INTRODUCCION

El objetivo de este trabajo es la recuperación de producción de petróleo en pozos con pescado para ello se escogieron tres pozos en particular el Sacha 148, Sacha 112 y Sacha 73 los cuales fueron los mejores candidatos por las condiciones que se necesitan para realizar los métodos de reacondicionamiento que más adelante se mencionan, estos pozos presentaron un problema en particular , que en su interior se encontraba una herramienta (pescado) , el cual dificultaba la producción de petróleo, estos pozos fueron cerrados temporalmente hasta su reacondicionamiento, sin ahondar en el resto de operaciones que se desempeñan durante estas intervenciones, como son registros eléctricos, lodos de perforación, cementación, etc.

Este estudio se centra en los tres métodos posibles para recuperar la producción de petróleo en pozos con pescado, los cuales son la apertura de una Ventana, la Pesca o realizar un Pozo de Reemplazo.

El método de apertura de Ventana se lo realizó en el Pozo Sacha 148 a causa de que el pescado ahí presente no se pudo recuperar, el método de pesca se lo realizo en el Pozo Sacha 112, y por motivos que se describen el esta tesis el

Pozo Sacha 73 fue reemplazado por el Pozo Sacha 225 el cual tiene el mismo objetivo que tenía el pozo anterior.

Son varios los objetivos específicos que conllevan al desarrollo de este proyecto. Reconocer un problema de pesca, el cual es la primera opción a realizar a los pozos con este problema, determinar el estado del pescado por medio de impresión y calibración.

El campo de acción en cual se realizo este proyecto fue el Campo Sacha pero la ejecución de estos métodos se puede realizar en cualquier pozo que presente este problema.

CAPÍTULO 1

1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO SACHA

La información y datos que se describen en este capítulo han sido extraídos de los archivos de Petroproducción (Área de Ingeniería en Petróleo, Geología y Yacimientos).

1.1 Descripción del campo.

1.1.1 Historia.

Fue descubierto por Texaco – Gulf en 1969 con la perforación del pozo exploratorio SAC – 01, que alcanzo la profundidad de 10160 ft. (Penetrando 39 ft de la formación pre-cretácica Chapiza). Con una producción inicial de 1328 BPPD de un petróleo de 29.9 ºAPI y un BSW de 0.1% de Hollín Inferior.

1.1.2 Ubicación.

El campo Sacha está ubicada en la provincia de Orellana al Nororiente de la Región Amazónica Ecuatoriana. 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 en Alianza Operativa, además de Shushufindi y Aguarico. Al Oeste por Pucuna, Paraíso y Huachito en concesión a SIPEC.

1.1.3 Datos generales.

La trampa hidrocarburífera Sacha, es un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, con su eje principal en dirección preferencial NE – SO y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca. Tiene una longitud de 28.5 Km, un ancho que varia entre 4 a 9 Km, siendo la parte norte la más angosta con 2.7 Km, la parte central es la más ancha con

9.5 Km. Tiene un área de 41.000 acres bajo un cierre estructural de 200 ft.

Sacha es el sexto Campo más grande en extensión después de Shushufindi, Aucas y Libertador, en su orden.

Hasta abril del 2008 tiene un total de 200 pozos, de los cuales 121 se encuentran en producción, 6 inyectores, 4 reinyectores, 11 abandonados, 49 cerrados o esperando ser abandonados.

TABLA 1

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO SACHA

Área acres	41000
Nº De Pozos	200
Nº De Pozos Productores	121
Nº De Pozos Inyectores	6
Nº De Pozos con Flujo Natural	2
Nº De Pozos con Bombeo Hidráulico	98
Nº De Pozos con Bombeo Mecánico	0
Nº De Pozos con Gas Lift	0
Nº De Pozos con Bombeo Electro sumergible	19
Fecha de Inicio de Producción, Año	1969
Grado API (º) Promedio de campo	28
BSW (%)	56
Producción diaria de petróleo, BPPD	49668

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

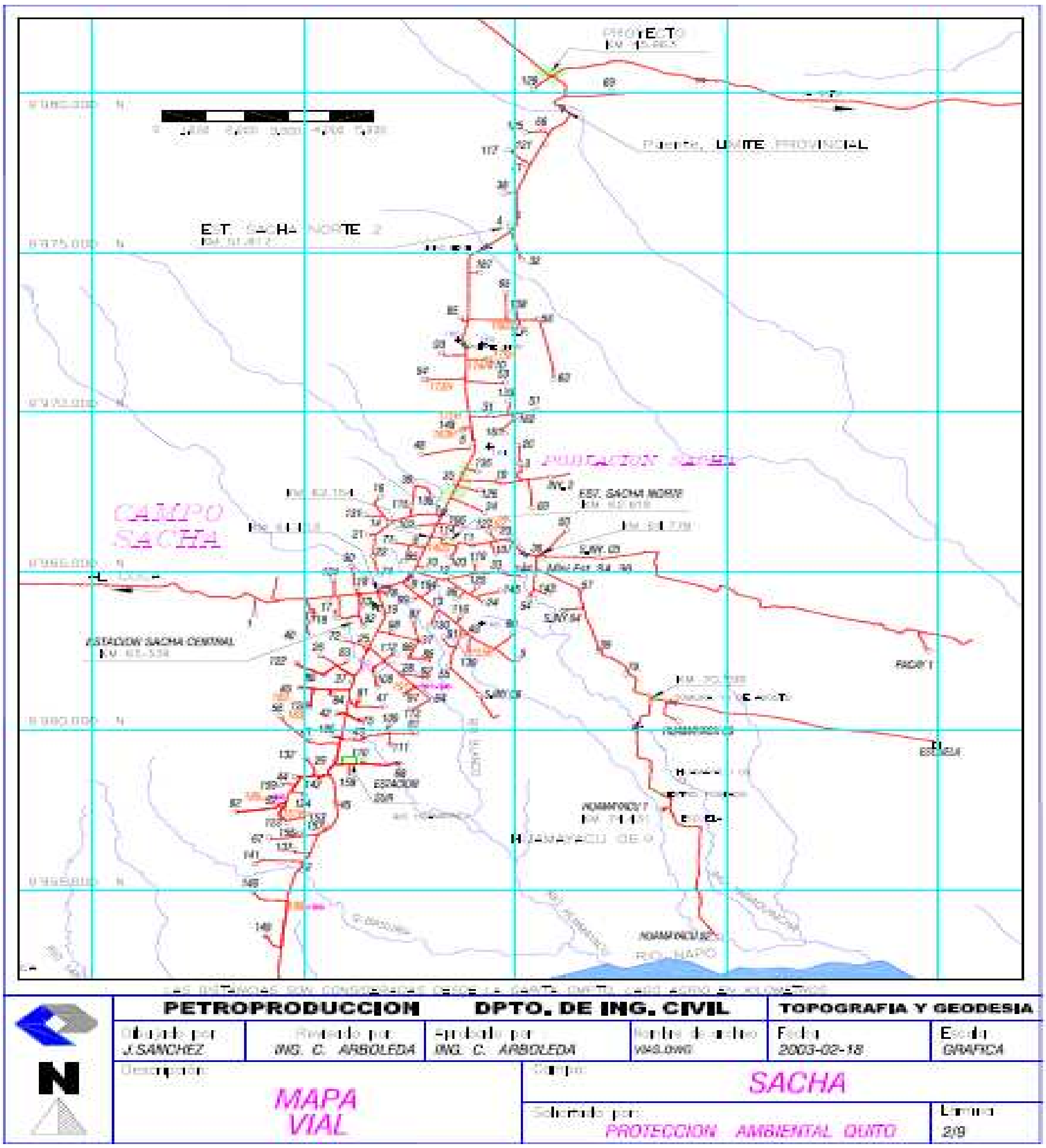

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN DE POZOS CAMPO SACHA

1.2 Geología regional.

1.2.1 Columna litológica de la cuenca.

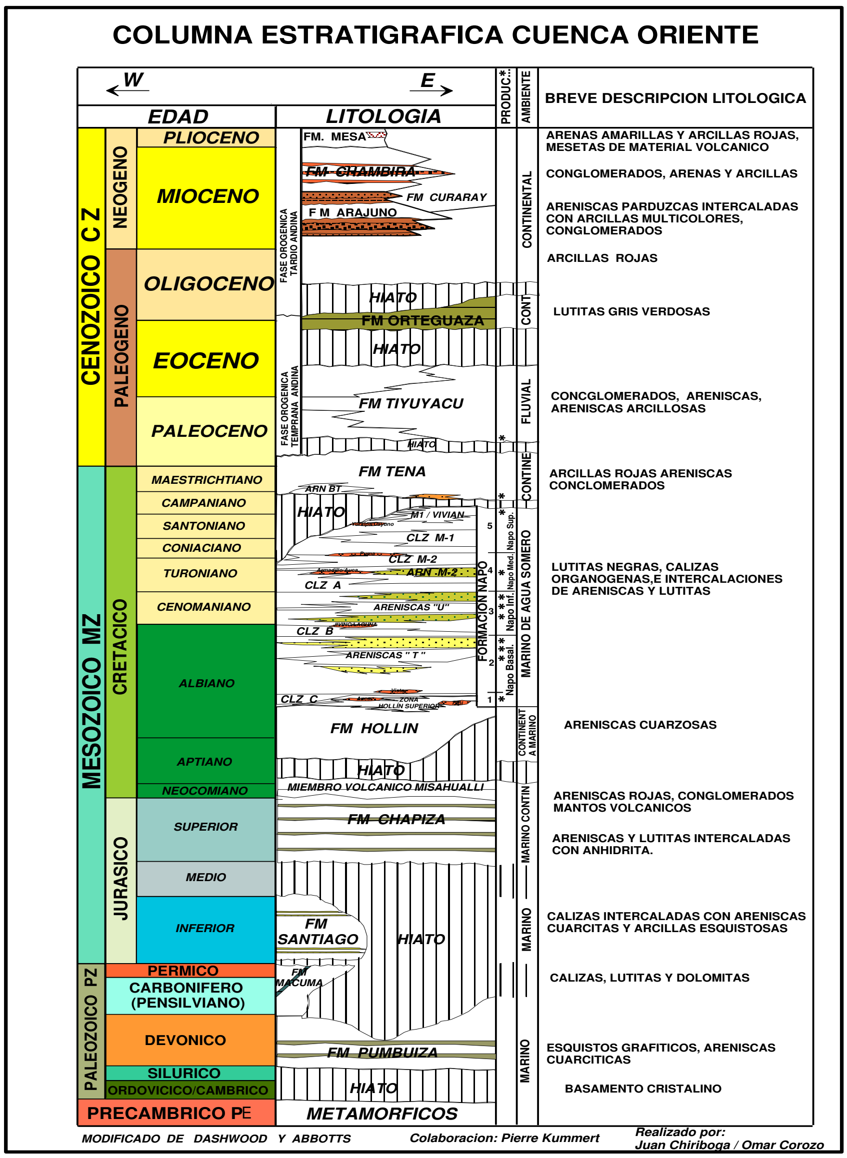

FIGURA 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE

1.2.2 Estratigrafía de las formaciones.

El principal yacimiento de este Campo está constituido por las arenas hollín, siguiéndole en importancia las areniscas U, T y Basal Tena.

<u>Hollín:</u> Es una arenisca con cemento de matriz silícea. Ubicada a 8975 ft aproximadamente. Tiene un acuífero de fondo por lo que posee un empuje hidráulico de fondo. Debido a la diferencia en características petrofísicas y de los fluidos que la saturan, además de una capa de lutita de pequeño espesor se subdivide en:

Hollín Inferior: Es una arenisca cuarzosa que va de clara a blanca, de grano medio a grueso con niveles limosos y arcillosos por lo que tiene una porosidad de alrededor de 18%, una permeabilidad de 500 md, una salinidad de 500 a 1000 ppm de Cl. Su espesor varía de 30 a 110 ft. Una presión de saturación de 78 psi, un GOR de producción de 35 SCF/STB, un API promedio de 27.1º, una viscosidad de 2.9 cp a condiciones de saturación a presión y 225ºF de temperatura de yacimiento.

Hollín Superior: Es una arenisca cuarzosa glauconítica, con cemento silicio, de grano fino a medio con una porosidad de alrededor de 14%, una permeabilidad de 70 md, una salinidad de 700 a 3900 ppm de Cl. Su espesor varía de 30 a 70 ft. Una presión de saturación de 550 psia, un GOR de producción de 124 SCF/STB, una API promedio de 27º, una viscosidad de 1.6 cp a condiciones de presión de burbuja y 225ºF de temperatura de yacimiento.

Se presenta inter estratificada con numerosas capas de lutitas negras calcáreas y duras intercaladas con las areniscas, pocas capas de caliza de color café densas y glauconíticas.

Se encuentra separado de la arenisca T de la Napo por una lutita de 100 pies con una coloración que varia de gris a negro, no calcárea. Se han encontrado algunas capas de caliza que se hallan usualmente en la parte superior de esta lutita cerca de la base de la arenisca T.

Napo: Es una arenisca que posee dos acuíferos laterales para U y uno también lateral para T, por lo que posee un empuje hidráulico lateral además de gas en solución como principales mecanismos de producción debido a la diferencia en características petrofísicas y de los fluidos que la saturan, se subdivide en las conocidas:

Napo T: Es una arenisca cuarzosa que presenta estratificación cruzada e incrustaciones de lutita con glauconita, de matriz caoliniítica y a veces clorítica y cemento calcáreo, grano fino a medio bien clasificados sub – angulares y sub – redondeados, tiene una porosidad de alrededor de 18%, una permeabilidad de 200 md una salinidad de 6500 a 25000 ppm de Cl. Ubicada a 8765 ft, su espesor varia entre 20 a 44 ft. Una presión de saturación de 1310 psia, un GOR de producción de 436 SCF/STB, un API promedio de 30º, una viscosidad de 0.9 cp a condiciones de presión de burbuja y 216ºF de temperatura de yacimiento. Limita inmediatamente a esta arenisca una caliza denominada Caliza B, con un espesor que varía de 15 a 30 ft, varia de color de gris a café comúnmente arcillosa y glauconítica. Por encima de la Caliza B se presenta una lutita gris oscura a negra, no calcárea.

Sobre esta lutita se halla la segunda arena de la formación Napo, la U.

Napo U: Es una arenisca predominantemente caolinítica y cemento silicio, de granos muy finos a medios sub – redondeados usualmente grises, tiene una porosidad de alrededor de 17%, con una permeabilidad de 100 md, una salinidad de 35000 a 65000 ppm de Cl. Ubicada a 8530 ft, su espesor varía entre 20 a 60 ft. Una presión de saturación de 1050 psia para U Superior y de 1170 psia para U Inferior, un GOR de producción de 270 y 240 SCF/STB respectivamente, un API promedio de 27º para U Superior y 23º para U Inferior, una viscosidad de 1.5 cp a condiciones de presión de burbuja, 211ºF y 218ºF de temperatura de yacimiento respectivamente para U Superior y U Inferior. Su parte superior son principalmente glauconíticas y arcillosas, más continuas que las areniscas de la T y por lo tanto estas se convierten en una de las más importantes zonas de producción en menor proporción que la formación Hollín.

Basal 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, subtransparente a subtranslúcida, friable a moderadamente consolidada, grano medio a fino, subangular a subredondeada, selección moderada, matriz arcillosa. 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.

1.2.3 Descripción litológica.

TABLA 2

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTIVOS EN EL CAMPO SACHA.

UNIDAD	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
Hollín Inferior	Arenisca
Hollín Superior	Arenisca
Napo	Lutita, Arenisca y Caliza
T Inferior	Arenisca, Lutita y Caliza
T Superior	Arenisca
U Inferior	Arenisca y Lutita
U Superior	Arenisca
Arenisca Basal Tena	Arenisca

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

1.2.4 Tipo de estructuras.

La trampa hidrocarburífera Sacha, es un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, con su eje principal en dirección preferencial NE – SO y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca. Tiene una longitud de 28.5 Km, un ancho que varia entre 4 a 9 Km, siendo la parte norte la más angosta con 2.7 Km, la parte central es la más ancha con 9.5 Km. Tiene un área de 41.000 acres bajo un cierre estructural de 200 ft.

El campo se encuentra cortado por una falla que se origina en el basamento, que posiblemente se reactivó en más de una ocasión en que también controló la depositación de los sedimentos. Esta falla llega a la caliza M-2, con un salto de fallas al nivel de la formación Hollín de 10 a 35 ft al Norte, en el centro del campo 10 ft y al Sur de 20 a 35 ft.

1.3 Características del yacimiento.

1.3.1 Parámetros petrofísicos y de fluidos de los yacimientos.

TABLA 3

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTIVOS EN EL CAMPO.

<table>
<tr><th rowspan="2">RESERVORIO</th><th colspan="6">VALORES PROMEDIOS</th></tr>
<tr><th>Ø (%)</th><th>ºAPI</th><th>Espesor (ft)</th><th>Sw (%)</th><th>So (%)</th><th>K mD</th></tr>
<tr><td>BT</td><td>18</td><td>24.1</td><td>9</td><td>34.3</td><td>65.7</td><td>300</td></tr>
<tr><td>U</td><td>17</td><td>27-29</td><td>20-60</td><td>12.8</td><td>67.2</td><td>100</td></tr>
<tr><td>Ts</td><td rowspan="2">15.6</td><td>27-29</td><td rowspan="2">20-44</td><td rowspan="2">20</td><td rowspan="2">80</td><td rowspan="2">200</td></tr>
<tr><td>Ti</td><td>27-28</td></tr>
<tr><td>Hs</td><td>14</td><td>27-29</td><td>30-70</td><td>33.3</td><td>66.7</td><td>70</td></tr>
<tr><td>Hi</td><td>18</td><td>27-28</td><td>30-110</td><td>29.4</td><td>70.6</td><td>500</td></tr>
</table>

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

1.3.2 Presiones de los yacimientos.

TABLA 4

PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTIVOS DEL CAMPO SACHA

RESERVORIO	PRESION INICIAL	PRESION ACTUAL	PUNTO DE BURBUJA
NAPO U	4054	1460	1052
NAPO T	4116	1411	1310
HOLLIN SUPERIOR	4450	2389	550
HOLLIN INFERIOR	4450	3008	78
BASAL TENA	3587		807

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

1.3.3 Tipos de empuje.

El mecanismo de producción de las arenas de la formación Hollín es por empuje hidráulico, mientras las arenas de la formación Napo produce por gas en solución y empuje parcial de agua.

La inyección de agua a los reservorios Napo “U” y “T” de la formación Napo inicio en el ano de 1986 con el objeto de mantener la presión y mejorar la recuperación de los fluidos in situ, mediante un modelo de inyección periférica con un arreglo de seis pozos inyectores (productores convertidos a inyectores) ubicados al flanco 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).

A las arenas “U” y “T” se inyectaba agua limpia, procedente del río siendo tratada su turbidez, con el objeto de bajar el contenido de sólidos, actualmente se inyecta un 50% de agua dulce y un 50% de agua de formación producto del proceso productivo del campo, la cual proviene de la Estación Norte – 01.

TABLA 5

POZOS INYECTORES Y SU CAPACIDAD

POZOS	ARENA	BLS	TOTAL	INYECCIÓN DE AGUA	PRESIÓN CABEZA
WIW-01	U	12.022	32.298	1.002	920
	T	20.276		1.690	1040
WIW-02	U	29.557	29.557	2.463	720
WIW-03	U	38.120	73.465	3.177	1130
	T	35.345		2.945	500
WIW-04	U	36.720	57.362	3.060	1200
	T	20.642		1.720	1200
WIW-05	U	29.198	77.764	2.433	930
	T	48.566		4.047	850
WIW-06	U	31.585	31.585	2.632	980

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

1.3.4 Características físico – química de los fluidos producidos.

TABLA 6

CARACTERÍSTICAS FÍSICO – QUÍMICA DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS.

PARÁMETRO	YACIMIENTOS				
	Basal Tena	Napo U	Napo T	Hollín Superior	Hollín Inferior
Ty (ºF)	181	211	216	225	225
Pi (psi)	3587	4054	4146	4450	4450
Pr (psi)	-	1750	1900	3300	4119
GOR (scf/STB)	150	270	436	124	24
º API	24.1	26.7	30.3	27.3	27.1
Sw (%)	34.3	12.8	20	33.3	29.4
So (%)	65.7	67.2	80	66.7	70.6
Coil (x 10 6 psi-1)	7.0	8.02	9.02	9.2	5.7
βoil (RB/STB)	1.117	1.2302	1.3726	1.1334	1.1625
µoil (cp)	2.5	1.8	1.6	1.4	3.7

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

1.4 Reservas.

1.4.1 Volumen in situ.

TABLA 7

VOLUMEN IN SITU DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTIVOS DEL CAMPO SACHA

ARENA	VOLUMEN INSITU (CS) BLS
BASAL TENA	67'692.332
U	762'615.924
T	483'325.941
HOLLÍN	2137'516.953
TOTAL	***3451'151.150***

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

1.4.2 Reservas recuperadas.

TABLA 8

RESERVAS RECUPERADAS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTIVOS DEL CAMPO SACHA

ARENA	RESERVAS RECUPERADAS BLS
BASAL TENA	15’771.662
U	176’320.446
T	83’419.766
HOLLÍN	430’687.635
TOTAL	***706’199.509***

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

1.4.3 Reservas remanentes.

TABLA 9

RESERVAS REMANENTES DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTIVOS DEL CAMPO SACHA

ARENA	RESERVAS REMANENTES BLS
BASAL TENA	1’848.305
U	128’115.831
T	101’500.739
HOLLIN	260’371.596
TOTAL	***491’836.471***

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

1.4.4 Declinación.

La declinación de cada pozo está estimada en un 7 % anual, a continuación se muestra la declinación de algunos pozos:

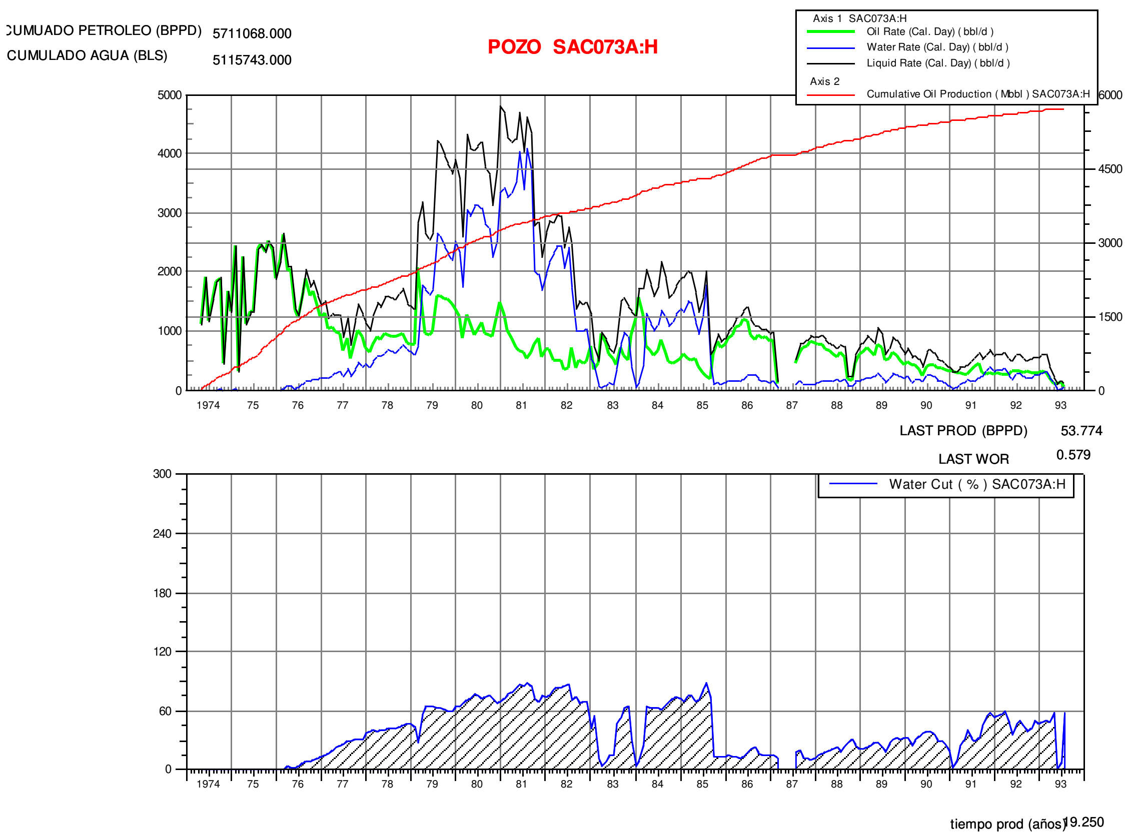

FIGURA 1.3 DECLINACION DEL POZO SACHA 73

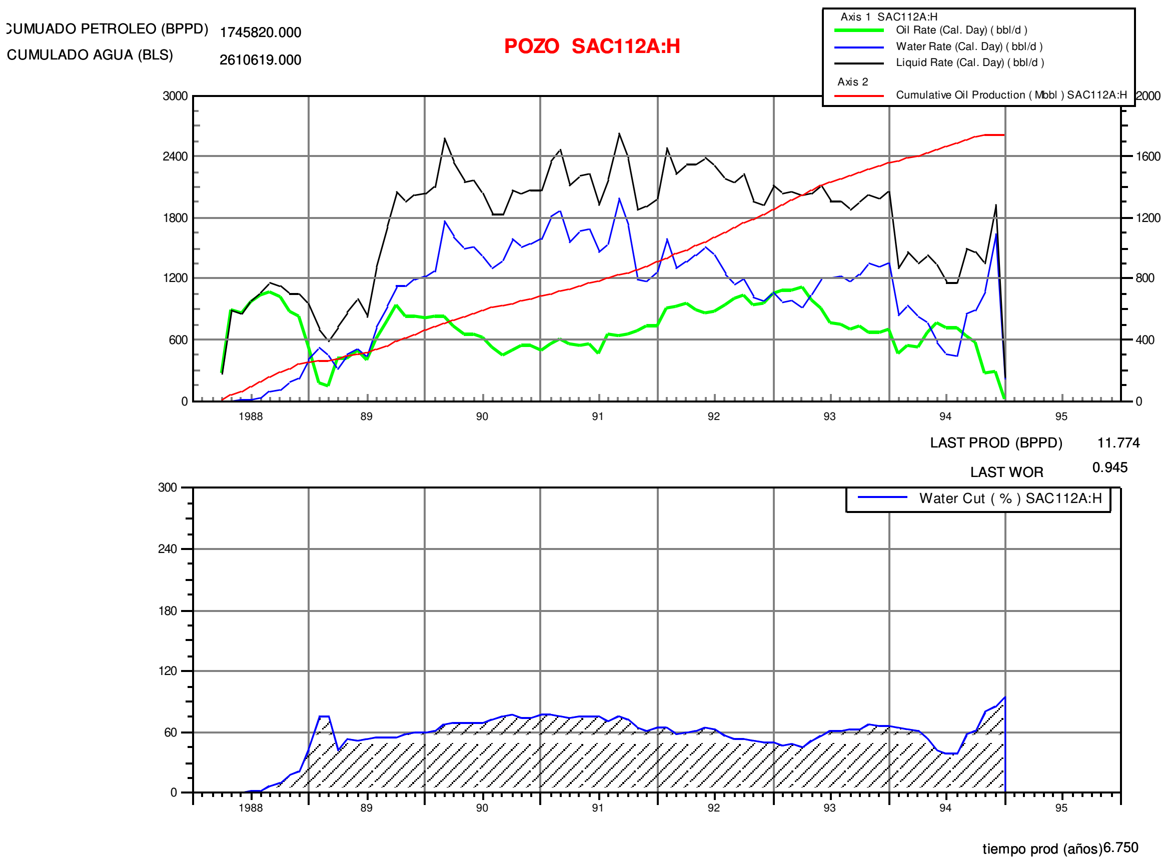

FIGURA 1.4 DECLINACION DEL POZO SACHA 112

2.4.5 Estimación de reservas por método volumétrico.

TABLA 10

ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR MÉTODO VOLUMÉTRICO

/ INSITU (CS) BLS	Ho ft	POROSIDAD %	Sw %	Boi	FR	RESERVAS INICIALES BLS.	PRODUCCION ACUMULADA BLS.	RESE REMA B
67'692.332	9	17	34.3	1.122	0.2603	17'620.314	15'771.662	1'84
762'615.924	23	17	12.8	1.203	0.3978	303'368.615	176'320.446	128'1
483'325.941	21	15.8	20	1.256	0.3346	161'720.860	83'419.766	101'5
2137'516.953	12	14 – 18	33.3 - 29.4	1.082	0.3168	677'165.371	430'687.635	260'3

Datos:

Radio de Drenaje = 300

Área (acres) = 69.86757127

CAPÍTULO 2

2. DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

2.1 Información requerida para la selección.

Para la determinación de los posibles pozos candidatos a ser reacondicionados se siguió el siguiente orden de análisis:

En el campo Sacha se procede a determinar la cantidad de pozos que existen, tanto productores, inyectores y los que se encuentran cerrados temporalmente como también los permanentes.

Dentro de lo que corresponde a pozos cerrados permanentemente podemos mencionar a aquellos que se encuentran cerrados o abandonados definitivamente por p9roblemas de conificación (BSW 100%), interdigitación, o aquellos que han resultado secos, en general todos aquellos que no generan un aporte para el campo.

Los pozos cerrados temporalmente son aquellos que estando en funcionamiento tuvieron algún problema y dejaron de aportar y fueron cerrados en espera de un workover, este cierre no es definitivo pero puede llegar a estar inoperante por periodos largos, esto debido al tipo de problema que haya tenido el pozo (mencionar cantidad de pozos con pescado) .

Es en este grupo especial, que tenemos pozos con problemas mecánicos, con problemas de conificación y los ya mencionados pozos con problema de pescado.

En el Campo Sacha existe un total de 191 pozos, los mismos que se distribuyen según sus características productivas de la manera explicada en la siguiente tabla.

TABLA 11

CARACTERÍSTICAS DEL ESTADOS DE LOS POZOS

Estado de Pozos	# de Pozos
Pozos en Producción:	121
Pozos Cerrados esperando Workover:	49
Pozos Abandonados:	11
Pozos Inyectores y Re-inyectores:	10

Como se muestra en la tabla, existen un total de 60 pozos cerrados que se encuentran en espera de un reacondicionamiento, de los cuales se realizo un análisis exhaustivo para determinar cuál fue la causa que genero dicho cierre.

Este análisis se basa en la observación de los historiales de reacondicionamiento y en los reportes diarios de Campo.

El resultado de la investigación para determinar cuáles fueron las causas de cierre de estos 60 pozos da como resultado la determinación y ubicación exacta del número de pozos que se encuentran con problemas de pescado, teniendo de esta manera una descripción general de todos los pozos de la siguiente forma:

TABLA 12

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS POZOS CERRADOS

POZO	ZONA	CERRADO		OBSERVACIONES
		FECHA	CAUSA	
SAC-1	**U**	11-Feb-08	comunicación tbg-csg	inicia wo # 21, cambio de completación de tbg-csg
SAC-02A	**U**	23-Dec-02	casing roto a 7000'	14-abr-03 con placa de abandono
SAC-4A	**H+T**	16-Jan-86	casing malo a 4344'	abandonado. cemen. 4000'
SAC-10	**Hs**	15-Feb-08	falta línea de flujo	(15-feb-08) sale wo # 11, contsruyendo facilidades de superficie de producción para p.oil
SAC-11	**U**	23-Jul-98	alto bsw	cerrado e.w.o. para reinyector
SAC-16	**HS**	25-Dec-94	alto bsw	cerrado, se pistoneó pero con bajo aporte de fluido
SAC-21	**Hs**	25-Dec-94	bajo aporte, alto bsw	28-dic-94 cerrado;se suspende wo#11, queda pescado última empadura y completado con tubería con punta libre
SAC-23	**BT**	19-Jan-08	comunicacion tbg-csg	se detecta comunicación tbg-csg, e-w-o, tendencia incrustante-corrosivo, problemas de parafina
SAC-24	**HS**	24-Nov-01	alto bsw	7-mar-04, se detecta comunicación tbg-csg bajo el 1er pkr, se recupera blanking, ewo (17-abr-06 suspende wo)
SAC-27	**BT**	13-Sep-05	bajo aporte	15-mar=06 sale de wo#14; queda sin tbg de

				producción
SAC-28	**U**	23-Aug-07	termina autorización dnh	15-ago-07 inicia evaluación con unidad mtu, 23-ago finaliza autorización dnh.
SAC-30	**HS**	31-Jan-08	bajo de fluido	21-ene-08 se c/z cierra=bt, abre=hs
SAC-33	**T**	8-Jun-07	comunicación tbg-csg	19-junio-07 w.o # 12 : recuperan tubería de producción de 2 7/8
SAC-34	**U**	13-Sep-07	alto bsw	09-sep-07 se c/zona, cierran u, abren t se evalúa arena t con autorización de la dnh , 13-sep-07 se cierra pozo por alto corte de agua de arena "t", ewo
SAC-35	**HS+I**	21-Mar-01	bajo aporte	8-dic-05, suspende wo#3, cambio de completación comunicación tbg-csg, szq @ hd, repunzonar, evaluar, completar pph
SAC-45A	**Hs**	25-Oct-91	csg malo @ 7162'	rotura csg entre 7162'-8936' (pkr tl) se intento recuperar equipo eléctrico sumergible. (pescado 3 bombas dn-450)+ bha. existe pozo alterno 45-b produciendo
SAC-46	**U**	25-Feb-03	bajo aporte	15-jul-05 sale de wo#9; queda sin tbg de producción
SAC-47	**U**	27-Jan-97	no aporta	15-jul-05 sale de wo#6; queda sin tbg de producción
SAC-49	**U+T**	16-Feb-06	alto bsw	17-jun-06 sale de wo#9; queda sin tbg de producción
SAC-52A	**HS+I**	26-Jan-96	casing malo a 9190'	con placa de abandono (mayo-1997)
SAC-52B	**HS**	11-Dec-04	alto bsw	cerrado
SAC-54	**U+T**	29-Nov-85	casing malo a 8896'	21 dic-06 suspende wo#07 , realizar ventana+completación y pruebas (estuvo abandonado desde 29-nov-85)
SAC-57	**U**	26-Jan-81	pescado bomba	abandonado (1996), csg partido @ 3872'
SAC-58	**U**	20-Dec-98	comunicación tbg-csg	cerrado
SAC-60	**H**	8-Feb-93	casing roto a 998'	pendiente para ser abandonado
SAC-66A	**H,U**	12-Mar-87	csg colapsado @ 4990'	abandonado (1996)
SAC-67A	**H**	8-Aug-88	csg colapsado @ 8526'	cerrado
SAC-69		14-Jan-74	pozo seco	con placa de abandono (1996)
SAC-71	**U**	27-Jun-98	casing malo a 350',	9-ago-05, sale de w.o # 14, queda sin tbg de

			1050', 2100'	producción
SAC-73	**U**	11-Aug-94	casing malo + pescado	pescado fh pkr (9029'), tope de pescado @ 1943' (73 tbg 3 1/2+6 dril collar 4 3/4"+ 5' de canasta) , csg roto @ 8873', abandonado
SAC-75	**U**	21-Aug-07	termina autorización dnh	12-ago-07 inicia evaluacion con unidad mtu, 21-ago-07. finaliza autorización dnh.
SAC-77	**N1**	8-Jun-07	pescado	2-jul-07 sale de w.o # 10, queda sin tubería de producción
SAC-79		12-Mar-77	pozo seco	con placa de abandono (1996)
SAC-81	**BT**	1-Apr-07	bajo aporte	intentan pescar std-valve (28-mar-07) sin éxito, e.w.o
SAC-84	**TY**	27-Aug-07	instalación de superfície	espera instalcion de líneas de flujo para reinyectar
SAC-86	**TY**	1-Jan-08	instalación de superfície	espera estudio de impacto ambiental
SAC-89	**HS**	20-Nov-06	bajo aporte	cerrado por bajo aporte de fluidos
SAC-92	**T**	4-Sep-98	alto bsw	(29-mar-06 sale de wo#08, queda sin tbg de producción)
SAC-94	**H**	24-Oct-96	alto bsw	abandonado (1996)
SAC-95	**T**	22-Nov-04	alto bsw	(5-abr-06 sale de wo#11, queda sin tbg de producción)
SAC-97	**BT**	19-Jan-08	alto bsw	19-ene-08 pozo queda cerrado por alto bsw y bajo aporte de fluidos, tendencia corrosiva
SAC-112	**U**	10-Oct-01	alto bsw	cerrado, por pescado.
SAC-113	**U**	17-Mar-96	no aporta	cerrado posible inyector
SAC-116	**U+T**	9-Jun-07	alto bsw+ bajo aporte	(22-may-07 c/z, cierran=u) (26-may-07 c/z,cierra=t,abre=u)(31-may-07 c/z, abren t) , (9-jun-07 termina evaluación con mtu por alto bsw y bajo aporte)
SAC-124	**U**	16-Feb-04	bajo aporte	02-dic-04 cheq bha fondo existe com tbg-csg por pkr desasentado, e.w.o
SAC-125	**U+T**	1-Sep-04	espera estimulación	sale de wo#5; espera tratamiento @ "hs"
SAC-129	**H,T,U**	2-Sep-94	no aporta	cerrado
SAC-131	**T**	19-Apr-95	alto bsw + pescado	cerrado e.w.o.
SAC-133	**T**	6-Feb-08	común- tbg-csg	cheq bha se detecta comunicación tbg-csg , e-w-o,

SAC-138	**T**	20-Feb-99	bajo aporte, hueco cam. t	cerrado e.w.o.
SAC-143	**HI**	5-Jul-03	alto bsw	cerrado e.w.o.
SAC-148	**Ui**	4-Aug-07	bajo aporte	4-ago-07 suspende evaluación con mtu para trastear equipo a auca-29
SAC-149	**T**	20-Apr-01	bajo aporte	20-abr-01 cerrado por bajo aporte de fluidos, s/bomba
SAC-168H	**H**	7-Feb-08	packer desasentado	07-feb-08 : en w.o # 1: c/bha por packer desasentado.
SAC-171-H	**Hi**	8-May-06	bajo aporte y alto bsw	31-may-06 sale wo#1, aislar arena "hi" con tapon cibp, punzonar intervalo de arena "ui" 9622'-9656' (34') md;9474'-9498' (24') tvd, evaluar, diseñar bes. luego de wo pozo no aporta, ewo
SAC-173H	**U**	12-May-05	común- tbg-csg	12-may-05, se suspende evaluacion c/wtf, se detecta comunicación tbg-csg, ewo
SAC-174D	**Us+i**	20-Feb-03	bajo aporte fluidos	20-feb-03 cerrado por bajo aporte de fluidos, candidato a fracturamiento a "t".
SAC-196-D	**Ui**	30-Jan-08	bajo aporte de fluidos	6-feb-08 se chequea bha se detecta comunicación tbg-csg, e.w.o, 4-5 -feb-08 se realiza tratamiento sandstone acid @ ui
SAC-221-H		12-Jan-08	termina perforación	12-ene-08 termina perforación, espera completación y pruebas iniciales
SAC-PROF	**HI**	14-Apr-02	casing roto a 2632'	cerrado w.o # 2, sin éxito
SAC-01-WS		20-Jan-77	pozo seco	con placa de abandono (1996)

Existen 10 pozos que presentan problemas de pescados, los otros pozos cerrados presentan diversos problemas como problemas de conificación o ruptura de casing.

Se realizó una descripción general de la vida de cada pozo, para entender y determinar de mejor manera cual fue la posible causa que generó el problema, de igual manera para saber cuál es el estimativo de producción que se pierde diariamente, para lo cual la ayuda de los historiales tanto de producción como de reacondicionamientos fueron primordiales.

El objetivo de analizar los historiales de producción es para determinar cuál ha sido el aporte que ha tenido el pozo a lo largo de su vida productiva y llegar a determinar cuál es la pérdida diaria que se tiene por su cierre, esto nos ayuda si la inversión de realizar una re-entrada se justifica en base a la producción, es decir, si el pozo tenía un baja producción no tiene sentido considerar al pozo como candidato a una re-entrada.

De igual manera el objetivo de analizar los historiales de Workover es para llegar a determinar el número de intervenciones o trabajos que se ha llevado a cabo en el pozo desde que entró en producción. Cada intervención o Workover define su objetivo dependiendo de las causas que llevan al mismo, siendo las más comunes: cambio de bomba, limpieza a tubería, etc.

Los resultados que se obtienen al finalizar cada Workover son muy importantes ya que se puede o no cumplir con el objetivo planteado. El pozo puede mejorar sus condiciones productivas (objetivo fundamental en cada intervención), pero también puede resultar con daños que alteren las condiciones que tenía antes de realizar la intervención. Es en estos trabajos de reacondicionamiento o Workover donde se generan también los pescados.

En resumen la principal información que se obtiene de los historiales de producción y de Workover son la fecha de cierre, la zona de la cual se estaba produciendo, la pérdida de producción y el trabajo que se estaba realizando en el último Workover.

2.1.1.1 Historial de producción.

HISTORIAL DE PRODUCCION, POZO SACHA 148							
FECHA	**BFPD**	**BPPD**	**BSW**	**BIPD**	**ARENA**	**BOMBA**	**OBSERVACIONES**
23-May-99	863	**832**	3.6	1170	Hi	D2X1	
10-Jul-99	291	**278**	4.3	2530	Hi	JET-10A	15-Jun-99 Chequeo de Tubería
8-Aug-99	304	**294**	3.4	2600	Hi		1-Ago-99 Chequeo de Completación
29-Sep-99	342	**324**	5.2	2030	Hi		3-Sep-99 C/Bomba por Tratamiento @ Hi
16-Oct-99	298	**273**	8.3	2050	Hi		28-Oct-99 Toman B'UP
15-Nov-99	653	**542**	17.0	1540	Hi		11-Nov-99 Tratamiento RMA @ Hi
6-Nov-99	605	**584**	3.5	1570	Hi	JET-9A	5-Nov-99 Tratamiento RMA @ Hi
27-Nov-99	693	**631**	9.0	930	Hi	D1X1	26-Nov-99 C/B Entra Pistón
21-Dec-99	688	**577**	16.2	1250	Hi	D1X1	9-Ene-00 Inicia WO-1; C/BHA Por com. tbg-csg
13-Jan-99	1010	**856**	15.2	1610	Hi	JET-9A	12-Ene-00 Sale de WO-1
2-Feb-00	1038	**905**	12.8	1610	Hi	JET-9A	
23-Feb-00	971	**802**	17.4	1330	Hi	D1X1	22-Feb-00 C/b Entra Pistón
16-Mar-00	1137	**927**	18.5	1570	Hi	D1X1	
13-Apr-00	1125	**862**	23.4	1570	Hi	D1X1	
16-Jun-00	1079	**816**	24.4	1640	Hi	D1X1	
17-Jul-00	1117	**780**	30.2	1830	Hi	D1X1	
15-Sep-00	1116	**773**	30.7	1780	Hi	D1X1	
24-Oct-00	1003	**550**	45.2	1290	Hi	D2X1	22-Oct-00 C/B @ Pistón D2x1
13-Nov-00	991	**582**	41.3	1320	Hi	D2X1	
27-Dec-00	1064	**693**	34.9	1300	Hi	D2X1	
13-Mar-01	1145	**635**	44.5	1440	Hi	D2X1	
2-Apr-01	1174	**632**	46.2	1580	Hi	D2X1	

26-Jun-01	1402	**627**	55.3	2010	Hi	D2X1	
8-Jul-01	1421	**534**	62.4	2030	Hi	D2X1	11-Jul-01 entra a WO-02 Por Bomba Atascada
30-Jul-01	1024	**507**	50.5	1600	Hi	JET-D7	30-Jul-01 Sale WO-2
4-Aug-01	1063	**567**	46.7	1120	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	3-Ago-01 Entra Pistón 2 1/2X 1 7/8
29-Aug-01	703	**287**	59.2	920	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	28-Ago-01 C/B Entra Pistón mismo tipo
13-Sep-01	639	**205**	67.9	1820	Hi	JET-D7	12-Sep-01 Prueba de Inyectividad + C/B @ JET-D7
20-Sep-01	1172	**568**	51.5	1610	Hi	JET-D7	18-Sep-01 Tratamiento Químico @ Hi
23-Nov-01	882	**480**	45.6	970	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	22-Sep-01 Entra Pistón 2 1/2X 1 7/8
15-Oct-01	1134	**498**	56.1	1340	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	
21-Jan-02	1425	**533**	62.6	1680	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	
6-Apr-02	946	**515**	45.6	1040	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	
24-May-02	633	**353**	44.2	1770	Hi	JET D7	19-May-02 C/B Entra JET D7
21-Jun-02	1602	**604**	62.3	1550	Hi	JET D7	
10-Aug-02	1476	**608**	58.8	1440	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	
22-Nov-02	1362	**481**	64.7	1420	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	
18-Jan-03	1542	**503**	67.4	1750	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	
26-Feb-03	1519	**580**	61.8	1460	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	21-Feb-01 C/B Y Pesca de STD/V
26-Mar-03	1452	**501**	65.5	1550	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	
3-May-03	1561	**885**	43.3	1640	Hi	JET-D7	2-May-03 C/B +Toma B'UP @ Hi
8-Jun-03	1329	**413**	68.9	1390	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	
23-Jul-03	981	**314**	68.0	1060	Hi	PLII 2 1/2X 1 7/8	
31-Aug-03	766	**178**	76.7	1220	Hi	PLII 2	3-Sep-03 WO-3

						1/2X 1 7/8	C/BHA de PPH a PPS
24-Oct-03	1336	**668**	50.0		Hi	GN-2500	23-Sep-03 Sale De WO-3 Salin= 1500 ppm Cl-
11-Nov-03	2742	**823**	70.0		Hi	GN-2500	
18-Jan-04	2703	**676**	75.0		Hi	GN-2500	
5-Mar-04	2616	**523**	80.0		Hi	GN-2500	21-abr-04 Inicia WO-4, C/BHA por BES-OFF
26-Apr-04	2749	**550**	80.0		Hi	SN-2600	Sale de W0-4, baja bomba SN-2600
15-Jul-04	2797	**559**	80.0		Hi	SN-2600	
5-Oct-04	2624	**525**	80.0		Hi	SN-2600	
25-Feb-05	2411	**482**	80.0		Hi	SN-2600	
1-May-05	2388	**478**	80.0		Hi	SN-2600	
5-May-05	1418	**284**	80.0		Hi	SN-2600	
10-May-05	528	**106**	80.0		Hi	SN-2600	12-may-05 Intenta pescar st.v. sin éxito. Se apaga BES
31-May-05	2742	**548**	80.0		Hi	SN-2600	27-may-05 sale de WO-5 Equipo c/bajo aislamiento
17-Jun-05	2648	**530**	80.0		Hi	SN-2600	FREC =55 Hz
26-Jul-05	2656	**531**	80.0		Hi	SN-2600	
26-Aug-05	2600	**520**	80.0		Hi	SN-2600	16-22-ago-05 Cerrado por paro biprovincial
29-Sep-05	2541	**508**	80.0		Hi	SN-2600	30-sep-05 bes off, problema de alta temperatura
2-Oct-05	2246	**449**	80.0		Hi	SN-2600	1-oct-05 arranca con 54 Hz, daño sensor de fondo
17-Oct-05	2332	**466**	80.0		Hi	SN-2600	
23-Oct-05	1954	**391**	80.0		Hi	SN-2600	
31-Oct-05	1749	**350**	80.0		Hi	SN-2600	
6-Nov-05	1812	**362**	80.0		Hi	SN-2600	3-nov-05 Chequean tbg. limpia + recupera st. Valve
29-Nov-05	1623	**325**	80.0		Hi	SN-2600	
5-Dec-05	1702	**340**	80.0		Hi	SN-2600	
24-Dec-05	1418	**284**	80.0		Hi	SN-2600	

26-Dec-05	1316	**263**	80.0		Hi	SN-2600	26-dic-05 Bes off, bes atascada, fases desbalanceadas
28-Dec-05							BES-OFF , posible atascamiento de bomba, EWO
25-Feb-06	461	**331**	28.1	1820	Hi+Ui	JET-9A	
4-Mar-06	175	**82**	53.1	1870	Hi+Ui	JET-9A	SAL=8600 ppmcl-
5-Mar-06	137	**45**	67.5	1860	Hi+Ui	JET-9A	Cerrado por bajo aporte , EWO
17-Mar-06	265	**166**	37.5	1870	Hi+Ui	JET-9A	
29-Nov-06	832	**183**	78.0		Hs+i	DN-1100	
7-Dec-06	1222	**147**	88.0		Hs+i	DN-1100	
10-Dec-06	1289	**116**	91.0		Hs+i	DN-1100	9-DIC-06 Incrementa BSW @ 91%, Hz=56
30-Jan-07	1236	**111**	91.0		Hs+i	DN-1100	
19-Feb-07	1253	**113**	91.0		Hs+i	DN-1100	SAL=2450 PPMCL-
18-Mar-07	1178	**106**	91.0		Hs+i	DN-1100	
20-Mar-07	1178	**0**	100.0		Hs+i	DN-1100	20-MAR-07 POZO QUEDA CERRADO POR ALTO BSW, EWO
22-Jun-07	96	**0**	100.0	1296	Hi	JET-10J	DURANTE WO#8, TR=10 BLS, THE=10 HRS
25-Jun-07	120	**0**	100.0	1440	Hs	JET-10J	DURANTE WO#8, TR=129 BLS, THE=18 HRS
29-Jun-07	144	**0**	100.0	1296	Hs	JET-9i	DURANTE WO#8, TR=340 BLS, THE=52 HRS, SALINIDAD=11400 PPMCL-
4-Jul-07	144	**115**	20.0	1296	Ui	JET-9i	DURANTE WO#8, TR=444 BLS, THE=67 HRS, R-M-A @ "Ui"
6-Jul-07	72	**49**	32.0	1248	Ui	JET-9i	DURANTE WO#8, TR=210 BLS, THE=37 HRS

HISTORIAL DE PRODUCCION, POZO SACHA 73					
FECHA	**BFPD**	**BPPD**	**BSW**	**ARENA**	**BOMBA**
5-Nov-74	14440	**1436**	0.3		
5-Nov-74	2400	**2395**	0.2	H	
30-Jun-74	1776	**1771**	0.3	H	
28-Jul-74	2736	**2731**	0.2	H	
19-Jun-74	2814	**2813**	0.1	H	
17-Oct-74	2940	**2939**	0.1	H	
2-Nov-74	2680	**2675**	0.2	H	
26-Dec-74	2928	**2922**	0.2	H	
3-Feb-75	2274	**2272**	0.1	H	
24-Feb-75	2178	**2176**	0.1	H	
30-Mar-75	2224	**2222**	0.1	H	
9-Apr-75	2160	**2158**	0.1	H	
26-Apr-75	2560	**2557**	0.1	H	
1-May-75	2512	**2509**	0.1		
26-May-75	2718	**2715**	0.1	H	
6-Jun-75	2552	**2551**	0.1	H	
5-Aug-75	2796	**2793**	0.1	H	
3-Sep-75	2984	**2981**	0.1	H	
23-Sep-75	3140	**3137**	0.1	H	
13-Oct-75	3260	**3257**	0.1	H	
10-Nov-75	3784	**3776**	0.2	H	
17-Dec-75	2544	**2541**	0.1	H	
3-Jan-76	2512	**2509**	0.1	H	
12-Feb-76	1032	**1031**	0.1	H	
25-Feb-76	3762	**3010**	20.0	H	
28-Mar-76	2322	**2252**	3.0	H	
2-Apr-76	2286	**2217**	3.0	H	
4-May-76	2244	**2181**	2.8	H	
2-Jun-76	2556	**2500**	2.2	H	
15-Jul-76	1744	**1674**	4.0	H	
12-Aug-76	1752	**1612**	8.0	H	
4-Sep-76	2047	**1883**	8.0	H	

9-Oct-76	1674	**1590**	5.0	H	
18-Oct-76	1712	**1558**	9.0	H	
3-Nov-76	1912	**1721**	10.0	H	
4-Dec-76	1662	**1479**	11.0	H	
14-Jan-77	1429	**1229**	14.0	H	
8-Feb-77	1506	**1438**	4.5	H	
14-May-77	1371	**1042**	24.0	H	
19-Jun-77	1212	**897**	26.0	H	
28-Jul-77	1286	**926**	28.0	H	
6-Aug-77	1360	**952**	30.0	H	
1-Sep-77	1382	**967**	30.0	H	
3-Oct-77	1416	**991**	30.0	H	
9-Nov-77	1416	**963**	32.0	H	
2-Mar-78	1582	**949**	40.0	H	
6-Apr-78	1530	**949**	38		
20-Feb-79	1376	**716**	48.0		B1X1
23-Feb-79	1360	**680**	50.0		
2-Mar-79	2880	**2111**	26.7		B1X0
6-Mar-79	2896	**2450**	15.4		B1X0
8-Apr-79	3262	**1181**	63.8		
5-May-79	2538	**919**	63.8		D2X0
29-Jul-79	4128	**1503**	63.6		B2X0
11-Aug-79	4167	**1588**	61.9		B2X0
2-Mar-79	2880	**2111**	26.7		B2X0
6-Mar-79	2896	**2450**	15.4		B2X0
15-Mar-79	2940	**2490**	15.3		B1X0
29-Mar-79	2940	**1329**	54.8		D1X1
2-Apr-79	3100	**1293**	58.3		D1X1
5-May-79	2538	**919**	63.8		D1X1
24-Jun-79	3210	**1550**	51.7		
29-Jul-79	4128	**1503**	63.6		B1X0
6-Aug-79	4524	**1140**	74.8		B1X0
8-Aug-79	4130	**1499**	63.7		B1X0
11-Aug-79	4168	**1588**	61.9		B1X0
9-Sep-79	3918	**1626**	58.5		

28-Sep-79	4144	**1446**	65.1		B1X0
13-Oct-79	4486	**2288**	49.0		JET-8A
25-Nov-79	4030	**1612**	60.0		JET-8A
5-Dec-79	4040	**1616**	60.0		
6-Dec-86	1117	**952**	14.8	HS	
2-Jan-87	1016	**870**	14.4	HS	
13-Feb-87	1140	**978**	14.2	HS	D2X1
2-Mar-87	1053	**927**	12.0	HS	D2X1
22-Aug-87	990	**738**	25.5	HS	B2X2
11-Sep-87	1123	**965**	14.1	HS	B2X2
4-Oct-87	807	**713**	11.7	HS	JET-8A
17-Nov-87	863	**758**	12.2	HS	B2X2
18-Dec-87	949	**863**	9.1	HS	JET-10A
17-Jan-88	895	**761**	15.0	HS	B2X2
12-Feb-88	991	**840**	15.2	HS	B2X2
14-Mar-88	963	**797**	17.2	HS	
10-Apr-88	811	**653**	19.5	HS	JET-10A
18-May-88	787	**645**	18.0	HS	JET-10A
18-Jun-88	744	**558**	25.0	HS	JET-10A
22-Jul-88	701	**564**	19.5	HS	JET-10A
21-Aug-88	939	**775**	17.5	HS	
6-Sep-88	742	**546**	26.4	HS	D1X0
12-Oct-88	286	**163**	43.0	HS	D1X0
6-Nov-88	528	**380**	28.0	HS	B1X1
16-Dec-88	670	**515**	23.2	HS	B1X1
1-Jan-89	772	**612**	20.7	HS	B1X1
20-Feb-89	856	**675**	21.1	HS	B1X1
12-Mar-89	971	**745**	23.3	HS	B1X1
15-Apr-89	830	**627**	24.5	HS	B1X1
11-May-89	904	**637**	29.5	HS	B1X1
25-Jun-89	1082	**845**	21.9	HS	
14-Jul-89	812	**626**	22.9	HS	B1X0
26-Aug-89	845	**788**	6.7	HS	B1X0
5-Sep-89	812	**558**	31.3	HS	
7-Oct-89	891	**615**	31.0	HS	D2X0

18-Nov-89	850	**566**	33.4	HS	B2X0
4-Dec-89	708	**492**	30.5	HS	B2X0
7-Jan-90	615	**414**	32.7	HS	B2X0
10-Feb-90	764	**520**	31.9	HS	B2X0
4-Mar-90	585	**445**	23.9	HS	B1X0
13-Apr-90	810	**526**	35.1	HS	D1X1
10-May-90	796	**526**	33.9	HS	D1X1
22-Jun-90	402	**254**	36.8	HS	D1X1
7-Jul-90	742	**453**	38.9	HS	
18-Aug-90	668	**408**	38.9	HS	B1X0
2-Sep-90	659	**426**	35.4	HS	B1X0
1-Oct-90	540	**378**	30.0	HS	B1X0
19-Nov-90	460	**335**	27.2	HS	B1X0
3-Dec-90	457	**338**	26.0	HS	
19-Jan-91	318	**311**	2.2	HS	B1X0
23-Feb-91	344	**334**	2.9	HS	JET-8A
14-Mar-91	330	**278**	15.8	HS	JET-8A
1-Apr-91	388	**295**	24.0	HS	
15-May-91	419	**263**	37.2	HS	JET-9A
2-Jun-91	441	**264**	40.1	HS	B1X0
10-Jul-91	523	**378**	27.7	HS	D2X1
19-Aug-91	738	**514**	30.4	HS	D2X1
22-Sep-91	513	**310**	39.6	HS	B2X2
7-Oct-91	528	**280**	47	HS	B2X2
18-Nov-91	745	**281**	62.3	HS	JET-8A
17-Dec-91	634	**291**	54.1	HS	B2X2
15-Jan-92	593	**282**	52.4	HS	JET-10A
16-Feb-92	628	**276**	56.1	HS	B2X2
20-Mar-92	653	**279**	57.3	HS	B2X2
20-Apr-92	662	**256**	61.3	HS	
12-May-92	439	**281**	36.0	HS	JET-10A
16-Jun-92	539	**351**	34.9	HS	JET-10A
10-Jul-92	655	**318**	51.5	HS	JET-10A
16-Aug-92	560	**293**	47.7	HS	JET-10A
16-Sep-92	488	**294**	39.8	HS	JET-9A

20-Oct-92	601	**363**	39.6	HS	B1X0
23-Nov-92	589	**289**	51.0	HS	JET-8A
14-Dec-92	523	**302**	42.3	HS	B2X2
20-Jan-93	679	**347**	48.9	HS	JET-10A
7-Feb-93	613	**319**	48.0	HS	B2X2
19-Mar-93	621	**285**	54.1	HS	B2X2
25-Apr-93	509	**345**	32.2	HS+I	
15-May-93	383	**128**	66.6	HS	JET-10A
12-Jun-93	146	**145**	0.7	HI	JET-10A
26-Jul-93	198	**113**	42.9	HI	JET-10A
11-Aug-93	140	**24**	82.9	HI	JET-10A

HISTORIAL DE PRODUCCION, POZO SACHA 112					
FECHA	**BFPD**	**BPPD**	**BSW**	**ZONA**	**OBSERVACIONES**
19-Apr-88	ENTRA EL POZO A PRODUCCIÓN @ FLUJO NATURAL				MET=FN;API=29.4
28-Jan-88	1432	1431	0.1	HI	MET=FN;API=29.4
14-May-88	828	826	0.2	HI	MET=FN;API=29.3
23-Jun-88	960	958	0.2	HI	MET=FN;API=29.1
19-Jul-88	1083	1048	3.2	HI	MET=FN;API=28.4
20-Aug-88	1056	961	9	HI	MET=FN;API=27
11-Sep-88	1272	1145	10	HI	MET=FN;API=29.5
11-Oct-88	1116	1004	10	HI	MET=FN;API=26
1-Nov-88	1042	854	18	HI	MET=FN;API=26.2
17-Dec-88	INSTALA BOMBA JET 7-A; PARA PRODUCIR PPH				
20-Dec-88	CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTÓN D1X1				
21-Dec-88	CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTÓN B2X1				
23-Dec-88	1014	705	31	H	MET=PPH;API=28.9
1-Jan-89	CHEQUEA CAVIDAD Y EMPACADURAS ;SE BAJA BOMBA B2X2				
4-Jan-89	CHEQUEA EMPACADURAS ;QUEDA A FLUJO NATURAL SIN BOMBA				
2-Feb-89	703	176	75	HI	MET=FN;API=29.9
9-Mar-89	547	137	75	HI	MET=FN;API=29.5
4-Apr-89	765	459	40	HI	MET=FN;API=29.6
30-Apr-89	BAJA BOMBA JET 7-A				SALINIDAD=788PPMCL
22-May-89	982	462	53	HI	METODO=PPH
12-Jun-89	840	417	50.4	HI	
13-Jul-89	832	379	54.4	HI	
30-Jul-89	ENTRA WO#01				
9-Aug-89	SALE DE WO;BAJAN JET 10ª				SALINIDAD=1500 PPMCL
10-Aug-89	1986	890	55.2	HI	
10-Aug-89	1986	890	55.2	HI	
12-Aug-89	SE CORRE B'UP @ "HI"				
13-Aug-89	CAMBIO DE BOMBA ; BAJA PISTÓN D2X1				
13-Aug-89	1986	890	55.2		MET=PPH;API=28.9
21-Sep-89	1985	933	53	HI	MET=PPH;API=28.9
1-Oct-89	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO D2X1				
12-Oct-89	1986	886	55.4	HI	MET=PPH;API=28.4
13-Nov-89	2053	846	58.8	HI	MET=PPH;API=28.4
6-Dec-89	1986	806	59.4	HI	MET=PPH;API=28.4
12-Jan-89	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO D2X1				
21-Jan-90	2340	915	60.9	HI	SALINIDAD=1212 PPMCL
1-Feb-89	CAMBIO DE BOMBA ENTRA JET 10 A				
2-Feb-89	INCREMENTO DE CORTRE DE AGUA; EMULSIÓN FUERTE ;CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTÓN D1X1				

8-Feb-90	SE ABRE CAMISA DE HS Y SE CHEQUEA CAMISA DE HI+ C/B BAJA D2X1				
10-Feb-90	2060	820	60.2	HS+I	
3-Mar-90	2697	844	68.7	HS+I	
24-Mar-90	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO D2X1				
10-Apr-90	2198	688	68.7	HS+I	
4-May-90	2284	694	69.6	HS+I	
17-Jun-90	2273	684	69.9	HS+I	
30-Jun-90	CIERRAN CAMISA DE HI Y SE EVALUA CON JET 10 A				
1-Jul-90	174	26	85	HS	SALINIDAD=2121 PPMCL
1-Jul-90	SE ABRE CAMISA DE HI				
19-Jul-90	1918	583	69.6	HS+I	SALINIDAD=848 PPMCL
14-Aug-90	1845	494	73.2	HS+I	
31-Aug-90	ENTRA WO# 02; C/BHA				
3-Sep-90	SALE DE WO# 02; BAJA JET 11 A				
12-Sep-90	CAMBIO DE BOMBA ; BAJA PISTÓN D2X1				
15-Sep-90	2058	504	75.5	HS+I	SALINIDAD=878 PPMCL
13-Oct-90	SE CIERRA CAMISA DE "HI" Y REALIZA B'UP @ "HS”				
14-Oct-90	SE REALIZA PRUEBA DE INYECTIVIDAD - SIN ÉXITO				
15-Oct-90	BAJA BOMBA D2X1+ ABRE CAMISA HI				
16-Oct-90	2123	467	78	HS+I	
5-Jan-91	2105	495	76.5	HS+I	
19-Jan-91	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO D2X1				
13-Feb-91	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO D2X1				
13-Feb-91	2615	615	76.5	HS+I	MET=HPP;API=28.1
17-Mar-91	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO D2X2				
18-Mar-91	2513	643	74.4	HS+I	
4-Apr-91	2124	561	73.6	HS+I	
7-May-91	2334	562	75.9	HS+I	
12-Jun-91	2346	619	73.6	HS+I	MET=HPP;API=28.2
10-Jul-91	1800	425	76.4	HS+I	MET=HPP;API=28.3
20-Jul-91	CAMBIO DE BOMBA ENTRA B2X2				
6-Aug-91	2492	780	68.7	HS+I	MET=HPP;API=28.2
7-Sep-91	2815	636	77.4	HS+I	MET=HPP;API=28.5
10-Oct-91	2223	665	70.1	HS+I	MET=HPP;API=28.1
7-Nov-91	1889	716	62.1	HS+I	MET=HPP;API=28.5
13-Nov-91	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO B2X2				
11-Dec-91	1970	756	61.6	HS+I	
25-Jan-92	2682	834	68.9	HS+I	
8-Feb-92	2489	946	62	HS+I	
25-Feb-92	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO B2X2				SALINIDAD=1303 PPMCL
4-Mar-92	2338	980	58.1	HS+I	

15-Apr-92	2505	1020	59.3	HS+I	
9-May-92	2311	862	62.7	HS+I	SALINIDAD=666 PPMCL
4-Jun-92	2532	886	65	HS+I	
7-Jun-92	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO B2X2				
15-Jun-92	2492	882	64.6	HS+I	SALINIDAD=861 PPMCL
2-Jul-93	2073	796	61.6	HS+I	
9-Jul-92	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO B2X2				
10-Jul-92	2318	1078	53.5	HS+I	
15-Aug-93	2156	796	63.1	HS+I	SALINIDAD=994 PPMCL
12-Sep-92	2165	1005	53.6	HS+I	
3-Oct-92	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO B2X2				
17-Oct-92	2312	1087	53	HS+I	
10-Nov-92	1853	901	51.4	HS+I	SALINIDAD=758 PPMCL
26-Nov-92	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO B2X2				
20-Dec-92	2151	1078	49.9	HS+I	
17-Jan-93	2119	1049	50.5	HS+I	
8-Feb-93	2030	1094	46.1	HS+I	
19-Mar-93	2130	1065	50	HS+I	SALINIDAD=894 PPMCL
2-Apr-93	1971	1084	45	HS+I	
12-Apr-93	CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO B2X2				
3-May-93	2040	979	52	HS+I	
11-Jun-93	2176	883	59.4	HS+I	
2-Jul-93	2073	796	61.6	HS+I	
25-Aug-93	1942	717	63.1	HS+I	
27-Sep-93	1960	719	63.3	HS+I	
19-Oct-93	2081	780	62.5	HS+I	
11-Nov-93	2101	649	69.1	HS+I	
5-Jan-94	1990	671	66.3	HS+I	
1-Feb-94	SE CIERRA CAMISA DE "HS" Y BAJA BOMBA JET 9A				
2-Feb-94	SE CIERRA CAMISA DE "HI" Y ABREN "HS" + BAJAN JET 9ª				
7-Feb-94	ENTRA WO; C/BHA POR CAMISAS DEFECTUOSAS				
11-Feb-94	SALE DE WO #3; ABREN CAMISA DE "HS" QUEDA "HS+I"				
12-Feb-94	1934	217	88.8	HS+I	SALINIDAD=970PPMCL
12-Feb-94	ABRE CAMISA DE HS				
15-Feb-94	SE CIERRA CAMISA DE "HI" Y PRODUCE "HS" + BAJAN JET 10A				
16-Feb-94	98	98		HS	
16-Feb-94	ABRE CAMISA DE HI PARA EVALUAR HS+I				
26-Feb-94	CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTÓN B2X2				
27-Feb-94	1486	547	63.2	HS+I	
9-Mar-94	1474	539	63.4	HS+I	
11-Apr-94	1359	530	61	HS+I	
4-May-94	1424	669	53	HS+I	

9-Jun-94	1325	759	42.7	HS+I	
1-Jul-94	1156	707	38.8	HS+I	
1-Sep-94	1527	651	57.4	HS+I	
23-Oct-94	1453	561	61.4	HS+I	
23-Nov-94	1368	274	80	HS+I	
1-Dec-94	1794	283	84.2	HS+I	
22-Dec-94	1509	161	89.3	HS+I	SALINIDAD=1090PPMCL
5-Jan-95	CERRADO ALTO CORTE DE AGUA; BSW=100%				
30-Jun-95	ENTRA EN WO; AISLAR ARENA "H" CON CIBP @ 9730 +PUNZONA "T" Y "U"				
5-Jul-95	REALIZAR B'UP @ "U" ; EVALUAR CON JET E-8				
11-Jul-95	REALIZAR B'UP @ "T" ; EVALUAR CON JET C-5				
13-Jul-95	TERMINA WO				
23-Jul-95	954	950	0.4	U	
30-Aug-95	854	847	0.8	U	
6-Sep-95	634	629	0.8	U	
29-Sep-95	CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTÓN PL II 2 1/2				
13-Oct-95	837	832	0.6	U	
16-Nov-95	835	830	0.6	U	
29-Nov-95	CAMBIO DE BOMBA ENTRA JET E-8				
3-Dec-95	946	936	1.1	U	API=28
29-Jan-96	909	901	0.9	U	
11-Feb-96	938	928	1.1	U	
25-Mar-96	944	934	1.1	U	
9-Apr-96	CAMBIO DE BOMBA ENTRA MISMO TIPO JET E-8				
17-Apr-96	894	882	1.3	U	
30-Apr-96	REALIZAN B'UP @ "U"				
26-May-96	CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				
28-May-96	CAMBIO DE BOMBA ENTRA JET D-6				
28-May-96	1012	1000	1.2	U	
9-Jun-96	606	598	1.3	U	
9-Jun-96	CAMBIO DE BOMBA ENTRA MISMO TIPO JET D-6 (NOZZLE TAPONADO)				
11-Jul-96	863	859	0.5	U	
16-Aug-96	CAMBIO DE GEOMETRIA DE D-6 @ C5				
17-Aug-96	618	616	0.3	U	
27-Sep-96	443	438	1.1	U	
15-Nov-96	478	476	0.4	U	
25-Dec-96	463	459	0.9	U	
19-Jan-97	497	491	1.2	U	API=28.8
18-Feb-97	CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTON PL II 2 1/2 X 1 7/8				API=28.5

18-Feb-97	424	420	0.9	U	
11-Apr-97	494	490	0.8	U	
28-May-97	511	504	1.3	U	
14-Jun-97	SE REALIZA B'UP @ "U";EVAL JET C-5				API=28.6
15-Jun-97	567	538	5.1	U	
17-Jun-97	CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				
16-Jul-97	604	554	8.3	U	API=29
27-Aug-97	613	538	12.2	U	
20-Sep-97	CAMBIO DE BOMBA ENTRA MISMO TIPO PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				
23-Sep-97	591	463	21.7	U	API=28
21-Dec-97	675	541	19.9	U	
22-Jan-98	675	558	17.3	U	API=28.5
15-Feb-98	653	468	28.3	U	
18-Mar-98	640	487	23.9	U	SALINIDAD=14600 PPMCL
1-Apr-98	CAMBIO DE BOMBA ENTRA MISMO TIPO PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				
4-Apr-98	711	505	29	U	
10-May-98	752	562	25.3	U	
22-Jun-98	730	562	23	U	
22-Jul-98	569	385	32.3	U	
25-Jul-98	CAMBIO DE BOMBA ENTRA MISMO TIPO PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				
20-Aug-98	CAMBIO DE BOMBA ENTRA MISMO TIPO PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				
23-Aug-98	893	678	24.1	U	
16-Sep-98	939	737	21.5	U	API=28
12-Oct-98	1052	813	22.7	U	
22-Nov-98	1066	831	22	U	
21-Dec-98	872	674	22.7	U	
7-Jan-99	936	710	24.14	U	API=27.5
3-Feb-99	1016	718	29.3	U	
14-Mar-99	CAMBIO DE BOMBA ENTRA MISMO TIPO PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				
15-Mar-99	869	647	25.6	U	
18-Apr-99	765	480	37.3	U	
26-May-99	827	475	42.6	U	
2-Jun-99	902	523	42	U	
12-Jul-99	871	517	40.7	U	
31-Jul-99	CAMBIO DE BOMBA ENTRA JET D-8				
5-Aug-99	CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTON PL II 2 1/2 X 1 1/2				
16-Aug-99	963	557	42.2	U	
26-Sep-99	CAMBIO DE BOMBA ENTRA JET PL II 2 1/2 (D-7)				
28-Sep-99	419	211	49.7	U	
5-Oct-99	CERRADO POR CPS				

18-Oct-99	650	396	39.1	U	
13-Nov-99	708	438	38.2	U	
14-Nov-99	CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				SALINIDAD=8484 PPMCL
2-Dec-99	1057	523	50.5	U	
10-Jan-00	CAMBIO DE BOMBA ENTRA JET D-7				
13-Jan-00	CAMBIO DE BOMBA ENTRA MISMO TIPO PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				
14-Jan-00	651	361	44.6	U	
24-Jan-00	CAMBIO DE BOMBA ENTRA JET PL II 2 1/2				
20-Mar-00	758	299	60.6	U	
6-Apr-00	CAMBIO DE BOMBA ENTRA MISMO TIPO JET PL II 2 1/2				
17-Apr-00	681	289	57.5	U	
27-Apr-00	CAMBIO DE BOMBA ENTRA MISMO TIPO PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				
19-May-00	561	288	48.7	U	
6-Jun-00	722	352	51.3	U	
24-Jun-00	CAMBIO DE BOMBA ENTRA MISMO TIPO PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				
2-Jul-00	CAMBIO DE BOMBA ENTRA JET PL II 2 1/2				
16-Jul-00	CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 7/8				
24-Jul-00	658	281	57.3	U	
20-Aug-00	523	218	58.3	U	
12-Oct-00	CAMBIO DE BOMBA ENTRA JET PL II 2 ½				
31-Oct-00	CAMBIO DE BOMBA ENTRA PISTÓN PL II 2 1/2 X 1 1/2				
13-Sep-00	579	277	52.2	U	
13-Oct-00	629	348	44.6	U	
24-Nov-00	541	360	33.5	U	
29-Dec-00	487	235	51.7	U	
8-Jan-01	463	219	52.8	U	
18-Feb-01	468	261	44.3	U	
15-Mar-01	458	265	42.2	U	
22-Apr-01	488	297	39.1	U	
13-May-01	473	265	43.9	U	
10-Jun-01	498	326	34.6	U	
24-Jul-01	550	336	39	U	
28-Aug-01	610	366	40	U	
8-Sep-01	CAMBIO DE BOMBA PARA REALIZAR COMPLETACIÓN				
23-Sep-01	CAMBIO DE ZONA DE U @ T +C/B BAJA JET PL II 2 1/2				
24-Sep-01	214	17	92.1	T	
28-Sep-01	CAMBIO DE ZONA DE T @ U +C/B BAJA JET PL II 2 1/2				
29-Sep-01	509	260	49	U	
14-Oct-01	494	54	89	U	
15-Oct-01	CERRADO POR ALTO BSW				
3-Jun-04	INTENTAN EVALUAR SIN ÉXITO POR POSIBLE SAFETY JOINT DESCONECTADO				

2.1.2 Historial de reacondicionamiento.

SACHA – 148			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	12-Ene-00	Cambio de completación por comunicación tubing-casing.	Trabajo exitoso.
2	30-Jul-01	Cambio de completación por bomba atascada.	Trabajo exitoso.
3	24-Oct-03	Cambio de sistema de levantamiento de bombeo hidráulico a bombeo electro sumergible para ahorro de fluido motriz.	Trabajo exitoso. Incrementan producción en la arena "Hi" a 823 BPPD
4	25-Abr-04	Cambio de BHA por BES-OFF.	Trabajo exitoso. Incrementan producción en la arena “Hi” a 536 BPPD con 80% BSW.
5	27-May-05	Cambio de BES por equipo con bajo aislamiento	Corrigen casing de 4085’ a 4100’.Trabajo exitoso.
6	20-Feb-06	Cambio de completación por bomba atascada. Redisparar arena Hi.	Trabajo exitoso

SACHA – 73			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	03-Ene-79	Instalar una cavidad “Kobe” para producir el pozo con levantamiento Hidráulico	Trabajo exitoso.
2	13-Oct-81	Cambio de Bomba “Kobe” no recuperable por circulación ni con unidad de cable, Aislar la entrada de agua con Packe .	Trabajo exitoso. Incrementan producción en la arena "Hs" a 1090 BPPD.
3	16-Marz-83	Aislar entrada de agua con cementación forzada y re-disparar”.	Trabajo exitoso. Incrementan producción en la arena "Hi" a 1072 BPPD
4	13-Ago-83	Cambio de Bomba Kobe no recuperable por recirculación y por pesca.	Trabajo exitoso. Incrementan producción en la arena “Hi” a 752 BPPD
5	21-Sep-85	Aislar entrada de agua con cementación forzada y repunzamiento.	Trabajo exitoso. Incrementan producción.
6	15-Sep-86	Cambio de completación, posible liqueo en la cavidad o packer.	Trabajo exitoso
7	02-Nov-88	Aislar Hollín inferior con cementación forzada, re-disparar Hollín superior y evaluar	Trabajo exitoso.
8	20-Nov-88	Cambio de completación, bomba no recuperable por recirculación	Trabajo exitoso,.

9	25-Ago-89	Cambio de completación,(empacadura desasentada, tratamiento anti-incrustaciones a Hollín superior)	Trabajo satisfactorio, se incrementa producción.
10	07-Abr-90	Cambio de completación	Trabajo exitoso.
11	27-May-90	Cambio de completación (Empacadura desasentada).	Trabajo exitoso. Incrementan producción en la arena “Hs” a 563 BPPD
12	21-Abr-93	Moler cemento de Hollín inferior, punzonar.	Trabajo exitoso. Incrementa producción.
13	13-May-93	Cambio de completación por empacadura desasentada	Trabajo exitoso.
14	08-Abr-94	Punzonar arena Napo “U”, “T” y “BASAL TENA” evaluar por separado.	Cerrado por alto corte de agua.
15	11-Ago-94	Chequeo del casing y cambio de completación (obstrucción en tubería impide abrir camisa de “T”).	Cerrado por W.O. suspendido
16	21-Ene-96	Aislar pescado y casing roto a 8873’ con tapón CIBP. Realizar cementación forzada a BASAL TENA repunzonar.	Cerrado por W.O. suspendido

SACHA - 112			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	09-Ago-89	Aislar entrada de agua con cementación forzada a Hi. Punzonar Hs evaluar para producir con BH	Trabajo exitoso. Incrementa producción a 890 BPPD
2	03-Sep-90	Cambio de completación por cavidad mala.	Trabajo exitoso.
3	11-Feb-94	Cambio de completación por camisas defectuosas	Trabajo exitoso. Incrementan producción en la arena "Hs+i" a 547 BPPD
4	13-Jul-95	Aislar Hollín con CIBP por alto corte de agua punzonar y evaluar "U"	Trabajo exitoso. Incrementa producción en la arena "U" a 1056 BPPD

2.1.3 Historial de presiones.

SACHA - 148									
ZONA	**FECHA**	**INTERVALO**	**Qo**	**Qw**	**BSW**	**Pwf**	**Pws**	**S Total**	**IP Ideal**
U	21-Jun-98	9472-9508	71	49	40.8	980	1683	14.90	S/D
U	21-Jun-98	9472-9508	71	49	40.8	1067	1759	45.65	1.21
Hi	25-Jun-98	9911-9921	621	3	0.5	3781	4403	9.88	1.00
H+U	1-Aug-99	9472-9508 9911-9921	219	10	4.4	674	3527	S/D	S/D
Hi	29-Oct-99	9911-9921	231	28	10.8	380	3559	4.60	0.15
Hi	9-May-03	9911-9921	766	669	46.6	2464	4154	4.00	1.26
Hi	19-Oct-03	9911-9921	580	1076	65.0	3332	4271	2.21	2.21

SACHA - 73									
ZONA	**FECHA**	**INTERVALO**	**Qo**	**Qw**	**BSW**	**Pwf**	**Pws**	**S Total**	**IP Ideal**
Hi	16-Apr-93	9796-9802	153	15	8.9	148	1229	0.89	0.16
Hs	18-Apr-93	9758-9786	226	254	52.9	422	2043	19.00	0.56

SACHA - 112									
ZONA	**FECHA**	**INTERVALO**	**Qo**	**Qw**	**BSW**	**Pwf**	**Pws**	**S Total**	**IP Ideal**
Hi	13-Aug-89	9858-9868	1793	664	27.0	2935	4366	44.83	5.35
U	7-Jul-95	9402-9448 9452-9464	831	78	8.6	888	1274	12.72	2.87
T	11-Jul-95	9664-9682	281	7	2.4	498	3508	10.22	0.10
U	2-May-96	9402-9448 9452-9464	1197	13	1.1	1045	1221	29.83	27.18
U	17-Jun-97	9402-9448 9452-9464	538	29	5.1	1161	1259	5.23	9.30

2.1.4 Reservas.

SACHA - 148							
POZO	**ARENA**	**Ho ft**	**POROSIDAD %**	**Sw %**	**V INSITU**	**FR**	**RESERVAS INICIALES (BLS)**
148	BT	3	15	17	180436	0.2603	46967
148	U INF.	34	13.6	71.2	1095881	0.3978	435941
148	T SUP.			83.1	0	0.3346	0
148	T INF.			68.1	0	0.3346	0
148	H SUP.	34	10	67.1	1107109	0.3168	350732
148	H INF.	36	16.2	99.7	2115214	0.3168	670100

SACHA - 73							
POZO	**ARENA**	**Ho ft**	**POROSIDAD %**	**Sw %**	**V INSITU**	**FR**	**RESERVAS INICIALES (BLS)**
73	BT	13	16	20.5	798845.9	0.2603	207940
73	U INF.	18	14.4	17	969332.7	0.3978	385601
73	T SUP.	19	12	52	472293.4	0.3346	158029
73	T INF.	16	12.3	41	501086.7	0.3346	167664
73	H SUP.	23.5	12.7	34.1	985269.8	0.3168	312133
73	H INF.	83.7	15.1	30.4	4406663	0.3168	1396031

SACHA - 112							
POZO	**ARENA**	**Ho ft**	**POROSIDAD %**	**Sw %**	**V INSITU**	**FR**	**RESERVAS INICIALES (BLS)**
112	BT	11	15.9	23.7	689284.8	0.2603	179421
112	U INF.	54	17	11	3378066	0.3978	1343795
112	T SUP.	9.5	13.5	41.7	322672.3	0.3346	107966
112	T INF.	18	13.8	19.9	858657.3	0.3346	287307
112	H SUP.	8	12.4	69.2	153059.6	0.3168	48489
112	H INF.	55.3	15.3	10.5	3793480	0.3168	1201774

2.1.5 ESTADO MECÁNICO DEL POZO.

Estado mecánico, Pozo SACHA 148

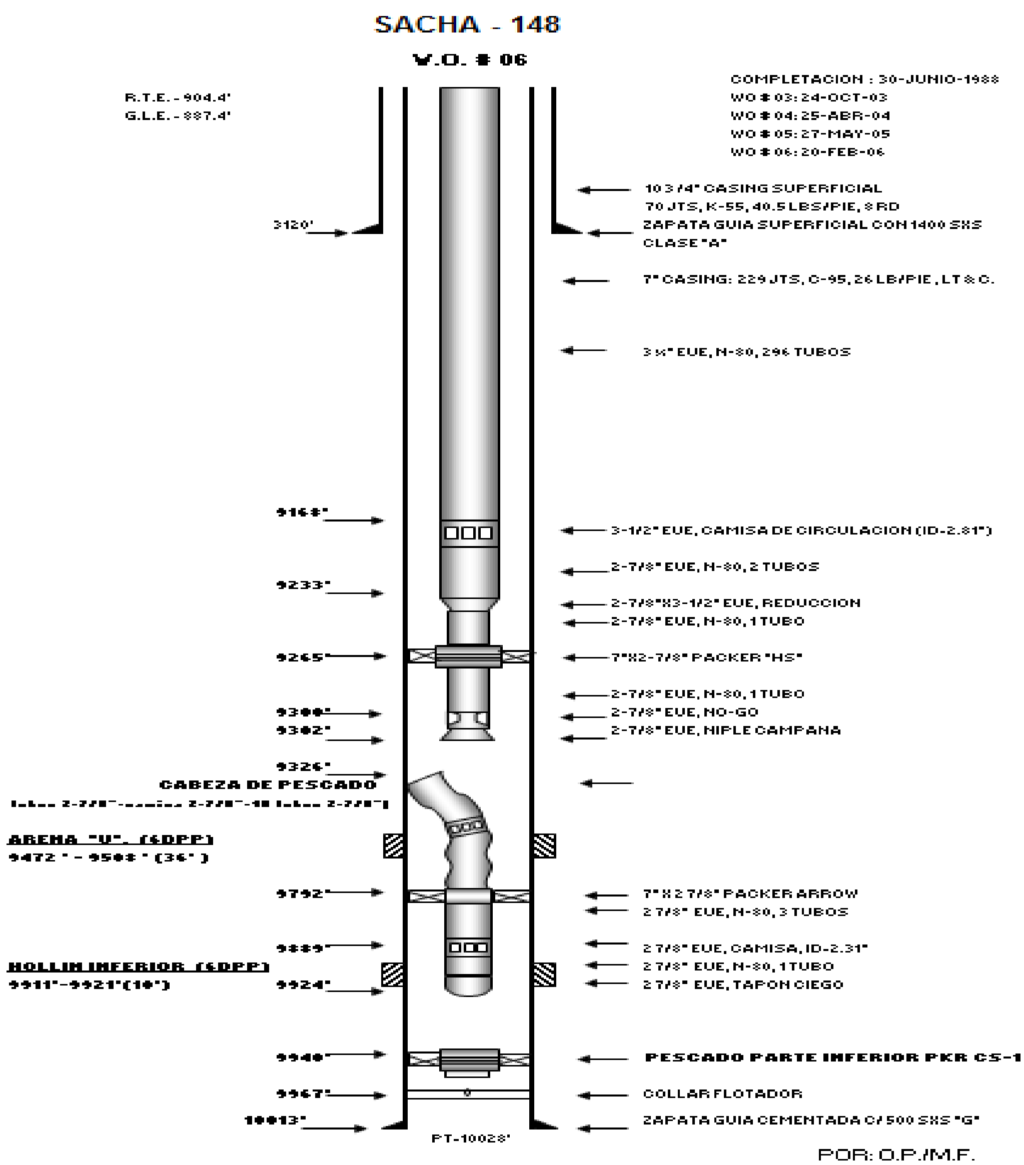

FIGURA 2.1 ESTADO MECANICO DEL POZO SACHA 148

Estado mecánico, Pozo SACHA 73.

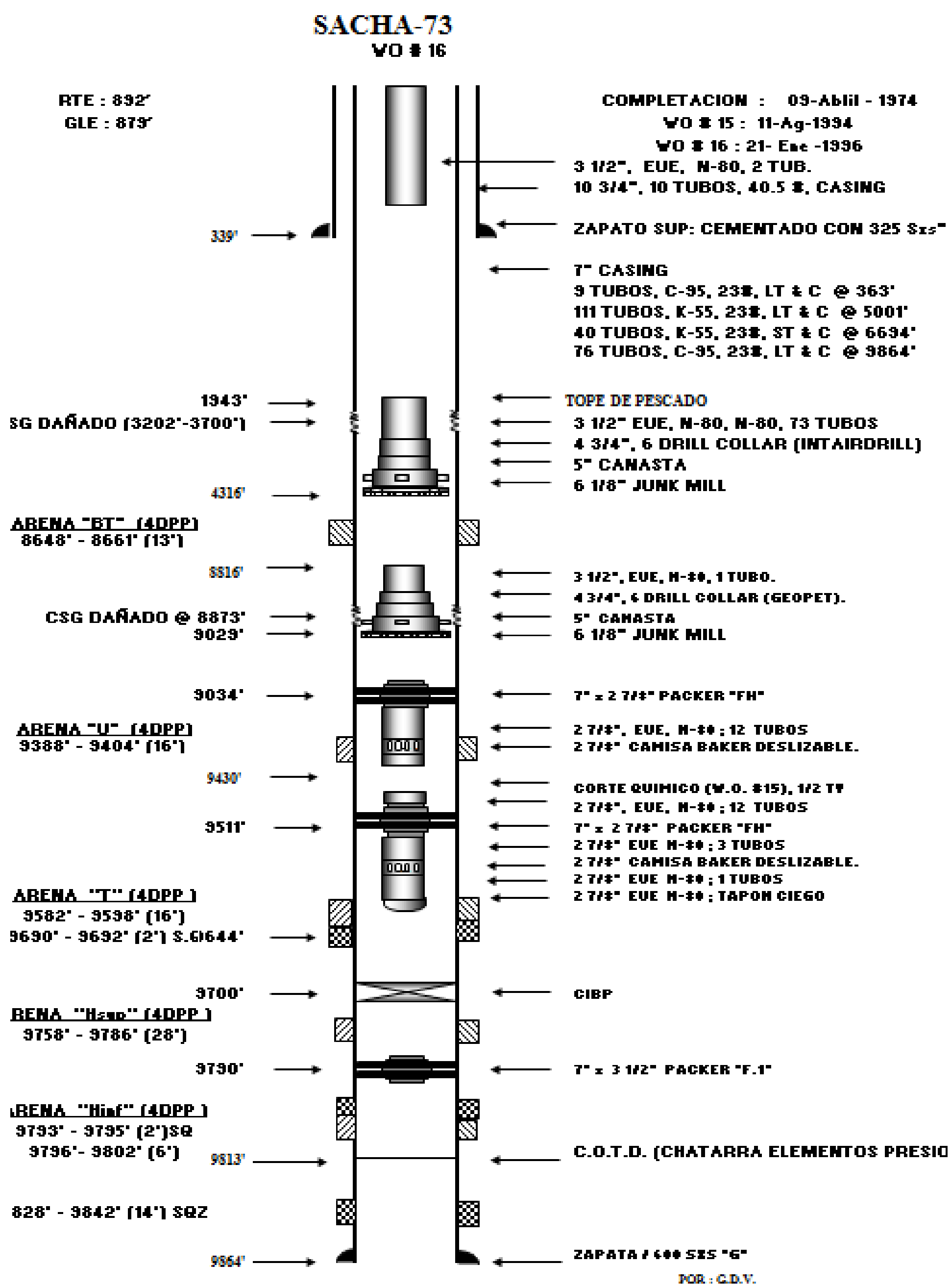

FIGURA 2.2 ESTADO MECANICO DEL POZO SACHA 73

Estado mecánico, Pozo SACHA 112.

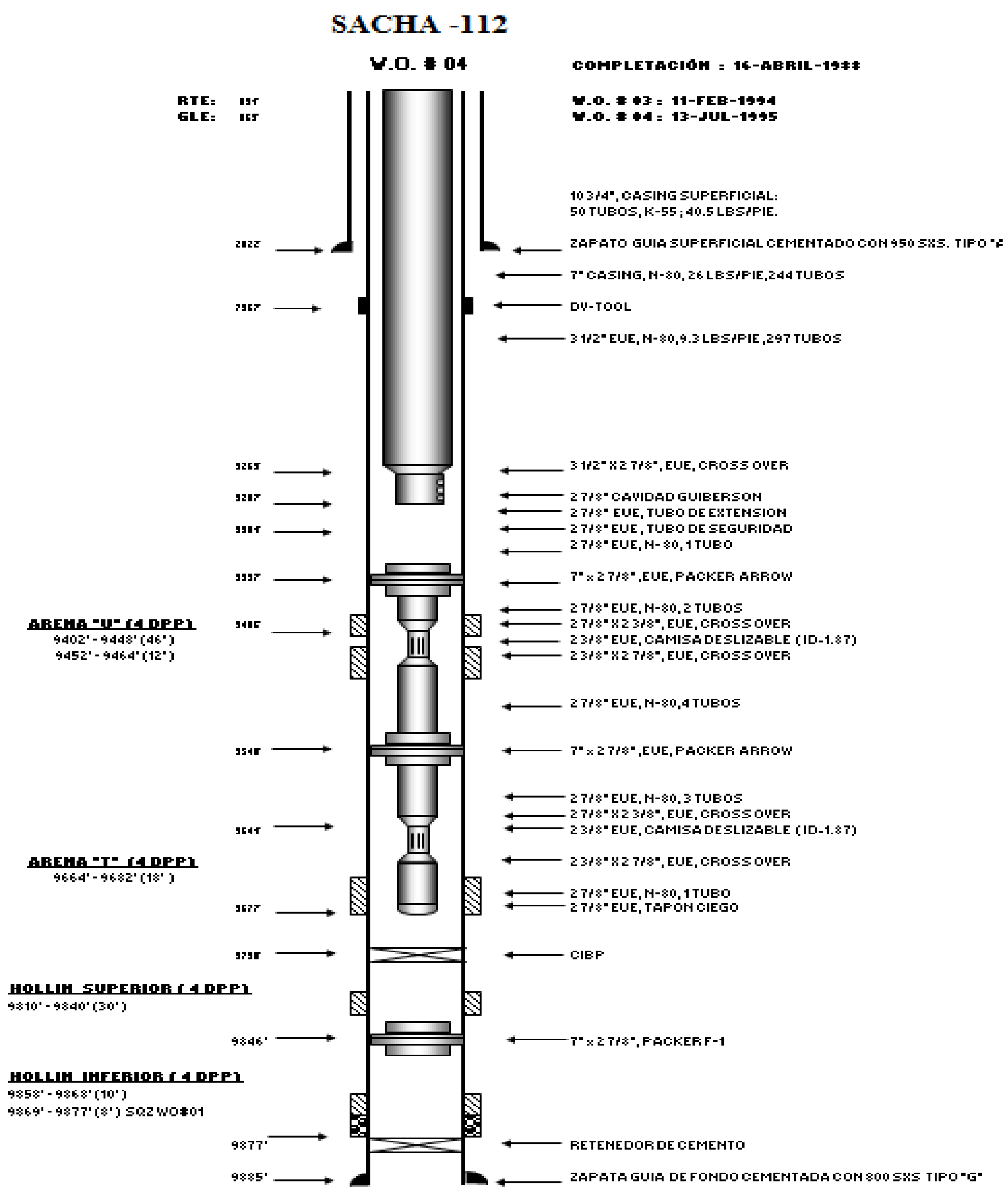

FIGURA 2.3 ESTADO MECANICO DEL POZO SACHA 112

2.2 DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN.

2.2.1 DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DEL REVESTIMIENTO.

Diagnóstico y Evaluación del revestimiento. Pozo SACHA 148.

El último diagnóstico realizado al revestimiento comprobó que se encuentra en buen estado y sin fisuras, después de haber existido comunicación entre el casing y el tubing, el cual fue remediado en el WO#1.

Diagnóstico y Evaluación del revestimiento. Pozo SACHA 73.

El casing se encuentra dañado a 8873' y desde 3202' hasta 3700', esto ocasionó que al realizarse el WO#15 cuando se bajaba a enganchar el pescado existente a 9029'obtruya su recuperación y se quede en 8888'. Se recupero gran cantidad de arena.

Diagnóstico y Evaluación del revestimiento. Pozo SACHA 112.

La última evaluación y reacondicionamiento del pozo mostró que el revestimiento se encuentra en buen estado y no ha sido esta una de las causas que género el pescado.

2.2.2 DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LA COMPLETACIÓN.

Diagnóstico y Evaluación de la Completación. Pozo SACHA-148.

En la completación se encuentra un pescado (2 1/2 tubos 2 7/8, 1 camisa 2 7/8 y 10 tubos 2 7/8) el cual está impidiendo producir de las arenas U (9472' – 9508') y Hollín Inferior (9911' – 9921'). Se generó al realizar un cambio de completación, se trato de recuperar pero no fue posible hacerlo en su totalidad.

Diagnóstico y Evaluación de la Completación. SACHA 73.

En la completación del pozo se encuentran dos pescados que se generaron tanto en el WO#15 y WO#16 y se encuentran a las siguientes profundidades 3202' – 3700' y 8873' – 9029'. El primer pescado consta de 73 tubos de 3 ½ , 6 drill collar, una canasta de 5'' y un junk mil 6 1/8''. El segundo consta de un tubo de 3 ½, 6 drill collar, una canasta de 5'' y un junk mil de 6 1/8''. Los cuales fueron imposibles de recuperar.

Diagnóstico y Evaluación de la Completación. Pozo SACHA 112.

La completación de fondo se encuentra desconectada (safety joint), lo cual está impidiendo producir de las arenas "U" y "Ui". El problema se generó cuando se estaba realizando un cambio en la completación.

2.2.3 DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DEL CEMENTO.

Diagnóstico y Evaluación del Cemento, Pozo SACHA 148.

El último registro de evaluación del cemento fue bueno. Se concluye que no es necesario hacer un reacondicionamiento.

Diagnóstico y Evaluación del Cemento, Pozo SACHA 73.

Existen ciertos tramos en los que el casing se encuentra colapsado. Lo que da a entender que no existió una buena cementación en estos tramos de la tubería.

Diagnóstico y Evaluación del Cemento, Pozo SACHA 112.

El último registro de evaluación del cemento arrojó buenos resultados, por tanto no se necesita realizar un reacondicionamiento.

2.2.4 DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS.

Diagnóstico y Evaluación de Zonas Productoras, Pozo SACHA 148.

Los intervalos punzonados y evaluados en la vida del pozo fueron los siguientes:

SACHA - 148					
ARENA	**INTERVALO**		**DISPAROS**	**BPPD**	**BSW**
H INF	9911' - 9921'	(10')	4 DPP	624	0.5%
H SUP	9948’ – 9968’	(20’)	4DPP	1224	40%
Napo "U"	9472' - 9508'	(36')	4 DPP	120	41%

El hollín superior fue el último intervalo en ser punzonado, antes de presentarse el problema del pescado el pozo producía de Hollín Superior e inferior.

Diagnóstico y Evaluación de Zonas Productoras, Pozo SACHA 73.

Los intervalos punzonados y evaluados en la vida del pozo se detallan a continuación:

SAHCA - 73						
ARENA	**INTERVALO**		**DISPAROS**	**BFPD**	**BPPD**	**BSW**
H INF	9793' - 9795'	(2')	4 DPP	1464	1442	1.50%
	9796' - 9802'	(6')				
	9828' - 9842	(14')				
H SUP	9758' - 9786'	(28')	4 DPP	360	349	3%
Napo "U"	9388' - 9404'	(16')	4 DPP	840	831	1.10%
Napo "T"	9582' - 9598'	(16')	4 DPP	288	287	0.40%
	9690' - 9692'	(2')				
BT	8648' - 8661	(13')	4 DPP			

Se realizaron diversos trabajos de cementación forzada para aislar la entrada de agua, así fue el caso de los siguientes intervalos: 9690’ – 9692’ (2’), 9796’ – 9802’ (2’), y 9828’- 9842’ (14).

Las arenas Hollín superior e inferior se encuentran aisladas con un tapón CIPB debido a su alto corte de agua.

Diagnóstico y Evaluación de Zonas Productoras, Pozo SACHA 112.

Los intervalos punzonados y evaluados en la vida del pozo fueron los siguientes:

<table>
<tr><th colspan="7">SACHA - 112</th></tr>
<tr><th>ARENA</th><th>INTERVALO</th><th></th><th>DISPAROS</th><th>BFPD</th><th>BPPD</th><th>BSW</th></tr>
<tr><td>H INF</td><td>9858' - 9877'</td><td>(19')</td><td>4 DPP</td><td>1986</td><td>890</td><td>55.2 %</td></tr>
<tr><td>H SUP</td><td>9810' - 9840'</td><td>(30')</td><td>4 DPP</td><td>2200</td><td>825</td><td>62.5 %</td></tr>
<tr><td>Napo "U"</td><td>9402' - 9448'</td><td>(46')</td><td>4 DPP</td><td rowspan="2">714</td><td rowspan="2">694</td><td rowspan="2">2.8 %</td></tr>
<tr><td></td><td>9452' - 9464'</td><td>(12')</td><td>4 DPP</td></tr>
<tr><td>Napo "T"</td><td>9664' - 9682'</td><td>(18')</td><td>4 DPP</td><td></td><td></td><td>0.40%</td></tr>
</table>

En la arena Hollín Inferior se realizó una cementación forzada para aislar la entrada de agua, el intervalo nuevo fue (9858’ – 9868’) (10’) y su respectiva evaluación con bomba jet fue:

BFPD = 2400, BSW = 42%, SALINIDAD = 1500 ppmCl-,

2.3 JUSTIFICACIÓN.

La mayoría de los pozos de Petroproducción cuentan con dos o más zonas productoras que deben ser aprovechadas y cuentan con reservas importantes, pero debido a problemas con pescados, estos pozos han sido cerrados temporalmente. Es necesaria la recuperación de dichas pozos por aspectos relevantes como el alto precio del barril de petróleo (actualmente $ 117 USD). También hay que tener en cuenta que los campos en declinación ocasionan incrementos significativos en el costo operacional, pero debido a que su producción justifica su intervención y mantenimiento.

Por los motivos expuestos se hace referencia a los siguientes trabajos de reacondicionamiento que se realizaron a los pozos propuestos y se detalla como contribuyó la intervención de estos a un incremento de la producción en el campo Sacha.

Pozo SACHA 148.

En el interior del Pozo Sacha 148 se encontraba un pescado el cual se produjo al realizar un cambio es su completación, se intento recuperar pero el trabajo de pesca no tuvo el éxito esperando.

Debido a su buen aporte de crudo que tenía el pozo antes de ser cerrado y a sus reservas, se recomendó un trabajo de Apertura de Ventanas o sidetrack el cual se detalla en la Sección 3.1.1. La inversión que se hizo a este pozo y la recuperación de esta se detalla en la Sección 4.1.1.

Pozo SACHA 73.

El pozo Sacha 73 debido a sus problemas de pescado como ruptura de casing, y por encontrarse dentro del campamento Sacha de Petroproduccion en una zona aledaña al taller mecánico, y cerca de las líneas de alta tensión, todo esto dificultad un posible trabajo de reacondicionamiento, se decidió no reacondicionarlo, pero sabiendo el tipo de producción que tuvo se decide realizar un nuevo pozo de reemplazo, el Sacha 225, cuyo objetivo será el mismo que el pozo Sacha 73, pero esta a un radio de 300 pies de este, para tener mayor área de drenaje.

Las operaciones y detalles de la perforación direccional que se realizo para el pozo Sacha 225 se detallan en la Sección 3.2.1

Pozo SACHA 112.

El pescado que se encuentra en el interior del pozo Sacha 112 se genero cuando se estaba realizando un cambio en la completación. Se determinar que el pescado presente en el pozo es recuperable. Por tanto la operaciones de pesca se realizaron con éxito como se detalla en la Seccion 3.1.2

CAPÍTULO 3

3. REHABILITACION Y REACONDICIONAMIENTO.

3.1 Reacondicionamiento de pozo.

3.1.1 Ventanas.

Introducción.

Tanto el método de Re-Entrada, el Side Track y los pozos multilaterales, tienen algo en común, que es la apertura de una ventana para realizar el posterior direccionamiento a los distintos objetivos que se hayan propuesto.

La apertura de esta ventana se la efectúa con equipo especial "Window Master"

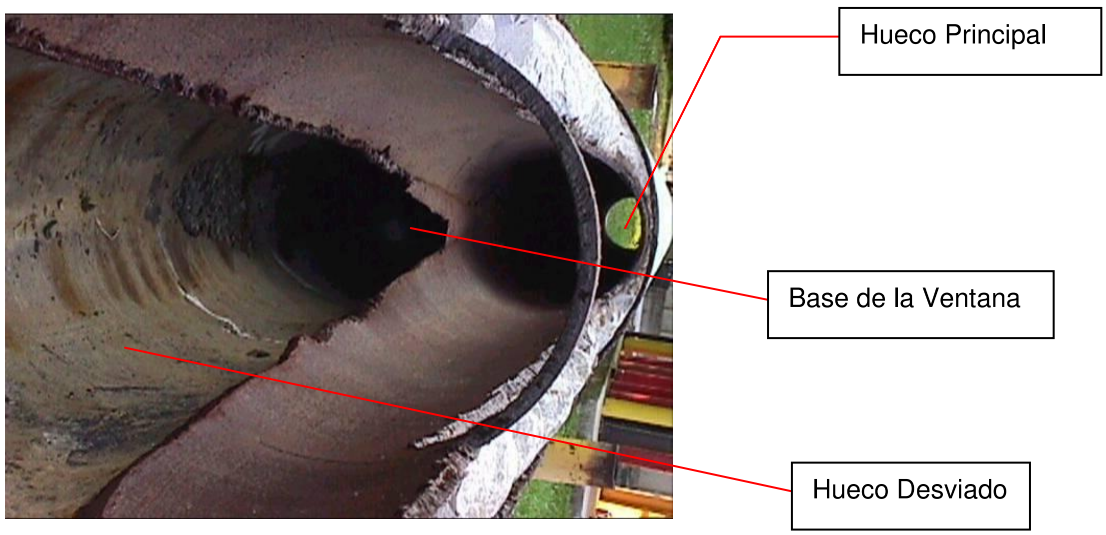

FIGURA 3.1 PERFIL DE UNA VENTANA (CORTE DE CASING)

El equipo Window Master tiene las ventajas y características de bajar todo el equipo en una sola corrida, orienta el Whipstock a la dirección deseada con MWD o con Gyro y realiza el corte para la ventana en un porcentaje considerable de éxito en la operación.

Herramientas Para Realizar Una Ventana.

Las herramientas que utiliza el sistema Window Master para realizar una ventana son los siguientes:

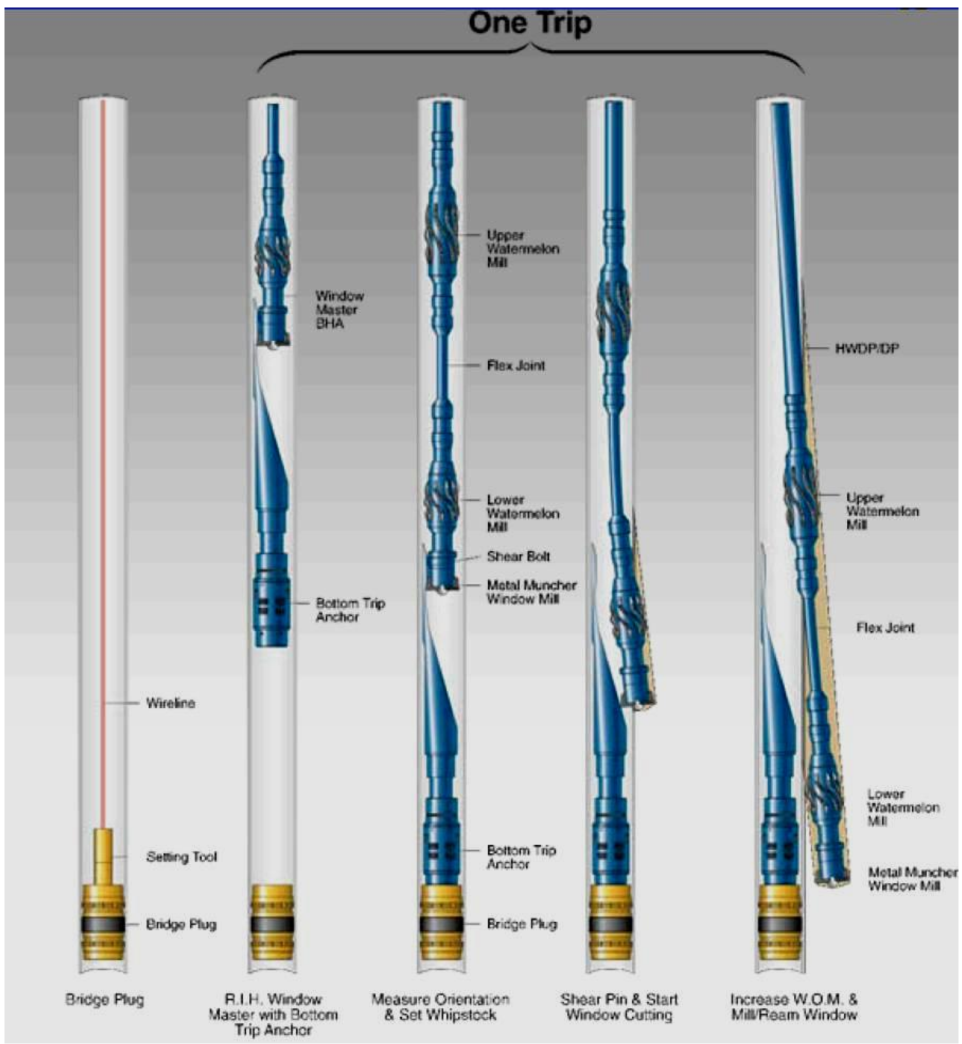

FIGURA 3.2 BHA PARA ABRIR VENTANA

Procedimiento Para Realizar Una Ventana.

El sistema básicamente procede de la siguiente manera, se arma el equipo completo de Window Mill, que consta básicamente de las herramientas antes mencionadas, en superficie; se ancla un Bridge Plug a una profundidad determinada con ayuda de una línea de Wireline, este tapón servirá de asiento para toda la herramienta que bajará armada, esta hace sello con la parte baja del Whipstock en la cual se encuentra un Bottom Trip Anchor quedando el Whipstock completamente fijo y seguro. Cabe mencionar que una de las ventajas que tiene el Window Master es que la herramienta para abrir la ventana baja en una sola corrida, evitando la pérdida de tiempo en sacar de nuevo tubería a superficie y bajar el resto de equipo. En la parte superior del Whipstock se encuentra un Pin que sujeta al Metal Muncher Window Mill, este pin se encuentra calibrado para romperse a cierta fuerza ejercida sobre el pin que puede ser de tensión o peso (van desde 25000 a 50000 libras fuerza), la forma como se libera al moledor del pin es sencilla, se ejerce peso o tensión calibrada de tal forma que el pin se rompe, liberando de esta manera al moledor. En la gráfica se aprecia el procedimiento.

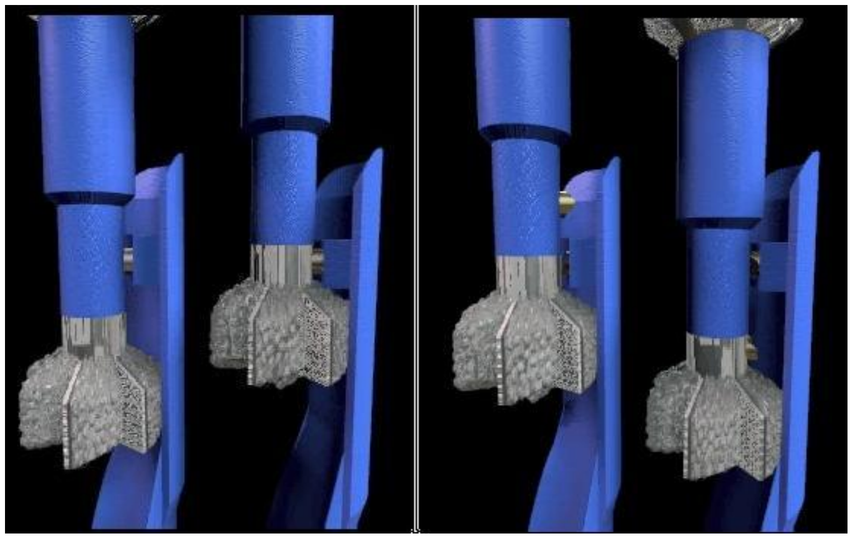

FIGURA 3.3 RUPTURA DEL PIN PARA LIBERAR AL MOLEDOR

Liberado ya el moledor este está listo para cortar al casing y realizar la ventana. Luego de realizar la apertura de la ventana se saca el conjunto moledor y se arma un conjunto nuevo distinto con componentes para realizar un procedimiento tradicional de perforación direccional hasta el nuevo target determinado.

Los beneficios que presenta esta técnica es que se la puede aplicar no solo en pozos cerrados por problemas, sino también el pozos nuevos que se están perforando y en los cuales se requiere una desviación lo que evitaría la pérdida de dinero y tiempo para la empresa, facilitar una continuidad en las operaciones siempre será importante.

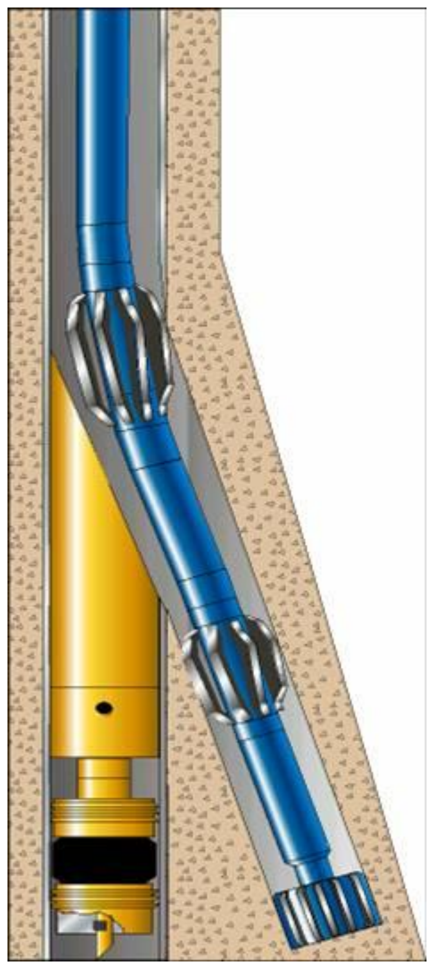

FIGURA 3.4 APERTURA DE VENTANA

Datos Generales del Pozo Sacha 148ST

TABLA 13

DATOS GENERALES DEL POZO SACHA 148ST

TIPO DE POZO	DIRECCIONAL
COORDENADAS SALIDA UTM	N 9969434.754 m E 293736.576 m
COORDENADAS LLEGADA UTM	N 9969353.11 m E 293905.77 m
ELEVACION NIVEL DEL TERRENO	887.4
MESA ROTARIA	17
ELEVACION MESA ROTARIA	904.4
DESVIACION MAXIMA DEL HOYO	21.78

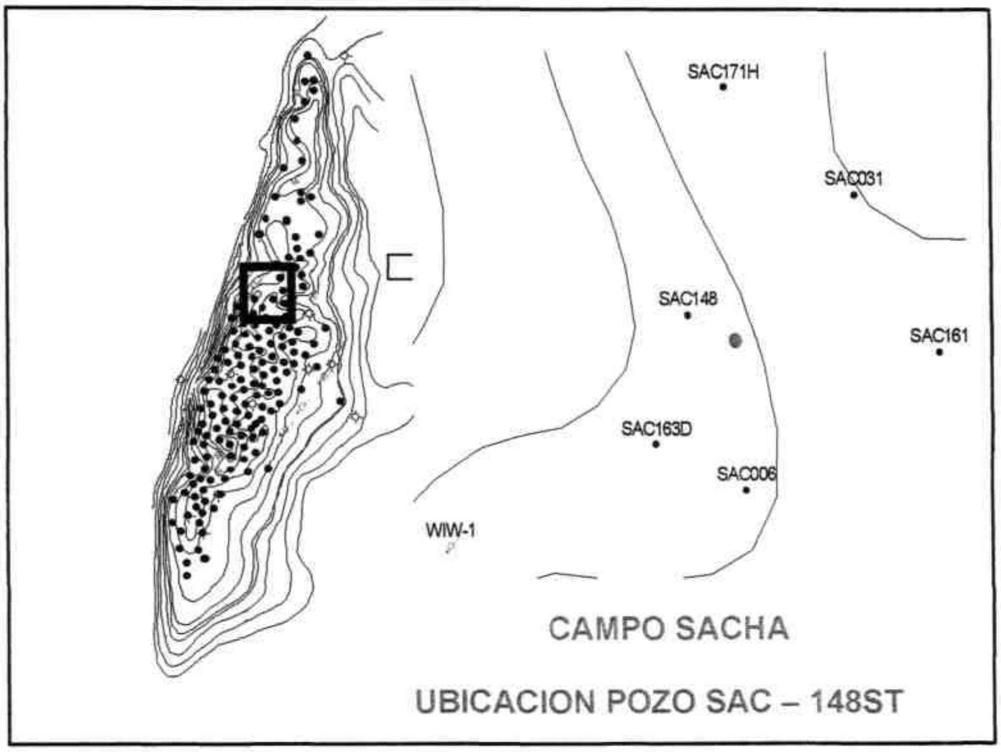

FIGURA 3.5 MAPA DE UBICACIÓN DEL POZO SACHA 148ST

El objetivo de realizar un ventana en el pozo Sacha 148 ST es atravesar las zonas de interés como son las arenas U, T y Hollín y perforara hasta los 10150 pies.

Operaciones Realizadas para Abrir una Ventana

Los pasos que se siguieron para su respectiva operación fueron:

BHA #1 Conjunto de Limpieza

Este conjunto de fondo estuvo conformado por:

	NOMBRE	COMPAÑÍA	LONGITUD (pies)
1	Broca 6 1/8''	Backer	0,75
2	Scraper (raspa tubos) ID 1 7/16''		4,90
3	Bit Sub 4 5/8''		2,00
4	Drill Collar 7x 4 3/4		214,19
5	HWDP 30 x 3 1/2'' ID 2 3/8''		919,24

Este primer BHA fue de limpieza con el fin de adecuar al pozo para el trabajo que se iba a desarrollar, se circula y se limpia hasta la profundidad de 9110´.

Posterior a esto se arma un equipo para corrida de registros con el fin de determinar la calidad del cemento en la zona donde se tenía planificado realizar la ventana, esta corrida determina que la mejor zona para anclar el CIBP es a 7630´.

BHA #2 Equipo moledor para abrir ventana

Este conjunto de fondo estuvo conformado por:

	NOMBRE	COMPAÑÍA	LONGITUD (pies)
1	Anchor	Backer	3,22
2	Whipstock	Backer	14,46
3	Window Mill	Backer	0,52
4	Lower Mill	Backer	5,52
5	Flex Joint		8,12
6	Upper Mill	Backer	6,18
7	HWDP 3 1/2		30,40
8	UBHO		2,66
9	HWDP 2 X 3 1/2		61,33
10	DC 6 X 4 3/4"		183,09
11	HWDP 27 X 3 1/2		827,51

Sobre el CIBP se asentó el Whipstock con todo el equipo moledor para abrir la ventana desde 7612' hasta 7625', se la realiza con éxito sin inconvenientes, sin embargo se decide sacar el conjunto moledor para bajar otro con el fin de adecuar bien el pozo, se cambia el Window Mill por una broca tricónica

BHA #3 Equipo moledor para adecuar zona

Este conjunto de fondo estuvo conformado por:

	NOMBRE	**COMPAÑÍA**	**LONGITUD (pies)**
1	Broca 6 1/8"	Backer	3,22
2	Lower Mill	Backer	5,52
3	Flex Joint		8,12
4	Upper Mill	Backer	6,18
5	HWDP 3 1/2		30,40
6	DC 6 X 4 3/4"		183,09
7	HWDP 27 X 3 1/2		827,51

Este conjunto tenia la característica y la función de adecuar la ventana formando una pequeña perforación de no más de 15 pies que se le conoce como el hueco de ratón, la función es la de servir como guía para el nuevo conjunto de fondo direccional que se preparo.

Perforación De La Zona Direccional

Perforación del pozo:

BHA #4 Sección de 6 1/8” (7647’ – 7804’)

Este conjunto de fondo estuvo conformado por:

	NOMBRE	COMPAÑÍA	LONGITUD (pies)
1	Broca 6 1/8''	Backer	0,7
2	Motores de lodo A475 MXP7838 1.5 DEG-0.54 rev/gal	Backer	5,52
3	Flota Sub	Schlumberger	2,92
4	Estabilizadores de 5 3/4''	Schlumberger	5,86
5	Pony Collar	Schlumberger	9,68
6	Slim Collar	Schlumberger	75,35
7	4 3/4'' NMDC	Schlumberger	31,02
8	Orienting Sub		2,66
9	15 x 3 1/2 HWDP (15 joints)		460,18
10	Martillo Hidraulico		13,25
11	15 x 3 1/2 HWDP (15 joints)		459,06

Este BHA direccional inicia a partir de la sección donde ya se abrió la ventana, el plan direccional primario señalaba la apertura de la ventana en la zona de Napo pero no se encontró cemento en esa parte por lo que se corrió hasta 7630 donde estaban las condiciones dadas (Tiyuyacu), se abre la ventana de 7612 a 7625 ft y se realiza un bolsillo hasta 7647 ft en 3 carreras.

Se modifica el plan original de perforación pero no se modifica las coordenadas de los objetivos a atravesar, se realizan 4 carreras de Gyro para salir orientado en el rumbo propuesto y se perfora hasta 7804 ft pero no se puede construir el ángulo a causa de la formación Tiyuyacu que se estaba atravesando, por lo que se decide cambiar de broca por una de las mismas características y también cambiar el registro en el bent housing del motor de fondo.

Se corre un registro de MWD desde la salida de la ventana para obtener toolface en tiempo real, Gamma Ray, inclinación y azimut continuos además de surveys estacionarios, gracias a esto se realiza corrección de toolface interno que fue de 136,4° mientras que el toolface medido en la zarta fue de 206,79 grados.

Luego de armar el BHA se realizó una prueba a una profundidad de 110 ft con un galonaje de 182 GMP y una presión de 500 psi, la señal que se obtuvo fue muy buena llegando a valores cercanos a los esperados.

Sin embargo el comportamiento del BHA luego de que salió de la ventana no fue el que se esperaba, nunca se pudo lograr incrementar el ángulo debido a la formación Tiyuyacu y la forma de la ventana, lo que obligó a sacar la sarta de perforación después de avanzar hasta 7804 ft. A esta profundidad se decide cambiar de BHA por uno más agresivo con un Bent housing de 1,83°.

BHA #5 Sección de 6 1/8” (7804’ – 9679’)

Este conjunto de fondo estuvo conformado por:

	NOMBRE	COMPAÑÍA	LONGITUD (pies)
1	Broca 6 1/8"	Backer	0,7
2	Motores de lodo A475 MXP7838 1.83 DEG-0.54 rev/gal	Schlumberger	22,28
3	Flota Sub	Schlumberger	2,92
4	Pony Collar	Schlumberger	9,68
5	Slim Pulse	Schlumberger	33,91
6	Orienting Sub		1,71
7	4 3/4" NMDC	Schlumberger	31,02
8	15 x 3 1/2 HWDP (15 joints)		460,18
9	Martillo Hidraulico		13,25
10	15 x 3 1/2 HWDP (15 joints)		459,06
11	3 1/2" DP 3.5,13.3, 10% Wear		

El cambio más importante en esta sarta fue el ángulo de desviación del Bent housin aumentándolo a 1.83° para asegurar la salida y el crecimiento del ángulo, se retiró el estabilizador para evitar el colgamiento al hacer slide (deslizamiento).

Se realiza el tramo de la curva sin problema en formación Tena y justo a la entrada de la formación Napo el conjunto empezó a realizar drop (caída del ángulo) a razón de 1 grado/100ft deslizando casi el 50% por lo que la penetración fue lenta, luego de 130 horas de rotación se decide sacarla para cambiar el motor de fondo por precaución.

No se realiza cambio de broca ya que esta sale sin muestras de desgaste por lo que se vuelve a bajar la misma, a pesar que se tenía planeado cambiar de broca pero el motor de fondo tenía muchas revoluciones por caudal por lo que no era aconsejable.

Se realiza una segunda corrida de MWD a 7804 ft con las mismas herramientas de la corrida anterior, incluyendo un cartucho que permite obtener lecturas de Gamma Ray, la verificación del correcto funcionamiento se realizó a 1000 ft, con un galonaje de 200 GPM y una presión de 800 psi, obteniendo valores satisfactorios.

Los cambios que se hicieron en el conjunto dieron como resultado el incremento del ángulo hasta 22° en la formación Tena, sin embargo al pasar la formación Tena y llegar a Napo fue muy difícil controlar la tangencial dibujada en el plan, el BHA empezó a caer casi 3 deg/100ft , debido a esta caída los objetivos para esta perforación fueron puestos en peligro de no ser alcanzados.

Se llegó hasta el primer objetivo que era la arena “U” con 30 pies por detrás, lo que dificulta mantener los objetivos de la arena “T” y Hollín. Se decide cambiar de BHA para revisar motor y broca, en la misma se aprovecha para cambiar baterías al MWD para la siguiente corrida.

Se saca la sarta a la profundidad de 9679 ft, la inclinación alcanzada fue de 16,21 deg y un azimut de 113 grados, no se registraron eventos de shocks, stick o slip en esta corrida.

BHA #6 Sección de 6 1/8” (9679’ – 10150’)

Este conjunto de fondo estuvo conformado por:

	NOMBRE	COMPAÑÍA	LONGITUD (pies)
1	Broca 6 1/8" PDC	Backer	0,7
2	Motores de lodo A475 MXP7838 1.83 DEG- 0.54 rev/gal	Schlumberger	22,23
3	Flota Sub	Schlumberger	2,92
4	Pony Collar	Schlumberger	9,68
5	Slim Pulse	Schlumberger	33,91
6	4 3/4" NMDC	Schlumberger	31,02
7	15 x 3 1/2 HWDP (15 joints)		460,18
8	Martillo Hidraulico		13,25
9	15 x 3 1/2 HWDP (15 joints)		459,06

Completación y Pruebas

Luego de perforar hasta 10150’ se bajó Liner de 5’’, P-110 de 18 lbs/pie, zapato guía a 10127’, collar flotador en drill pipe de 3 ½” hasta 10032’, tope del colgador a 7418’.

La compañía Schlumberguer cementa el Liner de 5” usando 212 sacos de cemento tipo “G”, se libera el colgador, sacan las herramientas y bajan una broca de 6 1/8” en drill pipe de 3 ½” hasta 7416’ y no se encuentra cemento. Terminan las operaciones de Re-Entrada.

Se inicia el programa de completación y pruebas de producción, rotando a la profundidad de 7416’ para verificar si existe cemento, bajan un BHA de limpieza compuesto por una broca de 6 1/8” y un raspatubos hasta el tope del liner, sacan este equipo y montan uno de perforación para moler cemento desde 9900’ hasta 10032’, sacan este equipo moledor y bajan uno de limpieza y realizan pruebas exitosas de casing con 1000, 1500, 2000 PSI.

La compañía Schlumberguer corre registro USIT- CBL donde se pudo observar que la cementación estaba mala en la zona bajo Hollín, a pesar de esto se armo equipo con cañones y lo bajan con wire line hasta 10020´, arman equipo BES compuestas por dos bombas DN-1100 126+108 etapas, instalan el BHA de producción sobre el equipo BES y lo bajan hasta 7370', retiran el BOP e instalan el cabezal.

Se arman las líneas en superficie y se realizan pruebas de rotación a 60 Hz sin problema, se disparan los cañones perforando los intervalos de Hollín inferior (9989´- 10003´) y Hollín superior (9948´- 9968´) a 6 disparos por pie.

Se realizan las pruebas de producción de la BES al tanque de locación de Hollín superior e inferior dando como resultado lo siguiente:

- BFPD: 1224
- BSW: 70%

- BPPD: 367
- Fr: 60 Hz
- AMP: 24
- Pwf: 2682 PSI

El equipo que se utilizó para esta prueba fue:

- Centralizador de 7´´ a 7370´
- Sensor Phoenix tipo “O”
- Motor de 150 HP, 2380 V, 38 A
- Intake serie 400
- 2 Bombas DN-1100 (126 + 108 etapas) serie 400

Cabe destacar que esta prueba se hizo con torre.

Finalizas operaciones y los datos de producción que se registran del pozo son:

ZONA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW
Hs+i	29-Nov-06	832	183	78
Hs+i	04-Dic-06	1199	144	88
Hs+i	17-Dic-06	1158	104	91

El pozo queda produciendo por las arenas H s+i, pero se cambia a la arena Ui. La última prueba de producción dio los siguientes resultados:

ZONA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW
U	29-Nov-06	72	49	32.0

Ver Historial de Producción en Anexo 1, después del reacondicionamiento del pozo.

El diagrama de completación final luego de realizada la Re-Entrada es el siguiente:

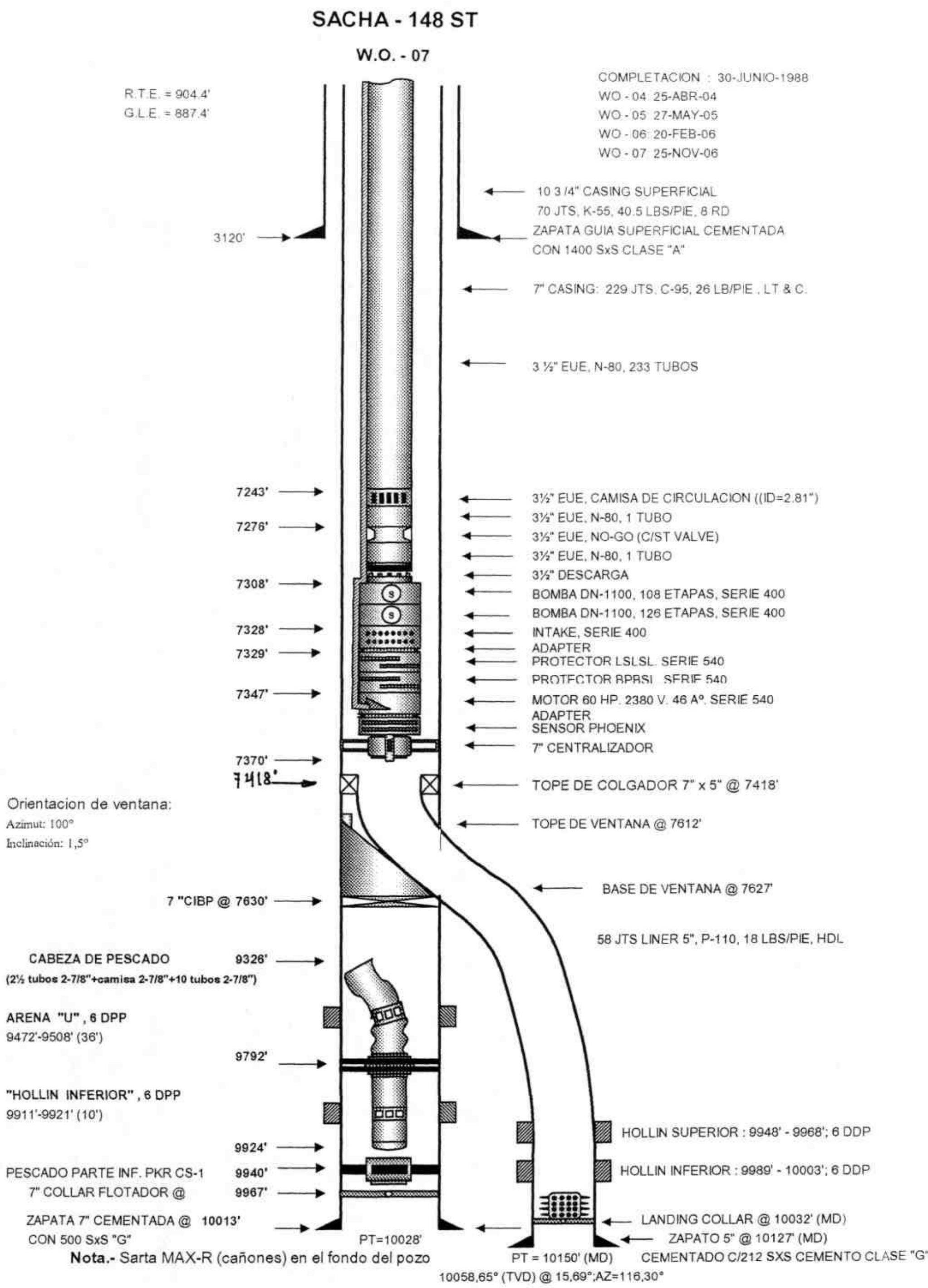

FIGURA 3.6 COMPLETACION FINAL DEL POZO SACHA 148

3.1.2 Pesca

Introducción

Liberación De Herramientas Atrapadas.

A Pozo Abierto

La liberación de herramienta atrapada en pozos abiertos, se la realiza con equipos especiales como arpones, taper tap's, o los martillos, que son muy usados, en BHA de perforación, no son herramientas específicas de pesca pero su uso y aplicación son de mucha importancia, en especial cuando se trata de liberar herramienta atrapada como broca en derrumbes, los over shot's, entre otros que se hacen referencia en este capítulo.

Dependiendo del tipo de herramienta la liberación puede ser bajo tensión, con rotación o compresión.

A Pozo Entubado

La aplicación de las herramientas de pesca no tienen limitante, se las puede usar tanto en pozos abiertos como en pozos entubados sin ningún inconveniente, la aplicación de cada uno de ellos está en función del tipo de pescado que se tiene y de la herramienta que se intenta recuperar, específicamente no existen aplicaciones puntuales para su correcto desempeño, pero la habilidad y destreza por parte de la persona que lo va a manejar desde superficie requiere de gran concentración y conocimiento, porque este tipo de operaciones requieren de gran precisión para poder obtener resultados satisfactorios.

Una de las diferencias que existen con las herramientas de pesca a pozo abierto y a pozo entubado son las dimensiones que se usan en estas, para pozo entubado son de menor diámetro.

El uso de martillo en pozos entubados también es usado para liberar herramientas de completación de fondo como packers.

Descripción de la Operación de Pesca del Pozo Sacha 112

.

- Se iniciaron las operaciones de reacondicionamiento, despresurizando el pozo
- Se desarmó cabezal, instaló BOP y probó con 1500 psi
- Se armó BHA moledor; “junk mill” de 6 1/8”, canasta de 5”, “bit sub” de 4 3/4”, 6 Drill Collar de 4¾” y “X-over”.
- Se bajó BHA moledor con DrillPipe de 2 7/8” hasta 9301’. Se molió cabeza de pescado desde 9301’ hasta 9303’ con 70 RPM, 300 psi de presión de bomba.
- Se sacó y desarmó BHA moledor (junk mill desgastado 40%).
- Se armo BHA de pesca con Overshot de 5 ¾’’, grampa de 2 7/8’’, Mill Control de 3 ½’’, Martillo Mecánico Hidráulico de 4 ¾’’ y 6 Drill Collar de 4 ¾
- Se bajó BHA de pesca en 2 7/8’’, el Drill Pipe mide 9302’.
- El pescado es enganchado, se tensiona hasta 180.000 lbs para desasentar packers arrow de 7’’ x 2 7/8’’ que se encontraban a 9337’ y 9540’, se soltaron con éxito.

- Se circuló a 9404' para limpiar basuras del pozo
- Se sacó la completación power oil.
- Se desarmó BHA de pesca mas la completación de power oil que se recuperó al 100%.
- Se armó y bajo BHA Moledor con Junk Mill de 6 1/8'', canasta de 5'', 6 Drill Collar de 4 ¾, hasta los 9730' donde se encuentra el CIBP
- Se molió CIBP desde 9730' hasta 9732', con 4000 lbs de peso, 70 RPM, 300 psi en la bomba de lodo. Baja libre hasta los 9845' donde se encuentra el tope del Packer F-1.
- Se sacó BHA Moledor (Junk Mill desgastado 20%)
- Se armó y bajo nuevo BHA Moledor con zapata de 6 1/8'', Whas Pipe de 5 ½'' y 6 Drill Collar de 4 ¾''
- Se molió Packer F-1 desde 9845' hasta 9848', con 3000 lbs de peso, 70RPM, 300 psi en bomba de lodo. Baja libremente hasta 9877' hasta el tope del Retenedor de Cemento.
- Se sacó y desarmó BHA Moledor, 6 Drill Collar de 4 ¾'' y Drill Sub de 5 ½''. No se recupera Wash Pipe de 5 ½'' y zapata de 6 1/8'' (Total 10 pies de longitud)

- Se armó y bajó BHA de pesca con Drive Sub de 5 ½'', canasta de 5'' y 6 Drill Collar de 4 ¾''. Se hizo rotar para enroscar en Wash Pipe.
- Se sacó y desarmó BHA de pesca. No se recupera pescado (zapata de 6 1/8'' y Wash Pipe de 5 ½'')
- Se armo y bajo BHA de limpieza con raspatubos de 7'', canasta de 5'' y 6 Drill Collar de 4 ¾'', se bajo hasta 9865'.
- Se sacó y desarmó BHA de limpieza.
- Se armó BHA de prueba con RBP de 7'' x 2 7/8'', Over Shot de 2 7/8'', Packer M-3 de 2 7/8'', Barcatcher de 2 7/8'' x 3 ½'', un tubo de 3 ½'' y un NO-GO con STD. Valve de 3 ½''
- Se realizó pruebas de admisión a la arena "Hi" con 15 bls de agua fresca

  Pr de inyección = 3300 a 1,25 BPM

  Pr cae a 1800 psi/min, por que el Packer se encontraba desasentado, se reasento el Packer.

  Prueba de admisión arena Hs

  Pr de inyección = 3250 a 2,0 BPM

  Pr cae a 1400 psi/mim.
- Se sacó y desarmó BHA de prueba.

- Se armó y bajó retenedor de cemento, Stringer en tubería de 3 ½’’, se midió, calibró y probó con 3000 psi cada parada hasta los 9760’.
- Se recuperó NO-GO con STD. Valve de 3 ½’’ a 9724’.
- Se asentó retenedor de cemento de 7’’ a 9760’, se probó admisión a las arenas “Hs + Hi” con 10 bbl de agua tratada y Pr de inyección= 32oo a 1.5 BPM.
- Se preparó 17 bbl de lechada de 15.8 lpg con 80 SXS de cemento tipo “G” con aditivos, se desplazó por la tubería y se forzó las arenas “Hs + Hi”.
- Se sacó y desarmó Stinger de 2 7/8’’ en tubería de 3 ½’’.
- Se armó y bajó BHA Moledor con Junk Mill de 6 1/8’’, canasta de 5’’, Bit Sub de 4 ¾’’ y 6 Drill Collar de 4 ¾’’.
- Se molió el cemento desde 9787’ hasta 9870’.
- Se sacó y desarmó BHA Moledor (Junk Mill desgastado 90%)
- Se armó y bajó BHA de limpieza con broca de 6 1/8’’, raspatubos de 7’’, canasta de 5’’, Bit Sub de 4 ¾’’ y 6 Drill Collar de 4 ¾’’, se bajó hasta 9870’.

- Se sacó y desarmó BHA de limpieza.
- Se bajó cable eléctrico y se registro cementación desde 9860’ hasta 7860’. Cemento en buenas condiciones.
- Se registró porosidad de formaciones desde 9860’ hasta 8550’.
- Se registró con herramienta RPM-GR-CCL saturación (carbono/oxigeno) de formaciones desde 9666’ hasta 8670’.
- Se armó cañoneo convencional a 5 DPP con cargas de alta penetración, se bajo con cable eléctrico y punzonan en arena “Hollin Sup” el intervalo de 9810’ – 9840’ (30’).
- Se armó y bajó BHA de Evaluación con Ret. Matic de 7’’ x 2 7/8’’, Bar Catcher de 2 7/8’’, X-Over de 2 7/8’’ x 3 ½’’, 13 tubos de 3 ½’’, X-Over de 3 ½’’ x 2 7/8’’, Comp PKR de 7’’ x 2 7/8’’, X-Over de 2 7/8’’ x 3 ½’’, un tubo de 3 ½’’, NO-GO con STD. Valve de 3 ½’’, un tubo de 3 ½’’ y un camisa de 3 ½’’.
- Se asentó Ret. Matic de 7’’ x 2 7/8’’ a 9760’ y Comp. Packer de 7’’ x 2 7/8’’ a 9352’.
- Se recuperó STD. Valve de NO-GO a 9318’.
- Se evaluó “Hollin Sup” con bonba jet 9-A, en locación:

- PRES INY.= 3500 PSI
- TOTAL INY.= 3476 BBL
- HR INY. = 49 BBL
- DIA INY.= 1176 BBL
- BSW INY. = 100%
- TOTAL REC. = 400 BBL
- PROD. HR. = 4 BBL
- PROD DIA = 96 BBL
- BSW FORM = 89 %
- BSW RET = 99 %
- HR EVAL = 65

➢ Se sacó y desarmó BHA de evaluación.

➢ Se disparó arena Basal Tena con cañones convencionales de 4 1/2 ‘’ el intervalo fue desde 8684’ hasta 8698’.

➢ Se armó y bajó BHA de prueba con RBP de 7’’, Over Shot de 5 ½’’, Ret. Matic de 7’’ x 2 7/8’’, Barcatcher de 2 7/8’’ x 3 ½’’, un tubos de 3 ½’’, NO-GO con STD. Valve de 3 ½’’, un tubo de 3 ½’’ y una camisa de 3 ½’’.

➢ Se desasentó RBP a 8760’, RET. Matic a 8730’

➢ Se recuperó STD. Valve de 3 ½’’ de camisa a 8670’.

- Se asentó RBP a 8730’ y RET. Matic a 8629’, se realizo prueba de admisión.

- Las últimas pruebas de admisión dieron los siguientes resultados de la arena Basal Tena

    - PRES INY.= 3500 PSI
    - TOTAL INY.= 498 BBL
    - HR INY. = 71 BBL
    - DIA INY.= 1704 BBL
    - BSW INY. = 100%
    - TOTAL REC. = 109 BBL
    - PROD. HR. = 18 BBL
    - PROD DIA = 432 BBL
    - BSW FORM = 100 %
    - BSW RET = 100 %
    - HR EVAL = 70

- Se termina operaciones en el pozo queda produciendo

Una descripción detallada de la herramienta y su uso se encuentra en el ANEXO 2

La última prueba de producción dio los siguientes resultados

ZONA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW
BT	21-Jun-08	288	282	2.0 %

Ver Historial de Producción en Anexo 3, después del reacondicionamiento del pozo.

El diagrama de completación final luego de la pesca fue el siguiente:

SACHA -112

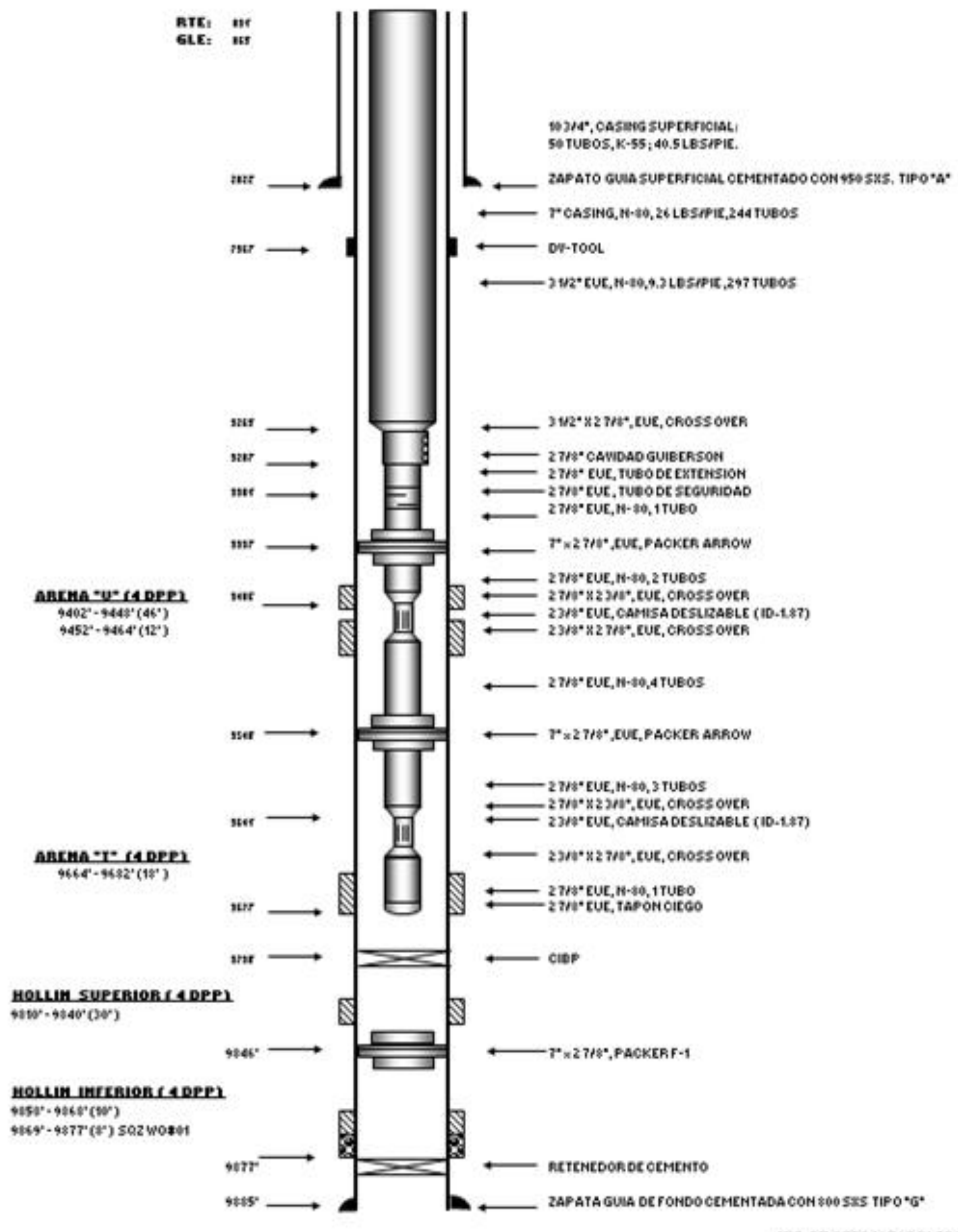

FIGURA 3.7 COMPLETACION FINAL DEL POZO SACHA 112

3.2 Perforación

Introducción

Los pozos desviados fueron originalmente considerados por los siguientes factores:

- Perforar a grandes profundidades.
- Se ahorra en tiempo y costo.
- Incertidumbre en la profundidad que se encuentra el objetivo (target).
- Mayor desgaste de la tubería de perforación
- Dificultades en operaciones de pesca.
- Optimización de yacimientos.

La desviación del pozo era la técnica más original en perforación direccional, usada cuando se tiene una obstrucción (un pescado). La desviación orientada, es el tipo común de la desviación del pozo, se desempeña cuando existen inesperados cambios en geología y obstrucciones (pescado) en el diseño del diámetro del pozo.

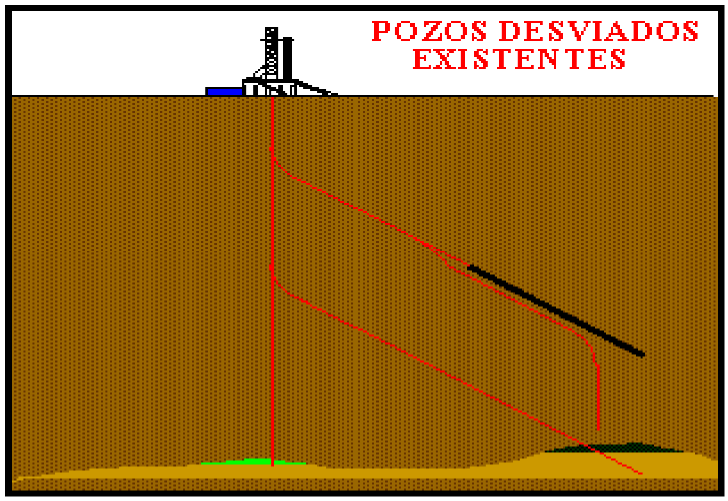

FIGURA 3.8 POZOS DESVIADOS

Herramientas utilizadas:

Existen tres tipos de herramientas clasificadas de la siguiente manera:

➢ Herramienta de deflexión:

- Mecha.
- Cuchara (recuperable o permanente).
- Camisa desviada y sustitutos desviados.

- Herramienta de medición:
  - Totco / Single y Multi Shot.
  - Giroscopio.
  - MWD/LWD.

- Herramienta auxiliares:
  - Barras o drillcollars y barra K-monel.
  - Estabilizadores.
  - Motores de fondo y Turbinas.

Tipos de Pozos Direccionales

Los tipos de pozos direccionales dependerá de las razones o causa por la cual se decidió perforar direccionalmente y de algunas condiciones de las formaciones a atravesar, entre ellos están:

- Tipo Slant o Tangencial
- Tipo "S"
- Pozo desviado con un Taladro Incluido
- Pozo Horizontal
- Pozo Multilateral

3.2.1 Pozos de Reemplazo

DISEÑO DE LA TRAYECTORIA

Procedimiento

Primero: Utilizando la información obtenida mediante registros de varios pozos ubicados en el área de estudio, será utilizado el programa LMP ("Logging Mechanical Properties") para estimar la resistencia de la roca y las propiedades elásticas a través del intervalo de interés.

En este punto se utilizará los registros tomados en el pozo Sacha 182, en el cual se observan las propiedades mecánicas de la roca, como son: modulo de Young, modulo de Poisson, modulo de corte, velocidades acústicas en la roca y se determinará donde se generan cambios bruscos.

Segundo: Los resultados son comparados y calibradas con resultados de ensayos de laboratorio realizados sobre muestras de núcleos de pozos anteriores. En caso de estar disponible material de núcleo sin ensayos realizados, se puede recomendar un programa de ensayos para obtener la calibración. Correspondiente.

Tercero: utilizando los registros de densidad, de pruebas de "leak off" y medidas de la presión de poro en los pozos, se determinara:

- **Esfuerzo vertical principal**.- determina el esfuerzo máximo para generar las fracturas.
- **Esfuerzo horizontal mínimo**.- determina el mínimo valor para que no se desmoronen las paredes del pozo.
- **La presión de poro.-** determina las propiedades de los poros para evitar derrumbes o que no se fracture la formación, sirve en el intervalo de interés para que no invada el yacimiento y no se venga el pozo.

Los datos de pozos anteriores se toman como referencia, con lo cual se tienen valores aproximados para el peso de lodo tentativo mínimo para evitar el desmoronamiento de las paredes, y máximo para evitar fracturar la formación. Todos los valores entre el mínimo y máximo se los denomina ventana de lodo, así como las zonas presurizadas que pueden crear problemas durante la perforación. Estos datos serán reajustados durante la perforación, en este caso como es un campo conocido se espera que este reajuste sea mínimo.

Cuarto: la información del registro de imágenes, si está disponible, será utilizada para:

- Determinar las localizaciones y tamaño de “breakouts” y/o
- Fracturas inducidas durante la perforación, con lo cual puede ser determinado el esfuerzo horizontal máximo.

En caso de no observarse “breakouts” ni fracturas inducidas, se determinará un tope para el esfuerzo máximo.

Si no existe disponibilidad de registros de imágenes, será utilizada la información del registro de caliper orientado para caracterizar el esfuerzo horizontal máximo.

Los análisis de los datos del estudio hecho por Schlumberger con su herramienta FMI (Formation Micro Imagen Log) en el pozo Sacha 170, nos brinda información de “Breakouts” y “fracturas inducidas” que se toman en cuenta en la perforación de nuevos pozos.

Quinto: Finalmente se utiliza la información de esfuerzos en sitio derivada, la resistencia compresiva y ángulo de fricción de la formación para predecir la estabilidad del hoyo durante la perforación. La predicción de la estabilidad durante la perforación será conducida en cada formación de interés, considerando cualquier diseño de pozos (vertical, inclinado, horizontal).

Serán estimados el gradiente de fractura y la presión de propagación de fractura en los intervalos de interés.

Se hará un análisis de estos dos estudios realizados en el campo Sacha, para poder correlacionar en lo posible ambos estudios y llegar a una recomendación fundamentada de la trayectoria a seguir en la perforación del pozo direccional Sacha 225

No se pueden definir círculos de contorno por que la información que se tiene del pozo Sacha 170, es limitada y no se puede llegar a valores definitivos, pero si son suficientes para recomendar trayectorias de perforación.

Una vez procesada toda esta información es muy importante tomar en cuenta las recomendaciones de las experiencias obtenidas durante la perforación de pozos direccionales anteriores, por los ingenieros de yacimientos, geólogos y perforadores, con lo cual se define la trayectoria final.

Finalmente de diseñan trayectorias tentativas, definiendo KOP, BUR, EOBU, SDO, DOR.

Operaciones realizadas en la perforación del pozo de reemplazo:

1. Se inician operaciones.

2. Se bajo BHA #1 con broca tricónica de 16'', se perforo hueco conductor hasta 143 pies, se observo fractura en el piso, bombean 50 Bls de píldora obturante, continúan perforando hasta 225', no hay avance, se saco BHA. Broca salió embolada.

3. Se bajó BHA #2 con broca tricónica de 16'' hasta 225', se continuó perforando hasta 433', bombean píldora viscosa, circulan, se sacó BHA, Broca salió embolada, se retiró broca.

4. Se bajó BHA #2 direccional con broca #2 PDC de 16'' hasta 433'. Se continúo perforando de la siguiente manera:

BROCA	**DIAMETRO**	**PROFUNDIDAD**		**MD**	**TVD**	**AZIMUT**	**INCLINACION**
		DESDE	**HASTA**				
# 2 PDC	16"	433	749	749	747.81	77.04	8.31
		749	1021	1021	1013.61	71.48	16.04
		1021	1356	1356	1327.89	70.89	23.76
		1356	1640	1640	1582.19	71.71	28.97
		1640	1923	1923	1833.19	74.44	26.47
		1923	2395	2395	2257.76	72.04	27.35
		2395	2773	2773	2598.09	69.63	26.13

Se continuó perforando con broca PDC de 16'' desde 2773' hasta 2842'. Se bombeó píldora viscosa, circulan. Se bombeó píldora pesada, se sacó tubería para viaje de control hasta superficie, se limpiaron los estabilizadores.

5. Se bajó BHA #4 con broca PDC 2R de 16’’ hasta 2842’. Se continúo perforando de la siguiente manera:

BROCA	DIAMETRO	PROFUNDIDAD		MD	TVD	AZIMUT	INCLINACION
		DESDE	HASTA				
# 2R PDC	16"	2842	3153	3153	2936.19	68.6	27.8
		3153	3436	3436	3187.12	70.43	26.93
		3436	3720	3720	3441.32	72.22	25.75
		3720	4003	4003	3692.91	70.93	27.55
		4003	4286	4286	3947.97	70.36	23.59
		4286	4663	4663	4301.89	72.48	16.31
		4663	4945	4945	4574.35	73.03	13.24
		4945	5322	5322	4945.13	79.2	7.68
		5322	5698	5698	5319.47	81.04	3.20
		5698	5985	5985	5606.27	26.68	0.35

Se bombeo píldora viscosa, circulan. Se sacó BHA hasta 5485’ para viaje de control, se bombeo píldora pesada, se continuó sacando tubería hasta superficie (BHA salió con dificultad, se bombeó 50 bls de píldora dispersante a 2018’).

6. Se bajó BHA #4 con broca #2RR PDC de 16’’ hasta 5862’ donde se asentó, se bajó rimando hasta 5985’. Se bombeó píldora viscosa, circulan, se realizó prueba de calibre de agujero de 17.1 pulgadas, ok. Se bombeó píldora viscosa-pesada, se sacó BHA hasta superficie.

7. Se bajo Casing de 13 3/8’’:

   142 tubos, C-95, 72 lbs/pie, BTC; zapato guía @ 5985' y collar flotador @ 5941'. Se realizó cementación del casing con 1750 sxs de cemento clase "A": 519 Bls de lechada de relleno de 13.5 lpg, aditivos, 260 sxs de cemento clase "A": 54 bls de lechada de cola de 15.6 lpg, aditivos. Se desplazó cemento con 10 bls de agua+900 Bls de cola de lodo. P final de desplazamiento: 1530 psi. Se asentó tapòn con 2100 psi, se chequeo contraflujo 6 Bls. Reversan 93 bls de lechada. Se realizo top job con 10 Bls de lechada de cemento de 18 lpg, se asentó casing de 13 3/8", aflojan tubo de maniobra y se retiro tubo conductor. Se Instaló sección "A" de cabezal, instalan BOP, prueban con 2000 psi.

8. Se bajó BHA #5 direccional con broca PDC #3 de 12 1.4’’. Se perforó collar flotador, cemento hasta 5970’, se realizó pruebas de hermeticidad al casing de 13 3/8’’ con 800 psi. Se continúo moliendo cemento hasta 5983’, se molió zapato guía, perforaron 10 pies de formación hasta 5995’. Se cambió de fluido de polímero agua por PHPA clay seal de 9.5 lpg. Se continúo perforando de la siguiente manera:

BROCA	**DIAMETRO**	**PROFUNDIDAD**		**MD**	**TVD**	**AZIMUT**	**INCLINACION**
		DESDE	**HASTA**				
# 3 PDC	12 1/4"	5995	6265	6265	5886.22	3995	0.68
		6265	6641	6641	6262.22	217.44	0.2
		6641	6924	6924	6545.21	271.78	0.34

Se continúo perforando con broca PDC de 12 ¼’’ desde 6924’ hasta 6944’, se bombeo píldora viscosa. Se sacó tubería hasta 5985’, se bombeó píldora pesada, se continúo sacando BHA hasta la superficie, se retiró broca totalmente desgastada.

9. Se bajó BHA #6 direccional con broca #4 PCD de 12 ¼ hasta 6944', se bombeó píldora viscosa. Se continúo perforando de la siguiente manera:

BROCA	DIAMETRO	PROFUNDIDAD		MD	TVD	AZIMUT	INCLINACION
		DESDE	HASTA				
# 4 PDC	12 1/4"	6944	7207	7207	6828.00	263.25	0.85
		7207	7584	7584	7205.13	268.57	1.50
		7584	7771	7771	7392.04	262.91	2.00

Se continuó perforando desde 7771' hasta 7800'. Se bombeó píldora viscosa, circulan y limpian. Se sacó BHA hasta 7363', se bombeó píldora pesada, se continúo sacando herramienta direccional hasta superficie.

10. Se bajó BHA#7 direccional con broca #5 de 12 ¼' hasta 7741', repasan hasta 7800', se bombeó píldora viscosa, circulan. Se continúo perforando de la siguiente manera:

BROCA	DIAMETRO	PROFUNDIDAD		MD	TVD	AZIMUT	INCLINACION
		DESDE	HASTA				
# 5 Tricònica	12 1/4"	7800	8054	8054	7674.81	261.80	2.31

Se continúo perforando hasta 8164’, se bombeó píldora viscosa. Se sacó BHA hasta 7550’, se bombeó píldora pesada, se continúo sacando herramienta direccional hasta superficie. Se cambia broca y motor.

11. Se bajó BHA #8 direccional con nuevo motor y con broca PDC#6 de 12 ¼’’ hasta 8164’. Se bombeó píldora viscosa. Se continúo perforando de la siguiente manera:

BROCA	DIAMETRO	PROFUNDIDAD		MD	TVD	AZIMUT	INCLINACION
		DESDE	HASTA				
# 6 PDC	12 1/4"	8164	8433	8433	8053.52	236.06	2.14
		8433	8810	8810	8430.32	206.04	2.07
		8810	9186	9186	8806.20	186.21	1.12
		9186	9375	9375	8995.17	200.78	0.81

Se continúo perforando hasta 9510’ (punto de casing). Se circuló en el fondo para tomar muestra. Se bombeó píldora viscosa, se realizo viaje de control hasta 5985’ se bajó hasta 9510’, se bombeó píldora viscosa, se realizó prueba de calibre de agujero: 13.12’’. Se bombeó píldora viscosa-pesada, se sacó BHA hasta superficie, se retiró broca.

12. Se bajó Casing de 9 5/8’’:

205 tubos, k-55, 47 lbs/pie, BTC; zapato guía @ 9506' y collar flotador @ 9458' con 4 stop ring y 15 centralizadores. Se realizó cementación de casing de 9-5/8" con 760 sxs de cemento clase

"G" : 226 Bls de lechada de relleno de 13.5 lpg, seguidos de 430 sxs de cemento clase "G": 88 Bls de lechada de rellenó de 15.6 lpg, se desplazo con 10 bls de agua, 660 bls de lodo . P final de desplazamiento: 1400 psi. Se asentó tapón con 1900 psi, contraflujo 5 bls Se instalo sección "B" del cabezal, se probó con 1200 psi. Se instaló BOP, prueban con 1500 psi.

13. Se bajó BHA #9 direccional con broca #7 PDC de 8 ½'' hasta 9454' (tope del cemento), se molió cemento, collar flotador, cemento hasta 9460', se realizaron pruebas de integridad del casing con 800 psi. Se perforo zapato y 10 pies de formación hasta 9520', se cambio fluido de PHPA clay seal por Baradril-N de 10 lpg. Se continúo perforando de la siguiente manera:

BROCA	**DIAMETRO**	**PROFUNDIDAD**		**MD**	**TVD**	**AZIMUT**	**INCLINACION**
		DESDE	**HASTA**				
# 7 PDC	8 1/2"	9520	9872	9872	9492.14	155.87	0.30
		9872	10155	10155	9775.14	287.47	0.18
		10155	10380	10380	10000.13	198.00	0.16

Se bombeó píldora viscosa, circulan. Se realizó viaje de control hasta 9505', se regreso al fondo. Se bombeó píldora viscosa, circulan. Se bombeó píldora viscosa-pesada (peso de lodo de 10.5 lpg). Se sacó tubería hasta superficie y se retiro broca.

14. Se corrieron registros a hueco abierto: HRAI-MSFL-MEL-ISAT-SDL-PE-DSN-GR desde 10050' hasta 9502', se detectó derrumbe a 10050' no se puede realizar la segunda corrida de registro. Se determino buenos intervalos en zonas de interés en Napo U y Napo T.

15. Se Bajó BHA #10 con broca 7R PDC de 8 ½'' hasta 9957 donde se asiento y se pegó, se trabaja tubería reciprocando hasta liberar sarta, se bombeo píldora viscosa, se bajó rimando hasta 10325' donde se pegó, se trabajo sarta para liberar, se bombeó píldora viscosa y dispersa, sin éxito. Se bombeó píldora liberadora, se trabajó sarta sin éxito. Se circuló y bajó peso de lodo a 10.2 lpg y se preparó píldora liberadora con black magic, se trabajó sarta, se liberó la tubería. Se bombeó

píldora viscosa, circulan y se sacó BHA hasta superficie. Se limpió broca y se cambió martillo hidráulico.

16. Se bajó BHA #11 con broca #7R PDC de 8 ½'' hasta 1031', se bajó rimando hasta 10380', se bombeó píldora viscosa, circulan, se realizó viaje de control hasta zapato a 9506', se retornó al fondo hasta 10295', se repasan hasta 10380', se bombeó píldora viscosa, circulan, se sacó tubería con dificultad hasta 9475', se bombeó píldora pesada, se sacó tubería hasta superficie.

17. Se bajó liner de 7'':

    28 juntas, 26 lbs/pie, C-95, BTC zapato @ 10371', collar flotador a 10291' y colgador Versaflex @ 9305'. Se realizó cementación de liner con 157 sxs de cemento clase "G": 33 bls de lechada de relleno 16 lpg, aditivos, seguidos de 126 sxs de cemento clase "G": 25 bls de cola de 16.5 lpg. Se desplazo con 50 Bls de agua, 144 bls de lodo. Se asentó tapón con 2700 psi , contraflujo : 1.8 Bls.Tco Halliburton asienta colgador Versaflex @ 9305' con 3800 psi.

18. Se desarmó BOP, se armó sección C del cabezal.

Los ultimaos datos de producción fueron:

ZONA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW
Ui	21-Jun-08	167	158	5.1 %

Ver Historial de Producción en Anexo 4.

Una descripción de las Herramientas utilizadas en la Perforación Direccional se encuentra en LA TESIS “**Diseño de la Trayectoria de Perforación de un Pozo Direccional en el Campo Sacha del Oriente Ecuatoriano**” de Henry David Rey Márquez.

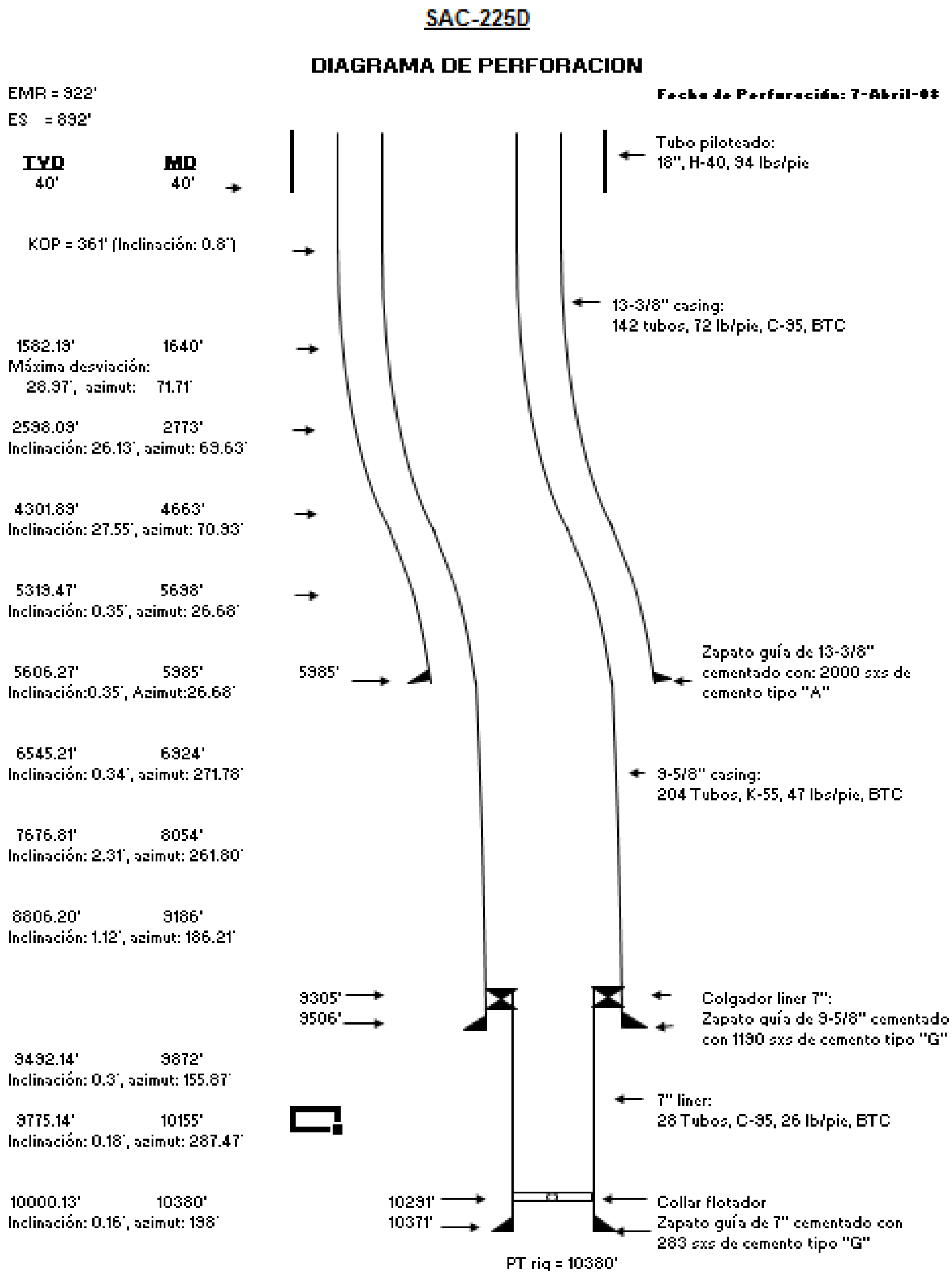

FIGURA 3.9 DIAGRAMA DE PERFORACION POZO SACHA 225

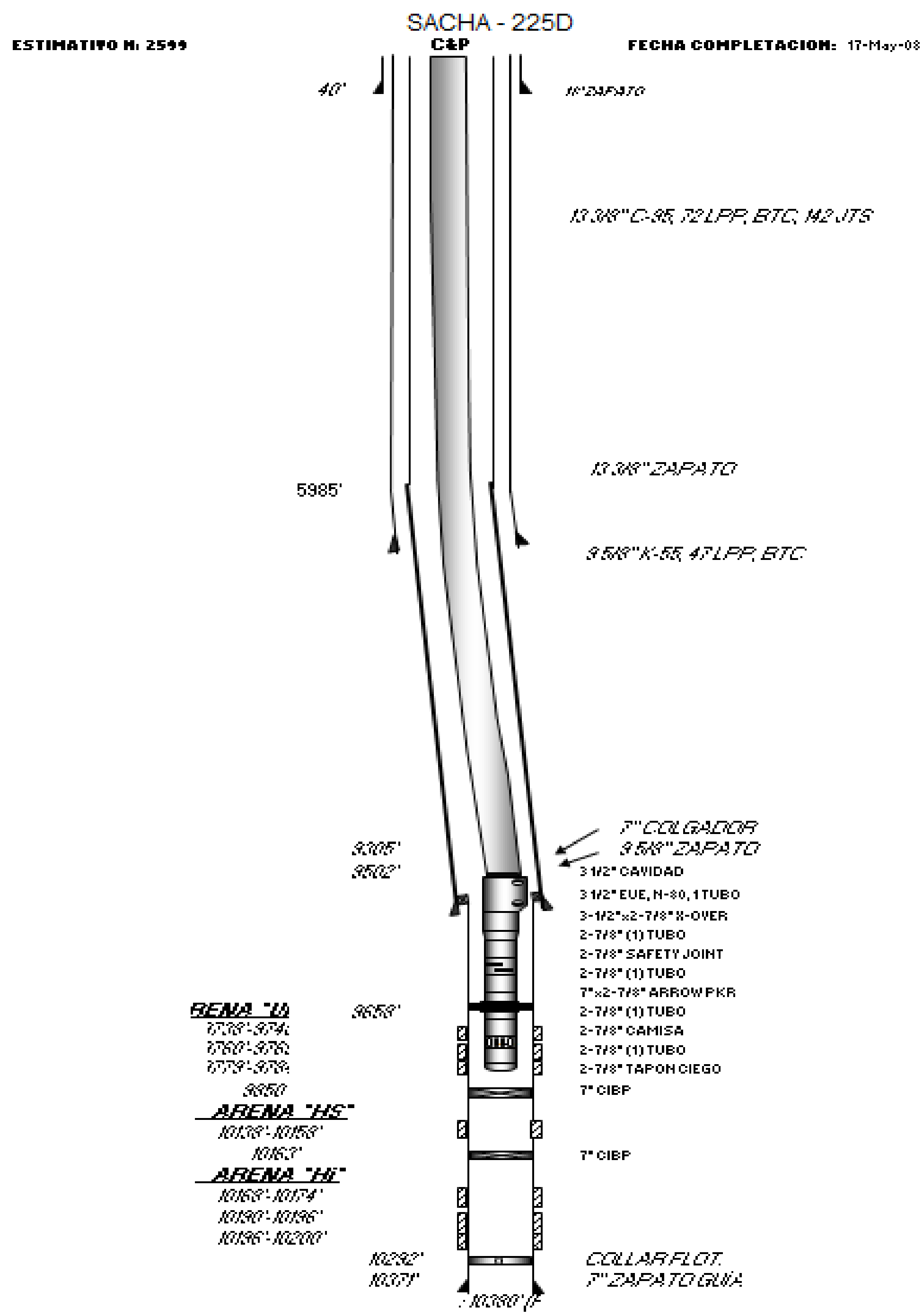

FIGURA 3.10 COMPLETACION DE FONDO DEL POZO SACHA 225

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 Costo de Operación.

4.1.1 Operación de Pesca.

Los costos estimados para la realización de una operación de pesca contemplan las siguientes actividades basadas en los costos reales de la operación de pesca del pozo Sacha 112, como muestra la tabla.

TABLA 14

RESUMEN DE COSTOS DE OPERACIÓN DE PESCA DEL POZO SACHA -112

ACTIVIDAD	MONTO
Movimiento de torre	6.250,00
Trabajo de la torre	175.036,25
Supervisión y Transporte	4.187,50
Equipo de subsuelo y superficie	15.354,83
Fluido de matado (KCL)	12.650,00
Vacuum	275,00
Aplicación de Químicos	2.112,00
Slick line	5.925,10
Recuperación de STD	297,92
Squezze (describir)	10.254,70
Regs cemento y RPM + punzonamiento	135.587,32
CIBP y Cañoneo	30.000,00
Coild tubing (especificar que se hizo)	43.800,00
Elementos de presión	1.868,00
TOTAL	**443.598,62**

4.1.2 Operación de Crear una Ventana.

Los valores que a continuación se presentan están basados en los costos reales de la Re-Entrada en el pozo Sacha 148 ST.

TABLA 15

RESUMEN DE COSTOS DE PERFORACIÓN SACHA-148ST

ACTIVIDAD	**MONTO (USD)**
Movilización del taladro	86.000,00
Costo Taladro por días de trabajo	269.019,48
Registros Eléctricos	263.595,28
CIBP	2.575,88
Servicios de Perforación	160.803,41
Liner 5´´	104.858,15
Control de Sólidos	18.010,00
Supervisión de Trabajos	18.700,00
Cementación	130.000,00
Uso de la Brocas	180.000,00
Aplicación de Lodos	87.000,00
TOTAL COSTO DE PERFORACIÓN	**1.320.562,20**

Costo real de la completación y pruebas

Los valores que a continuación se presentan están basados en los costos reales de la Re-Entrada en el pozo Sacha 148 ST.

TABLA 16

RESUMEN DE COSTOS DE COMPLETACIÓN Y PRUEBA DEL POZO SACHA-148

ACTIVIDAD	MONTO (USD)	
Movimiento de la torre		5.000
Operación en la torre		300.610
Supervisión y Transporte		8.050
Equipos de subsuelos y superficie		200.000
Unidad de cable eléctrico	SLB	91.921
Superv. Instalación de BES	REDA	3.510
	ADRIAL PETRO	6.859
Servicio de Spooler	SOLIPET	1.576
Unidad de bombeo + Herramienta	BRANDT	7.642
TOTAL COSTO DE COMPLETACION		**625.168**

COSTO TOTAL TRABAJO DE RE-ENTRADA: 1.945.720,2 USD

4.1.3 Operación de Perforar Pozos de Reemplazo.

Para hacer un estimado del costo del pozo direccional para el cual se diseña la trayectoria en la tesis (Diseño de la Trayectoria de Perforación de un Pozo Direccional en el Campo Sacha del Oriente Ecuatoriano), se tomará en cuenta el costo de la perforación en pozos direccionales recientemente perforados en Petroproducción, ya que es el referente más cercano que se tiene sobre dichos costos.

Para esto, primero por medio de la tabla 17 se hará un resumen de los costos de las operaciones que se realizan al perforar un pozo direccional.

TABLA 17

RESUMEN DE COSTOS DE PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 225

ACTIVIDAD	MONTO
Localización (plataforma y piscina)	121.371.00
Movilización de taladro	47.589.00
Costo de perforación	1.779.875.00
Registros eléctricos	305.843.00
Trabajo de cementación y cemento	289.167
Material de lodos y químicos	341.892.00
Brocas	267.573.00
Análisis de ripios	40.544.00
Movilización del taladro	48.511.00
Trabajo contratado de la compañía	22.260.00
Tubería de revestimiento 20”	2.547.22
Tubería de revestimiento 13 3/8”	137.088.00
Tubería de revestimiento 9 5/8”	167.444.14
Liner de 7”	21.450.00
Colocacion del Cabezal	51.817
TOTAL	**4.082.307.44**

El segundo paso será mostrar los costos totales de los pozos direccionales perforados por PETROPRODUCCION, para lo cual la siguiente tabla muestra costos de los pozos direccionales en al campo Sacha y del campo Atacapi:

TABLA 18

COSTO DE LOS POZOS DIRECCIONALES EN PETROECUADOR

Pozo	MD	TVD	Diseño	Costo
SA-163D	10440	9985	J	5,833,035,00
SA-173H	10480	9738	Horizontal	3,600,000,00
SA-225D	10371	10021	J	4,082.307.44
Atacapi 12D	10400	9830	J	3,755,030.48
			Costo promedio	**4,317,293,23**

Un costo promedio de perforación direccional es de $ 4**,317.293,23**

4.2 Costo – Beneficio.

Para el costo de la operación de pesca se toma de referencia el pozo Sacha-112 que fue el reacondicionado y está actualmente produciendo, el costo de esta operación fue de $ **443.598,62** dólares con una variación del +/- el 10%.

Para realizar esta comparación económica se ha tomado como referencia el costo que tiene una perforación nueva de tipo vertical y otra de tipo direccional.

Al revisar los costos anteriores se puede decir que el costo de los pozos esta alrededor de los **$ 4’000.000**, tomando en cuenta que el pozo Sacha 163D se elevó en aproximadamente **$ 1’000.000** porque en este se realizó una ventana lateral o sidetrack, lo cual incrementa el costo promedio de los pozos direccionales a **$ 4’317.293,2.**

Con lo anteriormente expuesto se puede decir que el costo aproximado del pozo Sacha 225, cuya trayectoria ha sido diseñada en este estudio, será de unos **$ 4’ 000.000** de dólares con una variación de +/- el 10%.

El costo total estimado de perforar un pozo nuevo de tipo vertical, hasta el objetivo determinado esta fluctuando en un valor de **$ 2’500.000** de dólares con una variación de +/- el 10%.

Cabe recalcar que este valor seguramente se sujetará a cambios durante las operaciones ya que en operaciones de perforación siempre se realizan cambios de acuerdo a como se van desarrollando estas.

Como se detallo en la tabla anterior el costo de realizar una Re-Entrada oscila en un valor aproximado de **2’000.000** dólares con una variación de +/- el 10%, lo que nos muestra que en efecto existe un ahorro sustancial de +/- **500.000** dólares para un pozo vertical y un ahorro de +/- **2’000.000** dólares para un pozo direccional para la empresa y para el estado.

4.3 Análisis Comparativo de Costos.

Para el pozo Sacha 148 ST el tiempo que tardaría en recuperar la inversión es de 12,95 meses, con su equivalente en días de 389, valiéndose del registro de producción de 110 BPPD a un precio WTI del petróleo Ecuatoriano al 11 de Enero de 2007 en 51,88 USD por barril. Pero con el incremento del petróleo a fechas actuales la recuperación de inversión en este pozo ha sido muy favorable.

El siguiente paso es ver cuál es el tiempo estimado de recuperación del costo del pozo (Inversión), para lo cual lo primero que tenemos que hacer es determinar cuál será la producción diaria esperada.

Si consideramos que los últimos pozos que se perforaron en Sacha tienen una producción aproximada de 1000 barriles diarios, pero al mismo tiempo la producción de los pozos direccionales en Sacha actualmente es de 300 barriles diarios se estimará una producción esperada de 500 barriles diarios para el pozo Sacha 140D, (valor razonablemente aceptable y en concordancia con los estimados de los ingenieros de producción de Sacha)

Análisis de recuperación de inversión por Operación de Apertura de Ventana.

Para la recuperación de inversión de Re-entrada para un pozo se realizaron las siguientes estimaciones según tiempo y costo del barril:

1.- Se plantea la recuperación con el Precio del barril al Presupuesto del Estado de $100, en un periodo de 40 días, de la siguiente forma:

180 barriles/producción * $ 100 = $ 18,000.oo diarios

$ 2'000.000 (Apertura de Ventana) / $ 18,000 (producción diaria)

= 112 días para recuperación.

2.- Actualmente el precio del petróleo que se toma como referencia para el crudo ecuatoriano ha fluctuado desde los $ 130.21, $ 124.22, $ 127.76 por lo que se lo considerará en $ 127.40 al 2 de Junio del 2008.

La diferencia del petróleo oriente es de $10 aprox., debido a la competitividad del mercado, por el contenido de azufre, el grado API, transportes y otros. Se puede fijar un precio referencial de $ 117, con lo que se hacen las siguientes estimaciones:

180 barriles/producción * $ 117 = $ 21,060.oo diarios

$ 2’000.000 (Apertura de Ventana) / $ 21,060.oo (producción diaria

= 95 días para recuperación

Análisis de recuperación de inversión por Pesca

Las siguientes estimaciones se realizaron para la recuperación de la inversión, la tasa de producción del pozo es menor si que se considera un promedio de 200 barriles diarios

Se han hecho 2 estimaciones:

1.- Si se considera el precio del barril al Presupuesto del Estado de $100, su tiempo de recuperación es de 23 días:

280 (barriles/producción) * 100 = $ 28,000.oo diarios

450.000 (costo de pesca) / 28,000 (producción diaria)

= 16 días para la recuperación

2.- Fijando un precio referencial de $ 117, se logran hacer las siguientes estimaciones:

280 (barriles/producción) * $117 = $ 32,760.oo diarios

$ 450.000 (costo de pesca) / $ 32,760 (producción diaria)

= 14 días para la recuperación

Análisis de recuperación de inversión por Pozo Nuevo

Se han hecho 2 estimaciones:

1.- Si se considera el precio del barril al Presupuesto del Estado de $100 su tiempo de recuperación es de 33 días:

200(barriles/producción) * 100 = $ 20.000.oo diarios

4’000.000 (pozo nuevo) / 20.000 (producción diaria)

= 200 días para la recuperación

2.- Considerando el precio referencial de $ 117, se concluye lo siguiente:

200 (barriles /producción) * $117 = $ 23,400.oo diarios

$ 4’000.000 (pozo nuevo) / $ 23,400 (producción diaria)

= 171 días para la recuperación

Podemos rápidamente concluir que actualmente las condiciones de la industria petrolera del mundo favorecen a los países exportadores de petróleo, entre ellos el nuestro. Lográndose recuperar todo tipo de inversión realizada por Petroproducción en la mitad del tiempo de lo planificado a inicios de año por el Estado.

Es de vital importancia invertir en perforación y remediación de pozos optimizando tiempo y recursos, lo que se reflejará en la viabilidad económica del proyecto en pozos direccionales.

Este breve análisis económico de los costos y la posterior recuperación de la inversión es sencillo, pero su rápida recuperación invita al análisis y toma de decisiones oportunas, teniendo como base la experiencia obtenida, misma que posteriormente disminuye los riesgos técnicos y alimenta el diseño de la trayectoria de nuevos pozos direccionales, como se ha procedido en este estudio.

CAPÍTULO 5

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 Conclusiones.

1. La Re-Entrada a pozos es una técnica de perforación que permite realizar el corte a un costado de la pared del casing (ventana), permitiendo efectuar una desviación y continuar la perforación de forma direccional hacia un nuevo objetivo, aprovechando de esta manera la zona ya perforada, lo que representa un ahorro sustancial de dinero y tiempo para la empresa y el Estado y una conservación del medio natural ya que se está evitando la perforación de un nuevo pozo que cause un impacto ambiental.

2. Con el acondicionamiento de estos tres pozos se ha incrementado la producción la producción en aproximadamente 490 barriles por día y su recuperación de inversión es muy corta debido al alto costo del crudo de 117 dólares.

3. El método de Re-Entrada se aplica en pozos con problemas de pescados no recuperables, sin embargo su aplicación es múltiple en especial cuando nos referimos a pozos multilaterales, para producción de varias arenas.

4. Los pozos seleccionados en este estudio dentro del Campo Sacha fueron los pozos Sacha 148, Sacha 73 y Sacha 112 los que cumplieron con las características para aplicar cada uno de los métodos que se propusieron; pesca, apertura de ventana y perforar un pozo de reemplazo.

5. Las coordenadas del objetivo para el pozo de reemplazo, así como para la apertura de una ventana es una desviación de un radio de 300 pies del objetivo que tuvo originalmente el pozo, en función del radio de drenaje determinado con los pozos vecinos a cada uno de ellos y considerando la estructura geológica que posee el campo Sacha.

6. La realización de la Re-Entrada en el pozo Sacha 148ST, no tuvo inconvenientes en la construcción de la ventana, pero presentó novedades en la parte direccional que fueron corregidas para cumplir a satisfacción los objetivos planteados.

7. Los costos de realizar una Re-Entrada es de aproximadamente $ 2´000.000 dólares, que comparado con el costo de la perforación de un pozo nuevo vertical, representan un ahorro de $ 500.000 dólares, y para un pozo direccional seria de 2’000.000 dólares, cifra muy significativa que puede ser utiliza en nuevas Re-Entradas o en la aplicación a nuevos proyectos.

8. Finalmente para la operación de pesca el costo estimado seria de aproximadamente unos $ 500.000 dólares, cuando se presente el caso de que el pescado sea recuperable y el estudio previo del pozo refleje que posteriormente no se requerirá de nuevas inversiones.

5.2 Recomendaciones.

1. Se recomienda durante la perforación de los pozos para apertura de ventana, tomar las medidas de precaución necesarias cuando se atraviese la zona de Tiyuyacu, debido al difícil control en el ángulo de inclinación al momento de la perforación.

2. Los pozos Sacha 52, Sacha 86, Sacha 66, Sacha 67 con un alejamiento de 300 a 600 metros del pozo inicial son los indicados para un posible apertura de ventanas.

3. Los pozos recomendados para una posible pesca son Sacha 60, Sacha 57 y Sacha profundo.

4. Se recomienda realizar una acidificación matricial al Pozo Sacha 148 a las formaciones de interés, debido a que presenta daño de formación especialmente en Napo Ui.

5. Se debe evaluar tanto la calidad de cemento, como el estado del revestimiento en la zona donde se va a abrir la ventana, ya que estos por el tiempo que tienen de producción, pueden estar en mal estado.

6. La recuperación y evaluación de la zona de interés se debe hacer preferentemente con una torre de reacondicionamiento y debido a los altos costos de una torre de perforación, disminuyendo sustancialmente los costos diarios.

7. Aplicar nuevas técnicas para rehabilitación de pozos con pescados, permitirá retribuir la inversión realizada en ellos y recuperar las reservas

5.3 Observaciones.

1. Es preciso realizar un seguimiento minucioso del estado de los pozos en el campo Sacha, ya que el hecho de que los pozos estén produciendo, no implica lo adecuado de su estado y funcionamiento. Se necesita un constante mantenimiento en especial a su tubería de revestimiento que en la mayoría de casos se encuentra muy desgastada, considerando que llevan produciendo más de 35 años con mantenimiento esporádico e insecuencial.

2. La continuidad en los trabajos de reacondicionamiento que se estén llevando a cabo y no interrumpirlos o suspenderlos de forma inesperada es vital si se tiene en consideración que consecuencias pueden llegar a ser muy perjudiciales.

3. Se observa que la producción inicial con la que se hizo el análisis de recuperación varía, esto provocará que la recuperación de inversión no necesariamente se dé en el tiempo esperado.