





**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE TECNOLOGÍA PETRÓLEOS**

**TEMA: “ANÁLISIS DEL ASENTAMIENTO DE UN COLGADOR  
HIDRÁULICO DE LINER (LINER HANGER) EN UN POZO  
DIRECCIONAL DE PETROAMAZONAS”**

**TESIS PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE TECNÓLOGO EN PETROLEOS**

**AUTOR:**

**HERNÁN JAVIER PINO VINUEZA**

**DIRECTOR DE TESIS**

**ING. JORGE DUEÑAS**

**QUITO – ECUADOR**

**2010**

## **DECLARACIÓN**

Del contenido del presente trabajo se responsabiliza el autor.

HERNÁN JAVIER PINO VINUEZA

C.I. No. 171081018-3

## **CERTIFICADO**

En calidad de Director de la Tesis “ANÁLISIS DEL ASENTAMIENTO DE UN COLGADOR HIDRÁULICO DE LINER ( LINER HANGER ) EN UN POZO DIRECCIONAL DE PETROAMAZONAS” certifico que ha sido realizada en su totalidad por el señor Hernán Pino Vinueza bajo mi tutoría y supervisión.

---

Ing. Jorge Dueñas Mejía

Director de Tesis

Quito, Noviembre 30 de 2009

Señor

Ing. Jorge Viteri

Decano de la Facultad de Ingeniería

Presente

A Quien Interese.

Mediante la presente certifico que el Señor Hernán Javier Pino Vinueza con Cédula de Identidad N° 171081018-3, estuvo bajo mi asesoramiento técnico para la realización de la tesis de grado titulada “Análisis del asentamiento de un Colgador Hidráulico de Liner en un Pozo Direccional de PETROAMAZONAS”

Particular que pongo en conocimiento para los fines pertinentes.

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Fabricio Romero".

Ing. Fabricio Romero

Sales and Services Engineer

Baker Hughes BOT

## **AGRADECIMIENTO**

En primer lugar quiero agradecer a la Universidad Tecnológica Equinoccial por darme la oportunidad de ser un profesional cabal e integro.

A mi Director de Tesis Ing. Jorge Dueñas que con sus conocimientos valiosos me guío de manera muy acertada en el desarrollo de esta tesis.

Al equipo de Liners Ecuador, sin cuyo invaluable accionar no se podría mantener la constante búsqueda por llegar a ser los mejores.

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo principalmente a mi familia, en forma muy especial a mi esposa e hijos. Quisiera dedicar este escrito a mis padres que siempre me brindaron su apoyo incondicional durante toda mi vida, siendo en los momentos más difíciles el más grande sustento.

Hernán Javier

## ÍNDICE DE CONTENIDO

|                                |      |
|--------------------------------|------|
| CARÁTULA.....                  | II   |
| DECLARACIÓN.....               | III  |
| CERTIFICACIÓN.....             | IV   |
| CERTIFICADO DE LA EMPRESA..... | V    |
| AGRADECIMIENTO.....            | VI   |
| DEDICATORIA.....               | VII  |
| ÍNDICE.....                    | VIII |
| RESUMEN.....                   | XX   |
| SUMMARY.....                   | XXII |

## CAPÍTULO I

|                                   | <b>PÁG</b> |
|-----------------------------------|------------|
| 1. INTRODUCCIÓN.....              | 1          |
| 1.1. OBJETIVOS GENERALES.....     | 2          |
| 1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....   | 3          |
| 1.3. JUSTIFICACIÓN.....           | 3          |
| 1.4. HIPÓTESIS.....               | 3          |
| 1.5. VARIABLES.....               | 4          |
| 1.5.1 VARIABLE INDEPENDIENTE..... | 4          |
| 1.5.2 VARIABLE DEPENDIENTES.....  | 4          |
| 1.6 METODOLOGIA.....              | 4          |



## CAPÍTULO II

|   |    |
|---|----|
| 2. SISTEMAS DE LINER HANGER.....  | 5  |
| 2.1 INTRODUCCIÓN.....   | 5  |
| 2.2 LINER.....  | 7  |
| 2.2.1 LINER DE PERFORACIÓN.....   | 7  |
| 2.2.2 LINER DE PRODUCCIÓN.....  | 7  |
| 2.2.3 TIE BACK LINER.....   | 8  |
| 2.2.4 SCAB LINER.....   | 9  |
| 2.3 HERRAMIENTAS DE ASENTAMIENTO DE LINER.....                                | 10 |
| 2.3.1 NIPLE DE LEVANTAMIENTO (LIFT NIPPLE) CON<br>BARRERA ANTI ESCOMBROS..... | 10 |
| 2.3.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                     | 11 |
| 2.3.2 SUBSTITUTO TIPO PERRO PARA ASENTAMIENTO<br>DE EMPACADURAS.....          | 12 |
| 2.3.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                     | 13 |
| 2.3.3 HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO DE LINER<br>MODELO BAKER HR.....            | 14 |
| 2.3.3.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                     | 15 |
| 2.3.4 HYDRAULIC PUSHER TOOL.....  | 16 |
| 2.3.4.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                     | 16 |
| 2.3.5 HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO<br>HIDRÁULICO.....                          | 17 |
| 2.3.5.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                     | 18 |

|         |   |    |
|---------|---|----|
| 2.3.6   | HERRAMIENTA DE EXPANSIÓN Y CORRIDA<br>(FORM LOCK TORXS).....      | 18 |
| 2.3.6.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                 | 19 |
| 2.4     | CAMISA DE ASENTAMIENTO Y TOP PACKERS.....                         | 20 |
| 2.4.1   | HR LINER SETTING SLEEVE WITH TIEBACK<br>EXTENSIÓN.....            | 20 |
| 2.4.1.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                 | 21 |
| 2.4.2   | HYFLO III EMPACADOR DE TOPE DE LINER CON<br>EXTENSIÓN PULIDA..... | 22 |
| 2.4.2.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                 | 23 |
| 2.4.3   | EMPACADURA DE LINER ( ZXP LINER PACKER )....                      | 23 |
| 2.4.3.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                 | 25 |
| 2.5     | COLGADORES HIDRÁULICOS Y EXPANDIBLES.....                         | 25 |
| 2.5.1   | FLEX-LOCK III HYDRAULIC SET LINER HANGER.....                     | 25 |
| 2.5.1.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                 | 26 |
| 2.5.2   | HMC LINER HANGER HIDRÁULICO. ....                                 | 27 |
| 2.5.2.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                 | 28 |
| 2.5.3   | EMPACADURA COLGADORA DE LINER FORMLO<br>CK TORXS.....             | 29 |
| 2.5.3.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                 | 30 |
| 2.6     | EQUIPO TIEBACK DE COLGADOR.....                                   | 30 |
| 2.6.1   | ENSAMBLAJES PARA EMPALME DE SELLOS O<br>TIE-BACK MOD. “PBR”.....  | 30 |
| 2.6.1.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                                 | 31 |

|  |    |
|--|----|
| 2.6.2 EXTENSION FRESADORA AGRUPADA O DRESS   |    |
| MILL ASSY.....                               | 32 |
| 2.6.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....    | 33 |
| 2.7 CEMENTACION COLGADORES / ENSAMBLAJES DE  |    |
| EMPAQUES.....                                | 33 |
| 2.7.1 ENSAMBLAJES DE SELLOS RS.....          | 33 |
| 2.7.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....    | 34 |
| 2.7.2 ENSAMBLAJES DE SELLOS PERFORABLE.....  | 34 |
| 2.7.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....    | 35 |
| 2.7.3 UNIDAD DE SELLO INSERTABLE.....        | 35 |
| 2.7.3.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....    | 36 |
| 2.7.4 SLICK STINGER .....                    | 37 |
| 2.7.4.1CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....     | 37 |
| 2.7.5 “PBR” DE CEMENTACIÓN.....              | 38 |
| 2.7.5.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....    | 38 |
| 2.7.6 EMPAQUE “PBR” DE CEMENTACIÓN.....      | 39 |
| 2.7.6.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....    | 39 |
| 2.8 EQUIPO DE CEMENTACIÓN DE SUPERFICIE..... | 40 |
| 2.8.1 CABEZA DE CEMENTACIÓN TD SWIVEL.....   | 40 |
| 2.8.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....    | 40 |
| 2.8.2 CABEZA DE CEMENTACIÓN TD.....          | 41 |
| 2.8.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....    | 41 |
| 2.8.3 ADAPTADOR POSITIVO LIBERADOR DE TAPÓN  |    |
| O BOLA.....                                  | 42 |

|          |   |    |
|----------|---|----|
| 2.8.3.1  | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                     | 42 |
| 2.8.4    | ADAPTADOR PARA VERIFICACIÓN O FLAG SUB.....           | 43 |
| 2.8.4.1  | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                     | 44 |
| 2.8.5    | MANIFOLD DE CEMENTACIÓN TIPO “LC” CON<br>SWIVEL.....  | 44 |
| 2.8.5.1  | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                     | 45 |
| 2.9      | ACCESORIOS DE CEMENTACIÓN.....                        | 45 |
| 2.9.1    | TAPONES SOLO PLUG.....                                | 45 |
| 2.9.1.1  | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                     | 46 |
| 2.9.2    | TAPONES LIMPIADORES DE LINER TIPO I Y<br>TIPO II..... | 47 |
| 2.9.2.1  | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                     | 48 |
| 2.9.3    | TAPÓN LIMPIADOR DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN             | 48 |
| 2.9.3.1  | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                     | 49 |
| 2.10     | ACCESORIOS DEL LINER.....                             | 50 |
| 2.10.1   | ZAPATO FLOTADORA TIPO “V”.....                        | 50 |
| 2.10.1.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                     | 51 |
| 2.10.2   | COLLAR FLOTADOR DE DOBLE VÁLVULA.....                 | 51 |
| 2.10.2.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                     | 52 |
| 2.10.3   | LANDING COLLAR TIPO II.....                           | 52 |
| 2.10.3.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                     | 53 |
| 2.11     | ACCESORIOS INSERTABLES.....                           | 53 |
| 2.11.1   | FLOTADOR INSERTABLE.....                              | 54 |
| 2.11.1.1 | CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....                     | 54 |

|   |    |
|---|----|
| 2.11.2 LANDING COLLAR INSERTABLE TIPO II..... | 55 |
| 2.11.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....    | 56 |
| 2.11.3 ZAPATO FLOTADOR INSERTABLE.....        | 56 |
| 2.11.3.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.....    | 57 |

### **CAPÍTULO III**

|  |    |
|--|----|
| 3. SELECCIÓN DEL POZO PARA EL ANÁLISIS DE ASENTAMIENTO<br>DE LINER HANGER..... | 58 |
| 3.1 INTRODUCCION.....  | 58 |
| 3.2 INFORMACION GENERAL.....   | 59 |
| 3.3 DESCRIPCION OPERATIVA RELEVANTE.....                                       | 61 |
| 3.4 PROGNOSIS DEL POZO.....  | 61 |
| 3.5 REGISTRO DE LODO (MUD LOGGING).....  | 62 |
| 3.6 PROGRAMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS.....                                      | 63 |

### **CAPÍTULO IV**

|   |    |
|---|----|
| 4. ASENTAMIENTO DE LINER HANGER EN EL POZO YANAQUINCHA<br>ESTA A-12 DE PETROAMAZONAS..... | 65 |
| 4.1 OBJETIVOS.....  | 65 |
| 4.2 CONDICIONES DEL POZO.....   | 65 |
| 4.3 CRITERIOS DE CENTRALIZACIÓN.....  | 66 |
| 4.4 PREPARACIÓN EN EL SITIO.....  | 66 |

|  |    |
|--|----|
| 4.5 LISTA DE EQUIPO A UTILIZARSE.....                              | 68 |
| 4.5.1 EQUIPO DE CONSUMO.....                                       | 68 |
| 4.5.2 HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO PARA LINER<br>HANGER.....        | 71 |
| 4.5.3 EQUIPO DE SUPERFICIE.....                                    | 73 |
| 4.6 PROCEDIMEINTO DE CORRIDA.....                                  | 74 |
| 4.7 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL RECOMENDADO PARA<br>CEMENTACIÓN..... | 82 |
| 4.8 ESTADO MECÁNICO DEL POZO.....                                  | 84 |

## **CAPÍTULO V**

|  |    |
|--|----|
| 5. ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO.....   | 86 |
| 5.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....  | 86 |
| 5.1.1 VENTAJAS.....  | 86 |
| 5.1.1.1 RÁPIDA INSTALACIÓN.....  | 87 |
| 5.1.1.2 MENOS CARGA SOBRE EL CABEZAL.....  | 87 |
| 5.1.1.3 MENOR REQUERIMIENTO DE CEMENTO.....  | 87 |
| 5.1.1.4 PERMITE PERFORAR CON PESO DE LODO MAS<br>BAJO.....                             | 88 |
| 5.1.1.5 MAS ECONÓMICO SUSPENDER EL LINER QUE<br>CORRER CASING HASTA LA SUPERFICIE..... | 88 |
| 5.1.1.6 EVITA EL PANDEO DE LA TUBERÍA.....   | 88 |

|         |   |    |
|---------|---|----|
| 5.1.1.7 | USO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE MAYOR<br>DIAMETRO.....      | 88 |
| 5.1.1.8 | USO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES DE<br>MAYOR CAPACIDAD..... | 89 |
| 5.1.1.9 | REDUCCION DE LA CARGA SOBRE EL TALADRO                      | 89 |
| 5.2     | ANÁLISIS ECONÓMICO.....                                     | 89 |

## **CAPÍTULO VI**

|     |                                     |     |
|-----|-------------------------------------|-----|
| 6   | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 95  |
| 6.1 | CONCLUSIONES.....                   | 95  |
| 6.2 | RECOMENDACIONES.....                | 96  |
|     | GLOSARIO.....                       | 99  |
|     | BIBLIOGRAFÍA.....                   | 105 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

| <b>FIGURA</b>  | <b>PÁG.</b> |
|--|-------------|
| FIGURA 1.1: UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....                    | 1           |
| FIGURA 1.2: CAMPOS PERTENECIENTES A PETROAMAZONAS.....   | 2           |
| FIGURA 2.1: ENSAMBLAJE DEL LINER.....                    | 6           |
| FIGURA 2.2: LINER DE PERFORACIÓN.....                    | 8           |
| FIGURA 2.3: LINER DE PRODUCCIÓN.....                     | 8           |
| FIGURA 2.4: TIE-BACK LINER.....                          | 9           |
| FIGURA 2.5: SCAB LINER.....                              | 9           |
| FIGURA 2.6: NIPLE DE LEVANTAMIENTO.....                  | 11          |
| FIGURA 2.7 BARRERA ANTI ESCOMBROS.....                   | 12          |
| FIGURA 2.8: SUBSTITUTO TIPO PERRO.....                   | 13          |
| FIGURA 2.9: HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO DE LINER HR..... | 14          |
| FIGURA 2.10: HIDRÁULICO PUSHER TOOL.....                 | 16          |
| FIGURA 2.11: HERRAMIENTA PARA SELLOS INSERTABLE.....     | 17          |
| FIGURA 2.12: HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO DE EMPACADURA   | 19          |
| FIGURA 2.13: CAMISA DE ASENTAMIENTO.....                 | 21          |
| FIGURA 2.14: EMPACADURA TOPE LINER HYFLO III.....        | 22          |
| FIGURA 2.15: EMPACADURA DE LINER ZXP.....                | 24          |
| FIGURA 2.16: LINER HANGER FLEX LOCK.....                 | 26          |
| FIGURA 2.17: LINER HANGER HMC.....                       | 28          |
| FIGURA 2.18: LINER EXPANDIBLE TORXS.....                 | 29          |
| FIGURA 2.19: ENSAMBLAJE DE TIE BACK.....                 | 31          |
| FIGURA 2.20: EXTENSIÓN FRESADORA DRESS MILL.....         | 32          |



|  |    |
|--|----|
| FIGURA 2.21: ENSAMBLAJE DE SELLOS RS.....                | 34 |
| FIGURA 2.22: ENSAMBLAJE DE SELLOS PERFORABLE.....        | 35 |
| FIGURA 2.23: UNIDAD DE SELLOS INSERTABLE.....            | 36 |
| FIGURA 2.24: SLICK STINGER.....                          | 37 |
| FIGURA 2.25: PBR DE CEMENTACIÓN.....                     | 38 |
| FIGURA 2.26: EMPAQUE PBR.....                            | 39 |
| FIGURA 2.27: CABEZA DE CEMENTACIÓN TD SWIVEL.....        | 40 |
| FIGURA 2.28: CABEZA DE CEMENTACIÓN TD.....               | 41 |
| FIGURA 2.29: ADAPTADOR POSITIVO PARA LIBERAR BOLA.....   | 42 |
| FIGURA 2.30: ADAPTADOR PARA VERIFICACIÓN.....            | 43 |
| FIGURA 2.31 CABEZA DE CEMENTACIÓN LC.....                | 44 |
| FIGURA 2.32: TAPONES PARA LINER Y TUBERÍA DE PERFORACIÓN | 46 |
| FIGURA 2.33: TAPONES PARA LINER TIPO I Y II.....         | 48 |
| FIGURA 2.34: TAPÓN LIMPIADOR DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN.. | 49 |
| FIGURA 2.35: ZAPATO FLOTADOR TIPO V.....                 | 50 |
| FIGURA 2.36: COLLAR FLOTADOR DE DOBLE VÁLVULA.....       | 51 |
| FIGURA 2.37: LANDING COLLAR TIPO II.....                 | 53 |
| FIGURA 2.38: FLOTADOR INSERTABLE.....                    | 54 |
| FIGURA 2.39: LANDING COLLAR INSERTABLE.....              | 55 |
| FIGURA 2.40: ZAPATO FLOTADOR INSERTABLE.....             | 57 |
| FIGURA 4.1 ESTADO MECÁNICO.....                          | 85 |
| FIGURA 5.1 RESUMEN DE COSTOS CEMENTACIÓN CASING.....     | 94 |
| FIGURA 5.2 RESUMEN DE COSTOS CEMENTACIÓN LINER.....      | 94 |

## ÍNDICE DE TABLAS

| <b>TABLAS</b>   | <b>PÁG.</b> |
|---|-------------|
| TABLA 1: INFORMACIÓN GENERAL.....                       | 60          |
| TABLA 2: TOPES DE FORMACIÓN.....                        | 62          |
| TABLA 3: PROGRAMA DE MUESTRAS GEOLÓGICAS.....           | 63          |
| TABLA 4: PROGRAMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS.....          | 64          |
| TABLA 5: COSTOS DE TALADRO AL BAJAR CASING Y LINER..... | 89          |
| TABLA 6: COSTOS AL USAR LODOS EN CASING Y LINER.....    | 90          |
| TABLA 7: COSTOS DE CORREDORES DE CASING Y LINER.....    | 90          |
| TABLA 8: COSTOS DE LINER O CASING.....                  | 91          |
| TABLA 9: COSTOS DE EQUIPO Y PERSONAL.....               | 91          |
| TABLA 10: COSTOS DE CEMENTO EN CASING Y LINER.....      | 92          |
| TABLA 11: COSTOS FINALES DE CASING.....                 | 93          |
| TABLA 12: COSTOS FINALES DE LINER.....                  | 93          |

## ÍNDICE DE ANEXOS

|   | <b>PÁG.</b> |
|---|-------------|
| ANEXO 1: INFORMACIÓN BÁSICA.....                | 107         |
| ANEXO 2: CÁLCULO DE PESOS.....                  | 108         |
| ANEXO 3: CÁLCULO DE DESPLAZAMIENTOS.....        | 109         |
| ANEXO 4: MEDIDAS DE LINER.....                  | 110         |
| ANEXO 5: PRUEBAS DE LABORATORIO.....            | 111         |
| ANEXO 6: RESULTADOS DE SLACK-OFF Y PICK-UP..... | 112         |
| ANEXO 7: RESULTADOS DE TORQUE.....              | 113         |

## 1. RESUMEN

Una de las Tareas fundamentales que ha desarrollado Petroamazonas en estos últimos años es perforar Pozos Direccionales los cuales preservan el medio ambiente y optimizan el espacio a perforar, esto ha obligado que se perforen pozos desde una misma plataforma y de esta manera llegar a distintos objetivos productores, en muchos de estos Pozos se ha visto la necesidad de entubarlos ya sea con el método tradicional de colocar el Casing productor hasta la superficie o la nueva tecnología que presenta Baker la cual consiste en bajar un Liner o asentarlos en la tubería previa y realizar sello en el Tope del Liner.

El objetivo principal es realizar un trabajo en equipo entre la Operadora y especialistas de Baker para recolectar la mayor información posible de esta manera realizar un análisis técnico-económico y encontrar la alternativa más adecuada disminuyendo costos y riesgos operacionales.

En el tercer capítulo describe información general concerniente a dicho pozo, es decir se describe los registros realizados lo cual es necesario para saber las operaciones a ejecutar antes de correr el Liner.

En el segundo y cuarto capítulo especifica los distintos Liner y herramientas que pueden usarse de acuerdo a las condiciones requeridas de esta manera aplicar un procedimiento adecuado que garanticen el éxito del trabajo.

En el quinto capítulo se fundamenta principalmente en el análisis técnico y económico al bajar sistemas de Liner, los cuales varían de acuerdo a las circunstancias del Pozo, pero de lo que he podido analizar, usar los sistemas de Liner van a ahorrar sustancialmente a la Operadora ya que el tiempo de instalación y los costos de los distintos equipos son mas bajos teniendo una operación mas segura y de mejor calidad.

## SUMMARY

One of the key tasks that Petroamazonas has developed in recent years are Directional drilling wells which preserve the environment and optimize the space to drill. This has required that wells be drilled from a single platform and thus reach different production objectives. In many of these wells, it has been the need to intubate with either the traditional method of placing the Casing to the surface or the new technology that Baker presents which consists of lowering a liner or place it in the pipe and perform subsequent seal at the top of the liner.

The main objective is to achieve teamwork between the operator and Baker specialists to collect as much information as possible; this way to perform a technical and economic analysis and find the most suitable alternative reducing operational costs and risks.

The third chapter describes general information concerning this well, that shows recordings made which are necessary to know before the operations to be executed to run the liner.

In second and fourth chapter Liner and different tools are described according to the conditions in order to apply this way to implement appropriate procedures to ensure job success.

Fifth chapter is based primarily on technical and economic analysis systems to run Liner, which vary according to the circumstances of well, but what I have been able to analyze,

using Liner systems will save substantially resources to Operator because time of installation and equipment costs are lower resulting in a better quality safer operation.

# **CAPÍTULO I**

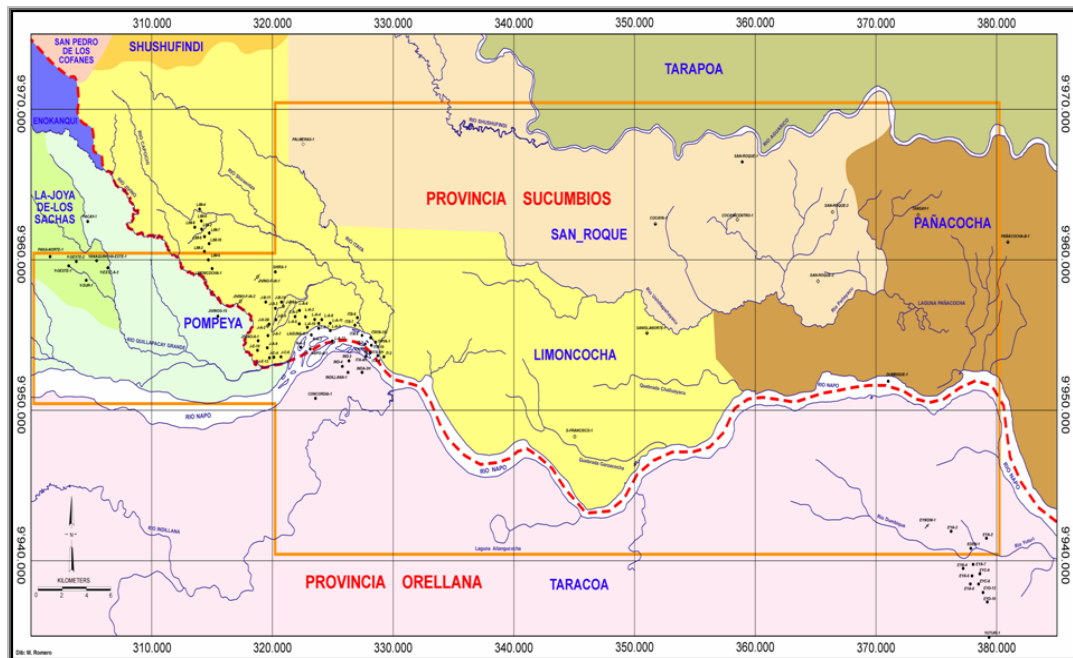


# CAPITULO I

## 1 INTRODUCCIÓN

La técnica de asentamiento de liner en vez de correr casing hasta superficie es una alternativa que las compañía operadoras han optado y PETROAMAZONAS operadora del Bloque 15 en particular. Este trabajo tiene la finalidad de aplicar la mencionada técnica a un pozo de PETROAMAZONAS( figura 1.1 ).

FIGURA 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE PETROAMAZONAS

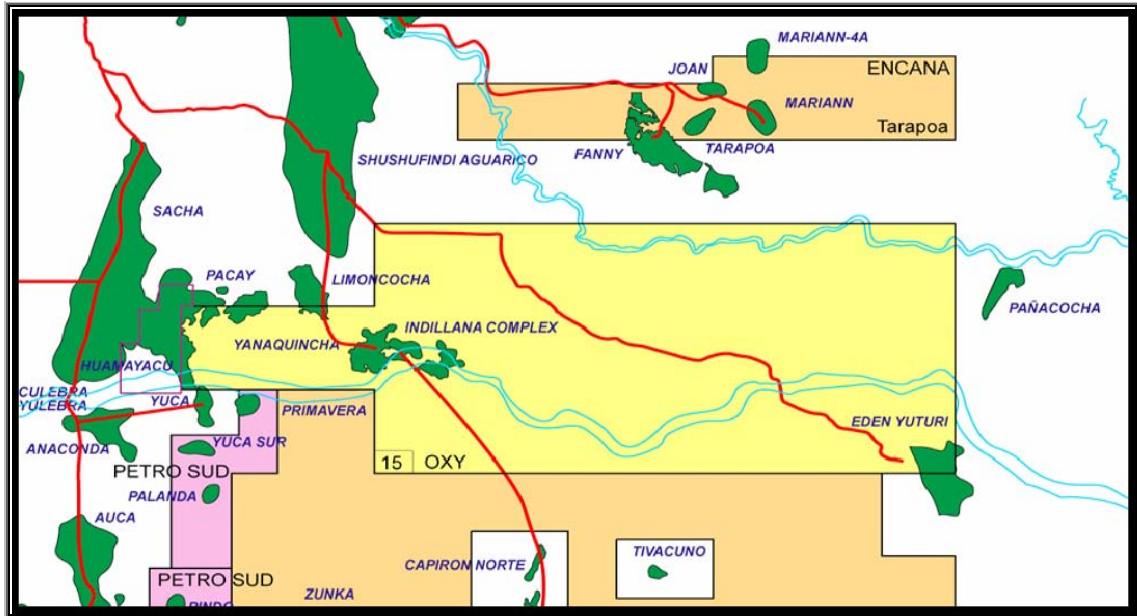


**Fuente:** Archivo OEPC

**Elaborado por:** Hernán Pino

La figura 1.2 muestra en detalle los principales campos pertenecientes al bloque 15 como son : Limoncocha, Yanaquincha, Indillana, Edén Yuturi.

**FIGURA 1.2 CAMPOS PERTENECIENTES A PETROAMAZONAS**



**Fuente:** Archivo OEPC  
**Elaborado por:** Hernán Pino

El Bloque 15 fue concesionado a la empresa Occidental Exploration & Production Company a través de un Contrato de Prestación de Servicios en el año 1985 suscrito con Petroecuador y transformado luego en un Contrato de Participación en 1999 cuenta con una superficie aproximada de 200,000 hectáreas. Actualmente es operado por PETROAMAZONAS.

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Presentar procedimientos y herramientas relacionadas con el asentamiento de liner en un pozo de PETROAMAZONAS.

## **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Establecer el procedimiento para bajar, colgar y cementar el liner
- Describir las herramientas usadas en el asentamiento del colgador de liner ( liner hanger )
- Destacar las ventajas y desventajas de usar un liner hanger hidráulico
- Determinar costo beneficio de usar un liner hanger en lugar de correr casing
- Preparar un material bibliográfico técnico de consulta para estudiantes y profesionales del área de Petróleos interesados en conocer sobre operaciones relacionadas con el asentamiento de un Liner Hanger

## **1.3 JUSTIFICACIÓN**

Una forma de mantener e incrementar la producción de los campos petroleros es mediante la perforación de pozos. En operaciones de perforación es muy importante la reducción de tiempos operativos siempre que para ello se considere el aspecto de seguridad. El análisis de asentamientos de Liner Hanger y las recomendaciones resultantes permitiría lograr importantes reducciones de tiempos operativos y costos en los proyectos de perforación.

## **1.4 HIPÓTESIS**

El uso de liner hanger en pozos direccionales reduciría el tiempo de operación y costos lo cual va a producir beneficios para la operadora en la cual se va a ejecutar dicho trabajo.

## **1.5 VARIABLES**

A continuación se detalla dos tipos de variables.

### **1.5.1 VARIABLE INDEPENDIENTE**

Método de asentamiento del liner hanger

### **1.5.2 VARIABLES DEPENDIENTES**

Costo-Beneficio resultante

Tiempo operativo

Contingencias

## **1.6 METODOLOGÍA**

En base a información de campo la cual será suministrada por la Operadora, información y experiencia de colegas técnicos ligado a este tipo de trabajo, reportes de trabajos realizados, material y bibliografía de la empresa en la cual presto mis servicios y es líder en esta especialidad; y sobre todo mi experiencia tanto en el ensamblado y corrida de estas herramientas. Se desarrollarán los procedimientos, prácticas y recomendaciones para correr, asentar y cementar un liner.

## **CAPÍTULO II**

## **CAPÍTULO II**

### **2 SISTEMAS DE LINER HANGER**

Esta sección presenta los diferentes tipos de liner que podrían ser corridos en un pozo, componentes de los diferentes tipos de herramientas de asentamiento de liner, características y beneficios; herramientas y accesorios de cementación usados en superficie, en la sarta del liner y en su interior.

#### **2.1 INTRODUCCIÓN**

El liner es una tubería de revestimiento normal ( casing ) que cumple con todas las funciones de un casing convencional excepto que físicamente no alcanza la superficie y debe ser colgado en la parte final del casing o liner previamente asentado. Para realizar esta operación es necesario disponer de un sistema de colgamiento ( liner hanger ) que consta del colgador propiamente dicho y una herramienta para accionar o asentar el colgador ( setting tool ).

Además, se encuentra incorporada una empacadura o packer que si es asentado adecuadamente sella el tope de liner para evitar comunicación entre la parte exterior del liner y la integridad del pozo. El sistema de asentamiento del liner puede ser mecánico o hidráulico pero independiente del mecanismo siempre será necesario el setting tool. La figura 2.1 muestra una sarta de liner, liner hanger y su herramienta de asentamiento setting tool.

FIGURA 2.1 ENSAMBLAJE DEL LINER



Fuente: Manual Baker Hughes  
Elaborado por: Hernán Pino

## **2.2 LINER**

Un liner es toda sarta de revestimiento donde la parte superior está colgada en la parte final del casing previamente asentado. Un liner puede servir como una tubería de revestimiento de producción, extendiéndose desde el intervalo productor hasta la siguiente sarta de la tubería de revestimiento. Pozos profundos de 10,000 pies o más incluirán dos o más liners, debido a la dificultad en diseñar un programa de tubería de revestimiento compatible con la hidráulica de perforación o los requerimientos de la tubería de perforación de alta resistencia a la tensión, pero principalmente por razones económicas.

Tenemos varios Sistemas de Liner entre los cuales se tienen los siguientes:

### **2.2.1 LINER DE PERFORACIÓN**

Usado fundamentalmente para permitir operaciones de perforación más profundas. En la mayoría de los casos se extiende hacia abajo hacia el hoyo abierto y forma un traslape ( overlap ) con el casing o liner existente de 200 - 400 pies y es cementado en el sitio. La cementación por lo general se la realiza en forma parcial es decir no se cementa completamente a través del anular. La figura 2.2 muestra un liner de perforación.

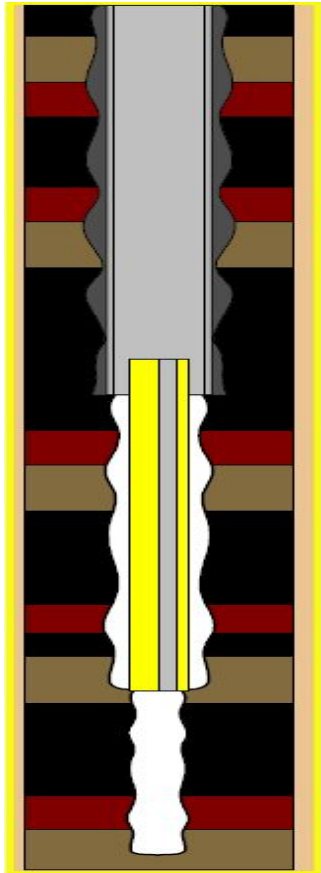
### **2.2.2 LINER DE PRODUCCIÓN**

Estos liners se asientan a través de la zona de Producción, la misma que una vez instalado el liner se cementa hasta el tope de la misma, por lo general es el tramo último que se

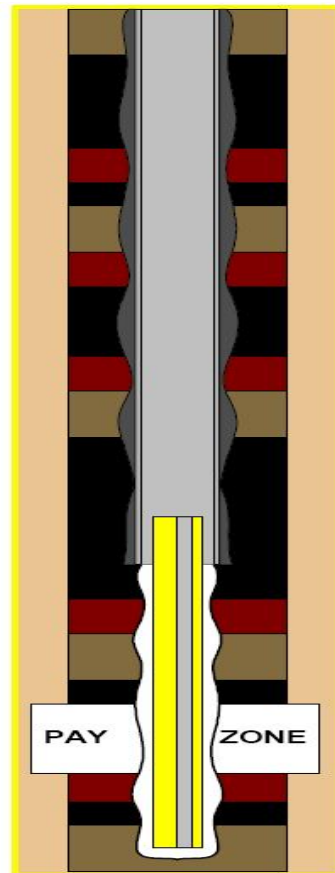


instala y una vez que se corre este liner debe alcanzar la profundidad total evitando que la arena quede desprotegida al no colocar liner sobre ésta. La figura 2.3 muestra un liner de producción.

FIGURA 2.2 LINER DE PERFORACIÓN FIGURA 2.3 LINER DE PRODUCCIÓN



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino



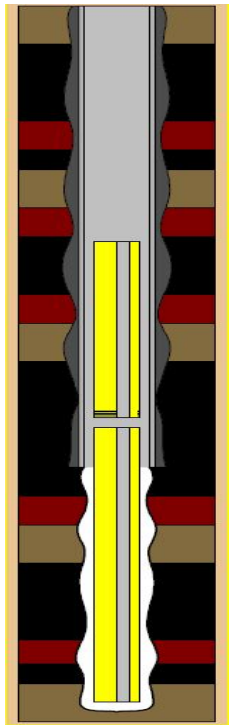
**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.2.3 TIE-BACK LINER

Una sección de la tubería de revestimiento que se extiende hacia arriba desde la parte superior de un liner existente hasta la superficie o a un punto intermedio hacia arriba del pozo. Los Tie-back liners normalmente son cementados en el sitio.

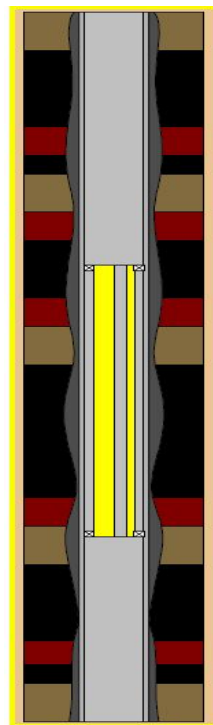
Por lo general se usa un Tie-Back cuando después de un tiempo de tener cementada una tubería corta se desea prolongarla hasta la superficie, ya sea por rotura del casing de producción, durante los trabajos de completación, por altas presiones en la zona de la tubería corta, o algún otro motivo especial; se puede realizar utilizando una herramienta tie-back. La figura 2.4 muestra un tie-back liner.

FIGURA 2.4 TIE-BACK LINER



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

FIGURA 2.5 SCAB LINER



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

#### 2.2.4 SCAB LINER

Una sección de la tubería de revestimiento usada para reparar la existente dañada. Puede ser cementada en el sitio o sellada con empaaduras en la parte superior e inferior.

Los Scab Liner por lo general se usan cuando hay problemas en el tope del mismo es decir, hay fuga de presión o cuando hay problemas cuando al correr herramientas de evaluación o

completación, entonces se acondiciona el tope de liner, para luego bajar un Tie-Back con un Hyflo Packer y sellar el tope de liner con dichas herramientas. La figura 2.5 muestra un scab liner.

## **2.3 HERRAMIENTAS DE ASENTAMIENTO DE LINER**

A continuación se detallara las distintas herramientas que se usan para llevar el Liner al fondo, entre los más importantes se detallan a continuación:

### **2.3.1 NIPLE DE LEVANTAMIENTO ( LIFT NIPPLE ) CON BARRERA ANTI ESCOMBROS**

La barrera anti escombros, es instalada en el nipple de levantamiento, este ensamble es corrido por encima de la herramienta de asentamiento. La barrera anti escombros es espaciada de tal manera que la misma sea corrida en el tope de la extensión pulida, y está especialmente diseñada para prevenir que los sólidos caigan y se decanten en el tope de la herramienta de asentamiento. Además, sirve de centralizador entre la extensión pulida y la herramienta de asentamiento.

La barrera de escombros permanece posicionada en el tope de la extensión pulida hasta que culmina la cementación, momento en que es retirada y recuperada junto con la herramienta de corrida. El fluido entra y sale de la extensión a través de la sección enrejada, previniendo un potencial colapso de la extensión pulida. La figura 2.6 muestra el nipple de levantamiento.

FIGURA 2.6 NIPLE DE LEVANTAMIENTO



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.3.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Filtra el fluido que entra o cae en la extensión pulida, reduciendo la posibilidad de que la herramienta de asentamiento se pegue o trabe por escombros en el tope.
- Unida al tope de la extensión pulida con un simple pin de corte.
- Puede ser instalada en pup joint standard de drill pipe.
- Confiable y efectiva, mantenimiento sencillo.
- Disco de ruptura de back-up previene un colapso de la extensión pulida en caso que la rejilla se tapone por sólidos excesivos. La figura 2.7 muestra la barrera anti escombros.

FIGURA 2.7 BARRERA ANTI ESCOMBROS



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

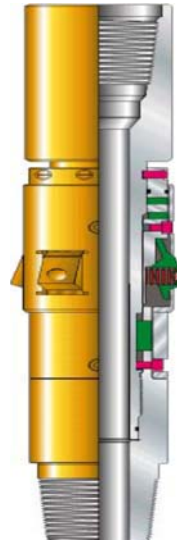
### **2.3.2 SUBSTITUTO TIPO PERRO PARA ASENTAMIENTO DE EMPACADURAS**

El Substituto Tipo Perro para Asentamiento de Empacadura con Indicador de Ruptura es una herramienta que se asienta entre el cuerpo principal de las herramientas de asentar el Liner HR o 2RH y el Substituto de levantamiento superior.

El Substituto Tipo Perro está diseñado para aplicar peso y en forma mecánica asentar las empacaduras del tope del liner (Empacaduras ZXP, CPH, Hyflo III, etc.). Para transferir el peso de asentamiento desde la sarta de perforación a la camisa de asentamiento del liner (extensión del tope del liner a la superficie) en la empacadura del liner se usa un juego de resortes tipo perros. Un ensamblaje de cojinetes en el substituto tipo perro le permite a la tubería de perforación girar mientras le transfiere peso al tope del liner. La rotación de la tubería de perforación romperá la fricción estática entre la tubería de perforación y la

tubería de revestimiento y permitirá la transferencia de peso adicional hacia el tope del liner. Esto es especialmente útil cuando se corren liners en pozos de mucha desviación y donde se presentan "patas de perro". La figura 2.8 muestra el substituto tipo perro.

FIGURA 2.8 SUBSTITUTO TIPO PERRO



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

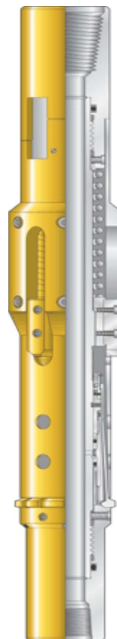
### 2.3.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Usada para aplicar peso y asentar las empacaduras de liner.
- Compatible con herramientas de asentamiento 2RH y HR.
- Conexiones de las tuberías de perforación para una máxima resistencia.
- Indicador de corte integral para comprobar que el peso aplicado ha sido requerido.
- Incorpora rodamientos que permiten la rotación en la extensión de la empacadura lo cual permite aplicar más peso a través de la rotación.

### 2.3.3 HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO DE LINER MODELO BAKER HR

La Herramienta de Asentamiento de Liner "HR" ( Liberación Hidráulica ), se conecta a la camisa de asentamiento para tubería Liner "HR", proporciona un medio para transportar una tubería liner pozo abajo, asentar un colgador para liner y soltar la tubería antes de la cementación. El mecanismo principal para liberación es hidráulico con un sistema mecánico secundario de emergencia. Esta herramienta transmite el peso del liner con una cuña soportada totalmente sin roscas la cual podría zafarse y dejar libre el liner cuando es corrida en el pozo. La figura 2.9 muestra la herramienta de asentamiento de liner HR.

FIGURA 2.9 HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO DE LINER HR



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### **2.3.3.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS**

- Empuja, tensiona y gira mientras la tubería liner es corrida pozo abajo. El diseño de esta herramienta permite rotación de la sarta de trabajo y tubería liner de mano derecha sin importar si la herramienta está en tensión, compresión o en posición neutro.
- Rotación después de soltar cuando se corre un colgador giratorio para tubería liner. Esta herramienta también puede ser utilizada para girar la tubería liner durante la cementación después que el colgador esté asentado y la herramienta usada para la corrida haya soltada de la tubería liner.
- Fácil arreglo para cargar la herramienta de asentamiento "HR" en la camisa de asentamiento para tubería liner "HR". Simplemente empuje directo hacia adentro y la herramienta automáticamente engancha en el perfil. Un giro máximo de 1/3 de vuelta engancha los dedos de torque.
- No necesita rotación para soltar después de activar el cilindro hidráulico, la herramienta es retirada con un levantamiento arriba.
- Botones de separación proporcionados en el diámetro externo de la herramienta para prevenir contacto de metal a metal mientras se incrusta o se suelta la herramienta de la extensión de agarre.
- Diámetro interno pulido en la camisa de asentamiento para tubería liner "HR" proporciona un diámetro interno suave para el paso de sellos y otras herramientas corridas a través del tope del liner.

El sistema mecánico de emergencia en la eventualidad de que el mecanismo primario de liberación hidráulica falle, puede ser activado con 1/4 de vuelta hacia la izquierda.



### 2.3.4 HYDRAULIC PUSHER TOOL

En algunas aplicaciones, no es posible el uso de la herramienta convencional para el asentamiento de la empacadura de tope de liner (Setting dog sub).

El pusher tool es comúnmente usado con liners ranurados, mallas o liners no cementados.

También es frecuentemente usado para asentar empacaduras tope de liner como ZXPTM.

El Hydraulic Pusher Tool esta diseñado para generar la fuerza de asentamiento requerida a la altura de la herramienta aplicando presión en la sarta corrida. La figura 2.10 muestra la herramienta de asentamiento de empacadura ( Hydraulic Pusher Tool ).

FIGURA 2.10 HYDRAULIC PUSHER TOOL



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

#### 2.3.4.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

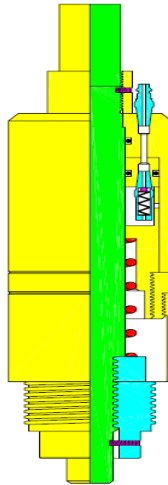
- Asegura que el liner packer reciba todo el peso de asentamiento aplicado, sin importar la desviación del pozo.

- Puede ser utilizado con C-2, 2RH y HR setting tools.
- Permite que los liner packers asienten hidráulicamente sin la necesidad del cilindro hidráulico en el empacador, mejorar a embalador estalló y se derrumba las presiones
- Disponible para empacadores a partir de 5 pulg. - 11-3/4 pulg.

### **2.3.5 HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO HIDRÁULICO PARA UNIDADES DE SELLOS INSERTABLES.**

La Herramienta Hidráulica de Asentamiento, es utilizada conjuntamente con una bomba hidráulica para asentar todos los accesorios en la línea de producto de unidad de inserto de sello. La figura 2.11 muestra una herramienta de asentamiento hidráulico para unidades de sellos insertables.

FIGURA 2.11 HERRAMIENTA PARA SELLOS INSERTABLE



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

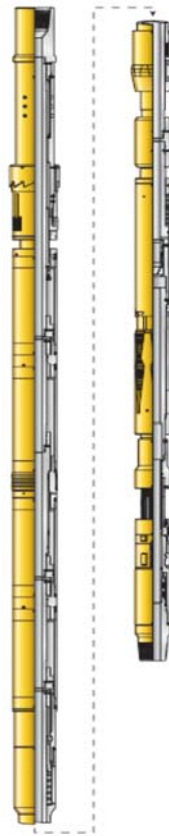
### **2.3.5.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS**

- Usada en conjunto con la Bomba Hidráulica para asentar las unidades de sellos insertables.
- Portátil y de poco peso.
- Sistema de liberación de seguridad.
- Kits adaptadores para todos los tamaños de equipos insertables
- Equipado con conexiones hidráulicas de rápida desconexión.

### **2.3.6 HERRAMIENTA DE EXPANSIÓN Y CORRIDA ( FORM LOCK TORXS)**

El FORMlock™ TORXS Liner Hanger Setting Tool es activado hidráulicamente y diseñado para asentar y expandir el TORXS liner/packer. Utilizando la presión de superficie, un ancla hidráulica es primero asentada, permitiendo al cono asentar el liner hanger. La presión es descargada y las operaciones de cementación son llevadas a cabo. El colgador expandido provee una gran área de flujo en el espacio anular durante las operaciones de cementación. Seguido de las operaciones de cementación, la presión de superficie entonces es re-aplicada para asentar el ZXTM Packer Seal con el cono. La figura 2.12 muestra una herramienta de asentamiento para empacadura Torxs.

FIGURA 2.12 HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO DE EMPACADURA



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.3.6.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Habilidad para empujar, tirar y rotar el liner con altos rangos de torque y presiones mientras se está corriendo en el pozo.
- Herramienta de corrida de capacidad de tensión, que permite al operador correr largos y pesados liners a profundidad.
- Compatible con sistemas de tapones de cementación standards.

- Diseño único que permite a los hanger packers expandibles ser corridos convencionalmente. Asentar el colgador, liberar la herramienta de corrida, cementar el liner, asentar el packer y sacar del pozo.
- Incorpora un método de liberación mecánico de emergencia.

## **2.4 CAMISA DE ASENTAMIENTO Y TOP PACKERS**

La camisa de asentamiento de liner HR y el Top Packers con receptáculo pulido provee un método para que la herramienta de asentamiento HR pueda transportar y asentar un liner, a continuación detallo las mismas.

### **2.4.1 HR LINER SETTING SLEEVE WITH TIEBACK EXTENSIÓN**

La camisa de asentamiento de liner HR ( figura 2.13 ) con receptáculo pulido provee un método para que la herramienta de asentamiento HR pueda transportar y asentar un liner. La camisa de asentamiento de liner HR ( figura 2.13 ) con receptáculo pulido consta de dos partes: la camisa de asentamiento y el receptáculo pulido. El propósito de la Camisa de asentamiento es transportar el liner dentro del pozo, haciendo uso del perfil del collet. Para introducir el liner en el pozo, el collet de la herramienta de asentamiento HR se acopla en el perfil del collet de la Camisa de asentamiento. Cuando se reaplica presión diferencial a la herramienta de asentamiento HR, el collet de la herramienta de asentamiento se suelta desde el perfil del collet y se separa del liner. La camisa de asentamiento tiene también tres ranuras donde enganchan los dedos de torque de la herramienta de asentamiento HR. Esas ranuras permiten que el torque aplicado a la camisa de asentamiento, izquierdo o derecho,

se transmita a través del liner en todo momento, siempre y cuando el collet esté acoplado a la camisa de asentamiento.

En el diámetro interno del receptáculo pulido se puede insertar más tarde una herramienta para realizar trabajos de aislamiento. La camisa del receptáculo se puede usar también con un empaque para receptáculo pulido durante las operaciones de cementación.

FIGURA 2.13 CAMISA DE ASENTAMIENTO



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

#### **2.4.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS.**

- La rosca del perfil que soporta la carga no es tipo Acme.
- Contiene un perfil más pequeño para aceptar el collar de la herramienta de asentamiento tipo “HR”.
- Se puede aplicar peso, tensión y rotación sobre el liner mientras se está corriendo en el hueco.
- Ideal para las aplicaciones de pozos horizontales y liner rotatorios.

## 2.4.2 HYFLO III EMPACADOR DE TOPE DE LINER CON EXTENSIÓN PULIDA

Los Empacadores de Liners Hyflo III (Herramienta de Corrida HR) son empacadores de tope de liners. Se asientan aplicando peso al sustituto de perros de asentamiento del empacador. El sustituto de perros de asentamiento del empacador deberá ser usado cuando se corre la herramienta de asentamiento de liner HR ( figura 2.14 ). Debido a la longitud adicional del Substituto de detenedor de asentamiento, la longitud de extensión de éstas herramientas Hyflo III deberá ser un mínimo de 10 pies. Estos empacadores proveerán un sello anular efectivo entre el tope del liner y el revestimiento evitando así la posible ruptura de la formación, la pérdida de la mezcla de cemento y la emigración de gas sobre el tope del liner durante la cura del cemento.

FIGURA 2.14 EMPACADURA TOPE LINER HYFLO III



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### **2.4.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS**

- Las camisas de atadura posterior Tipo I, II, y III están disponibles en longitudes de 6', 10', 15' y 20'.
- Diseño de caja integral.
- Perfil de la herramienta de corrida integral al cuerpo (en la mayoría de los tamaños) que permite el máximo de resistencia a la tensión y de torque.
- Se ofrecen con o sin las cuñas de retención.
- Las cuñas integrales mantienen la compresión del sello.
- El elemento del sello es mantenido en su sitio por anillos solapados de metal en uno de los extremos del elemento de sello.

### **2.4.3 EMPACADURA DE LINER ( ZXP LINER PACKER )**

La empacadura de liner ( Liner Packer ZXP de Baker ) es una herramienta de asentamiento por compresión que hace uso del diseño del elemento de empaque ZX patentado por Baker. La herramienta ZXP ( figura 2.15 ) es similar a la empacadura ampliamente conocida Liner Packer CPH, pero está diseñada para soportar las condiciones más severas que se puedan encontrar en el pozo. El elemento elastomérico de acero templado ZX, se activa mediante la aplicación de peso a la extensión del receptáculo pulido en la herramienta de asentamiento del liner, por medio de los perros de asentamiento. La fuerza de asentamiento empuja un cono por debajo del elemento, haciendo que éste se expanda y se amolde al diámetro interno de la tubería de revestimiento. El perfil de dientes externos del elemento sellará cualquier vacío creado por estiramiento, manteniendo así la fuerza de asentamiento entre



los dientes y previniendo el “flujo frío” de la cobertura elastomérica. Una vez que el sello se ha activado, un sistema de anillos de seguro del cuerpo mantiene su asentamiento permanentemente. La empacadura proveerá un sello efectivo en la parte superior del liner, en el espacio anular entre éste y la tubería de revestimiento, previniendo así que durante el fraguado del cemento haya posible fractura de la formación, pérdida de la lechada de cemento y/o migración del gas por encima de la parte superior del liner. Se cuenta también con cuñas hacia abajo para prevenir el movimiento del liner hacia arriba.

FIGURA 2.15 EMPACADURA DE LINER ZXP



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### **2.4.3.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS**

- Los receptáculos pulidos tipos I, II y III están disponibles en las longitudes de 6' (C-2 solamente), 10', 15' y 20'. También están disponibles las camisas tipo PBR.
- Se cuenta con cuñas hacia abajo para prevenir la flotación de los liners cortos.
- La máxima integridad del sello la garantiza el elemento de metal expandible, cubierto por un elastómero fusionado a él.
- El diseño del elemento fusionado ZX no permitirá hinchazón del sello.
- Permite tasas más altas de circulación, proveyendo así una mayor remoción de la costra de lodo

En la mayoría de los tamaños, el sistema de sellos ZX tiene un valor de 10,000 psi a 400°F.

## **2.5 COLGADORES HIDRÁULICOS Y EXPANDIBLES.**

A continuación se detallara los distintos sistemas de Liner Hanger y Expandibles los mismos que se usan para sostener o cargar los distintos Liner o Casing.

### **2.5.1 FLEX -LOCK III HYDRAULIC SET LINER HANGER.**

El FLEX-LOCK III es un colgador de liner capaz de soportar grandes cargas, es ideal para colgar Liners extremadamente pesados (figura 2.16) . El dramático incremento en la capacidad de carga en comparación con otros colgadores se debe a el diseño de las cuñas sobre las cuales se transmite la carga circunferencialmente, en vez de radialmente. El

FLEX-LOCK III es un colgador de liner que puede utilizar la tubería del liner como cuerpo. El mismo puede provenir de la planta de manufactura; de cortar el perfil del colgador en un casing provisto por la Operadora.

FIGURA 2.16 LINER HANGER FLEX LOCK



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.5.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Insertos de carburo de tungsteno en las mordazas, mejoran el “agarre” al casing.
- El diseño de las mordazas, cambiando la geometría de los bordes y añadiendo un reductor de fricción, hacen que la operación de fijado sea suave y segura.
- Independiente del peso, grado y roscas del casing, ya que el colgador puede montarse en la misma tubería de liner.

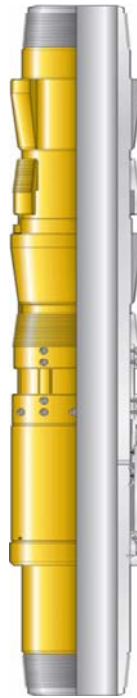
- Sin soldaduras en su construcción.
- Sin materiales especiales.
- Carga distribuida en forma axial, protegiendo al cuerpo del colgador de cargas que lo hagan colapsar.
- Mordazas protegidas; las mismas se encuentran contenidas mecánicamente debajo del diámetro externo del colgador.
- El colgador no causa deformaciones plásticas al casing.

### **2.5.2 HMC LINER HANGER HIDRÁULICO**

El Colgador de Liner de Asentamiento Hidráulico HMC es asentado por presión hidráulica dentro de la sarta de corrida; no se requiere movimiento recíprocante ni de rotación. El colgador tiene dos hileras de cuñas distribuidas con tres segmentos de cuñas en cada hilera (figura 2.17). El diseño distribuido provee un área de bypass grande para corrida fácil y circulación libre, y el área grande distribuida de contacto de cuña reduce la tensión en el revestimiento de soporte.

El Colgador de Liner de Asentamiento Hidráulico HMC puede ser usado para colgar cualquier tipo o tamaño de liner a cualquier profundidad. Es generalmente usado en conjunto con liners largos y pesados en pozos profundos o en pozos desviados donde no se puede asegurar la reciprocación o la rotación del liner. Por lo tanto, se puede usar con efectividad en instalaciones donde hay peligro de que se atasque el liner, ya que puede ser asentado sin ningún movimiento del liner. Es especialmente útil en pozos costa afuera perforados desde embarcaciones flotantes.

FIGURA 2.17 LINER HANGER HMC



**Fuente:** Manual Baker Hughes

**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.5.2.1 CARACTERÍSTICAS & BENEFICIOS

- Colgador de Liner asentado con presión hidráulica
- No se requiere de rotación para asentar el Liner.
- Diseño multicono ofrece una máxima área de bypass.
- Sellos premium en el cilindro ofrecen integridad en pozos de HP/ HT.
- Mecanismo de asentamiento hidráulico probado en fábrica para asegurar confiabilidad.
- Cuñas de forma cónica disponibles para prevenir flotación de Liners cortos y livianos.

### 2.5.3 EMPACADURA COLGADORA DE LINER FORMLOCK TORXS

El sistema de empacadura colgadora de liner FORMlock TORXS es el primer sistema de colgador expandible de la industria que tiene características y funciones que son superiores a cualquier sistema expandible convencional. TORXS es el único sistema de empacadura colgadora expandible en el mercado que permite al operador correrlo y rotarlo para colgar el liner y liberar la herramienta de corrida, cementar el liner y asentar la empacadura en un solo viaje (figura 2.18). Todo sin depender de un tapón que active el asentamiento del colgador, empacadura y libere la herramienta para correr el liner. TORXS es una empacadura colgadora compacta, de diseño rugoso, que actúa igual o superior que cualquier sistema de liner premium en el mercado.

FIGURA 2.18 LINER EXPANDIBLE TORXS



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### **2.5.3.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS**

- Primera empaadura colgadora expandible que puede ser corrida como un sistema de liner convencional.
- No requiere tapón para activar el mecanismo del colgador y liberar la herramienta de corrida.
- Alto rango de capacidad de carga y presión de los sellos.
- El liner puede ser circulado para repasar o para operaciones limitadas de drill-down.
- Máxima área de bypass durante la circulación a través del colgador en posición de asentada.
- Diseño rugoso, compacto para facilitar la corrida del liner.
- Ideal para liners con baja tolerancia (espacios estrechos de anular).

## **2.6 EQUIPO TIEBACK DE COLGADOR.**

El Tieback es una sección de la tubería de revestimiento que se extiende hacia arriba desde la parte superior de un liner existente hasta la superficie o a un punto intermedio hacia arriba del pozo, a continuación se detalla los mismos.

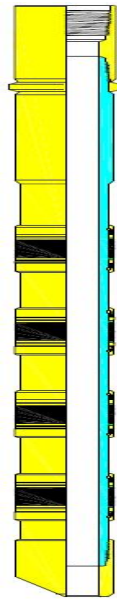
### **2.6.1 ENSAMBLAJES PARA EMPALME DE SELLOS O TIE-BACK MOD. “PBR”**

#### **DESCRIPCIÓN**

El estilo PBR es utilizado en situaciones de alta presión para aplicaciones de empalme o terminaciones, el anillo de espaciamiento tiene una rectificación con un diámetro de 0.010”

más pequeño que el diámetro interno de la superficie de sello. Para una camisa de asentamiento de tubería liner con extensión el ensamblaje de sello está diseñado para localizar en la parte superior de la extensión de manera que la punta guía no entre en contacto con el cuerpo de la camisa de asentamiento de la tubería de liner. La figura 2.19 muestra un Tie-Back.

FIGURA 2.19 ENSAMBLAJE DE TIE BACK



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.6.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

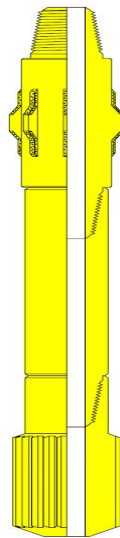
- Mandrel de una sola pieza para soportar grandes estallidos y colapsamientos.
- Los sellos molyglas Chevron soportan 10000 psi y 300 F.
- Disponibles en longitudes desde 4 ft a 40 ft.
- Existen paquetes de sellos opcionales disponibles para condiciones severas de pozo.



## 2.6.2 EXTENSION FRESADORA AGRUPADA O DRESS MILL ASSY.

Esta herramienta agrupada se usa cuando se ha bajado un Liner con Cemento y se necesita limpiar el mismo ya que a futuro bajaran herramientas a través del tope de liner y evitar restricciones en el mismo, también se usa cuando se tiene problemas con los Topes de Liner, si hay fugas en los mismos entonces se debe acondicionar el Tope de Liner, rectificando el diámetro interior o PBR y realizando un viaje de limpieza con dicha herramienta, por lo general la Fresa es menor al diámetro interior de la camisa 0.0625” o 0.03125”, ya que a futuro luego de realizar dicha limpieza se bajara un Tie-Back o Ensamblaje de Sellos, para realizar el trabajo de limpieza se llega al Tope de Liner, se circula sobre este y luego se baja a la extensión Tie-Back rotando y circulando a través de toda la extensión hasta que las aletas de la extensión moledora hacen contacto con el tope de liner y se coloca algo de peso. Ver figura 2.20.

FIGURA 2.20 EXTENSION FRESADORA DRESS MILL



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### **2.6.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS**

- Corrida con la tubería de perforación para limpiar la extensión de “Tie-Back” del Liner antes de correr el “Tie-back”.
- Limpiar la extensión “Tie-Back” por dentro.
- Acondiciona la parte superior de la extensión “Tie-Back”.
- Conexiones de rosca de las herramientas para una máxima resistencia.

## **2.7 CEMENTACIÓN COLGADORES / ENSAMBLAJES DE EMPAQUES**

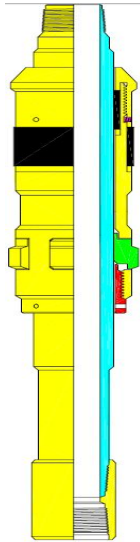
Tenemos una variedad de sellos los cuales soportan presión diferencial en cualquier dirección y evita grandes efectos de pistón, a continuación detallo una variedad de sistemas de sellos, los mismos que se recuperan o son perforables.

### **2.7.1 ENSAMBLAJES DE SELLOS RS**

El Nipple RS se corre como una parte integral del ensamblaje del colgador del liner. Tiene un diámetro interior pulido para recibir el sello RSB Pack-off y tiene un perfil de seguro para que los perros RSB se asienten en el, de modo que no se moverá hasta cuando la herramienta de asentamiento se libere (figura 2.21).

El Nipple RS normalmente se corre por debajo de una camisa de asentamiento del liner o de la empacadura ZXP y por encima del colgador de liner, con el extremo pin viendo hacia arriba. Durante las operaciones de cementación el RSB es el mecanismo que provee sello en dos direcciones.

FIGURA 2.21 ENSAMBLAJE DE SELLOS RS



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.7.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

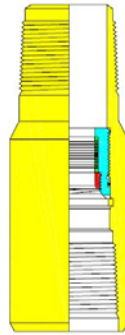
- Diseñado para soportar presión diferencial en cualquier dirección.
- Evita grandes efectos de pistón en la tubería de perforación.
- Deja el liner sin restricción al finalizar la cementación.

### 2.7.2 ENSAMBLAJES DE SELLOS PERFORABLES

Esta herramienta es usada con el stinger y proporciona un sello total en ambas direcciones durante el asentamiento del colgador y cuando se realiza la cementación. Esta herramienta va instalada entre la camisa de asentamiento y el Colgador o también puede ser usada entre el Liner Top Packer y el Colgador tiene sellos que aguantan diferenciales de presión en ambos sentidos (figura 2.22). Una vez que se ha corrido el Liner realizado la cementación

esta herramienta hay que molerle o fresarle, esto se lo realiza con Broca Ticónica, sus elementos son fácilmente perforables.

FIGURA 2.22 ENSAMBLAJE DE SELLOS PERFORABLE



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.7.2.1 CARACTERÍSTICAS & BENEFICIOS

- Usado junto con stinger para proporcionar sello
- Conectado entre el colgador y la camisa de asentamiento.
- Sello total en dos direcciones durante la cementación
- Contiene empaques molyglass.

### 2.7.3 UNIDAD DE SELLO INSERTABLE

Esta herramienta usada conjuntamente con el stinger proporciona un sello total en dos direcciones durante el asentamiento del colgador y cementación. En vista de que no se requiere de ningún cuerpo, este tipo de equipo de accesorio representa un ahorro cuando se usan roscas Premium y/o materiales exóticos. Cada unidad de sello es designada para cubrir

un rango específico de casing, y una vez instalada, esta es anclada permanentemente y sella en el sitio. El accesorio a utilizar es luego roscado a tope o base de la unidad de sello, según convenga.

La unidad de sello es un módulo de aluminio compacto con cuñas de aluminio en 360 grados. La unidad incluye además elastómeros y sellos metal-metal ( figura 2.23).

FIGURA 2.23 UNIDAD DE SELLOS INSERTABLE



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.7.3.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Elimina el costo de roscas y material “Premium” en los accesorios de cementación de liner.
- Un inventario de cantidades mínimas cubre la mayoría de tamaños y pesos de la tubería de revestimiento.
- Probado con flujo a 10 BPM con lodo que contiene 5% de arena por 24 horas.
- Perforable con todo tipo de brocas.

## 2.7.4 SLICK STINGER

El slick Stinger es corrido por debajo de la herramienta de asentamiento junto con la sarta de corrida (figura 2.24). Su uso en conjunto con el packoff perforable insertado crea un sello positivo a ambos lados en el tope del liner.

El uso de slick stinger en conjunto con packoff perforable insertado reduce considerablemente la fuerza pistón durante la cementación, en comparación con los packoff de PBR, o copas, particularmente cuando se corren liners de mayor diámetro.

FIGURA 2.24 SLICK STINGER



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.7.4.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Herramienta sencilla, económica y confiable.
- Reduce considerablemente la fuerza pistón durante la cementación.
- Cuando se corre en conjunto con tapón limpiador de liner tipo I, este es pinado en la base del stinger.

### 2.7.5 “PBR” DE CEMENTACIÓN

Esta herramienta es usada entre la camisa de asentamiento o Liner packer y el diámetro interior es pulido y brinda una área donde el pack-off puede hacer sello mientras se realizan operaciones tales como asentar el Colgador y/o realizar la cementación, en la misma va colocado el pack-Off que brinda el sellado en ambas direcciones, viene esta herramienta en varias medidas de acuerdo al trabajo que va realizar (figura 2.25).

FIGURA 2.25 PBR DE CEMENTACIÓN



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

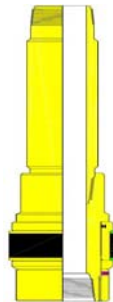
#### 2.7.5.1 CARACTERÍSTICAS & BENEFICIOS

- Se conecta debajo de la camisa de asentamiento (Setting Sleeve).
- Superficie interna pulida ilimitada para colocar un ensamble de sellos “PBR” durante las operaciones de cementación.
- Usado para insertar ensamblaje de sellos de producción en una completación sin empacadura convencional.

## 2.7.6 EMPAQUE “PBR” DE CEMENTACIÓN

Esta herramienta usada conjuntamente con espaciadores o Pup Joint proporciona un sello total en dos direcciones durante el asentamiento del colgador y cementación (figura 2.26). La misma que mientras se realiza el trabajo de asentamiento del Colgador puede estar moviéndose através del PBR , retiene presiones diferenciales en ambos sentidos y la ventaja de esta herramienta es que una vez que se ha realizado el trabajo de asentamiento de Liner y cementación, la misma se recupera conjuntamente con las Herramientas de asentamiento y no necesita realizar un viaje de molienda ya que la misma no se queda en el PBR.

FIGURA 2.26 EMPAQUE PBR



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.7.6.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Sirve como sello dentro del liner durante las operaciones de cementación.
- Retiene presión diferencial desde arriba y abajo.
- Usa sellos molyglass “Premium”.



## 2.8 EQUIPO DE CEMENTACIÓN DE SUPERFICIE

El equipo de cementación se usa con colgador de tubería tipo Liner para soltar los tapones bombeados hacia abajo como también soltar una bola que permite activar hidráulicamente el equipo pozo abajo, a continuación se detalla una variedad de los mismos.

### 2.8.1 CABEZA DE CEMENTACIÓN TD SWIVEL

El Girador de Tubería Liner Tipo TD de Brown es principalmente utilizado para bombear el cemento y lodo a través de la tubería de perforación mientras se mantiene la tubería de perforación girando a través del múltiple ( figura 2.27 ).

FIGURA 2.27 CABEZA DE CEMENTACIÓN TD SWIVEL



**Elaborado por:** Hernán Pino  
**Fuente:** Manual Baker Hughes

#### 2.8.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Ojales de levantamiento proporcionados para manejo.
- Adaptadores de engrase proporcionados para lubricación.

- Fácil ensamblaje y desensamblaje.
- Tapón proporcionado con uniones de golpe.

## 2.8.2 CABEZA DE CEMENTACIÓN TD

La cabeza de cementación es usada en asentamientos de Liner Hanger para soltar los tapones limpiadores de tubería o bolas (figura 2.28).

FIGURA 2.28 CABEZA DE CEMENTACIÓN TD



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.8.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

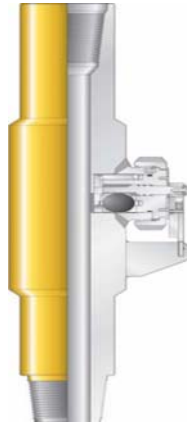
- La cabeza de cementación TD cuenta con conexiones de drill pipe que permiten soportar el peso del liner como de la sarta de corrida.
- El tapón limpiador de tubería o bola es soltado al darle media vuelta a la traba ubicada en el tope de la cabeza.
- El tapón o bola pueden ser soltados mientras se circula.

- El bypass interno elimina la necesidad de válvulas o manifolds externos.

### 2.8.3 ADAPTADOR POSITIVO LIBERADOR DE TAPÓN O BOLA

La cabeza de cementación es usada en instalaciones de Liner Hanger para soltar los tapones limpiadores de tubería o bolas. El Adaptador Positivo para Descargar Bola, es utilizado para dejar caer una bola sin tener que romper las conexiones de la tubería de revestimiento o retirar cualquier unión de golpe. El Adaptador Positivo para Descargar la bola sujeta en un receso anexado, con un giro sencillo de la manija la bola es introducida dentro de la sarta de perforación ( figura 2.29 ).

FIGURA 2.29 ADAPTADOR POSITIVO PARA LIBERAR BOLA



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

#### 2.8.3.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

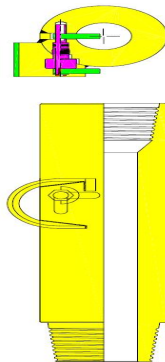
- Capaz de descargar diversos tamaños de bolas - con diámetros desde 1-1/4 hasta 2-1/4 pulg.
- Fácil de Operar. La bola puede ser descargada mientras se continúa con la circulación normal.

- Conexiones para tubería de perforación.
- Segura. La manija puede ser asegurada para no dejar caer una bola inadvertidamente.
- Chequeador de Bola. Una rotación opuesta a las manecillas del reloj confirma la presencia de la bola sin peligro de dejarla caer prematuramente.

#### 2.8.4 ADAPTADOR PARA VERIFICACIÓN O FLAG SUB

El adaptador para verificación esta ubicado por debajo de la cabeza de cementación para descargar el tapón (figura 2.30). Un cambio en la posición de la bandera del adaptador para verificación de una posición horizontal (sostener ) a una posición vertical (soltar) indica que el tapón ha abandonado la cabeza para descargar el tapón y ha comenzado a moverse hacia abajo por la tubería de perforación.

FIGURA 2.30 ADAPTADOR PARA VERIFICACIÓN.



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

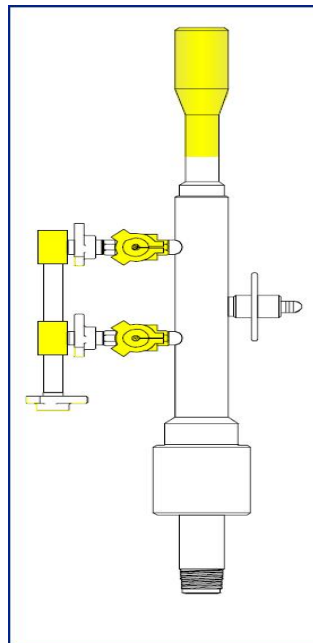
#### 2.8.4.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Conexiones para tubería de perforación.
- Fácil de Operar.
- Fácil de desensamblar y ensamblar.
- Alta resistencia a la tensión.

#### 2.8.5 MANIFOLD DE CEMENTACIÓN TIPO “LC” CON SWIVEL

La cabeza para descargar el tapón LC es utilizada en las instalaciones con colgador de tubería tipo Liner para soltar los tapones bombeados hacia abajo como también soltar una bola que permite activar hidráulicamente el equipo pozo abajo ( figura 2.31 ).

FIGURA 2.31 CABEZA DE CEMENTACIÓN LC



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### **2.8.5.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS**

- Permite liberar el tapón o dardo de la tubería de trabajo desde la superficie.
- Manifold de trabajo para cementación de liner.
- El swivel permite a la sarta de trabajo ser rotada fácilmente.
- Permite soportar cargas de liner pesado.
- Las válvulas en la cabeza permiten que el flujo sea desviado por encima del tapón obtener su desplazamiento.

## **2.9 ACCESORIOS DE CEMENTACIÓN**

El sistema de tapones incluye grandes adelantos de diseño para incrementar la confiabilidad y el desempeño. El arreglo de múltiples aletas en los tapones, limpiara con eficacia un amplio rango de pesos de tubería de revestimiento y dril pipe, a continuación detallo los sistemas de tapones.

### **2.9.1 TAPONES SOLO PLUG**

El tapón Solo Plug esta asegurado al release adapter, por un mecanismo de Mollet, que solo puede ser soltado cuando el dardo llega y se aplica diferencial de presión, los tapones no pueden ser soltados mecánicamente de la sarta de corrida, por ejemplo cuando se levanta la sarta para chequear la liberación del setting tool, ya que no está sostenido por simples pines de corte. El release adaptador incluye un disco de ruptura que provee un confiable sistema de liberación de backup, en caso de que el solo plug no se libere con la presión de

bombeo normal. La figura 2.32 muestra tapones usado en el liner y en la tubería de perforación.

FIGURA 2.32 TAPONES PARA LINER Y TUBERIA DE PERFORACIÓN



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.9.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Diseño flexible probado para limpiar múltiples pesos de tuberías de revestimiento.
- Mecanismo del diseño de cuello probado del sistema de tapón limpiador de liner ‘LFC’.
- Mecanismo de ‘by-pass’ del doble sello incorporado en la herramienta de corrida.
- Disco de ruptura incorporado en la herramienta de corrida como un dispositivo de seguridad.
- Requiere de la herramienta de corrida Solo Plug Running Tool.

## **2.9.2 TAPONES LIMPIADORES DE LINER TIPO I Y TIPO II**

Los tapones limpiadores de liner son usados para separar el cemento del fluido desplazante durante la cementación. El tapón limpiador de liner tipo I ( figura 2.33 ) se encuentra unido por medio de pines de corte a la parte inferior de la herramienta de corrida, por debajo de la herramienta de asentamiento de liner y el sistema de packoff.

El tapón limpiador de liner tipo II ( figura 2.33 ) es instalado en un sub sostenedor de tapones ubicado en la sarta del liner por debajo del colgador y de la herramienta de asentamiento. Después del cemento un tapón limpiador de tubería de perforación es lanzado desde superficie y sigue al cemento hacia abajo por la sarta de corrida. Cuando el tapón limpiador de tubería llega y se acopla con el tapón limpiador de liner, existe un incremento de presión y libera el tapón limpiador de liner, permitiendo que ambos tapones viajen y desplacen en forma conjunta el cemento a través del liner hasta el collar de acople de tapones. Ambos tipos de tapones limpiadores son manufacturados de material perforable y además están rotacionalmente bloqueados en el collar de acople de tapones para prevenir que roten durante la perforación de los mismos. Dispone de asiento de cerámica para prevenir erosión a altas tasas de circulación.



FIGURA 2.33 TAPONES PARA LINER TIPO I Y II



**Fuente:** Manual Baker Hughes

**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.9.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Separa el cemento del fluido de desplazamiento.
- Se coloca en el cuello retenedor del tapón por debajo del colgador.
- El tapón bombeado se engancha y sella por completo en el diámetro interior del tapón limpiador de colgador liberándolo del retenedor del tapón.
- Se engancha en el Landing collar ubicándolo en el fondo del liner.

### 2.9.3 TAPÓN LIMPIADOR DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN

El tapón limpiador de tubería, también conocido como dardo de drillpipe ( figura 2.34 ), es usado para limpiar la sarta de corrida detrás (y algunas veces por delante) del cemento. El tapón limpiador de tubería puede ser usado para acoplarse con el tapón limpiador de liner o puede usarse para limpiar tanto la sarta de corrida como el liner para aplicaciones de liner de diámetro pequeño.

Múltiples dardos pueden ser usados para obtener una limpieza más efectiva de los tubulares y reducir la contaminación de cemento.

Varias configuraciones de aletas, nariz y candados están disponibles para cubrir amplios rangos de aplicaciones.

FIGURA 2.34 TAPÓN LIMPIADOR DE TUBERA DE PERFORACIÓN



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.9.3.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Lanzado desde la superficie después de la mezcla de cemento limpia la tubería de perforación.
- Se acopla con el tapón limpiador de liner.
- Hecho de gomas y material fenólico para una perforación fácil.

## 2.10 ACCESORIOS DEL LINER

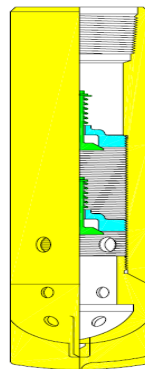
La selección del equipo de flotación para un trabajo de liner es muy importante ya que de ello depende el éxito del trabajo, fallas en el equipo de flotación pueden resultar en costosos trabajos de reparación, a continuación se detalla una variedad de los mismos.

### 2.10.1 ZAPATO FLOTADORA TIPO “V”

El zapato tipo V guía la tubería a través de las irregularidades del hueco y está diseñado para apoyarse en el fondo del pozo en caso que se asiente la tubería de revestimiento o liner, en estas condiciones se puede circular a través de sus orificios laterales.

Cuenta con dos válvulas de contrapresión, permitiendo una seguridad extra durante las operaciones. La parte inferior del zapato cuenta con aletas para facilitar su introducción, también se puede proporcionar sin ellas, si así lo requieren las condiciones del pozo, sus partes internas son fabricadas con materiales fácilmente perforables (figura 2.35 ).

FIGURA 2.35 ZAPATO FLOTADOR TIPO V



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

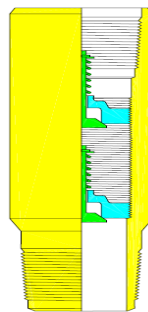
### 2.10.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Tiene dos válvulas de contra presión para impedir el contra flujo.
- Permite el bombeo de cemento a través de los orificios laterales cuando la punta de la zapata está en el fondo.
- Las válvulas y la guía, son manufacturados de material perforable.

### 2.10.2 COLLAR FLOTADOR DE DOBLE VÁLVULA

El empleo de los collares flotadores es opcional y son utilizados para resolver la seguridad de una válvula de contra presión extra (figura 2.36). La selección del collar flotador debe ser compatible con el zapato flotador.

FIGURA 2.36 COLLAR FLOTADOR DE DOBLE VÁLVULA



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### **2.10.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS**

- Se corre 1 o 2 tubos por encima del zapato flotador tipo V.
- Válvulas check adicionales que impiden el contra flujo durante las operaciones de cementación de liner.
- El sistema de válvula check hecho de hierro fundido y de bronce es ideal para aplicaciones temperaturas extremadamente altas.

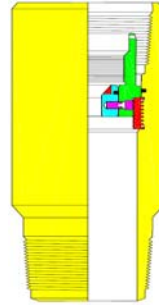
### **2.10.3 LANDING COLLAR TIPO II**

Cuando son incorporadas herramientas activadas hidráulicamente en un liner, el landing collar es utilizado como un asiento de bola para facilitar el asentamiento de éstas. Este también es utilizado para agarrar y asegurar (rotacionalmente) el tapón limpiador de liner.

Una bola dejada caer desde la superficie aterriza en el asiento de bola del landing collar y permite que la herramienta hidráulica sea activada al aplicar presión. El asiento, luego es roto y cae junto con la bola a un adaptador sujetador de bola.

El landing collar ( figura 2.37 ) es normalmente corrido en un tubo por encima del recolector de esferas y siempre por encima de cualquier equipo de flotación utilizado en la sarta de tubería de revestimiento.

FIGURA 2.37 LANDING COLLAR TIPO II



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### **2.10.3.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS**

- Se corre 1 tubo por encima de la zapato flotador tipo V
- Suministra el perfil de asiento y enganche para el tapón limpiador de liner.
- Asiento de bola cizallable para activar las herramientas hidráulicas.
- Diseño para ser perforado rápidamente.
- La camisa de cerámica en el asiento desplazable impide la erosión mientras se acondiciona el hueco.

### **2.11 ACCESORIOS INSERTABLES**

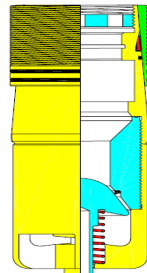
El empleo del equipo insertable es opcional y son utilizados para resolver la seguridad de una válvula de contra presión extra. El no usar este equipo puede resultar en costosos trabajos de reparación.

### 2.11.1 FLOTADOR INSERTABLE

En vista de que no se requiere de ningún cuerpo, este tipo de equipo de accesorio representa un ahorro cuando se usan roscas Premium y/o materiales especiales. Cada unidad de sello es designada para cubrir un rango específico de casing, y una vez instalada, esta es anclada permanentemente y sella en el sitio.

La unidad de sello es un módulo de aluminio compacto con cuñas de aluminio en 360 grados. La unidad incluye además elastómeros y sellos metal-metal. Las válvulas flotadoras insertadas están diseñadas y probadas para satisfacer las normas API recomendadas con especificaciones 10F. La figura 2.38 muestra un flotador insertable.

FIGURA 2.38 FLOTADOR INSERTABLE



**Fuente:** Manual Baker Hughes

**Elaborado por:** Hernán Pino

#### 2.11.1.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Elimina el costo de roscas y material “Premium” en los accesorios de cementación de liner.

- Un inventario mínimo cubre la mayoría de tamaños y pesos de la tubería de revestimiento.
- Probado con flujo a 10 BPM con lodo que contiene 5% de arena por 24 horas.
- Perforable con todo tipo de broca.

### 2.11.2 LANDING COLLAR INSERTABLE TIPO II

Cuando son incorporadas herramientas activadas hidráulicamente en un liner, el landing collar insertable ( figura 2.39 ) es utilizado como un asiento de bola para facilitar el asentamiento de estas herramientas. Éste también es utilizado para agarrar y asegurar (rotacionalmente) el tapón limpiador de liner.

Una bola dejada caer desde la superficie aterriza en el asiento de bola del landing collar y permite que la herramienta hidráulica sea activada al aplicar presión. El asiento, luego es roto y cae junto con la bola a un adaptador sujetador de bola.

FIGURA 2.39 LANDING COLLAR INSERTABLE



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino



### **2.11.2.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS**

- Retiene el tapón limpiador de colgador (liner wiper plug) luego que el cemento ha sido totalmente desplazado.
- Suministra asiento de bola y atrapador variable para usar con herramientas activadas hidráulicamente.
- Generalmente instalado de 2 a 3 tubos desde el fondo del liner.
- Manufacturado de aluminio perforable y componentes fenólicos.
- Elimina las costosas conexiones de rosca “premium”.
- Se instala fácilmente en la sarta de liner.
- Puede ser instalado en el liner en locación.

### **2.11.3 ZAPATO FLOTADOR INSERTABLE**

La zapato flotador insertable ( figura 2.40 ) guía la tubería a través de las irregularidades del hueco y está diseñado para apoyarse en el fondo del pozo en caso de que se asiente la tubería de revestimiento o liner, en estas condiciones se puede circular a través de sus orificios laterales. Cada unidad de sello es diseñada para cubrir un rango específico de casing, y una vez instalada, esta es anclada permanentemente y sella en el sitio. El accesorio a utilizar es luego roscado a tope o base de la unidad de sello, según convenga.

La unidad de sello es un módulo de aluminio compacto con cuñas de aluminio en 360 grados. La unidad incluye además elastómeros y sellos metal-metal. Las válvulas flotadoras

insertadas están diseñadas y probadas para satisfacer las normas API recomendadas con especificaciones 10F.

FIGURA 2.40 ZAPATO FLOTADOR INSERTABLE



**Fuente:** Manual Baker Hughes  
**Elaborado por:** Hernán Pino

### 2.11.3.1 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

- Elimina el costo de roscas y material “Premium” en los accesorios de cementación de liner.
- Un inventario mínimo cubre la mayoría de tamaños y pesos de la tubería de revestimiento.
- Probado con flujo a 10 BPM con lodo que contiene 5% de arena por 24 horas.
- Perforable con todo tipo de broca.

## **CAPÍTULO III**

## **CAPÍTULO III**

### **3. SELECCIÓN DEL POZO PARA EL ANÁLISIS DE ASENTAMIENTO DE LINER HANGER**

El pozo Yanaquincha E A-12 ha sido seleccionado para el análisis de asentamiento de liner hanger debido a que una vez corrida la tubería de revestimiento intermedia de 9 5/8” las condiciones de perforación son muy favorables para proteger los yacimientos que son objetivos del proyecto de perforación.

#### **3.1 INTRODUCCION.**

Una vez que se ha corrido el Casing de 9 5/8” se debe seleccionar un Liner de Producción que pueda bajar y cementar de acuerdo a los requerimientos de la DNH y Petro Amazonas, minimizar el daño a la formación mediante la perforación adecuada usando lodos con densidad no demasiada alta para evitar pegas diferenciales.

El pozo Yanaquincha Este A-12 está diseñado como un pozo de desarrollo para ser perforado en el Bloque 15, Campo Yanaquincha Este, Locación Aguajal, Cellar YAE A-12. Este pozo será un pozo direccional Tipo “S”, diseñado con 3 revestidores, ubicado en la cresta de la estructura. Los reservorios objetivo son las areniscas “U” Inferior, “T” Principal y la arenisca Hollín. El diseño de revestidores incluye un revestidor de superficie de 13 3/8”, un revestidor intermedio de producción de 9 5/8” y un liner de producción de 7” o casing de 7” a la superficie.

### **3.2 INFORMACIÓN GENERAL**

Como parte del programa de perforación se tiene la información general del pozo que contiene los siguientes datos.

- Tipo de pozo
- Objetivos

La tabla 1 presenta la información general del pozo como parte del programa de perforación. Entre los datos generales se tienen: ubicación, ubicación superficial y del objetivo, entre otros.

**TABLA 1 : INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO YANAQUINCHA ESTE A-12**

|                                  |  |
|----------------------------------|--|
| Pozo:                            | Yanaquincha E A-12                         |
| Fecha:                           | Diciembre, 2008                            |
| Objetivo Primario:               | Arena “U” Inf. & “T” Princ. & Hollín Campo |
| Bloque:                          | Yanaquincha E / 15                         |
| Locación:                        | Aguajal                                    |
| Días Estimados:                  | 37 días (Perforación)                      |
| Taladro:                         | CPEB 50243                                 |
| Revestimiento:                   | 13-3/8" 5,824' MD / 5,410' TVD @ 7°        |
| RTE:                             | 31.7' relativo @ GL                        |
| Revestimiento:                   | 9-5/8" 9,710' MD / 9,294' TVD @ 0°         |
| RKB:                             | 882.6' relativo @ MSL                      |
| Liner                            | 7" 10,509' MD / 10,093' TVD @ 0°           |
| TD:                              | 10,509' MD / 10,093' TVD                   |
| Target:                          | Circunferencia con radio de +/- 50 pies    |
| Propósito del Pozo:              | Desarrollo                                 |
| Compañía Operadora:              | PETROAMAZONAS                              |
| Contratista de Perforación:      | Changqing Petroleum Exploration Bureau     |
| Unidad de Medida de Profundidad: | Pies                                       |
| Elevaciones:                     | 31.7' RTE, 850.9' GLE, 882.6' RKB          |
| Coordenadas de Superficie:       | Zona UTM: 18 S                             |
| Northing:                        | N 9,961,585.85 m                           |
| Easting:                         | E 308,009.89 m                             |
| Latitud:                         | S 0° 20' 50.577"                           |
| Longitud:                        | W 76° 43' 30.244"                          |
| Objetivo Direccional:            | Circunferencia con radio +/- 50'           |
| Arena U inferior Northing:       | N 9,961,348.00 m                           |
| Easting:                         | E 308,519.00 m                             |
| Arena “U” Inferior               | 9,947' MD / 9,531' TVD                     |
| Arena “T” Principal              | 10,209' MD / 9,793' TVD                    |
| Arena Hollin Superior            | 10,374' MD / 9,958' TVD                    |

**Fuente :** Cia. Schlumberger

**Autor:** Hernan Pino

### **3.3 DESCRIPCIÓN OPERATIVA RELEVANTE**

Entre los principales procedimientos y metas operacionales se tienen:

- Minimizar el daño a la formación mediante la perforación a través del reservorio usando un lodo con una densidad tan baja como sea posible mientras se mantienen las buenas prácticas de perforación para evitar pegas diferenciales a través de los paquetes de arenas permeables y porosas de la formación Napo.
- Tomar y recuperar 90% de los núcleos o corazones en las arenas “U” Inferior, “T” Principal y “Hollín”.
- Evaluar exitosamente en una corrida la zona de interés mediante los registros con cable eléctrico.

### **3.4 PROGNOSIS DEL POZO**

Establecer topes y bases referenciales de las formaciones a ser perforadas constituye el punto de inicio para arrancar con los planes de perforación del pozo. La tabla 2 presenta la prognosis del pozo con los topes de las formaciones esperados.

**TABLA 2 TOPES DE FORMACIÓN POZO YANAQUINCHA ESTE A-12**

| <b>Marcador/Formacion</b> | <b>Profundidad (MD)</b> | <b>Profundidad (TVD BRT)</b> | <b>Litologia</b>                         |
|---------------------------|-------------------------|------------------------------|--|
| Upper Chalcana            | 2967'                   | 2798'                        | Varicolored mudstone, siltstone and sand |
| Lower Chalcana            | 4223'                   | 3873'                        | Varicolored mudstone, siltstone and sand |
| Orteguaza Formation       | 5812'                   | 5398'                        | Shale and sand                           |
| Tiyuyacu Formation        | 6689'                   | 6273'                        | Varicolored mudstone, siltstone and sand |
| Tiyuyacu Conglomerate     | 7929'                   | 7513'                        | Chert conglomerate                       |
| Tena Formation            | 8489'                   | 8073'                        | Varicolored mudstone and siltstone       |
| Napo Formation            | 9131'                   | 8715'                        | Shale Sand and limestone                 |
| M-1 Sand                  | 9134'                   | 8718'                        | Quartz sandstone                         |
| Napo Shale                | 9154'                   | 8738'                        | Shale, limestone and sandstones          |
| M-2 Limestone             | 9709'                   | 9293'                        | Limestone                                |
| M-2 Sand                  | 9769'                   | 9353'                        | Quartz sandstone                         |
| A' Limestone              | 9779'                   | 9363'                        | Limestone                                |
| Upper 'U' Sand            | 9829'                   | 9413'                        | Quartz sandstone                         |
| Middle 'U' Sand           | 9877'                   | 9461'                        | Quartz sandstone and shale               |
| <b>Lower 'U' Sand</b>     | <b>9947'</b>            | <b>9531'</b>                 | Quartz sandstone                         |
| Base Lower 'U' Sand       | 9999'                   | 9583'                        | Shale                                    |
| B' Limestone              | 10014'                  | 9598'                        | Limestone                                |
| T' Interval               | 10086'                  | 9670'                        | Shale and Sandstone                      |
| <b>Main 'T' Sand</b>      | <b>10209'</b>           | <b>9793'</b>                 | Quartz sandstone                         |
| Basal Napo                | 10274'                  | 9858'                        | Shale                                    |
| Hollin Sand               | 10374'                  | 9958'                        | Quartz sandstone                         |
| TD                        | 10509'                  | 10093'                       |  |

**Fuente :** Cia. Schlumberger

**Autor:** Hernan Pino

### **3.5 REGISTRO DE LODO ( MUD LOGGING )**

Una unidad de registro de lodo ( mud-logging ) estará presente durante las operaciones de perforación. Dos sets de muestras de cortes serán recolectadas en este pozo para evaluación y control geológico desde 200'. Cada set consistirá de una muestra seca. La tabla 3 muestra el programa de toma de cortes de perforación.



**TABLA 3 PROGRAMA DE MUESTRAS GEOLÓGICAS**

| <b>Tipo de Muestra</b>             | <b>Intervalo</b>  | <b>Numero Requerido &amp; Descripcion</b>                  | <b>Frecuencia</b> |
|------------------------------------|---|--|-------------------|
| <b>Cortes</b>                      | Desde 200' hasta 50' sobre la Formación Napo                  | Muestra de corte seca, recolectadas y registradas (logged) | Cada 30'          |
|                                    | Desde 50' sobre Tope de Napo hasta TD                         | Muestra de corte seca, recolectadas y registradas (logged) | Cada 10'          |
| <b>Núcleos: Arena "U" Inferior</b> | Desde 9947' MD (Tope de Arena "U" Inferior) hasta 10007' MD   | Núcleos de 60' de longitud aproximadamente                 | 60'               |
| <b>Núcleos: Arena "T" Inferior</b> | Desde 10209' MD (Tope de Arena "T" principal) hasta 10269' MD | Núcleos de 60' de longitud aproximadamente                 | 60'               |
| <b>Núcleos: Arena "Hollin"</b>     | Desde 10374' MD (Tope de Arena "Hollin") hasta 10434' MD      | Núcleos de 60' de longitud aproximadamente                 | 60'               |

**Fuente :** Cia. Schlumberger

**Autor:** Hernán Pino

### **3.6 PROGRAMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS.**

La selección de las combinaciones de registros dependerá de una variedad de factores, que incluyen el sistema de lodo, tipo de formación, conocimiento previo del yacimiento, tamaño de agujero y desviación, tiempo y costo del equipo de perforación, disponibilidad de equipo y el tipo de información deseada. Los tipos de registros corridos también son dependientes del tipo de pozo. La tabla 4 muestra el programa de registros eléctricos para las diferentes secciones del pozo.

**TABLA 4 PROGRAMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

| <b>Tipo de Muestra</b>                   | <b>Requerimientos</b>   |
|--|---|
| 16" hoyo abierto                         | <b>MWD D&amp;I</b><br><b>Motor de Fondo:</b> Desde superficie hasta el fondo de la sección.   |
| 12 1/4" hoyo abierto                     | <b>MWD D&amp;I</b><br><b>Power V ( herramienta de rotación continua):</b> Desde la zapata del revestidor de<br>13 3/8" hasta Tope de Conglomerado de Tiyuyacu.<br><b>Motor de Fondo:</b> Configuración de Tiyuyacu<br><b>Power V ( herramienta de rotación continua):</b> Desde Tope de Tena hasta el final de la seccion                                   |
| 8 1/2" hoyo abierto                      | <b>MWD D&amp;I</b><br><b>Sarta empacada:</b> Desde la zapata del revestidor de 9 5/8" hasta TD<br><br><b>Registros Eléctricos:</b><br>Desde TD hasta 3000' por encima de TD<br>PEX(MCFL-ML-TLD-CNL-SGR-CAL-PEFVAIT/SP/LSS/AMS/JAR<br><br>Desde superficie hasta TD<br>VSP: Registro sísmico<br>Desde zapata de 9 5/8" hasta TD<br>FMI: Registro de imágenes |
| Registro en hoyo entubado (con Wireline) | Desde TOL hasta TD: CBL/VDL/CCL/IBC   |

**Fuente :** Cia. Schlumberger

**Autor:** Hernán Pino

## **CAPÍTULO IV**

## **CAPITULO IV**

### **4 PROGRAMA DE ASENTAMIENTO DE LINER HANGER EN EL POZO YANAQUINCHA E A-12 DE PETROAMAZONAS**

Basado en la información que es proporcionada por la Operadora se estudia con diferentes programas la aplicación mas adecuada a los requerimientos del pozo con el objeto de minimizar los riesgos de operación, un grupo de las Compañias que van a realizar el trabajo interactúan con el cliente para elaborar los procedimientos a ejecutarse.

#### **4.1 OBJETIVOS**

Los objetivos primarios de este pozo son las areniscas “ U ” y “ T ” de la formación que deben ser aisladas con la corrida y cementación de un liner de 7 pulgadas colgado dentro del casing intermedio de 9 5/8 pulgadas.

#### **4.2 CONDICIONES DEL POZO**

La sección de producción fue perforada con broca de 8 ½ pulgadas. El diámetro promedio obtenido del registro de caliper fue de 10.64 pulgadas, en base a lo cual se ha considerado un exceso de 20 % sobre el diámetro promedio, se obtiene un hueco con diámetro equivalente a 11.23 pulgadas.

### **4.3 CRITERIOS DE CENTRALIZACIÓN**

La centralización ha sido diseñada con centralizadores Bow Spring de marca *Centek* con dos stop collares por centralizador para asegurar que el centralizado sea ubicado según diseño. Se colocarán 2 centralizadores por junta, desde los 9,710 ft hasta la última junta del zapato.

### **4.4 PREPARACIÓN EN SITIO**

1. Usando la lista de verificación del equipo de Baker y manifiesto de carga de Petroamazonas, verificar que todo el equipo consumible de colgador de liner, equipo de alquiler, herramientas de corrida, etc. estén en locación y en buenas condiciones.
2. Registrar todas las medidas relevantes del equipo como son longitudes, diámetro externo e interno, etc. El colgador de liner debe haber sido probado con 500 psi antes de despacharlo al pozo.
3. Verificar la compatibilidad de la bola de asentamiento con el asiento de bola. También verifique que la camisa de cizallar del landing collar sea de 3,500 psi.
4. Tomar nota de todas las juntas de liner y Drill Pipe – HWDP disponible en la mesa Rotaria, no usar Drill Collars.
5. Instale el shoe track, tal como sigue:

- A. 7" Float Shoe Double Valve.
- B. 7" Liner Joint #1 7" 26# BTC.
- C. 7" Float Collar 7" 26# BTC.
- D. 7" Liner Joint # 2 7" 26# BTC.
- E. 7" Insert Landing Collar.

En el Anexo 1, muestra una la información básica que se debe colocar cuando se va a correr el programa de Workbook, esta información es básica para correr tanto los cálculos de desplazamiento como de pesos en cada sección de tubería a trabajar.

- 6. Ensamblar el equipo de superficie con una válvula de 4-1/2" IF Kelly y 5" drill pipe lift nipple e instalar la bola de asentamiento de 1-3/4" y el tapón de desplazamiento de 5"
- 7. Es indispensable conejear el ensamblaje de corrida incluyendo el drill pipe en el último viaje antes de bajar el liner con un drift 2-1/2", no olvidarse de conejear el DP antes de bajar el liner.
- 8. Antes de sacar la broca del pozo rotar y registrar el torque en el fondo y en el zapato de 9-5/8" torque en el casing: 10, 20 y 30 RPM con y sin bombas justo antes de llegar al fondo y con la broca antes de llegar al zapato de 9-5/8".
- 9. Asegurarse que el viaje de limpieza ha sido realizado y que el agujero se encuentra limpio y en buenas condiciones. Acondicionar las propiedades reológicas del lodo asegurando la limpieza del lodo reduciendo el contenido de sólidos lo más bajo posible antes de bajar el liner, estos factores son críticos para prevenir los empaquetamientos.

## **4.5 LISTA DEL EQUIPO A UTILIZARSE**

A continuación se detalla los distintos equipos y herramientas que se usan para bajar los liner, estos equipos unos se consumen mientras otros se recuperan con la tubería de trabajo.

### **4.5.1 EQUIPO DE CONSUMO**

Los equipos de consumo son herramientas y equipos que proporciona tanto la operadora como las compañías que van a realizar el trabajo, entre este equipo destacare los siguientes.

#### **ENSAMBLAJE No 1**

1. ZAPATO FLOTADOR

Tamaño: 7" 23-26 lb/ft

OD: 6.141"

ID: 1.625"

Roscas: BTC

2. UNA JUNTA (PROPORCIONADA POR PETROAMAZONAS)

Tamaño: 7" 26 lb/ft

OD – ID: 7.677" - 6.276".

Roscas: 7" BTC Caja x Pin

3. COLLAR FLOTADOR (c/2 válvulas flotadoras)

Tamaño: 7" 26 lb/ft  
OD: 7.677"  
Material: 80 Ksi MYS  
Roscas: 7" BTC Caja x Pin

4. UNA JUNTA (PROPORCIONADA POR PETROAMAZONAS)

Tamaño: 7" 26 lb/ft  
OD – ID: 7.677" - 6.276".  
Roscas: 7" BTC Caja x Pin

5. INSERT LANDING COLLAR TIPO II

Tamaño: " 23 – 26 LB/FT  
OD: 6.141"  
ID: 1.625"  
Material: Aluminum T-6

6. JUNTAS (PROPORCIONADA POR PETROAMAZONAS)

Tamaño: 7" 26 lb/ft  
OD – ID: 7.677" - 6.276".  
Roscas: 7" BTC Caja x Pin



## **ENSAMBLAJE No 2**

### 7. UNA JUNTA CORTA (PROPORCIONADA POR PETROAMAZONAS)

Tamaño: 7" 26 lb/ft  
OD – ID: 7.677" - 6.276".  
Roscas: 7" BTC Caja x Pin  
Material: N-80

### 8. COLGADOR MODELO "TORXS"

Tamaño: 7" x 9-5/8"  
OD – ID: 8.175" – 6.278"  
Extensión: Tipo III, 20 ft Long  
Extensión OD – ID: 8.175" – 7.375"  
Roscas: 7" BTC Pin Abajo  
Material: 110 Ksi MYS

### 9. SOLO LINER WIPER PLUG

Tamaño: 7" 17-38 lb/ft  
Fin OD: 6.625"  
PDP Nariz OD: 2.28"  
Material: Nitrilo y Aluminio

### 10. PUMP DOWN PLUG

Fin OD: 5.13"  
Nariz OD: 2.28"

Material: Nitrilo y corazón de material fenolico

11. BOLA DE ASENTAMIENTO

Tamaño: 1.750"

Material: Bronce

**4.5.2 HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO PARA EL LINER HANGER**

A continuación detallo algunas herramientas que son usadas para sostener y agarrar el Liner a la subsiguiente tubería.

Herramienta para bajar y Expandir el Colgador de Liner TORXS

Tamaño: 7 x 9-5/8"

OD: 8.156"

ID: 1.585" (Bajando)

Roscas: 4-1/2" IF Box Up

Material: 110 KSI MYS Acero

Ensamblaje de Expansión

OD: 8.156"

ID: 2.468"

Roscas: 4-1/2" IF Box Up

Material: Acero, 110 Ksi Mys

#### Ensamblaje del Ancla

OD: 5.875”  
Asiento ID (antes de ext.): 1.585”  
Asiento ID (después de ext.): 2.468”  
Material: Acero, 110 Ksi Mys

#### Ensamblaje válvula de Mariposa

OD: 5.875”  
ID: 2.468”  
Material: Acero, 110 Ksi Mys

#### Herramienta de liberación para “Solo Plug” Hibrido Nueva Generación

Tamaño: Para 7” SOLO LWP  
OD: 4.450”  
ID: 2.310”  
Roscas: 2-7/8” EU 8 Rd. Pin Arriba  
Material: Acero, 110 KSI MYS

Nota: El “Pack off” es parte integral de la herramienta de asentamiento

### 4.5.3 EQUIPO DE SUPERFICIE

Para este pozo se usara equipo de superficie que nos ayudara para las distintas operaciones cuando se baja un liner, entre ellas asentar el colgador y cementar el pozo.

1. Baker TD Liner Swivel con dos entradas de 2" cada una

OD: 10.400"  
ID: 3.500"  
Roscas: 4-1/2" IF TJ Box Up x Pin Abajo  
Material: Acero, 110 KSI MYS

2. Baker TD Plug Dropping Head

OD: 9.500"  
ID: 3.500"  
Roscas: 4-1/2" IF TJ Box Up x Pin Abajo  
Material: Acero, 110 KSI MYS

3. Baker Positive Ball Dropping Head

OD: 9.500"  
ID: 3.500"  
Roscas: 4-1/2" IF TJ Box Up x Pin Abajo  
Material: Acero, 110 KSI MYS

4. Baker Flag Sub

OD: 6.125”

ID: 3.250”

Roscas: 4-1/2” IF TJ Box Up x Pin Abajo

Material: Acero, 110 KSI MYS

- La circulación para acondicionar el pozo se debe realizar a través del “Top Drive”.
- El bombeo de espaciadores y el cemento, debe ser realizado a través de las entradas laterales de 2” de la TDCH. Se debe tener cuidado especial en que la IBOP en el top drive este cerrada durante estas operaciones.
- Antes de empezar con las operaciones de cementación revisar con presión la integridad del BOP en el TD
- El equipo de superficie debe ser revisado en locación.

**4.6 PROCEDIMIENTO DE CORRIDA.**

A continuación detallare el procedimiento operacional el cual compete varios puntos importantes que se deben tomar en cuenta antes de realizar cualquier operación.

1. Una reunión pre-operacional se debe realizar con el Company Man, Petroamazonas, Well Service, Compañía de Lodos y Baker para discutir el programa de corrida del liner y las operaciones de cementación.

2. Se debe realizar una reunión de seguridad con todo el personal involucrado en la operación. El trabajo no debe empezar hasta que todas las dudas sean aclaradas. Los técnicos de BAKER proporcionaran un procedimiento de campo.
3. Circular el pozo de acuerdo a instrucciones de la compañía operadora
4. Realizar tally del conjunto a bajar y discutirlo con el personal involucrado en la operación
5. Contar el número total de juntas de “casing” y DP en los “racks” y la locación.
6. Asegurarse que el DP sea calibrado con un calibrador mínimo de 2.125” OD.
7. Cuando se calibre el DP se debe tener cuidado especial en no soltar el calibrador dentro del pozo.
8. Bajar lo siguiente:
  - Zapato flotador de 7”
  - Junta # 1 7” BTC Box x Pin 26# 80KSI
  - Collar Flotador 7” BTC Box x Pin 26# 80 KSI
  - Junta # 2 7” BTC Box x Pin 26# 80KSI
  - Insert Landing Collar 7”
  - Junta # 3 7” BTC Box x Pin 26# 80KSI

En el Anexo 4, muestra las medidas que debe tener tanto el Liner como la Tubería de trabajo, ya que de esta manera se podrá realizar un Tally exacto para saber con que tubería de trabajo Drill Pipe podremos llegar a superficie y podernos espaciar lo mejor posible antes de realizar los trabajos de asentamiento de Liner y cementación.
9. Todas estas conexiones requieren de Bakerlock (Baker Oil Tools). Revisar el correcto funcionamiento de las válvulas en el equipo de flotación, No colocar las cuñas y/o llaves en el equipo de flotación.

10. Bajar con el número indicado de juntas de casing de 7" de acuerdo al tally de Petroamazonas. En cada conexión, cubrir la junta para prevenir basura o cualquier elemento caiga dentro del liner, hasta el landing collar.
11. Llenar la tubería cada junta o de acuerdo a instrucciones de BAKER con el Company Man.
12. Levantar el ensamblaje del colgador y conectarlo sobre el liner.
13. COLGAR EL LINER EN LAS CUÑAS Y UBICAR EL COLLARIN, levantar 3-4 pies para probar si la herramienta de asentamiento y las otras conexiones están ajustadas apropiadamente, de ser así, sacar las cuñas.
14. Revisar el Colgador y la camisa de asentamiento por cualquier daño, tomar pesos. Bajar el ensamblaje del colgador a través de la rotaria y poner las cuñas de 5" en el nipple levante. No colocar las cuñas en la camisa de asentamiento. Tener mucho cuidado de mantener el liner centrado mientras se baja a través del BOP. En el Anexo 2 se adjuntan los distintos pesos que tendrá el Liner y la tubería de trabajo mientras se bajan en el hueco, estos cálculos se los realiza en el programa que tiene Baker llamado Workbook.

Registrar Pesos.

Peso teórico: 75000 Klbs

Peso subiendo: 76000 Klbs

Peso bajando: 74000 klbs

15. Antes de continuar bajando el liner, conectar la cabeza de cementación. Esto deberá realizarse de dos diferentes formas: 1) Con 2 juntas y 1 Tubo corto para dejar en la base de la mesa o 2) Con 1 junta para dejar en los racks. En este punto revisar en la

mesa rotaria con circulación, que el tapón esta apropiadamente instalado en la cabeza de cementación.

16. Bajar con 10 paradas de HW seguidas de DP, llenar la tubería cada 10 paradas. Espaciar la tubería para colocar la cabeza de cementación modelo TD +/- 9 ft sobre la meza rotaria con el zapato en el fondo. Calibrar todos los tubos y tubos cortos en la rotaria.

N.B.: La velocidad recomendada de corrida es 2 minutos por parada dentro del casing y tres minutos en el agujero abierto, Cuña-a-Cuña.

17. En el zapato de 9-5/8" establecer circulación para limpiar y determinar presiones del agujero Realizar el pruebas de bombeo por 10 min en cada etapa tomando parámetro a distintas ratas de bombeo, En el Anexo 3 se adjuntan los resultados obtenidos al simular en el programa de Baker Workbook el desplazamiento de lodo en cada tipo de tubería a usarse , además en el Anexo 7 se adjunta los resultados obtenidos al correr el programa que posee Baker de Torque y Arrastre los mismos que son una referencia que debe tener en cuenta el Operador antes de bajar el equipo.

4 BPM      350 (psi)

6 BPM      500 (psi)

8 BPM      750 (psi)

Peso teórico:      260000 Klbs

Peso subiendo:      350000 Klbs

Peso bajando:      170000 Klbs

Torque 21,000 lb-ft @ 20 RPM



18. Continuar bajando en el Agujero abierto llenando la tubería cada 10 paradas y rompiendo circulación. Solo si es necesario circular para llevar el liner a fondo.
19. El liner puede ser rotado y reciprocado con circulación para pasar a través de secciones apretadas revisando condiciones de torque de tubería y solo con autorización del Company Man (secciones apretadas se determinaran durante el viaje de limpieza ), utilizar las siguientes practicas recomendadas :
  - Máxima presión de circulación 4,000 psi, si es necesario rotar levantar 3-4 ft por encima de la sección colapsada o apretada.
  - No sobrepasar la capacidad de torque del liner (BTC 7000 lb/ft).
  - Anotar pesos subiendo y bajando con circulación.
  - Dejar el liner en posición neutral.
  - Lentamente empezar a rotar a 10 RPM.
  - Incrementar a 15-20 RPM sin exceder el torque máximo permitido.
  - Si se rota a mas velocidad o si se para rotación, sacar el torque remanente muy despacio.
  - Luego levantar la sarta 5-10 pies del fondo para sacar cualquier torque residual atrapado en el fondo.
  - Establecer rotación utilizando las recomendaciones arriba descritas.
20. Conectar la junta con la cabeza de cementación y continuar bajando hasta TD.
21. Bajar el liner hasta la profundidad determinada más 3 pies, marcar tubería. Anotar pesos subiendo y bajando. Levantar 3 pies y dejar el liner en posición de asentamiento. En Anexo 6 están los resultados del programa de torque y arrastre, estos son como referencia que debe tener en cuenta el Operador para saber que peso tendremos en el fondo y poder saber con que pesos trabajaremos.

Peso teórico: 295000 Klbs

Peso subiendo: 420000 Klbs

Peso bajando: 170000 Klbs

22. Establecer circulación para limpiar y determinar presiones del agujero. Realizar pruebas de bombeo por 10 min en cada etapa tomando parámetro a:
- 4 BPM      400 (psi) 10 min
  - 6 BPM      600 (psi) 10 min
  - 8 BPM      850 (psi) Bottoms up
23. Una vez que se ha completado la circulación, el Company Man, supervisor de cementación y el ingeniero de lodos deben estar de acuerdo con los parámetros para determinar que el agujero esta limpio
24. Después de que se ha terminado de circular, soltar bola de bronce de 1 3/4", dejarla gravitar por +/- 40 min hasta que llegue al asiento de bola, mientras se conecta líneas y las prueba con 5,000 psi.
25. Empezar con el proceso de asentamiento del Liner Hanger. Incrementar presión a 1,000 psi. Aproximadamente a 400 psi de diferencial de presión se desbloqueará el Collet y permitirá mover los cilindros en la herramienta. Presión diferencial activara el ancla para evitar movimiento de la herramienta hacia arriba.
26. Incrementar presión a 2,800-3,100 psi y mantenerla por 5 minutos permitiendo a la herramienta la primera expansión. El colgador debería estar asentado en este punto.
27. Manteniendo presión, levantar con 30,000 lb de tensión y probar que el Colgador se ha expandido. Regresar a posición neutral.

Nota: En el caso de que el Hanger no asiente, una liberacion de emergencia mecánica se incorpora. Se aplica 3300-4500 lb-ft de torque a la izquierda entonces

continúe rotando la herramienta mientras levanta, esto desactiva la rosca que tiene el setting tool de la herramienta o camisa. Al menos 14 vueltas en la herramienta son necesarios para liberarla en superficie y en el caso cuando la herramienta este en el pozo serían necesarios 25-30 vueltas en superficie

28. Incrementar presión a +/- 4,000 psi para romper asiento de bola y restablecer circulación.
29. Resetear la herramienta con 50,000 lb de peso y ayudar a liberar el ancla de el liner. En este punto la herramienta estará lista para la segunda etapa (el colgador habrá expandido de 10 a 12 pulgadas)
30. Levantar de 5-6 pies para confirmar que la herramienta ha sido liberada. El ancla y la herramienta de asentamiento deberían estar libres en este momento.

Nota: En el caso de que la herramienta no esta libere el ancla puede ser liberada de emergencia aplicando de 1,000 y 1,500 lb-ft de torque a la derecha y rotando mientras se baja la sarta. Esta operación liberara el ancla.

31. Poner peso para tener nueva profundidad, y levantar la herramienta de 18 a 24” siempre estar pendiente de cualquier movimiento hacia arriba por presiones de circulación y/o cementación que actúan en el colgador.
32. Romper circulación. Realizar pruebas de bombeo. Anotar presiones de circulación y comparar con las presiones antes de la expansión del colgador.

4 BPM      300 (psi) 10 min

6 BPM      500 (psi) 10 min

8 BPM      800 (psi) Bottoms Up

33. La compañía de lodos tratara y controlara el lodo de acuerdo a instrucciones del Company Man.

34. En este punto realizar las operaciones de cementación acorde con el programa de cementación.
35. Bombear espaciadores y lechada.
36. Liberar tapones de desplazamiento, y desplazar con bombas de Well Service.  
Nota: " Bajar la tasa de bombeo a 3 bpm, 5-10 bls antes que el Pump Down Plug acople con el Liner Wiper Plug. Excesivo caudal de bombeo puede interferir con: mecanismo de cizallamiento sin notarse el acople de tapones."
37. Resetear y continuar con el desplazamiento del liner, en este punto se debe incrementar el caudal de bombeo bajo instrucciones de los supervisores de Baker y la compañía de cementación (Es importante en no sobrepasar los 3,500 psi, se debe tener especial cuidado en monitorear constantemente la presión y comunicar al Supervisor de Baker).
38. Una vez que los tapones alcanzaron el landing collar incrementar la presión en 500 psi sobre la presión final de bomba y mantenerla por 5 min.
39. Revisar Retorno en los tapones.
40. Después de haber completado la cementación, levantar la herramienta de 9.5 a 10.5 pies. El resorte en los perros de la válvula de mariposa será activado, después de realizar esta operación, no levantar mas de esta longitud ya que el "pack off" podría salirse de la unidad de sellos y levantar menos, podría no activar la válvula de mariposa.
41. Poner peso lentamente para cerrar la válvula de mariposa y resetear la herramienta para segunda expansión.
42. Una vez que la válvula de mariposa esta activada, el DP se encuentra cerrado en este momento.

43. Con Aproximadamente 400 psi de diferencial de presión se desbloqueará el Collet y permitirá mover los cilindros en la herramienta. Presión diferencial activara el ancla para evitar movimiento de la herramienta hacia arriba..
44. Aplicar 1,000 psi de presión y levantar sarta 30,000 lbs de tensión para estar seguros de que la válvula de mariposa esta cerrada y que el ancla se encuentra activada. Si se aprecia tensión, liberar presión y poner 50,000 lbs. de peso.
45. Incrementar presión a 2,800-3,100 psi y mantener por 5 minutos para permitir que la herramienta complete su segunda etapa. La empaquetadura debería estar expandida en este punto.
46. Continúe incrementando presión hasta +/- 4,000 psi para romper disco de ruptura.
47. Poner 50,000 lb. de peso para cerrar cilindros y levantar tres paradas sobre el peso del liner. En este punto la compañía de cementación debe haber desconectado rápidamente sus líneas de la cabeza de cementación..
48. Reversar para limpiar cualquier exceso de cemento en el pozo.

#### **4.7 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL RECOMENDADO PARA CEMENTACIÓN**

Es recomendable realizar un procedimiento antes de realizar la cementación, con esto se garantizamos el éxito del trabajo además muchas dudas se diciparan en el mismo adjunto varios puntos que se deben tomar en cuenta.

1. Conectar la cabeza de cementación (conexiones requeridas para hacer el trabajo) y realizar la prueba de línea de la siguiente manera:

- 1.1 Se debe desconectar la línea desde la válvula Hammer 2x2 y colocarla sobre la mesa.
- 1.2 Abrir la válvula, bombear solo con centrifuga o en baja marcha hasta verificar que salga agua por la línea. Cerrar la válvula y conectar la línea, con la ayuda del winche, a la cabeza de cementación.
- 1.3 Realizar una prueba de presión en baja @ 500 psi y luego elevar la presión hasta 5,000 psi por 5 minutos. Se recomienda realizar la prueba a este valor en caso de que exista alguna contingencia con el equipo del colgador y sea necesario elevar la presión hasta valores semejantes.
2. Bombear 30 bbls. de Lavador y 30 bbls. de Espaciador para ayudar a la remoción de lodo y chequear condiciones del pozo. Circular hasta que estas píldoras salgan a superficie.
3. Una vez que el colgador se encuentre en la posición final, continuar con la operación de anclaje del colgador, luego se deberá proceder a probar circulación y asegurarse que las presiones y el caudal se encuentren dentro de los parámetros de diseño. En el Anexo 5, muestra una prueba de cementación simulación realizada en Laboratorio.
4. Una vez que el hoyo se encuentre limpio, proceder a acondicionar el lodo para bajar las condiciones reológicas tanto como sea posible a  $Ty \pm 15 \text{ lbf}/100 \text{ ft}^2$ .
5. Se recomienda preparar una píldora dispersa de 30 bbls. de lodo con 20 gls. de Surfactante al comenzar la secuencia de bombeo para facilitar la remoción de lodo.
6. Proceder con la pre mezcla de las lechadas FlexSTONE
7. Una vez lista la lechada, proceder a bombear los fluidos como sigue:
  - Píldora dispersa lodo(lodo Acondicionado +surfactante) @ 10.3 ppg 30 bbl @ 5 bpm
  - Clear PILL @ 8.43 ppg 50 bbls @ 5 bpm

- MUDPUSH II @ 10 ppg 70 bbl @ 5 bpm
- Lechada Lead @ 13.5ppg 21.5 bbl @ 5bpm
- FlexSTONE-1 @ 14.5 ppg 50 bbl @ 5 bpm

8. Desplazar con 198.8 bbl de fluido como sigue:

- MUDPUSH II 10 bbl @ 5 bpm Bombas de Well Services
- Agua 40 bbl @ 10 bpm Bombas de Well Services
- Lodo 138.8 bbl @ 10 bpm Bombas de Well Services
- Lodo 10.0 bbl @ 3 bpm Bombas de Well Services

La máxima presión simulada al momento de finalizar el desplazamiento es de 1000 psi @ 3 BPM. La bomba del taladro debe encontrarse lista para continuar el desplazamiento en caso se tuviera algún percance con las bombas de Well Services.

9. Proceder con la operación del colgador a cargo del operador de la herramienta.

10. Liberar el packer e inmediatamente restablecer circulación en directa levantando al mismo tiempo la parada por arriba del tope del colgador de 7”

Bombear en reversa ( si es posible) al menos 1.5 veces la capacidad del DP

#### **4.8 ESTADO MECÁNICO DEL POZO**

A continuación se puede verificar el estado mecánico del Pozo revestido con Liner de 7”, en el se puede ver la profundidad total del hueco perforado, el shoe track, overlap, ubicación del tope de liner , la Tubería que se uso para revestir el pozo y demás información que es muy relevante al momento de instalar un Liner (Figura 4.1)

FIGURA 4.1 ESTADO MECÁNICO DEL POZO

| INFORMACION GENERAL                           |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
|---|-------------------------------------|----------------------|--|-------------------------------------|--|--|-------------------------------------|-----------------|----------------------------------|--------------------------|--------------------|--------------|----|------|----|
| COMPANIA:                                     | PETROAMAZONAS                       |                      | CLIENTE REP.:  | Ing RUBEN ISURA                     |  | CAMPO:                                     | XXXXXXXXXX                          |                 | POZO:                            | A 12                     | PROVINCIA:         | ORELLANA     |    |      |    |
| TALADERO:                                     | CEPB ZJ 50243                       |                      | BAKER REP.:  | W AGUIRRE/ W SHUFORD/ F DELGADO     |  | FECHA:                                     | 16-Jan-09                           |                 | TIERRA:                          | X                        | OFFSHORE:          |              |    |      |    |
| CLIENTE FONO:                                 |                                     |                      | BAKER FONO:  | 06-2-880-015                        |  | TIPO POZO:                                 | OIL                                 |                 | SERVICE TICKET #:                | 3993/4030/4031           |                    |              |    |      |    |
| INFORMACION DEL POZO                          |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| TRD:  | ###                                 | TRD:                 | 7222   | MAX. DEPT:                          | 84'  | ZONE DEPT:                                 | 8930                                | DEV Q CSG SHOE: | 34'                              | DEV Q BOTTOM:            | 84'                | PAUL WANGLE: | 5' | SMT: | ND |
| BHP:  | ND                                  | AVG. OPEN HOLE SIZE: | 8.5  | BIT SIZE:                           | 8-1/2"   | OPEN HOLE LENGTH:                          | 880                                 | MUD TYPE:       | WBM                              | MUD WEIGHT:              | 9.8 ppg            | VIS:         | 15 |      |    |
| VF:   | 24                                  | S. FACTOR:           | 0.9504   | STARTING WELL:                      | 0  | BLOCK WEIGHT: 35000                        |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| INFORMACION DE LA TUBERIA                     |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| TIPO  | TAMAÑO                              | GRADO                | CONN   | WT.                                 | APROX WT.  | MAX. OD                                    | TUBE ID                             | TOOL JT. ID     | CAP. BBL/FT.                     | TENSILE 80%              |                    |              |    |      |    |
| CASING  | 9.625                               | 80000                | BTC  | 47                                  |  | 9.625                                      | 8.681                               |                 | 0.0732 b/f                       | 868191 Lbs               |                    |              |    |      |    |
| LINER   | 7                                   | 110000               | BTC  | 26                                  |  | 7.5  | 6.276                               |                 | 0.0383 b/f                       | 663985 Lbs               |                    |              |    |      |    |
| DP 1  | 5                                   | 135000               | NC-50  | 50                                  | 50   | 6.625                                      | 3                                   | 3               | 0.0087 b/f                       | 1271700 Lbs              |                    |              |    |      |    |
| DP 2  | 5                                   | 135000               | NC-50  | 19.5                                | 22.6   | 6.625                                      | 4.276                               | 2.75            | 0.0178 b/f                       | 569368 Lbs               |                    |              |    |      |    |
| DP 3  |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| DP 4  |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| INFORMACION ADICIONAL                         |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| CSG. SHOE DEPTH:                              | 9650.0                              |                      | LINER LENGTH:  | 1193.3                              |  | TOP OF LINER:                              | 9337.1                              |                 | OVER LAP:                        | 312.9                    |                    |              |    |      |    |
| PESO DEL LINER:                               | 26320                               |                      | PESO DEL DP:   | 198696                              |  | PESO TOTAL:                                | 225016                              |                 | MAX. TENSION:                    | 890186                   |                    |              |    |      |    |
| MAX. TORQUE P/ PUNTO DEBIL:                   | 7000                                |                      | TOTAL SLACK OFF:   | 147 ft                              |  | VUELTAS LIB. EMRG.:                        | 2.66                                |                 | FUERZAS PISTON:                  | 70858.31                 |                    |              |    |      |    |
| SHOE TRACK CAP:                               | 3.06                                |                      | LINER CAP:   | 45.6                                |  | DP. CAP.:                                  | 15123                               |                 | DESPLAZAMIENTO:                  | 196.8                    |                    |              |    |      |    |
| TOTAL VOL. ANULAR:                            | 486.17                              |                      | PRES. DIF @ SHOE / LLEGUEN TAPONES:                      | 500                                 |  | PRES. DIF. @ SET. TOOL / LLEGUEN TAPONES:  | 1200                                |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| DIAGRAMA PROPUESTO PARA EL POZO O LA CORRIDA  |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| N O.  | PROFUNDIDAD TOPE                    | LONG.                | MAX OD   | MIN ID                              | DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA  |  |                                     |                 |                                  |                          | COMMODITY O SERIAL |              |    |      |    |
| 1   | 0.00                                | 8439.97              | 6.625  | 2.750                               | 89 STANDS; 2 Joints + 10 Fts 5", 4 1/2" IF DP, 19.5 PPF, S-135.        |  |                                     |                 |                                  |                          | N/A                |              |    |      |    |
| 2   | 8439.97                             | 888.66               | 6.500  | 3.000                               | 09 STANDS 5" HwDP; 4-1/2" IF, 50 PPF, S-135.                           |  |                                     |                 |                                  |                          | N/A                |              |    |      |    |
| 3   | 9328.63                             | 8.50                 | 6.500  | 2.320                               | LIFT NIPPLE / SETTING TOOL, 4-1/2" IF BOX UP.                          |  |                                     |                 |                                  |                          | BCA-101, 219, 240. |              |    |      |    |
| 4   | 9337.13                             | 20.20                | 8.150  | 6.160                               | "FL TORRES" SETTING SLEEVE WITH 20' FT 7.375" ID PBR EXT. 7" LINER TOP |  |                                     |                 |                                  |                          | H293-37-0000       |              |    |      |    |
| 5   | 9357.33                             | 3.70                 | 8.150  | 6.160                               | "FL TORRES" EXPANDABLE LINER HANGER 7" 26 PPF x 9.625" 43-58 PPF.      |  |                                     |                 |                                  |                          | H293-37-0000       |              |    |      |    |
| 6   | 9361.03                             | 15.72                | 7.000  | 6.276                               | PUP JOINT / CSG 7" 26 PPF, BTC, P-110.                                 |  |                                     |                 |                                  |                          | N/A                |              |    |      |    |
| 7   | 9376.75                             | 491.03               | 7.000  | 6.276                               | 13 JOINT / CSG 7" 26 PPF, BTC, P-110.                                  |  |                                     |                 |                                  |                          | N/A                |              |    |      |    |
| 8   | 9867.78                             | 10.88                | 7.000  | 6.276                               | PUP JOINT / CSG 7" 26 PPF, BTC, P-110.                                 |  |                                     |                 |                                  |                          | N/A                |              |    |      |    |
| 9   | 9878.66                             | 571.90               | 7.000  | 6.276                               | 15 JOINT / CSG 7" 26 PPF, BTC, P-110.                                  |  |                                     |                 |                                  |                          | N/A                |              |    |      |    |
| 10  | 10450.56                            | 0.00                 | 6.276  | N/A                                 | INSERT LANDING COLLAR 7" 23-26 PPF, INSIDE PIN OF JOINT # 3.           |  |                                     |                 |                                  |                          | H266-59-4710       |              |    |      |    |
| 11  | 10450.56                            | 38.22                | 7.000  | 6.276                               | 01 JOINT / CSG 7" 26 PPF, BTC, P-110.                                  |  |                                     |                 |                                  |                          | N/A                |              |    |      |    |
| 12  | 10488.78                            | 1.30                 | 7.725  | 6.670                               | DOUBLE VALVE FLOAT VALVE 7" BTC, 26 PPF, P-110.                        |  |                                     |                 |                                  |                          | H101-83-0296       |              |    |      |    |
| 13  | 10490.08                            | 38.07                | 7.000  | 6.276                               | 01 JOINT / CSG 7" 26 PPF, BTC, P-110.                                  |  |                                     |                 |                                  |                          | N/A                |              |    |      |    |
| 14  | 10528.15                            | 2.30                 | 7.670  | 6.540                               | FLOAT SHOE 7" BTC BOX UP, P-110.                                       |  |                                     |                 |                                  |                          | H100830267         |              |    |      |    |
| 15  | 10530.45                            |                      |  |                                     | BOTTOM   |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| LINER HANGER SETTING OR EXPANSION RESULTS     |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| PRESSURE APPLIED TO SET HYDRAULIC HANGER:     | 3000                                |                      | PRESSURE TO SHEAR OUT # 2 LANDING COLLAR (PSI):          | 3800                                |  | HANGER SET?:                               | SI                                  |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| ROUNDS REQUIRED TO EM. RELEASE SET. TOOL:     | NA                                  |                      | PRESSURE TO REL. HYDRAULIC SETTING TOOL:                 | 3000                                |  | HANGER RH or LH SET?:                      | NA                                  |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| PICKED UP:                                    | 3                                   |                      | FEET TO CHECK LINER WEIGHT LOSS                          |                                     |  | TOTAL WEIGHT LOSS (Lbs):                   | 60000                               |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| CONDITIONING                                  |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| MUD CIRCULATED AFTER LINER BOTTOM:            | 5                                   |                      | HRS. AT RATE OF (BPM):                                   | 10                                  |  | MUD WEIGHT (PPG):                          | 9.8                                 |                 | MAXIMUM PRESSURE (PSI):          | 1200                     |                    |              |    |      |    |
| MUD CIRCULATED AFTER HANGER SET:              | 2                                   |                      | HRS. AT RATE OF (BPM):                                   | 10                                  |  | MUD WEIGHT (PPG):                          | 9.8                                 |                 | MAXIMUM PRESSURE (PSI):          | 1250                     |                    |              |    |      |    |
| CEMENT JOB                                    |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| WEIGHT ON SETTING TOOL WHILE CEMENTING (LB):  | NA                                  |                      | CEMENTING COMPANY:                                       | Schlumberger                        |  | CALCULATED PUMPING TIME:                   | 4                                   |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| SPACER VOLUME AHEAD OF CEMENT (bbl)           |                                     |                      | BEHIND (bbl)   |                                     |  | CEMENT WEIGHT (ppg)                        |                                     |                 | CALCULATED EXCESS:               | 30% %                    |                    |              |    |      |    |
| START MIXING AT:                              | 4:30                                |                      | FINISH DISP PLUG AT:                                     | 7:00                                |  | MAX. PRESSURE:                             | 2700                                |                 | PUMP RATE:                       | 10                       |                    |              |    |      |    |
| PLUG DISPLACEMENT                             |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| PUMP DOWN PLUG BUMPED AT (bbl):               | 152                                 |                      | CALCULATED DISPLACEMENT:                                 | 158                                 |  | PRESSURE INCREASED FROM (psi):             | 800                                 |                 | TO (psi):                        | 1200                     |                    |              |    |      |    |
| TO SHEAR PLUGS:                               |                                     |                      | LINER WIPER PLUG BUMPED AT (bbl)                         | 3                                   |  | LINER WIPER PLUG DISPLACEMENT (bbl):       | 201                                 |                 | PRESSURE PLUGS BUMPED AT (psi)   | 2500                     |                    |              |    |      |    |
| LINER TOP PACKER SETTING OR EXPANSION RESULTS |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| PICKED UP:                                    | 10                                  |                      | FEET TO ACTIVATE SETTING DOG SUB OR CLOSE FLAPPER VALVE: |                                     |  | WEIGHT ON SETTING DOG TO SET LINER PACKER: | NA Lbs.                             |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| PRESSURE TO CHECK FLAPPER CLOSED:             | 0                                   |                      | PSI.   |                                     |  | OVER PULL TO CHECK ANCHOR:                 | 2000                                |                 | Lbs. PRESSURE TO EXPAND ZN SEAL: | 3000                     |                    |              |    |      |    |
| PRESSURE TO SHEAR ROPTURE DISK:               | 3700                                |                      | PSI.   |                                     |  | PRESSURE TO TEST TOP PACKER:               | 1000                                |                 | PSI. WEIGHT ON SETTING TOOL:     | 50000                    |                    |              |    |      |    |
| TOP PACKER SET:                               | <input checked="" type="checkbox"/> |                      | YES  | <input type="checkbox"/>            |  | NO   |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| CLOSING INFORMATION                           |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| FOLLOW-UP ACTION REQUIRED:                    | <input type="checkbox"/>            |                      | YES  | <input checked="" type="checkbox"/> |  | NO   | <input checked="" type="checkbox"/> |                 | NORMAL JOB                       | <input type="checkbox"/> |                    |              |    |      |    |
|   | <input type="checkbox"/>            |                      | INTERIM/PROTOTYPE JOB                                    | <input checked="" type="checkbox"/> |  | UNSATISFACTORY                             |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |
| COMMENTS                                      |                                     |                      |  |                                     |  |  |                                     |                 |                                  |                          |                    |              |    |      |    |

Fuente: Cia. Baker Hughes

Elaborador por: Hernán Pino



## **CAPÍTULO V**

## **CAPITULO V**

### **5 ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO**

A continuación detallare un profundo análisis tanto técnico como económico luego del cual nos indicara las ventajas de usar los sistemas de liner.

#### **5.1 ANÁLISIS TÉCNICO**

Cuando se perfora un pozo no se debe perder de vista el objetivo fundamental que es perforar un pozo productor de petróleo, es por esa razón que la opción de correr un liner en las zonas productivas tiene ventajas cuantificables e invalorables. Entre las ventajas cuantificables está la económica y entre las ventajas invalorables está el cuidado del yacimiento es decir, evitar o reducir el daño de formación. A continuación se detallan algunas ventajas al correr liner en lugar de bajar casing desde la superficie.

##### **5.1.1 VENTAJAS**

1. Se reviste el hueco de forma rápida y fácil.
2. Se completa los pozos aplicando menos peso sobre el cabezal.
3. Los trabajos de cementación son ejecutados de forma adecuada
4. Proporciona un buen control del pozo mientras se perfora y completa, al pasar por zonas de alta presión y se puede continuar perforando con fluidos de baja densidad evitando las pérdidas de circulación y daño a la formación.
5. Es más económico suspender el liner en un casing que correr la tubería hasta la superficie.

6. Un liner impide que la tubería se pandee bajo su propio peso si se asienta en el fondo.
7. Permite utilizar empaaduras y tuberías de producción de mayor diámetro.
8. Se puede usar bombas BES de mayor capacidad.
9. Evita altas cargas al taladro al bajar casing desde la superficie.

#### **5.1.1.1 RÁPIDA INSTALACIÓN**

Las tuberías de revestimiento cortas o liner, pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales, ya que una vez conectada la cantidad programada es introducida con la tubería de perforación, se la deja en el hueco abierto se cementa la misma y se recupera la tubería de perforación.

#### **5.1.1.2 MENOS CARGA SOBRE EL CABEZAL**

Al bajar un liner este va ir colgado en el casing en forma telescópica por tanto la carga va estar suspendida en dicha tubería y se evita que esta cuelgue en el cabezal del pozo, de lo contrario al bajar casing a la superficie este cargará todo su peso en el cabezal del Pozo.

#### **5.1.1.3 MENOR REQUERIMIENTO DE CEMENTO**

Debido a que el liner no es cementado hasta superficie, el volumen de cemento requerido será mucho menor en cada operación dando como resultado cementaciones exitosas con una buena adherencia al liner.

#### **5.1.1.4 PERMITE PERFORAR CON BAJO PESO DE LODO**

Puesto que las zonas de alta presión o inestables han sido cubiertas por el casing previo, se puede continuar perforando con fluidos de baja densidad evitando pérdidas de circulación o daño de formación.

#### **5.1.1.5 MAS ECONÓMICO SUSPENDER EL LINER QUE CORRER CASING HASTA LA SUPERFICIE**

Por muchas razones es mas económico usar un Liner que Correr Casig hasta la superficie, esto se traduce en beneficio para la Operadora ya que evitamos gastos innecesarios, esto es el caso se pueden efectuar pruebas de producción cercanas entre ambas zonas debido a la pequeña cantidad de tubería usada.

#### **5.1.1.6 EVITA EL PANDEO DE LA TUBERÍA**

Es recomendable usar un Liner ya que de lo contrario si la bajamos desde la superficie se apoya en el fondo y puede deformarse debido a su propio peso en forma helicoidal, lo que dificultaría la metida de herramientas como empacadoras, tuberías, herramientas de limpieza, herramientas de pesca.

#### **5.1.1.7 USO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE MAYOR DIÁMETRO**

Al no tener un diámetro restringido en la Tubería de Producción, podemos utilizar empacaduras y tuberías de producción con un área de flujo mayor.

### 5.1.1.8 USO DE BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES DE MAYOR CAPACIDAD

Se puede usar una Bomba Electro Sumergible de mayor capacidad de producción cuando el pozo tiene un índice de productividad alto y la velocidad del fluido sea mayor a un pie por segundo para que el motor se mantenga refrigerado.

### 5.1.1.9 REDUCCIÓN DE LA CARGA SOBRE EL TALADRO

Al bajar una sarta de liner independientemente de su tamaño se reduce la carga sobre el taladro en comparación con una sarta de casing hasta superficie.

## 5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

A continuación se detallan varias tablas en las cuales se establecen los costos que se presentan las operaciones de corrida de liner y casing respectivamente. La tabla 5 muestra que una corrida de casing representa un costo de US\$ 105,000 mientras que la corrida del liner es de US\$ 70,000. Esta diferencia se debe al menor tiempo operativo de taladro y a la facilidad de introducir el Liner mientras este se baja con tubería de trabajo.

TABLA 5: COSTOS DE TALADRO AL BAJAR CASING Y LINER

| <b>Costos de Taladro al Bajar Casing y Liner</b> |                                  |              |                       |              |
|--|----------------------------------|--------------|-----------------------|--------------|
| <b>item</b>                                      | <b>Servicios</b>                 | <b>Costo</b> | <b>Numero de Dias</b> | <b>Total</b> |
| 1  | Servicio Taladro al bajar Casing | \$35,000     | 3                     | \$105,000    |
| 2  | Servicio Taladro al bajar Liner  | \$35,000     | 2                     | \$70,000     |
|  |                                  |              |                       |              |
|  | Diferencia                       |              |                       | \$35,000     |

**Fuente :** Varias Compañías

**Autor:** Hernán Pino

La tabla 6 muestra que el fluido usado cuando se corre casing tiene un costo ligeramente mayor que cuando se corre liner, esto fundamentalmente debido al mayor peso del lodo requerido cuando se corre el casing. La mayor ventaja que se debe destacar es la reducción del daño a la formación cuando se usa un lodo más ligero esto repercute en lo económico ya que evitaremos reducir la producción de la arena además al bajar Liner se usa menos lodo ya que vamos a estar menos expuestos a derrumbes y pérdidas de circulación.

TABLA 6: COSTOS AL USAR LODOS EN CASING Y LINER

| <b>Costos al Usar Lodos en Casing y Liner</b> |                           |                             |                 |              |
|---|---------------------------|-----------------------------|-----------------|--------------|
| <b>item</b>                                   | <b>Servicios</b>          | <b>Materiales y Equipos</b> | <b>Personal</b> | <b>Total</b> |
| 1   | Servicios al bajar Casing | \$15,000                    | \$1,800         | \$16,800     |
| 2   | Servicios al bajar Liner  | \$10,000                    | \$1,200         | \$11,200     |
|   |                           |                             |                 |              |
|   | Diferencia                |                             |                 | \$5,600      |

**Fuente :** Varias Compañías

**Autor:** Hernán Pino

La tabla 7 muestra una reducción de costo de US\$ 11,000 cuando se corre liner en vez de casing, esto debido a los servicios de personal y herramientas para correr los revestimientos.

TABLA 7: COSTOS DE CORREDORES DE CASING Y LINER

| <b>Costos de Corredores de Casing y Liner</b> |                           |                 |                |                   |              |
|---|---------------------------|-----------------|----------------|-------------------|--------------|
| <b>item</b>                                   | <b>Servicios</b>          | <b>Personal</b> | <b>Equipos</b> | <b>Transporte</b> | <b>Total</b> |
| 1   | Servicios al bajar Casing | \$3,000         | \$20,000       | \$500             | \$23,500     |
| 2   | Servicios al bajar Liner  | \$2,000         | \$10,000       | \$500             | \$12,500     |
|   |                           |                 |                |                   |              |
|   | Diferencia                |                 |                |                   | \$11,000     |

**Fuente :** Varias Compañías

**Autor:** Hernán Pino

La tabla 8 muestra el gran ahorro de US\$ 224,088 por correr liner en vez de casing, esto básicamente por la diferencia de longitud de tubería entre casing y liner. Sin embargo, cuando se corre liner hay que considerar los costos del colgador y rentas de herramientas que son mostrados en la tabla 9. Tomando en consideración estos costos, el ahorro neto sería de US\$ 162,088 restando el la diferencia de la Tabla 8 y 9.

TABLA 8: COSTOS DE LINER O CASING

| <b>Costos de Liner o Casing</b> |                           |                                |                    |              |
|---------------------------------|---------------------------|--------------------------------|--------------------|--------------|
| <b>item</b>                     | <b>Servicios</b>          | <b>Longitud Casing o Liner</b> | <b>US \$ / Pie</b> | <b>Total</b> |
| 1                               | Servicios al bajar Casing | 10530 pie                      | 24                 | \$252,720    |
| 2                               | Servicios al bajar Liner  | 1193 pie                       | 24                 | \$28,632     |
|                                 |                           |                                |                    |              |
|                                 | Diferencia                |                                | US                 | \$224,088    |

**Fuente :** Varias Compañías

**Autor:** Hernán Pino

TABLA 9: COSTOS DE EQUIPO Y PERSONAL

| <b>Costos de Equipo y Personal Baker</b> |                  |              |
|--|------------------|--------------|
| <b>item</b>                              | <b>Servicios</b> | <b>Costo</b> |
| 1  | Equipos de Venta | \$50,000     |
| 2  | Equipos de Renta | \$9,500      |
| 3  | Transporte       | \$500        |
| 4  | Personal         | \$2,000      |
|  |                  |              |
|  | Total            | \$62,000     |

**Fuente :** Varias Compañías

**Autor:** Hernán Pino

La tabla 10 muestra los costos que representan las operaciones de cementación del casing y liner. El ahorro por correr liner sería de US\$ 18,500. Otra vez se observa la influencia de la diferencia de longitud de tubería a ser cementada y su efecto en la cantidad de cemento y químicos a ser usados, esto será un ahorro para la Compañía Operadora ya que evitaremos

algunos rubros y la longitud que se cementará será corta y la cementación por lo tanto será mejorada.

TABLA 10: COSTOS DE CEMENTO EN CASING Y LINER

| <b>Costos de Cemento en Casing y Liner</b> |                           |                 |                |                 |                |                    |              |
|--|---------------------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|--------------------|--------------|
| <b>item</b>                                | <b>Servicios</b>          | <b>Personal</b> | <b>Equipos</b> | <b>Químicos</b> | <b>Cemento</b> | <b>Centradores</b> | <b>Total</b> |
| 1  | Servicios al bajar Casing | \$1,500         | \$8,000        | \$14,000        | \$22,000       | \$8,000            | \$53,500     |
| 2  | Servicios al bajar Liner  | \$1,000         | \$4,000        | \$10,000        | \$15,000       | \$5,000            | \$35,000     |
|  |                           |                 |                |                 |                |                    |              |
|  | Diferencia                |                 |                |                 |                |                    | \$18,500     |

**Fuente :** Varias Compañías

**Autor:** Hernán Pino

Finalmente, las tablas 11 y 12 muestran un resumen de los costos que representan las operaciones de corrida y cementación de casing y liner respectivamente. El ahorro total generado por la opción de correr el liner en vez de casing sería de US\$ 231,688, lo cual representa un rubro importante dentro de una operación de perforación, por tanto si la compañía operadora tiene previsto perforar varios pozos el ahorro será significativo al correr Liner.



TABLA 11: COSTO TOTAL DE CORRER CASING

| <b>Costos Finales al Correr Casing</b> |                      |                   |
|--|----------------------|-------------------|
| <b>item</b>                            | <b>Servicios</b>     | <b>Costo</b>      |
| 1                                      | Taladro              | \$ 105,000        |
| 2                                      | Fluidos              | \$ 16,800         |
| 3                                      | Corredores de Casing | \$ 23,500         |
| 4                                      | Casing de 7"         | \$ 252,720        |
| 5                                      | Cemento              | \$ 53,500         |
|  | <b>Total</b>         | <b>\$ 451,020</b> |

**Fuente :** Varias Compañías

**Autor:** Hernán Pino

TABLA 12: COSTO TOTAL DE CORRER LINER

| <b>Costos Finales al Correr Liner</b> |                      |                   |
|---------------------------------------|----------------------|-------------------|
| <b>item</b>                           | <b>Servicios</b>     | <b>Costo</b>      |
| 1                                     | Taladro              | \$ 70,000         |
| 2                                     | Fluidos              | \$ 11,200         |
| 3                                     | Corredores de Casing | \$ 12,500         |
| 4                                     | Casing de 7"         | \$ 28,632         |
| 5                                     | Cemento              | \$ 35,000         |
| 6                                     | Equipos Liner        | \$ 62,000         |
|                                       | <b>Total</b>         | <b>\$ 219,332</b> |

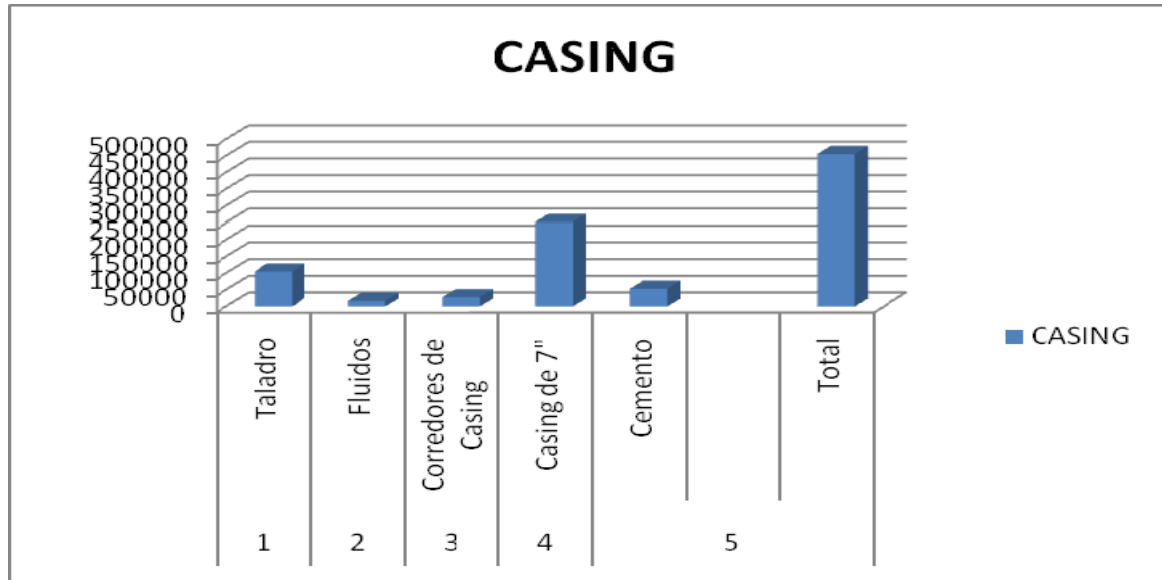
**Fuente :** Varias Compañías

**Autor:** Hernán Pino

Cuando se perfora en áreas remotas, la logística es un aspecto importante a tener en cuenta puesto que la opción de correr liner en vez de casing significa costos considerablemente menores.

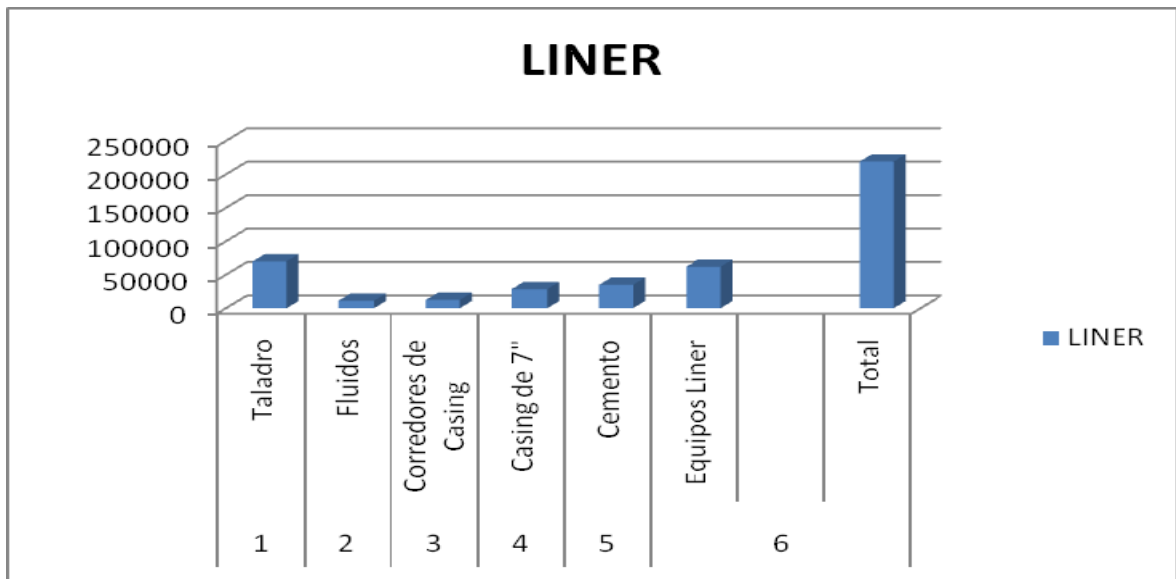
Las Figuras 5.1 y 5.2 ilustran los costos operativos, equipos y materiales generados durante la corrida y cementación de casing y liner respectivamente.

Figura 5.1: Resumen de costos de corrida y cementación de casing



**Fuente :** Varias Compañías  
**Autor:** Hernán Pino

Figura 5.2 : Resumen de costos de corrida y cementación de liner



**Fuente :** Varias Compañías  
**Autor:** Hernán Pino

## **CAPÍTULO VI**

## CAPÍTULO VI

### 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación detallare las conclusiones y recomendaciones las cuales son de mucha importancia para el análisis del presente trabajo.

#### 6.1 CONCLUSIONES

- Tomando en consideración todas las operaciones implícitas en la corrida de casing o liner. El ahorro total de correr liner en vez de casing seria de US 236,688 dólares.
- Perforación de la zona de interés con peso de lodo más bajo permitiría la reducción del daño a la formación por invasión de fluidos.
- Sobre el tope de liner el pozo dispone de mayor diámetro interno, lo cual permitiría correr bombas electrosumergibles de mayor tamaño y recuperar más producción.
- Una vez efectuado la instalación del sistema de Liner en el Pozo YEA-12 se verificaria la integridad del pozo, puesto que el sistema corrido fue un Liner Hanger Torxs el cual permite un sello metal - metal en el Tope de Liner.
- Basado en la información proporcionada por la Compañía Operadora, se realizarían una serie de corridas en Softwares disponibles por Baker para establecer las mejores condiciones operativas con el objeto de minimizar los riesgos, reducir tiempos y costos. Entre la información requerida para correr los programas se tiene:
  - Temperatura del pozo
  - Geometría del pozo

- Capacidad de carga de los liner
  - Volúmenes y desplazamientos de lodo
  - Survey (Inclinación y Dirección)
  - Factores de peso y torque a colocar las herramientas de liner.
  - Factores de arrastre
  - Tipo de Tubería para bajar el Liner
  - Información técnica de la herramientas a usar
- 
- El control de calidad y las guías de seguridad serian indispensables durante y después de la corrida del liner. Además, se deben seguir los procedimiento e instrucciones establecidos.
  - Bajar el sistema Torxs en este pozo consiguieria muchos beneficios entre ellos: usar altos caudales de circulación, torques operativos más altos.
  - Estas aplicaciones y procedimientos permitirian mejorar los trabajos de cementación ahorrando tiempo y dinero.

## **6.2 RECOMENDACIONES**

- Antes de enviar un equipo al Pozo se debe verificar que todos los procesos de Taller durante el ensamblaje se hayan ejecutado. Además, debe haber una buena comunicación entre Taller e Ingeniería Operaciones antes de enviarse el equipo a la

locación. En el campo el Operador debe tener una comunicación permanente con el representante del cliente ( Company man ).

- Confirmar que las profundidades del tope de liner y las herramientas de asentamiento son correctas y no van a obstruir zonas productivas secundarias.
- Antes de bajar el liner es importante tener el lodo bien acondicionado para evitar impurezas o sólidos que podrían obstruir y el paso de fluido y complicar las operaciones.
- Una vez armada toda la sarta de liner tomar su peso para luego poder realizar una correcta operación de asentamiento del mismo.
- El supervisor del taladro y el técnico de liner deben establecer un adecuado procedimiento de conejeada de tubería por parte de la cuadrilla para evitar dejar el conejo dentro de la tubería.
- Para obtener resultados efectivos, el Sistema Torxs posee un sello expandible con tecnología ZX es decir zero extrusión lo que consiste en un corazón de metal cubierto con una capa de un elastómero (Aflas) el cual resiste presiones diferenciales arriba y debajo de 10,000 psi, lo cual representa una gran ventaja cuando se bajan las herramientas de completación y equipo de BES dando un sello positivo.
- Antes de salir a hueco abierto se debe tomar todos los pesos de la sarta con el liner para tener una muy buena referencia en caso de complicaciones durante la bajada y poder trabajar con tensiones o rotación permisibles.
- Bajar con Liner y rimar ( Ream ) en presencia de zonas puenteadas o hinchadas, de esta manera se elimina la necesidad del viaje de limpieza. Además, de reducir el costo por pérdida de lodo, esta operación combina perforar y bajar liner en una sola

corrida.

- Usar fluidos libres de sólidos y técnicas de terminación apropiadas ayudan a proteger la formación productora y de esta manera controlar la presión de formación.
- Se debe realizar una buena cementación primaria, es decir colocar el cemento en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación, de esta manera se asegura el aislamiento de las zonas productoras del pozo.

## **GLOSARIO**

### **CUÑAS**

Dispositivo que se empotra entre el cono en el colgador y la tubería de revestimiento en donde el colgador está asentado. La cuña tiene dientes afilados en la parte exterior los cuales penetran en el interior del revestidor, impidiendo que el liner resbale al interior del pozo.

### **LINER**

Toda sarta de revestimiento donde la parte superior está ubicada Debajo de la superficie.

### **LINER MECÁNICO**

Utiliza ya sea un mecanismo de “J” de asentamiento hacia la derecha o izquierda en el colgador el cual le Permite a las cuñas asentarse en la sarta de revestimiento existente manipulando la tubería desde la superficie.

### **LINER HIDRÁULICO**

Ideal en pozos desviados las cuñas del colgador son asentadas circulando una esférica hasta un asiento en el “landing collar” y aplicando presión hidráulica a la sarta corrida. Un pistón hidráulico mueve las cuñas por encima de las rampas cónicas y asienta las cuñas en el liner existente.



**DRILL PIPE**

Tubería de trabajo que se usa para perforar pozos y también bajar Liner y equipo de completación.

**SETTING TOOL**

Herramienta Hidráulica o Mecánica que conecta la Tubería de Perforación al Liner.

**SHOE TRACK**

Es una Junta de Zapata que esta conformada por un atrapador de bola y equipo de flotación, por lo general esta area va cementada luego de instalar el Liner.

**OVERLAP**

Es la longitud en la cual un objeto se superpone con otro

**CEMENTAR**

Operaciones con cemento que se efectúan con fines específicos en pozos petroleros.

**MD**

Measurement depth, es la profundidad medida

**TVD**

Total Vertical Depth, es la profundidad del hueco perforado.

## **SECCION VERTICAL**

Es la profundidad vertical desde el primer punto de desviación.

## **NS**

Posición Norte-Sur.

## **EW**

Posición Este-Oeste.

## **DLS**

Dog Leg Survey, es el grado de inclinación que ha adquirido el hoyo cada 100 ft medidos.

## **AZIMUTH**

Es la posición que tiene la sarta en relación a un cuadrante de 360°

## **PSI**

Pounds Square Inch, libras por pulgada cuadrada, medida inglesa de presión.

## **TOPE DE LINER**

Es el extremo superior de un Liner, por lo general dicho tope en el espacio anular viene con cemento y va acunado a otro Liner.

## **CABEZAL DEL POZO**

Es un equipo que sirve para controlar el pozo en caso que haya un desbalance de presiones.

## **COMPLETAR EL POZO**

Es alcanzar una comunicación sin obstrucciones entre el reservorio y el agujero perforado.

## **ROSCAS PREMIUN**

Son roscas que tienen sellos y hombros que le proporcionan a la junta características y dimensiones especiales, el sello es metal-metal.

## **ROSCA API**

El sello es mediante un anillo u o-ring de teflón a veces solo funciona como barreras contra la corrosión.

## **MANIFOLD**

Tubo múltiple con varias válvulas.

## **ESPACIO ANULAR**

Es el espacio que queda entre dos tuberías es decir el diámetro exterior de una y el diámetro interior de otra o también puede ser el diámetro entre el diámetro exterior de una tubería y el diámetro del hueco.

## **TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

Son tuberías que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que va perforado.

## **TUBERÍA DE PERFORACIÓN**

Son elementos tubulares utilizados para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación.

## **HEAVY WEIGHT**

Tubería pesada de grandes dimensiones geométricas que se usan entre la tubería de perforación y lastra barrenas.

## **INCLINACIÓN DEL POZO**

Angulo por la cual el pozo se desvía desde la vertical.

## **KICKOFF POINT**

El punto de desvío, es aquel en el cual el pozo empieza a ser desviado de la vertical, este punto es diseñado en el programa de perforación.

## **RATA CONSTRUCCIÓN (BUIL DUP RATE)**

Es el incremento del ángulo en cierta profundidad generalmente medido en grados por cada 100 pies.

## **DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL**

Es la distancia entre dos puntos en el plano horizontal a lo largo del pozo proyectado.

## **PREVENTOR DE REVENTONES**

Es un sistema que ayuda a controlar los problemas mas serios al perforar un pozo, controlar el golpe de ariete o arremetida, que es el resultado de la entrada repentina de los fluidos del yacimiento sujetos a altas presiones hacia el pozo.

## BIBLIOGRAFÍA GENERAL

1. Adam T. Bourgoyne Jr. Applied Drilling Engineering SPE Text book Series, Vol 2. 1991.
2. Baker Hughes, “Case Hole Applications” Pub. # BOT-01-1485 , Houston, 2001
3. Baker Hughes, “Packer calculations Handbook” Pub.# BOT-MC/4/ Rev 10M, Houston, 1992
4. Baker Hughes, “Advantage Torque and Drag Seminar”, Pub # Edu-Serv-610.02 Adv. T&D Rev. January 2007
5. Baker Hughes, “Tech Facts”, Pub # BOT-01-1811, Rev., September 2001
6. Baker Hughes, “Elec Tech”, , Pub. # BOT-01-2046 Rev., December 2001
7. Baker Hughes, “Diseño y Protocolo del Colgador”, MKT-324-SP Julio 2007.
8. H. Ramos y D. Hernández; “Colapso en Tubería de Revestimiento y de Producción”, Horizonte Tecnológico, Octubre – Diciembre 1998.
9. Lloyd E. Browell, Edwin H. Young: Process Equipment Design; Editorial Library Congress Catalog, Vol 4. 1990.

10. Preston L. Moore.- Drilling Practices Manual.- Second Edition 1986.

## **ANEXOS**



# ANEXO 1: INFORMACIÓN BÁSICA

| BAKER HUGHES Baker Oil Tools                       |                              | Liner Hanger Workbook<br>Liner Job Information Sheet |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
|--|------------------------------|--|------------------------------|--|-------------------|-----------------------------------|----------------|--|---|----------------------|--------------------|-----------------------------|--|---------|------|--------|--|
| Rev5.0   |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| <b>Customer Information:</b>                       |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Company Name: PETROAMAZONAS                        |                              |  |                              | District: Quito, Ecuador                           |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Field / Project: YANAQUINCHA ESTE                  |                              |  |                              | Service Supervisor: W AGUIRRE/ W SHUFORD/F DELGADO |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Well Number: A 12                                  |                              |  |                              | Service Supervisor ID: aguivilr                    |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Company Representative: Ing RUBEN ISURA            |                              |  |                              | Service Supervisor #2:                             |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Rig Name: CEPB ZJ 50243                            |                              |  |                              | Job Log Number: OHC--ECUADOR-aguivilr-01/15/09     |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Barge / Deepwater / Land / Offshore: LAND          |                              |  |                              | Mobilization Date: 1/15/2009                       |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Country: ECUADOR                                   |                              |  |                              | De-Mobilization Date: 1/18/2009                    |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| District Contact: ING. FABRICIO ROMERO             |                              |  |                              | Start Date: 1/16/2009                              |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| <a href="#">Click Here to Create Customer Copy</a> |                              |  |                              |  |                   | <b>Casing Information:</b>        |                |  | <a href="#">Click Here to update Tubular Info</a> |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| OD (in)  | ID (in)                      | Wt. (#/ft)   | Yield Strength (psi)         | Thread   | Burst (psi)       | Collapse (psi)                    | Drift (in.)    | Wall Thickness (in.)                   | Casing Shoe Depth (ft)                            | OH Diameter (in)     | Liner Overlap (ft) |                             |  |         |      |        |  |
| 9.625  | 8.681                        | 47.00  | 80000                        | BTC  | 6870.0            | 4750.0                            | 8.525          | 0.472                                  | 9650.0  | 8.600                | 312.6              |                             |  |         |      |        |  |
| <b>Liner Information:</b>                          |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
|  | OD (in)                      | ID (in)  | Wt. (#/ft)                   | Yield Strength (psi)                               | Thread            | Burst (psi)                       | Collapse (psi) | Drift (in.)                            | Capacity (bbl/ft)                                 | Wall Thickness (in.) | Length (ft)        |                             |  |         |      |        |  |
| Upper Liner  | 7.000                        | 6.276  | 26.00                        | 110000   | BTC               | 9960.0                            | 6230.0         | 6.151                                  | 0.03826   | 0.362                | 1190.6             |                             |  |         |      |        |  |
| Lower Liner  |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Shoe Track Length (ft)                             |                              | 80.0   |                              | Liner Top Depth (ft)                               |                   | 9337.4                            |                | Liner Shoe Depth (ft)                  |   | 10528.0              |                    |                             |  |         |      |        |  |
| <b>Drill Pipe Information:</b>                     |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
|  | Size (in)                    | Adj. Wt. (#/ft)                                      | ID (in)                      | Grade  | Capacity (bbl/ft) | Length (ft)                       | Thread         | Tensile (lbs)                          |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| DP# 1 (Top)  | 5.000                        | 50.00  | 3.000                        | S-135  | 0.008743          | 825.3                             | NC50           | 1,357,171                              |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| DP# 2  | 5.000                        | 22.60  | 4.276                        | S-135  | 0.017762          | 8514.3                            | NC50           | 569,658                                |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| DP# 3  |                              |  |                              |  |                   |                                   |                | -                                      |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| DP# 4  |                              |  |                              |  |                   |                                   |                | -                                      |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| DP# 5  |                              |  |                              |  |                   |                                   |                | -                                      |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Total DP   |                              |  |                              |  |                   | 9,339.6                           | ft             | Enter Drill Pipe Tensile Safety Factor |   | 80%                  |                    |                             |  |         |      |        |  |
| <b>Misc Information:</b>                           |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| <b>Hydraulic Factors:</b>                          |                              |  |                              |  |                   | <b>Packer/Sleeve Information:</b> |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Deviation at TD                                    |                              |  | 37                           |  |                   | deg.                              |                |  | Are You Using a Packer?                           |                      |                    | Yes                         |  |         |      |        |  |
| Mud Weight   |                              |  | 9.80                         |  |                   | lb/gal                            |                |  | Packer Seal Surface OD                            |                      |                    | 7.080                       |  |         | in.  |        |  |
| Buoyancy Factor                                    |                              |  | 0.850                        |  |                   |                                   |                |  | Packer Body Burst                                 |                      |                    | 10,415.0                    |  |         | psi  |        |  |
| Block/TD Weight                                    |                              |  | 35,000                       |  |                   | lbs.                              |                |  | Packer Body Collapse                              |                      |                    | 9,737.0                     |  |         | psi  |        |  |
| Wt applied /# Cmt Job                              |                              |  | 50,000                       |  |                   | lbs.                              |                |  | Packer Body Tensile                               |                      |                    | 664,558                     |  |         | lbs. |        |  |
| Max Internal DP Pressure                           |                              |  | 4,000.0                      |  |                   | psi                               |                |  | Tieback Ext. ID                                   |                      |                    | 7.375                       |  |         | in.  |        |  |
| Wt applied /# Packer Test                          |                              |  |                              |  |                   | lbs.                              |                |  | Tieback Ext. Burst                                |                      |                    | 11,970.0                    |  |         | psi  |        |  |
| <b>Hanger Information</b>                          |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Are You Using a Hanger                             |                              |  | Yes                          |  |                   |                                   |                |  | Tieback Ext. API Collapse                         |                      |                    | 5,300.0                     |  |         | psi  |        |  |
| Burst Rating                                       |                              |  | 10,415.0                     |  |                   | psi                               |                |  | Tieback Ext. Yield Collapse                       |                      |                    | 11,400.0                    |  |         | psi  |        |  |
| Tensile Rating                                     |                              |  | 664,558                      |  |                   | lbs.                              |                |  | Packer Setting Force                              |                      |                    |                             |  |         | lbs. |        |  |
| Hanging Capacity                                   |                              |  | 400,000                      |  |                   | lbs.                              |                |  | Can/Will Packer be Rot. on                        |                      |                    | No                          |  |         |      |        |  |
| <b>Liner Viper Plug Rating</b>                     |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    |                             |  |         |      |        |  |
| Plug Pressure Rating                               |                              |  | 5,000.0                      |  |                   | psi                               |                |  | Element Rating                                    |                      |                    | 10,000.0                    |  |         | psi  |        |  |
| Temperature Rating                                 |                              |  | 300                          |  |                   | F                                 |                |  | Pack-off/Slick Stinger OD                         |                      |                    | 7.375                       |  |         | in.  |        |  |
| <input checked="" type="checkbox"/> Convert hputs  |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    | <b>Misc.</b>                |  |         |      |        |  |
| <input type="checkbox"/> t                         | <input type="checkbox"/> psi | <input type="checkbox"/> lb/gal                      | <input type="checkbox"/> bbl | <input type="checkbox"/> Deg F                     |                   |                                   |                |  |   |                      |                    | Setting Tool Tensile        |  | 656,490 |      | lbs    |  |
| <input type="checkbox"/> m                         | <input type="checkbox"/> bar | <input type="checkbox"/> SG                          | <input type="checkbox"/> m3  | <input type="checkbox"/> Deg C                     |                   |                                   |                |  |   |                      |                    | Bumper Jar Tensile          |  |         |      | lbs    |  |
| <input type="checkbox"/>                           | <input type="checkbox"/> KPa | <input type="checkbox"/> g/cc                        | <input type="checkbox"/>     | <input type="checkbox"/>                           |                   |                                   |                |  |   |                      |                    | Surf. Equip. Tensile        |  | 750,000 |      | lbs    |  |
|  |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    | Pick-Up /# Dogs             |  | 12.00   |      | ft     |  |
|  |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    | Pick-Up /# Pack-Off         |  | 15.00   |      | ft     |  |
|  |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    | Shear /# HR Mech Rel.       |  | 4,400   |      | ft-lbs |  |
|  |                              |  |                              |  |                   |                                   |                |  |   |                      |                    | Make-up torque of Weak Link |  | 8,000   |      | ft-lbs |  |

FUENTE: Baker Hughes  
AUTOR: Hernán Pino

## ANEXO 2: CÁLCULO DE PESOS

|   |   |                            |                   |
|---|---|----------------------------|-------------------|
| <b>Well Name / Number:</b>  | A 12  | <b>Field:</b>              | YANAQUINCHA ESTE  |
| <b>Sales Ticket No.:</b>  | OHC--ECUADOR-aguiwilr-01/15/09                                  | <b>BOT Service Rep(s):</b> | SHUFORD/F DELGADO |
| <b>Date:</b>  | 1/16/2009   | <b>District Location:</b>  | Quito , Ecuador   |
| <b>Weight and Neutral Calculations:</b>                                   |   |                            |                   |
|   | Drill Pipe #1 in Mud  | 35,088                     | lbs.              |
|   | Drill Pipe #2 in Mud  | 163,609                    | lbs.              |
|   | Drill Pipe #3 in Mud  | 0                          | lbs.              |
|   | Drill Pipe #4 in Mud  | 0                          | lbs.              |
|   | Drill Pipe #5 in Mud  | 0                          | lbs.              |
|   | <b>Total Drill Pipe Weight in mud</b>                           | <b>198,696</b>             | <b>lbs.</b>       |
|   | Block/TD Weight   | 35,000                     | lbs.              |
|   | <b>Weight Indicator Reading of Drill Pipe and Block</b>         | <b>233,696</b>             | <b>lbs.</b>       |
|   | Liner #1 Weight in Mud  | 26,320                     | lbs.              |
|   | Liner #2 Weight In Mud  | 0                          | lbs.              |
|   | <b>Total Liner Weight in Mud</b>                                | <b>26,320</b>              | <b>lbs.</b>       |
|   | <b>Weight Indicator Reading of Liner, Drill Pipe, and Block</b> | <b>260,016</b>             | <b>lbs.</b>       |
|   | Weight Indicator Reading of Drill Pipe and Block                | 233,696                    | lbs.              |
|   | Subtract 2RH Shear  | 14,700                     | lbs.              |
|   | <b>Weight Indicator Reading for Setting Tool Release</b>        | <b>218,996</b>             | <b>lbs.</b>       |
| <b>Piston Forces:</b>   |   |                            |                   |
|   | <b>Piston Force at Pack-off (Worst Case)</b>                    | <b>170,874</b>             | <b>lbs.</b>       |
|   | <b>Piston Force at Pack-off (Actual)</b>                        | <b>142,599</b>             | <b>lbs.</b>       |
| <b>Slack-off Requirements for Liner Weight</b>                            |   |                            |                   |
|   | Stretch in Drill Pipe #1 due to Liner Weight.                   | 0.06                       | ft                |
|   | Stretch in Drill Pipe #2 due to Liner Weight.                   | 1.42                       |                   |
|   | Stretch in Drill Pipe #3 due to Liner Weight.                   | 0.00                       |                   |
|   | Stretch in Drill Pipe #4 due to Liner Weight.                   | 0.00                       |                   |
|   | Stretch in Drill Pipe #5 due to Liner Weight.                   | 0.00                       |                   |
|   | <b>Bumper Jar Stroke</b>  | 0.00                       |                   |
|   | <b>Feet Needed to Slack-off Liner Weight.</b>                   | 1.47                       |                   |
|   | Minimum Feet Needed to Shear 2RH                                | 0.82                       |                   |
|   | <b>Minimum Total Feet Needed to Release 2RH</b>                 | 2.30                       |                   |
|   | <b>Minimum Feet Needed to Apply Wt. for Cement Job</b>          | 2.80                       |                   |
| <b>**WARNING: A Buckle Program MUST be run for this application</b>       |   |                            |                   |
| <b>Misc. Information (All calculations assume still tied on to liner)</b> |   |                            |                   |
|   | Maximum Pull on Running Tool Assy. (Weight Indicator Reading)   | 890,186                    | lbs.              |
|   | Maximum Pull on Drill Pipe (Weight Indicator Reading)           | 604,658                    | lbs.              |
|   | Maximum Pull on Surface Equipment (Weight Indicator Reading)    | 785,000                    | lbs.              |
|   | Left Hand Turns required to Mechanically Release HR/HRD tool    | 2.66                       |                   |
|   | Maximum number of Left Hand Turns that Can be Applied           | 4.83                       |                   |

FUENTE: Baker Hughes  
AUTOR: Hernán Pino




### ANEXO 3: CÁLCULO DE DESPLAZAMIENTOS

|                                  |                   |                      |
|----------------------------------|-------------------|----------------------|
| Drill Pipe #1                    | 7.22 bbl          | 66.8 stks            |
| Drill Pipe #2                    | 151.23 bbl        | 1,400.3 stks         |
| Drill Pipe #3                    | bbl               | stks                 |
| Drill Pipe #4                    | bbl               | stks                 |
| Drill Pipe #5                    | bbl               | stks                 |
| Drill Pipe Capacity Total        | 158.45 bbl        | 1,467.1 stks         |
| Shoe Track Capacity              | 3.06 bbl          | 28.4 stks            |
| Liner #1 Capacity                | 45.56 bbl         | 421.8 stks           |
| Liner #2 Capacity                | bbl               | stks                 |
| Total Liner Capacity to L/Collar | 42.49 bbl         | 393.5 stks           |
| Total Capacity to Land Plugs     | 200.94 bbl        | 1,860.6 stks         |
| Total Capacity to Shoe           | 204.00 bbl        | 1,888.9 stks         |
| <b>Annular Volumes:</b>          |                   |                      |
| Liner#1 by Open Hole             | 21.29 bbl         | 197.11 stks          |
| Liner#2 by Open Hole             | bbl               | stks                 |
| Over Lap                         | 8.00 bbl          | 74.11 stks           |
| Drill Pipe #1 by Casing          | 40.37 bbl         | 373.84 stks          |
| Drill Pipe #2 by Casing          | 416.51 bbl        | 3,856.55 stks        |
| Drill Pipe #3 by Casing          | bbl               | stks                 |
| Drill Pipe #4 by Casing          | bbl               | stks                 |
| Drill Pipe #5 by Casing          | bbl               | stks                 |
| <b>Total (Bottoms Up)</b>        | <b>486.17 bbl</b> | <b>4,501.60 stks</b> |

**FUENTE:** Baker Hughes

**AUTOR:** Hernán Pino


## ANEXO 4: MEDIDAS DE LINER

|   |                 | <b>Compañía:</b> PETROAMAZONAS  |                   | <b>Rig Name:</b> CEPB ZJ 50243  |                      |   |                     |                             |
|---|-----------------|---|-------------------|---|----------------------|---|---------------------|-----------------------------|
| <b>Baker Tools</b>  |                 | <b>Field:</b> YANAQUINCHA ESTE  |                   | <b>Well:</b> A 12   |                      |   |                     |                             |
|   |                 | <b>Com. Rep:</b> Ing RUBEN ISURA  |                   | <b>Baker Sup.:</b> W AGUIRRE/ W SHUFORD/F DELGADO   |                      |   |                     |                             |
|   |                 | <b>Date:</b> 1/16/2009  |                   | <b>Operation:</b> LINER HANGER FORM LOCK TORX EXPANDABLE 7" X 5 1/2"                                |                      |   |                     |                             |
|    |                 | O.D. Liner: <b>7 in.</b><br>Zapato liner @: <b>10,528 ft</b><br>Tope liner @: <b>9,337 ft</b><br>Long Liner: <b>*****</b> |                   | Peso del lodo: <b>9.80 ppg</b><br>Bouyancy F.: <b>0.8504</b><br>Peso del T Drive: <b>50,000 lbs</b> |                      | OD Revest: <b>9 5/8 in.</b><br>Zapato 9 5/8 @: <b>9,650 ft</b><br>Overlap: <b>312.57 ft</b><br>Prof.Final: <b>10,530 ft</b> |                     |                             |
|   | TAMAÑO          | YIELD   | ROSCA             | PESO  | OD                   | ID  | CAP.                | DEZPLAZAMIENTO              |
| Revest  | 9 5/8           | 80000   | BTC               | 47.0 lbs/ft   | 9.625 in.            | 8.681 in.   | *****               | 0.0168 b/ft                 |
| Liner   | 7               | 110000  | BTC               | 26.0 lbs/ft   | 7.000 in.            | 6.276 in.   | *****               | 0.0093 b/ft                 |
| DP 1 (HWDP 5")  | 6 5/8           | S-135   | NC50              | 50.0 lbs/ft   | 6.625 in.            | 3.000 in.   | *****               | 0.0339 b/ft                 |
| DP 2 (DP 5")  | 5               | S-135   | NC50              | 22.6 lbs/ft   | 5.000 in.            | 4.276 in.   | *****               | 0.0065 b/ft                 |
| Junta o Descripción   | Numero o Parada | Long. Junta (ft)  | Long. Acumul (ft) | Profundidad tope hta (ft)   | Indicador Peso (Lbs) | Capacidad (bbl)   | Desplaz Metal (bbl) | Comentarios                 |
| Shoe  | 7" BTC.         | 2.31  | 2.31              | 10,525.69   | 50,051               | 0.09  | 0.02                | Double Valve Float Shoe     |
| 1   |                 | 38.07   | 40.38             | 10,487.62   | 50,893               | 1.5   | 0.38                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| Float Collar  | 7" BTC          | 1.42  | 41.80             | 10,486.20   | 50,924               | 1.6   | 0.39                | Single Valve Float Collar   |
| 2   |                 | 38.22   | 80.02             | 10,447.98   | 51,769               | 3.1   | 0.75                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| L.Collar  | Insert          |   | 80.02             | 10,447.98   | 51,769               | 3.1   | 0.75                | ert Landing Collar Type I   |
| 3   |                 | 38.23   | 118.25            | 10,409.75   | 52,614               | 4.5   | 1.10                | Llenar y Circular.          |
| 4   |                 | 38.23   | 156.48            | 10,371.52   | 53,460               | 6.0   | 1.46                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 5   |                 | 38.08   | 194.56            | 10,333.44   | 54,302               | 7.4   | 1.82                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 6   |                 | 37.10   | 231.66            | 10,296.34   | 55,122               | 8.9   | 2.16                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 7   |                 | 38.25   | 269.91            | 10,258.09   | 55,968               | 10.3  | 2.52                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 8   |                 | 38.05   | 307.96            | 10,220.04   | 56,809               | 11.8  | 2.88                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 9   |                 | 38.24   | 346.20            | 10,181.80   | 57,654               | 13.2  | 3.23                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 10  |                 | 38.25   | 384.45            | 10,143.55   | 58,500               | 14.7  | 3.59                | Llenar.                     |
| 11  |                 | 37.80   | 422.25            | 10,105.75   | 59,336               | 16.2  | 3.94                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 12  |                 | 38.18   | 460.43            | 10,067.57   | 60,180               | 17.6  | 4.30                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 13  |                 | 38.22   | 498.65            | 10,029.35   | 61,025               | 19.1  | 4.66                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 14  |                 | 38.15   | 536.80            | 9,991.20  | 61,869               | 20.5  | 5.01                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 15  |                 | 38.26   | 575.06            | 9,952.94  | 62,715               | 22.0  | 5.37                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 16  |                 | 38.08   | 613.14            | 9,914.86  | 63,556               | 23.5  | 5.72                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 17  |                 | 38.78   | 651.92            | 9,876.08  | 64,414               | 24.9  | 6.09                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 18  | Marker Joint    | 10.88   | 662.80            | 9,865.20  | 64,654               | 25.4  | 6.19                | PUP JOINT                   |
| 19  |                 | 37.03   | 699.83            | 9,828.17  | 65,473               | 26.8  | 6.53                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 20  |                 | 38.18   | 738.01            | 9,789.99  | 66,317               | 28.2  | 6.89                | Llenar.                     |
| 21  |                 | 38.16   | 776.17            | 9,751.83  | 67,161               | 29.7  | 7.25                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 22  |                 | 38.27   | 814.44            | 9,713.56  | 68,007               | 31.2  | 7.60                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 23  |                 | 37.00   | 851.44            | 9,676.56  | 68,825               | 32.6  | 7.95                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 24  |                 | 37.68   | 889.12            | 9,638.88  | 69,658               | 34.0  | 8.30                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 25  |                 | 37.60   | 926.72            | 9,601.28  | 70,490               | 35.5  | 8.65                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 26  |                 | 38.25   | 964.97            | 9,563.03  | 71,335               | 36.9  | 9.01                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 27  |                 | 38.13   | 1,003.10          | 9,524.90  | 72,178               | 38.4  | 9.37                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 28  |                 | 38.22   | 1,041.32          | 9,486.68  | 73,024               | 39.8  | 9.72                | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 29  |                 | 38.22   | 1,079.54          | 9,448.46  | 73,869               | 41.3  | 10.08               | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 30  |                 | 37.77   | 1,117.31          | 9,410.69  | 74,704               | 42.8  | 10.43               | Llenar.                     |
| 31  |                 | 36.52   | 1,153.83          | 9,374.17  | 75,511               | 44.1  | 10.77               | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 32  | 26 ppf, P-110.  | 15.72   | 1,169.55          | 9,358.45  | 75,859               | 44.7  | 10.92               | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 33  | TORX EXPANDABLE | 3.70  | 1,173.25          | 9,354.75  | 75,940               | 44.9  | 10.95               | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| 34  | TORX, 7375 PDR. | 20.20   | 1,193.45          | 9,334.55  | 76,387               | 45.7  | 11.14               | 7" 26 ppf, BTC, P-110, CSG. |
| Lift Nipple   | Setting Tool    | 8.50  | 1,201.95          | 9,326.05  | 76,575               | 46.0  | 11.22               | Setting Tool                |
| 1   |                 | 30.72   | 1,232.67          | 9,295.33  | 77,254               | 47.2  | 11.51               | HWDP 5", 50 ppf, 4-1/2" IF  |
| 2   |                 | 30.73   | 1,263.40          | 9,264.60  | 77,934               | 48.3  | 11.80               | HWDP 5", 50 ppf, 4-1/2" IF  |
| 3   | 1               | 30.78   | 1,294.18          | 9,233.82  | 78,242               | 48.6  | 12.84               | Llenar y Circular.          |
| 4   |                 | 30.82   | 1,325.00          | 9,203.00  | 80,553               | 48.9  | 13.88               | HWDP 5", 50 ppf, 4-1/2" IF  |
| 5   |                 | 30.78   | 1,355.78          | 9,172.22  | 81,862               | 49.1  | 14.93               | HWDP 5", 50 ppf, 4-1/2" IF  |
| 6   | 2               | 30.60   | 1,386.38          | 9,141.62  | 83,163               | 49.4  | 15.96               | HWDP 5", 50 ppf, 4-1/2" IF  |

FUENTE: Baker Hughes

AUTOR: Hernán Pino

## ANEXO 5: PRUEBAS DE LABORATORIO

|          |                        |   |  |  |  |
|----------|------------------------|---|--|--|--|
| Client   | : <u>Petroamazonas</u> |  |  |  |  |
| Well     | : Yanaquincha EA12     |   |  |  |  |
| String   | : Production Liner     |   |  |  |  |
| District | : Ecuador              |   |  |  |  |
| Country  | : Ecuador              |   |  |  |  |
| Loadcase | : 7in Liner            |   |  |  |  |

### Laboratory Cement Test Report

### Yanaquincha EA12, LR 7 Liner Lead, 12-Ene-09

|                               |               |                 |                    |       |               |
|-------------------------------|---------------|-----------------|--------------------|-------|---------------|
|                               |               |                 |                    |       | Signature:    |
| <b>Fluid No</b> : PA2009-004b | Client        | : Petroamazonas | Location / Rig     | : Lan | D. Guanga     |
| Date                          | : Jan-12-2009 | Well Name       | : Yanaquincha EA12 | Field | : Yanaquincha |
| L. Troncoso                   |               |                 |                    |       |               |

|                   |            |                  |               |              |                 |
|-------------------|------------|------------------|---------------|--------------|-----------------|
| Job Type          | : 7 Liner  | Depth            | : 10508.2 ft  | TVD          | : 10092.0 ft    |
| BHST              | : 221 degF | BHCT             | : 176 degF    | BHP          | : 6564 psi      |
| Starting Temp.    | : 80 degF  | Time to Temp.    | : 00:38 hr:mn | Heating Rate | : 2.32 degF/min |
| Starting Pressure | : 805 psi  | Time to Pressure | : 00:38 hr:mn | Schedule     | : 9.19-4        |

#### Composition

|                            |                |                 |                            |                    |                |
|----------------------------|----------------|-----------------|----------------------------|--------------------|----------------|
| <b>Slurry Density</b>      | : 13.50 lb/gal | <b>Yield</b>    | : 1.70 ft <sup>3</sup> /sk | <b>Mix Fluid</b>   | : 9.135 gal/sk |
| <b>Solid Vol. Fraction</b> | : 29.0 %       | <b>Porosity</b> | : 71.0 %                   | <b>Slurry type</b> | : Conventional |

| Code        | Concentration | Sack Reference  | Component    | Blend Density | Lot Number |
|-------------|---------------|-----------------|--------------|---------------|------------|
| G           |               | 94 lb of CEMENT | Blend        | 3.17 SG       |            |
| Fresh water | 8.916 gal/sk  |                 | Base Fluid   |               |            |
| D047        | 0.020 gal/sk  |                 | Antifoam     |               | TU7G0006A0 |
| D020        | 1.400 %BWOC   |                 | Extender     |               | RIG        |
| D167        | 0.750 %BWOC   |                 | Fluid loss   |               | GBG0006541 |
| D080        | 0.030 gal/sk  |                 | Dispersant   |               | TU7K0056A3 |
| D197        | 0.020 gal/sk  |                 | Retarder Acc |               | 1111122    |
| D075L       | 0.025 gal/sk  |                 | Antigel      |               | LOCAL      |

#### Rheology (Average readings)

| (rpm) | (deg) | (deg) |
|-------|-------|-------|
| 300   | 91.0  | 88.0  |
| 200   | 71.0  | 71.5  |
| 100   | 51.5  | 50.5  |
| 60    | 39.5  | 39.0  |
| 30    | 33.5  | 34.0  |
| 6     | 22.0  | 21.5  |
| 3     | 19.5  | 14.5  |

|                |    |    |
|----------------|----|----|
| 10 sec Gel     | 20 | 15 |
| 10 min Gel     | 29 | 26 |
| 1 min Stirring | 24 | 20 |

|                    |         |          |
|--------------------|---------|----------|
| <b>Temperature</b> | 80 degF | 176 degF |
|--------------------|---------|----------|

|                                  |                                  |
|----------------------------------|----------------------------------|
| Pv: 64.181 cP                    | Pv: 61.668 cP                    |
| Ty: 27.88 lbf/100ft <sup>2</sup> | Ty: 28.16 lbf/100ft <sup>2</sup> |

#### Thickening Time

| Consistency | Time        |
|-------------|-------------|
| 30 Bc       | 04:38 hr:mn |
| 70 Bc       | 05:37 hr:mn |

#### Comments

General Comment : Lechada Fácil de mezclar.  
 Fann Reading Comment : Arreglo R1B1.  
 Thickening Time Comment : Consistómetro 217.  
 Other test Comment : Colocar los aditivos como esta en el orden del reporte, Agregar al D197 y D075L justo antes de agregar el cemento.

FUENTE: Schlumberger

AUTOR: Hernán Pino

**ANEXO 6: RESULTADOS DE SLACK-OFF Y PICK-UP**

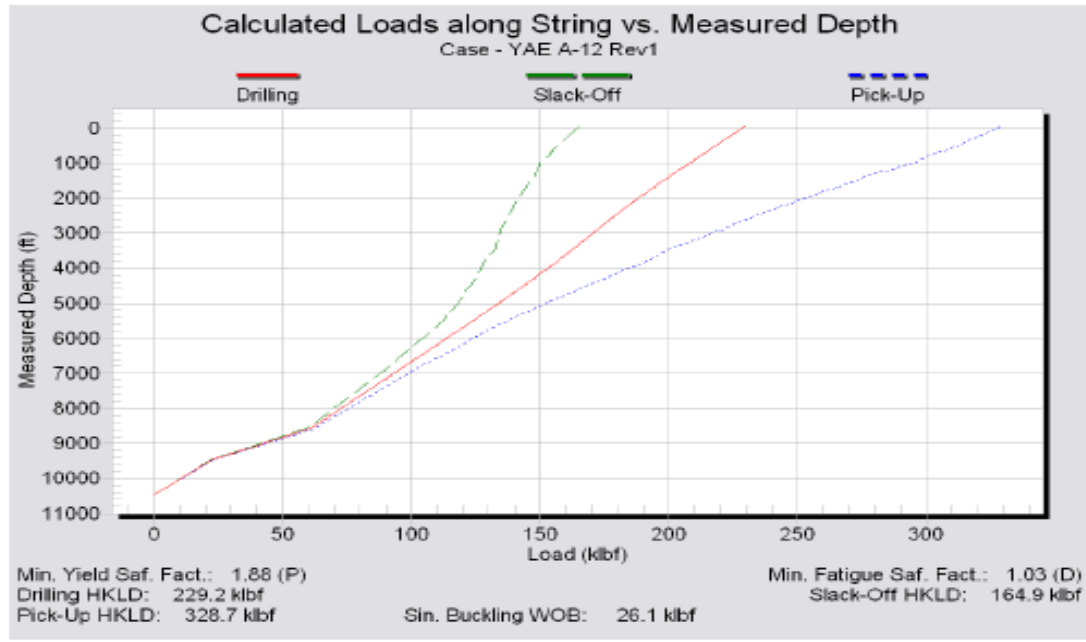
|   |   |                                 |                                |                                 |  |
|---|---|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--|
|  | <b>Baker Hughes International Branches</b><br><b>Baker Oil Tools Division – Ecuador</b><br><b>7" x 9-5/8" CEMENTED LINER HANGER</b> |                                 |                                |                                 | <br>Baker Oil Tools |
|   | Company:<br>Petroamazonas   | Prepared By:<br>Fabricio Romero | Revised By:<br>Francisco Salom | Approved By:<br>Mauricio Solano |  |

**V.) CALCULOS DE TORQUE & ARRASTRE**

**ESTOS RESULTADOS SON PRELIMINARES**  
**TENDRAN QUE SER VERIFICADOS EN POZO**

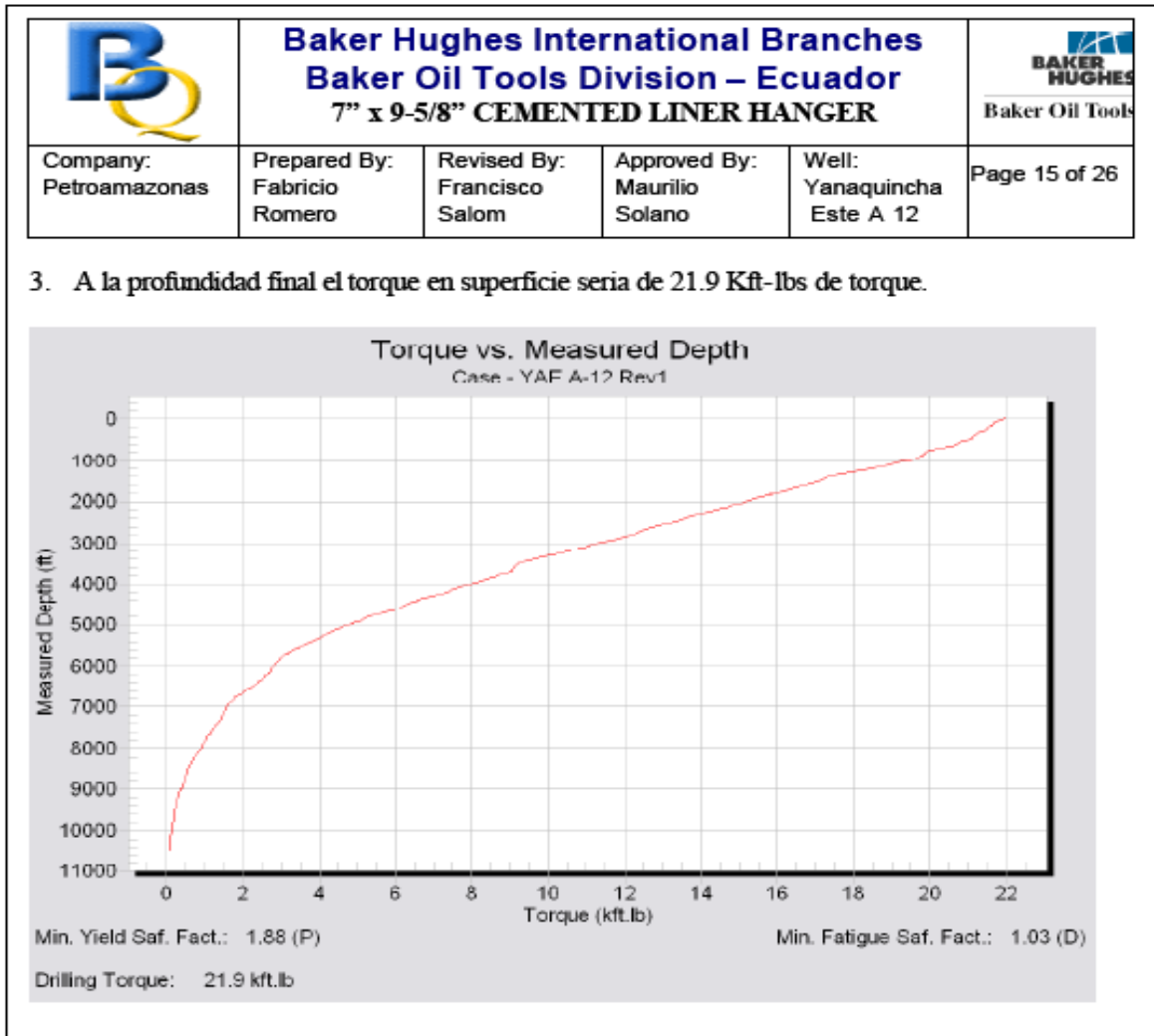
Well: YANAQUINCHA ESTE A - 12  
 Date: Enero 15, 2009  
 Liner: 7" 26 Lb/ft, P-110, BTC  
 Casing: 9-5/8" 47 lb/ft, N-80.  
 Drill Pipe: 5"DP 4-1/2" IF, 19.5 lb/ft, S135

1. El peso total de la sarta en el fondo mas el peso del top drive seria de 380 Kilbs subiendo, 210 Kilbs bajando y 279 Kilbs rotando.



**FUENTE:** Baker Hughes  
**AUTOR:** Hernán Pino

**ANEXO 7: RESULTADOS DE TORQUE**



**FUENTE:** Baker Hughes

**AUTOR:** Hernán Pino