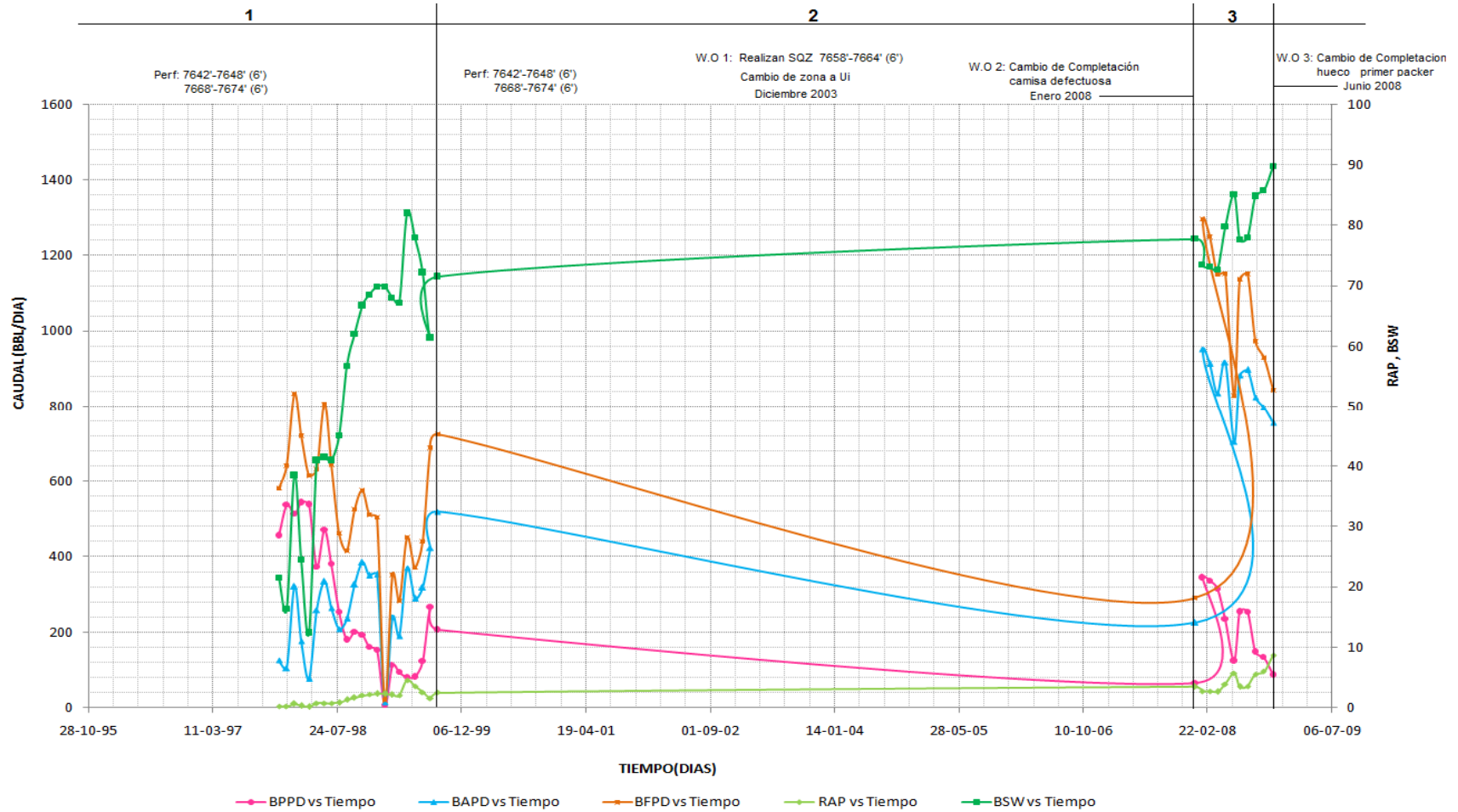
Anexo 3.10.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-11

SANSAHUARI – 11 U SUPERIOR



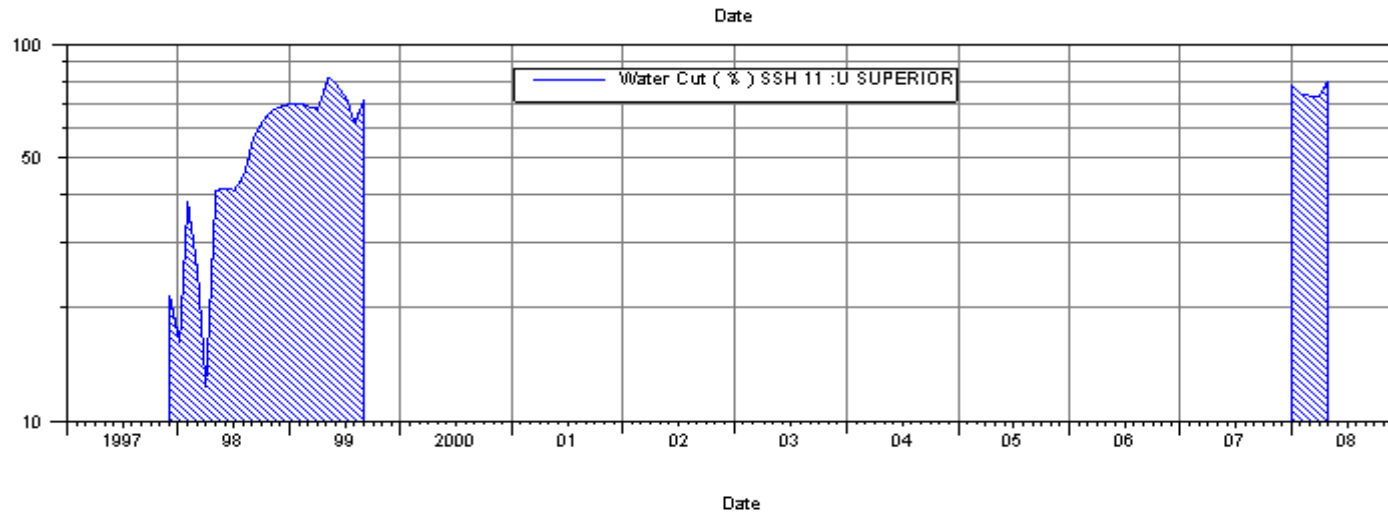
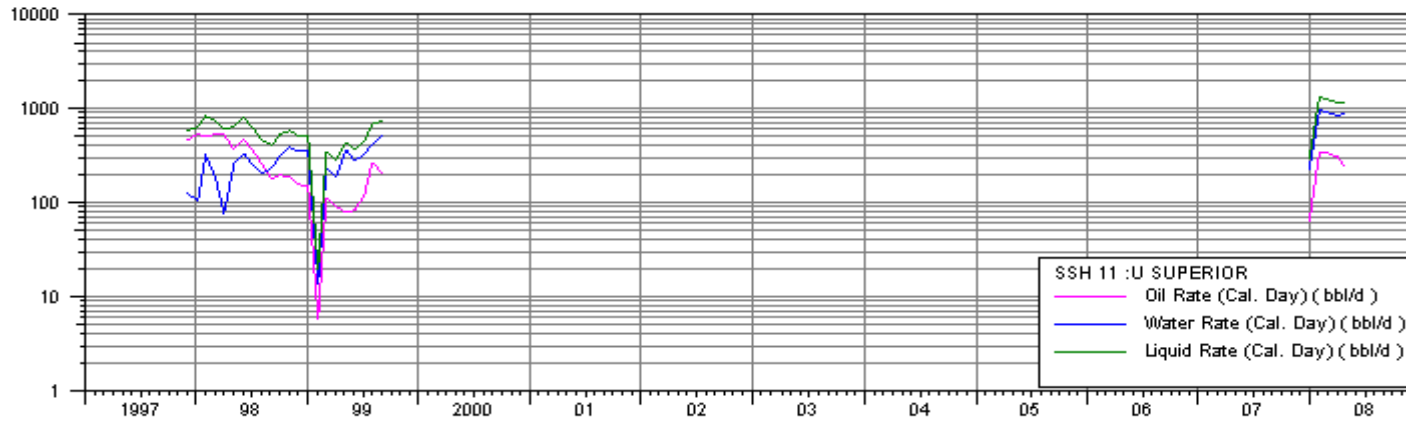
Anexo 3.10.3 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-11

SANSAHUARI – 11 U SUPERIOR



Anexo 3.10.4 Historial de producción del pozo Sansahuari-11

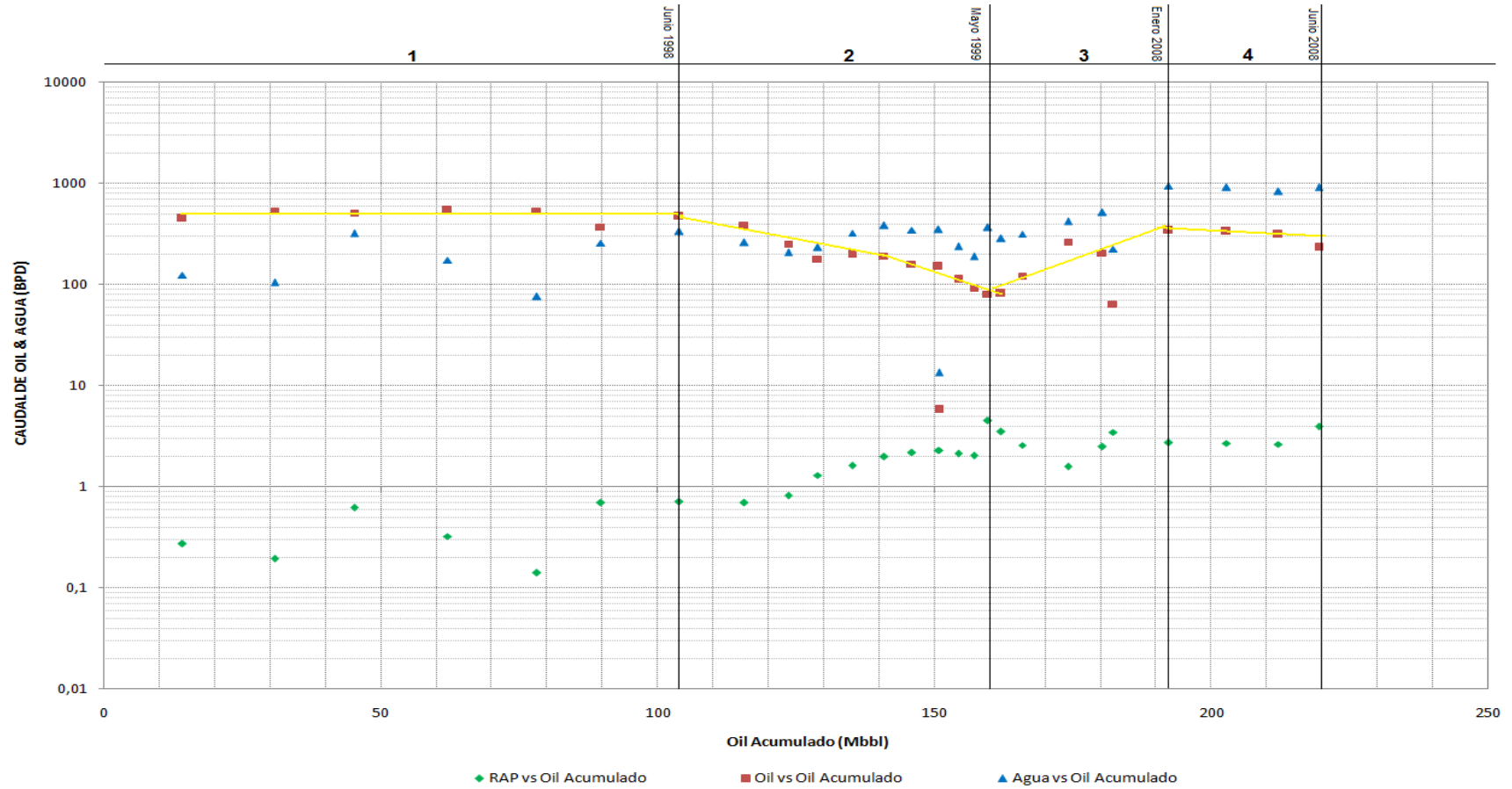
SANSAHUARI – 11 U SUPERIOR



Anexo 3.10.5 Historial de producción del pozo SSH-11, utilizando OilField Manager “OFM” 2005

SANSAHUARI – 11 U SUPERIOR

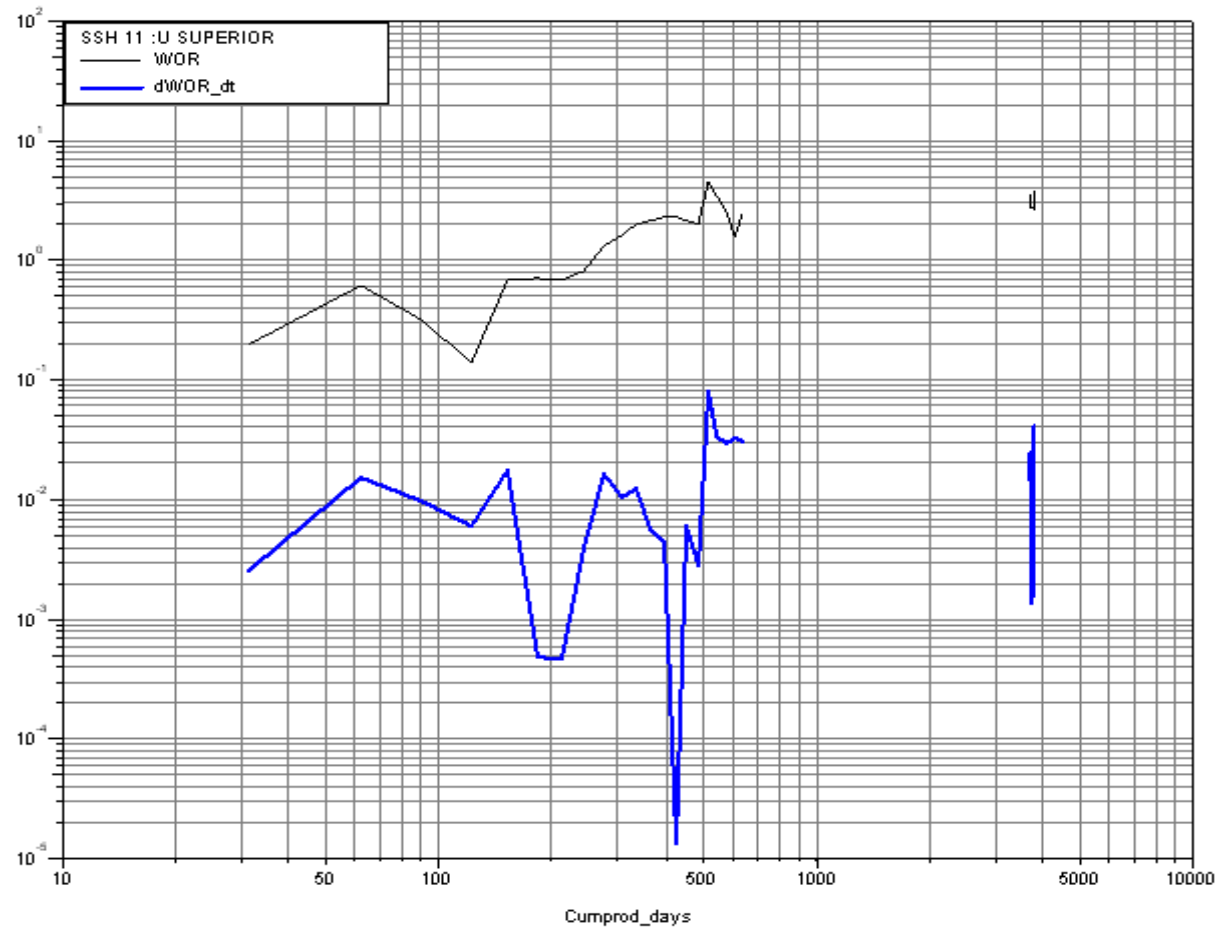
PETROLEO & AGUA vs PETROLEO ACUMULADO



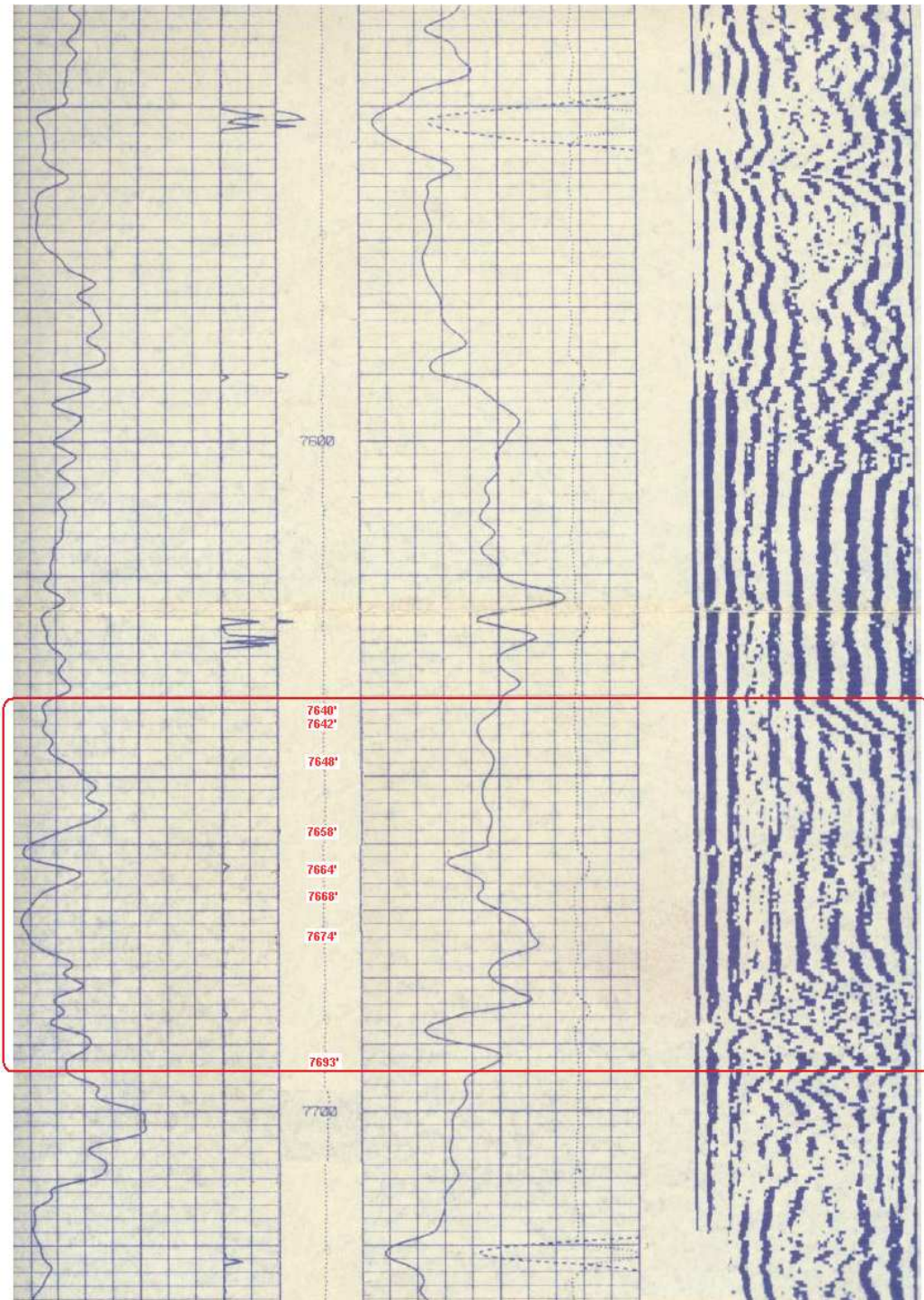
Anexo 3.10.6 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-11

SANSAHUARI – 11 U SUPERIOR

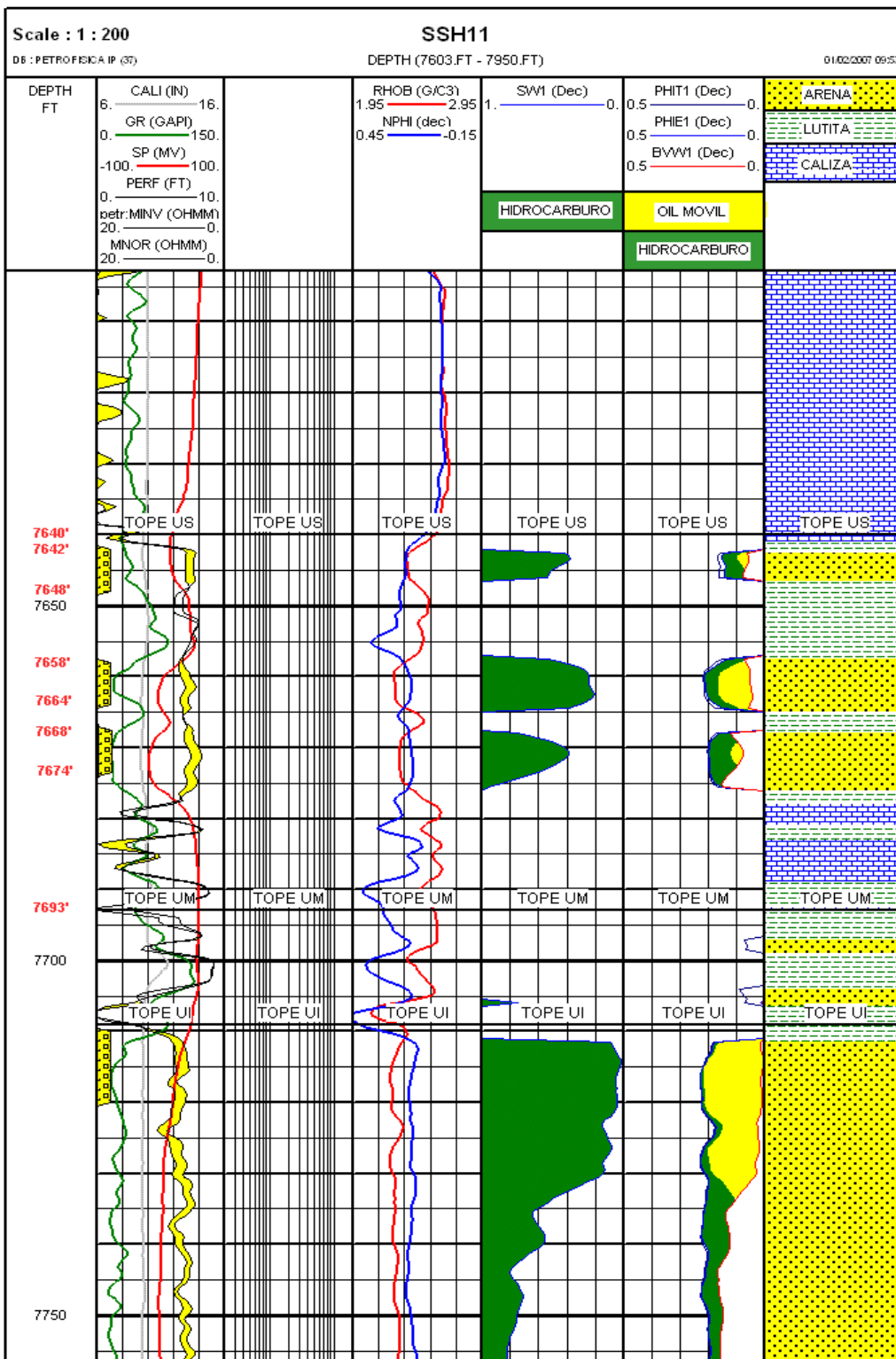
RAP, RAP' vs Tiempo



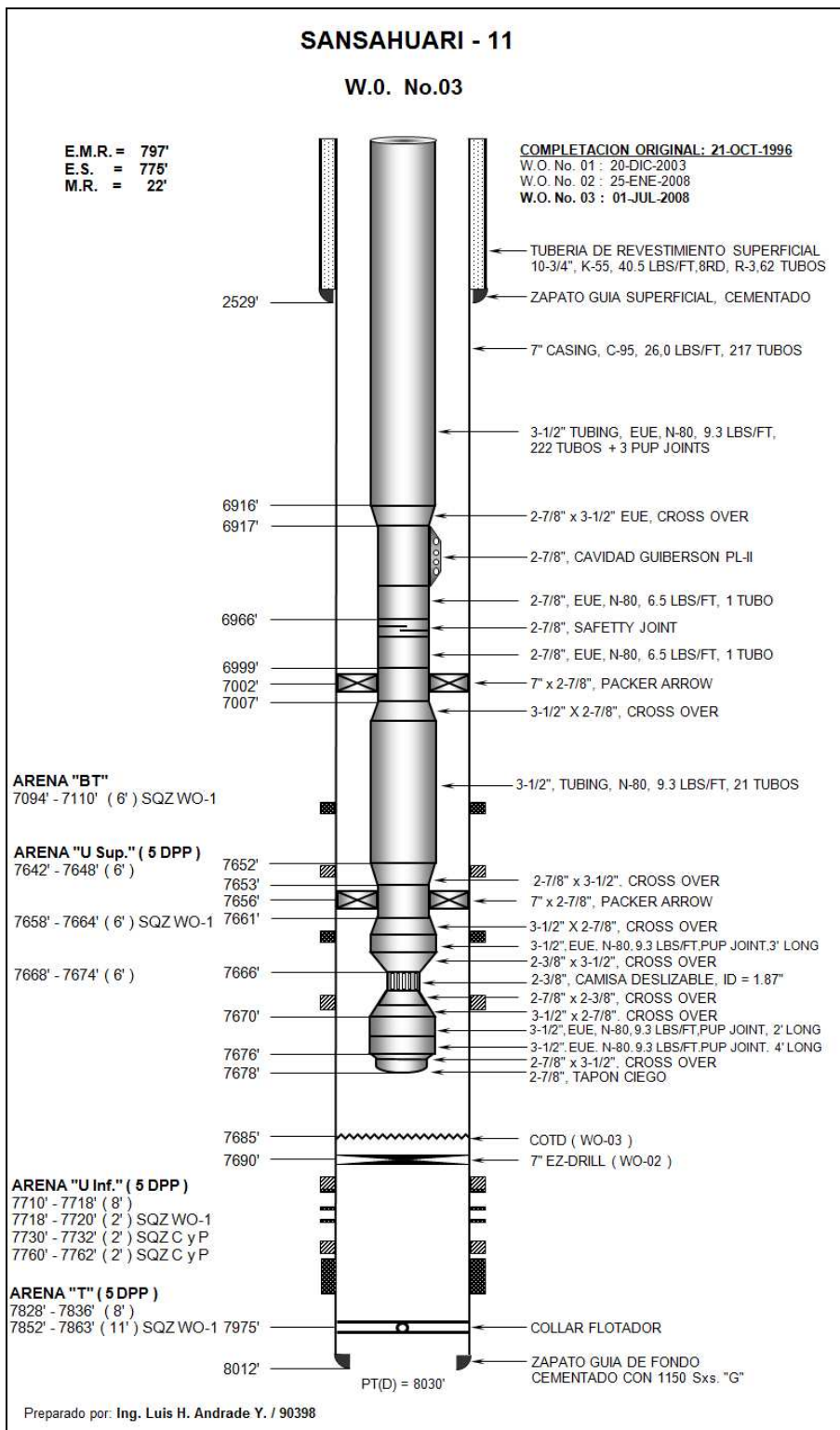
Anexo 3.10.7 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-11



Anexo 3.10.8 Registro de cementación del Pozo SSH-11

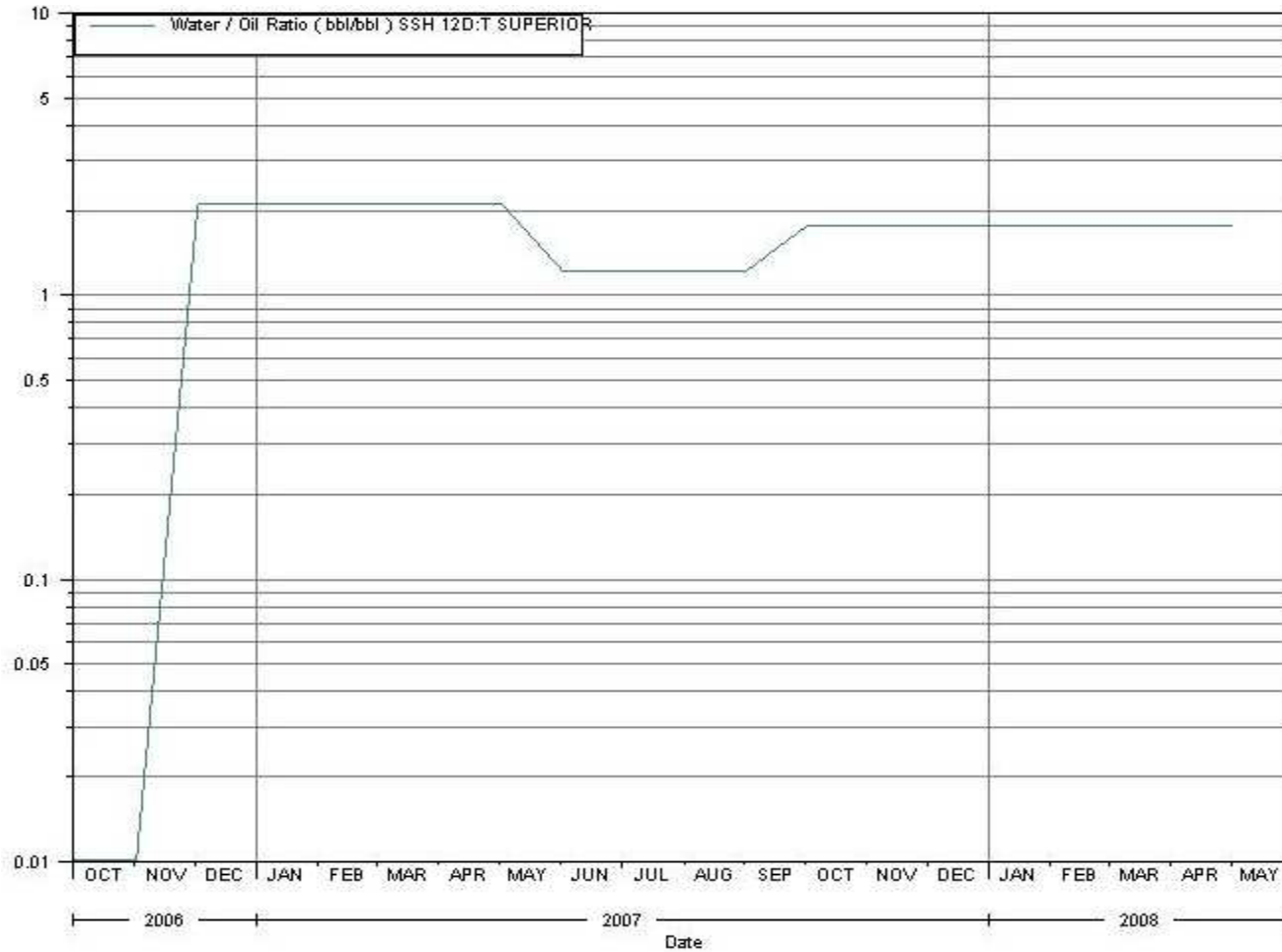


Anexo 3.10.9 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-11



Anexo 3.10.10 Diagrama de Completación del Pozo SSH-11

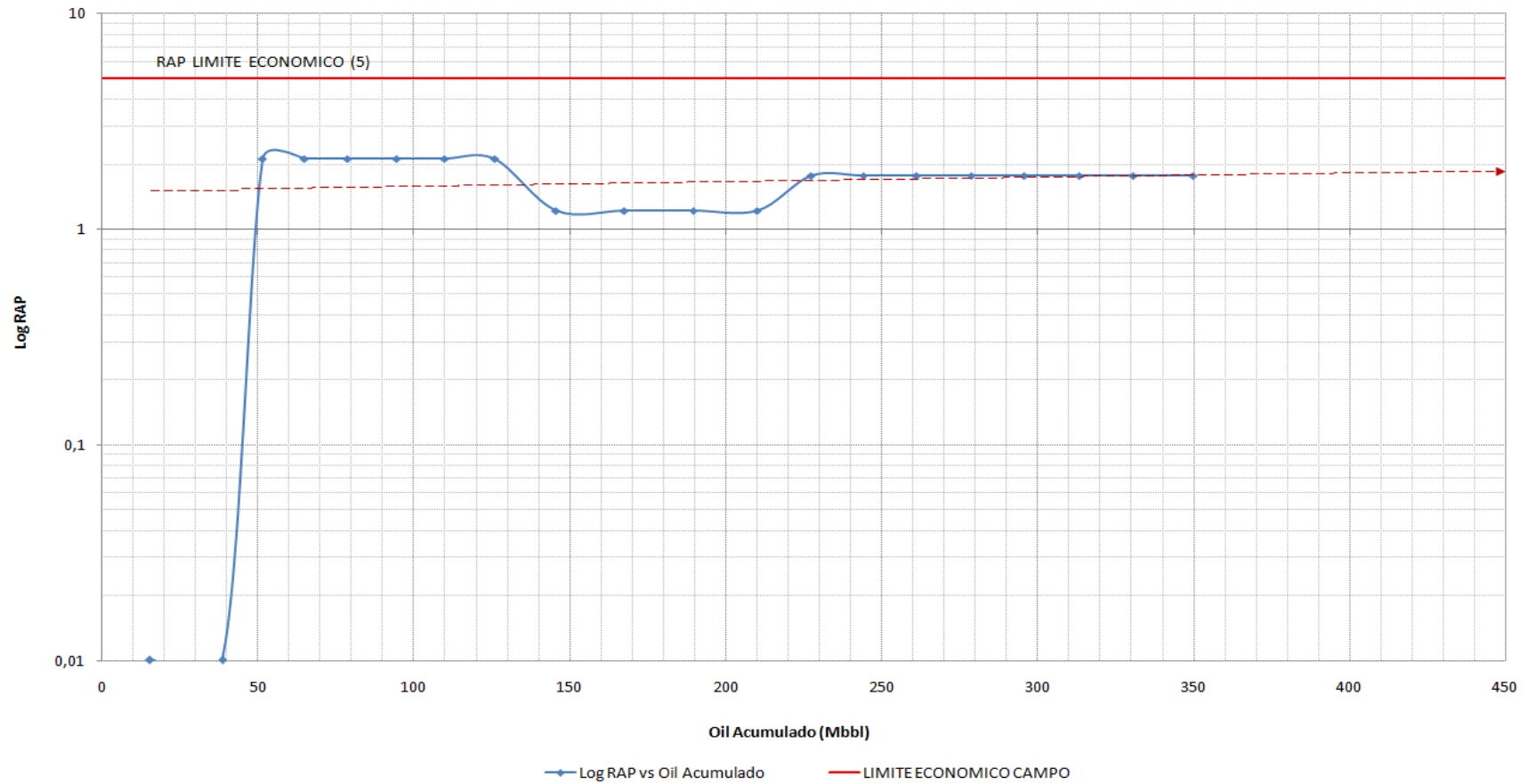
SANSAHUARI – 12D T SUPERIOR



Anexo 3.11.1 Curva log RAP vs Tiempo del pozo Sansahuari-12D

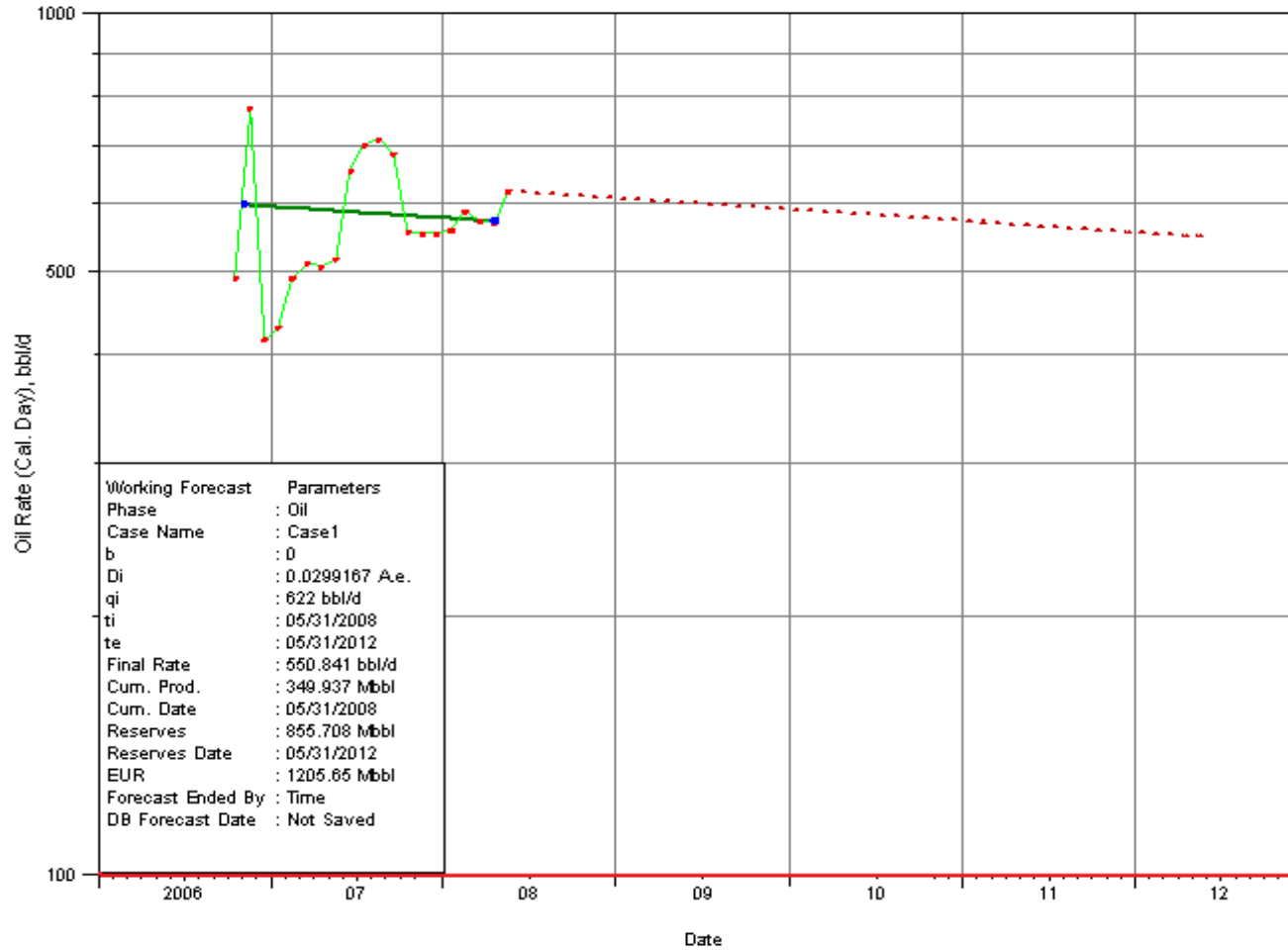
SANSAHUARI – 12D T SUPERIOR

LOG RAP vs OIL ACUMULADO



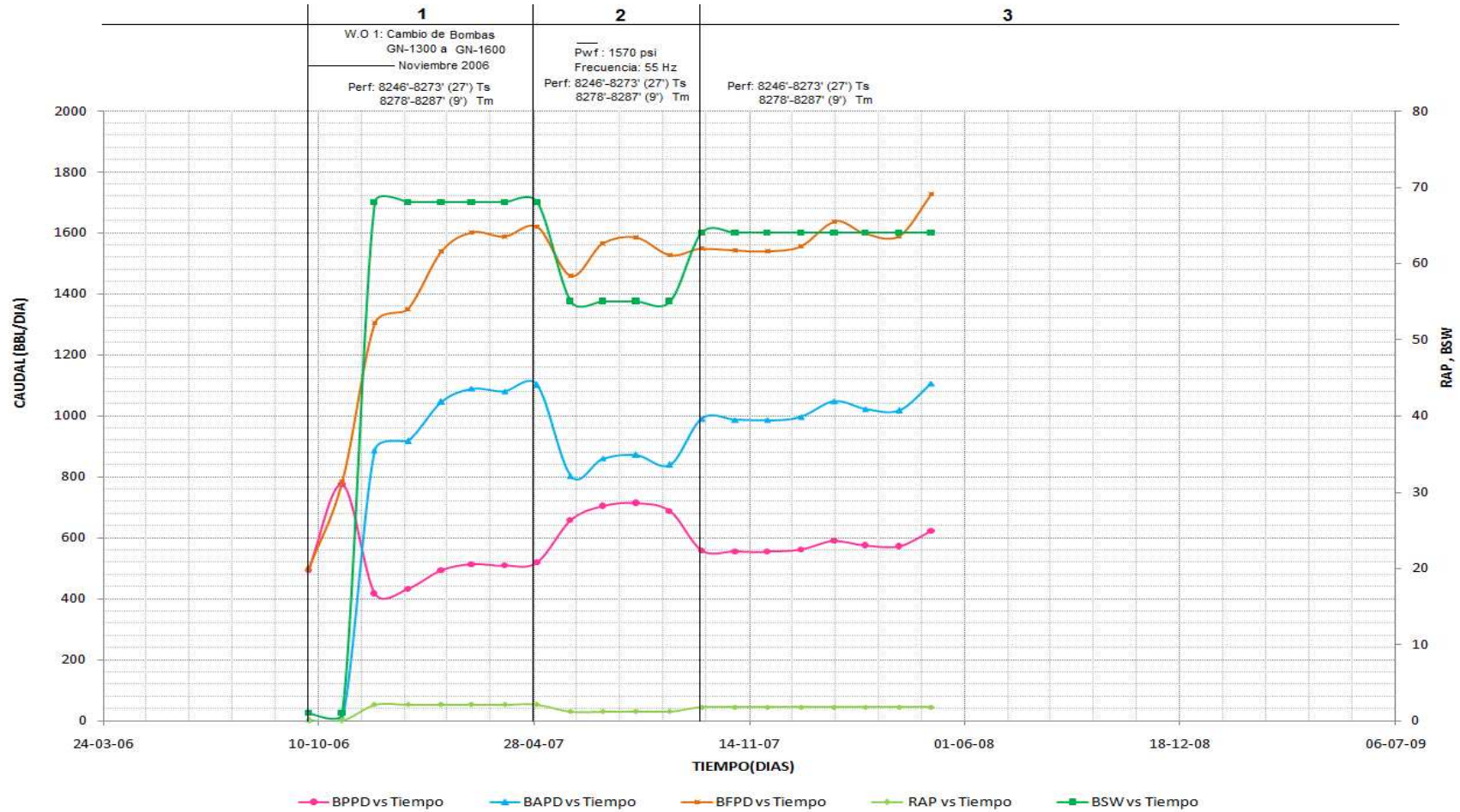
Anexo 3.11.2 Curva log RAP vs Petróleo Acumulado del pozo Sansahuari-12D

SANSAHUARI – 12D T SUPERIOR



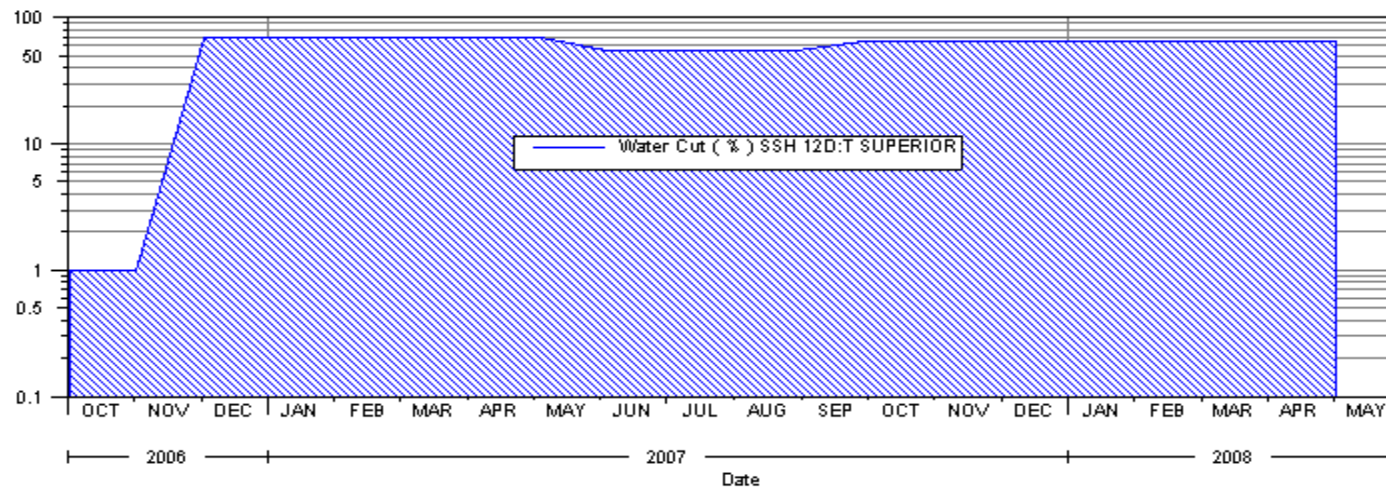
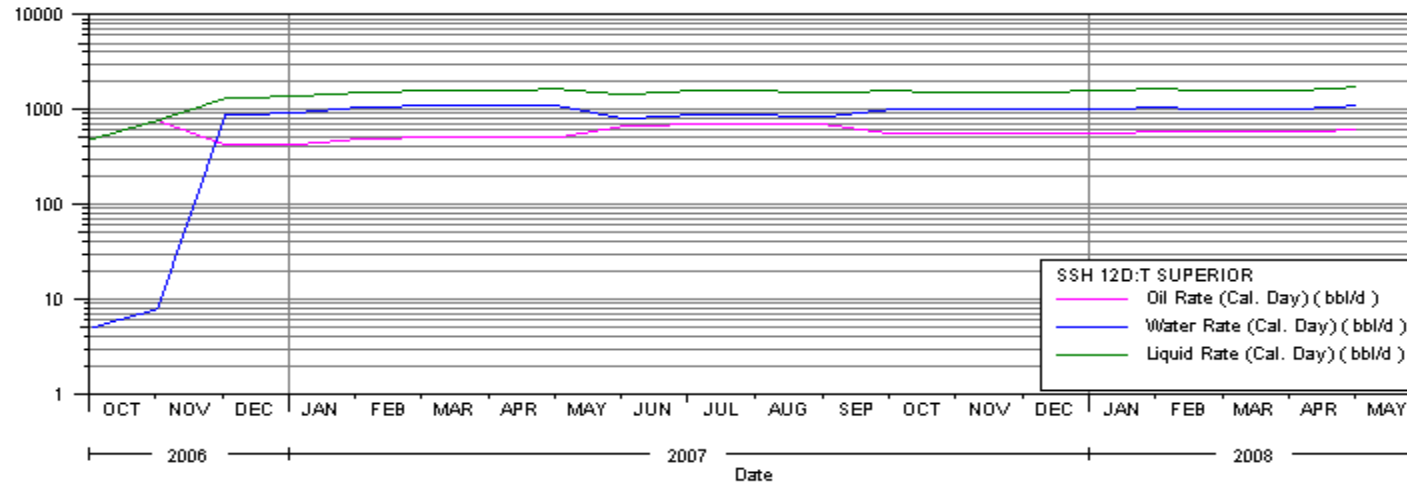
Anexo 3.11.3 Forecast de curva (pronóstico) para el pozo Sansahuari-12D

SANSAHUARI – 12D T SUPERIOR



Anexo 3.11.4 Historial de producción del pozo Sansahuari-12D

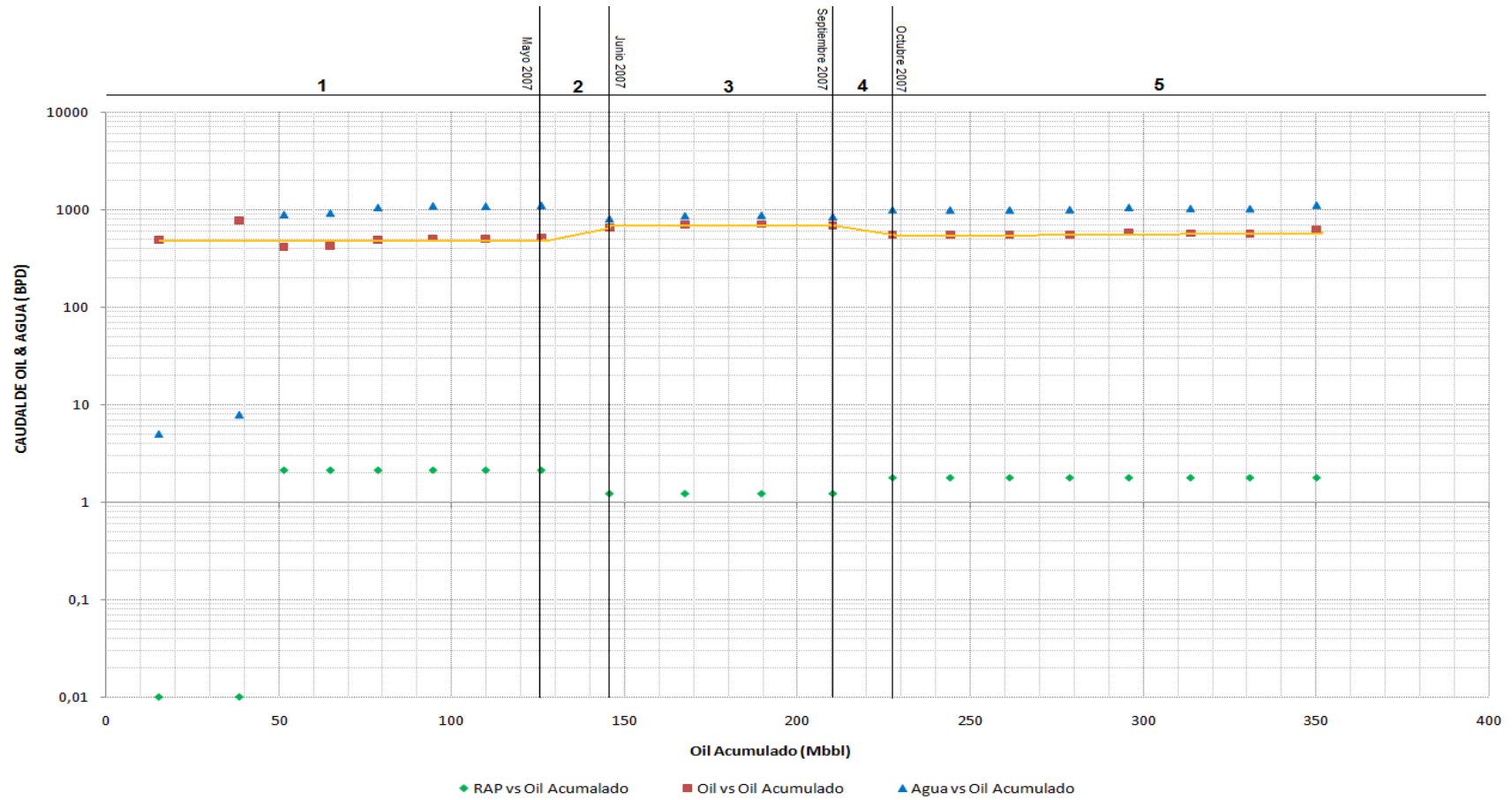
SANSAHUARI – 12D T SUPERIOR



Anexo 3.11.5 Historial de producción del pozo SSH-12D, utilizando OilField Manager “OFM” 2005

SANSAHUARI – 12D T SUPERIOR

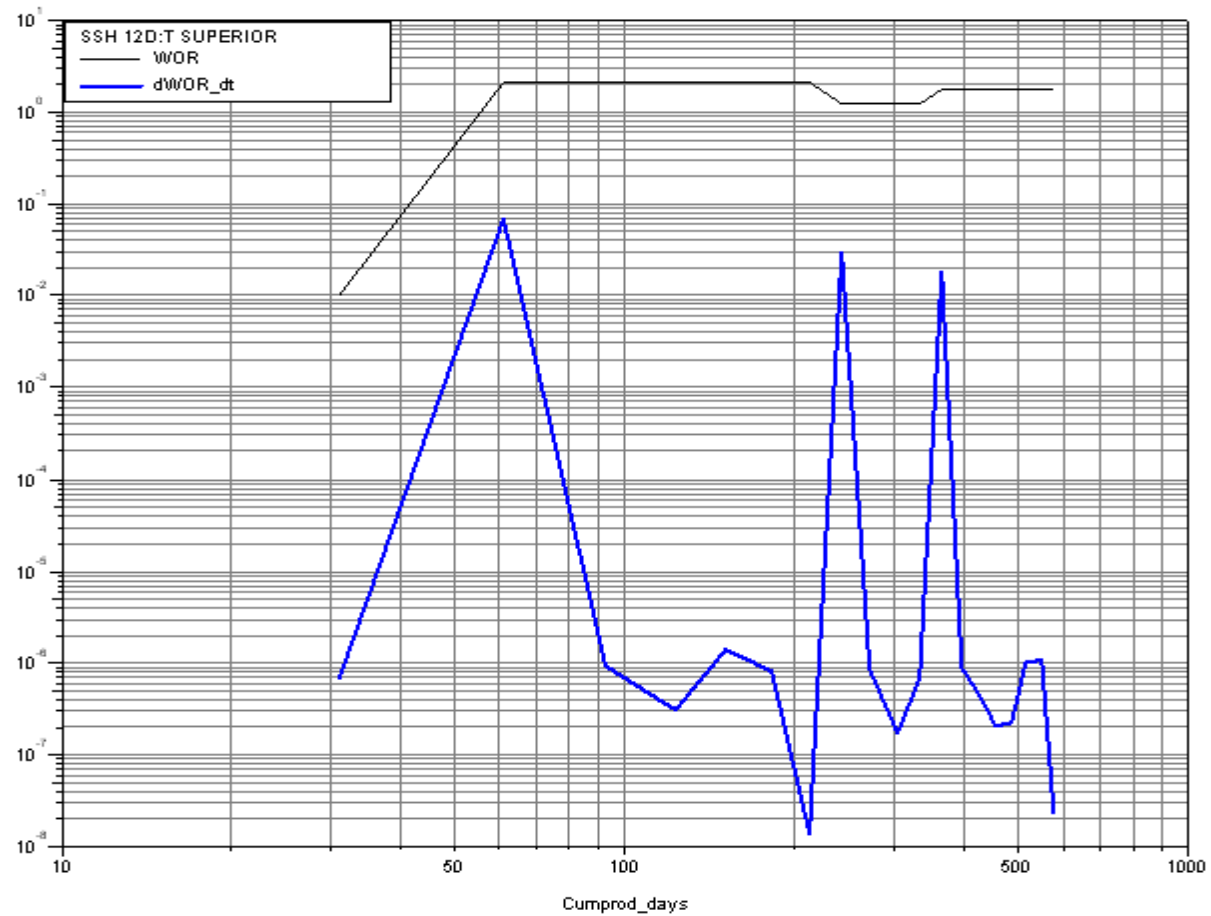
PETROLEO & AGUA vs PETROLEO ACUMULADO



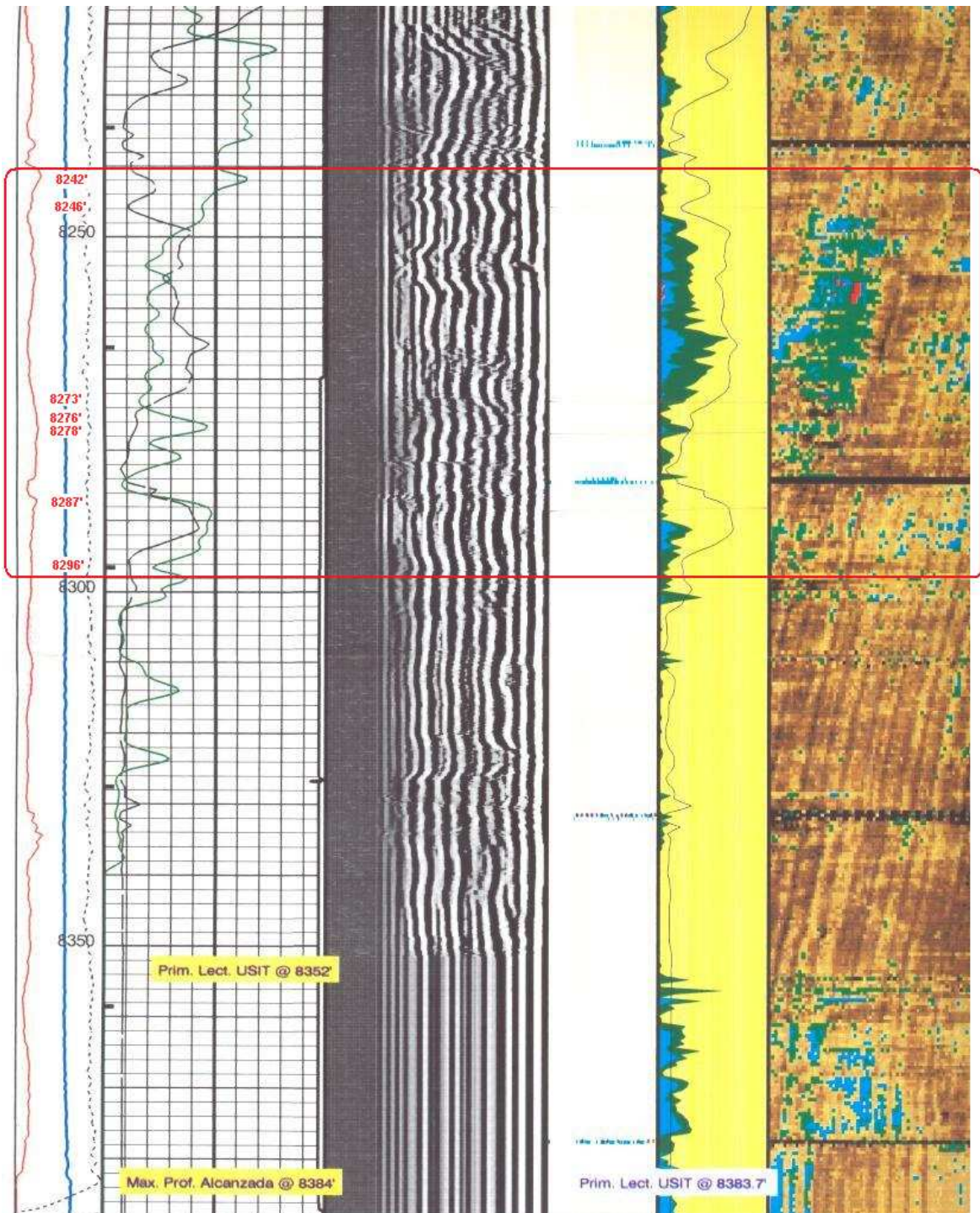
Anexo 3.11.6 Curvas petróleo, agua vs petróleo acumulado para el pozo Sansahuari-12D

SANSAHUARI – 12D T SUPERIOR

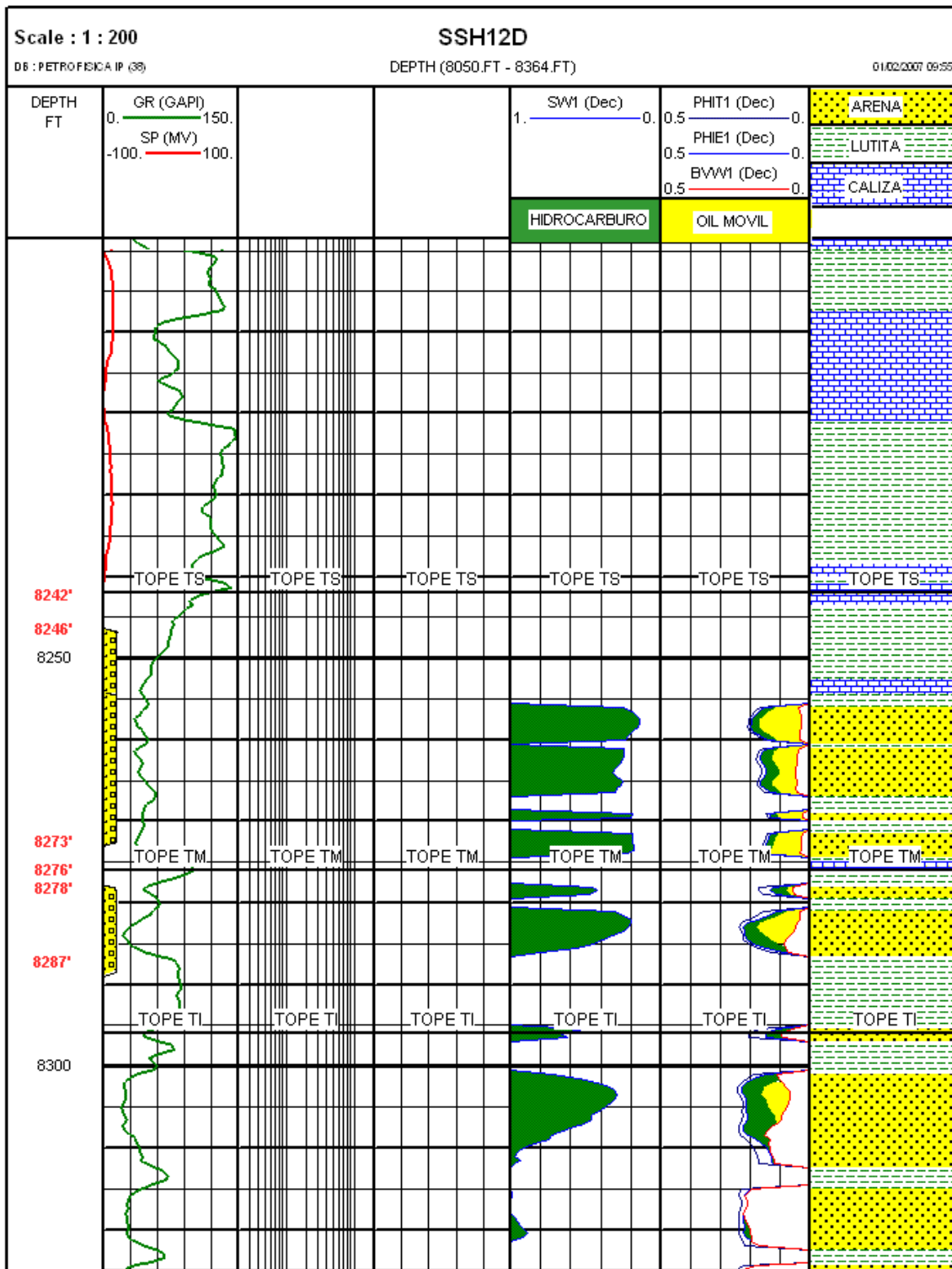
RAP, RAP' vs Tiempo



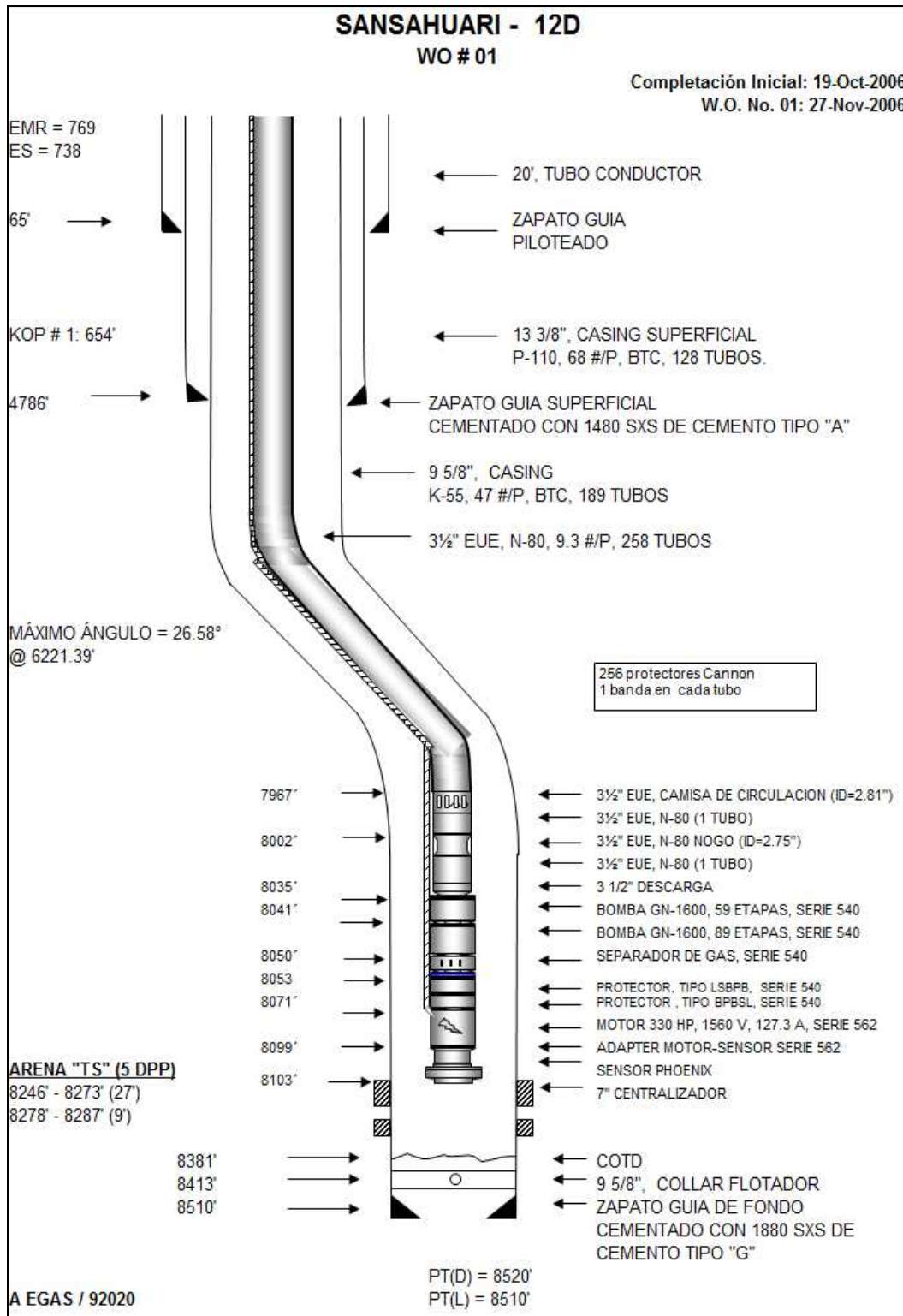
Anexo 3.11.7 Curvas RAP, RAP' vs Tiempo acumulado para el pozo Sansahuari-12D



Anexo 3.11.8 Registro de cementación del Pozo SSH-12D



Anexo 3.11.9 Registro de Saturaciones del Pozo SSH-12D



Anexo 3.11.10 Diagrama de Completación del Pozo SSH-12D

ANEXOS 4

CUY-11						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
04/08/2007	1844	188	1656	89,8	10,2	6,9
20/02/2008	2177	373	1804	82,9	17,1	

CUY-19						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
22/06/1996	1259	301	958	76,1	23,9	73,3
31/08/1996	832	809	23	2,8	97,2	

CUY-20						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
08/07/1996	974	292	682	70,0	30,0	4,0
09/09/1996	954	324	630	66,0	34,0	

PROMEDIO Ui	28,1	%
--------------------	-------------	----------

ARENA US

SSH- 07						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
07/08/2003	681	170	511	75,0	25,0	32
02/09/2003	784	444	340	43,4	56,6	

ARENA T

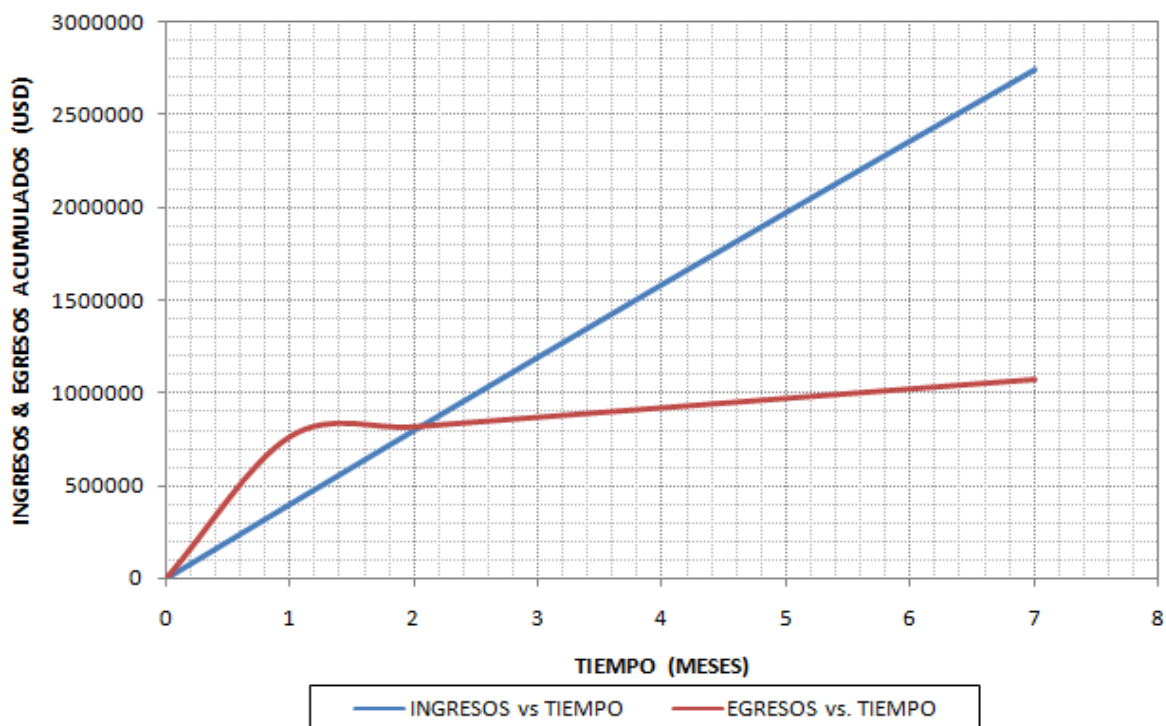
FRT -02						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
28/06/2008	694	139	555	80,0	20,0	15
10/08/2008	621	217	404	65,1	34,9	

Anexo 4.1 Historial porcentajes de producción de fluido antes y después de aplicar trabajos de SQUEEZE en pozos del Área Cuyabeno.

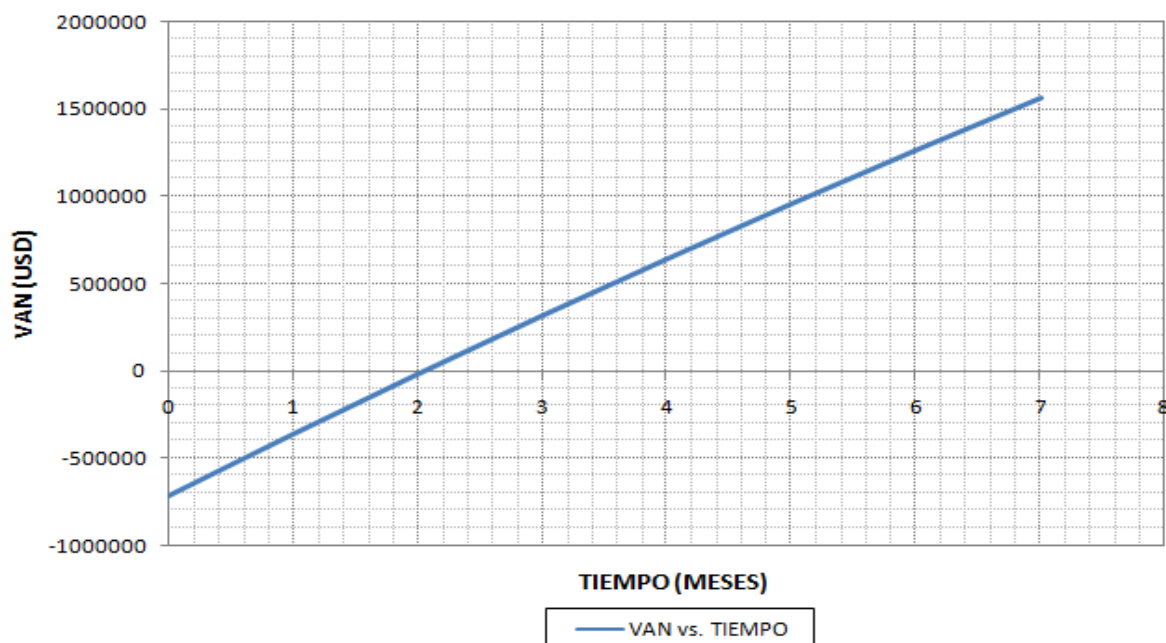
SSH-02 Ui TRATAMIENTO QUIMICO						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
ANTES	601	202	399	66,4	33,6	35,0
AGUA			210	35,0		
FLUIDO	391	202	189			
DESPUES	391	268	123	31,4	68,6	
SSH-07 Ui TRATAMIENTO QUIMICO						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
ANTES	1489	251	1238	83,1	16,9	35,0
AGUA			521	35,0		
FLUIDO	968	251	717			
DESPUES	968	502	466	48,1	51,9	
SSH-09 Us TRATAMIENTO QUIMICO						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
ANTES	818	153	665	81,3	18,7	35,0
AGUA			286	35,0		
FLUIDO	532	153	379			
DESPUES	532	286	246	46,3	53,7	
SSH-10 Ts TRATAMIENTO QUIMICO						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
ANTES	707	201	506	71,6	28,4	35,0
AGUA			247	35,0		
FLUIDO	460	201	259			
DESPUES	460	291	168	36,6	63,4	
SSH-11 Us TRATAMIENTO QUIMICO						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
ANTES	755	144	611	80,9	19,1	35,0
AGUA			264	35,0		
FLUIDO	491	144	347			
DESPUES	491	265	225	45,9	54,1	
SSH-08 Ts TRATAMIENTO CON SQUEEZE						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
ANTES	746	182	564	75,6	24,4	15,0
AGUA			112	15,0		
FLUIDO	634	182	452			
DESPUES	634	250	384	60,6	39,4	
SSH-12D Ts TRATAMIENTO CON SQUEEZE						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	OIL %	REDUCCION %
ANTES	1540	556	984	63,9	36,1	15,0
AGUA			231	15,0		
FLUIDO	1309	556	753			
DESPUES	1309	669	640	48,9	51,1	

Anexo 4.2 Reducción del corte de agua de los pozos seleccionados del Campo Sansahuari aplicando tratamiento con Squeeze y tratamiento químico.

INGRESOS Y EGRESOS TOTALES ACUMULADOS VS. TIEMPO

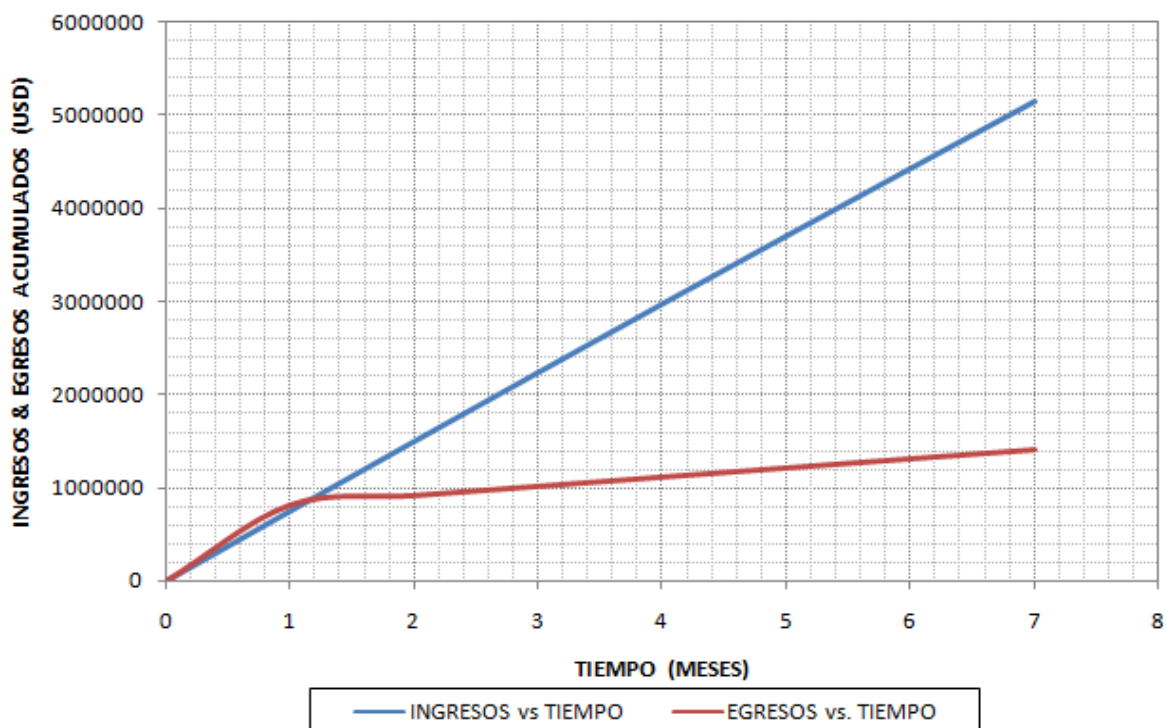


RECUPERACIÓN DE VALORES (VAN) vs TIEMPO

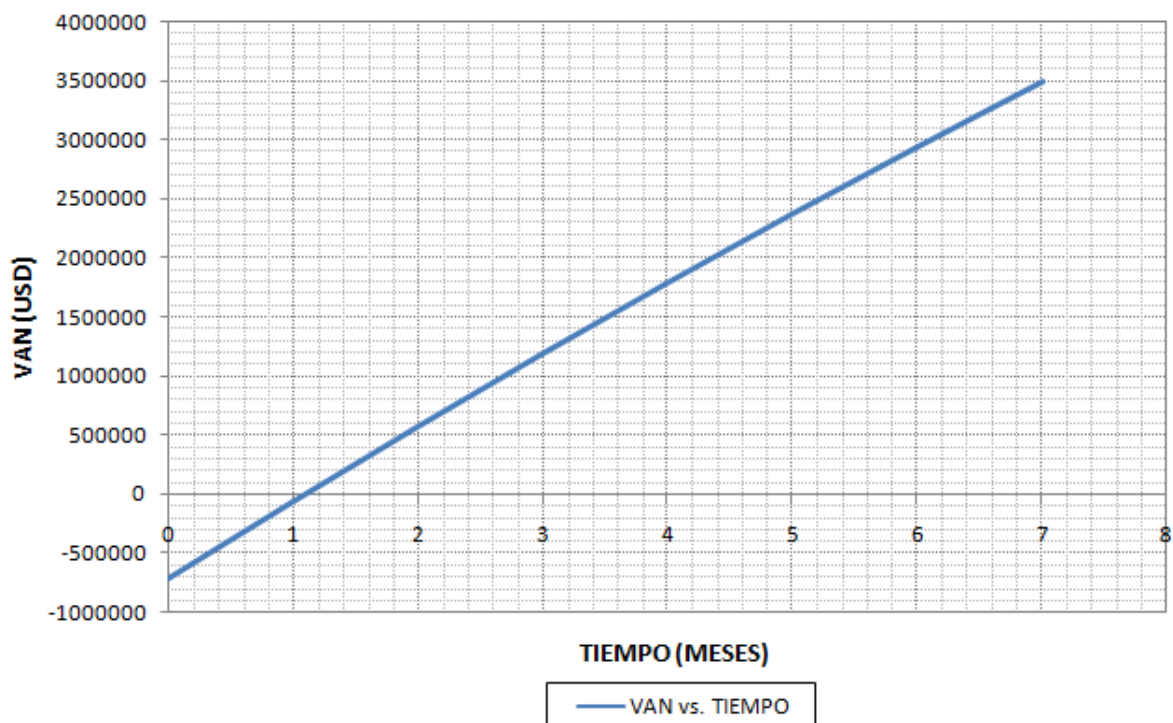


Anexo 4.5.1 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-02 arena Ui.

INGRESOS Y EGRESOS TOTALES ACUMULADOS VS. TIEMPO

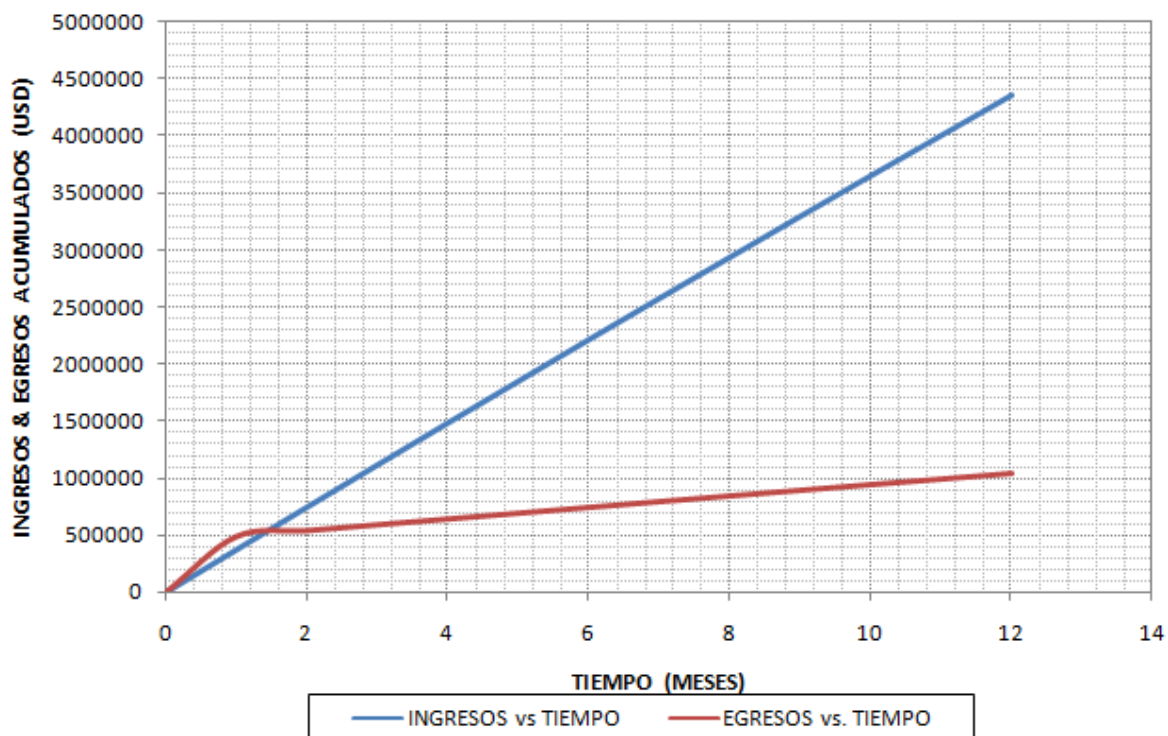


RECUPERACIÓN DE VALORES (VAN) vs TIEMPO

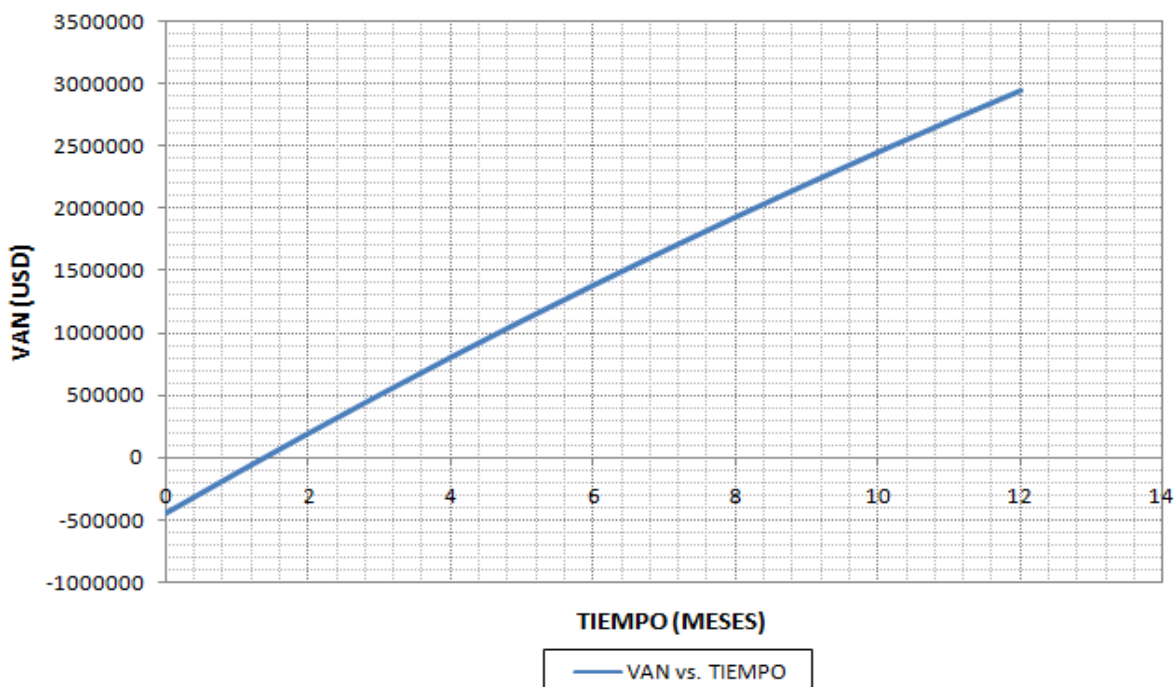


Anexo 4.5.2 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-07 arena Ui.

INGRESOS Y EGRESOS TOTALES ACUMULADOS VS. TIEMPO

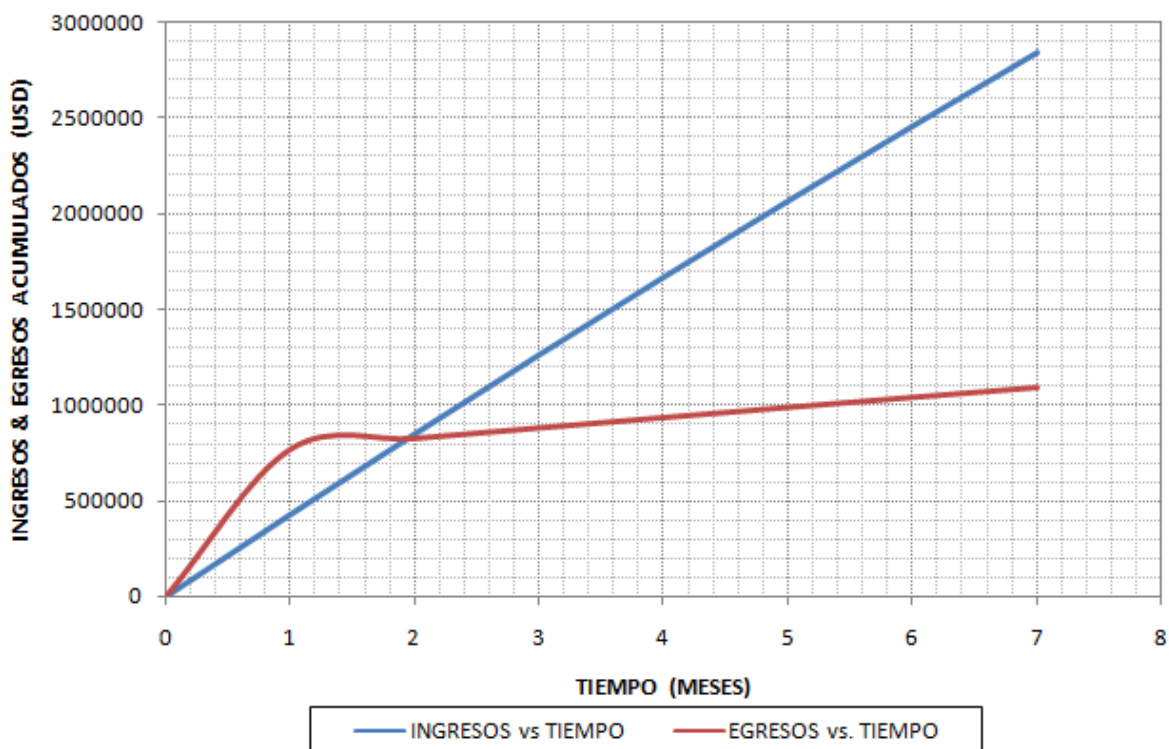


RECUPERACIÓN DE VALORES (VAN) vs TIEMPO

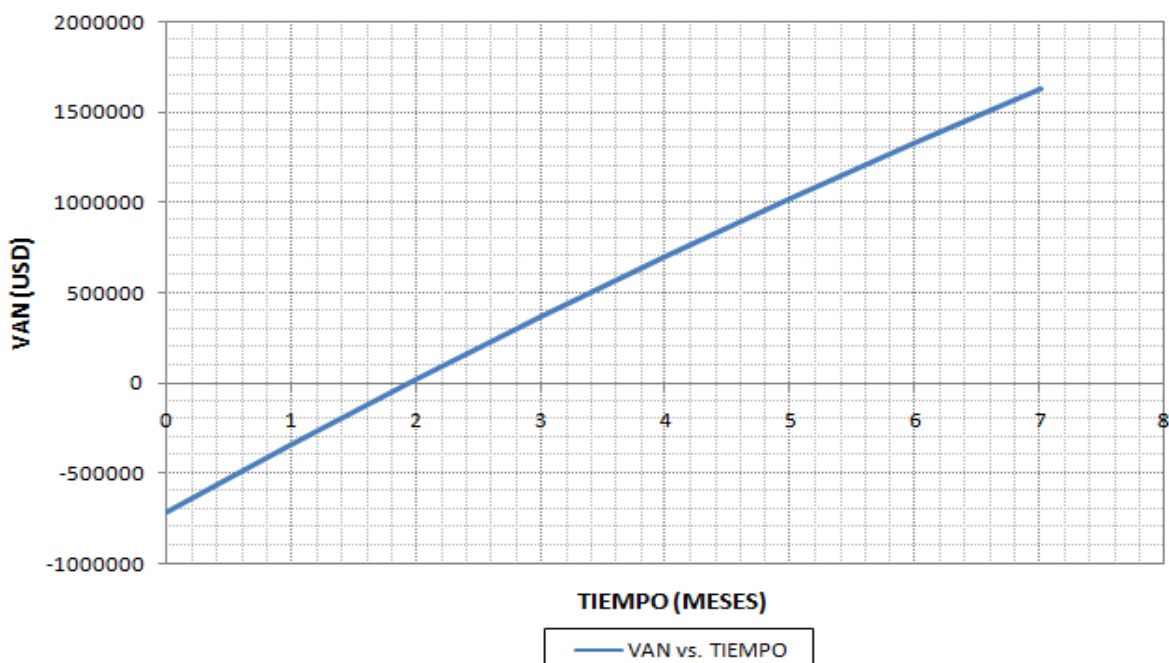


Anexo 4.5.3 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-08 arena Ts.

INGRESOS Y EGRESOS TOTALES ACUMULADOS VS. TIEMPO

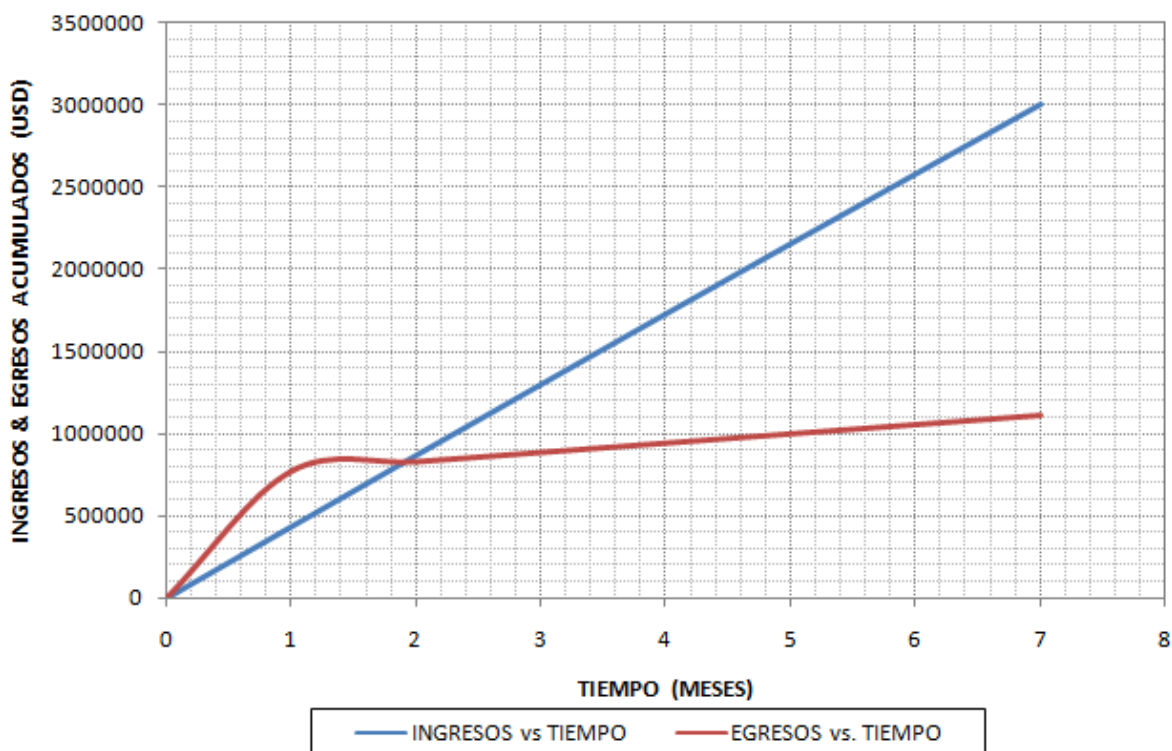


RECUPERACIÓN DE VALORES (VAN) vs TIEMPO

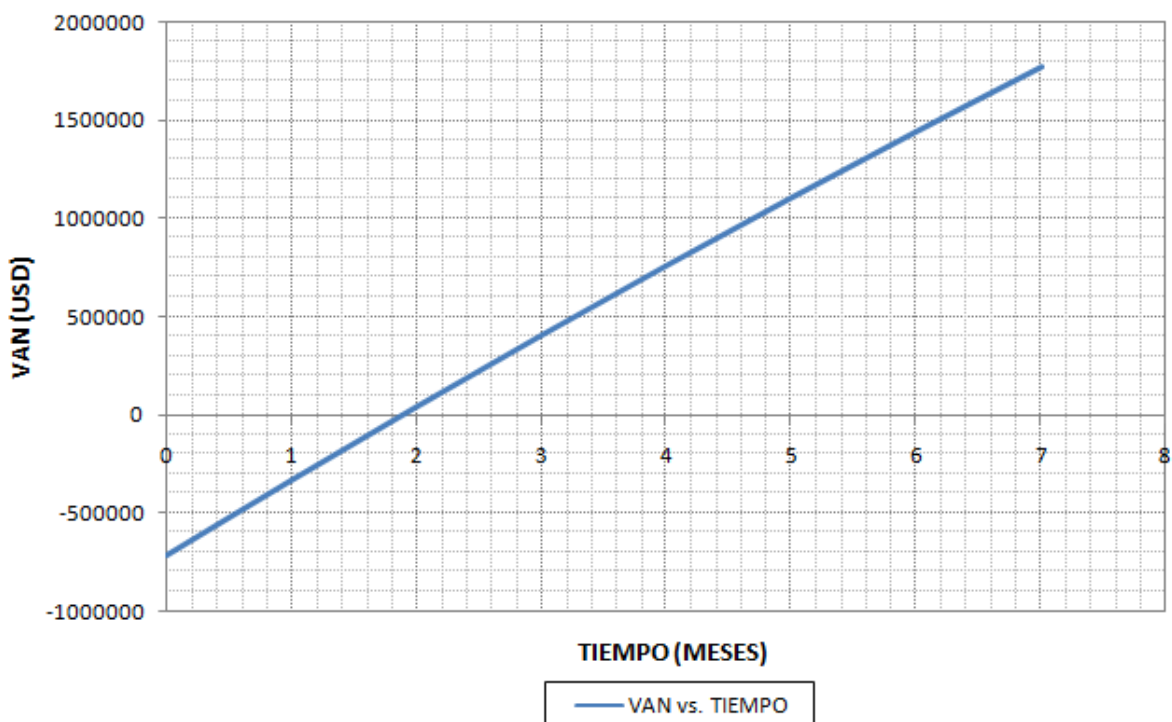


Anexo 4.5.4 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-09 arena Us.

INGRESOS Y EGRESOS TOTALES ACUMULADOS VS. TIEMPO

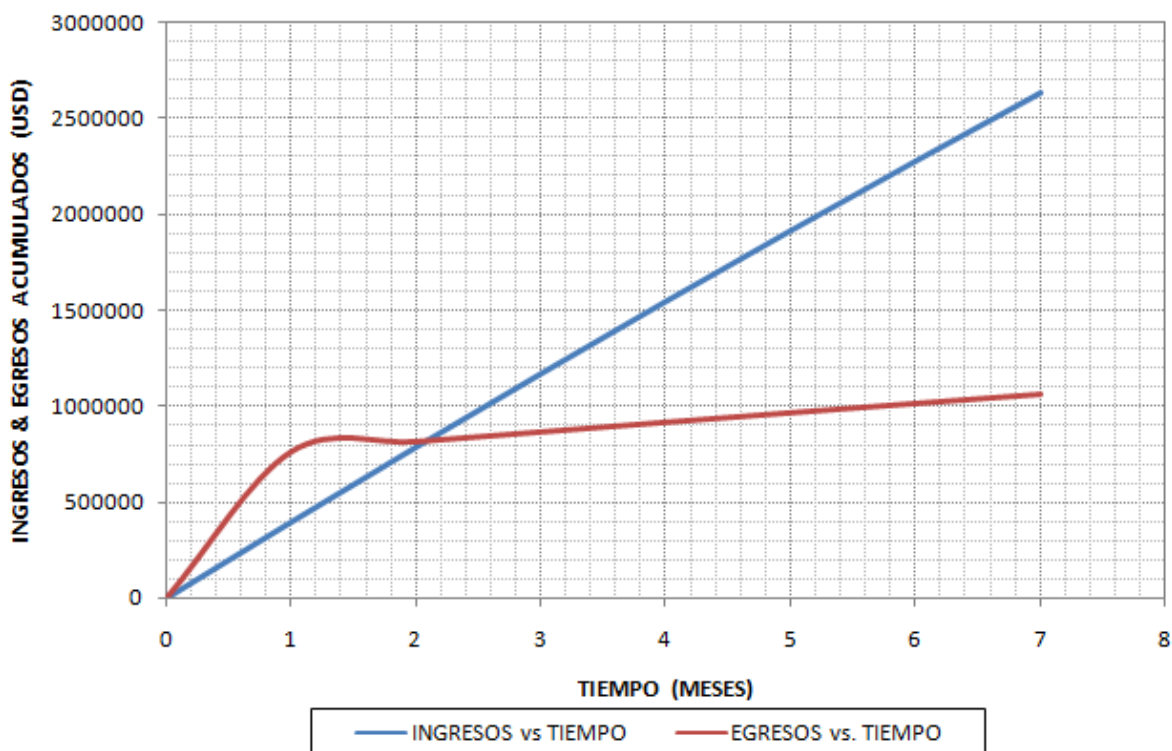


RECUPERACIÓN DE VALORES (VAN) vs TIEMPO

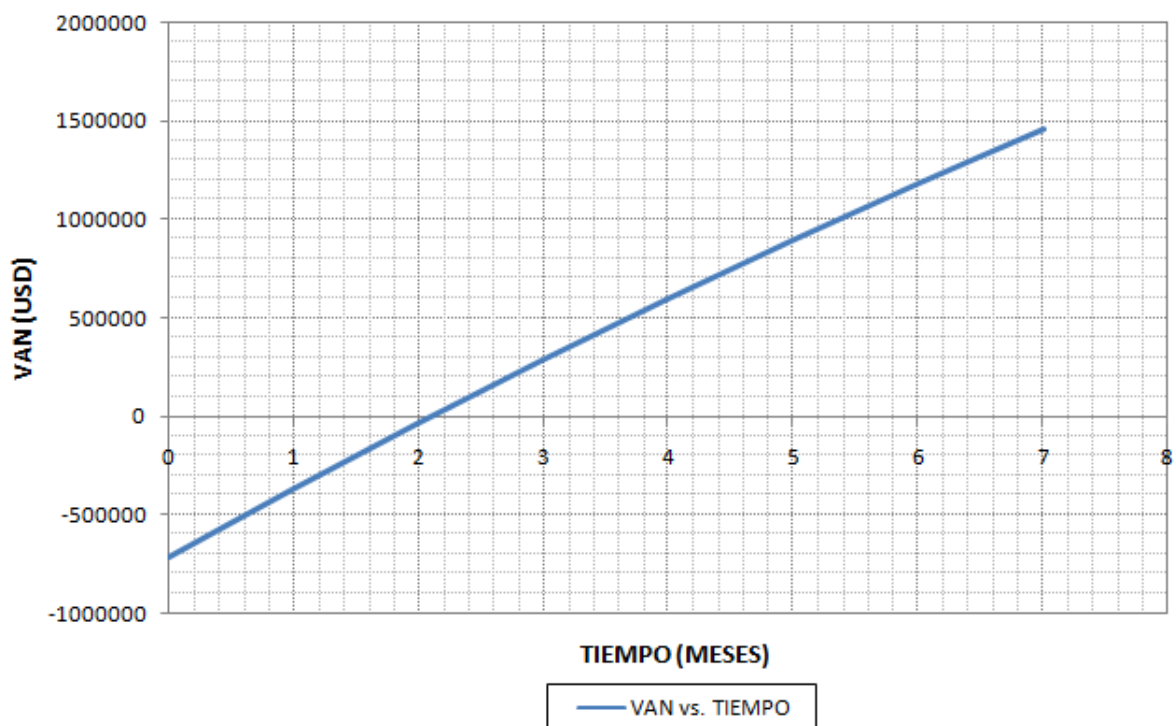


Anexo 4.5.5 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-10 arena Ts.

INGRESOS Y EGRESOS TOTALES ACUMULADOS VS. TIEMPO

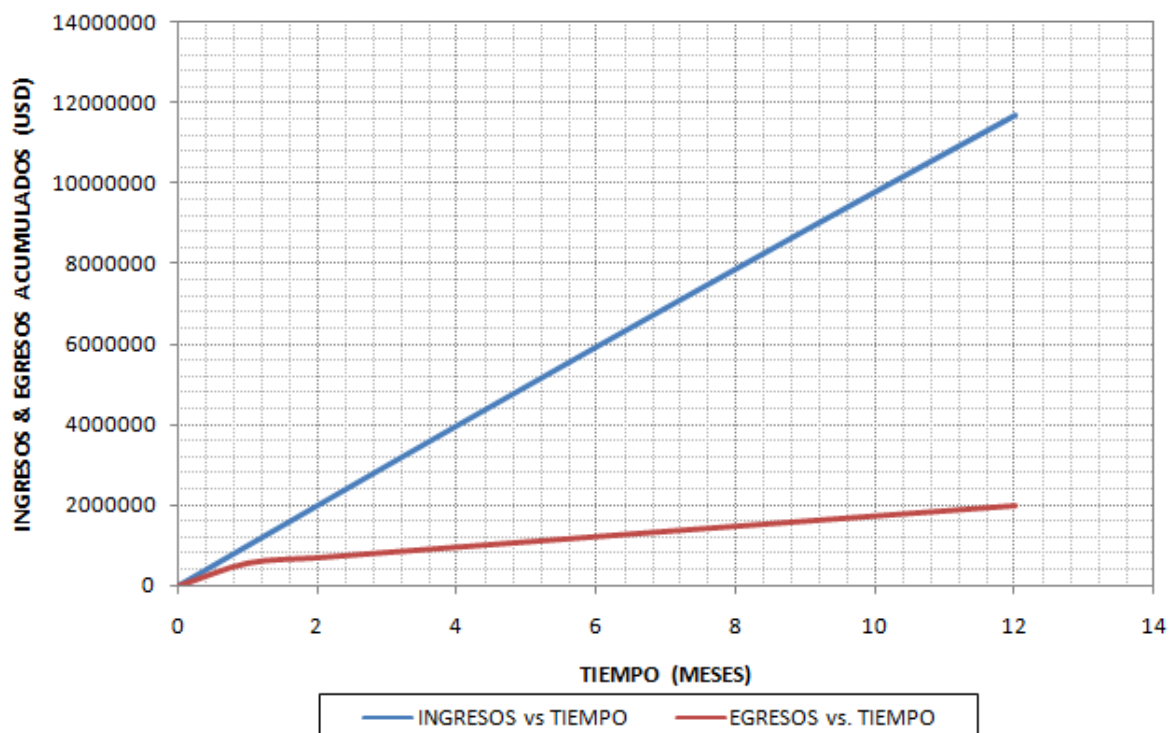


RECUPERACIÓN DE VALORES (VAN) vs TIEMPO

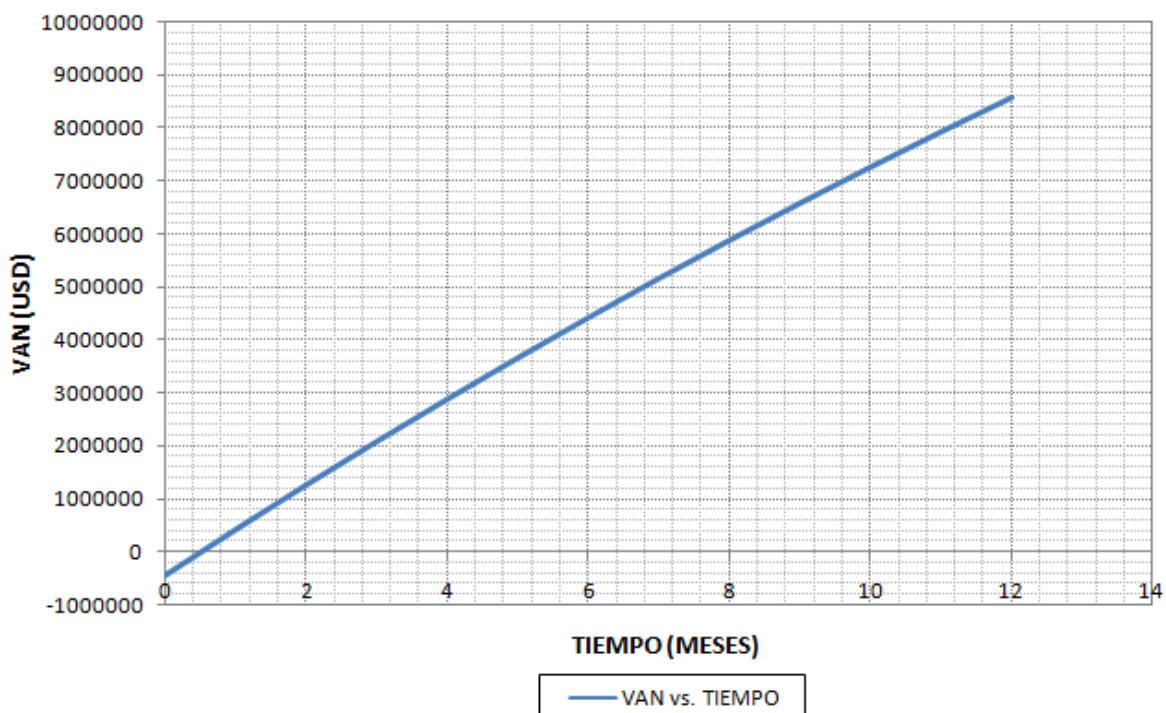


Anexo 4.5.6 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-11 arena Us.

INGRESOS Y EGRESOS TOTALES ACUMULADOS VS. TIEMPO



RECUPERACIÓN DE VALORES (VAN) vs TIEMPO



Anexo 4.5.7 Graficas de tiempo de recuperación de la inversión para el pozo SSH-12D arena Ts.