

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DE LOS POZOS CERRADOS PARA SER REHABILITADOS A LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

JORGE FAVIO AGUINAGA BÓSQEZ
joraguinaga@hotmail.com

DIEGO ARMANDO BORJA URBANO
diegoborja7@gmail.com

DIRECTOR: ING. PATRICIO JARAMILLO, MSc.
patriciojaramillo@gmail.com

Quito, Febrero 2011

DECLARACIÓN

Nosotros, Jorge Favio Aguinaga Bósquez y Diego Armando Borja Urbano, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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 normatividad institucional vigente.

Jorge Favio Aguinaga Bósquez

Diego Armando Borja Urbano

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jorge Favio Aguinaga Bósquez y Diego Armando Borja Urbano, bajo mi supervisión.

Ing. Patricio Jaramillo, Msc.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a mi Dios (mi más sincero amigo) por brindarme cada día la oportunidad de alcanzar un objetivo tras otro, por darme la inspiración y la creatividad para superar cada tropiezo en mi vida y por ser esa luz que me llena de alegría, salud, prosperidad y amor.

Agradezco con todo mi afecto y bondad a cada uno de los miembros de mi familia, por darme la oportunidad de compartir esos momentos que me llenan de alegría y le dan sentido a mi vida.

Un agradecimiento especial a mis abuelos Rebequita y Gonzalito, por su sabiduría y amor; a mis padres Gladys y Jorge, por la tenacidad de seguir adelante y la devoción a sus hijos y a Dios; a mis hermanos Juan y Pauli por su incondicional cariño y ejemplo; a mis tíos Felipe, Santiago, Ximena, Ligia y Juan Francisco por sus sabios consejos y su sincero respaldo; a mis primos Javier, Andrés, Camilo y Gabriel, por ser unas estupendas personas y en quienes puedo confiar totalmente.

Agradezco a mi tutor; Ing. Patricio Jaramillo por su bondad, respaldo y generosidad en la dirección de este proyecto de titulación.

Agradezco a mis profesores en especial a los ingenieros Raúl Valencia, Jhonny Zambrano, Gerardo Barros por sus magistrales clases y su categórica manera de formar nuevos profesionales.

Agradezco a mis buenos amigos; especialmente a mi compañero de tesis Diego Borja por su gran responsabilidad, su buen criterio y su afabilidad.

George

AGRADECIMIENTOS

En primera instancia el profundo sentir de gratitud y respeto para mi querido Dios,
por bendecirme con salud y vida.

A toda mi familia de manera especial a mis amados padres, Dr. Julio Borja y Lcda.
Laura Urbano, por su invaluable dedicación, esfuerzo, compromiso en el noble afán de
verme crecer y por siempre estar ahí para guiarme y ayudarme con sus bien atinados
consejos en el largo camino de uno de mis tan anhelados sueños.

A mis ñaños, César y Alejandro, por su sincero cariño, preocupación, solidaridad, y
apoyo.

A mis abuelitos, porque en su momento supieron guiarme y cuidarme, siempre estarán
en mis inolvidables recuerdos.

A la "Escuela Politécnica Nacional" y a su prestigiosa facultada de "Ingeniería en
Geología y Petróleos" por hacer de mi un excelente profesional.

A mi tutor, Ing. Patricio Jaramillo Msc, por sus oportunas sugerencias y
desinteresada colaboración.

A mi sincero amigo y compañero, Jorge, con quien compartí el duro pero enriquecedor
proceso en el desarrollo de este proyecto de titulación y a quien le deseo éxitos y
felicidad en la vida.

A mis fieles eternos buenos amigos, Efrén y Juan Carlos (+), por permitirme compartir
con ellos momentos inolvidables!

Dieguito.

DEDICATORIA

Esta tesis representa la culminación de esta gran etapa de mi vida que ha forjado mi carácter y ha consolidado mi espíritu, este es el desenlace exitoso de aquel deseo imperioso que alguna vez hace muchos años ese pequeño Yo, un poco más joven y ágil, anhelaba imperiosamente. Dedico este símbolo de la culminación de una era a cada uno de los seres que fueron partícipes de mi vida y contribuyeron a mi desarrollo.

Con este capítulo cerrado de mi vida se inician nuevos proyectos, nuevas experiencias y nuevas travesías; estoy ansioso por empezar.

Que este símbolo sirva de ejemplo para que mi futuro Yo un poco más arrugado y fatigoso nunca olvide que con el solo hecho de desearlo con todas las fuerzas y el tener la certeza de que se puede lograr es más que suficiente para conseguir los sueños más anhelados.

This is gonna be Legen – wait for it – dary!

George

DEDICATORIA

Dedico con mucho orgullo y júbilo, a mis lindos padres, Julito y Laurita, ya que sin ellos definitivamente no sería quien soy y tampoco tendría ese regalo tan preciado de la vida, estoy en deuda eterna con ustedes, siempre los cuidaré.

A Cesítar y Alejito, para que entiendan que con paciencia y mucha perseverancia todo es posible, sigan adelante ñañitos que los quiero ver grandes, muy felices y siempre estaré para apoyarlos.

A mi buen primo Santiago Borja para que continúe su dura pero gratificante carrera y siga con esa buena actitud de servicio y estudio.

A mi tan amada novia; Liz, a quien no solamente le deseo el mejor de los éxitos en su vida de estudiante y futura petrolera, si no a quien debo reconocer y agradecer por su forma de ser; desinteresada, preocupada, generosa y fiel, y quien siempre estuvo ahí para animarme en los momentos más difíciles gracias chiquita.

Dieguito.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTO.....	III
DEDICATORIA.....	V
RESUMEN.....	XXII
PRESENTACIÓN.....	XXIII
CAPITULO 1.....	1
DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO SACHA.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	2
1.3 DATOS ESPECÍFICOS DE LA ZONA.....	3
1.3.1 UBICACIÓN.....	3
1.3.2 DISTANCIA DE REFERENCIA Y VÍAS DE COMUNICACIÓN.....	5
1.4 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS GENERALES DEL CAMPO SACHA.....	5
1.4.1 GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA.....	5
1.4.1.1 PROSPECCIÓN PETROLERA.....	5
1.4.2 LA ESTRUCTURA SACHA Y SU EVOLUCIÓN.....	7
1.4.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SACHA.....	9
1.4.4 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES	11
1.4.4.1 YACIMIENTO HOLLÍN.....	11
1.4.4.1.1 ARENISCA HOLLÍN INFERIOR.....	11
1.4.4.1.2 ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.....	11
1.4.4.2 YACIMIENTO NAPO.....	11

1.4.4.2.1 ARENISCA NAPO T INFERIOR.....	11
1.4.4.2.2 ARENISCA NAPO T SUPERIOR	12
1.4.4.2.3 ARENISCA NAPO U INFERIOR.....	12
1.4.4.2.4 ARENISCA NAPO U SUPERIOR.....	12
1.4.4.3 YACIMIENTO BASAL TENA	12
1.4.5 AMBIENTES SEDIMENTARIOS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES.	13
1.5 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DEL CAMPO SACHA.....	14
1.5.1 CONDICIONES ACTUALES.....	14
1.5.2 UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA	15
1.5.3 ESTACIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA	16
1.5.4 ESTACIÓN SACHA NORTE 2.....	19
1.5.5 ESTACIÓN SACHA NORTE 1.....	20
1.5.6 ESTACIÓN SACHA CENTRAL.....	21
1.5.7 ESTACIÓN SACHA SUR.....	21
1.6 CONTROL DE LA PRODUCCIÓN	22
1.7 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS	23
1.8 CARACTERÍSTICAS DE FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS.....	23
1.8.1 GRAVEDAD API.....	24
1.8.2 CONTENIDO DE AZUFRE	24
1.8.3 RELACIÓN PRISTANO (PR) Y FITANO (FI).....	25
1.9 ANÁLISIS PVT	26
1.10 RESERVAS Y DECLINACIÓN ANUAL DEL CAMPO SACHA	27
1.10.1 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (POES).....	27
1.10.2 RESERVAS PROBADAS.....	27
1.10.3 RESERVAS REMANENTES.....	27
1.10.4 DECLINACIÓN EFECTIVA	28
1.11 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	28
1.11.1 EMPUJE HIDRÁULICO	29
1.11.2 MECANISMO DE GAS EN SOLUCIÓN.....	29

1.12 RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN PERIFÉRICA DE AGUA..	30
CAPITULO 2	31
ANÁLISIS DE LOS POZOS CERRADOS	31
2.1 INTRODUCCIÓN	31
2.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	32
2.3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS CERRADOS	33
2.4 PARÁMETROS DE SELECCIÓN	38
2.4.1 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS	38
2.4.2 RESERVAS Y DECLINACIÓN	51
2.4.3 MAPAS DE SATURACIÓN	57
2.5 SELECCIÓN DE POZOS	57
CAPITULO 3	60
DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO	60
3.1 INTRODUCCIÓN	60
3.2 REACONDICIONAMIENTOS DE POZOS	62
3.3 TIPOS DE TRABAJOS	63
3.3.1 REPARACIONES	64
3.3.1.1 LIMPIEZA DE ARENA	64
3.3.1.2 LIMPIEZA DE PARAFINA	66
3.3.1.3 LIMPIEZA DE ASFALTENOS	67
3.3.1.4 REEMPLAZO DE LA SARTA DE PRODUCCIÓN	68
3.3.1.5 REEMPLAZO DE LA BOMBA DE SUBSUELO	69
3.3.1.6 CAMBIO DE ZONAS PRODUCTORAS	70
3.3.1.7 CAMBIO DE VÁLVULAS PARA LAG	70
3.3.1.8 RECUPERACIÓN DE PESCADOS	71

3.3.1.9	INSTALACIÓN DE REGULADORES DE FLUJO	72
3.3.2	REACONDICIONAMIENTOS	72
3.3.2.1	CEMENTACIÓN FORZADA.....	73
3.3.2.1.1	TIPOS DE CEMENTACIÓN FORZADA.....	74
3.3.2.1.1.1	MÉTODO A ALTA PRESIÓN	74
3.3.2.1.1.2	MÉTODO A BAJA PRESIÓN	74
3.3.2.2	CONVERSIÓN DE PRODUCTOR A INYECTOR/REINYECTOR	75
3.3.2.3	RE COMPLETACIONES	76
3.3.2.4	DESVIACIÓN LARGA (SIDETRACK)	77
3.3.2.5	AISLAMIENTO DE ZONAS PRODUCTORAS	78
3.3.2.6	DESVIACIÓN CORTA (VENTANA).....	78
3.3.2.7	EMPAQUE DE GRAVA	79
3.3.2.8	GRASS ROOT	79
3.3.2.9	CAÑONEO	80
3.3.2.10	TAPONES DE CEMENTO	80
3.3.2.11	ACIDIFICACIÓN.....	81
3.3.2.12	TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO	81
CAPITULO 4	82
ALTERNATIVAS DE REACONDICIONAMIENTO Y ANÁLISIS ECONÓMICO	82
4.1	INTRODUCCIÓN	82
4.2	CONSIDERACIONES GENERALES.	83
4.3	ESTUDIO TÉCNICO	83
4.3.1	SACHA 16	84
4.3.1.1	ANTECEDENTES SACHA 16	84
4.3.1.2	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN SACHA 16	85
4.3.1.3	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 16	86
4.3.1.4	ESQUEMA MECÁNICO SACHA 16	89
4.3.1.5	CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN SACHA 16.....	89
4.3.1.6	PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 16	90
4.3.2	SACHA 28	92
4.3.2.1	ANTECEDENTES SACHA 28	92

4.3.2.2	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN SACHA 28	93
4.3.2.3	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 28	94
4.3.2.4	ESQUEMA MECÁNICO SACHA 28	99
4.3.2.5	CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN SACHA 28.....	99
4.3.2.6	PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 28	99
4.3.3	SACHA 35	100
4.3.3.1	ANTECEDENTES SACHA 35	100
4.3.3.2	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN SACHA 35	101
4.3.3.3	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 35	102
4.3.3.4	ESQUEMA MECÁNICO SACHA 35	105
4.3.3.5	CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN SACHA 35.....	105
4.3.3.6	PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 35	106
4.3.4	SACHA 42	108
4.3.4.1	ANTECEDENTES SACHA 42	108
4.3.4.2	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN SACHA 42	109
4.3.4.3	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 42	110
4.3.4.4	ESQUEMA MECÁNICO SACHA 42	113
4.3.4.5	CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN SACHA 42.....	113
4.3.4.6	PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 42	114
4.3.5	SACHA 49	116
4.3.5.1	ANTECEDENTES SACHA 49	116
4.3.5.2	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN SACHA 49	116
4.3.5.3	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 49	117
4.3.5.4	ESQUEMA MECÁNICO SACHA 49	120
4.3.5.5	CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN SACHA 49.....	120
4.3.5.6	PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 49	121
4.3.6	SACHA 89	123
4.3.6.1	ANTECEDENTES SACHA 89	123
4.3.6.2	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN SACHA 89	123
4.3.6.3	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 89	125
4.3.6.4	ESQUEMA MECÁNICO SACHA 89	126
4.3.6.5	CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN SACHA 89.....	127
4.3.6.6	PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO SACHA 89	127
4.4	RESUMEN DE TRABAJOS	129

4.5 ESTUDIO ECONÓMICO	130
4.5.1 ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS DE VENTA.....	130
4.5.2 FLUJO NETO DE CAJA (FNC).....	131
4.5.3 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	131
4.5.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	132
4.5.5 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO (RCB).....	133
4.5.6 ESTIMACIÓN DE LAS INVERSIONES.....	134
4.5.6.1 COSTOS DE LOS REACONDICIONAMIENTOS.....	134
4.5.6.2 COSTOS DE OPERACIÓN.....	136
4.5.7 ESTIMACIÓN DE LOS INGRESOS.....	137
4.5.7.1 ESTIMACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN (INCREMENTO).....	137
4.5.8 HIPÓTESIS CONSIDERADAS	138
4.5.9 ESTUDIO Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	139
4.5.10 ESTUDIO DE RESULTADOS.....	145
4.5.10.1 ESCENARIO 1: OPTIMISTA.....	145
4.5.10.2 ESCENARIO 2: CONSERVADOR	145
4.5.10.3 ESCENARIO 3: PESIMISTA	146
CAPITULO 5.....	147
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	147
5.1 CONCLUSIONES	147
5.2 RECOMENDACIONES	150
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	152
GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS	155
ANEXOS	158
ANEXO 2.1.1. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR ZONAS A DICIEMBRE 2010.....	160

ANEXO 2.2.1. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “U” INFERIOR – ZONA NORTE 2.	161
ANEXO 2.2.2. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “U” INFERIOR – ZONA NORTE 1.	162
ANEXO 2.2.3. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “U” INFERIOR – ZONA CENTRAL.	163
ANEXO 2.2.4. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “U” INFERIOR – ZONA SUR.	164
ANEXO 2.2.5. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “T” – ZONA NORTE.....	165
ANEXO 2.2.6. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “T” – ZONA CENTRAL.	166
ANEXO 2.2.7. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “T” – ZONA NORTE 1.....	167
ANEXO 2.2.8. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “T” – ZONA SUR.....	168
ANEXO 2.2.9. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “H” SUPERIOR – ZONA NORTE 2.	169
ANEXO 2.2.10. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “H” SUPERIOR – ZONA NORTE 1.	170
ANEXO 2.2.11. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “H” SUPERIOR – ZONA CENTRAL.....	171
ANEXO 2.2.12. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “H” SUPERIOR – ZONA SUR...	172
ANEXO 2.2.13. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “H” INFERIOR – ZONA NORTE 2.	173
ANEXO 2.2.15. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “H” INFERIOR – ZONA CENTRAL.	175

ANEXO 2.2.16. MAPA SO PROMEDIO – ARENA “H” INFERIOR – ZONA SUR. ...	176
ANEXO 2.3.1. TABLA DE SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A REACONDICIONAMIENTO SEGÚN RESERVAS REMANENTES, PORCENTAJE DE DECLINACIÓN, Y SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL.	177
ANEXO 4.1.1. ESTACIÓN SACHA NORTE 1 Y UBICACIÓN DE LOS POZOS SACHA 16 Y SACHA 35.....	183
ANEXO 4.1.2. ESTACIÓN SACHA CENTRAL Y UBICACIÓN DE LOS POZOS SACHA 28, SACHA 49 Y SACHA 89.	184
ANEXO 4.1.3. ESTACIÓN SACHA SUR Y UBICACIÓN DEL POZO SACHA 42.	185
ANEXO 4.2.1. PRODUCCIÓN BASAL TENA - SACHA 16.....	186
ANEXO 4.2.2. PRODUCCIÓN HOLLÍN - SACHA 16.....	186
ANEXO 4.3.1. PRODUCCIÓN HOLLÍN - SACHA 28.....	187
ANEXO 4.3.2. PRODUCCIÓN NAPO “U” - SACHA 28.	187
ANEXO 4.3.3. PRODUCCIÓN DE NAPO “T” - SACHA 28.....	188
ANEXO 4.4.1. PRODUCCIÓN DE HOLLÍN - SACHA 35.....	188
ANEXO 4.5.1. PRODUCCIÓN DE HOLLÍN - SACHA 42.....	189
ANEXO 4.5.2. PRODUCCIÓN DE NAPO “U+T”- SACHA 42.	189
ANEXO 4.5.3. PRODUCCIÓN DE NAPO “U” - SACHA 42.....	190
ANEXO 4.5.4. PRODUCCIÓN DE NAPO “T”- SACHA 42.....	190
ANEXO 4.5.5. PRODUCCIÓN DE BASAL TENA - SACHA 42.....	191

ANEXO 4.6.1. PRODUCCIÓN DE HOLLÍN - SACHA 49.....	191
ANEXO 4.7.1. PRODUCCIÓN DE HOLLÍN - SACHA 89.....	192
ANEXO 4.7.2. PRODUCCIÓN DE NAPO “U+T” - SACHA 89.	192
ANEXO 4.7.3. PRODUCCIÓN DE NAPO “U” - SACHA 89.....	193
ANEXO 4.7.4. PRODUCCIÓN DE NAPO “T” - SACHA 89.....	193
ANEXO 4.8.1. ESQUEMA MECÁNICO POZO SACHA 16.....	194
ANEXO 4.8.2. ESQUEMA MECÁNICO POZO SACHA 28.....	195
ANEXO 4.8.3. ESQUEMA MECÁNICO POZO SACHA 35.....	196
ANEXO 4.8.4. ESQUEMA MECÁNICO POZO SACHA 42.....	197
ANEXO 4.8.5. ESQUEMA MECÁNICO POZO SACHA 49.....	198
ANEXO 4.8.6. ESQUEMA MECÁNICO POZO SACHA 89.....	199
ANEXO 4.9.1. CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN POZO SACHA 16.....	200
ANEXO 4.9.2. CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN POZO SACHA 28.....	200
ANEXO 4.9.3. CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN POZO SACHA 35.....	201
ANEXO 4.9.4. CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN POZO SACHA 42.....	202
ANEXO 4.9.5. CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN POZO SACHA 49.....	202
ANEXO 4.9.6. CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN POZO SACHA 89.....	202
ANEXO 4.10.1. TOPES Y BASES FORMACIONALES	203

ANEXO 4.11.1. REGISTRO CBL-VDL-GR SACHA 16.....	205
ANEXO 4.11.2. REGISTRO CBL-VDL-GR SACHA 35.....	206
ANEXO 4.11.3. REGISTRO CBL-VDL-GR SACHA 42.....	207
ANEXO 4.11.4. REGISTRO CBL-VDL-GR SACHA 49.....	208
ANEXO 4.11.5. REGISTRO CBL-VDL-GR SACHA 89.....	209
ANEXO 4.12. MONTO DE LAS INVERSIONES MEDIANTE ESTIMACIONES PROMEDIAS DE LOS COSTOS DE REACONDICIONAMIENTOS ANTERIORES.	210
ANEXO 4.13. COTIZACIÓN DEL CRUDO EN EL MERCADO INTERNACIONAL ..	211
ANEXO 4.14.1. GRÁFICAS DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA EL ESCENARIO OPTIMISTA.	212
ANEXO 4.14.2. GRÁFICAS DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA EL ESCENARIO CONSERVADOR.....	213
ANEXO 4.14.3. GRÁFICAS DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA EL ESCENARIO PESIMISTA.	214

LISTADO DE FIGURAS

No.	Descripción	Página
1.1.	UBICACIÓN CAMPO SACHA.	4
1.2.	DELIMITACIÓN DEL CAMPO SACHA.	4
1.3.	SECCIÓN SÍSMICA SS-2(78-272), MOSTRANDO EL ANTICLINAL SACHA PROFUNDO.	6
1.4.	SECCIÓN SÍSMICA PE -92-2200.	7
1 5.	MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA CALIZA A.	8
1.6.	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE INTERÉS DEL CAMPO SACHA	9
1.7.	COLUMNA LITO -ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE	10
1.8.	UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA	15
1.9.	UBICACIÓN DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN, CAMPO SACHA	16
3.1.	CICLO DE VIDA DE LOS POZOS	61
3.2.	PROCESO DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.	63
3.3.	TRABAJO DE LIMPIEZA CON TALADRO	65
3.4.	LIMPIEZA CON COILED TUBING.	65
3.5.	PRECIPITACIÓN DE PARAFINA	67
3.6.	PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.	67
3.7.	TRABAJO POR CAMISA EROSIONADA.	69
3.8.	CEMENTACIÓN FORZADA (SQUEEZE).	74
3.9.	CONVERSIÓN DE PRODUCTOR A INYECTOR.	76
3.10.	DESVIACIÓN LARGA (SIDETRACK)	77
3.11.	AISLAMIENTO DE ZONAS PRODUCTORAS.	78
4.1.	TENDENCIAS DE LAS CURVAS TIPO CHAN.	84

LISTADO DE TABLAS

No.	Descripción	Página
1.1.	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA RESUMIDA DE LOS YACIMIENTOS HIDROCARBURÍFEROS DEL CAMPO SACHA	13
1.2.	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA	14
1.3.	CLASIFICACIÓN DE TANQUES Y SEPARADORES POR ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN.	17
1.4.	EQUIPOS DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO.	18
1.5.	EQUIPOS DE LA PLANTA DE INYECCIÓN.	18
1.6.	PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA POR ESTACIONES A DICIEMBRE DEL 2010.	19
1.7.	VALORES PROMEDIO DE LAS PROPIEDADES DEL CAMPO SACHA	23
1.8.	CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS DE ACUERDO AL GRADO API	24
1.9.	CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS DE ACUERDO AL CONTENIDO DE AZUFRE.	25
1.10	DATOS PVT DEL CAMPO SACHA.	26
1.11.	RESERVAS DEL CAMPO SACHA	28
1.12.	PARÁMETROS DE LOS POZOS INYECTORES DEL CAMPO SACHA.	30
2.1.	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS CERRADOS, CAMPO SACHA.	31
2.2.	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS CERRADOS, CAMPO SACHA.	34
2.3.	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LOS POZOS CERRADOS, CAMPO SACHA.	39
2.4.	RESERVAS Y % DECLINACIÓN DE LOS POZOS CERRADOS, CAMPO SACHA.	52
2.5.	PARÁMETROS Y RANGOS DE SELECCIÓN DE POZOS CERRADOS A REACONDITIONAR.	58
2.6.	SELECCIÓN DE POZOS CERRADOS PARA REACONDITIONAMIENTO.	59
2.7.	RAZONES DE CIERRE POR POZO SELECCIONADO	59
4.1.	INTERVALOS CAÑONEADOS SACHA 16	85
4.2.	SECUENCIA DE PRODUCCIÓN SACHA 16.	85
4.3.	INTERVALOS CAÑONEADOS SACHA 28	92
4.4.	SECUENCIA DE PRODUCCIÓN SACHA 28.	93

No.	Descripción	Página
4.5.	INTERVALOS CAÑONEADOS SACHA 35	101
4.6.	SECUENCIA DE PRODUCCIÓN SACHA 35.	101
4.7.	INTERVALOS CAÑONEADOS SACHA 42	109
4.8.	SECUENCIA DE PRODUCCIÓN SACHA 42.	109
4.9.	INTERVALOS CAÑONEADOS SACHA 49	116
4.10.	SECUENCIA DE PRODUCCIÓN SACHA 49.	117
4.11.	INTERVALOS CAÑONEADOS SACHA 89	123
4.12.	SECUENCIA DE PRODUCCIÓN SACHA 89.	124
4.13.	TRABAJOS RECOMENDADOS	129
4.14.	COSTOS ESTIMADOS DEL EQUIPO REQUERIDO EN UNA OPERACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO NORMAL (15 DÍAS).	135
4.15.	INVERSIONES PARA REACONDICIONAR LOS POZOS SELECCIONADOS.	135
4.16.	PROYECCIÓN DE RECUPERACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.	138
4.17.	PRODUCCIÓN ANUAL POR POZO CONSIDERANDO EL PORCENTAJE DE DECLINACIÓN Y LA PRODUCCIÓN TOTAL POR ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN.	141
4.18.	CÁLCULO DEL VAN, TIR Y RCB DEL ESCENARIO OPTIMISTA CONSIDERANDO LA PRODUCCIÓN DE LOS 6 POZOS REHABILITADOS PARA 85 USD/BARRIL.	142
4.19.	CÁLCULO DEL VAN, TIR Y RCB DEL ESCENARIO CONSERVADOR CONSIDERANDO LA PRODUCCIÓN DE 3 POZOS REHABILITADOS PARA 50 USD/BARRIL.	143
4.20.	CÁLCULO DEL VAN, TIR Y RCB DEL ESCENARIO PESIMISTA CONSIDERANDO LA PRODUCCIÓN DE 2 POZOS REHABILITADOS PARA 20 USD/BARRIL.	144

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

SIMBOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
°API	Grado API del petróleo
BAPD	Barriles de agua por día
BF	Barriles fiscales
BFPD	Barriles de fluido por día
Bls	Barriles
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos
Build-up	Prueba de restauración de Presión
BT	Basal Tena
Cp	Centipoises
Fr	Factor de Recobro
Ft	Pies
GOR	Relación Gas-Petróleo
GR	Gamma Ray
H	Espesor
HI	Hollín Inferior
HS	Hollín Superior
MBls	Miles de Barriles
Md	Milidarcys
MM	Millones
MMBN	Millones de Barriles normales
MPCS	Miles de pies cúbicos estándar por día
Np	Producción de Petróleo Acumulada
Pb	Presión de burbuja
Pc, Pwh	Presión de cabeza
Pi	Presión inicial
PPF	Pozo por flujo natural

PPH	Pozo por bombeo hidráulico
PPS	Pozo por bombeo electrosumergible
PP	Pozo productor
PPM	Partes por millón
PR	Pozo reinyector
Psi	Libras por pulgada cuadrada
PVT	Presión-volumen-temperatura
RAP	Relación agua-petróleo
RAP'	Derivada de la relación agua-petróleo
SAC	Sacha
SQZ	Squeeze o cementación forzada
Sw	Saturación de agua
TIR	Tasa interna de retorno
VAN	Valor actual neto
WO	Workover
Boi	Factor volumétrico inicial del petróleo
Φ	Porosidad

RESUMEN

La principal tarea del ingeniero de petróleos es desarrollar un esquema para producir la mayor cantidad de hidrocarburos respetando los posibles límites físicos del reservorio y considerando los recursos económicos de la operadora. Desde el punto de vista operativo, la búsqueda de este esquema involucra la revisión y análisis de dos aspectos principales: el sistema de producción del campo y el reservorio, presentando cada uno de estos aspectos, un amplio rango de variables de decisión.

Desde el punto de vista estratégico, los proyectos de desarrollo del campo, requieren grandes montos de capital de inversión, por lo que la toma de decisiones se basa en un análisis detallado y preciso de la información.

En este sentido, el presente proyecto de titulación contempla como objetivo principal el incremento de la producción de petróleo del Campo Sacha, mediante la rehabilitación de un grupo de pozos cerrados.

El motivo del cierre de los pozos fue debido principalmente a que en el Campo Sacha se evidencia un incremento del corte de agua y por ende una baja de la producción de hidrocarburo. El localizar el origen de este incremento de agua, permite visualizar una estrategia de solución mediante el desarrollo de programas de reacondicionamiento, ya que los yacimientos productores de los pozos en cuestión, presentan grandes volúmenes de reservas remanentes, principalmente en las formaciones Hollín y Napo.

Finalmente, se realiza la evaluación económica del proyecto que mide el impacto de estas inversiones, tomando como indicadores el TIR, VAN y la relación costo-beneficio, parámetros que permitirán determinar la rentabilidad del proyecto.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto trata sobre el incremento de la producción de hidrocarburo, enfocado en la factibilidad de realizar trabajos de reacondicionamiento en pozos cerrados del Campo Sacha.

Este proyecto contiene cinco capítulos. En el capítulo uno, se muestra una descripción técnica general y actualizada del Campo Sacha en el cual se detallan parámetros tales como: características geológicas generales y petrofísicas de los yacimientos; así como, las características de los fluidos de los yacimientos productores, análisis PVT, mecanismos de producción, reservas, declinación anual del campo, factores para el control de la producción, estaciones de producción y facilidades.

En el segundo capítulo, se ha recopilado la información pertinente de los pozos cerrados del campo y se describe de manera general el manejo y administración de la información. Se analiza también, ciertos parámetros como: características petrofísicas, reservas remanentes y declinación por pozo, y mapas de saturación de petróleo promedio para la selección definitiva de los pozos candidatos a reacondicionamiento.

En el tercer capítulo se considera el marco teórico sobre las operaciones de reacondicionamiento más comunes utilizadas en la industria entre las que se puede mencionar: cementación forzada, repunzonamientos, cambios de zonas, etc.

En el cuarto capítulo, se realiza el estudio técnico considerando el análisis de historiales de reacondicionamiento, historial de producción y esquemas mecánicos. Además, mediante las curvas de diagnóstico de Chan se definen las causas del alto corte de agua. En base a la información mencionada se desarrolla un programa de reacondicionamiento adecuado para cada pozo, en el que se incluyen los montos de inversión para cada trabajo y el estudio económico respectivo.

En el quinto capítulo se señalan algunas conclusiones y recomendaciones, con la finalidad de cumplir con el objetivo propuesto.

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO SACHA

1.1 INTRODUCCIÓN

El Campo Sacha es uno de los campos de mayor interés en el Ecuador debido a sus reservas y su gran producción. En los 41 años de existencia, el Área Sacha ha acumulado -como parte de sus activos- una gran infraestructura petrolera, cuyo patrimonio asciende a varios cientos de millones de dólares de inversión. Dispone de cuatro estaciones de producción: Sacha Sur, Central, Norte 1 y Norte 2. Como parte de las facilidades de producción, Sacha cuenta con tanques de almacenamiento de crudo, tanques de lavado, tanques de reinyección de agua, separadores de producción, sistemas de reinyección de agua, sistemas contraincendios, etc. Además comprende las unidades de bombeo hidráulico, plantas de generación eléctrica, agua potable; un sistema de redes de líneas de flujo que transportan el petróleo desde los pozos a las estaciones, oleoductos secundarios; talleres mecánicos, eléctricos, bodegas; amplias oficinas, una red de carreteras principales y secundarias; un basto complejo habitacional y recreacional, etc.

En otras palabras, el Campo Sacha está ubicado en un área geográfica estratégica que cuenta con todos los servicios básicos, cuya inversión multimillonaria ha salido de los ingresos petroleros estatales. Un aspecto importante que es necesario destacar es que el campo cuenta con 5 zonas, yacimientos o reservorios de petróleo, ubicados a diferentes profundidades en el subsuelo. A la hora de determinar la zona productora, el ingeniero tiene la opción de decidir si produce de Hollín Superior o Inferior, si conviene extraer el crudo de

Basal Tena o si conviene producir de las formaciones Napo U o Napo T; este abanico de opciones convierte a Sacha en un campo de gran interés productivo.

En el plano humano, la mayoría de trabajadores cuentan con una amplia experiencia y capacitación técnico - profesional, garantía de eficiencia para cualquier empresa petrolera del mundo. A lo señalado hay que sumar la gran inversión efectuada para descubrir e incrementar las reservas petroleras, a través de los estudios de sísmica de reflexión y refracción, geología, perforación, etc. Del mismo modo, los rubros que ha demandado la reparación de pozos para mantener e incrementar la producción actual.

Las reservas remanentes del Campo Sacha son 397'722.427 BF; datos oficiales otorgados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera a diciembre del 2010. Este volumen de reservas constituye un ingreso económico para el país de 33.806 millones de dólares; a un valor promedio por barril de petróleo de 85 USD¹.

Por otro lado, la reciente creación de la Empresa de Economía Mixta "Operaciones Río Napo", conformada por Petroecuador y PDVSA se inscribe en el ámbito de integración regional en materia energética. Con la firma del Contrato de Servicios Específicos, el Campo Sacha será administrado por la empresa por 25 años de acuerdo al esquema contractual.

1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

La estructura Sacha fue probada con el pozo exploratorio Sacha 1, perforado con una torre heli-transportable a partir del 21 de enero de 1969. Alcanzó los 10160' de profundidad, penetrando 39' de la formación Pre – Cretácica Chapiza y

¹ El valor promedio por barril de petróleo ecuatoriano se estableció en 85 USD de acuerdo a datos oficiales del Banco Central del Ecuador (ver anexo 4.13).

produjo 1328 BPPD de un petróleo de 30 °API y un BSW de 0.1%, provenientes del yacimiento Hollín Inferior.

El campo fue puesto en producción el 6 de julio de 1972 a una tasa promedio diaria para ese mes de 29269 BPPD, incrementándose hasta un promedio de 117 591 BPPD en noviembre de ese mismo año, que es la producción máxima registrada en la vida del campo. La producción con altos y bajos se mantuvo por sobre los 60000 BPPD hasta el año 1994, luego de lo cual ha venido declinando hasta la actualidad en que su producción de crudo diaria es de alrededor de 53094 BPPD².

1.3 DATOS ESPECÍFICOS DE LA ZONA

1.3.1 UBICACIÓN

El Campo Sacha se encuentra dentro del Cantón “La Joya de los Sachas” de la Provincia de Orellana al nororiente de la Región Oriental ecuatoriana entre las coordenadas: 00 11’ 00” y 00 24’ 30” Latitud Sur y 76 49’40” a 76 54’16” Longitud Oeste, es uno de los principales bloques petroleros con los que cuenta el Ecuador y con uno de los que aportan con mayor cantidad de producción de todo el Distrito Amazónico.

Tiene un ancho de 4 Km al norte y alrededor de 7 Km al centro y sur, y una longitud aproximada de 33 Km. Cubre una superficie de aproximadamente 300 Km², aportando con un 27% a la producción petrolera nacional.

Está limitada a Norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista. Al Sur por el Campo Culebra – Yulebra. Al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero,

² Control de producción Campo Sacha, Estudio Site Discovery, Orellana – Ecuador, Diciembre 2010.

además de Shushufindi y Aguarico. Al Oeste por Pucuna, Paraíso y Huachito, ver figura 1.2.



FIGURA 1.1. Ubicación Campo Sacha.

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción.

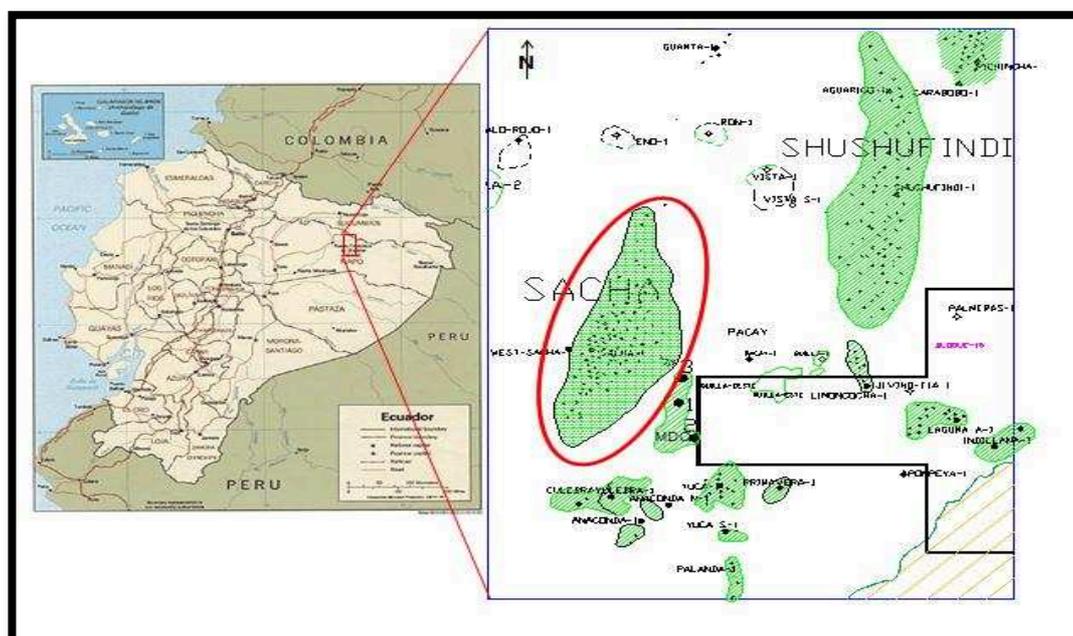


FIGURA 1.2. Delimitación del Campo Sacha.

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción.

1.3.2 DISTANCIA DE REFERENCIA Y VÍAS DE COMUNICACIÓN.

El campo Sacha se inicia (cuando se viaja desde Lago Agrio) en el km 45 de la vía Lago Agrio – Coca tomando como referencia Lago Agrio.

Al campo Sacha se puede llegar vía terrestre desde la ciudad de Francisco de Orellana (Coca) por carretera asfaltada (vía a Lago Agrio), dentro del campo se tiene vías lastradas para acceder a los pozos y estaciones.

1.4 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS GENERALES DEL CAMPO SACHA

Geológicamente, el Campo Sacha, se encuentra ubicada al Oeste del eje axial de la cuenca sedimentaria Cretácica Napo. La estructura se encuentra en el lado levantado de la falla de tendencia NE-SO, conectándose en el sur con la cuenca Marañón y al norte con la cuenca Putumayo, la misma que se encuentra ubicada al este del cinturón andino.

1.4.1 GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA

La diferencia entre los métodos geológicos y geofísicos, reside en el hecho de que el geólogo, puede palpar directamente lo que está estudiando (material pétrico proveniente de la perforación); mientras que el geofísico estudia las estructuras subterráneas a la distancia (trazas sísmicas).

1.4.1.1 Prospección petrolera

En la prospección petrolera se hace uso de todos los métodos de sísmica (refracción y reflexión de ondas acústicas). Sin embargo, el método de la sísmica de reflexión se empleado en mayor proporción con alrededor de un 95% de incidencia.

Las figuras 1.3 y 1.4 son un ejemplo clásico del tipo de documento llamado “sección sísmica” obtenido a través de este método de prospección. Como se evidencia en la sección sísmica SS-2(78-272), figura 1.3, bajo la estructura Sacha se desarrolló el anticlinal “Sacha Profundo”, que plegó los depósitos paleozoicos y triásicos – jurásicos de la formación Sacha.

La creación de la estructura Sacha se puede constatar en la variación de espesor de las formaciones Napo Superior y Tena entre el flanco occidental y el alto de la estructura, sección sísmica PE -92-2200, ver figura 1.4.

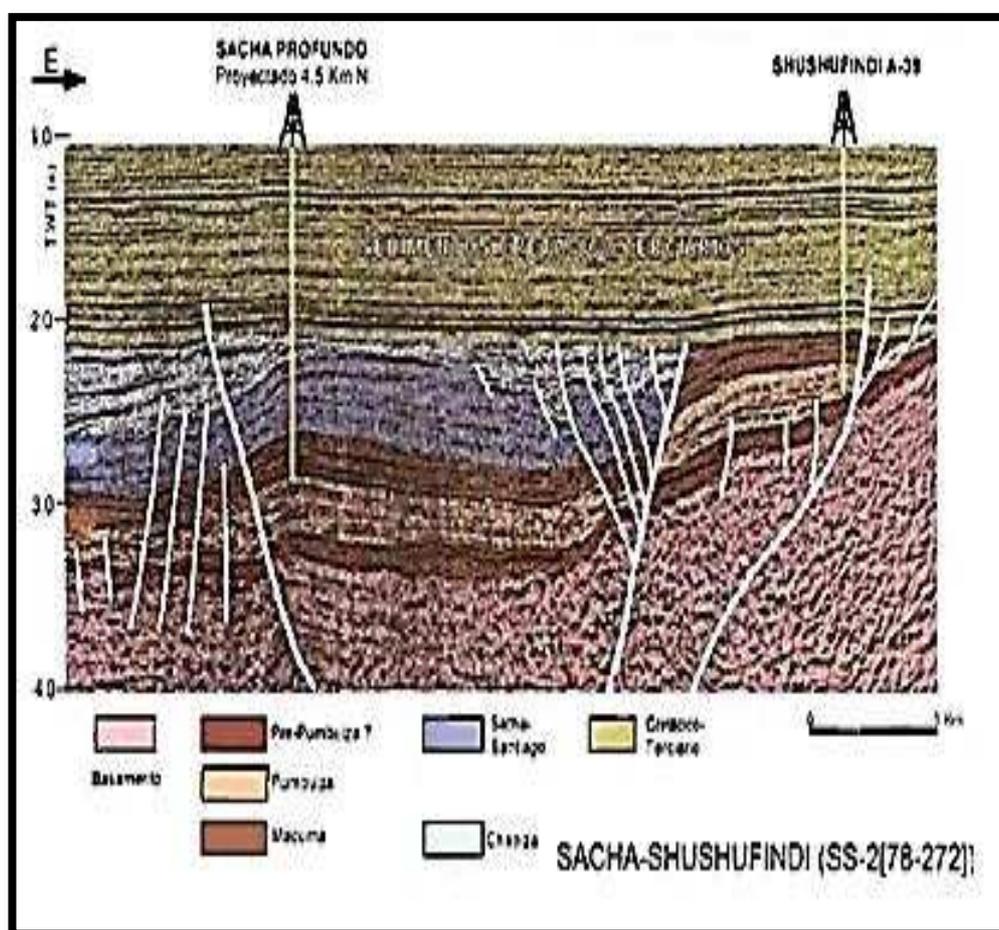


FIGURA 1.3. Sección sísmica SS-2(78-272), mostrando el anticlinal Sacha profundo.

FUENTE: Patrice Baby, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.

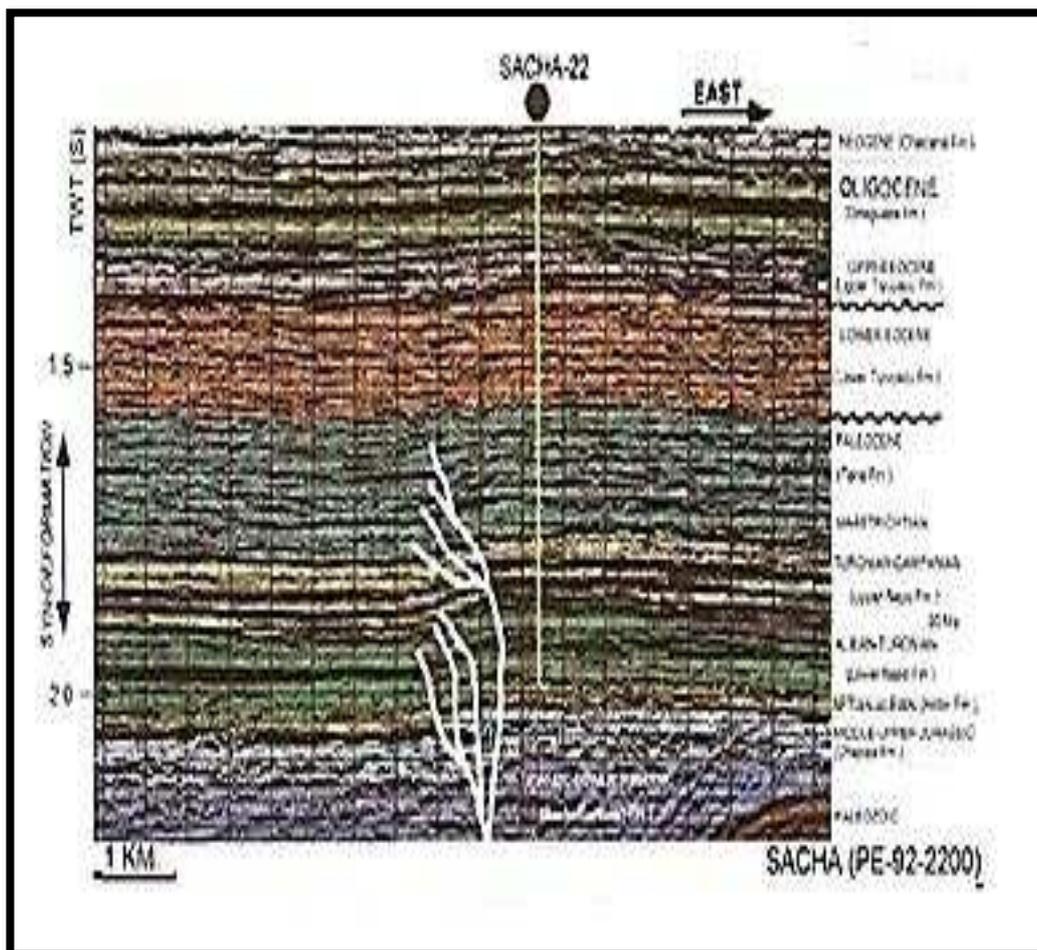


FIGURA 1.4. Sección sísmica PE -92-2200.

FUENTE: Patrice Baby, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.

1.4.2 LA ESTRUCTURA SACHA Y SU EVOLUCIÓN

La trampa hidrocarburífera Sacha de edad cretácica es un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al oeste por una falla transcurrente, con su eje principal en dirección preferencial Noreste – Suroeste y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca.

Se localiza en el flanco occidental del corredor Sacha – Shushufindi. Presenta un cierre estructural vertical máximo de alrededor de 240 ft a la base caliza “A”, ver figura 1.5.

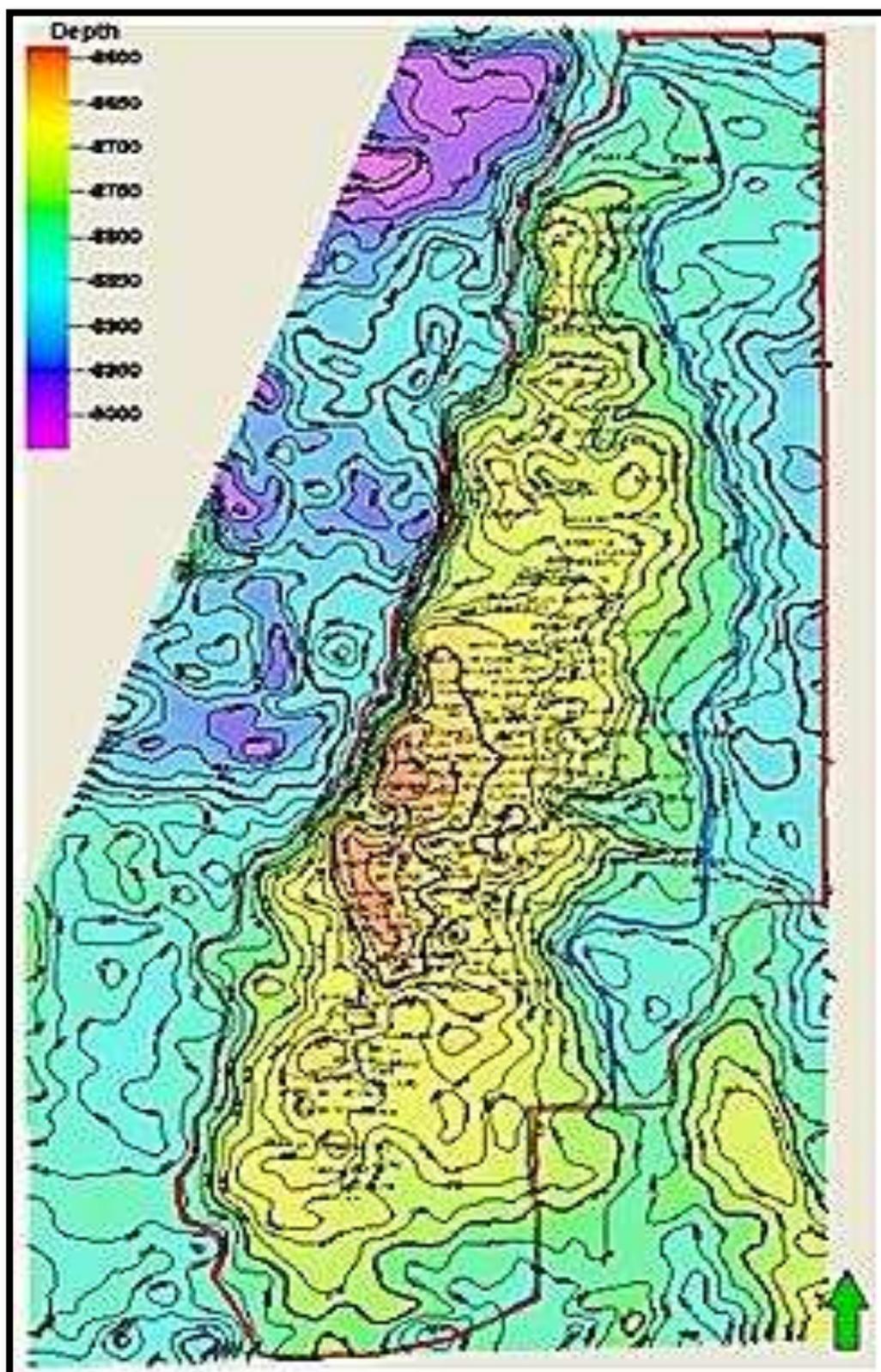


FIGURA 1 5. Mapa Estructural al tope de la Caliza A.

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción.

1.4.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SACHA

La producción de hidrocarburos en la cuenca oriente del Ecuador de manera general está relacionada a la era mesozoica y a los depósitos de la edad del Cretácico inferior a medio (formaciones Hollín y Napo) y, de la edad Cretácico superior (formación Basal Tena), ver figura 1.6.

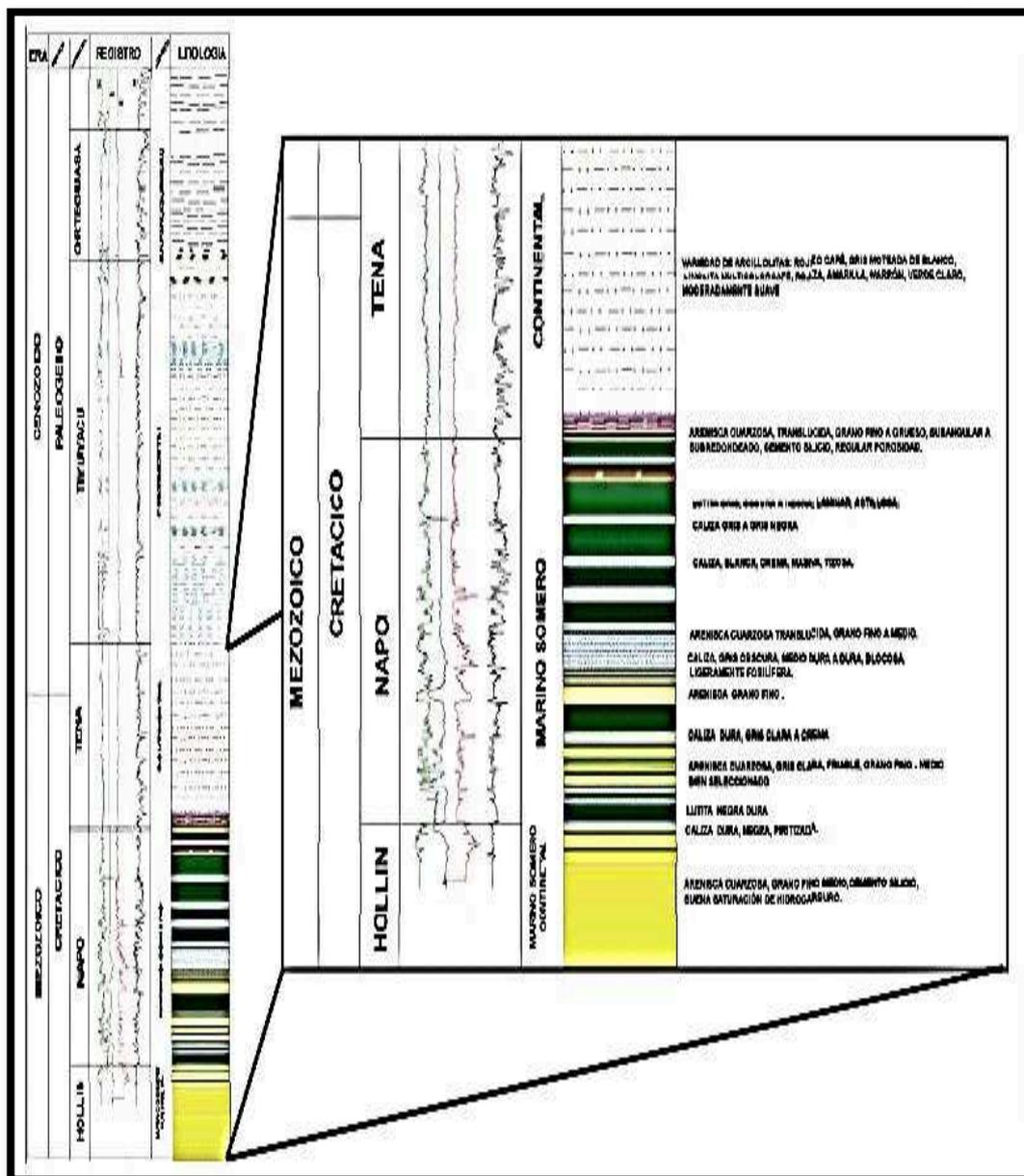


FIGURA 1.6. Columna estratigráfica de interés del Campo Sacha

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Dep.de Geología, Petroproducción.

Se han realizado cuantiosos estudios sobre estratos y sus propiedades, que van desde la superficie hasta las zonas de interés para la cuenca oriental ecuatoriana, los cuales definen el comportamiento estratigráfico del Campo Sacha, por lo cual se ha diseñado una columna base y de donde se obtiene información como: era y edad geológica, formación a la que corresponde, ambiente de depositación, espesor promedio, litología, etc (ver figura 1.7).

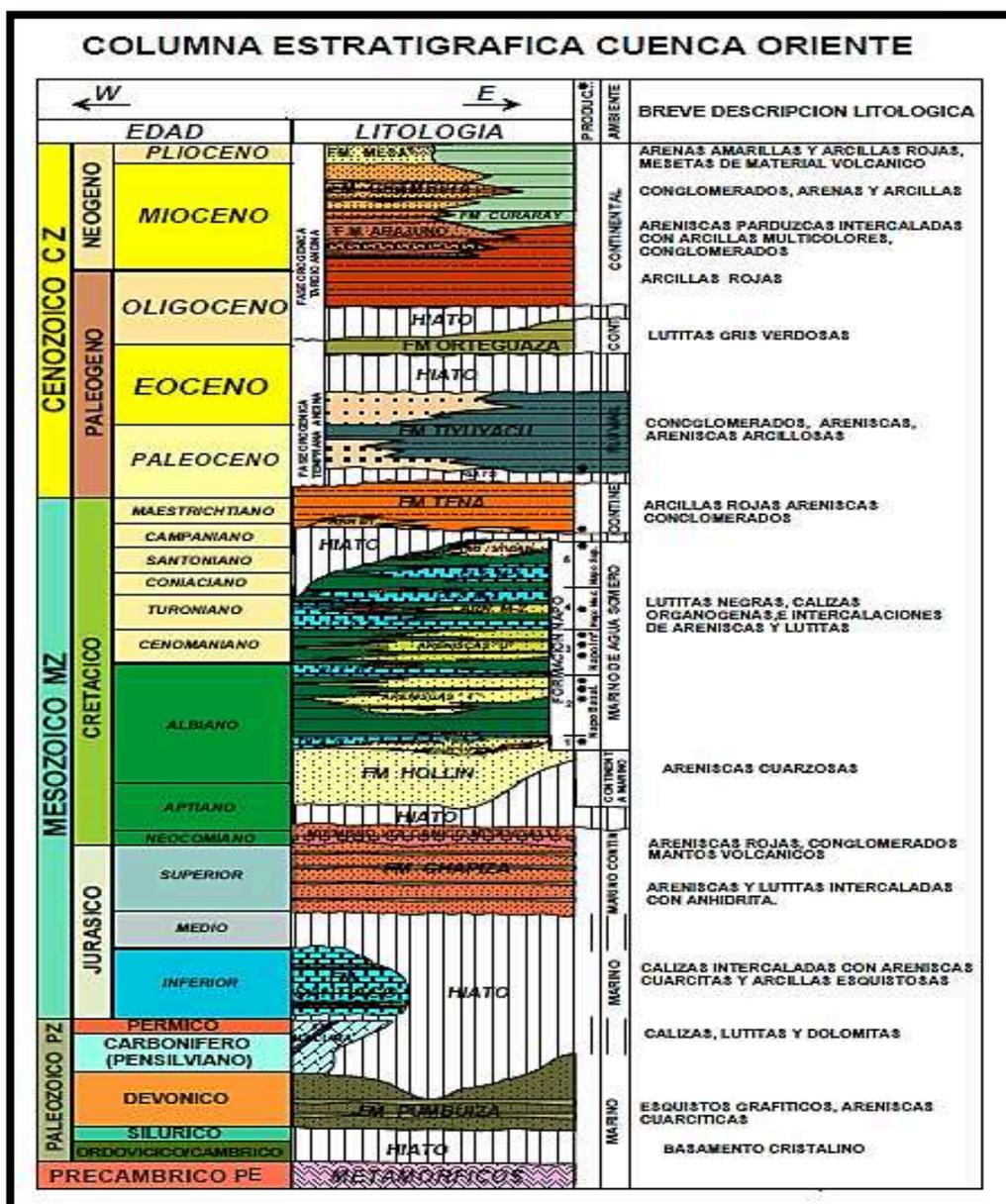


FIGURA 1.7. Columna lito -estratigráfica de la Cuenca Oriente
 FUENTE: Archivo Campo Sacha, Dep. de Geología, Petroproducción.

1.4.4 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES

A continuación se presenta una descripción litológica de los principales yacimientos de interés hidrocarburífero en forma resumida; el principal yacimiento dentro del Campo Sacha está constituido por la formación Hollín, siguiéndole en importancia las formaciones Napo U y Napo T, y finalmente la formación Basal Tena.

1.4.4.1 Yacimiento Hollín

1.4.4.1.1 Arenisca Hollín inferior

Consiste en una arenisca blanca cuarzosa, consolidada, de grano medio a grueso (fino en menor proporción), matriz y cemento silicio, inclusiones locales de carbón, ámbar, caolín y con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos (Bistow & Hoffstetter, 1997).

1.4.4.1.2 Arenisca Hollín superior

Corresponde a una arenisca cuarzosa-glaucionítica, calcárea, de grano fino a medio, tiene interestratificaciones de lutitas negras, ligeramente calcáreas, duros esquistos están mezclados en la estratificación con la arenisca. Usualmente unos pocos estratos delgados de color marrón brillante, denso, calizas y limos calcáreos están presentes, matriz arcillosa, cemento silíceo con inclusiones de glauconita y clorita (Bistow & Hoffstetter, 1997).

1.4.4.2 Yacimiento Napo

1.4.4.2.1 Arenisca Napo T inferior

Constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, grano medio a fino, cemento silicio, forma la selección arenosa de la secuencia Napo T de mayor

continuidad vertical y lateral, es usualmente gris o marrón, pero en ciertos lugares es verdusco debido a la presencia de glauconita (Bistow & Hoffstetter, 1997).

1.4.4.2 Arenisca Napo T superior

Ligeramente calcárea está constituida por una arenisca cuarzosa, gris, translúcida, grano muy fino a fino, matriz calcárea, cemento calcáreo, inclusiones de glauconita. Esta arenisca es más discontinua y heterogénea que la de la formación Napo T inferior (Bistow & Hoffstetter, 1997).

1.4.4.3 Arenisca Napo U inferior

Constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, cemento silicio, fluorescencia amarillo blanquecino (Bistow & Hoffstetter, 1997).

1.4.4.4 Arenisca Napo U superior

Constituida por una arenisca cuarzosa, principalmente glauconíticas y arcillosas, blanca, translúcida, transparente, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano fino a medio, matriz calcárea, cemento silicio, inclusiones de glauconita y piritita, trazas de gilsonita (Bistow & Hoffstetter, 1997).

1.4.4.3 Yacimiento Basal Tena

Ubicada sobre la formación Napo, en la formación Tena, está definida por un pequeño cuerpo de areniscas que marcan la entrada a la formación Napo, está compuesta por una arenisca cuarzosa, blanca, blanca amarillenta, sub transparente a sub translúcida, moderadamente consolidada, grano medio a fino, sub angular a sub redondeada, selección moderada, matriz arcillosa, grano fino a muy fino, contiene arcillas incrustadas, mayormente rojas a marrones, siendo este

color rojo acentuado en superficie; pero en profundidad, son grises y verdosas. Además contiene lutitas y limonitas algo calcáreas, areniscas cuarzosas claras, que se encuentran en la base y tope, una menor presencia de calizas arenosas, comúnmente piritosas. No se observa cemento, porosidad visible. Con manchas de hidrocarburo color café, bajo luz ultravioleta, residuo color amarillo muy pálido, corte muy lento en forma de nubes, en luz natural residuo no visible (Bistow & Hoffstetter, 1997).

A continuación se muestra la descripción litológica de los yacimientos productivos en el Campo Sacha en la tabla 1.1.

TABLA 1.1. Descripción litológica resumida de los yacimientos hidrocarburíferos del Campo Sacha

FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
HOLLÍN INFERIOR	Arenisca
HOLLÍN SUPERIOR	Arenisca
NAPO T INFERIOR	Arenisca, lutita, caliza
NAPO T SUPERIOR	Arenisca
NAPO U INFERIOR	Arenisca y lutita
NAPO U SUPERIOR	Arenisca
BASAL TENA	Arenisca

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

1.4.5 AMBIENTES SEDIMENTARIOS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES

A continuación se presenta una descripción los ambientes sedimentarios de los principales estratos de interés hidrocarburífero en forma resumida dentro del Campo Sacha. Tanto para la formación Hollín como para las formaciones Napo T y Napo U, se han definido como un ambiente estuarino dominado por mareas,

sobre la base de la presencia de los siguientes sub ambientes y estructuras: canales de marea con canales fluviales asociados, estratificación cruzada con laminación lodosa, facies heterolíticas inclinadas, capas dobles de lodo, estratificación cruzada bidireccional (espina de pescado), dispuestas en secuencias transgresivas. En tanto que para Basal Tena, el ambiente de depositación de esta parte de la formación es continental a marina somera (Shanmugan et al, 1998).

1.5 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DEL CAMPO SACHA

1.5.1 CONDICIONES ACTUALES

Se tienen a la fecha un total de 237 pozos perforados, según listado de pozos proporcionado hasta diciembre de 2010, 166 pozos en producción, los cuales están completados para diferentes sistemas de producción tales como flujo natural, bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico, 49 pozos cerrados, 7 reinyectores, 6 inyectores y 9 pozos abandonados, en la tabla 1.2 se observa con mayor detalle las formaciones de las cuales se produce, se inyecta y/o se reinyecta de acuerdo a la anterior clasificación.

TABLA 1.2. Estado actual de los pozos del Campo Sacha

TIPO DE POZO	NUMERO DE POZOS	FORMACIÓN
Pozos en producción	166	BASAL TENA – NAPO U – NAPO T – HOLLÍN
Pozos cerrados	49	BASAL TENA – NAPO U – NAPO T – HOLLÍN
Pozos re - inyectores	7	TIYUYACU – ORTEGUAZA
Pozos inyectores	6	NAPO U – NAPO T
pozos abandonados	9	NAPO U – NAPO T – HOLLÍN
Total pozos	237	

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

1.5.2 UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA

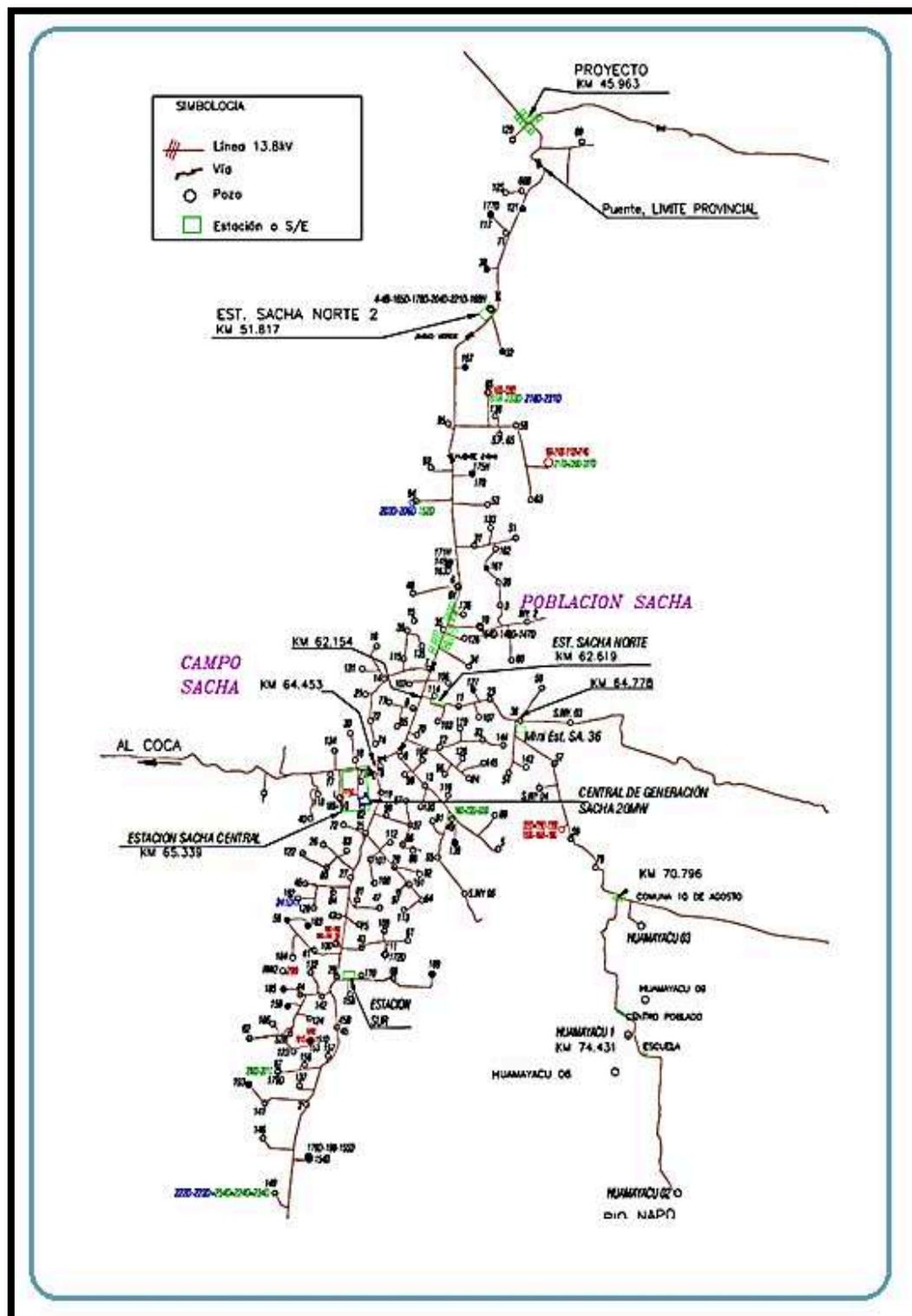


FIGURA 1.8. Ubicación de los pozos del Campo Sacha

FUENTE: Depto. De Ing. Civil, Petroproducción.

1.5.3 ESTACIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha dispone de cuatro estaciones de producción, las cuales se encargan de recolectar y procesar la producción de los pozos del campo y son las siguientes, ver figura 1.9:

- Estación Sacha Norte 2
- Estación Sacha Norte 1
- Estación Sacha Central
- Estación Sacha Sur



FIGURA 1.9. Ubicación de las Estaciones de Producción, Campo Sacha

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción

Los equipos que generalmente forman parte de una instalación de superficie son manifolds, separadores, tanques de almacenamiento, tratadores térmicos, intercambiadores de calor, bombas, válvulas, medidores de flujo, controladores, compresores, generadores e instalaciones complementarias, etc.

En las tablas 1.3, 1.4, 1.5, se detalla las facilidades de producción del Campo Sacha.

TABLA 1.3. Clasificación de tanques y separadores por estación de producción.

ESTACIÓN	TANQUES	CAPACIDAD		SEPARADORES		CAPACIDAD
	TIPO	NOMINAL	OPERATIVA	TIPO	# UNIDAD	BLS
SACHA NORTE 2	LAVADO	12590	10850	PRODUCCIÓN	1	15000
	SURGENCIA	15129	14112	PRODUCCIÓN	1	10000
				PRODUCCIÓN	FREEWATER	52000
				PRUEBA	1	10000
SACHA NORTE 1	LAVADO	105880	97053	PRODUCCIÓN	3	35000
	SURGENCIA	70580	52939	PRODUCCIÓN	1	60000
				PRODUCCIÓN	FREEWATER	31500
				PRUEBA	2	10000
SACHA CENTRAL	LAVADO	66462	-	PRODUCCIÓN	3	35000
	SURGENCIA	39172	19586	PRODUCCIÓN	2	60000
	OLEODUCTO 1	161105	11145	PRUEBA	2	10000
	OLEODUCTO 2	100000	90000			
SACHA SUR	LAVADO	20000	-	PRODUCCIÓN	2	350000
				PRODUCCIÓN	1	20000
				PRODUCCIÓN	FREEWATER	36046
	SURGENCIA	24600	18500	PRUEBA	2	10000

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

TABLA 1.4. Equipos de la planta de tratamiento.

PLANTA DE TRATAMIENTO		
TANQUE	CAPACIDAD (Bls)	UNIDAD
FLOCULACIÓN	700 c/u	2
FLOTACIÓN	1500 c/u	2
REPOSO	300	1
LODOS	200	1
LODOS	5000	1

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

TABLA 1.5. Equipos de la planta de inyección.

PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA		
TIPO	CAPACIDAD	UNIDAD
UNIDADES DE ALTA PRESIÓN	MOTOR GAS CAT447HP	4
TANQUE DE FLOCULACIÓN	700 Bls c/u	2
TANQUE DE FLOTACIÓN	1500 Bls c/u	2
TANQUE DE REPOSO	300 Bls c/u	1

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

En la tabla 1.6 se presenta la producción total del Campo Sacha y la producción por estaciones:

TABLA 1.6. Producción del Campo Sacha por Estaciones a diciembre del 2010.

CAMPO SACHA	PRODUCCIÓN TOTAL (BPD)	ESTACIÓN NORTE 2	ESTACIÓN NORTE 1	ESTACIÓN CENTRAL	ESTACIÓN SUR
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	53094	11804	17374	9854	14063
PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BFPD)	108530	28894	42805	13604	23227
PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)	55372	17090	25431	3686	9164
PRODUCCIÓN DE GAS DE POZOS (MPCS/D)	6613	2108	1186	1806	1513
BARRILES INYECTADOS DE AGUA POR DÍA (BAPD)	129965	129965	-	-	-
BSW PONDERADO DEL CAMPO (%)	51.02	59.15	59.41	27.09	39.46
API PONDERADO DEL CAMPO	27.1	27.7	27	27	26.7

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

A continuación se menciona de manera general los equipos y facilidades que en superficie posibilitan receptor y procesar la producción de crudo de las diferentes estaciones de producción en orden de norte a sur.

1.5.4 ESTACIÓN SACHA NORTE 2

La estación Sacha Norte 2 está ubicada en las siguientes coordenadas geográficas, latitud 0° 13' 9.923" Sur y longitud 76° 50' 32.92598" Oeste, encargada de receptor y tratar el crudo producido por los diferentes pozos

productores, y direccionar el gas producido en la etapa de separación hacia los mecheros de la referida estación, para lo cual cuenta con instalaciones en superficie totalmente equipadas tal como separadores de producción, separadores de prueba con instrumentación para el sistema SCADA, desgasificadores, tanques de lavado, tanques de surgencia, medidores de BSW, gabinete de comunicaciones, y todo lo necesario y pertinente para optimizar y procesar la producción, así también tiene la capacidad para manejar el agua de formación producida mediante un sistema cerrado de inyección y reinyección de agua.

Esta estación es un punto de fiscalización y su producción es entregada al SOTE a través del oleoducto secundario, esto gracias al mecanismo de ACT (Automatic Custody Transfer) localizada en su correspondiente área de contadores.

1.5.5 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

La estación Sacha Norte 1 está ubicada en las siguientes coordenadas geográficas, latitud 0° 18' 26.533" Sur y longitud 76° 51' 26.69756" Oeste, cuya función es receptor y tratar el crudo producido por los diferentes pozos productores para luego ser enviado a la estación Sacha Central, el agua de formación producida también tiene como destino final la estación de producción mencionada; a diferencia de la anterior estación, a más de direccionar el gas producido en la etapa de separación hacia los mecheros, utiliza un porcentaje de esta producción para el sistema Power Oil como combustible, para lo cual cuenta con instalaciones en superficie totalmente equipadas tal como separadores de producción uno de ellos esta automatizado, separadores de prueba con instrumentación para el sistema SCADA, desgasificadores, tanques de lavado, tanques de surgencia, medidores de BSW, gabinete de comunicaciones, bombas de inyección , una unidad de tratamiento de agua, etc.

1.5.6 ESTACIÓN SACHA CENTRAL

La estación Sacha Central está ubicada en las siguientes coordenadas geográficas, latitud 0° 19' 23.613" Sur y longitud 76° 52' 30.41101" Oeste, receipta y trata el crudo producido por los diferentes pozos productores de esta estación y de las estaciones: Sacha Norte 1, Sacha Sur y del Campo Pucuna. El agua de formación producida es enviada a la estación de producción Sacha Sur; a más de quemar en los mecheros el gas producido en la etapa de separación, utiliza un porcentaje de esta producción para el sistema Power Oil.

En esta estación se encuentra las oficinas administrativas así como también la torre principal de telecomunicaciones, está dotada de instalaciones en superficie totalmente equipadas tales como separadores de prueba instrumentados y de producción, tableros para los computadores de flujo, tiene una área de contadores ACT (Automatic Custody Transfer), tanques de lavado, tanques surgencia, tanques de almacenamiento, área de inyección de químicos, unidades para sistemas de Power Oil, etc.

1.5.7 ESTACIÓN SACHA SUR

La estación Sacha Central está ubicada en las siguientes coordenadas geográficas, latitud 0° 22' 16.733" Sur y longitud 76° 52' 48.12256" Oeste, receipta y trata el crudo producido por los diferentes pozos productores de esta estación. El agua de formación producida por esta estación y la que es enviada desde la Estación Central es receiptada por las facilidades pertinentes y adecuadas para la reinyección de la misma, a más de quemar en los mecheros el gas producido en la etapa de separación, utiliza un porcentaje de esta producción para el sistema Power Oil.

Esta estación tiene instalaciones en superficie totalmente equipadas tales como separadores de prueba instrumentados y de producción, área de contadores ACT

(Automatic Custody Transfer), tanques de lavado, tanques surgencia, cuenta con una área de bombas para sistemas de bombeo hidráulico, gabinete de comunicaciones, etc.

1.6 CONTROL DE LA PRODUCCIÓN

El control de la producción de crudo se realiza mediante pruebas periódicas de los pozos en las estaciones del Campo Sacha, con una programación determinada por el Supervisor de Producción, tomando en cuenta las pruebas particulares solicitadas por parte de Ingeniería, la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (antigua DNH), u otras áreas cuando se requieran.

En forma normal se realizan pruebas de una duración de 3 horas por el número de pozos presentes y en forma particular por 6 horas, aunque puede realizarse por más tiempo en casos especiales, de tal forma que se realice por lo menos una prueba semanal para cada pozo. Para las pruebas se utilizan separadores trifásicos, en estos se realizan las mediciones de petróleo en las líneas de descarga mediante un medidor tipo turbina y en la línea de gas se realizan las mediciones mediante un medidor de presión diferencial (placa orificio). Junto con estos medidores se está instalando instrumentación prevista en el sistema SCADA OASYS para visualizar y monitorear las pruebas que se realicen de los pozos en producción.

Para la determinación del BSW, se toman las muestras en forma general en el separador de pruebas y se pasan al laboratorio de cada estación en donde se determina el valor mediante el método de centrifugación. En cada estación se dispone de un laboratorio con una centrífuga. Se toma como valor referencial del BSW el entregado por el Departamento de Corrosión (Ingeniería de Petróleos). Para la determinación del grado API se utiliza el laboratorio ubicado en la estación y se realiza las correspondientes correcciones de temperatura.

1.7 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS

Un requisito para entender, describir y predecir el comportamiento de los fluidos en el reservorio es conocer de manera detallada propiedades físicas, químicas y estructurales de las rocas del yacimiento. En la tabla 1.7 se detallan los valores promedios de los principales parámetros petrofísicos tales como porosidad, permeabilidad, y entre otros como datum, espesor neto promedio, y salinidad.

TABLA 1.7. Valores promedio de las propiedades del Campo Sacha

PARÁMETROS		VALORES PROMEDIO POR ZONAS PRODUCTIVAS				
		BASAL TENA	NAPO U	NAPO T	HOLLÍN SUPERIOR	HOLLÍN INFERIOR
DATUM	(FT)	- 7800	- 8530	- 8765	- 8975	- 8975
ESPESOR NETO PROMEDIO	(FT)	9	20 – 60	23 - 44	30 – 70	30 - 40
POROSIDAD	(%)	18	17	16	14	17
PERMEABILIDAD	(mD)	300	100	200	70	500
SALINIDAD	(PPM Cl)	13000 24000	35000 65000	20000 25000	700 3890	500 1500

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

1.8 CARACTERÍSTICAS DE FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS

El petróleo en su estado natural es una mezcla de compuestos orgánicos, de estructura variada y pesos moleculares diferentes. Por ello, se presenta una gran variedad de características y propiedades en cada una de ellos. Así pues, estas características permiten encontrar rangos de crudos que comprenden desde extra livianos hasta extra pesados. Se consideran tres características principales en los

fluidos de los yacimientos: gravedad API, contenido de azufre, y la relación pristano-fitano.

1.8.1 GRAVEDAD API

La gravedad API es una clasificación para el petróleo con propósitos particulares en función de su densidad. La medida de grados API es una medida de cuánto pesa un producto de petróleo en relación al agua. La gravedad de los crudos de los yacimientos Hollín principal, Hollín superior, Napo U y T y Tena Basal varían entre 24.1 y 30.3 ° API, por lo que los crudos en las formaciones del campo Sacha son clasificados como crudos medianos, ver tabla 1.8.

TABLA 1.8. Clasificación de los crudos de acuerdo al grado API

FORMACIÓN	GRAVEDAD	TIPO DE CRUDO
HOLLÍN INFERIOR	27.1	Crudo Mediano
HOLLÍN SUPERIOR	27.3	Crudo Mediano
NAPO T	30.3	Crudo Mediano
NAPO U	26.7	Crudo Mediano
BASAL TENA	24.1	Crudo Mediano

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

1.8.2 CONTENIDO DE AZUFRE

El petróleo contiene hidrocarburos sulfurados, sulfuro de hidrogeno disuelto y a veces azufre en suspensión. El contenido de azufre total de los crudos está comprendido entre 0.05% y 5% en peso. Cuando un crudo tiene un contenido de azufre menor a 1% se le considera crudo dulce; pero si el contenido de azufre es mayor a 1% se le considera un crudo agrio. El contenido de azufre de los crudos

de Hollín inferior y superior varía entre 0,40 y 1.10% respectivamente, de los crudos de la formación Napo T en alrededor del 0,90% en peso y de los crudos de la formación Napo U de 1,20% en promedio. Es así que a través del contenido de azufre se puede clasificar a los hidrocarburos de la siguiente manera, ver tabla 1.9:

TABLA 1.9. Clasificación de los crudos de acuerdo al contenido de azufre.

ARENA	PORCENTAJE DE AZUFRE	TIPO DE CRUDO
HOLLÍN SUPERIOR	1.10	Crudo agrio
HOLLÍN INFERIOR	0,40	Crudo dulce
NAPO T	0.90	Crudo dulce
NAPO U	1.20	Crudo agrio
BASAL TENA	-	-

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

El azufre proviene principalmente de la descomposición de residuos orgánicos y se observa que el efecto del azufre en el proceso de refinación disminuye la duración de vida de ciertos catalizadores, deteriora la calidad de los productos acabados, genera corrosión, y contaminación atmosférica.

1.8.3 RELACIÓN PRISTANO (Pr) Y FITANO (Fi)

La relación de ambos compuestos (Pr/Fi) y las relaciones de estos con hidrocarburos saturados correspondientes (C17 y C18) se utilizan como marcadores indicativos de ambientes no contaminados, naturales, grado de madurez o alteración biológica sufrida por la materia orgánica. Estos resultados permiten inferir las características generales de la roca generadora, su grado de maduración y alteraciones ocurridas a lo largo del tiempo. Así pues, si la relación es mayor a 1 se tiene materia orgánica muy madura, no contaminada y natural; en cambio, si la relación es menor a 1, se tiene materia orgánica poco madura. Los

crudos de la formación Hollín presentan relaciones pristano/fitano cercanas a uno (0.92 – 1.18), lo cual indica que pueden proceder de sedimentos depositados en condiciones marino marginales, con fuerte aporte de materia orgánica terrestre.

1.9 ANÁLISIS PVT

Se llama análisis PVT al conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades de los fluidos de un yacimiento, a partir de simulaciones en función de la presión, el volumen y la temperatura, sus resultados son más confiables que los obtenidos en las pruebas de campo. La conjunción de estos tres parámetros determina en gran parte el comportamiento de producción del yacimiento, ver tabla 1.10.

TABLA 1.10 Datos PVT del Campo Sacha.

PARÁMETROS	FORMACIÓN				
	HOLLÍN INFERIOR	HOLLÍN SUPERIOR	NAPO T	NAPO U	BASAL TENA
Ty (°F)	225	225	216	211	181
Pi (psi)	4450	4450	4146	4054	3587
Pr (psi)	4119	3300	1900	1750	-
Pb (psi)	78	550	1310	1052	807
GOR (scf/STB)	24	124	436	270	150
° API	27.1	27.3	30.3	26.7	24.1
Sw (%)	29.4	33.3	20	12.8	34.3
So (%)	70.6	66.7	80	67.2	65.7
Coil (x 10 ⁶ psi-1)	5.7	9.2	9.02	8.02	7.0
βoil (RB/STB)	1.1625	1.1334	1.3726	1.2302	1.117
μoil (cp)	3.7	1.4	1.6	1.8	2.5
Gravedad del Gas	1.5767	1.3511	1.2518	1.1324	1.099

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

1.10 RESERVAS Y DECLINACIÓN ANUAL DEL CAMPO SACHA

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento que se considera pueden ser recuperados comercialmente. La tabla 1.11, permite evidenciar los volúmenes más importantes de reserva para nuestro estudio:

1.10.1 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (POES)

Es el volumen total de petróleo estimado, que existe originalmente en los yacimientos reservorio.

1.10.2 RESERVAS PROBADAS

Son los volúmenes de hidrocarburos que pueden ser extraídos como resultado de la producción económica y determinados mediante los resultados obtenidos a partir de registros eléctricos o núcleos en la etapa de perforación. Son las reservas que pueden ser recuperadas en las áreas donde se ha desarrollado el campo.

1.10.3 RESERVAS REMANENTES

Volumen de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento. La formación Hollín presenta las más altas reservas remanentes con un porcentaje del 52.33% del total, por la cual este yacimiento es de vital importancia y razón más que suficiente para iniciar estudios pertinentes que permitan incrementar la recuperación de estas reservas, en el caso de este estudio se lo aplica a la rehabilitación de pozos cerrados.

1.10.4 DECLINACIÓN EFECTIVA

La declinación efectiva de un yacimiento se define como la disminución de la reserva debido a la producción de fluidos en un periodo de tiempo. La declinación anual efectiva determinada para el Campo Sacha a diciembre del 2010 es de 11.95 %.

TABLA 1.11. Reservas del Campo Sacha

RESERVAS DE PETRÓLEO DEL CAMPO SACHA AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010						
YACIMIENTO	PETRÓLEO IN SITU (POES) (Bls. N)	FACTOR RECOBRO (%)	DECLINACIÓN ANUAL (%)	RESERVAS PROBADA (Bls. N.)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bls. N.)	RESERVAS REMANENTES (Bls. N.)
BASAL TENA	97,177,600	23.61	7.94	22,948,200	18,081,660	4,866,540
NAPO U	762,615,924	39.92	13.44	304,436,276.86	209,369,505	95,066,772
NAPO T	483,325,941	38.26	8.56	184,920,505.03	95,242,750	89,677,755
HOLLÍN	2,137,516,953	32.23	11.53	688,921,713.95	480,810,354	208,111,360
TOTAL	3,480,636,418	-	-	1,201,226,696	803,504,269	397,722,427

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

1.11 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Para definir los mecanismos de producción del Campo Sacha debemos saber previamente que, para que los fluidos contenidos en el reservorio se movilicen debe existir una energía natural que ayude a desplazar o expulsar estos fluidos por el medio poroso hacia los pozos productores. Esta contribución energética siempre se presenta como una expansión asociada a una caída de presión que es a su vez consecuencia de la extracción o producción involucrada. En el Campo Sacha rigen dos mecanismos de empuje: por gas en solución y por empuje hidráulico.

1.11.1 EMPUJE HIDRÁULICO

El mecanismo de empuje hidráulico o hidrostático se define como la energía que contribuye a la recuperación de petróleo proveniente de un acuífero contiguo a la zona de petróleo. La energía del empuje se debe a la expansión del agua al disminuir la presión debido a la producción.³

En el Campo Sacha se ha identificado la influencia de dos acuíferos para el caso de la formación Hollín⁴; el primero, es un acuífero lateral para la formación Hollín superior y el segundo, es un acuífero activo de fondo, para la formación Hollín Inferior, debido a la influencia del acuífero se evidencia dos fenómenos; que la presión disminuye muy poco y que la producción de agua en los pozos es alta. Para los yacimientos de la formación Napo se ha definido la presencia de acuíferos laterales.

1.11.2 MECANISMO DE GAS EN SOLUCIÓN.

El mecanismo de gas en solución es la energía para el recobro del petróleo proveniente de gas a presión que se halla en la formación productora, al disminuir la presión se desprende el gas del petróleo con lo cual se crea una energía para la expulsión de los fluidos.

Para la formación Basal Tena⁵ no se pudo visualizar la profundidad del contacto agua petróleo por lo que el mecanismo de producción de este reservorio se estima que puede ser combinado (gas en solución y empuje parcial de agua), ya

³ B.C.Craft - M.F.Hawkins, Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos, Editorial Tecnos, Madrid, 1977.

⁴ Estudio de Simulación Matemática para el Campo Sacha realizado en el año 2008.

⁵ Estimación de reservas arena Basal Tena - Campo Sacha, Gerencia Técnica de Geociencias, E. Campos/P. Kummert/C Yáñez.

que el factor de recobro está en el orden del 23.61% y es acorde a un yacimiento que realmente no tiene ninguna energía adicional para mantenimiento de presión.

1.12 RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN PERIFÉRICA DE AGUA

A su vez otro mecanismo de empuje que provee de energía a los yacimientos Napo U y Napo T del Campo Sacha es el que tiene lugar debido a la inyección periférica de agua; en el año de 1986 con el objeto de mantener la presión y mejorar la recuperación de los fluidos in situ, se implementó un modelo de inyección periférica con un arreglo de seis pozos inyectoros (productores convertidos a inyectoros) ubicados en los flancos occidental y oriental de la estructura Sacha, cinco al Este del campo (WIW-02, WIW-03, WIW-04, WIW-05 y WIW-06) y uno más al Oeste (WIW-01); la tabla 1.12, muestra información de volumen inyectado de los pozos inyectoros mencionados.

TABLA 1.12. Parámetros de los pozos inyectoros del Campo Sacha.

POZOS INYECTORES	ARENA	INYECCIÓN POR ARENA (Bls)	VOLUMEN TOTAL INYECTADO (Bls)	PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)
WIW-01	NAPO U	12.022	32.298	920
	NAPO T	20.276		1040
WIW-02	NAPO U	29.557	29.557	720
WIW-03	NAPO U	38.120	73.465	1130
	NAPO T	35.345		500
WIW-04	NAPO U	36.720	57.362	1200
	T	20.642		1200
WIW-05	U	29.198	77.764	930
	T	48.566		850
WIW-06	U	31.585	31.585	980

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

CAPITULO 2

ANÁLISIS DE LOS POZOS CERRADOS

2.1 INTRODUCCIÓN

A diciembre del 2010 se tiene 49 pozos cerrados en el Campo Sacha, todos estos pozos cerrados tienen la capacidad de ser rehabilitados y aportar con volúmenes de petróleo debido a sus altas reservas remanentes, es así que el objetivo primordial para este capítulo es realizar un estudio de parámetros relevantes de todos los pozos cerrados y llegar a una selección de un grupo de pozos idóneos para ser rehabilitados, luego de la recopilación y análisis de información disponible por pozo cerrado como se detallara más adelante. Los pozos propuestos para reacondicionamiento son incorporados a la producción del campo con caudales de fluido iniciales definidos mediante un análisis de las tendencias promedias de producción de los pozos activos en cada una de las arenas a diciembre del 2010 (ver anexo 2.1.1.). En la tabla 2.1 se indica los valores de producción promedio de petróleo. Estos valores de producción están dentro de los límites estipulados por la Secretaria de Hidrocarburos, entidad encargada de designar las tasas de producción a nivel nacional.

TABLA 2.1. Estado actual de los Pozos Cerrados, Campo Sacha.

FORMACIÓN	PRODUCCIÓN PROMEDIA DE PETRÓLEO (BPPD)
BASAL TENA	343
NAPO T	339
NAPO U	336
HOLLÍN	335

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

2.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para el manejo, almacenamiento y acceso efectivo a la información del Campo Sacha se utiliza la tecnología AS/400; este sistema se basa en una interfaz multiusuario controlada en terminales mediante un sistema operativo basado en objetos y directorios integrados donde se ingresa toda la información necesaria para uso del usuario.

Es importante mencionar que AS/400 maneja la información de todos los campos operados por EP-PETROECUADOR. Cada campo mantiene directorios con la información competente de acuerdo a departamentos. Así por ejemplo, el Departamento de Ingeniería de Petróleos de EP- PETROECUADOR alimenta el directorio SISPET (Sistemas de Petróleos) donde consta la siguiente información:

- Producción Diaria de Petróleo, Agua y Gas
- Resultado de las Pruebas de Presión
- Eventos mayores

Al iniciar el presente estudio, se procedió a la recopilación y análisis de la información disponible por pozo cerrado; los datos obtenidos se obtuvieron ya sea de manera digital a través de la base de datos SISPET o mediante archivos físicos en Petroproducción. La información requerida fue principalmente la concerniente a:

- Información histórica de producción
- Historiales de reacondicionamiento de pozos
- Estado mecánico actual de pozos
- Petrofísica
- Declinación anual
- Reservas remanentes
- Mapas de saturación promedio de petróleo.

Cabe mencionar que ha sido de gran utilidad los estudios:

- “Determinación de declinación anual de producción y reservas para los yacimientos del Campo Sacha”, realizado por la compañía Halliburton en Julio del 2010; del cual se ha recopilado todos los datos de reservas remanentes y declinación anual de los pozos cerrados.
- “Simulación Matemática del Campo Sacha” realizado en el año 2008 por Geoconsult Ecuador del cual se han tomado los mapas de saturación promedia de petróleo.

2.3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS CERRADOS

Se entiende por pozo cerrado aquel que estando activo, tuvo algún problema y dejo de aportar su producción debido a diferentes causas tales como: problemas mecánicos, incremento de producción de agua, baja producción de petróleo, desasentamiento de empacaduras, o daños a la formación. En estas condiciones el pozo se cierra en espera de un reacondicionamiento, este cierre no es definitivo pero el pozo puede llegar a estar inoperante por largos periodos.

Es menester mencionar que para determinar el estado actual de cada uno de los 49 pozos cerrados se analizó minuciosamente tanto los historiales de producción como los de reacondicionamiento de los cuales se obtuvo información tal como: la fecha de cierre, el último reacondicionamiento realizado y las razones de su cierre.

En la tabla 2.2 se presenta la información mencionada y además las tasas de producción estipuladas de acuerdo a la Secretaria de Hidrocarburos (antigua DNH).

TABLA 2.2. Estado actual de los Pozos Cerrados, Campo Sacha.

#	POZO	TASA SECRETARIA HIDROCARBUROS	ÚLTIMO W.O	FECHA DE CIERRE	OBSERVACIÓN
1	SAC-PROF		WORKOVER No. 2	01/09/2001	Cerrado, por alto %BSW (100%) de hollín inferior, entro en WO para crear una ventana hacia hollín superior, se encontró casing roto a 2632',
2	SAC-11		WORKOVER No. 9	22/02/2010	Evaluación sin torre de hollín superior y T. No producen. Pozo queda cerrado.
3	SAC-14		WORKOVER No. 11	04/01/2007	C/B JET 9A por similar (Sale garganta cavitada y nozzle picado). Arena taponada, espera estimulación.
4	SAC-16	HOLLÍN =500	WORKOVER No. 10	25/12/1994	Se asienta blanking, se prueba con 1500 psi, se detecta comunicación tbg-csg, cerrado por bajo aporte y alto BSW.
5	SAC-21		WORKOVER No. 12	31/03/2010	Squeeze a U y T. Asientan CIBP a 9694. Re disparan U y T. Evalúan T 96 BFPD con 96% BSW. Trabajo no satisfactorio arenas U y T con bajo aporte.
6	SAC-22		WORKOVER No. 20	28/10/2009	Pozo cerrado no aporta (esperando estimulación).
7	SAC-24	HOLLÍN SUPERIOR =250	WORKOVER No. 8	17/08/2006	Trabajo no exitoso porque no se pudo desasentar packers. Pozo cerrado.
8	SAC-27	BASAL TENA = 120	WORKOVER No. 14	15/03/2006	Sacan completación y asientan CIBP a 8560. Bajan 1 tubo de 3 1/2. Cerrado por bajo aporte.
9	SAC-28	NAPO T =350	WORKOVER No. 16	09/05/2009	Comunicación tubing-casing, y camisa de arena "U" defectuosa. Pozo cerrado por alto BSW y bajo aporte
10	SAC-33		WORKOVER No. 14	13/04/2010	Sacan tubería de producción asientan tapón ez-drill a 8600'. Sacar tubería de producción de 2 7/8". Pozo cerrado
11	SAC-34	NAPO U =450	WORKOVER No. 7	01/10/2007	Cerrado por alto corte de agua.
12	SAC-35	HOLLÍN =650	WORKOVER No. 9	08/12/2005	Cambio de completación por comunicación tbg-csg, Squeeze a

					Hollín, completar bombeo hidráulico. El pozo queda cerrado hasta la presente fecha con un pescado consistente en un BHA moledor a 5010', por problemas con la comunidad.
13	SAC-42	HOLLÍN =650	WORKOVER No. 10	15/07/2009	Pozo queda cerrado por bajo aporte de fluidos y alto BSW.
14	SAC-45		WORKOVER No. 17	24/10/1991	Trabajo no exitoso y suspendido. Pozo abandonado
15	SAC-46	HOLLÍN SUPERIOR =200	WORKOVER No. 10	17/04/2010	Muelen ez-drill y repunzonar U, evalúan 72 BFPD con 100% BSW. Re disparan hollín superior, evalúan 120 BFPD 40% BSW, 48 BFPD 100% BSW. Re disparan T, evalúan 168 BFPD 100% BSW.
16	SAC-47		WORKOVER No. 6	15/07/2005	Sacan completación. Asienta CIBP a 9352. Pozo cerrado.
17	SAC-49	HOLLÍN =750	WORKOVER No. 9	16/02/2006	Pozo cerrado por alto BSW y bajo aporte, Pozo queda con un tubo de 3 1/2" colgado.
18	SAC-54 ST1		NO TIENE COMPLETACION ORIGINAL	21/12/2006	Se quería realizar un sidetrack, sin éxito. Se suspendió operaciones al no lograr un acuerdo con la comunidad de San Antonio.
19	SAC-58	HOLLÍN =450	WORKOVER No. 23	19/07/1999	Cambio de completación por comunicación tbg-csg. No exitoso pozo queda cerrado. Intentan pescar, enganchan, tensionan con 160000 psi, sin éxito. Cabeza del pescado a 9216'.
20	SAC-60		WORKOVER No. 10	08/02/1993	Chequear casing y cambiar completación, camisa de Hollín inferior defectuosa, evaluar Hollín inferior y Hollín superior. Desasientan empacaduras con 135000 lbs intentan sacar tubería sin éxito se tensiona hasta 160000 lbs sin éxito. Intentan enganchar pescado a 996', sin éxito.
21	SAC-71		WORKOVER No. 14	09/08/2005	Se encuentra casing con agujeros. Bajan tubería de 3 1/2 con punta libre hasta 9396. Sacan tubería de producción y asientan CIBP a 9450.

22	SAC-73	NAPO U =400	WORKOVER No. 16	21/01/1996	Queda hollín aislado con CIBP a 9700. Disparan Basal Tena, Napo U y Napo T. Evalúan Basal Tena no aporta. Evalúan Napo U y Napo T satisfactorio. No pueden abrir camisa de Napo T porque existe obstrucción a 9580. No logran recuperar pescado.
23	SAC-81	NAPO U =200	WORKOVER No. 12	01/04/2007	Se realiza estimulación a Basal Tena. P.max=2000 psi a 0.5 BPM. P.fin=1400 psi a 1.2 BPM. Desplazan jet-8a. Cerrado por bajo aporte.
24	SAC-82		WORKOVER No. 11	11/12/2008	Reversan jet 9a, sale con piedras. Prueban BHA ok. Desplazan pistón 3x48. No trabaja. Intentan reversar bomba sin éxito, se detecta liqueo en válvula master, se determina daño interno de la válvula master.
25	SAC-85		WORKOVER No. 10	08/10/2009	Detectan comunicación tubing-casing bajo empaaduras. Posible comunicación entre zonas.
26	SAC-89	HOLLÍN SUPERIOR =300	WORKOVER No. 5	20/11/2006	Posible comunicación tbg-csg, pozo queda cerrado por alto BSW y bajo aporte, camisa defectuosa a Hollín superior.
27	SAC-92		WORKOVER No. 8	29/03/2006	Sacan tubería de producción y asientan CIBP a 9350. Pozo cerrado
28	SAC-94		WORKOVER No. 10	18/02/1993	Disparan Hollín superior. Asientan packer a 9886. El pozo queda cerrado esperando evaluación sin torre. Parte del intervalo está en la caliza.
29	SAC-95		WORKOVER No. 13	05/04/2006	Se saca tubería de producción, presencia de escala. Asientan CIBP a 9640. Pozo queda cerrado.
30	SAC-97	BASAL TENA =500	WORKOVER No. 9	01/01/2008	Squeeze a basal, Napo U y Napo T. Re disparan Napo U y Basal Tena. Evalúan Napo U, 100% BSW. Prueba de producción a Basal Tena 100% BSW. Pozo cerrado por alto BSW.
31	SAC-113		WORKOVER No. 2	17/03/1996	Asientan CIBP a 8000'. El pozo queda sin completación. Abandono temporal.

32	SAC-120	NAPO U =550	WORKOVER No. 1	31/08/2008	Pozo queda cerrado bajo aporte. Se recupera bomba jet.
33	SAC-125	HOLLÍN SUPERIOR =450	WORKOVER No. 5	01/09/2004	Disparan Hollín superior y evalúan. WO no satisfactorio posible comunicación tbg-csg.
34	SAC-129		COMPLETACIÓN ORIGINAL	01/09/1994	Disparan hollín, evalúan y no aporta. Asientan CIBP a 9800. Disparan T, evalúan y no aporta. Asientan CIBP a 9700. Disparan U, evalúan tiene bajo aporte. No bajan completación.
35	SAC-131		COMPLETACIÓN ORIGINAL	01/02/1995	Evalúan Hollín inferior y Hollín superior y no aporta. El pozo queda cerrado.
36	SAC-133		WORKOVER No. 6	29/04/2008	Verificar estado mecánico del casing/camisa abierta
37	SAC-138	HOLLÍN =600	WORKOVER No. 4	10/05/2008	Bomba atascada. Finaliza producción con unidad de bombeo. Instalar tanques y reanudar producción.
38	SAC-143	HOLLÍN INFERIOR =200	WORKOVER No. 2	05/07/2003	Cierran pozo por alto BSW.
39	SAC-148ST-1	HOLLÍN =150	WORKOVER No. 9	12/05/2008	Pescan bomba y cierran camisa, se intenta pescar std-valve sin éxito, pozo queda cerrado.
40	SAC-156		WORKOVER No. 3	20/09/2009	Cerrado por alto corte de agua.
41	SAC-171H	HOLLÍN INFERIOR =800	WORKOVER No. 1	01/06/2006	Asientan CIBP a 10200. Disparan Napo U y luego Squeeze a Napo U. Disparan Napo U, evalúan y no aporta. Asientan CIBP a 8650. Pozo queda cerrado por bajo aporte.
42	SAC-173H	HOLLÍN INFERIOR =120	WORKOVER No. 1	01/06/2005	Asientan CIBP a 10900, disparan Napo T y luego Squeeze. Intentan re disparar Napo T pero la herramienta no pasa. Asientan CIBP a 9935. Disparan Napo U, Squeeze y re disparan. El pozo no fluye.
43	SAC-174D		WORKOVER No. 1	01/07/2009	Cerrado por baja producción.

44	SAC-195D		COMPLETACIÓN ORIGINAL	10/03/2009	Cerrado por baja producción.
45	SAC-196D		WORKOVER No. 2	24/10/2009	Cerrado por baja producción.
46	SAC-201D		WORKOVER No. 1	20/11/2009	Cierran pozo por alto BSW.
47	SAC-205D		COMPLETACIÓN ORIGINAL	10/10/09	Obstrucción al tope de la camisa de circulación posiblemente por sólidos. Pozo cerrado para limpieza de tubería y estimular Napo U. Realizan limpieza a la tubería con CTU sin éxito no pasa de 9650'. Pozo cerrado.
48	SAC-217D		WORKOVER No. 1	17/10/2009	Cerrado por baja producción.
49	SAC-221H		NO TIENE COMPLETACIÓN ORIGINAL	12/01/2008	Pescado a 10143. Pozo cerrado.

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

2.4 PARÁMETROS DE SELECCIÓN

El presente capítulo contempla el análisis de varios parámetros en cada uno de los pozos cerrados; tales como: características petrofísicas, reservas remanentes, declinación anual y zonas de hidrocarburo no barridas, las cuales se identifican con mapas de distribución de saturación promedio de petróleo. Dicho análisis busca la selección de un grupo de pozos aptos para ser rehabilitados e incrementar la producción del Campo Sacha.

2.4.1 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

La petrofísica es una rama de la ciencia que caracteriza las propiedades físicas de las rocas, mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de las propiedades de fluidos y roca. Así pues para establecer la idoneidad de un pozo candidato a rehabilitación es de suma importancia el

análisis de estas características así como el otras variables tales como: la porosidad de las arenas, la permeabilidad⁶ y principalmente el porcentaje de petróleo residual del estrato; este último parámetro es de vital importancia para definir si es un valor considerable que despierte interés técnico-económico. Otro aspecto de utilidad es el factor volumétrico del petróleo el cual es una variable que representa el volumen de petróleo saturado con gas a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales⁷.

Finalmente la saturación de agua inicial indica el porcentaje de agua presente en el estrato antes de la producción del fluido. La tabla 2.3, muestra las formaciones productoras, la porosidad, la permeabilidad, la saturación de agua irreductible, la saturación de petróleo residual y el factor volumétrico de petróleo inicial.

TABLA 2.3. Características petrofísicas de los pozos cerrados, Campo Sacha.

#	POZO	ARENAS	ϕ	K (mD)	Swi	Sor	Boi (bls/BF)
1	SAC-PROF	BASAL TENA	0.134	-	0.233	0.253	1.1163
		HOLLÍN SUPERIOR	0.15	97	0.24	0.248	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.134	-	0.149	0.317	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.125	-	0.271	0.23	1.149
2	SAC-11	BASAL TENA	0.138	-	0.311	0.208	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.18	25	0.254	0.24	1.1075
		NAPO T	0.13	-	0.389	0.172	1.2995

⁶ Los datos de permeabilidad presentados en la tabla 2.2 han sido tomadas de las diferentes pruebas de presión realizadas en distintas arenas de algunos pozos, razón por la cual la información está incompleta para algunos pozos.

⁷ B.C.Craft - M.F.Hawkins, Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos, Editorial Tecnos, Madrid, 1977.

		INFERIOR					
		NAPO U INFERIOR	0.161	-	0.176	0.294	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.117	-	0.514	0.125	1.149
3	SAC-14	HOLLÍN INFERIOR	0.171	10909	0.275	0.228	1.1075
		HOLLÍN SUPERIOR	0.144	10	0.317	0.205	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.145	-	0.22	0.261	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.162	-	0.143	0.322	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.133	-	0.221	0.261	1.149
4	SAC-16	HOLLÍN SUPERIOR	0.132	549	0.385	0.377	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.135	-	0.309	0.209	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.138	-	0.094	0.174	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.206	-	0.227	0.257	1.1163
		BASAL TENA	0.139	-	0.262	0.235	1.1075
		HOLLÍN INFERIOR	0.142	-	0.341	0.194	1.149
5	SAC-21	HOLLÍN SUPERIOR	0.135	-	0.494	0.132	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.112	-	0.317	0.205	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.134	-	0.128	0.337	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.123	-	0.303	0.212	1.149
		BASAL TENA	0.149	73	0.224	0.259	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.135	-	0.066	0.419	1.1075
6	SAC-22	HOLLÍN SUPERIOR	0.144	2	0.305	0.211	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.123	-	0.213	0.266	1.2995
		NAPO U	0.142	433	0.134	0.331	1.149

		INFERIOR					
		NAPO U SUPERIOR	0.129	433	0.232	0.253	1.149
		BASAL TENA	0.127	-	0.294	0.217	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.148	42	0.32	0.204	1.1075
7	SAC-24	NAPO T INFERIOR	0.117	-	0.436	0.153	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.122	-	0.326	0.201	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.124	29	0.207	0.27	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.193	29	0.198	0.277	1.149
		BASAL TENA	0.138	-	0.276	0.227	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.174	21	0.313	0.207	1.1075
8	SAC-27	HOLLÍN SUPERIOR	0.137	915	0.225	0.258	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.136	-	0.223	0.259	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.16	-	0.09	0.382	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.122	-	0.391	0.171	1.149
		BASAL TENA	0.155	-	0.181	0.29	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.148	-	0.27	0.23	1.1075
9	SAC-28	HOLLÍN SUPERIOR	0.136	-	0.357	0.186	1.1075
		NAPO T SUPERIOR	0.156	171	0.174	0.318	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.159	1360	0.073	0.295	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.14	1360	0.412	0.163	1.149
		BASAL TENA	0.177	-	0.337	0.196	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.152	-	0.279	0.225	1.1075
10	SAC-33	NAPO T	0.128	148	0.148	0.318	1.2995

		INFERIOR					
		NAPO U INFERIOR	0.131	308	0.098	0.372	1.149
		BASAL TENA	0.127	-	0.24	0.248	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.132	-	0.26	0.236	1.1075
11	SAC-34	NAPO T INFERIOR	0.151	-	0.136	0.329	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.163	117	0.046	0.46	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.117	-	0.195	0.279	1.149
		BASAL TENA	0.162	-	0.251	0.242	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.15	-	0.196	0.278	1.1075
12	SAC-35	NAPO T INFERIOR	0.122	-	0.402	0.167	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.121	-	0.146	0.274	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.139	-	0.198	0.277	1.149
		HOLLÍN SUPERIOR	0.131	76	0.202	0.319	1.1075
13	SAC-42	HOLLÍN SUPERIOR	0.186	-	0.139	0.395	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.136	-	0.18	0.29	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.107	-	0.388	0.173	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.172	-	0.081	0,321	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.115	-	0.209	0.269	1.149
		BASAL TENA	0.166	-	0.154	0.312	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.185	-	0.35	0.189	1.1075
14	SAC-45	HOLLÍN SUPERIOR	0.14	-	0.432	0.155	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.119	-	0.32	0.204	1.2995
		NAPO U	0.153	-	0.104	0.364	1.149

		INFERIOR					
		NAPO U SUPERIOR	0.128	-	0.304	0.212	1.149
		HOLLÍN INFERIOR	0.244	-	0.16	0.307	1.1075
15	SAC-46	HOLLÍN SUPERIOR	0.137	25	0.284	0.223	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.137	-	0.145	0.32	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.125	-	0.135	0.33	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.116	-	0.203	0.273	1.149
		HOLLÍN INFERIOR	0.132	-	0.51	0.126	1.1075
16	SAC-47	HOLLÍN SUPERIOR	0.192	-	0.174	0.295	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.153	-	0.44	0.151	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.19	147	0.067	0.418	1.149
		HOLLÍN INFERIOR	0.143	-	0.395	0.17	1.1075
17	SAC-49	HOLLÍN SUPERIOR	0.134	-	0.117	0.349	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.126	-	0.156	0.31	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.123	-	0.264	0.234	1.149
		BASAL TENA	0.121	-	0.467	0.141	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.157	-	0.205	0.272	1.1075
18	SAC-54 ST1	HOLLÍN SUPERIOR	0.119	-	0.557	0.11	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.152	-	0.174	0.295	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.156	-	0.071	0.411	1.149
		BASAL TENA	0.16	-	0.36	0.185	1.1163
		NAPO U INFERIOR	0.132	-	0.218	0.263	1.149
		NAPO U	0.135	-	0.122	0.343	1.149

		SUPERIOR					
		HOLLÍN INFERIOR	0.148	-	0.303	0.212	1.1075
19	SAC-58	HOLLÍN INFERIOR	0.134	61	0.213	0.201	1.1102
20	SAC-60	HOLLÍN SUPERIOR	0.152	-	0.497	0.13	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.136	-	0.26	0.236	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.149	-	0.29	0.219	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.159	-	0.1	0.369	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.112	-	0.205	0.272	1.149
		HOLLÍN INFERIOR	0.186	-	0.154	0.312	1.1075
21	SAC-71	HOLLÍN SUPERIOR	0.189	-	0.524	0.121	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.145	-	0.242	0.247	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.312	-	0.402	0.167	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.149	277	0.171	0.298	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.125	277	0.341	0.194	1.149
		HOLLÍN INFERIOR	0.157	-	0.447	0.149	1.1075
22	SAC-73	HOLLÍN SUPERIOR	0.167	15	0.181	0.29	1.1163
		NAPO T INFERIOR	0.163	-	0.217	0.263	1.1075
		NAPO T SUPERIOR	0.152	-	0.234	0.252	1.1075
		NAPO U INFERIOR	0.141	-	0.219	0.262	1.2995
		NAPO U SUPERIOR	0.119	-	0.455	0.146	1.2995
		BASAL TENA	0.154	-	0.11	0.357	1.149
23	SAC-81	HOLLÍN SUPERIOR	0.148	-	0.253	0.24	1.1075
		NAPO T	0.121	-	0.295	0.217	1.2995

		INFERIOR					
		NAPO U INFERIOR	0.201	234	0.076	0.403	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.112	234	0.253	0.24	1.149
		HOLLÍN INFERIOR	0.156	-	0.234	0.252	1.1075
24	SAC-82	HOLLÍN SUPERIOR	0.16	31	0.421	0.159	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.127	-	0.143	0.322	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.161	-	0.074	0.406	1.149
		BASAL TENA	0.173	-	0.168	0.3	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.161	-	0.219	0.262	1.1075
25	SAC-85	NAPO T INFERIOR	0.171	-	0.491	0.133	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.162	137	0.061	0.428	1.149
		BASAL TENA	0.234	850	0.16	0.307	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.157	-	0.493	0.132	1.1075
26	SAC-89	HOLLÍN SUPERIOR	0.126	-	0.396	0.408	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.149	285	0.148	0.169	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.125	-	0.309	0.209	1.149
27	SAC-92	NAPO U INFERIOR	0.134	20	0.141	0.324	1.149
		BASAL TENA	0.127	-	0.291	0.219	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.125	-	0.281	0.224	1.1075
28	SAC-94	HOLLÍN SUPERIOR	0.142	-	0.427	0.156	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.123	-	0.347	0.191	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.121	-	0.268	0.232	1.2995
		NAPO U	0.145	-	0.331	0.198	1.149

		INFERIOR					
		NAPO U SUPERIOR	0.133	-	0.263	0.234	1.149
		BASAL TENA	0.153	-	0.416	0.161	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.131	-	0.196	0.278	1.1075
29	SAC-95	NAPO T INFERIOR	0.132	-	0.372	0.179	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.114	-	0.589	0.1	1.2995
		NAPO U SUPERIOR	0.141	-	0.333	0.197	1.149
		BASAL TENA	0.13	-	0.325	0.201	1.1163
30	SAC-97	HOLLÍN SUPERIOR	0.123	28	0.288	0.22	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.125	269	0.515	0.124	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.159	388	0.06	0.43	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.146	388	0.182	0.289	1.149
		BASAL TENA	0.267	138	0.31	0.209	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.141	32	0.236	0.251	1.1075
31	SAC-113	HOLLÍN SUPERIOR	0.134	-	0.288	0.22	1.1163
		NAPO T INFERIOR	0.154	-	0.17	0.298	1.1075
		NAPO U INFERIOR	0.118	-	0.287	0.221	1.2995
		NAPO U SUPERIOR	0.131	-	0.289	0.22	1.2995
		BASAL TENA	0.161	-	0.048	0.455	1.149
32	SAC-120	HOLLÍN SUPERIOR	0.154	22	0.287	0.221	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.145	-	0.133	0.332	1.1163
		NAPO T SUPERIOR	0.162	-	0.435	0.153	1.1075
		NAPO U	0.134	168	0.287	0.221	1.2995

		INFERIOR					
		NAPO U SUPERIOR	0.106	168	0.504	0.128	1.2995
		BASAL TENA	0.144	-	0.076	0.403	1.149
		HOLLÍN INFERIOR	0.161	-	0.123	0.342	1.149
33	SAC-125	HOLLÍN INFERIOR	0.178	-	0.376	0.178	1.1075
		HOLLÍN SUPERIOR	0.178	-	0.584	0.102	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.149	9	0.218	0.263	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.149	15	0.073	0.408	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.141	15	0.168	0.3	1.149
34	SAC-129	BASAL TENA	0.133	-	0.258	0.237	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.19	-	0.518	0.123	1.1075
		HOLLÍN SUPERIOR	0.153	-	0.466	0.142	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.125	-	0.498	0.13	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.132	-	0.321	0.203	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.111	-	0.294	0.217	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.145	-	0.172	0.297	1.149
35	SAC-131	HOLLÍN INFERIOR	0.155	-	0.324	0.202	1.1075
		HOLLÍN SUPERIOR	0.147	-	0.471	0.14	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.133	-	0.35	0.189	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.181	-	0.138	0.327	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.118	-	0.122	0.343	1.149
36	SAC-133	HOLLÍN INFERIOR	0.146	116	0.256	0.239	1.1075
		HOLLÍN	0.185	116	0.497	0.13	1.1075

		SUPERIOR					
		NAPO T INFERIOR	0.152	96	0.342	0.193	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.137	96	0.518	0.123	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.139	117	0.115	0.351	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.124	117	0.203	0.273	1.149
37	SAC-138	HOLLÍN INFERIOR	0.158	59	0.255	0.239	1.1075
		HOLLÍN SUPERIOR	0.127	59	0.349	0.19	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.147	83	0.317	0.205	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.119	25	0.497	0.13	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.15	-	0.119	0.347	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.145	-	0.196	0.278	1.149
38	SAC-143	HOLLÍN INFERIOR	0.102	-	0.317	0.205	1.1075
		BASAL TENA	0.149	-	0.401	0.167	1.1163
		HOLLÍN SUPERIOR	0.141	-	0.103	0.365	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.115	-	0.217	0.263	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.131	-	0.101	0.368	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.146	68	0.244	0.246	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.176	68	0.366	0.182	1.149
39	SAC-148 ST 1	BASAL TENA	0.16	-	0.28	0.225	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.145	2406	0.512	0.125	1.1075
		HOLLÍN SUPERIOR	0.142	-	0.438	0.152	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.151	-	0.181	0.29	1.2995
		NAPO U	0.129	-	0.193	0.28	1.149

		INFERIOR					
		NAPO U SUPERIOR	0.211	-	0.563	0.109	1.149
40	SAC-156	BASAL TENA	0.156	-	0.316	0.206	1.1163
		HOLLÍN SUPERIOR	0.125	925	0.398	0.168	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.122	-	0.447	0.149	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.168	-	0.094	0.377	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.126	-	0.316	0.206	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.149	-	0.415	0.161	1.149
41	SAC-171H	BASAL TENA	0.185	-	0.167	0.301	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.128	7171	0.319	0.204	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.154	-	0.165	0.303	1.2995
		NAPO T SUPERIOR	0.147	-	0.192	0.281	1.2995
		NAPO U SUPERIOR	0.153	-	0.403	0.166	1.149
42	SAC-173H	NAPO U INFERIOR	0.127	335	0.418	0.16	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.179	335	0.405	0.165	1.149
43	SAC-174D	BASAL TENA	0.125	-	0.187	0.285	1.1163
		NAPO U INFERIOR	0.165	-	0.381	0.176	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.161	-	0.492	0.132	1.149
44	SAC-195D	BASAL TENA	0.186	-	0.156	0.31	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.128	-	0.326	0.201	1.1075
		HOLLÍN SUPERIOR	0.213	-	0.092	0.379	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.134	139	0.287	0.221	1.2995
		NAPO U	0.172	-	0.452	0.147	1.149

		INFERIOR					
		NAPO U SUPERIOR	0.165	-	0.361	0.184	1.149
45	SAC-196D	BASAL TENA	0.124	-	0.322	0.203	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.14	-	0.295	0.217	1.1075
		HOLLÍN SUPERIOR	0.175	-	0.213	0.266	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.125	-	0.314	0.207	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.146	31	0.421	0.159	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.164	31	0.418	0.16	1.149
46	SAC-201D	BASAL TENA	0.164	-	0.372	0.179	1.1163
		HOLLÍN SUPERIOR	0.186	-	0.105	0.363	1.1075
		NAPO T SUPERIOR	0.163	-	0.221	0.261	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.163	-	0.153	0.313	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.149	-	0.408	0.164	1.149
47	SAC-205D	BASAL TENA	0.162	-	0.152	0.314	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.141	-	0.457	0.145	1.1075
		HOLLÍN SUPERIOR	0.183	-	0.126	0.339	1.1075
		NAPO T INFERIOR	0.125	-	0.138	0.327	1.2995
		NAPO U INFERIOR	0.173	-	0.308	0.21	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.134	-	0.463	0.143	1.149
48	SAC-217D	BASAL TENA	0.155	-	0.27	0.23	1.1163
		HOLLÍN INFERIOR	0.121	427	0.55	0.113	1.1075
		HOLLÍN SUPERIOR	0.151	427	0.091	0.381	1.1075
		NAPO T	0.114	-	0.132	0.333	1.2995

		INFERIOR					
		NAPO T SUPERIOR	0.139	-	0.227	0.257	1.2995
49	SAC-221H	NAPO U SUPERIOR	0.123	-	0.114	0.352	1.149
		BASAL TENA	0.144	-	0.153	0.313	1.1163
		HOLLÍN SUPERIOR	0.125	-	0.169	0.299	1.1075
		NAPO U INFERIOR	0.127	-	0.196	0.278	1.149
		NAPO U SUPERIOR	0.13	-	0.277	0.226	1.149

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

2.4.2 RESERVAS Y DECLINACIÓN

El estudio presentado por Halliburton, “Determinación de declinación anual de producción y reservas para los yacimientos del Campo Sacha”, tuvo el objetivo de determinar de manera técnica y precisa la tasa de declinación de la producción anual del Campo Sacha, sus reservas totales y sus reservas remanentes.

El análisis de declinación se efectuó con la plataforma oficial de producción de Río Napo, Dynamic Surveillan System (DSS) y con los datos de producción del Campo Sacha, tanto por pozo como por yacimiento. Una vez efectuados los cálculos de declinación se generaron las respectivas reservas remanentes por pozo. Se entiende por reserva remanente al volumen de hidrocarburos recuperables cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento.

La tabla 2.4, muestra los pozos cerrados y las formaciones junto con sus respectivas reservas totales, reservas remanentes y porcentaje de declinación anual.

TABLA 2.4. Reservas y % declinación de los pozos cerrados, Campo Sacha.

#	POZO	ARENA	RESERVAS TOTALES (Bls)	RESERVAS REMANENTES (Bls)	% DE DECLINACIÓN
1	SAC-PROF	HOLLÍN	2028041	552534	10,9
2	SAC-11	NAPO U INFERIOR	312392	289046	11.1
		HOLLÍN SUPERIOR	2744004	446490	7.5
3	SAC-14	HOLLÍN SUPERIOR	3178164	1407973	28
		HOLLÍN INFERIOR	777544	733023	10.9
4	SAC-16	BASAL TENA	891085	412963	22.5
		HOLLÍN INFERIOR	1195561	554884	16.9
		HOLLÍN SUPERIOR	1778650	1656786	6.16
5	SAC-21	BASAL TENA	708693	360212	10.9
		NAPO T	37602	0	-
		HOLLÍN INFERIOR	1307407	1291118	10.04
6	SAC-22	NAPO T INFERIOR	486	0	-
		NAPO U INFERIOR	894741	304626	19.1
		HOLLÍN SUPERIOR	580004	462095	11
		HOLLÍN INFERIOR	1741960	1009695	7.04
7	SAC-24	NAPO T INFERIOR	15751	0	-
		NAPO U	705102	281859	21.2
		HOLLÍN	2768343	1499950	7.16
8	SAC-27	BASAL TENA	23260	0	-
		NAPO T	2571	0	-

		INFERIOR			
		NAPO U	951733	414660	16.6
		HOLLÍN SUPERIOR	269608	228664	16.4
		HOLLÍN INFERIOR	1502460	1349852	12
9	SAC-28	NAPO U INFERIOR	282832	246736	15
		HOLLÍN SUPERIOR	1752270	588689	11.3
		NAPO T SUPERIOR	1698386	1515390	10.9
10	SAC-33	BASAL TENA	1873	0	-
		NAPO U	1547540	1078853	7.25
		NAPO T	2731111	980991	4.06
		HOLLÍN SUPERIOR	240126	0	-
		HOLLÍN INFERIOR	119119	0	-
11	SAC-34	NAPO U	3361572	1062192	6.82
		NAPO T INFERIOR	468438	84479	27
		HOLLÍN INFERIOR	874023	745481	10.4
12	SAC-35	NAPO U INFERIOR	10244	0	-
		NAPO T INFERIOR	4614	0	-
		HOLLÍN SUPERIOR	3976861	2230194	5.03
13	SAC-42	BASAL TENA	287047	61599	21.5
		NAPO U INFERIOR	2354908	519904	17.4
		NAPO T	1618854	1309410	4.81
		HOLLÍN SUPERIOR	6108934	1974861	8.18
14	SAC-45	HOLLÍN SUPERIOR	15646	0	-
15	SAC-46	NAPO U INFERIOR	2180	0	-
		HOLLÍN	72724	1977	5.2

		SUPERIOR			
16	SAC-47	NAPO U INFERIOR	1256156	447646	16.9
		NAPO T INFERIOR	2328	0	-
		HOLLÍN SUPERIOR	3495466	227009	18.1
17	SAC-49	NAPO U INFERIOR	2582	0	-
		NAPO T INFERIOR	2070	0	-
		HOLLÍN SUPERIOR	1654464	1551376	9.03
		HOLLÍN INFERIOR	1468375	407041	40.9
18	SAC-54 ST1	NAPO U	966615	589503	9.1
19	SAC-58	NAPO U	370288	368819	11.2
		HOLLÍN	5501097	1314048	7.22
20	SAC-60	NAPO U	4816	0	-
		NAPO T INFERIOR	14543	0	-
		HOLLÍN SUPERIOR	593555	203388	38.9
		HOLLÍN INFERIOR	589504	136571	14.9
21	SAC-71	NAPO U INFERIOR	3718950	600481	18.7
22	SAC-73	HOLLÍN INFERIOR	5037998	1061422	14.6
		HOLLÍN SUPERIOR	2084618	350126	18
23	SAC-81	BASAL TENA	3089	0	-
		NAPO U	1596030	103272	16.9
		HOLLÍN SUPERIOR	853487	33036	68.5
24	SAC-82	NAPO U	3199001	1321900	10.4
		HOLLÍN SUPERIOR	2444244	420433	13.9
		HOLLÍN INFERIOR	3017636	1380660	22.5
25	SAC-85	BASAL TENA	2049299	530016	4.81

		NAPO U INFERIOR	2643599	520278	15.5
		HOLLÍN INFERIOR	152028	0	-
26	SAC-89	NAPO U INFERIOR	858654	321743	11.7
		NAPO T INFERIOR	134397	30731	14.6
		HOLLÍN SUPERIOR	3630351	2538908	4.03
		HOLLÍN INFERIOR	650857	233452	53.6
27	SAC-92	NAPO U INFERIOR	272541	173434	17.5
		HOLLÍN INFERIOR	3381467	1276535	13.2
28	SAC-94	HOLLÍN	382545	177529	47.8
29	SAC-95	NAPO T INFERIOR	424	0	-
		HOLLÍN SUPERIOR	863889	209940	18.9
30	SAC-97	BASAL TENA	40785	0	-
		NAPO U INFERIOR	58968	0	-
		NAPO T INFERIOR	1975	0	-
		HOLLÍN SUPERIOR	133159	67405	24.3
		HOLLÍN INFERIOR	3241238	604051	9.49
31	SAC-113	NAPO U	1082878	235823	45.8
		HOLLÍN INFERIOR	244199	164499	10.04
32	SAC-120	NAPO U INFERIOR	52542	0	-
		HOLLÍN INFERIOR	1822951	622880	8.79
33	SAC-125	NAPO U INFERIOR	5923	0	-
		NAPO T INFERIOR	317606	183258	34
34	SAC-129	-	-	-	-
35	SAC-131	HOLLÍN	6660	0	-

		SUPERIOR			
36	SAC-133	NAPO U INFERIOR	1027706	343393	21
		NAPO T INFERIOR	552000	436614	6.17
		HOLLÍN INFERIOR	816377	216135	54.5
37	SAC-138	NAPO T INFERIOR	498939	204438	17.1
		HOLLÍN SUPERIOR	8763	0	-
		HOLLÍN INFERIOR	2148678	1482670	4.01
38	SAC-143	NAPO U INFERIOR	9731	0	-
		HOLLÍN INFERIOR	580285	85971	8.56
39	SAC-148ST-1	NAPO U INFERIOR	13039	0	-
		HOLLÍN	3928	0	-
40	SAC-156	HOLLÍN INFERIOR	1731415	564515	13.4
41	SAC-171H	HOLLÍN INFERIOR	1504834	398564	18.9
42	SAC-173H	NAPO U INFERIOR	738798	738265	-
		HOLLÍN INFERIOR	413880	39533	22
43	SAC-174D	NAPO U	2710	0	-
44	SAC-195D	NAPO T INFERIOR	737964	660844	12.1
45	SAC-196D	NAPO U SUPERIOR	58173	0	-
46	SAC-201D	-	-	-	-
47	SAC-205D	NAPO U INFERIOR	460539	447292	11.1
48	SAC-217D	HOLLÍN INFERIOR	78315	15405	10.04
49	SAC-221H	-	-	-	-

FUENTE: "Determinación de declinación anual de producción y reservas para los yacimientos del Campo Sacha", Halliburton.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

2.4.3 MAPAS DE SATURACIÓN

A partir de la Simulación Matemática del Campo Sacha realizado en el año 2008 por Geoconsult Ecuador, se han analizado mapas de saturación (ver Anexos 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3, 2.2.4, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.7, 2.2.8, 2.2.9, 2.2.10, 2.2.11, 2.2.12, 2.2.13, 2.2.14, 2.2.15, 2.2.16), en los cuales se presentan zonas de hidrocarburo no barridas en las cercanías de los pozos cerrados y la saturación promedia por arena y por zonas del Campo Sacha (Sacha Norte 2, Sacha Norte 1, Sacha Central y Sacha Sur). Dichos mapas ayudan a su vez a la identificación de zonas invadidas por agua y la delimitación de la estructura saturada de hidrocarburo que posibilita la planificación técnica del desarrollo del campo.

Se evidencia que todos los pozos cerrados tienen zonas de petróleo no barridas en uno o todos sus intervalos que podrían ser recuperadas. Por esta razón se prioriza como criterios de selección a las reservas remanentes, declinación y saturación de petróleo residual.

2.5 SELECCIÓN DE POZOS

Los pozos seleccionados para ser rehabilitados mediante trabajos de reacondicionamiento fueron seleccionados con los siguientes criterios:

1. Estado actual del pozo: se incluyó en el listado de pozos a todos los pozos que se encuentran cerrados hasta diciembre del 2010, mediante revisión de los historiales de reacondicionamiento y producción de cada pozo.
2. Se ha categorizado y pormenorizado la selección de los pozos a ser rehabilitados según ciertas condiciones como muestra la tabla 2.5, a fin de que se refleje a los candidatos más idóneos. Así pues se establece cuatro calificativos que van desde excelente, bueno, regular y malo; según

rangos cualitativos establecidos por los autores considerando valores máximos y mínimos de reservas remanentes, declinación y saturación de petróleo residual. Siendo prioritario en el análisis la reserva remanente la cual justificará de manera adecuada la inversión que se pretende realizar.

TABLA 2.5. Parámetros y rangos de selección de pozos cerrados a reacondicionar.

PARÁMETRO SELECCIÓN	EXCELENTE	BUENO	REGULAR	MALO
Reservas remanentes (Bls)	2'600.000 1'500.000	1'500.000 1'000.000	1'000.000 500.000	500.000 0
% Declinación	4% - 15%	15% - 25%	25% - 50%	50% - 75%
% Sor	50% - 30%	30% - 20%	20% - 10%	10% - 0%

ELABORADO: Jorge Aguinaga / Diego Borja.

Por lo tanto, luego de haber realizado los análisis pertinentes, mencionados anteriormente, se llegó finalmente a la selección de los pozos cerrados SAC 16, SAC 28, SAC 35, SAC 42, SAC 49, SAC 89 (anexos 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3, 2.3.4, 2.3.5), como candidatos idóneos para ser reacondicionados cuyo calificativo de selección fue de excelente; cabe mencionar que el respectivo análisis de las alternativas de reacondicionamiento a fin de incrementar la producción del campo y recuperar las reservas remanentes es detallado en el capítulo IV.

El número total de pozos propuestos para reacondicionamiento es de 6, distribuidos: 1 para la arenisca Napo "T" Superior y 5 para Hollín Superior. La lista de pozos propuestos para reacondicionamiento, la zona recomendada para su completación, porcentaje de declinación, saturación de petróleo residual, y el motivo de cierre, se presentan en las tablas 2.6 y 2.7.

TABLA 2.6. Selección de pozos cerrados para reacondicionamiento.

POZO	ARENA	RESERVA REMANENTE (Bls)	% DECLINACIÓN	Sor
SAC 16	HOLLÍN SUPERIOR	1'656.786	6.16	0,377
SAC 28	NAPO T SUPERIOR	1'515.390	10.9	0,318
SAC 35	HOLLÍN SUPERIOR	2'230.194	5.03	0,319
SAC 42	HOLLÍN SUPERIOR	1'974.861	8.18	0,395
SAC 49	HOLLÍN SUPERIOR	1'551.376	9.03	0,349
SAC 89	HOLLÍN SUPERIOR	2'538.908	4.03	0,408

Elaborado: Jorge Aguinaga, Diego Borja.

TABLA 2.7. Razones de cierre por pozo seleccionado

POZO	OBSERVACIÓN
SAC 16	Se asienta blanking, se prueba con 1500 psi, se detecta comunicación tbg-csg, cerrado por bajo aporte y alto BSW.
SAC 28	Comunicación tubing-casing, y camisa de formación Napo U defectuosa. Pozo cerrado por alto BSW y bajo aporte
SAC 35	Cambio de completación por comunicación tbg-csg, Squeeze a Hollín, completar bombeo hidráulico. El pozo queda cerrado hasta la presente fecha con un pescado consistente en un BHA moledor a 5010', por problemas con la comunidad.
SAC 42	Pozo queda cerrado por bajo aporte de fluidos y alto BSW.
SAC 49	Pozo cerrado por alto BSW y bajo aporte, Pozo queda con un tubo de 3 ½" colgado.
SAC 89	Posible comunicación tbg-csg, pozo queda cerrado por alto BSW y bajo aporte, camisa defectuosa a Hollín superior.

ELABORADO: Jorge Aguinaga, Diego Borja.

CAPITULO 3

DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO

3.1 INTRODUCCIÓN

La principal tarea del ingeniero de petróleos es desarrollar estrategias para crear un esquema que permita producir la mayor cantidad de hidrocarburos dentro de los límites físicos y económicos de la compañía y del reservorio. Desde el punto de vista operativo, para la búsqueda de este esquema se requiere hacer uso de técnicas que permitan lograr tales objetivos de manera planificada y organizada.

Considerando el ciclo de vida de los pozos (figura 3.1); y a partir de que éstos empiezan su etapa productiva, se establece el inicio de un proceso de “deterioro” o variación de las condiciones óptimas iniciales tanto del yacimiento como del pozo. Debido a esto; a lo largo del tiempo es necesario e indispensable realizar ciertas actividades de mantenimiento preventivo o correctivo que posibilite una producción continua y sostenible. A este tipo de actividades se las denomina reacondicionamientos y se definen como todo trabajo que se realiza a un pozo con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección y que involucre cambios o acciones en la zona productora, después de su completación original.⁸

Las razones por las cuales se propone el reacondicionamiento de un pozo son muy variadas. Estas razones involucran aspectos operacionales que justifican la utilización continua del pozo en el campo y, por ende, las inversiones y/o costos

⁸ Ingeniería de Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Centro de Formación y Adiestramiento de PDVSA y sus Filiales.

requeridos. El reacondicionamiento es una tarea de proporciones mayores y alcances más allá de las tareas rutinarias de mantenimiento, estimulación o limpieza. Puede exigir la utilización de un equipo o taladro especial para reacondicionamiento o un taladro de perforación.

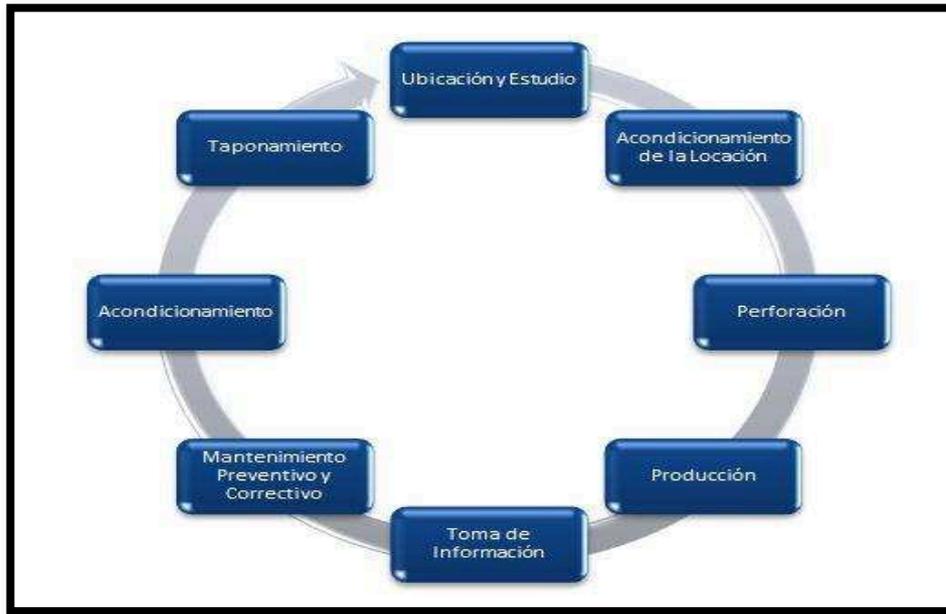


FIGURA 3.1. Ciclo de vida de los pozos

ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

Generalmente, los pozos de un campo petrolero se clasifican según su sistema de producción tal como: flujo natural, cavidades progresivas (PCP), levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, hidráulico o electro sumergible. Así que durante su existencia como pozo productor, el mismo puede cambiar de estado una o varias veces, y ese cambio o cambios pueden requerir varios reacondicionamientos. Por ejemplo, un pozo puede haber comenzado como pozo productor por flujo natural, pero al correr del tiempo puede ser convertido a flujo por levantamiento artificial por gas, bombeo hidráulico, mecánico o electro sumergible. Quizás en la etapa final de su vida útil puede ser convertido a inyector o reinyector. La otra posibilidad es que se requiera que el estrato productor original sea abandonado y completar en un estrato superior como productor de

una arena distinta. También puede darse el caso de que al abandonar la arena donde fue completado originalmente el pozo, no existan posibilidades de una re-completación estrato arriba y el pozo pueda ser utilizado para desviarlo (sidetrack), para explorar horizontes desconocidos más profundos o hacer una completación más profunda en yacimientos ya conocidos (CIED PDVSA, 1999).

Todas las alternativas aquí mencionadas exigen estudios y evaluaciones certeras que desembocan en inversiones y costos mayores, los cuales deben ser justificados técnica y económicamente con miras a obtener la rentabilidad requerida.

3.2 REACONDICIONAMIENTOS DE POZOS

Para realizar un reacondicionamiento se debe efectuar un exhaustivo análisis que garantice el éxito de las operaciones. Este proceso de análisis puede llevarse a cabo sobre un nivel de yacimiento, área o pozo individual. Sin embargo, de las conclusiones de estos análisis generalmente resultan recomendaciones como las siguientes: reparar el pozo, continuar produciendo hasta un límite económico, mantener presión con inyección, recobro mejorado o abandonar.

De aquí, la necesidad de mantener una constante planificación sobre los pozos por reparar, para lo cual se deben identificar el pozo problema, analizar los problemas específicos y determinar los tipos de trabajos de reparación para el correspondiente mantenimiento. Estudiar los archivos de los pozos e identificar un grupo de posibles candidatos, basándose en las anomalías de producción, en los estimados de petróleo remanente en sitio, declinación, etc.

Para tener un escenario de evaluación exitoso se recomienda la utilización de pruebas destinadas a cuantificar los parámetros del yacimiento necesarios para estimar el potencial de producción y el pertinente análisis económico de varias

alternativas que evalúen los riesgos asociados. Diseñar a su vez planes adecuados de intervención para los candidatos elegidos y luego de ser ejecutados los trabajos es conveniente analizar los resultados y utilizar la experiencia adquirida en los pozos subsiguientes (Figura 3.2.).



FIGURA 3.2. Proceso de reacondicionamiento de pozos.

ELABORADO POR: Jorge Aguinaga / Diego Borja

El reacondicionamiento propuesto puede ser sencillo o complejo, según las condiciones, estado físico del pozo y las tareas del programa a seguir. Sin embargo, un reacondicionamiento sencillo puede tornarse complicado por imprevisión o por eventos inesperados que no fueron anticipados debido a su baja frecuencia de ocurrencia.

3.3 TIPOS DE TRABAJOS

Los diversos tipos de trabajos de mantenimiento que se realizan en los pozos están clasificados en dos grupos según la “severidad de la intervención”⁹. Sean estos dos grupos; las reparaciones y los reacondicionamientos propiamente dichos.

⁹ Se entiende por “severidad de la intervención” al grado de afectación que se produce al realizar un trabajo en el pozo. Siendo de mayor severidad un reacondicionamiento ya que esta operación involucra la modificación de las condiciones del yacimiento.

3.3.1 REPARACIONES

Son aquellos trabajos que están asociados con la corrección de problemas de naturaleza mecánica y con aquellos que, sin ser mecánicos, no modifican las condiciones del yacimiento. Este tipo de operaciones se realizan en el pozo mediante dispositivos mecánicos que permiten la apertura o cierre de intervalos en un mismo horizonte productor o para cambiar de horizontes productores; además de otros trabajos tales como: limpiezas, recuperación de pescados, reemplazo del equipo de producción, etc (CIED PDVSA, 1999).

3.3.1.1 Limpieza de arena

La limpieza de arena se aplica cuando en el pozo hay volúmenes de arena que ya están causando reducción de los niveles de producción. La producción de arena es uno de los problemas más frecuentes que ocurren durante la vida productiva de los pozos petroleros. Su intensidad y gravedad varían con el grado de cementación de los granos de la arena productora y con la forma como están completados los pozos. Esta arena se deposita en el fondo del pozo y con frecuencia reduce la capacidad productiva del pozo (CIED PDVSA, 1999).

El arenamiento en los pozos es producido principalmente por las siguientes causas:

- Falta de material cementante que mantenga la adherencia entre los granos de la arena productora.
- Disminución de la presión del yacimiento (etapa avanzada de producción) que reduce la adherencia entre los granos de la matriz, y propicia su desplazamiento hacia el pozo.
- La llegada (intrusión) del agua del acuífero a las cercanías del pozo puede deteriorar el material cementante entre los granos.
- Nivel de producción superior a la tasa crítica.

Entre las principales consecuencias producidas por el arenamiento están:

- Reducción de los niveles de producción.
- Desgaste de los equipos de completación del pozo (bombas, camisas, etc.)
- Desgaste de los equipos e instalaciones de superficie (estranguladores, separadores, válvulas, etc.).

Estos trabajos pueden ser realizados con taladros de reacondicionamiento o equipos de coiled tubing, como muestran las figuras 3.3 y 3.4.

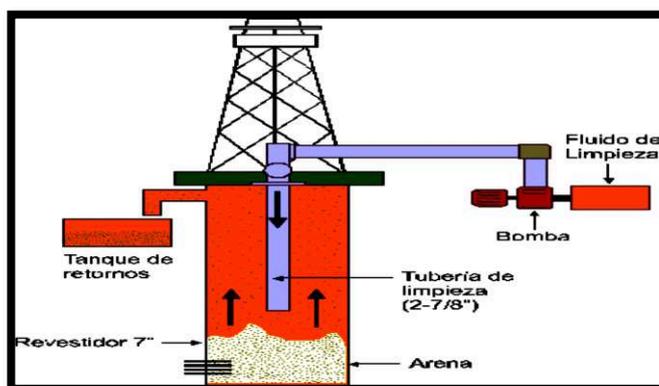


FIGURA 3.3. Trabajo de limpieza con taladro

FUENTE: Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 1999

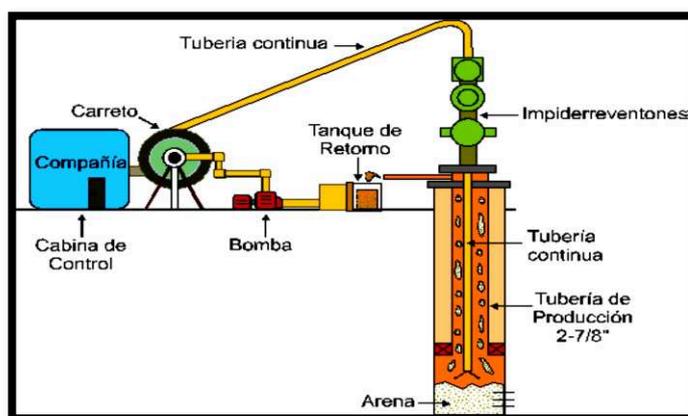


FIGURA 3.4. Limpieza con coiled tubing.

FUENTE: Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 1999

3.3.1.2 Limpieza de parafina

La presencia de parafina en el fondo del pozo o en la tubería de producción está asociada con la producción de crudo del tipo parafínico. Su efecto adverso es que termina afectando los niveles de producción de los pozos. Estas reparaciones pueden ser ejecutadas con taladros estándares de rehabilitación, equipos de coiled tubing o taladros para trabajos menores. La disminución de la temperatura del crudo desde el yacimiento hasta el pozo causa desprendimiento de partículas de parafina que se depositan en el pozo (CIED PDVSA, 1999).

La precipitación de la parafina en los pozos produce los siguientes impactos:

- Taponamiento de los canales de flujo de la matriz (roca), reduciendo la entrada de hidrocarburos de la formación al pozo.
- Precipitación y adherencia en la tubería de producción reduciendo su diámetro y afectando la tasa de producción del pozo.

Existen básicamente tres métodos para remover los depósitos de parafina del pozo: mecánico, químico y térmico.

- Mecánico: Se efectúa bajando dentro de la tubería equipos que provocan el desprendimiento de los depósitos de parafina, tales como: raspadores, cortadores.
- Químico: Consiste en bombear a través de la tubería de producción un material solvente (antiparafínico) de la parafina depositada en el hoyo.
- Térmico: Consiste en aplicar sustancias calientes (vapor, agua, aire, etc.) como medio para hacer más fluida la parafina y así poderla circular hasta la superficie (CIED PDVSA, 1999).

La figura 3.5, presenta el esquema de un pozo con problemas de precipitación de parafina; sometido a inyección de vapor, usando un generador portátil.

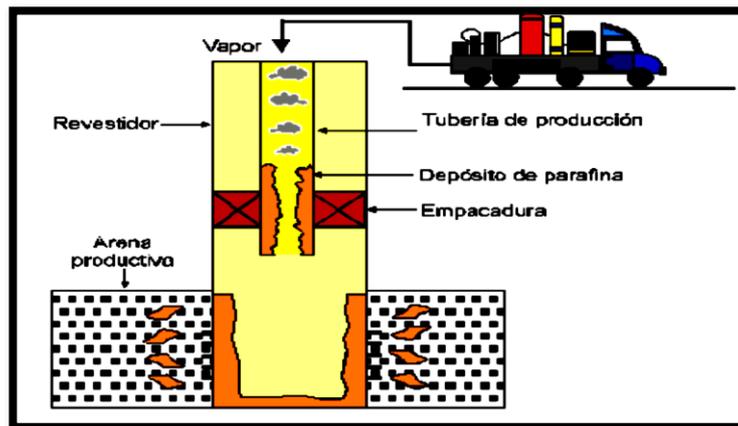


FIGURA 3.5. Precipitación de parafina

FUENTE: Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 1999

3.3.1.3 Limpieza de asfaltenos

En áreas asociadas con la producción de petróleo del tipo asfáltico, es frecuente la precipitación de asfaltenos en el medio poroso, en los equipos de subsuelo o en las facilidades de superficie, que afectan con frecuencia los niveles de producción. La figura 3.6 muestra las diferentes zonas donde frecuentemente ocurre la precipitación de asfaltenos, y las facilidades usadas para la inyección de solvente en el pozo, como medio para diluir los tapones de asfaltenos (CIED PDVSA, 1999).

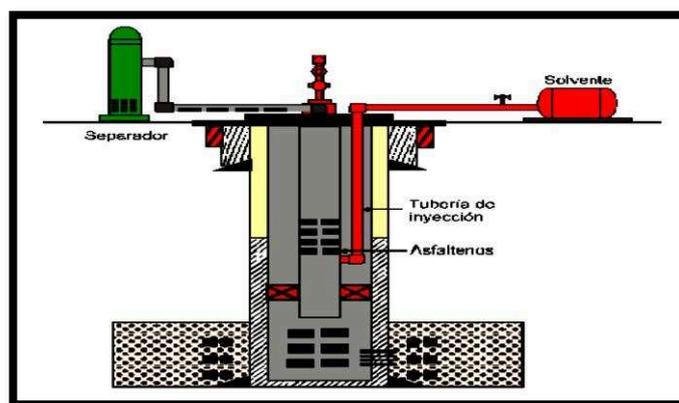


FIGURA 3.6. Precipitación de asfaltenos.

FUENTE: Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 1999

La precipitación de asfaltenos está asociada a los cambios de composición del crudo debido a la liberación del gas y fracciones ligeras, por efecto de la reducción de la presión del yacimiento. La precipitación de asfaltenos produce:

- Taponamiento en los poros que reduce el flujo de hidrocarburos de la formación al pozo.
- Depósitos en las tuberías de producción, reduciendo su diámetro y afectando los niveles de producción de hidrocarburos.
- Taponamiento en el separador y líneas de superficie.

Los métodos de remoción de asfaltenos en la sarta de producción son básicamente de tipo químico o mecánico. Algunas veces, debido a la severidad del problema, se usan los dos métodos simultáneamente.

3.3.1.4 Reemplazo de la sarta de producción

Durante el largo período de producción de los pozos se hacen presentes una serie de factores, como arena de formación, fluidos corrosivos, etc. que pueden ocasionar falla o deterioro de alguno de los equipos que constituyen la sarta de completación. Esta situación, que puede reducir los niveles de producción o impedir el control eficiente de la explotación, es generalmente remediada mediante la entrada de un taladro de reacondicionamiento de pozos o un equipo de wireline (CIED PDVSA, 1999).

Entre las principales situaciones donde es necesario reemplazar alguno de los componentes de la sarta de producción, están:

- Fallas de alguna de las empaaduras por exceso de esfuerzos de tensión o compresión.
- Fugas en el cuerpo de la tubería de producción por defectos de fábrica, falta de torque en las uniones o mal diseño.

- Camisa deslizante que no puede ser abierta o cerrada por el desgaste causado por la arena de formación.
- Válvula de seguridad que no funciona adecuadamente por el desgaste causado por arena de formación.
- Recuperación de un pescado que no pudo ser previamente recuperado mediante trabajos con wireline.
- Instalación de mandriles para LAG, no instalados en la completación original.

La figura 3.7 representa un pozo donde se ha programado una reparación para cambiar la camisa erosionada por arena de formación que impide cerrar la zona de alta producción de gas.

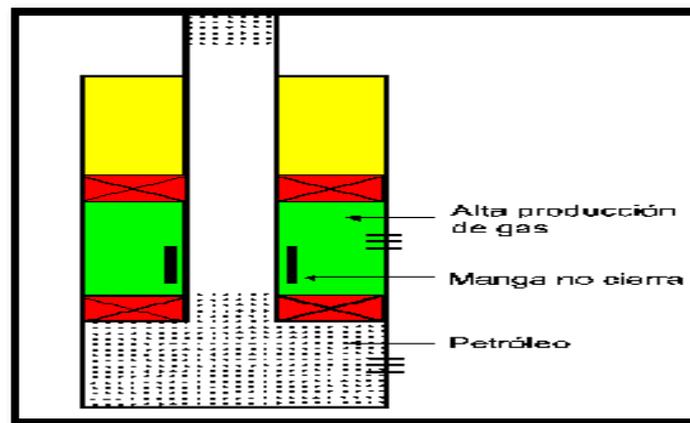


FIGURA 3.7. Trabajo por camisa erosionada.

FUENTE: Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 1999

3.3.1.5 Reemplazo de la bomba de subsuelo

Este tipo de reparación se efectúa con taladros, en caso de pozos profundos, y con equipos para trabajos menores (wireline), en los pozos someros. Las causas más frecuentes de estos trabajos son:

- Daño de la bomba debido a la arena de formación.

- Daño del cilindro por golpeteo del pistón.
- Atascamiento del pistón de la bomba por la presencia de parafina, asfalto o arena.
- Cambios en el comportamiento del pozo.
- Daño del motor de fondo (Bombas electro sumergibles).

Un pozo instalado con una bomba dañada o con una de capacidad menor que la requerida puede causar pérdida total de su producción o una reducción de su nivel óptimo de producción.

3.3.1.6 Cambio de zonas productoras

En los pozos completados con varias empacaduras es muy frecuente cerrar o abrir las diferentes zonas productoras para evaluar y controlar sus comportamientos y poder explotar eficientemente los yacimientos asociados. Estas operaciones de cambio de zona sólo requieren el uso de equipos de wireline que generalmente son provistos por las empresas de servicios (CIED PDVSA, 1999).

Las aplicaciones de estos trabajos se listan a continuación:

- Evaluación del potencial de las zonas.
- Toma de registros de producción o de presión en forma selectiva.
- Toma de muestras de hidrocarburos, en una zona específica, para el análisis de PVT.
- Abrir a producción nuevas zonas.
- Abandono temporal o permanente de zonas por alta producción de agua o gas.

3.3.1.7 Cambio de válvulas para LAG.

Los pozos que en el futuro serán sometidos a levantamiento artificial con gas, son generalmente completados con mandriles, en cuyo interior hay un bolsillo donde pueden ser alojadas las válvulas utilizadas en este método de producción. Las situaciones más frecuentes donde se aplica este tipo de reparación son:

- Cambio de las válvulas dañadas.
- Instalación de válvulas de LAG en remplazo de las válvulas ciegas instaladas durante la completación.
- Reemplazo de las válvulas existentes por otras válvulas con diferente calibración debido a la variación de la presión de entrega del gas de LAG a los pozos.

Estos trabajos son ejecutados por compañías de servicio quienes disponen del equipo de wireline y las herramientas adecuadas para instalar y pescar las válvulas para LAG.

3.3.1.8 Recuperación de pescados

Durante las operaciones de cambio de zonas, toma de registros de producción o de presión, etc., se pueden caer o atascar en el pozo algunas de las herramientas, materiales o equipos utilizados en estos trabajos. La recuperación de estos “pescados” se realiza con los equipos de slickline o wireline. En caso de ser infructuosos los intentos para recuperarlos, se hace necesario utilizar un taladro de reacondicionamiento de pozos (CIED PDVSA, 1999).

Dentro de las causas más comunes por las cuales se dejan pescados en el hueco están:

- La falta de pericia o descuido del operador de wireline.
- Falta de información sobre las características de los equipos de completación.
- Acumulación de impurezas en la sarta de completación.

La presencia de pescado en la sarta de completación impacta de la siguiente manera:

- Reduce el flujo de hidrocarburos.
- Impide el cierre de camisas y la colocación de tapones en los nipples.
- Impide efectuar pruebas y mediciones individuales de las diferentes zonas.

3.3.1.9 Instalación de reguladores de flujo

La instalación de reguladores de flujo (estranguladores) en la tubería de producción reduce, en algunos casos, la alta producción de gas o agua. Esta es una opción muy utilizada antes de decidir mover el taladro para resolver el problema. Generalmente estos estranguladores son colocados mediante equipos de wireline, en alguno de los nipples de asiento de la completación. Generalmente los reguladores de flujo son empleados para tratar de controlar la alta producción de gas antes de decidir mover el taladro (CIED PDVSA, 1999).

3.3.2 REACONDICIONAMIENTOS

Son trabajos efectuados a los pozos, con el propósito de reemplazar o instalar herramientas de subsuelo para aumentar la eficiencia del método de producción. Los tipos de reacondicionamiento que deben realizarse en un pozo dependerán de la magnitud del problema que lo afecte.

Pueden ser de mayor magnitud si involucran el uso de un taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como: mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas; o de menor magnitud si se realizan operaciones sin sacar la tubería de producción tales como: cementaciones forzadas, re completaciones, desviaciones, cañoneo adicional o re cañoneo, tapones, etc.

3.3.2.1 Cementación forzada

La cementación forzada es una operación mediante la cual, una mezcla de cemento es inyectada a presión a través de perforaciones existentes en el revestidor o dentro del hoyo abierto, con el propósito de forzar o compactar la mezcla contra la cara de la formación porosa. Su objetivo es lograr un aislamiento entre zonas en el espacio anular entre el revestidor y la formación. Puede ser realizada durante la perforación, la completación o en las operaciones de reacondicionamiento de pozos (CIED PDVSA, 1999).

La cementación forzada se aplica frecuentemente en los siguientes casos:

- Corregir una cementación primaria.
- Sellar un intervalo para reducir la alta producción de agua o gas.
- Abandonar una zona agotada.
- Sellar una zona para luego re completar el pozo en otras arenas.
- Corregir fugas en el revestidor.
- Sellar zonas de pérdida de circulación durante la perforación.

Si el trabajo de cementación primario no es adecuado y si el registro de adhesión de cemento (CBL) mostró deficiencias, una gran cantidad de dinero puede ser utilizada tratando de repararlo por medio de la cementación forzada.

En casi todas las cementaciones forzadas, el cemento se dirige hacia arriba del pozo entre la formación y la tubería de revestimiento. Una vez que el canal anular ha sido cerrado, la zona de producción puede ser inyectada. Los prerrequisitos importantes para un buen trabajo de cementación forzada son perforaciones y canales limpios y una lechada de cemento diseñada para las condiciones del fondo del pozo y el tipo de inyección a ser realizada. Superficies limpias aseguran una mejor y más completa adhesión; algunas veces un trabajo de ácido puede ser

utilizado para asegurar esto. La figura 3.8 muestra una cementación forzada (Squeeze) para taponar una zona cañoneada.

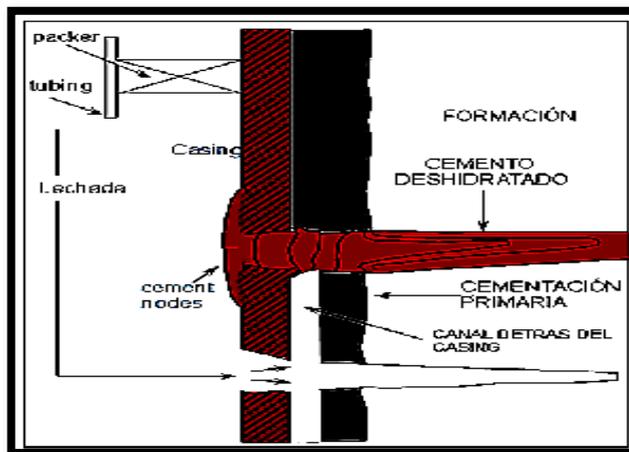


FIGURA 3.8. Cementación forzada (squeeze).

FUENTE: Control de agua, Schlumberger, verano 2000

3.3.2.1.1 Tipos de cementación forzada

Existen dos métodos de cementación forzada: alta presión y baja presión.

3.3.2.1.1.1 Método a alta presión

Mediante este método la formación es fracturada deliberadamente aplicando presiones mayores que la de fracturamiento, para así poder introducir la mezcla de cemento dentro de las fracturas creadas (CIED PDVSA, 1999).

3.3.2.1.1.2 Método a baja presión

En este método la máxima presión de inyección no excede la presión de fracturamiento de la de formación. Aquí el mecanismo fundamental se basa en que la mezcla de cemento atraviesa las perforaciones y se canaliza por los espacios vacíos entre el revestidor y la formación (CIED PDVSA, 1999).

Las partículas sólidas de cemento, por su tamaño, no pueden penetrar en los poros, pero el filtrado líquido sí pasa dentro de la formación.

De esta manera se forma una costra o revoque de cemento que taponan progresivamente los poros, hasta que la mezcla no puede ser bombeada. Por eso, la cementación forzada siempre se le asocia con un proceso de deshidratación del cemento más que de fraguado del mismo. La cementación forzada a baja presión es la más utilizada hoy en día debido a que ofrece mejores resultados en el campo.

3.3.2.2 Conversión de productor a inyector/reinyector

Proceso que consiste en convertir un pozo productor en un pozo inyector. Cuando en un yacimiento se inicia la etapa de recuperación secundaria se requieren pozos inyectores para inyectar los fluidos seleccionados (gas, agua, etc.) que van a restaurar parte de la energía consumida durante el período de producción primaria. Esos inyectores pueden ser obtenidos de la perforación de pozos o también a través de la conversión de productores que ya están agotados o invadidos por agua o gas (CIED PDVSA, 1999).

Esta clase de reacondicionamiento se aplica en los casos siguientes:

- Conversión de un pozo productor a inyector en proyectos de recuperación suplementaria.
- Conversión de un pozo productor a reinyector en proyectos para desechar efluentes petroleros.

La figura 3.9 ilustra la conversión de un pozo productor, invadido por agua, a inyector de agua. En los trabajos de conversión fueron abandonadas, mediante cementación forzada, las tres zonas superiores donde no estaba programada la inyección de fluidos.

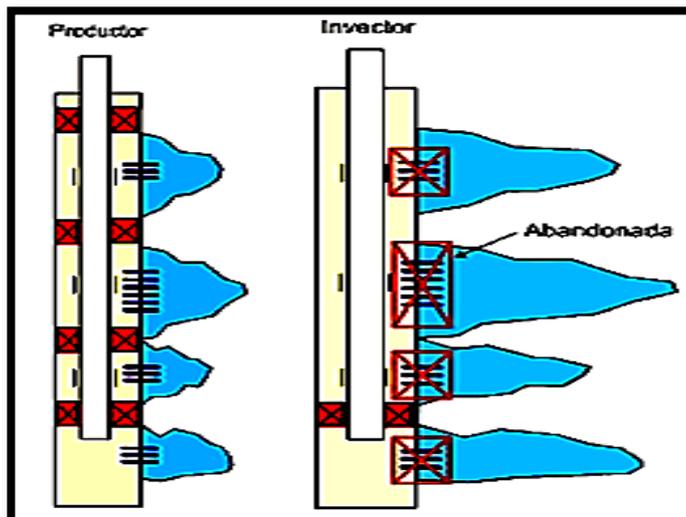


FIGURA 3.9. Conversión de productor a inyector.

FUENTE: Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 1999

3.3.2.3 Re completaciones

Es abandonar el presente yacimiento no productivo y re completarlo en otro de mayor interés tanto técnico como económico. Una de las prácticas de completación de pozos con varios horizontes petrolíferos es completarlos y producirlos inicialmente en el yacimiento más profundo, y una vez que se llegue al límite económico de producción re completarlo en otro horizonte petrolífero. Este tipo de trabajo requiere la utilización de taladros debido a que generalmente está asociado con actividades muy exigentes como la inyección de cemento, destrucción de empacaduras permanentes con herramientas que requieren ser rotadas (CIED PDVSA, 1999).

Los reacondicionamientos de este tipo se aplican cuando el yacimiento:

- Llega a su límite económico.
- No puede ser puesto a producción por presencia de un pescado irre recuperable.

3.3.2.4 Desviación larga (sidetrack)

La desviación larga o sidetrack es un tipo de reacondicionamiento que consiste en abandonar el hueco original del pozo y perforar uno nuevo desviado a través de una ventana en el revestidor. Estos reacondicionamientos tienen las siguientes aplicaciones:

- En pozos donde no puede ser recuperada la sarta de completación para llevar a cabo los trabajos programados en el pozo original
- Intencionalmente en pozos con una gran cantidad de empacaduras permanentes, donde el análisis económico favorece a la desviación larga comparada con la opción de recuperar la completación y realizar los trabajos en el pozo original.

La figura 3.10 muestra un pozo donde fue imposible recuperar la completación y por tal razón se decidió llevar a cabo una desviación larga.

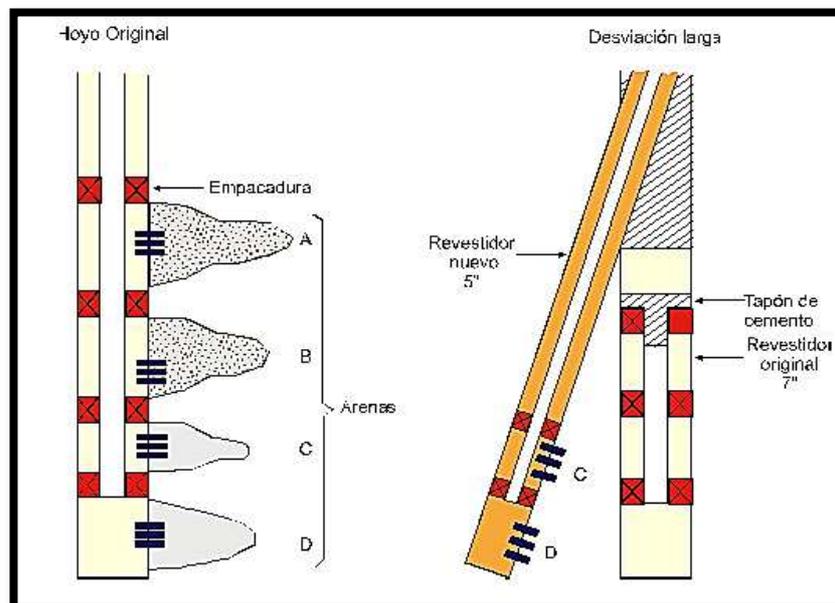


FIGURA 3.10. Desviación larga (sidetrack)

FUENTE: Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 1999

3.3.2.5 Aislamiento de zonas productoras

Estos trabajos de reacondicionamiento consisten en separar mediante empacaduras, las diferentes zonas productivas que han estado produciendo juntas desde la completación original. Las empacaduras nos permiten supervisar y controlar el comportamiento individual de cada zona para mejorar el proceso de explotación del yacimiento. Las diferentes formaciones son generalmente separadas mecánicamente, con empacaduras (CIED PDVSA, 1999).

La Figura 3.11, presenta los trabajos de aislamiento de zonas en un pozo que había sido completado originalmente con todos los intervalos atractivos abiertos a producción.

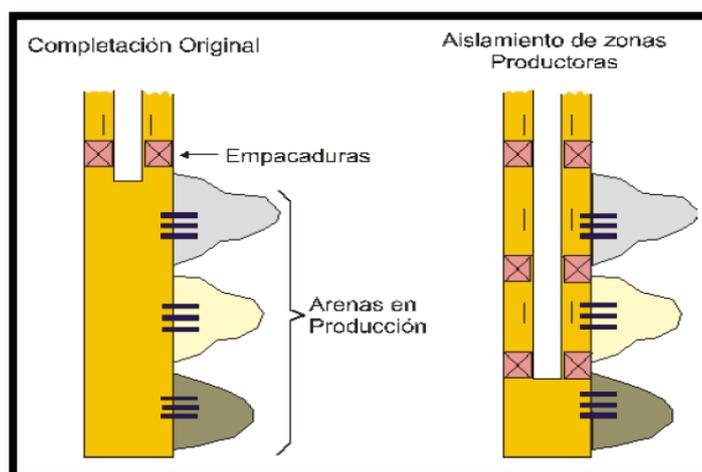


FIGURA 3.11. Aislamiento de zonas productoras.

FUENTE: Rehabilitación de Pozos. PDVSA. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 1999

3.3.2.6 Desviación corta (ventana)

La desviación corta o ventana es en principio igual que la desviación larga, sin embargo difiere en sus aplicaciones. Generalmente los pozos sometidos a estos trabajos son completados con un empaque ranurado con grava. Estos reacondicionamientos son aplicados:

- Para reemplazar el empaque que está dañado
- Cuando hay pescado dentro del empaque que está afectando la producción.
- Cuando el empaque no está dañado, pero requiere ser reemplazado y llenado con grava para inyectar el pozo con vapor.

3.3.2.7 Empaque de grava

La producción de arena con fluidos del yacimiento petrolífero es un problema grave en algunas áreas. Puede cortar u obstruir estranguladores y líneas de flujo, causar fallas excesivas del equipo, complicar la limpieza del pozo y puede causar el mal funcionamiento del equipo en el fondo del pozo. Los métodos para controlar la producción de arena incluyen la introducción de coladores o revestidores auxiliares ranurados, empacando con grava o consolidado de arena con una resina plástica. Los coladores son los de instalación más simple en la mayoría de los casos. El tamaño del colador es de manera efectiva demasiado pequeña para permitir que la arena fluya hacia adentro, mientras que aún permite el flujo de los fluidos de formación (CIED PDVSA, 1999).

3.3.2.8 Grass root

Es abandonar el pozo original y perforar un nuevo pozo desviado hasta la profundidad total. Este tipo de reacondicionamiento puede ser catalogado como una desviación larga. La diferencia básica entre ellos es que en el Grass-root el pozo es completado con un revestidor del mismo diámetro que el original. Mientras que en la Desviación larga el pozo tiene que ser completado con un revestidor de menor diámetro que el original. Para poder hacer un Grass-root es requisito indispensable que el revestidor de producción no esté cementado hasta la superficie (CIED PDVSA, 1999).

Este tipo de reacondicionamiento se aplica en los pozos someros donde:

- El revestidor de producción está muy deteriorado.
- No puede ser recuperado un pescado del pozo.

3.3.2.9 Cañoneo

Es un tipo de reacondicionamiento que consiste en perforar con cañones el revestidor de producción en intervalos evaluados como atractivos. Entre las principales aplicaciones de esta clase de reacondicionamiento tenemos:

- Cuando se requiere abrir a producción un nuevo intervalo.
- En pozos donde se estime que exista daño a la formación.
- Cuando se sospecha que el pozo fue cañoneado fuera de zona.

3.3.2.10 Tapones de cemento

Estos tienen múltiples aplicaciones de las actividades petroleras: controlar pérdidas de circulación durante la perforación del pozo; asentar las herramientas de desviación en la perforación direccional controlada; abandonar los pozos y aislar zonas inferiores para sacarlas permanentemente de producción por problemas de alta producción de agua o gas. Estos trabajos pueden ser realizados con taladros, con el Coiled Tubing o con un equipo de wireline (CIED PDVSA, 1999).

El empleo generalizado de este método es para aislar intervalos inferiores que tienen:

- Alta producción de agua o gas.
- Alta presión que pueda estar causando flujo cruzado hacia otros intervalos.

3.3.2.11 Acidificación

La productividad puede perderse debido a daños ocasionados al yacimiento alrededor del pozo. El lodo o fluido utilizado para perforar el pozo a menudo tiene sólidos altos y una densidad más alta de la necesaria para prevenir los amagos de reventón. Estas características pueden dañar la zona de producción. A veces se bombean ácidos en una formación, cuando el yacimiento tiene una baja permeabilidad, para mejorar su habilidad de producir. Para un trabajo de acidificación exitoso, el problema debe ser determinado y se deben entender las características de la formación de producción. Se debe tener especial consideración al acidificar arenas de producción de petróleo con un contacto de agua / petróleo; ya que, existe el peligro de crear más permeabilidad vertical que radial lo cual podría generar conificación (CIED PDVSA, 1999).

3.3.2.12 Trabajos de fracturamiento

Es un proceso en el cual se bombea material para apuntalar dentro de una grieta creada por presión hidráulica en la formación para mejorar el rendimiento del pozo. La mayoría de estas fracturas son verticales y se extienden hacia fuera del pozo. En formaciones estrechas, esto incrementa el área de flujo hacia el pozo. Se utilizan varios fluidos como transportadores de material "apuntalador", usualmente arena, durante la operación de bombeo. Otros apuntaladores comunes son el metal y los rebordes de vidrio. El apuntalador tiene que ser lo más circular posible y no debe contener finos o arcilla. Ya que debe mantener la grieta abierta, su resistencia compresiva es importante (CIED PDVSA, 1999).

CAPITULO 4

ALTERNATIVAS DE REACONDICIONAMIENTO Y ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 INTRODUCCIÓN

Durante la vida productiva de los pozos de petróleo ocurren diferentes situaciones que reducen su capacidad de producción, tales como: alta relación gas –petróleo (RGP), alta producción de agua (RAP), problemas de arena, parafina, carbonatos y/o a fallas mecánicas. Ante esas situaciones generalmente el pozo es sometido a una de las siguientes acciones:

- Reacondicionamiento.
- Continuar produciendo hasta su límite económico.
- Operaciones de recuperación mejorada.
- Abandono del pozo.

En el Campo Sacha, los pozos generalmente son cerrados cuando han perdido la capacidad de aportar significativamente a la producción general del campo; debido a uno o varios de los problemas mencionados. De acuerdo a las políticas de ORN (Operaciones Río Napo), cuando se tienen producciones mínimas de 50 BPPD, cortes de agua de 80% para la formación Napo y de 90% para la formación Hollín¹⁰; el pozo es cerrado.

Sin embargo, debido al compromiso de incrementar la producción en el campo por parte de Operaciones Río Napo y el estado ecuatoriano; en la actualidad

¹⁰ Geoconsultant Ecuador, 2008, Simulación Matemática del Campo Sacha, Quito.

existe la necesidad de reacondicionar ciertos pozos cerrados que representan altas reservas remanentes.

4.2 CONSIDERACIONES GENERALES.

En el capítulo 2 del presente estudio se seleccionaron 6 pozos aptos para ser reacondicionados y en este se realizan los análisis minuciosos de cada uno de los pozos seleccionados, a fin de presentar alternativas técnicas y económicas viables que permitan incorporar la producción esperada de estos pozos a la del Campo Sacha.

4.3 ESTUDIO TÉCNICO

Dentro de las consideraciones técnicas del proyecto se incluye un estudio de las causas que motivaron el cierre de los pozos seleccionados; mediante la revisión de historiales de reacondicionamiento, historiales de producción y esquemas mecánicos. Por otro lado, se evalúa la zona en la cual se pretende realizar el reacondicionamiento mediante el uso de las curvas de diagnóstico de Chan.

Las curvas tipo Chan representan 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 orígenes del agua producida, responsables de causar problemas tales como: conificación, comunicación o canalización (ver fig. 4.1).

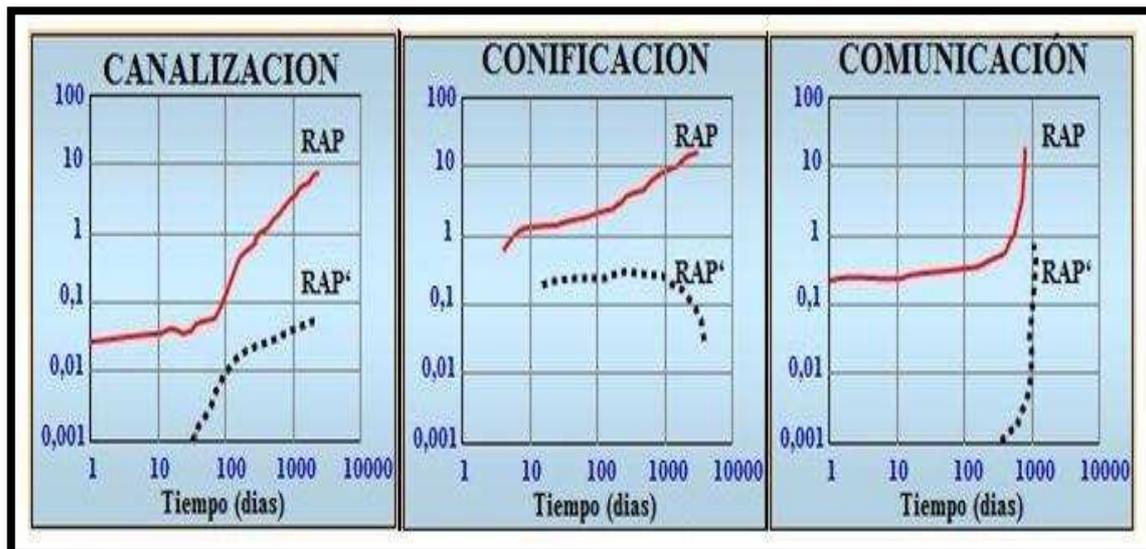


FIGURA 4.1. Tendencias de las Curvas Tipo Chan.

ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/ Diego Borja

Estas curvas de diagnóstico en definitiva identifican la anomalía y confirman las causas del cierre; además de que permiten discernir la posible alternativa al problema. Para finalmente sugerir de manera técnica un programa de reacondicionamiento para cada eventualidad.

4.3.1 SACHA 16

4.3.1.1 Antecedentes Sacha 16

El pozo Sacha 16 es un pozo vertical en el cual finalizaron las operaciones de perforación y completación el 17 de julio de 1971 a flujo natural. El pozo está ubicado en las coordenadas geográficas $0^{\circ}17' 43,944''$ Sur y $76^{\circ}52' 14,639''$ Oeste, en la zona norte del Campo Sacha tal como se muestra en el mapa de ubicación (ver anexos 4.1.1). Los reservorios objetivos en la perforación del pozo fueron las formaciones Basal Tena, Napo T y Hollín Superior. La tabla 4.1, muestra los intervalos cañoneados al inicio de la vida productiva del pozo.

TABLA 4.1. Intervalos Cañoneados Sacha 16

FORMACIÓN	INTERVALOS DE DISPARO
BASAL TENA (2DPP)	8700' – 8710' (10')
NAPO T (2DPP)	9662' – 9674' (12')
HOLLIN SUPERIOR (2DPP)	9810' – 9820' (10') / 9828' – 9834'(6') 9838' – 9842' (4') / 9852' – 9862'(10') 9868' – 9880'(12')

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

En un inicio de la producción, el pozo Sacha 16 tuvo un significativo aporte de 3252 BPPD, proveniente de la formación Hollín Superior; con un porcentaje de BSW de 1.2% y una presión de cabeza de 200 PSI.

4.3.1.2 Historial de Producción Sacha 16

El pozo Sacha 16 ha estado produciendo por alrededor de 22 años desde que inició operaciones, la secuencia de producción se muestra en la tabla 4.2.

TABLA 4.2. Secuencia de Producción Sacha 16.

PRODUCCIÓN DE LAS FORMACIONES
Hollín superior
Hollín Superior + Hollín Inferior
Hollín superior
Hollín Inferior
Napo T
Basal Tena
Hollín superior

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.

ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

La producción de la formación Hollín superior se ha mantenido por 7 años desde su apertura hasta el mes de julio de 1979, mes en el cual, por el incremento repentino de agua se decidió cambiar de zona productora a la formación Basal Tena por apenas 4 meses ya que no se obtuvo resultados satisfactorios. Posteriormente, se decidió poner nuevamente a producir de la formación Hollín superior hasta octubre de 1983. Finalmente, se pone en producción la formación Basal Tena en diciembre del mismo año (ver anexo 4.2.1), por un lapso no menor a 3 años hasta abril de 1986, cuando se argumenta cerrar esta formación debido a que sus aportes de hidrocarburo eran nulos y se tuvo un BSW del 100% . Como podemos observar (ver anexo 4.2.2), la formación Hollín superior en general ha sido constantemente puesta a producción; el 12 de octubre de 1993 se cierra la formación Hollín superior y se abre para la formación Hollín inferior hasta el 11 de septiembre de 1994 que es cuando se cerró debido a bajo aporte, 85 BPPD y un corte de agua del 90%.

Luego se probó la formación Napo T teniendo como resultados un corte de agua del 100% y aporte nulo de producción. La última formación de producción para este pozo fue la formación Hollín superior, al 25 de diciembre de 1994 fecha en la que este pozo fue cerrado definitivamente.

4.3.1.3 Historial de Reacondicionamiento Sacha 16

Workover #1: El primer reacondicionamiento en el pozo Sacha 16 se realizó el 23 de marzo de 1973, con el objetivo de aislar la entrada de agua procedente de la formación Hollín, para esto se realizó un trabajo de cementación forzada; quedando el retenedor de cemento asentado a 9900'. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo tenía una producción de 1980 BPPD con un BSW de 22%. Se evidenció el éxito del trabajo debido al incremento de la producción a 3900 BPPD con un BSW de 30%.

Workover #2: El segundo reacondicionamiento se realizó el día 08 de febrero de 1974, con el objetivo de repunzonar la formación Hollín en los siguientes intervalos: 9810' – 9820', 9825' – 9834', 9838' – 9842', 9852' – 9862', 9868' – 9880' a 2DPP para incrementar la producción de hidrocarburo. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo tenía una producción de 428 BPPD con un BSW de 40%. Luego del trabajo realizado se duplicó la producción a 989 BPPD con un BSW de 38%.

Workover #3: Este reacondicionamiento se realizó el día 01 de agosto de 1979. Los objetivos de este workover fueron: aislar la entrada de agua con un tapón de cemento (CIBP) en la formación Hollín a 9895', repunzonar las formaciones Napo T, Basal Tena y estimular esta última. Los intervalos perforados fueron: 9662' – 9674' (12') a 2 DPP para la formación Napo T y 8700' – 8710' (10') a 2 DPP, 8710' – 8715' (5') a 4 DPP para la formación Basal Tena. Además se realizó una acidificación a la formación Basal Tena. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo tenía una producción de 150 BPPD con un BSW de 65%, producción proveniente de la formación Hollín. Luego del trabajo realizado el pozo quedó produciendo 1366 BPPD con 1% de BSW, producción proveniente de la formación Basal Tena.

Workover #4: Este reacondicionamiento se realizó el día 20 de julio de 1983, con el objetivo de aislar la formación Hollín Inferior de la formación Hollín Superior mediante una empaadura permanente a 9847'. Además se cambió el sistema de levantamiento artificial de flujo natural a bombeo hidráulico, mediante la instalación de una cavidad Kobe. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo tenía una producción de 57 BPPD con un BSW de 64%. Se evidenció el éxito en el trabajo debido al incremento de la producción a 328 BPPD con un BSW de 3%.

Workover #5: El quinto reacondicionamiento se realizó el día 15 de mayo de 1986. El objetivo fue estimular la formación Hollín superior y evaluar la formación

Napo T. Para esto, se asienta un tapón de cemento (CIBP) a 9848'. El resultado de la evaluación a la formación Napo T fue positivo; se tiene una producción de 217 BPPD y un BSW de 1%. Además, antes del trabajo el pozo había estado cerrado por baja producción; luego del reacondicionamiento se tuvo una producción de 176 BPPD provenientes de la formación Hollín Superior.

Workover #6: Este reacondicionamiento se realizó el día 24 de septiembre de 1986, con varios objetivos. En primer lugar, chequear la tubería de revestimiento; para esto se corrió un registro de inspección de casing desde 9848' hasta 7000'. Se evidenció que no había indicios de rotura del casing. A continuación, se dispararon los intervalos de 9810' – 9820' (10'), 9828' – 9834' (6') y 9838' – 9842' (4') a 2 DPP en la formación Hollín Superior. Finalmente se fracturó la formación Hollín Superior. La producción se incrementó de 133 BPPD con un BSW de 5,5% a 434 BPPD con un BSW de 6,5%, luego del trabajo.

Workover #7: El séptimo reacondicionamiento se realizó el día 12 de febrero de 1989, con el objetivo de aislar la entrada de agua a la formación Hollín con una cementación forzada. Además se dispararon los intervalos de 9816' – 9822' (6') y 9829' – 9836' (7') y se evalúa la formación. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo estaba cerrado debido a baja producción. Luego del trabajo se incrementó la producción a 340 BPPD con un BSW de 0,9%.

Workover #8: El octavo reacondicionamiento se realizó el día 20 de junio de 1990. El objetivo del reacondicionamiento fue cambiar la completación debido a una obstrucción en la tubería a 9340'. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo se encontraba cerrado; luego del trabajo realizado, el pozo tuvo una producción de 219 BPPD con un BSW de 1.8%, proveniente de la formación Hollín Superior.

Workover #9: Este reacondicionamiento se realizó el día 04 de abril de 1991, con el objetivo de repunzonar a 4 DPP los intervalos a 9810' – 9816' (6') y 9841'-

9843' (2') en la formación Hollín superior y a 9852' – 9860' (8') en la formación Hollín Inferior. Se evaluaron las formaciones de manera satisfactoria y se obtuvo una producción de 356 BPPD con 2,2 % de BSW.

Workover #10: El último reacondicionamiento realizado en este pozo se dio el 10 de diciembre de 1994, con el objetivo de aislar la entrada de agua procedente de la formación Hollín, repunzonar la formación Hollín superior y cambiar la completación debido a una obstrucción en la tubería a 8670'. Para esto se realizó una cementación forzada. Se repunzonó el intervalo de 9810' – 9822' (12') a 4 DPP en la formación Hollín superior. Antes del reacondicionamiento el pozo tenía una producción de 98 BPPD con 90% de BSW para la formación Hollín superior. El trabajo no fue exitoso, se tiene una producción de 0 BPPD con 100% de BSW para la formación Hollín superior.

4.3.1.4 Esquema mecánico Sacha 16

El pozo Sacha 16 a su fecha de cierre; 25 de diciembre de 1994, quedó con una completación (ver anexo 4.8.1) en tubería de 3 ½" (274 tubos N-80), un sistema de levantamiento hidráulico compuesto por una cavidad Oil Master de 3 ½", tres packer arrow de 7"x 2 7/8" y tres camisas deslizables de 2 7/8" dispuestas para las formaciones Basal Tena, Napo T y Hollín Superior. Se debe considerar que el pozo posee una obstrucción en el casing a 9875', y un tapón de cemento (CIBP) de 7" a 9900'.

4.3.1.5 Curva de diagnóstico de Chan Sacha 16

El pozo Sacha 16 de forma general y resumida presenta varios cierres para sus formaciones productoras, debido principalmente a bajos aportes de hidrocarburo y altos cortes de agua.

El problema fundamental del alto corte de agua en la formación Hollín Superior, de acuerdo a la curva de diagnóstico de Chan (ver anexo 4.9.1.), es por comunicación entre estratos originado en la formación supra yacente Napo T inferior y la formación infra yacente Hollín inferior¹¹, ya que estas están prácticamente saturadas de agua, 100% y 90%, respectivamente.

El agua fluye por medio de los canales entre cemento y revestidor debido a una mala cementación (ver anexo 4.11.1) desde el tope hasta la base de la formación Hollín superior (9797' - 9835') y además el pozo presenta una falla mecánica por comunicación entre el tubing y el casing, este problema se origina ya sea porque la empacadura a 9727' está desasentada o porque el tubing está corroído, lo cual generó una alta producción de agua.

4.3.1.6 Programa de reacondicionamiento Sacha 16

OPERACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO # 11

FORMACIÓN: Hollín Superior

OBJETIVO: Cambio de completación por comunicación tubing – casing, cementación forzada (Squeeze) a la formación Hollín superior, disparar, evaluar y completar la formación Hollín superior de acuerdo a resultados.

1. Traslado de taladro de reacondicionamiento a locación.
2. Controlar pozo con agua del sistema de inyección filtrada de 8.3 lpg, tratada con químicos, estabilizadores, inhibidores de arcilla y bactericidas.

¹¹ La localización de los intervalos en los cuales se sitúan las arenas se determina a partir del análisis de topes y bases formacionales obtenidos a partir de registros eléctricos y análisis de rípios en el momento de la perforación (ver anexo 4.10.1).

3. Desarmar cabezal, armar BOP, probar con 1500 PSI. Desasentar tres packers arrow, dos de weatherford y uno de petrotech, tensionando hasta 140000 lbs.
4. Sacar completación de bombeo hidráulico en tubería de 3 1/2", chequear presencia de escala y/o corrosión, daños mecánicos, de ser el caso planificar programa alterno.
5. Bajar BHA de limpieza con broca, scraper de 7" en tubería de 3 1/2" hasta 9875' (obstrucción de csg), circular, limpiar y sacar BHA.
6. Bajar BHA de prueba en tubería de 3 1/2" con RPB, RTMC y compressure-packer, para realizar prueba de inyectividad con agua tratada. Presión máxima de inyección 3500 PSI, si la prueba no es satisfactoria bombear un volumen adecuado de HCL al 15%.
7. Bajar retenedor de cemento + stinger en tubería de 3 1/2". Asentar RPB a +/- 9860', y RTMC a +/- 9772', y compressure packer a +/- 9497' realizar cementación forzada a la formación Hollín superior con cemento tipo "G" más aditivos (la cantidad de cemento dependerá de la prueba de admisión), desplazar según la capacidad de la tubería, mantener 800 PSI en el anular. P.max = 3500 PSI. desacoplar stinger y circular a superficie el exceso de cemento, sacar BHA.
8. Bajar BHA molidor hasta 9722', esperar fraguado de cemento por 24 horas, moler retenedores de cemento + cemento hasta 9860'. Circular, limpiar y sacar.
9. Bajar BHA de limpieza hasta 9875'. Circular, limpiar y sacar.
10. Con cable eléctrico correr registro de CBL-VDL-GR desde 9875' (obstrucción casing) hasta 9772'.
11. Bajar cañones de alta penetración y punzonar la formación Hollín superior en los siguientes intervalos: 9797' - 9807' (10') a 4 DPP. El intervalo será confirmado o rectificado con registro GR.
12. Bajar BHA de evaluación con bomba jet y elementos de presión, midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI c/20 parada.

13. Asentar herramientas de evaluación a las siguientes profundidades, RPB a +/- 9860', y RTMC a +/- 9772', y compressure – packer a +/- 9497'.
14. Reversar bomba jet, recuperar elementos de presión, controlar pozo. Desasentar empacaduras, recuperar RPB, sacar BHA de evaluación.
15. La completación de producción dependerá de los resultados de la evaluación y de las pruebas de restauración de presión por 8 horas. (recomendar tomar Build up)
16. Desarmar BOP, armar cabezal y probar.
17. Dar por terminada las operaciones.

4.3.2 SACHA 28

4.3.2.1 Antecedentes Sacha 28

Este pozo inició sus operaciones de perforación y completación vertical, el 13 de abril de 1972, y finalizaron las mismas el 10 de mayo de 1972, está ubicado en la zona central del Campo Sacha (ver anexo 4.1.2.), cuyas coordenadas geográficas son 0° 20' 45.135" Sur y 76° 51' 59.244" Oeste. Las formaciones de interés cañoneadas fueron las arenas Hollín inferior, Hollín superior, así también las formaciones Napo U y T, los intervalos fueron disparados con cañones convencionales de 4 ½" a 2 DPP y se pueden observar en la tabla 4.3.

TABLA 4.3. Intervalos Cañoneados Sacha 28

FORMACION	INTERVALO DISPARADOS
NAPO U	9368'-9428' (60')
NAPO T	9580' – 9600' (20') / 9622' – 9662' (40')
HOLLÍN SUPERIOR	9794' – 9816' (22') / 9844' – 9846' (2')

HOLLÍN INFERIOR	9850' – 9878' (28') / 9888' – 9894' (6')
--------------------	--

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

Este pozo vertical inició su producción a flujo natural con una producción diaria de petróleo de alrededor de 3129 Barriles, de las formaciones Napo U y T, producción máxima observada en todo su historial de producción.

4.3.2.2 Historial de Producción Sacha 28

El pozo Sacha 28 se ha mantenido produciendo con altos y bajos por alrededor de 37 años, tiempo en el cual produjo tanto de las formaciones Hollín, Napo T, Napo U, y de las combinaciones entre ellas como Napo U + Napo T y Hollín + Napo T, a distintos periodos, la secuencia de producción se muestra en la tabla 4.4.

TABLA 4.4. Secuencia de Producción Sacha 28.

PRODUCCIÓN DE LAS FORMACIONES
Napo U+ Napo T
Hollín
Napo U+ Napo T
Hollín
Napo T, Hollín + Napo T, Napo U
Napo T
Napo U

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

El pozo Sacha 28 ha producido la mayor parte del tiempo de la formación Napo T (ver anexo 4.3.3); el mayor volumen de reserva recuperada provino de esta formación; la cual fue cerrada definitivamente el 29 de mayo de 2007 debido a una baja producción de 14 BPPD con un BSW de 95.9%. La producción de la formación Hollín se dio de mayo a agosto de 1990 y de abril a julio de 1997 (ver anexo 4.3.1). La formación Napo U aportó a la producción del pozo de noviembre a enero de 1997, de junio a agosto del 2007 y de noviembre del 2008 al 9 de mayo de 2009 (ver anexo 4.3.2); fecha en la cual el pozo fue definitivamente cerrado, por un corte de agua de 100% y una producción de petróleo de 0 BPPD.

4.3.2.3 Historial de Reacondicionamiento Sacha 28

Workover # 1: El primer reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el día 21 de enero de 1974, cuyo objetivo fue aislar entrada de agua en la formación Hollín mediante cementación forzada (squeeze) y luego se repunzonó el intervalo de 9850'-9867' con una densidad de disparo 2 DPP e instaló una completación con cavidad Kobe para producción por bombeo hidráulico.

Antes de la mencionada intervención este pozo tenía una producción de 588 BPPD con un corte de agua del 52.4% de las formaciones Napo U + Napo T + Hollín, debido a esta operación se dio una baja en la producción a 506 BPPD con un BSW del 2.6%, el trabajo de reacondicionamiento no tuvo los resultados deseados.

Workover # 2: El segundo reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 23 de enero de 1978, su objetivo fue aislar la formación Hollín con tapón de cemento (CIBP) asentado a 9750', estimular la formación Napo T mediante fracturamiento (13 BPM, presión máxima = 4700 PSI), se repunzonó los intervalos de la formación Napo T: 9622'– 9662' (40') con cañones convencionales de 4½" a 2 DPP y, se estimuló la formación Napo U,

repunzonando intervalos 9368' – 9428' (60') con cañones convencionales de 4½" a 2 DPP y se acidificó con 60 Bls de ácido clorhídrico al 15%.

Antes de la intervención este pozo tenía una producción de 653 BPPD con un corte de agua del 0.1% de las formaciones Napo U + Napo T, luego de esta operación se tuvo una producción de 2867 BPPD con un BSW del 4.8%; el trabajo fue exitoso.

Workover # 3: El tercer reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el día de febrero de 1981, cuyo objetivo fue instalar cavidad Kobe para producir por bombeo hidráulico. Antes de la intervención este pozo estaba inactivo debido a bajo aporte, sin embargo luego del trabajo de reacondicionamiento se tuvo 3228 BPPD de producción con un BSW del 5% como aporte de las formación Napo U + Napo T, el trabajo fue exitoso.

Workover # 4: El cuarto reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 20 de septiembre de 1981, cuyo objetivo fue recuperar bomba atascada para lo cual se procede a realizar un tubing punch a 9082' y finalmente se bajó cavidad Kobe. Antes de la intervención este pozo tenía una producción de 1874 BPPD con un corte de agua del 0.8% de las formación Napo U + Napo T, debido a esta operación el pozo quedó cerrado por bajo aporte.

Workover # 5: El quinto reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 29 de septiembre de 1981, cuyo objetivo fue la detección de alguna falla en la cavidad Kobe. Antes de la intervención este pozo estuvo cerrado por bajo aporte, luego de la detección de la falla y una vez que se bajó la bomba Kobe se tuvo una producción de 2450 BPPD con un corte de agua del 4.2% de las formaciones Napo U + Napo T, debido a esta operación el pozo mejoró notablemente su producción.

Workover # 6: El sexto reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 12 de julio de 1983, cuyo objetivo fue cambiar la cavidad Kobe. Antes de la

intervención este pozo estaba produciendo de las formaciones Napo U + Napo T alrededor de 1263 BPPD con un BSW del 0.5%, se tuvo como resultado una producción de 1783 BPPD con un corte de agua del 1.9%, el reacondicionamiento fue exitoso.

Workover # 7: El séptimo reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 25 de junio de 1985, cuyo objetivo fue recuperar bomba Kobe pescada. Antes de la intervención este pozo estaba cerrado y luego de esta operación se produjo alrededor de 2285 BPPD con un BSW del 0.6% como aporte de las formaciones Napo U + Napo T, el reacondicionamiento fue exitoso.

Workover # 8: El octavo reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 22 de abril de 1986, cuyo objetivo fue cambiar la cavidad Kobe. Antes de la intervención este pozo estaba produciendo de las formaciones Napo U + T alrededor de 1689 BPPD con un BSW del 2.2%, luego de este cambio se tuvo un incremento de la producción a 2300 BPPD y una disminución del corte de agua a 1.4% para la arena "T", el reacondicionamiento fue exitoso.

Workover # 9: El noveno reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 10 de diciembre de 1986, cuyo objetivo fue cambiar la cavidad Kobe. Antes de la intervención este pozo estaba produciendo de las formaciones Napo U + Napo T alrededor de 1032 BPPD con un BSW del 3%, para luego del cambio se obtuvo como resultado un moderado incremento en la producción a 1666 BPPD con un corte de agua del 0.5%, el reacondicionamiento fue exitoso.

Workover # 10: El décimo reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 30 de marzo 1990, cuyo objetivo fue aislar la entrada de agua de la formación Hollín con cementación forzada, repunzonar la formación Hollín inferior y Hollín superior, con cañones convencionales los siguientes intervalos, 9800'-9816' (16') a 4 DPP y 9850'-9860' (10') a 4 DPP y evaluar por separado, finalmente completar el pozo y bajar cavidad Kobe. Antes de la intervención este pozo

estaba produciendo alrededor de 1542 BPPD con un BSW del 1.8% de las formaciones Napo U + Napo T, luego del cambio se obtuvo como resultado un decremento en la producción a 1403 BPPD y un incremento del corte de agua a 5.7%, el reacondicionamiento no fue exitoso.

Workover # 11: El décimo primero reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 26 de agosto 1990, cuyo objetivo fue evaluar la formación Hollín superior con bombeo hidráulico para lo cual se sacó BHA y se asentó tapón de cemento (CIBP) a 9830', se detectó caída de presión, se molió tapón de cemento (CIBP), se topó fondo a 9865' y se procedió a realizar cementación forzada a la formación Hollín superior y repunzonar el intervalo 9800' - 9816' (16') a 4 DPP, y se realiza estimulación con ácido clorhídrico al 15%.

Antes de la mencionada intervención este pozo estaba produciendo alrededor de 94 BPPD con un alto BSW de 93.9% de la formación Hollín superior, para luego de la operación de reacondicionamiento obtener un excelente resultado ya que se incrementó considerablemente la producción a 640 BPPD y un formidable decremento del corte de agua a 16% de las formaciones Napo U + Napo T, argumentos totalmente válidos para concluir que el trabajo fue exitoso.

Workover # 12: El décimo segundo reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 3 de noviembre 1997, cuyo objetivo fue aislar la formación Hollín inferior con un tapón de cemento (CIBP), realizar una cementación forzada a las formaciones Napo U + Napo T y finalmente se evaluó por separado y se repunzonó en Napo U en el intervalo de 9368' - 9408' (40') a 4 DPP. Además se repunzonó la formación Napo T en el intervalo de 9580' - 9600' (20') a 4 DPP. Se evaluó formación Napo T y no aportó, se decidió entonces bajar BHA para bombeo hidráulico para la formación Napo U. Antes de la mencionada intervención este pozo tenía una producción y un alto BSW del 100% para la formación Hollín, como resultado del workover se tuvo una producción de 340 BPPD y un decremento del corte de agua a 60.2% para la formación Napo U, el trabajo fue exitoso.

Workover # 13: El décimo tercero reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 30 de junio 2000, cuyo objetivo fue cambiar de completación debido a bomba atascada. Antes de la mencionada intervención este pozo estaba produciendo alrededor de 164 BPPD con un BSW del 2.4% de la formación Napo T, luego del cambio se obtuvo como resultado un incremento satisfactorio en la producción de 716 BPPD y un bajo corte de agua del 1% para la misma arena.

Workover # 14: El décimo cuarto reacondicionamiento en el pozo Sacha 28 se realizó el 13 de agosto de 2003, cuyo objetivo fue realizar un cambio de completación por bomba atascada y repunzonar la formación Napo T con cañón 4 1/2" a 5 DPP desde 9580' - 9600', se evaluó con bomba jet – 9A. Antes de la mencionada intervención este pozo estaba cerrado y como resultado del workover se tuvo una producción de 405 BPPD y un corte de agua de 1.9% para la formación Napo T, el trabajo fue exitoso.

Workover # 15: El décimo quinto reacondicionamiento en el pozo Sacha – 28 se realizó el 2 de septiembre de 2005, cuyo objetivo fue realizar un cambio de completación por bomba atascada y bajar BHA para bombeo hidráulico con cavidad Kobe tipo “D”. Antes de la mencionada intervención este pozo estaba cerrado y como resultado del workover se tuvo una producción de 240 BPPD y un corte de agua de 2.44% para la formación Napo T, el trabajo fue exitoso.

Workover # 16: El décimo sexto y último reacondicionamiento en el pozo Sacha 28, fue realizado el 4 de mayo de 2007, cuyo objetivo fue realizar un cambio de completación por bomba atascada y bajar BHA para producción por cavidad Kobe tipo “D”. Antes de la mencionada intervención este pozo estaba cerrado ya que tenía pescada su bomba y como resultado del workover se consiguió una producción de 207 BPPD y un corte de agua de 61%, por lo tanto se recuperó la producción, siendo un trabajo exitoso.

4.3.2.4 Esquema mecánico Sacha 28

El pozo Sacha 28 a su fecha de cierre; 09 de mayo del 2009, quedó con una completación (ver anexo 4.8.2) en tubería de 3 ½" (296 tubos N-80), un sistema de levantamiento hidráulico compuesto por una Kobe de 3 ½", dos packer arrow de 7" x 2 7/8" y dos camisas deslizables de 2 7/8" dispuestas para las formaciones Napo T y Napo U. Se debe considerar que el pozo posee un CIBP de 7" a 9696´.

4.3.2.5 Curva de diagnóstico de Chan Sacha 28

El pozo Sacha 28 al igual que el anterior presenta varios cierres para sus arenas productoras, principalmente por sus bajos aportes de hidrocarburo y altos cortes de agua. El problema del alto corte de agua en la formación Napo T superior, de acuerdo a la curva de diagnóstico de Chan (ver anexo 4.9.2.), es por conificación originada debido al acuífero lateral presente en esta formación y a que este pozo presenta producciones altas por encima de la tasa crítica (350 Bls). Otro problema presente en este pozo es una falla mecánica por comunicación entre el tubing y el casing, esto se origina ya sea porque la empacadura a 9473´ esta desasentada o porque el tubing está corroído generando orificios que permiten el ingreso de agua procedente de otro estrato.

4.3.2.6 Programa de reacondicionamiento Sacha 28

OPERACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO # 17

FORMACIÓN: Napo T superior

OBJETIVO: Cambio de completación del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico debido a comunicación tubing-casing, repunzonar al tope de la formación Napo T superior, evaluar, y completar de acuerdo a resultados.

1. Traslado de taladro de reacondicionamiento a locación.
2. Controlar pozo con agua del sistema de inyección filtrada de 8.3 lpg tratada con químicos, estabilizadores, inhibidores de arcilla y bactericidas.
3. Desarmar cabezal. Instalar BOP, probar con 1500 PSI.
4. Desasentar 2 packers arrow HS y FH tensionar con 140000 lbs.
5. Sacar completación hidráulica en tubería de 3 1/2". Desarmar BHA de Producción, chequear presencia de escala y/o corrosión, daños mecánicos, de ser el caso planificar programa alterno.
6. Bajar BHA de limpieza en tubería de 3 1/2', con broca y raspa tubos, hasta 9680' (tope de nivel de cemento a la profundidad total, COTD). Circular, limpiar y sacar.
7. Bajar con cable eléctrico un tapón de cemento (CIBP) de 7" y asentarlo a 9578'.
8. Repunzonar con cable eléctrico y con cañones de alta penetración el tope de la formación T superior, en el intervalo de: 9567' – 9575' (8') a 4 DPP.
9. Bajar completación definitiva de bombeo hidráulico con cavidad Kobe en tubería de 3 1/2" hasta 9544'.
10. Retirar BOP, instalar cabezal, probar con 3000 PSI desplazar blanking a la cavidad, asentar dos packers de 7" x 2 7/8" a 9572' y 9212', probar anular con 800 PSI y reversar blanking.
11. Abrir camisa de la formación T superior a 9513', y realizar prueba de producción.
12. Dar por finalizadas las operaciones.

4.3.3 SACHA 35

4.3.3.1 Antecedentes Sacha 35

El pozo Sacha 35 está ubicado en las coordenadas geográficas 0°17' 30,506" Sur y 76° 51' 16,602" Oeste en la zona norte del campo. Es un pozo vertical perforado

el 10 de noviembre de 1971. El pozo no pudo ser completado debido a un pescado en la etapa de perforación compuesto por 155 juntas de 2 7/8", 2 Drill Collars y 1 broca. Por esta razón se realizó el primer reacondicionamiento para pescar el BHA de perforación; procedimiento que resultó exitoso. El 19 de febrero de 1972, se disparó a la formación Hollín y el pozo quedó completado a flujo natural. La tabla 4.5, muestra los intervalos cañoneados al inicio de la vida productiva del pozo.

TABLA 4.5. Intervalos Cañoneados Sacha 35

FORMACIÓN	INTERVALOS DE DISPARO
HOLLIN (1DPP)	9836' – 9846' (10')
	9856' – 9871' (15')

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

En un inicio el pozo Sacha 35 tuvo un aporte de 2240 BPPD, proveniente de la producción de la formación Hollín; con un porcentaje de BSW de 0.6.

4.3.3.2 Historial de Producción Sacha 35

El pozo Sacha 35 ha producido por alrededor de 28 años desde que inició operaciones en la región norte del Campo Sacha, durante su vida productiva fue completado para producir de las formaciones Hollín, Napo T y Napo U, la secuencia de producción se muestra en la tabla 4.6.

TABLA 4.6. Secuencia de Producción Sacha 35.

PRODUCCIÓN DE LAS FORMACIONES
Hollín
Napo U
Napo T
Hollín

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

El pozo Sacha 35 inició su producción en la formación Hollín en el mes de abril de 1973 (ver anexo 4.4.1) y finalizó su primera etapa de producción el 19 de junio de 1999 por alto corte de agua y bajo aporte de hidrocarburo, razones por las cuales se cambió de zona productora, de la formación Hollín a la formación Napo U, un mes después esta formación presentó un alto corte de agua del 87.2% y un bajo aporte de 174 BPPD argumentos necesarios para haber cerrado la formación U y probar nuevamente la producción para la formación Hollín habiéndose obtenido un alto BSW de 93.27% y un bajo aporte de 120 BPPD, por estas causas se decidió cerrar la formación Hollín y abrir la formación Napo T el 5 de agosto de 1999, dos días después de la mencionada operación se presenta un alto corte de agua del 91.8% y un bajo aporte de 123 BPPD con lo cual se procedió a cerrar esta formación el 4 de septiembre de 1999 por alto BSW. El 2 de marzo de 2000 inició nuevamente producción la formación Hollín hasta el 11 de marzo del mismo año, fecha en la cual se presentó un alto BSW de 87.5% y un aporte de 153 BPPD por lo cual fue nuevamente cerrada, el 12 de marzo de 2000 se probó la formación Napo T y un día después la formación Napo U quedando Napo U + Napo T, pero cuyos resultados no fueron satisfactorios ya que no existió aporte alguno. El 14 de marzo cierran Napo U + Napo T y abren la formación Hollín la cual queda produciendo hasta el 19 de marzo de 2001 que se presenta un alto corte de agua de 99.4% y un bajo aporte de producción de 9 BPPD, por lo cual se deja de producir de esta formación. A diciembre de 2005, el pozo Sacha 35 fue cerrado definitivamente.

4.3.3.3 Historial de Reacondicionamiento Sacha 35

Workover #1: El primer reacondicionamiento en el pozo Sacha 35 se realizó el 09 de abril de 1973, con el objetivo de recuperar pescado, perforar la formación Hollín en los intervalos 9836' – 9846' (10'), 9856' – 9871' (15') 1 tiro / 2' y poner el pozo en producción. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo estaba

inactivo debido a un pescado de tubing y broca. Luego del mismo, se consiguió una producción de 2240 BPPD con un BSW de 0,6%, el trabajo fue exitoso.

Workover #2: Este reacondicionamiento se realizó el 12 de mayo de 1973, con el objetivo de incrementar la producción al perforar el intervalo de 9882' – 9899' (17') 1 tiro / 2'. En la formación Hollín Inferior. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo producía a flujo natural 1152 BPPD con un BSW de 0,4%. Luego del exitoso trabajo realizado, la producción se incrementó a 4470 BPPD con un BSW de 0,8%.

Workover #3: El tercer reacondicionamiento en este pozo fue realizado el 30 de octubre de 1973, con el objetivo de acidificar la formación Hollín, con 3762 galones de ácido. Se tuvo un trabajo exitoso, incrementándose la producción de 812 BPPD con 0,5% de BSW a 1088 BPPD con 40% de BSW.

Workover #4: Este reacondicionamiento se realizó el 12 de mayo de 1983, con el objetivo de bajar un liner de 5 ½", aislar entrada de agua a la formación Hollín con cementación forzada, evaluar la formación Hollín superior más la formación Hollín inferior, se punzonó y evaluó las formaciones Napo U y Napo T por separado. Se bajó completación para producir por bombeo hidráulico y aislar la entrada de agua de la formación Hollín inferior colocando un tapón de cemento (CIBP) a 9878' y repunzonar la formación Hollín en los intervalos de 9836' – 9846' (10') / 9856' – 9866' (10') a 2 DPP. Se evidenció que el casing se encuentra parcialmente colapsado a 4944'. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo producía a flujo natural 574 BPPD con un BSW de 68%. Luego del exitoso trabajo realizado, la producción se incrementó a 751 BPPD con un BSW de 47%.

Workover #5: Este reacondicionamiento se realizó el 20 de septiembre de 1986. El objetivo de este workover fue el de bajar un liner de 5 ½", aislar la entrada de agua de la formación Hollín con una cementación forzada, evaluar las formaciones Hollín superior y Hollín inferior, cañonear y evaluar las formaciones

Napo U y Napo T por separado. Los intervalos intervenidos fueron: de 9834' – 9848' (14') / 9809' – 9826' (17') en la formación Hollín; de 9640' – 9642' (2') / 9647' – 9660' (13') / 9666' – 9674' (8') en la formación Napo T y a 9436' – 9450' (14') / 9459' – 9466' (7') en la formación Napo U. Además, se bajó una completación para producir por bombeo hidráulico. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo producía a flujo natural 379 BPPD con un BSW de 60%, procedente de la formación Hollín Inferior. Luego del exitoso trabajo realizado, la producción se incrementó a 1322 BPPD con un BSW de 2,6%, procedente de la producción conjunta de las formaciones Hollín Superior e Inferior.

Workover #6: Este reacondicionamiento se realizó el 18 de agosto de 1989. El objetivo de este workover fue realizar el cambio de completación por hueco en tubería de producción. Se pescó y se evaluó la formación Hollín. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo estaba cerrado por una rotura en el tubing a 365'. Luego del trabajo realizado, la producción se incrementó a 1300 BPPD con un BSW de 26%, procedente de la producción de la formación Hollín.

Workover #7: Este reacondicionamiento se realizó el 24 de mayo de 1995. El objetivo de este workover fue realizar el cambio de la completación por cavidad en mal estado. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo estaba cerrado. Luego del trabajo realizado, la producción se incrementó a 856 BPPD con un BSW de 57,2%, procedente de la producción de la formación Hollín.

Workover #8: Este reacondicionamiento se realizó el 1 de marzo del 2000. El objetivo de este workover fue realizar el cambio de la completación por un hueco en la tubería bajo la primera empacadura. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo estaba cerrado. Luego del trabajo realizado, la producción se incrementó a 328 BPPD con un BSW de 76%, procedente de la producción de la formación Hollín.

Workover #9: El último reacondicionamiento realizado en el pozo Sacha 35 se efectuó el 8 de diciembre del 2005. El objetivo de este workover fue realizar el cambio de la completación por comunicación tubing-casing. Además de una cementación forzada a la formación Hollín, punzonar, evaluar, y completar para bombeo hidráulico. El pozo quedó cerrado hasta la presente fecha con un pescado consistente en un BHA moledor a 5010´.

4.3.3.4 Esquema mecánico Sacha 35

A su fecha de cierre; 08 de diciembre del 2005, el pozo quedó completado con un tubo corto de 2 7/8" (ver anexo 4.8.3). Este pozo tiene la cabeza de un pescado a 5010´, el pescado consiste de un BHA moledor compuesto por 141 tubos de 2 7/8", 1 x-over de 2 7/8"x 3 1/2", 6 drill collars de 3 1/2" y 1 junk mill de 4 1/2". Un retenedor de cemento de 5 1/2" se encuentra ubicado a 9750´.

4.3.3.5 Curva de diagnóstico de Chan Sacha 35

El pozo Sacha 35 mientras se encontraba en reacondicionamiento fue suspendido por problemas con la población y la alcaldía de Sacha, quienes pedían se abandonara el pozo e impidieron el reinicio de las operaciones, no obstante se hace imperioso retomar esta operación de reacondicionamiento para producir de la formación Hollín superior.

Como se puede constatar en el sumario del último reacondicionamiento, el objetivo era cambiar completación por comunicación entre el tubing y el casing y realizar una segunda cementación forzada (squeeze) a la formación Hollín ya que esta zona productora tenía un corte de agua alto (BSW=99.4%), objetivo que no se llevó a cabo.

La curva de diagnóstico de Chan (ver anexo 4.9.3), confirma la existencia de comunicación para esta formación debido a una deficiente cementación (ver anexo 4.11.2), en el intervalo de 9837'– 9800', razón por la cual la fuente de producción de agua se debe fundamentalmente a la filtración proveniente del acuífero de fondo que presenta la formación Hollín.

Se sugiere entonces realizar una cementación forzada (squeeze) a este intervalo mencionado para dar solución al alto corte de agua, ya que se descarta invasión de agua de las formaciones supra yacentes Napo T y Napo U debido a que Schlumberger¹² toma registros de cementación desde 9800' hasta 9000' y determina la presencia de un buen cemento.

4.3.3.6 Programa de reacondicionamiento Sacha 35

OPERACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO # 10

FORMACIÓN: Hollín Superior

OBJETIVO: Recuperar BHA moledor a 5010', realizar cementación forzada (squeeze) a la formación Hollín superior, punzonar, evaluar, y completar de acuerdo a los resultados

1. Trasladar taladro de reacondicionamiento a locación.
2. Iniciar operaciones de reacondicionamiento, despresurizando el pozo.
3. Desarmar cabezal, instalar BOP y probar con 1500 PSI. Y Sacar punta libre de 2 7/8".
4. Bajar BHA de pesca con releasing spear en tubing de 2 7/8" hasta 5010', intentar enganchar cabeza del pescado, si no se tiene éxito se sugiere,

¹² WORKOVER # 5

- bajar BHA Moledor con junk mill de 4½" en tubing de 2 7/8" hasta 5010', moler cabeza del pescado para acondicionar hasta 5012'.
5. Circular y Sacar, comprobar estado de la herramienta.
 6. Bajar BHA de pesca con overshot en tubing de 2 7/8" hasta 5012'. Circular para limpiar cabeza de pescado, intentar enganchar, si a pesar de ello no se tiene éxito se sugiere bajar bloque impresor de 4 3/4" para determinar marca de la cabeza del pescado y determinar el tipo de BHA moledor adecuado.
 7. Tensionar y recuperar pescado.
 8. Armar y bajar BHA de limpieza con broca y raspa tubos en tubing de 2 7/8" midiendo hasta profundidad de 9623'. Circular, limpiar y sacar BHA.
 9. Bajar BHA moledor con junk mill de 4 1/2" en tubing de 2 7/8" hasta 9623' tope de cemento, moler hasta 9752' (base del retenedor de cemento de 5 ½") y bajar libre hasta 9878', circular, limpiar y sacar BHA moledor.
 10. Armar y bajar BHA de limpieza con broca y raspa tubos en tubing de 2 7/8" midiendo hasta profundidad de 9878'. Circular, limpiar y sacar BHA.
 11. Bajar BHA de prueba en tubería de 2 7/8" con y compressure-packer, para realizar prueba de inyektividad con agua tratada. Presión máxima de inyección 3500 PSI, si la prueba no es satisfactoria bombear un volumen adecuado de HCL al 15%.
 12. Bajar retenedor de cemento + stinger en tubería de 2 7/8". Asentar RPB a +/- 9852', y RTMC a +/- 9732', y compressure – packer a +/- 9498' realizar cementación forzada a Hollín superior con cemento tipo "G" más aditivos (la cantidad de cemento dependerá de la prueba de admisión), desplazar según la capacidad de la tubería, mantener 800 PSI en el anular. P.max = 3500 PSI. Desacoplar stinger y circular a superficie el exceso de cemento, sacar BHA.
 13. Bajar BHA moledor hasta 9682', esperar fraguado de cemento por 24 horas, moler retenedores de cemento + cemento hasta 9852'. Circular, limpiar y sacar.
 14. Bajar BHA de limpieza hasta 9878'. Circular, limpiar y sacar.

15. Con cable eléctrico correr registro de CBL-VDL-GR desde 9878' (COTD) hasta 9732'.
16. Bajar cañones de alta penetración y punzonar la formación Hollín superior en los siguientes intervalos: 9798' - 9810' (12') a 4 DPP y 9812' - 9822' (10') a 4 DPP, los intervalos serán confirmados o rectificadas con registro GR.
17. Bajar BHA de evaluación con bomba jet y elementos de presión, midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI c/20 parada.
18. Asentar herramientas de evaluación a las siguientes profundidades, RPB a +/- 9852', y RTMC a +/- 9732', y compressure - packer a +/- 9498'.
19. Reversar bomba jet, recuperar elementos de presión, controlar pozo. Desasentar empacaduras, recuperar RPB, sacar BHA de evaluación.
20. La completación de producción dependerá de los resultados de la evaluación y de las pruebas de restauración de presión por 8 horas. (recomendar tomar Build up)
21. Desarmar BOP, armar cabezal y probar.
22. Dar por terminada las operaciones.

4.3.4 SACHA 42

4.3.4.1 Antecedentes Sacha 42

Este pozo vertical inició sus operaciones de perforación el 4 de abril de 1972, completado el 27 de abril de 1972, y puesto a producir el 3 de julio de 1972, está ubicado en la zona sur del Campo Sacha (ver anexo 4.2.3.), cuyas coordenadas geográficas son a 0° 21' 25.332" Sur y a 76° 52' 46.993" Oeste. Los intervalos de interés cañoneadas fueron las formaciones Napo U, Napo T y la formación Hollín, los intervalos disparados como su densidad de disparo, se pueden observar en la tabla 4.7.

TABLA 4.7. Intervalos Cañoneados Sacha 42

FORMACIÓN	INTERVALO DISPARADOS
NAPO U (2DPP)	9342' - 9372' (30')
NAPO T (2 DPP)	9492' - 9502' (10') / 9522' - 9530' (8') 9534' - 9544' (10') / 9552' - 9562' (10') 9566' - 9576' (10') / 9580' - 9592' (8')
HOLLÍN (2 DPP)	9743' - 9745' (2') / 9748' - 9798' (50') 9812' - 9848' (36') / 9860' - 9872' (12')

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

Este pozo inició su producción de la formación Hollín con una producción diaria de petróleo de 5768 BPPD y cuyo BSW fue del 60%, con una relación gas petróleo de 2 Pcs/Bl.

4.3.4.2 Historial de Producción Sacha 42

El pozo Sacha 42 ha estado produciendo por alrededor de 37 años desde que inició operaciones en la región sur del Campo Sacha, durante su vida productiva fue completado para producir de las formaciones Hollín, Napo U, Napo T, Basal Tena y de las combinaciones entre las formaciones Napo U + Napo T; la secuencia de producción se muestra en la tabla 4.8.

TABLA 4.8. Secuencia de Producción Sacha 42.

PRODUCCIÓN DE LAS FORMACIONES
Hollín
Napo U + Napo T
Napo U
Napo T
Basal Tena

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

La formación Hollín, de acuerdo a los historiales de producción, presentó una larga vida productiva hasta su primer cierre en el mes de abril de 1988 por un alto corte de agua y bajo aporte (ver anexo 4.5.1), en el mismo año, se probaron las formaciones Napo U + Napo T durante dos meses pero sin resultados satisfactorios; se reinició la producción de la formación Hollín en diciembre de 1989 hasta que la formación fue cerrada por bajo aporte en mayo de 1990.

La combinación de las formaciones Napo U + Napo T entró en producción un mes después del mismo año (ver anexo 4.5.2), hasta su cierre para operaciones de reacondicionamiento en diciembre de 1993. La formación Napo U inició su producción en enero de 1994 y fue cerrada el 4 de agosto de 2000 por bajo aporte y alta producción de agua con 141 BAPD y 83 BPPD, por lo cual se decidió cerrar esta arena (ver anexo 4.5.3). La producción de la formación Napo T inició el 30 de agosto de 2000, la cual en su periodo productivo tuvo dos cierres; el primero del 15 de marzo de 2003 por bajo aporte y el segundo cierre se dio el 17 de octubre de 2005 (ver anexo 4.5.4), con una producción de petróleo por debajo del límite económico de 38 BPPD. La última producción para este pozo provino de la formación Basal Tena (ver anexo 4.5.5.), la cual fue cerrada por tres ocasiones en su vida productiva, el primer cierre tuvo lugar el 1 de marzo de 2009, el segundo cierre se dio el 3 de julio de 2009 por bajos aportes, finalmente el 9 de Julio de 2009, se constata que el corte de agua fue del 100 % y la producción de petróleo de 0 BPPD. El pozo quedó cerrado.

4.3.4.3 Historial de Reacondicionamiento Sacha 42

Workover #1: El primer reacondicionamiento en el pozo Sacha 42 se realizó el 1 de mayo de 1978, con el objetivo de aislar la entrada de agua procedente de la formación Hollín, para esto se asentó un tapón de cemento (CIBP) a 9854'. Posteriormente se repunzonó en los intervalos de 9748' – 9798' (50'), 9812' – 9848' (36') a 2 DPP. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo tenía una

producción de 880 BPPD con un BSW de 78%. Se evidenció el éxito en el trabajo debido al incremento de la producción a 3959 BPPD con un BSW de 0,5%.

Workover #2: Este reacondicionamiento se realizó el 28 de mayo de 1986, con el objetivo de aislar la entrada de agua procedente de la formación Hollín con una cementación forzada. Otros objetivos del workover fueron estimular la formación Hollín Superior con ácido y diseñar BHA para bombeo hidráulico. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo tenía una producción de 365 BPPD con un BSW de 70%. Se evidenció el éxito en el trabajo debido al incremento de la producción a 1006 BPPD con un BSW de 9%.

Workover #3: Este reacondicionamiento se realizó el 29 de Enero de 1978, con el objetivo de aislar la entrada de agua procedente de la formación Hollín mediante una cementación forzada y completar en las formaciones Napo U y Napo T. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo tenía una producción de 198 BPPD con un BSW de 87.8%. Se evidenció el éxito en el trabajo debido al incremento de la producción a 1464 BPPD con un BSW de 27.5%.

Workover #4: El cuarto reacondicionamiento en el pozo Sacha 42 se realizó el 9 de diciembre de 1989, con el objetivo de aislar la entrada de agua procedente de la formación Hollín, para esto se realizó una cementación forzada. Posteriormente se re-punzonó en el intervalo 9758' – 9748' (10') y se evaluó. Antes del reacondicionamiento el pozo estaba cerrado por alto BSW y baja producción; luego del trabajo el pozo aportó un volumen de 392 BPPD con 28.8% de BSW.

Workover #5: Este reacondicionamiento se realizó el 15 de julio de 1992, con el objetivo de cambiar la completación y recuperar un pescado (cuerpo del Standing valve). Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo tenía una producción de 408 BPPD con un BSW de 0,7%. Se tuvo un incremento de la producción a 555 BPPD con un BSW de 0,7%.

Workover #6: Este reacondicionamiento se realizó el día 30 de octubre de 1993, con el objetivo de cambiar la completación por estar la bomba atascada con las patas del pulling tool. Se sacó la completación de bombeo hidráulico y se bajó una de iguales características. Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo tenía una producción de 447 BPPD con un BSW de 0,4%. Luego del trabajo se recuperó la producción con un volumen de 451 BPPD y 1,4% de BSW.

Workover #7: El séptimo reacondicionamiento en el pozo se realizó el 20 de noviembre de 1993, con el objetivo de cambiar la completación por una empacadura desasentada. Se sacó la completación de bombeo hidráulico y se bajó otra de similares características. La producción incrementó de 53 BPPD con 1,9% de BSW a 504 BPPD con 0,6% de BSW.

Workover #8: Este reacondicionamiento se realizó el 24 de octubre del 2000. El objetivo del reacondicionamiento fue el cambio de completación para recuperar un pescado de Slickline (elementos de presión). Además se realizó una cementación forzada a la formación Napo U. A su vez, se repunzonaron las formaciones Napo T y Napo U. En la formación Napo T, se repunzonó en los intervalos 9580' – 9592' (12') a 4 DPP, 9566' – 9576' (10') a 4 DPP, 9552' – 9562' (10') a 4 DPP. En la formación Napo U, se repunzonó en el intervalo de 9338' – 9356' (18') a 4 DPP. Luego se estimuló a la formación Napo T. Los trabajos no fueron exitosos. Antes del reacondicionamiento el pozo producía 315 BPPD con un BSW de 4,5%; luego del trabajo la producción disminuyó a 8 BPPD con un BSW de 65,2%.

Workover #9: Este reacondicionamiento se realizó el 15 de febrero del 2003. El objetivo del trabajo fue cambiar la completación por un corte en la cavidad Guiberson. Además para aumentar la densidad de disparos a la formación Napo T, en los intervalos 9492' – 9502' (10'), 9522' – 9530' (8'), 9534' – 9544' (10'). Antes del trabajo de reacondicionamiento el pozo tenía una producción de 40 BPPD con un BSW de 12%. Luego del reacondicionamiento se tuvo una producción de 63 BPPD con un BSW de 71%.

Workover #10: El último reacondicionamiento realizado en el pozo Sacha 42 tuvo lugar el 5 de Noviembre del 2005. Se realizó un cambio de completación por bajo aporte, se llevó a cabo una cementación forzada en la formación Basal Tena a 8631' – 8643' (12') y se completó con bombeo hidráulico. La producción incrementó en gran medida de 38 BPPD con 21% de BSW a 306 BPPD con 19,23% de BSW, proveniente de la formación Basal Tena.

4.3.4.4 Esquema mecánico Sacha 42

En el pozo Sacha 42 a su fecha de cierre; 15 de julio del 2009, se tiene una completación (ver anexo 4.8.4) en tubería de 3 ½" (276 tubos N-80), un sistema de levantamiento hidráulico compuesto por una cavidad Guiberson de 2 7/8", 1 packer arrow de 7"x 2 7/8". Se debe tomar en cuenta un tapón de cemento con su tope a 8678', y dos tapones de cemento (CIBP) de 7" ubicados a 8690' y 9620'.

4.3.4.5 Curva de diagnóstico de Chan Sacha 42

El pozo Sacha 42 en forma resumida a lo largo de su vida productiva presenta varios cierres para sus diferentes arenas productoras, debido a bajos aportes de hidrocarburo y altos cortes de agua, lo cual fue evidenciado en sus correspondientes historiales de producción y reacondicionamiento.

Mediante la curva de diagnóstico de Chan (ver anexo 4.9.4) se constata que el problema fundamental del alto corte de agua en la formación Hollín superior es por comunicación, producto de una mala cementación primaria y fallas mecánicas.

Cabe mencionar que las formaciones Napo U y Napo T presentan acuíferos laterales causantes de la presencia de agua, siendo los responsables de la inundación de la formación Hollín superior ya que una mala cementación (ver anexo 4.11.3), presente entre los intervalos 9720' – 9620' ; 9620' – 9606' (base

de la formación Napo T inferior) ; 9753' – 9743' (base y tope de la formación Hollín superior, respectivamente) y por presencia de daño en el tapón de cemento (CIBP) a 9620' permiten la comunicación entre estas dos zonas y la entrada de agua de la formación supra yacente.

4.3.4.6 Programa de reacondicionamiento Sacha 42

OPERACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO # 11

FORMACIÓN: Hollín Superior

OBJETIVO: Moler tapones de cemento a 8678', 8690' y 9620', cementación forzada (squeeze) a la formación Hollín superior, punzonar, evaluar y completar, de acuerdo a los resultados.

1. Traslado de taladro de reacondicionamiento a locación.
2. Controlar pozo con agua del sistema de inyección filtrada de 8.3 lpg, tratada con químicos, estabilizadores, inhibidores de arcilla y bactericidas.
3. Desarmar cabezal, armar BOP, probar con 1500 PSI, desasentar packer arrow con 140000 lbs libras de tensión, sacar completación de producción por bombeo hidráulico Guiberson, chequear presencia de escala y/o corrosión, daños mecánicos, de ser el caso planificar programa alterno.
4. Bajar BHA molidor en tubing de 3 ½" hasta 8678', moler tapón de cemento (CIBP) de 7 " a 8690'. Bajar hasta 9620', y moler CIBP de 7". Bajar hasta 9767' y moler hasta +/- 9778'.
5. Armar y bajar BHA de limpieza con broca y raspa tubos en tubing de 3 ½" midiendo hasta profundidad de 9778'. Circular, limpiar y sacar BHA.
6. Bajar BHA de prueba en tubería de 3 ½" con RPB, RTMC y compressure-packer, para realizar prueba de inyectividad con agua tratada. Presión

máxima de inyección 3500 PSI, si la prueba no es satisfactoria bombear un volumen adecuado de HCL al 15%.

7. Bajar retenedor de cemento + stinger en tubería de 3 ½". Asentar RPB a +/- 9778', y RTMC a +/- 9718', y compressure – packer a +/- 9418' realizar cementación forzada a Hollín superior con cemento tipo "G", más aditivos (la cantidad de cemento dependerá de la prueba de admisión), desplazar según la capacidad de la tubería, mantener 800 PSI en el anular. P.max = 3500 PSI. Desacoplar stinger y circular a superficie el exceso de cemento, sacar BHA.
8. Bajar BHA moledor hasta 9668', esperar fraguado de cemento por 24 horas, moler retenedores de cemento + cemento hasta 9778'. Circular, limpiar y sacar.
9. Bajar BHA de limpieza hasta 9778'. Circular, limpiar y sacar.
10. Con cable eléctrico correr registro de CBL-VDL-GR desde 9778' (COTD) hasta 9743'.
11. Bajar cañones de alta penetración y punzonar la arena Hollín superior en los siguientes intervalos: 9743' - 9753' (10') a 4 DPP, el intervalo será confirmado o rectificado con registro GR.
12. Bajar BHA de evaluación con bomba jet y elementos de presión, midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI c/20 parada.
13. Asentar herramientas de evaluación a las siguientes profundidades, RPB a +/- 9778', y RTMC a +/- 9718', y compressure – packer a +/- 9418'.
14. Reversar bomba jet, recuperar elementos de presión, controlar pozo. Desasentar empacaduras, recuperar RPB, sacar BHA de evaluación.
15. La completación de producción dependerá de los resultados de la evaluación y de las pruebas de restauración de presión por 8 horas. (recomendar tomar Build up)
16. Desarmar BOP, armar cabezal y probar.
17. Dar por terminada las operaciones.

4.3.5 SACHA 49

4.3.5.1 Antecedentes Sacha 49

El pozo Sacha 49 es un pozo vertical perforado el 6 de febrero de 1973 y completado el 1 de Marzo de 1973 a flujo natural. El pozo está ubicado en las coordenadas geográficas 0°20' 5,210" Sur y 76°51' 9,052" Oeste, en la zona central del campo tal como se muestra en el mapa de ubicación (ver anexo 4.1.2.). Los reservorios objetivos en la perforación del pozo fueron las formaciones Napo T, Napo U y Hollín. La tabla 4.9, muestra los intervalos cañoneados a 2DPP.

TABLA 4.9. Intervalos Cañoneados Sacha 49

FORMACIÓN	INTERVALOS DE DISPARO
NAPO U	9440' – 9452' (12') / 9416' – 9430' (14')
NAPO T	9682' – 9694' (12') / 9648' – 9672' (14')
HOLLIN (2DPP)	9880' – 9894' (14') / 9860' – 9870' (10') 9844' – 9854' (10')

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

En un inicio el pozo Sacha 49 tuvo un aporte de 1104 BPPD de 28,4 grados API, proveniente de la producción simultánea de las formaciones Napo U, Napo T y Hollín; con un porcentaje de BSW de 8 % y una presión de cabeza de 65 PSI.

4.3.5.2 Historial de Producción Sacha 49

El pozo Sacha 49 ha estado produciendo por alrededor de 32 años desde que inició operaciones en la región central del Campo Sacha, durante su vida productiva fue completado para producir de las formaciones Hollín, Napo T y Napo U, y de la combinación entre las formaciones Napo U + Napo T, la secuencia de producción se muestra en la tabla 4.10.

TABLA 4.10. Secuencia de Producción Sacha 49.

PRODUCCIÓN DE LAS FORMACIONES
Hollín
Napo T
Napo U
Napo U + Napo T

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.

ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

La mayor parte de la producción provino de la formación Hollín, la que estuvo activa desde marzo de 1973 hasta el 4 de agosto del 2005 (ver anexo 4.6.1.), fecha en la que ésta formación fue cerrada debido a un alto corte de agua de 2.3% y un bajo aporte de 46 BPPD, luego de haber realizado un trabajo de reacondicionamiento se probó la formación Napo T el 30 de septiembre del 2005 donde se obtuvo un alto BSW de 94.8% y 30 BPPD por lo que cinco días después se decidió cerrar esta formación y abrir la formación Napo U, la cual luego de trascurrir aproximadamente un mes fue cerrada por bajo aporte y un corte de agua del 88.5%. Finalmente se decidió producir de la combinación de las formaciones Napo U + Napo T, desde el 14 de febrero del 2006. Sin embargo, debido a un pésimo aporte de producción de petróleo diario de 6 BPPD y un corte de agua del 99%, totalmente por debajo de los límites económicos planteados, el 16 de febrero de 2006 el pozo fue cerrado.

4.3.5.3 Historial de Reacondicionamiento Sacha 49

Workover # 1: El primer reacondicionamiento en el pozo Sacha 49 se realizó el 13 de julio de 1973, cuyo objetivo fue repunzonar los intervalos 9844' – 9854' (10'), 9860' – 9870' (10') y 9880' – 9894' (14') de la formación Hollín con una densidad de disparo de 2 DPP. Antes de la intervención este pozo tenía una

producción de 1104 BPPD con un corte de agua de 8% de las formaciones Napo U + Napo T + Hollín, gracias a esta operación se logró aumentar la producción considerablemente a 1744 BPPD con un corte de agua del 16%, el reacondicionamiento fue exitoso.

Workover # 2: El segundo reacondicionamiento en el pozo Sacha 49 se realizó el 22 de agosto de 1979, cuyo objetivo fue aislar una posible entrada de agua por lo cual se asentó un tapón de cemento (CIBP) a 9873', y posterior a esto se punzonó un nuevo intervalo de 9809' – 9836 (27') en la formación Hollín superior donde se procedió a cañonear con cañones de 4" a una densidad de disparo de 4 DPP, finalmente se bajó con broca y se perforó el tapón de cemento (CIBP) ya que la formación Hollín no aportó. Antes de la intervención este pozo tenía una producción de 420 BPPD con un corte de agua de 72%, como resultado de esta operación la producción bajó a 332 BPPD manteniéndose el mismo porcentaje de agua, el workover no fue exitoso.

Workover # 3: El tercer reacondicionamiento en el pozo Sacha 49 se realizó el 6 de junio de 1980, cuyo objetivo fue aislar entrada de agua a la formación Hollín, disparar con cañones de 4" a 3 disparos por cada 2' los intervalos 9844' – 9854 (10') y 9863' – 9870' (7'); completar la densidad de los disparos para instalar una cavidad Kobe. Antes de la intervención este pozo tenía una producción de 302 BPPD con un corte del 75%, como resultado de esta operación la producción subió de manera considerable a 2293 BPPD así mismo con una sustancial disminución de su BSW a 26%, la intervención tuvo éxito.

Workover # 4: El cuarto reacondicionamiento en el pozo Sacha 49 se realizó el 10 de julio de 1983, cuyo objetivo fue aislar entrada de agua a la formación Hollín mediante cementación forzada y perforar los siguientes intervalos de la formación Hollín a 4 DPP: 9844' – 9854' (10') y 9863' – 9870' (7'); y bajar completación de fondo más cavidad Kobe. Antes de la intervención este pozo tenía una producción de 238 BPPD con un alto corte de agua del 80%, como resultado de

esta operación la producción subió de manera considerable a 627 BPPD así mismo con una sustancial disminución de su BSW a 35.8%, el trabajo fue exitoso.

Workover # 5: El quinto reacondicionamiento en el pozo Sacha 49 se realizó el 19 de mayo de 1985, cuyo objetivo fue aislar entrada de agua a la formación Hollín con cementación forzada, luego bajan con cañón de 4" y realizan a 4 DPP el siguiente intervalo a la formación Hollín Inferior de 9844' – 9854' (10') y para la formación Hollín Superior de 9809'– 9830' (21'), y bajar completación de fondo más cavidad Kobe. Antes de la intervención este pozo tenía una producción de 241 BPPD con un alto corte de agua del 80.2% para la formación Hollín superior, como resultado de esta operación la producción subió de manera considerable a 581 BPPD así mismo con una absoluta y sustancial disminución de su BSW a 1% para la referida arena, el trabajo fue exitoso.

Workover # 6: El sexto reacondicionamiento en el pozo Sacha 49 se realizó el 15 de junio de 1986, cuyo objetivo es cambiar la completación y bajar a pescar la bomba Kobe ya que por recirculación no pudo ser recuperada. Antes de la mencionada intervención este pozo estaba cerrado por bajo aporte, como resultado de esta operación la producción subió ostensiblemente a 791 BPPD y el corte de agua bajó a 2.1% para la formación Hollín superior, el trabajo fue exitoso.

Workover # 7: El séptimo reacondicionamiento en el pozo Sacha 49 se realizó el 13 de mayo de 1990, cuyo objetivo fue evaluar la formación Hollín Inferior (BFPD=744, BSW=7%) y cambiar la completación de fondo ya que la bomba Kobe quedó atascada por posible presencia de escala o parafina en la cavidad. Antes de la mencionada intervención este pozo no estaba produciendo por bajo aporte, como resultado de esta operación la producción subió a 1012 BPPD de la formación Hollín con un corte de agua del 7.8%, por tanto el trabajo fue exitoso.

Workover # 8: El octavo reacondicionamiento en el pozo Sacha 49 se realizó el 28 de septiembre de 2005, cuyo objetivo es realizar una cementación forzada a la formación Hollín con cable eléctrico se bajan cañones convencionales de 4 ½" de alta penetración para repunzonar el intervalo de 9844' – 9854' (10') a 5DPP para la formación Hollín inferior y de 9809' – 9830' (21') para la formación Hollín superior. Posteriormente se evaluó las formaciones, teniendo como resultado tanto un corte de agua del 100%, por lo cual se decidió más bien bajar con cable eléctrico cañones convencionales de 4 ½" de alta penetración para repunzonar las formaciones Napo U y Napo T, con una densidad de disparo de 5 DPP, se evaluó la formación Napo T obteniendo buenos resultados, una producción de 119 BPPD y un corte de agua del 83.4%, pozo quedó completado con cavidad Oil Master.

Workover # 9: El último reacondicionamiento en el pozo Sacha 49 se realizó el 17 de junio de 2006, cuyo objetivo fue quebrar tubería de producción resultando 17 tubos con corrosión, Baker Atlas asentó tapón de cemento (CIBP) a 9360'. El pozo quedó con un tubo de 3 ½" colgado.

4.3.5.4 Esquema mecánico Sacha 49

En el pozo Sacha 49 a su fecha de cierre; 16 de febrero del 2006, se tiene un tubo a 45' y dos tapones de cemento (CIBP) ubicados a 9360' y 9750' (ver anexo 4.8.5).

4.3.5.5 Curva de diagnóstico de Chan Sacha 49

El pozo Sacha 49 presenta varios cierres para sus diferentes arenas productoras, por bajos aportes de hidrocarburo y altos cortes de agua, como razones más comunes, las formaciones Napo U y Napo T presentan acuíferos laterales causantes de la presencia de agua en la formación Hollín superior, ya que todas

sus zonas productoras han sido evaluadas y tienen cortes de agua de: 88,5% en la formación Napo U y 94,8% en la formación Napo T.

Por esto se debe identificar el problema causante del alto corte de agua, mediante la curva de diagnóstico de Chan (ver anexo 4.9.5), la cual demuestra que para la formación Hollín existe comunicación, la cual se da por fallas de cementación (ver anexo 4.11. 4), en los intervalos 9748' – 9804' (tope de la formación Hollín superior); - 9804' - 9835' (base de la formación Hollín superior) y comunicación mecánica en el tapón de cemento (CIBP) ubicado a 9750' a través del cual se dá la entrada de agua procedente de la formación Napo T.

4.3.5.6 Programa de reacondicionamiento Sacha 49

OPERACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO # 10

FORMACIÓN: Hollín Superior.

OBJETIVO: Sacar tubería de 3 1/2 corroída, moler tapones de cemento a 9750' y 9360', cementación forzada (squeeze) a la formación Hollín superior, disparar, evaluar y bajar completación de acuerdo a resultados.

1. Traslado de taladro de reacondicionamiento a locación.
2. Controlar pozo con agua del sistema de inyección filtrada de 8.3 lpg, tratada con químicos, estabilizadores, inhibidores de arcilla y bactericidas.
3. Desarmar cabezal, armar BOP, probar con 1500 PSI.
4. Sacar un tubo de 3 1/2".
5. Bajar BHA moledor en tbg de 3 1/2" y moler 2 CIBP a 9360' y 9750', bajar libre hasta 9865' (COTD).
6. Bajan BHA de limpieza con broca, scraper de 7" en tubería de 3 1/2" hasta 9865' (COTD), circular, limpiar y sacar BHA.

7. Bajar BHA de prueba en tubería de 3 ½" con RPB, RTMC y compressure-packer, para realizar prueba de inyectividad con agua tratada. Presión máxima de inyección 3500 PSI, si la prueba no es satisfactoria bombear un volumen adecuado de HCL al 15%.
8. Bajar retenedor de cemento + stinger en tubería de 3 ½". Asentar RPB a +/- 9861', y RTMC a +/- 9779', y compressure – packer a +/- 9540ft realizar cementación forzada a la formación Hollín superior con cemento tipo "G", más aditivos (la cantidad de cemento dependerá de la prueba de admisión), desplazar según la capacidad de la tubería, mantener 800 PSI en el anular. P.max = 3500 PSI. Desacoplar stinger y circular a superficie el exceso de cemento, sacar BHA.
9. Bajar BHA moledor hasta 9729', esperar fraguado de cemento por 24 horas, moler retenedores de cemento + cemento hasta 9861'. Circular, limpiar y sacar.
10. Bajar BHA de limpieza hasta 9865'. Circular, limpiar y sacar.
11. Con cable eléctrico correr registro de CBL-VDL-GR desde 9865' (COTD) hasta 9800'.
12. Bajar cañones de alta penetración y punzonar la arena Hollín superior en los siguientes intervalos: 9804' - 9814' (10') a 4 DPP y de 9812' – 9820' (8') a 4DPP. Los intervalos serán confirmados o rectificadas con registro GR.
13. Bajar BHA de evaluación con bomba jet y elementos de presión, midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI c/20 paradas.
14. Asentar herramientas de evaluación a las siguientes profundidades, RPB a +/- 9861', y RTMC a +/- 9779', y compressure – packer a +/- 9540'.
15. Reversar bomba jet, recuperar elementos de presión, controlar pozo. Desasentar empaadura, recuperar RPB, sacar BHA de evaluación.
16. La completación de producción dependerá de los resultados de la evaluación y de las pruebas de restauración de presión por 8 horas. (recomendar tomar Build up)
17. Desarmar BOP, armar cabezal y probar.

18. Dar por terminada las operaciones.

4.3.6 SACHA 89

4.3.6.1 Antecedentes Sacha 89

Este pozo vertical inició sus operaciones de perforación el 4 de abril de 1978, está ubicado en la zona central del Campo Sacha (ver anexo 4.1.2.), cuyas coordenadas geográficas son a 0° 22' 2.407" Sur y a 76° 50' 32.830" Oeste.

Los intervalos de interés cañoneados fueron las formaciones Hollín, Napo T, Napo U; los intervalos disparados se pueden observar en la tabla 4.11.

TABLA 4.11. Intervalos Cañoneados Sacha 89

FORMACIÓN	INTERVALO DISPARADOS
NAPO U (4DPP)	9458' - 9470' (12') / 9477' - 9487' (10')
NAPO T (4DPP) / (8DPP)	9723' - 9728' (5') / 9708' - 9716' (8')
HOLLÍN (4DPP)	9890' - 9906' (16') / 9849' - 9868' (19')

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

Este pozo inició su producción a flujo natural con una producción diaria de petróleo de 549 BPPD de la formación Hollín, y cuyo BSW fue del 50%.

4.3.6.2 Historial de Producción Sacha 89

El pozo Sacha 89 ha estado produciendo por alrededor de 28 años desde que inició operaciones en la región central del Campo Sacha, durante su vida

productiva fue completado para producir de las formaciones Hollín, Napo U, Napo T, y de las combinaciones entre las formaciones Napo U + Napo T; la secuencia de producción se muestra en la tabla 4.12.

TABLA 4.12. Secuencia de Producción Sacha 89.

PRODUCCIÓN DE LAS FORMACIONES
Hollín
Napo U + Napo T
Napo U
Hollín Superior + Hollín Inferior
Napo U
Napo T
Hollín superior
Napo T
Napo U
Hollín Superior

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

Como habíamos mencionado anteriormente, el pozo contó con la producción de prácticamente todas las formaciones de interés hidrocarburífero, los cambios de zona productora se debieron fundamentalmente a problemas de alto corte de agua para estas formaciones productoras. La producción de la formación Hollín (ver anexo 4.7.1), se dio en los meses de julio de 1978 a agosto de 1979, de abril de 1980 a febrero de 1981, de agosto de 1983 a marzo de 1987 y de agosto de 1987 a abril de 1988, de agosto de 1996 a marzo de 1997; finalmente se produjo de agosto de 2006 a noviembre del 2006, El 18 de noviembre de 2006 el pozo fue cerrado por camisa defectuosa. En el periodo de mayo de 1988 a diciembre de 1993 se dio la producción combinada de las formaciones Napo U + Napo T (ver anexo 4.7.2). La producción de la arena Napo U se dio en los meses de enero de 1994 a enero de 1995, de mayo a noviembre de 1995 y de julio a octubre de 1995 fecha en la que se dejó de producir de esta formación (ver anexo 4.7.3.). De la formación Napo T, se produjo en los meses de enero a agosto de 1996, de mayo

a julio y de octubre a diciembre de 1998, finalmente de agosto hasta el 4 de octubre de 1998, fecha en la que se presentó un corte de agua del 100% por lo que se cierra la formación Napo T (ver anexo 4.7.4.).

4.3.6.3 Historial de Reacondicionamiento Sacha 89

Workover # 1: El primer reacondicionamiento en el pozo Sacha 89 se realizó el 28 de junio de 1980 para la formación Hollín, cuyo objetivo fue instalar una cavidad Kobe para producir por Bombeo Hidráulico. Antes de la mencionada intervención este pozo tenía una producción de 476 BPPD con un corte del 0.5%, gracias a esta operación se logró aumentar la producción considerablemente a 2163 BPPD con un corte del 0.5%, se evidenció el éxito de este workover.

Workover # 2: El segundo reacondicionamiento en el pozo Sacha 89 se realizó el 03 de mayo de 1981, cuyo objetivo fue aislar la entrada de agua a la formación Hollín con una empacadura permanente "F-1". Antes de la mencionada intervención este pozo tenía una producción de 59 BPPD con un corte del 95%, como resultado de esta operación se tuvo nulo aporte y un incremento del corte de agua hasta un 100%, el trabajo no fue exitoso.

Workover # 3: El tercer reacondicionamiento en el pozo Sacha 89 se realizó el 09 de agosto de 1983, cuyo objetivo fue realizar cementación forzada a la formación Hollín con 34 barriles de lechada de cemento + aditivos (Presión = 3300 PSI a 1 BPM) se reversaron 0.5 barriles de cemento, se repunzonó los intervalos 9832' – 9842' (10'), 9844' – 9868' (24'), 9890' – 9896' (6') y se bajó una cavidad Kobe tipo "D" para bombeo hidráulico. Antes de la mencionada intervención este pozo estaba cerrado debido a bajo aporte, como resultado de esta operación se tuvo 992 BPPD con un corte de agua del 8.9% para la formación Hollín inferior, el trabajo fue exitoso.

Workover # 4: El cuarto reacondicionamiento en el pozo Sacha 89 se realizó el 31 de agosto de 1985, cuyo objetivo fue recuperar una bomba hidráulica atascada, realizar un tratamiento con ácido clorhídrico al 15% y gel anti-incrustante con 700 galones a la formación Hollín y finalmente bajar una completación para bombeo hidráulico con 4 empaaduras y una cavidad Kobe tipo "D". Antes de la mencionada intervención este pozo tenía una producción de 373 BPPD con un corte de agua del 23.4%, gracias a esta operación se logró duplicar producción a 644 BPPD y bajar el corte de agua a 12.1%, el trabajo fue exitoso.

Workover # 5: El quinto reacondicionamiento en el pozo Sacha 89 se realizó el 05 de agosto de 2006, cuyo objetivo fue aislar la formación Hollín Inferior con tapón de cemento (CIBP) a 9880', cambiar el BHA para producir por bombeo hidráulico mediante cavidad Oil Master y evaluar por separado sin torre las formaciones Hollín Superior, Napo T y Napo U. Antes de la mencionada intervención este pozo estaba cerrado por bajo aporte, gracias a esta operación se logró recuperar la producción con 144 BPPD y un corte de agua del 60%, el trabajo fue exitoso.

4.3.6.4 Esquema mecánico Sacha 89

En el pozo Sacha 89 a su fecha de cierre; 20 de noviembre del 2006, se tiene una completación (ver anexo 4.8.6) en tubería de 3 ½" (310 tubos N-80), un sistema de levantamiento hidráulico compuesto por una cavidad Oil Master de 3 ½", tres packer arrow de 7"x 2 7/8" y tres camisas deslizables de 2 7/8" dispuestas para las formaciones Napo U, Napo T y Hollín Superior. Este pozo tiene un tapón de cemento (CIBP) de 7" ubicado a 9880'.

4.3.6.5 Curva de diagnóstico de Chan Sacha 89

El pozo Sacha 89 a lo largo de toda su vida productiva ha presentado varios cierres de sus arenas productoras, por bajos aportes de hidrocarburo y altos cortes de agua.

El problema del alto corte de agua en la formación Hollín superior, de acuerdo a la curva de diagnóstico de Chan (ver anexo 4.9.6.), es por comunicación entre estratos entre la formación supra yacente Napo T inferior y la formación Hollín superior por una falla mecánica, por comunicación entre el tubing y el casing debido a que la empacadura a 9780' esta desasentada y posiblemente una falla en el tapón de cemento (CIBP) a 9880' lo cual permite el paso del agua de la formación infra yacente Hollín inferior, ya que estas están prácticamente saturadas de agua.

El agua es conducida por medio de los canales entre cemento y revestidor debido una mala cementación (ver anexo 4.11.5), desde el tope hasta la base de la formación Hollín superior (9875' - 9836').

4.3.6.6 Programa de reacondicionamiento Sacha 89

OPERACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO # 6

FORMACIÓN: Hollín Superior.

OBJETIVO: Cambio de completación hidráulica por comunicación tubing-casing, cementación forzada (squeeze) a la formación Hollín superior, punzonar, evaluar, y completar de acuerdo a resultados

1. Traslado de taladro de reacondicionamiento a locación.

2. Controlar pozo con agua del sistema de inyección filtrada de 8.3 lpg, tratada con químicos, estabilizadores, inhibidores de arcilla y bactericidas.
3. Desarmar cabezal, armar BOP, probar con 1500 PSI, desasentar tres packers arrow con 140000 lbs libras de tensión, sacar completación de producción por bombeo hidráulico Oil master, chequear presencia de escala y/o corrosión, daños mecánicos, de ser el caso planificar programa alterno.
4. Bajar BHA moledor en tubing de 3 ½" hasta 9880' (CIPB), moler CIPB y bajar libre 9907'.
5. Armar y bajar BHA de limpieza con broca y raspa tubos en tubing de 3 ½" midiendo hasta profundidad de 9900'. Circular, limpiar y sacar BHA.
6. Bajar BHA de prueba en tubería de 3 ½" con RPB, RTMC y compressure-packer, para realizar prueba de inyectividad con agua tratada. Presión máxima de inyección 3500 PSI, si la prueba no es satisfactoria bombear 500 gal de HCL al 15%.
7. Bajar retenedor de cemento + stinger en tubería de 3 ½". Asentar RPB a +/- 9900', y RTMC a +/- 9800', y compressure – packer a +/- 9100' realizar cementación forzada a Hollín superior con cemento tipo "G" más aditivos (la cantidad de cemento dependerá de la prueba de admisión), desplazar según la capacidad de la tubería, mantener 800 PSI en el anular. P.max = 3500 PSI. Desacoplar stinger y circular a superficie el exceso de cemento, sacar BHA.
8. Bajar BHA moledor hasta 9750', esperar fraguado de cemento por 24 horas, moler retenedores de cemento + cemento hasta 9900'. Circular, limpiar y sacar.
9. Bajar BHA de limpieza hasta 9907'. Circular, limpiar y sacar.
10. Con cable eléctrico correr registro de CBL-VDL-GR desde 9907' (COTD) hasta 9800ft.
11. Bajar cañones de alta penetración y punzonar la arena Hollín superior en los siguientes intervalos: 9836' - 9846' (10') a 4 DPP y 9849' –

9869' (20') a 4 DPP, los intervalos serán confirmados o rectificadas con registro GR.

12. Bajar BHA de evaluación con bomba jet y elementos de presión, midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI c/20 parada.
13. Asentar herramientas de evaluación a las siguientes profundidades, RPB a +/- 9900', y RTMC a +/- 9800', y compressure – packer a +/- 9100'.
14. Reversar bomba jet, recuperar elementos de presión, controlar pozo. Desasentar empacaduras, recuperar RPB, sacar BHA de evaluación.
15. La completación de producción dependerá de los resultados de la evaluación y de las pruebas de restauración de presión por 8 horas. (recomendar tomar Build up)
16. Desarmar BOP, armar cabezal y probar.
17. Dar por terminada las operaciones.

4.4 RESUMEN DE TRABAJOS

La tabla 4.13, muestra los trabajos recomendados para la rehabilitación de los pozos cerrados seleccionados.

TABLA 4.13. Trabajos Recomendados

POZO	OBJETIVO
SAC 16	Cambio de completación por comunicación tubing – casing, cementación forzada (Squeeze) a la formación Hollín superior, disparar, evaluar y completar la formación Hollín superior de acuerdo a resultados.
SAC 28	Cambio de completación del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico debido a comunicación tubing-casing, repunzonar al tope de la formación Napo T superior, evaluar, y completar de acuerdo a resultados.
SAC 35	Recuperar BHA molidor a 5010', realizar cementación forzada (squeeze) a la formación Hollín superior, punzonar, evaluar, y completar de acuerdo a los resultados

SAC 42	Moler tapones de cemento a 8678', 8690' y 9620', cementación forzada (squeeze) a la formación Hollín superior, punzonar, evaluar y completar, de acuerdo a los resultados.
SAC 49	Sacar tubería de 3 1/2 corroída, moler tapones de cemento a 9750' y 9360', cementación forzada (squeeze) a la formación Hollín superior, disparar, evaluar y bajar completación de acuerdo a resultados.
SAC 89	Cambio de completación hidráulica por comunicación tubing-casing, cementación forzada (squeeze) a la formación Hollín superior, punzonar, evaluar, y completar de acuerdo a resultados

ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

4.5 ESTUDIO ECONÓMICO

El estudio de indicadores económicos tales como: TIR, VAN y relación costo-beneficio, permiten determinar la factibilidad de un proyecto, es decir justifican que la inversión, costos y gastos requeridos para los reacondicionamientos de los pozos cerrados del Campo Sacha es rentable.

Las operaciones de reacondicionamiento son relativamente idénticas para cada pozo cerrado seleccionado, por lo que los costos involucrados en los trabajos de reacondicionamiento son prácticamente iguales, salvo en algunos pozos en los cuales necesitan más trabajos que otros o en su defecto en algunos intervienen más equipos y herramientas que otros. Es menester manifestar que los costos de reacondicionamiento también incluyen un porcentaje extra del costo total (30%) cuyo objetivo es cubrir imprevistos y contingencias.

4.5.1 ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS DE VENTA EN EL MERCADO INTERNACIONAL

El precio del petróleo en base al marcador estadounidense, el West Texas Intermediate (WTI), esta cotizado en el mercado de Nueva York en USD 91.54 por

barril, y cuyo diferencial establecido mensualmente por EP-Petroecuador sería actualmente para el precio del petróleo ecuatoriano en aproximadamente USD 85, según el Banco Central¹³, ver anexo 4.11.

El WTI es la mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el New York Mercantile Exchange y sirve de referencia en los mercados de derivados de los EE.UU.

4.5.2 FLUJO NETO DE CAJA (FNC)

El flujo neto de caja representa el movimiento neto de caja o la generación neta de fondos durante cierto periodo tiempo que generalmente es el año¹⁴; y es igual al monto previsto de los ingresos menos el monto previsto de los egresos efectivos correspondientes al año k.

Si llamamos FNC_K al flujo neto de caja del año k asociado al proyecto, tenemos que:

$$FNC_K = R_K - D_K \quad \text{Ec. 4.1}$$

Dónde:

R_K : Monto previsto de los ingresos correspondientes al año k.

D_K : Monto previsto de los egresos efectivos correspondientes al año k.

4.5.3 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto de una inversión, es igual a la suma algebraica de los valores actualizados de los flujos netos de caja asociados a esa inversión¹⁵; es decir:

¹³ http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo_18/01/2011, http://www.elcomercio.com/Negocios/los_paises_exportadores_de_petroleo_no_subiran_sus_cuotas.aspx 18/01/2011

¹⁴ Celio Vega, Ingeniería Económica, 1983.

¹⁵ Celio Vega, Ingeniería Económica, 1983.

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

Dónde:

FNC_K : es el flujo neto de caja del año K.

r : es la tasa de actualización de la empresa.

n : número de periodos considerado.

En una inversión normal, los flujos netos de caja durante la fase de realización de un proyecto son negativos ya que solamente se invierte, y positivos durante la fase de explotación (recuperación de la inversión).

El criterio del valor actual dice: “si el valor actual neto de una inversión es positiva, la inversión debe aceptarse y rechazarse si es negativa”. Cuando una inversión es aprobada con un VAN positivo, la riqueza de la compañía o su valor aumenta precisamente en el valor del VAN.

La tasa de actualización llamada también costo de capital no es otra cosa que la tasa de descuento a la que descontamos una suma de dinero que podría recibirse en el futuro, para obtener una suma equivalente que podría recibirse hoy, y que para el caso del presente estudio será del 16%.

4.5.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno de una inversión, es la tasa de actualización que anula el valor actual neto (VAN) del flujo de caja¹⁶. Según el criterio de la tasa interna de retorno, se acepta un proyecto si su TIR es mayor a un cierto valor fijado a priori, es decir a la tasa de actualización de la empresa o en lo que respecta a la

¹⁶ Celio Vega, Ingeniería Económica, 1983.

evaluación de la mejor alternativa del proyecto, este criterio indica que se debe seleccionar aquella que presente la mayor tasa interna de retorno.

De todas maneras este valor así escogido es la base de comparación para la evaluación de todos los proyectos; lo que permite en cierta manera la descentralización en la toma de decisiones de inversión de la compañía, es decir que matemáticamente se tiene que:

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

4.5.5 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO (RCB)

La relación costo/beneficio permite determinar la rentabilidad de un proyecto en función de los ingresos generados, gastos e inversión, todos estos factores deben ser calculados en el periodo de la inversión. La relación costo/beneficio se la puede calcular de la siguiente forma:

$$RCB = \frac{R_K}{D_{K+I}} \quad \text{Ec. 4.4}$$

Dónde:

I : Inversión realizada

Los criterios bajo los cuales la relación costo/beneficio determina la factibilidad de un proyecto son las siguientes:

- Si, $RCB > 1$, se dice que el proyecto es aceptable, es decir los ingresos son mayores que los egresos.
- Si, $RCB < 1$, se dice que el proyecto no es aceptable, es decir los ingresos son menores que los egresos.

4.5.6 ESTIMACIÓN DE LAS INVERSIONES

Al estudio técnico realizado se complementa un estudio económico que justifica la inversión para reacondicionar los 6 pozos cerrados en cuestión e incrementar la producción del Campo Sacha, el monto total de la inversión para los trabajos de reacondicionamiento es de USD 2'440.818.

4.5.6.1 Costos de los reacondicionamientos

Para la evaluación económica del presente proyecto de titulación fue necesario determinar el monto de las inversiones mediante estimaciones promedias de los costos de reacondicionamientos iguales a los planteados anteriormente (ver anexo 4.10), es decir se considera un reacondicionamiento normal el cual dura aproximadamente 15 días como base y cuyo costo es de USD 312436, tabla 4.14.

Cabe mencionar que se toma en cuenta también otras operaciones específicas de acuerdo al programa de reacondicionamiento correspondiente a cada pozo seleccionado, y cuyos costos se detallan en la tabla 4.15.

Los costos estimados para una cementación forzada son aproximadamente de USD 30241. Correr un registro de cementación del tipo CBL-VDL-CCL que permite identificar la calidad del cemento en una zona cementada, tiene un valor estimado de USD 30000; este procedimiento debe ser efectuado por recomendación técnica después de una cementación forzada (squeeze).

Punzonar nuevos intervalos o en su defecto repunzonar antiguos intervalos tiene un precio valorado en más o menos USD 40000.

TABLA 4.14. Costos estimados del equipo requerido en una operación de reacondicionamiento normal (15 días).

COSTOS ESTIMADOS	
OPERACIÓN	US \$
MOVIMIENTO DE LA TORRE (#Km)	7228
TRABAJO DE LA TORRE (15 días)	116327
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	7079
QUÍMICOS + UNIDAD DE BOMBEO	31564
EQUIPO DE SUBSUELO	50000
UNIDAD DE WIRELINE	2631
CABLE ELÉCTRICO	16832
EVALUACIÓN B.H	6651
VACCUM	2024
SUBTOTAL	240335
CONTINGENCIAS +/- 30%	72101
TOTAL	312436

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

TABLA 4.15. Inversiones para reacondicionar los pozos seleccionados.

POZO	W.O. NORMAL (USD)	SQUEEZE (USD)	REGISTRO (USD)	REPUNZONAR (USD)	OTROS ¹⁷ (USD)	TOTAL (USD)
SAC- 16	312436	30241	30000	40000		412677
SAC- 28	312436	-	-	40000	10000	362436
SAC- 35	312436	30241	30000	40000	15000	427677
SAC- 42	312436	30241	30000	40000	-	412677
SAC- 49	312436	30241	30000	40000	-	412677
SAC-89	312436	30241	30000	40000	-	412677
TOTAL	1874613	151205	150000	240000	25000	2'440.818

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

¹⁷ OTROS: Unidad de cable de acero + CIBP y alquiler equipo de pesca, respectivamente.

4.5.6.2 Costos de operación

Se consideran costos de operación a aquellos montos requeridos luego de la inversión inicial y durante la vida útil del bien o servicio; en este caso el costo de operación se refiere a todos los rubros asociados durante el tiempo en que el pozo se encuentre produciendo. Los costos de operación se clasifican en costos directos fijos y variables, costos indirectos y gastos operacionales.

- Costos directos fijos.- Es el monto que no varía en función de la variación del volumen producido durante un periodo determinado (mensual, semestral, anual). Se consideran costos directos fijos la asignación por concepto de salarios, mantenimiento, facilidades, vías, líneas y gastos del personal de campo.
- Costos directos variables.- Es aquel monto que tiene una variación en concordancia con el volumen producido. A mayor producción mayor monto en materiales asociados. Se consideran costos directos variables a los químicos, antiescala, anticorrosivos, bactericidas.
- Costos indirectos.- Se consideran costos indirectos aquellos que no tienen dependencia con la producción. Es decir que deben ser cubiertos exista o no producción. Entre estos tenemos: vigilancia, supervisión y transporte.
- Gastos operacionales.- Se considera gasto operacional el concepto por administración.

En definitiva, el costo de operación por barril de petróleo incluye entre otros rubros, el costo por barril de agua producido, además de todos aquellos que se refiere a los costos del equipo de levantamiento artificial (bombeo hidráulico, bombeo electrosumergible, etc), costos de mantenimiento (materiales, instrumentación, reinyección de agua, químicos, limpieza de pozos, comunicaciones, etc), costos administrativos (salarios, transporte, etc) y gastos

generales por parte de las oficinas y en locación, es decir el costo operativo estimado es de USD 8 por barril; en tanto que el costo de producción por barril es de USD 9.67¹⁸.

4.5.7 ESTIMACIÓN DE LOS INGRESOS

Los ingresos están dados por el incremento de la producción debido a los trabajos de reacondicionamiento, en otras palabras, la producción anual adicional multiplicada por el precio del crudo ecuatoriano (USD 85), lo cual representaría ingresos económicos al proyecto.

En el caso de la evaluación económica de este proyecto es indispensable definir que la vida útil a considerar es de diez años calendario, no obstante debemos recordar que la duración de una cementación forzada (squeeze) es para toda la vida del pozo.

Para determinar la producción anual en el tiempo de evaluación económica del proyecto se toma en cuenta la declinación de producción anual referente a cada pozo seleccionado y su correspondiente arena a reacondicionar.

4.5.7.1 Estimación de los volúmenes de producción (incremento)

El incremento de producción de petróleo estimado debido a los reacondicionamientos de los pozos seleccionados es de 2013 BPPD como se detalla en la tabla 4.16, así también se indica la producción para cada pozo en términos de barriles por día.

Es fundamental manifestar que no es necesario realizar inversiones adicionales en las instalaciones de superficie del Campo Sacha ya que este cuenta con una

¹⁸ Este costo incluye los rubros de transporte por oleoducto (USD 1.62) y el costo de comercialización por barril estimado en USD 0.05.

capacidad operativa suficiente para manejar la producción esperada de los pozos a ser reacondicionados.

TABLA 4.16. Proyección de recuperación de la producción para los pozos seleccionados.

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN					
POZO	ARENA	BPPD A DIC 2010	REACONDICIONAMIENTO	BPPD DESPUÉS DE W.O.	INCREMENTO (BPPD)
SACHA 16	HOLLÍN SUPERIOR	0	SQUEEZE	335	335
SACHA 28	NAPO T SUPERIOR	0	REPUNZONAMIENTO	339	339
SACHA 35	HOLLÍN SUPERIOR	0	SQUEEZE	335	335
SACHA 42	HOLLÍN SUPERIOR	0	SQUEEZE	335	335
SACHA 49	HOLLÍN SUPERIOR	0	SQUEEZE	335	335
SACHA 89	HOLLÍN SUPERIOR	0	SQUEEZE	335	335
TOTAL		0		2013	2013

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

4.5.8 HIPÓTESIS CONSIDERADAS

En la consecución del presente estudio económico es fundamental puntualizar algunos parámetros tales como:

- La tasa de actualización anual es del 16%.
- El costo operativo es de USD 8 por cada barril.

- El costo de transporte del petróleo hasta la terminal de Balao por medio de oleoducto es de USD 1.62 por cada barril.
- El costo de comercialización es de USD 0.05 por cada barril.
- El costo de producción para el tiempo de vida del proyecto es de USD 9.67 por cada barril.
- La depreciación lineal de activos es de 10% anual.
- El incremento de producción esperado es de 2013 BPPD.
- El precio comercial del crudo ecuatoriano actual¹⁹ (USD 85) puede variar en función de la coyuntura del mercado internacional (ley de la oferta y la demanda).
- Los programas de reacondicionamiento, están diseñados para un tiempo prudencial de alrededor de 15 días.
- El tiempo promedio de duración del proyecto es de 10 años.
- Como criterio de seguridad económica del proyecto se plantea considerar un estimado del 30% como contingencias.

4.5.9 ESTUDIO Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Este estudio económico contempla tres posibles escenarios (optimista, conservador y pesimista). En el escenario optimista, se considera que el proyecto ha sido totalmente exitoso (producción en los 6 pozos reacondicionados) y que el precio del petróleo se mantiene en 85 dólares a lo largo de todo el proyecto. En el escenario conservador se vislumbra un éxito de los trabajos de reacondicionamiento de un 50% (producción en 3 pozos reacondicionados) y una caída del precio del crudo a USD 50. El escenario pesimista contempla la evaluación económica considerando un porcentaje de éxito de los trabajos de un 30% (producción en 2 pozos reacondicionados) y una caída del precio del barril de petróleo a USD 20.

¹⁹ 18/01/2011

En las tablas 4.17, 4.18, 4.19, 4.20, se muestra a detalle la producción total por pozo y por escenario así como también, el estudio económico en donde se identifica claramente los tres escenarios considerados con sus correspondientes indicadores económicos (VAN, TIR, RCB) y en los anexos 4.14.1, 4.14.2, 4.14.3, se observa gráficamente el tiempo en el cual se recupera la inversión.

TABLA 4.17. Producción anual por pozo considerando el porcentaje de declinación y la producción total por escenarios de producción.

PERIODO (AÑOS)	PRODUCCIÓN ANUAL POR POZO CONSIDERANDO EL % DE DECLINACIÓN.							ESCENARIO PESIMISTA
	SACHA 16 Declinación 6,16% (BLS)	SACHA 35 Declinación 5,03% (BLS)	SACHA 42 Declinación 8,18% (BLS)	SACHA 89 Declinación 4,03% (BLS)	ESCENARIO POSITIVO	ESCENARIO CONSERVADOR	TOTAL PRODUCCIÓN 2 POZOS REHABILITADOS (BLS)	
0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	122,275	122,275	122,275	122,275	735,110	368,285	246,010	
2	114,743	116,125	112,273	117,347	681,969	341,115	224,991	
3	107,675	110,284	103,089	112,618	633,085	316,189	205,906	
4	101,042	104,736	94,656	108,080	588,090	293,302	188,566	
5	94,818	99,468	86,913	103,724	546,646	272,269	172,801	
6	88,977	94,465	79,804	99,544	508,451	252,925	158,460	
7	83,496	89,713	73,276	95,532	473,226	235,119	145,406	
8	78,353	85,201	67,282	91,682	440,721	218,715	133,514	
9	73,526	80,915	61,778	87,988	410,705	203,590	122,675	
10	68,997	76,845	56,725	84,442	382,970	189,634	112,789	

FUENTE: Archivos Campo Sacha, Petroproducción.
ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

TABLA 4.18. Cálculo del VAN, TIR y RCB del escenario optimista considerando la producción de los 6 pozos rehabilitados para 85 USD/Barril.

ESCENARIO OPTIMISTA						
PERIODO (AÑOS)	INGRESOS POR PRODUCCIÓN ANUAL (USD)	COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL (USD)	COSTO DE REACONDICIONA MIENTOS (USD)	DEPRECIACIÓN ANUAL (10%) (USD)	COSTO DE PRODUCCIÓN TOTAL (INCLUIDA DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS) (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)
0	0	0	2,440,818	0	2,440,818	-2,440,818
1	62,484,350	7,108,514	0	244,082	7,352,596	55,131,755
2	57,967,374	6,594,641	0	244,082	6,838,723	51,128,651
3	53,812,263	6,121,936	0	244,082	6,366,018	47,446,245
4	49,987,623	5,686,827	0	244,082	5,930,909	44,056,714
5	46,464,945	5,286,071	0	244,082	5,530,153	40,934,792
6	43,218,327	4,916,720	0	244,082	5,160,802	38,057,525
7	40,224,228	4,576,097	0	244,082	4,820,179	35,404,049
8	37,461,243	4,261,767	0	244,082	4,505,849	32,955,394
9	34,909,898	3,971,514	0	244,082	4,215,596	30,694,302
10	32,552,472	3,703,322	0	244,082	3,947,404	28,605,068

VAN (USD)	210,057,098
TIR (%)	Mayor a 150
RCB	72

ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja.

TABLA 4.19. Cálculo del VAN, TIR y RCB del escenario conservador considerando la producción de 3 pozos rehabilitados para 50 USD/Barril.

ESCENARIO CONSERVADOR						
PERIODO (AÑOS)	INGRESOS POR PRODUCCIÓN ANUAL (USD)	COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL (USD)	COSTO DE REACONDICIONAMIENTO (USD)	DEPRECIACIÓN ANUAL (10%) (USD)	COSTO DE PRODUCCIÓN TOTAL (INCLUIDA DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS) (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)
0	0	0	2,440,818	0	2,440,818	-2,440,818
1	18,414,250	3,561,316	0	244,082	3,805,398	14,608,852
2	17,055,766	3,298,585	0	244,082	3,542,667	13,513,099
3	15,809,453	3,057,548	0	244,082	3,301,630	12,507,823
4	14,665,094	2,836,229	0	244,082	3,080,311	11,584,783
5	13,613,469	2,632,845	0	244,082	2,876,927	10,736,542
6	12,646,258	2,445,786	0	244,082	2,689,868	9,956,390
7	11,755,945	2,273,600	0	244,082	2,517,682	9,238,264
8	10,935,741	2,114,972	0	244,082	2,359,054	8,576,687
9	10,179,505	1,968,716	0	244,082	2,212,798	7,966,707
10	9,481,681	1,833,757	0	244,082	2,077,839	7,403,842

VAN (USD)	53,463,267
TIR (%)	Mayor a 150
RCB	30

ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

TABLA 4.20. Cálculo del VAN, TIR y RCB del escenario pesimista considerando la producción de 2 pozos rehabilitados para 20 USD/Barril.

ESCENARIO PESIMISTA						
PERIODO (AÑOS)	INGRESOS POR PRODUCCIÓN ANUAL (USD)	COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL (USD)	COSTO DE REACONDICIONAMIENTO (USD)	DEPRECIACIÓN ANUAL (10%) (USD)	COSTO DE PRODUCCIÓN TOTAL (INCLUIDA DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS) (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)
0	0	0	2,440,818	0	2,440,818	-2,440,818
1	4,920,200	2,378,917	0	244,082	2,622,999	2,297,202
2	4,499,815	2,175,661	0	244,082	2,419,742	2,080,073
3	4,118,111	1,991,107	0	244,082	2,235,189	1,882,923
4	3,771,313	1,823,430	0	244,082	2,067,512	1,703,801
5	3,456,027	1,670,989	0	244,082	1,915,071	1,540,956
6	3,169,208	1,532,312	0	244,082	1,776,394	1,392,814
7	2,908,114	1,406,073	0	244,082	1,650,155	1,257,959
8	2,670,284	1,291,082	0	244,082	1,535,164	1,135,120
9	2,453,501	1,186,268	0	244,082	1,430,350	1,023,152
10	2,255,772	1,090,666	0	244,082	1,334,748	921,025

VAN (USD)	5807168.677
TIR (%)	Mayor a 150
RCB	9.06

ELABORADO POR: Jorge Aguinaga/Diego Borja

4.5.10 ESTUDIO DE RESULTADOS

El proyecto de rehabilitación de los pozos cerrados seleccionados; una vez comparados los indicadores económicos TIR, VAN, RCB, confirma la factibilidad de este proyecto para todos los escenarios analizados, incluso para el escenario pesimista. A continuación se detalla la factibilidad del proyecto por escenario.

4.5.10.1 ESCENARIO 1: OPTIMISTA

Luego de realizar los cálculos respectivos de los indicadores económicos, podemos afirmar con toda seguridad que para este escenario el proyecto de inversión es rentable con una tasa interna de retorno (TIR) mayor al 150%, y un valor actual neto (VAN) de USD 210057098.3; así como la relación costo-beneficio (RCB) de 123.96. Con estos indicadores la recuperación de la inversión se da al final del primer mes de producción.

4.5.10.2 ESCENARIO 2: CONSERVADOR

Para este escenario se procuró ser más conservadores en cuanto al éxito de los trabajos sugeridos; de acuerdo a la experiencia en reacondicionamientos realizados en otros pozos, en este tipo de trabajos pueden ocurrir eventualidades tales como: pescados durante el trabajo o no aporte de la arena en la evaluación. Además, debido al hecho de que para el periodo de vida útil del proyecto (10 años), la ley de la oferta y la demanda de este recurso no renovable puede ser muy cambiante, se ha optado por un precio del barril de petróleo ecuatoriano de USD 50. En este escenario el lapso para la recuperación de la inversión es de tres meses de producción. Los indicadores económicos en este escenario son: tasa interna de retorno (TIR) mayor al 150%, valor actual neto (VAN) USD 53463266,99 y la relación costo-beneficio (RCB) es de 73.37, el proyecto de inversión es rentable.

4.5.10.3 ESCENARIO 3: PESIMISTA

Debido a la gran incertidumbre en cuanto a precios del crudo dentro de los próximos 10 años y al riesgo técnico asociado en las operaciones de reacondicionamiento de pozos, se define un tercer escenario denominado pesimista. En este escenario los resultados obtenidos para los indicadores económicos son: tasa interna de retorno (TIR) mayor al 150%, valor actual neto (VAN) USD 5807168,677 y la relación costo-beneficio (RCB) es de 5.17, lo cual muestra la rentabilidad del proyecto aún en condiciones pesimistas. Un común denominador de la industria hidrocarburífera en materia de inversión es que casi todo proyecto, independientemente del tiempo, es rentable. La recuperación del capital invertido es a partir del año y siete meses de producción.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Las fugas o fallas mecánicas en el casing, tubing o en las empaaduras son las responsables de que el agua proveniente de zonas vecinas ingrese a la columna de producción, el monitoreo constante y responsable de parámetros de producción tales como volumen producido, temperatura, presiones, pueden ser decisivas a la hora de diagnosticar estos problemas.
- La búsqueda de mayor rentabilidad económica por parte de Petroproducción, hizo que la puesta a producción de las formaciones en los pozos analizados no haya sido eficiente ni técnica. De hecho, en la búsqueda de la mayor producción en el más corto tiempo, se evidencia el cambio de zona productora en periodos muy cortos.
- A través de los mapas de saturación se pudo corroborar que las mejores expectativas de zonas no barridas de hidrocarburo para las arenas productoras del Campo Sacha se encuentran en la parte central de la estructura, siendo los flancos zonas de no interés debido a los acuíferos laterales y la inyección periférica.
- El principal motivo de cierre de los pozos en el campo Sacha es debido a la baja producción de hidrocarburo. Este bajo aporte se debe a la alta producción de agua; la cual tiene su origen en la filtración de zonas vecinas por comunicación de estratos (mala cementación detrás del casing) o por comunicación entre el tubing – casing (empaaduras desasentadas u orificios en el tubing).

- Debido a un limitado control de la producción no se cuenta con la información de salinidades del agua, este parámetro posibilitaría realizar un análisis de comunicación entre pozos inyectoros y productores (canalización de agua en arena continua).
- Cuando el fenómeno de la producción de agua se manifiesta a los pocos meses de producción se determina que su origen es debido a la conificación (curvas de Chan). Se evidencia que la producción de agua es tardía, se argumenta que su origen se debe al avance del contacto agua – petróleo o por ruptura del agua de inyección de otros pozos.
- La pérdida de volúmenes de cemento en el momento de realizar una cementación forzada se debe a la falta de un buen diseño del peso adecuado del cemento que controle el fraguado del mismo.
- El fracaso de una cementación forzada se debe fundamentalmente al hecho de no aplicar un volumen adecuado de cemento que se infiltre por todos los canales o fisuras comunicantes, sobrepasar la presión de fractura (mala prueba de admisión) o dar muy poco tiempo para que el cemento fragüe.
- Se concluye que la técnica más rentable, viable y aplicada para control del incremento de agua a través de los canales (comunicación) formados por una mala cementación entre la formación y el revestidor es la cementación forzada.
- Los historiales de producción y de reacondicionamiento han sido de suma importancia en el momento de determinar los posibles problemas que pueden presentarse en un pozo; su análisis facilita la determinación del mejor programa de reacondicionamiento.

- Los montos de inversión requeridos para la rehabilitación de los pozos seleccionados son recuperados rápidamente; en un escenario optimista, la inversión es recuperada al finalizar el primer mes; en un escenario conservador, la inversión es recuperada en el tercer mes de producción y en un escenario pesimista la inversión es recuperada luego de un año y siete meses.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar programas operacionales que hagan uso de la tecnología de control de agua, y que permitan incrementar la eficiencia de recobro, prolongar la vida productiva del pozo, reducir los costos de levantamiento, minimizar el tratamiento y disposición de agua.
- Se aconseja realizar pruebas de restauración de presión (Build Up) en los pozos que por algún problema sea este mecánico o de formación deban ser cerrados para reacondicionamiento, logrando así optimizar la toma de la información que pueda caracterizar de mejor manera las zonas productoras y posibilite mejores estudios de rehabilitación.
- Es necesario tener un mejor manejo de la información de geología, petrofísica, yacimientos, producción y reacondicionamientos mediante una base de datos que integre toda la información mencionada para que se posibilite una mejor planificación para el desarrollo del campo.
- De acuerdo al cronograma de perforación para el año 2011 y 2012 en el Campo Sacha, se sugiere tomar núcleos con el fin de actualizar la información de porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluidos, tipo de litología, etc.
- Se debería implementar reguladores de flujo conocidos como estranguladores en la tubería de producción que reduzcan la alta producción de agua, minimizando de esta forma los costos asociados al tratamiento del agua.
- Para evitar la pérdida considerable de volumen de cemento en las cercanías del pozo y tener éxito en las cementaciones forzadas (squeeze) se aconseja considerar la presión del yacimiento y la presión de fracturamiento de la formación.

- Para confirmar de que el origen del agua se debe a que las empacaduras están desasentadas, se recomienda realizar una prueba de filtración en las mismas.
- En el supuesto caso de que el pescado del pozo Sacha 35 no pueda ser recuperado, se recomienda realizar un programa alternativo de desviación (side track).
- Para prevenir la corrosión y en consecuencia el cambio de completación por comunicación tubing – casing, se aconseja inyectar en el sistema de fluido motriz del bombeo hidráulico químicos tales como anticorrosivos, demulsificantes, antiparafrínicos, anti escala, etc.
- Se debe procurar tener un monitoreo constante en cuanto se refiere al comportamiento de los pozos activos, con la finalidad de obtener historiales de producción y de reacondicionamientos más fidedignos lo que a futuro posibilite realizar operaciones de reacondicionamiento más eficaces.
- Para la constatación del adecuado estado operativo de la tubería de revestimiento se recomienda correr registro de integridad del casing (cast-v).
- Debido al alto precio actual del petróleo se recomienda la implementación de los programas de reacondicionamiento a la brevedad posible; ya que se estima obtener una buena recuperación de petróleo y se garantiza la recuperación de la inversión en poco tiempo. Además el ingreso que se espera obtener mediante esta inversión significa un aporte al financiamiento del presupuesto general del Estado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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

Banco Central del Ecuador, (2011), Precio del Petróleo, http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo.

Bracho Xavier, (2005), Optimización de las Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos Verticales Cerrados en los Campos de Sacha y Shushufindi de Petroecuador, Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.

Centro Internacional de Educación y Desarrollo, PDVSA, (1997), Caracterización Energética de Yacimientos, Segunda versión, Zulia, Venezuela.

Centro Internacional de Educación y Desarrollo, PDVSA, (1997), Completación y Reacondicionamiento de Pozos, Segunda Versión, Zulia – Venezuela.

Centro Internacional de Educación y Desarrollo, PDVSA, (1999), Rehabilitación de Pozos, Zulia – Venezuela.

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

Espinosa Ricardo, (2002), Curso de Reparación y Mantenimiento de Pozos (presentación), Universidad nacional autónoma de México, Reynosa, México.

Forer A, (2002), Registro de Evaluación de Cemento (Presentación), Baker Hughes.

García Jorge, (2008), Recuperación de Producción en Pozos con Pescado en el Campo Sacha, Tesis de grado ESPOL, Guayaquil, Ecuador.

Geoconsult Ecuador, Petroproducción, (2008), Simulación Matemática Campo Sacha, Quito, Ecuador.

Grupo Minga, (2006), Herramientas de Pesca (presentación), Quito, Ecuador.

Halliburton, ORN, (2010), Determinación de la Declinación Anual de Producción y Reservas para los Yacimientos – Campo Sacha, Quito, Ecuador.

Hernández Erwin, (2001), Proceso Curvas de Chan (presentación), PDVSA.

Instituto Argentino del Petróleo, (2003), Glosario Técnico de la Industria del Petróleo, Buenos Aires, Argentina.

Jaque David, (2009), Estudio Técnico Económico para Controlar el Incremento de la Producción de Agua en el Campo Sansahuari, Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.

Jaramillo Patricio, (2001), Geología y Geofísica de Reservorios, Modulo I, Departamento de Petróleo y Gas Natural, Maestría en exploración, explotación y producción de petróleo, Quito, Ecuador.

Kummert P, Campos E, C Yáñez, (2009), Estimación de Reservas Arena Basal Tena Campo Sacha, Gerencia Técnica de Geociencias, ORN, Quito, Ecuador.

OPEP, (2011), Los países exportadores de petróleo no subirán sus cuotas, El Comercio,
http://www.elcomercio.com/Negocios/los_paises_exportadores_de_petroleo_no_subiran_sus_cuotas.aspx.

Rodríguez Luis, (2006), Completación y Reacondicionamiento de Pozos (Workshop International), International training Group Technical Assistances, ESP OIL, Talara, Perú.

Simancas Frank, (2008), Manual Teórico-Práctico de Ingeniería de Completación y Rehabilitación de Pozos, Tesis de grado UCV, Caracas, Venezuela.

Vega Ortega Celio, (1983), Ingeniería Económica, Ediciones Mediavilla, Quito, Ecuador.

Weatherford, ORN, (2010), Site Discovery Campo Sacha, Quito, Ecuador.

GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS

Acuífero: Zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión.

Agua de formación: Agua que se encuentra conjuntamente con el petróleo y el gas en los yacimientos de hidrocarburos.

Avance lateral de agua: es la superficie de sección horizontal triangular que forma el contacto agua - petróleo lateralmente alrededor del pozo de petróleo.

BOP (BLOWOUT PREVENTER, Preventores): Dispositivo que tiene por fin ayudar a cerrar el pozo en caso de emergencias con o sin tubería.

BSW: Abreviatura de “Basic sediment and Water”, que se antepone al indicar el porcentaje de materiales extraños y agua que se producen con el petróleo y que deben ser separados del mismo antes de su entrega en el punto de venta.

Comunicación: Es la principal causa de canales en el anular entre el casing y la formación. Estos canales pueden ocurrir en cualquier etapa de la vida de un pozo, pero son usualmente observados debido a un rápido incremento en la producción de agua después de una estimulación o un corte de agua inesperado después de una completación. Los canales detrás del casing son mucho más comunes que las fallas o fugas en el revestidor. Un buen trabajo de cementación primaria usualmente previene canales detrás del casing.

Conificación de Agua: Superficie en forma de cono que toma el contacto agua – petróleo alrededor de un pozo de petróleo, se origina cuando la zona productora de petróleo está localizada en una arena cuya parte inferior (fondo de la arena) es agua y debido a la alta rata de producción o empuje hidrostático de fondo, el contacto agua – petróleo se levanta debajo del pozo, formando una superficie cónica alrededor del mismo.

Cañoneo (Punzonamiento) : Método que consiste en perforar la tubería de revestimiento para hacer fluir gas natural y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo.

Corrosión: Alteración física, generalmente deterioro o destrucción de un metal, provocada por una acción química o electroquímica. Por contraste, la erosión es causada por una acción mecánica.

Corte de agua: Representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

Declinación de la producción: Es la disminución anual de la producción expresada en porcentaje, que experimenta un yacimiento.

Intrusión de agua: Agua que entra a la zona de petróleo de un yacimiento, proveniente de formaciones que rodean el yacimiento, denominadas acuífero.

Límite económico o tasa de abandono: Es la tasa de producción de un pozo en la cual los ingresos provenientes de la producción son iguales a los costos relevantes de la operadora.

Pescado: Es una herramienta o parte de ella que se ha quedado en el pozo por diferentes circunstancias, impidiendo que este produzca.

Pozos Abandonados: Pozo cuyas reservas accesibles están exhaustas.

Pozos Cerrados: Es aquel que ha dejado de producir temporalmente por diferentes causas, tales como: problemas mecánicos, problemas naturales, incremento de producción de agua, producción marginal o desasentamiento de empacaduras.

Razón Gas – Petróleo, RGP: Es el resultado de dividir una cantidad de gas a condiciones normales por determinada cantidad de petróleo, también a condiciones normales.

Traza Sísmica: La señal emitida por una fuente de energía se propaga en el terreno reflejándose y refractándose sobre varias capas del subsuelo antes de volver a la superficie para llegar al receptor (geófono o hidrófono); conforme va propagándose la señal en el terreno, dicha señal va deformándose hasta que vuelve a la superficie; el receptor transforma el movimiento de suelo en una señal eléctrica que va a propagarse en toda la cadena de registro. Entonces la traza sísmica es el resultado de la señal después de su viaje en el subsuelo

W.T.I.- West Texas Intermediate Crude Oil, crudo cuyo precio es el principal referente para el comercio o intercambio de otros petróleos en los Estados Unidos de América y países del cono sur.

Yacimiento (Reservorio).- Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

ANEXOS

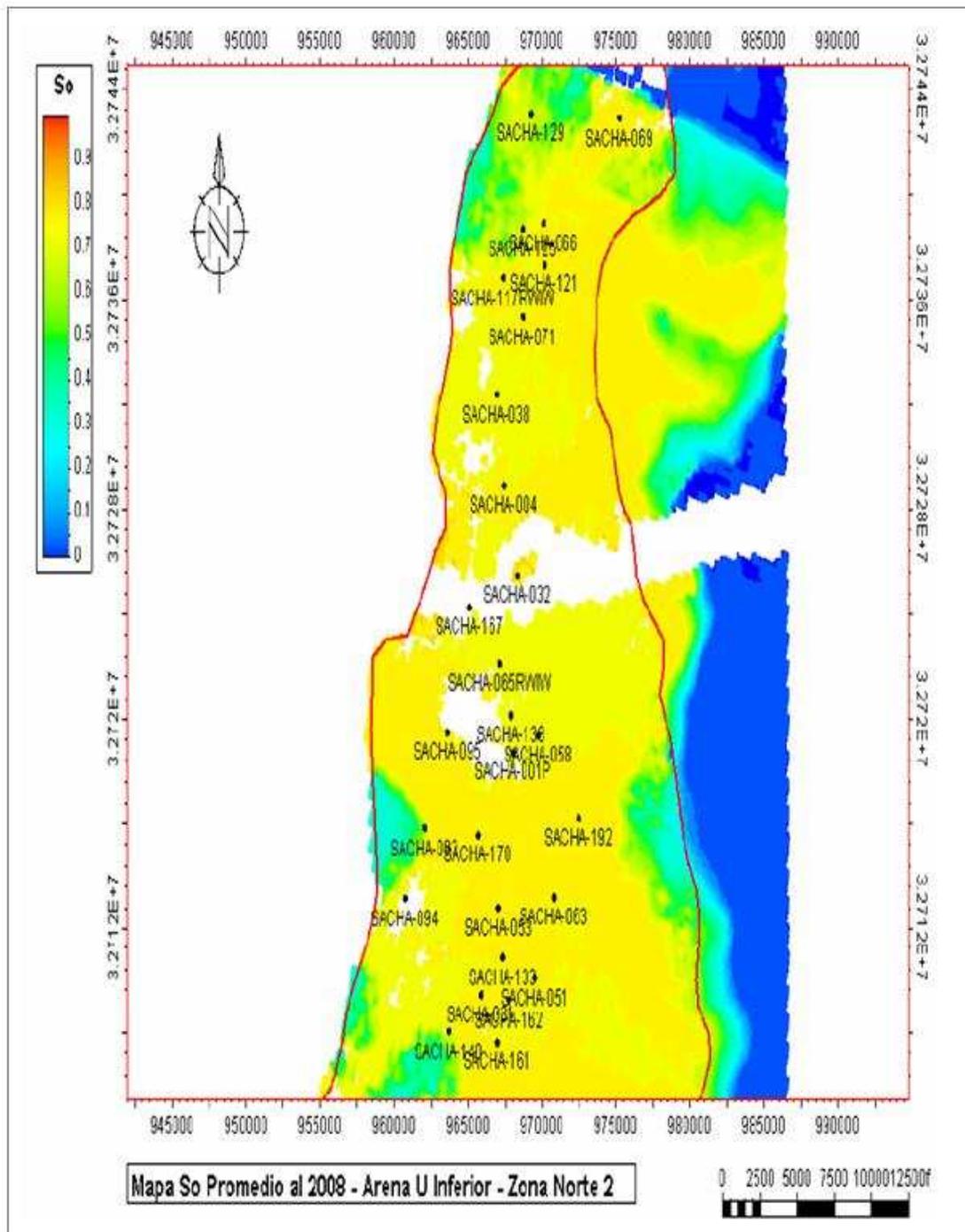
ANEXOS CAPÍTULO 2

TENDENCIA PROMEDIA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ACTIVOS, CAMPO SACHA.

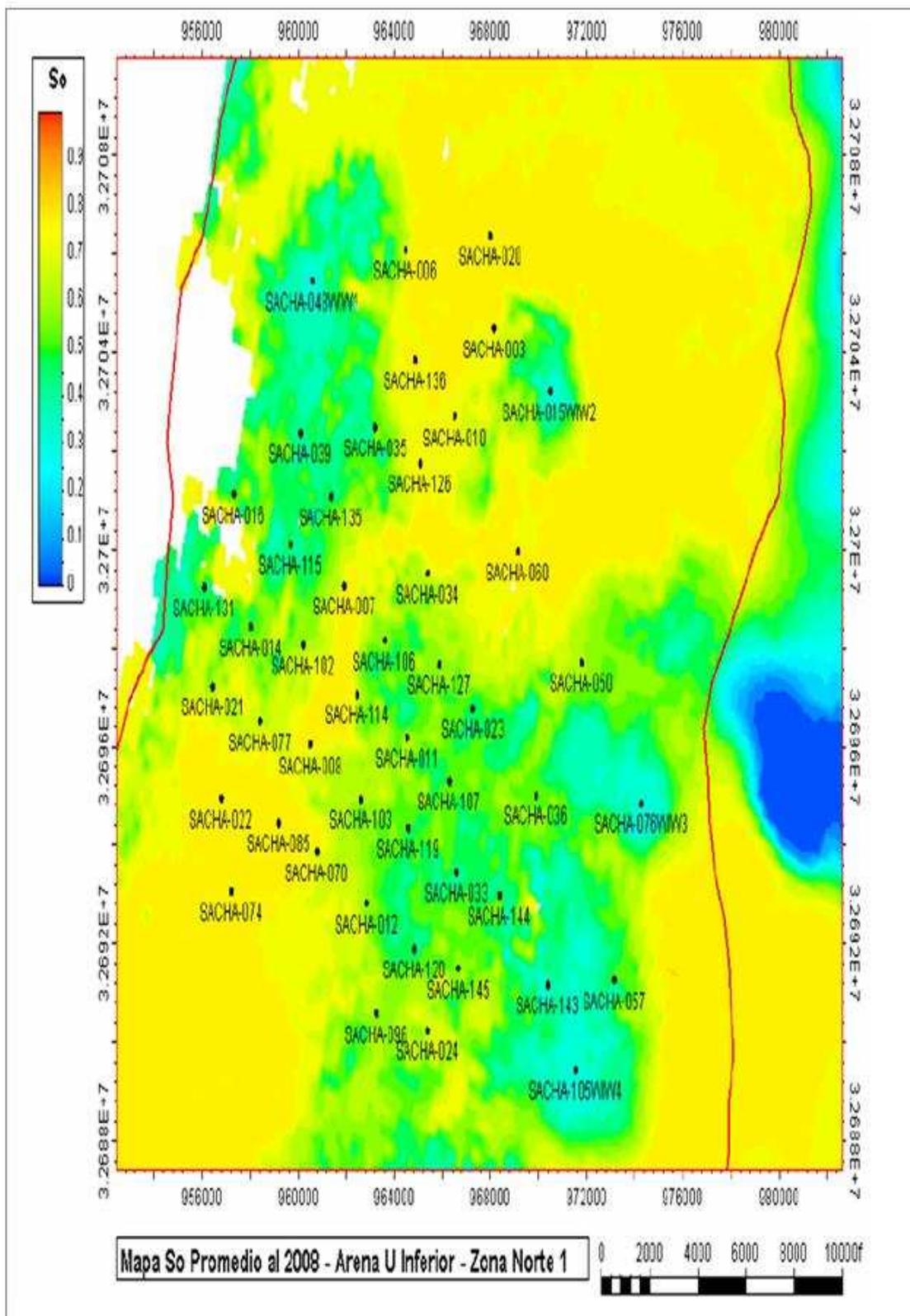
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A DIC 2010 (BPPD)														
POZO	ARENA	Qo	POZO	ARENA	Qo	POZO	ARENA	Qo	POZO	ARENA	Qo	POZO	ARENA	Qo
SAC 1	ARENA U	401	SAC 77	ARENA U	142	SAC 146	ARENA HOLLIN	303	SAC 198	ARENA HOLLIN	593			
SAC 2	ARENA T	298	SAC 78	ARENA T	131	SAC 147	ARENA HOLLIN	1706	SAC 200	ARENA HOLLIN	740			
SAC 2	ARENA U	239	SAC 80	ARENA T	229	SAC 149	ARENA T	206	SAC 203D	ARENA HOLLIN	576			
SAC 3	ARENA HOLLIN	267	SAC 83	ARENA HOLLIN	217	SAC 150	ARENA U	685	SAC 204	ARENA HOLLIN	321			
SAC 4	ARENA HOLLIN	408	SAC 87	ARENA U	232	SAC 151	ARENA HOLLIN	262	SAC 206D	ARENA HOLLIN	876			
SAC 6	ARENA U	307	SAC 88	ARENA T	363	SAC 152D	ARENA HOLLIN	453	SAC 210	ARENA HOLLIN	354			
SAC 8	BASAL TENA	112	SAC 91	ARENA T	197	SAC 153	ARENA U	432	SAC 213	ARENA HOLLIN	628			
SAC 9	ARENA T	363	SAC 93	ARENA U	170	SAC 154	ARENA HOLLIN	354	SAC 214	ARENA HOLLIN	1088			
SAC 12	ARENA T	166	SAC 96	BASAL TENA	237	SAC 155	ARENA U	649	SAC 222	ARENA HOLLIN	456			
SAC 13	ARENA HOLLIN	227	SAC 98	ARENA U	590	SAC 157	ARENA T	170	SAC 223	ARENA HOLLIN	682			
SAC 17	ARENA U	365	SAC 99	ARENA T	260	SAC 158	ARENA HOLLIN	370	SAC 224	ARENA HOLLIN	468			
SAC 18	ARENA HOLLIN	187	SAC 101	ARENA U	449	SAC 159	ARENA HOLLIN	301	SAC 225	ARENA U	313			
SAC 19	ARENA U	310	SAC 102	ARENA T	142	SAC 160	ARENA HOLLIN	321	SAC 226	ARENA HOLLIN	403			
SAC 23	ARENA T	129	SAC 103	ARENA HOLLIN	264	SAC 161	ARENA HOLLIN	353	SAC 227	ARENA HOLLIN	503			
SAC 25	ARENA U	245	SAC 104	BASAL TENA	157	SAC 162	ARENA HOLLIN	298	SAC 228	ARENA HOLLIN	625			
SAC 26	ARENA U	427	SAC 106	ARENA HOLLIN	299	SAC 163	ARENA HOLLIN	89	SAC 229	ARENA U	760			
SAC 30	BASAL TENA	312	SAC 107	ARENA U	211	SAC 164	ARENA HOLLIN	1382	SAC 232	ARENA HOLLIN	380			
SAC 31	ARENA HOLLIN	230	SAC 108	ARENA T	343	SAC 165	ARENA HOLLIN	200	SAC 233	ARENA HOLLIN	567			
SAC 32	ARENA T	586	SAC 111	ARENA T	326	SAC 166	ARENA T	125	SAC 241D	ARENA HOLLIN	345			
SAC 36	ARENA HOLLIN	255	SAC 112	BASAL TENA	193	SAC 167	ARENA HOLLIN	220	SAC 242D	ARENA HOLLIN	421			
SAC 37	ARENA T	259	SAC 114	ARENA HOLLIN	324	SAC 169	ARENA U	648	SAC 243D	ARENA HOLLIN	675			
SAC 38	ARENA T	486	SAC 115	ARENA HOLLIN	129	SAC 170	ARENA T	135	SAC 244	ARENA HOLLIN	346			
SAC 39	BASAL TENA	399	SAC 116	ARENA T	201	SAC 172	ARENA U	303	SAC 320D	ARENA HOLLIN	542			
SAC 40	ARENA HOLLIN	164	SAC 118	ARENA U	282	SAC 175	ARENA HOLLIN	161	SAC 321D	ARENA HOLLIN	457			
SAC 41	BASAL TENA	390	SAC 119	ARENA HOLLIN	178	SAC 176	ARENA HOLLIN	239						
SAC 43	ARENA U	150	SAC 121	ARENA U	685	SAC 177	ARENA U	300						
SAC 44	ARENA HOLLIN	369	SAC 122	BASAL TENA	112	SAC 178	ARENA HOLLIN	343						
SAC 50	ARENA U	267	SAC 123	ARENA HOLLIN	164	SAC 179	ARENA U	503						
SAC 51	ARENA T	457	SAC 124	ARENA HOLLIN	138	SAC 180	ARENA T	42						
SAC 52	ARENA U	140	SAC 126	BASAL TENA	288	SAC 181	ARENA U	365						
SAC 53	ARENA U	271	SAC 127	ARENA HOLLIN	358	SAC 182	ARENA U	256						
SAC 55	ARENA T	413	SAC 128	ARENA HOLLIN	1180	SAC 183	ARENA HOLLIN	356						
SAC 56	ARENA U	232	SAC 130	ARENA U	200	SAC 184	ARENA U	493						
SAC 59	ARENA U	202	SAC 132	ARENA U	400	SAC 185	ARENA U	341						
SAC 61	ARENA T	307	SAC 134	ARENA U	533	SAC 186	ARENA U	235						
SAC 62	ARENA HOLLIN	210	SAC 135	ARENA HOLLIN	618	SAC 187	ARENA U	355						
SAC 63	ARENA HOLLIN	227	SAC 136	ARENA HOLLIN	136	SAC 188	ARENA HOLLIN	121						
SAC 64	ARENA T	150	SAC 137	ARENA T	204	SAC 189	ARENA HOLLIN	241						
SAC 65	ARENA HOLLIN	1115	SAC 139	ARENA T	288	SAC 190	ARENA U	321						
SAC 67	ARENA U	514	SAC 140	ARENA HOLLIN	445	SAC 191	ARENA HOLLIN	170						
SAC 68	ARENA U	531	SAC 141	ARENA HOLLIN	218	SAC 192	ARENA HOLLIN	154						
SAC 70	ARENA HOLLIN	321	SAC 142	ARENA U	215	SAC 193	ARENA HOLLIN	451						
SAC 72	ARENA U	147	SAC 144	ARENA HOLLIN	105	SAC 194	ARENA HOLLIN	703						
SAC 75	ARENA U	366	SAC 145	ARENA HOLLIN	172	SAC 197	ARENA U	196						

ANEXO 2.1.1. Producción de petróleo por zonas a Diciembre 2010.

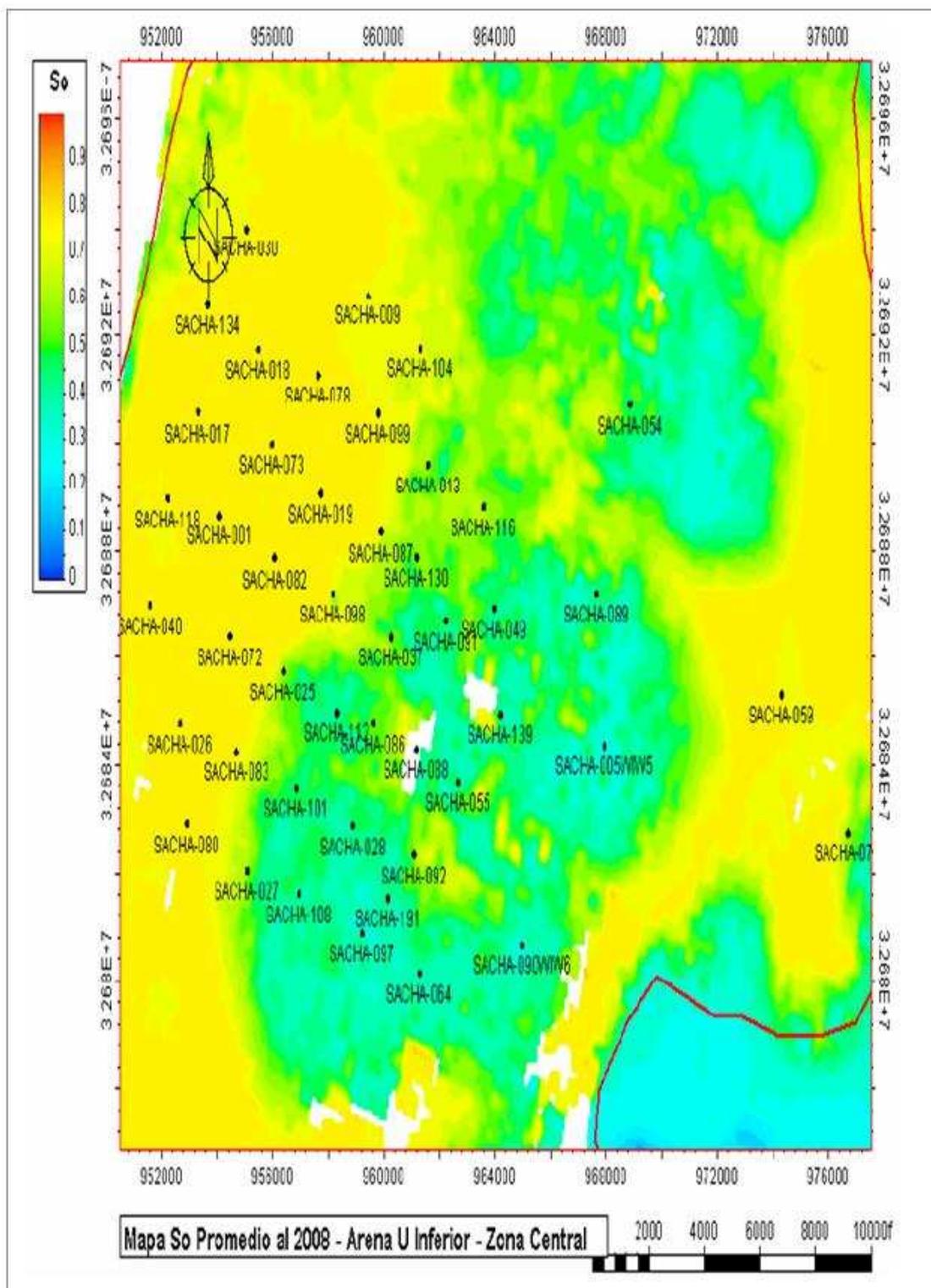
**MAPAS DE SATURACIÓN DE PETRÓLEO PROMEDIO SEGÚN SIMULACIÓN
DEL 2008
ARENA U**



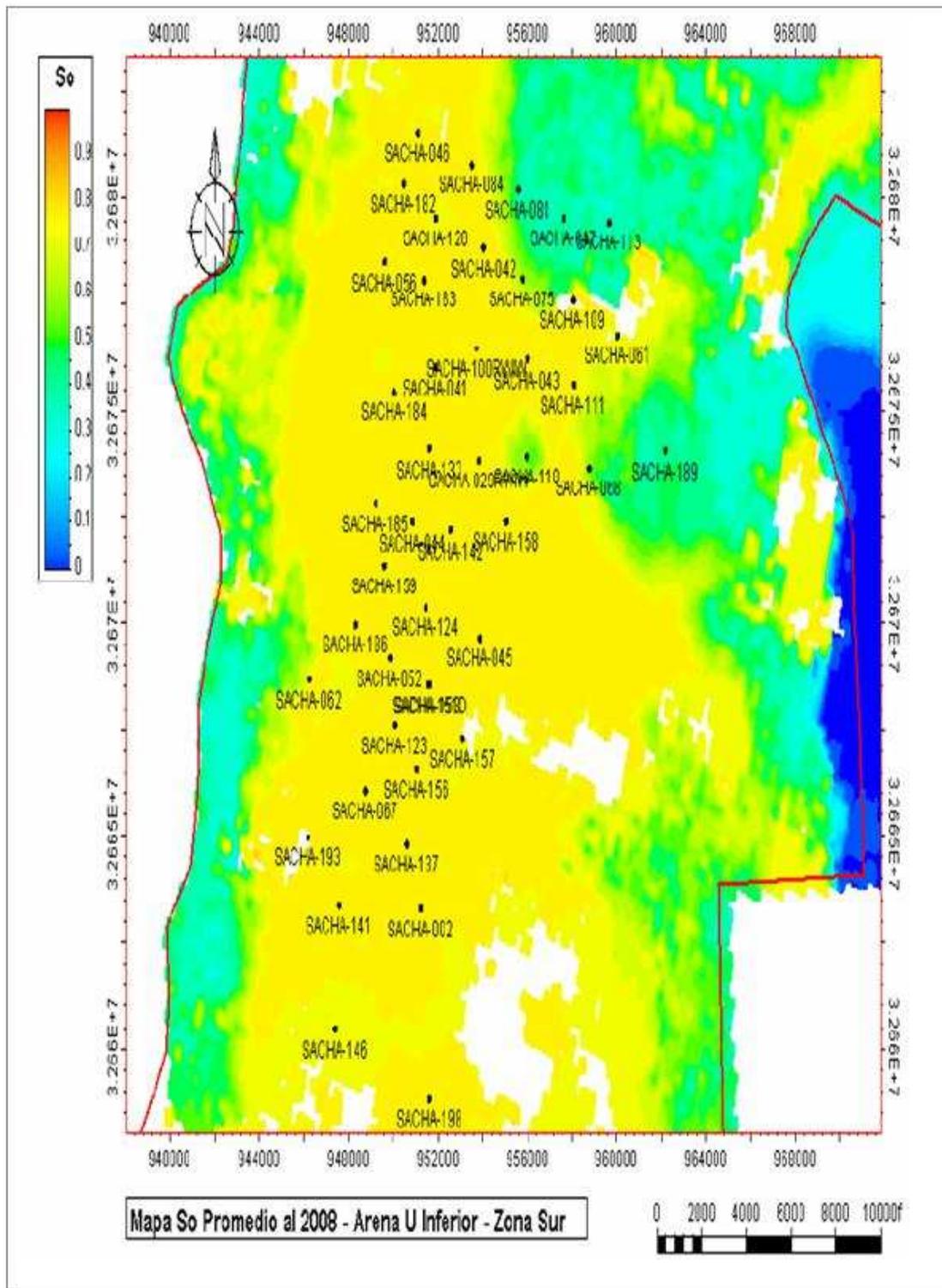
ANEXO 2.2.1. Mapa S_o promedio – Arena “U” Inferior – Zona Norte 2.



ANEXO 2.2.2. Mapa So promedio – Arena “U” Inferior – Zona Norte 1.

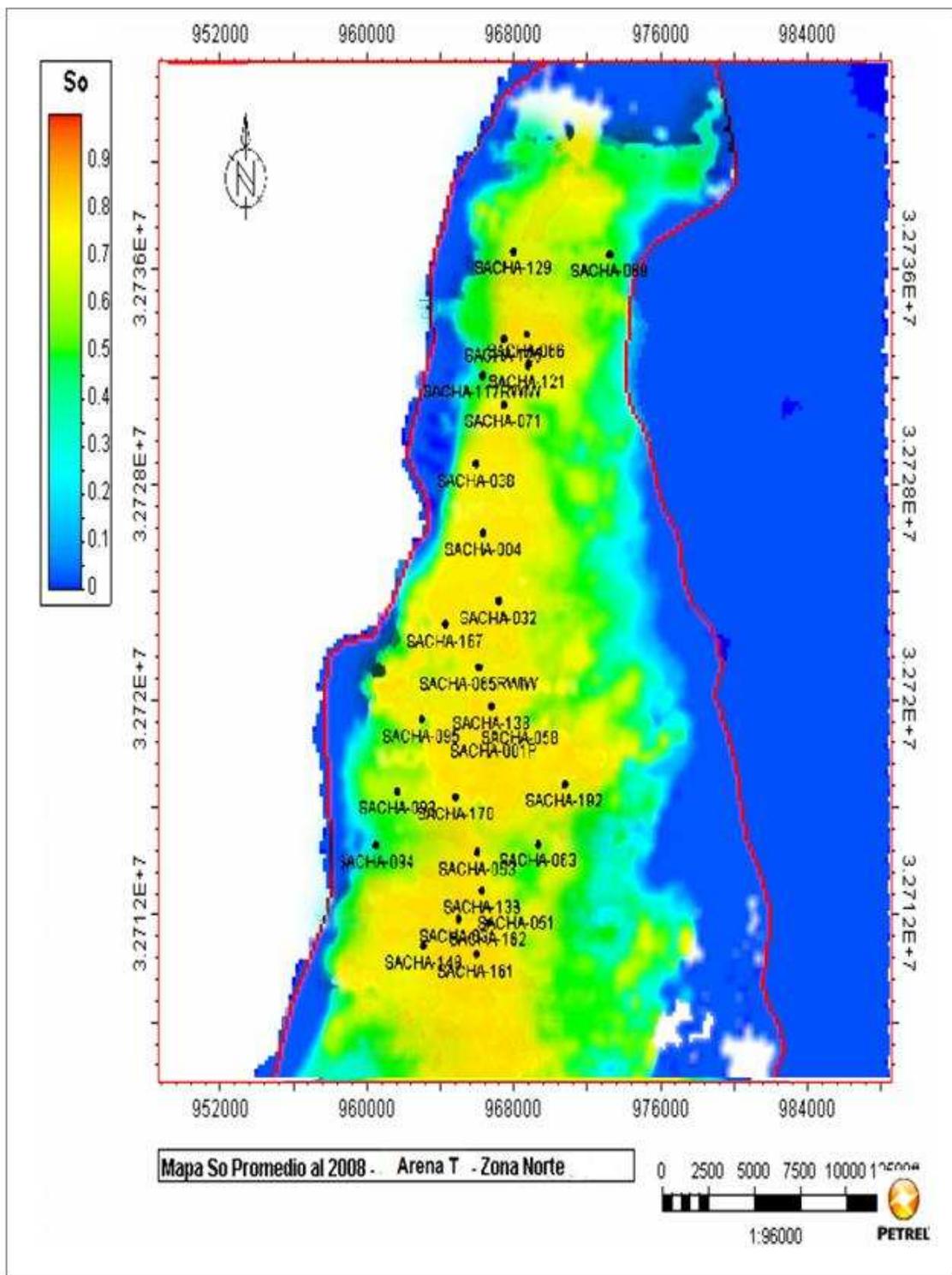


ANEXO 2.2.3. Mapa So promedio – Arena “U” Inferior – Zona Central.

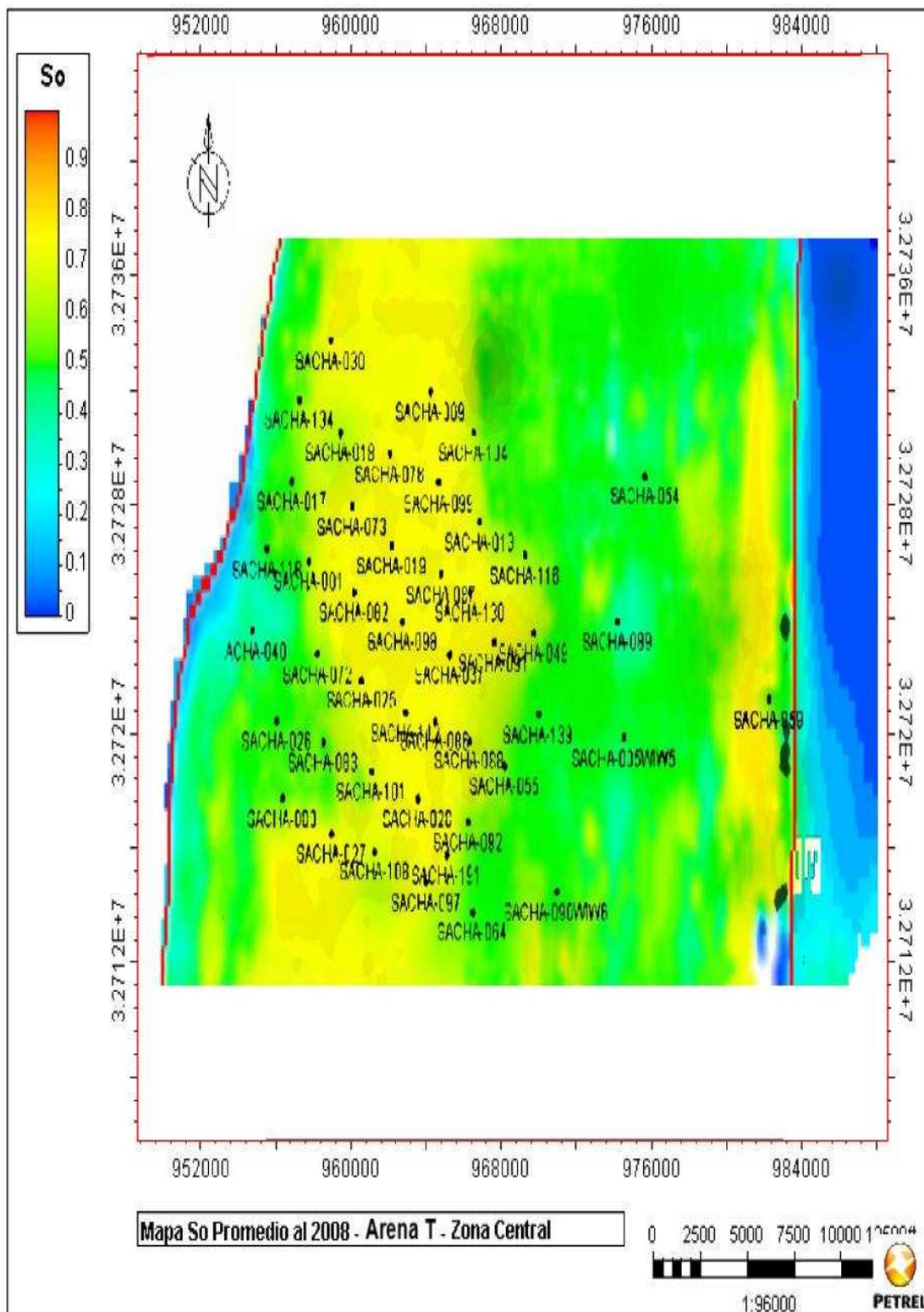


ANEXO 2.2.4. Mapa So promedio – Arena “U” Inferior – Zona Sur.

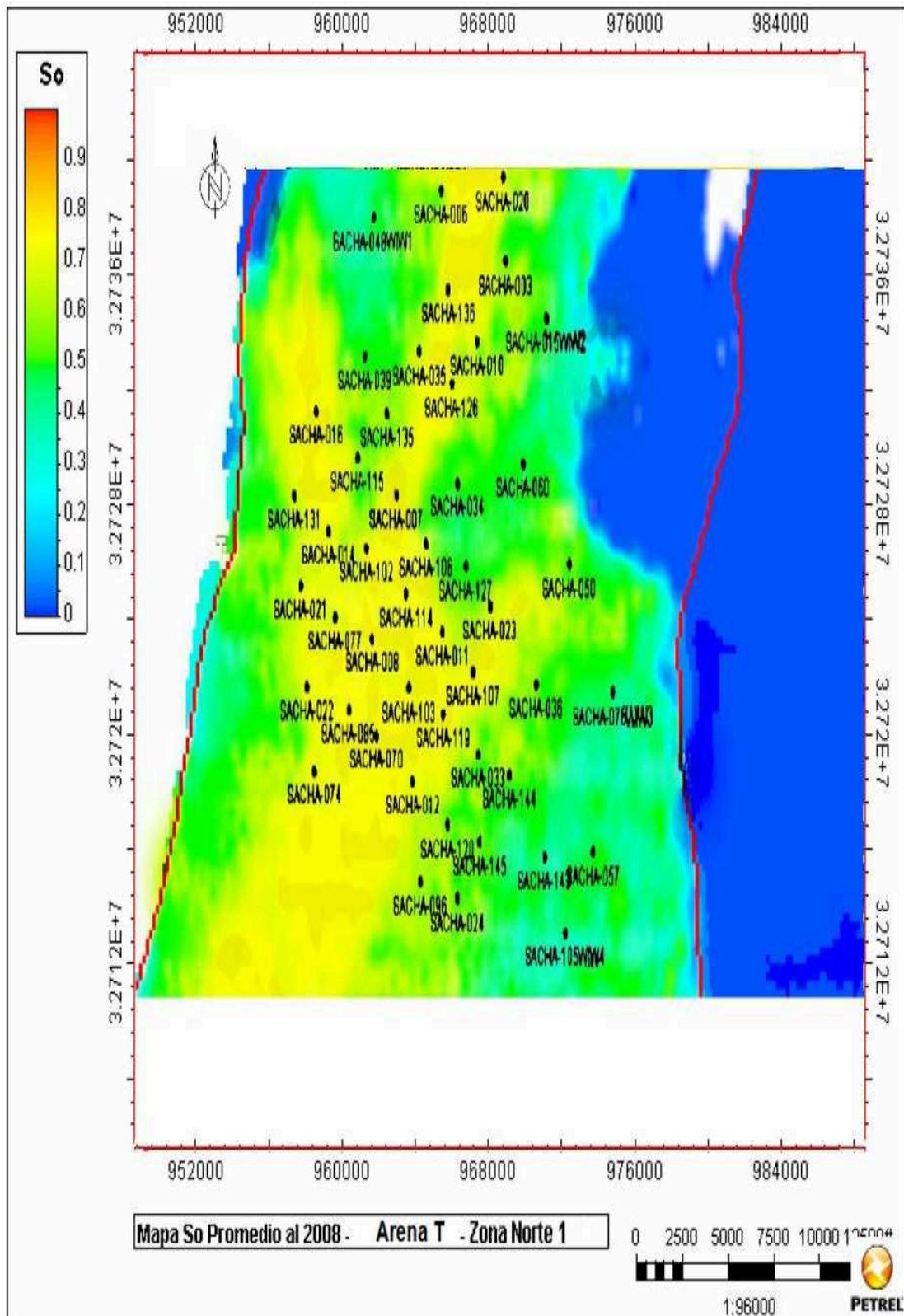
ARENA T



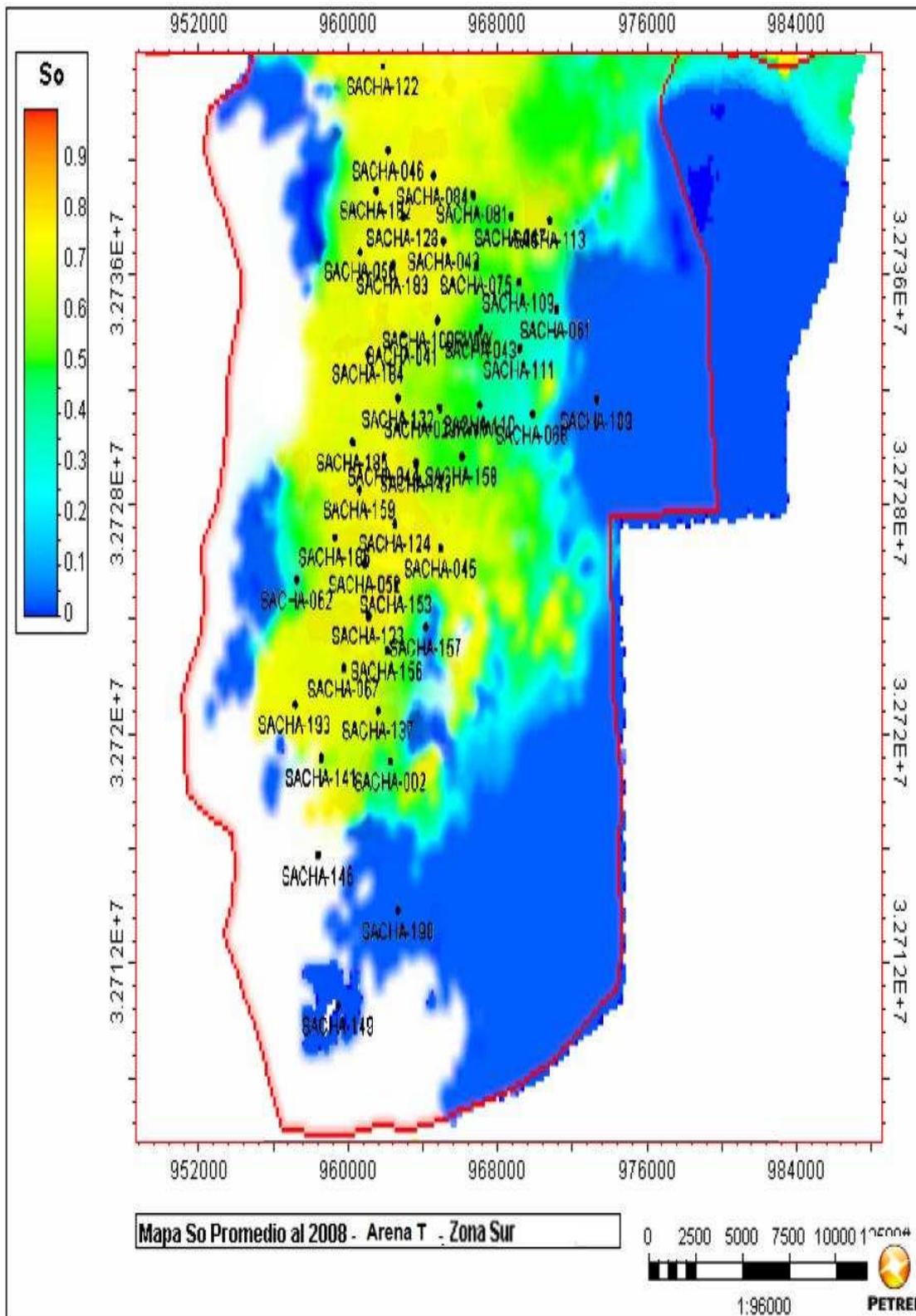
ANEXO 2.2.5. Mapa So promedio – Arena “T” – Zona Norte.



ANEXO 2.2.6. Mapa So promedio – Arena “T” – Zona Central.

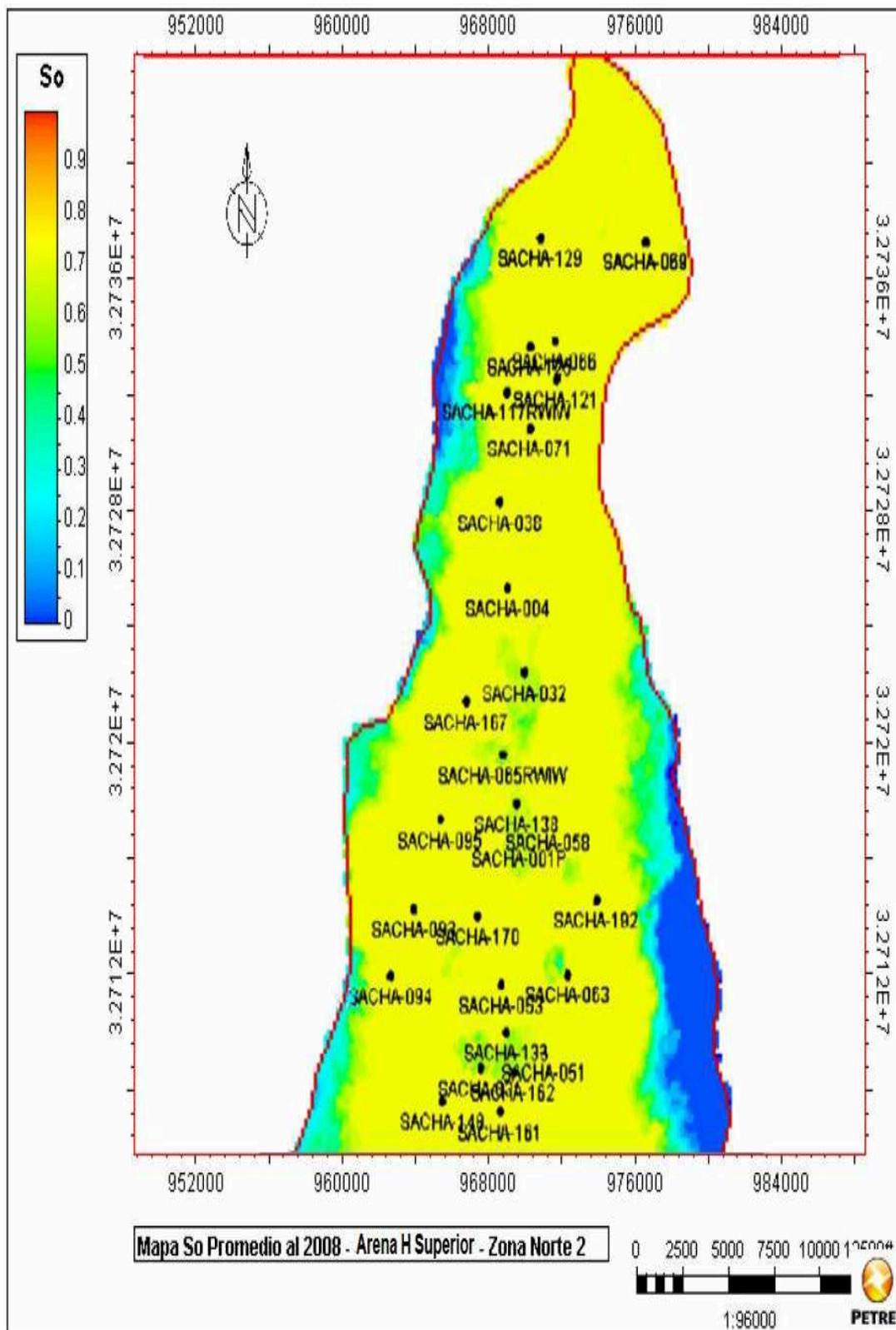


ANEXO 2.2.7. Mapa So promedio – Arena “T” – Zona Norte 1.

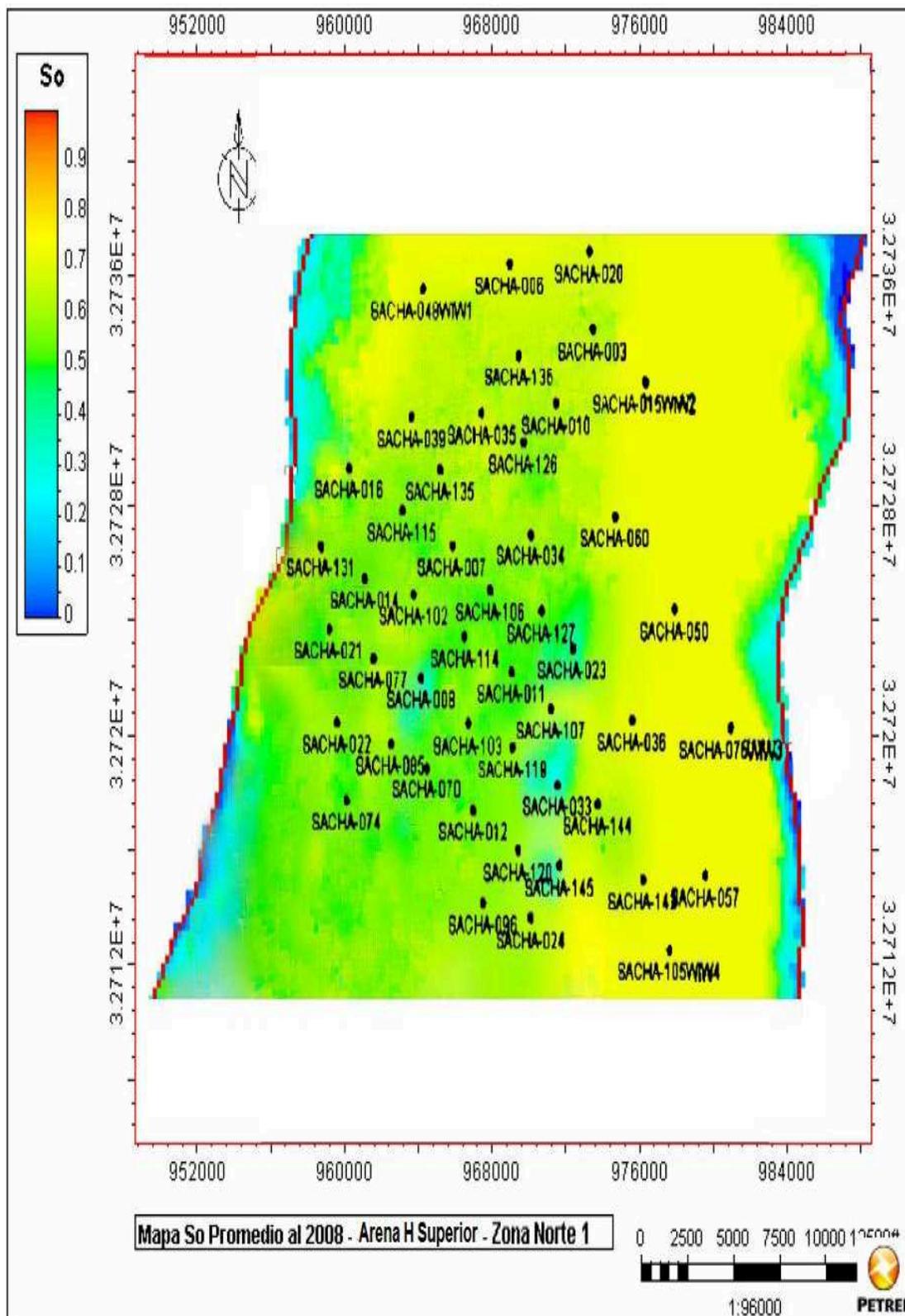


ANEXO 2.2.8. Mapa So promedio – Arena “T” – Zona Sur.

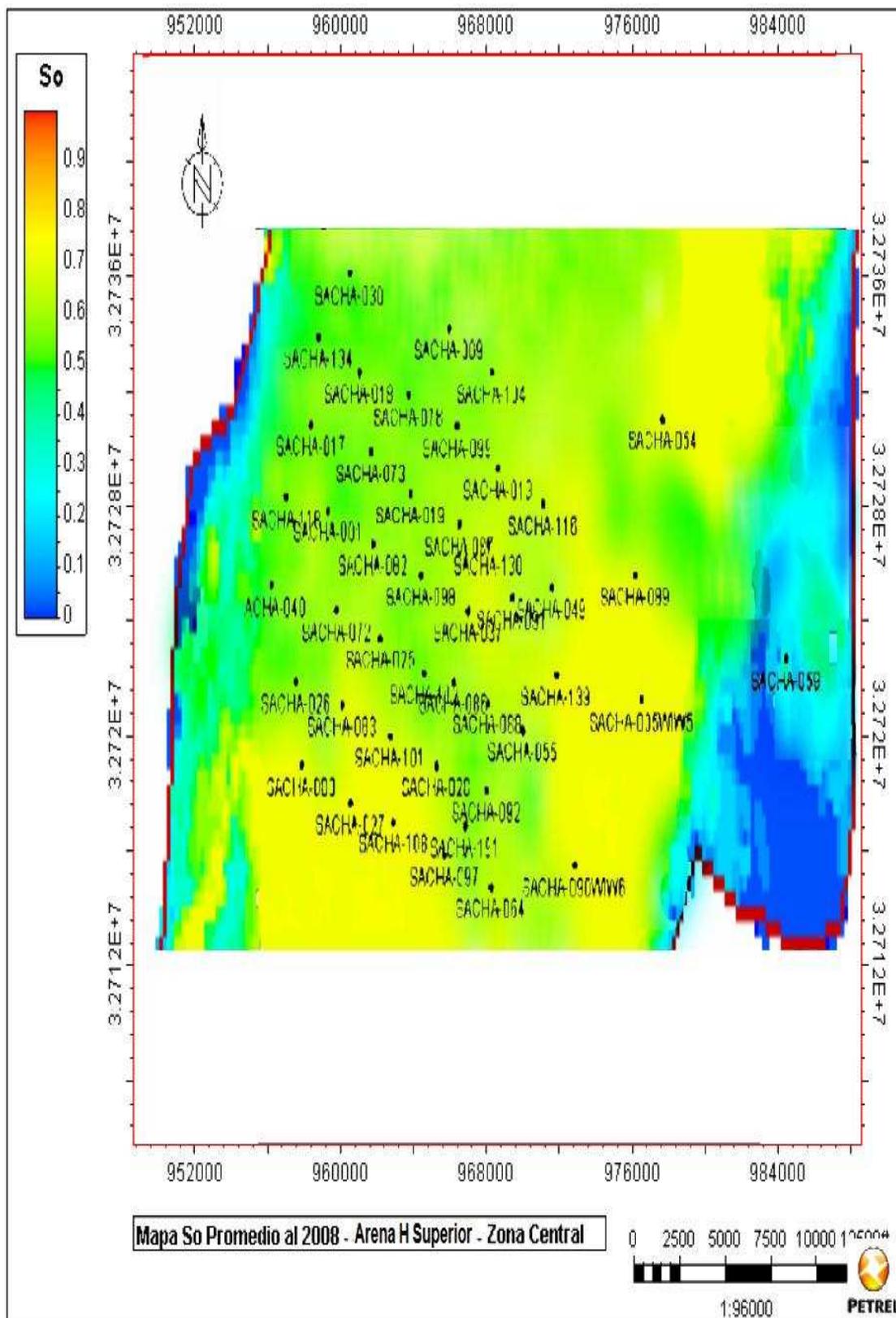
HOLLIN SUPERIOR



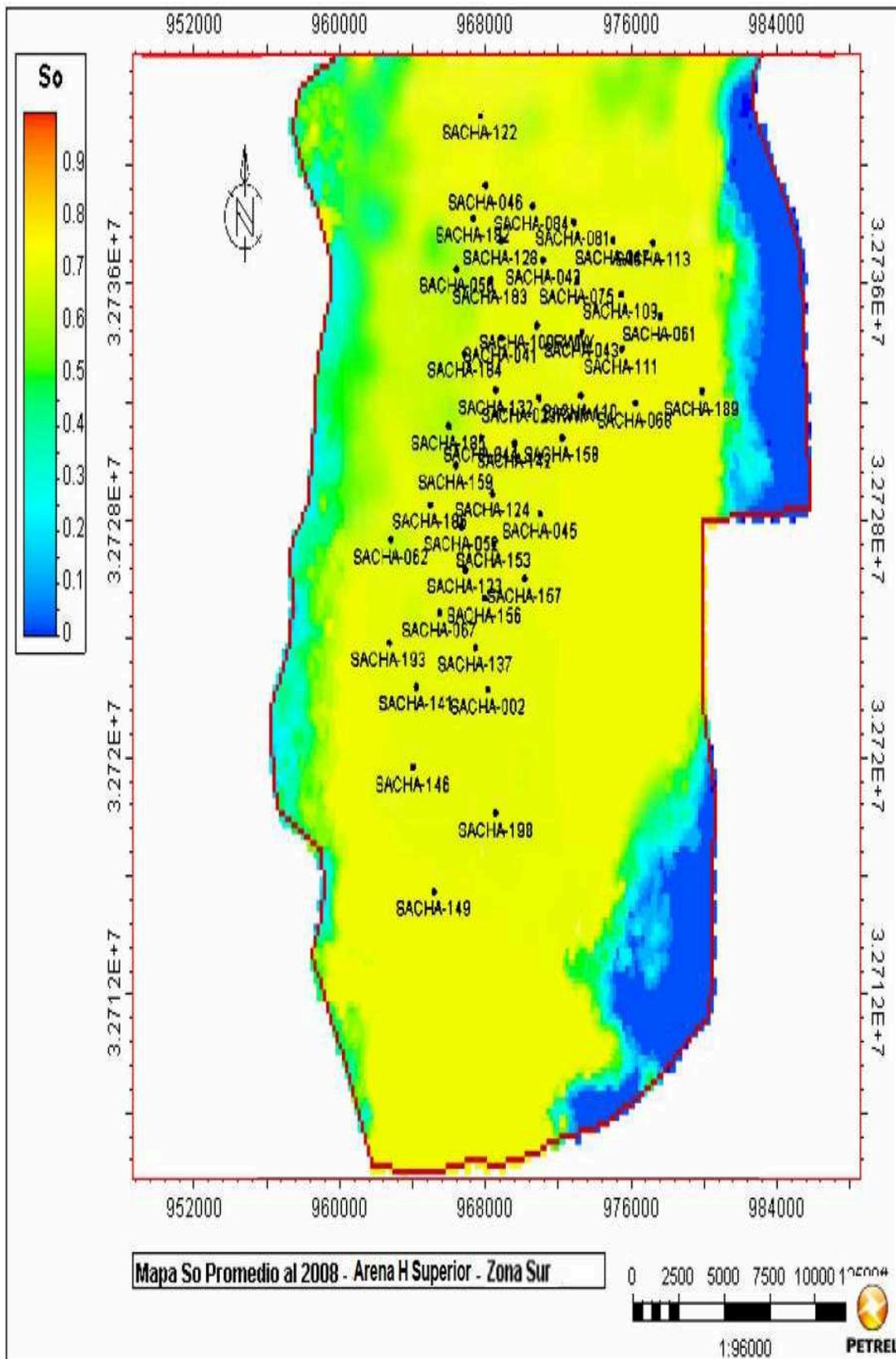
ANEXO 2.2.9. Mapa So promedio – Arena “H” Superior – Zona Norte 2.



ANEXO 2.2.10. Mapa So promedio – Arena “H” Superior – Zona Norte 1.

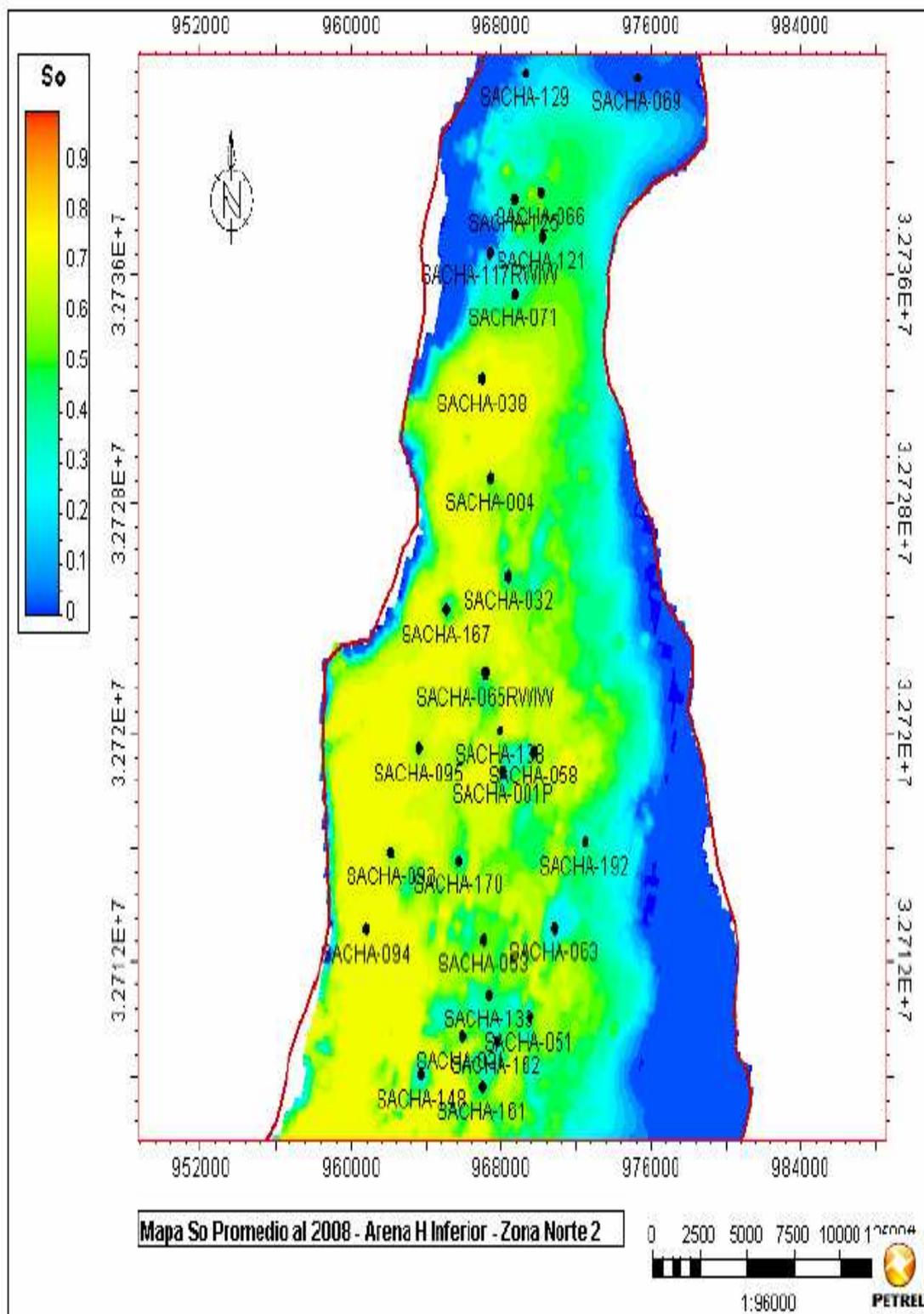


ANEXO 2.2.11. Mapa So promedio – Arena “H” Superior – Zona Central.

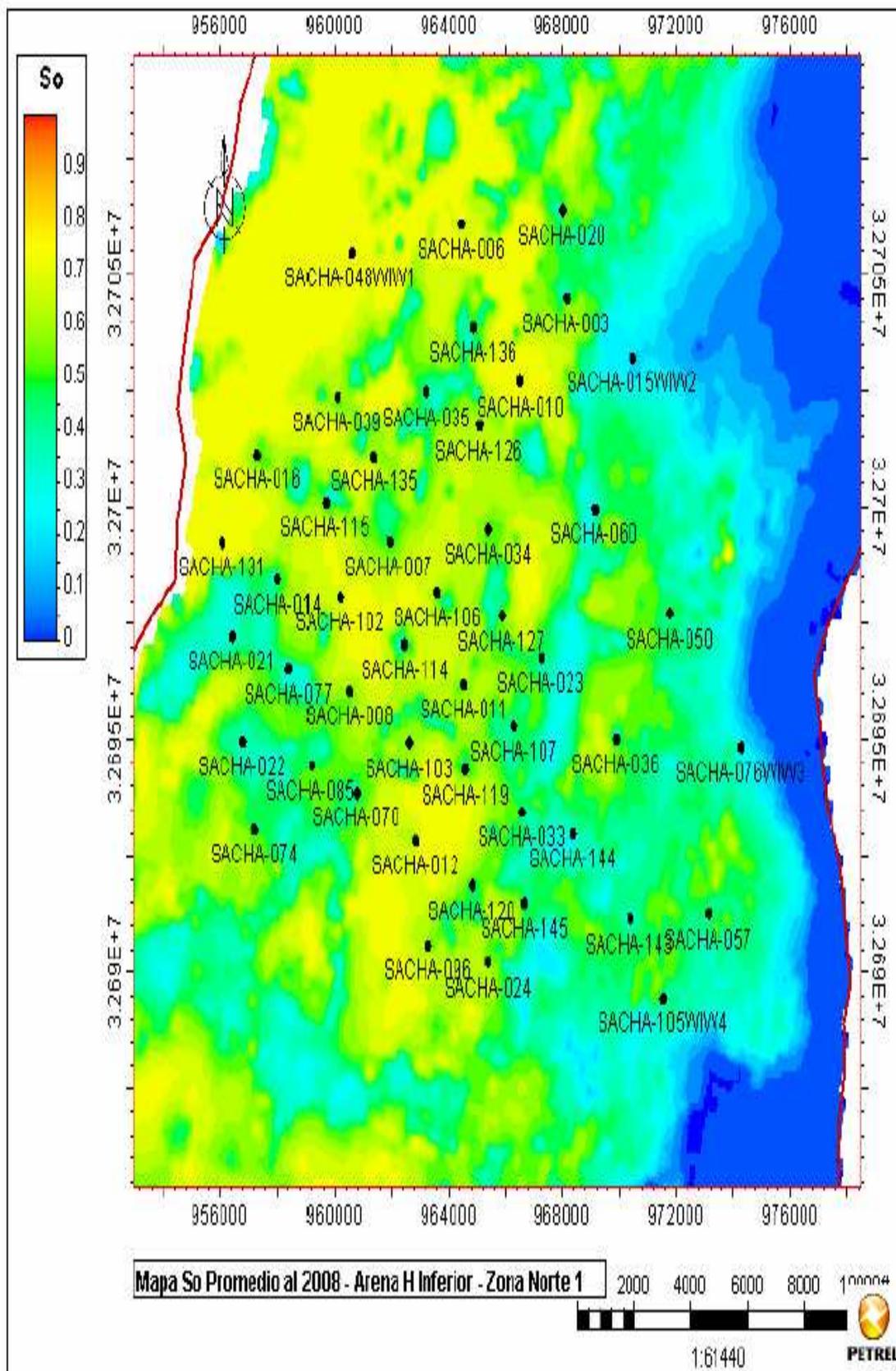


ANEXO 2.2.12. Mapa So promedio – Arena “H” Superior – Zona Sur.

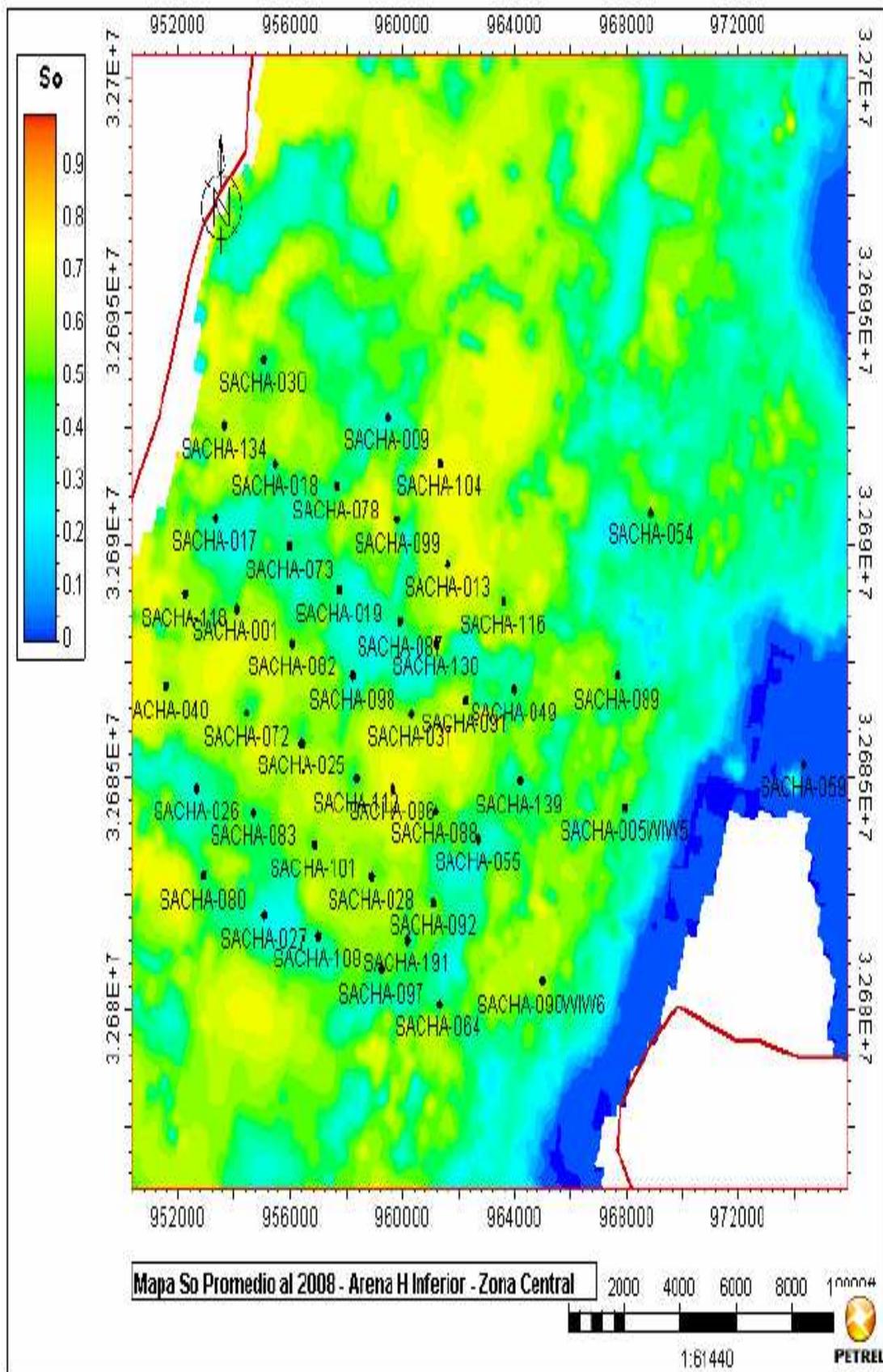
HOLLIN INFERIOR



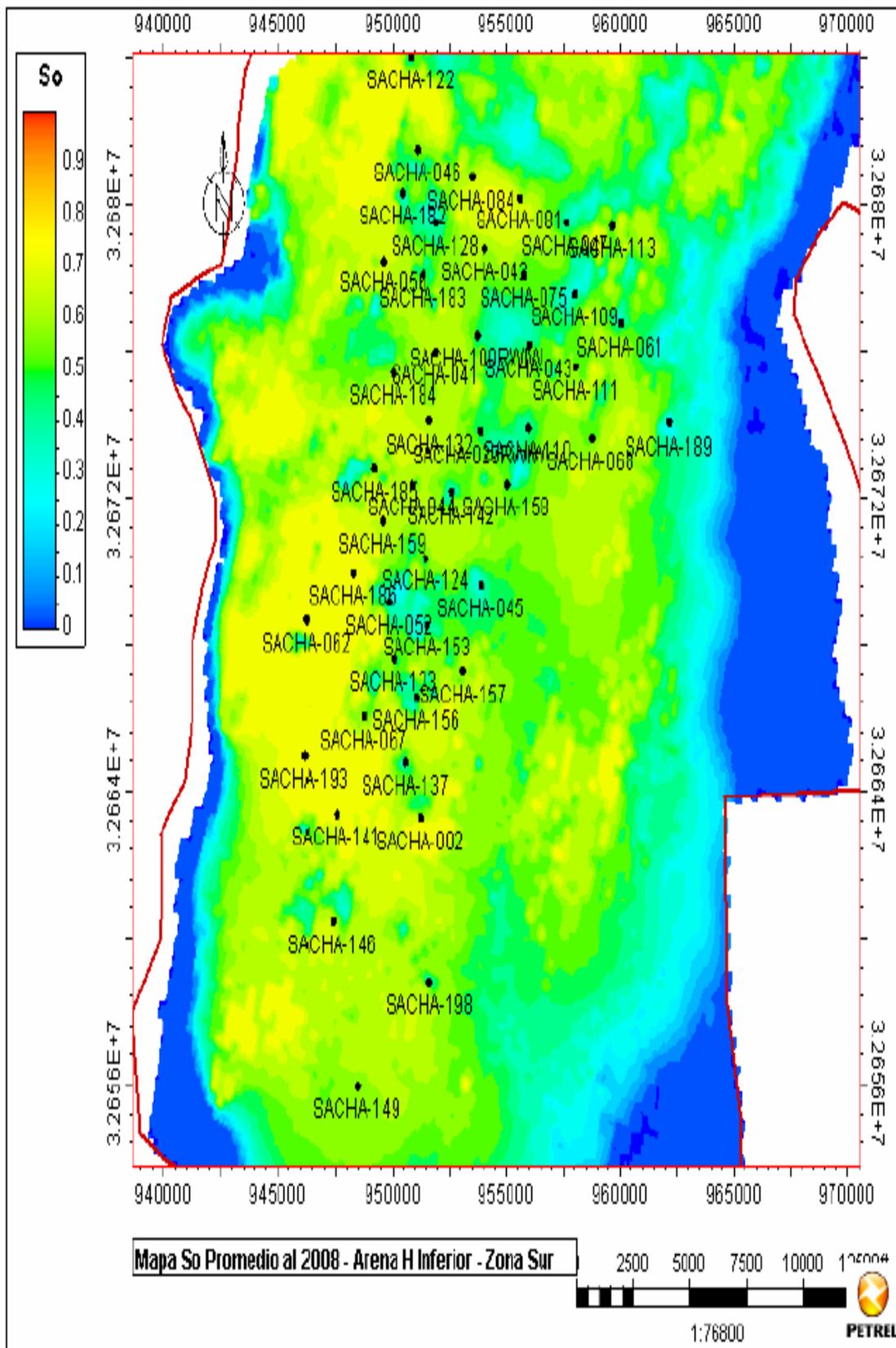
ANEXO 2.2.13. Mapa So promedio – Arena “H” Inferior – Zona Norte 2.



ANEXO 2.2.14. Mapa So promedio – Arena “H” Inferior – Zona Norte 1.



ANEXO 2.2.15. Mapa So promedio – Arena “H” Inferior – Zona Central.



ANEXO 2.2.16. Mapa So promedio – Arena “H” Inferior – Zona Sur.

SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A REACONDICIONAMIENTO

RESERVAS REMANENTES (Bis)				PORCENTAJE DE DECLINACIÓN				SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL											
POZO	ARENA	RESERVAS REMANENTES	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	% DE DECLINACIÓN	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	So _r	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	So _r	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	So _r	CALIFICATIVO
SAC-129	-	-	-	SAC-138	HI	4.01	EXCELENTE	SAC-34	UI	0.46	EXCELENTE	SAC-97	HI	0.251	BUENO	SAC-156	TI	0.149	REGULAR
SAC-201D	-	-	-	*SAC-89	HS	4.03	EXCELENTE	SAC-113	BT	0.455	EXCELENTE	SAC-PROF	HS	0.248	BUENO	SAC-195D	UI	0.147	REGULAR
SAC-221H	-	-	-	SAC-33	T	4.06	EXCELENTE	SAC-97	UI	0.43	EXCELENTE	SAC-33	BT	0.248	BUENO	SAC-73	US	0.146	REGULAR
*SAC-89	HS	2538908	EXCELENTE	SAC-42	T	4.81	EXCELENTE	SAC-85	UI	0.428	EXCELENTE	SAC-71	TI	0.247	BUENO	SAC-205D	HI	0.145	REGULAR
*SAC-35	HS	2230194	EXCELENTE	SAC-85	BT	4.81	EXCELENTE	SAC-21	HI	0.419	EXCELENTE	SAC-143	UI	0.246	BUENO	SAC-205D	US	0.143	REGULAR
*SAC-42	HS	1974861	EXCELENTE	*SAC-35	HS	5.03	EXCELENTE	SAC-47	UI	0.418	EXCELENTE	SAC-34	BT	0.242	BUENO	SAC-129	HS	0.142	REGULAR
*SAC-16	HS	1656786	EXCELENTE	SAC-46	HS	5.2	EXCELENTE	SAC-54 ST1	UI	0.411	EXCELENTE	SAC-11	HI	0.24	BUENO	SAC-49	BT	0.141	REGULAR
*SAC-49	HS	1551376	EXCELENTE	*SAC-16	HS	6.16	EXCELENTE	*SAC-89	HS	0.408	EXCELENTE	SAC-81	HS	0.24	BUENO	SAC-131	HS	0.14	REGULAR
*SAC-28	TS	1515390	EXCELENTE	SAC-133	TI	6.17	EXCELENTE	SAC-125	UI	0.408	EXCELENTE	SAC-81	US	0.24	BUENO	SAC-85	TI	0.133	REGULAR
SAC-24	H	1499950	BUENO	SAC-34	U	6.82	EXCELENTE	SAC-82	UI	0.406	EXCELENTE	SAC-133	HI	0.239	BUENO	SAC-21	HS	0.132	REGULAR
SAC-138	HI	1482670	BUENO	SAC-22	HI	7.04	EXCELENTE	SAC-81	UI	0.403	EXCELENTE	SAC-138	HI	0.239	BUENO	SAC-85	HI	0.132	REGULAR
SAC-14	HS	1407973	BUENO	SAC-24	H	7.16	EXCELENTE	SAC-120	BT	0.403	EXCELENTE	SAC-129	BT	0.237	BUENO	SAC-174D	US	0.132	REGULAR
SAC-82	HI	1380660	BUENO	SAC-58	H	7.22	EXCELENTE	*SAC-42	HS	0.395	EXCELENTE	SAC-33	HI	0.236	BUENO	SAC-60	HS	0.13	REGULAR
SAC-27	HI	1349852	BUENO	SAC-33	U	7.25	EXCELENTE	SAC-27	UI	0.382	EXCELENTE	SAC-60	TI	0.236	BUENO	SAC-129	TI	0.13	REGULAR
SAC-82	U	1321900	BUENO	SAC-11	HS	7.5	EXCELENTE	SAC-217D	HS	0.381	EXCELENTE	SAC-16	BT	0.235	BUENO	SAC-133	HS	0.13	REGULAR
SAC-58	H	1314048	BUENO	*SAC-42	HS	8.18	EXCELENTE	SAC-195D	HS	0.379	EXCELENTE	SAC-49	US	0.234	BUENO	SAC-138	TS	0.13	REGULAR
SAC-42	T	1309410	BUENO	SAC-143	HI	8.56	EXCELENTE	*SAC-16	HS	0.377	EXCELENTE	SAC-94	US	0.234	BUENO	SAC-120	US	0.128	REGULAR
SAC-21	HI	1291118	BUENO	SAC-120	HI	8.79	EXCELENTE	SAC-156	TS	0.377	EXCELENTE	SAC-94	TS	0.232	BUENO	SAC-46	HI	0.126	REGULAR
SAC-92	HI	1276535	BUENO	*SAC-49	HS	9.03	EXCELENTE	SAC-33	UI	0.372	EXCELENTE	SAC-PROF	UI	0.23	BUENO	SAC-11	US	0.125	REGULAR
SAC-33	U	1078853	BUENO	SAC-54 ST1	U	9.1	EXCELENTE	SAC-60	UI	0.369	EXCELENTE	SAC-27	HI	0.23	BUENO	SAC-148 ST1	HI	0.125	REGULAR
SAC-34	U	1062192	BUENO	SAC-97	HI	9.49	EXCELENTE	SAC-143	TS	0.368	EXCELENTE	SAC-217D	BT	0.23	BUENO	SAC-97	TI	0.124	REGULAR
SAC-73	HI	1061422	BUENO	SAC-21	HI	10.04	EXCELENTE	SAC-143	HS	0.365	EXCELENTE	SAC-14	HI	0.228	BUENO	SAC-129	HI	0.123	REGULAR
SAC-22	HI	1009695	BUENO	SAC-113	HI	10.04	EXCELENTE	SAC-45	UI	0.364	EXCELENTE	SAC-24	BT	0.227	BUENO	SAC-133	TS	0.123	REGULAR

ANEXO 2.3.1. Tabla de selección de los pozos candidatos a reacondicionamiento según reservas remanentes, porcentaje de declinación, y saturación de petróleo residual.

RESERVAS REMANENTES (Bh)				PORCENTAJE DE DECLINACIÓN				SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL											
POZO	ARENA	RESERVAS REMANENTES	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	% DE DECLINACIÓN	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sor	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sor	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sor	CALIFICATIVO
SAC-33	T	980991	REGULAR	SAC-217D	HI	10.04	EXCELENTE	SAC-201D	HS	0.363	EXCELENTE	SAC-221H	US	0.226	BUENO	SAC-71	HS	0.121	REGULAR
SAC-34	HI	745481	REGULAR	SAC-34	HI	10.4	EXCELENTE	SAC-73	BT	0.357	EXCELENTE	SAC-28	HI	0.225	BUENO	SAC-217D	HI	0.113	REGULAR
SAC-173H	UI	738265	REGULAR	SAC-82	U	10.4	EXCELENTE	SAC-217D	US	0.352	EXCELENTE	SAC-148 ST 1	BT	0.225	BUENO	SAC-54 ST1	HS	0.11	REGULAR
SAC-14	HI	733023	REGULAR	SAC-PROF	H	10.9	EXCELENTE	SAC-133	UI	0.351	EXCELENTE	SAC-92	HI	0.224	BUENO	SAC-148 ST 1	US	0.109	REGULAR
SAC-195D	TI	660844	REGULAR	SAC-14	HI	10.9	EXCELENTE	*SAC-49	HS	0.349	EXCELENTE	SAC-46	HS	0.223	BUENO	SAC-125	HS	0.102	REGULAR
SAC-120	HI	622880	REGULAR	SAC-21	BT	10.9	EXCELENTE	SAC-138	UI	0.347	EXCELENTE	SAC-113	UI	0.221	BUENO	SAC-95	TS	0.1	REGULAR
SAC-97	HI	604051	REGULAR	*SAC-28	TS	10.9	EXCELENTE	SAC-54	US	0.343	EXCELENTE	SAC-120	HS	0.221	BUENO				
SAC-71	UI	600481	REGULAR	SAC-22	HS	11	EXCELENTE	SAC-131	US	0.343	EXCELENTE	SAC-120	UI	0.221	BUENO				
SAC-54 ST1	U	589503	REGULAR	SAC-11	UI	11.1	EXCELENTE	SAC-120	HI	0.342	EXCELENTE	SAC-195D	TI	0.221	BUENO				
SAC-28	HS	588689	REGULAR	SAC-205D	UI	11.1	EXCELENTE	SAC-205D	HS	0.339	EXCELENTE	SAC-97	HS	0.22	BUENO				
SAC-156	HI	564515	REGULAR	SAC-58	U	11.2	EXCELENTE	SAC-21	UI	0.337	EXCELENTE	SAC-113	HS	0.22	BUENO				
SAC-16	HI	554884	REGULAR	SAC-28	HS	11.3	EXCELENTE	SAC-217D	TI	0.333	EXCELENTE	SAC-113	US	0.22	BUENO				
SAC-PROF	H	552534	REGULAR	SAC-89	UI	11.7	EXCELENTE	SAC-120	TI	0.332	EXCELENTE	SAC-60	TS	0.219	BUENO				
SAC-85	BT	530016	REGULAR	SAC-27	HI	12	EXCELENTE	SAC-22	UI	0.331	EXCELENTE	SAC-92	BT	0.219	BUENO				
SAC-85	UI	520278	REGULAR	SAC-195D	TI	12.1	EXCELENTE	SAC-46	UI	0.33	EXCELENTE	SAC-22	BT	0.217	BUENO				
SAC-42	UI	519904	REGULAR	SAC-92	HI	13.2	EXCELENTE	SAC-34	TI	0.329	EXCELENTE	SAC-81	TI	0.217	BUENO				
SAC-22	HS	462095	MALO	SAC-156	HI	13.4	EXCELENTE	SAC-131	UI	0.327	EXCELENTE	SAC-129	UI	0.217	BUENO				
SAC-47	UI	447646	MALO	SAC-82	HS	13.9	EXCELENTE	SAC-205D	TI	0.327	EXCELENTE	SAC-196D	HI	0.217	BUENO				
SAC-205D	UI	447292	MALO	SAC-73	HI	14.6	EXCELENTE	SAC-92	UI	0.324	EXCELENTE	SAC-21	US	0.212	BUENO				
SAC-11	HS	446490	MALO	SAC-89	TI	14.6	EXCELENTE	SAC-14	UI	0.322	EXCELENTE	SAC-45	US	0.212	BUENO				
SAC-133	TI	436614	MALO	SAC-60	HI	14.9	EXCELENTE	SAC-82	TI	0.322	EXCELENTE	SAC-54 ST1	HI	0.212	BUENO				
SAC-82	HS	420433	MALO	SAC-28	UI	15	EXCELENTE	SAC-42	UI	0.321	EXCELENTE	SAC-22	HS	0.211	BUENO				
SAC-27	U	414660	MALO	SAC-85	UI	15.5	BUENO	SAC-46	TI	0.32	EXCELENTE	SAC-205D	UI	0.21	BUENO				
SAC-16	BT	412963	MALO	SAC-27	HS	16.4	BUENO	*SAC-35	HS	0.319	EXCELENTE	SAC-16	TI	0.209	BUENO				
SAC-49	HI	407041	MALO	SAC-27	U	16.6	BUENO	*SAC-28	TS	0.318	EXCELENTE	SAC-89	US	0.209	BUENO				

ANEXO 2.3.2. Tabla de selección de los pozos candidatos a reacondicionamiento según reservas remanentes, porcentaje de declinación, y saturación de petróleo residual.

RESERVAS REMANENTES (Bis)				PORCENTAJE DE DECLINACIÓN				SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL											
POZO	ARENA	RESERVAS REMANENTES	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	% DE DECLINACIÓN	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sor	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sor	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sor	CALIFICATIVO
SAC-171H	HI	398564	MALO	SAC-16	HI	16.9	BUENO	SAC-33	TI	0.318	EXCELENTE	SAC-97	BT	0.209	BUENO				
SAC-58	U	368819	MALO	SAC-47	UI	16.9	BUENO	SAC-PROF	TI	0.317	EXCELENTE	SAC-11	BT	0.208	BUENO				
SAC-21	BT	360212	MALO	SAC-81	U	16.9	BUENO	SAC-205D	BT	0.314	EXCELENTE	SAC-24	HI	0.207	BUENO				
SAC-73	HS	350126	MALO	SAC-138	TI	17.1	BUENO	SAC-201D	UI	0.313	EXCELENTE	SAC-196D	TI	0.207	BUENO				
SAC-133	UI	343393	MALO	SAC-42	UI	17.4	BUENO	SAC-221H	BT	0.313	EXCELENTE	SAC-156	BT	0.206	BUENO				
SAC-89	UI	321743	MALO	SAC-92	UI	17.5	BUENO	SAC-42	BT	0.312	EXCELENTE	SAC-156	UI	0.206	BUENO				
SAC-22	UI	304626	MALO	SAC-73	HS	18	BUENO	SAC-60	HI	0.312	EXCELENTE	SAC-14	HS	0.205	BUENO				
SAC-11	UI	289046	MALO	SAC-47	HS	18.1	BUENO	SAC-49	UI	0.31	EXCELENTE	SAC-21	TI	0.205	BUENO				
SAC-24	U	281859	MALO	SAC-71	UI	18.7	BUENO	SAC-195D	BT	0.31	EXCELENTE	SAC-138	TI	0.205	BUENO				
SAC-28	UI	246736	MALO	SAC-95	HS	18.9	BUENO	SAC-45	HI	0.307	EXCELENTE	SAC-143	HI	0.205	BUENO				
SAC-113	U	235823	MALO	SAC-171H	HI	18.9	BUENO	SAC-85	BT	0.307	EXCELENTE	SAC-22	HI	0.204	BUENO				
SAC-89	HI	233452	MALO	SAC-22	UI	19.1	BUENO	SAC-171H	TI	0.303	EXCELENTE	SAC-45	TI	0.204	BUENO				
SAC-27	HS	228664	MALO	SAC-133	UI	21	BUENO	SAC-171H	BT	0.301	EXCELENTE	SAC-171H	HI	0.204	BUENO				
SAC-47	HS	227009	MALO	SAC-24	U	21.2	BUENO	SAC-82	BT	0.3	EXCELENTE	SAC-129	TS	0.203	BUENO				
SAC-133	HI	216135	MALO	SAC-42	BT	21.5	BUENO	SAC-125	US	0.3	EXCELENTE	SAC-196D	BT	0.203	BUENO				
SAC-95	HS	209940	MALO	SAC-173H	HI	22	BUENO	SAC-221H	HS	0.299	BUENO	SAC-131	HI	0.202	BUENO				
SAC-138	TI	204438	MALO	SAC-16	BT	22.5	BUENO	SAC-71	UI	0.298	BUENO	SAC-24	TS	0.201	BUENO				
SAC-60	HS	203388	MALO	SAC-82	HI	22.5	BUENO	SAC-113	TI	0.298	BUENO	SAC-58	HI	0.201	BUENO				
SAC-125	TI	183258	MALO	SAC-97	HS	24.3	BUENO	SAC-129	US	0.297	BUENO	SAC-95	BT	0.201	BUENO				
SAC-94	H	177529	MALO	SAC-34	TI	27	REGULAR	SAC-28	UI	0.295	BUENO	SAC-195D	HI	0.201	BUENO				
SAC-92	UI	173434	MALO	SAC-14	HS	28	REGULAR	SAC-47	HS	0.295	BUENO	SAC-94	UI	0.198	REGULAR				
SAC-113	HI	164499	MALO	SAC-125	TI	34	REGULAR	SAC-54 ST1	TI	0.295	BUENO	SAC-95	US	0.197	REGULAR				
SAC-60	HI	136571	MALO	SAC-60	HS	38.9	REGULAR	SAC-11	UI	0.294	BUENO	SAC-28	BT	0.196	REGULAR				
SAC-81	U	103272	MALO	SAC-49	HI	40.9	REGULAR	SAC-27	BT	0.29	BUENO	SAC-16	HI	0.194	REGULAR				
SAC-143	HI	85971	MALO	SAC-113	U	45.8	REGULAR	SAC-42	TI	0.29	BUENO	SAC-71	US	0.194	REGULAR				
SAC-34	TI	84479	MALO	SAC-94	H	47.8	REGULAR	SAC-73	HS	0.29	BUENO	SAC-133	TI	0.193	REGULAR				

ANEXO 2.3.3. Tabla de selección de los pozos candidatos a reacondicionamiento según reservas remanentes, porcentaje de declinación, y saturación de petróleo residual.

RESERVAS REMANENTES (Bis)				PORCENTAJE DE DECLINACIÓN				SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL											
POZO	ARENA	RESERVAS REMANENTES	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	% DE DECLINACIÓN	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sof	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sof	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sof	CALIFICATIVO
SAC-97	HS	67405	MALO	SAC-89	HI	53.6	MALO	SAC-148 ST 1	TI	0.29	BUENO	SAC-94	TI	0.191	REGULAR				
SAC-42	BT	61599	MALO	SAC-133	HI	54.5	MALO	SAC-97	US	0.289	BUENO	SAC-138	HS	0.19	REGULAR				
SAC-173H	HI	39533	MALO	SAC-81	HS	68.5	MALO	SAC-174D	BT	0.285	BUENO	SAC-42	HI	0.189	REGULAR				
SAC-81	HS	33036	MALO	SAC-21	T	-	-	SAC-171H	TS	0.281	BUENO	SAC-131	TI	0.189	REGULAR				
SAC-89	TI	30731	MALO	SAC-22	TI	-	-	SAC-148 ST 1	UI	0.28	BUENO	SAC-28	HS	0.186	REGULAR				
SAC-217D	HI	15405	MALO	SAC-24	TI	-	-	SAC-34	US	0.279	BUENO	SAC-54 ST1	BT	0.185	REGULAR				
SAC-46	HS	1977	MALO	SAC-27	BT	-	-	SAC-34	HI	0.278	BUENO	SAC-195D	US	0.184	REGULAR				
SAC-21	T	0	MALO	SAC-27	TI	-	-	SAC-94	HI	0.278	BUENO	SAC-143	US	0.182	REGULAR				
SAC-22	TI	0	MALO	SAC-33	BT	-	-	SAC-138	US	0.278	BUENO	SAC-95	TI	0.179	REGULAR				
SAC-24	TI	0	MALO	SAC-33	HS	-	-	SAC-221H	UI	0.278	BUENO	SAC-201D	BT	0.179	REGULAR				
SAC-27	BT	0	MALO	SAC-33	HI	-	-	SAC-24	US	0.277	BUENO	SAC-125	HI	0.178	REGULAR				
SAC-27	TI	0	MALO	SAC-35	UI	-	-	SAC-35	US	0.277	BUENO	SAC-174D	UI	0.176	REGULAR				
SAC-33	BT	0	MALO	SAC-35	TI	-	-	SAC-35	UI	0.274	BUENO	SAC-16	UI	0.174	REGULAR				
SAC-33	HS	0	MALO	SAC-45	HS	-	-	SAC-46	US	0.273	BUENO	SAC-42	TS	0.173	REGULAR				
SAC-33	HI	0	MALO	SAC-46	UI	-	-	SAC-133	US	0.273	BUENO	SAC-11	TI	0.172	REGULAR				
SAC-35	UI	0	MALO	SAC-47	TI	-	-	SAC-49	HI	0.272	BUENO	SAC-27	US	0.171	REGULAR				
SAC-35	TI	0	MALO	SAC-49	UI	-	-	SAC-60	US	0.272	BUENO	SAC-47	HI	0.17	REGULAR				
SAC-45	HS	0	MALO	SAC-49	TI	-	-	SAC-24	UI	0.27	BUENO	SAC-89	UI	0.169	REGULAR				
SAC-46	UI	0	MALO	SAC-60	U	-	-	SAC-42	US	0.269	BUENO	SAC-156	HS	0.168	REGULAR				
SAC-47	TI	0	MALO	SAC-60	TI	-	-	SAC-22	TI	0.266	BUENO	SAC-35	TI	0.167	REGULAR				
SAC-49	UI	0	MALO	SAC-81	BT	-	-	SAC-196D	HS	0.266	BUENO	SAC-71	TS	0.167	REGULAR				
SAC-49	TI	0	MALO	SAC-85	HI	-	-	SAC-54 ST1	UI	0.263	BUENO	SAC-143	BT	0.167	REGULAR				
SAC-60	U	0	MALO	SAC-95	TI	-	-	SAC-73	TI	0.263	BUENO	SAC-171H	US	0.166	REGULAR				
SAC-60	TI	0	MALO	SAC-97	BT	-	-	SAC-125	TI	0.263	BUENO	SAC-173H	US	0.165	REGULAR				
SAC-81	BT	0	MALO	SAC-97	UI	-	-	SAC-143	TI	0.263	BUENO	SAC-201D	US	0.164	REGULAR				

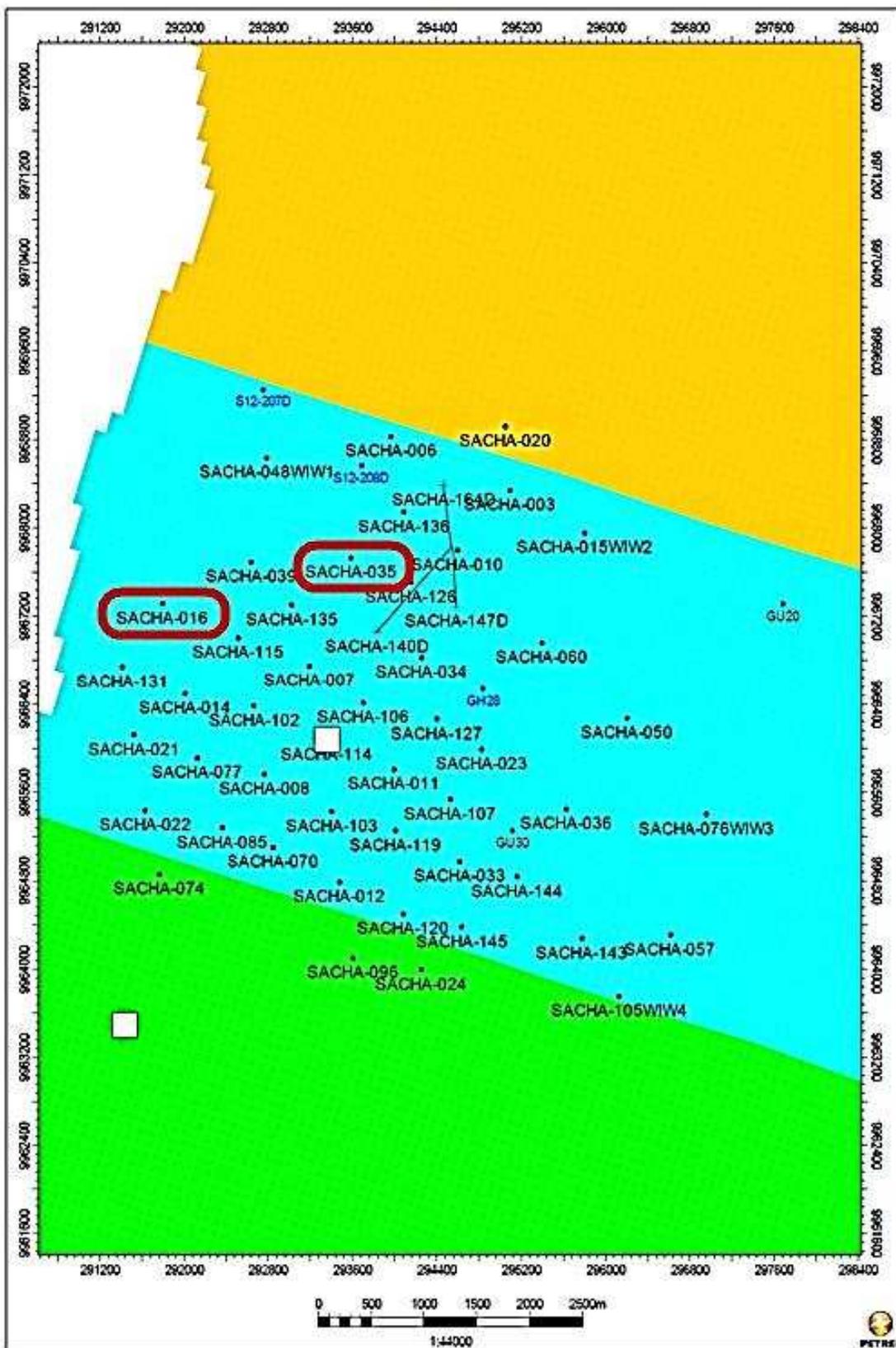
ANEXO 2.3.4. Tabla de selección de los pozos candidatos a reacondicionamiento según reservas remanentes, porcentaje de declinación, y saturación de petróleo residual.

RESERVAS REMANENTES (Bis)				PORCENTAJE DE DECLINACIÓN				SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL											
POZO	ARENA	RESERVAS REMANENTES	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	% DE DECLINACIÓN	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sor	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sor	CALIFICATIVO	POZO	ARENA	Sor	CALIFICATIVO
SAC-85	HI	0	MALO	SAC-97	TI	-	-	SAC-73	UI	0.262	BUENO	SAC-28	US	0.163	REGULAR				
SAC-95	TI	0	MALO	SAC-120	UI	-	-	SAC-82	HI	0.262	BUENO	SAC-94	BT	0.161	REGULAR				
SAC-97	BT	0	MALO	SAC-125	UI	-	-	SAC-14	TI	0.261	BUENO	SAC-156	US	0.161	REGULAR				
SAC-97	UI	0	MALO	SAC-129	-	-	-	SAC-14	US	0.261	BUENO	SAC-173H	UI	0.16	REGULAR				
SAC-97	TI	0	MALO	SAC-131	HS	-	-	SAC-201D	TS	0.261	BUENO	SAC-196D	US	0.16	REGULAR				
SAC-120	UI	0	MALO	SAC-138	HS	-	-	SAC-21	BT	0.259	BUENO	SAC-82	HS	0.159	REGULAR				
SAC-125	UI	0	MALO	SAC-143	UI	-	-	SAC-27	TI	0.259	BUENO	SAC-196D	UI	0.159	REGULAR				
SAC-131	HS	0	MALO	SAC-148ST-1	UI	-	-	SAC-27	HS	0.258	BUENO	SAC-94	HS	0.156	REGULAR				
SAC-138	HS	0	MALO	SAC-148ST-1	H	-	-	SAC-16	US	0.257	BUENO	SAC-45	HS	0.155	REGULAR				
SAC-143	UI	0	MALO	SAC-173H	UI	-	-	SAC-217D	TS	0.257	BUENO	SAC-24	TI	0.153	REGULAR				
SAC-148ST-1	UI	0	MALO	SAC-174D	U	-	-	SAC-PROF	BT	0.253	BUENO	SAC-120	TS	0.153	REGULAR				
SAC-148ST-1	H	0	MALO	SAC-196D	US	-	-	SAC-22	US	0.253	BUENO	SAC-148 ST 1	HS	0.152	REGULAR				
SAC-174D	U	0	MALO	SAC-201D	-	-	-	SAC-73	TS	0.252	BUENO	SAC-47	TI	0.151	REGULAR				
SAC-196D	US	0	MALO	SAC-221H	-	-	-	SAC-81	HI	0.252	BUENO	SAC-71	HI	0.149	REGULAR				

ANEXO 2.3.5. Tabla de selección de los pozos candidatos a reacondicionamiento según reservas remanentes, porcentaje de declinación, y saturación de petróleo residual.

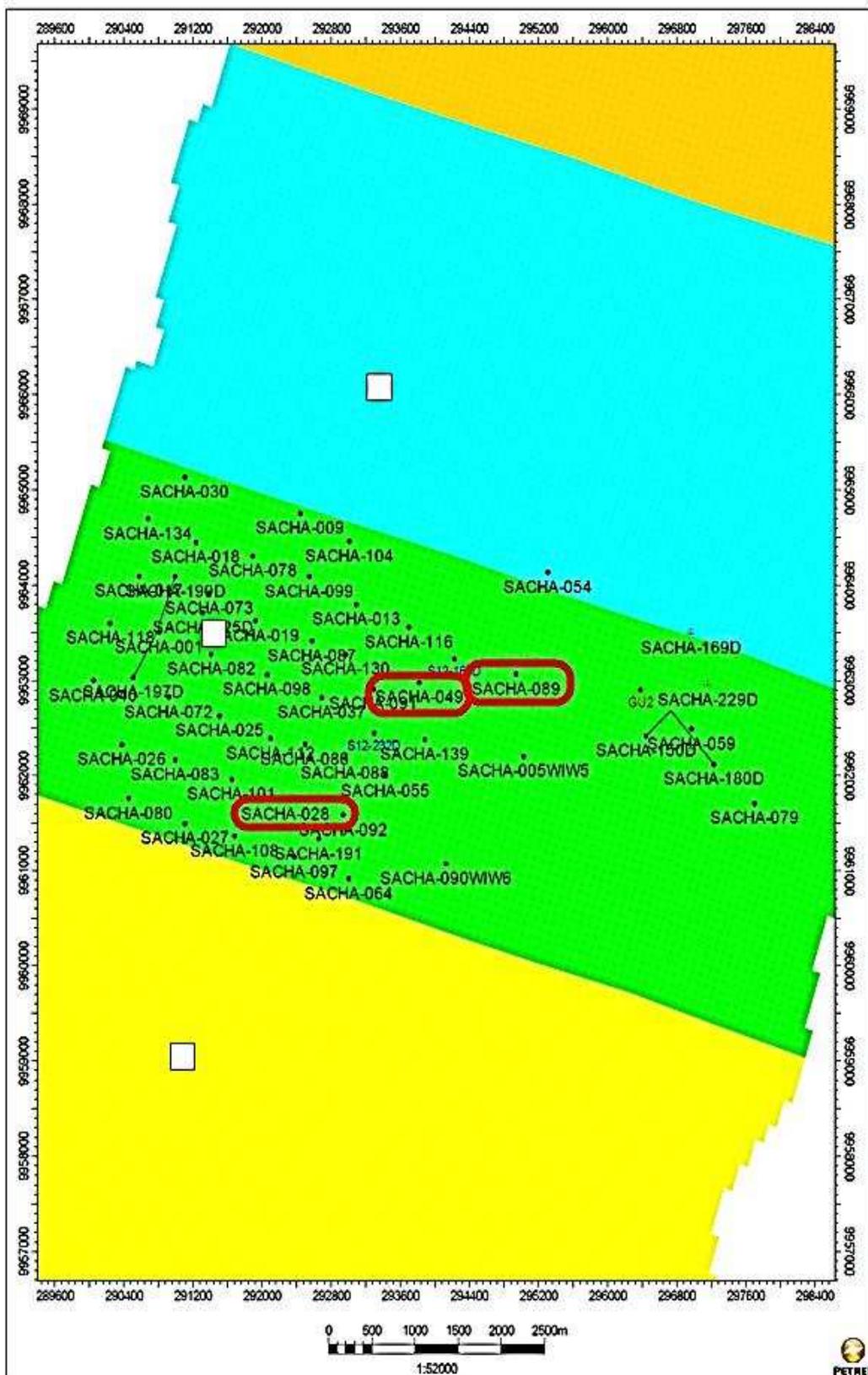
ANEXOS CAPÍTULO 4

ESTACIÓN SACHA NORTE 1



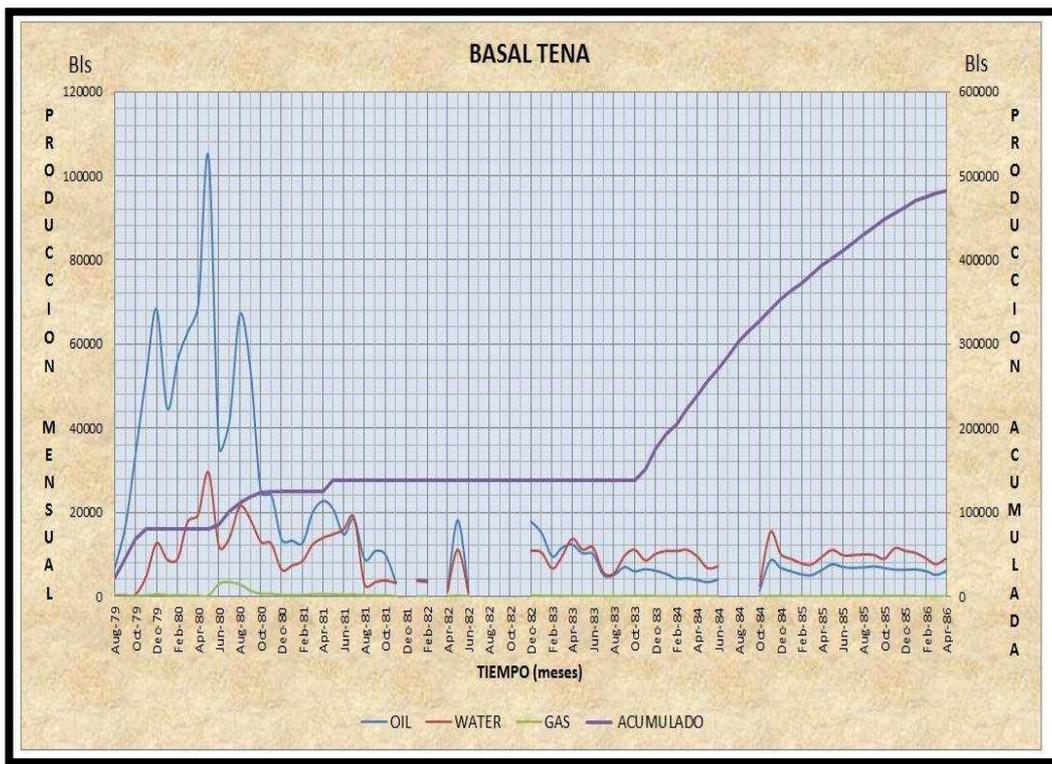
ANEXO 4.1.1. Estación Sacha Norte 1 y Ubicación de los pozos Sacha 16 y Sacha 35.

ESTACIÓN SACHA CENTRAL

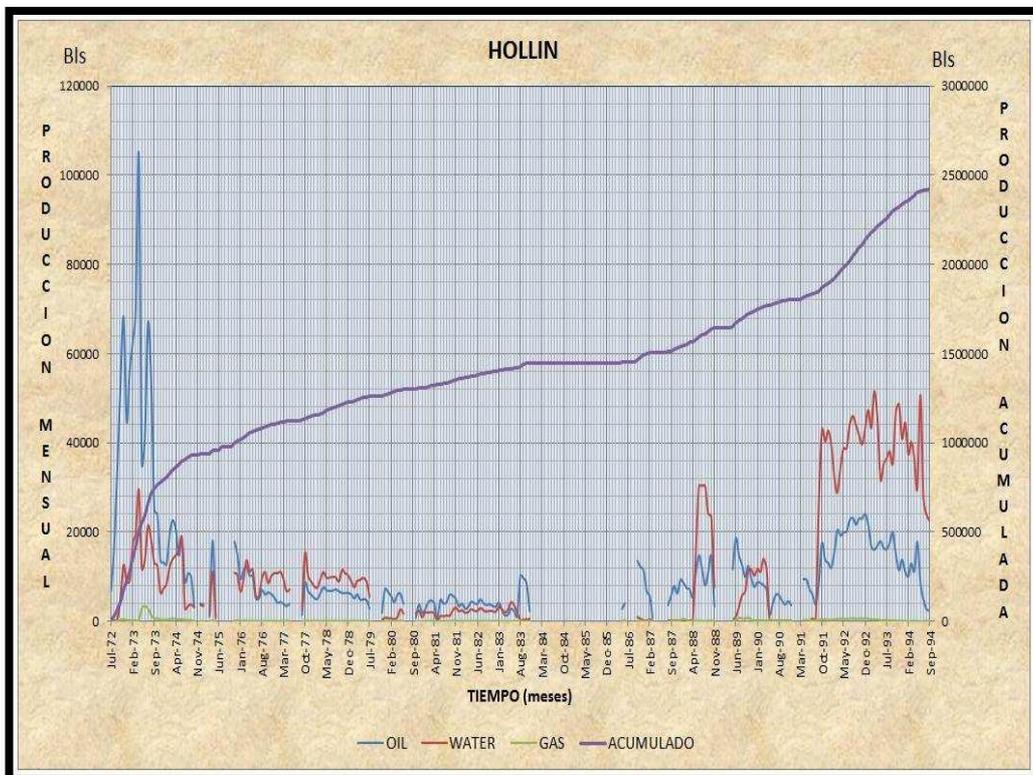


ANEXO 4.1.2. Estación Sacha Central y Ubicación de los pozos Sacha 28, Sacha 49 y Sacha 89.

GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN SACHA 16

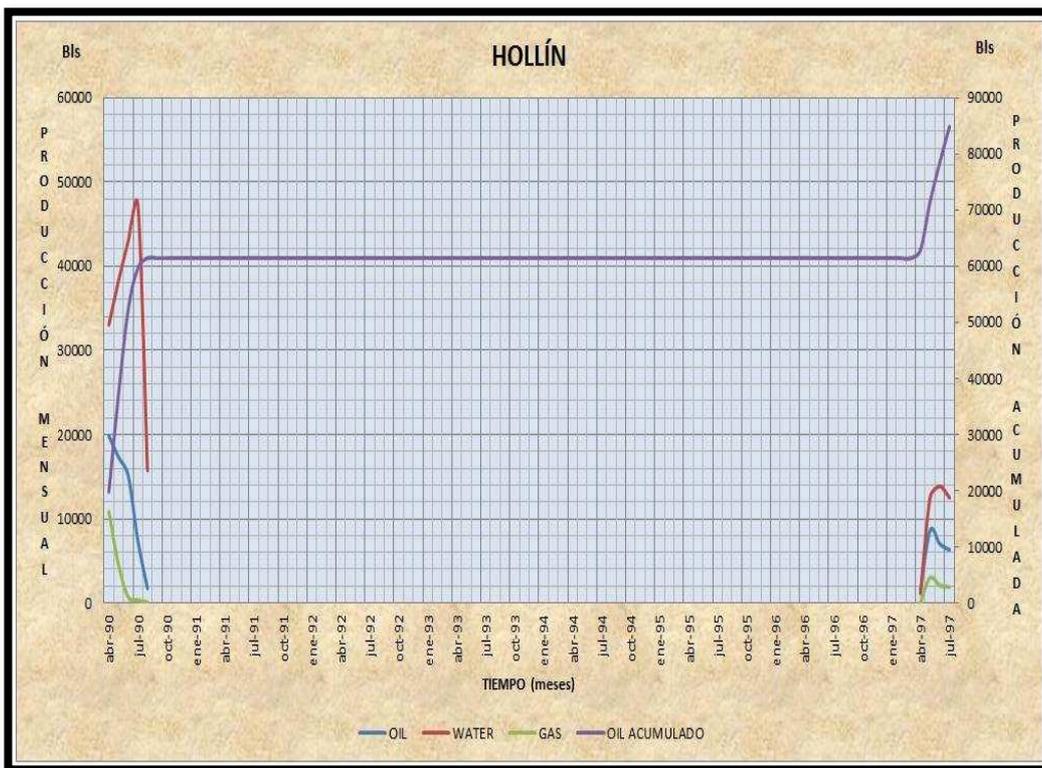


ANEXO 4.2.1. Producción Basal Tena - Sacha 16.

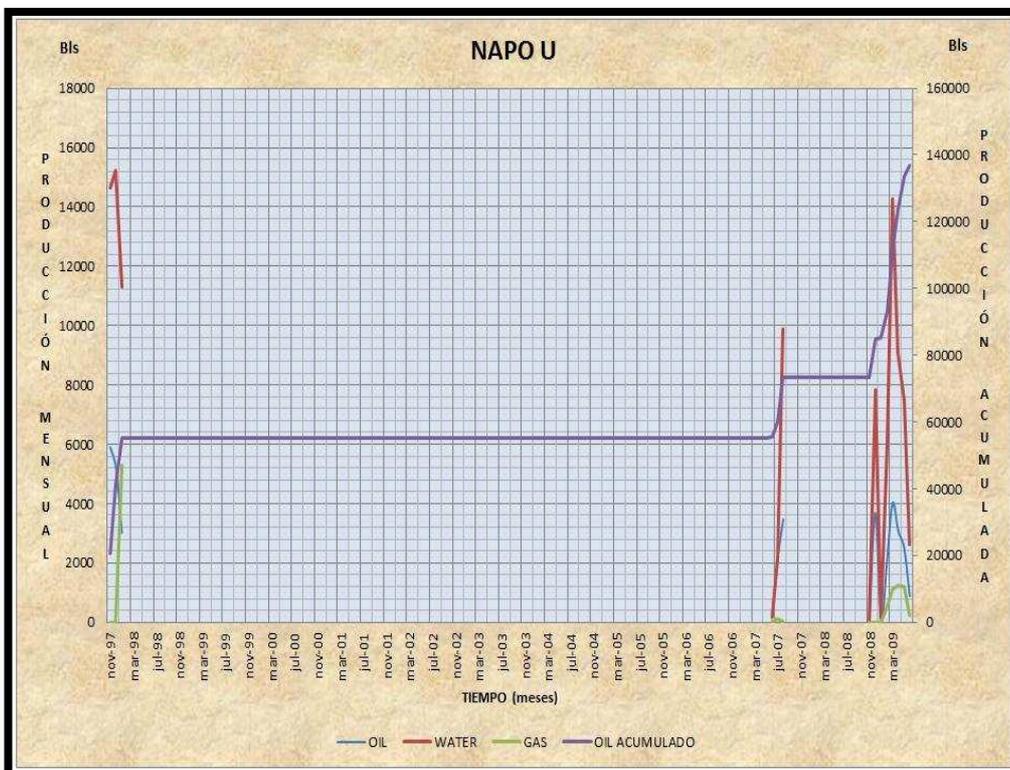


ANEXO 4.2.2. Producción Hollín - Sacha 16.

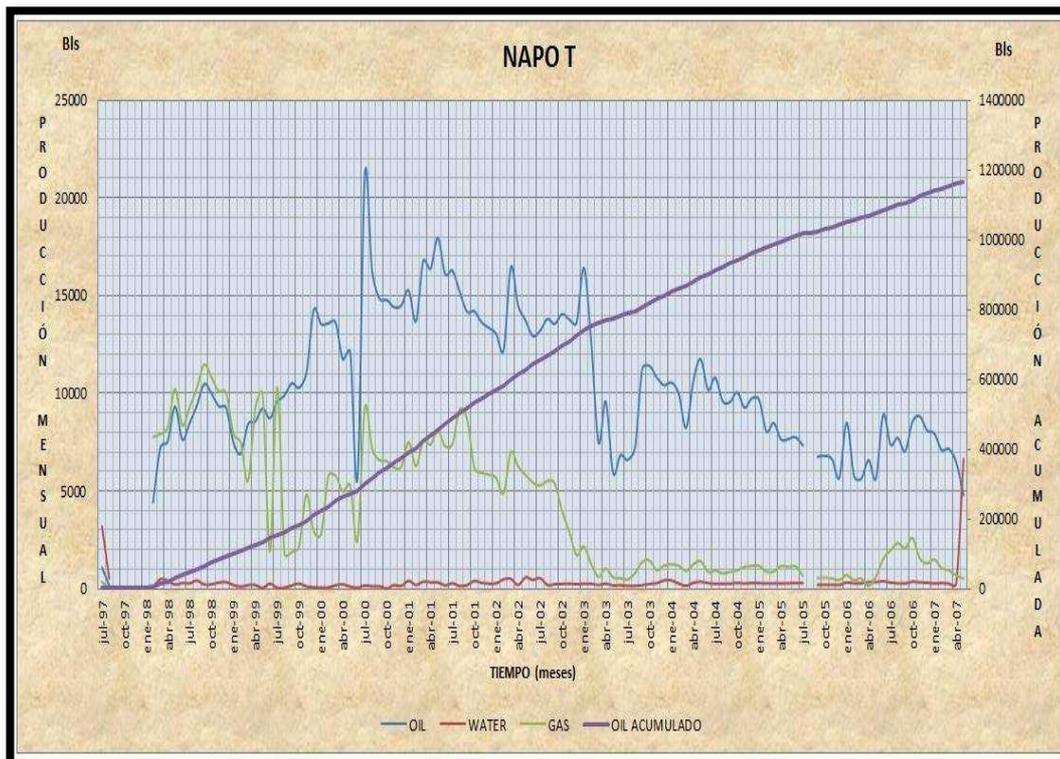
GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN SACHA 28



ANEXO 4.3.1. Producción Hollín - Sacha 28.

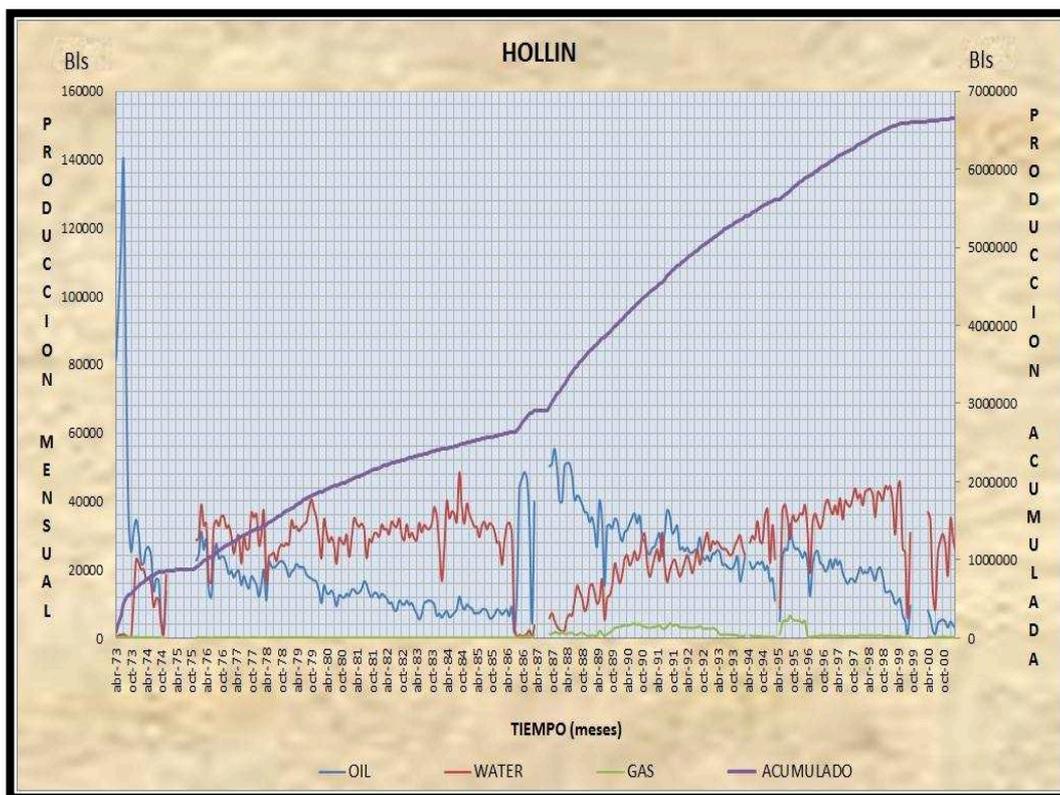


ANEXO 4.3.2. Producción Napo "U" - Sacha 28.



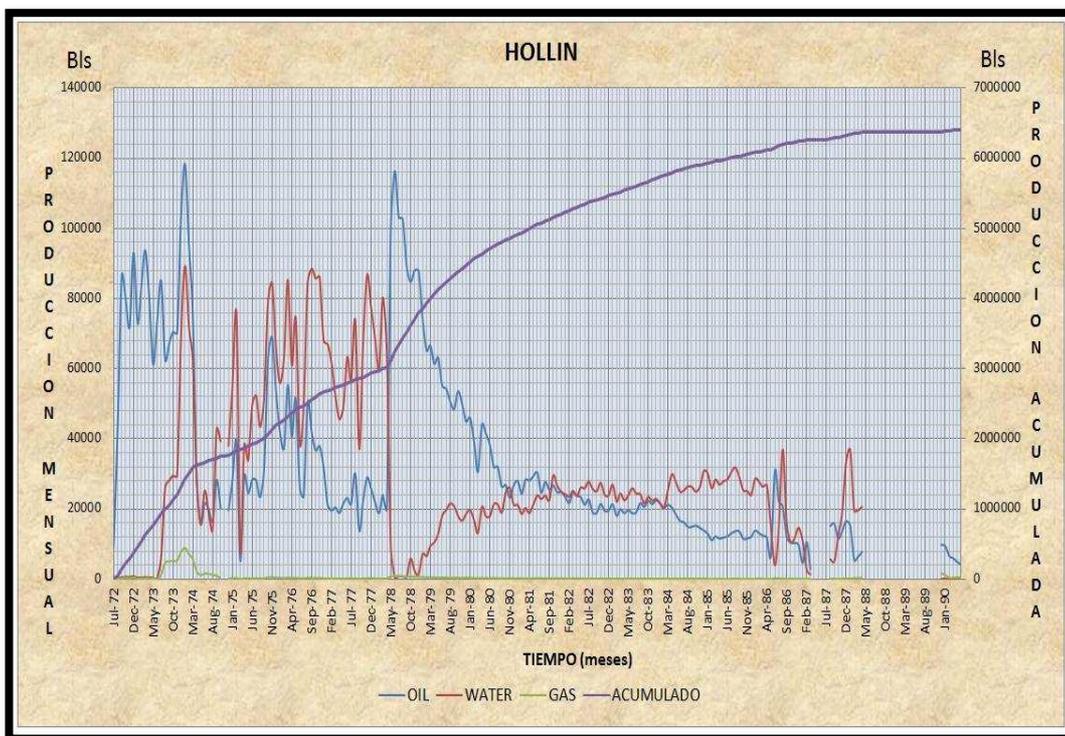
ANEXO 4.3.3. Producción de Napo "T" - Sacha 28.

GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN SACHA 35

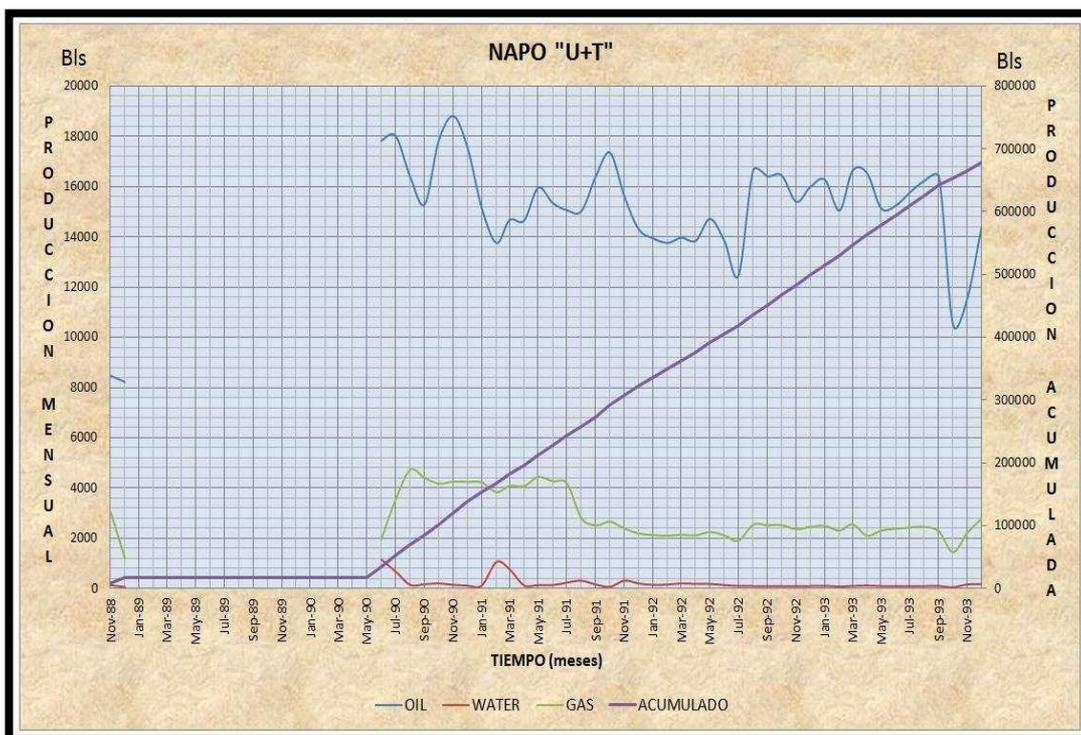


ANEXO 4.4.1. Producción de Hollín - Sacha 35.

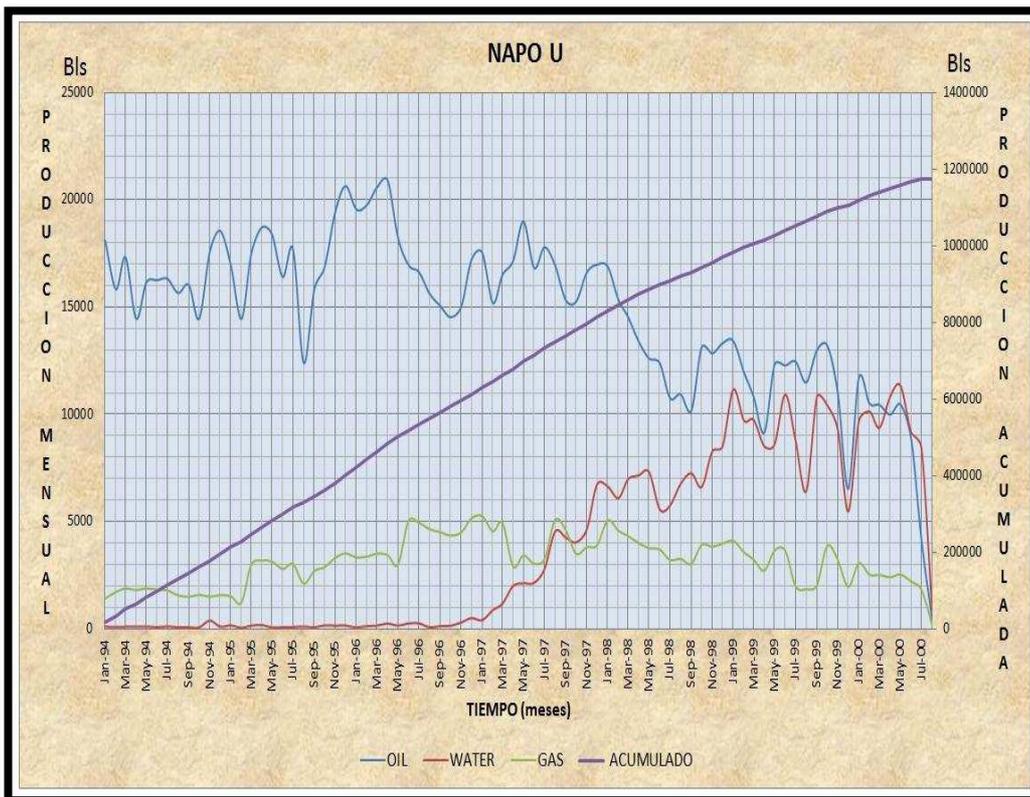
GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN SACHA 42



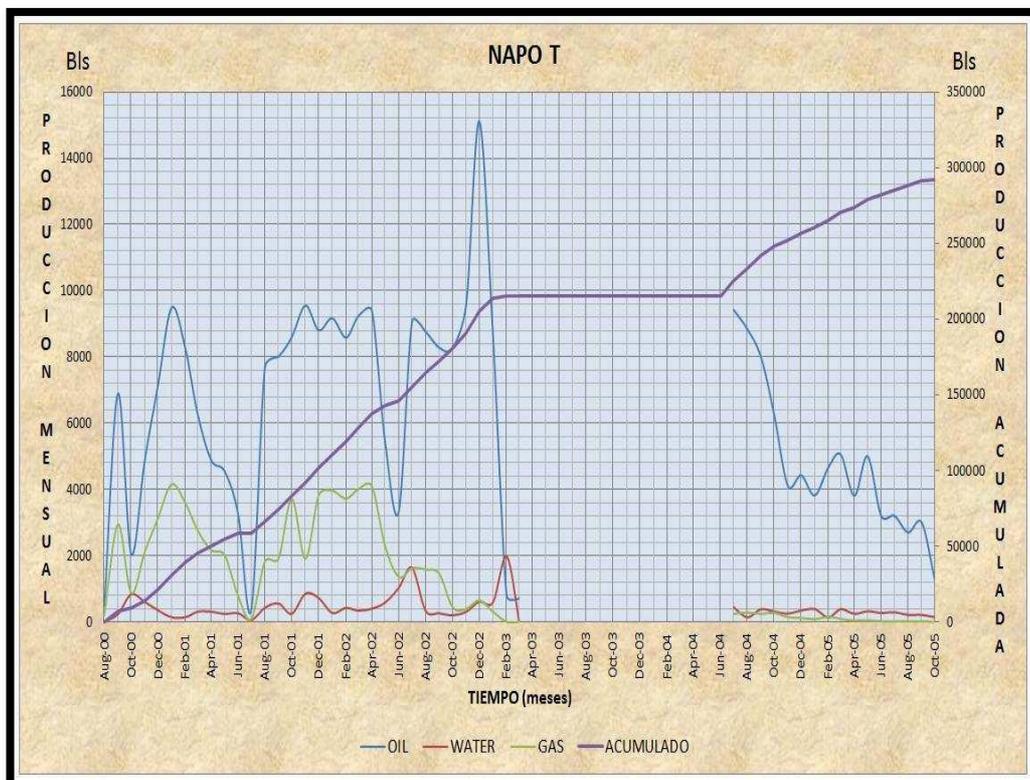
ANEXO 4.5.1. Producción de Hollín - Sacha 42.



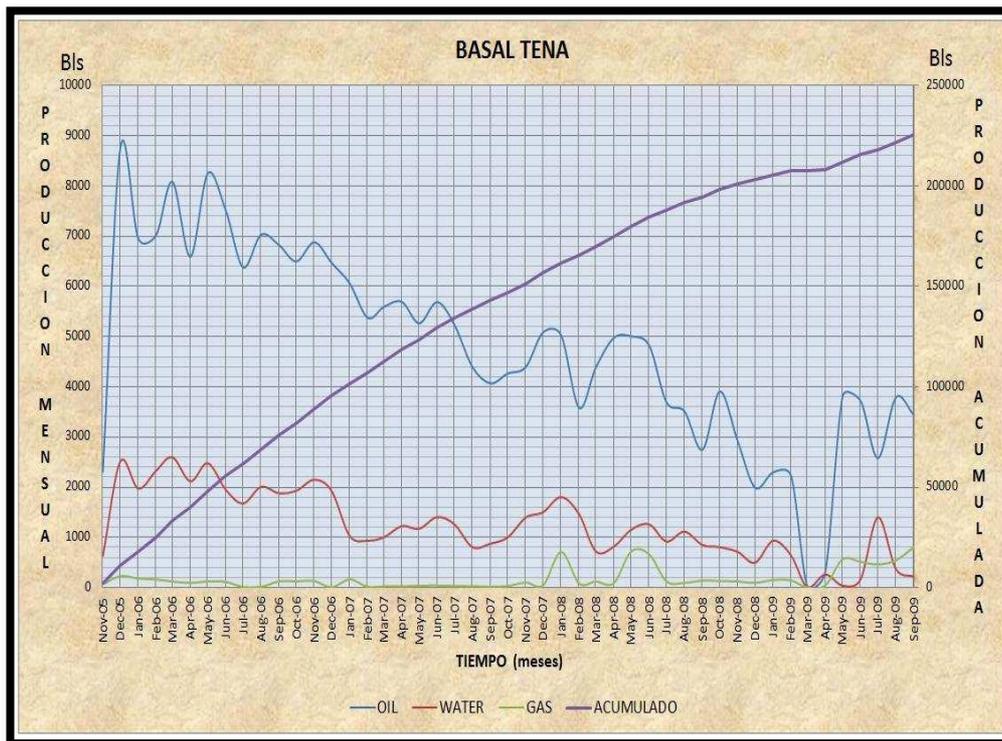
ANEXO 4.5.2. Producción de Napo "U+T"- Sacha 42.



ANEXO 4.5.3. Producción de Napo "U" - Sacha 42.

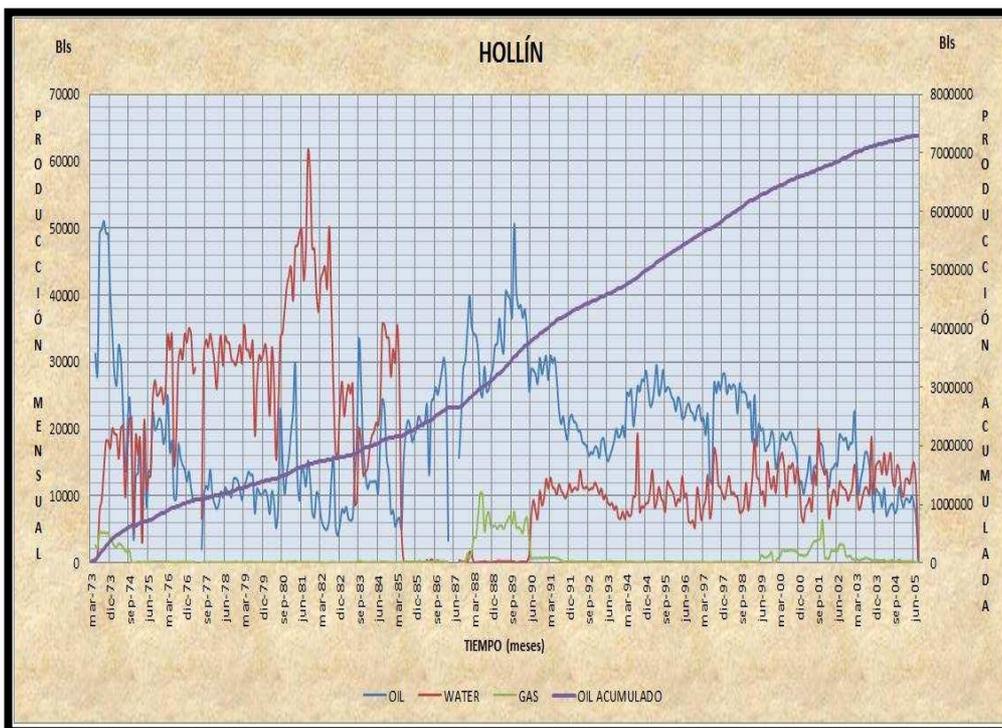


ANEXO 4.5.4. Producción de Napo "T"- Sacha 42.



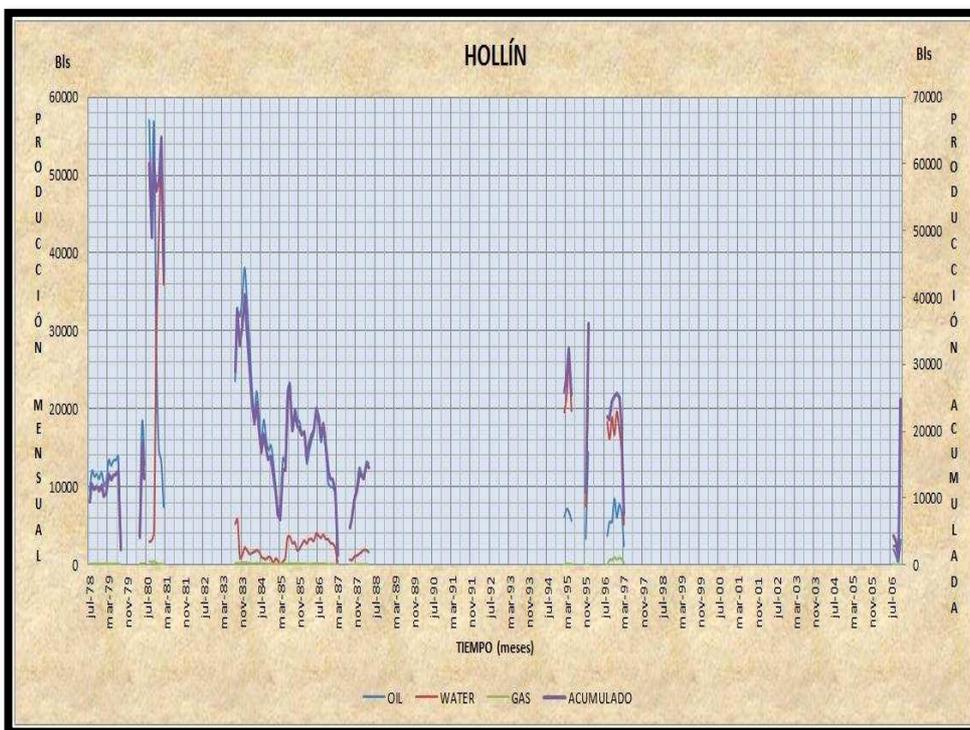
ANEXO 4.5.5. Producción de Basal Tena - Sacha 42.

GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN SACHA 49

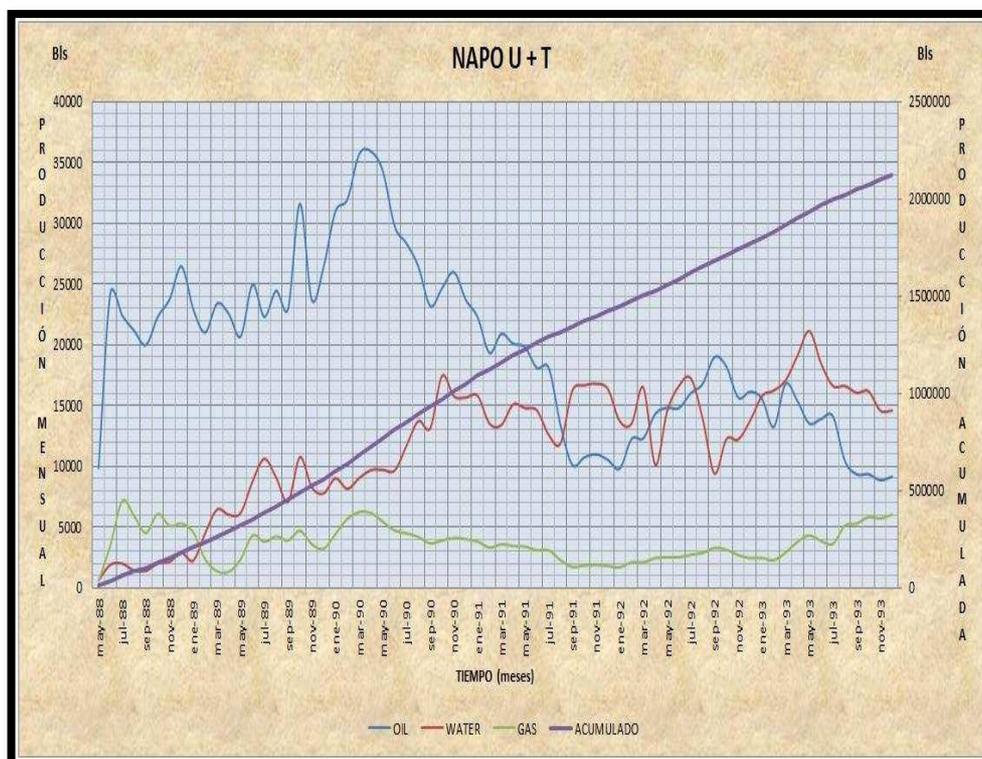


ANEXO 4.6.1. Producción de Hollín - Sacha 49.

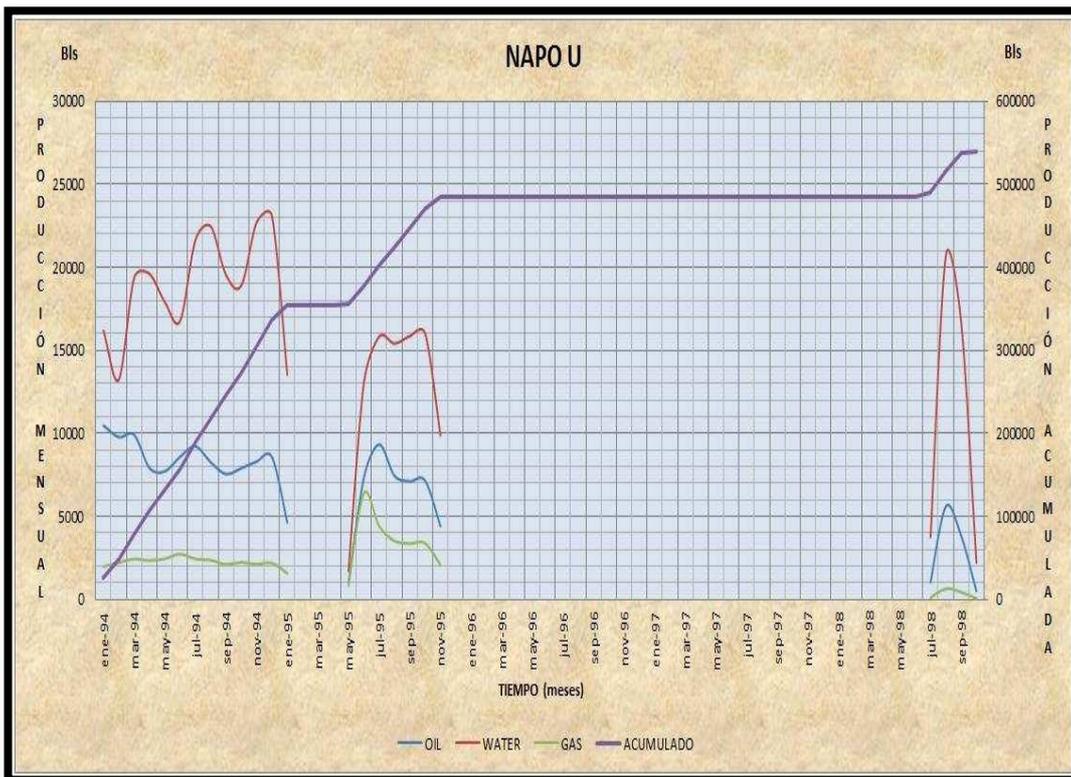
GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN SACHA 89



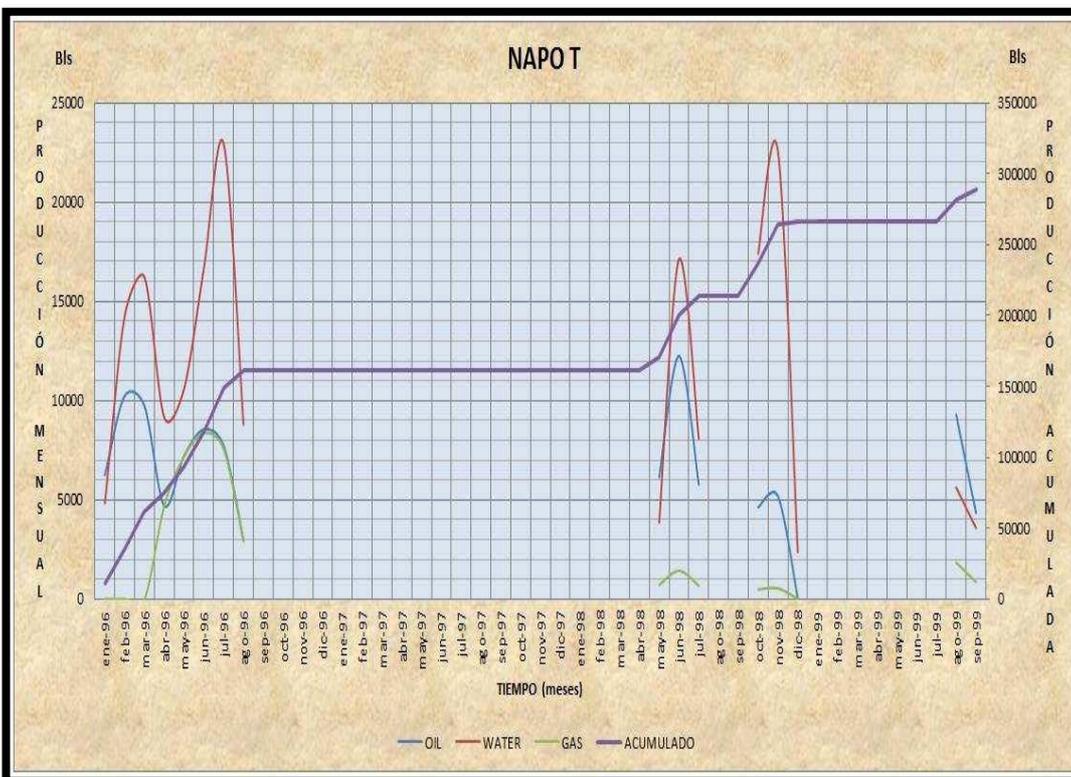
ANEXO 4.7.1. Producción de Hollín - Sacha 89.



ANEXO 4.7.2. Producción de Napo "U+T" - Sacha 89.

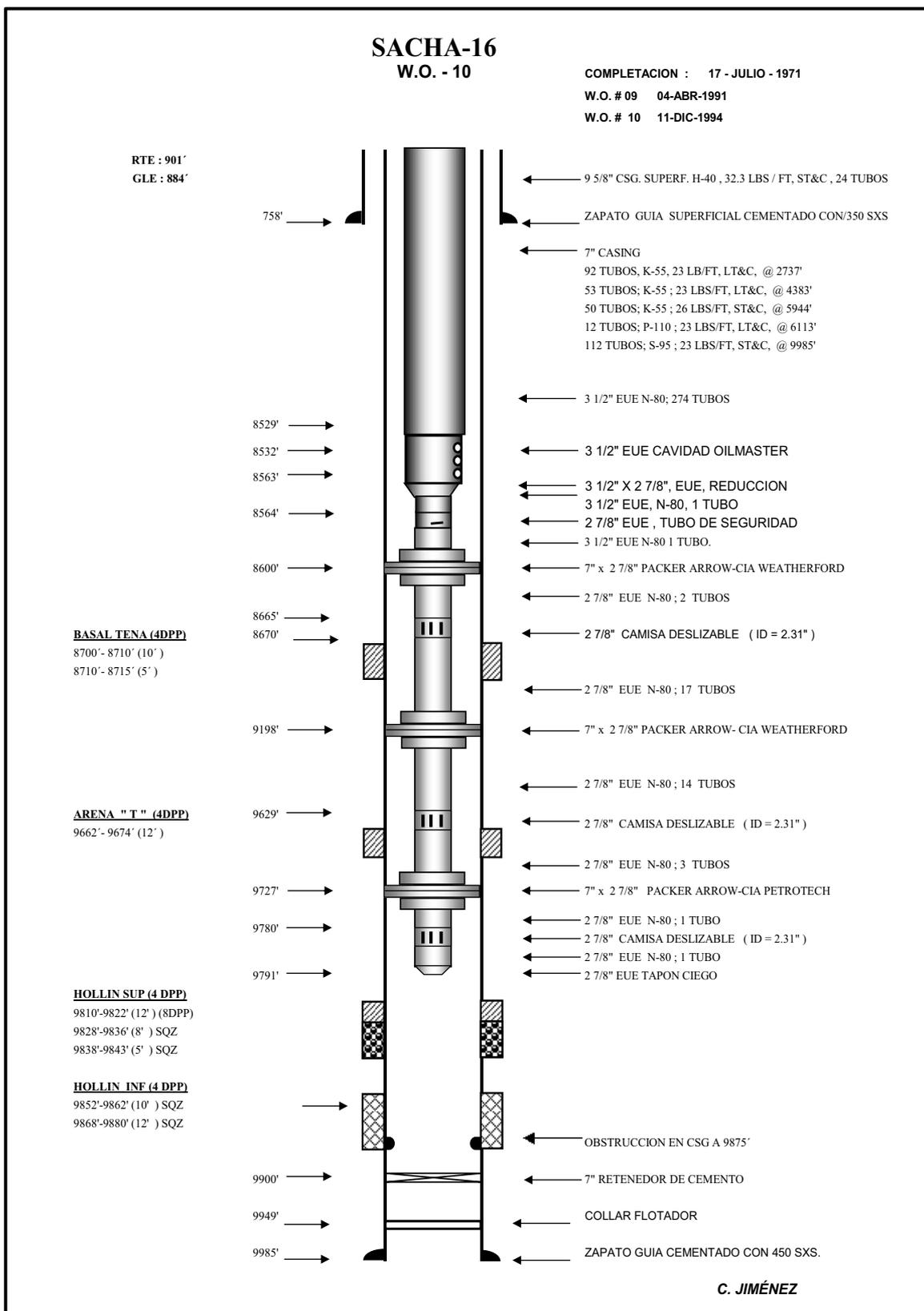


ANEXO 4.7.3. Producción de Napo “U” - Sacha 89.

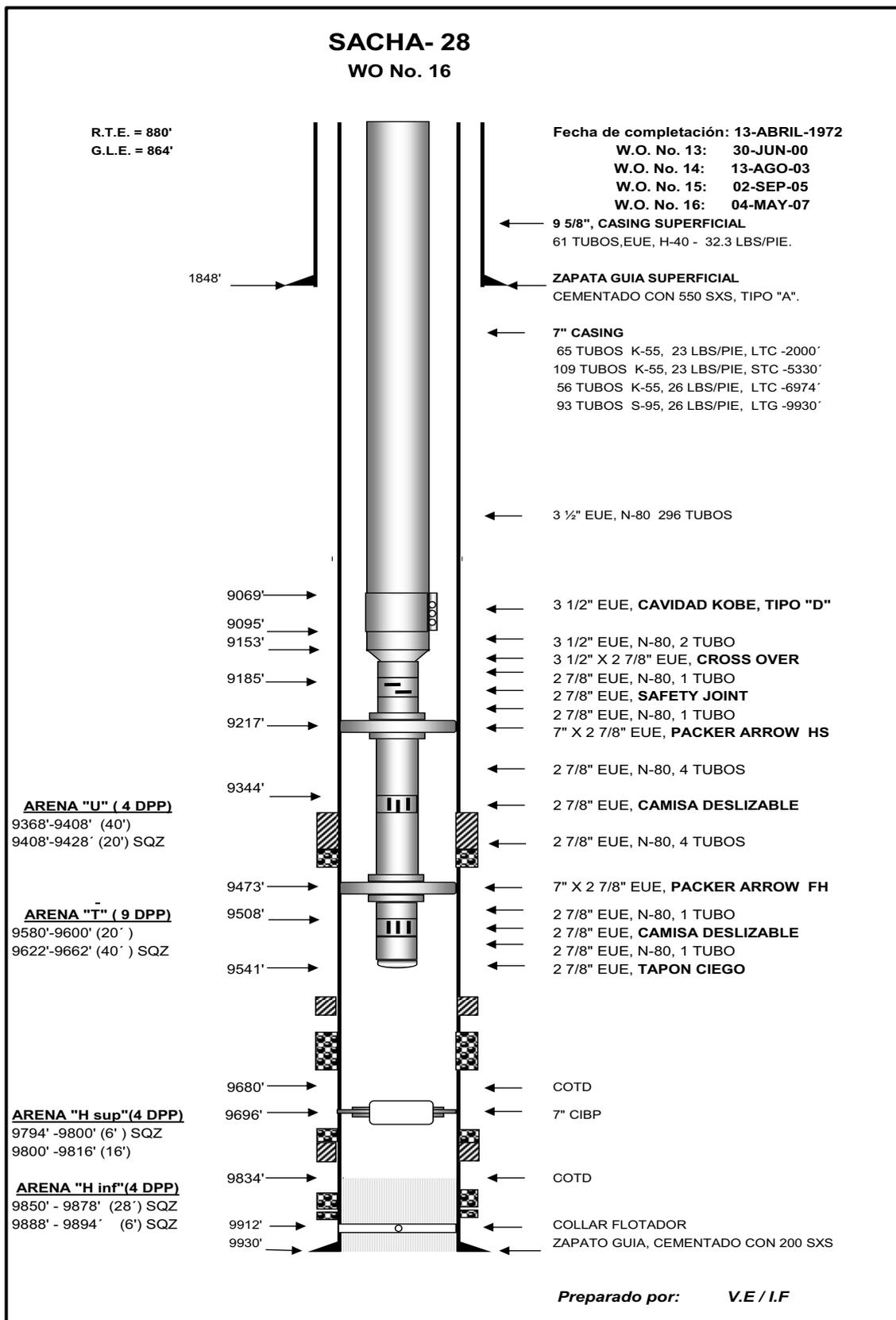


ANEXO 4.7.4. Producción de Napo “T” - Sacha 89.

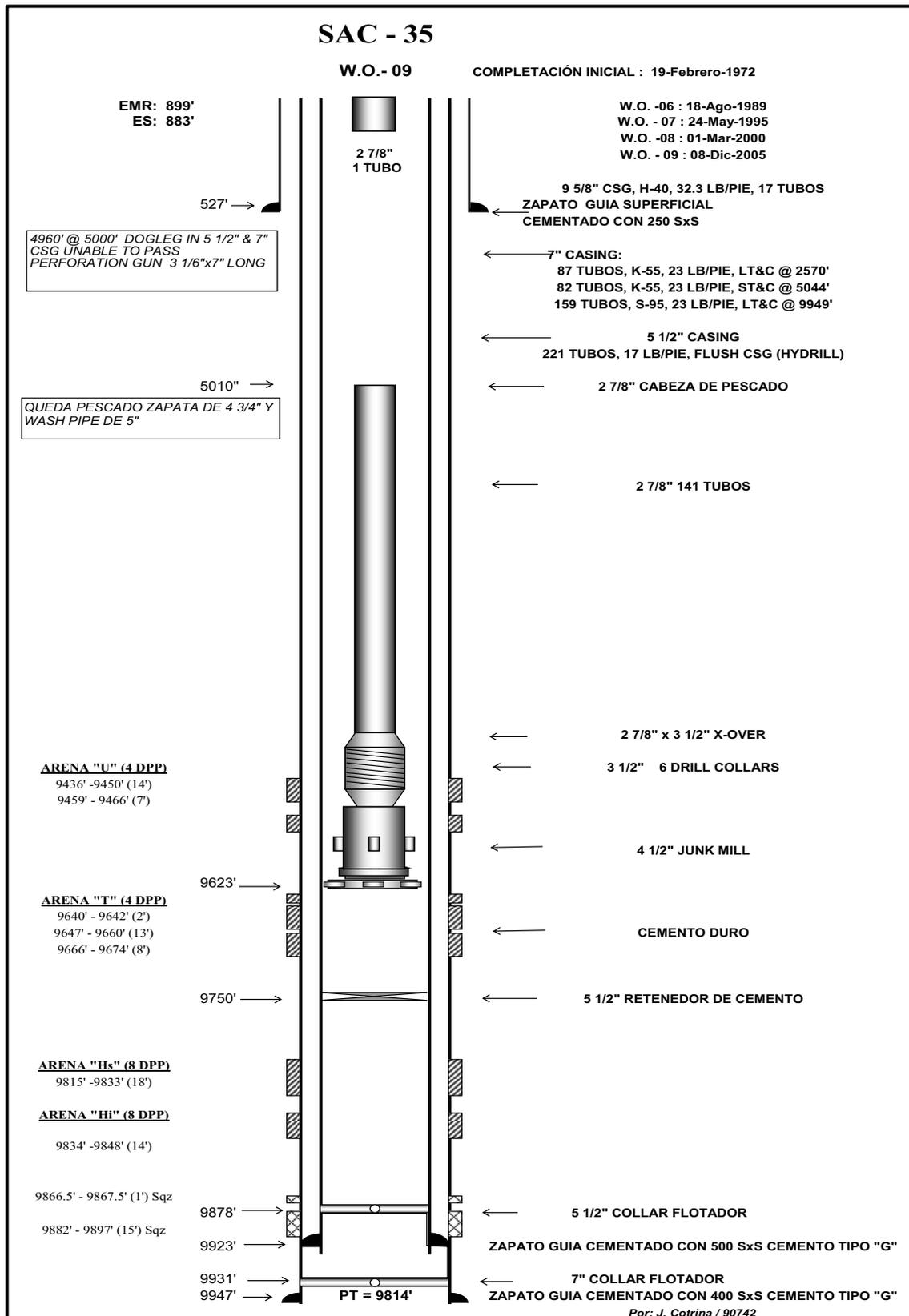
ESQUEMAS MECÁNICOS



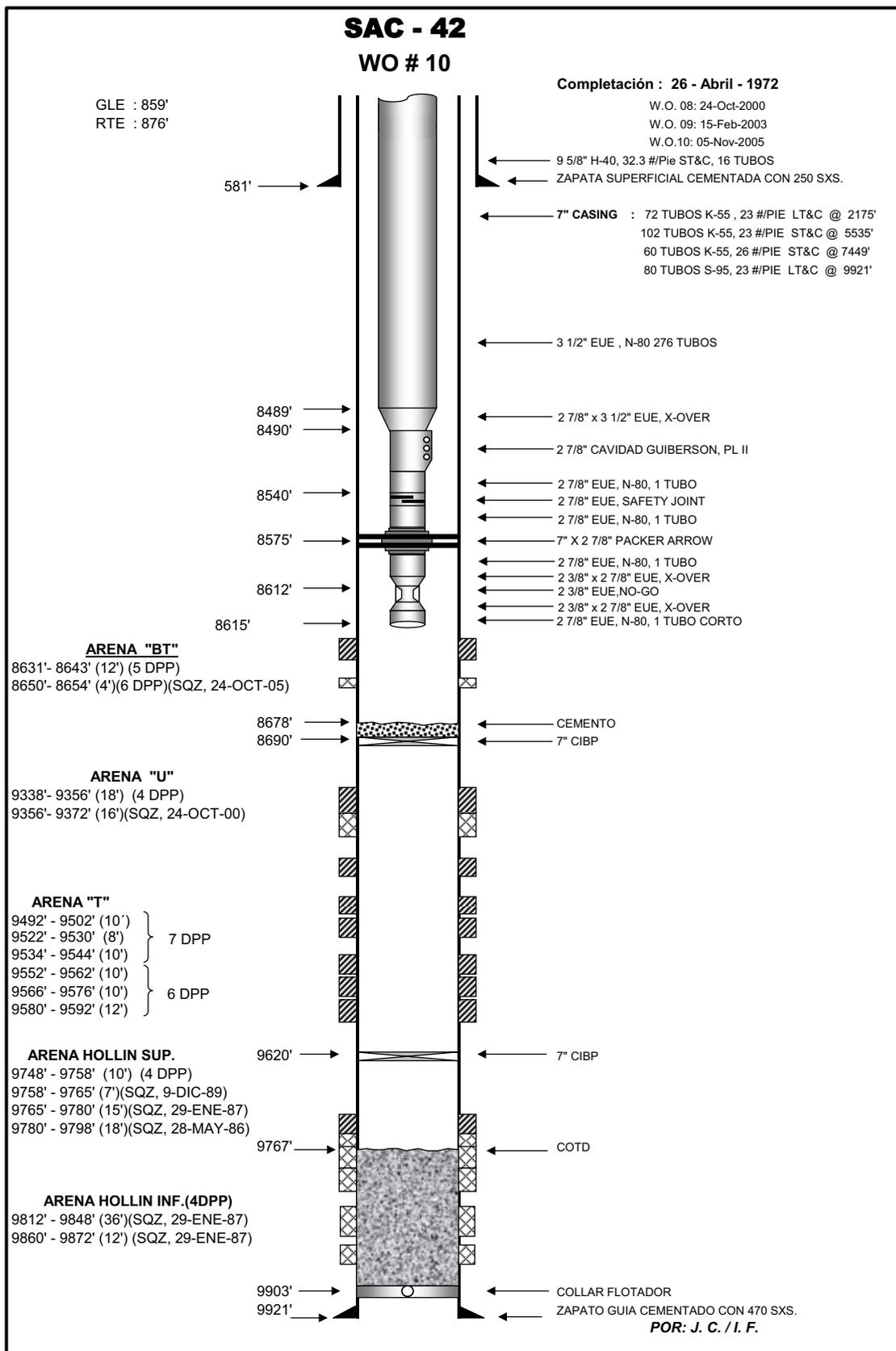
ANEXO 4.8.1. Esquema mecánico Pozo Sacha 16.



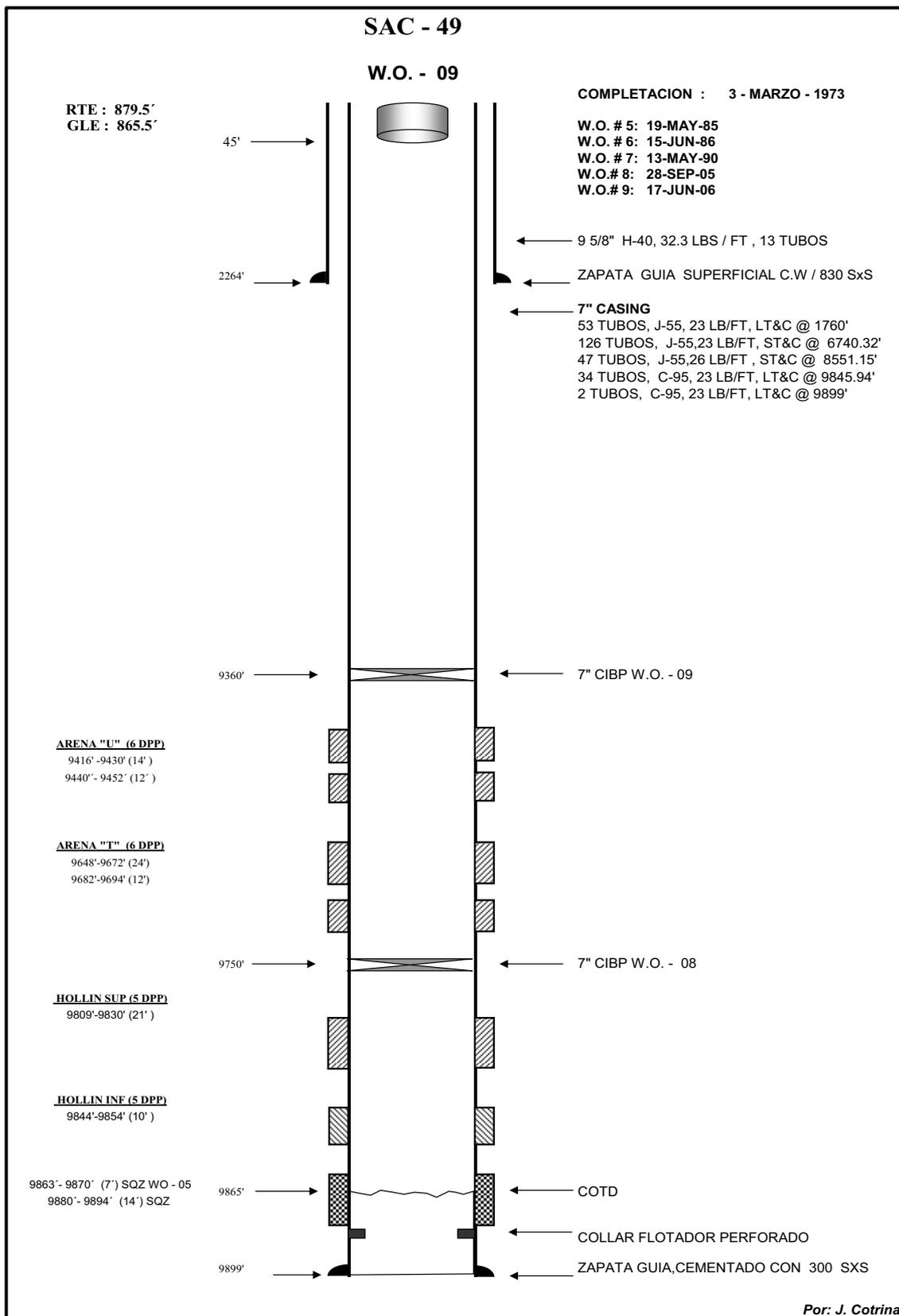
ANEXO 4.8.2. Esquema mecánico Pozo Sacha 28.



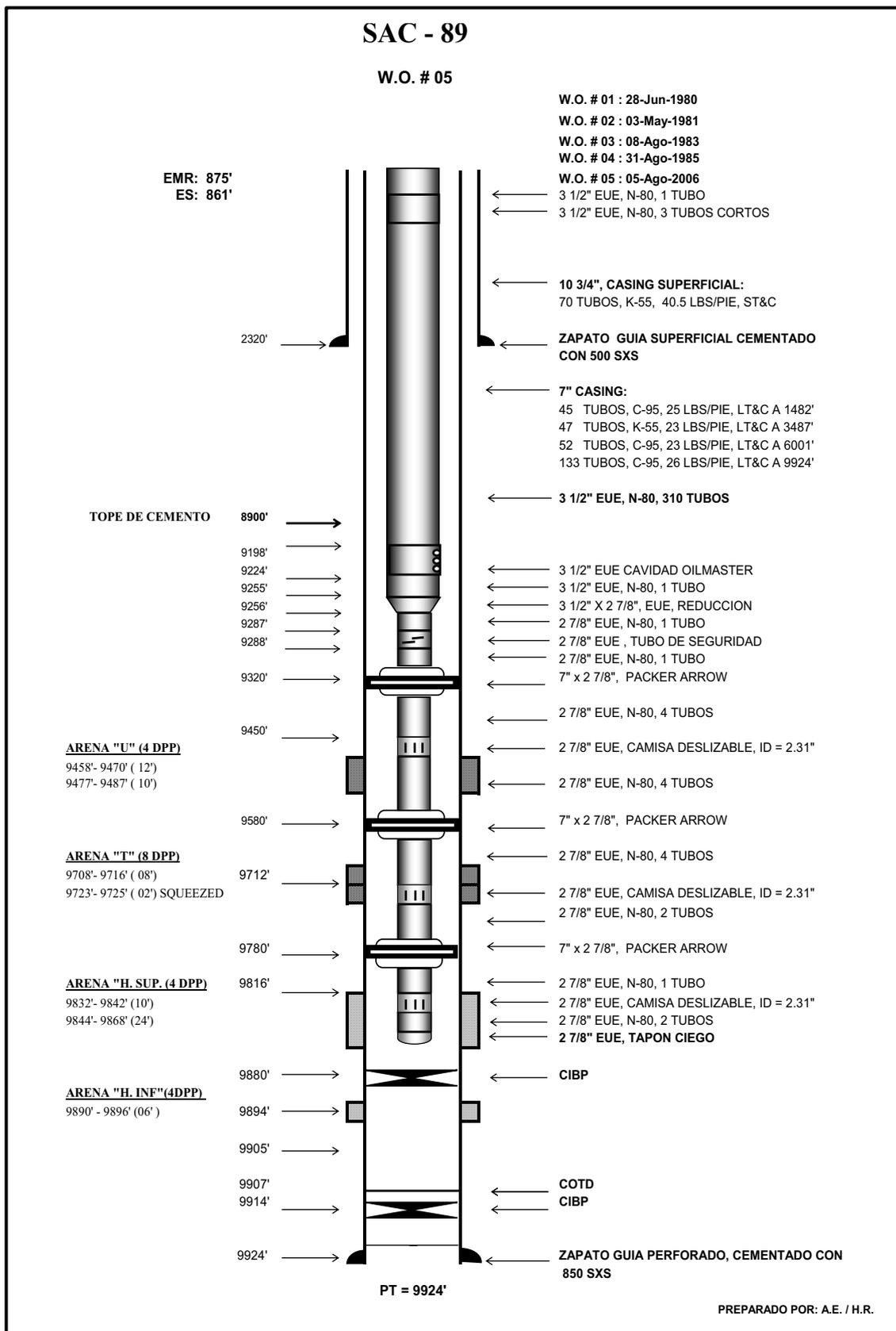
ANEXO 4.8.3. Esquema mecánico Pozo Sacha 35.



ANEXO 4.8.4. Esquema mecánico Pozo Sacha 42.

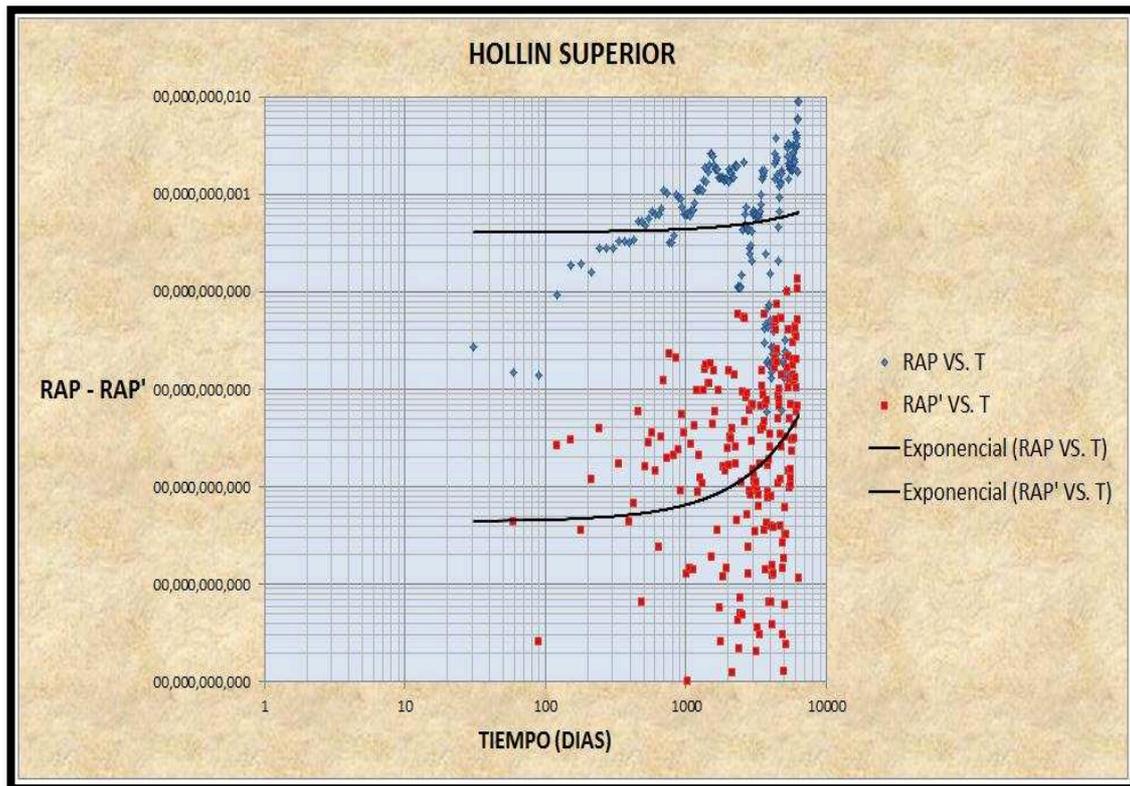


ANEXO 4.8.5. Esquema mecánico Pozo Sacha 49.

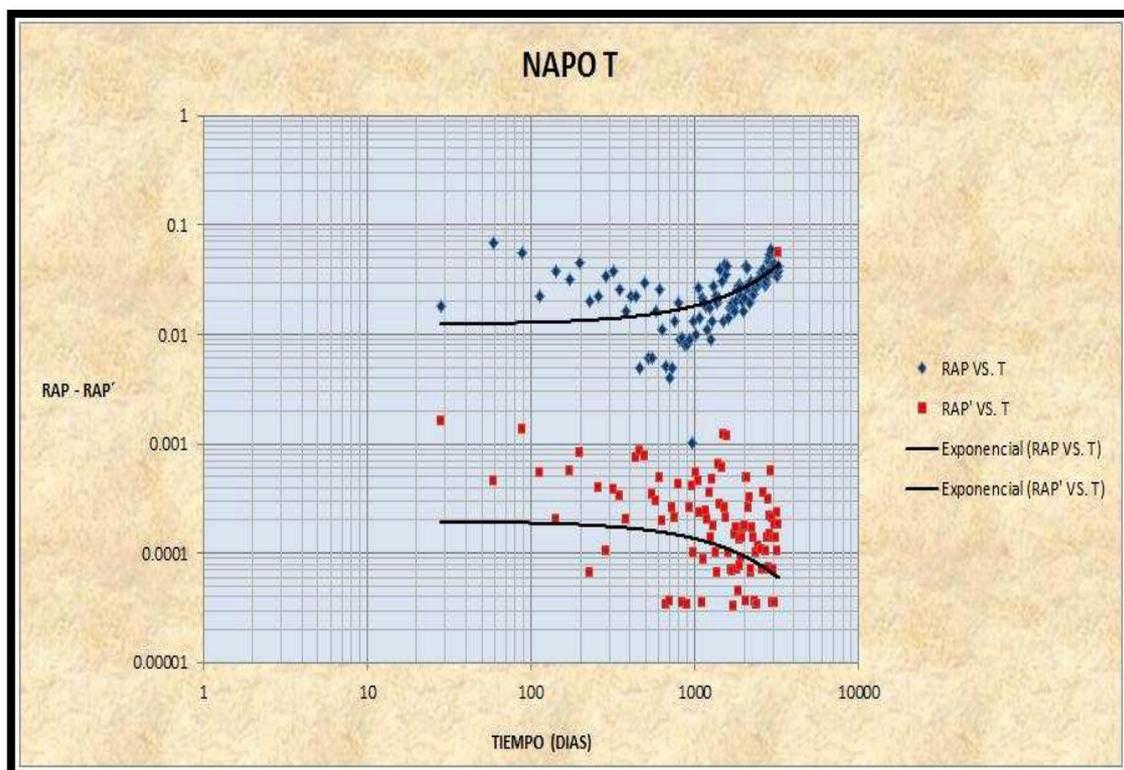


ANEXO 4.8.6. Esquema mecánico Pozo Sacha 89.

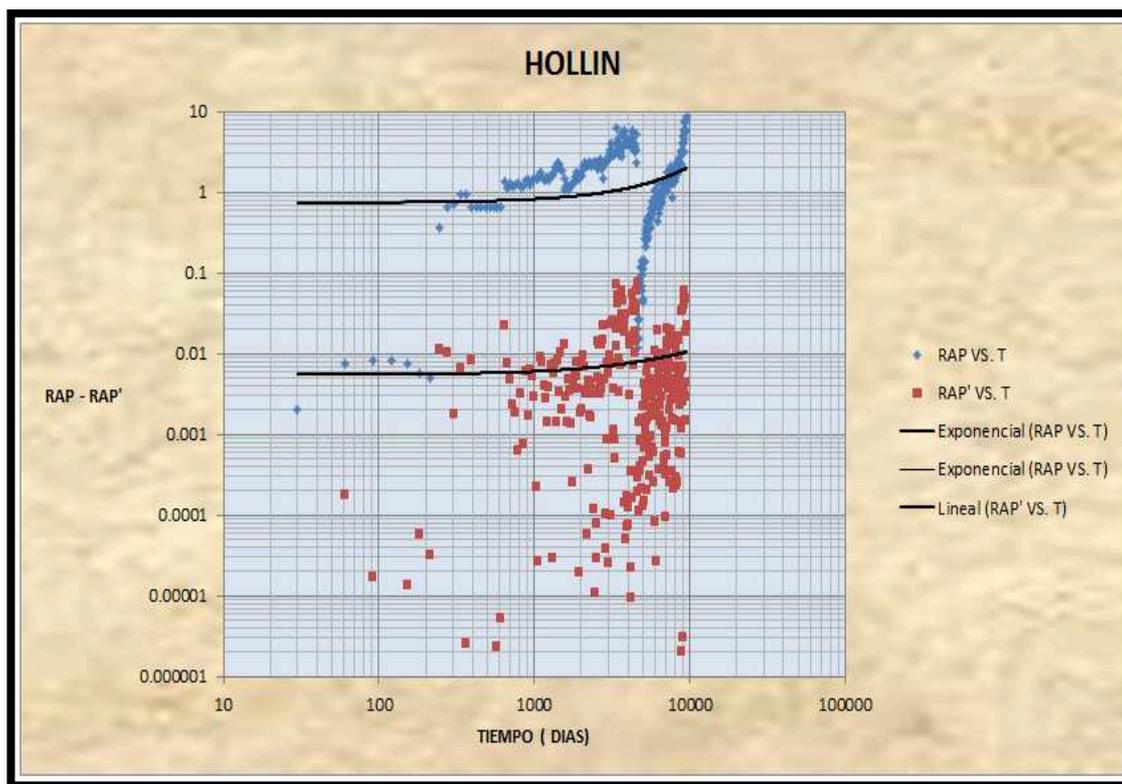
CURVAS DE DIAGNÓSTICO DE CHAN



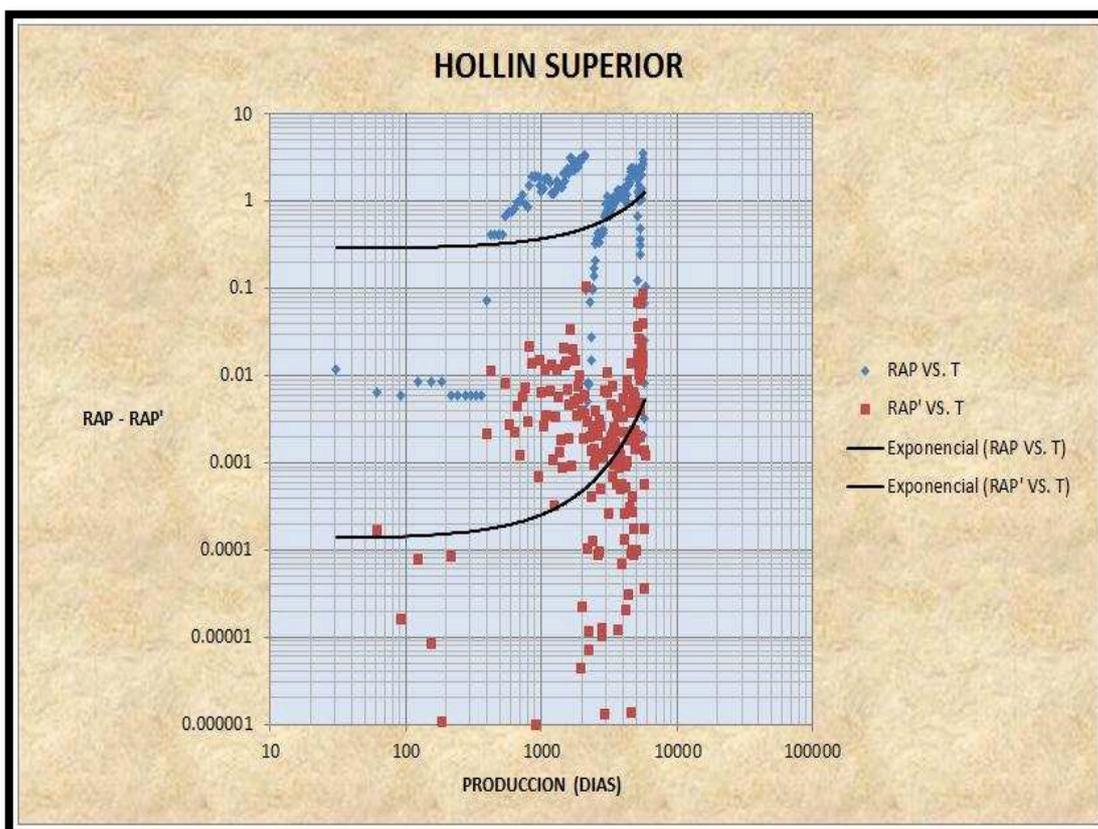
ANEXO 4.9.1. Curva de diagnóstico de Chan Pozo Sacha 16.



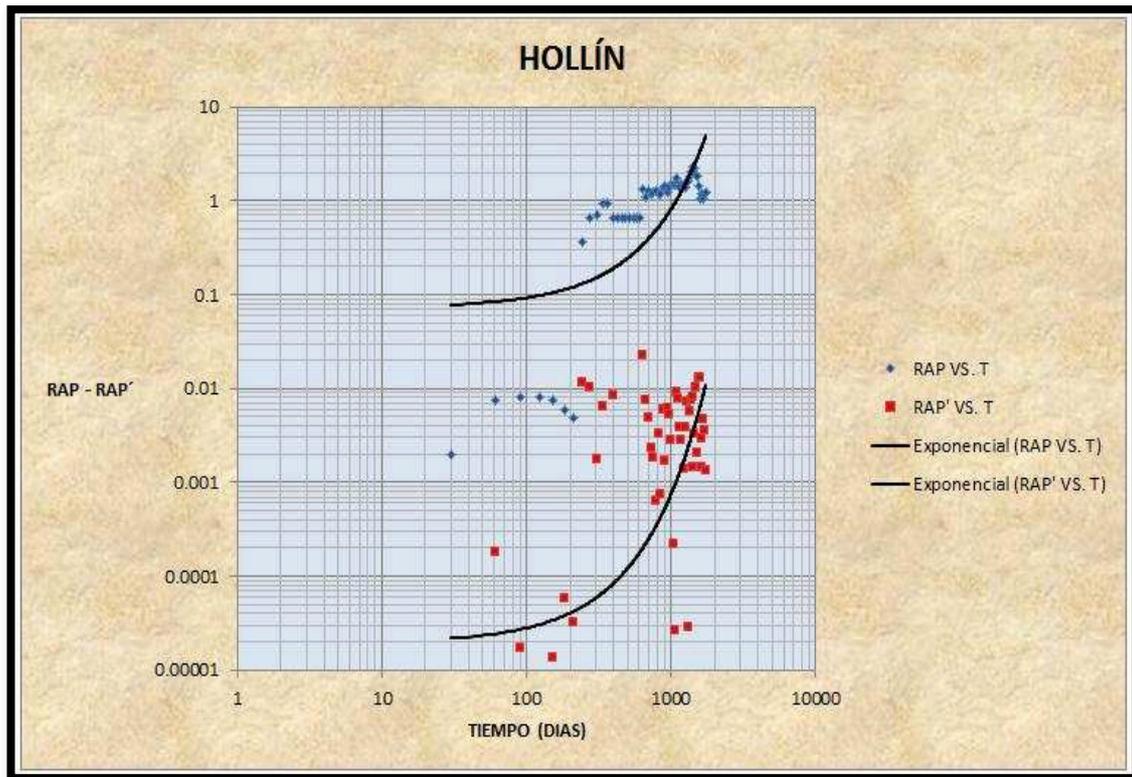
ANEXO 4.9.2. Curva de diagnóstico de Chan Pozo Sacha 28



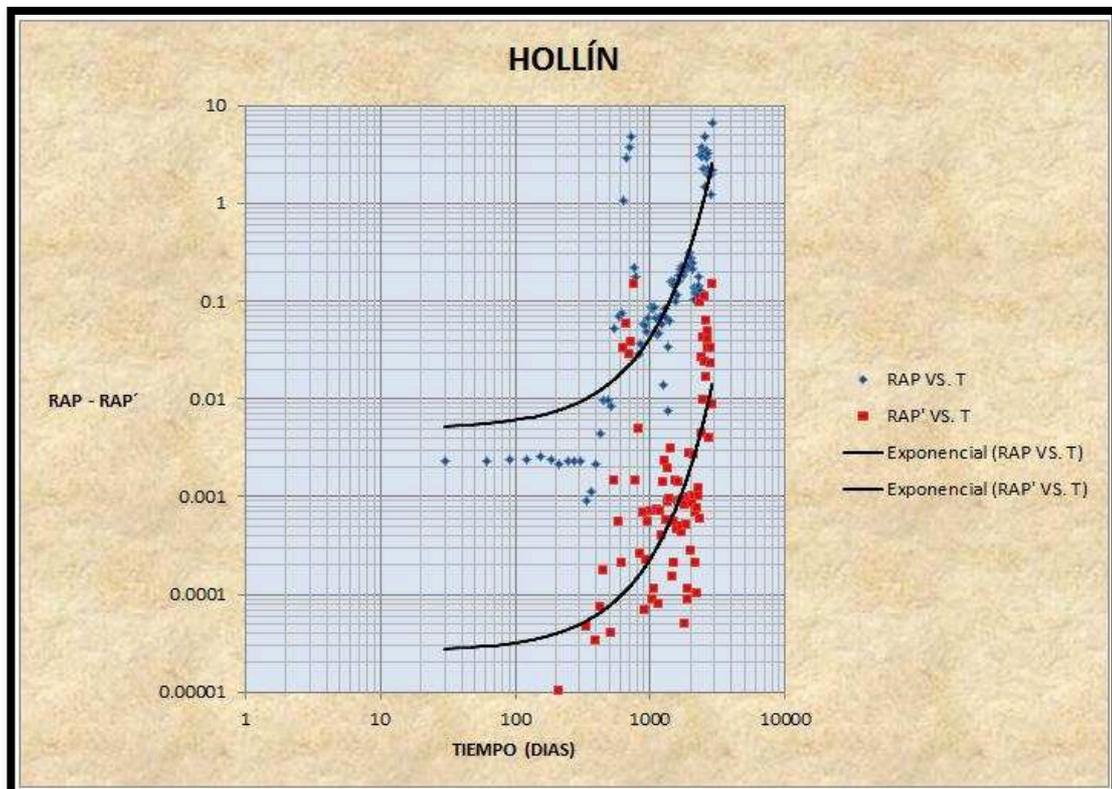
ANEXO 4.9.3. Curva de diagnóstico de Chan Pozo Sacha 35



ANEXO 4.9.4. Curva de diagnóstico de Chan Pozo Sacha 42



ANEXO 4.9.5. Curva de diagnóstico de Chan Pozo Sacha 49



ANEXO 4.9.6. Curva de diagnóstico de Chan Pozo Sacha 89

TOPES Y BASES FORMACIONALES

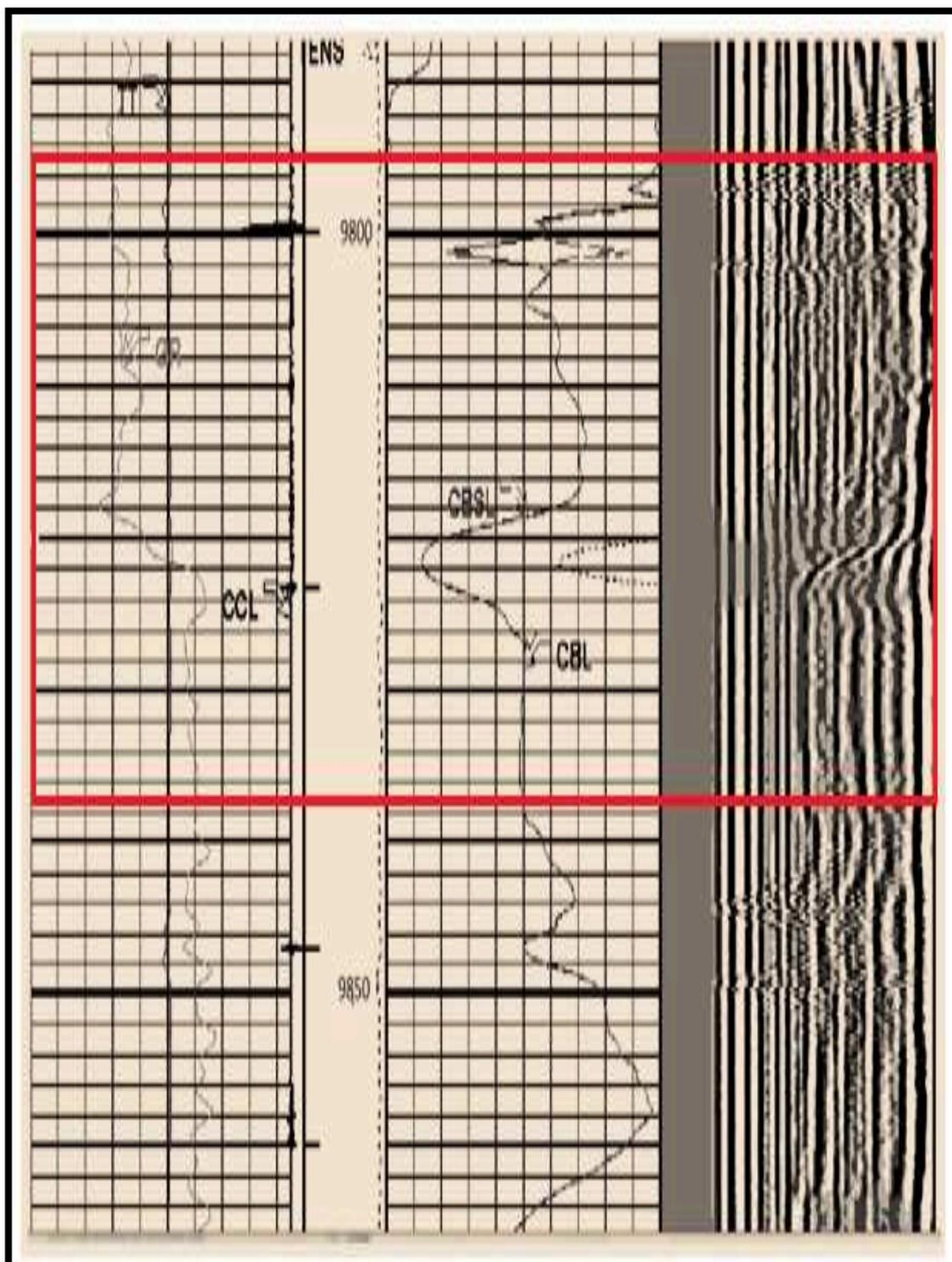
ARENAS	SACHA 16	SACHA 28	SACHA 35	SACHA 42	SACHA 49	SACHA 89
TOPE ORTEGUAZA	5436.00	5403.00	5425.00	5377.00	5393.00	5406.00
TOPE TIYUYACU	6220.00	6200.00	6200.00	6180.00	6190.00	6205.00
TTYC	7294.00	7324.00	7293.00	7349.00	7321.00	7335.00
TOPE TENA	7765.00	7813.00	7801.00	7767.00	7837.00	7870.00
TOPE BASAL TENA	8696.41	8680.97	8688.31	8629.39	8690.56	8716.71
TOPE NAPO	8715.19	8689.00	8714.00	8648.00	8700.00	8722.81
TOPE CALIZA M1	8966.00	8915.00	8980.00	8867.08	8948.00	8982.02
TOPE CALIZA M2	9182.00	9104.00	9197.00	9054.00	9147.00	9180.00
BASE CALIZA M2	9216.16	9142.75	9231.30	9091.81	9186.23	9222.49
TOPE CALIZA A	9300.67	9233.54	9315.85	9186.20	9274.22	9309.80
BASE CALIZA A	9381.00	9317.00	9385.00	9277.00	9354.00	9391.00
TOPE U SUPERIOR	9390.00	9329.57	9400.00	9288.00	9372.00	9416.58

ANEXO 4.10.1. Topes y Bases Formacionales (ft).

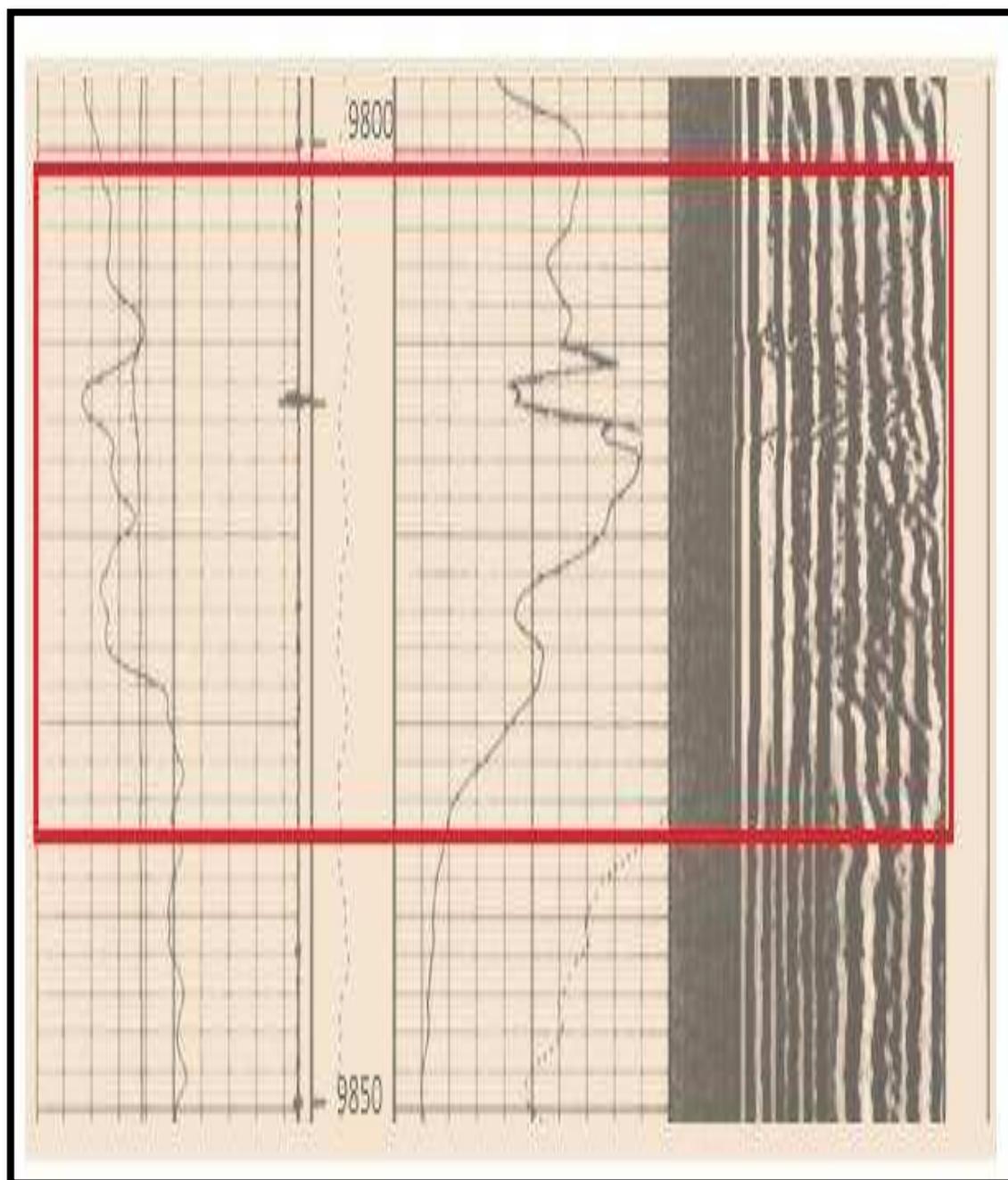
TOPE U INFERIOR	9421.78	9366.30	9422.00	9339.44	9413.03	9447.16
BASE U INFERIOR	9448.11	9429.00	9466.00	9371.98	9454.00	9489.00
TOPE CALIZA B	9542.00	9521.00	9560.99	9462.00	9535.00	9566.11
BASE CALIZA B	9567.00	9567.00	9593.00	9492.00	9559.00	9590.00
TOPE T SUPERIOR	9567.00	9567.00	9632.18	9492.00	9559.00	9590.00
TOPE T INFERIOR	9621.96	9614.00	9696.98	9548.68	9612.33	9645.29
BASE T INFERIOR	9684.81	9688.55	9729.70	9606.68	9709.04	9736.00
MT	9719.67	9707.00	9800.00	9637.53	9733.89	9761.00
TOPE CALIZA C	9793.08	9786.00	9807.69	9730.00	9792.00	9826.00
TOPE HOLLIN SUPERIOR	9797.30	9797.65	9798.00	9743.71	9804.69	9836.35
BASE HOLLIN SUPERIOR	9835.38	9817.00	9837.32	9753.09	9835.11	9875.65
TOPE HOLLIN INFERIOR	9841.70	9824.18		9759.91	9844.00	9889.00
CONTACTO AGUA PETROLEO 2		9898.15		9795.14		
CONTACTO AGUA PETROLEO 1				9878.94		

Anexo 4.10.2: Topes y Bases Formacionales (ft).

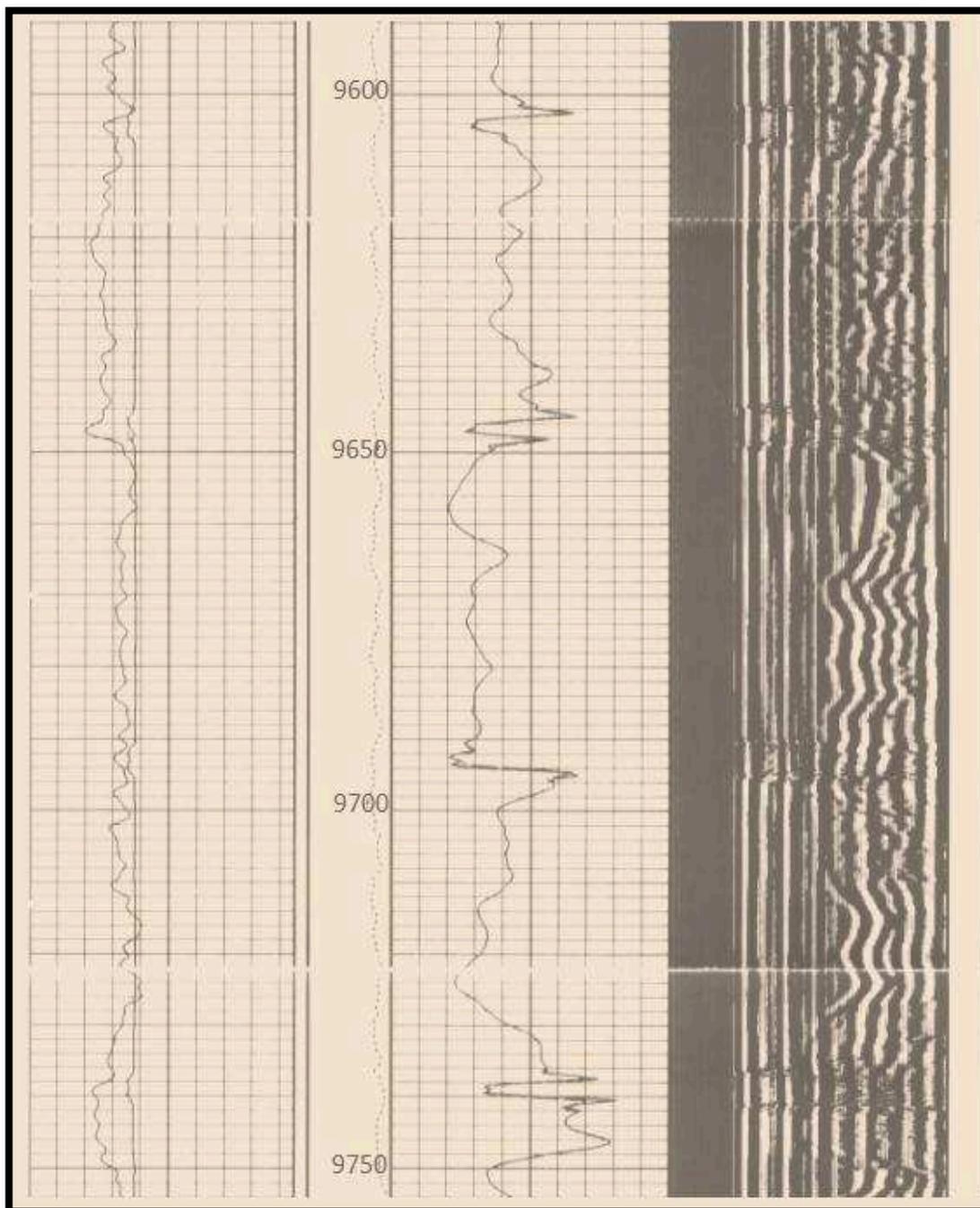
REGISTROS CBL-VDL-GR



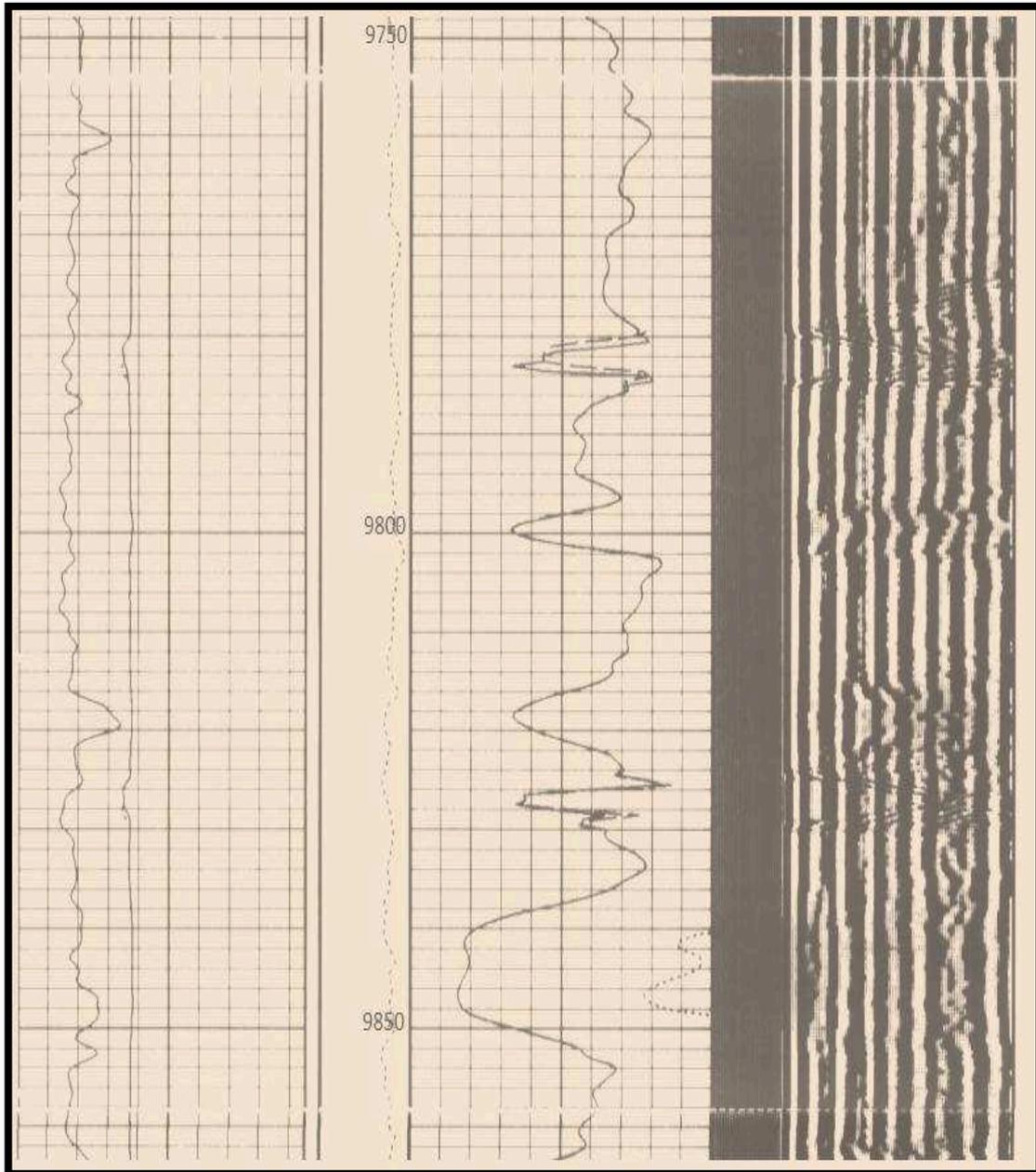
ANEXO 4.11.1. Registro CBL-VDL-GR Sacha 16.



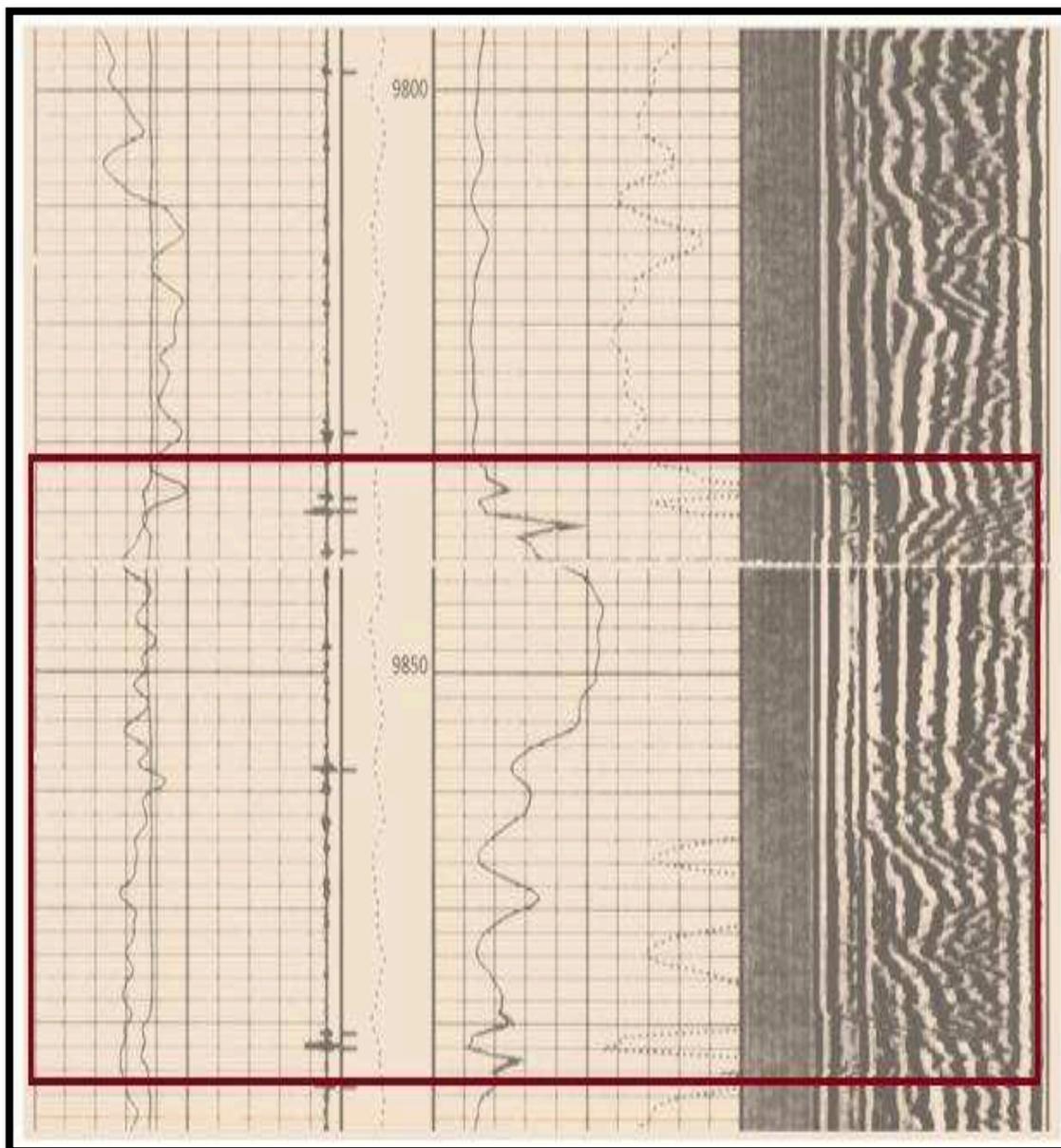
ANEXO 4.11.2. Registro CBL-VDL-GR Sacha 35.



ANEXO 4.11.3. Registro CBL-VDL-GR Sacha 42.



ANEXO 4.11.4. Registro CBL-VDL-GR Sacha 49.



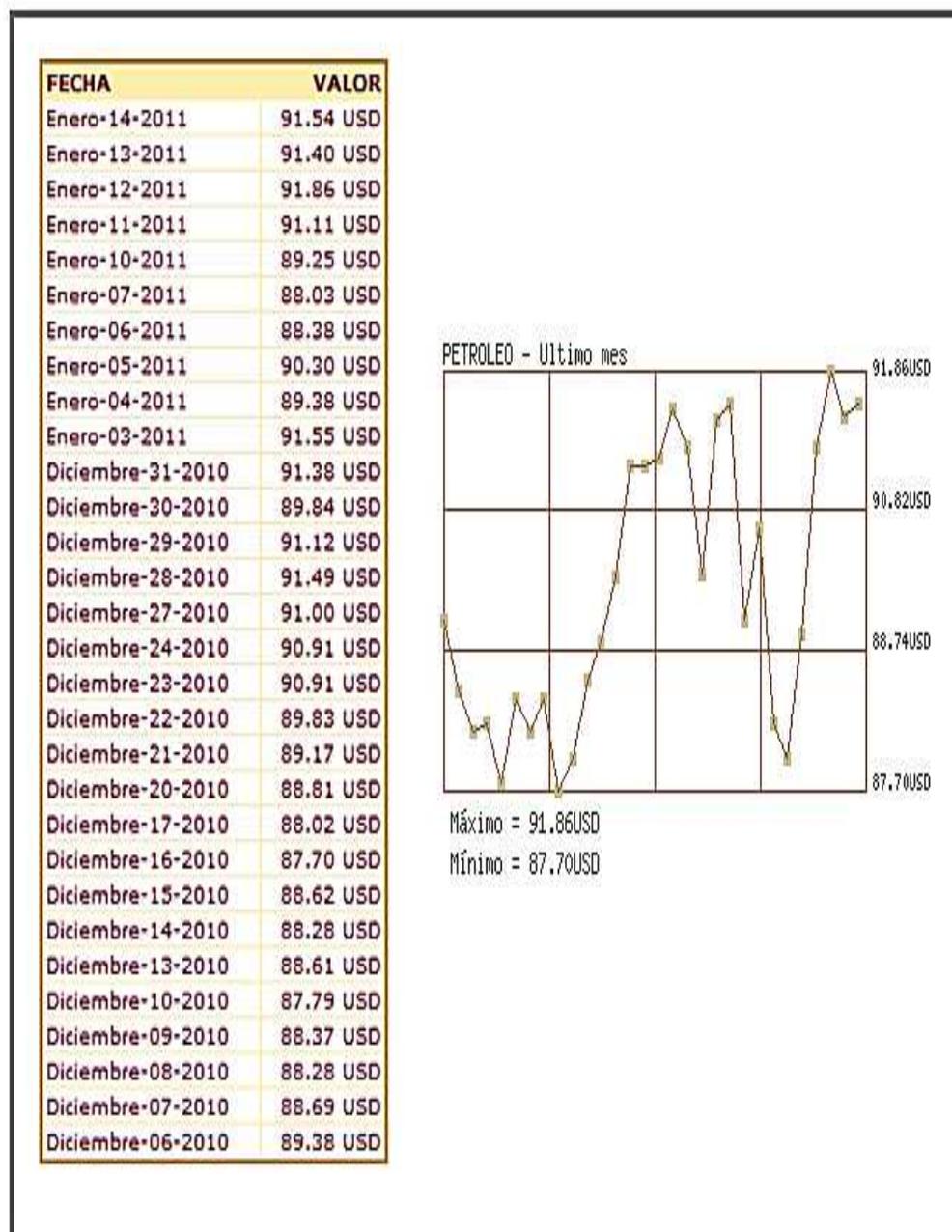
ANEXO 4.11.5. Registro CBL-VDL-GR Sacha 89.

**ESTIMACIONES PROMEDIAS DE LOS COSTOS DE
REACONDICIONAMIENTOS ANTERIORES**

W.O. NORMAL	SAC - 59 W.O. 12	SAC - 11 W.O. 9	SAC- 50 W.O. 10	SAC - 51 W.O. 9	W.O. PROMEDIO
OPERACIÓN	COSTO (USD)	COSTO (USD)	COSTO (USD)	COSTO (USD)	COSTO (USD)
MOVIMIENTO DE LA TORRE (#Km)	7580	7581.06	6875	6875	7227.765
TRABAJO DE LA TORRE(15 DÍAS)	113432	113432.18	83341.67	155102.82	116327.1675
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	6036	6036.53	7991.67	8250	7078.55
QUÍMICOS + UNIDAD DE BOMBEO	30844	31578.13	31541.43	32293.52	31564.27
EQUIPO DE SUBSUELO	50000	50000	50000	50000	50000
UNIDAD DE WIRELINE	1360	1360	3507.32	4295.68	2630.75
CABLE ELÉCTRICO	15991	15991.05	18563.5	16780.56	16831.5275
EVALUACIÓN B.H	7643	6745	6574	5643	6651.25
VACCUM	2040	1500	2568	1987	2023.75
SUBTOTAL	234926	234223.95	210962.59	281227.58	240335.03
CONTINGENCIAS +/- 30%	70477.8	70267.185	63288.777	84368.274	72100.509
TOTAL	305403.8	304491.135	274251.367	365595.854	312435.539

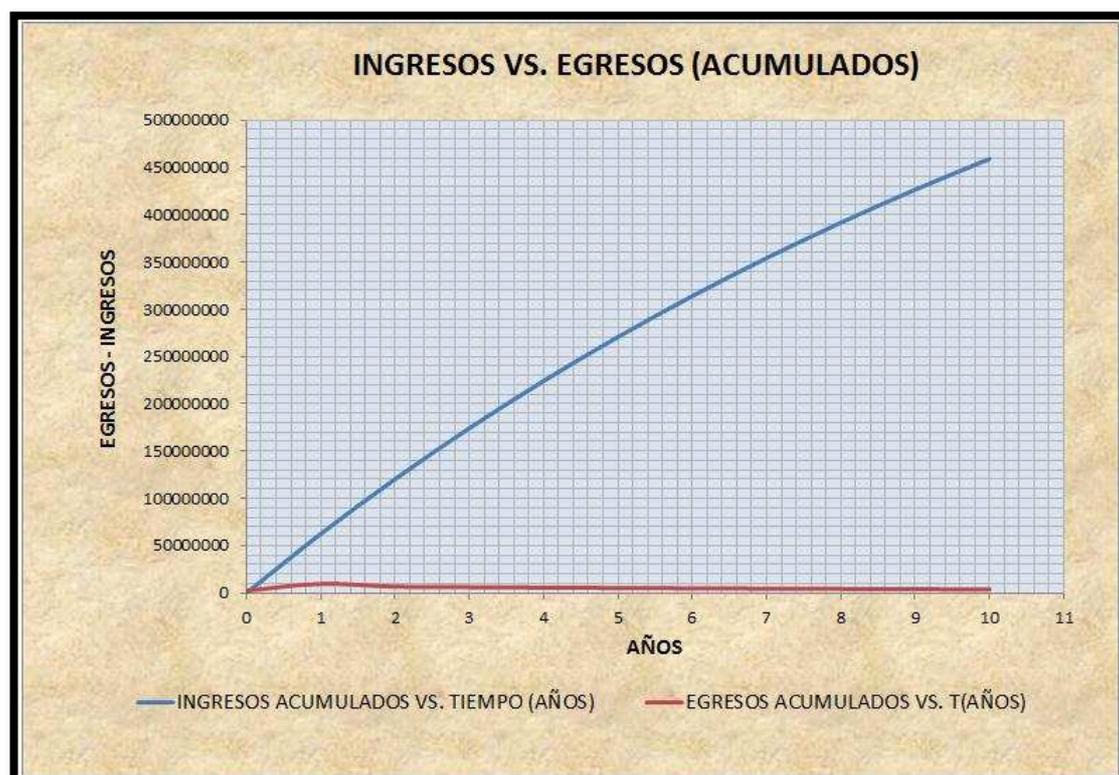
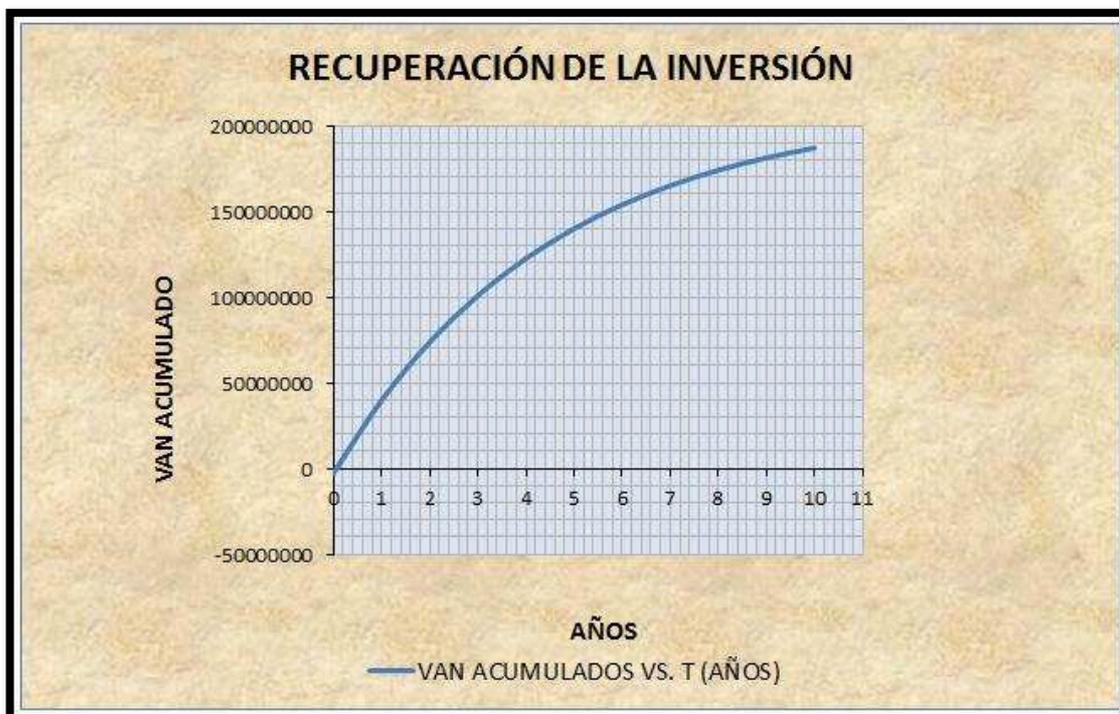
ANEXO 4.12. Monto de las inversiones mediante estimaciones promedias de los costos de reacondicionamientos anteriores.

PRECIO DEL WTI – CRUDO ECUATORIANO

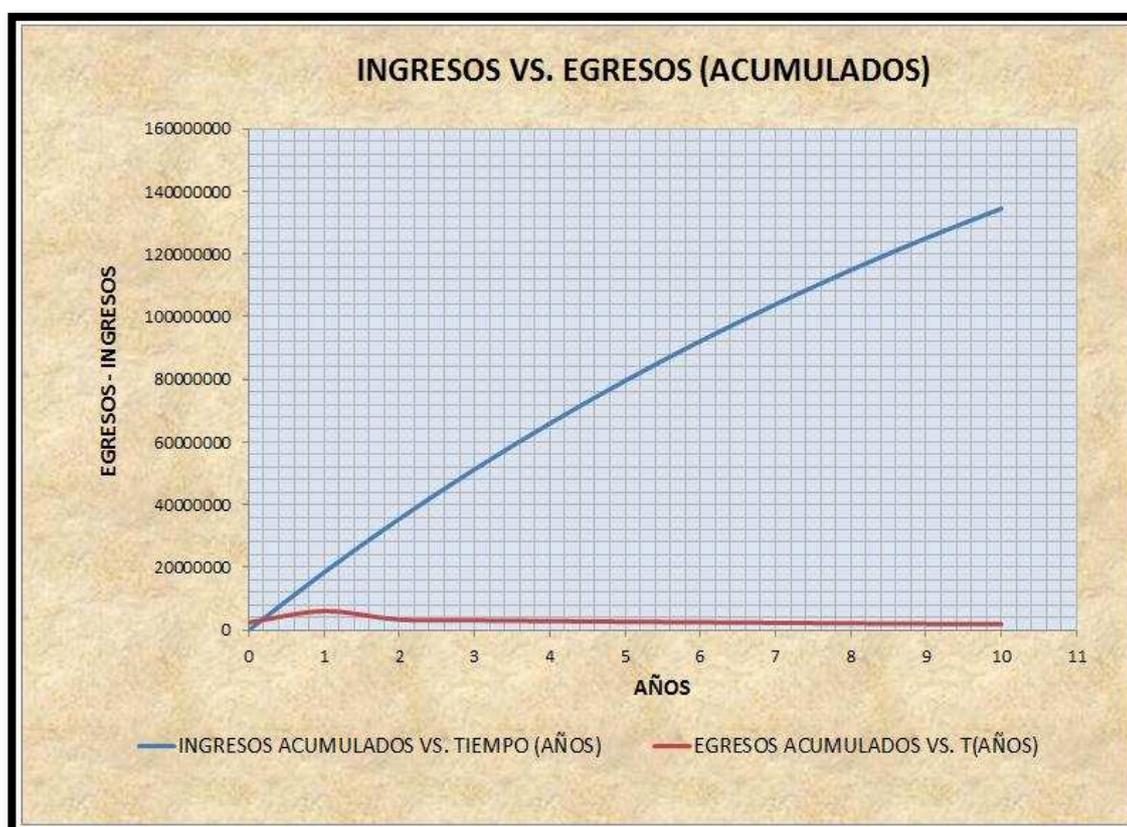
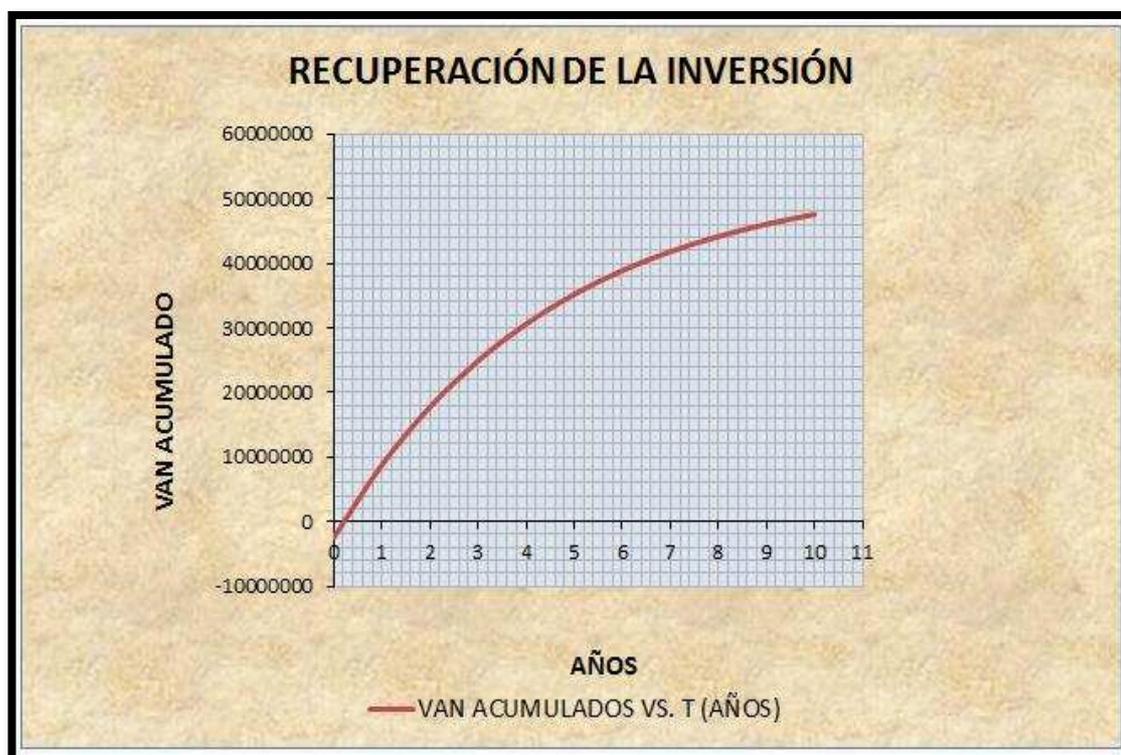


ANEXO 4.13. Cotización del crudo en el mercado internacional
Fuente: Banco Central del Ecuador, 18/01/2011.

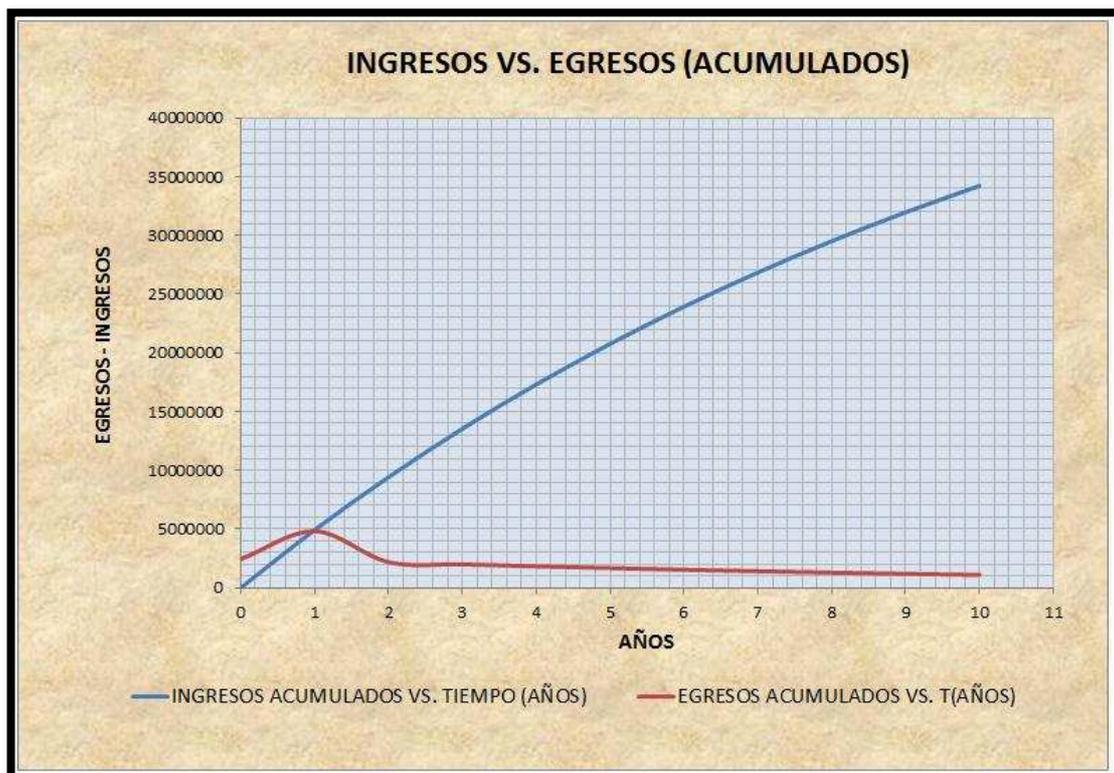
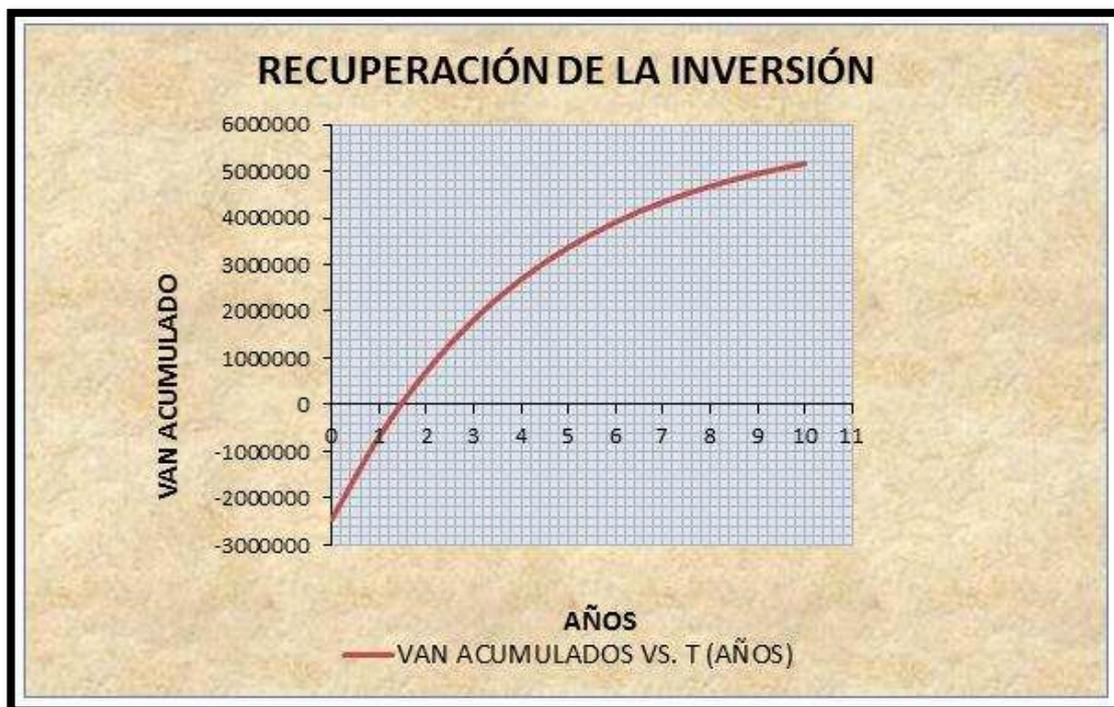
RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN



ANEXO 4.14.1. Gráficas de recuperación de la inversión para el escenario optimista.



ANEXO 4.14.2. Gráficas de recuperación de la inversión para el escenario conservador.



ANEXO 4.14.3. Gráficas de recuperación de la inversión para el escenario pesimista.