

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS FUNCIONAL DE EMPACADURAS PARA
COMPLETACIONES DE POZOS PETROLEROS E
IMPLEMENTACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN API 11D1 PARA SU
FABRICACIÓN**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

ANDRADE PADILLA KEVIN ISMAEL

ismael.andrade.oil@hotmail.com

DIRECTOR: ÁLVARO VINICIO GALLÉGOS ERAS, Msc.

alvaro.gallegos@epn.edu.ec

Quito, marzo 2019

DECLARACIÓN

Yo, Andrade Padilla Kevin Ismael, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional alguna; y, que las referencias bibliográficas mencionadas en este trabajo han sido consultadas.

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

ANDRADE PADILLA KEVIN ISMAEL

CERTIFICACIÓN

Yo, Álvaro Gallegos certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Andrade Padilla Kevin Ismael, bajo mi supervisión.

ÁLVARO GALLÉGOS ÉRAS, Msc
DIRECTOR DE TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

A mis padres que durante mi carrera fueron mis consejeros y mi ayuda en todo momento.

Al equipo de ingenieros de la planta de producción en Sertecpet S.A., del campamento base Coca, por su aporte de experiencia, consejos y una amistad confiable.

A mi tutor Álvaro el cual fue un excelente formador profesional en mi carrera estudiantil.

A mis amigos que me acompañaron durante esta etapa de mi vida.

A la Escuela Politécnica Nacional por brindarme una capacitación excelente a través de su personal docente y administrativo.

DEDICATORIA

A Dios por ser la guía de mi vida al cual amo con todo mi corazón.

A mi familia, mis padres, Wladimir y Marianela, mi hermana, Juliana, mis abuelos Esteban y Cumandá.

Por su amor y apoyo incondicional.

Ismael

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA	IV
RESÚMEN	7
ABSTRACT	8
SIMBOLOGÍA	9
1. INTRODUCCIÓN	10
1.1 Pregunta de Investigación	11
1.2 Objetivo General	11
1.3 Objetivos Específicos	11
1.4 Alcance	11
2. METODOLOGÍA	12
3. MARCO TEÓRICO	14
3.1 Completaciones de Pozos Petroleros	14
3.2 Tipos de Completación de Pozos	14
3.2.1 Según la Característica en la Cara de la Arena	14
3.2.2 Según la Edad Geológica	19
3.2.3 Según la Configuración Mecánica	20
3.2.4 Completaciones de Producción	22
3.3 Empacadura para Completaciones de Pozos Productores	27
3.3.1 Clasificación de las empacaduras según la especificación API 11D1	27
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	35
4.1 Asentamiento de la Empacadura	35
4.2 Implementación de Metodología bajo Especificación API 11D1 para la Fabricación de la Empacadura Hidráulica 7 x 2-7/8"	35
4.2.1 Matriz de Procedimiento	36
4.2.2 Documentación de Diseño	46
4.2.3 Manual de Operación	101
4.2.4 Ficha Técnica	111
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	113
5.1 Conclusiones	113
5.2 Recomendaciones	113
GLOSARIO	114
6. BIBLIOGRAFÍA	117
ANEXOS	121

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Matriz de procedimiento de fabricación.....	12
Tabla 3.1 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo.....	15
Tabla 3.2 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo – libre.....	15
Tabla 3.3 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo – con tubería ranurada no cementada sin empaque con grava	16
Tabla 3.4 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo – con tubería ranurada no cementada empaquetado con grava	16
Tabla 3.5 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo – con tubería ranurada cementada y perforada	17
Tabla 3.6 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo – ampliado y empaquetado con grava	17
Tabla 3.7 Ventajas y desventajas de completación a hoyo revestido – cementado sin empaque con grava	18
Tabla 3.8 Ventajas y desventajas de completación a hoyo revestido – cementado empaquetado con grava.....	18
Tabla 3.9 Análisis de completaciones de acuerdo a la edad geológica.....	19
Tabla 3.10 Empacaduras para pruebas de producción disponibles por Sertecpet S.A.	28
Tabla 4.1 Dimensiones y masas standard para casing y para casing roscado con rosca redonda API y estribo de rosca (Tabla E.23 para la empaquetadura)	48
Tabla 4.2 Tamaño, masa, espesor de pared, grado y aplicación end-finish (Tabla E.2 para el inner mandrel).....	48
Tabla 4.3 Dimensiones y masas para tubería estándar y tubería roscada con API NU, EU, conexión integral (Tabla E.24 para el inner mandrel).....	49
Tabla 4.4 Dimensiones tubing EU para conexiones API, grupos 1, 2, 3 (Tabla E.25)	49
Tabla 4.5 Acoplamiento tubing API EU – Dimensiones, tolerancias, masas (Tabla E.35)	49
Tabla 4.6 Clasificación de los aceros	53
Tabla 4.7 Designación de materiales	53
Tabla 4.8 Comparación de la composición química de los aceros similares (Tabla e4).....	53
Tabla 4.9 Propiedades mecánicas de aceros templados y revenidos	54
Tabla 4.10 Límite de composición química nominal del acero AISI 4140	54
Tabla 4.11 Límites de propiedades mecánicas del acero AISI 4140	55
Tabla 4.12 Condiciones de tratamientos térmicos del acero AISI 4140	55
Tabla 4.13 Límite de composición química nominal del acero AISI 8620	55
Tabla 4.14 Límites de propiedades mecánicas del acero AISI 8620	56
Tabla 4.15 Condiciones de tratamientos térmicos del acero AISI 8620	56
Tabla 4.16 Resistencia al rendimiento Sy materiales ferrosos y no ferrosos (Tabla Y1).....	57
Tabla 4.17 Resistencia al rendimiento (Ksi), de acuerdo a la T° del metal (°F)	57
Tabla 4.18 Límites de almacenamiento de elastómeros	58
Tabla 4.19 Condiciones ideales de almacenamiento de elastómeros	58
Tabla 4.20 Propiedades físicas de los elastómeros de acuerdo al proveedor JIOrings.....	59
Tabla 4.21 Características críticas de los elastómeros de acuerdo al proveedor Elder Tools.	60
Tabla 4.22 Comparación de elastómeros entre proveedores.....	61
Tabla 4.23 Rangos de aceptación y rechazo de elastómeros.....	62
Tabla 4.24 NBR 90 durómetro.....	64
Tabla 4.25 NBR 70 durómetro.....	64
Tabla 4.26 Propiedades químicas de shear screws.....	67
Tabla 4.27 Propiedades mecánicas de shear screws	67
Tabla 4.28 Propiedades físicas de shear screws	67

Tabla 4.29	Análisis estático, shear screw de 6000#	68
Tabla 4.30	Análisis estático, shear screw de 2600#	68
Tabla 4.31	Características de O-Rings	69
Tabla 4.32	Cálculos de RT, Pest, Pc del Inner mandrel.....	77
Tabla 4.33	Tipo de crudos de acuerdo a su densidad.....	79
Tabla 4.34	Clasificación del crudo de acuerdo al grado API	80
Tabla 4.35	Partes diseño previo.....	83
Tabla 4.36	Revisiones de diseño	89
Tabla 4.37	Materiales y Equipos para prueba de presión del Inner mandrel.....	90
Tabla 4.38	Tamaño estándar del Drift (Tabla E.28).....	96
Tabla 4.39	Diámetro alternativo de Drift (Tabla E.29)	97
Tabla 4.40	Diámetro drift de conexión para varios hilos	97
Tabla 4.41	Partes a ser reemplazadas en el mantenimiento de la empaadura.....	102
Tabla 4.42	Torque óptimo de conexiones.....	105
Tabla 4.43	Ítem 28 diagrama de partes, Packer Hidráulico STP 7h (Anexo 3)	105
Tabla 4.44	Ítem 27 diagrama de partes, Packer Hidráulico STP 7h (Anexo 3)	107
Tabla 4.45	Guía de área de ajuste de la empaadura.....	108
Tabla 4.46	Descripción de elementos de la empaadura hidráulica 7x2-7/8”	112

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1	Completación sencilla a hoyo desnudo	20
Figura 3.2	Completación de dos zonas con empaadura hidráulica sencilla	20
Figura 3.3	Completación de dos zonas con empaadura hidráulica dual y permanente	21
Figura 3.4	Completación de tres zonas con empaadura hidráulica dual y permanente	21
Figura 3.5	Completación flujo natural con empaadura hidráulica.....	22
Figura 3.6	Completación bombeo neumático con empaadura mecánica	23
Figura 3.7	Completación BES con empaadura hidráulica	24
Figura 3.8	Completación BH con empaadura permanente, hidráulica, compresión	25
Figura 3.9	Completación bombeo mecánico con empaadura permanente	26
Figura 3.10	Permapak seal bore packer.....	29
Figura 3.11	Permapak dual bore packer	29
Figura 3.12	DLH packer	30
Figura 3.13	FHL packer.....	30
Figura 3.14	HD Compression packer.....	31
Figura 3.15	PHD packer.....	31
Figura 3.16	RH packer	32
Figura 3.17	Compression packer.....	33
Figura 3.18	Retrievamatic packer.....	33
Figura 3.19	Eskimo packer	34
Figura 3.20	ASBP Retrievable bridge plug.....	34
Figura 3.21	RBP bridge plug	34
Figura 4.1	External – Upset tubing y acoplamiento	50
Figura 4.2	Dimensiones básicas del tubo roscas redondas ajuste a mano apretada	50
Figura 4.3	Stub Acme. Forma de hilo	51
Figura 4.4	Datos de rendimiento del casing & tubing.....	51
Figura 4.5	Regiones de severidad ambiental	56
Figura 4.6	Análisis de Muestra “BOIL OIL INDIA” - Espectro FT - IR.....	66
Figura 4.7	Análisis de Muestra “ELDER TOOL INTERNATIONAL” - Espectro FT - IR.....	66

Figura 4.8 Comportamiento elástico de un tubo	71
Figura 4.9 Tubería sometida a una carga	71
Figura 4.10 Esfuerzo tangencial y radial de la tubería	71
Figura 4.11 Resistencia al estallamiento	74
Figura 4.12 Zonas de análisis del inner mandrel	76
Figura 4.13 Diámetros de empaadura, tubing, casing.....	81
Figura 4.14 Inner mandrel previo.....	83
Figura 4.15 Estudio estático y FDS del Inner Mandrel.....	85
Figura 4.16 Estudio estático y FDS de Tensión en la Cuña.....	85
Figura 4.17 Estudio estático y FDS del Lock Ring.....	86
Figura 4.18 Estudio estático y FDS de Setting Sleeve.....	86
Figura 4.19 Estudio estático y FDS de Lower Slip Body.....	87
Figura 4.20 Estudio estático y FDS de Upper Slip Body.....	87
Figura 4.21 Presión interna vs Tiempo	90
Figura 4.22 Inner Mandrel sometido a 8000 psi por medio del controlador de procesos	90
Figura 4.23 Instalación del compresor para inyectar fluido (agua).....	91
Figura 4.24 Ruptura de pines de 2600#	91
Figura 4.25 Presión vs temperatura	91
Figura 4.26 Activación del lock ring.....	92
Figura 4.27 Presión vs temperatura	92
Figura 4.28 Compresión de gomas	92
Figura 4.29 Presión vs temperatura	93
Figura 4.30 Colocación del casing.....	93
Figura 4.31 Activación del lock ring.....	93
Figura 4.32 Presión vs temperatura	94
Figura 4.33 Anclaje de cuñas.....	94
Figura 4.34 Presión vs temperatura	94
Figura 4.35 Componentes principales para el anclaje	97
Figura 4.36 Perfil de Rosca	98
Figura 4.37 Proyector de perfiles.....	98
Figura 4.38 Ensamble.....	99
Figura 4.39 Prensa hidráulica	99
Figura 4.40 Presión en el lock ring	99
Figura 4.41 Dimensiones de la empaadura hidráulica 7x2-7/8"	110
Figura 4.42 Esquemas de la empaadura hidráulica 7x2-7/8".....	110
Figura A.1 Explosionado Packer STP 7H 2-7/8"	122
Figura A.2 Registro de requerimientos del cliente	123
Figura A.3 Registro de Petroamazonas PAM.....	124
Figura A.4 Grados de calidad	125
Figura A.5 Área sin considerar perforaciones de Inner Mandrel para el cálculo de RT	125
Figura A.6 Monograma API - Top Sub Connection	126

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Tipo de elastómero vs temperatura	63
Gráfico 2. Tipo de elastómero vs dureza	64

RESÚMEN

En el presente trabajo se realizó un análisis descriptivo a través de un desarrollo fundamental de conceptos de empaaduras en completaciones de fondo y se implementó la especificación internacional API 11D1 para su diseño y fabricación.

Existe gran cantidad de empaaduras con distintas funciones, debido a esto, se describió en especial las empaaduras ofertadas por Sertecpet S.A.

Se identificó características de empaaduras en completaciones, como: definiciones, clasificaciones, ventajas, conexiones, funcionalidades, y un procedimiento de operación a través de un manual, estableciendo operaciones como asentamiento, ensamblaje, desensamblaje, precauciones, etc. Con el fin de evitar posibles fallas en el pozo al momento de la producción de hidrocarburos.

Debido a que Sertecpet S.A fabrica distintos tipos de empaaduras que no se encuentran con una certificación API, se generan pérdidas al momento de su venta, ya sea en el área nacional como internacional, lo cual obliga a la necesidad de implementar la especificación API 11D1.

Se eligió la empaadura hidráulica 7 x 2-7/8" a la cual se implementó la especificación, ya que es la de mayor demanda por su alta eficiencia.

Se generó una matriz de procedimiento de fabricación la cual contiene todos los requerimientos de la normativa y entre los cuales se especificó el diseño, fabricación y control de calidad. Paralelamente se realizó un estudio de las áreas y personas que brindaron información para la completación de los tres procesos anteriormente dichos.

Se realizó una serie de pruebas de validación con grado V6, para finalmente implementar un grado de calidad Q2.

Palabras Clave: Completaciones, Empaadura, Implementar, Especificación, Grado de Calidad, Grado de Validación.

ABSTRACT

In the present work a descriptive analysis was carried out through a fundamental development of the packers concepts in the background completions and the API 11D1 international specification was implemented for its design and manufacture.

There are a large number of packers with different functions, due to this, the packers offered by Sertecpet S.A.

The characteristics of packers in completions are described, such as: definitions, classifications, advantages, connections, functionalities, and an operating procedure through a manual, establishing operations such as settlement, assembly, disassembly, precautions, etc. failures in the well at the time of the production of hydrocarbons.

Because Sertecpet S.A manufactures different types of packers that do not meet an API certification, losses are generated at the time of sale, either in the national or international area, which forces the need to implement the API 11D1 specification.

The hydraulic packer 7 x 2-7 / 8" was chosen, which was implemented in the specification, since it is the greatest demand due to its high efficiency.

A manufacturing procedure matrix was generated which contains all the requirements of the regulations and among which was specified the design, manufacture and quality control. At the same time, a study was made of the areas and people that would provide information for the completion of the three processes previously mentioned.

A series of validation tests with grade V6 was carried out, to finally implement a quality grade Q2.

Key Words: Completions, Packers, Implement, Specification, Degree of Quality, Degree of Validation.

SIMBOLOGÍA

Packer	Empacadura
Norma	Especificación
V6	Grado de validación
Q2	Grado de calidad
CNC	Control numérico computarizado
TBH	Taller de bombo hidráulico
STP	Sertecpet S.A
OP	Orden de producción
NDE	Ensayos no destructivos
COC	Certificado de conformidad
MTR	Material test report
EU	External – Upset tubing connection
NU	Non – Upset tubing connection
PNU	P=Extremo liso, N=Non-Upset, U=External-Upset
SSC	Sulfide Stress Cracking
SMYS	Specified Minimum Yield Strength (Ys), (Sy), (Límite elástico)
RT	Resistencia a la tensión
Pest	Presión de estallido
Pc	Presión de colapso
FS	Factor de seguridad
FT-IR	Espectrofotometría Infrarroja
O-Ring	Elastómero
HRC	Rockwell Hardness C-scale
HBN	Brinell Hardness

1. INTRODUCCIÓN

A partir de los setenta la economía ecuatoriana se sustenta bajo la producción y venta de hidrocarburo. Estos ingresos petroleros fortalecen el presupuesto de estado lo cual lleva a una dependencia total hacia el petróleo (Saavedra & Navarrete, 2014).

La perforación de un pozo es la única manera de conectar el yacimiento con la superficie, por lo tanto una correcta completación de pozos maximiza la rentabilidad de operación.

La empacadura es una herramienta de completación, diseñada para maximizar y controlar la producción por medio de empaquetadores que aíslan arenas, esto se hace debido a que en la actualidad existen pozos donde producir de una sola arena ya no es económicamente rentable, por lo tanto se analiza el tipo de empacadura en completaciones con distintos tipos de levantamiento (artificial o natural).

Todas las empresas que trabajen para el sector petrolero, deberán regirse a normas nacionales o internacionales según los requerimientos del cliente. Es importante sobre todo en el factor económico tener productos que cumplan con normas específicas.

La implementación de normas y su posterior certificación facilita el acceso a mercados internacionales ya que genera confianza en los clientes y aumenta la fiabilidad del producto, debido a que existen una serie de procesos que garantizan su funcionamiento.

La especificación API 11D1 proporciona varias directrices para la fabricación de empacaduras e instalación en completaciones de pozos. API 11D1 se conforma de una especificación funcional y técnica, incluido el diseño, verificación, validación, materiales, documentación, control de datos, reparación, envío y almacenamiento.

API otorga licencia a Sertecpet S.A., a través de la aplicación de su monograma API, cuando la empacadura cumpla con todos los requisitos de API 11D1 y con un sistema de gestión de calidad apegado a los requerimientos de API Q1. La aplicación del monograma API representa una garantía para el comprador.

La implementación de la especificación API 11D1 es enfocada en la empacadura hidráulica STP 7 x 2-7/8". Esta presenta menor cantidad de falla en operación y tiene mayor demanda en el mercado según fuente de datos de Sertecpet S.A.

Es importante cumplir todos los estándares requeridos en la norma ya que aseguran un diseño adecuado, en consecuencia, generará mayor demanda e ingreso económico al ser su venta a un mayor precio, con lo cual la empresa se verá obligada a la adquisición de mayor mano de obra, promoviendo así el desarrollo del país.

En el presente trabajo de investigación se describe un análisis fundamental de conceptos de empaaduras en completaciones y se desarrolla una metodología donde se detalla, se cumple y se verifica los requisitos de la norma API 11D1, para posteriormente diseñar la empaadura hidráulica STP 7 x 2-7/8” por parte de un equipo multidisciplinario, en el software de simulación “SolidWorks”, fabricarla en el sistema de mecanizado CNC y finalmente cumplir con el grado de calidad Q3 y validación V6.

1.1 Pregunta de Investigación

Considerando la necesidad de Sertecpet S.A., por implementar la especificación API 11D1 en la fabricación de empaaduras. Se plantean las siguientes preguntas:

¿Cuál es la función, clasificación y tipos de empaaduras en distintas completaciones?

¿Cuál es la metodología a usar que cumpla con la implementación de la especificación API 11D1 para fabricar la empaadura hidráulica STP 7 x 2-7/8”?

1.2 Objetivo General

Analizar el sistema funcional de empaaduras en completaciones de pozos petroleros e implementación de la especificación API 11D1 para su fabricación.

1.3 Objetivos Específicos

- Realizar un análisis funcional de los tipos de empaaduras que se utilizan en completaciones de pozos petroleros.
- Desarrollar una metodología para la implementación de la especificación API 11D1 en la fabricación de la empaadura hidráulica STP 7 x 2-7/8”.
- Verificar el cumplimiento de los requisitos.
- Realizar pruebas de validación las cuales se conforman de: Pruebas de presión, Hermeticidad, Ensayos no destructivos, Drift y Anclaje.
- Elaborar un manual de operación y ficha técnica.

1.4 Alcance

Se analizará el funcionamiento de empaaduras en completaciones de fondo, partiendo de un estudio descriptivo, enfocado en la clasificación, fluidos expuestos, tipo de completaciones, tipo de empaaduras, manual de operación e implementación de la norma API 11D1 a través de una matriz de procedimiento de fabricación.

2. METODOLOGÍA

Este trabajo se desarrolló a partir de una metodología analítica y descriptiva, que busca definir y analizar el funcionamiento de las empaaduras en las completaciones de fondo mediante la recolección de información de fuente verificable, haciendo referencia al tipo de empaadura fabricada por Sertecpet S.A., con lo cual se genera conocimiento de operación para disminuir problemas operacionales.

La metodología permitió un adecuado manejo de definiciones y datos de la empaadura sobre la cual se realizó el presente trabajo de investigación, estableciendo condiciones a la que está expuesta la herramienta para posteriormente implementar la especificación API 11D1 mediante el gestionamiento de la compra de la especificación y de todas las normas que cita la misma en sus referencias, para esto se desarrolló una matriz de procedimiento, la cual consiste en tres aspectos fundamentales como son:

- Diseño;
- Fabricación;
- Control de Calidad.

Cada una se conformó de tres columnas:

Tabla 2.1 Matriz de procedimiento de fabricación

Área Encargada	Requerimientos de la especificación API 11D1	Documentación en la cual quedará implementado el requerimiento (Generación de códigos, informes, anexos, etc.)
----------------	----------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

La norma o especificación API 11D1 abarca cinco aspectos importantes como son:

- **Especificación Funcional.** _ Una serie de requerimientos y condiciones de operación que son presentados al cliente, descritos en la documentación adecuada.
- **Especificación Técnica.** _ El fabricante prepara una especificación técnica la cual deberá cumplir con los requisitos de la especificación funcional y si esta especificación no cumple al 100% se deberá identificar las diferencias por parte del cliente. Se compone de requerimientos los cuales se sustenta en el desarrollo de distintos tipos de informes.

- **Requisitos del Proveedor / Fabricante.** _ Contiene requisitos detallados para poder verificar que cada producto fabricado cumpla con las especificaciones funcionales y técnicas.
- **Reparación.** _ Productos reparados cumplirán con todos los requisitos establecidos en la edición vigente de esta norma.
- **Almacenamiento y Envío.** _ Se almacenan de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

Se desarrolló cada punto de la especificación API 11D1 y se generó documentación que sustente los requerimientos de la norma para la auditoría, por parte de un licenciario API y su posterior certificación en el año 2020.

Luego del desarrollo de la norma se procedió a la implementación, lo cual consiste en el diseño en SolidWorks por parte de ingenieros de diseño, generando planos para su mecanizado en CNC.

Con el área de compras se importó cierto tipo de materiales que no se los realiza en la planta de producción, para su armado en el taller de bombeo hidráulico (TBH).

Se realizó pruebas de validación de las cuales se tomó datos y se estableció un análisis, posterior a esto se verificó el cumplimiento de todos los requerimientos de calidad establecidos en la especificación (norma) para así poder definir un grado de calidad.

El proceso se desarrolló en la empaadura hidráulica STP 7 x 2-7/8", con datos establecidos por Sertecpet S.A. en operaciones de campo, con lo cual se realizó cálculos de presión de estallido, de colapso y resistencia a la tensión de cada pieza de la empaadura y se determinó condiciones de operación en campo de acuerdo a un factor de seguridad establecido, especificando el tipo de material que proporcione condiciones de operación seguras, pero sin generar costos altos en su fabricación.

3. MARCO TEÓRICO

3.1 Completaciones de Pozos Petroleros

Cuando se termina la etapa de perforación de un pozo, este generalmente queda cementado, taponado y lleno de fluido (barrera hidráulica), es ahí cuando inicia la etapa de terminación del pozo la cual consiste en completarlo.

La completación es el primer paso en la producción de un pozo, constituye una serie de trabajos que se realizan durante la perforación o reparación, para dejarlo en condiciones óptimas de producción o inyección (OilProduction, 2014).

Equipos de superficie y subsuelo

Como afirma (Aguilar, 2014) en la fase de completación el siguiente equipo será corrido:

Equipos de superficie

Cabezal - BOP
Válvulas de contrapresión
Válvulas contra-reventones
Líneas de flujo

Equipos de Subsuelo

BHA de fondo
Tapón
Camisas
Empacaduras
Cross-Over
On-Off conector
BHA de producción
No-go de asentamiento
Standing valve
Camisa deslizable para control de pozos
Tubing
Sistemas de cañoneo

3.2 Tipos de Completación de Pozos

3.2.1 Según la Característica en la Cara de la Arena

En este tipo de completaciones no se emplean empacaduras ya que su producción es a flujo natural.

3.2.1.1 Completación a hoyo desnudo

Se cementa el revestidor de producción por encima de la formación productora, pero se continúa perforando el resto de la zona de interés hasta la base y se lo deja sin revestimiento, como afirma (Sandrea, 2013).

Tabla 3.1 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo

Ventajas	Desventajas
Se minimiza el daño a la formación, ya que el asentamiento del revestidor es hasta el tope de la zona productora	Dificultad al controlar producción de gas y agua, no existe forma de regular el flujo hacia el hoyo
Costos menores en cañoneo (solo cuando existe daño severo) y revestimiento	No se puede estimular selectivamente
Es posible profundizar el pozo	Limpieza periódica, si la formación no está bien compactada
Interpretación de los registros eléctricos no es crítica	Es de aplicación común en rocas carbonatadas (calizas y dolomitas)
Se puede cambiar a una completación con forro y empaçar con grava	No es recomendable cuando existe más de un yacimiento

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

3.2.1.2 Completación a hoyo desnudo - libre

La zona productora se la deja sin ningún tipo de revestimiento ni forro o liner ranurado, esta se efectúa en arenas consolidadas (Segovia, 2005).

Tabla 3.2 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo – libre

Ventajas	Desventajas
Diámetro del hoyo	No controla fluidos como agua o gas
Flujo irrestricto	No se puede estimular selectivamente
Omisión del revestidor de producción y el cañoneo	Limpieza periódica, si la formación no está bien compactada
Fácil análisis de registros	Flujo irregular
Fácil profundización futura	Limitada a zonas consolidadas

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

3.2.1.3 Completación a hoyo desnudo - con tubería ranurada no cementada

Sin empaque con grava

El revestidor de producción es asentado y cementado por encima de la zona productora, luego se coloca un forro o tubería ranurada frente a la zona de producción, instalado en el revestidor mediante un colgador (PDVSA, 1997).

Tabla 3.3 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo – con tubería ranurada no cementada sin empaque con grava

Ventajas	Desventajas
Disminución de daño a la formación mientras se perfora la zona productora	No controla fluidos como agua o gas
Flujo irrestricto	No se puede estimular selectivamente
Omisión del revestidor de producción y el cañoneo	Limpieza periódica, si la formación no está bien compactada
Fácil análisis de registros	Flujo irregular
Fácil profundización futura	Limitada a zonas consolidadas
Control de formaciones no consolidadas	Revestidor asentado encima del objetivo

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Empacado con grava

Es muy similar a la práctica sin empaque, pero a diferencia, se emplea en pozos con arenas no consolidadas, en la cual se empaca con grava para poder controlar la arena y tener una producción normal, la grava es seleccionada con un análisis granulométrico de la arena productora.

Tabla 3.4 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo – con tubería ranurada no cementada empackado con grava

Ventajas	Desventajas
Diámetro del hoyo y mayor control debido a su doble filtrado	No controla fluidos como agua o gas
Control de formaciones no consolidadas	No se puede estimular selectivamente
Omisión del revestidor de producción y el cañoneo	Limpieza periódica, si la formación no está bien compactada
Fácil análisis de registros y profundización futura	Flujo irregular y limitada a zonas consolidadas

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

3.2.1.4 Completación a hoyo desnudo - con tubería ranurada cementada

La tubería de revestimiento es asentada por encima de la zona de interés, luego se coloca una tubería liza a lo largo de esta zona y se cementa para luego realizar perforaciones localizadas (Aguirre & Vivas, 2005).

Tabla 3.5 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo – con tubería ranurada cementada y perforada

Ventajas	Desventajas
Producción de agua y gas controlada	Estudio detallado de registros de producción
Estimulación selectiva y control de arena	Costos adicionales por cementación, cañoneo
Reducción de daño a formación	Diámetro del intervalo de interés reducido
Es posible hacer completaciones múltiples y sencillas	Control de la profundidad del hueco
Se puede profundizar el hueco, aunque con un menor diámetro	Se puede incurrir en la reducción del diámetro efectivo del hueco y productividad

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

3.2.1.5 Completación a hoyo desnudo - ampliado y empaquetado con grava

Implica perforar debajo de la zapata o cortar el revestimiento de producción en la zona de interés, repasando la sección hasta ampliar el diámetro, colocando después una rejilla y circulando grava entre la rejilla y el hoyo ampliado (Montesdeoca, 2008).

Tabla 3.6 Ventajas y desventajas de completación a hoyo desnudo – ampliado y empaquetado con grava

Ventajas	Desventajas
Baja caída de presión en la cara de la arena y alta productividad	No excluye agua o gas
Alta eficiencia	Es complicado en formaciones consolidadas
No hay costos con tubería de revestimiento o cañoneo	Fluido especiales para perforar la sección de hoyo abierto
Menos dalo debido a falta de túneles de perforación	Difícil remoción de rejillas y control de estimulación

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

3.2.1.6 Completación a Hoyo Revestido - Cañoneado

Sin empaque con grava

Es el tipo de completación más usada. Consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta la base de la zona productora y cañoneando frente a las zonas de interés. En algunos pozos se instala casing intermedio con colgador y un Liner pre-

perforado (Zambrano & Álava & Vásquez, 2014). Este tipo de completación es muy utilizada ya sea en pozos someros (4000 a 8000 pies), como en pozos profundos (> 10000 pies) (Schlumberger, 2003).

Tabla 3.7 Ventajas y desventajas de completación a hoyo revestido – cementado sin empaque con grava

Ventajas	Desventajas
Control de producción de agua y petróleo	Costos por cañoneo
Fractura y acidificación de manera selectiva	Necesidad de interpretación optima de registros
Fácil profundización y aprovechamiento total del diámetro en la zona de interés	Necesidad de optimizar trabajos de cementación
Control de arenas y posibilidad de realizar configuraciones sencillas y múltiples	Imposibilidad de aplicar técnica especiales para disminuir daños a la formación

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Empacado con grava

Es una de las técnicas más comúnmente utilizadas, este método utiliza la combinación de rejilla con grava alrededor, controla el proceso de filtración en el pozo en la zona de interés (Aguirre & Vivas, 2005). Existen técnicas como “Circulación en Reverso, Circulación Cross Over, Washdown, Squeeze” para colocar la rejilla frente a las perforaciones y controlar la colocación de grava (Schlumberger, 2003).

Tabla 3.8 Ventajas y desventajas de completación a hoyo revestido – cementado empackado con grava

Ventajas	Desventajas
Facilidades para completación selectiva	Se restringe el cañoneo debido a la necesidad de dejar la rejilla
Reparaciones en intervalos de producción	Taponamiento por escamas, debido a la mezcla de agua de inyección y fluido de completación usado en el empaquetamiento con grava
Control de la producción de gas y agua	Perdida de fluidos en la completación
Control de producción de fluidos de cada zona	Erosión y corrosión de la rejilla debido al choque de la arena
Posibilidad de realizar configuraciones sencillas y múltiples	








Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Montesdeoca, 2008)

3.2.2 Según la Edad Geológica

En la siguiente tabla se analiza el tipo de completación recomendada de acuerdo al tipo de formación del oriente ecuatoriano.

Tabla 3.9 Análisis de completaciones de acuerdo a la edad geológica

CRONO-ESTRATIGRAFIA	FORMACIONES	LITOLOGIA	TIPO	PROFUNDIDAD (MD)	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	COMPLETACIÓN	
TERCIARIO	PLIOCENO		MESA	INICIO DEL CONTROL DE LITOLOGIA A 4600"	ARCILLAS, ARENISCAS Y CONGLOMERADOS	HOYO ABIERTO CON REJILLA AMPLIADO Y EMPACADO	
			CHALCANA SUPERIOR	4800"	ARCILLA Y POCA ARENISCA	HOYO REVESTIDO CAÑONEADO EMPACADO	
	CHALCANA INFERIOR						
	OLIGOCENO	ORTEGUAZA		ORTEGUAZA	5969.86	LUTITAS PARDAS, POCA ARENISCA	
				TIYUYACU	6876.86	ARCILLAS ROJAS, VERDES, VIOLETAS, ARENISCAS GRUESAS Y CONGLOMERADOS	
	EOCENO	TIYUYACU		CONGL. SUPERIOR	6966.86		
				BASE CONGL. SUPERIOR	7101.86		
				CONGL. INFERIOR	8014.86		
	PALEOCENO	TENA		BASE CONGL. INFERIOR	8236.86	ARCILLA ROJA Y ARENISCA	
				TENA	8545.86		
				BASAL TENA	9260.86		
	CRETÁCICO	TARDIO		NAPO	9278.86		HOYO ABIERTO
CALIZA MT				9469.86			
TEMPRANO		NAPO		BASE CALIZA MT	9509.86	A - ARENISCA U - CALIZA B - ARENISCA T - CALIZA	HOYO REVESTIDO Y CAÑONEADO
				TOPE VOLCANICO	9604.86		
				CALIZA M2	9738.86		
				CALIZA A	9814.86		
				ARENISCA U SUPERIOR	9933.86		
				ARENISCA U INFERIOR	9995.86		
				BASE ARENISCA U INFERIOR	10029.86		
				CALIZA B	10150.86		
ARENISCA T SUPERIOR	10171.86						
ARENISCA T PRINCIPAL	10259.86						
BASE ARENISCA T PRINCIPAL	10312.86						
HOLLIN SUPERIOR	HOLLIN		CALIZA C	10411.86	ARENISCA CUARZOSA BLANCA		
			HOLLIN SUPERIOR	10418.86			
HOLLIN PRINCIPAL	HOLLIN		HOLLIN PRINCIPAL	10466.86			

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

3.2.3 Según la Configuración Mecánica

3.2.3.1 Completación Sencilla

Se utiliza una sola tubería de producción donde se puede producir de una o varias zonas simultáneamente de un mismo yacimiento. Los intervalos se cañonean antes de bajar la completación, pueden aislar zonas productoras de agua o gas (Prato, 2012).

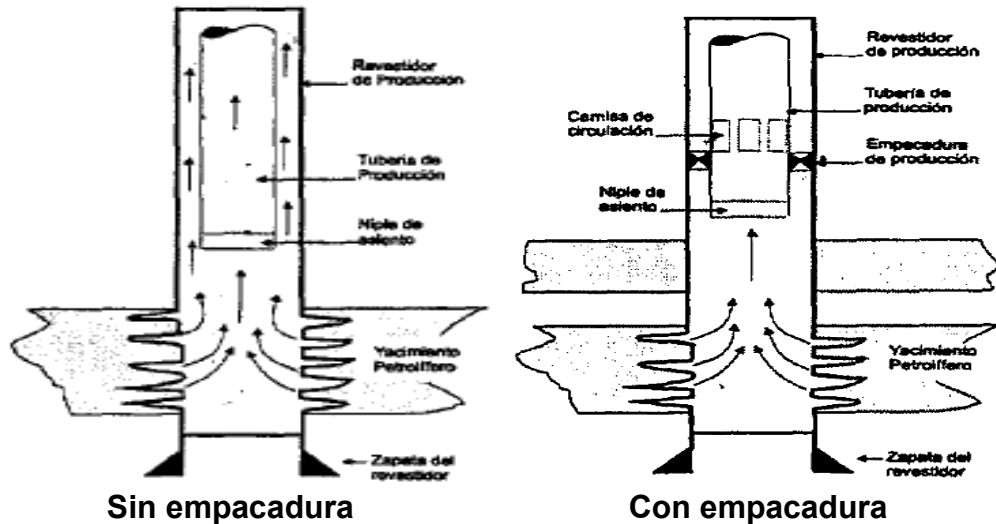


Figura 3.1 Completación sencilla a hoyo desnudo
Fuente: (PDVSA, 1997)

3.2.3.2 Completación Múltiple

Para producción de dos o más yacimientos en un pozo, utilizando el espacio anular y tubing para no mezclar fluidos, disminuyendo perforaciones de pozos (Prato, 2012).

Completación de dos zonas con una sarta

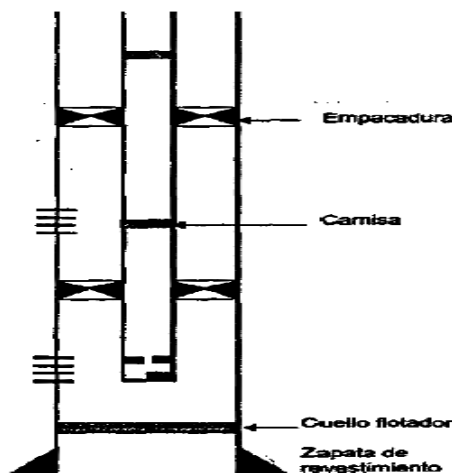


Figura 3.2 Completación de dos zonas con empaadura hidráulica sencilla
Fuente: (PDVSA, 1997)

Completación de dos zonas con dos sartas

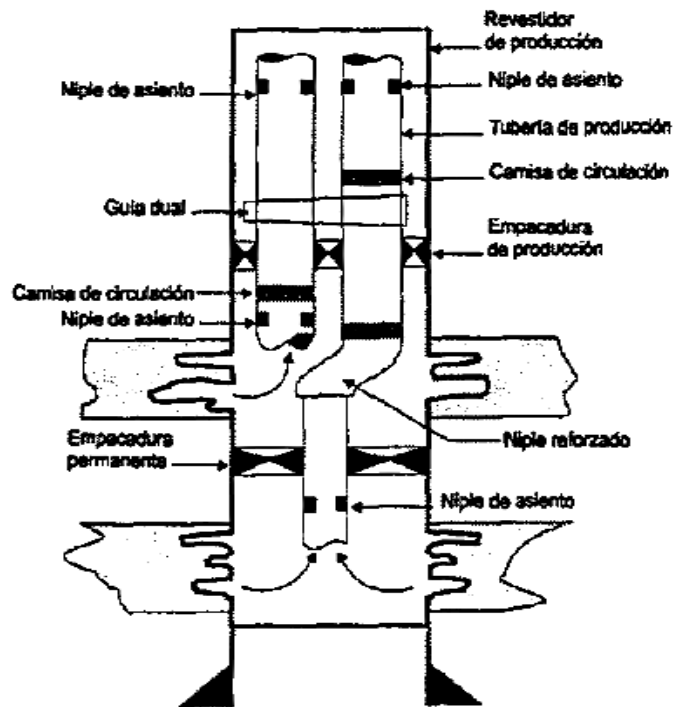


Figura 3.3 Completación de dos zonas con empaqueración hidráulica dual y permanente
Fuente: (PDVSA, 1997)

Completación de tres zonas con dos sartas

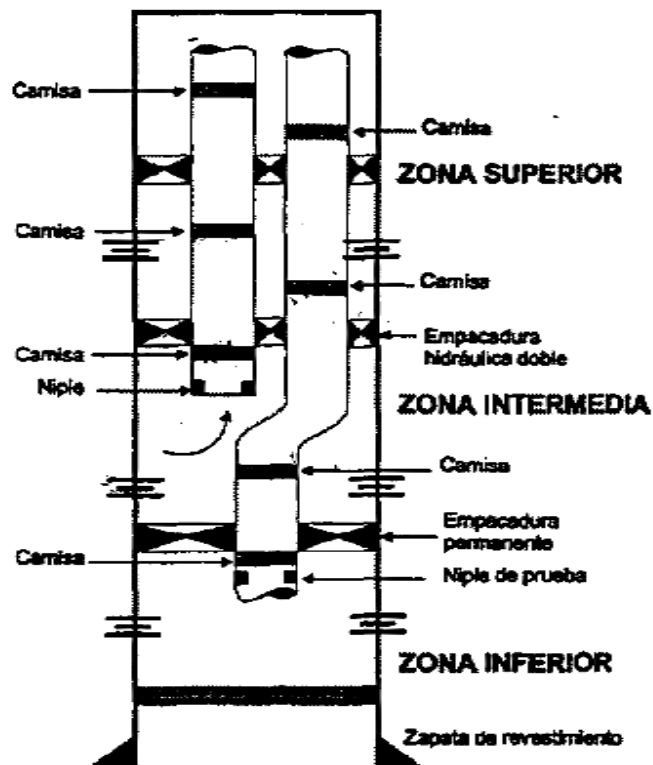


Figura 3.4 Completación de tres zonas con empaqueración hidráulica dual y permanente
Fuente: (PDVSA, 1997)

3.2.4 Completaciones de Producción

3.2.4.1 Flujo Natural

Se corre un tipo de completación que permita el movimiento de los fluidos hacia la superficie de manera segura, eficiente y controlada mediante el uso de empaaduras recuperables, generalmente de tipo hidráulico FH de Baker o DHL de Sertecpet. Antes de asentar la empaadura se completa con un no-go donde se asienta un standing valve para presurizar la tubería y anclar los Upper y Lower slips de la empaadura.

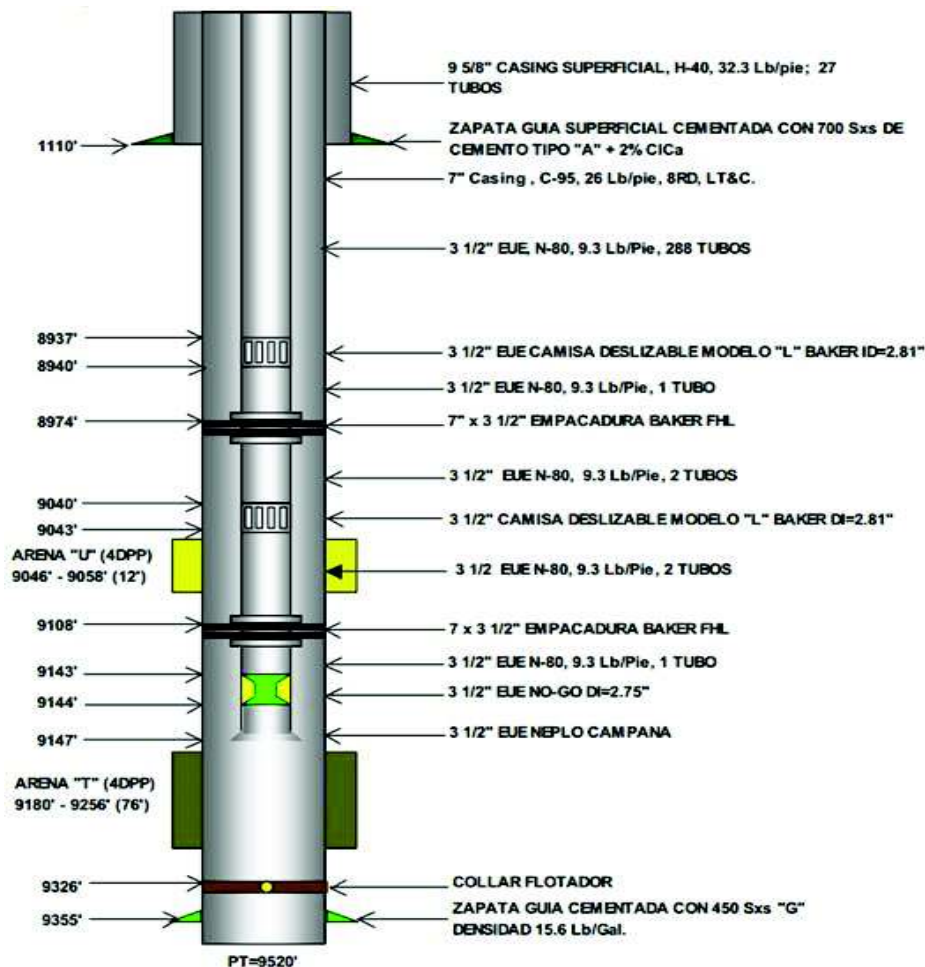


Figura 3.5 Completación flujo natural con empaadura hidráulica
Fuente: (Carasco & Suárez, 2006)

3.2.4.2 Levantamiento Artificial

Cuando un pozo es incapaz de producir a flujo natural o mantener su producción, denota que el yacimiento se ha depletado debido a pérdidas de presión durante la producción, por lo tanto, es necesario intervenir para mejorar la producción a través de métodos de levantamiento artificial. De acuerdo a (Carrillo & Ricaurte, 2016) se emplean los siguientes sistemas de levantamiento artificial:

- Bombeo Neumático (Gas Lift);
- Bombeo Electrosumergible (BES);
- Bombeo Hidráulico (BH);
- Bombeo Mecánico (BM).

3.2.4.2.1 Bombeo Neumático (Gas Lift)

Es de mayor ventaja en pozos que tienen una alta producción o alto valor de gas en solución (Guale, 2014). Se inyecta gas de forma intermitente o continua desde un compresor a una cierta presión hasta encapsularlo en la parte inferior de la columna de fluido, empujando y disminuyendo el peso de la columna hasta la superficie. Para la completación se utiliza empacaduras mecánicas debido al uso de camisas de producción sin la instalación de un standing valve para presurizar la tubería, ya que en este tipo de completación es posible instalar empacaduras solo con rotación de la sarta.

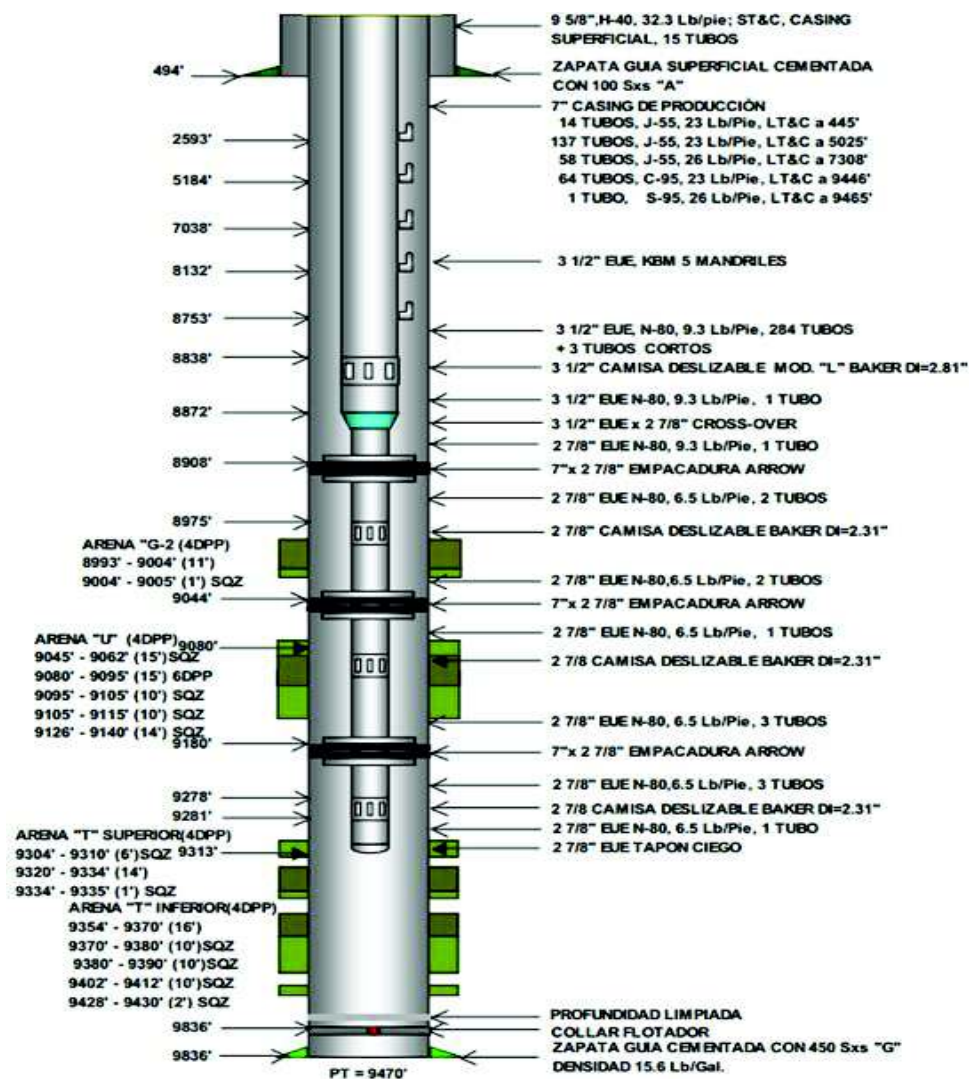


Figura 3.6 Completación bombeo neumático con empacadura mecánica
Fuente: (Carasco & Suárez, 2006).

3.2.4.2.2 Bombeo Electrosumergible (BES)

Es una bomba de desplazamiento dinámico de tipo centrífugo multi-etapas, capaz de producir grandes cantidades de volúmenes de fluido y un poco de gas libre, conformado de un impulsor rotativo en cada etapa que se vincula al eje y un difusor estático conformado en la carcasa de la bomba (Jaramillo, 2011), la trayectoria del fluido es en forma espiral provocado por la rotación de los impulsores, aumentando la presión del fluido al pasar por los difusores.

La completación para BES se establece con dos empacaduras hidráulicas FH de Baker o DLH de Sertecpet, en la cual se puede observar que produce solamente de la arena T seguido de una empacadura mecánica de doble anclaje debido a que ya no es necesario un asentamiento hidráulico.

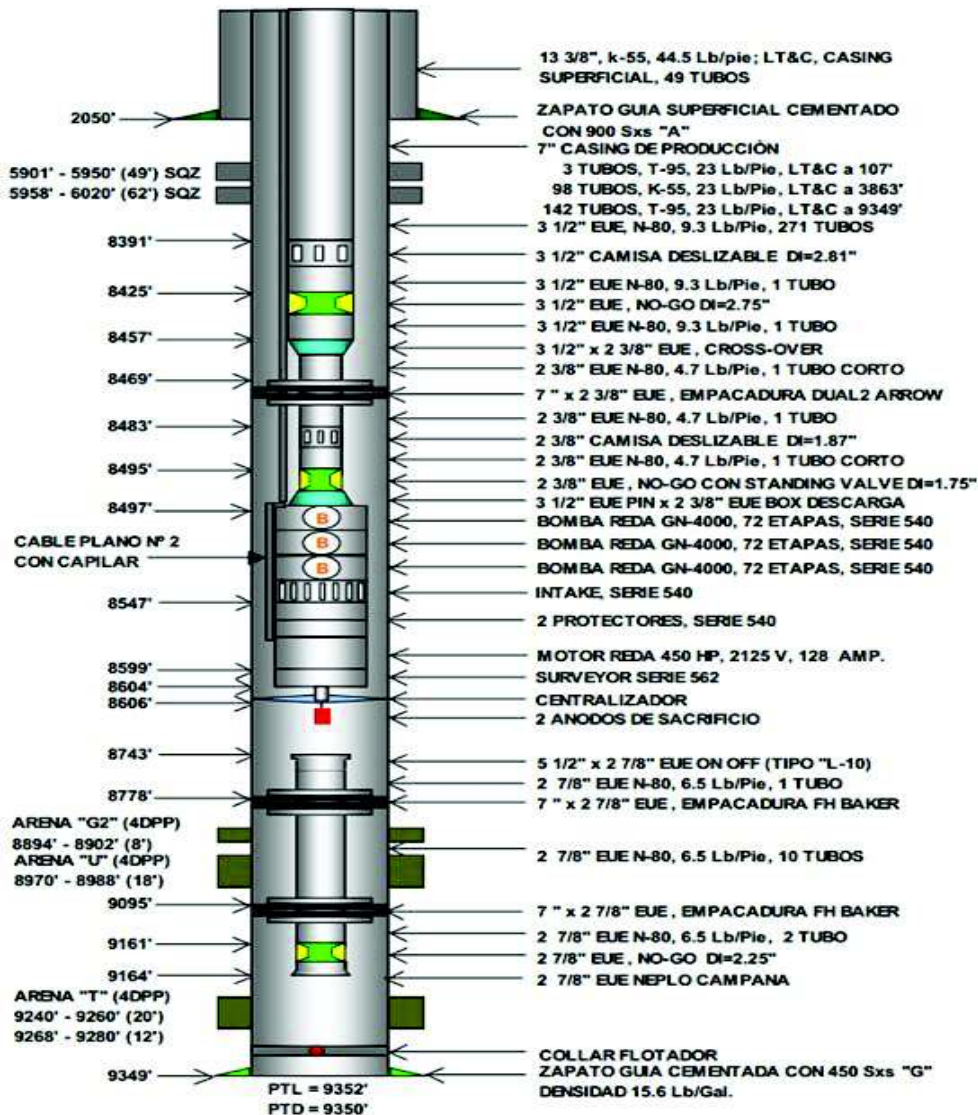


Figura 3.7 Completación BES con empacadura hidráulica
Fuente: (Carasco & Suárez, 2006)

3.2.4.2.3 Bombeo Hidráulico (BH)

Utiliza dos bombas tipo pistón (fluido desplazado en carrera ascendente o descendente) o jet (principio de Venturi) de desplazamiento positivo y dinámico respectivamente (Melo, 2014).

En la completación, la bomba hidráulica se asienta en el Upper sub de la camisa, en este tipo de completación se emplea, una empacadura permanente en el fondo para la producción de la arena hollín inferior, seguido de dos empacaduras hidráulicas FH de Baker o DLH de Sertecpet debido a que existe un tapón ciego en la parte inferior y se producirá el anclaje de las dos empacaduras hidráulicas y la una empacadura de compresión de una sola inyección de fluido.

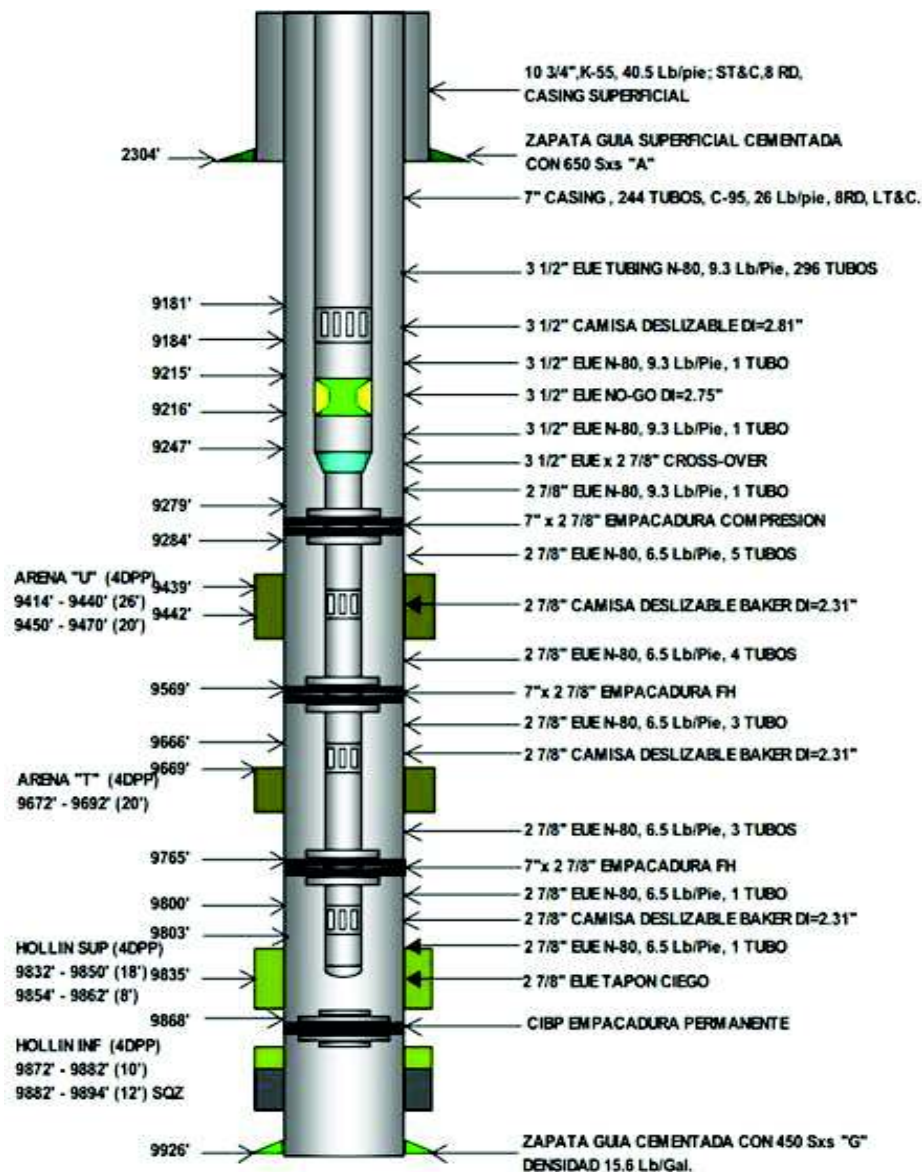


Figura 3.8 Completación BH con empacadura permanente, hidráulica, compresión
Fuente: (Carasco & Suárez, 2006)

3.2.4.2.4 Bombeo Mecánico (BM)

Es muy utilizado cuando el yacimiento se encuentra depletado, este tipo de bombeo extrae crudo extra pesado y liviano. Esta unidad imparte un movimiento ascendente y descendente en las sartas de varillas lo cual mueve el pistón que se encuentra en la bomba de subsuelo.

La completación incluye un ancla la cual tensiona la tubería para evitar el pandeo y una empacadura permanente en su parte inferior debido a que se producirá únicamente de la arena hollín superior e inferior.

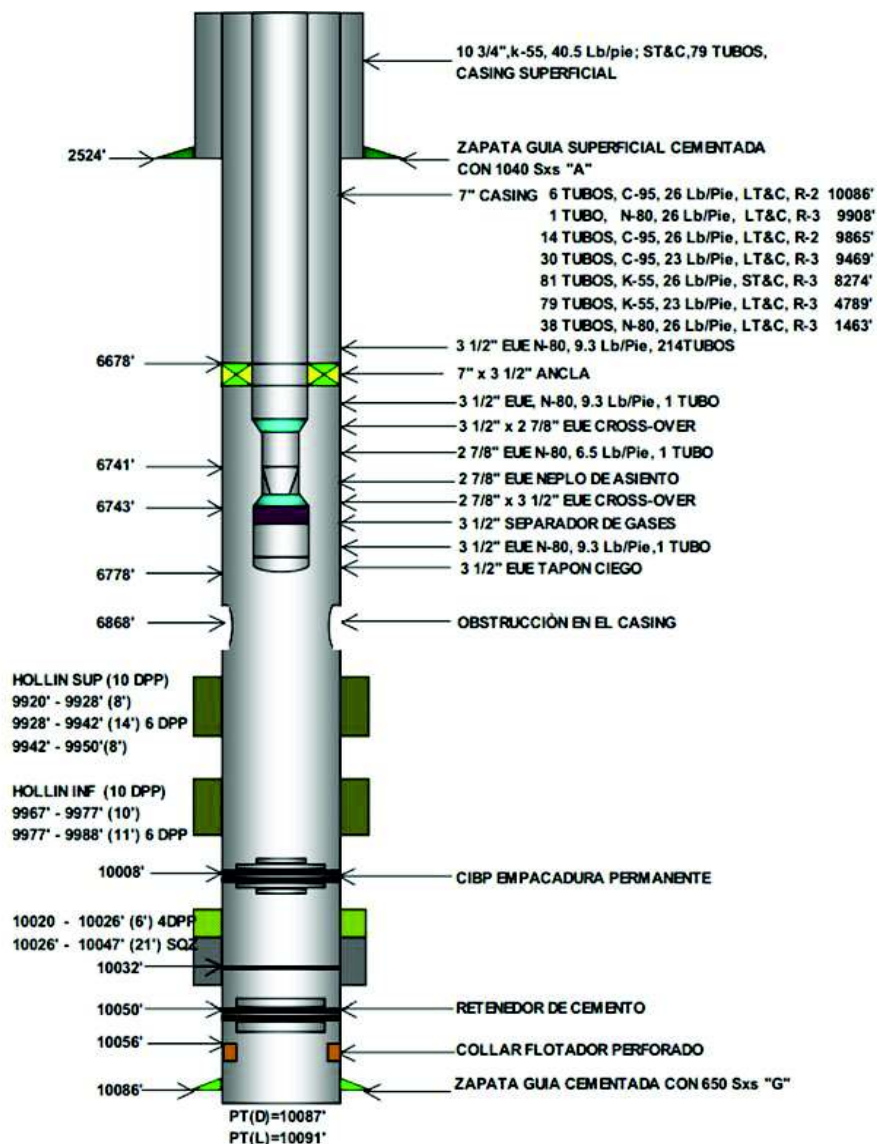


Figura 3.9 Completación bombeo mecánico con empacadura permanente
Fuente: (Carasco & Suárez, 2006)

3.3 Empacadura para Completaciones de Pozos Productores

La empacadura es un dispositivo mecánico con un elemento de sello, la cual se clasifica en permanente, reposicionable y recuperable (API 11D1, 2015), se asientan en distintos tipos de completaciones que son realizadas después de la perforación o durante la reparación, las cuales pueden ser de diferente tipo como: simples, dobles o múltiples, y pueden ser para todo tipo de pozo como: vertical o direccional, ya sea a flujo natural o con levantamiento artificial (Aguilar, 2014).

La empacadura es la herramienta más importante y mayormente usada en la completación de pozos. Existen diferentes tipos de empacaduras para cubrir distintos tipos de configuraciones de completaciones según lo requiera el cliente.

Entre las funciones principales de la empacadura se tiene según (Serrano E. , 2013):

- Aislar distintas zonas de producción o inyección en completaciones múltiples;
- generar bloqueo de fluido (líquido o gas) entre el casing y tubing;
- Control de producción;
- Evitar el paso hacia arriba del fluido causado por la diferencia de presiones;
- Trabajos de squeeze (cementación forzada);
- Trabajos de reacondicionamiento;
- Empaquetamiento con grava, para trabajos de control de arena;
- Fracturación hidráulica;
- Prueba de pozos;
- Completación de zonas con problema de arena, utilizado junto con el Liner;
- Protección de equipos;
- Protección de casing de fluidos corrosivos y de la presión de estallido y colapso del pozo debido a condiciones de alta presión y temperatura en producción o inyección.

La empacadura va conectada al tubing a través de conexiones EU y forma parte de la tubería de producción, se asienta a unos 60 - 70 pies por encima de los punzados.

3.3.1 Clasificación de las empacaduras según la especificación API 11D1

Empacaduras Permanentes

Se corren con tubing o wireline, no está diseñado para una extracción intacta más bien exige una destrucción sustancial, se utiliza principalmente en estimulaciones y se los

considera como parte integral del casing ya que el tubing se puede desacoplar y la empaadura quedar asentada en el casing de forma permanente.

Empaaduras Reposicionables

Cumple con la definición de empaquetador recuperable y su diseño tiene una característica la cual facilita su recolocación dentro de la completación (sin extracción) mientras se reestablece a su función prevista.

Empaaduras Recuperables

Su característica de diseño facilita una extracción sustancialmente intacta desde la completación, se bajan con la tubería de producción o perforación y pueden ser asentadas por compresión mecánica o hidráulica. Se anclan y desanclan en cualquier etapa de operación con la misma tubería y se utilizan en trabajos de cementación, fracturaciones, pruebas, workover frecuentes, reacondicionamiento o en completaciones selectivas.

Se considera como parte integral de la sarta de producción por lo tanto al sacar el tubing es necesario sacar la empaadura.

Las empaaduras recuperables se clasifican en:

- **Empaaduras Mecánicas.** _ Se anclan y desanclan de manera mecánica con rotación, tensión y compresión, aplicado con el mismo peso de la empaadura.
- **Empaaduras Hidráulicas.** _ Se anclan con una presión hidráulica inyectando fluido desde la superficie y se desasientan con tensión.

Empaaduras de Sertecpet están disponibles en diámetros de 7", 9-5/8", 5-1/2", 5"

Tabla 3.10 Empaaduras para pruebas de producción disponibles por Sertecpet S.A.

Descripción	Diámetro	Peso	Casing	
			Min	Max
PHD Packer	7"	20-26 lb/ft	6.276	6.456
Retrievamatic	7"	20-26 lb/ft	6.276	6.456
DLH Packer	7"	20-26 lb/ft	6.276	6.456
RH Packer	7"	20-26 lb/ft	6.276	6.456
HD Packer	7"	20-26 lb/ft	6.276	6.456
RBP Tapón	7"	20-26 lb/ft	6.276	6.456
Eskimo	7"	20-26 lb/ft	6.276	6.456

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018
Fuente: (Operaciones Sertecpet S.A, 2010)

3.3.1.1 Empacaduras Permanentes

Su utilidad es para pozos de alta presión y temperatura, en completaciones donde se prevé trabajos de fractura, principalmente se emplean en pozos exploratorios.

Permapak Seal Bore Packer

Puede ser usado para la completación de una o varias zonas, Su diseño es capaz de soportar altas presiones, temperaturas y fluidos corrosivos, tiene compatibilidad con una gran variedad de elastómeros y materiales de sellado de perforación (Seal bore) lo cual satisface operaciones hostiles dentro del pozo, utilizada para trabajos de estimulación, pruebas de inyección o como un tapón temporal.

Características Especiales

- Línea eléctrica en conjunto mecánico o hidráulico
- Componentes templados para el fresado
- Posee anillos anti-extrusión que se expande hasta el ID del casing, para evitar la extrusión de las gomas



Figura 3.10 Permapak seal bore packer
Fuente: (D&L TOOLS, 2018)

Permapak Dual Bore Packer

Esta empacadura puede ser corrida por cable y ajustada hidráulicamente en el pozo y puede usarse en completaciones de una o varias zonas, tiene compatibilidad con una gran variedad de elastómeros y materiales de sellado de perforación (seal bore) lo cual satisface operaciones hostiles dentro del pozo. Esta empacadura permanente es utilizada para trabajos de producción, estimulación, pruebas de inyección o como un tapón temporal cuando se usa el conjunto de accesorios de fondo extraíble.

Características Especiales

- Empacadura amplía a través del orificio
- Mandril de sello grande a través del agujero



Figura 3.11 Permapak dual bore packer
Fuente: (D&L TOOLS, 2018)

3.3.1.2 Empacaduras Hidráulicas

DLH Packer

Es un tipo de empacadura hidráulica recuperable y puede ser usada en operaciones de pozos productores o inyectores (verticales o desviados). La presión de bombeo en el tubing genera una fuerza de ajuste, hinchando las gomas y anclando las cuñas en el casing a través de un anillo de bloqueo del cuerpo, su liberación es solo tensionando, contiene 3 elementos de sello y dos sistemas de anclaje. Se diseña esta empacadura a presiones entre 7500 – 9000 psi.

Características especiales

- Mantiene los diferenciales de fuerza y presión en ambas direcciones
- Prisionero de liberación, ajustable
- Tracción de ajuste directo



Figura 3.12 DLH packer
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

FHL Packer

Es una empacadura recuperable de ajuste hidráulico que puede correrse en completaciones de una o doble empacadura para múltiples zonas o en producción selectiva. Es ideal para pozos desviados en condiciones donde no es posible un ajuste mecánico.

Características especiales

- No requiere manipulación del tubing
- Operacional a presiones hidrostáticas de 12000 a 15000 psi
- Puede ajustarse con presión del tubing a cualquier profundidad
- Se libera por tensión o rotación (opcional)

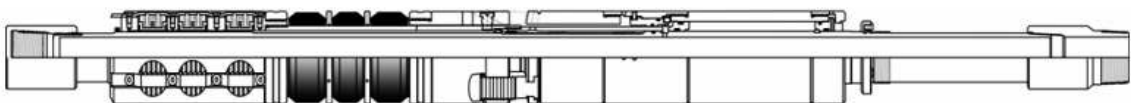


Figura 3.13 FHL packer
Fuente: (ELDER TOOLS, 2018)

HD Compression Packer

Alta resistencia con retención hidráulica superior, manteniendo la presión diferencial tanto de arriba como de abajo. Es usada para alta presión de producción, pruebas squeeze, cementación, acidificación, y fracturamiento y puede ser corrida en tándem para operaciones de multi-zona, contiene un sistema de bypass integral que permite la circulación alrededor de la herramienta para remover cemento y escombros del pozo.

Características especiales

- Bypass interno grande
- Botones de insertos de carburo de tungsteno
- Mandril de paso completo
- Mantiene un alto diferencial de presión



Figura 3.14 HD Compression packer
Fuente: (ELDER TOOLS, 2018)

PHD Packer

Empacadura de trabajo pesado, con apertura de cuñas de manera hidráulica, excelente para la estimulación, cementación squeeze y operaciones de prueba, es una herramienta compatible con tapones y puede ser corrida en multi-zonas, la apertura de diámetro completo elimina los problemas de restricción de flujo. Su ajuste puede ser también de J con $\frac{1}{4}$ de vuelta a la izquierda y comprimiendo los elementos de empaque (opcional).

Características especiales

- Construcción resistente con retención hidráulica superior
- Presión equilibrada
- Apertura completa
- Bypass grande
- Altas presiones
- Patrones J opcional para ajustes



Figura 3.15 PHD packer
Fuente: (INNICOR, 2005)

3.3.1.3 Empacaduras Mecánicas

RH Packer

Empacadura de anclaje mecánico de compresión, requiere que el peso del tubing mantenga los elementos de la empacadura ajustados, se emplea para trabajo de tipo pesado, similar al Retrievamatic, se utiliza para estimulación, cementación forzada y tratamientos químicos, fracturamiento hidráulico, es compatible con bridge plugs y completaciones multi-zona, maneja altos diferenciales de presión. Es un conjunto de rotación de $\frac{1}{4}$ de vuelta seguido de un peso reducido para empaquetar los elementos que puede configurarse a mano derecha o izquierda por medio de una J para su asentamiento o recuperación. Incorpora botones de sujeción para evitar movimientos hacia arriba bajo altas presiones. (Villegas, 2013)..

Características especiales

- Apertura en pleno caudal
- Mandril de paso completo
- By-pass interno grande
- Mantiene presión desde arriba o abajo
- Patrón J, opcional para fraguado
- Asentamiento y liberación automática o manual



Figura 3.16 RH packer
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Compression Packer

Empacadura de compresión mecánica empleada en operaciones de pozos productores, que contiene 3 elementos de sello que se expanden radialmente a través de un mecanismo sujeto únicamente a presión por lo que debe ser corrido junto a otra herramienta de anclaje operada mecánicamente. Los elementos sellantes pueden volver a su posición inicial para la recuperación de la herramienta solo tensionando.

Características especiales

- Presión nominal de operación de 7500 psi
- Su anclaje es con otra herramienta
- Se desasienta con tensión



Figura 3.17 Compression packer
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Retrievamatic Packer

Empacadura de apertura completa, que contiene botones de compresión, es para todo tipo de cementación squeeze, pruebas de casing, fracturamiento de la formación, acidificación y alta presión. El ajuste de mano izquierda es proporcionado para ser operado con un tapón lok-set

Características especiales

- Apertura completa para paso de equipo mediante cable
- Área de bypass grande, permite la circulación alrededor a través de la herramienta durante la corrida
- Se libera de manera fácil y confiable
- Los botones de presión mantienen el empaquetamiento en operaciones de alta presión
- Posee un descargador face-seal que permite la circulación en la parte inferior de la herramienta



Figura 3.18 Retrievamatic packer
Fuente: (ELDER TOOLS, 2018)

Eskimo Packer

Mecánicamente ajustable, recuperable con sello simple para controlar el by-pass. Utilizado en operaciones de inyección de químicos, bombeo y producción. Se asegura mediante acción mecánica manteniendo las presiones arriba o debajo de la empacadura, independientemente de si la empacadura está bajo tensión, compresión o neutro. Posee un mandril integral que permite que la empacadura funcione con un solo sello. Diseña para condiciones pozos abajo, manejando presiones de +/- 7000 psi.

Características especiales

- Mantiene altas presiones desde arriba y debajo de la empacadura
- Puede estar en compresión, tensión o de forma neutral
- Se puede instalar a poca profundidad

- Mandril integral de una sola pieza, sin O-Rings
- ¼ de vuelta a la derecha para colocar y soltar
- Orientación de la J opcional, derecha o izquierda
- Sistema J abierto para eliminar la acumulación de desecho
- La ubicación del By-Pass permite que se limpie el desecho desde los deslizamientos superiores

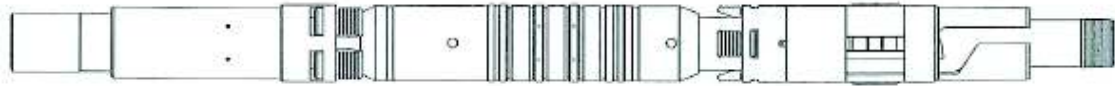


Figura 3.19 Eskimo packer
Fuente: (INNICOR, 2007)

ASBP Retrievable Bridge Plug

Tapón de tipo empacador de alta presión que se utiliza para operaciones de tratamiento y pruebas de zonas múltiples y selectivas, tales como acidificación, fracturación, cementación, el tapón está diseñado con un by-pass grande para reducir el frotamiento cuando se ejecuta y se recupera. El by-pass está ubicado debajo de los Upper slips para ayudar a limpiar los escombros cuando el by-pass es abierto.



Figura 3.20 ASBP Retrievable bridge plug
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

RBP Bridge Plug

Tapón recuperable tipo copa, que es utilizado para fracturamiento selectivo, acidificación, pruebas para varios intervalos del pozo, se utiliza para aislar una formación de otra, obteniendo así una hermeticidad confiable, el RBP puede ser anclado de forma mecánica maniobrando desde superficie y su hermeticidad es de forma hidráulica, tiene dos válvulas para equalizar presiones, se puede bajar solo o con sarta múltiple.



Figura 3.21 RBP bridge plug
Fuente: (Baker Hughes, 2003)

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Asentamiento de la Empacadura

Para Empacadura Permanente

Se pueden anclar de forma mecánica, hidráulica o eléctrica y su desasentamiento es desacoplando la tubería de producción mediante un on-off tool.

Mecánico. _ Con Setting tool o cable eléctrico a través de operación de wire line con adapter kit. La conexión del tubing con la empacadura puede ser tipo permanente (tubing anchor) o móvil (tubing seal locator) (Aguilar, 2014).

Hidráulico. _ Se da con la misma completación.

Para Empacadura Recuperable

Mecánico. _ Una vez corrida la empacadura a través de la completación en el pozo, se asienta con la rotación de la sarta (a mano derecha o izquierda para que salga la J del perfil interno del mandril) y la aplicación de un cierto peso para que los componentes de la empacadura se ajusten, su desasentamiento es a través de tracción mecánica para quitar el peso anteriormente descargado y abrir la válvula de circulación.

Hidráulico. _ La diferencia entre empacadura mecánica es el mecanismo de asentamiento, la cual permite asentarla sin manipulación de la tubería. En este tipo de empacadura, su anclaje es aplicando cierta presión hidráulica, no sin antes taponar la sarta de completación por debajo de la empacadura con un standing valve (check valve) asentado en un no-go o niple de asentamiento, logrando así que se compriman todos los componentes por medio de un trinquete generado en el by-pass de la empacadura, su desasentamiento es aplicando tensión hasta la ruptura de los Shear Screws.

Una vez asentada la empacadura se presuriza el espacio anular con presiones de hasta 1500 psi con lo cual se descartan fallas.

4.2 Implementación de Metodología bajo Especificación API

11D1 para la Fabricación de la Empacadura Hidráulica 7 x 2-7/8"

El desarrollo de esta especificación se basa en varias normativas y tiene que cumplir cada una de ellas para su implementación.

4.2.1 Matriz de Procedimiento

Se establece una matriz de procedimiento de fabricación para la empacadura hidráulica STP 7x2-7/8" basado en la especificación API 11D1 y un sistema de Gestión Integral.

Responsable	Descripción de actividades	Registros/ anexos
	DISEÑO	
	<p>La especificación API 11D1 se compone de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Especificación Funcional; - Especificación Técnica; - Requisitos del Proveedor / Fabricante; - Reparación; - Envío / Almacenamiento; - Anexos. <p>La matriz desarrolla cada uno de los parámetros y se apega a los requerimientos de calidad API Q1.</p>	
Ingeniero de Diseño	<p>Solicita la siguiente especificación funcional al usuario/comprador la cual se establecerá en la documentación adecuada:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Descripción del tipo; - Parámetros del pozo; - Parámetros operacionales; - Compatibilidad ambiental; - Compatibilidad con equipos de pozos relacionados; - Validación de diseño; - Control de calidad. <p>Según el literal 5 de la Spec API 11 D1.</p>	Registro de Requerimientos del Cliente (Anexo 4)
Ingeniero de Diseño	<p>Cumple con los requisitos de diseño indicados en API Spec 11D1, numeral 6.3. Cumpliendo con todas las etapas de diseño y desarrollo como revisión, verificación y validación, que se establecen en una minuta de reunión y se desarrollan en la memoria de diseño.</p> <p>Establece entradas y salidas de diseño lo cual se especifica en el informe de documentación de diseño.</p> <p>Considera el estudio de elementos finitos a través del software SolidWorks, con el fin de justificar materiales, espesores y formas de las partes que mayor carga soportan en la funcionalidad de la empacadura, así como la distribución del factor de seguridad según la escala de Von Mises.</p>	<p>Minuta de Reunión</p> <p>Documentación de diseño</p>

	<p>Sertecpet como fabricante del producto, Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8", define su grado de validación V6 de acuerdo al literal 6.5.2.2 de la Spec API 11 D1.</p> <p>Sertecpet como fabricante del producto, Packer Hidráulico STP 7x2-7/8", define su grado de calidad Q2 de acuerdo al literal 7.4 (Anexo) de la Spec API 11 D1.</p>	Memoria de diseño
Ingeniero de Diseño	<p>Realiza la especificación técnica, la cual cumple con la especificación funcional, en la que solicita:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Características técnicas; - Requisitos de diseño; - Verificación de diseño; - Requisitos de validación de diseño; - Cambios de diseño; - Otras validaciones; - Verificación de ensamblaje. <p>Cuando no se cumple todos los requisitos el usuario/comprador deberá especificarlo. De acuerdo al literal 6 de la Spec API 11 D1.</p>	Memoria de diseño
Ingeniero de Diseño	Especifica que las características técnicas deben estar de acuerdo a la Spec API 11 D1, numeral 6.2.	Manual Técnico
Ingeniero de Diseño	<p>Se rige a los requisitos de diseño del literal 6.3 de la Spec API 11D1, el cual está conformado por:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Documentación de Diseño; - Materiales; - Calificación de Rendimiento. (V4-V0). 	Memoria de diseño
Ingeniero de Diseño	<p>Incluye en la Documentación de Diseño, de acuerdo al literal 6.3.2 de la Spec API 11 D1.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Suposiciones; - Métodos de análisis; - Comparación con el diseño previo de productos similares o historial operativo de productos similares; - Cálculos; - Planos; - Especificaciones de fabricación; - Revisiones de diseño; - Resultados de pruebas físicas. <p>Garantiza todas las especificaciones documentadas de los materiales y define las siguientes especificaciones de acuerdo a la Spec API 11D1, literal 6.3.3 que consiste:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Metales <ul style="list-style-type: none"> - Especificaciones; <ul style="list-style-type: none"> a) Límites de composición química; b) Condiciones de tratamiento térmico; 	<p>Memoria de Diseño</p> <p>Documentación de Diseño</p>

	<ul style="list-style-type: none"> c) Límites de propiedad mecánica: <ul style="list-style-type: none"> - Resistencia a la tracción; - Límite elástico; - Elongación; - Dureza. - Verificación de propiedad mecánica. <ul style="list-style-type: none"> ▪ No metales <ul style="list-style-type: none"> a) Tipo de compuesto; b) Propiedades mecánicas: <ul style="list-style-type: none"> - Resistencia a la tracción; - Elongación; - Módulo de tracción. c) Conjunto de compresión; d) Dureza. 	Análisis de Materiales
Ingeniero de Diseño	<p>Realiza la verificación del diseño para asegurar que el Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8" y accesorios cumplen con las especificaciones técnicas.</p> <p>La verificación del diseño consta de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Revisiones; - Cálculos; - Comparación con diseños similares; - Registros históricos de condiciones de operación definidas. <p>Específica, documentación de diseño (verificación, validación) debe ser revisada y verificada por una persona calificada, indicado en API Spec 11D1, literal 6.4.</p>	Documentación de Diseño Memoria de Diseño
Ingeniero de Diseño	<p>Realiza la validación del diseño con grado V6 para Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8" de acuerdo a lo indicado en API Spec. 11D1, literal 6.5.2.2.</p> <p>Para la validación del Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8" y accesorios realiza:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prueba de presión de ruptura de pines; - Prueba de hermeticidad; - Ensayos no destructivos; - Prueba de Drift; - Prueba de Anclaje; - Verificación de Ensamblaje. <p>Criterios de aceptación:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prueba de presión de ruptura de pines >1000 psi; - Prueba de hermeticidad a presión continua durante 15 minutos a 1500 psi; - Ensayos no destructivos de partículas magnéticas húmedas, sin presencia de discontinuidades en su superficie; - Prueba Drift 2-7/8" (6.5 lb/ft), diámetro 2.347 y 	Pruebas de Validación

	<p>longitud 42”;</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prueba de anclaje con límite de 40000 Lbf; - Verificación de ensamblaje, reinicia y vuelve a probar. 	
Ingeniero de Diseño	<p>Llena el formato indicado en caso de requerir cambios en el diseño del Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8” y accesorios. Documenta, revisa y aprueba todos los cambios y modificaciones de diseño en relación con la verificación y validación de diseño para ver si es un cambio sustancial, antes de su implementación.</p> <p>Considera como mínimo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Niveles de estrés de los componentes modificados o cambiados; - Cambios materiales; - Cambios funcionales. <p>Según el literal 6.6 de la Spec API 11 D1.</p> <p>Realiza prueba de validación suplementaria la cual incluye reiniciar y volver a probar (verificación de ensamblaje), especificado en literal 6.8, 6.9 de la Spec API 11 D1.</p>	Registro de Gestión de Cambios (MOC)
Ingeniero de Diseño	<p>Mantiene los procedimientos documentados para demostrar el cumplimiento de los requisitos especificados.</p> <p>Mantiene por un período de diez años después de la última fecha de fabricación, los documentos que involucren:</p> <ul style="list-style-type: none"> - verificación de diseño; - validación del diseño; - justificación de cambio de diseño. <p>Mantiene por un período de cinco años después de la última fecha de fabricación, los documentos que involucren el control de calidad, los cuales deberán ser auditados por el usuario.</p> <p>la información de control de datos contiene:</p> <p>a) Manual de funcionamiento</p> <p>Elabora en conjunto con el área de Herramientas & Servicios, un manual técnico de operaciones el mismo que debe estar disponible para los productos suministrados.</p> <p>El manual técnico de operaciones debe contener al menos la información solicitada en API Spec. 11 D1, literal 7.2.2.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Numero de referencia del manual; - Procedimientos operacionales y herramientas 	<p>DOSSIER</p> <p>Manual Técnico</p>

	<p>relacionadas;</p> <ul style="list-style-type: none"> - Procedimientos de inspección previa a la instalación; - Recomendaciones de almacenamiento; - Esquema representativo (OD, ID, longitudes); - Precauciones y manejo. <p>b) Hoja de Datos del Producto</p> <p>Realiza en conjunto con el área de Herramientas & Servicios, una Ficha Técnica, la misma que debe estar disponible para los productos suministrados. La ficha técnica debe contener al menos la información solicitada en API Spec. 11 D1, literal 7.2.3.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nombre y dirección del fabricante; - Numero de producto del fabricante; - Nombre del producto del fabricante; - Tipo de producto; - Características del producto; - Servicio proporcionado; - Materiales metálicos; - Materiales no metálicos; - Diámetro Drift; - Gauge OD; - Longitud total; - Rango de temperatura; - Índice de presión; - Conexión superior; - Conexión inferior; - Casing y Tubing, rango máximo y mínimo de (IDs, tamaño, masa); - Método de transporte; - Diámetro máximo de transporte; - Método de ajuste incluye fuerza y presión de ajuste; - Método de recuperación; - Método de reposición; - Grado de calidad; - Grado de validación; - Numero de referencia del manual de operación. <p>De acuerdo al literal 7.2 de la Spec API 11 D1.</p>	<p>Ficha Técnica</p>
<p>Ingeniero de Diseño</p>	<p>Identifica el producto de acuerdo a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Identificación del fabricante; - Número de producto del fabricante; - Fecha de fabricación (mes / año); - Grado de calidad; - Diseño de grado de validación. <p>Según el literal 7.3 de la Spec API 11 D.</p>	<p>Plano Fabricación Paquete de Diseño</p>

	PRODUCCIÓN	
Supervisor de Producción	Genera la orden de producción de acuerdo al requerimiento del cliente interno o externo.	Requerimientos del Cliente Orden de Producción
Supervisor de Producción	Solicita al departamento de diseño el plano de fabricación del Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8", el mismo que debe tener sus respectivas firmas de responsabilidad.	Código de plano
Supervisor de Producción	Establece con el Coordinador de Compras, las condiciones requeridas de materia prima de acuerdo al instructivo indicado para la compra de materia prima API.	Instructivo para la Compra de Materia Prima bajo API 11D1
Supervisor de Producción	Solicita la respectiva materia prima, insumos y herramientas, requeridas para la ejecución de la orden de producción a través del sistema Dynamics AX, creando un diario de transferencia entre la bodega principal y producción. El material para la fabricación del Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8" y accesorios es de AISI 4140 y 8620 bajo especificación API 5CT.	Diario de transferencia de materiales – Sistema AX
QA/QC Supervisor de Control Calidad	Verifica la materia prima documentalmente, con el certificado de especificaciones técnicas emitido por el proveedor y las características de la materia prima solicitada, con la finalidad de asegurar que ésta cumpla con las especificaciones técnicas establecidas por API, como parte de la aprobación de ingreso, verificando si el material cumple según el registro indicado.	Registro de inspección de materia prima
Control de Calidad	Emite a las Sub-áreas el formato indicado (antes de iniciar el mecanizado de la orden de producción), el cual es llenado por cada uno de los técnicos en cada uno de los procesos de trabajo, para hacer constancia de todas las fases de fabricación, hasta la recepción a bodega.	Hoja de Proceso para Conformidad de Producto Manufacturado
Supervisor Producción	Designa al Tornero CNC, capacitado en productos API y la maquina requerida para la fabricación de la O.P.	N/A
Ayudante de maquinas	Identifica el material correspondiente a la orden de producción previamente abierta, a fin de dar trazabilidad al producto. Con la orden de producción y considerando el tipo de producto se procede a cortar el material marcando: el número de la secuencia de corte, para la trazabilidad del producto.	Orden de Producción

Tornero CNC	Procede a mecanizar según el programa y los planos correspondientes al producto, controlando los criterios de aceptación conforme a las especificaciones técnicas de API y llena el registro indicado.	Pauta de Inspección
Supervisor de Producción	<p>Realiza la identificación del Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8" y accesorios mediante el proceso de marcado, de acuerdo con lo especificado en API Spec. 11 D1, literal 7.3 como, por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Identificación del fabricante; b) Número de producto del fabricante; c) Fecha de fabricación (mes / año); d) Grado de calidad; e) Diseño de grado de validación. <p>Ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) STP - Logo b) 01 – OP 6537 c) 06 / 18 d) Q3 (API SPEC 11 D1) e) V6 (API SPEC 11 D1) 	N/A
CONTROL DE CALIDAD		
Personal de Control de Calidad	<p>Literal 7.4 de la Spec API 11 D1, el cual especifica:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Material; – Tratamiento térmico; – Trazabilidad de componente; – Inspección dimensional de componentes; – Inspección de dureza de componentes; – END de componentes; – Verificación de dispositivo de corte; – Verificación de ensamblaje; – Trazabilidad de ensamblaje; – No conformidad de fabricación; – Sistemas de calibración; – Calibraciones personales. <p>Cumple con los siguientes requisitos para el material según el literal 7.4.2 de la Spec API 11D1:</p> <ul style="list-style-type: none"> – COC (Certificado de Conformidad) – MTR (Reporte de Prueba de Material) <p>Pide al subcontratista que se proporcione un COC y MTR indicando que se cumple con las especificaciones documentadas según el literal 7.4.3 de la Spec API 11 D1.</p> <p>Revisa que el tratamiento térmico de la materia prima proporcionado por el subcontratista a través de un COC, cumple con requisitos citados en el literal 7.4.4.2 de la Spec API 11 D1.</p>	<p>Manual Técnico</p> <p>Ficha de liberación de producto nuevo</p> <p>Reporte de END</p> <p>Certificado de Materia Prima (MTR/MTC)</p>

	<p>Realiza el control de calidad con grado Q2 de acuerdo a lo indicado en API Spec. 11 D1, literal 7.4. (Anexo 6).</p> <p>La documentación requerida para el grado Q2 es:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Material metálico y no metálico <ul style="list-style-type: none"> – COC o MTR ▪ Tratamiento térmico <ul style="list-style-type: none"> – COC (subcontratista) – Verificación de lote de trabajo (fabricante) ▪ Trazabilidad de componente <ul style="list-style-type: none"> – Trazabilidad de lote de trabajo para componentes tipo 1 ▪ Inspección dimensional de componentes <ul style="list-style-type: none"> – Plan de muestreo ▪ Dureza <ul style="list-style-type: none"> – Plan de muestreo ▪ Componente END <ul style="list-style-type: none"> – END superficial por plan de muestreo para componente tipo 1 ▪ Verificación de corte del dispositivo de corte ▪ Verificación de ensamblaje con prueba (ID Drift) ▪ Documentación QC retenida por el fabricante 	
<p>Control de Calidad</p>	<p>Mantiene la trazabilidad del Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8" y accesorios por medio del número de serie y la orden de producción (OP) marcados en la parte externa del equipo.</p> <p>La OP contiene información para obtener la trazabilidad de herramienta como, por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> – # de Pieza por OP – Código del producto – Material (AISI) – # de Colada (HT) – Mes/Año – Q2/V6 <p>Considerando el literal 7.4.5 de la Spec API 11D1.</p>	<p>Orden de Producción</p>
<p>Inspector de Calidad</p>	<p>Realiza inspección dimensional de componentes del Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8", el cual cumple:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Tolerancias de las roscas, Requisitos de inspección, Gauge, Práctica de Gauge, Calibración del gauge, Certificaciones, lo cual deberán estar de acuerdo con API Spec 5B. – las tolerancias dimensionales de O-Rings deben estar de acuerdo con ISO 3601-1 o equivalente. – Los componentes se inspeccionarán dimensionalmente según un plan de muestreo que cumpla con la norma: <ul style="list-style-type: none"> - ISO 2859-1 <p>Según literal 7.4.6 de la Spec API 11D1.</p>	<p>Instructivo de fabricación de Tubos Cortos y accesorios con Roscas Round</p>

Inspector de Calidad	<p>Realiza inspección de dureza de los componentes los cuales deberán cumplir con los requisitos del literal 7.4.8 de la Spec API 11D1.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Inspecciona los componentes según un plan de muestreo que cumple con los requisitos de un estándar internacional o norma nacional, como ISO 2859-1. – Realiza inspección de dureza, ya que sus componentes son tipo 1. – La inspección de la dureza de los componentes metálicos debe cumplir los requisitos de una norma internacional o estándar nacional, como 6508-1. – La dureza de los O-Rings u otros elementos de empaquetadura elastoméricos debe determinarse de acuerdo con un estándar internacional o estándar nacional, como ASTM D2240. Se puede usar un fabricante de muestra de prueba de cada lote. 	Procedimiento de Control de Calidad
Inspector BHA	<p>Realiza ensayos no destructivos a los elementos del Packer Hidráulico de acuerdo al procedimiento indicado y al literal 7.4.9 de la Spec API 11D1, en la cual se solicita:</p> <ul style="list-style-type: none"> – END para componentes no metálicos se inspeccionarán visualmente según especificaciones del fabricante; – END de los componentes metálicos debe ser de inspección de partículas magnéticas; – Criterios para la aceptación o rechazo deben estar de acuerdo con ISO 2859-1, nivel de inspección general II, en un 2.5 AQL para O-Rings y 1.5 AQL para los elementos de empaquetadura; – Inspección visual de los O-Rings debe estar de acuerdo con ISO 3601-3; – Inspección de partículas magnéticas debe cumplir los requisitos de una norma internacional o norma nacional como ASTM E709; – Criterios de aceptación de NDE se ajustarán a las especificaciones del documento del proveedor / fabricante; – Debe ser aprobado por un examinador nivel III calificado de acuerdo a la norma ISO 9712. 	Procedimiento para Inspección por Ensayos No Destructivos (END) por Partículas Magnéticas
Inspector de Calidad	<p>Verifica que al menos un dispositivo de corte por cada lote cumple los parámetros de corte establecidos en el documento de diseño, según lo cita el literal 7.4.10 de la Spec API 11D1.</p>	Procedimiento de Control de Calidad

Inspector de Calidad	<p>Establece procedimiento o control documental la cual evita la entrega del producto no conforme.</p> <p>El control proporciona:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Identificación; - Evaluación; - Documentación; - Separación (si lo dispone); - Autorización y disposición de ensambles no conformes. <p>De acuerdo al literal 7.4.13 de la Spec API 11D1.</p>	Procedimiento de Producto No Conforme
Control de Calidad	<p>Los instrumentos utilizados para la inspección dimensional del Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8" y accesorios se rigen al instructivo indicado.</p> <p>Los equipos de medición y prueba utilizados para la aceptación se identificarán, controlarán, calibrarán y ajustarán según los intervalos especificados en la Lista Maestra de calibración y verificación de instrumentos.</p> <p>Indicado en literal 7.4.14 de la Spec API 11D1.</p>	<p>Instructivo de Metrología</p> <p>Lista maestra</p>
Control de Calidad	<p>Verifica los dispositivos de medición de presión deberán:</p> <ul style="list-style-type: none"> - leerse al menos $\pm 0.5\%$ del rango de escala completa; - calibrado para mantener $\pm 2\%$ de precisión de la escala completa; - usado solo dentro del rango calibrado; - calibrado con un dispositivo maestro de medición de presión o un probador de peso muerto. <p>Los intervalos de calibración del dispositivo de medición de presión duran un máximo de tres meses hasta que se pueda establecer un historial de calibración del documento. De acuerdo al literal 7.4.14.</p>	Instructivo de Metrología
Inspector BHA	<p>Las personas que realizan ensayos no destructivos están calificadas bajo norma ISO 9712, nivel 2 mínimo para evaluación e interpretación. Según literal 7.4.15 de la Spec API 11D1.</p>	Procedimiento Calificación y Capacitación de Personal
Técnico de Fosfatizado	<p>Realiza el tratamiento superficial a las herramientas aprobadas en el área de ensayos no destructivos, de acuerdo al procedimiento indicando y emite el registro correspondiente.</p>	<p>Procedimiento para Aplicación de Fosfato de Zinc por Inmersión</p> <p>Reporte de Fosfatizado</p>

Supervisor de Calidad	Revisa en forma física y documental el producto final, y solicita al Jefe de Planta la aprobación del uso del monograma API, de acuerdo al anexo indicado.	Anexo 8
QA/QC	Es responsable de inspeccionar el producto final antes del despacho hacia el cliente, para determinar si el producto cumple todos los procesos establecidos, las especificaciones y requerimientos del cliente, elaborando el registro y siguiendo el procedimiento indicado respectivamente.	Ficha de liberación de producto nuevo Procedimiento para Liberación de Productos
Control de Calidad	Entrega al cliente interno o externo un documento con la información solicitada de acuerdo a lo indicado en API Spec. 11 D1, literal 7.2.3.	Ficha Técnica
Control de Calidad	Entrega al cliente interno o externo un manual en el que se indique especificaciones técnicas. El documento se basa en lo especificado en API Spec. 11 D1, literal 7.2.2.	Manual Técnico
Supervisor de Calidad	<p>Conserva todos los documentos que involucren la construcción del Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8" y accesorios bajo especificación API 11 D1 por un periodo mínimo de 5 años a partir de la fecha de fabricación.</p> <p>Estos documentos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Orden de Producción; – Pautas de Inspección; – Registros de END; – Registro de Tratamientos Superficiales; – Certificados de Material (MTR); – Hoja de Proceso de Fabricación; – Plano de fabricación. 	DOSSIER

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (API 11D1, 2015)

4.2.2 Documentación de Diseño

Se establece las entradas y salidas de diseño.

4.2.2.1 Entradas de diseño

4.2.2.1.1 Suposiciones

Para el diseño de la empaadura hidráulica 7 x 2-7/8" se incluye; métodos, suposiciones, cálculos, criterios de tamaño, pruebas de trabajo, presiones de operación, materiales, medio ambiente (límites de temperatura, tipo de fluido) y otros requisitos pertinentes sobre el cual se basa el diseño.

La entrada de diseño, incluirá de acuerdo a la especificación API Q1, requisitos funcionales como técnicos y los siguientes aspectos según corresponda:

- **Registro de requerimientos del cliente:** detallado en el documento (Anexo 4; 5);
- **Requisitos provistos externamente como especificaciones de productos API:** detallado en la matriz de procedimiento de fabricación;
- **Condiciones ambientales de operación:** detallado en las entradas de diseño;
- **Metodología, hipótesis y documentación de fórmulas:** detallado en las entradas de diseño;
- **Información de diseños previos similares:** detallado en las salidas de diseño;

4.2.2.1.2 Condiciones de Trabajo

La empaadura hidráulica 7 x 2-7/8" debe acoplarse en la tubería de completaciones de pozos petroleros, ser compatible con pozos verticales, desviados y horizontales, y disponer de elementos sellantes. La empaadura es importante en la producción de hidrocarburos, así como en trabajos de reacondicionamiento y pruebas de pozos, ya que maximiza el valor de los activos del petróleo y gas (Serrano E. , 2013).

Según la experiencia en las operaciones de Sertecpet S.A., se considera a profundidad vertical verdadera (TVD) hasta 15,000 (ft):

a) Datos de producción:

- Caudal: 30 – 5000 [B/d] (Fuente: Base de datos Sertecpet)
- Presión de producción: 70 – 2900 [Psi] (Fuente: Base de datos Sertecpet)
- Temperatura de producción: 181 – 225 [°F] (Fuente: Campo Sacha, Anexo 1)

b) Inyección:

- Caudal: 1000 – 3200 [B/d] (Fuente: Base de datos Sertecpet)
- Presión en fondo 4400 – 8300 [psi] (Fuente: Base de datos Sertecpet)

c) Compatibilidad medioambiental

- Temperatura: 80 a 300 °F.

d) Entorno Agrio

La severidad del entorno agrio, más común es la de la región 2 de acuerdo con la norma (NACE MR0175/ ISO 15156-2, 2015).

- La composición de ácido depende del medio que se vaya a estimular es así que en arenas conformadas mayormente por carbonatos de calcio se usa ácido acético diluido en un rango entre el 10 al 20 %, en arenas conformadas

mayormente carbonatos no sulfuros se utiliza ácido clorhídrico diluido en un rango entre el 10% al 20%, el tiempo de exposición está en el rango de 2 a 3 horas, la presión está en el rango de 4000 a 7000 psi, temperatura 220 °F.

- Para la fractura se utiliza carburita como elemento apuntalante.

4.2.2.1.3 Métodos de Análisis

Criterios de Tamaño

API Spec 5CT, Tabla E.23 para la Empacadura.

El tamaño de la empacadura se determina con las siguientes referencias considerando un libraje de 17 – 26 lb el cual es el parámetro para que las empacaduras generen sello.

De acuerdo al libraje requerido se establece el espesor de pared y la cantidad de masa perdida al momento de realizar el roscado.

Tabla 4.1 Dimensiones y masas standard para casing y para casing roscado con rosca redonda API y estribo de rosca (Tabla E.23 para la empacadura)

OD in	Masa lineal nominal Lb/ft	Espesor pared In	ID In	Diámetro Drift in	Masa calculada				
					Llanura lisa Lb/ft	Ganancia o pérdida de masa debido al acabado final			
						Hilo redondo		Hilo apoyo	
						corto	largo	RC	SCC
7	17	0.231	6.538	6.413	16.72	10.00	-	-	-
7	20	0.272	6.456	6.331	19.56	9.40	-	-	-
7	23	0.317	6.366	6.250	22.65	8.00	10.40	11.00	1.60
7	23	0.317	6.366	6.241	22.65	7.20	10.40	11.00	1.60
7	26	0.362	6.276	6.151	25.69	-	9.40	9.60	0.20

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (API 5CT, 2011)

API Spec 5CT, Tabla E.35 para el Inner Mandrel.

Se establece un OD de 2-7/8" con conexión EU de acuerdo a los requerimientos de la completación para el inner mandrel con respecto a las consideraciones siguientes.

Tabla 4.2 Tamaño, masa, espesor de pared, grado y aplicación end-finish (Tabla E.2 para el inner mandrel)

OD in	Masa lineal nominal Lb/ft			Espesor de pared in	Tipo de end-finish						
	Non- Upset	Ext- Upset	Int- Joint		H40	J55	L80	N80	C90	T95	P110
2-3/8	4.60	4.70	-	0.190	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU
2-7/8	6.40	6.50	-	0.217	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU
3-1/2	9.20	9.30	-	0.254	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU	PNU

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (API 5CT, 2011)

Tabla 4.3 Dimensiones y masas para tubería estándar y tubería roscada con API NU, EU, conexión integral (Tabla E.24 para el inner mandrel)

OD in	Masa lineal nominal Lb/ft			Espesor de pared in	ID in	Masa calculada	
	Non- Upset	Ext- Upset	Int- Joint			External Upset (EU)	
						Regular	Espacio especial
2-7/8	6.40	6.50	-	0.217	2.441	5.60	3.76
2-7/8	7.80	7.90	-	0.276	2.323	5.80	3.92
2-7/8	8.60	8.70	-	0.308	2.259	5.00	3.16

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (API 5CT, 2011)

Tabla 4.4 Dimensiones tubing EU para conexiones API, grupos 1, 2, 3 (Tabla E.25)

Etiqueta		Tamaño OD in	Masa lineal nominal, rosca y acople Lb/ft	Upset
1	2			OD in D4
2-3/8	4.70	2.375	4.70	+0.006250 2.594
2-7/8	6.50	2.875	6.50	3.094
3-1/2	9.30	3.500	9.30	3.750

D4: el mínimo OD de Upset, es limitado por la mínima longitud de los hilos de cresta completa. Especificación API 5B

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (API 5CT, 2011)

Tabla 4.5 Acoplamiento tubing API EU – Dimensiones, tolerancias, masas (Tabla E.35)

Etiqueta	Tamaño ^a	OD		Longitud mínima N _L In	Diámetro de recess Q in
	OD D In	Regular W ^b in	Holgura especial W _c ^c in		
2-3/8	2.375	3.063	2.910	4 7/8	2.656
2-7/8	2.875	3.668	3.460	5 ¼	3.156
3-1/2	3.500	4.500	4.180	5 ¾	3.813

a: el tamaño de designación para el acoplamiento es el mismo que el tamaño de designación para la tubería en el cual el acople es usado.
b: tolerancia de OD W: +/- 1%
c: tolerancia de OD W_c: +/- 0.015 in

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (API 5CT, 2011)

Tipo de Conexión

El tipo de conexión de la herramienta con la completación se la define con referencia al registro de requerimiento del cliente y a la norma (API 5B, 2008). (Especificación para roscado, calibración e inspección de la rosca del casing, tubing, hilos de tubería).

Conexión EU

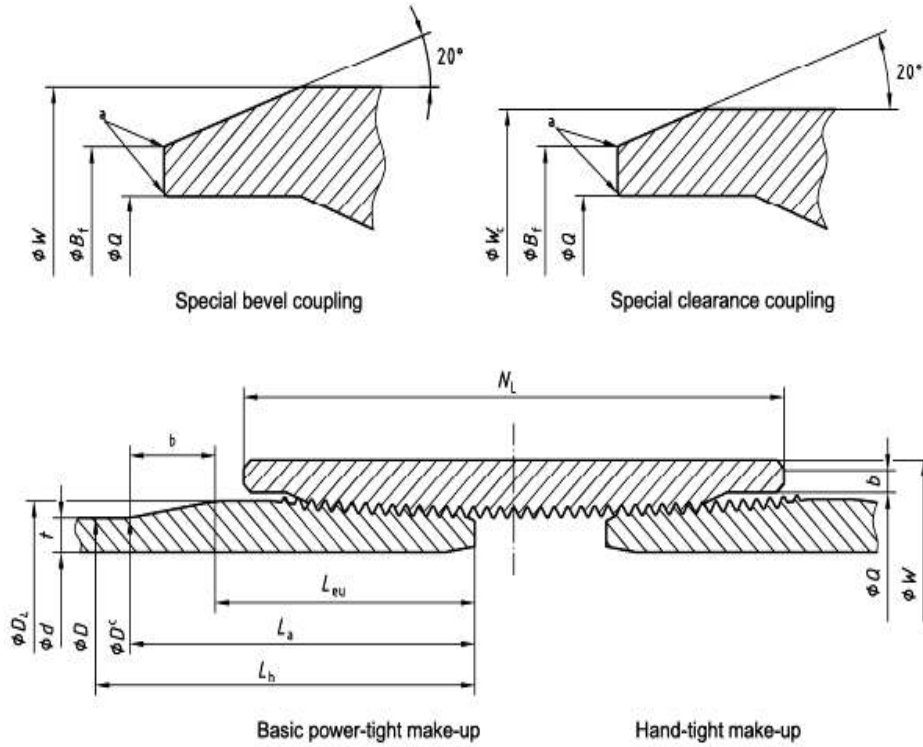


Figura 4.1 External – Upset tubing y acoplamiento.
Fuente: (API 5CT, 2011)

Nota: Mirar las tablas E24 y E25 para las dimensiones de la tubería, tabla E35 para dimensiones de acoplamiento y API Spec 5B para detalles de rosca.

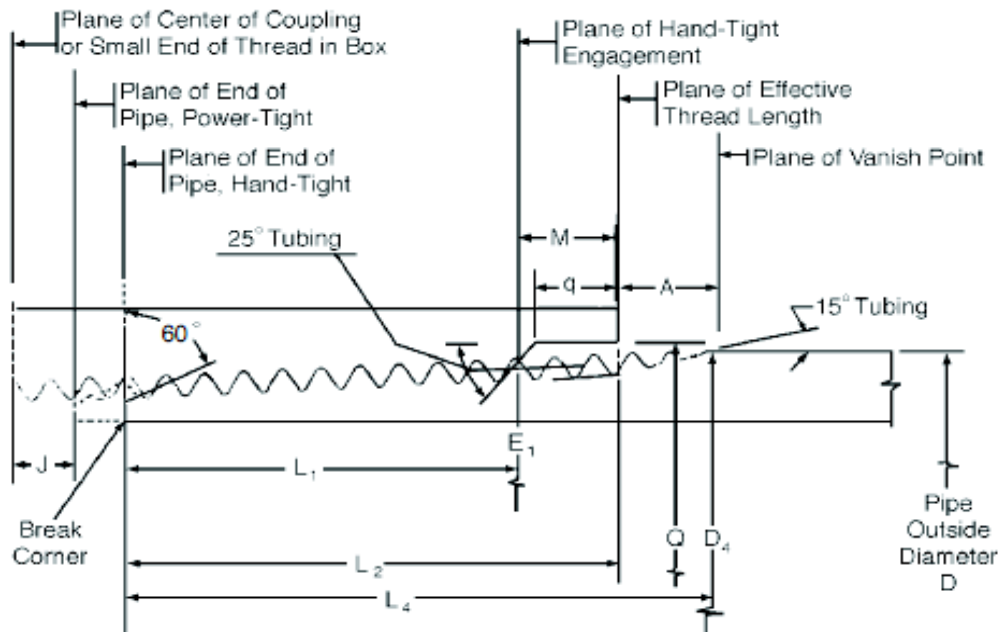
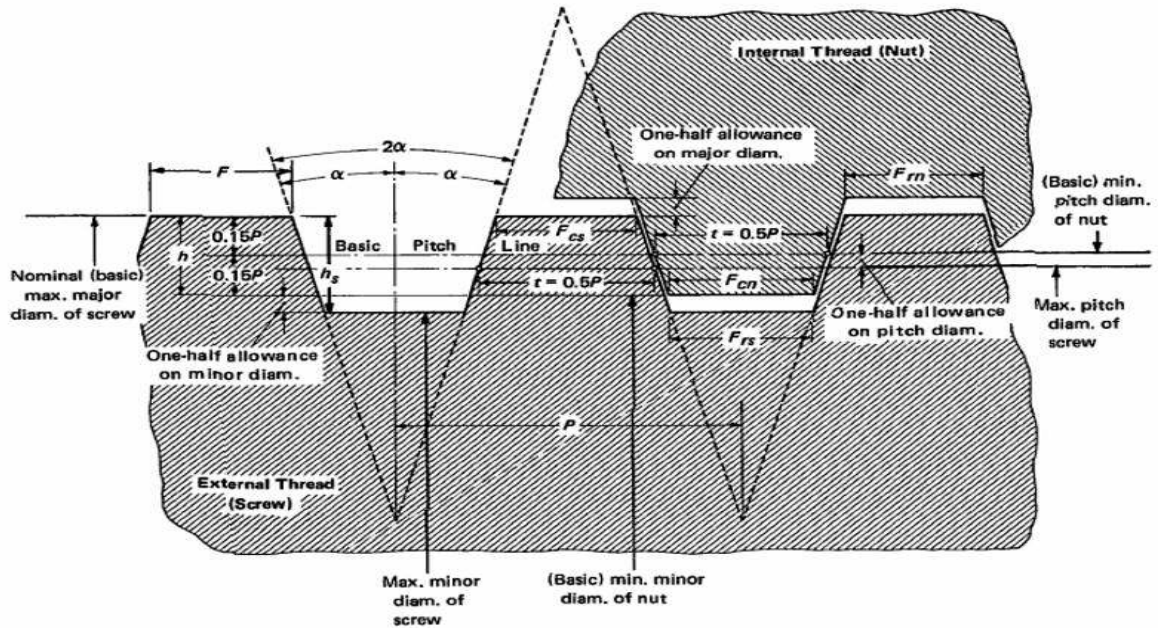


Figura 4.2 Dimensiones básicas del tubo roscas redondas ajuste a mano apretada.
Fuente: (API 5B, 2008)

Conexión Stub Acme



$2\alpha = 29 \text{ deg.}$
 $\alpha = 14 \text{ deg. } 30 \text{ min}$
 $P = \text{pitch}$
 $n = \text{number of threads/in.}$
 $N = \text{number of turns/in.}$
 $h = 0.3P, \text{ basic thread height}$
 $F_{cn} = 0.4224P, \text{ basic width of flat of crest of internal thread}$
 $F_{cs} = 0.4224P - 0.259 \times (\text{pitch diameter allowance on external thread})$
 $F_{rn} = 0.4224P - 0.259 \times (\text{major diameter allowance of internal thread})$
 $F_{rs} = 0.4224P - 0.259 \times (\text{minor diameter allowance on external thread} - \text{pitch diameter allowance on external thread})$

Figura 4.3 Stub Acme. Forma de hilo
Fuente: (ASME/ANSI B1.8, 1998)

Características Mecánicas de conexión EU

Tenaris Casing and Tubing Performance Data

Choose pipe size, wall thickness and steel grade to view API connection options and performance data.

Size: 2.875 | Wall: 0.217 in (0.40 in) | Grade: L80 | Connection: EUE | Unit: USC

Pipe Body Data					
GEOMETRY					
Nominal OD	2.875 in	Wall Thickness	0.217 in	API Drift Diameter	2.347 in
Nominal Weight	6.50 lbs/ft	Nominal ID	2.441 in	Alternate Drift Diameter	n.a.
Plain End Weight	6.17 lbs/ft	Nominal Cross Section	1.812 sq in		
PERFORMANCE					
Steel Grade	L80	Minimum Yield	80,000 psi	Minimum Ultimate	95,000 psi
Body Yield Strength	145,000 lbs	Internal Yield Pressure	10,570 psi	Collapse Pressure	11,170 psi

Connection Data					
GEOMETRY					
Regular OD	3.668 in	Threads Per Inch	8	Make-Up Thread Turns	2
PERFORMANCE					
Steel Grade	L80	Minimum Yield	80,000 psi	Minimum Ultimate	95,000 psi
Joint Strength	145,000 lbs	Internal Pressure Resistance	10,570 psi		

[TenarisHydri Premium Connections](#)

Figura 4.4 Datos de rendimiento del casing & tubing
Fuente: (TENARIS, 2018)

Se establece conexiones:

Principales. _ Entre el Inner Mandrel y el tubing, conexiones de tipo External Upset (EU) tanto en la conexión superior como en la inferior.

Secundarias. _ Entre diferentes componentes de la empaadura se establece conexiones de tipo Stub Acme debido a que en este tipo de conexiones se requiere de una rosca de paso grueso de poca profundidad (0.055 pul) para lograr una unión sólida y resistente, se implementa este tipo de rosca Stub Acme que tiene menor profundidad en comparación con rosca Acme, ya que se necesita optimizar los diámetros para su fabricación la cual se hace de acuerdo a la especificación (ASME/ANSI B1.8, 1998).

4.2.2.1.4 Selección y Análisis de Materiales para su Fabricación

Se realiza el análisis de materiales de acuerdo al literal 6.3.3 de la especificación API 11D1.

El tipo de material es seleccionado según el requerimiento de operación de cada pozo, la tubería más común utilizada por el cliente está fabricada de acero al carbono de grado API L80, pero de acuerdo a fuente de datos de Sertecpet S.A, este tipo de material presenta desgaste. Por lo tanto se establece que el material de la empaadura hidráulica 7 x 2-7/8" es acero 4140 cumpliendo con el grado L80.

Se establece una designación de material de acuerdo a lo que el comprador especifique en el registro de requerimiento del cliente (servicio Estándar o servicio Nace).

Los materiales ya sean metálicos o no metálicos los establecerá el fabricante de acuerdo al servicio necesitado. Se especifica que existe metales de:

Componente tipo 1. _ Aísla la presión y puede cargarse en tensión como resultado de cargas axiales en la empaadura durante el asentamiento, ajuste in situ o recuperación.

Componente tipo 2. _ No cumple con los criterios del componente tipo 1.

Los tipos de materiales ya sean metálicos o no metálicos cumplen con requisitos como:

- COC (certificado de conformidad) al fabricante que indique que el material cumple con las especificaciones documentadas.
- MTR (material test report) al fabricante del proveedor para que el fabricante verifique que el material cumpla con las especificaciones documentadas.

Especificaciones

Se clasifican los aceros según AISI con lo cual se compara los distintos tipos de elementos principales de aleación:

Tabla 4.6 Clasificación de los aceros

40XX	Aceros al carbono
11XX	Aceros al carbono – resulfurizados
12XX	Aceros al carbono – resulfurizados y refosforados
13XX	Manganeso 1.75
23XX	Níquel 1.75
25XX	Níquel 5.0
31XX	Níquel 1.25 y cromo 0.6
33XX	Níquel 3.5 y cromo 1.5
40XX	Molibdeno 0.2 – 0.25
41XX	Cromo 0.5, 0.8, 0.95 y molibdeno 0.12, 0.20, 0.30
43XX	Níquel 1.83, cromo 0.50, 0.80 y molibdeno 0.25
44XX	Molibdeno 0.53
46XX	Níquel 0.85, 1.83 y molibdeno 0.20, 0.25
47XX	Níquel 1.05, cromo 0.45, molibdeno 0.20, 0.35
48XX	Níquel 3.5 y molibdeno 0.25
50XX	Cromo 0.4
51XX	Cromo 0.8, 0.88, 0.93, 0.95, 1.0
61XX	Cromo 0.6, 0.95 y vanadio 0.13, 0.15
86XX	Níquel 0.55, cromo 0.5, molibdeno 0.20
87XX	Níquel 0.55, cromo 0.5, molibdeno 0.25
88XX	Níquel 0.55, cromo 0.5, molibdeno 0.35

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Ingemecánica, 2018)

Tabla 4.7 Designación de materiales

Designación	AISI ZYXX
XX	% en contenido de carbono multiplicado por 100
Y	% aproximado del elemento predominante de aleación
Z	Tipo de acero o aleación
Z=1	Aceros al carbono (corriente u ordinario)
Z=2	Aceros al níquel
Z=3	Aceros al níquel-cromo
Z=4	Aceros al molibdeno, Cr-Mo, Ni-Mo, Ni-Cr-Mo
Z=5	Aceros al cromo
Z=6	Aceros al cromo-vanadio
Z=7	Aceros al Tungsteno-Cromo
Z=8	Aceros al Ni-Cr-Mo

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Ingemecánica, 2018)

Tabla 4.8 Comparación de la composición química de los aceros similares (Tabla e4)

Material	%C	% Mo	% P(máx)	% S(máx)	% Si	% Ni	% Cr	% Mo	% Cu
L80	0.43	1	0.030	0.030	0.45	0.25	-	-	0.35
4140	0.38-0.43	0.75-1.0	0.035	0.040	0.15-0.35	-	0.80-1.1	0.15-0.25	-
4340	0.38-0.44	0.60-0.8	0.040	0.040	0.20-0.36	1.65-2	-	-	-

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (API 5CT, 2011)

Tabla 4.9 Propiedades mecánicas de aceros templados y revenidos

Material	S _y [ksi]	% Deformación
L80	80-90	15
4140	80-107	10-22
4340	116-160	19-20
5140	89-118	22

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Se establece que el Inner Mandrel, el cual es el elemento que conecta con la completación del pozo, cumpla con acero 4140. Por condiciones de liberación y requerimientos del cliente se establece que el acero 4140 cumpla con los requerimientos L80 detallados en la especificación API 5CT, Tabla e4 (composición química y fracción de masa%).

Metales

Acero AISI 4140 [(4: acero aleado Cr-Mo); (1: contenido 1.1% de Cr y 0.2 % de Mo); (40: contenido del 0.40% de carbono)]

Acero aleado con Cr – Mo, soporta altos valores de resistencia y tenacidad. El contenido de Mo hace que sea un tipo de material duro el cual se temple superficialmente. Es un acero de baja aleación, al templearlo se logra una gran dureza tanto en la superficie como en el núcleo con lo cual se obtiene un comportamiento homogéneo.

Se aplica un tratamiento térmico de nitruración obteniendo dureza y anticorrosión.

Instrucciones para el tratamiento térmico (Fuente: Base de datos Sertecpet):

- Forjar un enfriamiento lento en el horno o en material termoaislante a temperaturas de 1050 – 850 °C.
- Normalizar un enfriamiento al aire a temperaturas de 840 – 880 °C.
- Recocido entre 680 – 720 °C el cual es un enfriamiento regulado en el horno.
- Temple enfriamiento en agua o en aceite para piezas delgadas en temperaturas de 820 – 860 °C.
- Revenido a 540 – 680 °C es el enfriamiento al aire el cual se efectúa inmediatamente después del temple y su tiempo de mantenimiento es a temperatura mínima por 1 hora.

Tabla 4.10 Límite de composición química nominal del acero AISI 4140

Acero	C (%)	Mn (%)	Si (%)	P (%)	S (%)	Fe (%)	Cr (%)	Mo (%)
Grado 4140	0,38 a 0,43	0,75 a 1	0,15 a 0,35	0,035	0,04	Balance	0,8 a 1,1	0,15 a 0,25

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Aceros Bohler, 2011)

Tabla 4.11 Límites de propiedades mecánicas del acero AISI 4140

Condición	Resistencia Mecánica (tracción) (psi)	Resistencia a la cedencia (límite elástico) (psi)	Elongación (%)	Dureza (HBN)	Dureza (HRC)
Laminado en caliente	89,000 min	62,000 min	26	187	11
Estirado en frío	102,000 min	90,000 min	18	223	20
Templado y Revenido	107,000 min	159,000 min	16	341	36

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Aceros Bohler, 2011)

Tabla 4.12 Condiciones de tratamientos térmicos del acero AISI 4140

Normalizado	Recocido para bajar dureza	Recocido para regenerar	Templado	Revenido	Puntos críticos Ac1	Puntos críticos Ac3
870 a 900 °C	680 a 720 °C enfriar al aire	815 a 870 °C enfriar al horno	830 a 850 °C	500 a 650 °C	750 °C	790 °C

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Aceros Bohler, 2011)

Acero AISI 8620 [(8: acero aleado Ni-Cr-Mo); (6: contenido 0.55% de Ni; 0.5 % de Cr y 0.20 de Mo); (20: contenido del 0.20% de carbono)]

Acero de cementación al Cr – Mn, resistente al desgaste, típico para endurecimiento por cementación y para templar superficialmente, manteniendo una gran tenacidad en el núcleo lo que proporciona además una buena resistencia a la abrasión. Utilizado para herramientas que exigen alta dureza superficial.

Se establece con un tratamiento térmico de cementación ya que sus componentes requieren mayor dureza, debido al agarre que se requiere en el casing.

Instrucciones para el tratamiento térmico (Fuente: Base de datos Sertecpet):

- Forjar un enfriamiento al aire a temperaturas de 1150 – 850 °C.
- Normalizar un enfriamiento al aire a temperaturas de 850 – 880 °C.
- Recocido se produce entre 650 – 700 °C el cual es un enfriamiento al aire.
- Cementación con enfriamiento al aceite a 880 – 980 °C, baño isotérmico a 160 – 250 °C, baño de sal al aire o en cajas de cementación a 580 – 680 °C, si lo enfrió en agua es solamente a piezas grandes y sencillas.
- Revenido a 150 – 200 °C.

Tabla 4.13 Límite de composición química nominal del acero AISI 8620

Acero	C (%)	Mn (%)	Si (%)	P (%)	S (%)	Fe (%)	Cr (%)	Mo (%)	Ni (%)
Grado 8620	0,18 a 0,23	0,7 a 0,9	0,15 a 0,35	0,035	0,04	Balance	0,4 a 0,6	0,15 a 0,25	0,4 a 0,7

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Aceros Bohler, 2011)

Tabla 4.14 Límites de propiedades mecánicas del acero AISI 8620

Condición	Resistencia Mecánica (tracción) (psi)	Resistencia a la cedencia (límite elástico) (psi)	Elongación (%)	Dureza (HBN)	Dureza (HRC)
Laminado en caliente	97,030 min	57,000 min	25	192	13
Estirado en frío	101,962 min	84,992 min	22	212	17
Templado y Revenido	130,970 min	99,060 min	21	255	25

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Aceros Bohler, 2011)

Tabla 4.15 Condiciones de tratamientos térmicos del acero AISI 8620

Normalizado	Recocido para bajar dureza	Recocido para regenerar	Templado	Revenido	Puntos críticos Ac1	Puntos críticos Ac3
890 a 700 °C	650 a 700 °C enfriar al aire	860 a 890 °C enfriar al horno	Cementado 925 a 880 °C aceite	175 a 200 °C	732 °C	830 °C

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Aceros Bohler, 2011)

Análisis de material de acuerdo a (NACE MR0175/ ISO 15156-2, 2015)

La opción 2 permite seleccionar materiales para resistencia al agrietamiento y control del fisuramiento bajo tensión y corrosión por sulfuro SSC (Sulfide Stress Cracking) de un acero de bajo contenido de carbono expuesto al H₂S en el ambiente, se selecciona la región 2 de acuerdo con la norma (NACE MR0175/ ISO 15156-2, 2015).

Regiones de severidad ambiental (SSC)

La gravedad del ambiente ácido, determinada de acuerdo con (NACE MR0175/ ISO 15156-2, 2015), con respecto al SSC de un acero al carbono o de baja aleación se evaluará utilizando la siguiente figura.

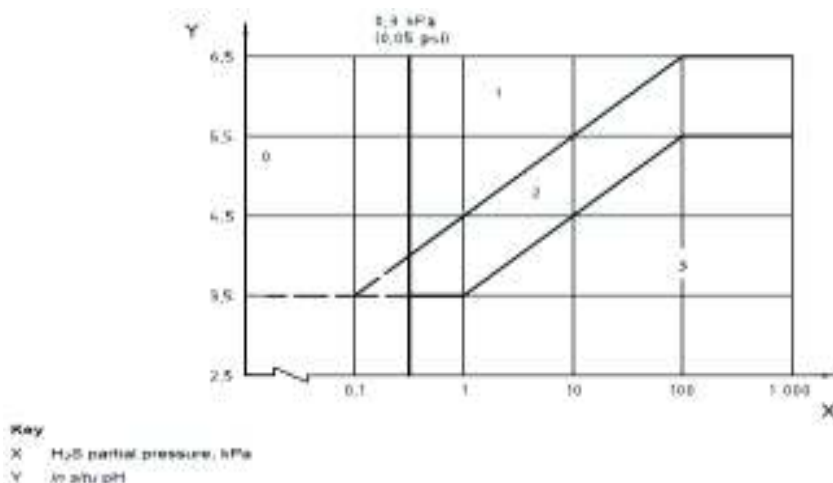


Figura 4.5 Regiones de severidad ambiental

Fuente: (NACE MR0175/ ISO 15156-2, 2015)

Región 0 – para $p_{H_2S} < 0.3 \text{ kPa}$ (0.05 psi): No se requieren precauciones en la selección.

Región 1, 2, 3 – SSC: Se pueden seleccionar aceros para región 1 utilizando A2, A3, A4; región 2 utilizando A2, A3 y para la región 3 se usa A2.

De acuerdo a las regiones de severidad de exposición definidos en la figura 1, los aceros para la región 2 pueden seleccionarse usando los parámetros A.2, por lo tanto, se establece los aceros que cumplen con los siguientes requisitos para el servicio ácido en toda la región 2 del SSC:

- **A.2.1.2.-** Aceros al carbono y de baja aleación son aceptables en 22 HRC de dureza máxima y contendrán menos de 1% de níquel fracción de masa.
- **A.2.1.7.-** Roscas producidas mediante un proceso de corte de máquina son aceptables.
- **A.2.2.3.2.-** Casing, tubing y componentes tubulares hechos de acero de baja aleación Cr-Mo, en caso de templado y revenido en forma tubular, son aceptables si su dureza no excede de 30 HRC y tienen grados SMYS (*special minimum yield strength*) de 100 Ksi, 105 Ksi y 110 Ksi.
- **A.3.2.-** Casing, tubing y componentes tubulares hechos de aceros de baja aleación Cr-Mo, han demostrado ser aceptables en la condición de templado y revenido. Por lo general, el límite de fluencia real de aceros aceptables no ha sido más de 110 Ksi [SMYS de aproximadamente 80 Ksi] y su dureza no ha sido más de 27 HRC.

Análisis de material de acuerdo a (ASME BPVC.II.D.C, 2015)

Se busca un material 4140 con un yield strength de 80 ksi (límite elástico) y min tensile strength de 100 ksi (límite de tracción) con respecto a la temperatura.

Tabla 4.16 Resistencia al rendimiento S_y materiales ferrosos y no ferrosos (Tabla Y1)

Linea No.	Composición nominal Material ferroso	Forma de producto	Designación de aleación UNS No.	Tamaño Espesor in	Min Resistencia a la tracción Ksi	Min Límite elástico Ksi
29	1 Cr-1/5 Mo	Atornillado	G41400	$\leq 2 \frac{1}{2}$	100	80
30	1 Cr-1/5 Mo	Atornillado	G41400	$\leq 2 \frac{1}{2}$	100	80

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (ASME BPVC.II.D.C, 2015)

Tabla 4.17 Resistencia al rendimiento (Ksi), de acuerdo a la T° del metal (°F)

Linea No.	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000
29	-	65.0	63.2	61.4	59.1	56.3	53.0	48.8	44.2	38.8
30	-	65.0	63.2	61.4	59.1	56.3	53.0	48.8	44.2	38.8

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (ASME BPVC.II.D.C, 2015)

Verificación Mecánica

Se establece que mediante una muestra del material producida con el mismo calor del material, se expondrá al mismo tratamiento térmico del componente, luego se someterá a una prueba de dureza para cumplir con lo establecido por el fabricante.

No Metales

Requisitos de manejo

- No golpear las gomas/O-Rings, puede generar abolladuras durante su transporte;
- Almacenaje cerrado herméticamente al momento de su transporte;
- Su manejo debe ser con precaución al momento del armado de la empacadura;
- Golpes a elementos de la empacadura son con martillo de goma;
- Almacenar 5 años o menos, para así poder conservarlo en óptimas condiciones.

Almacenamiento

Para que los elastómeros mantengan sus características se recomienda:

Tabla 4.18 Límites de almacenamiento de elastómeros

NBR	4 años
FPM	10 años
VQM	10 años
EPDM	6 años
CR	4 años

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018
Fuente: (JIOrings, 2018)

Tabla 4.19 Condiciones ideales de almacenamiento de elastómeros

Parámetros	Recomendaciones	Mín. aceptable	inaceptable	Observaciones
Temperatura	< 80 °F	< 120 °F	> 120 °F	No almacenar cerca de fuentes de calor
Luz	Oscuridad completa	Luz indirecta	Luz directa	Iluminación con rayos UV es dañina por su contenido de ozono
Medio ambiente	Aire limpio y seco	Aire húmedo	Petróleo, grasa, agua	-
Oxígeno y Ozono	Paquete sellado	Aire libre	Cerca de motor eléctrico o soldaduras	Zona de almacenaje hermética
Contacto	Aisladas	Aisladas	Contacto con disolventes, aceites, grasas, ácidos	Contacto prolongado con cobre, latón y acero inoxidable es dañino
Limpieza	Agua	jabón	Disolventes orgánicos	Evitar objetos punzantes o abrasivos
Precauciones	No estirar ni someter a pesos permanentes. Se puede comprobar el estado de la pieza estirándola o comprimiéndola suavemente y no deberá presentar grietas.			

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018
Fuente: (ELDER TOOLS , 2018)

Tabla 4.20 Propiedades físicas de los elastómeros de acuerdo al proveedor JIORings

Tipo de Compuesto	Temperatura	Dureza ASTM D 2240 Shore A	Resistencia Mecánica (tracción) ASTM D 412 C MPa	Resistencia a la cedencia (límite elástico) ASTM D 412 C %	Peso específico g/cm ³	Compression set %	22 horas a 100°C ASTM D 395 B %
NBR 70 Negro	-20 a 100/120°C	70 +/- 5	≥14	≥250	ASTM D 297 1,24 +/- 0,05	25	≤ 15
NBR 90 Negro	-20 a 100/120°C	90 +/- 5	≥10	≥100	ASTM D 297 1,35 +/- 0,05	25	≤ 15
FPM 70 Negro	-20 a 200/220°C	70 +/- 5	≥10	≥150	ASTM D 1817 1,88 +/- 0,05	25	≤ 20
FPM 75 Negro	-20 a 200/220°C	75 +/- 5	≥10	≥150	ASTM D 1817 1,88 +/- 0,05	25	≤ 20
FPM 80 Marrón	-20 a 200/220°C	80 +/- 5	≥10	≥120	ASTM D 1817 2,17 +/- 0,05	25	≤ 22
EPDM 70 Negro	-30 a 110/130°C	70 +/- 5	≥10	≥250	ASTM D 297 1,15 +/- 0,05	25	≤ 25
EPDM 70 Peróxido Negro	-30 a 130/150°C	70 +/- 5	≥10	≥150	ASTM D 297 1,15 +/- 0,05	25	≤ 25
VMQ 60 Amarilla	-50 a 160/180°C	60 +/- 5	≥5	≥250	ASTM D 297 1,28 +/- 0,05	25	≤ 20
VMQ 70 Roja FDA	-60 a 180/200°C	70 +/- 5	≥5	≥150	ASTM D 297 1,32 +/- 0,05	25	≤ 20
FFKM 75 Negro	-15 a 315/320°C	75 +/- 5	≥15	≥150	ASTM D 297 1,90 +/- 0,05	25	≤ 30

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (JIORings, 2018)

Tabla 4.21 Características críticas de los elastómeros de acuerdo al proveedor Elder Tools

Componente	Tipo de Elastómero	Durómetro	Rango de T°	Servicio
N70	Nitrilo	70 +/- 5	-40 a 120 °C -40 a 248 °F	Fluidos a base de petróleo. Excelente resistencia al fraguado por compresión, a la rotura y a la resistencia a la abrasión
N90	Nitrilo	90 +/- 5	-25 a 120 °C -13 a 248 °F	Generalmente se usa para presiones más altas que los materiales de 70 durómetros, mientras que tiene una resistencia comparable a los medios
LTN	Nitrilo de baja temperatura	70 +/- 5	-55 a 120 °C -67 a 248 °F	Aplicaciones para sellado a temperaturas bajas. Resistencia ligeramente menor a los productos derivados del petróleo por acrilonitrilo
HS7 (HSN)	Nitrilo altamente saturado	70 +/- 5	-40 a 150 °C -40 a 302 °F	Nitrilo hidrogenado con resistencia al calor, al ozono y envejecimiento. Similares al nitrilo con propiedades mecánicas y resistencia mejoradas.
HS8 (HSN)	Nitrilo altamente saturado	80 +/- 5	-40 a 150 °C -40 a 302 °F	Generalmente se usa para presiones más altas que los materiales 70 durómetros, mientras que tiene una resistencia comparable a los medios.
HS9 (HSN)	Nitrilo altamente saturado	90 +/- 5	-40 a 150 °C -40 a 302 °F	Generalmente se usa para presiones más altas que los materiales de 80 durómetros, mientras que tiene una resistencia comparable a los medios.
V75	Viton	75 +/- 5	-25 a 204 °C -13 a 400 °F	Resistencia al ozono, oxígeno, aceite mineral, combustibles, fluidos hidráulicos y petróleo, solventes orgánicos, productos químicos y alta temperatura. Resistencia térmica y química avanzada.
V90	Viton	90 +/- 5	-25 a 204 °C -13 a 400 °F	Genuine Viton se usa generalmente para una presión más alta que los 75 durómetros mientras que tiene una resistencia comparable a los medios
LTV	Viton GLT	75 +/- 5	-40 a 204 °C -40 a 400 °F	Se usa para aplicaciones a temperaturas más bajas que los materiales de 75 durómetros mientras que tiene una resistencia comparable a los medios
PF7	Perfluoroelastomero	75 +/- 5	-15 a 300 °C 5 a 572 °F	El material de perfluoroelastómero combina el mejor rendimiento de calor y resistencia química en comparación con otros materiales de elastómero
PF9	Perfluoroelastomero	90 +/- 5	-4 a 230 °C -25 a 466 °F	Generalmente se usa para presiones más altas que 75 materias de durómetro mientras que tiene una resistencia comparable a los medios
A80	Aflas	80 +/- 5	0 a 230 °C 32 a 446 °F	Los materiales de tetrafluoroetileno-propileno poseen resistencia térmica y química, incluye agua caliente, vapor, ácidos, soluciones alcalinas, amoniaco, aminas, líquidos de frenos, fluidos de petróleo y gas ácido. Baja temperatura restringe el sellado.

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018
Fuente: (ELDER TOOLS , 2018)

Tabla 4.22 Comparación de elastómeros entre proveedores

Designación	Nombres comerciales	Nomenclaturas			Aplicaciones
		DIN / ISO 1629	ASTM 1418	JIORings	
Caucho de acrilonitrilo-butadieno	Europrene®, Perbunan®, Krynac®, Nipol®, Breon®, Chemigum®, Butakon®, Hycar®, Paracril®, Nitriflex®	NBR	NBR	IB	Aceites hidráulicos, grasas, hidrocarburos, aceites, lubricantes, aceites vegetales y animales, agua, butano, aire comprimido
Caucho de fluorocarbono	Viton®, Dai-El®, Fluorel®, Tecnoflon®, Noxtite®	FPM	FKM	OZ	Aceites, ozono, intemperie, fluidos hidráulicos, solventes, aceites a prueba de fuego, agentes químicos
Caucho de etilenpropilendieno	Dutral®, Vistalon®, Buna AP®, Keltan®, Norde®, Epsyn®, Royalene®, Polysar, Epsny®	EPDM	EPDM	LP	Ozono, intemperie, fluidos a prueba de fuego, vapor, algunos ácidos, soda, glicol, aplicaciones alimenticias (peróxido), agua potable (peróxido)
Caucho de silicona	Elastoseal®, Rhodorsil®, Silastic®, Silopren®	VMQ	VMQ	JA	Aire, oxígeno, gases inertes, ozono, aplicaciones dieléctricas
Caucho de acrilonitrilo-butadieno hidrogenado	Therban®, Zetpol®	HNBR	HNBR	TH	Ozono, UVA, agua caliente, aceites con azufre
Caucho de Cloropreno	Neoprene®, Baypren®, Butaclor®, Denka Chloroprene®	CR	CR	CR	Aire, ozono, agua hasta +80°C, aceites vegetales, oxígeno, soda, intemperie, cloro, alcoholes grasos, gases frigoríficos, aplicaciones alimenticias, CO2
Caucho de perfluoro	Perlast®, Kalrez®, Isolast®, Parofluor®, Chemraz®, Simriz®	FFKM	FFPM	PF	Resistencia química casi universal, altas temperaturas, agentes atmosféricos, ozono, impermeabilidad incluso con temperaturas altas
Caucho de poliacrilato	Noxtite®, Nipol®, Hytemp®, Cyanacril®, Europrene®	ACM	ACM	AC	Gran resistencia al calor y a los aceites calientes. Aceites con aditivos, lubricantes, ozono
Caucho de fluorosilicona	Silastic®	FVMQ	FVMQ	LS	Mejor resistencia al hinchamiento que la silicona en los aceites minerales sintéticos
Elastómero de copolímero de tetrafluoretileno-propileno	Aflas®	FEPM	TFE/P	AF	Alta resistencia al agua caliente, vapor, ácidos, álcalis, gases, aceites, detergentes, solventes, aminas
Caucho de butilo	Esso Butyl®	IIR	IIR	BU	Permeabilidad muy baja al gas. Resistente al oxígeno, ozono, buenas propiedades eléctricas
Caucho de polietileno clorosulfonado	Hypalon®	CSM	CSM	CS	Resistencia muy alta al ozono. Ácidos, álcalis, envejecimiento

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (JIORings, 2018)

Tabla 4.23 Rangos de aceptación y rechazo de elastómeros

MATERIALES	NBR	HNBR	FPM (Viton)	EPDM PERÓXIDO	VMQ	FFKM
Dureza Shore A	40 – 90	50 - 90	50 - 90	40-90	20 - 80	60 - 90
Temperatura en continuo/ en °C	-20 a +/-100/120	-30 a +/-130/150	-20 a +/-200/220	-50 a +/-130/150	-60 a +/-160/180	-15 a +/-320
Resistencia al desgarro y a la abrasión	Buena	Muy Buena	Buena	Buena	Baja	Baja
Resistencia a los ácidos	Aceptable	Buena	Excelente	Buena	Aceptable	Excelente
Resistencia química	Aceptable	Buena	Excelente	Excelente	Muy Buena	Excelente
Propiedades dinámicas	Buena	Muy Buena	Buena	Buena	Baja	Aceptable
Fuerza eléctrica	Aceptable	Baja	Buena	Excelente	Excelente	Excelente
Resistencia a la llama	Baja	Baja	Auto extingible	Baja	Buena	Excelente
Permeabilidad al gas	Baja	Buena	Muy Baja	Muy baja	Muy Baja	Baja
Aceite ASTM #1 20°C	Excelente	Excelente	Excelente	Aceptable	Excelente	Excelente
Aceite ASTM #1 100°C	Buena	Excelente	Excelente	Insatisfactoria	Buena	Excelente
Aceite IRM 903 20°C	Excelente	Aceptable	Excelente	Insatisfactoria	Buena	Excelente
Aceite IRM 903 100°C	Buena	Aceptable	Excelente	Insatisfactoria	Aceptable	Excelente
Resistencia a l carburante ASTM B a 40°C	Aceptable	-	Excelente	Insatisfactoria	Muy Baja	Excelente
Ozono / Agentes atmosféricos	Aceptable	Muy Buena	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente
Alcohol a +20°C	Buena	Excelente	Buena	Buena	Buena	Excelente
Acetona a +20°C	Insatisfactoria	Buena	Muy Baja	Buena	Aceptable	Excelente
Gasolina a +20°C	Aceptable	Buena	Buena	Buena	Aceptable	Excelente
Fuerza física	Buena	Buena	Buena	Buena	Baja	Buena
Compression Set	Buena	Buena	Buena	Buena	Buena	Buena
Resiliencia	Buena	Aceptable	Aceptable	Muy Buena	Buena	Aceptable
Resistencia al agua	Buena	Muy Buena	Buena	Excelente	Buena	Excelente
Resistencia al vapor	Aceptable	Muy Buena	Aceptable	Excelente	Baja	Muy Buena
Oxidación	Buena	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente

ESCALA



Elaborado por: Andrade Ismael, 2018
Fuente: (JIOrings, 2018)

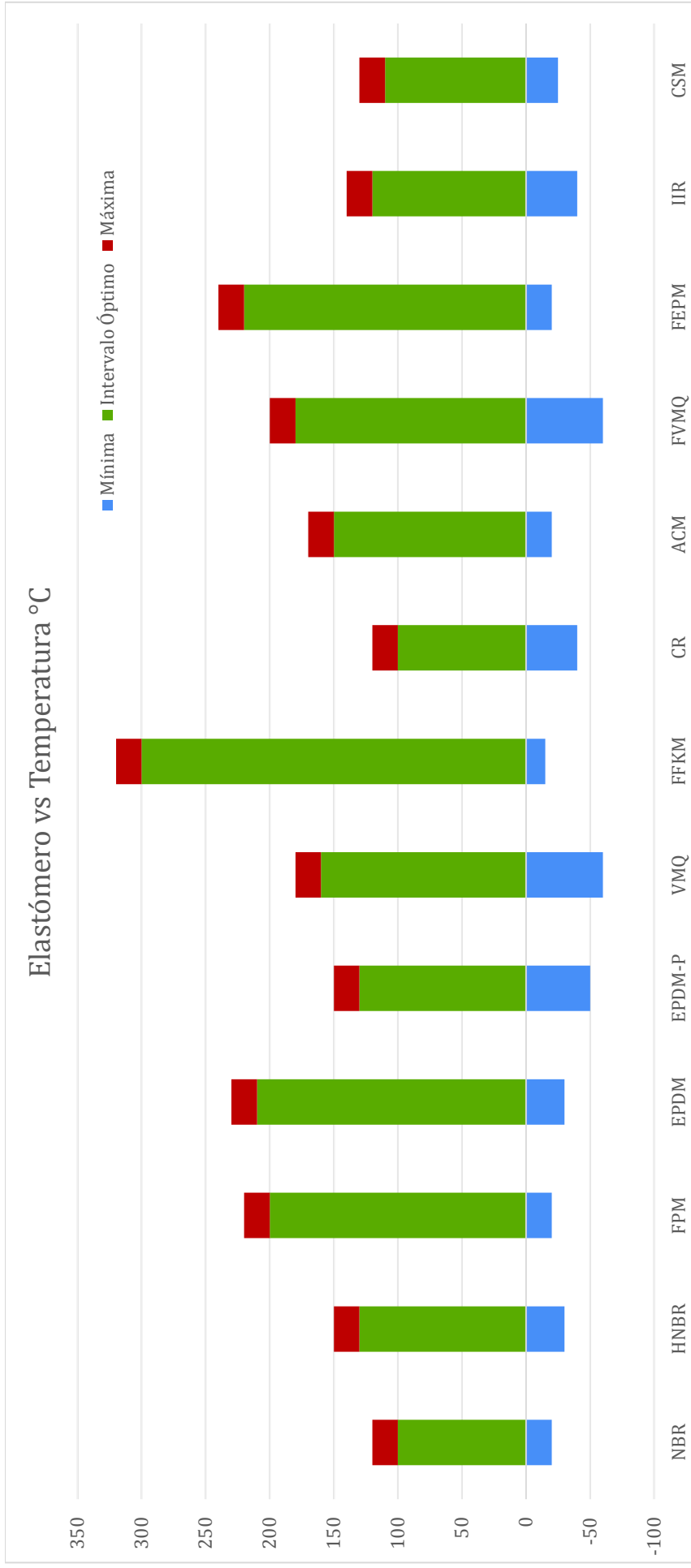


Gráfico 1. Tipo de elastómero vs temperatura
Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

De acuerdo al análisis anterior se establece el gráfico: “tipo de elastómero vs T°” con el objetivo de definir el mejor elastómero para la implementación en la empaquetadura STP 7 x 2-7/8”.

 Se alcanza solamente en determinados condiciones y con materiales especiales.

 Intervalo de temperatura de funcionamiento.

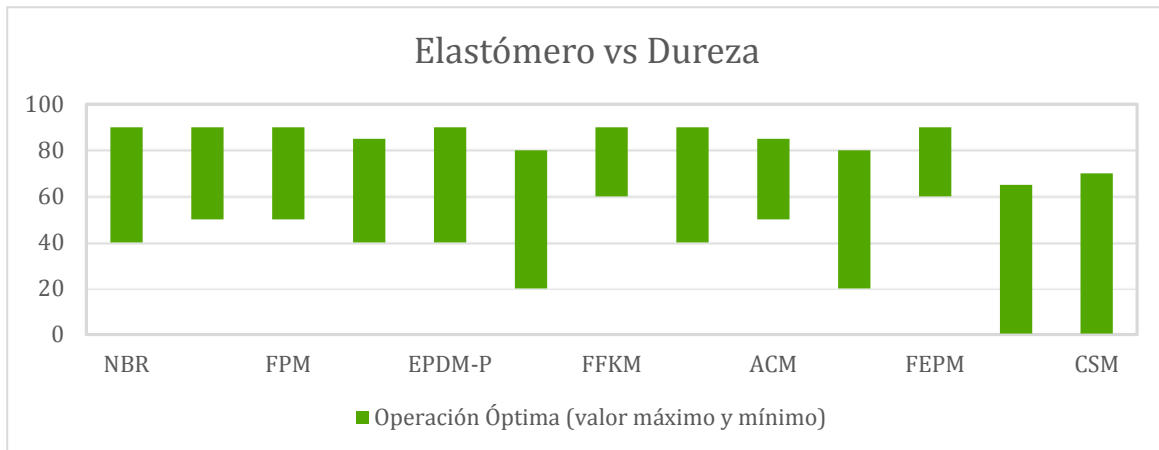


Gráfico 2. Tipo de elastómero vs dureza
Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

De acuerdo al análisis anterior se establece el gráfico: “tipo de elastómero vs dureza” con el objetivo de definir el mejor elastómero para la implementación en la empaadura STP 7 x 2-7/8”.

Análisis de Materiales Importados

Gomas

Análisis Físico

La empaadura hidráulica 7 x 2-7/8” utiliza tres gomas NBR (dos 90 duro y una 70 duro)

Tabla 4.24 NBR 90 durómetro

Propiedades	Min	Max	Actual
Resistencia Mecánica (tracción), psi (ASTM D-412)	1580		
Resistencia Cedencia (límite elástico), psi (ASTM D-412)	780		
Elongación % (ASTM D-412)	136		
Dureza, durómetro A (ASTM D-792)	85	95	
Compression Set 70 HRS @ 212 °F (100c)%		37	
Gravedad Específica (ASTM D-792)	NA	NA	1,43
Resistencia al Desgaste, (ASTM D-624)	279		

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (ELDER TOOLS , 2018)

Tabla 4.25 NBR 70 durómetro

Propiedades	Min	Max	Actual
Resistencia Mecánica (tracción), psi (ASTM D-412)	2546		
Resistencia Cedencia (límite elástico), psi (ASTM D-412)	1260		
Elongación % (ASTM D-412)	420		
Dureza, durómetro A (ASTM D-792)	65	75	
Compression Set 70 HRS @ 212 °F (100c)%		35,6	
Gravedad Específica (ASTM D-792)	NA	NA	1,22
Resistencia al Desgaste, (ASTM D-624)	468		

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (ELDER TOOLS , 2018)

Análisis de Espectrofotometría Infrarroja (FT – IR)

Se realiza un análisis de los fenómenos de interacción entre la radiación de origen infrarrojo y la materia, lo cual provoca un cambio en la intensidad de vibración de las moléculas.

Para producir una vibración implica que se incida fotones de energía en el infrarrojo, estos fotones son absorbidos solamente por uniones atómicas que posean un momento dipolar. No todas las vibraciones se activan en una molécula, esto sucederá en los enlaces que cambie el momento dipolar durante la interacción con la energía infrarroja (Cortez, 2017).

En el espectrómetro de infrarrojo se puede analizar la interacción entre la radiación infrarroja y la muestra en la cual se compone de:

Eje X: representa todos los valores del intervalo de longitud de onda del infrarrojo medio, ya sea en número de onda (cm^{-1}) o longitud de onda (nanómetros).

Eje Y: representa valores de la intensidad de absorción o transmisión.

Pico: representa un específico tipo de vibración.

El espectro es una representación de los estados excitados que se producen al momento de hacer un barrido en todo el intervalo de longitudes de onda en el infrarrojo medio (Cortez, 2017).

Sertecpet S.A., realiza el análisis de un espectro de infrarrojo en transmitancia en los laboratorios del CIAP de la Escuela Politécnica Nacional, para dos gomas de misma dureza (90 HRC) pero distinto fabricante:

- BOTIL OIL INDIA
- ELDER TOOL INTERNATIONAL

En la cual se detalla a continuación el siguiente análisis de estudio.

Análisis Solicitados:

- Espectro FT-IR
- Interpretación de grupos funcionales de espectro FT-IR
- Preparación de muestras para análisis

Metodología:

Se procedió de acuerdo con lo estipulado en la norma ASTM D3677-10 (Reapproved 2015) “Standard Test Methods for Rubber Identification by Infrared Spectrophotometry”.

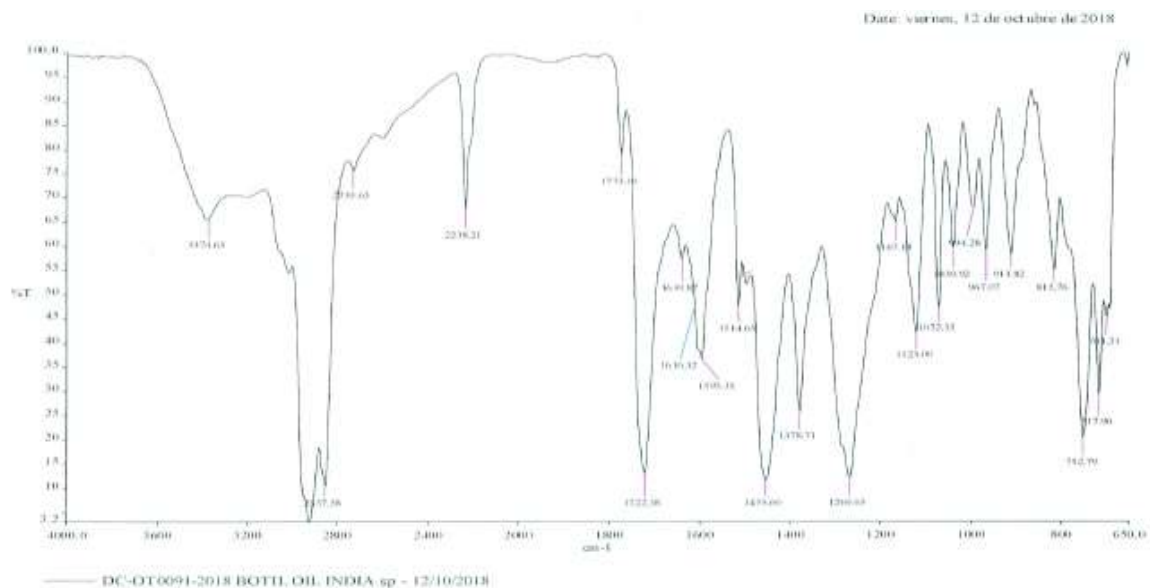


Figura 4.6 Análisis de Muestra “BOIL OIL INDIA” - Espectro FT - IR
 Elaborado por: CIAP. EPN. 2018

Identificación:

El espectro de la muestra cuya identificación de origen es “BOIL OIL INDIA” presenta bandas características del caucho acrilonitrilo butadieno (caucho nitrilo) concluyendo como compuesto NBR el cual se detalló las características anteriormente.

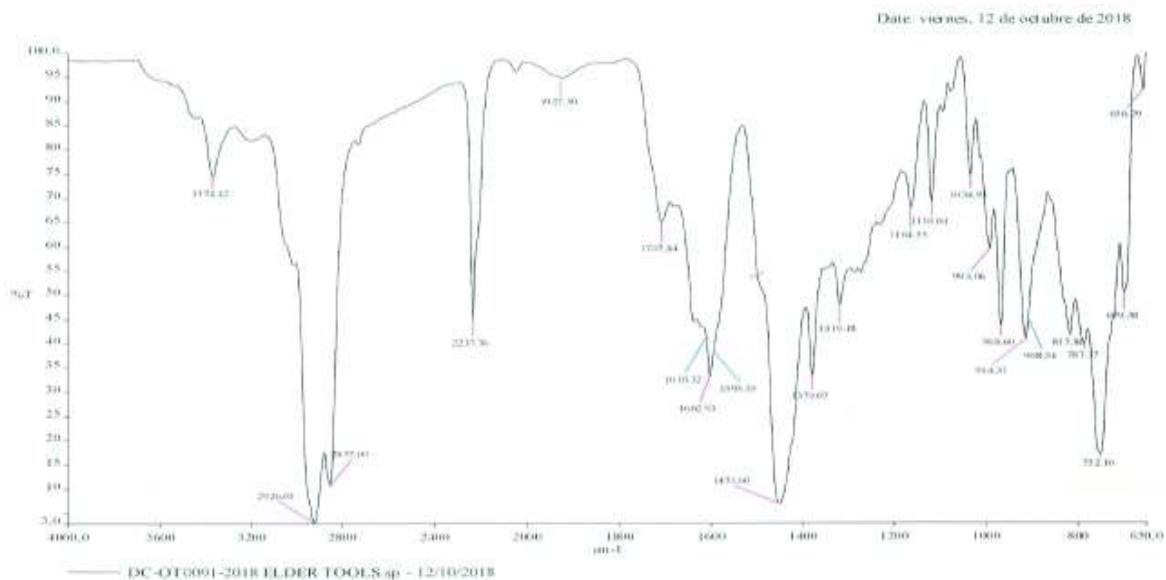


Figura 4.7 Análisis de Muestra “ELDER TOOL INTERNATIONAL” - Espectro FT - IR
 Elaborado por: CIAP. EPN. 2018

Identificación:

El espectro de la muestra cuya identificación de origen es “ELDER TOOL INTERNATIONAL” presenta bandas características del caucho acrilonitrilo butadieno (caucho nitrilo) concluyendo como compuesto.

Shear Screws de latón

La empaquetadura hidráulica 7 x 2-7/8" utiliza dos tipos de Shear Screw para:

- Asentamiento (corte por presión) de 650 lb/screw con presión a 250 psi/screw de 3/8" y 24 hilos/in;
- Desasentamiento (Corte por tensión) de 6000 lb/screw de 5/8" y 11 hilos/in.

Los materiales para el Shear Screw de latón están restringidos al latón de grado 360 según (Copper Development Association Inc. C36000, 2018) en la especificación de semiduro y un rango de +/- 15 % del valor de corte de acuerdo a Elder Tools.

La composición se ajustará a los siguientes porcentajes en peso, de acuerdo con (ASTM E478-8, 2017) la suma de Cu, Pb, Fe y Zn debe ser al menos del 99,5%.

Tabla 4.26 Propiedades químicas de shear screws

Latón de grado 360 (UNS C36000)				
	Cu	Pb	Fe	Zn
Min	60	2.5	X	Remanente
Max	63	3.7	0.35	Remanente

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (ELDER TOOLS , 2018)

Tabla 4.27 Propiedades mecánicas de shear screws

Forma	Templado	Resistencia a la tracción Ksi	Ys-0.5% Ext Ksi	Elongación %	HRC Escala B	Resistencia a la cizalladura Ksi	Tamaño in
Barra	Endurecido	65	30	6		-	5/8
		70	35	4	78	34	3/8
		80	45	-	80	38	1/4

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (ELDER TOOLS , 2018)

Tabla 4.28 Propiedades físicas de shear screws

Punto de Fusión – Líquidos	1650	°F
Punto de Fusión – Sólidos	1630	°F
Densidad a 68 °F	0.307	$\frac{lb}{in^3}$
Gravedad Específica	8.5	
Conductividad Eléctrica a 68 °F	26	% IACS
Conductividad Térmica a 68 °F	67	$\frac{BTU}{hr ft^2 °F}$
Coeficiente de Expansión Térmica F68 – 572×10^{-6} por (68-572) ° F	11.4	
Capacidad Específica de Vapor BTU/lb °F a 68 °F	0.09	$\frac{BTU}{lb °F}$
Módulo de Elasticidad de Tensioski	14000	Ksi
Módulo de Rigidityksi	5300	Ksi

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Copper Development Association Inc. C36000, 2018)

Shear Screw 6000#

Se realizó la simulación con una carga de 6000 Lbf y se obtuvo un factor de seguridad ≈ 1 analizando en base al límite de ruptura, por lo tanto, se concluye que la fuerza necesaria para la falla o cizallamiento del perno es de ≈ 6000 Lbf

Tabla 4.29 Análisis estático, shear screw de 6000#

Nombre	Tipo	Mín.	Máy.
Factor de seguridad	Tensión de von Mises máx.	0.99833 Nodo: 2583	3.837e+04 Nodo: 2175
			

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (SolidWorks, 2018)

Shear Screw 2600#

Se realizó la simulación con una carga de 650 Lbf y se obtuvo un factor de seguridad ≈ 1 analizando en base al límite de ruptura, por lo tanto, se concluye que la fuerza necesaria para la falla o cizallamiento del perno es de ≈ 650 Lbf.

Tabla 4.30 Análisis estático, shear screw de 2600#

Nombre	Tipo	Mín.	Máy.
Factor de seguridad	Tensión de von Mises máx.	1.063e+00 Nodo: 2288	5.200e+02 Nodo: 2880
			

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (SolidWorks, 2018)

O-Rings

Son fabricados de 90 duro nitrilo de Viton, cauchos de tipo fluoroelastomero (fluorocarbono), cuyas propiedades se especifican en la parte superior.

Posee excelentes propiedades mecánicas y físicas. Su elección se establece de acuerdo:

- Buena resistencia para productos petroleros
- Bajo Compression set
- Alta resistencia de temperatura
- Amplio espectro de compatibilidad química
- Bueno para servicio de vacío
- Baja permeabilidad al gas
- Rango de temperatura: -15° a $+400^{\circ}$ F (exposición limitada a altas temperaturas)

Tabla 4.31 Características de O-Rings

Especificación	O-Ring	Material	Diámetro ISO 3601-1 in	Diámetro ISO 3601-1 mm
O-RING -V90156	568-156	Fluoroelastomero. 90	4.237"ID x 0.103"	107.62 ID x 2.62
O-RING -V90245	568-245	Fluoroelastomero. 90	4.359"ID x 0.139"	110.72 ID x 3.53
O-RING -V90248	568-248	Fluoroelastomero. 90	4.734"ID x 0.139"	120.24 ID x 0.139
O-RING -V90339	568-339	Fluoroelastomero. 90	3.225"ID x 0.210"	81.92 ID x 5.33
O-RING -V90346	568-346	Fluoroelastomero. 90	4.100"ID x 0.210"	104.14 ID x 5.33
O-RING -V90350	568-350	Fluoroelastomero. 90	4.600"ID x 0.210"	116.84 ID x 5.33
O-RING -V90338	568-338	Fluoroelastomero. 90	3.100"ID x 0.210"	78.74 ID x 5.33

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (APG, 2014)

De acuerdo a la especificación API 11D1, se establece:

ISO 3601-1 Norma para el tamaño estándar para O-Rings.

ASTM D2240 Método de prueba estándar para la propiedad de caucho. Dureza.

4.2.2.1.5 Cálculos

Se establecen las siguientes definiciones de los cálculos que se emplean en el diseño de la empaadura, los cuales son desarrollados en la salida de diseño y comparados e introducidos en el sistema de simulación de elementos finitos "SolidWorks".

Principios Hidrostáticos

Gravedad específica:

Es la relación de la densidad de una sustancia con otra de referencia (agua a 4°C).

La gravedad específica o la densidad, denota la relación de peso específico y de la fluidez del crudo con respecto al agua (Carrillo S. , 2007).

$$\delta_o = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

Ecuación 4.1

Gravedad específica de la mezcla:

La gravedad específica de una mezcla de fluidos (petróleo, agua) puede ser calculada a partir de los cortes de agua y de las gravedades específicas de las sustancias puras con la siguiente ecuación:

$$\delta_{mezcla} = \delta_w * f_w + \delta_o * (1 - f_w)$$

Ecuación 4.2

Donde:

δ_{mezcla} = Gravedad específica de la mezcla

δ_w = Gravedad específica del agua

δ_o = Gravedad específica del petróleo

f_w = Corte de agua

Carga

La presión de la columna de líquido en un punto dado se llama carga estática y es posible expresarla en pies de líquido (pies de carga) o en psi, por lo tanto, en levantamiento artificial cuando se usa el término presión se refiere a unidades [psi] y cuando se usa el término carga o cabeza se refiere a unidades [pies] (Miranda, 2008).

$$cabeza = \frac{P [psi] * 2.31 [ft/psi]}{\delta_{mezcla}}$$

Ecuación 4.3

Donde:

Cabeza = Carga de la columna [pies]

P = presión de la columna [psi]

δ_{mezcla} = Gravedad específica de la mezcla

Presión hidrostática:

Se genera a lo largo del pozo por la columna de fluido en reposo, por lo tanto, la presión hidrostática es la presión generada por el peso del fluido debido a la densidad y altura (en TVD) del fluido estacionario en lbs/pulg² mas la presión barométrica (Carrillo S. , 2007).

$$Ph = TVD * \delta_o * 0,052 + Pt$$

Ecuación 4.4

Donde:

TVD = Profundidad vertical verdadera [pies]

δ_o = densidad del petróleo [lb/gal]

Pt = presión barométrica [psi]

Ph = presión hidrostática [psi]

Gradiente de presión de un fluido:

Es el cambio de presión por pie [psi/pie] que ejerce la columna del fluido (Miranda, 2008).

$$grad = 0.052 * \rho$$

Ecuación 4.5

Donde:

Grad = Gradiente de presión del fluido [psi/pie]

ρ = Densidad del fluido [lb/gal]

Resistencia de las Tuberías

Cedencia o fluencia:

Es la resistencia del material a deformarse ante la exposición de una carga. El material alcanza esta propiedad cuando se expone a una carga y su deformación es permanente.

El último valor de resistencia a la cedencia es el punto a partir del cual el material se rompe. API establece una deformación de 0.65 % para la cedencia de materiales de completación (tuberías de revestimiento, perforación y producción) (Bravo et al, 2013).

Nomenclatura API define los aceros con una letra (tipo de acero) y un número (magnitud de la cedencia expresada en psi).

El diseño se establece con el mínimo valor de cedencia (L-80=Tiene una cedencia mínima de 80000 psi (80 Ksi) y una máxima de 90000 psi (90 Ksi)).

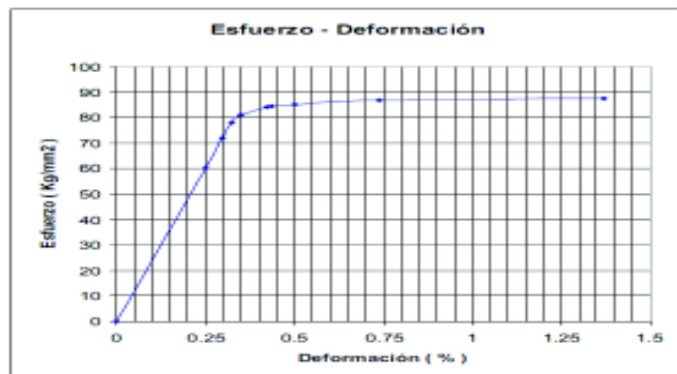


Figura 4.8 Comportamiento elástico de un tubo
Fuente: (TENARIS, 2018)

Resistencia al colapso:

Es la propiedad mecánica de una tubería (aplastada), debido a la aplicación de una presión externa, superior a su capacidad de resistencia a la deformación.

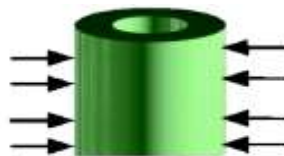


Figura 4.9 Tubería sometida a una carga
Fuente: (Bravo et al, 2013)

La teoría clásica de la elasticidad determina los principales esfuerzos radiales y tangenciales que actúan sobre la tubería.

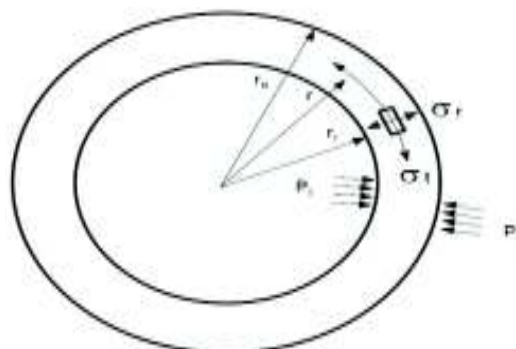


Figura 4.10 Esfuerzo tangencial y radial de la tubería
Fuente: (Bravo et al, 2013)

Según (Bravo et al, 2013), consideramos un sistema de sección transversal, con una presión externa (P_e) y una presión interna (P_i), y solucionamos para cualquier radio (r), entre el radio inicial (r_i) y radio exterior (r_o), tenemos:

Esfuerzo radial al radio r .

$$\sigma_r = \frac{P_i * r_i^2 (r_o^2 - r^2) + P_e * r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad \text{Ecuación 4.6}$$

Esfuerzo tangencial al radio r .

$$\sigma_t = \frac{P_i * r_i^2 (r_o^2 - r^2) - P_e * r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad \text{Ecuación 4.7}$$

Donde:

- r = Esfuerzo radial al radio r
- t = Esfuerzo tangencial al radio r
- P_i = Pared interior
- P_e = Pared exterior
- r = Radio medio
- r_i = Radio interior
- r_o = Radio exterior

(API 5C3, 2018) Presenta cuatro fórmulas las cuales permiten predecir el valor mínimo de resistencia al colapso del material.

Tipos de Colapso

- Colapso de cedencia
- Colapso plástico
- Colapso elástico
- Colapso de transición

Colapso de Cedencia:

$$P_C = 2 * \sigma_y * \frac{\left(\frac{d_o}{t} - 1\right)}{\left(\frac{d_o}{t}\right)^2} \quad \text{Ecuación 4.8}$$

Donde:

- P_C = Presión de colapso [psi]
- σ_y = Esfuerzo tangencial al radio r
- d_o = Diámetro exterior del cuerpo del tubo [in]
- t = Espesor de la pared del tubo [in]

Colapso Plástico:

$$P_C = \sigma_Y * \left[\frac{A}{\frac{d_o}{t}} - B \right] - C \quad \text{Ecuación 4.9}$$

Donde:

- P_c = Presión de colapso [psi]
- σ_y = Esfuerzo de cedencia [psi]
- t = Espesor de la pared del tubo [in]
- d_0 = Diámetro exterior del cuerpo del tubo [in]
- A, B, C = Coeficientes empíricos

A, B y C se determinan por las siguientes ecuaciones (adimensionales).

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} (\sigma_y) + 0.2130 \times 10^{-10} (\sigma_y^2) - 0.53132 \times 10^{-16} (\sigma_y^3)$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} (\sigma_y)$$

$$C = -465.3 + 0.030867 (\sigma_y) - 0.10483 \times 10^{-7} (\sigma_y^2) + 0.36989 \times 10^{-13} (\sigma_y^3)$$

Colapso Elástico:

$$P_c = \frac{2 * E}{1 - \nu^2} \left[\frac{1}{\left[\frac{d_o}{t} \left[\frac{d_o}{t} - 1 \right]^2 \right]} \right]$$

Ecuación 4.10

Donde:

- P_c = Presión de colapso [psi]
- E = Módulo de Young para el acero [psi]
- ν = Relación de Poisson [adimensional]
- t = Espesor de la pared del tubo [in]
- D = Diámetro exterior del cuerpo del tubo [in]

Colapso de Transición:

$$P_c = \sigma_y \left[\frac{F}{\frac{d_o}{t}} - G \right]; \quad F = \frac{46.95 \times 10^6 \left[\frac{3B}{2 + \frac{A}{B}} \right]^3}{\sigma_y \left[\frac{\frac{3B}{A}}{2 + \frac{B}{A}} - \frac{B}{A} \right] \left[1 - \frac{\frac{3B}{A}}{2 + \frac{B}{A}} \right]^2}; \quad G = \frac{FB}{A}$$

Ecuación 4.11

Donde:

- P_c = Presión de colapso [psi]
- σ_y = Esfuerzo de cedencia [psi]
- t = Espesor de la pared del tubo [in]
- D = Diámetro exterior del cuerpo del tubo [in]
- F y G = Coeficiente empíricos

Resistencia al estallamiento:

Es una propiedad mecánica generada por cargas de presión que actúan desde el interior de la tubería en la que se genera una resistencia al estallido o resistencia a la presión interna de la misma.

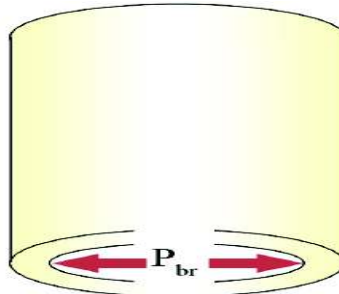


Figura 4.11 Resistencia al estallamiento
Fuente: (Bravo et al, 2013)

La resistencia al estallamiento se la define con la ecuación de Barlow, la cual es avalada por API y recomendada para tubería de espesor delgado.

$$P_{est} = 0.875 \left(\frac{2 * \sigma_y}{\frac{d_o}{t}} \right)$$

Ecuación 4.12

Donde:

P_{est} = Presión de estallido [psi]

σ_y = Cedencia [psi]

d = Diámetro nominal [in]

t = Espesor nominal [in]

0.875 = 87.5% corresponde a la tolerancia permitida en el espesor de pared

Hipótesis para aplicar la ecuación de Barlow de acuerdo a (Bravo et al, 2013).

- Mínimo espesor permisible en el cuerpo del tubo (87.5% del espesor nominal)
- Esfuerzo radial despreciable
- Esfuerzo axial o carga axial = 0
- Esfuerzo tangencial considerando presión externa = 0
- Falla por cedencia (presión de cedencia interna)
- A temperatura ambiente de 20 grados centígrados

Resistencia a la tensión:

Es una propiedad mecánica que puede fracturar la tubería, se produce por una fuerza axial que actúa de manera perpendicular sobre el área de la sección transversal, las fuerzas dominantes son las gravitatorias.

La resistencia a la falla por tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Se debe considerar la mínima cedencia del material para este efecto (Bravo et al, 2013)).

$$R_T = \sigma_Y * \frac{\pi (d_o^2 - d^2)}{4}$$

Ecuación 4.13

Donde:

R_T = Resistencia a la tensión [lbf]

d_o = Diámetro exterior [in]

d = Diámetro interior [in]

σ_Y = Mínimo esfuerzo de cedencia del material lb/plg² [psi]

Resistencia de las Conexiones

Los dientes de la rosca del Inner Mandrel se someten a una fuerza de corte, esta fuerza es provocada por tensión, lo cual genera un efecto de cizalla en los dientes del pin del mandrel y de la caja en la completación.

De acuerdo a (Oberg et al, 2012), la resistencia a la falla de corte es determinada a partir de la fuerza a la tensión sometida y al área de sección transversal de la raíz de los dientes de la rosca, por lo tanto, esta resistencia de corte se expresa como:

$$V = \sigma * A_c$$

Ecuación 4.14

Donde:

V = Resistencia a la tensión [lbf]

A_c = Área transversal en la raíz del diente de la rosca [in], (área de corte)

σ = Mínimo esfuerzo de cedencia del material lb/plg² [psi]

Basándonos en la ecuación de (Oberg et al, 2012), podemos determinar que el área transversal en la raíz del diente de la rosca es:

$$A_c = \pi * d_i * \{0,5 + n_t * \tan(\alpha) * (d_r - d_i)\}$$

Ecuación 4.15

Donde:

d_i = Diámetro menor de la rosca [in]

d_r = Diámetro primitivo [in]

n_t = Numero de dientes en contacto

α = Ángulo de inclinación del diente (14,5°)

p = paso de la rosca (0.125)

n = número de diente (8)

l = Longitud de rosca

4.2.2.2 Salidas de Diseño

Se establece los resultados de los cálculos realizados para el diseño de la empaadura y los requerimientos de la especificación API 11D1.

4.2.2.2.1 Esquemas

Se identifica las zonas de análisis del inner mandrel a través del siguiente un esquema:

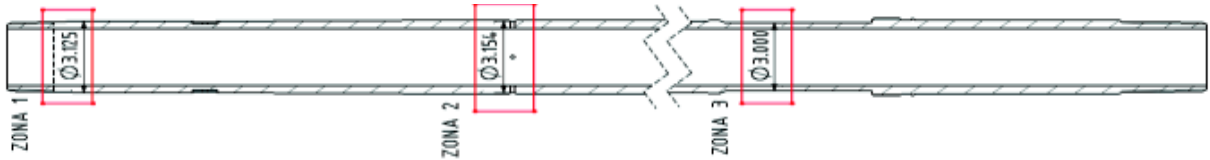


Figura 4.12 Zonas de análisis del inner mandrel

Fuente: (SolidWorks, 2018)

Las salidas serán documentadas de acuerdo a la especificación API Q1, la cual establece:

- **Requisitos de entrada para el diseño y desarrollo:** detallado en el registro de requerimiento del cliente con código (Anexo #4);
- **Información necesaria para la compra, producción y servicio:** Información proporcionada por medio de correo corporativo a las áreas involucradas;
- **Criterios de aceptación de diseño (DAC):** Comparación de las entradas de diseño con las salidas de diseño lo cual se resume en la ficha de liberación de producto con código EC.GC.HF.RE.02;
- **Identificación de componentes críticos para el diseño:** detallado en las salidas de diseño;
- **Resultados de cálculos:** detallado en el informe de cálculos de diseño;
- **Características de uso seguro:** detallado en manual de operación y ficha técnica

4.2.2.2.2 Fórmulas y Resultados de Cálculo

Características del material para el diseño

Las propiedades mecánicas del material grado 4140 según especificaciones del proveedor Aceros Bohler, son:

- Módulo elástico: 210000 [MPa]
- Coeficiente de Poisson: 0.29
- Módulo cortante: 80000 [MPa]
- Coeficiente de expansión térmica: 1.23e-005 [1/K]
- Densidad de masa: 7850 [Kg/m³]
- Límite elástico: L80, min 80 [Ksi]
- Conductividad térmica: 42.7 [W/ (m.k)]
- Calor específico: 477.7 [J/ (Kg. K)]

Se establece las fórmulas de acuerdo a la especificación (API 5C3, 2018):

Presión de Colapso

$$P_c = 2 * \sigma * \frac{\left(\frac{d_0}{t} - 1\right)}{\left(\frac{d_0}{t}\right)^2}$$

Presión de Estallido

$$P_{est} = 0.875 * \frac{2 * \sigma}{\frac{d_0}{t}}$$

Resistencia a la Tensión

$$RT = \sigma * A$$

$$RT = \sigma * \frac{\pi * (d_0^2 - d^2)}{4}$$

Espesor Crítico

$$t = \frac{(d_0 - d)}{2}$$

Resistencia de Corte en el pin

$$V = \sigma * A_c$$

$$A_c = \pi * d_i * \{0,5 + n_t * \tan(\alpha) * (dr - d_i)\}$$

$$dr = d_o - \frac{p}{2} \quad ; \quad d_i = d_o - p \quad ; \quad n_t = n * l$$

Nota: El número de diente (n) se determina según el número de carga, de acuerdo al estudio de diseños similares se establece con un valor de n=8.

Se establece como elemento crítico al Inner Mandrel debido a que soporta mayor carga durante todas las operaciones en campo.

Resultados para Inner Mandrel, 2-7/8” EU, API grado 4140

Se realizan los cálculos de RT, Pest y Pc de las tres zonas del Inner mandrel y se compara con lo obtenido en SolidWorks.

Se considera:

- $\sigma = \sigma_y = S_y$ = Cedencia del material (Límite de fluencia)
- d_o = Diámetro exterior de la herramienta o tubería
- d = Diámetro exterior de la herramienta o tubería
- t = Espesor crítico de la herramienta

Área sin considerar las perforaciones en la zona 3= 2.942 [in] (área para determinar RT en la zona 3, dato determinado a través de SolidWorks).

Tabla 4.32 Cálculos de RT, Pest, Pc del Inner mandrel

	$\sigma =$	80.000,00 psi			PRESIONES		
A 80°F	d_o	d	t	A	RT	Pest	Pc
	in	in	in	in ²	lbf	psi	psi
ZONA 1	3,125	2,441	0,342	2,990	239210	15322	15594
ZONA 2	3,154	2,441	0,3565	3,133	250651	15824	16041
ZONA 3	3,000	2,441	0,2795	2,389	235360	13043	13518

A 700 °F;	$\sigma =$	61.400,00 psi			PRESIONES		
	do	di	t	A	RT	Pest	Pc
	in	in	in	in ²	lbf	psi	psi
ZONA 1	3,125	2,441	0,342	2,990	183594	11759	11968
ZONA 2	3,154	2,441	0,3565	3,133	192375	12145	12311
ZONA 3	3,000	2,441	0,2795	2,389	180639	10011	10375

A 750 °F;	$\sigma =$	59.100,00 psi			PRESIONES		
	do	di	t	A	RT	Pest	Pc
	in	in	in	in ²	lbf	psi	psi
ZONA 1	3,125	2,441	0,342	2,990	176716	11319	11520
ZONA 2	3,154	2,441	0,3565	3,133	185168	11690	11850
ZONA 3	3,000	2,441	0,2795	2,389	173872	9636	9986

Considerando valores a T° ambiente y un el FDS de 1.21020:

Factor de seguridad = 1,21020

RT	Pest	Pc
lbf	psi	psi
197661	12660	12886
207115	13076	13255
194480	10778	11170

Considerando valores a T° ambiente y un FDS de 1.4 determinado en SolidWorks

Factor de seguridad = 1,4

RT	Pest	Pc
lbf	psi	psi
170864	10944	11139
179036	11303	11458
168114	9317	9656

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Procedimiento de cálculo:

- Se calcula RT, Pest, Pc con distintos valores de cedencia del material para tres zonas diferentes del Inner Mandrel.
- Se toma como la zona más crítica aquella de menor diámetro que en este caso es la zona 3.
- El Inner Mandrel en la zona 3, tiene perforaciones, por lo tanto, se calcula la RT considerando el área determinada en SolidWorks sin tomar en cuenta las perforaciones. (Anexo 7).
- En la zona 3, la Pest y Pc, se calculan asumiendo que las perforaciones están taponadas por lo tanto el área calculada será la total considerando los diámetros.
- Se considera 3 FS mayores a 1.2, con lo cual se determina RT, Pest, Pc para las tres zonas, pero enfocándonos en la zona 3.
- Se determina un FS de 1.21020 con lo cual los valores calculados se acercan a las condiciones del tubing de grado L80 de acuerdo al prontuario de TENARIS.
- A 700°F y 750 °F cumplen los cálculos únicamente con el FS de 1.4 que se determina en la simulación del Inner Mandrel en SolidWorks.

Conclusión de cálculo:

Los valores obtenidos son comparados con los resultados de “casing and tubing performance data” de Tenaris con pequeñas variaciones en los parámetros.

- Factor de seguridad = 1,2102
- RT = 194480 [lbf]
- Pest = 10778 [psi]
- Pc = 11170 [psi]

Resultados para Conexión EU del Inner Mandrel

Se encuentra el valor máximo de resistencia de corte en el pin del Inner mandrel, considerando que se compone de un pin, tanto en la parte superior como inferior.

$$dr = 2.875 - \frac{0,125}{2}$$

$$dr = 2.8693 \text{ [in]}$$

$$di = 2.875 - 0,125$$

$$di = 2.75 \text{ [in]}$$

$$n_t = 8 * 2.750$$

$$n_t = 22 \text{ [in]}$$

$$Ac = \pi * 2.441 * \{0,5 + 22 * \tan(14,5) * (2.8693 - 2.75)\}$$

$$Ac = 9.03951 \text{ [in}^2\text{]}$$

$$V = 80\ 000 * 9.03951 = 723160,8 \text{ [Lbf]}$$

Resultados de Cálculos Hidráulicos sobre el Inner Mandrel

La gravedad API es un método de clasificación según la densidad (viscosidad y fluidez) del crudo en comparación con el agua a temperaturas iguales, es decir la densidad API es la medida inversa a su gravedad específica respecto al agua (Quintero, 2013).

Tabla 4.33 Tipo de crudos de acuerdo a su densidad

Petróleo Crudo	° API	Densidad [$\frac{g}{cm^3}$]	Densidad [$\frac{lb}{gt}$]	Densidad Promedio [$\frac{lb}{gt}$]
Extra Pesado	< 10	> 1	> 8.345	8.345
Pesado	10 – 22.3	1 – 0.92	8.345 – 7.67	8.0075
Mediano	22.3 – 31.1	0.92 – 0.87	7.67 – 7.26	7.465
Ligero	31.1 – 39	0.87 – 0.83	7.26 – 6.92	7.09
Súper Ligero	> 39	< 0.83	< 6.92	6.92

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Quintero, 2013)

Cálculo del grado API máximo que trabaja el Inner Mandrel

Con una presión máxima de estallido de 10006 [psi], considerando un factor de seguridad de 1.304, una presión de inyección de 3500 [psi] y a una profundidad máxima de 15000 [ft], se determina la presión hidrostática máxima generada.

Variables

$$Ph = TVD * \rho * 0,052 + Pt$$

Donde:

TVD = Profundidad vertical verdadera

p = densidad del petróleo [lb/gal]

Pt = presión barométrica [psi] (presión de inyección a 3500 psi)

Resultados

Presión hidrostática para crudo extra pesado

$$Ph = 15000 * 7,260 * 0,052 + 3500$$

$$Ph = 10000,91 [Psi]$$

Presión hidrostática del petróleo con diferentes grados API a 15000 [ft] de profundidad.

Tabla 4.34 Clasificación del crudo de acuerdo al grado API

Petróleo Crudo	° API	Ph [psi]
Extra Pesado	< 10	10000.91
Pesado	10 – 22.3	9745.85
Mediano	22.3 – 31.1	9322.7
Ligero	31.1 – 39	9030.2
Súper Ligero	> 39	8897.6

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

La empacadura hidráulica 7 x 2-7/8” puede trabajar con todo tipo de crudo.

Resultados de Cálculos de Fuerzas Fundamentales que actúan en la Empacadura

Se determina las fuerzas que actúan tanto encima como debajo de la empacadura, de acuerdo a la publicación de (Webber, 1948).

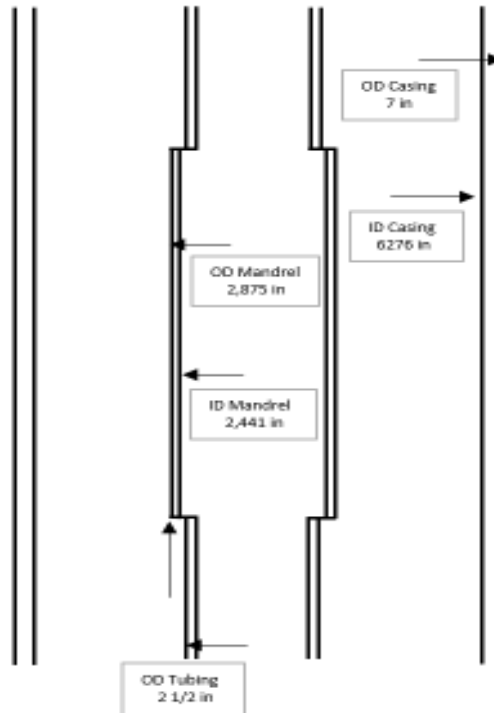


Figura 4.13 Diámetros de empacadura, tubing, casing
Fuente: Andrade Ismael, 2018

Datos técnicos

Empacadura de tipo convencional con válvula de circulación empaquetada en el campo sacha, pozo 135.

Casing: OD=7 in; ID= 6.276 in; W= 29 lb; grado N-80 (datos a la profundidad de ajuste)

Tubing: OD=2.875 in; ID= 2.441 in; W= 6.5 lb.; grado L-80

Profundidad de ajuste: 9727 pies

Características del lodo en el pozo= (9.6 lb/gal); (0.5 psi/ft)

Cálculos

1. Mínimo peso de la tubería para comprimir las gomas es de 10,000 [lb]
2. Área de la sección transversal de la tubería que genera flotabilidad
 2 1/2 in. API tubing, 2 7/8 in (OD), 2,441 in (ID)

$$\text{Área de la pared del Casing} = \frac{\pi(7^2 - 6,276^2)}{4} = 7.5491 \text{ in}^2$$

$$\text{Área de la pared del Mandrel} = A_t = \frac{\pi(2,875^2 - 2,441^2)}{4} = 1.8120 \text{ in}^2$$

$$\text{Área del espacio Anular} = A_p = \frac{\pi(6,276^2 - 2,875^2)}{4} = 24.443 \text{ in}^2$$

$$\text{Área entre Tubing – Mandrel} = \frac{\pi(2,875^2 - 2.5^2)}{4} = 1.5830 \text{ in}^2$$

Area de la valvula desbalanceada = $(A_p) - (Area\ casing + A_t + Area\ tubing/mandrel)$

Area de la valvula desbalanceada = 13.5 in²

3. Cuando la empacadura ha corrido unos 9727 pies de profundidad de ajuste, se tendrá una presión de:

$$p = \Delta_{\text{presión del lodo}} * \text{profundidad} = 0,5 * 9727 = 4863.5 \text{ psi}$$

4. Fuerza de empuje que tiende a elevar la empacadura cuando es baja en fluido:

$$F = p * A_t = 5000 * 1,812 = 8813 \text{ lb}$$

5. La carga neta del tubing en la empacadura puede determinarse de la siguiente manera:

Fuerzas positivas del tubing

Carga en el ajuste de la empacadura = 1000 lb

Peso inicial soportado por fluido = 8813 lb

Total fuerzas positivas = 18813 lb

Fuerzas negativas del tubing

Fuerza de flotación en la tubería = 8813 lb

Carga neta del tubing en la empacadura

Fuerzas positivas - fuerzas negativas = 1000

6. Fuerza hacia debajo de la empacadura

Fuerza de presión en la empacadura = $p * A_p = (5000) (24.44) = 118881.42 \text{ lb}$

Carga neta del tubing sobre la empacadura desde arriba = 10.000 lb

Fuerzas hacia debajo de la empacadura = 128881.42 lb

7. Fuerza sobre la empacadura

$$p * A_p = (5000) (24.44) = 118881.42 \text{ lb}$$

4.2.2.2.3 Comparación de Productos Similares

La empaadura hidráulica 7 x 2-7/8" parte del diseño original de la empaadura hidráulica 7 x 3-1/2" de la empresa D&L OIL TOOLS.

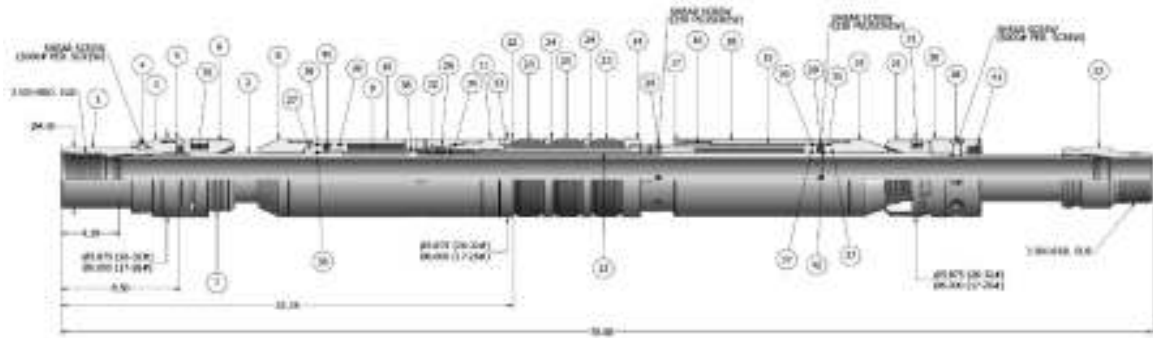


Figura 4.14 Inner mandrel previo
Fuente: (ELDER TOOLS, 2018)

Tabla 4.35 Partes diseño previo

Item	Partes
1	Top Sub
2	Inner Mandrel
3	Upper Slip Support
4	Shear Screw 5000#
5	Upper Slip Body
6	Release Slip
7	Upper Slip
8	Upper Cone
9	Valve Piston
10	By-Pass Housing
11	Center Coupling
12	Gage Ring
13	Rubber Mandrel
14	Rubber Retainer
15	Setting Sleeve
16	Lock Ring
17	Setting Chamber Cap
18	Setting Chamber
19	Lower Cone
20	Lower Slip Body
21	Lower Slip
22	Bottom Sub
23	Element
24	Rubber Spacer
25	Element
26	Seal
27	Balance Piston
28	Shear Screw 6000#
29	Shear Screw 2375#
30	Upper Slip Spring

31	Lower Slip Spring
32	151-90 O-Ring
33	245-90 O-Ring
34	248-90 O-Ring
35	249-90 O-Ring
36	339-90 O-Ring
37	344-90 O-Ring
38	346-90 O-Ring
39	351-90 O-Ring
40	Set Screw 1/4-20 x 3/8
41	Spirolox Ring
42	Snap Ring

Fuente: (Elder Tools)

4.2.2.2.4 Planos

Planos de Diseño de STP 7 x 2-7/8" poseen derechos de autor.

4.2.2.2.5 Especificaciones de Fabricación

Descripción de la Empacadura.

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

Aplicaciones.

- Formaciones profundas, descarga diferencial, presión o estímulo zonas;
- Altas temperaturas de fondo;
- Sistemas de doble flujo de inyección de químicos.

Características.

- Alto diseño interior antideslizante mantiene la fuerza en toda la unión del Packer; diseño inferior se desliza hacia arriba para impedir el movimiento de la cuña superior, mientras se encuentra en funcionamiento;
- Elemento de sello es eficaz a altas o bajas temperaturas y presiones.

Beneficios.

- Mantiene un gran flujo bypass;
- Puede ser adaptado para aplicaciones con alta presión a altas temperaturas;
- Fácil recuperación.

Resultados con SolidWorks.

SolidWorks permite realizar una simulación estructural de las piezas y ensamblajes mediante el análisis por elementos finitos, por la naturaleza de la carga se usa los estudios estáticos, calculando desplazamientos, fuerzas de reacción, deformaciones unitarias, tensiones y la distribución del factor de seguridad. Los cálculos del factor de seguridad se basan en los criterios de Von Mises.

Se realiza el análisis a elementos de la empacadura que trabajan bajo presión interna, externa, compresión y tensión, considerados componentes de tipo 1, los cuales de acuerdo al diseño son los que soportan mayor cantidad de carga y desgaste, por lo tanto, se los considera como elementos críticos. Se realiza el análisis del factor de seguridad y el de Von Mises el cual determina el límite elástico, con la finalidad de justificar materiales, espesores y formas de las partes que mayor carga soportan en la funcionalidad de la empacadura.

Inner Mandrel

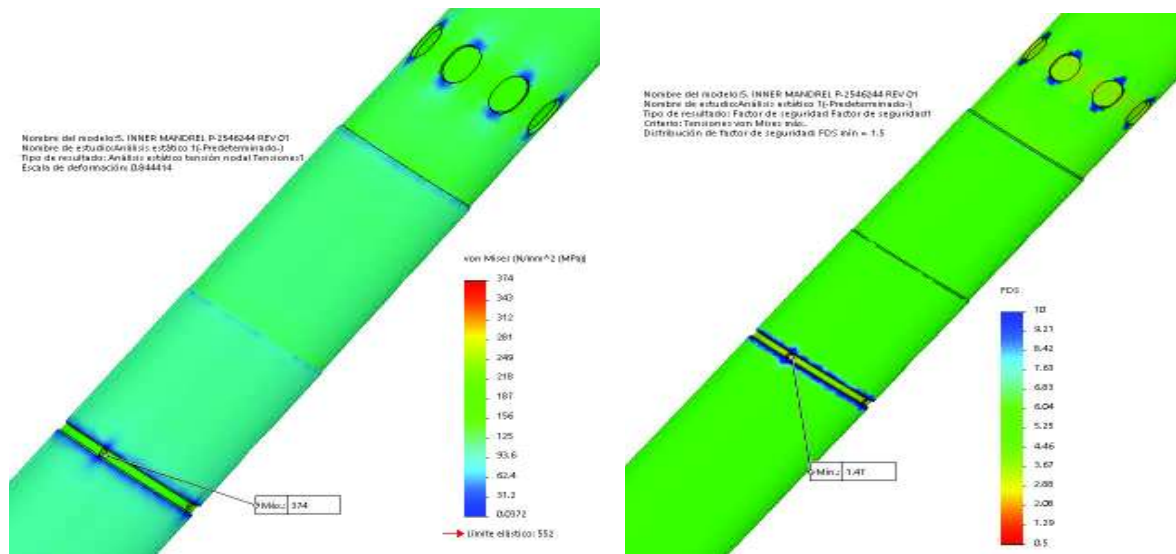


Figura 4.15 Estudio estático y FDS del Inner Mandrel
Fuente: (SolidWorks, 2018)

Se observa que el espesor mínimo es de 0.314 in, sin embargo, la mayor tensión de Von Mises se ubica en la perforación del Inner Mandrel, 374 MPa.

El FS de 1.47, Ubicada en la perforación, aplicando una carga de 22 280 Lbf, se justifica las conexiones Upper y Lower que son áreas de interés.

El resto del Mandrel tiene un FS > 2, según el análisis de elementos finitos.

Lower Slip

Estudio estático de Cuñas, aplicando una carga de distribuida de 28333 Lbf, conociendo que la empaadura cuenta con 6 cuñas de agarre al casing.

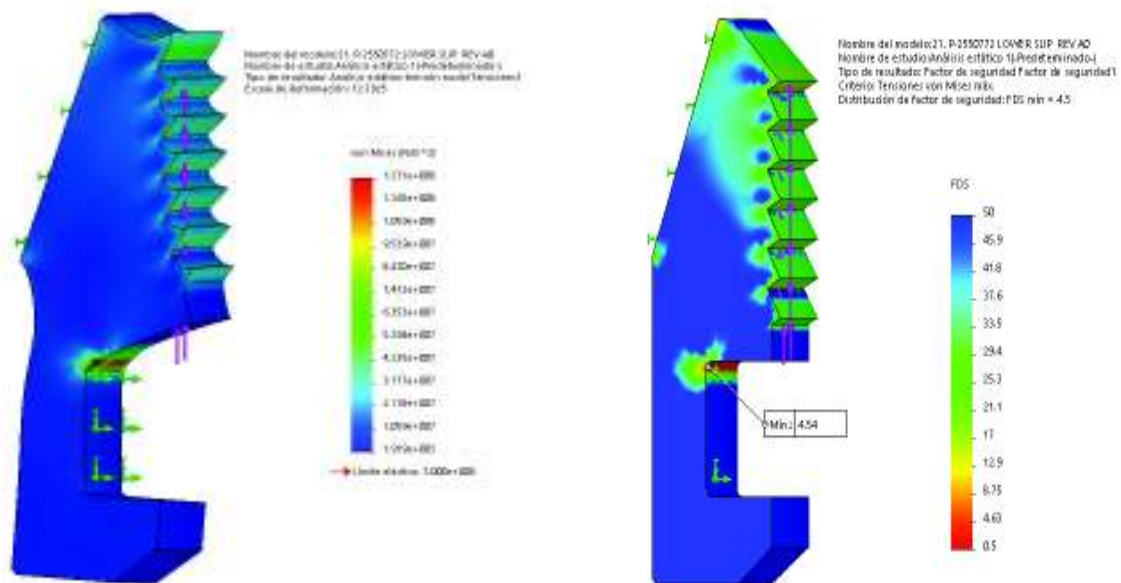


Figura 4.16 Estudio estático y FDS de Tensión en la Cuña
Fuente: (SolidWorks, 2018)

El límite elástico es muy alto así que su resistencia es confiable, en la parte inferior del Lower slip es donde mayor esfuerzo se genera llegando $1,27e+008$ lo cual es muy bajo comparado con el límite.

El FS de 4.54, Ubicado en la parte inferior de la cuña, aplicando una carga de 222800 Lbf.

Lock Ring

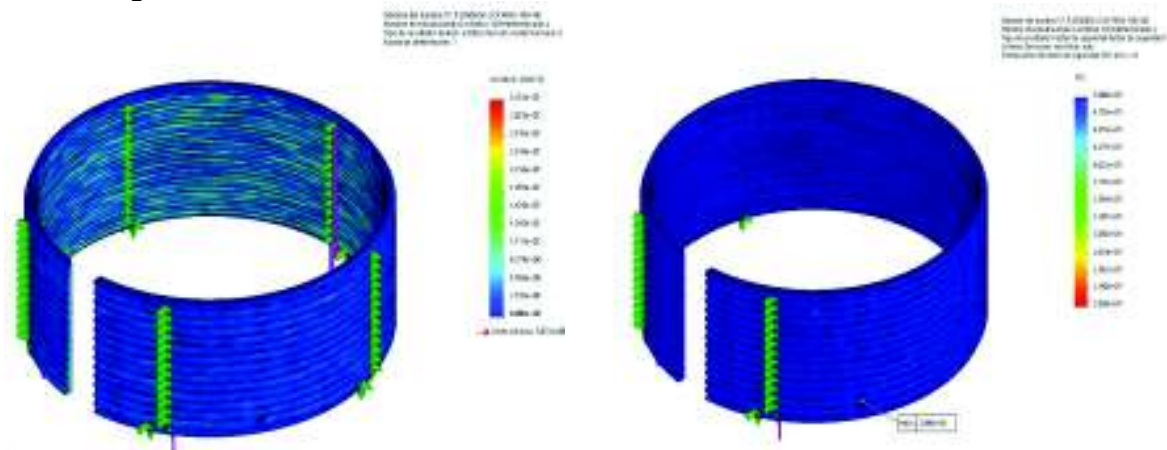


Figura 4.17 Estudio estático y FDS del Lock Ring
Fuente: (SolidWorks, 2018)

Se aplica una fuerza de 28340 Lbf, elemento que tiene que soportar gran esfuerzo en anclaje, observándose un pequeño esfuerzo en la parte inferior del elemento, pero comparado con el límite elástico, no presenta problemas.

El FS de 2.098, Ubicada en la parte superior de diente de la rosca como se puede observar en la figura, aplicando una carga de 28340 Lbf, se justifica las conexione al Setting Chamber que es área de interés.

Setting Sleeve

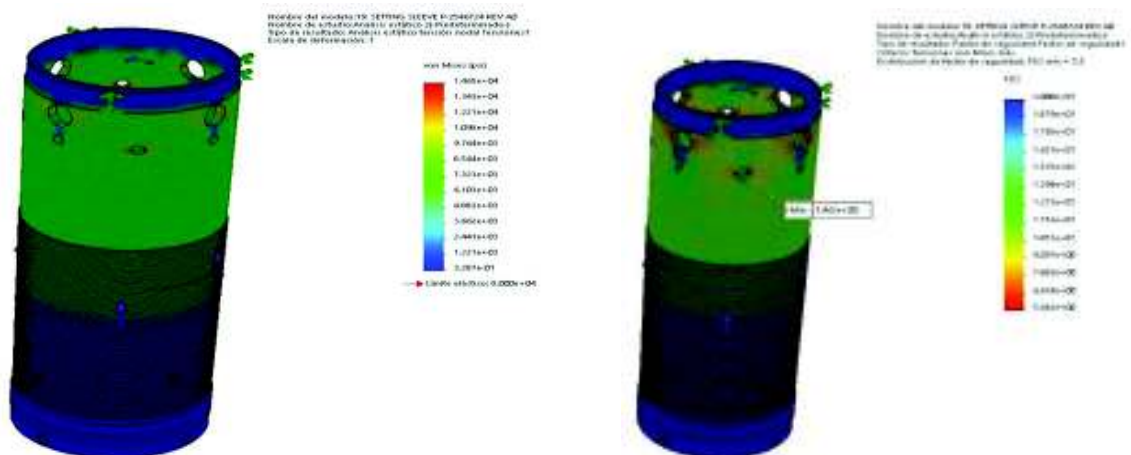


Figura 4.18 Estudio estático y FDS de Setting Sleeve
Fuente: (SolidWorks, 2018)

Aplicando una carga de 28340 Lbf se observa una pequeña variación en la escala de Von Mises en lo que respecta a las perforaciones de Setting Sleeve.

El factor de seguridad es de 5.46 lo cual garantiza el esfuerzo del Lock Ring y del Setting Chamber.

Lower Slip Body

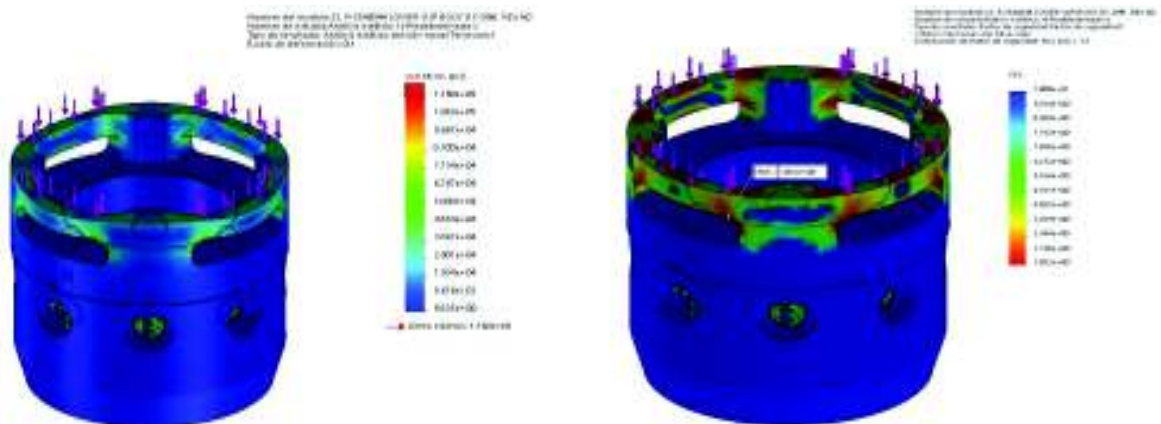


Figura 4.19 Estudio estático y FDS de Lower Slip Body
Fuente: (SolidWorks, 2018)

Con una carga de 28340 Lbf y considerando que en la simulación se realiza con un acero 4145, el material está próximo a alcanzar valores críticos del límite elástico si se considerase un acero 4140.

El FS es de 1.05 aplicado en la parte inferior del elemento, lugar donde se genera mayor carga por parte de Lower Slip.

Upper Slip Body

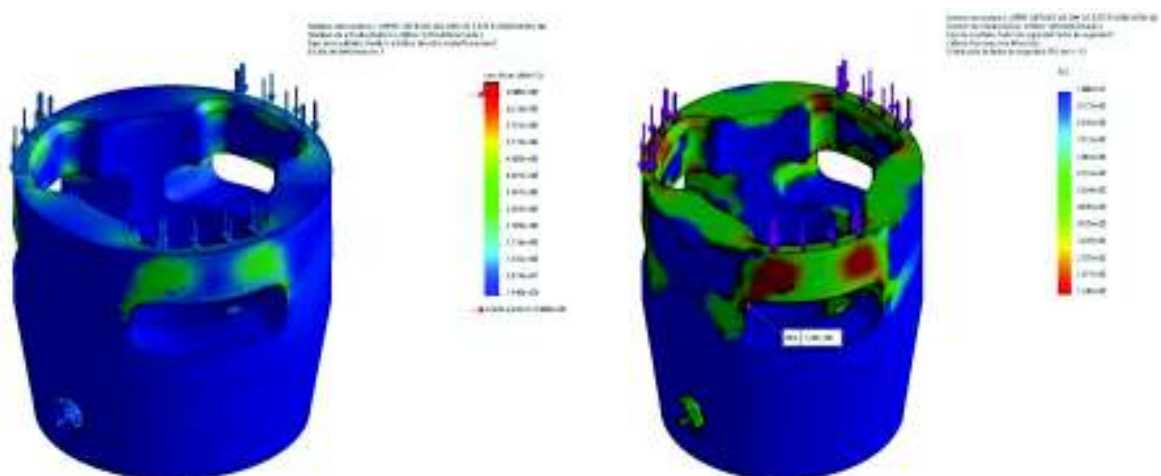


Figura 4.20 Estudio estático y FDS de Upper Slip Body
Fuente: (SolidWorks, 2018)

Con una carga de 28340 Lbf, no presenta mayor cantidad de deformación, no existe problemas al momento del anclaje y desmontaje de las cuñas.

FS de 1.24 ubicado en la parte donde se asientan los Upper Slip, se justifica su resistencia en operación.

Grado de Validación

De acuerdo a la especificación API 11D1, Sertecpet como fabricante del producto, Packer Hidráulico, define su grado de validación como V6 de acuerdo al numeral 6.5.2.2.

Métodos de validación V6.

- Prueba de presión ruptura de pines.
- Prueba de hermeticidad.
- Ensayos no destructivos.
- Prueba Drift.
- Prueba de Anclaje.
- Verificación de Ensamblaje.

Criterios de aceptación.

- Prueba de ruptura de pines a + 1000 psi.
- Prueba de hermeticidad a presión continúa durante 15 min. 1500 psi.
- Ensayos no destructivos de partículas magnéticas húmedas, no presencia de discontinuidades en su superficie.
- Prueba Drift 2-7/8" 6.5 Lb, Ø 2.347 y longitud de 42".
- Prueba de anclaje con límite de 40000 lbf.
- Verificación de ensamblaje, reinicia y vuelve a probar.

Grado de Calidad

De acuerdo a la especificación API 11D1, Sertecpet como fabricante del producto, Packer Hidráulico, define su grado de calidad como Q2 de acuerdo al numeral 7.4 (Ver Anexo 6).

4.2.2.2.6 Revisiones de Diseño

Se establece todas las correcciones en los planos de diseño antes de la fabricación.

Tabla 4.36 Revisiones de diseño

Nombre del Artículo	Cambio
Lower Cone	Se especifica la altura del diente
Lower Slip Body (17-26#)	Se cambió de una rosca ACME a una STUB ACME
Lower Slip	Se especifica en el espacio de marcado, en la parte inferior del Lower Slip
Release Slip	Se especifica las mediciones faltantes
Upper Slip	Se especifica las mediciones faltantes
Upper Slip Body (26-32#) OD 5,875	Cambio de marcado y medición de todas las aristas
Top Sub Connection 2- 7/8" EU	Corrección en el ángulo del bisel
Lower Cone	Cambio de ángulo de 22° a 20° en la parte superior donde se acoplan las cuñas
Retaining Ring	Se cambia el diámetro de rosca STUB ACME de 3.710 in a 3.695 in
Lower Slip Body (17-26#)	Corrección de diámetro de 1x1/4" NC a 0.310x0.500"
Inner Mandrel	Se cambia el diámetro de 2.441 a 2.490 in, se requiere poner tolerancias en el diseño
Upper Slip Body (26-32#) OD 5.875	Se cambia la altura de 2.000 a 1.824 in
Rubber Retainer (17-26#)	Se da un radio con mayor profundidad
Gage Ring (17-26#)	Se corrige la posición del radio
Rubber Spacer (17-26#)	Se establece el radio
Valve Piston	Se cambia la tolerancia en un rango de +0.000 a -0.002 in
Setting Sleeve	Se cambia la especificación en la hoja de diseño a 2-7/8"
Balance Piston	Se cambia el código del artículo
Upper Cone	Se cambia ángulo de cuña de 20° a 25°
Release Slip	Cambio de ángulo de 24° a 25°
Lower Cone	Se cambia la tolerancia de +/-0.010 a +/- 0.005 y se especifica la colocación de O-Ring 338
Setting Chamber	Se corrige ángulo y altura y diámetros
By-Pass Housing	Se corrige el diámetro de los agujeros y su tolerancia de 0.760 a 0.700 +/- 0.005
Retaining Ring	Se recomienda mecanizar a partir de una sola barra o dos piezas de una barra
Release Slip	Se corrige el diámetro de los hilos de 0.116 a 0.118 in
Cuña Inferior (prototipo) (pruebas de presión)	Corrección de la altura de 1.506 a 1.750 in

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

4.2.2.2.7 Pruebas de Validación

Prueba de Presión del Inner Mandrel (materia prima)

Se aplica una presión de 8000 psi al elemento de acero 4140 durante 5 minutos, comprobando su resistencia a la presión interna y considerando el factor de seguridad establecido de su diseño en SolidWorks.

Tabla 4.37 Materiales y Equipos para prueba de presión del Inner mandrel

Equipo de Medición	Marca	Modelo	Rango	Resolución
Bomba Hidráulica	EnerPack		0-10000 psi	NA
Manguera Hidráulica de alta presión	Desconocido	NA	Pmáx: 120000 psi	NA
Controlador de Proceso	Fluke	9538639	0-10000 psi	0.1 psi

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Resultados

Se establece el análisis de la presión interna que está sometido el inner mandrel con respecto al tiempo de ejecución.

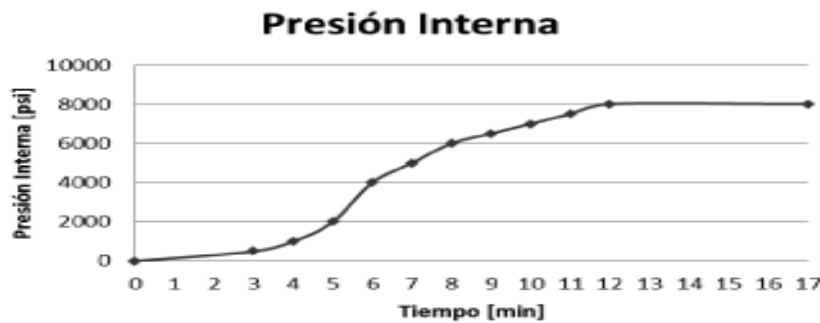


Figura 4.21 Presión interna vs Tiempo

Fuente: Andrade Ismael, 2018



Figura 4.22 Inner Mandrel sometido a 8000 psi por medio del controlador de procesos

Fuente: Andrade Ismael, 2018

Conclusiones

Con las características determinadas por el fabricante se observa que el elemento no evidencia ningún tipo de daño en SolidWorks por lo tanto se concluye que es apto para su mecanizado.

Con las pruebas de presión se corrobora que el elemento es apto para funcionamiento.

Prueba de Presión de Ruptura de Pines

Se realiza la prueba de validación de ruptura de Shear Screw a 1000 psig con fluido.

1. Se coloca el Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8" en la prensa.
2. Se coloca un tapón en el Top Sub Connection 2-7/8" EU (1).
3. Se instala un compresor en el Bottom Sub Connection 2-7/8" EU (23).
4. El fluido a alta presión ingresa a través de los agujeros en el Inner Mandrel (5).



Figura 4.23 Instalación del compresor para inyectar fluido (agua)
Fuente: Andrade Ismael, 2018

5. Se produce la ruptura de los 4 Shear Screws 2600# (28) del Setting Chamber (18) a 390 [psig] en la cual podemos analizar un ligero aumento de temperatura.
Nota: Cada Shear Screw es de 650 lbf para 4 obtenemos 2600 lbf.
6. Esto hace bajar al Lower Slip Body (17-26#) (22) desplazando al Setting Chamber (18) y Lower Cone (20).



Figura 4.24 Ruptura de pines de 2600#
Fuente: Andrade Ismael, 2018

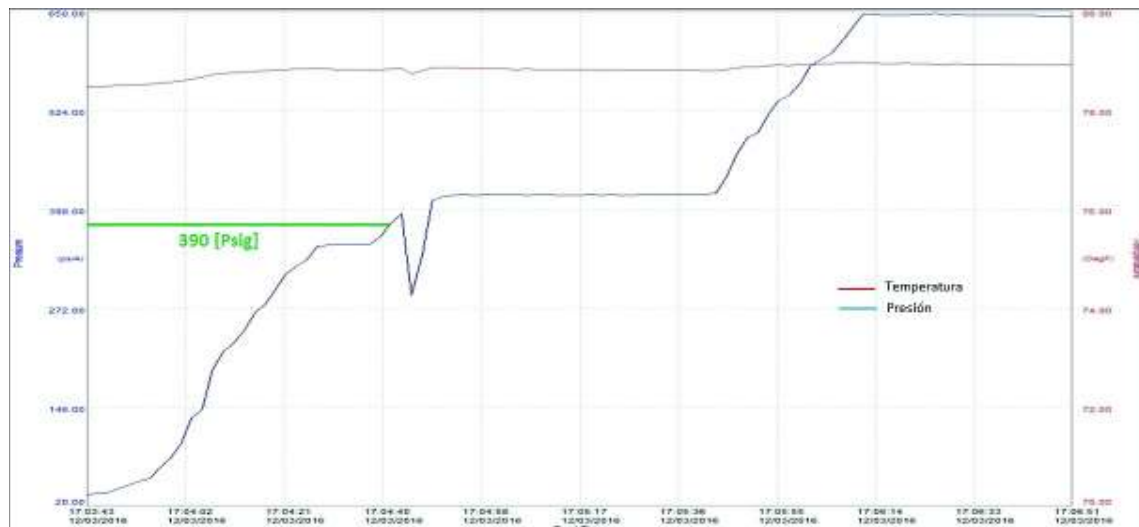


Figura 4.25 Presión vs temperatura
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

7. Aumentamos la presión a 550 psig lo cual provoca la rotura de los 8 Shear Screw de 650 lbf (28) que se encuentran en el Setting Sleeve (19).
8. Esto desplaza al Setting Chamber (18) y Lower Cone (20) provocando la apertura de los Lower Slips (21) contra el Lower Slip Body (17-26#) (22).



Figura 4.26 Activación del lock ring
Fuente: Andrade Ismael, 2018



Figura 4.27 Presión vs temperatura
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

9. El fluido forma una especie de trinquete por debajo del Setting Sleeve (19).
10. El aumento de presión a 942 psig empuja al Setting Sleeve (19) a través del Lock Ring (17) y al Rubber Mandrel (15), lo cual provoca la compresión de las gomas.
11. Por lo tanto, el Upper Cone (6) junto con el By-Pass Housing (9) y todos sus componentes abren los Upper Slips (3), permitiendo que el Packer se ancle al casing.



Figura 4.28 Compresión de gomas
Fuente: Andrade Ismael, 2018

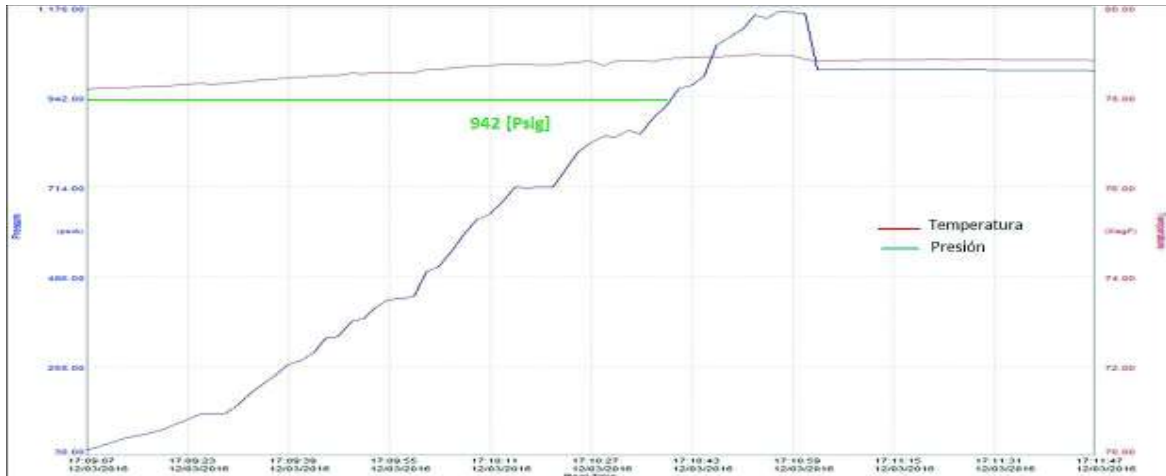


Figura 4.29 Presión vs temperatura
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Los Shear Screws superiores (24) y Shear Screw inferiores (27) son calificados para 6000 lb/screw, estos elementos son fabricados de latón o bronce y se utilizan al momento de desasentar la empacadura del casing a través de tensión, es posible utilizar un tipo de acero alternativo en la fabricación de los mismos, con lo cual llegaríamos hasta 1000 lb/screw para los Shear Screw superiores (24).

Prueba de Hermeticidad

1. Se coloca el Packer Hidráulico STP 7 x 2-7/8" en la prensa.
2. Se coloca un tapón en el Top Sub Connection 2-7/8" EU (1).
3. Se instala un compresor en el Bottom Sub Connection 2-7/8" EU (23).
4. Se coloca el casing en los Element 90 duro (25) y Element 70 duro (26).



Figura 4.30 Colocación del casing
Fuente: Andrade Ismael, 2018

5. Aumentamos la presión a 465 psig lo cual provoca la rotura de los Shear Screw (2600#) (28).
6. Esto desplaza al Setting Chamber (18) y Lower Cone (20) provocando la apertura de los Lower Slips (21) contra el Lower Slip Body (17-26#) (22).



Figura 4.31 Activación del lock ring
Fuente: Andrade Ismael, 2018



Figura 4.32 Presión vs temperatura
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

7. El fluido forma una especie de trinquete por debajo del Setting Sleeve (19).
8. El aumento de presión a 708 psig rompe los 8 prisioneros de 650 lbf que se encuentran en el Setting Sleeve (19) el cual recorre todo el Lock Ring (17) hasta asegurarse, empujando así al Rubber Mandrel (15), provocando la compresión de las gomas y estas se ajustan al casing.
9. Por lo tanto, el Upper Cone (6) junto con el By-Pass Housing (9) y todos sus componentes abren los Upper Slips (3), permitiendo que el Packer se ancle al casing.



Figura 4.33 Anclaje de cuñas
Fuente: Andrade Ismael, 2018



Figura 4.34 Presión vs temperatura
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Se continúa aumentando la presión durante 15 minutos hasta llegar a los 1500 [psig], donde se hace una inspección visual de hermeticidad, verificando que cumpla por medio de una persona califica, como lo dice en el literal 6.4 de la especificación API 11D1.

Ensayos no Destructivos Partículas Magnéticas Húmedas

Es un procedimiento utilizado para detectar defectos superficiales y sub-superficiales, consiste en la acumulación de partículas de material de tipo ferromagnético, esto se produce por campos de fuga que las discontinuidades producen en los materiales que previamente fueron magnetizados, es por eso que solo se examinan materiales de alta permeabilidad magnética (ferromagnéticos) como son los aceros en general.

No es aplicable a:

- Aluminio;
- Cobre;
- Zinc;
- Aceros inoxidables austeníticos de acuerdo a (Valbruna, 2018).

Las partículas magnéticas son atraídas por los polos creados por las grietas, dando así una indicación, por el amontonamiento de partículas en la zona de defecto.

Para el procedimiento del ensayo con partículas magnéticas, las operaciones básicas que se realizan de acuerdo con (Serrano R. , 2018) son:

- Preparar la superficie de la pieza a ensayar;
La superficie debe estar totalmente limpia ya que el ensayo es sensible.
- Magnetización de la pieza;
Con imanes o corriente eléctrica continua, alterna o rectificada detectando líneas de fuga de flujo magnético para lo cual se dispone de un equipo de magnetización y un medio que detecta la presencia de las líneas de fuga.
- Aplicación de las partículas magnéticas;
Las partículas magnéticas son aplicables en seco, húmedo, suspensión en líquido, disolventes, agua. Las partículas empleadas suelen ser limaduras u óxidos de hierro en tamaños de 1-100 micras.
- Observación, interpretación y registro de las indicaciones;
Requiere de una iluminación blanca o ultravioleta dependiendo del tipo de partículas, y una buena interpretación del tipo de falla en la pieza.
- Limpieza final;
Se limpia completamente la superficie.

- Des-magnetización de la pieza.

Es importante ya que la atracción de virutas metálicas puede dañar la pieza. La des-magnetización se lo puede hacer por corriente alterna alejándola unos 2 metros hasta anular el campo o por corriente continua.

Esta prueba es muy rápida y económica para detectar discontinuidades pequeñas, pero no tiene una gran capacidad de penetración y detecta discontinuidades solo perpendiculares al campo magnético.

Se establece el Registro de Inspección con Partículas Magnéticas Húmedas en un registro con código generado en planta de producción.

Prueba Drift

Consiste en la calibración en toda la longitud del diámetro interno de la empacadura hidráulica 7 x 2-7/8" con una herramienta llamada Drift que en este caso es de 2-7/8".

Se calibra continuamente durante el ensamble de la empacadura para descartar falla por diámetros, si existe falla se procede a la notificación del mismo. La prueba se realizó por un inspector de calidad nivel II de la empresa NOV Wellbore Technologies generando un COC. Cada longitud de la tubería ya sea esta roscada o lisa deberá probarse mediante una prueba Drift en toda su longitud.

Las dimensiones del Drift (longitud y diámetro) deben cumplir con la tabla E.28.

Tabla 4.38 Tamaño estándar del Drift (Tabla E.28)

Producto y etiqueta	Tamaño estándar del Drift del mandril [in]	
	Longitud	Diámetro
Casing		
< 9-5/8	6	$d - 1/8$
W 9-5/8 a u 13-3/8	12	$d - 5/32$
> 13-3/8	12	$d - 3/16$
Tubing ^{a,b}		
u 2-7/8	42	$d - 3/32$
> 2-7/8 a u 8-5/8	42	$d - 1/8$
> 8-5/8 a < 10-3/4	42	$d - 5/32$

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (API 5CT, 2011)

Cuando el comprador lo especifique como "tubería de Drift alternativo" el tamaño y masa de la tubería en la tabla E.29 debe ser probado con mandriles de Drift alternativos como se muestra. El tubo el cual esta Drifted con mandril de Drift alternativo será marcada como lo describe en la cláusula 11. De acuerdo a la especificación API 5CT, novena edición.

Tabla 4.39 Diámetro alternativo de Drift (Tabla E.29)

OD Tubería [in]	Tubería masa lineal [lb/ft]	Diámetro del mandril con Drift alternativo [in]	
		Longitud	Diámetro
7.000	23.0	6	6.250
7.000	32.0	6	6.000
7.750	46.1	6	6.500

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (API 5CT, 2011)

Este diámetro trabaja de acuerdo al libraje del Packer como se muestra en la siguiente tabla. Entre los aspectos más importantes a considerar tenemos:

Tabla 4.40 Diámetro drift de conexión para varios hilos

Pipe O.D (in)	Lb/Ft	API Tubing I.D (in)	Drift (in)
2-7/8"	6.50	2.441	2.347
2-7/8"	7.90	2.323	2.229
2-7/8"	8.70	2.259	2.165
2-7/8"	9.50	2.195	2.101
2-7/8"	10.70	2.151	1.997

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Tube Supply, Inc. , 2018)

La empacadura hidráulica STP 7 x 2-7/8" se lo fabrica con un libraje de 6.50 lb/ft, por lo tanto, se considera que el diámetro del Drift es de 2.347 in con una longitud de 42 in.

Prueba de Anclaje (Setting Chamber – Lock Ring – Setting Sleeve)

La prueba de validación es realizada a los tres componentes de la empacadura que generan el trinquete hidráulico, para la activación de los Lower slips, Upper slips.

Se ensambla el Lock Ring en el Setting Chamber, se introduce por la parte inferior el Setting Sleeve generando un recorrido por todos los hilos del Lock Ring para posteriormente probar con la prensa hidráulica P1 el anclaje de los tres elementos.

Datos técnicos

- Luego de recorrer el Setting sleeve a través del Lock ring – Setting chamber, el anclaje de elementos debe soportar una carga de 40000 lbf.



Figura 4.35 Componentes principales para el anclaje

Fuente: (SolidWorks, 2018)

- Perfil de rosca indicado en el plano de fabricación debe mostrar un ángulo de 90°.

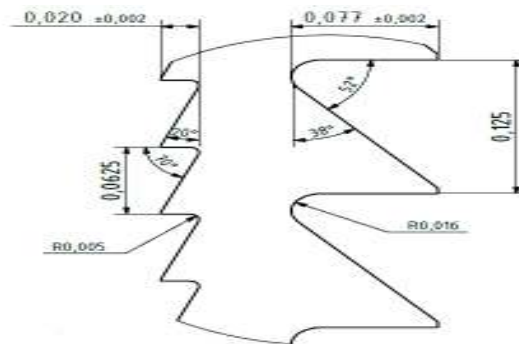


Figura 4.36 Perfil de Rosca
Fuente: (SolidWorks, 2018)

- Perfil de Rosca mecanizado en elementos presenta una desviación de 9° como se puede observar.

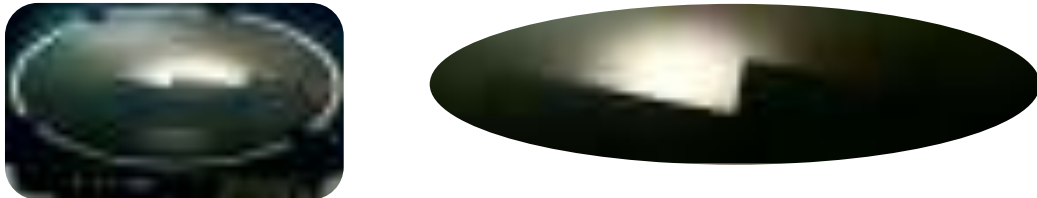


Figura 4.37 Proyector de perfiles
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Máquina y Equipos

- Prensa Hidráulica;
- Partes de Packer Hidráulico;
- Proyector de Perfiles.

Procedimiento

- Armar las partes de la empaadura.
- Calibrar la prensa para la presión equivalente a la fuerza de 40000 lbf y el diámetro del vástago a 8" aproximadamente.
- Colocar el ensamble de las partes de la empaadura sobre la mesa de la máquina, verificar que este centrado.
- En intervalos de tiempo ir probando progresivamente a la presión equivalente.
- Verificar que NO exista desplazamiento del SETTING SLEEVE, en el momento de accionar la máquina.

Desarrollo de la prueba

- Se arma las partes de la empaadura.



Figura 4.38 Ensamble
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

- Se considera el diámetro del vástago como referencia para calcular un valor aproximado equivalente de la fuerza necesaria, obteniendo una presión de 800 psi. Se calibra la máquina a esa presión.

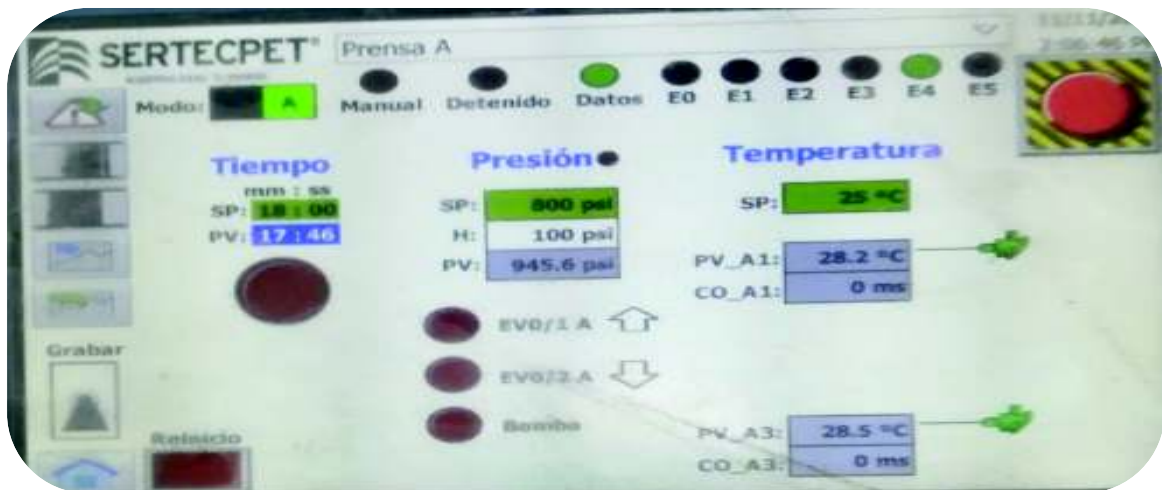


Figura 4.39 Prensa hidráulica
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

- Se coloca el ensamble y se realiza la prueba comprimiéndolo.



Figura 4.40 Presión en el lock ring
Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

- Se verifica que no exista desplazamiento.
- Se realiza pruebas a distintas presiones.

Resultados

Luego de aplicada la presión de 800 psi, no existe desplazamiento en los elementos.

Se realiza pruebas a presiones superiores:

- Se realiza prueba de 1600 psi, donde se tiene una fuerza equivalente aproximada de 80424 lbf.
- La presión llega hasta 1800 psi, fuerza equivalente 90477 lbf.
- El ensamble de los elementos se comprime a una presión de 1800 psi, no presenta desplazamientos.
- Se comprueba que el perfil de rosca mecanizado en los elementos es el adecuado para cumplir su función de anclaje.
- Los elementos soportan una carga de 90477 lbf, sin presentar novedad.
- La máquina permite la operación hasta 1800 psi sin presentar alguna novedad.

Se Recomienda

- Siempre antes de mecanizar una rosca que no sea estándar, revisar que el perfil cumpla con lo requerido en el plano de fabricación.
- El perfil del inserto para mecanizar la rosca, debe tener una aprobación por parte de calidad, cuando este sea afilado en el taller.

Verificación de Ensamblaje

Reinicia y vuelve a probar.

Especificado en literal 6.8, 6.9 de la Spec API 11 D1.

4.2.3 Manual de Operación

Se define su estructura bajo la especificación API 11D1, cumpliendo con los requerimientos del cliente y el sistema de gestión integrado de Sertecpet S.A.

Se aplica como una guía para las actividades relacionadas con procedimientos operacionales como es el ensamblaje, ajuste, liberación y desensamblaje así como inspección, almacenamiento y diferentes precauciones a tomar en cuenta.

4.2.3.1 Instrucciones de Trabajo

4.2.3.1.1 Número de Referencia del Manual

Sertecpet S.A. como fabricante la empaadura hidráulica STP 7 x 2-7/8", establece un número de referencia de manual para su fabricación bajo la especificación API 11D1 con código EC.GC.HF.MA.05.

4.2.3.1.2 Procedimientos Operacionales y Herramientas Relacionadas

Ensamblaje

NOTA: Asegúrese de engrasar todas las roscas y superficies sellantes con grasa de litio (recomendación: TopOne o Anti Seize) y para los O-Rings, con grasa normal de alta temperatura (recomendación: 200 NM de Texas Oil Ecuador, la cual cumple los requerimientos de ASTM D217 como lubricante y sellante).

Sostenga el mandril cuando se le aplique fuerza de llave, para evitar el doblado.

La empaadura es ensamblada con referencia al Diagrama de Partes. (Anexo 3).

- 1) Colocar en la prensa en By-Pass Housing (9).
- 2) Instalar el O-Ring 346 (32) dentro del By-Pass Housing (9).
- 3) Colocar el O-Ring 156 (28) dentro del Bonded Seal (10).
- 4) Instalar el Bonded Seal (10) en el By-Pass Housing (9).
- 5) Luego colocar el O-Ring 248 (30) y el O-Ring 245 (29) en el Center Coupling (11).
- 6) Enroscar el Center Coupling (11) con el By-Pass Housing (9).
- 7) Deslizar el Inner Mandrel (5) sobre el By-Pass Housing (9).
- 8) Colocar el Valve Piston (8) sobre el Inner Mandrel (5) y ajustar los Socket Set Screw 3/8" x 1/2" NF (37).
- 9) Instalar el O-ring 350 (33) y 339 (31) en el Balance Piston (7) y enroscar el Upper Cone (6).

- 10) Realizar el ensamble del Rubber Mandrel (15) con sus respectivos elementos: elemento 90 duro (25), Rubber Spacer (13), Elemento 70 duro (26), Rubber Retainer (14), Gage Ring (12).
- 11) Asegurarse de la correcta colocación de los O-Rings 156, 245, 248, 339, 346, 350 en sus respectivos elementos.
- 12) Realizar el ensamble entre el Setting Sleeve (19), Setting Chamber (18), Lock Ring (17), Setting Chamber Cap (16).
- 13) Colocar el Snap Ring 2 (36) sobre el Inner Mandrel (5) y enroscar en el Lower Cone (20) sobre el Setting Sleeve (19).
- 14) Acoplar el Lower Slip Body (22) con sus elementos: Lower Slip (21), Retaining Ring (38), Socket Set Screw 1/4" x 3/4" NC (39), Lower Slip Spring (41), Spirolox Ring (34).
- 15) Acoplar Upper Sleeve Body (2) con sus elementos: Upper Slip (3), Release Slip (4), Upper Slip Spring (40), Snap Ring 1 (35).
- 16) Acoplar sobre el Top Sub Connection 2-7/8" EU (1) el Upper Sleeve Body (2) con sus respectivos elementos.
- 17) Colocar el Top Sub Connection 2-7/8" EU (1) en la prensa y acoplar el Inner Mandrel (5).
- 18) Deslizar sobre el Inner Mandrel (5) el acople de los elementos: Upper Cone (6), By-Pass Housing (9), Center Coupling (11), Rubber Mandrel (15), Setting Chamber (18), Lower Cone (20), Lower Slip Body (22).
- 19) Colocar los Shear Screw (2375#) (27) en el Setting Chamber (18).
- 20) Acoplar el Inner Mandrel (5) con el Bottom Sub Connection 2-7/8" EU (23).
- 21) Colocar los Shear Screw (6000#) (24) en el Upper y Lower Slip Body (2; 22).
- 22) Colocar el Rubber Protector (42) sobre las gomas.

Tabla 4.41 Partes a ser reemplazadas en el mantenimiento de la empaadura

Ítem	Descripción
1	O-Ring, 90 Duro Nitrilo, tamaño 156
2	O-Ring, 90 Duro Nitrilo, tamaño 245
3	O-Ring, 90 Duro Nitrilo, tamaño 248
4	O-Ring, 90 Duro Nitrilo, tamaño 339
5	O-Ring, 90 Duro Nitrilo, tamaño 346
6	O-Ring, 90 Duro Nitrilo, tamaño 350
7	HNBR Elemento, 90 Duro
8	HNBR Elemento, 70 Duro

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Además, reemplazar las partes que sean determinadas como no operativas en un Reporte de Inspección y Reparación.

Recomendaciones de Almacenamiento

- 1) Terminada la reparación o ensamble se aplica una capa de aceite (recomendación: Eni Simblum el cual es un preventivo de oxidación base parafínico o Anticor 03).
- 2) Se cubren las gomas con el Rubber Protector (42) o con espuma de poliuretano (recomendación: Sika Boom) y plástico obscuro evitando así el deterioro.
- 3) Se engrasa con TopOne de litio o Anti Seize los pines de contención y se coloca los protectores plásticos.
- 4) Se coloca la empaadura en percha, asentado de forma vertical para evitar bornear el Inner Mandrel debido al peso de los componentes, con un ángulo de inclinación 20° sobre la horizontal por condiciones de seguridad y a una altura de 5 in, para evitar oxidación por el contacto directo con la superficie.
- 5) Se identifica la empaadura con la tarjeta de liberación según sea el caso:
 - Verde. _ El producto no tiene problemas en la liberación;
 - Amarilla. _ El producto es liberado con ligera desviación o no conformidad;
 - Roja. _ El producto no puede ser liberado.

Procedimientos de Inspección Previa la Instalación

- 1) Se verifica el requerimiento del cliente.
- 2) Se asigna personal para la manipulación y su respectivo transporte.
- 3) Se identifica la empaadura de acuerdo a la tarjeta de liberación.
- 4) La empaadura liberada se encuentra sobre las perchas con las respectivas protecciones de las gomas.
- 5) Se traslada el Packer Hidráulico 7 x 2-7/8" con un peso de 145 Kg mediante el brazo mecánico el cual tiene una resistencia de 1 ½ toneladas, hacia el camión de transporte.
- 6) Se coloca la empaadura sobre tacos de madera o cauchos para evitar que se dañen las gomas, sellos y cuñas.
- 7) Una vez cargado la empaadura al camión, se coloca una faja de ajuste en el cuerpo del elemento y no en las gomas, para evitar deterioros y movimientos en el trayecto.
- 8) Al llegar al pozo se coordina con el personal de Rig, se descarga los equipos en la locación y se revisa el estado de todos los componentes en presencia del encargado de operación.

- 9) Se revisa los pines de asentamiento y se los coloca (agrega o retira) de acuerdo a la presión de asentamiento que solicita el encargado de operación.
- 10) Sin novedades se procede a armar el BHA de producción y se lo baja al pozo para su posterior asentamiento.

Procedimientos de Ajuste o Instalación

La empacadura es instalada en la completación de acuerdo al siguiente procedimiento:

- 1) Instalar un tapón (standing valve) en el tubing por debajo de la empacadura usando un Drop Ball, Wireline Plug u otro dispositivo, que permita presurizar el tubing, para realizar el asentamiento de la empacadura.
- 2) La velocidad de la carrera es fundamental, especialmente con un fluido pesado o viscoso donde el exceso de velocidad puede resultar en un asentamiento de la herramienta fuera de la profundidad requerida o en la creación de ondas de presión, los cuales podrían conducir a la creación de una condición pre-establecida.
- 3) Como guía, se recomienda que la velocidad de carrera no debe ser más de 30 segundos por unión (rango 11 o 30 pies). No exceder esta velocidad, sobre todo cuando la empacadura está funcionando en el casing más pesado, para el rango para el cual la empacadura está diseñada.
- 4) Se recomienda tener limpio el casing, una corrida en el pozo con una Canasta, un gauge indicador del tamaño adecuado, un Magneto, un Cepillo y un Scraper es muy recomendable antes de la corrida.
- 5) La ubicación de algunos de los puntos ajustados debe tenerse en cuenta y la velocidad de la corrida para la empacadura a través de estos puntos debe ser reducida.
- 6) Al ser un empacador hidráulicamente establecido, puede estar sujeto a condiciones pre-establecidas por ondas de presión a través del fluido. Una velocidad de corrida lenta y constante debe ser usada, y se debe evitar paradas y arranques repentinos.
- 7) Los ajustes y resbalones deberán ser evitados.
- 8) Colocar la empacadura en el tubing a la posición deseada y dar el torque (tabla 2) por separado en cada junta de los extremos.
- 9) Correr la empacadura hasta la profundidad de ajuste deseado a la velocidad recomendada y tomar las precauciones anteriores. Mientras se corre en el agujero, el cuerpo de la empacadura es rígidamente conectado al Inner Mandrel y fuerzas externas (fuerzas de cargas) causadas por escombros o puntos apretados

se transmiten directamente al tubing. Estas fuerzas del Inner Mandrel se transmiten a través de la cámara y bloqueos de cuerpo.

A menos que la secuencia de la sarta sea iniciada por la presión del tubing, el empacador no se pondrá en marcha.

- 10) Normalmente la tubería es asegurada con la cuña antes de realizar la siguiente conexión con la tubería.
- 11) Aplique presión de forma gradual al tubing a la presión recomendada (de acuerdo al número de prisioneros instalados) para el tamaño determinado de la empacadura, manteniendo por 5 minutos. Aplicar una presión anular para probar la empacadura (prueba de presión en el anular con 600 psi) si la completación del pozo permite.

Tabla 4.42 Torque óptimo de conexiones

Diámetro pul	Peso lb/pie	Grado	Torque Óptimo lb/pie
			EU
2-7/8	6.50	H-40	1250
		J-55	1650
		L-80	2250
		N-80	2300
		C-90	2460
		P-110	3050

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (API 5C1, 2015)

Tabla 4.43 Ítem 28 diagrama de partes, Packer Hidráulico STP 7h (Anexo 3)

Tabla de presión de corte de pernos de bronce de librado	
Cantidad de pernos Shear screw 3/8-18x3/8 250 (psi)	Presión (psi)
1	250
2	500
3	750
4	1000
5	1250
6	1500
7	1750
8	2000

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (D&L TOOLS, 2018)

Secuencia de Ajuste o Instalación

La empaadura cumple la siguiente secuencia de funcionamiento con referencia al Diagrama de Partes del Packer Hidráulico 7" x 2-7/8", (Anexo 3):

- 1) Se inyecta presión en la empaadura la cual se acumula por el Standing Valve bajado anteriormente.
- 2) La presión interna del fluido en el tubing ingresa al Setting Chamber (18) a través de los agujeros del Inner Mandrel (5) y la presión acumulada actúa hacia arriba del Setting Sleeve (19) y hacia abajo del Setting Chamber (18) /Lower Cone (20).
- 3) Cuando la carga aplicada que actúa sobre estos pistones excede el valor ajuste inicial de los Shear Screws (27). Estos se romperán por cizallamiento y permitirán que el proceso de ajuste continúe.
- 4) La presión acumulada continua hasta romper los Shear Screw (27) que se encuentran en el Setting Sleeve (19) el cual recorre el Lock Ring (17) hasta asegurarse, en todo este proceso genera presión de empuje hacia arriba a través de los pines de corte de ajuste entre el Rubber Mandrel (15) y el Setting Sleeve (19) cerrando la válvula y ajustando los Upper Slips (3).
- 5) El Setting Chamber (18) /Lower Cone (20) empuja hacia abajo ajustando los Lower Slips (21).
- 6) Al presionar aún más se genera, mayor presión de corte en el ajuste de los pines de corte y un empaquetado de los elementos de la empaadura.
- 7) Todos estos ajustes de fuerza están mecánicamente bloqueados en su lugar por el Lock Ring (17) de la empaadura mientras se desliza sobre la rosca del Setting Sleeve (19).

Nota: No ocurre movimiento del Inner Mandrel (5) durante la secuencia de ajuste, sin embargo, cierta tensión residual permanecerá en el tubo debido a la elongación causada por los efectos de pistón. Esto debe tenerse en cuenta al decidir sobre los ajustes de corte de campo.

Liberación

La empaadura es liberada por la tensión en la sarta del tubing lo que desencadena la siguiente secuencia de eventos con referencia al Diagrama de Partes del Packer Hidráulico 7" x 2-7/8", (Anexo 3):

- 1) Los Shear Screws (24) superior e inferior son cortados a medida que la tensión excede el valor de corte.
- 2) El Inner Mandrel (5) comienza a moverse hacia arriba con relación al cuerpo de la empaadura.

- 3) El By-Pass Housing (9) se abre y el movimiento hacia arriba levanta el Upper Slip Body (2) liberando así los Upper Slips (3).
- 4) El movimiento ascendente continuo levanta el cuerpo de la empaadura, relaja los elementos sellantes de la empaadura (gomas) y hala el Lower Cone (20) hacia arriba liberando así los Lower Slips (21).
- 5) La etapa final de desconexión se produce cuando la parte inferior (Lower Slip Body (22), Lower Slips (21)) alcanzan el Bottom Sub Connection (23).
- 6) Luego son atrapados por un Spirolox Ring (35), encajando en la ranura en el Bottom Sub Connection (23), lo que permite que la herramienta se mueva libremente hacia arriba o hacia abajo.
- 7) Después de la liberación, espere 10 minutos para permitir que las gomas se relajen y luego de eso sacar del pozo.
- 8) La válvula estará abierta permitiendo el paso del fluido al by-Pass Housing (9), el Rubber Retainer (14) a través del paso por debajo del Rubber Mandrel (15).
- 9) El valor de liberación de corte se puede ajustar mediante la adición o eliminación de Shear Screws (24) desde la carcasa de corte.
- 10) Los Shear Screws superiores (24) son calificados para 6000 lb/screw.
- 11) Los Shear Screw de cobre inferiores (24) son calificados para 6000 lb/screw.
- 12) Dos Shear Screw superiores deberán ser usados en el Upper Slip Body (2).
- 13) La disposición de Shear Screw recomendada es de dos Shear Screws superiores (12000 lb de corte) (24) más cuatro Shear Screws de cobre inferiores (24000 lb) (24) para un total de valor de corte de 36000 lb.

Nota: Un material alternativo (acero) para Shear Screw inferior, está disponible a ser calificado para 10000 lb/screw.

La empaadura hidráulica 7H STP 2-7/8" usa en la parte superior e inferior los Shear Screws 5/8-18x1 6000lbs.

Tabla 4.44 Ítem 27 diagrama de partes, Packer Hidráulico STP 7h (Anexo 3)

Tabla de presión de corte de pernos de fijación inferiores	
Cantidad de pernos Shear screw 5/8-18x1 6000lbs	Over Pull - Tension (lb)
1	6000
2	12000
3	18000
4	24000
5	30000

6	36000
7	42000
8	48000

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (D&L TOOLS, 2018)

Tabla 4.45 Guía de área de ajuste de la empaadura

Tamaño de empaadura	Área de Ajuste (in ²)	Ajuste de Inicio (psi)	Ajuste Recomendado (psi)
7" x 2-7/8"	9.584	1000	2500

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

Desensamblaje

La empaadura es desensamblada con referencia al Diagrama de Partes del Packer Hidráulico 7" x 2-7/8", (Anexo 3):

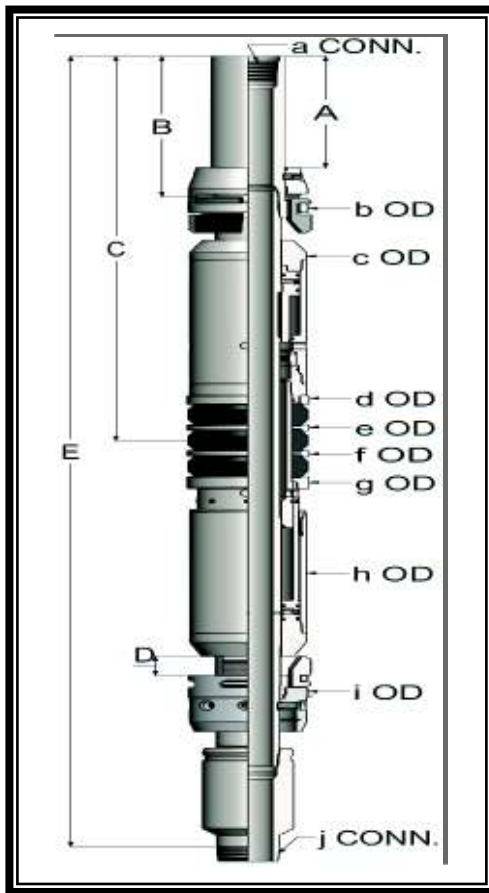
- 1) Coloque el Top Sub Connection 2-7/8 EU (1) en la prensa.
- 2) Extienda el Spirolox Ring (34) y deslice el Lower Slip (21) montado en la encima del Bottom Sub Connection 2-7/8 EU (23).
- 3) Retire el Bottom Sub Connection 2-7/8 EU (23) del Inner Mandrel (5).
- 4) Se puede colocar una llave de respaldo en el Inner Mandrel (5) justo arriba del Bottom Sub Connection 2-7/8 EU (23) mientras se tuerce en el Bottom Sub Connection 2-7/8 EU (23).
- 5) Deslice el Lower Slip Body (22), Lower Slips (21) fuera del Inner Mandrel (5).
- 6) Retire los Lower Slips (21), Lower Slips Springs (41) y Shear Screws (24) desde el Lower Slip Body (22).
- 7) Retire el Lower Cone (20) desde la Setting Chamber (18) y deslice fuera del Inner Mandrel (5).
- 8) Remueva los O-Rings (31, 33) y Shear Screws (27) desde el Lower Slip Body (22).
- 9) Retire la Setting Chamber Cap (16) desde la Setting Chamber (18).
- 10) Gire la Setting Chamber (18) a la derecha para eliminar el Lock Ring (17).
- 11) Deslice la Setting Chamber (18) fuera del Setting Sleeve (19) una vez que el Lock Ring (17) y Setting Chamber (18) son separados.
- 12) Retire el Snap Ring 2 (36) desde el Inner Mandrel (5).
- 13) Retroceda el Rubber Retainer (14) desde el Setting Sleeve (19) y deslice el Setting Sleeve (19) desde el Inner Mandrel (5).
- 14) Remueva los O-Rings (33, 31) y Shear Screws (27).

- 15) Retirar el Rubber Mandrel (15), elementos (25, 26) Y Rubber Spacer (13).
- 16) Remueva el Center Coupling (11) desde el Bypass Housing (9).
- 17) Retirar O-Ring (29, 30).
- 18) Retirar el Bonded Seal (10) del Bypass Housing (9).
- 19) Remover O-Ring (28).
- 20) Remover el Bypass Housing (9) desde el Upper Cone (6).
- 21) Retirar el O-Ring (32).
- 22) Remover la Valve Piston (8) desde el Inner Mandrel (5).
- 23) Retira el O-Ring (33).
- 24) Remueva el Top Sub Connection 2-7/8 EU (1) desde el tornillo de banco y reposicione el tornillo de banco en el Inner Mandrel (5).
- 25) Sujeta el tornillo de banco en el centro del Bypass Housing (9) del área del Inner Mandrel (5).
- 26) Remueva el Top Sub Connection 2-7/8 EU (1) desde el Inner Mandrel (5).
- 27) Deslice el Upper Slip (3) montado fuera del Inner Mandrel (5).
- 28) Remueva los Upper Slips (3), Release Slip (4), Upper Slip Springs (40) y el Upper Slip Body (2).
- 29) Retire el Upper Slip Body (2), Shear Screws (24).
- 30) Deslice el Upper Cone (6) fuera del Inner Mandrel (5).
- 31) Deslice el Balance Piston (7) fuera del Inner Mandrel (5).
- 32) Retire los O-Ring (31, 33).

4.2.3.1.3 Precauciones Especiales y Manejo

1. No llevar la empaadura sin las protecciones de en las gomas y las cuñas ya que estas por movimiento se pueden dañar.
2. No transportar sin identificación.
3. No asentar sobre las cuñas sino sobre las partes rígidas, cuando se realice el transporte.

4.2.3.1.4 Esquema de las Principales Dimensiones



Ítem	Dimensión	
A:	0,980	ft
B:	1,240	ft
C:	3,390	ft
D:	0,168	ft
E:	6,874	ft
ID:	2441	in
a CONN:	2 7/8"	EU
b OD.:	5,875	in
c OD.:	5,740	in
d OD.:	5,900	in
e OD.:	5,900	in
f OD.:	5,900	in
g OD.:	5,900	in
h OD.:	5,860	in
i OD.:	4,500	in
j CONN:	2 7/8"	EU

Figura 4.41 Dimensiones de la empaadura hidráulica 7x2-7/8"
Fuente: (SolidWorks, 2018)

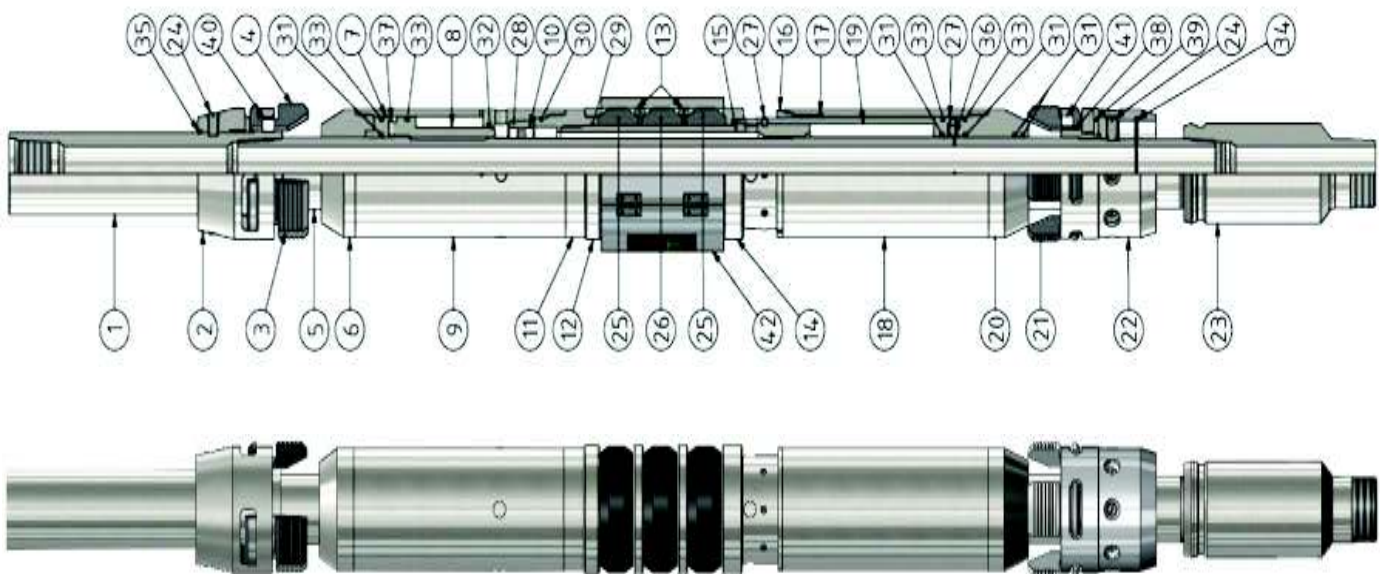


Figura 4.42 Esquemas de la empaadura hidráulica 7x2-7/8"
Fuente: (SolidWorks, 2018)

4.2.4 Ficha Técnica

Nombre del Producto: HYDRAULIC PACKER, MODEL "STP 7H", 7" (17-26) LB/FT. 2-7/8" EU CONN.

Código de Producto: P-2546025

Tipo de Producto: Empacadura

Características del Producto.

La empacadura hidráulica recuperable es empleada en operaciones de pozos productores o inyectores. Este tipo de herramientas contienen 3 elementos de sello y dos sistemas de anclaje. Las cuñas que inicialmente están en posición retraída se expanden radialmente y se anclan en la pared interna del casing a través de un mecanismo operado hidráulicamente. Las cuñas pueden volver a su posición inicial para la recuperación de la herramienta solo tensionando. Los Packers estándar están diseñados para presiones diferenciales de hasta 7500 psi.

Servicio Proporcionado: Cumple con los requerimientos de API 11D1

Especificaciones Técnicas:

Material Metálico

Cuerpo	AISI 4140 / API L80
Prisioneros	Latón / Bronce
Tratamiento superficial	Nitrurado

Material no metálico

Gomas	HNBR		
Diámetro Drift	2,347	in	
Gauge OD	N/A	in	
Longitud total	85,238	in	
Temperatura máxima	302	°F	
Presión nominal de operación	7500	Psi	
Conexión Superior (BOX)*	2-7/8"	EU	
Conexión Inferior (PIN)*	2-7/8"	EU 6,5 lb/ft	
Diámetro exterior máximo	5,900	in	
Diámetro interior nominal	2,441	in	
Tamaño de casing	7	in	
Método de transporte	Ver manual		
Método de configuración			
Torque óptimo de la conexión	2250	Lb.ft	
Capacidad carga axial (tensión)	140000	Lbf	
Método de recuperación	Ver manual		
Método de reposición	Ver manual		
Método de accionamiento	Ver manual		
Método de corrida	Ver manual		
Grado de calidad	Q2 (API SPEC. 11D1)		
Grado de validación	V6 (API SPEC. 11D1)		

(*) Las conexiones varían según el requerimiento.

NOTA: Los cambios de material están disponibles en función del % de H₂S y CO₂ bajo requerimiento del cliente; los mismos que modifican la especificaciones técnicas.



Tabla 4.46 Descripción de elementos de la empackadura hidráulica 7x2-7/8"

ITEM	DESCRIPCIÓN	CÓDIGO	CANT	Tratamiento Térmico	Material	Dureza HRC
1	TOP SUB CONNECTION 2-7/8" EU	P-2546100	1	Fosfatizado	AISI 4140	28
2	UPPER SLIP BODY (26-32#) OD 5,875	P-2546124	1	Nitrurado	AISI 4140	31
3	UPPER SLIP	P-2550196	2	Cementado	AISI 8620	58
4	RELEASE SLIP	P-2550220	1	Cementado	AISI 8620	58
5	INNER MANDREL	P-2546244	1	Nitrurado	AISI 4140	18
6	UPPER CONE	P-2546268	1	Nitrurado	AISI 4140	26
7	BALANCE PISTON	P-2546292	1	Nitrurado	AISI 4140	26
8	VALVE PISTON	P-2546316	1	Nitrurado	AISI 4140	19
9	BY-PASS HOUSING	P-2550340	1	Nitrurado	AISI 4140	31
10	BONDED SEAL	15-5230905	1	N/A	N/A	N/A
11	CENTER COUPLING	P-2550388	1	Nitrurado	AISI 4140	26
12	GAGE RING (17-26#)	P-2550412	1	Nitrurado	AISI 4140	26
13	RUBBER SPACER (17-26#)	P-2550532	2	Nitrurado	AISI 4140	31
14	RUBBER RETAINER (17-26#)	P-2550556	1	Nitrurado	AISI 4140	26
15	RUBBER MANDREL	P-2546628	1	Nitrurado	AISI 4140	28
16	SETTING CHAMBER CAP	P-2550652	1	Nitrurado	AISI 4140	26
17	LOCK RING	P-2550676	1	Nitrurado	AISI 4140	31
18	SETTING CHAMBER	P-2550700	1	Nitrurado	AISI 4140	31
19	SETTING SLEEVE	P-2546724	1	Nitrurado	AISI 4140	19
20	LOWER CONE	P-2546748	1	Nitrurado	AISI 4140	31
21	LOWER SLIP	P-2550772	4	Cementado	AISI 8620	58
22	LOWER SLIP BODY (17-26#)	P-2546844	1	Nitrurado	AISI 4140	31
23	BOTTOM SUB CONNECTION 2-7/8" EU	P-2546868	1	Fosfatizado	AISI 4140	28
24	SHEAR SCREW 6000#	15-5230905	18	N/A	N/A	N/A
25	ELEMENT 90 DURO		2	N/A	N/A	N/A
26	ELEMENT 70 DURO		1	N/A	N/A	N/A
27	SHEAR SCREW (3400#)		12	N/A	N/A	N/A
28	O-RING 156		1	N/A	N/A	N/A
29	O-RING 245		1	N/A	N/A	N/A
30	O-RING 248		1	N/A	N/A	N/A
31	O-RING 339	19-6190339	2	N/A	N/A	N/A
32	O-RING 346	15-5230905	1	N/A	N/A	N/A
33	O-RING 350	19-6190350	4	N/A	N/A	N/A
34	SPIROLOX RING	P-2546879	1	N/A	N/A	N/A
35	SNAP RING 1	P-2546892	1	Nitrurado	AISI 4140	28
36	SNAP RING 2	P-2546934	1	Nitrurado	AISI 4140	28
37	SOCKET SET SCREW 3/8" x 1/2" NF	64-6212560	2	N/A	N/A	N/A
38	RETAINING RING	P-2546942	1	Nitrurado	AISI 4140	28
39	SOCKET SET SCREW 1/4" x 3/4" NC	64-6208458	1	N/A	N/A	N/A
40	UPPER SLIP SPRING	15-5232391	3	N/A	N/A	N/A
41	LOWER SLIP SPRING	15-5230866	4	N/A	N/A	N/A
42	RUBBER PROTECTOR		1	N/A	N/A	N/A

REDRESS KIT	P-2546952	1
-------------	-----------	---

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- La empacadura es un elemento muy importante dentro de las completaciones de pozos ya sea para inyección o producción y dependiendo del tipo de completación se instalará un tipo de empacadura.
- Se instalan empacaduras hidráulicas cuando no se requiere torcionar la completación.
- La empacadura desarrollada tiene como diseño preliminar el modelo DLH de la empresa D&L Tools. Se tomó las mejores características, creando un diseño único y patentable.
- La empacadura posee mayor área de contacto, gracias a su doble cuña superior e inferior, brindando 16 puntos que forman un área de 72 in de agarre al casing.
- Los resultados de los cálculos son semejantes a los descritos por el prontuario de Tenaris, cumpliendo con valores para el ajuste en la completación.
- Se establece un $FS > 2$, para el inner mandrel, garantizando conexiones del Upper slip y Lower slip, los cuales son puntos de interés.
- Después de hacer los cálculos se concluye que el diseño de la empacadura satisface la necesidad de trabajo, el factor de seguridad garantiza el funcionamiento hasta 700 °F para las dimensiones analizadas.
- La presión de trabajo está garantizada para 7500 psi.
- El tipo de material es seleccionado según el requerimiento de operación de cada pozo, la tubería más común usada por el cliente está fabricada de acero al carbono de grado API L80, pero de acuerdo a fuente de datos de Sertecpet S.A., este tipo de material presenta desgaste.
Se establece que el material de la empacadura es acero 4140.
- Se establece gomas de NBR 70 y 90 duro, respaldado en el análisis FT-IR y certificados de conformidad del proveedor.
- Se cumple con los requisitos de la especificación API 11D1 y se implementa un grado de calidad Q2 y un grado de validación V6.

5.2 Recomendaciones

- Incrementar diámetro en terminales de anclaje de las cuñas del Lower slip body, para evitar la fluencia del material.
- Se especifica que la selección de los O-Rings se encuentra bajo la norma AS-568 de la que actualmente se importa, se establece que la importación ahora es

realizada bajo la norma ISO 3001-1, con lo cual se cumple con la especificación API 11D1.

- Las gomas seleccionadas son las más bajas y económicas en su clase con lo cual cumple con la funcionalidad requerida para pozos del oriente ecuatoriano, pero no ofrecen tantas garantías al momento de ser empaquetadas en el casing.

Se recomienda cambiar las gomas NBR (caucho acrilonitrilo butadieno (caucho nitrilo)) por:

- HNBR (caucho de acrilonitrilo-butadieno hidrogenado (caucho nitrilo)) o;
- FPM (Viton) (Caucho de fluorocarbono).

Ya que de acuerdo al análisis anterior ofrecen mayor resistencia y su costo no es tan significativo con respecto a las anteriores.

- Se recomienda un análisis de % de H₂S, CO₂, antes de asentar la empaquetadura, para establecer cambios de material.

GLOSARIO

Validación del diseño. _ Proceso de probar un diseño para demostrar la conformidad del producto con los requisitos de diseño.

Verificación del diseño. _ Proceso de examinar el resultado de un determinado diseño o actividad de desarrollo para determinar la conformidad con los requisitos especificados.

Diámetro de Drift. _ Diámetro interior mínimo (ID) de un empaquetador, expresado en el OD de la barra de desplazamiento, utilizada durante la inspección del conjunto.

Fin de la conexión. _ Rosca que conecta el empaquetador a la completación.

Gauges (calibre). _ Patrones pre-establecidos para validar determinada medida.

Servicio NACE. _ Empaquetadores o tapones cuyos componentes de tipo 1 están fabricados con materiales que cumplen con ISO 15156 (corrosión) (todas las piezas).

Servicio estándar. _ No cumple con ISO 15156 (todas las piezas).

Nitruado. _ Se establece para aceros aleados con cromo-vanadio-wolframio-molibdeno-ya que forman nitruros estables los cuales proporcionan la dureza y anticorrosión.

Se aumenta su dureza superficial mediante la inducción de nitrógeno a la herramienta en una atmósfera nitruante compuesta por vapores de amoníaco descompuesto en nitrógeno e hidrógeno. En esta descomposición, el nitrógeno, más denso que el

hidrógeno se asienta en la parte inferior de la cámara con lo que genera contacto con la herramienta y se forman nitruros de hierro en su superficie (Andalucía, 2011). La nitruración obtiene menor dureza que la cementación.

Fosfatizado. _ Es un proceso en el que productos químicos derivados del ácido fosfórico reaccionan con el metal generando una película continua y poco porosa que crea una barrera química contra la corrosión y mayor adherencia de pintura.

Cementado. _ Tratamiento termoquímico que consiste en rodear de producto carburante la superficie de la herramienta y calentarlo a cierta temperatura logrando impregnar el producto para luego someterlo a un tratamiento térmico (temple o revenido) quedando la herramienta con tenacidad en su núcleo y alta dureza superficial (Andalucía, 2011).

Se tendrá una herramienta con bajo índice de carbono en su núcleo (tenaz y resistente a fatiga) y alto índice de carbono en superficie (duro, resistente al desgaste y deformaciones).

Normalizado. _ Tratamiento térmico que se emplea como preparación para el templeado, calentado la herramienta entre 30 – 50 °C dejando un tiempo suficiente para obtener la austenita y dejándola enfriar al ambiente con lo cual se eliminan las tensiones internas sufridas por el forjamiento o laminación del acero en su fabricación.

Templado. _ Se eleva la temperatura del acero hasta los 1000 °C transformando toda la masa en austenita (austenitización) y posteriormente someterlo a un enfriamiento brusco en agua, aceite o aire con lo cual se obtiene una deformación del carbono llamado “martensita” con lo cual se logra una dureza muy alta del material el cual depende de la velocidad de enfriamiento (Reyes & Castillo, 2012).

Revenido. _ Cuando el acero es endurecido adquiere una condición de fragilidad debido a que la martensita trae aunados grandes esfuerzos internos, con lo cual el revenido libera estos esfuerzos para mejorar la ductilidad, disminuyendo la dureza, pero aumentando la tenacidad conforme aumenta la temperatura del revenido.

El tratamiento consiste en calentar el acero (después del templeado) por debajo de la T° crítica y con una velocidad de enfriamiento rápida (Reyes & Castillo, 2012).

- 230–450 °C, coloración negra con resistencia a la tensión de 200,000 psi y dureza entre 40 y 60 HRC.
- 230–650 °C, coloración clara con resistencia a la tensión entre 125,000–200,000 psi y dureza entre 20–40 HRC.

- 650–720 °C adquiere una estructura muy suave y tenaz.

Recocido. _ Consiste en calentar el material hasta cierta temperatura para luego enfriarlo de manera lenta lo cual elimina los efectos del templado como es el caso del revenido aumentando la plasticidad, ductilidad y tenacidad del acero.

Monograma API. _ Autorización al Licenciario por parte del American Petroleum Institute (API), para aplicar el Monograma en sus productos. El uso del Monograma en los productos constituye una declaración y garantía del Licenciario a los compradores de sus productos que, en la fecha indicada, los productos fueron producidos bajo un sistema de gestión de calidad verificada y de conformidad con los estándares de API.

Inspección de Aceptación. _ Demostración a través de monitoreo y medición que el producto cumple con requerimientos específicos.

Criterio de Aceptación. _ Límites específicos de aceptación aplicados a las características de los productos o procesos.

Peso específico. _ Masa por unidad de volumen y su instrumento de medición es el densímetro. Estándares internacionales: ASTM, D1817, ISO 2871, BS903A1.

Dureza. _ Resistencia a la penetración bajo cierta carga, su instrumento de medición es el durómetro. Se utilizan 3 escalas: IRDH (grado internacional de dureza del caucho)

- SHORE A (desde 20 a 90 °C).
- SHORE D (para materiales con dureza > 90°C).

Estándares internacionales: ASTM D2240, ASTM D1415, ISO 48, ISO 1400, ISO 1818.

Compression set._ Porcentaje de no recuperación en la deformación elástica, en referencia a cierta deformación inicial, se mide con el calibre. Estándares internacionales: ASTM D395, ISO 815.

Elongación. _ Longitud hasta el punto de ruptura, expresado como porcentaje de la longitud original y se mide con un tensiómetro. Estándares internacionales: ASTM D412, ISO 37.

Modulo. _ Fuerza por unidad de superficie para alargar a un porcentaje de su longitud original. Estándares internacionales: ASTM D412, ISO 37.

6. BIBLIOGRAFÍA

- Aceros Bohler. (2011). Manual de aceros especiales. Recuperado de: <https://www.constantinodelgado.com/catalogosgratis/aceros-bohler/aceros-bohler-0001>
- Aguilar A., (2014). ANÁLISIS DESCRIPTIVO DEL SISTEMA DE PACKERS PARA COMPLETACIONES DE POZOS PRODUCTORES DE CRUDO EN EL ORIENTE ECUATORIANO. (Tesis de pregrado). Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito.
- Aguirre, E. & Vivas, Y, PetroUCV. (2005). Completación de pozos. Recuperado de: <https://www.academia.edu/4678694/Completacion-pozos>
- Andalucía. (14 de mayo de 2011). Tratamientos termoquímicos. Semana (1), p.10.
- APG. (2007). O-Ring handbook. Recuperado de: https://www.shopcross.com/sites/default/files/data-sheets/american_packing_oring_catalog.pdf
- American Petroleum Institute, Especificación para empaaduras y tapones. API 11D1. 3ra Edición. Washington, 2015. Editorial API Publishing Services.
- American Petroleum Institute, Especificación para los requisitos del sistema de gestión de calidad para las organizaciones de fabricación para la industria del petróleo y el gas natural. API Q1. 9na Edición. Washington, 2014.
- American Petroleum Institute. Especificación para casing y tubing. API 5CT. 9 Edición. Washington, 2011.
- American Petroleum Institute. Especificación para roscado, medición e inspección de rosca de casing, tubing y roscas de tubería de línea. API 5B. 14va Edición. Washington, (2008).
- American Petroleum Institute. Especificación para cálculo del desempeño de propiedades de tubería usada como casing y tubing. API 5C3. 7ma Edición. Washington, 2018.
- American Petroleum Institute. Especificación de practica recomendada para el cuidado y uso el casing y tubing. API 5C1, 18 Edición. Washington, Reaffirmed 2015.
- ASME. Código de calderas y recipientes a presión, propiedades materiales. BPVC II.D.C. Sección II-parte D. New York, 2015.
- ASME/ANSI. Especificación stub acme screw threads. B1.8. New York, 1988.
- ASTM. Métodos de prueba estándar para productos de caucho - análisis químico, Washington. D297. Washington, 2002.
- ASTM. Métodos estándar para la identificación del caucho por espectrofotometría infrarroja. D3677-10. Washington, 2015.
- ASTM. Método de prueba estándar para la propiedad del caucho - dureza del durómetro. D2240. Washington, 2005.
- ASMT. Guía estándar para prueba de partículas magnéticas. E709. Washington, 1995.

ASTM. Prueba de métodos estándar para análisis químico de aleaciones de cobre. E478-8. Washington, 2017.

BAKER HUGHES. (2018). Oil tools. Houston, EU. Recuperado de: <https://www.bhge.com/#>

Bravo, C. (Ed.). (2013). Capacidad de resistencia de tuberías petroleras, México D.F, México: Editorial ESIA

Reyes, A., & Castillo, D. (2012). ACEROS, ESTRUCTURAS Y TRATAMIENTOS TÉRMICOS. Universidad Nacional Autónoma de México, Izcalli.

Carrillo, A., & Ricaute, O. (2016). SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y LA CONCENTRACIÓN DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN FONDO DE POZO PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDO PESADO EN EL POZO TORCAZ 3. (Tesis de pregrado).Fundación Universidad de América, Bogotá.

Carrillo, S. (2007). ESTUDIO Y EVALUACIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE VENDEO DE GAS EN LA ESTACIÓN VILLANO A DE AGIP OIL ECUADOR B.V. (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito.

Carrasco, P., & Suárez, C. (2006). ANÁLISIS DE HERRAMIENTAS Y DISEÑO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO UTILIZADAS EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO. (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito.

Cortez, P. (2017). Espectroscopia de infrarrojo para todos. Recuperado de: https://ciatej.mx/files/divulgacion/divulgacion_5a43b7c09fdc1.pdf

Copper Development Association Inc. (2018). C36000 Free Cutting Brass. Recuperado de: <http://www.nationalbronze.com/pdfs/C36000.pdf>

D&L OILTOOLS. (2018). Empacaduras permanentes. Tulsa, EU. Recuperado de: <http://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers>

ESP OIL. (2003). Bombeo de cavidad progresiva. Recuperado de: <https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-de-cavidad-progresiva.pdf>

ELDER TOOLS. (2018). Empacaduras. Washington, EU. Recuperado de: <https://www.eldertools.com/index.php/product-list/>

ELDER TOOLS. (2018). Elastómeros. Washington, EU. Recuperado de: Base de datos de Sertecpet S.A.

Guale, J. (2014). ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN POZOS DE LA ZONA CENTRAL DEL CAMPO ANCON-PROVINCIA DE SANTA ELENA. (Tesis de pregrado). Universidad Estatal Península de Santa Elena, La libertad.

INNICOR (2018). Empacaduras. Washington, EU. Recuperado de: www.innicor.com.

Ingemecánica. (24 de octubre de 2018). Estudio y clasificación de los aceros. [Mensaje en un blog]. Recuperado de: <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn101.html>

ISO. Procedimientos de muestreo para la inspección por atributos: esquemas de muestreo indexados por límite de calidad de la incrustación (AQL) para la inspección lote por lote. 2859-1. Parte 1. Ginebra, 1998.

ISO. Sistemas de alimentación de fluidos – O Rings: diámetros interiores, secciones transversales, tolerancias y códigos de designación. 3601-1. Parte 1. Ginebra, 2012.

ISO. Sistemas de alimentación de fluidos – O Rings: criterios de aceptación de calidad. 3601-3. Parte 3. Ginebra, 2005.

ISO. Ensayo no destructivo - calificación y certificación del personal NDT. 9712. Ginebra, 2012.

ISO. Materiales metálicos-prueba de dureza rockwell: método de prueba (escalas o niveles A, B, C, D, E, F, G, H, K, N, T). 6508-1. Parte 1. Ginebra, 2016.

Jaramillo, J. (2011). ESTUDIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO PARAHUACU PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN. (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito.

JIORings. (2018). Elastómeros. Madrid, España. Recuperado de: https://jiorings.com/contenido/uploads/2015/11/CATALOGO_ELASTOMEROS_XS2.pdf

Melo, V. (2014). LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. Escuela Politécnica Nacional, Quito.

Miranda, E. (2008). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA INCORPORAR A LA PRODUCCIÓN LOS CRUDOS PESADOS DEL YACIMIENTO X DE UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO. (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito.

Montesdeoca, H. (2008). EVALUACIÓN Y CONTROL ACTUALIZADO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA DEL CAMPO FANNY 18-B DEL BLOQUE TARAPOA. (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito.

NACE / ISO. Materiales para uso en H₂S-contenidos para ambientes en la producción de petróleo y gas. NACE MR0175/ ISO 15156-1-2. Houston, 2003.

Oberg, E. (Ed). (2012). Machinery's handbook 29th edition. New York, USA: Editorial Industrial Press.

OilProduction. (2 de junio de 2014). Manual de terminación y mantenimiento de pozos [Mensaje en un blog]. Recuperado de: <http://oilproduction.net/workover/item/352-manual-de-terminacion-y-mantenimiento-de-pozos>

Operaciones Sertecpet S.A. (2010). MANUAL DE OPERACIONES. Recuperado de: <https://es.scribd.com/doc/142889079/Manual-Para-Operaciones-de-Campo-Sertecpet>

PDVSA CIED. (1997). COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Instituto de desarrollo profesional y técnico CIED, Caracas.

Prato, R. (2012). EVALUACIÓN DE EQUIPOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO DE POZOS PROFUNDOS DE ALTA PRESIÓN Y TEMPERATURA. (Tesis de pregrado). Universidad Simón Bolívar, Sartenejas.

Quintero, B. (2013). EVOLUCIÓN DEL PROCESO DE HIDRODESULFURACIÓN POR EL MANEJO DE TIPO DE CRUDO. (Tesis de pregrado). Universidad Autónoma de México, México D.F.

Sandrea, J. (14 de septiembre de 2013). Apuntes de completación [Mensaje blog]. Recuperado de: <http://apuntesdecompletacion.blogspot.com/2013/09/tipos-de-completaciones.html>.

Saavedra, E., & Navarrete, M. (2014). ANÁLISIS Y COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LA CRISIS DEL AUGE PETROLERO ECUATORIANO EN RELACIÓN A LOS PERIODOS DE 1970 Y 2000. (Tesis de pregrado). Universidad San Francisco, Quito.

Schlumberger. (2003). Manual de completación. Recuperado de: <https://www.dropbox.com/s/c90t22qa19c9pml/Manual%20de%20Completaci%C3%B3n.pdf?dl=0>

Serrano, E. (2013). TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES. (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.

Serrano, R. (2018). Ensayos no destructivos de partículas magnéticas. Recuperado de: http://www.raquelserrano.com/wp-content/files/ciencias_t8.2_particulas_magnticas.pdf

Sertecpet S.A. Diciembre 2018. Planta de producción y Taller de bombeo hidráulico.

Segovia, J. (2005). MANUAL TEÓRICO - PRÁCTICO DE INGENIERIA DE COMPLETACIÓN Y REAHABILITACIÓN DE POZOS. (Tesis de pregrado). Universidad Central de Venezuela, Caracas.

SolidWorks. (2018). Análisis de elementos finitos de empaadura hidráulica STP 7 x 2-7/8". Recuperado de: Software SolidWorks 2018.

Tenaris Tamsa. (2018). Prontuario tuberías. Recuperado de: <http://www.tenaristamsa.com/wp-content/uploads/2013/03/Prontuario.pdf>

Tube Supply, Inc. (2018). Características de especificaciones API. Recuperado de: Dossier de calidad de Sertecpet. S.A.

Valbruna. (2018). Aceros inoxidable austeníticos. México D.F, México. Recuperado de: <http://valbruna.com.mx/clasificacion-de-los-acero-inoxidables/aceros-inoxidables-austeniticos/>

Villegas, G. (2013). ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE LOS EQUIPOS DE PRUEBAS DE POZOS MEDIANTE BOMBEO HIDRÁULICO DE LA COMPAÑÍA SERTECPET. (Tesis de pregrado). Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito.

Webber, J. C. (1948). Fuerzas fundamentales envueltas en el uso de empaaduras de pozos petroleros. *OnePetro*, 1(10), 1-8.

Zambrano, L., & Vásquez, M., & Álava, A. (2014). PROCESOS ACTUALES PARA EJECUTAR PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN Y TRABAJOS DE COMPLETACIÓN. (Tesis de pregrado). Escuela Superior Politécnica Litoral, Guayaquil.

ANEXOS

ANEXO #1. Datos de operaciones en campo

CAMPO	FORM	PRESION DE BURBUJA	TEMP. YACIMIENTO	GRADO API	GOR	Bo	GRAVEDAD DEL GAS(AIRE=1.00)
SACHA	H	78	225	27.1	24	1.1625	1.5767
	H Sup	550	225	27.3	124	1.1334	1.3561
	T	1310	216	30.3	436	1.3726	1.2518
	U	1052	211	26.7	270	1.2423	1.1324
	U Inf	1170	218	22.8	224	1.2302	1.2100
	BT	807	181	24.1	150	1.117	1.0990
SHUSHUFINDI	T	1053	218	31.88	383	1.3003	1.3110
	U	1010	218	22.4	233	1.2880	-----
	G-2	1140	217	31.2	320	1.3097	1.1600
YUCA	H	160	193	27.1	50	1.1051	1.4980
	T	750	217	29	183	1.2249	1.1295
	U	830	204	16.8	114	1.1274	0.9483
LAGO AGRIO	H	725	203	27.5	193	1.1692	1.4124
	T	770	204	32.4	264	1.2740	1.2807
	BT	810	194	27	198	1.1863	1.2248
SHUSHUQUI	T	1475	236	33	587	1.5722	1.5905
	U Inf	1157	213	32.5	268	1.2990	1.0710
	U Sup	1075	226	31.4	333	1.3122	1.3540

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

ANEXO #2. Pozos de operación en campo

POZO	TIPO DE EMPACADURA	CASING OD	CASING ID	PROFUNDIDAD EMPACADURA FT	PRESIÓN HIDROSTÁTICA PSI
CONONACO 37	Packer Hs 7"x3-1/2"	7"	6.276	10736	5368
CUYABENO 36	Packer RH 7"x2-7/8"	7"	6.276	8132	4066
PATA 04	Packer Hidráulico 7"x3-1/2" EUE	7"	6.276	10500	5250
IRO A-35H	Packer 7"x2-7/8", WH-6	7"	6.276	8146	4073
SACHA 135	Packer Hidráulico (L) 7"x2-7/8" EUE	7"	6.276	9727	4863.5
SACHA 264	Packer 7"x2-7/8", WH-6 (WTF)	7"	6.276	10375	5187.5
YANAQUINCHA 28	Packer 7"x2-7/8", WH-6	7"	6.276	9502	4751
CUYABENO 45	Packer 7"x2-7/8", WH-6	7"	6.276	7719	3859.5
SACHA 232	Packer Hidráulico 7"x2-7/8"	7"	6.276	10231	5115.5
SACHA 267	Packer Hidráulico 7"x2-7/8"	7"	6.276	10316	5158

Elaborado por: Andrade Ismael, 2018

Fuente: (Sertecpet S.A, 2018)

ANEXO #4. Registro de Requerimientos del Cliente

Datos del cliente.			
CLIENTE		Fecha:	Hora:
POZO/LOCACIÓN:		SOLICITADO POR:	
Teléfono:		OC. N°:	N°.EDC.:
REQUERIMIENTOS DEL CLIENTE:			
DESCRIPCIÓN DEL TIPO		AMBIENTE DEL POZO	
Empacadura	<input type="checkbox"/>	Densidad del fluido	
Tapón	<input type="checkbox"/>	Composición química del fluido	
Permanente	<input type="checkbox"/>	Composición física del fluido	
Recuperable	<input type="checkbox"/>	Corrosión del fluido	
Reposicionable	<input type="checkbox"/>	Grados API	
PARÁMETROS DEL POZO		Tipo de arena	
OD tubing(in)		Otros	
ID casing(in)		DESIGNACIÓN DE MATERIAL	
Material tubing		Servicio Estándar	<input type="checkbox"/>
Material casing		Servicio NACE	<input type="checkbox"/>
Grado tubing		COMPATIBILIDAD CON OTROS EQUIPOS	
Grado casing		Conexión-PIN	
Tipo de conexión		Conexión-BOX	
Ángulo en TVD		ID conexiones	
Desviaciones y restricciones		OD conexiones	
Configuración del tubing (anexar)		Material conexión	
Relacion con otro dispositivo (anexar)		Material receptáculo	
Presión de producción(psi) max	min	Perfil receptáculo	
Presión de inyección(psi) max	min	ID receptáculo	
Diferenciales de presión(psi) max	min	OD receptáculo	
Temperatura (°F) max	min	Ubicaciones	
Cambios de temperatura(°F) max	min	Otros productos utilizados en conexiones	
Caudal(b/d) max	min	Configuración	ID(in) OD(in) Tipo
Otros parámetros			
PARÁMETROS OPERACIONALES		Otros	
Método de instalación		VALIDACIÓN DE DISEÑO	
Método de transporte		V6.....	<input type="checkbox"/>
Método de ajuste		V5.....	<input type="checkbox"/>
Profundidad de ajuste(ft)		V4.....	<input type="checkbox"/>
Método de recuperación		V3.....	<input type="checkbox"/>
Método de reposicionamiento		V2.....	<input type="checkbox"/>
Número de reposiciones si corresponde		V1.....	<input type="checkbox"/>
Presión ajuste(psi)		V0.....	<input type="checkbox"/>
Tensión ajuste(Pa)		GRADO DE CALIDAD	
Compresión ajuste(psi)		Q1.....	<input type="checkbox"/>
Torque ajuste(N.m)		Q2.....	<input type="checkbox"/>
Temperatura prevista de ajuste(°F)		Q3.....	<input type="checkbox"/>
Ciclo de temperatura previsto de operación(°F)		Dispositivos ejecutados a través de empacadura	
Configuración		D(in)	OD(in) Tipo
Otros parámetros			
Recibido por:		Firma:	
Revisión de los requisitos relacionados con el producto (Revisión del contrato)			
a) Están definidos los requisitos del producto.	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	N/A <input type="checkbox"/>
b) Están resueltas las diferencias existentes entre los requisitos: o pedido y los expresados previamente	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	N/A <input type="checkbox"/>
c) Sertecpet S.A. está en la capacidad de elaborar el producto	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	N/A <input type="checkbox"/>
d) Las condiciones de seguridad o ambiente ya han sido revisad operación previamente definida	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	N/A <input type="checkbox"/>
Revisado por:			
Registro de modificaciones al requerimiento del cliente:			
Requerimiento <input type="checkbox"/>	Cotización <input type="checkbox"/>	Lista de precios <input type="checkbox"/>	Acuerdos y Negociaciones <input type="checkbox"/>
Se debe comunicar y entender en:			
Operaciones Coca <input type="checkbox"/>	Planta Producción <input type="checkbox"/>	Bodega y Despacho <input type="checkbox"/>	
Observaciones:		Responsable de la modificación	
		Fecha:	
		Recibido por: Fecha:	

Figura A.2 Registro de requerimientos del cliente
Fuente: Andrade Ismael, 2018

ANEXO #5. Requisitos de PAM

		SISTEMA DE GESTION DE CALIDAD					LOGO PROVEEDOR			
		ITP DE PACKERS PAM-EP-ECU-QAQC-20-FRM-127-00								
REGISTRO No.: ITP-PROVEEDOR-AÑO-SECUENCIA L		PROVEEDOR:								
CONTRATO/IOC/OSIAMS No.:		UFC:								
LOCALACION:		POZO:		RIO:						
DESCRIPCION:										
Item No.	DESCRIPCION DEL PROCESO Y ACTIVIDADES DE CONTROL DE CALIDAD	PROCEDIMIENTOS/ESPECIFICACIONES DE REFERENCIA	CRITERIOS DE ACEPTACION	VERIFICACION DE DOCUMENTOS	Requerimiento: Punto de Espera (H) (Presenciado (P) (Revision (R) (Supervisado (S)			RESPONSABLE		
					PROVEEDOR	PETROAMAZONAS EP	FIRMA PROVEEDOR	FIRMA PETROAMAZONAS EP		
1.0 DOCUMENTACION										
	Revisión de Orden de Compra/Requisición/Mail	PROCEDIMIENTO-PROVEEDOR	OC / RG/ MAIL	OC / RG/ MAIL	S	R				
	Revisión de Certificados de Calidad /MTR/MTC	APIHD1	APIHD1 7.2.1 7.2.2	MTR-Certificados - Conformité / Compos. List	S	R				
	Lista de equipos de Inspección	PROCEDIMIENTO-PROVEEDOR	LISTA MAESTRA DE EQUIPOS	CERTIFICACIONES VIGENTES	S	R				
	Mantenimiento	AR1D1/PROCEDIM ENFO PROVEEDOR	AR1D1 7.3 /B	REGISTRO PROVEEDOR	S	R				
	Control dimensional de los elementos	AR1D1/PROCEDIM ENFO PROVEEDOR	AR1D1 7.4.B	REGISTRO PROVEEDOR	S	R				
2.0 PRUEBAS										
	Prueba de Dureza	AR1D1/PROCEDIM ENFO PROVEEDOR	AR1D1 7.4.B	REGISTRO PROVEEDOR	S	R				
	Prueba de Ensamble	AR1D1/PROCEDIM ENFO PROVEEDOR	AR1D1 7.5	REGISTRO PROVEEDOR	S	R				
	Prueba Hidrostática	AR1D1/PROCEDIM ENFO PROVEEDOR	AR1D1 7.5	REGISTRO PROVEEDOR	S	H				
	Prueba de Mecanismos	AR1D1/PROCEDIM ENFO PROVEEDOR	AR1D1 7.4.H	REGISTRO PROVEEDOR	S	R				
3.0 INSPECCION										
	Inspección Visual	AR1D1/PROCEDIM ENFO PROVEEDOR	AR1D1 7.4.B	REGISTRO PROVEEDOR	S	R				
	Inspección de Conexiones	APSB1	APSB1 (Sección 5.1	REGISTRO PROVEEDOR	S	R				
4.0 IDENTIFICACION Y MARCADO										
	Identificación de la Empresa	PAM-EP-ECU-QAQC-20-PRC-003-00	Píntado 5.0	Visual	S	R				
	Identificación del Lote	PAM-EP-ECU-QAQC-20-PRC-003-00	Píntado 5.0	Visual	S	R				
	Identificación del Número de Serie	PAM-EP-ECU-QAQC-20-PRC-003-00	Píntado 5.0	Visual	S	R				
5.0 DESPACHO										
	Aplicación de Grasa de Almacenamiento	APSC11/ APSA3	APSC15.4 D APSA3 4-5	Visual	S	R				
	Instalación de Protectores de Conexiones	PAM-EP-ECU-QAQC-20-PRC-003-00	Píntado 5.0	Visual	S	R				
	Inspección Final / Protección y Embalaje	PAM-EP-ECU-QAQC-20-PRC-003-00	Píntado 5.0	Visual	S	H				
6.0 TRAZABILIDAD										
	ITEM	ELEMENTO	QTY	SERIAL	LOTE	PAIS DE ORIGEN				
OBSERVACIONES										
ELABORADO POR:			APROBADO POR:			LIBERADO POR:				
NOMBRE:										
CARGO:	PROVEEDOR		QA/QC PROVEEDOR			QA/QC PETROAMAZONAS EP				
FIRMA:										
FECHA:										

67. Figura A.3 Registro de Petroamazonas PAM
Fuente: PAM, 2018

ANEXO #6. Grados de calidad

Item	Quality Grade *		
	Q3	Q2	Q1
Metallic material	COC or MTR	COC or MTR	Verify MTR for type 1 components COC or MTR for type 2 components
Non-metallic material	COC or MTR	COC or MTR	COC or MTR
Castings	COC	COC	COC
Heat treatment	COC (subcontractor) Job-lot verification (supplier/manufacturer)	COC (subcontractor) Job-lot verification (supplier/manufacturer)	COC (subcontractor) Job-lot verification (supplier/manufacturer) Heat treat certificate for type 1 components
Component traceability	Job-lot traceable for type 1 components	Job-lot traceable for type 1 components	Heat traceable for type 1 components
Component dimensions	Sampling plan	Sampling plan	100 % for type 1 components
Welding			
Type 1 welds	Visual	Surface NDE per sampling plan and visual	Surface NDE 100 % and visual
Type 2 welds	Visual	Visual	Visual
Hardness			
Type 1 components	None	Sampling plan	100 %
Type 2 components	None	None	None
Component NDE			
Type 1 components	None	Surface NDE per sampling plan	Surface NDE 100 %
Type 2 components	None	None	Visual
Shear devices	Shear verification	Shear verification	Shear verification
Assembly verification	None	Functional test ID drift	Functional test ID drift OD dimensional Torque documentation
Assembly traceability	None	None	Assembly serialization
QC documentation	Supplier/manufacturer retained	Supplier/manufacturer retained	Supplier/manufacturer retained

* "None" indicates that there are no requirements listed in 6.4.2 through 6.4.15.

Figura A.4 Grados de calidad
Fuente: (API 11D1, 2015)

ANEXO #7. Cálculo de área de inner mandrel

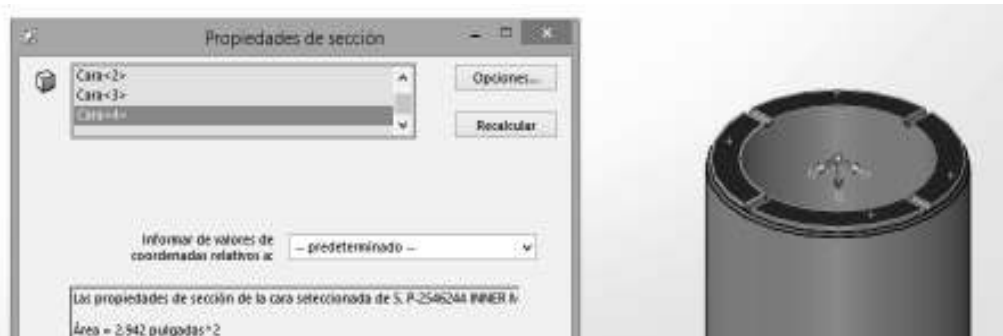


Figura A.5 Área sin considerar perforaciones de Inner Mandrel para el cálculo de RT
Fuente: (SolidWorks, 2018)

ANEXO #8. Aplicación del Monograma API

ABC API14L-XXXX ◊AMM
N-XXXX VX [MD-TP] G [PRES]

Dónde:

ABC	=Abreviación correspondientes a Sertecpet SA (STP)
API 14L	=Especificación bajo licencia de API
XXXX	=Número de licencia para API 14L
◊	=Monograma API
A	=Un dígito final del año de fabricación
MM	=Dos dígitos del mes de fabricación (Ejemplo; 05=mayo)
N-XXXX	=Identificación del producto (Ejemplo: N-1878194)
VX	=Corresponde al grado de validación del diseño (Ejemplo: V2)
[MD-TP]	= Medida-Tipo (Ejemplo: 3-1/2" - F)
G	=Grado o tipo de materia prima utilizada (Ejemplo: L=L80)
[PRES]	=Presión de trabajo (Ejemplo: 10000 psi)

Ejemplo:

**STP API 14L-0000 ◊ 605
N-1878194 V2 31/2-2.81 F L 10000psi**

El estencilado se lo realizará en la superficie externa longitudinalmente como se muestra en la siguiente figura.



Figura A.6 Monograma API - Top Sub Connection

Fuente: Andrade Ismael, 2018