

2.0 DESCRIPCION DEL PROYECTO

El Proyecto consiste de una tubería para crudo pesado (OCP) de una longitud total aproximada de 500 Km. El Derecho de Vía del OCP seguirá una ruta por el mismo corredor del SOTE, excepto por la desviación en el área norte de Quito y otras que sean necesarias para mantener la integridad tanto del OCP como de otros ductos y/o sistemas existentes en el área del derecho de vía del SOTE. Cerca de Quito, el OCP se separa del derecho de vía del SOTE y sigue una desviación mayor denominada “Variante Norte de Quito” y conecta de nuevo con el derecho de vía del SOTE cerca de la población de la Unión, donde continuará siguiendo al SOTE hasta llegar a San Mateo. Entre San Mateo y el terminal marino OCP, se utilizará un nuevo corredor.

El sistema se extiende desde el Terminal de recepción de crudo y bombeo Amazonas en Lago Agrio (Nueva Loja), en la Región Oriental de Ecuador, hasta las instalaciones del Terminal Marítimo OCP, en la región costera. Además incluye instalaciones tales como: terminales de almacenamiento, medición, bombeo, reducción de presión, carga de buques tanque, y otras instalaciones anexas, teniendo además las siguientes capacidades y especificaciones técnicas:

- El Sistema de Tuberías (Terminal Amazonas hasta Terminal Marino OCP) será diseñado para una capacidad sostenible real de 410.000 barriles por día de petróleo crudo entre el Terminal Amazonas y el punto de inyección en las cercanías del pueblo de Baeza y 450.000 barriles por día de petróleo crudo entre el punto de inyección cercano a Baeza y el terminal marítimo OCP. El crudo a transportar será entre 18° y 24° API.
- Una capacidad de almacenamiento operacional de 1'200.000 barriles en el terminal Amazonas y una capacidad de almacenamiento operacional de 3'750.000 barriles en el terminal marítimo OCP, incluyendo los equipos de medición y control de calidad de crudo así como las tuberías y equipos necesarios para recibir, transportar dentro del terminal, y despachar los volúmenes requeridos de crudo al terminal.
- Los puntos de recepción de crudo a lo largo del Sistema de Tuberías estarán en: (i) Terminal Amazonas (Lago Agrio) [coordenadas: N. 10,010,800.00 y E. 286,600.00] y (ii) en el punto de inyección aledaño a Baeza [coordenadas: N. 9,952,050.00 y E. 182,000.00].
- Un solo punto de entrega será construido en el terminal marino OCP, el cual incluirá dos boyas independientes (Catenary Anchored Leg Mooring System - “CALM”) *Sistema Catenario de Anclado*. Ambas boyas independientes estarán provistas del equipo apropiado para lograr una capacidad de carga operacional de buque cisterna a una tasa de 60.000 barriles por hora; teniendo una de las boyas la capacidad de cargar un buque cisterna 60.000 - 130.000 DWT y la otra

con una capacidad de cargar un buque cisterna 60.000 - 250.000 DWT. Cada boya tendrá su propia línea de carga.

- Las instalaciones del Sistema de Tuberías serán provistas de sistemas de: paneles de control de estación, paneles de control de unidad, SCADA, detección de fugas, telecomunicaciones, instrumentación y medición, para propósitos operacionales y de mantenimiento.
- El Sistema de Tuberías será diseñado y construido de acuerdo con las últimas ediciones de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (“ASME”) B31.4 (1998), el Estándar 5L (2000) del Instituto Americano del Petróleo (“API”) y otros estándares industriales aplicables (ver Tabla 2.1-1). En el caso de la omisión de cualquier regulación o estándar, el Sistema de Tuberías será diseñado sobre la base de Prácticas de Ingeniería y Construcción Idóneas.
- Cumplimiento con Regulaciones y Leyes Ambientales Ecuatorianas y otros lineamientos ambientales del Banco Mundial aplicables a la fecha de Terminación del Proyecto.

2.1 Parámetros de Diseño

Los parámetros de diseño del Sistema de Tuberías son los siguientes:

- La Tasa de Flujo Sostenible desde el terminal Amazonas hasta la sección del punto de inyección cercano a Baeza es de 410.000 barriles por día de crudo, y desde éste punto de inyección hasta el terminal marino es de 450.000 barriles de crudo por día. Estos caudales sostenibles están determinados tomando en cuenta:
 - ❖ Factor de seguridad de servicio del 10%
 - ❖ Uso de crudo como combustible para hornos y motores: 1.5% del total del volumen a transportar.
 - ❖ Agua, sedimentos y pérdidas en general: 1.5% del total del volumen a transportar.
- El Diseño de la Tasa de Flujo Pico desde el terminal Amazonas hasta la sección del punto de inyección aledaño a Baeza es de 471.300 barriles de crudo por día, y desde éste punto de inyección hasta el terminal marítimo es de 517.300 barriles de crudo por día.
- El crudo a transportar varía entre 18° API a 60 °F y 24° API a 60 °F (16 °C). Las características del crudo a ser bombeado resultarán de la mezcla de diferentes tipos de crudo ofrecidos para el transporte.
- La temperatura máxima propuesta de operación del Sistema de Tuberías será de 176⁰ F (80 °C). La temperatura máxima de operación real será determinada

según el análisis hidráulico y de acuerdo al material disponible diseñado para operar a dicha temperatura.

- Las configuraciones del Impulsor de Bomba para cada estación de bombeo será de 5 en operación y 1 en stand-by, 4 en operación y 1 en stand-by, o 3 en operación y 1 en stand-by. Este punto se encuentra en evaluación.
- Los Impulsores de las Bombas serán motores diesel de combustión interna utilizando como combustible petróleo crudo tratado.
- Todas las bombas de refuerzo (booster) serán del tipo tornillo.
- Todas las bombas de las unidades de bombeo principales serán centrífugas.
- Todas las edificaciones, casetas, refugios, configuraciones de tuberías, equipos y sistemas serán diseñados para facilitar la realización del trabajo de mantenimiento rutinario y no-rutinario en forma segura y eficiente, tomando en consideración las interrupciones estándar y de rigor de las operaciones del Sistema de Tuberías.
- Todos los sistemas de potencia eléctrica serán 60 hertz.

2.2 Facilidades del OCP

Las principales instalaciones contenidas en el Sistema de Tuberías OCP se encuentra en la Figura 2.2-1 y son las siguientes:

- Tubería de aproximadamente 500 kilómetros de longitud.
- Terminal Amazonas en Lago Agrio que estará ubicado en la proximidad del Terminal SOTE en Lago Agrio pero funcionará por separado en el sentido operacional.
- Estación de Bombeo (PS) en el Terminal Amazonas en Lago Agrio.
- Tres estaciones de Bombeo intermedias para cumplir con los requerimientos hidráulicos del sistema.
- Dos estaciones de Reducción de Presión (PRS) para cumplir con los requerimientos hidráulicos del sistema.
- El Terminal Marítimo OCP funcionará por separado del existente Terminal Balao del SOTE y consistirá de un Sistema de Almacenamiento de Crudo (3'750.000 Barriles), incluyendo dos líneas marinas (56", on-shore) alimentadas por gravedad y dos boyas marinas para carga de Buques Cisterna.

2.3 Sistema de Tuberías

2.3.1 Ruta de la Tubería

La Ruta del Oleoducto de Crudos Pesados será por el mismo corredor del SOTE desde Lago Agrio hasta Quito. El oleoducto se desviará del corredor del SOTE en las secciones particulares que a continuación se detallan:

- Areas de interferencia con construcciones y obras de infraestructura construídas con anterioridad.
- Areas de inestabilidad geológica con riesgos de deslizamientos de taludes o movimientos en masa de laderas.
- Cruces particulares de ríos y quebradas en los cuales la construcción del nuevo oleoducto puede perjudicar en futuro la conservación de los dos oleoductos (SOTE y OCP).
- Areas en las cuales el SOTE está instalado aéreo sobre marcos H y el nuevo oleoducto, a instalarse esencialmente enterrado, no tiene lugar estable de ubicación en el derecho del vía del SOTE.
- Areas en las cuales el derecho de vía existente del SOTE, ya ocupado por otras tuberías paralelas al SOTE, no ofrece lugar de instalación al nuevo oleoducto OCP.

En cercanías a Quito, el OCP sigue la Variante Norte. La ruta de esta variante cruza la ciudad por la zona norte, entre las poblaciones de Guayllabamba y Calderón; y se dirige luego a cruzar la autopista Manuel Córdova Galarza (vía a la Mitad del Mundo) entre las poblaciones de Pomasqui y San Antonio de Pichincha.

Posteriormente, continúa al sur de la población de Calacalí, y hacia el norte de las localidades de San Miguel de Los Bancos y Pedro Vicente Maldonado (manteniéndose relativamente paralelo a la vía Calacalí - La Independencia). Luego, baja al llano por el noroeste de la localidad de Puerto Quito, cruza el río Blanco al noroeste de La Unión para finalmente juntarse nuevamente con el derecho de vía del SOTE cerca del Km 408 del mismo.

En los, aproximadamente, 17.5 Km. del último tramo del trazado (desde la altura de la población de San Mateo) el OCP sigue un nuevo derecho de vía al oeste del trazado del SOTE. Finalmente, el OCP llega al terminal marítimo OCP, ubicado al suroeste del parque de tanques del terminal del SOTE .Tubería de la Línea Principal

La tubería de la línea principal estará constituída por tubería conforme a la Norma API 5L - Gr. X70, de diámetros de 24", 32", 34" y 36". Los espesores de la tubería y la presión máxima de operación cumplirán los requerimientos de la Norma ASME B31.4.

El oleoducto será diseñado para soportar los incrementos de presión derivados de transientes hidráulicos dinámicos.

Además, el oleoducto contará con todos los requerimientos necesarios para una correcta y segura operación. Entre éstos: Válvulas de seccionamiento y de retención de fluido; Dispositivos para la limpieza interna del conducto; Protección y señalización de Cruces de carreteras, ferrocarriles, ríos, esteros y quebradas Protección anticorrosiva de la tubería; Protección catódica; Pruebas hidrostáticas correspondientes; Test de conformidad del conducto mediante el pasaje de un chanco (scraper) inteligente; Señalización del oleoducto, etc. Al mismo tiempo, la tubería será provista en longitudes que faciliten su manejo y transporte.

2.3.3 Válvulas de Bloqueo y Retención de la Línea Principal

Las válvulas de bloqueo y retención, incluyendo válvulas de bloqueo controladas y operadas en forma remota, serán instaladas en las ubicaciones requeridas según ASME B31.4. Las válvulas de bloqueo y retención serán instaladas en la línea principal para permitir el aislamiento de segmentos de la tubería durante situaciones de mantenimiento de línea o de emergencia. Las válvulas de bloqueo serán ubicadas en cada lanzador y receptor de chanco (scraper) de limpieza. Todos los cruces de ríos mayores a 30 metros de ancho tendrán una combinación de válvula de bloqueo/retención de línea principal instaladas para permitir el aislamiento del cruce por posibles daños o por propósitos de emergencia. Las ubicaciones finales de las válvulas serán seleccionadas tomando en consideración el terreno, la topografía y su facilidad de acceso para propósitos de mantenimiento. Las válvulas se instalarán dentro de un recinto cercado y con entrada por llave..

Las válvulas de la línea principal serán del tipo compuerta y fabricadas de acuerdo a API 6D.

Las válvulas de bloqueo ubicadas en las instalaciones de estaciones serán equipadas con actuadores de operación local y remota.

Las válvulas principales de la línea serán conectadas al sistema de tuberías SCADA con transductores capaces de detectar la condición de la válvula, por ejemplo - abierta o cerrada, y condiciones de la tubería tales como presión de la línea y temperatura.

Las válvulas de alivio serán diseñadas de acuerdo a API RP 521 y ASME B31.4.

2.3.4 Operaciones con Chanchos (Scraper) en la Tubería

La tubería estará diseñada para facilitar las operaciones de chanco (scrappers), de operaciones de chanco (scraper) inteligente (i.e. inspección electrónica) y/o otros tipos de scrappers de inspección, así como de todo tipo de chanco (scrappers) de limpieza. Un lanzador/receptor será ubicado en cada Estación de Bombeo Intermedia, estación de Reducción de Presión y en los cambios de diámetro de tuberías, con el primer lanzador ubicado en el terminal Amazonas (en Lago Agrio) y el receptor final ubicado en el terminal marino OCP.

La tubería de los lanzadores/receptores serán diseñados de acuerdo a ASME B3 1.4, y los receptores y lanzadores serán diseñados de acuerdo a la Sección VIII del Código ASME para Calderas y Recipientes de Vapor. Además, la señal del scrapper será monitoreada por el sistema SCADA.

2.3.5 Configuración de la Tubería

2.3.5.1 Tubería Enterrada

La tubería será enterrada de acuerdo con los requerimientos del “Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador”. Sin embargo, tomando en consideración las restricciones impuestas por la Tubería del SOTE y las condiciones del suelo a lo largo de la ruta de la tubería, habrá áreas donde la tubería deberá ir aérea.

2.3.5.2 Tubería Aérea

La tubería será aérea, en áreas donde no sea práctico enterrar la tubería. En estos casos la tubería será apoyada en marcos tipo H o en soportes de hormigón.

2.3.6 Cruces Principales

2.3.6.1 Cruces de Carreteras y Líneas Ferroviarias

Los cruces de carreteras y líneas ferroviarias por la tubería serán diseñados de acuerdo a las normas y especificaciones ASME B31.4 y API RP 1102. La instalación de los cruces de carretera se realizará por medio de perforación o cortes a cielo abierto, dependiendo de regulaciones locales.

2.3.6.2 Cruces de Ríos y Esteros

Los cruces de ríos y esteros se lograrán por medio de enterramiento o aéreo. El método seleccionado dependerá del terreno, de las condiciones geotécnicas y proximidad de la tubería del SOTE existente, y cumplirá con todas las leyes aplicables del Ecuador.

Los cruces aéreos serán realizados donde, debido a las características del terreno tales como pendientes pronunciadas cercanas a ríos, no sean factibles cruces enterrados. Tales cruces serán realizados apoyando la tubería sobre estructuras similares a las existentes en el SOTE, tales como puentes colgantes, puentes aéreos (catenarias), o de marcos tipo H. El método del cruce será determinado por los requerimientos de permisos y, en la ausencia de tales requerimientos, el Contratista podrá escoger el método de cruce dentro de los lineamientos de Prácticas de Ingeniería y Construcción Idóneas.

Cuando se requieran cruces enterrados, la tubería deberá tener una flotabilidad negativa de al menos 10 por ciento para tubería vacía y será enterrada a tal profundidad que la tubería no sea afectada por erosión o socavación. El control de flotabilidad de la tubería se logrará aplicando revestimiento continuo de concreto reforzado, anclaje de concreto u otras medidas aprobadas por la OCP Ecuador S.A. Si se produce una alteración de las riberas de los ríos o

riachuelos durante la construcción y el flujo del riachuelo o río puede causar erosión o degradación, entonces en tales ubicaciones se proveerá la protección necesaria de las riberas.

2.3.7 Requerimientos de Trabajo

El contratista de construcción determinará todos los requerimientos finales de trabajo – los cuales pueden cambiar durante la fase de construcción – dependiendo de la programación, accesibilidad, clima, disponibilidad de material, disponibilidad de trabajadores y otros requerimientos específicos del sitio. Estos contratistas de construcción decidirán la utilización de mano de obra local. Sin embargo, se espera reclutar personal local en la mayor extensión posible, dependiendo de la disponibilidad y habilidades de la mano de obra.

2.1.1.1 Campamentos de Construcción Temporales y Centros de Acopio de Materiales

Debido a las deficiencias de infraestructura con respecto a viviendas para alquilar a lo largo de la ruta propuesta de la tubería, las cuadrillas de construcción serán alojadas y alimentadas en campamentos temporales establecidos a lo largo del trazado del OCP y cercanos al derecho de vía. Estos campamentos también servirán como centros de acopio de materiales de construcción. El diseño típico de estos campamentos se encuentra en la Figura 2.3-1. Habrán 9 campamentos operando en forma simultánea durante la construcción. La ubicación aproximada propuesta de los mismos se encuentra en la Figura 2.3-2.

La mayoría del personal de construcción será alojado en tiendas de campaña, viviendas rodantes u hoteles. Se instalarán sistemas de aguas negras adecuados para manejar el número de personas que habita en cada campamento de construcción. La disposición de las aguas negras se hará a través de letrinas cavadas en el suelo en cada ubicación, o en unidades portátiles dispuestas para el tratamiento de aguas negras. Cualquier otro desecho será colocado en recipientes seguros y transportado a los lugares apropiados para su disposición.

Se proveerá seguridad en la medida que sea necesaria para la protección del personal, desalentar los robos, restringir el acceso no autorizado a los sitios de construcción y asegurar el cumplimiento de cualesquiera de las restricciones impuestas a los trabajadores con respecto a contacto con ciudadanos del Ecuador.

2.3.9 Caminos de Acceso Temporales

En áreas con acceso limitado al derecho de vía de la tubería, se crearán caminos de acceso temporales. La ubicación de éstos se encuentra en la Figura 2.3-3.

2.3.10 Actividades de Construcción de la Tubería

Los procesos constructivos del OCP se llevarán a cabo teniendo en cuenta las características de las diferentes zonas por las que transcurre. Dependiendo de las características de las zonas aledañas a diferentes segmentos del oleoducto, el promedio del ancho del derecho de vía cambiará. Se utilizará el menor ancho que permita desarrollar las actividades constructivas. Se utilizara una plataforma de trabajo de 15 metros de ancho cuando el diámetro de la tubería

sea hasta 30" y de 20 metros de ancho cuando el diámetro de la tubería sea mayor a 30" (Ver. Fig. 2.3-4). En el Bosque Protector Alta Cuenca del Río Guayllabamba, se utilizará una plataforma de trabajo de 9 m. de ancho promedio (Figura 2.3-5). Finalmente, en el Bosque Protector de Mindo - Nambillo, el ancho de la plataforma de trabajo tendrá un promedio de sólo 7 m. (Figura 2.3-6). Actualmente, se tiene propuesto utilizar ésta última dimensión a lo largo de aproximadamente 2,70 Km de bosque primario muy bien conservado dentro del Bosque Protector Mindo - Nambillo, si ésta fuera la ruta final seleccionada.

La construcción del oleoducto seguirá una serie de pasos únicos y secuenciales como se describen a continuación. Los pasos durante éste proceso van desde la planimetría, como paso inicial, hasta la limpieza y restauración final del derecho de vía y áreas aledañas utilizadas durante la construcción. Típicamente, la cuadrilla de construcción operará simultáneamente en varios frentes, logrando completar la actividad constructiva en cada segmento en forma coordinada y eficiente. Todo el proceso será coordinado buscando minimizar el tiempo total requerido para perturbar cualquier extensión dada de terreno. Los pasos a seguirse durante el proceso constructivo se encuentran en la figura 2.3-7 y se describen a continuación.

2.3.10.1 Planimetría

La planimetría es el paso inicial en la preparación del derecho de vía de construcción. Una cuadrilla de prospección marcará cuidadosamente con estacas los límites externos del derecho de vía, la ubicación central de la tubería, las líneas centrales de drenaje, elevaciones, carreteras, cruces de ríos y riachuelos, así como áreas de trabajo temporales tales como asentamientos, cruces de ríos y áreas de campamento.

2.3.10.2 Desbroce y Nivelación

Luego de completar el trabajo de planimetría se procederá al desbroce del derecho de vía, particularmente en aquellos segmentos de variante donde el derecho de vía del SOTE no será utilizado. Cualquier obstáculo grande tales como árboles, rocas, arbustos y troncos de árboles serán removidos. Entonces, el derecho de vía será nivelado en aquellas áreas requeridas para producir una superficie de trabajo razonablemente nivelada para permitir el transporte seguro de equipos y reducir el número y grado de ángulos verticales de tubería. En segmentos donde la tubería será instalada sobre la superficie, solo se talará la vegetación a nivel del suelo mientras se minimiza la nivelación del suelo. Los restos y material excavado serán apilados a un lado del derecho de vía para permitir el uso del otro lado como área de acceso y almacenamiento para material de construcción. En áreas de siembra, la cubierta vegetal será apilada independientemente del subsuelo.

2.3.10.3 Excavación de Zanjas

Se requiere una zanja para colocar la tubería bajo tierra. Esta zanja será excavada utilizando retroexcavadoras. Es posible que el estrato de rocas en ciertas áreas pueda requerir el uso de explosivos; no obstante esto se realizará de acuerdo a leyes Ecuatorianas. La zanja se excavará a suficiente profundidad para permitir una cubierta apropiada entre la porción superior de la tubería y la superficie final del suelo luego de la colocación del relleno. Se

tendrá en cuenta el grado de inclinación del terreno durante el proceso de excavación, tanto durante el corte de la zanja como durante su posterior relleno. La figura 2.3-8 corresponde a los bancos de préstamo. No corresponde a este punto.

2.3.10.4 Instalación de Soportes Verticales

La tubería en aquellos tramos donde la línea debe ser colocada aérea, se utilizarán soportes de concreto o armazones estructurales tipo H. La profundidad total de penetración para los soportes variará dependiendo de la ubicación y condiciones del suelo, pero serán instalados a la profundidad requerida para proveer la estabilidad de la tubería a largo plazo. Esta profundidad será determinada por medio de investigación geotécnica y análisis. Las vigas cruzadas horizontales serán adaptadas para ajustarse a cada estructura de soporte y amortiguadas con el fin de prevenir daños al revestimiento de la tubería.

2.3.10.5 Desfile (Tendido de Tubería)

La tubería será transportada por camión a los lugares o áreas de almacenamiento general o centros de acopio temporarios y luego al lado del derecho de vía donde serán almacenados sobre sacos rellenos con suelo del lugar o soportes temporales. Las tuberías serán transportadas en camiones trailer o tractor sobre orugas porta tubos (pipe carrier) para su colocación a lo largo del derecho de vía. La tubería será colocada a lo largo de la zanja excavada en una línea continua de fácil acceso a la cuadrilla de construcción. Esto permitirá proceder de manera efectiva con las subsiguientes operaciones de alineación y soldadura. En cruces de ríos, la cantidad de tubería requerida para efectuar el cruce será almacenada en la zona aledaña o en áreas de trabajo temporales.

2.3.10.6 Curvado de la Tubería

Los tubos serán transportados a los sitios de almacenamiento en secciones rectas. Se requerirá cierto número de curvas para permitir que la tubería siga las variaciones de la pendiente natural y cambios en la dirección del derecho de vía, particularmente donde corre en forma concurrente con el SOTE, con el fin de minimizar cualquier intervención del derecho de vía. La ingeniería y operación de curvadora de los tubos serán realizadas en el sitio cuando esto sea posible o en los acopios temporarios. .

2.3.10.7 Alineación y Soldadura de la Tubería

Al acoplar y apuntalar la línea, la tubería será colocada sobre soportes temporales (plataformas de madera) al lado de la zanja o sobre el soporte estructural. Los extremos de los tubos serán alineados cuidadosamente y soldados con paso múltiple para lograr una completa penetración de la soldadura. Solo se emplearán soldadores calificados para realizar las actividades de soldadura.

2.3.10.8 Pruebas no destructivas y Reparación de Soldaduras

Para asegurar que la tubería ensamblada cumple o excede los requerimientos de fortaleza de diseño, el 100% de las soldaduras serán inspeccionadas tanto visualmente como por radiografía de acuerdo a la API 1104 Inspección No Destructiva “Nondestructive Testing”.

2.3.10.9 Revestimiento, Inspección y Reparación de Soldaduras en Campo

Luego de la soldadura, las áreas de de las juntas soldadas serán revestidas con una capa de material compatible con el revestimiento de pintura epóxi, o de polipropileno según corresponda, aplicado en fábrica de acuerdo a las especificaciones recomendadas por el fabricante. El revestimiento de las secciones remanentes de tubería completadas será inspeccionado y cualquier daño será reparado.

2.3.10.10 Bajada de los Tubos

Toda sección completa de tubería será levantada de sus soportes temporales y bajada a la zanja utilizando tiende tubos. Antes de bajar los tubos se inspeccionará la zanja para asegurar que esté libre de piedras u otros escombros que puedan dañar la tubería o su revestimiento protector. Antes de bajar los tubos a la zanja, éstos se inspeccionarán para asegurar que su revestimiento anticorrosivo no haya sido dañado y que la tubería sigue la alineación de la zanja.

2.3.10.11 Relleno

Luego de colocar la tubería en la zanja se comenzará con el relleno. Si el material excavado tiene rocas grandes u otro material que pueda dañar la tubería, se colocará una cubierta protectora alrededor de la tubería antes de comenzar el relleno o bien se traerá material fino para la primera capa de tapada desde alguna de las canteras habilitadas. El material de relleno será entonces transportado hacia la zanja utilizando maquinaria pesada. Se dejará un pequeño coronamiento de tierra para contrarrestar cualquier potencial asentamiento futuro.

2.3.10.12 Pruebas de Presión y Conexión Final

Luego de completar la soldadura y colocación de la tubería en la zanja, se limpiará la tubería y se realizarán mediciones para verificar la geometría interna de la tubería. Luego se realizará una prueba de presión en la tubería con el fin de asegurar que la misma tendrá la capacidad de funcionar a la presión pretendida. Los segmentos de la tubería a ser probados serán probados a la presión de prueba apropiada. Aperturas de venteo serán instaladas en varios puntos altos para facilitar el llenado con agua y se colocarán salidas de drenaje en varios puntos bajos.

2.3.10.13 Limpieza y Restauración

Luego de la prueba del segmento de tubería y el rellenado de la zanja, se removerán del área todos los restos y desechos de construcción, estructuras temporales, equipo de construcción y personal. Todos los campamentos temporales, áreas de trabajo y otras áreas perturbadas por las actividades de construcción serán restauradas lo más cercano posible a las condiciones existentes anteriormente a la construcción de acuerdo a lo indicado en el plan de revegetación y a las necesidades de operación y mantenimiento. Los contornos originales del terreno se moldearán en lo posible para mantener el patrón de continuidad de drenaje contiguo. En áreas potenciales y existentes de sembrío la cubierta vegetal que pudo haber sido removida durante el proceso de excavación será colocada de nuevo para asistir el proceso de revegetación del derecho de vía. En este momento se tomarán las medidas temporales y

permanentes para el control de erosión y sedimentación, incluyendo revegetación en aquellos lugares donde este previsto y conformación del drenaje. El derecho de vía será revegetado en aquellos lugares que así este previsto de manera que provea un derecho de vía permanente para la inspección y reparación de la tubería, como se indica en la sección de inspección y reparación de tubería y la Sección 7 – Plan de Manejo Ambiental (PMA).

2.3.11 Control de Corrosión

2.3.11.1 Protección Catódica

La base del sistema de protección catódica (CP) para las secciones enterradas de la tubería será un sistema de corriente impresa diseñado de acuerdo a NACE RPO 169.

Rectificadores de tubería y sitios de puesta a tierra asociados estarán ubicados en estaciones u otros emplazamientos donde exista acceso a la fuerza eléctrica. La tubería enterrada de la estación de bombeo será protegida por un sistema separado del sistema de protección de la tubería. La tubería enterrada en las estaciones reductoras de presión será protegida por ánodos de sacrificio o por corriente del sistema principal de protección catódica. El monitoreo del sistema de protección catódica se realizará mensualmente durante la fase operacional.

Se instalarán juntas de aislación monolíticas en la tubería para aislar eléctricamente la tubería enterrada de estructuras sobre tierra, tales como estaciones de bombeo y estaciones de reducción de presión, pero no de ubicaciones de válvulas o porciones sobre tierra de la línea principal.

2.3.11.2 Revestimiento de la Tubería Enterrada

Las secciones de la tubería principal que serán enterradas deberán ser revestidas externamente con un revestimiento a prueba de corrosión para servicio continuo a la temperatura máxima de diseño de la tubería. La tubería utilizada en las secciones enterradas deberá contar con un revestimiento de fabrica contra la corrosión externa. El revestimiento de la tubería enterrada será inspeccionado antes de colocar la tubería en la zanja y antes del relleno, para identificar daños durante el manejo.

2.3.12 Inspecciones Radiográficas

Se realizarán inspecciones radiográficas al Sistema de Tuberías al 100% de las soldaduras.

2.3.13 Requerimientos de las Pruebas de Presión

La tubería será sometida a pruebas de presión de acuerdo a ASME B31.4. Las fuentes de agua que pueden proveer una cantidad suficiente de agua fresca limpia serán seleccionadas en los lugares en que la tubería sea sometida a pruebas hidrostáticas. Se mantendrá caudales adecuados (caudal ecológico equivalente al caudal 90% probable) en el río durante la captación del agua, con el propósito de proteger la vida acuática y no afectar el uso actual del recurso in situ o aguas abajo. . Se podrá transferir agua de una sección de prueba a la

siguiente para reducir la cantidad de agua requerida de riachuelos o ríos. El agua podrá ser analizada para verificar su potencial en causar corrosión interna y tratada para mitigar este problema de forma efectiva. Se adquirirá agua de fuentes aprobadas. La disposición del agua será realizada de acuerdo a las regulaciones ambientales.

Se determinarán las longitudes de las secciones a ser probadas hidrostáticamente tomando en consideración además la fuente y la cantidad de agua de prueba disponible, los emplazamientos de disposición para el agua de prueba y la diferencia de elevación mínima para una adecuada prueba de la tubería. Se escogerán secciones de prueba de modo que la presión de prueba en el punto más bajo de cada sección calificará para el MAOP de diseño de la tubería.

La tubería será vaciada o desagotada una vez que se complete la prueba hidrostática en forma exitosa. Se realizará el vaciado de cada sección de prueba antes de su interconexión con el resto del sistema. El agua se desechará de acuerdo a las regulaciones ambientales Ecuatorianas aplicables. Si el agua de prueba es dejada dentro de la tubería por mas de 60 días se utilizarán aditivos químicos tales como inhibidores de corrosión, eliminadores de oxígeno y biocidas. Previo a la disposición de las aguas de prueba hidrostáticas, la misma será analizada para verificar el cumplimiento con las regulaciones ambientales del Ecuador.

2.3.14 Inspección de Calibración Interna

Luego de completar las pruebas de presión se realizará una inspección interna de calibración sobre la longitud total de la tubería.

2.3.15 Diseño Civil

Los materiales de construcción, incluyendo concreto, barras de refuerzo, perfiles de acero estructural, etc. serán consistentes con los materiales utilizados en diseños civiles de las Estaciones de Bombeo (PS) o Estaciones Reductoras de Presión (PRS).

Las fundaciones o cimientos podrán ser con soporte de suelo, de rocas o de pilotes, dependiendo de los requerimientos y de las condiciones bajo superficie halladas en el sitio.

Los Bancos de Préstamo para la obtención de arena y grava para los trabajos civiles en el Proyecto OCP se encuentran identificados en la figura 2.3-8.

Cercas con portones apropiados serán instalados en todos los emplazamientos de instalaciones sobre superficie tales como válvulas de bloqueo y de retención y en rectificadores de protección catódica (CP). Las instalaciones ubicadas en las Estaciones de Bombeo y Reductoras de Presión serán instaladas dentro del perímetro de la cerca de las estaciones, con excepcion de las piscinas para verificación de la calidad de agua, previo a su descarga al entorno.

Se instalarán señales aéreas (carteles) dentro del campo visual, cruces de carreteras y de líneas ferroviarias, y en todos los cruces de ríos y riachuelos para identificar las ubicaciones de la tubería y proveer información de contacto para emergencias.

Se instalarán mojones aéreos en intervalos de aproximadamente 10 kilómetros cada uno a lo largo de la alineación de la tubería para permitir una clara identificación de la ubicación de la tubería por medio del reconocimiento aéreo.

Las porciones geológicamente inestables de la ruta deberán evitarse o la construcción estará diseñada para mitigar áreas de deslizamiento y/o erosión. Sistemas o barreras de contención serán instaladas en áreas de deslizamientos y/o erosión.

2.3.16 Instrumentación para la Detección de Fugas

Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. instalará un sistema de detección de fugas basado en un análisis de puntos de presión en la tubería. El análisis de puntos de presión es un método de predicción por modelos basado en amplios y exhaustivos trabajos de investigación relativos al comportamiento de energía y equilibrio de impulso (representados por mediciones de presión y velocidad) dentro de una tubería, antes y después de la ocurrencia de una fuga. La aplicación del proceso de señales de esta información con el uso de tecnología de punta provee información que puede ser procesada por un computador para determinar la existencia de una fuga, su tamaño relativo y ubicación, cerrar las válvulas y bombas apropiadas, y activar el Plan de Respuestas a Derrames Petroleros. Esta capacidad de detección agilizará el tiempo de respuesta de movilización requerido para detener la liberación del flujo y reparar la fuga.

2.3.17 Operación y Mantenimiento de la Tubería

Con el fin de lograr rendimiento, seguridad y confiabilidad máximos en el sistema, la tubería será sometida a operación continua, inspecciones visuales periódicas y un apropiado mantenimiento periódico.

2.3.17.1 Operaciones

Se monitoreará y controlará continuamente las condiciones de la tubería para su apropiada operación. La temperatura y presión de la tubería se controlarán por medio de dispositivos ubicados al inicio de la tubería (Terminal Amazonas), en emplazamientos de válvulas de bloqueo ubicadas a lo largo de la tubería, en estaciones de bombeo y de reducción de presión, y al final de la tubería (Terminal Marino OCP). El sistema SCADA (Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Información) se instalará como parte del equipo de instrumentación y tendrá un Centro de Control Principal del Oleoducto Troncal (MPCC - *Main Pipeline Control System*) en el terminal Amazonas (Nueva Loja) para minimizar el personal operativo. El sistema también contará con un Centro de Control de Emergencias (ECC - *Emergency Control Center*), ubicado en el terminal marítimo OCP. Los dos terminales tendrán sus equipos en redundancia, conectados en configuración hot-stand-by. *Una terminal SCADA estará localizada en Quito para monitorear el oleoducto. Seis (6) sistemas de control local estarán situados en estaciones de bombeo y reductoras de presión.* Las oficinas de OCP Ecuador S.A. en Quito o del operador del OCP tendrán un terminal de computadora para observar la información mostrada por el sistema de control. Este sistema permitirá monitorear las variaciones de temperatura entre las estaciones de bombeo y las

estaciones de reducción de presión así como la ubicación de cambios de elevación entre las mismas; y la ubicación de todas las válvulas de bloqueo. El sistema contará además con instrumentos para control de limpieza (“chanchos”). Se instalará un sistema de detección de fugas en conexión con el sistema SCADA basado en el análisis computarizado de los puntos de presión por un modelo que continuamente calcula tanto los perfiles hidráulicos como los hidrodinámicos a través de toda la ruta del OCP. Este sistema de detección de fugas utiliza tecnología de punta para detectar y ubicar rápidamente fugas tan pequeñas como el 1% del caudal de flujo de la tubería. Otros dispositivos generales de control en el sistema de tuberías incluyen cierre automático en caso de fallas catastróficas.

2.3.17.2 Inspección

El derecho de vía será inspeccionado en forma periódica por medio de vuelos de reconocimiento y patrullas en tierra. Estas patrullas inspeccionarán el derecho de vía en busca de áreas de erosión que requieran medidas de mitigación, cambios de vegetación que puedan indicar la existencia de fugas, cambios en la estabilidad de suelos a lo largo de la ruta, la exposición de secciones subterráneas de la tubería a causa de la erosión o corrientes de agua, la condición del revestimiento externo de la tubería que se encuentra sobre la superficie, la pintura de los soportes estructurales, la operación adecuada y calibración del sistema de protección catódica, cualquier uso no autorizado del derecho de vía por personas extrañas al proyecto (excavaciones o estructuras), y cualquier otra situación que pueda representar un peligro a la seguridad o que requiera mantenimiento preventivo y/o reparación. El sistema de instrumentación SCADA, el sistema de detección de fugas y las válvulas de control de flujo serán inspeccionados, se verificará su funcionamiento y calibración y serán reparados cuando sea necesario. Se tomarán las acciones apropiadas en respuesta a aquellas condiciones observadas durante estas inspecciones.

2.3.17.3 Mantenimiento

El mantenimiento general de la tubería se limitará al mantenimiento del derecho de vía y a la inspección, reparación y limpieza de la tubería en sí. El mantenimiento del derecho de vía permanente será realizado por medio de la poda, corte y segado de la vegetación. Se permitirá la revegetación del derecho de vía; sin embargo, árboles y arbustos con un diámetro mayor a 4 cm serán removidos en forma periódica ya que pueden dañar el revestimiento protector de la tubería, obstaculizar su reconocimiento periódico e interferir con posibles actividades de reparación. La frecuencia de mantenimiento de la vegetación dependerá de su tasa de crecimiento actual. La mayoría del mantenimiento de la vegetación se realizará en horas regulares programadas para las patrullas de tierra. Cualquier mantenimiento adicional será determinado de acuerdo al índice de desarrollo vegetal. La vegetación no requiere control en áreas de siembra. No se utilizarán pesticidas para el mantenimiento del derecho de vía.

Se realizará la limpieza interna de la tubería por medio de la introducción de un dispositivo llamado “chancho” en forma periódica. Básicamente, el “chancho” es un raspador flexible con el mismo diámetro que el diámetro interno de la tubería y su función principal es remover los desechos sólidos acumulados dentro de la tubería. El “chancho” es impulsado a

través de la tubería por la presión impuesta por el fluido que se encuentra detrás del mismo. Además del “chancho” utilizado para la limpieza de la tubería, se podrá correr un “chancho inteligente” con instrumentos capaces de detectar la corrosión. Este “chancho inteligente” utiliza tecnología de instrumentación moderna para medir el espesor de pared de la tubería, y un dispositivo diseñado para recolectar la información sobre espesor de pared con respecto a su ubicación a lo largo de la tubería. Lo anterior permite que cuadrillas de reparación puedan ubicar en forma precisa estas secciones que requieran reparación o reemplazo.

Cualquier daño del revestimiento externo de la tubería que se encuentra en superficie será reparado por medio de la preparación apropiada de la tubería para la aplicación de una mezcla de material de propiedades compatibles con el material de revestimiento. La pérdida o deterioro de la pintura de los elementos de soporte estructurales como resultado de daño o corrosión será reparado por medio de la preparación de la superficie con cepillado, raspado o chorro de arena, seguido de la aplicación de una primera capa de pintura, y luego una capa de material de contenido epóxico.

2.4 Terminal y Estación de Bombeo Amazonas, Estaciones de Bombeo Intermedias y Estaciones de Reducción de Presión

2.4.1 Estación de Bombeo y Terminal Amazonas

El Terminal Amazonas, en Nueva Loja (Lago Agrio), será el punto de recepción de la mayoría de los crudos del Sistema de Tuberías. Se proveerá un punto de inyección en el oleoducto troncal, cerca de la población de Baeza.

En el Terminal Amazonas, los crudos petroleros recibidos serán mezclados en el múltiple de entrada considerando una mezcla mínima diaria de 18 API (sin bombas de recirculación), medidos y luego transferidos a la Estación de Bombeo. El Terminal Amazonas y la Estación de Bombeo están juntas. Ciertas instalaciones, principalmente servicios, serán compartidas por el Terminal y la Estación de Bombeo.

2.4.1.1 Terminal Amazonas

Las capacidades de diseño respectivas del Terminal Amazonas son descritas a continuación (Figura 2.4-1):

- El desarrollo del sitio incluye nivelación, carreteras de acceso e internas, pasajes peatonales y áreas de trabajo, diques de tanques con revestimientos impermeables, todos los servicios públicos, pintura, alumbrado periférico y del área, cercado y acabado de nivelación. El espaciado y diques de los tanques estará de acuerdo a NFPA 30. El Sistema de Medición de entrada de petróleo que consistirá de seis (6) unidades de medición con unidad LACT (monitor BS&W en línea, medición de densidad y viscosidad), sistema de filtrado, un (1) probador bi-direccional de desplazamiento mecánico con sus tuberías y válvulas asociadas, toda la instrumentación y equipos eléctricos y de comunicaciones con el sistema SCADA.

- Un parque de tanques de recepción de petróleo pesado de 1'200.000 barriles de capacidad operacional.
- Sistema de tuberías (manifold) de recepción y mezcla de petróleo.
- Bombas de incremento de presión – una configuración de bombas de 4 en operación y 1 en estado de espera (stand-by) o 3 en operación y 1 en estado de espera, están siendo consideradas con el fin de incrementar la presión de succión a las bombas de la línea principal.
- Sistema de transferencia de petróleo entre tanques para vaciado final del mismo.
- La medición de salida del Terminal consistirá de un sistema de medición con dos (2) unidades paralelas. Este medidor tendrá la capacidad de controlar la calidad en la transferencia con un medidor en estado de espera (stand-by).
- El sistema de extinción de incendios consistirá de tanque de almacenamiento de agua, bombas de aguas, bombas de extinción de incendio impulsadas por motores diesel o eléctricos, equipos de generación de espuma, equipos de rociado de espuma, todos los extintores, tuberías asociadas, bocas de incendio y equipos de entrega de agua. Los equipos estarán ubicados en una ubicación central pero lejos de cualquier peligro potencial. Las bombas de incendio serán diseñadas e instaladas de acuerdo a NFPA 20. El tanque de almacenamiento de agua para incendios será de acuerdo a NFPA 22. Las líneas principales y bocas de incendio serán de acuerdo a NFPA 24. Los sistemas de espuma de tanque serán sistemas semi-fijos con cámaras de espuma diseñadas e instaladas de acuerdo a NFPA 11.
- Sistemas secundarios compartidos entre el Terminal y la estación de bombeo Amazonas, incluyendo:
 - ❑ Sistema eléctrico
 - ❑ Sistema de instrumentación y transmisión de datos
 - ❑ Edificios de control, mantenimiento y depósito de materiales
 - ❑ Sistema de captación, almacenaje y distribución de agua potable
 - ❑ Cercado perimetral externo de la playa con portones de acceso
 - ❑ Sistema de aire comprimido
 - ❑ Sistema de drenaje, tratamiento y descarga de agua oleosas

2.4.1.2 Estación de Bombeo Amazonas

La Estación de Bombeo Amazonas, además de los sistemas compartidos con el terminal (descritos en la sección anterior), incluye lo siguiente (Figura 2.4-2):

- Unidades de bombeo principales que funcionan con petróleo crudo.

- Sistemas de almacenamiento, purificación y circulación del combustible de alimentación de los motores de las unidades de bombeo.
- Sistema de almacenamiento, tratamiento y distribución de combustible diesel.
- Sistema de almacenamiento, purificación y circulación del lubricante de los motores a diesel.
- Sistema de calentamiento del petróleo a transportar por el oleoducto.
- Sistema de medición del petróleo despachado al oleoducto troncal.
- Sistemas de Comunicación y Control SCADA.
- Sistema de bombeo de alimentación (bombas booster), desde los tanques hacia las bombas principales.
- Detección y supresión de incendios (incluyendo almacenamiento y bombeo). La detección de incendios utilizando detectores de calor será provista en el área de bombeo de crudos, con alarmas en el cuarto de control así como en el sistema SCADA. Monitores fijos de agua/espuma serán ubicados cerca del área de bombeo de crudo de manera que todas las partes del área de bombas puedan ser alcanzadas por al menos una corriente del monitor. La protección del tanque de almacenamiento de crudo será la misma requerida para el Terminal Amazonas. Provisión de espuma para la protección de tanques será realizada por el equipo móvil de ambas facilidades.
- Tratamiento y disposición de aguas negras (compartidas con el Terminal Amazonas).
- Recolección y disposición de sedimentos fangosos, drenaje de crudos, sumideros y sistema de reinyección.
- Recolección agua aceitosa/drenaje, sumidero, sistema de tratamiento y disposición.
- Sistema de drenaje de aguas servidas y de lluvia.
- Edificios de la Estación:
 - ❑ Edificio de bombas principales
 - ❑ Edificio para bombas booster y sistema de medición
 - ❑ Sala de control
 - ❑ Sala de generadores y compresores de aire
 - ❑ Taller y depósito central
 - ❑ Sala de bombas contra incendio
 - ❑ Caseta de vigilancia

- Lanzador del rascador de la tubería.
- Alumbrado del área (compartido con el Terminal Amazonas) de acuerdo a normas internacionales.

2.4.2 Estaciones de Bombeo (PS) y de Reducción de Presión (PRS) Intermedias

Se prevén tres (3) estaciones de bombeo (PS) intermedias, lo cual será confirmado posteriormente luego de realizada la ingeniería. Las ubicaciones tentativas de las PS son: Cayagama (PS2) [OCP Km 65.74; Coordenadas UTM: 9997750 Norte/228700 Este], Borja (PS3) [OCP Km 163.23; Coordenadas UTM: 9952050 Norte/182000 Este] y Páramo (PS4) [OCP Km 188.57; Coordenadas UTM: 9959392.02 Norte/154129.05 Este]. Cada estación de bombeo tendrá una unidad de bombeo de repuesto.

Todas las estaciones de bombeo serán provistas de energía por medio de generación eléctrica local. Además de esto, algunas estaciones requerirán de un generador de arranque en frío “blackstart” en el caso de que se presenten problemas con la empresa local de servicio eléctrico

Además de esto, se prevén también dos (2) estaciones de reducción de presión (PRS), lo cual será confirmado luego del trabajo de ingeniería de detalle. Estas PRS se ubicarán en Chiquilpe (PRS-1) [OCP Km 276.82; Coordenadas UTM: 9995224.62 Norte/97828.38 Este] y Puerto Quito (PRS-2) [OCP Km 316.76; Coordenadas UTM: 10009016.03 Norte/58271.42 Este]. Todas las estaciones de reducción de presión generarán su propia energía eléctrica. El diseño requerirá un generador operando en línea. Energía eléctrica continua (UPS) a 24 Vdc será provista para las comunicaciones y control.

2.4.2.1 Estaciones de Bombeo (PS) Intermedias

Las Estaciones de bombeo Intermedias serán similares a la estación de bombeo Amazonas. Las instalaciones y su diseño respectivo consistirán de lo siguiente:

- Unidades de bombeo principales.
- Fuente de Energía Eléctrica y Distribución para Estaciones de Bombeo Intermedias.

La Fuente de Energía Eléctrica será lograda por medio de una de las siguientes dos maneras, dependiendo de la disponibilidad de electricidad de servicio público, y proveerá suficiente potencia para todos los requerimientos operacionales.

Alternativa 1: Generadores de energía eléctrica que funcionan con combustible diesel y con capacidad para arranque en frío “blackstart”, con suficiente potencia para suplir la carga de operación de la estación. Los requerimientos de voltaje serán los adecuados para la operación eléctrica normal de una estación de bombeo industrial. Controles automatizados, un interruptor de transferencia automatizado e interfase SCADA.

Alternativa 2: La potencia principal la suple la empresa eléctrica local. Se instalará una subestación con suficiente capacidad para cubrir el 100% de los requerimientos de la estación, y se utilizará generación eléctrica de respaldo a base de combustible diesel, con capacidad de arranque en frío “blackstart” y suficiente para suplir el 100% de potencia para la normal operación de la instalación. Los requerimientos de voltaje serán los apropiados para la operación eléctrica normal de una estación de bombeo industrial. Se instalarán controles automatizados, un interruptor de transferencia automatizado y una interfase para SCADA.

- Sistema de almacenamiento, purificación y circulación del petróleo combustible de alimentación de los motores de las unidades de bombeo.
- Sistema de almacenamiento y distribución de combustible diesel.
- Sistema de almacenamiento, distribución y purificación de aceite lubricante.
- Sistema de calentamiento del petróleo a transportar.
- Sistema de aire comprimido.
- Sistemas de Comunicación y Control SCADA.
- Detección y supresión de incendios (incluyendo extintores móviles y manuales). La detección de incendios se realizará utilizando detectores de calor que serán provistos para el área de bombeo de crudo, con alarmas en el cuarto de control y además en el sistema SCADA.
- El sistema de extinción de incendios consistirá de un tanque de almacenamiento de agua, bombas de aguas, bombas de extinción de incendio impulsadas por motores a diesel y eléctricos, las demás bombas que sean requeridas, sistema de rociado de espuma, los extintores, tuberías asociadas, boca de incendios, y equipos de despacho de agua que sean requeridos. Las bombas de incendio serán diseñadas e instaladas de acuerdo a NFPA 20; el tanque de almacenamiento de agua estará conforme con NFPA 22; la boca de incendios principal y las bocas de riego serán de acuerdo a NFPA 24; los sistemas de espuma en tanques serán semi-fijos con cámaras de espuma diseñadas e instaladas según NFPA 11.
- Sistema de captación, tratamiento y distribución de aguas crudas y potables.
- Sistema de drenaje de aguas servidas y de lluvia.
- Recolección y disposición de sedimentos fangosos, drenajes de crudo, sumideros y sistema de reinyección.
- Sistema de recolección, tratamiento, disposición y sumidero de agua aceitosa/drenaje.
- Edificios de la estación:

- ❑ Edificio de bombas principales
- ❑ Sala de control
- ❑ Sala de generadores y compresores de aire
- ❑ Edificio de taller y depósito
- ❑ Edificio de bombas contra incendio
- ❑ Vivienda con dormitorios unipersonales con baño, restaurante comunitario, cocina, sala de recreación y lavandería para alojar a diez personas en forma permanente (únicamente en la estación de bombeo Borja).
- ❑ Caseta de vigilancia a la entrada de la estación.
- Lanzador y Receptor del chanco de la tubería.
- Desarrollo del emplazamiento incluyendo carreteras internas, pasajes peatonales y áreas de trabajo, diques de tanque con revestimiento impermeable, todos los sistemas de servicios públicos, pintura, cercado, alumbrado perimetral y del área y acabado de la nivelación. El alumbrado será de acuerdo a normas internacionales.

2.4.2.2 Estaciones de Reducción de Presión (PRS)

Las instalaciones de las Estaciones de Reducción de Presión consistirán de lo siguiente (Figura 2.4-3):

- Sistema de reducción de presión, montado en skid, con suficientes números, tamaños, repuestos, con paso de derivación manual y la capacidad para una apropiada regulación de presión de la tubería.
- Sistema de alivio de presión.
- Sistema de comunicación y control SCADA.
- Sistema eléctrico provisto de dos generadores (uno de reserva) con suficiente capacidad para suplir los requerimientos de carga de la estación incluyendo controles automáticos, interruptor de transferencia automatizado e interfase SCADA.
- Sistema de aire comprimido.
- Receptor y lanzador del chanco de la Estación.
- Sistema de filtrado del fluído.
- Sistema de drenaje de petróleo crudo, almacenamiento y reinyección al oleoducto.
- Sistema de captación, tratamiento y distribución (aguas crudas y potable).

- Sistema de tratamiento, drenaje y disposición de aguas servidas y de lluvia.
- Sistema de almacenamiento y distribución de aceite lubricante.
- Desarrollo del emplazamiento, incluyendo carreteras de acceso e internas, diques de tanques con revestimiento impermeable, pintura, cercado, alumbrado perimetral y del área y acabado de nivelación. El alumbrado será de acuerdo a normas internacionales.
- Sistema de almacenamiento y distribución de combustible diesel.
- Detección y supresión de incendios (Extintores Móviles sobre ruedas y Manuales).
- Edificios de la Estación:
 - ❑ Sala de control
 - ❑ Galpón metálico para generadores y compresores
 - ❑ Caseta de vigilancia
 - ❑ Vivienda con dormitorios unipersonales con baño, restaurante, cocina, sala de recreación y lavandería para alojar en forma permanente dos personas (únicamente en la PRS-2). En la estación PSR-2, se instalará un trailer prefabricado.

2.4.3 Punto de Recepción cercano a Baeza

La instalación para la inyección de los crudos al oleoducto troncal, estará ubicada en las cercanías del pueblo de Baeza (cercana a la estación de bombeo Borja) e incluirá lo siguiente:

Se instalará la medición de entrada para un (1) caudal de crudo, el cual consistirá de una (1) unidad de medición con unidad LACT (monitor en línea BS&W, medición de densidad y viscosidad), sistema de filtros, un (1) probador bi-direccional de desplazamiento mecánico con sus tuberías y válvulas asociadas, toda la instrumentación y equipos eléctricos y de comunicaciones con el sistema SCADA.

Este equipo será instalado en la Estación de Agip y estará conectado al Sistema SCADA del OCP.

2.5 Terminal Marino OCP e Instalaciones Costa Afuera

El terminal de exportación de crudos en tierra y las instalaciones costa afuera para la carga de buques cisterna abarcan el Terminal Marino OCP (Figuras 2.5-1a y b).

En el Terminal Marino OCP, el petróleo crudo recibido en el terminal de crudo en tierra será medido, almacenado, transferido y medido de nuevo hasta las instalaciones costa afuera para la transferencia y carga de buques cisterna (Figura 2.5-2).

El terminal de exportación de crudos en tierra y su capacidad de diseño respectiva se describen a continuación:

2.5.1 Terminal en Tierra para la Exportación de Crudos Petroleros

- Cinco (5) Tanques API nuevos con techos flotantes de pontón y una capacidad de almacenamiento operacional de 750.000 barriles cada uno, lo que genera una capacidad operacional neta de 3'750.000 barriles. Cada tanque será protegido con suficientes mezcladores/agitadores para mantener la continuidad térmica y de masa de la mezcla de crudos almacenado.
- Desarrollo del emplazamiento, incluyendo carreteras de acceso e internas, nivelación, pasajes peatonales y áreas de trabajo, diques de tanque con revestimiento impermeable, todos los servicios públicos, pintura, alumbrado perimetral y de área, cercado y acabado de nivelación.
- Los sistemas de Medición de tanque, monitoreo de temperatura y medición de carga tendrán capacidad de lectura remota así como instrumentación, equipos eléctricos y comunicación con el sistema SCADA.
- Las instalaciones de medición de crudo al patio de tanques desde la tubería serán integradas con el Sistema de Detección de Fugas (LDS) y el sistema de control de inventario. La medición de entrada consistirá de un (1) patín de medición con filtros, monitor en línea BS&S, medición de densidad y viscosidad; un (1) medidor bi-direccional de desplazamiento mecánico montado en remolque con sus tuberías y válvulas asociadas, toda la instrumentación y equipos eléctricos y de comunicaciones con el sistema SCADA.
- Se instalará un sistema de medición de transferencia para medir el crudo a ser cargado en los buques cisterna.
- Sistema de tuberías de interconexión de tanques.
- Sistema de transferencia de petróleo entre tanques.
- Bombas de transferencia a tanques principales del petróleo recolectado en el tanque sumidero.
- Sistema de recolección, tratamiento, disposición y sumidero de agua aceitosa/drenaje.
- Sistema de recolección, disposición, sumideros y reinyección de sedimentos fangosos y drenaje de crudos.
- Sistema de comunicación y control SCADA.
- Sistema de aire comprimido.
- Detección y supresión de incendios (incluyendo almacenaje y bombeo).

- Equipos contra incendios consistiendo de almacenamiento de agua, bombas de aguas, bombas de extinción de incendio impulsadas por motor diesel o eléctrico, espuma, equipo generador de espuma y equipo rociador de espuma, todos los extintores, tuberías asociadas, bocas de incendio y equipos de rociado de agua. Los equipos estarán situados en una ubicación central pero lejos de cualquier peligro potencial. Las bombas contra incendio serán diseñadas e instaladas de acuerdo a NFPA 20; el tanque de almacenamiento de agua será de acuerdo a NFPA 22; la boca de incendio principal y bocas de riego serán de acuerdo a NFPA 24; los sistemas de espuma en tanque serán sistemas semi-fijos con cámaras de espuma diseñadas e instaladas según NFPA 11.
- Sistema de almacenamiento y distribución de combustible diesel.
- Sistema de almacenamiento, distribución y purificación de aceite lubricante.
- Sistema de captación y tratamiento de agua (agua cruda, agua para incendios y potable). El agua potable se tomará de la fuente de agua local. El agua de servicio será suplida desde la red de agua para incendios.
- Edificios:
 - Edificio para sala de control y administración de playa de tanques y terminal marítimo.
 - Galpón metálico para generadores y compresores de aire.
 - Galpón metálico para taller y depósito provisto de puente grúa.
 - Tinglado metálico para bombas contra incendio.
 - Edificio vestuario, comedor, duchas y sanitarios.
 - Caseta de vigilancia ubicada en la entrada de la estación.
- Sistema de recolección, tratamiento y disposición de aguas negras.
- Sistema de recolección, tratamiento y disposición de agua aceitosa/drenaje.
- Barril de recepción de raspadores de la tubería.
- Filtros de entrada de la Estación.
- Energía eléctrica.
- Dos tuberías alimentadas por gravedad.
- Sistema de protección contra oleaje y sobre presión.

2.5.2 Instalaciones Costa Afuera para Carga de Buques Cisterna Transatlánticos

Las instalaciones costa afuera para la carga de buques cisterna del Terminal Marino OCP se componen de:

- Dos (2) oleoductos en tierra que conectan la playa de tanques a los conductos submarinos.
- Dos (2) conductos submarinos desde la orilla de la costa hasta los manifolds del final del oleoducto (PLEM en inglés), y
- Dos (2) Sistemas de boyas (*Catenary Anchored Leg Mooring - CALM*) de amarre de buques petroleros. Uno para buques de hasta 130.000 DWT y otro para buques de hasta 250.000 DWT.

El sistema ha sido diseñado para proveer un caudal de carga de buques cisterna máximo de 60.000 barriles por hora simultáneamente a ambas boyas.

No se harán provisiones para recibir o tratar agua de balasto. Solo se cargarán buques cisterna con tanques de balasto segregados. No se harán provisiones para carbonear tanques. Todas las válvulas, bridas, conexiones y el múltiple final de la tubería serán diseñados para cumplir con las condiciones de servicio.

2.5.2.1 Tubería en Tierra desde Área de Patio de Tanques hasta Orilla de la Costa

Las tuberías de carga serán de acero al carbono, diseñadas y fabricadas con revestimiento externo, examinadas e inspeccionadas de acuerdo la norma API 5L, de 56" diámetro ". Los espesores de la tubería y la presión máxima de operación cumplirán los requerimientos de la Norma ASME B31.4. La tubería será suplida en longitudes que faciliten el manejo, transporte e instalación. El espesor de pared de la tubería y MAOP cumplirá con los requerimientos de ASME B31.4. La longitud requerida de la tubería en tierra es de aproximadamente 3.5 kilómetros respectivamente. La longitud será verificada durante el diseño de detalle. La profundidad de enterramiento de la tubería será de acuerdo a la Sección 2.3.5.1.

Las secciones de tuberías de carga que serán primordialmente enterradas serán revestidas externamente con un recubrimiento resistente a la corrosión apropiado para el servicio. El sistema de revestimiento de juntas aplicado en campo también será el apropiado para las temperaturas de operación de la tubería y compatible con el revestimiento de la tubería de la línea de carga.

2.5.2.2 Tubería Bajo el Mar desde la Costa hasta las Monoboyas

La tubería costa afuera será de acero al carbono y diseñada, fabricada, probada e inspeccionada de acuerdo a B31.4, API-5L y otros estándares y regulaciones aplicables (Tabla 2.1-1), así como de acuerdo con Prácticas de Ingeniería y Construcción Idóneas. La tubería será suplida en longitudes que faciliten el manejo, transporte e instalación. El espesor de pared de la tubería y MAOP cumplirán con los requerimientos de B31.4 ajustado para corriente, deflexión de la tubería, tracción tangencial requerida, método de instalación y

requerimientos de corrosión. La longitud requerida de tubería costa afuera es de aproximadamente 7 kilómetros cada una. El método constructivo típico para el tendido del oleoducto marítimo se muestra en la Figura 2.5-3. La tubería para la porción costa afuera del oleoducto será instalada, desde una embarcación para tendido de tubería (soldando la tubería en la misma embarcación) o mediante tiro desde una embarcación costa afuera (soldando la tubería en tierra). La tubería, en ésta sección costa afuera, tendrá un revestimiento anticorrosivo, así como revestimiento de concreto para evitar la flotación. Después de realizarse la inspección radiográfica, los acoplamientos hechos en el campo serán revestidos con anticorrosivo y, el área de la unión, revestida con concreto.

Un revestimiento de concreto de suficiente espesor será aplicada a las dos (2) tuberías costa afuera para asegurar que los requerimientos de flotabilidad negativa sean satisfechos y para proveer protección mecánica y estabilidad adicionales.

Después de la instalación de las tuberías marinas, y asumiendo que el manifold del final del oleoducto (PLEM) no ha sido instalado como parte integral de la guía del tendido, el PLEM será instalado desde una embarcación de instalación. La instalación de los PLEMs se hará mediante una grúa. Ambos PLEMs serán guiados a su posición final, mediante la ayuda de buzos y/o vehículos operados a control remoto (ROV). La descarga de las boyas de amarre simple (Single Buoy Mooring - SBM) y la conexión, desde los PLEMs hacia las SPMs, y de las mismas a las mangueras elevadoras, se llevará a cabo mediante la misma grúa en la embarcación (ver Figura 2.5-4).

Dos (2) mangueras sumergibles entre PLEM y boya, dos (2) mangueras flotantes y dos (2) mangueras de conexión a buque cisterna, tendrán el diámetro y rango de presión requeridos para conformar el rango de diseño de carga.

Se proveerá protección catódica en la forma de abrazaderas con ánodos de aluminio o magnesio con una vida útil de veinte (20) años.

2.5.2.3 Parámetros de Proyecto CALM (Catenary Anchored Leg Mooring System - Sistema Catenario de Pata Anclada)

UBICACIÓN

Las coordenadas geográficas aproximadas de las boyas son las siguientes:

Boya A - 250,000 DWT	Norte: 1°-01' 40" Oeste: 79°-43' 50"
Boya B - 130,000 DWT	Norte: 1°-01' 35" Oeste: 79°-45' 15"

REQUERIMIENTOS OPERACIONALES:

Boya A – Características máximas de buque cisterna

Tara	250,000 DWT
L.O.A.	334 m
Calado	21 m
Manga	52 m

Altura	26 m
--------	------

Boya B - Características máximas de buque cisterna

Tara	130,000 DWT
L.O.A.	293 m
Calado	15.2 m
Manga	44 m
Altura Profundidad	23 m

ALCANCE DE SUMINISTRO PARA 130,000 DWT CALM Y 250,000 DWT CALM

Para cada uno de los sistemas 130,000 DWT CALM y 250,000 DWT CALM se suplirá lo siguiente:

- Una (1) rueda de aproximadamente 12 metros de diámetro y riel de 4.8 metros de altura en boya tipo CALM con su ensamblaje de rotación y demás componentes asociados del sistema de transferencia de fluidos.
- Una (1) Unidad de Distribución de Producto (PDU) de grado sencillo
- Seis (6) sistemas de amarre de pata completos con cadenas de anclaje, grilletes y frenos de cadena.
- Seis (6) anclas de amarre.
- Dos (2) cables de amarre de nylon de doble trenza, incluyendo tralla de alzado, cadena de roce y boyas de soporte.
- Dos (2) engarces de manguera flotante de carcasa sencilla, con mecanismo terminal.
- Dos (2) engarces de manguera flotante bajo boya, de carcasa sencilla.
- Un (1) juego de ayudas de navegación para el terminal CALM compuesto de luz de navegación, reflector de radar, sirena de niebla y baterías.
- Un (1) malacate tensor de cadena impulsado por aire montado en la estructura giratoria.

Los parámetros finales se basarán en el diseño provisto por los fabricantes de las boyas.

2.6 Sistemas SCADA, de Comunicaciones y de Detección de Fugas

Los sistemas SCADA, de Comunicaciones y de Detección de Fugas serán diseñados para ser versátiles y con un servidor dual redundante (solo para sistemas de computación), serán completos con métodos de disgregación gráciles que son los apropiados para conservar operaciones en el caso de una falla de cualquiera de los componentes individuales. Estos

enfoques serán compatibles con prácticas de tubería comunes. Para facilitar el rápido desarrollo del sistema así como la longevidad del mismo por medio de expansiones futuras, solo se utilizarán equipos de arquitectura abiertas y software (programas de computadora) comprobados en esta aplicación. Todos los equipos y software suplidos serán especificados y comprobados compatibles con el año 2000 (Y2K). Donde sea posible se utilizará tecnología de marcado por teléfono para proveer un medio centralizado y barato de acceder a PLC's computadores de flujo y HMI's para propósitos de búsqueda de fallas y cambios de ingeniería. El centro de control principal del oleoducto troncal (*MPCC - Main Pipeline Control System*) estará ubicado en el terminal Amazonas para minimizar el personal operativo. El Centro de Control de Emergencias (*ECC - Emergency Control Center*) se localizará en el terminal marítimo OCP. Los dos terminales tendrán sus equipos en redundancia conectados en configuración hot-stand-by. Un terminal SCADA estará localizado en Quito para monitorear el oleoducto. Seis (6) sistemas de control local estarán situados en estaciones de bombeo y reductoras de presión.

2.6.1 SCADA

El SCADA incluirá los siguientes subsistemas:

- Equipo de control de estación de bombeo.
- Equipo de control de válvula de bloqueo.
- Software y hardware para el SCADA host.
- Sistemas de Telecomunicaciones.
- Sistemas de medición fiscal de caudales integrados al SCADA.
- Programas de aplicaciones en tuberías, y sistemas de detección de pérdidas.
- Hardware y software de interfase hombre - máquina (Human Machine Interface - HMI).
- Sistemas de suministro de energía ininterrumpido (UPS)

La filosofía de diseño del Sistema SCADA será el de incluir equipos y software para el Sistema de Tuberías especificado que permitirá llevar a cabo los siguientes beneficios en el Sistema de Tuberías:

- Cuando sea posible, soporte de mantenimiento por marcado telefónico para HMI, PLC, computadores de flujo y cualquier otro dispositivo programable.
- Prueba de Medición remota, boleto de medición remota y búsqueda de reporte de prueba para transferencia EDI.
- Replicado de pantallas SCADA y bases de dato en HMI's.

El sistema SCADA se comunicará a través de un circuito de satélite(s) apropiado(s) a todos los dispositivos remotos (USAT, INTELSAT, HISPANSAT, BRAZILSAT o

PanAmSat, etc.) La velocidad del canal será de 9.600 baudios, el protocolo será Modbus RTU u otro protocolo de alta performance, y el ciclo de actualización de la información escaneada será de 15 segundos o menos.

Los servidores del terminal y los puentes estarán instalados en ambas ubicaciones de los servidores SCADA para manejar el número requerido de líneas de comunicación.

Un backup dial-up de comunicaciones con todas las estaciones y terminales será provisto a través de dos (2) líneas telefónicas instaladas en cada estación/terminal.

2.6.2 Sistema de Detección de Fugas

El Sistema de Detección de Fugas (LDS) se basará en el balance material con compensación de carga de línea. La carga de la línea se computará utilizando un modelo hidráulico que calculará los perfiles de presión, temperatura y densidad de la tubería.

Los cálculos de balance material serán realizados durante un número de períodos de tiempo en movimiento para así poder detectar tanto las fugas pequeñas como las grandes. Se sensibilizarán los límites de alarma de excedencia/deficiencia computando los mismos dinámicamente sobre la base de los cuatro componentes a continuación:

- Un componente estable.
- Un componente transitorio que es adicionado automáticamente cuando se detecta una condición transitoria.
- Un componente de precisión de medición, el cual es proporcional a la cantidad de producto siendo medido durante un período de tiempo pre-determinado.
- Un componente de precisión de compresibilidad de producto que es proporcional a la carga de la línea computado durante un período de tiempo pre-determinado.

El sistema SCADA generará las alarmas de detección de fugas y recolectará data histórica para la determinación de tendencias.

2.6.2.1 Consideraciones Prácticas

El Sistema de Detección de Fugas (LDS) requiere la captura sincronizada de información como es descrita en esta sección.

Las mediciones de presión, temperatura y densidad deberán situarse de tal modo que continúen controlando la tubería aunque se haya cerrado la estación o terminal en la cual estén ubicadas.

Se requerirán mediciones de temperatura y presión en cada una de las siguientes ubicaciones:

- En todas las conexiones de entrada y salida de tubería.
- En todas las conexiones de succión y descarga de las estaciones de bombeo.

- Todos los emplazamientos de válvulas de bloqueo con control telemétrico.
- En todos los puntos de confluencia de las tuberías.

Se requerirán mediciones de densidad en cada conexión de entrada y salida de la tubería.

2.7 Cronograma de Construcción General del Proyecto

En la Figura 2.7-1 se presenta el cronograma de las actividades de construcción del Proyecto OCP.

FIGURAS

FIGURAS

Figura 2.2-1: Ubicación de Estaciones y Terminales OK

Figura 2.3-1: Diseño Tipo de Campamentos Temporales durante la Fase Constructiva

Figura 2.3-2: Ubicación Aproximada de Campamentos y Sitios de Acopio de Materiales
Corregir coordenadas y ubicación de los campamentos

Figura 2.3-3: Vías de acceso temporales

Cambiar - Este mapa tiene que referenciar todos los planos de caminos de acceso entregados por Techint

Figura 2.3-4: Instalación Típica de la Tubería - DDV de 20 m

Figura 2.3-5: Instalación Típica de la Tubería - DDV de 9 m Cambiar – Debería indicarse que esto es solamente para utilizar en el BP Mindo y BP Guayllabamba fuera de los 2700 metros de alta sensibilidad.

Figura 2.3-6: Instalación Típica de la Tubería - DDV de 7 m Cambiar – Debería indicarse que esto es para Mindo, dentro de los 2700 metros.

Figura 2.3-7: Secuencia de Construcción del Oleoducto

Figura 2.3-8: Bancos de Préstamo de Materiales OK

Figura 2.4-1: Implantación General Terminal Amazonas

Figura 2.4-2: Estación de Bombeo Amazonas (PS1)

Figura 2.4-3: Diseños Tipo de Estaciones Reductoras de Presión

Figura 2.5-1a: Implantación del Terminal Marino OCP y Patio de Tanques

Figura 2.5-1b: Esquema del Terminal Marino OCP

Figura 2.5-2: Terminal Marítimo OCP: Estación de almacenamiento y Plan de carga de buques. Agregar documento impreso en carpetas!

Figura 2.5-3: Procesos de Construcción y Tendido de Oleoductos Marítimos No llegó el archivo Agregar documento impreso en carpetas!

Figura 2.5-4: Instalación del Manifold del Final del Oleoducto (PLEM) y Descarga de la Boya de Amarre Agregar documento impreso en carpetas!

Figura 2.7-1: Cronograma de Actividades de Construcción. Colocar el que figura adjunto al contrato.

TABLAS

Tabla 2.1-1: Normas Internacionales Aplicables

Ente Emisor	Código	Descripción	Revisión vigente
CSA	CAN/CSA-Z245.22.3	Principles and Practices of Electrical Coordination between Pipelines and Electrical Supply Lines	
CSA	CAN/CSA-Z245.20	External Fusion Bond Epoxy Coating for Steel Pipe	
CSA	CAN/CSA-Z245.21	External Polyethylene Coating for Pipe	
ANSI / AWWA ²	C150 / A21.50	Ductile-Iron Pipe, Thickness Design of.	1996
AWWA	C-210	Fusion Bonded Epoxy Coating for Steel Pipes	
API ³	5L	Specifications for Line Pipe	2000
API ³	RP-5L1	Recommended Practice for Railroad Transportation of Line Pipe	1996
API ³	RP-5L2	Recommended Practice for Marine Transportation of Line Pipe	1987
API ³	6D	Specifications for Pipeline Valves (Gate, Plug, Ball and Check Valves)	Suplemento 1997
API ³	6FA	Specification for Fire Test for Valves	1999
API ³	6H	Specification for End Closures, Connection and Swivels	1998
API ³	500	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities	Errata 1998
API ³	510	Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair and Alteration	1997
API ³	521	Guide for Pressure Relieving and Depressurising Systems	1997
API ³	541	Form-Wound Squirrel Cage Induction Motors – 250 Horsepower and Larger	1995
API ³	572	Inspection of Pressure Vessels	1992
API ³	576	Inspection of Pressure Relieving Devices	1992
API ³	594	Water and Water-Lug Check Valves	1997
API ³	599	Metal Plug Valves – Flanged and Weldings Ends	1994
API ³	600	Steel Gate Valves – Flanged and Butt-Welding Ends	1997
API ³	609	Lug and Water-Type Butterfly Valves	1997
API ³	610	Centrifugal Pumps for Petroleum, Heavy Duty Chemical, and Gas Industry Services	1995
API ³	620	Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks	1996
API ³	650	Welded Steel Tanks for Oil Storage	1998
API ³	651	Cathodic Protection for Aboveground Petroleum Storage Tanks	1997

Ente Emisor	Código	Descripción	Revisión vigente
API ³	652	Lining of Aboveground Petroleum Storage Tank Bottoms	1997
API ³	653	Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction	1995
API ³	676	Positive Displacement Pumps – Rotary	1994
API ³	1102	Steel Pipeline Crossing Railroads and Highways	1993
API ³	1104	Welding of Pipelines and Related Facilities	1999
API ³	1110	Pressure Testing and Related Facilities	1997
API ³	1110 RP	Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines	1997
API ³	2015	Safe Entry and Cleaning of Petroleum Storage Tanks	1994
API ³	2350	Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities	1996
API ³	2531	Mechanical Displacement Meter Provers	
API ³	2537	Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meter Systems	
ASCE ⁴		Guidelines for the Seismic Design of Oil and Gas Pipeline Systems	
ASME ⁵	B1.1	Unified Inch Screw Threads (UN and UNR Thread Form)	1989
ASME ⁵	B1.20.1	Screw Threads – Pipe Threads, General Purpose (Inch)	1983
ASME ⁵	B16.1	Cast Iron Pipe Flanged Fittings, Class 25, 125, 250 and 800	1998
ASME ⁵	B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings, Steel Nickel Alloy and Other Special Alloys	1996
ASME ⁵	B16.9	Factory-Made Wrought Steel Buttwelding Fittings	1993
ASME ⁵	B16.10	Face-to-Face and End-to-End Dimensions of Ferrous Valves	1992
ASME ⁵	B16.11	Forged Steel Fittings, Socket-Welding and Threaded	1996
ASME ⁵	B16.20	Metallic Gaskets for Pipe Flanges-Ring Joint, Spiral-Wound, and Jacketed	1998
ASME ⁵	B16.21	Nonmetallic Flat Gaskets for Pipe Flanges	1992
ASME ⁵	B16.24	Cast Copper Alloy Pipe Flanges and Flanged Fittings, Class 150, 300, 400, 600, 900, 1500 and 2500	1991
ASME ⁵	B16.28	Wrought Steel Buttwelding Short Radius Elbows and Returns	1994
ASME ⁵	B16.34	Valves-Flanged, Threaded and Welding End	(Add) 1998
ASME ⁵	B16.47	Large Diameter Steel Flanges NPS 26 through NPS 60	1996

Ente Emisor	Código	Descripción	Revisión vigente
ASME ⁵	B18.2.1	Square and Hex Bolts and Screws (Inch Series)	(Add) 1999
ASME ⁵	B18.2.2	Fasteners in Customary Units – Square and Hex Nuts (Inch Series)	1987
ASME ⁵	B31.4	Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols (including relevant addenda)	1998
ASME ⁵	B36.10 M	Welded and Seamless Steel Pipe	1996
ASME ⁵		Boiler and Pressure Vessel Code, Section V – Nondestructive Examination. Section VII – Rules for Construction of Pressure Vessels, Division 1. Section VIII – Alternative Rules, Division 2, Section IX – Welding and Brazing Qualifications	
ASTM ⁶	A 36	Structural Steel	Última
ASTM ⁶	A 53	Specification for Pipe, Steel Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless	Última
ASTM ⁶	A 106	Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service	Última
ASTM ⁶	A 307	Specification for Carbon Steel Bolts and Studs, 60,000 PSI Tensile Strength	Última
ASTM ⁶	A 354	Specification for Quenched and Tempered Alloy Steel Bolts, Studs, and other Externally Threaded Fasteners.	Última
ASTM ⁶	A 370	Specification for Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products	Última
ASTM ⁶	A 381	Specifications for Metal Welded Steel Pipe for Use with High-Pressure Transmission Systems	Última
ASTM ⁶	A 563 / A 563 M	Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts	Última
ASTM ⁶	E 18	Test Methods for Rockwell Hardness and Rockwell Superficial Hardness of Metallic Materials	Última
ASTM ⁶	E 21	Recommended Practice for Elevated Temperature Tensile Tests of Metallic Materials	Última
ASTM ⁶	E 23	Test Methods for Notched Bar Impact Testing of Metallic Materials	Última
ASTM ⁶	E 92	Test Method for Vickers Hardness of Metallic Materials	Última
ASTM ⁶	E 138	Specification for Wet Magnetic Particle Inspection	Última
ASTM ⁶	E 1290	Test Measurement for Crack-Tip Opening Displacement (CTOD) Fracture Toughness Measurement	Última
ASTM ⁶	F 436	Hardened Steel Washers	
AWS ⁷	A5.2	Specification for Carbon and Low Alloy Steel Rods for Oxyfuel Gas Welding	
AWS ⁷	D3.6	Specification for Underwater Welding	

Ente Emisor	Código	Descripción	Revisión vigente
DIN ⁸	30670	Polyethylene Coatings for Steel Pipes and Fittings	1991
BSI ⁹	BS 7448:Parte 1	Fracture Mechanics Toughness Tests	1991
BSI ⁹	PD 6493	Guidance on some Methods for the Derivation of Acceptance Levels for Defects in Fusion Welded Joints	
BSI ⁹	1021	Code of Practice for Cathodic Protection	
CAPP ¹⁰		Recommended Practice for Qualification of Technicians for Non-Destructive Examination of Pipeline Full Encirclement Fitting Fillet Welds to Identify Toe Cracks.	
CGA ¹¹	OCC-1	Recommended Practice for the Control of External Corrosion on Buried or Submerged Metallic Structures and Piping Systems	
CGSB ¹²	CAN / CGSB-48.9712	Qualification and Certification of Non-destructive Testing Personnel	
ESI ¹³	98-2	Ultrasonic Probes: Medium Frequency, Miniature Shear Wave, Angle Probes	
ISO ¹⁴	1027	Radiographic Image Quality Indicators for Non-destructive Testing – Particles and Identification	
ISO ¹⁴	3898	Basis for Design of Structures – Notations – General Symbols	
ISO ¹⁴	5579	Non-destructive Testing – Radiographic Examination of Metallic Materials by X – and Gamma Rays – Basic Rules	
MSS ¹⁵	SP-6	Standard Finishes for Contact Faces of Pipe Flanges and Connecting-End Flanges of Valves and Fittings.	
MSS ¹⁵	SP-25	Standard Marking Systems for Valves, Fittings, Flanges and Unions	
MSS ¹⁵	SP-44	Steel Pipe Line Flanges	
MSS ¹⁵	SP-53	Quality Standard for Steel Casting and Forgings for Valves, Flanges and Fittings and Other Pippings	
MSS ¹⁵	SP-72	Ball Valves with Flanged or Butt-Welding Ends for General Service	
MSS ¹⁵	SP-75	Specification for High Test Wrought Butt-Welding Fitting	
MSS ¹⁵	SP-84	Steel Valves – Socket Welding and Threaded Ends	
NACE ¹⁶	MRO175	Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Material or Oilfield Equipment	2000
NACE ¹⁶	RP0169	Control of External Corrosion on Underground Metallic Piping Systems	1996

Ente Emisor	Código	Descripción	Revisión vigente
NACE ¹⁶	RP0175	Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems	
NACE ¹⁶	RP0475	Selection of Metallic Materials to be Used in All Phases of Water Handling for Injection into Oil-Bearing Formations	1998
NACE ¹⁶	RP0675	Control of External Corrosion on Offshore Steel Pipelines Portable Fire Extinguishers	
NFPA ¹⁷	10	Portable Fire Extinguishers	
NFPA ¹⁷	20	Centrifugal Fire Pumps	
NFPA ¹⁷	22	Water Tanks for Private Fire Protection	
NFPA ¹⁷	24	Private Fire Services and their Appurtenances	
NFPA ¹⁷	30	Flammable and Combustible Liquid Code	
NFPA ¹⁷	70	National Electrical Code	
NFPA ¹⁷	77	Static Electricity	
SSPC ¹⁸	SP-6	Commercial Blast Cleaning	1994
SSPC ¹⁸	SP-10	Near-White Blast Cleaning	1994
SSPC ¹⁸	PA-1	Shop, Field and Maintenance Painting	
IEC20	79	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres	
ACI21	117	Standard Tolerance for Concrete Construction and Materials	1990