

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS TIPO RE-ENTRY EN LOS CAMPOS TETETE-TAPI- FRONTERA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

ALEXIS ESTEFANÍA ARMIJOS HONORES

alexis.armijos@gmail.com

DANIEL FERNANDO YÉPEZ PAZMIÑO

danielf.yeppez@gmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA, Msc.

raul.valencia@epn.edu.ec

QUITO, SEPTIEMBRE 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Alexis Estefanía Armijos Honores y Daniel Fernando Yépez Pazmiño, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Alexis Estefanía Armijos Honores

Daniel Fernando Yépez Pazmiño

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alexis Estefanía Armijos Honores y Daniel Fernando Yépez Pazmiño, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Armando Valencia Tapia, MSC.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a mi mejor amigo que nunca me falla, que sabe todos mis secretos y que a pesar de eso no me da la espalda, al contrario cada vez se interesa más en mí y no me juzga, Dios Padre Todopoderoso “JEHOVÁ” a quien amo con toda mi alma, porque siempre me acompaña de la mano en cada paso que doy, ayudándome de esta manera a seguir adelante, principalmente en los momentos más duros de mi vida, gracias a su palabra reconfortante me da empujoncitos cada vez que estoy quedándome en el camino, porque me ayuda a entender los acertijos de la vida, y me llena de valor para enfrentar problemas desde el más pequeño al más grande. Le agradezco por llenarme de sabiduría, tomada de cada experiencia que he tenido en mi vida, las cuales me han hecho cada vez más fuerte. Siempre estarás en mi mente y corazón mi fiel amigo.

Un agradecimiento especial al papi GALO, y mami OLIVIA por apoyarme toda mi vida con sus consejos, amor y cariño incondicional. Son un ejemplo de constancia, esfuerzo, empeño, y logro, lo cual nos ha ayudado a seguir adelante juntos como familia. Me gusta la voluntad que tienen de ayudar a las demás personas, y lo trabajadores que son, ese es el mejor ejemplo que me pudieron dar, les agradezco infinitamente.

A mi ñaña DENNYS y a mi sobrino “EL SEBAS” que me hace reír a cada instante, les agradezco por el apoyo que me han brindado todo el tiempo. A mi ñaño CESAR y a su esposa, por darme unos lindos sobrinos los cuales son muy importantes en mi vida.

A la empresa WEATHERFORD SOUTH AMERICA LLC, ya que sin su ayuda este proyecto no hubiese sido posible desarrollarlo, en especial al ingeniero DIEGO FREIRE por habernos brindado todo su apoyo. Un agradecimiento muy especial al Ingeniero OMAR CARRERA, por transmitirnos sus conocimientos y experiencias.

ALEXIS A.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por haberme bendecido y permitido llegar hasta aquí, a mi mamá, mi hermana, mis tías y toda mi familia que siempre estuvo apoyándome en las buenas y malas.

Alexis gracias por brindarme tu apoyo en las buenas y en las malas, pasamos de todo y siempre estuvimos ahí juntos compartiendo alegrías y tristezas, me siento orgulloso de ti, gracias por ser como eres.

A Weatherford, Diego Freire, Diego Rodríguez, Christian Montenegro, Johana Aldaz, Jennifer Mckee gracias por la oportunidad y el apoyo que nos brindaron durante el tiempo que estuvimos realizando este proyecto.

A mis primos y amigos Negro, Gato, Beto, Byron gracias por apoyarme siempre todo este tiempo aunque no nos veíamos muy seguido siempre nos apoyamos y vivimos parte de nuestras carreras juntos.

Mis amigos y compañeros de la U con quienes conviví durante todo este proceso gracias por todos esos buenos momentos que pasamos y por los malos también se aprende mucho para cada día ser mejor.

Tuleins gracias mijin por los consejos y todo el apoyo que me diste y siempre darme fuerzas para no caer, gracias loquito.

Daniel

DEDICATORIA

Le dedico este logro a Jehová que es el rey de mi vida.

A mis padres Galo y Olivia que son mi ejemplo a seguir, y el mejor regalo que Dios me pudo dar.

A mis hermanos Dennys y César, a mis sobrinos Sebas, Fiorella, Iván y Fernando, que le dan sentido a mi vida.

A mis abuelitas Martina y Georgina, tíos en especial mi tía Yolanda y primos, que siempre me apoyaron, y me dieron aliento para superarme.

A mis amigos, los cuales han estado en las buenas y en las malas desde siempre.

A Daniel por apoyarme todo el tiempo, con sus palabras de aliento y cuidados.

A mis compañeros de promoción, con los cuales compartí muchos momentos de alegrías y tristezas.

A la Escuela Politécnica Nacional y sobre todo a la Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la cual me llevo muchos recuerdos maravillosos, uno de ellos los campeonatos de voleibol ganados con todo mi equipo.

ALEXIS A.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a todas las personas que fueron parte de la realización de este proyecto y que aportaron con un granito de arena para que pueda cumplir este sueño tan anhelado.

Dedico este proyecto a todas las personas que a pesar de los obstáculos no se rinden y trabajan duro hasta alcanzar sus sueños.

Daniel

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
AGRADECIMIENTOS	V
DEDICATORIA.....	VI
DEDICATORIA.....	VII
CONTENIDO.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XXIV
RESUMEN	XXVII
PRESENTACIÓN.....	XXVIII
CAPITULO I	1
DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA.....	1
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO TETETE-TAPI.....	1
1.2 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO TETETE-TAPI.....	1
1.2.1 FORMACIÓN HOLLÍN.....	2
1.2.2 FORMACIÓN NAPO	3
1.2.2.1 Napo Inferior.....	3
1.2.2.2 Napo Medio	3
1.2.2.3 Napo Superior.....	3
1.2.2 FORMACIÓN TENA	4
1.2.3 FORMACIÓN TIYUYACU.....	4
1.2.4 FORMACIÓN ORTEGUAZA	4
1.3 ZONAS PRODUCTORAS DEL CAMPO TAPI-TETETE	4
1.3.2 ARENISCA U	5

1.4 ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO TETETE-TAPI.....	5
1.5 GENERALIDADES DEL CAMPO FRONTERA.....	7
FUENTE: EPPetroecuador.....	10
1.6 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO FRONTERA.....	11
1.6.1 FORMACIÓN NAPO	11
1.6.1.1 Napo Basal	11
1.6.1.1.1 Miembro Hollín	11
1.6.1.1.2 Intervalo T Inferior y T Superior.....	11
1.6.1.1.3 Intervalo U Inferior.....	12
1.6.1.2 Napo Medio	12
1.6.1.3 Napo Superior.....	12
1.7 ZONAS PRODUCTORAS DEL CAMPO FRONTERA.....	12
1.8 ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO FRONTERA	12
 CAPÍTULO II	 16
ESTUDIO DE LAS CONDICIONES DEL RESERVORIO Y SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	 16
2.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS CAMPOS	16
2.2 CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES.....	16
2.2.1 CURVAS DE DECLINACIÓN.....	18
2.3 ÚLTIMOS DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI- FRONTERA.....	21
2.4 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS CERRADOS EN LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA	23
2.4.1 CAMPO TETETE-TAPI	23
2.4.1.1 Tetete 4	23
2.4.1.2 Tetete 9	26

2.4.1.3 Tetete 12	29
2.3.1.4 Tapi 3.....	31
2.4.2 CAMPO FRONTERA	31
2.4.2.1 Frontera 1	31
2.4 SELECCIÓN DE LOS POZOS	35
2.4.1 UBICACIÓN ESTRUCTURAL	35
2.5.1 TETETE 4	36
2.5.1.1 Miembro U Inferior	36
2.5.1.2 Miembro T Inferior	36
CAPÍTULO III	40
DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS, EQUIPOS Y TÉCNICAS DE PERFORACIÓN RE-ENTRY.....	40
3.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL	40
3.1.1 CLASIFICACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES DEBIDO A SU TRAYECTORIA.....	40
3.1.1.1 Pozo Vertical.....	40
3.1.1.2 Pozo tipo “J”.....	40
3.1.1.2.1 “J” Tangencial.....	40
3.1.1.2.2 “J” Modificado.....	41
3.1.1.3 Pozo tipo “S”	42
3.1.1.3.1 “S” Especial	42
3.1.1.3.2 “S” Común	42
3.1.1.4 Pozo Horizontal	43
3.1.1.5 Pozo Re- Entry	45
3.1.1.6 Pozo Multilateral	45
3.1.2 CONCEPTOS BÁSICOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	45

3.2 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACION RE-ENTRY.....	48
3.2.1 MWD (MEASUREMENT WHILE DRILLING)	48
3.2.1.1 Aplicación de Telemetría de Pulso Positivo	48
3.2.2 LWD (LOGGING WHILE DRILLING)	49
3.2.3 GYRO.....	49
3.2.4 WHIPSTOCK.....	49
3.2.5 MOTORES DE FONDO	50
3.2.5.1 Top Sub.....	50
3.2.5.2 Sección de Poder (Power Section).....	51
3.2.5.3 Conjunto de Transmisión (Drive Assembly).....	51
3.2.5.4 Ensamblaje Ajustable (Adjustable Assembly).....	51
3.2.5.5 Ensamblaje de Rodamientos (Bearing Assembly).....	52
3.3 PRINCIPIOS DE ENSAMBLE DE LA PERFORACIÓN ROTATORIA	52
3.3.1 FUERZA LATERAL	53
3.3.2 ESTABILIZACIÓN.....	53
3.3.3 PRINCIPIO FULCRO	53
3.3.4 PESO EN LA BROCA	54
3.3.5 TIPOS DE ENSAMBLES DE PERFORACIÓN ROTARIA.....	54
3.3.5.1 Fullcrum.....	54
3.3.5.2 Pendulum	54
3.3.5.3 Empacado.....	54
3.4 SOFTWARE UTILIZADO PARA EL DISEÑO DE PERFORACIÓN.....	55
3.4.1 SISTEMAS DE REFERENCIAS Y COORDENADAS UTILIZADAS EN 5D	55
3.4.1.1 Sistema de Referencias.....	55
3.4.1.1.1 Referencia de profundidad	55
3.4.1.1.2 Referencias de Inclinación	56

3.4.1.1.3	Referencia de Azimuth	56
3.4.1.2	Sistema De Coordenadas.....	57
3.4.1.2.1	Coordenadas Geográficas.....	57
3.4.1.3	Declinación y Convergencia	58
3.4.1.3.1	Declinación Magnética	58
3.4.1.3.2	Convergencia	58
3.4.2	ANÁLISIS ANTICOLISIÓN PROPORCIONADO POR 5D	58
3.4.2.1	Elipses de Incertidumbre	59
3.4.2.2	Método Para Calcular el Espaciamiento Entre Pozos	59
3.4.2.2.1	Centro a Centro.....	59
3.4.2.3	Limitantes de proximidad entre Pozos.....	59
3.4.2.3.1	Factor de Separación	59
3.4.2.4	Mapa Anticolisión.....	60
3.4.2.4.1	Spider Map	60
3.5	ANÁLISIS DE TORQUE Y ARRASTRE.....	61
3.5.1	TORQUE.....	61
3.5.2	ARRASTRE.....	61
3.5.3	PANDEO (BUCKLING)	62
3.6	TÉCNICAS DE PERFORACIÓN RE-ENTRY	62
3.6.1	SISTEMA DE SALIDAS DE REVESTIMIENTO (QUICKCUT™).....	63
3.6.2	SISTEMA DE SALIDA DE REVESTIMIENTO DE ÁNGULO ANGOSTO (SHALLOW ANGLE QUICKCUT™).....	63
3.6.3	CONSIDERACIONES PARA EL PLANTEAMIENTO DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN RE-ENTRY.....	64
3.6.4	HERRAMIENTAS PARA SISTEMAS DE PERFORACIÓN RE-ENTRY	64

3.6.5 APLICACIONES Y RESPUESTAS DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN RE-ENTRY	65
3.6.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN RE-ENTRY	66
3.6.6.1 Ventajas.....	66
3.6.6.2 Desventajas.....	67
 CAPITULO IV	 68
DISEÑO DEL PLAN DE PERFORACIÓN RE-ENTRY	68
4.1 PROGRAMA DE PERFORACIÓN RE-ENTRY POZO TETETE 4RE.....	68
4.1.1 DETERMINACIÓN DE LAS COORDENADAS Y PROFUNDIDAD DEL OBJETIVO PROPUESTO	68
4.1.1.1 Profundidad De La Ventana.....	69
4.1.2 PROPUESTA PARA LA PERFORACIÓN DE LA VENTANA.....	69
4.1.3 PROPUESTA TÉCNICA PLAN DIRECCIONAL.....	73
4.1.3.2 Profundidad De Referencia	73
4.1.3.3 Topes de las Formaciones	73
4.1.4 PLAN DIRECCIONAL	74
4.1.4.1 Sección de 6 1/8" (7000' – 10017.86 MD)	74
4.1.4.2 Surveys del Pozo.....	75
4.1.4.3 Análisis De Anticolisión del Pozo Tetete 4RE.....	75
4.7.4.4 BHA's Propuestos Para el Pozo TETETE 4-RE	77
4.7.4.4.1 Fase 6 1/8"	77
4.7.4.4.2 BHA N° 1 Direccional	77
4.7.4.4.3 BHA No.2 Direccional.....	79
4.7.4.4.4 BHA No.3 Direccional.....	79
4.2 PROGRAMA DE BROCAS POZO TETETE 4RE	80

4.3 PROGRAMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS POZO TETETE 4RE	88
4.3.1 REGISTRO CEMENTO CBL-VDL-IMAGEN	89
4.3.2 FASE 6 1/8" – WCS – (MODO MEMORIA).....	89
4.4 PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN POZO TETETE 4RE....	89
4.5 ANÁLISIS DE TORQUE Y ARRASTRE DEL POZO TETETE 4RE.....	90
4.12 TIEMPOS PLANIFICADOS DE PERFORACIÓN POZO TETETE 4RE..	97
CAPITULO V	99
ANÁLISIS ECONÓMICO.....	99
5.1 COSTOS TANGIBLES	99
5.2 COSTOS INTANGIBLES	99
5.3 CONCEPTOS BÁSICOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	100
5.3.1 VALOR ACTUAL NETO	100
5.3.2 TASA INTERNA DE RETORNO	101
5.3.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO.....	101
5.3.4 PORCENTAJE DE DECLINACIÓN.....	101
5.4 VARIABLES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	102
5.4.1 COSTOS PROGRAMADOS PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO TETETE 4RE	102
5.4.1.1 Costos Perforación Direccional.....	102
5.4.1.2 Costos Servicio Well Compact Suttle	103
5.4.1.3 Costos Servicio Brocas de Perforación	103
5.4.1.4 Costos Fluidos De Perforación	104
5.4.1.5 Costos Corrida De Liner 5"	104
5.4.1.6 Costos Servicio De Apertura De Ventana.....	105
5.4.2.7 Costos Servicios De Cementación	105
5.4.2.8 Taladro De Reacondicionamiento.....	106

5.4.3 INGRESOS	107
5.4.4. EGRESOS	107
5.4.5 COSTOS DE OPERACIÓN.....	108
5.4.6 ESTIMACIONES DEL ESTUDIO ECONÓMICO.....	108
5.5 TETETE 4RE	109
5.6.1 PRIMER ESCENARIO	109
5.6.1.1 Resultados	109
5.6.2 SEGUNDO ESCENARIO	111
5.6.2.1 Resultados	111
5.6.3 TERCER ESCENARIO	113
5.6.3.1 Resultados.....	113
CAPÍTULO VI.....	115
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	115
6.1 CONCLUSIONES	115
6.2 RECOMENDACIONES.....	119
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS.....	120
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	124
ANEXOS	126
ANEXO N° 1	127
TRAYECTORIA PLANEADA PARA EL POZO TETETE 4RE	127
ANEXO N° 2	129
PROGRAMA DE LODOS POZO TETETE 4RE.....	129
ANEXO N° 3	131
ANÁLISIS DE TORQUE Y ARRASTRE POZO TETETE 4RE.....	131
ANEXO N° 4	134
REGISTRO DE CEMENTO POZO TETETE 4RE	134

ANEXO N° 5	136
ESTADO MECÁNICO POZO TETETE 4RE	136
ANEXO N° 6	138
ESQUEMA WHIPSTOCK POZO TETETE 4RE	138
ANEXO N° 7	140
ENSAMBLAJE DE SIMULACIÓN POZO TETETE 4RE	140
ANEXO N° 8	142
ENSAMBLAJE DE MOLIENDA POZO TETETE 4RE.....	142
ANEXO N° 9	144
EMSAMBLAJE PRIMERA CORRIDA REGISTROS MODO MEMORIA.....	144
ANEXO N° 10	146
EMSAMBLAJE SEGUNDA CORRIDA REGISTROS ELÉCTRICOS MODO MEMORIA.....	146
ANEXO N° 11	148
ESPECIFICACIONES WHISTOCK DOG LEG SEVERITY.....	148
ANEXO N° 12	150
ESPECIFICACIONES MOTOR DE FONDO 4 ¾" HYPERLINE	150
ANEXO N° 13	152
MATRIZ FINAL DEL PRIMER ESCENARIO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TETETE 4RE	152
ANEXO N° 14	156
MATRIZ FINAL DEL SEGUNDO ESCENARIO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TETETE 4RE	156
ANEXO N° 15	160
MATRIZ FINAL DEL TERCER ESCENARIO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TETETE 4RE	160
ANEXO N° 16	164

MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA ARENA U INFERIOR CAMPO TETETE-TAPI.....	164
ANEXO N° 17	166
MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA ARENA T INFERIOR CAMPO TETETE-TAPI.....	166
ANEXO N° 18	168
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO FRONTERA 1	168
ANEXO N° 19	170
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO FRONTERA 1	170
ANEXO N° 20	172
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO FRONTERA 2.....	172
ANEXO N° 21	174
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO FRONTERA 2.....	174
ANEXO N° 22	176
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO FRONTERA 3.....	176
ANEXO N° 23	178
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO FRONTERA 3.....	178
ANEXO N° 24	180
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO FRONTERA 4.....	180
ANEXO N° 25	182
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO FRONTERA 4.....	182

ANEXO N° 26	184
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO FRONTERA 5.....	184
ANEXO N° 27	186
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO FRONTERA 5.....	186
ANEXO N° 28	188
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TETETE 1.....	188
ANEXO N° 29	190
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO TETETE 1.....	190
ANEXO N° 30	192
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TETETE 2.....	192
ANEXO N° 31	194
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TETETE 3.....	194
ANEXO N° 32	196
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO TETETE 3.....	196
ANEXO N° 33	198
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN N DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TETETE 4.....	198
ANEXO N° 34	200
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO TETETE 4.....	200
ANEXO N° 35	202

CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TETETE 7	202
ANEXO N° 36	204
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TETETE 8	204
ANEXO N° 37	206
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO TETETE 8	206
ANEXO N° 38	208
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO TETETE 9	208
ANEXO N° 39	210
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TETETE 10	210
ANEXO N° 40	212
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TETETE 11	212
ANEXO N° 41	214
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TETETE 12	214
ANEXO N° 42	216
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO TETETE 12	216
ANEXO N° 43	218
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T INFERIOR DEL POZO TAPI 1	218
ANEXO N° 44	220
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TAPI 2	220

ANEXO N° 45	222
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TAPI 4.....	222
ANEXO N° 46	224
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TAPI 5.....	224
ANEXO N° 47	226
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO TAPI 6.....	226
ANEXO N° 48	228
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T SUPERIOR DEL POZO TAPI 6	228
ANEXO N° 49	230
RADIOS DE DRENAJE DE LOS POZOS DEL CAMPO TETETE	230

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

FIGURA 1-1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO TETETE-TAPI.....	6
FIGURA 1-2 MAPA ESTRUCTURAL TETETE ARENA U INFERIOR	8
FIGURA 1-3 MAPA ESTRUCTURAL TETETE ARENA T INFERIOR.....	9
FIGURA 1-4 MAPA ESTRUCTURAL TAPI ARENA U INFERIOR	10
FIGURA 1-5 UBICACIÓN DE FALLAS DEL CAMPO FRONTERA.....	13
FIGURA 1-6 UBICACIÓN DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA	14
FIGURA 1-7 MAPA ESTRUCTURAL FRONTERA ARENA U INFERIOR	14
FIGURA 1-8 MAPA ESTRUCTURAL FRONTERA ARENA T INFERIOR.....	15

CAPÍTULO II

FIGURA 2-1 RADIOS DE DRENAJE CAMPO TETETE ARENA U INFERIOR.....	36
FIGURA 2-2 RADIOS DE DRENAJE CAMPO TETETE ARENA T INFERIOR.....	37
FIGURA 2-3 PERFILAJE DEL TETETE 4 ARENA U INFERIOR.....	38
FIGURA 2-4 PERFILAJE DEL TETETE 4 ARENA T INFERIOR	39

CAPÍTULO III

FIGURA 3-1 VISTA VERTICAL DE UN POZO “J” TANGENCIAL.....	41
FIGURA 3-2 VISTA VERTICAL DE UN POZO “J” MODIFICADO.....	41
FIGURA 3-3 VISTA VERTICAL DE UN POZO “S” ESPECIAL	42
FIGURA 3-4 VISTA VERTICAL DE UN POZO “S” COMÚN	43
FIGURA 3-5 VISTA VERTICAL DE UN POZO HORIZONTAL.....	43
FIGURA 3-6 VISTA VERTICAL DE UN POZO HORIZONTAL SEGÚN SU CLASIFICACIÓN.....	44
FIGURA 3-7 VISTA VERTICAL DE UN POZO RE-ENTRY	45
FIGURA 3-8 VISTA HORIZONTAL	47
FIGURA 3-9 VISTA VERTICAL.....	48
FIGURA 3-10 CONFIGURACIÓN DEL ÁNGULO DEL AJUSTABLE.....	51
FIGURA 3-11 MOTOR DE PERFORACIÓN LUBRICADO POR FLUIDO DE PERFORACIÓN PARTE INTERNA	52

FIGURA 3-12 PRINCIPIO FUERZAS LATERALES.....	53
FIGURA 3-13 SOFTWARE 5D.....	55
FIGURA 3-14 REFERENCIAS DE PROFUNDIDAD.....	56
FIGURA 3-15 REFERENCIA DE AZIMUTH.....	57
FIGURA 3-16 PROYECCION UTM.....	58
FIGURA 3-17 FACTOR DE SEPARACIÓN DE LAS ELIPSES Y DISTANCIA CENTRO A CENTRO ENTRE DOS POZOS.....	60
FIGURA 3-18 SPIDER MAP.....	60
FIGURA 3-19 FUERZAS LATERALES Y AXIALES DURANTE LA PERFORACIÓN.....	62

CAPÍTULO IV

FIGURA 4-1 WELL PATH POZO TETETE 4- RE.....	75
FIGURA 4-2 ANÁLISIS ANTICOLISIÓN POZO TETETE 4RE.....	76
FIGURA 4-3 ANÁLISIS ANTICOLISIÓN VISTA EN PLANTA POZO TETETE 4RE.....	77
FIGURA 4-4 BHA N° 1 DIRECCIONAL POZO TETETE 4RE.....	81
FIGURA 4-5 BHA N° 2 DIRECCIONAL POZO TETETE 4RE.....	83
FIGURA 4-6 BHA N° 3 DIRECCIONAL POZO TETETE 4-RE.....	85
FIGURA 4-7 BROCA 6 1/8" RT2.....	87
FIGURA 4-8 BROCA 6 1/8" DSR516M.....	87
FIGURA 4-9 BROCA 6 1/8" RSR613M.....	87
FIGURA 4- 10 PESO DEL BLOQUE VS PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN...91	
FIGURA 4-11 TORQUE EN SUPERFICIE VS PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN.....	92
FIGURA 4-12 PERFIL FUERZA AXIAL.....	93
FIGURA 4-13 PERFIL DE TORQUE.....	94
FIGURA 4-14 FUERZA AXIAL Y PANDEO.....	95
FIGURA 4-15 FUERZA AXIAL Y TENSIÓN.....	96

FIGURA 4-16 CURVA DE TIEMPOS PROPUESTOS DEL POZO TETETE 4RE 98

CAPÍTULO V

FIGURA 5-1 GRÁFICA VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO 110

FIGURA 5-2 GRÁFICA VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO 112

FIGURA 5-3 GRÁFICA VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO 114

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

TABLA 1-1 COORDENADAS UTM DE LOS POZOS DEL CAMPO TETETE-TAPI....	2
TABLA 1-2 COORDENADAS UTM DE LOS POZOS DEL CAMPO FRONTERA.....	10

CAPÍTULO II

TABLA 2-1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA.....	17
TABLA 2-2 CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES POR POZOS DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA	19
TABLA 2-3 RESERVAS REMANENTES DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA.....	20
TABLA 2-4 PRODUCCIÓN ACTUAL DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA.....	21
TABLA 2-5 POZOS CERRADOS Y CAUSA DE CIERRE	23
TABLA 2-6 PRUEBAS INICIALES DEL POZO TETETE-4	24
TABLA 2-7 W.O. N° 01 DEL POZO TETETE-4.....	24
TABLA 2-8 W.O. N° 02 DEL POZO TETETE-4.....	24
TABLA 2-9 W.O. N° 03 DEL POZO TETETE-4.....	25
TABLA 2-10 W.O. N° 04 DEL POZO TETETE-4.....	25
TABLA 2-11 W.O. N° 05 DEL POZO TETETE-4.....	25
TABLA 2-12 PRUEBAS INICIALES DEL POZO TETETE-9	26
TABLA 2-13 W.O. N° 01 DEL POZO TETETE-9.....	26
TABLA 2-14 W.O. N° 02 DEL POZO TETETE-9.....	27
TABLA 2-15 W.O. N° 03 DEL POZO TETETE 9.....	27
TABLA 2-16 W.O. N° 04 DEL POZO TETETE 9.....	28
TABLA 2-17 W.O. N° 05 DEL POZO TETETE 9.....	28
TABLA 2-18 W.O. N° 06 DEL POZO TETETE 9.....	28
TABLA 2-19 W.O. N° 07 DEL POZO TETETE 9.....	29
TABLA 2-20 PRUEBAS INICIALES DEL POZO TETETE 12.....	29
TABLA 2-21 W.O. N° 01 DEL POZO TETETE 12.....	29
TABLA 2-22 W.O. N° 02 DEL POZO TETETE 12.....	30

TABLA 2-23 W.O. N° 03 DEL POZO TETETE 12.....	30
TABLA 2-24 W.O. N° 04 DEL POZO TETETE 12.....	30
TABLA 2-25 W.O. N° 05 DEL POZO TETETE 12.....	31
TABLA 2-26 W.O. N° 05 DEL POZO TETETE 12.....	31
TABLA 2-27 PRUEBAS INICIALES DEL POZO FRONTERA 1.....	32
TABLA 2-28 W.O. N° 01 DEL POZO FRONTERA 1.....	32
TABLA 2-29 W.O. N° 02 DEL POZO FRONTERA 1.....	32
TABLA 2-30 W.O. N° 03 DEL POZO FRONTERA 1.....	33
TABLA 2-31 W.O. N° 04 DEL POZO FRONTERA 1.....	33
TABLA 2-32 W.O. N° 05 DEL POZO FRONTERA 1.....	33
TABLA 2-33 W.O. N° 06 DEL POZO FRONTERA 1.....	33
TABLA 2-34 W.O. N° 07 DEL POZO FRONTERA 1.....	34
TABLA 2-35 W.O. N° 08 DEL POZO FRONTERA 1.....	34
TABLA 2-36 RESUMEN RADIOS DE DRENAJE DE LOS POZOS DEL CAMPO TETETE.....	38

CAPÍTULO III

TABLA 3-1 CLASIFICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.....	44
TABLA 3-2 CONCEPTOS BÁSICOS DE PERFORACIÓN.....	46
TABLA 3-3 FACTOR DE SEPARACIÓN.....	60
TABLA 3-4 APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN RE-ENTRY.....	65

CAPÍTULO IV

TABLA 4-1 COORDENADAS DE LOS OBJETIVOS POZO TETETE 4RE.....	69
TABLA 4-2 INFORMACIÓN POZO TETETE 4RE.....	73
TABLA 4-3 TOPES Y BASES POZO TETETE 4RE.....	74
TABLA 4-4 SURVEYS POZO TETETE 4RE.....	76
TABLA 4-5 ANÁLISIS ANTICOLISIÓN VISTA EN PLANTA DEL POZO TETETE 4RE.....	78
TABLA 4-6 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS BHA N° 1 DIRECCIONAL POZO TETETE 4RE.....	82
TABLA 4-7.....	84

TABLA 4-8 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS BHA NO. 3 DIRECCIONAL POZO TETETE 4RE	86
TABLA 4-9 CARRERA: GAMMA RAY / SÓNICO – ULTRASONIC RADIAL SCANNER	89
TABLA 4-10 CORRIDAS CON WCS FASE 6 1/8”	89

CAPÍTULO V

TABLA 5-1 COSTOS PERFORACIÓN DIRECCIONAL TETETE 4RE	102
TABLA 5-2 COSTOS WELL COMPACT SUTTLE TETETE 4RE.....	103
TABLA 5-3 COSTOS BROCAS TETETE 4RE	104
TABLA 5-4 COSTOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN LINER TETETE 4RE	104
TABLA 5-5 COSTOS CORRIDA LINER TETETE 4RE	104
TABLA 5-6 COSTOS APERTURA DE VENTANA TETETE 4RE.....	105
TABLA 5-7 COSTOS LIMPIEZA ÁCIDA TETETE 4RE	105
TABLA 5-8 COSTOS LIMPIEZA ÁCIDA + SQUEEZE TETETE 4RE.....	105
TABLA 5-9 COSTOS CEMENTACIÓN LINER TETETE 4RE	106
TABLA 5-10 COSTOS TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO TETETE 4RE .	106
TABLA 5- 11 COSTOS GENERALES POZO TETETE 4RE	107
TABLA 5-12 TABLA DE RESULTADOS PRIMER ESCENARIO	109
TABLA 5-13 TABLA DE RESULTADOS SEGUNDO ESCENARIO	111
TABLA 5-14 TABLA DE RESULTADOS TERCER ESCENARIO.....	113

CAPÍTULO VI

TABLA 6- 1 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE LOS CAMPOS.....	115
---	-----

RESUMEN

El presente proyecto de titulación consta de seis capítulos, los cuales se basan en un estudio realizado con datos reales y actuales proporcionados por la empresa estatal EPPetroecuador.

En el primer capítulo se detalla, la descripción geológica de los campos Tetete-Tapi-Frontera, así mismo la ubicación en coordenadas UTM de los pozos existentes en estos campos.

El segundo capítulo contiene, los datos petrofísicos, cálculo de las reservas remanentes, historial de reacondicionamiento y de producción de cada pozo perforado en los campos Tetete-Tapi-Frontera, y selección de los pozos propuestos para la aplicación de la técnica de perforación re-entry.

El tercer capítulo muestra, la descripción de tecnologías, equipos y técnicas de perforación re-entry, que serán considerados para el diseño de perforación. El cuarto capítulo indica el diseño de perforación del pozo seleccionado, procedimiento de la apertura de ventana y parámetros de perforación.

En el quinto capítulo, se realiza el análisis técnico-económico del proyecto, basados en costos reales de perforación re-entry, proporcionados por empresas prestadoras de servicios.

El sexto capítulo presenta conclusiones y recomendaciones a ser consideradas, para la realización del presente proyecto.

PRESENTACIÓN

Los campos Tetete-Tapi-Frontera, presentan valores de 85 y 100 % de BSW, en la mayoría de sus pozos, lo cual ocasiona un problema de rentabilidad al momento de recuperar el crudo, debido a esto algunos pozos cumplen con el trabajo de ser reinyectores, otro porcentaje de pozos se encuentran cerrados, y también encontramos pozos que presentan problemas de pescado. Es por eso que se realiza un estudio técnico económico de la perforación de pozos tipo re-entry en el campo Tetete-Tapi-Frontera, con el propósito de plantear esta alternativa que permita aumentar la tasa de producción de una manera más segura y eficiente.

En este proyecto se realizó el cálculo de las reservas remanentes del campo, análisis del historial de reacondicionamiento y producción, y mapas estructurales de cada pozo existente, lo cual fue una guía importante para seleccionar y ubicar los pozos candidatos para la aplicación de esta técnica de perforación.

Los resultados obtenidos en el presente proyecto fueron positivos, por lo que se recomendó utilizar esta técnica de perforación al pozo Tetete 4, ya que incrementará la rentabilidad con un TIR mayor al 100% en el mejor escenario.

Se realizó el diseño de la perforación re-entry de este pozo, a lo cual se analizó la profundidad a la que será abierta la ventana, y partiendo desde este punto se realizó la trayectoria del pozo para llegar a los objetivos propuestos, con el mínimo valor de dogleg, torque y arrastre.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO TETETE-TAPI

El Campo Tetete-Tapi se encuentra localizado en la región Amazónica de Ecuador, en la provincia de Sucumbíos en el extremo norte de la Subcuenca Napo, en el cantón Lago Agrio, a 220 km al noreste de Quito y 10 Km al sur de la Frontera con Colombia.

El campo Tapi, se encuentra delimitado por las siguientes coordenadas, $76^{\circ} 32'$; $76^{\circ} 33'$ (W) y $0^{\circ} 13.5'$; $0^{\circ} 12'$ (N), la estructura del campo Tapi fue descubierta por CEPE, con la perforación del pozo Tapi-1, en octubre de 1985, el cual alcanzó una profundidad de 9183 pies, presentó una producción de 1333 BPPD de 29° API de la arenisca Napo T, y 712 BPPD de 28° API de la arenisca Napo U. Los yacimientos productores del campo Tapi, pertenecen a la formación Napo, y son: U inferior, T superior y T inferior, siendo el más importante el yacimiento U inferior. La estructura Tetete, fue descubierta por CEPE con la perforación de pozo TTT-1, en Julio de 1980 que alcanzó una profundidad de 9400 pies. En su prueba inicial, se obtuvieron 1315 BPPD de 30° API de la arenisca T, y 330 BPPD de 28° API de la arenisca U. Las arenas productoras de este campo, son los reservorios Napo U superior, Napo U inferior y Napo T. El Campo Tetete, está marcado por las coordenadas $76^{\circ} 30'$; $76^{\circ} 33.5'$ (W) y $0^{\circ} 10'$; $0^{\circ} 12'$ (N). La Tabla 1-1 se muestra las coordenadas UTM de los pozos del campo Tetete-Tapi.

1.2 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO TETETE-TAPI

La estratigrafía del campo Tetete-Tapi, es obtenida de la información de los pozos perforados, 11 pozos en Tetete y 6 pozos en Tapi. Tiene relación directa con la estratigrafía de la cuenca oriente, y se compone de rocas pre-cretácicas hasta

sedimentos cuaternarios. La figura 1-1 muestra la columna estratigráfica del campo.

TABLA 1-1 COORDENADAS UTM DE LOS POZOS DEL CAMPO TETETE-TAPI

Pozo	COORDENADAS UTM	
	Norte (m)	Este (m)
Tapi 1	10022457.7	327415.8
Tapi 2	10023234.4	327797.1
Tapi 3	10023419.7	328561.5
Tapi 4	10022429.4	328347
Tapi 5	10023984.8	328058.7
Tapi 6	10023953.3	329053
Tetete 1	10020321.3	330132.1
Tetete 2RW	10018760	328491.3
Tetete 3	10020671.5	331628.8
Tetete 4	10022290.7	330942
Tetete 5RW	10020379.5	329256.5
Tetete 7	10021561.8	330562.5
Tetete 8	10022191	330044.5
Tetete 9	10021694.4	331337.9
Tetete 10	10021405	329747.5
Tetete 11	10019829.6	329700.1
Tetete 12	10022800.5	330314.2

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

1.2.1 FORMACIÓN HOLLÍN

La disminución del espesor de Hollín sobre la estructura de Tetete es muy acentuada, se reduce algunas decenas de pies directamente sobre las formaciones pre-cretáceas.

Consiste de areniscas de color blanco, grano grueso, porosas, permeables, subredondeadas, cuarzosas, ligeramente glauconíticas.

Sin embargo, se ha comprobado que el campo Tetete-Tapi tiene espesores mínimos y no es portadora de Hidrocarburos.

1.2.2 FORMACIÓN NAPO

Está bastante desarrollada incluyendo sus principales reservorios, constituida por una alternancia de lutitas, calizas y areniscas; se ha subdividido en tres capas: Napo inferior, Napo medio, Napo superior.

1.2.2.1 Napo Inferior

Una serie de transgresiones y regresiones posibilitaron la depositación de esta litología, la cual está constituida por areniscas, y lutitas con calizas subordinadas.

En la base de Napo inferior se observan calizas masivas y duras de color crema, sobre estas calizas se deposita la arenisca T inferior, que se caracteriza por ser cuarzosa y por contener intercalaciones de lutitas, y gran contenido de glauconita.

Posteriormente se encuentra la arenisca T superior que es una arenisca cuarzo-glauconítica y una importante presencia de cemento calcáreo.

Luego de la arenisca T, se encuentra la caliza B, esta es masiva, compacta y semi-dura, de color gris claro a oscuro. Sobre esta caliza, se depositó la arenisca U inferior, que es una arenisca cuarzosa, limpia, masiva con estratificación cruzada a la base, laminada al techo.

Sobre esta yace la arenisca U media, que presenta lutitas negras grisáceas, y semi-duras; finalmente encontramos la arenisca U superior que describe areniscas cuarzosas y presencia de intercalaciones de lutitas.

1.2.2.2 Napo Medio

Constituida por la caliza A, la cual se depositó debido a una serie de transgresiones y regresiones, presenta un espesor constante aproximado de 290 pies.

Sobre esta se deposita la arenisca M-2, que es de color verdoso, calcárea de grano fino a medio, arcillosa y glauconítica.

1.2.2.3 Napo Superior

Está constituida por lutitas verdes grises hasta negras interestratificadas con calizas grises parcialmente fosilíferas. Empieza con la depositación de la caliza M-

2 caracterizada por ser ligeramente arcillosa y de color gris, luego sigue una serie de lutitas que subyacen en la caliza M-1.

En el Napo superior una unidad detrítica, la arenisca M1 está presente, a veces bajo la formación Basal Tena, esta es de color gris oscuro, con alto contenido de cuarzo, levente calcárea y saturada con petróleo pesado.

1.2.2 FORMACIÓN TENA

El contacto Napo-Tena está marcado por un cambio litológico brusco y un cambio de facies abrupto, sin embargo no se ha observado ninguna discordancia entre las dos formaciones.

La formación Tena está representada por limolitas y arcillas de color ladrillo y con un intervalo arenoso hacia la base por lo que no representa interés hidrocarburífero.

1.2.3 FORMACIÓN TIYUYACU

Es de ambiente continental, su cemento es arcilloso y está formada por sedimentos clásticos, areniscas finas a gruesas de color gris verdosas y conglomerados con abundante chert, en algunos lugares es glauconítica con intercalaciones de lutita.

1.2.4 FORMACIÓN ORTEGUAZA

Es de ambiente continental, está constituida por lutitas semi-fisibles de color gris y areniscas cuarzosas de grano fino con cemento calcáreo.

1.3 ZONAS PRODUCTORAS DEL CAMPO TAPI-TETETE

El campo Tetete-Tapi produce de las areniscas U Inferior como reservorio principal y T inferior como reservorio secundario de la formación Napo, además de presentar en algunos pozos la presencia de la arenisca T Superior sin contener reservas importantes, las arenas importantes se detallan a continuación:

1.3.1 ARENISCA T

Corresponde a un ciclo deposicional entre la base de la caliza C (Napo Basal), y la base de la caliza B de la secuencia de Napo inferior, en donde se diferencian dos niveles clásticos principales: T inferior o principal y T superior o secundaria.

La arenisca T superior presenta pequeños espesores de arenisca con intercalaciones de lutita calcárea, lo cual hace que su desarrollo sea pobre y secundario.

La arenisca T inferior, es una arenisca limpia glauconítica saturada de hidrocarburo, aunque presenta potenciales irregulares, presenta un ensanchamiento hacia el noreste hacia la estructura de Tetete. La arenisca T presenta hidrocarburos de 22.4° a 29.5° API.

1.3.2 ARENISCA U

El ciclo deposicional de esta arenisca está entre la caliza A y B de la formación Napo en el cual se encuentran tres niveles diferentes: U superior, U media y U inferior, cuyos límites están definidos por los marcadores litológicos regionales, asociados a líneas de tiempo. La arenisca U inferior, es el yacimiento más importante de este campo, es una arenisca limpia, cuarzosa de grano decreciente.

Los mayores espesores netos productivos y las mejores características de permeabilidad en la arenisca U inferior se encuentran en la estructura central del campo (pozos Tetete 4, 7, 8 y 9).

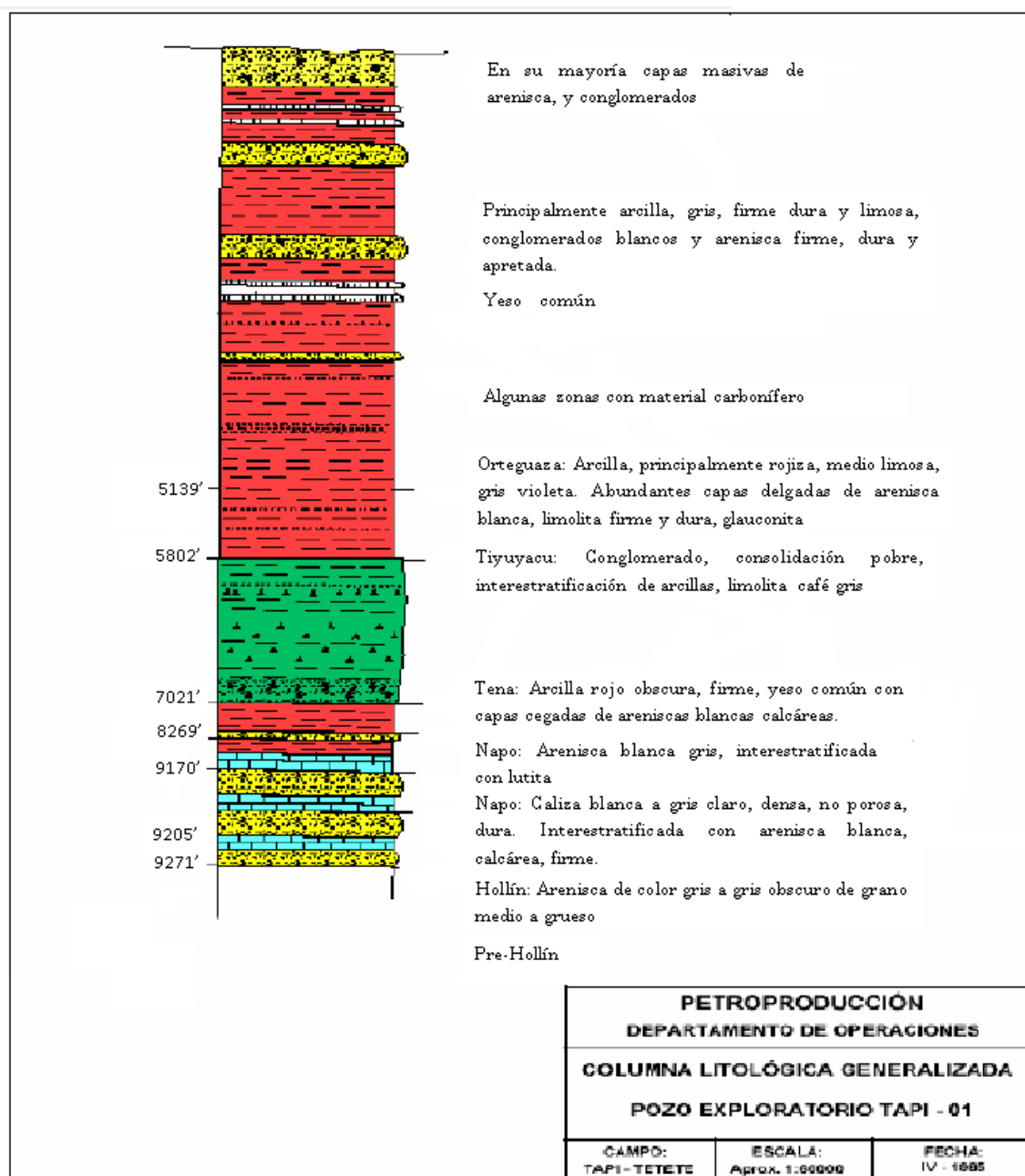
Esta arenisca contiene hidrocarburos de 24° a 29.5° API. La arenisca U media presenta lutitas negras grisáceas, fisibles y semi-duras.

La arenisca U superior es la zona de menor importancia del campo Tetete-Tapi ya que presenta un espesor neto muy reducido, esta arenisca contiene hidrocarburos de 12° a 20° API.

1.4 ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO TETETE-TAPI

El campo Tetete-Tapi, se ubica sobre el flanco plataformico Nororiental de la Cuenca oriente, en donde la pendiente regional cambia su tendencia, formando un escalón asociado a un paleoalto estructural de basamento de edad Precamblica.

FIGURA 1-1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO TETETE-TAPI



FUENTE: EPPetroecuador

La estructura Tetete presenta una conformación estructural definida por dos ejes anticlinales paralelos asimétricos y fallados, las figuras 1-2 y 1-3 muestran los mapas estructurales de Tetete referidos a la arena U inferior y T inferior respectivamente. Los anticlinales están elongados en dirección Norte-Noreste con tres altos independientes en cuyas culminaciones han sido perforados los pozos Tetete 2, 11, 9 y 8.

La estructura Tapi está constituida por dos ejes estructurales paralelos, elongados en una dirección preferencial Norte-Sur, la figura 1-4 muestra el mapa estructural de Tapi referido a la arena U inferior. Los ejes de los anticlinales están claramente definidos por los pozos Tapi 1, 2 y 5 al Oeste, Tapi 4 y 6 al Este, separados por un bajo estructural paralelo, en cuyo flanco fue perforado el pozo Tapi 3.

Este campo está constituido por dos fallas principales que afectan a niveles cercanos de la caliza A (Falla Tapi), y al tope de la formación Napo (Falla Tetete). La falla Tetete ubicada al Este tiene una orientación Norte-Noroeste, y presenta su mayor desplazamiento en la parte Norte.

1.5 GENERALIDADES DEL CAMPO FRONTERA

El campo Frontera se encuentra ubicado en la Región noreste de la Cuenca Oriente, en la provincia de Sucumbíos, al norte del Campo libertador en la frontera con Colombia y al noreste del Campo Tetete-Tapi, en el límite territorial con Colombia hacia el margen del río San Miguel, aproximadamente en las coordenadas geográficas: Norte $00^{\circ} 14' 28.17''$ y Este $-76' 33' 27.72''$.

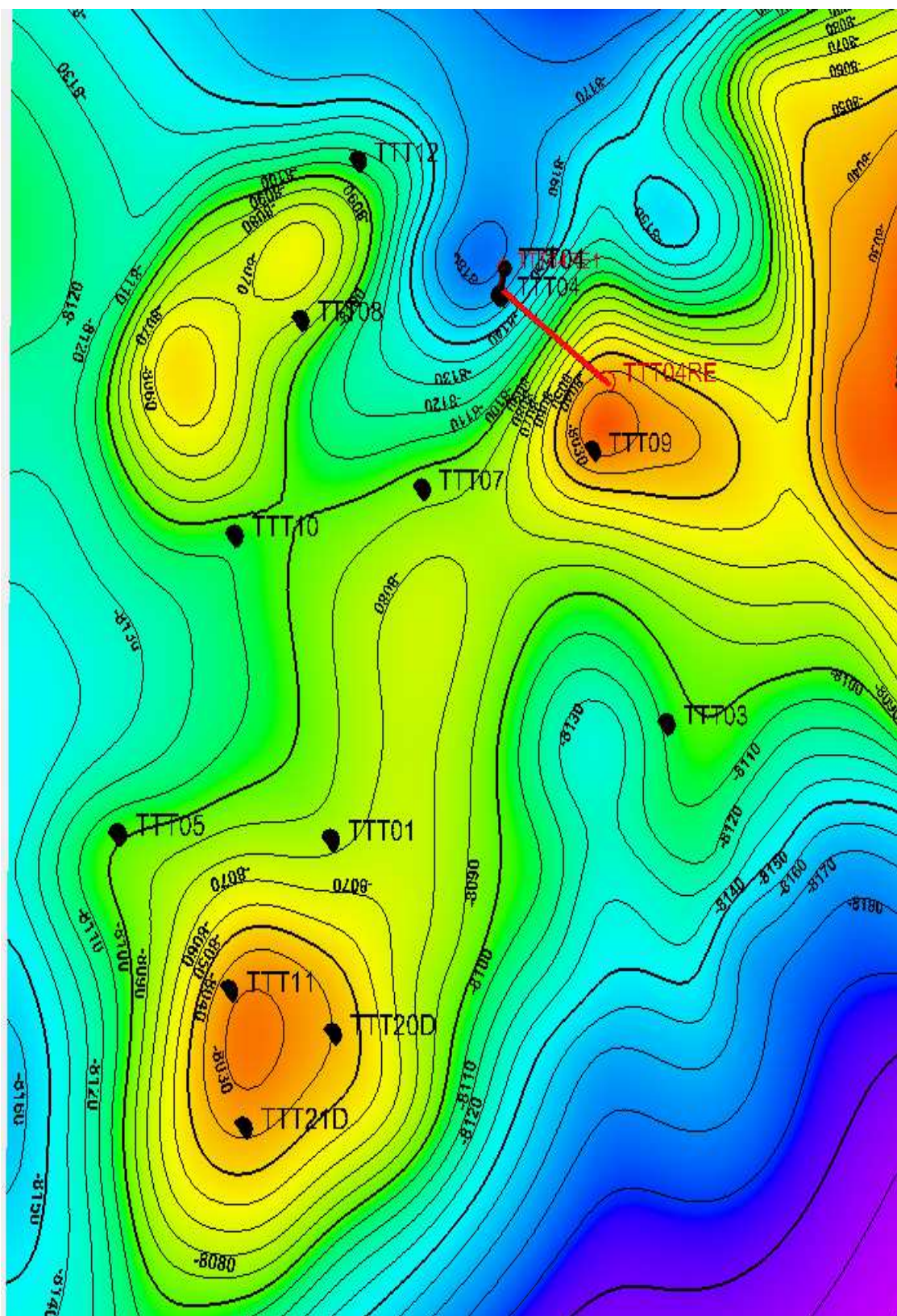
Fue descubierto en diciembre de 1987 con la perforación del pozo exploratorio Frontera 1 por CEPE, obteniendo una producción comercial en los yacimientos U y T.

En octubre de 1989, se perforó el pozo Frontera 2 a 800m al norte del pozo Frontera 1 obteniendo producción de hidrocarburos. El campo Frontera inicia su producción en Julio de 1991 con flujo natural, y una producción de 800 BPPD de la arenisca U inferior, y 500 BPPD de la Arenisca T, de los pozos Frontera 1 y Frontera 2 respectivamente. La tabla 1-3 muestra las coordenadas UTM de los pozos del campo Frontera.

En Agosto de 1994, se perforó el pozo de avanzada Frontera 3, y los pozos de desarrollo Frontera 4B en Junio de 1996, y Frontera 5 en Julio del mismo año, los que fueron productivos en las areniscas U inferior y T.

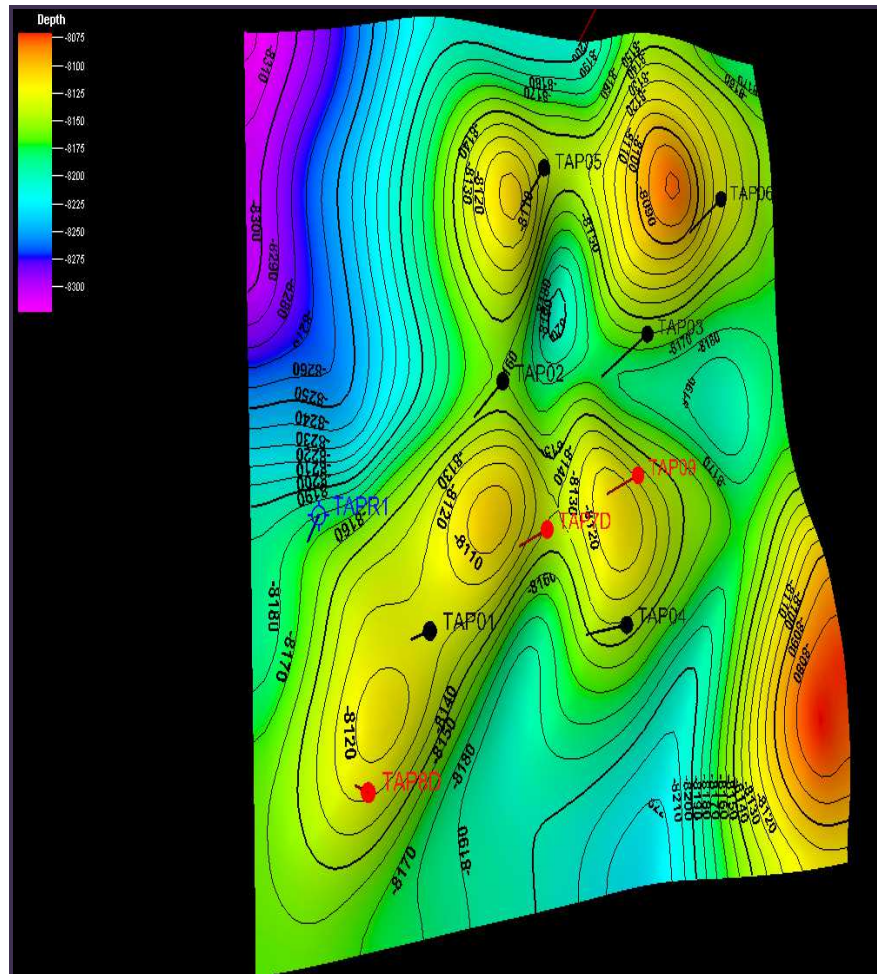
En el año 2012 se propone la aplicación de la técnica de perforación re-entry con motivos de incrementar la producción del campo, y recuperar la mayor cantidad de reservas remanentes del mismo, por lo que se perforó el pozo Frontera 5RE.

FIGURA 1-2 MAPA ESTRUCTURAL TETETE ARENA U INFERIOR



FUENTE: EPPetroecuador

FIGURA 1-4 MAPA ESTRUCTURAL TAPI ARENA U INFERIOR



FUENTE: EPPetroecuador

TABLA 1-2 COORDENADAS UTM DE LOS POZOS DEL CAMPO FRONTERA

POZO	COORDENADAS UTM	
	NORTE (m)	ESTE (m)
Frontera 1	10026666	326640
Frontera 2	10027359	327087
Frontera 3	10025813	326345
Frontera 4B	10026288	326238
Frontera 5RE	10027099	326600
Frontera 6D	10025796.12	326359.37

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

1.6 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO FRONTERA

En base a los registros de Inducción, y el análisis de las curvas gamma ray, y de resistividad obtenidos de los pozos Frontera 1, 2 y 3 ya existentes, se procedió a establecer las características estratigráficas, de la formación Napo que es la zona productora.

1.6.1 FORMACIÓN NAPO

La secuencia estratigráfica está representada por lutitas de plataforma marina de bajo fondo, limos y arenas regresivas y transgresivas, intercaladas a veces por delgados horizontes de carbón, descripción que describe las areniscas Napo inferior, medio y superior.

1.6.1.1 Napo Basal

Abarca Hollín superior, Napo inferior y los intervalos T y U.

1.6.1.1.1 Miembro Hollín

La sección encontrada en el pozo Frontera-2, no se lo ha diferenciado, pero por la posición bajo la caliza C, se lo ha atribuido a este miembro un espesor aproximado de 10 pies. En el pozo Frontera-1, el intervalo T descansa directamente en el basamento cristalino. En tanto que el pozo Frontera-3, por rípidos se encuentra 40 pies aproximadamente de este miembro no diferenciado.

1.6.1.1.2 Intervalo T Inferior y T Superior

Los espesores totales de este intervalo en los tres pozos es de 39, 59 y 73 pies respectivamente, que están depositados sobre el basamento cristalino, que en el cretácico inferior se hallaba emergido, de manera que el espesor sería menor hacia la culminación del paleo-alto (Frontera-1), y mayor a los flancos (Frontera 2 y 3), verificando un atrapamiento estructural, consecuencia de la compactación diferencial.

El espesor neto en los pozos frontera 1, 2 y 3 es de 23, 33 y 34 pies respectivamente, de lo que se concluye que mientras más bajo este el pozo mayor es el espesor encontrado del intervalo indicado. Esto indica que presentan un contacto agua-petróleo pequeño.

1.6.1.1.3 Intervalo U Inferior

El intervalo U está dividido en tres: U superior, U medio, U inferior. Los dos primeros están constituidos por limos, arcillas y tal vez carbón, con espesores que oscilan alrededor de los 55 pies, mientras que la U Inferior alcanza los 68, 62, y 74 pies en los pozos Frontera 1, 2 y 3 respectivamente.

1.6.1.2 Napo Medio

Comprende desde la base de la caliza A, al tope de la zona M-2, no presenta ningún interés hidrocarburífero.

1.6.1.3 Napo Superior

Comprende desde el tope de la caliza M-2 al tope de Napo y en él se halla la caliza M-1, que según los ripios de perforación se evidencia una pobre presencia de hidrocarburo en la caliza M-1 y en el cuerpo calcáreo del tope de la formación Napo, en los pozos frontera 2 y 3.

1.7 ZONAS PRODUCTORAS DEL CAMPO FRONTERA

Los reservorios principales, contenidos en el campo Frontera, de los cuales existe aporte de hidrocarburos son los denominados arenisca "U" inferior y la arenisca "T". El yacimiento de mayor importancia desde el punto de vista de la producción, es la arenisca "U" inferior y, debido a que es el reservorio que entrega la mayor cantidad de crudo de 27° a 30° API dentro de la producción total del campo.

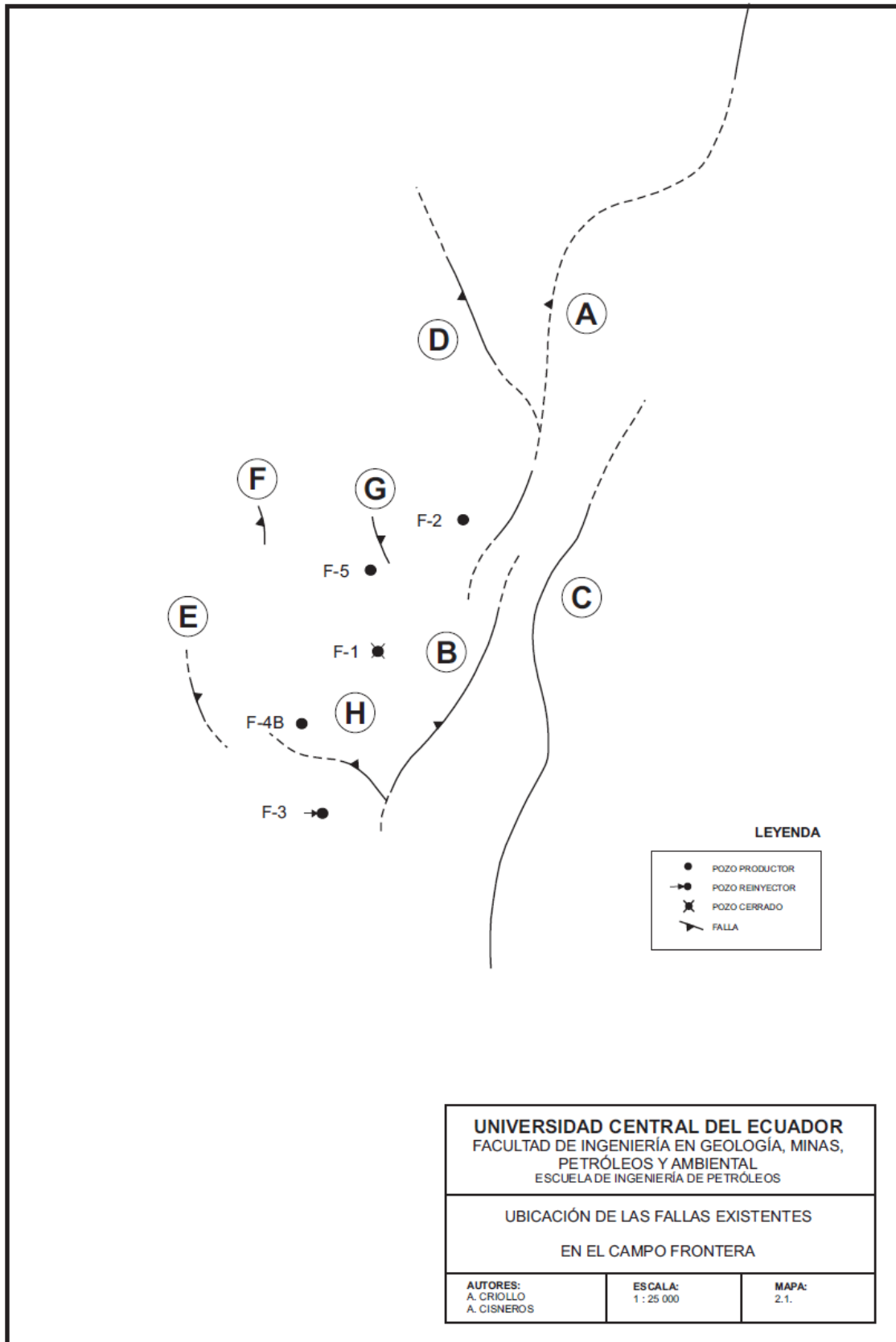
1.8 ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO FRONTERA

Presenta un anticlinal algo simétrico y paralelo a la falla principal, que corre desde el sur un buen trecho para virar hacia el Noreste; esta falla a la altura del pozo Frontera 2, y 3, la cual divide a la estructura en su parte norte y separa inclusive tectónicamente el área Frontera de Quillacinga. La figura 1-5 muestra la ubicación de fallas del campo.

Al Sur-Suroeste de la estructura tenemos la presencia de dos fallas, que geológicamente se las ha interpretado como fallas normales. Las figuras 1-7 y 1-8 muestran el mapa estructural de Frontera referido a la arena U inferior y T inferior respectivamente.

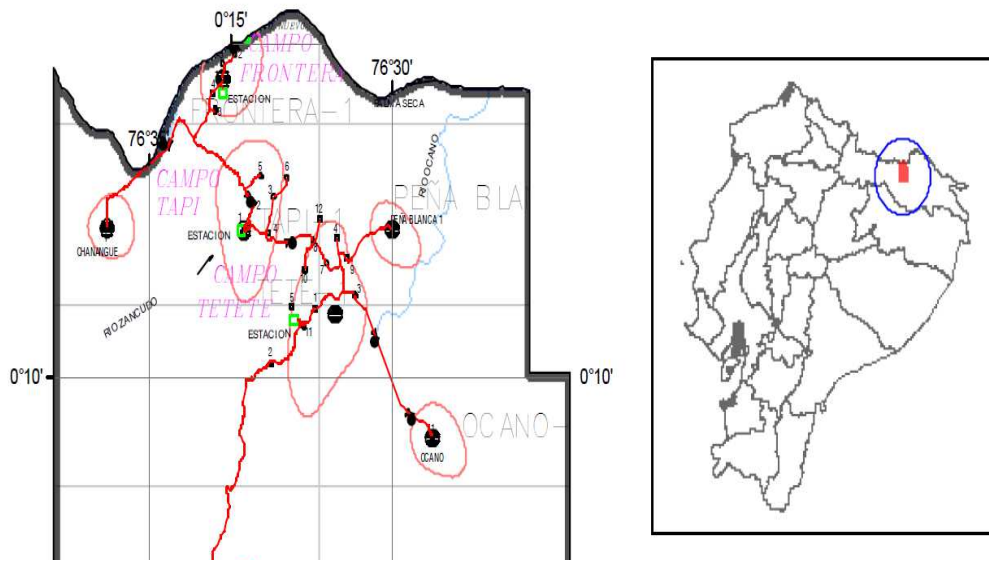
La figura 1-6 muestra la ubicación de los campos Tetete-Tapi-Frontera.

FIGURA 1-5 UBICACIÓN DE FALLAS DEL CAMPO FRONTERA



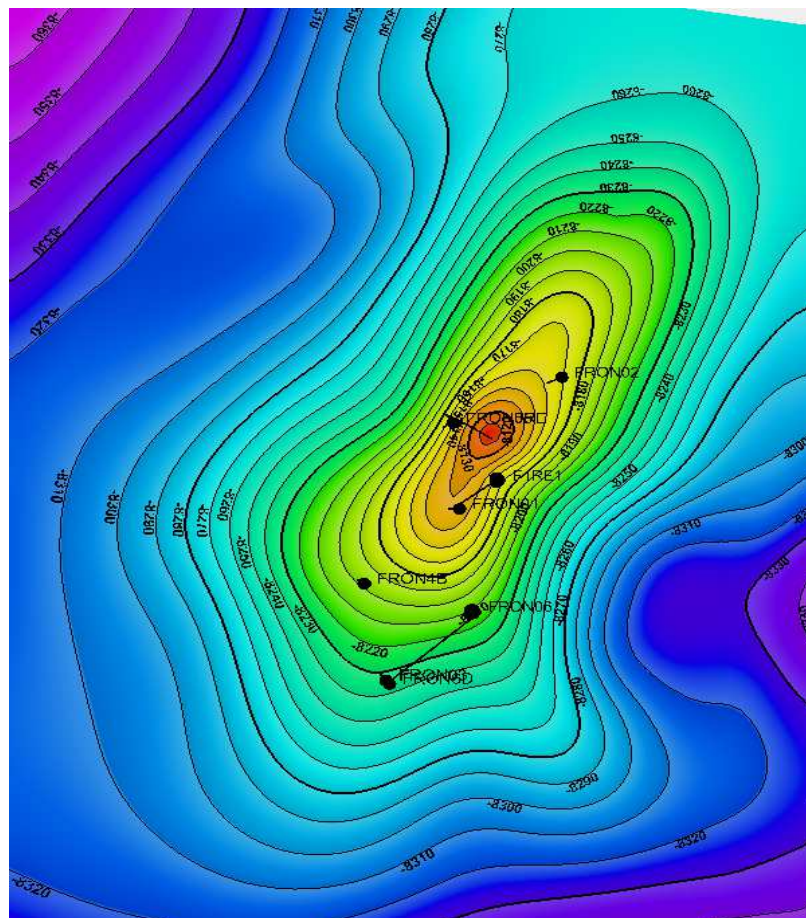
Fuente: EP Petroecuador

FIGURA 1-6 UBICACIÓN DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA



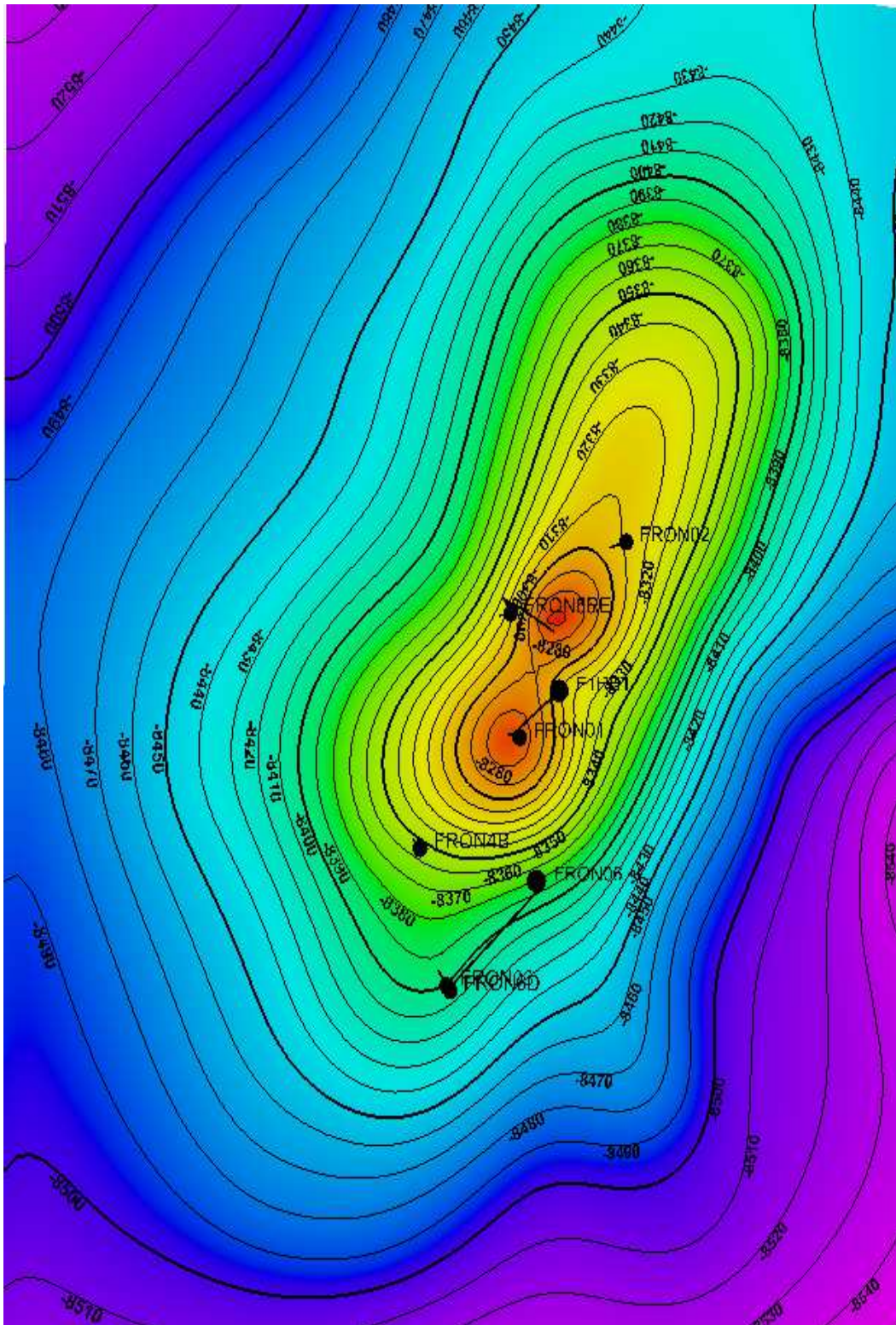
Fuente: EP Petroecuador

FIGURA 1-7 MAPA ESTRUCTURAL FRONTERA ARENA U INFERIOR



Fuente: EP Petroecuador

FIGURA 1-8 MAPA ESTRUCTURAL FRONTERA ARENA T INFERIOR



FUENTE: EPPetroecuador

CAPÍTULO II

ESTUDIO DE LAS CONDICIONES DEL RESERVORIO Y SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

El estudio de las condiciones del reservorio, lo realizaremos mediante el análisis de las propiedades petrofísicas, datos PVT, workovers, historial de producción y mapas estructurales de los pozos del campo Tetete-Tapi-Frontera.

2.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS CAMPOS

Los datos petrofísicos del campo están presentados en la tabla 2-1, los cuales están clasificados por pozo y arena. Estos fueron proporcionados por EPPETROECUADOR, y muestran una alta permeabilidad y gran potencial de hidrocarburo en las arenas:

- U inferior, y
- T inferior

Por lo que fueron determinadas como arenas productoras de los campos Tetete-Tapi-Frontera. Sin embargo, los pozos Tetete 2, Tetete 5, Tetete 7, Tetete 10, Tapi 2, Tapi 4 y Tapi 5 presentan un espesor neto de pago de cero en la arena T inferior, y el pozo Tapi 3 en ambas arenas.

El pozo Tetete 8 no presenta datos en la arena T inferior, debido a un mal registro que se produjo a esta profundidad.

2.2 CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES

Lo realizaremos utilizando el método de la curva de declinación de producción, para lo cual se usó el software OFM.

Las gráficas de las reservas remanentes de cada pozo se muestran desde los anexos 28 al 42.

TABLA 2-1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA

Pozo	Arena	h _o (pies)	PIHE (fracción)	Swi (fracción)	k (md)
Tetete 1	U inferior	18	0,13	0,19	445
	T inferior	18	0,09	0,34	38
Tetete 2	U inferior	22	0,16	0,25	237
	T inferior	0	0,11	1,00	35
Tetete 3	U inferior	31	0,13	0,20	310
	T inferior	11	0,13	0,24	130
Tetete 4	U inferior	21	0,13	0,13	310
	T inferior	31	0,14	0,13	203
Tetete 5	U inferior	31	0,11	0,23	190
	T inferior	0	0,08	1,00	25
Tetete 7	U inferior	44	0,16	0,08	879
	T inferior	0	0,08	1,00	24
Tetete 8	U inferior	29	0,17	0,11	630
	T inferior	-	-	-	-
Tetete 9	U inferior	37	0,16	0,10	584
	T inferior	9	0,12	0,20	118
Tetete 10	U inferior	17	0,18	0,13	861
	T inferior	0	0,16	1,00	354
Tetete 11	U inferior	31	0,16	0,05	639
	T inferior	16	0,11	0,18	84
Tetete 12	U inferior	25	0,14	0,12	482
	T inferior	24	0,12	0,18	90
Tapi 1	U inferior	13	0,17	0,22	503
	T inferior	14	0,14	0,17	253
Tapi 2	U inferior	18	0,18	0,24	982
	T inferior	0	0,17	1,00	480
Tapi 3	U inferior	0	0,14	1,00	1212
	T inferior	0	0,19	1,00	445
Tapi 4	U inferior	37	0,17	0,18	795
	T inferior	0	0,11	1,00	137
Tapi 5	U inferior	43	0,13	0,13	570
	T inferior	0	0,07	1,00	100
Tapi 6	U inferior	33	0,19	0,14	1250
	T inferior	40	0,13	0,07	171
Frontera 1	U inferior	30	0,17	0,25	965
	T inferior	11	0,12	0,27	31
Frontera 2	U inferior	15	0,16	0,44	677
	T inferior	14	0,16	0,52	150
Frontera 3	U inferior	18	0,14	0,38	410
	T inferior	14	0,14	0,28	79

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

TABLA 2-1 CONTINUACIÓN

Frontera 4B	U inferior	31	0,19	0,22	1568
	T inferior	32	0,16	0,30	153
Frontera 5RE	U inferior	20	0,12	0,36	202
	T inferior	26	0,13	0,29	47

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

2.2.1 CURVAS DE DECLINACIÓN

Debido al comportamiento productivo que presentan los pozos, se puede considerar que se está tratando con un sistema de depletación.

La presentación gráfica de la información de producción eventualmente enseña curvas de producción que disminuyen con el tiempo y cuya extrapolación es útil para estimar proyecciones futuras de producción, dichas curvas son conocidas como curvas de declinación.

La asunción más importante para el uso de estas curvas es que todos los factores que influyeron en la curva en el pasado provocando cambios en la producción, permanecerán efectivos durante su vida productiva.

Existen básicamente tres tipos de curvas de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica. Tanto las curvas exponencial y armónica son casos especiales de las hiperbólicas.

En el presente estudio se utilizará la declinación exponencial o constante, debido principalmente a que es la más frecuente utilizada en la industria y además por ser simple para su uso, porque es representada como una línea recta fácil de extrapolar.

Es importante conocer cuando la producción de hidrocarburos terminará. La tasa de producción de abandono en muchos casos es determinada antes de que cese debido a causas naturales, ya que puede suceder que los costos de producción sean mayores al valor de hidrocarburo producido.

Este es el límite económico, en donde estos dos costos son iguales, más allá de este límite se estaría produciendo con pérdidas económicas.

En las tablas 2-2 y 2-3, se pueden apreciar el cálculo de reservas remanentes de cada pozo de los campos Tetete-Tapi-Frontera, y de todo el campo.

TABLA 2-2 CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES POR POZOS DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA

Pozo	Arena	Reservas Remanentes (bb)
Tetete 1	U inferior	207936
	T inferior	25071,4
Tetete 2	U inferior	52693,1
	T inferior	0
Tetete 3	U inferior	167885
	T inferior	1447,28
Tetete 4	U inferior	3997,45
	T inferior	331196
Tetete 5	U inferior	0
	T inferior	0
Tetete 7	U inferior	259486
	T inferior	0
Tetete 8	U inferior	457976
	T inferior	18603,9
Tetete 9	U inferior	0
	T inferior	24255
Tetete 10	U inferior	348188
	T inferior	0
Tetete 11	U inferior	385236
	T inferior	0
Tetete 12	U inferior	51658,2
	T inferior	13573,2
Tapi 1	U inferior	0
	T inferior	100802
Tapi 2	U inferior	96377,6
	T inferior	0
Tapi 3	U inferior	0
	T inferior	0
Tapi 4	U inferior	150883
	T inferior	0
Tapi 5	U inferior	410085
	T inferior	0
Tapi 6	U inferior	72503,5
	T superior	139054
Frontera 1	U inferior	929,173
	T inferior	6284,87

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

TABLA 2-2 CONTINUACIÓN

Frontera 2	U inferior	105876
	T inferior	186183
Frontera 3	U inferior	313476
	T inferior	0
Frontera 4	U inferior	0
	T inferior	227134
Frontera 5	U inferior	390937
	T inferior	75491,7

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Los pozos considerados buenos, debido a que presentan valores de reservas remanentes mayores a 3000000 bls son:

Tetete 4, Tetete 8, Tetete 10, Tetete 11, Frontera 2, Frontera 3, Frontera 5.

TABLA 2-3 RESERVAS REMANENTES DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA

Campo	Arena	Reservas Remanentes (BF)	Reservas Remanentes Totales (BF)
Tetete-Tapi	U Inferior	3476123,02	4625219,37
	T Inferior	1149096,35	
Frontera	U Inferior	811218,173	1306311,74
	T Inferior	495093,57	

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Una de las consideraciones que deben ser tomadas, para que un pozo sea candidato a la aplicación de la tecnología de perforación re-entry es que, el pozo debe estar cerrado, y ser declarado abandonado en la Secretaria de Hidrocarburos. O si el pozo se encuentra produciendo con una tasa menor de 50 BPPD, y tiene reservas remanentes considerables, se lo puede considerar candidato para esta técnica de perforación.

2.3 ÚLTIMOS DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA

TABLA 2-4 PRODUCCIÓN ACTUAL DE LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA

Pozo	Operación			BFPD	BAPD	BPPD	BSW (%)	Arena	Observación
	Completación	#	Último Workover						
	Inicial	Workovers							
Tetete 1	13/07/1980	7	07/11/2011	-	-	-	96	U inf	Camisa cerrada por alto BSW
				872	778	94	89,2	T inf	Producción con PPH
Tetete 2	24/05/1984	6	06/08/2009	-	-	-	100	U inf	RW en Orteguaza
				-	-	-	100	T inf	Acuífero
Tetete 3	17/10/1980	4	27/07/2008	1614	1420	194	87,98	U inf	Producción con PPH
				-	-	-	100	T inf	Aislado con tapón de cemento
Tetete 4	31/01/0989	6	12/08/2012	1394	1170	224	83	U inf	Cerrado por pescado
				-	-	-	100	T inf	
Tetete 5	02/05/1984	7	15/02/2010	-	-	-	100	U inf	RW en Tiyuyacu
				-	-	-	100	T inf	Acuífero
Tetete 7	05/09/1985	7	14/06/2012	760	646	114	85	U inf	Producción con PPS
				-	-	-	100	T inf	Acuífero
Tetete 8	03/08/1985	6	13/04/2012	338	214	124	63,46	U inf	Producción con PPH
				-	-	-	100	T inf	Aislado con tapón de cemento
Tetete 9	20/04/1987	9	26/12/2010	-	-	-	100	U inf	Cerrado por alto BSW
				-	-	-	100	T inf	
Tetete 10	15/05/1987	5	25/09/2010	1800	1612	188	89,55	U inf	Producción con PPH
				-	-	-	100	T inf	Aislado con tapón de cemento por ser Acuífero

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

TABLA 2-4 CONTINUACIÓN

Tetete 11	01/08/1990	9	26/05/2012	4833	4640	193	96	U inf	Producción con PPS
				-	-	-	100	T inf	Aislado con tapón de cemento
Tetete 12	04/05/1993	7	04/07/2008	-	-	-	100	U inf	Cerrado por alto BSW
				-	-	-	100	T inf	
Tapi 1	22/10/1985	5	27/01/2008	-	-	-	95	U inf	Camisa cerrada por alto BSW
				810	632	178	78	T inf	Producción con PPH
Tapi 2	07/11/1987	7	02/01/2006	-	-	-	100	U inf	RW en Tiyuyacu
				-	-	-	100	T inf	Acuífero
Tapi 3	10/08/1989	0	10/08/1989	-	-	-	100	U inf	Cerrado por ser Acuífero
				-	-	-	100	T inf	
Tapi 4	27/04/1987	7	25/06/2008	1710	1547	163	94,47	U inf	Producción con PPH
				-	-	-	100	T inf	Acuífero
Tapi 5	27/08/1990	10	19/08/2010	1186	992	194	83,64	U inf	Producción con PPH
				-	-	-	100	T inf	Acuífero
Tapi 6	29/06/1991	11	12/08/2012	123	17	106	14	U inf	Producción con PPH
				-	-	-	14	T inf	Camisa cerrada
				-	-	-	96	U inf	Camisa cerrada por alto BSW
Frontera 1	26/01/1988	10	28/07/2012	-	-	-	100	U inf	Cerrado por alto Bsw
				-	-	-	100	T inf	
Frontera 2	21/10/1989	16	17/03/2012	-	-	-	100	U inf	Camisa cerrada
				1182	898	284	76	T inf	Producción con PPS
Frontera 3	08/09/1994	5	15/05/2006	-	-	-	100	U inf	RW en ORT y BT
				-	-	-	100	T inf	
Frontera 4B	20/17/1996	16	18/10/2011	-	-	-	100	U inf	Camisa cerrada por alto BSW
				2599	2443	156	94	T inf	Producción con PPS
Frontera 5 RE	20/07/2012	1	N/A	-	-	-	100	U inf	Camisa cerrada por alto BSW
				1542	524	1018	34	T inf	Producción con PPS

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Por lo que en este proyecto se tomarán como posibles candidatos para la aplicación de perforación re-entry a los pozos cerrados, ya que los pozos que actualmente se encuentran en producción presentan una tasa mayor a 100 BPPD. La tabla 2-6, presenta un resumen de los pozos cerrados en los campos Tetete-Tapi-Frontera.

TABLA 2-5 POZOS CERRADOS Y CAUSA DE CIERRE

POZOS CERRADOS	CAUSA DE CIERRE
Tetete 4	Presenta un pescado irrecuperable a 8600 ft, debido a un cambio de completación
Tetete 9	Presenta un BSW de 100%, en las arenas productoras
Tetete 12	Presenta un BSW de 100%, en las arenas productoras
Tapi 3	No presenta reservas en ninguna de las arenas productoras
Frontera 1	Presenta un BSW de 100%, en las arenas productoras

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

2.4 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS CERRADOS EN LOS CAMPOS TETETE-TAPI-FRONTERA

2.4.1 CAMPO TETETE-TAPI

2.4.1.1 Tetete 4

Completación original: 28 – Julio – 1984

Perforaciones iniciales:

- Arena “T superior”:: 9203 ft-9207 ft (4 ft)
9210 ft-9216 ft (16 ft)
- Arena “T inferior”:: 9226 ft-9244 ft (18 ft)
- Arena “U superior”:: 9017 ft-9021 ft (29 ft)
- Arena “U inferior”:: 9090 ft- 9115 ft (25 ft)

Pruebas iniciales: Ver tabla 2-7

W.O. N° 01 (6-Agosto-1988): Ver tabla 2-8. Cementación forzada en arena “T” y “U inferior”, re-disparar arena “T”, evaluar arena “T” y “U inferior”.

TABLA 2-6 PRUEBAS INICIALES DEL POZO TETETE-4

FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	% BSW	°API
6-07-84	Arena "T superior"	Flujo Natural	2450	2	28.4
7-07-84	Arena "T inferior"	Flujo Natural	2450	2	27.6
13-07-84	Arena "U superior"	No fluye	-	100	-
22-07-84	Arena "U inferior"	Flujo Natural	2321	0.3	29.5

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Bajan completación definitiva para producir a flujo natural de la arena "T".

TABLA 2-7 W.O. N° 01 DEL POZO TETETE-4

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Antes	16-07-88	Arena "T"	Flujo Natural	432	78	27	78
Después	2-08-88	Arena "T"	Flujo Natural	957	8	27.7	110
Después	4-08-88	Arena "U inferior"	Flujo Natural	1792	6.7	29	50

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

W.O. N° 02 (31-Enero-1989): Ver tabla 2-9. Sacar completación para recuperar standing valve y producir de arena "U" (cambio de arena productora).

TABLA 2-8 W.O. N° 02 DEL POZO TETETE-4

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Antes	17-01-89	Arena "T"	Flujo Natural	208	60	27	78
Después	31-01-89	Arena "U inferior"	Flujo Natural	1600	20	26.4	55

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Recuperan standing valve, y bajan completación para producir a flujo natural de la arena U inferior.

W.O. N° 03 (13-October-1991): Ver tabla 2-10. Evaluar con bombeo hidráulico tipo jet las arenas "T" y "U inferior". Cambiar completación para levantamiento artificial con bombeo hidráulico.

TABLA 2-9 W.O. N° 03 DEL POZO TETETE-4

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Antes	1-10-91	Arena "U inferior"	Bombeo hidráulico	439	65	26	70
Después	9-10-91	Arena "T"	Bombeo hidráulico	665	60	27	55
Después	13-06-93	Arena "U inferior"	Bombeo hidráulico	1282	54	26	100

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Bajan completación para producir con bombeo hidráulico de la arena U inferior.

W.O. N° 04 (24-Abril-2006): Ver tabla 2-11. Cambio de completación por pescado a 9190'. Evaluar arena "T" y completar para bombeo hidráulico.

Recuperan pescado a 9190 ft, y bajan completación para producir con bombeo hidráulico de la arena T.

TABLA 2-10 W.O. N° 04 DEL POZO TETETE-4

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW %	°API	Pc psi
Después	04-06-06	Arena "T"	Bombeo hidráulico	469	57.2	25.6	65

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

W.O. N° 05 (7-Julio-2010): Ver tabla 2-12. Cambio de completación por comunicación tubing - casing para optimización de fluido motriz. Repunzonar "T superior". Cambiar completación a levantamiento artificial con bombeo hidráulico, para evaluar las arenas "T superior" y "T inferior" por separado.

TABLA 2-11 W.O. N° 05 DEL POZO TETETE-4

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW %	API	Pc psi
Antes	04-06-06	Arena "Tsuperior + Tinferior"	Bombeo hidráulico	0	20	25.2	200
Después	26-04-10	Arena "T inferior"	Bombeo hidráulico	288	83	25.2	200

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Completan pozo para producir de la arena T inferior con bombeo hidráulico.

W.O. N° 06 (12-October-2012): El pozo fue cerrado y abandonado, debido a un pescado irrecuperable a 8600 ft.

2.4.1.2 Tetete 9

Completación original: 20 – Abril – 1987

Perforaciones iniciales:

- Arena “T” : 9118 ft – 9132 ft (14 ft)
 9078 ft – 9090 ft (12 ft)
- Arena “U” : 8950 ft – 8997 ft (47 ft)

Pruebas iniciales: Ver tabla 2-13

W.O. N° 01 (24-Marzo-89): Ver tabla 2-14. Cementación en arena U inferior, recañoneo en intervalo 8950 ft-8966 ft (16 ft) de acuerdo a avance de agua detectado en GR para la misma arena y evaluación de producción para arenas “T” y “U”.

TABLA 2-12 PRUEBAS INICIALES DEL POZO TETETE-9

FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	% BSW	°API
12-04-87	Arena “T”	Flujo Natural	1607	1	29.5
14-04-87	Arena “U”	Flujo Natural	2995	0.5	29.6

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

TABLA 2-13 W.O. N° 01 DEL POZO TETETE-9

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Antes	15-02-89	Arena “U inferior”	Flujo Natural	526	28		
Después	17-03-89	Arena “T”	Flujo Natural	1416	3	26.6	200
Después	18-03-89	Arena “T”	Flujo Natural	1364	0.9	27.4	150
Después	21-03-89	Arena “U inferior”	Flujo Natural	1497	5		300

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Terminan bajando completación definitiva, para producir de la arena U inferior.

W.O. N° 02 (21-Noviembre-89): Ver tabla 2-15. Chequeo de camisas y cementación forzada de la arena “U inferior” para aislar corte de agua, disminuyendo intervalo productivo.

TABLA 2-14 W.O. N° 02 DEL POZO TETETE-9

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC Psi.
Antes	03-11-89	Arena “U inferior”	Flujo Natural	288	20		
Después	18-11-89	Arena “U inferior”	Flujo Natural	1232	23	25.5	145

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo fluye a flujo natural de la arena U inferior.

W.O. N° 03 (2-October-91): Ver tabla 2-16. Evaluar mediante bombeo hidráulico Jet, las arenas “U inferior” y “T inferior”. Cementación forzada a la arena “T”.

El pozo queda completado para producir mediante bombeo hidráulico tipo Jet de la arena “U inferior”.

W.O. N° 04 (31-Diciembre-93): Ver tabla 2-17. Cambio de completación por daño de cavidad. Pozo completado para producir mediante bombeo hidráulico de la arena “T inferior”.

TABLA 2-15 W.O. N° 03 DEL POZO TETETE 9

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %
Antes	04-09-91	Arena “U inferior”	Flujo Natural	213	70
Después	22-09-91	Arena “T inferior”	Bombeo hidráulico	838	27.3
Después	26-09-91	Arena “T inferior”	Bombeo hidráulico	58	58
Después	30-09-91	Arena “U inferior”	Bombeo hidráulico	878	52

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

TABLA 2-16 W.O. N° 04 DEL POZO TETETE 9

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	PC psi.
Antes	29-10-93	Arena "T inferior"	Bombeo hidráulico	482	43	155
Después	30-12-93	Arena "T inferior"	Bombeo hidráulico	697	67	

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

W.O. N° 05 (3-Febrero-05): Ver tabla 2-18. Cambio de completación por daño de cavidad. Pozo completado para producir mediante bombeo hidráulico de la arena "T inferior".

TABLA 2- 17 W.O. N° 05 DEL POZO TETETE 9

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API
Después	27-02-05	Arena "T inferior"	Bombeo hidráulico	146	80.6	31

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

W.O. N° 06 (17-Diciembre-05): Ver tabla 2-19. Cambio de completación por comunicación tubing-casing.

TABLA 2-18 W.O. N° 06 DEL POZO TETETE 9

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %
Después	17-12-05	Arena "U inferior"	Bombeo hidráulico	36	92

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir mediante bombeo hidráulico de la arena "U inferior".

W.O. N° 07 (6-Enero-10): Ver tabla 2-20. Cambio de completación por standing valve atascado.

TABLA 2-19 W.O. N° 07 DEL POZO TETETE 9

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %
Después	6-1-10	Arena "U inferior"	Bombeo hidráulico	0	100

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo cerrado por alto BSW en la arena T inferior y U inferior.

W.O. N° 08 (30-Enero-10): Cambio de completación por comunicación tubing-casing. Pozo cerrado por BSW de 100% en la arena T inferior, y U inferior.

2.4.1.3 Tetete 12

Completación original: 04 – Mayo – 1993

Perforaciones iniciales:

- Arena "T" : 9172 ft-9184 ft (12 ft)
9192 ft-9198 ft (6 ft)
- Arena "U inferior": 9029 ft-9058 ft (29 ft)

Pruebas iniciales: Ver tabla 2-21

TABLA 2-20 PRUEBAS INICIALES DEL POZO TETETE 12

FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	% BSW
04-04-93	Arena "T"	Flujo Natural	446	70
20-04-93	Arena "U inferior"	-	0	100

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

W.O. N° 01 (2-Diciembre-97): Ver tabla 2-22. Cambio de completación por comunicación tubing-casing.

TABLA 2-21 W.O. N° 01 DEL POZO TETETE 12

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	PC PSI.
Antes	20-10-97	Arena "T"	Bombeo hidráulico	144	57.64	180
Después	09-12-97	Arena "T"	Bombeo hidráulico	502	42.36	140

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir mediante bombeo hidráulico de la arena “T inferior”.

W.O. N° 02 (15-Abril-98): Ver tabla 2-23. Cambio de completación por comunicación tubing-casing.

Pozo completado para producir mediante bombeo hidráulico de la arena “T inferior”.

TABLA 2-22 W.O. N° 02 DEL POZO TETETE 12

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Antes	21-03-98	Arena “T”	Bombeo hidráulico	236	51.13	25.4	205
Después	24-05-98	Arena “T”	Bombeo hidráulico	455	46.47	26.4	180

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

W.O. N° 03 (31-Marzo-00): Ver tabla 2-24. Cambio de completación por comunicación tubing-casing.

TABLA 2-23 W.O. N° 03 DEL POZO TETETE 12

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Antes	18-03-00	Arena “T”	Bombeo hidráulico	304	54.5	28.9	170
Después	01-04-00	Arena “T”	Bombeo hidráulico	555	41	28.9	160

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir mediante bombeo hidráulico de la arena “T inferior”.

W.O. N° 04 (8-Noviembre-00): Ver tabla 2-25. Cambio de completación por comunicación tubing-casing.

TABLA 2-24 W.O. N° 04 DEL POZO TETETE 12

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	PC psi.
Antes	14-09-00	Arena “T”	Pozo cerrado			
Después	09-11-00	Arena “T”	Bombeo hidráulico	256	70.3	215

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir mediante bombeo hidráulico de la arena “T inferior”.

W.O. N° 05 (3-Abril-03): Ver tabla 2-26. Cambio de completación por comunicación tubing-casing.

TABLA 2-25 W.O. N° 05 DEL POZO TETETE 12

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	PC psi.
Antes	01-09-01	Arena “T”	Pozo cerrado			
Después	06-04-02	Arena “T”	Bombeo hidráulico	197	75	200

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir mediante bombeo hidráulico de la arena “T inferior”.

W.O. N° 06 (30-Enero-05): Ver tabla 2-27. Realizar squeeze a la arena “T inferior”. Re-punzonar las arenas U inferior y T inferior, cambiar completación a bombeo hidráulico.

TABLA 2-26 W.O. N° 05 DEL POZO TETETE 12

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Antes	09-12-04	Arena “T”	Bombeo hidráulico	0			
Después	11-02-05	Arena “U inferior”	Bombeo hidráulico	298	73,15	28,8	150

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo cerrado, no aporta y presenta 100% de BSW.

2.3.1.4 Tapi 3

Pozo seco, no presenta reservas en ninguna de las arenas productoras.

2.4.2 CAMPO FRONTERA

2.4.2.1 Frontera 1

Completación original: 26 – Enero – 1988

Perforaciones iniciales:

- Arena "T" : 9158 ft – 9190 ft (32 ft)
- Arena "U inferior": 9034 ft – 9064 ft (30 ft)

Pruebas iniciales: Ver tabla 2-28

TABLA 2-27 PRUEBAS INICIALES DEL POZO FRONTERA 1

FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	% BSW	°API
24-01-88	Arena "T"	Flujo Natural	3923	1.2	30.7
18-01-88	Arena "U inferior"	-	576	8	23.5

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

W.O. N° 01 (05 - Julio – 91): Ver tabla 2-29. Completar pozo para producir independientemente de las arenas T, y U inferior a flujo natural.

TABLA 2-28 W.O. N° 01 DEL POZO FRONTERA 1

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %
Después	19-07-91	Arena "U inferior"	Flujo Natural	835	0

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir a flujo natural de la arena "U inferior".

W.O. N° 02 (10-Septiembre-97): Ver tabla 2-30. Bajar bomba eléctrica sumergible.

TABLA 2- 29 W.O. N° 02 DEL POZO FRONTERA 1

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi
Antes	19-06-97	Arena "U inferior"	Flujo Natural	715	50		
Después	21-09-97	Arena "U inferior"	Electrosumergible	800	60	18.8	44

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir con bombeo electrosumergible en la arena "U inferior".

W.O. N° 03 (24 - Diciembre - 97): Ver tabla 2-31. Reparar BES.

ABLA 2- 30 W.O. N° 03 DEL POZO FRONTERA 1

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Después	24-12-97	Arena "U inferior"	Electrosumergible	583	70	14.1	55

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir con bombeo electrosumergible en la arena "U inferior".

W.O. N° 04 (05 - Julio - 99): Ver tabla 2-32. Reparar BES.

TABLA 2-31 W.O. N° 04 DEL POZO FRONTERA 1

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Después	24-07-99	Arena "U inferior"	Electrosumergible	825	66	28	50

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir con bombeo electrosumergible en la arena "U inferior".

W.O. N° 05 (12 - Octubre - 99): Ver tabla 2-33. Reparar BES.

TABLA 2-32 W.O. N° 05 DEL POZO FRONTERA 1

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	PC psi.
Antes	21-09-99	Arena "U inferior"	Electrosumergible	109	78	44
Después	01-11-99	Arena "U inferior"	Electrosumergible	850	70	60

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir con bombeo electrosumergible en la arena "U inferior".

W.O. N° 06 (18-Septiembre-01): Ver tabla 2-34. Reparar BES.

TABLA 2-33 W.O. N° 06 DEL POZO FRONTERA 1

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Después	12-Sep-01	Arena "T inferior"	Electrosumergible	612	17	29.6	55

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir con bombeo electrosumergible en la arena "T inferior".

W.O. N° 07 (24-Septiembre-02): Ver tabla 2-35. Reparar BES fases a tierra.

TABLA 2-34 W.O. N° 07 DEL POZO FRONTERA 1

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Después	08-Oct-02	Arena "T inferior"	Electrosumergible	706	8	29.6	42

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir con bombeo electrosumergible en la arena "T inferior".

W.O. N° 08 (21-Febrero-04): Ver tabla 2-36. Reparar BES, evaluar arena "T" y rediseñar BES.

TABLA 2-35 W.O. N° 08 DEL POZO FRONTERA 1

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW %	°API	PC psi.
Antes	23-Ene-04	Arena "T inferior"	Electrosumergible	185	27	29.6	110
Después	28-Feb-04	Arena "T inferior"	Electrosumergible	235	30	29.6	85

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Pozo completado para producir con bombeo electrosumergible en la arena "T inferior".

W.O. N° 09 (29-Mayo-05): Cambio de completación de BES a bombeo hidráulico. Evalúan la arena U inferior, obteniendo 100% BSW.

W.O. N° 10 (29-Mayo-05): Tomar registro de saturación en T y U inferior, repunzonar ambas arenas, evaluar por separado, tomar B'UP, y diseñar BES para la mejor zona. El pozo fue cerrado debido a que no hubo aporte de petróleo, además presentó un BSW de 100%.

Al realizar el análisis del historial de reacondicionamiento, de los pozos cerrados en los campos Tetete-Tapi-Frontera, podemos definir que estos, presentan un

rango de BSW entre 83% y 100% en las arenas “T inferior” y “U inferior”, las cuales son las productoras de estos campos, por lo que afecta directamente la producción y recuperación del petróleo. En los ANEXOS 26 Y 27 se muestran los mapas de saturación de agua de los campos Tetete-Tapi-Frontera.

2.4 SELECCIÓN DE LOS POZOS

Después de analizar las propiedades petrofísicas, reservas remanentes, producción actual, e historial de reacondicionamiento de los pozos existentes en los campos Tetete-Tapi-Frontera; fue seleccionado el pozo Tetete 4, para la aplicación de la tecnología de perforación re-entry.

Este pozo presenta un alto potencial de reservas remanentes, alta permeabilidad, y mejor ubicación estructural. Sin embargo, muestra un alto BSW en las dos arenas productoras, y un pescado irrecuperable a 8600 ft, por lo que al aplicar la técnica de perforación re-entry, se planea recuperar la mayor parte de reservas, incrementando de esta manera la productividad del campo.

2.4.1 UBICACIÓN ESTRUCTURAL

Los mapas estructurales muestran la ubicación de los pozos existentes en el área, y permiten determinar la ubicación de nuevos pozos, acercándolos a la parte más alta del anticlinal. Con la utilización del programa Petrel y con el mapa estructural del campo Tetete-Tapi de la arena T inferior, se ubicaron las coordenadas del target del pozo propuesto Tetete 4 RE, ver Figura 1-3, con el fin de aproximarnos a la cresta del anticlinal, alejándonos lo mayormente posible del contacto agua-petróleo, y tomando en cuenta de no atravesar la falla Tetete-Tapi presente en esta estructura. También se calcularon y graficaron los radios de drenaje de los pozos existentes en el campo Tetete, con el fin de corroborar la ubicación del pozo Tetete 4RE para drenar una área que no esté afectada por otros pozos. La tabla 2-37 muestra en resumen con los radios de drenaje calculados para los pozos del campo Tetete.

El cálculo de los radios de drenaje se lo realizó con la ecuación (2.1).

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{43560 \cdot N_p \cdot B_{oi}}{7758 \cdot \pi \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w - S_{or})}} \quad [ft] \quad (\text{Ec. 2.1})$$

En el anexo 49, se muestran los radios de drenaje del campo Tetete, y en la gráfica 2-1 se presenta de forma ilustrada los radios de drenaje de los pozos en mención referido a la arena U inferior y en la figura 2-2 se muestra los radios de drenaje de los pozos referido a la arena T inferior.

Se consideró las propiedades petrofísicas del pozo Tetete 4 para el cálculo del radio de drenaje del pozo propuesto Tetete 4RE, al mismo tiempo se consideró una predicción de la producción acumulada para un año de 128108,1 bbl en base a los datos obtenidos por el programa OFM en el cálculo de la curvas de declinación, para demostrar que la ubicación de este no afectara la producción de los otros pozos del campo.

Las coordenadas UTM del target del pozo propuesto en la arena T inferior son:

Norte: 10022503.19 m

Este: 331405.73 m

2.5.1 TETETE 4

2.5.1.1 Miembro U Inferior

Ver figura 2-3, indica una secuencia arenosa dividida en dos cuerpos arenosos por una capa lutítica. La arena inferior es más limpia y la arena superior es más arcillosa.

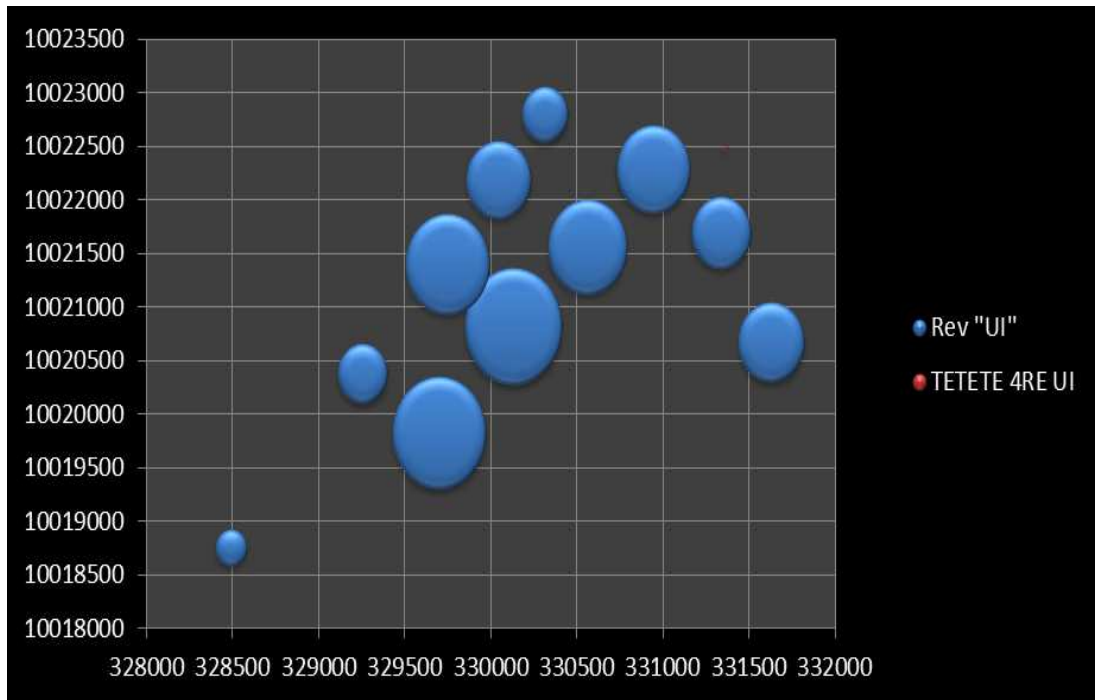
2.5.1.2 Miembro T Inferior

Ver figura 2-4, se puede apreciar un cuerpo arenoso limpio saturado de petróleo. Hacia la base el grano es más grueso que hacia el tope en donde la arenisca es cubierta por una capa lutítica de sello.

El pozo Tetete 4, presenta una permeabilidad de 310 md en la arena U inferior, y 203 md en la arena T inferior. Sus reservas remanentes probadas son de 3997,45 bls y 331196 bls para las arenas U inferior y T inferior; respectivamente presentando un total de 335193,45 bls.

Actualmente, contiene 83% de BSW en la arena U inferior y 100% de BSW en la arena T inferior.

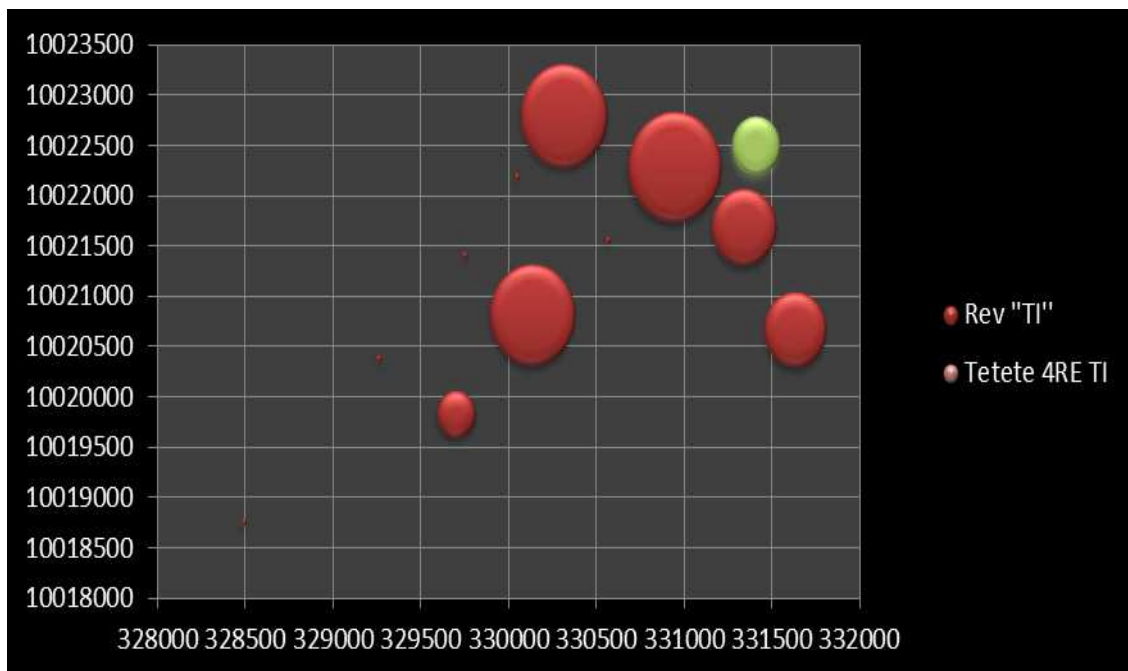
FIGURA 2-1 RADIOS DE DRENAJE CAMPO TETETE ARENA U INFERIOR



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 2- 2 RADIOS DE DRENAJE CAMPO TETETE ARENA T INFERIOR



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

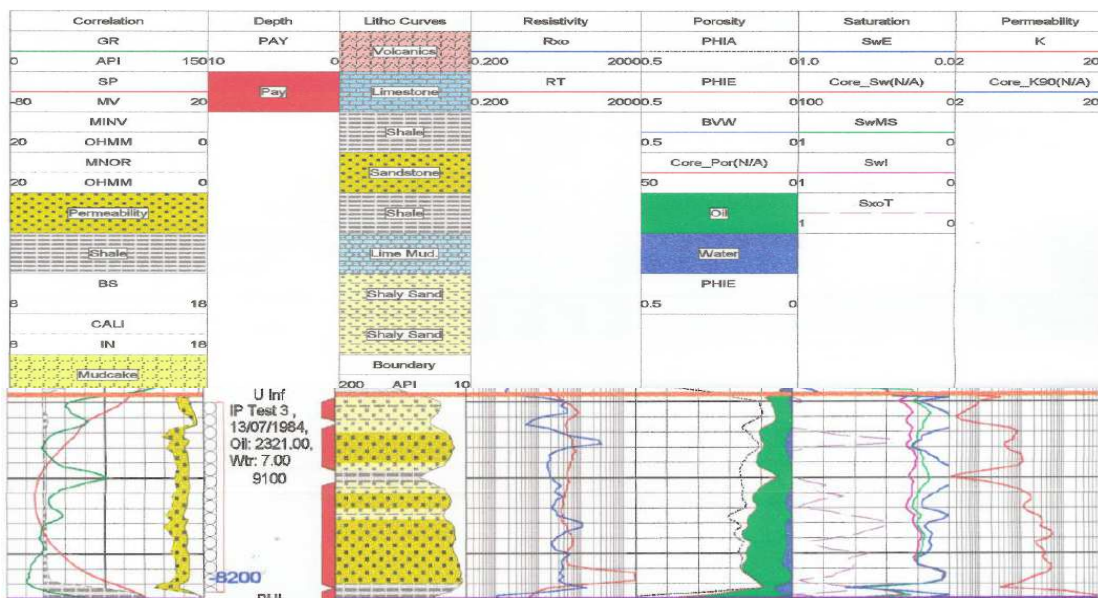
TABLA 2-36 RESUMEN RADIOS DE DRENAJE DE LOS POZOS DEL CAMPO TETETE

Pozo	Arena	Rev (ft)
Tetete 1	U inferior	1972,1
	T inferior	1078,8
Tetete 2RW	U inferior	190,7
	T inferior	4,25
Tetete 3	U inferior	913,1
	T inferior	569,6
Tetete 4	U inferior	1103,8
	T inferior	1297,1
Tetete 5RW	U inferior	502,8
	T inferior	4,25
Tetete 7	U inferior	1289,1
	T inferior	4,25
Tetete 8	U inferior	866,7
	T inferior	4,25
Tetete 9	U inferior	727,3
	T inferior	621,6
Tetete 10	U inferior	1464,2
	T inferior	4,25
Tetete 11	U inferior	1839,4
	T inferior	219,97
Tetete 12	U inferior	442,6
	T inferior	1115,5
Tetete 4RE	U inferior	3,0625
	T inferior	341,4

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 2-3 PERFILAJE DEL TETETE 4 ARENA U INFERIOR



FUENTE: EPPetroecuador

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS, EQUIPOS Y TÉCNICAS DE PERFORACIÓN RE-ENTRY

3.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Consiste en dirigir al pozo hacia un objetivo en específico, controlando los parámetros de perforación, dirección e inclinación.

3.1.1 CLASIFICACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES DEBIDO A SU TRAYECTORIA

- Vertical
- Tipo “J”
- Tipo “S”
- Horizontal
- Multilateral

3.1.1.1 Pozo Vertical

Aquel en el que la profundidad vertical verdadera es igual a la profundidad medida, y además tiene una inclinación de 0° , aunque en la realidad no es posible mantener una inclinación de cero grados, pero si es posible tener inclinaciones con ángulos muy pequeños.

3.1.1.2 Pozo tipo “J”

3.1.1.2.1 “J” Tangencial

Tiene una ligera desviación que comienza desde una profundidad somera, y la mantiene hasta llegar al objetivo; presenta muchas ventajas tales como:

- Ayuda a construir la curva de manera sencilla a lo largo de un rumbo fijo.

3.1.1.3 Pozo tipo “S”

3.1.1.3.1 “S” Especial

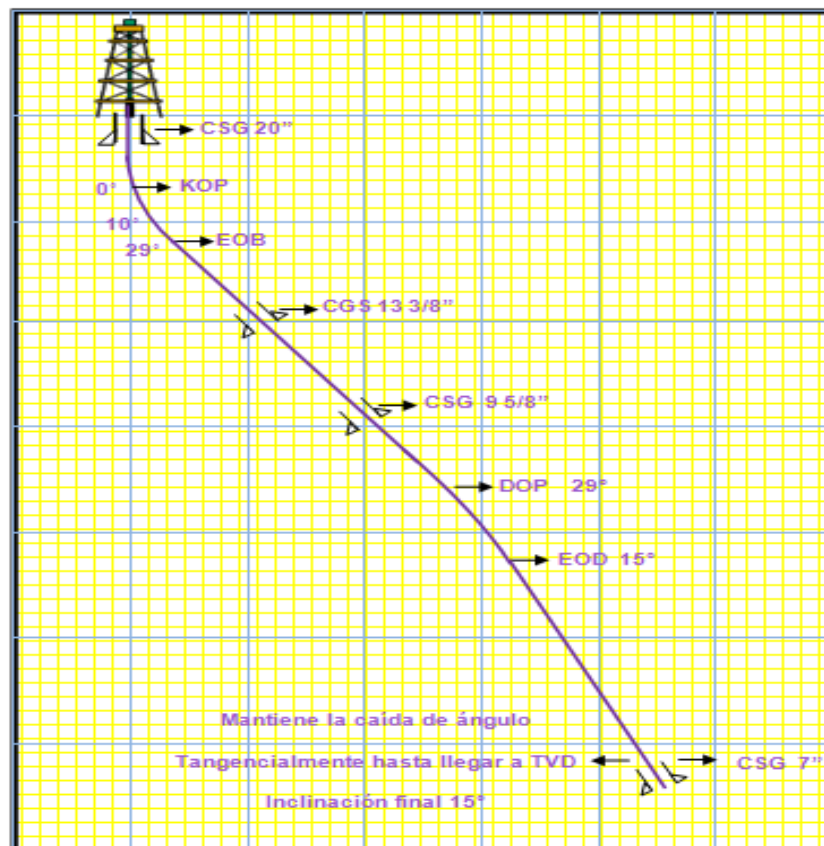
Al momento de perforar se constituye de una sección vertical, construcción de ángulo, tangente, caída de ángulo, llegando al target tangencialmente con un ángulo diferente de cero grados. La figura 3-3 muestra el perfil de un pozo “S” especial.

3.1.1.3.2 “S” Común

Al momento de perforar se constituye de una sección vertical, construcción de ángulo, tangente, caída de ángulo, y se llega al target verticalmente con un ángulo de cero grados.

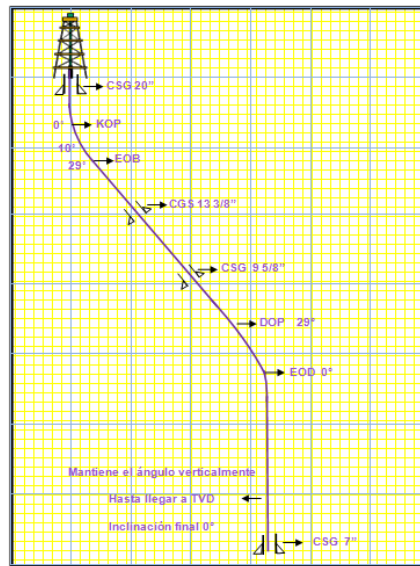
La figura 3-4 muestra la vista vertical de un pozo tipo “S”.

FIGURA 3- 3 VISTA VERTICAL DE UN POZO “S” ESPECIAL



FUENTE: Weatherford South America LLC
ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 3- 4 VISTA VERTICAL DE UN POZO “S” COMÚN



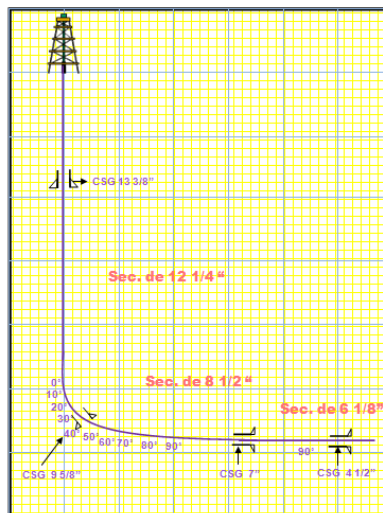
FUENTE: Weatherford South America LLC

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

3.1.1.4 Pozo Horizontal

Son aquellos pozos que tienen una inclinación mayor de 86°, se los perfora de forma paralela a los estratos de la formación, la longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. La figura 3-5 muestra la vista vertical de un pozo horizontal.

FIGURA 3-5 VISTA VERTICAL DE UN POZO HORIZONTAL



Fuente: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

A los pozos horizontales también se los puede clasificar como Pozos de Radio Corto, Radio Medio y Radio Extendido.

Su clasificación está relacionada por la tasa de aumento de ángulo, radio de curvatura, y alcance horizontal. En la tabla 3-1 y figura 3-6 se muestra la clasificación de los pozos horizontales.

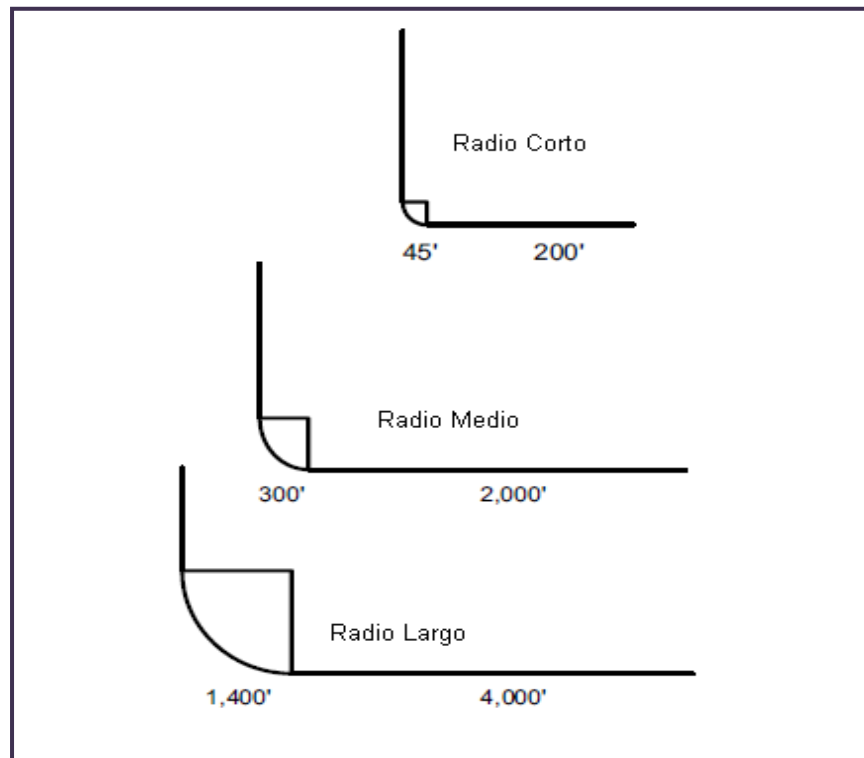
TABLA 3-1 CLASIFICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

Tipo de Pozo	Tasa	Radio de Curvatura	Alcance Horizontal	Diámetro
Largo	1.5 - 6°/ 100'	1000' - 3000'	4000'	8 ½" a 12 ¼"
Medio	10° - 22° /100'	200' - 1000'	2000'	6" a 8 ½"
Corto	2° - 3°/pie	20' - 200'	200'	6"

FUENTE: Weatherford South America LLC

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 3-6 VISTA VERTICAL DE UN POZO HORIZONTAL SEGÚN SU CLASIFICACIÓN



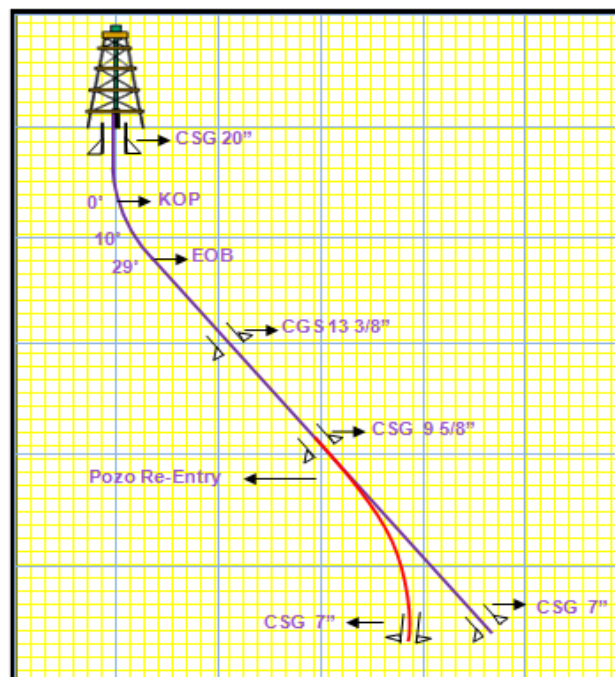
FUENTE: Weatherford South America LLC

3.1.1.5 Pozo Re- Entry

Son pozos perforados desde pozos ya existentes, la nueva sección se la puede hacer de forma direccional u horizontal, se los realiza con una apertura de ventana desde el casing del pozo principal; con la finalidad de producir las reservas que no fueron drenadas por el pozo anterior reduciendo de esta manera costos y daño ambiental.

La figura 3-7 muestra la vista vertical de un pozo re-entry.

FIGURA 3-7 VISTA VERTICAL DE UN POZO RE-ENTRY



FUENTE: Weatherford South America LLC

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

3.1.1.6 Pozo Multilateral

Su perforación consiste que de un agujero principal salen varias ramificaciones, consiguiendo de esta manera reducir el número de pozos a perforarse, según la geometría del yacimiento se pueden construir distintas configuraciones de pozos multilaterales.

3.1.2 CONCEPTOS BÁSICOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La Tabla 3-2 muestra los conceptos manejados en la perforación direccional

TABLA 3-2 CONCEPTOS BÁSICOS DE PERFORACIÓN

Survey	Información que se obtiene de forma estática desde el fondo del pozo, la cual indica valores de inclinación y dirección.
Inclinación	Distancia angular entre el eje de la herramienta o del pozo hasta la vertical.
Azimuth	Distancia angular entre el eje de la herramienta y el norte de referencia en el plano horizontal.
Profundidad Medida (MD)	Distancia actual a lo largo del pozo.
Profundidad Vertical Verdadera (TVD)	Proyección vertical de la profundidad a la que se encuentra el pozo.
Vertical Section	Distancia horizontal recorrida desde la cabeza del pozo hasta el objetivo, pero del pozo planeado. También, se puede definir como el valor que se da al trazar una perpendicular desde el closure distance hasta el plan.
Vertical Section Azimuth	Distancia angular entre el norte de referencia y la vertical section en el plano horizontal, este ángulo se lo mide de forma horaria.
Closure Distance	Distancia horizontal desde la cabeza del pozo hasta el último survey tomado.
Closure Azimuth	Ángulo medido desde la cabeza del pozo hasta el closure distance, se lo mide de forma horaria.
ToolFace	Muestra la orientación en la que se encuentra la herramienta.
ToolFace Magnético	Indica la distancia angular entre la posición del ajuste del motor hacia el norte de referencia, se lo utiliza cuando tenemos un ángulo menor de 5°.
ToolFace Gravitacional	Es la distancia angular entre el high side del pozo y el high side de la herramienta, y se lo utiliza cuando la inclinación del pozo es mayor a 5°.
Course Length	Distancia medida recorrida entre dos estaciones de survey.

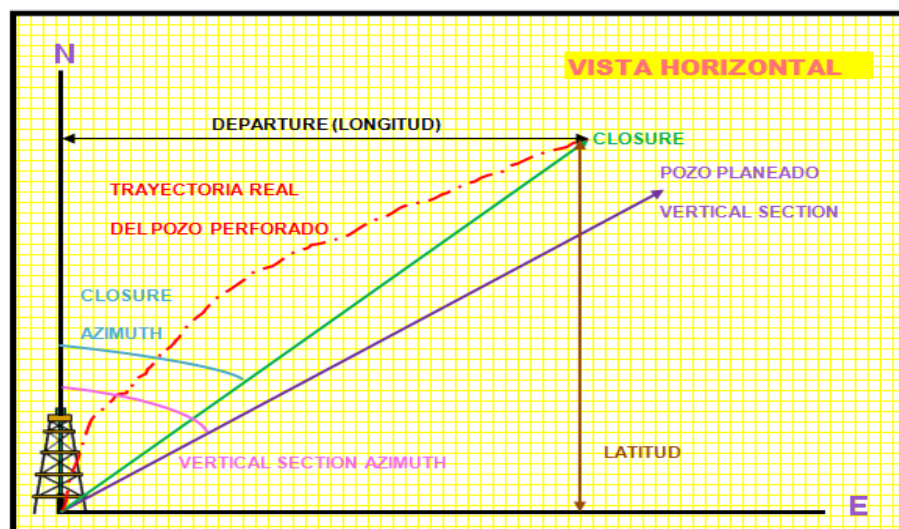
Estación Survey	Ubicación a lo largo del pozo donde se toman las mediciones direccionales.
DogLeg Severity	Es la variación de inclinación y dirección en cada 100 pies, su cantidad esta expresada en grados/100 pies.
Target	Objetivo propuesto.
KOP	Profundidad de inicio de desviación.
EOB	Profundidad a la cual se terminó de construir ángulo.
DOP	Profundidad de inicio de disminución de ángulo.
EOD	Profundidad a la cual se terminó de disminuir ángulo.
BUR	Tasa de construcción y disminución de ángulo.
TUR	Tasa de giro del pozo.
DIP	Ángulo entre la línea de flujo magnético y la tangente de la tierra en un punto dado.
Vista Horizontal	Es la proyección de la trayectoria de un pozo en el plano horizontal.
Vista Vertical	Es un plano orientado con respecto al norte con una dirección definida por la coordenada de superficie al target.

FUENTE: Weatherford South America LLC

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

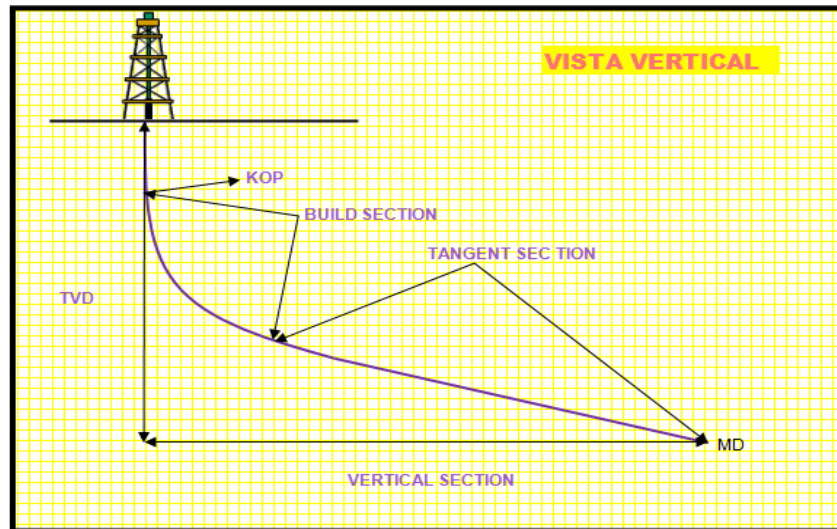
La figura 3-8 y 3-9 muestra gráficamente los conceptos manejados en la perforación direccional.

FIGURA 3-8 VISTA HORIZONTAL



ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 3-9 VISTA VERTICAL



ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

3.2 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACION RE-ENTRY.

3.2.1 MWD (MEASUREMENT WHILE DRILLING)

Esta herramienta contiene sensores direccionales que se encargan de realizar mediciones al pozo, esta información es enviada en forma de surveys, los cuales son entregados en tiempo real, por lo que la perforación se hace de una manera más efectiva y rápida.

La transmisión de datos se la realiza utilizando telemetría de pulso positivo desde el fondo del pozo hasta superficie. La sonda MWD contiene magnetómetros y acelerómetros que permiten determinar la inclinación y azimuth a una profundidad dada.

3.2.1.1 Aplicación de Telemetría de Pulso Positivo

Se envía el fluido de perforación desde las bombas hacia el fondo del pozo, este al momento de pasar por las válvulas hidráulicas que se encuentran dentro del pulser genera un incremento de presión, creando así pulsos positivos. La señal del pulso viaja hacia superficie a través del fluido de perforación, que es incompresible y compacto.

Esta señal es captada por el transductor que se encuentra ubicado en el stand pipe del taladro, luego esta es enviada a la Barrier Box la cual contiene filtros análogos que se encargan de convertir la señal en digital. Finalmente la información es almacenada con la Instrunet y enviada al Software "SPECTRUM" donde se van a decodificar los pulsos.

3.2.2 LWD (LOGGING WHILE DRILLING)

La eficiencia en la perforación, el manejo del riesgo y la exacta colocación del pozo son las claves para disminuir los costos de exploración y desarrollo. La avanzada tecnología actual de adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés), proporciona mediciones e imágenes en tiempo real destinadas a evitar problemas de perforación, mediante la actualización de los modelos utilizados para alcanzar los yacimientos y mantenerse dentro de los mismos.

Ejemplos de campo demuestran cómo las mediciones de LWD, tales como la inclinación de la broca, la presión anular y el registro de densidad–neutrón azimutal reducen los costos de E&P y mejoran los niveles de éxito de los pozos direccionales, horizontales y de alcance extendido.

3.2.3 GYRO

Es una herramienta no magnética utilizada para registrar la dirección e inclinación del pozo, es comúnmente utilizado al inicio de la perforación y en sidetracks (ventanas), en donde la proximidad con otros pozos produce interferencia magnética e interfiere con la herramienta MWD. Esta herramienta crea un campo magnético que elimina el efecto del campo magnético terrestre, permitiendo registrar el norte verdadero y en sí determinar la inclinación y dirección del pozo.

Para la interpretación del registro se utiliza un lector que amplifica la fotografía, el visor se coloca de tal manera que la línea norte-sur pueda colocarse sobre la manecilla indicadora del norte verdadero; de esta manera, es posible leer la inclinación y dirección del pozo.

3.2.4 WHIPSTOCK

Es usado para las operaciones de apertura de ventana. El whipstock ayuda a dirigir el BHA de molienda, está conformado de un pin y anclas, las cuales al

momento de incrementar el peso sobre la broca se activan y se anclan en el pozo principal.

El BHA de apertura de ventana, está acompañado por un molino que se encarga de abrir la ventana y un Watermelon estabilizador que se encarga de ensancharla.

El whipstock puede ser ensamblado junto al conjunto de molinos (Mills) e instalado en una sola corrida para continuar moliendo la ventana y ahorrar un viaje.

La restricción es al momento de utilizar el MWD, ya que lo puede dañar debido a altas vibraciones. Después de abrir la ventana, se cambia el BHA de molienda por un BHA de perforación.

3.2.5 MOTORES DE FONDO

Son motores de desplazamiento positivo, lubricados por el fluido de perforación, se lo utiliza para la perforación de pozos verticales, direccionales, horizontales, re-entry Wells, perforación bajo balance, etc.

Es una herramienta hidráulica, es utilizada para perforar y desviar el pozo, de una manera rápida y controlada. Se compone de las siguientes partes:

- Ensamble Superior (Top Sub)
- Sección de Poder (Power Section)
- Conjunto de Transmisión (Drive Assembly)
- Conjunto Ajustable (Adjustable Assembly)
- Conjunto de Rodamientos (Bearing Assembly)

3.2.5.1 Top Sub

Es colocado en la parte superior de la sección de poder, este contiene una cavidad en la cual se coloca la válvula flotadora, esta hace la función de una válvula check, permite que ingrese el fluido de perforación a través del motor impidiendo que el fluido se regrese.

3.2.5.2 Sección de Poder (Power Section)

Convierte la energía hidráulica del fluido de perforación en energía mecánica para hacer rotar la broca. La sección de poder está conformada por un estator que es tubo de acero que contiene un inserto interno de elastómero moldeado con lóbulos, en forma helicoidal a través de su centro y un Rotor que es un tubo de acero cromado y lobulado con patrón helicoidal. El estator y el rotor forman un sello entre ellos, llamado interferencia, son cavidades que quedan producto de la relación lobular dispereja que existe entre el rotor y el estator. Cuando se perfora el fluido es forzado a pasar a través de estas cavidades. La caída de presión a través de estas cavidades causará que el rotor comience a girar dentro del estator para forzar la salida, La forma helicoidal permite el giro.

3.2.5.3 Conjunto de Transmisión (Drive Assembly)

Transforma la rotación excéntrica en rotación concéntrica, soporta el alto torque generado por la sección de poder. Proporciona un punto en la línea de transmisión que podría compensar la deflexión en el motor de perforación requerido para el control direccional.

3.2.5.4 Ensamblaje Ajustable (Adjustable Assembly)

Los motores de perforación de Weatherford son suministrados con un ensamblaje ajustable para incurrir en una deflexión deseada del motor de perforación para el control direccional durante la perforación.

Este ensamblaje puede ser ajustado de 0 a 3 grados. En la figura 3-10 se observa la configuración del ajustable.

FIGURA 3-10 CONFIGURACIÓN DEL ÁNGULO DEL AJUSTABLE

Table 3. Adjustable Settings

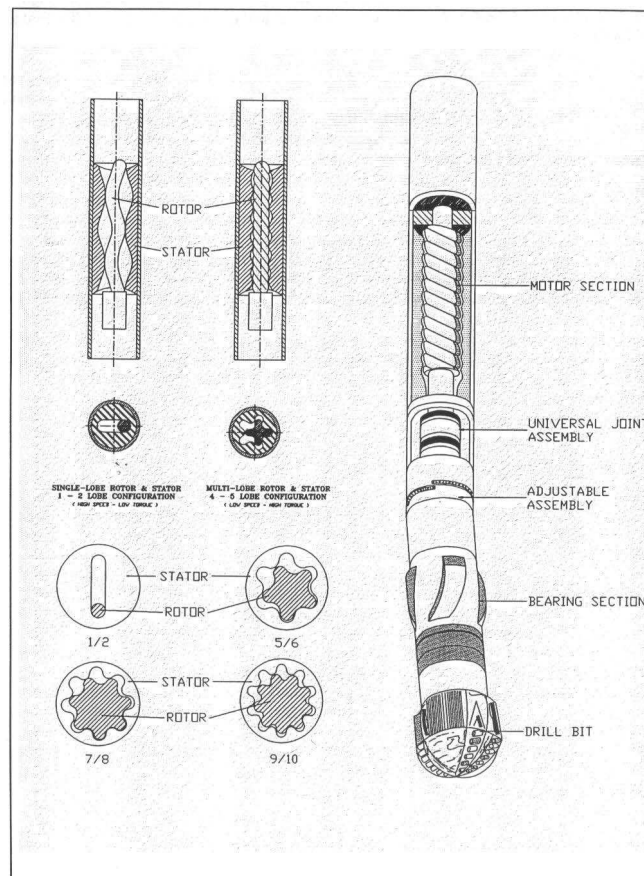
Stamped Letters	Bend Angle
A	0°
B	0.39°
C	0.78°
D	1.15°
E	1.50°
F	1.83°
G	2.12°
H	2.38°
I	2.60°
J	2.77°
K	2.90°
L	2.97°
M	3.00°

FUENTE: Weatherford South America LLC

3.2.5.5 Ensamblaje de Rodamientos (Bearing Assembly)

Transmite las cargas axiales y radiales de la broca hacia la sarta de perforación, los parámetros de perforación afectan directamente al ensamblaje y por ende el desempeño del motor de perforación. La figura 3-11 muestra la configuración del motor de fondo.

FIGURA 3-11 MOTOR DE PERFORACIÓN LUBRICADO POR FLUIDO DE PERFORACIÓN PARTE INTERNA



FUENTE: Weatherford South America LLC

3.3 PRINCIPIOS DE ENSAMBLE DE LA PERFORACIÓN ROTATORIA

Son diseñados para controlar la inclinación durante la perforación rotatoria.

Los principios utilizados para controlar el comportamiento de la sarta son:

- Fuerza Lateral
- Estabilización
- Principio Fulcro
- Peso en la Broca

3.3.1 FUERZA LATERAL

Al momento de incrementar el peso sobre la broca, la tubería se comienza a pandear y esto genera una fuerza lateral en la broca.

$$FL = \frac{Bi * Sc * 0.3}{LT^3} \quad (3.1)$$

Dónde:

Bi = Distancia desplazada por la interferencia del pandeo (in.)

SC = Stiffness coefficient/ Coeficiente de Rigidez (lb-in²)

LT = Distancia axial sobre la cual el pandeo ocurre (in.)

3.3.2 ESTABILIZACIÓN

Se utilizan estabilizadores, los cuales tienen el diámetro cercano al del hoyo, ayuda a minimizar el efecto de pega diferencial, ya que evita que la tubería se acerque a las paredes del pozo, centraliza la sarta de perforación, lo cual reduce el efecto de pandeo y vibración.

Controla los puntos de apoyo para controlar las fuerzas laterales y ayuda a la circulación y retorno de los recortes de perforación.

La figura 3-12 muestra un estabilizador usado en la perforación direccional.

FIGURA 3-12 PRINCIPIO FUERZAS LATERALES



FUENTE: Weatherford South America LLC

3.3.3 PRINCIPIO FULCRO

Usa una palanca y un punto de apoyo para obtener una ventaja mecánica. A mayor cercanía del punto de apoyo a la broca, mayor será la fuerza lateral.

3.3.4 PESO EN LA BROCA

Las cargas axiales creadas por el peso sobre la broca producen fuerzas de pandeo entre el estabilizador y la Broca.

Dependiendo del diámetro del hoyo, de las dimensiones del Drill Collar, el calibre del estabilizador y su ubicación en el BHA, podemos determinar cómo estos factores varían el peso sobre la broca que se va a concentrar en esta, y la magnitud de las fuerzas laterales resultantes.

3.3.5 TIPOS DE ENSAMBLES DE PERFORACIÓN ROTARIA

Clasificado por el efecto de la inclinación en el agujero durante la perforación.

3.3.5.1 Fullcrum

Utilizados para crear ángulo, lleva un estabilizador (camisa estabilizadora) insertado en la sarta justo encima de la broca, actúa como apoyo. El drill collar encima del estabilizador actúa como palanca, por lo que al aplicar peso sobre la broca provocará que este se doble o pandee. Arriba de los 5° de inclinación el Drill Collar se pandea hacia la cara baja del hoyo (por gravedad), empujando a la broca fuertemente contra la parte alta del hoyo, creando una tendencia a construir ángulo o inclinación, debido a las fuerzas laterales positivas en la broca.

3.3.5.2 Pendulum

El ensamblaje pendular consiste en utilizar un estabilizador en la parte superior del motor, alejado de la broca, ya que la fuerza gravitacional actuará sobre la parte inferior del drill collar y la broca, causando que el hoyo pierda o disminuya el ángulo, incrementando el largo de la tangente, y el peso del Drill Collar, y/o la rigidez del collar ampliara la tendencia a tumbar de este ensamble de fondo.

3.3.5.3 Empacado

Se usa para mantener el mismo ángulo de inclinación. Al multiplicar la cantidad de estabilizadores en puntos específicos, y los espaciarnos de forma regular podemos controlar la sarta y minimizar la desviación del pozo.

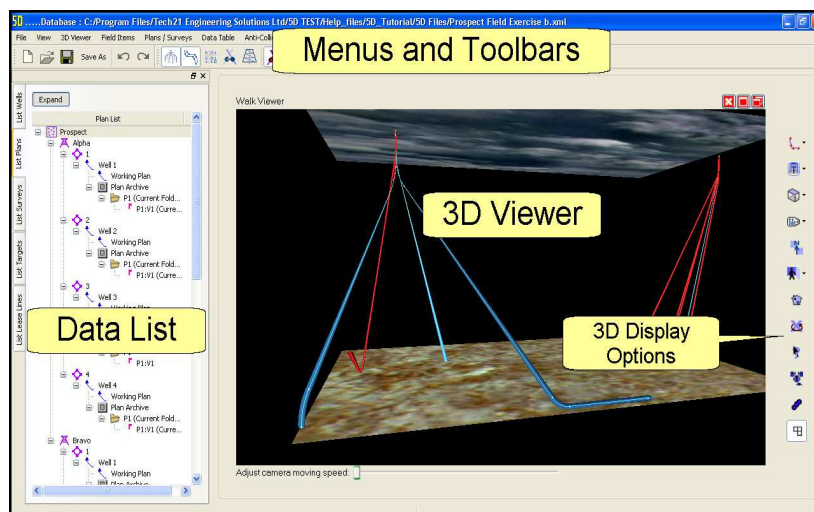
El aumento de estabilizadores hace que la sarta de perforación se torne más rígida, previniendo el pandeo de esta y el aumento de la fuerza lateral a la broca.

3.4 SOFTWARE UTILIZADO PARA EL DISEÑO DE PERFORACIÓN

El software que utilizaremos para poder realizar la propuesta y diseño direccional es 5D. El cual nos permitirá colocar los datos geológicos, coordenadas de ubicación, surveys esperados, análisis anticollisión, y realizar el diseño del pozo.

La figura 3-13 muestra las aplicaciones del software que se utilizó para el diseño de la trayectoria de los pozos.

FIGURA 3-13 SOFTWARE 5D



FUENTE: Weatherford South America LLC

3.4.1 SISTEMAS DE REFERENCIAS Y COORDENADAS UTILIZADAS EN 5D

3.4.1.1 Sistema de Referencias

3.4.1.1.1 Referencia de profundidad

Para realizar el diseño de perforación del pozo se debe tomar como referencias de profundidad:

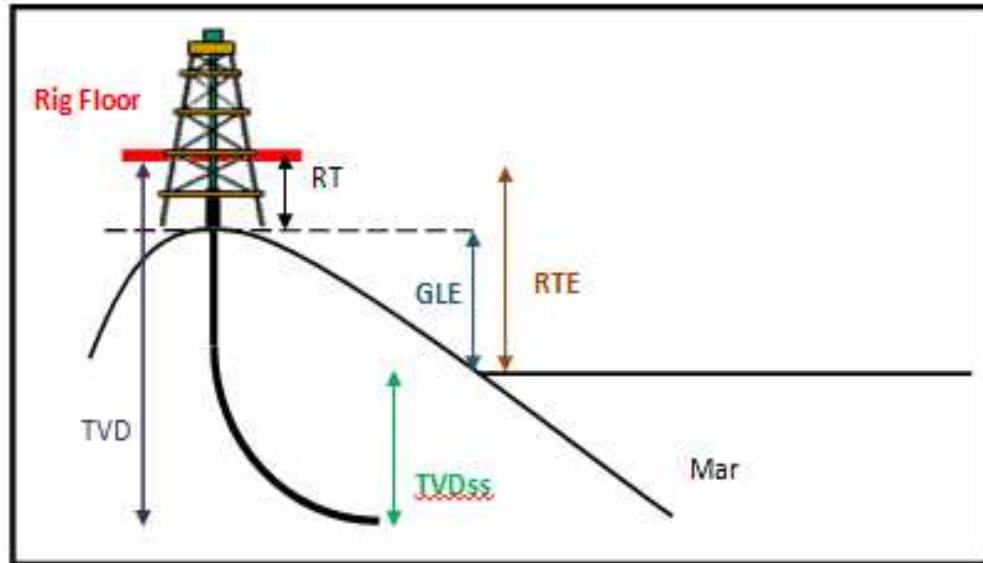
Elevación del suelo (GLE), distancia desde el nivel del mar hasta la superficie a la que voy a ubicar las coordenadas del pozo.

Mesa Rotaria (RT), distancia entre la superficie en el que se encuentran las coordenadas del pozo hasta el rig floor.

Elevación de la Mesa Rotaria (RTE), distancia desde el nivel del mar hasta el rig floor, $RTE = GLE + RT$.

En la figura 3-14 se observan las referencias de profundidad.

FIGURA 3-14 REFERENCIAS DE PROFUNDIDAD



FUENTE: Weatherford South America LLC

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

3.4.1.1.2 Referencias de Inclinación

La inclinación es el ángulo entre el eje de la herramienta y el G total local, los acelerómetros son los encargados de medir este valor.

3.4.1.1.3 Referencia de Azimuth

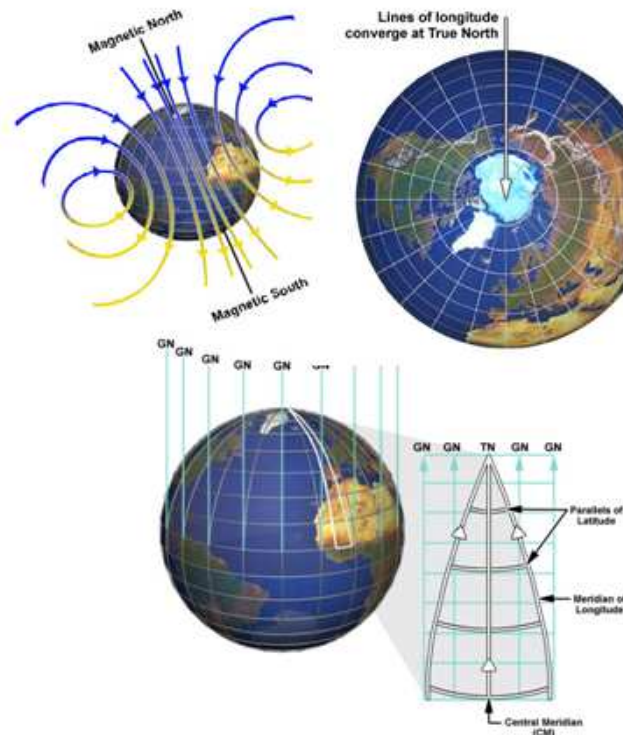
Norte Magnético, norte en el cual las líneas de flujo magnético entran con un ángulo de 90° , este cambia de ubicación con el pasar del tiempo.

Norte Verdadero, es el norte al que apunta el eje de la tierra y es constante todo el tiempo, se realiza una corrección al norte magnético para obtener el norte verdadero, esta corrección es llamada declinación.

Norte Grid, es la dirección en el eje Y en un sistema de coordenadas (UTM), debido a la distorsión existente al pasar de norte verdadero a norte grid se debe hacer una corrección llamada convergencia.

En la figura 3-15 se puede observar las referencias de azimuth que son consideradas al momento de realizar un plan direccional.

FIGURA 3-15 REFERENCIA DE AZIMUTH



FUENTE: Weatherford South America LLC

3.4.1.2 Sistema De Coordenadas

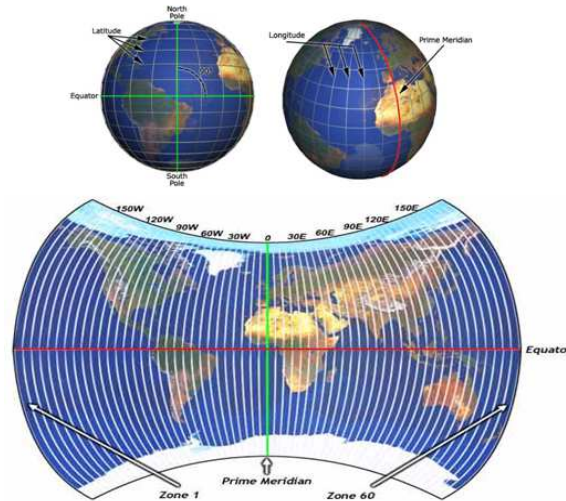
3.4.1.2.1 Coordenadas Geográficas

Se dan por la intersección de latitud y longitud, se expresan en grados, minutos y segundos; sus valores son inexactos para la perforación direccional, ya que varían en función de la posición de la tierra. Al pasar la superficie curva de la tierra a un plano, se genera una distorsión, por lo que, para la perforación de un pozo se utilizan coordenadas UTM.

Coordenadas UTM, se derivan de una proyección cilíndrica, el cilindro es tangente al meridiano central y paralelo a la línea Equinoccial, están divididas en 60 zonas, cada una tiene 6° y un meridiano central; este converge hacia los polos por lo que la malla no tiene una forma rectangular, lo cual genera una distorsión. A medida que nuestra posición se aleja del meridiano central la distorsión crece. Con este sistema de coordenadas podemos tener una posición más exacta al momento de pasar un valor en 3D a 2D, dicho valor se expresa en metros.

Sí nos encontramos directamente en el meridiano central o en la línea equinoccial la corrección es cero. La figura 3-16 muestra la proyección de la superficie de la tierra en el plano.

FIGURA 3-16 PROYECCION UTM



FUENTE: Weatherford South America LLC

3.4.1.3 Declinación y Convergencia

3.4.1.3.1 Declinación Magnética

Ángulo entre el norte magnético y norte Verdadero, medido desde el norte verdadero.

3.4.1.3.2 Convergencia

Ángulo entre el norte Verdadero y el Norte Grid, medido desde el norte verdadero.

3.4.2 ANÁLISIS ANTICOLISIÓN PROPORCIONADO POR 5D

El análisis anticolisión se lleva a cabo siempre que se realice el diseño del pozo a perforar, ya que se debe hacer una exploración de los pozos que se encuentran cerca de éste con el fin de evitar que colisionen entre sí. El alcance del estudio tiene un radio de 15 Km desde el pozo planeado.

Al realizar el análisis anticolisión se debe recopilar la información de surveys de los pozos que ya se han perforado dentro del área, y el programa de los futuros pozos a perforarse, estos se los utiliza para poder mapear el pozo planeado respecto a los pozos existentes y programados, en el plano horizontal.

3.4.2.1 Elipses de Incertidumbre

Aunque algunas herramientas direccionales tengan mayor precisión que otras, siempre van a tener un margen de error, adicionalmente la imprecisión obtenida por la variación del campo magnético al momento de tomar un survey; crean un valor de incertidumbre.

Las elipses de incertidumbre se las representa cuantitativamente, con la sumatoria de las imprecisiones de los surveys que se van tomando en cada punto de survey.

El diámetro de la elipse va incrementando conforme aumenta la profundidad, ya que al momento de perforar un pozo partimos de una coordenada, y conforme nos alejamos de esta, va creciendo nuestra incertidumbre.

3.4.2.2 Método Para Calcular el Espaciamiento Entre Pozos

El método más utilizado es: Centro a Centro

3.4.2.2.1 Centro a Centro

La distancia centro a centro es la distancia perpendicular que existe entre dos pozos, la perpendicular se la traza desde el pozo perforado al planeado.

Si la distancia centro a centro es menor que la distancia entre los cabezales de pozos, estos pueden colisionar.

3.4.2.3 Limitantes de proximidad entre Pozos

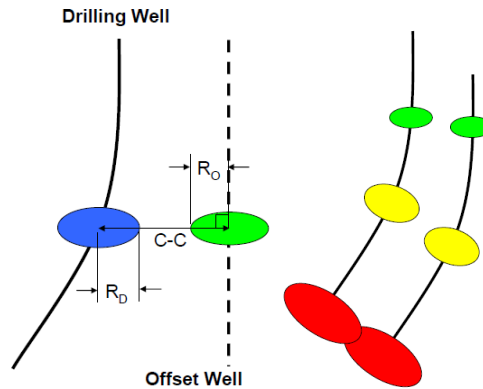
3.4.2.3.1 Factor de Separación

Es la relación entre la distancia Centro a Centro y el radio de las elipses de incertidumbre. En la fig. 3-17 se observa los límites de proximidad entre pozos.

$$SF = \frac{Ct - Ct}{R1 + R2} \quad (3.2)$$

Cuando el factor de separación es igual a uno, no se debe perforar el pozo planeado ya que las elipses de incertidumbre se están intersecando y eso es un riesgo de colisión; los limitantes del valor de factor de separación los pone cada empresa. En la tabla 3-3 se observa los valores críticos del factor de separación.

FIGURA 3-17 FACTOR DE SEPARACIÓN DE LAS ELIPSES Y DISTANCIA CENTRO A CENTRO ENTRE DOS POZOS



FUENTE: Weatherford South America LLC

En nuestro caso los valores límites del factor de separación serán:

TABLA 3-3 FACTOR DE SEPARACIÓN

FS < 1	No se debe perforar el pozo
1 < FS < 2.5	Perforación en riesgo
2.5 < FS < 5	Perforación controlada
FS > 5	Perforación segura

FUENTE: Weatherford South America LLC

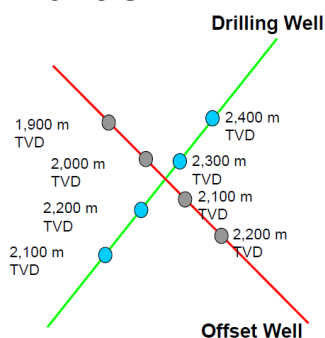
ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

3.4.2.4 Mapa Anticolisión

3.4.2.4.1 Spider Map

Muestra cómo están perforados los pozos direccionalmente en el plano horizontal, y se lo utiliza para realizar comparaciones de los TVD'S de los pozos que están en riesgo de colisión. La Fig. 3-18 muestra un mapa de araña.

FIGURA 3-18 SPIDER MAP



FUENTE: Weatherford South America LLC

3.5 ANÁLISIS DE TORQUE Y ARRASTRE

Para realizar la perforación de un pozo se requiere de energía mecánica axial y torsional, la cual es transmitida a la sarta de perforación para que dicha operación sea exitosa, para lo cual es necesario realizar un análisis de torque y arrastre para estar seguros que los requerimientos de perforación sean los adecuados. Los factores que influyen en el torque y arrastre son: la trayectoria y tortuosidad del agujero, la rigidez del BHA, geometría y ubicación de los estabilizadores, tipo de formación, tipo de fluido de perforación, etc. La magnitud del torque y arrastre que se presenta durante la perforación es una función de la tensión o compresión de la sarta de perforación y del área en contacto con el pozo. En un pozo vertical cuando los tubulares están centrados correctamente el contacto con la pared del pozo es insignificante y el torque y arrastre son casi nulos, en un pozo direccional, durante una sección de incremento angular, la sarta de perforación o tubería de revestimiento experimenta grados variables de torque y arrastre, debido a que es presionada, con el lado superior de la pared del pozo, por lo que se encuentra en estado de compresión o tensión. En la sección tangencial del pozo, la sarta de perforación o tubería de revestimiento se encuentran en contacto con el borde inferior del pozo, lo cual genera compresión y/o tensión en esta zona.

3.5.1 TORQUE

El torque es una medida de resistencia a la rotación, causada por la fricción entre la tubería de revestimiento o sarta de perforación, y la pared del pozo.

El torque presentado durante la perforación, es causado por la fuerza mecánica que genera el top drive/mesa rotaria; ya que, este se encarga de rotar la sarta de perforación y vencer las fuerzas presentes a lo largo de la trayectoria del pozo.

3.5.2 ARRASTRE

El arrastre es una medida de restricción al movimiento ascendente o descendente, el arrastre es producido por el contacto entre la superficie de contacto de la sarta de perforación (Tool joints), y el borde del pozo.

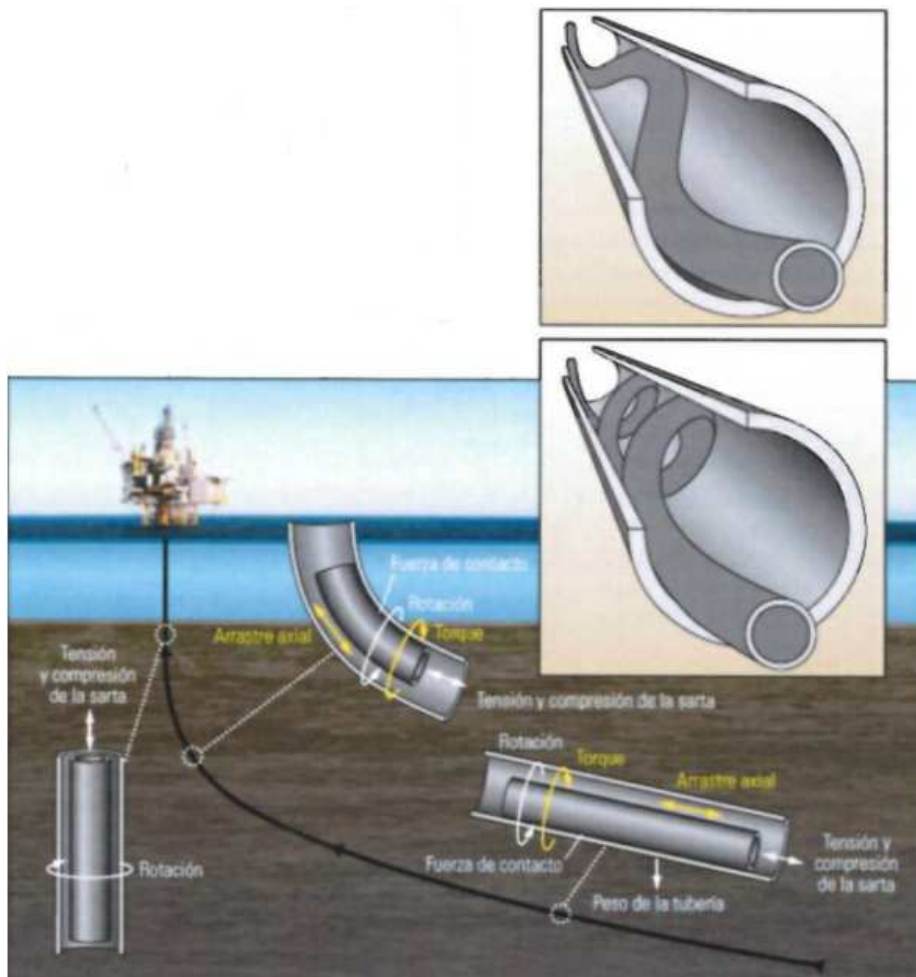
Este contacto se produce durante los viajes dentro y fuera del pozo, debido al asentamiento de la tubería en la parte inferior del borde del pozo.

3.5.3 PANDEO (BUCKLING)

Es la flexión de la sarta de perforación, este se produce cuando las fuerzas de compresión resultantes del arrastre pliegan la tubería contra la pared del pozo, generando una configuración sinusoidal (Buckling Sinusoidal).

Si las cargas continúan creciendo, la tubería se curvara helicoidalmente (Buckling Helicoidal), y en ese momento el movimiento descendente se detendrá. La Fig. 3-19 indica las fuerzas axiales y laterales que actúan durante la perforación.

FIGURA 3-19 FUERZAS LATERALES Y AXIALES DURANTE LA PERFORACIÓN



FUENTE: Weatherford South America LLC

3.6 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN RE-ENTRY

En la actualidad se han desarrollado diferentes técnicas para realizar pozos de re-entrada, las cuales son: salidas de revestimiento, salidas de hueco abierto, perforación con tubería flexible.

- **Salidas de revestimiento**, son las más comunes y utilizadas en la perforación re-entry, consiste en realizar un desvío en hueco entubado para continuar con la perforación hacia el objetivo propuesto, para aplicar esta técnica se requiere de una herramienta deflectora llamada whipstock la cual requiere un fondo falso sobre el cual es asentada la herramienta.
- **Salidas de hueco abierto**, es una técnica utilizada para desviar el hueco sobre una obstrucción en el mismo (pescado) en hueco no revestido, es comúnmente utilizada para aplicaciones sidetrack.
- **Perforación con tubería flexible**, es una técnica utilizada para la perforación de pozos de re-entrada de radio de curvatura corto y perforación radial.

Las salidas más rápidas pueden reducir la duración y los costos relacionados de la perforación de alcance extendido, horizontal y de relleno, así como los desvíos (sidetracks). El presente estudio y diseño de perforación de pozos re-entry se enfoca en la utilización de la tecnología de salidas de revestimiento.

3.6.1 SISTEMA DE SALIDAS DE REVESTIMIENTO (QUICKCUT™)

Están diseñados para crear reentradas con máxima eficiencia reduciendo tiempos y los costos relacionados con la perforación desde el pozo principal.

El sistema de salida de revestimiento QuickCut de Weatherford con ancla tipo RMN es un dispositivo de whipstock, de lado bajo, recuperable en una sola maniobra, con un ancla mecánica no selladora (sin packer).

El ancla de eje y pivote, traba la parte superior del whipstock contra la pared de la tubería de revestimiento, permitiendo la salida en la cara baja del pozo.

El ancla con el sistema QuickCut proporciona mejor fresado, retención del calibre, y perforación de la formación en un solo viaje.

3.6.2 SISTEMA DE SALIDA DE REVESTIMIENTO DE ÁNGULO ANGOSTO (SHALLOW ANGLE QUICKCUT™)

El sistema de salida de revestimiento Sallow Angle QuickCut de Weatherford, es un sistema mecánico de apertura de ventanas en un solo viaje, este sistema se puede orientar independientemente del azimuth o la inclinación del pozo.

Para el asentamiento del ancla se requiere de un fondo falso (tapón) para activar las cuñas del ancla, este es un sistema recuperable, reduce el tiempo de molienda y costos de operación.

Proporciona un corte de ventana más larga facilitando el despliegue de las herramientas de perforación y completación a través de la ventana para una operación más eficiente.

3.6.3 CONSIDERACIONES PARA EL PLANTEAMIENTO DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN RE-ENTRY

Para realizar la planeación de una perforación re-entry se debe tomar en cuenta una serie de consideraciones con el fin de presentar una propuesta técnica viable y económica para el cliente.

A continuación se describirá algunas de las consideraciones más importantes que son tomadas para la elaboración del programa de perforación re-entry.

- Especificaciones del Casing (Tamaño, peso de casing, capacidad de torque, etc.) a la profundidad de instalación.
- Condiciones del pozo durante la corrida hasta la profundidad deseada (Restricciones, DLS).
- Registros de Cemento (CBL, CCL, Centralizadores), estos factores afectan el posicionamiento exacto del Whipstock.
- Factores que afectan el tipo de Whipstock utilizado.
- Factores del taladro y/o pozo que afecten el proceso de molienda.
- Surveys del pozo propuesto
- Pre-Job & Location Checklist.

3.6.4 HERRAMIENTAS PARA SISTEMAS DE PERFORACIÓN RE-ENTRY

Para realizar una apertura de ventana exitosa se corren varias herramientas en el pozo que conforman el BHA para realizar la perforación re-entry, las herramientas que se utiliza son descritas a continuación.

Moledores: Son herramientas diseñadas para la demolición de materiales ubicados en el fondo del pozo que puedan interrumpir la perforación o completación del pozo. Para la utilización de moledores es necesario tener buena circulación antes de comenzar la molienda. A continuación se enumeran los moledores que se usan para una operación de perforación re-entry.

- Watermelon mill
- Window mill
- Flex/ secondary/Steering mill
- Lead mill

Whipstocks: Son herramientas deflectoras usadas en perforación direccional para desviar un pozo.

- Ancla mecánica
- Ancla Hidráulica
- Ancla Multicatch® (Mecánica o Hidráulica).
- Ancla QuickPack® (Permanente o Recuperable).
- Ancla PackWhip®

3.6.5 APLICACIONES Y RESPUESTAS DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN RE-ENTRY

En la tabla 3-4 se presenta las aplicaciones más actuales en las cuales la perforación re-entry es una mejor alternativa de operación.

TABLA 3-4 APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN RE-ENTRY

TIPO DE OPERACIÓN	APLICACIÓN DE RE-ENTRADA
Desarrollo de nuevos yacimientos	Reducir costos de perforación, multiplicar la capacidad de producción con diseños de pozos horizontales y direccionales en lugar de verticales. Hacer que el desarrollo de yacimientos pequeños sea viable desde el punto de vista económico.
Desvíos (sidetracking)	Mejora la eficiencia durante la creación de salidas de revestimiento, lo cual evita las obstrucciones de pozo. De este modo, se podría reducir costos.

FUENTE: Weatherford South America LLC

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

TABLA 3-5 CONTINUACIÓN

Perforación de alcance extendido	Alcanzar objetivos de perforación remotos, a la vez que se minimiza el tiempo requerido para salir del pozo principal. Superar altas severidades con salidas de revestimiento y ensambles de whipstock de avanzada.
Perforación de relleno	Maximizar la eficiencia en la creación de salidas de revestimiento necesarias.
Perforación costa afuera	Posibilitar el acceso a nuevas reservas económicamente viables, incluso a la luz de tasas de perforación comparativamente altas, reduciendo los costos de perforación top-down, y la cantidad de cabezas de pozos submarinos requeridas. Recuperar slots en plataformas con restricciones de espacio.
Re - desarrollo de campos inteligentes	Aprovechando pozos existentes para acceder a las reservas anuladas de forma rentable, dando nueva vida a los campos maduros.
Recuperación mejorada de petróleo	Instalar sistemas multilaterales de inyección de gas o agua, para estimular la producción desde pozos adyacentes.
Pozos geotérmicos	Maximizar el contacto del reservorio para la generación térmica con multilaterales.
Desarrollo de recursos no convencionales	Reducir el tiempo, el riesgo y los costos de toda salida del pozo principal.

FUENTE: Weatherford South America LLC

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

3.6.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN RE-ENTRY

3.6.6.1 Ventajas

- Permite el incremento del índice de producción al incorporar reservas aún no drenadas.
- Minimizar el impacto ambiental al utilizar plataformas de pozos ya existentes.
- Reducir tiempo y costos de perforación al utilizar la sección ya perforada del pozo principal.
- Reduce el número de locaciones tanto onshore y offshore, y el número de pozos de desarrollo de un campo.
- Alejarse de la conificación de agua que se forma en los reservorios y que limitan la producción de petróleo.

- El desvío del pozo se puede hacer por medio de re-entry en cualquier dirección.

3.6.6.2 Desventajas

- Puede quedar mal ubicado el whipstock o moverse cuando se realiza la perforación causando desvío de la trayectoria y una ventana de malas condiciones.
- No se puede usar la broca con la que se abrió la ventana para seguir perforando el pozo hasta el objetivo.

CAPITULO IV

DISEÑO DEL PLAN DE PERFORACIÓN RE-ENTRY

Luego de realizar el análisis de los yacimientos, reservas, estado mecánico de los pozos en los campos Tetete-Tapi-Frontera. Se seleccionó el pozo TETETE 4, para realización de la perforación re-entry.

4.1 PROGRAMA DE PERFORACIÓN RE-ENTRY POZO TETETE 4RE

Para la perforación del pozo Tetete 4RE, se desarrolló una planificación acorde con los requerimientos del sistema de perforación re-entry, y la perforación direccional para atravesar los objetivos propuestos.

4.1.1 DETERMINACIÓN DE LAS COORDENADAS Y PROFUNDIDAD DEL OBJETIVO PROPUESTO

La determinación del objetivo se realizó considerando varios factores com:

- Mapas estructurales
- Saturación de fluidos
- Propiedades Petrofísicas
- Contactos agua-petróleo, petróleo-gas
- Radios de drenaje

Las coordenadas de los objetivos fueron determinadas con el software Petrel pervio el análisis realizado en el capítulo II de este proyecto.

La tabla 4-1 muestra las coordenadas de los objetivos del pozo, se determinó como objetivo principal la arena T inferior y como objetivo secundario la arena U inferior, profundidad total del pozo 9295 ft TVD.

TABLA 4-1 COORDENADAS DE LOS OBJETIVOS POZO TETETE 4RE

	Formación	Norte (m)	Este (m)	TVD (ft)
Secundario	UI	10022483.32	331362.37	9082
Principal	TI	10022503.19	331405.73	9223

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

4.1.1.1 Profundidad De La Ventana

Para ubicar la profundidad de la ventana se analizó el registro de cemento del pozo Tetete 4, y se observó que en este pozo solo se encuentra cemento hasta la profundidad de 7800 ft. Para la perforación de la ventana, se propone ubicar el tope de la ventana a una profundidad de 7000 MD y la base de la ventana a 7009 ft MD, ver Anexo 6, esto de acuerdo a la ubicación de los coupling observados en los registros CCL. Para lo cual se debe realizar un squeeze a la profundidad de interés. En el Anexo 4, se encuentra el registro de cemento del pozo Tetete 4.

4.1.2 PROPUESTA PARA LA PERFORACIÓN DE LA VENTANA

Para la apertura de la ventana en casing de 7" en el pozo Tetete 4RE, se diseñó un programa de perforación de la ventana con whipstock mecánico con tecnología Quickcut con ancla mecánica.

- Realizar un registro CCL y CBL antes de la corrida del whipstock para confirmar la profundidad de la ventana.
- Se propone el asentamiento del CIBP aproximadamente en +/- 7016 ft. Este deberá ser instalado lo más cercano posible al coupling inferior de la tubería de revestimiento (5 ft por encima) que se seleccione para hacer la

ventana; para esto se deberá asentar el tapón con cable ya que la posición del tapón con respecto al coupling es muy importante.

- Se propone realizar un viaje de Calibración/Simulación, antes a la corrida del sistema Quickcut para asegurar que el hueco esté limpio, y libre de basuras. Esto establecerá que el whipstock pasará a través de cualquier desviación en el pozo.
- El Ensamble de Calibración/Simulación consiste en:
 - 6 1/8" OD Window Mill.
 - 6 1/8" OD Watermelon Mill.
 - Bit Sub.
 - 6 1/8" OD Watermelon Mill.
 - Bit Sub.
 - 4 3/4" Drill Collar
- Cuando el ensamblaje de calibración (ver Anexo 7) llegue al fondo, asentar sobre el tapón (Bridge Plug) con 20000 lbs de peso, para verificar que este haya sido instalado apropiadamente.
- La corrida de calibración determinará la posición exacta del tapón. Este método de localización del tapón es importante, ya que las profundidades obtenidas con equipos de "wireline" usualmente difieren significativamente de las obtenidas cuando se usa tubería de perforación.
- Luego de la corrida de simulación se preparara el ensamblaje de apertura de la ventana, que consta de lo siguiente:
 - Whipstock
 - 6 1/8" OD Lead Mill
 - Flex Mill
 - 4 3/4" OD Drill Collar

- Orientation Sub (UBHO o MWD)
- Bajar el ensamblaje de apertura de la ventana (ver Anexo 8) hasta aproximadamente 30 ft por encima del fondo, reciprocarse el ensamble de whipstock de 5 a 20 ft, registrando pesos de sarta precisos.
- Posicionar el whipstock lo más cercano a la conexión inferior a la profundidad de salida de la ventana, y no en un collar o conexión, esto evitará la posibilidad de partir la sarta de revestimiento.
- Realizar orientación del whipstock hasta conseguir un toolface de 65.38 grados,
- Proceder con el asentamiento del whipstock a 7000 ft de profundidad con 13000 lbs de peso según las especificaciones de la herramienta.
- Continuar aplicando peso hasta que el perno de unión del molidor al whipstock se corte (28Klbs, 36Klbs o 43Klbs dependiendo de las condiciones del pozo). **NO** levantar la sarta de trabajo.
- Una vez que el perno se haya cortado continuar aplicando peso sobre el whipstock hasta alcanzar 5,000 a 10,000 lbs, por encima del valor de corte del perno. Este proceso ayudará a asentar de manera adecuada las cuñas del whipstock.
- Levantar de 5 a 10 ft por encima del tope del whipstock, como preparación para la molienda, iniciar circulación hasta alcanzar el caudal deseado (250 - 400 GPM). Con un lodo con las siguientes propiedades aproximadas; densidad: 9.5 - 12 lb/gal, viscosidad: 15 - 20 cp, YP: 20 – 30 lb/100ft².
- Se procede con la apertura de la ventana en csg 7" desde 7000 ft MD @ 7015 ft MD (9 ft de ventana + 6 ft de rat hole). Iniciar la molienda con 1000 lbs de peso sobre el Lead Mill, durante las primeras 6 pulgadas de molienda.

- Lentamente incrementar el peso, hasta alcanzar una tasa de penetración (ROP) de 1 a 6 ft/hora sea alcanzada (peso sobre el molidor. 5,000 – 35,000 lbs).
- Continuar moliendo con suficiente peso para mantener una tasa de penetración mínima de 1 ft/hora. La tasa de penetración óptima en este punto es de 2 a 4 ft/hora.
- Cuando la profundidad total de molienda haya sido alcanzada, reducir el peso sobre el molidor, circular en fondo, reducir el caudal y RPM's y comenzar a rimar la ventana.
- La mayor parte del rimado de la ventana deberá ser realizado con el Flex Mill, en la parte superior e inferior de la ventana.
- Iniciar el deslizamiento lento del ensamble de molienda a través de la ventana, registrando cualquier cambio en el peso de la sarta. Si no se observa pérdida de peso, apagar la bomba y deslizar el ensamble a través de la ventana, registrando cualquier cambio en el peso de la sarta. Si una disminución en el peso de la sarta es notada, entonces repetir el proceso de rimado.
- Continuar el rimado hasta que el ensamble de molienda pase a través de la ventana, con una pérdida de peso mínima.
- Circular y limpiar el pozo.
- Sacar el ensamble de molienda del hueco. Cuando este alcance la superficie, medir moledores.
- Registrar cualquier desgaste en el ensamble de molienda, si existiese un desgaste de más de ¼" en la última estructura de corte (aletas del Flex Mill), se debe hacer un viaje adicional de rimado.
- Se procede con el armado del BHA Direccional.

4.1.3 PROPUESTA TÉCNICA PLAN DIRECCIONAL

La perforación del pozo direccional re-entry tipo “J” modificado, denominado TETETE 4RE, localizado en el campo Tetete, es propuesto para producir de la arenisca T inferior (objetivo principal), y de la arenisca U inferior como objetivo secundario. La tabla 4-2 muestra la información del pozo.

TABLA 4-2 INFORMACIÓN POZO TETETE 4RE

Compañía Operadora	EPPetroecuador
Nombre del Pozo	Tetete 4Re
Campo	Tetete
Diámetro del Hueco (inches)	6 1/8
Estado/Provincia/Departamento	Sucumbíos
País	Ecuador
Coordenadas UTM (m)	N: 10022290.7 E: 330942
Profundidad Total Programada	10017.86 Md / 9295 TVD
Taladro/Rig	Tuscanny 102
Compañía Direccional	Weatherford DS.

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

4.1.3.2 Profundidad De Referencia

RTE: 935 ft

GLE: 913 ft

4.1.3.3 Topes de las Formaciones

Los topes esperados de las formaciones según prognosis, ajustados en MD según el Well Path del pozo y basados en las TVD’s suministradas por la operadora, se encuentran en la tabla 4-3.

TABLA 4-3 TOPES Y BASES POZO TETETE 4RE

Formación	TVD (ft)	MD (ft)
OR	5279	N/A
TY	5832	N/A
T	7776	7711.49
BT	8390	8465.16
NA	8409	8480.62
CM2	8847	8956.39
TCA	8976	9057.36
BCA	9007	9078.52
UM	9033	9100.72
UI	9082	9143.97
BUI	9115	9196.58
MCB	9178	9262.56
TS	9193	9271.96
TI	9223	9309.48
BTI	9256	9957.66

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

4.1.4 PLAN DIRECCIONAL

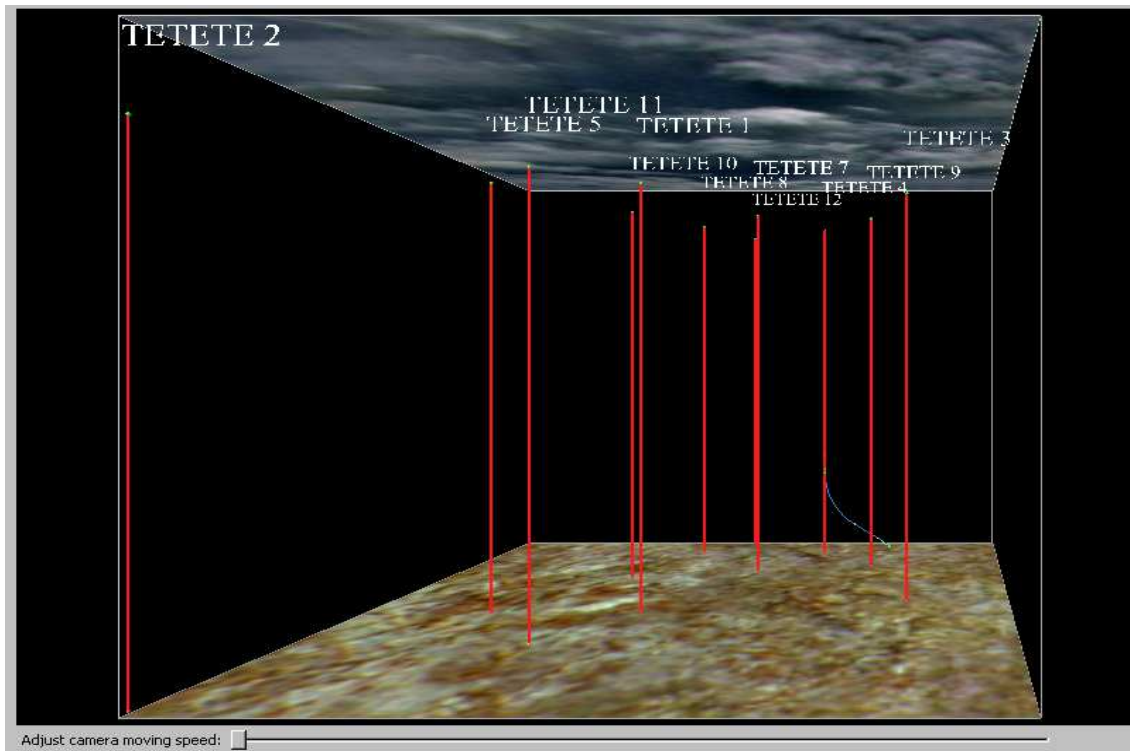
El presente plan direccional del pozo Tetete 4RE, fue elaborado con la finalidad de buscar el mejor escenario operativo desde el punto de vista de perforación direccional. Ver Anexo.

4.1.4.1 Sección de 6 1/8" (7000' – 10017.86 MD)

El Punto de amarre (Tie in) a 7000 ft MD, con una inclinación de 0 grados y 0 grados en azimuth, Rat hole a 7015 ft MD, inclinación de 0.5 grados y 65.38 grados en azimuth. Se sugiere correr Gyro para confirmar el punto de amarre (Tie in), y registro de cemento para asegurar el éxito de la perforación direccional.

En el diseño del plan direccional se construye inclinación hasta alcanzar los 53.85 grados, a los 8793.18 ft MD a razón de 3 deg/100 ft, para luego mantener tangente hasta los 9777.22 ft MD, profundidad a la cual se inicia el drop 1 o caída a razón de 3 deg/100 ft, hasta alcanzar una inclinación de 50 grados llegando al tope del objetivo principal arenisca U inferior a 9705.4 ft MD, para luego iniciar el drop 2 y caer en inclinación hasta 44 grados a razón de 1.92 deg/100 ft, hasta la profundidad total del pozo 10017.86 ft MD / 9295 ft TVD. En la figura 4-1 se puede observar el well path del campo tetete.

FIGURA 4-1 WELL PATH POZO TETETE 4-RE



FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

4.1.4.2 Surveys del Pozo

Los surveys obtenidos con el software 5D se muestran en la tabla 4-4 en los cuales se observa los datos de inclinación, azimuth, profundidad medida y los DLS de la trayectoria propuesta para el pozo requeridos para que la perforación del pozo sea exitosa.

4.1.4.3 Análisis De Anticolisión del Pozo Tetete 4RE

Se realizó el análisis de anticolisión con los pozos Tetete 4, Tetete 7, Tetete 8, Tetete 9 y Tetete 12 existentes en locación, siendo el punto más cercano a la profundidad de 8200.16 ft MD, con una distancia centro-centro de 2319.61 ft y un factor de separación de 2.79 con el pozo Tetete – 9.

La Fig. 4-2 muestra el análisis de anticolisión del pozo. La distancia entre cabezas de pozo Tetete 4 y Tetete 9 es de 2348.29 ft, por lo cual no existe riesgo de colisión. El análisis de anticolisión se realizó en base a la información entregada por el departamento de geología de EP Petroecuador.

La figura 4-3 muestra la vista en planta del campo y la tabla 4-5 muestra el resumen anticolidión del pozo Tetete 4RE.

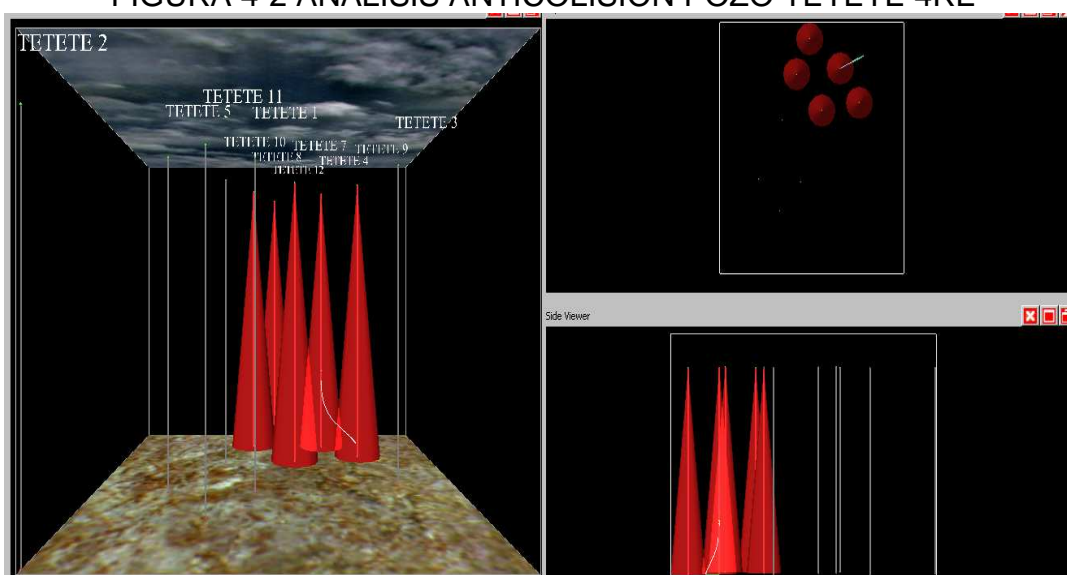
TABLA 4-4 SURVEYS POZO TETETE 4RE

	MD (Ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (Ft)	N.Offset (Ft)	E.Offset (Ft)	DLS (°/100 Ft)
Tie In	6890	0	0	6890	0	0	0
Top Of Whipstock	7000	0	0	7000	0	0	0
Bottom Of Whipstock	7009	0.5	65.38	7009	0.02	0.04	5.56
Rat Hole	7015	0.5	65.38	7015	0.04	0.08	0
Tena	7799.27	24.03	65.38	7776	68.95	150.47	3
Basal Tena	8557.51	46.78	65.38	8390	250.73	547.18	3
Napo	8585.48	47.61	65.38	8409	259.27	565.83	3
M2	9312.86	53.85	65.38	8847	501.01	1098.41	0
TCA	9531.51	53.85	65.38	8976	574.56	1253.91	0
BCA	9584.04	53.64	65.38	9007	592.22	1292.46	3
UM	9627.24	52.34	65.38	9033	606.59	1323.82	3
UI	9705.4	50	65.38	9082	631.95	1379.17	3
BUI	9756.22	49.02	65.38	9115	648.06	1414.31	1.92
CB	9850.59	47.21	65.38	9178	677.33	1478.18	1.92
TS	9872.59	46.79	65.38	9193	684.03	1492.8	1.92
TI	9916.07	45.95	65.38	9223	697.14	1521.41	1.92
BTI	9963.15	45.05	65.38	9256	711.13	1551.95	1.92
Liner 5"	10017.86	44	65.38	9295	727.11	1586.82	1.92

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

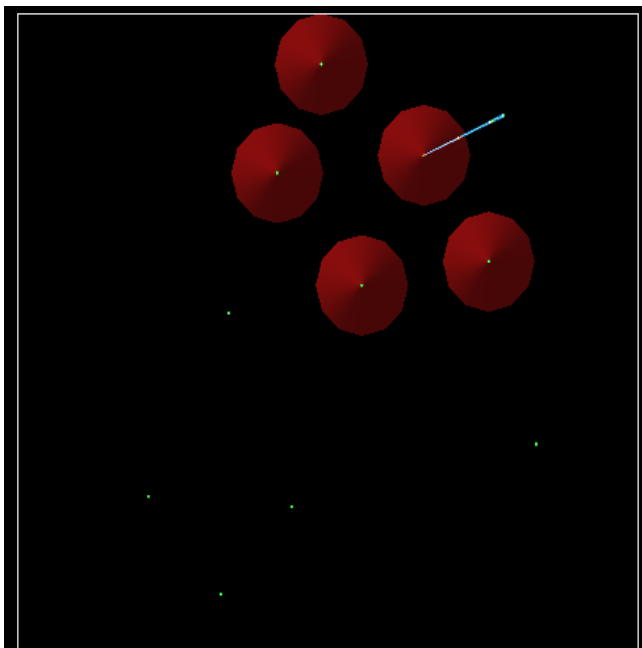
FIGURA 4-2 ANÁLISIS ANTICOLIDIÓN POZO TETETE 4RE



FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 4-3 ANÁLISIS ANTICOLISIÓN VISTA EN PLANTA POZO TETETE 4RE



FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

4.7.4.4 BHA's Propuestos Para el Pozo TETETE 4-RE

4.7.4.4.1 Fase 6 1/8''

Para la perforación del pozo Tetete 4RE se diseñaron 3 BHA's direccionales, los mismos que fueron diseñados de acuerdo a los requisitos del plan direccional propuesto.

4.7.4.4.2 BHA N° 1 Direccional

Este BHA se diseñó con el propósito principal de realizar la salida desde el rat hole perforando en time drilling, hasta alejarnos lo más posible de la ventana en dirección, según el plan direccional rumbo al objetivo, por lo cual se armó un ensamblaje semi-fullcrum el motor de 4 3/4", con una camisa estabilizadora de 5 7/8". En la Fig. 4-4 se muestra el ensamblaje del BHA N° 1 direccional. Se armó el BHA N° 1 compuesto por un ensamblaje direccional con motor de fondo de 4 3/4" LE de configuración 7:8 de 3.8 etapas, con bend housing configurado a 1.83 grados, camisa estabilizada de 5 7/8" y factor del motor de 0.51 rev/gal, una broca tricónica vestida con 3 jets de 12/32", con un TFA de 0.331 in².

TABLA 4-5 ANÁLISIS ANTICOLISIÓN VISTA EN PLANTA DEL POZO TETETE 4RE

Anti Collision Summary (TVD relative to Drill Floor)									
SF									
Secondary Well Name	Pri MD (ft)	Sec MD (ft)	TVD (ft)	Northing (m)	Easting (m)	CC (ft)	ES (ft)	SF	Risk
TTT-4 (s)	6890.00	6890.00	6890.00	10022290.70	330942.00	0.00	-2.50	0.00	SF (Hi); ES (Hi); CC (Hi)
TTT-9 (s)	8890.00	8595.53	8597.53	10022400.06	331180.66	2371.93	1484.84	2.67	
TTT-12 (s)	8090.00	8022.52	8031.52	10022329.25	331026.13	2801.08	1977.94	3.40	
TTT-7 (s)	7790.00	7779.52	7767.52	10022311.24	330986.82	2825.54	2027.76	3.54	
TTT-8 (s)	7690.00	7712.98	7674.98	10022306.43	330976.33	3080.56	2289.69	3.90	
ES									
Secondary Well Name	Pri MD (ft)	Sec MD (ft)	TVD (ft)	Northing (m)	Easting (m)	CC (ft)	ES (ft)	SF	Risk
TTT-4 (s)	7190.00	7189.68	7189.68	10022291.92	330944.67	9.63	-727.87	0.01	SF (Hi); ES (Hi); CC (Hi)
TTT-9 (s)	8490.00	8340.90	8342.90	10022360.98	331095.38	2327.19	1469.47	2.71	
TTT-12 (s)	7390.00	7378.26	7387.26	10022295.78	330953.09	2671.27	1914.48	3.53	
TTT-7 (s)	7190.00	7201.68	7189.68	10022291.92	330944.67	2703.72	1965.03	3.66	
TTT-8 (s)	7190.00	7227.68	7189.68	10022291.92	330944.67	2971.81	2230.51	4.01	
CC									
Secondary Well Name	Pri MD (ft)	Sec MD (ft)	TVD (ft)	Northing (m)	Easting (m)	CC (ft)	ES (ft)	SF	Risk
TTT-4 (s)	6890.00	6890.00	6890.00	10022290.70	330942.00	0.00	-2.50	0.00	SF (Hi); ES (Hi); CC (Hi)
TTT-9 (s)	8200.16	8120.39	8122.39	10022337.15	331043.37	2319.61	1486.96	2.79	
TTT-12 (s)	6890.00	6881.00	6890.00	10022290.70	330942.00	2653.28	1947.29	3.76	
TTT-7 (s)	6890.00	6902.00	6890.00	10022290.70	330942.00	2696.11	1988.03	3.81	
TTT-8 (s)	6890.00	6928.00	6890.00	10022290.70	330942.00	2962.67	2251.97	4.17	

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORADO POR: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Sobre el motor se colocara un float sub con válvula flotadora, MWD (HEL), NMDC (MONEL), UBHO (ORIENTING SUB) – 3 ½” IF Box, 32 HWDP de 3.1/2” martillo hidráulico de 4 ¾” y por último 12 HWDP de 3 ½”. La tabla 4-6 muestra la configuración de las herramientas a utilizarse en este BHA.

Se ubica el UBHO para realizar la corrida respectiva y confirmar la posición en la base de la ventana, y la respectiva posición del pozo después del time drilling, levantando inclinación a razón de 3 grados/100 ft.

La longitud máxima a perforar con este BHA queda a consideración del direccional, y las mediciones respectivas que aseguren el éxito de la operación.

4.7.4.4.3 BHA No.2 Direccional

El BHA N° 2, se diseñó para realizar el trabajo direccional construyendo hasta 53.8 grados, para lo cual se diseñó un ensamblaje semi-fullcrum con motor de 4 ¾”, y con una camisa estabilizadora de 5 7/8”, para continuar perforando la sección construyendo inclinación a razón de 3 gados/100 pies, en el rumbo del objetivo atravesando la zona de Tena, Basal Tena, hasta el tope de Napo. La Fig. 4-5 muestra el ensamblaje del BHA N° 2 direccional.

El BHA N° 2 compuesto por un ensamblaje direccional con motor de fondo de 4 3/4” LE dé configuración 7:8 de 3.8 etapas, con bend housing configurado a 1.83 grados, camisa estabilizada de 5 7/8” y factor del motor de 0.51 rev/gal, con una broca PDC vestida con 5 jets de 10/32”, con un TFA de 0.384 in². Sobre el motor se coloca float sub con válvula flotadora, MWD (HEL), NMDC (MONEL), 3 ½” IF Box, 32 HWDP de 3 ½” IF Box, martillo hidráulico de 4 ¾”, 3 ½” IF Box y por último 12 HWDP de 3 ½”.

En la tabla 4-7 se detalla las herramientas a utilizarse en este BHA.

4.7.4.4.4 BHA No.3 Direccional

El BHA N° 3 se diseñó para continuar realizando trabajo direccional, manteniendo tangente a razón de 3 grados/100 ft, atravesando la formación Napo, para luego ir tumbando inclinación a razón de 3 grados/100 ft, hasta alcanzar los 50 grados de inclinación atravesando el objetivo principal, y seguir tumbando inclinación hasta alcanzar el TD del pozo programado a 10009.96 ft MD con 44° de inclinación a

razón de 1.92 grados/100 ft. En la Fig. 4-6 se observa el ensamblaje del BHA N° 3 direccional.

Se armó el BHA N° 3 direccional compuesto por un motor de fondo de 4 3/4" LE dé configuración 7:8 de 3.8 etapas, con bend housing configurado a 1.5 grados, camisa estabilizada de 5 7/8" y factor del motor de 0.51 rev/gal. A éste se le conectó una broca PDC, vestida con 3 jets de 13/32", que generaron un TFA de 0.389 in². La tabla 4-8 detalla las herramientas a utilizarse con este BHA.

Sobre el motor se tuvo float sub con válvula flotadora, estabilizador de aleta integrada tipo espiral de 5 1/2", MFR (Herramienta de Resistividad), MWD (HEL), NMDC (MONEL), 3 1/2" IF Box, 32 HWDP de 3 1/2" IF Box martillo hidráulico de 4 3/4", 3 1/2" IF Box y por último 12 HWDP de 3 1/2".

4.2 PROGRAMA DE BROCAS POZO TETETE 4RE

La propuesta técnica de brocas para la perforación del pozo Tetete 4Re ha sido seleccionada de acuerdo al desempeño, las formaciones a ser atravesadas y de los objetivos de la perforación.

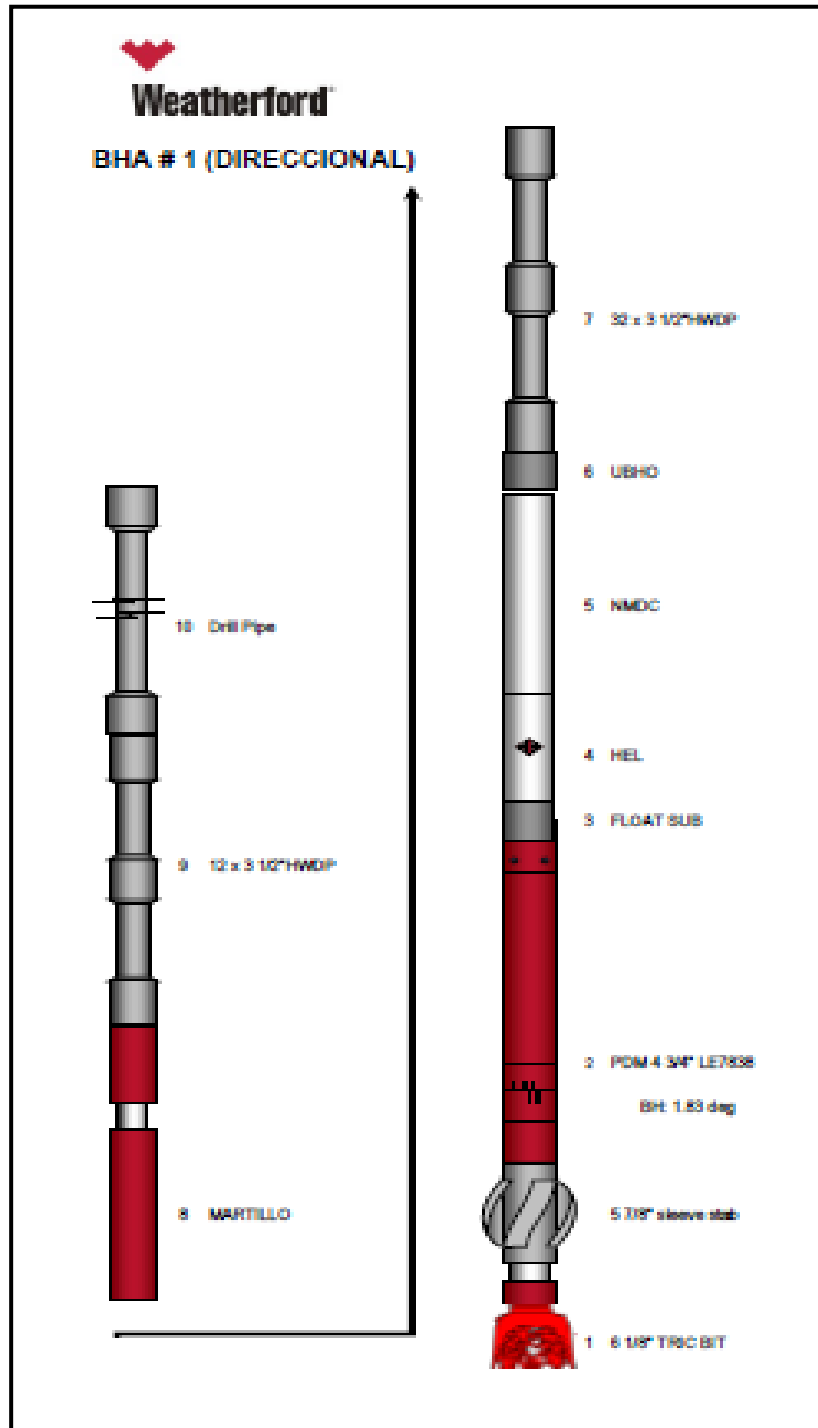
Se propone utilizar una broca Ticónica 6 1/8" RT2 vestida con 3 jets de 12/32", la Fig. 4-7 muestra la broca a ser utilizada, con un TFA de 0.331 in² el cual fue seleccionado de acuerdo a la trayectoria del pozo, formaciones a ser atravesadas y de acuerdo a los parámetros de perforación requeridos para perforar en time drilling, debido a que la salida de la ventana es en Tiyuyacu.

Para atravesar el conglomerado inferior y Tena se propone utilizar una broca PDC 6 1/8" DSR516M de 5 aletas para maximizar el avance, vestida con 5 jets de 10/32", con un TFA de 0.384, el cual fue escogido en base a los parámetros de perforación requeridos para parte de la sección. La Fig. 4-8 muestra la broca a utilizarse para atravesar la formación tena.

Para atravesar la formación Napo y hasta TD se propone utilizar una broca PDC 6 1/8" RSR613M, de 6 aletas para maximizar el avance, vestida con 3 jets de 13/32", que generara un TFA de 0.389 in² el cual fue escogido de acuerdo a la formación a ser atravesada y la trayectoria del pozo.

La Fig. 4-9 muestra la broca a ser utilizada.

FIGURA 4-4 BHA N° 1 DIRECCIONAL POZO TETETE 4RE



FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

TABLA 4-6 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS BHA N° 1 DIRECCIONAL POZO TETETE 4RE

BHA TABLE					Mud Weight(ppg)	9.7	Buoyancy Factor	0.85			
Item	Description	Connection		Serial	Tube		Length	Cum	Item	Tool	Cum
		Top	Bottom		Number	OD		ID	Length	Weight	Weight
#					(inch)	(inch)	(ft)	(ft)	(lbs/ft)	(lbs) BF	(lbs) BF
1	6 1/8" TRIC BIT	P 3 1/2" REG	NA		6 1/8"	N/A	0.54	0.54	20	11	11
2	PDM 4 3/4" LE7838	B 3 1/2" IF	B 3 1/2" REG		4 3/4	0	23.45	23.99	42	985	996
3	FLOAT SUB	P 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF		4 3/4	2 3/4	2.80	26.79	42	118	1,113
4	HEL	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF		4 3/4	2 7/16	19.43	46.22	58	1,121	2,234
5	NMDC	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF		4 3/4	2 3/4	31.15	77.37	39	1,207	3,441
6	UBHO	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF		3 1/2	2 1/4	2.66	80.03	42	112	3,553
7	32 x 3 1/2"HWDP	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF		3 1/2	2 1/4	977.49	1057.52	23.2	22678	26,231
8	MARTILLO	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF		4 3/4	2 1/4	33.25	1090.77	50	1,650	27,881
9	12 x 3 1/2"HWDP	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF		3 1/2	2 1/4	365.49	1456.26	23	8,479	36,360
10	Drill Pipe	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF		3 1/2	2 1/4					

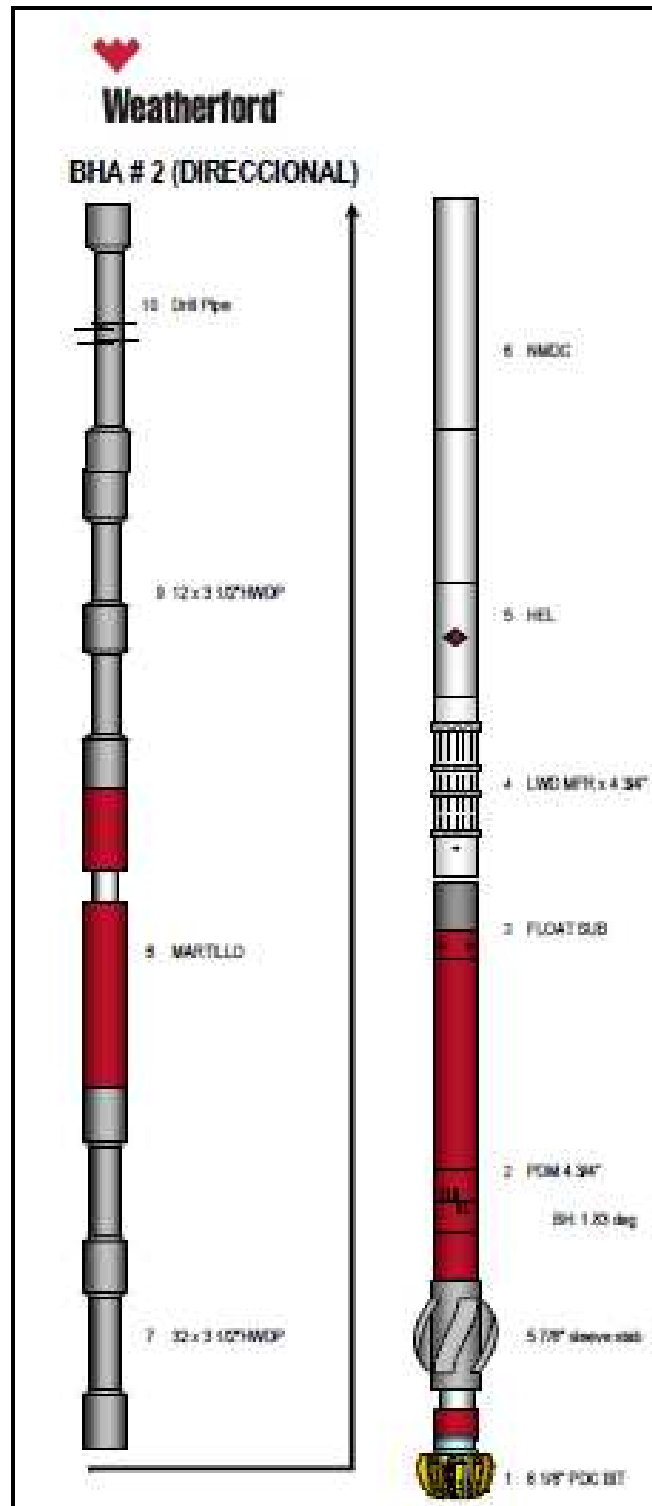
Total BHA Length	1456.26
Weight Below Jars	26231
Weight available	22346

COMMENTS		
PDM @	1.83	Deg
Ratio (RPM)	0.51	Rev./Gal.
Rotary Table	70	rpm
Bit Box - Bend	5.83	ft
Bit Box - Sleeve	2.5	ft
MOTOR		
	Min	Max
Flow (GPM)	100	275
WOB (Klb)	4	10

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 4-5 BHA N° 2 DIRECCIONAL POZO TETETE 4RE



FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

TABLA 4-7DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS BHA N° 2 DIRECCIONAL POZO TETETE 4RE

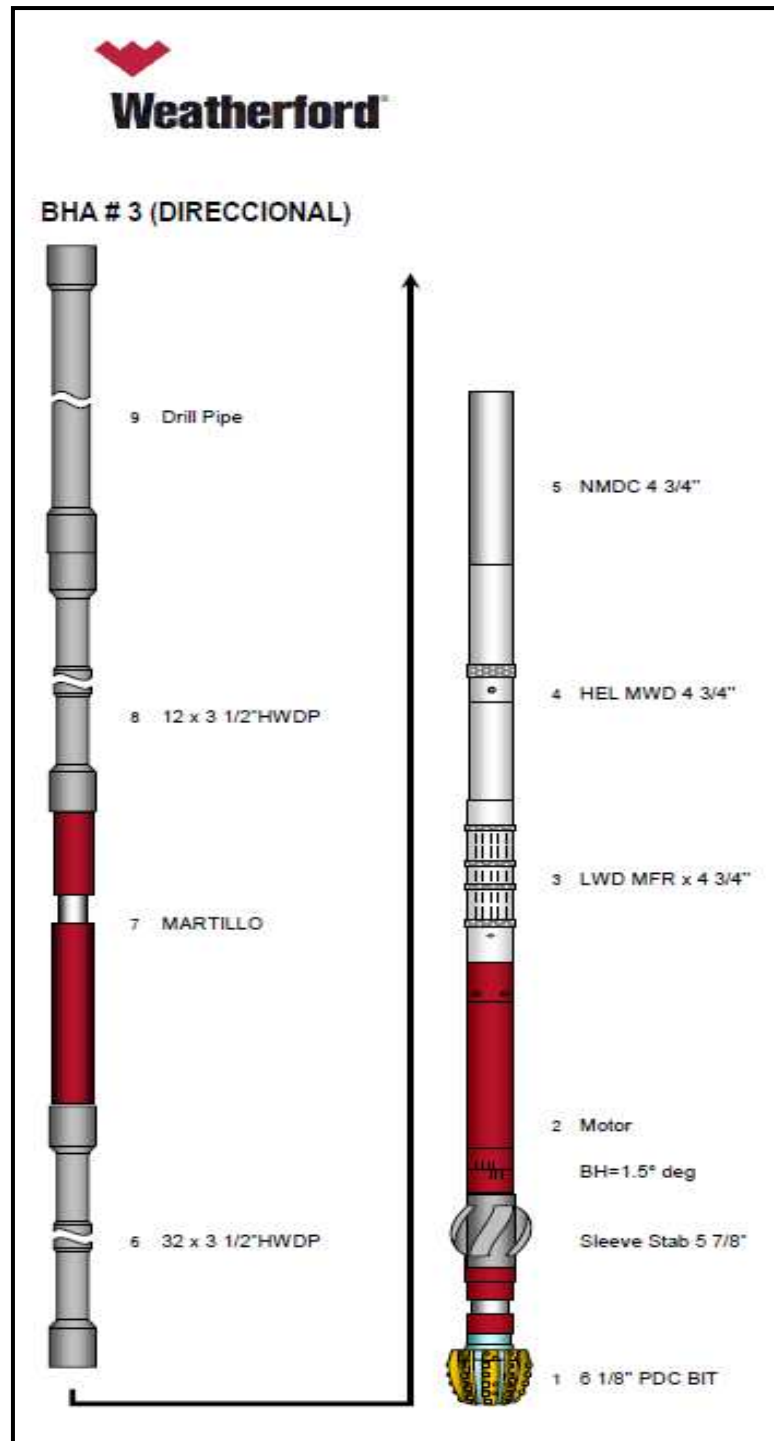
Mud Weight(ppg)		9.5	Buoyancy Factor		0.85						
Item	Description	Connection		Tube		Length	Cum	Item	Tool	Cum	Fishing Neck
				OD	ID		Length	Weight	Weight	Weight	
#		Top	Bottom	(inch)	(inch)	(ft)	(ft)	(lbs/ft)	(lbs) BF	(lbs) BF	
1	6 1/8" PDC BIT	P 3 1/2" REG	NA	6 1/8"	N/A	0.54	0.54	60	32	32	
2	PDM 4 3/4"	B 3 1/2" IF	B 3 1/2" REG	4 3/4	0	23.45	23.99	42	985	1,017	
3	FLOAT SUB	P 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	4 3/4	2 3/4	2.80	26.79	42	118	1,135	2.80
4	LWD MFR x 4 3/4"	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	4 3/4	3	20.10	46.89	38	2,505	2,505	1.70
5	HEL	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	4 3/4	2 7/16	19.43	66.32	40	777	3,282	
6	NMDC	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	4 3/4	2 3/4	31.15	97.47	40	1,246	4,528	
7	32 x 3 1/2"HWDP	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	3 1/2	2 1/4	977.49	1074.96	42	41,055	45,583	
8	MARTILLO	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	4 3/4	2 1/4	33.25	1108.21	29	964	46,547	
9	12 x 3 1/2"HWDP	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	3 1/2	2 1/4	365.49	1473.70	49	17,909	64,456	
10	Drill Pipe	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	3 1/2	2 1/4		1473.70	29	-	64,456	

Total BHA Length	1473.70
Weight Below Jars	46547
Weight available	39796

COMMENTS		
PDM @	1.83	Deg
Ratio (RPM)	0.51	Rev./Gal.
Rotary Table	60	rpm
Bit Box - Bend	5.83	ft
Bit Box - Sleeve	2.5	ft
MOTOR		Max
Flow (GPM)	100	275
WOB (Klb)	4	10

FUENTE: Weatherford South America LLC.
ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 4-6 BHA N° 3 DIRECCIONAL POZO TETETE 4-RE



FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

TABLA 4-8 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS BHA NO. 3 DIRECCIONAL POZO TETETE 4RE

Mud Weight(ppg)		9.0		Buoyancy Factor		0.86				
tem	Description	Connection		Tube		Length	Cum	Item	Tool	Cum
				OD	ID		Length	Weight	Weight	Weight
#		Top	Bottom	(inch)	(inch)	(ft)	(ft)	(lbs/ft)	(lbs) BF	(lbs) BF
1	6 1/8" PDC BIT	P 3 1/2" REG	NA	6 1/8"	N/A	1.00	1.00	60	197	197
2	Motor					30.00	31.00	60		-
3	LWD MFR x 4 3/4"	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	4 3/4	3	20.10	51.10	38	2,505	2,505
4	HEL MWD 4 3/4"	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	4 3/4	3	30.00	81.10	42	4,133	4,133
5	NMDC 4 3/4"	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	4 3/4	2 3/4	30.00	111.10	40	3,936	8069
6	32 x 3 1/2"HWDP	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	3 1/2	2 1/4	977.49	1088.59	42	41,055	49,123
7	MARTILLO	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	4 3/4	2 1/4	33.25	1121.84	29	964	50,088
8	12 x 3 1/2"HWDP	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	3 1/2	2 1/4	365.49	1487.33	42	15,351	65,438
9	Drill Pipe	B 3 1/2" IF	P 3 1/2" IF	3 1/2	2 1/4		1487.33	29	-	65,438

Total BHA	1487.33
Weight Below Jars	49123
Weight available	42363

COMMENTS		
PDM @	1.83	Deg
Ratio (RPM)	0.51	Rev./Gal.
Rotary Table	60	rpm
Bit Box - Bend	5.83	ft
Bit Box - Sleeve	2.5	ft
MOTOR		Min Max
Flow (GPM)	100	275
WOB (Klb)	4	10

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 4-7 BROCA 6 1/8" RT2



FUENTE: NOV Downhole

FIGURA 4-8 BROCA 6 1/8" DSR516M



FUENTE: NOV Downhole

FIGURA 4-9 BROCA 6 1/8" RSR613M



FUENTE: NOV Downhole

4.3 PROGRAMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS POZO TETETE 4RE

La propuesta técnica, para la toma de registros eléctricos mediante el sistema wireline en el pozo Tetete 4RE, sección 6 1/8" intervalo 10017.86 ft MD hasta 7000 ft MD (3017.86 ft de registro), además de realizar un registro CBL-VDL-Imagen modo corrosión para determinar la calidad del cemento, estado del revestimiento y sostén mecánico en la zona a realizarse la ventada "sidetrack" antes de iniciar las operaciones en el pozo.

La propuesta técnica para la corrida de registros eléctricos en el pozo Tetete 4RE se resume en lo siguiente:

- Toma de registros de cemento CBL-VDL e Imágenes modo corrosión, en la zona de interés para determinar calidad de cemento y estado del revestimiento.
- Toma de registros eléctricos en el pozo Tetete 4 Re-entry, etapa de 6 1/8 intervalo 10017.86 ft MD hasta 7000 ft MD
- Se realizarán dos corridas:
 - Primera Corrida: Gamma Ray, Neutrón Compensado, Densidad, Microresistividad, Inducción.
 - Segunda Corrida: Gamma Ray, Sónico Monopolar, Dual Laterolog.
- Los registros serán tomados con sistema modo memoria Compact Well Shuttle, ya que de existir alguna complicación referente a tensionamientos o geometría del hoyo debido a la inclinación del pozo, esto es una manera de evitar complicaciones.
- Estos registros se utilizarán como identificador para la exploración en esta área del campo.

4.3.1 REGISTRO CEMENTO CBL-VDL-IMAGEN

La tabla 4-9 muestra la corrida de registros eléctrico previo al asentamiento del whipstock para confirmar la profundidad de la ventana.

TABLA 4-9 CARRERA: GAMMA RAY / SÓNICO – ULTRASONIC RADIAL SCANNER

Sarta	Longitud	Intervalo	Comentarios	Tiempo de Operación
	Aproximada			
URS	55 ft	2000 ft aprox.	Sistema Wireline	8 (Hrs) Aprox.

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

Se programó una carrera de disparos para realizar las cementaciones forzadas a 4 spf cargas de alta penetración HERO plus, y asentamiento de tapones o retenedores de cemento.

4.3.2 FASE 6 1/8” – WCS – (MODO MEMORIA)

La tabla 4-10 muestra el intervalo a registrarse en la primera corrida y segunda corrida.

TABLA 4-10 CORRIDAS CON WCS FASE 6 1/8”

Sarta	Longitud	Intervalo	Comentarios	Tiempo de Operación
	Aproximada			
Corrida 1	60.55 ft	10017.86'-7000' (3017.86')	Shuttle	24 hrs (CWS)
Corrida 2	82.06 ft	10017.86'-7000' (3017.86')	Shuttle	24 hrs (CWS)

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

4.4 PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN POZO TETETE 4RE

La propuesta técnica para la perforación del pozo Tetete 4 RE, es utilizar un solo tipo de fluido de perforación en las operaciones.

En esta sección de 6 1/8", se utilizara el sistema de lodo MAXDRILL G+ para atravesar las formaciones Tiyuyacu inferior, Tena, Basal Tena, y Napo, la misma que por contener algunos intervalos de lutita hidratable y movable será inhibida con este sistema. La concentración de inhibidores deberá mantenerse en 2 lpb para inhibir y estabilizar las lutitas mejorando la estabilidad del hoyo.

Adicionar carbonato de calcio para los intervalos porosos, como agente de puenteo esto ayudará en el filtrado del fluido, y mantendrá estable el hueco, además de mantener el filtrado API entre 6 y 8 cc/30 min al atravesar Tena y disminuir a 5 cc/30 min, en Napo para obtener una costra de lodo lo más compacta posible y reducir los riesgos de pega diferencial.

La densidad del fluido para la sección será de 9.2 lpg al inicio, y al finalizar la perforación y previo a la corrida de registros eléctricos será de 10.2 lpg.

La capacidad de acarreo y propiedades de reología del sistema de lodo serán ajustadas con adiciones de viscosificante, se deberá mantener una alta reología para maximizar la limpieza del hoyo.

En el ANEXO N° 2, se muestran las propiedades estimadas del fluido de perforación para el pozo Tetete 4 Re-entry.

4.5 ANÁLISIS DE TORQUE Y ARRASTRE DEL POZO TETETE 4RE

Se diseñó un BHA basado en los requerimientos de la trayectoria del pozo, debido a que direccionalmente se debe ganar rápidamente inclinación de acuerdo al plan direccional.

Con esta configuración de BHA's el análisis de torque y arrastre indica que no existirá influencia de las fuerzas laterales y axiales durante la perforación del pozo.

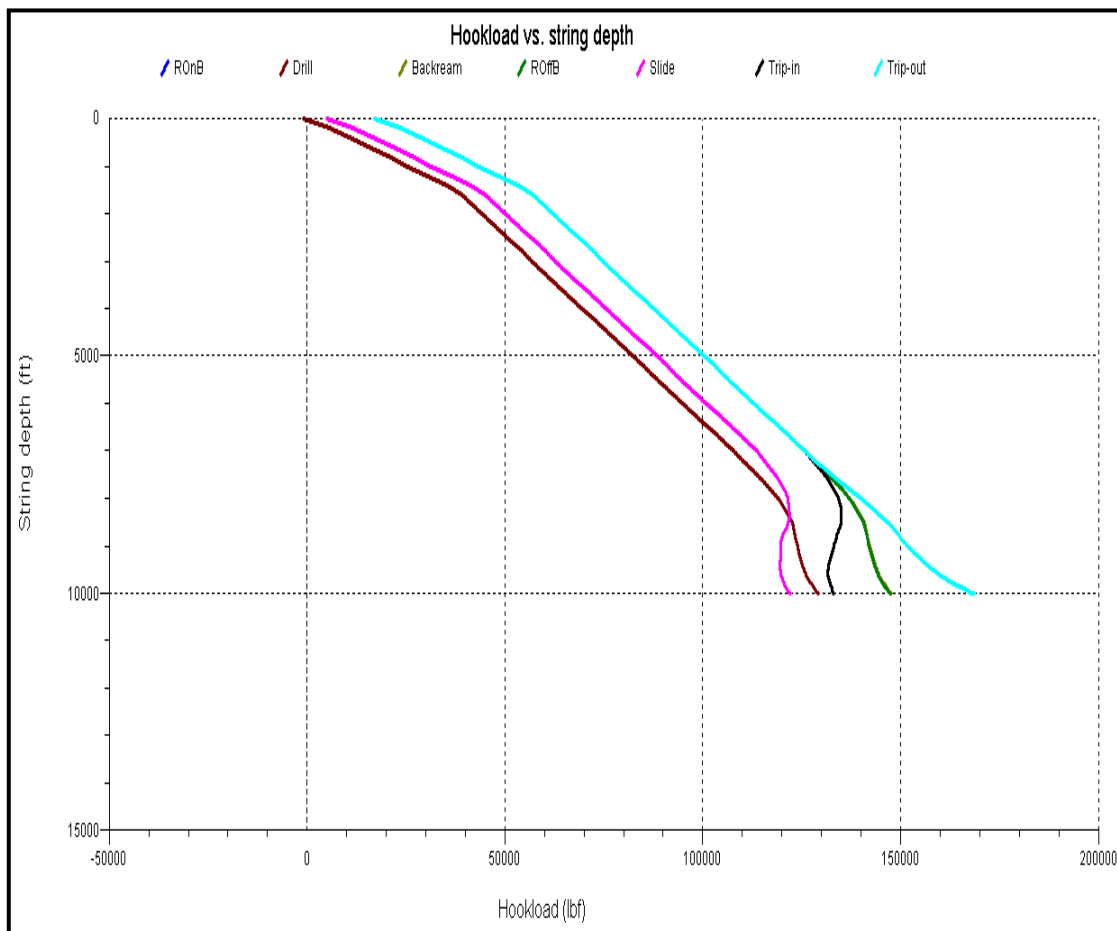
Se observa que el pandeo sinusoidal aparecería aplicando un peso sobre la broca de 30000 lbf y el pandeo helicoidal aparecería aplicando 51000 lbf sobre la broca.

Las tensiones perforando son de 132000 lbf, rotando fuera de fondo 148000 lbf, viajando al fondo 133000 lbf, viajando a superficie 170000 lbf y deslizando son de 122000 lbf, como máximos valores.

Los valores de torque están dentro de los rangos normales de perforación entre 3200 lb-ft y 8400 lb-ft, las fuerzas laterales para este pozo sean de 2130 lbf y estas se presentarán en la salida de la ventana.

Como se observa en las figuras 4-10, 4-11, 4-12, 4-13, 4-14, 4-15 de torque y arrastre, los valores están dentro de los rangos de perforación normales y no se espera tener problemas durante la perforación.

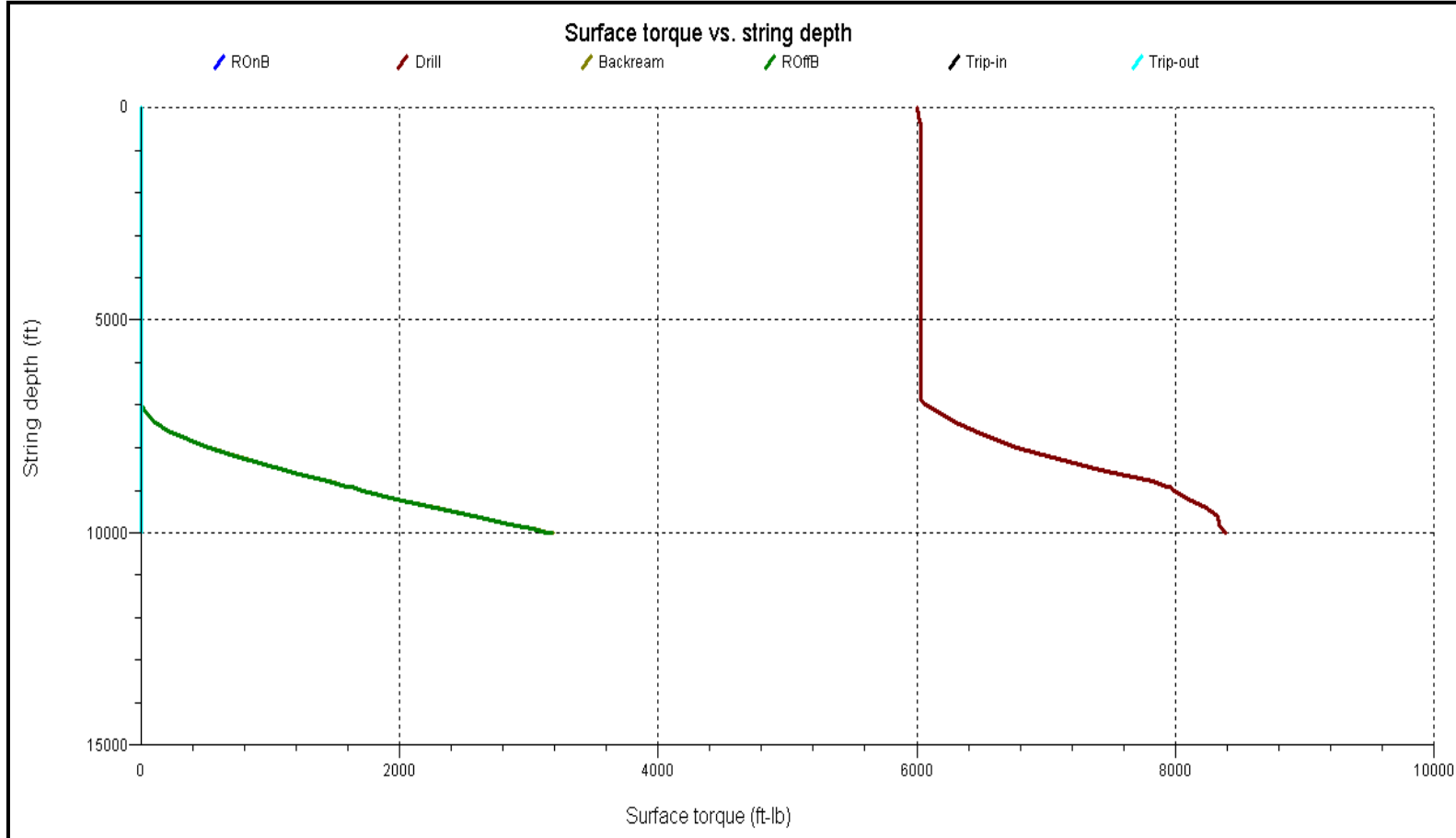
FIGURA 4- 10 PESO DEL BLOQUE VS PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN



FUENTE: Weatherford South America LLC.

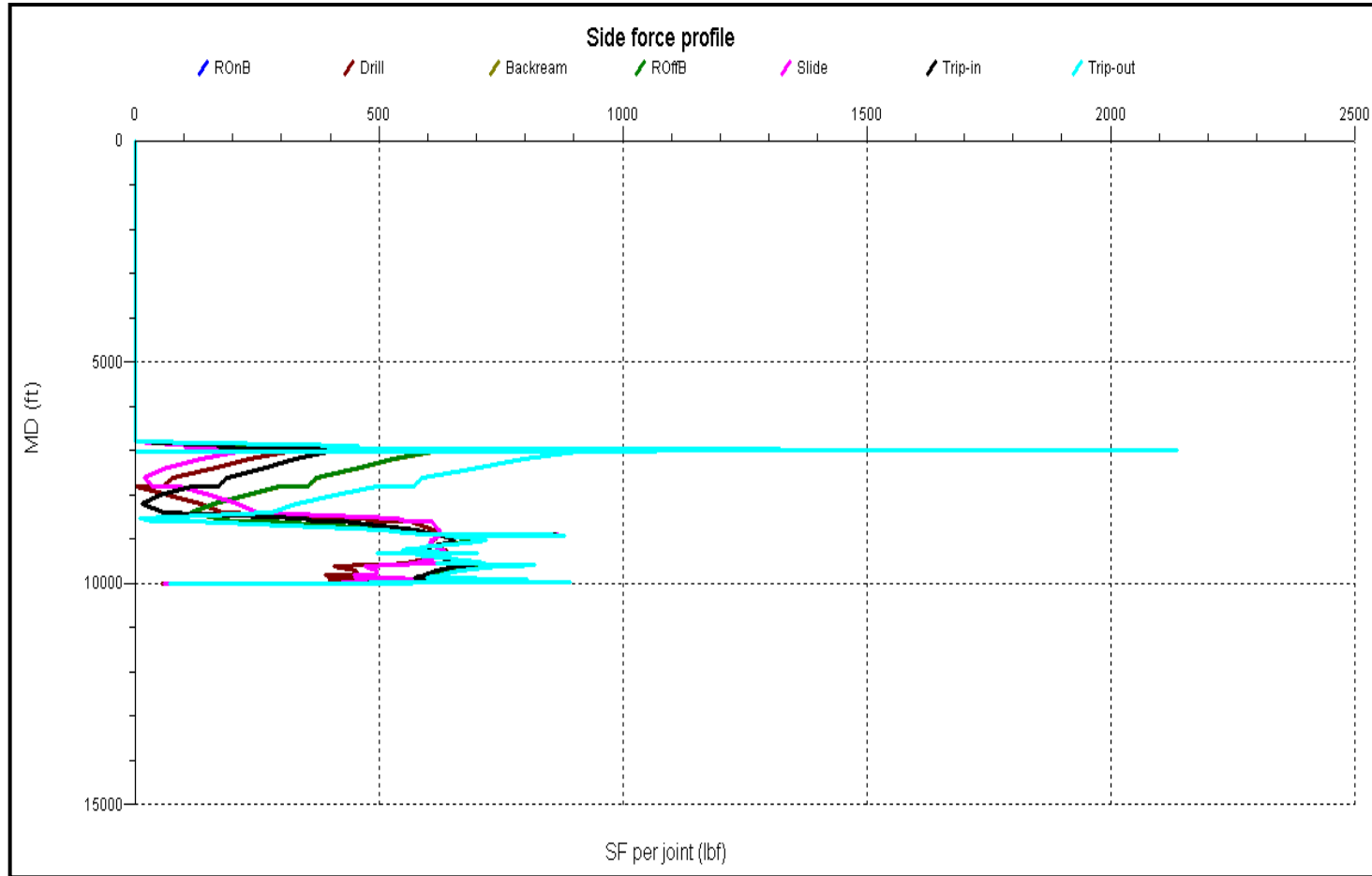
ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 4-11 TORQUE EN SUPERFICIE VS PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN



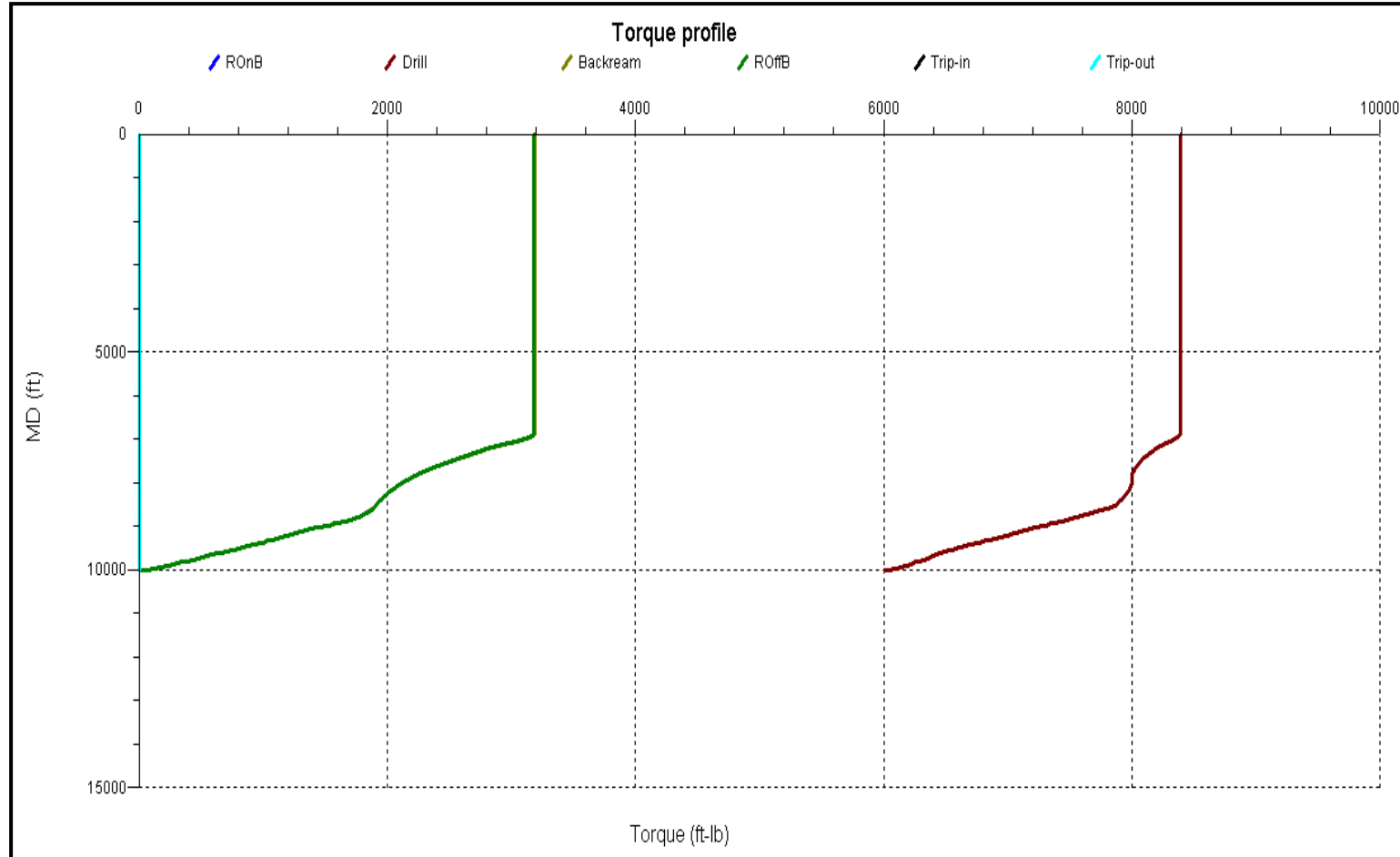
FUENTE: Weatherford South America LLC.
 ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 4-12 PERFIL FUERZA AXIAL



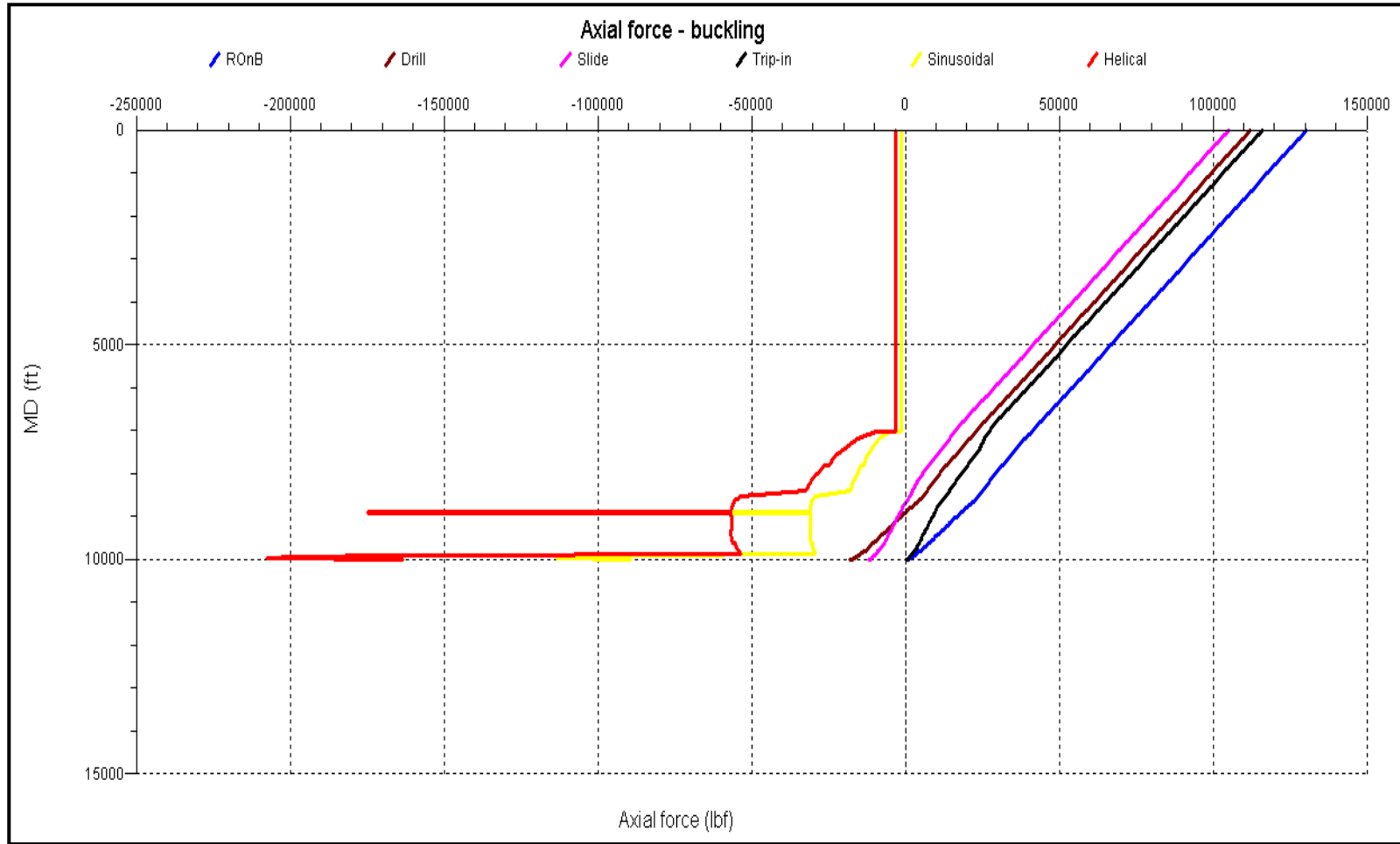
FUENTE: Weatherford South America LLC.
ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 4-13 PERFIL DE TORQUE



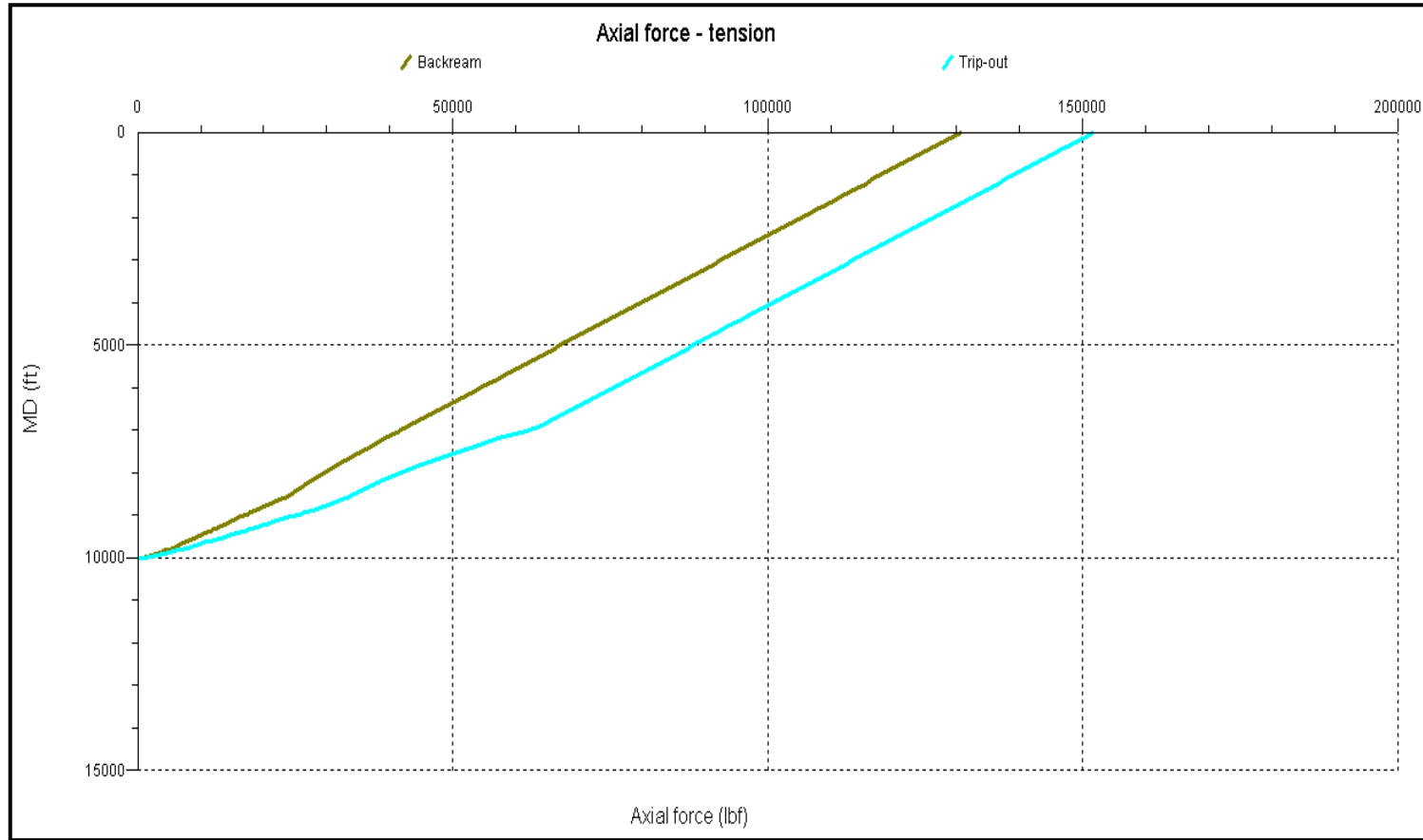
FUENTE: Weatherford South America LLC.
ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 4-14 FUERZA AXIAL Y PANDEO



FUENTE: Weatherford South America LLC.
ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

FIGURA 4-15 FUERZA AXIAL Y TENSION



FUENTE: Weatherford South America LLC.
 ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

4.12 TIEMPOS PLANIFICADOS DE PERFORACIÓN POZO TETETE 4RE

La perforación del pozo Tetete 4RE se planeó para ser realizada en un tiempo aproximado de 18.2 días de acuerdo a la ROP's esperadas durante la perforación del mismo.

Se programó la apertura de la ventana en un tiempo de 2.5 días, el inicio de la ventana a 6890' MD hasta terminar con la perforación del rat hole a 7009' MD para luego realizar un viaje a superficie para cambio de BHA #1 direccional para continuar la perforación desde 7009' hasta 7133' MD alcanzando esta profundidad en 5.3 días de operación con una ROP promedio de 5.4 ft/hr Profundidad a la cual se realizar viaje a superficie para cambio de BHA #2 direccional y continuar con la perforación hasta alcanzar los 7700' MD a los 7 días de operación a una rata de penetración de 16.7 ft/hr.

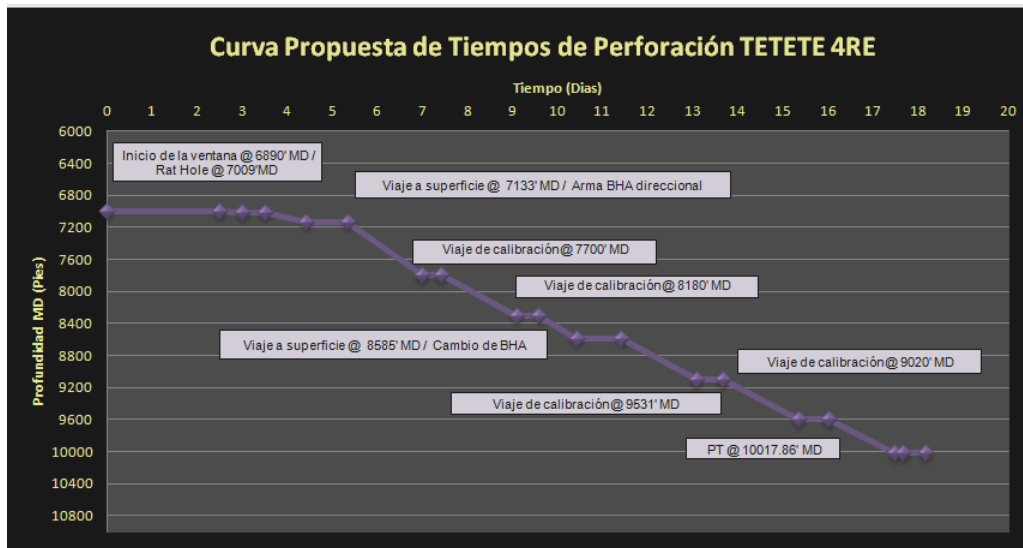
Se realizará un viaje de calibración para acondicionar el hoyo. Continua la perforación hasta llegar a 8100' MD a los 9.1 días de operación con una ROP promedio de 12.5 ft/hr, para luego realizar viaje de calibración del hoyo.

Continuar con la perforación hasta 8585' MD para luego realizar un viaje a superficie para cambio de BHA #3 direccional, profundidad alcanzada a los 10.4 días de operación a ROP promedio de 14.3 ft/hr para luego continuar perforando hasta llegar a 9020' MD a los 13.1 días de operación con una ROP promedio de 12.9 ft/hr y realizar un viaje de calibración del hoyo, se continuara perforando hasta alcanzar los 9531' MD a los 15.3 días a una ROP promedio de 12.5 ft/hr para luego realizar viaje de calibración del hoyo, la perforación continuara hasta llegar al TD del pozo 10017' MD a los 17.5 días de operación.

Se espera finalizar las actividades de perforación a los 18 días de iniciado el trabajo.

La figura 4-16 muestra el tiempo propuesto del pozo.

FIGURA 4-16 CURVA DE TIEMPOS PROPUESTOS DEL POZO TETETE 4RE



FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

CAPITULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

En el presente capítulo se realizará el análisis de costos de la perforación re-entry del pozo propuesto Tetete 4RE, para determinar si la aplicación de este proyecto es rentable o no.

Para realizar el análisis económico, es necesario detallar los costos tangibles e intangibles de la perforación de pozos.

5.1 COSTOS TANGIBLES

Son los costos de todo el equipo y facilidades de producción, es decir, corresponden a los costos de los activos físicos, tales como: tuberías de revestimiento de los pozos (casing), equipos de subsuelo, líneas de flujo, separadores, tanques de almacenamiento, etc. Los mismos que van a incurrir en la perforación de los pozos.

5.2 COSTOS INTANGIBLES

Son todos aquellos costos que no tienen una existencia física en el trabajo final aunque son incurridos en la perforación de un pozo, tales como: preparación del sitio, construcción de piscinas, brocas, mano de obra, combustibles, fluidos de perforación, toma de núcleos, registros de pozos, pruebas de producción, y reacondicionamiento del pozo.

Los costos intangibles se aplican a todos los pozos perforados en áreas probadas y a los pozos exploratorios que han resultado positivos.

Los costos intangibles dependen de tres factores importantes:

- Los costos diarios del equipo de perforación.
- Los costos diarios de las distintas líneas que prestan servicios.
- El tiempo empleado en la perforación del pozo.

5.3 CONCEPTOS BÁSICOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

La evaluación económica y financiera de este proyecto, se realizó mediante la información proveniente de los capítulos anteriores.

Pasos para elaborar el estudio económico:

1. Con los flujos anteriores se debe obtener el VAN y TIR, tomando en cuenta el rendimiento esperado.
2. En base a los resultados obtenidos se analiza el rendimiento de la inversión y sus riesgos para poder tomar una decisión sobre bases firmes.
3. Presentar el punto de equilibrio y los estados financieros mencionados anteriormente.

5.3.1 VALOR ACTUAL NETO

Es un proceso que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujo de caja futuros, originados por una inversión.

El proyecto de inversión, de acuerdo a este criterio se acepta cuando el valor actual neto es positivo.

$VAN > 0$ = Aumentará el capital de la empresa, por lo tanto el proyecto es aceptable.

$VAN < 0$ = Disminuirá el capital de la empresa, por lo tanto el proyecto es inaceptable.

$VAN = 0$ = No aumentará ni disminuirá el capital de la empresa, por lo tanto el proyecto es indiferente. Si el proyecto se lleva a cabo, es porque se ha priorizado otros aspectos.

La ecuación (5.1) fue usada para el cálculo del valor actual neto.

$$VAN = \sum_k^n = 0 \frac{Fnck}{(1+r)^k} \quad (5.1)$$

Dónde:

F_{nck} = Flujo neto de caja del año

r = Tasa de actualización

5.3.2 TASA INTERNA DE RETORNO

Es la tasa que surge de la relación entre la inversión inicial y los flujos netos de caja. Se define como el rendimiento de una unidad de capital invertido a una unidad de tiempo. Para obtenerla debe tenerse en cuenta que la tasa interna de retorno es la tasa que hace que el VAN = 0.

$TIR > r$, el rendimiento supera al costo de capital invertido, por lo tanto el proyecto es rentable.

$TIR < r$, el rendimiento no alcanza a cubrir el costo del capital invertido, por lo tanto el proyecto no es rentable.

$TIR = r$, cubre exactamente el costo de capital invertido, por lo tanto el proyecto es indiferente.

Para obtener el valor del TIR aplicamos la ecuación (5.2)

$$VAN = \sum_k^n \frac{Fnc_k}{(1 + TIR)^k} - I_0 = 0 \quad (5.2)$$

Dónde:

I_0 = Inversión en el periodo 0.

Fnc_k = Flujo neto de caja del año k.

El periodo de recuperación es el tiempo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiación.

5.3.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO

El análisis costo beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad.

Mientras que la relación costo beneficio (C/B), también conocida como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el valor actual neto (VAN) entre el valor actual de los costos de inversión o costos totales de un proyecto.

5.3.4 PORCENTAJE DE DECLINACIÓN

Utilizamos la ecuación de declinación exponencial para cada mes de producción, con la ecuación (5.3).

$$q = q_i * e^{-at} \quad (5.3)$$

Dónde:

q = Caudal esperado a un determinado tiempo

qi = Caudal inicial

a = Porcentaje de declinación anual del campo

t = Periodo al nuevo caudal esperado

5.4 VARIABLES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

5.4.1 COSTOS PROGRAMADOS PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO TETETE 4RE

5.4.1.1 Costos Perforación Direccional

En la tabla 5-1 se presentan los costos de perforación direccional del pozo propuesto Tetete 4RE.

TABLA 5-1 COSTOS PERFORACIÓN DIRECCIONAL TETETE 4RE

	No Unidades	Tipo Unidad	Costo Unidad (USD)	Total (USD)
Ing. Direccional Líder	18	Días	1000	18000
Ing. Direccional (Segundo)	18	Días	1000	18000
Ing. MWD/LWD Líder	18	Días	1000	18000
Ing. MWD/LWD (Segundo)	18	Días	1000	18000
4 3/4" Hyperline Motor Operativo	249	Horas	388	96612
4 3/4" Hyperline Motor Renta	18	Días	291	5238
4 3/4" Hyperline Motor Mant.	1	Motor	2716	2716
4 3/4" HEL MWD Operativo	18	Días	3880	69840
4 3/4" HEL MWD Renta	18	Días	1940	34920
4 3/4" HEL MWD Mant.	1	Herramienta	2764.5	2764.5
4 3/4" MFR LWD Operativo	6	Días	3783	22698
4 3/4" MFR LWD Renta	7	Días	2522	17654
5 3/4" MFR LWD Mantenimiento	1	Herramienta	3783	3783
4 3/4" Gamma Ray Operativo	6	Días	970	5820
4 3/4" Gamma Ray Renta	7	Días	527	3689
4 3/4" BAP Operativo	6	Días	1746	10476
5 3/4" BAP Renta	7	Días	873	6111
6 3/4" BAP Mantenimiento	1	Herramienta	1746	1746
4 3/4" NMDC 30 Ft Renta	18	Días	145.5	2619
Float Sub To 4 1/2" Renta	18	Días	174.6	3142.8
Movilización Eq. Direccionales	1	Pozo	2134	2134

FUENTE: Weatherford South America LLC

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

TABLA 5-2 CONTINUACIÓN

Desmovilización Eq. Direccionales	1	Pozo	2134	2134
Servicio Well Planning	1	Pozo	0	0
		Total		366097.3

FUENTE: Weatherford South America LLC

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

5.4.1.2 Costos Servicio Well Compact Suttle

En la tabla 5-2 se presentan los costos de todos los registros de pozo que van a ser corridos antes y después de la perforación del pozo propuesto Tetete 4RE.

TABLA 5-3 COSTOS WELL COMPACT SUTTLE TETETE 4RE

		Costo (USD)
Cargos Básicos Unidad y Equipo		3078
Asentamiento de CIBP		9880
Correlación Para TCP GR-CCL		9329
TCP Convencional Cargas Hero Plus 4505		15296
	Total	37583
Registros De Cemento		
CBL/VDL/IMAGEN		40000
Registros Open Hole (Modo Memoria)		
MCG-MDN-MPD-MML-MAI		180000
MCG-MSS-MDL		90000
	Total	310000

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

5.4.1.3 Costos Servicio Brocas de Perforación

En la tabla 5-3 se presentan los costos del servicio de brocas para pozo propuesto Tetete 4RE.

TABLA 5-4 COSTOS BROCAS TETETE 4RE

	No Unidad	Tipo Unidad	Costo Unidad (USD)	Total (USD)
Broca Ticónica 6 1/8" RT2	1	Pozo	8283	8283
Broca PDC 6 1/8" DSR516M Renta	1	Pozo	20033	20033
Broca PDC 6 1/8" SRS613M Renta	1	Pozo	21496	21496
		Total		49812

FUENTE: NOV Downhole

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

5.4.1.4 Costos Fluidos De Perforación

En la tabla 5-4 se presentan los costos del servicio de fluidos de perforación para pozo propuesto Tetete 4RE.

TABLA 5-5 COSTOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN LINER TETETE 4RE

	No Unidad	Tipo Unidad	Costo Unidad (USD)	Total (USD)
Sistema Max Drill +G	1	Pozo	57342	57342
Ingeniero (Líder)	18	Dias	600	10800
Ingeniero (Segundo)	18	Dias	500	9000
		Total		77142

FUENTE: QMAX

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

5.4.1.5 Costos Corrida De Liner 5''

En la tabla 5-5 se presentan los costos de corrida de Liner para el pozo propuesto Tetete 4RE.

TABLA 5-6 COSTOS CORRIDA LINER TETETE 4RE

	No Unidad	Tipo Unidad	Costo Unidad (USD)	Total (USD)
Equipo y Corrida Liner	1	Pozo	45000	45000
Operador	4	Dias	1500	6000
		TOTAL		51000

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

5.4.1.6 Costos Servicio De Apertura De Ventana

En la tabla 5-6 se presentan los costos de apertura de la ventana para el pozo propuesto Tetete 4RE.

TABLA 5-7 COSTOS APERTURA DE VENTANA TETETE 4RE

	No Unidad	Tipo Unidad	Costo Unidad (USD)	Total (USD)
Viaje de Calibración/Simulación	1	Pozo	11350	11350
Whipstock Sistema QC	1	Pozo	44000	44000
Operador	4	Dias	1450	5800
		Total		61150

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

5.4.2.7 Costos Servicios De Cementación

En la tabla 5-7 se presentan los costos de limpieza para el pozo Tetete 4RE.

TABLA 5-8 COSTOS LIMPIEZA ÁCIDA TETETE 4RE

	No Unidad	Tipo Unidad	Costo Unidad (USD)	Total (USD)
Servicio Limpieza Ácida	1	Pozo	4491	4491
Materiales Limpieza Ácida	1	Pozo	3038	3038
		Sub Total		7529
Supervisor	1	Dias	850	850
Operador	2	Dias	755	1510
Ayudante	3	Dias	200	600
Descuento Servicios Personal 25%				740
		Sub Total		2220
		Total Limpieza Ácida		9749

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

La tabla 5-8 se presentan los costos de cementación forzada para el pozo propuesto Tetete 4RE.

TABLA 5-9 COSTOS LIMPIEZA ÁCIDA + SQUEEZE TETETE 4RE

	No Unidad	Tipo Unidad	Costo Unidad (USD)	Total (USD)
Servicio Squeeze	1	Pozo	5384	5384
Materiales Squeeze	1	Pozo	2987	2987
		Sub Total		8371

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

TABLA 5-10 CONTINUACIÓN

Supervisor	1	Días	850	850
Operador	2	Días	755	1510
Ayudante	3	Días	200	600
Descuento 25%				740
		Sub Total		2220
		Total Squeeze		10591
		Total Squeeze + Limpieza Ácida		20340

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

La tabla 5-9 muestra los costos de cementación de liner para el pozo propuesto Tetete 4RE.

TABLA 5-11 COSTOS CEMENTACIÓN LINER TETETE 4RE

	No Unidad	Tipo Unidad	Costo Unidad (USD)	Total (USD)
Servicio Cementación Liner	1	Pozo	5384	10017
Materiales Cementación	1	Pozo	2987	38600
		Sub Total		48617
Personal				
Supervisor	2	Días	850	1700
Ingeniero de Campo	2	Días	750	1500
Operador de Equipo	2	Días	755	1510
Ayudante	6	Días	200	1200
		Sub Total		5910
Descuento Servicios Personal 25%				1477.5
		Sub Total		4432.5
		Total Cementación Liner		53049.5

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

5.4.2.8 Taladro De Reacondicionamiento

En la tabla 5-10 se presentan los costos del taladro para la perforación del pozo propuesto Tetete 4RE.

TABLA 5-12 COSTOS TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO TETETE 4RE

Servicios	Costo Diario (USD)	No Unidad	Costo Total (USD)
Taladro de Reacondicionamiento	11368,4211	19	216000

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

5.4.3 INGRESOS

Los ingresos para nuestro proyecto hace referencia a la cantidad que recibe la empresa por la venta de productos, en este caso se obtiene de la multiplicación del incremento de barriles de petróleo producidos de cada pozo por el precio actual del barril del petróleo asignado por el Banco Central del Ecuador.

Durante el primer mes, el pozo Tetete 4RE, no reflejará incremento de ingresos, ya que en este periodo se llevará a cabo la perforación re-entry.

A partir del segundo mes, estos pozos se encontrarán en producción.

5.4.4. EGRESOS

Los egresos reflejan la salida de los recursos financieros motivadas por el compromiso de un servicio recibido, es el desembolso de dinero consecuente de los trabajos de perforación re-entry realizados; dicha suma comprende costos de taladro de reacondicionamiento, perforación direccional, servicio wireline, cementación, broca, liner, sidetrack y fluidos de perforación, dando un total de egresos de 1242173,8 USD para el pozo Tetete 4RE.

Todo esto sin contar los costos de operación descritos a continuación en la tabla 5-11.

TABLA 5- 13 COSTOS GENERALES POZO TETETE 4RE

SERVICIOS	COSTOS GENERALES (USD)
Taladro De Reacondicionamiento	216000
Perforación Direccional	366097,3
Servicio Wireline	347583
Cementación	73389,5
Broca	49812
Liner	51000
Pesca	61150
Fluido de Perforación	77142
Total	1242173,8

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

5.4.5 COSTOS DE OPERACIÓN

Son los costos en que incurre un sistema ya instalado o adquirido, durante su vida útil, con objeto de realizar los procesos de producción, incluyen aquellos costos necesarios para el mantenimiento de un sistema. Durante los costos de operación más importantes tenemos los siguientes: Gastos técnicos y administraciones, alquileres, obligaciones o seguros, materiales de consumo, capacitación. Con estos antecedentes podemos decir que el costo de operación por cada barril producido del campo Tetete-Tapi-Frontera es de 6.66 USD, según información emitida por EPPetroecuador.

5.4.6 ESTIMACIONES DEL ESTUDIO ECONÓMICO

En este estudio se tomó en cuenta los costos, ingresos, egresos, costos de operación, tasa de declinación del campo, precio del barril del petróleo, consecuentemente mediante un flujo de caja, se obtendrá el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y la Relación Costo/Beneficio.

Hemos realizado tres escenarios, el primero refleja la tasa más óptima de producción del pozo, el segundo presenta una reducción de 100 barriles, y el tercero muestra el escenario más pesimista de producción, cuyos resultados de VAN, TIR, y Relación Costo/Beneficio se reflejan para tres valores de precio del petróleo, detallados a continuación:

- Precio por barril 109.68 USD, según la OPEP para el año 2013
- Precio por barril 90 USD, según el Banco Central del Ecuador para Agosto del 2013.
- Precio por barril 70 USD, según el valor tomado para el presupuesto general del Estado.

La tasa de actualización anual es del 12%, y consecuentemente una tasa de actualización mensual del 1%.

Los costos estimativos para la perforación re-entry, realizados anteriormente se adquirieron de las empresas que prestan estos servicios.

Se estima un mes igual a 30 días.

5.5 TETETE 4RE

5.6.1 PRIMER ESCENARIO

De acuerdo a los cálculos de predicción de la producción del pozo Tetete 4 mediante el método de curvas de declinación obtenidas con el programa OFM, ver Anexo 34, y tomando en cuenta que el campo presenta un empuje hidráulico muy alto lo cual la presión del yacimiento se mantiene cerca de los 3500 psi, se estima que la producción al perforar el pozo Tetete 4RE será igual a la producción inicial del pozo Tetete 4, el cual se estima alrededor de 1000 BPPD para el caso más optimista. Por tal motivo la primera propuesta la realizaremos teóricamente, suponiendo que la tasa más óptima de producción será de 1000 BPPD.

5.6.1.1 Resultados

De acuerdo a las especificaciones detalladas anteriormente se ilustran los siguientes resultados de VAN, TIR y relación C/B, ver tabla 5-12.

TABLA 5-14 TABLA DE RESULTADOS PRIMER ESCENARIO

	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO		
	90	70	109,68
VAN (USD)	22754880,75	16996048,37	28421571,82
TIR %	197%	149%	244%
RCB	8,20	6,38	9,99

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

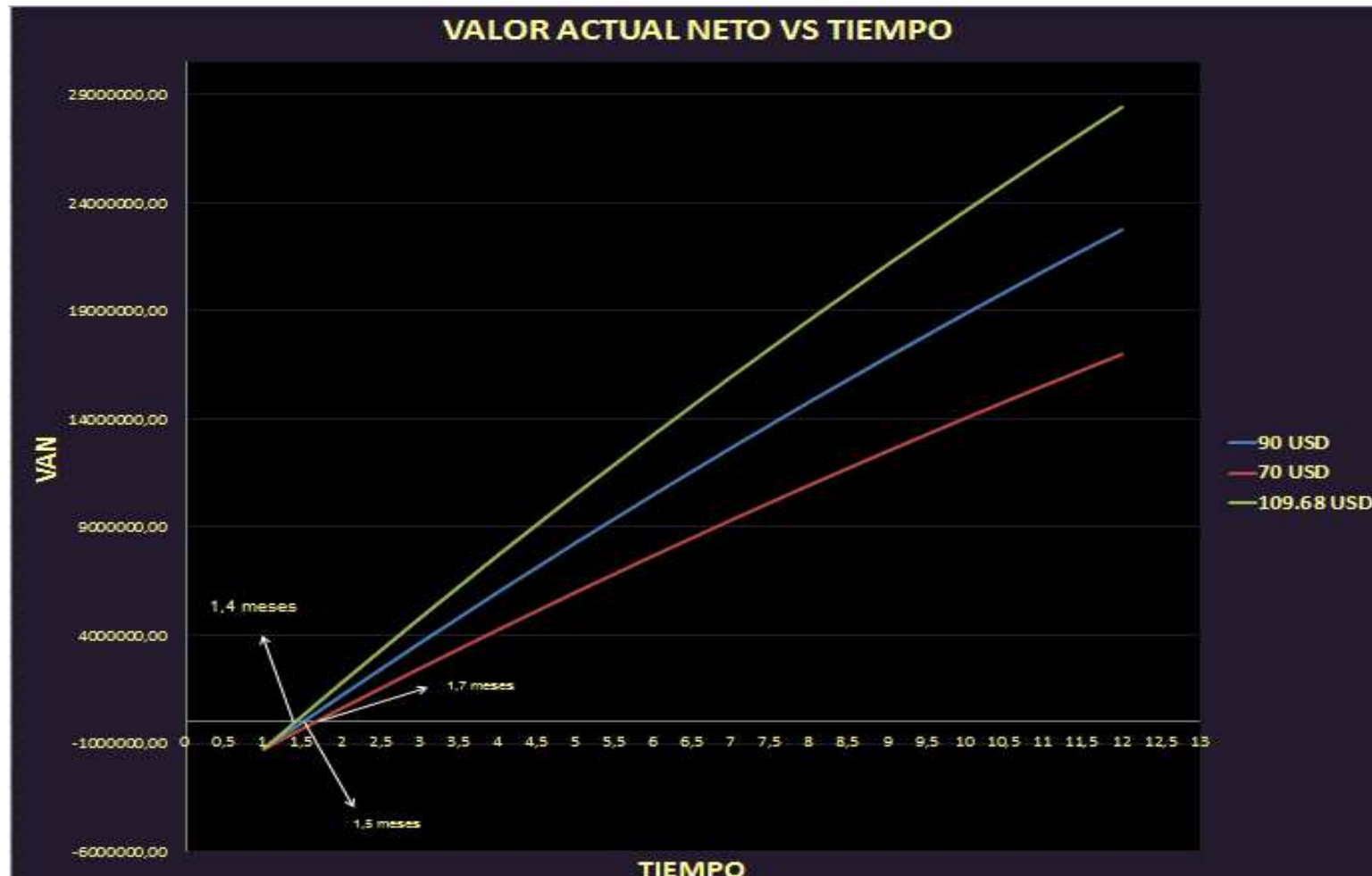
Los cálculos de parámetros para realizar el análisis económico se detallan en el ANEXO 13.

De acuerdo a la figura 5-1, la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente 1.5 meses, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 90 USD.

Por otro lado, considerando el precio del barril de petróleo de 70 USD, la inversión de este proyecto se recupera aproximadamente en 1.7 meses.

Finalmente, con 109.68 USD la inversión se recupera en 1.4 meses.

FIGURA 5-1 GRÁFICA VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO



ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

5.6.2 SEGUNDO ESCENARIO

Este escenario es menos optimista que el primero, se toma la predicción de la producción del pozo Tetete 4 siguiendo la tendencia de declinación, ver Anexo 34, la tasa estimada es de 420 BPPD.

5.6.2.1 Resultados

De acuerdo a las especificaciones detalladas anteriormente se ilustran los siguientes resultados de VAN, TIR y relación C/B, consecuentes del análisis económico, presentados en la tabla 5-13.

TABLA 5-15 TABLA DE RESULTADOS SEGUNDO ESCENARIO

	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO		
	90	70	109,68
VAN (USD)	8836589,11	6417879,51	11216599,36
TIR %	81%	61%	101%
RCB	5,32	4,13	6,48

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

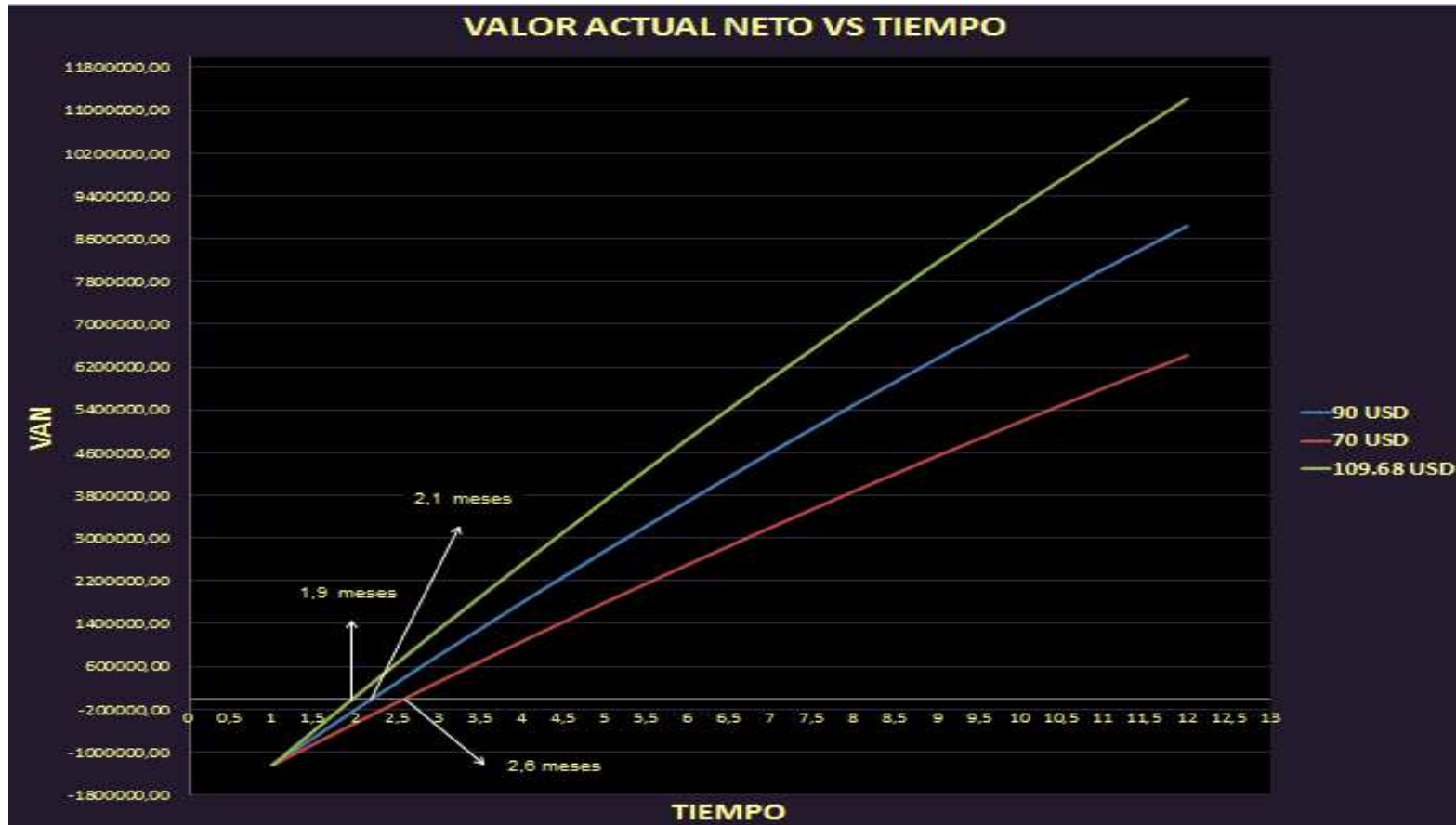
Los cálculos de parámetros para realizar el análisis económico se detallan en el ANEXO 14.

De acuerdo a la figura 5-2, la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente 2.1 meses, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 90 USD.

Por otro lado, considerando el precio del barril de petróleo de 70 USD, la inversión de este proyecto se recupera aproximadamente en 2.6 meses

Finalmente, con 109.68 USD la inversión se recupera en 1.9 meses.

FIGURA 5-2 GRÁFICA VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO



ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

5.6.3 TERCER ESCENARIO

Este escenario es considerado el más pesimista, debido a una estimación de producción basada en las curvas de declinación del pozo Tetete 4, ver Anexo 34, en la que observamos una tendencia de declinación de la producción por lo que para este escenario la producción del pozo Tetete 4RE se considerara de 175 BPPD.

5.6.3.1 Resultados

De acuerdo a las especificaciones detalladas anteriormente se ilustran los siguientes resultados de VAN, TIR y relación C/B, consecuentes del análisis económico, presentados en la tabla 5-14

TABLA 5-16 TABLA DE RESULTADOS TERCER ESCENARIO

	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO		
	90	70	109,68
VAN (USD)	2957310,75	1949515,08	3948981,68
TIR %	31%	22%	40%
RCB	2,87	2,24	3,50

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

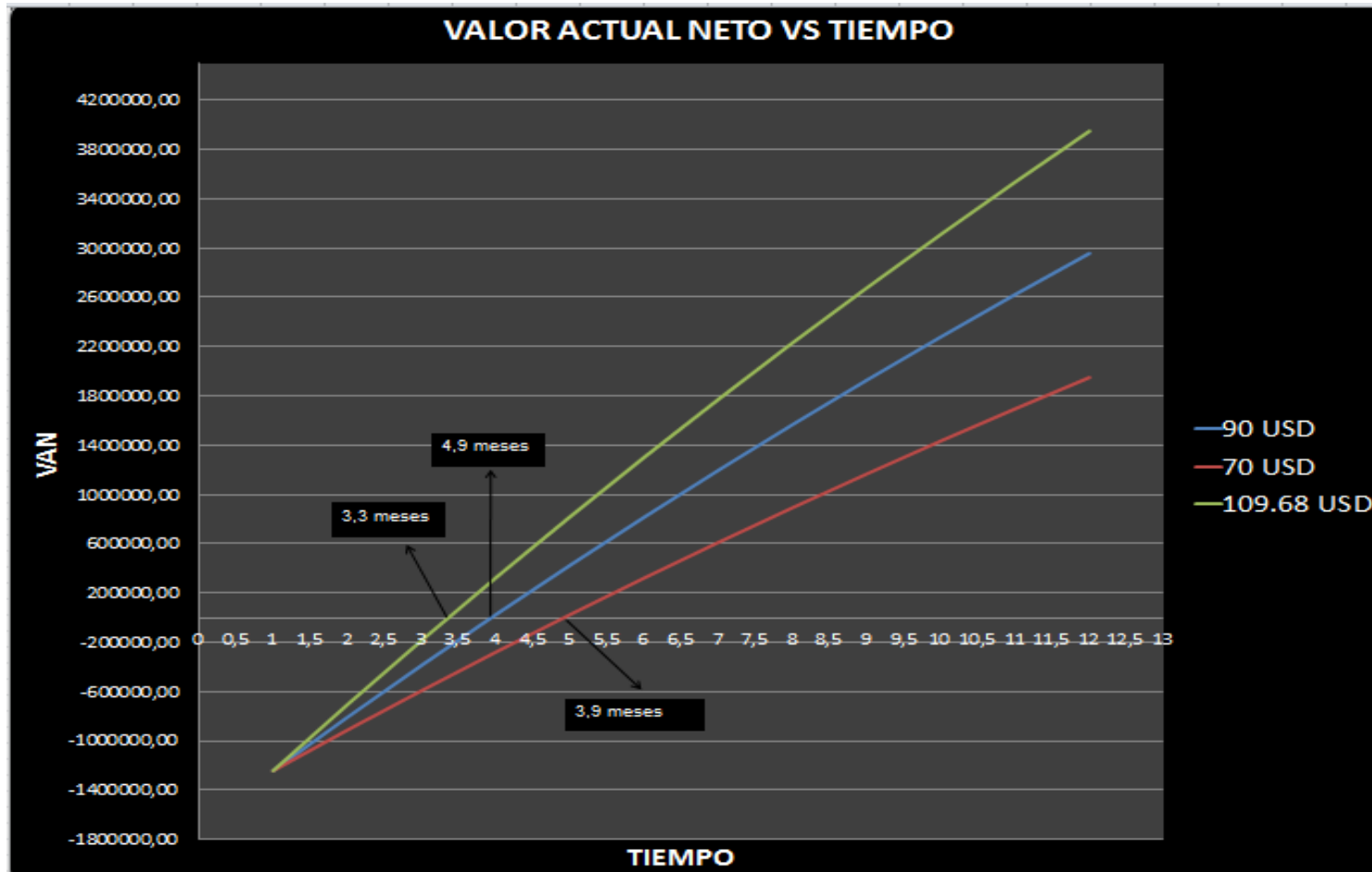
Los cálculos de parámetros para realizar el análisis económico se detallan en el ANEXO 15.

De acuerdo a la figura 5-3, la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente 3.9 meses, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 90 USD.

Por otro lado, considerando el precio del barril de petróleo de 70 USD, la inversión de este proyecto se recupera aproximadamente en 4.9 meses.

Finalmente, con 109.68 USD la inversión se recupera en 3.3 meses.

FIGURA 5-3 GRÁFICA VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO



ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

Se determinaron las reservas remanentes del campo Tetete-Tapi muestra un potencial hidrocarburífero bueno que no ha sido recuperado, por lo que la aplicación de la técnica de perforación re-entry llega a ser rentable en este campo. Por otro lado el campo Frontera presenta unas reservas remanentes regulares justificables para la aplicación de la técnica de perforación re-entry, después de realizar el análisis correspondiente no se determinaron pozos candidatos en el campo frontera. Ver tabla 6-1 muestra las reservas remanentes totales de los campos.

TABLA 6- 1 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE LOS CAMPOS

Campo	Arena	Reservas Remanentes (bbl)	Reservas Remanentes Totales (bbl)
Tetete-Tapi	U Inferior	3476123,02	4625219,37
	T Inferior	1149096,35	
Frontera	U Inferior	811218,173	1306311,74
	T Inferior	495093,57	

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

La aplicación de la técnica de perforación re-entry es aplicable en cualquier pozo ya sea que se encuentren cerrados o en producción, con la única premisa que cuando el pozo se encuentre produciendo a una tasa menor a los 50 BPPD se considera la aplicación de esta técnica en pozos productores.

Los pozos cerrados que presentan los campos Tetete-Tapi-Frontera son: Tetete 9, Tetete 12, Frontera 1, Tetete 4, y Tapi 3 ; de los cuales los tres primeros fueron cerrados por alto BSW, el cuarto pozo por un pescado irrecuperable a 8600 ft, alto

BSW, y el quinto pozo porque no presenta presencia de hidrocarburo en ninguna arena.

Al realizar la clasificación de potenciabilidad de las reservas remanentes de cada pozo, se determinó que el pozo Tetete 4, presenta un indicador de presencia de hidrocarburos bueno en las arenas U inferior y T inferior.

De acuerdo a los mapas estructurales de cada campo, los pozos Frontera 1 y Tetete 4, Tetete 11, Tetete 9, Tapi 1, Tapi 6 son los pozos que más cerca se encuentran a la cresta de los anticlinales, lugar donde se encuentra entrampado la mayor cantidad de hidrocarburo, y se tiene mejor contacto con el reservorio, lo cual es favorable al realizar los re-entries, ya que se pretende alejarse de las zonas que han sido invadidas por agua en la cual se encuentran dichos pozos.

Las reservas remanentes del pozo Tetete 4 son de 3997,45 Bls para la arena U inferior, y 331196 Bls en la arena T inferior, presentando un total de 335193,45 Bls de reservas remanentes, haciendo que este pozo sea seleccionado para la aplicación de la técnica de perforación re-entry.

Las reservas remanentes del pozo Frontera 1 son de 929,173 Bls para la arena U inferior, y 6284,87 Bls en la arena T inferior, presentando un total de 7214,043 Bls de reservas remanentes, el pozo Tetete 9 presenta reservas remanentes de 348188 Bls en la arena U inferior y 0 Bls en la arena T inferior ya que este es un acuífero, el pozo Tetete 12 presenta reservas remanentes de 51658,2 Bls para la arena U inferior y 13573,2 Bls para la arena T inferior, haciendo que estos pozos no sean seleccionados para la aplicación de la técnica de perforación re-entry ya que por sus condiciones no sería rentable la aplicación de esta tecnología.

Al realizar el estudio económico de la perforación re-entry del pozo Tetete 4, se obtiene para el primer escenario de 1000 BPPD, se obtiene valores de 22754880,75 USD, 16996048,37 USD, y 28421571,8 USD de VAN para un precio del barril de petróleo de 90 USD, 70 USD, 109,68 USD y obteniendo un TIR de 197%, 149% y 244% respectivamente. El segundo escenario de 420 BPPD, se

obtiene valores de 8836589,11 USD, 6417879,51USD, y 11216599,36 USD de VAN para un precio del barril de petróleo de 90 USD, 70 USD, 109,68 USD y obteniendo un TIR de 81%, 61% y 101% respectivamente. El tercer escenario de 175 BPPD, se obtiene valores de 2957310,75 USD, 1949515,08 USD, y 3948981,68 USD de VAN para un precio del barril de petróleo de 90 USD, 70 USD, 109,68 USD y obteniendo un TIR de 31%, 21% y 40% respectivamente. Concluyendo que el proyecto es económicamente rentable.

Se diseñó la trayectoria para el pozo Tetete 4RE en base a las formaciones a ser atravesadas durante la perforación para llegar al objetivo propuesto, esto permitirá un mayor contacto con el reservorio aumentando el espesor de la zona de pago ya que se atravesara esta con cierta inclinación y por ende la recuperación de las reservas remanentes.

Para la perforación del pozo Tetete 4RE, se propone la salida de la ventana a 7000' diseñando la mejor trayectoria en profundidad desde el punto de vista de perforación direccional para lo cual se realizó una aproximación de distancias entre los couplings del casing ya que solo se dispone de registro de cemento a 8000 ft de profundidad, ver Anexo 4. Debido a que este pozo tiene un desplazamiento horizontal aproximado 1700' para lo cual el diseño de la trayectoria presenta una alta inclinación. Anexo 1.

Se escogió el sistema quickcut para la apertura de la ventana del pozo Tetete 4RE ya que el sistema tiene un ángulo de inclinación en el cóncavo del whipstock de 3 grados, lo que permite realizar una ventana más corta y rat hole más pequeño, ya que para requerimientos de la perforación direccional se necesita alejarse lo más rápido posible del pozo madre para ganar inclinación, ya que la trayectoria del pozo presenta una alta inclinación.

Se diseñó un BHA semi fullcrum, debido a que direccionalmente se debe ganar rápidamente inclinación de acuerdo al plan direccional. Con esta configuración el análisis de torque y arrastre indica que no existirá influencia de las fuerzas laterales y axiales durante la perforación del pozo.

En las curvas de Torque y arrastre del pozo Tetete 4RE se observa que el pandeo sinusoidal aparecería aplicando un peso sobre la broca de 30000 lbf y el pandeo helicoidal aparecería aplicando 51000 lbf sobre la broca. Las tensiones perforando son de 132000 lbf, rotando fuera de fondo 148000 lbf, viajando al fondo 133000 lbf, viajando a superficie 170000 lbf y deslizando son de 122000 lbf, como máximos valores. Los valores de torque están dentro de los rangos normales de perforación entre 3200 lb-ft y 8400 lb-ft, las fuerzas laterales para este pozo sean de 2130 lbf y estas se presentarán en la salida de la ventana. Como se observa en el análisis de torque y arrastre, los valores están dentro de los rangos de perforación normales y no se espera tener problemas durante la perforación.

Se demostró que con relación al pandeo (Buckling) las altas inclinaciones ayudan a estabilizar la tubería de perforación (Drill String) y permiten llevarla en compresión sin pandeo, esto permite reducir la longitud del BHA necesario para proporcionar peso a la broca, lo cual podría reducir el torque y arrastre, situaciones de pega diferencial, reducir la caída de presión a través de la sarta de perforación permitiendo usar galonages mas altos para mejorar la limpieza del hueco.

También se observó que conforme incrementa la inclinación del hueco, este se hace más sensible al colapso y fractura de la formación debido a los esfuerzos producidos, por lo que se perfora con ROP's bajas.

La capacidad de transporte de los recortes es más deficiente en pozos de inclinación entre 40 y 45 grados, esto debido al resbalamiento de los recortes de regreso hacia el fondo, se observó que en pozos con inclinación mayor a 45 grados la limpieza del hueco mejora, especialmente si la tubería es rotada mientras se circula. Se estima que se pueden presentar problemas de colgamiento y estoleamiento del motor a la salida de las ventanas, trabajar con alrededor de 240 gpm.

Al realizar el análisis del valor actual neto, tasa interna de retorno, y relación costo beneficio se concluye que este proyecto es rentable para cada escenario propuesto y con diferentes precios del barril de petróleo estimados, lo que se pudo apreciar claramente en las gráficas de VAN vs tiempo mostrados anteriormente.

6.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda la perforación de los pozos Frontera 1Re y Tetete 4Re ya que con estos se recuperará importantes reservas de estos campos. Incrementando la producción entre 200 y 400 BPPD, como los muestran los escenarios propuestos.

En los pozos productores de los campos Tapi-Tetete, Frontera se recomienda realizar trabajos de reacondicionamiento de las arenas productoras para aumentar su producción y reducir la conificación de agua, en caso de no obtener resultados exitosos, se recomienda realizar la aplicación de la tecnología de perforación Re-entry.

Se recomienda localizar nuevos pozos en áreas que no han sido influenciadas por el radio de acción de los pozos perforados hasta la actualidad, especialmente en el campo Tetete sea entre pozos o sobre nuevos altos.

Probar la arena T Inferior del pozo TTT-11, ya que presenta resultados positivos en las pruebas iniciales y no fue completado para su producción hasta la fecha.

Se recomienda realizar un registro de cemento y de integridad de tubería para determinar las condiciones del pozo y determinar la posición exacta de asentamiento del CIBP y del Whipstock.

Se recomienda maximizar los parámetros de perforación (ROP, GPM, WOB, RPM) en la formación tena durante la sección tangente y en napo se recomienda disminuir el galonaje cerca de 220 gpm para atravesar las lutitas y no lavar la formación.

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

μ o	Viscosidad del petróleo
Ø	Porosidad
<	Menor que
≥	Mayor o igual que
A	Área
API	Grado API del petróleo
AZ	Azimuth
BAPD	Barriles de agua por día
Backream	Repasando la sarta
“BCA”	Base caliza “A”
BF	Barriles fiscales
BFPD	Barriles de fluido por día
BHA	Bottom hole assembly
Bi	Distancia desplazada por la interferencia del pandeo
BIs	Barriles
Boi	Factor volumétrico inicial del petróleo
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Porcentaje de impureza de sólidos y corte de agua
“BT”	Arena Basal Tena
“BTI”	Base arena “T” inferior
“BUI”	Base arena “U” inferior
BUR	Build up rate
CAP	Contacto agua-petróleo
“CB”	Caliza “B”
CBL	Cement bond log
CC	Distancia centro a centro entre pozos
CCL	Casing collar locator
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
CIBP	Tapón de cemento
“CM2”	Caliza “M2”
C/B	Relación costo beneficio

CSG	Casing
Ct	Distancia centro a centro
DC	Drill Collar
DLS	Dog leg severity
DOP	Drop off point
DPTS	Profundidad del hoyo
DPTB	Profundidad de la broca
Drill	Perforando
E	Este
EOB	End of build
EOD	End of drop
ES	Distancia de elipses entre pozos
Fr	Factor de recobro
FRT	Frontera
FS	Factor de separación
Ft	Pies
GLE	Ground level elevation
GPM	Galones por minuto
Hi	Alto
Ho	Espesor neto de la arena
ID	Diámetro interno
INC	Inclinación
Inch	Pulgada
IP	Índice de productividad
K	Permeabilidad
Km	Kilómetro
KOP	Kick off point
Lo	Bajo
LWD	Logging while drilling
m	Metro
MD	Profundidad medida
MWD	Measurement while drilling
N	Norte

“NA”	Arena Napo
Np	Producción de petróleo acumulada
OD	Diámetro externo
“ORT”	Formación Orteguaza
P	Presión
Pb	Presión de burbuja
Pc	Presión de cabeza
PDM	Motor de desplazamiento positivo
Pi	Presión inicial
PIH	Porosidad
POES	Petróleo original en situ
PPH	Producción por bombeo hidráulico
PPS	Producción por bombeo electrosumergible
Pri	Pozo primario
P.V.T	Análisis de presión, volumen y temperatura
Pwf	Presión de fondo fluyente
Qf	Caudal de fluido
Qo	Caudal de petróleo
Qw	Caudal de agua
Rd	Radio de drenaje
RE	Re-entry
Rig	Taladro de perforación
Risk	Riesgo
ROP	Rata de penetración
RPM	Revoluciones por minuto
RT	Rotary table
RTE	Rotary table elevation
RW	Pozo reinector
ROnB	Rotando en fondo
RoffB	Rotando fuera de fondo
Slide	Deslizando
S	Sur
Sec	Secundario

SF	Factor de separación entre elipses
SPM	Strokes por minuto
SQZ	Squeeze
“T”	Formación Tena
TAP	Tapi
“TCA”	Tope Caliza “A”
TF	Temperatura de formación
TIR	Tasa interna de retorno
“Tinf’	Arena Napo “T” inferior
TQ	Torque
“TS”	Arena Napo “T” superior
TTT	Tetete
TUR	Turn up rate
TVD	Profundidad vertical verdadera
TVDss	Profundidad vertical verdadera desde el nivel del mar
“TY”	Formación Tiyuyacu
Trip-in	Viajando al fondo
Trip-out	Viajando a superficie
UBHO	Universal bottom hole orientation
“Uinf”	Arena Napo “U” inferior
“UM”	Arenisca “U” media
UTM	Universal transverse mercator
VAN	Valor actual neto
VDL	Variable density log
VS	Vertical section
W	Oeste
WL	Wireline
W.O	Workover
WOB	Peso sobre la broca

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Weatherford. Directional Drilling Operations. Houston.
- Adams Neal J. (1985). Drilling Engineering, A complete Well Planning Approach, Pennwell Books, Pennwell Publishing Co. Tulsa, Oklahoma.
- Weatherford (2010). Mud Lubricated Motors Handbook.
- Schlumberger (2011). Pozos de Alcance Extendido.
- Andrés Mauricio Castañeda Fuentes (2008). Estudio de Posibles Pozos Candidatos para Trabajos de Profundización y Ventanas en el Distrito de Sacha de Petroproducción. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Celio Vega O. (1983). Ingeniería Económica, Ecuador, Graficas Mediavilla Hnos.
- Martínez Bravo Jose M, Rivas García Nai-Ling D (2005). Ubicación, Diseño, y Planificación de un Pozo Horizontal en el Yacimiento U2M, L(ES-417) del Oligoceno, en el Campo Socorro Oeste, del Estado Anzoategui. Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Schlumberger (2008). Directional Drilling Training Course.
- Mohammad Fazaelizadeh (2013). Real Time Torque and Drag Analysis during Directional Drilling. Canada: University of Calgary.
- Alexander Miño Quelal (2007). Estudio Técnico Económico de la Perforación de pozos Re-entry en el campo Fanny. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Weatherford (2009). Salidas Laterales a través de Tuberías de Revestimiento.

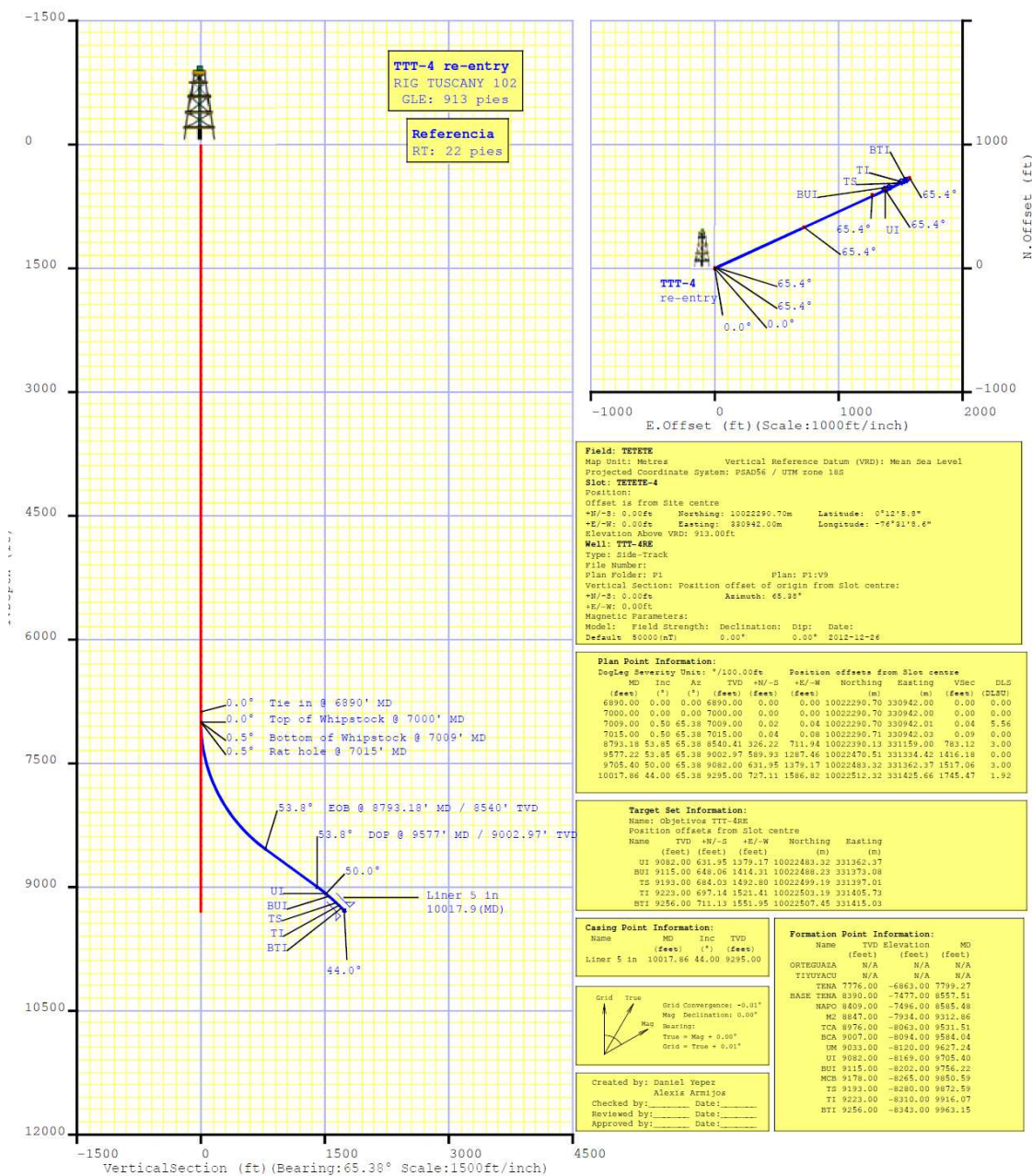
- Ing. Vladimir Cerón. Petroproducción (2001). Interpretación y Sumario de los datos de presiones de los campos Frontera, Tetete, Tapi, y Pucuna.
- Weatherford. DePro Torque and Drag Manual.
- Weatherford. 5D Well Planning Software manual.

ANEXOS

ANEXO N° 1
TRAYECTORIA PLANEADA PARA EL POZO TETETE 4RE



Project: TETETE
 Site: TETETE 4
 Well: TTT 4
 Wellbore: TTT 4
 PLAN DIRECCIONAL TETETE 4 Re-entry



Field: TETETE
 Map Unit: Metres
 Projected Coordinate System: PGAD56 / UTM zone 18S
Slot: TETETE-4
 Position:
 Offset is from Site centre
 +N/-S: 0.00ft Northing: 10022290.70m Easting: 0°12'0.8"
 +E/-W: 0.00ft Easting: 280942.00m Longitude: -76°51'0.6"
 Elevation Above VRD: 913.00ft
Well: TTT-4RE
 Type: Side-Track
 File Number:
 Plan Folder: P1 Plan: P1V9
 Vertical Section: Position offset of origin from slot centre:
 +N/-S: 0.00ft Azimuth: 65.35°
 +E/-W: 0.00ft
 Magnetic Parameters:
 Model: Field Strength: Declination: Dip: Date:
 Default 5000(nT) 0.00° 0.00° 2012-12-26

Plan Point Information:

MD	Inc	Az	TVD	+N/-S	+E/-W	Northing	Easting	VSec	DLS
(feet)	(°)	(°)	(feet)	(feet)	(feet)	(m)	(m)	(feet)	(DLSD)
6890.00	0.00	0.00	6890.00	0.00	0.00	10022290.70	330942.00	0.00	0.00
7000.00	0.00	0.00	7000.00	0.00	0.00	10022290.70	330942.00	0.00	0.00
7009.00	0.50	65.38	7009.00	0.02	0.04	10022290.70	330942.01	0.04	5.56
7015.00	0.50	65.38	7015.00	0.04	0.08	10022290.71	330942.03	0.09	0.00
8701.18	53.85	65.38	8540.41	326.02	711.94	10022390.13	331159.00	763.12	3.00
9577.22	53.85	65.38	9002.97	589.93	1287.46	10022470.51	331334.42	1416.18	0.00
9705.40	50.00	65.38	9082.00	631.95	1379.17	10022483.32	331362.37	1517.06	3.00
10017.86	44.00	65.38	9295.00	727.11	1586.82	10022512.32	331425.66	1745.47	1.92

Target Set Information:

Name: Objectivos TTT-4RE
 Position offsets from slot centre

Name	TVD	+N/-S	+E/-W	Northing	Easting
(feet)	(feet)	(feet)	(feet)	(m)	(m)
UI	9082.00	631.95	1379.17	10022483.32	331362.37
BUI	9115.00	648.06	1414.31	10022488.23	331373.08
TS	9193.00	684.03	1492.80	10022499.19	331397.01
TI	9223.00	697.14	1521.41	10022509.19	331405.73
BTI	9256.00	711.13	1551.95	10022507.45	331415.03

Casing Point Information:

Name	MD	Inc	TVD
(feet)	(feet)	(°)	(feet)
Liner 5 in	10017.86	44.00	9295.00

Formation Point Information:

Name	TVD	Elevation	MD
(feet)	(feet)	(feet)	(feet)
ORTEGUAGA	N/A	N/A	N/A
TIYUYACU	N/A	N/A	N/A
TEMA	7776.00	-6863.00	7799.27
BASE TEMA	8390.00	-7477.00	8557.51
NAPO	8409.00	-7496.00	8585.48
M2	8847.00	-7934.00	9312.86
TCA	8976.00	-8063.00	9511.51
BCA	9007.00	-8094.00	9584.04
UM	9033.00	-8120.00	9627.24
UI	9082.00	-8169.00	9705.40
BUI	9115.00	-8202.00	9756.22
MCB	9178.00	-8265.00	9850.59
TS	9193.00	-8280.00	9872.59
TI	9223.00	-8310.00	9916.07
BTI	9256.00	-8343.00	9963.15

Grid True
 Grid Convergence: -0.01"
 Mag Declination: 0.00"
 Bearing:
 True = Mag + 0.00"
 Grid = True + 0.01"

Created by: Daniel Yepes
 Alexis Armijos
 Checked by: _____ Date: _____
 Reviewed by: _____ Date: _____
 Approved by: _____ Date: _____

FUENTE: Weatherford South America LLC.
 ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 2
PROGRAMA DE LODOS POZO TETETE 4RE

	Unidad	POZO TETETE - 4RE
Tamaño del Agujero	Pulg.	6 1/8
Tipo de Lodo		MAXDRILL G+
Intervalo MD	ft	7000 - 1017
Peso del Lodo	lpg	9.2 - 10.2
PV @ 120 F	cP	15 - 25
YP @ 120 F	lb/100 ft ²	15 - 25
Geles	lb/100 ft ²	7 - 13 / 14 - 17
Filtrado API	cc/30 min	5 - 8
PH	Adimensional	9 - 9.5
MBT	lb/bbl equivalente	< 20
Contenido de arena	%	< 0.5

FUENTE: Baker Hughes, Qmax.
 ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

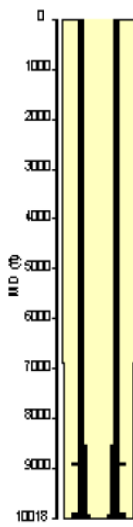
ANEXO N° 3

ANÁLISIS DE TORQUE Y ARRASTRE POZO TETETE 4RE

DEPRO - Torque, Drag and Hydraulics Model



Date	12/27/2012, 2:09:08 PM	Legal	
Operator	Petroamazonas EP	Contractor	Weatherford
Well name	TTT 4Re-entry	Type of job	Re entry
Location	TETETE 4	Prepared by	Alexis Armijos, Daniel Yépez
Comments	Seccion 6 1/8"		

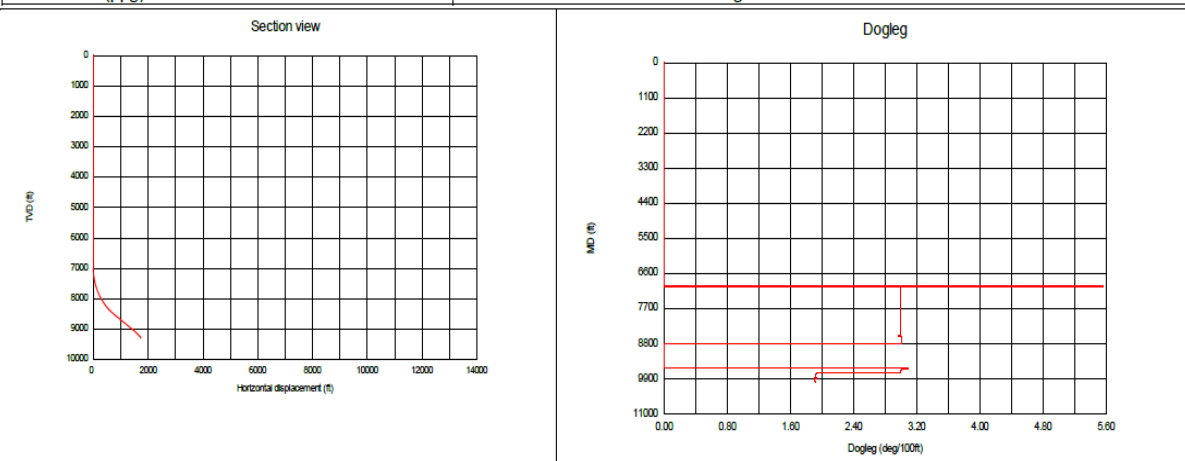


Wellbore intervals (from top down): (FF input: for each wellbore interval)			
Description	ID (in)	MD (ft)	FF
Casing 7.000 (in), 20.000 (lb/ft)	6.456	6890.0	0.32
Open Hole 6 1/8"	6.125	10017.9	0.37

Pipes (from top down)								
Block weight = 17000 (lbf)								
Pipe	Length (ft)	Adj. Wt (lb/ft)	OD (in)	ID (in)	Tensile limit (lbf)	Torsional limit (ft-lb)	FF (CH)	FF (OH)
DP Premium 3.500 (in), 14.920 (lb/ft)	8537.1	14.920	3.500	2.764	381870	12614	n/a	n/a
GP HWDP 3.500 (in), 0.000 (lb/ft)	365.5	29.000	3.500	2.250	310500	10500	n/a	n/a
WF Dailey Hyd 4.750 (in), 37.500 (lb/ft)	33.3	37.500	4.750	2.063	500000	21200	n/a	n/a
GP HWDP 3.500 (in), 0.000 (lb/ft)	977.5	29.000	3.500	2.250	310500	10500	n/a	n/a
NMDC 4.750 (in)	31.1	40.000	4.750	2.813	1729748	8315	n/a	n/a
WF MWD 4.750 (in), 55.556 (lb/ft)	19.4	55.556	4.750	1.594	1729748	109889	n/a	n/a
MFR	25.0	58.894	4.750	1.594	1729748	9900	n/a	n/a
Float Sub	3.0	42.000	4.750	2.813	1265629	97611	n/a	n/a
WF Mud Motor 4.750 (in), 41.076 (lb/ft)	26.0	41.076	4.750	2.250	1511892	105697	n/a	n/a

Operation data and output summary											
Operations	WOB/POB/End F. (lbf)	TOB/End TQ (ft-lb)	ROP (ft/hr)	Tripping (ft/min)	Rotation (rpm)	HL (lbf)	ST (ft-lb)	Stretch (in)	Twist (revs)	NP from top (ft)	NP from bottom (ft)
ROnB	0	0	= 0		> 0	147462	3181	73.257	5.8	10017.9	0.0
Drill	18000	6000	30.0		40.0	129289	8389	54.330	16.7	8916.0	1101.9
Backream	0	0	30.0		40.0	147694	3189	73.472	5.8	10017.9	0.0
ROffB	= 0	= 0	= 0		> 0	147462	3181	73.257	5.8	10017.9	0.0
Slide	12000	= 0	> 0		= 0	122204	0	47.939	0.0	8694.1	1323.8
Trip-in	0	0		16.0	0.0	133084	0	59.554	0.0	10017.9	0.0
Trip-out	0	0		16.0	0.0	168703	0	92.697	0.0	10017.9	0.0

MW = 9.70 (ppg) Additional side force due to buckling? No



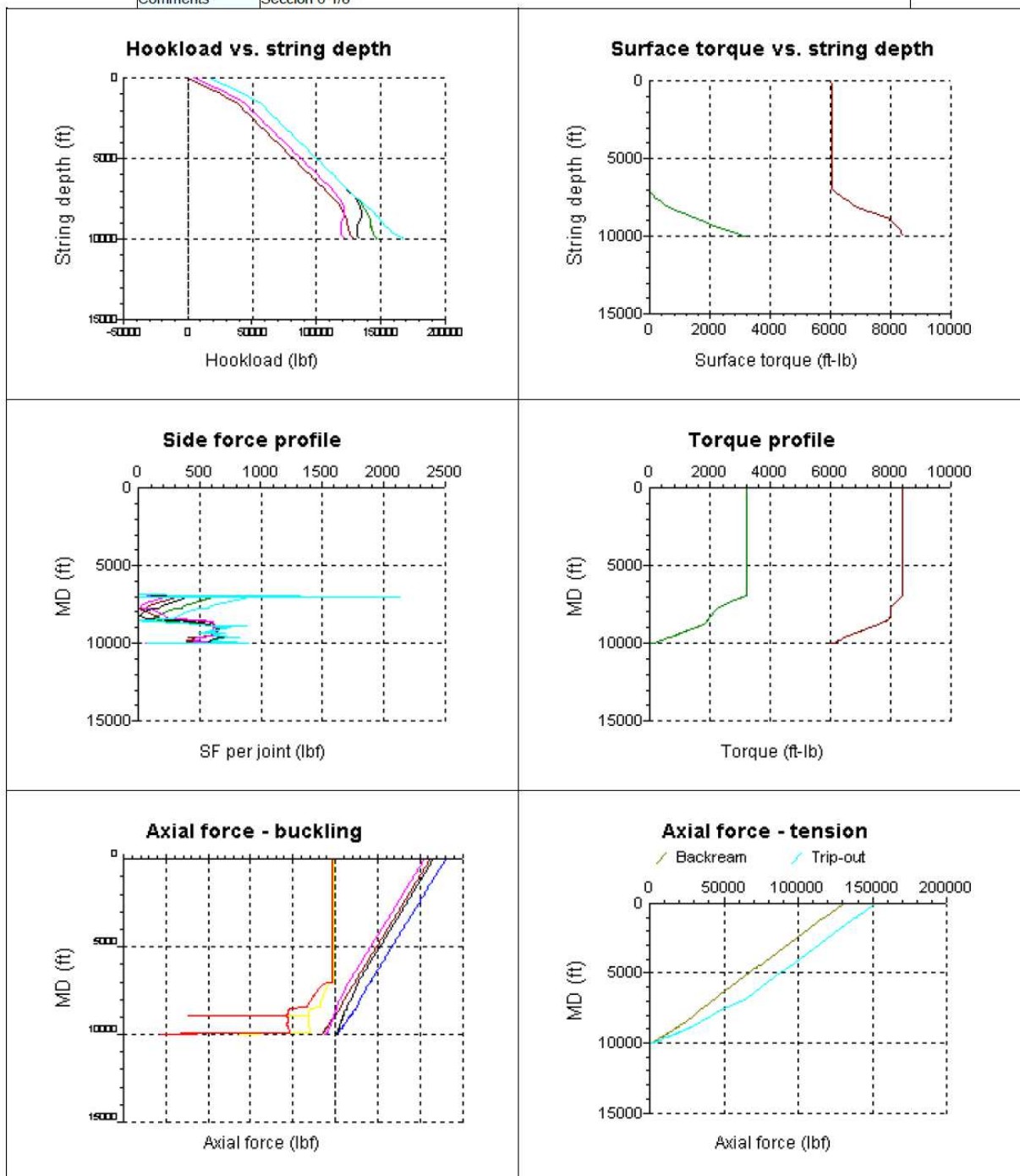
FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez.

DEPRO - Torque, Drag and Hydraulics Model



Date	12/27/2012, 2:09:08 PM	Legal	
Operator	EP Petroecuador	Contractor	Weatherford
Well name	TTT 4Re-entry	Type of job	Re entry
Location	TETETE 4	Prepared by	Alexis Armijos, Daniel Yépez
Comments	Seccion 6 1/8"		

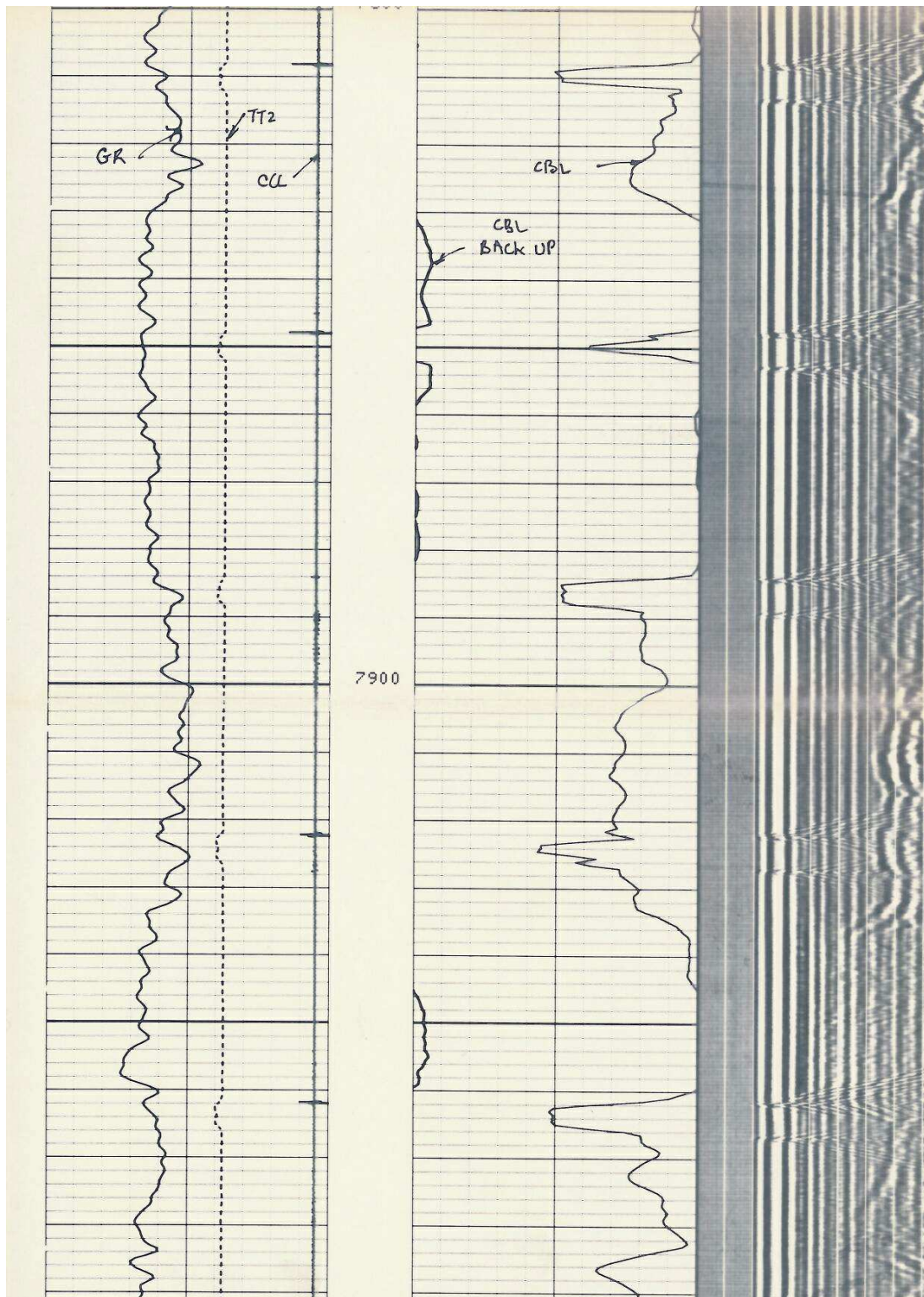


FUENTE: Weatherford South America LLC.

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

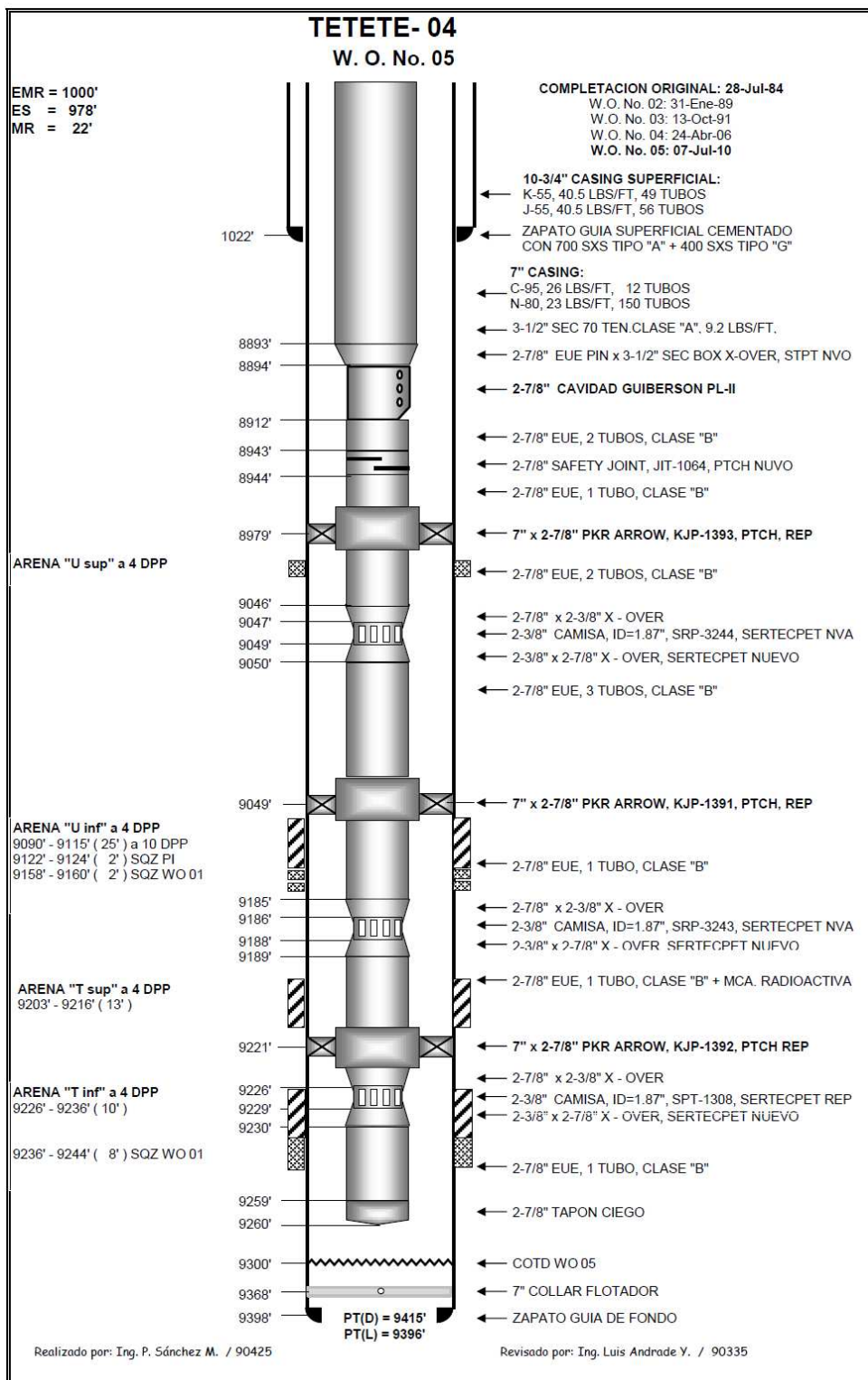
ANEXO N° 4

REGISTRO DE CEMENTO POZO TETETE 4RE



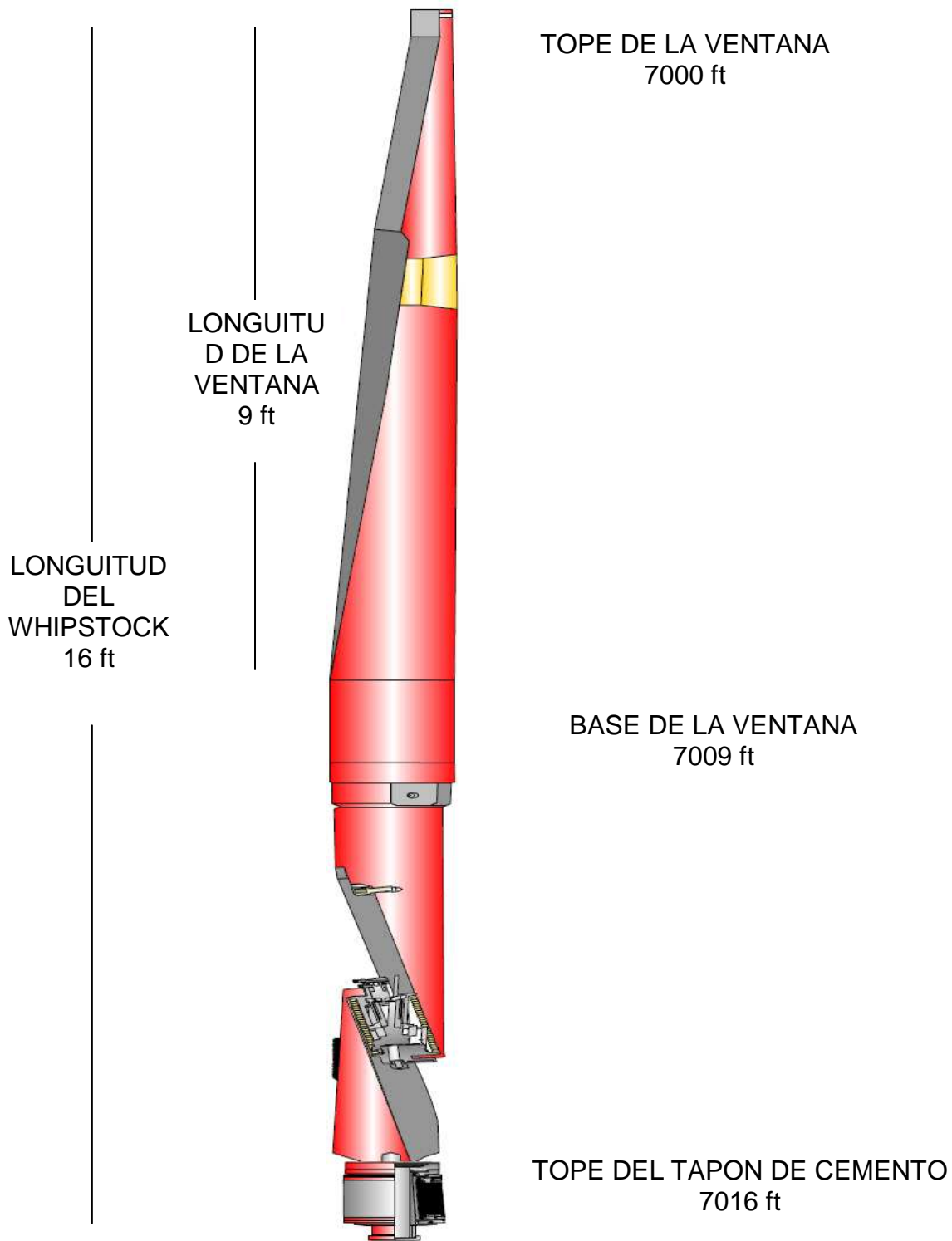
FUENTE: EPPetroecuador

ANEXO N° 5
ESTADO MECÁNICO POZO TETETE 4RE



FUENTE: EPPetroecuador

ANEXO N° 6
ESQUEMA WHIPSTOCK POZO TETETE 4RE



FUENTE: Weatherford South America LLC.

ANEXO N° 7

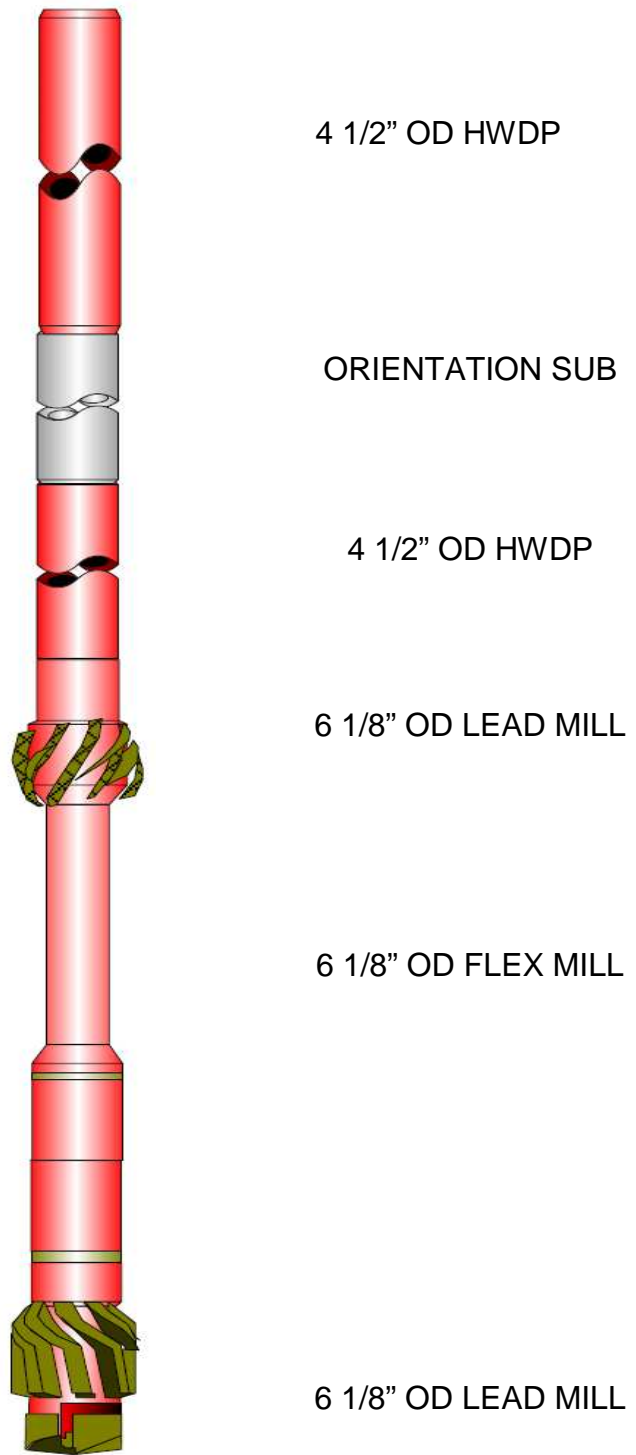
ENSAMBLAJE DE SIMULACIÓN POZO TETETE 4RE



FUENTE: Weatherford South America LLC.

ANEXO N° 8

ENSAMBLAJE DE MOLIENDA POZO TETETE 4RE



FUENTE: Weatherford South America LLC.

ANEXO N° 9

**EMSAMBLAJE PRIMERA CORRIDA REGISTROS MODO
MEMORIA**

DOWNHOLE EQUIPMENT

C:\LOGSITEST\ECUADOR\QC.dta

MCC-A 11C Tension Cablehead
MCC-A 113 LG: 2.40 ft WT: 19.8 lb OD: 2.24 in

11C-11B MTA-K.A Compact Tool Adaptor
MTA-K.A 311 LG: 1.53 ft WT: 13.2 lb OD: 2.24 in

Compact Comms Gamma
MCG-C 157 LG: 8.70 ft WT: 63.9 lb OD: 2.24 in

SKJ-E.A Compact Knuckle Joint
SKJ-E.A 182 LG: 2.17 ft WT: 24.3 lb OD: 2.24 in

Compact Neutron
MDN-B.J 329 LG: 5.04 ft WT: 50.7 lb OD: 2.24 in

Compact Density/Caliper
MPD-C.J 339 LG: 9.59 ft WT: 90.4 lb OD: 2.91 in

Compact Micro-Resistivity
MMR-C.A 232 LG: 8.59 ft WT: 81.6 lb OD: 4.88 in

SHA-F Compact Swivel Head Adaptor
SHA-F 85 LG: 2.74 ft WT: 26.5 lb OD: 2.24 in

SKJ-E.A Compact Knuckle Joint
SKJ-E.A 125 LG: 2.17 ft WT: 24.3 lb OD: 2.24 in

Compact Focussed Electric
MFE-C.A 349 LG: 6.05 ft WT: 48.5 lb OD: 2.24 in

Compact Induction
MAI-C.A 415 LG: 10.81 ft WT: 48.5 lb OD: 2.24 in

Compact Hole Finder
HFS 1 LG: 0.78 ft WT: 2.2 lb OD: 2.24 in

Total Length: 60.55 ft Weight: 493.8 lb

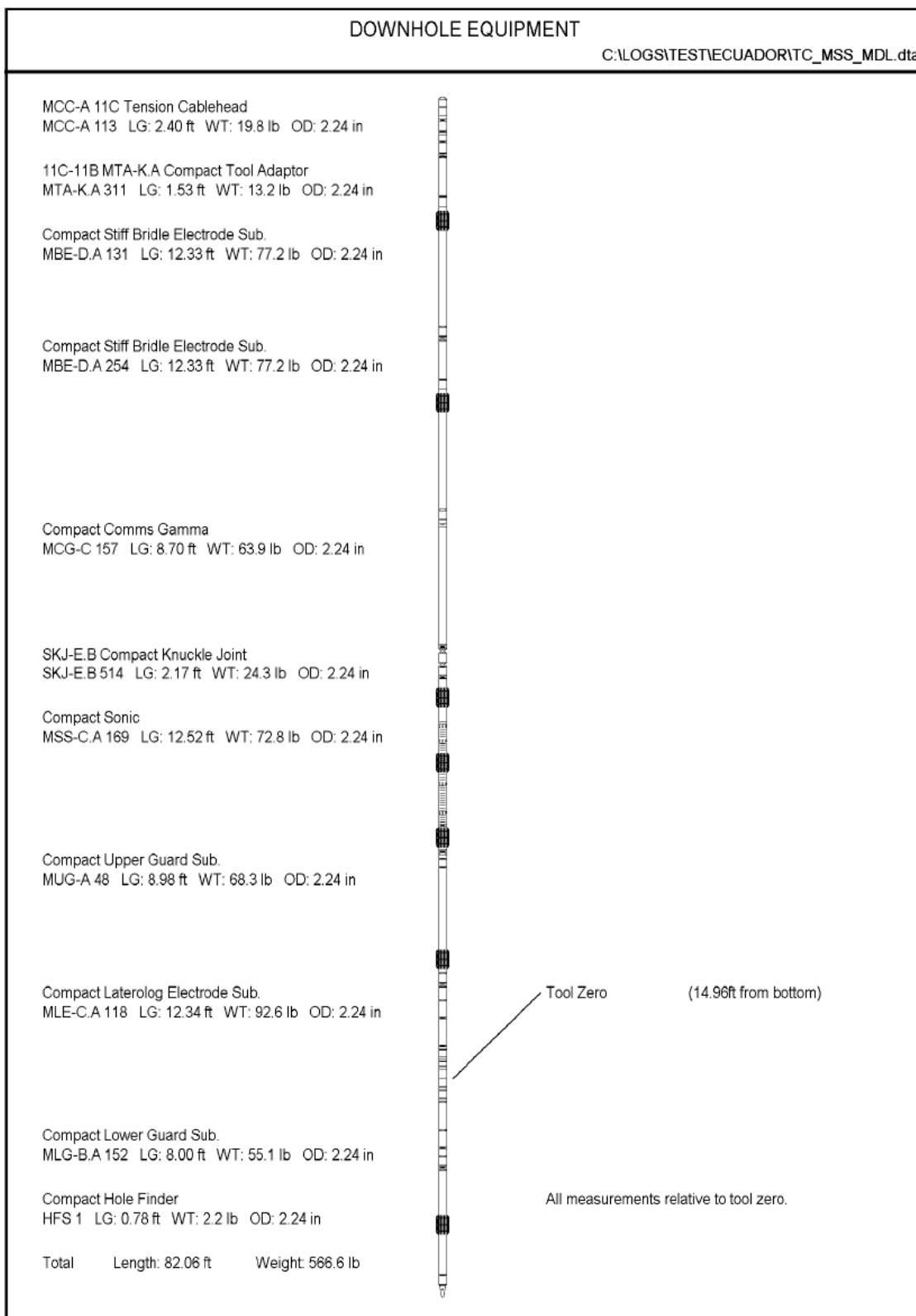


Tool Zero (0.91ft from bottom)
All measurements relative to tool zero.

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ANEXO N° 10

**EMSAMBLAJE SEGUNDA CORRIDA REGISTROS ELÉCTRICOS
MODO MEMORIA**



FUENTE: Weatherford South America LLC.

ANEXO N° 11

ESPECIFICACIONES WHISTOCK DOG LEG SEVERITY



Unit No.	QuickFacts Mechanical
Revision	9
Date	February 2009

Comparación de Severidades (Pata de perro)

Sistema	Casing				OD de Liner (Sin Cople)		DLS Calculado (7100 ft)	Radio de Curvatura	
	Tamaño		Peso		(in.)	(mm)		(ft)	(m)
	(in.)	(mm)	(lb)	(kg)					
QuickCut™	4-1/2	114.3	11.6	5.3	2.875	73.0	23.20	248	75.6
QuickCut	5	127	18.0	8.1	2.875	73.0	21.40	268	81.7
QuickCut	5-1/2	139.7	17.0	7.7	4.000	101.6	19.50	293	89.3
QuickCut	5-1/2	139.7	23.0	10.4	4.000	101.6	19.50	288	87.8
QuickCut	5-3/4	146.1	17.6	26.2	4.000	101.6	15.2	378	115.2
QuickCut	6.625	168.3	32.0	14.5	4.500	114.3	16.03	358	109.1
QuickCut	7	177.8	26.0	11.8	5.500	139.7	15.20	378	115.2
QuickCut	7	177.8	35.0	15.9	5.000	127.0	14.47	396	120.7
QuickCut	7-5/8	193.7	29.7	13.5	5.500	139.7	13.00	377	114.9
QuickCut	7-5/8	193.7	39.0	17.7	5.500	139.7	13.40	427	130.1
QuickCut	9-5/8	244.5	40.0	18.1	7.000	177.8	10.20	560	170.7
QuickCut	9-5/8	244.5	53.5	24.3	7.000	177.8	10.30	558	170.1
QuickCut	13-3/8	339.7	72.0	32.7	11.500	292.1	14.3	402	122.5
QuickCut	18-5/8	473.1	94.5	42.9	14.000	355.6	4.90	1,165	355.1
QuickCut	20	508.0	133.0	60.3	16.000	406.4	7.60	758	231.0
SAQC	7	177.8	35.0	15.9	5.000	127.0	7.64	750	228.6
SAQC	9-5/8	244.5	53.5	24.3	7.000	177.8	4.40	1,300	396.2
SAQC	10-3/4	273.1	55.5	25.2	8.625	219.1	6.50	880	268.2
SAQC	10-3/4	273.1	65.7	29.8	8.625	219.1	7.50	769	234.4
SAQC	11-3/4	298.5	60.0	27.2	9.625	244.5	6.20	921	280.8
SAQC	13-3/8	339.7	72.0	32.7	11.750	298.5	4.60	1,246	379.8
Whipback™	7	177.8	26.0	11.8	5.500	139.7	7.20	796	242.6
Whipback	7-5/8	193.7	29.7	13.5	5.500	139.7	6.90	836	254.8
Whipback	9-5/8	244.5	53.5	24.3	7.000	177.8	10.90	522	159.1
Whipback	13-3/8	339.7	72.0	32.7	11.750	298.5	14.3	402	122.5

ANEXO N° 12

ESPECIFICACIONES MOTOR DE FONDO 4 ¾” HYPERLINE

HyperLine™ 250 4-3/4" QLE 7850 (7:8 Lobe, 5.0 Stage)



DIMENSIONAL DATA

Length to Stabilizer (A):	0.74 m	29 in
Length to Bend (B):	1.85 m	73 in
Over-all Length (C):	7.93 m	312 in
Maximum O.D.	140 mm	5.50 in
Recommended Hole Size		
Min:	149 mm	5 7/8 in
Max:	200 mm	7 7/8 in
Top Connection:	3 1/2 IF Box 3 1/2 Reg Box	
Bottom Connection:	3 1/2 Reg Box 3 1/2 IF Pin	
Weight:	519 kg	1145 lbs

ESTIMATED BUILD RATES Degrees / 30m (100 ft.)

Adjustable Setting	Bend Angle	Stick			One Stabilizer			Two Stabilizers		
		152mm 6in	156mm 6.125in	165mm 6.5in	152mm 6in	156mm 6.125in	165mm 6.5in	152mm 6in	156mm 6.125in	165mm 6.5in
B	0.39	1	1	-	4	5	5	3	3	3
C	0.78	4	4	3	8	8	9	7	7	7
D	1.15	7	8	5	9	10	12	8	10	10
E	1.5	10	9	9	11	13	14	11	12	13
F	1.83	12	11	10	14	15	16	13	13	14
G	2.12	14	14	13	16	17	18	14	14	16
H	2.39	15	15	14	17	18	19	15	15	17
I	2.6	17	17	16	18	19	20	16	17	17
J	2.77	18	16	17	18	20	21	17	16	18
K	2.8	19	18	18	18	20	22	17	18	18
L	2.87	19	18	18	18	21	22	18	20	20
M	3	20	20	19	18	21	22	18	20	20

NOTE: Exercise caution when drilling with this motor. Stall torques can be excessive.

MAX. DOGLEG FOR ROTARY DRILLING Degrees / 30m (100 ft.)

Adjustable Setting	Bend Angle	Stick			One Stabilizer			Two Stabilizers		
		152mm 6in	156mm 6.125in	165mm 6.5in	152mm 6in	156mm 6.125in	165mm 6.5in	152mm 6in	156mm 6.125in	165mm 6.5in
A	0	35	35	40	19	19	20	19	19	19
B	0.39	30	31	35	14	14	15	14	14	14
C	0.78	25	25	30	10	10	11	10	10	10
D	1.15	21	22	26	6	6	7	6	6	6
E	1.5	17	18	22	2	2	3	1	1	1
F	1.83	13	14	18						
G	2.12	8	9	14						
H	2.39	3	5	11						
I	2.6		2	7						
J	2.77			5						
K	2.8			3						
L	2.87			2						
M	3			1						

Adjustable Torque: 17,700 N-m, 13,000 ft-lbs

■ - Operational parameters out of mechanical specification.
 ■ - Not recommended. Consult a Weatherford Technical Representative.

PERFORMANCE SPECIFICATIONS

Flow Rates	Min:	570 l/min	150 gpm
	Max:	1140 l/min	300 gpm
Speed Ratio		0.166 rpm/l/min	0.63 rpm/gpm
Speed Range		95 - 190 rpm	
Max. Torque: (Performance)		6190 N-m	4565 ft-lbs
Max. Power: (Performance)		105 kW	140 hp
Max. Allowable Bit Pressure Drop:		10,300 kPa	1500 psi

OPERATING LOAD CAPACITIES

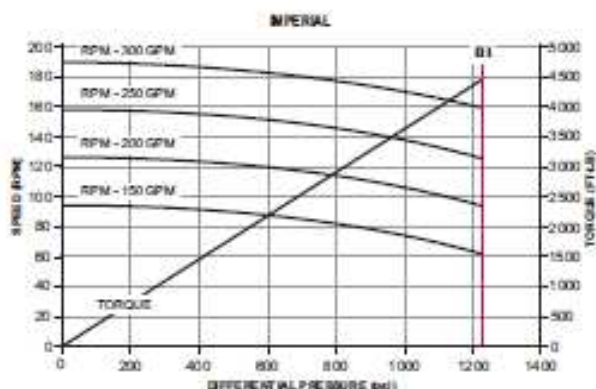
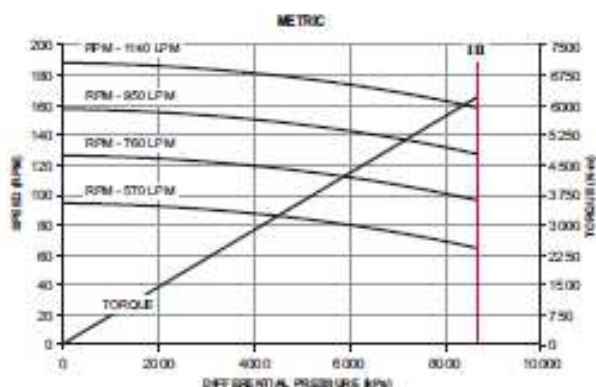
Max. Body Overpull:	34,000 daN	77,000 lbf
Max. Bit Overpull/WOB:	16,000 daN	36,000 lbf

STATIC LOAD CAPACITIES

Max. Body Overpull:	82,000 daN	185,000 lbf
Max. Bit Overpull/WOB:	23,000 daN	51,000 lbf

ULTIMATE LOAD CAPACITIES

Max. Body Overpull:	137,000 daN	309,000 lbf
Max. Bit Overpull:	91,000 daN	204,000 lbf
Max. Weight on Bit:	37,000 daN	83,000 lbf



■ - Max. Differential Pressure Standard Nitride
 ■ - Max. Differential Pressure Premium Nitride
 ■ - Max. Differential Pressure Performance Nitride
 Load curves taken at ambient temperature with fresh water.
 Use Load Curve Scaling Factors at temperature.
 Curves based on correct power section fit at temperature.

FUENTE: Weatherford South America LLC.

ANEXO N° 13

**MATRIZ FINAL DEL PRIMER ESCENARIO DEL ANÁLISIS
ECONÓMICO DEL TETETE 4RE**

TETETE 4RE PRIMER ESCENARIO			INCREMENTO DE PRODUCCION	PRODUCCION MENSUAL	INGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)
MES	PERIODO	POZOS PRODUCTORES	BPPD	BPPD	90	70	109,68
1	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	1000	30000	2700000,00	2100000,00	3290400,00
3	2	1	984	29524	2657145,04	2066668,37	3238174,09
4	3	1	969	29055	2614970,29	2033865,78	3186777,13
5	4	1	953	28594	2573464,94	2001583,85	3136195,94
6	5	1	938	28140	2532618,38	1969814,29	3086417,60
7	6	1	923	27694	2492420,14	1938549,00	3037429,34
8	7	1	908	27254	2452859,93	1907779,95	2989218,64
9	8	1	894	26821	2413927,63	1877499,27	2941773,14
10	9	1	880	26396	2375613,28	1847699,22	2895080,71
11	10	1	866	25977	2337907,05	1818372,15	2849129,40
12	11	1	852	25564	2300799,31	1789510,58	2803907,43
			Produccion Acumulada (1 año)	305019,1778	27451726,00	21351342,45	33454503,42

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

EGRESOS (USD)	COSTO OPERATIVO (USD)	TOTAL EGRESOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)
	6,66		90	70	109,68	90	70	109,68
1242173,8	0	1242173,80	0	0	0	0	0	0
0	199800,00	199800,00	2673267,33	2079207,92	3257821,78	2673267,33	2079207,92	3257821,78
0	196628,73	196628,73	2604788,79	2025946,84	3174369,27	5278056,12	4105154,76	6432191,05
0	193507,80	193507,80	2538064,40	1974050,09	3093054,48	7816120,52	6079204,85	9525245,54
0	190436,41	190436,41	2473049,23	1923482,73	3013822,66	10289169,75	8002687,58	12539068,20
0	187413,76	187413,76	2409699,49	1874210,71	2936620,44	12698869,23	9876898,29	15475688,64
0	184439,09	184439,09	2347972,51	1826200,84	2861395,84	15046841,75	11703099,14	18337084,48
0	181511,63	181511,63	2287826,74	1779420,80	2788098,19	17334668,49	13482519,94	21125182,67
0	178630,64	178630,64	2229221,67	1733839,08	2716678,14	19563890,16	15216359,01	23841860,81
0	175795,38	175795,38	2172117,83	1689424,98	2647087,59	21736007,99	16905783,99	26488948,40
0	173005,12	173005,12	2116476,76	1646148,59	2579279,68	23852484,75	18551932,58	29068228,08
0	170259,15	170259,15	2062260,99	1603980,77	2513208,73	25914745,74	20155913,35	31581436,81
1242173,8	2031427,72	3273601,52	25914745,74	20155913,35	31581436,81			

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO (USD)	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)
		90	70	109,68	90	70	109,68
1242173,80	1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80
197821,78	1439995,58	2475445,54	1881386,14	3060000,00	1233271,74	639212,34	1817826,20
192754,37	1632749,95	2412034,42	1833192,47	2981614,90	3645306,16	2472404,80	4799441,10
187816,77	1820566,72	2350247,64	1786233,32	2905237,72	5995553,80	4258638,13	7704678,82
183005,64	2003572,36	2290043,59	1740477,09	2830817,02	8285597,38	5999115,22	10535495,84
178317,76	2181890,12	2231381,72	1695892,95	2758302,68	10516979,11	7695008,17	13293798,51
173749,97	2355640,09	2174222,55	1652450,88	2687645,87	12691201,66	9347459,05	15981444,39
169299,18	2524939,27	2118527,57	1610121,62	2618799,01	14809729,22	10957580,67	18600243,40
164962,40	2689901,67	2064259,27	1568876,67	2551715,74	16873988,49	12526457,34	21151959,14
160736,72	2850638,39	2011381,11	1528688,26	2486350,87	18885369,60	14055145,60	23638310,01
156619,28	3007257,67	1959857,48	1489529,31	2422660,40	20845227,07	15544674,91	26060970,41
152607,31	3159864,98	1909653,68	1451373,46	2360601,42	22754880,75	16996048,37	28421571,82
3159864,98		22754880,75	16996048,37	28421571,82			

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 14**MATRIZ FINAL DEL SEGUNDO ESCENARIO DEL ANÁLISIS
ECONÓMICO DEL TETETE 4RE**

TETETE 4RE SEGUNDO ESCENARIO			INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN MENSUAL	INGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)
MES	PERIODO	POZOS PRODUCTORES	BPPD	BPPD	90	70	109,68
1	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	420	12600	1134000,00	882000,00	1381968,00
3	2	1	413	12400	1116000,92	868000,71	1360033,12
4	3	1	407	12203	1098287,52	854223,63	1338446,39
5	4	1	400	12010	1080855,28	840665,21	1317202,30
6	5	1	394	11819	1063699,72	827322,00	1296295,39
7	6	1	388	11631	1046816,46	814190,58	1275720,32
8	7	1	382	11447	1030201,17	801267,58	1255471,83
9	8	1	375	11265	1013849,61	788549,69	1235544,72
10	9	1	370	11086	997757,58	776033,67	1215933,90
11	10	1	364	10910	981920,96	763716,30	1196634,35
12	11	1	358	10737	966335,71	751594,44	1177641,12
			Producción Acumulada (1 año)	128108,0547	11529724,92	8967563,83	14050891,44

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

EGRESOS (USD)	COSTO OPERATIVO (USD)	TOTAL EGRESOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)
	6,66		90	70	109,68	90	70	109,68
1242173,8	0	1242173,80	0	0	0	0	0	0
0	83916,00	83916,00	1122772,28	873267,33	1368285,15	1122772,28	873267,33	1368285,15
0	82584,07	82584,07	1094011,29	850897,67	1333235,09	2216783,57	1724165,00	2701520,24
0	81273,28	81273,28	1065987,05	829101,04	1299082,88	3282770,62	2553266,04	4000603,13
0	79983,29	79983,29	1038680,68	807862,75	1265805,52	4321451,29	3361128,78	5266408,64
0	78713,78	78713,78	1012073,78	787168,50	1233380,59	5333525,08	4148297,28	6499789,23
0	77464,42	77464,42	986148,46	767004,35	1201786,25	6319673,53	4915301,64	7701575,48
0	76234,89	76234,89	960887,23	747356,74	1171001,24	7280560,77	5662658,37	8872576,72
0	75024,87	75024,87	936273,10	728212,41	1141004,82	8216833,87	6390870,79	10013581,54
0	73834,06	73834,06	912289,49	709558,49	1111776,79	9129123,35	7100429,28	11125358,33
0	72662,15	72662,15	888920,24	691382,41	1083297,46	10018043,59	7791811,68	12208655,79
0	71508,84	71508,84	866149,62	673671,92	1055547,67	10884193,21	8465483,61	13264203,46
1242173,8	853199,64	2095373,44	10884193,21	8465483,61	13264203,46			

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO (USD)	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)
		90	70	109,68	90	70	109,68
1242173,80	1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80
83085,15	1325258,95	1039687,13	790182,18	1285200,00	-202486,67	-451991,62	43026,20
80956,84	1406215,78	1013054,46	769940,84	1252278,26	810567,78	317949,21	1295304,46
78883,04	1485098,83	987104,01	750218,00	1220199,84	1797671,79	1068167,21	2515504,30
76862,37	1561961,20	961818,31	731000,38	1188943,15	2759490,10	1799167,59	3704447,45
74893,46	1636854,66	937180,32	712275,04	1158487,13	3696670,42	2511442,63	4862934,57
72974,99	1709829,64	913173,47	694029,37	1128811,27	4609843,89	3205472,00	5991745,84
71105,66	1780935,30	889781,58	676251,08	1099895,59	5499625,47	3881723,08	7091641,42
69284,21	1850219,51	866988,89	658928,20	1071720,61	6366614,36	4540651,28	8163362,03
67509,42	1917728,93	844780,07	642049,07	1044267,37	7211394,43	5182700,35	9207629,40
65780,10	1983509,03	823140,14	625602,31	1017517,37	8034534,57	5808302,66	10225146,77
64095,07	2047604,10	802054,55	609576,85	991452,59	8836589,11	6417879,51	11216599,36
2047604,10		8836589,11	6417879,51	11216599,36			

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 15

**MATRIZ FINAL DEL TERCER ESCENARIO DEL ANÁLISIS
ECONÓMICO DEL TETETE 4RE**

TETETE 4RE TERCER ESCENARIO			INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN MENSUAL	INGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)
MES	PERIODO	POZOS PRODUCTORES	BPPD	BPPD	90	70	109,68
1	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	175	5250	472500,00	367500,00	575820,00
3	2	1	172	5167	465000,38	361666,96	566680,47
4	3	1	169	5085	457619,80	355926,51	557686,00
5	4	1	167	5004	450356,37	350277,17	548834,29
6	5	1	164	4925	443208,22	344717,50	540123,08
7	6	1	162	4846	436173,52	339246,07	531550,13
8	7	1	159	4769	429250,49	333861,49	523113,26
9	8	1	156	4694	422437,34	328562,37	514810,30
10	9	1	154	4619	415732,32	323347,36	506639,12
11	10	1	152	4546	409133,73	318215,13	498597,64
12	11	1	149	4474	402639,88	313164,35	490683,80
			Produccion Acumulada (1 año)	53378,35612	4804052,05	3736484,93	5854538,10

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

EGRESOS (USD)	COSTO OPERATIVO (USD)	TOTAL EGRESOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)
	6,66		90	70	109,68	90	70	109,68
1242173,8	0	1242173,80	0	0	0	0	0	0
0	34965,00	34965,00	467821,78	363861,39	570118,81	467821,78	363861,39	570118,81
0	34410,03	34410,03	455838,04	354540,70	555514,62	923659,82	718402,08	1125633,43
0	33863,87	33863,87	444161,27	345458,77	541284,53	1367821,09	1063860,85	1666917,97
0	33326,37	33326,37	432783,61	336609,48	527418,97	1800604,71	1400470,33	2194336,93
0	32797,41	32797,41	421697,41	327986,87	513908,58	2222302,12	1728457,20	2708245,51
0	32276,84	32276,84	410895,19	319585,15	500744,27	2633197,31	2048042,35	3208989,78
0	31764,54	31764,54	400369,68	311398,64	487917,18	3033566,99	2359440,99	3696906,97
0	31260,36	31260,36	390113,79	303421,84	475418,67	3423680,78	2662862,83	4172325,64
0	30764,19	30764,19	380120,62	295649,37	463240,33	3803801,40	2958512,20	4635565,97
0	30275,90	30275,90	370383,43	288076,00	451373,94	4174184,83	3246588,20	5086939,91
0	29795,35	29795,35	360895,67	280696,64	439811,53	4535080,50	3527284,84	5526751,44
1242173,8	355499,85	1597673,65	4535080,50	3527284,84	5526751,44			

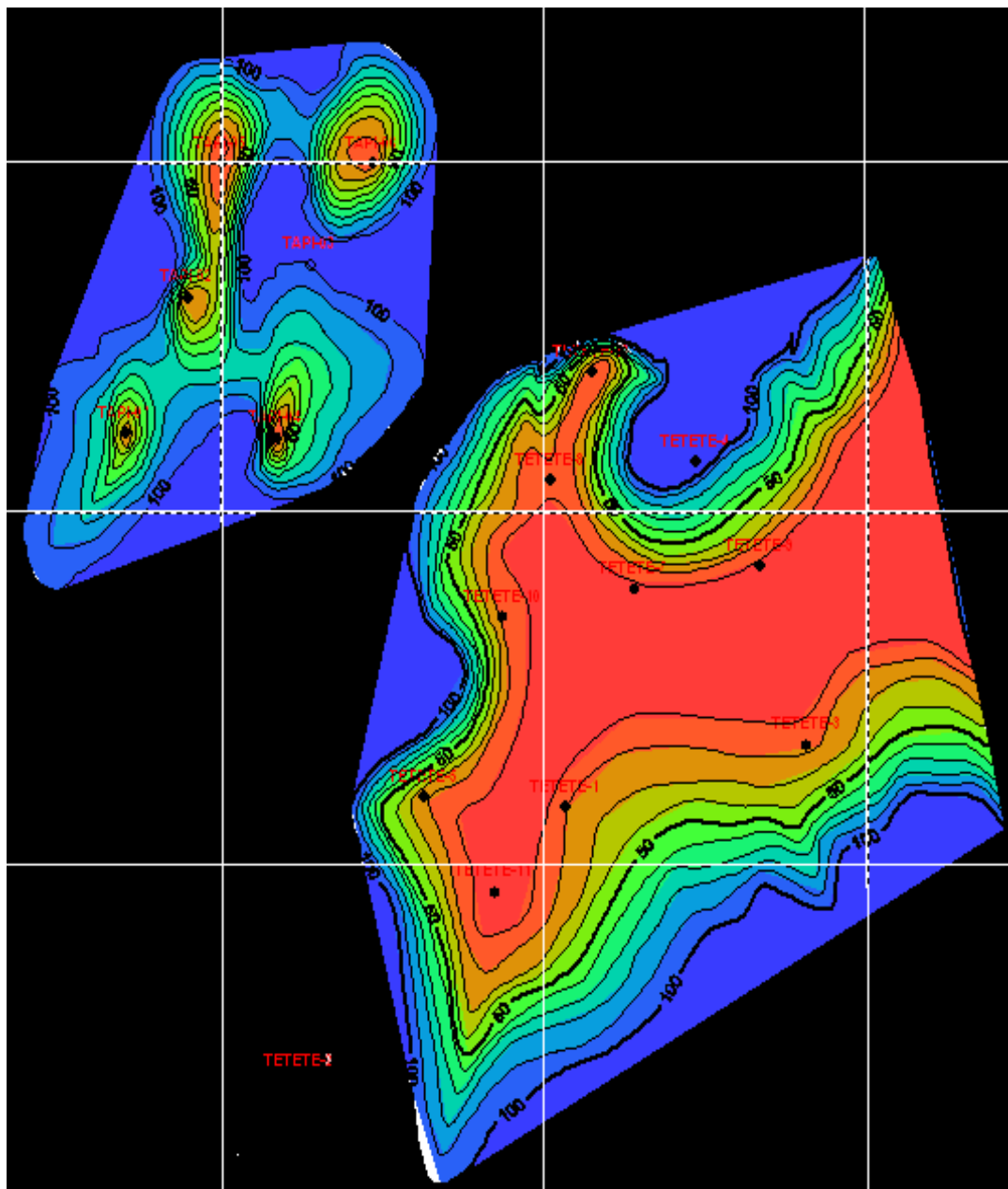
ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO (USD)	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)
		90	70	109,68	90	70	109,68
1242173,80	1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80	-1242173,80
34618,81	1276792,61	433202,97	329242,57	535500,00	-808970,83	-912931,23	-706673,80
33732,01	1310524,63	422106,02	320808,68	521782,61	-386864,81	-592122,54	-184891,19
32867,93	1343392,56	411293,34	312590,83	508416,60	24428,53	-279531,71	323525,41
32025,99	1375418,55	400757,63	304583,49	495392,98	425186,16	25051,78	818918,39
31205,61	1406624,16	390491,80	296781,27	482702,97	815677,96	321833,04	1301621,35
30406,24	1437030,40	380488,95	289178,90	470338,03	1196166,91	611011,95	1771959,38
29627,36	1466657,76	370742,32	281771,28	458289,83	1566909,23	892783,23	2230249,21
28868,42	1495526,18	361245,37	274553,42	446550,25	1928154,60	1167336,65	2676799,46
28128,93	1523655,10	351991,69	267520,44	435111,40	2280146,29	1434857,09	3111910,87
27408,37	1551063,48	342975,06	260667,63	423965,57	2623121,35	1695524,72	3535876,44
26706,28	1577769,76	334189,39	253990,36	413105,25	2957310,75	1949515,08	3948981,68
1577769,76		2957310,75	1949515,08	3948981,68			

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 16

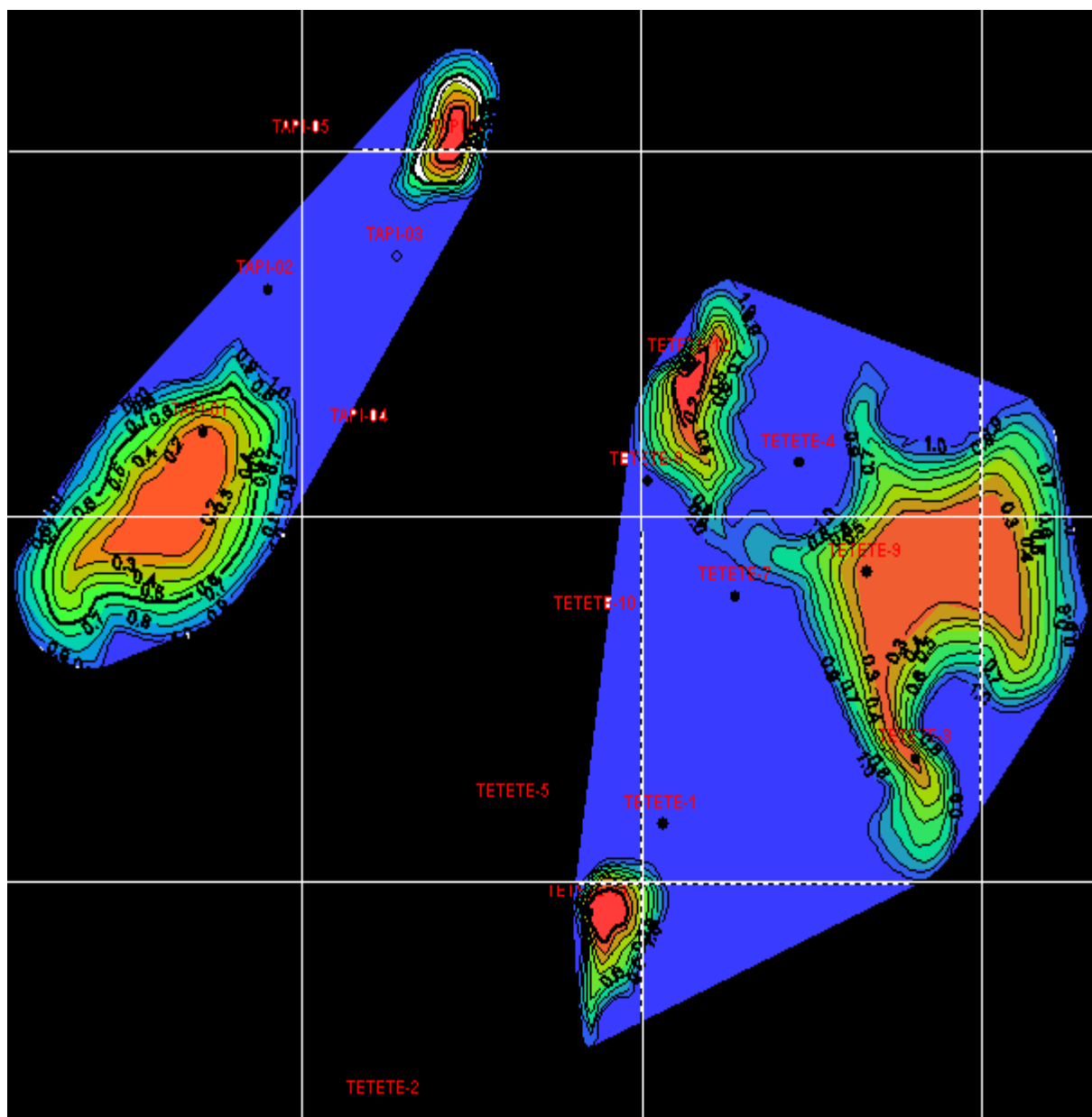
**MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA ARENA U INFERIOR CAMPO
TETETE-TAPI**



FUENTE: EPPetroecuador

ANEXO N° 17

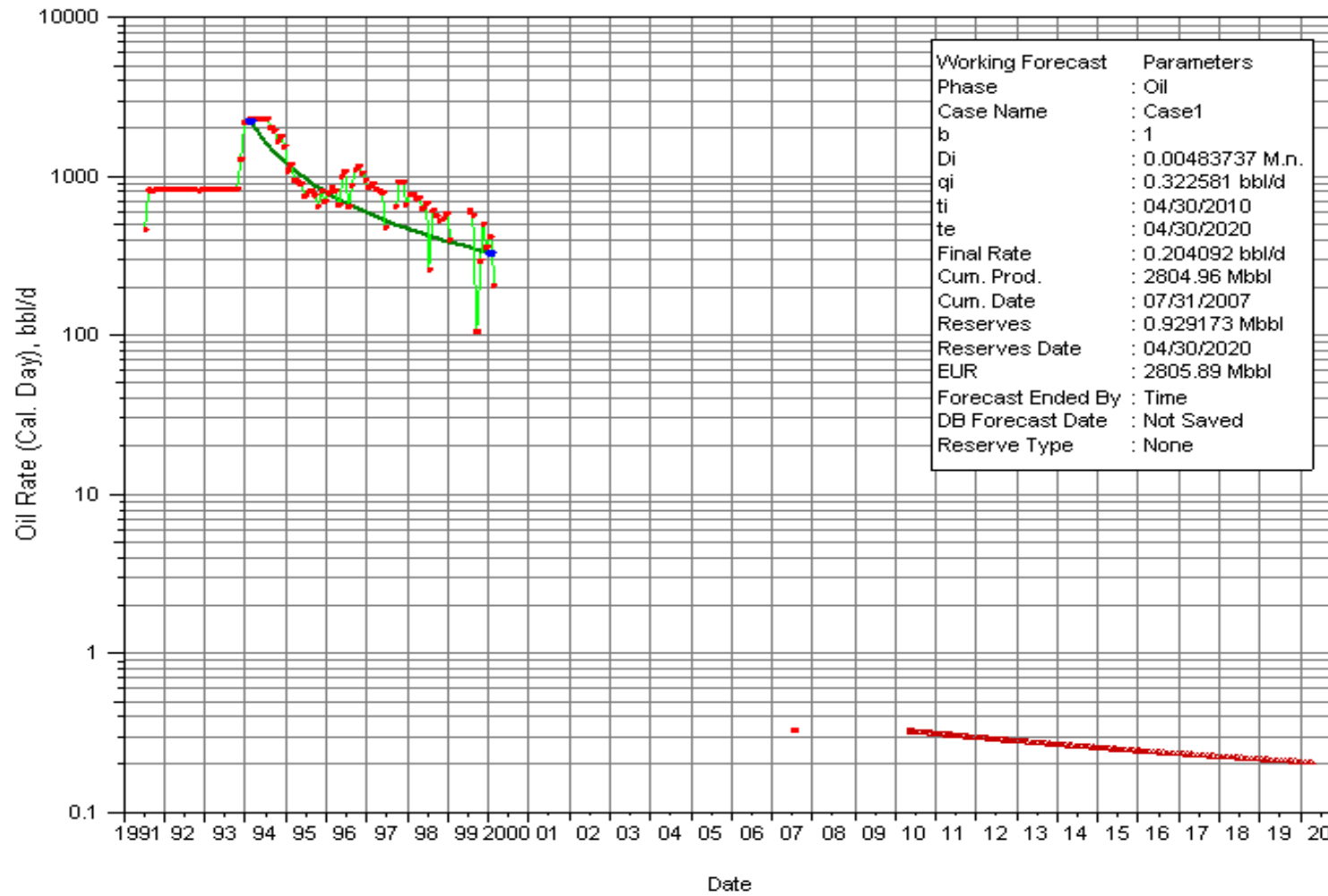
**MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA ARENA T INFERIOR CAMPO
TETETE-TAPI**



FUENTE: EPPetroecuador

ANEXO N° 18

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO FRONTERA 1**

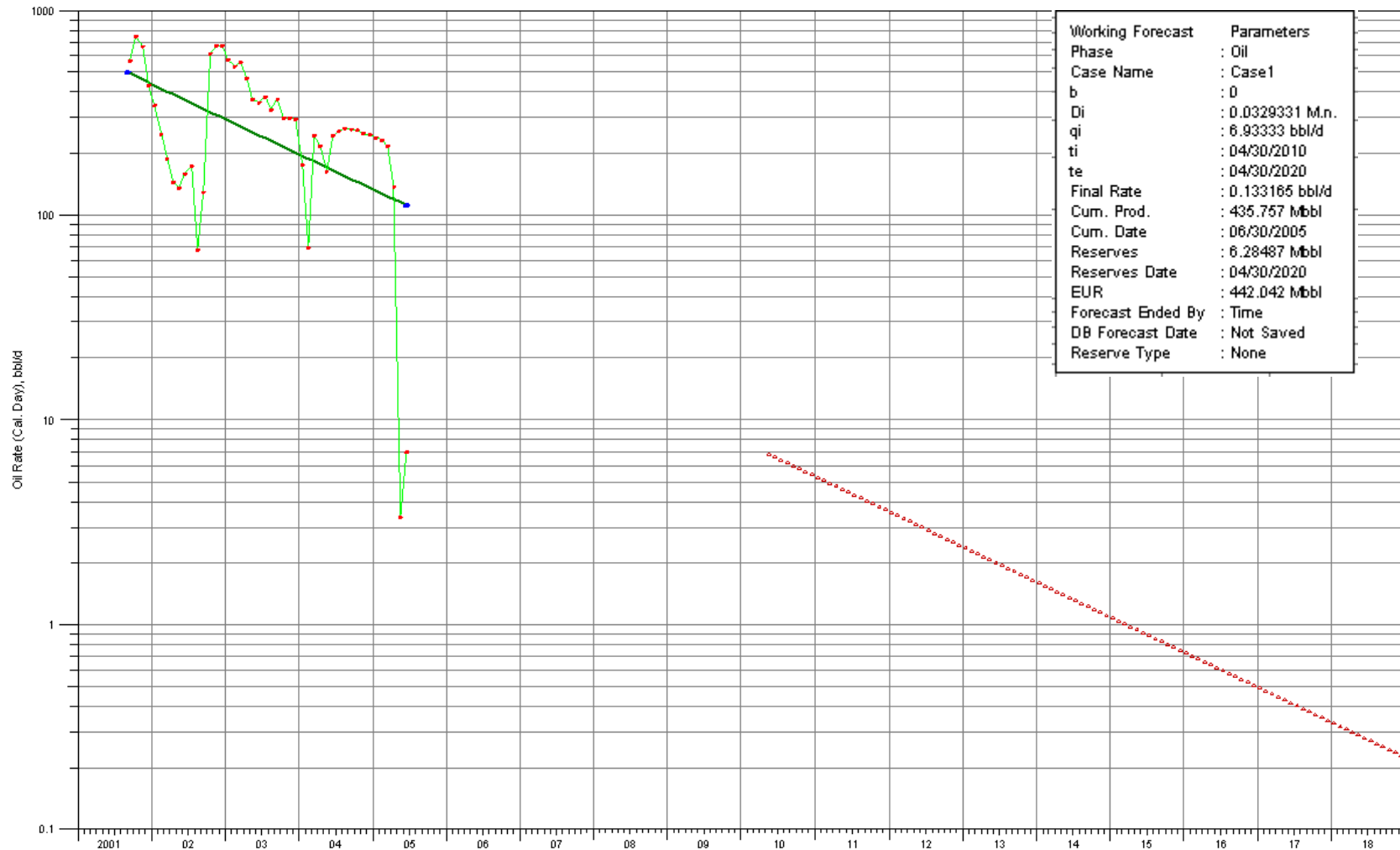


Working Forecast	Parameters
Phase	: Oil
Case Name	: Case1
b	: 1
Di	: 0.00483737 M.n.
qi	: 0.322581 bbl/d
ti	: 04/30/2010
te	: 04/30/2020
Final Rate	: 0.204092 bbl/d
Cum. Prod.	: 2804.96 Mbbl
Cum. Date	: 07/31/2007
Reserves	: 0.929173 Mbbl
Reserves Date	: 04/30/2020
EUR	: 2805.89 Mbbl
Forecast Ended By	: Time
DB Forecast Date	: Not Saved
Reserve Type	: None

FUENTE: EPPetroecuador
 ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 19

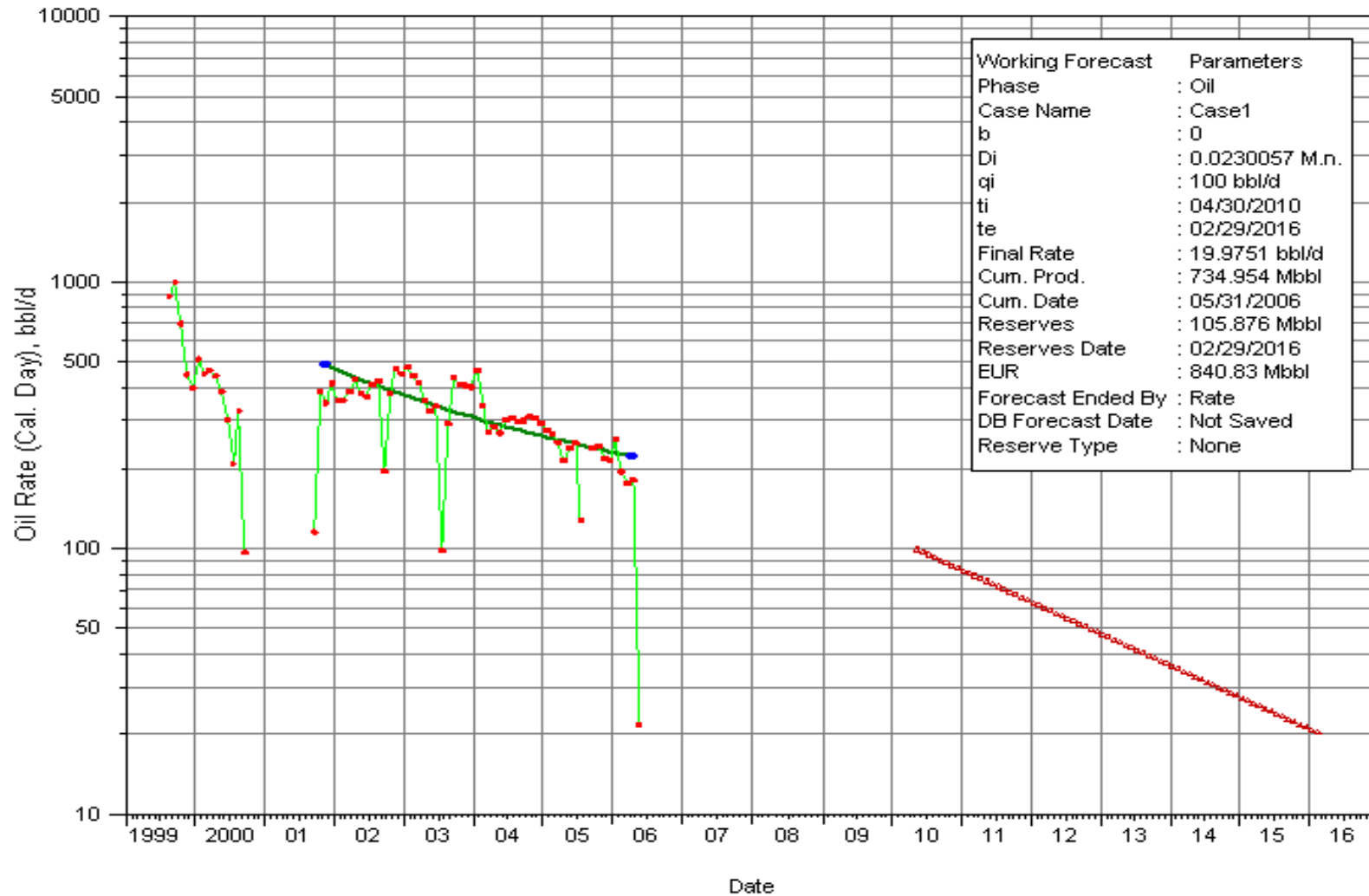
**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO FRONTERA 1**



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 20**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO FRONTERA 2**

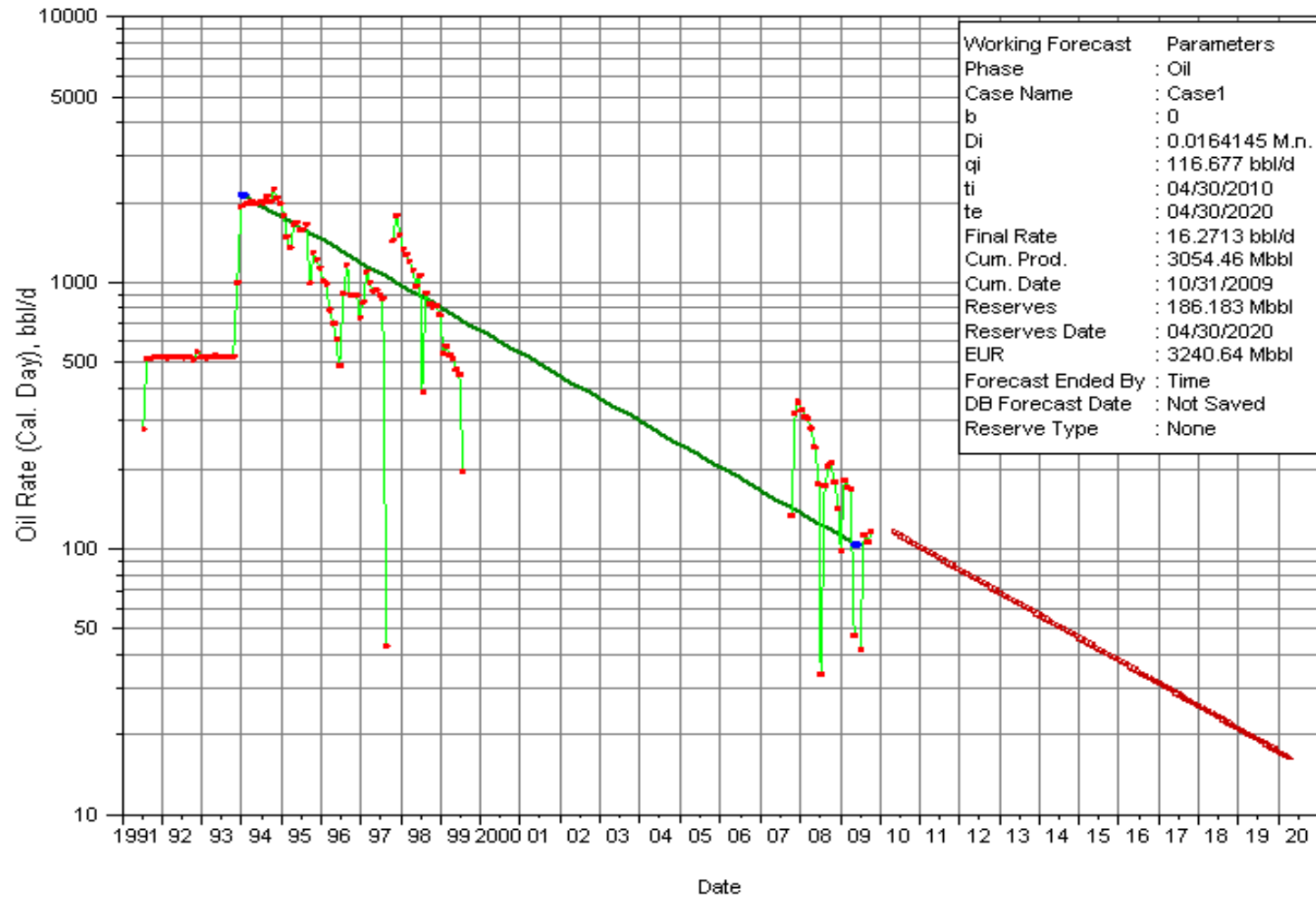


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 21

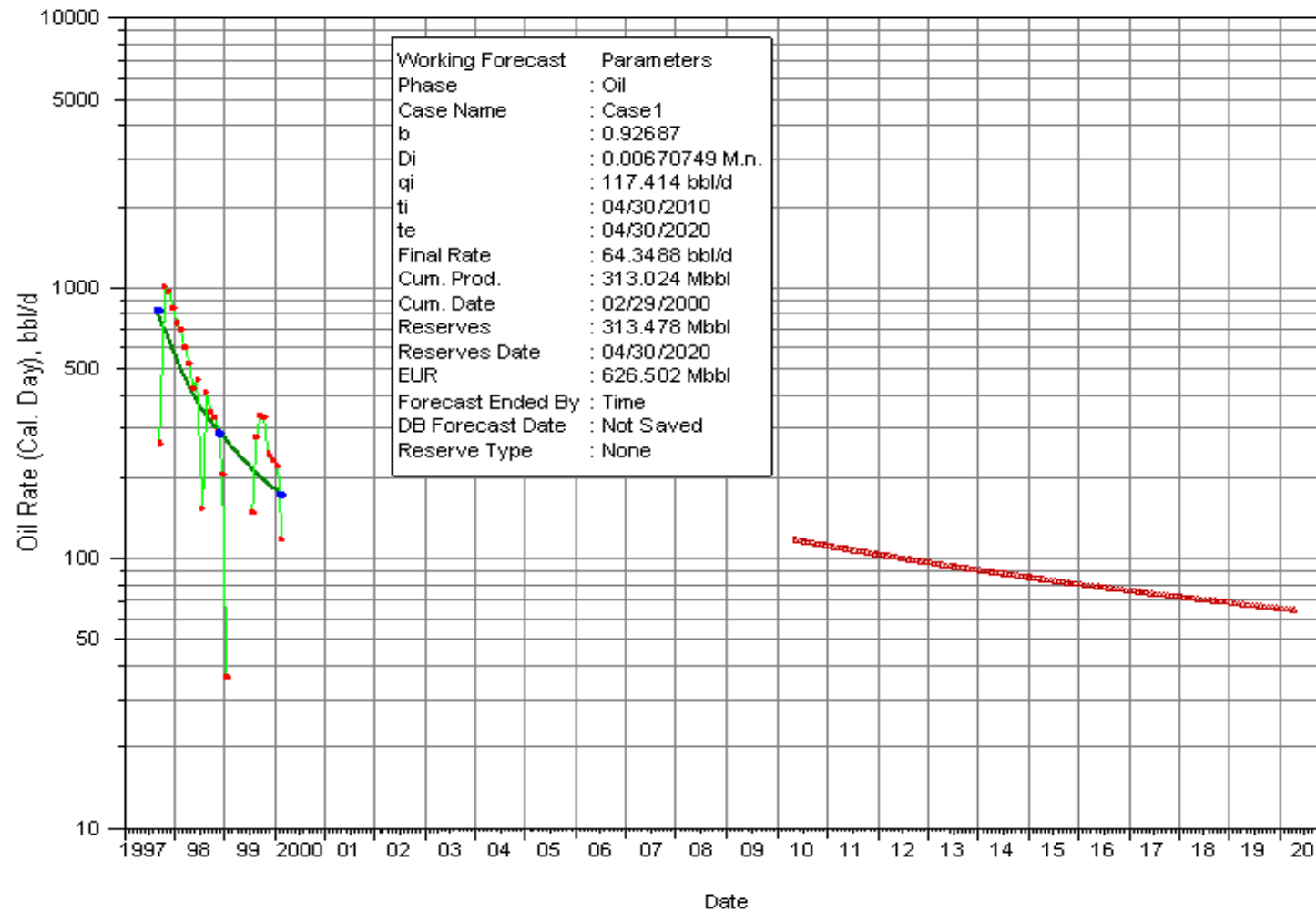
**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO FRONTERA 2**



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 22**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO FRONTERA 3**



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 23**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO FRONTERA 3**

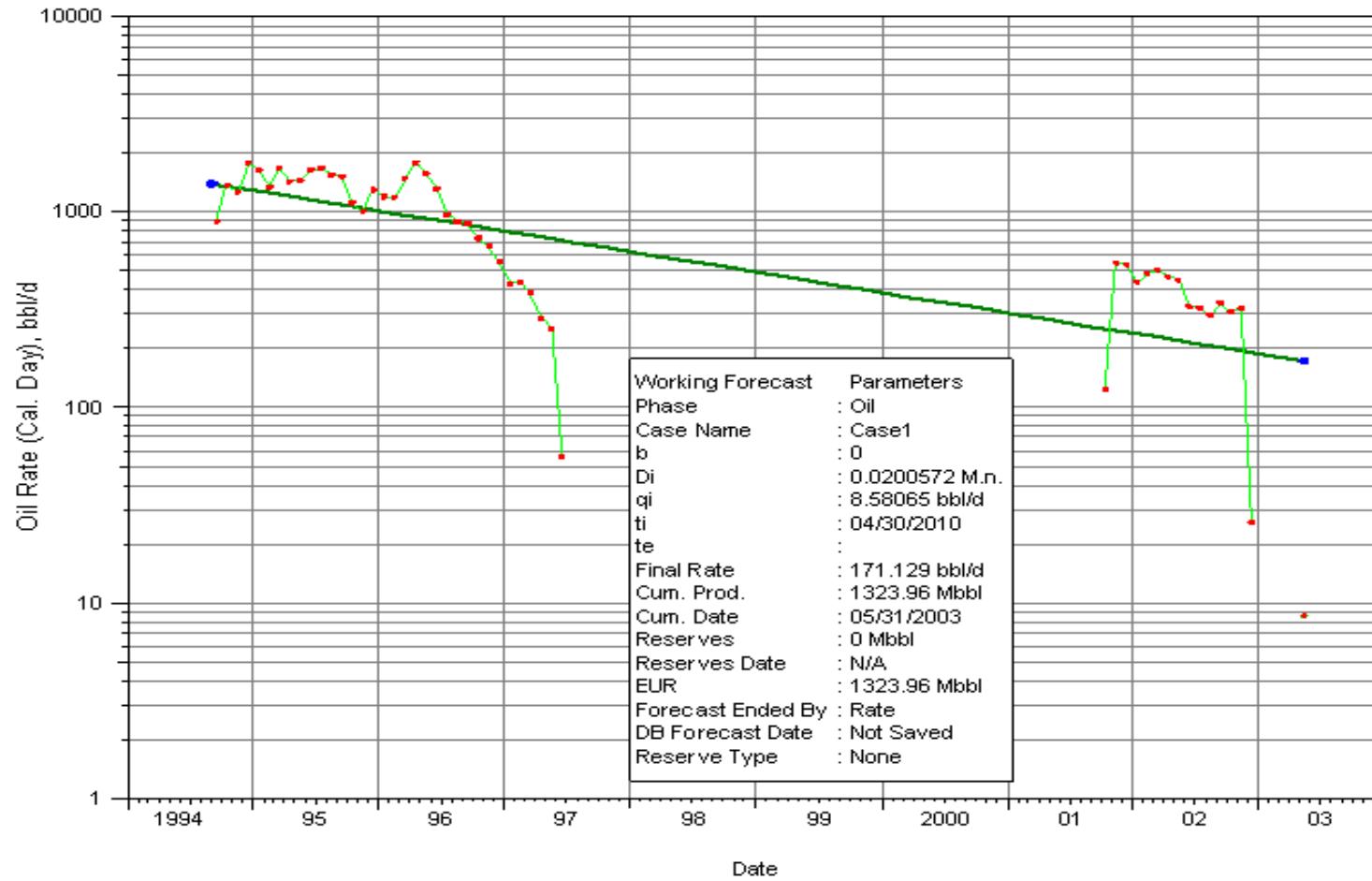


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 24

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO FRONTERA 4**

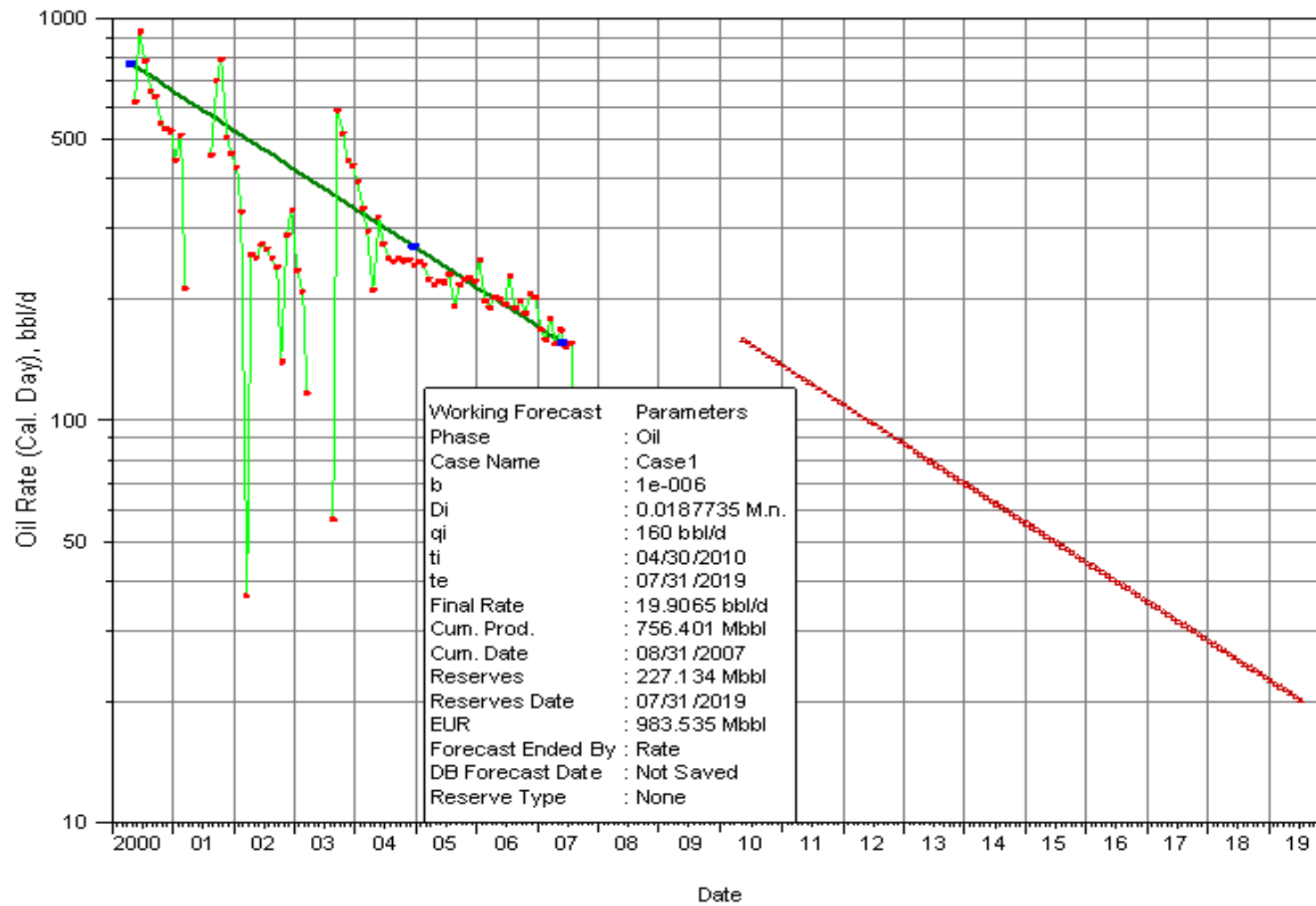


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 25

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO FRONTERA 4**

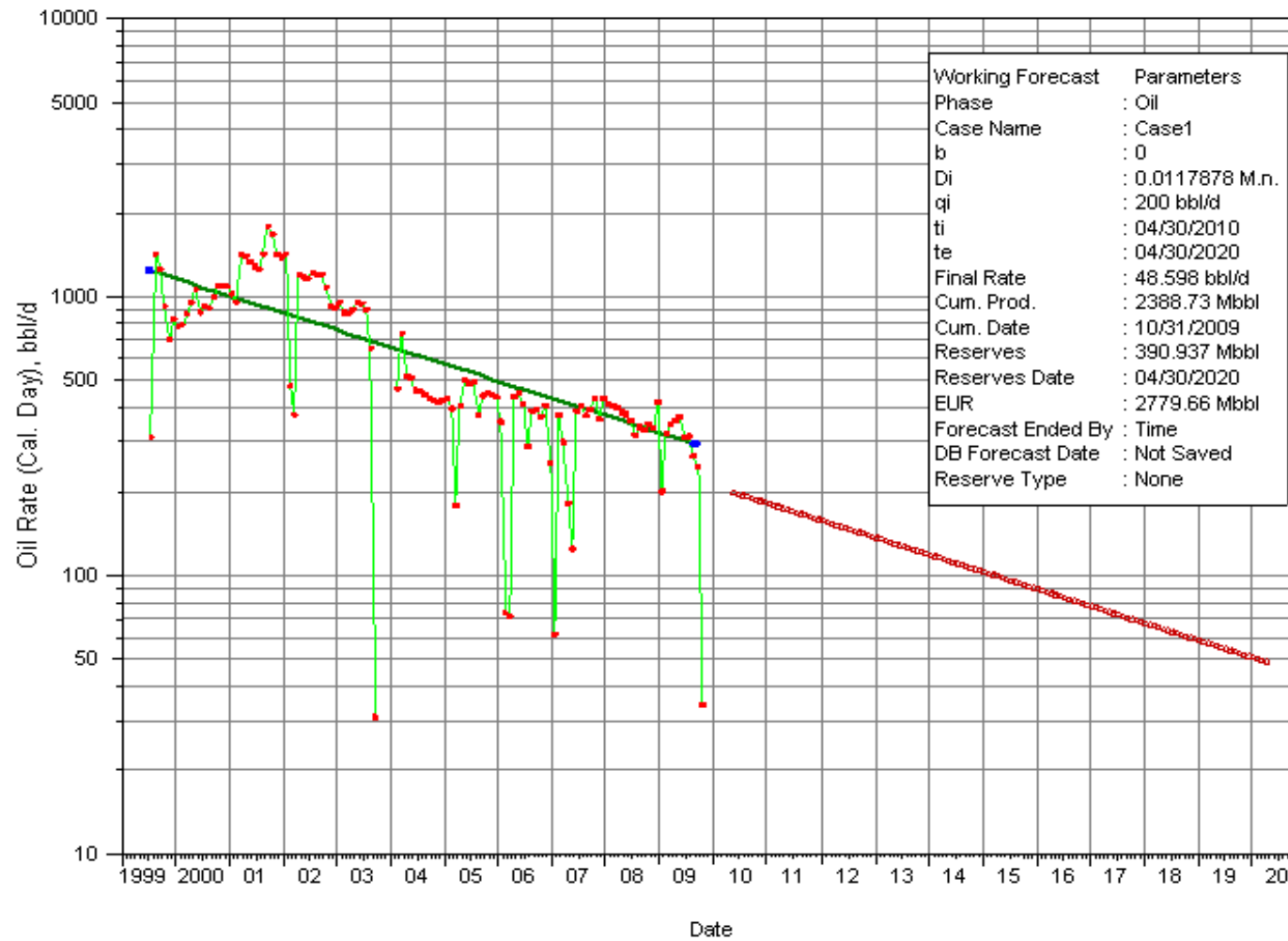


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 26

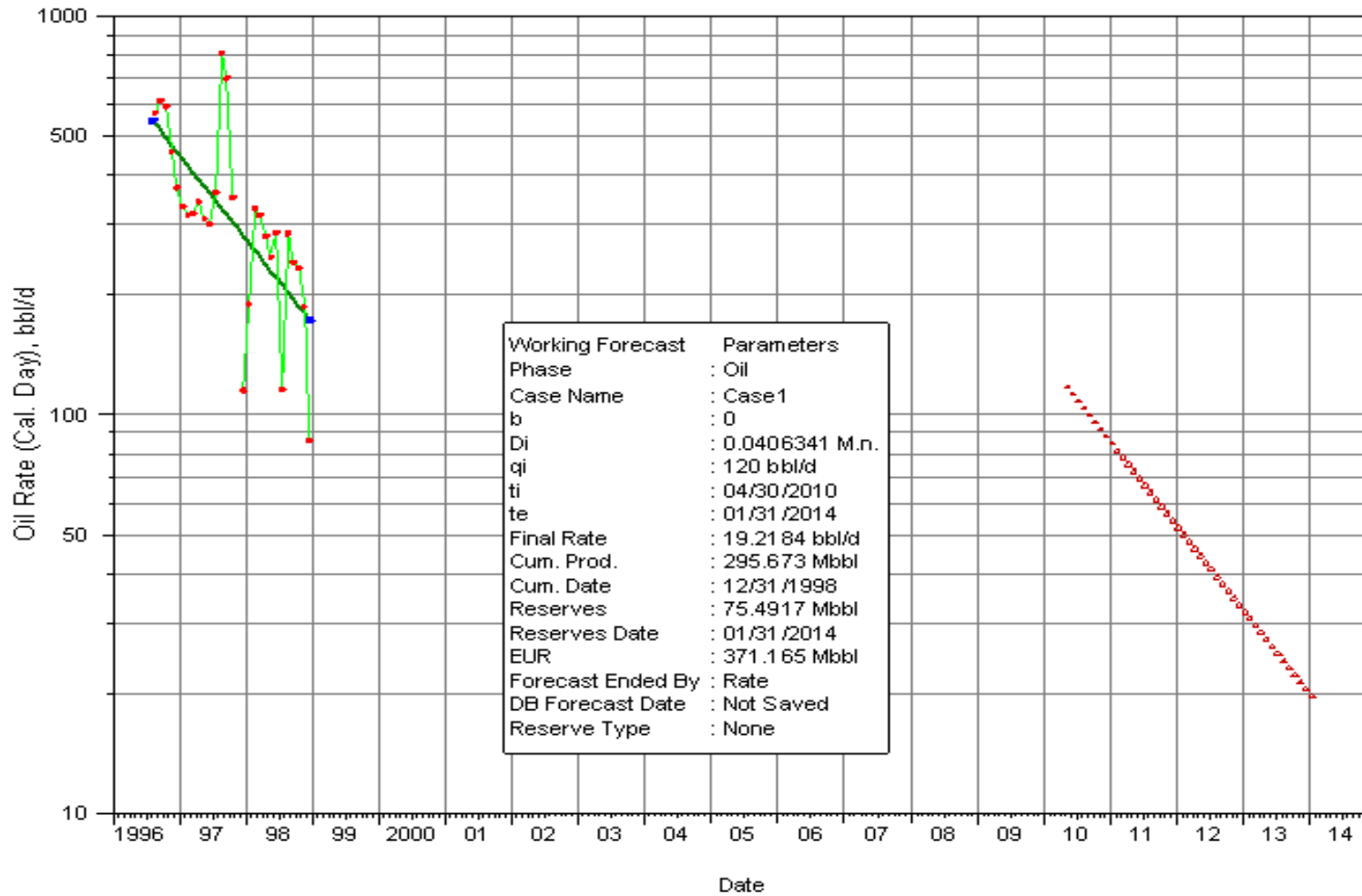
**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA
U INFERIOR DEL POZO FRONTERA 5**



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

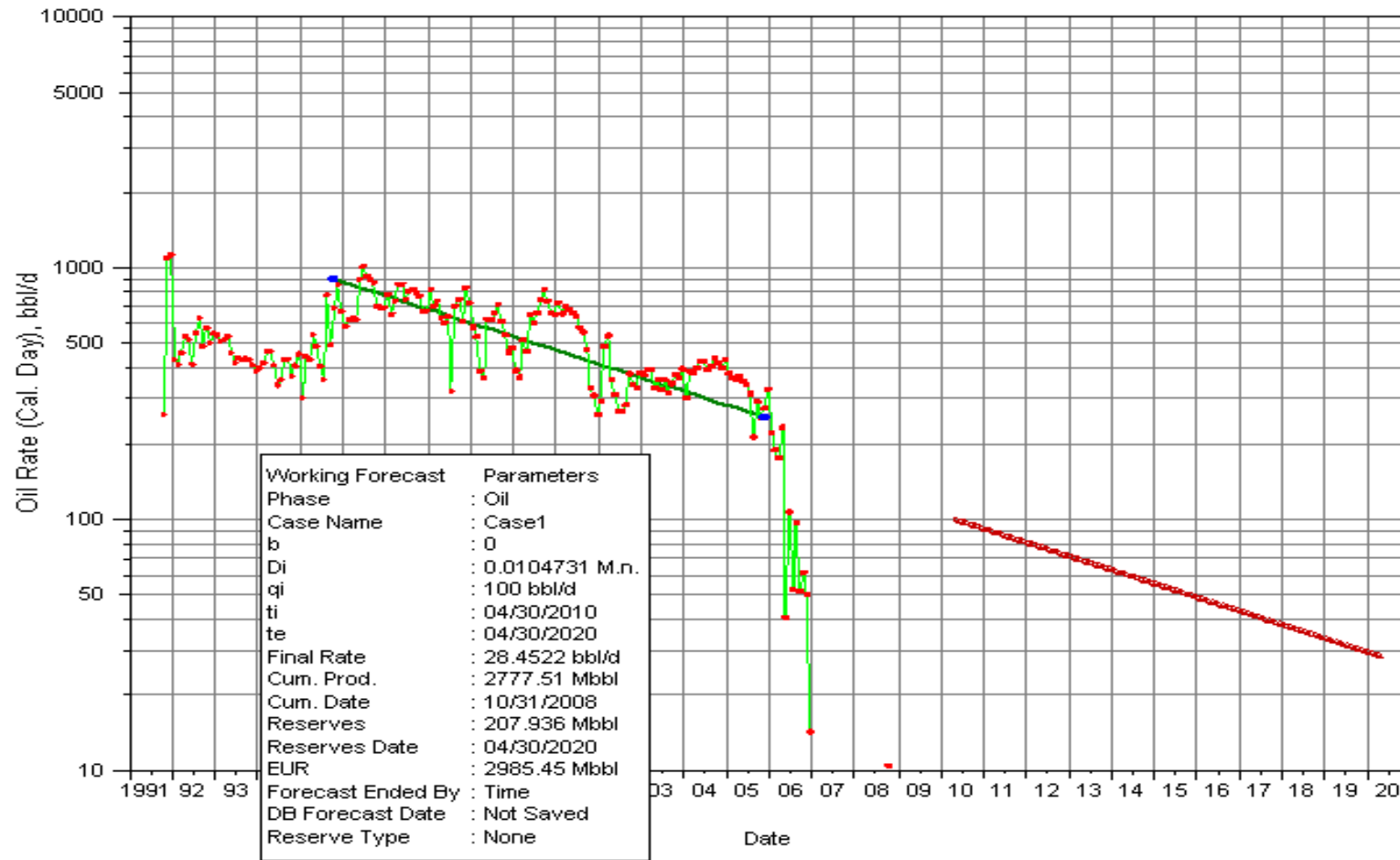
ANEXO N° 27**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO FRONTERA 5**



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 28**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TETETE 1**

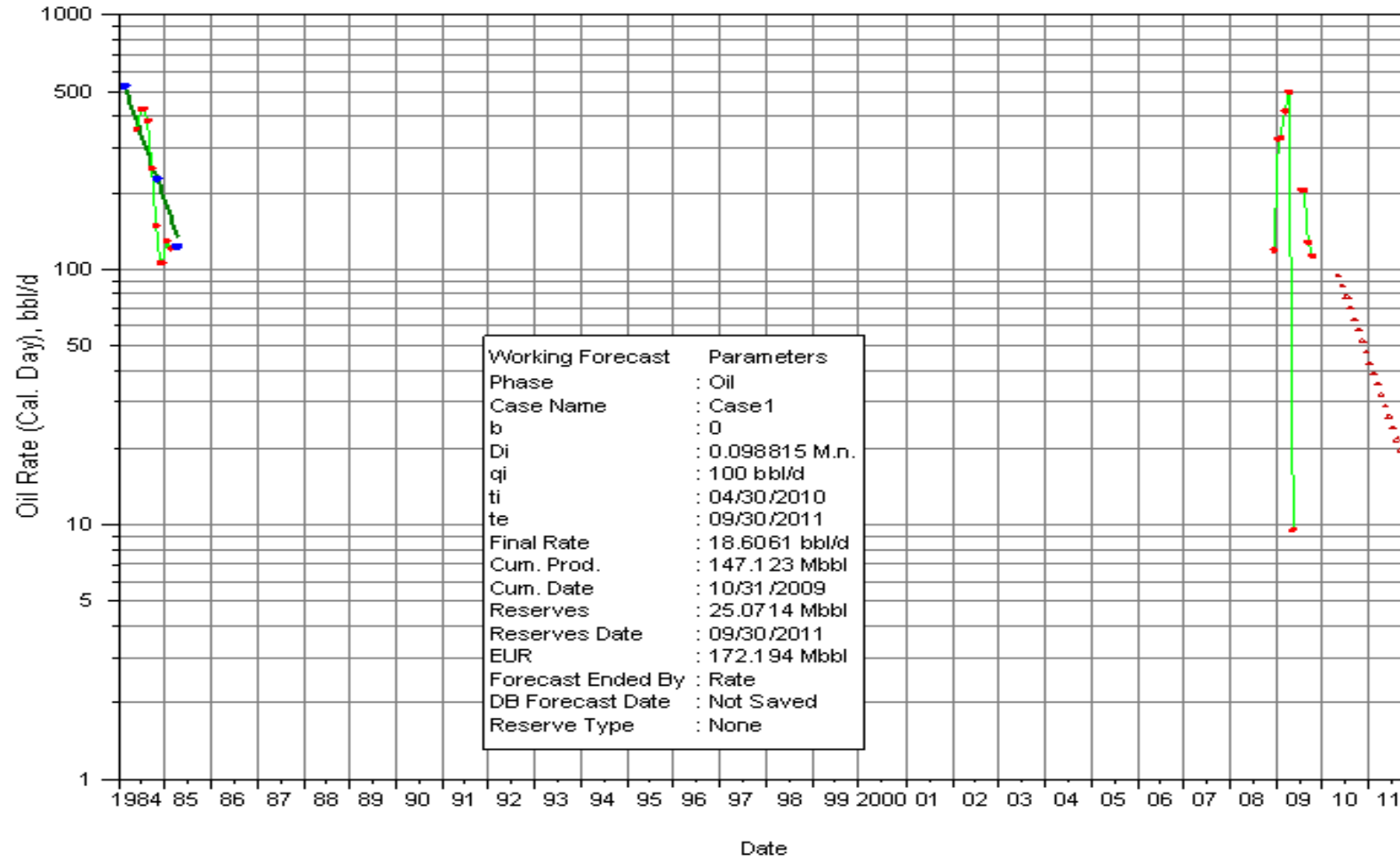


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 29

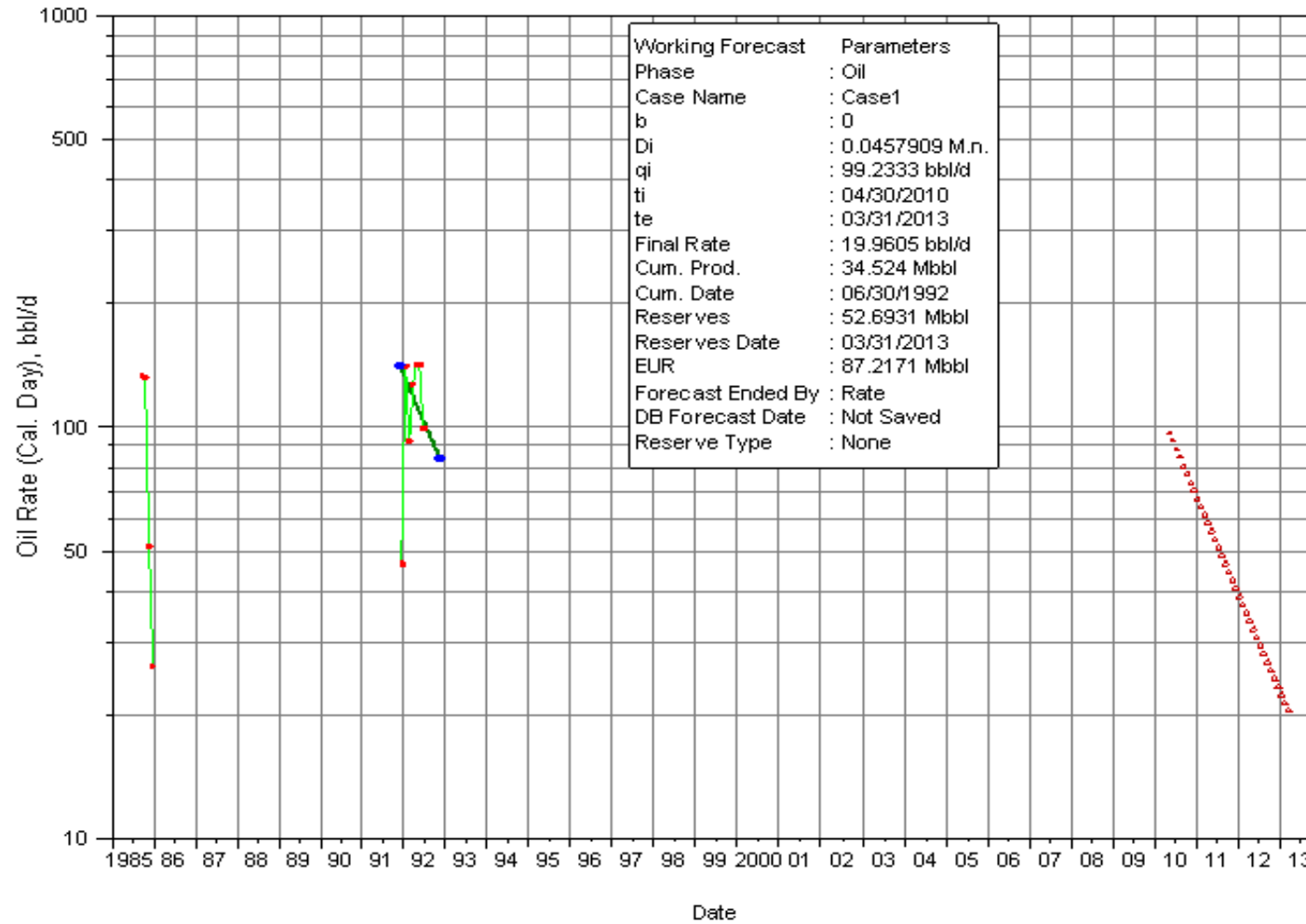
**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO TETETE 1**



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

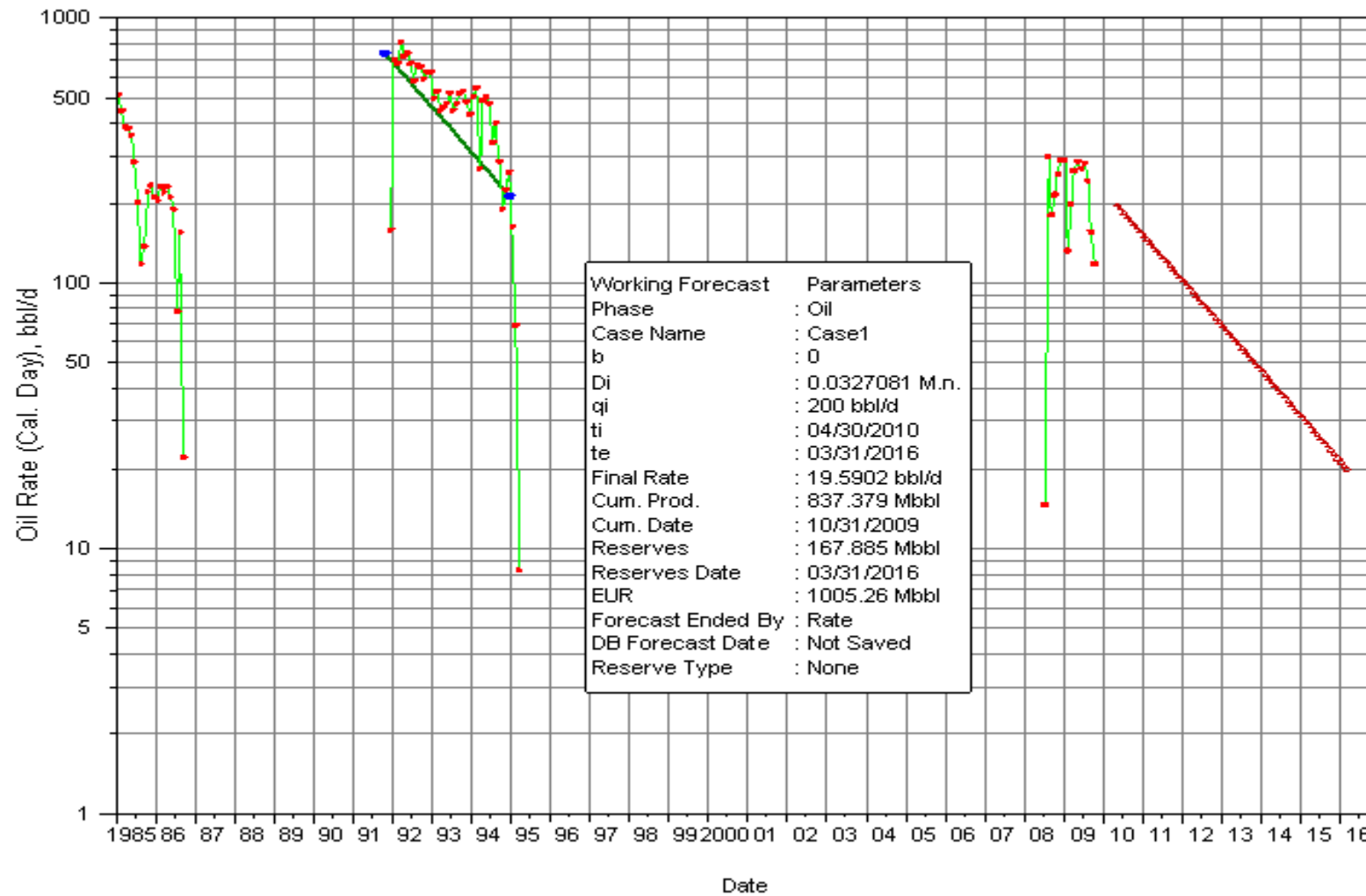
ANEXO N° 30**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TETETE 2**



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

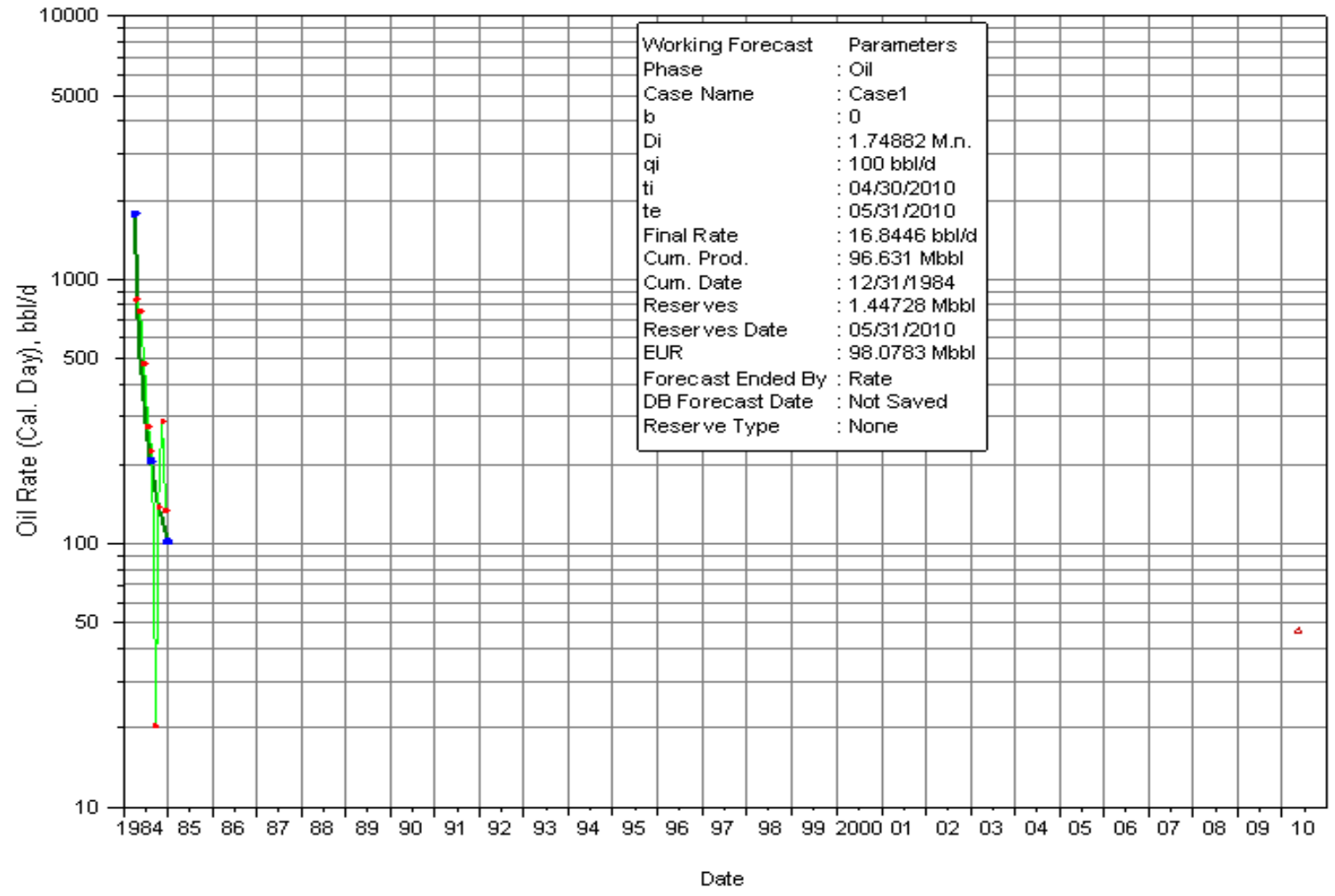
ANEXO N° 31**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TETETE 3**



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 32**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO TETETE 3**

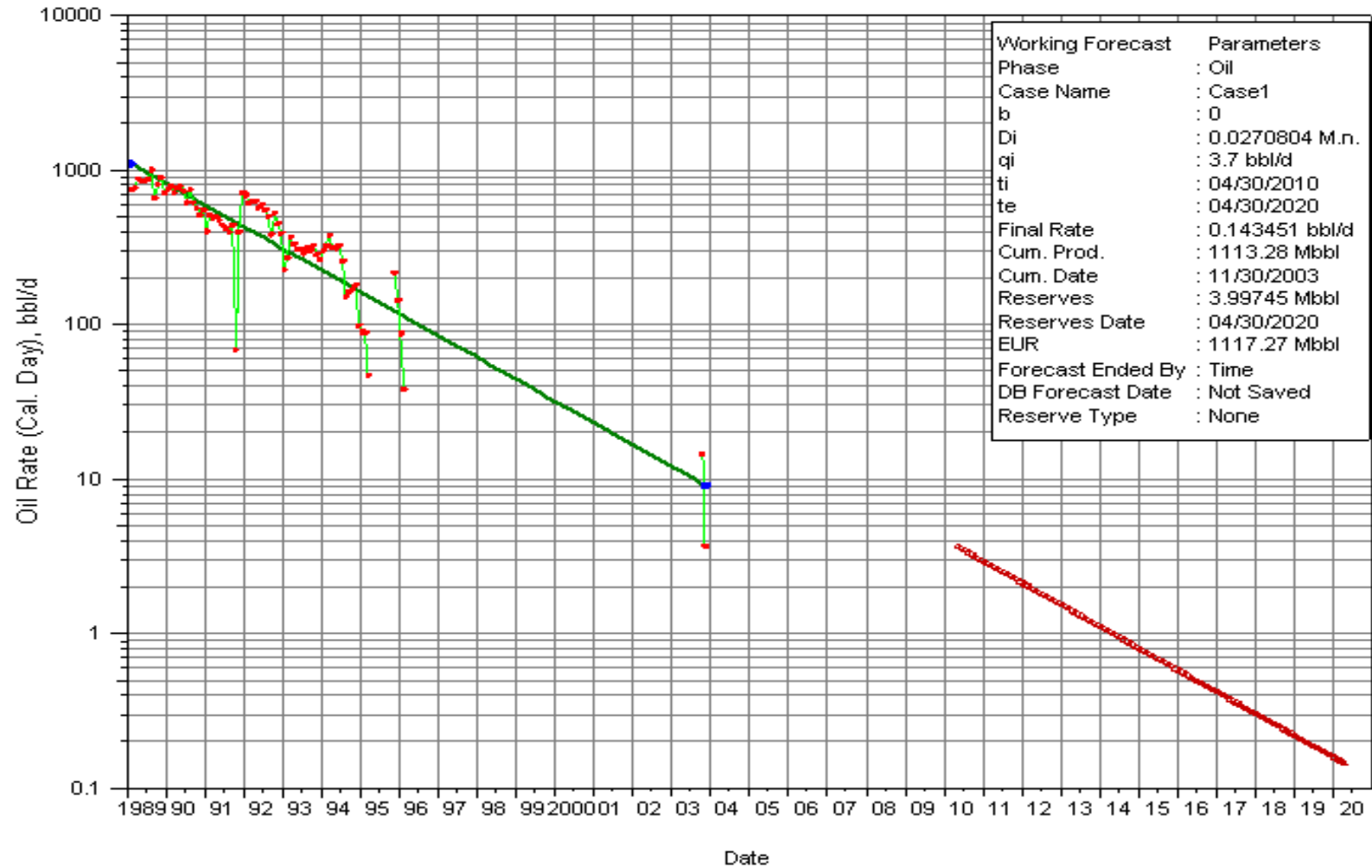


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 33

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN N DE LA ARENA
U INFERIOR DEL POZO TETETE 4**

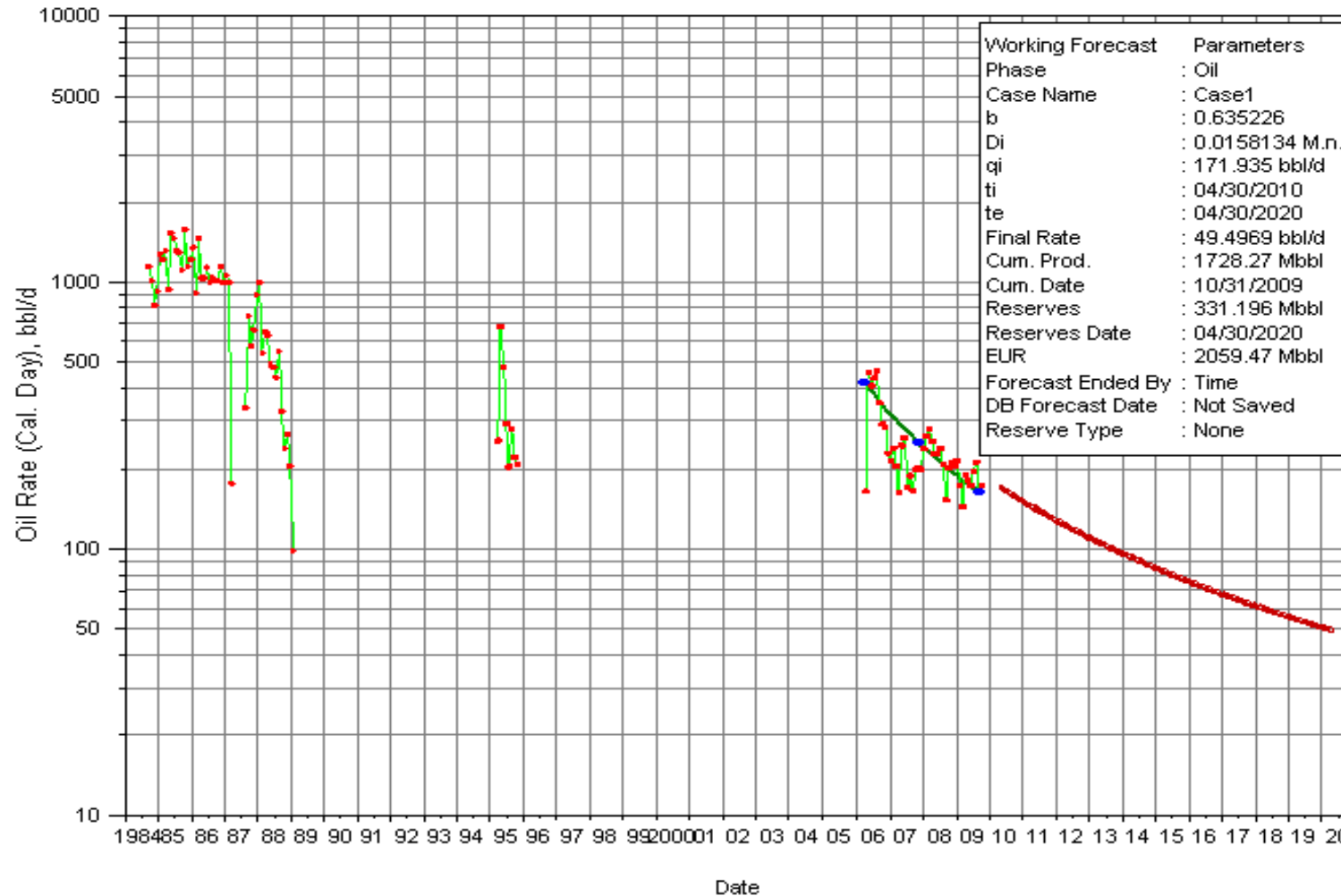


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 34

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO TETETE 4**

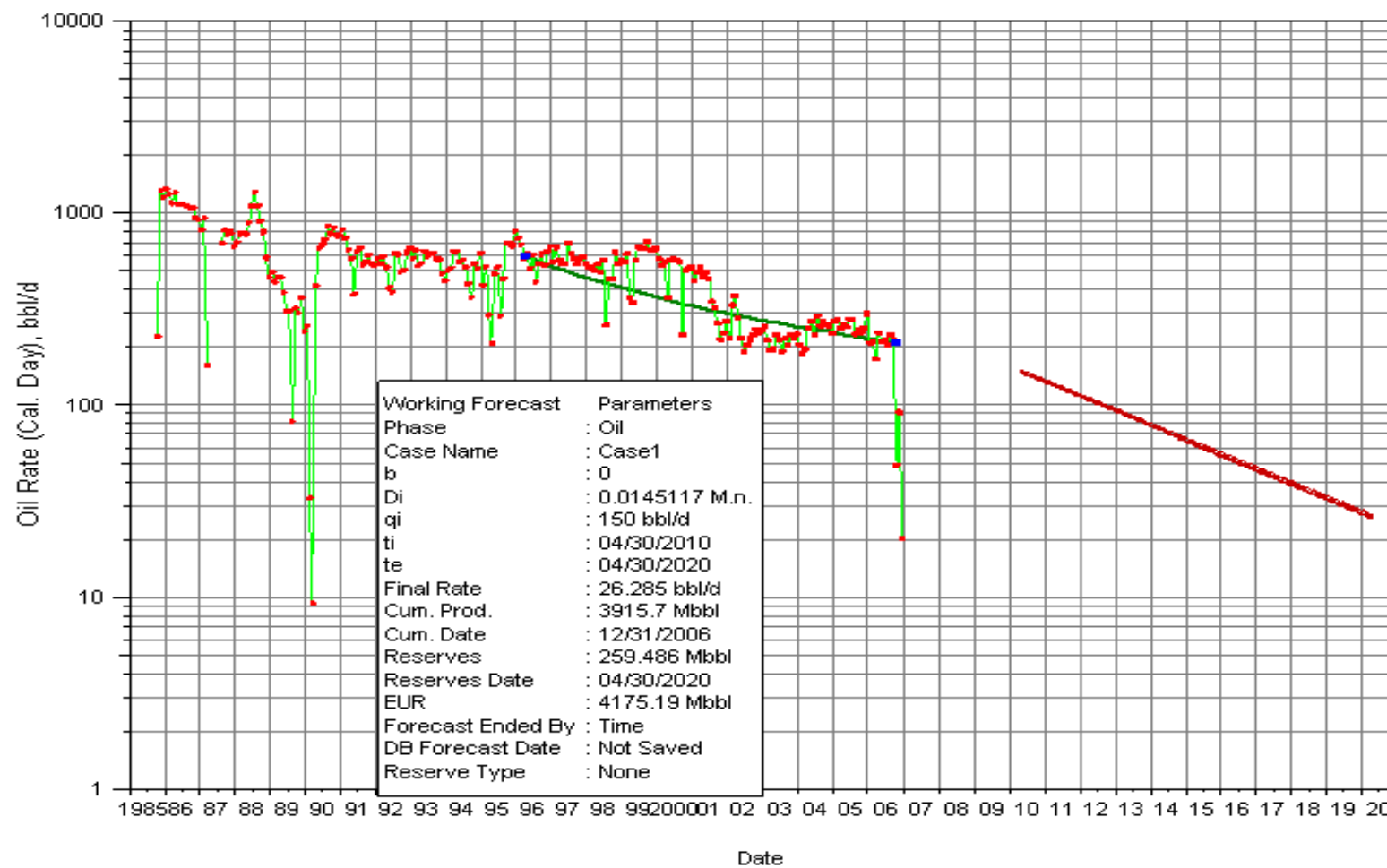


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 35

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TETETE 7**

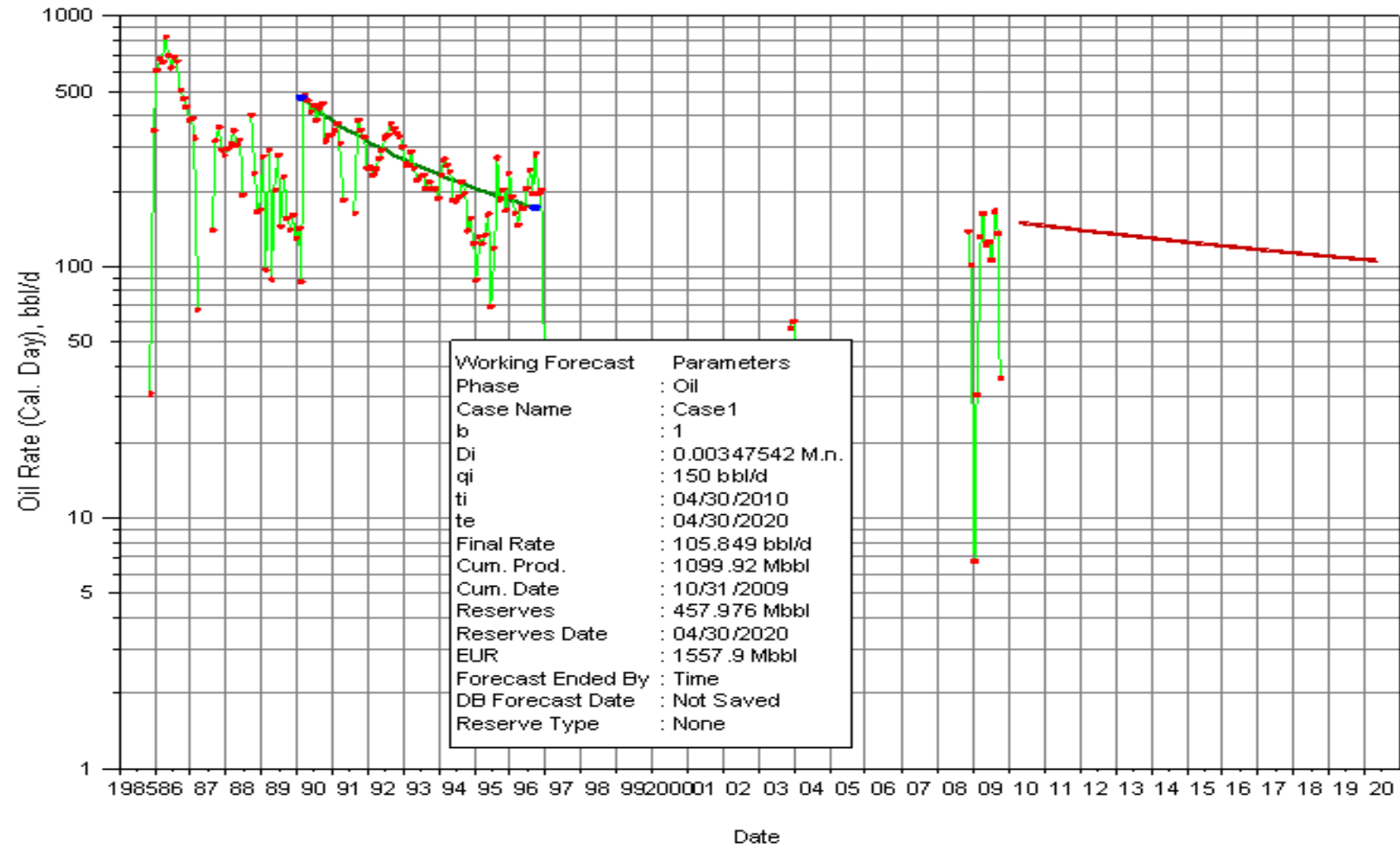


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 36

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TETETE 8**



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 37

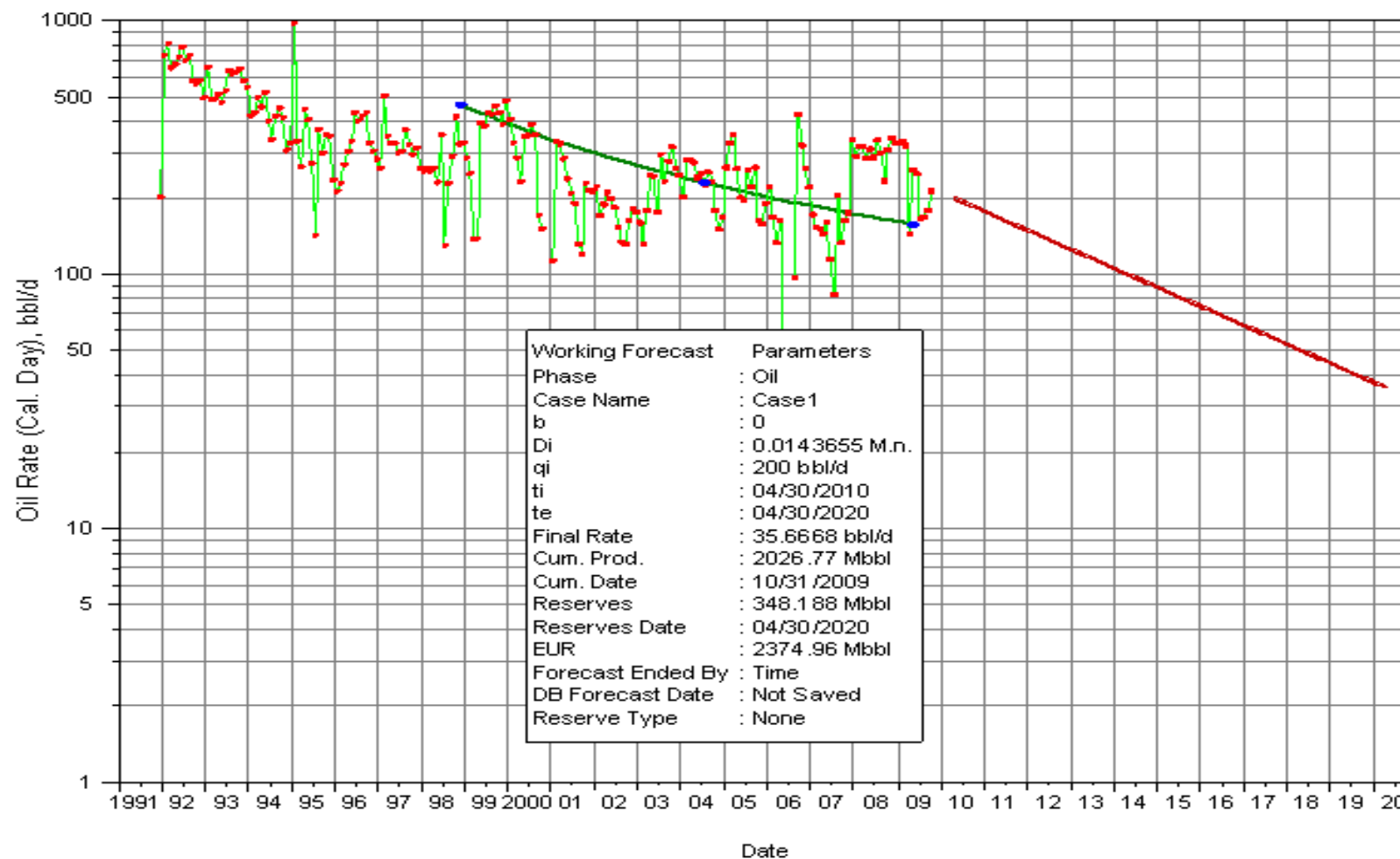
**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO TETETE 8**

ANEXO N° 38

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO TETETE 9**

ANEXO N° 39

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TETETE 10**

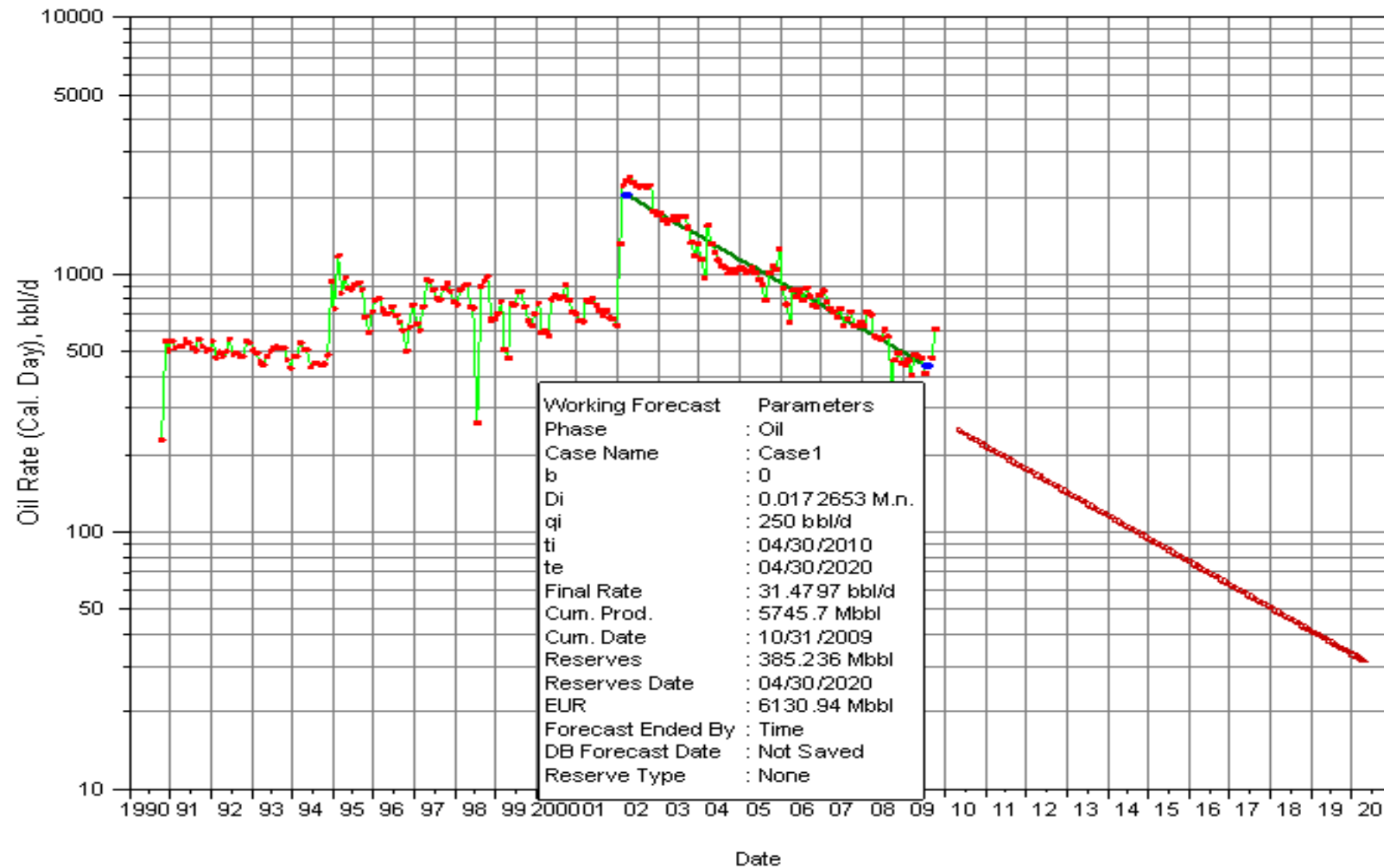


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 40

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TETETE 11**

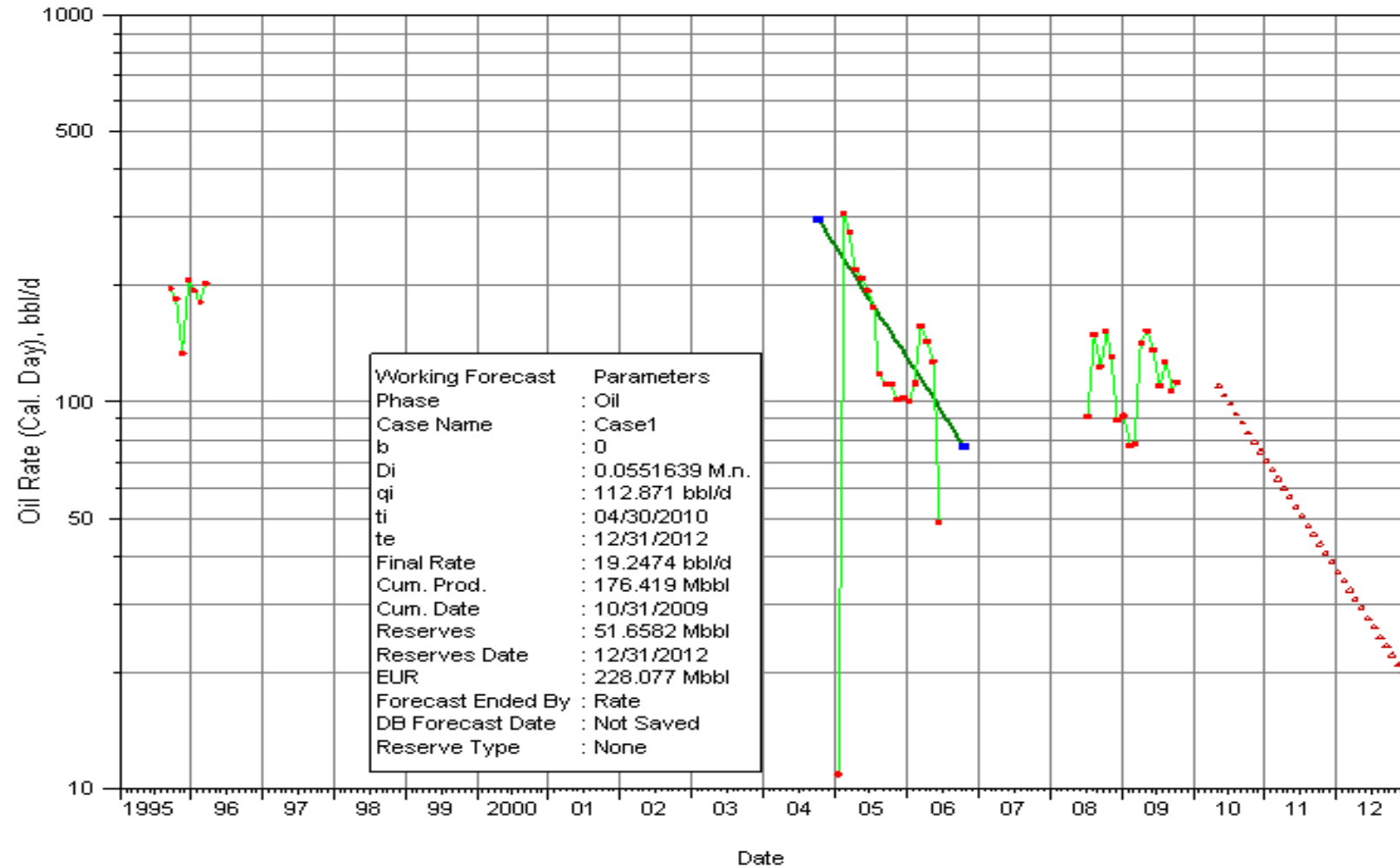


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 41

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TETETE 12**

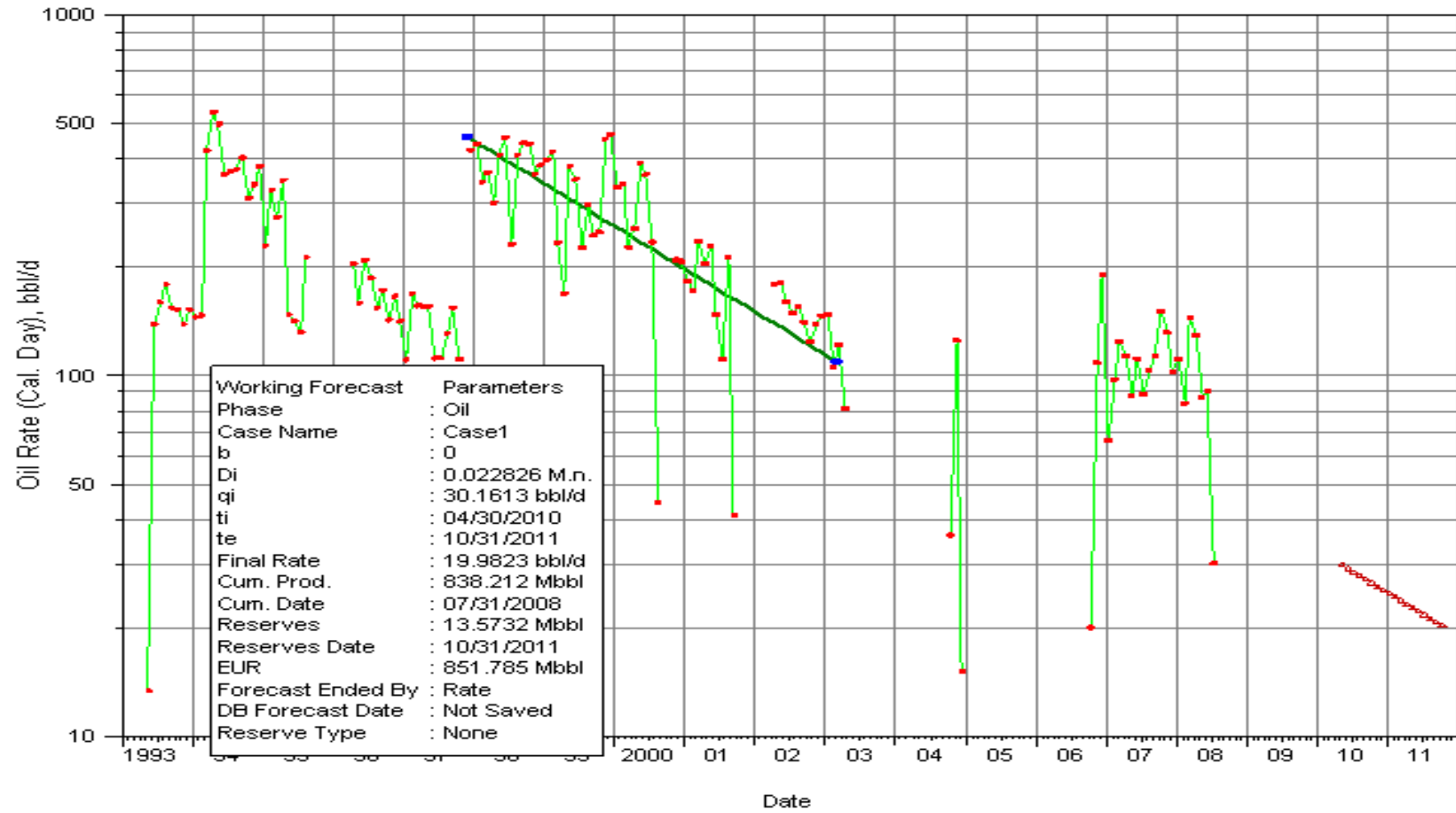


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 42

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO TETETE 12**



FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 43

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
INFERIOR DEL POZO TAPI 1**

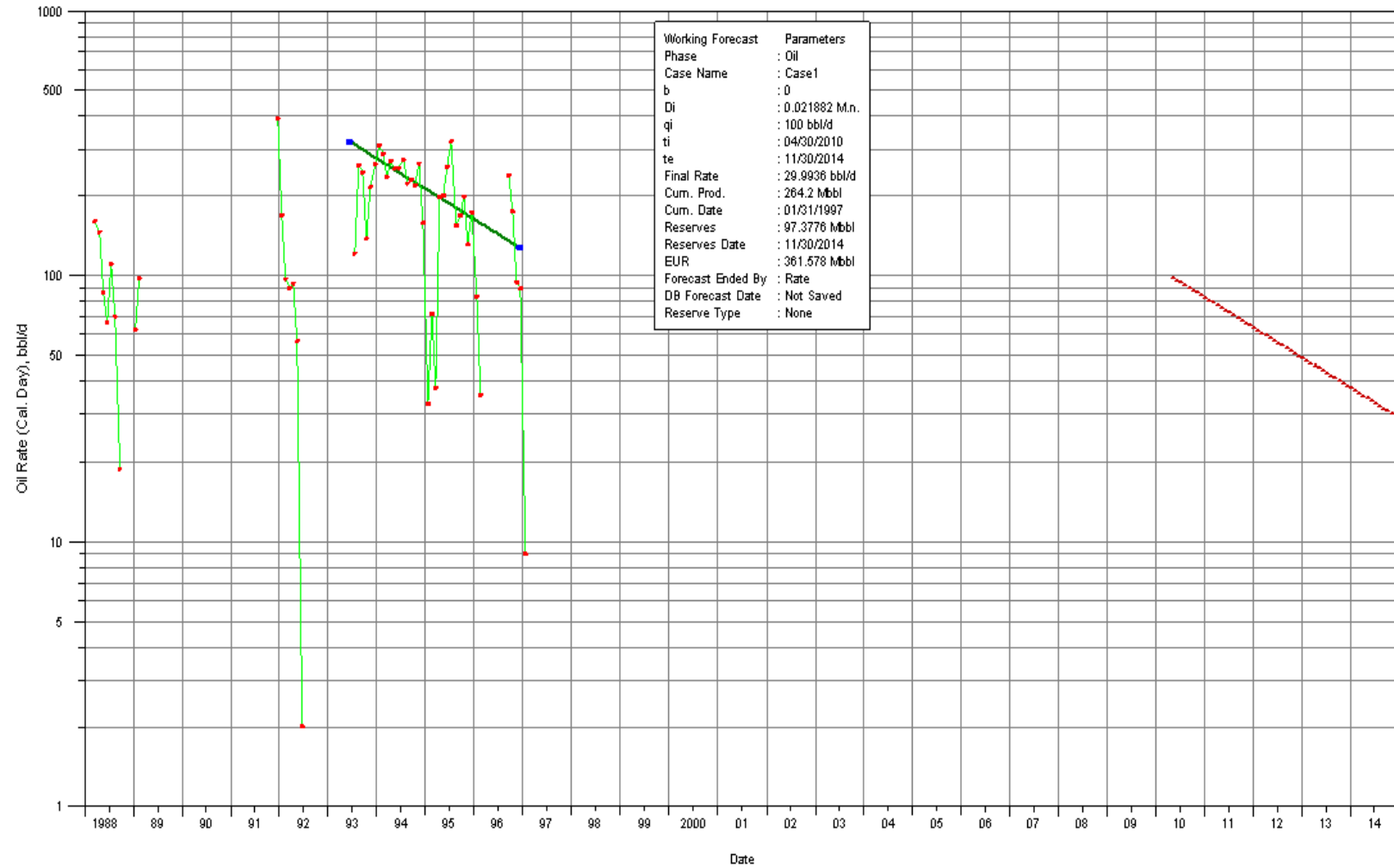


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

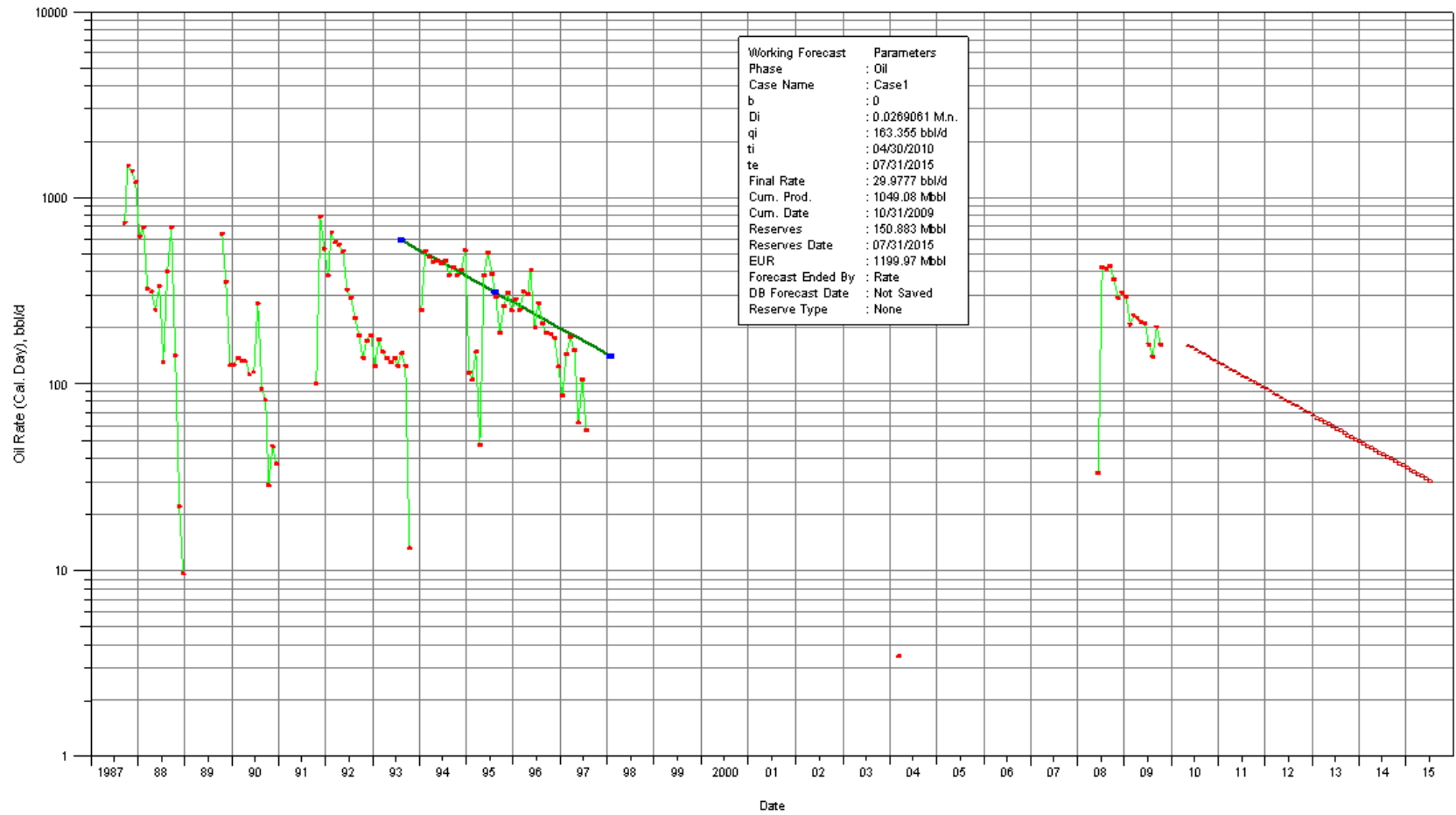
ANEXO N° 44

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TAPI 2**



FUENTE: EPPetroecuador
 ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

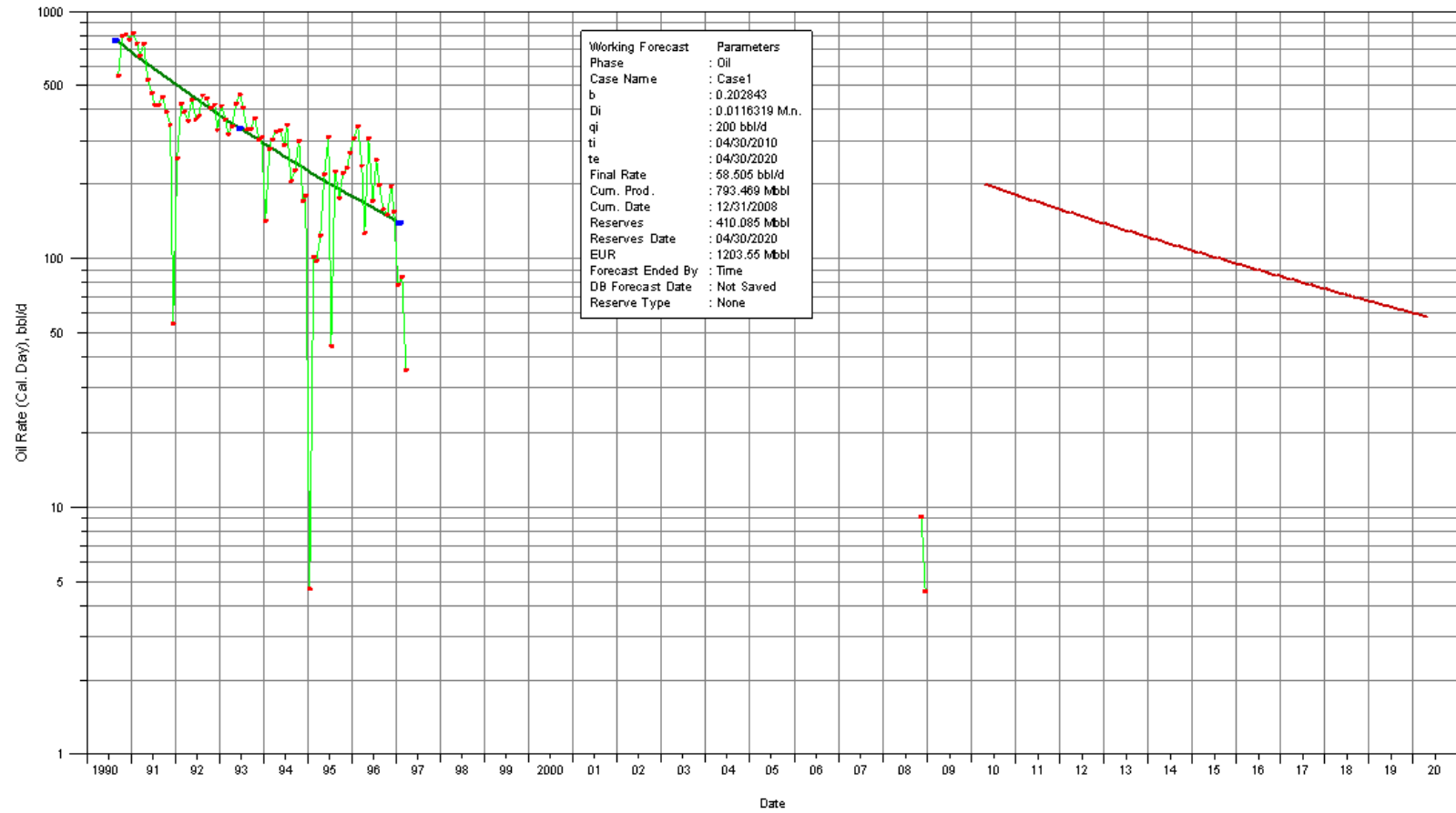
ANEXO N° 45**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TAPI 4**



FUENTE: EPPetroecuador
 ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 46

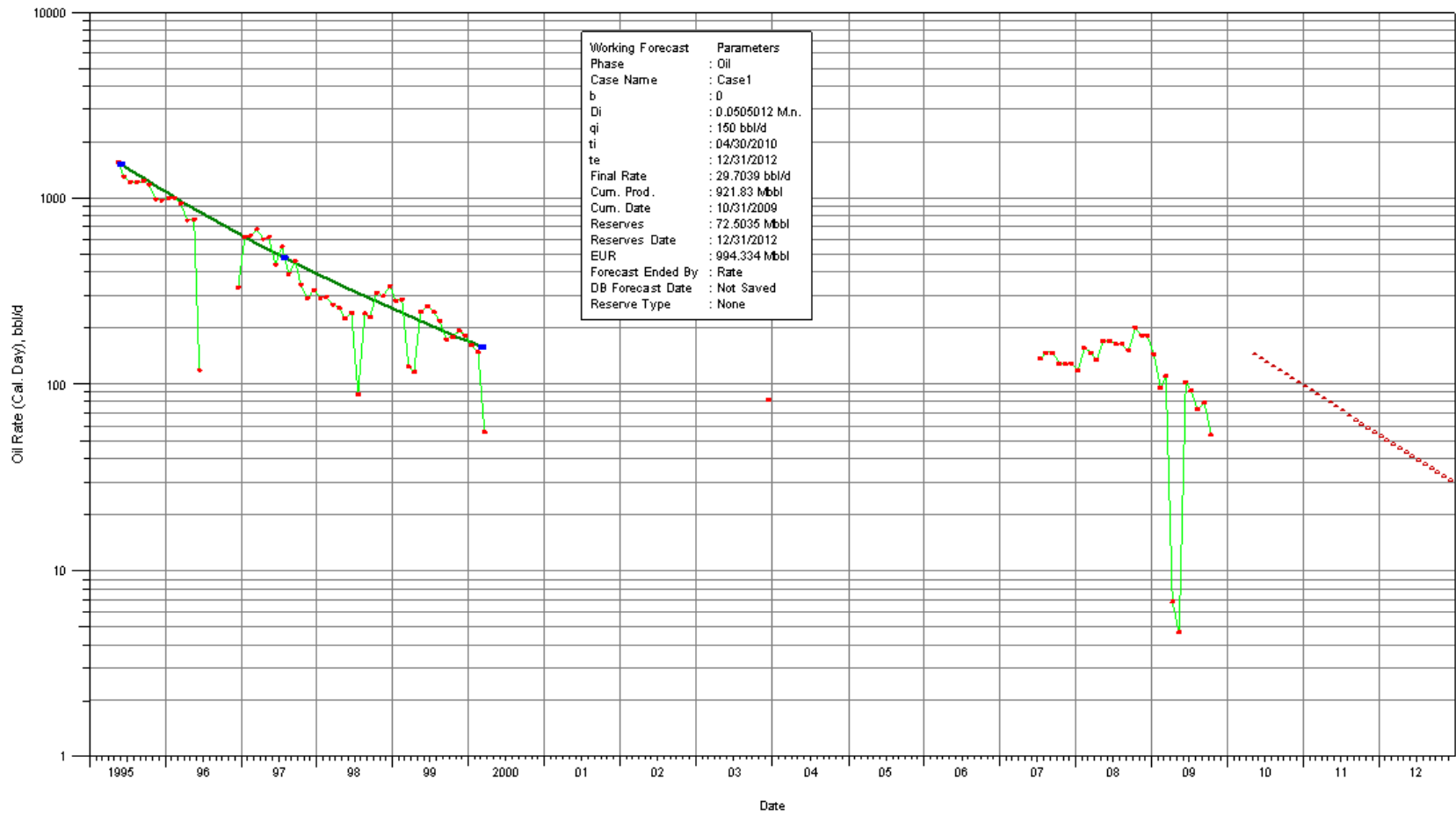
**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TAPI 5**



Working Forecast	Parameters
Phase	: Oil
Case Name	: Case1
b	: 0.202843
Di	: 0.0116319 M.n.
qi	: 200 bbl/d
ti	: 04/30/2010
te	: 04/30/2020
Final Rate	: 58.505 bbl/d
Cum. Prod.	: 793.469 Mbbl
Cum. Date	: 12/31/2008
Reserves Date	: 04/30/2020
EUR	: 1203.55 Mbbl
Forecast Ended By	: Time
DB Forecast Date	: Not Saved
Reserve Type	: None

FUENTE: EPPetroecuador
 ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 47**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA U
INFERIOR DEL POZO TAPI 6**

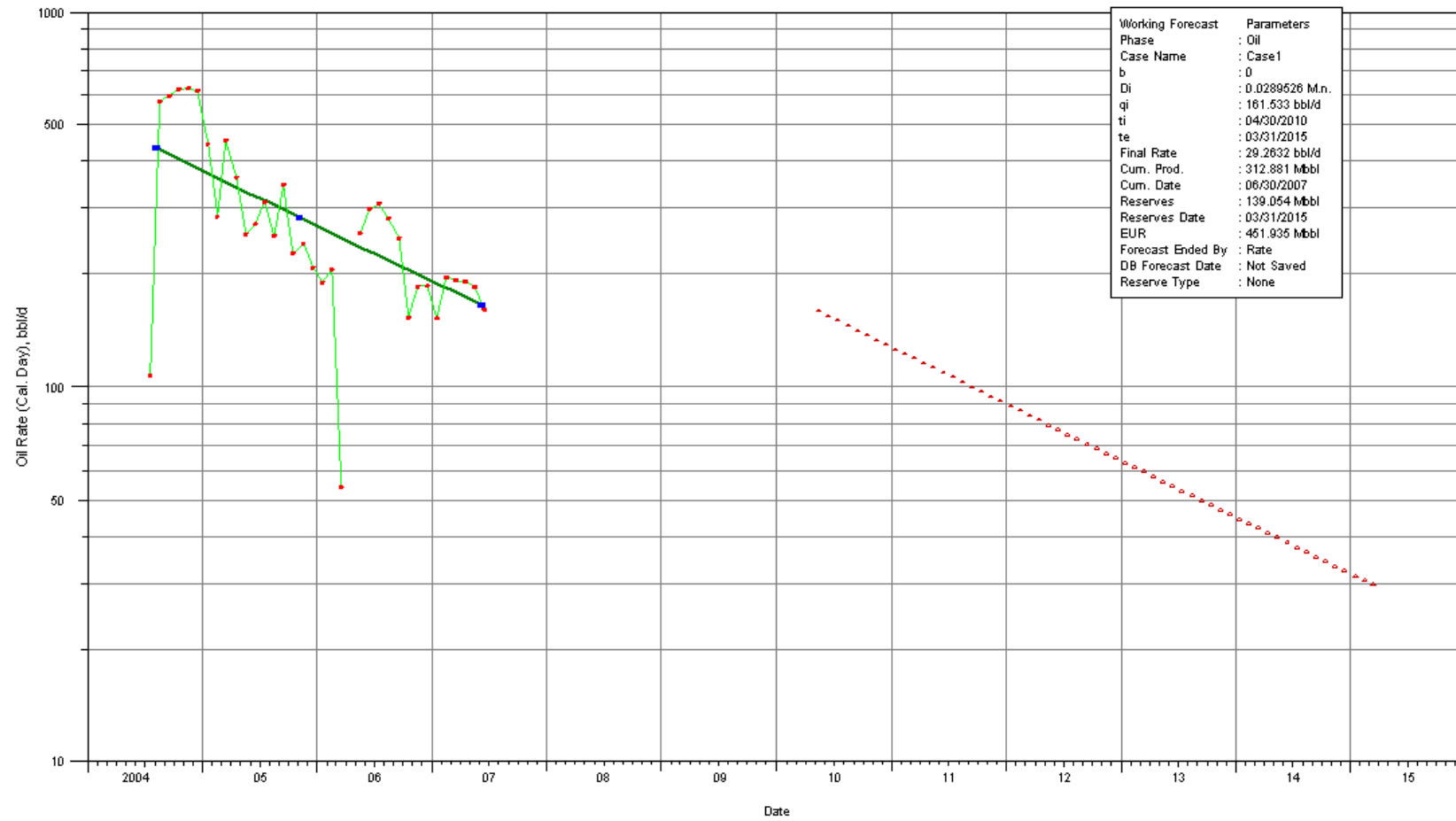


FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 48

**CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA T
SUPERIOR DEL POZO TAPI 6**



FUENTE: EPPetroecuador
 ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez

ANEXO N° 49

RADIOS DE DRENAJE DE LOS POZOS DEL CAMPO TETETE

Pozo	Norte (m)	Este (m)	Arena	Np (bbl)	ho (ft)	PIH (%)	Sw (%)	Sor (%)	Boi (BlS/BF)	Rev (ft)
Tetete 1	10020321,3	330132,1	U inferior	2773196	18	0,13	0,19	0,2	1,12	1972,6
	10020321,3	330132,1	T inferior	315725	18	0,09	0,34	0,25	1,37	1078,8
Tetete 2RW	10018760	328491,3	U inferior	34524	22	0,16	0,26	0,2	1,12	190,7
	10018760	328491,3	T inferior	-	0	0,11	1	0	1,37	-
Tetete 3	10020671,5	331628,8	U inferior	1007245	31	0,13	0,2	0,2	1,12	913,1
	10020671,6	331628,8	T inferior	96631	11	0,13	0,24	0,25	1,37	569,6
Tetete 4	10022290,7	330942	U inferior	1113280	21	0,13	0,13	0,2	1,12	1103,8
	10022290,7	330942	T inferior	1849039,88	31	0,14	0,13	0,25	1,37	1297,1
Tetete 5RW	10020379,5	329256,5	U inferior	245480	31	0,11	0,23	0,2	1,12	502,8
	10020379,5	329256,5	T inferior	-	0	0,08	1	0	1,37	-
Tetete 7	10021561,8	330562,5	U inferior	3915700	44	0,16	0,08	0,25	1,12	1289,1
	10021561,8	330562,5	T inferior	0	0	0,08	1	0	1,37	-
Tetete 8	10022191	330044,5	U inferior	1184012	29	0,17	0,11	0,25	1,12	866,7
	10022191	330044,5	T inferior	-	0	-	-	0	1,37	-
Tetete 9	10021694,4	331337,9	U inferior	1408036	37	0,16	0,1	0	1,12	727,3
	10021694,4	331337,9	T inferior	136356	9	0,12	0,2	0	1,37	621,6
Tetete 10	10021405	329747,5	U inferior	2195915	17	0,18	0,13	0,2	1,12	1464,2
	10021405	329747,5	T inferior	-	0	0,16	1	0	1,37	-
Tetete 11	10019829,6	329700,1	U inferior	6287894	31	0,16	0,05	0,2	1,12	1839,4
	10019829,6	329700,1	T inferior	19824	16	0,11	0,18	0,25	1,37	219,9
Tetete 12	10022800,5	330314,2	U inferior	232942	25	0,14	0,12	0,2	1,12	442,6
	10022800,5	330314,2	T inferior	834285,1	24	0,12	0,18	0,25	1,37	1115,5
Tetete 4RE	10022483,3	331362,37	U inferior	-	-	-	-	-	-	-
	10022503,2	331405,73	T inferior	153000	31	0,14	0,13	0,25	1,37	373,1

FUENTE: EPPetroecuador

ELABORACIÓN: Alexis Armijos, Daniel Yépez