ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE COMPLETACIONES DOBLES EN POZOS DEL CAMPO EDÉN YUTURI

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERAS EN PETRÓLEOS

DAISY CAROLA GUACHAMÍN ACERO
guachamindaisy@yahoo.com
SANDRA NATHALY OBANDO CARRERA
sandrita_obando@yahoo.es

DIRECTOR: Ing. RAÚL VALENCIA, Msc.
raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Julio 2012

DECLARACIÓN

Nosotras, Daisy Carola Guachamín Acero, Sandra Nathaly Obando Carrera, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

DAISY GUACHAMÍN

SANDRA OBANDO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Daisy Carola Guachamín Acero y Sandra Nathaly Obando Carrera, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia, Msc.

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Gracias DIOS y Virgencita del Quinche, por darme la fuerza y perseverancia, permitiéndome alcanzar un logro muy importante en mi vida.

A mis padres por ser testimonios de vida, con su esfuerzo, sencillez, sabiduría y humildad, pues han sabido guiarme durante toda mi vida, quedando marcados en mi sus virtudes, un agradecimiento a mis hermanos, en especial a Iván porque eres el responsable de esto, eres un gran ejemplo, nunca cambies.

A mi familia, mis abuelitos, de una manera especial a mi tía Lidia, por ser más que mi amiga, mi hermana, muchas gracias por creer en mí y quererme muchísimo. A las Hnas. Misioneras del Evangelio, Nube, Ana Lucía y Nancy, gracias por brindarme su apoyo y su motivación durante este viaje.

A mis amig@s en especial a Gabby, Diego y Emi, por compartir su linda amistad durante mi estadía en la facultad, los llevo en mi corazón.

Agradezco a la Escuela Politécnica Nacional, sobre todo a mi querida Facultad y a todos los docentes por sus enseñanzas, a mi director Ingeniero Raúl Valencia por su acertada dirección en mi proyecto de titulación.

A la Secretaría de Hidrocarburos por su apertura para la elaboración de la tesis, en especial al ingeniero Adolfo Quiñonez, por su tiempo, su amistad y por confiar en mí.

DAISY CAROLA G.

AGRADECIMIENTOS

Gracias DIOS por darme la fuerza y perseverancia, permitiéndome alcanzar uno de mis más grandes sueños.

A mis padres por todo el apoyo incondicional, que con amor, sencillez, sabiduría y sacrificio, han sabido guiarme durante toda mi vida.

A la Secretaria de Hidrocarburos, por abrirme las puertas para realizar este proyecto, representada por el Ingeniero Adolfo Quiñonez por guiarme y proporcionarme las facilidades en la elaboración de este proyecto.

De igual manera expreso mi gratitud al Ingeniero Raúl Valencia, docente de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional y director del presente proyecto, gracias por el tiempo invertido.

A la Escuela Politécnica Nacional, que me ha forjado, me ha brindado herramientas para sobresalir en mi vida futura profesional.

Gracias a todos los que me han acompañado por ver al fin culminado este sueño.

San

DEDICATORIA

Principalmente a DIOS por regalarme la vida y brindarme una oportunidad para lograr la culminación de una de las metas que me he propuesto y compartir con las personas que quiero.

A mis padres Elvia A. y José G., por todos sus consejos, por todo el amor y por todo el apoyo que me han brindado a pesar de las dificultades. A Wilson por ser un gran ejemplo en mi vida, la motivación y el mejor hermano del mundo, gracias ñañito, y a mi hermano Victorino por brindarme momentos de alegría y estar siempre ahí presto a ayudar incondicionalmente. Los quiero con todo mi corazón…GRACIAS POR TODO.

DAISY CAROLA G.

DEDICATORIA

Mi proyecto la dedico con todo el amor y cariño,

A Dios porque me dio la oportunidad de vivir y de regalarme una familia maravillosa.

A mis padres, Carlos y Esperanza por el apoyo incondicional que me dieron a lo largo de la carrera, por ser quienes siempre han estado en todos aquellos momentos más importantes de mi vida. Por brindarme el ejemplo, el amor, la fortaleza y el coraje para seguir siempre luchando y continuar hacia adelante sin importar las circunstancias que la vida nos presente. Sencillamente ustedes son la base de mi vida profesional y toda la vida les estaré agradecida.

A Ximena, Nancy, Carlos, Esthela y Mishell, mis hermanos con quienes compartí los mejores años de mi niñez y adolescencia, gracias por apoyarme y estar a mi lado.

A mi pequeño angelito, Matías, que es lo más bello que me ha regalado la vida.

A todos ellos gracias, por haber confiado en mí.

San

CONTENIDO

DECLARACIÓN ..... *II*

CERTIFICACIÓN ..... *III*

AGRADECIMIENTOS ..... *IV*

DEDICATORIA ..... *VI*

CCONTENIDO ..... *VIII*

SIMBOLOGÍA ..... *XIX*

RESUMEN ..... *XX*

PRESENTACIÓN ..... *XXI*

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE COMPLETACIONES DOBLES *1*

1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO *1*

1.1.1. ANTECEDENTES DEL BLOQUE 15 ..... **1**

1.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO EDÉN YUTURI **5**

1.1.3. GEOLOGÍA REGIONAL **5**

1.1.4. ESTRUCTURA **7**

1.1.5. ESTRATIGRAFÍA **7**

1.1.6. LITOLOGÍA **7**

1.1.6.1. Formación Orteguaza **9**

1.1.6.2. Formación Tiyuyacu **9**

1.1.6.3. Formación Tena **9**

1.1.6.4. Formación Napo **9**

1.1.6.5. Yacimiento M-1 ..... **10**

1.1.6.6. Yacimiento M-2 ..... **10**

1.1.6.7. Yacimiento U Superior 11
1.1.6.8. Yacimiento U Inferior 11
1.1.6.9. Yacimiento T 11
1.1.6.10. Yacimiento Hollín 12

1.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE COMPLETACIONES DOBLES 12

1.2.1 DESCRIPCIÓN TEÓRICA DE LAS COMPLETACIONES DOBLES 13
1.2.1.1. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULAMIENTO 13
1.2.1.2. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON ESP PACKER 16
1.2.1.3. COMPLETACIÓN DOBLE CON TUBERÍAS PARALELAS 17

1.2.2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE COMPLETACIONES DOBLES 20
1.2.2.1. Unión Ajustable (Adjustable Union) 20
1.2.2.2. Juntas (Blast Joints) 20
1.2.2.3. Landing Nipple and Lock Mandrels 21
1.2.2.4. Empacadura (Packer) 23
1.2.2.5. Extensiones (Sealbore, Millout Extensions) 25
1.2.2.6. Ensamblaje de Sello (Seal Assemblies) 28
1.2.2.7. Unidades de Sello (Seal Units) 29
1.2.2.8. Guía de la "Pata de mula" (Muleshoe Guide) 31
1.2.2.9. Camisa de Circulación y Producción (Dura Sleeve Sliding Side Door) 32
1.2.2.10. Cabezal Dual 33
1.2.2.11. Sistema de Bombeo Electrosumergible 34
1.2.2.11.1. Componentes de superficie de un Sistema de Bombeo Electrosumergible 36
1.2.2.11.1.1. *Tablero Conmutador (Switchboard)* 36
1.2.2.11.1.2. Transformadores (Transformers) 37
1.2.2.11.1.3. Caja de empalme (Junction Box) 38
1.2.2.11.2. Componentes de fondo de un Sistema de Bombeo Electrosumergible 39
1.2.2.11.2.2. Bomba (Pump) 40
1.2.2.11.2.3. Separador de Gas (Intake) 43
1.2.2.11.2.4. Protector o sección de sello (seal section) 45
1.2.2.11.2.5. Motor (Engine) 46
1.2.2.11.2.6. Cables 47
1.2.2.11.2.7. Y Tool 47

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO *50*

2.1. RECOPILACIÓN DE DATOS *50*

2.1.1. HISTORIALES DE PRODUCCIÓN **51**

2.1.2. HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO **52**

2.1.3. DATOS DE GEOLOGÍA E INGENIERÍA **52**

2.1.3.1. Propiedades petrofísicas de las formaciones productoras **52**

2.1.3.2. Propiedades PVT de los fluidos **53**

2.2. RESERVAS DEL CAMPO EDÉN YUTURI *53*

ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DE LAS COMPLETACIONES DUAL PARALELA Y CONCÉNTRICA *60*

3.1. PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES *60*

3.1.1. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE CORRIDA DE LAS COMPLETACIONES DUALES CONCÉNTRICAS **60**

3.1.1.1. Procedimiento Operativo de la Completación Inferior **60**

3.1.1.2. Unidades de sellos y sistema BES inferior **62**

3.1.1.3. Ensamblaje BES superior **66**

3.1.1.4. Tubería de producción interior **71**

3.1.2. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE CORRIDA DE LAS COMPLETACIONES DUALES PARALELAS **72**

3.1.2.1. Instalación **72**

3.1.2.1.1. ***Procedimiento de instalación ensamblaje inferior*** **72**

3.1.2.1.2. ***Procedimiento de instalación ensamble superior*** **75**

3.1.2.1.3. ***Procedimientos de operación de ensamble*** **76**

3.1.2.1.4. ***Espaciamiento de las completaciones*** **77**

3.1.2.1.4.2. ***Blast Joints*** **77**

3.1.2.1.4.3. ***Junta de seguridad inferior (Lower Shear Sub)*** **77**

3.1.2.1.4.4. ***Equipo BES inferior*** **78**

3.1.2.1.4.5. ***Sección intermedia*** **78**

3.1.2.1.4.6. ***Secciones de flujo*** **79**

3.1.2.1.4.7. ***Ensamblaje de aislamiento*** **79**

3.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS 80

3.2.1. COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA 80

3.2.1.1. Ventajas 80

3.2.1.2. Desventajas 80

3.2.2. COMPLETACIÓN DUAL PARALELA 80

3.2.2.1. Ventajas 81

3.2.2.2. Desventajas 81

3.3. PROBLEMAS OPERACIONALES DE LAS COMPLETACIONES DUALES 81

3.4. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE 82

3.4.1. POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLES CONCÉNTRICAS 83

3.4.1.1. Pozo EDY J-79 83

3.4.1.2. Pozo J-84 86

3.4.1.3. Pozo EDY C-96 88

3.4.1.4. Pozo EDY F-105 A 92

3.4.2. POZOS CON COMPLETACIONES DOBLES PARALELAS 96

3.4.2.1. Pozo EDY J-78 96

3.4.2.2. Pozo EDY J-80 99

3.4.2.3. Pozo EDY C-101 102

3.4.2.4. Pozo EDY A-102 105

3.4.3. RESUMEN DE LOS HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO 108

3.4.4. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN 110

3.4.5. TIEMPOS DE COMPLETACIÓN 112

3.4.6. VIDA ÚTIL DE EQUIPOS BES 113

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS CON COMPLETACIONES DOBLES EN EL CAMPO EDÉN YUTURI

.....114

4.1. TIEMPOS Y COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULAMIENTO Y COMPLETACIÓN DUAL PARALELA). *114*

4.2. ANÁLISIS DEL SUPERÁVIT DE PRODUCCIÓN **116**

4.3. COSTOS DE LA COMPLETACIÓN *120*

4.4. BALANCE GENERAL DE LA OPERADORA *121*

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES *124*

5.1. CONCLUSIONES *124*

5.2. RECOMENDACIONES *126*

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS *127*

ANEXOS *127*

ÍNDICE DE FIGURAS

No. DESCRIPCIÓN PÁGINA

CAPÍTULO 1:

FIGURA 1.1: UBICACIÓN DEL BLOQUE 15 POR PROVINCIA..... 2
FIGURA 1.2: BLOQUE 15 Y SUS PRINCIPALES CAMPOS 4
FIGURA 1.3: UBICACIÓN DEL CAMPO EDÉN YUTURI..... 6
FIGURA 1.4: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL ORIENTE ECUATORIANO 8
FIGURA 1.5: COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN CASIG DE 9 5/8" 15
FIGURA 1.6: COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ESP PACKER. 18
FIGURA 1.7: COMPLETACIÓN DOBLE CON TUBERÍAS PARALELAS CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN LINER DE 7” 19
FIGURA 1.8: UNIÓN AJUSTABLE..... 20
FIGURA 1.9: BLAST JOINT 21
FIGURA 1.10: LANDING NIPPLE AND LOCK MANDREL 22
FIGURA 1.11: ESP PACKER. 25
FIGURA 1.12: PACKER DE PRODUCCIÓN..... 27
FIGURA 1.13: ARREGLOS ESPECIALES..... 28
FIGURA 1.14: EXTENSIONES SEALBORE Y MILLOUT 26
FIGURA 1.15: SEAL ASSEMBLIES 29
FIGURA 1.16: SEAL UNITS 30
FIGURA 1.17: MULESHOE GUIDE 31

FIGURA 1.18: DURA SLEEVE SLIDING SIDE DOOR 33
FIGURA 1.19: CABEZAL DUAL PARALELO 34
FIGURA 1.20: CABEZAL DUAL CONCÉNTRICO 35
FIGURA 1.21: SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE 36
FIGURA 1.22: TÍPICO TABLERO CONMUTADOR 37
FIGURA 1.23: PERALTE DE TRES TRANSFORMADORES 38
FIGURA 1.24: CONEXIÓN DE LA CAJA DE EMPLAME 39
FIGURA 1.25: BOMBA ELECTROSUMERGIBLE 40
FIGURA 1.26: IMPULSOR Y DIFUSOR 41
FIGURA 1.27: POSICIONES DEL IMPULSOR (EFICIENCIA) 42
FIGURA 1.28: SEPARADOR DE GAS 44
FIGURA 1.29: INTAKE (OPCIONES PARA ELIMINAR GAS) 44
FIGURA 1.30: SECCIÓN DE SELLO CON BOLSA ELASTÓMERICA 45
FIGURA 1.31: MOTOR 46
FIGURA 1.32: TIPO DE CABLE 48
FIGURA 1.33: Y TOOL 49

CAPÍTULO 3:

FIGURA 3. 1: PRODUCCIÓN DEL POZO J-79 ARENA T PRINCIPAL 85
FIGURA 3. 2: PRODUCCIÓN DEL POZO J-79 ARENA U INFERIOR 85
FIGURA 3. 3: PRODUCCIÓN DEL POZO J-84 ARENA U SUPERIOR 87
FIGURA 3. 4: PRODUCCIÓN DEL POZO J - 84 ARENA T PRINCIPAL 88
FIGURA 3. 5: PRODUCCIÓN DEL POZO C-96 ARENA T 90
FIGURA 3. 6: PRODUCCIÓN DEL POZO C-96 ARENA U INFERIOR 91
FIGURA 3. 7: PRODUCCIÓN DEL POZO C-96 ARENA U SUPERIOR 91
FIGURA 3. 8: PRODUCCIÓN DEL POZO F- 105 A ARENA T 94
FIGURA 3. 9: PRODUCCIÓN DEL POZO F-105 A ARENA U SUPERIOR 94
FIGURA 3. 10: PRODUCCIÓN DEL POZO F-105 A ARENA T PRINCIPAL 95

FIGURA 3. 11: PRODUCCIÓN DEL POZO J-78 ARENA U INFERIOR 97
FIGURA 3. 12: PRODUCCIÓN DEL POZO J-78 ARENA U SUPERIOR..... 98
FIGURA 3. 13: PRODUCCIÓN DEL POZO J-78 ARENA T PRINCIPAL..... 98
FIGURA 3. 14: PRODUCCIÓN DEL POZO J-80 ARENA T PRINCIPAL..... 101
FIGURA 3. 15: PRODUCCIÓN DEL POZO J-80 ARENA U INFERIOR 101
FIGURA 3. 16: PRODUCCIÓN DEL POZO C-101 ARENA U SUPERIOR..... 104
FIGURA 3. 17: PRODUCCIÓN DEL POZO C-101 ARENA U INFERIOR..... 105
FIGURA 3. 18: PRODUCCIÓN DEL POZO A-102 ARENA T 107
FIGURA 3. 19: PRODUCCIÓN DEL POZO A-102 ARENA U INFERIOR..... 108
FIGURA 3. 20: COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES DE PRODUCCIONES DE LAS COMPLETACIONES DUAL PARALELA Y CONCÉNTRICA ……..111

ÍNDICE DE TABLAS

No. DESCRIPCIÓN PÁGINA

CAPÍTULO 2:

TABLA 2. 1: PRODUCCIÓN DE PETROAMAZONAS EP 50
TABLA 2. 2: RANGO DE DATOS PETROFÍSICOS DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO EDÉN YUTURI 52
TABLA 2. 3: RANGOS PARA EVALUAR LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD 53
TABLA 2. 4: PROPIEDADES PVT DE PETRÓLEO Y GAS 54
TABLA 2. 5: RESERVAS DEL CAMPO EDÉN YUTURI POR YACIMIENTO 55
TABLA 2. 6: FACTORES DE RECOBRO 55
TABLA 2.7: POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE EN POZOS DEL CAMPO EDÉN YUTURI 56
TABLA 2. 8: POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE EN POZOS DEL CAMPO EDÉN YUTURI SELECCIONADOS PARA SER ANALIZADOS 59

CAPÍTULO 3:

TABLA 3. 1: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY J-79 84
TABLA 3. 2: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY J-84 87
TABLA 3. 3: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY C-96 92
TABLA 3. 4: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY F-105A . 95
TABLA 3. 5: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY J-78 99
TABLA 3. 6: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY J-80 102
TABLA 3. 7: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY C-101 . 104

TABLA 3. 8: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY A-102 . 107
TABLA 3. 9: SÍNTESIS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO EN POZOS CON COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA 109
TABLA 3.10: SÍNTESIS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO EN POZOS CON COMPLETACIÓN DUAL PARALELA 109
TABLA 3.11: VALORES PROMEDIOS DE PRODUCCIONES 110
TABLA 3.12: DÍAS DE COMPLETACIÓN 112

CAPÍTULO 4:

TABLA 4. 1: COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO) 115
TABLA 4. 2: COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN DUAL PARALELA). 115
TABLA 4. 3: DIFERENCIA DE COSTOS TOTALES DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER 116
TABLA 4. 4: COSTOS DE PRODUCCIÓN CON UNA COMPLETACIÓN DUAL PARALELA (ARENA U Y T) 117
TABLA 4. 5: COSTOS DE PRODUCCIÓN CON UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO (ARENA U Y T) 117
TABLA 4. 6: COSTOS DE PRODUCCIÓN ACTUAL CON UNA COMPLETACIÓN DUAL PARALELA (ARENA U Y T) 119
TABLA 4. 7: COSTOS DE PRODUCCION ACTUAL DE UNA COMPLETACION DUAL CONCENTRICA CON ENCAPSULADO 119
TABLA 4. 8: COSTO DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO 120
TABLA 4. 9: COSTO DE UNA COMPLETACIÓN DUAL PARALELA 121
TABLA 4. 10: INVERSIÓN DE LAS COMPLETACIONES 122
TABLA 4. 11: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN 122

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
°API	Grados API	
BPPD	Barriles de Petróleo por Día	L^3/t
BFPD	Barriles de Fluido por Día	L^3/t
BPAD	Barriles de Agua por Día	L^3/t
BSW	Contenido de Agua y Sedimentos Básicos	%
bl	Barriles	L^3
Co	Compresibilidad	lpc-1
Cp	Centipoise	M/Lt
CPF	Central Production Facilities	
EPF	Edén – Yuturi Production Facilities	
ESP	Electric Submersible Pump	
ft	Pies (feet)	L
GOR	Relación gas petróleo	
MLE	Maximum likelihood estimation	
Pb	Presión de Burbuja	M/Lt^2
Pi	Presión inicial	lpc
POD	Cápsula	
POES	Petróleo Original en sitio	L^3
psi	Libras pulgada cuadrada	M/Lt^2
PVT	Presión Volumen Temperatura	
W.O.	Work Over (Reacondicionamiento)	

RESUMEN

El Proyecto tiene como objetivo sugerir la completación adecuada, en base al análisis comparativo entre dos métodos de completación dual aplicados en el campo Edén Yuturi. Los problemas a los que debemos el estudio son: problemas operacionales en los equipos, tiempo y altos costos en operaciones de workover durante la completación, debemos tener en cuenta que estos problemas elevan de una manera significativa los costos de una de las completaciones.

En el primer capítulo se presenta información general sobre el campo, como es, la ubicación geográfica, caracterización de las arenas, conceptos de propiedades petrofísicas y de fluidos y los fundamentos teóricos de las completaciones duales.

En el segundo capítulo se presenta la situación actual del campo en cuanto al número de pozos con completaciones duales y el tipo de completación de cada uno de éstos, así como también la producción por arena de cada uno, conceptos generales y valores de reservas de las arenas y de las propiedades PVT de petróleo y gas

El tercer capítulo presenta conceptos generales de los tipos de completaciones duales, análisis mediante los historiales de producción de los pozos seleccionados y procedimientos operativos para la bajada de las dos completaciones.

En el cuarto capítulo se desarrolla en análisis económico de las dos completaciones en base a costos de workover y de herramientas de completación, los mismos que nos permitirán determinar la factibilidad del empleo de una de las completaciones.

Finalmente, el quinto capítulo, presenta las conclusiones obtenidas del desarrollo del proyecto y las recomendaciones que se deberían tener en cuenta al emplearse la completación dual en este campo.

PRESENTACIÓN

Año a año Petroamazonas EP, ha buscado conseguir mejores resultados en menor tiempo, es así que diseña nueva tecnología para obtener petróleo de una manera rápida y menos costosa, manteniendo un control independiente de las dos zonas productoras, ayudando de esta manera al desarrollo de nuestro país, ya que, la industria hidrocarburífera es una de las más desarrolladas y la que mayores ingresos genera al mismo.

El objetivo fundamental de las operaciones de Petroamazonas EP es incrementar los volúmenes de producción de petróleo, tan alto como sea factible, sin afectar la vida útil de los campos, perforando nuevos pozos sin descuidar el mantenimiento de los actuales.

El presente trabajo tiene por objeto sugerir en base a un análisis económico y de ingeniería, la completación más adecuada en este campo, emprendiendo así una producción segura, eficiente y sustentable, con responsabilidad social y ambiental.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE COMPLETACIONES DOBLES

1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

1.1.1. ANTECEDENTES DEL BLOQUE 15

El campo Edén Yuturi, se encuentra en el Bloque 15, operado por PETROAMAZONAS EP. Este Bloque se encuentra ubicado en la región oriental de la Amazonía Ecuatoriana, la mayor parte del área se encuentra al sur – este de la población la Joya de los Sachas, en la provincia de Sucumbíos y al nor - este de la población de Shushufindi, en la provincia de Francisco de Orellana. (Ver Figura 1.1).

El Bloque-15 tiene como límites:

Norte: Campos de EP PETROECUADOR.

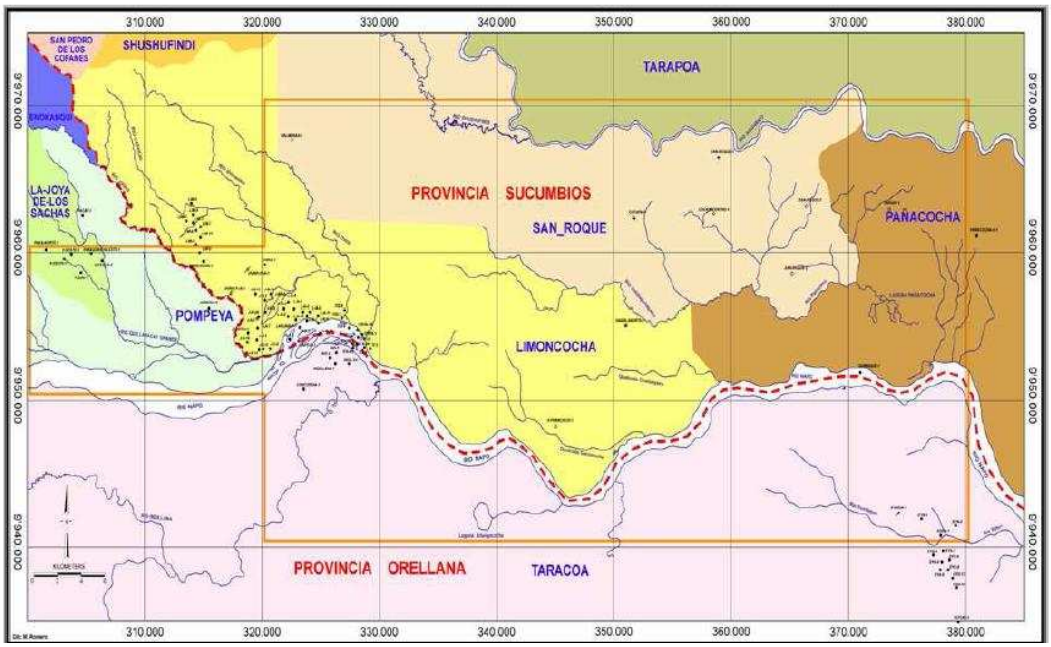
Sur: Bloque 14.

Sur-Oeste: Bloque Primavera-Yuca Sur operado por Petróleos Sudamericanos.

Este: Campos de EP PETROECUADOR.

Oeste: Campos de EP PETROECUADOR.

FIGURA 1.1: UBICACIÓN DEL BLOQUE 15 POR PROVINCIA



FUENTE: PETROAMAZONAS EP

El Bloque 15 inicia sus operaciones de producción en 1993 a cargo de la Empresa Occidental, con la perforación de dos pozos exploratorios, en la actualidad existen pozos productores de petróleo de las arenas de las formaciones Napo y Hollín. Así como también es importante mencionar la existencia de pozos inyectores de agua en la formación Tiyuyacu.

El Bloque 15, fue concesionado a la empresa Occidental Exploration & Production Company (OXY), a través de un Contrato de Prestación de Servicios suscrito en enero de 1985 con Petroecuador y transformado luego en un Contrato de Participación en mayo de 1999, este bloque cuenta con una superficie aproximada de 200.000 hectáreas. Al momento el Bloque 15 pertenece al estado Ecuatoriano.

El Bloque 15 por cuestiones lógicas y de trabajo se sub divide en dos extensas áreas operativas que son CPF (Campos ILYP) y EPF (Campo Edén Yuturi).

El área CPF (Central Production Facilities) conocida también como ILYP, comprende: el complejo Indillana (Zona-I); el complejo Limoncocha (Zona-L); el complejo Yanaquincha (Zona-Y); y el complejo Paka (Zona-P). Estos complejos se subdividen en:

Complejo Indillana: Lo conforman los campos: Indillana, Itaya, Laguna, Concordia, Napo y Jivino.

Complejo Limoncocha: Conformado por el campo que lleva su mismo nombre.

Complejo Yanaquincha: Yanaquincha Oeste, donde está el complejo de Paka y Yanaquincha Este, donde se encuentra el área de Aguajal y Chorrera.

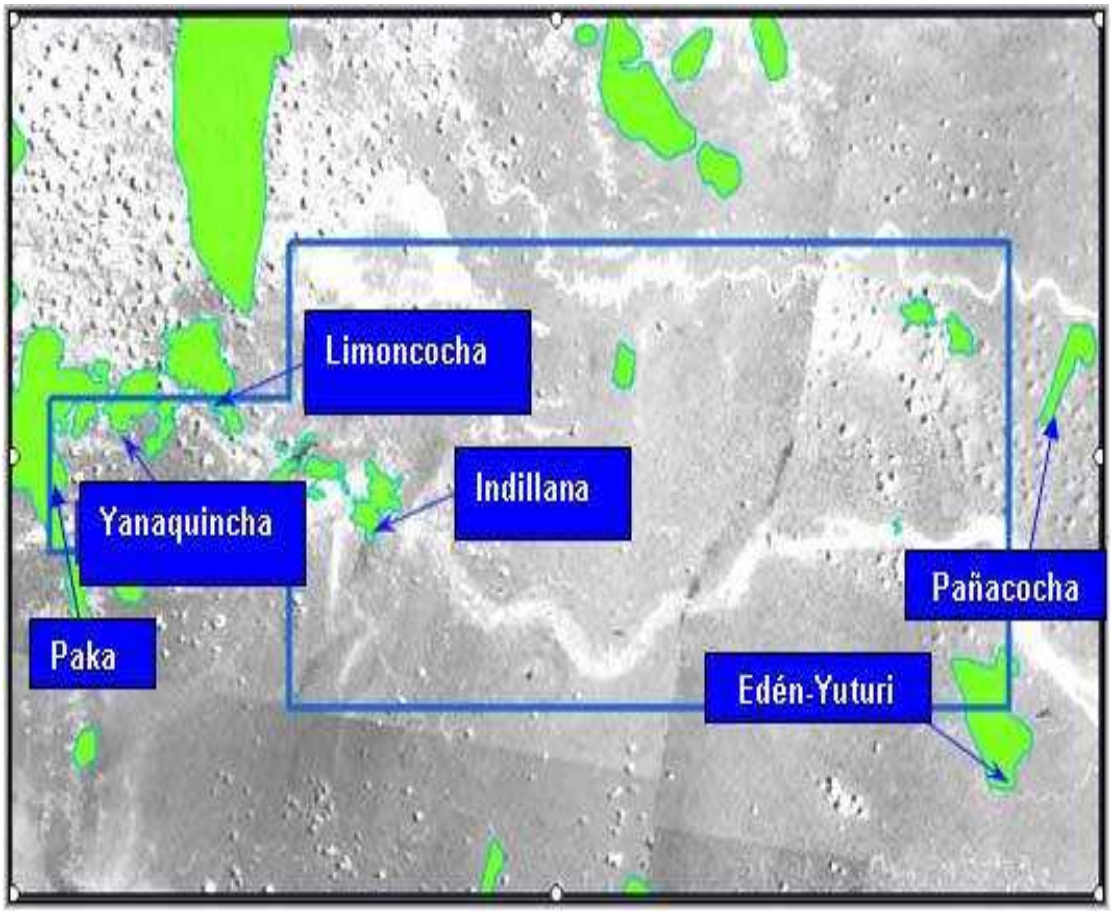
En estos campos los objetivos primarios durante la perforación de pozos son las areniscas “U” inferior, y “T” principal.

El área EPF (Edén – Yuturi Production Facilities) está compuesta por un único campo, Edén Yuturi. Los objetivos primarios en la perforación de pozos en este campo son las areniscas “M1” principal, “U” inferior, y “T” principal; mientras que las areniscas “M2” y “U” superior, son objetivos secundarios.

Adicional a estos campos, el proyecto de explotación del campo Pañacocha fue designado a esta compañía operadora. (Ver Figura 1.2)

En enero del 2007 se reiniciaron los trabajos de perforación a cargo de la Unidad de Administración y Operacional Temporal Bloque 15 con el fin de alcanzar nuevos objetivos de producción y beneficios económicos para el Estado. Petroamazonas EP en agosto de 2008 suscribió con EP PETROECUADOR un contrato de prestación de servicios específicos para la administración y operación de los campos y yacimientos que se encontraban a cargo de la Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15.

FIGURA 1.2: BLOQUE 15 Y SUS PRINCIPALES CAMPOS



FUENTE: PETROAMAZONAS EP

En 1970, el pozo exploratorio Yuturi-01, fue perforado por la empresa Minas y Petróleos, en el periclinal sur de la estructura, en las areniscas “U Superior”, “T principal” y “M-2” con un API estimado de 12,8 a 18. En el año de 1996 la empresa Occidental, perforó el pozo Edén-01, ubicado en la culminación norte de la estructura, el mismo que ayudó a confirmar los yacimientos antes mencionados “M-1” Y “U inferior”, con API de 19,9 a 23,1 grados en las areniscas “U Superior”, “T” y “M-2”.El campo Edén Yuturi inicia su producción el 22 de octubre de 2002 con el pozo EY-C 05 y EY-C06.

1.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO EDÉN YUTURI

El campo Edén Yuturi se encuentra ubicado en las provincias de Sucumbíos y Francisco de Orellana, a 75 Km al sureste del campo shushufinfi y a 30 km al Sur del campo Pañacocha. Las principales rutas de acceso son la vía Shushufindi – Limoncocha - Pompeya y mediante la vía fluvial el río Napo. (Ver Figura 1.3).

Sus coordenadas geográficas son las siguientes:

Latitud: 0°,16',32'' Norte.

Longitud: 76°,04',47'' Oeste.

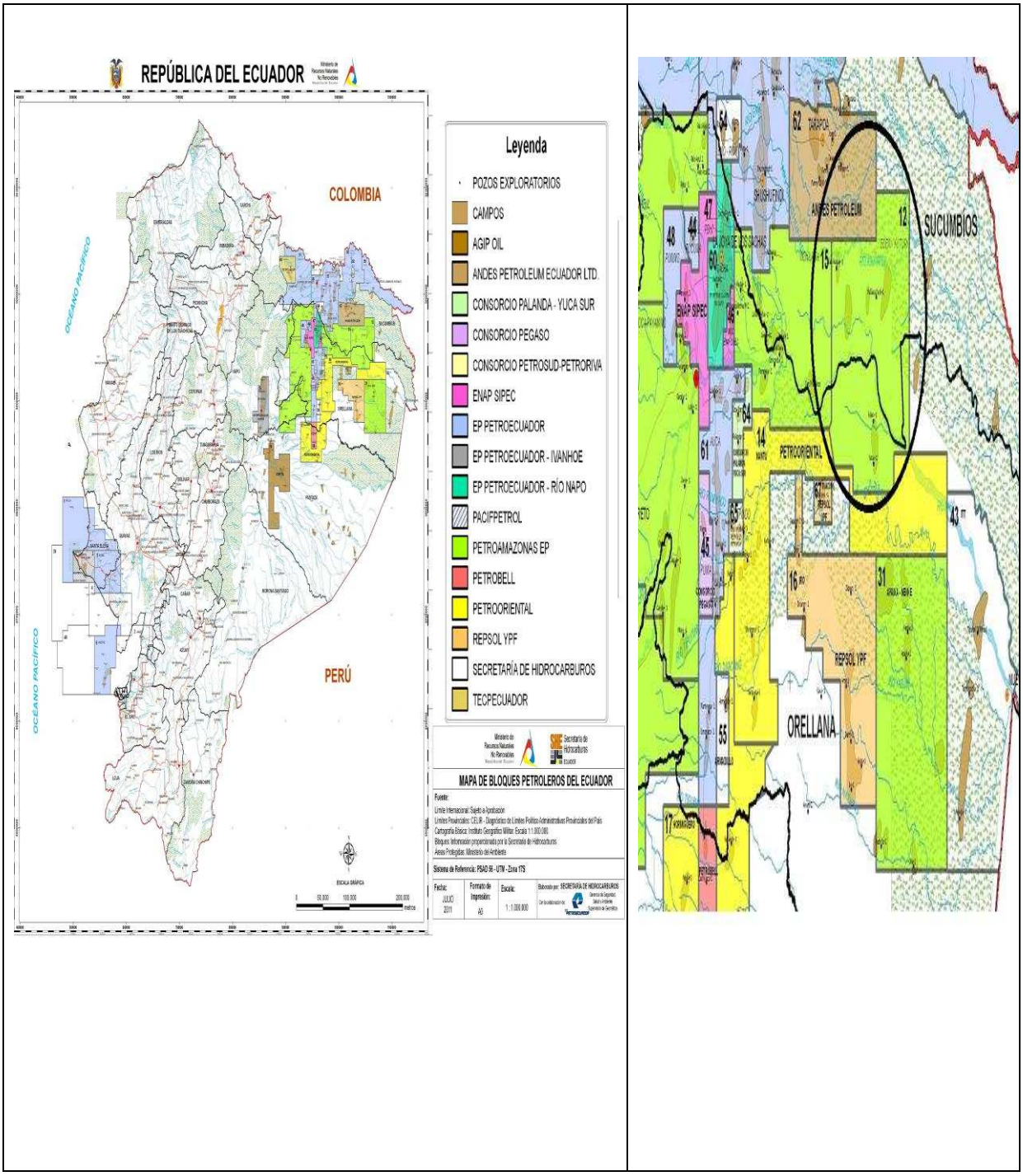
1.1.3. GEOLOGÍA REGIONAL

La Cuenca Oriente del Ecuador se encuentra ubicada al Este de la Cordillera de los Andes. Su actividad geodinámica está relacionada a la subducción de la placa oceánica de Nazca y al levantamiento de la placa continental Suramericana.

La cuenca se divide en dos zonas: zona Subandina, conformada por el alto Napo, la depresión de Pastaza y el alto Cúcuta, la Zona extensiva que consiste en una extensa llanura influenciada por sistemas fluviales.

Ésta corresponde a la cadena de cuencas sucesivas que se desarrollan desde Venezuela hasta Bolivia entre la Cordillera de las Andes y el escudo de Guyanés, formando parte de la gran provincia geológica Putumayo en Colombia, Oriente en Ecuador y Marañon en Perú, conformando una gran zona sedimentaria con alto potencial de hidrocarburo.

FIGURA 1.3: UBICACIÓN DEL CAMPO EDÉN YUTURI



FUENTE: PETROAMAZONAS EP

1.1.4. ESTRUCTURA

La sísmica indica que la estructura del campo Edén Yuturi está conformando por varios altos de bajo relieve, interpretados como separados cuyos cierres corresponde a los de una estructura anticlinal.

Estos lineamientos fueron reactivados durante varias fases compresivas en el Cretácico y Eoceno y durante la migración de los hidrocarburos jugaron un papel importante en el entrampamiento. Los principales rasgos estructurales descritos se muestran en el mapa estructural en profundidad al tope de la arenisca “T” y la arenisca “U”. (Ver Anexos 1)

1.1.5. ESTRATIGRAFÍA

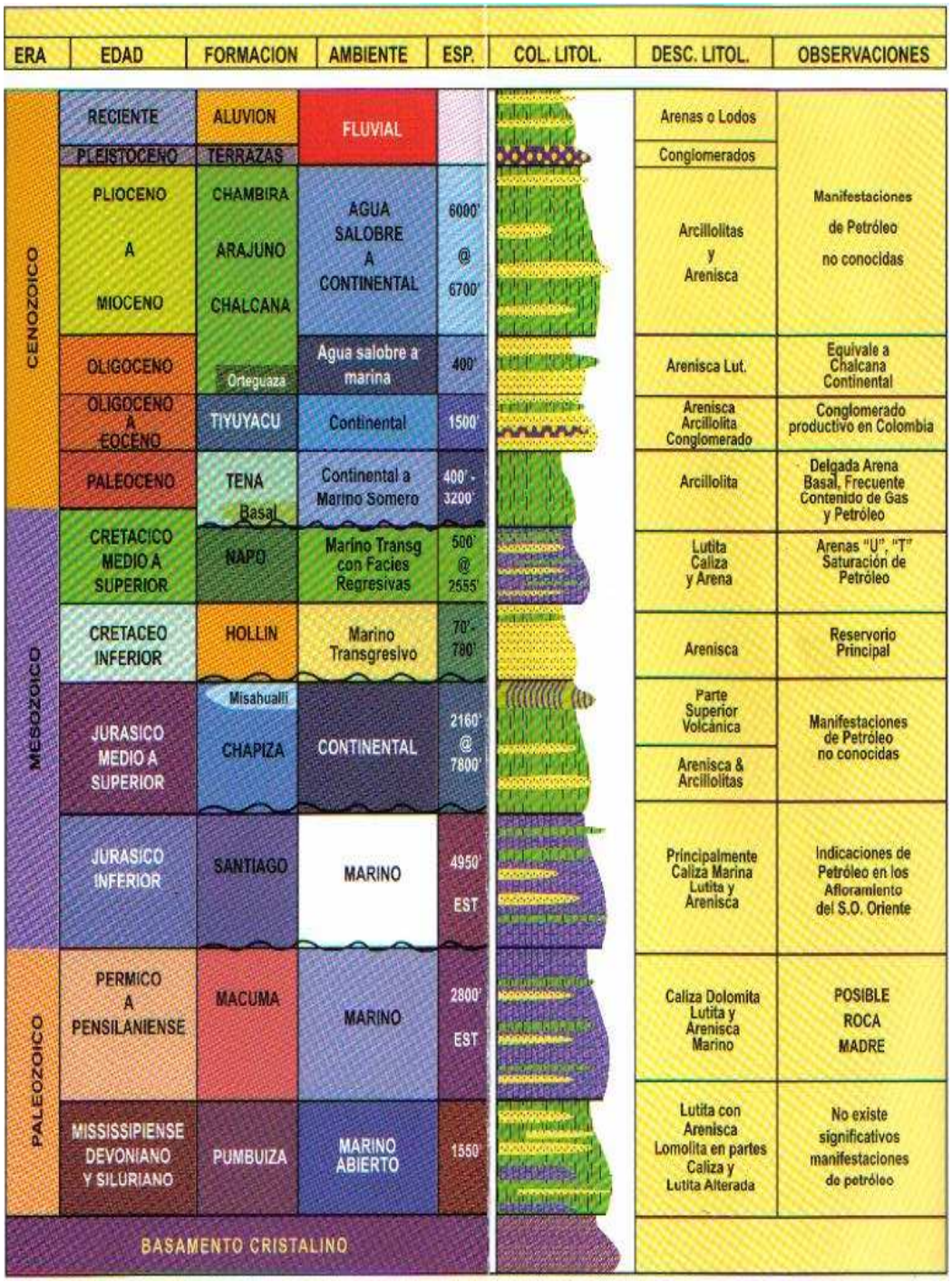
Las arenas del área de Edén Yuturi se observa que tiene influencia marina, lo que indica que la retirada del nivel del mar no llegó al quiebre de la plataforma, son caracterizadas por ser generalmente de grano variable, siendo de mayor presencia el grano fino a medio con intercalaciones de lutitas y limolitas con algunas zonas de grano grueso. (Ver figura 1.4)

1.1.6. LITOLOGÍA

Las características litológicas de las formaciones, se describen a continuación:

El campo Edén Yuturi produce principalmente de la formación Napo con un espesor aproximado de 1.300 pies y está representado por una secuencia de lutitas, calizas y areniscas. Las areniscas de la formación Napo constituyen los principales reservorios hidrocarburíferos del campo, dentro de la formación Napo se encuentran los yacimientos “M-1”, “M-2”, “U Superior”, “U Inferior” y “T” que son arenas productoras.

FIGURA 1.4: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL ORIENTE ECUATORIANO



FUENTE: PETROAMAZONAS EP.

1.1.6.1. Formación Orteguaza

Se encuentra formada por una secuencia de lutitas de gran espesor, con algunos niveles de areniscas glauconíticas. En la zona subandina, hacia el oeste se produce un cambio lateral de facies, cambiándose ésta a continental, tiene origen somero y posee un espesor estimado de 260 pies.

1.1.6.2. Formación Tiyuyacu

Hacia su tope tiene un ambiente sedimentario, pasa progresivamente de un ambiente de depósitos fluviales a un ambiente marino, el cual es más característico de esta formación. El espesor aproximado es de 150 pies y la edad asignada a la formación es Eoceno superior.

Posee también un conglomerado de ambiente fluvial, con areniscas y arcilla que descansan en discordancia fuertemente erosiva sobre la Formación Tena de un espesor aproximado de 1.000 pies.

1.1.6.3. Formación Tena

Esta formación tiene un espesor de 400 pies, con una subdivisión en las siguientes arenas: Tena Superior, Tena Inferior y Basal Tena, las mismas que poseen un ambiente continental con algunas variaciones de facies lluvio-marinas y de plataforma marina elástica somera. Corresponden al Cretácico medio a superior (Tena Superior) y Paleoceno (Tena Inferior y Basal) con un espesor de 400 pies.

1.1.6.4. Formación Napo

Posee reflectores regionales característicos, los cuáles son las calizas que van intercaladas con las lutitas y areniscas, con un espesor aproximado de 1.300 pies. La sección sedimentaria Hollín-Napo tiene características bien definidas dentro de

un modelo de estratigrafía secuencial. Existen variaciones bruscas en la línea de costa de la plataforma marina-somera de la Cuenca Oriente en el Cretácico.

1.1.6.5. Yacimiento M-1

Esta arenisca cuarzosa, con espesores que varían de 0 a 120 pies, de grano fino a medio, con clasificación de grano regular, cemento silíceo, a veces Kaolinitica. Presenta un ambiente de deposición que se considera como deltaico en su parte inferior (remanentes de secuencia deltaica tiene presencia) tidal (influenciado por mareas) y marino somero hacia el tope.

Para este reservorio se considera que las areniscas de marea erosionaron a la secuencia deltaica subyacente observándose en algunos casos la ausencia total de ciclo deltaico. En otros casos se observa un remanente de ciclo deltaico por debajo del ciclo tidal y del mismo modo algunos pozos han encontrado solo el ciclo deltaico, existiendo la posibilidad de que el ciclo tidal haya sido totalmente erosionado en áreas cercanas a la cresta de la estructura o simplemente que el ciclo tidal no haya sido depositado.

Presenta porosidades que varían entre 10% a 35% y permeabilidades hasta de 14 darcys (valor derivado del análisis de presiones).

1.1.6.6. Yacimiento M-2

Esta arenisca presenta propiedades petrofísicas regulares debido a que posee un ambiente marino de baja energía lo que dio lugar al depósito de un material fino, el mismo que obstruye la porosidad y afecta a la permeabilidad. En este tipo de ambiente, los cuerpos arenosos no tienen gran continuidad lateral debido al limitado aporte de granos de arena hacia estas áreas.

1.1.6.7. Yacimiento U Superior

Es una arenisca cuarzosa de grano fino, bien clasificada, con valores promedios de porosidad de 19%, permeabilidad de 1,7 darcys y saturación de agua de 22%. Presenta cemento kaolinítico hacia la base. El ambiente de esta arena es tidal (influencia de mareas). Posee un aproximado de 40 pies, la continuidad lateral de este reservorio a través de todo el campo es bastante buena.

1.1.6.8. Yacimiento U Inferior

Es una arenisca cuarzosa de grano medio a grueso, de mala clasificación con una porosidad promedio de 20% y una permeabilidad de 1,2 darcys. En la parte inferior y media se presenta como una arenisca con una estratificación cruzada (canales de marea) y hacia la parte superior aumenta el contenido de intercalaciones de arcilla, lo que indica mayor influencia marina y ambiente de depósito más tranquilo (marino somero).

Debido a que el tipo de roca observado hacia la parte superior de esta secuencia muestra más influencia marina y por lo tanto sus características petrofísicas son diferentes de la sección inferior (Tidal), se ha subdividido este reservorio en dos cuerpos: U superior (Marino Somero) y U inferior (Tidal). El espesor promedio de este reservorio en Edén Yuturi es de 120 pies.

1.1.6.9. Yacimiento T

Este yacimiento se presenta como una secuencia transgresiva, depósitos con influencia de mareas hacia la base con estratificación cruzada (canales de marea) y para secuencias de grano decreciente hacia el tope.

La permeabilidad vertical como la horizontal está afectada por la presencia de capas de arcilla que actúan como barreras al flujo de los fluidos.

Es una arenisca cuarzosa de grano medio a grueso, mal clasificada, algunas veces con matriz kaolinítica y presencia de glauconita en la parte superior. Al igual que en la U Inferior se observa dos intervalos, cada uno con características petrofísicas diferentes: la parte inferior de mejor calidad y que ha sido descrita como ambiente tidal y el intervalo superior de menor calidad, presenta muchas intercalaciones arcillosas y cemento calcáreo, arcilloso y glauconita, definido como marino somero.

Posee una porosidad promedio de 21%, una permeabilidad aproximada de 1 darcy y una saturación de agua de 29,5 % en el ambiente tidal, en el intervalo marino somero su porosidad promedio es de 14,2%, permeabilidad de 200 milidarcys y saturación de agua de 32,65%.

1.1.6.10. Yacimiento Hollín

Este yacimiento muestra una variedad de ambientes deposicionales variando de fluviales a marinos someros o plataformas someras relacionadas con cambios de nivel del mar.

Se encuentra dividida en Hollín superior y Hollín inferior o principal. La formación superior es de origen marino y presenta una geometría compleja, la inferior tiene origen fluvial homogéneo extendido y continuo horizontal y verticalmente.

1.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE COMPLETACIONES DOBLES

Las completaciones dobles son una técnica de producción de crudo de dos arenas al mismo tiempo, que reemplaza a la técnica anterior de completación simple y se aplica dependiendo de potencial de cada pozo.

Hay varios factores que se deben analizar antes de considerar qué tipo de equipo se usa en determinado pozo, se hace un análisis conjunto como: el intervalo entre disparos, potencial de producción, entre otros, son los que definen el tipo de

tecnología a usarse, pues si un pozo no es muy productivo, resultaría costoso introducir un sistema dual y se utilizará uno simple.

1.2.1 DESCRIPCIÓN TEÓRICA DE LAS COMPLETACIONES DOBLES

La producción en pozos con una sola bomba electrosumergible puede quedar limitada por factores tales como la potencia disponible en el fondo del pozo, el caudal máximo obtenible con la BES, los elevados costos de reacondicionamiento, la consideración de la corrosión de la tubería de revestimiento y un control limitado sobre las zonas de producción.

Para resolver estas limitaciones, la tecnología pone a disposición el diseño y realización de completaciones con dos BES. En nuestro país la utilización de este tipo de completaciones está en auge, por lo cual se va a describir las completaciones dobles aplicadas en el Ecuador con Bombeo Electrosumergible. Se describirán a continuación los diferentes modelos para producir de dos arenas en forma independiente.

Una BES exclusiva para cada zona da un control independiente del descenso del nivel. Esto impide el flujo cruzado entre zonas y hace posible que se realicen pruebas de producción del pozo que sean independientes. Estas completaciones duales pueden reducir el número de pozos que se necesita perforar.

A continuación se presentan los tipos de completaciones dobles con bombeo electrosumergible aplicadas en el Ecuador con sus respectivas características.

1.2.1.1. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULAMIENTO

Permite producir dos zonas (arenas productoras) en el mismo pozo usando Bombas Electrosumergibles (BES). Se puede instalar en pozos con casing de 9 5/8" y con liner de 7". El equipo BES inferior es instalado dentro de una cápsula (POD) de 7" cuando se asienta la BES en casing de 9 5/8" y se instala una cápsula (POD) de 5" cuando la BES se asienta en liner de 7", bajo esta cápsula se encuentra instalado un ensamblaje Talipipe el cual tiene un localizador con unidades de sello y pata de mula, las cuales penetran en el Seal Bore Paker (ID pulido) que estará situado entre las dos zonas de interés, con esta configuración de Paker y cápsula se aíslan las dos zonas productoras una de otra. (Ver figura 1.5).

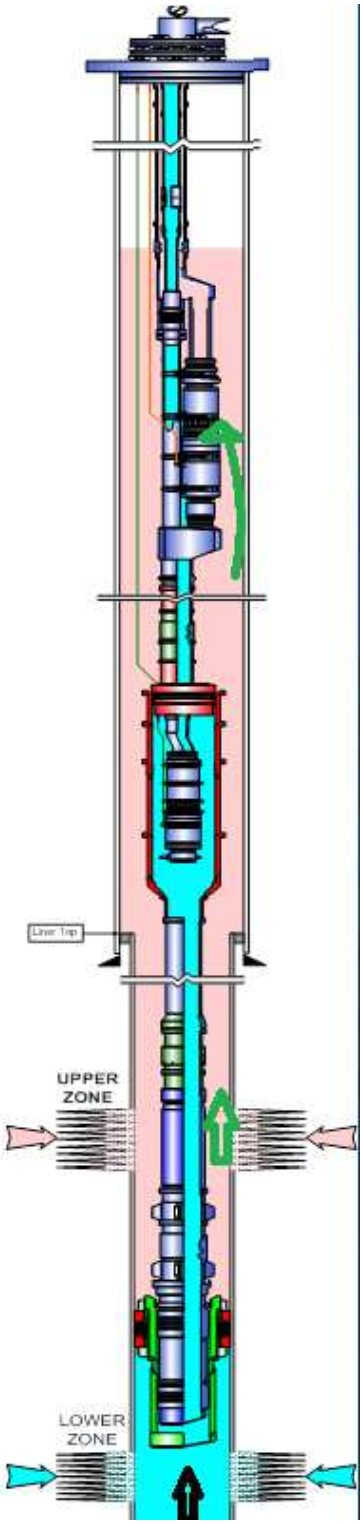
El flujo de fluido de la zona inferior se canaliza a través del Talipipe y llega hasta la cápsula, de ahí será levantada hasta la superficie con la ayuda del equipo de BES inferior.

Un equipo BES con un sistema dual de flujo será instalado arriba de la cápsula utilizando un sistema de bypass (Y - Tool), para producir la zona superior.

El sistema dual de flujo permite que el fluido producido de la zona inferior pase a través de éste sin mezclarse con la producción que viene de la zona superior ya que el flujo que viene de la zona inferior es conducido hasta la superficie a través de la tubería interior de 2 7/8" con la ayuda del equipo BES inferior, y el fluido que viene de la zona 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" con la ayuda del equipo BES superior.

Con esto se consigue que las dos zonas sean producidas independientemente, y que su aporte sea medido por separado, ya que la producción de cada zona llega a superficie a través de diferentes tuberías.

FIGURA 1.5: COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN CASIG DE 9 5/8"



FUENTE: SCHLUMBERGER

1.2.1.2. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON ESP PACKER

La instalación de la BES inferior se lo hace por debajo de un packer ESP (electric submersible pump) de producción en el liner de 7” con accesorios para conectar los penetradores, el cual nos permite colocar la bomba lo más cerca posible a las perforaciones, con nipples y camisas de producción entre la bomba y el packer. En esta completación no se usa el sistema de encapsulado, sino llevar un standing valve o una válvula de pie que permita probar y asentar el packer.

Empacadura Halliburton para bombeo electrosumergible (ESP packer) es usado con una completación que requiere una bomba electrosumergible por debajo de la empacadura para ayudar en el bombeo de fluidos de la formación hacia la superficie.

La empacadura BES incorporó una sección de pasaje pleno para que un cable eléctrico pueda ser corrido a través de la empacadura y suplir de energía a la bomba electrosumergible.

La empacadura BES es para producción y se asienta hidráulicamente. Cuenta con un sola mandril con doble pasaje e incorpora dos puertos de inyección de químicos.

La empacadura es asentada mediante la presurización de la sarta de tubería contra un tapón debajo de la empacadura y es asegurado mecánicamente en la posición de asentamiento por una cuña interna.

Un juego de cuñas bi-direccionales en la parte inferior mantiene la empacadura fija en contra de la presión desde cualquier dirección. Se puede liberar y recuperar simplemente mediante tensión aplicada en la sarta de tubería.

BES exclusivas se instalan en las zonas superior e inferior que aíslan la contribución de cada zona hasta la superficie. El sistema dual concéntrico es similar al sistema combinado (completación inteligente) pero realiza la extracción hasta la superficie independientemente desde cada zona utilizando tuberías de producción concéntricas.

El fluido de la zona inferior es extraído hasta la superficie a través de un accesorio de cruce de flujos que encamina el fluido a través de la sarta de la tubería interior de producción.

El fluido de la zona superior fluye mediante la BES superior a través del interior del accesorio de cruce de flujo y va hasta la superficie a través del micro espacio anular creado entre las sartas de tuberías de producción interior y exterior. Las dos sartas de tuberías de producción salen del pozo a través de una cabeza de pozo concéntrica que permita el flujo por dos tubos de flujo de producción independientes. Ver figura 1.6.

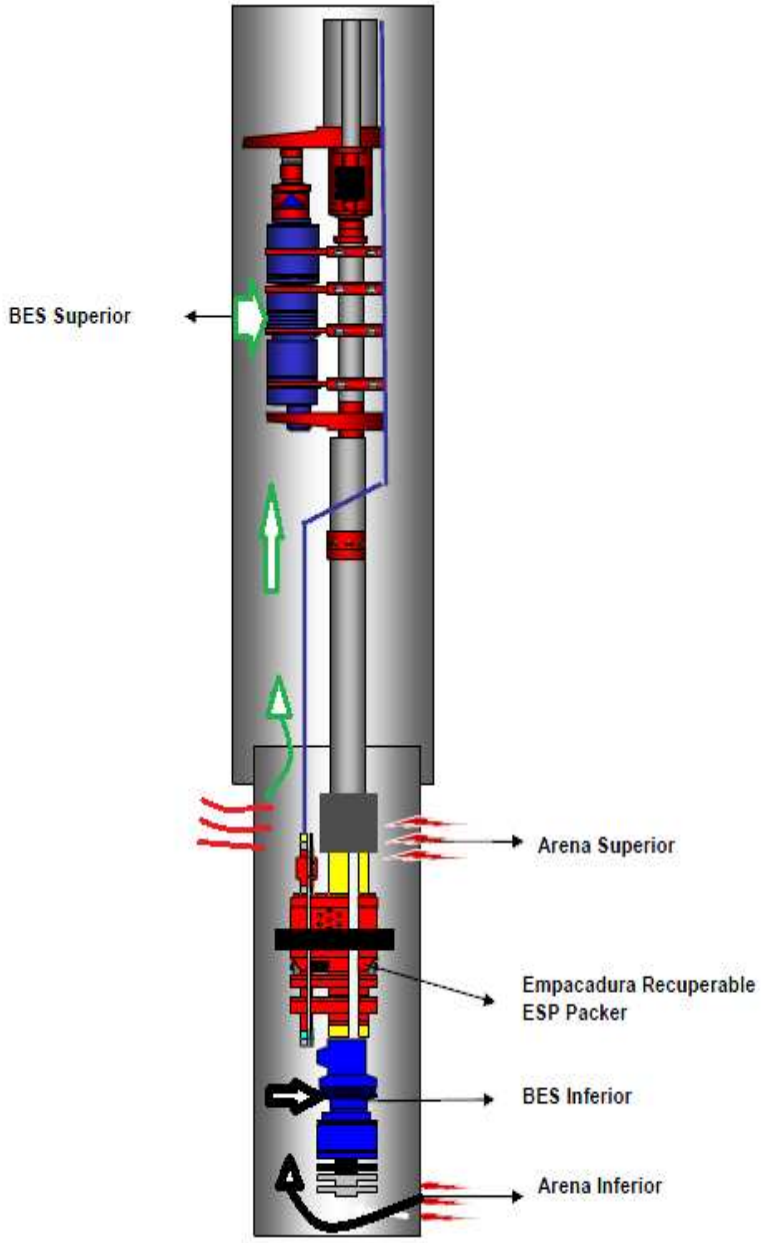
1.2.1.3. COMPLETACIÓN DOBLE CON TUBERÍAS PARALELAS

Esta es una completación típica donde se puede producir de dos zonas simultáneamente y por separado a través del uso de dos tuberías de producción paralelas de 2 7/8” con dos Bombas Electrosumergibles separadas y con empacaduras dobles que se pueden asentar después de que el árbol este instalado. Se puede realizar dos diseños con esta completación en paralelas:

El primer diseño consta de un packer permanente entre las dos arenas y colocar una capsula de 5” en el liner de 7” para que sea instalado el equipo BES inferior mientras que el otro equipo BES superior será instalado en una de las tuberías paralelas de 2 7/8” dentro del casing de 9 5/8”; así se producirá las dos arenas de forma independiente. (Ver Figura 1.7).

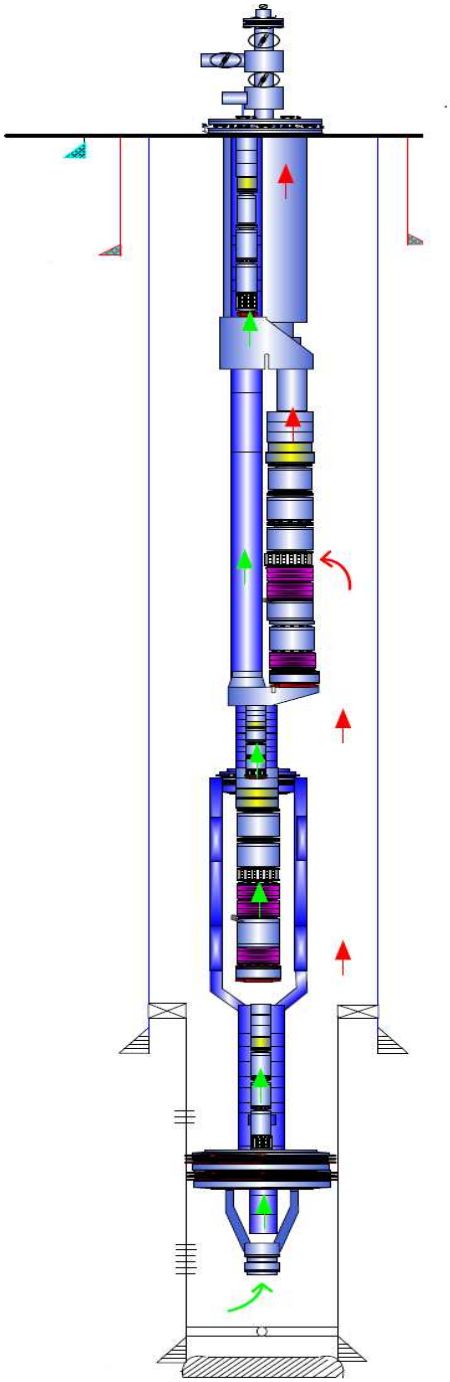
El segundo diseño se realiza con ESP packer (recuperable) el cual nos permite colocar la bomba inferior frente o cerca a las perforaciones dentro del liner de 7”, la BES superior quedará de igual forma instalada que en el diseño anterior, es decir en una de las tuberías paralelas dentro del casing de 9 5/8”.

FIGURA 1.6: COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ESP PACKER.



FUENTE: HALLIBURTON

FIGURA 1.7: COMPLETACIÓN DOBLE CON TUBERÍAS PARALELAS CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN LINER DE 7”



FUENTE: SCHLUMBERGER

1.2.2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE COMPLETACIONES DOBLES

1.2.2.1. Unión Ajustable (Adjustable Union)

Son tubos instalados en la sarta de completación 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 1.8 También puede 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 1.8: UNIÓN AJUSTABLE

FUENTE: HALLIBURTON

1.2.2.2. Juntas (Blast Joints)

Blast Joints son conectores pesados de pared 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 fluidos de producción y gases en la zona de las arenas productoras. (Ver Figura 1.9)

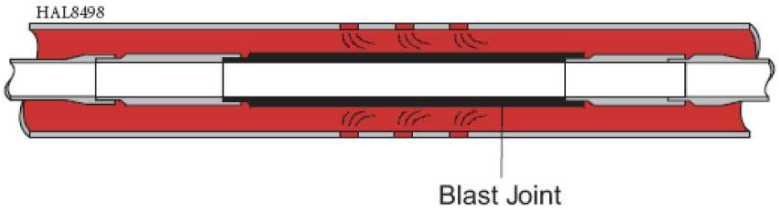
Características:

- Disponible en longitudes de más de 10 pies (3.048 m)
- Espesor del grueso de la tubería de producción.

Beneficios:

- Aumento de la vida útil de la tubería de producción.

FIGURA 1.9: BLAST JOINT



FUENTE: HALLIBURTON

1.2.2.3. Landing Nipple and Lock Mandrels

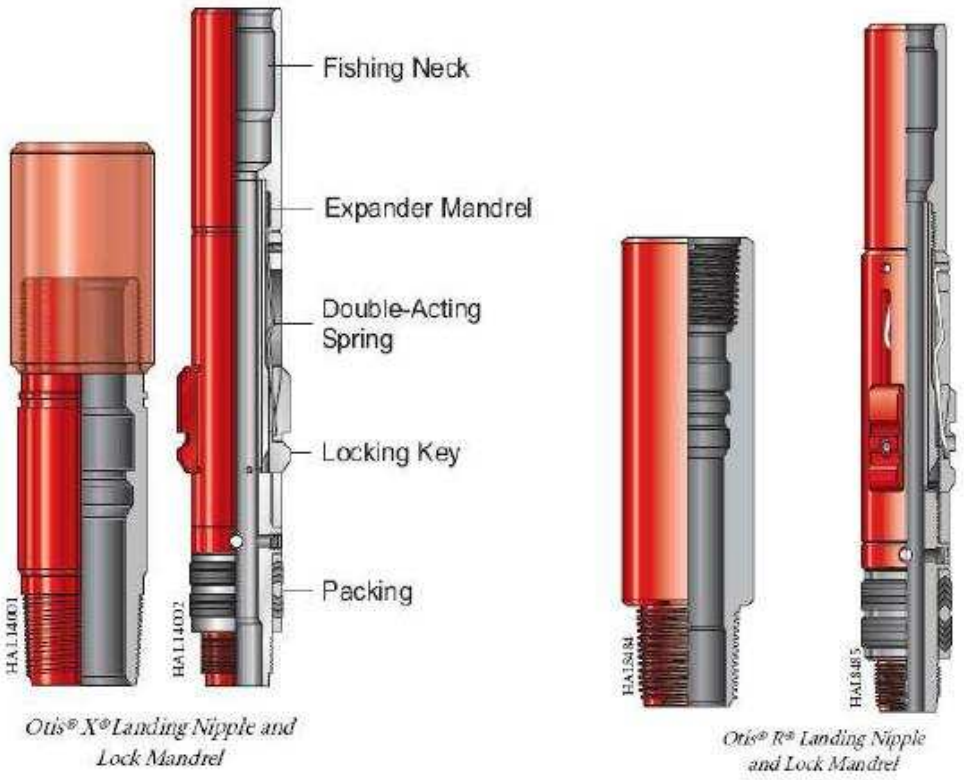
Son tubos corridos dentro del pozo sobre la tubería de completación para proveer una locación específica de asentamiento para el equipo de subsuelo de control de flujo.

El nipple Otis X de asentamiento se utiliza en tubería pesada standard. El nipple Otis R de asentamiento es típicamente utilizado con tubería extra pesada. La completación puede tener muchos nipples con el mismo ID en cualquier secuencia deseada sobre la sarta de producción.

El control de flujo, se ejecuta en el pozo a través de la corrida de la herramienta en funcionamiento con un slickline. El operador slickline selecciona la corrida de la herramienta que puede permitir el control de flujo con cualquier nipple de asentamiento a la profundidad deseada. Si esta localización es insatisfactoria o si las condiciones del pozo cambian, el control de flujo puede ser movido hacia arriba

o hacia abajo de la sarta de producción colocando en otra locación al nipple. Estas operaciones se realizan con slickline bajo presión sin matar el pozo. (Ver Figura 1.10).

FIGURA 1.10: LANDING NIPPLE AND LOCK MANDREL



FUENTE: HALLIBURTON

Aplicaciones:

- Localizador positivo para sistemas combinados.
- Conexión bajo presión.
- Casi ilimitado para el establecimiento de lugares de bloqueo y los controles de flujo sub-superficial.

Características:

Landing Nipples

- Hueco largo con mínima presión.
- Nipple universal con un perfil interno.

Lock Mandrels

- Llaves de bloqueo retirables.
- Bloqueo diseñado para mantener la presión desde arriba o abajo.
- Grandes ID para mayores volúmenes de flujo.

Beneficios:

Landing Nipples

- Ayuda la reducción en la completación y producción manteniendo los costos.
- Operación simple.
- Múltiples opciones de corridas.

Lock Mandrels

- Control del operador al localizar, asentar y cerrar en la selección del nipple.
- Dentro de la pesca provee un máximo ID de cuello.

1.2.2.4. Empacadura (Packer)

Packer es una herramienta utilizada para bloquear el espacio anular entre dos tuberías, entre tubería y pared del hueco o para aislar dos arenas.

El ESP packer es un diseño hidráulico con doble tapa para reducir los costos de las completaciones Electrosumergibles. Ver la Figura 1.11. Está hecho para tener un agujero máximo de producción ID en la tubería de producción, permitiendo pasar un cable eléctrico y controlar la línea.

El packer de producción puede ser colocado con cable eléctrico o hidráulicamente sobre la tubería de producción. 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. (Ver Figura 1.12).

Condiciones de fondo del pozo o de la tubería pueden exigir otras herramientas opcionales; básicamente son tuberías pulidas diseñadas para ingresar en un montaje de sellos. (Ver figura 1.13). El packer puede ser instalado para: servir como puente temporal de enchufes, tubos de anclas y pruebas de herramientas; aislar completaciones de multi zonas y permitir el movimiento de la tubería de producción.

Aplicaciones:

- Formaciones profundas, descarga diferencial, estímulo zonal.
- Permite halar la tubería de producción sin el asentamiento de los tubos.
- Altas temperaturas de fondo.
- En condiciones de fondo que exigen sistemas de corrida especiales para su limpieza.
- En sistemas de doble flujo de inyección de químicos.

Características:

- Alto diseño interior antideslizante mantiene la fuerza en toda la unión del packer, se desliza hacia arriba para impedir el movimiento de la cuña superior mientras se encuentra en funcionamiento.

- Bloqueo deslizante interior del anillo ayuda a una rápida remoción, ahorrando tiempo de la torre si es necesario seguir rotando.
- Triple-sello del elemento multidurometer.
- El elemento de sello es eficaz a altas o bajas temperaturas y presiones.
- Núcleo de deslizamiento conserva original su estructura metálica para facilitar la rotación.

Beneficios:

Packer de producción:

- Mantiene un gran flujo bypass.
- Ahorra tiempo en la torre
- Asegura una fácil rotación porque el núcleo metálico original mantiene su estructura deslizante.
- Puede ser adaptado para aplicaciones con alta presión a altas temperaturas.

ESP Packer:

- Su instalación fácil puede ayudar a hacer pozos marginales económicamente atractivos para producir.
- Fácil recuperación significa menos tiempo gastado en workovers.
- Puertos de inyección de químicos y monitoreo de presión puede ser fácilmente agregados sin costos significativos.
- El funcionamiento es a largo plazo y confiable. Se han reducido al mínimo los sellos elastoméricos. Solamente seis anillos aumenta la confiabilidad.

1.2.2.5. Extensiones (Sealbore, Millout Extensions)

Los sealbore extensions 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 1.14. Las

extensiones están disponibles en tamaño estándar de 8, 20 y 24 pies (2.44, 6.10 y 7.32 metros). Las extensiones millout proporcionan un gran ID por debajo del sealbore extensión, que permite rotar al packer en un solo viaje; se recupera la herramienta para ser utilizada cuando la tubería es corrida por debajo del ensamblaje del packer.

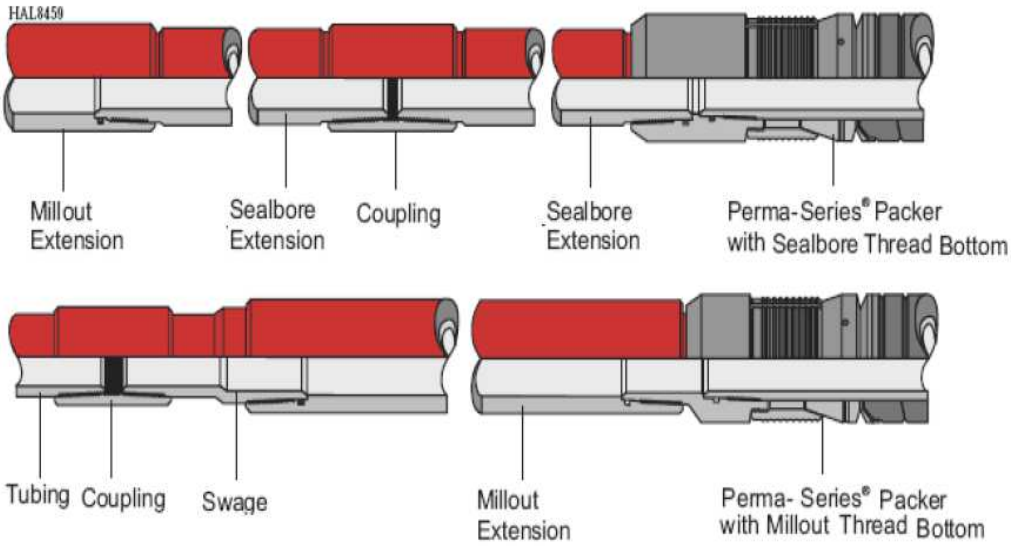
Aplicaciones:

- Para utilizar las unidades de cierre más largas o para compensar la contracción de la tubería o alargamiento (sealbore extensions).
- Para permitir 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.

Opciones:

- Sealbore extensiones disponibles en 8, 20 y 24 pies (2.44, 6.11 y 7.32 metros).

FIGURA 1.14: EXTENSIONES SEALBORE Y MILLOUT



FUENTE: HALLIBURTON

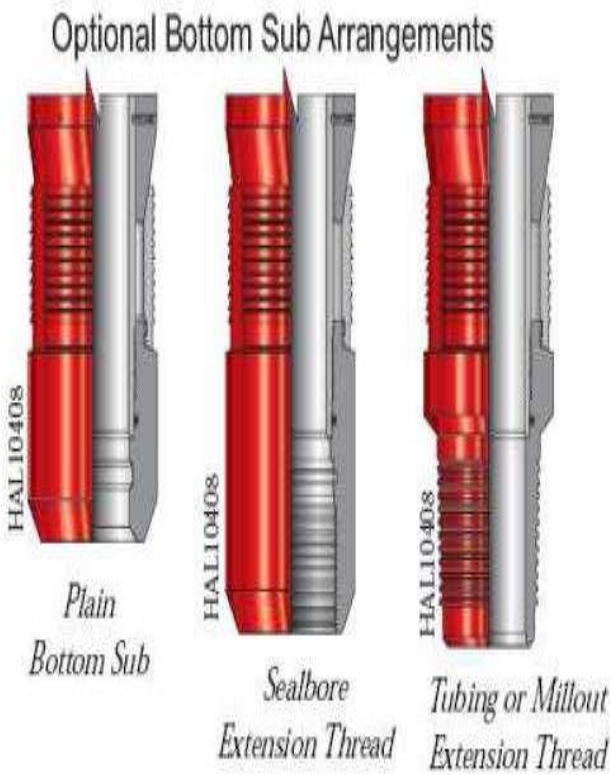
FIGURA 1.11: ESP PACKER.

FUENTE: HALLIBURTON

FIGURA 1.12: PACKER DE PRODUCCIÓN.

FUENTE: HALLIBURTON

FIGURA 1.13: ARREGLOS ESPECIALES.



FUENTE: HALLIBURTON

1.2.2.6. Ensamblaje de Sello (Seal Assemblies)

Los ensamblajes de sellos permanentes y recuperables actúan como packer entre la tubería de producción y el packer. Ver figura 1.15

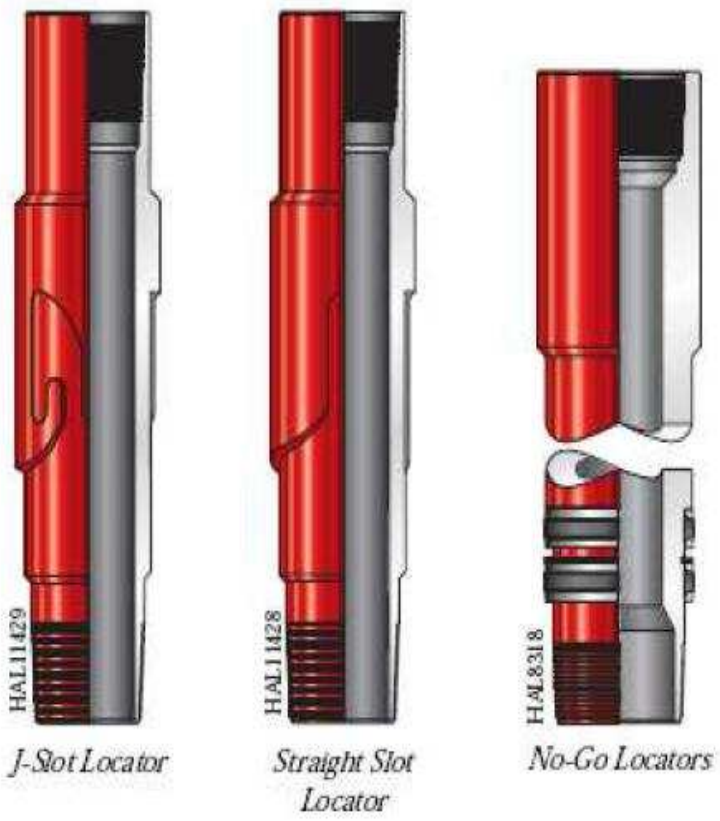
Si los componentes son expuestos a los fluidos corrosivos, el sello estándar de aleaciones pueden ser recubiertas con una protección adicional o corrosivos fabricados a partir de aleaciones resistentes.

El ensamblaje de sello consta de tres componentes principales.

- Localizador.

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

FIGURA 1.15: SEAL ASSEMBLIES



FUENTE: HALLIBURTON

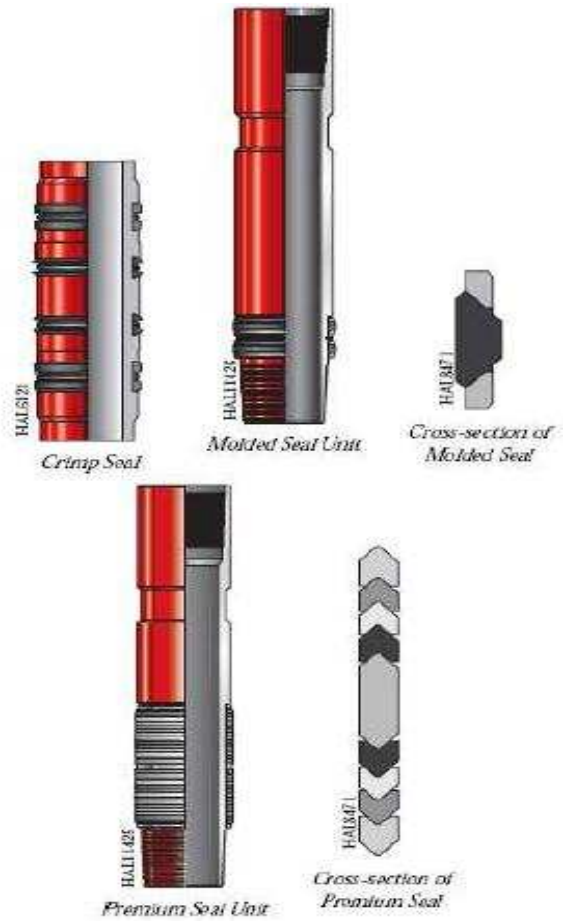
1.2.2.7. Unidades de Sello (Seal Units)

Son herramientas empleadas para taponar la tubería de producción permitiendo realizar así trabajos de mantenimiento y reparación superficial, todas las unidades de sellos son utilizadas en las completaciones de pozos y 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. Ver Figura 1.16. Los filos de v-anillo están diseñados para tener un ajuste inicial en la interferencia con el sealbore.

Los filos responden al incremento de presión flexionándose hacia el exterior. Copia de seguridad de diversas combinaciones de materiales se pueden utilizar con cada uno de los v-packing para que sea adecuado para diferentes temperaturas y presiones. El sello se mantiene en la ranura por un anillo de metal que es más rizado que el sello. Está disponible con varios elastómeros y pueden ser equipados con sellos de seguridad para la extrusión de los anillos.

FIGURA 1.16: SEAL UNITS

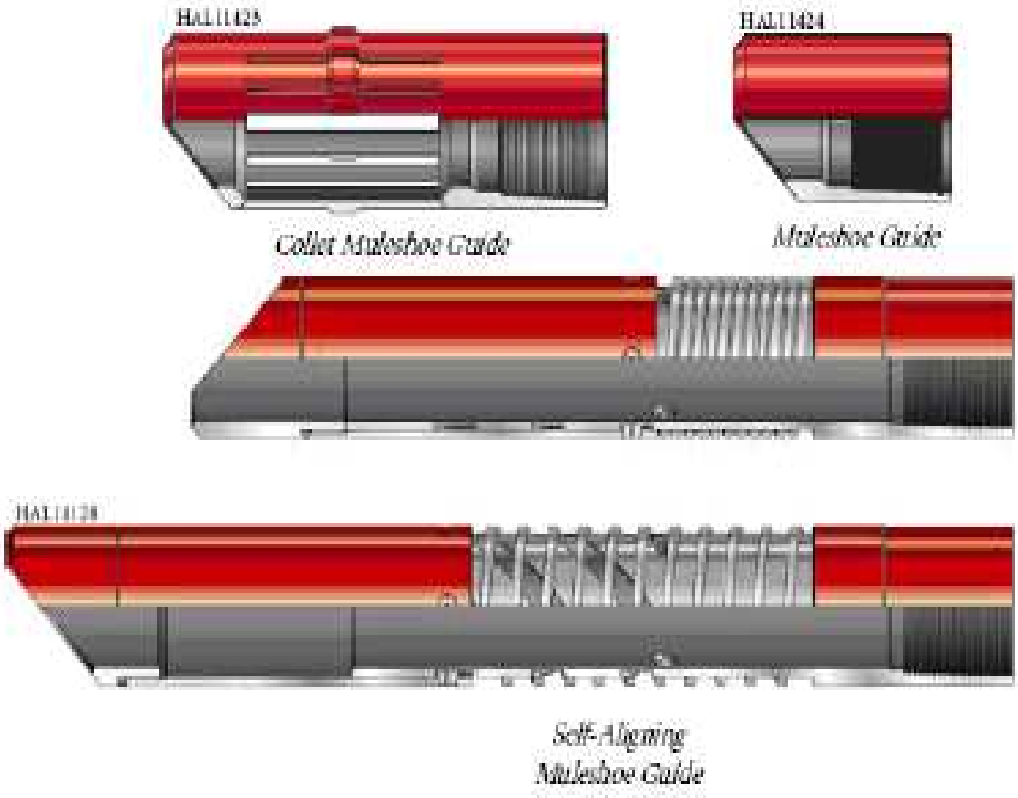


FUENTE: HALLIBURTON

1.2.2.8. Guía de la "Pata de mula" (Muleshoe Guide)

Es una herramienta que 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. 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 de completaciones dobles o completaciones horizontales donde el control de la rotación de la tubería en el fondo del pozo es difícil. (Ver figura 1.17).

FIGURA 1.17: MULESHOE GUIDE



FUENTE: HALLIBURTON

1.2.2.9. Camisa de Circulación y Producción (Dura 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. 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 de 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. Un sello DURATEC que no es más que un elastómero que ha ampliado drásticamente la resistencia a la presión y temperatura, lo que resulta en un nuevo pliego de camisas. Durante el ensayo, los dispositivos DURASLEEVE son abiertos en repetidas ocasiones con 5.000 psi (345 bar) de presión diferencial, sin daño en el sello. (Ver Figura 1.18).

Aplicaciones:

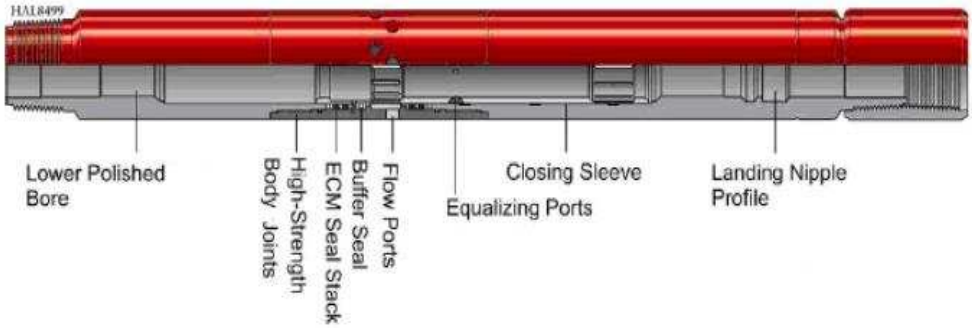
- Completaciones simples.
- Parar o matar a los fluidos de circulación.
- Recuperación secundaria.
- Lavar por arriba del packer.

Características:

- Área de pulido en el pack-off.

- Área para circulación/producción que equilibra el área de la tubería de producción.
- Tres posiciones de bloqueo del Collet.
- Equilibrar los puertos en el interior de la camisa permitiendo equilibrar a un alto diferencial de presión.

FIGURA 1.18: DURA SLEEVE SLIDING SIDE DOOR



FUENTE: HALLIBURTON

1.2.2.10. Cabezal Dual

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 3.000 psi. Existen dos tipos de cabezales que se utilizan en las completaciones dobles.

El cabezal dual paralelo soporta dos tuberías de producción las cuales tienen líneas de producción de manera independientes. (Ver Figura 1.19).

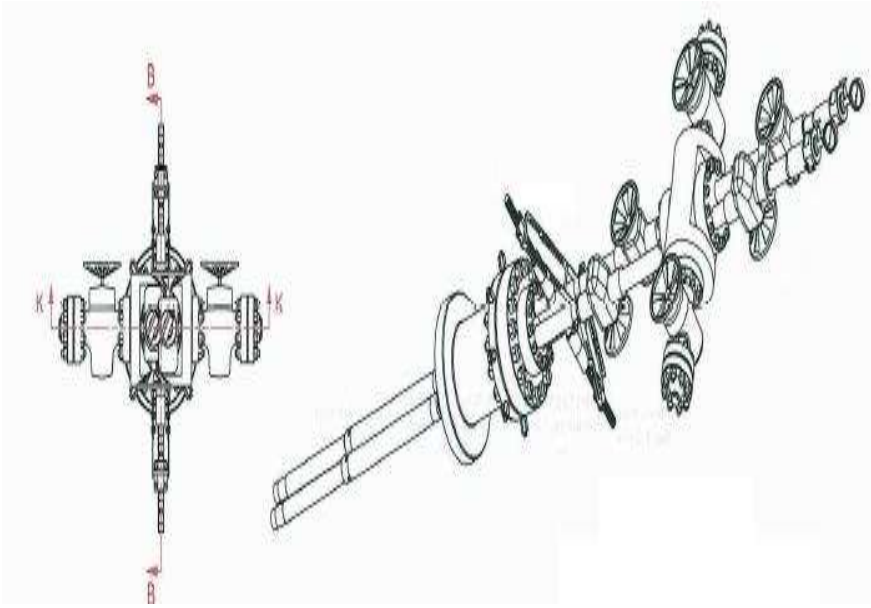
Un cabezal dual concéntrico el cual consta de tres secciones como se indica en la figura, la sección B soporta la tubería de 5 ½” y la sección C que soporta la tubería de 2 7/8”. (Ver figura 1.20)

1.2.2.11. Sistema de Bombeo Electrosumergible

El sistema de levantamiento artificial de Bombeo Electrosumergible es considerado efectivo y económico por que maneja altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades con una variedad de condiciones del pozo. Este sistema es usado para producir desde bajas cantidades tales como 200 BFPD hasta altas cantidades de fluidos como 60.000 BFPD con un alcance de profundidades de 15.000 ft. El sistema de levantamiento artificial consiste de: (Ver Figura 1.21).

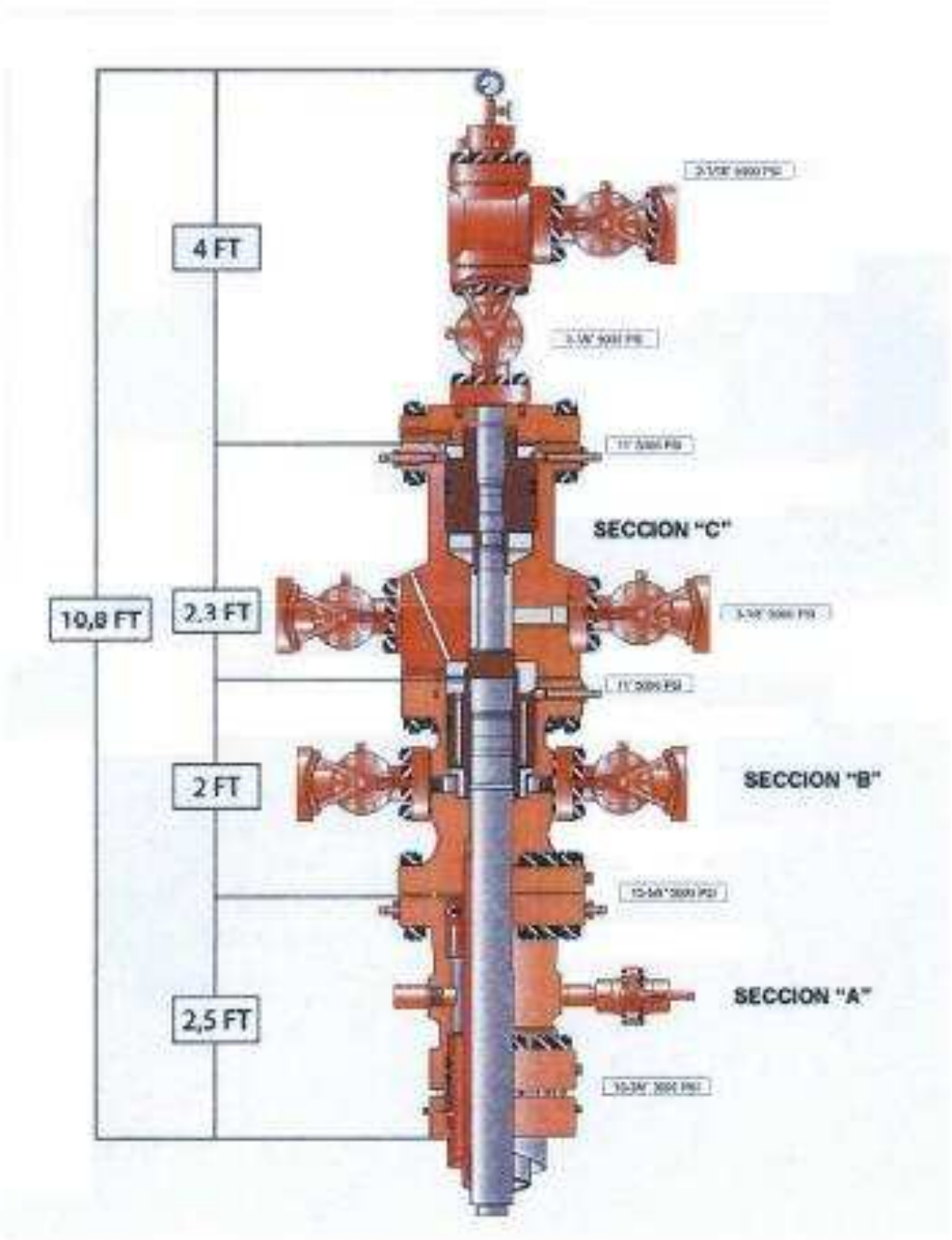
- Un tablero conmutador en superficie instalado (switchboard)
- Los trasformadores (transformers)
- Una caja de empalme (junction box) y
- Una bomba centrifuga multi-etapas (multistage centrifugal pump)
- Una sección intake (intake section)
- Una sección de sello (seal section)
- Un motor eléctrico (electric motor)
- Un cable eléctrico (electric cable)

FIGURA 1.19: CABEZAL DUAL PARALELO



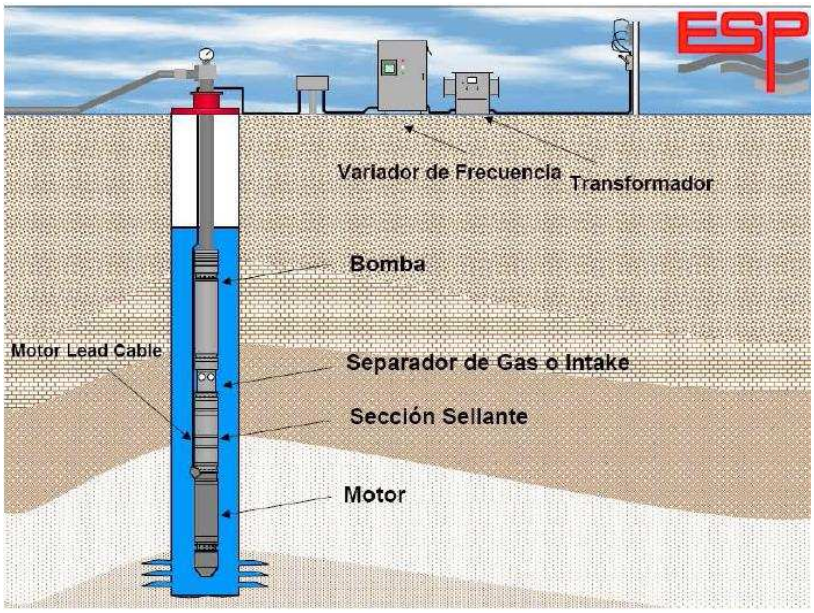
FUENTE: HALLIBURTON

FIGURA 1.20: CABEZAL DUAL CONCÉNTRICO



FUENTE: HALLIBURTON

FIGURA 1.21: SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: WOOD GROUP ESP

1.2.2.11.1. Componentes de superficie de un Sistema de Bombeo Electrosumergible

1.2.2.11.1.1. *Tablero Conmutador (Switchboard)*

Los tableros son los que suministran la potencia eléctrica al motor de la bomba van desde simples unidades de botones magnéticos con contactores con protección contra sobrecarga al más complejo que se desconecta automáticamente, la grabación del amperímetro, en virtud de la tensión y la protección de sobrecarga, luces de señales, temporizadores de bombeo intermitente e instrumentos de control para operaciones de control remoto automático. Están disponibles con voltajes desde los 440V hasta los 480V. (Ver Figura 1.22).

FIGURA 1.22: TÍPICO TABLERO CONMUTADOR

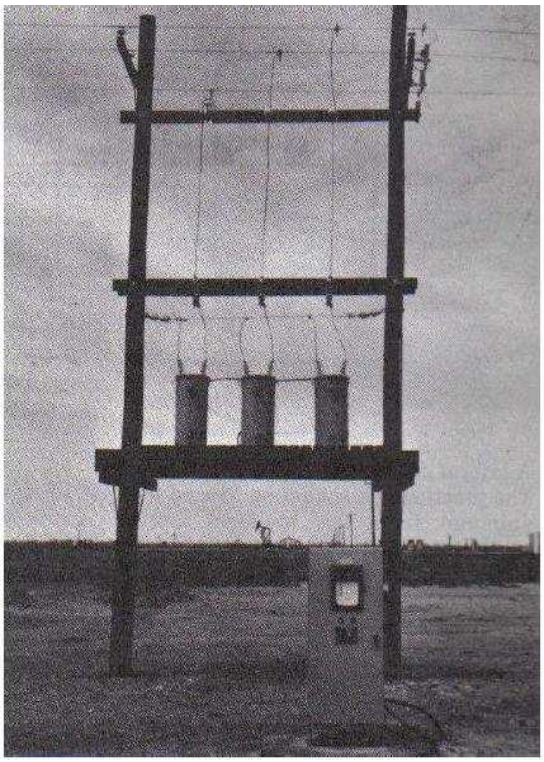
FUENTE: WOOD GROUP ESP

1.2.2.11.1.2. Transformadores (Transformers)

Los transformadores son dispositivos electromagnéticos estáticos que permiten partiendo de una tensión alterna conectada a su entrada, obtener otra tensión alterna mayor o menor que la anterior en la salida del transformador. Peraltes de tres transformadores monofásicos o transformadores Standard trifásicos y un auto transformador trifásico son desarrollados para el uso sumergible. Unidades de auto enfriamiento son diseñados para convertir la línea de voltaje primaria requerido por el motor. Transformadores secos pueden ser suministrados para las zonas de

producción que excluyen el uso de aceite en los transformadores, como en una plataforma offshore. Auto-transformadores están disponibles para incrementar la línea de voltajes de 440/480 a 800 0 1.000 voltios. En altas líneas de voltaje primario es más económico usar un peralte de tres transformadores monofásicos para bajar el voltaje primario a la disponibilidad del motor. (Ver Figura 1.23).

FIGURA 1.23: PERALTE DE TRES TRANSFORMADORES



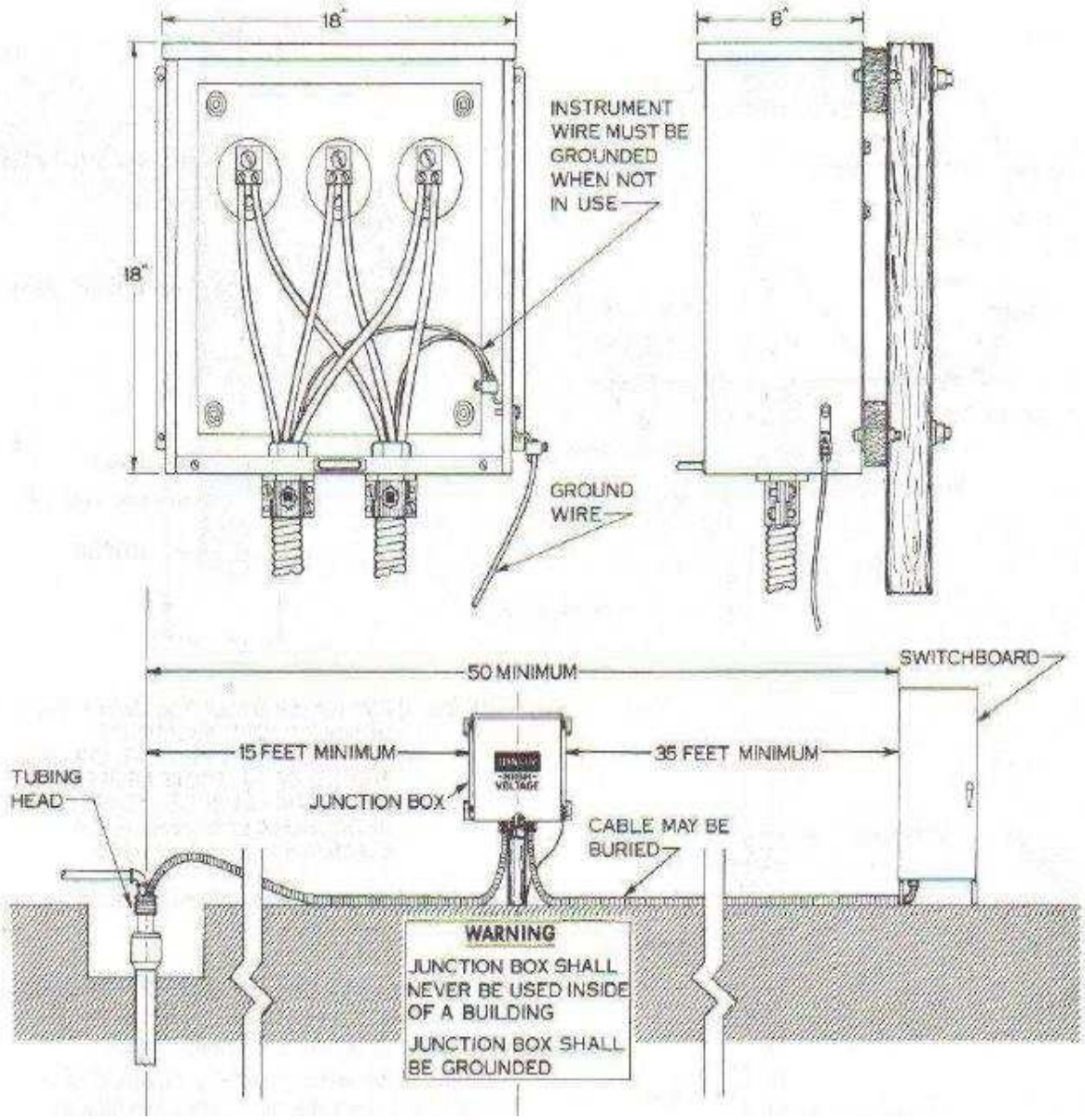
FUENTE: KERMIT E. BROWN

1.2.2.11.1.3.Caja de empalme (Junction Box)

Es un dispositivo localizado entre el cabezal del pozo y el tablero conmutador (switchboard) por razones de seguridad, debido a que el gas puede viajar a través del cable de superficie hasta el tablero conmutador provocando un riesgo de incendio o una explosión. La caja de empalme debe estar localizada al menos 15 ft

del cabezal del pozo y es normalmente montado 2 o 3 ft sobre el suelo. (Ver Figura 1.24).

FIGURA 1.24: CONEXIÓN DE LA CAJA DE EMPLAME



FUENTE: KERMIT E. BROWN

1.2.2.11.2. Componentes de fondo de un Sistema de Bombeo Electrosumergible

1.2.2.11.2.2. Bomba (Pump)

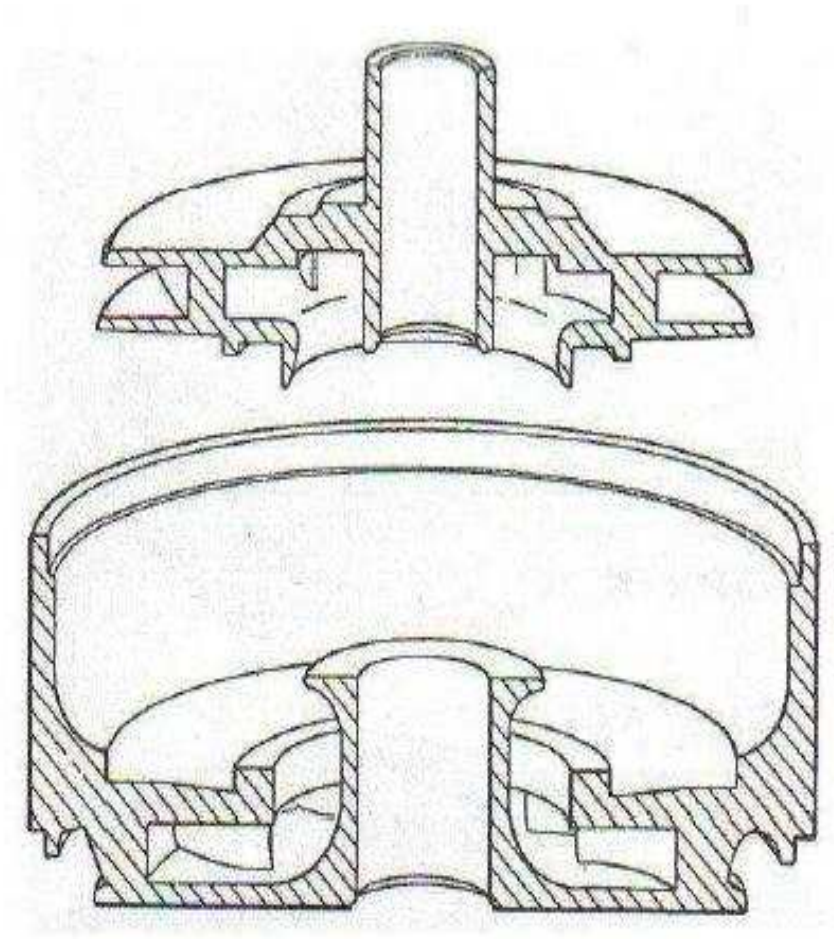
Las bombas sumergibles son bombas centrífugas multi-etapas. Ver figura1.25. Cada etapa consiste de una rotación del impulsor y de un difusor estacionario. El tipo de etapas utilizadas determina el volumen del fluido a ser producido. El número de etapas determina la altura total generada y los caballos de fuerza requeridos.

FIGURA 1.25: BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

FUENTE: WOOD GROUP ESP

El movimiento de rotación del impulsor es transmitido al líquido. Este movimiento rotativo crea una fuerza centrifuga en la tubería en una dirección radial que aumenta la velocidad del fluido. Los cambios de energía del difusor (alta velocidad de energía a baja velocidad de energía) direccionan el flujo hacia el siguiente difusor. (Ver Figura 1.26).

FIGURA 1.26: IMPULSOR Y DIFUSOR



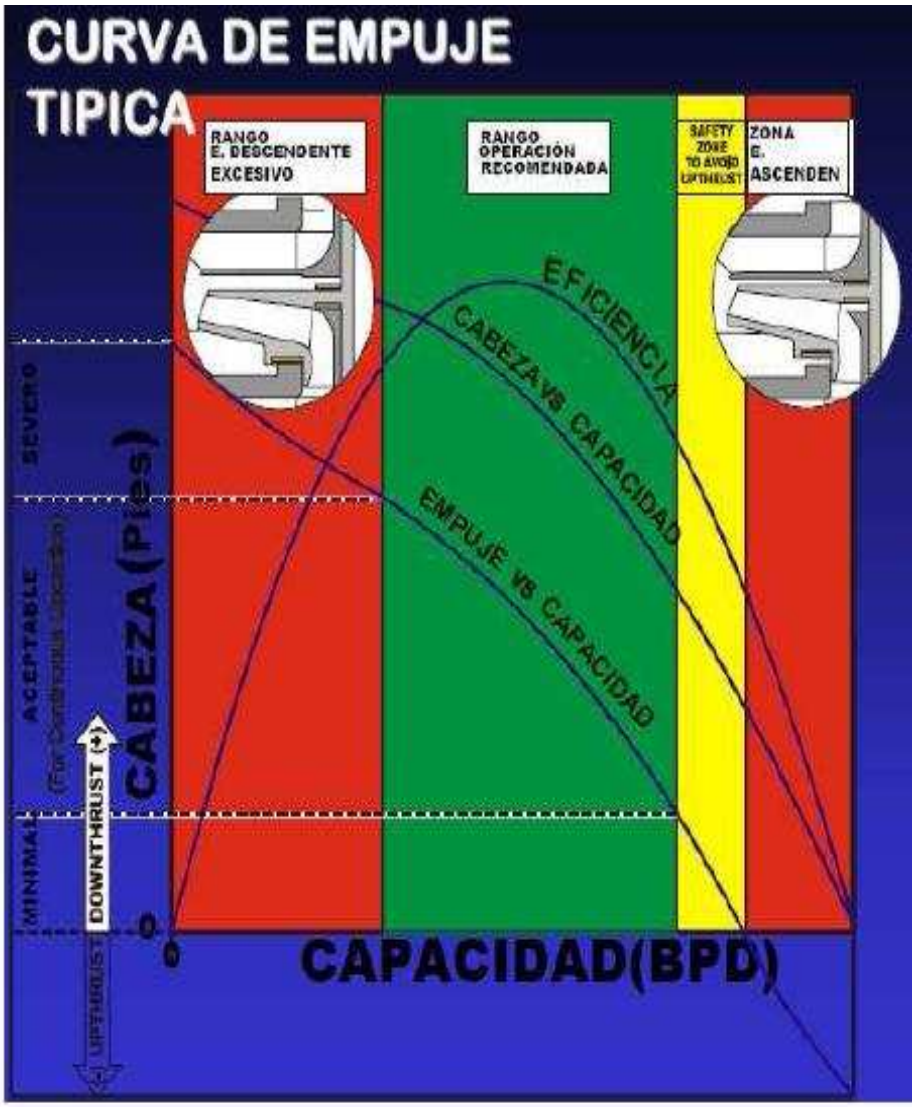
FUENTE: KERMIT E. BROWN

Una bomba que opera con mayor caudal para el que está diseñada puede producir un mayor empuje (up-thrust). Inversamente, una bomba que opera con un caudal menor para el que está diseñada produce un menor empuje (down-thrust).

Por estas dos razones una bomba centrifuga debe trabajar al menos con un rango de capacidad recomendada, esto varía dependiendo de los rangos de capacidad y del diseño de cada bomba y usualmente su desarrollo se muestra en curvas.

En ausencia de estos datos un rango de la primera aproximación de eficiencia podría ser entre un 75% - 125%. (Ver figura 1.27).

FIGURA 1.27: POSICIONES DEL IMPULSOR (EFICIENCIA)



FUENTE: WOOD GROUP ESP

1.2.2.11.2.3. Separador de Gas (Intake)

El separador de gas es un dispositivo que está normalmente entre el protector y la bomba; separa el gas libre del fluido y ayuda a encaminar al gas libre fuera de la bomba. (Ver figura 1.28).
Pueden ser efectivos pero es difícil determinar su eficiencia. Aunque el volumen total es reducido en la intake, la presión se incrementa debido a que se disminuye el gas en la columna de fluido por encima de la bomba. El gas libre disminuye la eficiencia de las etapas de las centrífugas.

Un intake estándar se muestra en la Figura 1.29 (A), trata de tener el fluido más pesado en los bordes de separación antes de entrar a la bomba.

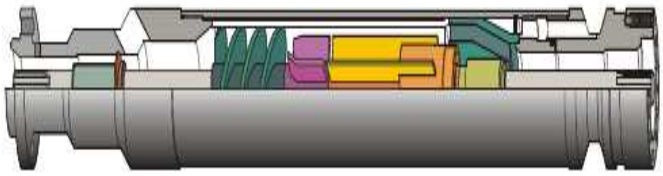
Sin embargo, el separador rotativo que se muestra en la figura 1.29 (B) centrifuga el fluido y envía el fluido más pesado a la bomba y el gas como es liviano regresa al casing. El separador rotativo puede no ser la mejor opción en caso de que los abrasivos estén presentes en el pozo.

En el tipo de completación mostrada en la figura 1.29 (C), el montaje de la bomba puede fijarse or debajo de las perforaciones, y una bomba con un camino especial del flujo se puede enviar por debajo del motor para mantener fresco el mismo. El anular podría entonces proporcionar la separación del gas.

Otra opción es cuando el gas está presente en un dispositivo que mezcla gas y líquidos y proporciona un componente de desplazamiento positivo de los fluidos antes de entrar en la bomba.

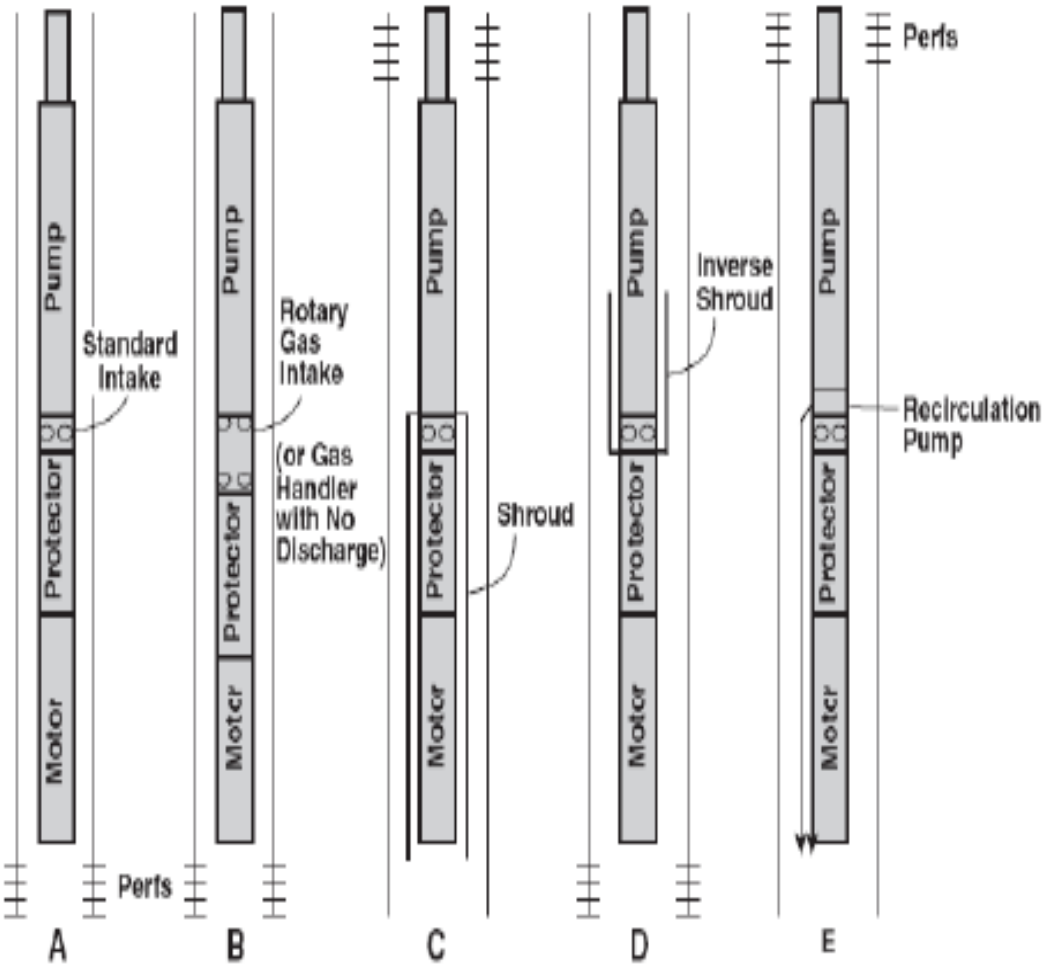
Este dispositivo ayuda a la centrífuga a proporcionar energía a los fluidos para las etapas en la presencia de gas libre figura 1.29 (B). La figura también presenta algunas configuraciones destinadas a impedir el ingreso de gas a la entrada de la bomba.

FIGURA 1.28: SEPARADOR DE GAS



FUENTE: WOOD GROUP ESP

FIGURA 1.29: INTAKE (OPCIONES PARA ELIMINAR GAS)



FUENTE: HALLIBURTON

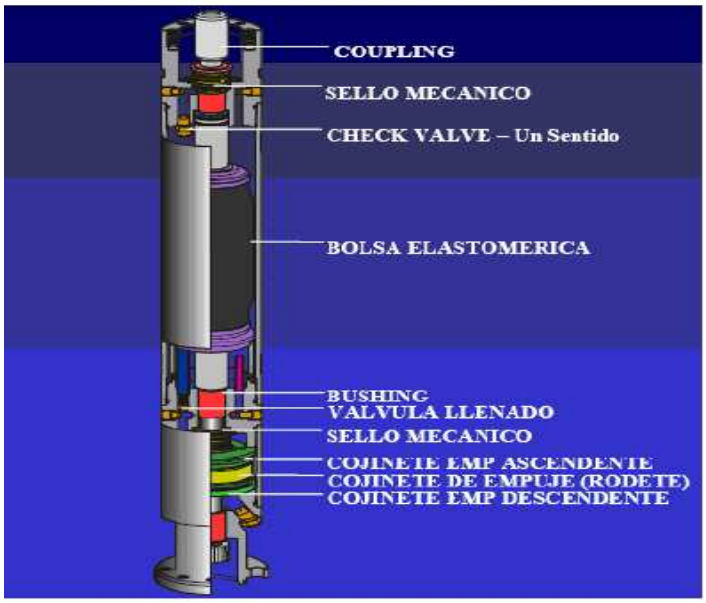
1.2.2.11.2.4. Protector o sección de sello (seal section)

La sección de sello o el protector, en general desarrolla las siguientes cuatro funciones básicas:

- Conecta la envoltura de la bomba con la envoltura del motor conectando el eje de transmisión (drive shaft) con el eje del motor de la bomba (pump shaft).
- Lleva el empuje axial desarrollado por la bomba a la caja de la bomba thrust bearing.
- Previene que entre el fluido del pozo en el motor.
- Provee una reserva de aceite para compensar la expansión y contracción del aceite del motor debido al calentamiento y enfriamiento del equipo cuando está funcionando o cuando está apagado.

El diseño mecánico y principios de operación de una sección de sello difieren de un proveedor a otro. La principal diferencia radica en la protección del motor, es decir la forma en que el aceite del motor está aislado del fluido del pozo. (Ver figura 1.30)

FIGURA 1.30: SECCIÓN DE SELLO CON BOLSA ELASTÓMERICA



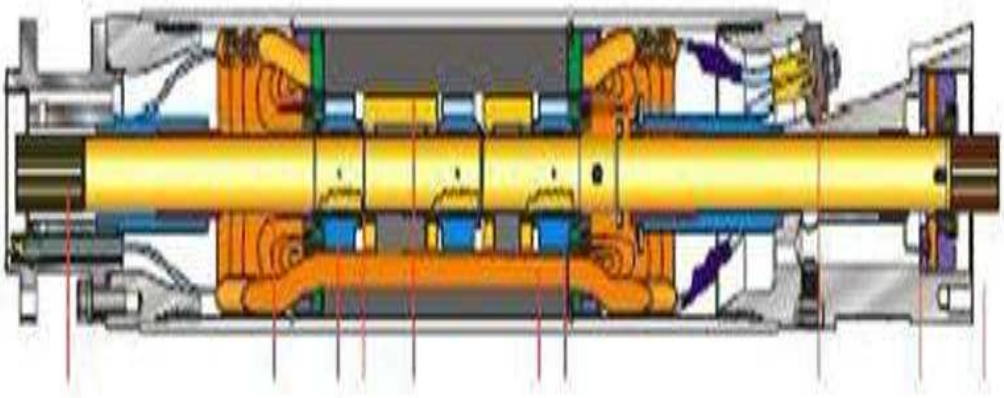
FUENTE: WOOD GROUP ESP

1.2.2.11.2.5. Motor (Engine)

El motor eléctrico usado en las operaciones de las bombas sumergibles es de dos polos, de tres fases, de rotor en circuito corto. Estos motores trabajan con una velocidad constante de 3.500 rpm con una frecuencia de 60 Hz y 2.915 rpm con 50Hz. (Ver figura 1.31). Los motores son llenados con aceite mineral altamente refinado que debe proveer una resistencia dieléctrica, lubricación para los cojinetes y buena conductividad térmica.

El calor generado por la caja del motor es disipado por los fluidos del pozo que llegan al exterior, entonces el motor nunca debe ser fijado por debajo del punto de entrada del fluido a menos que algún fluido se dirija hacia el motor, como una mortaja sobre el motor, protector y el separador de gas. Un alto torque de arranque le permite llegar a la velocidad de operación en menos de 15 ciclos.

FIGURA 1.31: MOTOR



FUENTE: WOOD GROUP ESP

La profundidad de asentamiento es un factor determinante en el voltaje debido a que se pierde voltaje por el amperaje del cable. Cuando el voltaje perdido es alto, un

motor de alto voltaje y bajo amperaje es requerido.El amperaje requerido puede ser desde 12 hasta 130 amperios. Los caballos de fuerza requeridos simplemente se logran incrementando la longitud de la sección del motor.

1.2.2.11.2.6. Cables

La potencia administrada al motor eléctrico es a través del cable. Un rango de medidas permite escoger el cable según los requerimientos del motor.

El cable puede ser armado con acero, bronce o monel dependiendo de las condiciones y requerimientos del pozo. Se trata de mejorar el cable ya que se desea alargar la vida del mismo para condiciones de altas temperaturas.

El cable conductor viene en estilo redondo y plano en medidas desde el número 2 hasta el 6 en cobre y en aluminio.

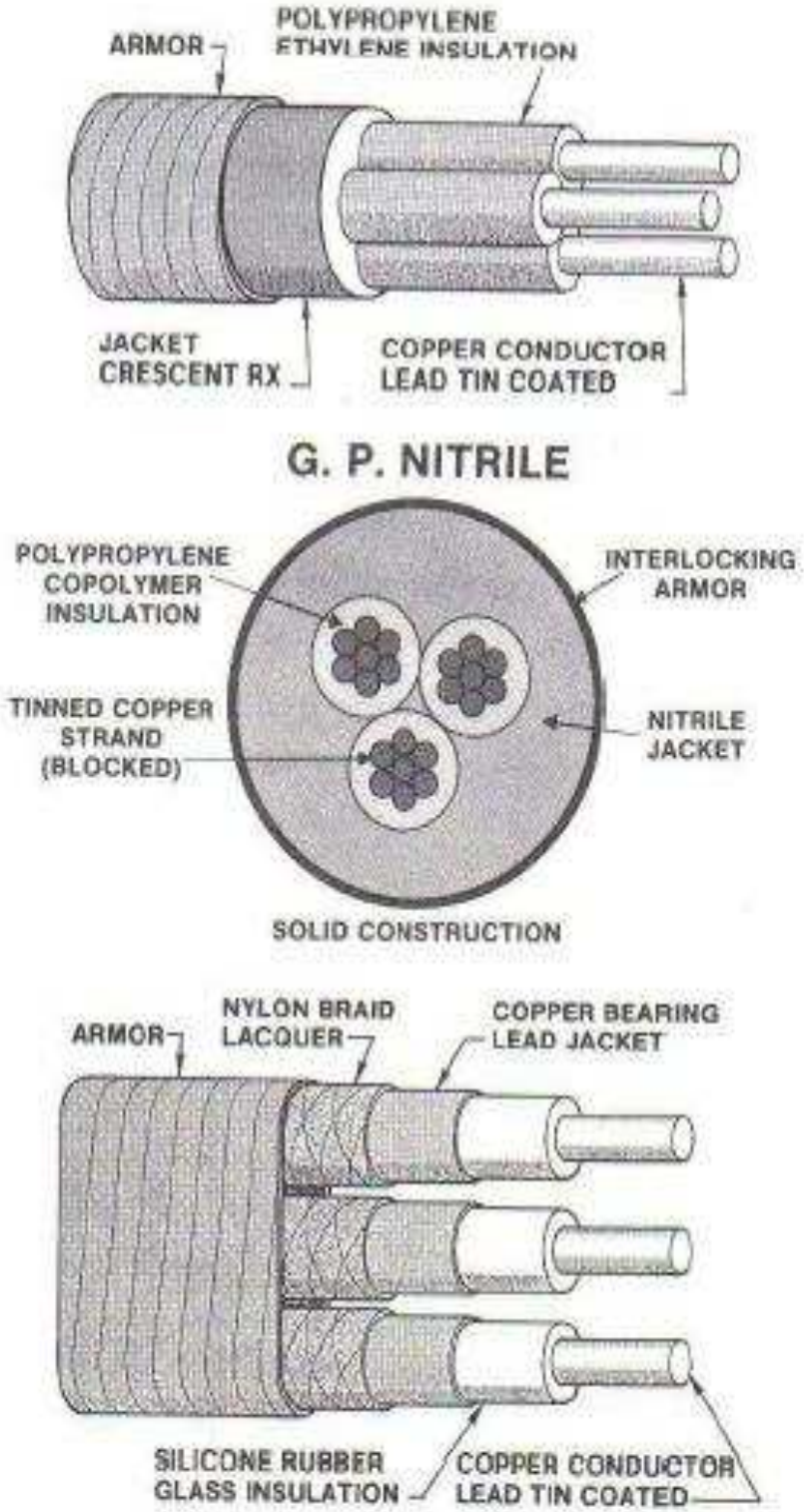
Este número es escogido dependiendo del voltaje, amperaje y el espacio disponible entre el tubing collar y el casing. La mejor selección del tipo de cable se basa en la temperatura de fondo y de los fluidos encontrados. (Ver Figura 1.32)

1.2.2.11.2.7. Y Tool

La Y tool es una antigua pero eficaz herramienta de completación utilizada donde el espacio lo permita. Esta herramienta compensa la unión de la bomba y permite que el cable de acero (wireline) trabaje por debajo de la bomba cuando la unión es removida del bypass.

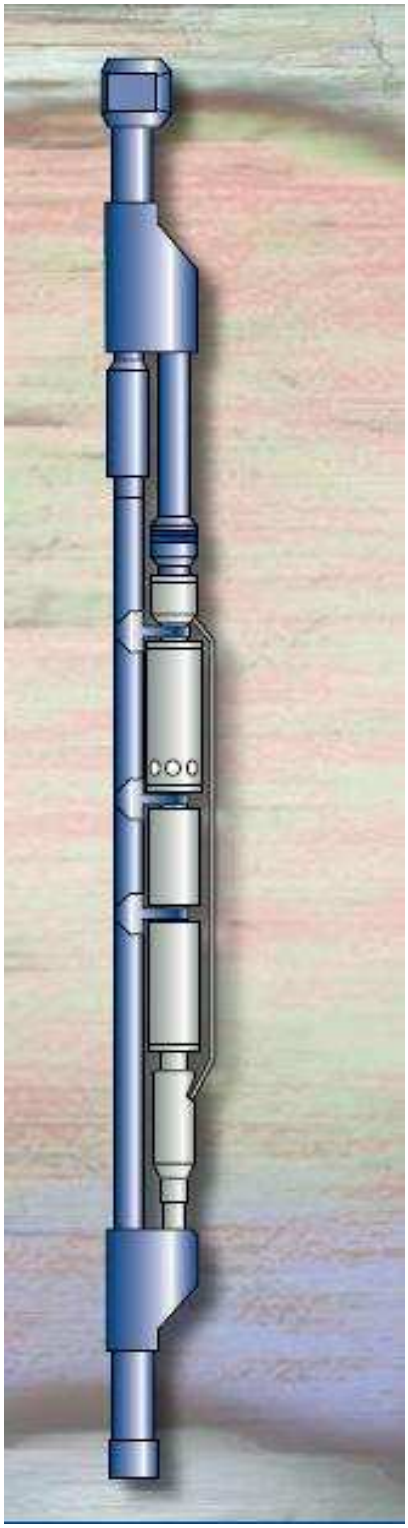
Si está presente arena, las opciones son tratar de filtrar antes de que entre a la bomba o proporcionar una bomba que sea lo suficientemente duradera para manejar líquidos con arena. (Ver Figura 1.33).

FIGURA 1.32: TIPO DE CABLE



FUENTE: KERMIT E. BROWN

FIGURA 1.33: Y TOOL



FUENTE: SHLUMBERGER

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO

Para realizar el análisis del comportamiento productivo de pozos con completación doble se ha recopilado datos de historiales productivos y de reacondicionamiento, con el fin de determinar la respuesta del pozo durante el tiempo de operación de la completación doble.

2.1. RECOPILACIÓN DE DATOS

En la actualidad Petroamazonas tiene a su cargo la operación del campo Edén Yuturi en el Distrito Amazónico, el mismo que es muy importante para el desarrollo de nuestro análisis. La producción total de Petroamazonas EP desde el 1 de enero a 31 de diciembre de 2011 se presenta la Tabla 2.1:

TABLA 2. 1: PRODUCCIÓN DE PETROAMAZONAS EP

BLOQUE	CAMPOS	Barriles	BPPD	%
BLOQUE 15	Edén Yuturi	16.318.940,00	44.709,00	27,7%
	Indillana	1.707.511,00	4.678,00	2,9%
	Limoncocha	3.959.533,00	10.848,00	6,7%
	Paka Norte	1.332.834,00	3.652,00	2,3%
	Paka Sur	2.385.345,00	6.535,00	4,1%
	Palmar Oeste	919.342,00	2.519,00	1,6%
	Palmeras Norte	411.657,00	1.128,00	0,7%
	Pañayacu	47.026,00	129,00	0,1%

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

TABLA 2.1: CONTINUACIÓN

BLOQUE	CAMPOS	Barriles	BPPD	%
BLOQUE 15	Yanaquincha	2.772.461,00	7.596,00	4,70%
	Pañacocha	6.752.500,00	18.500,00	11,55%
	Cedros	1.009.643,00	2.766,00	1,70%
	Dumbique Sur	48.180,00	132,00	0,10%
	Tumali	375.069,00	1.028,00	0,60%
	Tuich	907.069,00	2.485,00	1,50%
	Yanahurco	271.021,00	743,00	0,50%
Total BLOQUE 15		39.218.131,00	107.448,00	66,60%
BLOQUE 21	Yuralpa	3.222.083,00	8.828,00	5,50%
Total BLOQUE 21		3.222.083,00	8.828,00	5,50%
BLOQUE 7	Coca Payamino	1.112.085,00	3.047,00	1,90%
	Gacela	157.048,00	430,00	0,30%
	Lobo	247.889,00	679,00	0,40%
	Oso	7.401.351,00	20.278,00	12,60%
	Mono	208.969,00	573,00	0,40%
Total BLOQUE 7		9.127.342,00	25.007,00	15,50%
BLOQUE 18	Pata	433.119,00	1.187,00	0,70%
	Palo Azul	6.889.515,00	18.875,00	11,70%
Total BLOQUE 18		7.322.634,00	20.062,00	12,40%
TOTAL PAM EP		58.890.190,00	161.345,00	100%

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

NOTA: La última columna de la tabla 2.1 representa la producción total de cada bloque en porcentaje con respecto a la producción total de PETROAMAZONAS EP.

2.1.1. HISTORIALES DE PRODUCCIÓN

Los historiales de producción son registros que detallan los tipos, cantidad de fluidos producidos desde su inicio de operaciones y las presiones de fondo fluyente de

cada pozo que se obtienen por medio del sensor instalado a la profundidad de asentamiento y características de operación del sistema de levantamiento artificial. (Ver tablas 3.1-3.8).

2.1.2. HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO

Son registros en los cuáles se especifica las intervenciones que ha tenido cada pozo, con la finalidad de reportar los antecedentes del mismo y fallas que ha presentado para evitar futuros problemas o dificultades pasadas desde su completación inicial hasta la fecha actual. (Ver descripción capítulo 3).

2.1.3. DATOS DE GEOLOGÍA E INGENIERÍA

2.1.3.1. Propiedades petrofísicas de las formaciones productoras

De las diferentes arenas, se han obtenido los siguientes datos petrofísicos:

TABLA 2. 2: RANGO DE DATOS PETROFÍSICOS DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO EDÉN YUTURI

Yacimiento	Porosidad (%)	Permeabilidad K(md)	Sw (%)
M_1	10 - 35	1400	43
M_2	18 - 22	1200	68
U Superior	15,7	1700	27,7
U Inferior	18,5	1220	18
T	18	850	30

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

De los valores expuestos se puede concluir que el campo Edén Yuturi cuenta con una buena porosidad, pues se encuentran porosidades de alrededor del 18%, que es un buen valor para porosidad. Con respecto a la permeabilidad podemos concluir que dicho campo cuenta con una muy buena permeabilidad puesto que encontramos valores desde los 850 mD hasta los 1.700 mD. (Ver Tabla 2.3).

TABLA 2. 3: RANGOS PARA EVALUAR LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Porosidad (ø)		Permeabilidad (k)	
5%	PÉSIMA	1-10 mD	REGULAR
5-10%	POBRE	10-100 mD	BUENA
10-20%	BUENA	100-1000 mD	MUY BUENA
>20%	MUY BUENA		

FUENTE: ARCHIVO SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

2.1.3.2. Propiedades PVT de los fluidos

Es importante determinar las propiedades de las mezclas de hidrocarburo encontradas en el yacimiento como petróleo y gas, para tener una visión más amplia de su comportamiento de flujo en el reservorio. En la tabla 2.4 podemos encontrar las principales propiedades PVT de petróleo como factor volumétrico inicial del petróleo, presión de burbuja, viscosidad del petróleo a 212°F,°API, presión inicial del reservorio y relación gas petróleo para las arenas M2, M1,U superior, U inferior y T.

2.2. RESERVAS DEL CAMPO EDÉN YUTURI

Las reservas son la cantidad de petróleo que puede ser extraído de reservorios bajo condiciones técnicas que resultan económicamente rentables a partir de una determinada fecha en adelante. Todos los cálculos de reserva involucran cierto

grado de incertidumbre, el grado relativo de incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de geología e ingeniería, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos.

Para el cálculo de las reservas iniciales de cada arena se empleó el método volumétrico. (Ver tabla 2.5).

TABLA 2. 4: PROPIEDADES PVT DE PETRÓLEO Y GAS

DESCRIPCIÓN	YACIMIENTOS				
PROPIEDADES	M1	M2	U Superior	U inferior	T
Temperatura en grados F	188		189 @ 198	192 @ 203	176 @ 214
Presión de burbuja (Pb) en lpc	270		560	630	340
Viscosidad @ Pi - u en cp	41,1		14,3	4,86	21,4
Viscosidad @ Pb - u en cp	30,3		10,3	3,75	15,3
Relación de solubilidad (RS) en pc / bl	43		135	177	47
Compresibilidad (Co) 10-6 en lpc-1	5,3		5,98	6,23	5,05
Grados API	19,2 @ 19,8	14	20 @ 21,9	22,1 @ 23,1	16,5 @ 22,6
Boi BY/BN	1,08	1,07	1,07	1,1	1,1
Bob (@ presión de burbuja) BY/BN	1,1		1,09	1,15	1,1
Presión inicial (Pi) en lpc	2.745	2.956	3.035	3.112	3.213

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 2. 5: RESERVAS DEL CAMPO EDÉN YUTURI POR YACIMIENTO

YACIMIENTO	POES MMMSTB	FACTOR DE RECOBRO (fracción)	RESERVAS INICIALES MMBls
U superior	115,9	0,34	39,41
U inferior	141,8	0,30	42,54
T	222,09	0,19	42,20
TOTAL	479,79		124,15

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

2.3. FACTOR DE RECOBRO (FR)

El factor de recobro se refiere a la fracción del volumen total de hidrocarburo presente en el reservorio que se puede producir. El factor de recobro se obtuvo de la simulación matemática de cada yacimiento. En el modelo matemático se conjugan las variables del reservorio: geológicas, estratigráficas, tipo de roca, propiedades de la roca, porosidad, permeabilidad, propiedades de fluidos, datos PVT, curvas de permeabilidad relativa, tipo de empuje, acuíferos y número de pozos. Estas variables intervienen en el modelo para determinar el factor de recobro. Los valores para los yacimientos del campo Edén Yuturi se encuentran en la tabla 2.6

TABLA 2. 6: FACTORES DE RECOBRO

Campo	Yacimiento	Factor de recobro (%)
Edén Yuturi	M_1	27,66
	M_2	1,03

FUENTE: PETROAMAZONAS EP.

ELABORADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 2.6: CONTINUACIÓN

Campo	Yacimiento	Factor de recobro (%)
Edén Yuturi	U Superior	34,3
	U Inferior	30,3
	T	19,1

FUENTE: PETROAMAZONAS EP.

ELABORADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

2.4. POZOS CON COMPLETACIONES DOBLES

En la tabla 2.7 se presentan las principales características de los pozos que operan con completación doble, tanto como concéntrica y paralelas, al mes de septiembre del 2011.

TABLA 2.7: POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE EN POZOS DEL CAMPO EDÉN YUTURI

Pozo	Arena	Tipo	Petróleo Qo (BPPD)	Agua Qw (BAPD)	Fluido Total (BPD)	BSW (%)	Fecha inicial de producción
EDYA-042	T	Concéntrica	187	1.687	1.874	90,02	04/01/2010
	US		203	2.692	2.895	92,09	
EDYA-060	UI	Concéntrica	106	1.413	1.519	93.02	02/07/2010
	US		0	32	32	100	
EDYA-099	T	Paralela	161	1.852	2.013	92,00	03/09/2010
	UI		196	1.108	1.304	84,97	
EDYA-102	T	Paralela	422	1.689	2.111	80,01	31/08/2009
	UI		532	1.034	1.566	66,03	
EDYA-103	T	Paralela	34	821	855	96,02	24/09/2009
	US		231	1.698	1.929	88,03	

FUENTE: Petroamazonas

ELABORADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 2.7: CONTINUACIÓN

Pozo	Arena	Tipo	Petróleo Qo (BPPD)	Agua Qw (BAPD)	Fluido Total (BPD)	BSW (%)	Fecha inicial de producción
EDYA -106	T	Paralela	606	151	757	19,95	10/11/2009
	UI		714	1.375	2.115	65,01	
EDYC -096	UI	Concéntrica	17	845	862	98,03	05/03/2009
	US		197	962	1.159	83	
EDYC -100	T	Paralela	292	1.652	1.944	84,98	18/06/2009
	US		377	1.716	2.093	81,99	
EDYC -101	UI	Paralela	312	1.523	1.835	83	14/06/2009
	US		169	1.367	1.536	89	
EDYC -139	T	Concéntrica	70	1.101	1.171	94,02	10/05/2011
	UI		496	559	1.055	52,59	
EDYC -140	T	Concéntrica	95	1.486	1.581	93,99	03/06/2011
	UI		419	74	493	15,01	
EDYD -085	UI	Concéntrica	258	2.323	2.581	90	08/03/2009
	US		360	2.408	2.768	86,99	
EDYD -087	TP	Concéntrica	376	1.974	2.350	84	26/04/2009
	UI		452	2.206	2.658	83	
EDYD -090	T	Paralela	143	1.907	2.050	93,02	04/07/2009
	US		130	1.174	1.304	90,03	
EDYF -105A	T	Concéntrica	170	772	942	81,95	06/11/2008
	US		220	2.928	3.148	93,01	
EDYH -138	UI	Concéntrica	1.140	536	1.676	31,98	13/04/2011
	US		365	892	1.257	70,96	
EDYJ -078	UI	Paralela	199	486	685	70,95	10/05/2008
	T		206	729	935	77,97	
EDYJ -079	UI	Concéntrica	56	1.065	1.121	95	11/06/2008
	T		276	151	431	35,96	
EDYJ -080	T	Paralela	91	1.043	1.134	91,98	12/07/2008
	UI		237	327	564	57,98	
EDYJ -084	T	Concéntrica	37	889	926	96	29/01/2009
	US		213	1.561	1.764	87,99	

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 2.7: CONTINUACIÓN

Pozo	Arena	Tipo	Petróleo Qo (BPPD)	Agua Qw (BAPD)	Fluido Total (BPD)	BSW (%)	Fecha inicial de producción
EDYJ-120	T	Paralela	135	2.115	2.250	94	29/03/2010
	UI		593	1.152	1.745	66,02	
EDYK-107	T	Paralela	105	1.390	1.495	92,98	24/12/2009
	UI		191	1.399	1.590	87,99	
EDYK-110	T	Paralela	152	1.233	1.385	89,03	25/02/2010
	US		353	1.506	1.859	81,01	
EDYK-124	T	Paralela	127	1.143	1.270	90	08/05/2010
	UI		148	1.330	1.478	89,99	
EDYK-128	T	Concéntrica	440	1.561	2.001	78,01	02/08/2010
	US		94	25	119	21,02	
EDYK-133A	T	Concéntrica	212	1.553	1.765	87,99	16/10/2010
	US		215	862	1.777	80,04	
EDYK-136	T	Concéntrica	223	669	892	75	05/02/2011
	UI		1.206	560	1.866	30,01	
EDYK-142	US	Concéntrica	178	213	591	36,04	24/08/2011
	T		573	352	925	38,05	
EDYK-143	T	Concéntrica	81	818	899	90,99	23/072011
	UI		622	40	662	6,04	
EDYK-145	T	Concéntrica	283	503	786	64	14/11/2011
	UI		739	56	795	7,04	

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

En base a la información recopilada en la tabla anterior, se ha decidido considerar la fecha del inicio de producción de cada uno de los pozos que cuentan con completaciones duales, ya que como se puede observar en la tabla 2.7 la mayoría de los pozos han sido implementados recientemente sin presentar mayores

inconvenientes, por lo que seleccionamos los pozos que cuentan con mayor tiempo de producción y así realizar un análisis detallado de los historiales de producciones y de reacondionamiento, para poder determinar: problemas y tiempo de vida útil de los equipos BES, la recuperación de petróleo empleando las completaciones paralela y concéntrica y el número de workovers que hasta la fecha de cierre de este proyecto han presentado cada uno de los pozos. De esta manera se ha seleccionado los siguientes pozos para continuar con el desarrollo del proyecto.

TABLA 2. 8: POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE EN POZOS DEL CAMPO EDÉN YUTURI SELECCIONADOS PARA SER ANALIZADOS

Pozo	Arena	Tipo
EDYA-102	T	Paralela
	UI	
EDYC-96	UI	Concéntrica
	US	
EDYC-101	UI	Paralela
	US	
EDYF-105A	T	Concéntrica
	US	
EDYJ-078	UI	Paralela
	T	
EDYJ-79	T	Paralela
	UI	
EDYK-80	T	Concéntrica
	UI	
EDYK-84	US	Concéntrica
	T	

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

CAPÍTULO III

ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DE LAS COMPLETACIONES DUAL PARALELA Y CONCÉNTRICA

Petroamazonas EP cuenta con una tecnología propia que permite ahorrar recursos en tiempo y dinero, no ha registrado problemas graves que hayan afectado su producción, por lo que todos los esfuerzos están enfocados en optimizar los reservorios existentes.

3.1. PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES

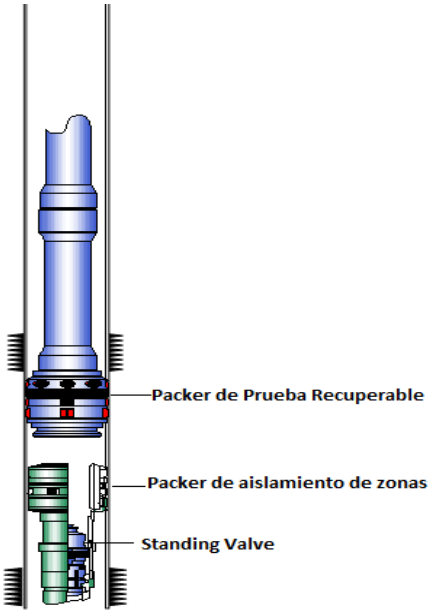
A continuación se detallan los programas de las corridas de las completaciones duales paralelass y concéntricas:

3.1.1. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE CORRIDA DE LAS COMPLETACIONES DUALES CONCÉNTRICAS

Con la experiencia de la ingeniería y con tecnología de levantamiento artificial, el objetivo de este sistema es incrementar considerablemente la producción en el mismo pozo.

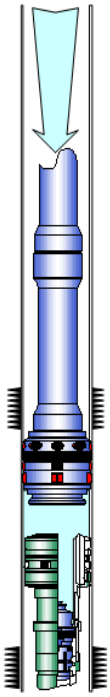
3.1.1.1. Procedimiento Operativo de la Completación Inferior

1. Corra packer de aislamiento de zonas.
2. Corra Packer de prueba recuperable, en sarta de trabajo.
3. Asiente standing valve en el nipple de completación inferior.



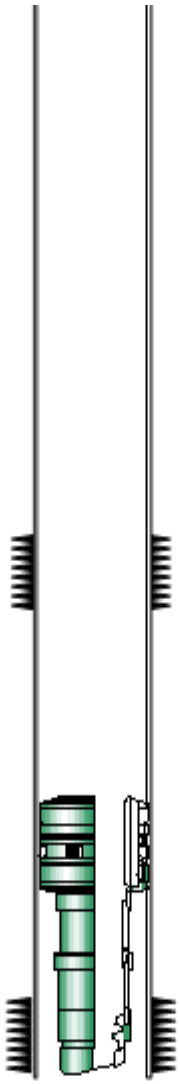
FUENTE: SCHLUMBERGER

4. Realice prueba de presión.
5. Recupere standing valve.



FUENTE: SCHLUMBERGER

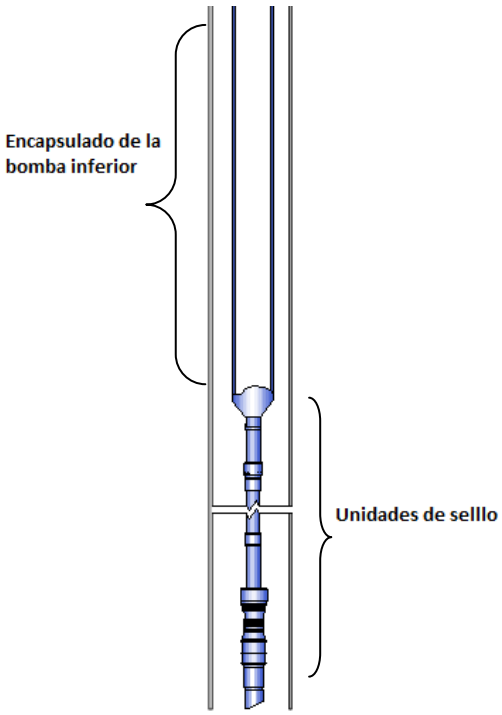
6. Recupere sarta de trabajo



FUENTE: SCHLUMBERGER

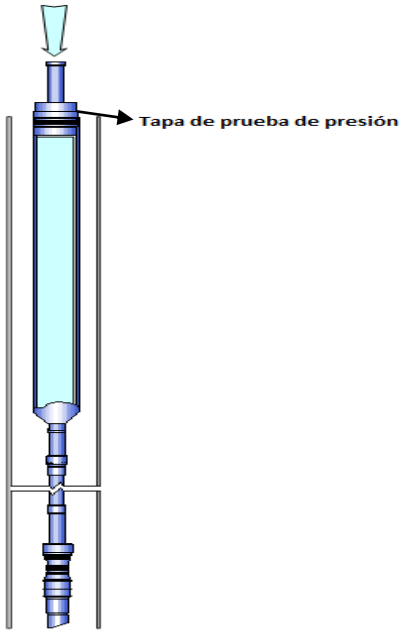
3.1.1.2.Unidades de sellos y sistema BES inferior

1. Arme y corra en el pozo las unidades de sellos y el encapsulado de la bomba inferior.
2. Asiente un tapón en el nipple sobre unidades de sellos.



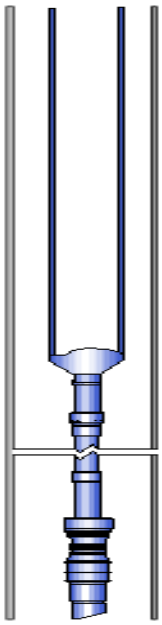
FUENTE: SCHLUMBERGER

3. Instale tapa para prueba de presión en la cápsula y realice prueba de presión.



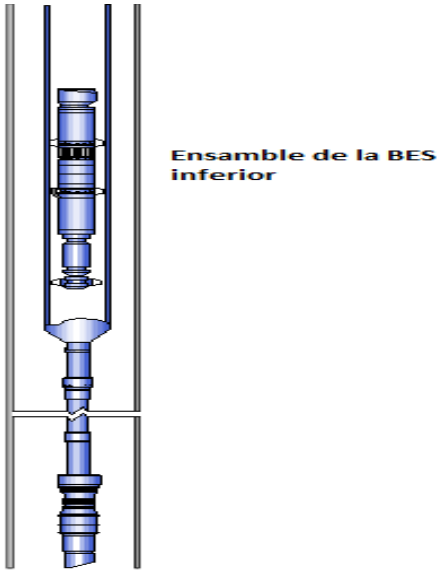
FUENTE: SCHLUMBERGER

4. Remueva tapa de prueba de presión.
5. Recupere tapón.



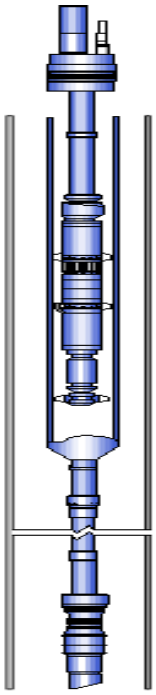
FUENTE: SCHLUMBERGER

6 Arme y corra el ensamble de la BES inferior.



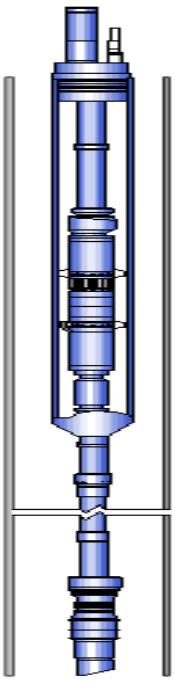
FUENTE: SCHLUMBERGER

7. Arme y conecte el colgador de la cápsula, conecte penetrador de cable de la BES.



FUENTE: SCHLUMBERGER

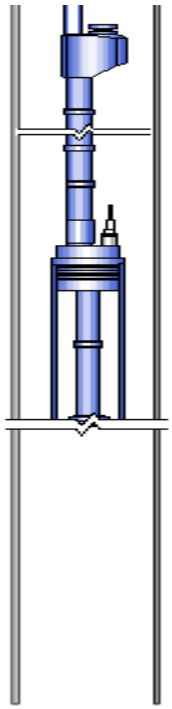
8. Asegure el colgador con la cápsula.



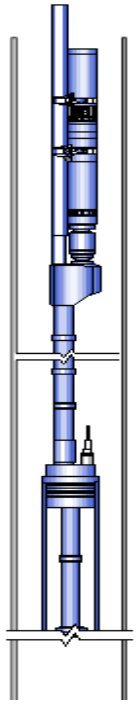
FUENTE: SCHLUMBEGER

3.1.1.3. Ensamblaje BES superior

1. Corra en el pozo el ensamblaje de la cápsula.
2. Corra juntas de tubería.
3. Arme soporte de BES superior.



4. Arme BES superior con tubería paralela.

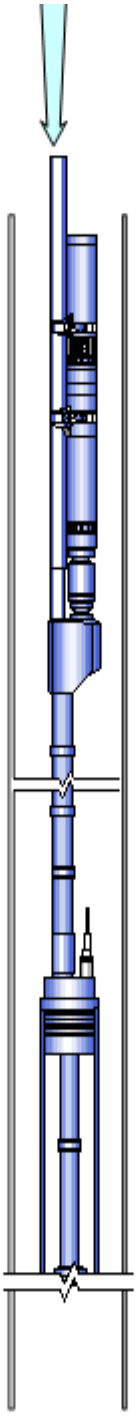


Ensamble BES Superior

FUENTE: SCHLUMBERGER

5. Asiente tapón en nipple sobre el encapsulado.

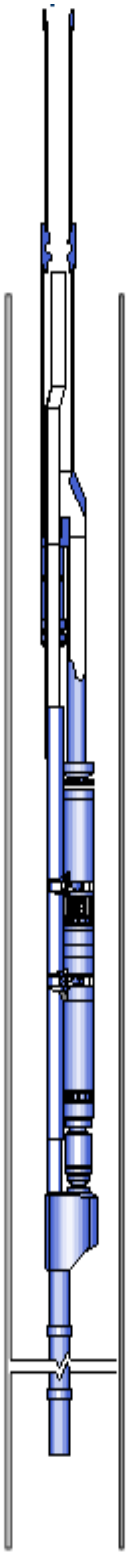
6. Realice prueba de presión.



FUENTE: SCHLUMBERGER

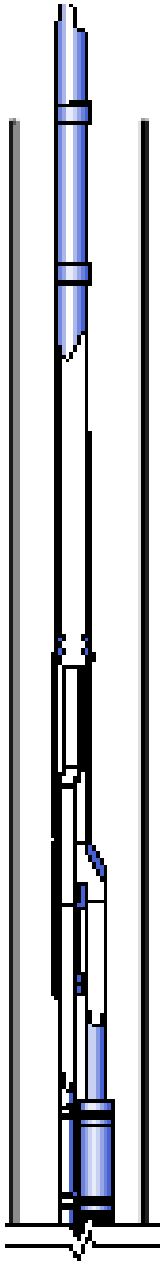
7. Recupere tapón.

8. Arme herramienta de separación de flujos.



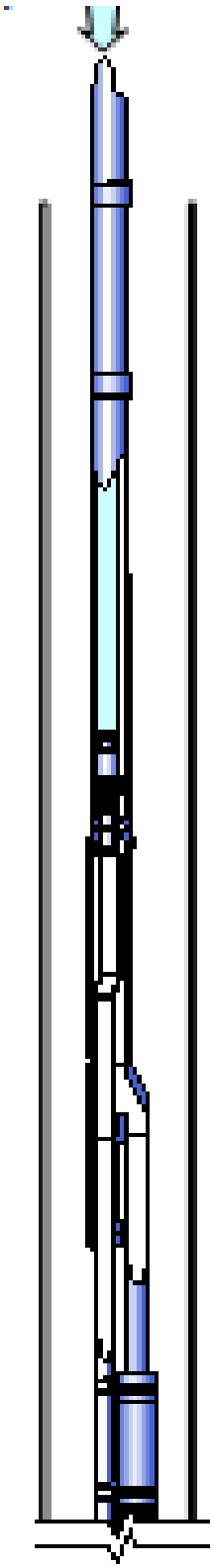
FUENTE: SCHLUMBERGER

9. Corra en el pozo la tubería de flujo exterior, conecte sellos en la completación de fondo, realice espaciamiento y cuelgue en el cabezal del pozo.



FUENTE: SCHLUMBERGER

10. Asiente tapón en el nipple de la herramienta de separación de flujos.
11. Realice prueba de presión de la tubería exterior de flujo.

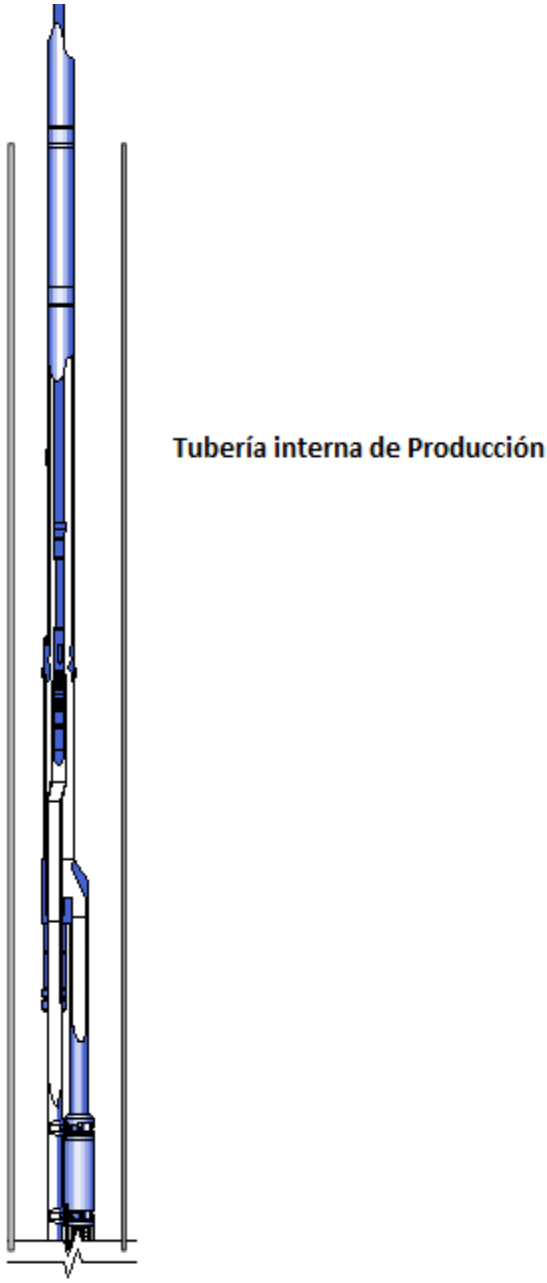


FUENTE: SCHLUMBERGER

12. Recupere tapón.

3.1.1.4. Tubería de producción interior

1. Arme y corra en el pozo la punta de sellos superior y corra con la tubería interior de producción.
2. Realice espaciamiento y cuelgue en la cabeza del pozo.



FUENTE: SCHLUMBERGER

3. Asiente tapón en el nipple de la tubería de producción interior.
4. Realice prueba de presión de la tubería interior.
5. Recupere tapón.
6. Retire BOP, arme cabezal del pozo.

3.1.2. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE CORRIDA DE LAS COMPLETACIONES DUALES PARALELAS

3.1.2.1. Instalación

El procedimiento de instalación considera que el pozo está listo para ser completado.

Es decir, que ya los trabajos de WELL Preparation han finalizado, tales como: Well Cleaning, Disparos de la zona de interés, calibración del casing de 9-5/8” y 7”.

3.1.2.1.1. *Procedimiento de instalación ensamblaje inferior*

- Levantar el motor MultiSensor acoplado. Instalar la línea de presión de descarga de 1/4” de MultiSensor. Posicionar la(s) línea(s) de inyección química de 3/8” desde la base del motor.

- Bajar lentamente la sarta dentro de la cápsula, realizando el servicio de aceite al motor requerido. Asentar el clamp del motor sobre la mesa de ensamble.

- Levantar y armar los protectores en tándem. Levantar la sarta y remover el clamp del motor.

- Realizar la conexión del MLE del BES inferior al pothead del motor y realizar las pruebas eléctricas del motor y el MultiSensor.

- Colocar el clamp del MLE (protectolizer) en el cuello inferior del protector inferior. Asegurar el MLE, la(s) línea(s) de inyección química de 3/8” y la línea de presión de descarga de 1/4” en el clip del clamp.

- Bajar lentamente la sarta dentro de la cápsula, realizando el servicio requerido de aceite de los protectores.

- Colocar el clamp del MLE en el cuello inferior del protector superior. Asegurar el MLE, la(s) línea(s) de inyección química de 3/8” y la línea de la presión de descarga de 1/4”.

- Continuar bajando la sarta y asentar el clamp del protector en la mesa de ensamble.

- Levantar y armar el AGH con el intake. Levantar la sarta y remover el clamp del protector.

- Bajar lentamente la sarta dentro de la cápsula. Asentar el clamp del AGH sobre la mesa de ensamble.

- Levantar y armar la bomba inferior. Levantar la sarta y remover el clamp del AGH.

- Colocar el clamp del MLE en el cuello superior del AGH. Asegurar el MLE, la(s) línea(s) de inyección química de 3/8” y la línea de presión de descarga de 1/4” en el clip del clamp.

- Bajar lentamente la sarta dentro del POD. Asentar el clamp de la bomba inferior sobre la mesa de ensamble.

- Levantar y armar la bomba superior. Levantar la sarta y remover el clamp de la bomba inferior.

- Colocar el clamp el MLE en el cuello inferior de la bomba superior. Asegurar el MLE, la(s) línea(s) de inyección química de 3/8” y la línea de la presión de descarga de 1/4” en el clip del clamp.

- Bajar lentamente la sarta dentro del POD. Asentar el clamp de la bomba sobre la mesa de ensamble.

- Armar la descarga Phoenix sobre la brida de la bomba superior.

- Levantar el POD Hanger Sub-Assembly. Armar la descarga de la bomba sobre la brida de la descarga Phoenix.

- Levantar y remover el clamp de la bomba. Cortar la línea de la presión de descarga de 1/4” y conectarla a la descarga Phoenix.

- Bajar lentamente la sarta dentro del POD hasta que el hanger se encuentre a una altura apropiada para poder trabajar. Cortar la(s) línea(s) de inyección química de 3/8” y conectar los puertos debajo del POD Hanger.

- Colocar el penetrador/pigtail dentro del adaptador en el POD Hanger. Medir y marcar el MLE para realizar el empalme. Cortar el MLE y empalmar con el pigtail del penetrador.

- Conectar la(s) línea(s) de inyección química de 3/8” del cable de potencia a los puertos encima del POD Hanger.

- Remover la mesa de ensamble localizada sobre la POD.

3.1.2.1.2. *Procedimiento de instalación ensamble superior*

- Durante el ensamble de la BES superior/bypass system, el peso de la sarta siempre debe estar soportado por la tubería de bypass la cual está sostenida por los elevadores. La línea del winche será utilizada para levantar y armar BES; sin embargo, se debe tener mucho cuidado mientras se está bajando la sarta evitando tener muy templada esta línea.

- Levantar el motor con el MultiSensor acoplado. Maniobrar el motor y el MultiSensor.

- Levantar y remover las cuñas. Asegurar el cable de la BES inferior.

- Bajar lentamente hasta el MultiSensor. Armar la línea de la presión de descarga de 1/4” y posicionar la(s) línea(s) de inyección química de 3/8” desde la base del motor.

- Realizar el servicio requerido de aceite al motor y bajar la sarta.
    - Nota: Cuando se esté bajando la sarta, asegurarse que la línea del winche no este muy templada y que el peso este soportada por los elevadores.

- Remover el clamp del motor.

- Levantar los protectores en tándem y armarlo sobre el motor.

- Realizar la conexión del MLE del BES superior al pothead del motor y realizar las pruebas eléctricas del motor y el MultiSensor.

- Realizar el servicio de aceite requerido a los protectores y bajar la sarta. Colocar el bypass clamp en el cuello inferior del protector superior. Asegurar el cable de la BES inferior en el clip del cable. Asegurar el MLE, la(s) línea(s) de inyección química de 3/8” y la presión de descarga de 1/4” del MultiSensor inferior.

- Remover el clamp del protector. Levantar la bomba con el separador de gas y armarlos sobre el protector superior.

- Colocar el bypass clamp en el cuelo inferior de la bomba. Asegurar el cable de la BES inferior en el clip del cable. Asegurar el MLE, la(s) línea(s) de inyección química de 3/8” y la presión de descarga de 1/4” del MultiSensor inferior en el clip del clamp.

- Bajar la sarta hasta el tope de la bomba. Armar descarga Phoenix.

- Remover el clamp de la bomba (si no ha sido removida previo a esta acción).

3.1.2.1.3. *Procedimientos de operación de ensamble*

El sistema dual produce dos zonas (arenas productoras) en el mismo pozo usando dos Bombas Electrosumergibles (BES). El equipo BES inferior es instalado dentro de una cápsula (POD) de 7”, bajo este se encuentra instalado un ensamble talipipe el cual tiene un localizador con unidades de sello y pata de mula, las cuales penetran en el Seal Bore Packer (ID pulido) que estará entre las dos zonas de interés, con esta configuración de packer y cápsula POD aíslan zonas productoras una de otra. El flujo de fluido de la zona inferior se canaliza a través del talipipe y llega hasta la cápsula de 7” POD, para producir la zona superior.

Las producciones llegan a superficie a través de las tuberías paralelas, es decir en ningún momento llegan a encontrarse una con la otra. 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 separadas, por lo tanto pueden ser medidas independientemente en superficie.

3.1.2.1.4. *Espaciamiento de las completaciones*

Las siguientes consideraciones han sido tomadas para determinar la profundidad planeada de los componentes de la completación.

3.1.2.1.4.1. *Packer Seal Bore*

El Packer Seal Bore será asentado entre las zonas productoras a una distancia adecuada bajo la última perforación de la arena superior para permitir la instalación del ensamblaje talipipe (Localizador de Sellos) y blast joints.

3.1.2.1.4.2. *Blast Joints*

Los blast joints serán instalados de tal manera que estas queden en frente de las perforaciones de la arena superior el objetivo de las blast joints será resistir la erosión causada por el flujo a alta velocidad de petróleo que sale de la zona productora superior.

Estas deberán tener un overlap suficiente de por lo menos 10 pies arriba y debajo de las perforaciones de esta zona.

3.1.2.1.4.3. *Junta de seguridad inferior (Lower Shear Sub)*

La junta de seguridad inferior será instalada arriba de los blast joints. Esta junta de seguridad es instalada para trabajos de workover futuros. En caso de que el talipipe quede atrapado por arenamiento o acumulación de escala.

3.1.2.1.4.4. ***Equipo BES inferior***

El equipo BES inferior será instalado dentro de la cápsula formada por casing de 7” a una profundidad tal que la cápsula quede en el casing de 9 5/8” y no vaya a chocar con el tope del liner. Además que a esta profundidad no haya una severa pata de perro.

La posición del equipo BES inferior puede ser determinada con un espaciamiento realizado a partir del tope del packer, con tubería 3 1/2” EUE, los blast joints y el ensamblaje talipipe debajo de la cápsula. En este caso se realizará un espaciamiento para tener en la parte inferior de POD a +/- 180 ft sobre el tope del liner.

3.1.2.1.4.5. ***Sección intermedia***

El ensamble de tubería entre los dos equipos BES, deberá ser capaz de compensar la posible excentricidad de la completación causada por el perfil de los ensambles.

La longitud total de esta sección de tubería, deberá ser al menos de 120 ft. Tubos cortos adicionales deberán ser incluidos en el ensamble de tubería intermedia, de tal manera que se puedan instalar los protectores de cable BES sin problemas.

EL perfil del crossover new vam x EUE (cuando estos son torqueados con las juntas de tubería) deberán permitir que un protector pueda ser fácilmente instalado sobre este, si no es posible instalar un protector de cable sobre el crossover, un pup joint deberá ser unido a la tubería para instalar el protector de cable en este.

Ensamble de soporte de bomba y by-pass tubing. Este ensamble sirve como base para armar el equipo BES superior, además de permitir el paso de la producción que viene de la bomba inferior a través de by-pass tubing heavy. El cual soporta el peso de la sarta durante el rig up.

3.1.2.1.4.6. ***Secciones de flujo***

Las tuberías paralelas empiezan desde la descarga del equipo BES superior (Short String), y desde el by-pass tubing (Long String). Estas serán corridas con equipos especiales de manipuleo especialmente diseñadas para correr tuberías paralelas.

La idea será ir corriendo las dos tuberías paralelas al mismo tiempo, manteniendo un overlap entre long y short string, e instalando protectores cannon en cada cuello de cada sarta.

Además de estos cannon clamps se usan protectores centralizadores integrales cada 100 pies, para juntas de tuberías paralelas y evitar que sufran un efecto de torsión durante la bajada lo cual podría llegar a dañar el cable de las bombas.

3.1.2.1.4.7. ***Ensamblaje de aislamiento***

El ensamblaje de aislamiento consta de un packer llamado multiport para casing de 7” y 9 5/8”, mismo que tiene como objetivo aislar las arenas de producción y al mismo tiempo conectar a través del packer el equipo electrosumergible inferior con el ensamble intermedio y el conector de cable eléctrico.

Armar el ensamble de completación inferior (lower completion) ensamble 7” seal bore retrievable packer con el apropiado cable eléctrico. Correr en el pozo el ensamble a una velocidad que no supere los 100 ft/min.

Correlacionar la profundidad con registro gama ray y CCL-CBL, asentar packer a la profundidad recomendada, la mitad de las gomas.

Cuando las herramientas estén en superficie, inspeccionar cuidadosamente para asegurarse de que todas las partes fueron sacadas del pozo.

3.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

3.2.1. COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA

3.2.1.1. Ventajas

- Producción simultánea de dos arenas independientes.
- Pruebas de zonas independientes.
- Independiente tratamiento de fluidos en las zonas productoras.
- No se requiere medidor de flujo en el fondo.
- No es requerido un control hidráulico para las pruebas.
- Completación simple sin líneas adicionales de control.
- Se elimina el problema de incompatibilidad de fluidos (Mezcla de aguas causando formación de escalas y precipitados).
- No se requiere cálculos de IPR conjuntas.
- No hay flujo por anular.
- Las presiones de reservorio diferentes no es un problema.
- Todas las secciones de la sarta pueden ser probabas durante la bajada.
- Si es un equipo BES falla se continúa produciendo con la otra bomba.
- Este es un sistema que puede ser utilizado en pozos que se consideren de baja producción o al margen económico.

3.2.1.2.Desventajas

- Operación compleja y alto costo de mantenimiento.
- Su instalación no debe ser a mucha profundidad.
- Complejo diseño de la completación por la alta presencia de problemas en su gran cantidad de herramientas.

3.2.2. COMPLETACIÓN DUAL PARALELA

3.2.2.1. Ventajas

A más de las ventajas que presentan las completaciones concéntricas citadas anteriormente podemos agregar las siguientes:

- El equipo ESP inferior puede ser instalado más cerca de la zona de producción.
- Se puede inyectar químico antiescala y anticorrosivo al equipo ESP inferior y evitar el taponamiento de la tubería.
- Produce un ahorro en tiempos ya que se arma y corre toda la completación exterior en un solo viaje.
- Se podría incrementar la rata de producción de la zona inferior, al usar tubería paralela de 31/2", con este diseño se puede armar y bajar TODA LA COMPLETACIÓN en un solo viaje.
- Se eliminan varias herramientas como: Flow-Xover Assembly, Stinger 27/8" (reducción de costos).

3.2.2.2. Desventajas

- El efecto de expansión de tubería podría dañar los protectores del cable ESP, los by-pass clamps y el equipo ESP superior.
- Por lo anterior se van a necesitar juntas de expansión para compensar el "tubing strech" de las sartas. (Estas herramientas se convierten en puntos de posible comunicación).
- Se deben usar juntas telescópicas para espaciar debajo de tubing hanger.

3.3. PROBLEMAS OPERACIONALES DE LAS COMPLETACIONES DUALES

Durante el proceso de investigación en campo Edén Yuturi, se mantuvo reuniones de trabajo con el personal técnico calificado encargado de realizar la instalación de

las duales concéntricas y paralelas, con la finalidad de conocer los principales problemas operaciones que se presentan en las mismas, obteniéndose información que se resume a continuación:

1. Problemas en la bomba eléctrica

2. Fallas eléctricas debido a problemas en el desbalance de voltajes, fallas en el cable de potencia.

3. Operar la bomba fuera del rango recomendado

4. Descompresión en el cable al reducir rápidamente la presión de fondo del pozo.

5. Altas temperaturas en el fondo del pozo afecta el motor de la BES

6. Alta presencia de gas libre puede ocasionar la cavitación de la bomba

7. Presencia de fluidos de alta viscosidad origina problemas en la eficiencia de la BES, e incrementa la pérdida por fricción en la tubería.

8. Producción de arena provoca abrasión

9. El aparecimiento de escala provoca que las camisas se traben y no cierren ni abran totalmente.

10. Si falla el standing valve el apagado de la BES afecta a las dos arenas productoras.

3.4. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLE

Para realizar el análisis del comportamiento de la producción en los pozos con completación doble se han recopilado datos del historial del pozo, historiales

productivos y de reacondicionamiento, con el fin de determinar la respuesta del mismo durante el tiempo que lleva de operación.

3.4.1. POZOS CON COMPLETACIÓN DOBLES CONCÉNTRICAS

3.4.1.1. Pozo EDY J-79

EDY J -79 una vez terminada la perforación el 20 de mayo del 2008 con SINOPEC RIG 129, alcanzó una profundidad total de 8.030', inicia las operaciones de completación el 28 de mayo de 2008, culminando el 11 de junio 2008, iniciando así sus operaciones de producción.

La arena U Inferior es punzonada a un intervalo de profundidad de 7.553'-7.577' y 7.581'-7.585'' con un espesor neto de 28'. La arena T es punzonada a un intervalo de profundidad de 7.790'-7.806' y 7.830'-7.844' con un espesor neto de 30'.

El pozo EDY J-79 es de tipo direccional con completación dual concéntrica desde el inicio de su producción, para evaluar las arenas U inferior y T simultáneamente, con bombas electrosumergibles SN2600/60/100/5673 y GN1300/118/150/5846 respectivamente, el 11 de junio del 2008.

Al 11 de junio de 2008, el pozo presenta una producción inicial de 198 BPPD con un corte de agua 59 % de la arena T, y con una producción inicial de 122 BPPD con un corte de agua de 72% de la arena U inferior.

La producción de la arena T en el 2008 nos presenta un valor promedio 258 BPPD con un corte de agua de 4%, para el año 2009 la producción promedio es de 202 BPPD con un BSW de 5%, en el año 2010 presenta un BSW de 17% con una producción promedia de 275 BPPD y al finalizar el 2011 se registro una producción promedio de 275 BPPD con un corte de 32%.

La producción de la arena U inferior en el 2008 nos presenta un valor promedio 528 BPPD con un corte de agua estabilizado de 76%, durante el 2009 la producción disminuye alcanzando un valor promedio de 497 BPPD con un corte de agua de 67%, el 18 de octubre de este año se realiza el primer reacondicionamiento con NABORS 814, el objetivo es realizar squeeze a la arena U Inferior, el trabajo finaliza el 11 de noviembre de 2009. Al finalizar el 2010 se registró una producción promedio de 628 BPPD con un corte de agua 42% y en el año 2011 tenemos una producción promedio de 410 BPPD y un corte de agua de 68%.

Hasta el 31 de diciembre de 2011, fecha de cierre del proyecto la producción total de las dos arenas es de 329 BPPD y 1.146 BAPD.

Las gráficas 3.1 y 3.2, muestran el comportamiento productivo del pozo J-79 para las arena T y U inferior respectivamente. En la tabla 3.1, se presentan los valores de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo J-79, al 31 de diciembre de cada año.

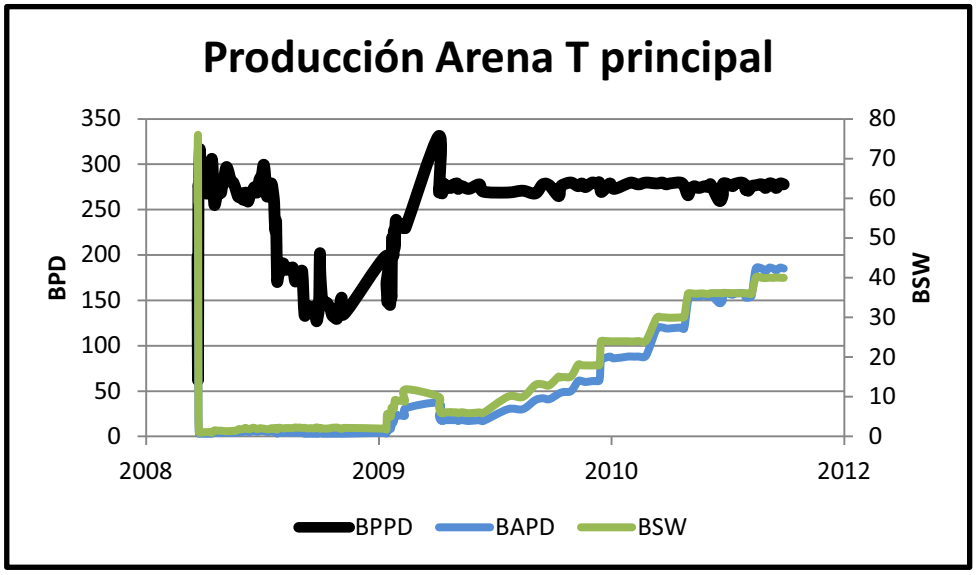
TABLA 3. 1: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY J-79

Año	Yacimiento	Qo (BPPD)	Qw (BWPD)	FLUIDO (BPD)	BSW (%)
2008	U inferior	572	2.289	2.861	80,01
	T	184	4	188	2,13
2009	U inferior	647	318	965	32,95
	T	276	18	294	6,12
2010	U inferior	650	600	1.250	48,00
	T	280	88	368	23,91
2011	U inferior	51	961	1.012	94,96
	T	278	185	463	39,96

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

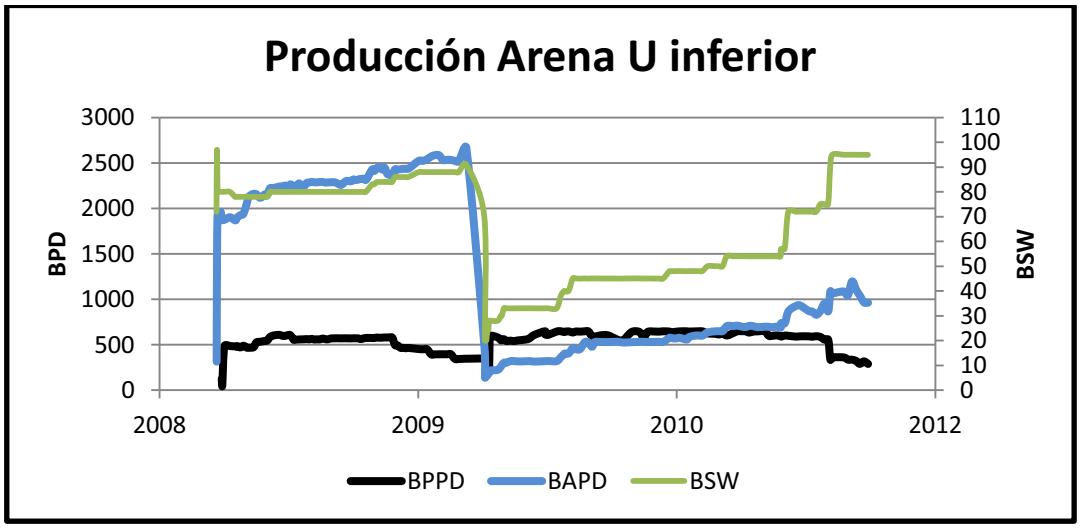
FIGURA 3. 1: PRODUCCIÓN DEL POZO J-79 ARENA T PRINCIPAL



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

FIGURA 3. 2: PRODUCCIÓN DEL POZO J-79 ARENA U INFERIOR



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

3.4.1.2. Pozo J-84

EDY J -84 una vez terminada la perforación, alcanza una profundidad de 9.152', inicia las operaciones de completación el 19 de enero de 2009, finalizando el 29 de enero de 2009 e iniciando así sus operaciones de producción.

La arena U Inferior es punzonada a un intervalo de profundidad de 8.542'-8.560' con un espesor neto de 18'. La arena T es punzonada a un intervalo de profundidad de 8.876'- 8.884' y 8.920' – 8.942' con un espesor neto de 30'.

El pozo EDY J-84 es de tipo direccional con completación dual concéntrica desde el inicio de su producción, para evaluar las arenas U superiror y T simultáneamente, con bombas electrosumergibles SN3600/105/330/5839 y DN1750/197/125/6005 respectivamente, el 29 de enero de 2009.

Al 29 de enero de 2009, el pozo presenta una producción inicial de 731 BPPD con un corte de agua 20 % de la arena T, y con una producción inicial de 853 BPPD con un corte de agua de 27% de la arena U superior.

La producción de la arena T en el 2009 nos presenta un valor promedio 607 BPPD con un corte de agua de 30%, para el año 2010 y la producción promedio es de 247 BPPD con un BSW de 59%, en el año 2011.

La producción de la arena U superior en el 2009 nos presenta un valor promedio 858 BPPD con un corte de agua estabilizado de 41%, durante el 2010 la producción disminuye alcanzando un valor promedio de 407 BPPD con un corte de agua de 80%. Al finalizar el 2011 se registró una producción promedio de 262 BPPD con un corte de agua 86 %.

Hasta el 31 de diciembre de 2011, fecha de cierre del proyecto la producción total de las dos arenas es de 254 BPPD y 2.468 BAPD. Las gráficas 3.3 y 3.4,

muestran el comportamiento productivo del pozo J-84 para las arena T y U superior respectivamente. En la tabla 3.2, se presentan los valores de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo J - 84 al 31 de diciembre de cada año.

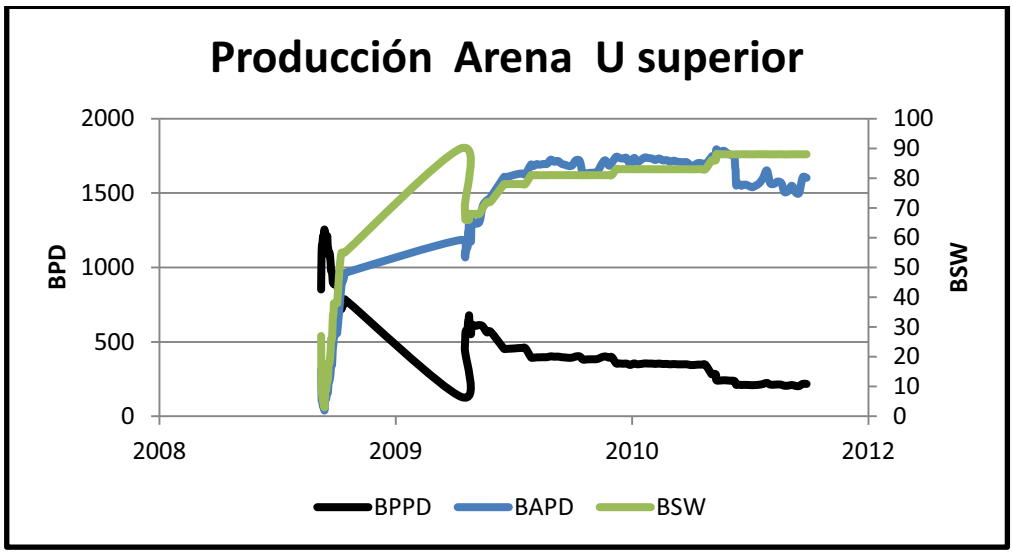
TABLA 3. 2: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY J-84

Año	Yacimiento	Qo (BPPD)	Qw (BWPD)	FLUIDO (BPD)	BSW (%)
2009	U superior	614	1.306	1.920	68,02
	T	312	168	480	35,00
2010	U superior	355	1.731	2.086	82,98
	T	156	588	744	79,03
2011	U superior	218	1.602	1.820	88,02
	T	36	866	902	96,01

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

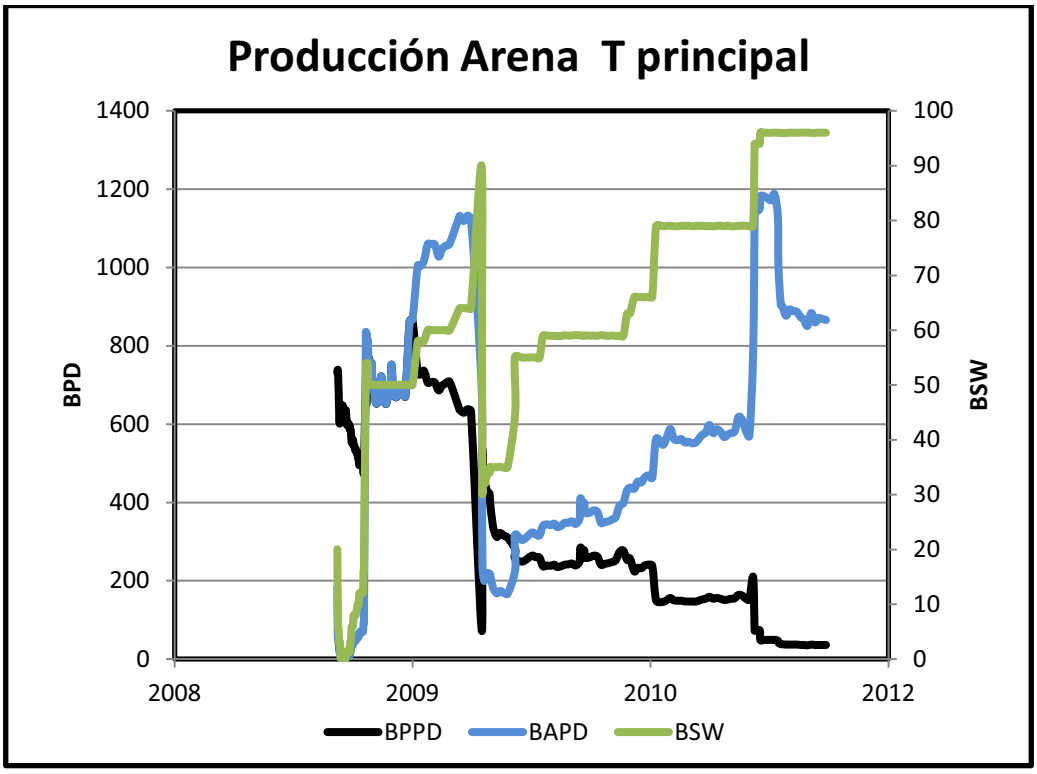
FIGURA 3. 3: PRODUCCIÓN DEL POZO J-84 ARENA U SUPERIOR



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

FIGURA 3. 4: PRODUCCIÓN DEL POZO J - 84 ARENA T PRINCIPAL



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

3.4.1.3.Pozo EDY C-96

El pozo EDY C-96 una vez terminada la perforación el 22 de febrero del 2009, con un taladro HP-132, iniciando a la vez con trabajos de completación y finalizando el 6 de marzo del 2009.

Esté pozo es de tipo direccional J, presenta una completación dual concéntrica desde el inicio de su producción, para evaluar inicialmente las arenas T y U inferior simultáneamente, con bombas electrosumergibles DN1750/162/150/5934 y SN3600/60/200/5667 respectivamente, el 6 de marzo del 2009.

La arena T es punzonada a un intervalo 7.497'-7.518', obteniendo un espesor neto de 21'. La arena U inferior es punzonada a un intervalo 7.241'-7.254', obteniendo un espesor neto de 13'.

Al 6 de marzo del 2009, el pozo presenta una producción inicial de 705 BPPD con un corte de agua 37 % de la arena U inferior, y con una producción inicial de 700 BPPD con un corte de agua de 41% de la arena U superior.

La producción de la arena T en el 2009 presenta un valor promedio 400 BPPD con un corte de agua estabilizado de 62%, durante el 2010 la producción disminuye alcanzando un valor promedio de 180 BPPD con un corte de agua de 84%. Hasta el 28 de enero del 2011 existe registro de la producción obteniendo un valor promedio de 21 BPPD con un corte de 97 %, por lo que se aísla esta zona y se pone en producción la arena U superior.

La producción de la arena U inferior en el 2009 nos presenta un valor promedio 605 BPPD con un corte de agua del 32%, durante el 2010 la producción alcanza un valor promedio de 415 BPPD con un corte de agua de 82%. Al finalizar el 2011 la producción disminuye registrando una producción promedio de 46 BPPD con un corte de agua de 97 %.

El 7 de febrero del 2011 se inicia el primer trabajo de reacondicionamiento, finalizando el 27 de febrero del 2011, cuyo objetivo es taponar la arena T, por presentar un elevado corte de agua y poner a producir la arena U superior. La arena U superior es punzonada a un intervalo 7.172'-7.186 y 7.188'-7.193', obteniendo un espesor neto de 19'.

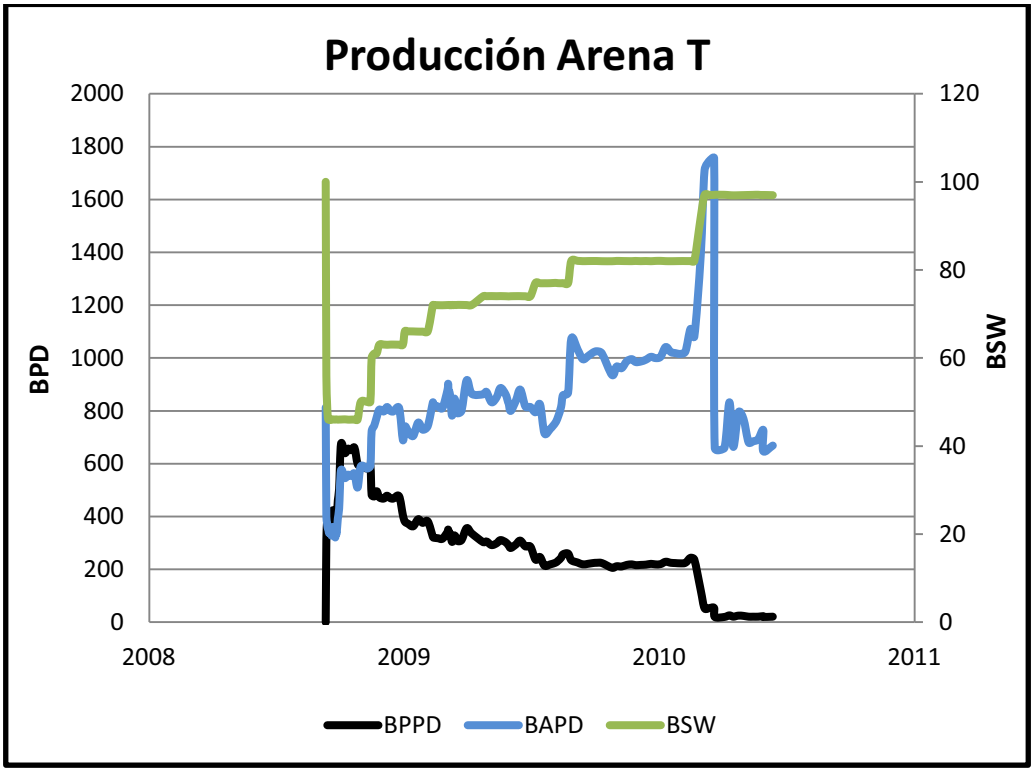
La producción de la arena U superior inicia el 27 de febrero del 2011 registrando una producción inicial 311 BPPD con un corte de agua del 70%. Al finalizar el 2011

la producción aumenta obteniendo una producción promedio de 570 BPPD con un corte de agua 55 %.

Al 31 de diciembre del 2011, fecha de cierre del proyecto, la producción total de las dos arenas es de 214 BPPD y 1.807 BAPD.

Las gráficas 3.5, 3.6 y 3.7, muestran el comportamiento productivo del pozo C-96 para las arena T, U inferior, U superior respectivamente. La tabla 3.3 presenta los valores de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo C-96 al 31 de diciembre de cada año.

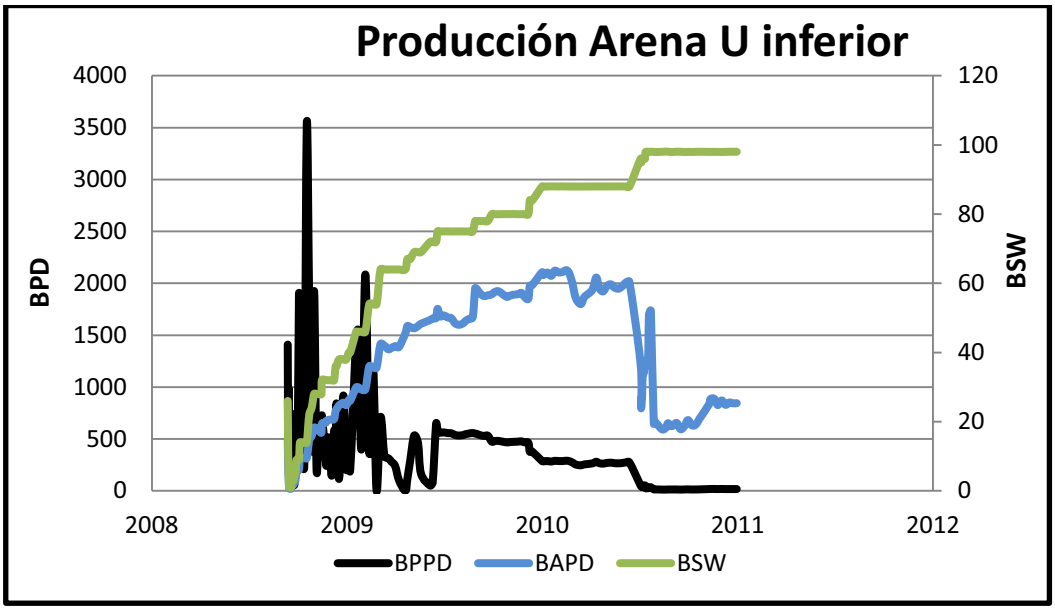
FIGURA 3. 5: PRODUCCIÓN DEL POZO C-96 ARENA T



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

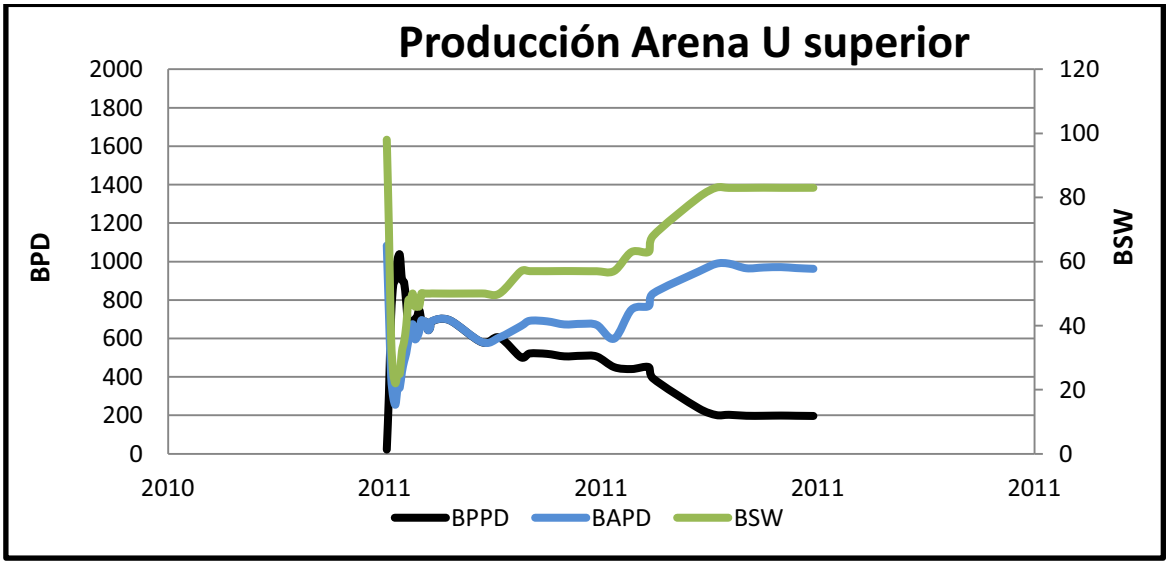
FIGURA 3. 6: PRODUCCIÓN DEL POZO C-96 ARENA U INFERIOR



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

FIGURA 3. 7: PRODUCCIÓN DEL POZO C-96 ARENA U SUPERIOR



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 3. 3: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY C-96

Año	Yacimiento	Qo (BPPD)	Qw (BWPD)	Fluido (BPD)	BSW (%)
2009	T	294	838	1.132	74,03
	Uinf	81	1.662	1.743	72,01
2010	T	21	681	702	97,01
	Uinf	271	1.990	2.261	88,01
2011	T	21	669	690	96,96
	Uinf	17	845	862	98,03
	Usup	197	962	1.159	83

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

3.4.1.4. Pozo EDY F-105 A

El pozo EDY F-105A una vez terminada la perforación el 23 de octubre del 2008, con un taladro PETREX Serie 5828 iniciando a la vez con trabajos de completación y finalizando el 7 de noviembre del 2009.

Este pozo es de tipo direccional con completación dual concéntrica desde el inicio de su producción, para evaluar las arenas T y U superior simultáneamente, con bombas electrosumergibles DN1750/212/160/5996 y GN4000/177/450/5787 respectivamente, el 23 de octubre del 2008.

La arena U superior es punzonada a un intervalo 7.172’ – 7.180’ y 7.187’ – 7.197’, obteniendo un espesor neto de 18’. La arena T es punzonada a un intervalo 7449’-7.458’y 7.480’-7.493’, obteniendo un espesor neto de 22’.

Al 7 de noviembre del 2008, el pozo presenta una producción inicial de 397 BPPD con un corte de agua 35 % de la arena T, y con una producción inicial de 872 BPPD con un corte de agua de 26% de la arena U superior.

La producción de la arena T en el 2009 nos presenta un valor promedio 600 BPPD con un corte de agua estabilizado de 35%, durante el 2010 la producción disminuye alcanzando un valor promedio de 400 BPPD con un corte de agua de 50%, hasta el 9 de febrero del 2011 se tiene una producción de 297 BPPD con un corte de agua del 75%, por problema eléctrico en el quipo BES superior no se registra la producción hasta el 17 de septiembre del 2011. Al finalizar el 2011 se registró una producción promedio de 180 BPPD con un corte de 82%.

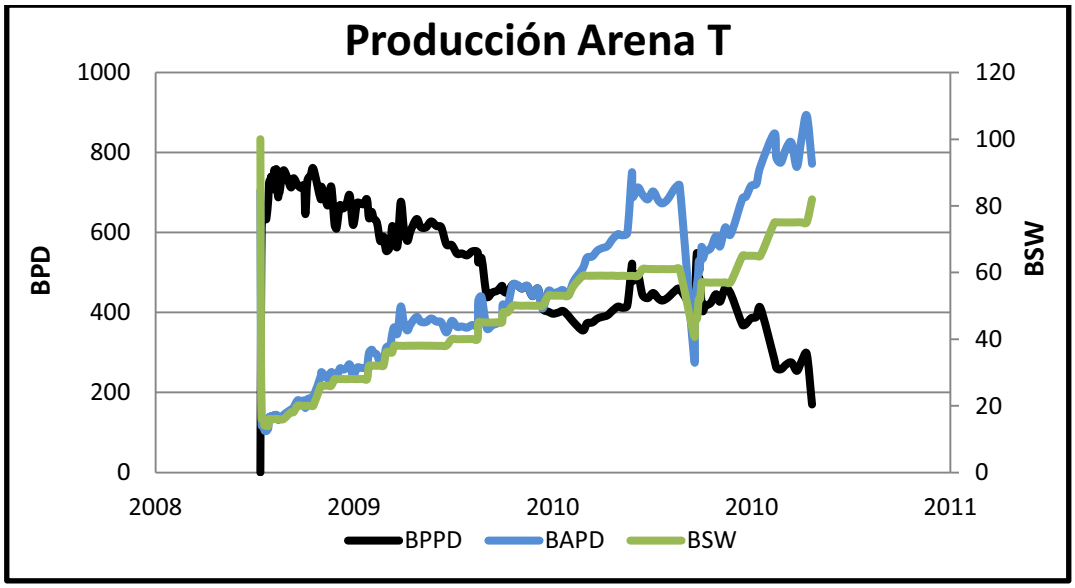
La producción de la arena U superior en el 2009 nos presenta un valor promedio 424 BPPD con un corte de agua estabilizado de 84%, durante el 2010 la producción disminuye alcanzando un valor promedio de 287 BPPD con un corte de agua de 89%.

El 23 de agosto del 2009 se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento, con el objetivo de cambiar la BES superior con otra de similares características, que dejo de funcionar por problemas eléctricos.

Al finalizar el 2011 se registro una producción promedio de 209 BPPD con un corte de agua 93%. Al 31 de diciembre del 2011, fecha de cierre del proyecto, la producción de las dos arenas es de 390 BPPD y 370 BAPD

Los gráficos 3.8, 3.9 y 3.10, muestran el comportamiento productivo del pozo F-105A para las arena T y U superior respectivamente. La tabla 3.3 presenta los valores de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo F-105A, al 31 de diciembre de cada año.

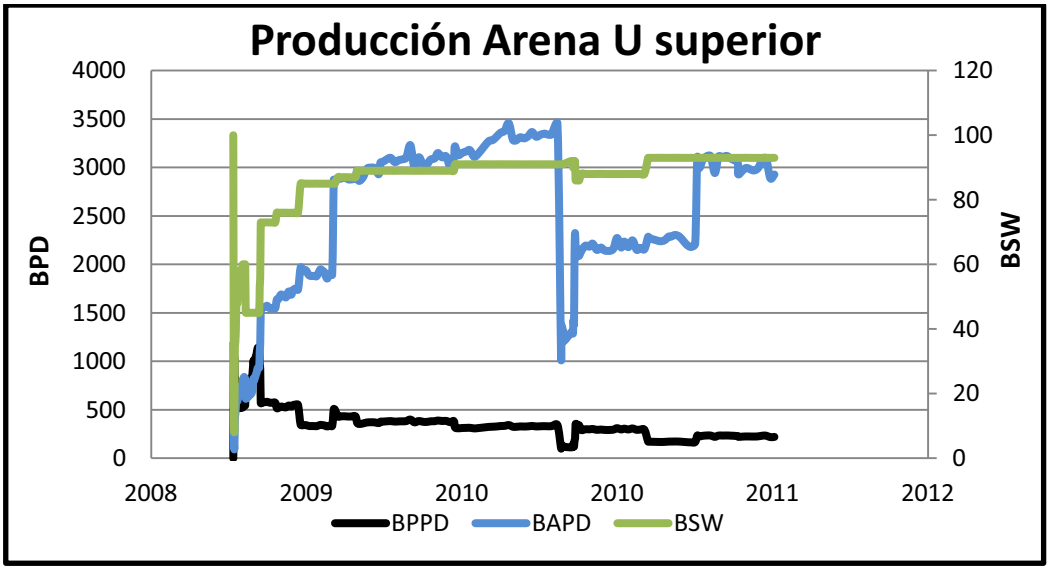
FIGURA 3. 8: PRODUCCIÓN DEL POZO F- 105 A ARENA T



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

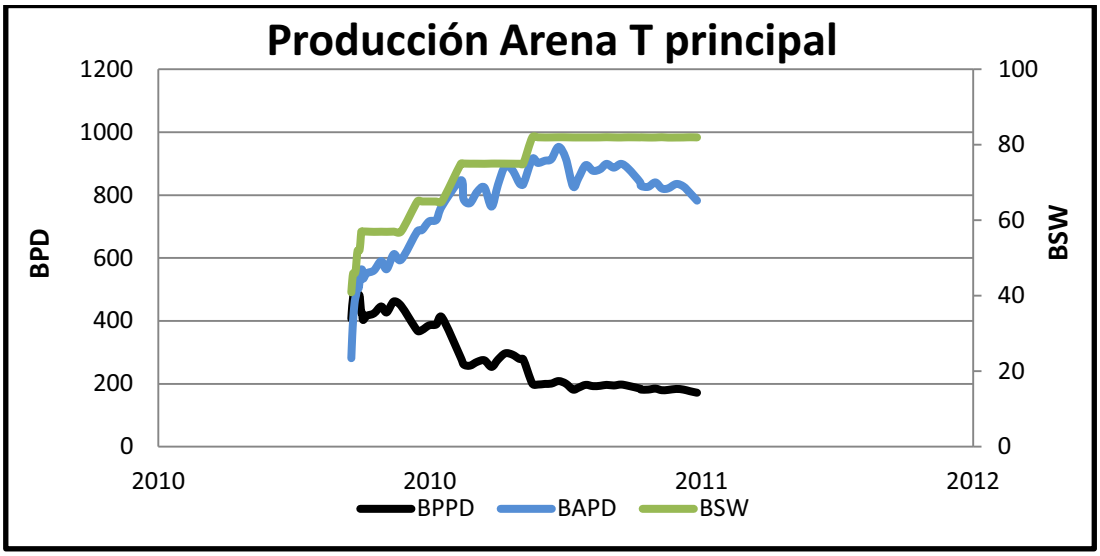
FIGURA 3. 9: PRODUCCIÓN DEL POZO F-105 A ARENA U SUPERIOR



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

FIGURA 3. 10: PRODUCCIÓN DEL POZO F-105 A ARENA T PRINCIPAL



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 3. 4: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY F-105A

Año	Yacimiento	Qo (BPPD)	Qw (BWPD)	Fluido (BPD)	BSW (%)
2008	T	713	157	870	18,05
	Usup	574	1.551	2.125	72,09
2009	T	460	460	920	50,00
	Usup	372	3.009	3.381	89,00
2010	T	262	788	1.050	75,05
	T principal	262	788	1.050	75,05
	U superior	293	2.151	2.444	88,01
2011	T	170	772	942	81,95
	T principal	172	783	955	81,99
	U superior	220	2.928	3.148	93,01

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

3.4.2. POZOS CON COMPLETACIONES DOBLES PARALELAS

3.4.2.1. Pozo EDY J-78

Este pozo una vez terminada la perforación, alcanzó una profundidad total de 7.683', inicia las operaciones de completación con el taladro SINOPEC 129-20, el 01 de mayo de 2008, culminando el 10 de mayo de 2008 e iniciando así sus operaciones de producción.

La arena U superior es punzonada a un intervalo de profundidad de 7.178'-7.189' y 7.692'-7.198' con un espesor neto de 15´. La arena U inferior es punzonada a un intervalo de profundidad de 7.239'-7.247' y 7.264'-7.271' con un espesor neto de 15'.

El pozo EDY J-78 es de tipo direccional con completación dual paralela desde el inicio de su producción, para evaluar las arenas U inferior Y U superior, con bombas electrosumergibles DN1750/180/150/5926 y DN1750/180/156/5757 respectivamente, el 10 de mayo del 2008.

Al 10 de mayo de 2008, el pozo presenta una producción inicial de 1.028 BPPD con un corte de agua 10 % de la arena U inferior, y con una producción inicial de 563 BPPD con un corte de agua de 30% de la arena U superior.

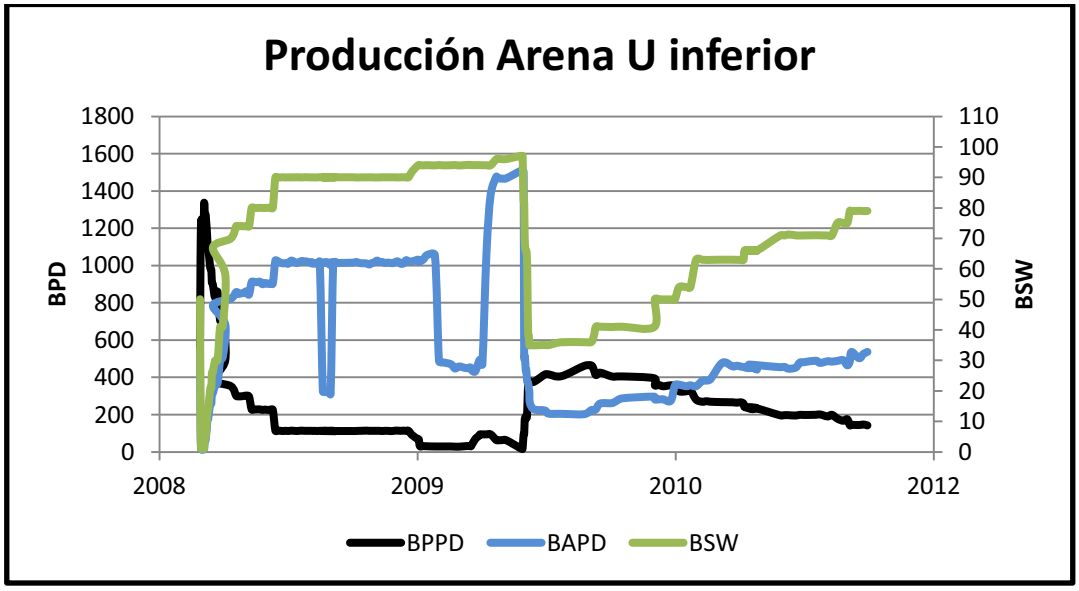
La producción de la arena U superior en el 2008 nos presenta un valor promedio 345 BPPD con un corte de agua 65%, durante el 2009 la producción disminuye alcanzando un valor promedio de 265 BPPD con un corte de agua de 76%. Para el año 2010 se realiza una re-completación, para la producción de la arena T con NABORS 814, finalizando la producción de la arena U Superior. La producción de la arena T en el 2010 nos presenta un valor promedio 409 BPPD con un corte de agua estabilizado de 37% y al finalizar el 2011 se registro una producción promedio de 225 BPPD con un corte de 75%.

La producción de la arena U inferior en el 2008 nos presenta un valor promedio 573 BPPD con un corte de agua estabilizado de 53%, durante el 2009 la producción disminuye alcanzando un valor promedio de 88 BPPD con un corte de agua de 92%. Al finalizar el 2010 se registro una producción promedio de 308 BPPD con un corte de agua 53% y en el año 2011 tenemos una producción promedio de 212 BPPD y un corte de agua de 70%.

Hasta el 31 de diciembre de 2011, fecha de cierre del proyecto la producción de las dos arenas es de 345 BPPD y 1.256 BAPD.

Las gráficas 3.11, 3.12 Y 3.13, muestran el comportamiento productivo del pozo J-78 para las arena T y U inferior respectivamente. La tabla 3.5 presenta los valores de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo J-78 al 31 de diciembre de cada año.

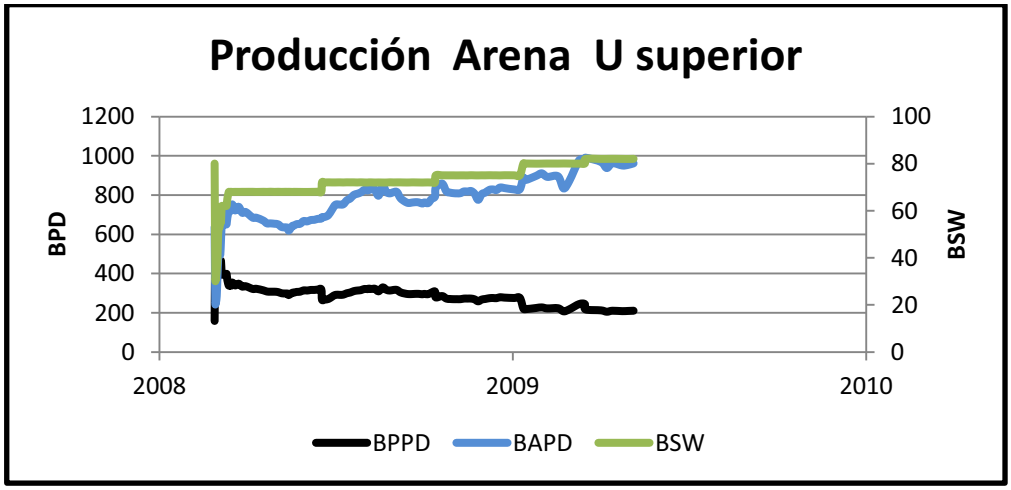
FIGURA 3. 11: PRODUCCIÓN DEL POZO J-78 ARENA U INFERIOR



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

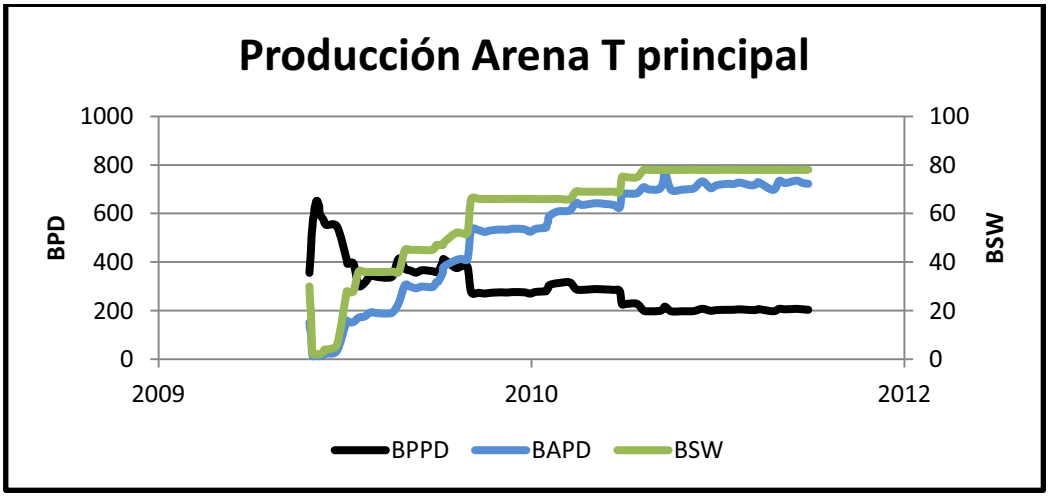
FIGURA 3. 12: PRODUCCIÓN DEL POZO J-78 ARENA U SUPERIOR



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

FIGURA 3. 13: PRODUCCIÓN DEL POZO J-78 ARENA T PRINCIPAL



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 3. 5: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY J-78

Año	Yacimiento	Qo (BPPD)	Qw (BWPD)	FLUIDO (BPD)	BSW (%)
2008	U inferior	113	1.020	1.133	90,00
	U superior	310	797	1.107	72,00
2009	U inferior	63	1.467	1.530	96,00
	U superior	211	962	1.173	82,00
2010	U inferior	281	352	633	63,00
	T	313	609	922	66,10
2011	U inferior	142	536	678	79,00
	T	203	722	925	78,10

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

3.4.2.2. Pozo EDY J-80

EDY J-80 una vez terminada la perforación el 02 de julio de 2008, alcanzó una profundidad de 7.714', inicia las operaciones de completación culminando el 12 de julio 2008, iniciando así sus operaciones de producción.

La arena U inferior es punzonada a un intervalo de profundidad de 7.227'-7.240'; 7.249'-7.255' y 7.263'-7.267' con un espesor neto de 23'. La arena T es punzonada a un intervalo de profundidad de 7.448'-7.456'; 7.485'-7.493' y 7.505'-7.526' con un espesor neto de 37'.

El pozo EDY J-80 es de tipo direccional con completación dual paralela desde el inicio de su producción, para evaluar las arenas U inferior y T simultáneamente, con bombas electrosumergibles SN2600/60/150/5883 y DN1750/180/150/7393 respectivamente, el 12 de julio de 2008.

Al 12 de julio de 2008, el pozo presenta una producción inicial de 559 BPPD con un corte de agua 17 % de la arena T, y con una producción inicial de 481 BPPD con un corte de agua de 26% de la arena U inferior.

La producción de la arena T en el 2008 nos presenta un valor promedio 375 BPPD con un corte de agua de 69%, para el año 2009 la producción promedio es de 209 BPPD con un BSW de 84%, en este año también se realiza un squeeze de 16' de los intervalos punzonados inicialmente en la arena, quedando abierto el intervalo de 7.508'-7.528' es decir un espesor neto de 20' , en el año 2010 presenta un BSW de 88% con una producción promedia de 155 BPPD y al finalizar el 2011 se registró una producción promedio de 94 BPPD con un corte de 92%.

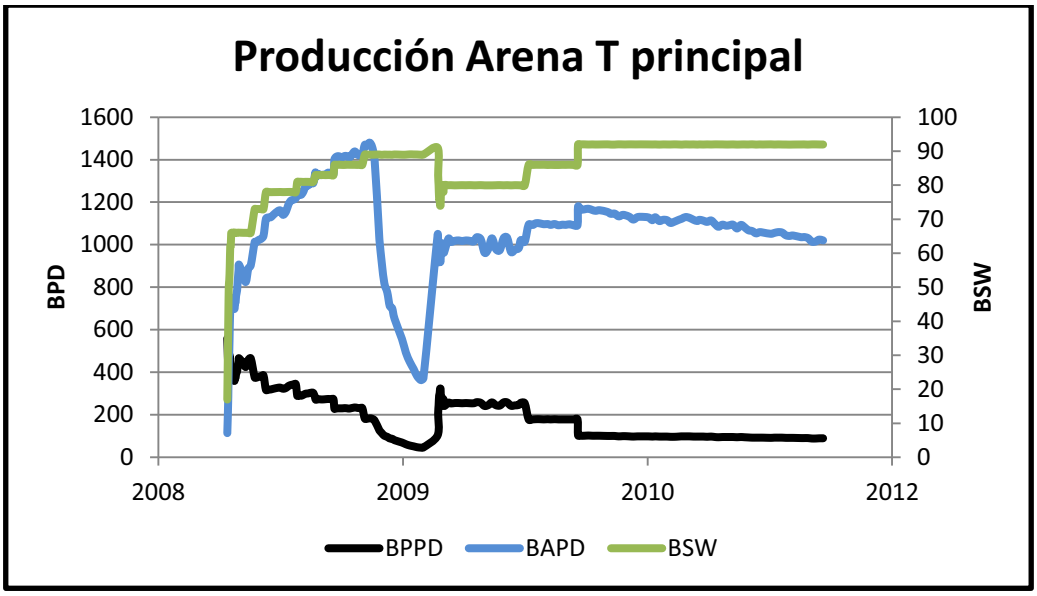
La producción de la arena U inferior en el 2008 presenta un valor promedio 352 BPPD con un corte de agua estabilizado de 61%, durante el 2009 la producción disminuye alcanzando un valor promedio de 344 BPPD con un corte de agua de 69%, en este mismo año se realiza el squeeze de 10' en los diferentes intervalos punzonados quedando abierto el intervalo de 7.230' – 7.242' es decir un espesor de 12'. Al finalizar el 2010 se registro una producción promedio de 554 BPPD con un corte de agua 41 % y en el año 2011 tenemos una producción promedio de 298 BPPD y un corte de agua de 60%.

Hasta el 31 de diciembre de 2011, fecha de cierre del proyecto la producción de las dos arenas es de 275 BPPD y 1.994 BAPD.

Las gráficas 3.14 y 3.15, muestran el comportamiento productivo del pozo J-80 para las arena T y U inferior respectivamente.

La tabla 3.6, presenta los valores de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo J-80 al 31 de diciembre de cada año.

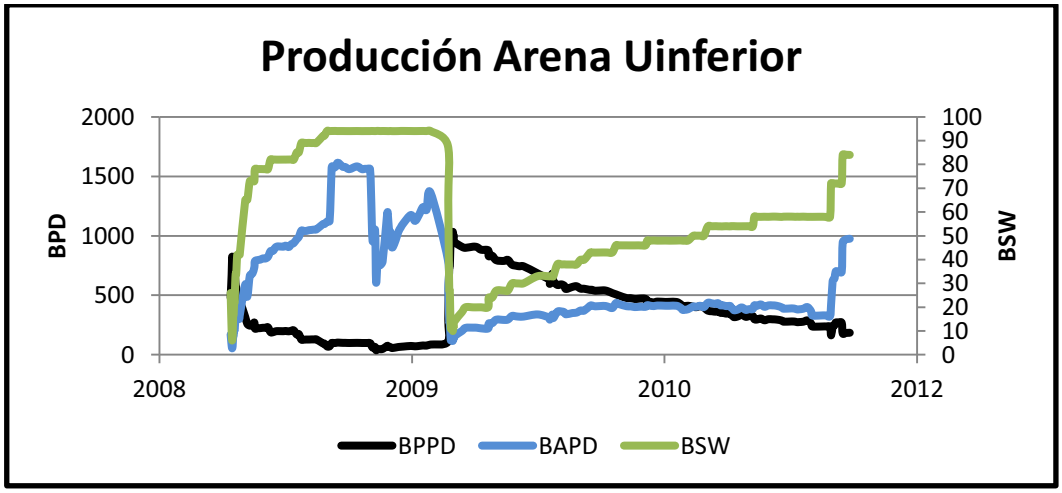
FIGURA 3. 14: PRODUCCIÓN DEL POZO J-80 ARENA T PRINCIPAL



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

FIGURA 3. 15: PRODUCCIÓN DEL POZO J-80 ARENA U INFERIOR



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 3. 6: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY J-80

Año	Yacimiento	Qo (BPPD)	Qw (BWPD)	FLUIDO (BPD)	BSW (%)
2008	U inferior	130	1.053	1.183	89,01
	T	303	1.290	1.593	80,98
2009	U inferior	796	294	1.090	26,97
	T	246	982	1.228	79,97
2010	U inferior	409	377	786	47,96
	T	97	1.115	1.212	92,00
2011	U inferior	186	974	1.160	83,97
	T	89	1.020	1.109	91,98

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

3.4.2.3. Pozo EDY C-101

El pozo EDY C-101 una vez terminada la perforación el 5 de julio del 2009, con un taladro HP-132, iniciando a la vez con trabajos de completación y finalizando el 15 de julio del 2009.

Este pozo presenta una completación dual paralela desde el inicio de su producción, para evaluar las arenas U inferior y U superior simultáneamente, con bombas electrosumergibles DN1750/153/125/5794 y DN1750/213/125/5794 respectivamente, el 15 de julio del 2009.

La arena U inferior es punzonada a un intervalo 7.233'-7.242 y 7.248' – 7.257', obteniendo un espesor neto de 18'. La arena U superior es punzonada a un intervalo 7.174'-7.188', obteniendo un espesor neto de 14'.

Al 15 de julio del 2009, el pozo presenta una producción inicial de 705 BPPD con un corte de agua 37 % de la arena U inferior, y con una producción inicial de 700 BPPD con un corte de agua de 41% de la arena U superior.

La producción de la arena U inferior en los últimos cinco meses del 2009 nos presenta un valor promedio 1.062 BPPD con un corte de agua estabilizado de 12%, durante el 2010 la producción disminuye alcanzando un valor promedio de 528 BPPD con un corte de agua de 57%. Al finalizar el 2011 se registro una producción promedio de 418 BPPD con un corte de 78 %.

La producción de la arena U superior en los últimos cinco meses del 2009 nos presenta un valor promedio 583 BPPD con un corte de agua del 53%, durante el 2010 la producción disminuye alcanzando un valor promedio de 218 BPPD con un corte de agua de 85%. Al finalizar el 2011 la producción disminuye registrando una producción promedio de 168 BPPD con un corte de agua 89 %.

Al 31 de diciembre del 2011, fecha de cierre del proyecto, la producción de las dos arenas es de 478 BPPD y 2.890 BAPD.

Las gráfica 3.16 y 3.17 muestran el comportamiento productivo del pozo C-101 para las arena U inferior y U superior respectivamente.

La tabla 3.7 presenta los valores de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo C-101 al 31 de diciembre de cada año.

TABLA 3. 7: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY C-101

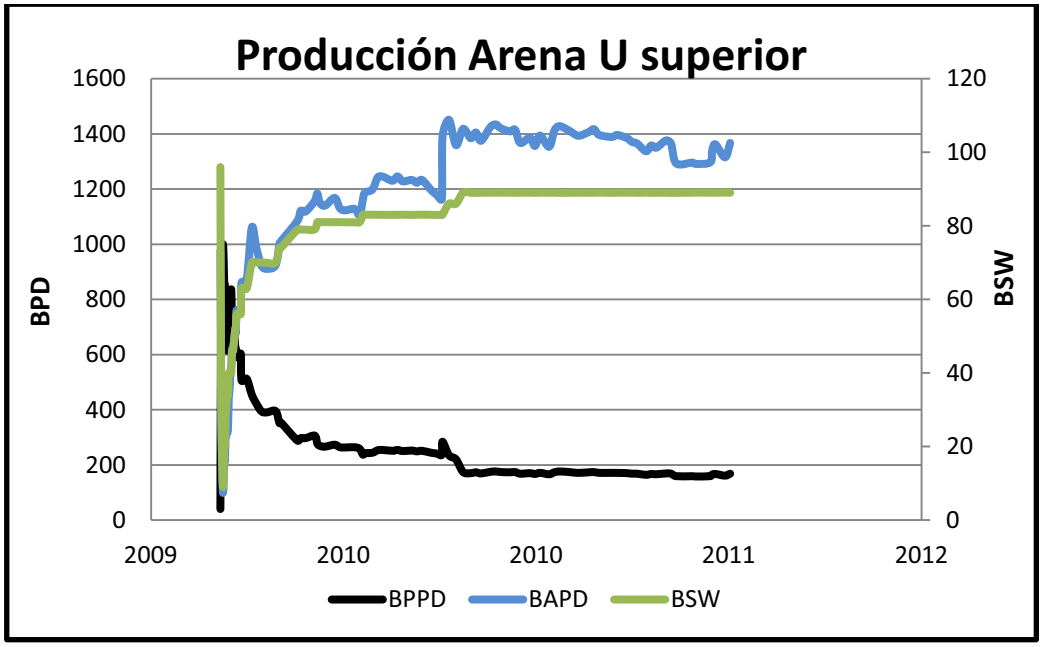
Año	Yacimiento	Qo (BPPD)	Qw (BWPD)	Fluido (BPD)	BSW (%)
2009	U inferior	716	1.155	1.871	38,01
	U superior	267	1.140	1.407	81,01
2010	U inferior	416	1.249	1.665	75,02
	U superior	177	1.428	1.605	88,97
2011	U inferior	312	1.523	1.835	83,00
	U superior	169	1.367	1.536	89,00

.

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

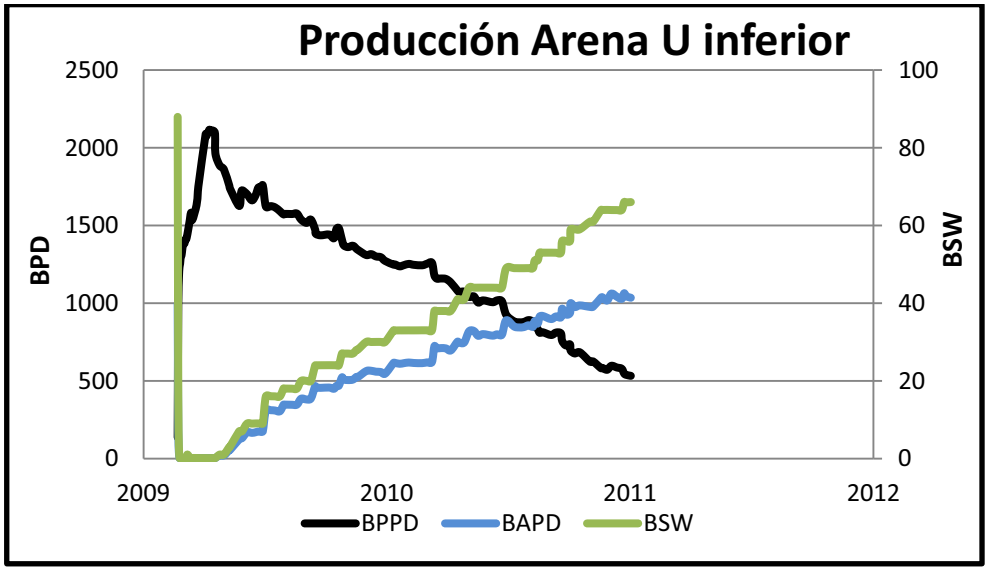
FIGURA 3. 16: PRODUCCIÓN DEL POZO C-101 ARENA U SUPERIOR



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

FIGURA 3. 17: PRODUCCIÓN DEL POZO C-101 ARENA U INFERIOR



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

3.4.2.4. Pozo EDY A-102

El pozo EDY A-102 una vez terminada la perforación el 14 de agosto del 2009, con un taladro HP-132, iniciando a la vez con trabajos de completación y finalizando el 25 de agosto del 2009.

Este presenta una completación dual paralela desde el inicio de su producción, para evaluar las arenas T y U inferior simultáneamente, con bombas electrosumergibles DN1750/179/100/5783 y DN1750/177/100/5552 respectivamente, el 31 de agosto del 2009.

Al 25 de agosto del 2009, el pozo presenta una producción inicial de 758 BPPD con un corte de agua 36 % de la arena T, y con una producción inicial de 989 BPPD con un corte de agua de 16% de la arena U inferior.

La arena T es punzonada a un intervalo 7.481'- 7.489' y 7.494' -7.515', obteniendo un espesor neto de 29'. La arena U inferior es punzonada a un intervalo 7.240'-7.258', obteniendo un espesor neto de 18'.

La producción de la arena T en los últimos cuatro meses del 2009 nos presenta un valor promedio 1.120 BPPD con un corte de agua estabilizado de 23%, durante el 2010 la producción disminuye alcanzando un valor promedio de 705 BPPD con un corte de agua de 58%. Al finalizar el 2011 se registró una producción promedio de 418 BPPD con un corte de 80%.

La producción de la arena U inferior en los últimos cuatro meses del 2009 nos presenta un valor promedio 1.600 BPPD con un corte de agua del 2%, durante el 2010 la producción alcanza un valor promedio de 1.370 BPPD con un corte de agua de 27%. Al finalizar el 2011 la producción disminuye registrando una producción promedio de 764 BPPD con un corte de agua 55%.

Al 31 de diciembre del 2011, fecha de cierre del proyecto, la producción de las dos arenas es de 954 BPPD y 2.723 BAPD.

Las gráficas 3.18 y 3.19 muestran el comportamiento productivo del pozo A-102 para las arena T y U inferior respectivamente. La tabla 3.8 presenta los valores de los caudales de petróleo, agua, fluido total y corte de agua del pozo A-102 al 31 de diciembre de cada año.

.

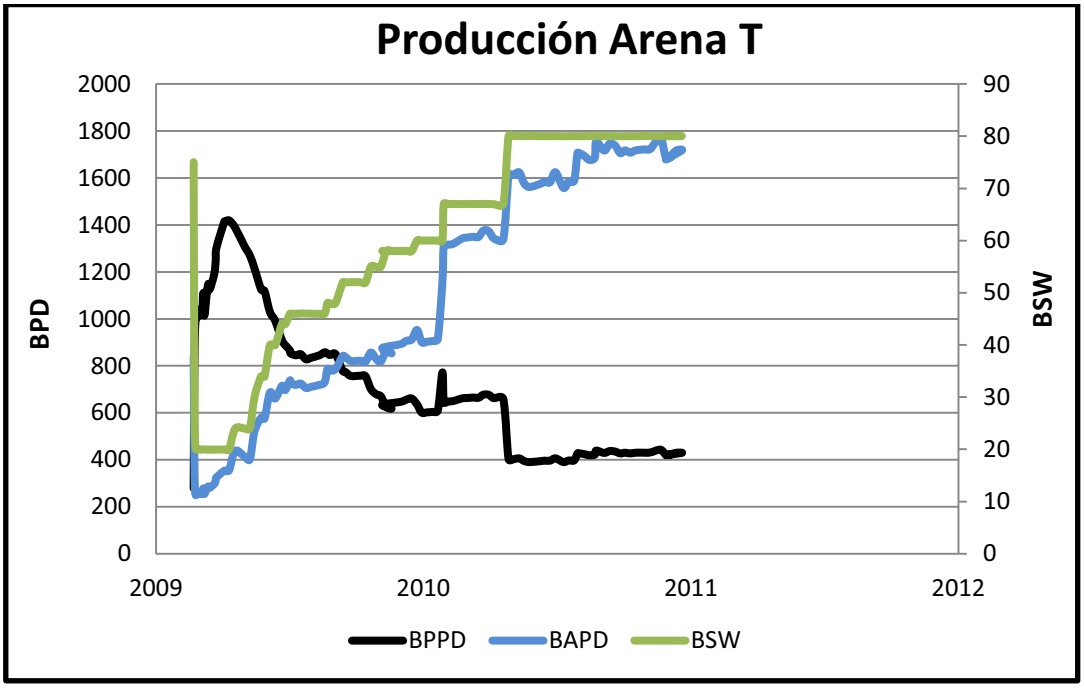
TABLA 3. 8: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EDY A-102

Año	Yacimiento	Qo (BPPD)	Qw (BWPD)	Fluido (BPD)	BSW (%)
2009	T	992	661	1.653	39,99
	U inferior	1.662	164	1.826	8,98
2010	T	405	1.624	2.029	80,00
	U inferior	1.044	820	1.864	43,99
2011	T	422	1.689	2.111	80,01
	U inferior	532	1.034	1.566	66,03

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

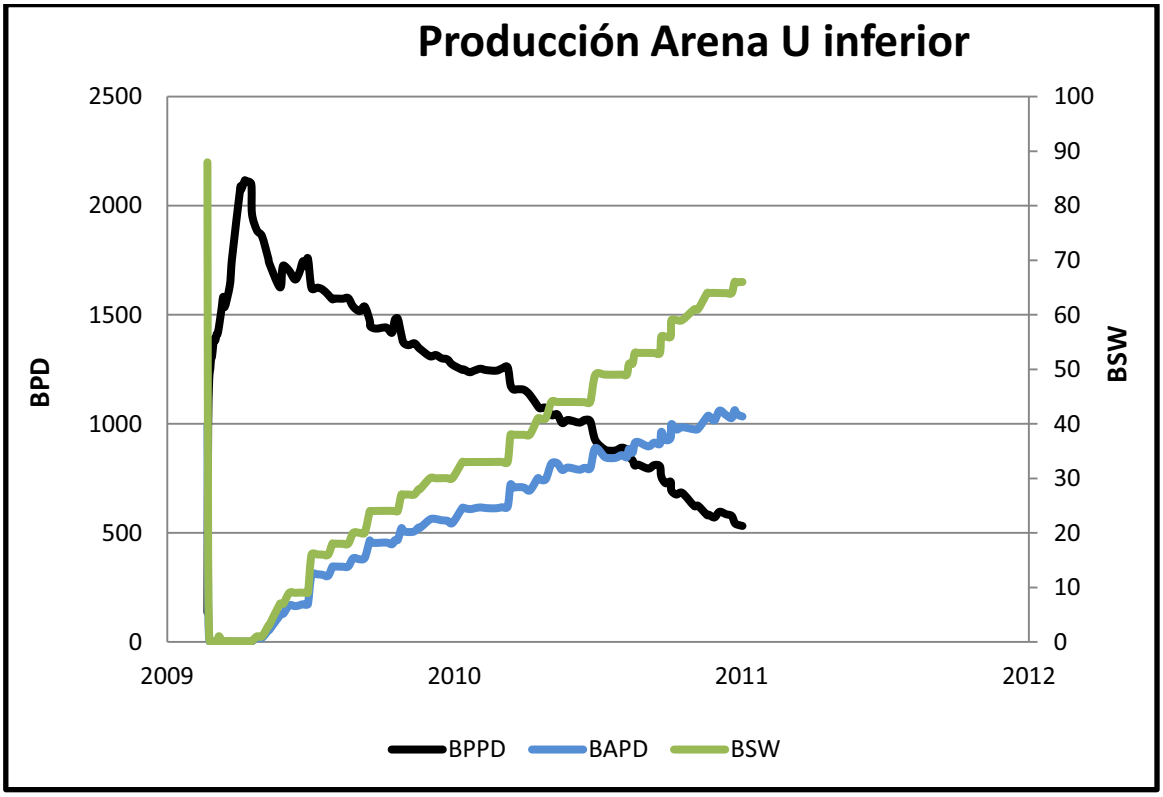
FIGURA 3. 18: PRODUCCIÓN DEL POZO A-102 ARENA T



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

FIGURA 3. 19: PRODUCCIÓN DEL POZO A-102 ARENA U INFERIOR



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

De las gráficas de producciones por arena de cada uno de los pozos descritos anteriormente se puede observar con seguridad que con la que obtenemos mayor recuperación de crudo son con las completaciones duales paralelas.

3.4.3. RESUMEN DE LOS HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO

En las tablas 3.9 y 3.10 se detalla una síntesis de las intervenciones que ha presentado cada uno de los pozos seleccionados durante su vida productiva.

TABLA 3. 9: SÍNTESIS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO EN POZOS CON COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA

POZO	W.O.	Fecha	Yacimiento	Objetivo del reacondicionamiento
EDY J-79	W.O. # 1	nov-09	T	Recañoneo y Cambio de Bomba
			U inferior	Sqz para aislar intervalos y cambio de bomba
EDY J-84	W.O. # 1	nov-09		Construcción parte direccional
EDY C-96	W.O. # 1	feb-11	U superior	Punzonamiento
			U inferior	Re- punzonamiento de la arena
			T	Taponamiento y cambio de la arena por la U superior
	W.O. # 2	mar-11	U inferior	Cambio de bomba
EDY F-105A	W.O. #1	ago-10	T	Punzonamiento de nuevo intervalo

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 3.10: SÍNTESIS DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO EN POZOS CON COMPLETACIÓN DUAL PARALELA

POZO	W.O.	Fecha	Yacimiento	Objetivo del reacondicionamiento
EDY J-78	W.O. # 1	ene-10	T	Producción de la arena T
			U inferior	Cambio de bomba
EDY J-80	W.O. # 1	jul-09	T	Squezee
			U inferior	Squezee
	W.O. # 2	sep-09	T	Cambio de bomba
			U inferior	Cambio de bomba
EDY C-101	NO HAY W.O.			
EDY A-102	NO HAY W.O.			

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

3.4.4. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

El objetivo de este análisis es realizar una comparación de la vida productiva promedio de los ocho pozos y de esta manera corroborar de una forma clara como se muestra en la grafica 3.20, que con la completación dual paralela se recupera una mayor cantidad de crudo.

Para elaborar la tabla 3.11 tomamos los valores promedios de producción de cada año y de esta manera obtendremos valores referenciales de ambas completaciones en base a los ocho pozos. Los valores indicados son las producciones promedios de las dos arenas de un pozo con completación dual paralela y uno con completación concéntrica.

TABLA 3.11: VALORES PROMEDIOS DE PRODUCCIONES

TIPO DE COMPLETACIÓN	PRODUCCIÓN DE LAS ARENAS U y T	
	BPPD	BAPD
CONCÉNTRICA	886	2.106
PARALELA	1.158	1.766

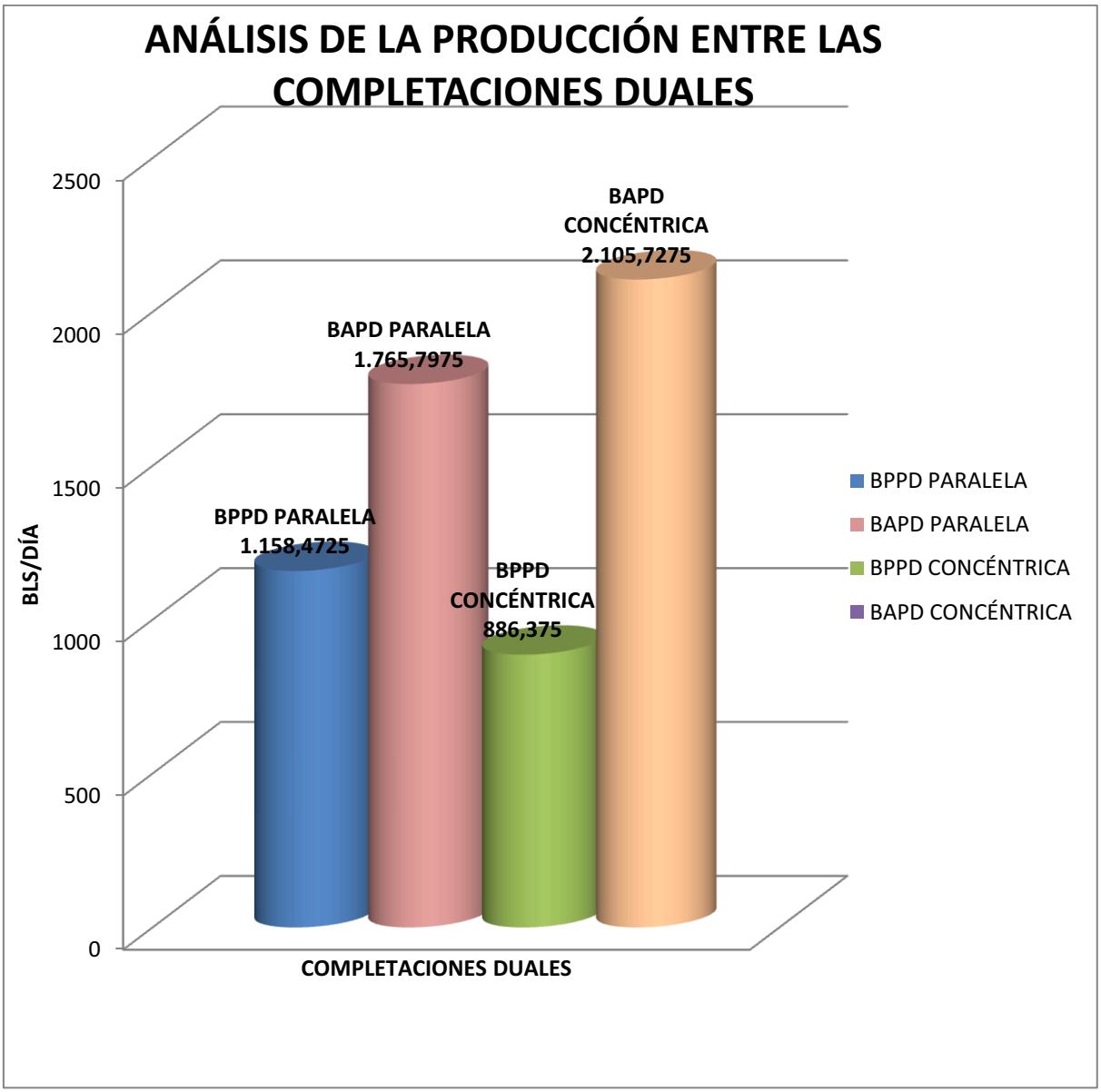
FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

En la industria hidrocarburífera la recuperación de crudo es un factor primordial, motivo por el cual es necesario el análisis de los ocho pozos que inician su vida productiva ya sea con Completación dual paralela o concéntrica, y como observamos en la gráfica 3.20 la completación dual paralela tiene aproximadamente 272 barriles de petróleo más que la concéntrica, producción que es significativa, si analizamos que cada pozo con dual paralela producirá

diariamente 272 barriles adicionales y si lo multiplicamos por los 365 días del año, tendremos un valor de 99.280 barriles por cada pozo con completación dual.

FIGURA 3.20: COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES DE LAS COMPLETACIONES DUAL PARALELA Y CONCÉNTRICA



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

3.4.5. TIEMPOS DE COMPLETACIÓN

Con la ayuda de la descripción de cada pozo mencionado anteriormente, en nuestro análisis técnico es primordial considerar el tiempo que se demoraron en completarse los ocho pozos seleccionados los mismos que se presentan en la tabla 3.12.

TABLA 3.12: Días de Completación

POZOS	TIPO DE COMPLETACIÓN	TIEMPO DE COMPLETACIÓN (DÍAS)
POZO EDY J-79	COMPLETACIONES CONCÉNTRICAS	15 DÍAS
POZO EDY J-84		10 DÍAS
POZO EDY C-96		12 DÍAS
POZO EDY F-105 A		15 DÍAS
POZO EDY J-78	COMPLETACIONES PARALELAS	10 DÍAS
POZO EDY J-80		10 DÍAS
POZO EDY C-101		10 DÍAS
POZO EDY A-102		11 DÍAS

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORADO: Daisy Guachamín y Sandra Obando

Uno de nuestros objetivos planteados a alcanzar en este proyecto, es el ahorro de tiempo, es evidente como en las completaciones duales paralelas tenemos un

promedio de 10 días que se demoran en la completación, mientras que en las duales concéntricas el promedio es de 13 días, la diferencia de tres días es un dato muy relevante ya que el costo del taladro es significativo como lo veremos en el análisis económico .

3.4.6. VIDA ÚTIL DE EQUIPOS BES

Las bombas electrosumergibles (BES) ayudan en la recuperaciónde grandes volúmenes de fluido y son capaces de manejar algo de gas libre en el fluido bombeado. En Ecuador, las BES comúnmente operan a 3.500 rpm, y son accionadas por un suministro de energía AC de 60 Hz.

Durante el estudio se han buscado maneras de realizar correlaciones entre los equipos de tuberías concéntricas versus los de tuberías paralelas de manera que puedan darnos datos con los que podamos realizar gráficas y tener así una visualización de los resultados de cada procedimiento de completación dual, sin embargo se ha encontrado que hacer esto en algunos casos es imposible y en otros improductivo ya que el método de tuberías paralelas es completamente diferente al método de tuberías concéntricas en lo que a operaciones de ensamblaje se refiere. Además que los ensamblajes que cada procedimiento utiliza son diferentes por lo que no se puede estimar un promedio de vida “real” para comparar los dos métodos en eficiencia de tiempo de uso.

Para campos con pozos en los cuáles ya se tienen información de sus diferentes reservorios no se requieren pruebas iniciales, como lo han demostrado las estadísticas del campo Edén Yuturi, operado por Petroamazonas EP, reflejando un tiempo de vida operativa promedio de 1.130 días para los equipos electrosumergibles, independientemente del tipo de completación que presenten .

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS CON COMPLETACIONES DOBLES EN EL CAMPO EDÉN YUTURI

El objetivo del análisis económico es determinar, la mejor completación dual y cuál es el beneficio económico que ésta generaría; el análisis permitirá determinar la factibilidad de una de las completaciones en base a los parámetros analizados anteriormente como es el tiempo de completación, el número de workovers, así como problemas y vida útil del equipo BES; además se considerará parámetros económicos los mismos que se detallarán a continuación.

4.1. TIEMPOS Y COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULAMIENTO Y COMPLETACIÓN DUAL PARALELA).

El trabajo de workover en muchos casos es de retiro o reemplazo de la secuencia de la tubería de producción después de que se haya matado el pozo, para realizar este proceso se requiere de un taladro de workover y por ende los factores que se involucran directamente son el tiempo y costos. Ver tablas 4.1 y 4.2.

Estos trabajos van acompañados de actividades de servicios para implementar el Sistema de Bombeo Electrosumergible.

En el capítulo anterior se obtuvo un valor promedio del tiempo que se demoran en las completaciones duales concéntricas y paralelas de 13 y 10 días

respectivamente, estos valores difieren debido a la complejidad de armado y bajada de las mismas.

TABLA 4.1: COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO)

COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO			
DETALLE	VALOR DIARIO	DÍAS	TOTAL
Taladro de Workover	10.000,00	13	130.000,00
Operadores de los Servicios (5 personas)	2.000,00	13	78.000,00
Herramientas (Por trabajo)	20.000,00		20.000,00
TOTAL			228.000,00

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 4.2: COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN DUAL PARALELA).

COMPLETACIÓN DUAL PARALELA			
DETALLE	VALORDIARIO	DÍAS	TOTAL
Taladro de Workover	10.000,00	10	10.0000,00
Operadores de los Servicios (5 personas)	2.000,00	10	60.000,00
Herramientas (Por trabajo)	20.000,00		20.000,00
TOTAL			180.000,00

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

Los tiempos de completación que cada procedimiento tiene, influyen directamente en los costos de operaciones de los taladros de reacondicionamiento.

La diferencia de menos tres días en promedio que se demora la corrida de la completación dual paralela nos permite un ahorro en costos de tiempos de workover, de cuarenta y ocho mil dólares por pozo como indica en la tabla 4.3.

TABLA 4. 3: DIFERENCIA DE COSTOS TOTALES DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER

COSTOS TOTALES DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER	
Completación Dual Concéntrica	228.000,00
Completación Dual Paralela	180.000,00
Diferencia de costos	48.000,00

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

4.2. ANÁLISIS DEL SUPERÁVIT DE PRODUCCIÓN

Para conocer el tiempo en el cual se recuperó la inversión económica en el sistema dual paralelo y dual concéntrico es necesario conocer las producciones iniciales promedias de las arenas de los ocho pozos, las cuáles se detallan en la tabla 4.4 y 4.5 respectivamente, así como también se consideran los siguientes datos: el costo de operación que es de $5,74 por barril de petróleo y de $0,70 por cada barril tratado de agua durante la recuperación de crudo para el año 2009.

Los valores totales obtenidos en las tablas 4.4 y 4.5 nos permitirán más adelante obtener el número de días en el que se recupera la inversión.

TABLA 4.4: SUPERÁVIT DE PRODUCCIÓN INICIAL DE UNA COMPLETACIÓN DUAL PARALELA (ARENA U Y T)

COMPLETACIÓN DUAL PARALELA (ARENA U Y T)						
FLUIDO	VALOR USD	BARRILES		VALOR USD		TOTAL USD
		ARENA U INFERIOR	ARENA T	ARENA U INFERIOR	ARENA T	
VALOR BBL PETRÓLEO	47	943	725	44.325,00	34.075,00	78.396,00
COSTO BBL PETRÓLEO PRODUCIDO	5,74	943	725	5.412,82	4.161,50	9.574,32
COSTO BBL AGUA PRODUCIDO	0,70	116	270	81,20	189,00	270,20
TOTAL						68.551,48

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 4.5: SUPERÁVIT DE PRODUCCIÓN INICIAL DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO (ARENA U Y T)

COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO (ARENA U Y T)						
FLUIDO	VALOR USD	BARRILES		VALOR USD		TOTAL USD
		ARENA U INFERIOR	ARENA T	ARENA U INFERIOR	ARENA T	
VALOR BBL PETRÓLEO	47	1.123	503	52.781,00	23.641,00	76.422,00

FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

Tabla 4.5 Continuación

COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO (ARENA U Y T)						
COSTO BBL PETRÓLEO PRODUCIDO	5,54	1123	503	6.221,42	2.786,62	9.008,04
COSTO BBL AGUA PRODUCIDO	0,7	630	199	441	139,3	580,3
TOTAL						66.833,66

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

Hemos considerado la importancia de tomar en cuenta la situación actual, en cuanto a la recuperación de crudo de las arenas por ambas completaciones, con el objetivo de analizar mi ganancia previamente debitando el costo involucrado para la producción de un barril de crudo y el costo de tratamiento de agua producido por cada barril de crudo recuperado. Los valores de $100; $6,62 y 1,32 corresponden al valor actual de venta del crudo Napo, al costo que implica la producción de un barril de crudo y el costo de tratamiento de agua respectivamente, éstos datos son tomados de la fuente PETROAMAZONAS EP. Ver tabla 4.6 y 4.7.

Los valores presentados en la tabla 4.6 corresponden al valor promedio actual de los pozos en estudio, el objetivo es determinar el valor en dólares que se gana diariamente con cada pozo con completación dual paralela.

Los resultados son evidentes ya que con la completación dual paralela la ganancia con cada pozo es de $20.898,00 dólares diariamente, ratificando de esta manera qué ésta es la completación más adecuada.

TABLA 4.6: COSTOS DE PRODUCCIÓN ACTUAL DE UNA COMPLETACIÓN DUAL PARALELA (ARENA U Y T)

COMPLETACIÓN DUAL PARALELA (ARENA U Y T)						
FLUIDO	VALOR (USD)	BARRILES		VALOR (USD)		TOTAL (USD)
		ARENA U INFERIOR	ARENA T	ARENA U INFERIOR	ARENA T	
VALOR BBL PETRÓLEO	100	305	241	30.500,00	24.100,00	54.600,00
COSTO BBL PETRÓLEO PRODUCIDO	6,62	305	241	2.019,10	1.595,42	3.614,52
COSTO BBL AGUA PRODUCIDO	1,32	1399	1153	1.846,68	1.521,96	3.368,64
TOTAL						47.616,84

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 4.7: COSTOS DE PRODUCCION ACTUAL DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO

COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO (ARENA U Y T)						
FLUIDO	VALOR (USD)	BARRILES		VALOR (USD)		TOTAL (USD)
		ARENA U INFERIOR	ARENA T	ARENA U INFERIOR	ARENA T	
VALOR BBL PETRÓLEO	100	160	165	16.000,00	16.500,00	32.500,00
COSTO BBL PETRÓLEO PRODUCIDO	6,62	160	165	1.059,20	1.092,30	2.151,50
COSTO BBL AGUA PRODUCIDO	1,32	2127	623	2.807,64	822,36	3.630,00
TOTAL						26.718,50

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

4.3. COSTOS DE LA COMPLETACIÓN

La completación de un pozo es realizada para permitir la producción de una forma segura y eficiente. Los costos de ésta, dependen del tipo y diseño del pozo, sin embargo, hay muchas opciones aplicadas. Ver tabla 4.8 y 4.9. (Anexo 3).

TABLA 4.8: COSTO DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO

COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO (ARENAS U Y T)	
DESCRIPCIÓN	VALOR USD
Tubería externa de 5 1/2" 7.200 ft. ($ 22/ft)	158.400,00
Tubería de producción de 2 7/8" 7.200 ft. ($10.5 x ft)	75.600,00
Accesorios de completación (empacadura ESP de 7", Y-tool de 5 1/2", camisa, NO-GO, swivel de 2 7/8")	282.622,00
Sistema de bombeo electrosumergible (2 equipos rentados)	24.000,00
Servicios (cuadrilla, operador, movilización y desmovilización de herramientas, corrida de la completación dual).	69.000,00
Total	609.622,00

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

TABLA 4.9: COSTO DE UNA COMPLETACIÓN DUAL PARALELA

COMPLETACIÓN DUAL PARALELA SIN ENCAPSULADO (ARENAS U Y T)	
DESCRIPCIÓN	VALOR USD
Tubería externa de completación 14.400 ft ($ 15,5 x ft)	217.000,00
Accesorios de completación (empacadura ESP de 7", Y-tool de 5 1/2", camisa, NO-GO, swivel de 2 7/8")	183.824,00
Sistema de bombeo electrosumergible (2 equipos rentados)	24.000,00
Servicios (cuadrilla, operador, movilización y desmovilización de herramientas, corrida de la completación dual).	58.500,00
Total	48.3324,00

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

4.4. BALANCE GENERAL DE LA OPERADORA

Se presenta un análisis final dando pautas básicas e importantes con las que los números mostrarán que es económicamente rentable instalar una completación doble paralela con encapsulado. Para la inversión de las completaciones se considera el costo de intervención del taladro para workover y el costo de cada completación respectivamente. Ver Tabla 4.10.

TABLA 4.10: COSTOS DE LAS COMPLETACIONES

INVERSIÓN		
	COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO (ARENA U Y T) USD	COMPLETACIÓN DUAL PARALELA (ARENA U Y T) USD
INTERVENCIÓN DE WORKOVER	228.000,00	180.000,00
COMPLETACIÓN	609.622,00	483.324,00
INVERSIÓN TOTAL	837.622,00	663.324,00

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

Al analizar el tiempo de recuperación de la inversión consideramos el valor total de la inversión de cada completación y la ganancia por producción diaria de cada completación. Ver tabla 4.11.

TABLA 4. 11: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN		
	COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ENCAPSULADO (ARENA U Y T) USD.	COMPLETACIÓN DUAL PARALELA (ARENA U Y T) USD
INVERSIÓN TOTAL	837.622,00	663.324,00
GANANCIA POR PRODUCCIÓN DIARIA	66.833,66	68.551,48
TIEMPO DE LA RECUPERACIÓN (DÍAS)	13	10

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

REALIZADO POR: Daisy Guachamín y Sandra Obando

La empresa operadora pagará mucho más por el servicio de la completación dual concéntrica, además tardará en recuperar su inversión en más tiempo que con una completación dual paralela, que lo haría en apenas 10 días.

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. Con ésta instalación se elimina el problema de incompatibilidad de los fluidos, no se requiere de un medidor de flujo en fondo, se pueden realizar pruebas de zonas independientes y así cumplir con lo que demanda la ley de hidrocarburos.

- Independientemente del tipo de completación dual a implementarse, se tiene un ahorro significativo tanto en costos como en tiempo, pues al producir simultáneamente e independientemente de dos arenas evitamos la perforación de un nuevo pozo, consiguiendo obtener una mayor producción en menor tiempo.

- La selección de los pozos para el desarrollo del proyecto se realizaron a partir de estimaciones de reservas de los yacimientos U y T los cuales aporta la mayor producción en este campo.

- Este tipo de completación dual deberá ser instalada únicamente en pozos donde la tubería de revestimiento intermedia sea mínimo 9 5/8” y el casing de terminación sea un liner de 7”. O en su defecto una tubería de revestimiento de terminación de 9 5/8”

- El uso de una empacadura con área interna pulida es de suma importancia, ya que va a soportar todos los movimientos bruscos que puedan existir en fondo y va a separar totalmente las producciones, tanto de la arena inferior como de la superior.

- De acuerdo al estudio realizado los costos de instalación y de herramientas de fondo de pozo para una completación dual paralela son menores que en una completación dual concéntrica, Se elimina, varias herramientas como Flow-Xover Assembly, Stinger 2 7/8", lo que nos genera una gran reducción de costos.

- Debido al diseño sencillo y confiable de producción de la completación dual paralela se puede armar y bajar toda la completación en un solo viaje, reduciendo el tiempo de instalación, permitiéndonos de esta manera ahorrar costos de los taladros de WORKOVER.

- El uso de tubería en paralelo, permite tener un acceso independiente hacia la descarga de la bomba al momento en que se requiera hacer intervenciones de las zonas mediante slickline.

- Las completaciones duales paralelas por su diseño único en el mercado permite que el equipo BES Inferior puede ser instalado más cerca de la zona de producción.

- El tiempo de recuperación de la inversión económica en una completación dual paralela es menor en comparación con la completación dual concéntrica, lo que hace que su instalación sea más factible.

5.2. RECOMENDACIONES

- El packer de aislamiento a usarse debe someterse a pruebas de presión antes de ser enviado al pozo, ya que es el elemento más importante en un diseño de completación dual paralela.

- Es importante realizar el arranque del EQUIPO BES SUPERIOR primero, ya que de otro modo se genera un diferencial de presión muy elevada lo cual puede desencadenar en un falla de la integridad de la completación. Recordemos que la arena inferior tiene una Pwf superior de tal manera que si arrancamos la Bomba Lower primero la presión de Intake dentro de la capsula caerá aun más contra la presión hidrostática del anular y puede sobrepasar la presión diferencial de falla (dependiendo de las condiciones del reservorio).

- No se recomienda utilizar una completación doble en yacimientos con bajas reservas.

- Si no existe el espacio suficiente entre las dos arenas para poder aplicar una completación doble con ESP packer se debe realizar el diseño para una completación con el sistema de encapsulado.

- Por su simplicidad y confiablidad en el aprovechamiento de la producción se recomiendan las completaciones duales paralelas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Castro, R. (2009). *Diseño de Completación Dual Paralela para pozos con dos areniscas de Producción, Verticales y Desviadas,* Tesis de Grado, Universidad Tecnológica Equinoccial.

2. García, L. (2009). *Análisis Técnico-Económico de Completaciones Dobles y su Aplicación en Pozos de la Cuenca Amazónica del Ecuador,* Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional.

3. Haro, E. (2010). *Análisis Técnico-Económico para la Optimización del Diseño de Completaciones Dobles en el Bloque 16*, Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional.

4. Matute, G. y Lara, A. (2011). *Análisis Técnico- Económico de Completaciones Duales Concéntricas Aplicada a los campos Cuyabeno y Shushufindi Operado por EP Petroecuador,* Tesis de Grado, Universidad Central del Ecuador

5. Miranda, E. (2009, Abril), “Revista Pamabril “ Petroamazonas, pp. 38-42.

6. Ruiz, C. (2007). *Producción simultánea de Petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles Concéntricas en el Bloque 15,* Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional.

7. Schlumberger, 2008. Dual esp.ashx, http://www.slb.com/~/media/Files/ artificial_lift/brochures/dual_esp.ashx.

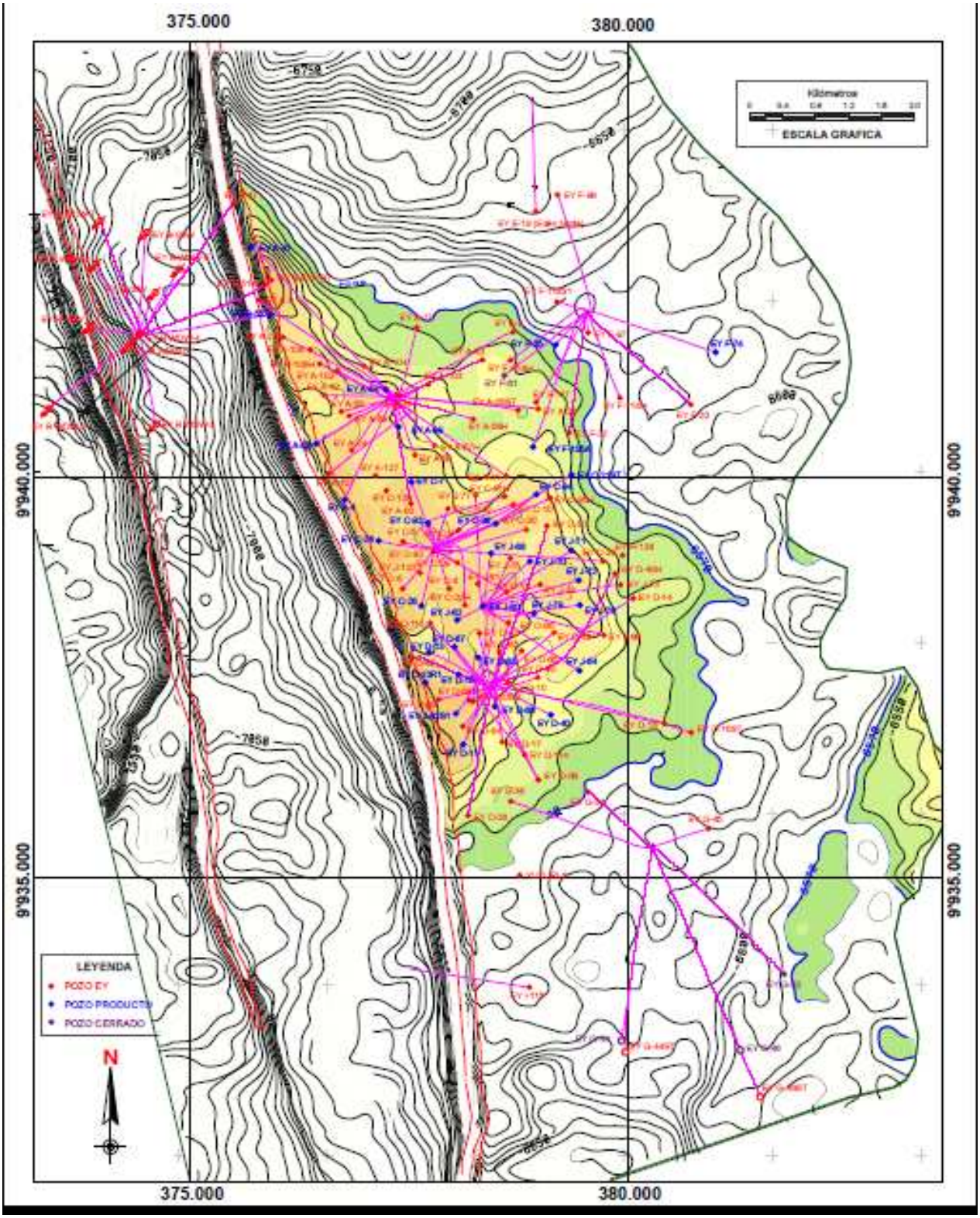
8. Secretaría de Hidrocarburos, Coordinación de Unidad Técnica, Área de Producción.

ANEXOS

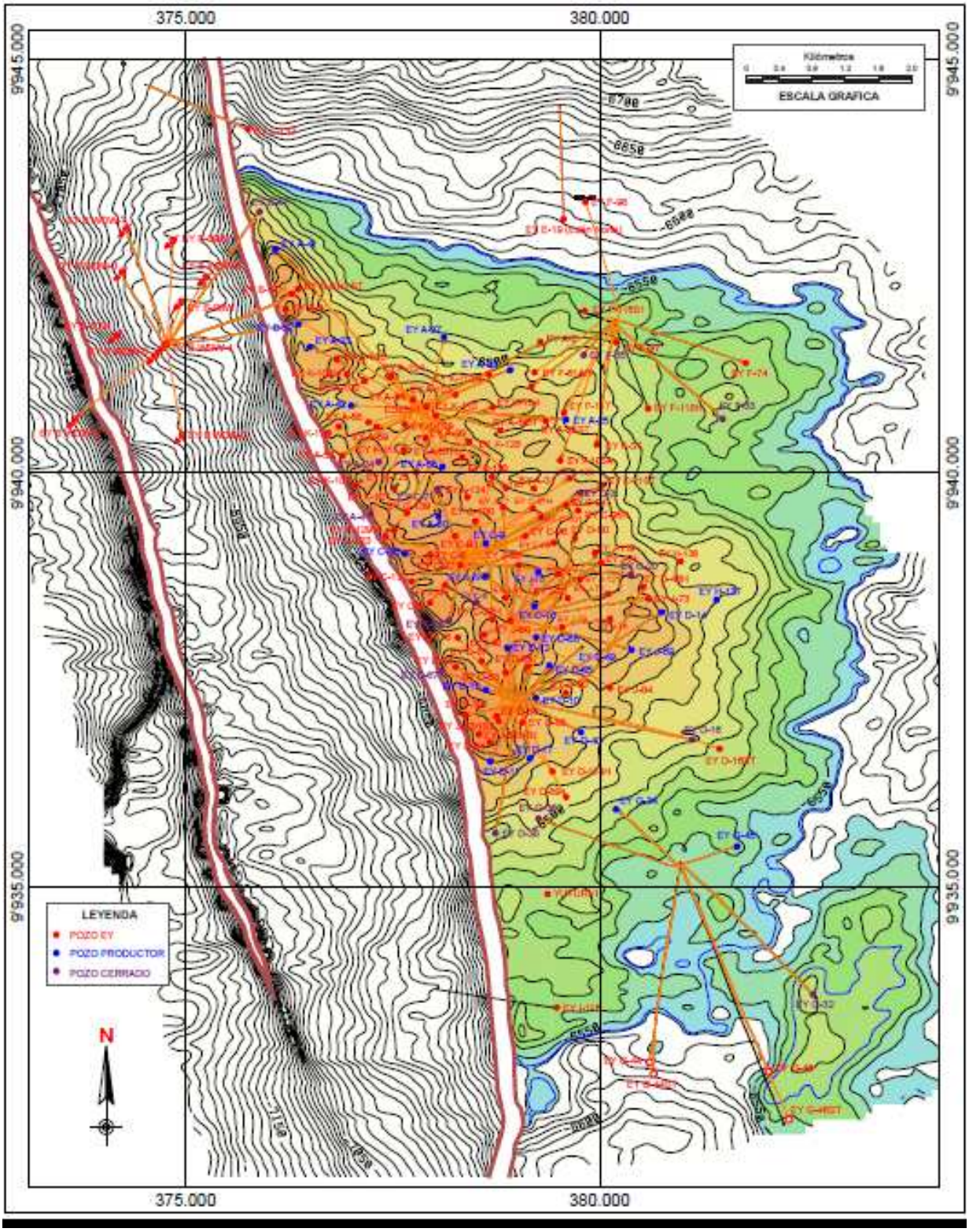
ANEXOS No 1

MAPAS ESTRUCTURALES

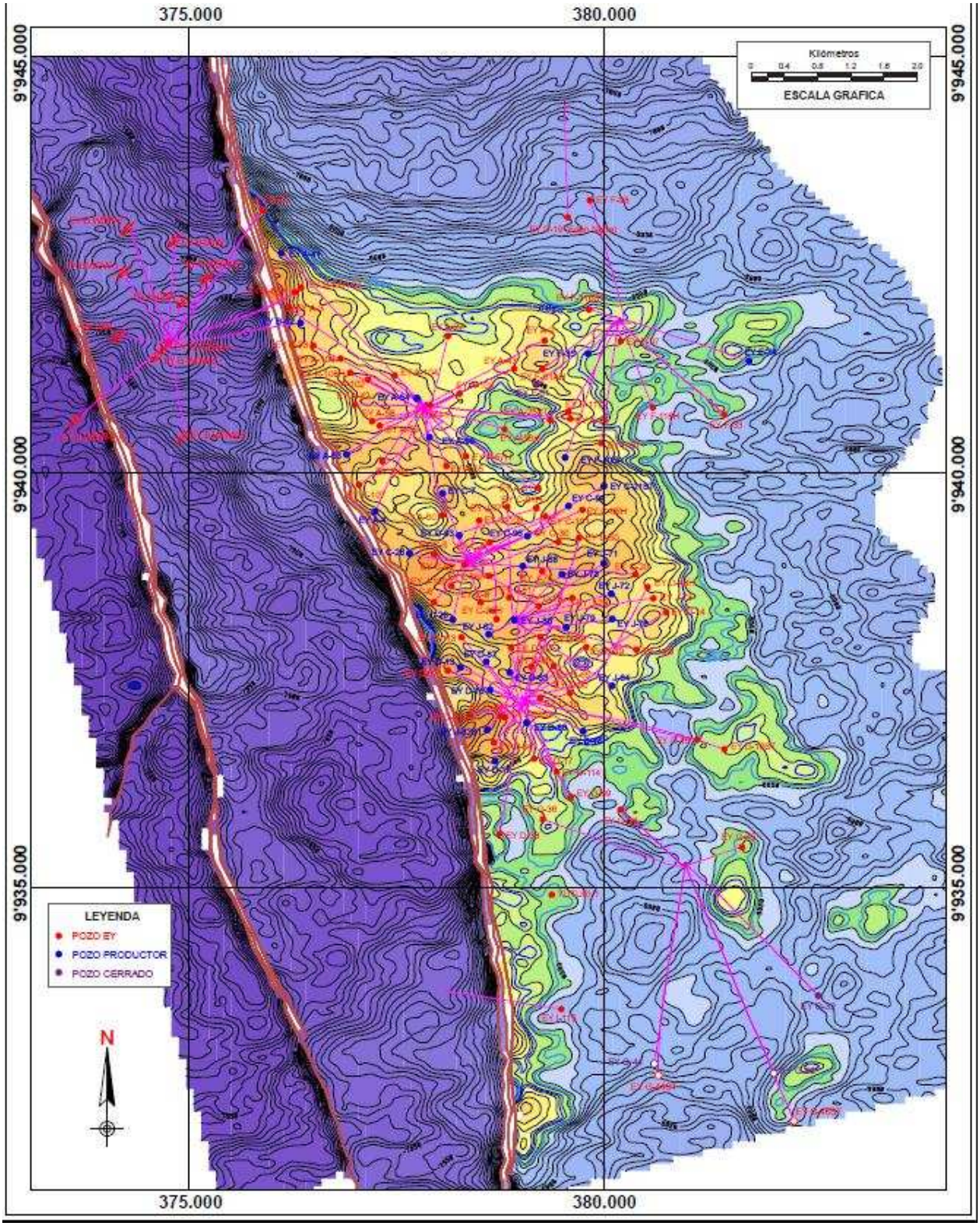
ARENISCA TOPE U INFERIOR



ARENISCA TOPE U SUPERIOR



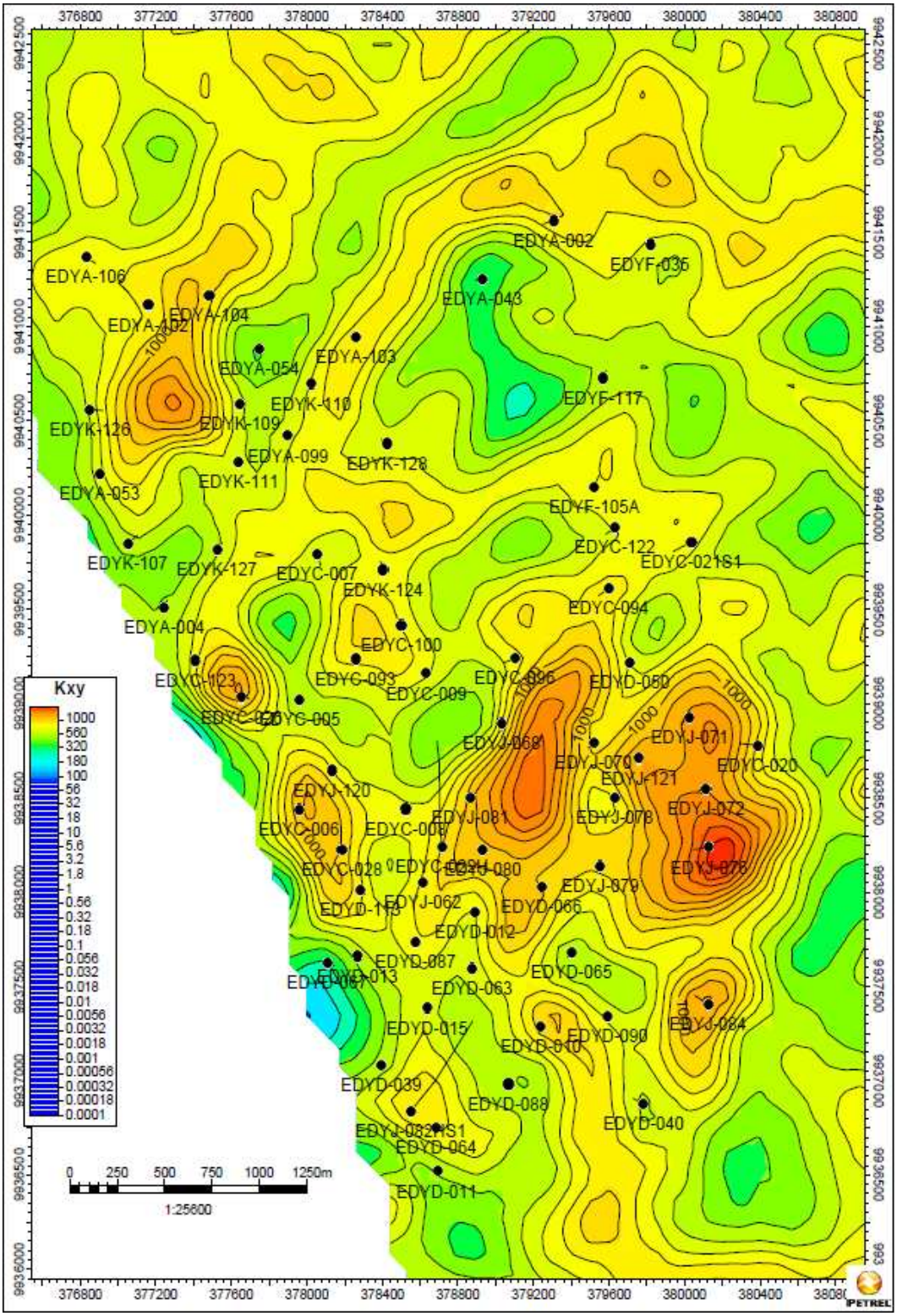
TOPE ARENISCA T PRINCIPAL



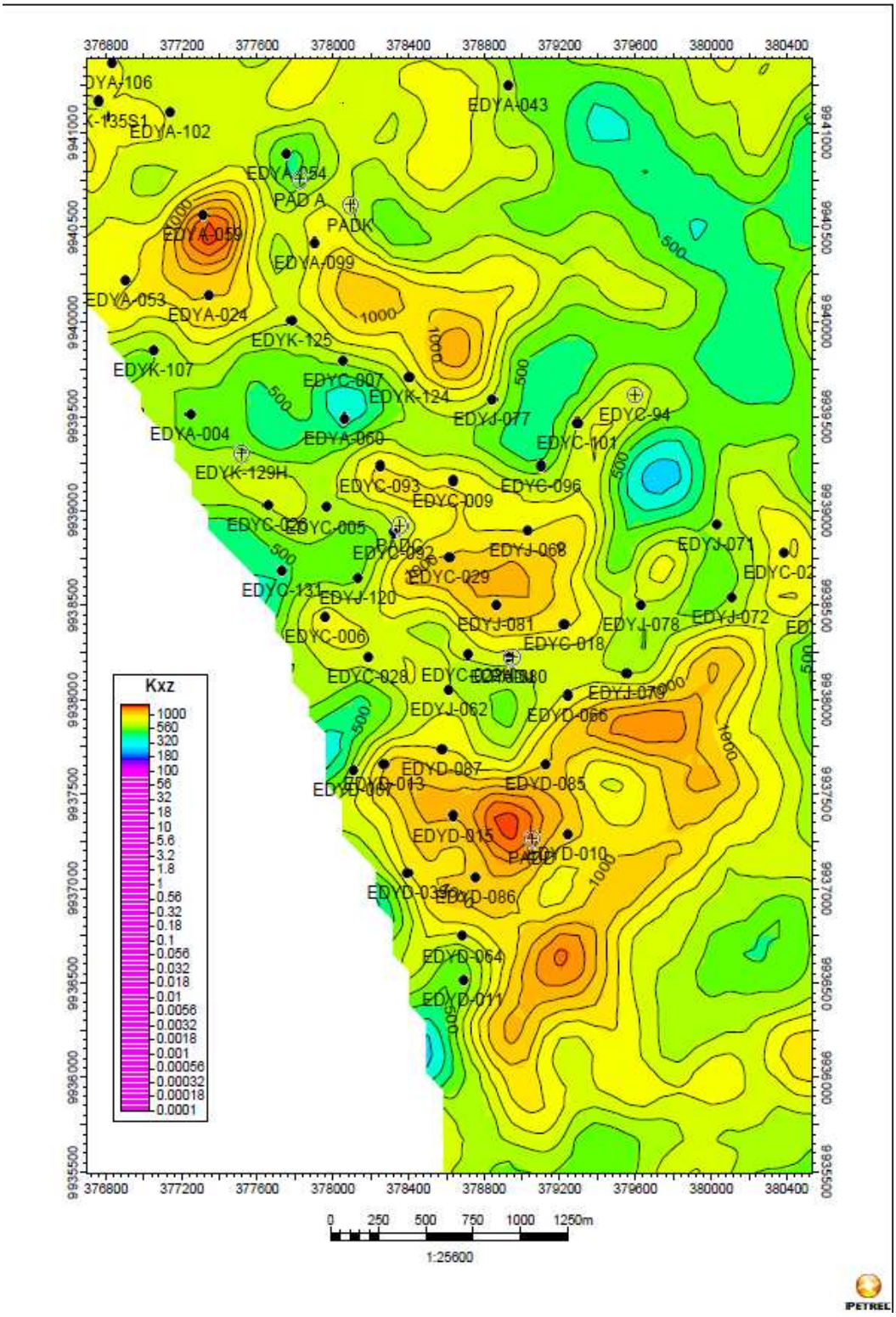
ANEXOS No 2

MAPAS DE PERMEABILIDAD

ARENISCA T PRINCIPAL



ARENISCA U SUPERIOR



ANEXOS No 3

COSTO DE LOS EQUIPOS DE LAS COMPLETACIONES

COMPLETACIONES PARALELAS

COMPLETACIÓN DUAL ESP CON TUBERÍAS PARALELAS

ARTÍCULO	DESCRIPCIÓN UB-12	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
96600062-1	CLAMP, BYPASS, ASSY, "SCHLUMBERGER" PN. 100386547, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	25	38	950
96600072-1	CLAMP, BYPASS, ASSY, "SCHLUMBERGER" PN. 100386547, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	5	190	950
96600082-1	CLAMP, BYPASS, ASSY, "SCHLUMBERGER" PN. 100386579, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	10	152,9	152,9
96600092-1	SET (12 EA) SERIES MLE PROTECTOR ESP ASSEMBLY, "SCHLUMBERGER" INCLUYE: (2 EA 538/540 S MLE P PN. 100436830; 4 EA 540 S MLE P PN.100436833; 4 EA 562 S M P PN.100437697; 2 EA 540/562 S M P PN.100363687), FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	1	9.690	9.690
96600112-1	CLIP, CABLE, ASSY, "SCHLUMBERGER" PN. 100386604, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	40	5	200
96600132-1	CLIP, CABLE, ASSY, "SCHLUMBERGER" PN. 100221227, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	40	13	520
96600382-1	SLIDING SLEEVE, 2-7/8" , 2.312" EUE BOX X PIN P/N: A3012-127-31000,FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	1	3.990	3.990
96600162-1	CROSSOVER, 2-7/8", TBA, BOX UP, 2-3/8", 4.6PPF, NEW VAM, PIN DOWN, SCHLUMBERGER PN. 100391517, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	5	1.425	7.125
96600242-1	JOINT, PUP, 2-3/8", 4.6PPF, NEW VAM, BOX X PIN, 6FT LENGTH, "SCHLUMBERGER" PN. A036195-231, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	5	1.330	6.650

Anexo 3: Continuación

96600232-1	HANDLING SUB, 5-1/2", 20PPF, NEV VAM BOX X PIN, 6FT LENGTH, "SCHLUMBERGER" PN. 100407118, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	3	2375	7125
96600292-1	NIPPLE, SEATING, 5-1/2", 20PPF, NEW VAM BOX X PIN, 3.688"SEAL BORE, SCHLUMBERGER PN. 100407122, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	2	2.375	4.750
96600252-1	JOINT, PUP, 3-1/2", 9.2PPF, NEW VAM, PIN X PIN, 6FT LENGTH, "SCHLUMBERGER" PN. 100407704, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	3	950	2850
96600482-1	UNION, ADJUSTABLE, 4", 10.9PPF, NEW VAM, PIN UP, 2-7/8", 8.6PPF, VAM FJL, PIN DOWN, SCHLUMBERGER PN. 100407179, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	1	11.685	11.685
96600422-1	SUB, PUMP, 3-1/2", 9.2PPF, NEW VAM, PIN UP, 3-1/2", 9.2PPF, EUE, PIN DOWN, 10FT LENGTH, SCHLUMBERGER PN. 100427207, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	1	1.425	1.425
96600462-1	TUBING, BYPASS, SET, 2-7/8", 8.6PPF, VAM FJL, BOX X PIN, GROOVED TO ACCOMMODATE HEAVY DUTY SAFETY CLAMP SET TO SUIT SPACED ESP ASSY, SCHLUMBERGER PN. 31221-000-00001, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	1	23.750	23.750
96600212-1	CROSSOVER, TUBING BYPASS, 2-7/8", 8.6PPF, VAM FJL, BOX UP, 2-7/8', 6.4PPF, NEW VAM, PIN DOWN, 5FT LENGTH, "SCHLUMBERGER" PN. A045256-231, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	2	1.615	3.230
96600432-1	SUPPORT SUB, PUMP, 2-7/8", 6.4PPF, NEW VAM, BOX UP, 3-1/2", 9.2PPF, NEW VAM, BOX DOWN, C/W 2-3/8", EUE, SPEAR, SCHLUMBERGER PN. 100319706, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	1	1.254	1.254

Anexo 3: Continuación

96600402-1	SUB, HANDLING, 3-1/2", 9.2PPF, NEW VAM, PIN UP, 3-1/2", 9.3PPF, EUE, PIN DOWN, 6FT LENGTH, "SCHLUMBERGER" PN. 100406635, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	2	950	1900
96600272-1	NIPPLE TOP, 3-1/2" 9.2 LBS/FT EUE BOX X PIN 2.125" SEAL BORE P/N: 502-30-18314_IPS,FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	1	950	
96600332-1	SAFETY SHEAR SUB 3 1/2" EUE BOX X PIN MAX 60.000 LBS SHEAR FORCE P/N: A1030-435-00000,FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	2	2.185	4.370
96600050-1	BLAST JOINT, 3 -1/2" BOX X PIN EUE 20 FT LENGTH (3 EACH REQUIRED) P/N. 082-3500-2001_INI,FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	2	3.468	6.936
96600372-1	SEAL,LOCATOR ASSEMBLY 3 1/2" EUE BOX UP MULE SHOE DOWN 3.00" BORE ID P/N: A2019-940-30100,FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	1	2.650	2.650
96600362-1	SEAL UNITS (3 EXTRA) AND 2 X 6 FOOT SEAL ASSEMBLY EXTENSION TUBES 4.00" SEAL DIAMETER BOX X PIN 3.00" ID P/N: A2028-540-30100,FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	3	11.525	34.575
96600352-1	SEAL BORE PACKER 9-5/8" OR 7" X 4.00" BORE ID,P/N: A2042-772-40000, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	1	12.000	12.000
96600282-1	NIPPLE, 2-7/8" 6.5 LBS/FT EUE BOX X PIN 2.25" SEAL BORE P/N: A3000-727-25004,FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	2	950	1900
96600172-1	CROSSOVER, 3-1/2", 9.2 LBS/FT NEW VAM BOX X 3-1/2" 9.3 LBS/FT EUE PIN P/N: 312XOVER, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	3	1.330	3.990

Anexo 3: Continuación

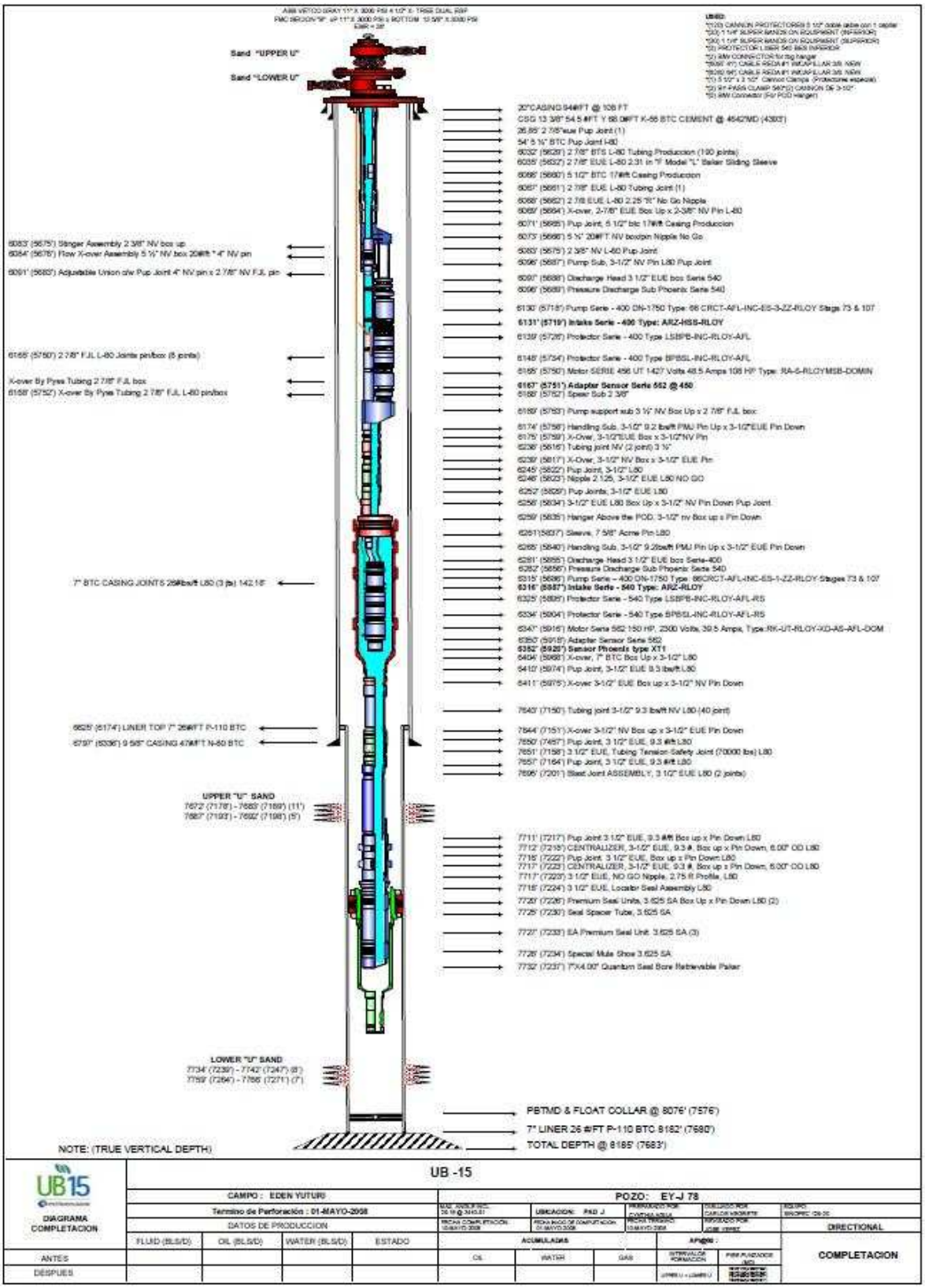
9660182-1	CROSSOVER, 3-1/2", 9.3 LBS/FT EUE BOX X 3-1/2" 9.2 LBS/FT NEW VAM PIN P/N: 312XOVER, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	3	1.330	3.990
96600312-1	PUP JOINT, 2-7/8" 6.5 LBS/FT EUE BOX X PIN P/N: 31221-000-00001,FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	2	1.235	2.470

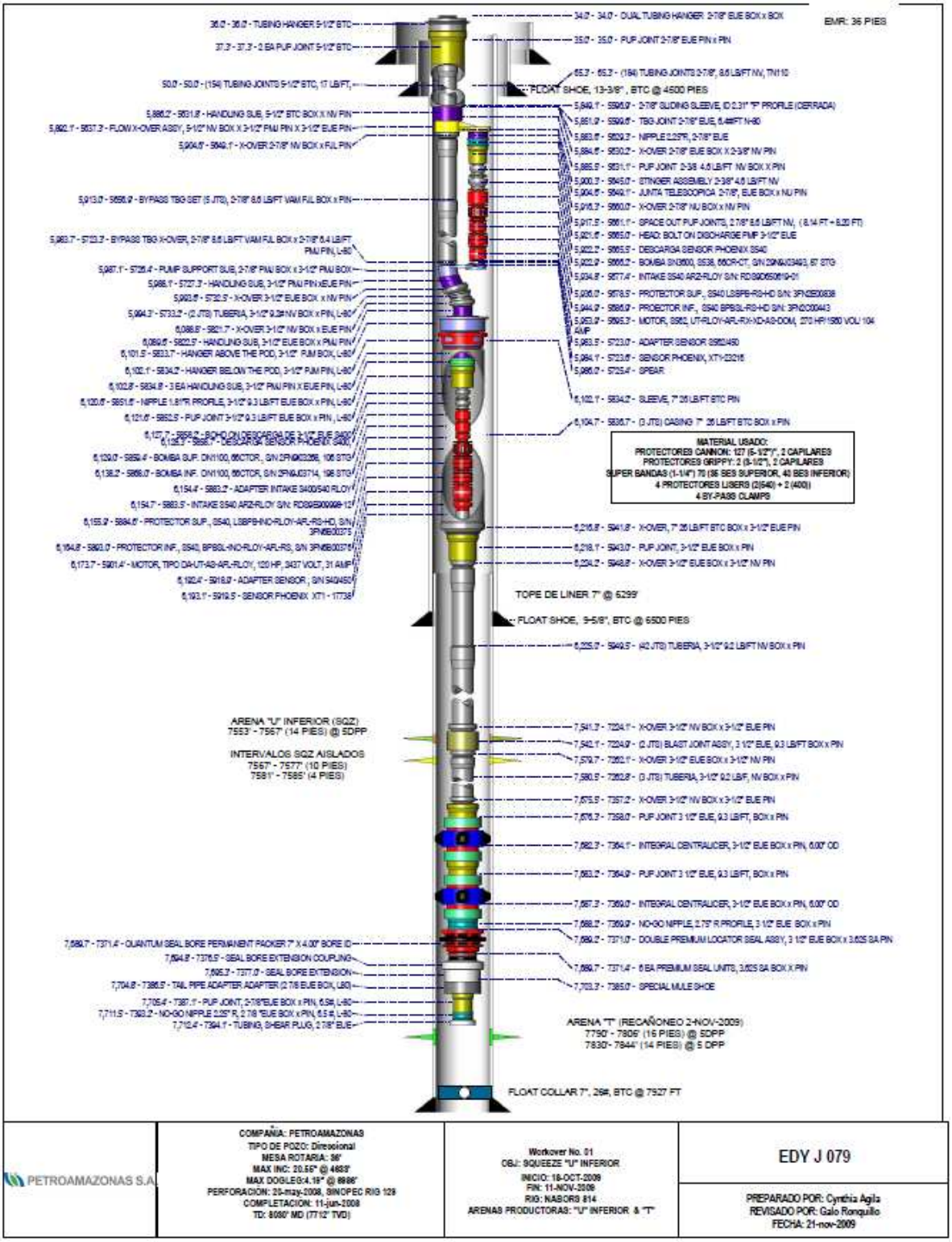
	ITEMS ADICIONALES			
96605472-1	PACKER MULTIPORT de 7” x 2-7/8” OR 7" X 4.00" BORE ID,P/N: A2042-772-40000, FOR DUAL CONCENTRIC ESP COMPLETION	1	5.600	5.600
96600342-1	SEAL BORE EXTENSION, TP ADAPTER AND COUPLINGS 4.00" BORE ID P/N: A2025-540-10000,FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	2	5.605	11.210
96600322-1	PUP JOINT, 3-1/2" 9.3 LBS/FT EUE BOX X PIN P/N: 312930-04_Hus, FOR DUAL PARALLEL ESP COMPLETION	6	760	4.560

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

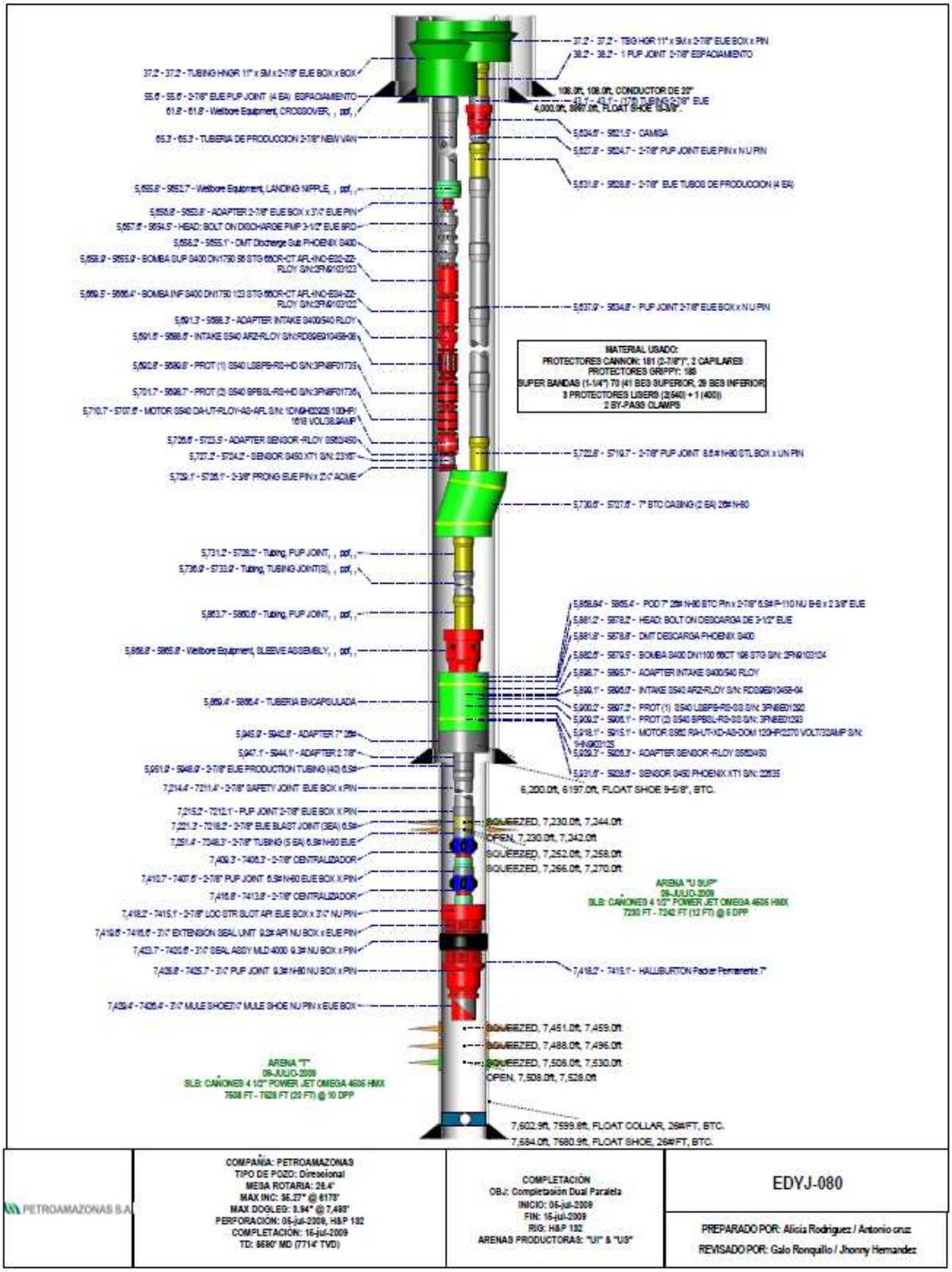
ANEXOS No 4

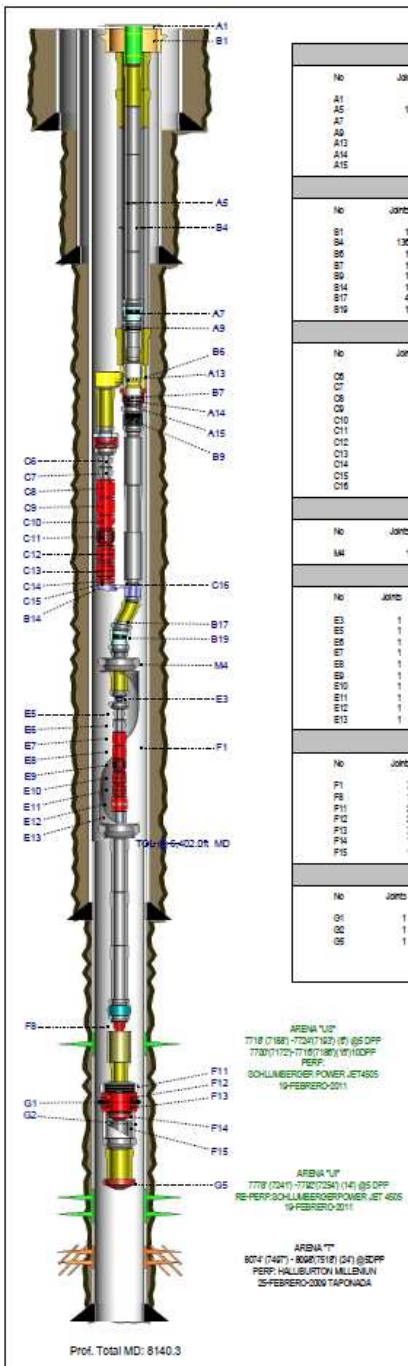
DIAGRAMAS DE POZOS


Sand "UPPER U"
Sand "LOWER U"
20"CASING 94#FT @ 108 FT
CSG 13 3/8" 54.5 #FT Y 68.0#FT K-55 BTC CEMENT @ 4542'MD (4393')
26.89' 2 7/8"eue Pup Joint (1)
54' 5 ½" BTC Pup Joint L-80
6032' (5629') 2 7/8" BTS L-80 Tubing Produccion (190 joints)
6035' (5632') 2 7/8" EUE L-80 2.31 in "F Model "L" Baker Sliding Sleeve
6066' (5660') 5 1/2" BTC 17#ft Casing Produccion
6067' (5661') 2 7/8" EUE L-80 Tubing Joint (1)
6068' (5662') 2 7/8 EUE L-80 2.25 "R" No Go Nipple
6069' (5664') X-over, 2-7/8" EUE Box Up x 2-3/8" NV Pin L-80
6071' (5665') Pup Joint, 5 1/2" btc 17#ft Casing Produccion
6073' (5666') 5 ½" 20#FT NV bxdpin Nipple No Go
6083' (5675') Stinger Assembly 2 3/8" NV box up
6084' (5676') Flow X-over Assembly 5 ½" NV box 20#ft * 4" NV pin
6083' (5679') 2 3/8" NV L-80 Pup Joint
6086' (5681') Pump Sub, 3-1/2" NV Pin L80 Pup Joint
6091' (5683') Adjustable Union c/w Pup Joint 4" NV pin x 2 7/8" NV FJL pin
6091' (5688') Discharge Head 3 1/2" EUE box Serie 540
6096' (5689') Pressure Discharge Sub Phoenix Serie 540
6130' (5718') Pump Serie - 400 DN-1750 Type: 66 CRCT-AFL-INC-ES-3-ZZ-RLOY Stage 73 & 107
6131' (5719') Intake Serie - 400 Type: ARZ-HSS-RLOY
6139' (5726') Protector Serie - 400 Type LSBPB-INC-RLOY-AFL
6148' (5734') Protector Serie - 400 Type BPBSL-INC-RLOY-AFL
6165' (5750') 2 7/8" FJL L-80 Joints pin/box (8 joints)
6165' (5750') Motor SERIE 456 UT 1427 Volts 48.5 Amps 108 HP Type: RA-5-RLOYMSB-DOMIN
X-over By Pyes Tubing 2 7/8" FJL box
6167' (5751') Adapter Sensor Serie 562 @ 450
6168' (5752') X-over By Pyes Tubing 2 7/8" FJL L-80 pin/box
6168' (5752') Spear Sub 2 3/8"
6169' (5753') Pump support sub 3 ½" NV Box Up x 2 7/8" FJL box
6174' (5758') Handling Sub, 3-1/2" 9.2 lbs/ft PMU Pin Up x 3-1/2"EUE Pin Down
6175' (5759') X-Over, 3-1/2"EUE Box x 3-1/2"NV Pin
6238' (5816') Tubing joint NV (2 joint) 3 ½"
6239' (5817') X-Over, 3-1/2" NV Box x 3-1/2" EUE Pin
6245' (5822') Pup Joint, 3-1/2" L80
6246' (5823') Nipple 2.125, 3-1/2" EUE L80 NO GO
6252' (5829') Pup Joints, 3-1/2" EUE L80
6258' (5834') 3-1/2" EUE L80 Box Up x 3-1/2" NV Pin Down Pup Joint
6259' (5835') Hanger Above the POD, 3-1/2" nv Box up x Pin Down
6261'(5837') Sleeve, 7 5/8" Acme Pin L80
6265' (5840') Handling Sub, 3-1/2" 9.2lbs/ft PMU Pin Up x 3-1/2" EUE Pin Down
6281' (5855') Discharge Head 3 1/2" EUE box Serie-400
6282' (5856') Pressure Discharge Sub Phoenix Serie 540
7" BTC CASING JOINTS 26#lbs/ft L80 (3 jts) 142.18'
6315' (5886') Pump Serie – 400 DN-1750 Type: 86CRCT-AFL-INC-ES-1-ZZ-RLOY Stages 73 & 107
6316' (5887') Intake Serie - 540 Type: ARZ-RLOY
6325' (5895') Protector Serie - 540 Type LSBPB-INC-RLOY-AFL-RS
6334' (5904') Protector Serie - 540 Type BPBSL-INC-RLOY-AFL-RS
6347' (5916') Motor Serie 562 150 HP, 2300 Volts, 39.5 Amps, Type:RK-UT-RLOY-XD-AS-AFL-DOM
6350' (5918') Adapter Sensor Serie 562
6352' (5920') Sensor Phoenix type XT1
6404' (5968') X-over, 7" BTC Box Up x 3-1/2" L80
6410' (5974') Pup Joint, 3-1/2" EUE 9.3 lbs/ft L80
6411' (5975') X-over 3-1/2" EUE Box up x 3-1/2" NV Pin Down
7640' (7150') Tubing joint 3-1/2" 9.3 lbs/ft NV L80 (40 joint)
6525' (6174') LINER TOP 7" 26#FT P-110 BTC
7644' (7151') X-over 3-1/2" NV Box up x 3-1/2" EUE Pin Down
6797' (6336') 9 5/8" CASING 47#FT N-80 BTC
7650' (7157') Pup Joint, 3 1/2" EUE, 9.3 #ft L80
7651' (7158') 3 1/2" EUE, Tubing Tension Safety Joint (70000 lbs) L80
7657' (7164') Pup Joint, 3 1/2" EUE, 9.3 #ft L80
7696' (7201') Steel Joint ASSEMBLY, 3 1/2" EUE L80 (2 joints)
UPPER "U" SAND
7672' (7178') - 7683' (7189') (11')
7687' (7193') - 7692' (7198') (5')
7711' (7217') Pup Joint 3 1/2" EUE, 9.3 #ft Box up x Pin Down L80
7712' (7218') CENTRALIZER, 3-1/2" EUE, 9.3 #, Box up x Pin Down, 6.00" OD L80
7715' (7222') Pup Joint, 3 1/2" EUE, Box up x Pin Down L80
7717' (7223') CENTRALIZER, 3-1/2" EUE, 9.3 #, Box up x Pin Down, 6.00" OD L80
7717' (7223') 3 1/2" EUE, NO GO Nipple, 2.75 R Profile, L80
7718' (7224') 3 1/2" EUE, Locator Seal Assembly L80
7720' (7226') Premium Seal Units, 3.625 SA Box Up x Pin Down L80 (2)
7725' (7230') Seal Spacer Tube, 3.625 SA
7727' (7233') SA Premium Seal Unit, 3.625 SA (3)
7728' (7234') Special Mule Shoe 3.625 SA
7732' (7237') 7"X4.00" Quantum Seal Bore Retrievable Packer
LOWER "U" SAND
7734' (7239') - 7742' (7247') (8')
7759' (7264') - 7766' (7271') (7')
PBTMD & FLOAT COLLAR @ 8076' (7576')
7" LINER 26 #FT P-110 BTC 8182' (7680')
TOTAL DEPTH @ 8185' (7683')
NOTE: (TRUE VERTICAL DEPTH)
UB15
DIAGRAMA COMPLETACION
UB -15
CAMPO : EDEN YUTURI
POZO: EY-J 78
Termino de Perforación : 01-MAYO-2008
UBICACION: PAD J
DATOS DE PRODUCCION
FLUID (BLS/D)
OIL (BLS/D)
WATER (BLS/D)
ESTADO
ACUMULADAS
OIL
WATER
GAS
ANTES
DESPUES
DIRECTIONAL
COMPLETACION



PETROAMAZONAS S.A.	COMPAÑIA: PETROAMAZONAS TIPO DE POZO: Direccional MESA ROTARIA: 36' MAX INC: 20.56° @ 4653' MAX DOGLE: 4.19° @ 6996' PERFORACIÓN: 23-may-2008, SINOPEC RIG 129 COMPLETACION: 11-jun-2008 TD: 8080' MD (7712' TVD)	Workover No. 01 OBJ: SQUEEZE "U" INFERIOR INICIO: 18-OCT-2009 FIN: 11-NOV-2009 RIG: NABORS 814 ARENAS PRODUCTORAS: "U" INFERIOR & "T"	EDY J 079 PREPARADO POR: Cynthia Agila REVISADO POR: Galo Ronquillo FECHA: 21-nov-2009


37.2' - 37.2' - TBG HGR 11" x SM x 2-7/8" EUE BOX x PIN
38.2' - 38.2' - 1 PUP JOINT 2-7/8" ESPACIAMIENTO
37.2' - 37.2' - TUBING HNGR 11" x SM x 2-7/8" EUE BOX x BOX
108.0ft, 108.0ft, CONDUCTOR DE 20"
55.6' - 55.6' - 2-7/8" EUE PUP JOINT (4 EA) ESPACIAMIENTO
61.8' - 61.8' - Wellbore Equipment, CROSSOVER, , pcf, ,
65.3' - 65.3' - TUBERIA DE PRODUCCION 2-7/8" NEW VAM
5,634.6' - 5621.5' - CAMISA
5,637.8' - 5624.7' - 2-7/8" PUP JOINT EUE PIN x N U PIN
5,655.8' - 5652.7' - Wellbore Equipment, LANDING NIPPLE, , pcf, ,
5,658.8' - 5653.8' - ADAPTER 2-7/8" EUE BOX x 3'/4" EUE PIN
5,657.6' - 5654.5' - HEAD: BOLT ON DISCHARGE PMP 3-1/2" EUE 8RD
5,658.2' - 5655.1' - DMT Discharge Sub PHOENIX 9400
5,659.9' - 5656.9' - BOMBA SUP 9400 DN1750 96 STG 650R-CT AFL-INCO-SS2-ZZ-RLOY S/N:2PN6/103123
5,660.5' - 5666.4' - BOMBA INF 9400 DN1750 123 STG 650R-CT AFL-INCO-SS4-ZZ-RLOY S/N:2PN6/103122
5,637.9' - 5634.8' - PUP JOINT 2-7/8" EUE BOX x N U PIN
5,691.3' - 5688.3' - ADAPTER INTAKE 9400/540 RLOY
5,691.6' - 5688.6' - INTAKE 9540 ARZ-RLOY S/N:RD09/9/10458-06
MATERIAL USADO:
PROTECTORES CANNON: 181 (2-7/8"), 2 CAPILARES
PROTECTORES GRIPPY: 188
SUPER BANDAS (1-1/4") 70 (41 BES SUPERIOR, 29 BES INFERIOR)
3 PROTECTORES LISERS (2/540) + 1 (400))
2 BY-PASS CLAMPS
5,692.8' - 5689.8' - PROT (1) 9540 LSBPS-RS-HD S/N:3PN6F01735
5,701.7' - 5698.7' - PROT (2) 9540 BPBSL-RS-HD S/N:3PN6F01736
5,710.7' - 5707.6' - MOTOR 9540 DA-UT-RLOY-AD-AFL S/N: 1DN9H02926 100HP/1518 VOL/38.9AMP
5,726.6' - 5723.5' - ADAPTER SENSOR -RLOY 9562/450
5,727.2' - 5724.2' - SENSOR 9450 XT1 S/N: 23165
5,729.1' - 5726.1' - 2-3/8" PRONG EUE PIN x 2'/4" ACME
5,722.8' - 5719.7' - 2-7/8" PUP JOINT 8.5# N-80 STL BOX x UN PIN
5,730.6' - 5727.6' - 7" BTC CASING (2 EA) 26# N-80
5,731.2' - 5728.2' - Tubing, PUP JOINT, , pcf, ,
5,736.9' - 5733.9' - Tubing, TUBING JOINT(8), , pcf, ,
5,863.7' - 5860.6' - Tubing, PUP JOINT, , pcf, ,
5,868.84' - 5865.4' - POD 7" 26# N-80 BTC Pin x 2-7/8" 6.5# P-110 NU 8-8 x 2 3/8" EUE
5,881.2' - 5878.2' - HEAD: BOLT ON DESCARGA DE 3-1/2" EUE
5,881.8' - 5878.8' - DMT DESCARGA PHOENIX 9400
5,882.6' - 5879.5' - BOMBA 9400 DN1100 66CT 198 STG S/N: 2PN6/103124
5,868.8' - 5865.8' - Wellbore Equipment, SLEEVE ASSEMBLY, , pcf, ,
5,888.7' - 5885.7' - ADAPTER INTAKE 9400/540 RLOY
5,890.1' - 5886.0' - INTAKE 9540 ARZ-RLOY S/N: RD09/9/10458-04
5,869.4' - 5866.4' - TUBERIA ENCAPSULADA
5,900.2' - 5897.2' - PROT (1) 9540 LSBPS-RS-SS S/N: 3PN6E01292
5,900.2' - 5906.1' - PROT (2) 9540 BPBSL-RS-SS S/N: 3PN6E01293
5,918.1' - 5915.1' - MOTOR 9562 RA-UT-XD-AS-DOM 120HP/2270 VOLT/33AMP S/N: 1HN9K02125
5,945.9' - 5942.8' - ADAPTER 7" 26#
5,947.1' - 5944.1' - ADAPTER 2 7/8"
5,920.3' - 5920.3' - ADAPTER SENSOR -RLOY 9562/450
5,951.9' - 5948.9' - 2-7/8" EUE PRODUCTION TUBING (40) 6.5#
5,931.6' - 5928.6' - SENSOR 9450 PHOENIX XT1 S/N: 22635
7,214.4' - 7211.4' - 2-7/8" SAFETY JOINT EUE BOX x PIN
6,200.0ft, 6197.0ft, FLOAT SHOE 9-5/8", BTC.
7,215.2' - 7212.1' - PUP JOINT 2-7/8" EUE BOX X PIN
7,221.3' - 7218.2' - 2-7/8" EUE BLAST JOINT (36A) 6.5#
SQUEEZED, 7,230.0ft, 7,244.0ft
7,251.4' - 7248.3' - 2-7/8" TUBING (5 EA) 6.5# N-80 EUE
OPEN, 7,230.0ft, 7,342.0ft
7,409.3' - 7406.3' - 2-7/8" CENTRALIZADOR
SQUEEZED, 7,252.0ft, 7,258.0ft
SQUEEZED, 7,266.0ft, 7,270.0ft
7,410.7' - 7407.6' - 2-7/8" PUP JOINT 6.5# N-80 EUE BOX X PIN
ARENA "U SUP"
06-JULIO-2009
SLB: CAÑONES 4 1/2" POWER JET OMEGA 4606 HMX
7230 FT - 7242 FT (12 FT) @ 6 DPP
7,416.8' - 7413.8' - 2-7/8" CENTRALIZADOR
7,418.2' - 7415.1' - 2-7/8" LOC STR SLOT API EUE BOX x 3'/2" NU PIN
7,419.6' - 7416.6' - 3'/2" EXTENSION SEAL UNIT 9.3# API NU BOX x EUE PIN
7,423.7' - 7420.6' - 3'/2" SEAL ASSY MLD 4000 9.3# NU BOX x PIN
7,428.8' - 7425.7' - 3'/2" PUP JOINT 9.3# N-80 NU BOX x PIN
7,418.2' - 7415.1' - HALLIBURTON Packer Permanente 7"
7,432.4' - 7429.4' - 3'/2" MULE SHOE 3'/2" MULE SHOE NU PIN x EUE BOX
SQUEEZED, 7,451.0ft, 7,459.0ft
SQUEEZED, 7,488.0ft, 7,496.0ft
SQUEEZED, 7,508.0ft, 7,530.0ft
OPEN, 7,508.0ft, 7,528.0ft
ARENA "T"
06-JULIO-2009
SLB: CAÑONES 4 1/2" POWER JET OMEGA 4606 HMX
7508 FT - 7528 FT (20 FT) @ 10 DPP
7,602.9ft, 7599.8ft, FLOAT COLLAR, 26#/FT, BTC.
7,684.0ft, 7680.9ft, FLOAT SHOE, 26#/FT, BTC.
PETROAMAZONAS S.A.
COMPAÑIA: PETROAMAZONAS
TIPO DE POZO: Direccional
MESA ROTARIA: 26.4'
MAX INC: 96.27° @ 6178'
MAX DOGLEG: 3.94° @ 7,493'
PERFORACIÓN: 05-jul-2009, H&P 132
COMPLETACIÓN: 16-jul-2009
TD: 8580' MD (7714' TVD)
COMPLETACIÓN
OBJ: Completación Dual Paralela
INICIO: 05-jul-2009
FIN: 16-jul-2009
RIG: H&P 132
ARENAS PRODUCTORAS: "U" & "US"
EDYJ-080
PREPARADO POR: Alicia Rodriguez / Antonio cruz
REVISADO POR: Galo Ronquillo / Jhonny Hernandez



TUBING STRING (DUAL - INNER)						
No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
A1	1	23.8	25.3	1.10	11.000	TUBING HANGER 11" 5000 psi x 2-7/8" 6.5# N-80 EUE
A5	189	45.6	45.6	5,858.40	2.718	TUBERIA, 2.718 , 6.5 2-7/8" 6.5# SEC Box x Pin
A7	1	5,904.8	5,932.4	3.71	3.114	CAMISA,2 3/8" 4.7# N-80 EUE Box x Pin, 1.87" Perfil X
A9	1	5,909.4	5,936.4	31.16	2.718	TUBERIA, 2-7/8" 6.5# SEC Box x Pin
A13	2	5,945.7	5,919.8	4.08	2.970	ESPACIADOR 2 11/16-12 UNS Box x Pin 2.04 ft c/u
A14	3	5,950.8	5,923.4	3.00	3.000	UNIDAD DE SELLOS 3.000" Seal Bore, 2 11/16-12 UNS Box x Pin
A15	1	5,953.8	5,926.1	0.42	2.970	CASCO DE MULA 2 11/16-12 UNS Box

TUBING STRING (DUAL - OUTER)						
No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
B1	1	26.4	26.4	1.20	11.000	HANGER 11" 5000 psi x 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Box
B4	136	54.1	26.4	5,888.67	5 1/2	Tubería de Producción 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin
B6	1	5,947.1	5,920.0	1.27	8.255	PAM TOOLS, Y-TOOL (2Cz), , , ,ppf,
B7	1	5,948.3	5,921.1	6.17	4.000	Junta receptora de sellos, Seal Bore ID 3.000", 3-5/8 - 10 UNS Pin x Pin
B9	1	5,955.2	33.3	2.21	4.015	Sarta 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Pin
B14	1	5,941.5	5,104.1	0.59	8.015	Bloque de soporte 2-7/8" 6.5# N-80 NU Box x Box x 2-1/2" ACME Box
B17	4	5,094.3	5,724.4	124.09	2.7/8	Tubería de Producción 2-7/8" 6.5# SEC Box x Pin
B19	1	5,189.2	257.2	3.72	3 1/4	SL SL OTIS X 2-3/8" 4.6# EUE Box x Pin, 1.87"

ESP ASSEMBLY						
No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
C6	1	5,955.3	5,535.6	0.58	4.000	HEAD: BOHD ON DISCHARGE PMP, 400, RLOY, 3.5 OD EUE
C7	1	5,955.9	5,536.1	0.75	4.000	DISCHARGE PRESSURE SUB ASSY REDA 400
C8	1	5,956.6	5,536.7	19.00	5.380	BOMBA SUPERIOR: DN 1750 SERIE 400, 107 STG, N/P:N883867
C9	1	5,985.6	5,563.7	20.40	5.380	BOMBA INFERIOR: DN 1750 SERIE 400, 115 STG, N/P:N883871
C10	1	6,006.0	5,571.8	0.33	5.400	ADAPTER 400/540
C11	1	6,006.4	5,572.1	1.17	5.400	INTAKE: SERIE 540, ARZ, INC, Redalloy
C12	1	6,007.5	5,573.2	8.91	5.400	PROTECTOR UPPER: SERIE 540, LSBPB, INC, RLOY, AFL, RS, H
C13	1	6,016.4	5,581.1	8.91	5.400	PROTECTOR LOWER: SERIE 540, BPBSL, INC, RLOY, AFL, RS, H
C14	1	6,025.3	5,589.0	13.25	5.400	MOTOR: RA-UT-RLOY-AS-AFL-DOM 540, 188 HP, 2430V, 47.5A
C15	1	6,038.6	5,700.9	1.87	5.400	SENSOR: PHOENIX XT1-27562 TIPO 1
C16	1	6,040.5	5,702.5	1.00	2 3/8	PRONG 2 3/8 4.7# EUE PIN X 2-1/2" ACME

TUBING STRING W BYPASS TBG						
No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
M4	1	6,234.6	42.0	0.45	7.000	POD 7" 23# N-80 BTOPinX 2.7/8 6.5#P-110NU

ESP ASSEMBLY						
No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
E3	1	6,247.9	5,887.4	1.10	2.000	NO-GO, 2 3/8" NIPLE 1.81 PERFIL R
E5	1	6,250.1	5,889.3	0.58	3 1/2	BOHD ON DISCHARGE PMP, 400, RLOY, 3.5 OD EUE
E6	1	6,250.7	5,889.8	0.75	4.000	DISCHARGE PHOENIX SUB ASSY REDA 400
E7	1	6,251.4	5,890.4	14.80	4.000	BOMBA SUPERIOR: DN 1750 SERIE 400, 81 STG N/P:N400867
E8	1	6,266.2	5,903.6	19.00	4.000	BOMBA INFERIOR: DN 1750 SERIE 400, 107 STG N/P:N883867
E9	1	6,285.2	5,920.4	1.00	4.000	INTAKE: SERIE 400, ARZ, INC, Redalloy N/P:1140030
E10	1	6,286.2	5,921.2	8.03	4.000	PROTECTOR UPPER: SERIE 400, LSBPB, INC, RLOY, P/N:1002907 13
E11	1	6,294.2	5,928.3	8.03	4.000	PROTECTOR LOWER SERIE 400, BPBSL, INC, RLOY, P/N:1002931107
E12	1	6,302.3	5,935.4	20.30	4.560	MOTOR: RA-0-RLOY-AS-AFL-0RB-MAXIMUS 456, 165 HP, 2475V, 52.1A,
E13	1	6,322.6	5,953.5	1.87	4 3/4	SENSOR: PHOENIX XT1-127 TIPO 1

TUBING STRING (DUAL - LONG)						
No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
F1	3	6,335.3	5,676.2	114.14	7.000	CASING DE 7" STC 26 LBS/PIE ,(Capsula)
F8	1	7,693.0	7,166.6	0.73	3.960	ADAPTADOR
F11	2	7,743.4	7,211.0	1.44	6.000	LOCATOR
F12	2	7,744.8	7,212.2	4.03	3.850	SEAL WELLBORE EXTENCION
F13	3	7,748.9	7,215.8	3.03	3.850	UNIDAD DE SELLOS
F14	1	7,751.9	7,218.4	0.69	3.870	TAPON EXPULSABLE
F15	1	7,752.6	7,219.1	3.00	3.860	CASCO DE MULA,

PACKER ASSEMBLY (RETRIEVABLE)						
No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
G1	1	7,744.8	7,212.2	6.80	6.000	EMPACADURA VERSATRIP, HALLCO (7747' CENTRO DE GOMAS)
G2	1	7,751.4	7,218.0	5.08	5.032	JUNTA RECEPTORA, SECCION FLUIDA SEAL BORE 3.88 ID x PIN-BOX
G5	1	7,759.4	7,225.1	1.33	5.020	TAPON EXPULSABLE 3 1/2" EUE

MATERIAL USADO
BES SUPERIOR
Protectores Comun: 135 (5 1/2") Doble Capilar
Super Sinker (1-1/4"): 32, 19 en equipo, 7 en Y-Tool, 6 en Empleados.
4 By-pass Clamps: 1 (540) + 3 (400).
Tipo de Cable: AWG 1 (Solido) - 2 Capilares.
BES INFERIOR
Super Sinker (1-1/4"): 50, 32 en equipo, 18 tubería.
3 Protectoiizer: 1 (456) Motor + 2 (400).
Tipo de Cable: AWG 1 (Solido) - 1 Capilar.

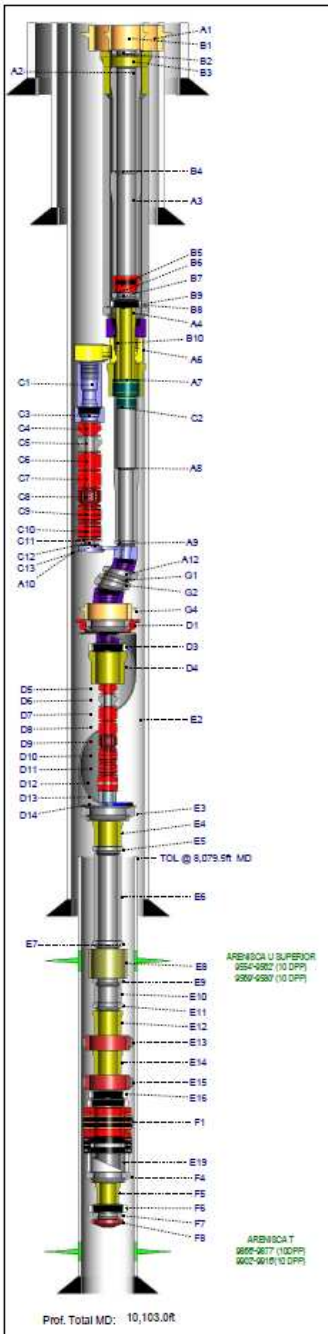
Casing Strings				
Name	Base MD (ft)	OD (in)	Grade	Weight
CONDUCTOR CASING	191.0	20.000	K-55	94
SURFACE CASING	4,282.0	13.375	K-55	54.5-68
INTERMEDIATE CASING	6,743.0	9.625	N-80	47
PRODUCTION LINER	8,218.0	7.000	P-110	26

PRODUCTION LINER			
Item Description	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nom. OD (in)
FLOAT COLLAR DE 7"	8,140.3	8,142.8	7.000
CSG. SHOE DE 7"	8,216.6	8,218.0	7.000

Wellhead	
Wellhead Name:	DUAL CONCENTRICA
Design Press:	3,000.0psi
Wellhead Model:	11" x 4 1/2" VETCO GRAY x 3000

Elevación	
Name	Elevation (ft)
GROUND LEVEL	691.2
ORIGINAL KB	717.6
DIFERENCIA (EMR)	26.4

PETROMAZONAS EP	Job No.: WO# 1 Tipo de Pozo: Direccional Tipo J	Fecha Inicio: 2/7/2011	Preparado por: Jorge Jeremito	Aprobado por: Freddy Hulica	Max. Ang. Desv. & Max. DLS: 31.6° @ 8,227.00ft MD & 2.25°/100ft @ 2,966.00ft MD	Fecha Fin Perforación: 02/22/2009
	EDYC-096	Fecha Fin: 2/28/2011	Revisado por: Jorge Jeremito	Fecha Aprobación: 03/14/2011	Fecha Fin Completación: 03/05/2009	Taladro Perforación: H-P 132



Prof. Total MD: 10,103.0ft

TUBING STRING (DUAL - SHORT)

No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
B1	1	30.4	60.4	0.98	5.130	2 7/8"EUE TUBING HANGER 3000 PSI
B2	1	31.3	61.3	2.49	3.690	X-OVER 2 7/8"EUE PIN X 2 7/8"NV BOX
B3	1	33.8	63.8	4.04	5.060	SPACE OUT PUP JOINTS 2 7/8" NV 6.5#
B4	241	37.9	37.9	7,466.70	3.630	INNER STRING PRODUCTION TUBING 2 7/8" NV L-80
B5	1	7,505.6	5,600.3	3.17	3.440	2 7/8" SLIDING SLEEVE (D=2.125" SLF/ PROFILE CERRADA
B6	1	7,509.7	5,602.4	31.41	2.880	TUBING JT. 2 7/8"NV 6.4#/H-90
B7	1	7,541.2	5,713.8	0.57	3.690	X-OVER 2 7/8" NV BOX X 2 7/8" EUE PIN
B8	1	7,541.7	5,714.1	0.83	3.690	R NIPPLE 1.81" ID 2 7/8" EUE 6.5#
B9	1	7,542.5	5,714.7	0.96	3.690	X-OVER 2 7/8" 6.5# EUE BOX X 2 3/8" 4.6# NV PIN
B10	1	7,543.5	5,715.4	15.35	2.380	PUP JOINT 2 3/8" 4.6# NV

TUBING STRING W/ BYPASS TSG

No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
A1	1	30.4	30.4	1.00	11.000	5 1/2" BTC 11" X 3000 PSI TUBING HANGER
A2	2	31.4	31.4	18.08	5.060	5 1/2" BTC 17# SPACE OUT PUP JOINT
A3	171	49.4	49.4	7,464.05	5.060	5 1/2" BTC 17# OUTER PROD. TSG.
A4	1	7,543.5	5,715.6	0.97	5.060	X-OVER 5 1/2" BTC BOX X3 1/2" EUE PIN
A6	1	7,553.3	5,722.0	1.44	8 1/2	FLOW X-OVER ASSEMBLY
A7	1	7,554.7	5,723.2	8.20	4.500	ADJUSTABLE UNION WITH PUP JOINT
A8	1	7,562.9	5,728.8	85.73	2.880	2 7/8" BY PASS TUBING (JUESCI)
A9	1	7,648.7	5,787.1	3.09	2.880	BY PASS TUBING CROSSOVER
A10	1	7,651.8	5,789.0	1.00	8.310	2 7/8" PUMP SUPPORT SUB
A12	1	7,658.3	5,793.7	1.28	4 1/2	X-OVER 3 1/2" EUE BOX X 3 1/2"NV PIN

PARALLEL ESP ASSEMBLY

No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
C1	1	7,554.7	5,723.0	11.92	3 3/4	PUMP SUB 3 1/2" 9.2#
C2	1	7,566.7	5,731.1	0.89	3 1/2	NO-GO NIPPLE F PROFILE 2.81"
C3	1	7,567.6	5,731.7	2.71	4 1/2	4 1/2"OD FLOW COUPLING
C4	1	7,570.3	5,733.6	0.58	5.130	CABEZA DE DESCARGA BCDH SERIE 540
C5	1	7,570.8	5,734.0	1.06	5.130	PHOENIX DISCHARGE PRESSURE SERIE 540
C6	1	7,571.9	5,734.7	14.17	5.130	BOMBA UPPER 96CRCT-AFL-INC-ESI-ZZ-FLOY 65 STAGES GN 4000
C7	1	7,586.1	5,744.4	17.53	5.130	BOMBA LOWER 96CRCT-AFL-INC-ARZ-ZZ-FLOY 76 STAGES GN 4000
C8	1	7,603.6	5,756.3	1.17	5.130	INTAKE SERIE 540 ARZ INC REDALLOY
C9	1	7,604.8	5,757.1	8.94	5.130	PROTECTOR UPPER SERIE 540 LSBPB-RLOY-AFL-RS-HD
C10	1	7,613.7	5,763.0	8.94	5.130	PROTECTOR LOWER SERIE 540 BPBSL-RLOY-AFL-RS-HD
C11	1	7,622.7	5,769.2	25.28	5.630	MOTOR SERIE RK-9-RLOY-HSPT-A10-A3-AFL HP 330 VTS 1905 AMP 104
C12	1	7,648.0	5,786.9	1.67	4 1/2	PHOENIX SENSOR XT TIPO 1
C13	1	7,650.6	5,788.1	1.03	2.880	SPEAR

TUBING STRING (DUAL - SHORT)

No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
G1	4	7,659.6	5,794.4	123.02	4 1/2	TUBERIA 3 1/2" 9.3# NV
G2	1	7,782.6	5,877.6	0.82	4 1/2	X-OVER 3 1/2" NV BOX X 3 1/2" EUE PIN
G4	1	7,795.4	5,885.1	0.58	6.940	HANGER ABOVE THE POD

ESP ASSEMBLY

No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
D1	1	7,796.0	5,886.5	0.68	6.440	HANGER BELOW THE POD
D3	1	7,816.4	5,900.2	1.11	4 1/2	R NIPPLE 1.81" ID 3 1/2" 9.3# EUE
D4	1	7,817.5	5,901.0	6.08	4 1/2	PUP JOINT 3 1/2" 9.3#
D5	1	7,823.6	5,905.0	0.58	4.000	CABEZA DE DESCARGA BCHD SERIE 400
D6	1	7,824.2	5,905.4	0.75	4.000	CABEZA DE DESCARGA PHOENIX SUB
D7	1	7,825.0	5,905.9	17.50	4.000	BOMBA UPPER 96 STAGES GN 1750 NP N40081T 60RCT-AFL-INC-ESI-ZZ-FLOY
D8	1	7,842.5	5,917.7	30.39	4.000	BOMBA LOWER 115 STAGES GN 1750 96CRCT-AFL-INC-ESI-ZZ-FLOY
D9	1	7,872.9	5,931.4	1.00	4.000	INTAKE SERIE 400 ARZ INC REDALLOY NP
D10	1	7,873.9	5,932.1	8.50	4.000	PROTECTOR UPPER SERIE 400 LSBPB-INC-RLOY-AFL
D11	1	7,872.4	5,937.8	8.15	4.000	PROTECTOR LOWER SERIE 400 BPBSL-INC-RLOY-AFL
D12	1	7,880.6	5,943.2	23.82	4.500	MOTOR SERIE RA-6-RLOY-A0-AFL-MSB-DOM 156HP VTS 1535 AMP 65
D13	1	7,904.2	5,959.0	1.67	4 1/2	PHOENIX SENSOR
D14	1	7,906.1	5,960.2	2.10	4 1/2	CENTRALIZER

TUBING STRING (DUAL - LONG)

No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
E2	3	7,798.1	5,887.9	130.28	7.690	CASING J/TG. 7" 26# BTC
E3	1	7,928.3	5,975.1	2.08	7.000	CROSSOVER 7" 26# BTC BOX X 3 1/2" 9.3# EUE
E4	1	7,930.4	5,976.5	6.07	3 1/2	PUP JOINT 3 1/2" EUE 9.3#
E5	1	7,936.5	5,980.5	1.28	3.880	X-OVER 3 1/2" EUE BOX X NV PIN
E6	52	7,937.8	5,981.3	1,596.98	3 1/2	TUBING 3 1/2"9.2# NV
E7	1	9,548.3	7,151.8	0.98	3.880	X-OVER 3 1/2" NV BOX X 3 1/2" EUE PIN
E8	2	9,547.3	7,152.5	39.48	4 1/2	BLAST JOINT ASSEMBLY
E9	1	9,586.8	7,184.2	0.72	3.880	X-OVER 3 1/2" EUE BOX X 3 1/2" NV PIN
E10	5	9,587.5	7,184.8	156.39	3 1/2	TUBING 3 1/2" 9.3# NV
E11	1	9,743.9	7,309.7	0.81	3.880	X-OVER 3 1/2" NV BOX X 3 1/2" EUE PIN
E12	1	9,744.7	7,310.3	6.32	3 1/2	PUP JOINT 3 1/2" EUE 9.3#
E13	1	9,751.0	7,315.4	0.88	5.000	INTEGRAL CENTRALIZER 6" 3 1/2" EUE
E14	1	9,751.9	7,316.1	4.10	3 1/2	PUP JOINT 3 1/2" EUE 9.3#
E15	1	9,756.0	7,319.3	0.84	5.000	INTEGRAL CENTRALIZER 6" 3 1/2" EUE
E16	1	9,756.8	7,320.0	0.90	4 1/2	SEATING NIPPLE 2.81" F PROFILE EUE 9.3#
E19	1	9,766.0	7,327.3	0.98	3.940	SPECIAL MULE SHOE

PACKER ASSEMBLY (PERMANENT)

No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Length (ft)	OD Prec	Item Description
F1	1	9,758.2	7,321.1	5.05	5.940	7"X 4" QUANTUM SEAL BORE RETRILEVABLE PACKER
F4	1	9,773.1	7,332.9	0.73	5.630	TAIL PIPE ADAPTER
F5	1	9,773.8	7,333.5	5.54	2.880	PUP JOINT 2 7/8" 6.5#
F6	1	9,779.3	7,337.9	1.07	4 1/2	NIPPLE 2.125" R 2 7/8" EUE 6.5#
F7	1	9,780.4	7,338.8	1.28	3.690	X-OVER 2 7/8" BOX X 3 1/2" EUE PIN
F8	1	9,781.7	7,339.8	0.50	3.690	3 1/2" MODEL A TUBING SHEAR PLUG

MATERIAL USADO:
CASING JOINT 7" BTC 26#
TUBERIA 3 1/2" NV, 9.2#
TUBERIA 2 7/8" NV
TUBERIA 5 1/2" BTC 17#

Casing Strings

Name	Base MD (ft)	OD (in)	Grade	Weight
CONDUCTOR CASING	83.7	20.000	K-55	94
SURFACE CASING	4,885.0	13.325	K-55	54.5 /68
INTERMEDIATE CASING	8,294.6	9.625	N-80	47
PRODUCTION LINER	10,099.0	7.000	P-110	26

PRODUCTION LINER

Item Description	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nom. OD (in)
COLLAR FLOTADOR 7	10,011.6	10,014.1	7.000
ZAPATA 7	10,097.6	10,099.0	7.000

Wellhead

Wellhead Name: DUAL
Design Press: 3,000.0psi
Wellhead Model: FMC

Elevación

Name	Elevation (ft)
GROUND LEVEL	680.4
ORIGINAL KB	710.8
EMR	30.36

PETROAMAZONAS EP	WO #.: 1 Tipo: DIRECTIONAL-DUAL CONCENTRICO	Fecha Inicio: 8/4/2010	Preparado por: Marcelo Freire	Aprobado por: Freddy Hulica Daniel Espinza	Max. Ang. Desv. & Max. DLS: 50.88° @ 3,534.19ft MD & 11.85°/100ft @ 1,300.00ft MD	Fecha Fin Perforación: 10/23/2008
	EDYF-105A	Fecha Fin: 8/23/2010	Dibujado por: Marcelo Freire	Fecha Aprobación:	Fecha Fin Completación: 11/07/2008	Taladro Perforación: PETREX 5824

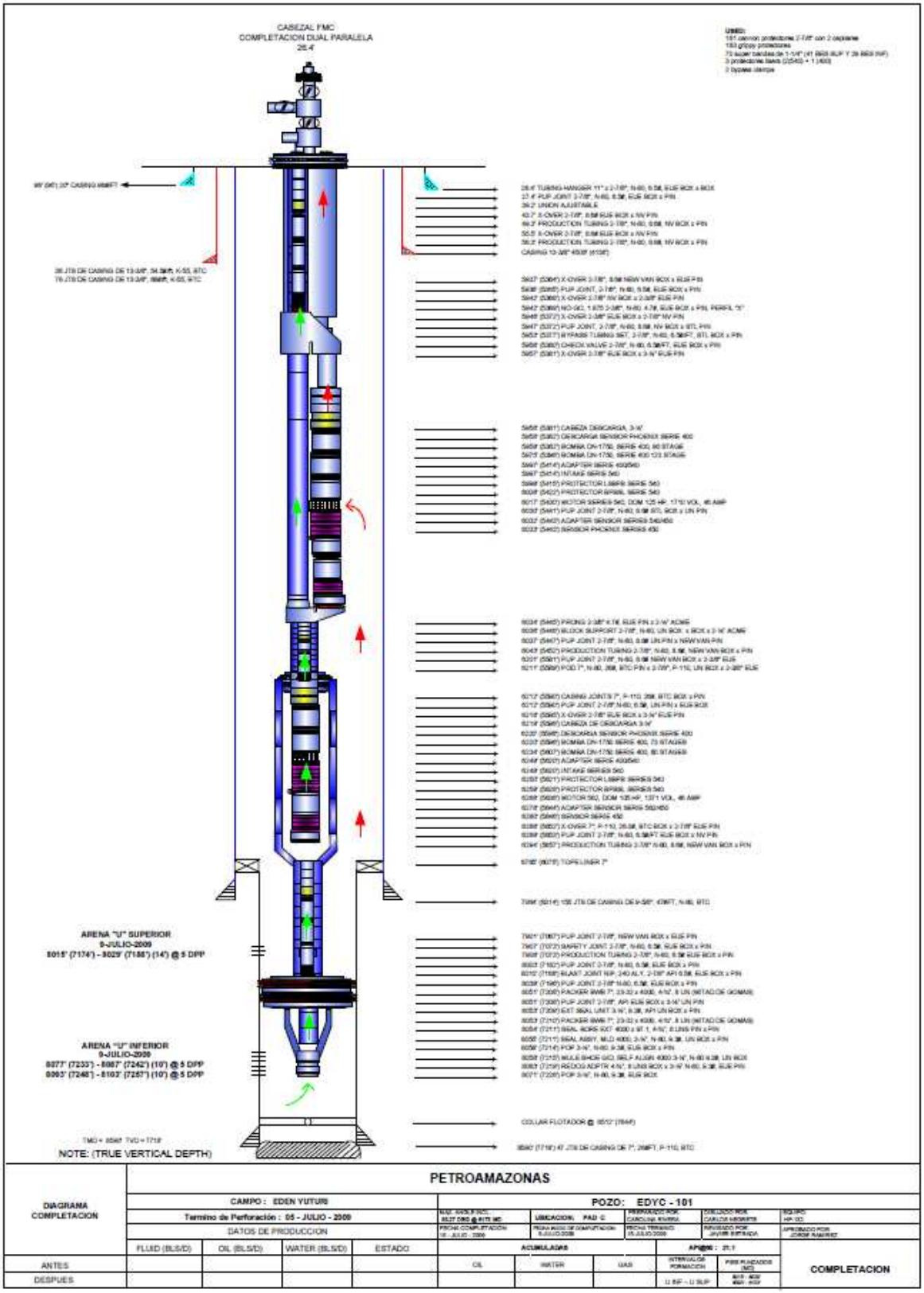


DIAGRAMA COMPLETACION	PETROAMAZONAS										
	CAMPO : EDEN YUTURI				POZO: EDYC - 101						
	Termino de Perforación : 05 - JULIO - 2009				BOP: 13-5/8" 5M @ 8175 MD	UBICACION: PAD C	PREPARADO POR: CAROLINA RIVERA	DIBUJADO POR: CARLOS MORETA	EQUIPO: HP 101		
	DATOS DE PRODUCCION				FECHA COMPLETACION 10 - JULIO - 2009	FECHA INICIO DE COMPUTACION 9-JULIO-2009	FECHA TERMINO 15-JULIO-2009	REVISADO POR: JAVIER ESTRADA	APROBADO POR: JORGE RAMIREZ		
	FLUID (BLS/D)	OIL (BLS/D)	WATER (BLS/D)	ESTADO	ACUMULADOS			API@60 : 25.1			
ANTES					OIL	WATER	GAS	INTERVALO FORMACION	PIES PLANEADOS (MD)	COMPLETACION	
DESPUES								U BP – U SUP	8015' - 8029' 8077' - 8103'		

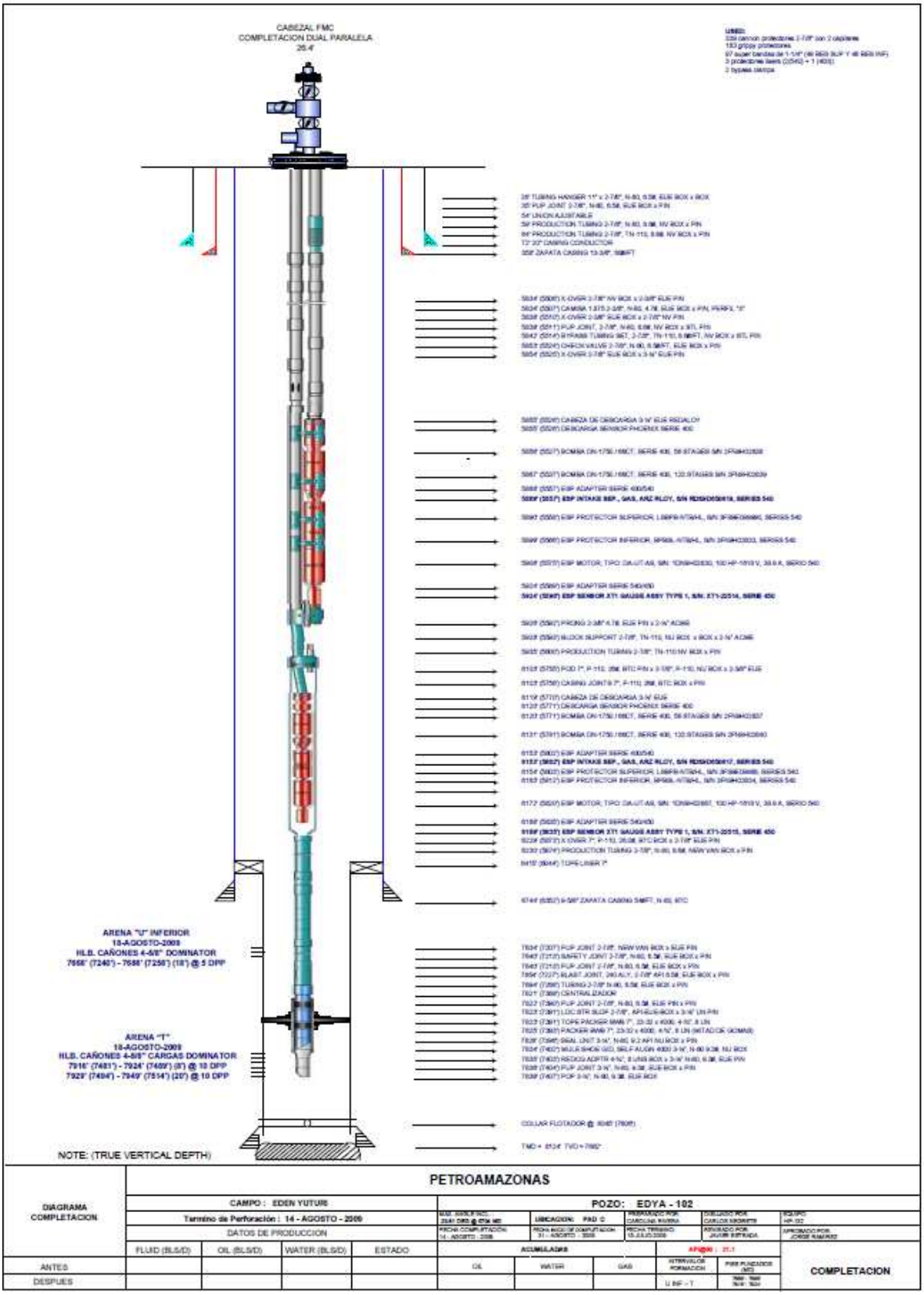


DIAGRAMA COMPLETACION	PETROAMAZONAS											
	CAMPO : EDEN YUTURI				POZO: EDYA - 102							
	Termino de Perforación : 14 - AGOSTO - 2009				BOP. WELLHEAD: 2M/ DRS @ 0'/K MD	UBICACION: PAD C	PREPARADO POR: CAROLINA RIVERA	DIBUJADO POR: CARLOS MORETA	EQUIPO: HP- 132			
	DATOS DE PRODUCCION				FECHA COMPLETACION: 14 - AGOSTO - 2009	FECHA INICIO DE COMPUTACION: 31 - AGOSTO - 2009	FECHA TERMINO: 15-JUL/01-2009	REVISADO POR: JAVIER ESPINOZA	APROBADO POR: JORGE RAMIREZ			
	FLUID (BLS/D)	OIL (BLS/D)	WATER (BLS/D)	ESTADO	ACUMULADOS			API@60 : 21.1				
ANTES					OIL	WATER	GAS	INTERVALOS FORMACION	PIES PUNZADOS (MD)	COMPLETACION		
DESPUES								U INF - T	7668' - 7688' 7916' - 7949'			