BOMBAS ROTATORIAS

HOJA DE APROBACIÓN

ELABORA:

ING. FRANCISCO LEÓN SEPÚLVEDA
COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO

PROPONE:

ING. JESÚS HERNÁNDEZ SAN JUAN
VICEPRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

APRUEBA:

DR. RAÚL ALEJANDRO LIVAS ELIZONDO
PRESIDENTE DEL COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

CONTENIDO

CAPITULO			PÁGINA
0.	**INTRODUCCIÓN**		4
1.	**OBJETIVO**		5
2.	**ALCANCE**		5
3.	**CAMPO DE APLICACIÓN**		5
4.	**ACTUALIZACIÓN**		5
5.	**REFERENCIAS**		6
6.	**DEFINICIONES**		7
7.	**SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS**		8
8.	**DESARROLLO**		9
	8.1	Diseño básico	9
	8.2	Materiales	16
	8.3	Accesorios	21
	8.4	Inspección, pruebas y preparación para embarque	29
	8.4.1	Generalidades	29
	8.4.2	Inspección	30
	8.4.3	Pruebas	32
	8.4.4	Preparación para embarque	34
	8.5	Datos del proveedor	35
9.	**RESPONSABILIDADES**		39
10	**CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES**		40
11.	**BIBLIOGRAFÍA**		40
12.	**ANEXOS**		45
	12.1	Anexo 1 (Informativo) Hoja de datos de bombas rotatorias	46
	12.2	Anexo 2 (Normativo) Especificaciones de material	48
	12.3	Anexo 3 (Normativo) Lista de comprobación del inspector	50
	12.4	Anexo 4 (Normativo) Requisitos de datos y dibujos por proveedor	51
	12.5	Anexo 5 (Informativo) Carga neta positiva de succión disponible contra la presión neta positiva de entrada	56
	12.6	Anexo 6 (Normativo) Materiales de sellos	58
	12.7	Anexo 7 (Normativo) Presentación de documentos equivalentes	61

0. INTRODUCCIÓN.

Dentro de las principales actividades que se llevan a cabo en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se encuentra el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones para extracción, recolección, procesamiento primario, almacenamiento, medición y transporte de hidrocarburos, así como la adquisición de materiales y equipos requeridos, para cumplir con los objetivos de la empresa.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en cumplimiento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y con la facultad que le confiere la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas, expide la presente norma de referencia para la adquisición, arrendamiento o contratación de bombas rotatorias.

En la elaboración de esta norma, participaron las entidades, instituciones y empresas que se indican a continuación:

Petróleos Mexicanos.

Pemex- Exploración y Producción.

Pemex- Gas y Petroquímica Básica.

Pemex- Petroquímica.

Pemex- Refinación.

Instituto Mexicano del Petróleo.

Colegio de Ingenieros Petroleros de México

Confederación de Cámaras Nacionales de Comercio

Cámara Nacional de la Industria de la Transformación

Cámara Nacional de Empresas de Consultoría

Confederación de Cámaras Industriales

Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción

Tecnofluidos y Sistemas, S.A. de C.V.

Delphy Bombas y Equipos, S.A. de C.V.

Eagle Burgmann de México, S.A. de C.V.

Flowserve, S.A. de C.V.

Bombas Internacionales Mexicanas, S.A. de C.V.

ITT Flygt México, S. de R.L. de C.V.

Fluidos Técnicos, S.A. de C.V.

Sulzer Pumps México, S.A. de C.V.

Lubosa, S.A. de C.V.

1. OBJETIVO.

Establecer los requisitos técnicos y documentales para la adquisición o contratación de bombas rotatorias.

2. ALCANCE.

Esta norma de referencia establece los requerimientos de diseño, fabricación, materiales, inspección y pruebas en la adquisición o contratación de bombas rotatorias, utilizadas en las instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

3. CAMPO DE APLICACIÓN.

Esta norma de referencia es de aplicación general y observancia obligatoria en todas las áreas de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios que adquieran, arrienden o contraten bombas rotatorias, por lo que debe ser incluida en los procedimientos de contratación: licitación pública, invitación a cuando menos tres personas o adjudicación directa, como parte de los requisitos que debe cumplir el proveedor o licitante.

4. ACTUALIZACIÓN.

Las sugerencias para la revisión y actualización de esta norma deben enviarse al Secretario del Subcomité Técnico de Normalización de PEP, quien debe programar y realizar la actualización de acuerdo a la procedencia de las mismas, y en su caso, a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios de PEMEX, procederá a inscribirla en el programa anual de normalización de PEMEX. Sin embargo, esta norma se debe revisar y actualizar, al menos cada cinco (5) años o antes, si las sugerencias y recomendaciones de cambio lo requieren.

Las propuestas y sugerencias, se deben enviar por escrito a:

PEMEX-Exploración y Producción.

Subdirección de Distribución y Comercialización.

Coordinación de Normalización.

Dirección. Bahía de Ballenas N° 5, Edificio “D” Planta Baja.

Col. Verónica Anzures.

México, D.F. C.P. 11311.

Teléfono directo: 1944-9286.

Conmutador: 1944-2500, ext. 380-80.

Correo electrónico mpachecop@pep.pemex.com

5. REFERENCIAS.

5.1 Normas Oficiales Mexicanas:

5.1.1 NOM-001-SEDE-2005 - Instalaciones eléctricas (utilización).

5.1.2 NOM-008-SCFI-2002 - Sistema General de Unidades de Medida.

5.1.3 NOM-018-STPS-2000 Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.

5.2 Normas Internacionales:

5.2.1 ISO 4126-1:2004 - Safety devices for protection against excessive pressure Part 1: Safety valves-Second Edition (Dispositivos de seguridad para protección contra presión excesiva Parte 1: Válvulas de seguridad – segunda edición).

5.2.2 ISO 5753:1991 - Rolling bearings; radial internal clearance (Rodamientos; claros radiales internos).

5.2.3 ISO 7005-1:1992 - Metallic Flanges / Part 1: Steel Flanges First Edition (Bridas metálica /parte 1 bridas de acero primera edición).

5.2.4 NACE MR0175/ISO 15156:2001. Petroleum and natural gas industries Materials for use in H2S-containing Environments in oil and gas production Part 1 TC 1-2005: General principles for selection of cracking-resistant materials - Part 2 TC 1-2005: Cracking-resistant carbon and low alloy steels, and the use of cast irons - Part 3 TC 2-2005: Cracking-resistant CRAs (corrosion-resistant alloys) and other alloys (Industrias del petróleo y gas natural – Materiales para uso en ambientes que contienen H_2S en la producción de gas y crudo – Parte 1: TC 1-2005: principios generales para la selección de materiales resistentes al agrietamiento; Parte 2: TC 1-2005: acero al carbono y de baja aleación resistentes a la fisura y el uso de fundiciones de hierro; Parte 3: TC 2-2005: aleaciones resistentes al agrietamiento ARC (Aleaciones resistentes a la corrosión) y otras aleaciones.

5.2.5 ISO 15649:2001. Petroleum and Natural Gas Industries – Piping (Industrias del petróleo y gas natural –Tubería).

5.2.6 ISO 21049: 2004. Pumps Shaft sealing systems for centrifugal and rotary pumps-First Edition. (Sistemas de sellos de flechas para bombas centrífugas y rotatorias.)

5.2.7 ISO 10438-3:2003. Petroleum, petrochemical and natural gas industries Lubrication, shaft-sealing and control-oil systems and auxiliaries Part 3: General-purpose oil systems-First Edition (Industrias del petróleo, petroquímica y gas natural – lubricación, sellos de flecha y sistemas de control de aceite y auxiliares - parte 3: sistemas de aceite de aplicaciones generales).

5.3 Normas de Referencia:

5.3.1 NRF-020-PEMEX-2005 Calificación y certificación de soldadores y soldadura

5.3.2 NRF-036-PEMEX-2003 Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico.

5.3.3 NRF-048-PEMEX-2007 Diseño de instalaciones eléctricas

5.3 4 NRF-049-PEMEX-2006 Inspección de bienes y servicios en plantas industriales.

5.3.5 NRF-053-PEMEX-2006 Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales.

5.3.6 NRF-095-PEMEX-2004 Motores eléctricos.

5.3.7 NRF-111-PEMEX-2006 Equipos de medición y servicios de metrología

6. DEFINICIONES

6.1 Capacidad nominal.

Volumen total de fluido entregado por unidad de tiempo a las condiciones de operación nominales. La capacidad nominal incluye líquido y cualquier disolvente o gases de entrada y esta basada en las condiciones de succión.

6.2 Carga neta positiva de succión CNPS (NPSH).

Presión total a la entrada, en metros, determinada en las conexiones de succión de la bomba, menos la presión de vapor del líquido, medida en metros.

Nota: Para información ver el Anexo 12.5

6.3 Carga neta positiva de succión disponible CNPSD (NPSHA).

Carga neta positiva de succión disponible, en metros, determinada por PEMEX para el sistema de bombeo, con el flujo a capacidad nominal y temperatura normal de bombeo.

6.4 Carga neta positiva de succión requerida CNPSR (NPSHR).

Carga neta positiva de succión requerida, en metros, determinada por las pruebas del proveedor, medida en la brida a la succión. El CNPSR es el CNPS mínimo a la capacidad nominal requerida para prevenir no más del 3 por ciento de caída de capacidad o una diferencial entre el disponible y el requerido de un metro

6.5 Desplazamiento.

Volumen desplazado por revoluciones del rotor(es). En bombas que incorporan dos o más rotores que operan a diferentes velocidades, el desplazamiento es el volumen desplazado por revolución del rotor accionador. El desplazamiento depende únicamente de las dimensiones físicas de los elementos de bombeo.

6.6 Equivalente.

Significa aquella Norma, Código, Especificación o Estándar propuesto por el Contratista, Proveedor o Fabricante**,** que cumple con los requisitos establecidos en el Anexo 12.7 “Presentación de documentos equivalentes”, de esta norma de referencia.

6.7 Pérdida “Slip”

Es la cantidad de fluido por unidad de tiempo que se fuga a través de los claros internos de una bomba rotatoria. La pérdida depende de los claros internos, la presión diferencial, las características del fluido y en algunos casos, la velocidad.

6.8 Presión máxima permisible de trabajo.

Presión máxima continua para la cual el fabricante ha diseñado el equipo (o cualquier parte a la que este concepto aplique) cuando se maneja el fluido especificado a la temperatura y capacidad especificada.

6.9 Presión nominal de descarga.

Presión de descarga para las condiciones de operación especificadas.

6.10 Velocidad nominal.

Número de revoluciones por minuto del rotor requeridas para cumplir con las condiciones especificadas de operación. En bombas que incorporan dos o más elementos rotatorios operando a diferentes velocidades, la velocidad nominal es la velocidad del rotor del accionador.

7. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS.

7.1 ABMA American Bearing Manufacturers Association (Asociación Americana de Fabricantes de Cojinetes).

7.2 AGMA American Gear Manufacturers Association (Asociación Americana de Fabricantes de Engranes).

7.3 AISI American Iron and Steel Institute (Instituto Americano de Hierro y Acero).

7.4 ANSI American National Standards Institute (Instituto Nacional Americano de Estándares).

7.5 ASME American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos).

7.6 ASTM American Society for testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).

7.7 AWS American Welding Society (Sociedad Americana de Soldadura).

7.8 CNPS (NPSH) Carga Neta Positiva a la Succión.

7.9 CNPSD (NPSHA) Carga Neta Positiva de Succión Disponible.

7.10 CNPSR (NPSHR) Carga Neta Positiva de Succión Requerida.

7.11 dB(A) Decibelios en la escala de ponderación A

7.12 DN Diámetro nominal.

7.13 °F Grados Fahrenheit.

7.14 H_2S Ácido Sulfhídrico.

7.15 ISO International Organization for Standardization (Organización Internacional de Normalización).

7.16 lb libra

7.17 **NACE** National Association of Corrosion Engineers (Asociación Nacional de Ingenieros en Corrosión).

7.18 **NOM** Norma Oficial Mexicana.

7.19 **NPS** Nominal Pipe size (Diámetro nominal de tubería).

7.20 **NRF** Norma de Referencia.

7.21 **Part UG** Subsection A, Part UG General Requirements for all methods of construction and all materials (Section VIII division 1 of ASME Code) (Subsección A parte UG, Requerimientos generales para todos los métodos de construcción y todos los materiales).

7.22 **Part UHA** Subsection C, Part UHA Requirements for pressure vessels constructed of high alloy steel (Section VIII division 1 of ASME Code) (Subsección C parte UHA, Requerimientos para recipientes a presión construidos con aceros de alta aleación).

7.23 **Part UW** Subsection B, Part UW Requirements for pressure vessels fabricated by welding (Subsección B parte UW, requerimiento para recipientes a presión fabricados con soldadura).

7.24 **PEMEX** Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

7.25 **psia** Libras por pulgada cuadrada absolutas.

7.26 **pulg** Pulgadas.

7.27 **r/min** Revoluciones por minuto

7.28 **UNS** Unified numbering system (Sistema de numeración unificado).

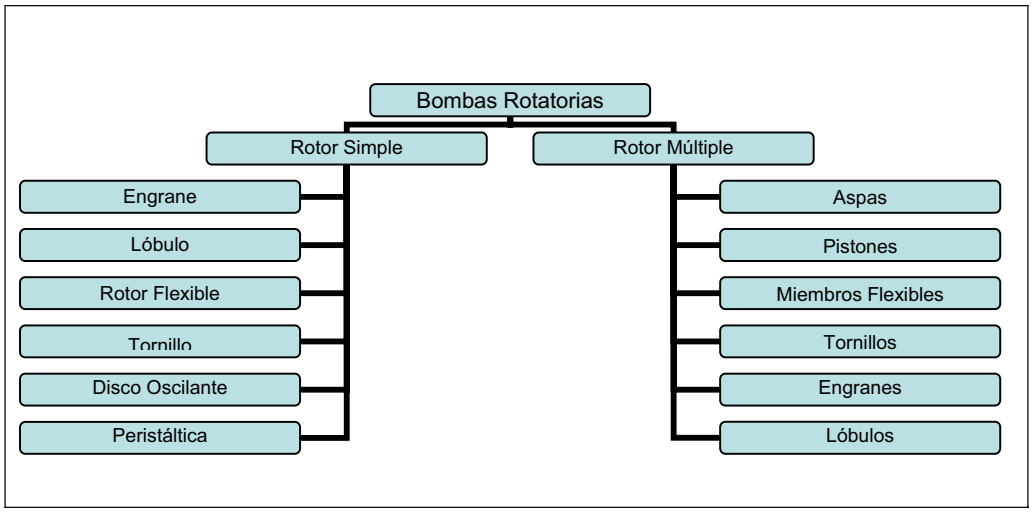
8. DESARROLLO

8.1 Diseño básico.

8.1.1 Generalidades.

8.1.1.1 Una bomba rotatoria es una bomba de desplazamiento consiste de una carcasa que contiene engranes, tornillos, lóbulos, levas, paletas, émbolos o elementos similares actuando por medio de rotación relativa entre la flecha del accionador y la carcasa. No existen válvulas de entrada y salida. Estas bombas se caracterizan por sus claros de operación muy cerrados, con un amplia gama de viscosidades, presiones y flujos.

Las bombas rotatorias se clasifican en la forma siguiente:



8.1.1.2 Se debe diseñar y construir el equipo (incluyendo sistemas auxiliares) para una vida mínima de servicio de 20 años y 3 años de operación ininterrumpida considerando los mantenimientos correspondientes de acuerdo con el manual de mantenimiento del fabricante.

8.1.1.3 El proveedor de la bomba debe asumir la responsabilidad del equipo, incluyendo bomba, accionador, transmisión de potencia y los sistemas auxiliares incluidos en la orden de compra.

8.1.1.4 El proveedor debe suministrar la bomba para el punto de operación normal especificado en la hojas de datos del Anexo 12.1.

8.1.1.5 El nivel de ruido máximo del equipo debe ser de 85 dB (A) medidos a 1,5 m de distancia.

8.1.1.6 El equipo se debe diseñar para operar sin riesgo de daño como mínimo hasta la presión de operación de la válvula de alivio y hasta la velocidad permisible de acuerdo al diseño del fabricante .

8.1.1.7 Se debe desarrollar el arreglo del equipo, incluyendo tubería y sistemas auxiliares conjuntamente entre PEMEX y el proveedor. El arreglo debe proporcionar áreas libres y accesos seguros para la operación y el mantenimiento de los mismos.

8.1.1.8 Los motores, las instalaciones y componentes eléctricos se deben suministrar de acuerdo a la clasificación de áreas peligrosas indicada por PEMEX y deben cumplir con los requerimientos de la NOM-001-SEDE-2005, la NRF-036-PEMEX-2003 y de la NRF-048-PEMEX-2007.

8.1.1.9 Se deben diseñar los depósitos de aceite y compartimientos que encierran partes lubricadas en movimiento (como cojinetes, sellos de flecha, partes altamente pulidas, instrumentos y elementos de control) para minimizar la contaminación por humedad, polvo y otros materiales extraños durante periodos de operación y esperas.

8.1.1.10 Se debe diseñar el equipo para permitir un mantenimiento rápido y económico, particularmente en lo relativo a empaques y sellos. Se deben diseñar y fabricar las partes mayores para asegurar un alineamiento correcto en el reensamble.

8.1.1.11 El proveedor debe suministrar la bomba para las condiciones ambientales indicadas en las hojas de datos del Anexo 12.1.

8.1.1.12 Las partes de repuesto de la bomba y los sistemas auxiliares suministrados deben cubrir los criterios de esta norma de referencia.

8.1.2 Carcasa a presión

8.1.2.1 Los valores del esfuerzo circunferencial empleados en el diseño de la carcasa no deben exceder los valores de esfuerzos máximos permisibles a la tensión, indicados en la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente, a la temperatura máxima de operación del material del equipo.

8.1.2.2 La presión máxima permisible de trabajo de la carcasa debe ser igual a la especificada para los ajustes de la válvula de alivio. Los ajustes de la válvula de alivio deben exceder la presión nominal de descarga un mínimo del 10 por ciento o 170 kPa (25 lb/pulg^2), la que sea mayor.

8.1.2.3 Se debe evitar al máximo los barrenos roscados en partes sometidas a presión. Para prevenir fugas en las secciones a presión de la carcasa, el espesor del metal dejado por abajo y alrededor de los barrenos roscados debe ser por lo menos la mitad del diámetro nominal del tornillo, además del requerido por corrosión. La profundidad de los barrenos roscados debe ser por lo menos 1,5 veces el diámetro del tornillo.

8.1.2.4 Se debe fabricar la tornillería de acuerdo a lo siguiente:

a) Los detalles de las cuerdas deben cumplir con ASME B1.1 o equivalente.

b) Se deben suministrar birlos, a menos que PEMEX apruebe tornillos tipo cachucha.

c) Se debe dejar espacio para permitir el uso de llaves de estrías o de caja. El proveedor debe suministrar cualquier herramienta especial o dispositivo que se requiera.

d) No se deben utilizar tornillos de caja allen, tuercas tipo castillo y con cabezas especiales, a menos que se especifique.

e) La marca del grado del estándar ASTM o equivalente del espárrago y la tuerca se debe localizar en sus extremos.

8.1.2.5 Cuando el diseño de la bomba lo requiera, se deben suministrar tornillos de nivelación, orejas o tornillos para izaje, pasadores guía, pasadores de alineación para facilitar el desensamble y reensamble. Cuando se utilicen tornillos de nivelación para separar caras en contacto, una de las caras debe ser realzada o en caja para evitar fugas en juntas o un ajuste inadecuado en el ensamble. Las barras guía deben tener la longitud requerida para prevenir daños a los internos o bridas de cualquier componente durante el desensamble y reensamble. Las orejas o tornillos de ojo para izaje se deben suministrar para levantar solamente la mitad superior de la carcasa.

8.1.2.6 Las chaquetas de enfriamiento o calentamiento para bombas, si se requieren, se deben diseñar para prevenir fugas del fluido de proceso hacia el fluido refrigerante. Para el enfriamiento de carcasas, cuando aplique, se deben usar cámaras separadas no interconectadas, según lo requieran la carcasa y el cabezal.

8.1.2.7 Las chaquetas se deben diseñar para una presión manométrica mínima de trabajo de 520 kPa (75 lb/pulg^2) y una presión manométrica mínima de prueba hidrostática de 800 kPa (115 lb/pulg^2) a menos que se especifique otra cosa.

8.1.2.8 Se debe suministrar la base del equipo con tornillos verticales niveladores y con barrenos que sean accesibles para su uso en el ensamble final.

8.1.3 Conexiones en la carcasa.

8.1.3.1 Las conexiones de succión y descarga deben ser bridadas y atornilladas, orientadas como se especifique. Si las conexiones roscadas son estándar, se pueden utilizar para DN 40 (NPS 1½) y menores. La conexión de succión debe ser para la presión máxima permisible de trabajo de entrada. La conexión de descarga debe ser para la presión máxima permisible de trabajo de descarga y deben cumplir con la presión de trabajo a la cual normalmente están operando.

Se debe especificar en la hoja de datos del Anexo 12.1 de este documento, si se requieren grados más altos de bridas en la conexión de entrada o si se prohíben las conexiones roscadas DN 40 (NPS 1½) y menores.

8.1.3.2 Los materiales de las conexiones soldadas a la carcasa deben ser del mismo material, incluyendo los valores de impacto y los requerimientos de la tubería conectada (ver el párrafo 8.2.4.5 de este documento).

8.1.3.3 Las aberturas en la carcasa para conexión de tuberías no deben ser menores de DN 15 (NPS ½), y ser bridadas y atornilladas, cuando esto no sea posible, se pueden utilizar aberturas roscadas en dimensiones que van desde DN 15 (NPS ½) hasta DN 40 (NPS 1½). Estas aberturas roscadas se deben realizar de acuerdo a lo siguiente:

a) Los niples roscados no deben tener una longitud mayor de 150 mm (6 pulg), y atornillar en los orificios roscados.

b) Los niples deben ser sin costura y cédula 160 mínimo para DN 25 (NPS 1) y menores; y cédula 80 mínimo para DN 40 (NPS 1½).

c) El niple se debe suministrar con brida de cuello soldable o de caja soldable.

d) Los materiales del niple y la brida deben cumplir con el párrafo 8.1.3.2 de este documento.

e) Las conexiones roscadas se deben sellar con soldadura; no se permite soldadura de sello en la conexión de instrumentos, o donde se requiere el desensamble para mantenimiento. Las uniones con soldadura de sello deben cumplir con la ISO 15649 y se debe complementar con ASME B31.3 o equivalente.

f) Las entradas para tubería deben cumplir con ASME B16.5 o equivalente.

g) Las roscas para tubería deben ser cónicas de acuerdo a ASME B1.20.1 o equivalente.

8.1.3.4 No se permiten conexiones con las siguientes dimensiones: DN 32 (NPS 1¼), DN 65 (NPS 2½), DN 90 (NPS 3½), DN 125 (NPS 5), DN 180 (NPS 7) y DN 225 (NPS 9).

8.1.3.5 Las aberturas roscadas no conectadas a la tubería se deben bloquear con tapones sólidos de acero con cabeza redonda y cumplir con ASME B16.11 o equivalente. Estos tapones deben cumplir con los requerimientos del material de la carcasa. Los tapones que se retiren posteriormente, deben ser de material resistente a la corrosión. El lubricante utilizado para las conexiones roscadas debe ser de acuerdo a la temperatura de bombeo. No se debe colocar cinta de sello a las cuerdas de tapones de los conductos de aceite. No se permiten tapones de plástico.

8.1.3.6 Las bridas deben cumplir con ASME B16.5 o equivalente, como aplique, excepto por lo siguiente:

a) Las bridas de hierro fundido no son aceptadas.

b) Las bridas de cara plana con el espesor de cara realzada, son aceptables en carcasas que no sean de hierro fundido y deben ser aprobadas por PEMEX.

c) Se aceptan las bridas con espesor o diámetro exterior mayor que el requerido por ASME B16.5 o equivalente.

d) Las conexiones que no cumplan con ASME B16.5 deben ser aprobadas por PEMEX.

8.1.3.7 Las bridas maquinadas y atornillables deben cumplir con ASME B16.5 o equivalente. El proveedor debe suministrar las conexiones con los tornillos y tuercas ya instalados. Se deben eliminar las primeras 1½ cuerdas del roscado en ambos extremos del espárrago.

8.1.3.8 Las conexiones deben ser accesibles para el desensamble sin que la bomba sea movida.

8.1.4 Fuerzas y momentos externos.

8.1.4.1 Para bombas con carcasa de acero o aleaciones de acero, las boquillas de succión y descarga deben de soportar las fuerzas y momentos transmitidos por la tubería externa, determinados por las siguientes fórmulas (ver figura 1).

$F_x = 13D$		$M_x = 7D$
$F_y = 13D$		$M_y = 7D$
$F_z = 13D$		$M_z = 7D$

Donde:

D = Diámetro nominal de tubería para la conexión de la boquilla de la bomba en milímetros.

Fx = Fuerza en Newtons en el eje *x*, la cual es paralelo al eje de la flecha.

Fy = Fuerza horizontal en Newtons en el eje *y*, la cual es mutuamente perpendicular a los ejes *x* y *z*.

F*z* = Fuerza vertical en Newtons en el eje *z*, la cual es mutuamente perpendicular a los eje *y* y *x*.

M*x* = Momentos alrededor del eje *x*, en Newton metro

M*y* = Momentos alrededor del eje *y*, en Newton metro

M*z* = Momentos alrededor del eje *z*, en Newton metro.

Para carcasas de bombas construidas de otros materiales, el proveedor debe presentar un criterio de comparación.

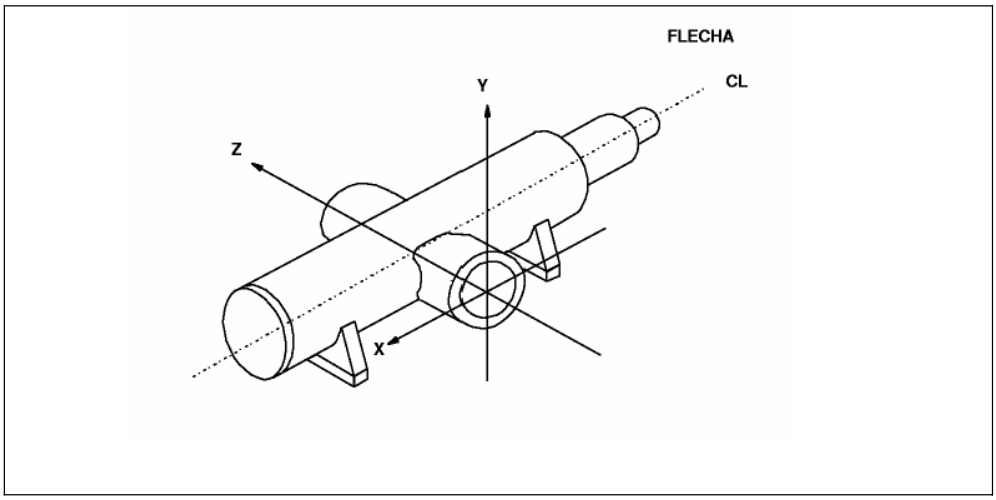


Fig. 1, Sistema de coordenadas para el cálculo de fuerzas y momentos.

8.1.5 Elementos rotativos

8.1.5.1 Los elementos de bombeo estacionarios y de movimiento se deben diseñar y fabricar de material resistente al desgaste. Las partes rotatorias deben estar alineadas. Las cargas internas se deben soportar mediante el balance hidráulico, chumaceras, bujes y baleros.

8.1.5.2 Los rotores y flechas deben tener la rigidez y compatibilidad de material para prevenir el desgaste entre los cuerpos del rotor y la carcasa, y entre los engranes de sincronización a las condiciones especificadas más desfavorables, incluyendo 110 por ciento de la presión de ajuste de la válvula de alivio. Las partes del rotor no integradas con la flecha se deben fijar a la flecha para prevenir el movimiento relativo imprevisto bajo cualquier condición de operación.

8.1.5.3 Los engranes de sincronización, cuando se suministren, pueden ser del tipo rectos, helicoidales o tipo herringbone. Los engranes deben ser de paso diametral ordinario (menor de 20) y ser al menos de calidad AGMA 9. Los engranes se deben diseñar cumpliendo con AGMA 6010 o equivalente con un factor de servicio de 1,5 mínimo.

8.1.6 Sellos mecánicos y empaque convencional.

8.1.6.1 Sellos mecánicos.

8.1.6.1.1 El proveedor debe suministrar sellos mecánicos, a menos que se especifique lo contrario.

8.1.6.1.2 Los sellos mecánicos deben ser de acuerdo a la norma internacional ISO 21049.

8.1.6.1.3 Esta norma de referencia no cubre el diseño de las partes componentes de los sellos mecánicos; dichas partes deben ser de diseño y con materiales para las condiciones específicas de servicio. También deben soportar la presión máxima de descarga, excepto en servicio de alta presión de descarga en donde no es práctico. Para tales aplicaciones, el proveedor debe indicar en su cotización el valor máximo de presión de sellado y el máximo rango de presión dinámica y estática del sello.

8.1.6.1.4 Se deben suministrar los materiales de los sellos mecánicos de acuerdo con el Anexo 12.6 de este documento. Las caras y juntas se deben codificar de acuerdo a las tablas 7 y 8 del Anexo 12.6.

8.1.6.1.5 Las partes componentes del sello y prensaestopas, deben resistir cuando menos la presión máxima de diseño de la cámara del sello a la temperatura de bombeo y tener la rigidez para evitar cualquier distorsión que dañe la operación del sello, incluyendo la deformación que ocurre durante el apriete de los espárragos en la colocación del empaque.

8.1.6.1.6 La cámara del sello debe tener un venteo (interno o externo) que permita ventear completamente la cámara, previo al arranque.

8.1.6.1.7 Si por medio del fluido de bombeo se suministra el lubricador y el enfriamiento del sello, el proveedor de la bomba se debe asegurar de que el flujo alcance a las caras del sello primario para suministrar enfriamiento y mantenimiento por medio de una película estable en las caras del sello.

8.1.6.1.8 Si el proveedor suministra una fuente externa de descarga del sello, debe especificar el flujo, presión, temperatura y propiedades de lubricación requeridas del medio de descarga. Si se utiliza un orificio restrictivo, éste no debe ser menor de 3 mm (1/8 pulg) de diámetro.

8.1.6.1.9 Donde se deba contener una fuga después del sello mecánico primario, se debe especificar un mecanismo adicional para el sellado del eje. Estos mecanismos incluyen, sellos mecánicos dobles, cajas de estoperos auxiliares o sellos secundario. El método de lubricación de estos mecanismos debe ser de común acuerdo entre PEMEX y el proveedor.

8.1.6.1.10 Los sellos mecánicos se deben instalar en la bomba antes del embarque, a menos que se especifique otra cosa, y estar limpios, lubricados y listos para el servicio. En bombas que requieren ajuste final en campo, el proveedor debe fijar a la bomba una placa metálica indicando este requerimiento.

8.1.6.2 Caja del estopero para empaque convencional.

8.1.6.2.1 El proveedor debe seleccionar el tipo de empaque y el material para el servicio especificado, a menos que se especifique otra cosa.

8.1.6.2.2 La caja del estopero debe acomodar preferentemente cinco anillos de empaques más un anillo linterna.

8.1.6.2.3 Cuando se especifique, o lo recomiende el proveedor, se debe suministrar un anillo linterna con un ancho no menor de 1,5 veces del tamaño del empaque, para la introducción de lubricación y/o enfriamiento directamente dentro del empaque. Las conexiones para el anillo linterna deben ser no menos DN 8 (NPS ¼).

8.1.6.2.4 Se debe proporcionar un espacio amplio para reemplazar los empaques sin remover o desmantelar cualquier otra parte que no sea el prensaestopas.

8.1.6.2.5 El proveedor debe instalar el empaque, previo al embarque, a menos que se especifique otra cosa.

8.1.6.2.6 El prensaestopas en las bombas para hidrocarburos se debe diseñar para que los birlos no se aflojen a pesar del desgaste de los empaques.

8.1.7 Chumaceras.

8.1.7.1 Los rodamientos deben tener un mínimo de vida nominal L_{10} de 25 000 horas en operación continua en condiciones nominales o de 16 000 horas con cargas máximas axial y radial a la velocidad nominal.

Nota: La vida nominal es el número de horas a la velocidad y cargas nominales de los cojinetes, que deben completar o exceder el 90 por ciento de un grupo de cojinetes idénticos antes de la primera evidencia de falla.

8.1.7.2 Los rodamientos se deben sujetar en la flecha y fijar en la caja de rodamientos de acuerdo con la ISO 286-1 y se debe complementar con ABMA estándar 7 o equivalente. Los dispositivos utilizados para asegurar los cojinetes de empuje a la flecha deben ser con tuerca y rondana tipo lengüeta.

8.1.7.3 A excepción de los rodamientos de contacto angular, éstos deben tener un claro interno de acuerdo a ISO 5753, o grupo 3 ANSI/ABMA estándar 20 o equivalente. Los rodamientos de rodillos deben tener un claro y deben cumplir con el ABMA estándar 11 o equivalente. Los rodamientos de una o dos pistas deben ser del tipo sin ranura de llenado “Conrad”.

8.1.7.4 Los alojamientos de chumaceras lubricadas por separado se deben sellar contra contaminantes externos. Estos alojamientos deben tener un drenado en el punto mas bajo y estar equipados con un indicador de nivel de aceite.

8.1.7.5 Cuando se suministren chumaceras lubricadas por grasa, el diseño del proveedor debe incluir una previsión para protegerlas contra exceso de engrasado.

8.1.8 Lubricación.

8.1.8.1 Las chumaceras y alojamientos de chumaceras se deben suministrar para lubricación con aceite de hidrocarburos, a menos que se especifique otra cosa.

8.1.8.2 El proveedor debe especificar el tipo, cantidad y frecuencia de lubricación para las chumaceras lubricadas separadamente y engranes de sincronización.

8.1.8.3 Cuando se especifique, las chumaceras lubricadas con aceite en alojamientos separados se deben suministrar con aceitera de nivel constante.

8.1.8.4 Cualquier punto que requiera lubricación con aceite debe tener disponibles líneas de extensión para permitir el acceso durante la operación.

8.2 Materiales.

8.2.1 Generalidades.

8.2.1.1 Los materiales de construcción deben ser de acuerdo a los estándares del fabricante para las condiciones de operación especificadas, excepto cuando se requiera o se prohíba en las hojas de datos del Anexo 12.1 o en el texto de esta norma (ver el subinciso 8.3.5 para requerimientos de material para tubería auxiliar). Se debe establecer claramente en la propuesta del proveedor la metalurgia de los componentes mayores.

8.2.1.2 Los materiales se deben identificar en la propuesta del proveedor con los grados correspondientes a los estándares ASTM, ASME o equivalentes (ver Anexo 12.2). Cuando dicha designación no exista, la norma del material del fabricante se debe incluir en la propuesta, indicando las propiedades físicas, la composición química y los requisitos de prueba del material propuesto. PEMEX debe determinar si especifica pruebas e inspecciones adicionales, especialmente para servicios críticos.

8.2.1.3 El proveedor debe especificar las pruebas y los procedimientos opcionales de inspección ASTM o equivalente, necesarios para asegurar que los materiales son satisfactorios para el servicio. Cada prueba e inspección se debe indicar en la propuesta. PEMEX debe considerar si especifica pruebas e inspecciones adicionales, especialmente para materiales empleados en componentes críticos.

8.2.1.4 Las partes externas que están sujetas a movimiento rotatorio o de deslizamiento (tales como juntas para evitar las fugas y mecanismos de ajuste) deben ser de materiales resistentes a la corrosión para las condiciones del sitio.

8.2.1.5 Las partes menores no identificadas (tales como tuercas, resortes, rondanas, empaques y cuñas entre otros) deben ser resistentes a la corrosión, para las condiciones de sitio.

8.2.1.6 PEMEX debe especificar en la hoja de datos del Anexo 12.1, cualquier agente corrosivo presente en el fluido de proceso o en el ambiente, incluyendo sus componentes que puedan causar agrietamiento por corrosión en áreas sometida a esfuerzo.

8.2.1.7 Si partes expuestas a condiciones que propicien la corrosión intergranular, se van a fabricar, a colocar revestimiento duro, a recubrir o a reparar con soldadura, se deben hacer con aceros de bajo carbono o aceros inoxidables austeníticos de grados estabilizados

Nota: Los recubrimientos o superficies con revestimiento duro que contengan más de 0,1 por ciento de carbono, pueden sensibilizar a los aceros inoxidables austeníticos de bajo carbono o de grados estabilizados, a menos que se aplique una capa protectora que no sea sensible al ataque intergranular.

8.2.1.8 Donde se utilicen partes para unión tales como espárragos y tuercas de acero inoxidable austenítico ASTM A 320/A 320M Grado B8M (UNS S31600) y ASTM A 194/A 194M Grado 8M (UNS S31600) respectivamente o equivalente con tendencia a pegarse, se deben lubricar con un compuesto que lo evite, de la misma norma de temperatura de operación y compatible con el fluido de trabajo.

8.2.1.9 Materiales expuestos a ambientes amargos (H_2S húmedo) deben de estar de acuerdo con los requerimientos de NACE MR0175/ISO 15156-1. Los materiales ferrosos no cubiertos por dicho estándar se deben limitar a aquellos con límites de cedencia que no excedan 620 MPa (90 000 lb/pulg^2) y 22 Rockwell C.

Además se debe cumplir lo siguiente:

a) Se debe indicar en la hoja de datos del Anexo 12.1, la cantidad de H_2S que pueda estar presente en el fluido, considerando la operación normal, arranque, paros, condiciones de espera de arranque, perturbaciones, o condiciones de funcionamiento inusuales tales como regeneración del catalizador.

b) En muchas aplicaciones, donde pequeñas cantidades de H_2S húmedo son suficientes para requerir que los materiales cumplan con los requerimientos NACE. Si hay evidencia de que existen cantidades de H_2S húmedo o si existen dudas sobre la cantidad de H_2S húmedo presente, se debe indicar en las hojas de datos del Anexo 12.1, de que se requiere que los materiales cumplan con los requerimientos NACE.

c) Los componentes fabricados por soldadura se deben relevar de esfuerzos, para que la soldadura y las zonas afectadas por el calor de la misma, cumplan con el valor del esfuerzo de cedencia y dureza.

8.2.1.10 Cuando materiales distintos con potencial eléctrico perceptiblemente diferentes están en contacto con una solución electrolítica se pueden crear pares galvánicos que pueden resultar en una seria corrosión del material menos noble. Si existen tales condiciones, PEMEX y el proveedor deben seleccionar los materiales de acuerdo con el Libro de referencia de ingenieros en corrosión (Corrosion engineer's reference book) del NACE o equivalente.

8.2.1.11 Los materiales, factores de calidad de la fundición, y la sanidad de cualquier soldadura deben ser iguales a los especificados en la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente.

8.2.1.12 Se prohíbe el uso del acero ASTM A 515/A 515M o equivalente. Sólo se aceptan aceros calmados y normalizados con grano fino.

8.2.1.13 El material de la tornillería para unir partes a presión en carcasas de acero fundido debe ser de acero aleado para alta temperatura (ASTM A 193/A 193M grado B7 o equivalente). Las tuercas deben ser de acuerdo a ASTM A 194/A 194M grado 2H o ASTM A 563M grado B o equivalentes, recubiertas por galvanizado en caliente de acuerdo a ASTM A 153/A 153M o equivalente y cumplir con lo descrito en el párrafo 6.2 del ASME B1.1 o equivalente. Para temperaturas inferiores a -30º C (-22 °F) el material de los espárragos debe ser de acuerdo con ASTM A 320/A 320M Grado B8M (UNS S31600) y ASTM A 194/A 194M Grado 8M (UNS S31600) o equivalentes.

8.2.2 Fundiciones.

8.2.2.1 Las fundiciones deben estar libres de fallas, tales como: contracciones, grietas, escoria, burbujas y defectos perjudiciales similares. La porosidad no debe exceder los límites indicados en los criterios de aceptación en la inspección de los materiales, ver párrafo 8.4.2.2. Las superficies de las fundiciones se deben limpiar por chorro de arena, por chorro de perdigones, por baño químico o cualquier otro método estándar. Las rebabas y restos de la fundición se deben eliminar por esmerilado u otro medio apropiado.

8.2.2.2 Los soportes en las fundiciones sometidas a presión deben ser mínimos. Los soportes deben estar limpios, libres de corrosión (pueden ser recubiertos) y ser de una composición compatible con la fundición.

8.2.2.3 Las fundiciones ferrosas sometidas a presión no se deben reparar con soldadura, martillado, taponamiento, calentamiento o impregnación, excepto cuando una fundición se pueda reparar por soldadura, se debe utilizar un procedimiento calificado basado en los requerimientos de la sección VIII división 1 y sección IX del código ASME o equivalente.

8.2.2.4 No se aceptan huecos encerrados o taponados .

8.2.2.5 Las fundiciones de hierro nodular se deben fabricar de acuerdo con ASTM A 395/A 395M. o equivalente La producción de fundiciones debe cumplir con lo siguiente:

a) Por lo menos un juego de probetas para prueba de impacto Charpy con ranura en V a un tercio del espesor del bloque de prueba se debe hacerse del material adyacente al espécimen de tensión en cada quilla o bloque Y. Estos especimenes deben tener un valor al impacto mínimo de 14 Joules (10 lb-pie) a la temperatura del cuarto.

b) La quilla o bloque Y en el extremo de la colada debe ser al menos tan gruesa como la sección más gruesa de la fundición principal.

c) Se deben proporcionar cupones de prueba de la fundición, de por lo menos 25 mm de altura y diámetro, en áreas críticas de la fundición para su posterior separación con el propósito de realizar un examen microscópico y una prueba de dureza. Áreas críticas son: secciones grandes, cambios de sección, y puntos de grandes esfuerzos tal como orificios de lubricación, diámetro interior del cilindro, puertos de válvulas, bridas y otros puntos, por acuerdo entre fabricante o proveedor y PEMEX. La clasificación de nódulos de grafito debe ser de acuerdo a ASTM A 247 o equivalente.

d) A una probeta de la fundición de cada colada se le debe realizar el análisis químico.

e) Las lecturas de dureza Brinell se deben realizar en la fundición en lugares factibles de cambios de sección, bridas, interior del cilindro y puertos de válvulas. Antes de la prueba de dureza se debe eliminar suficiente material para reducir eliminar el efecto de superficie. Las lecturas se deben realizar en los extremos de la fundición en lugares que representen la primera y ultima sección vaciadas Estas deben ser hechas además de las lecturas Brinell sobre la quilla o el bloque Y.

8.2.3 Forjas.

A menos que PEMEX especifique otra cosa, los materiales de forja se deben seleccionar de aquellos descritos en la lista del Anexo 12.2.

8.2.4 Soldadura.

8.2.4.1 Se deben inspeccionar las soldaduras de tubería y partes sometidas a presión, así como también en cualquier soldadura en materiales disímiles y reparaciones con soldadura, con operadores y procedimientos calificados, de acuerdo con la sección VIII División 1 del Código ASME y sección IX del código ASME o equivalente.

8.2.4.2 El proveedor es responsable de revisar todas las reparaciones y las reparaciones con soldadura, para asegurar que fueron tratadas térmicamente y examinadas con pruebas no destructivas para su sanidad y conformidad con los procedimientos calificados aplicables en el párrafo 8.2.1.11. La reparación con soldadura se debe examinar con pruebas no destructivas, utilizando el mismo método usado para detectar la falla original. La inspección debe cumplir con las fracciones 8.4.2.2.3 ó 8.4.2.2.4, la que aplique.

8.2.4.3 A menos que otra cosa se especifique, las soldaduras no cubiertas por ISO 15649, la Sección VIII División 1 del Código ASME y el ASME B31.3 o equivalentes, como son: soldaduras en bases, dispositivos estándar de bombas, conductos no sujetos a presión, mamparas y paneles de control deben cumplir con el Código ANSI/AWS D1.1/D1.1M o equivalente.

8.2.4.4 A menos que otra cosa se especifique, los componentes sometidos a presión fabricados con materiales forjados o conformados, deben cumplir con lo siguiente:

a) Se deben inspeccionar las orillas de las placas con partículas magnéticas o líquidos penetrantes de acuerdo a lo especificado en el párrafo UG-93(d)(3) de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente.

b) Se deben inspeccionar las superficies de soldaduras que sean accesibles, con partículas magnéticas o líquidos penetrantes después de la limpieza posterior o escariado y nuevamente después de aplicar un tratamiento térmico a la soldadura.

c) Las soldaduras de piezas sometidas a presión, incluyendo las soldaduras de las bridas de unión, deben ser de penetración completa.

d) Los cilindros fabricados de acuerdo con la Sección VIII, División 1 del Código ASME, requieren tratamiento térmico posterior a la soldadura, sin importar el espesor.

8.2.4.5 Las conexiones soldadas a componentes sometidos a presión, se deben instalar de acuerdo a lo siguiente:

a) Además de lo indicado en el párrafo 8.2.4.1, se debe realizar la inspección radiográfica, con partículas magnéticas o con líquidos penetrantes al 100 por ciento de las soldaduras.

b) La tubería auxiliar soldada a componentes de aleación al cromo-molibdeno o componentes de acero al 12 por ciento de cromo debe ser del mismo material, excepto que la tubería al cromo-molibdeno se pueda sustituir por tubería de acero al 12 por ciento de cromo.

c) Cuando se requiera tratamiento térmico, la soldadura en tuberías se debe efectuar antes del tratamiento térmico de los componentes.

d) El diseño de las conexiones propuestas se deben someter a la aprobación de PEMEX previo a la fabricación. Los dibujos deben mostrar el diseño de las soldadura, tamaño, materiales y tratamiento térmico antes y después de la soldadura.

e) Las soldaduras se deben tratar térmicamente y de acuerdo al párrafo UW-40 de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente.

8.2.5 Requisitos de la prueba de impacto.

8.2.5.1 Para evitar la fractura por fragilidad durante la operación, mantenimiento, transporte, instalación y pruebas, el proveedor debe considerar en el diseño la selección de los métodos de fabricación, procedimientos de soldadura, y materiales para las piezas de acero sujetas a presión que puedan estar sometidas a una temperatura por debajo del punto de transición dúctil-frágil.

La temperatura considerada para la selección de los materiales debe ser entre -30 °C (-22 ºF) y 40 °C (100 ºF).

Nota: Los esfuerzos permisibles publicados en el diseño para muchos materiales en el código ASME y estándar ANSI están basados en las propiedades mínimas de tensión. El código ASME no hace diferencia entre material de acero esponjoso, semicalmado, calmado y rolado en caliente y material normalizado, no toman en cuenta cuando los materiales son producidos bajo practicas de grano fino o grueso.

8.2.5.2 Los componentes sujetos a presión incluyendo boquillas, bridas y componentes soldados, se deben someter a pruebas de impacto y de acuerdo con los requerimientos de los párrafos UCS-65 al UCS-68, de la sección VIII división 1 del código ASME o equivalente. Los aceros de alta aleación se deben probar y cumplir con el párrafo UHA-51 de la sección VIII división 1 del código ASME o equivalente.

No se requieren pruebas de impacto, si se cumplen los requerimientos del párrafo UG-20(f) de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente.

Los resultados de las pruebas de impacto deben cumplir con los requerimientos de energía del impacto descritos en el párrafo UG-84 de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente.

8.2.5.3 PEMEX debe especificar la temperatura mínima de diseño del metal para realizar las pruebas de impacto.

8.2.6 Placa de datos y flecha de sentido de rotación.

8.2.6.1 Una placa de datos se debe colocar en un lugar visible en el equipo y en cualquier otra parte mayor del equipo auxiliar.

8.2.6.2 La flecha que indica el sentido de rotación debe ser fundida o fijada sobre la bomba en cada pieza importante del equipo rotatorio en un lugar fácilmente visible. Las placas de datos y la flecha de indicación de rotación deben ser de acero inoxidable ASTM A 351/A 351M Grado CF3M (UNS S31600), ASTM A 240/A 240M Tipo 316 (UNS S31600) o ASTM B 127 UNS N04400 o equivalentes. Los remaches o tornillos de fijación deben ser del mismo material de la placa. No se permite soldadura.

8.2.6.3 A la placa de datos se le deben estampar con letra de golpe: el número de identificación de PEMEX, el nombre del proveedor, el número de serie, el tamaño y el tipo de bomba, así como sus límites mínimos y máximos de diseño permisibles y datos nominales como son: presiones, temperaturas, velocidades y potencia, las presiones y temperaturas de operación máximas permisibles, y presiones para pruebas hidrostáticas y velocidades criticas. Las unidades mostradas en la placa deben ser de acuerdo al Sistema Internacional de Unidades.

8.3 Accesorios.

8.3.1 Accionadores.

8.3.1.1 PEMEX debe especificar el tipo de accionador en las hojas de datos del Anexo 12.1, su tamaño debe satisfacer las condiciones máximas de operación especificadas, incluyendo las pérdidas externas por acoplamientos y caja de engranes, además debe estar de acuerdo con la norma correspondiente que se indique en la requisición y en la orden de compra, y operar a las condiciones de la instalación y del lugar especificadas.

8.3.1.2 Se deben especificar las variaciones anticipadas del proceso que pueden afectar el tamaño del accionador (tales como cambios en la presión, temperatura o las propiedades del flujo manejado).

8.3.1.3 Se deben especificar las condiciones de arranque para el equipo accionado y los métodos de arranque deben ser convenidos mutuamente entre PEMEX y el proveedor. La capacidad del par de arranque del accionador eléctrico debe exceder los requerimientos del par de arranque del equipo accionado.

8.3.1.4 Los motores eléctricos deben estar de acuerdo con la norma NRF-095-PEMEX-2004.

8.3.1.5 Para unidades accionadas por motor eléctrico, la potencia indicada en la placa del fabricante (sin considerar el factor de servicio) debe ser mínimo el 110 por ciento de la máxima potencia requerida (incluyendo pérdidas por engranes y coples) para cualquiera de las condiciones de operación especificadas. La potencia indicada en la placa de datos, incluyendo el factor de servicio debe operar al 110 por ciento del ajuste de presión de la válvula de alivio.

8.3.1.6 Para accionadores eléctricos se debe especificar, las características y accesorios, incluyendo lo siguiente:

a) Características eléctricas.

b) Condiciones de arranque (incluyendo caída de voltaje durante el arranque).

c) Tipo de carcasa.

d) Nivel de ruido.

e) Clasificación de áreas, de acuerdo a la norma NRF-036-PEMEX-2003.

f) Tipo de aislamiento.

g) Factor de servicio requerido.

h) Temperatura ambiente y altura sobre el nivel del mar.

i) Pérdida por transmisión, si la hay.

j) Detectores de temperatura, sensores de vibración y calentamiento, si se requieren.

k) Auxiliares, como son motor-generador, ventilación e instrumentación.

l) Criterios de vibración aceptable.

8.3.1.7 Los requerimientos del par de arranque del motor deben ser de acuerdo a lo especificado por PEMEX, y el motor debe acelerar a su velocidad máxima en un periodo de tiempo acordado entre PEMEX y el proveedor.

8.3.1.8 A menos que se especifique otra cosa, las cajas de engranes deben cumplir con API 677 o equivalente.

8.3.1.9 Para accionadores con un peso mayor de 250 kg (550 lb), el proveedor debe proporcionar tornillos de nivelación para la base.

8.3.2 Coples y guardacoples.

8.3.2.1 A menos que otra cosa se especifique, los coples y guardacoples entre el accionador y el equipo accionado se deben suministrar por el proveedor de la bomba.

8.3.2.2 A menos que otra cosa se especifique, los coples y guardacoples entre el accionador y la bomba deben ser de los estándares del proveedor, para aprobación de PEMEX. Para bombas con sello mecánico se debe suministrar un espaciador en el cople, la longitud del espaciador debe permitir reemplazar el sello sin desmontar o mover el accionador o la bomba.

8.3.2.3 Cuando el accionador sea suministrado aparte, el proveedor de la bomba debe proporcionar al proveedor del cople, información sobre dimensiones de la flecha y cuñeros, así como movimientos axiales del extremo de la flecha debido a efectos térmicos.

8.3.2.4 Los coples y juntas cople-flecha se deben diseñar y fabricar por lo menos para transmitir la máxima potencia del accionador incluyendo el factor de servicio.

8.3.2.5 Los guardacoples los debe suministrar el proveedor para las flechas o coples expuestos y deben ser tipo antichispa.

8.3.3 Placas de montaje y base.

8.3.3.1 Placas de montaje

Deben cumplir lo siguiente:

a) Se debe suministrar la bomba en una placa base para un montaje permanente. Se deben proporcionar las bases con preparaciones para fijación con tornillos para su completa sujeción al sitio de instalación.

b) Las superficies de montaje de cada equipo deben estar en el mismo plano dentro de una tolerancia de 50 micrómetros (0,002 pulg) (ver figura 2) El acabado superficial máximo debe ser de de 3 micrómetros (125 micro pulg) $R_{a.}$

c) Cuando el equipo soporte un peso que exceda los 250 kg (550 lb), las placas de montaje se deben suministrar con tornillos niveladores axiales y laterales del mismo tamaño, o más largos que los tornillos de nivelación verticales.

d) Los tornillos de nivelación vertical se deben localizar de tal manera que no dañen a las superficies calzadas. Sus soportes se deben unir a las placas de montaje de tal modo que no interfieran con la instalación, el retiro del equipo, tornillos de elevación o las lainas.

e) Si el equipo es demasiado pesado para usar tornillos de elevación, el proveedor debe suministrar otros mecanismos

f) Se deben diseñar los soportes del equipo para limitar un cambio de alineación causado por la peor combinación de condiciones de presión, torque y esfuerzos permisibles en tuberías, a 50 micrómetros (0,002 pulg) en la unión de las bridas, ver subinciso 8.1.4 fuerzas y momentos permisibles.

g) Cuando se suministren soportes en la línea de centros, se deben diseñar y fabricar para permitir que el equipo se pueda mover con tornillos de nivelación horizontales.

h) No se deben utilizar pernos de anclaje para sujetar el equipo a las placas de montaje.

i) Las placas de montaje se deben revestir con un acabado antioxidante después del maquinado.

j) Las placas de montaje se deben diseñar con una prolongación de 25 mm (1 pulg) más allá de los tres lados externos de las patas del equipo.

k) El proveedor de las placas de montaje debe suministrar un paquete de lainas de acero inoxidable ASTM A 240/A 240M Tipo 316 (UNS S31600) o equivalente con un espesor de 3 mm (1/8 pulg) mínimo, entre las patas del equipo y la placa de montaje. Los paquetes de lainas deben librar los tornillos de montaje y los niveladores verticales.

l) El proveedor debe suministrar los pernos de anclaje.

m) El proveedor debe suministrar los tornillos de montaje para unir los componentes a las placas de montaje y también los tornillos niveladores.

n) Cuando se especifique lechado epóxico, el proveedor debe utilizar la limpieza por chorro de arena comercial, de acuerdo con la NACE No.3 SSPC-SP-6 o equivalente En las superficies donde se aplica el lechado de las placas de montaje se deben precubrir éstas con un epóxico catalizador primario al metal previamente desengrasado. El primario epóxico debe ser compatible con el lechado epóxico. El proveedor debe entregar a PEP las instrucciones para la preparación en campo del primario epóxico.

o) Las placas de montaje destinadas para recibir lechada se deben suministrar con tornillos niveladores. Las pacas de montaje a las que se les coloca la lechada deben tener 50 mm (2 pulg) de radio de chaflán en las esquinas externas (vista de planta). Las placas de montaje que no reciben lechada deben de estar revestidas con un acabado antioxidante después del maquinado

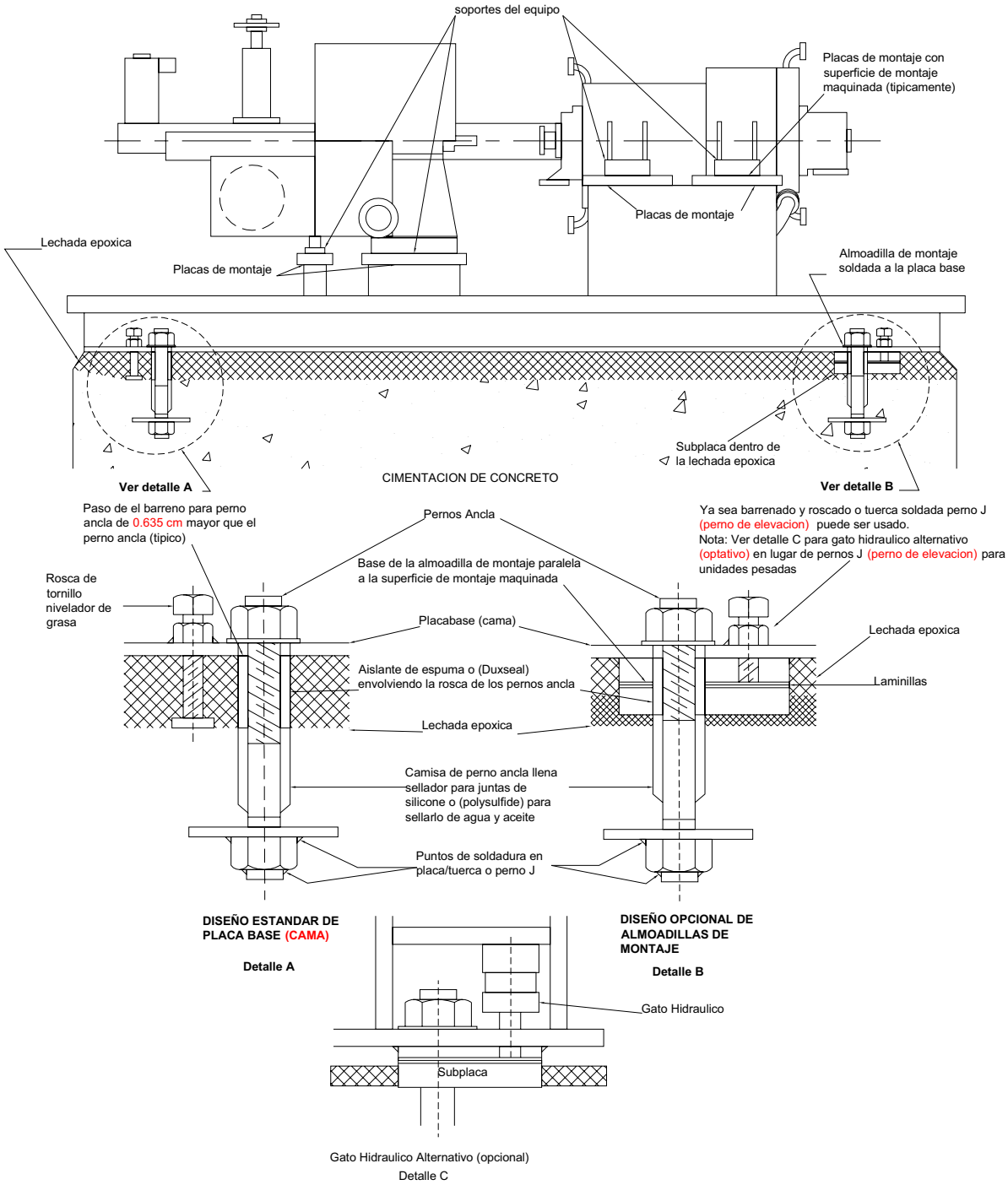


Figura 2.- Arreglo de montaje

8.3.3.2 Base.

Deben cumplir lo siguiente:

a) Se debe suministrar una base común “baseplate” para todo el equipo

b) La base o patín se debe extender bajo la bomba y los componentes del tren accionador, de tal manera que si existe una fuga en estos componentes se contenga dentro de la base, a menos que se especifique otra cosa.

c) La base se debe suministrar con orejas de izaje en al menos cuatro puntos. La localización de las orejas de izaje no debe permitir la distorsión o dañar la base y al equipo montado en ésta.

d) El fondo de la base entre los miembros estructurales debe ser abierto.

e) Los agujeros de venteo deben tener un tamaño al mínimo de 15 mm (1/2 pulg) y estar colocados en la parte mas alta de cada sección de la base.

f) Los asientos de montaje en el fondo de la base deben estar en un mismo plano para permitir una cimentación de un solo nivel. Cuando se especifique, el proveedor debe suministrar subplacas de asiento.

g) La base se debe suministrar con una cubierta antiderrapante que cubra las áreas de paso y trabajo, a menos que se especifique otra cosa.

h) Los asientos de montaje de la base se deben maquinar después de que la base sea fabricada.

i) La base se debe suministrar con drenaje tipo canal o charola y con reborde. Las conexiones para el drenaje deben estar taponadas y ser de DN 20 (NPS 3/4) mínimo localizadas en la parte mas baja del borde para que se efectúe un drenado completo. El canal o charola de la base debe tener una inclinación a una razón de por lo menos 1:120 hacia el extremo del drenaje.

8.3.4 Válvulas de alivio

8.3.4.1 El proveedor debe proporcionar las válvulas de alivio que se van a instalar sobre el equipo o en la tubería que el proveedor suministra. Cuando se especifique, el proveedor debe suministrar válvulas de alivio para instalarlas en la tubería de PEMEX. Otras válvulas de alivio las debe proporcionar PEMEX. Las válvulas de alivio para el equipo de operación deben cumplir con la norma ISO 4126-1 y el API STD 526 o equivalente

8.3.4.2 El proveedor debe determinar el tamaño y ajustar las presiones de las válvulas de alivio relacionadas con el equipo. La cotización del proveedor debe enlistar las válvulas de alivio e indicar claramente aquellas que va a suministrar el proveedor. El ajuste de la válvula de alivio, incluyendo la acumulación, deben tomar en cuenta los posibles tipos de fallas del equipo y la protección de los sistemas de tuberías.

8.3.4.3 No se aceptan válvulas de alivio que son integrales con el cuerpo de la bomba o internas.

8.3.4.4 El cuerpo de las válvulas de alivio deben ser de acero, a menos que se especifique otra cosa.

8.3.5 Tubería.

8.3.5.1 El diseño de la tubería y la fabricación de la junta, prueba e inspección deben cumplir con la ISO 15649 y complementar con el ASME B31.3 o equivalente.

8.3.5.2 Los sistemas auxiliares se definen como sistemas de tuberías, que están en los siguientes servicios:

a) Grupo I:

- Fluido de limpieza al prensaestopas.
- Drenajes y venteos.

b) Grupo II:

- Aire de Instrumentación.
- Drenajes y venteos.

c) Grupo III:

- Agua de enfriamiento.
- Drenajes y venteos.

d) Grupo IV:

- Aceite lubricante.
- Drenajes y venteos.

Los sistemas auxiliares deben cumplir los requisitos de la Tabla 1.

8.3.5.3 Los sistemas de tuberías deben incluir tubería, válvulas de seccionamiento, válvulas de control, válvulas de alivio, reductor de presión, placa de orificios, indicadores de temperatura y termopozos, indicadores de presión, indicadores de flujo visible, y todo lo relacionado a drenajes y venteos.

8.3.5.4 El proveedor debe suministrar el sistema de tuberías, incluyendo el montaje de los accesorios, localizados dentro de los límites del área base de la unidad principal, cualquier área para la consola de lubricación o cualquier área base auxiliar. La tubería debe terminar con conexiones bridadas en el borde de la base. PEMEX solamente debe suministrar las interconexiones de la tubería entre el equipo y las instalaciones fuera de la base.

8.3.5.5 El diseño de los sistemas de tuberías debe cumplir las siguientes condiciones:

a) Soporte y protección para evitar daños por vibración o de transportación, operación y mantenimiento.

b) Flexibilidad y accesibilidad normal para operación, mantenimiento y limpieza.

c) El arreglo de instalación ordenado y adaptado al contorno del equipo sin obstruir el acceso a ninguna conexión.

d) La eliminación de bolsas de aire por el uso de válvulas de venteo o arreglos de tubería sin acumulación.

e) Permitir el drenaje en puntos bajos sin necesidad de desensamblar la tubería.

8.3.5.6 Se debe fabricar la tubería preferiblemente por medio del doblado y por soldadura para reducir el uso de bridas o accesorios. Se aceptan las bridas soldadas únicamente en las conexiones del equipo en el borde de cualquier base, y para fácil mantenimiento. Se permite utilizar bridas en otros puntos únicamente con la aprobación específica de PEMEX. Con excepción de conexiones T y de reducciones, se permiten los accesorios soldados únicamente para facilitar la disposición de la tubería dentro de las áreas congestionadas. Se debe reducir el uso de las conexiones roscadas. La tubería de reducción no se debe utilizar

8.3.5.7 Las roscas para tubería deben ser cónicas de acuerdo con ASME B1.20.1 o equivalente. Las bridas deben cumplir con la ISO 7005-1 y se deben complementar con ASME B16.5 o equivalente. Las bridas deslizables son aceptadas con la aprobación de PEMEX. Para las bridas de casquillo soldable, una holgura de 2 mm (1/16 pulg) se debe dejar entre el extremo de la tubería y la caja.

8.3.5.8 No se deben usar conexiones, tuberías, válvulas y accesorios de los siguientes diámetros nominales: 32 mm (1¼ pulg), 65 mm (2½ pulg), 90mm (3½ pulg), 125 mm (5 pulg), 180 mm (7 pulg) ó 225 mm (9 pulg). DN 32 (NPS 1¼), DN 65 (NPS 2½), DN 90 (NPS 3½), DN 125 (NPS 5), DN 180 (NPS 7) o DN 225 (NPS 9).

8.3.5.9 Donde el espacio no permita el uso de tubería de DN 15 (NPS ½), DN 20 (NPS ¾) o DN 25 (NPS 1), tubería “tubing” sin costura se puede suministrar de acuerdo a la tabla 3 del Anexo 12.2.

8.3.5.10 El diámetro mínimo de cualquier conexión debe ser DN 15 (NPS ½), a menos que PEMEX especifique otra cosa.

8.3.5.11 Los sistemas de tuberías suministrados por el proveedor se deben fabricar, instalar y soportar. Los barrenos para la unión de las bridas deben ocupar líneas paralelas a la línea de centro horizontal o vertical del equipo.

8.3.5.12 Se debe realizar la soldadura por soldadores con procedimientos calificados de acuerdo a la NRF-020-PEMEX-2005 y complementar con la sección IX del código ASME o equivalente.

8.3.5.13 Los tapones para la tubería deben cumplir con el párrafo 8.1.3.5.

Sistema	Grupo I (fluido auxiliar al proceso)		Grupo II (vapor)		Grupo III (agua de tratamiento)		Grupo IV (aceite lubricante)	
	No flamable / no tóxico	Flamable tóxico	< 75 lb/pulg^2 man.		Estandar < 1 pulg	Opcional	< DN 25 (NPS 1)	< DN 40 (NPS 1½)
Tubería (cedula)	Sin costura[a]	Sin costura[ab]	Sin costura[a]		Sin costura[a]	ASTM 53 grado B cedula40 o equivalente	acero inoxidable ASTM 312, TP 304 ó TP 316 o equivalente	
Tubing[C]	Sin costura acero inoxidable ASTM A 269 TP 316 o acero al carbono ASTM A 192							____
Todas las válvulas	Clase 800				Bronce clase 2 000		Acero al carbono, clase 800	
Válvulas de compuerta y globo	Bonetes atornillados y empaquetadura				____		Bonetes atornillados y empaquetadura	
Accesorios y conexiones de tubería	Forja clase 3 000				ASTM A 53 gr B o equivalente		Acero inoxidable ASTM A 182 F316, ASTM A 403 TP o equivalente	
Accesorios de tubing	Estándar del fabricante (con la aprobación de PEP)							____
Fabricación de juntas < DN 40 (NPS 1½)	Roscada	Conexión inserto soldable[C] y roscado	Roscada	Conexión inserto soldable[C] y roscado	Roscada		____	Brida deslizable de acero al carbono
Fabricación de juntas > DN 50 (NPS 2)	____	____	____	____	Especificado por el comprador		____	Brida deslizable de acero al carbono
Juntas	Espiral de acero inoxidable tipo 304 ó 316				____	____	____	Espiral de acero inoxidable ASTM A 240/A 240M TP 304 ó TP 316 o equivalente
Brida atornillada	ASTM A 193 grado B7, ASTM A 194 grado 2H o equivalente				____	____	ASTM A 193, gr B7, ASTM A 194 gr 2H o equivalente	____

Nota: La tubería de acero al carbono debe estar de acuerdo a ASTM A 106 gr B; ASTM A 524; o API especificación 5L grado B o equivalente. Los accesorios, válvulas y bridas de acero al carbono y componentes deben ser de acuerdo a ASTM A 105 o equivalente.

[a] Acero al carbono cédula 160 para DN 8 (NPS ¼) y menores; cédula 80 para DN 25 (NPS 1) a DN 40 (NPS 1½); cédula 40 para DN 25 (NPS 1) y menores; cédula 40S para DN 40 (NPS 1½) y DN 80 (NPS 3); cédula 10S para DN 100 (NPS 4) y mayores.

[C] DN 15 (NPS ½) x 0,065 pulg de pared, DN 8 (NPS ¼) x 0,095 pulg de pared ó DN 25 (NPS 1) x 0,109 pulg de pared.
[d] Para ASME el servicio primario para clases arriba de 900 psig (PN 50 man.), las válvulas de bloqueo pueden ser de bonete soldado o sin bonete con un casquillo atornillado con empaquetadura.
Estas válvulas serán adecuadas para un reempacamiento bajo presión.
[e] Para las juntas roscadas se requiere soldadura de sello; sin embargo, las soldaduras de sello no se permiten en equipos de hierro fundido, en instrumentos, o donde se requiere el desmontaje para el mantenimiento. Las juntas con soldadura de sello se deben hacer de acuerdo al ASME B31.3 o equivalente.
La tornillería debe ser de acuerdo con 8.1.2.5.

Tabla 1.- Requerimientos mínimos de materiales para tubería.

8.3.6 Herramientas especiales.

8.3.6.1 Cuando se requieran herramientas y accesorios especiales para desmontar, montar o dar mantenimiento a la unidad, el proveedor debe incluir en su cotización y suministrar como parte inicial del equipo. Para instalaciones de unidades múltiples, la cantidad de herramientas especiales y accesorios se deben convenir mutuamente entre PEMEX y el proveedor. Estas herramientas especiales, se deben utilizar durante el montaje en taller y el desmontaje posterior a la prueba del equipo.

8.3.6.2 Cuando se suministran herramientas especiales, se deben empaquetar por separado, en cajas de metal robustas y marcadas como "Herramientas especiales para (número de etiqueta y artículo)". Cada herramienta se debe estampar o etiquetar para indicar el uso previsto.

8.4 Inspección, pruebas y preparación para embarque.

8.4.1 Generalidades.

Durante la realización de las inspecciones y pruebas, se debe cumplir con lo indicado en la norma NRF-049-PEMEX-2006 y verificar que el proveedor cumple con los requerimientos establecidos en la norma NRF-111-PEMEX-2006**.**

8.4.1.1 PEMEX debe especificar el alcance de su participación en la inspección y pruebas de materiales y equipo, así como la anticipación de la notificación requerida.

8.4.1.2 Los representantes de PEMEX y del proveedor deben indicar su aprobación a las pruebas de acuerdo con la lista de inspección del Anexo 12.3, mediante la firma, la fecha y el envío de la lista completa a PEMEX antes de su embarque.

8.4.1.3 El representante de PEMEX debe tener acceso a las plantas del proveedor donde la manufactura, prueba o inspección del equipo este siendo realizada previa notificación con anticipación.

8.4.1.4 Es responsabilidad del proveedor notificar a los subcontratistas los requerimientos de PEMEX para las inspecciones y pruebas.

8.4.1.5 El proveedor debe proporcionar a PEMEX con anticipación el programa de inspección y la agenda de pruebas del equipo para su aprobación antes de realizar cualquier inspección o pruebas que PEMEX desee atestiguar u observar, además debe cumplir con lo siguiente:

a) Cuando las pruebas e inspecciones de taller han sido especificadas por PEMEX, se debe realizar una junta entre PEMEX y el proveedor para coordinar los programas de fabricación y visitas de inspección en la fábrica.

b) Para las pruebas de giro mecánico o pruebas de comportamiento, se requiere que el proveedor envié notificación escrita de los resultados de las pruebas preliminares satisfactorias.

c) La inspección o prueba se debe realizar según lo programado y aprobado por PEMEX y el proveedor, y si PEMEX o su representante no se encuentra presente, el proveedor puede proceder a realizar la prueba.

8.4.1.6 El proveedor debe proporcionar el equipo para la inspección y pruebas.

8.4.1.7 El inspector de PEMEX debe tener acceso para revisar el programa de calidad del proveedor.

8.4.2 Inspección.

8.4.2.1 Generalidades.

8.4.2.1.1 El proveedor debe mantener disponibles por lo menos 10 años para su consulta o reproducción por parte de PEMEX o de su representante, los siguientes documentos:

a) Certificados de materiales, tal y como se reporta en la prueba de fábrica.

b) Datos de prueba para verificar que los requerimientos de la norma se han cumplido.

c) Registros de las pruebas y de inspecciones incluyendo tratamientos térmicos y radiografías.

d) Registro de claros para mantenimiento y durante el ensamble final.

8.4.2.1.2 Las piezas sometidas a presión no se deben pintar hasta que se termine la inspección especificada de las piezas.

8.4.2.1.3 Además de lo indicado en el párrafo 8.2.4.1, PEMEX debe especificar para cada componente de la bomba lo siguiente:

a) Una inspección superficial e interna.

b) Tipo de inspección requerida, por ejemplo partículas magnéticas, líquidos penetrantes, radiografía y ultrasonido.

8.4.2.2 Inspección de materiales.

Cuando se requiera o especifique la inspección de soldaduras o materiales por radiografiado, ultrasonido, partículas magnéticas o líquidos penetrantes, se deben aplicar los criterios indicados en los párrafos 8.4.2.2.1 al 8.4.2.2.4, a menos que otros criterios sean especificados por PEMEX. Las fundiciones ferrosas se deben inspeccionar de acuerdo a los párrafos 8.4.2.2.3 y 8.4.2.2.4. Las soldaduras y partes de fundición se deben inspeccionar de acuerdo a los párrafos 8.4.2.2.1 al 8.4.2.2.4.

8.4.2.2.1 Inspección radiográfica.

Debe cumplir lo siguiente:

a) Se debe realizar el radiografiado de acuerdo con los procedimientos del estándar ASTM E 94 o equivalente, y NRF-020-PEMEX-2005.

b) Los criterios de aceptación para soldaduras deben cumplir con los requisitos establecidos en los párrafos UW-51 y UW-52 de la Sección VIII, División 1 del Código ASME o equivalente.

c) Los criterios de aceptación para fundiciones deben cumplir con el apéndice 7 de la Sección VIII, División 1 del Código ASME o equivalente.

8.4.2.2.2 Inspección ultrasónica.

Debe cumplir lo siguiente:

a) Se debe realizar la inspección ultrasónica de acuerdo con los artículos 5 y 23 de la Sección V, del Código ASME o equivalente.

b) Los criterios de aceptación para soldaduras deben cumplir con el apéndice 12 de la Sección VIII, División 1 del Código ASME o equivalente. Los criterios de aceptación para fundiciones deben cumplir con el apéndice 7 de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente.

8.4.2.2.3 Inspección por partículas magnéticas.

Debe cumplir lo siguiente:

a) Se debe realizar la inspección con partículas magnéticas húmedas o secas de acuerdo con el artículo 7 de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente.

b) Los criterios de aceptación para soldaduras deben cumplir con el apéndice 6 de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente. Los criterios de aceptación de los defectos en fundiciones deben cumplir con los requisitos descritos en el apéndice 6 de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente. Para cada tipo de defecto, el grado de severidad no debe exceder los límites especificados en la tabla 2.

Tipo	Defecto	Nivel de severidad máxima
I	Discontinuidad lineal (pliegues en frío)	1
II	Contracción	2
III	Inclusiones	2
IV	Enfriamiento interno y dilatación térmica	1
V	Porosidad	1
VI	Soldaduras	1

Tabla 2.- Severidad máxima de defectos en fundiciones.

8.4.2.2.4 Inspección con líquidos penetrantes.

Debe cumplir lo siguiente:

a) Se debe realizar cumpliendo con el artículo 6 de la Sección V, del Código ASME o equivalente.

b) Los criterios de la aceptación de soldaduras deben cumplir con el Apéndice 8 de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente. Los criterios de aceptación para fundiciones deben cumplir con el apéndice 7 y 24 de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente.

Nota: Independientemente de los límites generalizados en el numeral 8.4.2.2, es responsabilidad del proveedor revisar los límites de diseño de los equipos, en el caso de que sean necesarios requisitos más estrictos. Los defectos que excedan los límites impuestos en el párrafo 8.4.2.2, se deben eliminar y reparar para cumplir los estándares de calidad citados, como se determine por medio de los métodos de inspección especificados.

8.4.2.2.5 Inspección mecánica.

Debe cumplir lo siguiente:

a) Durante el ensamble del equipo y antes de las pruebas, cada componente (incluyendo los pasajes internos de las partes fundidas), la tubería y sus accesorios se deben limpiar químicamente para eliminar material extraño, corrosión e incrustaciones.

b) El sistema de lubricación suministrado debe cumplir con los requisitos de limpieza de la ISO 10438-3.

c) Cuando se especifique, PEMEX puede examinar la limpieza del equipo, de la tubería y sus accesorios suministrados por, o a través del proveedor antes que sean soldadas las tapas de los recipientes, antes de cerrar las aberturas en recipientes o enfriadores, o antes del ensamble final de la tubería.

d) La dureza de las partes, soldadura y zona afectada por el calor se deben verificar y estar dentro de los valores establecidos por el diseño. El método, alcance, documentación, y atestiguamiento de la prueba deben ser convenidos mutuamente por PEMEX y el proveedor

8.4.3 Pruebas.

8.4.3.1 Generalidades.

8.4.3.1.1 El equipo se debe probar de acuerdo a los numerales 8.4.3.2 y 8.4.3.3.

8.4.3.1.2 Por lo menos seis semanas antes de la primera prueba programada, o en una fecha mutuamente acordada, el proveedor debe proporcionar a PEMEX, para la revisión y comentarios, los procedimientos detallados para las pruebas de operación, incluyendo los criterios de aceptación para los parámetros monitoreados.

8.4.3.1.3 El proveedor debe notificar a PEMEX con cinco días hábiles de anticipación la fecha en que el equipo estará listo para la prueba. Si la prueba es reprogramada, el proveedor debe notificar a PEMEX con 5 días hábiles antes de la nueva fecha de la prueba.

8.4.3.1.4 Todos los equipos de medición utilizados para la realización de las pruebas se deben calibrar y verificar de acuerdo a la NRF-111-PEMEX-2006.

8.4.3.2 Prueba hidrostática.

Debe cumplir lo siguiente:

a) Se deben probar hidrostáticamente las partes sometidas a presión (incluyendo auxiliares) a una presión manométrica mínima de 1,5 veces la presión máxima permisible de trabajo, pero a no menos de 150 kPa man (20 lb/pulg^2). El líquido de prueba debe estar a una temperatura mayor que la temperatura de diseño del metal que se esta probando, ver párrafo UG-99(h) de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente.

b) Si la parte a probar opera a una temperatura a la cual la resistencia de un material es menor que la resistencia del material a la temperatura ambiente, entonces la presión de prueba hidrostática se debe multiplicar por un factor obtenido de dividir el esfuerzo a la temperatura ambiente entre el esfuerzo a la temperatura de operación. Los valores del esfuerzo empleados para tuberías deben cumplir con los indicados en el Código ASME B31.3 o equivalente, y para recipientes la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente. La presión así obtenida debe ser la presión mínima, la cual se debe realizar la prueba hidrostática. La hoja de datos debe listar el valor real de las presiones de la prueba hidrostática.

c) Las pruebas, donde sea aplicable, deben cumplir con el Código ASME o equivalente. En caso de que exista discrepancia entre las presiones de prueba indicadas en el Código y las presiones de prueba indicadas en esta especificación, debe aplicar la presión más alta.

d) El contenido de cloruros en los líquidos utilizados no debe de exceder de 50 partes por millón para materiales de acero inoxidable austenítico. Para evitar la acumulación de cloruros como resultado de un secado por evaporación, al finalizar la prueba se debe eliminar el líquido residual de las partes probadas con agua limpia y libre de cloruros.

e) Las pruebas se deben mantener el tiempo necesario para permitir la inspección de las partes sujetas a presión. Se considera satisfactoria la prueba hidrostática cuando no se observen fugas ni filtraciones a través de la carcasa y juntas de la carcasa por un tiempo mínimo de 30 minutos. Las fundiciones grandes y pesadas pueden requerir un período mayor de observación, el cual se debe acordar entre PEMEX y el proveedor. Son aceptables pequeñas fugas a través de los cierres internos requeridos para pruebas de carcasas segmentadas, así como la operación de la bomba de prueba para mantener la presión.

8.4.3.3 Prueba de giro mecánico.

El proveedor debe realizar una prueba de giro mecánico estándar en las bombas para asegurar una operación satisfactoria a las condiciones especificadas. Tales pruebas no necesitan ser realizadas con el líquido especificado ni a las condiciones especificadas.

8.4.3.4 Pruebas adicionales.

a) Prueba de comportamiento.

El proveedor debe operar la bomba completa en su taller por un período suficiente para obtener los datos de prueba, incluyendo velocidad, presión de descarga, presión de succión, eficiencia, capacidad y potencia. Las pruebas aplican para la bomba únicamente, y los valores de potencia y eficiencia deben ser tomados como referencia para la bomba. Sin embargo los datos registrados y reporte final pueden incluir información sobre la unidad completa, incluyendo el accionador y equipo auxiliar.

Nota: Si el desmantelamiento es necesario para corregir las deficiencias de la bomba, las características de las bombas afectadas por la corrección deben ser reestablecidas por pruebas.

b) Tolerancias en pruebas.

Cuando este en operación el banco de pruebas, las bombas deben de estar dentro de las tolerancias de las características nominales o equivalente de prueba siguiente:

Característica	Tolerancia (%)
Capacidad:	
100 por ciento de velocidad	+ 3,0 -0 a capacidad nominal
90 por ciento de velocidad	+ 3,3 -0 a capacidad nominal
60 por ciento de velocidad	+ 5,0 -0 a capacidad nominal
30 por ciento de velocidad	+ 10,0 -0 a capacidad nominal
Potencia nominal (a presión y capacidad nominal)	+ 0
CNPSR (NPSHR) (a capacidad nominal)	+ 0

c) Prueba de carga neta positiva de succión CNPSR (NPSHR) .

La bomba se debe probar para CNPS, a la velocidad nominal y con CNPSD mayor al CNPSR, la capacidad de la bomba debe estar dentro del 3 por ciento de la capacidad nominal en la que no exista cavitación.

8.4.3.5 Datos de prueba.

Inmediatamente a la terminación de cada prueba mecánica y de funcionamiento atestiguada, las copias de los datos registrados se deben entregar a PEMEX o representante.

8.4.4 Preparación para embarque.

Debe cumplir lo siguiente:

a) El equipo se debe preparar para el tipo de embarque especificado. La preparación debe considerar un almacenamiento de 6 meses a la intemperie a partir del tiempo de embarque, sin requerir desensamblar antes de la operación, excepto para inspección de chumaceras y sellos. Si el almacenaje requiere un periodo mayor, PEMEX debe consultar con el proveedor respecto a los procedimientos recomendados que se deben seguir para conservar en buen estado el equipo.

b) El proveedor debe suministrar a PEMEX las instrucciones para conservar la integridad de la preparación del almacenaje después de que el equipo llegue al sitio de trabajo y antes del arranque.

c) El equipo se debe preparar para el embarque después de que las pruebas e inspecciones han sido concluidas y el equipo ha sido aprobado por PEMEX. La preparación debe incluir como mínimo lo siguiente:

c1) Las superficies exteriores sujetas a corrosión atmosférica, con excepción de superficies maquinadas, se deben pintar de acuerdo a la NRF-053-PEMEX-2006.

c2) Se deben cubrir las superficies maquinadas externas con un compuesto que evite su oxidación.

c3) El interior del equipo se debe limpiar y estar libre de rebabas, salpicaduras de soldadura y objetos extraños; y rociado o lavado con un antioxidante adecuado que pueda ser removido con solvente.

c4) Se debe cubrir con una capa de antioxidante soluble en aceite el área interna de acero de los soportes de los cojinetes y sistemas de lubricación de acero al carbono, equipos auxiliares así como reservas, recipientes y tuberías.

c5) Se deben suministrar las conexiones bridadas con tapas de placa metálica de 5 mm (3/16 pulg) de espesor mínimo, con empaques de hule y por lo menos cuatro tornillos del diámetro de los agujeros de las bridas. Se deben utilizar las tuercas suministradas para operación con el fin asegurar la unión de las boquillas.

c6) Las conexiones roscadas abiertas deben ser provistas con tapones metálicos. En ningún caso se deben usar tapones o cubiertas no metálicos (por ejemplo, plástico).

Nota: Estos tapones son de embarque. Los tapones permanentes deben cumplir con el numerales 8.1.3.5.

c7) Se deben identificar claramente los puntos y orejas de izaje en el equipo o en el paquete del equipo. Se debe identificar el arreglo de elevación recomendado en el equipo empacado o embalado.

c8) Se debe identificar el equipo con el número de partida y número de serie. Se deben identificar los materiales embarcados separadamente con una etiqueta de metal resistente a la corrosión, fijada con seguridad, indicando la partida y el número de serie del equipo para el cual es destinado. Además, se debe embarcar el equipo embalado con una lista de empaque por duplicado, una dentro y otra en el exterior del recipiente para embarque.

c9) Se deben envolver con papel a prueba de agua o lienzos encerados las flechas y acoplamientos descubiertos. Se deben sellar las juntas con cinta adhesiva a prueba de aceite.

d) Las conexiones de tuberías auxiliares suministradas en el equipo se deben de etiquetar de acuerdo con la tabla de conexión del proveedor o con los dibujos de arreglo general e indicar el servicio y la conexión.

e) Las piezas de los cojinetes deben de estar totalmente protegidas contra humedad y tierra. Si se colocan en cavidades amplias bolsas con cristales inhibidores de vapor para absorber la humedad, éstas deben de ser colocadas en un área accesible para removerlas con facilidad. Cuando sea aplicable, las bolsas deben ser colocadas dentro de una jaula de alambre adherida a las tapas de las bridas y la localización de la bolsa debe de ser indicada con una etiqueta resistente a la corrosión unida con un alambre de acero inoxidable

f) Una copia del manual de instrucciones de instalación del fabricante se debe empacar y embarcar con el equipo.

g) Se deben identificar para facilitar el reensamble, las conexiones de tuberías auxiliares que tengan que ser retiradas durante el embarque.

8.5 Datos del proveedor.

8.5.1 Generalidades.

8.5.1.1 El proveedor debe suministrar la información de acuerdo a los numerales 8.5.2 y 8.5.3, además debe completar y remitir los formatos de requisitos de datos y dibujos (ver el Anexo 12.4) a la dirección anotada en la orden de compra. Está forma debe detallar el programa para el envió de los dibujos, curvas de funcionamiento, y datos según la fecha convenida en la orden de compra, así como el número y tipo de copias requeridas por PEMEX.

8.5.1.2 Se deben identificar los datos en la carta de transmisión y en los cuadros de referencia o páginas con la siguiente información:

a) Petróleos Mexicanos.

b) El número de trabajo / proyecto.

c) Número de identificación y nombre del servicio del equipo.

d) Número de la orden de compra.

e) Cualquier otra identificación especificada en la orden de compra de PEMEX.

f) El número de identificación de fabricación del proveedor, número de la orden de fabricación, número de serie, u otra referencia requerida para identificar la correspondencia de retorno.

8.5.2 Propuestas.

8.5.2.1 Generalidades.

El proveedor debe remitir a PEMEX, el original y el número especificado de copias de la propuesta a la dirección establecida en la orden de compra. Esta propuesta debe contener, como mínimo los datos especificados en los párrafos 8.5.2.2 al 8.5.2.4 y una declaración específica donde se indique que el sistema y sus componentes cumplen estrictamente con esta especificación. Sí el sistema y sus componentes no están en estricto acuerdo, el proveedor debe incluir una lista específica que detalle y explique cada desviación. El proveedor debe proporcionar la información necesaria para la evaluación de cualquier alternativa de diseño propuesta. La información se debe identificar cumpliendo con el párrafo 8.5.1.2.

8.5.2.2 Dibujos.

8.5.2.2.1 El proveedor debe entregar los dibujos listados en el formato **"**Requisitos de datos y dibujos por el proveedor" Anexo 12.4, los cuales deben incluir los siguientes datos:

a) Arreglo general o diagrama esquemático para cada patín o sistema, mostrando las dimensiones totales, dimensiones del espacio libre para el mantenimiento, pesos totales, peso de montaje y pesos máximos del mantenimiento (indicar por piezas). Dirección de la rotación; tamaño y localización en tres ejes de las conexiones más importantes al límite del patín de PEMEX.

b) Cortes transversales mostrando a detalle el equipo propuesto.

c) Esquemas de los sistema auxiliares, incluyendo sistemas de lubricación, control, eléctrico y listas de materiales.

d) Bosquejos indicando métodos de izaje del equipo ensamblado y sus componentes más grandes.

8.5.2.2.2 Sí se utilizan dibujos típicos, esquemas y lista de materiales, se deben marcar para mostrar su peso correcto, datos de su dimensión y para reflejar el equipo real y su alcance propuesto.

8.5.2.3 Datos técnicos.

Se deben incluir los datos descritos a continuación:

a) Las hojas de datos de PEMEX con la información completa del proveedor, comentarios y literatura para describir los detalles de su oferta.

b) El formato **"**requisitos de datos y dibujos por el proveedor" Anexo 12.4, con un programa para la transmisión o envió de los datos especificados como parte del contrato.

c) Un programa para el embarque del equipo en las semanas posteriores después de recibir la orden.

d) Una lista de los componentes susceptibles de reemplazar más importantes, mostrando su íntercambiabilidad con otras unidades vendidas.

e) Una lista de las partes de repuesto recomendadas para el arranque y propósitos de mantenimiento normales.

f) Una lista de las herramientas especiales suministradas para el mantenimiento. El proveedor debe identificar cualquier componente del sistema métrico incluido en la cotización.

g) Una declaración de cualquier protección a la intemperie y acondicionamiento para o durante el invierno o a condiciones climáticas extremas requeridos para el arranque, operación y periodos de funcionamiento bajo condiciones del lugar especificadas en la hoja de datos del Anexo 12.1. Se recomienda que la declaración muestre los requerimientos de PEMEX y los suministrados por el proveedor.

h) Una tabulación completa de los requisitos de los recursos de uso general, tales como electricidad, aire y productos de lubricación. Los datos aproximados se deben definir e identificar como tales.

i) Una descripción de los procedimientos de las pruebas e inspección de los materiales cumpliendo con el párrafo 8.2.1.3.

j) Una descripción de los requerimientos especiales, cumpliendo con los párrafos 8.1.3.6 punto d), 8.2.1.2, 8.2.2.5, 8.2.4.2, 8.3.3.2 punto c), 8.3.4.1 y 8.4.3.4 punto a), y cualquier otro punto que se incluya en la cotización de PEMEX.

k) Una lista de los equipos instalados y en operación en forma similar bajo condiciones análogas a la de la propuesta.

l) Cualquier restricción en arranque paro u operación requerida para proteger la integridad del equipo.

8.5.2.4 Curvas.

El proveedor debe proporcionar curvas características de funcionamiento que abarquen todo el intervalo de operación, con todas las limitaciones indicadas en dichas curvas.

8.5.2.5 Opciones.

Cuando se especifique, el proveedor debe suministrar los procedimientos para las pruebas especiales.

8.5.3 Datos del contrato.

8.5.3.1 Generalidades.

Debe cumplir lo siguiente:

a) La información del contrato que debe proporcionar el proveedor se especifica en el Anexo 12.4. Cada dibujo y lista de materiales, u hoja de datos debe tener un cuadro de referencia en la esquina inferior derecha, con la fecha de certificación, una referencia a los datos de identificación especificados en el párrafo 8.5.1.2, el número, fecha de la revisión y el título.

b) PEMEX debe revisar los datos del proveedor cuando los reciba, sin embargo, esta revisión no debe constituir el permiso para el desvío de ninguno de los requisitos en la orden a menos que sea acordada por escrito. Después de que los datos hayan sido revisados, el proveedor debe proporcionar copias certificadas en la cantidad especificada.

c) Se debe incluir una lista completa de todos los datos del proveedor con la primera edición de los dibujos principales. Esta lista debe contener títulos, número de dibujos, y un programa de transmisión o envió de todos los datos que el proveedor debe proporcionar, ver Anexo 12.4.

8.5.3.2 Dibujos.

Los dibujos proporcionados por el proveedor deben contener la información que combinada con los manuales indicados en el párrafo 8.5.3.6, permita a PEMEX una correcta instalación, operación y mantenimiento del equipo. Los dibujos deben ser legibles, con los datos de identificación del párrafo 8.5.3.1 punto a). Como mínimo, cada dibujo debe incluir los detalles enlistados en el Anexo 12.4.

8.5.3.3 Datos técnicos.

Los datos se deben proporcionar de acuerdo al Anexo 12.4, e identificar según el párrafo 8.5.3.1 punto a). Cuando sea necesario un cambio en los datos por algún comentario respecto a dibujos o revisión a lo especificado, el cambio se debe anotar en la propuesta del proveedor como parte de la orden, dando lugar a la reedición completa de las hojas de datos.

8.5.3.4 Reportes de avance.

El proveedor debe enviar los reportes de avance a PEMEX en las fechas indicadas en la hoja de Requisitos de datos y dibujos por proveedor, ver Anexo 12.4.

8.5.3.5 Lista de partes y repuestos recomendados.

Debe cumplir lo siguiente:

a) El proveedor debe presentar las listas del equipo y accesorios suministrados. Las listas deben incluir los números únicos de piezas del fabricante, los materiales de construcción y los tiempos de entrega. Los materiales se deben identificar como se especifica en el párrafo 8.2.1.2. Cada parte se debe identificar, mostrando un dibujo con corte transversal o ensamble, para que PEMEX pueda determinar el intercambió de estas partes con otros equipos.

b) Las partes que se han modificado de dimensiones estandarizadas y/o fabricadas para satisfacer los requisitos de operación se deben identificar con el número de parte para el intercambió o para futuros propósitos de duplicado. Las partes estandarizadas se deben identificar con el nombre y número original del proveedor.

c) El proveedor debe indicar en las listas de partes antes mencionadas, cuales repuestos son los recomendables para el arranque y cuales para un mantenimiento normal, ver el párrafo 8.5.2.3 punto e). El proveedor debe remitir las listas a PEMEX después de recibir los dibujos revisados, y con tiempo para permitir la orden y entrega de las partes antes del arranque en campo. La carta de transmisión se debe identificar con los datos especificados en el párrafo 8.5.1.2.

8.5.3.6 Manuales de instalación, operación, mantenimiento y de datos técnicos.

8.5.3.6.1 Generalidades.

El proveedor debe proporcionar instrucciones escritas y una lista de los dibujos para la instalación, operación y mantenimiento del equipo solicitado. Esta información se debe recopilar en un manual o manuales con una hoja de cubierta que contenga una referencia con los datos de identificación especificados en el párrafo 8.5.1.2, una

hoja de índice que contenga los títulos de cada sección, y una lista completa incluyendo los dibujos de referencia por título y número. El manual se debe preparar para una instalación específica y no debe ser típica.

8.5.3.6.2 Manual de instalación.

La información especial requerida para el diseño apropiado de la instalación que no se encuentra en los dibujos se debe recopilar en un manual separado de instrucciones de mantenimiento y operación. Este manual se debe remitir en el tiempo acordado en la orden. El manual debe contener información tal como alineación especial o procedimientos de cimentación, especificaciones de servicios (incluyendo la cantidad), y los datos del diseño de la. instalación, incluyendo cualquier dibujo o dato pertinente especificado en los párrafos 8.5.2.2 y 8.5.2.3. Se deben suministrar los esquemas que muestran la localización del centro de gravedad y suministro de aparejos que permiten el retiro de cualquier subensamble parcial que pese más de 135 kg (300 libras) a menos que se indique de otra manera en el contrato.

8.5.3.6.3 Manuales de operación y mantenimiento.

El proveedor debe suministrar el manual de datos de operación y mantenimiento en idioma español, y remitirlo en un plazo no mayor a dos semanas después de la terminación satisfactoria de las pruebas especificadas. Debe incluir una sección para cubrir las instrucciones especiales para operación en condiciones específicas ambientales extremas y los datos contenidos en el Anexo 12.4.

8.5.3.6.4 Manual de datos técnicos.

El proveedor debe proporcionar un manual en idioma español de datos técnicos a PEMEX en un plazo de 30 días a la terminación de las pruebas de taller.

Para detalles de los requisitos solicitados ver el Anexo 12.4 de este documento.

9. RESPONSABILIDADES.

9.1 Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Vigilar la aplicación de los requisitos y recomendaciones de esta norma de referencia en las actividades de diseño, fabricación, materiales, inspección y pruebas para la adquisición de bombas rotatorias.

9.2 Subcomité Técnico de Normalización.

Efectuar la difusión de las normas de referencia y verificar su cumplimiento en los centros de trabajo adscritos a través de sus respectivas áreas normativas y bajo un sistema de control de documentos

9.3 Área usuaria de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

La verificación del cumplimiento de esta norma de referencia debe ser realizada por el supervisor de PEMEX, a través del procedimiento de revisión aplicado a los proveedores y/o contratistas.

9.4 Firmas de Ingeniería, Proveedores y/o Contratistas.

Cumplir con los requisitos y recomendaciones de esta norma de referencia en las actividades de diseño, fabricación, materiales, inspección y pruebas para la adquisición de bombas rotatorias.

10. CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES.

Esta norma no tiene concordancia con ninguna norma mexicana o internacional.

11. BIBLIOGRAFÍA.

11.1 ABMA Standard 7 -1995 (R 1999) - Shaft and Housing Fits for Metric Radial Ball and Roller Bearings (Except Tapered Roller Bearings Conforming to Basic Boundary Plan (Ajustes a flecha y alojamiento para bolas radiales métricas y chumaceras de rodillo (excepto para chumaceras de rodillo barrenadas conforme al plan básico de frontera)).

11.2 ABMA Standard 11 -1990 (R1999) – Load Ratings and Fatigue Life for Roller Bearings (Características de carga y vida de fatiga para chumaceras de rodilllo).

11.3 ABMA Standard 20 - 1996 – Bearings of Ball, Cylindrical Roller and Spherical Roller Types Metric Design (Diseño métrico de tipos de chumaceras de bola, rodillos cilíndricos y rodillos esféricos).

11.4 AGMA 6010 - 1997 – Standard for Spur, Helical, Herringbone and Bevel Enclosed Drives (Estándar para transmisión cerrada por engranes rectos, helicoidales, doble helicoidal y cónico).

11.5 ANSI/AWS D1.1-2004 - Structural Welding Code - Steel (Acero – código de soldadura estructural)

11.6 API Standard 526-2002 - Flanged Steel Pressure Relief Valves, Fifth Edition (Válvulas bridadas de alivio de presión de acero, quinta edición).

11.7 API Standard 676-1994 - Positive displacement pumps – rotary, Second Edition (Bombas de desplazamiento positivo – rotatorias, segunda edición).

11.8 API 677-2006 - General Purpose Gear Units for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services – Third Edition (Unidades de engranes de propósito general para servicios en la industria de gas y petroquímica, tercera edición).

11.9 ASME B1.1-2003 - Unified Inch Screw Threads (UN and UNR Thread Form) (Roscas de tornillos unificado en pulgadas (Forma de la rosca UN y UNR)).

11.10 ASME B1.20.1-1983 (R 2001) - Pipe Threads, General Purpose (Inch) (Fileteado de tubos de uso general (pulgadas).

11.11 ASME B16.5-2003 - Pipe Flanges and Flanged Fittings NPS 1/2 Through NPS 24 Metric/Inch Standard (Estándar para bridas de tubería y accesorios bridadas con tubería de ½ a 24 metros/pulgadas).

11.12 ASME B16.11-2001 – Forged Fittings, Socket-Welding and Threaded (Accesorios forjados, soldadura insertada y fileteada)

11.13 ASME B31.3 -2004 – Process Piping (Tubería de procesos).

11.14 ASME SECTION V – 2004 Nondestructive examinations (Pruebas no destructivas).

11.15 ASME SECTION VIII DIVISIÓN 1 - 2004 - Rules for Constructión of Pressure Vessels (Reglas para construcción de recipientes a presión).

11.16 ASME SECTION IX – 2004 - Welding on Brazing Qualificatión (Calificaciones de soldadura eléctrica y autógena)

11.17 ASTM A 48/A 48M - 03 Standard Specification for Gray Iron Castings (Especificación estándar para fundiciones moldeadas de hierro).

11.18 ASTM A 105/A 105 M -05 Standard Specification for Carbon Steel Forgings for Piping Applications (Especificación estándar para forjas de acero al carbono para aplicaciones en tubería).

11.19 ASTM A 108 – 2003 (Editorial changes 2005) Standard Specification for Steel Bar, Carbon and Alloy, Cold-Finished (Especificación estándar para barras de acero, carbono y aleaciones, terminado en frío).

11.20 ASTM A 153/A 153M-05 - Standard Specification for Zinc Coating (Hot-Dip) on Iron and Steel Hardware (Norma estándar para cubierta de zinc (temple en caliente) en equipo de acero y moldeable)

11.21 ASTM A 182/A 182M – 2007 Standard Specification for Forged or Rolled Alloy and Stainless Steel Pipe Flanges, Forged Fittings, and Valves and Parts for High-Temperature Service (Especificación estándar para bridas de tubería de acero aleado forjado o rolado, accesorios forjados y válvulas y partes para servicio de alta temperatura).

11.22 ASTM A 192/A 192M -2002 Standard Specification for Seamless Carbon Steel Boiler Tubes for High-Pressure Service (Especificación estándar para tubería para calentadores de acero al carbono sin costura para servicio de alta presión).

11.23 ASTM A 193/A 193M -06/A - Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High-Temperature Service (Especificación estándar para aleación de acero y acero inoxidable de materiales de tornillos para servicio a alta temperatura).

11.24 ASTM A 194/A 194M -06/A- Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both (Especificación estándar para tornillos y tuercas de carbono y aleación de acero para servicio a presiones altas y temperaturas altas, o ambas).

11.25 ASTM A 210/A 210M – 2002 Standard Specification for Seamless Medium-Carbon Steel Boiler and Superheater Tubes (Especificación estándar para calentadores de acero al carbono con media sin costura y tubos recalentados).

11.26 ASTM A 216/A 216M – 07 Standard Specification for Steel Castings, Carbon, Suitable for Fusion Welding, for High-Temperature Service (Especificación estándar para fundiciones de acero, carbono, indicadas para soldaduras con fusión, para servicio con alta temperatura).

11.27 ASTM A 217/A 217M – 2007 Standard Specification for Steel Castings, Martensitic Stainless and Alloy, for Pressure-Containing Parts, Suitable for High-Temperature Service (Especificación estándar

de fundiciones de acero, acero inoxidable martensítico y aleaciones, para partes a presión, indicados para servicio de alta temperatura).

11.28 ASTM A 240/A 240M – 2007 (E2007) Standard Specification for Chromium and Chromium-Nickel Stainless Steel Plate, Sheet, and Strip for Pressure Vessels and for General Applications (Especificación estándar de placas, hojas y tiras de acero inoxidable, cromo y niquel cromo para recipientes a presión y para aplicaciones en general).

11.29 ASTM A 247–06 - Standard Test Method for Evaluating the Microstructure of Graphite in Iron Castings (Método estándar de prueba para evaluación de microestructura de grafito en fundiciones moldeadas)

11.30 ASTM A 269 - 2007 Standard Specification for Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Tubing for General Service (Especificación estándar para tubing con y sin costura de acero inoxidable para servicios generales).

11.31 ASTM A 276 - 2006 Standard Specification for Stainless Steel Bars and Shapes (Especificación estándar de barras y perfiles de acero inoxidable).

11.32 ASTM A 278/A 278M – 2001 (R.2006**)** Standard Specification for Gray Iron Castings for Pressure-Containing Parts for Temperatures Up to 650 Degrees F (350 Degrees C) (Especificación estándar para fundiciones moldeadas de hierro gris para partes a presión para temperaturas arriba de los 350°C (650 °F))

11.33 ASTM A 312/A 312M – 2006 Standard Specification for Seamless, Welded, and Heavily Cold Worked Austenitic Stainless Steel Pipes (Especificación estándar para tubería de acero inoxidable austenítico trabajado fuertemente en frío, con y sin costura).

11.34 ASTM A 320–05/A - Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for Low-Temperature Service (Especificación estándar para materiales de tornillos de acero inoxidable y de aleación de acero para servicio a temperaturas bajas).

11.35 ASTM A 322 - 2007 Standard Specification for Steel Bars, Alloy, Standard Grades (Especificación estándar para barras de acero, aleación, grados estándar).

11.36 ASTM A 351/A 351M–06 - Standard Specification for Castings, Austenitic, for Pressure-Containing Parts (Norma estándar para fundiciones austeníticas y austeníticas-ferríticas (duplex) para partes sujetas a presión).

11.37 ASTM A 395/A 395M–99/04 - Standard Specification for Ferritic Ductile Iron Pressure-Retaining Castings for Use at Elevated Temperatures (Especificación estándar para fundiciones de contención de presión de hierro dúctil ferroso para uso a temperaturas elevadas).

11.38 ASTM A 395/A 395M - 1999 (Reapproved 2004) Standard Specification for Ferritic Ductile Iron Pressure-Retaining Castings for Use at Elevated Temperatures (Especificación estándar para fundiciones que retienen presión de hierro dúctil ferrítico para uso en temperaturas elevadas).

11.39 ASTM A 403/A 403M - 2007 Standard Specification for Wrought Austenitic Stainless Steel Piping Fittings (Especificación estándar para accesorios de tuberías de acero inoxidable austenítico conformado).

11.40 ASTM A 436 – 84 (Reapproved 2006) Standard Specification for Austenitic Gray Iron Castings (Especificación estándar para fundiciones de hierro gris austenítico).

11.41 ASTM A 439 – 83 (Reapproved 2004) Standard Specification for Austenitic Ductile Iron Castings (Especificación estándar para fundiciones de hierro ductile austenítico).

11.42 ASTM A 494/A 494M – 07 Standard Specification for Castings, Nickel and Nickel Alloy (Especificación estándar para fundiciones de niquel y aleación de niquel).

11.45 ASTM A 515/ A 515M-03 - Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Intermediate- and Higher-Temperature Service (Especificación estándar para placas de envases a presión, de acero al carbono, para servicio a temperaturas altas e intermedias).

11.46 ASTM A 563/A 563M-04/A - Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts (Norma estándar para tuercas de carbono y aleación de acero).

11.47 ASTM A 564/A 564M – 04 Standard Specification for Hot-Rolled and Cold-Finished Age-Hardening Stainless Steel Bars and Shapes (Especificación estándar para barras y perfiles de acero inoxidable rolados en caliente, endurecido estructural y terminado en frío).

11.48 ASTM A 576 – 90b (Reapproved 2006) Standard Specification for Steel Bars, Carbon, Hot-Wrought, Special Quality (Especificación estándar barras de acero, carbono, forjado en caliente, calidad especial).

11.49 ASTM A 582/ A 582M – 2005 Standard Specification for Free-Machining Stainless Steel Bars (Especificación estándar para barras de acero inoxidable de libre maquinado).

11.50 ASTM A 743/A743M – 2006 Standard Specification for Castings, Iron-Chromium, Iron-Chromium-Nickel, Corrosion Resistant, for General Application (Especificación estándar para fundiciones de hierro- niquel- cromo, hierro-cromo y resistente a la corrosión para aplicación en general).

11.51 ASTM A 744/A 744M – 06 Standard Specification for Castings, Iron-Chromium-Nickel, Corrosion Resistant, for Severe Service (Especificación estándar para fundiciones de hierro- niquel- cromo, hierro-cromo y resistente a la corrosión para servicio severo).

11.52 ASTM A 747/A 747M – 07 Standard Specification for Steel Castings, Stainless, Precipitation Hardening (Especificación estándar para fundiciones de acero, inoxidable, dureza de la precipitación).

11.53 ASTM B 23 - 2000 (R2005) Standard Specification for White Metal Bearing Alloys (Known Commercially as “Babbitt Metal”) (Especificación estándar para aleaciones de chumaceras de metal blanco conocido como metal babbit).

11.54 ASTM B 124/B 124M - 2006 Standard Specification for Copper and Copper Alloy Forging Rod, Bar, and Shapes (Especificación estándar para rodillos, barras y perfiles para forjas de cobre y aleación de cobre).

11.55 ASTM B 127–05 - Standard Specification for Nickel-Copper Alloy (UNS N04400) Plate, Sheet, and Strip (Especificación estándar para placa, lámina y cinta de aleaciones de níquel-cobre (UNS N0440).

11.56 ASTM B 139/B 139M – 2006 Standard Specification for Phosphor Bronze Rod, Bar, and Shapes (Especificación estándar para rodillos, barras y perfiles de bronce fósforo).

11.57 ASTM B 164 – 2003 Standard Specification for Nickel-Copper Alloy Rod, Bar, and Wire (Especificación estándar para rodillos, barras y perfiles de níquel cobre).

11.58 ASTM B 473 – 07 Standard Specification for UNS N08020, UNS N08024, and UNS N08026 Nickel Alloy Bar and Wire (Especificación estándar de barras y alambres de aleación de níquel UNS N08020, UNS N08024 Y UNS N08026).

11.59 ASTM B 474 - 2003 Standard Specification for Electric Fusion Welded Nickel and Nickel Alloy Pipe (Especificación estándar tubería de níquel y de aleación de níquel con costura por fusión eléctrica).

11.60 ASTM B 564 – 06a Standard Specification for Nickel Alloy Forgings (Especificación estándar para forjas de aleación de níquel).

11.61 ASTM B 574 – 06 Standard Specification for Low-Carbon Nickel-Chromium-Molybdenum, Low-Carbon Nickel-Molybdenum-Chromium-Tantalum, Low-Carbon Nickel-Chromium-Molybdenum-Copper, and Low-Carbon Nickel-Chromium-Molybdenum-Tungsten Alloy Rod1 (Especificación estándar para rodillos de aleación de níquel-cromo-molibdeno-tungsteno de bajo carbono y cobre- molibdeno –cromo –níquel de bajo carbono, tantalio –cromo –molibdeno –níquel de bajo carbono y molibdeno –cromo –níquel de bajo carbono).

11.62 ASTM B 575 – 06 Standard Specification for Low-Carbon Nickel-Chromium-Molybdenum, Low-Carbon Nickel-Chromium-Molybdenum-Copper, Low-Carbon Nickel- Chromium-Molybdenum-Tantalum, and Low-Carbon Nickel- Chromium-Molybdenum-Tungsten Alloy Plate, Sheet, and Strip (Especificación estándar para placa, hoja y tiras de aleaciones de níquel –cromo –molibdeno de bajo carbono, níquel –cromo –molibdeno –cobre de bajo carbono, níquel –cromo –molibdeno –tantalio de bajo carbono y níquel –cromo –molibdeno –tungsteno de bajo carbono).

11.63 ASTM B 584 REV A - 2006 Standard Specification for Copper Alloy Sand Castings for General Applications in Automotive Applications (Especificación estándar para fundiciones con moldeado de aleación de cobre para aplicaciones generales en aplicaciones automotrices).

11.64 ASTM B 637 – 2006 Standard Specification for Precipitation-Hardening Nickel Alloy Bars, Forgings, and Forging Stock for High-Temperature Service (Especificación estándar para barras, forjas y material forjado de aleación de níquel endurecido por precipitación para servicio a alta temperatura).

11.65 ASTM B 670 – 2002 Standard Specification for Precipitation-Hardening Nickel Alloy (UNS N07718) Plate, Sheet, and Strip for High-Temperature Service (Especificación estándar para placa, hoja y tiras de aleación de níquel (UNS N07718) endurecido por precipitación para servicio en alta temperatura).

11.66 ASTM D 1418 – 2006 Standard Practice for Rubber and Rubber Latices – Nomenclatura (Práctica estándar para caucho y latex de caucho - nomenclatura).

11.67 ASTM D 2000 REV A – 2006 (E 2007) Standard Classification System for Rubber Products (Sistema de clasificación estándar para productos de caucho).

11.68 ASTM E 94– 04 - Standard Guide for Radiographic Examination (Guía estándar para exámen radiográfíco).

11.69 NACE - Corrosion Engineer's Reference Book, Third Edition (Libro de referencia para ingenieros en corrosión, tercera edición).

11.70 NACE No.3SSPC-SP-6-1999 (R 1999) Joint Surface Preparation Standard. (Estándar para la preparación de superficies de junta).

12. ANEXOS.

12.1 Anexo 1 (Informativo) Hoja de datos de bombas rotatorias

12.2 Anexo 2 (Normativo) Especificaciones de material.

Tabla 3. Especificaciones de Material para Partes de Bombas Rotatorias.

Tabla 4. Materiales Diversos.

12.3 Anexo 3 (Normativo) Lista de comprobación del inspector.

12.4 Anexo 4 (Normativo) Requisitos de datos y dibujos por el proveedor.

12.5 Anexo 5 (Informativo) Carga neta positiva de succión disponible contra la presión neta positiva de entrada

12.6 Anexo 6 (Normativo) Materiales de sellos

Tabla 5. Descripción de materiales misceláneos para partes de sellos mecánicos.

Tabla 6. Especificaciones de materiales ASTM o sus equivalentes para partes de sello mecánicos

Tabla 7. Límites de temperatura para empaques de sellos para servicio de hidrocarburos

Tabla 8. Guía para límites de temperatura para empaques de sellos secundarios para servicio de hidrocarburos.

12.7 Anexo 7 (Normativo) Presentación de documentos equivalentes.

12.1 Anexo 1 (Informativo) Hoja de datos de bombas rotatorias

BOMBAS ROTATORIAS
HOJA DE DATOS
SISTEMA INTERNACIONAL

PÁGINA: 1 **DE** 2
PROYECTO No.: _____ **PARTIDA No.:** _____
ORD. DE COMPRA: _____ **FECHA:** _____
REQUISICIÓN No. _____ **POR:** _____
REVISIÓN: _____ **FECHA:** _____

APLICABLE A : O PROPUESTA O COMPRA O COMO SE CONSTRUYÓ

PARA: _____ CLAVE DE UNIDAD: _____
SITIO: _____ No. DE BOMBAS REQUERIDAS: _____
SERVICIO: _____ TAMAÑO Y TIPO: _____
FABRICANTE: _____ No. SERIE: _____

NOTA: O INDICA INFORMACIÓN POR PEMEX ☐ POR EL PROVEEDOR

GENERAL

No. DE MOTORES: _____ OTRO TIPO DE ACCIONADOR: _____
No. PARTIDA DE LA BOMBA: _____ No. PARTIDA DE LA BOMBA: _____
No. PARTIDA DEL MOTOR: _____ No. PARTIDA DEL ACCIONADOR: _____ No. DE ENGRANES: _____
MOTOR SUM. POR: _____ ACCIONADOR SUM. POR: _____ ENGRANES SUM. POR: _____
MOTOR MONTADO POR: _____ ACCIONADOR MONTADO POR: _____ ENGRANES MONT. POR: _____
H. D. DEL MOTOR No: _____ H. D. DEL ACCIONADOR No: _____ H. D. ENGRANES No. _____

O CONDICIONES DE OPERACIÓN

O FLUJO @ PT m^3/h:
@ VISCOSIDAD MÁXIMA _____ @ VISCOSIDAD MÍNIMA _____
O PRESIÓN DE DESCARGA kPa:
MÁXIMO _____ MÍNIMO _____
O PRESIÓN DE SUCCIÓN kPa:
MÁXIMO _____ MÍNIMO _____
O PRESIÓN DIFERENCIAL kPa:
MÁXIMO _____ MÍNIMO _____
O NPSH DISPONIBLE m: _____
O POTENCIA HIDRÁULICA kW: _____

O LIQUIDO

O TIPO DE LÍQUIDO: _____
O TEMPERATURA DE BOMBEO ºC:
NORMAL _____ MÁX _____ MÍN _____
O GRAV. ESPECIF. _____ MÁX _____ MÍN _____
O CALOR ESPEC. Cp: _____ kJ/kgºC
O VISCOSIDAD Pa•s: _____ MÍN _____ MÁX
O AGENTE CORROSIVO / EROSIVO: _____
O CONC. DE CLORURO ppm: _____
O CONC. DE H_2S ppm: _____
LÍQUIDO: O TOXICO O INFLAMABLE O OTRO: _____

☐ COMPORTAMIENTO

☐ CAPACIDAD NORMAL m^3/h: _____
☐ NPSH REQUERIDO m: _____
☐ VELOCIDAD NOMINAL r/min: _____
☐ DESPLAZAMIENTO m^3/h: _____
☐ EFICIENCIA VOLUMÉTRICA %: _____
☐ EFICIENCIA MECÁNICA %: _____
☐ kW @ VISCOSIDAD MÁXIMA: _____
☐ kW @ AJUSTE DE LA VÁLVULA DE ALIVIO: _____
☐ MÁXIMA VELOCIDAD PERMISIBLE: r/min _____
☐ MÍNIMA VELOCIDAD PERMISIBLE: r/min _____

O DATOS DE UBICACIÓN Y SERVICIOS

LOCALIZACIÓN: O INTERIOR O INTEMPERIE
O TROPICAL O AMB. MARINO O BAJO TECHO
O CLASF. ÁREA ELEC. CLASE _____ GRUPO _____ DIV. ____
O REQ. PROTECCION AMB. O REQ. TROPICALIZACIÓN
DATOS DEL SITIO:
O RANGO TEMP. AMB. MÍN/MÁX _____ / _____C
CONDICIONES INUSUALES:
O POLVO O VAPORES O ATM. MARINA
O OTROS _____
O CONDICIONES DE LOS SERVICIOS:

ELEC.	ACCIONADOR	CALENTADOR	CONTROL	PARO
VOLTAJE				
HERTZ				
FASE				

AGUA DE ENFRIAMIENTO:

	ENTRADA	RETORNO	DISEÑO	ΔMÁX
TEMP. ºC	MÁX			
PRES. kPa	MIN			

☐ CONSTRUCCIÓN

CONEXIONES	DIÁMETRO	PN (CLASE)	CARA	POSICIÓN
SUCCIÓN				
DESCARGA				
LAVADO				
DREN				
VENTEO				
CAMISA				

TIPO
☐ ENGRANAJE INTERNO ☐ DOBLE TORNILLO ☐ ROTOR DE PALETAS
☐ ENGRANAJE EXTERNO ☐ TRIPLE TORNILLO ☐ CAVIDAD PROGRESIVA
TIPO DE ENGRANES
☐ RECTO ☐ HELICOIDAL
☐ OTRO _____

AIRE DE INSTRUMENTOS:
MAX MIN
PRESIÓN kPa : _____ _____

12.1 Anexo 1 (Informativo) Hoja de datos de bombas rotatorias

BOMBAS ROTATORIAS
HOJA DE DATOS
SISTEMA INTERNACIONAL

PÁGINA: 2 **DE** 2
PROYECTO No.: _____ **PARTIDA No.:** _____
ORD. DE COMPRA: _____ **FECHA:** _____
REQUISICIÓN No. _____ **POR:** _____
REVISIÓN: _____ **FECHA:** _____

CONSTRUCCION (CONTINUACIÓN)

CARCASA
☐ PRESION MAX. PERMISIBLE _____ kPa @ _____ °C
☐ PRES. PRUEBA HIDROSTÁTICA _____ kKPa @ _____ °C
☐ MONTAJE DEL ROTOR ☐ ENTRE COJINETES ☐ CANTILIVER
ENGRANES DE SINCRONIZACION ☐ SI ☐ NO
TIPO DE RODAMIENTO: ☐ RADIAL _____ ☐ EMPUJE _____
TIPO DE LUBRICACIÓN: ○ DE NIVEL CONSTANTE
☐ FLUIDO BOMBEADO ☐ POR ANILLO ☐ NEBLINA DE ACEITE
☐ EXTERNO ☐ POR INUNDACION ☐ GRASA
☐ TIPO DE LUBRICANTE: _____

○ SELLOS MECANICOS: _____
☐ FABRICANTE Y MODELO: _____

☐ CÓDIGO DE FABRICANTE: _____
○ ISO 21049PLAN DE LAVADO DE SELLOS: _____
☐ ISO 21049 CÓDIGO DE SELLOS: _____
○ EMPAQUE ○ ANILLO LINTERNA
☐ FABRICANTE Y TIPO _____ ☐ No. DE ANILLOS _____

MECANISMO DEL ACCIONADOR

○ ACOPLAMIENTO DIRECTO ○ BANDA EN V ☐ TREN DE ENGRANES
☐ FABRICANTE DEL ACOPLAMIENTO: _____

ACCIONADOR

☐ MOTOR: _____
☐ FABRICANTE: _____
☐ TIPO: _____
○ ARMAZON No.: _____
○ VELOCIDAD CONSTANTE: _____
○ VELOCIDAD VARIABLE: _____
○ Potencia kW _____ r/min: _____
○ VOLTS: _____ ○ FASE: _____
○ HERTZ: _____ _____
FACTOR DE SERVICIO: _____
○ CLASIFICACIÓN DE ÁREA: _____

OTROS REQUERIMIENTOS DE PEP

UNIDADES DE LA PLACA DE IDENTIFICACIÓN:
○ SISTEMA INTERNACIONAL DE UNIDADES
○ SUMINISTRO DE VÁLVULAS DE ALIVIO: ○ SI ○ NO
TUBERÍA PARA LA JUNTA DE DESCARGA SUMINISTRADA POR:
○ PROVEEDOR DE LA BOMBA ○ OTROS
TUBERÍA PARA LA REFRIGERACIÓN/CALEFACCIÓN SUM. POR:
○ PROVEEDOR DE LA BOMBA ○ OTROS

MATERIALES

☐ CARCASA: _____
☐ ESTATOR: _____
☐ PLACA EXTERNA: _____
☐ ROTOR(ES): _____
☐ PALETAS: _____
☐ FLECHA: _____
☐ CAMISA(S): _____
☐ PRENSAESTOPAS: _____
☐ ALOJAMIENTO DEL RODAMIENTO: _____
☐ ENGRANES DE SINCRONIZACION: _____
○ PRUEBAS ESPECIALES PARA MATERIAL (8.2.1.3): _____
○ PRUEBAS DE MATERIALES PARA AMBIENTES DE BAJA TEMPERATURA (8.2.5): _____

INSPECCIÓN Y PRUEBAS

○ CONFORMIDAD CON LA LISTA DE INSPECCIÓN
○ CERTIFICACIÓN DE MATERIALES
○ CLAROS DEL ENSAMBLE FINAL
○ INSPECCIÓN SUPERFICIAL E INTERNA
○ RADIOGRAFÍA: _____
○ ULTRASONIDO: _____
○ PART. MAGNÉTICAS: _____
○ LIQUIDOS PENETRANTES: _____

○ PRE LIMPIEZA PARA EL ENSAMBLE FINAL:
○ DUREZA DE PARTES, SOLDADAS Y ZONAS AFECTADAS POR EL CALOR
○ PROCEDIMIENTOS PARA PRUEBAS OPCIONALES:

PRUEBAS:	REQ.	ATESTIGUADA	OBS.
HIDROSTÁTICA	●	○	○
GIRO MECANICO	●	○	○
COMPORTAMIENTO	○	○	○
NPSH	○	○	○

PREPARACIÓN PARA EMBARQUE

○ DOMÉSTICO ○ EXPORTACIÓN ○ CAJA DE EXPORTACIÓN
○ ALMACENAMIENTO A LA INTEMPERIE PARA MAS DE 6 MESES

PESO Kg

☐ BOMBA: _____ ☐ BASE: _____
☐ REDUCTOR: ☐ ACCIONADOR:

OTRO ACCIONADOR

_____
_____
_____
_____
_____
_____

12.2 Anexo 2 (Normativo) Especificaciones de material

Clase de material	Especificación ASTM o equivalente			
	Carcasa	Forjas	Barra	Tornillos y pernos
Hierro fundido	A 278 o A 48	-	-	-
Hierro nodular	A 395	-	-	-
Acero al carbono	A 216, Gr WCA o Gr WCB	A 105	A 576 o A 108	-
Bronce	B 584	-	B 139	B 124
Acero al 5% cromo	A 217, Gr C5	A 182, Gr F5	-	-
Acero al 12% cromo	A 744/A 744M	A 182, Gr F6	A276, tipo 410 o 582, tipo 416	A 193, Gr B6
Acero inoxidable 18-8	A 744/A 744M	A 182, Gr F304	A 276, tipo 304	A 193, Gr B8
Acero inoxidable 316	A 744/A 744M	A 182, Gr F316	A 276, tipo 316	A 193, Gr B8M
Acero AISI 4140	-	-	A 322, Gr 4140	A 193, Gr B7

Tabla 3, Especificaciones de Material para Partes de Bombas Rotatorias.

La tabla 3 debe ser utilizada como guía para las especificaciones de materiales.

12.2 Anexo 2 (Normativo) Especificaciones de material (continuación)

Material	Descripción
Aleación 20	ASTM B 473, UNS 8029 (forjado); ASTM A 744, grado CN7M (fundición) o equivalente.
Babbit	ASTM B 23, grados 1-9, como requiera el proveedor, de acuerdo a las condiciones de servicio.
bronce	ASTM B 584, UNS C87200 (bronce silicón) o C95800 (níquel aluminio bronce) o equivalente.
Carbono	Carbono mecánicamente adecuado a la recomendación del proveedor para las condiciones de servicio.
Flouroelastómero FKM	ASTM D 1418 o equivalente
Grafito flexible	Grafoil de Union Carbide o equivalente.
Cara endurecida	Estelita o equivalente, colomonoy o equivalente, carburo de tungsteno tipo 3 o capa soldada de 0,8 mm de espesor.
Carburo de tungsteno tipo 1	Como se requiera para condiciones de servicio (con aglutinante de cobalto) parte sólida, sin recubrimiento.
Carburo de tungsteno 2	Como se requiera para condiciones de servicio (con aglutinante de níquel) parte sólida, sin recubrimiento.
Carburo de tungsteno tipo 3	Recubrimiento por rociado según lo requerido para las condiciones de servicio, con capa de aspersión de 0,8 mm.
Monel (aleación níquel-cobre)	ASTM A 494, grado M30C (fundición soldable) o equivalente. ASTM B 164, clase A UNS N04400 (barra) o equivalente.
Ni-resist	ASTM A 436, tipo 1, 2 ó 3 (hierro fundido austenítico) o equivalente. ASTM A 439, tipo D2 (hierro dúctil austenítico) o equivalente.
Nitrilo	ASTM D 2000 BG-FG o equivalente.
Politetrafluoro etileno PTFE	Teflón o equivalente.
PTFE rellenado de vidrio	PTFE con 25% de vidrio.
Acero inoxidable endurecido por precipitación	ASTM A 564, grado 630 / 631 (forjado) o equivalente. ASTM A 747, acero inoxidable, grado CB7C (fundición) o equivalente.
Hoja de empaque	Material de fibras largas con hule sintético como aglutinante o espirales de acero inoxidable.
Carburo de silicón	RBSiC o SSSiC.

Tabla 4, Materiales Diversos.

12.3 Anexo 3 (Normativo) Lista de Comprobación del Inspector

Lista de comprobación del inspector				
	CONCEPTO	FECHA DE INSPECCIÓN	INSPECCIONADO POR	ESTADO
1	CERTIFICACIÓN DE MATERIALES (8.2.1.2) (8.4.2.1.1.a))			
2	INSPECCIONES NO DESTRUCTIVAS (COMPONENTES) (8.2.1.3)			
3	OPERADORES Y PROCEDIMIENTOS CALIFICADOS DE SOLDADURA (8.2.4.1) (8.2.4.3)			
4	FLECHAS DE ROTACIÓN (8.2.6.2)			
5	DATOS EN LA PLACA DE IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO (8.2.6.1)			
6	DIMENSIONES TOTALES Y LOCALIZACIONES DE LAS CONEXIONES (*)			
7	DIMENSIONES DE LA BRIDA DE LA BOQUILLA (*)			
8	DISPOSICIÓN Y TAMAÑO DE LOS PERNOS DE ANCLAJE (*)			
9	DIMENSIONES DE LA FLECHA Y RANURADO (°)			
10	BARRENOS DE ZAPATAS DEL EQUIPO (8.1.2.8)			
11	CARACTERÍSTICAS DE LA VÁLVULA DE ALIVIO (8.3.4.1) (8.3.4.2)			
12	INSPECCIÓN DE TUBERÍA (8.3.5.1)			
13	HERRAMIENTAS ESPECIALES (8.3.6)			
14	DOCUMENTACIÓN DE PRUEBAS (8.4.2.1.1.c))			
15	DATOS DE MANTENIMIENTO Y TOLERANCIAS DE CLAROS (8.4.2.1.1.d))			
16	COMPONENTES INSPECCIONADOS PARA LIMPIEZA DE LÍNEAS (ENLISTAR CADA UNO) (8.4.2.2.5.c))			
17	PRUEBAS DE DUREZA (8.4.2.2.5.d))			
18	PRUEBAS HIDROSTÁTICAS (8.4.3.2)			
19	PRUEBAS DE GIRO MECÁNICO (8.4.3.3)			
20	PRUEBAS DE COMPORTAMIENTO (8.4.3.4.a))			
21	PRUEBA NPSH (8.4.3.4.c))			
22	PREPARACIÓN PARA EMBARQUE (8.4.4)			
23	PINTURA (8.4.4.c1))			
24	DOCUMENTOS Y ETIQUETAS DE EMBARQUE (8.4.4.c8))			

(*) Chequeo cruzado con los dibujos dimensionales certificados.

12.4 Anexo 4 (Normativo) Requisitos de datos y dibujos por el inspector

BOMBA DE ROTATORIAS
REQUISITOS DE DATOS Y DIBUJOS POR EL PROVEEDOR

PROYECTO No.: _____ **PARTIDA No.:** _____
ORD. DE COMPRA: _____ **FECHA:** _____
REQUISICIÓN No. _____ **FECHA:** _____
INVESTIGACIÓN No. _____ **FECHA:** _____
PÁGINA: 1 **DE** 1 **POR:** _____

PARA: _____ REVISIÓN: _____
SITIO: _____ UNIDAD: _____
SERVICIO: _____ No REQUERIDO: _____

Propuesta [a] — El licitador suministrara ------- copias de todos los datos de los conceptos indicados por X
Revisión [b] — El Proveedor suministrara ------- copias y -------transparencia de dibujos y datos indicados
Final [c] — El Proveedor suministrara ------- copias y -------transparencia de dibujos y datos indicados
El Proveedor suministrara ------- manuales de operación y mantenimiento

REGISTRO DE DISTRIBUCIÓN
Final – Recibido de parte del proveedor
Final – Pendiente del proveedor [C]
Revisión - Regresado al proveedor
Revisión - Recibido de parte del proveedor
Revisión - Pendiente del proveedor [C]

			DESCRIPCIÓN					
			1. Dibujo de detalle dimensional certificado y lista de conexiones.					
			2. Dibujo de sección transversal y lista materiales.					
			3. Dibujos del ensamble del rotor y lista de materiales.					
			4. Dibujos del ensamble de cojinetes de empuje axial y lista de materiales.					
			5. Dibujos de ensamble de cojinetes radiales y lista de materiales.					
			6. Dibujos de ensamble del acoplamiento para transmisión y lista de materiales.					
			7. Diagramas esquemáticos de aceite de lubricación y lista de materiales.					
			8. Diagramas esquemáticos eléctricos y de instrumentación y lista de materiales.					
			9. Dibujos de ensamble eléctricos y de instrumentación y listas de conexiones.					
			10. Tabulación de requerimientos de utilidad.					
			11. Curva de potencia de salida en la flecha contra torque.					
			12. Cargas permisibles en bridas.					
			13. Diagrama del acoplamiento para transmisión.					
			14. Procedimientos de soldadura.					
			15. Certificado de prueba hidrostática.					
			16. Certificados de operación mecánica.					
			17. Registro de prueba de funcionamiento.					
			18. Procedimientos de prueba no destructiva.					
			19. Procedimientos de pruebas especiales y opcionales (ver 8.4.3.4).					
			20. Certificado prueba de fabrica.					
			21. Hojas de datos de cómo se construyo.					
			22. Dimensiones de cómo se construyo y datos.					
			23. Manual de instalación.					
			24. Manuales de operación y mantenimiento.					
			25. Recomendaciones para partes de repuesto.					
			26. Ingeniería, fabricación y programa de entrega (reportes de avance).					
			27. Lista de dibujos.					
			28. Lista de embarque.					
			29. Lista de herramientas especiales suministradas para el mantenimiento.					
			30. Manual de datos técnicos.					
			31. Hojas de datos de aseguramiento del material.					

[a] Los dibujos de Propuesta y datos que no tienen que ser certificados o "como se construyo". Los datos típicos deben ser identificados claramente como tales
[b] El comprador indicará en esta columna el intervalo de tiempo para suministrar los materiales usando la nomenclatura dada al final de esta forma
[C] El licitador terminará estas dos columnas para reflejar su horario real de distribución y para incluir esta forma con su oferta

NOTAS:
1. Envié todos los dibujos y datos a: _____

2. Todos los dibujos y datos deben mostrar proyecto, aprobación, orden de compra, números de artículos además de la ubicación de la planta y unidad. Además de las copias arriba especificadas, un juego de dibujos e instructivos necesarios para la instalación en campo que debe remitirse con el embarque.
Nomenclatura:
_____ S – número de semanas antes del embarque
_____ F – número de semanas después de firmada la orden
_____ D – numero de semanas después de recibir los dibujos aprobados

PROVEEDOR: _____

FECHA: _____ REFERENCIA DEL PROVEEDOR: _____

FIRMA: _____
(Firma con acuse de recibo de todas las instrucciones)

12.4 Anexo 4 (Normativo) Requisitos de datos y dibujos por el inspector (continuación)

Descripción del alcance

1) Dibujos de detalles dimensionales certificados y una lista de las conexiones, incluyendo lo siguiente:

a) Tamaño, clase y localización de todas las conexiones de PEMEX.

b) Pesos totales de manejo aproximados.

c) Dimensiones totales.

d) Altura de la línea de centros.

e) Dimensiones completas de las placas de montaje (si se suministra), con diámetro, número, localizaciones de los agujeros roscados y espesor del metal a través del cual los pernos deben pasar; centros de gravedad; y detalles para el diseño de la cimentación.

2) Dibujos de sección transversal y lista de materiales, incluyendo lo siguiente:

a) Tolerancias y claros de cojinetes radiales.

b) Tolerancias y claros del extremo del eje de transmisión.

3) Diagramas del ensamble del rotor y lista de materiales, incluyendo lo siguiente:

a) Posición axial desde la cara del collar de empuje axial activo a

1. Cada una de las líneas de centros de los cojinetes.
2. Cara del acoplamiento o extremo de la flecha.

b) Detalles del ensamble del collar de empuje, incluyendo:

1. flecha – collar, con tolerancia
2. Tolerancia de Concentricidad (o desviación axial).
3. Torque requerido por contratuerca
4. Requerimientos para acabado superficial de las caras del collar.
5. Método de precalentamiento y requerimientos de temperatura para la instalación del collar puesto en caliente.

4) Dibujos del ensamble del cojinete de empuje axial y lista de materiales.

5) Dibujos del ensamble de cojinetes radiales y lista de materiales para todos los rotores con mantenimiento en campo.

6) Dibujos del ensamble del acoplamiento para la transmisión y lista de materiales, incluyendo lo siguiente:

a) Procedimiento de montaje hidráulico.

b) Claro en el extremo del eje y tolerancia.

c) Guardas del acoplamiento

7) Diagramas esquemáticos de aceite de lubricación y lista de materiales, incluyendo lo siguiente:

a) Flujo de aceite en estado transitorio y estable, y presiones en cada punto empleado.

12.4 Anexo 4 (Normativo) Requisitos de datos y dibujos por el inspector (continuación)

b) Ajustes de control, alarma y disparo (presiones y temperaturas recomendadas).

c) Requerimientos de servicios, incluyendo electricidad agua y aire.

d) Tuberías y tamaños de válvulas.

e) Instrumentación, aparatos de seguridad y esquemas de control.

8) Diagramas esquemáticos eléctricos e instrumentación y listas de materiales para todos los sistemas. Los esquemas deben mostrar todas las alarmas y límites de disparo (valores establecidos).

9) Dibujos de ensamble eléctrico e instrumentación y listas de conexiones.

10) Tabulación de requerimientos de servicios (deberá ser como indican las hojas de datos del comprador).

11) Curva de potencia al freno contra torque.

12) Cargas permisibles en bridas para todas las conexiones de PEMEX, incluyendo movimientos debidos a temperatura anticipados con referencia a un punto definido.

13) Dibujo de alineamiento del acoplamiento incluyendo límites de acoplamiento durante la operación. Nótese todos los cambios en posición del extremo de la flecha y crecimiento del soporte desde una temperatura ambiente de referencia de 15°C u otra temperatura especificada por PEMEX. Incluyendo el método de alineamiento recomendado y las lainas de ajuste en frío.

14) Procedimientos de soldadura para la fabricación y reparación, ver 8.2.1.11, 8.2.2.3, 8.2.4.4.b), 8.2.4.4.c), 8.2.4.4 d), 8.3.5.12 y 8.4.2.2.

15) Certificado de prueba hidrostática.

16) Certificado de prueba de operación mecánica.

17) Certificado de prueba de comportamiento y registro.

18) Procedimientos de pruebas no destructivas, según lo detallado en las hojas de datos, de la orden de compra o el dibujo del proveedor y la forma de los datos requeridos.

19) Procedimientos para cualquier otra prueba especial u opcional (ver 8.4.3.4).

20) Reportes de pruebas certificadas de fábrica de los conceptos según lo convenido en el preacuerdo o juntas de preinspección.

21) Hojas de datos de cómo se construyó.

22) Dimensiones de cómo se construyó (incluyendo las dimensiones nominales y tolerancias de diseño) y los datos para la siguiente lista de partes:

a) Diámetro de flecha o de camisas en

1. Collarín de empuje (para collares separados).

12.4 Anexo 4 (Normativo) Requisitos de datos y dibujos por el inspector (continuación)

2. Cada componente del sello.

3. Cada chumacera radial

b) Cada laberinto o diámetro interno del anillo de sellado.

c) Diámetro interno del collar de empuje (para collares separados).

d) Diámetro interno de cada chumacera radial.

e) Concentricidad de la chumacera de empuje (desplazamiento axial)

f) Metalurgia y tratamientos de calor para:

1. Flecha.

2. Rotores.

3. Collar de empuje axial.

23) Manual de instalación, ver 8.5.3.6.2, describiendo lo siguiente:

a) Procedimientos de almacenaje.

b) Plano de la base.

c) Detalles de la cimentación.

d) Equipo de montaje, procedimientos de montaje, pesos de los componentes, y diagramas de elevación.

e) Diagrama del acoplamiento alineado (para el inciso 13, anterior).

f) Recomendaciones para la tubería, incluyendo las cargas permisibles para bridas.

g) Dibujos de detalle compuestos por el tren del equipo (accionador y el accionado), incluyendo localizaciones de pernos de anclaje.

h) Claros de desmontajes.

24) Manuales de operación y mantenimiento describiendo lo siguiente:

a) Arranque.

b) Paro normal.

c) Paro de emergencia.

d) Recomendaciones en la lubricación.

e) Procedimientos de operaciones rutinarias, incluyendo horarios recomendados de inspección y procedimiento.

f) Instrucciones para:

1. Desensamble y reensamble de los cojinetes radiales (para cojinetes de almohadillas de inclinación, las instrucciones deben incluir dimensiones “pasa/no pasa” con tolerancias para indicadores con conexión de tres pasos).

2. Desensamble y reensamble de los cojinetes de empuje axial.

12.4 Anexo 4 (Normativo) Requisitos de datos y dibujos por el inspector (continuación)

3. Desensamble y reensamble de sellos (incluyendo claros máximos y mínimos)

g) Datos de comportamiento, incluyendo:

1. Curva de velocidad de la flecha contra el valor de la potencia desarrollada en el sitio.
2. Curva de potencia al freno contra torque.

h) Hoja de datos de cómo se construyó incluirán:

1. Hoja de datos de como se construyó.
2. Dimensiones o datos de como se construyó, incluyendo claros de montaje.
3. Registros de las pruebas hidrostáticas. Para el concepto 15, anterior.
4. Registro de las pruebas de funcionamiento, Para el concepto 16, anterior.

i) Los dibujos y datos incluirán:

1. Dibujos de detalles dimensionales certificados y una lista de las conexiones.
2. Dibujo de sección transversal y lista materiales.
3. Dibujos de ensamble del rotor y lista materiales.
4. Dibujos del ensamble del cojinete de empuje axial y lista de materiales.
5. Dibujos del ensamble del cojinete radial y lista de materiales.
6. Dibujo de componentes del sello y lista de materiales.
7. Diagramas esquemáticos de lubricación por aceite y lista de materiales.
8. Diagramas esquemáticos eléctricos, de instrumentación y lista materiales.
9. Dibujos de ensamble eléctrico y de instrumentación y lista de conexiones.

25) Lista de partes de repuesto con recomendaciones para el nivel de almacenamiento, de acuerdo con 8.5.3.5.

26) Reportes de avance y programa de envío, incluyendo conjunto de compras del proveedor y los trabajos inmediatos.

27) Lista de dibujos, incluyendo los números y las fechas de la última revisión.

28) Lista de embarque, incluyendo todos los componentes mayores que se enviarán por separado.

29) Lista de las herramientas especiales suministradas para el mantenimiento, véase 8.3.6.

30) Manual de datos técnicos, incluirá lo siguiente:

a. Hojas de datos de como se construyó, para el concepto 21 anterior.
b. Curvas de comportamiento certificadas, para el concepto 17 anterior.
c. Dibujos, de acuerdo con 8.5.3.2.
d. Claros del ensamble como se construyó.
e. Lista de las partes de repuesto, de acuerdo con 8.5.3.5.
f) Datos de los servicios generales, para el concepto 13 anterior.
g) Reportes, para el concepto 17 anterior.

31) Hoja de datos de seguridad de acuerdo a la NOM-018-STPS-2000.

12.5 Anexo 5 (Informativo) Carga neta positiva de succión disponible contra la presión neta positiva de entrada.

Puesto que las bombas centrífugas y las bombas de desplazamiento positivo funcionan con principios enteramente diferentes, y por su uso comúnmente se han creado dos diferentes formas de identificar las presiones asociadas a ellas. En su forma más simple, una bomba centrífuga es una máquina de velocidad. El líquido que se bombea es dirigido directamente al centro de un impulsor rotatorio por donde pasa a los alabes del impulsor y se acelera a máxima velocidad. La carcasa que rodea al impulsor entonces, convierte la velocidad máxima a presión. Debido a que es una máquina de velocidad, si la presión se mide en unidades de longitud del líquido, todas las unidades medidas llegarán a ser constantes. La velocidad se mide en metro/segundo (pies/segundo), y la presión se mide en metros (pies), por ejemplo, la presión creada por la altura de una columna del líquido que es bombeado. El uso de estas unidades simplifica grandemente los cálculos de la bomba y permite ignorar los efectos de ciertas propiedades del líquido (por ejemplo, la gravedad específica).

Por el contrario, una bomba de desplazamiento positivo no genera presión solamente aumentando la velocidad del fluido. En cambio estas bombas convierten el movimiento y torque rotatorio en movimiento del fluido, superando la presión del sistema en la conexión de descarga. Las bombas de desplazamiento positivo no tienen limitaciones teóricas en la presión de descarga. Responden solamente al sistema de bombeo y requieren un sistema de control de la presión de descarga, usualmente se controla por la válvula de alivio, para prevenir algún daño al mecanismo de la bomba y/o el atascamiento del accionador. Una bomba centrífuga, sin embargo, responde bastante diferente en donde la presión de descarga desarrollada es una función del flujo a través de los impulsores de la bomba. Con un flujo decreciente (como en el caso del incremento de la resistencia del sistema), la bomba centrífuga desarrolla un incremento continuo de presión hasta llegar al punto definido como carga de cierre al alcanzar el flujo cero. La carga de cierre es el incremento máximo de presión que una bomba centrífuga puede desarrollar.

Para una bomba rotatoria de desplazamiento positivo, teóricamente el flujo es constante por revolución.

Cualquier tipo de bomba requiere suficiente presión de fluido a la entrada para prevenir el lanzamiento de gases disueltos y/o el cambio de estado del fluido bombeado de líquido a gas. El término usado para la presión a la entrada es carga neta positiva de succión CNPS o presión a la entrada neta positiva PENP. Para ser congruentes, con los estándares de API para ambas bombas, centrífugas y rotatorias, se refieren a la carga de succión total como CNPS más que como PENP. Los estándares para bombas rotatorias del Hydraulic Institute indican que PENP se expresa normalmente en kilo Pascal (libras por pulgada cuadrada) porque esta no requiere conversión de unidades para la gravedad específica como lo hace CNPS. Las lecturas de presión de la instalación, se dan en kilo Pascal (libras por pulgada cuadrada). Los últimos estándares de API se refieren a CNPS en metros, la terminología preferida por ambos tipos de bombas, para evitar confusión. Los fabricantes de bombas rotatorias generalmente se refieren a PENP en kilo Pascal (libras por pulgada cuadrada).

CNPS o PENP es indicado como disponible o requerido. La presión a la entrada neta positiva disponible es la presión absoluta sobre la presión de vapor del fluido en la entrada de bomba y se determina como sigue:

PENP Disponible = $P_a + P_z - P_f - P_{vp} - Pv_{vp}$

Donde:

P_a = Presión absoluta en la superficie del líquido en kPa.

12.5 Anexo 5 (Informativo) Carga neta positiva de succión disponible contra la presión neta positiva de entrada (continuación).

P_z = Carga estática (+), o Elevación estática (-) en kPa (psi), para niveles de fluido arriba o debajo de la línea de entrada.

P_f = Pérdidas de fricción en la línea de entrada, válvulas y llenado con una viscosidad máxima en kPa (psi).

P_{vp} = Presión de vapor del fluido o presión de disolución del gas en kPa absolutos (psia).

La PENP requerida está en función del tipo de bomba, la velocidad y viscosidad del fluido bombeado. La PENP disponible siempre será mayor que la PENP requerida para prevenir que ocurran efectos de cavitación. Es común, que el PENP requerido, los fabricantes publiquen el desplazamiento positivo expresado en unidades de kPa (psi).

12.6 Anexo 6 (Normativo) Materiales de sellos

Material	Descripción
Aleación 20	ASTM B 473, UNS N08020 (forjado) ASTM A 744, Grado CN-7M, UNS J95150 (fundición) o equivalente
Flouroelastómero (FKM)	ASTM D 1418 o equivalente
Grafito flexible	Grafoil de Union Carbide o equivalente
Canasta	Bobina espiral de acero inoxidable con grafito o filtro equivalente
Aleación Ni-Mo-Cr con bajo carbono	Hastelloy C276 (o equivalente) ASTM B 564 (forja) o equivalente ASTM B 574 (barra) o equivalente ASTM 575 (placa) o equivalente ASTM A 494 grado CW-2M (fundición soldable) o equivalente
Aleación niquel-cobre	Monel aleación 400 o equivalente ASTM B 564 (forja) o equivalente ASTM B 164 Clase A (barra) o equivalente ASTM B 127 (placa) o equivalente ASTM A 494 grado M30C (fundición soldable) o equivalente
Ni-resist	ASTM A 436 tipo 1, 2 ó 3 (hierro fundido austenítico) o equivalente ASTM A 439 tipo D2 (hierro dúctil austenítico) o equivalente
Nitrilo	Buna-N o equivalente
Perfloruro elastómero (FFKM)	ASTM D 1418 FFKM o equivalente
Aleación de níquel endurecida por precipitación	Inconel aleación 718 o equivalente ASTM B 637 (forja) o equivalente ASTM B 670 (placa) o equivalente
Acero inoxidable endurecido por precipitación	ASTM A 564 grado 630/631 (forja) o equivalente

Tabla 5.- Descripción de materiales misceláneos para partes de sellos mecánicos.

12.6 Anexo 6 (Normativo) Materiales de sellos (continuación)

Clase de material	Aplicación	Especificación ASTM
Acero al carbono	Fundición sujeta a presión	A 216 Gr.WCA A 216 Gr.WCB
	Labrado/forja	A 105 A 576
	Barra general	A 576 Gr. 10515
	Tornillería y tuercas	-
Acero al 12% cromo	Fundición sujeta a presión	A 217 Gr. CA 15 A 487 Gr. CA 6NM
	Labrado/forja	A 182 Gr.F6 A 182 Gr. F6 NM
	Barra general	A 276 Tipo 410 A 276 Tipo 416
	Tornillería y tuercas	A 193 Gr. B6
Acero inoxidable austenítico	Fundición sujeta a presión	A 351 Gr. CF8 A 351 Gr. CF3
	Labrado/forja	A 182
	Barra general	A 276
	Tornillería y tuercas	A 193
Acero inoxidable	Fundición sujeta a presión	A 351 Gr. CF 8M A 351 Gr.CF 3M
	Labrado/forja	A 182 Gr. F316 A 182 Gr. F316L
	Barra general	A 276 Tipo 316 A 276 Tipo 316L
	Tornillería y tuercas	A 193 Gr. B8M

Tabla 6.- Especificaciones de materiales ASTM o equivalentes para partes de sello mecánicos

12.6 Anexo 6 (Normativo) Materiales de sellos (continuación)

Material de la cara	Temperatura Máxima °C
Carburo de tungsteno	400
Carburo de silicio (sólido)	425
Grafito carbono Oxidante No oxidante	 275 475

Tabla 7, Límites de temperatura para empaques de sellos para servicio de hidrocarburos

Material	Temperatura ambiente o de bombeo °C	
	Mínima	Máxima
Fluoroelastómero (FKM) - Servicio de hidrocarburos - Servicio basado en agua	 -7 -7	 150 120
Perfluoroelastómero (FFKM)	-7	290
Nitrilo	-4	120
Grafito laminado	-240	480

Tabla 8, Guía para límites de temperatura para empaques de sellos secundarios para servicio de hidrocarburos

12.7 Anexo 7 (Normativo) Presentación de documentos equivalentes.

12.7.1 Si el contratista o proveedor considera que un documento normativo es equivalente a un documento normativo (Norma, Código, Especificación o Estándar extranjero) indicado en esta norma de referencia, debe someterlo a autorización por parte de PEMEX a través de los medios establecidos, anexando los antecedentes y argumentación en forma comparativa, concepto por concepto, demostrando que cumple con los requisitos indicados en 12.7.2 a) y en 12.7.2 b) de esta Norma de Referencia. PEMEX debe responder por escrito a dicha solicitud, indicando si es o no autorizado para utilizarse como documento normativo equivalente.

12.7.2 La leyenda “o equivalente”, que se menciona en esta Norma de Referencia, después de las palabras Normas, Códigos y Estándares Extranjeros, significa lo siguiente:

a. Las Normas, Códigos y Estándares Extranjeros “equivalentes” deben cumplir o ser superiores a las propiedades mecánicas, físicas, químicas, de seguridad, protección ambiental, de diseño y de operación establecidas en las Normas de Referencia, en las Especificaciones de PEMEX, en las Especificaciones Particulares del Proyecto y en las Normas, Códigos y Estándares Extranjeros ahí referenciados.

b. No se aceptan como equivalentes las Normas, Códigos, Estándares Extranjeros o Normas Mexicanas, que tengan requerimientos menores a los solicitados por PEMEX en sus documentos, por ejemplo: menores espesores, menores factores de seguridad, menores presiones y/o temperaturas, menores niveles de aislamiento eléctrico, menores propiedades a la temperatura, mayor emisión de humos y características constructivas de los conductores eléctricos, menores capacidades, eficiencias, características operativas, propiedades físicas, químicas y mecánicas, etc., de equipos y de materiales, y todos los casos similares que se puedan presentar en cualquier especialidad dentro del proyecto.

12.7.3 Los criterios anteriores aplican también en relación a los requerimientos señalados en los Documentos Técnicos de los Paquetes de Ingeniería Básica de los Licenciadores (Tecnólogos).

12.7.4 En todos los casos, las características establecidas en las Normas, Códigos, Estándares y en los documentos indicados en esta Norma de Referencia, son requerimientos mínimos a cumplir por el Contratista.

12.7.5 Los documentos señalados en el párrafo anterior, si no son de origen mexicano, deben estar legalizados ante cónsul mexicano o, cuando resulte aplicable, apostillados de conformidad con el “Decreto de Promulgación de la Convención por la que se suprime el requisito de Legalización de los Documentos Públicos Extranjeros”, publicado en el Diario Oficial de la Federación del 14 de agosto de 1995. Los documentos que se presenten en un idioma distinto al español deben acompañarse con su traducción a dicho idioma Español, hecha por perito traductor, considerando la conversión de unidades conforme a la NOM-008-SCFI-2002.

12.7.6 En caso que PEMEX no autorice el uso del documento normativo equivalente propuesto, el contratista o proveedor está obligado a cumplir con la normatividad establecida en esta Norma de Referencia.