

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS CON
COMPLETACIONES DOBLES EN LOS CAMPOS CUYABENO Y
SHUSHUFINDI, PARA CONTINUAR CON SU IMPLEMENTACIÓN**

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

MARCO PATRICIO SALAZAR HERRERA

patto_87@hotmail.es

DIRECTOR: ING. DAVID GERARDO BARROS PAZMIÑO

gerardo.barros@epn.edu.ec

Quito, 27 de febrero del 2012

DECLARACIÓN

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

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

MARCO PATRICIO
SALAZAR HERRERA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por MARCO PATRICIO SALAZAR HERRERA, bajo mi supervisión.

Ing. GERARDO BARROS
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la dicha de vivir cada día, llenarme de bendiciones y sabiduría para llegar a cumplir este sueño anhelado.

A mis padres Marco y Margoth, por ser los pilares de mi vida, por su confianza y apoyo, sin ellos esto no hubiera sido posible.

A mi hermano Edy y a una persona muy especial Sil, quienes han aportado su granito de arena, con su apoyo y confianza.

Al Ingeniero Gerardo Barros que ha sido un guía fundamental para el desarrollo de este proyecto. Y de igual manera al Ingeniero Robinson Freire por su colaboración desinteresada.

A los Ingenieros de la especialización en Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional, por compartir e impartir sus valiosos conocimientos. De la misma manera al personal de EP PETROECUADOR, por permitir que el presente trabajo se lleve a cabo, por su colaboración y amistad brindada.

A todos mis amig@s que me han acompañado, durante todo este tiempo, brindándome su apoyo y amistad.

PATTO SALAZAR

DEDICATORIA

A Dios, por darme protección, cuidado y amor; para hoy alcanzar una meta más en mi vida.

A mis padres porque representan lo más valioso e importante de mi vida, por sus sabios consejos y apoyo incondicional en cada paso de mi vida.

A mis abuelitos por su inmenso cariño, sé que estarían orgullosos porque culmine mi carrera.

A todas las persona que me apoyaron y confiaron siempre en mí.

PATTO SALAZAR

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
CONTENIDO DE FIGURAS	X
CONTENIDO DE TABLAS	XII
SIMBOLOGÍA.....	XIV
RESUMEN	XV
PRESENTACIÓN.....	XVII
 CAPÍTULO I	
DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS SEIS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS CUYABENO Y SHUSHUFINDI, EN LOS POZOS QUE TIENEN COMPLETACIONES DOBLES	1
1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO CUYABENO.....	1
1.1.1 HISTORIAL DEL CAMPO	1
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.1.3 ESTRUCTURA.....	3
1.1.4 ESTRATIGRAFÍA.....	4
1.1.4.1 Formación Napo.....	4
1.1.4.1.1 Arena U superior.....	4
1.1.4.1.2 Arena U media.....	4
1.1.4.1.3 Arena U inferior.....	5
1.1.4.1.4 Arena T superior.....	5
1.1.4.1.5 Arena T inferior.	5
1.1.4.2 Formación Tena.....	5
1.1.4.2.1 Basal Tena.....	5
1.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA Y FLUIDO.....	7
1.1.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	8
1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI	9
1.2.1 HISTORIAL DEL CAMPO	9
1.2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	9
1.2.3 ESTRUCTURA.....	10
1.2.4 ESTRATIGRAFÍA	12
1.2.4.1 Formación Tena.....	12
1.2.4.1.1 Basal Tena.....	12
1.2.4.2 Formación Napo.....	13
1.2.4.2.1 Arena U superior.....	13
1.2.4.2.2 Arena U inferior.....	13
1.2.4.2.3 Arena T superior.....	14
1.2.4.2.4 Arena T inferior.....	14
1.2.4.3 Formación Hollín.....	14

1.2.5 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA Y FLUIDO	16
1.2.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	18

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN DOBLE CON EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	22
2.1 INTRODUCCIÓN	22
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	22
2.3 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE COMPLETACIÓN DOBLE	24
2.3.1 UNIÓN AJUSTABLE (ADJUSTABLE UNION)	24
2.3.2 TUBERÍA SOMETIDA A IMPACTOS DE FLUJO (BLAST JOINT).....	25
2.3.3 ACOPLAMIENTOS DE FLUJO (FLOW COUPLINGS)	26
2.3.4 NIPPLE DE ASENTAMIENTO (LANDING NIPPLES, NO-GO).....	26
2.3.5 EMPACADURA (PACKER).....	27
2.3.6 EXTENSIÓN PARA LA SELECCIÓN PULIDA (SEALBORE EXTENSION)	28
2.3.7 ENSAMBLAJE DE SELLOS (SEAL ASSEMBLY).....	29
2.3.7.1 Unidad de sellos (Seal units).....	29
2.3.7.2 Localizador (Locator).....	30
2.3.7.3 Guía casco de mula (Muleshoe guide).....	31
2.3.8 CAMISA DE CIRCULACIÓN Y PRODUCCIÓN (SLEEVE SLIDING SIDE DOOR).....	31
2.3.9 HERRAMIENTA "Y" (Y TOOL).....	33
2.3.10 TAPONES EXPULSABLES (EXPENDABLE PLUGS)	33
2.3.11 CABEZAL DE POZO.....	34
2.4 SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (BES).....	35
2.5 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (BES).....	35
2.5.1 EQUIPO DE SUPERFICIE	36
2.5.1.1 PANEL DE CONTROL.....	36
2.5.1.1.1 <i>Control de velocidad fija (Switchboard)</i>	37
2.5.1.1.2 <i>Control de velocidad variable (VSD)</i>	37
2.5.1.2 Transformadores.....	37
2.5.1.2.1 <i>Transformador reductor (SDT)</i>	38
2.5.1.2.2 <i>Transformador elevador (SUT)</i>	38
2.5.1.3 Caja de conexiones.....	38
2.5.1.4 Cabecal del pozo.....	39
2.5.2 EQUIPO DE SUBSUELO	40
2.5.2.1 Cable de potencia.....	40
2.5.2.2 Bomba electro sumergible.....	41
2.5.2.3 Separador de gas o Intake.....	43
2.5.2.4 Protector.....	44
2.5.2.5 Motor.....	46
2.5.2.6 Sensor.....	47
2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS COMPLETACIONES DOBLES.....	48

2.7 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL.....	49
------------------------------------	----

CAPÍTULO III

ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS CON COMPLETACIONES DOBLES	59
3.1 INTRODUCCIÓN.....	59
3.2 ANTECEDENTES.....	59
3.3 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN DOBLE.....	60
3.4 JUSTIFICACIÓN LEGAL PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN DOBLE.....	61
3.5 CONDICIONES IMPORTANTES.....	62
3.5.1 TIPO DE POZO.....	62
3.5.2 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING).....	62
3.5.3 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TUBING).....	63
3.5.4 FLUIDO DEL POZO.....	63
3.5.5 ANÁLISIS DEL YACIMIENTO.....	63
3.5.6 PRESIONES.....	63
3.5.7 TEMPERATURA.....	64
3.6 ESTIMACIÓN DE RESERVAS DEL CAMPO CUYABENO Y SHUSHUFINDI	64
3.6.1 CAMPO CUYABENO.....	65
3.6.2 CAMPO SHUSHUFINDI.....	69
3.7 ESTUDIO DE LOS POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE EN LOS CAMPO CUYABENO Y SHUSHUFINDI.....	72
3.7.1 CAMPO CUYABENO: POZO CUY-24D.....	74
3.7.1.1 Generalidades.....	74
3.7.1.2 Historial del pozo.....	74
3.7.1.3 Pruebas de evaluación.....	80
3.7.1.4 Historial de producción.....	82
3.7.1.5 Historial de reacondicionamiento.....	87
3.7.2 CAMPO SHUSHUFINDI: POZO SSF-111D.....	88
3.7.2.1 Generalidades.....	88
3.7.2.2 Historial del pozo.....	88
3.7.2.3 Pruebas de evaluación.....	94
3.7.2.4 Historial de producción.....	96
3.7.2.5 Historial de reacondicionamiento.....	100
3.7.3 CAMPO SHUSHUFINDI: POZO SSF-132D.....	102
3.7.3.1 Generalidades.....	102
3.7.3.2 Historial del pozo.....	102
3.7.3.3 Pruebas de evaluación.....	103
3.7.3.4 Historial de producción.....	104
3.7.3.5 Historial de reacondicionamiento.....	107
3.8 SÍNTESIS DEL ESTUDIO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS.....	108

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	111
4.1 INTRODUCCIÓN.....	111
4.2 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	111
4.2.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	112
4.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	113
4.2.3 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO (B/C).....	114
4.2.3.1 Inversión.....	116
4.2.3.2 Egresos.....	117
4.2.3.3 Ingresos.....	117
4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	119
4.4 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	126

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	127
5.1 CONCLUSIONES.....	127
5.2 RECOMENDACIONES.....	129
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	131
ANEXOS.....	132

CONTENIDO DE FIGURAS

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS SEIS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS CUYABENO Y SHUSHUFINDI, EN LOS POZOS QUE TIENEN COMPLETACIONES DOBLES

Figura 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO CUYABENO	2
Figura 1.2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO CUYABENO.....	3
Figura 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO	6
Figura 1.4 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	10
Figura 1.5 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI	11
Figura 1.6 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI	15
Figura 1.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	20

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN DOBLE CON EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

Figura 2.1 DISEÑO DE LA DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	24
Figura 2.2 ADJUSTABLE UNION.....	25
Figura 2.3 BLAST JOINT	25
Figura 2.4 FLOW COUPLING	26
Figura 2.5 LANDING NIPPLES	27
Figura 2.6 PACKER DE PRODUCCIÓN	28
Figura 2.7 SEALBORE.....	28
Figura 2.8 SEAL ASSEMBLY	29
Figura 2.9 SEAL UNIT.....	30
Figura 2.10 LOCATOR.....	30
Figura 2.11 MULESHOE GUIDE.....	31
Figura 2.12 SLEEVE SLIDING SIDE DOOR	32
Figura 2.13 Y TOOL	33
Figura 2.14 CABEZAL DE POZO.....	34
Figura 2.15 EQUIPO BES	36
Figura 2.16 CAJA DE CONEXIONES	38
Figura 2.17 INSTALACIÓN TÍPICA DEL EQUIPO DE SUPERFICIE.....	39
Figura 2.18 CONEXIÓN DEL CABLE DE POTENCIA	40
Figura 2.19 CABLE DE POTENCIA	41

Figura 2.20 ETAPA DE LA BOMBA	42
Figura 2.21 BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE	43
Figura 2.22 SEPARADOR DE GAS	44
Figura 2.23 PROTECTOR.....	45
Figura 2.24 MOTOR.....	46
Figura 2.25 SENSOR	47
Figura 2.26 ENSAMBLAJE DE LA COMPLETACIÓN DOBLE.....	53

CAPÍTULO III

ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS CON COMPLETACIONES DOBLES

Figura 3.1 ESTIMACIÓN DE RESERVAS CAMPO SHUSHUFINDI ARENA U ...	65
Figura 3.2 ESTIMACIÓN DE RESERVAS CAMPO SHUSHUFINDI ARENA T ...	67
Figura 3.3 ESTIMACIÓN DE RESERVAS CAMPO CUYABENO ARENA U	69
Figura 3.4 ESTIMACIÓN DE RESERVAS CAMPO CUYABENO ARENA T	71
Figura 3.5 HISTORIAL DEL POZO CUY-24D	79
Figura 3.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUY-24D, ARENA Ui	84
Figura 3.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUY-24D, ARENA Us	86
Figura 3.8 HISTORIAL DEL POZO SSF-111D.....	93
Figura 3.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SSF-111D, ARENA T.....	98
Figura 3.10 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SSF-111D, ARENA Ui.....	99
Figura 3.11 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SSF-132D, ARENA Ui	106
Figura 3.12 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SSF-132D, ARENA Ti.....	107

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO

Figura 4.1 PRECIO DEL PETRÓLEO	118
--------------------------------------	-----

CONTENIDO DE TABLAS

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS SEIS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS CUYABENO Y SHUSHUFINDI, EN LOS POZOS QUE TIENEN COMPLETACIONES DOBLES

Tabla1.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA Y FLUIDO DEL CAMPO CUYABENO.....	7
Tabla1.2 ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO CUYABENO	8
Tabla1.3 PRODUCCIÓN POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DEL CAMPO CUYABENO.....	8
Tabla 1.4 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA Y FLUIDO DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	17
Tabla 1.5 PRODUCCIÓN ANUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	19
Tabla 1.6 ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	21
Tabla 1.7 PRODUCCIÓN POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	21

CAPÍTULO III

ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS CON COMPLETACIONES DOBLES

Tabla 3.1 PROYECCIÓN PRODUCCIÓN CAMPO SHUSHUFINDI-ARENA U ...	66
Tabla 3.2 PROYECCIÓN PRODUCCIÓN CAMPO SHUSHUFINDI-ARENA T	68
Tabla 3.3 PROYECCIÓN PRODUCCIÓN CAMPO CUYABENO-ARENA U	70
Tabla 3.4 PROYECCIÓN PRODUCCIÓN CAMPO CUYABENO-ARENA T	72
POZO CUY-24D	
Tabla 3.5 PARÁMETROS INICIALES DE LA ARENA	75
Tabla 3.6 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN.....	75
Tabla 3.7 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	76
Tabla 3.8 HISTORIAL DEL POZO CUY-24D	77
Tabla 3.9 DATOS DE PRUEBAS DE EVALUACIÓN-ARENA Ui	80
Tabla 3.10 DATOS DE PRUEBAS DE EVALUACIÓN-ARENA Us	81
Tabla 3.11 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUY-24D, ARENA Ui	82
Tabla 3.12 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUY-24D, ARENA Us	85
Tabla 3.13 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN - W.O.	87
POZO SSF-111D	
Tabla 3.14 INTERVALOS PERFORADOS.....	88
Tabla 3.15 DATOS DE LAS PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN.....	89

Tabla 3.16 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN, ARENA Ui	89
Tabla 3.17 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN ARENA Ui y Ti	90
Tabla 3.18 HISTORIAL DEL POZO SSF-111D	91
Tabla 3.19 DATOS DE PRUEBAS DE EVALUACIÓN-ARENA T	94
Tabla 3.20 DATOS DE PRUEBAS DE EVALUACIÓN-ARENA Ui	95
Tabla 3.21 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-111D, ARENA T ...	96
Tabla 3.22 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-111D, ARENA Ui..	99
Tabla 3.23 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN - W.O.	101
POZO SSF-132D	
Tabla 3.24 PARÁMETROS INICIALES DE LAS ARENAS	102
Tabla 3.25 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN	103
Tabla 3.26 PARÁMETROS DEL POZO SSF-35	103
Tabla 3.27 PRODUCCIÓN POZO SSF-132D, ARENA Ui	104
Tabla 3.28 PRODUCCIÓN POZO SSF-132D, ARENA Ti	104
Tabla 3.29 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SSF-132D, ARENA Ui	105
Tabla 3.30 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SSF-132D, ARENA Ti	107

CAPÍTULO IV :ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO

Tabla4.1 VIABILIDAD DEL PROYECTO	115
Tabla4.2 COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN DOBLE	116
Tabla 4.3 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO CUY-24D, PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 110 \$/BI	120
Tabla 4.4 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO CUY-24D, PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 102 \$/BI	121
Tabla4.5 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO CUY-24D, PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 84 \$/BI	122
Tabla 4.6 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO SSF-111D, PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 110 \$/BI	123
Tabla 4.7 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO SSF-111D, PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 102 \$/BI	124
Tabla 4.8 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO SSF-111D, PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 84 \$/BI	125
Tabla 4.9 RESULTADO DEL ANÁLISIS POZO CUY-24D	126
Tabla 4.10 RESULTADO DEL ANÁLISIS POZO SSF-111D	126

SIMBOLOGÍA

EPP= Empresa Pública PETROECUADOR.

API= Gravedad específica del petróleo (American Petroleum Institute).

GOR= Relación gas-petróleo.

CAP= Contacto agua-petróleo.

BSW= Corte de agua, %.

Bls= Barriles.

Mbls= Miles de barriles.

PPH= Bombeo hidráulico.

BFPD= Barriles de fluido por día.

BAPD= Barriles de agua por día.

BPPD= Barriles de petróleo por día.

BES= Bombeo electro sumergible.

Qo= Caudal de petróleo.

Qw= Caudal de agua.

Ho= Espesor neto de petróleo.

Ø= Porosidad, %.

K= Permeabilidad, md.

Tf= Temperatura de la formación.

Psi= Libra/pulgada cuadrada.

SAL, ppm= Salinidad, partes por millon.

Sw= saturación de agua.

SDT= Transformador reductor.

VSD= Control de velocidad variable.

SUT= Transformador elevador .

PVT= Análisis de Presión, Volumen y Temperatura de los fluidos del yacimiento.

BPPM= Barriles de petróleo por mes.

VAN= Valor actual neto.

TIR= Tasa interna de retorno.

B/C= Relación costo/beneficio.

WTI= West texas intermediate.

W.O.= Workover

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación se desarrolla el estudio de la producción en los pozos con completación doble, que se encuentran en los campos Cuyabeno y Shushufindi, los cuales son administrados por la empresa estatal EP PETROECUADOR.

El Primer Capítulo comprende una caracterización de los yacimientos de los campos mencionados anteriormente. Esta información incluye los datos actuales de producción del campo; con el propósito de identificar las propiedades y características de estos campos.

Segundo Capítulo. La completación de los pozos, constituye parte decisiva dentro del desempeño operativo, productivo y desarrollo de un campo. En este capítulo se describe las herramientas que integran la completación doble de un pozo, conjuntamente con las partes del equipo electro sumergible que forma parte de este mecanismo.

En el Tercer Capítulo se realiza el desarrollo del proyecto. Para el estudio de la producción de los pozos, se debe tener en cuenta las condiciones importantes y necesarias para su instalación, relacionando la mecánica del pozo y las condiciones de productividad de cada zona productora.

Se estudia tres pozos en los cuales se instaló la completación doble, dando como resultado tres escenarios distintos. Esto nos da una mayor visión para el estudio del comportamiento de los pozos, que producen con este sistema de completación.

Con el fin de recomendar la implementación de este sistema de completación, se indica en este capítulo una estimación de las reservas de los campos en estudio. Cabe indicar que la instalación de un sistema de completación doble, tiene tanto su justificación técnica como su justificación legal.

En el Capítulo Cuatro, se elabora un análisis técnico-económico con los datos de producción analizados en el capítulo anterior, con el fin de determinar la viabilidad y rentabilidad del proyecto, es decir conocer si tendremos un beneficio económico que justifique la realización de la completación doble.

Para el análisis se toma como base el precio del petróleo en el periodo de enero a octubre del 2011, y debido a su variabilidad he visto conveniente evaluar los indicadores económicos en tres escenarios. (Datos tomados del Banco Central).

Finalmente en el Capítulo Cinco, se presenta las conclusiones y recomendaciones.

PRESENTACIÓN

La realización del presente proyecto esta enfocada en estudiar la producción de los pozos con completación doble de la empresa EP PETROECUADOR, para continuar con la implementación de esta nueva tecnología en otros pozos.

La compañía operadora tiene como objetivo aumentar la producción de petróleo de una forma confiable, requiriendo procesos que sean prácticos, rápidos y económicamente rentables; con el propósito de satisfacer la demanda y aprovechar el precio actual del barril de petróleo.

La implementación del sistema de completación doble, ayuda a incorporar una nueva arena al sistema de producción del pozo, es decir incrementa la producción recuperando las reservas de una manera pronta y segura.

El presente estudio investiga la producción de los pozos con el sistema de completación doble, dando un mejor punto de vista en referencia a los aspectos positivos y a tomar en cuenta, en la planificación de nuevos proyectos que integren la producción simultanea de dos arena con el mecanismo de completaciones dobles.

Además al producir de manera simultánea y sin mezcla de fluidos, se cumple con las regulaciones hidrocarburíferas de la DNH hoy en día ARCH.

El proyecto realizado se ha demostrado que es económicamente rentable, además es necesario señalar que la nueva arena que se incorpora al sistema de producción del pozo, tendrá que sustentar la inversión del proyecto, y en el caso de pozos nuevos la inversión será sustentada por las dos arenas.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS SEIS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS CUYABENO Y SHUSHUFINDI, EN LOS POZOS QUE TIENEN COMPLETACIONES DOBLES

1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO CUYABENO

1.1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El campo Cuyabeno fue descubierto mediante la perforación del pozo CUY-01 por la compañía Texaco el 23 de Octubre de 1972, siendo completado el 24 de noviembre del mismo año. Alcanzó una profundidad de 8157 pies y una producción de 648 BPPD de 26 ° API del reservorio U. Posteriormente el área fue entregada a PETROECUADOR en 1984 por Decreto Ministerial No. 430.

Geográficamente el principal pozo exploratorio está ubicado en las coordenadas 00°00'23" de latitud norte y 76°15'18" de longitud oeste.

El análisis detallado de las secuencias sedimentarias subdivide a los reservorios U y T, pertenecientes a la formación Napo; lo cual se ha realizado mediante el análisis de las respuestas de los registros, dando como resultado los reservorios:

- U superior, (Us)
- U media, (Um)
- U inferior, (Ui)
- T superior, (Ts)
- T inferior, (Ti)

1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Cuyabeno está localizado en la región Amazónica Ecuatoriana, al norte de la provincia de Sucumbíos, específicamente en la Reserva Faunística del Cuyabeno, aproximadamente a 23 Km al noreste de la población de Tarapoa.

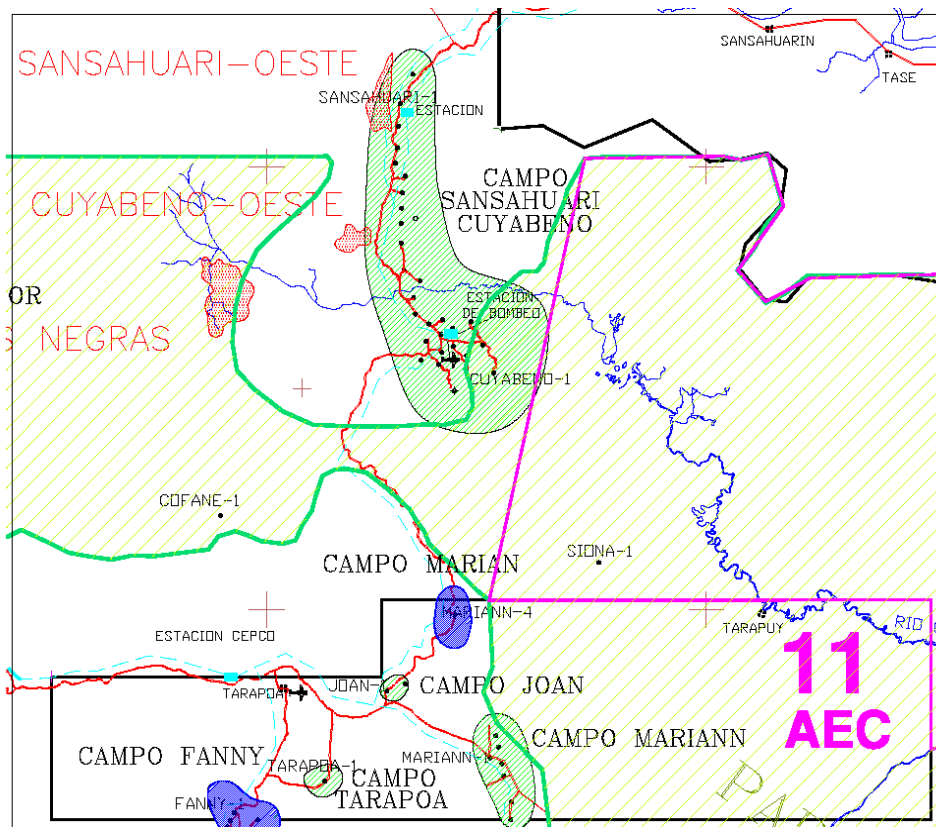
Los límites del campo son: al norte el campo Sansahuari, al sur el campo Tarapoa, y al oeste el campo Libertador, entre las siguientes coordenadas geográficas:

Longitud: 00°09' N – 00°01' S

Latitud: 76°15' E – 76°18' W

La figura 1.1 muestra la ubicación del campo Cuyabeno.

Figura 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO CUYABENO



Fuente: Grupo Cuyabeno, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

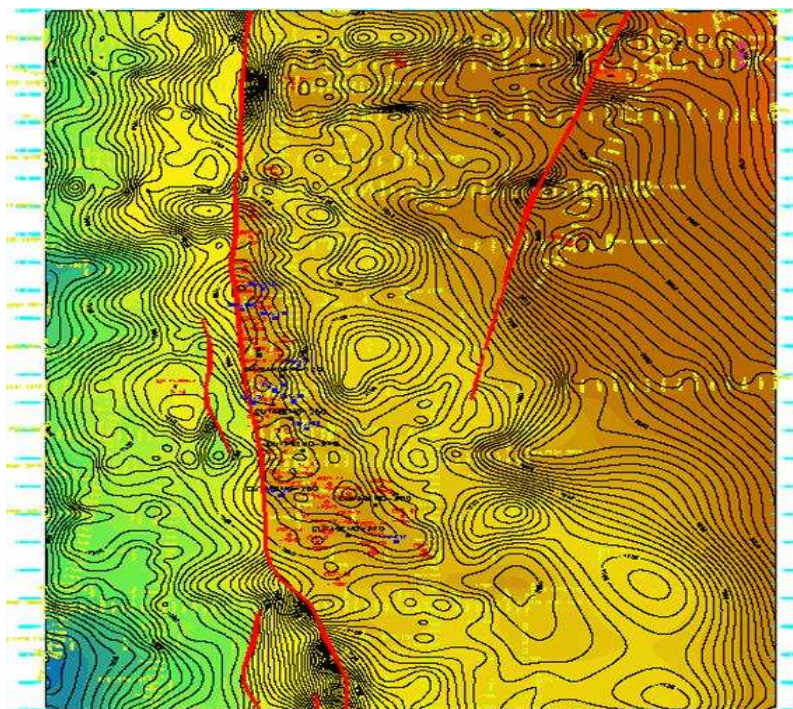
1.1.3 ESTRUCTURA

Los yacimientos del campo Cuyabeno están atrapados en una estructura tipo anticlinal alargado. Este pliegue se encuentra cortado al oeste por una falla inversa, la misma que es de carácter sellante y representa el límite oeste de los yacimientos.

Las interpretaciones estructurales iniciales mostraban dos estructuras independientes, una septentrional a la que se la denominó Sansahuari, y otra meridional llamada Cuyabeno, sobre las cuales se perforaron pozos exploratorios.

En los años 1991 y 1992 se realiza una adquisición de sísmica 2D que permitió realizar nuevos estudios geológicos, que llegaron a definir que las estructuras Cuyabeno - Sansahuari son una sola, lo cual se confirmó con la perforación de los pozos de avanzada Cuyabeno-21 y Sansahuari-10 en septiembre y octubre de 1995 respectivamente. En la figura 1.2 se muestra la estructura del campo Cuyabeno.

Figura 1.2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO CUYABENO



Fuente: Grupo Cuyabeno, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA

La litología del campo Cuyabeno identifica como arenas principales a U inferior, U superior y la arena T superior. Estos tres yacimientos de hidrocarburo corresponden al periodo Cretácico Medio Superior y forman parte de la formación Napo, que se encuentra ubicada sobre la formación Hollín y bajo la formación Tena.

La continuidad de las formaciones fue analizada basándose en correlaciones estratigráficas, registros eléctricos y análisis de núcleos, permitiendo definir propiedades geológicas de las formaciones.

1.1.4.1 Formación Napo

Constituida por niveles de areniscas y calizas con intercalaciones de lutitas oscuras con un espesor aproximado de 912 pies. El ciclo arenisca U tiene un espesor promedio de aproximadamente 140 pies y presenta tres niveles de areniscas denominados U superior, U medio y U inferior. De igual manera la arenisca T de acuerdo a estudios geológicos se subdivide en T superior y T inferior.

1.1.4.1.1 Arena U superior

Compuesta por arenisca cuarzosa, crema a blanca crema, transparente, translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, friable a moderadamente consolidada, regular selección, matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita.

1.1.4.1.2 Arenisca U media

Compuesta por arenisca cuarzosa, crema a blanca crema, transparente, translúcida, de grano fino, menor grano medio, sub-angular a sub-redondeada, friable a moderadamente consolidada, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo.

1.1.4.1.3 Arena U inferior

Constituida por arenisca cuarzosa, crema a café clara, transparente, translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, friable a moderadamente consolidada, regular selección, matriz no visible, cemento ligeramente calcáreo.

1.1.4.1.4 Arena T superior

Constituida por arenisca cuarzosa crema a café clara, sub-transparente, sub-translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, buena a regular selección, friable a moderadamente consolidada, matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo con inclusiones de glauconita.

1.1.4.1.5 Arena T inferior

Compuesta por arenisca cuarzosa, blanca a blanca crema, transparente, translúcida, de grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, friable en parte moderadamente consolidada, buena a regular selección, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo.

1.1.4.2 Formación Tena

1.1.4.2.1 Basal Tena

Arenisca cuarzosa, clara, en parte gris clara, grano fino a muy fino, sub-redondeado a sub-angular, suelta, en parte moderadamente consolidada, regular selección, en parte matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo.

En la figura 1.3 se representa la columna estratigráfica del campo Cuyabeno.

Figura 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO

Era	Periodo	Formación	Espesor	Ambiente	Miembro	Zona	Descripción	Observación
	Oligoceno a Eoceno	Tiyuyacu	1510 ft	Continental			Arenisca y Conglomerado	Productivo en Colombia
Mesozoico	Cretácico Superior	Tena	350 ft	Marino			Arcillas café chocolate y gris verdoso en ocasiones	Delgada arena Basal, frecuente contenido de gas y petróleo
		Basal Tena		Continental				
	Cretácico Medio	Napo	912 ft	Marino transgresivo con facies regresivas en parte	Superior	Arenisca M1	Niveles de arenisca y caliza con intercalaciones de lutita oscuras	Arena U y T con contenido de petróleo
						Caliza M1		
					Medio	Arenisca M2		
						Caliza A		
					Inferior	Arena Us 36'		
						Arena Ui 72'		
						Caliza B		
						Arena Ts 50'		
Arena Ti 67'								
Caliza C								
Cretácico Inferior	Hollín	85 ft	Marino transgresivo			Areniscas cuarzosas blancas	Arena Hs con petróleo	
Precretácico	Capiza Misahualli	2300 a 4500 ft	Continental			Arcilla semidura y calcárea		

Fuente: Grupo Cuyabeno, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

1.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA Y FLUIDO

Los valores que representan las características de la roca y fluido han sido obtenidos de análisis de núcleos y pruebas de presión; estos datos son de suma importancia para poder determinar si una formación tiene presencia de hidrocarburo, y como se encuentra distribuido en relación a otros fluidos dentro del reservorio. Estos datos se presentan en la tabla 1.1.

El campo produce un crudo de la arena T de 29° API promedio y de la arena U de 26° API, éste puede variar de acuerdo al contenido de azufre. En la actualidad se considera como arenas productoras principales la arena U superior, U inferior y T superior, y como secundarias la U media y T inferior. Cabe indicar que la arena Basal Tena perteneciente a la formación Tena, contiene un crudo pesado y por tal razón no se considera rentable su producción.

Tabla 1.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA Y FLUIDO DEL CAMPO CUYABENO

PARÁMETROS	Us	Um	Ui	Ts	Ti
Presión de reservorio, Pr (psi)	3243	3270	3270	3388	3388
Presión actual, (PSI)	2800	2800	2800	3000	3000
Presión de burbuja, Pb, (PSI)	570	690	690	1005	1005
Factor de recobro, (%)	24,7	23	24	32	25
Gravedad específica de petróleo (°API)	24,5	27,3	27,3	29,4	29,4
Saturación de agua inicial, Swi (%)	32,8	22,2	22,2	25,3	44,9
Porosidad, ϕ (%)	17	19	19	17	17
Permeabilidad, K, (md)	451	233	233	235	250
Factor volumétrico de petróleo, β_{oi} (bls/BF)	1,158	1,186	1,186	1,219	1,219
Temperatura de yacimiento, (°F)	194	203	203	205	205
Viscosidad de petróleo, μ_o @ T.F. (cp)	3,5	3,22	3,22	1,58	1,58
Relación Gas petróleo, GOR, (PCS/BF)	155	185	185	357	357

Fuente: Grupo Cuyabeno, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

1.1.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El campo Cuyabeno tiene un total de 64 pozos en producción, los que han aportado con una producción promedio de 20789 BPPD de 25° API, y un BSW del 72%. Hasta junio del 2011 se encuentran perforados 103 pozos en el campo, los cuales se detalla en la tabla 1.2 de acuerdo a su estado actual:

Tabla 1.2 ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO CUYABENO

Estado de los pozos	No. pozos
Produciendo	64
Reacondicionamiento	0
Cerrados Productores	28
Abandonados	1
Inyectores	0
Reinyectores	10
TOTAL	103

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

El mecanismo de levantamiento artificial con que cuentan los pozos productores en este campo es mediante Bombeo Electro Sumergible y Bombeo Hidráulico, teniendo en el primer semestre del 2011, los valores presentados en la tabla 1.3:

Tabla 1.3 PRODUCCIÓN POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DEL CAMPO CUYABENO

MÉTODO	Numero de Pozos	BPPD	BAPD	BFPD
Bombeo Hidráulico	45	17142	49867	67009
Bombeo Electro Sumergible	19	3647	13737	17384
TOTAL	64	20789	63604	84393

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.2.1 HISTORIA DEL CAMPO

El campo Shushufindi fue descubierto por la compañía Texaco Gulf, con la perforación del pozo SSF-01 en la Cuenca Oriente del Ecuador el 4 de diciembre de 1968. Alcanzó una profundidad de 9772 pies y fue completado oficialmente en enero de 1969, con una producción inicial de 2496 BPPD de un crudo de 26,6 °API de la arena U, y de 2621 BPPD de un crudo de 32,5 °API de la arena T.

Shushufindi es la estructura más grande en el Ecuador, y su excelente sistema le ha permitido entregar al país la mayor riqueza natural, al haber sobrepasado los 1000 millones de barriles producidos en el año 2002, y en la actualidad constituye la reserva remanente de crudo mediano más importante para el país; cabe mencionar que el campo ha entrado en su etapa de madurez.

El promedio de las presiones iniciales de las areniscas U y T fue de 3687 psi y 4050 psi respectivamente, reportándose a lo largo de los años un descenso prácticamente estable de 60 psi por año.

El campo tuvo reservas iniciales probadas de 15900 millones de barriles, que representan el 21,5% de todas las reservas de la Cuenca Oriente, restando aún alrededor de 600 millones de barriles por ser producidos. Su producción total equivale al 35% del total producido en el país.

1.2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Shushufindi está ubicado en el centro norte de la Cuenca Oriental, formando parte del corredor Sacha Shushufindi. Se localiza en la provincia de Sucumbíos a 250 kilómetros al este de la ciudad de Quito y 35 kilómetros al Sur de la frontera con Colombia.

Está limitado al norte con el campo Libertador, al sur con el campo Limoncocha, al este el Bloque Tarapoa y al oeste con el campo Sacha.

Geográficamente el campo se extiende desde $00^{\circ} 06' 39''$ a los $00^{\circ} 17' 58''$ latitud este, hasta los $76^{\circ} 36' 55''$ de longitud oeste.

La figura 1.4 muestra la ubicación del campo Shushufindi.

Figura 1.4 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI



Fuente: Grupo Shushufindi, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

1.2.3 ESTRUCTURA

Este campo corresponde estructuralmente a un anticlinal asimétrico fallado de bajo relieve de 30 Km de largo en dirección norte-sur, y un eje secundario de dirección este-oeste de 7 Km de ancho; con un cierre vertical de 370 pies.

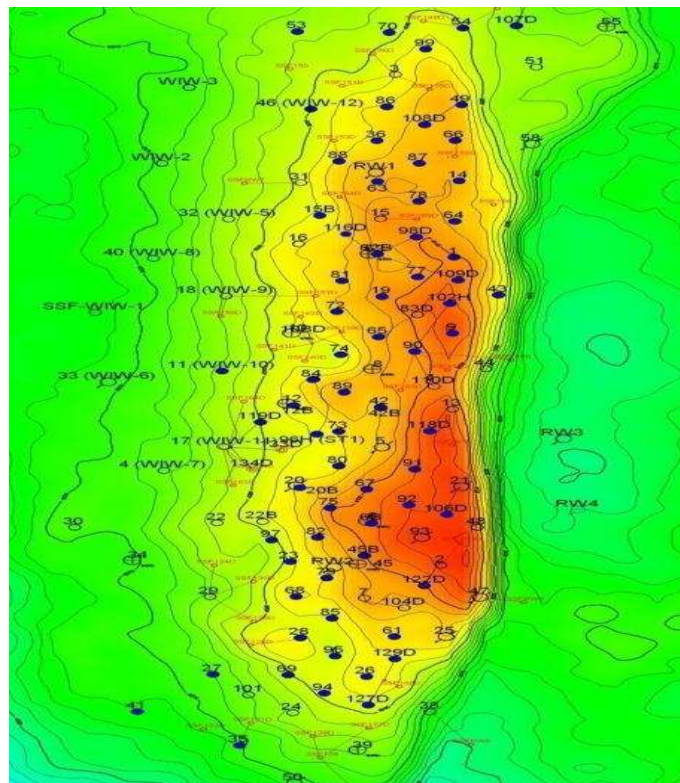
Los yacimientos U y T del campo Shushufindi están definidos como anticlinales de orientación norte-sur, limitados en el flanco este por fallas no completamente

sellantes, y en las otras direcciones por acuíferos laterales que se extienden regionalmente.

Estos acuíferos son muy activos en los extremos norte y sur del campo en donde desarrollan presiones que actualmente, luego de más de 30 años, son muy parecidas a las originales.

En el campo Shushufindi, los intervalos U y T son reservorios probados que tienen hidrocarburos, separados por lutitas y calizas las cuales impiden su comunicación entre si y permite que se comporten independientemente una de otra. El reservorio Basal Tena de la formación Tena, se presenta en determinadas áreas del campo en forma lenticular, por lo que es considerado productor en menor escala. En la figura 1.5 se presenta un mapa estructural del campo Shushufindi.

Figura 1.5 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI



Fuente: Grupo Shushufindi, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

1.2.4 ESTRATIGRAFÍA

Las litologías identificadas en el campo Shushufindi son representativas de toda la cuenca. Las arenas que pueden considerarse como reservorio son de grano medio con valores altos de esfericidad y en la mayoría de casos impregnadas totalmente de hidrocarburo.

La arena Basal Tena está separada de U superior por aproximadamente 600 pies de lutitas, roca-no reservorio y la Caliza A en su base. Inmediatamente por debajo de U superior está la unidad de arena U inferior, la cual está separada de T superior por una secuencia de lutitas y la caliza B en su base.

La caliza B marca el fin del ciclo de depositación de los sedimentos T, de igual manera, la Caliza A marca el fin del ciclo sedimentario de U. Ambas calizas son el resultado de depositación durante períodos de máxima subida del nivel del mar.

La producción de los yacimientos se da por el empuje de los acuíferos periféricos y los efectos de la expansión de los fluidos y la compresibilidad.

En este campo encontramos las siguientes formaciones: se tiene como reservorios principales a U inferior y T inferior, como secundarios U superior, T superior y Basal Tena, y la formación Hollín que en principios se consideraba como arena productora; clasificación realizada desde el punto de vista de producción de petróleo.

1.2.4.1 Formación Tena

1.2.4.1.1 Basal Tena

Está ubicada sobre la formación Napo en todo el Oriente ecuatoriano, definida por areniscas que marcan la entrada a la formación Napo. Está constituida por limolita de coloración rojo ó café, areniscas cuarzosas de coloración clara y un tamaño de grano entre medio a fino, la matriz es arcillosa.

Basal Tena es un reservorio que aparece en ciertas áreas del campo con espesores que varían entre 1 a 22 pies, en el sector sur-oeste el espesor de dicho reservorio se adelgaza considerablemente pero en aguarico (Norte) parece mejorar notablemente.

Este reservorio contiene una cantidad importante de petróleo en sitio, 71 millones de barriles de petróleo.

1.2.4.2 Formación Napo

Está ubicada en concordancia sobre la formación Hollín e infrayace con una ligera discordancia erosional a la formación Tena. Posee una serie de calizas fosilíferas intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas negras, ha sido depositada en un ambiente marino, lo que indica que es una excelente roca madre. Su potencial aproximado es de 1080 pies.

Los yacimientos U y T son similares tanto en origen como en constitución y están formados por areniscas de grano fino; son regionalmente continuos pero tienen barreras de permeabilidades tanto longitudinales como transversales. Basándose en las características petrofísicas, en los horizontes calcáreos y en las características de los fluidos que la saturan, se la subdivide en:

1.2.4.2.1 Arena U superior

Está constituida por areniscas, con interacciones de lutitas. Sin embargo la gran cantidad de arcilla presente en esta arenisca, disminuye su capacidad de roca reservorio. Identifican que esta unidad fue depositada bajo un ambiente de plataforma marina somera, la cual se conecta específicamente en el eje norte-sur.

1.2.4.2.2 Arena U inferior

Constituida por areniscas de matriz arcillosa con intercalaciones de lutitas. De un ambiente de depositación de facies de canales de marea, con presencia de

planicie arenosa de marea, plataforma marina y barra de canales de arena de marea. Se aprecia una mayor concentración de las facies de canales en la parte sur de Shushufindi.

1.2.4.2.3 Arena T superior

Formado por areniscas de grano fino con los poros cubiertos con limo o arenisca de grano fino y posible cementación de cuarzo. Posee igual comportamiento a la unidad U superior, debido que la misma fue depositada bajo ambiente de plataforma marina somera y arenosa de marea. La tendencia general que se observa es de facies de planicie arenosa, concentrada mayormente en un eje N-S, en la franja más oriental de la cuenca.

1.2.4.2.4 Arena T inferior

Formado por areniscas cuarzosas, con intercalaciones de lutitas, con buenas características para la acumulación de petróleo, es poroso y permeable. Se presenta de facies de canales de marea, planicie arenosa de marea, plataforma marina y barra de arena de marea. Se aprecia una mayor concentración de las facies de canales en la parte centro sur del campo Shushufindi.

1.2.4.3 Formación Hollín

Esta formación descansa sobre la formación Misahuallí y en contacto bajo la formación Napo. Ubicada aproximadamente a 9875 pies de profundidad, y un espesor estimado de 390 pies. Es una arenisca cuarzosa blanca, porosa y de grano medio a grueso, con una matriz silíceo. Tiene un acuífero de fondo por lo que posee un mecanismo de empuje hidráulico.

La representación de la columna estratigráfica del campo Shushufindi se muestra en la figura 1.6.

Figura 1.6 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

		EDAD		MIEMBRO	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
M E C S R E T Z O C I C O	Fm. TENA	MAESTRICHTIANO		ZONA BASAL TENA		Arenisca cuarzosa, transparente, subtranslúcida, grano medio a fino, subangular a subredondeado regular seleccion, suelta, cemento ligeramente calcareo.
		CAMPANIANO				
	NAPO SUPERIOR	SANTONIANO				Lutita gris oscura, menor negra, moderadamente dura, fisil sublaminar, terrosa, granosa, en ocasiones debilmente calcarea.
		CONIACIANO		CALIZA "M1"		Caliza lodosa, predomina color cafe oscura, en proporcion menor gris oscura, ocasionalmente crema parca, gris moteada con blanco, moderadamente dura en subbloques, brillo grazo, textura terrosa.
	NAPO MEDIO	TURONIANO		ZONA CALIZA M2		Caliza lodosa, cafe oscura, moteada de blanco, ocasionalmente crema, moderadamente dura a suave, subblocosa.
				CALIZA A		Caliza microcristalina, crema, bandeada con gris claro, dura a moderadamente dura, blocosa.
	NAPO INFERIOR	CENOMANIANO		ARENISCA U SUPERIOR		Arenisca cuarzosa, cafe claro, transparente a subtransparente, grano fino a medio, subredondeado a subangular, pobre seleccion, suelta, ocasionalmente con inclusiones de glauconita, no se observa matriz ni cemento.
				ARENISCA U INFERIOR		Arenisca cuarzosa cafe clars, transparente a translúcida, grano fino a medio, en parte grueso subredondeada a subangular, pobre seleccion, cemento y matriz no visible.
	NAPO BASAL	ALBIANO		CALIZA B		Caliza lodosa, negra, suave a moderadaente dura, irregular a blocosa.
				ARENISCA T SUPERIOR		Arenisca cuarzosa, cafe clara, en menor blanca, subtransparente a subtranslúcida, grano fino, en parte grano medio, subredondeado a subangular, friable, con inclusiones de glauconita, matriz arcillosa y cemento calcareo.
	HOLLIN	APTIANO		ARENISCA T INFERIOR		Arenisca cuarzosa clara, blanca, cafe clara, transparente a translúcida, suelta grano medio a fino subredondeado, moderada seleccion, matriz y cemento no visible.
				FORMACION HOLLIN		Arenisca cuarzosa, blanca clara, transparente, suelta, grano medio a grueso, ocasionalmente grano fino, subredondeado, regular seleccion, con inclusiones de glauconita.

Fuente: Grupo Shushufindi, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

1.2.5 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA Y FLUIDO

Las características generales de los fluidos en los yacimiento son casi similares, la forma estructural del yacimiento del campo Shushufindi, permitió una excelente acumulación de hidrocarburos dentro de la arenas, ayudado por una alta permeabilidad y porosidad.

La saturación de petróleo en la zona alta alcanza valores de 85% correspondiendo el 15% a agua irreductible. En la zona baja cercana al contacto agua-petróleo la saturación de agua se incrementa hasta valores del 30%.

Los parámetros que controlan tanto las propiedades de la roca así como de los fluidos, muestran valores consistentes y homogéneos de la arena T, perteneciente a la formación Napo. Para esta arena se ha estimado un valor promedio de permeabilidad al petróleo de 550 md, mientras que para la arena U el valor promedio es de 300 md.

Las arena U y T han sido subdivididas en U inferior, U superior (G2), T inferior y T superior, respectivamente.

La arena Basal Tena se presenta en determinadas áreas del campo y con poco contenido de crudo por lo que es considerada productora en menor escala.

Por su parte los estudios que se han realizado a la formación Hollín indican un alto porcentaje de agua por lo cual no es conveniente su producción.

En la tabla 1.4 se presentan los valores de las características generales de la roca y fluido del campo Shushufindi:

Tabla 1.4 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA Y FLUIDO DEL CAMPO
SHUSHUFINDI

PARÁMETROS	BT	Us (G2)	Ui	Ts	Ti
Profundidad promedio, (pies)	8800	9250	9300	9600	9650
Espesor promedio, ho (pies)	3,2	15,9	42,6	44,2	40
Porosidad, Φ (%)	15,8	16,7	17,8	17,8	17,8
Permeabilidad, k (md)	1500-2500	150	40-1100	10-900	10-900
Presión de reservorio, Pr (psi)	1800	2200	2400	2600	2600
Presión inicial, Pi (psi)	2900	3860	3867	4050	4050
Presión de burbuja, Pb (psi)	870	1140	1040	1058	1058
Saturación de agua inicial, Swi (%)	35,5	24,8	15	15	15
Temperatura de formación, T (°F)	185	195	198	200	200
Gravedad específica de petróleo (°API)	24	19-30	29-30,5	30-32	30-32
Relación gas-petróleo, GOR (pcs/BF)	161	400	290	330	330
Factor volumétrico de petróleo, β_{oi} (bls/BF)	1,17	1.227	1,168	1,22	1,22
Factor de recobro	1,174	30	53	53	53
Viscosidad de petróleo, μ_o @ T.F. (cp)	3,9	2.8	2,8	1,08	1,08
Viscosidad del agua, μ_w @ T.F. (cp)	0,43	0.32	0,47	0,46	0,46
Densidad, ρ (g/cc)	0,8109	0.7921	0,7663	0,7402	0,7402
Salinidad, Ppm (Cl)	34750	60000	55017	13557	13557
Compresibilidad promedio del petróleo, psi-1	$7,7557 \cdot 10^{-6}$				
Gravedad específica del gas	0,65				

Fuente: Grupo Shushufindi, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

1.2.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Los yacimientos del campo Shushufindi han estado en producción desde el año 1972 por lo que se le considera un campo maduro, pero existen zonas que no han sido drenadas.

Este campo posee las reservas de petróleo liviano más grandes del Oriente ecuatoriano. Su producción proviene principalmente de los reservorios T y U, pertenecientes a la formación Napo.

La producción desde el año de 1999 ha experimentado una caída continua de producción por motivos de declinación natural de las presiones de los yacimientos del campo, en especial de la arena Napo U en determinados pozos (incluso bajo el punto de burbuja) en la parte central y norte del campo.

En la actualidad la producción de agua supera a la de petróleo, convirtiéndose así en el principal problema del campo, los pozos se inundan rápidamente y disminuye la producción de petróleo.

La producción promedio anual del ÁREA SHUSHUFINDI al 31 de diciembre del 2010 es de 48746 BPPD, se obtiene de 101 pozos productores.

Cabe indicar que la producción al cierre del 2010 se logra mantener por la perforación de nuevos pozos y en especial del campo Drago que es una estructura nueva con importante aporte de crudo y un bajo corte de agua con un API de 27,5°.

En la tabla 1.5 se presenta la producción anual del campo Shushufindi desde sus inicios en el año 1972 hasta el año 2010.

Tabla 1.5 PRODUCCIÓN ANUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI

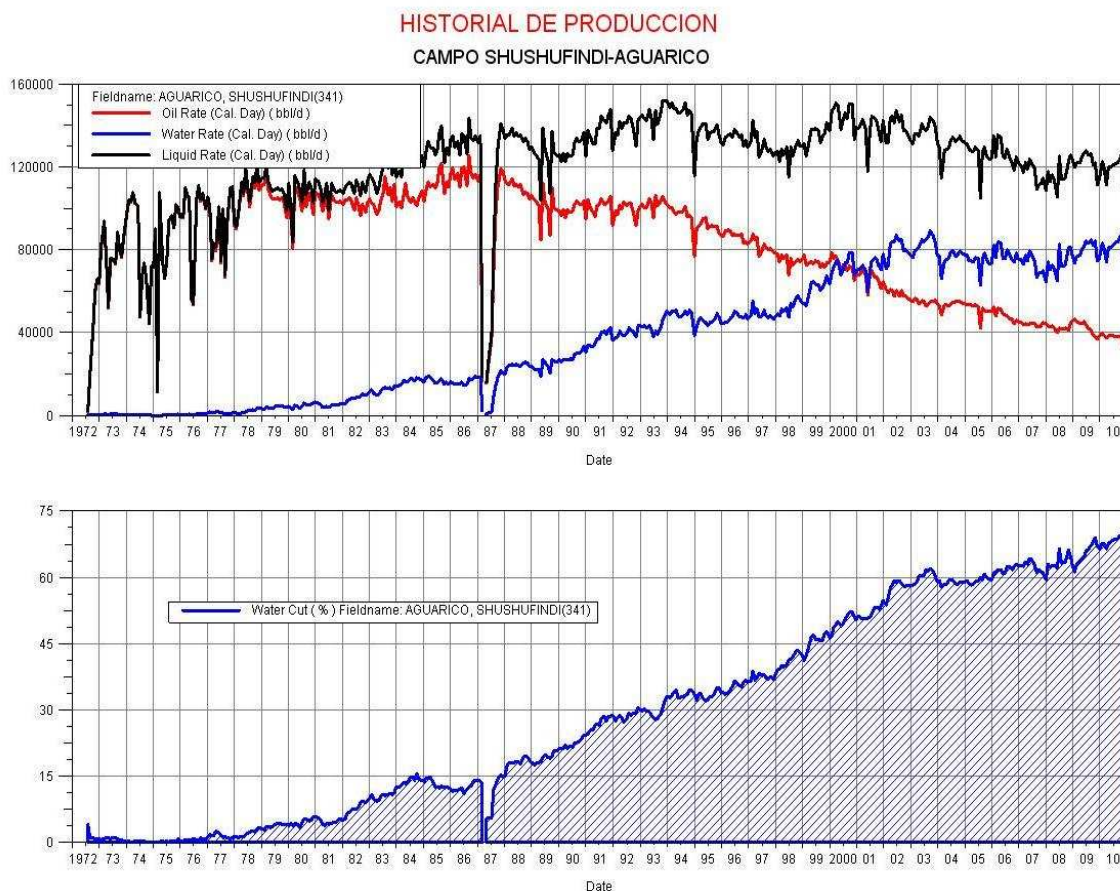
AÑOS	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	FLUIDO BFPD	BSW %
1972	37570	562	38132	1,5
1973	76577	572	77149	0,7
1974	82262	150	82413	0,2
1975	81508	178	81686	0,2
1976	95464	558	96022	0,6
1977	90792	1322	92114	1,4
1978	105993	2114	108106	2
1979	106429	4010	110440	3,6
1980	102443	4821	107263	4,5
1981	103631	5112	108743	4,7
1982	102139	8338	110476	7,5
1983	105282	12268	117550	10,4
1984	104563	16784	121346	13,8
1985	111848	17015	128863	13,2
1986	116837	16362	133199	12,3
1987	69886	10676	80563	13,3
1988	110160	24233	134393	18
1989	100949	23728	124677	19
1990	100056	28531	128587	22,2
1991	101274	36954	138228	26,7
1992	99014	39618	138633	28,6
1993	102191	42719	144910	29,5
1994	98553	49348	147901	33,4
1995	90483	45008	135491	33,2
1996	87105	47061	134166	35,1
1997	82160	48430	130590	37,1
1998	75172	51820	126992	40,8
1999	73817	60615	134432	45,1
2000	72948	72080	145028	49,7
2001	66661	71178	137839	51,6
2002	61604	75974	137578	55,2
2003	54034	86190	140224	61,5
2004	55138	77217	132355	58,3
2005	51850	75693	127543	59,3
2006	49170	78239	127409	61,4
2007	46339	70641	116980	60,39
2008	46560	78118	124678	62,66
2009	41368	72732	114100	63,74
2010	48746	87393	136139	64,19

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Puede corroborarse estos datos en la figura 1.7, donde se muestra como la producción de petróleo ha ido disminuyendo con el transcurso de los años mientras que la producción de agua se ha ido incrementando.

Figura 1.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP

Hasta junio del 2011 el CAMPO SHUSHUFINDI tiene perforados un total de 175 pozos. Se encuentran en producción 109 pozos de los cuales: 94 pozos producen con Bombeo Electro sumergible (BES), 14 pozos de Bombeo Hidráulico (PPH) y 1 pozos de Gas Lift (PPG).

El resto de pozos se complementa de la siguiente manera, tal como se muestra en la tabla 1.6:

Tabla 1.6 ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Estado de los pozos	No. Pozos
Produciendo	109
Cerrados Productores	25
Abandonados	10
Esperando Abandono	2
Inyectores	0
Cerrados Inyectores	7
Reinyectores	16
Cerrados Reinyectores	2
En completación y P. iniciales	2
Perforando (DRN-02, AGU-17D)	2
TOTAL	175

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

En la tabla 1.7 se detalla la producción según el tipo de levantamiento utilizado, datos tomados hasta junio del 2011.

Tabla 1.7 PRODUCCIÓN POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DEL CAMPO SHUSHUFINDI

METODO	NUMERO DE POZOS	BPPD	BAPD	BFPD
PPG	1	929	127	1056
PPH	14	6113	3301	9414
BES	94	44535	85357	129892
TOTAL	109	51577	88785	140362

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN DOBLE CON EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

2.1 INTRODUCCIÓN

La completación de un pozo representa el análisis de muchos estudios, aunque realizados por separado convergen en un mismo objetivo, la obtención de hidrocarburo.

La eficiencia y la seguridad del vínculo establecido entre el yacimiento y la superficie dependen de la correcta y estratégica disposición de todos los parámetros que lo conforman, es por tal razón que el adecuado diseño de la completación de los pozos perforados, constituye parte decisiva dentro del desempeño operativo, productivo y desarrollo de un campo.

Las completaciones dobles en pozos son una tecnología que permite producir dos arenas en forma independiente, al poder producir de manera simultánea se logra recuperar en menor tiempo las reservas. Este mecanismo utiliza bombas electro sumergibles las mismas que existen en una variedad de tamaños, capacidades, potencias y rangos de voltaje disponibles que se ajustan a las condiciones de operación específicas de cada aplicación.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El sistema de completación doble permite la producción de dos zonas productoras del yacimiento, a través del mismo pozo utilizando dos bombas electro sumergibles (BES), donde las bombas electro transforma el movimiento rotatorio provisto por un motor eléctrico en energía de presión para poder levantar los fluidos de la formación hacia la superficie.

Se puede instalar en pozos con casing de 9-5/8" y con un liner de 7". El equipo BES inferior es alojado en una capsula (POD) de 7", bajo ésta se ensambla una extensión de tubería, con un localizador con unidades de sello y pata de mula, además de una empacadura permanente que aísla las dos zonas productoras.

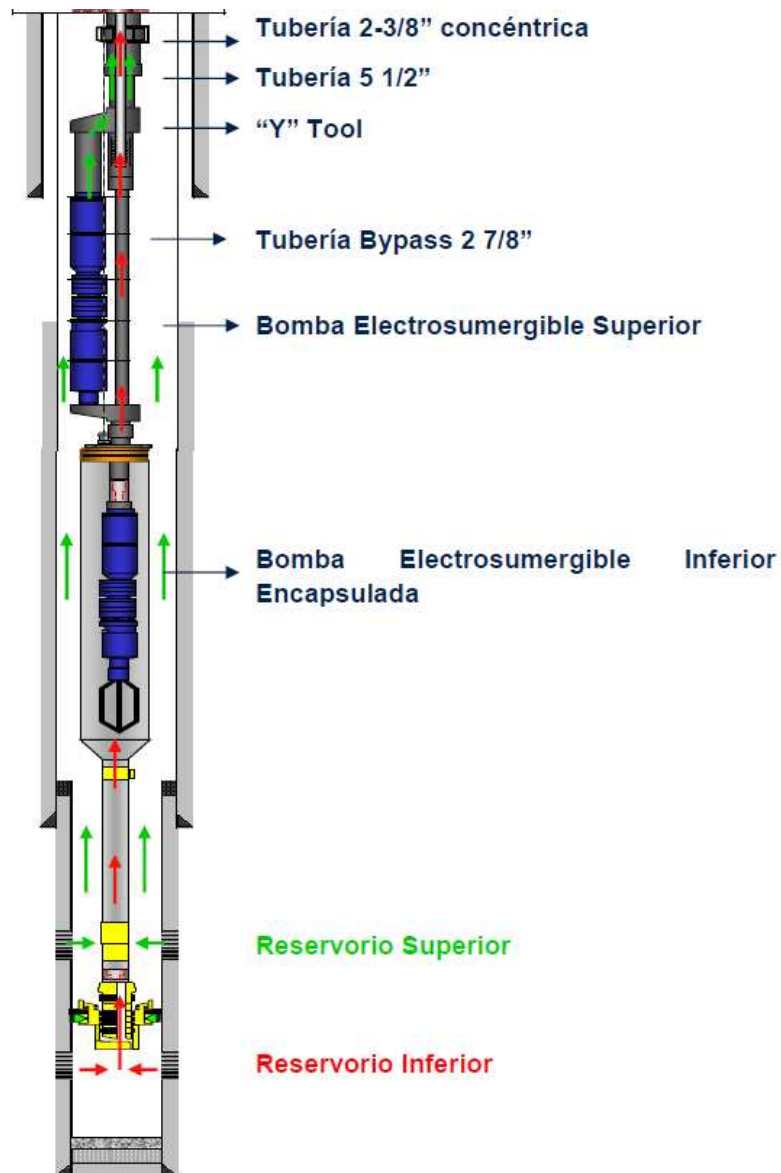
El flujo de fluido de la zona inferior se canaliza a través de la tubería y llega hasta la capsula, de ahí será levantado hasta superficie con la ayuda del equipo BES inferior. Un equipo BES con un sistema dual de flujo será instalado arriba del POD, para producir la zona superior.

El sistema dual de flujo permite que el fluido producido de la zona inferior pase a través de este sin mezclarse con la producción proveniente de la zona superior, ya que el flujo que viene de la zona inferior es conducido hasta superficie a través de la tubería interior de 2-7/8" y el fluido de la zona superior que es levantado con el equipo BES superior es conducido hasta superficie a través del anular que se forma entre la tubería exterior de 5-1/2" y la tubería interior de 2-7/8". El ensamblaje de la completación doble se muestra en la figura 2.26.

Con esto se consigue que las dos zonas sean independientes, o simultáneamente producidas, ya que la producción de cada zona llega a superficie a través de tuberías diferentes. Los fluidos producidos de cada uno de los intervalos del yacimiento pueden medirse independientemente en superficie ya que cada unidad BES se comporta como un sistema independiente, tiene su propio equipo en superficie y en subsuelo.

La figura 2.1 muestra un diseño donde se representa la trayectoria que tiene los fluidos de cada zona.

Figura 2.1 DISEÑO DE LA DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA



Fuente: HALLIBURTON

2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE COMPLETACIÓN DOBLE

2.3.1 UNIÓN AJUSTABLE (ADJUSTABLE UNION)

Son instaladas en la sarta de perforación para facilitar el espaciamiento crítico en la superficie y entre los componentes del subsuelo mejorando el trabajo al momento de instalar el equipo BES. Ver figura 2.2.

También pueden prevenir una rotación a futuro. Las uniones ajustables con llave dan torque a la tubería de producción (tubing) a través del packer y a otros equipos de fondo. Uniones ajustables sin llave son usadas donde no es necesario tener torque en la tubería debajo de la unión.

Figura 2.2 ADJUSTABLE UNIÓN

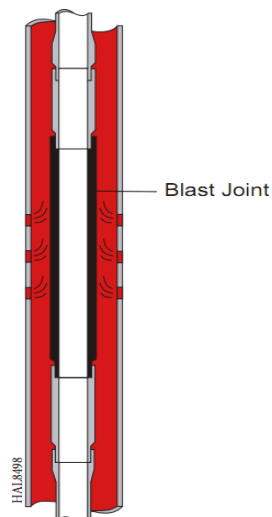


Fuente: HALLIBURTON

2.3.2 TUBERÍA SOMETIDA A IMPACTOS DE FLUJO (BLAST JOINT)

Son instalados en la tubería de producción frente a las perforaciones en pozos con dos o más zonas. Ayudan a prevenir el daño en la tubería de producción (corrosión) por acción de chorro en las zonas de perforaciones, además aumentan la vida útil de la tubería de producción. Ver figura 2.3.

Figura 2.3 BLAST JOINT

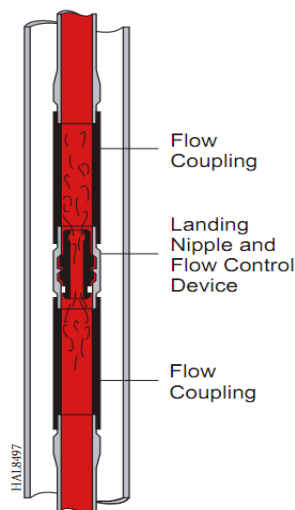


Fuente. HALLIBURTON

2.3.3 ACOPLAMIENTOS DE FLUJO (FLOW COUPLINGS)

La presencia de una discontinuidad en el diámetro interno de la tubería de producción, así como la configuración del arreglo de las completaciones con la instalación de diferente dispositivo como una camisa (producción o circulación) o nipples de asentamiento, deben ser considerados, ya que estos pueden producir turbulencia la cual actúa negativamente desgastando o destruyendo tanto a la tubería como a los dispositivos. Es práctica común, por lo tanto, instalar los acoplamientos de flujo con buenas características de espesores de pared, y se les puede situar arriba y debajo de un dispositivo, para prolongar la vida del sistema. Ver figura 2.4.

Figura 2.4 FLOW COUPLING



Fuente: HALLIBURTON

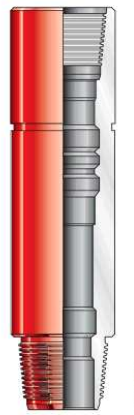
2.3.4 NIPPLE DE ASENTAMIENTO (LANDING NIPPLES, NO-GO)

Es catalogada como una herramienta de seguridad, son corridos dentro del pozo sobre la tubería de completación para proveer una locación específica de asentamiento para el equipo de subsuelo de control de flujo, ver figura 2.5.

Contiene un diámetro interno y una ranura de seguridad, la cual permite colocar, accionar y constituir sello con los accesorios de control de flujo, tales como

tapones y standing valve, los cuales son retenidos por el NO-GO al ser soltados desde la superficie o bajados y recuperados mediante cable de acero; también en el NO-GO se asientan elementos de presión (o bombas de presión) para pruebas de presiones fluyentes, estáticas o de restauración. Los nipples de asentamiento son instalados normalmente donde sean requeridos, con el objetivo de lograr el anticipo de algún problema, regulando o controlando el flujo de los fluidos provenientes de la zona productora.

Figura 2.5 LANDING NIPPLES



Fuente. HALLIBURTON

2.3.5 EMPACADURA (PACKER)

Herramienta que sirve para aislar dos arenas. Son efectivos para completaciones simples o completaciones de multi-zonas.

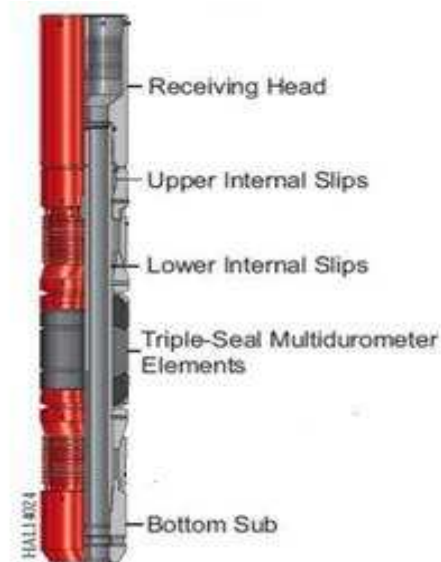
El packer de producción puede ser colocado con wireline eléctrico o hidráulicamente sobre la tubería de producción. Ver figura 2.6. Están diseñados para salir libremente del hueco de todos los dispositivos de ajuste y mantener una larga área de bypass de los fluidos a través del mismo.

Aplicaciones:

- Formaciones profundas, descarga diferencial, presión o estímulo zonas.
- Permite halar la tubería de producción sin el asentamiento de los tubos.

- Condiciones de fondo exigen sistemas de corrida especiales para su limpieza.

Figura 2.6 PACKER DE PRODUCCIÓN



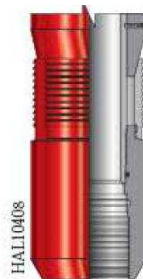
Fuente: HALLIBURTON

2.3.6 EXTENSIÓN PARA LA SECCIÓN PULIDA (SEALBORE EXTENSION)

Los sealbore son extensiones para ampliar la superficie pulida por debajo del packer. Esto permite el uso de unidades de cierre más largas para compensar la contracción de la tubería o un alargamiento. Ver figura 2.7.

Permite que en un solo viaje la herramienta de recuperación del packer rote para ser utilizada cuando la tubería es corrida por debajo del ensamblaje del packer.

Figura 2.7 SEALBORE



Fuente: HALLIBURTON

2.3.7 ENSAMBLAJE DE SELLOS (SEAL ASSEMBLY)

Los ensambles de sello permanente y recuperable actúan como packer entre la tubería de producción y el packer. Si los componentes son expuestos a los fluidos corrosivos, el sello estándar de aleaciones pueden ser chapadas con una protección adicional o corrosivos fabricados a partir de aleaciones resistentes. Ver figura 2.8.

El ensamblaje de sello de montaje consta de tres componentes principales:

- Moldeado o unidades de sello.
- Localizador
- Guía Muleshoe, Collet, o la tubería de producción.

Figura 2.8 SEAL ASSEMBLY



Fuente: HALLIBURTON

2.3.7.1 Unidades de sellos (Seal units)

Se recomienda para aplicaciones en las que el sello va dentro y fuera del hueco. Todas las unidades de sello están diseñadas para una fácil reparación sobre el terreno. La geometría de los seal units les permite proporcionar el sello más adecuado, ya que están sometidos a mayores presiones y temperaturas.

Muchos tipos de unidades de sello están disponibles, y otros pueden ser diseñados para ajustarse a necesidades específicas. La unidad de sello Premium son sellos v-packing de sistemas de elastómero o de plástico con un material

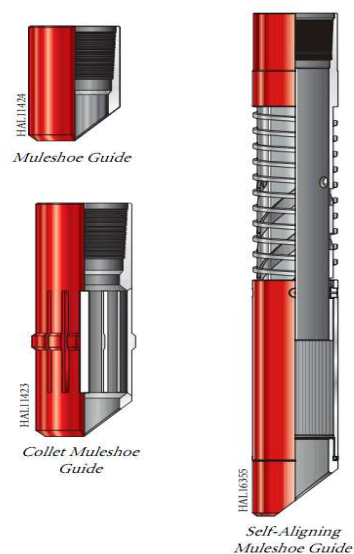
2.3.7.3 Guía casco de mula (Muleshoe guide)

Proporciona un medio para orientar el final de la tubería fuera de la pared de la carcasa y, a continuación, entrar en lo alto de la línea o en el hueco del packer.

La longitud de la Muleshoe varía con la aplicación, a partir de la centralización, para sellar la guía y proteger el aislamiento del flujo en la camisa. Ver figura 2.11.

La auto-alineación de la guía Muleshoe, permite al final de la guía rotar y orientar con la línea superior sin rotación de la tubería. Esta herramienta es especialmente útil en pozos con completaciones dobles o completaciones horizontales donde el control de la rotación de la tubería en el fondo del pozo es difícil.

Figura 2.11 MULESHOE GUIDE



Fuente: HALLIBURTON

2.3.8 CAMISA DE CIRCULACIÓN Y PRODUCCIÓN (SLEEVE SLIDING SIDE DOOR)

Es un equipo de apertura completa con una camisa en su interior que se puede abrir o cerrar usando métodos estándar slickline. Ver figura 2.12. Esta camisa permite la comunicación entre la tubería de producción (tubing) y el anular

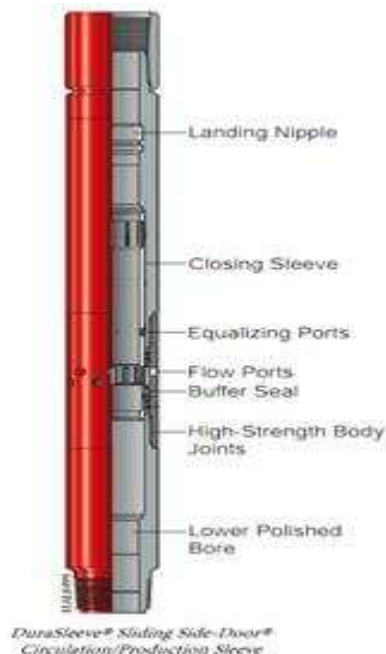
tubing/casing. Provee un nipple adicional de aterrizaje en la sarta de producción para una amplia variedad de equipos de control de flujo y la opción de envase a través de la puerta lateral de la camisa para instalar otros controles de flujo o para aislarlo.

Tres posiciones del Collet de bloqueo ayudan a mantener la camisa totalmente abierta, equilibrada, o en una posición totalmente cerrada. Cualquier número de camisas de circulación se pueden ejecutar en una sola tubería de producción, y todos pueden ser abiertos o cerrados con un solo viaje slickline. Camisas individuales también se pueden abrir o cerrar selectivamente según sea necesario. Tienen una circulación es decir un área de producción equivalente a la zona de la tubería.

Características:

- Área para Circulación/Producción que equilibra el área de la tubería de producción.
- Equilibrar los puertos en el interior de la camisa permitiendo equilibrar a un alto diferencial de presión.

Figura 2.12 SLEEVE SLINDING SIDE DOOR



Fuente: HALLIBURTON

2.3.9 HERRAMIENTA “Y” (Y TOOL)

Es una herramienta en forma de “Y”, de ahí su nombre. Poseen en su interior un sistema de comunicaciones y sellos para prevenir la recirculación y desviar los fluidos provenientes de los equipos sumergibles por diferentes direcciones, permitiendo de este modo la producción individual de los yacimientos.

En su interior presenta una cavidad en la que se alojará un stinger conectado con una tubería de 2-3/8 pulgadas de diámetro, por la que se producirá la zona inferior. Mientras que por el anular que queda entre la tubería y el “Y” Tool de 5-1/2 pulgadas, el cual será sostenido por tubería del mismo diámetro, producirá de la zona superior. Ver figura 2.13.

Figura 2.13 “Y” TOOL



Fuente: HALLIBURTON

2.3.10 TAPONES EXPULSABLES (EXPENDABLE PLUGS)

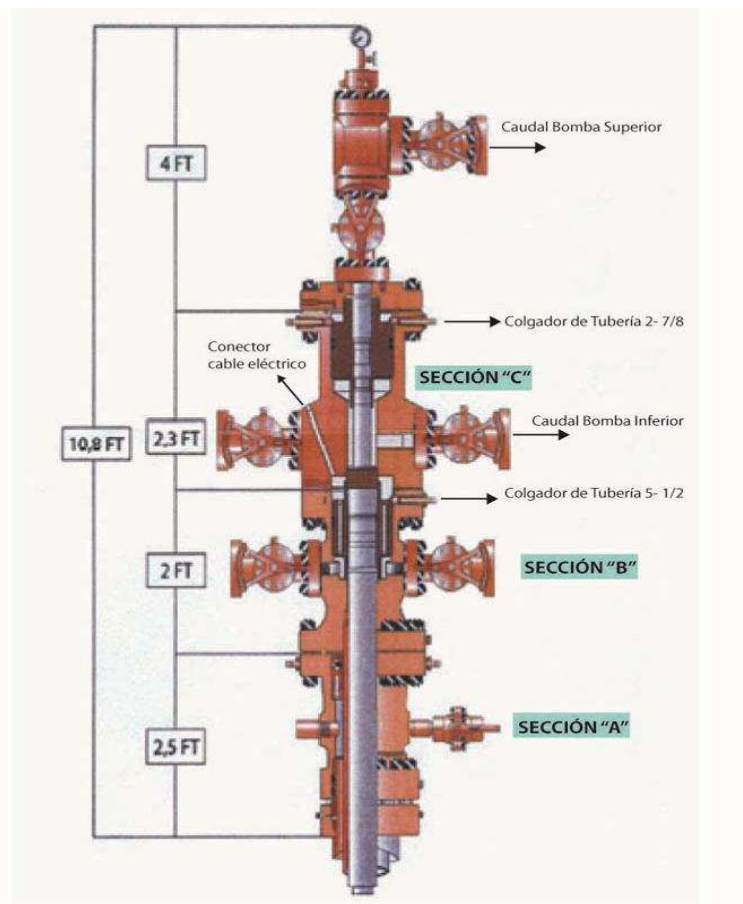
Son accesorios de control de flujo, diseñados para ser insertados en NO-GO apropiados y servir como sello con características propias. Se asientan y recuperan mediante cable de acero con herramientas apropiadas, pudiendo también ser lanzados en caída libre hasta su destino en el NO-GO.

2.3.11 CABEZAL DE POZO

Soporta todo el equipo de fondo y la tubería de producción. Además sella alrededor del cable y la tubería de producción, también sirve para evitar fugas de gas o reventones en el pozo. Dicho sello soporta entre 500 y 3000 psi.

Un cabezal dual consta de tres secciones como se indica en la figura, la sección A, la sección B que soporta la tubería de 5-½ pulgadas y la sección C que soporta la tubería de 2-7/8 pulgadas. Ver figura 2.14.

Figura 2.14 CABEZAL DE POZO



Fuente: HALLIBURTON

2.4 SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (BES)

El bombeo electro sumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio económico y efectivo para producir altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

Es más aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-petróleo; en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido.

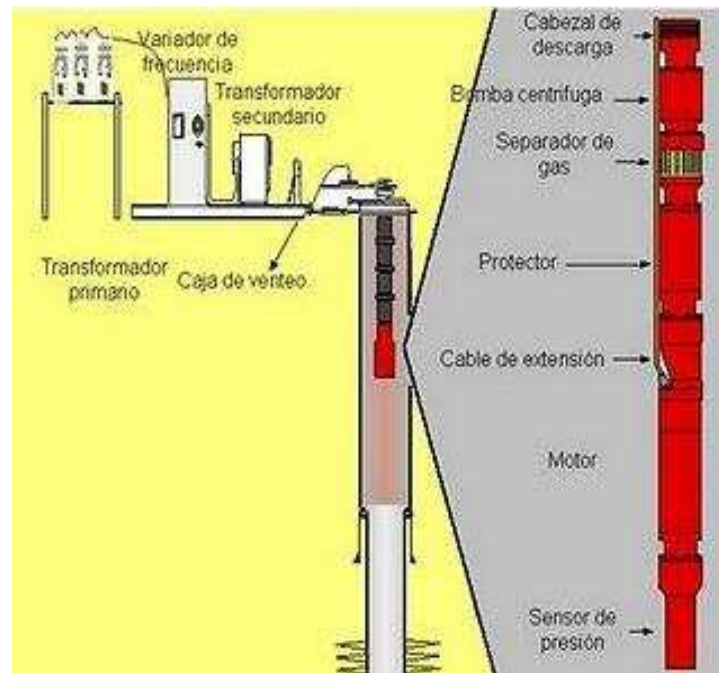
El sistema BES es instalado sobre las perforaciones; donde el fluido es forzado a moverse hacia superficie, pasando por la parte exterior del motor; mientras es impulsado por la bomba para vencer el gradiente de presión y fluir.

2.5 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (BES)

El sistema de levantamiento BES requiere de equipos tanto dentro del pozo como en superficie. Ver figura 2.15. Los componentes del sistema de bombeo electro sumergible pueden ser clasificados en dos:

- Equipo de superficie.
- Equipo de subsuelo.

Figura 2.15 EQUIPO BES



Fuente: Schlumberger /Reda

2.5.1 EQUIPO DE SUPERFICIE.

El equipo de superficie proporciona la energía eléctrica al motor electrosumergible y permite proteger, controlar y monitorear su funcionamiento. La instalación de superficie está conformada por:

- Panel de control
- Transformadores
- Caja de conexión
- Cabezal del pozo

2.5.1.1 Panel de control

El panel de control es una caja con varias partes eléctricas instaladas para proteger y diagnosticar los equipos de fondo. Existen dos tipos diseñados para las unidades de bombeo electrosumergible:

- Velocidad fija (Swichboard)
- Velocidad variable (Variador de frecuencia, VSD)

2.5.1.1.1 Control de velocidad fija (Switchboard)

Es un tablero de control de frecuencia fija, especialmente diseñado para ser usado en el equipo BES. Es usado en conjunto con un controlador, el cual protege al motor y al cable de descarga de alto voltaje. El controlador protege al sistema de bombeo electro sumergible de sobrecarga y baja carga, desbalance de la corriente y arranques excesivos, bloqueando la producción por medio de una válvula de control en superficie.

2.5.1.1.2 Control de velocidad variable (VSD)

Es un dispositivo diseñado e instalado para cambiar la frecuencia de la corriente suministrada al motor, controlando su velocidad angular para obtener un rendimiento óptimo del equipo electro sumergible. Su uso permite obtener varios beneficios como son:

- Mejorar la protección del equipo de fondo contra descargas eléctricas.
- Ajustar la producción de petróleo mientras cambian las condiciones del pozo.
- Tener un arranque suave del motor, ya que permite trabajar con dos o más rampas de aceleración diferentes.
- Reiniciar la producción sin esperar que el giro inverso se detenga (back Spin).

2.5.1.2 Transformadores

La distribución de la energía primaria en los campos petroleros se realiza a voltajes intermedios, tal como 6000 voltios o más. Un transformador no genera potencia eléctrica, simplemente la transfiere de un devanado a otro por inducción magnética.

Se debe tener en cuenta que siempre se debe poner el voltaje más cerca al calculado, pero jamás mayor a este, porque se podría producir una falla por sobre voltaje.

2.5.1.2.1 Transformador reductor (SDT)

Se encarga de reducir el voltaje de la línea de alta tensión al voltaje requerido en la entrada del variador de velocidad, el voltaje es de 480 VAC.

2.5.1.2.2 Transformador elevador (SUT)

Se encarga de incrementar el voltaje que sale del controlador de frecuencia (VSD) al nominal requerido por el motor, para que opere eficientemente. Voltaje de salida 3900 VAC.

2.5.1.3 Caja de conexión

Es una caja que se instala cerca al cabezal del pozo y en la cual se une el cable de potencia que suministra la energía al motor con el equipo de superficie, ver figura 2.16. Cumple con tres funciones importantes:

1. Proveer un punto para conectar el cable eléctrico del tablero de control al cable de energía.
2. Ventear a la atmósfera cualquier gas que migre hacia el cable de energía.
3. Proveer puntos de prueba fácilmente accesibles para chequeo eléctrico.

Figura 2.16 CAJA DE CONEXIONES



Fuente: Schlumberger /Reda

2.5.1.4 Cabezal del pozo

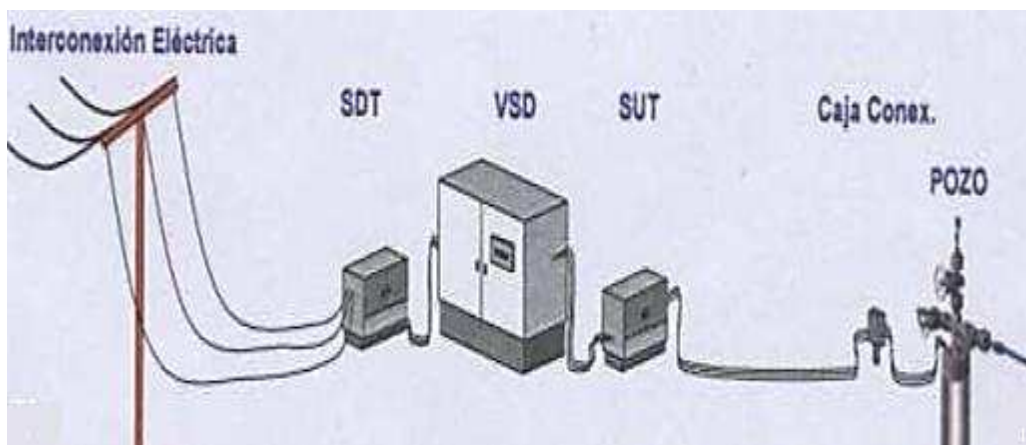
Está diseñado para soportar todo el equipo de fondo y la tubería de producción. Provee las facilidades para instalar el cable de potencia con un sello, que proporciona hermeticidad y control de los fluidos del pozo, puede resistir presiones diferenciales de hasta 10000 psi.

El cabezal del pozo es seleccionado en base al diámetro del casing y tubing, carga máxima recomendada, presión de superficie y profundidad máxima de fijación.

Este elemento fue previamente detallado en los equipos de la completación doble, pero se lo menciona en esta sección ya que forma parte de la conexión del sistema BES de superficie y subsuelo por medio del cable eléctrico.

A continuación la figura 2.17 muestra una instalación típica del equipo superficial:

Figura 2.17 INSTALACIÓN TÍPICA DEL EQUIPO DE SUPERFICIE



Fuente: Schlumberger /Reda

SDT= Transformador reductor

VSD= Control de velocidad variable

SUT= Transformador elevador

2.5.2 EQUIPO DE SUBSUELO

El equipo de subsuelo se suspende de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para que el pozo produzca. Los componentes principales del equipo de subsuelo del sistema de bombeo electro sumergible son:

- Cable de potencia
- Bomba electro sumergible
- Separador de gas (Intake)
- Sección sellante o protector
- Motor eléctrico
- Sensor

2.5.2.1 Cable de potencia

Es sin duda uno de los componentes fundamentales del bombeo electro sumergible por su función y costo. Éste es el encargado de transmitir la energía necesaria hacia el motor, es decir conecta el motor sumergible con la potencia generada en superficie. Ver figura 2.18.

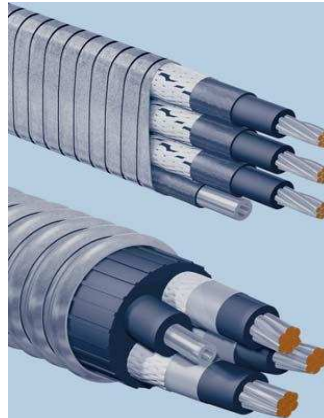
Figura 2.18 CONEXIÓN DEL CABLE DE POTENCIA



Fuente: Schlumberger /Reda

Todos los cables cumplen con estrictas especificaciones y se ofrecen en distintos tamaños de conductor y materiales, tanto en configuraciones redondas como planas, con o sin capilar, y debe ser diseñado específicamente para cada aplicación. Además están recubiertos por una envoltura protectora que asegura su integridad bajo las condiciones operativas y de los medios en los que trabajan. La caída de voltaje, la temperatura y los fluidos circulantes deben ser considerados durante el diseño y proceso de selección. Los conductores son de cobre de uno o más hilos por fase. Ver figura 2.19.

Figura 2.19 CABLE DE POTENCIA



Fuente: Schlumberger /Reda

2.5.2.2 Bomba electro sumergible

La bomba electro sumergible son bombas centrífugas, debe su nombre a la capacidad que tiene de desplazar fluidos mediante la generación de fuerzas centrífugas. Se caracterizan por:

- Diámetro reducido.
- Gran cantidad de etapas.
- Diseño para altas cargas.

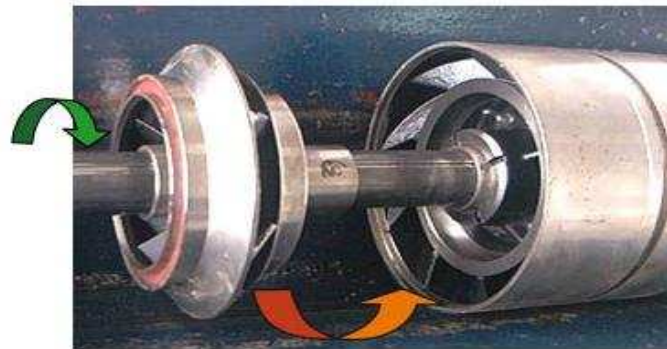
Las bombas centrífugas son de etapas múltiples, cada una de estas etapas consta de un impulsor rotativo y un difusor estacionario. La parte rotativa, el impulsor, genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido (energía potencial más energía cinética). La parte estacionaria, el difusor, dirige el

fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor. Transforma parte de la energía cinética en energía potencial o presión.

El impulsor experimenta movimientos hacia arriba o hacia abajo sobre el eje cuando la bomba está en funcionamiento; a estos movimientos se los denomina “empujes del impulsor”, ver figura 2.20, los empujes pueden ser:

- Ascendente
- Descendente

Figura 2.20 ETAPA DE LA BOMBA



Fuente: Schlumberger /Reda

Empuje ascendente (Upthrust) es cuando la bomba está operando hacia la derecha del punto de máxima eficiencia, o sea solo a partir de ese punto de operación la arandela de empuje ascendente hace contacto con el difusor.

Empuje descendente (downthrust) es cuando la bomba está operando hacia la izquierda del punto de máxima eficiencia, o sea a partir de ese punto de operación las arandelas de empuje descendente hacen contacto con el difusor.

La capacidad de descarga de la bomba centrífuga depende de la velocidad de rotación (RPM), del diseño de la etapa, la presión hidrostática y las propiedades físicas del fluido que está siendo bombeado. La figura 2.21 muestra la bomba electro sumergible.

Figura 2.21 BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE



Fuente: Schlumberger /Reda

2.5.2.3 Intake o Separador de gas

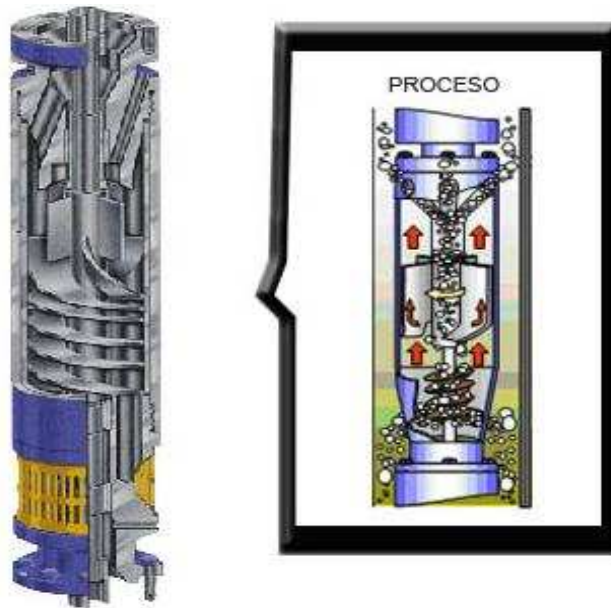
La capacidad de la bomba centrífuga para el manejo eficiente del gas es limitada con el uso del intake estándar, por esta razón en las instalaciones de bombeo electrosumergible para pozos con elevada relación gas-petróleo, es necesario emplear separadores de gas para evitar que el gas libre dentro de la bomba no supere el 12%. La eficiencia de la bomba es afectada notablemente con la presencia de gas libre. Si el gas presente en la bomba está en solución, es decir que la presión existente se encuentra por encima del punto de burbuja, la bomba opera normalmente como si estuviese bombeando un líquido de baja densidad.

Los separadores pueden ser estáticos o dinámicos. Los separadores estáticos son denominados así debido a que no entregan ningún trabajo al fluido. Este tipo de separadores lo que hacen es invertir la dirección del flujo en la entrada de la bomba, disminuyendo la cantidad de gas arrastrada por el líquido que entra al separador. Algunas de las burbujas de gas siguen su camino por el espacio anular, otras entran al separador pero se separan en el espacio anular entre el

housing y la camisa interna del separador, y el gas que no se logra separar pasa con el líquido al interior de la bomba. Ver figura 2.22.

Los separadores de gas dinámicos imparten cierta energía al fluido con la finalidad de conseguir una mayor separación de gas.

Figura 2.22 SEPARADOR DE GAS



Fuente: Schlumberger /Reda

2.5.2.4 Protector

El protector es una pieza vital del equipo que se posiciona entre el motor y la succión (intake) de una unidad de bombeo electro sumergible. Ver figura 2.23. Está diseñado para proteger al motor por medio de cuatro funciones básicas, las cuales son:

- Proveer el volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor. La expansión se debe al incremento de temperatura del motor cuando la unidad está en operación y a la temperatura del fondo del pozo.

- Ecuilizar o igualar la presión externa del fondo del pozo con el fluido dieléctrico interno del motor. Este equilibrio de presiones a lo largo del motor evita que el fluido del pozo pueda infiltrarse por las uniones del motor.
- Proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo. El protector contiene múltiples sellos mecánicos montados en el eje que evitan que el fluido del pozo ingrese al motor.
- Absorber el empuje axial descendente de la bomba, que es el resultado de la presión desarrollada por la bomba causada por su mismo peso y por la carga existente.

El protector contiene múltiples sellos mecánicos montados en el eje que evitan que el fluido del pozo ingrese por ese lugar. Estos sellos son:

- Un sistema de bolsas que proporciona una barrera positiva para el fluido del pozo.
- Cámaras laberínticas que proveen la separación del fluido en base a la diferencia de densidades entre el fluido del pozo y
- El aceite del motor.

Figura 2.23 PROTECTOR



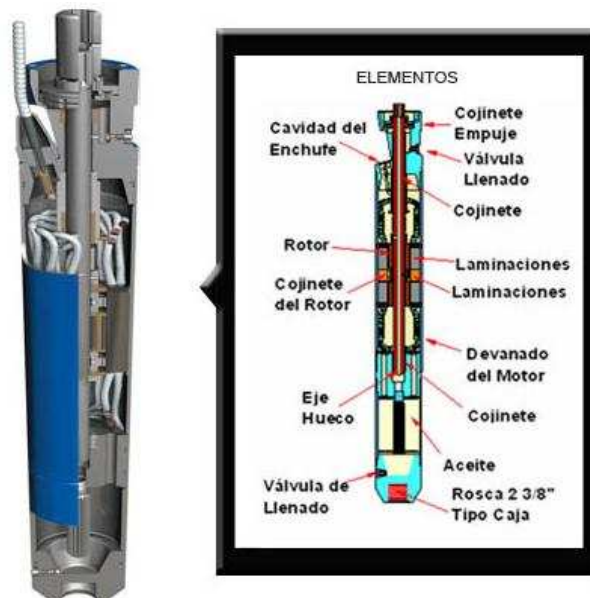
Fuente: Schlumberger /Reda.

2.5.2.5 Motor

El motor utilizado para la operación de las bombas electro sumergibles es un motor eléctrico con estator bobinado de inducción bipolar trifásico y rotor tipo jaula de ardilla, el cual opera a una velocidad de 3600 RPM, a una frecuencia de 60 Hz.

El motor trabaja en baño de aceite de tipo mineral altamente refinado, que posee una alta resistencia eléctrica, provee una buena lubricación en los cojinetes del motor y además tiene una buena conductividad térmica, por lo que facilita a la refrigeración. La velocidad mínima necesaria a la cual los fluidos del pozo deben atravesar el motor es de un pie por segundo. El motor opera con corriente alterna trifásica la cual crea campos magnéticos que giran en el estator. Ver Figura 2.24. El comportamiento de los motores cambia de acuerdo a la carga a que están sometidos. Cada tipo de motor tiene sus curvas de rendimiento de velocidad, factor de potencia, eficiencia y amperaje en función del porcentaje de carga.

Figura 2.24 MOTOR



Fuente: Schlumberger /Reda

El estator está compuesto de láminas ranuradas de acero o bronce compactadas a presión, bobinadas con tres alambres (uno por cada fase), y un grupo de electroimanes individuales organizados.

El rotor, gira dentro del estator, y está formado de láminas ranuradas de menor diámetro que el estator, con barras de cobre en cada ranura, también de un grupo de electroimanes arreglados en un cilindro.

La causa más común de fallas de funcionamiento del motor se debe al sobrecalentamiento del mismo como resultado del insuficiente aporte de fluidos por parte del pozo. El motor está conectado al cable de potencia que viene desde la superficie, a través de un acople.

2.5.2.6 Sensor

Es un equipo opcional que proporciona lecturas digitales exactas, su función es monitorear continuamente la presión y temperatura de fondo del pozo a la profundidad de operación de la bomba. Ver figura 2.25. Estos datos son transmitidos del sensor empernado bajo el motor cuyas señales son enviadas a través del cable de potencia.

Su operación es independiente del motor por lo que las lecturas pueden ser registradas cuando el motor no está en operación, permitiéndonos registrar la presión al arrancar o cerrar un pozo, obteniéndose lecturas que proporcionen la información necesaria para realizar un Drawn Down o Build Up con apreciación de un segundo por lectura.

Figura 2.25 SENSOR



Fuente: Schlumberger /Reda

2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS COMPLETACIONES DOBLES

VENTAJAS

- Incorporar una nueva arena al sistema de producción del pozo, obteniendo tasas de producción más altas y menores tiempos de retorno del capital invertido.
- Permite monitorear y controlar cada una de las arenas del pozo de manera individual.
- En caso de daño de un equipo se pierde únicamente la producción de una de las dos zonas.
- Impide flujo cruzado entre zonas.
- Se puede inyectar químico anti-escala y anticorrosivo al equipo BES inferior y evitar el taponamiento de la tubería, ya que este equipo se encuentra más cerca de la zona de producción.
- Se arma y corre toda la completación exterior en un solo viaje. Simple completación sin adicionales líneas de control.

DESVENTAJAS

- Tienen limitación en cuanto al tamaño del casing, el diseño del equipo BES es según el casing que tiene dicho pozo.
- Los equipos BES podrían resultar dañado durante la bajada, en especial en pozos direccionales.
- Cuando existen producciones de gas y sólidos su rendimiento disminuye en los equipos BES.
- Es un sistema costoso no puede ser utilizado en un pozo que se considere de baja producción o al margen económico.
- Daño en la tubería de producción de 3-1/2" produciría intercomunicación de las dos zonas ocasionando cruce de flujo.
- La completación doble se puede instalar y recuperar solo con taladro de reacondicionamiento, es necesario sacar la tubería de producción.

2.7 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

1. Realizar viaje de calibración y acondicionamiento hasta el fondo.
2. Asentar con guaya eléctrica (wireline), ensamble con empackadura permanente (BWB), Seal bore, espaciadores, nipple XN y tapón expulsable.
3. Armar la siguiente completación de acuerdo con la secuencia:
 - Casco de mula auto-alineante, 3-1/2”
 - Tapón expulsable (POP), 3-1/2”
 - Unidad de sellos 4”, 3-1/2”
 - Espaciador, 3-1/2”
 - Localizador, 3-1/2”
 - Tubo corto (10 pies), 2-7/8”
 - Tubería de Producción, 2-7/8”
 - Blast joints, 2-7/8”
 - Tubería de Producción, 2-7/8”
 - Junta de seguridad. (50000 libras), 2-7/8”
 - Tubería de Producción, 2-7/8
 - Adaptador
 - Junta de revestidor de 7” (Capsula).
4. Armar capsula de 7” y probar todo el ensamble con 500 psi contra el tapón expulsable.
5. Armar y bajar Equipo BES inferior (encapsulado) de acuerdo con los procedimientos del personal técnico BES.
6. Según la siguiente secuencia:
 - Centralizador 7”
 - Sensor

- Adaptador - Motor.
- Motor
- Protector
- INTAKE,
- Bomba
- Descarga de la bomba, 2-7/8"
- Tubo corto 2-7/8"
- Colgador de la capsula, 7"
- Tubo corto 2-7/8"
- Camisa de circulación 2.31"
- Tubo corto 2-7/8"

Nota: En este punto armar spooler, levantar cable de potencia para equipo BES #2 con capilar y polea hacia la torre, de acuerdo con procedimiento de empresa proveedora de spooler.

7. Armar penetrador de capsula de acuerdo con los procedimientos del personal técnico responsable. Presurizar nuevamente con 500 psi contra el tapón expulsable para verificar integridad del ensamblaje.
8. Bajar por lo menos 5 juntas de tubería de producción 2-7/8" colocando protectores de cable en cada cuello, de acuerdo con los procedimientos del personal técnico encargado.
9. Armar y bajar la siguiente secuencia de acuerdo con procedimiento:
 - Tubo corto, 2-7/8"
 - Bloque de soporte, 2-7/8"
 - Tubo corto, 2-7/8"
 - Tubería de by-pass, 2-7/8"
 - Tubo corto, 2-7/8"
10. Armar y bajar equipo BES superior de acuerdo a las instrucciones del personal técnico encargado, según la siguiente secuencia:

- Prong, 2-3/8"; (Ubicar recorrido según espaciamento).
- Sensor
- Adaptador (Sensor – Motor)
- Motor
- Protector
- Separador de gas
- Bomba
- Descarga de la bomba. 2-7/8"; (Dejar la descarga sin conectar)

Nota: Cable plano con capilar hasta superficie.

11. Conectar la Y Tool, con la junta receptora de sellos y swivel (conexión 2-7/8"), y tubo corto de 2-7/8". Posteriormente Conectar conexión rápida, Swivel Telescópico, adaptador, válvula de un solo sentido (Check) y descarga de la bomba, realizar recorrido del telescópico, espaciar y alinear las dos sarta. Finalmente conectar la descarga de la bomba al equipo BES.

Nota: Dejar como máximo 12" fuera de la carrera del pistón del swivel telescópico.

12. Probar todo el ensamble con 500 psi por 5 minutos contra la válvula check del equipo BES superior y el tapón expulsable de la punta del ensamblaje.

13. Continuar bajando el ensamblaje con tubería de producción 5-1/2", colocando protectores de cable dual en cada cuello y probando el cable cada 2000 pies y la sarta cada 2000 pies con 500 psi de presión.

14. Continuar bajando el ensamblaje hasta el tope de la empaadura (10 pies por encima) presurizar tubería hasta romper tapón expulsable (POP Superior) del ensamblaje.

15. Una vez verificada la ruptura del tapón expulsable de la sarta continuar bajando hasta conectar la unidad de sellos en la sección pulida o junta receptora de sellos de la empaadura. Marcar sarta y realizar espaciamento.

16. Armar colgador dual 11" 5000 psi (sin los elementos de sello), verificar espaciado y levantar sarta para realizar conexiones de penetradores de cabezal para los cables de cada Bomba.

17. Armar BOP 11" 5000 psi, probar con 3000 psi.

18. Armar la siguiente secuencia:

- Casco de mula
- Unidad de sellos 3.000" O.D.
- Espaciador / Localizador combinado
- Tubo corto 6 pies
- Camisa 2.31"
- Tubo de producción

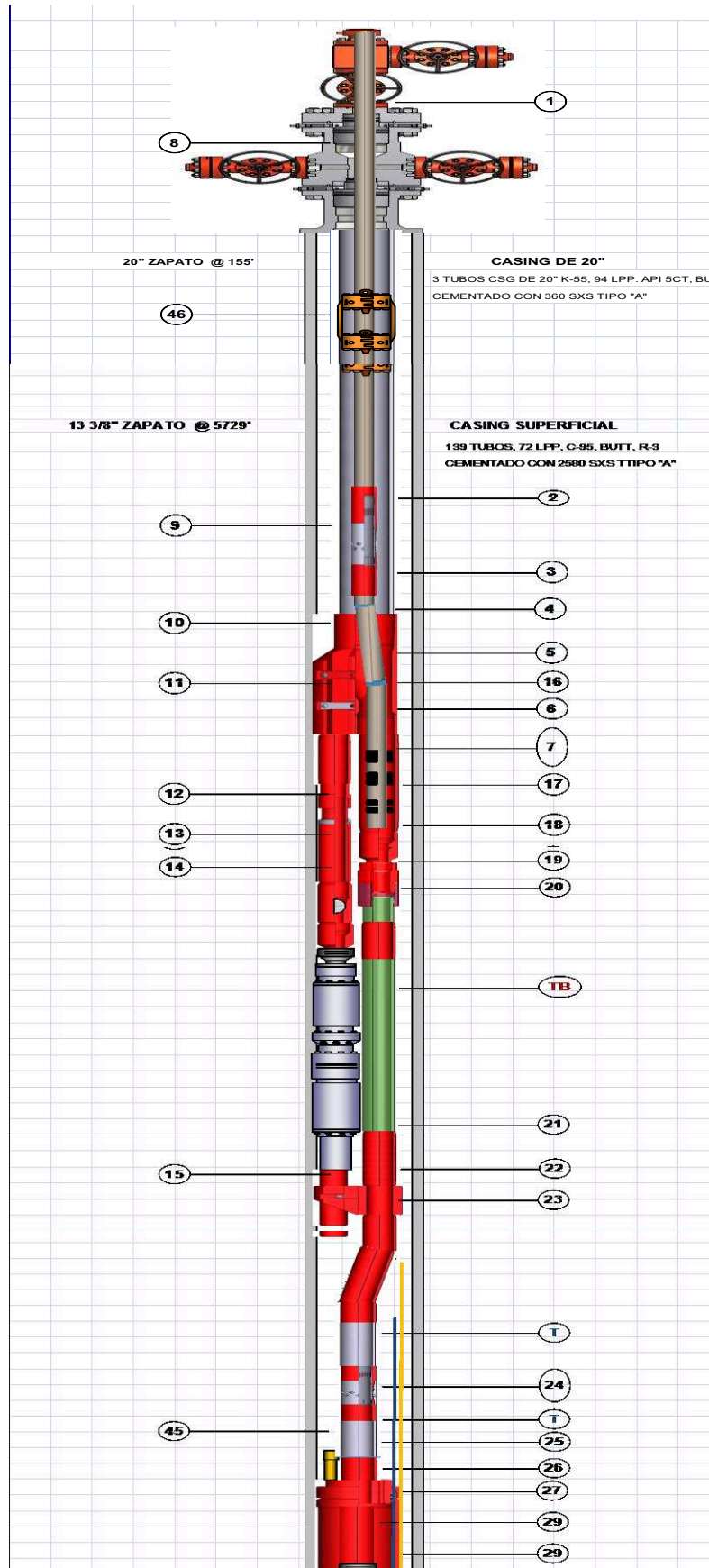
19. Bajar unidad de sellos con tubería de producción 2-7/8" hasta la Junta receptora de sellos. Probar sellos por el espacio anular con 500 psi. Realizar espaciado, armar y asentar el colgador de la tubería. Colocar Back-pressure valve de 2-7/8" y desarmar BOP 11" 5000 psi. Terminar de armar Cabezal de completación doble y penetradores.

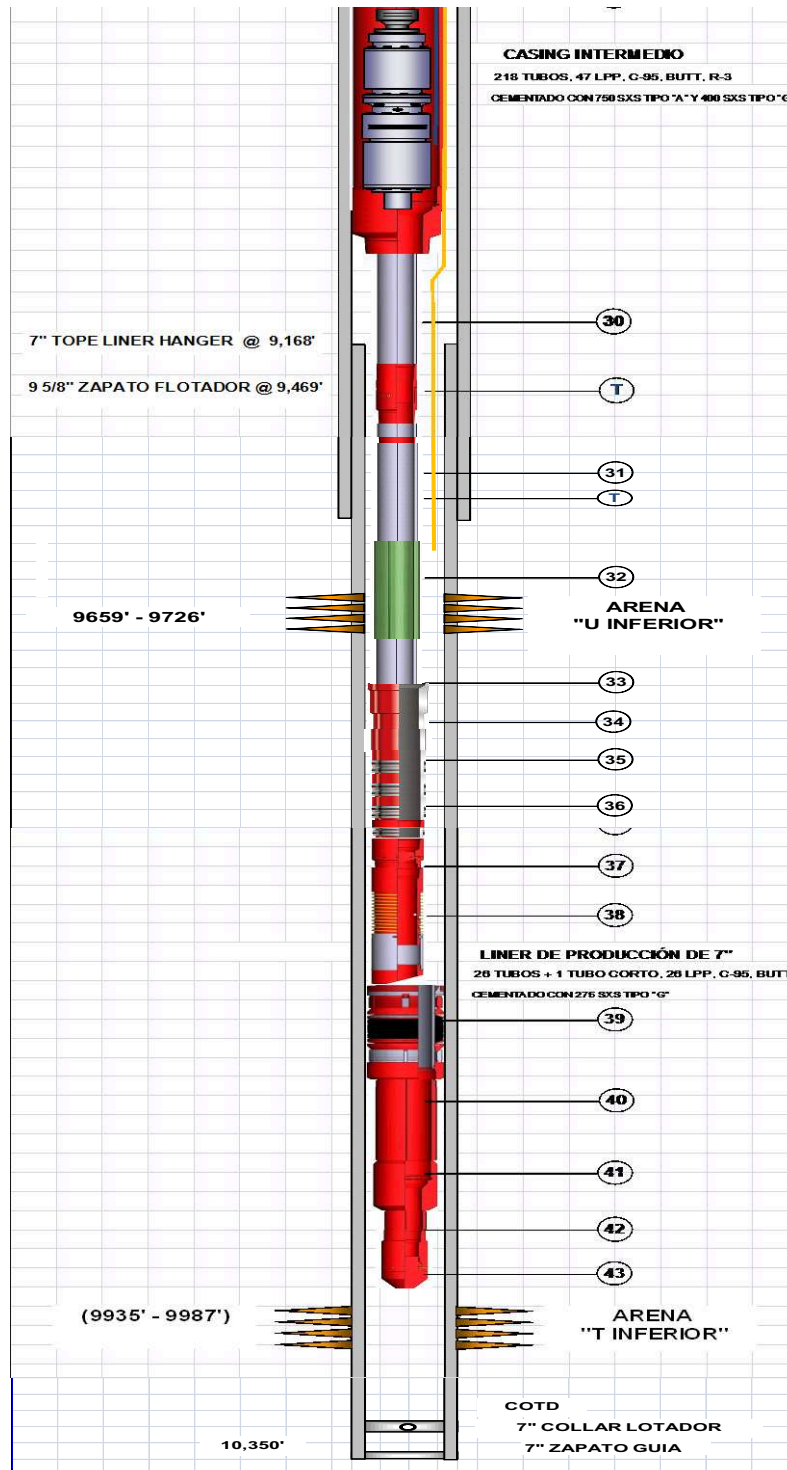
20. Realizar prueba de rotación de equipo BES inferior y superior, al tanque del Rig, empaquetar líneas de flujo y realizar prueba de producción por 06 horas a la estación, monitorear pozo.

NOTA: Es importante realizar el arranque del equipo BES SUPERIOR primero, hasta que la presión del INTAKE se haya reducido en +/- 1000 PSI de la presión a la cual se arrancó el equipo, luego de esto se procede a arrancar el equipo BES INFERIOR, ya que de otro modo se genera una diferencial de presión muy elevada lo cual puede desencadenar en una falla de la integridad de la completación.

21. Cuando la producción del pozo se haya estabilizado, dar por finalizadas las operaciones.

Figura 2.26 ENSAMBLAJE DE LA COMPLETACIÓN DOBLE





Fuente: HALLIBURTON

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Tabla 2.1 Detalle del Ensamblaje de la Completación Doble

No.	DESCRIPCION	CONEXIÓN SUPERIOR	CONEXIÓN INFERIOR	CANT.	D.E. (Pulgadas)	D.I. (Pulgadas)
TUBERIA CONCENTRICA 2-7/8"						
	Elevacion de la Mesa Rotaria a la sección inferior					
	Colgador 11" 5000 psi x 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Box	4 1/2" EUE Box	2-7/8" EUE Box	1	N/A	2,441
T	Tubería de Producción 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	275	2,875	2,441
2	CAMISA CIRCULACION: TYPE XD SLIDING SIDE DOOR SSD,2.313 2 7/8 EU	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	1	3,250	2,31
T	Tubería de Producción 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	1	2,875	2,441
3	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN ADPTR,2 7/8 API-NUE X 2 7/8 API-EUE,ALY	2 7/8" EUE Box	2 7/8" NU Pin	1	2,875	2,441
4	ADAPTADOR: 2-7/8 6.5# N-80 NU Box x 2 11/16-12 UNS Pin	2 7/8" NU Box	2 11/16-12 UNS Pin	1	2,875	2,441
5	EXTENSIONES: SEAL ASSEMBLY EXTENSION SEAL UNIT EXT,3.000 X 26.70,2 11/16-12	2 11/16-12 UNS Box	2 11/16-12 UNS Pin	2	2,970	2,330
6	UNIDAD DE SELLOS: SEAL ASSEMBLY SEAL UNIT, CON'T. SEAL ASSY,3.000 X 2 11/16-12 UNS	2 11/16-12 UNS Box	2 11/16-12 UNS Pin	3	3,000	2,330
7	PATA MULA: SEAL ASSEMBLY MULE SHOE GUIDE,2 11/16-12,UNS BOX	2 11/16-12 UNS Box	N/A	1	2,970	2,330
TUBERIA EXTERNA 5-1/2"						
	Elevación de la Mesa Rotaria a la sección inferior					
	Colgador 11" 5000 psi x 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Box	5 1/2" LTC Box	5 1/2" LTC Box	1		4,892
8	Tubo corto 5-1/2" 17# N-80 LTC Pin X BTC Pin	5 1/2" LTC Pin	5 1/2" BTC Pin	1	5,500	4,892
8	Tubos corto 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin	5 1/2" BTC Box	5 1/2" BTC Pin	3	5,500	4,892
T	Tubería de Producción 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin	5 1/2" BTC Box	5 1/2" BTC Pin	202	5,500	4,892
9	TUBO CORTO: PUP JOINT 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin	5 1/2" BTC Box	5 1/2" BTC Pin	1	5,500	4,892
10	Y-TOOL: Y-TOOL PARA CASING DE 9 5/8 " 2 7/8" EUE / BLANK	5 1/2" BTC Box	2-3/8" NU Box 2-7/8" NU Box	1	8,265	3,055
EQUIPO BES SUPERIOR						
11	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN ADPTR,2 7/8 API-EUE X 2 7/8-6.4 API-NUE	2 7/8" NU Pin	2 7/8" EUE Pin	1	2,875	2,441
12	TELESCOPICA: JUNTA TELESCOPICA CON SWIVEL DE 2 7/8" 6.5# N-80 EUE B-P	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	1	3,97	2,441
13	CHECK VALVE: STANDING VALVE OTIS STG VLV,2.313,1 3/4-12 UN,BOX,9CR,H2S	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	1	3,925	2,441
14	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN ADPTR,2 7/8 API-EUE X 3 1/2 API-EUE,ALY	2 7/8" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	1	3,75	2,441

BES SUPERIOR	DESCARGA: BOLT ON DISCHARGE PMP, 400, RLOY, 3.50 OD 8RD EUE,	3 1/2" EUE Box	Serie 400	1	4,00	2,441
	DESCARGA PHOENIX XT-1	Serie 400	Serie 400	1	4,00	N/A
	BOMBA: DN1800 - 400 SERIES 116 STG - ES-CR-CT-RLOY	Serie 400	Serie 400	1	4,00	N/A
	BOMBA: DN1800 - 400 SERIES 116 STG - ES-CR-CT-RLOY	Serie 400	Serie 400	1	4,00	N/A
	BOMBA: DN1800 - 400 SERIES 124 STG - ES-CR-CT-RLOY	Serie 400	Serie 400	1	4,00	N/A
	ADAPTER PUMP 400 SERIES TO GAS SEPARATOR 540 SERIES,	Serie 400	Serie 540	1	4,00	N/A
	GAS SEP - GRS, 540 RLOY,	Serie 540	Serie 540	1	5,40	N/A
	PROTECTOR: PROTECTOR LSBPB, 540 SERIES, HL, RLOY	Serie 540	Serie 540	1	5,40	N/A
	PROTECTOR: PROTECTOR BPBSL, 540 SERIES, HL, RLOY	Serie 540	Serie 540	1	5,40	N/A
	MOTOR: MOTOR 562 RX-UT-XD-AS 270HP/1560V/104A,	Serie 562	Serie 562	1	5,40	N/A
	SENSOR: MDT-XT GAUGE ASSY TYPE 1 420 AFL	Serie 540	2-3/8" EUE Box	1	5,62	N/A
15	PRONG: PRONG PARA SOPORTE DE BES 2 3/8"	2-3/8" EUE Pin	2-1/2" ACME Pin	1	2,375	N/A
TUBERIA BYPASS 2-7/8"						
16	SECCION PULIDA: SEAL BORE,PBR,3.0250,9CR-1MO	3-5/8" - 10 UNS Pin	3-5/8" - 10 UNS Pin	1	4,00	3,00
17	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN REDCG ADPTR,3 1/2 API-NUE X 2 7/8-6.5	3-5/8" - 10 UNS Box	2 7/8" EUE Pin	1	4,00	3,00
18	SWIVEL: TUBING SAFETY JOINTS TRV JT -SWIVEL 2 7/8" 6.5 LBS/PIE API EUE	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	1	4,015	2,431
19	ADAPTADOR: ADPTR 2 7/8" 8.6# EUE Box x SEC Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" SEC Pin	1	3,562	2,441
20	TUBO CORTO: PUP JOINT 2-7/8" 6.5# N-80 SEC Box x S-TL Pin	2 7/8" SEC Box	2 7/8" STL Pin	1	2,875	2,441
TB	TUBERIA BYPASS: FLOW COUPLINGS FLO CPL 38 ALY 2 7/8 8.6 BLNK B-P	2 7/8" STL Box	2 7/8" STL Pin	4	2,875	2,441
21	TUBO CORTO: PUP JOINT 2-7/8" 6.5# N-80 ST-L Box x NU Pin	2 7/8" STL Box	2 7/8" NU Pin	1	2,875	2,441
22	BLOQUE SOPORTE: 2-7/8" 6.5# N-80 NU Box x Box x 2-1/2" ACME Box	2 7/8" NU Box	2 7/8" NU Box	1	8,015	2,441
23	TUBO CORTO: PUP JOINT 2-7/8" 6.5# N-80 NU Pin x EUE Pin	2 7/8" NU Pin	2 7/8" EUE Pin	1	2,875	2,441
T	Tubería de Producción 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" SEUE Pin	3	2,875	2,441
19	ADAPTADOR: ADPTR 2 7/8" 6.5# EUE Box x 2 3/8 EUE Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" SEC Pin	1	3,562	2,441
24	CAMISA CIRCULACION: TYPE XD SLIDING SIDE DOOR SSD,1.87 2 3/8 EU	2 7/8" EUE Box	2 7/8" SEUE Pin	1	3,250	2,31
19	ADAPTADOR: ADPTR 2 3/8" 4.7# EUE Box x 2 7/8 EUE Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" SEC Pin	1	3,562	2,441
T	Tubería de Producción 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" SEUE Pin	1	2,875	2,441

25	TUBO CORTO: FLOW COUPLINGS FLO CPL 38 ALY 2 7/8 6.4 API-BUT B-B	2 7/8" EUE Box	2 7/8" NU Pin	1	2,875	2,441
26	TAPA CAPSULA: POD 7" 26# N-80 BTC Pin x 2-7/8" 6.5# P-110 NU Box x Box x 1/2 x 3/8" NPT	2 7/8" NU Box	2 7/8" NU Box / 7" BTC Pin	1	7,00	2,441
EQUIPO BES INFERIOR						
27	TUBO CORTO: FLOW COUPLINGS FLO CPL 38 ALY 2 7/8 6.4 API-BUT B-B	2 7/8" NU Pin	2 7/8" EUE Pin	1	2,875	2,441
29	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN ADPTR, 2 7/8 API-EUE X 2 3/8 API-EUE, ALY	2 7/8" EUE Box	2 3/8" EUE Pin	1	3,50	2,441
28	NIPPLE: NO-GO LN 1.81, 9CR, 2 3/8 4.7 API-EU, P-P	2 3/8" EUE Box	2 3/8" EUE Pin	1	2,00	2,31
29	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN ADPTR, 2 3/8 API-EUE X 3 1/2 API-EUE, ALY	2 3/8" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	1	3,50	2,441
BES INFERIOR	DESCARGA: BOLT ON DISCHARGE PMP, 540, RLOY, 3.50 OD 8RD EUE,	3 1/2" EUE Box	Serie 538	1	5,38	2,441
	DESCARGA PHOENIX XT-1,	Serie 538	Serie 538	1	5,38	N/A
	BOMBA: SN2600 - 538 SERIES 153 STG - ES-CR-CT-RLOY	Serie 538	Serie 538	1	5,38	N/A
	MANEJADOR DE GAS: AGH: G20-40 CR-CT 540/540 SERIES ES-CR-CT-RLOY	Serie 540	Serie 540	1	5,38	N/A
	INTAKE: BOI, 540/540 RLOY, 1.18 MON, S-TRM, ARZ	Serie 540	Serie 540	1	5,40	N/A
	PROTECTOR: LSBPB, 540 SERIES, HL, RLOY,	Serie 540	Serie 540	1	5,40	N/A
	PROTECTOR: BPBSL, 540 SERIES, HL, RLOY	Serie 540	Serie 540	1	5,40	N/A
	MOTOR: 562 RX-UT-XD-AS 270HP/1560V/104A,	Serie 562	Serie 562	1	5,62	N/A
	SENSOR: MDT-XT GAUGE ASSY TYPE 1 420 AFL	2-3/8" EUE Pin	N/A	1	4,75	N/A
	CENTRALIZADOR: MDT-XT GAUGE ASSY TYPE 1 420 AFL	2-3/8" EUE Pin	N/A	1	4,75	N/A
	MANDRIL INYECCION DE QUIMICO	2-3/8" EUE Pin	N/A	1	4,75	N/A
ENCAPSULADO 7"						
T	Capsula de 7" 26# N-80 BTC Box x Pin 43.5+44.46+12.67	7" BTC Box	7" BTC Pin	3	7,00	6,276
30	ADAPTADOR: ADPTR 7" 26# N-80 BTC Box x 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Pin	7" BTC Box	2 7/8" EUE Pin	1	7,00	2,441
T	Tubería de Producción 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	17	2,875	2,441
31	JUNTA SEGURIDAD: TUBING SAFETY JOINTS STR SHR 2 7/8" 6.5 # API EUE (50.000 lbs.)	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	1	3,630	2,355
T	Tubería de Producción 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	2	2,875	2,441
32	JUNTA EROSION: FLOW COUPLING / BLAST NIPPLE BLS N 244 ALY 2 7/8 API-EU B-B	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	9	3,625	2,375
T	Tubería de Producción 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	2	2,875	2,441
34	LOCALIZADOR: SEAL ASSY LOCATOR, CON'T. LOC, NO-GO, 2 7/8 API-EUE X 3 1/2-12 UN	2-7/8" EUE Box	3-1/2" NU Pin	2	6,00	2,441

35	EXTENSIONES: SEAL ASSEMBLY EXTENSION EXT,SEAL UNIT,3 1/2-12 UN-2B X 3 1/2	3-1/2" NU Box	3-1/2" NU Pin	2	3,85	2,97
36	UNIDAD DE SELLOS: SEAL ASSEMBLY SEAL UNIT, CON'T. SEAL ASSY,3.88 X 3 1/2 API-NUE,B-P	3-1/2" NU Box	3-1/2" NU Pin	3	3,85	2,97
37	TAPON EXPULSABLE: EXPENDABLE SEALING PLUGS EXPEN PLUG X 3.250	3-1/2" NU Box	3-1/2" NU Pin	1	3,87	2,60
38	PATA MULA AUTOALINEANTE: MULE SHOE GID,SELF ALIGN,3.880,3 1/2	3-1/2" NU Box	N/A	1	3,86	2,97
EMPACADURA RECUPERABLE DE FONDO						
39	PACKER RECUPERABLE: WIRELINE SET VERSA-TRIEVE PACKER,7,26-29 X 3.880	N/A	4 3/4-8UNS Box	1	5,95	3,88
39	PACKER RECUPERABLE: WIRELINE SET VERSA-TRIEVE PACKER,7,26-29 X 3.880	N/A	4 3/4-8UNS Box	1	5,95	3,88
40	SECCION PULIDA: SEAL ASSEMBLY SEAL UNIT SEAL ASSY,MLD,3.880 X 3 1/2-12 UN	4 3/4-8UNS Pin	3 1/2-12 UN	1	5,032	3,88
41	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN COMB ADPTR,3 1/2 9.2 NU 3 1/2 9.2	3 1/2-12 UN	3 1/2-12 UN	1	3,5	2,992
42	TUBO CORTO: TUBING COLLARS, BOX X BOX COMB CPLG,3 1/2 API-EUE X 3 1/2 API-NUE	3 1/2-12 UN	3-1/2" EUE Pin	1	4,5	2,992
43	TAPON EXPULSABLE: EXPENDABLE SEALING PLUGS EXPEN PLUG,X 4.000	3-1/2" EUE Box	N/A	1	5,02	2,972

OTROS ACCESORIOS			
44	Wellhead Penetradores (2)	observaciones:	Dos penetradores
45	Penetrador para POD Capsula 5000 psi (1)	observaciones:	Un penetrador
46	Protectores de cable dual 5-1/2" para cuello	observaciones:	250 protectores
47	Protectores de cable sencillo 2-7/8" para cuello	observaciones:	10protectores
48	CLAMPS: PARA BOMBA BES / TUBERIA 2 7/8 "	observaciones:	1 Serie # 562, 2 Serie # 540; 2 serie 400

BHA
Y TOOL 5 1/2" - PATA MULA 3 1/2" NU
TUBO CORTO 2 7/8" - PATA MULA 2 11/16-12UNS

SARTAS
EXTERNA 5 1/2" 17# BTC B-P
INTERNA 2 7/8" 8.6# SEC B-P

ACCESORIOS INSTALADOS
PROTECTORES DOBLE CABLE 5 1/2"
SUNCHOS

Fuente: HALLIBURTON

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

CAPÍTULO III

ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS CON COMPLETACIONES DOBLES

3.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se desarrolla el estudio de la producción en los pozos con completación doble que se encuentran en el campo Cuyabeno y Shushufindi.

La instalación de un sistema de completación doble, tiene tanto su justificación técnica como su justificación legal, la cual se encuentra establecida en las leyes que rigen a la industria hidrocarburífera en el Ecuador.

Para el estudio de producción de un pozo completado con este sistema, se debe tener en cuenta las condiciones importantes y necesarias para su instalación, relacionando la mecánica del pozo y las condiciones de productividad de cada zona productora.

3.2 ANTECEDENTES

Lograr mantener e incrementar la producción de petróleo en el Ecuador, es la meta que se planifica con la instalación de completaciones dobles, la misma que nos permite incorporar una nueva arena al sistema de producción del pozo, o directamente implementando esta completación en pozos nuevos.

Es necesario conocer datos básicos y generales sobre el pozo, las propiedades de los fluidos y de la roca, y los datos de las condiciones actuales de producción, lo cual nos permite tener una idea de cómo se encuentra el pozo y a futuro nos ayudará a realizar una comparación entre los valores de producir una sola arena y en el caso de producir dos arenas.

Al poder producir de manera simultánea se logra recuperar en menor tiempo las reservas que de otro modo se las considera diferidas y a la vez cumplir las regulaciones de la DNH hoy en día ARCH.

3.3 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN DOBLE

La necesidad de producir petróleo da origen a la planificación de nuevos proyectos con el objetivo de incrementar su producción, y a su vez satisfacer las necesidades de recursos del país con la comercialización del petróleo. Entre los principales objetivos para proceder y realizar una completación doble tenemos:

- Incorporar una nueva reserva al pozo, sin mezcla de fluidos.
- Permite monitorear y controlar cada una de las arenas del pozo de manera individual.
- Incrementar el volumen de producción, reduciendo los costos de producción y logrando una rápida recuperación de la inversión.
- Impide flujo cruzado entre zonas.
- Permite realizar pruebas de producción a cada zona.

Para lograr este objetivo se debe justificar dicha operación teniendo en cuenta:

- Del análisis adecuado de las arenas consideradas productoras, escoger las mejores arenas para la completación doble.
- El incremento en el precio del barril de petróleo (\$usd/barril). Impulsa a aprovechar recursos inmediatamente.
- Campos en declinación, ocasionan mayores costos de producción y reducción en la producción.
- Regulaciones gubernamentales permiten producir 2 arenas hidrocarburíferas simultáneamente sin mezclar.

3.4 JUSTIFICACIÓN LEGAL PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN DOBLE

Los proyectos realizados en el campo petrolero están regidos al REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS del Ecuador. Con relación al tema del proyecto, en este reglamento se establece dos artículos básicos, los mismos que justifican la instalación de este tipo de completación, es así:

Art. 30.- Terminación múltiple: En caso de haber más de un yacimiento productivo y que sea conveniente explotarlo simultáneamente, los pozos deberán tener terminación múltiple y equiparse de manera que garanticen la producción separada e independiente de los yacimientos, y la realización de trabajos de mantenimiento.

No obstante lo dispuesto en el inciso anterior, en determinadas circunstancias técnicamente justificadas y solamente con la aprobación previa de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, se permitirá la explotación conjunta de dos o más yacimientos, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 32 de este reglamento.

Art. 32.- Explotación de yacimientos: Todo yacimiento de petróleo o gas natural, se explotará individualmente y sus pozos deberán ser terminados, mantenidos y operados de acuerdo con las características del yacimiento en particular.

En el caso de existir dos o más yacimientos con características diferentes y si su explotación separada resulta antieconómica, la Dirección Nacional de Hidrocarburos autorizará su explotación simultánea, para lo cual PETROECUADOR o la contratista, según el caso, presentará los justificativos técnicos y económicos correspondientes.

Cualquier cambio de yacimiento productor de un pozo será autorizado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

3.5 CONDICIONES GENERALES

La instalación de la completación doble, cumple con lo dispuesto por la ley en los artículos citados anteriormente, donde permite la producción de dos zonas sin interferencia entre ellas y garantizando así un monitoreo adecuado a cada yacimiento.

Al mismo tiempo se debe considerar las condiciones importantes para la instalación de la completación, aspectos necesarios para un adecuado y eficaz desarrollo de la misma, entre estos tenemos:

3.5.1 TIPO DE POZO

Tenemos que considerar el tipo de pozo al que se requiere instalar un determinado tipo de completación. Esta completación se puede instalar en pozos verticales y direccionales, teniendo en cuenta que el ángulo de inclinación no afecte la instalación de la completación.

3.5.2 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING)

Constituye el medio con el cual se reviste el hueco que se va perforando. Con esto se asegura el éxito de las operaciones que se llevan a cabo durante las etapas de perforación y completación del pozo. El equipo que se utiliza en la completación está diseñado para instalar en casing de 9-5/8" y con liner de 7".

La producción exitosa de petróleo y gas depende del apropiado rendimiento de la tubería de revestimiento, que sirve para proteger las zonas perforadas y a su vez evitando la intercomunicación de fluidos de las arenas productoras.

Si existiera intercomunicación de las dos zonas, podría ocurrir un "*cruce del flujo*", es decir, el fluido en las zonas de más alta presión, emigraría hacia zonas de baja presión, invadiéndolas y ocasionando "*flujo cruzado*"

3.5.3 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TUBING)

Las tuberías de producción son el elemento a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos de un pozo.

El rendimiento de la tubería de producción que opera dentro de la tubería de revestimiento es importante, no solo debe soportar las mismas tensiones a las que está sujeta la tubería de revestimiento, sino, también debe resistir la acción corrosiva de los fluidos del pozo.

3.5.4 FLUIDO DEL POZO

Es importante conocer las características de los fluidos que se encuentran produciendo en los pozos que se requiera instalar una completación doble. Considerando que la prioridad es extraer crudo de los pozos, se debe tomar en cuenta el contacto agua-petróleo (CAP), para que no exista producción excesiva de agua, y la relación de gas-petróleo (GOR), ya que la demasía presencia de gas afectaría a la bomba.

3.5.5 ANÁLISIS DEL YACIMIENTO

Los yacimientos deben tener potencial hidrocarburífero, tomando en cuenta que no exista producción de arena o producción excesiva de gas o agua, entre otros factores que puedan afectar la producción o dañar el equipo de completación.

3.5.6 PRESIONES

Dentro de las operaciones de completación de pozos tenemos que considerar presiones como la del reservorio con la cual aporta la formación productora, la presión fluyente y presión de burbuja que están relacionadas con el trabajo óptimo del sistema electro sumergible.

3.5.7 TEMPERATURA

Cuando se trabaja con pozos, en donde se vaya a instalar un sistema de completación de fondo, es importante conocer las temperaturas de fondo esperadas a una profundidad determinada. Parámetro directamente relacionado con la operación del equipo sumergible.

3.6 ESTIMACIÓN DE RESERVAS DEL CAMPO CUYABENO Y SHUSHUFINDI

El objetivo de estudiar la producción de pozos con completación doble, es conocer que tan efectivo y beneficioso es su mecanismo, para continuar con su implementación. Por lo cual es conveniente realizar un estimado de las reservas de las arenas consideradas productoras en los campos de estudio, ya que para este tipo de completación es necesario dos arenas productoras para un solo pozo, además, así se establecerá si es rentable bajar completaciones doble en otros pozos.

De manera general, al referirse a las reservas, se puede decir que: *“Se entiende por reservas de petróleo y gas de un yacimiento al volumen de hidrocarburo que se considera puede ser recuperado comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura”*.

La reserva de un yacimiento es una fracción del petróleo original *“in-situ”*, ya que nunca se recuperara el total del petróleo existente. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos.

Para estimar las reservas de petróleo se utilizó el programa OFM (OIL FIELD MANAGER). Es un software de análisis de yacimiento y pozo. Está diseñado para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de

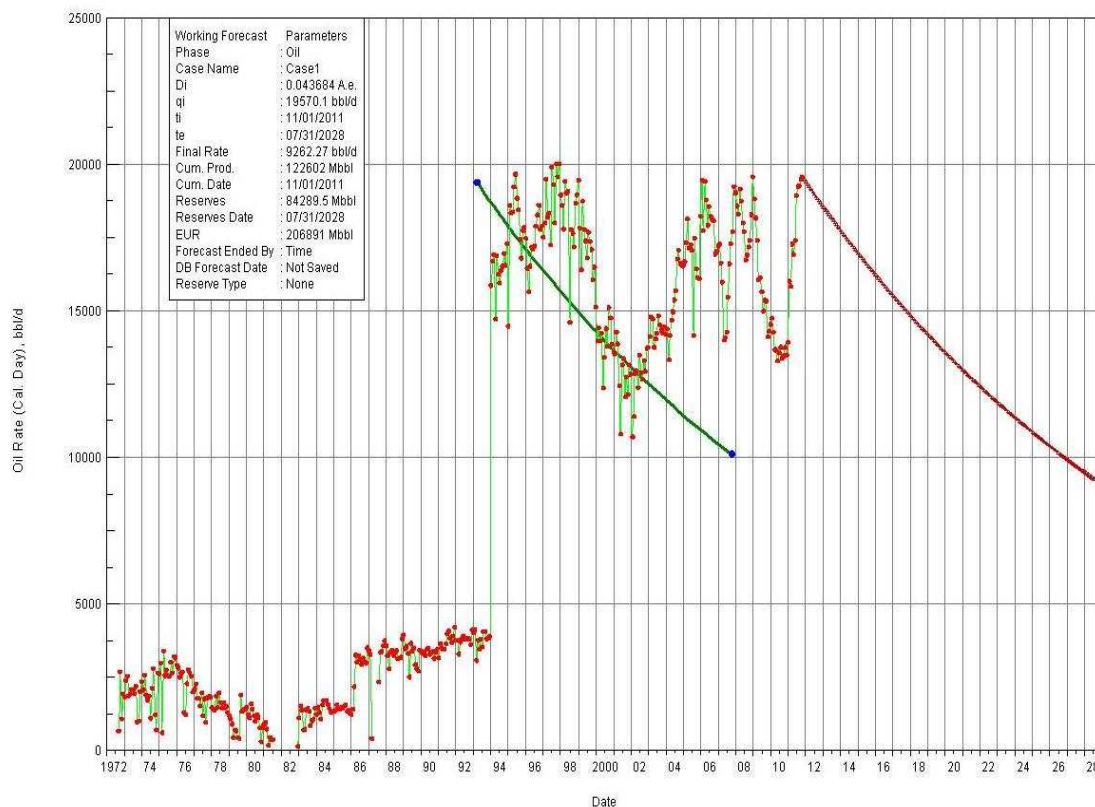
producción y yacimiento. Además permite trabajar de manera interactiva con la información de un campo, la cual es almacenada en una base de datos.

El OFM se basa en la producción en los pozos y cómo va la declinación de los mismos durante su vida productiva, para obtener el total de reservas a recuperar en una fecha futura. Para esto se toma periodos en donde no existan perforación de pozos o trabajos que signifiquen inversión.

3.6.1 CAMPO SHUSHUFINDI

Mediante el programa antes mencionado, considerando la producción de los pozos de las respectivas arenas y la declinación que ha presentado con el tiempo, se puede presentar las siguientes gráficas, entre los datos obtenidos, se representa las reservas a recuperar de cada arena productora, “reserves”. Ver figura 3.1:

Figura 3.1 ESTIMACIÓN DE RESERVAS CAMPO SHUSHUFINDI - ARENA U



Fuente: Grupo Shushufindi, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

La tabla 3.1 presenta la proyección de la producción de la arena “U”, datos basados en la estimación de reservas de la figura 3.1.

Tabla 3.1 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO SHUSHUFINDI - ARENA U

Fecha	Rata promedio (bl/d)
31/12/2011	19463.93
30/06/2012	19034.34
31/12/2012	18611.96
30/06/2013	18203.40
31/12/2013	17799.46
30/06/2014	17408.74
31/12/2014	17022.43
30/06/2015	16648.76
31/12/2015	16279.32
30/06/2016	15920.02
31/12/2016	15566.75
30/06/2017	15225.04
31/12/2017	14887.19
30/06/2018	14560.39
31/12/2018	14237.29
30/06/2019	13924.76
31/12/2019	13615.76
30/06/2020	13315.25
31/12/2020	13019.78
30/06/2021	12733.98
31/12/2021	12451.40
30/06/2022	12178.08
31/12/2022	11907.84
30/06/2023	11646.45
31/12/2023	11388.01
30/06/2024	11136.66
31/12/2024	10889.54
30/06/2025	10650.50
31/12/2025	10414.16
30/06/2026	10185.55
31/12/2026	9959.53
30/06/2027	9740.90
31/12/2027	9524.75
30/06/2028	9314.53
31/07/2028	9279.85

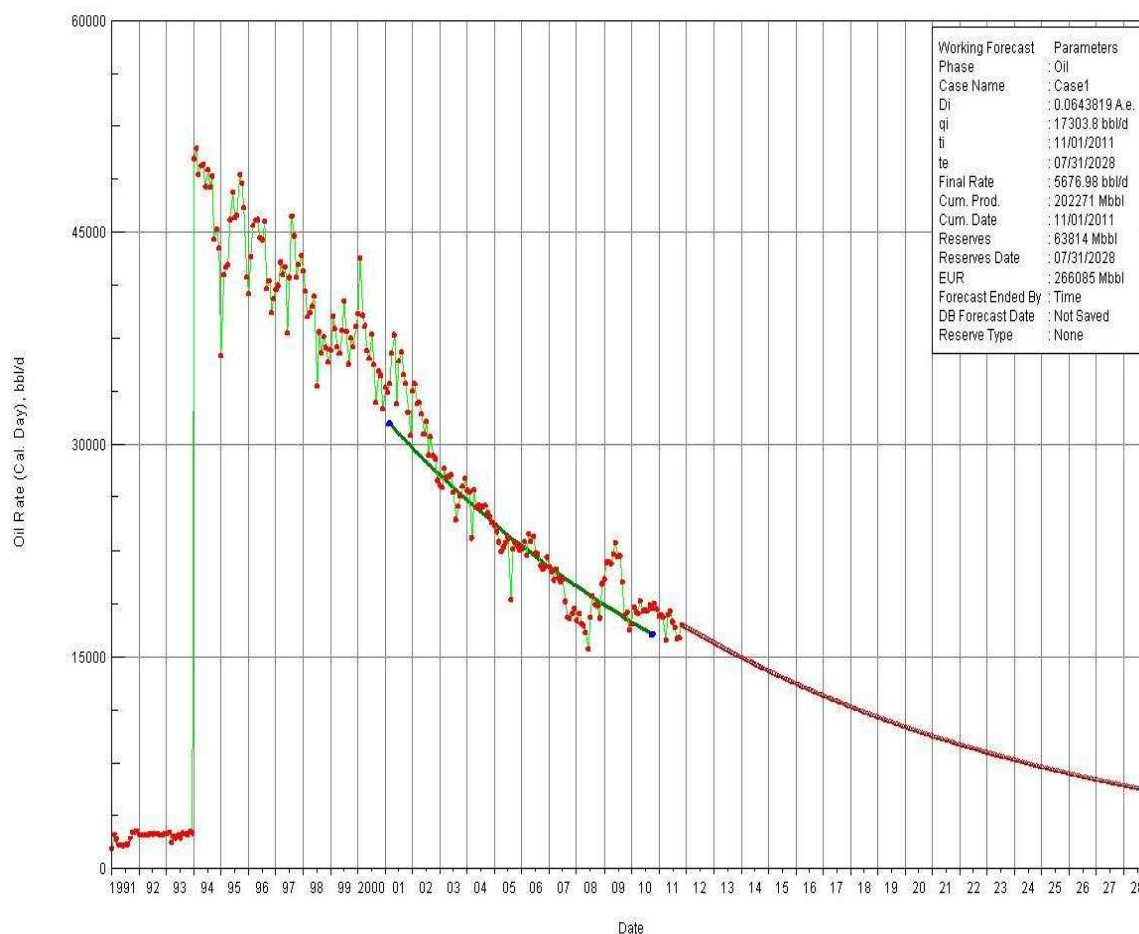
Fuente: Grupo Shushufindi, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

En las figuras presentadas, cabe indicar que la línea verde representa la tendencia de declinación de la arena, y la línea roja muestra la proyección de la producción con respecto a la tendencia, datos presentados en las respectivas tablas. Se ha visto conveniente realizar la estimación de reservas de las arenas U y T del campo Shushufindi, y no de sus subdivisiones, para una mejor interpretación de los datos con relación a la vida productiva del campo.

La figura 3.2 representa la estimación de reservas de la arena T del campo Shushufindi.

Figura 3.2 ESTIMACIÓN DE RESERVAS CAMPO SHUSHUFINDI - ARENA T



Fuente: Grupo Shushufindi, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

En la tabla 3.2 se presenta la proyección de la producción de la arena "T" del campo Shushufindi, datos basados en la estimación de reservas de la figura 3.2.

Tabla 3.2 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO SHUSHUFINDI - ARENA T

Fecha	Rapa promedio bl/d
31/12/2011	17164.06
30/06/2012	16602.72
31/12/2012	16056.82
30/06/2013	15534.52
31/12/2013	15023.73
30/06/2014	14535.04
31/12/2014	14057.12
30/06/2015	13599.86
31/12/2015	13152.69
30/06/2016	12722.54
31/12/2016	12304.22
30/06/2017	11903.98
31/12/2017	11512.57
30/06/2018	11138.09
31/12/2018	10771.86
30/06/2019	10421.47
31/12/2019	10078.81
30/06/2020	9749.19
31/12/2020	9428.63
30/06/2021	9121.93
31/12/2021	8822.00
30/06/2022	8535.03
31/12/2022	8254.40
30/06/2023	7985.90
31/12/2023	7723.31
30/06/2024	7470.73
31/12/2024	7225.09
30/06/2025	6990.07
31/12/2025	6760.23
30/06/2026	6540.33
31/12/2026	6325.28
30/06/2027	6119.53
31/12/2027	5918.32
30/06/2028	5724.76
31/07/2028	5693.04

Fuente: Grupo Shushufindi, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

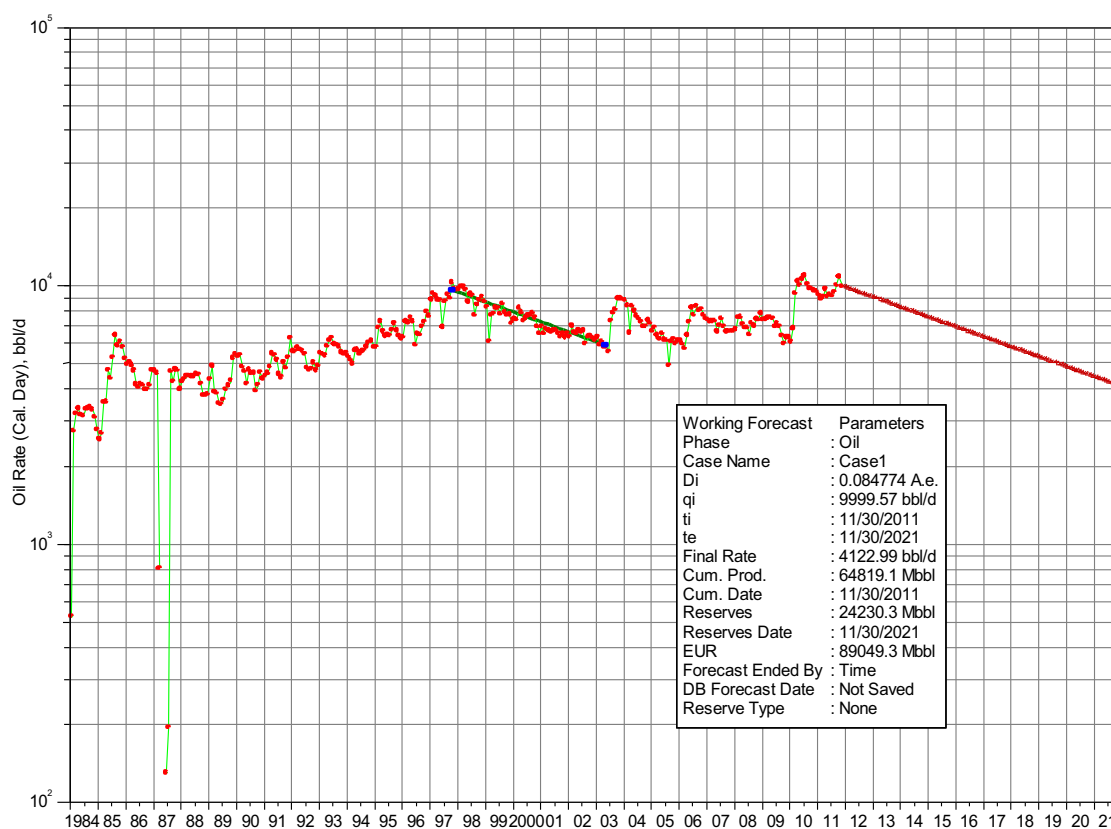
3.6.2 CAMPO CUYABENO

De la misma manera se establece las siguientes gráficas con su respectiva tabla de valores para las arenas productoras de este campo, mediante el programa OFM, y considerando los aspectos mencionados anteriormente.

En los datos de las figuras EUR representa la suma de producción acumulada y las reservas a recuperar “reserves”, de cada arena analizada. Y de igual manera la línea verde representa la tendencia de declinación de la arena, y la línea roja muestra la proyección de la producción con respecto a la tendencia.

Se representa a continuación, ver figura 3.3, la estimación de reservas de la arena “U” del campo Cuyabeno.

Figura 3.3 ESTIMACIÓN DE RESERVAS CAMPO CUYABENO - ARENA U



Fuente: Grupo Cuyabeno, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

Por su parte la tabla 3.3 proyecta de la producción de la arena “T” del campo Cuyabeno, datos basados en la estimación de reservas de la figura 3.3.

Tabla 3.3 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO CUYABENO - ARENA U

Fecha	Rata Promedio bl/d
31/12/2011	9962.07
30/06/2012	9530.75
31/12/2012	9115.89
30/06/2013	8723.31
31/12/2013	8343.60
30/06/2014	7984.29
31/12/2014	7636.74
30/06/2015	7307.87
31/12/2015	6989.77
30/06/2016	6687.14
31/12/2016	6396.06
30/06/2017	6120.61
31/12/2017	5854.19
30/06/2018	5602.08
31/12/2018	5358.23
30/06/2019	5127.48
31/12/2019	4904.29
30/06/2020	4691.95
31/12/2020	4487.72
30/06/2021	4294.46
30/11/2021	4138.02

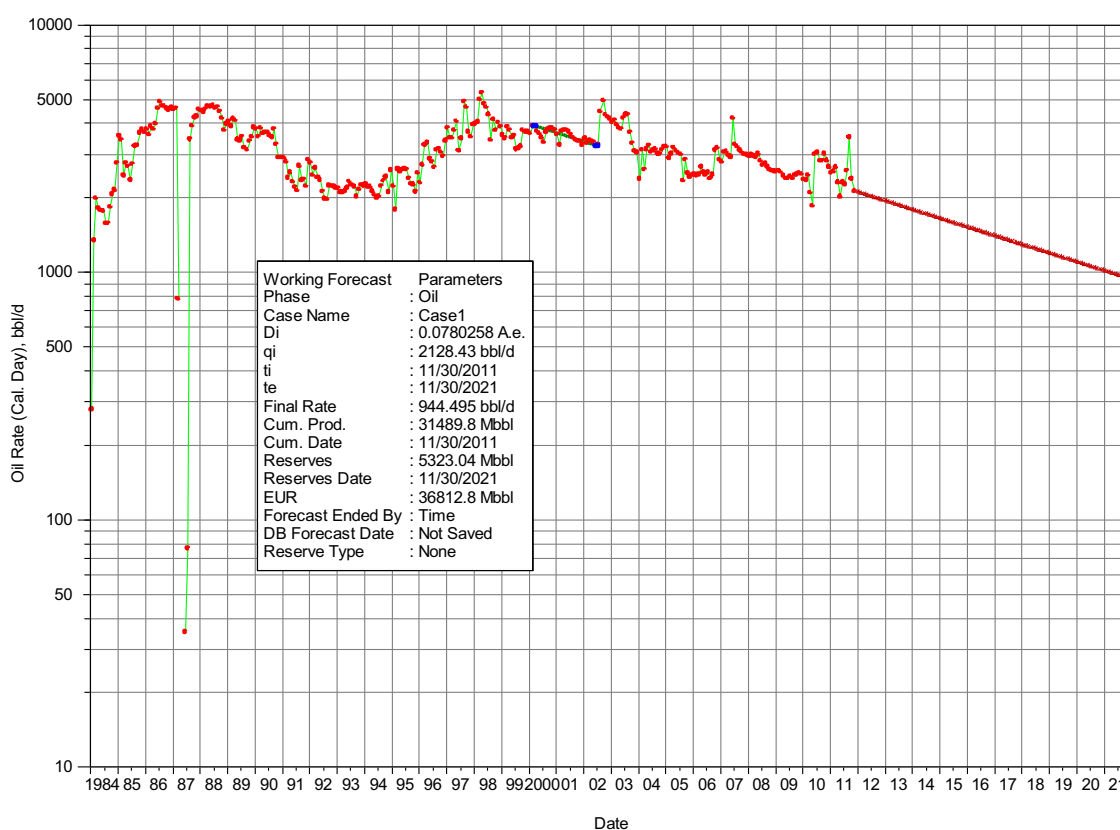
Fuente: Grupo Cuyabeno, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Se realizó la estimación de reservas de las arenas U y T, tomando en cuenta la vida productiva de este campo.

En la figura 3.4 se muestra la estimación de reservas del campo Cuyabeno, juntamente se representa su tabla de datos de las reservas estimadas y producidas hasta la fecha proyectada.

Figura 3.4 ESTIMACIÓN DE RESERVAS CAMPO CUYABENO - ARENA T



Fuente: Grupo Cuyabeno, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

La tabla 3.4 muestra los datos de la proyección de producción correspondiente a la arena "U" del campo Cuyabeno.

Tabla 3.4 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO CUYABENO - ARENA U

Fecha	Rata Promedio bl/d
31/12/2011	2121.11
30/06/2012	2036.74
31/12/2012	1955.28
30/06/2013	1877.92
31/12/2013	1802.82
30/06/2014	1731.49
30/06/2015	1596.48
31/12/2015	1532.64
30/06/2016	1471.67
31/12/2016	1412.81
30/06/2017	1356.92
31/12/2017	1302.65
30/06/2018	1251.11
31/12/2018	1201.08
30/06/2019	1153.56
31/12/2019	1107.42
30/06/2020	1063.37
31/12/2020	1020.85
30/06/2021	980.46
30/11/2021	947.65

Fuente: Grupo Cuyabeno, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7 ESTUDIO DE LOS POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE EN EL CAMPO CUYABENO Y SHUSHUFINDI

Para realizar el análisis del comportamiento de la producción en los pozos con completación doble se ha recopilado datos del historial del pozo, historiales productivos y de reacondicionamiento, además de pruebas y registros que nos

muestran los fluidos producidos por los pozos, con el fin de determinar la respuesta del mismo durante el tiempo que lleva de operación.

Historial del pozo

Se refiere a la carpeta del pozo, donde se archiva los documentos desde el inicio de su perforación, conjuntamente con los detalles de los programas que se van llevando a cabo durante la vida de éste.

Historiales de producción

Son registros que detallan los tipos de fluidos producidos en cada pozo desde su inicio de operaciones, así como también las presiones de fondo fluyente de cada pozo que se obtiene por el sensor instalado a la profundidad de asentamiento y las características operativas del sistema de levantamiento artificial, en este caso el bombeo electro sumergible.

Historiales de reacondicionamiento (WORKOVER, W.O.)

Son registros en los cuales se especifica las intervenciones que ha tenido el pozo desde su completación inicial hasta la fecha actual, con el fin de reportar los antecedentes del pozo y fallas que ha presentado para evitar problemas o dificultades pasadas.

Propiedades de la roca y fluidos

En los yacimientos encontramos mezclas de hidrocarburo, por lo cual es importante determinar sus propiedades para tener una visión más amplia de su comportamiento de flujo en el reservorio.

Los parámetros de los fluidos se puede obtener de las pruebas de evaluación que se realizan al pozo ya sea al inicio de su completación o cuando se ha realizado un trabajo de reacondicionamiento.

3.7.1 CAMPO CUYABENO: POZO CUY-24D

3.7.1.1 Generalidades

En el campo Cuyabeno, Petroproducción realizó la primera experiencia con las completaciones dobles, ésta se la realizó en el pozo CUY-24D.

Se encuentra ubicado al norte del campo Cuyabeno, en las coordenadas:

Latitud: 00⁰ 02' 38,30" N

Longitud: 76⁰ 17' 6,20" O

Cuando se realizó la perforación de este pozo, se contemplaba tres arenas productoras para su completación. Cabe señalar que el diseño de este pozo en su inicio fue para una completación sencilla, y dependiendo de su evaluación se pondría a producir de la mejor arena.

Luego de la completación inicial del pozo en el año 2006, y de la evaluación respectiva, se decide dejar produciendo el pozo de la arena "Ui", teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la arena "Us", para un futuro trabajo de reacondicionamiento en el pozo.

3.7.1.2 Historial del pozo

El pozo CUY-24D se perforó en junio del 2006, es un pozo direccional, alcanzó una profundidad de 8400 pies y fue completado en julio del mismo año.

Para su completación se tenía en cuenta tres arenas, considerando como primera opción para producir la arena "Ui", si los resultados no eran satisfactorios se dispararía en la primera alternativa la arena "Us" y quedaría como segunda alternativa la arena "Ts", y dependiendo de su evaluación se pondría a producir; para esto se tenía los datos de evaluación de perfiles, presentados en la tabla 3.5:

Tabla 3.5 PARÁMETROS INICIALES DE LAS ARENAS

Arena	Tope, ft	Base, ft	ho, ft	Ø, %	Sw, %	Tf, °F
Ui	8051	8060	9	20,3	16,2	205
Us	8010	8020	10	18,4	19,5	205
Ts	8190	8196	6	21,3	40,4	210

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Se realizaron pruebas de producción a las arenas “Ui” y “Us”, de lo cual se obtuvieron los siguientes resultados, ver tabla 3.6:

Tabla 3.6 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN

ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW, %	°API
Ui	1752	1710	42	2,4	26
Us	1632	1550	82	5	23,3

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Luego de la evaluación, inicia su producción con 1866 BPPD de la arena “Ui” en agosto del 2006. Produce con bombeo hidráulico tipo Jet hasta el 14 de julio de 2008, fecha en la cual inicia trabajos de reacondicionamiento para bajar Completación doble.

El 07 de Agosto de 2008 finaliza los trabajos y se baja completación doble para producir con equipos BES de las arenas “Ui” y “Us” por separado.

El 14 de septiembre de 2009 el equipo BES de la arena “Ui” se apaga por desbalance de Fases. El equipo BES de la arena “Us” continua trabajando.

El 22 de agosto de 2010 se intenta realizar prueba de hermeticidad a tubería de 2-7/8" con camión bomba sin éxito, queda comunicado TBG de 2-7/8" de arena "Ui" con CSG de 5 1/2" de arena "Us".

El pozo queda produciendo de las dos arenas "Ui" + "Us". En la tabla 3.7 se indica los datos de la prueba de producción de la arena "Ui" con fecha 13 de Septiembre del 2009 y la producción de la arena "Us" con fecha 22 de septiembre de 2010:

Tabla 3.7 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Fecha	Arena	BFPD	BPPD	BAPD	BSW, %	° API	SAL, PPM
13/09/09	Ui	2440	488	1952	80	24,4	12100
22/09/09	Us	717	287	430	60	21,6	29000

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

El 13 de abril del 2011 se inician los trabajos para cambiar la completación doble. Queda produciendo de las arenas "Ui" y "Us" independientemente con una producción total promedia de 1200 BPPD.

En mayo del mismo año se apaga el equipo BES de la arena "Us", por rotura del eje de la bomba. El pozo sigue produciendo de la arena "Ui".

En agosto del 2011 se realiza el cambio de completación doble para producir independientemente de las mismas arenas mencionadas anteriormente.

La tabla 3.8 presenta los datos del historial del pozo CUY-24D, con respecto a cambio en la producción y trabajos de reacondicionamiento.

Tabla 3.8 HISTORIAL DEL POZO CUY-24D

FECHA	Ui	Ui+Us
	BPPD	BPPD
COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES (C&Pi)		
PRODUCE ARENA Ui		
ago-06	1368	
sep-06	939	
oct-06	950	
nov-06	734	
dic-06	683	
ene-07	680	
feb-07	562	
mar-07	565	
abr-07	645	
may-07	660	
jun-07	637	
jul-07	629	
ago-07	542	
sep-07	523	
oct-07	491	
nov-07	540	
dic-07	459	
ene-08	446	
feb-08	449	
mar-08	451	
abr-08	443	
may-08	448	
jun-08	426	
jul-08	475	
TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO # 1		
INICIA COMPLETACIÓN (Ui+Us)		
ago-08	449	1293
sep-08	446	1297
oct-08	442	1202
nov-08	459	1279
dic-08	480	1322
ene-09	470	1296
feb-09	473	1303
mar-09	476	1294
abr-09	456	1261
may-09	477	1274
jun-09	437	1088
jul-09	500	1183
ago-09	503	1148
sep-09	488	1123
oct-09	BES "Ui" OFF	689

Continuación de la tabla 3.8

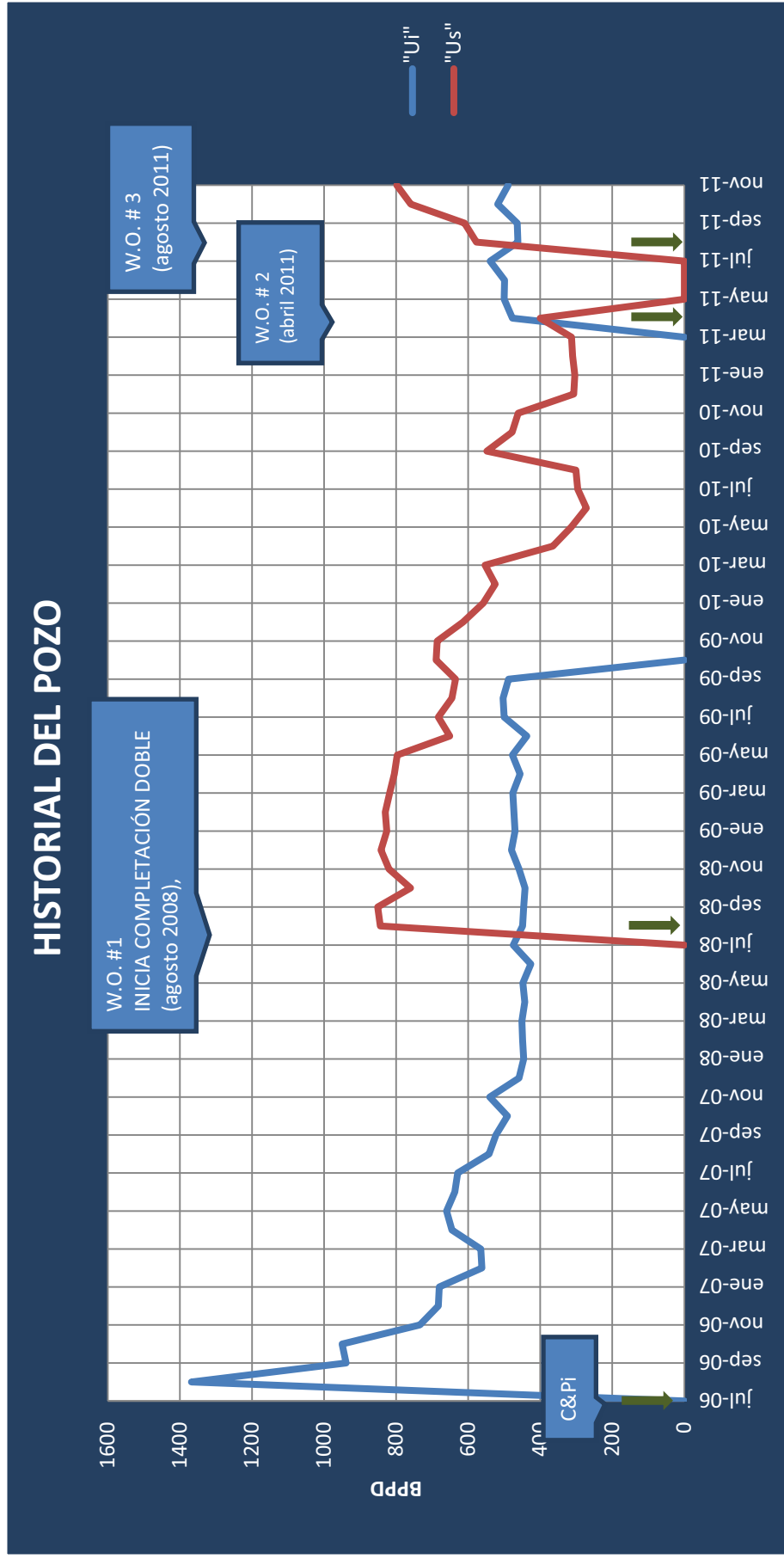
FECHA	Ui	Ui+Us
	BPPD	BPPD
nov-09		686
dic-09		614
ene-10		558
feb-10		525
mar-10		553
abr-10		365
may-10		314
jun-10		272
jul-10		296
ago-10		301
sep-10		548
oct-10		478
nov-10		461
dic-10		307
ene-11		304
feb-11		310
mar-11	0	313
TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO # 2		
abr-11	477	877
may-11		BES "Us" OFF
	500	500
jun-11	499	499
jul-11	539	539
TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO # 3		
ago-11	462	1039
sep-11	464	1074
oct-11	518	1277
nov-11	489	1287

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Puede corroborarse los datos de la tabla 3.8 en la figura 3.5, donde se muestra los datos de producción durante la vida productiva del pozo, conjuntamente con los trabajos de workover.

Figura 3.5 HISTORIAL DEL POZO CUY-24D



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7.1.3 Pruebas de evaluación

La tabla 3.9 presenta los parámetros petrofísicos obtenidos en la prueba de evaluación, los mismos que nos dan una idea del fluido que estamos produciendo en este pozo. La prueba se realizó antes de bajar la completación doble, en agosto del 2008 al pozo CUY-24D, a la zona U inferior y U superior: Ver tabla 3.9.

Tabla 3.9 DATOS DE PRUEBA DE EVALUACIÓN - ARENA "Ui"

Datos básicos de la evaluación				
Prueba de producción			Parámetros del estrato	
Q _o =	670	BPPD	H _t =	86 Ft
Q _w =	1562	BAPD	h _o =	9 Ft
Q _t =	2232	BFPD	Ø=	20 %
BSW=	70	%	r _w =	0,401 Ft
API=	26,3		T _y =	202 °F
Parámetros del fluido			Presiones	
β _o =	1,2038	By/Bn	P _{wf} =	2644 Psi
β _w =	1,033	By/Bn	P _{ws} =	2917 Psi
R _s =	421	Scf/Bbl	P _b =	1380 Psi
μ _o =	1,18	Cps	P _i =	2926 Psi
c _t =	1,2683	e-5 Psi-1		
GOR=	373	Scf/Bbl		
γ _{gas} =	1,532			
Resultados de productividad			Resultados de la interpretación	
Índice de productividad			S=	>20
J actual=	8,17	BBl/día/Psi	K=	2275 md
J ideal=	12,33	BBl/día/Psi		
EF=	0,66			
Q _{max} =	18809	BBl/día		

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

La tabla 3.10 muestra los datos de la prueba de evaluación de la arena "Us".

Tabla 3.10 DATOS DE PRUEBA DE EVALUACIÓN - ARENA "Us"

Datos básicos de la evaluación		
Prueba de producción		
Q _o =	1095	BPPD
Q _w =	345	BAPD
Q _t =	1440	BFPD
BSW=	24	%
API=	25,2	
Parámetros del estrato		
H _t =		Ft
h _o =	10	Ft
Ø=	20	%
r _w =	0,41	Ft
T _y =	202	°F
Parámetros del fluido		
β _o =	1,1963	By/Bn
β _w =	1,0344	By/Bn
R _s =	401	Scf/Bbl
μ _o =	1,24	Cps
ct=	1,3052	e-5 Psi-1
GOR=	354	Scf/Bbl
γ _{gas} =	1,5333	
Presiones		
P _{wf} =	2164	Psi
P _{ws} =	2719	Psi
P _b =	1380	Psi
P _i =	2958	Psi
Resultados de productividad		
Índice de productividad		
J actual=	2,59	BBl/día/Psi
J ideal=	2,13	BBl/día/Psi
EF=	1,21	
Q _{max} =	5458	BBl/día
Resultados de la interpretación		
S=	-1,3	
K=	427	md

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7.1.4 Historial de producción

El pozo CUY-24D inicia su producción en agosto del 2006 de la arena U inferior. En el 2008 se cambia a completación doble y produce de la arena “Ui” y “Us” hasta la actualidad. Ver tabla 3.11 y 3.12.

Tabla 3.11 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUY-24D, ARENA “Ui”

FECHA	PRODUCCION			
	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %
ago-06	1423	1368	55	3,86
sep-06	1608	939	669	41,6
oct-06	1623	950	673	41,5
nov-06	1657	734	923	55,7
dic-06	1669	683	986	59,1
ene-07	1642	680	962	58,6
feb-07	1683	562	1121	66,6
mar-07	1647	565	1082	65,7
abr-07	1754	645	1109	63,1
may-07	1843	660	1183	64,1
jun-07	1800	637	1163	64,6
jul-07	1763	629	1134	64,3
ago-07	1722	542	1180	68,5
sep-07	1710	523	1187	69,4
oct-07	1631	491	1140	69,9
nov-07	1789	540	1249	69,8
dic-07	1765	459	1306	74
ene-08	1730	446	1284	74,2
feb-08	1702	449	1253	73,6
mar-08	1740	451	1289	74,1
abr-08	1743	443	1300	74,6
may-08	1685	448	1237	73,4
jun-08	1656	426	1230	74,2
jul-08	1760	475	1285	73
ago-08	2246	449	1797	80
sep-08	2229	446	1783	80
oct-08	2274	442	1832	80
nov-08	2293	459	1834	80
dic-08	2399	480	1919	80
ene-09	2352	470	1882	80
feb-09	2364	473	1891	80

Continuación de la tabla 3.11

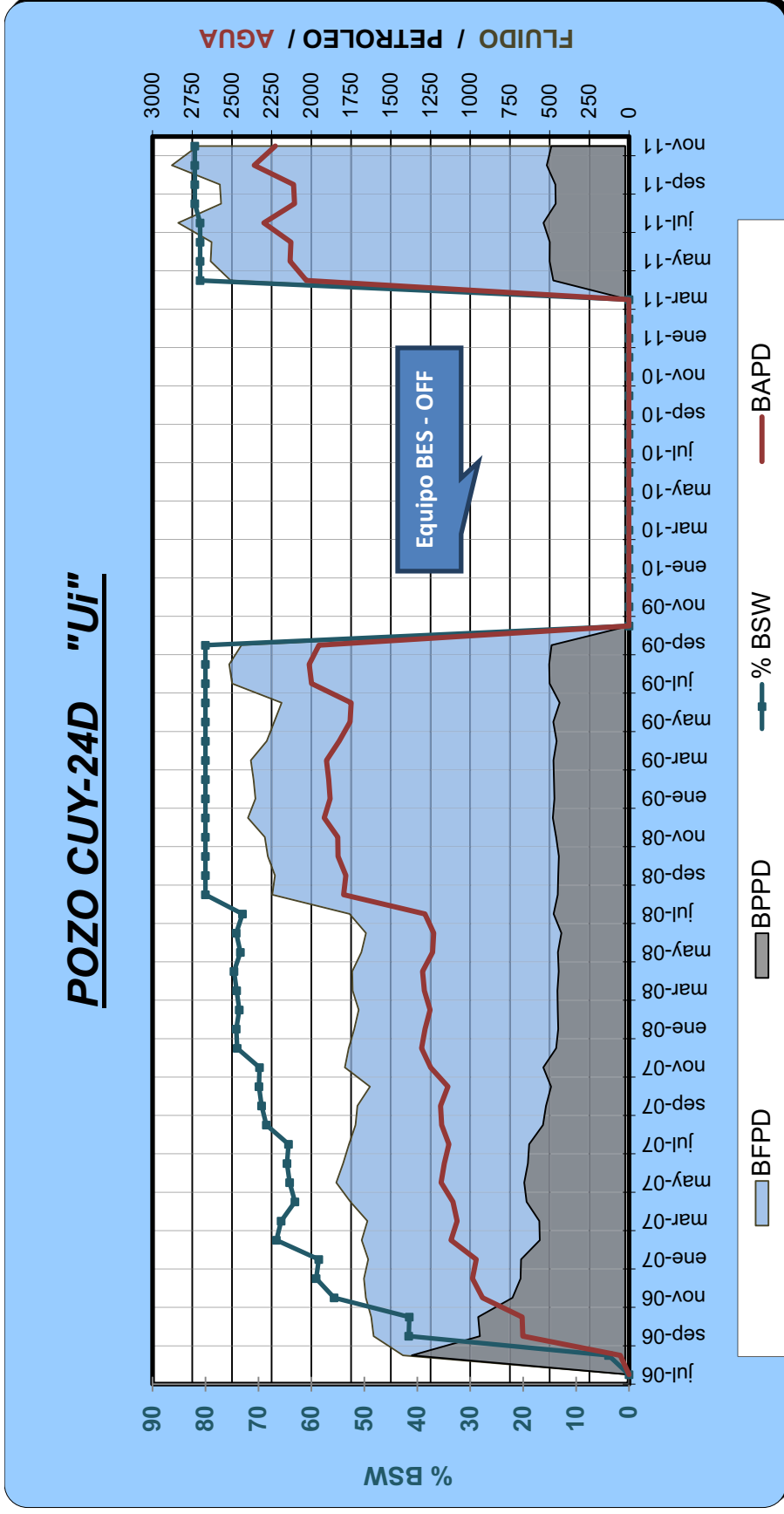
FECHA	PRODUCCION			BSW
	BFPD	BPPD	BAPD	%
mar-09	2381	476	1905	80
abr-09	2281	456	1825	80
may-09	2234	477	1757	80
jun-09	2187	437	1750	80
jul-09	2499	500	1999	80
ago-09	2517	503	2014	80
sep-09	2440	488	1952	80
oct-09	0	0	0	0
De octubre del 2009 a marzo del 2011 Equipo BES de la arena Ui está apagado				
mar-11	0	0	0	0
abr-11	2508	477	2031	81
may-11	2634	500	2134	81
jun-11	2628	499	2129	81
jul-11	2838	539	2299	81
ago-11	2568	462	2106	82
sep-11	2576	464	2112	82
oct-11	2878	518	2360	82
nov-11	2716	489	2227	82

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

La figura 3.6 representa los datos de la tabla 3.11, correspondientes a la producción de la arena "Ui". De la misma manera la figura 3.7 representa los datos de producción de la arena "Us".

Figura 3.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUY-24D, ARENA "Uj"



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

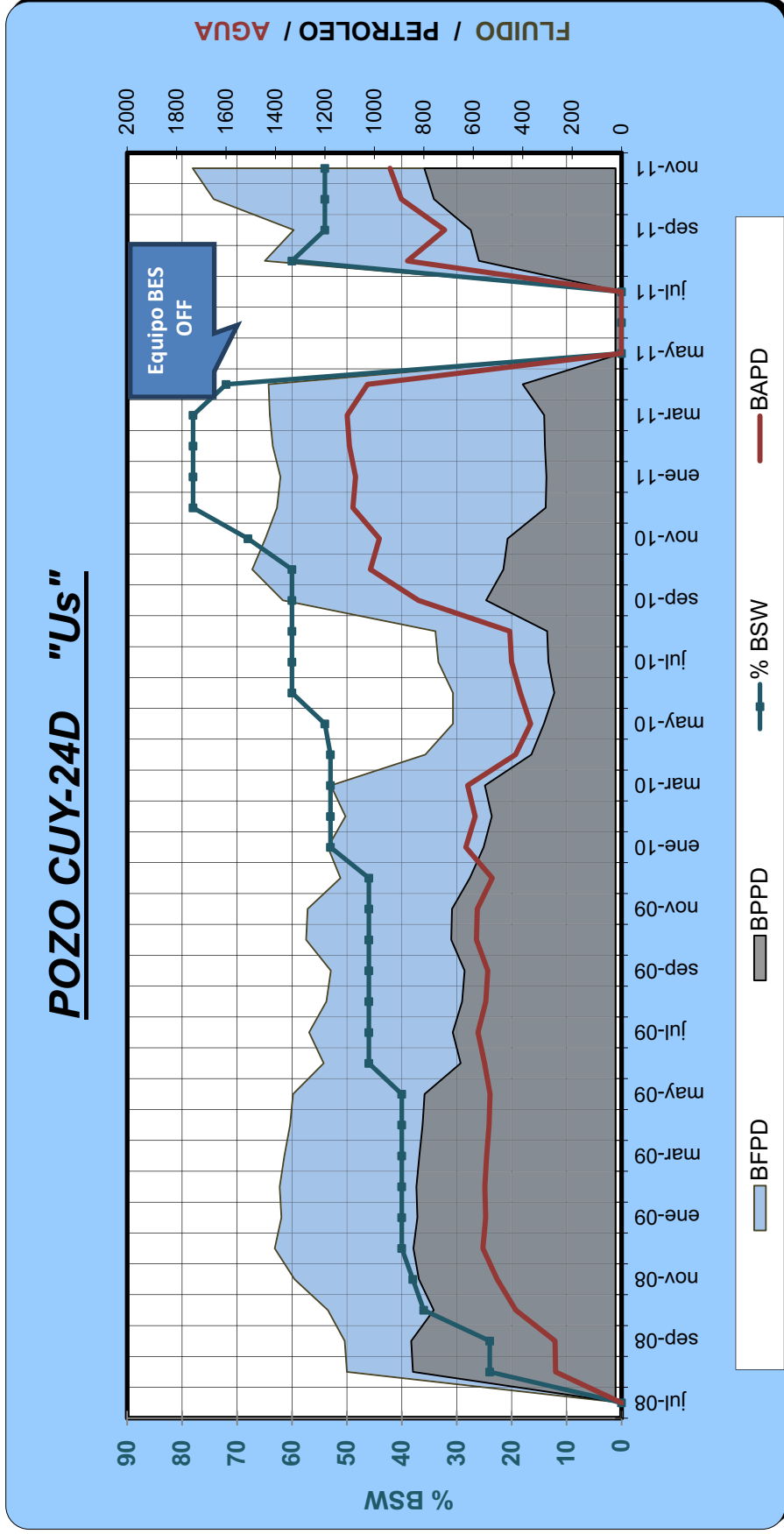
Tabla 3.12 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUY-24D, ARENA "US"

FECHA	PRODUCCION			
	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %
ago-08	1111	844	267	24
sep-08	1120	851	269	24
oct-08	1188	760	428	36
nov-08	1323	820	503	38
dic-08	1403	842	561	40
ene-09	1376	826	550	40
feb-09	1383	830	553	40
mar-09	1364	818	546	40
abr-09	1341	805	536	40
may-09	1329	797	532	40
jun-09	1205	651	554	46
jul-09	1264	683	581	46
ago-09	1194	645	549	46
sep-09	1176	635	541	46
oct-09	1276	689	587	46
nov-09	1270	686	584	46
dic-09	1137	614	523	46
ene-10	1188	558	630	53
feb-10	1117	525	592	53
mar-10	1176	553	623	53
abr-10	794	365	429	53
may-10	682	314	368	54
jun-10	682	272	409	60
jul-10	741	296	445	60
ago-10	753	301	452	60
sep-10	1370	548	822	60
oct-10	1494	478	1016	60
nov-10	1441	461	980	68
dic-10	1394	307	1087	78
ene-11	1380	304	1076	78
feb-11	1411	310	1101	78
mar-11	1423	313	1110	78
abr-11	1428	400	1028	72
may-11	0	0	0	0
De mayo de 2011 a julio de 2011 Equipo BES de la arena "Us" está apagado				
jul-11	0	0	0	0
ago-11	1443	577	866	60
sep-11	1326	610	716	54
oct-11	1610	759	851	54
nov-11	1710	798	912	54

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Figura 3.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUY-24D, ARENA "Us"



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7.1.5 Historial de reacondicionamiento

Se han realizado tres trabajos de reacondicionamiento (WorkOver) al pozo luego de su completación inicial, tabla 3.13. El primer trabajo de reacondicionamiento se realizó para cambiar de completación simple a completación doble, los otros dos se realizaron para reparación de la completación doble.

Trabajo de Reacondicionamiento (W.O.) #1 (7 de agosto del 2008)

Objetivo: Bajar Completación doble para producir de las arenas U inferior y U superior, por separado con BES.

Resultado: Satisfactorio, Bajan completación doble, pozo produce de arenas “Ui” + “Us” independientemente a la estación Cuyabeno, con una producción total de +/- 1200 BPPD.

Trabajo de Reacondicionamiento (W.O.) #2 (13 de abril del 2011)

Objetivo: Cambio de completación doble de arenas “Ui” y “Us”, por equipo BES de arena “Ui” con fases a tierra y comunicación TBG-CSG.

Resultado: Satisfactorio, bajan completación doble, pozo produce de arenas “Ui” + “Us” independientemente a la estación Cuyabeno con una producción total de +/- 1200 BPPD.

Trabajo de Reacondicionamiento (W.O.) #3 (15 de agosto del 2011)

Objetivo: Reparar equipo BES de arena “Us” por rotura de eje.

Resultado: Satisfactorio, cambian completación doble, pozo produce de arenas “Ui”+”Us” independientemente a la estación con una producción total de +/- 1200 BPPD.

TABLA 3.13 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN – W.O.

W.O.	Fecha	Arena	BFPD	BPPD	BAPD	% BSW	°API	SAL, PPM
W.O. #1	12/08/08	Ui	2117	423	1694	80	26	7900
		Us	1145	870	275	24	23,3	33500
W.O. #2	20/04/11	Ui	2592	492	2100	81	24,8	12788
		Us	1590	477	1113	70	24,2	50738
W.O. #3	29/08/11	Ui	2424	436	1988	82	28,3	12700
		Us	1443	577	866	60	24,2	50738

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7.2 CAMPO SHUSHUFINDI: POZO SSF-111D

3.7.2.1 Generalidades

El pozo SFF-111D pertenece a la empresa Petroproducción. Se encuentra ubicado al norte del campo, en las coordenadas: Longitud $76^{\circ} 37' 46,01''$ O y Latitud $0^{\circ} 06'25,79''$ S

En octubre del 2005 finalizan los trabajos de completación y pruebas iniciales en el pozo, en el cual se evaluaron las arenas “Ui” y “T” por separadas y en conjunto. Quedando finalmente produciendo de la arena “T” con bombeo electro sumergible. Basados en la evaluación de la arena “Ui” se establece a este pozo como candidato para un próximo trabajo de reacondicionamiento para bajar completación inteligente; pero finalmente se bajó la completación doble.

3.7.2.2 Historial del pozo

El pozo SSF-111D se perforó el 19 de mayo del 2005, es un pozo direccional, alcanzó una profundidad de 10350 pies y fue completado oficialmente el 16 de octubre del 2005.

Los intervalos disparados pertenecen a las arenas “T” y “Ui”, de la formación Napo, se muestran en la tabla 3.14.:

Tabla 3.14 INTERVALOS PERFORADOS

ARENA	INTERVALO
T	9834'-9854' (20')
	9868'-9878' (10')
	9890'-9896' (6')
	9900'-9916' (16')
Ui	9643'-9647' (4')
	9654'-9668' (14')
	9688'-9698' (10')

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Luego de la completación se realizó pruebas de evaluación, primero se evaluó la arena “T”, luego se evaluó las dos arenas disparadas y por último se evaluó la arena “Ui”. Dando los siguientes resultados, ver tabla 3.15:

Tabla 3.15 DATOS DE LAS PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN

FECHA	Arena	método	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL, PPM
22/09/05	T	PPH	1440	1423	1,2	28,8	3350
05/10/05	Ui+T	PPH	1344	1075	20	29,4	1400
09/10/05	Ui	PPH	816	792	3	29,6	1250

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

De los resultados de las pruebas de evaluación el pozo queda produciendo de la arena “T” con +/- 1690 BPPD. Cabe señalar que la arena “Ui” producía +/- 792 BPPD, por tal razón se designó al pozo como candidato para próximo trabajo de reacondicionamiento.

EL 1 de julio del 2006 el pozo deja de producir por apagado del equipo electro sumergible, por posible eje roto. En el mismo mes se inician los trabajos para cambiar el equipo BES.

El pozo producía de la arena “T” hasta octubre del 2008, fecha en la cual inician los trabajos en el pozo con el objetivo de bajar completación doble para producir de la arena “T” y la arena “Ui” independientemente. Antes de la completación se evalúa la arena “Ui” dando como resultado los datos de la tabla 3.16:

Tabla 3.16 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN ARENA “Ui”

Fecha	Arena	método	BFPD	BPPD	BSW, %	° API	SAL, PPM
09/10/08	Ui	PPH	936	636	32	29	1850

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Se baja la completación doble y se realiza pruebas de producción a las dos arenas. Los resultados de las pruebas iniciales de producción con el equipo BES se presentan en la tabla 3.17:

Tabla 3.17 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN ARENA “Ui” Y “T”

Fecha	Arena	Método	BFPD	BPPD	BAPD	API	%BSW
29/11/08	T	PPS	815	587	228	28	28
29/11/08	Ui	PPS	872	863	8	29	1.0

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

El 26 de julio del 2009 el equipo BES de la arena “Ui” es apagado, debido a que el pozo no aporta a la producción. Presentando desde mayo del mismo año declinación en la producción. El pozo continua produciendo de la arena “T”.

En octubre del 2009 se decide evaluar las arenas “Ui” y “T” por separado, para diseñar el equipo BES de acuerdo a los resultados. De los datos obtenidos se decide no bajar completación doble al pozo.

Luego de que los trabajos de reacondicionamiento el pozo SSF-111D queda produciendo de la arena “T” con una producción de +/- 360 BPPD con bombeo electro sumergible.

En enero del 2010 se realiza el rediseño del equipo BES de la arena “T”, por bajo aporte de producción. Luego de los trabajos se recupera la producción en +/- 625 BPPD. Hasta septiembre del 2011 el pozo SSF 111D ha está produciendo de la arena “T” con un promedio de 421 BPPD.

En la tabla 3.18 se encuentran los datos del historial del pozo con respecto a su producción y los trabajos realizados en el mismo, la representación gráfica se realiza en la figura 3.8.

Tabla 3.18 HISTORIAL DEL POZO SSF-111D

FECHA	T	T+Ui
	BPPD	BPPD
COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES (C&Pi)		
PRODUCE ARENA "T"		
oct-05	1609	
nov-05	1590	
dic-05	1590	
ene-06	1522	
feb-06	1503	
mar-06	1596	
abr-06	1528	
may-06	1389	
jun-06	1360	
TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO #1		
jul-06	761	
ago-06	883	
sep-06	853	
oct-06	868	
nov-06	868	
dic-06	926	
ene-07	912	
feb-07	831	
mar-07	804	
abr-07	915	
may-07	978	
jun-07	902	
jul-07	912	
ago-07	892	
sep-07	889	
oct-07	761	
nov-07	793	
dic-07	767	
ene-08	778	
feb-08	767	
mar-08	800	
abr-08	754	
may-08	791	
jun-08	648	
jul-08	733	
ago-08	677	
sep-08	683	
oct-08	670	
TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO #2 INICIA COMPLETACIÓN DOBLE (T+Ui)		

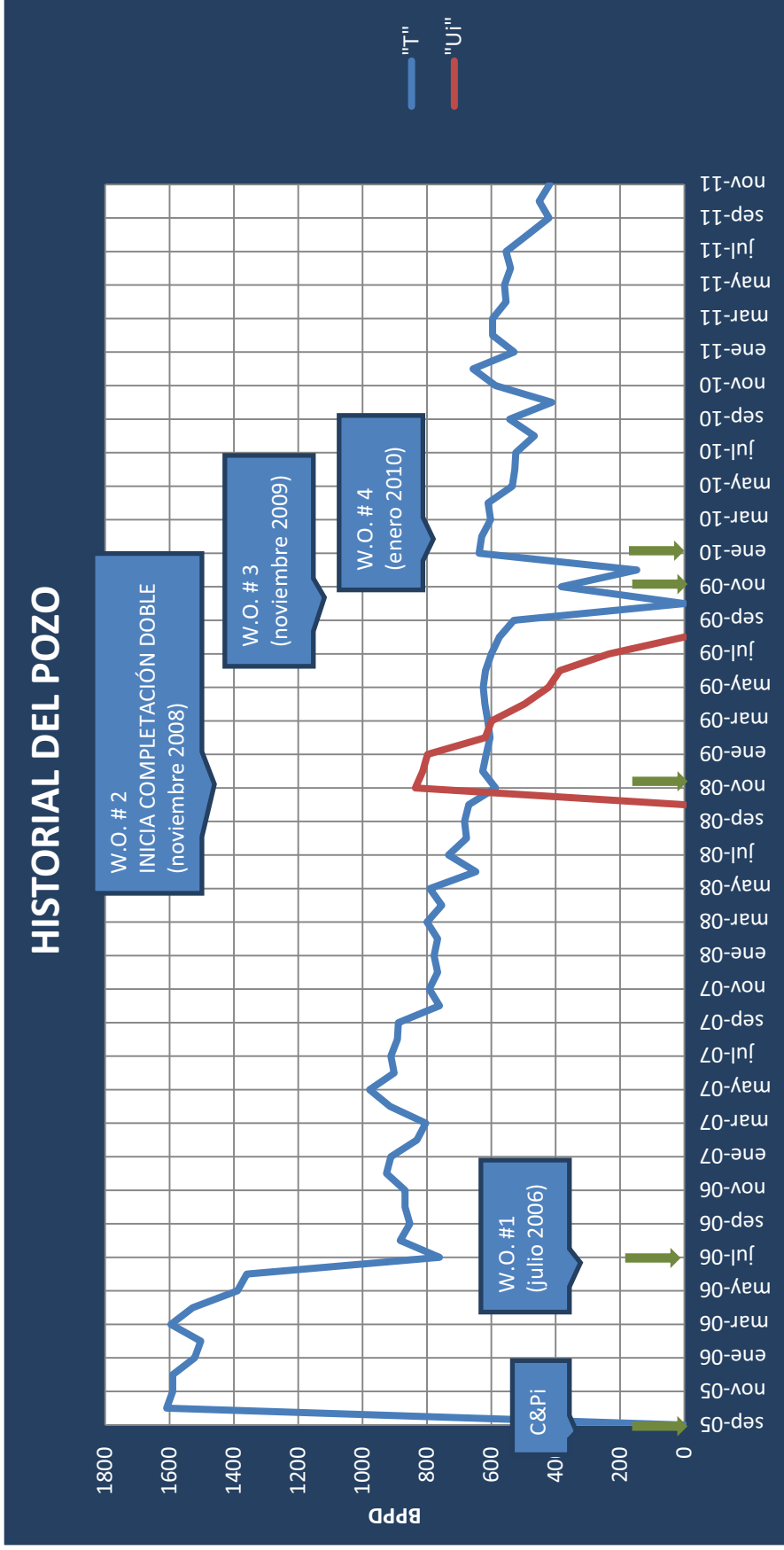
Continuación Tabla 3.18

FECHA	T	T+Ui
	BPPD	BPPD
TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO #2		
INICIA COMPLETACIÓN DOBLE (T+Ui)		
nov-08	587	1423
dic-08	627	1440
ene-09	616	1414
feb-09	604	1223
mar-09	611	1210
abr-09	620	1117
may-09	625	1047
jun-09	618	1005
jul-09	600	834
ago-09	575	BES "Ui" OFF
sep-09	530	
TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO # 3		
nov-09	382	
dic-09	148	
TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO # 4		
ene-10	638	
feb-10	630	
mar-10	602	
abr-10	610	
may-10	535	
jun-10	527	
jul-10	524	
ago-10	466	
sep-10	543	
oct-10	412	
nov-10	587	
dic-10	657	
ene-11	529	
feb-11	596	
mar-11	596	
abr-11	554	
may-11	559	
jun-11	540	
jul-11	554	
ago-11	487	
sep-11	421	
oct-11	451	
nov-11	419	

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Figura 3.8 HISTORIAL DEL POZO SSF-111D



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7.2.3 Pruebas de evaluación

En la tabla 3.19, se presenta los parámetros petrofísicos obtenidos de la prueba de evaluación realizada a la arena “T” del pozo SSF-111D. Par la arena “T” los datos corresponden a la evaluación realizada en septiembre del 2005, mientras que para la arena “U” se toma la prueba de evaluación realizada en noviembre del 2008, fecha en la cual se bajó la completación doble. Estos datos nos dan una idea del fluido q se esta produciendo en este pozo.

Tabla 3.19 DATOS DE PRUEBA DE EVALUACIÓN ARENA “T”

Datos básicos de la evaluación		
Prueba de producción		
Qo=	1423	BPPD
Qw=	17	BAPD
Qt=	1440	BFPD
BSW=	1,2	%
API=	28,8	
Parámetros del fluido		
β_o =	1,158	By/Bn
β_w =	1,04	By/Bn
Rs=	140	Scf/Bbl
μ_o =	2,3	Cps
ct=	1,44	e-5 Psi-1
GOR=	220	Scf/Bbl
γ_{gas} =	0,65	
Resultados de productividad		
Índice de productividad		
J actual=	3,516	BBl/día/Psi
J ideal=	3,48	BBl/día/Psi
EF=	0,486	
Qmax=	4764,5	BBl/día
Parámetros del estrato		
Ht=	96	Ft
ho=	52	Ft
\emptyset =	17	%
rw=	0,35	Ft
Ty=	224	°F
Presiones		
Pwf=	1685,77	Psi
Pws=	2215,64	Psi
Pb=	1053	Psi
Pi=	2237,31	Psi
Resultados de la interpretación		
S=	-0,094	
K=	211,26	Md

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

La tabla 3.20 por su parte muestra los datos de la prueba de evaluación realizada a la arena "Ui" del Pozo SSF-111D.

Tabla 3.20 DATOS DE PRUEBA DE EVALUACIÓN ARENA "Ui"

Datos básicos de la evaluación		
Prueba de producción		
Qo=	816	BPPD
Qw=	144	BAPD
Qt=	960	BFPD
BSW=	15	%
API=	29,6	
Parámetros del fluido		
β_o =	1,288	By/Bn
β_w =	1,0443	By/Bn
Rs=	138	Scf/Bbl
μ_o =	1,05	Cps
ct=	1,368	e-5 Psi-1
GOR=	300	Scf/Bbl
γ_{gas} =	0,8	
Resultados de productividad		
Índice de productividad		
J actual=	0,793	BBl/día/Psi
J ideal=	2,687	BBl/día/Psi
EF=	0,292	
Qmax=	2250,2	BBl/día
Parámetros del estrato		
Ht=	76	Ft
ho=	28	Ft
\emptyset =	14,5	%
rw=	0,35	Ft
Ty=	224	°F
Presiones		
Pwf=	1665	Psi
Pws=	2620	Psi
Pb=	1010	Psi
Pi=	2486,24	Psi
Resultados de la interpretación		
S=	18,16	
K=	148,04	md

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7.2.4 Historial de producción

El pozo SSF-111D inicia su producción en octubre del 2005 de la arena "T". En noviembre del 2008 se cambia su completación simple por completación doble, para producir de la arena "T" y "U" independientemente, la cual duro aproximadamente diez meses. Luego se cambió a una completación simple para producir de la arena "T", la cual produce hasta la actualidad. Ver tabla 3.21 y 3.22.

Tabla 3.21 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-111D, ARENA "T"

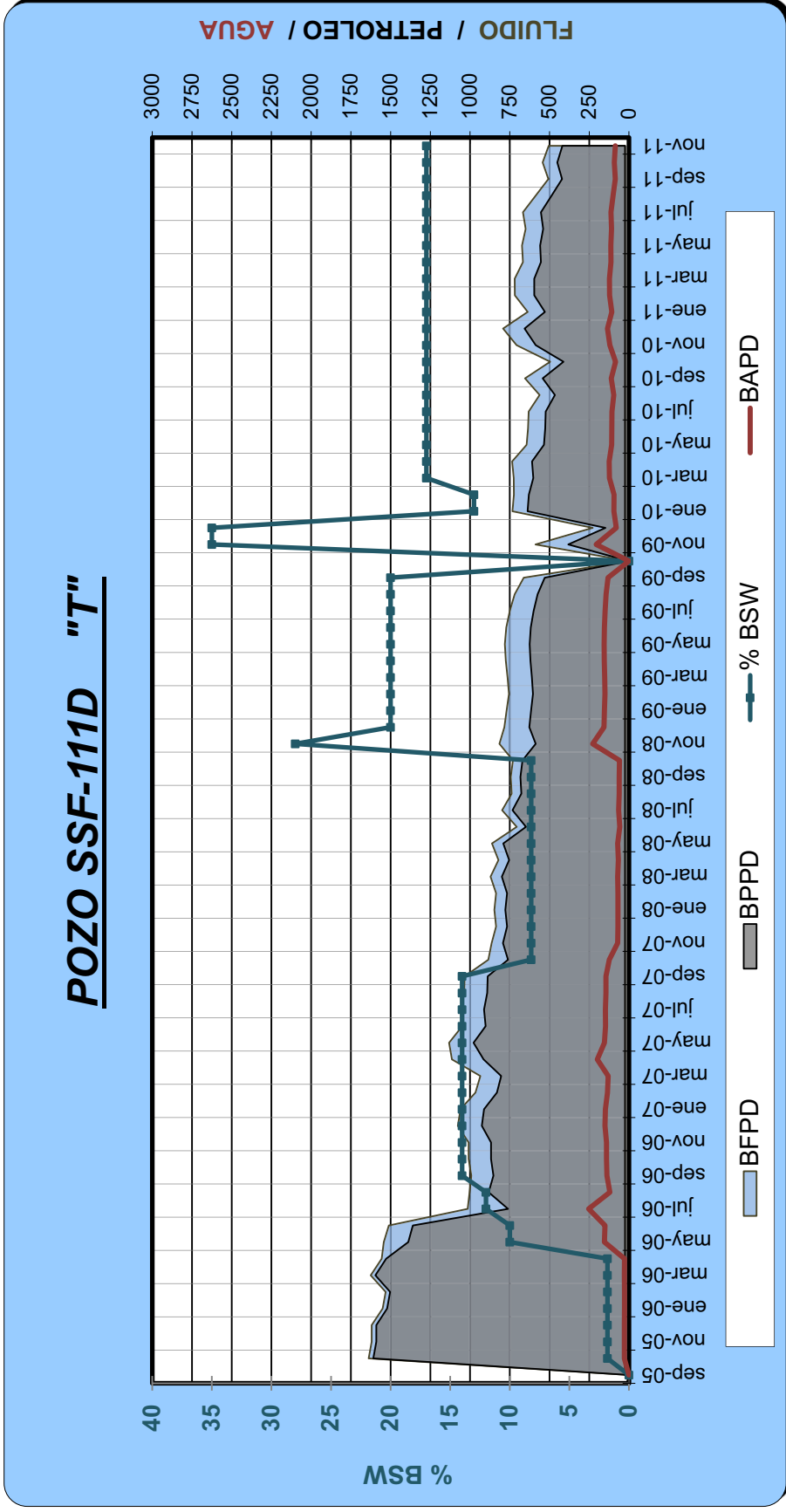
FECHA	PRODUCCION			BSW %
	BFPD	BPPD	BAPD	
oct-05	1638	1609	29	1,8
nov-05	1619	1590	29	1,8
dic-05	1619	1590	29	1,8
ene-06	1550	1522	28	1,8
feb-06	1531	1503	28	1,8
mar-06	1625	1596	29	1,8
abr-06	1556	1528	28	1,8
may-06	1543	1389	154	10
jun-06	1511	1360	151	10
jul-06	1015	761	254	12
ago-06	1003	883	120	12
sep-06	992	853	139	14
oct-06	1009	868	141	14
nov-06	1009	868	141	14
dic-06	1077	926	151	14
ene-07	1060	912	148	14
feb-07	966	831	135	14
mar-07	935	804	131	14
abr-07	1114	915	199	14
may-07	1132	978	154	14
jun-07	1049	902	147	14
jul-07	1060	912	148	14
ago-07	1037	892	145	14
sep-07	1034	889	145	14
oct-07	885	761	124	8,2
nov-07	864	793	71	8,2
dic-07	836	767	69	8,2
ene-08	847	778	69	8,2
feb-08	836	767	69	8,2
mar-08	871	800	71	8,2
abr-08	821	754	67	8,2
may-08	862	791	71	8,2

Continuación tabla 3.21.

FECHA	PRODUCCION			
	BFPD	BPPD	BAPD	BSW,%
jun-08	706	648	58	8,2
jul-08	798	733	65	8,2
ago-08	738	677	61	8,2
sep-08	744	683	61	8,2
oct-08	730	670	60	8,2
nov-08	815	587	228	28
dic-08	784	627	157	20
ene-09	770	616	154	20
feb-09	755	604	151	20
mar-09	764	611	153	20
abr-09	775	620	155	20
may-09	781	625	156	20
jun-09	772	618	154	20
jul-09	750	600	150	20
ago-09	719	575	144	20
sep-09	662	530	132	20
oct-09	0	0	0	0
nov-09	588	382	206	35
dic-09	228	148	80	35
ene-10	733	638	95	13
feb-10	724	630	94	13
mar-10	725	602	123	17
abr-10	735	610	125	17
may-10	644	535	109	17
jun-10	635	527	108	17
jul-10	631	524	107	17
ago-10	562	466	96	17
sep-10	654	543	111	17
oct-10	496	412	84	17
nov-10	707	587	120	17
dic-10	792	657	135	17
ene-11	637	529	108	17
feb-11	718	596	122	17
mar-11	719	596	123	17
abr-11	667	554	113	17
may-11	673	559	114	17
jun-11	650	540	111	17
jul-11	667	554	113	17
ago-11	587	487	100	17
sep-11	507	421	86	17
oct-11	543	451	92	17
nov-11	505	419	86	17

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.
 Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Figura 3.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SSF - 111D, ARENA "T"



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Tabla 3.22 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-111D, ARENA "Ui"

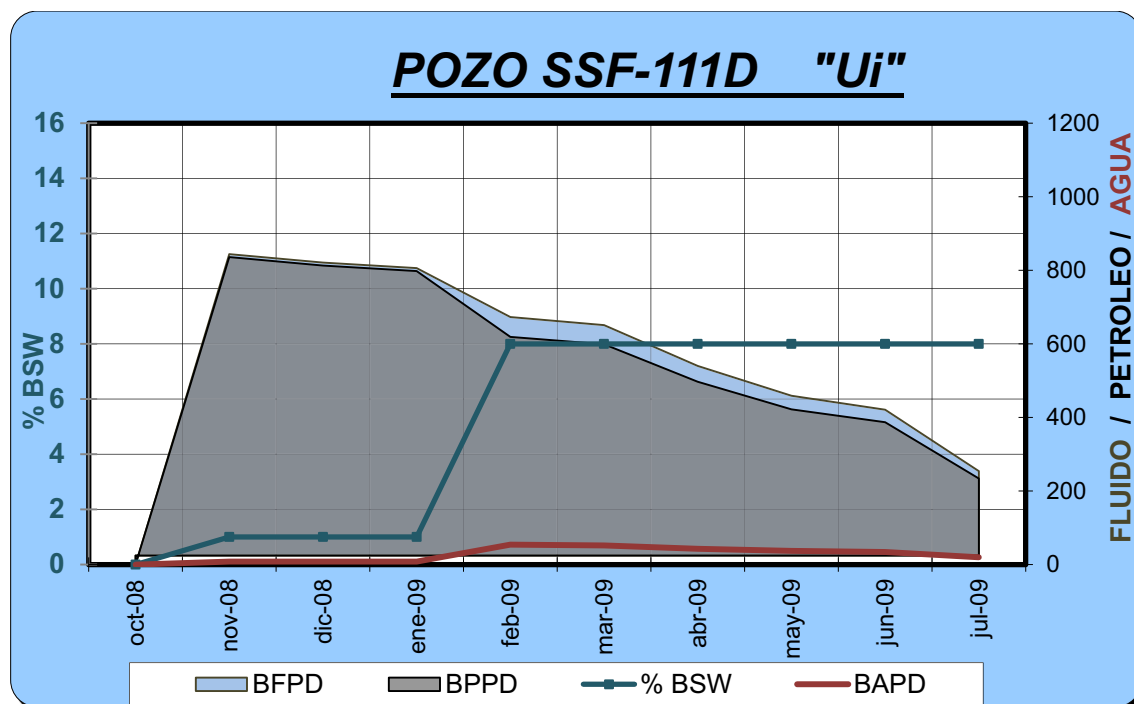
FECHA	PRODUCCION			
	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %
oct-08	0	0	0	0
nov-08	844	836	8	1
dic-08	821	813	8	1
ene-09	806	798	8	1
feb-09	673	619	54	8
mar-09	651	599	52	8
abr-09	540	497	43	8
may-09	459	422	37	8
jun-09	421	387	34	8
jul-09	254	234	20	8

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

La figura 3.10 representa gráficamente los datos de la tabla 3.22 correspondientes al historial de producción del pozo SSF-111D.

Figura 3.10 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SSF-111D, ARENA "Ui"



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7.2.5 Historial de reacondicionamiento

Se contabiliza un total de cuatro trabajos de reacondicionamiento al pozo, en el segundo reacondicionamiento se instala la completación doble y aproximadamente luego de un año se cambia nuevamente a completación simple, la cual se mantiene hasta la actualidad; el pozo produce de la arena con la cual inicio su producción.

A continuación se detalla los historiales de reacondicionamiento con su respectivo objetivo planificado, y conjuntamente con el resultado obtenido luego de ser realizado cada trabajo.

Trabajo de Reacondicionamiento (W.O.) # 1

(17 de julio del 2006)

Objetivo: Reparar BES

Resultado: Trabajo exitoso se recupera producción del pozo en +/-943 BPPD. Repunzonan intervalos de arena "T": 9834'-9854' (20') y 9868'-9878' (10'). Evalúan y rediseñan equipo BES, bajan la misma tubería que sale del pozo.

Trabajo de Reacondicionamiento (W.O.) # 2

(24 de noviembre del 2008)

Objetivo: Bajan completación doble para producir arena "T" y "Ui" por separado con equipo electro sumergible.

Resultado: Trabajo exitoso, se instala completación doble.

Para arena "T" se incrementa la producción en +/- 650 BPPD

Para arena "Ui" se incrementa la producción en +/- 850 BPPD

Trabajo de Reacondicionamiento (W.O.) # 3

(20 de noviembre del 2009)

Objetivo: Evaluar arena “T” y “Ui” por separado, diseñar equipo BES de acuerdo a resultados.

Resultado: Parcialmente satisfactorio, no se baja completación doble en el pozo. Queda produciendo de arena “T”, +/- 360 BPPD.

Trabajo de Reacondicionamiento (W.O.) # 4

(18 de enero del 2010)

Objetivo: Evaluar arena T. Diseñar equipo BES de acuerdo a resultados.

Resultado: Trabajo satisfactorio. Pozo recupera producción +/- 625 BPPD. Se baja equipo prediseñado en tubería 3 ½.

Luego de este workover y hasta febrero del 2011 los trabajos que se han realizado al pozo son de limpieza al equipo BES con resultados satisfactorios.

La Tabla 3.23 muestra los datos de las pruebas iniciales con respecto a cada trabajo de reacondicionamiento realizado durante la vida productiva del pozo SSF-111D.

Tabla 3.23 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN – W.O.

W.O.	Fecha	Arena	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	°API	SAL, PPM
W.O. #1	17/07/06	T	1008	302	706	70	29	23000
W.O. #2	24/11/08	T	750	540	210	28	28	5300
	24/11/08	Ui	850	841	9	1	29	N/R
W.O. #3	20/11/09	T	479	278	201	42	28	14000
W.O. #4	18/11/09	T	733	638	95	13	28	14000

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7.3 CAMPO SHUSHUFINDI: POZO SSF-132D

3.7.3.1 Generalidades

Con el objetivo de incrementar la producción en el campo Shushufindi se realizó la perforación de un pozo nuevo, tipo direccional, en el cual se instaló la completación doble. Los parámetros considerados para realizar la completación en este pozo fueron tomados de pozos vecinos y que se encuentran actualmente en producción. Está ubicado al suroeste del campo Shushufindi, en las coordenadas: Latitud: 00° 17' 06,80" S y Longitud: 76° 39' 50,29" O

3.7.3.2 Historial del pozo

El pozo SSF-132D, perteneciente a la compañía Petroproducción fue perforado el 19 de julio del 2011 alcanzando una profundidad de 10350 pies, fue completado el 16 de agosto del mismo año.

Los intervalos aprobados para la completación del pozo, son arena Ui: 9659-9726 (67') y arena Ti: 9935-9987 (52'). Se implementó el sistema de completación doble con bombeo electro sumergible, para producir de las dos arenas en forma independiente. El pozo produce de las arenas "Ui" y "Ti" pertenecientes a la formación Napo, los parámetros iniciales se presentan en la tabla 3.24:

Tabla 3.24 PARÁMETROS INICIALES DE LAS ARENAS

Arena	Tope, ft	Base, ft	H, ft	Sw promedio, %	Ø promedio, %
Ui	9659	9726	67	29,4	14,8
Ti	9935	9987	52	41	14,6

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Los resultados iniciales de la prueba de producción, luego de la completación, dieron como resultado los siguientes valores presentados en la tabla 3.25:

Tabla 3.25 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN

Fecha	Arena	Método	BFPD	BPPD	BSW
16/08/11	Napo "U"	PPS	1320	1030	22%
16/08/11	Napo "T"	PPS	1800	36	98%

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7.3.3 Pruebas de evaluación

Luego de la perforación del pozo, no se le realizó pruebas de evaluación. Se bajó la completación doble sin un análisis previo. Por esta razón, los parámetros del fluido de este pozo, son datos de pozos productores vecinos.

Para tener una referencia del fluido que se está produciendo, se tomó como base el pozo más cercano al pozo en estudio, el pozo SSF-35, en el cual durante su vida productiva se han realizado pruebas de evaluación a las arenas U y T, lo cual nos da datos representativos para el pozo en estudio, ver tabla 3.26:

Tabla 3.26 Parámetro del pozo SSF-35

Parámetros	ARENA U	ARENA T
Pwf, psi	1530	856
Pb, psi	1010	1058
Pr, psi	3472	2452
H, pies	67	52
Tf, °F	216	200
Sal, ppm	47500	8250
Sw, %	29,4	41
°API	17,1	22,3
BSW, %	22	98
Bo, bls/BF	1,18	1,23
Bw, bls/BF	1,07	1,072
Ø, %	14,8	14,6
K, md	53	6
GOR	290	330
μo, cps	2,5	1
Ct, psi ⁻¹	8,50E-06	9,80E-06

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7.3.4 Historial de producción

El pozo se encuentra produciendo desde agosto del 2011, del forecast mensual se ha obtenido los valores de producción presentados en la tabla 3.27 para la arena "Ui":

Tabla 3.27 PRODUCCIÓN POZO SSF-132D, ARENA "Ui"

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	GOR
ago-11	1659	1593	66	4	79
sep-11	1488	1280	208	14	131
oct-11	1570	1193	377	24	120
nov-11	1465	1025	440	30	81

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Por su parte la tabla 3.28 muestra los datos de producción de la arena "Ti":

Tabla 3.28 PRODUCCIÓN POZO-132D, ARENA "Ti"

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	GOR
ago-11	1682	101	1581	98	1080
sep-11	1885	113	1772	94	858

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Nota: Como se dispone de pocos datos de producción mensual, para el gráfico correspondiente a esta sección se consideran los datos de las pruebas de producción tomadas desde el mes de agosto hasta noviembre del 2011, Ver tabla 3.29 y 3.30:

Tabla 3.29 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SSF - 132D, ARENA "U"

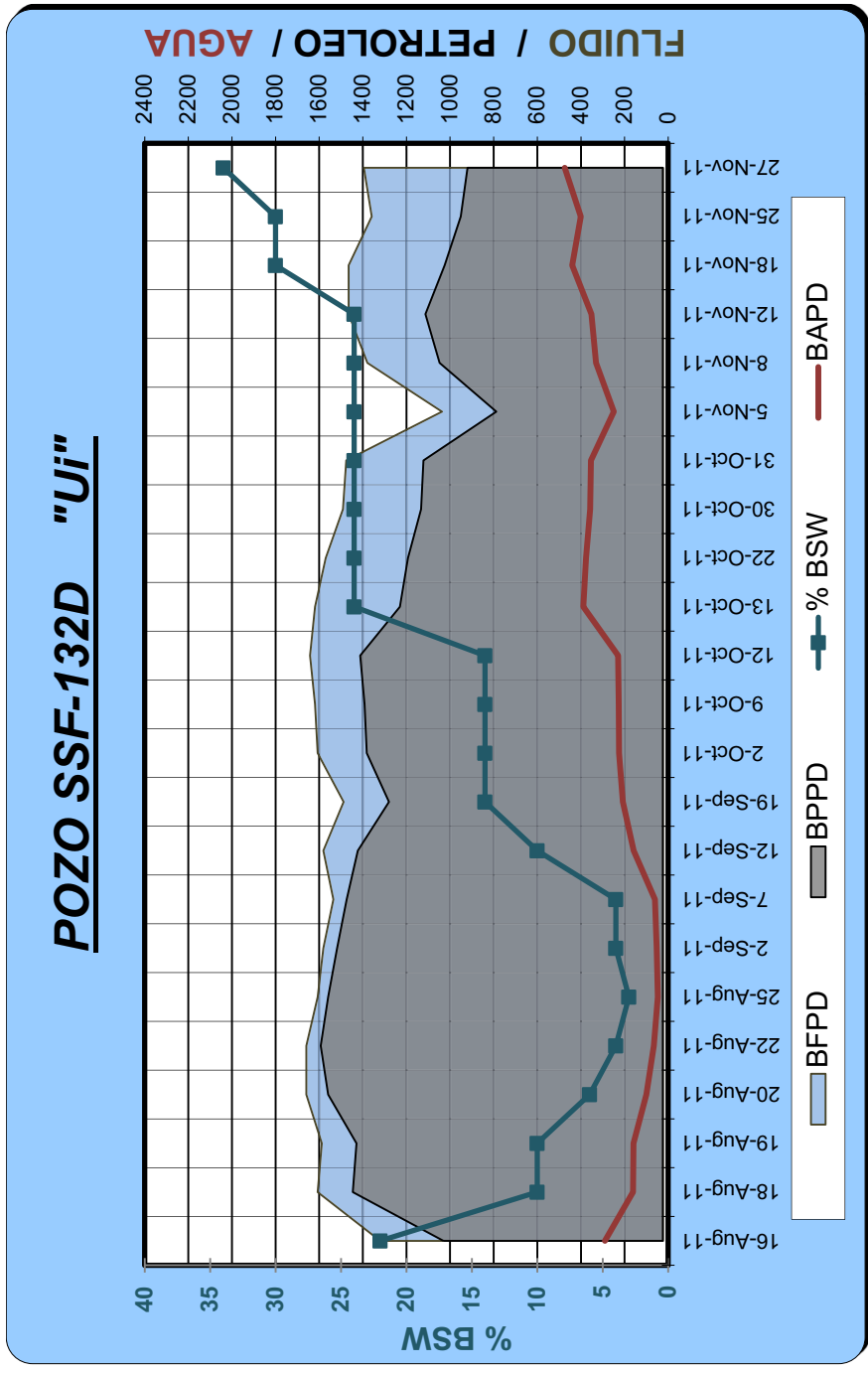
FECHA	PRODUCCION			BSW %
	BFPD	BPPD	BAPD	
16-Aug-11	1320	1030	290	22,00
18-Aug-11	1607	1446	161	10,00
19-Aug-11	1588	1429	159	10,00
20-Aug-11	1659	1559	100	6,00
22-Aug-11	1659	1593	66	4,00
25-Aug-11	1607	1559	48	3,00
2-Sep-11	1581	1518	53	4,00
7-Sep-11	1535	1474	61	4,00
12-Sep-11	1581	1423	158	10,00
19-Sep-11	1488	1280	208	14,00
2-Oct-11	1607	1382	225	14,00
9-Oct-11	1619	1392	227	14,00
12-Oct-11	1642	1412	230	14,00
13-Oct-11	1619	1230	389	24,00
22-Oct-11	1570	1193	377	24,00
30-Oct-11	1491	1133	358	24,00
31-Oct-11	1476	1122	354	24,00
5-Nov-11	1037	788	249	24,00
8-Nov-11	1379	1048	331	24,00
12-Nov-11	1465	1113	352	24,00
18-Nov-11	1465	1025	440	30,00
25-Nov-11	1359	951	401	30,00
27-Nov-11	1395	920	474	34,00

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

La figura 3.11 representa gráficamente la producción del pozo SSF-132D.

Figura 3.11 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SSF-132D, ARENA "Uj"



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.
 Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Tabla 3.30 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SSF-132D, ARENA "Ti"

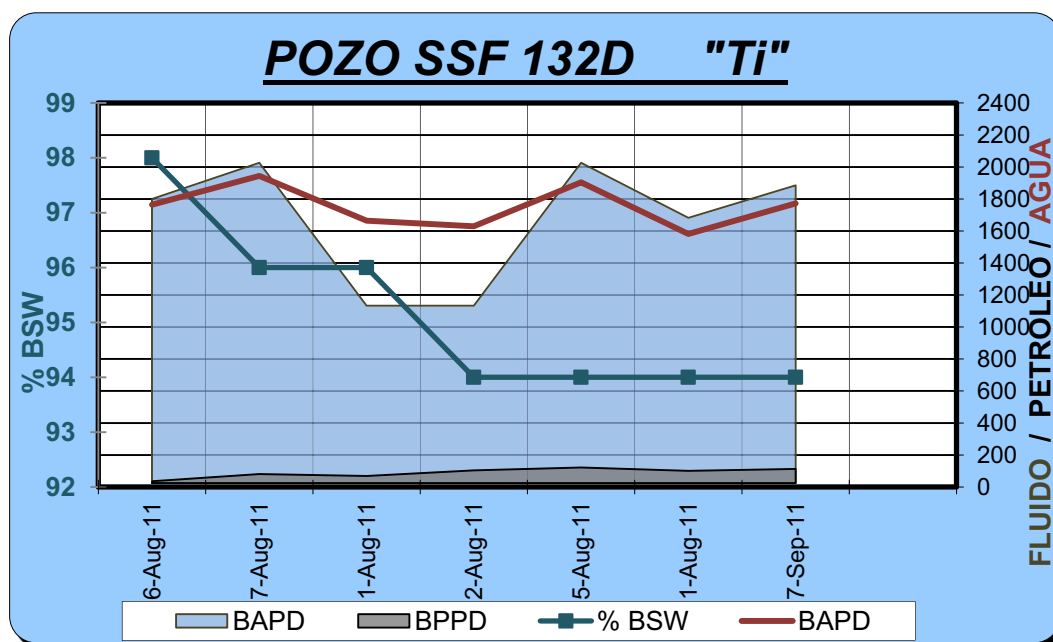
FECHA	PRODUCCION			BSW %
	BFPD	BPPD	BAPD	
16-Aug-11	1800	36	1764	98
17-Aug-11	2026	81	1944	96
21-Aug-11	1133	69	1664	96
22-Aug-11	1133	104	1629	94
25-Aug-11	2026	122	1904	94
31-Aug-11	1682	101	1581	94
07-sep-11	1885	113	1772	94

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

La figura 3.12 es la representación gráfica de los datos de la tabla 3.30:

Figura 3.12 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SSF-132D, ARENA "Ti"



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

3.7.3.5 Historial de reacondicionamiento

Se trata de un pozo nuevo y que se encuentra en producción, por lo cual no se ha realizado aún trabajos de reacondicionamiento.

3.8 Síntesis del estudio de producción de los pozos

Pozo Cuyabeno-24D

El pozo CUY-24D, es el primer pozo en el cual Petroproducción, bajo una completación doble. Produce con este sistema desde agosto del 2008 hasta la actualidad, con una producción total de +/- 1200 BPPD.

Se debe señalar que el equipo de la arena "Ui" estuvo apagado desde octubre del 2009 hasta marzo del 2011. La incertidumbre que generó al ser el primer pozo con este sistema de completación, la falta de herramientas del equipo de completación doble, dio como resultado el hecho de no realizar un trabajo de reacondicionamiento cuando el equipo inferior se apagó.

Las arenas "Ui" y "Us" pertenecientes a la formación Napo, son buenas productoras. Se estima que el pozo podría producir seis años más de la arena "Ui" y cinco de la arena "Us".

Los trabajos de reacondicionamiento que se han realizado a este pozo, han sido por daños en los equipos, más no por problemas del reservorio.

Problemas con un equipo doble, como el apagado de uno de sus equipos, muchas veces deja un lado el aspecto técnico y se considera un aspecto económico del país, considerando la producción de la otra arena.

Pozo Shushufindi-111D

El pozo SSF-111D forma parte de los pozos productores del campo Shushufindi. En sus inicios se evaluaron las arenas "T" y "Ui", y del análisis realizado en ese entonces se decide producir de la arena "T", y tomar en consideración la arena "Ui" para bajar completación inteligente en este pozo. No se realizó la

completación inteligente pero si una completación doble, la misma que no fue completamente exitosa.

El último dato de producción del equipo superior (arena "Ui"), es de 347 BFPD con un BSW de 8%. Contabiliza desde el arranque el 21 de noviembre un total de 305 días operación, pero se encuentra apagado por bajo aporte en la formación desde el 12 de julio del 2009.

El último dato de producción del equipo inferior (arena "T"), es de 703 BFPD con un BSW de 20%. Contabiliza desde el arranque el 21 de noviembre del 2008 un total de 305 días de operación. El 25 de septiembre del 2009 el equipo BES inferior se encuentra apagado producido por baja frecuencia.

Luego de esto se evalúa las arenas, y de los resultados se deja produciendo la arena "T", la misma que produce hasta la actualidad en este pozo.

Tenemos claro que el objetivo de este proyecto es estudiar los pozos con completación doble. Y se ha considerado el pozo SSF-111D, para tomar en cuenta que pueden surgir problemas con la instalación de la completación doble. En este caso la arena "Ui" se depletó y dejó de aportar al pozo, además de esto se generó daño en el equipo BES. Lo cual además de no ser rentable genero un gasto extra.

Para evitar problemas luego de la completación es necesario realizar un estudio completo del pozo junto con el yacimiento, y todos los aspectos relacionados para tener un trabajo exitoso.

Pozo Shushufindi-132D

El pozo SFF-132D, es un pozo nuevo que se perforó con el objetivo de incrementar la producción en el campo Shushufindi. Su diseño fue para producir de las arena "Ui" y "Ti", pertenecientes a la formación Napo; con el sistema de completación doble con bombeo electro sumergible.

Como se indicó anteriormente no se realizó pruebas de evaluación para las arenas productoras, por tal razón no se tiene parámetros exactos del fluido producido y de la roca.

La arena "Ui" está produciendo actualmente 1465 BPPD de 17,1 °API y un BSW de 14%.

El último dato de producción de la arena "Ti" fue de 100 BPPD de 22,3 °API y un BSW de 94%.

El alto corte de agua de la arena "Ti" es un problema en este pozo, ya que el objetivo es producir petróleo y la arena aporta una gran cantidad de agua, lo cual no es rentable y genera un gasto adicional para la inyección de agua producida. Además de esto la producción de agua genera problemas de corrosión para la tubería. Por tal razón el equipo BES de la arena "Ti" fue apagado

De haberse realizado una prueba de evaluación antes de bajar la completación, se hubiera considerado bajar una completación simple para la arena "Ui".

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO

4.1 INTRODUCCIÓN

En este proyecto se estudia la producción de los pozos con completación doble, con el objetivo de continuar implementando este sistema en otros pozos. Ahora bien, como en cualquier proyecto se debe establecer si es económicamente rentable. Para esto se realiza el análisis técnico económico del proyecto, en el cual conoceremos su viabilidad, es decir conocer si tendremos un beneficio económico que justifique la realización de la completación doble.

Un proyecto se puede decir que es rentable cuando:

- El valor actual neto es mayor que cero
- La tasa interna de retorno, es mayor a la tasa de actualización.
- Si la relación costo/beneficio es mayor a uno tenemos un proyecto rentable.

Este análisis será proyectado para un año, tiempo mínimo de vida operativa, que una completación doble debe cumplir.

4.2 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Los métodos de análisis que se utilizan en este proyecto son: Valor actual neto (VAN), Tasa interna de retorno y Relación costo/beneficio (RBC); ya que son los indicadores económicos más utilizados y flexibles para la evaluación de proyectos.

Flujo neto de caja (FNC)

Se entiende la suma de todos los cobros menos todos los pagos efectuados durante la vida útil del proyecto de inversión.

Matemáticamente se calcula con la siguiente ecuación:

Ecuación 4.1

$$FNC = \text{ingresos} - \text{gastos}$$

4.1.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor actual neto es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. Este valor permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: MAXIMIZAR la inversión.

El valor actual neto de una inversión, es igual a la suma algebraica de los valores actualizados de los flujos netos de caja asociados a esa inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual, todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La tasa de interés que se usa para actualizar se denomina “tasa de descuento”. La tasa de descuento va a ser fijada por la persona que evalúa el proyecto de inversión.

Para el cálculo del VAN se usa la Ecuación 4.2

Ecuación 4.2

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{FNC}{(1+i)^n} = -F_0 + \frac{F_1}{(1+i)^0} + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{F_1}{(1+i)^n}$$

Dónde:

F₀ = inversión a realizarse en el periodo cero

n = número de periodos a los que se calcula la inversión

FNC = flujo neto de caja

i = tasa de actualización

CONDICIONES

- VAN > 0 (positivo), se acepta el proyecto (proyecto rentable)
- VAN = 0, solo recupero la inversión (proyecto indiferente)
- VAN < 0 (negativo), no se acepta el proyecto (proyecto no rentable)

4.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) de un proyecto, es la tasa de actualización que anula el valor actual neto (VAN) del flujo de caja. También es conocida como la tasa de rentabilidad, producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio y se expresa en porcentaje.

Si la Tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Así mismo hay que tener en cuenta que la tasa interna de retorno no maximiza la inversión pero sí maximiza la rentabilidad del proyecto.

Para el cálculo del valor correspondiente al TIR se aplica la ecuación 4.3

Ecuación 4.3

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{FNC}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Dónde:

FNC = Flujo neto de caja

n = número de periodos a los que se calcula la inversión

CONDICIONES

- $TIR > i$, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido.
- $TIR < i$, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

4.1.3 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO

La relación costo/beneficio es un indicador que mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar a una comunidad. Toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultado, para determinar cuáles son los beneficios por cada unidad de dinero que se sacrifica en el proyecto.

El valor de la relación costo/beneficio se interpreta de la siguiente manera: Si el resultado es mayor que 1, significa que los ingresos netos son superiores a los egresos netos. En otras palabras, los beneficios (ingresos) son mayores a los sacrificios (egresos) y, en consecuencia, el proyecto generará riqueza a una comunidad. Si el proyecto genera riqueza con seguridad traerá consigo un beneficio social.

Por otra parte si el valor es menor que uno, se considera un proyecto no rentable; y si el resultado es igual a 1, los beneficios igualan a los sacrificios sin generar riqueza alguna. Por tal razón sería indiferente ejecutar o no el proyecto

La relación B/C se calcula mediante la ecuación 4.4

Ecuación 4.4

$$\frac{B}{C} = \frac{\textit{ingresos}}{\textit{inversión} + \textit{egresos}}$$

CONDICIONES:

- $B/C > 1$, proyector entable
- $B/C < 1$, proyecto no rentable
- $B/C = 1$, proyecto indiferente

En resumen la viabilidad del proyecto se la puede interpretar en la tabla 4.1:

Tabla 4.1 VIABILIDAD DEL PROYECTO

VIABILIDAD DEL PROYECTO	INDICADOR		
	VAN	TIR	B/C
INDIFERENTE	$VAN = 0$	$TIR = i$	$B/C = 1$
VIABLE	$VAN > 0$	$TIR > i$	$B/C > 1$
NO VIABLE	$VAN < 0$	$TIR < i$	$B/C < 1$

Fuente: www.pymesfuturo.com

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO

La implementación de una completación doble requiere varias herramientas y equipos que generan una inversión; así como su instalación en el sistema demanda gastos. Y por otro lado el incremento de la producción nos genera los ingresos que nos da este proyecto.

Para realizar el análisis Costo-Beneficio se evaluará los siguientes parámetros: inversión, egresos e ingresos del proyecto.

4.1.3.1 Inversión

La inversión consiste en que un ente económico llamado inversionista inmoviliza una cantidad cierta de recursos económicos (capital) en el día de hoy, con la esperanza de obtener en el futuro una utilidad o rentabilidad.

La inversión que sería necesaria para la realización del proyecto en estudio, se la detallada en la tabla 4.2, considerando los trabajos realizados durante el proceso de completación.

Tabla 4.2 COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN DOBLE

Detalle de la operación	Inversión
Movimiento de la torre	13422
Trabajo de la torre (14 días + 15 horas)	272487,3
Supervisión y transporte	16217
Equipo de subsuelo y superficie	1348583,98
Químicos	1476,42
Unidad de Wireline	1989,23
Registro de cementación. TCP	49302
Canasta calibradora	21978
Prot. Cannon. Mid. Joint. Quick Conector	66723
Misceláneo Completación doble	40903
Unidad bombeo control de flujo	45299
Unidad de Bombeo	10532
TOTAL	1888912,93

Fuente: Costos estimados de las listas de precios de EP-PETROECUADOR

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

4.1.3.2 Egresos

Los egresos representan los costos que tendremos después de la instalación del sistema de completación y durante la vida útil de la misma.

Los costos de producción aproximados son de \$ 9,44 dólares por barril para el campo Cuyabeno y para el campo Shushufindi los costos de producción son de \$ 7,24 por barril. **(Fuente: Contabilidad y Costos de Gerencia de Exploración y Producción, EPP)**

4.1.3.3 Ingresos

Para obtener los ingresos mensuales se toma el precio de barril de petróleo, y se lo multiplica por el número de barriles de petróleo producidos por mes.

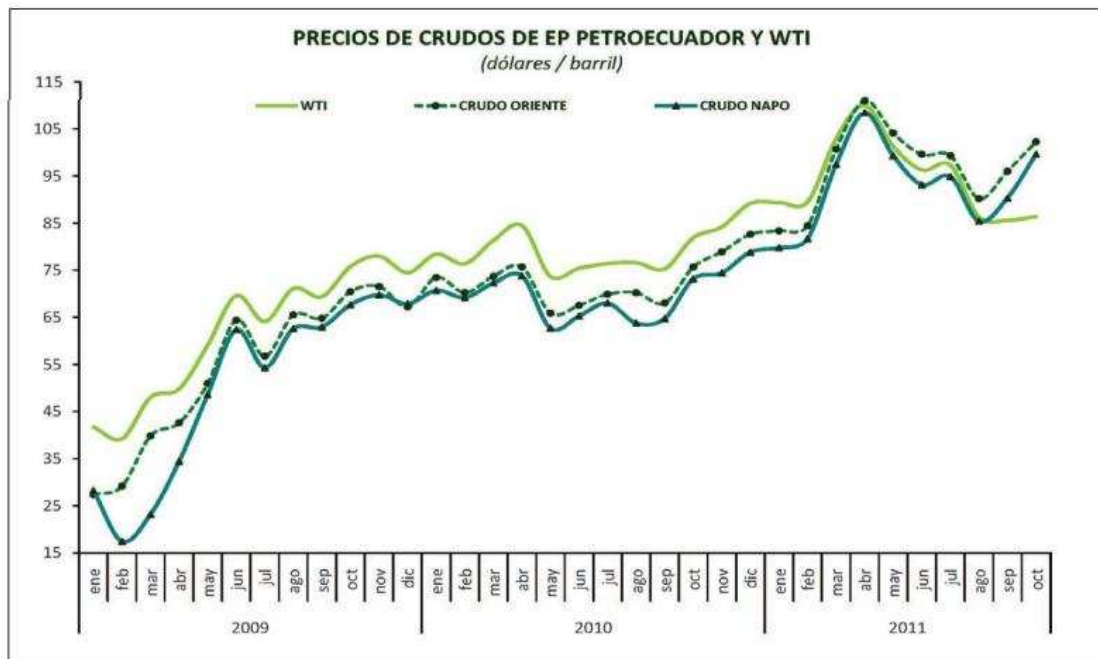
El costo del barril de petróleo es fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI). WTI es la mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el *New York Mercantile Exchange* y sirve de referencia en los mercados de derivados de los Estados Unidos.

Basándonos en el continuo cambio en el precio del barril de petróleo, se ha propuesto tres escenarios para el análisis del proyecto:

- Precio del petróleo 110 USD/barril (optimista)
- Precio del petróleo 102 USD/barril (real)
- Precio del petróleo 84 USD/barril (poco optimista)

La figura 4.1 nos muestra el valor el precio del petróleo de enero del 2009 a octubre del 2011, datos tomados de la pagina web del banco central.

Figura 4.1 PRECIO DEL PETRÓLEO



Fuente:

<http://www.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/cspe201157.pdf>

Nota:

- La Diferencia entre el crudo marcador WTI y los diferentes crudos ecuatorianos representa el margen obtenido efectivamente en los mercados internacionales entre el precio del West Texas Intermediate y el precio de cada uno de los petróleos que comercializa el Ecuador. Esta diferencia no necesariamente coincide con el diferencial fijado por Petroecuador o por cada Cía. Petrolera para facturar el precio de venta de sus respectivos crudos.
- Crudo Oriente; es el crudo de gravedad media y agrio (alrededor de 23.5° API y 1.5 % de contenido de Azufre), que se transporta por el SOTE (Sistema de Oleoducto Transecuatoriano) hasta el puerto de exportación en Balao
- Crudo Napo; es el crudo pesado y agrio (alrededor de 18.5° API y 2.2 % de contenido de Azufre), que se transporta por el OCP (Oleoducto de Crudos Pesados) hasta el puerto de exportación en Balao.

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

Conociendo los valores de inversión, egresos e ingresos del proyecto se desarrolla el flujo de caja, con el cual se obtienen los indicadores económicos VAN, TIR y relación B/C.

Se realizó los cálculos pertinentes, tomando en cuenta los datos de producción del pozo, los gastos en equipos, trabajos de reacondicionamiento que corresponden a la inversión, y los costos de producción.

Además como se indicó anteriormente se evaluaron los indicadores económicos en tres escenarios, basándonos en el precio del barril de petróleo. Considerando estos parámetros se han determinado los siguientes valores, mostrados en las tablas 4.3, 4.4 y 4.5 para el pozo Cuyabeno 24D y las tablas 4.6, 4.7 y 4.8 para el pozo Shushufindi 111D.:

Para el pozo Shushufindi 132D, no se realizó la respectiva evaluación debido a que se es un pozo nuevo, y por los resultados que se obtuvo luego de su completación no se dispone de datos de producción para su evaluación económica.

Nota: Para el análisis se tomará en cuenta el aporte solo de la nueva arena que se ha incorporado al sistema de producción, en pozos ya existentes, en los que se ha implementado una completación doble para recuperar las reservas de esta nueva arena, y esta producción debe sustentar la inversión del proyecto.

Tabla 4.3 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO CUY-24D,
PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 110 \$/BI (OPTIMISTA)

FECHA	MES	PERIODO	PRODUCCIÓN arena Us		INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
			BPPD	BPPM				
jul-08	1	0	0	0	0	1668864,01	0	-1668864,01
ago-08	2	1	844	25320	2785200	0	239020,8	2546179,20
sep-08	3	2	851	25530	2808300	0	241003,2	2567296,80
oct-08	4	3	760	22800	2508000	0	215232	2292768,00
nov-08	5	4	820	24600	2706000	0	232224	2473776,00
dic-08	6	5	842	25260	2778600	0	238454,4	2540145,60
ene-09	7	6	826	24780	2725800	0	233923,2	2491876,80
feb-09	8	7	830	24900	2739000	0	235056	2503944,00
mar-09	9	8	818	24540	2699400	0	231657,6	2467742,40
abr-09	10	9	805	24150	2656500	0	227976	2428524,00
may-09	11	10	797	23910	2630100	0	225710,4	2404389,60
jun-09	12	11	651	19530	2148300	0	184363,2	1963936,80
jul-09	13	12	683	20490	2253900	0	193425,6	2060474,40
					31439100		2698046,4	27072189,59

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Tabla 4.4 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO CUY-24D,
PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 102 \$/BI (REAL)

FECHA	MES	PERIODO	PRODUCCIÓN arena Us		INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
			BPPD	BPPM				
jul-08	1	0	0	0	0	1668864,01	0	-1668864,01
ago-08	2	1	844	25320	2582640	0	239020,8	2343619,20
sep-08	3	2	851	25530	2604060	0	241003,2	2363056,80
oct-08	4	3	760	22800	2325600	0	215232	2110368,00
nov-08	5	4	820	24600	2509200	0	232224	2276976,00
dic-08	6	5	842	25260	2576520	0	238454,4	2338065,60
ene-09	7	6	826	24780	2527560	0	233923,2	2293636,80
feb-09	8	7	830	24900	2539800	0	235056	2304744,00
mar-09	9	8	818	24540	2503080	0	231657,6	2271422,40
abr-09	10	9	805	24150	2463300	0	227976	2235324,00
may-09	11	10	797	23910	2438820	0	225710,4	2213109,60
jun-09	12	11	651	19530	1992060	0	184363,2	1807696,80
jul-09	13	12	683	20490	2089980	0	193425,6	1896554,40
					29152620		2698046,4	24785709,59

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Tabla 4.5 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO CUY-24D,
PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 84 \$/BI (POCO OPTIMISTA)

FECHA	MES	PERIODO	PRODUCCIÓN arena Us		INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
			BPPD	BPPM				
jul-08	1	0	0	0	0	1668864,01	0	-1668864,01
ago-08	2	1	844	25320	2126880	0	239020,8	1887859,20
sep-08	3	2	851	25530	2144520	0	241003,2	1903516,80
oct-08	4	3	760	22800	1915200	0	215232	1699968,00
nov-08	5	4	820	24600	2066400	0	232224	1834176,00
dic-08	6	5	842	25260	2121840	0	238454,4	1883385,60
ene-09	7	6	826	24780	2081520	0	233923,2	1847596,80
feb-09	8	7	830	24900	2091600	0	235056	1856544,00
mar-09	9	8	818	24540	2061360	0	231657,6	1829702,40
abr-09	10	9	805	24150	2028600	0	227976	1800624,00
may-09	11	10	797	23910	2008440	0	225710,4	1782729,60
jun-09	12	11	651	19530	1640520	0	184363,2	1456156,80
jul-09	13	12	683	20490	1721160	0	193425,6	1527734,40
					24008040		2698046,4	19641129,59

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Tabla 4.6 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO SSF-111D,
PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 110 \$/BI (OPTIMISTA)

FECHA	MES	PERIODO	PRODUCCIÓN arena Ui		INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
			BPPD	BPPM				
oct-08	1	0	0	0	0	1070625,55	0	-1070625,55
nov-08	2	1	836	25080	2758800	0	181579,2	2577220,80
dic-08	3	2	813	24390	2682900	0	176583,6	2506316,40
ene-09	4	3	798	23940	2633400	0	173325,6	2460074,40
feb-09	5	4	619	18570	2042700	0	134446,8	1908253,20
mar-09	6	5	599	17970	1976700	0	130102,8	1846597,20
abr-09	7	6	497	14910	1640100	0	107948,4	1532151,60
may-09	8	7	422	12660	1392600	0	91658,4	1300941,60
jun-09	9	8	387	11610	1277100	0	84056,4	1193043,60
jul-09	10	9	234	7020	772200	0	50824,8	721375,20
ago-09	11	10	0	0	0	0	0	0,00
sep-09	12	11	0	0	0	0	0	0,00
oct-09	13	12	0	0	0	1081522,23	0	-1081522,23
					17176500		1130526	13893826,22

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Tabla 4.7 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO SSF-111D,
PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 102 \$/BI (REAL)

FECHA	MES	PERIODO	PRODUCCIÓN arena Ui		INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
			BPPD	BPPM				
oct-08	1	0	0	0	0	1070625,55	0	-1070625,55
nov-08	2	1	836	25080	2558160	0	181579,2	2376580,80
dic-08	3	2	813	24390	2487780	0	176583,6	2311196,40
ene-09	4	3	798	23940	2441880	0	173325,6	2268554,40
feb-09	5	4	619	18570	1894140	0	134446,8	1759693,20
mar-09	6	5	599	17970	1832940	0	130102,8	1702837,20
abr-09	7	6	497	14910	1520820	0	107948,4	1412871,60
may-09	8	7	422	12660	1291320	0	91658,4	1199661,60
jun-09	9	8	387	11610	1184220	0	84056,4	1100163,60
jul-09	10	9	234	7020	716040	0	50824,8	665215,20
ago-09	11	10	0	0	0	0	0	0,00
sep-09	12	11	0	0	0	0	0	0,00
oct-09	13	12	0	0	0	1081522,23	0	-1081522,23
					15927300		1130526	12644626,22

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Tabla 4.8 CÁLCULO DEL VAN, TIR, B/C DEL PROYECTO PARA EL POZO SSF-111D,
PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 84 \$/BI (POCO OPTIMISTA)

FECHA	MES	PERIODO	PRODUCCIÓN arena Ui		INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
			BPPD	BPPM				
oct-08	1	0	0	0	0	1070625,55	0	-1070625,55
nov-08	2	1	836	25080	2106720	0	181579,2	1925140,80
dic-08	3	2	813	24390	2048760	0	176583,6	1872176,40
ene-09	4	3	798	23940	2010960	0	173325,6	1837634,40
feb-09	5	4	619	18570	1559880	0	134446,8	1425433,20
mar-09	6	5	599	17970	1509480	0	130102,8	1379377,20
abr-09	7	6	497	14910	1252440	0	107948,4	1144491,60
may-09	8	7	422	12660	1063440	0	91658,4	971781,60
jun-09	9	8	387	11610	975240	0	84056,4	891183,60
jul-09	10	9	234	7020	589680	0	50824,8	538855,20
ago-09	11	10	0	0	0	0	0	0,00
sep-09	12	11	0	0	0	0	0	0,00
oct-09	13	12	0	0	0	1081522,23	0	-1081522,23
					13116600		1130526	9833926,22

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

4.4 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

En base a los indicadores económicos, se establece los siguientes resultados para cada pozo en estudio:

Tabla 4.9 RESULTADO DEL ANÁLISIS – POZO CUY 24D

INDICADOR	VAN	TIR	B/C
VIABLE	VAN > 0	TIR > i	B/C > 1
PRECIO	RESULTADOS		
110 USD/bl	15100586,52	151%	7,19
102 USD/bl	13899266,99	139%	6,67
84 USD/bl	11196298,04	112%	5,49

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Tabla 4.10 RESULTADO DEL ANÁLISIS – POZO SSF-111D

INDICADOR	VAN	TIR	B/C
VIABLE	VAN > 0	TIR > i	B/C > 1
PRECIO	RESULTADOS		
110 USD/bl	10139781,9	237%	5,23
102 USD/bl	9328755,2	218%	4,85
84 USD/bl	7504010,0	175%	3,99

Elaborado por: Marco Patricio Salazar

Como se puede observar el proyecto de instalar completaciones dobles es económicamente rentable. Se consideró el tiempo de un año para la evaluación, el mismo que es el tiempo mínimo que se espera que opere una completación doble.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Las completaciones dobles están diseñadas para permitir de una forma segura la producción simultánea de dos zonas independientes; aumentando la recuperación de reservas en un mismo pozo, sin mezcla de fluidos.
- Al producir de dos arenas de manera simultánea se logra recuperar en menor tiempo las reservas que de otro modo se las considera diferidas, y a la vez cumplir las regulaciones de la DNH.
- Tener diferentes presiones de reservorio no es un problema, la completación inferior aísla las dos zonas, evitando el “*cruce de flujo*”.
- De los tres pozos analizados que operan con completación doble, dos de ellos presentaron fallas. El SSF-111D, operó aproximadamente un año con la completación doble debido a que la arena elegida para producir simultáneamente con la arena T se depletó y dejó de aportar a la producción.
- El SSF-132D es un pozo nuevo en el cual se bajó la completación doble sin una evaluación adecuada de las arenas a producir. Lo cual dio como resultado la producción de solo una arena, ya que una de las arena produce con un alto corte de agua.
- Por su parte el pozo CUY-24D se encuentra en producción con un promedio de 1200 BPPD.
- En el caso del pozo SSF-132D no fue satisfactorio el bajar una completación doble, aunque operativamente las bombas se encuentran

bien, no es posible invertir tanto dinero para tener una bomba apagada por el alto corte de agua (94%) de la arena Ti. Esta arena resultó no rentable económicamente. El pozo se encuentra actualmente produciendo de la arena Ui.

- Es un sistema costoso no puede ser utilizado en un pozo que se considere de baja producción o al margen económico, no es recomendable utilizar completación doble para los yacimientos con bajas reservas.
- Si uno de los equipos BES falla, se continúa produciendo la otra zona productora y así no se pierde la producción, esto representa una ventaja, pero en contraste la desventaja es que para realizar un trabajo en la zona afectada se tendrá que parar la producción de las dos arenas, lo que significa doble pérdida de la producción.
- Las completaciones dobles tienen limitación en cuanto al tamaño de casing, el estado mecánico de los pozos debe ser el adecuado para la instalación de este sistema. Los pozos deben tener un casing de 9-5/8 pulgadas y un liner de 7 pulgadas, ya que las herramientas para este tipo de completación están diseñadas para estas condiciones.
- El uso de completaciones dobles maximiza las ganancias e incrementa la recuperación de reservas, recobrando la inversión del pozo en menor tiempo, lo que representa un ingreso adicional, al no producir de estratos individuales se optimiza recursos y maximiza la producción.
- Los métodos de evaluación, nos muestran que el instalar una completación doble es un proyecto viable. Tomando en consideración el tiempo de un año para el análisis, tiempo mínimo de vida operativa de este sistema.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda instalar completaciones dobles en pozos que tengan dos o más arenas con potencial hidrocarburífero probado, y las cuales no se han aprovechado debidos a que la zona principal no se ha agotado todavía.
- Para bajar una completación doble se debe tener reservas y conocimientos del yacimiento, es decir un buen estudio de las zonas de donde se va a producir, análisis PVT y prueba de Build Up actualizadas. Además las condiciones mecánicas del pozo (casing, tubing, profundidades) deben estar adecuadas para este tipo de sistema.
- El pronóstico de producción en los campos de estudio, señalan que se tiene aún reservas por recuperar, por lo que se recomienda continuar instalando este tipo de completación, realizando un adecuado análisis del pozo junto con las arenas a producir; ya que esto permitirá obtener un mayor incremento de producción, y por ende una mayor rentabilidad para la empresa.
- Realizar pruebas de restauración de presión en los pozos antes de instalar una completación doble, con un tiempo de cierre adecuado para una buena evaluación.
- Realizar pruebas de producción independientes de cada arena ya que los equipos de bombeo eléctrico sumergible se manejan independientemente.
- En el aspecto operativo se debe seguir los programas de mantenimiento preventivo y correctivo tal como se ha planificado, así como lo procedimientos de apagado y encendido del equipo BES.
- Es importante realizar el arranque del equipo BES SUPERIOR primero, hasta que la presión del INTAKE se haya reducido en +/- 1000 PSI de la presión a la cual se arrancó el equipo, luego de esto se procede arrancar el equipo BES INFERIOR, ya que de otro modo se genera una diferencial

de presión muy elevada lo cual puede desencadenar en un falla de la integridad de la completación.

- En casos de los yacimientos con altos cortes de agua, se debe tener las facilidades de superficie para la deshidratación del fluido y reinyección de agua.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **B.C. CRAFT Y M.F. HAWKINS.** “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”. Ed. Tecnos S.S., Madrid, España, 1977.
2. **GARCÍA FRANCO, LENIN RAYMUNDO.** “Análisis técnico económico de completaciones dobles y su aplicación en pozos de la cuenca amazónica del Ecuador”. Quito, 2009.
3. **HALLIBURTON.** Subsurface Flow Control Systems.
4. **HALLIBURTON.** Downhole Sand Control Components
5. **SCLUMBERGER/REDA. LEVAN, D.A.** Curso BES, Septiembre 2010.
6. **HARO RUIZ, ESTEBAN FERNANDO.** “Análisis técnico económico para la optimización del diseño de completaciones dobles en el Bloque 16. Quito, 2010.
7. **GLOSSARY OF THE PETROLEUM INDUSTRY.** Segunda Edición, 1982.
8. **VEGA, Celio.** Ingeniería Económica”.
9. **www.pymesfuturo.com/Indicadores.htm**

ANEXOS

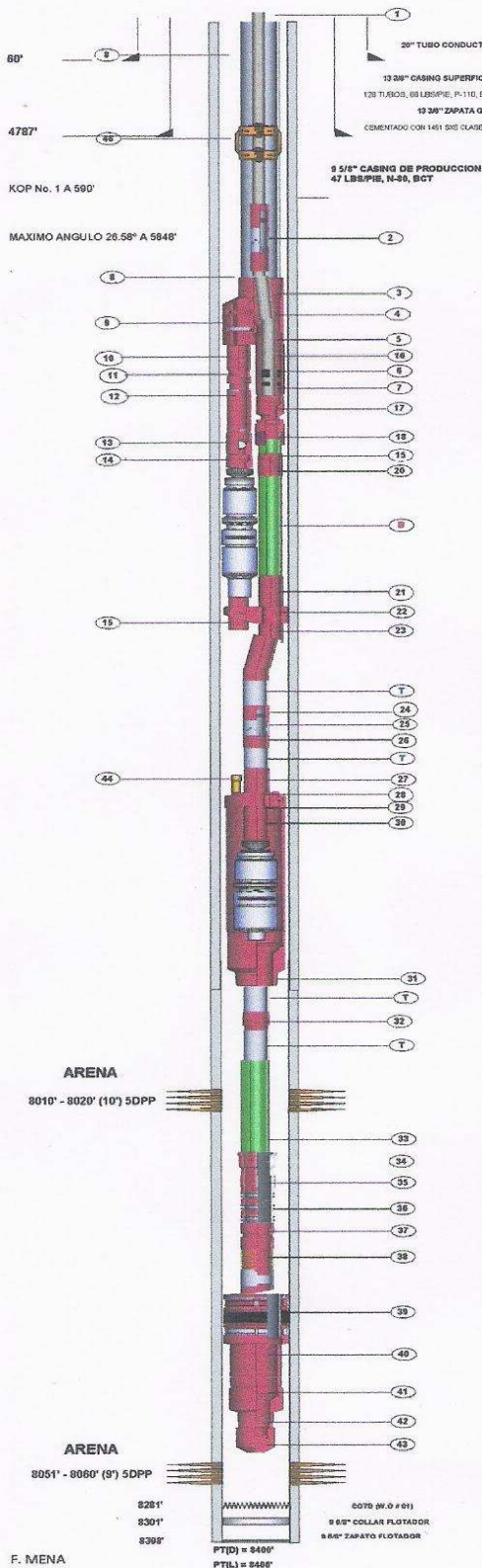
ANEXO No 1

COMPLETACIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO

CUYABENO 24D
W.O # 03

COMPLETACION ORIGINAL: 01-AGO-2006
W.O # 01: 07-AGO-2008
W.O # 02: 20-ABR-2011
W.O # 03: 15-AGO-2011

EMR : 780'
ES : 750'
MR : 30'



No.	DESCRIPCION	CANTIDAD	TOPE (ft)	BASE (ft)
TUBERIA CONCENTRICA 2 7/8"				
	Elevacion de la Mesa Rotaria a la seccion inferior		0,00	27,36
	Colgador 11" 5000 psi x 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Box	1	27,36	28,11
T	Tuberia de Produccion 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	1	28,11	59,83
1	Pup joint 2 7/8" 6.5# N-80 EUE Pin x Pin	1	59,83	68,01
T	Tuberia de Produccion 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	241	68,01	7529,48
2	TYPE XD SLIDING SIDE DOOR SSD 2.313 2 7/8 EUE B-P	1	7529,48	7532,68
T	Tuberia de Produccion 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	1	7532,68	7563,71
3	ADAPTER 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x NU Pin	1	7563,71	7567,73
4	ADAPTER 2-7/8" 6.5# N-80 NU Box x 2 11/16-12 UNS Pin	1	7567,73	7568,09
5	EXTENSION 2 11/16-12 UNS Box x Pin	2	7568,09	7572,44
6	SEAL ASSEMBLY SEAL UNIT, CONT. SEAL ASSY 3.000 X 3 11/16-12 UNS Box x Pin	3	7572,44	7575,11
7	SEAL ASSEMBLY MULE SHOE GUIDE COL 2 11/16-12 UN BOX X 3.000	1	7575,11	7575,51

No.	DESCRIPCION	CANTIDAD	TOPE (ft)	BASE (ft)
TUBERIA EXTERNA 3 1/2"				
	Elevacion de la Mesa Rotaria a la seccion inferior		0,00	30,00
	Colgador 11" 5000 psi x 3-1/2" 17# N-80 LTC Box x Box	1	30,00	30,70
T	Tuberia de Produccion 3-1/2" 17# N-80 LTC Box x Pin	3	30,70	59,75
T	Tuberia de Produccion 3-1/2" 17# N-80 LTC Box x Pin	179	59,75	7562,24
T	Adaptador 5 1/2" 17# N-80 LTC Box x BTC Pin	1	7562,24	7563,97
9	Tubo corto 5-3/2" 17# N-80 BTC Box x Pin	1	7563,97	7569,59
10	V-tool 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x 3-5/8" 10 UNS Box x 2-7/8" NU Box	1	7569,59	7570,87

No.	DESCRIPCION	CANTIDAD	TOPE (ft)	BASE (ft)
EQUIPO BES SUPERIOR				
11	ADAPTADOR, PUP JOINT 2-7/8" 6.5# N-80 NU Pin x EUE Pin	1	7570,87	7578,89
12	JUNTA TELESCOPICA CON SWIVEL DE 2 7/8" 6.5# N-80 EUE B-P	1	7578,89	7583,93
13	CHECK VALVE, STV 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Pin	1	7583,93	7584,99
14	ADAPTADOR, ADPTR 2-7/8" 6.5# EUE Box x 3 1/2" 9.3# EUE Pin	1	7584,99	7585,72
B	HEAD: BOHD ON DISCHARGE PMP, 540, RLOY, 3.5 OD EUE	1	7585,72	7586,30
S	DISCHARGE PRESSURE SUB ASSY REDA 540	1	7586,30	7587,05
S	BOMBA: GNI600 66 ETAPAS EC-CR-CT-RLOY SERIES 540	1	7587,05	7594,74
U	GAS SEPARADOR: TIPO GRS-RLOY SERIES 540	1	7594,74	7597,27
P	PROTECTOR UPPER: LSPB HL-BA MAXIMUS SERIES 540	1	7597,27	7606,21
R	PROTECTOR LOWER: BPBSL HL-BA MAXIMUS SERIES 540	1	7606,21	7615,15
E	MOTOR: 562 F052 MAXIMUS 150 HP/38 A/1665 V	1	7615,15	7628,88
I	SENSOR: PHOENIX XT TIPO 1	1	7628,88	7630,75
15	PRONGS 2-3/8 4.7# EUE PIN X 2-1/2" ACME	1	7630,75	7632,05

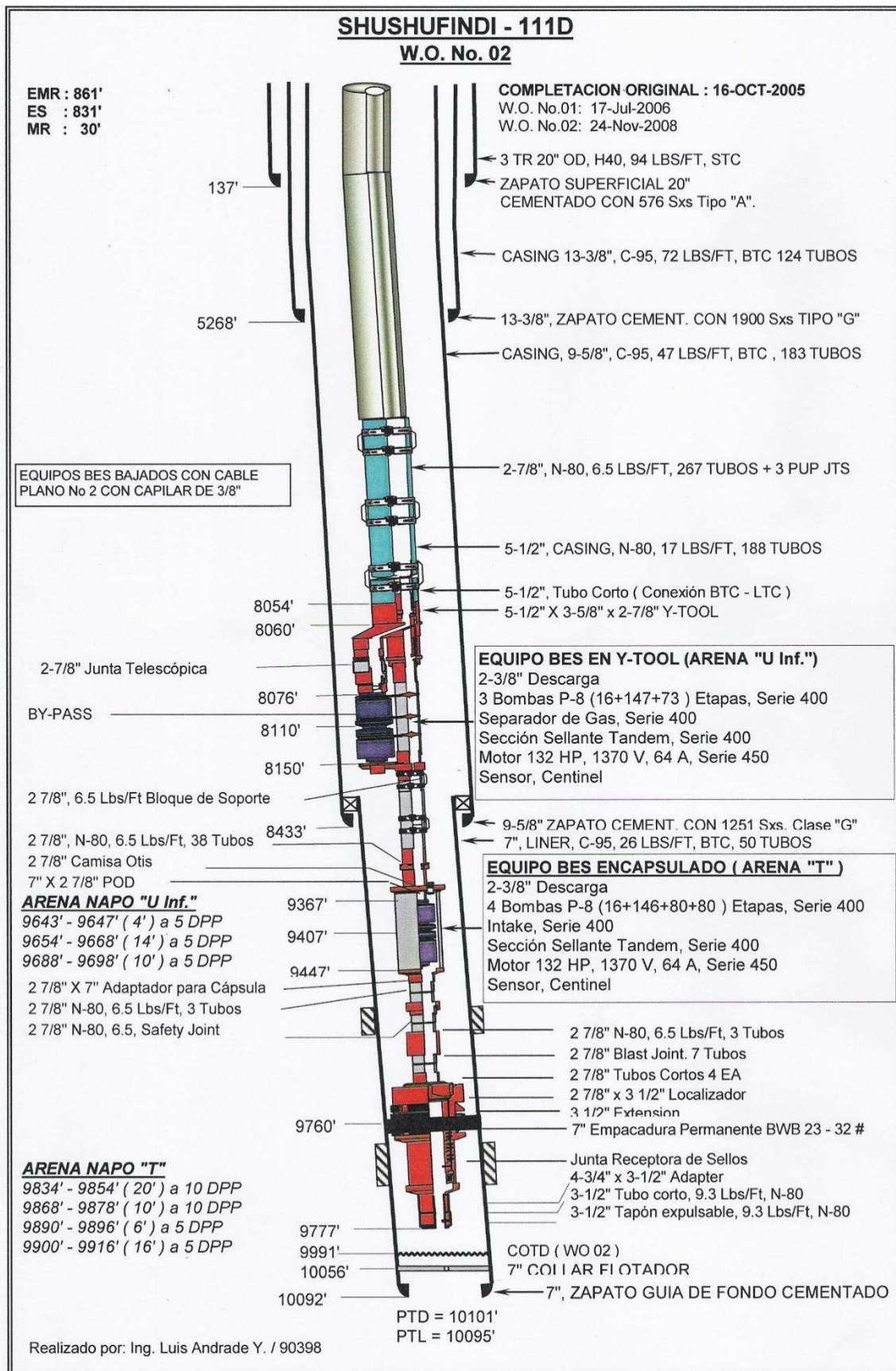
No.	DESCRIPCION	CANTIDAD	TOPE (ft)	BASE (ft)
TUBERIA BYPASS 2 7/8"				
16	SECCION PULIDA, SEAL BORE ID 3.000", 9-5/8 - 10 UNS Pin x Pin	1	7570,87	7575,51
17	ADAPTADOR, ADPTR 3-5/8 - 10 UNS Box x 2-7/8" 6.5 N-80 EUE Pin	1	7575,51	7576,32
18	SWIVEL 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Pin	1	7576,32	7578,55
19	ADAPTADOR, ADPTR 2 7/8" 6.5# EUE Box x SEC Pin	1	7578,55	7579,32
20	ADAPTADOR, PUP JOINT 2-7/8" 6.5# TN-70 SEC Box x S-TL Pin	1	7579,32	7581,58
B	Tuberia de by-pass 2-7/8" 6.5# TN-70 ST-1 Box x Pin	3	7581,58	7626,22
21	ADAPTADOR, PUP JOINT 2-7/8" 6.5# N-80 ST-1 Box x NU Pin	1	7626,22	7632,63
22	BLOQUE SOPORTE 2-7/8" 6.5# N-80 NU Box x Box x 2-1/2" ACME Box	1	7632,63	7632,63
23	ADAPTADOR, ADPTR 2-7/8" 6.5# N-80 NU Pin x EUE Pin	1	7632,63	7641,78
T	Tuberia de Produccion 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	5	7641,78	7796,95
24	ADAPTADOR 2 7/8" 6.5# EUE Box x 2 3/8" EUE Pin	1	7796,95	7797,73
25	TYPE XD SLIDING SIDE DOOR SSD, 1.875" 2 3/8 EUE B-P	1	7797,73	7800,78
26	ADAPTADOR 2 3/8" 4.5# EUE Box x 2 7/8" EUE Pin	1	7800,78	7801,50
T	Tuberia de Produccion 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	1	7801,50	7832,60
27	ADAPTADOR, PUP JOINT 2-7/8" 6.5# EUE Box x NU Pin	1	7832,60	7839,92
28	POD 7" 26# N-80 BTC Pin x 2-7/8" 6.5# P-110 NU Box x Box x 1/2 x 3/8" NPT	1	7839,92	7840,84

No.	DESCRIPCION	CANTIDAD	TOPE (ft)	BASE (ft)
EQUIPO BES INFERIOR				
29	PUP JOINT 2-7/8" 6.5# N-80 NU Pin x EUE Pin	1	7840,84	7855,51
T	Tuberia de Produccion 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	1	7855,51	7861,71
30	ADAPTADOR, ADPTR 2 7/8" EUE Box x 3 1/2" EUE Pin	1	7861,71	7862,51
B	HEAD: BOHD ON DISCHARGE PMP, 400, RLOY, 3.5 OD EUE	1	7862,51	7863,09
S	DISCHARGE PHOENIX SENSOR PRESSURE SUB ASSY	1	7863,09	7863,84
S	BOMBA: SN 2600 61 ETAPAS EC-CR-CT-RLOY SERIES 540	1	7863,84	7871,53
I	INTAKE: SERIES 540-RLOY	1	7871,53	7872,70
N	PROTECTOR: LSPB LT RLOY - AFL MAXIMUS SERIES 540	1	7872,70	7881,64
F	PROTECTOR: BPBSL RLOY AFL MAXIMUS SERIES 540	1	7881,64	7890,58
R	MOTOR 562 MAXIMUS 180 HP/64.5 A/1665 V	1	7890,58	7905,41
I	SENSOR: PHOENIX XT TIPO 1	1	7905,41	7908,28
O	Centralizador	1	7908,28	7910,38

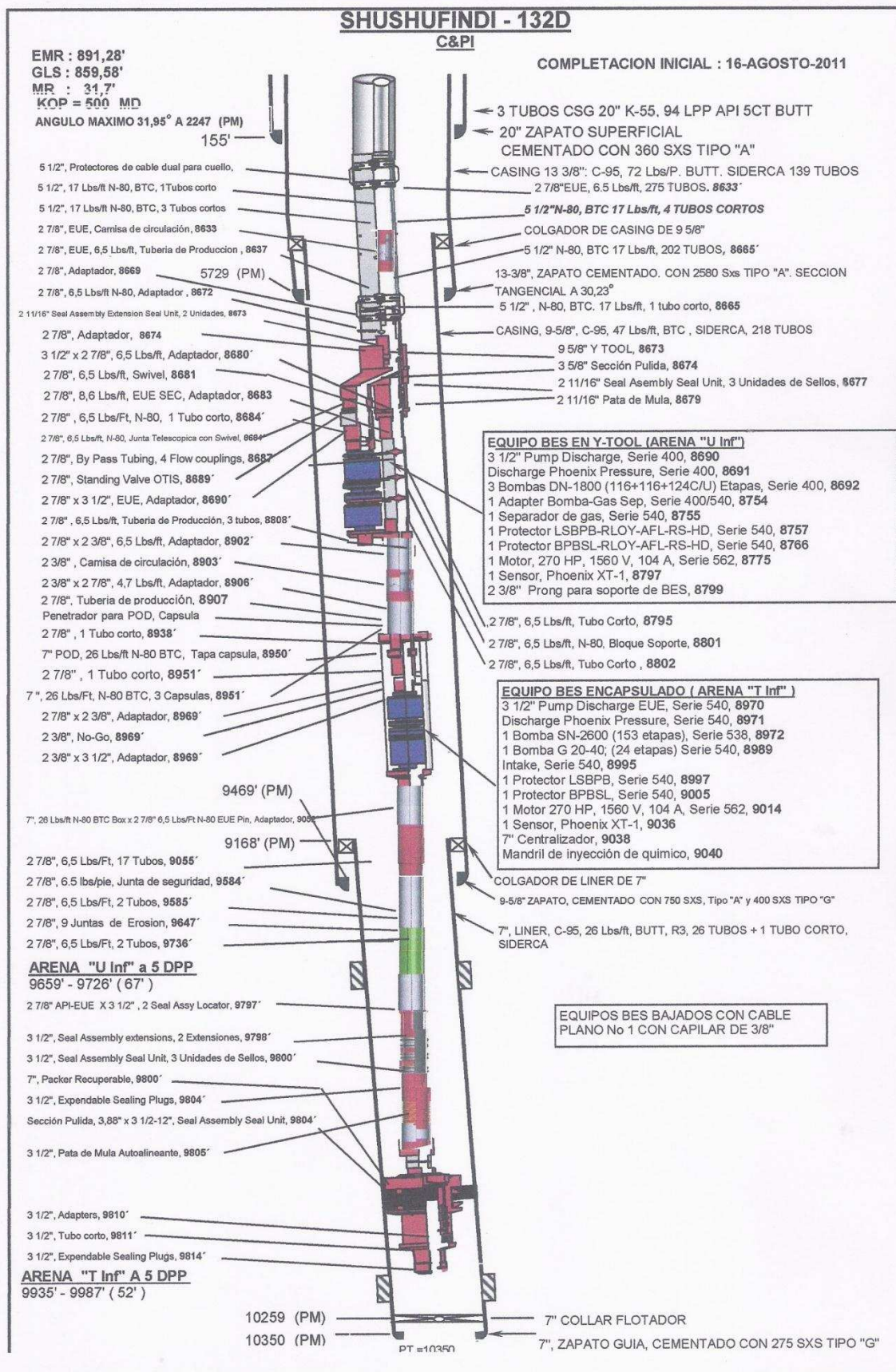
No.	DESCRIPCION	CANTIDAD	TOPE (ft)	BASE (ft)
ENCAPSULADO 7"				
T	Cargola de 7" 26# N-80 BTC Box x Pin	2	7840,84	7926,98
31	ADAPTADOR, ADPTR 7" 26# N-80 BTC Box x 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Pin	1	7926,98	7928,33
T	Tuberia de Produccion 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	1	7928,33	7959,52
32	JUNTA SEGURIDAD, SAFETY JOINT 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Pin (50,000 lbs)	1	7959,52	7960,20
T	Tuberia de Produccion 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin	1	7960,20	7991,30
33	FLOW COUPLING / BLAST NIPPLE BLAST NIPPLE 815 N 244 ALV 2 7/8 API-EUE B-P	8	7991,30	8039,54
34	LOCATOR 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x 3-1/2" 9.3# NU Pin	1	8039,54	8039,00
35	EXTENSION 3-1/2" 9.3# N-80 NU Box x Pin	2	8039,00	8039,06
36	SEAL ASSEMBLY SEAL UNIT, CONT. SEAL ASSY 4.000 X 3 1/2 API-MUE B-P	3	8039,06	8042,09
37	EXPENDABLE SEALING PLUGS EXPEN PLUG X 3.250	1	8042,09	8042,09
38	MULE SHOE GID SELF ALIGNING 4.00 3 1/2 API-NU Box	1	8042,09	8045,16

No.	DESCRIPCION	CANTIDAD	TOPE (ft)	BASE (ft)
EMPACADURA RECUPERABLE DE FONDO				
39	MITAD SUPERIOR PACKER PERMANENTE B/W 9 5/8" 47#	1	8035,00	8036,80
39	MITAD INFERIOR PACKER PERMANENTE 9 5/8" 47#	1	8036,80	8038,80
40	SECCION PULIDA, SEAL BORE ID 4.00", 4-3/4" - 8 UNS Pin x Pin	1	8038,80	8046,30
41	ADAPTADOR, ADPTR 4-3/4" - 8 UNS Box x 3-1/2" 9.3# N-80 EUE Pin	1	8046,30	8047,11
42	PUP JOINT 3-1/2" 9.3# N-80 EUE Box x Pin	1	8047,11	8051,09
43	TAPON EXPULSABLE, EXP PLUG 4.00 (2100 psi)	1	8051,09	8052,42

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.



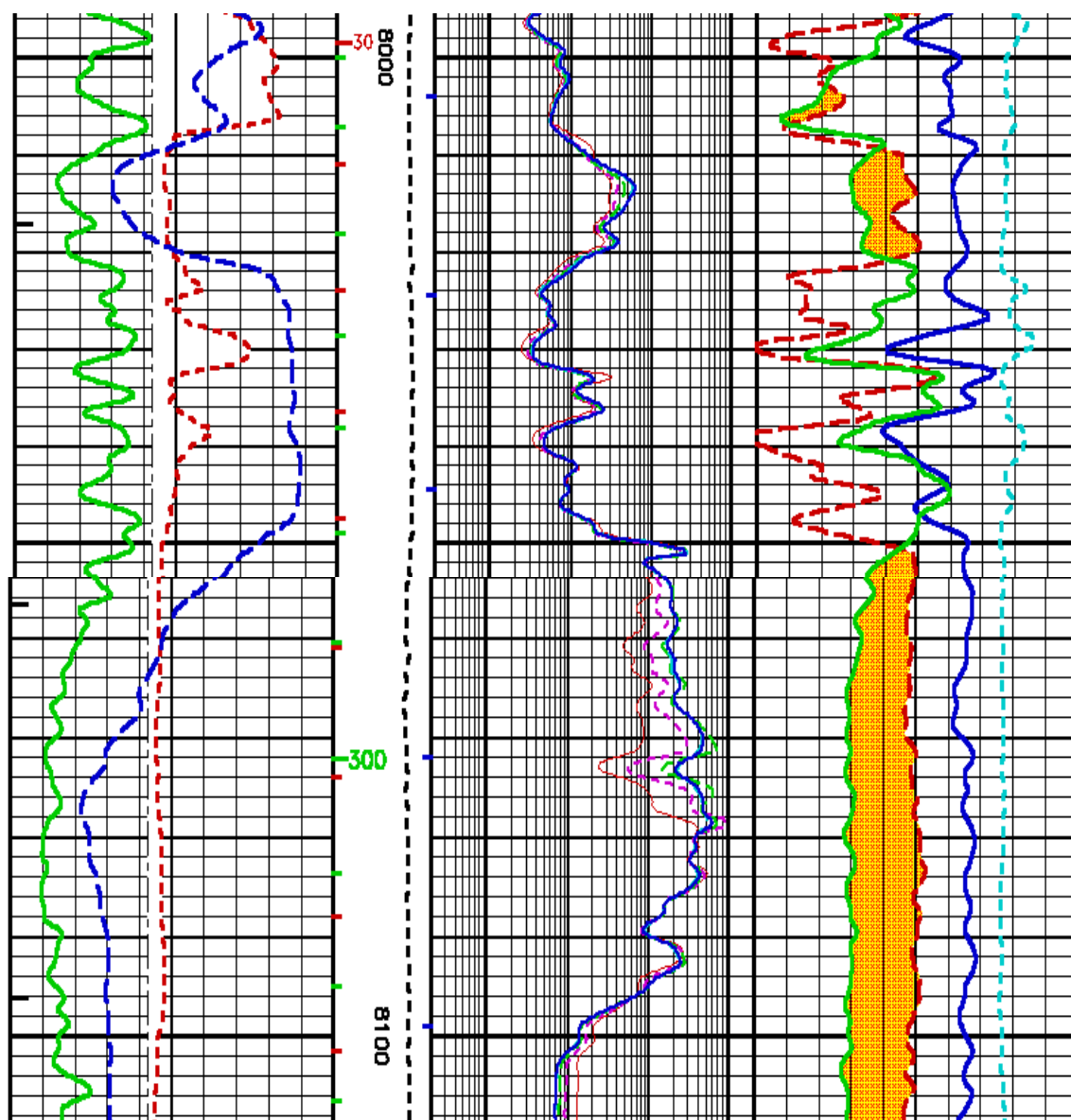
Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

ANEXO No 2

REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS DE ESTUDIO

POZO CUYABENO-24D**REGISTRO ELÉCTRICO - ARENA "Ui"**

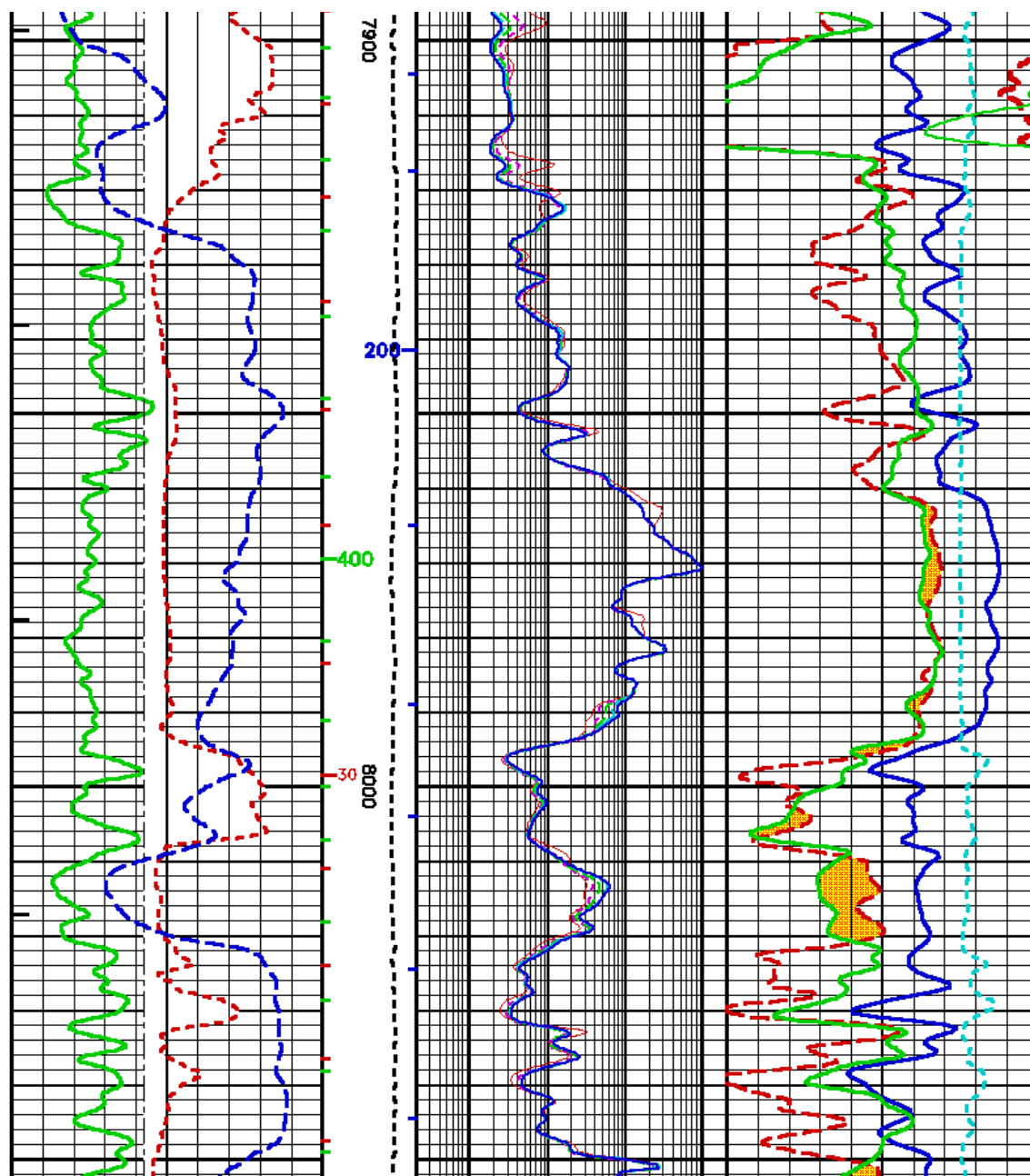
Intervalo: 8051' - 8060' (9')



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

REGISTRO ELÉCTRICO - ARENA "Us"

Intervalo: 8010' - 8020' (10')



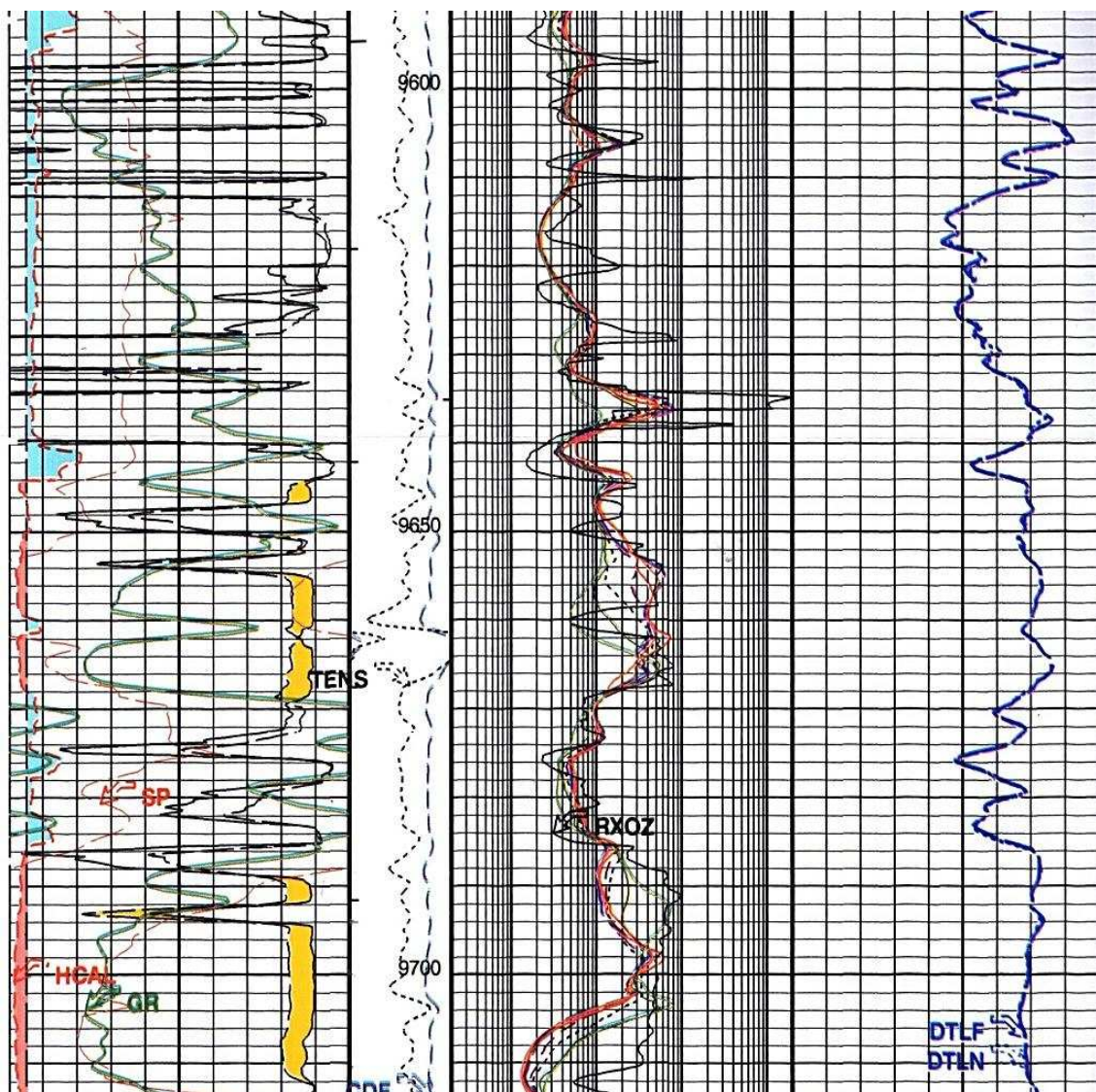
Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Cuyabeno, EPP.

POZO SHUSHUFINDI - 111D**REGISTRO ELÉCTRICO ARENA "UI"**

Intervalos: 9643'-9647' (4')

9654'-9668' (14')

9688'-9698' (10')



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

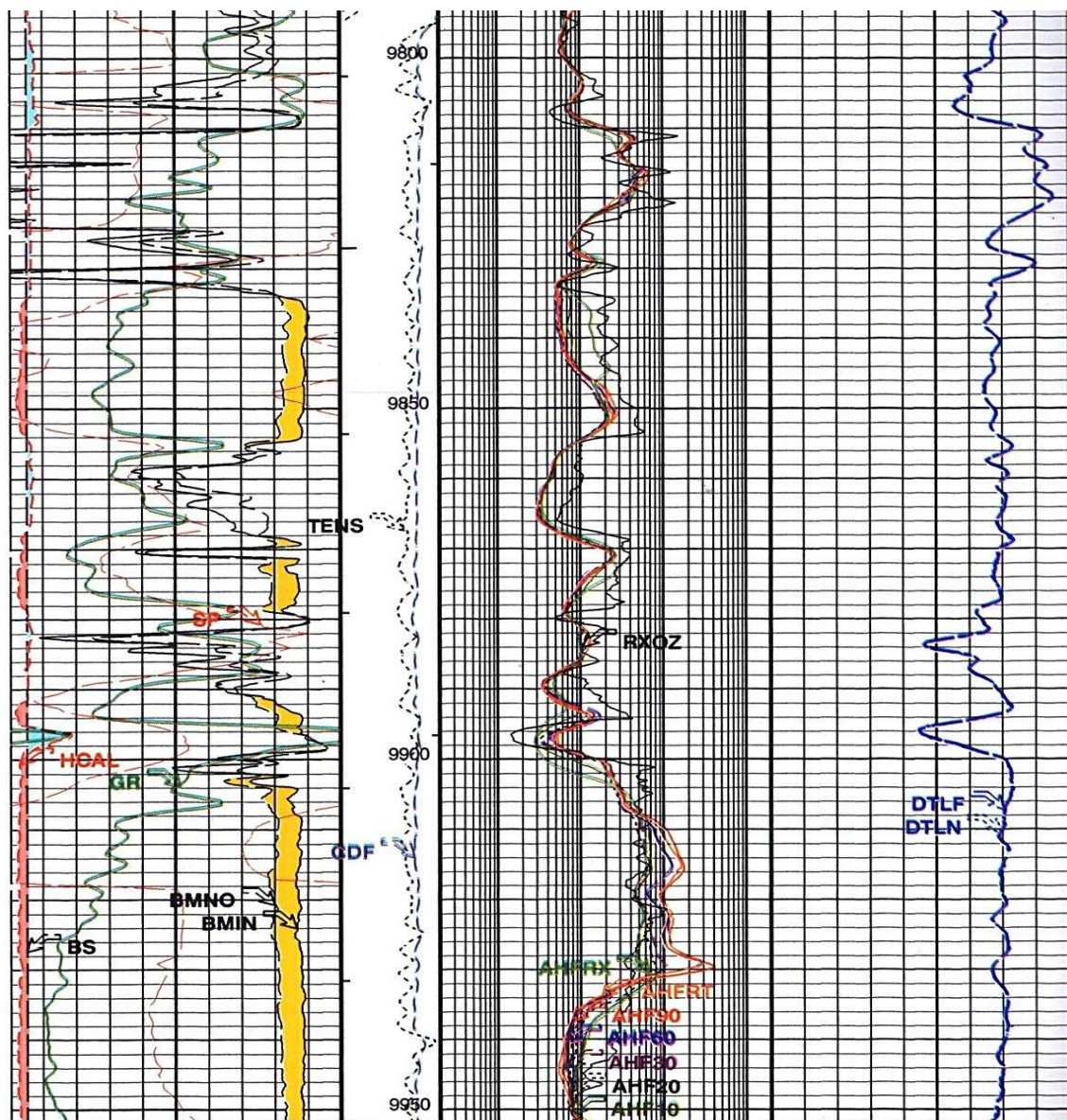
REGISTRO ELÉCTRICO ARENA "T"

Intervalos: 9834'-9854' (20')

9868'-9878' (10')

9890'-9896' (6')

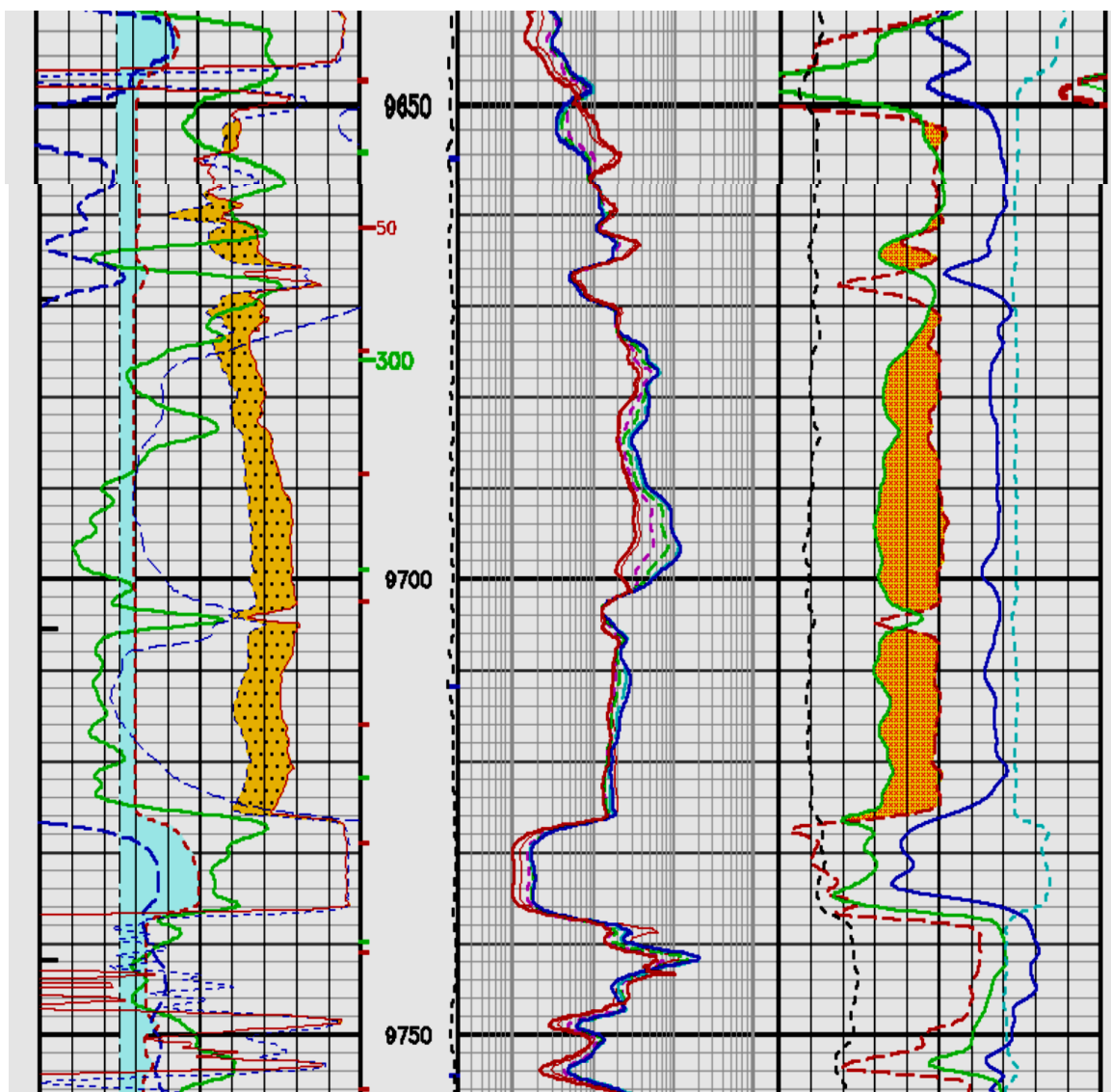
9900'-9916' (16')



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

POZO SHUSHUFINDI - 132D**REGISTRO ELÉCTRICO ARENA "UI"**

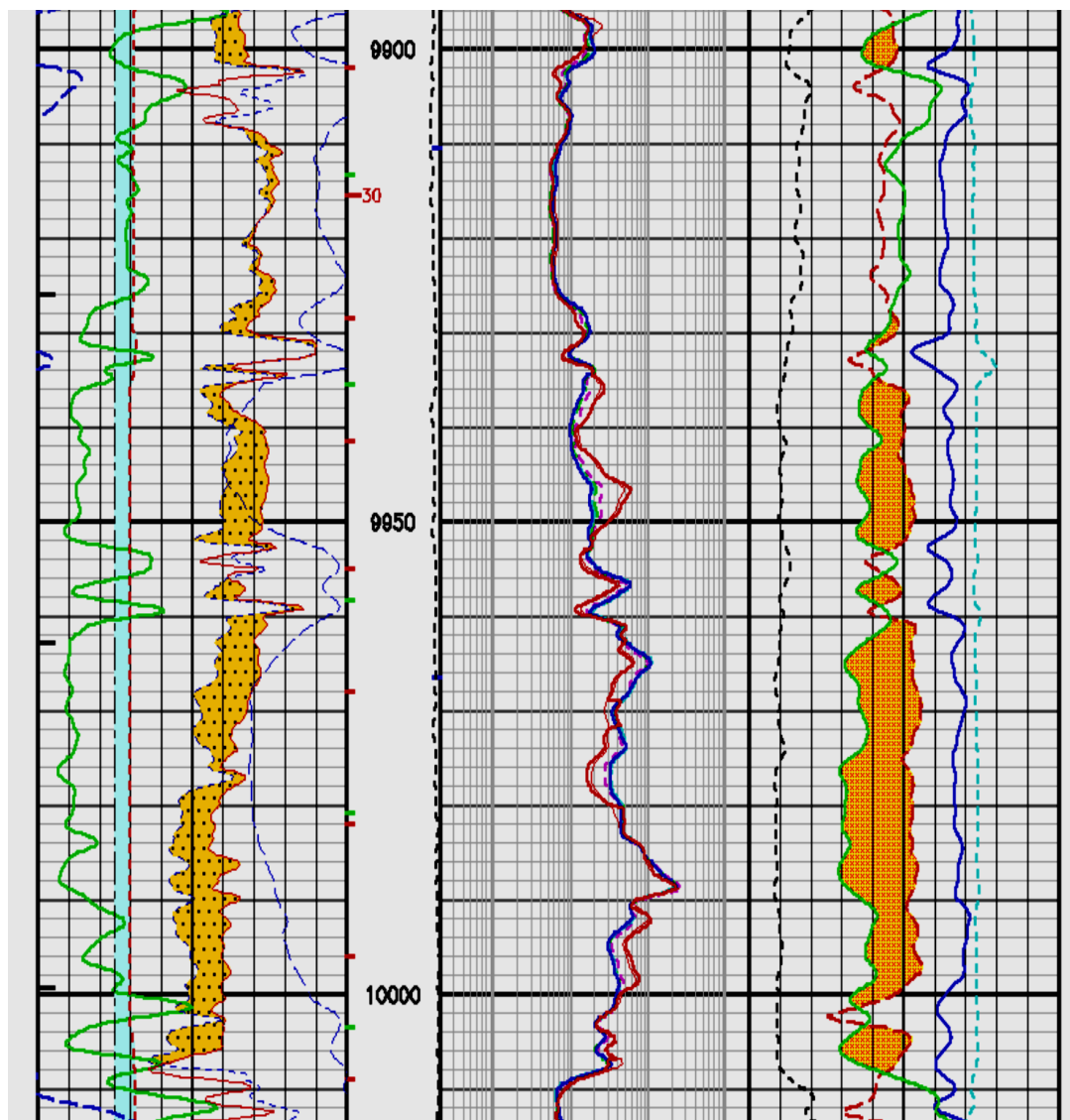
Intervalo: 9659'-9726' (67')



Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

REGISTRO ELÉCTRICO ARENA "TI"

Intervalo: 9935'-9987' (52')



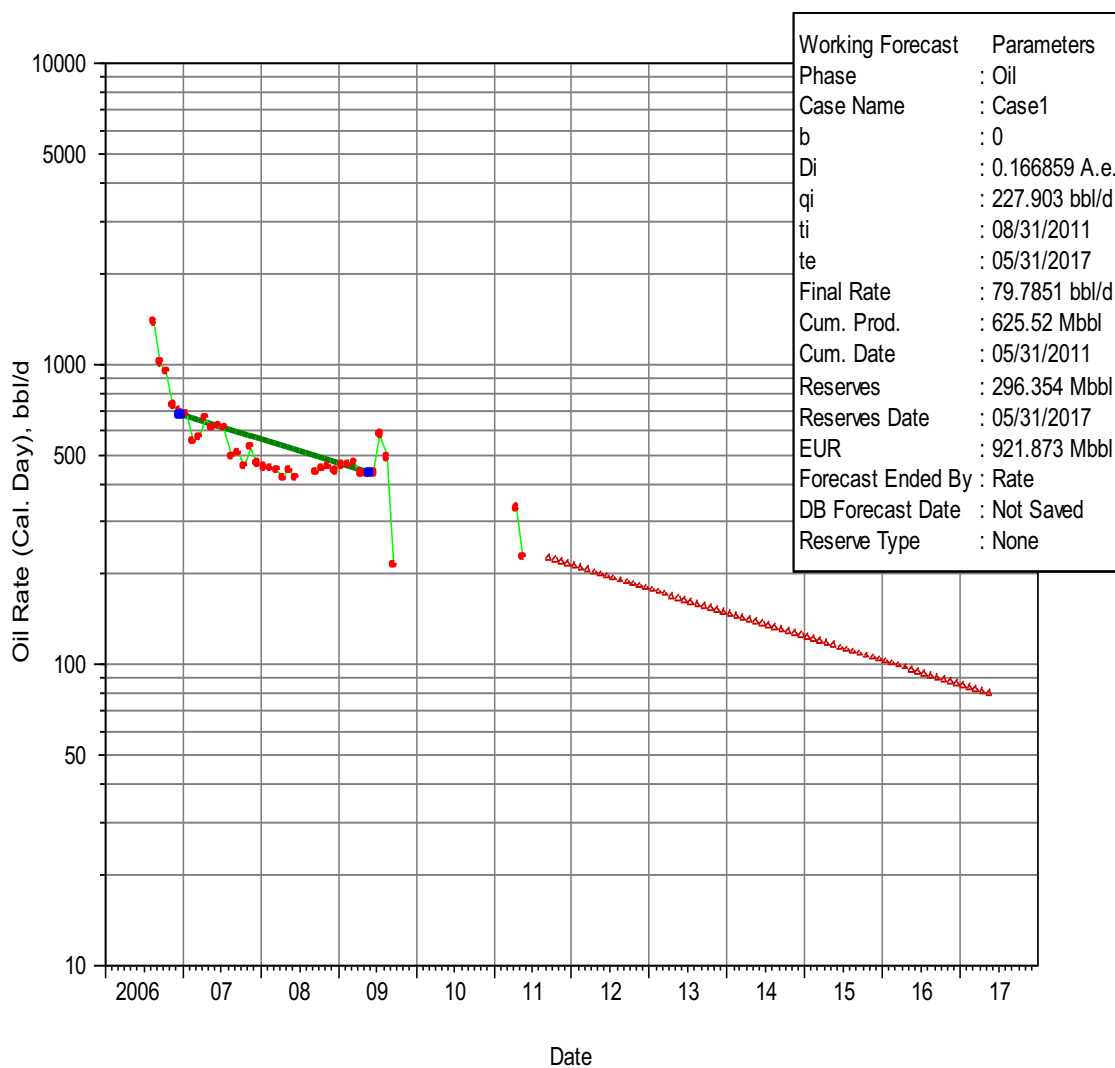
Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Shushufindi, EPP.

ANEXO No 3**ESTIMACIÓN DE RESERVAS CAMPO CUYABENO:
POZO CUY-24D**

Proyección de la producción

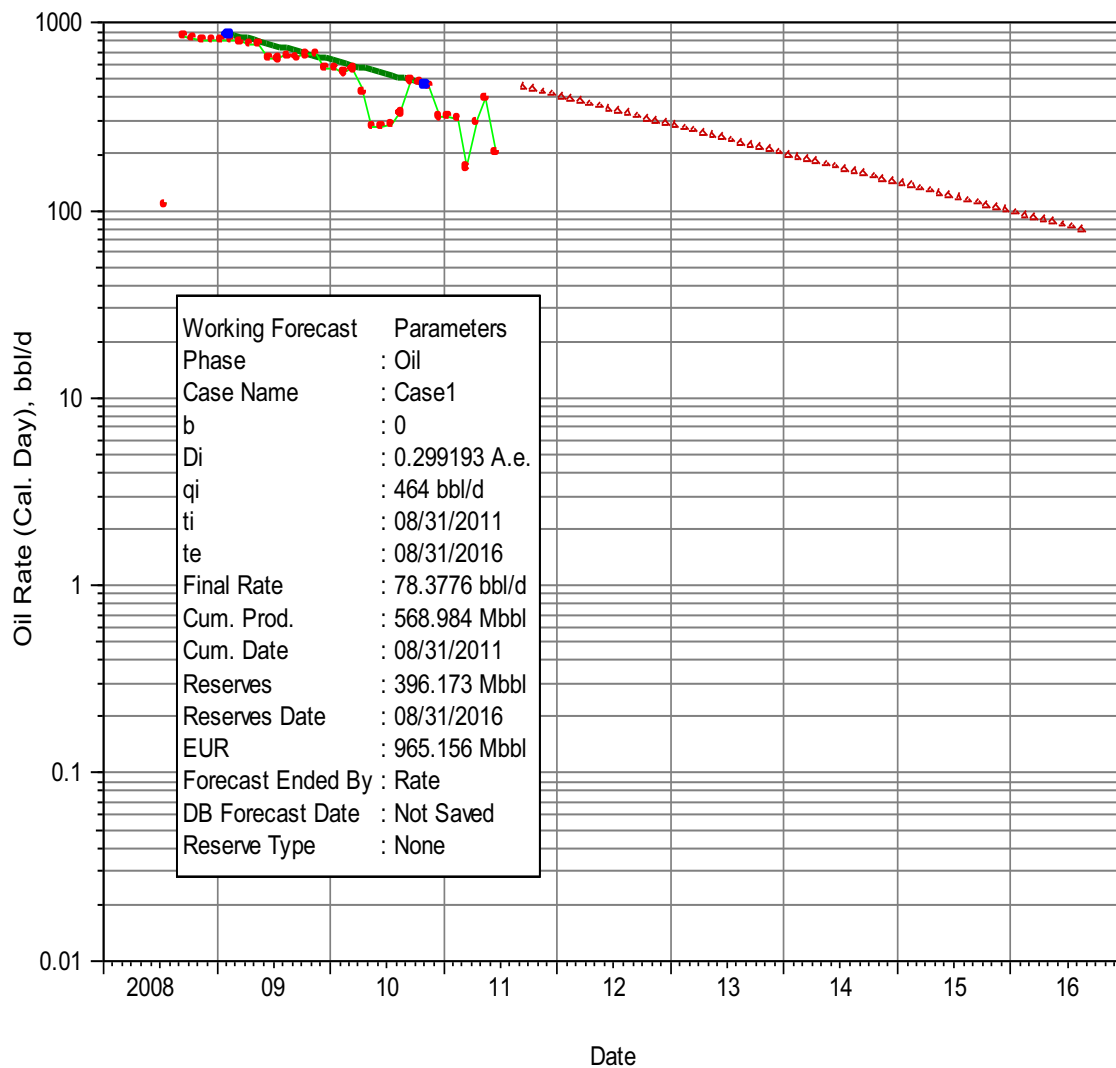
La gerencia de exploración y producción de EPP ha realizado la proyección de la producción de las arenas del pozo CUY-24D. Considerando la producción del pozo hasta agosto del 2011 y la declinación que ha venido presentando.

ESTIMACIÓN DE RESERVAS DEL POZO CUY-24D ARENA "Ui"



Fuente: Grupo Cuyabeno, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.

ESTIMACIÓN DE RESERVAS DEL POZO CUY-24D ARENA "Us"



Fuente: Grupo Cuyabeno, COORDINACIÓN DE DESARROLLO, EPP.