

50521
36



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA

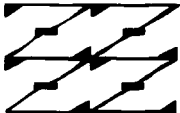
ESTANDARES PARA LA REALIZACIÓN DE
TRABAJOS DE HOT TAPPING

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO QUÍMICO

PRESENTAN:

LÓPEZ GARCÍA RUBÉN
ORTÍZ HERNÁNDEZ JOSÉ FELIPE



MÉXICO, D.F.

2003

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA

JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA

OFICIO: FESZ/JCIQ/042/02

ASUNTO: Asignación de Jurado

ALUMNO: ORTIZ HERNANDEZ JOSE FELIPE
P r e s e n t e.

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

Presidente:	I.Q. Miguel José Flores Galaz
Vocal:	M. en C. Alejandro Rogel Ramirez
Secretario:	I.Q. Miguel Angel Varela Cedillo
Suplente:	I.Q. Dominga Ortiz Bautista
Suplente:	I.Q. Juan Zito Reyes Arce

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

A t e n t a m e n t e
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
México, D. F.: 4 de Abril de 2002

EL JEFE DE LA CARRERA

I.Q. ARTURO E. MENDEZ GUTIERREZ

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

B



**FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA**

**JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA**

OFICIO: FESZ/JCIQ/041/02

ASUNTO: Asignación de Jurado

ALUMNO: LOPEZ GARCIA RUBEN
P r e s e n t e.

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

Presidente:	I.Q. Miguel José Flores Galaz
Vocal:	M. en C. Alejandro Rogel Ramírez
Secretario:	I.Q. Miguel Angel Varela Cedillo
Suplente:	I.Q. Dominga Ortiz Bautista
Suplente:	I.Q. Juan Zito Reyes Arce

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

A t e n t a m e n t e
“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”
México, D. F., 4 de Abril de 2002

EL JEFE DE LA CARRERA

I.Q. ARTURO E. MENDEZ GUTIERREZ



**JEFATURA
INGENIERIA QUIMICA
TARASQUENSE**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

C

Dedicatoria

A mis Padres:

Fidel López García y Epifania García Miguel por encaminarme por el camino del esfuerzo y trabajo para salir adelante y apoyarme incondicionalmente en todo momento.

A mis Hermanos:

Armando, Raúl, Jorge, Sonia, Marisol, Elia, Lilia, Iván; por el esfuerzo tan grande que hicieron para que yo estudiara.

A mis Sobrinos:

Daniel, Michelle, Lizbeth y Amanda que son la alegría del hogar.

A mi esposa:

Silvia Villegas Arias por ayudarme a cambiar mi carácter y animarme en todo momento.

A mi hijos:

Johanna Ivette, mi primer hija, y al bebé que viene en camino, esperando que esto les sirva de motivación en su vida cuando sean mayores de edad.

A mis cuñados:

Efrén, Felipe y Elena.

A mis abuelos, tíos y primos.

A mis Amigos:

Felipe y Rafael por su amistad y consejos que me han brindado.

Un padre es un hombre que espera que sus hijos sean tan buenos como él hubiera querido ser.

- Carolyn Coats

El porvenir de un hijo es siempre obra de su madre.

- Napoleón Bonaparte

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Dedicatoria

A mi esposa:

Gabriela, la compañera de mi vida.

A mis hijos:

Iván e Isaac, que son mi orgullo y razón de ser.

A mis padres:

Ana Serena y José Felipe.

A mis Amigos:

Que me han apoyado en todo momento

No aprendemos gracias a la escuela, sino gracias a la vida.

- Séneca

La experiencia es algo que se consigue cuando ya no se necesita.

- Ley de Olivie

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Agradecimientos

Agradecemos a la Universidad Nacional Autónoma de México la preparación que hemos recibido dentro de ella.

A la Facultad de Estudios Superiores Zaragoza y a los maestros que compartieron con nosotros sus conocimientos.

A nuestro asesor el M. en C. Alejandro Rogel Ramírez que nos apoyo durante el desarrollo de la presente tesis.

A la escuela primaria Gral. Lázaro Cárdenas del Río, a la escuela secundaria José María Morelos y Pavón, No. 27 y al Colegio de Bachilleres Plantel 12 y a los maestros que me impartieron clase, a mis amigos de esa generación; tengo un gran recuerdo de todos ellos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ÍNDICE GENERAL	1-3
ÍNDICE DE TABLAS	4-5
ÍNDICE DE FIGURAS	5-6
RESUMEN	7
INTRODUCCIÓN	8-9

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL SITIO DE UBICACIÓN DEL COMPLEJO MARINO AKAL-J

1.1	Descripción del sitio	10
1.1.1.	Fisiografía del área del proyecto	10
1.1.2.	Sonda de Campeche	10-11
1.1.3.	Oceanografía física	11
1.1.4.	Aspectos meteorológicos	11-13
1.1.5.	Características biológicas	13
1.2.	Contaminación por hidrocarburos	13

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL COMPLEJO MARINO AKAL-J

2.1.	Características del lugar	14-15
2.2.	Datos generales	16
2.2.1.	Condiciones de operación	17-22
2.2.2.	Grúas	22
2.2.3.	Agua potable	23-24
2.3.	Descripción de las actividades del proyecto	24
2.3.1.	Descripción de las modificaciones del complejo	24-25

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 3

**DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA PP-AJ-1
PERTENECIENTE AL COMPLEJO MARINO AKAL-J**

3.1.	Descripción de la Plataforma PP-AJ-1	27-28
3.2.	Filosofía de operación	28-29
3.3.	Descripción del proceso	29
3.3.1.	Sistema de turbo compresores (booster)	29-30
3.3.2.	Sistema de desfogues	30
3.3.3.	Sistema de gas combustible	30
3.3.4.	Sistema de paro por emergencia	30

CAPÍTULO 4

ESTÁNDARES PARA LA REALIZACIÓN DE TRABAJOS DE HOT TAPPING

4.1.	Introducción	31-32
4.2.	Alcance de los códigos	33
4.3.	Código de tubería	34
4.4.	¿Quién edita los estándares?	34
4.5.	Organizaciones principales que editan estándares	34-35
4.5.1.	Alcance de los códigos de tubería	35-36
4.6.	Historia del código de tubería	36-39
4.7.	Objetivo de los códigos	39-40
4.7.1.	Descripción de los estándares aplicables a trabajos de hot tapping	40
4.7.1.1.	Especificación para tuberías de conducción (API-5L-97)	40
4.7.2.1.	Prácticas recomendadas para la inspección por ultrasonido y partículas magnéticas en la fabricación de estructuras costa afuera y lineamientos para la calificación de técnicos. (API / RP-2X / 96)	40
4.7.3.	Prácticas recomendadas para la inspección de tuberías de conducción nuevas (API RP- 5L8 /90) de inspección.	40
4.7.4.	Pruebas hidrostáticas para tuberías de conducción de petróleo líquido. (API-1110-91).	40
4.7.5.	Especificación de válvulas para tuberías de conducción (válvulas de compuerta, bola, retención y tapón). API 6D-94.	41
4.7.6.	Prácticas de soldadura para el mantenimiento de líneas de conducción ANSI/API RP 1107-1992.	41
4.7.7.	Especificaciones para varillas de soldadura, electrodos y metales de relleno ASME SECC-II-95.	41
4.7.8.	Procedimiento de soldadura para perforación en equipos que están en servicio. (hot-tapping). API RP 2201.	42
4.7.9.	Código para la inspección de recipientes a presión. API Std 510	42
4.7.10.	Código para la inspección de tubería. API Std 570	42
4.7.11.	Inspección y pruebas de válvulas. API Std 598	42

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.7.12.	API Std 650.	42
4.7.13.	API Std 653.	42
4.7.14.	API Publ 941.	42
4.7.15.	API RP 1107	42
4.7.16.	API Publ 2009	42
4.7.17.	Battelle Institute	42
4.7.18.	ASME/ANSI B31.3	42
4.7.19.	ASME/ANSI B31.4	43
4.7.20.	ASME/ANSI B31.8	43
4.8	Códigos y estándares para el diseño de ingeniería.	44-58

CAPÍTULO 5

GENERALIDADES SOBRE TRABAJOS DE HOT TAPPING

5.1.	Definición de hot tapping	59-64
5.2.	Metalurgia del hot tapping	64-65
5.3.	Preparaciones previas para realizar un hot tapping	65-67
5.4.	Procedimiento para la realización de un hot tapping	67-68
5.5.	Control de derrames en un hot-tapping	68-69
5.6.	Procedimiento para el cálculo de refuerzo para ramales en hot tapping	70-71
5.6.1.	Nomenclatura	72
5.7.	Ejemplos de cálculo de refuerzos para hot tapping	73-82
5.8.	Problema real de hot tapping en línea de 30"x 24"	83-84

CAPÍTULO 6

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROCEDIMIENTO DE HOT TAPPING VS PARADA NORMAL PARA INTERCONEXIÓN

6.1.	Introducción	85
6.1.1.	Antecedentes	85-88
6.1.2.	Beneficios ambientales	89
6.1.3.	Método de cálculo y proceso de decisión	89-91
6.1.4.	Escenario hipotético y ejemplo del cálculo de costos directos en un paro normal por interconexión	91-96

CONCLUSIONES

97-99

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

100-103

INDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1	Capacidad de almacenamiento de agua potable en la plataforma Akal-J	24
Tabla 2.2	Capacidad de almacenamiento de combustible diesel en la plataforma Akal-J.	24

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1	Contenido del código ASME B.31 para tubería a presión	32
Tabla 4.2	Estándares para la realización de trabajos de hot tapping	33
Tabla 4.3	Apartados vigentes del código ANSI	39
Tabla 4.4	Consideraciones de los códigos	39
Tabla 4.5	Instituto Americano del Petróleo (API)	44-46
Tabla 4.6	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME)	46
Tabla 4.7	Sociedad Americana de Soldadura (AWS)	47
Tabla 4.8	Asociación Nacional de Protección Contra Incendios (NFPA)	47-48
Tabla 4.9	Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM)	48-50
Tabla 4.10	Asociación Nacional de Fabricantes de material Eléctrico (NEMA)	51
Tabla 4.11	Instituto Americano de Estándares Nacionales (ANSI)	51-52
Tabla 4.12	Asociación Americana de Obras de Agua (AWWA)	53
Tabla 4.13	Sociedad de Estandarización de Fabricantes (MSS)	53
Tabla 4.14	Estándares Británicos	53
Tabla 4.15	Instituto de Estándares Suecos	54
Tabla 4.16	Asociación Nacional de Ingeniería de la Corrosión (NACE)	54
Tabla 4.17	Asociación Nacional de Aplicadores de Revestimiento de tubería (NAPCA)	55
Tabla 4.18	Concejo de Pintura para Estructuras Metálicas (SSPC)	55
Tabla 4.19	Asociación Nacional de Fabricantes de material Eléctrico (NEMA)	55
Tabla 4.20	Instituto Americano de Construcciones de Acero (AISC)	55
Tabla 4.21	Aseguradoras Americanas de laboratorios (UL)	56
Tabla 4.22	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE)	56
Tabla 4.23	Sociedad de Ingeniería para iluminación (IES)	57
Tabla 4.24	Sociedad Estadounidense de Pruebas no Destructivas (ASNT)	57
Tabla 4.25	Instituto para Intercambiadores de Calor (HEI)	57
Tabla 4.26	Instituto Americano de la Corrosión	57
Tabla 4.27	Det Norske Veritas (DNV)	57
Tabla 4.28	Agencia Estadounidense de Embarque (ABS)	58
Tabla 4.29	Petróleos Mexicanos	58
Tabla 4.30	Código de Regulación Federal Americano	58

CAPÍTULO 6

Tabla 6.1	Fórmulas para el cálculo del costo de un paro normal para interconexión	90
Tabla 6.2	Condiciones de operación en un escenario hipotético	91
Tabla 6.3	Costos de equipo y mano de obra para trabajos de hot tapping	93
Tabla 6.4	Estimación de costos anuales para hot taps para un escenario hipotético	93
Tabla 6.5	Costos de gas natural y gas de purga ahorrados mediante la utilización de la técnica de hot tapping.	94
Tabla 6.6	Análisis económico de la técnica de hot tapping vs paro o cierre normal por interconexión.	95

INDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

Fig. 2.1.	Complejo marino Akal-J	16
Fig. 2.2	Plataforma Akal-PB-AJ-2	17
Fig. 2.3	Plataformas PB-AJ-1 Y PP-AJ-1	18
Fig. 2.4	Plataforma E-AJ-1	19
Fig. 2.5	Plataforma PB-AJ-3	20
Fig. 2.6	Plataforma CA-AJ-1	21
Fig. 2.7	Plataforma HA-AJ-1	22
Fig. 2.8	Ubicación de plataformas complejo de producción Akal-J	23
Fig. 2.9	Localización geográfica del complejo marino Akal-J	26

CAPÍTULO 3

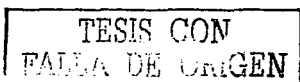
Fig. 3.1	Plataforma PP-AJ-1	28
----------	--------------------	----

CAPÍTULO 5

Fig. 5.1	Máquina de hot tapping modelo 1200	60
Fig. 5.2	Válvulas tipo sándwich de apertura total	60
Fig. 5.3	Accesorios para refuerzo del cabezal (tee envolventes)	61
Fig. 5.4	Instalación de una tee envolvente para hot tapping	62
Fig. 5.5	Máquina de hot tapping montada sobre un cabezal	63
Fig. 5.6	Vista transversal del montaje de la máquina de hot tapping	64
Fig. 5.7	Esquema de instalación de máquina barrenadora y dispositivo de control de derrames en trabajos de hot tapping.	69
Fig. 5.8	Variables manejadas durante el cálculo de refuerzos en ramal	82

CAPÍTULO 6

Fig. 6.1	Esquema de ejecución de trabajos de hot tapping	87
Fig. 6.2	Tipos de aplicación de la técnica de hot tapping.	88



ANEXOS

ANEXO I

Tabla 402.3.1 (a)	Tabulación de ejemplos de esfuerzos permisibles para referencia en la utilización de sistemas de tubería que están dentro del alcance de este código
Tabla 402.43	(ASME B.31.4) Factor de junta de soldadura E
Tabla 841.1A	(ASME B.31.8) Valores del factor de diseño F
Tabla 841.1B	Factor de junta longitudinal E
Tabla 841.1C	Factor de reducción de temperatura " T " para tubería de acero inoxidable
Tabla 841.1.1	(ASME B.31.8) Especificación mínima a la cedencia para tubería de acero utilizado en sistemas de tubería
Tabla 304.1.1	Valores del coeficiente "y" para $t < d/6$
Tabla 304.2	Dimensiones de tee envolventes

ANEXO II

Costos de ejecución y de accesorios para trabajos de hot tapping

Tabla B.I	Costos de ejecución de trabajos hot tapping
Tabla B.II	Costos de tee envolventes de la empresa TD Williamson
Tabla B.III	Costos de tee envolventes para diferentes librajes.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

RESUMEN

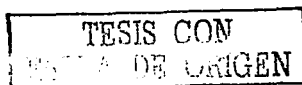
El campo de producción petrolera Cantarell es uno de los más importantes a nivel mundial y el más importante a nivel nacional ya que en el se produce el 75% de la producción petrolera total del país.

Para poder realizar la explotación de los yacimientos marinos es necesario el uso de estructuras especiales que sean capaces de soportar el equipo de perforación, producción para extraer el crudo y el gas que se encuentra en el fondo oceánico. Estas estructuras son conocidas como plataformas marinas..

Debido al aumento progresivo de la demanda de petróleo ha surgido la necesidad de aumentar la eficiencia y productividad de los pozos petroleros ubicados en el campo Cantarell, por tal motivo se han desarrollado proyectos de ingeniería, procura y construcción (proyectos EPC's). Actualmente la mayoría de estos proyectos se encuentran en su fase de construcción llevándose a cabo principalmente las siguientes actividades: instalación de equipo y líneas de tubería nuevas, desmantelamiento de equipo y tubería obsoleta, construcción de plantas de inyección de nitrógeno, construcción de nuevas plataformas marinas, mantenimiento integral de plataformas, automatización de instalaciones, habilitación de nuevas áreas, mantenimiento y mejoramiento de los sistemas de seguridad, etc.

Para realizar las actividades antes mencionadas se debe de contar con métodos y procedimientos que cubran los requisitos y lineamientos marcados por los estándares vigentes de construcción (códigos ASME, API, ANSI, ISA, etc.), control de calidad (ISO 9000) y protección al medio ambiente (ISO 14000) con el objetivo de garantizar la seguridad, eficiencia y calidad en el desarrollo de los trabajos.

El cumplimiento de los estándares citados es muy importante durante la elaboración de métodos y procedimientos relacionados con los trabajos de hot tapping, debido a que, durante el desarrollo de los mismos se llevan a cabo actividades complejas de alto riesgo. Es muy importante por los motivos anteriormente expuestos que la gente involucrada en trabajos de hot tapping conozca los métodos y procedimientos relacionados con este tipo de trabajo además de que este entrenada adecuadamente para entender lógicamente los criterios, secuencias de actividades y pasos a seguir, ya que de ello depende en gran parte la seguridad e integridad tanto de las instalaciones como del personal humano que labora en las plataformas así como del suministro de hidrocarburos del cual pende la economía del país.



INTRODUCCIÓN

El funcionamiento de cualquier instalación bajo presión envuelve un gran número de planes, métodos y procedimientos variables que contribuyen al éxito global de la operación. Se ha comprobado a través de los años que si los ingenieros de campo y/o superintendentes conocieran los métodos y procedimientos básicos así como los problemas que pudieran ocurrir o presentarse en una instalación a presión, ellos sabrían a que atenerse y prepararse adecuadamente para el trabajo. Cuando la operación de una instalación bajo presión este coordinada de esta manera y todo mundo comprenda su importancia el resultado será con mucha probabilidad un trabajo seguro, eficiente y con gran calidad.

En el presente trabajo se dan a conocer los estándares de construcción vigentes que deben cumplir las empresas contratistas y subcontratistas durante la realización de trabajos de hot-tapping en la plataforma de perforación PP-AJ-1 perteneciente al complejo marino Akal-J el cual se encuentra ubicado dentro del campo de producción petrolera Cantarell. Los trabajos de construcción desarrollados en el complejo marino Akal-J pertenecen al proyecto de ingeniería, procura y construcción denominado EPC-2, que actualmente está en su fase de terminación. La empresa contratista encargada de este proyecto es Construcciones Marítimas Mexicanas S.A. de C.V., perteneciente al grupo Protexa S.A. de C.V. y la empresa subcontratista encargada de llevar a cabo los trabajos de hot tapping es Seproductos S.A. de C.V., perteneciente al Grupo TDWilliamson Inc. que se especializa en este tipo de trabajos de alto riesgo.

El hot tapping es una técnica que permite alteraciones, realocalizaciones, extensiones, adiciones, reparaciones, reemplazamiento o abandono de tuberías sin parar o interrumpir el proceso. Es una técnica vieja que data del siglo XVIII en donde era utilizada para darle solución a los problemas que surgían cuando las cañerías de suministro de agua se taponeaban asemejando a un barril de vino, con el paso del tiempo esta técnica ha venido mejorándose utilizándose principalmente en la industria petroquímica. Esencialmente se requieren 3 cosas para ejecutar un trabajo de hot tapping. La primera de todas es una tee envolvente con boquilla la cual va a cumplir la función de refuerzo sobre el área o punto del cabezal en donde se llevará a cabo el corte para la instalación del nuevo ramal. La segunda es una válvula de paso completo que se instalará herméticamente sobre la boquilla de la tee envolvente instalada previamente. A través de la válvula pasará la barrena de la máquina tapinadora que realizará el corte, además la válvula permitirá contener el flujo de los hidrocarburos así como la de recuperar la teja producto del corte una vez que haya finalizado el mismo. La tercera es una máquina especial para llevar a cabo el corte bajo presión del cabezal llamada máquina para hot tapping, ésta se instala de manera hermética sobre la válvula de paso completo. Este tipo de máquinas trabaja automáticamente utilizando una fuente de poder neumática.

El desarrollo del presente trabajo tiene como finalidad los siguientes objetivos:

- Describir la importancia del cumplimiento de los estándares de diseño, construcción, calidad y protección al medio ambiente durante la ejecución de trabajos de hot tapping en la plataforma PP-AJ-1 perteneciente al complejo marino Akal-J.
- Describir la técnica de hot tapping y sus aplicaciones en situaciones donde es impráctico o inviable el paro de un proceso y/o servicio.

- Describir y enunciar los métodos y procedimientos necesarios para llevar a cabo trabajos de hot tapping de manera adecuada y segura.
- Proporcionar los lineamientos necesarios para el cálculo del refuerzo necesario en cabezales donde se instalarán nuevos ramales.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL SITIO DE UBICACIÓN DEL COMPLEJO MARINO AKAL-J

En el presente capítulo se lleva a cabo la descripción general de la geografía, clima y biología que predomina en la Sonda de Campeche dentro de la cual se encuentra ubicado el complejo marino de producción de petróleo Akal-J. El conocimiento de estas características es importante debido a que las instalaciones marinas están sujetas a efectos ambientales extremos y a prácticas de operación propias de la zona de interés por lo que deben ser diseñadas, construidas, instaladas, inspeccionadas, mantenidas y evaluadas de acuerdo con normas y estándares que reflejen estas características locales, así como las condiciones económicas del país.

1.1 Descripción del sitio

El depósito Cantarell es una estructura de carbonato fracturada que cubre 240 km² con un espesor explotable que promedia 730 m. cuya estructura petrolífera tiene forma de domo, es un campo grande de petróleo crudo pesado localizado fuera de la costa de la Península de Yucatán en la Bahía de Campeche actualmente cuenta con 65 plataformas y tres complejos de producción. La primera etapa de separación de gas-petróleo se efectúa en algunas plataformas de perforación, estabilizando el crudo en los tres complejos. Su transporte se realiza a través de oleoductos a tres estaciones monoboya marítimas para buques tanque en Cayo de Arcas y a los tanques de almacenamiento en tierra ubicados en Dos Bocas, donde parte de la producción es embarcada mediante dos estaciones monoboya costa afuera y el resto es transportado a tierra mediante un oleoducto. El gas producido es enviado a tierra para su tratamiento y consumo, y el resto es regresado costa afuera para bombeo neumático.

1.1.1 Fisiografía del área del Proyecto

La instalación está ubicada en las aguas del golfo de México, en la sonda de Campeche, aproximadamente a 150 Km. de la terminal marítima Dos Bocas a 92°17'43 de latitud y 92°19'05 de longitud. El golfo de México es una cuenca aislada del mar Caribe por un umbral con profundidad aproximada de 2500 m. se extiende con un área total de 1,768,000 Km² con regiones muy profundas mayores a 3400 m. En este caso nos ocuparemos de las características de la 5a provincia, donde está involucrada la Sonda de Campeche, debido a que nuestro proyecto se encuentra ubicado en la misma. El escarpe de Campeche se extiende a profundidades de 2,400 a 2,600 m. bordeando por el occidente y noroeste a la plataforma de la península con una pendiente mayor de 45°.

1.1.2 Sonda de Campeche

Este sistema es amplio y su plataforma se extiende significativamente, alcanzando 150 Km., se modifica conforme se incrementa la profundidad, pero en general la superficie es convexa, configurándose un área de aproximadamente 9,000 Km². Se define desde el extremo oriental de la plataforma continental de Campeche, frente a la desembocadura del gran delta Grijalva- Usumacinta y la Laguna de Términos, hasta la plataforma de Yucatán, entre los 18°30' - 20°15' N y 91°00' - 93°00'

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

W aproximadamente. El clima predominante es cálido sub-húmedo con lluvias en Verano (de Junio a Octubre), la temperatura anual promedio supera los 26 °C y la precipitación anual varía entre 1,100 y 2,000 mm.; los vientos predominantes de la región son E a SE durante Marzo - Abril hasta Agosto - Septiembre y N a NO durante Octubre a Febrero, caracterizando la época de Nortes.

1.1.3 Oceanografía Física

Corriente de lazo

En el Golfo de México se establece la existencia de varias capas o masas de agua. La capa superficial es conocida como capa de mezcla. Normalmente ocupa los primeros 100 ó 150 m., por lo que es muy afectada en sus características físicas y circulación por fenómenos climáticos atmosféricos (principalmente vientos), y por el flujo de aguas cálidas y salinas que constituyen a la corriente de lazo, la cual penetra al golfo de México por el canal de Yucatán.

Está corriente es un flujo de agua con alta salinidad (36.7 %) y temperaturas superficiales durante el Verano de 28 a 29 °C, que se reducen en el invierno a 25 – 26 °C.

1.1.4 Aspectos Meteorológicos

Los aspectos externos considerados para el complejo de producción Akal-J serán descritos tomando como referencia la estación meteorológica de Cayo Arcas.

Precipitación pluvial:

Respecto a la precipitación pluvial, se tiene un promedio anual de 331.5 mm³; con 28 días de lluvias apreciables y 29 días de lluvias inapreciables.

Temperatura:

La temperatura media anual es de 26.7 °C y la mínima promedio de 24.8 °C.

Vientos:

Los vientos en la sonda de Campeche son anticiclónicos, la velocidad promedio es de 4 m/s, los vientos predominantes son de E a SE, durante la mayor parte del año, así mismo ocurre en Otoño e Invierno del N-NO, y del E-NE, la velocidad media con la que se presentan es igual o superior a los 17 m/s.

Humedad relativa:

Referente a la humedad relativa, es absolutamente elevada y su máximo valor se alcanza en el mes de Enero con 88 %, teniendo como media anual el 85%.

Tormentas con descargas eléctricas:

Se tiene un promedio anual de 15 días por año de tormentas con descargas eléctricas.

Huracanes:

Los huracanes son vientos tropicales que giran alrededor de un centro de muy baja presión a velocidades de 150 Km/h o más; estos comúnmente, se forman a partir de ondas tropicales sin organización.

Ciclón:

Los ciclones son masas de aire caliente rodeada de otra de aire frío que se trasladan a velocidades menores a los 150 Km/h.

Nortes:

Los Nortes se producen durante el Otoño y el Invierno, en sus primeras etapas permanecen en latitudes altas, posteriormente se trasladan hacia el Sur y Sureste provocando el desarrollo de fuertes vientos sin una dirección específica y un oleaje violento del mar.

Mareas:

Para olas de altura igual o más grandes de 8 pies, el período favorable es el comprendido entre los meses de Agosto a Marzo, pues su frecuencia porcentual es baja; en condiciones normales la marea alcanza de dos a cuatro pies y en condiciones de tormenta de 6 a 12 pies.

Corrientes:

En Primavera y Verano las aguas llegan al golfo de México y se mueven a una velocidad media de 1.1 y 1.3 nudos, en Otoño la velocidad media es de 0.7 nudos.

Presión atmosférica:

La presión atmosférica en la zona es de 1.018 bar en el mes de Enero y de 1.012 bar en Mayo.

Nubosidad:

En el mes de Enero su frecuencia es máxima con un porcentaje de 12% sobre la totalidad del mes, dominando durante todo el año el tiempo despejado.

Las condiciones óptimas normales:

Velocidad durante un período de una hora	30 mph
Velocidad durante un período de 0.5 horas	32 mph
Velocidad durante un período de un minuto	38 mph

Condiciones de Tormenta:

Velocidad durante un período de tres horas	105 mph
Velocidad durante un período de una hora	118 mph
Velocidad durante un período de 0.5 horas	124 mph
Velocidad durante un período de un minuto	149 mph

Diseño de tormenta:

Viento promedio de izaje de 33 pies durante una hora	118 mph
Marca más alta	2.5 pies
Olas ciclónicas	3.3 pies
Total de mareas y olas ciclónicas	5.8 pies
Altura máxima de las olas	55 pies
Periodo asociado	16 segundos
Longitud de las olas	1030 pies
Elevación de la cresta sobre el nivel permanente del agua	33.9 pies

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Temperatura del aire:	
Máxima promedio	33 °C
Mínima	20 °C
Máximas mensuales promedio	38 °C

1.1.5 Características biológicas

La biología del área del proyecto se encuentra inmersa dentro de las características de la Sonda de Campeche del Golfo de México, la cual está determinada por las altas temperaturas superficiales (> 20 °C), sus condiciones particularmente favorables de luminosidad para la vida marina, sus elevados niveles de productividad fitoplanctónicas y su abundancia de zooplancton que sostienen a una de las pesquerías más importantes del Golfo de México, entre la que destaca por su amplio margen, la de camarón.

Los estuarios y lagunas costeras que se encuentran directamente ligados a la Sonda de Campeche, principalmente la Laguna de Términos, cuenta con una rica gama de especies vegetales acuáticas, calculando que conjuntamente con la de Tabasco, ahí se albergan 45 de las 111 especies de plantas acuáticas reportadas a México, lo que lo convierte en la reserva más importante de plantas acuáticas de Mesoamérica. La productividad primaria neta de estas comunidades vegetales las coloca entre los sistemas naturales más productivos del planeta. Dada la importancia de todos estos ecosistemas en cuanto a la productividad para el sostenimiento de las pesquerías en la Sonda de Campeche, se ve reflejada la necesidad de tener una visión general de las actividades antrópicas, tanto de las que se realizan costa adentro (agricultura y el control del paludismo) como las que se llevan a cabo costa afuera (principalmente la extracción de hidrocarburos).

1.2 Contaminación por hidrocarburos

El litoral del Golfo de México posee una vasta riqueza de yacimientos petrolíferos tanto en tierra firme como en mar abierto, particularmente en la sonda de Campeche, que no sólo es la región de mayor importancia en la extracción de hidrocarburos, sino que se trata, también, de la mayor área de perforaciones costa afuera de México, ya que aporta el 75% de hidrocarburos para nuestro país. Por lo tanto, la presencia de hidrocarburos en los sistemas costeros es frecuente, por los vertimientos de las plataformas de producción de hidrocarburos. La contaminación marina por petróleo y sus derivados es un problema que ha despertado gran interés de la comunidad científica por los efectos adversos que provoca en el entorno marino, por tal motivo hoy en día, se ha puesto mayor énfasis en la protección del mismo durante las actividades desarrolladas en la plataformas de producción de petróleo.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL COMPLEJO MARINO AKAL-J

Actualmente Pemex cuenta con una infraestructura marina para la explotación de hidrocarburos integrada por aproximadamente 207 plataformas marinas fijas y 2,053 km de tubería, de los cuales 953 km son oleoductos, 539 km son oleogasoductos, 480 km son gasoductos y 81 km se destinan a otros servicios. Con esta infraestructura, Pemex maneja una producción de crudo del orden de 2.11 millones de barriles por día y una producción de gas del orden de 1,500 millones de pies cúbicos por día. Estos niveles de producción ubican al Golfo de México como una de las regiones de mayor producción en el ámbito mundial.

Dentro del presente capítulo se hace una descripción general del complejo marino de producción de petróleo Akal-J, que forma parte importante de la infraestructura antes mencionada, y que cubre la siguiente información: plataformas que lo conforman, función que cumplen cada una, características principales, modificaciones que sufrirán cada una de ellas, etc., esto con la finalidad de tener una visión general del proceso que se lleva a cabo en estas instalaciones ya que en ellas se desarrollan actividades de ingeniería, procura y construcción por parte de empresas contratistas tanto nacionales como internacionales pertenecientes al proyecto denominado EPC-2 que actualmente está en su fase de terminación.

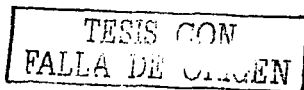
2.1 Características del lugar

El complejo de plataformas se encuentra localizado en la bahía de Campeche y de la península de Yucatán, a 80 Km. aproximadamente al Noroeste de Cd. del Carmen, Camp. forma parte del campo de explotación Cantarell. Las coordenadas UMT (Universal Transverse Mercator) zona 15 son X=600,000 m, Y=2,155,000 m aproximadamente.

La sonda de Campeche viene a ser una de las mayores áreas productivas de gas natural y petróleo crudo de la República Mexicana. En la actualidad, la mayor parte de la producción proviene de dos campos, Cantarell y Abkatun.

El yacimiento Cantarell produce crudo pesado, con alto contenido de azufre y metales, denominado Maya, cuenta con 65 plataformas y tres complejos de producción principales. La primera etapa de separación de gas-crudo se realiza en algunas plataformas de perforación y el crudo es estabilizado en los tres complejos. El crudo se transporta mediante oleoductos a tres estaciones monoboya marítimas para buques tanque en Cayo de Arcas y a los tanques de almacenamiento en tierra en Dos Bocas, en donde parte de la producción es embarcada mediante dos estaciones monoboya costa afuera, y el resto es transportado tierra adentro mediante un oleoducto. El gas producido es enviado a tierra para su tratamiento y consumo, y el resto es regresado costa afuera para su bombeo neumático.

El proyecto para incrementar la producción del yacimiento Cantarell en su primera fase incluye los siguientes paquetes separados de ingeniería, procuración y construcción (EPC):



Nueva plataforma en Akal-C
Modificaciones en Akal B, E, F, J, L, M, N y O.
Modificaciones en Akal-C, D, G, I y P.
Nohoch, Chac-1 y modificaciones en Akal-H, R y S.
Sistema digital de supervisión y control
Modificaciones en tierra en Atasta.
Oleoductos de 36" (Nohoch-A a Atasta / Akal-J)
Oleoductos entre las plataformas.

La segunda fase incluye la modificación y/o instalación de equipo nuevo, tubería con trampas de diablos y otras áreas para aumentar la producción en el campo. Las siguientes plataformas existentes sufrirán cambios. Complejo Akal-J, complejo de producción completo conformado por:

PB-AJ-1, 2 y 3	plataformas de producción y bombeo
E-AJ-1	plataforma de enlace P/L
PP-AJ-1	plataforma de producción
CA-AJ-1	plataforma de Compresión
HA-AJ-1	plataforma habitacional
AKAL-N	plataforma de producción satélite
AKAL-E	plataforma de perforación sin separación
AKAL-F	plataforma de perforación con separación 1ª etapa
AKAL-B	plataforma de perforación sin separación
AKAL-L	plataforma de perforación sin separación
AKAL-M	plataforma de perforación sin separación
AKAL-O	plataforma de perforación con separación 1ª etapa

Los objetivos planteados como parte fundamental de este proyecto son:

- Incrementar la capacidad de producción y manejo de gas natural y petróleo crudo de las instalaciones existentes en cada plataforma.
- Minimizar la quema de hidrocarburos en la zona
- Incrementar la funcionalidad y confiabilidad de los sistemas de seguridad instalados.

El alcance específico de los trabajos a realizar para la plataforma AKAL-J incluye el desarrollo de la ingeniería de detalle necesaria para realizar a cabo las actividades.

En forma general, la disciplina de proceso realiza las siguientes actividades de ingeniería las cuales son integradas como parte del proyecto EPC-2 por parte de la compañía contratista Construcciones Marítimas Mexicanas S.A. de C.V.

- Revisión del diseño preliminar.
- Elaboración de diagramas de flujo de proceso.
- Elaboración de diagramas de tubería e instrumentación.
- Elaboración de memorias de calculo.
- Levantamiento de campo.
- Elaboración de hojas de especificación de equipo.
- Elaboración de la lista de equipo y lista de líneas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.2 Datos generales

El complejo de extracción de petróleo crudo esta formado por varios tipos de plataformas, como son de perforación, separación, compresión y bombeo. La función de las plataformas perforadoras es extraer petróleo de las profundidades del lecho marino, para posteriormente procesarlo en un separador en donde se separa el crudo del gas que viene asociada con el mismo crudo. El gas obtenido se comprime y se envía a tierra por medio de gasoductos y el crudo se envía a tierra por medio de oleoductos para su posterior almacenamiento o envío a buques tanque. La disposición del complejo marino Akal-J se muestra en la fig. 2.1



FIG 2.1 COMPLEJO MARINO AKAL J

Las plataformas que componen este complejo, se encuentran orientadas de Norte a Sur en el siguiente orden: Akal- " J-1 ", Akal- " J-Perforación ", Akal- " J-Entace ", Akal- " J-2 ", Akal- " J-3 ", Akal- " J-4 (Compresión) ", Akal- " J-Habitacional ", la cual se encuentra localizada al Este de Akal- " J-2 ".

2.2.1 Condiciones de operación

Las plataformas Akal- " J-1 " (PB-AJ-1), Akal- " J-2 " (PB-AJ-2), Akal- " J-3 " (PB-AJ-3), cuentan con una batería de separación de gas-aceite, compuesta de un separador de 1ª etapa, un tanque de balance, un rectificador de gas de 1ª etapa y uno de 2ª etapa. Con una capacidad de producción de 450,000 bpd de aceite y 270 mmped de gas.



FIG. 2.2 PLATAFORMA AKAL. PB-AJ-2

Las plataformas mencionadas anteriormente son plataformas de bombeo y se encuentran instaladas en puntos intermedios en las líneas de transporte de crudo. Su función es la de restablecer la presión para que el fluido llegue al punto deseado. Además también cumplen la función de plataformas de producción.

La plataforma Akal- " J-1 " (PB-AJ-1), cuenta con un equipo de bombeo formado por tres turbobombas (turbina solar con bomba bingham) las cuales bombean 50,000 bpd cada una y una motobomba (motor toshiba de 1,500 hp y bomba bingham) que bombea 70,000 bpd. Cuenta también con dos motogeneradores E.M.D con capacidad de 34,000 Kw en 24 hrs.

La plataforma Akal- " J-2 " (PB-AJ-2), cuenta con un equipo de bombeo formado por cuatro turbobombas (turbina solar con bomba bingham) las cuales bombean 50,000 bpd cada una. Cuenta también con un generador auxiliar de 550 Kva con máquina Caterpillar 3412.

Akat- " J-Perforación " (PP-AJ-1): Plataforma de perforación: El uso principal de estas plataformas es contener la tubería que va a soportar el peso del pozo; también aloja varios paquetes como la torre de perforación, los motores para subir y bajar el equipo y los almacenamientos de combustible para dichos motores. Estas plataformas también se utilizan para soportar el cabezal que alimentará a la plataforma de producción. Para lo cual se instala un colector de flujo para conducirlo al cabezal.



FIG. 23 PLATAFORMAS PB-AJ-1 Y PP-AJ-1

Debido a que en ocasiones el área de los yacimientos abarca cientos de kilómetros cuadrados es necesario muchas veces tener varias plataformas de perforación sobre un mismo depósito de crudo a las que se les denomina plataformas satélites. Una vez que se ha alcanzado la perforación del yacimiento, se retiran los equipos de perforación de la plataforma. En esta situación únicamente servirá como protección a los pozos. La plataforma estará equipada con arreglo de válvulas llamados árboles de producción, que permiten el control de la presión y dirección del flujo que se esté obteniendo.

Actualmente Akai- " J-Perforación " (PP-AJ-1) es utilizada como planta de compresión de gas, utilizando para ello tres compresores centauro con una capacidad de 20 mmpcd debido a que sus pozos pertenecientes se han agotado. Además esta plataforma también funciona como plataforma de producción en donde se lleva a cabo la separación de la mezcla aceite-agua-gas proveniente de los

pozos pertenecientes a las plataformas satélites. Se separan con el fin de distribuirlos para su comercialización o refinación. La separación generalmente se hace mediante el flasheo del flujo, es común inyectar aditivos al crudo extraído para facilitar su manejo y separación tales como antiespumantes e inhibidores de corrosión. Existen una serie de tratamientos que se aplican a los productos y que dependen de la utilización que se le va a dar al gas y aceite obtenidos. El crudo se puede distribuir por medio de buques tanque o ser bombeado a tierra a través de una tubería. El gas puede ser enviado a una plataforma de compresión o a quemador. Parte del gas puede ser deshidratado y endulzado y usarse como combustible para la misma plataforma. Otra utilización adicional del gas obtenido es la de inyectarlo a los pozos de producción con el fin de que el yacimiento tenga presión suficiente para que el crudo siga fluyendo a la superficie.

La plataforma Akal- " J-Enlace " (E-AJ-1), es utilizada para la distribución de petróleo y gas, procedente de la misma instalación, así como los procedentes de otros complejos y plataformas del área.

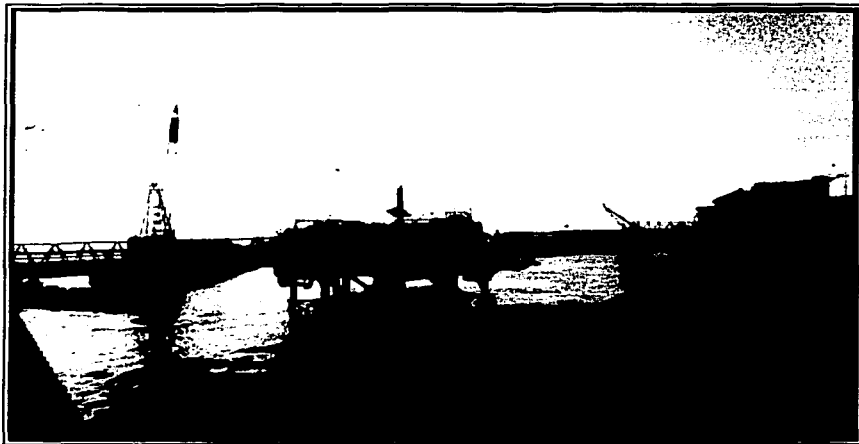


FIG 24 PLATAFORMA DE ENLACE E-AJ-1

Estas plataformas sirven como medio de unión entre las diversas plataformas. Se utilizan para la recolección de la mezcla proveniente de las plataformas de perforación y para su adecuada distribución a las plataformas de producción correspondientes. Una vez separada la mezcla, regresan las diferentes fases a la plataforma de enlace donde se unen con los oleoductos y gasoductos submarinos que los

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

conducen a la costa. Además estas plataformas también cuentan con lanzadores y receptores de diablos utilizados para la limpieza de las líneas de transporte.

La plataforma Akal- " J-3 " (PB-AJ-3), cuenta con un equipo de bombeo formado por cuatro turbobombas (turbina solar con bomba bingham) las cuales bombean 50,000 bpd cada una. Cuenta también con dos generadores auxiliares de 625 Kva con máquina Detroit Diesel 16V92.



FIG 2 5 PLATAFORMA PB-AJ-3

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Akal- " J-4 (Compresión) " (CA-AJ-1) : La plataforma de compresión tiene la función de atajar el equipo requerido para suministrar al gas la presión necesaria para su transporte, así como para su acondicionamiento. El número de módulos de compresión con que puede contar una plataforma es de cuatro, esto depende de la cantidad de gas que reciba y de las condiciones a las que se requiera. La capacidad de cada módulo también puede variar.

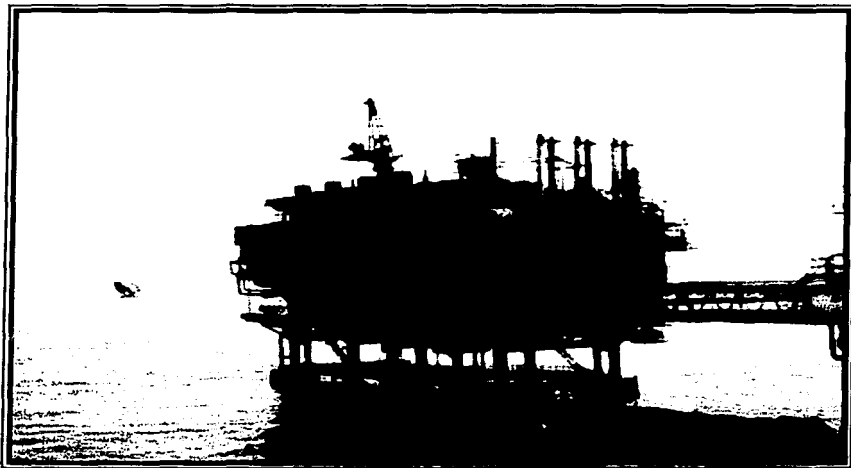


FIG. 26 PLATAFORMA DE COMPRESION CA-AJ-1

Cuando se requiere usar parte del gas producido para la alimentación de los motores tipo turbina con que cuenta la plataforma, se debe contar con equipos especiales de endulzamiento y deshidratación para tratar el gas. El número de estos equipos depende del volumen de gas requerido. Estas plataformas también cuentan con la posibilidad de desviar el gas al quemador cuando existe alguna condición de emergencia.

Akal- " J-4 (Compresión) " (CA-AJ-1), cuenta con cuatro módulos con una capacidad de 360 mmpcd el cual es enviado a Atasta, Campeche vía Nohoch-A. Esta plataforma endulza 17 mmpcd de gas, el cual es utilizado como gas combustible para las turbinas de todo el complejo. Cuenta también con tres (3) turbogeneradores marca Solar Modelo Centauro los cuales producen 14,000 Kw.

Plataforma Akal "J - Habitacional " (HA-AJ-1): Esta plataforma esta diseñada para que el personal que trabaja en las diferentes plataformas puede satisfacer sus necesidades de vivienda y recreación. En el caso de plataformas integrales generalmente el paquete habitacional se monta en la parte superior. Para el caso de complejos la plataforma habitacional está separada de las demás pero siempre mantiene contacto con ellas mediante puentes. Esta plataforma sirve para alojar al personal que labora en el complejo y tiene una capacidad de alojamiento para 220 personas.



FIG 2 7 PLATAFORMA HABITACIONAL HA-AJ-1

2.2.2 Grúas

- Grúa de Akal- " J-1 ", con capacidad de 30 toneladas marca Link Belt, modelo 108
- Grúa de Akal- " J-Perforación ", con capacidad de 30 toneladas marca Link Belt, modelo 138.
- Grúa de Akal- " J-Entace ", con capacidad de 25 toneladas marca Sea King, modelo 1700.
- Grúa de Akal- " J-2", con capacidad de 20 toneladas marca Weatherford.
- Grúa de Akal- " J-3 ", con capacidad de 25 toneladas marca Sea King, modelo 1700.
- Grúa de Akal- " J-4 ", con capacidad de 40 toneladas marca American.

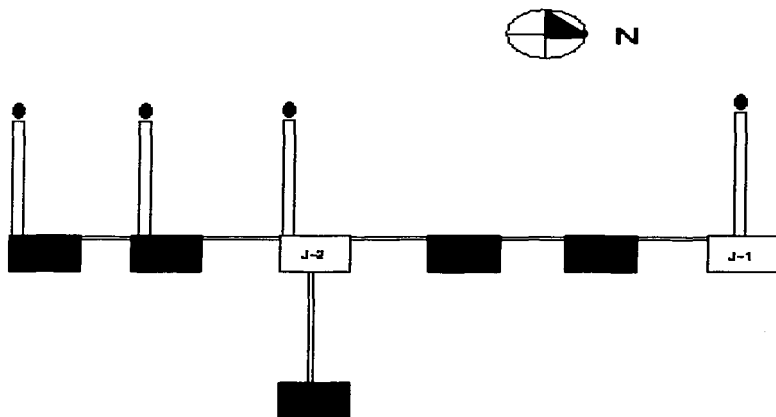


FIG 2.8 UBICACION DE LAS PLATAFORMAS PERTENECIENTES AL COMPLEJO MARINO AKAL-J

El complejo Akal-J es una de las tres instalaciones principales de procesamiento en el área, este complejo recibe crudo, gas y una mezcla de estos desde KU-A, KU-H, y Akal B,E,L,M, y N, para el procesamiento. Por lo que Akal-J es un complejo de producción completo.

2.2.3 Agua potable.

Cuenta con una potabilizadora tipo evaporación, con una producción de agua de 96 toneladas por día.

En la tabla 2.2 se indica las capacidades de almacenamiento de agua potable en las diferentes plataformas del complejo Akal J.

En la tabla 2.3 se muestra las capacidades de almacenamiento de combustible diesel en tres plataformas del complejo Akal J.

TABLA 2.1 ALMACENAMIENTO DE AGUA POTABLE

Plataforma	Capacidad
Akal J - perforación	85 toneladas
Akal J - 2	15 toneladas
Akal J - 3	15 toneladas
Akal J - 4	18 toneladas
Akal J - habitacional	85 toneladas

TABLA 2.2 ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE DIESEL

Plataforma	Capacidad
Akal J - 1	170 metros cúbicos
Akal J - 2	1000 metros cúbicos
Akal J - 3	110 metros cúbicos

Debido al gran volumen de combustible diesel requerido para los motores de combustión interna utilizados en la explotación de los yacimientos las plataformas que se listadas anteriormente son utilizadas también como plataformas de almacenamiento.

2.2.4 Sección helipuerto

Helipuerto de 30.5 metros por 30.5 metros con capacidad para un helicóptero tipo 330J "puma".

2.3 Descripción de las actividades del proyecto.

Las modificaciones que se llevan a cabo en este proyecto de ingeniería, procura y construcción por parte de la compañía contratista Construcciones Marítimas Mexicanas S.A. de C.V., se pueden observar a continuación:

2.3.1 Descripción de las modificaciones del complejo

Akal - B

Es una plataforma de enbezal de pozo sin ninguna instalación de separación.

Transporta una mezcla de dos fases hacia Akal-N para su procesamiento.

Se está instalando un separador de primera etapa.

El gas y el crudo se conducirán en tuberías separadas hacia Akal-N.

Akal - F

Es una plataforma de cabezal de pozo sin ninguna instalación de separación
En un futuro se convertirá en una plataforma de inyección
Actualmente se está modificando para inyectar gas a seis (6) de los diez (10) pozos existentes

Akal - F

Es una plataforma de cabezal con instalaciones de separación de 1ª etapa que transporta gas y crudo por separado hacia Akal-N para su procesamiento posterior.

Akal - J

Se incrementará la capacidad de procesamiento de dos fases de este complejo, las bombas principales de bombeo de crudo existentes serán remodeladas y se reemplazará el cabezal de producción principal para facilitar la capacidad de transferencia de crudo.

Akal - L

Es una plataforma de pozo sin ninguna instalación de separación que transporta la mezcla existente de dos fases de 20" hacia Akal-N para su procesamiento.

Akal - M

Es una plataforma de cabezal de pozo sin ninguna instalación de separación, que transporta una mezcla de dos fases al complejo Akal-N para su procesamiento. En este punto se adiciona el separador de 1ª etapa; el gas y el crudo se conducirán en tubería por separado hacia Akal-N para su procesamiento posterior.

Akal - N

Es un minicomplejo con un cabezal de pozo y una plataforma modular con capacidades de separación de dos etapas; procesa su propia producción y recibe la producción de dos fases de Akal-B, M y L. El crudo y el gas se transportan en forma separada hacia Akal-J. Se instalará un nuevo separador de la primera etapa, reemplazando el separador más pequeño existente, de la misma forma, se instalarán cinco nuevas bombas principales de crudo.

Akal - O

Es una plataforma de cabezal de pozo con instalaciones de separación de primera etapa, que transporta gas y crudo por separado hacia Akal-J para su procesamiento posterior.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La ubicación del complejo marino de petróleo Akal-J y plataformas satélites, se encuentra dentro del campo de producción petrolera Cantarell de la sonda de Campeche del Golfo de México; el cual es uno de los complejos principales de producción de hidrocarburos. Este yacimiento se encuentra localizado entre la latitud $19^{\circ} 25'$ y longitud de $92^{\circ} 04'$ tal como se muestra en la figura 2.9

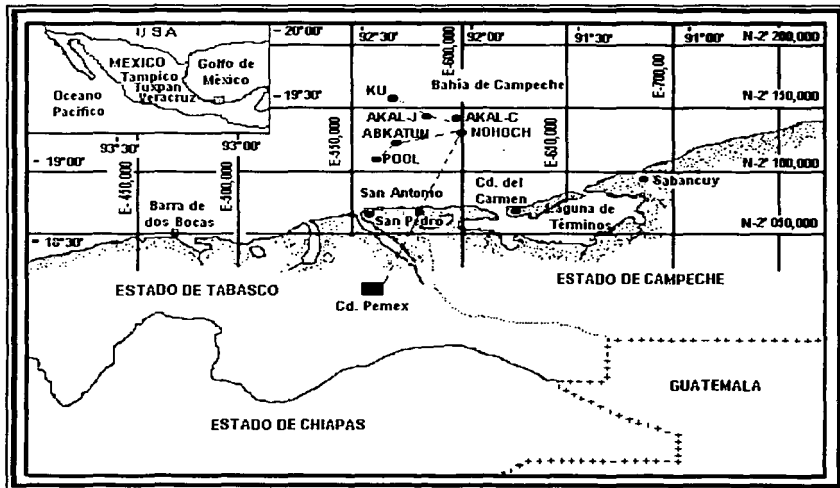


FIG. 2.9 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL COMPLEJO MARINO AKAL-J
FUENTE UNAM, PES ZARAGOZA

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA PP-AJ-1 PERTENECIENTE AL COMPLEJO MARINO AKAL-J

En el presente capítulo se describen las características, operación y función de la plataforma PP-AJ-1 perteneciente al complejo marino Akal-J. En sus inicios esta plataforma operó con una cantidad de 12 pozos en producción y que actualmente se encuentran sellados debido a que fueron agotados, motivo por el cual hoy en día opera como una plataforma de compresión de baja. La importancia de la información contenida en este capítulo radica en el hecho de que en la plataforma PP-AJ-1 se llevarán a cabo la mayoría de los trabajos de hot tapping contemplados dentro del proyecto EPC-2 tema del presente trabajo.

3.1 Descripción de la Plataforma PP-AJ-1

La plataforma PP-AJ-1 es una estructura de tipo octapodo con capacidad de carga de 3500 toneladas. La función principal de esta plataforma es la de perforar los pozos de desarrollo, para posteriormente hacerlos pozos productores. En la actualidad en esta plataforma no existen operaciones de perforación y dicha instalación es utilizada como plataforma de compresión de gas. Esta plataforma se conforma por tres niveles (N+52, N+68, N+100).

En el N+52 se encuentran las líneas de suministro de gas y crudo proveniente de las plataformas satélites, estas líneas son las siguientes:

- Gasoducto llegada KU-A gas de alta
- Oleoducto llegada AKAL-E
- Oleoducto llegada AKAL-C
- Gasoducto llegada AKAL-N gas de alta
- Gasoducto llegada AKAL-C gas de alta

En el N+68 actualmente se encuentran operando tres paquetes de compresión los cuales están constituidos por el turbocompresor, separador de succión, separador de descarga y soloaire. Actualmente se están instalando otros tres paquetes de compresión nuevos en el mismo nivel.

En el N+100 es un nivel construido recientemente en el cual se están instalando los soloaires y separadores pertenecientes a los nuevos paquetes de compresión de gas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

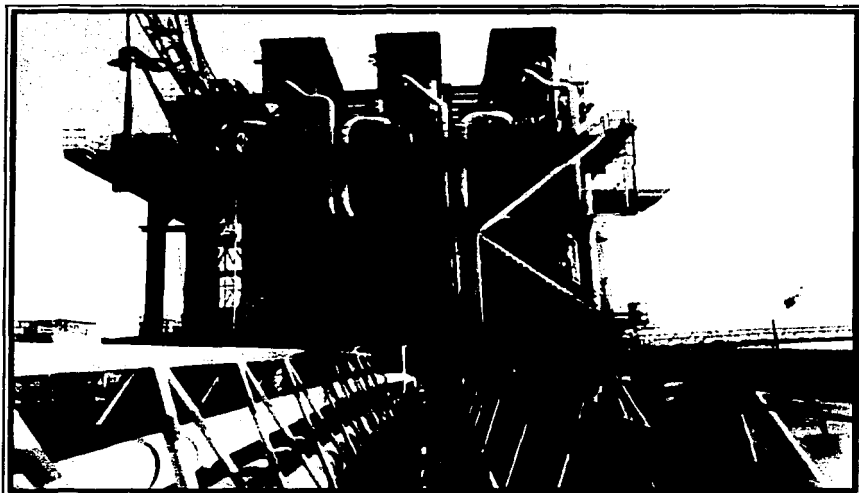


FIG 3 1 PLATAFORMA PP-AJ-1

A continuación se describe el proceso que se lleva a cabo en la plataforma PP-AJ-1:

3.2 Filosofía de operación

Plataforma PP-AJ-1

El objetivo principal es el de desarrollar la filosofía de control para las modificaciones realizadas en la plataforma de perforación PP-AJ-1 del complejo Akal-J, localizada en la sonda de Campeche, Camp. El alcance de la filosofía de control para la plataforma de perforación PP-AJ-1 incluye los siguientes trabajos:

- Instalar tres compresores booster de 50 MMSCFD
- Desmontar dos compresores existentes de 45 MMSCFD.
- Instalar un compresor booster nuevo de 50 MMSCFD (en el mismo sitio donde se desmontará uno de los compresores (el lugar restante será para la instalación del compresor).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Instalar líneas de succión de 20" y de descarga de 16" para los turbocompresores.
- Instalar un nuevo cabezal de succión para los turbocompresores de 36" de diámetro.
- Instalar un nuevo cabezal de descarga para los turbocompresores de 30" de diámetro.

Además en este alcance se incluye los trabajos siguientes:

- Sistema de gas combustible para los tres nuevos turbocompresores.
- Sistema de paro por emergencia para turbocompresores booster y recibidores y lanzadores de diablos.

3.3 Descripción del proceso.

3.3.1 Sistema de turbocompresores booster.

Se instalará un nuevo cabezal de succión de 36" de diámetro para los 6 turbocompresores, el cual se conectará al cabezal de succión de compresores booster de 24" de diámetro que recibe actualmente gas de salida de los rectificadores de segunda etapa de las plataformas PB-AJ-2 y PB-AJ-3 y de las plataformas Akal-O y Akal-F. Así mismo al cabezal de succión de 36" de diámetro, se conectará al cabezal de 24" de diámetro de succión de compresores booster nuevo (que actualmente es cabezal de 24" de succión de turbobombas fuera de operación), el cual recibirá gas proveniente de Akal-O y Akal-F. Del cabezal de 36" se envía gas a los paquetes de compresión booster a una presión de 25.9 psig y a una temperatura de 95 °F, éste se recibe en los separadores de primera etapa y de ahí se envía a los compresores, donde se comprime hasta una presión de 140 psig y una temperatura de 243 °F, para posteriormente ser enfriado en los enfriadores de gas de descarga y enviado a los separadores de descarga a una presión de 130 psig y una temperatura de 158 °F, para finalmente enviarse al nuevo cabezal de descarga de 30", el cual se conectará al cabezal de succión de 30" de los compresores de alta presión, para enviarse a los compresores de alta presión en la plataforma de compresión CA-AJ-1.

Los servicios auxiliares requeridos para los paquetes de compresión serán:

- Gas combustible para las turbinas que se suministrará a una presión de 275 psig y una temperatura de 145 °F.
- Gas de sello para los turbocompresores que se suministrará a una presión de 125.9 psig y una temperatura de 145 °F.
- Aire de instrumentos para los turbocompresores que se suministrará a una presión de 80 psig, de la red existente.

Los venteos, drenajes y condensados producidos en los turbocompresores booster se manejarán de la siguiente manera.

- Los venteos serán enviados a la atmósfera a un lugar seguro.
- Los drenajes aceitosos serán enviados al cabezal de drenaje aceitoso existente.
- Los drenajes de los separadores de succión y descarga serán enviados a un cabezal de drenaje a presión, el cual se dirige a una vasija de condensados.
- Los condensados de los separadores de succión serán enviados, al cabezal de condensados de baja, los cuales son enviados a un separador atmosférico en la plataforma PB-AJ-1.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Los condensados de los separadores de descarga serán enviados por medio de un nuevo cabezal de 4" de diámetro al separador ubicado en la plataforma de compresión CA-AJ-1.

3.3.2 Sistema de desfogues.

Los desfogues provenientes de los turbocompresores, se enviarán al cabezal de desfogue existente de 12" de diámetro, el cual se dirige a el quemador QP-AJ-1. Los desfogues provenientes de las válvulas de seguridad del sistema de gas combustible se enviarán a un nuevo cabezal de desfogues de 14" de diámetro, que se conectará al cabezal existente de 12" de diámetro.

Cada compresor cuenta con tres válvulas de seguridad, una válvula a la entrada del separador de succión diseñada para desfogue por fuego, otra válvula a la descarga del compresor diseñada por bloqueo y otra válvula a la salida del separador de descarga diseñada por fuego. Además cada compresor cuenta con una válvula para despresurización del sistema a la salida del separador de descarga.

3.3.3 Sistema de gas combustible.

El gas combustible requerido para los paquetes de compresión, se tomará de la línea proveniente del separador de gas combustible existente. Para los paquetes de compresión, se instalará un nuevo sistema de acondicionamiento de gas combustible, el cual se tomará de la red de gas dulce combustible que pasa de la plataforma CA-AJ-1 a la plataforma PB-AJ-1 a una presión de 985.3 psig y una temperatura de 89 °F. De esta red se conectará a una línea de 4" de diámetro, que enviará el gas al calentador de gas combustible, donde el gas se calienta hasta una temperatura de 176 °F, de ésta pasa a la primera válvula de regulación donde se reduce la presión hasta 478 psig y una temperatura de 161.4 °F y posteriormente al segundo paso de regulación donde se reduce hasta 275.9 psig y una temperatura de 145 °F. Después de la segunda válvula reguladora el gas se envía al separador, de éste el gas combustible es enviado a las turbinas por medio de una línea de 4" de diámetro. De ésta línea se obtiene una línea de 1 1/2" donde se reduce la presión hasta 125.9 psig para enviar gas de sello a los turbocompresores, además de la línea de 4" se obtiene dos líneas más, una de 4" la cual se utiliza como línea de desfogue y cuenta con una válvula reguladora de presión, que se abrirá si se alcanza la presión de 297 psig, y otra línea que se ocupará como línea de gas de instrumentos para los actuadores de las válvulas de paro por emergencia en los recibidores y lanzadores de diablos, reduciendo la presión por medio de una válvula reguladora hasta 125.9 psig.

3.3.4 Sistema de paro por emergencia.

Se contará con válvula de paro por emergencia SDV en la entrada de los separadores de succión de los turbocompresores, salidas de los separadores de descarga de los turbocompresores, llegadas de los recibidores de diablos y salidas de los lanzadores de diablos. Las válvulas de paro por emergencia SDV en los turbocompresores se conectarán al Sistema Digital de Control (SDC). Las válvulas de paro por emergencia en los lanzadores y recibidores de diablos actuarán por medio de un sistema de triple redundancia a través de tres transmisores de presión.

CAPÍTULO 4

ESTÁNDARES PARA LA REALIZACIÓN DE TRABAJOS DE HOT TAPPING

En el presente capítulo se lleva a cabo una descripción de los estándares/normas y códigos aplicables en la industria petroquímica y de manera particular a los aplicables a los trabajos de hot tapping. Se da una breve reseña de cómo surgen, su importancia, principales organizaciones que actualmente los desarrollan y fomentan, códigos y estándares vigentes hoy en día, su ámbito de aplicación, etc.. La información recabada en este capítulo nos permite mostrar el resultado de extensivos estudios que se realizan y han realizado al respecto con el objetivo de establecer una normatividad para el diseño, construcción, instalación, inspección, mantenimiento y evaluación de las instalaciones marinas.

4.1 Introducción

Hoy en día no es posible concebir un sistema, sin considerar el empleo de normas o estándares que regulen su manufactura, diseño, calibración, prueba, operación y mantenimiento; las normas o estándares empleados llegan a variar dependiendo del tipo de industria, o bien del tipo de producto. El objetivo primordial de los trabajos de estandarización es mantener cierta uniformidad en la industria.

El término norma o estándar se define como una regla establecida, por la que se rige la mayoría de las personas, para caracterizar un producto o método de trabajo. Así una norma puede llegar a definir las condiciones técnicas de fabricación, operación y verificación de un determinado equipo o sistema.

Los estándares son convenios documentados que contienen especificaciones técnicas u otros criterios precisos para ser utilizados constantemente como reglas, procedimientos o definiciones de características, para así garantizar que los materiales, productos, procesos y servicios sean adecuados para su propósito. Además simplifican los trabajos e incrementan la confianza y efectividad de los bienes y servicios que utilizamos y constantemente son revisadas y actualizadas.

Las organizaciones de estandarización son federaciones mundiales de cuerpos de estándares nacionales de alrededor de 140 países, uno de cada país. Son organismos no gubernamentales que tienen como misión promover el desarrollo de la estandarización y actividades afines en el mundo con la misión de facilitar el intercambio comercial de bienes y servicios, y para desarrollar la cooperación en las esferas de actividad intelectual, científica, tecnológica y económica.

La existencia de estándares no armonizados u homologados para una misma tecnología en diferentes ciudades o regiones puede contribuir a lo que se le denomina "barreras técnicas para el comercio". Por tal motivo las empresas se han visto en la necesidad de realizar convenios a nivel mundial sobre los estándares que les permitan justificar el proceso de comercio internacional. La estandarización internacional es también establecida por algunas tecnologías así como en diversos campos como son: procesamiento de información y comunicaciones, textiles, empaçado y distribución de bienes, producción y utilización de energía, construcción naval, bancos y servicios financieros y presenta un gran crecimiento en importantes sectores de la actividad industrial.

TESIS CON
FALLA DE SURGEN

El diseño de los sistemas de tuberías consiste en la aplicación de conocimientos como son el flujo de fluidos, análisis de esfuerzos, propiedades de los materiales y la disposición general de equipos en una planta.

Las tuberías industriales se encuentran en instalaciones de barcos, calderas y en servicios de gran escala para edificios, pero su mayor complejidad le alcanzan las plantas de proceso químico y plataformas marinas, las cuales constituyen un 25% y 35% del costo de material de una planta de proceso o plataforma y se requiere de un 40% a 48% de horas hombre para el desarrollo de ingeniería.

La tarea del diseñador, es el de realizar el arreglo original, modificar uno existente o dar soluciones a los trazos de tubería que requieren un arreglo especial, de una manera óptima, mediante el conocimiento del funcionamiento de los equipos y dispositivos especiales, selección de materiales, así como las técnicas de diseño que deben de utilizarse. El diseñador de los sistemas de tuberías, debe reunir gran cantidad de información, datos de manuales, publicaciones y catálogos de fabricantes.

El uso de las tuberías data de 400 años A.C. (tubería de arcilla) pasando por el plomo, madera, piedras, hierro hasta llegar al acero. Actualmente el diseñador puede especificar accesorios estandarizados, en una amplia gama que satisfaga cualquier tipo de condiciones de operación utilizando los estándares de diseño que existen actualmente.

En la República Mexicana predomina el uso del código ANSI B.31 "código de tubería a presión" en las firmas de ingeniería y construcción para el diseño y construcción de sistemas de tuberías; debido esto a que nuestro país no existe una institución como los es ANSI; (Instituto Nacional Norteamericano de Estándares), y observando la cercanía, la gran dependencia tecnológica y económica de nuestro país con los E.E.U.U; la mayor empresa del país, Pemex, han adaptado dichos códigos a nuestras propias necesidades, traduciendo y editándolos como normas de Petróleos Mexicanos en dos de sus principales características diseño y construcción. Las secciones de que consta el código son:

TABLA 4.1 CONTENIDO DEL CÓDIGO ASME B.31 PARA TUBERÍA A PRESIÓN

Código	Sección	Ámbito de aplicación	Año de edición
ANSI / ASME	B.31.1	Tubería para generación de energía	1986
ANSI / ASME	B.31.2	Tubería para gas combustible	1968
ANSI / ASME	B.31.3	Tubería para refinerías de petróleo y plantas químicas	1984
ANSI / ASME	B.31.4	Sistemas de tubería para transportación de hidrocarburos líquidos	1984
ANSI / ASME	B.31.5	Tubería para refrigeración	1983
ANSI / ASME	B.31.8	Sistemas de tubería para transmisión y distribución de gas	1986
ANSI / ASME	B.31.9	Tubería para servicios en edificios	1982
ANSI / ASME	B.31.11	Tubería para transporte de lodos	1986

4.2 Alcance de los códigos

ANSI B31.3.- Este código prescribe los requisitos mínimos para material, diseño, fabricación, ensamble, erección, examinación, inspección y pruebas de tubería en límites de batería de instalaciones que manejan todo tipo de productos químicos y del petróleo o productos relacionados incluyendo sólidos fluidizados, a una presión mayor de 15 psig para fluidos no tóxicos y dañinos. Ejemplo: plantas químicas, refinerías de petróleo, terminal de carga y patio de tanques dentro de límites de batería.

ANSI B31.4.- Este código prescribe requisitos mínimos para el diseño, materiales, construcción ensamble e inspección y pruebas de tuberías que transportan líquidos tales como aceite crudo, condensados, gasolina natural y productos líquidos del petróleo con presiones por arriba de 15 psig y con temperaturas entre -20 °F y 250 °F.

ANSI B31.8.- Este código cubre el diseño, fabricación, instalación e inspección y aspectos de seguridad, operación y mantenimiento de sistemas de distribución de gas con temperaturas de -20 a 450 °F.

TABLA 4.2 ESTÁNDARES PARA REALIZAR TRABAJOS DE HOT TAPPING

Ámbito de aplicación	Código
Especificación para líneas de tubería	API-RP-2X/96
Prácticas recomendadas para el examen ultrasónico y de partículas magnéticas llevadas a cabo durante la fabricación de estructuras marinas y lineamientos para la calificación del personal técnico.	API-RP-2X/96
Prácticas recomendadas para la inspección de campo de líneas de tubería nuevas.	API-RP-5L8/98
Especificaciones para soldadura a tope de boquillas.	MSS/SP-75-95
Pruebas de presión para tuberías de petróleo líquido	API-1110-91
Especificaciones para válvulas. (válvulas de compuerta, tapón, bola y check)	API-GD/94
Estándares para la calificación de soldadores y procedimientos de sujeción y soldadura.	ASME Sección IX/95
Código de soldadura estructural para acero	ANSI / AWS D1.1-94
Parte C- Especificaciones para las varillas, electrodos y metales de relleno utilizados en las actividades de soldadura.	ASME Sección C
Prácticas de soldadura para el mantenimiento de líneas de tubería.	ASME Secc-II-95 ANSI/API RP 1107-1992.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.3 Códigos de Tubería

La información contenida en este capítulo tiene como finalidad mostrar los códigos de tubería más utilizados en las firmas de ingeniería nacionales, así como algunas de sus características más relevantes.

En México, el diseño de tuberías se hace comúnmente en base a los códigos del Instituto Nacional Norteamericano de Estándares (American National Standards Institute, ANSI). Lo anterior se debe principalmente a la cercanía de nuestro país con Estados Unidos y también al hecho de que los Estados Unidos constituyen una potencia tecnológica de primer orden en el planeta; de manera que México y en general todos los países latinoamericanos y en vías de desarrollo, han adoptado las normas, estándares y especificaciones emitidos por este país.

La edición de códigos propios requiere de un desarrollo tecnológico importante, con el cual lamentablemente no contamos. Sin embargo, los códigos son estudiados en nuestro país para adaptarlos a nuestras propias características y necesidades. En México las normas o estándares nacionales utilizados en la industria petroquímica se generan a partir de adecuaciones realizadas a las normas o estándares internacionales tomando en cuenta las características y necesidades del país y son resultado de la interacción de un grupo de especialistas del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Petróleos Mexicanos (PEMEX), Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Universidad Autónoma Metropolitana (UAM), Instituto Politécnico Nacional (IPN), empresas privadas y de especialistas extranjeros de reconocida experiencia.

4.4 ¿Quién edita los estándares?

La asociación Americana de Estándares fue fundada en 1918 con el fin de autorizar estándares nacionales que tenían su origen en las 5 mayores sociedades de ingeniería, ante una situación caótica se había formado porque muchas sociedades y asociaciones mercantiles editaron sus estándares individuales los cuales a veces interferían. En 1967 se cambió el nombre de ASA en USA Standards Institute y en 1969 se hizo un segundo cambio a American National Standards Institute (ANSI). No todas las normas y/o estándares y códigos estadounidenses son editados por el instituto, existían diversas organizaciones que emitían normas, estándares y códigos aplicables a tuberías que a continuación se enlistan.

4.5 Organizaciones principales que editan estándares

Iniciales	Título de la organización
ASA	American Standards Association
ANSI	American National Standards Institute
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of the Mechanical Engineers

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ASTM	American Society of the Testings and Materials
AWS	American Welding Society
AWWA	American Water Works Association.
ISA	Instrumentation Systems and Automation Society
MSS	Manufactures Standarization Society
NFPA	National Fire Protection Association
PFI	Piping Fabrication Institute

4.5.1 Alcances de los códigos de tuberías

ASA American Standards Association

Esta asociación expide normalmente los seguros de válvulas empleadas en áreas peligrosas de la industria petrolera y en los sistemas de contra incendio.

ANSI American National Standards Institute

El instituto edita códigos y estándares relacionados a la ingeniería de tuberías y por su importancia en nuestra área son descritos posteriormente.

API American Petroleum Institute

En forma similar al "ANSI" establecen requisitos de material, diseño, fabricación, pruebas de inspección mediante los llamados "RP" (Práctica Recomendada), estableciendo también dimensiones, tolerancias, rangos de presión, marcaje, biselado, roscado, pruebas, etc., para tubería, válvulas, bridas, conexiones, empaques y tornillería mediante especificaciones; a emplear en los sistemas de tuberías de la industria petrolera general.

ASME American Society of the Mechanicals Engineers

La sociedad " ASME " edita códigos que amparan diseño, materiales, pruebas, operación, cálculo, soldadura, inspección, etc., de tuberías, calderas y recipientes a presión dada su importancia en el área se describen posteriormente.

ASTM American Society of Testing and Materials

Estas especificaciones cubren materiales, métodos de manufactura, composición química, tratamientos térmicos, pruebas, tolerancias, etc., y se dividen en partes, siendo las de mayor interés para nuestra área de trabajo las siguientes:

ASTM	(Parte 1)	Forjas y fundiciones para tuberías y accesorios.
ASTM	(Parte 2)	Fundiciones ferrosas
ASTM	(Parte 3)	Placas de acero
ASTM	(Parte 4)	Acero estructural

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

ASTM (Parte 8) Metales no ferrosos
ASTM (Parte 18) Materiales para aislamiento

AWS American Welding Society

Esta sociedad cubre biselado, tipos de soldadura, inspección, prueba, tratamientos térmicos que se requieren en los sistemas de tuberías y recipientes

AWWA American Water Work Association

Esta asociación edita los estándares de conexiones, válvulas, bridas, tubería, juntas tornillería etc., para la conducción de agua en zonas metropolitanas.

ISA Instrumentation Systems and Automation Society

Esta sociedad cubre la estandarización de materiales, fabricación, inspección y pruebas de los instrumentos empleados en sistemas de tuberías.

NFPA National Fire Protection Association

Esta asociación cubre la estandarización de todo lo referente a válvulas y accesorios de los sistemas contra incendio.

MSS Manufactures Standarization Society.

Esta sociedad edita los estándares de fabricación para accesorios y válvulas empleadas en los sistemas de tuberías.

PFI Piping Fabrication Institute.

Este instituto edita los estándares de fabricación de tubería (dimensionamiento, preparación de extremos, longitud entre boquillas, tolerancias, etc.)

4.6 Historia del código de tuberías

1915

Power Piping Society (Sociedad de Tubería de Potencia). Publica las especificaciones estándares para tubería de potencia. Primer código nacional para tubería a presión.

1924

Ohio Society of Safety Engineers (Sociedad de Ingenieros de Seguridad del Estado de Ohio). Publica las " Reglas para tubería de vapor y agua de plantas de potencia ".

1925

Ohio State Department of Industrial Relations (Departamento de Relaciones Industriales del Estado de Ohio). Publica " Código de regulaciones y reglas de seguridad que cubre las instalaciones de tubería de vapor a alta y baja presión.

1926

American Standards Association (Sociedad Norteamericana de Estándares). Inicia el proyecto B31: " Código de tubería a presión ".

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1935

American Standards Association. Publica el B31.1: Código tentativo Norteamericano para tubería a presión".

Sección 1	Tubería de potencia
Sección 2	Tubería de gas y aire
Sección 3	Tubería de petróleo
Sección 4	Tubería distrital de calentamiento
Sección 5	Detalles de fabricación
Sección 6	Materiales

1937

American Standards Association. Agrega una nueva sección al B31.1, cubriendo tubería de refrigeración, en cooperación con la " American Society of Refrigeration Engineers (Sociedad Norteamericana de Ingenieros en Refrigeración). Agrega reglas para cálculos de flexibilidad.

1939

American Standards Association, ASA. ASA B9: Código estándar norteamericano de seguridad para refrigeración mecánica.

1942

American Standards Association. Nueva edición del B31.1

1944

American Standards Association, Suplemento 1 al B31.1. Se establece el procedimiento para obligaciones e interpretaciones. Publica discusiones en la revista " Mechanical Engineering ".

1947

American Standards Association, Suplemento 2 B31.1

1948

American Standards Association y American Society of Mechanical Engineers. (ASA y ASME). Forman un comité de estándares para cubrir aplicaciones de tubería adicionales. El comité de estándares quedo compuesto por: sociedades técnicas, industriales, asociaciones comerciales, gobierno, asociaciones laborales, institutos de investigación y miembros especiales.

1951

Comité de Estándares B31. Publica una versión grandemente modificada y extendida del B31.1

1952

Comité de Estándares B31. Publica el B31.8, tubería de transmisión de gas. Primer código publicado de tubería industrial, fuera del B31.1

1955

Comité de Estándares B31. Publica una nueva versión del B31.1 con aplicaciones industriales combinadas. Se somete a votación la autorización para la preparación y publicación de documentos separados de tubería industrial.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1959

ASA. Publica el B31.3: Tubería de refinerías.
Publica el B31.4: Tubería de transportes de petróleo líquido.

1962

ASA. Publica el B31.1. Tubería de potencia.

1967

USA Standards Institute. Publica el B31.2: Tubería de combustible gaseoso.

1968

Code of Federal Regulations (Código de Regulaciones Federales.) El congreso emite el acta 49 CFR 192: Transporte de gas natural y otros gases en gasoductos; Estándar Federal de Seguridad Mínima.

1969

ANSI. Publica el B31.7: Tubería de rangos nucleares de potencia.

1970

ASME. Publica la " Guía para sistemas de tubería de transmisión y distribución de gas ". Un suplemento que dice como implementar el estándar federal de tuberías de gas.

ASME. Publica el ASME sección III. El B31.7: Tuberías de plantas nucleares de potencia, quedo incluido en la nueva versión de la sección III.

1976

ANSI. El B31.6: Tubería de plantas químicas, nunca se publica como tal y queda incluido en el B31.3: Tubería de plantas químicas y refinerías de petróleo.

1977

ASME. Se publica una nueva edición de la sección III. Se publica el caso del código N-155 ; reglas para tubería de resina termo fija de fibra de vidrio reforzada, sección III.

1978

ANSI. Se elimina el B31.7: Tubería de plantas nucleares de potencia.

ANSI. Nuevas secciones:

B31.9 Tubería de servicio de edificios.

B31.10 Tubería criogénica.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

TABLA 4.3 APARTADOS VIGENTES DEL CÓDIGO ANSI

ANSI B31	Código de tuberías a presión
ANSI B31.1	Tubería de potencia
ANSI B31.2	Tubería de gas combustible
ANSI B31.3	Tubería de plantas químicas y refinerías
ANSI B31.4	Tubería de transporte de petróleo líquido
ANSI B31.5	Tubería de refrigeración
ANSI B31.7	Tubería de plantas nucleares de potencia (1)
ANSI B31.8	Tubería de transporte y distribución de gas (2)
ANSI B31.9	Tubería de servicios de edificios
ANSI B31.10	Tubería criogénica

ASME

Sección III División 1

Componentes de plantas nucleares de potencia.

Parte 192 Título 192

Código de regulaciones federales " transporte de gas natural y otros gases en gasoductos: estándar federal de seguridad mínima.

- Notas: (1) Cubierto por el ASME sección III.
 (2) Cubierto por el título 192 (ASME).

TABLA 4.4 CONSIDERACIONES DE LOS CÓDIGOS

Tema	B31.1	B31.3	ASME III CLASE I
Alcances y definiciones	CAP.1	CAP.1	NB-1000
Diseño	CAP.2	CAP.2	NB-3600
Materiales	CAP.3	CAP.3	NB-2000
Componentes (dimensiones)	CAP.4	CAP.4	NB-3600
Fabricación, ensamble y erección	CAP.5	CAP.5	NB-4000
Examen e inspección	CAP.6	CAP.6	NB-5000
Prueba	CAP.6	CAP.6	NB-6000
Servicios con fluidos peligrosos	NO INC.	CAP.7	NO INC.
Programa de seguro de calidad	ASME SEC.1	NO INC.	SUBSEC. NCA
Protección contra sobre-presión	-----	-----	NB-7000
Placas de nombre de código y etiquetado	ASME SEC.1	-----	NB-8000

4.7 Objetivos de los códigos

Códigos de tubería ANSI B31

- Establecer los requerimientos mínimos que redunden en una instalación segura, confiable y económica.

- Los códigos no son manuales
- Proveer un documento básico para arreglos contractuales entre el contratista y el comprador.
- Proveer una base para la adopción gubernamental.
- Dar margen al diseñador.

Consenso de los códigos

Los códigos son estándares de consenso. Los cambios y adiciones son sometidos al voto de los miembros.

Las reglas están sujetas a comentarios por correspondencia. Los individuos que estén en desacuerdo, pueden presentar un punto de vista escribiendo una carta dirigida al cuerpo completo del código.

4.7.1 Descripción de los estándares aplicables a trabajos de hot tapping

4.7.1.1 Especificación para tuberías de conducción (API-SL-97)

Esta especificación abarca las tuberías de acero soldadas y sin costura. El propósito de esta especificación es el de proporcionar los estándares de tuberías adecuados para su utilización en el transporte de gas, agua y petróleo.

4.7.2 Prácticas recomendadas para la inspección por ultrasonido y partículas magnéticas en la fabricación de estructuras costa afuera y lineamientos para la calificación de técnicos. (API / RP-2X / 96)

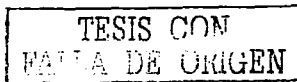
Esta abarca las pruebas no destructivas que se deben de efectuar durante la fabricación de estructuras a instalar costa afuera así como los lineamientos que se deben tomar para la calificación del personal que deberá llevar a cabo estas pruebas. Los métodos aquí enunciados tienen gran aceptación y son muy utilizados debido a su confiabilidad en la detección de discontinuidades. Los cinco métodos de pruebas no destructivas utilizados en la fabricación de estructuras costa afuera son: inspección visual, líquidos penetrantes, partículas magnéticas, radiografiado y ultrasonido.

4.7.3 Prácticas recomendadas para la inspección de tuberías de conducción nuevas (API RP- SL8 /90).

Esta contiene los procedimientos para la inspección de campo y las pruebas que se deben realizar a las líneas de conducción nuevas. Esta ha sido preparada específicamente para tratar las prácticas y tecnologías utilizadas en la inspección de campo aplicadas a las tuberías de conducción. Además contiene los requisitos que debe cumplir el personal que llevará a cabo la inspección, calibración de aparatos y procedimientos estandarizados para varios tipos de inspección.

4.7.4 Pruebas hidrostáticas para tuberías de conducción de petróleo líquido. (API-1110-91)

Esta abarca las pruebas hidrostáticas de tuberías de conducción de petróleo nuevas y en operación. Contiene algunas recomendaciones para llevar a cabo estas pruebas, sugerencias sobre el equipo que deberá utilizarse así como los puntos y factores que deben considerarse durante la prueba hidrostática de las líneas de conducción de petróleo.



4.7.5 Especificación de válvulas para tuberías de conducción (válvulas de compuerta, bola, retención y tapón). API 6D-94.

Esta enuncia las especificaciones que deben de cumplir las válvulas tanto bridadas como soldadas (retención, compuerta, bola, tapón) a instalar en líneas de operación.

4.7.6 Prácticas de soldadura para el mantenimiento de líneas de conducción ANSI/API RP 1107-1992

Esta cubre los procedimientos de soldadura que deberán utilizarse cuando se realice la reparación y/o instalación de accesorios sobre sistemas de tuberías que han estado en servicio en la compresión, bombeo y transmisión de petróleo crudo, productos de petróleo, gases y combustibles. La soldadura deberá llevarse a cabo utilizando una técnica de soldadura manual o semiautomática o un a combinación de ambas.

4.7.7 Especificaciones para varillas de soldadura, electrodos y metales de relleno. ASME SECC-II-95.

Esta especificación enuncia los requerimientos para la clasificación de electrodos de acero al carbón utilizados en la soldadura con arco eléctrico. Código para soldadura de estructuras de acero. ANSI/AWS D1.1-94

Este código contiene los requerimientos para la fabricación de estructuras de acero soldadas. Este consta de las siguientes secciones:

1.- Requerimientos generales. Esta sección contiene información básica sobre el alcance y limitaciones de este código.

2.- Diseño de conexiones soldadas. Esta sección contiene los requerimientos para el diseño de conexiones soldadas compuestas de miembros tubulares y no tubulares.

3.- Precalificaciones. Esta sección contiene los requerimientos para evaluar un procedimiento de soldadura de acuerdo a los requerimientos de este código.

4.- Calificación. Esta sección contiene los requerimientos que deben cumplir los procedimientos de soldadura, personal de soldadura (soldadores, operadores de soldadura, equipo) que son necesarios para la ejecución del trabajo.

5.- Fabricación. Esta sección contiene los requerimientos para la preparación, ensamble y mano de obra de estructuras de acero soldadas.

6.- Inspección. Esta sección contiene los criterios de aceptación o rechazo que deben tomar los inspectores en los trabajos de soldadura, además contiene procedimientos estándar para ejecutar las pruebas de inspección no destructivas.

7.- Soldadura de pernos. Esta sección contiene los requerimientos para la soldadura de pernos en estructuras de acero.

8.- Refuerzo y reparación de estructuras existentes. Esta sección contiene información básica referente a la modificación o reparación de estructuras de acero existentes.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.7.8 Procedimiento de soldadura para perforación en equipos que están en servicio (Hot-Tapping). API RP 2201.

Esta publicación abarca los aspectos de seguridad que deben considerarse cuando se realicen trabajos de hot tapping.

4.7.9 Código para la inspección de recipientes a presión. API Std 510

Este cubre los requerimientos para el mantenimiento, clasificación, reparación y alteración de recipientes a presión.

4.7.10 Código para la inspección de tubería. API Std 570

Este cubre los lineamientos para la inspección, reparación y reclasificación de los sistemas de tuberías que están o han estado en operación.

4.7.11 Inspección y pruebas de válvulas. API Std 598

Este cubre las pruebas y métodos de inspección que deben realizarse a las válvulas.

4.7.12 API Std 650.

Esta abarca los requerimientos y lineamientos que se deben cumplir durante los trabajos de soldadura de tanques de acero destinados al almacenamiento de hidrocarburos.

4.7.13 API Std 653.

Esta abarca los requerimientos y lineamientos para la inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques.

4.7.14 API Publ 941.

Esta abarca los requerimientos y lineamientos que deben cumplir los aceros destinados para el servicio de hidrógeno a elevadas presiones y temperaturas en refinerías de petróleo y plantas petroquímicas.

4.7.15 API RP 1107

Esta abarca los lineamientos y requerimientos que deben cumplir las prácticas de soldadura durante el mantenimiento de líneas de conducción.

4.7.16 API Publ 2009

Contiene las prácticas de seguridad para corte y soldadura que deben llevarse a cabo en refinerías y plantas petroquímicas.

4.7.17 Battelle Institute

Esta publicación contiene la investigación y predicción de los coeficientes de enfriamiento durante los trabajos de soldadura de las líneas de conducción. En esta publicación se presenta un modelo de análisis térmico durante trabajos de hot tapping.

4.7.18 ASME/ANSI B31.3

Este contiene el procedimiento para el cálculo de espesores de tubería utilizadas en refinerías de petróleo y plantas químicas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.7.19 ASME/ANSI B31.4

Este contiene el procedimiento para el cálculo de espesores de tubería utilizadas en sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos, gas licuado, amoniaco anhidro y alcoholes.

4.7.20 ASME/ANSI B31.8

Este contiene el procedimiento para el cálculo de espesores de tubería utilizadas en el transporte y distribución de gas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.8 Códigos y estándares para el diseño de ingeniería.

El equipo e instrumentación requerido para las modificaciones a realizarse en las instalaciones de las plataformas serán sometido a pruebas de calidad y análisis de cumplimiento normativo para el diseño de ingeniería tomando en cuenta los estándares y códigos que a continuación se enuncian.

TABLA 4.5 AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (A.P.I)
 INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO

Abreviatura	Descripción
API-RP 2 A-WSD	Método recomendado para la planificación, diseño y construcción de las plataformas marinas fijas.
API-RP-2D	Método recomendado para la operación y mantenimiento de grúas costa afuera.
API-RP-2X	Método recomendado para el examen ultrasonico de fabricación estructural marina y lineamientos para cualificar técnicos ultrasonicos.
API-RP-2L	Método recomendado para planificar, diseñar y construir helipuertos para las plataformas marinas fijas.
API-RP-5L 1	Método recomendado para la transportación de tuberías de líneas por vía férrea.
API-RP-5L 5	Método recomendado para el transporte marítimo de tuberías.
API-RP-14 C	Método recomendado para análisis, diseño, instalación y pruebas de sistemas de seguridad superficial básicos de la plataforma de producción marina.
API-RP-14 E	Método recomendado para los sistemas de tuberías de las plataformas de producción marina.
API-RP-14 J	Método recomendado para diseño y análisis de riesgos/peligros para instalaciones de producción marinas.
API-RP- 14 F	Método recomendado de diseño e instalación de sistemas eléctricos para plataformas de producción marinas.
API-RP-14 G	Método recomendado de prevención y control de incendios en plataformas de producción marinas de tipo abierto.
API-RP-55	Método recomendado para la producción de petróleo y gas, y para las operaciones de procesamiento de gas que tratan con sulfuro de hidrógeno.
API-RP-75	Método recomendado para el desarrollo del programa de administración de seguridad y medio ambiente para las operaciones e instalaciones de la plataforma continental externa (OCS).
API-RP-500-91	Recomendaciones prácticas para la clasificación de instalaciones eléctricas en instalaciones petroleras. Primera edición.
API-RP-520	Método recomendado para el diseño y la instalación de sistemas de liberación de presión en refinertías, partes I y II.
API-RP-521	Guía para sistemas de liberación de presión y despresurización.
API-RP-530	Cálculo del grosor de tubos de calentadores en refinertías de petróleo.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Continuación de la tabla 4.5

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (A.P.I.)
 INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO

Abreviatura	Descripción
API-RP-554-2	Alarmas y dispositivos protectores.
API-RP-750	Administración de peligros en los procesos.
API-RP-2003	Protección contra igniciones causadas por cargas estáticas, rayos y corrientes parásitas.
API-RP-2214	Ignición por la chispa de herramienta de mano.
API-RP-2216	Riesgo de ignición de los vapores de hidrocarburos cerca de superficies calientes.
API-RP-2218	Prácticas a prueba de fuego en plantas procesadoras de petróleo.
API-RP-2030	Normas de la industria del petróleo para la aplicación del sistema de aspersión de agua para protección contra incendios.
API-2B	Especificación API para tubos de acero estructural fabricados.
API-2C	Especificación para grúas marinas.
API-2E	Especificación de empaque de plataformas de perforación para plataformas independientes marinas.
API-2H	Especificación de placas de acero a carbono - magnesio para juntas tubulares de tuberías de instalaciones marinas en plataformas marinas.
API-2MTI	Placa de acero laminado a carbono- manganeso de mayor dureza para estructuras marinas.
API-BULL-2U	Boletín de API sobre el diseño de estabilidad de envoltentes cilíndricos.
API-4 A	Especificación para torres de acero (incluyendo las plataformas estándar)
API-5L	Especificación para tuberías.
API-5B	Roscado, calibración e inspección de los pasos del roscado de entubados, tubos y tuberías de línea.
API-6D	Especificaciones para válvulas de tuberías, cierres de extremo, conectores y eslabones giratorios.
API-526	Válvulas de alivio (PSV) brindadas para uso en refinerías petroleras.
API-527	Ajuste de asiento comercial de válvulas de liberación de seguridad con asientos de metal.
API-598	Inspección y prueba de válvulas.
API-601	Estándar para empaquetaduras metálicas de tuberías.
API-600	Válvulas de tuberías.
API-603	Válvulas de tuberías.
API-610	Bombas centrífugas para servicio de refinería.
API-613	Equipo de propósito especial para servicio de refinería.
API-615	Control de ruido para equipos mecánicos.
API-616	Turbina de gas para servicio de refinería.
API-617	Compresores centrífugos.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Continuación de la tabla 4.5

TABLA 4.5. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (A.P.I)
INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO

Abreviatura	Descripción
API-6182	Compresores oscilantes
API-619	Compresores rotatorios.
API-671	Empalmes especiales para servicios de refinería.
API-671	Acoplamientos de propósito especial para servicios de refinería.
API-672	Compresores centrífugos para servicio de refinería.
API-675	Bombas de desplazamiento positivo- tipo volumen controlado.
API-676	Bombas de desplazamiento positivo- tipo rotatorio.
API-680	Paquete de compresores de aire oscilantes de planta e instrumentos para refinería.
API-1104	Estándar para soldar tuberías e instalaciones relacionadas.
API-1111	Método recomendado para diseño, construcción, operación y mantenimiento de tuberías de hidrocarburo marinas.
API-2530	Medición en orificios de gas natural.
API-2534	Medición de hidrocarburos líquidos mediante sistemas de medición de turbina.

CÓDIGOS APLICABLES A CALDERAS Y RECIPIENTES DE PRESIÓN.

TABLA 4.6. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME).
SOCIEDAD AMERICANA DE INGENIEROS MECÁNICOS.

Abreviatura	Descripción
ASME Secc. II	Materiales.
ASME Secc. IV	Examen no destructivo.
ASME Secc. VIII	Recipiente a presión no encendido.
ASME / B 31.3	Tuberías para plantas químicas y refinerías.
ASME / B 31.4	Sistema de transporte de crudo por tuberías.
ASME / B 31.8	Sistemas de transmisión y distribución de gas.
PTC 10	Código de prueba de rendimiento-compresores y escape.
PTC 19.5	Suplemento provisional acerca del uso de instrumentos y aparatos, parte II de medidores de fluido, sexta edición, 1971
PTC 22	Código de prueba de rendimiento - plantas de energía de turbina de gas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA 4.7 AMERICAN WELDING SOCIETY (AWS).
SOCIEDAD AMERICANA DE SOLDADURA.

Abreviatura	Descripción
AWS A 3.0	Términos y definiciones de soldadura.
AWS A 5.1	Electrodos para soldadura.
AWS A 5.5	Especificación para electrodos de soldadura de arco cubiertas con acero de baja aleación.
AWS D 1.1	Soldadura de estructuras de acero.
AWS D 2.0	Especificaciones estándar para puentes, carreteras y vías férreas soldadas.
AWS D 3.6	Soldadura de estructura submarinas.

TABLA 4.8 NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA).
ASOCIACIÓN NACIONAL DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS.

Abreviatura	Descripción
1	Códigos nacionales de incendios.
2	Manual de protección contra incendios.
3	Código eléctrico nacional.
NFPA - 10	Norma para extintores portátiles.
NFPA - 12	Normas sobre sistemas de extinción de dióxido de carbono.
NFPA - 13, 13 D	Norma para la instalación de sistemas aspersores.
NFPA - 14	Norma para la instalación de los sistemas de toma de agua y mangueras.
NFPA - 15	Normas para sistemas fijos de aspersión de agua para bombas.
NFPA - 20	Estándar para el funcionamiento e instalación de bombas centrifugas contra incendios.
NFPA - 25	Inspección, prueba y mantenimiento del sistema de prevención contra incendios.
NFPA - 37	Estándar para la instalación y uso de motores de combustión y turbinas estacionarias.
NFPA - 51 B	Prevención de incendios en el uso del proceso de corte y soldadura.
NFPA - 69	Sistema preventivo de explosiones.
NFPA - 70	Código eléctrico nacional.
NFPA - 72	Instalación, mantenimiento y uso de sistemas de señalización para la protección.
NFPA - 72 E	Norma sobre detectores de incendio automáticos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Continuación de la tabla 4.8

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA).
ASOCIACIÓN NACIONAL DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS.

Abreviatura	Descripción
NFPA - 75	Norma para la protección de computadoras electrónicas y equipos de procesamiento de datos.
NFPA - 77	Método recomendado sobre electricidad estática.
NFPA - 78	Código de protección contra rayos.
NFPA - 85 C	Calentadores encendidos.
NFPA - 101	Código de seguridad de vida - código para proteger la vida contra incendios en edificios y estructuras.
NFPA - 325 M	Propiedades de peligro de incendio de líquidos inflamables, gases y sólidos volátiles.
NFPA -495	Código de materiales explosivos.
NFPA - 496	Estándar para purgación y presurización de recintos de equipos eléctricos en lugares peligrosos (clasificados).
NFPA - 497 M	Clasificación de gases, vapores y polvos para equipos eléctricos en lugares peligrosos (clasificados).
NFPA - 2001	Norma sobre sistemas de extintores de incendios con agentes limpios.
ISBN 0-87765-365-9	Instalaciones eléctricas en lugares peligrosos, Schram y Earkley, primera edición, diciembre de 1988
NESC	Código nacional de seguridad eléctrica.

TABLA 4.9 AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM).
SOCIEDAD AMERICANA PARA PRUEBAS Y MATERIALES.

Abreviatura	Descripción.
ASTM A6	Especificación estándar de los requisitos generales para placas de acero laminado, formas, camisas y barras para uso estructural.
ASTM A20	Requisitos generales para placas de acero.
ASTM A36	Especificación para acero estructural al carbono.
ASTM A53	Tubo de acero negro y sumergido en caliente, recubierto con zinc, soldado y sin costura.
ASTM A82	Alambre de acero estirado en frío.
ASTM A105	Piezas forjadas de acero al carbono para componentes de tuberías.
ASTM A106	Tubo de acero al carbono sin costura para servicio de alta temperatura.
ASTM A120	Tubo de acero, negro y sumergido en caliente, recubierto con zinc (galvanizado), soldado y sin costuras, para usos ordinarios.

Continuación de la tabla 4.9

TABLA 4.9 AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM).
SOCIEDAD AMERICANA PARA PRUEBAS Y MATERIALES.

Abreviatura	Descripción
ASTM A123	Revestimientos de zinc (galvanizados en caliente) para productos de hierro y acero.
ASTM A185	Malla metálica de acero soldado.
ASTM A193	Material de aleación de acero inoxidable para pernos para servicio de alta temperatura.
ASTM A194	Tuercas de acero al carbono y de aleación para servicio de alta presión y temperatura.
ASTM A234	Conexiones de tuberías de acero al carbón forjado para temperaturas moderadas y forzadas.
ASTM A283	Placas formas y barras de acero al carbono con baja e intermedia tensión.
ASTM A307	Sujetadores estándares de acero al carbono rosados externamente.
ASTM A325	Especificaciones estándar para tornillos de alta resistencia para conexiones de acero estructural.
ASTM A370	Métodos y definiciones estándares para pruebas mecánicas de productos acero.
ASTM A500	Tubos estructurales de acero al carbono forjados en frío, soldados y sin costuras, de forma redonda y otras formas.
ASTM A563	Tuercas de aleación y de acero al carbono.
ASTM A572	Aceros de aleación de columbio - vanadio de alta resistencia para estructuras de alta calidad.
ASTM A578	Especificación estándar para examen ultrasónico de haz directo de placas de acero no recubiertas y recubiertas para usos especiales.
ASTM A641	Alambre de acero al carbono recubierto con zinc (galvanizado).
ASTM A694	Piezas forjadas de acero al carbono de baja aleación para bridas de tubos, conexiones, válvulas y partes para servicio de transmisión a alta presión.
ASTM B695	Revestimientos de zinc depositados mecánicamente sobre hierro y acero.
ASTM B766	Revestimiento de cadmio depositado eléctricamente sobre acero.
ASTM C31	Método para hacer y curar muestras de prueba de concreto en el campo.
ASTM C33	Especificación estándar para agregado de concreto.
ASTM C39	Método estándar de prueba para la resistencia a la compresión de muestras de concreto cilíndricas.
ASTM C150	Especificación estándar para cemento portland.
ASTM C309	Especificación estándar para componentes formadores de membranas líquidas de concreto curado.
ASTM C449	Cemento de acabado y de aislamiento térmico de fraguado hidráulico de fibra mineral.
ASTM C494	Especificación estándar de mezclas químicas para concreto.
ASTM C533	Aislamiento térmico de tubos y bloques de silicato de calcio.

TESIS CON
FALLA DE CARRÉN

Continuación de tabla 4.9

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM).
SOCIEDAD AMERICANA PARA PRUEBAS Y MATERIALES.

Abreviatura	Descripción
ASTM C552	Aislamiento térmico con fibra de vidrio.
ASTM C610	Aislamiento térmico de tubo y bloque de perlita moldeado y expandido.
ASTM C612	Aislamiento térmico de tubo y bloque de fibra mineral.
ASTM C642	Prueba de gravedad específica, absorción y vacíos en concreto endurecido.
ASTM D5	Revestimientos anticorrosivos de material bituminoso.
ASTM D624	Método de prueba de resistencia al desgarramiento para caucho vulcanizado y elastómeros termoplásticos convencionales.
ASTM D1000	Revestimientos anticorrosivos con cintas adhesivas.
ASTM D1141	Sustituto de agua marina.
ASTM D1149	Método de prueba para la deterioración de caucho por fraccionamiento del ozono superficial en una cámara.
ASTM E18	Prueba estándar de dureza para metales.
ASTM E23	Métodos estándares de prueba de impacto para materiales metálicos.
ASTM E92	Método de prueba estándar para dureza Vickers de materiales metálicos.
ASTM E165	Práctica para el método de inspección del líquido penetrante.
ASTM E337	Prueba de humedad relativa mediante psicrómetro de bulbo húmedo y seco.
ASTM E709	Método estándar para examinar partículas magnéticas.
ASTM F436	Arandelas de acero rígido para su uso con pernos de alta resistencia.
ASTM G6	Resistencia a la abrasión de los revestimientos de tuberías.
ASTM G12	Medición del grosor de películas de tuberías.
ASTM C1248	Método de prueba de manchado de sustancias porosas para selladores de juntas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA 4.10 NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION (NEMA).
ASOCIACIÓN NACIONAL DE FABRICANTES DE MATERIAL ELÉCTRICO.

Abreviatura	Descripción
NEMA CC1	Conectores de energía eléctrica.
NEMA MG1	Motores y generadores.
NEMA MG2	Estándar de seguridad para la construcción y guía para seleccionar, instalar y utilizar motores y generadores eléctricos.
NEMA MG10	Guía de energía para seleccionar y utilizar motores polifásicos.
NEMA SG3	Interruptores de circuitos de energía de bajo voltaje.
NEMA SG5	Conjuntos de conmutador de energía.
NEMA SG6	Equipo de conmutación de energía.
NEMA VE1	Sistemas de cajas de cables.
NEMA ICS2	Estándares para dispositivos de control, controladores y ensambles industriales.
NEMA ICS3	Norma para controladores programables.
NEMA ICS6	Recintos para controles y recintos industriales.

TABLA 4.11 AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE (ANSI).
INSTITUTO AMERICANO DE ESTÁNDARES NACIONALES.

Abreviatura	Descripción
ANSI B.1	Especificación para roscado de tubos.
ANSI B1.1	Roscos de tornillo de pulgadas unificadas.
ANSI B16.1	Bridas y conexiones de tubos de hierro fundido.
ANSI B16.5	Bridas y conexiones con brida de tubos de acero.
ANSI B16.9	Conexiones de soldadura a tope de acero forjado hechas en la fábrica.
ANSI B16.20	Empaquetaduras y ranuras de juntas de anillos para bridas de tubo de acero.
ANSI B16.25	Extremos de soldadura a tope.
ANSI B18.2.2	Tuercas cuadradas y hexagonales.
ANSI B18.22.1	Arandelas de seguridad.
ANSI B36.10	Tubo de acero forjado, soldado y sin costuras.
ANSI C39.1	Instrumentos indicadores analógicos eléctricos.
ANSI C37.13	Interruptores de circuito de energía de corriente alterna.
ANSI C37.20	Ensamblados de engrane de conmutación, incluyendo barra colectora encerrada en metal.
ANSI C37.50	Procedimiento de prueba para interruptores de circuito de energía de corriente alterna de bajo voltaje en recintos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Continuación de tabla 4.11

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE (ANSI).
INSTITUTO AMERICANO DE ESTÁNDARES NACIONALES

Abreviatura	Descripción
ANSI C37.90	Reles y sistemas de releé asociados con aparatos de energía eléctrica.
ANSI C57.13	Requerimientos para la instrumentación de transformación.
ANSI C57.12.70	Fabricación de terminales y conexiones para transformadores de distribución de energía.
ANSI / AWS D1.1	Soldadura de estructuras de acero.
ANSI / AWS D3.6	Soldadura estructural submarina.
ANSI / IEEE 100	Diccionario estándar de IEEE de términos eléctricos y electrónicos. 1984.
ANSI C84.1	Evaluaciones de voltaje para sistemas y equipos de energía eléctrica (60 Hz).
ANSI H35.1	Sistema de designación de aleación y templado para aluminio.
ANSI / ISA S5.1	Símbolos de instrumentación e identificación.
ANSI / ISA S5.2	Diagramas lógicos binarios para operaciones de proceso.
ANSI / ISA S5.4	Diagramas de ciclos de instrumentos.
ANSI / ISA S5.5	Símbolos gráficos para indicadores de proceso.
ANSI / ISA S12.12	Equipo eléctrico no incendiario para uso en lugares peligrosos (clasificados) clase I y II, división II y clase III, división I y lugares peligrosos.
ANSI / ISA S12.15	Parte I, requisitos de funcionamiento, instrumentos de detección de sulfuro de hidrógeno.
ANSI / ISA S18.1	Secuencias y especificaciones del anunciador.
ANSI / ISA S50.1	Compatibilidad de secuencias analógicas para instrumentos de procesos industriales electrónicos.
ANSI / ISA S51.1	Terminología de instrumentación del proceso.
ANSI / ISA RP12.6	Métodos de cableado para instrumentación en lugares peligrosos (clasificados). Parte I: seguridad intrínseca
ANSI Y32.9	Símbolos gráficos para el cableado eléctrico y diagramas de distribución utilizados en arquitectura y construcción de edificios.
ANSI TIA 568	Sistemas de alambrado y red.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA 4.12. AMERICAN WATER WORKS ASSOCIATION (AWWA).
ASOCIACIÓN AMERICANA DE OBRAS DE AGUA.**

Abreviatura	Descripción
AWWA C203	Recubrimientos y revestimientos protectores de carbón – alquitrán para tuberías de acero para agua, esmalte y aplicaciones en caliente (modificadas para utilizar esmalte bituminístico koppers de alta fusión).

**TABLA 4.13. MANUFACTURERS STANDARDIZATION SOCIETY (MSS).
SOCIEDAD DE ESTANDARIZACIÓN DE FABRICANTES.**

Abreviatura	Descripción
MSS – SP6	Acabados para las caras de contacto de las bridas en los extremos y conexiones ferrosas.
MSS – SP25	Sistema de marcaciones estándar para válvulas, conexiones, uniones.
MSS – SP44	Bridas de tuberías de acero.
MSS – SP45	Estándares de conexión de derivación y drenaje.
MSS – SP53	Estándar de calidad para piezas de acero fundidas y forjadas – método de partícula magnética.
MSS – SP54	Estándar de calidad para piezas de acero fundidas – método de examinación radiográfica.
MSS – SP55	Estándar de calidad para piezas de acero fundidas – método visual.
MSS – SP72	Válvulas de bola con extremos brindados o soldados a tope para servicio general.
MSS – SP75	Especificación para conexiones de soldadura a tope forjadas de prueba alta.
MSS – SP77	Lanceamientos para relaciones contractuales de soporte de tubería y responsabilidades del contratista del colgado de tuberías.

TABLA 4.14. BRITISH STANDARDS

Abreviatura	Descripción
BS – 4515	Apéndice J. Procedimiento de soldadura, en tuberías de acero para costa afuera y recomendaciones de soldadura.
BS – 7361	Códigos y prácticas aplicables para mar y tierra 1991.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA 4.15 SWEDISH STANDARDS INSTITUTE

Abreviatura	Descripción
SIS - 05 -59	Normas para superficies de acero pintadas.
SIS - Sa2	Limpieza a chorro con arena de sílice.
SIS - Sa3	Limpieza a chorro con metales.

TABLA 4.16 NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE)
ASOCIACIÓN NACIONAL DE INGENIEROS DE CORROSIÓN.

Abreviatura	Descripción
NACE MR0175	Material metálico resistente al agrietamiento por tensión de sulfuro para equipos de vaciamento de petróleo.
NACE RP0169	Control de corrosión externa en sistemas de tuberías metálicas subterráneas y sumergidas.
NACE RP0176	Control de la corrosión del acero, plataformas marinas fijas de acero asociadas con la producción de petróleo.
NACE RP0178	Detalles de fabricación, requisitos de acabado de superficies y diseño y construcción adecuados para tanques y recipientes que se deben revestir para servicio de inmersión.
NACE RP0274	Método recomendado, inspección eléctrica de alto voltaje de recubrimientos de tubería antes de la instalación.
NACE RP0675	Control de corrosión en tuberías de acero marina.
NACE RP0176	Control de la corrosión del acero, plataformas marinas fijas de acero asociadas con la producción de petróleo.
NACE RP0194	Método recomendado para control de corrosión en plataformas marinas fijas de acero asociadas con la producción de petróleo.
NACE RP0387	Requisitos metalúrgicos y de inspección para ánodos fundidos enterrados para aplicaciones marinas.
NACE RP0194	Método recomendado para control de corrosión en plataformas marinas fijas de acero asociadas con la producción de petróleo.
NACE TM0170	Estándar visual para superficies de acero nuevo limpiadas con chorros de aire con arena abrasiva.
NACE TM0175	Estándar visual para superficies de acero nuevo limpiadas con chorro centrífugo de partículas metálicas.
NACE TM0190	Métodos de prueba estándares para pruebas de ánodos en laboratorio.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA 4.17 NATIONAL ASSOCIATION OF PIPE COATING APPLICATORS (NAPCA)
ASOCIACIÓN NACIONAL DE APLICADORES DE REVESTIMIENTOS EN TUBERÍA

Abreviatura	Descripción.
NAPCA Bulletin 1-65	Especificación recomendada para recubrimientos de esmalte.
NAPCA Bulletin 5-69	Especificación para filtros de tuberías.

TABLA 4.18 STEEL STRUCTURES PAINTING COUNCIL (SSPC)
CONSEJO PARA PINTAR ESTRUCTURAS DE ACERO.

Abreviatura	Descripción
SSPC - PA2	Medición del grosor de capa de pintura seca con medidores magnéticos.
SSPC - SP1	Limpieza con solventes.
SSPC - SP3	Limpieza de herramientas motorizadas.
SSPC - SP-5	Limpieza con chorro de metal blanco.
SSPC - SP- 10	Acabado de metal casi blanco.
SSPC - VIS1- 89	Estandar visual para acero limpiado con chorro abrasivo.

TABLA 4.19 NATIONAL ENGINEERING MANUFACTURERS ASSOCIATION (NEMA)
ASOCIACIÓN NACIONAL DE FABRICANTES TÉCNICOS

Abreviatura	Descripción
Std. WC-7	Alambre y cable aislado con polietileno termo fraguado reticulado para la transmisión y distribución de energía eléctrica.

TABLA 4.20 AMERICAN INSTITUTE OF STEEL CONSTRUCTION (AISC).
INSTITUTO AMERICANO DE CONSTRUCCIONES DE ACERO

Abreviatura	Descripción
AISC	Manual de construcción de acero.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA 4.21 UNDERWRITERS LABORATORY (UL)
ASEGURADORAS AMERICANAS DE LABORATORIOS

Abreviatura	Descripción
UL-595	Estándar para accesorios de iluminación eléctrica de tipo marino.
UL-674B	Estándar de seguridad para motores y generadores eléctricos para uso en lugares peligrosos, clase I, grupos C y D.
UL-698	Estándar de seguridad para equipo de control industrial eléctrico para uso en lugares peligrosos, clase I, grupos A, B, C y D, y clase II, grupos E, F y G.
UL-783	Estándar de seguridad para reflectores y linternas eléctricas para uso en lugares peligrosos, clase I, grupo C y D.

TABLA 4.22 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS (IEEE)
INSTITUTO DE INGENIEROS ELECTRICISTAS Y DE ELECTRÓNICA

Abreviatura	Descripción
IEEE 45	Método recomendado para instalaciones eléctricas en barcos.
IEEE 112	Procedimiento de prueba estándar para generadores y motores de inducción polifásicos.
IEEE 141	Método recomendado para la distribución de energía eléctrica para plantas industriales.
IEEE 142	Método recomendado para puesta a tierra de plantas de energía industriales y comerciales.
IEEE 242	Método recomendado para protección y coordinación de sistemas de energía industriales y comerciales.
IEEE 303	Método recomendado para dispositivos auxiliares para motores en lugares de Clase I, grupos A, B, C y D, división 2.
IEEE 315	Símbolos gráficos para diagramas eléctricos y electrónicos.
IEEE 446	Método recomendado para sistemas de energía de emergencia y de reserva para aplicaciones industriales y comerciales.
IEEE 450, 484, 485	Método recomendado para mantenimiento, pruebas reemplazo de baterías de almacenamiento de conductor grande para estaciones y subestaciones generadoras.
IEEE 515	Método recomendado para prueba, diseño, instalación y mantenimiento de rastreo de calor de resistencia eléctrica para aplicaciones industriales.
IEEE 802.3	Transmisión de información en red de área local.
IEEE 802.7	Prácticas recomendadas para red de área local " LAN " de banda corta.
IEEE 802.5	Estándares para redes de área local.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA 4.23 ILLUMINATING ENGINEERS SOCIETY (IES)
SOCIEDAD DE INGENIEROS DE ILUMINACIÓN**

Abreviatura	Descripción
IIES RP-1	Método nacional estándar estadounidense para iluminación de oficinas.
IIES RP-7	Método nacional estándar estadounidense para iluminación industrial.
	Manual de iluminación IES.

**TABLA 4.24 AMERICAN SOCIETY OF NON-DESTRUCTIVE TESTING (ASNT)
SOCIEDAD ESTADOUNIDENSE DE PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS**

Abreviatura	Descripción
ASNT-TC-1*	Calificación de personal y certificación en pruebas no destructivas.

**TABLA 4.25 HEAT EXCHANGER INSTITUTE (HEI)
INSTITUTO DE INTERCAMBIADORES DE CALOR**

Abreviatura	Descripción
	Estándares para condensadores superficiales.

**TABLA 4.26 INSTITUTE OF CORROSION
INSTITUTO DE CORROSIÓN**

Abreviatura	Descripción
	Selección de métodos de prueba de ánodos de aluminio en laboratorio.

TABLA 4.27 DET NORSKE VERITAS (DNV)

Abreviatura	Descripción
DNV RP B301	Normas de diseño de protección catódica para sistemas de tubería submarinas.
SOLAS 1974	Sistemas de seguridad.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA 4.28 AMERICAN BUREAU OF SHIPPING (ABS)
AGENCIA ESTADOUNIDENSE DE EMBARQUE**

Abreviatura	Descripción
	Lineamientos para construcción y clasificación de tuberías submarinas y elevadores, 1989.

**TABLA 4.29 PEMEX
PETRÓLEOS MEXICANOS**

Abreviatura	Descripción
GSPA-RMNE-001	Requerimientos mínimos para sistemas de seguridad en instalaciones costa afuera - revisión 0 (adjunto).

**TABLA 4.30 CODE OF FEDERAL REGULATIONS
CÓDIGO DE REGLAMENTOS FEDERALES DE LOS ESTADOS UNIDOS.**

Abreviatura	Descripción
Título 29, parte 1910 (OSHA 2206)	Estándares generales de seguridad y sanidad industrial.
Título 30, parte 250	Operación de petróleo y gas y sulfuro en la plataforma continental.
Título 33, parte 144	Requerimientos de sobrevivencia costa afuera.
Título 33, Subcapítulo C	Ayudas para la navegación, parte 67.
Título 33, Subcapítulo N	Actividades en la plataforma continental externa, parte 140 hasta 147.
Título 46	Unidades de perforación marinas móviles, parte 107-108. (guardacostas de USA).
Título 46	Subcapítulo de embarques J-ingeniería eléctrica, parte 110-113. (guardacostas de USA, CG259)
Título 46-147.60 y 147.65	Departamento de transporte.
Título 49, parte 192	Tuberías de transportación de gas natural y otros gases: estándares de seguridad federales mínimos.
Título 49, parte 145	Transportación de líquidos peligrosos a través de tuberías.
TUB	Microcomputadoras en técnicas de medidas de seguridad (folleto clase 5).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 5

GENERALIDADES SOBRE TRABAJOS DE HOT TAPPING

En el presente capítulo se realiza una definición de los que es un hot tapping, su campo de aplicación; así como los elementos y accesorios necesarios para llevarlo a cabo. Se menciona en forma breve la metalurgia y el proceso a seguir para la ejecución de este tipo de trabajo, las medidas de seguridad tanto para la protección del personal presente así como las del medio ambiente en caso de fugas o derrames. Además se describe el procedimiento para calcular los refuerzos en ramales para hot tapping y se incluyen algunos ejemplos de cálculo. Esta información permitirá comprender la importancia de este tipo de trabajos en aquellos procesos en donde un paro o suspensión temporal del mismo durante el desarrollo de actividades de mantenimiento, instalación, desmontaje, etc., de algún equipo o sistema es impráctico e inviable.

5.1 Definición de Hot tapping

El hot-tapping es una técnica utilizada para unir conexiones en tubería en servicio por medio de soldadura y barrenado, sin necesidad de interrumpir el proceso. Debido a que el aire está excluido dentro de la tubería en servicio, donde los hidrocarburos están presentes, el riesgo de una explosión o fuego es menor que en equipos no presurizados o que se encuentran abiertos a la atmósfera. Aunque las máquinas para la realización del hot-tapping son hasta cierto punto comerciales, algunas empresas prefieren construirlas ellas mismas, debiendo realizárseles varias pruebas para probar su efectividad. Todas las máquinas para hot-tapping tienen un rango de temperatura y presión máximo de trabajo permitidas, por lo que se deberá tener especial cuidado de no exceder estos límites. La técnica de hot tapping es conocida también como conexión a presión, barrenado a presión, taladrado de tubería a presión.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los elementos necesarios que componen el hot tapping son los siguientes:

a.-) Una máquina barrenadora, la cual generalmente consiste de una barra taladradora telescópica accionada mecánicamente y una herramienta de corte de avance vertical con movimiento descendente y ascendente.

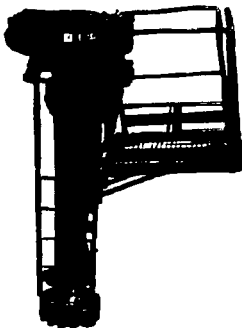


FIG. 5.1 MAQUINA PARA HOT TAPPING MODELO 1200

b.-) Una válvula de control, la cual se instalará en el nuevo ramal que se conectara en la tubería en servicio, siendo esta normalmente una válvula de compuerta, a través de la cual se realizara la operación de taladrado, impidiendo el escape del fluido una vez que se haya retirado la maquina barrenadora.



FIG. 5.2 VALVULAS TIPO SÁNDWICH Y DE APERTURA TOTAL

c.-) Una "silleta" o una "T", la cual va montada sobre la tubería en servicio, teniendo como función proveer una conexión de salida para sobre ella montar la válvula de compuerta.

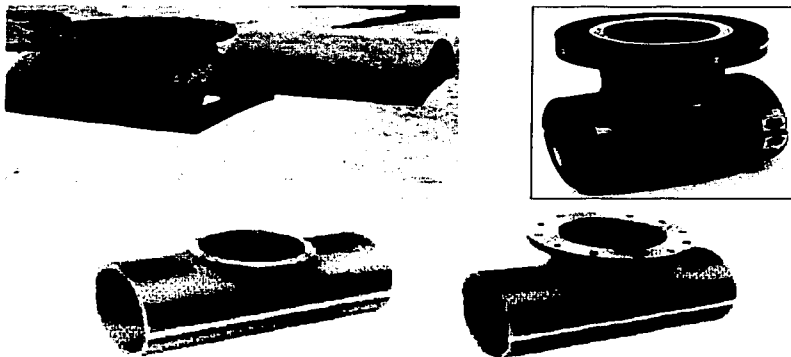


FIG. 5. ACCESORIOS PARA REFUERZO DEL CABEZAL (TEE ENVOLVENTES)

Una máquina para hot-tapping será considerado apropiada si la presión y temperatura existente dentro de la tubería en servicio caen dentro de los rangos de temperatura y presión de trabajo especificados para la máquina. Los sellos y materiales que componen el equipo deberán ser compatibles con el fluido manejado dentro de la tubería. Asimismo el material de que está fabricada la herramienta de corte y la barra taladradora deberá ser el adecuado para lograr un fácil barrenado en el material de la tubería en servicio.

Antes de intentar realizar un hot-tapping, la máquina, la herramienta de corte y la barra taladradora deberán ser cuidadosamente inspeccionadas para asegurar que estarán en condiciones adecuadas para su uso.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

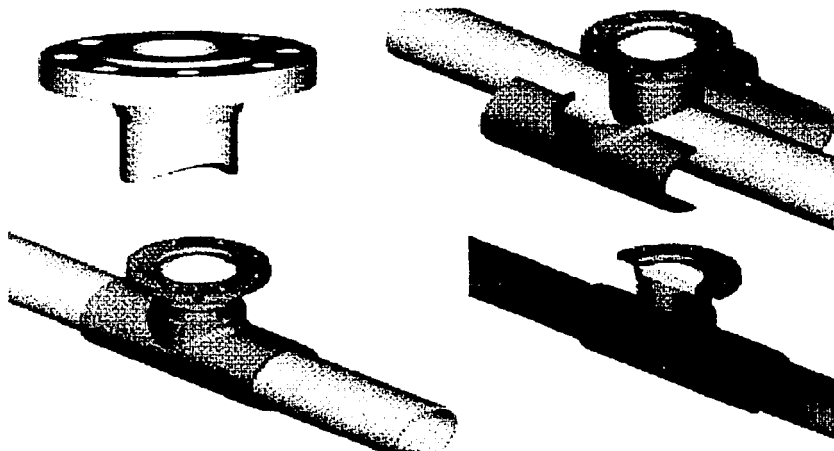


FIG 5-4 INSTALACION DE UNA TEE ENVOLVENTE PARA HOT TAPPING

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

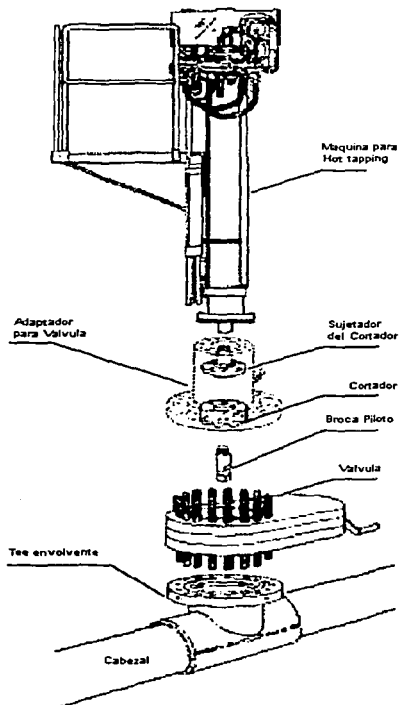


FIG. 3.5 MÁQUINA DE HOT TAPPING MONTADA SOBRE UN CABEZAL

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

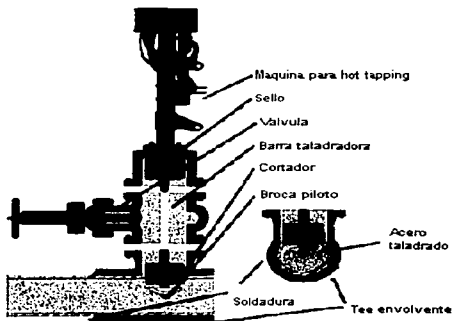


FIG. 5.6 VISTA TRANSVERSAL DEL MONTAJE DE LA MÁQUINA DE HOT TAPPING

5.2 Metalurgia del hot tapping.

Las tuberías a las cuales se les realizará un hot-tapping deberán inspeccionárseles su espesor de pared así como asegurarse de la nula existencia de imperfecciones en la estructura del material para minimizar el riesgo de fisuras. Asimismo, se deberá llevar a control sobre las técnicas de soldadura que deberán ser seguidas por soldadores calificados para prevenir sobrecalentamientos, sobre todo en tubería con espesores delgados, así como verificar que se sigan todos los procedimientos de seguridad apropiados para la realización del trabajo.

Deberá realizarse una inspección completa de cada área de trabajo verificándose que el espesor del tubo en servicio es el adecuado para la presión y temperatura reinante, no debiéndose presentar laminados u otras imperfecciones. El hot-tapping únicamente deberá ser llevado a cabo en tuberías libres de laminados y con el espesor de pared adecuado.

Para minimizar la posibilidad de sobrecalentamiento en la superficie del tubo, el primer cordón de soldadura deberá ser realizado con electrodos de $3/32''$ de diámetro, y los subsiguientes cordones con electrodos de $1/8''$ o menos si el espesor del tubo no excede de $1/2''$. En muchos casos el uso de electrodos de bajo hidrógeno son preferibles para reducir la posibilidad de sobrecalentamiento. Para espesores de pared grandes como los de $1/2''$ en adelante, se pueden utilizar electrodos de diámetros mayores que los especificados anteriormente.

Generalmente el espesor mínimo recomendado para la realización de un hot-tapping es de 3/16", los espesores por debajo de esta medida pueden ser permitidos solo cuando los requerimientos metalúrgicos y rangos de presión son avalados por compañías especialistas que realizan el hot-tapping. La soldadura aplicada en un espesor delgado podría originar un sobrecalentamiento y quemaduras para el soldador. En la práctica, es común reducir la presión y la temperatura dentro de la tubería para proporcionar un factor de seguridad mientras se solda la pieza.

Si la temperatura del metal es menor de 10 °C se debe de precalentar el área a soldar antes de aplicar la soldadura. La máquina para la realización del hot-tapping también deberá ser revisada para operar apropiadamente en temperaturas bajas. Bajo cualquier circunstancia el hot-tapping deberá estar limitado para operar únicamente bajo los rangos de presión y temperatura indicados.

Algunas líneas son inapropiadas para la realización de un hot-tapping debido a que la metalurgia o el espesor de la pared requiere de un relevado de esfuerzos, los cuales normalmente no puede eliminarse mientras la línea este presurizada. Se requiere de un tratamiento especial para aliviar la tensión en los aceros aleados así como el uso de electrodos especiales para evitar la concentración de tensiones en los cordones. Los accesorios de la máquina para la realización del hot-tapping y los electrodos usados deberán ser compatibles con la metalurgia de la línea que será trabajada.

El nivel de oxígeno dentro de las líneas o tuberías deberá ser controlado para prevenir la formación de una mezcla de vapor/aire que pueda dar lugar a una explosión. Es por esto que las líneas a las cuales se les aplicara un hot-tapping deberán estar exentas de los siguientes elementos:

- 1) Hidrógeno; si el equipo esta operando por encima de las curvas limites de Nelson, ya que es posible que el hidrógeno ataque al material.
- 2) Mezcla de vapor/aire o vapor/oxígeno dentro de los limites de flamabilidad o explosión.
- 3) Ácidos, cloro, peróxido u otros químicos que puedan reaccionar al sentir el calor de la soldadura.
- 4) Ciertos hidrocarburos insaturados que permiten desencadenar reacciones como descomposición exotérmica (el etileno por ejemplo) ya que estos elementos al contacto con el calor de la soldadura pueden proporcionar una elevada presión en la línea lo cual causa la aparición de puntos calientes en la pared del tubo lo que indica un adelgazamiento en el espesor y probable fisura.
- 5) Amina cáustica; si la concentración y temperatura son especificadas por el fabricante como causantes de esfuerzos.

5.3 Preparaciones previas para realizar un hot tapping

Para la realización de un hot tapping debe prepararse por parte de los diferentes departamentos de las empresas contratistas como son: ingeniería de campo, control de calidad, control ambiental y seguridad industrial los siguientes puntos:

- Un informe detallado de procedimientos de soldadura.
- Un informe detallado de los procedimientos para realizar el hot tapping.
- Un diseño mostrando la manera de realizar la conexión.
- Un informe que incluya medidas de seguridad y acciones contra incendio.

Si se requiere de un precalentamiento del material a soldar, este deberá estar especificado en el informe a desarrollar.

Para asegurar que el hot-tapping sea realizado bajo condiciones seguras, el supervisor a cargo deberá asegurarse de que los pasos mencionados anteriormente hayan sido cumplidos.

Los soldadores deberán ser personas calificadas y deberán reunir las características apropiadas según las especificaciones dadas, debiendo estar completamente familiarizados con el equipo y los procedimientos a utilizar. Solo personal competente deberá montar y ensamblar la máquina taladradora para realizar un hot tapping la cual será llevada a cabo por aquella persona que haya tenido un programa completo de entrenamiento dentro de la compañía que presta el servicio de hot tapping.

Se han realizado pruebas que han demostrado que una prolongada exposición del personal con el petróleo ya sea en forma líquida o de vapor, puede llegar a causar daños en la salud, por lo tanto no se debe minimizar este aspecto. Las siguientes precauciones mencionadas a continuación deberán ser tomadas en cuenta para evitar lo anterior.

- Minimizar el contacto con la piel y evitar la respiración de vapores.
- No ingerirlo por ningún motivo, ya que puede ser fatal.
- Mantener el área de trabajo limpio y bien ventilado.
- Limpiar cualquier escurrimiento de inmediato.
- Lavarse con abundante agua y jabón en el caso de tener contacto con la piel. No usar gasolina o solventes similares para remover aceite o grasa en la piel.
- Lave de inmediato su ropa en caso de que esta haya sido empapada con aceite y/o petróleo y evite usarla hasta asegurar que se haya limpiado completamente.

La toxicidad reinante en el área de trabajo depende de la concentración y composición de los gases. La composición y cantidad de gases depende de los materiales que serán soldados, la composición de los electrodos, la pintura de recubrimiento, los procesos usados y las circunstancias del área de trabajo. Los gases tóxicos son generados por el recubrimiento de los electrodos que contienen plomo, zinc, cadmio, berilio y otros metales dañinos. Algunas pinturas utilizadas como recubrimientos en las líneas pueden producir gases tóxicos cuando son calentadas. La severidad de los efectos producidos dependerá de lo que se este manejando y es por esto que se debe de obtener información detallada sobre la toxicidad de los gases de la soldadura así como sobre las medidas y equipos de protección necesarios, lo cual se puede obtener de la obra "Threshold Limit Values for Chemical Substances and Physical Agents in the Work Environment", realizado por la OSHA (Occupational Safety and Health Administration).

El espesor del tubo a trabajar deberá ser el adecuado para soportar la nueva conexión y la penetración de la máquina barrenadora, debiendo estar libre de laminados y fisuras. Deberá tenerse mucho cuidado al seleccionar los accesorios adecuados para la conexión. Las conexiones deberán estar diseñadas según las normas expedidas por API Estándar 650.

Se debe de asegurar que los accesorios utilizados sean los adecuados para permitir el libre paso de la herramienta de corte de la máquina taladradora a través de ellos y permitir que la válvula de control cierre adecuadamente cuando la máquina barrenadora sea retirada. Se deberá de evitar el uso de bridas o conexiones roscadas ya que podrían resultar fugas en las conexiones.

Se debe de evitar rangos de flujo altos cuando se este soldando, ya que algunos fluidos poseen condiciones indeseables tales como sobrecalentamiento causados por la expansión térmica del fluido y por la elevada temperatura del metal expuesto al sol, lo que puede ocasionarle problemas al soldador, es por esto que es preferible mantener un fluido medio en la línea. En ciertos casos donde se pueda tener una mezcla (flamable dentro de la tubería, será necesario purgar o inundar la línea con vapor, gas inerte o gas de hidrocarburo para evitar esta mezcla.

Para la realización de un hot-tapping en áreas congestionadas, se deberá de proveer un camino de fácil acceso al personal que ahí deberá de laborar. Para evitar una eventual explosión, deberán de tomarse muestras sobre la ausencia de oxígeno y de material tóxico que pueda dar origen a un incendio. Se le debe de proporcionar al soldador el equipo de protección personal necesario para evitar las posibles inhalaciones de sustancias tóxicas o vapores emitidos durante la operación de soldadura.

No deberá de realizarse un hot-tapping en líneas de acero inoxidable, o líneas recubiertas de material aislante como fibra de vidrio y plásticos.

5.4 Procedimiento para la realización de un hot tapping.

Antes de llevar a cabo un hot-tapping se deben de satisfacer los siguientes puntos preliminares:

Deberá de estar presente personal capacitado de la compañía que realizara el hot-tapping durante la operación.

El área a trabajar deberá de estar identificada y físicamente marcada.

El espesor del tubo deberá ser el adecuado y la ausencia de imperfecciones en el metal deberá ser verificada.

Se deben de asegurar los elementos necesarios para permitir un trabajo seguro y confiable.

Se deben de hacer pruebas de gases tóxicos y elementos indeseables que nos permitan saber la ausencia de estos para evitar dañar el entorno ambiental.

La ropa y el equipo necesario de seguridad deberán ser puesta a disposición del operador para su uso.

Se deberá tener a la mano equipo contra incendio compuesto por extintores preferentemente de polvo químico seco para casos de siniestros.

Se deberá de aislar la zona de personas ajenas al trabajo colocando señales visibles permitiendo el paso solo a personal autorizado.

Se debe contar con un plan de emergencia en caso de falla de la operación; la cual será llevada a cabo solo por personal entrenado y familiarizado con los procedimientos y equipos aplicados en estas emergencias.

Después de haber llevado a cabo los pasos anteriores, se procederá a realizar los siguientes puntos sobre soldadura:

- Asegurarse que los accesorios están posesionados y soportados adecuadamente antes de soldarlos, ya que esto nos podría acarrear una desalineación en la conexión.
- Si la temperatura del metal del tubo es menor de 10 °C se debe de realizar un precalentamiento del área a soldar.
- Cuando la temperatura del metal está por debajo del punto de rocío atmosférico, el precalentamiento del área a soldar deberá ser una opción a considerar para reducir la humedad contenida en el área a soldar. La inclusión de humedad en el material origina porosidad y fisuras en el cordón aplicado.

- En casos de presencia de nieve, polvo sucio o lluvia, se deberá resguardar el área a soldar durante la limpieza, preparación y soldado de la línea.
- El cordón de soldadura deberá ser inspeccionado durante y después de la operación de soldado y antes de instalar la máquina taladradora, usando para esto pruebas no destructivas tales como líquidos penetrantes, ultrasonido, radiografías y partículas magnéticas, con la finalidad de asegurar un cordón limpio de partículas extrañas o residuos que podrían ocasionar fisuras.

Una vez cumplido los requisitos anteriores se procede a la instalación de la máquina taladradora la cual debe de cumplir los siguientes puntos:

- La válvula de control a utilizar deberá de ser del tamaño adecuado y con las propiedades metalúrgicas adecuadas al material del tubo y deberá estar completamente abierta para permitir el paso de la herramienta taladradora y de corte por su interior, asimismo se debe verificar que no se presenten fugas en su asiento después de su instalación. (ver normas API Estándar 598).
- Durante la instalación la válvula deberá estar completamente centrada sobre la boquilla de la brida.
- Se deben hacer pruebas con el equipo para taladrar consistente en bajar y subir la barra taladradora junto con la herramienta de corte a través de la válvula completamente abierta para checar que no se vayan a presentar atascamientos o arrastres durante la acción de taladrado.
- Calcular cuidadosamente la longitud del trayecto de la barra taladradora para asegurar que la herramienta de corte encaje perfectamente dentro de las dimensiones límites para evitar que las cuchillas de corte toquen el lado opuesto de la tubería a taladrar y asimismo permita retirar suficientemente la herramienta de corte para asegurar el cierre rápido de la válvula de control.
- Checar que la válvula de control se encuentre cerrada, presurizada y no se encuentre obstruida, con la finalidad de evitar fugas.
- Checar que los pernos y tuercas de las bridas estén perfectamente apretados para evitar posibles fugas en estos.

Si la temperatura prevaleciente en la línea lo permite, deberá de realizarse una prueba hidrostática en base a los códigos aplicables. El cordón de soldadura y la máquina barrenadora deberán probarse a presión simultáneamente. La prueba de presión deberá ser igual o menor que la presión existente dentro de la línea, pero no deberá exceder la presión interna por mas del 10% para evitar un posible colapso interno en las paredes de la tubería. La temperatura del metal deberá ser considerado para prevenir posibles fracturas por fragilidad en el material. Aire o nitrógeno con solución jabonosa podrá usarse como sustituto de una prueba hidrostática en caso de que la temperatura impida realizar la prueba. Para elevadas temperaturas, el uso del aire solo deberá ser utilizada bajo consideraciones cuidadosas para evitar una mezcla explosiva.

5.5 Control de derrames en un hot tapping.

Normalmente en la instalación de un hot-tapping se presentan fugas sobre todo en el momento de retirar la máquina taladradora, ya que al realizar esta operación la misma presión existente dentro de la línea hace que fluya el fluido siguiendo la trayectoria ascendente del taladro derramándose ésta a través de la válvula de control, la cual no puede cerrarse con anticipación para evitar una pequeña fuga.

Una de las técnicas propuestas para evitar esta fuga consiste en sujetar una especie de cono invertido en la guía superior de la máquina taladradora para detener el fluido y a su vez por gravedad

escurrir este hacia un cono montado sobre el tubo a burrenar el cual tendrá adaptado en su parte inferior un recipiente colector con capacidad para coleccionar todo el líquido derramado, tal como se ve en la Figura.

El material a utilizar deberá ser manejable y sobre todo adecuado a las propiedades de operación del petróleo, proponiéndose para estas condiciones una lona ahulada tal como las lonas griffolyn TX 2100D, las cuales son de alta resistencia y se encuentran reforzadas para resistir pinchazos y desgarres, asimismo se encuentran estabilizadas contra los rayos UV, son completamente impermeables y no tóxicas y resisten altas y bajas temperaturas.

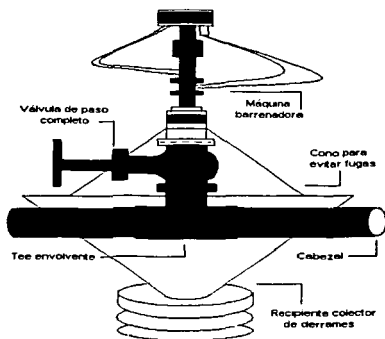


FIG. 5.7 ESQUEMA DE INSTALACIÓN DE UNA MÁQUINA BARRENADORA Y DISPOSITIVO DE CONTROL DE DERRAMES EN TRABAJOS DE HOT TAPPING

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.6 Procedimiento para el cálculo de refuerzos para ramales en hot tapping

1.- Determinación de relación nominal de diámetros (*Rnd*).

$$Rnd = (dn / Dn) \times 100 \text{ en } \%$$

2.- Determinación de la relación de esfuerzos (*RS*):

$$RS = (ST / S) \times 100 \quad \text{Donde} \quad ST = (P \times Do) / (2 \times t)$$

$$RS = (P \times Do) / (2 \times S \times t) \times 100 \quad \text{en } \%$$

ST : Esfuerzo tangencial de operación de diseño (*psi*).
S : Resistencia mínima especificada a la cedencia (*psi*).
P : Presión de operación (*psi*).
t : Espesor de pared físico en cabezal (*pulg*)

3.- Requerimientos de refuerzo:

Con los valores, en % de *Rnd* y *RS* entramos a la norma de Petróleos Mexicanos A-VIII-1, Pag 5.6, edición 1984, basada en los códigos ANSI/ASME apartados B31.1 a B31.11; los cuales nos indican los requerimientos a satisfacer para los refuerzos de las conexiones soldadas en ramales. Esta norma no ha sido actualizada de acuerdo a la última edición de los códigos ANSI/ASME, pero aún sigue vigente.

4.- Cálculo del espesor de pared por presión interna en cabezal (*tr*) y ramal (*trn*):

Para cabezal:

ANSI B.31.3
 $tr = P \times Do / 2 \times (SE + PY)$

ANSI B.31.4
 $tr = P \times Do / (2 \times S)$ donde: $S = FER$

ANSI B.31.8
 $tr = P \times Do / (2 \times S \times FET)$

Para ramal.

ANSI B.31.3
 $trn = P \times do / (2 \times (SE + PY))$

ANSI B.31.4
 $trn = P \times do / (2 \times S)$ Donde: $S = FER$

ANSI B.31.8
 $trn = P \times do / (2 \times S \times FET)$

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

5.- Área requerida de refuerzo (A_R):

$$A_R = d_i \times t_r \times (2 - \text{sen} B) \quad (\text{pulg}^2)$$

Sen B = 45° para ANSI B.31.3 y API RP14 E
Sen B = 45° para ANSI B.31.4 y B.31.8

6.- Área de refuerzo suministrada por el espesor excedente en el cabezal (A_1).

$$A_1 = (t - t_r) \times d_i \quad (\text{pulg}^2)$$

7.- Área efectiva de refuerzo suministrado por el espesor excedente en el ramal (A_2).

$$L = 2.5 \times t \quad \text{ó} \quad L = (2.5 \times t_n) + t_e$$

Considérese $t_e = t$ del cual se utiliza el menor valor obtenido
 $A_2 = 2 \times (t_n - t_r) \times L \quad (\text{pulg}^2)$

8.- Área de refuerzo suministrada por espesor de soldadura (A_3).

$$A_3 = (0.7 \times t_{\text{min}}) \quad \text{nunca menor de } 0.250 \quad (\text{pulg}^2)$$

9.- Área de refuerzo faltante (A_4).

$$A_4 = A_R - (A_1 + A_2 + A_3) \quad (\text{pulg}^2)$$

Cuando A_4 es un valor negativo no requiere refuerzo pero se tendrá que aplicar la norma de Petróleos Mexicanos AVIII-1 página 5.6. edición 1984 inciso "G".

10.- Dimensionamiento del refuerzo cuando el valor de A_4 es positivo.

10.1 $D_p = A_4 / t_e + d_o \quad (\text{pulg})$
Longitud requerida de refuerzo "Dp" cuando el espesor $t_e = t$ (pulg)

10.2 $t_e = A_4 / (D_p - d_o) \quad (\text{pulg})$
Espesor requerido de refuerzo para $D_p = 2 \times d_i \quad (\text{pulg})$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.6.1 Nomenclatura

ANSI B.31.3

- t:* Espesor de pared físico del cabezal (pulg)
tr: Espesor de pared por presión interna en cabezal (pulg)
tn: Espesor de pared físico en ramal (pulg)
trn: Espesor de pared por presión interna en ramal (pulg)
Do: Diámetro externo del cabezal (pulg)
do: Diámetro externo en ramal (pulg)
di: Diámetro interno del ramal (pulg)
P: Presión interna de operación (psi)
S: Esfuerzo mínimo permisible para materiales excluyendo el factor de Eficiencia de junta o factor de calidad, aplicado a "S", (ANSI B.31.3, Apéndice A)
Y: Valor del Coeficiente de temperatura (ANSI B.31.3, Tabla 404.1.1)

ANSI B.31.4

- trn:* Espesor de pared por presión interna en ramal (pulg)
tr: Espesor de pared por presión interna en cabezal (pulg)
Do: Diámetro externo de cabezal (pulg)
do: Diámetro externo de ramal (pulg)
P: Presión interna de operación (psi)
S: Esfuerzo de trabajo máximo permisible (psi), (ANSI B.31.4) Tabla 402.3.1 (a)
E: Eficiencia de junta o factor de calidad aplicado a "R" en (ANSI B.31.4) Tabla 402.3.1(a).
R: Resistencia mínima especificada a la cedencia del ANSI B.31.4 Tabla 402.3.1 (a).

ANSI B.31.8

- tr:* Espesor de pared por presión interna en cabezal (pulg)
trn: Espesor de pared por presión interna en ramal (pulg)
Do: Diámetro externo del cabezal (pulg)
do: Diámetro externo del ramal (pulg)
P: Presión interna de operación (psi)
S: Resistencia mínima especificada a la cedencia (psi) de ANSI B.31.8, Tabla 841.1 Apéndice D.
F: Factor de diseño basado en la densidad de la población de acuerdo a al ANSI B.31.8, Tabla 841.A
E: Eficiencia de junta soldada o factor de calidad, Tabla 841.1B
T: Factor de diseño basado en la temperatura de operación, Tabla 841.1C

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

5.7 Ejemplos de cálculo de refuerzos para hot tapping

Ejemplo 1

En una línea de 24" de diámetro API 5L GrB sin costura, opera como oleoducto en plataforma costa fuera a una presión de 650 psi y una temperatura de 176 °F en la cual será instalado un ramal de 10" de diámetro del mismo material con un espesor de pared de 0.438" por el procedimiento de hot tapping a lo cual determine los requerimientos de refuerzo. Primeramente se identificó y fue marcada el área donde se realizará el hot tapping. Como se desconoce el espesor de pared en la línea de 24" de diámetro esto se ha obtenido calibrando el área marcada, por el método de ultrasonido seleccionándose la menor lectura de 0.550".

Datos del cabezal

$D_o = 24''$
 $D_i = 22.900''$
 $t = 0.550''$

Datos del ramal

$d_o = 10.750''$
 $d_i = 9.874''$
 $t_n = 0.438''$

Condiciones de operación

Servicio: Oleoducto

Código: ANSI B31.3

S: 3500 psi

P: 650 psi (presión de operación)

T: 76 °F (temperatura de operación)

1.- Relación de diámetros

$$R_{nd} = (d_n/D_n) \times 100 = (10/24) \times 100 = 41.6 \%$$

$$R_{nd} = 41.6 \%$$

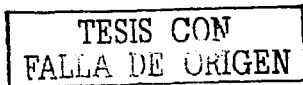
2.- Relación de esfuerzos en cabezal

$$R_S = (P \times D_o / 2St) \times 100$$

$$R_S = (650 \times 24) / (2 \times 0.550 \times 35000) \times 100$$

$$R_S = 40.51 \%$$

3.- Requerimientos de refuerzo norma de Petróleos Mexicanos AVIII-1, página 5.6, inciso "y" edición 1984.



4.- Cálculo del espesor de pared por presión interna en cabezal (tr) y ramal (trn)

Para cabezal:

$$\begin{aligned} &ANSI \quad B.31.3 \\ tr &= P \times Do / 2(SE + PY) \\ P &= 650 \text{ psi} \\ Do &= 24'' \\ S &= 20000 \text{ psi (ANSI B.31.3, Tabla 304.1.1)} \\ E &= 1 \\ Y &= 0.4 \text{ (ANSI B.31.1, Tabla 304.1.1)} \\ tr &= 650 \times 24 / 2(20000 \times 1 + 650 \times 0.4) \\ tr &= 0.385'' \end{aligned}$$

Nota: Determinando 0.110" por penetración de electrodo se obtiene un espesor de pared de 0.385" + 0.110" = 0.495" ϵ 0.550"

Por lo tanto no se necesitará bajar la presión del flujo para realizar el hot tapping.

Para ramal:

$$\begin{aligned} &ANSI B.31.3 \\ trn &= P \times do / 2(SE+PY) \\ P &= 650 \text{ psi} \\ Do &= 10.750'' \\ S &= 20000 \text{ psi (ANSI B.31.3, Apéndice -A)} \\ E &= 1 \\ Y &= 0.4 \text{ (ANSI B.31.1, Tabla 304.1.1)} \\ trn &= 650 \times 10.750 / 2(20000 \times 1 + 650 \times 0.4) \\ trn &= 0.172 \text{ pulg} \end{aligned}$$

5.- Área requerida de refuerzo (AR):

$$\begin{aligned} AR &= di \times tr \times (2\text{-sen}B) \\ \text{sen}B &\epsilon 45'' \text{ para ANSI B.31.3 y API RP 14E} \\ AR &= 9.874 \times 0.385 \times (2\text{-sen}45'') \\ AR &= 4.91 \text{ pulg}^2 \end{aligned}$$

6.- Área de refuerzo suministrada por el espesor excedente en el cabezal ($A1$).

$$\begin{aligned} A1 &= (t-tr) \times di \text{ (pulg}^2\text{)} \\ A1 &= (0.550-0.385) \times 9.874 \\ A1 &= 1.629 \text{ pulg}^2 \end{aligned}$$

7.- Área efectiva de refuerzo suministrado por el espesor excedente en el ramal ($A2$).

$$\begin{aligned} L &= 2.5 \times t = 2.5 \times 0.550 = 1.375 \text{ pulg} \\ \hat{0} \\ L &= 2.5 \times tn + te = 2.5 \times 0.438 + 0.550 = 1.645 \text{ pulg} \text{ Considerando } te = t \end{aligned}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Del cual se utilizará el valor menor obtenido el cual fue 1.375 pulg

Por lo tanto

$$A2 = 2 \times (t - tnr) \times L \quad (\text{pulg}^2)$$

$$A2 = 0.731 \text{ pulg}^2$$

8.- Área efectiva de refuerzo suministrado por el espesor de soldadura (A3).

$$A3 = 0.7 \times tmin^2 \quad (\text{nunca menor de } 0.250 \text{ pulg}^2)$$

$$tmin = \text{espesor de pared físico del ramal} = 0.438''$$

$$A3 = 2 \times 0.7 \times (0.438)^2 = 0.268 \text{ pulg}^2$$

9.- Área de refuerzo faltante (A4).

$$A4 = AR - (A1 + A2 + A3) \quad (\text{pulg}^2)$$

$$A4 = 4.91 - (1.629 + 0.731 + 0.268)$$

$$A4 = 2.282 \text{ pulg}^2$$

10.- Dimensionamiento del refuerzo cuando el valor de (A4) es positivo.

$$te = A4 / (Dp - do) \quad (\text{pulg})$$

$$\text{Espesor requerido de refuerzo para } Dp = 2 \times di (\text{pulg})$$

$$Dp = 2 \times 9.874 = 19.748 \text{ pulg}$$

$$te = 2.282 / (19.748 - 10.750)$$

$$te = 0.253 \text{ pulg}$$

$$Dp = A4 / te + do \quad (\text{pulg})$$

$$\text{Longitud requerida de refuerzo "Dp" cuando el espesor } te = t \quad (\text{pulg})$$

$$\text{Por lo tanto } te = 0.550'' = t$$

$$Dp = (2.282 / 0.550) + 10.750$$

$$Dp = 14.889 \text{ pulg}$$

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Ejemplo 2

En una línea terrestre de 24" de diámetro con material API 5LX X42 sin costura y un espesor de pared de 0.438", transporta aceite crudo a una presión de 550 psi y a una temperatura de 104 °F, a la cual se le instalará un ramal de 12" de diámetro. El ramal es de material ASTM-A106 Grado B con un espesor de pared de 0.562" sin costura.

Datos del Cabezal

$D_o = 24''$
 $D_i = 23.124''$
 $t = 0.438''$
 $Mat = API 5LX X42$
 $S = 42000 \text{ psi}$

Datos del Ramal

$d_o = 10.750''$
 $d_i = 9.874''$
 $t_n = 0.438''$
 $Mat = ASTM A106 \text{ Grado B}$
 $S = 35000 \text{ psi}$

Condiciones de operación

Servicio: Oleoducto
Código: ANSI B.31.4
P: 550 psi (presión de operación)
T: 104 °F (temperatura de operación)

1.- Relación de diámetros

$$R_{nd} = (d_n/D_n) \times 100 = (10/24) \times 100 = 41.6 \%$$

Donde:

D_n = Diámetro nominal en cabezal

d_n = Diámetro nominal en ramal

$$R_{nd} = (12/24) \times 100 = 60\%$$

$$R_{nd} = 60 \%$$

2.- Relación de esfuerzos en cabezal

$$RS = (ST / S) \times 100$$

$$RS = ((P \times D_o) / 2St) \times 100$$

Donde $ST = (P \times D_o) / 2t$
 en %

ST : Esfuerzo tangencial de operación de diseño (psi)

S : Resistencia mínima especificada a la cedencia (psi)

D_o : Diámetro externo (pulg)

t : Espesor de pared físico en cabezal (pulg)

Por lo tanto

$$RS = (8550 \times 24) / (2 \times 0.438 \times 42000) \times 100$$

$$RS = 35.8 \%$$

3.- Requerimientos de refuerzo norma de Petróleos Mexicanos AVIII-1, página 5.6, inciso "y" edición 1984.

4.- Cálculo del espesor de pared por presión interna en cabezal (t_r) y ramal (t_{rn})

Para cabezal:

$$\begin{aligned} & \text{ANSI B.31.4} \\ t_r &= P \times d_o / 2S \quad \text{Donde: } S = FER \quad F = 0.72(\text{ANSIB.31.4, Sec.402.3}) \\ S &= 0.72 \times 1 \times 42000 = 30240 \\ t_r &= 550 \times 24/2 \times 30240 \\ t_r &= 0.218 \text{ pulg} \end{aligned}$$

Nota: Determinando 0.110" por penetración de electrodo se obtiene un espesor de pared de 0.218" + 0.110" = 0.328" < 0.438"

Por lo tanto no se necesitará bajar la presión del flujo para realizar el hot tapping.

Para ramal:

$$\begin{aligned} & \text{ANSI B.31.8} \\ t_{rn} &= P \times d_o / 2SFET \\ S &= 550 \times 12.750/2 \times 25200 \\ t_{rn} &= 0.135 \text{ pulg} \end{aligned}$$

5.- Área requerida de refuerzo (AR):

$$\begin{aligned} AR &= d_i \times t_r \times (2 - \text{sen}B) \\ \text{sen}B &= 85^\circ \text{ para ANSI B.31.4 y B.31.8} \\ AR &= 11.626 \times 0.218 \times (2 - \text{sen}90^\circ) \\ AR &= 2.534 \text{ pulg}^2 \end{aligned}$$

6.- Área de refuerzo suministrada por el espesor excedente en el cabezal (A1).

$$\begin{aligned} A1 &= (t - t_r) \times d_i \text{ (pulg}^2\text{)} \\ A1 &= (0.438 - 0.218) \times 11.626 \\ A1 &= 2.557 \text{ pulg}^2 \end{aligned}$$

7.- Área efectiva de refuerzo suministrado por el espesor excedente en el ramal (A2).

$$\begin{aligned} L &= 2.5 \times t = 2.5 \times 0.438 = 1.095 \text{ pulg} \\ L &= 2.5 \times t_n + t_e = 2.5 \times 0.562 + 0.438 = 1.843 \text{ pulg} \quad \text{Considerando } t_e = t \end{aligned}$$

Del cual se utilizará el valor menor obtenido el cual fue 1.095 pulg

Por lo tanto

$$\begin{aligned} A2 &= 2 \times (t_n - t_{nr}) \times L \quad \text{(pulg}^2\text{)} \\ A2 &= 2 \times (0.562 - 0.135) \times 1.095 = 0.935 \text{ pulg}^2 \\ A2 &= 0.935 \text{ pulg}^2 \end{aligned}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

8.- Área efectiva de refuerzo suministrado por el espesor de soldadura ($A3$).

$$A3 = 0.7 \times t \text{ in}^2 \quad (\text{nunca menor de } 0.250 \text{ pulg}^2)$$

$$t \text{ in} = \text{espesor de pared físico del ramal} = 0.438''$$

$$A3 = 2 \times 0.7 \times (0.438)^2 = 0.268 \text{ pulg}^2$$

$$A3 = 0.268 \text{ pulg}^2$$

9.- Área de refuerzo faltante ($A4$).

$$A4 = AR - (A1 + A2 + A3) \quad (\text{pulg}^2)$$

$$A4 = 2.534 - (2.537 + 0.935 + 0.268)$$

$$A4 = -1.226 \text{ pulg}^2$$

Como el valor del área de refuerzo es negativo no se requiere refuerzo adicional de la norma de Petróleos Mexicanos AVIII-1, Página 5.6. Inciso "G" es mandatorio por lo cual:

10.- Dimensionamiento del refuerzo

$$Dp = 2 \times di = 2 \times 11.626$$

$$Dp = 23.252 \text{ pulg} \quad \text{longitud de refuerzo}$$

$$te = t = 0.438'' \quad \text{espesor de refuerzo}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Ejemplo 3

Un hot tapping de 16" de diámetro será realizado a un gasoducto terrestre con 24" de diámetro. El material del cabezal es un API 5LX X46 con 0.515" de espesor de pared. El ramal es un material API 5L Grado B con 0.500" de espesor de pared sin costura con los siguientes datos:

Datos cabezal

$Do = 24''$
 $Di = 22.970''$
 $t = 0.515''$
 Mat = API 5LX X46
 $S = 46000 \text{ psi}$

Datos ramal

$do = 16''$
 $di = 15''$
 $tn = 0500''$
 Mat = API 5L GrB
 $S = 35000 \text{ psi}$

$P = \text{Presión de operación} = 1000 \text{ psi}$
 $T = \text{Temperatura de operación} = 100 \text{ }^\circ\text{F}$
 Tipo de localización = "B"
 Clase de localización = 1
 Servicio = Gasoducto
 Código aplicable ANSI B.31.8

1.- Determinación de la relación nominal de diámetros (Rnd):

$$Rnd = (dn/Dn) \times 100$$

Donde:

$dn = \text{Diámetro nominal en cabezal}$

$Dn = \text{Diámetro nominal en ramal}$

$$Rnd = (16/24) \times 100 = 66.6 \%$$

$$Rnd = 66.6 \%$$

2.- Relación de esfuerzos en cabezal

$$RS = (ST/S) \times 100$$

$$RS = ((P \times Do) / 2St) \times 100$$

Donde $ST = (P \times Do) / 2t$

en %

ST : Esfuerzo tangencial de operación de diseño (psi)

S : Resistencia mínima especificada a la cedencia (psi)

Do : Diámetro externo (pulg)

t : Espesor de pared físico en cabezal (pulg)

Por lo tanto

$$RS = (1000 \times 24) / (2 \times 0.515 \times 46000) \times 100$$

$$RS = 50.6 \%$$

3.- Requerimientos de refuerzo Norma de Petróleos Mexicanos AVIII-1, página 5.6, inciso "y" edición 1984.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

ESTA TESIS NO SALE
 DE LA BIBLIOTECA

4.- Cálculo del espesor de pared por presión interna en cabezal (tr) y ramal (trn)

Para ramal:

$$\begin{aligned} &ANSI B.31.8 \\ &tr = P \times do / 2SFET \\ &tr = 1000 \times 16/2 \times 35000 \times 0.60 \times 1 \times 1 \\ &tr = 0.357 \text{ pulg} \end{aligned}$$

Para cabezal

$$\begin{aligned} &ANSI B.31.8 \\ &tr = P \times do / 2SFET \\ &tr = 1000 \times 24/2 \times 46000 \times 0.60 \times 1 \times 1 \\ &tr = 0.434 \text{ pulg} \end{aligned}$$

Nota: Determinando 0.110" por penetración de electrodo se obtiene un espesor de pared de 0.434" + 0.110" = 0.544" ; 0.515"

Por lo tanto, la presión de operación se tendrá que reducir a un régimen de seguridad para la ejecución del hot tapping, hay una diferencia de 0.029" para que haya margen de seguridad, tenemos que saber cuanto vamos a rebajar la presión para 0.110".

Se procede a calcular cuanto se rebajará la presión de operación para realizar el hot tapping:

$$\begin{aligned} P &= 2 \times t \times S \times F \times E \times T / Do \\ P &= 2 \times 0.110 \times 46000 \times 0.60 \times 1 \times 1 / 24 = 253 \text{ psi} \\ P &= 1000 - 253 = 747 \end{aligned}$$

La presión de operación se tendrá que bajar a la presión de 747 psi para realizar el hot tapping.

5.- Área requerida de refuerzo (AR):

$$\begin{aligned} AR &= di \times tr \times (2\text{-sen}B) \\ \text{sen}B &= 85^\circ \text{ para ANSI B.31.4 y B.31.8} \\ AR &= 15 \times 0.434 \times (2\text{-sen}90^\circ) \\ AR &= 6.51 \text{ pulg}^2 \end{aligned}$$

6.- Área de refuerzo suministrada por el espesor excedente en el cabezal (A1).

$$\begin{aligned} A1 &= (t-tr) \times di \text{ (pulg}^2) \\ A1 &= (0.515 - 0.434) \times 15 \\ A1 &= 1.215 \text{ pulg}^2 \end{aligned}$$

7.- Área efectiva de refuerzo suministrado por el espesor excedente en el ramal (A2).

$$\begin{aligned} L &= 2.5 \times t = 2.5 \times 0.515 = 1.287 \text{ pulg} \\ &\text{ó} \\ L &= 2.5 \times tr + te = 2.5 \times 0.500 + 0.515 = 1.765 \text{ pulg} \quad \text{Considerando } te = t \end{aligned}$$

Del cual se utilizará el valor menor obtenido el cual fue 1.287 pulg

Por lo tanto

$$A2 = 2 \times (m - mnr) \times L \quad (\text{pulg}^2)$$

$$A2 = 2 \times (0.500 - 0.357) \times 1.287 = 0.387 \text{ pulg}^2$$

$$A2 = 0.3875 \text{ pulg}^2$$

8.- Área efectiva de refuerzo suministrado por el espesor de soldadura ($A3$).

$$A3 = 0.7 \times t_{min}^2 \quad (\text{nunca menor de } 0.250 \text{ pulg}^2)$$

t_{min} = espesor de pared físico del ramal = 0.438"

$$A3 = 2 \times 0.7 \times (0.500)^2 = 0.350 \text{ pulg}^2$$

$$A3 = 0.350 \text{ pulg}^2$$

9.- Área de refuerzo faltante ($A4$).

$$A4 = AR - (A1 + A2 + A3) \quad (\text{pulg}^2)$$

$$A4 = 6.51 - (1.215 + 0.387 + 0.350)$$

$$A4 = 4.558 \text{ pulg}^2$$

10.- Dimensionamiento del refuerzo cuando ($A4$) es positivo

$$t_e = A4 / (Dp - d_o)$$

$$Dp = 2 \times d_i = 2 \times 15 = 30 \text{ pulg} \quad \text{longitud de refuerzo}$$

$$Dp = 30 \text{ pulg}$$

$$t_e = 4.558 / (30 - 16) \quad \text{espesor de refuerzo}$$

$$t_e = 0.325 \text{ pulg}$$

Para una longitud de refuerzo $Dp = 30 \text{ pulg}$ se requiere como mínimo un espesor de pared en el refuerzo $t_e = 0.325 \text{ pulg}$.

Cuando se toma el espesor de placa de refuerzo igual al espesor de la pared en el refuerzo $t = t_e = 0.515$ " la longitud requerida será:

$$Dp = A4 / t_e + d_o \quad (\text{pulg})$$

Longitud requerida de refuerzo "Dp" cuando el espesor $t_e = t$ (pulg)

$$Dp = (4.558 / 0.515) + 16$$

$$Dp = 24.850 \text{ pulg}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

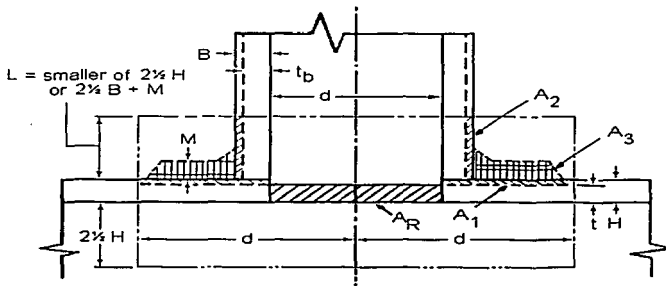


FIG. 5.8 VARIABLES MANEJADAS DURANTE EL CÁLCULO DE REFUERZOS EN RAMAL

Área de reforzamiento con líneas diagonales

Área de reforzamiento requerido $A_r = (d)(t)$

Áreas disponibles como refuerzo = $A_1 + A_2 + A_3$

$A_1 + A_2 + A_3$ Debe ser igual o mayor que A_r

Donde:

H = Espesor nominal de cabezal

B = Espesor de pared nominal para ramal o boquilla.

t_b = Espesor de pared nominal requerido para el ramal o boquilla.

t = Espesor de pared nominal requerido para el cabezal

d = Longitud de la abertura final en la pared del cabezal

M = Espesor nominal actual de refuerzo adicionado

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.8 Problema real de hot tapping en línea de 30" x 24" Ø

En una línea de 30" de Ø API 5L Gr B sin costura, transporta gas amargo en la plataforma costa fuera PP-AJ-1 perteneciente al complejo marino Akal-J localizado en la sonda de Campeche a una presión de 330 psi y una temperatura de 158 °F en la cual será instalado un ramal de 24" Ø del mismo material con un espesor de pared de 0.312" por el procedimiento de hot tapping a lo cual determine los requerimientos de refuerzo. Primeramente se identificó y fue marcada el área donde se realizará el hot tapping, como se desconoce el espesor de pared de la línea de 30" de Ø este se ha obtenido calibrando el área marcada, por el método de ultrasonido seleccionándose la menor lectura de 0.375"

Condiciones de operación

$D_n = 30''$	$T = 158\text{ }^\circ\text{F}$
$d_n = 24''$	$P = 330\text{ psi}$
$d_i = 23.69$	$S = 20,000$
$D_o = 30''$	$Y = 0.4$
$t_{\text{cabezal}} = 0.375''$	$E = 0.95$
$t_{\text{ramal}} = 0.312''$	

1.- Relación de diámetros

$$R_{nd} = (d_n/D_n) * 100$$

$$R_{nd} = (24/30) * 100 = 80\%$$

2.- Relación de esfuerzo en cabezal

$$RS = ST/S * 100 \quad \text{donde: } ST = Pdo/2t$$

Por lo tanto,

$$RS = (PDo/2St) * 100$$

$$RS = (330 * 30 / 2 * 20000 * 0.375) * 100$$

$$RS = 66\%$$

3.- Cálculo de espesor de pared requerido por presión interna en cabezal (tr) y ramal (trn)

Para cabezal

$$tr = P * Do / 2 (SE + PY)$$

$$tr = 330 * 30 / 2 (20000 * 0.95 + 230 * 0.4)$$

$$tr = 0.2587\text{ pulg.}$$

$$0.2587 + 0.110 = 0.3687\text{ pulg. por lo tanto } 0.3687'' \text{ es menor que } 0.375''$$

por lo tanto; no se necesitará bajar la presión de operación del flujo para realizar el hot tapping.

4.- Para ramal

$$trn = P * do / 2 (SE + PY)$$

$$trn = 330 * 24 / 2 (20000 * 0.95 + 230 * 0.4)$$

$$trn = 0.2074\text{ pulg.}$$

5.- Obtención del área requerida de refuerzo (AR)

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

$$AR = di \cdot tr(2 \cdot SEN B)$$

$$AR = 23.37 \cdot 0.2587(2 \cdot SEN 45)$$

$$AR = 7.8165 \text{ pulg}^2$$

6.- Área de refuerzo suministrado por el espesor excedente en le ramal (A1).

$$A1 = (t - trn) \cdot di$$

$$A1 = (0.375 - 0.2587) \cdot 23.37$$

$$A1 = 2.7179 \text{ pulg}^2$$

7.- Área de refuerzo suministrada por el espesor excedente en el ramal (A2)

$$L = 2.5 \cdot t = 2.5 \cdot 0.375 = 0.9375 \text{ pulg}$$

$$L = 2.5 \cdot tn + te \quad \text{si, } te = t$$

$$L = 2.5 \cdot 0.312 + 0.375 = 1.155 \text{ pulg}$$

Se escoge el valor menor

Por lo tanto

$$A2 = 2(m - trn) \cdot L$$

$$A2 = 2(0.312 - 0.2074) \cdot 0.9375$$

$$A2 = 0.1961 \text{ pulg}^2$$

8.- Área de refuerzo suministrada por la soldadura (A3).

$$A3 = 0.7 \cdot t_{min}^2$$

$$A3 = 2 \cdot 0.7 \cdot (0.312)^2$$

$$A3 = 0.1362 \text{ pulg}^2$$

9.- Área de refuerzo faltante (A4)

$$A4 = AR - (A1 + A2 + A3)$$

$$A4 = 7.8165 - (2.7179 + 0.1961 + 0.1362)$$

$$A4 = 4.7663 \text{ pulg}^2$$

10.- Dimensionamiento del refuerzo cuando el valor A4 es positivo

$$te = A4 / (Dp - do) \quad Dp = 2 \cdot 23.37$$

$$te = 4.7663 / (46.74 - 24) = 0.2095 \text{ pulg.}$$

$$te = 0.2095 \text{ pulg}$$

Para una longitud de refuerzo de $Dp = 46.74$ pulg se requiere como mínimo o un espesor de placa en el refuerzo igual al espesor de pared del cabezal $te = 0.2095$ ". Cuando se toma el espesor de placa de refuerzo igual al espesor de pared del cabezal $t = te = 0.375$ " la longitud requerida será igual a **33.14 pulg.**

$$Dp = A4 / te + do$$

$$Dp = (3.43 / 0.3750) + 24$$

$$Dp = 33.14 \text{ pulg.}$$

CAPÍTULO 6

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROCEDIMIENTO DE HOT TAPPING VS PARADA NORMAL PARA INTERCONEXIÓN

En el presente capítulo se realiza un análisis económico que compara los costos generados entre la técnica de hot tapping y la técnica de parada normal por interconexión, la primera no requiere parar o interrumpir el proceso para instalar un nuevo ramal en un cabezal existente; la segunda sí lo requiere. Este análisis económico es importante por que permite evaluar los beneficios económicos y ambientales que se derivan de la utilización de la técnica de hot tapping respecto a otras técnicas.

6.1. Introducción

Las compañías de distribución y trasmisión de gas natural a menudo necesitan realizar nuevas conexiones entre sus tuberías para expandir o modificar el sistema existente. Históricamente, esto ha necesitado de parar una porción del sistema y purgar el gas hacia la atmósfera para garantizar una conexión segura. Este procedimiento, denominado como un paro por interconexión, resulta en emisiones de metano, pérdida de producto y ventas, problemas con los clientes y costos asociados con la evacuación del sistema de tubería existente.

El hot tapping es un procedimiento alterno que permite realizar la conexión de un nuevo ramal en un cabezal ya existente mientras éste permanece en servicio, fluyendo gas natural bajo presión. El procedimiento de hot tapping comprende la unión de un nuevo ramal de tubería y una válvula sobre la parte exterior de una línea en operación y el corte de la pared exterior del cabezal principal dentro de el ramal y la remoción de la sección de pared cortada a través de la válvula. Aunque el hot tapping no es una práctica nueva, recientes mejoras en el diseño han reducido las complicaciones y la incertidumbre de los operadores que se han tenido en el pasado.

Por ejecución de trabajos de hot tap , las empresas de gas natural han llevado a cabo reducciones en las emisiones de metano y han incrementado sus ingresos, mientras evitan la interrupción en el servicio de suministro y transmisión. Los ahorros de gas son generalmente suficientes para justificar la realización de nuevas conexiones con la técnica de hot tapping. El período de reembolso por la utilización del hot tap es a menudo inmediato.

6.1.1. Antecedentes.

En los sistemas de distribución y transmisión de gas natural, es a menudo necesario relocalizar o expandir líneas existentes, instalar nuevas líneas o reparar algunas ya viejas, instalar nuevos ramales, ejecutar, mantenimiento, o acceder a líneas durante emergencias. Históricamente, ha sido una práctica común parar la porción del sistema durante la alteración, ventear el gas dentro de el segmento aislado, y purgar la tubería con gas inerte para garantizar una conexión segura. El procedimiento para ejecutar el paro por interconexión, difiere escasamente dependiendo de la presión en el sistema. En sistemas alta presión, las válvulas de los alrededores son cerradas para aislar el segmento de tubería y tapones adicionales son situados cerca de las válvulas para prevenir la fuga de gas natural y así mejorar las condiciones de seguridad en el lugar de la interconexión. En sistemas a baja presión, la longitud de la

tubería que es paralizada o interrumpida es típicamente más corta. En vez de cerrar las válvulas de los alrededores, taponos son usados para aislar la porción de la tubería localizada alrededor del área de corte. En ambos casos, el gas presente en el segmento de tubería aislada es venteadada y la línea es purgada.

Los impactos asociados con la ejecución de un paro o cierre por interconexión son tanto económicos como ambientales. El gas venteadado de segmento de tubería representa una pérdida de producto y un incremento en las emisiones de metano. Además, la remoción del segmento de tubería que estaba en servicio puede causar la interrupción del suministro de gas a los clientes.

El hot tapping es una técnica alternativa que permite realizar una nueva conexión sin parar el sistema ni ventear gases hacia la atmósfera. El hot tapping se conoce también como barrenado o taladrado de líneas, taladrado a presión, corte a presión y como corte lateral. El proceso envuelve la conexión de un ramal y el corte de un orificio dentro de la línea en operación sin interrumpir el flujo del gas, y con la no emisión ni pérdida de producto. El hot tap permite llevar a cabo nuevos enlaces entre los sistemas de tubería existentes, la inserción de dispositivos dentro de la corriente de flujo, instalación de by-passes temporales o permanentes, y son la etapa preliminar para la limpieza de la líneas con taponos temporales o inflables.

El equipo para hot tapping está disponible para casi cualquier tipo de línea, material de la tubería y presión presente en los sistemas de transmisión y distribución. El equipo principal para una típica aplicación de trabajos de hot tapping incluye una máquina de corte o barrenado, una tee envolvente y una válvula. El equipo de hot tapping es descrito a continuación:

Máquina de taladrado o barrenado: Esta máquina consiste generalmente de una barra taladradora telescópica operada mecánicamente que maneja una herramienta de corte. La herramienta de corte es utilizada para barrenar un orificio piloto o guía dentro de la pared de la línea o cabezal a fin de centrar la sierra perforadora en la parte exterior de la misma.

Accesorios: La conexión en la tubería existente es hecha mediante un accesorio (boquilla ó tee envolvente), que puede ser un simple niple soldado para pequeñas conexiones (ejemplo 1") en una tubería o línea grande, ó una tee envolvente para proporcionar un refuerzo extra cuando el ramal es del mismo tamaño que el cabezal. La tee envolvente alrededor de la tubería, cuando es soldada, proporciona un refuerzo en el ramal en la estructura de soporte de la misma.

Válvula: La válvula utilizada en una conexión de hot tap puede ser una válvula de compuerta o una válvula de control, que debe permitir la remoción de la pared de tubería cortada después de la operación de corte. Entre estas válvulas adecuadas se incluyen válvulas de bola ó compuerta, pero no una válvula de tapón o mariposa.

La figura 6.1 proporciona un esquema general del procedimiento de hot tapping. Los pasos básicos para ejecutar el hot tapping son:

- 1.- Conectar el accesorio sobre el cabezal existente por soldado (acero), sujeción por tornillos (hierro colado), ó adhesión, bridado o amarre (plástico) e instalar la válvula.
- 2.- Instalar la máquina de hot tap a través de la válvula permanente.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.- Ejecutar el hot tap cortando la pared exterior del cabezal a través de la válvula abierta. Un dispositivo especial retiene la parte exterior de la pared del cabezal que ha sido cortado para removerla después de la operación de barrenado.

4.- Remover la máquina barrenadora y unir el nuevo ramal en el cabezal. Purgar el oxígeno, abrir la válvula y poner en servicio la nueva conexión.

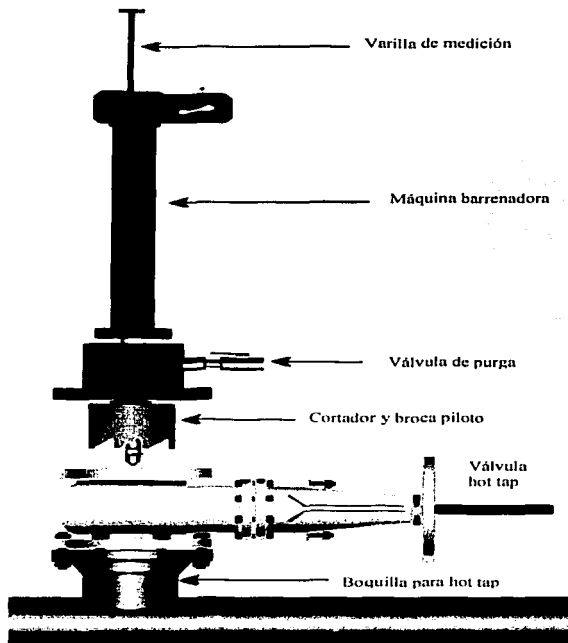


FIG. 61 ESQUEMA DE EJECUCIÓN DE TRABAJOS DE HOT TAPPING

Los hot taps pueden ser verticales, horizontales, o en cualquier ángulo alrededor de la tubería y tan largo o grande como sea necesario, siempre y cuando exista suficiente área para instalar la válvula, la tee envolvente, y la máquina barrenadora. La tecnología actual permite que los trabajos de barrenado sean hechos sobre todo tipo de presiones presentes en la tuberías, diámetros y composiciones de la misma, incluso cuando se combinan tuberías más viejas con otras nuevas. Hoy en día se encuentran disponibles máquinas barrenadoras muy ligeras que permiten llevar a cabo un hot tap por medio de un solo operador, sin reforzamientos ni bloqueos adicionales.

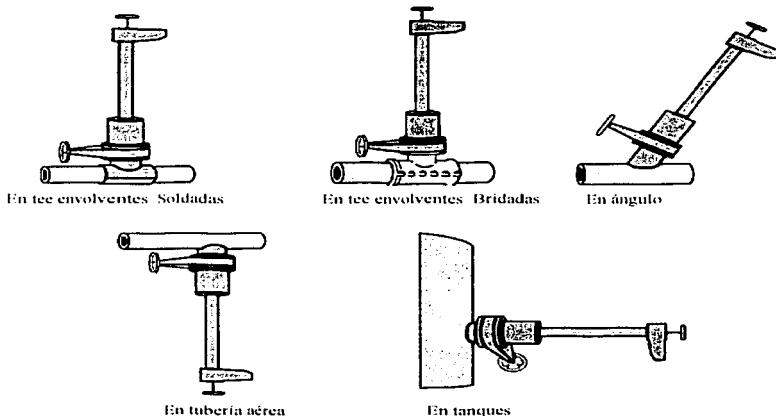


FIG. 6 2 TIPOS DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE HOT TAPPING

Manuales de seguridad y resúmenes de procedimientos están disponibles en el Instituto Americano del Petróleo (API), en la Sociedad Americana de los Ingenieros Mecánicos (ASME), y otras organizaciones para soldadura sobre tuberías en servicio para todas los diámetros, razones de flujo y localizaciones. Estos manuales proporcionan información sobre qué considerar durante la soldadura, incluyendo la prevención del quemaduras, el flujo en líneas, el espesor del metal, accesorios, el tratamiento posteriores a la soldadura, la temperatura del metal, diseño de la soldadura y conexión del hot tap y contenido del equipo y tuberías.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

6.1.2. Beneficios económicos y ambientales

Importantes beneficios tanto económicos como ambientales al emplear los procedimientos de hot tapping en lugar de los paros o cierres por conexión incluyen:

- Operación continua del sistema. Se evitan cierres e interrupciones del sistema.
- La no emisión de gases hacia la atmósfera.
- Se evitan cortes, re-alineamientos y re-soldado de secciones de tubería.
- Reducción de costos asociados con las reuniones de planeación y coordinación, programas, papeleo; pérdida de producción y mano de obra disponible.
- Incremento de la seguridad durante los trabajos; y
- Eliminación de obligaciones para notificar a los clientes sobre la interrupción del servicio de transmisión o suministro en un gasoducto, oleoducto, acueducto, etc.

Garantizando así que las mejores prácticas sean seguidas cuando se ejecuta un trabajo de hot tap y reduciendo el tiempo requerido para el procedimiento, así como las potenciales fallas.

6.1.3. Método de cálculo y proceso de decisión

Los operadores pueden evaluar la economía de ejecución de un hot tap como una alternativa al paro o cierre por conexión siguiendo los siguientes cinco pasos:

- 1.- Determinar las condiciones físicas de la línea o tubería y conexión existente (temperatura, presión, espesor de pared y diámetro);
- 2.- Calcular los costos de ejecución de un cierre o paro por interconexión;
- 3.- Calcular el costo del procedimiento de hot tap ejecutado por una compañía o contratista; y
- 4.- Evaluar los beneficios de ahorro de gas obtenidos al utilizar la técnica de hot tapping; y
- 5.- Comparar las opciones para determinar la economía del procedimiento de hot tapping.

Paso 1: Determinación de las condiciones físicas de la línea y conexión existente:

Dentro de la preparación para un proyecto de hot tapping, los operadores necesitarán determinar la máxima presión de operación (durante el hot tapping), tipo de material de la tubería (acero, hierro colado, plástico), y las condiciones de la línea o cabezal (corrosión interna / externa, espesor de pared) para garantizar un proyecto seguro. Otras condiciones a evaluar incluyen la localización de válvulas cercanas para aislamiento de emergencia en caso de un evento de accidente, el diámetro deseado de barrenado, espacio de trabajo alrededor de la conexión, localización de otras soldaduras en la tubería o cabezal e imperfecciones y/o obstrucciones. También se debe determinar si la línea es un circuito cerrado de cualquier otra compañía de transmisión de gas para evitar perturbaciones operacionales por los cambios de carga hacia una línea o tubería paralela.

Paso 2.- Cálculo de los costos de ejecución de parada normal por interconexión.

Los operadores deben tener referencia de datos históricos para determinar todos los costos de ejecución de un paro normal para interconexión. Los costos estimados deben incluir costos directos como son material y equipo, requerimientos para soldadura, control de calidad, costos de limpieza y purga y gastos extras por programación.

Para el propósito de este análisis, los costos de trabajo y material para el corte exterior de la sección de la tubería y soldadura con el método de paro normal se asume que es similar al costo de soldadura y ejecución de hot tap cuando el ramal de conexión es del mismo tamaño que el cabezal. Los costos de pérdida de gas por medio del desfogue y la purga de gas inerte son únicos para el paro normal para interconexión. Gastos adicionales o costos ocultos deben incluir el costo de cierre de válvulas, avisos y advertencias sobre la interrupción del servicio. Resuministro de servicios al cliente y conexiones para instalación de tapones y conexiones de purga. Las fórmulas utilizadas para determinar los costos para el paro normal por interconexión se muestran a continuación en la tabla 6.1 Para estos cálculos la presión baja es definida como menor a 2 psig.

TABLA 6.1 FORMULAS PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE PARO NORMAL PARA INTERCONEXIÓN.

Dado:

- D = Diámetro interno de la tubería (pulg)
- T = Diámetro orificio (pulg), para cierre a baja presión mediante tapones.
- L = Longitud de la tubería entre orificios (pies) para cierre por alta presión.
- P_{purg} = Precio del gas de purga (\$/miles pies³) se asume \$ 4/Mcf
- P_{gas} = Precio del gas (\$/ miles pies³), se asume \$ 3/Mcf
- C_e = Costos de excavaciones extras, utilice bitácoras, expedientes o archivos de la compañía. (\$))
- C_p = Costos de conexiones de purga y excavación (Ver Apéndice)
- C_f = Costo de accesorios (Ver apéndice)
- C_s = Costos por erogaciones ocultas por el cierre o paro
- Tiempo de realización de abertura de orificios = de experiencias previas

Cálculo de los costos directos.

- 1.- Calcular A = área de la tubería (ft²) = $3.14 \times D^2/4/144 \text{ in}^2/\text{ft}^2 = D^2/183$
- 2.- Calcular V_p = Volumen de la tubería (miles ft³) = $(A \times L)/1000$ (miles ft³/ft³)
- 3.- Calcular V_{purg} = Volumen del gas de purga = $V_p \times 2.2$ (cierre + restablecimiento +20% residuos)
- 4.- Calcular C_{purg} = Costo del nitrógeno gas para purga (\$) $V_{purg} \times P_{purg}$
- 5.- Calcular V_g = Volumen de gas perdido
 Para sistemas a alta presión V_g (Miles ft³) = $(D^2 \times P \times (L/1000) \times 0.372)/1000$
 Para sistemas a baja presión V_g (Miles ft³) = $(T^2 \times P \times \text{No. Orificios} \times \text{Tiempo abertura del orificio}/60 \text{ (min/hr)})$
- 6.- Calcular C_g = Costo del gas perdido (\$) = $V_g \times P_g$

Cálculo de los costos indirectos

- 1.- Calcular C_e = Costo de excavaciones extras para conexión (\$).
- 2.- Calcular C_p Costo de conexiones de purga (\$).
- 3.- Calcular C_s = Costos debido a erogaciones ocultas por paro o cierre.
- 4.- Calcular C_i = Costos indirectos (\$) = $C_e + C_p + C_s$

Calcular los costos totales:

Calcular C_{Total} = Costo Total (\$) = $C_g + C_{purg} + C_i$

Fuente: Pipeline Rules of thumb p270 y p278.

Para propósitos comparativos, el cálculo del costo de un paro normal para interconexión debe tomar en consideración un escenario de proyección múltiple. Esta perspectiva de proyección múltiple permitirá un análisis comparativo más completo.

A continuación se ejemplifica como calcular los costos enunciados anteriormente y que puede ser aplicado en un escenario de proyección múltiple. La situación hipotética presentada incluye diversos proyectos sobre tuberías de varios tamaños y presiones. Los cálculos de costo, no obstante, son solamente proporcionadas para el escenario de una línea de 4" y únicamente cubre costos directos.

6.1.4. Escenario hipotético y ejemplo del cálculo de costos directos en un paro normal para interconexión.

Dado: Una Compañía de tuberías requiere numerosos paros o conexiones de hot tapping como las siguientes

TABLA 6.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN EN UN ESCENARIO HIPOTÉTICO

Diámetro tubería, pulg	4	8	10	18
Presión en la tubería (psig)	350	100	1000	200
1 Longitud tubería, millas	2	1	3	2
2 Numero de taps anuales	250	30	25	15

1.- Calcular $V_g =$ Volumen de gas natural perdido (Miles ft^3)
 $V_g = 4^2 \times 350 \times (2 \times 5280/1000) \times 0.372 / 1000 = 22 \text{ mil } ft^3$

2.- Calcular $V_{P_{G01}} =$ Volumen de gas de purga ₁
 $V_{P_{G01}} \text{ (Miles } ft^3) = ((D^2 / 183 \times L) / 1000) \times 2.2$
 $V_{P_{G01}} = ((4^2 / 183 \times 2 \times 5280) / 1000) \times 2.2$
 $V_{P_{G01}} = 2 \text{ mil } ft^3$

3.- Calcular valor del gas perdido por paro normal para interconexión.
 $Costo = C_g + C_{P_{G01}} = V_g \times P_g + V_{P_{G01}} \times P_{P_{G01}}$
 $Costo = 22 \text{ Mcf} \times \$3/\text{Mcf} + 2 \text{ Mcf} \times \$4/\text{Mcf}$
 $Costo = 74 \text{ dólares por cada paro normal por interconexión en una tubería de 4"}$

1 Longitud aislada entre válvulas de bloqueo o tapones

2 Escenario basado en información suministrada por contratistas y dueños.

3 Se asume como gas inerte al Nitrógeno

Una vez más los operadores necesitarán como referencia las bitácoras y/o archivos de la compañía para determinar los procedimientos y factores idóneos a utilizar cuando se ejecute un paro normal para interconexión. El procedimiento descrito anteriormente es una guía general para una evaluación económica preliminar y puede diferir de compañía a compañía.

Factores adicionales que son específicos de cada compañía incluyen fugas de gas en los alrededores del sistema, numero de tapones, orificios para desfogue y purga y tipo de gas de purga. Las fugas son particularmente importantes como tan grande sea la tubería, Las válvulas de bloqueo pueden fugar volúmenes significantes de gas, porque éstas, son utilizadas de vez en cuando y el

asiento de la válvula puede acumular desechos que inhiban un sello hermético. El volumen de fuga de gas es altamente variable, dependiendo del tipo de válvula, edad, presión de la tubería y servicio. (El gas seco causa mucho menos corrosión y acumulación de desechos que el gas húmedo).

Paso 3.- Cálculo de los costos del procedimiento de hot tap realizada por una compañía y/o contratista.

Cuando comparamos los costos de hot tapping con respecto a los del paro normal por interconexión la única diferencia significativa es el costo del equipo de hot tap. La tee envolvente y la válvula tienen un costo similar para uno u otro método siempre y cuando el ramal y el cabezal tengan el mismo tamaño. (Información sobre tipos de tee envolventes se muestran en el apéndice). El costo de soldadura de una tee envolvente es casi el mismo, que el costo de soldadura de una boquilla en la línea o cabezal. Los costos de trabajo para el corte en frío y el corte por hot tapping son muy similares para este tipo de evaluación de factibilidad. Los costos de mantenimiento aplican únicamente para el equipo de hot tapping, como son el afilador de barrenas y otros equipos auxiliares de sustitución o reemplazamiento. Las máquinas de hot tapping son de diversos tamaños y una sola máquina puede ejecutar taps de 3" a 12". Las máquinas menos costosas pueden ser compradas para ejecutar pequeños taps (1" a 3"). En general, los costos de capital para la compra y/o adquisición de máquinas para hot tapping utilizadas típicamente por las compañías de gas para los tamaños de conexión clasificadas como más comunes. Fluctúan entre un rango de 13,200 a 23,000 dólares.

El costo de equipo es normalmente un gasto único y puede ser depreciado sobre la vida útil del equipo, típicamente de 10 a 15 años. Cada compañía no obstante puede calcular la depreciación, de la misma manera que lo hace con la adquisición de otros equipos. (Ej. Amortización sobre un período fijo de tiempo, etc.). Esto deberá considerarse conjuntamente con la forma en que la máquina podría utilizarse en el futuro. Para realizar esta determinación, los operadores deben revisar los archivos/registros de la compañía para determinar el número de veces en la que se han ejecutado conexiones similares.

Típicamente una compañía que lleva a cabo diversos hot taps en un año puede encontrar económico tener su propio equipo especialmente en tamaños hasta de 12" y así poder mantener entrenado al personal que ejecutará el servicio. Estos trabajos son comúnmente sencillos y requieren un entrenamiento especializado menor. Pero para grandes y menos frecuentes hot taps una compañía puede considerar más rentable emplear un contratista que provea el equipo y al personal entrenado. La mayoría de los vendedores y/o contratistas proveen el equipo de hot tapping necesario, incluyendo la máquina barrenadora, tee envolventes, válvulas, cortadores y los servicios de reparación. Además la mayoría de los vendedores o contratistas ofrecen sus servicios para trabajos más grandes o infrecuentes ó la renta del equipo. Los costos derivados de el empleo de contratistas externos puede reducirse por el suministro de servicios de ayuda, como son excavación, soldadura y grúas.

Otros factores, como son: material y espesor de la tubería y la presión y temperatura del sistema también deben considerarse cuando se determinen las alternativas de compra del equipo de hot tapping o de emplear contratistas. Además las compañías deben evaluar como después el equipo de hot tapping deberá ser utilizado y si la posesión del equipo implicaría ahorros que justificasen su mantenimiento así como el entrenamiento de los operadores.

La Tabla 6.3 presenta los rangos de los costos de hot tapping tanto para la compra del equipo como de los servicios de un contratista. Los rangos de costos mostrados incluyen todos los materiales, los costos adicionales resultarán de gastos de trabajo y de mantenimiento, como se discutió anteriormente. Los vendedores y contratistas indican que las operaciones y los costes de

mantenimiento (O & M) pueden variar considerablemente dependiendo del número de taps ejecutados y del equipo y procedimientos tomados. Se muestran los rangos porque las variables como son tamaño del equipo, tamaño del tap y otras condiciones especiales, hacen inexacta la estandarización de precios.

TABLA 6.3 COSTOS DE EQUIPO Y MANO DE OBRA PARA TRABAJOS DE HOT TAPPING

Tamaño Conexión	Costos de capital		Costos de servicio del contratista (\$)	Costos de operación y mantenimiento (\$/año)
	Máquina	Materiales		
Taps (< 12")	13,200-23,000	-	-	500-5,000
Taps (>12")	-	2,000-9,120	1,000-4,000	-

Las máquinas de hot tap pueden durar de 5 a 40 años. Una compañía puede llevar a cabo alrededor de 400 pequeños taps por año.

Nota: Información de costos proporcionada por fabricantes y contratistas de hot taps. Los precios son solamente proporcionados por la opción más económica.

La tabla 6.4 muestra los costos del equipo, operación y mantenimiento y servicios del contratista para ejecutar 320 taps por año en un escenario hipotético. Se asume que la compañía ejecutara un total de 305 taps de tamaños de 4", 8" y 10". Debido a que son pocos los taps iguales o mayores a 18" que ejecutan cada año (los restantes 15), se empleará un contratista para llevarlos a cabo. El costo del equipo incluye el costo de compra de dos máquinas de hot tapping para diámetros menores a 12". Para propósitos de este escenario hipotético, se tomará el valor promedio de la compra, operación y mantenimiento y costos de servicio del contratista listados en la tabla 6.3 Basándonos en estas suposiciones, el costo total del equipo es calculado en 36,200, la operación y mantenimiento en 5,500 y los costos de servicio del contratista en 37,500 dólares.

TABLA 6.4 ESTIMACIÓN DE COSTOS ANUALES DE HOT TAPS PARA UN ESCENARIO HIPOTÉTICO

Costo del equipo por máquina = \$ 18,000 ¹
Costos de operación y mantenimiento por máquina = 2,750 ¹
Costos de servicio del contratista por tap = 2,500 ¹
Número de máquinas barrenadoras (tapping machine) = 2
Número de taps asignados a un contratista = 15 (todos los taps mayores a 18")
Cálculos:
Costo total del equipo = 18,000 x 2 = 36,200
Costos totales de operación y mantenimiento = 2,750 x 2 = 5,500
Costos por servicios del contratista = 2,500 x 15 = 37,500

¹Costos promedio de tabla 6.3

Paso 4.- Evaluación de los beneficios de ahorro de gas por el método de hot tapping

La tabla 6.5 presenta los ahorros de gas natural y gas de purga asociados con la utilización de la técnica de hot tapping en líneas a alta presión de diámetros grandes y pequeños en un escenario hipotético de 320 taps por año. Los valores son calculados utilizando las ecuaciones expuestas en la tabla 6.1, multiplicados por el número de conexiones anuales. Las pérdidas de gas asociadas con el paro normal por interconexión son los ahorros primarios cuando las conexiones son realizadas por el método de hot tapping.

TABLA 6.5 COSTOS DE GAS NATURAL Y GAS DE PURGA AHORRADOS

Escenario del tap ¹	Ahorros de gas natural ²		Ahorro de gas de purga ³		Ahorro total gas ³	
	No. Taps anuales	Mcf/tap	Mcf/año	Mcf/tap	Mcf/año	\$
4", 350 psig, 2 millas longitudud	250	22	5,500	2	500	18,500
8", 100 psig, 1 millas longitudud	30	13	390	4	120	1,650
10", 1,000 psig, 3 millas longitudud	25	589	14,725	19	475	46,075
18", 200 psig, 2 millas longitudud	15	255	3,285	41	615	13,935
Total anual	320		24,440		1,710	80,160

¹ Tamaños y # Taps tomados del escenario de la tabla 4

² Ejemplo para interconexión de 4" diámetro mostrado en la tabla 4

³ Valor del gas natural en \$3/Mcf, y gas inerte (nitrógeno) en \$4/Mcf.

Paso 5.- Comparación de las opciones y determinación la economía de la técnica de hot tapping.

El análisis económico mostrado en la tabla 6.6 compara los costos significativos y las diferentes ventajas entre las interconexiones por hot tapping y los paros normales por interconexión. Para un escenario hipotético de 320 taps/año. Los costos más significativos son la compra, operación y mantenimiento del equipo de hot tapping y los costos de prestación de servicios de hot tapping por parte de los contratistas. En este escenario, ambos casos son incluidos: la compra de 2 máquinas de hot tapping por \$36,200 dólares y el costo de servicios del contratista para 15 taps de mayor tamaño en \$37,500 dólares.

Los costos de operación y mantenimiento de las máquinas de hot tapping adquiridas es de 5,500 dólares al año. Todos estos costos son calculados en la tabla 6.4. Se asume que algunos gastos que incluyen el costo de boquillas, válvulas y trabajos básicos son similares y por lo tanto no se incluyen en este análisis comparativo. Una análisis más completo puede realizarse por la evaluación e inclusión de los costos ocultos de una compañía en específico mostradas en la tabla 6.1

Los beneficios significativos son la reducción en la pérdida de gas natural por la supresión del venteo y la purga del gas inerte utilizado en el método de paro normal por interconexión. El resumen de la tabla 6.5, muestra un ahorro anual total de gas natural de 24,400 Mcf para este escenario hipotético establecido que tiene un costo de \$73,320 dólares por año a un precio de \$3 dólares por mil ft³.

Los ahorros anuales de gas inerte son de 1,710 Mcf que tienen un costo de \$6,480 dólares por año a un precio de \$ 4 dólares por mil ft³, lo que arroja un beneficio total anual de \$ 80,160 dólares. Los beneficios. Al evitar las fugas de gas a través de válvulas de bloqueo durante el paro normal por interconexión puede mejorar aún más la economía de estos métodos.

TABLA 6.6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE HOT TAPPING VS PARO O CIERRE POR INTERCONEXIÓN.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Costos de Capital, \$	(36,200)	0	0	0	0	0
Costos de Servicios del Contratista, \$	0	(37,500)	(37,500)	(37,500)	(37,500)	(37,500)
Costos de operación y mantenimiento, \$	0	(5,500)	(5,500)	(5,500)	(5,500)	(5,500)
Costo total, \$	(36,200)	(43,000)	(43,000)	(43,000)	(43,000)	(43,000)
Ahorros de gas natural, \$		73,320	73,320	73,320	73,320	73,320
Ahorros de gas inerte, \$		6,840	6,840	6,840	6,840	6,840
Beneficios netos \$	(36,200)	37,160	37,160	37,160	37,160	37,160
Meses para pago						12
IRR						113 %
NPV ¹						\$ 104,665

¹ Valor presente neto basado sobre una razón de 10% descuento por 5 años

En conclusión, se ha encontrado que la utilización de la técnica de hot tapping es más rentable que la técnica de paro normal por interconexión. Incluso cuando el sistema está fuera de operación o servicio, el hot tapping presenta la oportunidad de ahorro de costos y tiempo. El hot tapping es una práctica que históricamente ha sido utilizada por las compañías por razones diferentes a las del ahorro de gas, como es la eliminación de la contaminación.

Típicamente las tuberías experimentan varias transformaciones cada año. La ejecución de taps para realizar conexiones o instalaciones puede reducir las emisiones de metano provenientes de las tuberías incrementando los ahorros y eficiencia en los sistemas.

- La técnica de hot tapping ha sido utilizada por las compañías de transmisión y distribución de gas durante décadas. Para evaluar los ahorros asociados con esta práctica, el hot tapping puede ser utilizado en algunas situaciones donde no habría sido utilizado anteriormente.
- El sitio en donde se llevará a cabo la conexión deberá estar libre de corrosión, imperfecciones y laminaciones.
- El hot tapping no deberá ejecutarse inmediatamente a contracorriente de equipos rotatorios o válvulas de control automático, a menos, que el equipo este protegido por filtros o trampas.
- Para la ejecución de tappings sobre tuberías de acero, los accesorios, tee envolventes o boquillas consisten generalmente en conexiones soldadas. No obstante, cuando se realizan en materiales de acero al carbón, asbestos, cemento o concreto, los accesorios o envolventes no pueden ser soldadas mediante la soldadura sobre el cabezal existente por lo que deberán utilizarse técnicas alternativas de sujeción, como son: compresión mediante pernos o sujeción mediante juntas mecánicas.

- Para sistemas plásticos el operador debe garantizar que los accesorios y aditamentos para el hot tapping sean compatibles con el tipo de plástico de la línea existente y utilizar los métodos de sujeción adecuados. Los vendedores pueden suministrar los accesorios y herramientas necesarias para casi cualquier tipo de sistema plástico.
- Si el hot tapping no ha sido llevado a cabo en el pasado, se deberá desarrollar un procedimiento y entrenar al personal que llevará a cabo esta actividad. Dentro de los procedimientos se deberán contemplar todas las instrucciones pertinentes para evitar posibles incendios o quemaduras por la descomposición térmica del hidrógeno durante la soldadura.
- Todo el equipo deberá cumplir con los estándares de regulación mínimos para la industria para presión, temperatura y demás requerimientos de operación. Si se detecta que las condiciones de temperatura, presión, composición de la tubería o diámetro del tap son inusuales para el sistema en estudio, se deberá consultar con un fabricante de equipos y accesorios de hot tapping.
- Códigos y estándares industriales deberán consultarse para más información y especificaciones, ejemplos: ASME B31.8, API 2201, API 1104, API 1107, etc.

Apéndice : Información Complementaria

Válvulas: Las válvulas utilizadas en la técnica de hot tapping son usualmente válvulas de bola totalmente abiertas o válvulas de compuerta. Los proveedores de tuberías pueden proporcionar los precios de válvulas, siempre y cuando les suministremos la información necesaria que incluya tamaño de la tubería, diámetro exterior, contenido de la línea, presión y material.

Injertos/accesorios: Hay diferentes tipos de accesorios auxiliares para conexión utilizados para los trabajos de hot tapping que pueden ser soldados, roscados, boquillas biseladas, injertos o silletas envolventes. El accesorio más común para el hot tapping es una camisa de hierro colado dividido.

CONCLUSIONES

- La técnica de hot tapping es un método de unión de conexiones por soldadura a tuberías y recipientes a presión sin parar o interrumpir el proceso. El hot tapping puede realizarse en equipos o líneas fabricadas de los siguientes materiales: acero al carbón, acero inoxidable, hierro colado, concreto, asbesto, plástico entre otros. Es importante recalcar que cada uno de los diferentes materiales requiere un procedimiento de soldadura o barrenado especial, aunque el principio de operación del hot tapping es el mismo.
- Entre los estándares más importantes aplicables a trabajos de hot tapping se encuentran los siguientes: API 1104: procedimientos para trabajos de soldadura en tuberías y estructuras relacionadas; API 1107: procedimientos de soldadura para mantenimiento de tuberías; API 2201: procedimientos de soldadura o hot tapping en equipos o líneas en servicio y un trabajo de investigación realizado por el Instituto Battelle localizado en Columbus, Ohio, USA, que contiene un modelo de análisis térmico durante trabajos de hot - tapping.
- Las líneas de tubería en donde se realicen trabajos de hot tapping pueden ser de los siguientes tipos: costa adentro, costa afuera, distribución, transmisión, agua/aguas residuales, tubería de planta, refinerías, plantas químicas, molinos de acero, molinos de papel, plantas de poder, líneas de vapor, sistemas de enfriamiento y otros.
- La técnica de hot tapping es aplicable en líneas con las siguientes características:
 - a) Diámetros: ¼ pulg hasta 102 pulg.
 - b) Presión: presiones de operación hasta 2200 psi
 - c) Temperaturas: temperaturas de operación hasta 700 °F
- Cuando en una línea de conducción se requiere un ramal esto representa hacer una perforación en la tubería igual al diámetro interior del ramal. Por tal motivo es necesario analizar los esfuerzos a que se somete una tubería presionada para comprender fácilmente que al hacer un orificio estamos disminuyendo su resistencia al interrumpir la su armonía estructural, por lo tanto, es indispensable reforzarla en el mismo valor en que la hemos debilitado y la forma más adecuada consiste en restituírle los elementos estructurales.
- Los procedimientos de hot tapping y soldadura descritos en el presente trabajo aplican a tuberías y/o equipo fabricado de acero ferrítico y austenítico. Otros materiales, como son aluminio, cobre, plástico, hierro colado, etc., requieren procedimientos de hot tap o soldadura especiales; aunque el principio de operación de la técnica de hot tapping es el mismo.
- Para llevar a cabo trabajos de hot tapping es necesario cumplir con estándares de diseño y construcción (ASME , API, ISA, ANSI), Control de calidad (ISO 9000) y Protección al medio ambiente (ISO 14000), por tal motivo es necesario desarrollar métodos y procedimientos de trabajo y mantenerlos actualizados que permitan realizar el trabajo de manera adecuada y segura.
- Para el desarrollo y elaboración de métodos y procedimientos se requiere de la participación de personas con un gran conocimiento teórico y práctico en la materia.

- Los métodos y procedimientos que son necesarios para el desarrollo de trabajos de hot tapping son: métodos de radiografiado y ultrasonido; procedimientos de ejecución de trabajos de hot tapping, soldadura para hot tapping, inspección a soldaduras, seguridad industrial, protección al medio ambiente y pruebas hidrostáticas.
- Los datos necesarios para llevar a cabo el cálculo del refuerzo para el cabezal (tee envolvente) son: para cabezal: presión, temperatura, diámetros, espesor de pared, tipo de fluido que transporta, tipo de material de fabricación; para ramal: diámetros, espesor de pared.
- Personal calificado realizará las soldaduras, los soldadores deberán estar completamente familiarizados con las máquinas que vayan a ser usadas.
- Personal competente y certificado operará las máquinas de tapping.
- Actualmente las empresas contratistas especializadas en trabajos de hot tapping tales como, TD Williamson Inc., International Piping Service Company, Team Industrial Services Inc., entre otras más, suministran catalogos que contienen información y datos técnicos acerca de las máquinas y accesorios disponibles actualmente para trabajos de hot tap.
- Hoy en día las empresas altamente competitivas incluyen como parte integral de su filosofía empresarial y de sus estrategias de mercadotecnia el cumplimiento de los estándares de diseño, construcción, calidad y protección al medio ambiente con lo cual incursionan con mayor fuerza en los modernos mercados internacionales.

Ventajas

- La técnica de hot tapping es un método de unión de conexiones por soldadura a tuberías y recipientes a presión sin parar o interrumpir el proceso, lo que permite tener beneficios tanto económicos como ambientales.

Desventajas

- Para llevar a cabo trabajos de hot tapping es necesario tener personal altamente capacitado y certificado en el área de acuerdo a las normas y códigos vigentes.
- Deben desarrollarse planes, procedimientos, métodos, etc, en las diferentes áreas de trabajo como son: ingeniería de campo, control de calidad, seguridad industrial, control ambiental, etc., con la finalidad de llevar a cabo de manera adecuada y segura todas las actividades relacionadas con los trabajos de hot tapping.

Limitantes del hot tapping

- Algunos equipos y tubería son inapropiados para soldarlos en servicio, porque la metalurgia o espesor del metal y/o el contenido requiere un relevado de esfuerzos que no puede realizarse mientras el equipo o tubería este presurizado. En algunos casos, accesorios de sujeción mecánica deberán ser consideradas.

- Se recomienda un mínimo de espesor de pared de ¼" para hot tapping, debido a que al soldar en una pared muy delgada puede resultar en sobrecalentamiento o perforado.
- No deberán ejecutarse trabajos de hot tapping en equipos que contengan:
 - a) Hidrógeno que ha operado arriba de los límites de la curva de Nelson, porque el hidrógeno fragiliza el metal.
 - b) Mezclas inflamables explosivas aire-vapor.
 - c) Químicos, como ácidos/cloruros, los cuales con el calor de la soldadura pueden reaccionar y llegar a ser peligrosos.
 - d) Cásuticos o amina, si la concentraciones y temperaturas son semejantes a las especificaciones de fabricación en el relevado de esfuerzos.
 - e) Hidrocarburos no saturados, a menos que haya posibilidad de evitar la "saturación explosiva" en la zona caliente del material, ejemplo: etileno.
 - f) No deberán hacerse trabajos de hot tapping a menos de 18 pulg de distancia de una brida o conexión roscada, tampoco a menos de 3 pulg de cualquier soldadura.
 - g) No deberán hacerse trabajos de hot tapping en líneas o equipos con revestimiento o forros tales como: plástico, revestimiento de lámina, aislantes, etc.
 - h) Se prohíbe hacer un hot tapping en la succión de un equipo rotativo a menos que el equipo este protegido de los recortes por medio de filtros o trampas.

Recomendaciones

- El presente trabajo puede servir de base para futuros trabajos de investigación o tesis que profundicen más sobre los códigos, estándares, procedimientos, métodos, etc, que apliquen a los trabajos de hot tapping en equipos o tuberías de diferentes materiales de fabricación como son: cobre, acero colado, aluminio, cobre, plástico, concreto, etc.
- Actualmente Petróleos Mexicanos está llevando a cabo la revisión y actualización de las normas de construcción que deben cumplir las empresas contratistas durante la realización de trabajos dentro de sus instalaciones. Estas normas son adecuaciones fundamentadas en las características locales así como en las condiciones económicas del país y se basan en la última actualización y edición de los códigos y estándares de construcción vigentes los cuales son revisados y actualizados cada 5 años. Por tal motivo el presente trabajo puede tomarse de base para el desarrollo de una norma que aplique a los trabajos de hot tapping que se realicen en la Sonda de Campeche.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Margarita González Hernández, Tesis de licenciatura, Dimensionamiento y diseño mecánico de los tanques de desfogue de una plataforma marina, FES Zaragoza, UNAM, México D.F. 1993, pp 50-57.
- 2.- American Petroleum Institute, Procedures for Welding or Hot Tapping on Equipment in Service, API Recommended Practice 2201, Third Edition, October 1985.
- 3.- American Petroleum Institute, Welding of Pipelines and Related Facilities., Publication No. 1104, 19th Edition, September 1999.
- 4.- American Petroleum Institute, Procedures for welding or hot tapping on Equipment in Service, API Recommended Practice 2201, Fourth Edition, September 1995.
- 5.- American Society of Mechanical Engineers (ASME), ASME Code for Pressure Piping, B31, ASME B31.8-1995 Edition
- 6.- Pipeline Rules of Thumb Handbook, E.W McAllister, Editor; Fourth Edition, Gulf Publishing Company, pp. 270-278.
- 7.- Boletín Pemex Exploración Producción, Editado por el Centro de capacitación y adiestramiento de seguridad ecología y sobrevivencia. pp. 1-34
- 8.- Manual para elaborar manuales de políticas y procedimientos, Ed. Panorama, Autor Martín G. Alvarez Torres.
- 9.- Manual práctico de auditorías ambientales, Ed. Panorama, Autor: Rafael Oropeza Monterrubio.
- 10.- Manual de costos de maquinaria y equipo de proceso, Richardson Engineering Services, USA, 1999, Sección 15-74, pp. 1-4.
- 11.- Las fotografías incluidas en el presente trabajo pertenecen al complejo marino de producción de petróleo Akal-J localizado en la Sonda de Campeche y fueron tomadas en el sitio de trabajo en el año 1998 por los autores del presente trabajo.
- 12.- La información técnica contenida en el presente trabajo fue recabada con ayuda del personal involucrado en los trabajos de ingeniería, procura y construcción del proyecto denominado EPC-2.
- 13.- Documentación general para la realización de conexiones a presión (hot tapping). Proyecto EPC-2. Diseño y adecuaciones al complejo Akal-J, Akal-N modular y plataformas satélites asociadas. Construcciones Marítimas Mexicanas, S.A. de C.V. Enero 1998, pp 1-15
- 14.- Bases de diseño del complejo marino Akal-J. Proyecto EPC-2. Diseño y adecuaciones al complejo Akal-J, Akal-N modular y plataformas satélites asociadas. Construcciones Marítimas Mexicanas, S.A. de C.V. Enero 1998. pp 1-48

- 15.- Filosofía de operación de la plataforma de perforación PP-AJ.-1. Proyecto EPC-2. Diseño y adecuaciones al complejo Akal-J, Akal-N modular y plataformas satélites asociadas. Construcciones Marítimas Mexicanas, S.A. de C.V. Enero 1998. pp 1-8

PÁGINAS DE INTERNET CONSULTADAS:

Davidson Pipe Supply Co. Inc. Año 1998. Materials standards pressure determinations and wall thickness. (WWW) URL: <http://www.davidsonpipe.com/mstand.htm>

Unites States Environmental Protection Agency. February 27, 2002. Lesson learned from natural gas star partners using hot taps in service pipeline connections. (WWW) URL: www.epagov/gasstar/usehottaps.htm

Team Industrial Services Inc. Año 2001. Hot taps services. (WWW) URL: www.teamindustrialservices.com/taps/hottap.html

Ray Chao, Carmagen Engineering Inc. Año 2002. Addition of shell nozzles by hot tapping in atmospheric storage tanks. (WWW) URL: www.carmagen.com/news2.html

Topaz Inc. Año 2001. Hot tapping services. (WWW) URL: www.topazine.com/hottapping.htm

TDWilliamson Inc. Año 2000. TDW Hot tapping & drilling machines. (WWW) URL: www.tdwilliamson.com/hottaptdw/tap_plugging.html

International Piping Services Company. 4/20/98. Hot & wet tapping. (WWW) URL: www.hottaps.com/tapping.htm

Richard Beldyk. 8/24/01. General introduction pressure tapping. (WWW) URL: www.pntbeldyk.wirefire.com/hot%20tapping/hot%20tapping.pdf

Challenger Special Oils Services. año 2000. Hot tapping and plugging operation. (WWW) URL: www.challenger-sos.com/notices/def/tapping.htm

Mid States Industrial Sales, Co. February 11/2001. Pipeline hot tapping and line stopping fittings. (WWW) URL: www.mid-states-pipe-repair.com/Hot-taps.htm.

Hydra Stop Inc. 1992. Pressure installation primer, basic information and procedures for line tapping and lines stopping. (WWW) URL: www.hydrastop.com/pressure/index.html.

Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos, Junio 2002. Normas definitivas y en proyecto de Petróleos Mexicanos. (WWW) URL: www.pemex.com/definitiva.html.

VIDEOS

TDWilliamson Inc. Operating procedures for isolating a section of pipe without shutdown. Parte Uno (1/6). United States of America. TDWilliamson Inc. Año 1999. Formato VHS. Duración 13:16min. A color. Programa no. 5688-0002.

TDWilliamson Inc. Hot tapping procedures 660 and 760 tapping machines. Parte dos (2/6). United States of America. TDWilliamson Inc. Año 1999. Formato VHS. Duración 14:15min. A color. Programa no. 5688-0003.

TDWilliamson Inc. T-101 Drilling Machine. Parte Tres (3/6). United States of America. TDWilliamson Inc. Año 2000. Formato VHS. Duración 10:32 min. A color. Programa No. 5688-0004.

TDWilliamson Inc. Stoppie plugging machine. Parte Cuatro (4/6). United States of America. TDWilliamson Inc. Año 1999. Formato VHS. Duración 13:24 min. A color. Programa no. 5688-0005.

TDWilliamson Inc. Setting the lock-o-ring plug. Parte Cinco (5/6). United States of America. TDWilliamson Inc. Año 1999. Formato VHS. Duración 10:22 min. A color. Programa no. 5688-0006.

TDWilliamson Inc. Setting the 2-inch thread-o-ring plug. Parte Seis (6/6). United States of America. TDWilliamson Inc. Año 1999. Formato VHS. Duración 7:28 min. A color. Programa no. 5688-0007.

TDWilliamson Inc. Weld on in service pipelines. United States of America. TDWilliamson Inc. Año 1999. Formato MPEG Movie CD ROM. Duración 10:25 min. A color. Programa no. 5688-0034

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 402.3.1 (a)

Tabla 402.3.1 (a)

Tabulación de ejemplos de esfuerzos permisibles para referencia en la utilización de sistemas de tubería que están dentro del alcance de este código

Especificación	Grado	Especif. mín. a la cedencia psi (MPa)	Factor de junta E	Esfuerzo permisible "S", -20°F a 250°F (-30°C a 120°C), psi (MPa)
sin costura				
API 5L	A 525	25,000 (172)	1	18,000 (124)
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 106	A	30,000 (207)	1	21,600 (149)
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 106	B	35,000 (241)	1	25,200 (174)
API 5LU	U 80	80,000 (551)	1	57,600 (397)
API 5LU	U 100	100,000 (689)	1	72,000 (496)
API 5L	X 42	42,000 (289)	1	30,250 (208)
API 5L	X 46	46,000 (317)	1	33,100 (228)
API 5L	X 52	52,000 (358)	1	37,450 (258)
API 5L	X 56	56,000 (386)	1	40,300 (278)
API 5L	X 60	60,000 (413)	1	43,200 (298)
API 5L	X 65	65,000 (386)	1	46,800 (323)
API 5L	X 70	70,000 (482)	1	50,400 (347)
ASTM A 106	C	40,000 (274)	1	28,800 (199)
ASTM A 542	I	35,000 (241)	1	25,200 (174)
ASTM A 524	II	30,000 (207)	1	21,600 (149)
Soldadura a Tope, Soldadura Continua				
ASTM A 53	---	25,000 (172)	0.6	10,800 (74)
API 5L Clase 1 y II	A 25	25,000 (172)	0.6	10,800 (74)
Soldadura de resistencia eléctrica y soldadura de haz eléctrico				
API 5L	A 25	25,000 (172)	1	18,000 (124)
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 135	A	30,000 (207)	1	21,600 (149)
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 135	B	35,000 (241)	1	25,200 (174)
API 5L	X 42	42,000 (289)	1	30,250 (208)
API 5L	X 46	46,000 (317)	1	33,100 (228)
API 5L	X 52	52,000 (358)	1	37,450 (258)
API 5L	X 56	56,000 (386)	1	40,300 (278)
API 5L	X 60	60,000 (413)	1	43,200 (298)
API 5L	X 65	65,000 (386)	1	46,800 (323)
API 5L	X 70	70,000 (482)	1	50,400 (347)
API 5LU	U 80	80,000 (551)	1	57,600 (397)
API 5LU	U 100	100,000 (689)	1	72,000 (496)
Soldadura de fusión eléctrica				
ASTM A 134	---	---	0.8	---
ASTM 139	A	30,000 (207)	0.8	17,300 (119)

Anexo I

Tabla 402.3.1 (a)		Tabla 402.3.1 (a) (Continuación)		
Tabulación de ejemplos de esfuerzos permisibles para referencia en la utilización de sistemas de tubería que están dentro del alcance de este código				
Especificación	Grado	Especif. mín. a la cedencia psi (MPa)	Factor de Junta E	Esfuerzo permisible "S", -20°F a 250°F (-30°C a 120°C), psi (MPa)
Soldadura de fason eléctrica (Cort D)				
ASTM A 139	B	35,000 (241)	0.8	20,150 (139)
ASTM A 671	...	Nota (1)	1.00 (Nota (2),(3))
ASTM A 671	0.70 (Nota (4))
.....	1.00 (Nota (2),(3))
.....	0.80 (Nota (4))
Soldadura de Arco Sumergido				
API 5L	A	30,000 (207)	1	21,600 (149)
API 5L	B	35,000 (241)	1	25,200 (174)
API 5L	X 42	42,000 (289)	1	30,250 (208)
API 5L	X 46	46,000 (317)	1	33,100 (231)
API 5L	X 52	52,000 (358)	1	37,450 (255)
API 5L	X 56	56,000 (386)	1	40,300 (279)
API 5L	X 60	60,000 (413)	1	43,200 (298)
API 5L	X 65	65,000 (449)	1	46,800 (323)
API 5L	X 70	70,000 (482)	1	50,400 (347)
API 5LU	U 80	80,000 (551)	1	57,600 (397)
API 5LU	U 100	100,000 (689)	1	72,000 (496)
ASTM A 301	Y 35	35,000 (241)	1	25,200 (174)
ASTM A 301	Y 42	42,000 (289)	1	30,250 (208)
ASTM A 301	Y 46	46,000 (317)	1	33,100 (231)
ASTM A 301	Y 48	42,000 (331)	1	34,550 (238)
ASTM A 301	Y 50	50,000 (345)	1	36,000 (248)
ASTM A 301	Y 52	52,000 (358)	1	37,450 (255)
ASTM A 301	Y 60	60,000 (413)	1	43,200 (298)
ASTM A 301	Y 65	65,000 (449)	1	46,800 (323)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Anexo I

Notas Generales

- A. Valores de esfuerzos permisibles mostrados en esta tabla son igual a $0.72 \times E$ (factor de junta soldada) a especificación mínima de la resistencia al punto cedente de la tubería
- B. Los Valores de esfuerzo permisible mostrados son para tubería nueva de especificación conocida, valores de esfuerzos permisibles para tubería nueva o de especificación desconocida, especificación ASTM A 110, o para tubería usada deberá ser determinado de acuerdo al párrafo 402.3.1
- C. Para algunos cálculos, particularmente en ramales de conexión, expansión, estructuras de sujeción, soportes, etc, el factor de junta soldada E no necesariamente deberá ser considerada
- D. Para la especificación mínima al punto de cedencia de otros grados es aprobada por esta especificación.
- F. Definiciones de varios tipos de tubería son dadas en el párrafo 400.2
- G. Niveles de esfuerzo en el sistema métrico se da en Mpa (1 megapascal = 1 millón de pascales)

Notas

- (1) - Ver las hojas de especificación aplicable para el punto cedente o de deformación y referirse al párrafo 402.3.1 para el cálculo de S
- (2) - Factor aplicable a clases 12, 22, 32, 42 y 52 únicamente
- (3) - Radiografiado debe ejecutarse después del tratamiento térmico
- (4) - Factor que aplica para clases 13, 23, 33, 43 y 53 únicamente

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Anexo I

ASME B31.4		
Tabla 402.43		
Factor de junta para soldadura E		
Especificación No.	Tipo de tubería (Nota (1))	Factor de junta para soldadura E.
ASTM A 53	Sin costura	1.00
	Soldada con resistencia eléctrica	1.00
	soldada al tope	0.60
ASTM A 106	sin costura	1.00
ASTM A 134	soldada (arco) de fusión eléctrica	0.80
ASTM A 135	Soldada con resistencia eléctrica	1.00
ASTM A 139	soldada con fusión eléctrica	0.80
ASTM A 381	Soldada con arco doble sumergido	1.00
ASTM A 671	soldada con fusión eléctrica	1.00 (Notas (2), (3))
		0.80 (Nota (4))
ASTM A 672	soldada con fusión eléctrica	1.00 (Notas (2), (3))
		0.80 (Nota (4))
API 5L	sin costura	1.00
	Soldada con resistencia eléctrica	1.00
	soldada con inducción eléctrica	1.00
	soldada con arco sumergido	1.00
	Soldadura a tope, soldadura continua	0.60
API 5LU	sin costura	1.00
	Soldada con resistencia eléctrica	1.00
	soldada con inducción eléctrica	1.00
	soldada con arco sumergido	1.00
conocida	conocida	Nota (5)
desconocida	sin costura	1.00 (Nota (6))
desconocida	Soldada con resistencia eléctrica	1.00 (Nota (6))
desconocida	soldada con fusión eléctrica	0.80 (Nota (6))
desconocida	Superior al tamaño nominal 4(NPS4)	0.80 (Nota (7))
desconocida	Superior al tamaño nominal 4(NPS4) y menor	0.60 (Nota (7))

Notas:

- (1) Definiciones de varios tipos de tubería (juntas soldadas) son encontradas en el campo de la soldadura.
- (2) Factor que aplica únicamente para clases 12, 22, 32, 42 y 52 .
- (3) El radiografiado se debe efectuar después del tratamiento térmico.
- (4) Factor que aplica para clases 13, 23, 33, 43, y 53 únicamente.
- (5) Factores mostrados arriba aplican para tubería nueva o usada cuya especificación es conocida
- (6) Factor que aplica para tubería nueva o usada de especificación desconocida y ASTM 120 si el tipo de junta soldada es conocida.
- (7) Factor que aplica para tubería nueva o usada de especificación desconocida y ASTM 120 o para tuberías de tamaño nominal (NPS) mayor si el tipo de junta es conocida.
- (8) Factor que aplica para tubería nueva o usada de especificación desconocida y ASTM 120 o para tuberías de tamaño nominal de 4 (NPS) o más pequeñas si el tipo de junta es conocida.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Anexo I

Tablas 841.1A-841.1C		ASME B31.8-1989 Edición
Tabla 841.1A		
Valores del factor de diseño F		
Tipo de Construcción (Ver Párrafo. 841.151)	Factor de Diseño F	
Tipo A	0.72	
Tipo B	0.60	
Tipo C	0.50	
Tipo D	0.40	

Tabla 841.1B		
Factor de junta longitudinal E		
Especificación No.	Clase de tubería	Factor E
ASTM A 53	Sin costura	1.00
	Soldada con resistencia eléctrica	1.00
ASTM A 106	Soldada al tope-soldadura continua	0.60
	Sin costura	1.00
ASTM A 134	Soldada con arco de fusión eléctrica	0.80
ASTM A 135	Soldada con resistencia eléctrica	1.00
ASTM A 139	Soldadura de fusión eléctrica	0.80
ASTM A 211	Tubería de acero soldada en espiral	0.80
ASTM A 333	Sin costura	1.00
	Soldada con resistencia eléctrica	1.00
ASTM A 381	Soldada con doble arco sumergido	1.00
ASTM A 671	Soldadura de fusión eléctrica	
	Clases 13,23,33,43,53	0.80
	Clases 12,22,32,42,52	1.00
ASTM A 672	Soldadura de fusión eléctrica	
	Clases 13,23,33,43,53	0.80
	Clases 12,22,32,42,52	1.00
API 5L	Sin costura	1.00
	Soldada con resistencia eléctrica	1.00
	Soldada con haz eléctrico	1.00
	Soldada con arco sumergido	1.00
	Soldada a tope	0.6

Tabla 841.1C	
Factor de reducción de temperatura "T" para tubería de acero inoxidable	
Temperatura, °F	Factor de Reducción de Temperatura " T "
250 o menos	1.000
300	0.967
350	0.933
400	0.900
450	0.867

Nota general:

Para temperaturas intermedias, interpolar el factor de reducción de temperatura " T " .

Anexo I

ASME B31.8-1989 Edición		Apéndice D	
		Apéndice D	
Apéndice D			
Tabla 8-41.1.1			
Especificación mínima a la cedencia para tubería de acero utilizados en sistemas de tubería			
Especificación No.	Grado	Tipo (Nota (1))	SMYS, psi
API 5L	A 25	BW, ERW, S	25,000
API 5L	A	ERW,S,DSA	30,000
API 5L	B	ERW,S,DSA	35,000
API 5L	X 42	ERW,S,DSA	42,000
API 5L	X 46	ERW,S,DSA	45,000
API 5L	X 52	ERW,S,DSA	52,000
API 5L	X 56	ERW,S,DSA	56,000
API 5L	X 60	ERW,S,DSA	60,000
API 5L	X 65	ERW,S,DSA	65,000
API 5L	X 70	ERW,S,DSA	70,000
API 5L	X 80	ERW,S,DSA	80,000
ASTM A 53	Tipo F	BW	25,000
ASTM A 53	A	ERW,S	30,000
ASTM A 53	B	ERW,S	35,000
ASTM A 106	A	S	30,000
ASTM A 106	B	S	35,000
ASTM A 106	C	S	40,000
ASTM A 134	EFW	(Nota (3))
ASTM A 135	A	ERW	30,000
ASTM A 135	B	ERW	35,000
ASTM A 139	A	EFW	30,000
ASTM A 139	B	EFW	35,000
ASTM A 139	C	EFW	42,000
ASTM A 139	D	EFW	46,000
ASTM A 139	E	EFW	52,000
ASTM A 333	1	S,ERW	30,000
ASTM A 333	3	S,ERW	35,000
ASTM A 333	4	S	35,000
ASTM A 333	6	S,ERW	35,000
ASTM A 333	7	S,ERW	35,000
ASTM A 333	8	S,ERW	75,000
ASTM A 333	9	S,ERW	46,000

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Anexo I

ASME B.31.8-1989 Edición

Apéndice D

Apéndice D
Ver párrafo 841.1.1

Especificación mínima a la cedencia para tubería de acero utilizados en sistemas de tubería

Especificación No.	Grado	Tipo (Nota (1))	SMYS, psi
ASTM A 381	Clase Y-35	DSA	35,000
ASTM A 381	Clase Y-42	DSA	42,000
ASTM A 381	Clase Y-46	DSA	46,000
ASTM A 381	Clase Y-48	DSA	48,000
ASTM A 381	Clase Y-50	DSA	50,000
ASTM A 381	Clase Y-52	DSA	52,000
ASTM A 381	Clase Y-56	DSA	56,000
ASTM A 381	Clase Y-60	DSA	60,000
ASTM A 381	Clase Y-65	DSA	65,000

NOTAS:

(1) Abreviaturas: BW-- soldadura al horno; ERW-- soldadura con resistencia eléctrica; S-- sin costura

FW--Soldadura con haz eléctrico; EFW--soldadura de fusión eléctrica; DSA--soldadura de doble arco sumergido.

(2) Grados intermedios estan disponibles en API 5L

Anexo I

Esfuerzos hidrostáticos a largo plazo para tuberías termoplásticas	
Diseño de material de tubería plástica (D2513)	Resistencia Hidrostática a largo plazo a 73 °F, psi
PB 2110	2000
PE 3406	1250
PE 3306	1250
PE 2306	1250
PE 3408	1600
PVC 1120	4000
PVC 1220	4000
PVC 2110	2000
PVC 2116	3150

Valores de esfuerzo hidrostático a largo plazo para tuberías termoplásticas cubiertas por la norma ASTM 2513. Los valores aplican únicamente para materiales y tuberías que cumplen todos los requerimientos de los materiales básicos y que cumplen la norma ASTM D 2513. Estos están basados en datos de ingeniería y obtenidos de acuerdo a la norma ASTM D1599, y analizados de acuerdo a la norma ASTM D 2883. Una lista comercial de los componentes que presentan estos requerimientos es publicada por el instituto de tuberías plásticas.

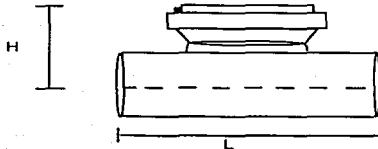
Esfuerzos hidrostáticos a largo plazo para tuberías reforzadas por fraguado termico Cubierta por la norma ASTM 2517es 11,000 psi. Los valores aplican únicamente para materiales y tuberías que cumplen todos los requerimientos de los materiales básicos y que cumplen la norma ASTM D 2517. Estos están basados en datos de ingeniería y obtenidos de acuerdo a la norma ASTM D1599, y analizados de acuerdo a la norma ASTM D 2887

Anexo I

Tabla 304.1.1						
Valores del coeficiente "y" para $t < D/6$						
Temperatura, °F (°C)						
Materiales	900 (482) y menor	950 (510)	1000 (538)	1050 (566)	1100 (593)	1150 (621) & up
Acero ferrítico	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7
Acero austenítico	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7
Otros metales dúctiles	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Hierro colado	0

Anexo I

Dimensiones de tce envolventes		
TAMAÑO Pulgadas	L	
	Pulgadas	H (CLASE 150 PN 20) Pulgadas
4	10.75	6.625
6	14.00	8.125
8	16.50	9.688
10	20.00	11.250
12	22.00	12.938
14	26.00	13.938
16	30.00	15.875
18	33.00	16.812
20	36.00	17.938
22	40.00	19.125
24	43.00	20.500
26	47.00	21.250
28	49.00	22.688
30	51.00	24.562
34	57.00	27.188
36	60.00	28.438



Anexo II

Tabla A.1 Costos de ejecución de trabajos hot tapping

Tamaño del tap	Taps máximos por día	Costo para el 1 ^{er} tap (dólares)	Costo taps adicionales (mismo día)	Costo extra por día en standby
2" ó menos	6	392	39	224
3"	4	532	179	280
4"	4	543	196	280
6"	3	616	263	302
8"	3	672	330	308
10"	3	700	358	314
12"	2	756	403	314
14"	2	823	476	325
16"	2	1,025	655	392
18"	2	1,232	840	476
20"	2	1,428	1,036	549
22"	2	1,484	1,092	560
24"	2	1,458	1,120	577
26"	1	1,717	-	610
28"	1	1,809	-	622
30"	1	1,863	-	633
32"	1	1,917	-	633
34"	1	1,971	-	633
35"	½	2,889	-	773
42"	½	3,618	-	812
48"	½	4,320	-	1,008

Notas:

- 1.- Los costos de hot taps incluyen todo el equipo de barrenado y un técnico que proporcionará supervisión técnica en la aplicación y utilización del equipo.
- 2.- Los precios son basados en hot taps de 150 #, 300#, 600#, con un descuento por hot taps adicionales a realizar el mismo día.
- 3.- Todos los costos no incluyen almacenaje ni fletes.
- 4.- Los costos no incluyen: soldadura, herramientas, pernos, tuercas, juntas, equipo de fijeje y sujeción etc.

Anexo II

Tabla A.II Costos de tee envolventes de la empresa TD Williamson

Tamaño (cabezal x ramal)	Costo (dólares)
16" x 16"	2,000
18" x 18"	3,000
20" x 20"	5,000
24" x 24"	6,000
30" x 30"	9,000
40" x 16"	2,500
60" x 16"	2,500

Costos estimados son para 300 #

Las boquillas también están disponibles para 150#, 400#, 600#, 900# y 1500 # bridado y en tamaños de 1" x 1" hasta 96" x 96".

TESIS CON
FALLA DE CARGEN

Anexo II

Tabla A.III Costos de tee envolventes para diferentes librajes.

Tamaño (cabecal x ranal)	Costo (150#) Dólares	Costo (300#) Dólares	Costo (600#) Dólares
2" x 2"	352	364	403
4" x 4"	370	390	438
12" x 12"	1,273	1,356	1,484
20" x 20"	3,332	3,526	3,921
12" x 4"	841	1,142	940
20" x 8"	2,411	2,493	2,606

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN