

Capítulo 5. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

5.1 Introducción

La Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) tiene a su cargo el diseño y construcción del Proyecto Vía Verde. El mismo es un proyecto de interés público para Puerto Rico y atiende la emergencia en cuanto a la infraestructura de generación de energía eléctrica que decretó el Honorable Luis G. Fortuño Buset, en la Orden Ejecutiva OE-2010-034, al amparo de la Ley 76 de 5 de mayo de 2000. Además, es esencial para cumplir con el compromiso de su programa de trabajo de disminuir el costo de la energía eléctrica y para fortalecer la economía de Puerto Rico.

Vía Verde de Puerto Rico proveerá un sistema de transporte de gas natural desde la EcoEléctrica en Peñuelas, hasta las centrales Cambalache, Palo Seco y San Juan de la AEE. Para esto, la AEE propone construir unas 90 millas de tubería de acero de 24 pulgadas de diámetro, para transportar el gas natural. El uso del gas natural proveerá mayor eficiencia a las operaciones de la AEE y ayudará a manejar los costos energéticos. Además, reducirá la dependencia del petróleo y el impacto ambiental de contaminantes atmosféricos. La duración del proyecto es de unos nueve a doce meses, lo que permitirá una pronta respuesta a la crisis energética que confronta el país.

La tubería será soterrada y cruzará por los municipios de Peñuelas, Adjuntas, Utuado, Arecibo, Barceloneta, Manatí, Vega Alta, Vega Baja, Dorado, Toa Baja, Cataño, Bayamón y Guaynabo. Se impactarán tierras privadas y públicas, de uso comercial, industrial y agrícola. La tubería y los demás materiales de construcción se ordenarán a compañías de los Estados Unidos e internacionales y se recibirán por el Puerto de Las Américas, en Ponce y la Zona Portuaria de San Juan. Aledaño al puerto, se establecerá un centro de operaciones para almacenar materiales, equipo y reunir a los empleados diariamente para asignar tareas (ver Sección 5.4, Centros de Operaciones). Otros centros de operaciones se establecerán en Utuado, cercano a la milla 23.8 de la alineación; en Arecibo, cercano a la Central Cambalache; en Vega Alta, cercano a la milla 71 de la alineación; y en Toa Baja en las instalaciones de la AEE en la PR-165 (conocido como el CASE).

El proyecto tendrá un costo total de \$447,000,000. Esta suma incluye las partidas por concepto de diseño, compra, acarreo y entrega de materiales, construcción, pago de patentes e impuestos, adquisición de terrenos, estudios y permisos. El costo para la conversión a gas natural de las unidades se estima que será entre \$50 a \$70 millones.

El diseño de la tubería y sus equipos auxiliares se hará de acuerdo a las leyes, reglamentos y guías aplicables. Además, se tomarán en consideración para dicho diseño las características especiales de los suelos, la topografía, la geología, la actividad sísmica, el ambiente, entre otras, de manera que el diseño final sea el adecuado para cualquier situación o condición que se encuentre a lo largo de la alineación.

En cumplimiento con los requisitos de la Ley Núm. 109 de 28 de junio de 1962, Ley de Servicio Público de Puerto Rico, y con el Reglamento para la Creación y Funcionamiento del Centro de Excavaciones y Demoliciones, Reglamento 7245, antes de comenzar las excavaciones se coordinará con la Comisión de Servicio Público (CSP) o con la Oficina de Gerencia de Permisos, según sea aplicable, para que la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados (AAA), la *Puerto Rico Telephone Company* (PRTC) y cualquier otra agencia o empresa con infraestructura soterrada, marque la localización de dicha infraestructura en las áreas donde pueda afectarse, especialmente en los tramos paralelos a la PR-10 y PR-22. De acuerdo al Código de Reglamentaciones Federales, Título 49, Parte 192, Sección 325 (49 CFR 192.325), *Underground Clearance*, la distancia entre la tubería y otra infraestructura soterrada debe ser no menor de 12 pulgadas. La práctica de la industria en Estados Unidos es mantener una distancia igual al diámetro de la tubería. Para nuestro proyecto se utilizará una distancia mínima de 24 pulgadas, donde esto no pueda cumplirse se utilizará el mínimo de 12 pulgadas requeridas por el reglamento.

Como parte del proyecto, se instalarán 4 metros de flujo de gas: en Peñuelas, cercano a la terminal de EcoEléctrica (*Receipt Meter Station*); en la Central Cambalache (*Delivery Meter Station*); en la Central Palo Seco (*Delivery Meter Station*); y otro en la Central San Juan (*Delivery Meter Station*). La estación del metro de recibo tendrá instalado un cromatógrafo de gas, analizador infrarrojo y analizador de humedad. Las estaciones de los metros de despacho tendrán cromatógrafo de gas, analizador infrarrojo, analizador de humedad, filtro/separador, control de flujo y calentador de gas. Además, las estaciones de los metros incluirán una estructura de 10' x 12' para la computadora de flujo de gas.

La tubería incluirá un *bidirectional PIG launcher/receiver* (Figura 5-1) en la estación de metro de flujo en la EcoEléctrica; un *PIG receiver* (Figura 5-2) en la estación del metro de flujo de gas en la Central San Juan; y se proveerán conexiones para una unidad portátil de *PIG launcher/receiver* en la Central Palo Seco. La unidad será portátil en Palo Seco debido a que hay restricciones de espacio, por lo que se instalará mientras se use y el resto del tiempo se almacenará en un lugar adecuado para ese uso. El *PIG* consiste en una herramienta, tipo robot, que se inserta dentro de la tubería y recorre la misma para realizar inspecciones, identificar y documentar defectos y anomalías, y realizar limpiezas del interior de la tubería.

Figura 5-1

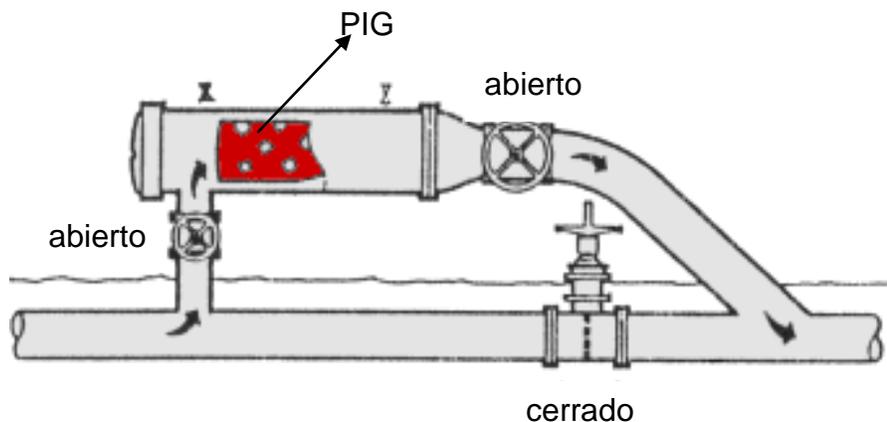
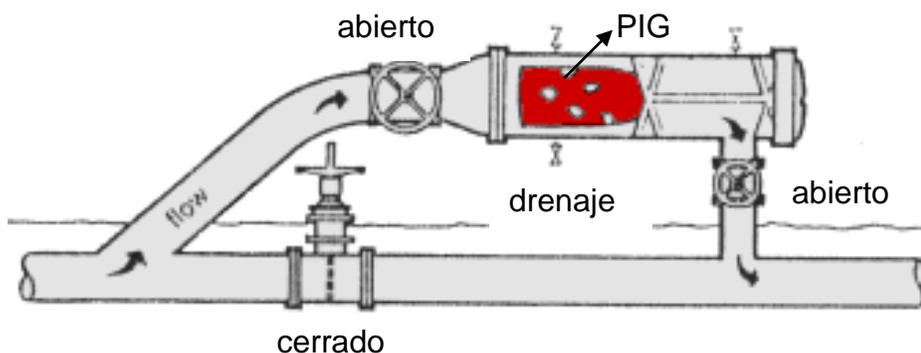


Figura 5-2



Método convencional de recibir el PIG

Además, habrá válvulas en la tubería que se utilizarán para aislar segmentos en caso de inspecciones, reparaciones o emergencias. El número y la localización de las válvulas se determinarán durante el diseño, dependiendo de la clase por localización (ver Sección 5.6.3 para la definición de cada Clase). De acuerdo al 49 CFR 172.179, *Transmission line valves*, las válvulas se localizan de la siguiente manera:

- **Clase 1** – cada punto de la tubería en esta clase no estará a más de 10 millas de distancia de una válvula; la distancia entre las válvulas será igual o menor a 20 millas.
- **Clase 2** – cada punto de la tubería en esta clase no estará a más de 7.5 millas de distancia de una válvula; la distancia entre las válvulas será igual o menor a 15 millas.
- **Clase 3** – cada punto de la tubería en esta clase no estará a más de 4.0 millas de distancia de una válvula; la distancia entre las válvulas será igual o menor a 8 millas.
- **Clase 4** – cada punto de la tubería en esta clase no estará a más de 2.5 millas de distancia de una válvula; la distancia entre las válvulas será igual o menor a 5 millas.

En el Anejo 5.1, *Class Location Study*, se incluye la Clase por Localización que se asignó a todos los tramos de la alineación. En el Anejo 5.2, *Valve Location Calculations*, se muestra la localización de las estaciones de válvulas.

La presión de entrada del gas a la tubería será de 650 psi. En las diferentes centrales que se abastecerán de gas natural mediante Vía Verde, se instalará equipo permanente para reducir esta presión a alrededor de 400 psi, antes de que entre a las turbinas de combustión. Todos los equipos que se instalen como parte del proyecto tendrán la capacidad de operar a una presión máxima de 1,450 psi, a una temperatura máxima de 120° F.

5.2 Gas Natural

El gas natural es un combustible fósil no derivado del petróleo y se forma cuando materia orgánica (restos de plantas y animales) es comprimida bajo la tierra a presiones altas por tiempos de escala geológica. La presión, combinada con altas temperaturas, produce petróleo y gas natural. En ocasiones, el gas natural se encuentra en depósitos de petróleo que están de 1 a 2 millas bajo la corteza terrestre. Esto se conoce como gas asociado. Cuando el yacimiento es exclusivamente gas natural, se denomina yacimiento no asociado. El gas también se denomina rico o pobre dependiendo de la cantidad de hidrocarburos pesados que puedan extraerse del mismo y que tienen valor comercial.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos. Su composición varía de acuerdo a la formación o reserva de donde se extrae, pero su componente principal siempre es el metano (CH_4). También contiene etano, propano, butano, dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno, compuestos de azufre y helio. No tiene color ni olor y es más liviano que el aire. Su gravedad específica fluctúa entre 0.55 y 0.64. La gravedad específica del aire es 1.00. Su límite de explosividad es de 3 a 17%. Esto quiere decir que la mezcla de aire y gas natural tiene que estar entre 3% gas natural y 97% aire (límite menor) y 17% gas natural y 83% aire (límite mayor) para que haya combustión. Fuera de estos límites, el gas natural se mantiene estable.

Como no tiene olor, para poder detectar un escape del gas, la práctica en la industria es añadir un odorante. Usualmente se usa como odorante el etilmercaptano. Este compuesto tiene un olor muy peculiar a huevo podrido y sólo una ínfima cantidad del compuesto se percibe por la mayor parte de las personas. Los odorantes del gas natural utilizan el método de absorción. Mediante este método se agrega el odorante en las tuberías de gas natural con flujos de hasta ocho millones de pies cúbicos estándar por hora (basado en un índice de absorción de 0.5 libras de odorante por mmscf de gas natural).

El ASTM D6273 - 08 describe el método estándar de la prueba para la intensidad del olor del gas natural. El Código de Regulaciones Federales 49 CFR parte 192.625 indica que: "Un gas combustible en una línea de distribución debe contener un odorante de modo que posea una concentración en el aire de una quinta parte del límite explosivo inferior y que el gas sea fácilmente perceptible por una persona con un sentido del olor normal". Este reglamento menciona además que "cada operador conducirá el muestreo periódico de gases combustibles para asegurar una concentración apropiada de odorante de acuerdo con esta sección." Además, un número de estados de la nación Americana han decretado legislación que requiere que el gas natural sea con odorante de modo que sea perceptible en concentraciones de una quinta parte de su límite explosivo inferior. Es la responsabilidad de las personas que usan estos métodos de prueba desarrollar y mantener el equipo, los procedimientos y el funcionamiento adecuado para asegurar la seguridad pública y el cumplimiento con todas las regulaciones vigentes. Se incluye la Hoja de Datos de

Seguridad del Mercaptano y una vista de una estación típica de inyección de odorante en el Anejo 5.3.

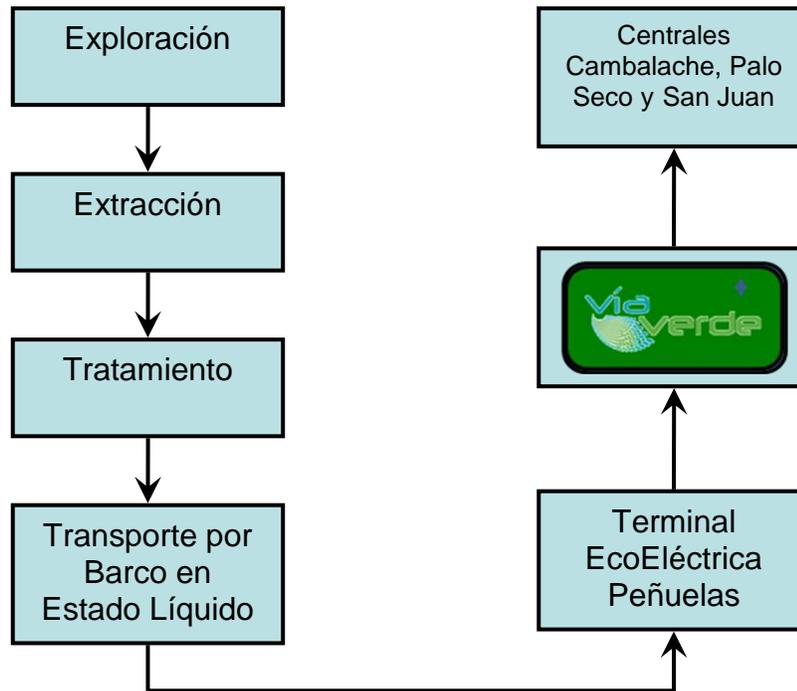
Compuestos de azufre son contaminantes comunes en el gas natural y se remueven antes de utilizarlo. El gas natural que contiene una cantidad significativa de impurezas de azufre se denomina gas natural amargo; dulce, si la cantidad de impurezas es baja. El gas natural que se utiliza por compañías de transmisión tiene que cumplir con requisitos para preservar la integridad de la tubería. Entre estos requisitos están: contenido de agua, punto de condensación de hidrógeno, valor calórico y contenido de compuestos de azufre. El control de estos parámetros ayuda a controlar la corrosión interna de la tubería.

La cantidad de energía que produce la combustión de gas natural se mide en Unidades Térmicas Británicas (BTU). El valor del gas natural se determina por su potencial energético que se mide en BTU's. Un BTU representa la cantidad de energía que se requiere para elevar un grado *Fahrenheit* la temperatura de una libra de agua. Un pie cúbico de gas natural produce un promedio de 1,000 BTU, aunque puede fluctuar entre 500 y 1,500 BTU.

El gas natural es un componente vital del suministro mundial de energía. Es la fuente de energía fósil que ha tenido más auge desde los años 70 y representa actualmente la quinta parte del consumo energético mundial. El gas natural se considera uno de los combustibles fósiles más limpios y mejores para el ambiente. Su ventaja ambiental, en comparación con el carbón o con el petróleo, es que las emisiones de dióxido de azufre son ínfimas y que los niveles de óxido nitroso y dióxido de carbono son menores. Una mayor utilización de esta fuente de energía permitirá disminuir considerablemente los impactos negativos sobre el ambiente, tales como: lluvia ácida y el calentamiento global.

La industria de gas natural se compone de tres segmentos: producción (exploración, extracción, tratamiento), transmisión y distribución. En Puerto Rico no hay producción de gas natural. Vía Verde de Puerto Rico representa el segmento de transmisión, ya que recibe el gas natural regasificado de la terminal de EcoEléctrica para transportarlo directamente a las centrales Cambalache, Palo Seco y San Juan. En Puerto Rico, el gas natural se utiliza en su totalidad para la producción de electricidad (EcoEléctrica y, posteriormente, las centrales de la AEE). Sin embargo, éste tiene otros usos domésticos (enferos: lavadoras, secadoras, calentadores de agua), comerciales e industriales (equipos médicos, maquinaria industrial, aire acondicionado, refrigeración, enferos de restaurantes, incineración y reciclaje, entre otros). También se utiliza en vehículos de motor. Se estima que hay 1.5 millones de vehículos en todo el mundo que utilizan gas natural como combustible.

GAS NATURAL



5.3 Descripción General de la Alineación

A continuación se presenta una descripción general de los lugares por donde cruzará la línea. En el Anejo 3.1, *Fotos Aéreas con Alineación Ilustrada*, se muestra la alineación del proyecto. Las fotos aéreas que se incluyen en esta sección no están a escala y sólo tienen una función ilustrativa. Las mismas muestran la alineación en color verde y los límites municipales en color azul.

Milla 0 – 8, Foto 5.1

La alineación propuesta para el proyecto comienza en el Municipio de Peñuelas, cercano a los predios de EcoEléctrica, hacia el oeste de la PR-337 del Barrio Tallaboa Poniente. Esta es la milla 0.0, el lugar propuesto para la estación del metro de recibo. De ahí, la alineación se dirige hacia el norte, paralela a la PR-337 hasta la milla 0.2. La alineación cruza la PR-337 y el canal de *Union Carbide*, sigue en dirección este y cruza el río Tallaboa. Continúa dirigiéndose al norte, cruza la PR-127, pasa el área industrial y se acerca a la PR-385. Cerca de la milla 2.35, la alineación cruza la PR-2 y sigue hacia el norte hasta la milla 2.7. Aquí se dirige hacia el este y cruza la PR-385, donde comienza su ascenso hacia el área montañosa de Tallaboa. De aquí, la línea sigue rumbo al este hasta llegar al vertedero BFI, el cual bordea. En la milla 5.16, la alineación se dirige hacia el norte. De aquí la alineación sigue hacia el norte hasta llegar al oeste de la Comunidad Monte Santo.

Milla 8 – 13, Foto 5.2

La alineación continúa su rumbo hacia el norte y pasa al este de las comunidades de Villa Esmeralda, Tallaboa II y La Moca, donde cruza la PR-132. Cercano a la milla 8.1 se acerca al límite municipal entre Peñuelas y Ponce. En ese punto cruza la PR-520. De ahí se dirige al noroeste y luego de la milla 8.3, se dirige hacia el norte y pasa entre las comunidades Calvache y Brisas del Monte. Entre las millas 9.78 y 10.29, cruza las carreteras PR-3391 y PR-391. Continúa hacia el norte hasta alcanzar la milla 11.8, hacia el oeste del Sector Belleza. Continúa hacia el norte, hacia el Municipio de Adjuntas.

Milla 13 – 20, Foto 5.3

La alineación entra a Adjuntas en la milla 13.17, por el Barrio Saltillo. A 159 metros al oeste de la colindancia con el Barrio Portugués, intercepta la PR-516 en las millas 13.32 y 13.39. La alineación continúa en dirección noreste hasta que, cercano a la milla 13.56, entra al Barrio Portugués. De ahí continúa hacia el noreste hasta llegar a la PR-10, la cual intercepta en la milla 14.88. Sigue hacia el norte donde intercepta la PR-143. Entra en el Barrio Vegas Arriba en la milla 15.3 e intercepta la PR-521 en la milla 16.07. Continúa con dirección noroeste, pasa al lado este del Sector Las Antenas, hasta llegar al Barrio Vegas Abajo en la milla 17.20. El proyecto continúa hacia el norte y entra en el Barrio Pellejas en la milla 18.57. La trayectoria de la línea atraviesa la PR-524 y sigue paralela al lado este de la PR-523, hasta llegar a la colindancia del Barrio Arenas del Municipio de Utuado en la milla 20.20.

Milla 20 – 29, Foto 5.4

La alineación continúa su trayectoria interceptando el río Pellejas, en la milla 20.52. El proyecto continúa su trayectoria hacia el norte paralelo a la PR-10 y al río Grande de Arecibo. Intercepta un ramal de la PR-5523, continúa hacia el norte atravesando el Sector Tomás Colón en la milla 21.6 hasta pasar por detrás de la Universidad de Puerto Rico. Aquí cambia su trayectoria hacia el noroeste hasta entrar al Barrio Pueblo donde cruza la PR-123. Entra al Barrio Salto Arriba, cerca a la milla 23.6, de donde procede hacia el norte hasta cruzar la PR-10. De ahí sigue al noreste por la servidumbre de la PR-10. La alineación continúa por campo abierto hacia el noreste y cruza el Barrio Sabana Grande. Continúa hacia el norte interceptando la PR-10 en la milla 28.57 y transcurre paralela a ésta. Luego atraviesa el Barrio Caníaco hasta llegar a la colindancia del Municipio de Arecibo.

Milla 29 – 35, Foto 5.5

En la milla 29.05 la trayectoria del proyecto sigue hacia el norte, entrando al Municipio de Arecibo. El proyecto sigue paralelo al noroeste de la PR-10. En la milla 29.7 la alineación pasa hacia el oeste del Sector Cuerpo de Paz en el Barrio Rio Arriba de Arecibo. Luego, sigue en dirección hacia el noroeste, por la servidumbre de la PR-10 y

cruza el Barrio Hato Viejo en la milla 31.45. Llega al Barrio Carreras, en la milla 33.87 y pasa colindando con el Barrio Hato Viejo en la milla 35.26.

Milla 35 – 46, Foto 5.6

En la milla 35.10, la línea cambia de dirección hacia el noreste atravesando el Sector La Pica y continúa hacia el noreste por el Barrio Carreras. En la milla 36.06, la alineación cambia de dirección hacia el oeste entrando así al Barrio Hato Viejo a la altura de la milla 36.2. En la milla 36.95 la alineación cambia en dirección norte y va paralelo a la PR-10 en el Barrio Tanamá. Luego continúa subiendo hasta pasar por el este de la Comunidad Villa Ángela en la milla 38.9. En la milla 39.4 la alineación atraviesa la PR-22 y continúa subiendo hacia el noreste paralelo al río Grande de Arecibo hasta la milla 40.66. En la milla 40.68 atraviesa el río Grande de Arecibo, entrando al Barrio Cambalache. La alineación continúa hacia el este hasta atravesar la PR-2 a la altura de la milla 40.94. En la milla 41.38 la alineación cambia en dirección sur cercano a la Comunidad Monte Grande. En la milla 42.23 la alineación cambia de dirección hacia el este, y entra al Barrio Santana de Arecibo en la milla 42.54. En la milla 44.9, la alineación pasa por el norte del Sector El Palmar. En la milla 45.0 la alineación entra en el Barrio Factor; y cambia su dirección hacia el norte en la milla 45.55. En la milla 45.76, la alineación sigue en dirección este por el Sector Factor II; y bordea por el norte al Sector Villa Garrochales en la milla 46.8. En la milla 47.5 llega a la colindancia del Barrio Garrochales. La alineación continúa en dirección este cercano a los sectores La Sabana y El Alto en las millas 48.8 y 49.0, respectivamente, hasta llegar a la colindancia del Municipio de Barceloneta.

Milla 46 – 54, Foto 5.7

La alineación continúa al sur del Caño Tiburones hasta la milla 50.06. En ese punto entra al Municipio de Barceloneta y cruza por campo abierto por terrenos de la Autoridad de Tierras. Entre la milla 50 a la 52 se proveerá una toma de gas para dar servicio al área industrial de Barceloneta, en consideración a la petición que realizara la Compañía de Fomento Industrial (PRIDCO, en inglés). Pasa al norte del dique que protege a este municipio, hasta la milla 52.54 donde comienza una trayectoria hacia el sureste, cruza la PR-684 y entra al Municipio de Manatí.

Milla 54-63, Foto 5.8

En la milla 53.7 la alineación cruza la PR-616, continúa hacia el sur cruzando la PR-22 a la altura de la milla 54.37 y sigue por campo abierto por el valle del río Manatí, el cual cruza en repetidas ocasiones. Cruza la PR-6685, después la PR-149 y pasa al sur de la Urbanización Jardines de Mónaco. Continúa hacia el este por campo abierto, al sur del Sector Sábana Seca y la Barriada El Polvorín. Cercano a la milla 63 la alineación pasa al norte del Sector Palo Alto y entra al Municipio de Vega Baja.

Milla 63 – 71, Foto 5.9

Desde la milla 61.5 hasta la 62.3, la alineación bordea los sembradíos de piña. Luego pasa al sur de los sectores Bethel, Panaini y Amadeo. Además, cruza la PR-137 y la PR-155. Luego, pasa al sur de la Urbanización Villa Pinares, cruza la PR-674 y continúa hacia el noreste. Luego, bordea el Sector El Indio, desde donde cambia a una trayectoria hacia el sureste. Cercano a la milla 69, la alineación pasa al sur de la Comunidad Carmelita y al sur de la PR-2, pero al norte de la PR-22.

Milla 71 – 77, Foto 5.10

En la milla 69.65 entra al Municipio de Vega Alta cercano al bosque de Vega. En la milla 71.2 la alineación se ubicará en la servidumbre de la PR-22, al sur de la misma, donde pasará cerca de los sectores Maysonet, Martell, Los Dávila y Cotto Martell y al norte del bosque Dorado. De ahí continúa hacia el noreste y pasa cercano a la Urbanización San Nicolás. Cercano a la milla 75.8, cruza la PR-693 y luego el río La Plata.

Milla 77 – 85, Foto 5.11

Después de la milla 76.3, la alineación entra al Municipio de Toa Baja y continúa hacia el noreste, cruza la PR-165 y pasa al este del pueblo de Toa Baja y al este de Toa Ville. Desde la milla 78 sigue por campo abierto hasta alcanzar la costa norte de Toa Baja y bordea el área de Levittown por la servidumbre norte de la PR-165. En la milla 84 la alineación sale de Toa Baja. Este tramo se cruzará mediante la tecnología de HDD, la cual permitirá ubicar la tubería a una profundidad entre 50 a 60 pies. A esta profundidad los suelos están más compactados, lo que evitará el riesgo de daños a la tubería en caso de un evento de licuación de los terrenos.

Milla 85 – 92, Foto 5.12

Cercano a la milla 84.2 cruza el río de Bayamón y se bifurca en dos segmentos: uno que va hasta la Central Palo Seco con el propósito de suplir gas natural para la operación de esta central y pasa al sur de los terrenos de la AEE donde está el CASE; el otro segmento continúa hacia el sur, por el este del canal del río Bayamón y pasa al oeste de la Urbanización Villa Aurora del Municipio de Cataño. Sigue hacia el sur hasta encontrar la PR-22, la cual cruza y sigue por su servidumbre al lado sur de la misma. Desde la milla 86, la alineación sigue por la servidumbre del lado sur de la PR-22. Entre la milla 86 a la 87 se proveerá una toma de gas para dar servicio al área industrial de Bayamón, en consideración a la petición que realizara la Compañía de Fomento Industrial (PRIDCO, en inglés). Frente a las instalaciones de CAPECO, cruza la PR-22 nuevamente, esta vez hacia el norte. Pasa hacia el norte de la urbanización industrial y cercana a la Urbanización Las Vegas y la Barriada Puente Blanco. Cercano a su milla 89.04, la alineación cruza la PR-165 cercano a la cárcel federal y de ahí entra a la Central San Juan, con el propósito de suplir gas natural para la operación de esta central.

Foto 5.1

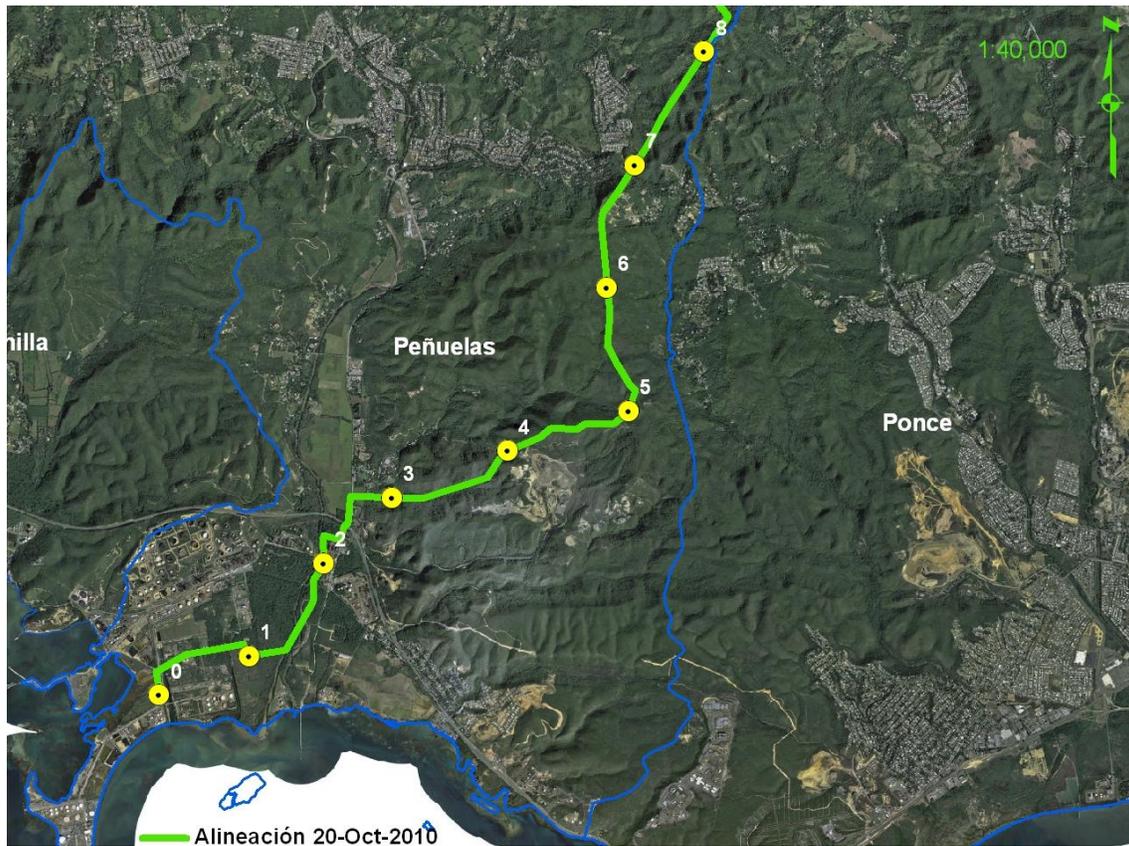


Foto 5.2

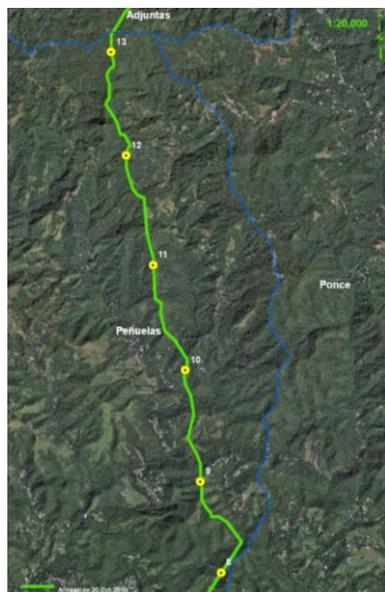


Foto 5.3

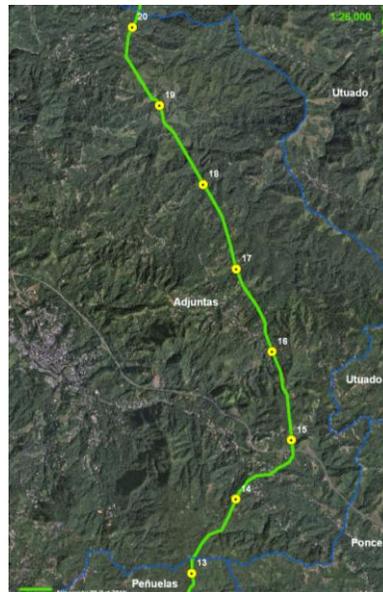


Foto 5.4

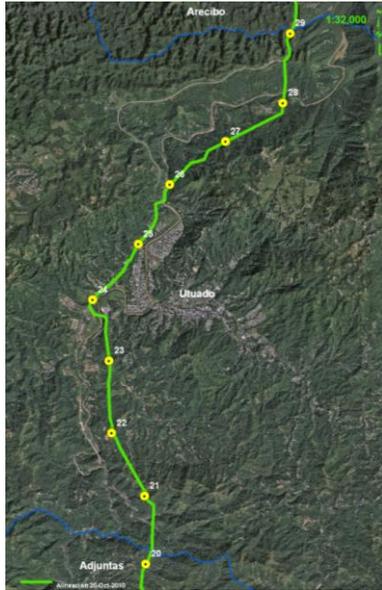


Foto 5.5



Foto 5.6

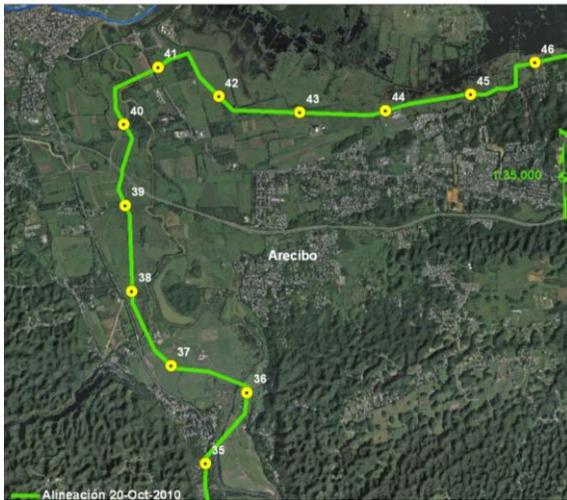


Foto 5.7

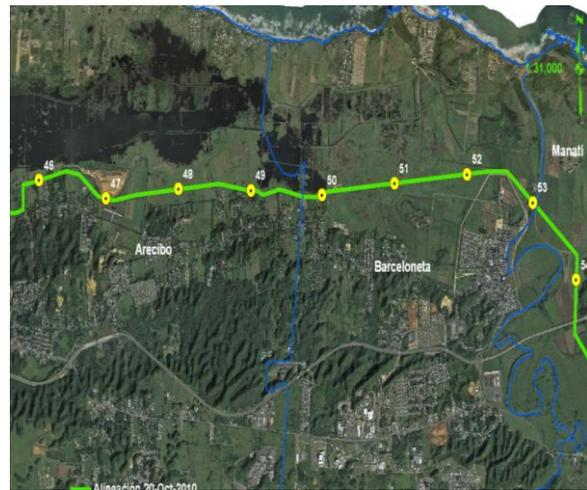


Foto 5.8

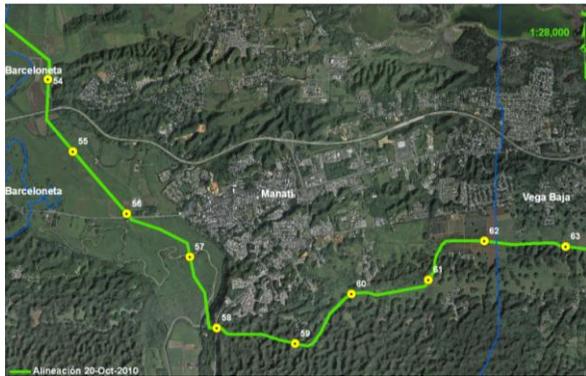


Foto 5.9

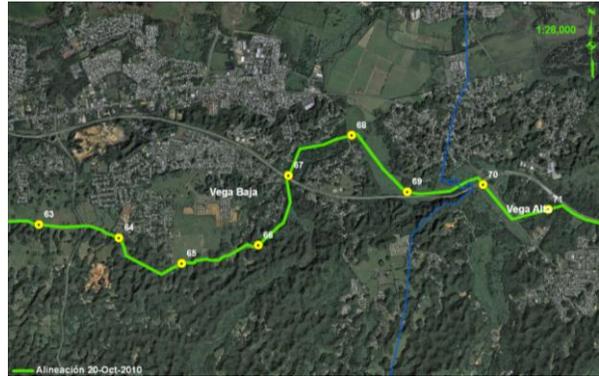


Foto 5.10

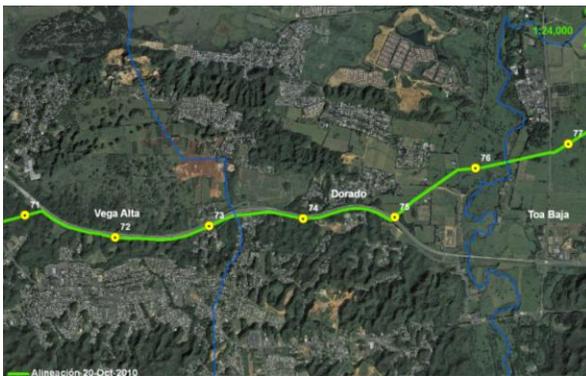
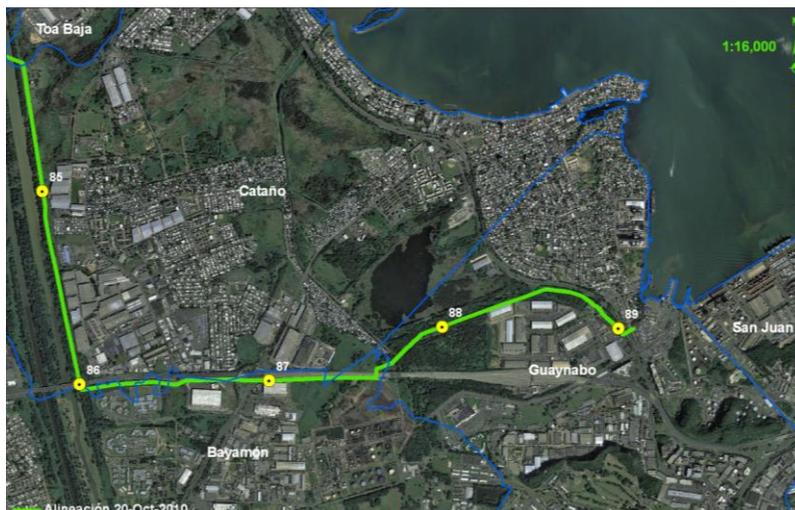


Foto 5.11



Foto 5.12



5.4 Centros de Operaciones

El Proyecto necesitará varios espacios de terreno donde se establecerán los centros de operaciones. Preliminarmente, la AEE contempla usar varios terrenos: en Ponce, próximo a las facilidades del Puerto de Las Américas; Utuado, Operaciones Técnicas AEE; Arecibo, Central Cambalache; y Toa Baja, predios del Almacén de Palo Seco AEE. Todos excepto el de Ponce, estarán en terrenos que albergan instalaciones de la AEE y tendrán un área promedio de 30,000 metros cuadrados. Estos locales ya están impactados por actividad industrial, por lo que no representan un impacto al ambiente. Su uso será de carácter temporero mientras se construye el proyecto.

Todos los locales son de topografía llana y están muy cerca del proyecto. Dos de ellos están sumamente cercanos a las áreas de desembarque de los materiales y equipos del proyecto. Los terrenos se seleccionaron por las siguientes razones:

- Localización estratégica con relación a la alineación propuesta.
- Rápido acceso a diferentes puntos del proyecto a través de carreteras principales.
- Disponibilidad de espacio requerido por el proyecto.
- Área destinada para uso industrial (uso compatible para nuestro proyecto).
- Proximidad a zonas portuarias.
- Rápida movilización de los materiales y equipos; retraso mínimo de las actividades rutinarias.

Los mismos albergarán, de forma temporal y durante la etapa de construcción, las oficinas de los ingenieros residentes de la AEE, los contratistas y subcontratistas. En estas oficinas se planificará, desarrollará, coordinará y se implantará la logística para las actividades de trabajo diario, programados o de emergencia.

También servirá como base para el recibo, almacenamiento, inventario y despacho de materiales y equipos para el proyecto, tales como: tuberías de acero con longitudes entre 40 a 80 pies, registros, válvulas, equipos sanitarios portátiles, tuberías "PVC", cables, madera, varillas, cemento, bombas, generadores de emergencias, maquinaria para soldadura, herramientas de trabajo, equipos de seguridad, vehículos de transporte livianos, transporte de plataforma, equipo de barrenado horizontal, camiones para acarreo, excavadoras, rolo vibratorio, "*backhoe loaders*".

Previo al comienzo del proyecto, habrá actividades de limpieza de los terrenos y remoción de la vegetación existente para algunas secciones de los predios. De ser necesario, habrá movimiento de tierra para la nivelación del mismo. Se implantará un Plan de Control de Erosión y Sedimentación y un Plan para Control de Emisiones de Polvo Fugitivo. Como parte de esto, se instalará *silt fence* y pacas de heno de acuerdo a los patrones de drenaje del área; se prepararán las entradas y se establecerá un área de lavado de gomas. Además, se implantará un plan de asperjación para controlar el particulado.

El área de los centros de operaciones se dividirá en diferentes secciones para atender las necesidades de contratistas, subcontratistas, ingenieros residentes e inspectores. Se ubicará un centro de mando para el contratista principal, oficinas para los subcontratistas, oficinas para inspectores e ingenieros, baños, despacho de materiales y equipos, centro de apoyo para la construcción, almacenamiento de materiales, estacionamiento de vehículos livianos y pesados, área de almuerzo, entre otros, y según sea necesario.

Otras actividades que se realizarán, según sea necesario, para la preparación de los centros de operaciones son:

- Excavación de trincheras para el drenaje de las aguas.
- Excavación y relleno temporal del terreno para las facilidades de estacionamiento o almacenamiento de materiales. Las aguas de escorrentía se redirigirán para reducir estancamiento.
- Instalación de verja eslabonada. La acción evitará el hurto de materiales, el acceso de personas no relacionadas con el proyecto y evitará accidentes.
- El centro de operaciones contará con oficiales de seguridad para la vigilancia de los materiales, equipos y seguridad del personal. Sólo se permitirá acceso a la instalación al personal autorizado y agencias reguladoras municipales, estatales y federales.

De ser necesario, se utilizarán áreas dentro del solar para almacenar material selecto para relleno. Estos montículos estarán cubiertos.

Luego de que termine la construcción del proyecto, los centros de operaciones cesarán sus actividades; se removerán todos los equipos y el terreno se acondicionará a su estado original y se entregará a su dueño.

5.5 Seguridad Personal

Para la construcción del proyecto, se contratará a una compañía especializada en la construcción de gasoductos. El contratista será responsable de someter un plan de trabajo que incluya los aspectos de salud y seguridad que se implantarán durante la construcción. La AEE evaluará el plan y se asegurará de que incluya los siguientes aspectos, según el Código de Regulaciones Federales, Título 29, *Labor*, Parte 1910, *Occupational Safety and Health Standards* y Parte 1926, *Safety and Health Regulations for Construction*:

- Adiestramiento básico de reglas de seguridad a todos los empleados del proyecto.
- Situaciones peligrosas; cómo reconocerlas y manejarlas o evitarlas.
- Construcción de trincheras y medidas que se tomarán para evitar que colapsen. Medidas que se tomarán en trincheras llenas de agua.
- Exposición a tráfico (uso de chalecos reflectores, etc.)

- Exposición a cargas (tubería) que puedan caer sobre los empleados (*falling loads*).
- Uso de alarmas de reversa en vehículos.
- Uso de protectores (*stop logs*, barricadas, señales mecánicas y de mano) para evitar que los equipos que transitan cerca de las trincheras caigan dentro de las mismas.
- Caídas
- Equipo de seguridad por clasificación de trabajo
- Inspección de áreas de trabajo
- Limpieza
- Baños
- Agua potable
- Primeros auxilios
- Identificación de servicios médicos por municipio.
- Exposición a ruidos
- Disposición de desperdicios sanitarios
- Procedimiento para informe e investigación de accidentes.
- Control de acceso a área de trabajo.
- Protección de trincheras en caso de que permanezcan abiertas de un día para otro.
- Copia Hojas de Datos de Seguridad de Materiales (MSDS, por sus siglas en inglés)
- Lista de personal especializado y copia de certificaciones o licencias vigentes.

5.6 Etapas de Construcción

La construcción del proyecto se realizará por tramos y seguirá una secuencia específica (tipo línea de producción). Por lo general, la brigada que limpia y nivela la servidumbre comienza sus labores una semana antes de que los demás grupos se movilicen. Luego de esto, los agrimensores cotejan los marcadores y remplazan los que se hayan removido. Tan pronto terminan los agrimensores, se trae la tubería y se acomoda a lo largo del tramo limpio; luego, se comienzan a excavar las trincheras. Cuando se termina el tramo de excavación, los soldadores comienzan a soldar y llega la maquinaria que acomodará la tubería dentro de la trinchera, se cubre la tubería y se realiza la prueba hidrostática. Si la tubería pasa la prueba hidrostática, se comienza la restauración de la servidumbre. El proceso se repite hasta que termina la construcción de las 92 millas de tubería.

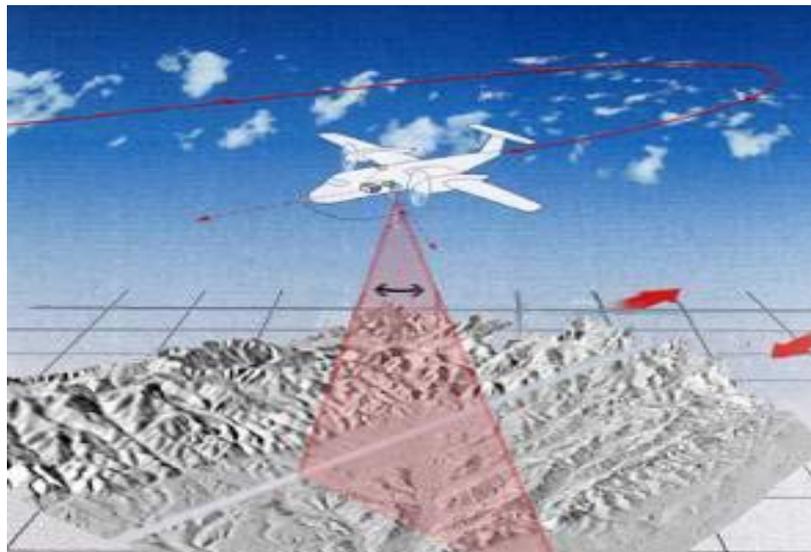
A continuación se describe cada etapa de la construcción. La determinación de alineación preliminar, identificación de dueños, agrimensura I y estudios ambientales ya se realizaron.

5.6.1 Identificación de dueños, agrimensura y estudios ambientales

Luego que se escogió la alineación preliminar, se identificaron los dueños de los terrenos y se comenzó el proceso de visitar a cada uno de ellos. Se les explicó el proyecto y se solicitó permiso de acceso a su propiedad, para realizar la agrimensura y los estudios ambientales pertinentes. Para esto, se contrató a la compañía *New Star Acquisitions*.

Los dueños firmaron un acuerdo para otorgar permiso. Se le proveyó copia de estos acuerdos a los agrimensores y una carta de presentación firmada por un representante de la AEE. Los agrimensores también participaron en una charla informativa sobre el proyecto.

En la primera etapa de la agrimensura se utilizó la tecnología aérea de ***Light Detection and Ranging*** (LIDAR). Esta etapa tomó casi cuarenta y cinco días y con la misma se trazó el centro de la línea por donde cruzará la tubería.



**Uso de la Tecnología LIDAR
(*Light Detection and Ranging*)**

Los estudios ambientales se comenzaron con las coordenadas de la alineación preliminar, las cuales se obtuvieron por medio de vuelos de reconocimiento en helicópteros de la AEE. Los estudios ambientales que se comenzaron fueron: delineación de humedales, flora y fauna y arqueológico.

5.6.2 Limpieza de Servidumbre



Figura 5-3
Servidumbre preparada para construcción

Aunque no existe reglamentación, federal ni estatal, que establezca una distancia de despejo respecto a edificaciones, la AEE establecerá una servidumbre que será de 150 pies a lo largo de toda la alineación. Esta servidumbre se conocerá como servidumbre de mantenimiento y podrá reducirse o aumentarse en aquellas áreas que haya limitaciones de espacio o situaciones particulares. No obstante, dentro de esos 150 pies se mantendrá libre de vegetación de raíces profundas y de cualquier edificación una servidumbre de operación de 50 pies. El remanente de la servidumbre de mantenimiento podrá reforestarse de forma natural o por medio de algún plan de mitigación, según coordinado con

las agencias concernidas. Además, en la servidumbre de mantenimiento se permitirá el uso y disfrute de la misma por su titular, sujeto a que éste tramite y obtenga la autorización de la AEE para conducir las actividades que se desarrollarán dentro de dicha servidumbre.

La servidumbre de construcción será de 100 pies en áreas llanas. En áreas montañosas y donde se realice barreno horizontal directo, la misma varía entre 100 y 300 pies. Esto es servidumbre temporal. La servidumbre permanente será de 50 pies (25 pies a cada lado del centro de la tubería), pero la misma puede ser reducida en ciertas áreas en las que existan limitaciones de espacio.

Una vez se adquieran los terrenos que se identificaron para la construcción y se hagan las coordinaciones necesarias con los dueños para el uso de servidumbre temporal, se utilizará maquinaria pesada para limpiar y nivelar. Se estima que se impactarán 1,191.3 acres. De estos terrenos se removerán verjas, árboles, arbustos, maleza, piedras y todo obstáculo que impida el libre movimiento de la maquinaria que se utilizará para transportar la tubería, construir las trincheras y acomodar la tubería. El terreno que se remueva se almacenará para utilizarlo en la etapa de restauración. El *top soil* se almacenará separado del subsuelo. Ambos terrenos se cubrirán para evitar que la lluvia y el viento los dispersen. Durante esta etapa se colocarán mallas protectoras (*silt fence*) y pacas de heno para evitar la sedimentación en cuerpos de agua. La siguiente tabla contiene la información sobre la longitud del proyecto en cada municipio, y los acres de servidumbre de construcción:

Municipio	Longitud		Servidumbre Construcción	
	millas	kilómetros	acres	cuerdas
Peñuelas	14.2	22.9	172	177.3
Adjuntas	7.0	11.3	84.0	86.6
Utuado	8.9	14.3	107.9	111.2
Arecibo	20.8	33.0	248.6	256.3
Barceloneta	3.3	5.5	39.5	40.7
Manatí	9.2	14.8	111.5	114.9
Vega Baja	7.5	12.1	90.9	93.7
Vega Alta	3.6	5.8	43.6	44.9
Dorado	5.0	8.0	60.6	62.5
Toa Baja	6.9	11.1	81.5	84.0
Cataño	2.4	3.8	29.1	30.0
Bayamón	1.4	2.3	17.0	17.5
Guaynabo	1.9	3.1	23.0	23.7
TOTAL	92.1	148.2	1,139.3	1,179

Además, se requerirá un área de 32 acres como área adicional para el proyecto. Ésta se consignará para situaciones especiales y particulares necesarias para este tipo de construcción como, pero sin limitarse a: centros de operación, terreno preparatorio para los HDD, accesos adicionales, terrenos adicionales para maniobrar maquinaria en pendientes, etc. Para la limpieza de la servidumbre de construcción se estima que se removerán unos 688,507 metros cúbicos de terreno.

5.6.3 Validación de la agrimensura

Luego de la agrimensura mediante LIDAR, los agrimensores cotejarán que todos los puntos del centro de línea estén correctos. Entonces, se marcarán las áreas.

5.6.4 Distribución de tubería



Figura 5-4
Transportación de Tubería



Figura 5-5
Distribución de tubería

Una vez se limpie la servidumbre y se cotejen los marcadores, la tubería se trae del área de almacenaje y se coloca a lo largo del área que se utilizará para excavar la trinchera. Esto facilita el proceso de soldadura y acomodo. Las secciones de tubería son de 40 pies de largo. La tubería es específica a la localización y se coloca de acuerdo al plan de diseño. Las especificaciones de grosor y revestimiento varían de acuerdo a variaciones en densidad poblacional, topografía, cruces de cuerpos de agua y carreteras. Durante la evaluación de datos se identificaron las siguientes clasificaciones y el número de millas que cubre cada clasificación.

Definición de clasificación de acuerdo al 49 CFR 192.5:

Clase 1 – 10 edificios o menos

Clase 2 – más de 10 edificios, pero menos de 46

Clase 3 – más de 46 edificios o a 100 yardas de áreas de uso común (parques, teatros al aire libre, etc.)

Vía Verde de Puerto Rico			
Clasificación de Tubería para Distribución			
Clasificación	Factor de Diseño	Espesor de la Tubería (pulg.)	Millas
Clase 1	0.72	0.199	49.5%
Clase 2 y 3	0.50	0.286	50.5%

5.6.5 Construcción de Trincheras



Figura 5-6
Excavación de Trinchera

En áreas planas, se utilizará maquinaria especializada para la construcción de trincheras (*wheel ditcher*). Esto evitará que los empleados tengan que entrar a dichas trincheras. En otras áreas se utilizará maquinaria con brazo mecánico. Las trincheras serán de 5 a 6 pies de profundidad y de 4 a 5 pies de ancho. La cubierta mínima sobre el tope de la tubería será de 3 pies, ya que se requiere que la distancia entre la tubería y las paredes de la trinchera sea 12 pulgadas a cada lado de la misma. La cubierta mínima sobre la del tope de la tubería será de 3 pies.

El terreno que se remueva de las trincheras se cernirá y se almacenará a lo largo de la misma. El propósito de cernirlo es remover pedazos de rocas grandes que pueden dañar el revestimiento. El material excavado se utilizará para cubrir la tubería. De haber un sobrante de este material, el mismo se dispondrá en un vertedero autorizado.

La trinchera se excava con paredes anguladas para evitar que colapsen durante los trabajos. Donde sea necesario, se instalará tabla estacado para reforzar las paredes mientras se trabaja. Para la excavación de la trinchera se estima que se removerán 450,000 metros cúbicos de terreno.

5.6.6 Perforación (*Bore*), Barreno Horizontal Directo (HDD), y Trinchera Abierta (*open cut*)

Los cruces de carreteras se harán utilizando el método de perforación (*boring*) por debajo de la carretera. En las áreas de cruces de carreteras la servidumbre de construcción sobrepasará los 100 pies que se utilizarán en las excavaciones normales. La tubería se instalará a un mínimo de 4 pies debajo de la carretera. Estos tramos de tubería están diseñados para tolerar los pesos asociados a la carretera y los vehículos que transitan por la misma.



Figura 5-7
Cruce de carretera

Durante la agrimensura se identificaron sesenta de carreteras estatales y caminos que se cruzarán por el método de perforación (*bore*). En el Anejo 5.4 muestra los cortes típicos que se harán en las carreteras y caminos. La siguiente tabla presenta las carreteras que se cruzarán con la alineación del proyecto y el *Mile Post* correspondiente a cada cruce:

Carretera	MP Entrada	MP Salida
PR-127	3.09	3.11
Camino sin Nombre	3.34	3.36
PR-2	3.68	3.72
PR-385	3.92	3.94
PR-132	8.25	8.27
PR-520	9.53	9.55
PR-391	10.50	10.52
PR-391	11.11	11.13
PR-123	15.66	15.68
Carretera Portugués	15.89	15.91
PR-143	16.41	15.91
Carretera Valdes	17.52	17.53
Camino sin Nombre	19.36	19.38
PR-524	20.76	20.78
Camino sin Nombre	22.72	22.74
Camino sin Nombre	22.99	23.01
Camino sin Nombre	23.49	23.51
PR-10	25.35	25.37
PR-111	25.84	25.86
PR-10	27.25	27.27
PR-123	29.80	29.82
PR-10	30.09	30.11
PR-621	30.59	30.61

Carretera	MP Entrada	MP Salida
Camino sin Nombre	34.69	34.71
Camino sin Nombre	35.86	35.88
PR-22	40.93	40.97
PR-2	42.18	42.22
Camino sin Nombre	47.05	47.07
PR-681	53.09	53.11
PR-616	54.96	54.98
PR-616	55.45	55.47
PR-22	55.65	56.62
PR-2	57.32	57.36
PR-149	59.26	59.28
PR-672	62.67	62.69
PR-137	64.76	64.77
Calle Mario López	66.11	66.13
Calle Rogue Cancel	66.21	66.23
PR-674	67.12	67.14
PR-22	68.24	68.28
PR-160	69.18	69.19
PR-676	71.02	71.04
PR-22	71.20	71.24
PR-690	71.69	71.70
PR-2	71.80	71.82
Elevados	74.21	74.23
PR-694/Rampas	74.68	74.72
PR-6659	75.92	75.94
PR-22/Superacueducto	76.15	76.21
PR-694	76.77	76.78
PR-693	77.07	77.09
PR-854	77.72	77.73
PR-165	78.39	78.41
PR-867	79.35	79.37
Boulevard de Levittown	83.10	83.11
PR-165	84.92	84.94
PR-22	87.34	87.38
PR-22	88.88	88.93
PR-24	90.18	90.22
PR-165	90.33	90.38

Para cruzar algunos cuerpos de agua, se utilizará barreno horizontal directo. En estas áreas, la servidumbre de construcción será de 100 a 200 pies en la entrada y la salida de la tubería. Entre ellas están la PR-2 y la PR-22. Para cruces de cuerpos de agua, el barreno horizontal directo se considera como un método de cruce “seco” porque no interfiere con el flujo del cuerpo de agua, ya que la perforación se hace por debajo del lecho del cuerpo de agua. El método tiene tres etapas. Éstas incluyen: (1) hacer una perforación piloto con trayectoria arqueada, (2) agrandar la perforación piloto con una serie de barrenos de mayor tamaño para acomodar la tubería de 24 pulgadas, y (3) halar la tubería por la perforación hasta alcanzar el otro lado del cuerpo de agua.



Figura 5-8
Técnica de Barreno Horizontal Directo

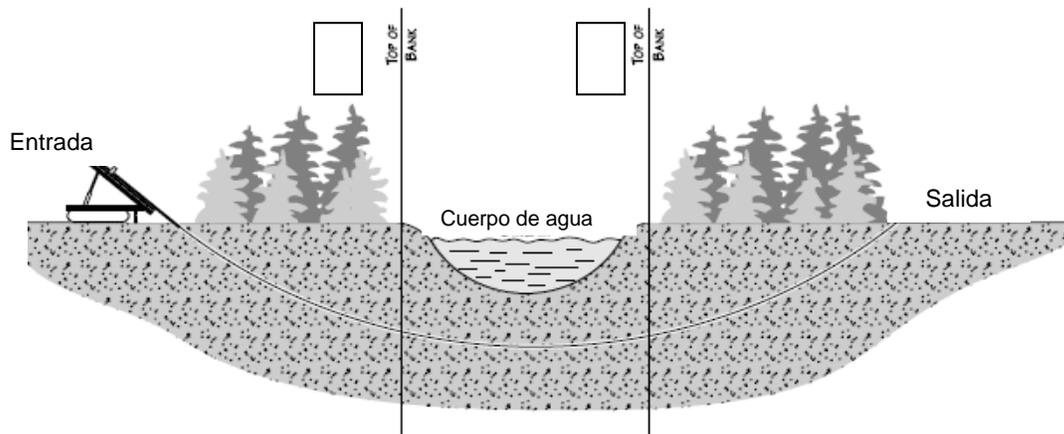


Figura 5-9
Ilustración Barreno Horizontal Directo

La perforación piloto establece la posición final de la tubería. El barreno se dirige hacia el lecho del cuerpo de agua a un ángulo, hasta que se alcanza la profundidad deseada. Luego, se barrena horizontalmente la distancia necesaria para cruzar el cuerpo de agua y se cambia la dirección hacia la superficie. El barreno se maneja colocando dos cables aislados en la superficie. En la parte posterior del barreno se instala una sonda que detecta la corriente que fluye por los cables. De esta manera, el barreno puede resurgir en la posición correcta al otro lado del cuerpo de agua.

Durante el barrenado, se utiliza una mezcla de bentonita y agua para lubricar el barreno, mantener la perforación y remover residuos del barreno. Bentonita es el

nombre comercial de arcillas no tóxicas mezcladas con partículas de piedra. Aunque el método de barrenado horizontal directo es la mejor forma de evitar impactos a cuerpos de agua, existe la remota posibilidad de un escape de bentonita. Esto es más común durante la perforación piloto, cuando la bentonita busca la alineación de menor resistencia, la cual puede ser una fractura en el lecho marino.

Un escape de bentonita usualmente se detecta cuando hay pérdida de circulación del líquido de barrenado y/o se observa bentonita en la superficie. Una de las funciones de la bentonita es sellar la perforación para mantener la presión en la misma (*downhole pressure*). Si hay un escape, hay una reducción en la cantidad de bentonita que se recircula. (Ver Capítulo 6, Sección 6.14)

Durante el barrenado se añadirá un tinte (uranina) a la bentonita, ya que escapes pequeños son difíciles de detectar debido a la turbidez del agua y a la gravedad específica de la bentonita. Si se detecta un escape, se apagará la bomba de fluido, lo cual detendrá inmediatamente el flujo de bentonita. Se asignará un inspector para corroborar el cumplimiento en los cuerpos de agua que requieran cruce por HDD.

Durante la agrimensura, se identificaron 10 cuerpos de agua que se cruzarán por HDD: 1 canal, 8 ríos, algunos de los cuales se cruzarán varias veces, 1 humedal. También se cruzará el área costera de la playa de Levittown por HDD. El resto de los cruces de cuerpos de agua se realizarán por trinchera abierta. La trinchera abierta se puede realizar mediante dos métodos distintos: “*dam and pump*” o “*Flume pipe*”. Esto quiere decir que la trinchera se excava mientras el cuerpo de agua sigue fluyendo. La mayoría de los cuerpos de agua que se cruzarán utilizando estas técnicas son quebradas pequeñas y zanjones secos. Se identificaron 204 cruces de cuerpos de agua. De éstos, 17 se harán mediante HDD. Los demás se harán por trinchera abierta, “*dam and pump*” o “*Flume pipe*”. Esta información se incluye en la siguiente tabla. En el Anejo 5.5 se muestran Diagramas de Cruces Típicos de Cuerpos de Agua.

**Autoridad de Energía Eléctrica
Proyecto Vía Verde
Cuerpos de Agua y Tipo de Cruce**

T1- Barrenado Horizontal Directo	T2- Flume pipe, Dam and Pump	T3- Trinchera abierta	
ID	Cuerpo de Agua	Tipo de cruce	Pueblo
C1	Canal	T3	Peñuelas
C2	Canal	T1	Peñuelas
C4	Canal	T3	Peñuelas
C5	Río Tallaboa	T1	Peñuelas
C6	Quebrada sin nombre	T3	Peñuelas
C7	Quebrada sin nombre	T3	Peñuelas
C8	Quebrada sin nombre	T3	Peñuelas
C9	Quebrada sin nombre	T3	Peñuelas
C10	Quebrada sin nombre	T3	Peñuelas
C11	Quebrada sin nombre	T3	Peñuelas
C12	Quebrada sin nombre	T3	Adjuntas
C13	Quebrada sin nombre	T3	Adjuntas
C14	Quebrada sin nombre	T3	Adjuntas

ID	Cuerpo de Agua	Tipo de cruce	Pueblo
C15	Quebrada sin nombre	T3	Adjuntas
C16	Quebrada sin nombre	T3	Adjuntas
C17	Quebrada sin nombre	T3	Adjuntas
C18	Quebrada sin nombre	T3	Adjuntas
C19	Quebrada sin nombre	T3	Adjuntas
C20	Río Pellejas	T2	Utua
C21	Quebrada sin nombre	T3	Utua
C22	Quebrada sin nombre	T3	Utua
C23	Quebrada Arenas	T3	Utua
C24	Quebrada Arenas	T3	Utua
C25	Quebrada Arenas	T3	Utua
C26	Río Grande de Arecibo	T1	Utua
C27	Quebrada sin nombre	T3	Utua
C28	Quebrada sin nombre	T3	Utua
C29	Quebrada sin nombre	T3	Utua
C30	Quebrada sin nombre	T3	Utua
C31	Río Grande de Arecibo	T1	Utua
C32	Quebrada sin nombre	T3	Utua
C33	Quebrada sin nombre	T3	Utua
C34	Río Grande de Arecibo	T1	Utua
C35	Quebrada Jobos	T3	Utua
C38	Quebrada sin nombre	T3	Arecibo
C39	Río Tanama	T1	Arecibo
C40	Ditch	T3	Arecibo
C41	Canal Perdomo	T3	Arecibo
C42	Ditch	T3	Arecibo
C43	Río Grande de Arecibo	T1	Arecibo
C44	Ditch	T3	Arecibo
C45	Ditch	T3	Arecibo
C46	Ditch	T3	Arecibo
C47	Ditch	T3	Arecibo
C48	Ditch	T3	Arecibo
C49	Ditch	T3	Arecibo
C50	Ditch	T3	Arecibo
C51	Ditch	T3	Arecibo
C52	Ditch	T3	Arecibo
C53	Ditch	T3	Arecibo
C54	Ditch	T3	Arecibo
C55	Ditch	T3	Barceloneta
C56	Ditch	T3	Barceloneta
C57	Ditch	T3	Barceloneta
C58	Ditch	T3	Barceloneta
C59	Ditch	T3	Barceloneta
C60	Ditch	T3	Barceloneta
C61	Ditch	T3	Barceloneta
C62	Ditch	T3	Barceloneta
C63	Ditch	T3	Barceloneta
C64	Ditch	T3	Barceloneta
C65	Ditch	T3	Barceloneta

ID	Cuerpo de Agua	Tipo de cruce	Pueblo
C66	Río Grande de Manatí	T1	Manatí
C67	Creek	T3	Manatí
C68	Creek	T3	Manatí
C69	Caño de los Nachos	T3	Manatí
C70	Ditch	T3	Manatí
C71	Ditch	T3	Manatí
C72	Río Grande de Manatí	T1	Manatí
C73	Río Grande de Manatí	T1	Manatí
C74	Río Indio	T1	Vega Baja
C75	Río Indio	T1	Vega Baja
C76	Río Indio	T1	Vega Baja
C78	Quebrada sin nombre	T3	Vega Baja
C80	Río Cibuco	T2	Vega Alta
C81	Quebrada sin nombre	T3	Vega Alta
C82	Ditch	T3	Dorado
C83	Río de la Plata	T1	Toa Baja
C84	Ditch	T3	Toa Baja
C85	Ditch	T3	Toa Baja
C86	Ditch	T3	Toa Baja
C87	Ditch	T3	Toa Baja
C88	Ditch	T3	Dorado
C89	Río Cocal	T3	Dorado
C90	Río Cocal	T1	Toa Baja
C91	Quebrada sin nombre	T3	Toa Baja
C95	Río Hondo / Río Bayamón	T1	Cataño
C97	Ditch	T3	Toa Baja
C98	Quebrada Diego	T3	Bayamón
C99	Quebrada Las Lajas	T3	Guaynabo
C100	Quebrada Santa Catalina	T3	Guaynabo
W1	Estuarine-Salt Flat- Mangle	No impacto	Peñuelas
W2	Estuarine-Salt Flat- Mangle	No impacto	Peñuelas
W3	Estuarine-Salt Flat- Mangle	No impacto	Peñuelas
W4	Estuarine-Salt Flat- Mangle	No impacto	Peñuelas
W5	Canal, Mangle	No impacto	Peñuelas
W8	Canal	T3	Peñuelas
W9	Canal	T3	Peñuelas
W10	Palustrine-Man Altered, Herbaceous	Humedal	Peñuelas
W11	Canals	T2	Utua
W17	Palustrine-Herbaceous	Wetland	Arecibo
W19	Palustrine- man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W20	Canal	T3	Arecibo
W21	Palustrine, man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W22	Palustrine, man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W24	Palustrine- man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W25	Canals	Wetland	Arecibo
W26	Palustrine- man altered	Wetland	Arecibo

ID	Cuerpo de Agua	Tipo de cruce	Pueblo
	herbaceous		
W27	Canals	Wetland	Arecibo
W28	Canals	T3	Arecibo
W29	Canals	Wetland	Arecibo
W30	Palustrine herbaceous	Wetland	Arecibo
W32	Palustrine herbaceous	Wetland	Arecibo
W33	Palustrine herbaceous	Wetland	Arecibo
W34	Palustrine, man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W35	Palustrine- man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W36	Canals	Wetland	Arecibo
W37	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W38	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W39	Palustrine herbaceous	Wetland	Arecibo
W40	Palustrine herbaceous	Wetland	Arecibo
W41	Palustrine herbaceous	Wetland	Arecibo
W42	Palustrine herbaceous	Wetland	Arecibo
W43	Palustrine herbaceous	Wetland	Arecibo
W44	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W45	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W46	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W47	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W48	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Arecibo
W49	Palustrine herbaceous	Wetland	Arecibo
W50	Palustrine herbaceous	Wetland	Arecibo
W51	Palustrine herbaceous	Wetland	Arecibo
W52	Palustrine herbaceous	Wetland	Barceloneta
W53	Palustrine herbaceous	Wetland	Barceloneta
W54	Palustrine herbaceous	Wetland	Barceloneta
W55	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Barceloneta
W56	Palustrine herbaceous	Wetland	Barceloneta
W57	Palustrine herbaceous	Wetland	Barceloneta
W58	Palustrine herbaceous	Wetland	Barceloneta
W59	Canals	T3	Barceloneta
W60	Palustrine herbaceous	Wetland	Manatí
W61	Palustrine, man altered herbaceous	Wetland	Manatí
W62	Palustrine herbaceous	Wetland	Manatí
W64	Palustrine-herbaceous	Wetland	Manatí
W65	Palustrine, man altered herbaceous	Wetland	Manatí
W66	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Manatí
W67	Palustrine-man altered	Wetland	Manatí

ID	Cuerpo de Agua	Tipo de cruce	Pueblo
	herbaceous		
W68	Canals	Type 3	Manatí
W69	Palustrine,man altered herbaceous	Wetland	Manatí
W70	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Manatí
W71	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Manatí
W72	Palustrine herbaceous	Wetland	Manatí
W74	Palustrine herbaceous	Wetland	Manatí
W76	Palustrine herbaceous	Wetland	Manatí
W77	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Manatí
W78	Canal	T2	Vega Baja
W79	Canal	T2	Vega Baja
W80	Canal	T2	Vega Baja
W81	Canal	Wetland	Vega Baja
W82	Palustrine-herbaceous	Wetland	Vega Baja
W83	Palustrine-herbaceous	Wetland	Vega Baja
W84	Canal	T2	Vega Alta
W85	Palustrine-herbaceous	Wetland	Vega Baja
W86	Canal	T2	Vega Alta
W87	Palustrine herbaceous	Wetland	Vega Alta
W88	Palustrine herbaceous	Wetland	Vega Alta
W89	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Vega Alta
W90	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Vega Alta
W91	Palustrine herbaceous	Wetland	Vega Alta
W92	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Dorado
W93	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Dorado
W94	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Dorado
W95	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Dorado
W96	Canal	T3	Toa Baja
W97	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Toa Baja
W98	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Toa Baja
W99	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Toa Baja
W100	Palustrine-man altered herbaceous	Wetland	Toa Baja
W101	Canal	Wetland	Dorado
W103	Estuarine Forested	T1	Toa Baja
W105	Palustrine herbaceous	Wetland	Toa Baja
W112	Canal	Wetland	Toa Baja
W113	Palustrine herbaceous	Wetland	Toa Baja
W116	Palustrineherbaceous	Wetland	Toa Baja
W117	Palustrine herbaceous	Wetland	Cataño

ID	Cuerpo de Agua	Tipo de cruce	Pueblo
W118	Palustrine herbaceous	Wetland	Bayamón/Cataño
W119	Palustrine herbaceous	Wetland	Bayamón
W120	Palustrine herbaceous	Wetland	Guaynabo
W121	Canal	T3	Guaynabo
W122	Canal	Wetland	Guaynabo
W123	Palustrine herbaceous	Wetland	Guaynabo
W124	Estuarine forested	Wetland	Guaynabo
W125	Estuarine forested	Wetland	Guaynabo
W126	Estuarine forested	Wetland	Guaynabo
W127	Estuarine forested	Wetland	Guaynabo
W128	Canal	Wetland	Guaynabo
W129	Estuarine forested	Wetland	Guaynabo
W130	Palustrine herbaceous	Wetland	Guaynabo
W131	Palustrine herbaceous	Wetland	Guaynabo
W132	Palustrine herbaceous	Wetland	Guaynabo
W133	Palustrine herbaceous	Wetland	Guaynabo
W134	Canal	No impacto	Guaynabo
W135	Canal	No impacto	Guaynabo
W137	Canal	No impacto	Guaynabo

Además de los cruces de cuerpos de agua, se utilizará trinchera abierta para cruzar los caminos de tierra y asfaltados.

5.6.7 Soldadura y doblado



Figura 5-10
Máquina para doblar tubería

Una vez se coloca la tubería con las especificaciones correctas, se doblan las secciones necesarias de acuerdo a la topografía del terreno. Para esto, se utiliza una maquinaria para doblar tubería que ejerce presión hidráulica y crea un doblado suave y controlado. Todos los dobleces se hacen siguiendo los parámetros establecidos en el 49 CFR 192.313, *Bends and elbows*, para asegurar la integridad de la tubería. En ocasiones, los dobleces se determinan previo a la construcción de la tubería y se prefabrican en talleres especializados.

Para soldar las diferentes secciones de tubería, éstas se colocan sobre soportes temporales, se limpian los extremos cuidadosamente y se alinean. Luego, se sueldan utilizando el método *manual submerged arc welding*.



Figura 5-11
Soldadura

Todos los procedimientos de soldadura se rigen por el CFR, Título 49, Parte 192, Subparte E, *Welding of Steel in Pipelines* y por el *American Petroleum Institute Standard 1104, Welding of Pipelines and Related Facilities*. Como parte del primer nivel de control de calidad, los soldadores se cualifican antes de que comience el proyecto. Cada soldador debe completar varias soldaduras utilizando el mismo tipo de tubería que se utilizará en el proyecto. Cada soldadura se evalúa con métodos destructivos, midiendo la fuerza que se necesita para romperla.



Figura 5-12
Aplicación de revestimiento

Una vez comienza el proyecto, las soldaduras se cotejarán con métodos no destructivos para detectar fallas. Éstos incluyen inspección visual por un supervisor experimentado y rayos X. Los técnicos de rayos X toman las lecturas en el campo y procesan las películas en un cuarto oscuro portátil. Si se detectan fallas, la soldadura se repara o se corta y se hace una nueva soldadura.

El 49 CFR 192. 243, *Non Destructive Testing*, requiere que se hagan rayos X a un 10% de las soldaduras en localizaciones Clase 1, para localizaciones Clase 2, un 15% y 100% para localizaciones Clase 3 y 4. No obstante, la AEE realizará pruebas no destructivas por medio de rayos X al 100% de las soldaduras.

Luego de que se suelda y se inspeccionan las soldaduras, se cubren los extremos con un revestimiento protector. La tubería trae un revestimiento protector de fábrica, pero los extremos se dejan sin proteger para que éste no interfiera con la soldadura.

5.6.8 Acomodo y Relleno de Trinchera



Figura 5-13
Acomodo de Tubería



Figura 5-14
Acomodo de Tubería

Una vez la soldadura pasa inspección, se vuelve a inspeccionar el revestimiento de la tubería y se procede a levantar la misma con maquinaria especializada (*sidebooms*) y a acomodarla dentro de la trinchera.

El terreno cernido de partícula fina se utiliza primero para cubrir la tubería y evitar daños en el revestimiento. Luego, se añade el restante del terreno y piedras pequeñas, seguidas por el *top soil*.



Figura 5-15
Relleno de trinchera

En general, la tubería tendrá una cubierta mínima de 36 pulgadas. En áreas agrícolas la cubierta será de 48 pulgadas. La cubierta mínima en carreteras es de 4 pies, a menos que se requiera cubierta adicional en algunas de ellas.

5.6.9 Prueba Hidrostática

El Departamento de Transportación Federal (49 CFR 192.505, *Strength Test Requirements for Steel Pipeline*) requiere que se realice una prueba hidrostática en toda tubería nueva. El propósito de la prueba hidrostática es detectar cualquier defecto que amenace la habilidad de la tubería de tolerar la presión máxima de operación para la cual se diseñó, o para determinar que no existen defectos que comprometan la integridad de la misma. Una vez se coloca la tubería en la trinchera y se cubre, se llena de agua y se aplica una presión superior a la presión de operación por al menos ocho horas (la prueba se puede realizar en toda la tubería o dividir la misma en secciones).

La prueba ayuda a localizar áreas en la tubería que no pueden tolerar presiones elevadas y por consiguiente fallan. Cuando esto ocurre, hay una disminución súbita en la presión y se detecta agua en la servidumbre. Estos defectos se reparan, si es posible, o la sección completa de tubería se reemplaza y se repite la prueba.

Para realizar la prueba se utilizará agua de pozo. Estos pozos pertenecen a la AEE, Central Costar Sur, bajo una franquicia del Departamento de Recursos Naturales y Ambientales.

5.6.10 Restauración de servidumbre



Figura 5-16
Servidumbre restaurada

La restauración comienza tan pronto se determina que el segmento de tubería que se probó pasa la prueba hidrostática. Se tomará video antes de la construcción y éste se utilizará como guía para la restauración. La mayor parte de las parcelas tienen áreas verdes de vegetación silvestre. Los terrenos agrícolas podrán utilizarse para la siembra, siempre y cuando no se siembren cultivos con raíces profundas y se mantengan los marcadores de línea en su lugar. La AEE será responsable por la pérdida de cultivos en el área de construcción.

En el caso de humedales, la AEE propone mitigación “on site”, ya que es difícil conseguir terrenos con las características necesarias para una mitigación exitosa. Se seguirán las recomendaciones del Cuerpo de Ingenieros una vez evalúen el informe de delineación de humedales y el impacto del proyecto sobre los mismos.

Donde haya cruces de carreteras por el método de trinchera abierta, se seguirán las recomendaciones de la Autoridad de Carreteras con respecto al tipo de material que debe utilizarse para la reparación y los procedimientos que deben seguirse para control de tránsito.

5.6.11 Marcadores

Durante la restauración, se instalan marcadores que indican la localización aproximada de la tubería. Éstos indicarán el nombre y número de teléfono del operador. Además, se instalarán marcadores que pueden detectarse durante el patrullaje aéreo.

5.7 Construcción en Humedales y Mangles

Las técnicas de construcción para minimizar el impacto a humedales dependerán de las condiciones del terreno; si el mismo está o no saturado de agua. Se tratará en lo posible de construir durante épocas secas o de poca lluvia.

5.7.1 Construcción en áreas no saturadas

La construcción será similar a la construcción en terrenos elevados (no humedales). Si el terreno es lo suficientemente firme, se utilizará el mismo equipo y procedimiento de trinchera abierta para cruzar el humedal.

De ser necesario y del terreno soportar el peso de la maquinaria, se colocarán mantas de vigas de madera “timber mats” o “timber rip-raps”. Los “timber mats” son troncos de

árboles unidos y amarrados con un tamaño específico, los cuales forman una superficie plana y amplia que distribuye el peso de los equipos sobre el área. Esta técnica evita que el equipo se hunda dentro del humedal (ver Fig. 5-17) y evita disturbios del terreno y turbidez excesiva en el agua.

La capa orgánica o corteza terrestre de la trinchera se extraerá, almacenará y separará del subsuelo para reutilizarla como relleno en la misma y evitar traer relleno ajeno o no afín con el terreno existente.

5.7.2 Construcción en áreas saturadas o inundadas

Bajo estas condiciones, la tubería se suelda fuera del área del humedal, lo que evita cualquier contaminación producto de la soldadura.

Para excavar y luego rellenar la trinchera, se utilizan grúas tipo “backhoe”, las cuales se sostienen dentro del humedal por medio de mantas de vigas de madera “timber mats” o “timber rip-raps”.

La tubería se instala por medio de la técnica de empuje y tirado donde se lleva a través del humedal mediante boyas de flotación, empujando y tirando a través de la trinchera cubierta de agua. Después de colocada en la posición correcta, se remueven las boyas y la tubería se hunde a su lugar. La mayor parte de las tuberías instaladas en humedales saturados tienen un revestimiento de concreto o se equipan con pesas para mantenerlas en posición una vez se instalen en la trinchera.

Durante la excavación de la trinchera, se creará una pendiente de unos 45 grados en las paredes para prevenir el colapso de terreno dentro del mismo.

Figura 5-17
Uso de “timber mats” sobre humedales



5.8 Construcción en Áreas Propensas a Terremotos

Existen gasoductos en áreas propensas a terremotos tales como California y Alaska. Sin duda alguna, Alaska es una de las zonas con mayor incidencia de terremotos intensos en todo el mundo, con 50 a 100 temblores diarios, los que incluyen un promedio de uno anual sobre magnitud 7 y uno sobre magnitud 8 al menos

cada 13 años.¹ No obstante, Alaska es uno de los mayores productores de petróleo y de gas natural de Norte América. Por los pasados 30 años, Alaska exportó hacia Canadá y los Estados Unidos su producción de petróleo a través de un oleoducto que cruza el área de mayor actividad sísmica en su región. Al momento de su construcción, su diseño consideró el riesgo de terremotos. Este diseño se probó el 3 de noviembre de 2002, cuando la Falla de Denali se desplazó unos 5.5 metros (18 pies) de forma lateral y más de 1 metro (3 pies) de forma vertical, justo debajo del *Trans-Alaska Pipeline* durante un terremoto de magnitud 7.9 sin que se rompiera el oleoducto ni se derramara ni una gota de petróleo. Hoy día se construye en la misma zona el Gasoducto de Denali, el cual incluye factores de diseño como contingencias a la ocurrencia de un terremoto de gran magnitud.

Entre el 1 de enero de 2000 y el 29 de abril de 2010, ocurrieron 75 movimientos telúricos entre los municipios de Peñuelas, Adjuntas, Utuado y Arecibo. El de mayor intensidad fue de una magnitud de 3.0, de acuerdo a la escala basada en la duración del sismo utilizando la formula de Bataille y von Hillebrandt (1993), que utiliza la red sísmica de Puerto Rico en su página de internet. Entre el 1 de enero de 2000 y el 29 de abril de 2010, ocurrieron 33 movimientos telúricos o sismos entre los municipios de Arecibo, Barceloneta, Manatí, Vega Baja, Vega Alta, Dorado, Toa Baja, Cataño, Guaynabo y Bayamón. El de mayor intensidad fue de una magnitud de 3.9, de acuerdo a la escala basada en la duración del sismo utilizando la formula de Bataille y von Hillebrandt (1993). De estos datos se puede apreciar que la actividad sísmica en Puerto Rico es mucho menor que la de Alaska. Además, de acuerdo al estudio geológico incluido en el Apéndice 3.3, *Overview of the Geology of the Proposed Vía Verde Natural Gas Pipeline, Peñuelas to San Juan, Puerto Rico*, las fallas geológicas que se encuentran en la zona del proyecto están consideradas como inactivas. A pesar de esto, Vía Verde se diseñará y construirá con especificaciones similares a las que se toman en lugares como California y Alaska para asegurar la integridad de la tubería durante terremotos. Entre los criterios que se incorporarán al diseño de Vía Verde se encuentran los siguientes: la alineación relativa de la tubería respecto a la falla para disminuir el impacto de un deslizamiento de dicha falla; soterrar la tubería en una trinchera ancha, con pendientes laterales largas y rellenas con arena compactada para permitir la deformación de la tubería durante un evento sísmico; incluir suficientes dobleces en el diseño de la tubería para garantizar su flexibilidad; los resultados de los estudios geotécnicos que se realizarán para evaluar las propiedades de los suelos. Estas medidas garantizarán la integridad y operación continua de Vía Verde. (Ver Anejo 5.6, Especificaciones para Construcción en Áreas Propensas a Terremotos)

Además, la AEE se propone utilizar un sistema de Aviso Temprano de Terremoto (*Earthquake Early Warning System, EEWs*). Este sistema provee aviso previo sobre la intensidad estimada y el tiempo estimado de llegada de la onda sísmica principal. Estos estimados se basan en el análisis inmediato del foco y magnitud del evento que utiliza datos de la onda sísmica que se observan por los sismógrafos cercanos al epicentro. Estos sistemas se usan con éxito en lugares como Japón y California. El sistema se hará en coordinación con la Red Sísmica. El mismo proveerá señales

¹ http://www.geotimes.org/nov06/feature_GasPipeline.html, 26 de agosto de 2010

avanzadas al sistema inteligente de supervisión de Vía Verde (SCADA, ver página 5-60), lo que a su vez permitirá que se active de forma remota el sistema de aisladoras y purga de la tubería para evitar un incendio en caso de la rotura de la misma. Enfatizamos que la rotura de la tubería será poco probable debido a que en el diseño de la misma se tomaron en consideración las fallas geológicas y el historial sísmico de la región. Sin embargo, se añade el EEWS con la intención de que existan sistemas de resguardo para garantizar la operación segura de Vía Verde aún bajo condiciones extremas.

Construcción en la Zona Cárstica

A pesar de que se hicieron esfuerzos para evitar el paso por la zona cárstica, donde se pueden encontrar mogotes, sumideros o cuevas en roca porosa o suelos erosionados por el agua, una pequeña parte del proyecto cruzará algunas porciones de dicha zona.

Entre las áreas de mogote cercanas al área del proyecto, se identifican las siguientes, por las que la alineación del proyecto cruza áreas con fisiografía de zona cárstica en las millas:

- 3.0 a la 5.8 y de la milla 6.4 a la 6.7 en el Municipio de Peñuelas, para un total de 3.1 millas en este municipio. No obstante, ninguna de esas millas está indentificada como área cárstica protegida.
- 28.5 hasta la 29.1 en el Municipio de Utuado, para un total de 0.6 millas, todas identificadas como área cárstica protegida. No obstante, este tramo ya se impactó por la construcción de la PR-10 y Vía Verde se construirá dentro de la servidumbre ya impactada de dicha vía pública.
- 29.1 a la milla 35.3 en el Municipio de Arecibo, para un total de 6.2 millas, de las cuales 5.5 están identificadas como área cárstica protegida. No obstante, este tramo ya se impactó por la construcción de la PR-10 y Vía Verde se construirá dentro de la servidumbre ya impactada de dicha vía pública.
- 57.8 hasta la milla 62.1 en el Municipio de Manatí, para un total de 4.3 millas en este municipio, de las cuales 2.0 están identificadas como área cárstica protegida.
- 62.1 a la milla 66.9 en el Municipio de Vega Baja, para un total de 4.8 millas en este municipio, de las que 3.0 están identificadas como área cárstica protegida.
- 70.7 a la milla 73.3 en el Municipio de Vega Alta, para un total de 2.6 en este municipio, de las que sólo 0.6 están identificadas como área cárstica protegida. En este municipio unas 1.8 millas, de las mencionadas 2.6 millas, discurren por la servidumbre de la PR-22. Esta área ya se impactó durante la construcción de dicha vía pública.

- 73.3 a la milla 74.5 en el Municipio de Dorado, para un total de 1.2 millas en este municipio, de las que ninguna está identificada como área cárstica protegida.

El total de área cárstica protegida que no ha sido previamente impactada que será afectada por Vía Verde es de 5.6 millas, para un área de 2,475.65 kilómetros cuadrados.

La zona cárstica es hábitat para especies únicas de plantas y animales, por lo que se tomarán todas las medidas posibles para evitar el impacto a especies protegidas y se mitigará en el caso de especies no protegidas. Para asegurar que ninguna especie protegida sea perturbada, habrá un biólogo en el proyecto en todo momento cuando se construya en la zona cárstica. Este biólogo, que será empleado del DRNA, evaluará el área cuidadosamente antes de introducir personal o equipos de construcción a la misma.

El proceso de construcción se llevará a cabo de manera que sólo equipos livianos entren a la zona cárstica para minimizar las posibilidades de daño a la misma. Se establecerán controles de erosión y sedimentación adecuados para el área para proteger las zonas circundantes y evitar que el sedimento alcance las aguas subterráneas. Los centros de operación o espacios auxiliares a la construcción se ubicarán fuera de la zona cárstica, y la instalación de la tubería se hará mediante proceso de halar para minimizar la presencia de equipo pesado en la zona. El material de relleno será adecuado para permitir la capacidad hidráulica del suelo. Se sembrará vegetación en el área circundante a la servidumbre permanente de 50 pies. Dicha vegetación se hará con yerbas y árboles nativos, y se hará inmediatamente después de haber cubierto las trincheras.

Durante la fase de operación, las áreas del proyecto que estén en la zona cárstica serán inspeccionadas como parte del programa de patrullaje a la alineación. No obstante, también se prestará especial atención a las condiciones del suelo de manera que se pueda corregir cualquier erosión que se pueda observar o detectar.

5.9 Uso de Explosivos

De acuerdo a los estudios que se realizaron para el diseño **no** será necesario el uso de explosivos para la construcción de este proyecto. No obstante, si en el proceso de construcción se identificara algún área en el cual el uso de explosivos sea indispensable para completar el proyecto, entonces se procederá a obtener todo permiso requerido para esa actividad, de acuerdo a las leyes y reglamentos aplicables al uso de estos materiales peligrosos. El uso de los mismos se hará sólo por personal especializado y en cumplimiento con dichas leyes y reglamentos. Se mantendrán y rendirán todos los documentos e informes requeridos. Entre los reglamentos aplicables están el 29 CFR 1926 Subparte U y el 49 CFR 100 – 180. De ser necesario, el trabajo de uso de explosivos se llevará a cabo por personal experto en esta materia y luego de haber evaluado el área en que se usará. Este personal experto deberá contar con los permisos requeridos por la Policía de Puerto Rico, la Comisión de Servicio Público.

5.10 Proyecto Conversión Unidades a Gas Natural Asociadas a Vía Verde

Las unidades a ser convertidas a gas natural deberán modificarse para que las mismas puedan quemar gas natural, combustibles derivados de petróleo o una combinación de ambos. El flujo de gas natural que necesitará cada una de las centrales se presenta en la tabla que aparece a continuación:

Central	Flujo Mínimo / Máximo (MMSCFD)
Cambalache	5.5/61
San Juan	1.1/180
Palo Seco	1.1/84

5.10.1 Modificaciones a las Unidades 3 y 4 de la Central Palo Seco:

La Central Palo Seco consta de cuatro unidades, denominadas 1, 2, 3 y 4. Todas estas unidades están habilitadas para utilizar Bunker C (Fuel Oil No. 6). Como parte de este proyecto, se propone la modificación de las unidades 3 y 4 para cambiar e instalar varios componentes para que las turbinas puedan quemar gas natural. Basándose en el análisis realizado para estas unidades, los siguientes equipos y modificaciones son las más importantes:

- a. Sistema suplido gas natural a calderas - Estación reductora de presión

<i>Description:</i>
<i>High pressure transmitter with switch (Q2), upstream of (J), as 2003</i>
<i>Low pressure transmitter with switch (R2), as 2003, voting</i>
<i>Automated isolation valve, 16" flanged carbon steel (T, not shown)</i>
<i>PRV, flanged carbon steel (J1A and J1B), inlet 450-600 psig, outlet 300 psig</i>
<i>PRV, flanged carbon steel (J2B and J2B), inlet 300 psig, outlet 180 psig</i>
<i>PRV, flanged carbon steel (J1C), inlet 450-650 psig, outlet 300 psig</i>
<i>PRV, flanged carbon steel (J2C), inlet 300 psig, outlets 180 psig</i>
<i>Pressure relief valve, flanged carbon steel, set at ~200 psig (K)</i>
<i>Pressure transmitter, downstream of (J)</i>
<i>Pressure gauges with isolation valves (S)</i>

- Aire comprimido para instrumentación/control de válvulas

- Calentador de gas con vapor auxiliar
- Detectores de gas
- Alumbrado *explosion proof* o *intrinsically safe*
- Sistema de purga con N₂
- Filtros
- Fibra Óptica para sistema de comunicación de señales de control
- Señales integradas al Boiler Management System (BMS)

b. Modificación en Calderas

- Instalación nuevos quemadores *low NOx*

<i>Description:</i>
<i>Tilting gas nozzle</i>
<i>Tilting oil nozzle with swirler and flexible pipe</i>
<i>Nozzle attachment kits (pins, retainers, fasteners)</i>
<i>Nozzle socket</i>
<i>Nozzle tilt linkage</i>
<i>Gas wafer with mounting hardware</i>
<i>Gas manifold and internal piping assembly</i>
<i>Gas stainless steel flexible house 6" diameter</i>
<i>Gas pressure gauge with root valve</i>

- Detectores de flama

<i>Description:</i>
<i>iScan flame detector with quartz fiberoptic extension (FOX)</i>
<i>signal cable, quick disconnect fitting, junction box</i>
<i>Redundant power supply sufficient for 24 scanners</i>

- Modificación en *windbox* para cambios en patrón flujo de aire
- Sistemas de válvulas de control para cada quemador

<i>Description:</i>
<i>Manuel isolation valve, flanged carbon steel</i>
<i>Safety shutoff valve, flanged carbon steel, pneumatic, fail closed, Position switches</i>
<i>Vent valve, flanged carbon steel, pneumatic, fail opened, position switches</i>
<i>Air filter / regulator</i>
- <i>Pressure gauge with root valve</i>
- <i>Flexible corrugated metal house, flanged stainless steel</i>

- Detectores de gas
- Señales integradas al BMS
- Metro de flujo individual

5.10.2 Central San Juan: Unidades 7, 8, 9 y 10

- a. Sistema suplido gas natural a calderas
 - Estación reductora de presión

<i>Description:</i>
<i>High pressure transmitter with switch (Q2), upstream of (J), as 2003</i>
<i>Low pressure transmitter with switch (R2), as 2003, voting</i>
<i>Automated isolation valve, 16" flanged carbon steel (T, not shown)</i>
<i>PRV, flanged carbon steel (J1A and J1B), inlet 450-600 psig, outlet 300 psig</i>
<i>PRV, flanged carbon steel (J2B and J2B), inlet 300 psig, outlet 180 psig</i>
<i>PRV, flanged carbon steel (J1C), inlet 450-650 psig, outlet 300 psig</i>
<i>PRV, flanged carbon steel (J2C), inlet 300 psig, outlets 180 psig</i>
<i>Pressure relief valve, flanged carbon steel, set at ~200 psig (K)</i>
<i>Pressure transmitter, downstream of (J)</i>
<i>Pressure gauges with isolation valves (S)</i>

- Aire comprimido para instrumentación/control de válvulas
- Calentador de gas con vapor auxiliar
- Detectores de gas
- Filtros
- Sistema de purga con N₂
- Alumbrado *explosion proof o intrinsically safe*
- Fibra Óptica para sistema comunicación de señales de control
- Señales integradas al BMS

b. Modificación en Calderas

- Instalación nuevos quemadores low NOx

<i>Description:</i>
<i>Tilting gas nozzle</i>
<i>Tilting oil nozzle with swirler and flexible pipe</i>
<i>Nozzle attachment kits (pins, retainers, fasteners)</i>
<i>Nozzle socket</i>
<i>Nozzle tilt linkage</i>

<i>Gas wafer with mounting hardware</i>
<i>Gas manifold and internal piping assembly</i>
<i>Gas stainless steel flexible house 6" diameter</i>
<i>Gas pressure gauge with root valve</i>

- Detectores de flama

<i>Description:</i>
<i>iScan flame detector with quartz fiberoptic extension (FOX)</i>
<i>signal cable, quick disconnect fitting, junction box</i>
<i>Redundant power supply sufficient for 24 scanners</i>

- Modificación en *windbox* para cambios en patrón flujo de aire
- Sistemas de válvulas de control para cada quemador

<i>Description:</i>
<i>Manual isolation valve, flanged carbon steel</i>
<i>Safety shutoff valve, flanged carbon steel, pneumatic, fail_closed, position switches</i>
<i>Vent valve, flanged carbon steel, pneumatic, fail_opened, position switches</i>
<i>Air filter / regulator</i>
<i>Pressure gauge with root valve</i>
<i>Flexible corrugated metal house, flanged stainless steel</i>

- Detectores de gas
- Señales integradas al BMS
- Metro de flujo individual

5.10.3 Central San Juan: Ciclo Combinado 5 y 6

- Sistema suplido gas natural a turbinas
- Aire comprimido para instrumentación/control de válvulas
- Calentador de gas con vapor auxiliar
- Filtros
- Detectores de gas
- Sistema de purga con N₂
- Alumbrado *explosion proof* o *intrinsically safe*
- Fibra Óptica para sistema de comunicación de señales de control
- Señales integradas al control de turbinas
- Modificación en turbinas
- Nuevo sistema de boquillas combustible dual
- Sistema de ignición
- Tubería para inyección de vapor

- *Manifold* para gas y diesel
- Modificación al sistema de bombas de diesel
- Válvula aislación sistema diesel
- *Fuel oil control valve rack*
- Filtros para combustible gas
- Detectores de gas
- Metro de flujo individual
- Sistema control de presión gas, reguladoras
- Sistema de purga con aire
- Válvulas control de flujo e instrumentación

5.10.4 Central Cambalache: Unidades 1,2 y 3

a. Sistema suplido gas natural a calderas

- Aire comprimido para instrumentación/control de válvulas
- Calentador de gas con vapor auxiliar
- Filtros
- Detectores de gas
- Sistema de purga con N₂
- Alumbrado *explosion proof* o *intrinsically safe*
- Fibra Óptica para sistema de comunicación de señales de control
- Señales integradas al BMS

b. Modificación en Turbinas

- Nuevo sistema de quemador para combustible dual
- Sistema de ignición dual
- Tubería para inyección de vapor
- *Manifold* para gas y diesel
- Modificación al sistema de bombas de diesel
- Válvula aislación sistema diesel
- *Fuel oil control valve rack*
- Filtros para combustible gas
- Detectores de gas
- Metro de flujo individual
- Sistema control de presión de gas, reguladoras
- Sistema de purga con aire
- Válvulas control de flujo e instrumentación

5.11 Análisis de Riesgos y Medidas de Seguridad

La transportación de gas natural para uso industrial y doméstico se puede realizar mediante tuberías o mediante cilindros del gas comprimido unidos a un vehículo de arrastre. No obstante, para suplir el alto volumen de gas natural requerido para la operación de nuestras centrales, el único mecanismo viable y el más seguro es el uso

de tuberías. En los países que tienen reservas de gas natural, éste se transporta por tubería hasta las terminales de proceso, luego se envía por tubería a los consumidores. En los países que no tienen reservas de gas natural, como Puerto Rico, el gas natural se recibe por barco en forma líquida.

En Estados Unidos, el gas natural se descubrió en el 1626, pero no fue hasta el 1859 cuando se construyó una tubería de 2 pulgadas de diámetro y 5 ½ millas de largo para transportar gas natural. Esto comprobó que se podía transportar el gas por tubería, pero aún así, el gas que se descubría se dejaba escapar por falta de una infraestructura adecuada y segura. Después de la Segunda Guerra Mundial, avances en metalurgia, y el desarrollo de nuevas técnicas de soldadura y fabricación de tubería, hicieron posible la construcción de tuberías más seguras y confiables. Esto facilitó la construcción de miles de millas de tuberías para transportar el gas natural.

Nuevos avances en metalurgia, pruebas de integridad y la participación del gobierno federal para implantar reglamentos de diseño, operación y mantenimiento de tuberías mejoraron sustancialmente el récord de seguridad de los gasoductos. Para atender los aspectos de seguridad de los gasoductos, también se creó la Oficina de Seguridad de Tuberías (*Office of Pipeline Safety*), la cual se encarga de realizar inspecciones, implantar reglamentos, fomentar la investigación, emitir órdenes de cumplimiento, aplicar penalidades civiles y criminales y educar al público, entre otras funciones.

En el 2002, se estableció el *Pipeline Safety Improvement Act*, la cual estableció una alianza entre el Departamento de Transportación Federal, el Departamento de Energía y el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología, para realizar investigaciones, hacer demostraciones y estandarizar procedimientos que garanticen la integridad de tuberías. Los esfuerzos de investigación y desarrollo se enfocan principalmente en las siguientes áreas:

1. Desarrollo de tecnologías nuevas para la detección de escapes y prevención de daños.
2. Mejorar las tecnologías de operación, monitoreo y control de tuberías.
3. Mejorar los materiales de construcción.

La construcción de gasoductos tiene un fundamento sólido de seguridad. El Vía Verde de Puerto Rico utilizará los métodos y materiales más avanzados que existen en el mercado actual y se registrará por los códigos del Departamento de Transportación Federal.

A continuación se discuten aspectos de seguridad, tales como: información pública, equipo adecuado, mantenimiento, monitoreo y calificación de empleados; los cuales se destacan como parte importante de la seguridad del proyecto. Estos aspectos se trabajan en conjunto para hacer de éste un proyecto viable y seguro para la salud, la seguridad y la propiedad del público en general.

5.11.1 Análisis de riesgos

Según las estadísticas del *Office of Pipeline Safety (OPS)*, las causas para incidentes y accidentes en las tuberías de gas natural, en orden de probabilidad de ocurrencia, son:

1. Corrosión
 - Externa
 - Interna
2. Daños por Excavación
 - Por operador
 - Por terceros
3. Falla del Material
 - Rotura de una línea afectada anteriormente
 - Vandalismo
 - Falla en el cuerpo de la tubería
 - Falla en componentes de la tubería, tales como: juntas, soldadura, roscas, uniones, etc.
 - Falla en sellos o empaquetadura de bombas
4. Daño por la Acción de Fuerzas Naturales
 - Movimiento de tierra, tales como: temblores o terremotos
 - Impacto por descarga eléctrica de rayos
 - Lluvias intensas/inundaciones
 - Cambios intensos en la temperatura del ambiente
5. Error Humano
 - Fuego o explosiones externas
 - Daños causados por otros equipos ajenos a excavaciones, tales como: impactos por carros o camiones
 - Operación incorrecta
6. Misceláneas/Desconocidas

De acuerdo a las causas mencionadas, se identifican los riesgos relacionados a la operación de tuberías de transmisión para gas natural. La siguiente Tabla incluye estos riesgos y las medidas preventivas para evitar o minimizar cada uno de los mismos. No obstante, antes de comenzar la construcción y operación de Vía Verde, el personal concernido de la AEE y sus contratistas participará en un ***Hazard and Operability Analysis (HAZOP)***. Este HAZOP es una técnica estructurada en la que un

grupo multidisciplinario realiza un estudio sistemático de los procesos relacionados con la operación de Vía Verde, de manera que al usar guías descubre como desvíos del diseño propuesto, de los procesos o del mantenimiento pueden ocurrir en los equipos, en las acciones o materiales y si las consecuencias de estas desviaciones pueden resultar en un peligro. Así se pueden identificar riesgos y se hacen recomendaciones para enmendar el diseño y los procedimientos asociados a la operación del sistema para mejorar la seguridad del mismo.

RIESGOS RELACIONADOS A LA OPERACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE GAS NATURAL Y LAS MEDIDAS PREVENTIVAS PARA MINIMIZARLOS

RIESGO	MEDIDAS PREVENTIVAS	SECCIONES EN LAS QUE SE DESCRIBEN LAS MEDIDAS
Corrosión interna	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de las especificaciones del material con el que se construirá la tubería. • Medidas para el control de la corrosión. • Inspecciones utilizando un PIG 	Ver secciones c y d que aparecen a continuación
Corrosión externa	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de las especificaciones del material con el que se construirá la tubería. • Medidas para el control de la corrosión. • Control de excavaciones que causan daños menores a la tubería. 	Ver secciones c, d y h
Daños por excavación por operador	<ul style="list-style-type: none"> • Asegurarse de la calificación del operador. • Observar las precauciones para excavaciones. • Cotejo de marcadores de la tubería. 	Ver secciones a, a, h, i, k y l

RIESGO	MEDIDAS PREVENTIVAS	SECCIONES EN LAS QUE SE DESCRIBEN LAS MEDIDAS
Daños por excavación por terceros	<ul style="list-style-type: none"> • Observar las precauciones para excavaciones. • Asegurarse de que existen los marcadores de la tubería. • Mantener educado al público sobre la localización de la tubería mediante un Programa de Información. • Realizar patrullaje. • Tipo de la tubería de acuerdo a la clase por localización. 	Ver secciones a, b, h, k, l y m
Falla del material por rotura de una línea afectada anteriormente	<ul style="list-style-type: none"> • Realizar inspecciones y mantenimiento. • Prevención de daños por excavaciones 	Ver secciones j, a, h, k y l
Falla del material por vandalismo	<ul style="list-style-type: none"> • Realizar inspecciones y mantenimiento • Programa de Información • Patrullaje y marcadores 	Ver secciones j, a, h, k y l
Falla del material por falla en componentes de la tubería, tales como: juntas, soldadura, roscas, uniones, etc.	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de las especificaciones de los demás componentes del material con el que se construirá el proyecto. • Realizar inspecciones y mantenimiento. • Asegurar la calidad de las soldaduras. • Prueba hidrostática. • Mantener presión óptima de operación mediante equipo de control de presión. 	Ver secciones c, e, f, g y j
Falla del material por falla en sellos o empaquetadura de bombas	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de las especificaciones de los demás componentes del material con el que se construirá el proyecto. • Realizar inspecciones y mantenimiento. 	Ver secciones c y j

RIESGO	MEDIDAS PREVENTIVAS	SECCIONES EN LAS QUE SE DESCRIBEN LAS MEDIDAS
Daño por movimiento de tierra, tales como: temblores o terremotos	<ul style="list-style-type: none"> • Tomar en consideración el estudio geológico al diseñar la tubería. El estudio concluye que la falla geológica del área está inactiva. • Para áreas donde existe la posibilidad de terremotos se utiliza mayor grosor de la tubería, las válvulas aisladoras se colocan a menor distancia la una de la otra y se utilizan juntas de expansión. 	Ver el informe del estudio geológico y las secciones c y e
Daño por impacto por descarga eléctrica de rayos	<ul style="list-style-type: none"> • Para el diseño de la tubería, en las áreas en que la misma quede expuesta a este riesgo, se tomarán en consideración los datos estadísticos de descargas eléctricas por rayos que tiene la AEE. 	Ver las secciones c y e
Daño por lluvias intensas o inundaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Se tomará en consideración la clasificación de zona inundable establecida por la Junta de Planificación y los proyectos de control de inundaciones para el diseño de la tubería. 	Ver secciones c y e.
Error humano que cause fuego o explosiones cercanas a la tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Prevención de daños a las líneas mediante Programa de Información, patrullaje y marcadores. 	Ver secciones j, a, h, k y l
Error humano que cause daños por mal uso de otros equipos ajenos a excavaciones, tales como: impactos por carros o camiones	<ul style="list-style-type: none"> • Prevención de daños a las líneas mediante Programa de Información, patrullaje y marcadores. 	Ver secciones j, a, h, k y l
Error humano por operación incorrecta	<ul style="list-style-type: none"> • Asegurarse de la calificación del operador. 	Ver sección i

5.11.2 Medidas preventivas

a. Programa de información

Uno de los factores más importantes del Vía Verde es la seguridad. Mantener al público informado es vital para el éxito del proyecto. Es importante que el público se sienta confiado porque tiene conocimiento de los controles que se establecen, desde que se selecciona la alineación hasta que comienza la operación del proyecto. También es importante que estén educados con respecto a las acciones que pueden tomar para contribuir a mantener el proyecto operando de una manera segura. Para esto, la AEE implantará un plan de información pública en dos fases.

La primera fase se implantará antes y durante la construcción. Esta fase ya comenzó con visitas a los alcaldes de los trece municipios por donde cruza la alineación y a las agencias que tienen inherencia en el proyecto. El proyecto también se presentará en foros profesionales como el Colegio de Ingenieros, Cámara de Comercio, Asambleas Legislativas, etc. Se notificará con anticipación a los colindantes sobre las fechas en que se construirá en su área.

Antes de presentar el proyecto a las comunidades, se identificarán los líderes comunitarios y ambientalistas para organizar las reuniones informativas y el material se presentará de acuerdo a las características demográficas de las comunidades. Las charlas tienen como propósito:

1. Llevar información clara, concisa y correcta.
2. Conocer y responder a las preocupaciones de la comunidad.
3. Establecer un punto de contacto entre la comunidad y la AEE.

Además de las charlas, se utilizarán las emisoras de radio y periódicos locales y regionales para divulgar información.

La segunda fase del programa de información se llevará a cabo durante la operación del proyecto. Para esto, se desarrollará un plan escrito de información pública siguiendo las guías del Código de Regulaciones Federales, Título 49, Parte 192, Subparte L, *Operations*, Sección 616, *Public Awareness* y el *American Petroleum Institute, Public Awareness, Recommended Practice 1162* y de las disposiciones aplicables de la Ley de Planificación para Emergencias y Derecho a Saber de la Comunidad (*EPCRA*, en inglés).

El Plan estará dirigido a la siguiente audiencia:

1. Público – residentes y lugares donde se congregan personas tales como: negocios, escuelas, hospitales, prisiones, iglesias y otros lugares; donde la gente se congrega y que están cercanos a la servidumbre del proyecto.
2. Personal municipal y estatal encargado de respuesta a emergencias.
3. Gobierno municipal.

4. Personal de la industria de construcción.

Este Plan de Información Pública tiene como metas:

1. Concienciar a las personas de la proximidad de una tubería de gas natural en su vecindario.
2. Informar riesgos asociados con escapes.
3. Informar las actividades del operador para prevenir accidentes.
4. Asesorar al público sobre cómo reconocer y responder a una emergencia relacionada con la tubería.
5. Asesorar al público sobre cómo pueden ayudar a prevenir accidentes reportando excavaciones, construcciones ilegales y actividad sospechosa en la servidumbre del proyecto.
6. Informar al público sobre cómo comunicarse con el operador para preguntas y comentarios con respecto a la seguridad de la tubería.

El programa de educación pública es proactivo. Los residentes en áreas cercanas al proyecto pueden llamar a los números que se establecerán para información pública. Se realizará una reunión anual con los residentes y otra con el personal de respuesta a emergencias y oficiales municipales.

b. Clase por localización

Los aspectos de seguridad se atienden desde que se comienza la evaluación preliminar de alineaciones. Una vez se determina la alineación final del proyecto y se estudia en detalle cada tramo, se establecen diferentes tipos de clasificaciones, de acuerdo a la localización, y según el Código de Regulaciones Federales, Título 49, Subparte A, Sección 192.5, *Class Location*. Esto quiere decir que los tramos de tubería se fabricarán con especificaciones diferentes, de acuerdo a la densidad poblacional. Los tramos que se utilizarán para cruces de carreteras o cuerpos de agua también tienen especificaciones diferentes en términos de grosor y revestimiento.

A continuación se definen las diferentes clasificaciones según el 49 CFR, 192.5:

Definición de una Unidad de Clase por Localización - área que se extiende 220 yardas (200 metros) a ambos lados del centro de línea de cualquier milla continua de tubería. (Cada unidad de vivienda en edificios multifamiliares se considera como un edificio separado.)

Clase por Localización 1

- Área a una distancia de la costa (*offshore*)
- Cualquier localización que tenga diez edificios o menos que sean ocupados por humanos.

Clase por Localización 2

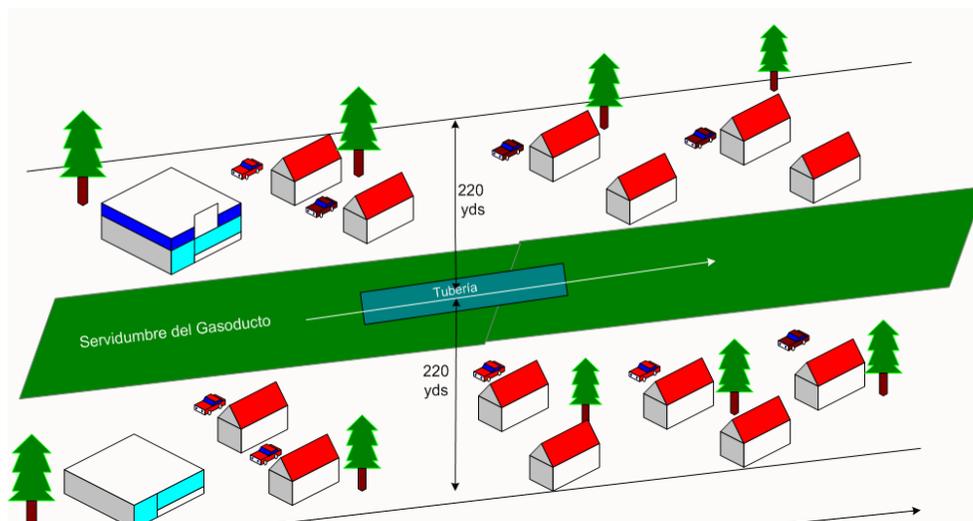
- Localización que tiene más de diez edificios, pero menos de cuarenta y seis designados para ocupación humana.

Clase por Localización 3

- Localización que tiene cuarenta y seis edificios o más designados para ocupación humana.
- Área donde la tubería está a 100 yardas (91 metros) de un edificio o de un área pequeña al aire libre que está bien definida (área de juego para niños, área recreativa, teatro al aire libre, u otro lugar donde se reúne público) y está ocupado por 20 personas o más, al menos 5 días a la semana por 10 semanas en cualquier período de 12 meses (los días y las semanas no tienen que ser consecutivos).

Clase por Localización 4

- Localización donde existen edificios de cuatro pisos o más.



Ejemplo de cómo se Calcula la Clase por Localización

Cambios de Clase por Localización

En ocasiones, la clase de algunos segmentos puede variar luego de que se instala la tubería, debido a que la densidad poblacional del área aumenta. Cuando esto ocurre, el Código de Regulaciones Federales, Título 49, Parte 192, Sección 609 *Change In*

Class Location: Required Study (49 CFR 192.609) requiere que se realice un estudio para determinar lo siguiente:

- Clasificación actual del segmento (clase 1, 2, 3, 4).
- El diseño, construcción y los procedimientos que se utilizaron para realizar las pruebas en la tubería y una comparación de esos procedimientos con los que requiere el cambio de clasificación.
- Condición física del segmento.
- Historial de operación y mantenimiento del segmento.
- Presión máxima de operación actual.
- El área específica afectada por el aumento poblacional y barreras físicas u otros factores que limitarían el crecimiento poblacional.
- *Hoop stress* - esfuerzo (*stress*) que actúa sobre la circunferencia de la tubería y es causado por la presión interna empujando contra la pared de la misma. A medida que la presión dentro de la tubería aumenta, este esfuerzo debe ser capaz de actuar contra esta presión para contenerla.
- *Yield strength* - nivel de esfuerzo (*stress*) donde el material comienza a deformarse permanentemente.

De acuerdo al 49 CFR 192.611, si el *hoop stress* que corresponde a la presión máxima de operación del segmento no corresponde al cambio de clasificación y el segmento está en condición satisfactoria, la presión máxima de operación permitida debe confirmarse o revisarse de acuerdo a uno de estos requisitos:

- Si el segmento se probó (prueba hidrostática) por no menos de 8 horas, la presión máxima de operación permitida es 0.8 veces la presión de prueba en localización Clase 2; 0.677 veces la presión de prueba en localización Clase 3; 0.555 veces la presión de prueba en localización Clase 4.
- La presión máxima de operación permitida debe reducirse para que el *hoop stress* correspondiente no sea mayor al permitido para segmentos nuevos de tubería en la localización existente.
- El segmento debe probarse de acuerdo a los requisitos del 49 CFR 192, Subparte J, *Test Requirements*, y la presión máxima de operación se establece de acuerdo a los siguientes criterios:
 - La presión máxima de operación permitida, luego de la prueba de recualificación, es 0.8 veces la presión de prueba en localización

Clase 2; 0.677 veces la presión de prueba en localización Clase 3; 0.555 veces la presión de prueba en localización Clase 4.

- El *hoop stress* correspondiente no puede exceder 72% del *yield strength* de la tubería en localización Clase 2; 60% del *yield strength* en localización Clase 3; ó 50% del *yield strength* en localización Clase 4.
- La presión máxima de operación confirmada o revisada no puede exceder la presión máxima permitida antes de la confirmación o revisión.
- Confirmación o revisión de la presión máxima permitida de acuerdo a los parámetros de esta subparte no releva al operador de aplicar lo establecido en el 49 CFR 192.553, *General Requirements* y 49 CFR 192.555, *Uprating to Pressures that Will Produce a Hoop Stress of 30% or more of SMYS (Specified Maximum Yield Strength) in Steel Pipelines*.
- La confirmación o revisión de la presión máxima de operación permitida tiene que completarse en veinticuatro meses del cambio de clasificación del segmento.

c. Especificaciones de la tubería

La tubería es el equipo más importante de este proyecto. El largo de vida de la tubería de Vía Verde es cincuenta años. La misma se diseñará utilizando los factores de diseño del 49 CFR 192.105, *Design Formula for Steel Pipe* y 49 CFR 192.111, 107, 113 y 115, *Design Factor for Steel Pipe, Yield Strength for Steel Pipe, Longitudinal Joint Factor for Steel Pipe* y *Temperature Derating Factor for Steel Pipe*. Todos los aspectos de diseño se incorporarán en una orden de compra y se contratará una compañía especializada en fabricación de tubería para transporte de gas natural, siguiendo el estándar 5L del *American Petroleum Institute (API 5L)* (ver Anejo 5.7, Especificaciones de la Tubería).

Una vez la compañía recibe la orden de compra, se asigna la fecha de comienzo de fabricación. Los representantes de la AEE pueden ir en cualquier momento a inspeccionar el proceso de fabricación. La AEE contratará un inspector para que evalúe el proceso de fabricación de principio a fin, por el tiempo que dure el mismo. Además, una vez que termina el proceso de fabricación, la compañía certificará que la tubería cumple con los requisitos del estándar API 5L y presentará todos los resultados de los análisis que se realizaron en la tubería. Entre las pruebas que se realizarán en la tubería están: análisis químico, pruebas de impacto, dureza, hidrostática y soldadura.

d. Control de corrosión

La corrosión es un factor importante que puede comprometer la integridad de la tubería. Para manejar este factor, se le aplicará un revestimiento externo a la tubería y tendrá protección catódica.

Para aplicar el revestimiento, la superficie de la tubería se limpia para remover aceites y grasas y se realiza una limpieza a presión con un abrasivo. Este método se utiliza para remover moho y otras impurezas. Luego de esto, la tubería se calienta pasándola por un campo magnético con corriente alterna de alta frecuencia y se le aplica el revestimiento (*epoxy*) en forma de polvo suspendido. Este polvo se adhiere a la superficie de la tubería, se derrite y forma una capa protectora sumamente resistente y duradera. Este revestimiento se conoce como *Fusion Bonded Epoxy* (FBE). A la tubería que se utilizará para atravesar cuerpos de agua y carreteras, se le aplicará un segundo revestimiento, *Tough Coat* sobre el FBE, para protegerlo cuando la tubería se hale de un lado a otro.

La protección catódica se instalará según el 49 CFR 192.463, *External Corrosion Control: Cathodic Protection*. En este tipo de protección se utilizan rectificadores para mantener un voltaje de -0.85 voltios, aproximadamente, en la tubería. Esto previene la corrosión de la tubería. La tubería se evaluará una vez al año, sin exceder quince meses, para asegurarse de que la protección catódica cumple con los requisitos establecidos en el 49 CFR 192.43. Para monitorear el voltaje, se instalarán estaciones de monitoreo, según el 49 CFR 192.469, *External Corrosion Control, Test Stations*, para cotejar el funcionamiento de los rectificadores. Los rectificadores se inspeccionarán seis veces al año. Los intervalos de inspección no deben exceder 2 ½ meses.

Durante la operación, el interior de la tubería se inspecciona utilizando un PIG. Esto es una herramienta que recorre el largo de la tubería y utiliza métodos no destructivos para identificar y documentar defectos y anomalías en la tubería.

e. Soldadura

Se estima que EcoEléctrica enviará el gas natural a una presión de 650 libras por pulgada cuadrada (psi). La tubería se diseñará para tolerar esta presión. La soldadura de las diferentes secciones también tolerará esta presión. Para controlar la calidad de la soldadura, la primera etapa es la selección de los soldadores. Éstos se cualifican antes de que comience el proyecto. Los soldadores deben completar una serie de soldaduras utilizando el mismo tipo de tubería y soldadura que se utilizará en el proyecto. Cada soldadura se evalúa midiendo la fuerza que se necesita para romperla (método destructivo).

Aunque la reglamentación no lo requiere, la práctica de la industria en Estados Unidos es asignarles un número de identificación a los soldadores que cualifican para el trabajo. Este número debe aparecer al lado de cada soldadura que realizan en el proyecto. De esta manera, si se detectan irregularidades en la soldadura durante la prueba de rayos X, o ésta falla durante la prueba hidrostática, se identifica inmediatamente al soldador y se remueve del trabajo. Antes de volver a trabajar en el proyecto, éste tiene que pasar las pruebas requeridas nuevamente. La AEE requerirá número de identificación para todos los soldadores que trabajen en Vía Verde.

La segunda etapa para establecer control de calidad es el uso de inspección visual y de rayos X para detectar fallas en la soldadura. La inspección visual la realiza un inspector con experiencia específica en el tipo de soldadura. Los técnicos de rayos X toman las lecturas en el campo y procesan las películas en un cuarto oscuro portátil. Si se detectan fallas, la soldadura se repara o se corta y se hace una nueva soldadura.

El 49 CFR 192. 243, *Non Destructive Testing*, requiere que se hagan pruebas de rayos X a un 10% de las soldaduras en localizaciones Clase 1, 15% para las localizaciones Clase 2 y 100% para localizaciones Clase 3 y 4. Luego de que se suelda y se inspeccionan las soldaduras, se cubren los extremos con un revestimiento protector. La tubería trae un revestimiento protector de fábrica, pero los extremos se dejan sin proteger para que el revestimiento no interfiera con la soldadura.

f. Prueba hidrostática

Cuando se termina la soldadura, la tubería se coloca en la trinchera y se cubre con tierra antes de realizar la prueba hidrostática. El propósito de la prueba es detectar cualquier defecto que amenace la habilidad de la tubería de tolerar la presión máxima de operación para la cual se diseñó, o para determinar que no existen defectos que comprometan la integridad de la misma. Esto incluye defectos en la soldadura.

La prueba hidrostática se puede realizar en toda la tubería o la misma se puede dividir en tramos. Esto lo determina el contratista de acuerdo a la cantidad de agua disponible y a la topografía del terreno. Una vez se coloca la tubería en la trinchera y se cubre, se llena de agua y se aplica una presión de prueba superior a la presión de operación permitida (MAOP). La presión de prueba es 1.1 veces la MAOP en espacios abiertos, 1.25 veces la MAOP en localizaciones Clase 2 y 1.5 veces la MAOP en localizaciones Clase 3. Esta presión se deja estabilizar por 8 horas. La prueba ayuda a localizar áreas en la tubería (incluye la soldadura) que no pueden tolerar presiones elevadas y por consiguiente fallan.

g. Equipos de Control de Presión, Válvulas Aisladoras

Debido a la importancia de prevenir accidentes por exceso de presión en las tuberías, se establecieron estándares nacionales que requieren que las tuberías incluyan equipo de monitoreo y protección contra presiones elevadas. Además, es necesario instalar válvulas para aislar tramos de la tubería en caso de accidentes o para realizar inspecciones o reparaciones.

Ejemplos de controles para la presión son:

- La presión del gas que sale de EcoEléctrica es 650 psi y la controla la presión de la bomba de gas natural líquido de EcoEléctrica.
- En los metros de flujo de gas habrá válvulas para controlar la presión de entrada a las turbinas.

- No se utilizarán válvulas aliviadoras de presión, ya que la presión máxima de operación de los equipos que se instalarán es mayor a la presión de salida de EcoEléctrica.
- Las válvulas aisladoras se colocarán en intervalos según lo requiere la reglamentación de DOT aplicable, en función de la Clase por Localización. En caso de emergencias, o para realizar reparaciones, las válvulas se cierran para aislar el tramo afectado del resto de la tubería.

h. Precauciones para Excavaciones

Uno de los mayores riesgos a la integridad de la tubería de gas natural es daño accidental a la tubería o al revestimiento por actividades de excavación. Los daños pueden ser causados por actividades, tales como: mantenimiento de carreteras, construcción general y actividades agrícolas. Aunque la AEE va a instalar marcadores de línea, éstos no enseñan la localización precisa de la tubería (sólo la localización general), ya que ésta no sigue una línea recta.

Las excavaciones pueden causar daño al revestimiento externo de la tubería, lo cual acelera el proceso de corrosión, y también pueden averiar la tubería y provocar situaciones que amenazan la vida y la propiedad.

Antes de excavar, toda persona debe comunicarse a la CSP o a la Oficina de Gerencia de Permisos, según sea aplicable, y ésta a su vez se comunica con el operador para que éste marque la alineación correcta de la tubería. Además, la AEE trabajará en conjunto con los municipios para establecer un mecanismo de control de excavaciones en áreas donde puedan afectar la tubería. Una vez se marque la alineación de la tubería, la AEE asignará un inspector para que esté presente por la duración de la excavación.

Si la tubería se avería durante una excavación, el personal debe abandonar el área inmediatamente. En coordinación con el inspector, se notificará al operador y los oficiales de respuestas a emergencias y hasta donde sea posible, se informará a otros y se mantendrá el tráfico y las personas fuera del área (contrario a la dirección del viento).

Cualquier contacto con la tubería durante una excavación, aunque no haya evidencia visible de daños, o sólo se causen pequeños rasguños, debe informarse al operador para que éste pueda hacer la inspección necesaria y tomar las acciones correspondientes y documentar el incidente. Daños superficiales que no se atienden pueden causar un problema de corrosión externa.

i. Calificación del operador

En ocasiones, acciones incorrectas del operador (error humano) pueden resultar en fallas en la tubería que ocasionan accidentes serios. Las investigaciones de este tipo de accidente por el *National Transportation Safety Board* resultaron en

recomendaciones para la calificación formal del personal que realiza tareas que se relacionan con la seguridad de la tubería.

Como consecuencia de estas recomendaciones, el OPS publicó el *Operator Qualification Rule*, el 27 de agosto de 1999. Esta regla requiere que el operador establezca un programa formal de calificación de personal.

El programa de calificación de operadores requiere que el personal encargado de tareas relacionadas con la seguridad tenga el conocimiento y las destrezas necesarias para realizar su trabajo apropiadamente, y que puedan reconocer y reaccionar adecuadamente ante condiciones de operación que están fuera de los parámetros establecidos y que pueden resultar en accidentes. Este requisito también aplica a personal contratado por el operador. Además, se requiere que el personal de operación cumpla con las disposiciones del Reglamento del Programa de Pruebas para la Detección de Sustancias Controladas en Funcionarios y Empleados de la AEE.

Para asegurarse de que el operador cumple con estos requisitos de ley, el OPS desarrolló una serie de protocolos de inspección para uso de inspectores federales y estatales. Todos los inspectores tienen que adiestrarse y pasar pruebas de los protocolos y el proceso de inspección. Las inspecciones se realizan en el Programa de Calificación de Empleados (escrito) del operador, y en la implantación de este programa en el campo. Los resultados de la inspección se envían a un banco de datos.

El programa de calificación de personal se realizará según el 49 CFR 192.805, *Qualification Program*. Como Vía Verde es una tubería nueva y la AEE es un operador nuevo, tiene que comenzar con el plan de calificación antes de que la tubería comience a operar. Se contratará a una firma especializada para que desarrolle el plan escrito y califique a los empleados, según el reglamento. En términos generales, el programa debe ser escrito y discutir los siguientes parámetros:

- Identificar las tareas cubiertas por el plan.
- Proveer adiestramiento apropiado para asegurarse que los empleados que realizan las tareas cubiertas tienen el conocimiento y las destrezas necesarias para realizarlas de manera que aseguren una operación segura de la tubería.
- Asegurarse, por la evaluación, de que los empleados que realizan las tareas cubiertas están debidamente calificados.
- Permite que un empleado que no está calificado de acuerdo al reglamento, realice una tarea cubierta, si es observado por personal calificado.
- Evaluar un empleado, si el operador entiende que el desempeño de éste contribuyó a un accidente.
- Evaluar al empleado calificado, si el operador entiende que éste ya no está calificado para realizar la tarea.
- Comunicar cambios que afectan las tareas cubiertas a los empleados que realizan las tareas.

- Identificar las tareas cubiertas y el intervalo de evaluación de los empleados que las realizan.

El operador debe mantener documentación según el 49 CFR 192.807, *Recordkeeping*, para demostrar cumplimiento con el plan escrito. Esta documentación debe incluir lo siguiente:

- Identificar personal calificado.
- Identificar tareas cubiertas que el empleado esté calificado para realizar.
- Fecha de calificación/recalificación.
- Método de calificación - examen oral, escrito, desempeño, simulación, adiestramiento en el trabajo y otros.

j. Distancias de Despejo de la Tubería

La reglamentación de seguridad que aplica a las tuberías de transmisión de gas natural, tanto federal como estatal, no dispone requisitos mínimos de distancia entre la tubería y edificios ocupados o viviendas. No obstante, Vía Verde guardará una distancia de 150 pies a cada lado del centro de la alineación, respecto a residencias. En esta zona no se permitirá la construcción de nuevas estructuras. De esta manera se asegura que exista una distancia mínima de 150 pies entre cualquier residencia y el centro de la tubería. Esta distancia de despejo de 150 pies se seleccionó de acuerdo al estudio de Mark J. Stephens sobre *A Model for Sizing High Consequence Areas Associated with Natural Gas Pipelines* (Octubre de 2000)². Este estudio desarrolla la fórmula que luego fue adoptada por la reglamentación federal para calcular el concepto del *Potential Impact Radius* (PIR). Este PIR se usa para identificar áreas de alta consecuencia. Las áreas de alta consecuencia son aquellas donde una falla de la tubería pudiera tener consecuencias para la propiedad y la vida. No obstante, Stephens, al utilizar datos de accidentes para validar su fórmula, concluye que la fórmula da un resultado conservador, ya que el radio calculado es siempre mayor al daño observado realmente. De este modo se ejecuta un mantenimiento más agresivo a los tramos de la tubería que caen dentro de las áreas de alta consecuencia y se preparan planes de emergencia que salvaguardan la seguridad de las personas dentro de esas áreas. En el caso de Vía Verde el PIR viene a ser de 422 pies. No obstante, de acuerdo a la validación que el autor hace de la fórmula que propone, las consecuencias graves o fatales que pueden ocurrir en caso de una falla para una tubería similar a Vía Verde alcanzan los primeros 150 pies. Es por esto que, a pesar de que la reglamentación no dispone requisitos mínimos de distancia entre la tubería y edificios ocupados y viviendas, la AEE adoptó el criterio de mantener una distancia de despejo de 150 pies.

Estas distancias de despejo son distintas a la servidumbre del proyecto (150 pies). Sólo la servidumbre de construcción y la de operación serán las impactadas con el proceso de construcción. La distancia restante hasta estas residencias dentro de los

² Marx Stephens

150 pies del centro de la tubería no será impactada por la construcción ni la operación de Vía Verde. Las tuberías soterradas deben tener distancias de despejo, relativo a otros equipos soterrados que no formen parte del sistema de transmisión de gas natural, de un mínimo de 12 pulgadas (49 CFR 192.325). En este proyecto se mantendrán distancias mínimas de despejo de 24 pulgadas, aproximadamente, respecto a otros equipos soterrados.

k. Inspección y mantenimiento

Vía Verde es una tubería de transmisión de gas natural. Según el 49 CFR 192.905, todo operador de tuberías de transmisión de gas natural tiene que identificar las Áreas de Alta Consecuencia (AAC). Para todo tramo de tubería que se encuentre dentro de AAC, el operador tiene que desarrollar e implementar un **Programa para el Manejo de la Integridad de la Tubería** que contenga todos los elementos descritos en el 49 CFR 192.911 y que a la misma vez, discuta los riesgos específicos para cada tramo de la tubería.

Los elementos que formarán parte del **Programa para el Manejo de la Integridad de la Tubería**, que se encuentran reglamentados por el 49 CFR 192 y el ASME/ANSIB31.85, son:

- (a) Identificación de las AAC, de acuerdo a §192.905. Esta sección define las AAC de la siguiente manera:
- Localización de clase 3 y 4.
 - Cualquier área en Localización de Clase 1 ó 2 donde el radio de impacto potencial es mayor de 660 pies (200 metros) y el área dentro del círculo de impacto potencial tiene 20 edificios o más para ocupación humana.
 - Cualquier área en Localización de Clase 1 ó 2 donde el círculo de impacto potencial contiene un sitio identificado (*identified site*).

Sitio identificado - Se define de la siguiente manera según el 49 CFR 192.903:

- Un área al aire libre o una estructura que es ocupada por personas al menos 50 días en cualquier período de 12 meses. Los días no tienen que ser consecutivos. Ejemplos son: playas, áreas de juego de niños, facilidades recreativas, áreas de acampar, teatros al aire libre, estadios, facilidades religiosas.
- Un edificio ocupado por 20 personas o más al menos 5 días a la semana por 10 semanas en cualquier periodo de 12 meses. Los días de la semana no tienen que ser consecutivos. Ejemplos son: facilidades religiosas, edificios de oficinas, centros comunitarios, tiendas.
- Una facilidad ocupada por personas que están confinadas, o tienen problemas de movilidad o son difíciles de desalojar. Ejemplos son: hospitales, prisiones, escuelas, casas de jubilados.

De acuerdo al estudio de Clases por Localización se encontró que 44.13 millas son Clase 1, 17.19 millas son Clase 2 y 27.78 millas son Clase 3. Vía Verde no tiene áreas de Clase 4. Por lo tanto, Vía Verde sólo tiene 27.78 millas que caen bajo la clasificación de AAC, salvo la presencia de algún sitio identificado en áreas con Clase 1 ó 2 en el Anejo 5.1 *Class Location Study Report*.

- (b) Desarrollar un plan para un estudio base, que cumpla con los requisitos del 49 CFR 192.919 y 49 CFR 192.921. Esto incluye lo siguiente:
- Identificación de riesgos potenciales para cada tramo de tubería y la información que respalda esa evaluación. Estos riesgos se considerarán en la redacción del Plan de Respuestas a Emergencias.
 - Señalar los métodos seleccionados para evaluar la integridad de la tubería, incluyendo una explicación de por qué se seleccionó el método, y cómo el mismo se relaciona a los riesgos del tramo.
 - Un itinerario para completar la evaluación de integridad para cada tramo de la tubería.

La evaluación se hará por métodos de inspección interna, de prueba de presión, evaluación directa de riesgos, tales como corrosión o mediante otro método que el operador sea capaz de demostrar que será igualmente efectivo para determinar la integridad de la tubería. En el caso de tuberías de instalación reciente, como lo será Vía Verde, el operador tiene hasta diez años desde la fecha de instalación para completar el estudio base o, en la alternativa, puede realizar una prueba hidrostática a la tubería, antes de ponerla en operación. A Vía Verde se le hará la prueba hidrostática antes de comenzar la operación.

- (c) Identificación de los riesgos específicos de cada tramo de tubería, para establecer prioridades en cuanto a los tramos de tubería que ameriten mayores medidas de mitigación.
- (d) Un plan de evaluación directa de la tubería de acuerdo al riesgo identificado para el tramo.
- (e) Medidas de mitigación de los riesgos identificados.
- (f) Un proceso de evaluación continua de acuerdo a la §192.937.
- (g) Forma en que se mantendrá la documentación, de acuerdo a la §192.947.
- (h) Un proceso para manejo de cambios, según el ASME/ANSI B31.8S, sección 11.
- (i) Un proceso de confiabilidad de calidad, según el ASME/ANSI B31.8S, sección 12.

- (j) Un plan de comunicación que incluya los elementos del ASME/ANSI B31.8S, sección 10, y que incluya procedimientos para atender preocupaciones señaladas por la OPS y por la CSP.
- (k) Procedimientos que aseguren que las evaluaciones de integridad se realizan de una forma segura para el ambiente y en cumplimiento con los reglamentos ambientales aplicables.
- (l) Un proceso para la identificación y evaluación de nuevas Áreas de Alta Consecuencia (AAC).

La AEE contratará personal con experiencia para evaluar las AAC y redactar el Plan.

Además, se preparará un Plan de Inspección y Mantenimiento que cubrirá la tubería, metros de flujo, válvulas y otros equipos. La inspección de los equipos se realizará según las recomendaciones del fabricante. Copias de este Plan se mantendrán en cada una de las centrales a las que llegue el gas natural y en la terminal de EcoEléctrica.

El Plan incluirá información relevante sobre la tubería como:

- Localización (municipios y millas que cubre)
- Tipo
- Tamaño (diámetro interno)
- Edad
- Fabricante
- Método de construcción
- Condición de la tubería
- Tipo de material que transporta
- Volumen que transporta
- Presión máxima de operación
- Condiciones climáticas, sísmicas y geológicas, y características de los suelos en la alineación de la tubería.
- Densidad poblacional y características demográficas en la alineación de la tubería. Incluye proyección de crecimiento.

Además, se mantendrá expediente de las siguientes actividades, según el 49 CFR 192.709, *Recordkeeping*:

- Día, localización y descripción de cada reparación realizada a la tubería (por tramo). Este expediente se mantendrá por el tiempo que la tubería esté en servicio.
- Día, localización y descripción de cada reparación que se haga a otras partes del sistema. Esta información debe mantenerse por cinco años, según el

reglamento, pero la AEE la mantendrá por el tiempo que la tubería esté en servicio.

- Récord de patrullajes, inspecciones y pruebas. Esta información debe mantenerse por cinco años, según el reglamento, pero la AEE la mantendrá por el tiempo que la tubería esté en servicio.

I. Patrullaje

La AEE establecerá un programa de patrullaje para observar condiciones en la servidumbre que puedan afectar la integridad de la tubería. Esto incluye actividades de excavación, construcción y de siembra. También se observará para evidencia de escapes. La frecuencia del patrullaje se determina de acuerdo al tamaño de la tubería, presión de operación, topografía, condiciones del tiempo y otros factores de relevancia. La frecuencia no será menor a lo establecido en el 49 CFR, Parte 192, Subparte M, Sección 705, *Transmission Lines: Patrolling*. A continuación se muestran los intervalos recomendados:

Vía Verde de Puerto Rico Intervalo Máximo entre Patrullajes		
Clase por Localización	En Cruces de Autopistas y Trenes	En Todo Otro Lugar
1 & 2	7 ½ meses; pero al menos 2 veces al año	15 meses; pero al menos una vez al año
3	4 ½ meses; pero al menos 4 veces al año	7 ½ meses; pero al menos 2 veces al año
4	4 ½ meses; pero al menos 4 veces al año	4 ½ meses; pero al menos 4 veces al año

Los métodos de patrullaje que utilizará la AEE serán: caminar, guiar y vuelos en helicóptero.

m. Marcadores

Una vez se construya la línea, se colocarán marcadores a través del trayecto de 92 millas para alertar al público sobre la presencia de la misma. El 49 CFR, Parte 192, Subparte M, Sección 707, *Line Markers for Mains and Transmission Lines*, establece que se colocarán marcadores de la siguiente manera:

- Tubería soterrada en cruces de carreteras o trenes – sobre la tubería o lo más cerca posible.
- Cuando sea necesario para reducir la posibilidad de interferencia o con daño a la tubería.
- Aviso – el aviso “Peligro Gas Natural” con el nombre del operador, su número de teléfono y el aviso de que toda excavación tendrá que ser coordinada con el

811, aparecerá en los marcadores de línea. Éstos se harán en inglés y español.

5.11.3 Planes de respuestas a emergencias

La reglamentación federal, que se adoptó en Puerto Rico por la Comisión de Servicio Público, requiere que todo operador de un gasoducto establezca los procedimientos para minimizar los riesgos que surjan durante una emergencia con una tubería de gas (49 CFR 192.615). Entre las posibles emergencias se considerarán aquellas causadas por eventos sísmicos. Este plan deberá estar totalmente implantado y coordinado con las agencias para el manejo de emergencias antes de comenzar la operación del proyecto. El plan debe incluir, como mínimo, lo siguiente: el protocolo para recibir y procesar notificaciones que requieran atención inmediata por el operador; establecer y mantener los medios de comunicación efectivos entre el operador y las agencias para el manejo de emergencias; protocolo para la inmediata respuesta a distintos tipos de notificaciones, tales como escapes de gas, fuegos o explosiones cercanos a la tubería o desastres naturales; disponibilidad de personal, equipos, herramientas y materiales necesarios para responder a una emergencia; acciones dirigidas a proteger primero a las personas y luego a la propiedad; protocolo para cierre y bloqueo de la sección de la tubería que confronta una situación de emergencia; notificación a las agencias para el manejo de emergencias; cómo reponer el servicio de manera segura después de controlada la emergencia; protocolo para la investigación de la causa de la emergencia.

La AEE solicitó los comentarios de las agencias relacionadas al manejo de emergencias que pueden surgir por el uso de tuberías de gas natural. A estos efectos recibió comentarios del Cuerpo de Bomberos, de la Policía, de la Comisión de Servicio Público, Departamento de la Vivienda, Departamento de la Familia, Departamento de Salud y de la Agencia Estatal para el Manejo de Emergencias y Administración de Desastres, entre otras. Una vez se cuente con el diseño final de Vía Verde, la AEE comenzará a desarrollar el Plan de Emergencias en coordinación con las agencias antes mencionadas.

5.11.4 Datos de seguridad del gas natural

El gas natural no es tóxico, pero es un asfixiante simple. En áreas confinadas, el gas natural desplaza el oxígeno y no hay un suministro adecuado de oxígeno a los pulmones. Esto producirá mareos, respiración profunda debido a la necesidad de aire, posibles náuseas e inconsciencia si no se aleja la persona del área afectada. El metano no está clasificado como cancerígeno o potencialmente cancerígeno por NTP, IARC u OSHA Subparte Z.

En caso de sobre exposición al gas natural, se requiere atención médica inmediata en todos los casos. En caso de escapes, el personal de respuesta y de rescate debe tener el equipo de protección respiratoria adecuado; respirador auto contenido (SCBA), y deben tener los adiestramientos requeridos por ley (*HAZWOPER – Hazardous Waste Operations and Emergency Response – 29 CFR 1910.120*). Las personas que estén

conscientes deben trasladarse a un área sin contaminación e inhalar oxígeno suplementario, si está disponible. Las personas inconscientes deben trasladarse a un área sin contaminación. Si no está respirando, dar resucitación boca a boca y oxígeno suplementario. El tratamiento posterior debe ser sintomático y de apoyo.

El gas natural forma mezclas explosivas o inflamables con la mayoría de los agentes oxidantes (oxígeno, cloro, flúor, etc.) y es inflamable en aire sólo entre un 5% y 15% de concentración. Sin embargo, el gas natural es más liviano que el aire, por lo que en áreas abiertas y con ventilación natural se escapa rápidamente a la atmósfera, haciendo difícil que alcance la concentración requerida para que se incendie en presencia de una chispa o llama. Aún cuando la tubería es soterrada, el gas penetra el terreno y escapa a la atmósfera. A pesar de que algunos terrenos pueden presentar características de poca permeabilidad, debido a la naturaleza de la molécula del gas metano, que es una molécula pequeña del orden de picómetros, por lo que aún bajo ese tipo de terreno las moléculas encontrarán la forma de disiparse hacia la atmósfera.

Cuando ocurre un incendio, se cierra la fuente de gas y se aísla el segmento de tubería cerrando la válvula aisladora. El cierre de estas válvulas se hace de manera remota y automática, una vez los detectores de presión y de flujo de masa registran algún cambio que sea indicativo de un escape en algún punto de la tubería. Todo este proceso está controlado de forma remota por un nuevo e independiente sistema de SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), que estará localizado en Monacillos y con un segundo centro redundante en Costa Sur. Desde una distancia segura, se utiliza agua para enfriar las tuberías y equipos adyacentes hasta que el fuego sea extinguido. Este trabajo lo realiza el Cuerpo de Bomberos. Tanto el modo de responder el Cuerpo de Bomberos, como otras medidas necesarias para responder a una emergencia con Vía Verde, estarán incluidas en el Plan de Respuestas a Emergencias que por requisito de ley debe estar listo e implantado antes de comenzar la operación del sistema. Este plan incluye los equipos y adiestramientos que son requeridos para todo el personal que participará en la respuesta a la emergencia.

La respuesta a un escape incluye el desalojo de todo el personal del área afectada, incrementar la ventilación en el área de la fuga (si es espacio confinado). Se debe usar un explosímetro calibrado para monitorear la concentración del gas. El personal de respuesta a emergencias debe utilizar equipo de protección apropiado (equipo de protección autónomo y ropa resistente al fuego). Nunca se debe entrar a un área donde la concentración del gas sea mayor al 1%, lo que es el 20% del límite inferior de inflamabilidad (5%). Estos datos aplican mayormente en áreas confinadas. Cualquier escape de gas de Vía Verde se disipará directamente a la atmósfera. (Ver *Material Safety Data Sheet* que se incluye a continuación.)



MATERIAL SAFETY DATA SHEET - NATURAL GAS

1. SUPPLIER

ATCO Gas
10035 - 105 Street
Edmonton, Alberta T5J 2V6
1-800-511-3447 (toll-free) for information

Emergency Telephone : (24 -hr)
CANUTEC: 1-613-996-6666 (Call Collect)

2. PRODUCT IDENTIFICATION

Manufacturer	Not applicable (natural gas is a naturally occurring product)
Trade Name	Natural Gas
Chemical Name	Methane
Synonyms	Natural Gas/high Methane content
Chemical Family	Alkanes
Molecular Formula	CH ₄ (Methane)
Product Use	Natural Gas is used primarily for space and water heating and for industrial processing applications
Method of Transport	Pipeline (under pressure) or high pressure cylinders attached to mobile vehicles

Transportation of Dangerous Goods Regulations

UN 1971; Class 2.1	Shipping Name and Description: METHANE, COMPRESSED
WHMIS Classification	Compressed Gas (Class A) Flammable Gas (Class B1)

3. HAZARDOUS COMPONENTS (See Note, Section 11)

Components	% by Volume	Occupational Exposure Information
Methane	95	Asphyxiant if breathed in place of air (refer to Section 6)
Ethane & Heavier Hydrocarbons	2	Asphyxiant if breathed in place of air (refer to Section 6)
Nitrogen	2	Asphyxiant if breathed in place of air (refer to Section 6)
Carbon Dioxide	1	Asphyxiant if breathed in place of air (refer to Section 6)
Sulphur Compounds	Trace amounts (varies in odourized gas)	

4. PHYSICAL DATA (See Note, Section 11)

Appearance and Odour	Colourless gas at room temperature and pressure Odourless unless odourized with Mercaptan (skunky smell)
Boiling Point (degrees Celsius)	-161.5°C (as Methane)
Vapour Pressure	Gaseous state at normal conditions
Freezing Point	-182.5°C
Percent Volatile (by volume)	100%
Vapour Density in Air (gaseous specific gravity)	0.584 to 0.610
Solubility in Water	0.0022% (as Methane)
Evaporation Rate	N/A

5. FIRE AND EXPLOSION HAZARD DATA (See Note, Section 11)

Flammability	In the presence of oxygen
Flammability Limits (percent in air)	4% - 14%
Fire Extinguishing Media	Dry Chemical (most effective) or carbon dioxide (CO ₂) or Halon
Ignition Temperature	Approximately 630°C (varies with temperature pressure and oxygen concentration)

OR

Auto Ignition Temperature in Air	Range 482°C - 649°C
Special Fire Fighting Procedures	Control release by limiting or shutting off source utilizing pipeline control valves Evacuate area Keep up wind of fire
Unusual Fire and Explosion Hazards	Could be potentially hazardous if uncontrolled in a confined space

NOTE: Natural Gas is lighter than air and will dissipate to atmosphere. Natural Gas **without sufficient** or **with too much** air will not burn or explode. A hazard from re-ignition or explosion exists if the flame is extinguished without stopping the flow of gas and/or cooling surroundings and eliminating ignition sources. Water spray can be used to cool the surroundings.

6. HEALTH HAZARD DATA

Effects of Overexposure	Acts as an asphyxiant by displacing oxygen in the air Displacement of air by the gas may lead to shortness of breath, unconsciousness, and death from hypoxemia. Incomplete combustion may produce carbon monoxide and aldehydes.
Emergency and First Aid Procedures	Do not enter a contaminated area unless properly protected (refer to Section 9) Stop flow of gas Move victim to uncontaminated area Supply fresh air, oxygen Perform artificial respiration if necessary Contact a physician

7. REACTIVITY DATA

Stability	Natural Gas/Methane is stable
Conditions to Avoid	Uncontrolled explosive mixtures Open flame and spark source Strong oxidants
Incompatibility	Natural Gas readily mixes with air when released and creates a combustible atmosphere. Some other strong oxidizing agents with which it can burn or explode in confined areas are: chlorine, bromine pentafluoride, oxygen difluoride and nitrogen trifluoride. It will ignite spontaneously when mixed with chlorine dioxide.
Hazardous Polymerization	May not occur
Hazardous Decomposition Products	CO ₂ , trace amounts of oxides of sulphur and nitrogen (SO ₂ and NO _x) CO if starved of oxygen during combustion

8. SPILL OR LEAK PROCEDURES

Steps to be Taken in Case Gas Leak/Line Break Occurs	Evacuate area Contact office emergency number for repair procedures Shut off source of ignition such as flame or electrical spark Shut off source of gas supply Increase ventilation Minor leaks can be detected with a soap solution applied at suspected leak points
--	---

NEVER USE AN OPEN FLAME TO DETECT LEAKS

Suggested Disposal Method	Contact office emergency number
---------------------------	---------------------------------

9. SPECIAL PROTECTION INFORMATION

Respiratory Protection	Positive pressure, self contained breathing apparatus (SCBA) or supplied air breathing apparatus (SABA) complete with egress unit, for emergency use Adequate ventilation required Adequate venting of possible combustion products required
Other Protective Equipment	CSA/ANSI Safety Equipment must be available and worn as required to protect ears, feet, hands, head, remaining body area

10. SPECIAL PRECAUTIONS

Precautions to be Taken	Avoid personal body contact (skin/eye contact, etc.) with high pressure gas stream
Other Precautions	Avoid all possible sources of accidental ignition (i.e., static electricity or any other explosive source) Test for hazardous concentrations prior to entering meter stations

11. PREPARATION DATE OF MSDS (September 24, 2008)

Prepared by: The Health and Safety Section of ATCO Gas
For further information or MSDS update requests, please contact Health and Safety at (780) 420-7953.

NOTE: The physical and hazard data provided is specific to the typical natural gas composition that has been provided. As a naturally occurring product, natural gas samples may have compositions that vary slightly from the typical composition. If required, the exact gas sample composition can be determined by gas chromatography analysis. For more information, contact ATCO Gas, Gas Specification Management at (403) 245-7591.

MATERIAL SAFETY DATA SHEET

p. 1 of 5

SECTION I: PRODUCT IDENTIFICATION

NORTHWEST NATURAL GAS COMPANY

220 N.W. 2ND AVENUE

PORTLAND, OR 97209-3991

EMERGENCY (24-HOUR) PHONE:

CHIEF CHEMIST (GENERAL INFO, 8-5, Mon-Fri):

PRODUCT NAME:

MSDS DATE:

NATURAL GAS

November 7, 2002

[503]-226-4211,

Same,

Ext. 4513.

Ext. 4729.

TRADE NAME: Natural gas.

SYNONYMS: Pipeline gas, natural gas - dry.

SHIPPING NAME:

[DOT]

[ICC]

[IATA]

Flammable gas, UN1971 (if liquefied, UN1972).

Flammable gas, RED LABEL, limit 300 lb.

Flammable gas, RED LABEL.

CARGO:

Limit 140 KG.

PASSENGER:

NOT ACCEPTABLE.

NFPA RATING (Health-Flammability-Reactivity): 1 - 4 - 0 [GAS]. 3 - 4 - 0 [LIQUID].

CHEMICAL FAMILY: Paraffin (saturated) hydrocarbons and inert gases.

CHEMICAL FORMULA: Not applicable. Product is a mixture.

CHEMICAL ABSTRACTS SERVICE (CAS)#: 68410-63-9

SECTION II: COMPONENTS AND HAZARDS

<u>COMPONENT</u>	<u>FORMULA</u>	<u>CAS NO.</u>	<u>VOL% (TYP.)</u>	<u>TLV (PPM)</u>	<u>DOT#</u>
Methane	CH ₄	74-82-8	93.5	N/A	UN1971
Ethane	C ₂ H ₆	74-84-0	3.8	N/A	UN1035
Propane	C ₃ H ₈	74-98-6	1.0	1,000	UN1978
i-Butane	C ₄ H ₁₀	75-28-5	0.1	N/A	UN1969
n-Butane	C ₄ H ₁₀	106-97-8	0.1	800	UN1011
i-Pentane	C ₅ H ₁₂	78-78-4	<0.1	350	UN1265
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	109-66-0	< 0.1	600	UN1265
n-Hexane	C ₆ H ₁₄	110-54-3	< 0.1	50	UN1208
Carbon Dioxide	CO ₂	124-38-9	0.3	10,000 [OSHA]	UN1013
Nitrogen	N ₂	7727-37-9	1.2	N/A	UN1066
t-Butyl Mercaptan	C ₄ H ₁₀ S	75-66-1	< 30 ppm	N/A	UN2347
Methyl Ethyl Sulfide	C ₂ H ₆ S	624-89-5	< 3 ppm	40,250	UN1993
Hydrogen Sulfide	H ₂ S	7783-06-4	< 5 ppm	10	UN1053

AQUATIC TOXICITY: Not applicable. Natural gas and LNG have low water-solubility.

SECTION III: PHYSICAL DATA

FREEZING POINT (760 mm Hg):		-182.6°C (-296.7°F)
BOILING POINT (760 mm Hg):		-161.5°C (-258.7°F)
GAS SPECIFIC GRAVITY	(air = 1.000):	0.55 - 0.64
LIQUID SPECIFIC GRAVITY	(H ₂ O = 1.000):	0.42 - 0.46
GAS DENSITY:	[varies slightly w. composition]	0.044 lb/cf
VAPOR PRESSURE:	Gaseous at 60°F, 1 atmosphere.	
SOLUBILITY IN WATER:	Less than 3.5 vol%. LIQUID pH: Not Applicable (not water-based)	
EVAPORATION RATE:	Normally a gas. Liquefied natural gas (LNG) evaporates much faster than diethyl ether.	

APPEARANCE AND ODOR:

GAS is extremely flammable, with no color, odor, or taste. If trace amounts of sulfur compounds are added as odorant, the gas has a characteristic garlic/rotten-egg/skunk odor.
LIQUID is clear, colorless, odorless, cryogenic (super-cold) and extremely flammable.

SECTION IV: FIRE AND EXPLOSION DATA

FLASH POINT	-306°F (-188°C)
AUTOIGNITION TEMPERATURE:	1,004°F (540°C)
FLAMMABLE LIMITS IN AIR:	[LEL] 4.8 vol% [UEL] 15.0 vol%
EXTINGUISHING MEDIA:	Class B: [Dry chemical, "Halon", CO ₂].

SPECIAL FIREFIGHTING PROCEDURES: Remove unnecessary personnel. Fire crews should have supplied-air respirators. Try to remove ignition sources. Use non-sparking tools to shut off the gas. Let the fire burn itself out to stop a flammable mix from forming when the flame is extinguished. Natural gas is lighter than air and will vent upward. If the gas cannot be shut off, let it burn and cool the surrounding area with water fog. If natural gas is compressed in cylinders, use water fog to cool them. If LNG has spilled, dike the liquid using non-sparking tools and disperse the vapors with water fog. Keep leaking natural gas, LNG or its vapors out of sewers or other enclosed spaces.

UNUSUAL FIRE/EXPLOSION HAZARD: Extremely flammable. NO SMOKING where natural gas is in use. Keep public away in case of leak/spill. Notify local gas utility (see Section I) immediately, plus local fire department as needed.

SECTION V: HEALTH HAZARD INFORMATION

MIXTURE TLV: Not established by OSHA or ACGIH.

EFFECTS OF ACUTE OVEREXPOSURE:

INHALATION: At high pressures and high concentrations, may cause cardiac sensitization. At high concentrations and in enclosed areas, may displace sufficient oxygen to cause dizziness, headache, lack of muscular coordination, diminished mental alertness, cyanosis, narcosis, dyspnea, or death by asphyxiation.

SKIN CONTACT: Not toxic, non-irritating. At high pressure, gas may be injected under skin, causing pain, possible tissue damage or embolism. Contact with LNG may cause immediate, severe frostbite.

SKIN ABSORPTION: Unlikely: natural gas is lighter than air.

EYE CONTACT: Not toxic, non-irritating. Pressurized gas or an LNG splash may cause physical damage to unprotected eyes.

SWALLOWING: Unlikely exposure route for gaseous or liquid products.

EFFECTS OF CHRONIC EXPOSURE: None.

NOTE TO PHYSICIAN: See "Natural Gas and Its Physiological Action", in *California and Western Medicine*, V. 47, #1. Light hydrocarbons (methane through butanes) are simple asphyxiants that displace O₂. CO₂ has health effects above 0.5 vol%. Nitrogen is inert.

MEDICAL CONDITIONS AGGRAVATED BY EXPOSURE: Respiratory conditions such as emphysema may be aggravated by long exposure to high concentrations.

CARCINOGENS: None by NTP, IARC, or ACGIH.

SECTION VI: FIRST AID PROCEDURES

EYE: If physical damage occurs due to high-pressure gas release or an LNG splash, cover BOTH eyes with loose, bulky, sterile dressing and obtain immediate medical treatment.

SKIN: If gas is injected under skin, treat patient for shock and seek immediate medical treatment. If LNG has splashed skin, remove victim from contact, flush affected area with lukewarm water. Apply a loose, sterile, bulky dressing. Get immediate medical help.

INHALATION: Remove victim to fresh air quickly. Restore or support breathing as needed. Use mouth-to-mouth resuscitation or CPR as needed if asphyxiation has occurred. If available, have a trained person administer oxygen. Seek medical help immediately.

SECTION VII: REACTIVITY

STABILITY: Stable when contained and not exposed to oxidizers or heat.

CONDITIONS CAUSING INSTABILITY: Fire or other heat sources, frictional sparks, electrical arcing may cause ignition. Reacts explosively with Cl₂, BF₅, OF₂, NF₃, and ClO₂. On contact with liquid oxygen (LOX) or liquid fluorine (LF₂), LNG will explode.

TENDENCY TO POLYMERIZE: None.

CORROSIVENESS: None.

HAZARDOUS DECOMPOSITION PRODUCTS: CO, CO₂, partially-oxidized combustion products of hydrocarbons (aldehydes, acids, "soot").

SECTION VIII: DISPOSAL/LEAK PROCEDURE

If leak is from a gas line, notify appropriate safety personnel. Evacuate the area. Provide explosion-proof ventilation. Use non-sparking tools to shut off the gas flow ahead of the leak. If the leak is on the Gas Company side of the gas meter, call Northwest Natural Gas immediately at 503-226-4211, Ext.4513.

If leak is on a compressed-natural-gas cylinder, cautiously remove the cylinder to an isolated outside area or to an explosion-proof hood. Vent the gas at a slow, controlled rate. When empty, tag the defective cylinder and return it to the supplier.

If leak is from an LNG container, put on proper protective clothing and dike the liquid with dirt or other nonflammable absorbent. Use water fog to disperse the vapor cloud. Keep LNG or its vapors out of sewers or other enclosed spaces.

SECTION IX: SPECIAL PRECAUTIONS

Flame-retardant clothing, including leather or cotton gauntlet gloves, must be worn in any situation where pressurized natural gas or LNG vapors may ignite accidentally.

Wear goggles or a faceshield when working with any pressurized gases or LNG.

Use an explosion-proof oxygen [O₂] tester, NOT a combustible-gas detector, to check the atmosphere of any area that may be deficient in oxygen. If the oxygen reading is below 19%, use a SUPPLIED-AIR RESPIRATOR with a properly fitting face mask. Use the same type of respirator in trenches over four feet deep when a gas-air mix exists below the gas line. Using only a cartridge respirator in low-oxygen conditions may lead to asphyxiation.

Ground all equipment and houselines used in natural gas service to prevent the buildup of static and possible sparks. Where feasible, use non-sparking tools to work on and around natural gas lines and equipment.

Natural gas may be present in mains, services, houselines, or customers' equipment at pressures ranging from less than 1 psi to over 720 psi. Open and close gas valves slowly to avoid pressure surges that might cause personal injury or damage equipment.

Provide sufficient local exhaust to prevent gas buildup to 20% of LEL. Pressure-test natural gas houselines with inert gas before putting them into service for the first time, and again when taking them permanently out of service.

At least 48 hours prior to excavating in an area where gas lines are known or suspected to be, call Northwest Natural Gas [503-226-4211, Ext. 4513] for location and marking at the site. NOTE: Many communities have a one-call service that alerts all underground utilities (gas, power, telephone, TV cable, water, or sewer) to mark their lines. Check your telephone book for the local number.

If a gas line is damaged, IMMEDIATELY report the incident to Northwest Natural Gas [503-226-4211, Ext. 4513]. If the gas line is broken, evacuate the area and also call the local fire department. If a gas line has been bent or pulled out of alignment, other gas lines in the vicinity may have been damaged even if the pulled line looks intact.

If only the gas line's coating is damaged, it must still be inspected and properly repaired by the gas company before reburial, to prevent corrosion and possible leakage.

SECTION X: OTHER

ADDITIONAL REGULATORY CONCERNS:

CPSC: None

FDA: None

SARA: Title III, Sections 302, 304, 311, 312, and 313.

TSCA: None

USDA: None

OTHER FEDERAL: Department of Transportation, Office of Pipeline Safety, CFR Title 49, Parts 191-192, with all revisions.

OTHER STATE: None in either Oregon or Washington.

DISCLAIMER: The data contained in this MSDS are believed to be accurate, but are not so warranted, whether or not they originated at Northwest Natural Gas Company. Recipients of this MSDS are advised to confirm ahead of time that the data are current and suitable to their needs.

SIGNED: _____
(W. T. Amies)

TITLE: CHIEF CHEMIST

DATE: 11/07/02

Anejo 5.1
Class Location Study

CLIENT:

Sheet 1 of 2

Ray Engineers

PROJECT:

Via Verde Pipeline Project

CALCULATION COVER SHEET

FACILITY: Mainline Line Pipeline

CALCULATION NUMBER: 1446-600-CA-7001-00

GIC PROJECT NO.: 1446

SUBJECT/PURPOSE:

Class Location Study

CODES, STANDARDS, OR SPECIFICATIONS:

(If none apply, enter the word NONE)

49 CFR, Part 192.5

REFERENCES:

(If no references are used, enter the word NONE)

NONE

EXHIBITS:

1. Class Location Determination Procedure
2. Class Location Study
3. Dwg. Nos. 1446-600-EX-7000-01 through 1446-EX-7000-66, Rev. 0

	Preparer:	Date:	Checker:	Date:
REVISION 0	E. Bachilo	10/30/2010	B. Hilton	
REVISION B	E. Bachilo	7/30/2010	R. Howard	
REVISION A	E. Bachilo	7/30/2010	R. Howard	



Exhibit 1 Class Location Determination Procedure

This procedure contains proposed/new construction and annual house count requirements to determine pipeline class locations. See [Table 1](#) for a list of Class Location Areas.

1.1. Class Location Determination

A Class Location Unit is defined as an onshore area that extends 660-feet on either side of the centerline of any continuous one-mile length of pipeline. The actual Class Location Unit may be less than a mile long. The length of Class Locations 2, 3 and 4 may be adjusted as follows:

- A Class 4 location ends 660-feet from the nearest four-story (or higher) building in a Class location unit where four or more stories are prevalent. Prevalent is determined to be greater than 50% of the structures in a sliding mile.
- When a Class 3 area is caused by a qualifying commercial building lying within 300-feet of the pipeline, the Class 3 area ends 300-feet on either side of the building.
- Within each sliding mile, when a cluster of buildings intended for human occupancy causes a Class 2 or 3 location, the class location ends 220-yards from the nearest building in the cluster. If a single structure is built within a Class 2 or 3 sliding mile, the class location for that structure will be determined by the sliding mile and will end 660-feet on either side of the structure. The area between the Class 2 or 3 660-foot boundaries will revert to Class 1 in this instance.

1.2. GPS Structure Data Collection

The method for gathering GPS coordinates for structures is by digitizing them using the Petris DataViewer polygon "Red Line" tool. When collecting structure data, the following should be observed:

- For an apartment complex, condominium, or any other type of multi-family dwelling, count each building as a separate structure ([Table 2](#), Code 10). Choose Code 10 for the type of structure (Multi-Family Dwelling) and in the Info 1 column, enter the number of individual units in that structure.
- A motel should be coded as either a commercial or non-qualifying commercial building ([Table 2](#), Code 3 or Code 8).
- A church should **only** be coded as a Code 12, if it does not meet the criteria of Code 3 or Code 15. Example(s): A small church that is occupied by less than 20 persons per day, 5 days per week would be coded as Code 12. A larger church with a staff and/or employees that is occupied by 20 or more persons per day, 5 days per week for 10 weeks in any twelve month period (the days and weeks need



- not be consecutive), would be coded as a Code 3 (commercial building). A church that has a day care facility, regardless of the number of children enrolled in the day care, should be coded as a Code 15 (day care). Both Code 3 and Code 15 will cause a HCA if they are within a pipeline's PIC. While a Code 12 by itself will not cause an HCA.
- For large buildings or outdoor areas such as malls, schools, apartment buildings, parks or areas of public assembly, etc., gather GPS points at the outside corners of the building or area. These points will be used to create a polygon of the building or area.
- List all building additions, revisions or deletions. If a building has been removed or its status (code) has changed, indicate by adding "DELETE" or "CHANGE" in the 'Info. - 2' or Remarks column of the submittal.
- You should include abandoned buildings or structures not intended for human occupancy that can be seen in the imagery and provide the proper coding ([Table 2](#), Code 7). These types of structures are not counted in the Class or HCA determination programs. However, this will eliminate any question that the building was missed during the annual data collection.

Determine the type of structure (including company facilities) being recorded and assign it a structure type code from [Table 2](#).

Collect a GPS coordinate of the part of the building or small, well-defined area closest to the pipeline. As stated above, large buildings or outdoor areas will need several points along the perimeter so that a polygon/outline of the area can be created.

Record any additional or required information per [Table 2](#) in the Other Info. 1 & 2 columns. Record the source code used to determine the function of a structure in the "Source Code" column shown in [Table 2](#).

Table 1 - Class Location Area

Class 1	a. 10 or fewer buildings within the class location unit b. All offshore pipelines
Class 2	More than 10 and fewer than 46 buildings within the class location unit
Class 3	a. 46 or more buildings within the class location unit b. An area where the pipeline lies within 300 feet of either a building or a small, well-defined outside area (such as a playground, recreation area or other place of public assembly) that is occupied by 20 or more persons at least 5 days a week for 10 weeks in any 12-month period. The days and weeks need not be consecutive. In this case, the Class 3 area ends 300 feet on either side of the qualifying commercial building or outside area.
Class 4	Buildings with four or more stories above ground are prevalent within the class location unit. More than 50% of the structures in the class location unit must be four or more stories for the area to be Class 4.



Table 2 – Facility Descriptions

Structure Code	Code Description	Other Info. - 1	Other Info. – 2	Source Code
1	Single family dwelling such as a house, trailer house			*Source Code: 1 – Pipeline Patrol 2 – Public Official 3 – Signs 4 – Maps 5 – Licensing Info. 6 – New PL Const.
2	(Reserved for conditional house) (This Code is not for field use)			
3	Commercial building - store, office, church, warehouse, factory, motel, restaurant, government building, or other building intended for business or related use, occupied by 20 or more persons 5 days per week for 10 weeks in any 12-month period (the days and weeks need not be consecutive). (If the commercial building is 4 or more stories tall code it as a Code 5).			*Source Code
4	(Reserved for conditional commercial) (This Code is not for field use)			
5	Four-story or higher building - indicate type of business or building function (include parking garages)	* Building - type/ function:		*Source Code
6	(Reserved for grouped structures) (This Code is not for field use)			
7	Not intended for human occupancy (garages, sheds, etc.)			*Source Code
8	Non-qualifying commercial buildings - business occupied by less than 20 persons 5 days per week	* Max. number of persons occupying:		*Source Code
9	DOT defined - Outdoor area of public assembly - park, playground, baseball or other sports field, drive-in theater or other place of public assembly that is occupied by 20 or more people at least 5 days a week for 10 weeks in any 12-month period (the days and weeks need not be consecutive)	* Function:		*Source Code
10	Multi-family dwelling - apartment, duplex, high rise, etc.	* Approx. number of units in the building:		*Source Code
11	School (within 1000 feet – Texas Only)			*Source Code
12	Church that does not meet criteria for Code 3 or Code 15. Care should be taken in coding churches. Many will fit the criteria for Code 3 or Code 15 and should be coded as such, since both of these codes are identified sites for HCAs			*Source Code
13	Hospital			*Source Code
14	Prison			*Source Code
15	Day care facility that does not meet criteria for Code 3			*Source Code
16	Retirement center			*Source Code
17	HCA defined - Outdoor area of public assembly – An Outside Area or open structure that is occupied by 20 or more people at least 50 days in any 12-month period (the days need not be consecutive). Examples include but are not limited to, beaches, playgrounds, recreational facilities, campgrounds, RV Parks, outdoor theaters, stadiums, drive-in theaters or areas outside a rural building such as a religious facility.	* Function:		*Source Code
18	Non-qualifying - Outdoor area of public assembly – park, playground, baseball or other sports field, campground, RV park, drive-in theater or other place of public assembly that does not meet the occupancy criteria for structure Code 9 or Code 17			*Source Code
19	Other	* Detailed description required		*Source Code



Project No.: 1446	Subject: Class Location Study	By: E. Bachilo	Sheet No.: 2 of 2
Date: 10/30/2010	Calculation No.: 1446-600-CA-7001-00	Checked By: B. Hilton	Rev. No., Date: 0, 10/30/10

PROBLEM: Determine the Class Location of the mainline pipe to ensure compliance with 49 CFR 192.

- BASIS:**
1. The Class Location Study was performed using aerial photography dated April 2010, supplemented with 2007 photography where the more current data was not available.
 2. The structure identification and coding was compiled using Desktop Photography.
 3. The pipeline centerline route and mileposts used were current as of October 19, 2010.
 4. Class Locations were first determined in strict accordance with the software created by Petris Technologies, Inc., then conservatively modified to eliminate short intermediate segments of lower class location by changing them to the higher adjacent class location.
 5. The building usage assigned was a "best guess" from analysis of the photography and in part by on-the-ground visual assessment.
 6. Future development data incorporated into the study was provided by PREPA via e-mails dated October 13, 2010.



**Exhibit 2
Class Location Study**

Station Start	MP Start	Station End	MP End	Length, Ft.	Class Location	Remarks
0+00	0.00	88+60	1.68	8859.86	1	
88+60	1.68	161+71	3.06	7311.49	2	Includes future commercial development area near MP 2
161+71	3.06	342+71	6.49	18099.74	1	
342+71	6.49	384+66	7.29	4195.08	2	
384+66	7.29	399+44	7.57	1477.6	1	
399+44	7.57	456+94	8.65	5749.79	2	
456+94	8.65	475+70	9.01	1875.97	1	
475+70	9.01	502+80	9.52	2710.89	2	
502+80	9.52	506+82	9.60	401.7	1	
506+82	9.60	527+82	10.00	2100.35	2	
527+82	10.00	710+30	13.45	18247.34	1	
710+30	13.45	785+22	14.87	7492.19	3	
785+22	14.87	788+96	14.94	373.53	1	
788+96	14.94	804+72	15.24	1576.51	3	
804+72	15.24	804+85	15.24	12.75	3	
804+85	15.24	815+77	15.45	1091.83	1	
815+77	15.45	859+11	16.27	4334.11	2	
859+11	16.27	860+44	16.30	133.58	1	
860+44	16.30	875+27	16.58	1482.31	2	
875+27	16.58	879+99	16.67	472.12	1	
879+99	16.67	895+83	16.97	1583.93	2	
895+83	16.97	992+94	18.81	9711.76	1	
992+94	18.81	1013+79	19.20	2085.01	2	
1013+79	19.20	1027+98	19.47	1418.74	1	
1027+98	19.47	1056+92	20.02	2893.63	2	
1056+92	20.02	1075+85	20.38	1893.49	1	
1075+85	20.38	1094+45	20.73	1859.82	2	
1094+45	20.73	1096+19	20.76	173.43	1	
1096+19	20.76	1169+46	22.15	7326.93	2	
1169+46	22.15	1200+14	22.73	3068.73	1	
1200+14	22.73	1214+04	22.99	1389.53	3	
1214+04	22.99	1220+30	23.11	626.61	1	
1220+30	23.11	1381+60	26.17	16129.31	3	
1381+60	26.17	1389+38	26.31	778.38	1	
1389+38	26.31	1405+76	26.62	1638	3	
1405+76	26.62	1406+49	26.64	72.93	1	
1406+49	26.64	1419+69	26.89	1320	2	
1419+69	26.89	1527+10	28.92	10741.51	1	
1527+10	28.92	1541+92	29.20	1481.63	2	
1541+92	29.20	1542+43	29.21	50.87	1	
1542+43	29.21	1586+41	30.05	4397.93	2	
1586+41	30.05	1745+20	33.05	15879.47	1	
1745+20	33.05	1761+95	33.37	1675.1	2	
1761+95	33.37	1767+95	33.48	600.15	1	
1767+95	33.48	1782+44	33.76	1448.79	2	
1782+44	33.76	1792+27	33.94	983.12	1	
1792+27	33.94	1874+10	35.49	8182.3	3	
1874+10	35.49	1881+21	35.63	711.61	1	
1881+21	35.63	1897+04	35.93	1582.7	3	
1897+04	35.93	2321+67	43.97	42462.93	1	
2321+67	43.97	2334+87	44.22	1320	2	
2334+87	44.22	2345+82	44.43	1094.93	1	
2345+82	44.43	2359+93	44.70	1411.5	3	
2359+93	44.70	2364+31	44.78	437.93	1	
2364+31	44.78	2411+41	45.67	4709.43	3	
2411+41	45.67	2422+16	45.87	1075.07	1	
2422+16	45.87	2439+77	46.21	1761.42	2	
2439+77	46.21	2451+63	46.43	1185.89	1	
2451+63	46.43	2481+67	47.00	3004.16	2	
2481+67	47.00	2553+36	48.36	7168.5	1	
2553+36	48.36	2615+80	49.54	6244.88	2	
2615+80	49.54	2629+92	49.81	1411.55	1	
2629+92	49.81	2643+20	50.06	1328	2	



**Exhibit 2
Class Location Study**

Station Start	MP Start	Station End	MP End	Length, Ft.	Class Location	Remarks
2643+20	50.06	3126+78	59.22	48358	1	
3126+78	59.22	3139+98	59.47	1320	2	
3139+98	59.47	3170+75	60.05	3077.39	1	
3170+75	60.05	3194+54	60.50	2379.19	2	
3194+54	60.50	3208+60	60.77	1405.58	1	
3208+60	60.77	3224+54	61.07	1593.7	2	
3224+54	61.07	3231+93	61.21	739.14	1	
3231+93	61.21	3249+84	61.55	1790.87	2	
3249+84	61.55	3287+47	62.26	3763.23	1	
3287+47	62.26	3326+11	62.99	3864.06	2	
3326+11	62.99	3367+80	63.78	4168.85	1	
3367+80	63.78	3392+35	64.25	2455.47	2	
3392+35	64.25	3414+86	64.68	2251.05	1	
3414+86	64.68	3446+81	65.28	3194.26	2	
3446+81	65.28	3454+79	65.43	797.97	1	
3454+79	65.43	3486+37	66.03	3158.07	2	
3486+37	66.03	3494+89	66.19	852.19	1	
3494+89	66.19	3587+63	67.95	9273.93	3	
3587+63	67.95	3593+04	68.05	540.7	1	
3593+04	68.05	3618+45	68.53	2541.21	3	Includes proposed future residential area near MP 68
3618+45	68.53	3623+15	68.62	470.15	1	
3623+15	68.62	3641+95	68.98	1879.94	2	
3641+95	68.98	3647+49	69.08	553.9	1	
3647+49	69.08	3662+70	69.37	1521.24	2	
3662+70	69.37	3797+22	71.92	13452.15	1	
3797+22	71.92	3903+61	73.93	10639.29	3	Includes proposed future development area beginning at MP 71.92
3903+61	73.93	3905+15	73.96	153.67	3	Class 3 future development area provided by PREPA
3905+15	73.96	3949+72	74.81	4456.92	3	Current Class 3 area
3949+72	74.81	3972+15	75.23	2243.37	3	Class 3 future development area provided by PREPA
3972+15	75.23	3992+03	75.61	1988.07	3	Current Class 3 area
3992+03	75.61	4052+40	76.75	6037	3	Class 3 future development area provided by PREPA
4052+40	76.75	4231+92	80.15	17952	3	Class 3 future development area provided by PREPA
4231+92	80.15	4271+22	80.89	3930	3	Class 3 future development area provided by PREPA
4271+22	80.89	4446+10	84.21	17488	3	Includes proposed future development area MP 80 - MP 81
4446+10	84.21	4452+16	84.32	606.88	3	Short computer determined Class 1 area changed to Class 3
4452+16	84.32	4466+07	84.58	1390.26	3	Current Class 3 area
4466+07	84.58	4477+20	84.80	1113.59	3	Current Class 1 area changed to Class 3 for future development
4477+20	84.80	4618+50	87.47	14130.07	3	Includes proposed future residential area near MP 85
4618+50	87.47	4620+12	87.50	161.65	3	Short computer determined Class 1 area changed to Class 3
4620+12	87.50	4635+14	87.79	1502.13	3	Current Class 3 area
4635+14	87.79	4655+87	88.18	2073.08	3	Current Class 1 area changed to Class 3 for future development
4655+87	88.18	4704+37	89.10	4850.04	3	Current Class 3 area

Summary

			Feet	Miles
Total	Class	1	233011	44.13
Total	Class	2	90772	17.19
Total	Class	3	146655	27.78
	Grand Total		470439	89.10

Anejo 5.2

Valve Location Calculations



CALCULATION COVER SHEET

CLIENT: Ray Engineers Sheet 1 of 6

PROJECT: Via Verde Pipeline Project

FACILITY: Pipeline

CALCULATION NUMBER: 1446-600-CA-7002-00 GIE PROJECT NO.: 1446

SUBJECT/PURPOSE:
Mainline Valve Location Calculations

CODES, STANDARDS, OR SPECIFICATIONS:
(If none apply, enter the word NONE)

49 CFR, Part 192.179

ASME B31.8, Section 840.22

REFERENCES:
(NONE)

	Preparer:	Date:	Checker:	Date:
REVISION C	B. Hilton <i>BH</i>	11/3/2010		
REVISION B	R. Howard	7/30/2010		
REVISION A	R. Howard	7/30/2010		

Project No.:	Subject:	By:	Sheet No.:
1446	Mainline Valve Location Calculations	B. Hilton	2 of 6
Date:	Calculation No.:	Checked By:	Rev. No., Date:
11/3/2010	1446-600-CA-7002-00		C, 11/03/10
<p>PROBLEM: Determine the location of Mainline Valves (MLVs) to ensure compliance with 49 CFR 192 and ASME B31.8.</p> <p>BASIS:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Each point on the pipeline in a Class 4 location to be within 2.5 miles of a valve. 2. Each point on the pipeline in a Class 3 location to be within 4 miles of a valve. 3. Each point on the pipeline in a Class 2 location to be within 7.5 miles of a valve. 4. Each point on the pipeline in a Class 1 location to be within 10 miles of a valve. 5. Consideration to be given to providing reasonable access to the chosen sites. 6. Consideration to be given to minimizing the quantity of valves required. 7. Valve locations selected are based on the Class Location Study dated October 30, 2010. 8. Field verification of each selected site will be required <p>DETERMINATION: Class locations along the pipeline were determined in accordance with 49 CFR Part 192.5 and are provided in the Class Location Study. Mainline valve spacing in this study was determined in accordance with 49 CFR Part 192.179 and also in compliance with ASME B31.8, Section 840.22(d) which is more stringent in the situation of heavy traffic, particularly along PR-22, requiring valve spacing there of a Class 4 area.</p>			

Project No.: 1446	Subject: Mainline Valve Location Calculations	By: B. Hilton	Sheet No.: 3 of 6
Date: 11/3/2010	Calculation No.: 1446-600-CA-7002-00	Checked By:	Rev. No., Date: C, 11/03/10

**Mainline Valve Locations
Per 49 CFR 192**

From	To	Length	Class	Dist Allowed	Valve Location	Distance to Valve		Remarks
						US	DS	
0.00	1.68	1.68	1	10.0		1.68	14.02	
1.68	3.06	1.38	2	7.5		3.06	12.34	
3.06	6.49	3.43	1	10.0		6.49	10.96	
6.49	7.29	0.80	2	7.5		7.29	7.53	
7.29	7.57	0.28	1	10.0		7.57	6.73	
7.57	8.65	1.08	2	7.5		8.65	6.45	
8.65	9.01	0.36	1	10.0		9.01	5.37	
9.01	9.52	0.51	2	7.5		9.52	5.01	
9.52	9.60	0.08	1	10.0		9.60	4.50	
9.60	10.00	0.40	2	7.5		10.00	4.42	
10.00	13.45	3.45	1	10.0		13.45	4.02	
MLV 1						14.02		
13.45	14.87	1.42	3	4.0		0.85	10.31	
14.87	14.94	0.07	1	10.0		0.92	8.89	
14.94	15.24	0.30	3	4.0		1.22	8.82	
15.24	15.24	0.00	3	4.0		1.22	8.52	
15.24	15.45	0.21	1	10.0		1.43	8.52	
15.45	16.27	0.82	2	7.5		2.25	8.31	
16.27	16.30	0.03	1	10.0		2.28	7.49	
16.30	16.58	0.28	2	7.5		2.56	7.46	
16.58	16.67	0.09	1	10.0		2.65	7.18	
16.67	16.97	0.30	2	7.5		2.95	7.09	
16.97	18.81	1.84	1	10.0		4.79	6.79	
18.81	19.20	0.39	2	7.5		5.18	4.95	
19.20	19.47	0.27	1	10.0		5.45	4.56	
19.47	20.02	0.55	2	7.5		6.00	4.29	
20.02	20.38	0.36	1	10.0		6.36	3.74	
20.38	20.73	0.35	2	7.5		6.71	3.38	
20.73	20.76	0.03	1	10.0		6.74	3.03	
20.76	22.15	1.39	2	7.5		8.13	3.00	
22.15	22.73	0.58	1	10.0		8.71	1.61	
22.73	22.99	0.26	3	4.0		8.97	1.03	
22.99	23.11	0.12	1	10.0		9.09	0.77	
MLV 2						23.76		

Project No.: 1446	Subject: Mainline Valve Location Calculations	By: B. Hilton	Sheet No.: 4 of 6
Date: 11/3/2010	Calculation No.: 1446-600-CA-7002-00	Checked By:	Rev. No., Date: C, 11/03/10

**Mainline Valve Locations
Per 49 CFR 192**

From	To	Length	Class	Dist Allowed	Valve Location	Distance to Valve US	DS	Remarks
MLV 2					23.76			
23.11	26.17	3.06	3	4.0		2.41	12.44	
26.17	26.31	0.14	1	10.0		2.55	9.38	
26.31	26.62	0.31	3	4.0		2.86	9.24	
26.62	26.64	0.02	1	10.0		2.88	8.93	
26.64	26.89	0.25	2	7.5		3.13	8.91	
26.89	28.92	2.03	1	10.0		5.16	8.66	
28.92	29.20	0.28	2	7.5		5.44	6.63	
29.20	29.21	0.01	1	10.0		5.45	6.35	
29.21	30.05	0.84	2	7.5		6.29	6.34	
30.05	33.05	3.00	1	10.0		9.29	5.50	
33.05	33.37	0.32	2	7.5		9.61	2.50	
33.37	33.48	0.11	1	10.0		9.72	2.18	
33.48	33.76	0.28	2	7.5		10.00	2.07	
33.76	33.94	0.18	1	10.0		10.18	1.79	
33.94	35.49	1.55	3	4.0		11.73	1.61	
MLV 3					35.55			
35.49	35.63	0.14	1	10.0		0.08	5.76	
35.63	35.93	0.30	3	4.0		0.38	5.62	
35.93	43.97	8.04	1	10.0		8.42	5.32	
MLV 4 and 5 Cambalache Meter Station					41.25			
43.97	44.22	0.25	2	7.5		2.97	4.43	
44.22	44.43	0.21	1	10.0		3.18	4.18	
44.43	44.70	0.27	3	4.0		3.45	3.97	
44.70	44.78	0.08	1	10.0		3.53	3.70	
44.78	45.67	0.89	3	4.0		4.42	3.62	
45.67	45.87	0.20	1	10.0		4.62	2.73	
45.87	46.21	0.34	2	7.5		4.96	2.53	
46.21	46.43	0.22	1	10.0		5.18	2.19	
46.43	47.00	0.57	2	7.5		5.75	1.97	
47.00	48.36	1.36	1	10.0		7.11	1.40	
MLV 6					48.40			

Project No.: 1446	Subject: Mainline Valve Location Calculations	By: B. Hilton	Sheet No.: 5 of 6
Date: 11/3/2010	Calculation No.: 1446-600-CA-7002-00	Checked By:	Rev. No., Date: C, 11/03/10

**Mainline Valve Locations
Per 49 CFR 192**

From	To	Length	Class	Dist Allowed	Valve Location	Distance to Valve		Remarks
						US	DS	
MLV 6					48.40			
48.36	49.54	1.18	2	7.5		1.14	6.94	
49.54	49.81	0.27	1	10.0		1.41	5.76	
49.81	50.06	0.25	2	7.5		1.66	5.49	
50.06	59.22	9.16	1	10.0		10.82	5.24	
MLV 7					55.30			MLV 7 added to comply with ASME B31.8 spacing along PR-22
MLV 8					59.16			
59.22	59.47	0.25	2	7.5		0.31	9.34	
59.47	60.05	0.58	1	10.0		0.89	9.09	
60.05	60.50	0.45	2	7.5		1.34	8.51	
60.50	60.77	0.27	1	10.0		1.61	8.06	
60.77	61.07	0.30	2	7.5		1.91	7.79	
61.07	61.21	0.14	1	10.0		2.05	7.49	
61.21	61.55	0.34	2	7.5		2.39	7.35	
61.55	62.26	0.71	1	10.0		3.10	7.01	
62.26	62.99	0.73	2	7.5		3.83	6.30	
62.99	63.78	0.79	1	10.0		4.62	5.57	
63.78	64.25	0.47	2	7.5		5.09	4.78	
64.25	64.68	0.43	1	10.0		5.52	4.31	
64.68	65.28	0.60	2	7.5		6.12	3.88	
65.28	65.43	0.15	1	10.0		6.27	3.28	
65.43	66.03	0.60	2	7.5		6.87	3.13	
66.03	66.19	0.16	1	10.0		7.03	2.53	
66.19	67.95	1.76	3	4.0		8.79	2.37	
67.95	68.05	0.10	1	10.0		8.89	0.61	
68.05	68.53	0.48	3	4.0		9.37	0.51	
68.53	68.62	0.09	1	10.0		9.46	0.03	
MLV 9					68.56			
68.62	68.98	0.36	2	7.5		0.42	1.24	
68.98	69.08	0.10	1	10.0		0.52	0.88	
69.08	69.37	0.29	2	7.5		0.81	0.78	
69.37	71.92	2.55	1	10.0		3.36	0.49	
MLV 10					69.86			MLV 10 added to comply with ASME B31.8 spacing for PR-22 crossing at MP 70

Project No.: 1446	Subject: Mainline Valve Location Calculations	By: B. Hilton	Sheet No.: 6 of 6
Date: 11/3/2010	Calculation No.: 1446-600-CA-7002-00	Checked By:	Rev. No., Date: C, 11/03/10

**Mainline Valve Locations
Per 49 CFR 192**

From	To	Length	Class	Dist Allowed	Valve Location	Distance to Valve		Remarks	
						US	DS		
MLV 10					69.86				
71.92	75.61	3.69	3	4.0		5.75	3.17		
MLV 11					75.09				
75.61	76.75	1.14	3	4.0		1.66	1.32		
MLV 12					76.93				MLV 12 added for future development in MP 73-81 area
76.75	80.15	3.40	3	4.0		3.22	7.60		
80.15	80.89	0.74	3	4.0		3.96	4.20		
80.89	84.21	3.32	3	4.0		7.28	3.46		
84.21	84.32	0.11	3	4.0		7.39	0.14		
84.32	84.58	0.26	3	4.0		7.65	0.03		
MLV 13 and 14 Palo Seco Meter Station					84.35				
84.58	84.80	0.22	3	4.0		0.45	4.52		
84.80	87.47	2.67	3	4.0		3.12	4.30		
87.47	87.50	0.03	3	4.0		3.15	1.63		
87.50	87.79	0.29	3	4.0		3.44	1.60		
87.79	88.18	0.39	3	4.0		3.83	1.31		
88.18	89.10	0.92	3	4.0		4.75	0.92		
San Juan Meter Station					89.10				

Notes:

1. Highlighted distances comply with 49 CFR 192.

Anejo 5.3

Datos del Etilmercaptano

**MATERIAL SAFETY DATA SHEET**

Printed: 4/6/10

ETHYL MERCAPTAN**PRODUCT IDENTIFICATION AND USE**

MANUFACTURER: ARKEMA CANADA INC.
655, ALPHONSE-DESHAIES BLVD.
BECANCOUR, QC
G9H 2Y8

EMERGENCY PHONE NUMBER: (800) 567-5726 (ARKEMA)
(613) 996-6666 (CANUTEC)

PRODUCT IDENTIFIER: ETHYL MERCAPTAN
PRODUCT CODE: ORG901
PRODUCT USE: GAS ODOURANT
WHMIS CLASSIFICATION: B2 - FLAMMABLE LIQUID.

HAZARDOUS INGREDIENTS

	%W/W	CAS #	TLV
ETHYL MERCAPTAN	99.3	75-08-1	ACGIH TWA = 0.5 PPM

LD50: 682 MG/KG (ORAL-RATS)
LD50: >2,000 MG/KG (DERMAL RABBITS)
LC50: 4,420 PPM (4-HR INHALATION – RAT))

ADDITIONAL INGREDIENT INFORMATION (WHMIS NOT CONTROLLED):
NA

PHYSICAL DATA

PHYSICAL STATE: LIQUID
ODOUR AND APPEARANCE: WATER WHITE LIQUID, GASSY OR MERCAPTAN ODOUR.
ODOUR THRESHOLD: 0.4 PPB
SPECIFIC GRAVITY/DENSITY (G/ML): 0.839 @ 20°C
VAPOUR PRESSURE: 535 HPA @ 20°C CALCULER
VAPOUR DENSITY (AIR=1): 2.1
VOLATILITY/VOL(%): 100
SOLUBILITY IN H2O: 6.8 G/L @ 20°C
EVAPORATION RATE: NE
BOILING POINT: 35°C
FREEZING POINT: -148°C
PH: NE
LOG KOW: 1.2 (LOG POW)

SHIPPING INFORMATION

UN 2363, 3, I, ETHYL MERCAPTAN.

FIRE AND EXPLOSION HAZARD

FLAMMABILITY: EXTREMELY FLAMMABLE.
CONDITIONS: HEAT, SPARKS, OPEN FLAME.
MEANS OF EXTINCTION: WATER SPRAY, CARBON DIOXIDE, FOAM, DRY CHEMICAL.
FLASHPOINT: -45°C (D3278)
UPPER EXPLOSION LIMIT (% V): 18
LOWER EXPLOSION LIMIT (%V): 2.8
AUTO-IGNITION TEMPERATURE: 300°C (572°F)
HAZARDOUS COMBUSTION PRODUCTS: OXIDES OF CARBON, SULFUR OXIDES
EXPLOSION DATA: NE
SENSITIVITY TO IMPACT: NO

NA - NOT APPLICABLE

NE - NOT ESTABLISHED

**MATERIAL SAFETY DATA SHEET**

Printed: 4/6/10

ETHYL MERCAPTAN

SENSITIVITY TO STATIC DISCHARGE: YES

REACTIVITY

CHEMICAL STABILITY:	STABLE
INCOMPATIBLE MATERIALS:	STRONG OXIDIZING AGENTS.
CONDITIONS OF REACTIVITY:	NE
HAZARDOUS DECOMPOSITION PRODUCTS:	NE

HEALTH HAZARD INFORMATION**ROUTE OF ENTRY**

SKIN CONTACT:	MAY CAUSE IRRITATION.
SKIN ABSORPTION:	NE
EYE:	MAY CAUSE IRRITATION.
INGESTION:	MAY BE HARMFUL IF SWALLOWED.
INHALATION:	CAUSES NAUSEA, HEADACHE, DIZZINESS AND RESPIRATORY TRACT IRRITATION.

ACUTE OVER EXPOSURE EFFECTS: SEVERE OVER EXPOSURE MAY PRODUCE CONVULSIONS, PARALYSIS OF THE RESPIRATORY CENTER, AND DEATH.

CHRONIC OVER EXPOSURE EFFECTS:	NE
SENSITIZATION:	DOES NOT MEET WHMIS CRITERIA.
CARCINOGENICITY:	DOES NOT MEET WHMIS CRITERIA.
TERATOGENICITY:	DOES NOT MEET WHMIS CRITERIA.
MUTAGENICITY:	DOES NOT MEET WHMIS CRITERIA.
REPRODUCTIVE TOXICITY:	DOES NOT MEET WHMIS CRITERIA.

PREVENTIVE MEASURES

PERSONAL PROTECTIVE EQUIPMENT:	WEAR SAFETY GOGGLES AND USE IMPERVIOUS GLOVES. USE A NIOSH APPROVED RESPIRATOR WITH AN ORGANIC VAPOUR CARTRIDGE.
SPECIFIC ENGINEERING CONTROLS:	LOCAL EXHAUST IS RECOMMENDED.
LEAK AND SPILL PROCEDURES:	ABSORB WITH INERT MATERIAL. NEUTRALIZE UNABSORBED MATERIAL WITH HOUSEHOLD BLEACH SOLUTION. DO NOT USE SOLID BLEACH AS VIOLENT REACTION OR FIRE MAY OCCUR. PLACE IN CONTAINER AND SEAL.
WASTE DISPOSAL:	HAZARDOUS WASTE. DO NOT ALLOW PRODUCT TO ENTER THE ENVIRONMENT. CONSULT FEDERAL OR LOCAL AUTHORITIES FOR APPROVED DISPOSAL METHODS.
HANDLING PROCEDURES AND EQUIPMENT:	WASH BEFORE EATING, DRINKING AND USING TOBACCO.
STORAGE REQUIREMENTS:	KEEP IN A CLOSED, LABELED CONTAINER IN A VENTILATED AREA.

FIRST AID MEASURES

EYE	FLUSH EYES WITH LARGE AMOUNT OF WATER FOR 15 MINUTES WHILE HOLDING EYELIDS OPEN. SEEK MEDICAL ATTENTION.
SKIN	WASH SKIN WITH WATER AND SOAP. SEEK MEDICAL ATTENTION IF IRRITATION OCCURS OR PERSISTS.
INGESTION	DO NOT GIVE LIQUIDS IF PERSON IS UNCONSCIOUS OR VERY DROWSY. OTHERWISE GIVE TWO GLASSES OF WATER OR MILK AND SEEK IMMEDIATE MEDICAL ATTENTION.

NA - NOT APPLICABLE

NE - NOT ESTABLISHED



MATERIAL SAFETY DATA SHEET

Printed: 4/6/10

ETHYL MERCAPTAN

INDUCE VOMITING.
INHALATION REMOVE PERSON TO FRESH AIR IMMEDIATELY. IF BREATHING HAS STOPPED, APPLY ARTIFICIAL RESPIRATION AND ADMINISTER OXYGEN IF NECESSARY. SEEK MEDICAL ATTENTION.

PREPARATION DATE	
------------------	--

PREPARED BY:	TECHNICAL DEPARTMENT
PHONE NUMBER OF PREPARER:	(800) 567-5726
DATE PREPARED (MM/DD/YY):	08/23/94
DATE REVISED (MM/DD/YY):	04/06/10

MINIMUM CONTACT WITH THIS AND ALL CHEMICALS IS RECOMMENDED AS A GOOD GENERAL POLICY TO FOLLOW.

THE INFORMATION PRESENTED HEREIN HAS BEEN COMPILED FROM SOURCES CONSIDERED TO BE DEPENDABLE AND IS ACCURATE TO THE BEST OF OUR KNOWLEDGE. HOWEVER, SINCE DATA, SAFETY STANDARDS, AND GOVERNMENT REGULATIONS ARE SUBJECT TO CHANGE AND THE CONDITIONS OF HANDLING AND USE, OR MISUSE ARE BEYOND OUR CONTROL, ARKEMA CANADA MAKES NO WARRANTY EXPRESSED OR IMPLIED, WITH RESPECT TO COMPLETENESS OR CONTINUING ACCURACY OF THE INFORMATION CONTAINED HEREIN AND DISCLAIMS ALL LIABILITY FOR RELIANCE THEREON. USER SHOULD SATISFY HIMSELF THAT HE HAS ALL CURRENT DATA RELEVANT TO HIS PARTICULAR USE.



Tel: 514-956-7503
Fax: 514-956-7504
Internet: www.megs.ca
Email : support@megs.ca

Montreal	St-Laurent	Tel : 514-956-7503	Fax : 514-956-7504
Ottawa	Nepean	Tel : 613-226-4228	Fax : 613-226-4229
Quebec	Quebec	Tel : 418-834-7447	Fax : 418-834-3774

ETHYL MERCAPTAN- MATERIAL SAFETY DATA SHEET

TABLE OF CONTENTS:

1. [Chemical Product and Company Identification](#)
2. [Composition, Information on Ingredients](#)
3. [Hazards Identification](#)
4. [First Aid Measures](#)
5. [Fire Fighting Measures](#)
6. [Accidental Release Measures](#)
7. [Handling and Storage](#)
8. [Exposure Controls, Personal Protection](#)
9. [Physical and Chemical Properties](#)
10. [Stability and Reactivity](#)
11. [Toxicological Information](#)
12. [Ecological Information](#)
13. [Disposal Considerations](#)
14. [Transport Information](#)
15. [Regulatory Information](#)
16. [Other Information](#)

24 Hour EMERGENCY CONTACT

U.S- CHEMTREC 1-800-424-9300

CANADA- CANUTEC 613-996-6666

1. CHEMICAL PRODUCT AND COMPANY IDENTIFICATION

[Up to Table of Contents](#)

Matheson Tri-Gas, Inc.

The telephone numbers listed below are emergency numbers, please contact your local branch for routine inquiries.

USA

959 Route 46 East
Parsippany, New Jersey
07054-0624 USA
Phone: 973-257-1100

CANADA

530 Watson Street
Whitby, Ontario
L1N 5R9 Canada
Phone: 905-668-3570

SUBSTANCE: ETHYL MERCAPTAN

SYMBOL: C₂H₆S

TRADE NAMES/SYNONYMS:

ETHANETHIOL; ETHYL SULFHYDRATE; MERCAPTOETHANE; ETHYL HYDROSULFIDE;
ETHYL THIOALCOHOL; THIOETHANOL; THIOETHYL ALCOHOL; LPG ETHYL MERCAPTAN
1010; UN 2363; O-2712; 958-T; 7171-T; MAT09070; RTECS KI9625000

CHEMICAL FAMILY: mercaptans

CREATION DATE: Jan 24 1989

REVISION DATE: Mar 16 1999

2. COMPOSITION, INFORMATION ON INGREDIENTS

[Up to Table of](#)

[Contents](#)

COMPONENT: ETHYL MERCAPTAN

CAS NUMBER: 75-08-1

EC NUMBER (EINECS): 200-837-3

EC INDEX NUMBER: 016-022-00-9

PERCENTAGE: 100.0

3. HAZARDS IDENTIFICATION

[Up to Table of Contents](#)

NFPA RATINGS (SCALE 0-4): HEALTH=1 FIRE=4 REACTIVITY=0



WHMIS CLASSIFICATION: BD2

EC CLASSIFICATION (ASSIGNED):

F Highly Flammable

Xn Harmful

R 11-20

EC Classification may be inconsistent with independently-researched data.



EMERGENCY OVERVIEW:

Color: colorless

Physical Form: liquid

Odor: garlic odor

Major Health Hazards: central nervous system depression

Physical Hazards: Flammable liquid and vapor. Vapor may cause flash fire.

POTENTIAL HEALTH EFFECTS:

INHALATION:

Short Term Exposure: irritation, nausea, difficulty breathing, headache, symptoms of drunkenness, bluish skin color, convulsions, coma

Long Term Exposure: no information on significant adverse effects

SKIN CONTACT:

Short Term Exposure: irritation

Long Term Exposure: no information on significant adverse effects

EYE CONTACT:

Short Term Exposure: irritation

Long Term Exposure: no information on significant adverse effects

INGESTION:

Short Term Exposure: sore throat, nausea, stomach pain

Long Term Exposure: no information on significant adverse effects

CARCINOGEN STATUS:

OSHA: N

NTP: N

IARC: N

4. FIRST AID MEASURES

[Up to Table of Contents](#)

INHALATION:

Remove from exposure immediately. Use a bag valve mask or similar device to perform artificial respiration (rescue breathing) if needed. Get medical attention.

SKIN CONTACT:

Remove contaminated clothing, jewelry, and shoes immediately. Wash with soap or mild detergent and large amounts of water until no evidence of chemical remains (at least 15-20 minutes). Get medical attention, if needed.

EYE CONTACT:

Wash eyes immediately with large amounts of water or normal saline, occasionally lifting upper and lower lids, until no evidence of chemical remains. Get medical attention immediately.

INGESTION:

Never make an unconscious person vomit or drink fluids. Give sodium bicarbonate solution. When vomiting occurs, keep head lower than hips to help prevent aspiration. If person is unconscious, turn head to side. Get medical attention immediately.

ANTIDOTE:

amyl nitrite, inhalation; sodium nitrite, intravenous; pyridoxine, intravenous; urea, intravenous. CAUTION! Get medical attention immediately.

NOTE TO PHYSICIAN:

For ingestion, consider gastric lavage.

5. FIRE FIGHTING MEASURES

[Up to Table of Contents](#)

FIRE AND EXPLOSION HAZARDS:

Severe fire hazard. Moderate explosion hazard. Vapor/air mixtures are explosive. The vapor is heavier than air. Vapors or gases may ignite at distant ignition sources and flash back.

EXTINGUISHING MEDIA:

alcohol resistant foam, carbon dioxide, regular dry chemical, water

Large fires: Use alcohol-resistant foam or flood with fine water spray.

FIRE FIGHTING:

Move container from fire area if it can be done without risk. Cool containers with water spray until well after the fire is out. Stay away from the ends of tanks. For fires in cargo or storage area: Cool containers with water from unmanned hose holder or monitor nozzles until well after fire is out. If this is impossible then take the following precautions: Keep unnecessary people away, isolate hazard area and deny entry. Let the fire burn. Withdraw immediately in case of rising sound from venting safety device or any discoloration of tanks due to fire. For tank, rail car or tank truck: Evacuation radius: 800 meters (1/2 mile). Water may be ineffective.

FLASH POINT:

-54.9 F (-48.3 C) (CC)

LOWER FLAMMABLE LIMIT:

2.8%

UPPER FLAMMABLE LIMIT:

18%

AUTOIGNITION:

572 F (300 C)

FLAMMABILITY CLASS (OSHA):

IA

6. ACCIDENTAL RELEASE MEASURES

[Up to Table of Contents](#)

OCCUPATIONAL RELEASE:

Avoid heat, flames, sparks and other sources of ignition. Stop leak if possible without personal risk. Reduce vapors with water spray. Small spills: Absorb with sand or other non-combustible material. Collect spilled material in appropriate container for disposal. Large spills: Dike for later disposal. Remove sources of ignition. Keep unnecessary people away, isolate hazard area and deny entry.

7. HANDLING AND STORAGE

[Up to Table of Contents](#)

Store and handle in accordance with all current regulations and standards. Subject to storage regulations: U.S. OSHA 29 CFR 1910.106. Grounding and bonding required. Keep separated from incompatible substances.

8. EXPOSURE CONTROLS, PERSONAL PROTECTION

[Contents](#)

[Up to Table of](#)

EXPOSURE LIMITS:**ETHYL MERCAPTAN:**

10 ppm (25 mg/m³) OSHA ceiling
0.5 ppm (1.3 mg/m³) OSHA TWA (vacated by 58 FR 35338, June 30, 1993)
0.5 ppm (1.3 mg/m³) ACGIH TWA
0.5 ppm (1.3 mg/m³) NIOSH recommended ceiling 15 minute(s)

VENTILATION: Provide local exhaust ventilation system. Ventilation equipment should be explosion-resistant if explosive concentrations of material are present. Ensure compliance with applicable exposure limits.

EYE PROTECTION: Wear splash resistant safety goggles. Provide an emergency eye wash fountain and quick drench shower in the immediate work area.

CLOTHING: Wear appropriate chemical resistant clothing.

GLOVES: Wear appropriate chemical resistant gloves.

RESPIRATOR: The following respirators and maximum use concentrations are drawn from NIOSH and/or OSHA.

5 ppm

Any chemical cartridge respirator with organic vapor cartridge(s).
Any supplied-air respirator.

12.5 ppm

Any supplied-air respirator.
Any powered, air-purifying respirator with organic vapor cartridge(s).

25 ppm

Any chemical cartridge respirator with a full facepiece and organic vapor cartridge(s).
Any air-purifying respirator with a full facepiece and an organic vapor canister.
Any supplied-air respirator with a full facepiece.
Any powered, air-purifying respirator with a full facepiece and organic vapor cartridge(s).
Any self-contained breathing apparatus with a full facepiece.
Any supplied-air respirator with a full facepiece.

500 ppm

Any supplied-air respirator operated in a pressure-demand or other positive-pressure mode.

Escape -

Any air-purifying respirator with a full facepiece and an organic vapor canister.
Any appropriate escape-type, self-contained breathing apparatus.

For Unknown Concentrations or Immediately Dangerous to Life or Health -

Any supplied-air respirator with full facepiece and operated in a pressure-demand or other positive-pressure mode in combination with a separate escape supply.
Any self-contained breathing apparatus with a full facepiece.

9. PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES

[Up to Table of Contents](#)

PHYSICAL STATE: liquid

COLOR: colorless

ODOR: garlic odor

MOLECULAR WEIGHT: 62.14

MOLECULAR FORMULA: C₂-H₆-S

BOILING POINT: 95 F (35 C)

FREEZING POINT: -227 F (-144 C)

VAPOR PRESSURE: 442 mmHg @ 20 C

VAPOR DENSITY (air=1): 2.14

SPECIFIC GRAVITY (water=1): 0.8453 @ 25 C

WATER SOLUBILITY: 6.7% @ 20 C

PH: Not available

VOLATILITY: Not available

ODOR THRESHOLD: 0.001 ppm

EVAPORATION RATE: Not available

VISCOSITY: 0.3155 cP @ 20 C

COEFFICIENT OF WATER/OIL DISTRIBUTION: Not available

SOLVENT SOLUBILITY:

Soluble: alcohol, ether, naphtha

10. STABILITY AND REACTIVITY

[Up to Table of Contents](#)

REACTIVITY:

Contact with water or moist air may form flammable and/or toxic gases or vapors.

CONDITIONS TO AVOID:

Avoid heat, flames, sparks and other sources of ignition. Containers may rupture or explode if exposed to heat. Keep out of water supplies and sewers.

INCOMPATIBILITIES:

acids, oxidizing materials, combustible materials

HAZARDOUS DECOMPOSITION:

Thermal decomposition products: oxides of sulfur

POLYMERIZATION:

Will not polymerize.

11. TOXICOLOGICAL INFORMATION

[Up to Table of Contents](#)

ETHYL MERCAPTAN:

IRRITATION DATA:

500 mg/24 hour(s) skin-rabbit mild; 84 mg eyes-rabbit; 100 mg/24 hour(s) eyes-rabbit moderate

TOXICITY DATA:

4420 ppm/4 hour(s) inhalation-rat LC50; 682 mg/kg oral-rat LD50

ACUTE TOXICITY LEVEL:

Moderately Toxic: inhalation, ingestion

TARGET ORGANS:

central nervous system

12. ECOLOGICAL INFORMATION

[Up to Table of Contents](#)

ECOTOXICITY DATA:**FISH TOXICITY:**

20000 ug/L 0.033 hour(s) (Behavior) Aholehole (Kuhlia sandvicensis)

INVERTEBRATE TOXICITY:

170 ug/L 48 hour(s) LC50 (Mortality) Water flea (Daphnia magna)

13. DISPOSAL CONSIDERATIONS

[Up to Table of Contents](#)

Subject to disposal regulations: U.S. EPA 40 CFR 262. Hazardous Waste Number(s): D001.
Dispose in accordance with all applicable regulations.

14. TRANSPORT INFORMATION

[Up to Table of Contents](#)

U.S. DOT 49 CFR 172.101. SHIPPING NAME-UN NUMBER; HAZARD CLASS; PACKING GROUP; LABEL:

Ethyl mercaptan-UN2363; 3; I; Flammable liquid



15. REGULATORY INFORMATION

[Up to Table of Contents](#)

U.S. REGULATIONS:

TSCA INVENTORY STATUS: Y

TSCA 12(b) EXPORT NOTIFICATION: Not listed.

CERCLA SECTION 103 (40CFR302.4): N

SARA SECTION 302 (40CFR355.30): N

SARA SECTION 304 (40CFR355.40): N

SARA SECTION 313 (40CFR372.65): N

SARA HAZARD CATEGORIES, SARA SECTIONS 311/312 (40CFR370.21):

ACUTE: Y

CHRONIC: N

FIRE: Y

REACTIVE: N

SUDDEN RELEASE: N

OSHA PROCESS SAFETY (29CFR1910.119): N

STATE REGULATIONS:

California Proposition 65: N

EUROPEAN REGULATIONS:

EC NUMBER (EINECS): 200-837-3

EC RISK AND SAFETY PHRASES:

R 11	Highly flammable.
R 20	Harmful by inhalation.
S 2	Keep out of reach of children.
S 16	Keep away from sources of ignition - No smoking.
S 25	Avoid contact with eyes.

16. OTHER INFORMATION

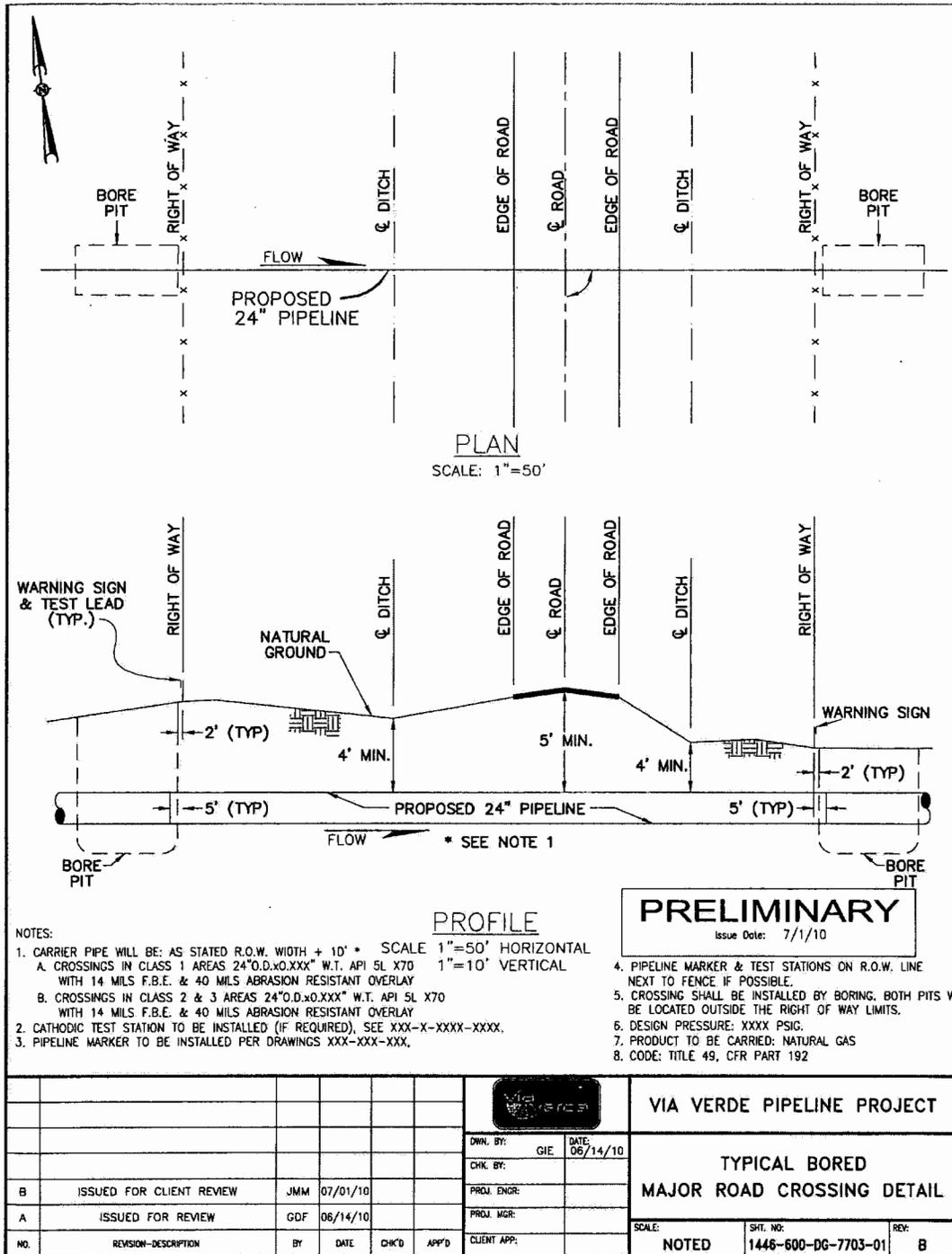
[Up to Table of Contents](#)

Matheson Tri-Gas makes no express or implied warranties, guarantees or representations regarding the product or the information herein, including but not limited to any implied warranty of merchantability or fitness for use. Matheson Tri-Gas shall not be liable for any personal injury, property or other damages of any nature, whether compensatory, consequential, exemplary, or otherwise, resulting from any publication, use or reliance upon the information herein.

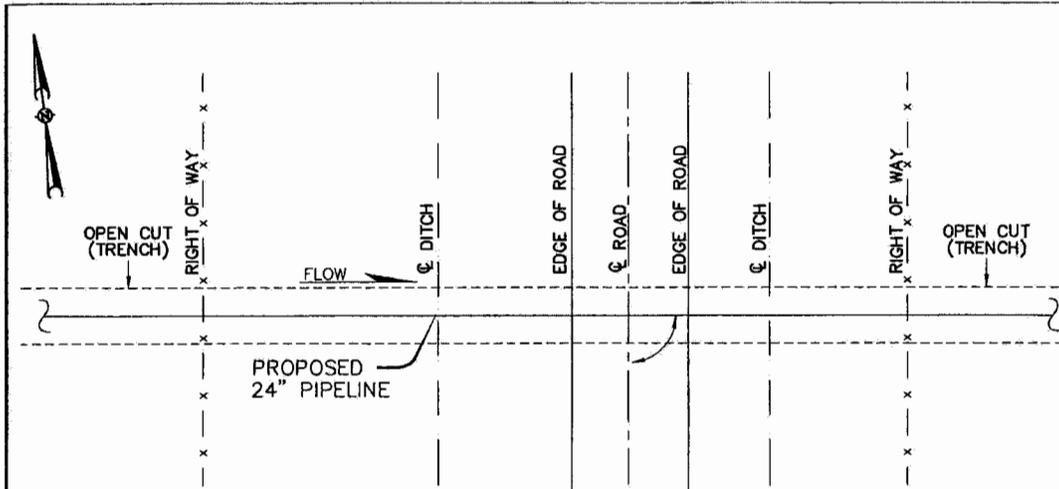
©Copyright 1984-1999 MDL Information Systems. ©Copyright 2000 Matheson Tri-Gas. All rights reserved.

Anejo 5.4

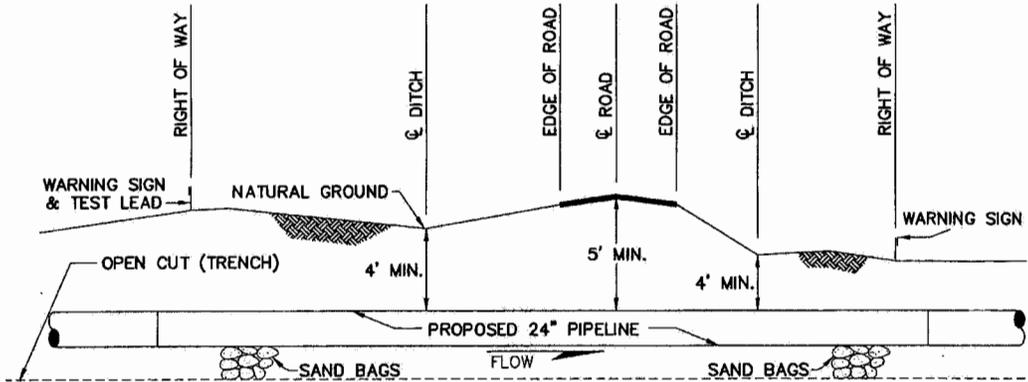
Cruce Típico de Carreteras



H:_doc\1446\Engineering & Technical\11_Working Folders\Case\600\Typicals\1446-600-DG-7703-01.dwg Plotted on: Jul 01, 2010 - 1:11pm by jmcnel



PLAN
 SCALE: 1"=50'



* SEE NOTE 1

PRELIMINARY

Issue Date: 7/1/10

NOTES:

1. CARRIER PIPE WILL BE: AS STATED R.O.W. WIDTH + 10' * SCALE 1"=50' HORIZONTAL
 A. CROSSINGS IN CLASS 1 AREAS 24"O.D.x0.XXX" W.T. API 5L X70 1"=10' VERTICAL WITH 14 MILS F.B.E.
 B. CROSSINGS IN CLASS 2 & 3 AREAS 24"O.D.x0.XXX" W.T. API 5L X70 WITH 14 MILS F.B.E.
2. CATHODIC TEST STATION TO BE INSTALLED (IF REQUIRED), SEE XXX-X-XXX-XXXX
3. PIPELINE MARKER TO BE INSTALLED PER DRAWINGS XXX-X-XXX-XXXX,

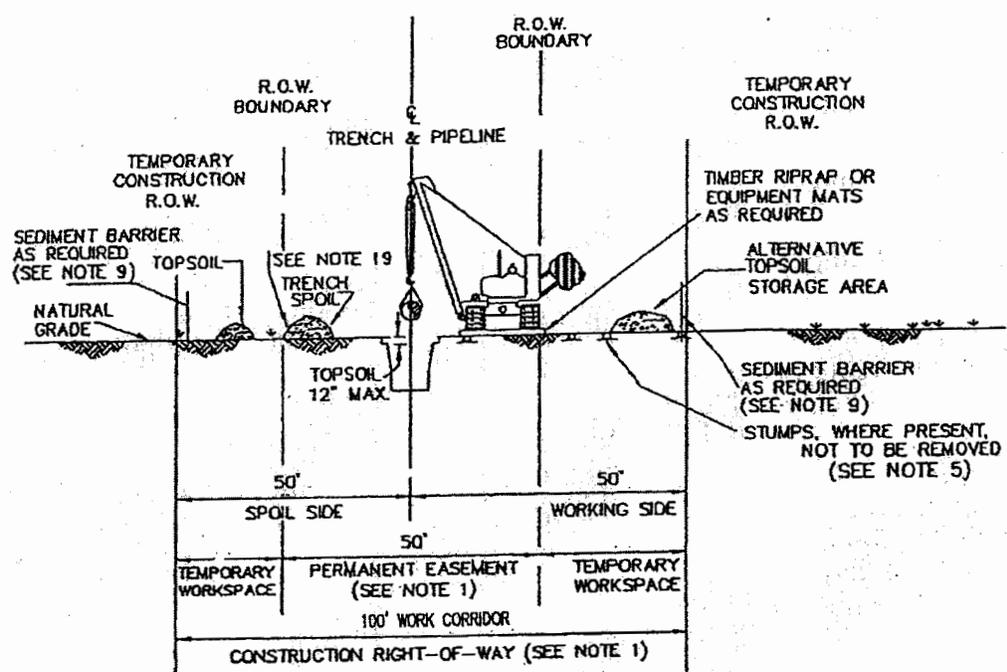
4. PIPELINE MARKER & TEST STATIONS ON R.O.W. LINE NEXT TO FENCE IF POSSIBLE.
5. DESIGN PRESSURE: XXXX PSIG.
6. PRODUCT TO BE CARRIED: NATURAL GAS
7. CODE: TITLE 49, CFR PART 192
8. ROAD TO BE RESTORED TO ORIGINAL GRADE AND TOPPING

					VIA VERDE		VIA VERDE PIPELINE PROJECT		
					DWN. BY: GIE	DATE: 06/14/10	TYPICAL OPEN CUT MINOR ROAD CROSSING DETAIL		
					CHK. BY:				
					PROJ. ENGR:				
					PROJ. MGR:		SCALE: NOTED SH. NO: 1446-600-06-7702-01 REV: B		
					CLIENT APP:				
NO.	REVISION-DESCRIPTION	BY	DATE	CHK'D	APP'D				
B	ISSUED FOR CLIENT REVIEW	JMM	07/01/10						
A	ISSUED FOR REVIEW	GDF	06/14/10						

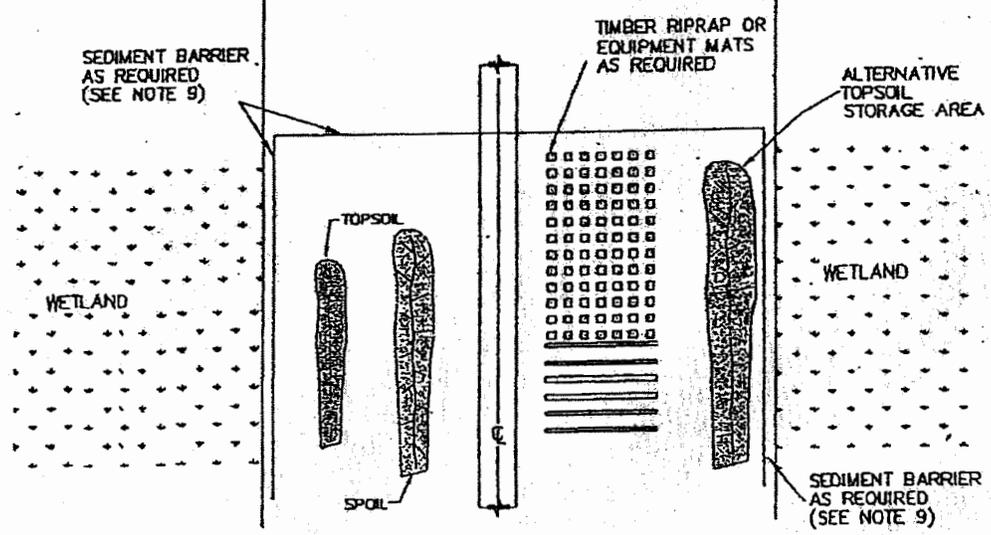
H:\doc\1446\Engineering & Technical\11_Working Folders\Acase\600\Typicals\1446-600-06-7702-01.dwg Plotted on: Jul 01, 2010 - 1:10pm by jmcneil

Anejo 5.5

Cruce Típico de Cuerpos de Agua



PROFILE



PLAN VIEW

REVISIONS				DATE	BY	DESCRIPTION
△						
△						
△						
△						
△						
△						
△						
△						
△	ISSUED FOR REVIEW	04/21/00	SKZ	RP		
NO.	DESCRIPTION	DATE	BY	CHK.	APP.	SCALE/PHONE

PREPA

VIA VERDE PIPELINE PROJECT

TYPICAL WETLAND CROSSING

PROJECT NUMBER: 2190-01 SHEET 2 OF 7

CONSTRUCTION NOTES:

1. CONSTRUCTION RIGHT-OF-WAY WILL TYPICALLY BE 100 FEET WIDE CONSISTING OF 50 FEET OF PERMANENT EASEMENT AND UP TO 25 FEET OF TEMPORARY WORKSPACE ON EITHER SIDE.
2. THE SAME LAYOUT APPLIES WHETHER CONSTRUCTION R.O.W. DOES OR DOES NOT ABUT A FOREIGN R.O.W.
3. LOCATE ANY EXTRA TEMPORARY WORK SPACE AREAS AT LEAST 25 FEET FROM EDGE OF WETLAND AND WITHIN THE APPLICABLE FULL WIDTH CONSTRUCTION R.O.W. WHENEVER POSSIBLE.
4. CLEARING OF VEGETATION AND TREES IS PROHIBITED BETWEEN TEMPORARY EXTRA WORK SPACE AND THE EDGE OF THE WETLAND.
5. CUT VEGETATION AND TREES OFF AT GROUND LEVEL, LEAVING EXISTING ROOT SYSTEMS IN PLACE WHEREVER PRACTICABLE, AND REMOVE CUTTINGS FROM THE WETLAND FOR DISPOSAL.
6. LIMIT CONSTRUCTION EQUIPMENT TO ONE PASS THROUGH WETLANDS TO THE EXTENT PRACTICABLE.
7. NO REFUELING OF EQUIPMENT WITHIN 100 FEET OF WETLAND EXCEPT IN ACCORDANCE WITH THE SPCC PLAN.
8. IF SATURATED AT TIME OF CONSTRUCTION, REDUCE SOIL COMPACTION BY UTILIZING WIDE-TRACK OR BALLOON TIRE CONSTRUCTION EQUIPMENT OR NORMAL EQUIPMENT OPERATED ON TIMBER RIPRAP OR EQUIPMENT MATS.
9. AVOID ADJACENT WETLANDS. INSTALL SEDIMENT BARRIERS IMMEDIATELY AFTER INITIAL GROUND DISTURBANCE AND AT THE EDGE OF CONSTRUCTION R.O.W. ALONG THE WETLAND AS DIRECTED BY THE COMPANY'S INSPECTOR.
10. THIS DRAWING REFLECTS "TRENCH ONLY" TOPSOIL STRIPPING PROCEDURE FOR AREAS WHERE STANDING WATER OR SATURATED SOIL ARE NOT PRESENT.
11. SALVAGE UP TO 12" OF TOPSOIL OVER TRENCH AT LOCATIONS IDENTIFIED ON THE CONSTRUCTION DRAWINGS OR AS DIRECTED BY THE COMPANY'S INSPECTOR. MAINTAIN SEPARATION BETWEEN TOPSOIL AND TRENCH SPOIL.
12. LEAVE GAPS IN TOPSOIL AND SPOIL PILES AT OBVIOUS DRAINAGES. DO NOT USE TOPSOIL FOR PADDING. AVOID SCALPING VEGETATED GROUND SURFACE WHEN BACKFILLING SPOIL PILE.
13. IN UNSATURATED CONDITIONS, SPOIL MAY BE USED TO STABILIZE THE WORKING SIDE.
14. IF SATURATED AT TIME OF CONSTRUCTION, LEAVE HARD PLUGS AT THE EDGE OF WETLAND UNTIL JUST PRIOR TO TRENCHING.
15. TRENCH THROUGH WETLANDS.
16. LOWER-IN PIPE, INSTALL TRENCH BREAKERS AT WETLAND EDGES AS DIRECTED BY THE COMPANY'S INSPECTORS TO PREVENT DRAINAGE. BACKFILL UPON COMPLETION OF CONSTRUCTION.
17. REMOVE ALL TIMBER, RIPRAP OR EQUIPMENT MATS FROM WETLANDS UPON COMPLETION OF CONSTRUCTION.
18. RESTORE GRADE TO NEAR PRE-CONSTRUCTION TOPOGRAPHY AND REPLACE TOPSOIL, WHERE SALVAGED, WITHOUT A CROWN OVER THE TRENCH.
19. IF STANDING WATER IS NOT PRESENT, SEED AS SPECIFIED.
20. TOPSOIL AND TRENCH SPOIL RELATIVE POSITIONS CAN, AS DIRECTED BY THE COMPANY'S INSPECTOR, BE REVERGED.

Jul 16, 2010 - 12:17pm by gfisher

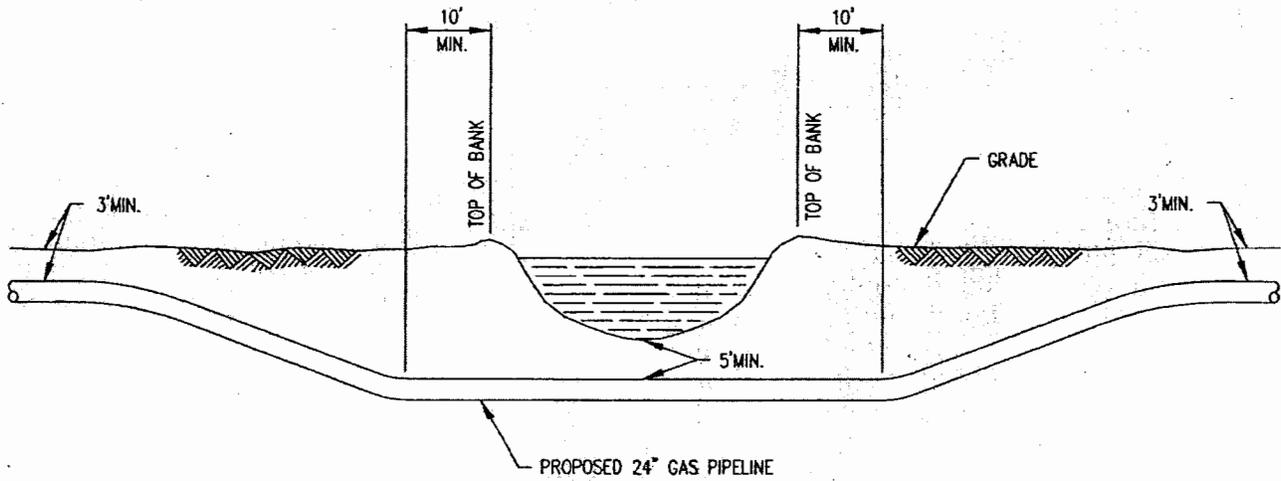
ring & Technical\11_Working Folders\Acase\600_Typicals\48-0-2-326.05.dwg Plotter

H:_doc\1446\F

						VIA VERDE PIPELINE PROJECT	
						TYPICAL WETLAND CROSSING	
						CONSTRUCTION NOTES	
						DWG. NO.	48.0-Z-326.05
						SHT. NO.	3 OF 7
						REV.	B
						DWN. BY:	JMM 07/01/10
						CHK.	
						PROJ. ENGR.	
						PROJ. MGR.	
						CLIENT APP.	
NO.	REVISION-DESCRIPTION	BY	DATE	CHK'D	APP'D	SCALE:	NONE
B	ISSUED FOR ENVIRONMENTAL PURPOSES	GDF	07/16/10				
A	ISSUED FOR REVIEW	JMM	07/01/10				

Jul 16, 2010 - 12:17pm by gfisher

H:_doc\1445\Engineering & Technical\11_Working_Folders\Acase\600_Typicals\48-0-Z-326.05.dwg Plotted



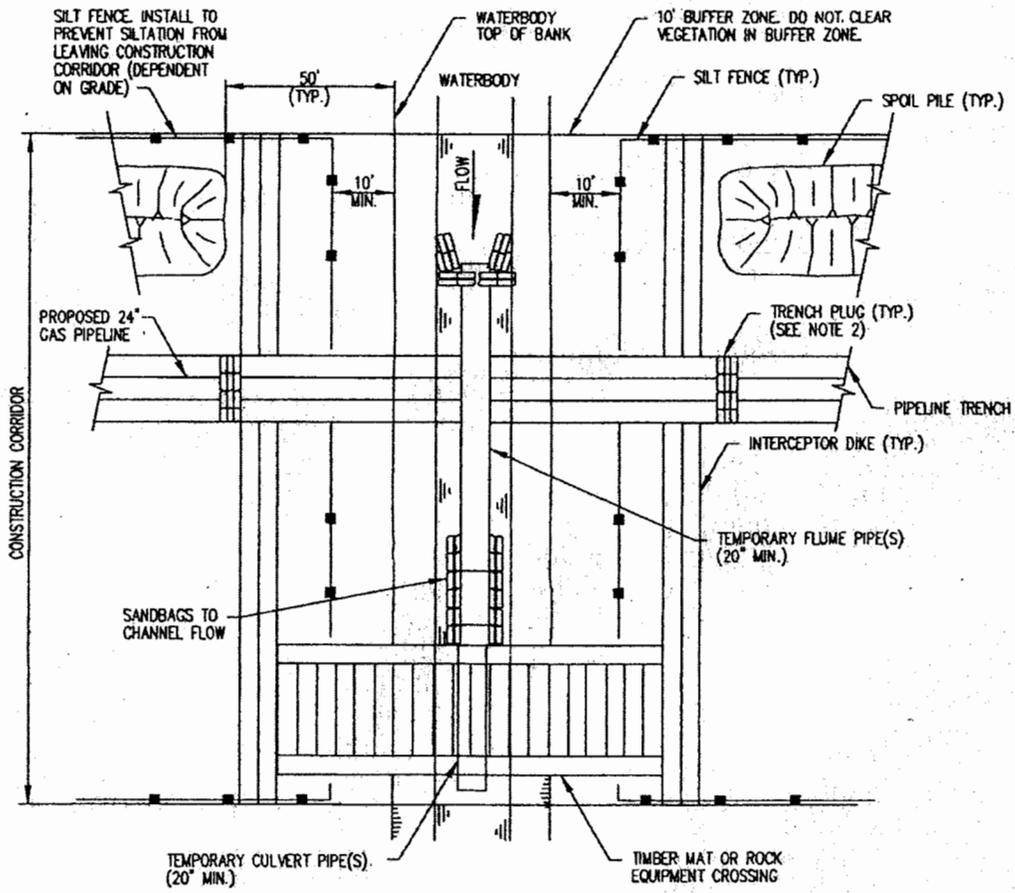
TYPICAL MINOR WATER BODY CROSSING

							VIA VERDE PIPELINE PROJECT			
					DWN. BY: JMM		07/01/10			
					CHK.					
					PROJ. ENGR.					
					PROJ. MGR.					
					CLIENT APP.					
					SCALE: NONE		DWG. NO. 48.0-Z-326.05		SHT. NO. 4 OF 7	REV. B
B	ISSUED FOR ENVIRONMENTAL PURPOSES	GDF	07/16/10							
A	ISSUED FOR REVIEW	JMM	07/01/10							
NO.	REVISION-DESCRIPTION	BY	DATE	CHK'D	APP'D					

Jul 16, 2010 - 12:18pm by gfisher

Engineering & Technical\11_Working Folders\Acase\600\Typical\48_0-Z-326.51.dwg Plotte

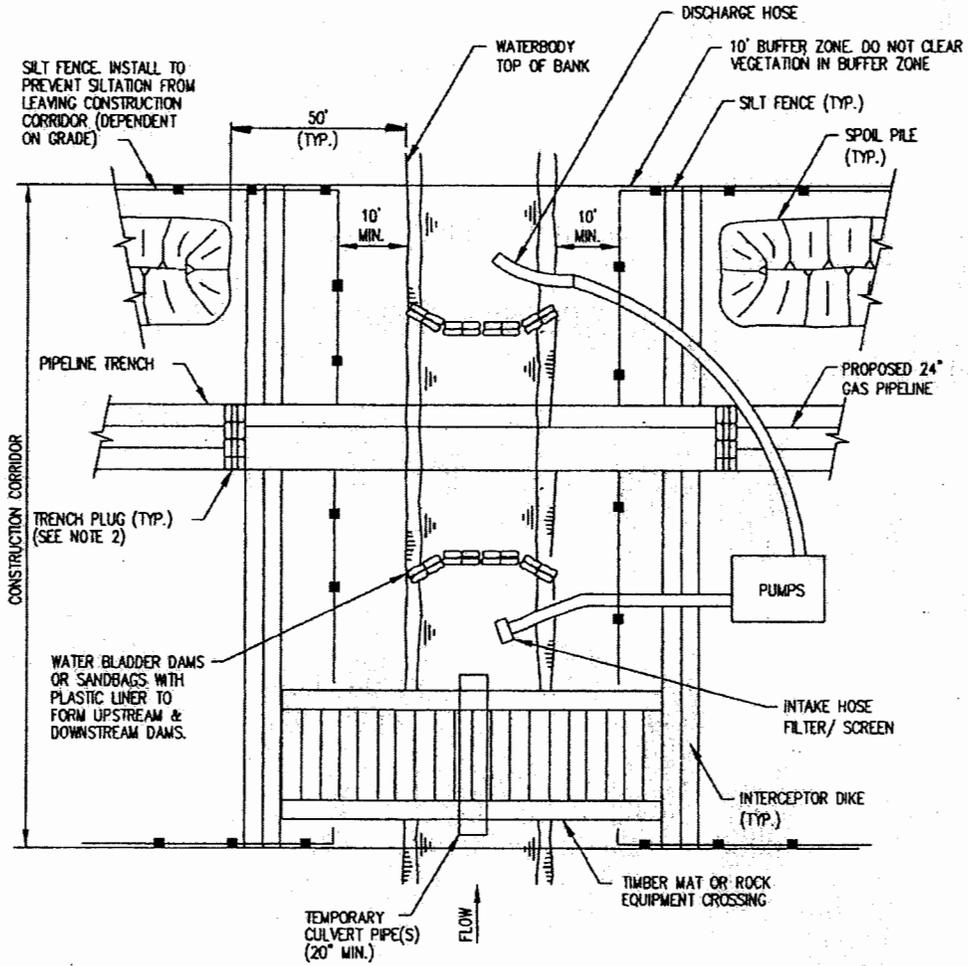
H:_doc\144



TYPICAL WATERBODY CROSSING

1. SILT FENCE AND INTERCEPTOR DIKE TO BE REMOVED ACROSS PIPELINE TRENCH DURING CONSTRUCTION OF PIPELINE. SILT FENCE AND INTERCEPTOR DIKES TO BE REPLACED AFTER BACKFILL OF TRENCH.
2. USE HARD OR SOFT PLUGS PRIOR TO PIPE INSTALLATION. INSTALL PERMANENT TRENCH PLUGS AFTER PIPE INSTALLATION AND PRIOR TO BACKFILLING PIPELINE TRENCH.
3. NUMBER OF FLUMES MAY BE INCREASED AS NECESSARY TO SUIT FLOW.

						VIA VERDE PIPELINE PROJECT	
				DWN. BY: GDF 7/12/10		ENVIRONMENTAL DETAIL TYPICAL WATERBODY CROSSING FLUMED CROSSING METHOD	
				CHK.			
				PROJ. ENGR.			
				PROJ. MGR.			
				CLIENT APP.		DWG. NO. 48.0-Z-326.51 SHT. NO. 5 OF 7 REV. B	
				SCALE: NONE			
B	ISSUED FOR ENVIRONMENTAL PURPOSES	GDF	7/16/10				
A	ISSUED FOR REVIEW	GDF	7/12/10				
NO.	REVISION-DESCRIPTION	BY	DATE	CHK'D	APP'D		



TYPICAL WATERBODY CROSSING

1. SILT FENCE AND INTERCEPTOR DIKE TO BE REMOVED ACROSS PIPELINE TRENCH DURING CONSTRUCTION OF PIPELINE. SILT FENCE AND INTERCEPTOR DIKES TO BE REPLACED AFTER BACKFILL OF TRENCH.
2. USE HARD OR SOFT PLUGS PRIOR TO PIPE INSTALLATION. INSTALL PERMANENT TRENCH PLUGS AFTER PIPE INSTALLATION AND PRIOR TO BACKFILLING PIPELINE TRENCH.

							VIA VERDE PIPELINE PROJECT			
					OWN. BY:	GDF	7/12/10	ENVIRONMENTAL DETAIL TYPICAL WATERBODY CROSSING DAM & PUMP METHOD		
					CHK.					
					PROJ. ENGR.					
					PROJ. MGR.					
					CLIENT APP.			DWG. NO. 48.0-Z-326.50 SHT. NO. 6 OF 7 REV. B		
					SCALE:	NONE				
NO.	REVISION-DESCRIPTION	BY	DATE	CHK'D	APP'D					
B	ISSUED FOR ENVIRONMENTAL PURPOSES	GDF	7/16/10							
A	ISSUED FOR REVIEW	GDF	7/12/10							

NOTES:

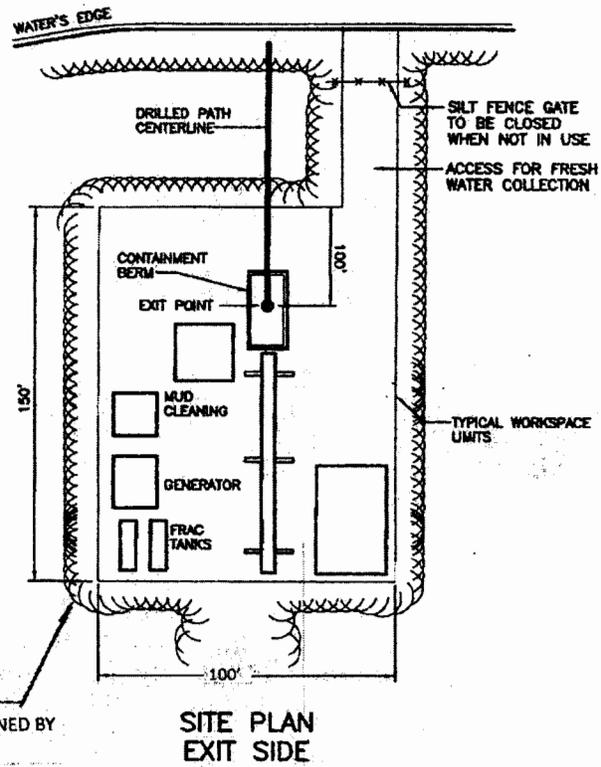
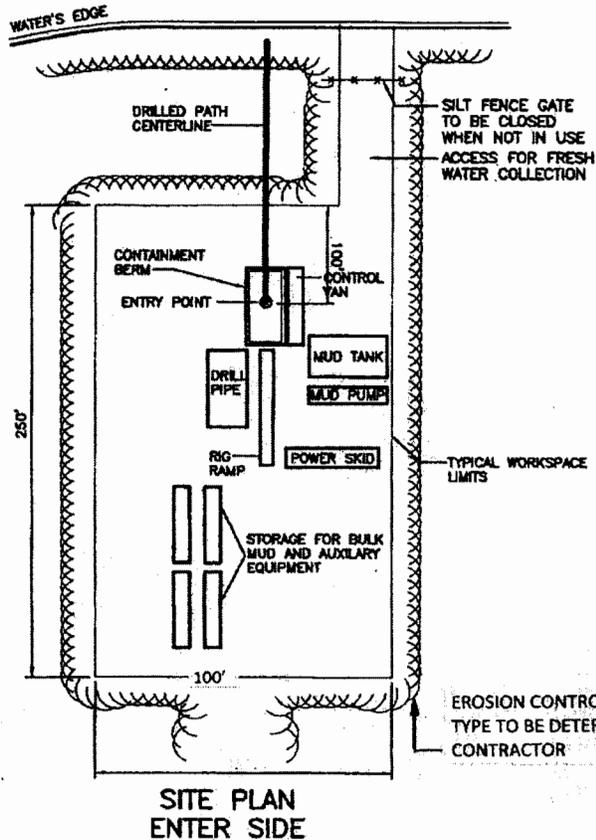
1. THIS METHOD APPLIES TO WATERBODIES WITH LIMITED FLOW AT THE TIME OF CONSTRUCTION WHERE DOWNSTREAM SILTATION MUST BE AVOIDED AND THE CROSSING WIDTH IS NOT PROHIBITIVE.
2. SCHEDULE CROSSING DURING LOW FLOW PERIOD IF POSSIBLE.
3. COMPLETE ALL IN-STREAM ACTIVITIES AS EXPEDIENTLY AS POSSIBLE.
4. NO REFUELING OF MOBILE EQUIPMENT WITHIN 100 FEET OF WATERBODY.
5. INSTALL TEMPORARY EQUIPMENT CROSSING IF REQUIRED.
6. IN AGRICULTURAL LAND, STRIP TOPSOIL FROM SPOIL STORAGE AREA.
7. CONSTRUCT SEDIMENT BARRIERS TO PREVENT SILT LADEN WATER AND SPOIL FROM FLOWING INTO WATERBODY. CONSTRUCTED SEDIMENT BARRIERS SHALL EXTEND ALONG THE SIDES OF THE SPOIL AND TOPSOIL STOCKPOLES AND ACROSS THE ENTIRE CONSTRUCTION R.O.W. BARRIERS MAY BE TEMPORARILY REMOVED TO ALLOW CONSTRUCTION ACTIVITIES BUT MUST BE REPLACED BY THE END OF EACH WORK DAY.
8. CONSTRUCT UPSTREAM STRUCTURE (DAM). WATER STRUCTURES (AQUA DAM, JERSEY BARRIERS, AND BAGS, STEEL PLATE, POLYETHYLENE LINER, ETC.) FINAL LOCATION WILL BE APPROVED BY THE ENVIRONMENTAL INSPECTOR.
9. SIZE PUMPS FOR DIVERSION OF ENTIRE STRAM FLOW. CONTRACTOR SHALL MAINTAIN 100% SPARE PUMPING CAPACITY ON SITE. PUMPS SHALL BE INSTALLED ON POLYETHYLENE BARRIERS FOR FUEL/OIL SPILL CONTAINMENT. PUMP INTAKES WILL BE SCREENED TO PREVENT ENTRAPMENT OF FISH. CONTRACTOR SHALL MONITOR PUMPS AND WATER STRUCTURES ON A 24 HOUR BASIS UNTIL THE CROSSING INSTALLATION IS COMPLETE. SHOULD LEAKING AT THE DAM STRUCTURES OCCUR, CONTRACTOR SHALL DEWATER BETWEEN THE STRUCTURES THROUGH AN APPROPRIATE FILTER AND ONTO A WELL VEGETATED UPLAND AREA. NO HEAVILY SILT-LADEN WATER SHALL BE DISCHARGED INTO THE STREAM.
10. LEAVE HARD PLUGS AT STREAM BANK EDGE UNTIL JUST PRIOR TO PIPE INSTALLATION.
11. COMPLETE CONSTRUCTION OF IN-STREAM PIPE SECTION. WEIGHT PIPE AS NECESSARY PRIOR TO COMMENCEMENT OF IN-STREAM ACTIVITY.
12. TRENCH THROUGH WATERBIDY AS EXPEDIENTLY AS PRACTICAL. INSTALL TEMPORARY (SOFT) PLUGS, IF NECESSARY, TO CONTROL WATER FLOW AND TRENCH SLOUGHING.
13. MAINTAIN STREAM FLOW THROUGHOUT CROSSING CONSTRUCTION.
14. LOWER-IN PIPE, INSTALL TRENCH PLUG AND BACKFILL IMMEDIATELY.
15. BACKFILL WITH NATIVE MATERIAL.
16. RESTORE WATERBODY CHANNEL TO APPROPRIATE PRE-CONSTRUCTION PROFILE AND SUBSTRATE.
17. DISMANTLE DOWNSTREAM WATER STRUCTURE (DAM) AND UPSTREAM WATER STRUCTURE (DAM) AFTER TRENCH BACKFILL.
18. RESTORE STREAM BANKS TO APPROXIMATE ORIGINAL CONDITION AND STABILIZE, AS REQUIRED.

Jul 16, 2010 - 12:17pm by gfisher

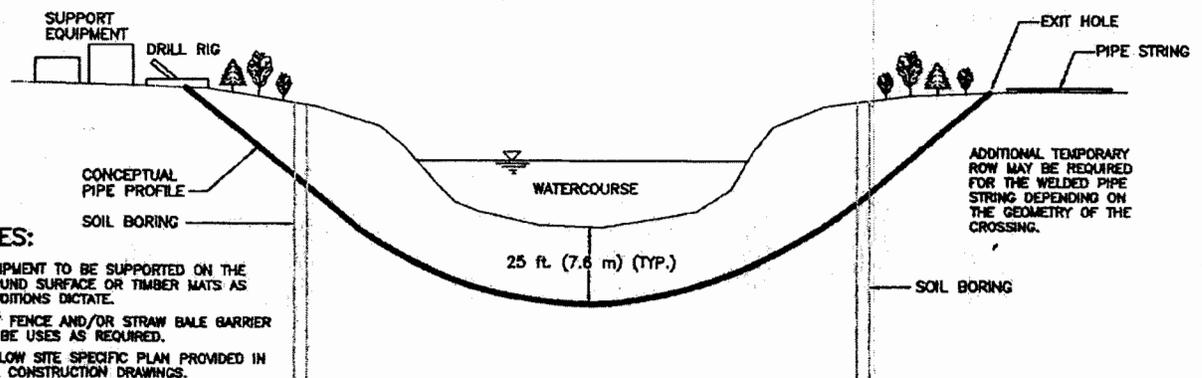
H:_doc\14...neering & Technical\11_Working_Folders\Acase\600\Typicals\48-0-Z-326.05.dwg Plott

						VIA VERDE PIPELINE PROJECT			
				DWN. BY: JMM		07/01/10			
				CHK.					
				PROJ. ENGR.					
				PROJ. MGR.					
				CLIENT APP.					
				SCALE: NONE					
						WATERBODY CROSSING OPEN CUT DAM / PUMP METHOD			
						CONSTRUCTION NOTES			
						DWG. NO. 48.0-Z-326.05		SHT. NO. 7 OF 7	REV. B
B	ISSUED FOR ENVIRONMENTAL PURPOSES	GDF	07/16/10						
A	ISSUED FOR REVIEW	JMM	07/01/10						
NO.	REVISION-DESCRIPTION	BY	DATE	CHK'D	APP'D				

H:_doc\14...



HDD ENTRY and EXIT POINT DETAILS



NOTES:

1. EQUIPMENT TO BE SUPPORTED ON THE GROUND SURFACE OR TIMBER MATS AS CONDITIONS DICTATE.
2. SILT FENCE AND/OR STRAW BALE BARRIER TO BE USES AS REQUIRED.
3. FOLLOW SITE SPECIFIC PLAN PROVIDED IN THE CONSTRUCTION DRAWINGS.
4. CONFIGURATIONS SHOWN ARE TYPICAL AND SHALL BE MODIFIED BY CONTRACTOR AS NECESSARY TO SUIT ACTUAL SITE CONDITIONS

PROFILE

VIA VERDE PIPELINE PROJECT		
NO.	REVISION	DATE
TYPICAL HORIZONTAL DRILL (HDD) SITE PLAN & PROFILE		
PROJECT: 84388E		DETAIL 15
DRAWING NUMBER: 84388E-01		DATE: MAR. 16, 2007
DRAWING REVISION:	DRAWN BY:	CHECKED BY:
APPROVED BY:		DATE: 04 Apr 2007

Anejo 5.6

Especificaciones para Construcción de Tuberías en Lugares Propensos a Terremotos

(Estas especificaciones se incluyen a modo de referencia y ejemplo, ya que las especificaciones finales serán las publicadas con el diseño final del proyecto)

Typical Investigation Requirements for Seismic Design

1. Purpose of Geotechnical Investigation

- To evaluate the pipeline route to determine geologic hazards to the pipeline, including karst formations, fault crossings, slope stability and areas of potential seismic induced ground failures such as landslides and liquefaction.
- To provide recommendations regarding possible route refinements to avoid geological hazards, or reduce geologic hazards; or design to accommodate the hazards.

2. Karst Areas

Contractor shall identify areas along the pipeline route where existing sinkholes are present and other areas which have a high potential for the formation of sinkholes. Contractor shall also make recommendations for design to reduce the potential for sinkhole.

2. Fault Crossings

Contractor shall identify active and potentially active faults crossed by the pipeline and shall make design recommendations regarding the following:

- Location of each fault along the pipeline route;
- Width of the fault zone over which the surface displacement might occur;
- Geometry of the fault relative to the pipeline;
- Type, amount, and direction of fault movement that is likely to occur;
- Recurrence interval for an appropriate seismic magnitude event along the fault; and
- Soils characteristics at the crossing and recommendations for soils design values.

Bidder's proposal shall include a definition of the basic approach, types of investigation, and proposed methods for identification and characterization of the fault crossings.

3. Landslide Areas

Contractor shall identify areas along the pipeline route exposed to landslides

And shall make design recommendations regarding the following:

- Location and extent of each landslide hazard area along the pipeline route;
- Recommendations for route alignment refinements to avoid or reduce the effects of the landslide hazards;
- Feasibility of stabilization of the landslide area;
- Soils characteristics at the landslide area and recommendations for soils design values.

Bidder's proposal shall include a definition of the basic approach, types of investigation, and proposed methods for identification and characterization of the landslide area.

4. Seismic Induced Ground Failures

Contractor shall identify areas along the pipeline route which have a high potential for ground failures from slope instability, liquefaction, lateral spreading, and hydrocompaction resulting from seismic ground shaking. Contractor shall make recommendations regarding the following:

- Location and extent of each potential hazard area along the pipeline route;
- Likelihood that ground failure hazards will occur in the hazard area;
- Recommendations for route alignment refinements to avoid or reduce the effects of the hazard;
- Soils characteristics in the hazard areas and recommendations for soils design values.

Bidder's proposal shall include a definition of the basic approach, the types of investigation, and the proposed methods for identification and characterization of the potential for seismic induced ground failures.

5. Final Report

The Contractor shall submit final reports detailing the work performed, observations made, results of laboratory and field tests, and the Contractor's recommendations for each area of work, as applicable. Reports shall be submitted within 30 days of completion of the geotechnical field investigations.

Reports shall be in English, and using metric units of measurement. Terms used in the final reports shall be in accordance with ASTM D653.

For each location investigated by the Contractor the following information shall be presented:

- description of location;
- geomorphological characteristics, including but not limited to relative relief, slope angle, and evidence of soil erosion;
- soil mass characteristics if evident in areas of exposed soil;
- geology, including tropical residual soil type;
- hydrology, including drainage pattern, flow, and evidence of flooding;
- vegetation, including broad type and percentage cover; and
- dated photographs showing the typical features of the location.

1.0 DESIGN FOR EARTHQUAKES AND GROUND DEFORMATIONS

Earthquake damage to buried pipelines may be divided into two categories: (1) stress and strain induced during transient seismic wave propagation and (2) stress and strain induced by permanent ground deformation (PGD). Permanent ground deformations include surface faulting and other ground movements which may be triggered by transient ground shaking during earthquakes, including landslides on slopes, mudslides, or liquefaction of saturated sand. Faults and landslides are likely to impose high levels of stress and strain in buried pipelines. Soil liquefaction may cause lateral spreading of soil and/or flotation of the buried pipeline if not properly weighted.

The principal failure modes of continuous pipelines buried at least 1 meter deep include tensile rupture and local buckling. Pipelines buried less than 1 meter deep may experience beam buckling. Beam buckling has also occurred during post-earthquake excavation to relieve compressive stresses

2.0 STRESS AND STRAIN CRITERIA FOR EARTHQUAKE LOADS

ASME B31.8 and other pipeline design standards place limits on the allowable pipe stress caused by internal pressure and other primary design loadings, including dead loads, live loads, thermal effects and outside forces. These limits are a percentage of the specified minimum yield strength of steel. For contingent seismic events, the pipeline may be designed based on a strain criteria, as allowed by ASME B31.8,833.5. This criteria is intended to prevent failure of the pipe and limit unacceptable damage. Even though an earthquake or landslide may not cause the pipe to fail, it is important to inspect the pipe for damage or deformation after such an event before the pipeline is placed back into operation. Pipe containing unacceptable deformation must either be repaired and/or replaced.

Pipe response to active fault movements and other seismically induced ground considers the forces of pipe-soil interaction, large-scale deformation of pipe, and elasto-plastic pipe material. Two failure modes are considered, tensile rupture and local buckling (wrinkling).

3.0 TRANSIENT WAVE PROPAGATION

When seismic waves travel along the ground surface, any two points located along the propagation path will undergo out-of-phase motions. These motions induce both axial and bending strains at the pipe-soil interface of a buried pipeline. In a buried pipe the stresses due to seismic wave propagation depend on the friction angle between the soil and pipe, the soil subgrade modulus, seismic shear wave velocity, and the period of the earthquake wave.

Analytical studies as well as buried pipeline performance during past earthquakes have shown that transient seismic wave propagation is unlikely to cause direct damage to modern X-grade pipelines with quality welds. For most soils, simplified calculations will determine that stress and strain are within acceptable limits

The compression waves may cause beam buckling in a pipeline if there are sharp, small radius bends in the pipeline and the pipe is buried less than 1 meter deep. However, buckling is unlikely to occur at the large radius field bends that are used in this pipeline.

4.0 PIPELINE STABILITY IN LIQUEFIABLE SOIL

Ground shaking during earthquakes may cause the transformation of a saturated cohesionless soil from a solid to a liquid. In this state, the soil behaves like a heavy fluid. This may result in substantial deformation of the pipeline by means of buoyancy, subsidence, or loss of bearing. For liquefaction to occur, the grain size of saturated soil must range from 0.02 mm to 2.0 mm. Pipeline flotation or subsidence in itself would not necessarily cause the pipeline to rupture, but it would create service or maintenance problems. However, excess stress and strain may be caused at the locations of abrupt transition from liquefied to stable soil. Identification of areas that will liquefy must be based on site conditions, earthquake intensity and soils drilling data. Studies should be undertaken along the pipeline route to identify areas where liquefaction is likely to occur. The pipeline should be re-routed around these areas where possible. Where it is not possible to avoid these areas, the design should consider the pipe stress at the transition zones and/or modify the design to mitigate and minimize the damage that may occur. Concepts that may be considered are as follows:

- deeper burial of the pipe to a level below the liquefiable soil,
- shallow burial near the transition from stable to liquefiable to reduce differential movement,
- an above ground support system with deep foundations extending into the stable soil,
- soil stabilization where the extent of liquefiable soil is limited,
- additional pipe weight to prevent flotation or intermittent pipe anchors to resist uplift forces, and
- installation of automatic shut-off valves on each side of the liquefiable soil area

5.0 DESIGN OF ACTIVE FAULT CROSSINGS

The characteristics of an active fault include type of fault, direction of movement, amount of movement, and zone of influence. For example, Figure 1 demonstrates a strike-slip fault with a horizontal displacement (Δ_s) and a crossing angle beta (β) less than 90 degrees. The fault shown is a right (dextral) moving fault that will cause tension in the pipe. Note that the beta (β) angle is measured counter-clockwise from the fault line to the pipeline. If the fault were a left (sinistral) moving fault, the configuration would cause compression in the pipe, and beta (β) angle as used in the analysis would be measured clockwise from the fault line to the pipeline (i.e. greater than 90 degrees).

The design of each active fault crossing is based on a combination of the following elements:

- 1) Specify the fault crossing intersection angle beta (β). This angle must be maintained through the zone of influence and for a length greater than the length of curve on both sides of the zone of influence.

- 2) Design of a special trench configuration through the zone of influence of the fault and for a length of the curve on both sides of the zone of influence. The trench configuration is designed to facilitate the lateral movement of the pipe.
- 3) Control the type of backfill and compaction of backfill in the special trench configuration to limit the bending strain in the pipe.
- 4) Control of type and compaction of backfill in the standard trench for the total affected length on each side of the zone of influence. This controls the axial soil restraint of the pipe to allow elongation over the full affected length and thus reduce the total percent of axial strain.

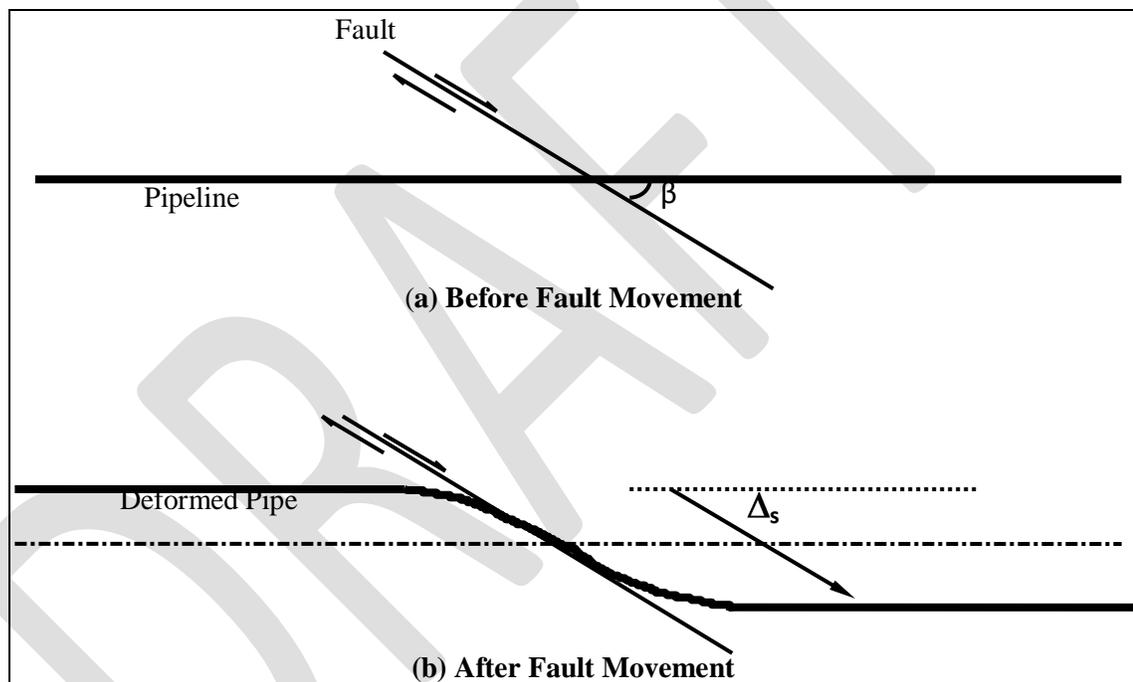


Figure 1: Simplified Model for Pipeline Crossing Strike-Slip Fault

The final design may be based on selecting a combination of crossing angle and type of soil to be used for controlled backfill. The strain induced at a fault crossing may also be decreased by increasing the pipe wall thickness

As an alternate design for crossing faults which cannot be aligned properly or which special trench and controlled backfill is not desired, the pipeline may be installed above ground within the fault crossing zone of influence, and placed on concrete supported, steel supports. The design must provide sufficient flexibility so that the pipeline can sustain the fault displacement without exceeding the allowable stress and strain.

6.0 LANDSLIDES AND MUD SLIDES

The type of soil and its stability must be determined in areas where it is planned to install the pipeline on mountain slopes or any other areas that may be susceptible to landslide or mudslides.

Detailed design of the pipeline must consider site specific static and dynamic analyses for failure. A preliminary assessment of potential problem areas should be made. If the results indicate a potential for landslides, detailed engineering design must consider site specific static and dynamic analyses for failure. Some of the techniques for preliminary assessment include the following:

- Survey of case records of slope failures and collection of data from other sources
- Field reconnaissance surveys by experienced personnel to identify slopes requiring detailed analysis.
- Use of photogrammetric or other surveying methods to identify slopes steeper than a specified gradient.
- Preliminary analysis using conservative design parameters and analytic technique to identify potentially unstable slope along the alignment so that detailed analysis can be limited in number.

Unstable areas should be avoided by pipeline re-routing, if at all possible. Where crossing unstable areas is unavoidable, the following concepts may be considered for risk mitigation.

- Direct mitigation of the problem area, if economically feasible.
- Orienting the pipeline so that the pipe axis is parallel to the direction of ground movement Deeper burial of the pipe to a level below the unstable soil.
- Modification to the construction zone and trench configuration.
- Using heavier wall pipe for added strength.
- Using tunneling or horizontal directional drilling (HDD) at the crossing to place the pipeline in stable ground underneath the unstable area (for use in any unstable ground).

The most appropriate design solution to remedy the unsatisfactory conditions will vary from slope to slope. This will depend not only on the geotechnical factors involved, but also on civil/pipeline design and construction consideration and environmental, drainage and erosion concerns.

Direct mitigation concepts are as follows:

- Grading to flatten slopes,
- Provisions for subsurface drainage paths,
- Soil densification and stabilization,
- Replacement of susceptible soil,
- Grouting or chemical stabilization,
- Slope buttressing or construction of retaining walls,
- Installation of automatic shut-off valves on each side of the hazardous area, and
- Close monitoring of the areas by aerial patrol and ground reconnaissance for early identification and mitigation.

For most areas with potential landslide hazards, stabilization and/or repairs will not be cost effective or practicable. For many areas, improving surface drainage and periodic monitoring may be more effective.

7.0 KARST AREAS

The pipeline passes through terrain underlain by rock where karst processes create cave caverns and sinkholes. These processes are the result of long term dissolution of soluble carbonate rock by slightly acid ground water and underground streams. The major hazards to a pipeline in karst areas is the development of sinkholes which causes a loss of support underneath the pipe so that it spans the extent of the sinkhole. If the diameter of the sinkhole is greater than the allowable span of the pipe, the pipe will be overstressed and may fail.

Three major types of sinkholes may occur:

- solution sinkholes,
- cover-subsidence sinkholes, and
- cover collapse sinkholes.

Solution sinkholes form in areas where carbonate rock is exposed at the ground surface or is thinly covered by permeable sediments. These sinkholes generally form by a gradual downward movement of the ground surface and development of a depression that is typically bowl shaped and shallow. This type of sinkhole is not likely to damage the pipeline since the pipe can settle to conform to the curve. In addition, such a depression should be detected by regular pipeline surveillance before it has developed to an extent that it has caused damage to the pipeline.

Cover subsidence sinkholes occur in areas where carbonate rock is covered by relatively non-cohesive and permeable unconsolidated sediments. As the underlying carbonates dissolve, individual sediment grains move downward in sequence to occupy space formerly occupied by carbonate rock. Sinkholes of this type are generally shallow, of small diameter, and develop gradually. This type of sinkhole is not likely to damage the

pipeline since the pipe can span small diameter holes. In addition, such a sinkhole should be detected by regular pipeline surveillance and timely mitigation may be undertaken.

Cover collapse sinkholes occur in areas where carbonate rock is overlain by sediments with some degree of cohesion (e.g. sandy clays and clays). If a solution cavity in the carbonate rock enlarges to such a size that the overlying material can no longer support its own weight and collapses into the underlying cavity. Collapse is generally abrupt. This type of sinkhole is most likely to cause damage to the pipeline.

Design of the pipeline to resist large, abrupt ground failures from cover collapse sinkholes is not practicable or feasible. It is recommended that the following approach be taken:

- make a geotechnical assessment to locate areas where collapse sinkholes are actively forming, and avoid these areas where possible,
- locate any sinkholes that may be detected along the pipeline trench during construction, and repair, and
- regular surveillance for early detection during operations.

In order to assess the probability of pipeline failure due to formation of sinkholes, stress analysis may be performed to determine the maximum allowable pipeline span lengths to preclude overstressing the pipe steel. Such analysis should be based on pipe diameter, pipe wall thickness, depth of pipeline burial in the area, and soil conditions.

The probability that an abrupt sinkhole of sufficient diameter to cause pipe failure would form directly under the pipeline may be relatively low. This should be determined by a geotechnical assessment.

After construction, the Company should train its operation personnel to recognize the early detection signs of possible sinkhole development, such as slumping or sagging objects; structural failure or cracks in the ground surface; and/or unexpected ponding of surface waters. In the event that a sinkhole develops, appropriate site specific mitigation measures should be undertaken.

Known Occurrence of Seismic Activities:

- Camisea Pipeline (Peru): Sustained a 9.7 earthquake in 2007 with no damage to pipeline.

Seismic Design Work by Gulf Interstate Engineering Company

Design Projects by GIE:

1. Reliance Pipeline (India): Design of fault crossings (2006)
2. Southwest Products Pipeline (China): Design of fault crossings (2002)
3. PG&E Gas Pipeline (California): Design of fault crossings (1991)
4. Nikiski Products Pipeline (Alaska): Design of pipeline including fault crossings (1977)

Projects which GIE Provided Seismic Design Criteria and Procedures:

1. Southwest Products Pipeline (China): Developed design criteria and procedures necessary for the pipeline to accommodate the effects of seismic activities, including seismic shaking, pipeline stability in liquefiable soil, landslide, and fault crossings (2002).
2. Northwest Alaska Gas Pipeline (Alaska): Developed design criteria and procedures necessary for a Trans-Alaska gas pipeline to accommodate the effects of seismic activities, including seismic shaking, pipeline stability in liquefiable soil, landslide, and fault crossings (1977-1980).

Projects which GIE Reviewed and Approved Seismic Design by Others:

1. Camisea Pipeline (Peru): Design for landslides by TECHINT (2004)
2. Camisea Pipeline (Peru): Design for fault crossings by ABS Consulting (2002)
3. ENRON MetGas Pipeline (India): Design for fault crossings by ENGINEERS INDIA LIMITED (2002)
4. Alyeska-Trans Alaska oil Pipeline (Alaska): Pipeline Design for seismic activities, including fault crossings, seismic shaking, and slope stability for U.S. Department of Transportation (1976 & 1977)

Mitigation measures taken in design Pipeline in Earthquake Prone Areas:

- Rerouting the pipeline to avoid the problem area.
- Realigning the pipeline across a fault to ensure that the pipeline remains in tension during any seismic activity,
- Burying the pipeline in a wide ditch with long side slopes and backfilled with compacted sand to allow for lateral deformation of the pipeline alignment.
- Ensuring that the pipeline has sufficient bends in the line to allow flexibility.

Anejo 5.7

Especificaciones de la Tubería



Requisition Number: <u>1446-000-MR-2001-00</u> Requisition Description: <u>24" Mainline Pipe, FBE Coated</u> Item Number(s): _____	VENDOR DRAWINGS & DATA COMMITMENTS
--	---

Vendor Shall Submit This Sheet With Quotation. Days After Column Should Be Completed for Items Designated "X"	INCLUDED WITH PROPOSAL		ISSUED FOR APPROVAL		ISSUE FINAL CERTIFIED	
	CK. INFO REQ'D.		CK. INFO REQ'D.	DAYS AFTER P.O. RECEIVED	CK. INFO. REQ'D.	DAYS AFTER APP. DWGS. RETURNED
1. Pipe and Coating Description	X					
2. Source of Materials	X					
3. Pipe Heat Treatment Certifications	X					
4. Pipe Chemical Composition Analyses	X					
5. Pipe Mechanical Test Reports	X					
6. Rockwell Hardness Survey Results	X					
7. Flattening Test Results (ERW)	X					
8. Nondestructive Examination Reports - Long Seam	X					
9. Nondestructive Examination Reports - Pipe Ends	X					
10. Pipe Repair Records	X					
11. Epoxy Manufacturer's Recommended Application Procedures	X					
12. Surface Preparation, Painting, Coating and Lining Procedures						
13. Inspection and Test Plan			X		X	
14. Pipe Racking Procedure			X		X	
15. Pipe Loading Procedure			X		X	
16.						
17.						
18.						
19.						
20.						
21.						
22.						
23.						
24. Pipe Heat Treatment Certifications					X	
25. Pipe Chemical Composition Analyses					X	
26. Pipe Mechanical Test Reports					X	
27. Rockwell Hardness Survey Results					X	
28. Flattening Test Results (ERW)					X	
29. Nondestructive Examination Reports - Long Seam					X	
30. Nondestructive Examination Reports - Pipe Ends					X	
31. Pipe Repair Records					X	
32. Coating Tally Reports					X	
33. Coating Inspection and Repair Records					X	
34. Heat Treatment Records					X	
35. Descriptive Literature					X	
36. Charpy Test at -40F					X	
37.						

*** Send one (1) copy of all documents to the job site with equipment/materials.

DRAWING AND DATA REQUIREMENTS:					
Items Required with Bid:	3	Folded Prints (11"x 17")	-		Rolled Bond (22"x 34")
Items Required for Approval	3	Folded Prints (11"x 17")	-		Rolled Bond (22"x 34")
Certified Documents, Including Manuals	5***	Folded Prints (11"x 17")	-		Rolled Bond (22"x 34")

NOTES:

CONFIRM RECEIPT OF REQUIREMENTS VIA FAX
 REFERENCE TAG NO.'S ON ALL DOCUMENTS
 DOCUMENTS MUST REFERENCE ORDER NO _____ Company Name

OPERATION MANUALS TO BE SUBMITTED IN
 ENGLISH AND SPANISH - 6 COPIES REQUIRED _____ Submitted By _____ Date _____



FUSION BONDED EPOXY COATING

All dimensional tolerances and pipe surface conditions specified herein and in API Specification 5L shall apply to the pipe conditions as received by Buyer at the shipping destination.

When specified in the purchase order, each end of each length of pipe shall be provided with a suitable end protector designed to prevent damage to the machined end during handling and shipping. Bevel protectors shall be securely attached to the pipe without damage to the pipe or coating and shall withstand multiple handling and below deck ocean-shipping. End protectors shall not be attached to the pipe using tape or other connectors. The design shall be submitted to Buyer for approval.

Fittings or other such items shall be banded to pallets for shipment. Padding shall be placed under the banding to prevent damage to the coating.



FUSION BONDED EPOXY COATING

11.1 Seagoing Vessels

- 11.1.1 Buyer shall have free access to the vessel during onloading, hatch opening, and unloading. Buyer shall be given a minimum of three U.S. business days' notice for each of these inspection points.
- 11.1.2 Pipe shall be loaded per API RP 5LW with mandatory wood side and bearing strips. All API requirements shall apply to all pipe, regardless of actual D/t ratio.
- 11.1.3 Pipe shall not be shipped on deck.
 - No pipe end shall overhang any underlying pipe end by more than 3 feet (one meter).
 - No overstowage is permitted.
- 11.1.4 The pipe shall be padded, to preclude contact with other pipe, dunnage, or bulkheads.
- 11.1.5 Lashing shall be padded to preclude metal-to-metal contact with the pipe.

11.2 Truck

- 11.2.1 Low-boy [step bed] or pole trailers shall not be used without the written approval of Buyer.
- 11.2.2 Metallic uprights on trucks/trailers shall be completely padded with a minimum 1/8-inch thickness of PVC or equivalent.
- 11.2.3 Dunnage shall be arranged to avoid contact between pipe and nails and/or staples. Skids shall not be stacked, and skid height shall not exceed skid width.
- 11.2.4 Nonmetallic hold down straps shall be used. Chains are prohibited. When authorized by Buyer, steel strapping may be used for belly banding, providing straps are free of burrs.

11.3 Rail

- 11.3.1 Pipe shall be loaded on or in rail cars in accordance with all provisions of API RP 5L1, regardless of D/t ratio. End gates lined with wood to a minimum nominal thickness of 1 inch (2.5 centimeters) shall be provided in gondola cars and bulkhead flat cars.
- 11.3.2 The static load stress used in computing the number of bearing strips required in API RP 5L1 shall not exceed 17000psi (117000 kilopascal).
 - Supplier shall submit loading instructions and diagrams for approval for all pipe shipped by truck, rail car or vessel. However, approval of these loading instructions shall not relieve Supplier of their responsibility for any damage during shipment.



FUSION BONDED EPOXY COATING

- Any coated item having a holiday rate exceeding 0.07 holidays per square foot (0.7 holidays per square meter) each item shall be re-coated at the maximum dry film thickness given in Section 8.0. If the holiday rate of the re-coated item is less than 0.07 holidays per square foot (0.7 holiday per square meter), the holidays shall be repaired per Section 9.0. If the holiday rate of the re-coated pipe exceeds 0.07 holidays per square foot (0.7 holiday per square meter), such items shall be marked for identification. The Buyer shall be immediately advised if the total number of those marked exceeds 3 percent of the order for pipe.

All repaired areas shall be re-tested for holidays and be 100 percent holiday free.

10.0 MARKING AND TAGGING

The outside surface of the coated pipe shall be marked on both ends using white stenciled letters at least 1 inch (2.5 centimeters) in height. Marking shall be in U.S. Customary Units. The information on pipe shall include the requirements of API Specification 5L Section 10, plus the following:

- outside diameter,
- wall thickness,
- grade,
- joint number,
- heat number for the pipe, and
- purchase order number.

No marking shall be applied by cold die stamping.

11.0 HANDLING, STORAGE AND SHIPPING OF COATED PIPE

Supplier shall provide for storage of the coated pipe awaiting shipment to the job site.

The pipe, after being externally coated and cured, shall be sufficiently cooled for proper handling. The pipe shall be handled in such a manner as to prevent damage to the walls, beveled ends, and external coating. All hooks, forks, supports and skids used for handling shall be padded in such a manner as to prevent damage to the pipe and coating. The proposed padding shall be submitted to Buyer for approval prior to use. The pipe shall be handled in such a manner to prevent slamming of the bevel into the coating of an adjacent item when loading, stacking, or unloading.

All coated pipe shall be stored on elevated racks or sand berms until time for delivery.

All pipe shall be handled, loaded and shipped in accordance with API RP 5L1, "Recommended Practice for Railroad Transportation of Line Pipe" and/or API RP 5LW, "Recommended Practice for Transportation of Line Pipe on Barges and Marine Vessels", as applicable. Pipe shipped using marine vessels shall be delivered without chloride contamination. Other shipping requirements are as follows:



FUSION BONDED EPOXY COATING

9.2 Large Defects

For repairs of areas larger than pinholes and where such areas are within the allowable limits, the following procedure will be followed:

- The surface to be re-coated shall be cleaned to remove all dirt and damaged or disbonded coating using abrasive blasting or other approved and suitable means. The edges of the original coating shall be "feathered out" approximately 2 inches (5 centimeters) around the specific area to be coated and all dust wiped off before applying the patch coating.
- The preferred method for patching large defects for anti-corrosion coated pipe shall be to heat the area locally with induction heating or other heating means and electrostatic spray on the same type powder used for field coating of weld joint areas.

When equipment is not available for patching anti-corrosion coating by electrostatic spray Buyer may approve the following procedure.

- The material for patch coating in the shop shall be 100 percent solids, catalytically cured epoxy coating supplied or approved by the manufacturer of the powder epoxy coating.
- The repair coating shall be applied by spatula, brush, roller or spray, depending on the size and nature of the damaged area being repaired and in accordance with the coating product manufacturer procedures. The patch coating shall not be applied when the surface temperature is less than 50°F (10°C).
- Freshly patched coated areas shall be allowed to cure according to the coating product manufacturer recommendations prior to handling.

If more than the allowable holidays are recorded on 3 consecutive pipes, the coating process shall be stopped for full investigation and remedial action. If the cause is determined to be improper coating application or defective materials, the following procedures shall apply for repairing the coating on the pipe joints rejected immediately before work stoppage.

- For holiday rates of 0.07 holidays per square foot (0.7 holidays per square meter), the pipe shall be 100 percent repaired per section 9.0.
- For holiday rates exceeding 0.07 holidays per square foot (0.7 holidays per square meter), the pipe shall be re-coated at Supplier's expense.

If the cause for excessive holidays is determined to be defects in the steel surface, such as slivers, cold-laps or pitting, the following procedures shall apply.

- Any coated item having a holiday rate of 0.07 holidays per square foot (0.7 holidays per square meter) or less shall be 100 percent repaired per section 9.0.



FUSION BONDED EPOXY COATING

Supplier shall keep records on the results of all inspections in a form suitable to the Buyer. Copies (two sets) of the records shall be provided to Buyer within three (3) days after coating is completed.

Buyer shall have access to each part of the coating process and shall have the right and opportunity to witness any of the quality control tests and/or perform such tests himself on a random sampling basis.

Buyer shall have the right to undertake inspection or testing of the goods or services during any stage of manufacture at which the quality of the finished goods may be affected and to undertake inspection or testing of raw materials or purchased components.

Buyer shall have the right to halt Applicator's work pending alterations or corrections to the process to correct any faults found in the work that result in failure to conform to these specifications.

Each item and/or joint of pipe shall be tested with an electrical holiday detector immediately following the coating application.

The holiday detector shall be of the pulse type employing an audible signaling device and have an adjustable voltage range. The holiday detector shall be set at 5 volts per micron (125 V per mil) of coating thickness and the total not to exceed 2000 volts when testing performed at ambient temperature. Thickness of coating shall be closely monitored to ensure the proper voltage for holiday detection is being used. All holidays shall be clearly marked for repair by Supplier. The holiday detector shall be checked periodically against a suitable calibrated voltmeter and adjusted to ensure that the voltage is sufficiently high to detect an intentional holiday through the thickest coating. The electrode used for locating holidays shall be designed to ensure direct contact with the coated surface and complete coverage. Calibration of the testing device and holiday testing may be witnessed by Buyer, at its discretion.

The maximum allowable number of pinhole type coating holidays shall be 0.65 per square foot (0.7 per square meter) of surface area.

Any coated item with mechanically damaged coating exceeding 2 square feet (0.2 square meters) or 5 percent of the pipe area, shall be rejected and reworked.

9.0 REPAIRS

All defects found in the external coating as a result of the above inspection shall be repaired to the satisfaction of Buyer in accordance with the procedures given below.

9.1 Small Defects

For small pinholes or metal sliver holidays, repairs by hot melt patch stick procedures are approved. The materials used shall be compatible with the coating on the item and shall be approved by the manufacturer of the powder epoxy coating system. The application shall be in accordance with the manufacturer's recommended procedures



FUSION BONDED EPOXY COATING

8.0 INSPECTION AND TESTING

Buyer reserves the right to inspect materials, manufacturing, and fabrication, and to witness tests at any time. Supplier shall provide the required access for such inspections and test witnessing. Supplier shall not deliver the specified item until inspected by Buyer. Buyer reserves the right to waive tests.

Supplier shall notify Buyer not less than ten (10) days in advance of the start of each production run and shall provide him with a detailed time schedule to permit him to witness all phases of pipe surface preparation, coating application, curing, and testing.

Supplier shall be responsible for all quality control checking including as a minimum, the Production Coating Test requirements given in Section 8 of NACE RP0394 and Section 7.3 of CSA-Z245.20 which include the following:

- checking cleanliness immediately prior to blasting,
- monitoring the size, shape, dryness, and cleanliness of the blasting material and process,
- checking visually, in good light, the pipe surface for metal defects, dust, and surface debris grit,
- checking surface blast profile,
- checking temperature control of the surface,
- coating thickness on every pipe joint shall be checked at three random locations and one (1) out of every twenty (20) pipes shall be checked in at least seven (7) equidistant places along the pipe length. The thickness gauge shall be of an approved type and calibrated at least every four (4) hours during coating operation,
- coating adhesion shall be checked initially, after every production interruption; at the start of using a new batch of powder; and once every hour or twenty (20) pipe lengths (whichever is more frequent). The adhesion of the coating will be determined at one (1) location. Using a sharp knife with a narrow width blade, make two (2) incisions, approximately 0.50-inches (1.25 cm) long, through to the metal substrate to form an X. Starting at the intersection of the X attempt to force the coating from the steel substrate with the knife point. Refusal of the coating to peel constitutes a pass. Partial or complete adhesion failure between the coating and the metal substrate constitutes a failure. If five tests have been successful, the frequency may be reduced to once every 2 hours or 50 pipe lengths, whichever is sooner,
- Production test ring tests are required to be performed on one sample per diameter and wall thickness per shift. The tests performed shall be in accordance with section 8 of NACE RP0394.
- supervision of adequate and proper repair of all defects, and
- checking of coating color, appearances and uniformity.



FUSION BONDED EPOXY COATING

Any pipe surface not brought up to coating application temperatures within these maximum times shall be returned for complete re-blasting. Any pipe showing flash rusting shall be re-blasted even if the above conditions have not been exceeded. A minimum preheat time of 2.5 minutes is intended to ensure complete and through heating.

7.0 COATING APPLICATION

The coating material shall be applied strictly in accordance with the coating manufacturer's recommendation. In no case shall the steel be exposed during any part of the process to temperatures in excess of 550°F (274°C) unless specifically agreed to in advance by Buyer in writing.

The finished coating thickness shall be in the range of 14 mils (350 microns) to 18 mils (450 microns). FBE coated pipe that will be concrete weight coated using the impingement method will require an additional 6 mils (150microns) thickness of FBE, 20 to 24 mils (500 to 600 microns) total thickness. FBE coated pipe that will be concrete weight coated using a compression coat method do not require extra FBE thickness.

Any item having less than the specified minimum dry film corrosion coating thickness of 14 mils (350 microns) shall be set aside for Buyer inspection. The coated item may be accepted if the area below the specified minimum dry film thickness is at or above 12 mils (300 microns) and does not exceed 15 percent of the surface area. Otherwise, the item will be rejected, and shall be stripped and re-coated at no cost to Buyer.

Items with coating exceeding the specified maximum dry film corrosion coating thickness of 18 mils (450 microns) may be accepted provided the coating is fully cured and does not exceed a dry film thickness of 30 mils (760 microns). Determination of cure shall be based on results of production test ring testing. When pipe is being coated, the total quantity of these joints of pipe may not exceed 3 percent of the pipe order for that size (O.D. and W.T.). These pipes shall be paint stenciled "DO NOT BEND" with 2 inches (5 cm), or larger, letters in four places along the pipe.

Where external pipe surfaces show excessive pitting, slivers or other abnormalities, it may be necessary to apply the coating at an increased thickness for proper coverage. In these cases, Buyer may agree, in writing, to allow an increased coating thickness in order to reduce the reject rate.

The finished coating shall have a cut back at each end in the range of 1 to 2.5 inches (2.5 to 6.5 centimeters) measured from the bevel end as specified in the purchase order.

The cured coating shall be of uniform color, gloss, and thickness, and shall be free of blisters, pin holes, sags or runs, and other irregularities. An occasional drip of fully cured powder, etc. is not a defect.

Coating materials shall not be contaminated during application or curing. The pipe shall not be handled until coating is fully cured.



FUSION BONDED EPOXY COATING

6.0 SURFACE PREPARATION

All oil, grease, mud, dirt and other deleterious materials shall be removed, before being blast cleaned, by solvent cleaning in accordance with SSPC SP-1 or by a hot steam pressure cleaning process. Only approved solvents which do not leave a residue shall be used. Pipe surface shall be checked for possible chloride contamination. Maximum chloride level is 65 $\mu\text{oz/square foot}$ (20 mg/square meter). All pipe shall be preheated before blasting to a minimum temperature of 5°F (3°C) above dew point to ensure that the surface is dry. Preheating shall be carried out in a uniform manner.

The surface to be coated shall be cleaned to a near white metal blast surface finish in accordance with SSPC SP-10. Bevel ends shall be protected from damage by the blasting material and from impact at all times. The blast pattern shall be a uniform, angular anchor profile with a minimum height of 1.5 mils (38 microns) and maximum of 4 mils (100 microns).

Following blast cleaning and before coating, the pipe shall be carefully inspected for metal defects. Any defects found shall be repaired in a manner as submitted to and approved by Buyer. Where serious defects such as extensive anomalies, burrs or gouges are found, the whole joint may be set aside at the sole discretion of Buyer.

Supplier shall be responsible for the repair of any defects in the pipe metal that may cause holidays which can be repaired by filing or grinding and for restoring the anchor pattern at the locations of such repairs. Where defects in the metal are serious enough to require the joint to be set aside, major repairs, such as cut-outs or re-beveling, may be performed subject to the approval of Buyer.

Residual blast products shall be removed from the exterior and interior of the pipe using methods that will not contaminate the cleaned pipe.

The total allowable elapsed time between completion of the blast cleaning operation and commencement of the pre-coating heating procedure shall be such that no significant oxidation of the surface occurs in the meantime. Relative humidity readings shall be recorded by Supplier at least every four (4) hours during the blasting operation in the immediate vicinity of the operation. The elapsed time shall not exceed the limits as given in the following table:

<u>RELATIVE HUMIDITY</u>	<u>MAXIMUM ELAPSED TIME</u>
<u>(percent)</u>	<u>(hours)</u>
80 or more	1.0
70	1.5
60	2.0
50 or below	2.5



FUSION BONDED EPOXY COATING

- the product manufacturer's name
- the material or project identification number,
- the batch number
- date of manufacture, and
- stable working shelf life (including storage temperature limits).

Supplier shall provide Buyer with a certificate that the following tests have been performed on each powder batch used. Certificate shall include results of each test.

Spectrograph Analysis: An infrared spectrogram shall be obtained from each batch of the epoxy powder in accordance with NACE RP0394.

Gel Time: A gel time shall be obtained for epoxy powder from each batch in accordance with NACE RP0394. The values must fall within 20% of the coating product manufacturer's specified value.

Moisture Content: The moisture content of the powder shall be less than 0.5 percent by weight.

Use of recycled powder shall be permitted in a mill production process if proper recovery and screening equipment is used and maintained. A properly designed recycle system must automatically and continuously blend recycled powder with virgin powder in the delivery system. Recycled powder shall be a maximum of 25%. A manual coating process shall not be permitted to reclaim or use reclaimed powder, only virgin powder.

Materials for touch-up or repairs shall be the original powder, heat melt sticks, or other compatible material approved by the coating product manufacturer.

- Material for blast cleaning shall be steel shot and/or grit or other abrasives that are free of carbonates and chlorides and that has a particle size that will produce a surface profile as specified in Section 6.0. The abrasives are to be stored in a dry condition and maintained dry during use.

5.0 RECEIPT, STORAGE AND HANDLING OF UNCOATING PIPE

Supplier shall receive, tally, and inspect pipe at the coating facility.

Supplier shall store pipe awaiting coating.

Proper equipment for unloading, handling, and temporary storage of uncoated pipe shall be used to avoid any damage to the bare pipe, the bevel ends or obliteration of necessary markings.

The uncoated pipe shall be stored in such a manner that water will not collect in or around the pipe and that debris cannot enter the pipe.

If the pipe has been internally coated prior to receipt at the Applicator's plant, special care shall be taken to avoid damage to the internal coating or obliteration of the pipe markings during any phase of operation covered by this specification.



FUSION BONDED EPOXY COATING

1.0 SCOPE

The mainline pipe for the Via Verde Pipeline Project is 24-inch diameter and is approximately 93 miles long. This specification describes the physical requirements, application, inspection, handling, and testing of a shop applied anti-corrosion external pipe coating. The coating consists of a dry, powdered epoxy material, electrostatically deposited and fused onto a heated surface.

2.0 APPLICABLE CODES, STANDARDS, AND SPECIFICATIONS

The fusion bonded epoxy coating shall be in accordance with this specification and the applicable provisions of the stated edition or latest edition of the following codes, standards, and specifications.

API RP 5L1	Recommended Practice for Railroad Transportation of Line Pipe
API RP 5LW	Transportation of Line Pipe on Barges and Marine Vessels
API 5L	Specification for Line Pipe, 44th Edition (2008)
CSA Z245.1-02	Steel Line Pipe
CSA Z245.20-02	External Fusion Bond Epoxy Coating for Steel Pipe
NACE RP0394	Application, Performance, and Quality Control of Plant-Applied, Fusion-Bonded Epoxy External Pipe Coating
NACE RP0402	Field-Applied Fusion Bonded-Epoxy (FBE) Pipe Coating Systems for Girth weld Joints, Application, Performance and Quality Control
NACE SP0490	Holiday Detection of Fusion-Bonded Epoxy External Pipeline Coating of 250 to 760 μm (10 to 30 mil)
SSPC SP-1	Surface Preparation Specification No. 1, Solvent Cleaning
SSPC SP-10	Surface Preparation Specification No. 10, Near-White Blast Cleaning

3.0 DEFINITIONS

Buyer:	Refers to the Owner, as defined in the Purchase Agreement or their authorized representative.
Supplier:	Refers to the Manufacturer of the finished pipe with the coating applicator as its subsupplier.
Lot:	For the purpose of all testing described in this specification, a lot shall consist of 50 lengths of pipe of the same diameter and wall thickness.

4.0 MATERIALS

Material for the applied external coating shall be a powdered resin for application by the fusion bond process according to the coating product manufacturer's recommendation.

All powder materials supplied for coating operations shall be suitably marked giving the following information:



FUSION BONDED EPOXY COATING

TABLE OF CONTENTS

1.0	SCOPE	3
2.0	APPLICABLE CODES, STANDARDS, AND SPECIFICATIONS	3
3.0	DEFINITIONS	3
4.0	MATERIALS.....	3
5.0	RECEIPT, STORAGE AND HANDLING OF UNCOATING PIPE.....	4
6.0	SURFACE PREPARATION.....	5
7.0	COATING APPLICATION	6
8.0	INSPECTION AND TESTING	7
9.0	REPAIRS	8
10.0	MARKING AND TAGGING.....	10
11.0	HANDLING, STORAGE AND SHIPPING OF COATED PIPE	10



Puerto Rico Electric Power Authority
(PREPA)

Via Verde Pipeline Project



FUSION BONDED EPOXY COATING
Specification No.: 1446-000-SP-7005-00

Rev. No.	Date	Revision Description	Prepared	Gulf Review	Ray Approved
B	8/17/2010	Issued for Client Review	G. Rubenstahl		
A	8/16/2010	Issued for Internal Review	G. Rubenstahl		



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

One 6 inches wide ring specimen shall be taken from the end of first pipe of each heat and shall be tested for residual stress.

vi. Fracture toughness testing specimen shall be extracted as follows:

- Four sets of three transverse specimen each from base material
- One set of three transverse specimen each with Weld in the middle
- One set of three transverse specimen each with HAZ in the middle

The base metal specimen shall be tested at -40, -40 +14, 32°F for shear area and absorbed energy. The value at the test temperature specified in API 5L and as modified in this specification for shear area and absorbed energy respectively shall be used to evaluate the test. The sets of weld and HAZ specimen shall be tested for absorbed energy only at the same test temperature applicable as per API 5L.

vii. Twelve (12) DWTT specimen shall be removed from base metal in a transverse direction. The sets of three (3) base metal specimen shall be tested at -40, -40 +14, 32°F for shear area. The value at the test temperature specified in API 5L and as modified in this specification shall be used to evaluate the test. Full transition curve shall be established for the heat.

b) In addition, all tests, examination and inspections are to be conducted on each pipe as per this Specification.

The Manufacturer shall submit to Company, a report giving the results of all tests mentioned above. The report shall be agreed and signed by Company representative, prior to start of regular production.

The pipes tested above shall be considered to be test pipe(s) per heat, per lot, as required by this specification.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

- vii. Twelve 12 DWTT specimen shall be removed from base metal in a transverse direction. The sets of three (3) base metal specimen shall be tested at -40, +14, 32, 68°F for shear area. The value at the test temperature specified in API 5L and as modified in this specification shall be used to evaluate the test. Full transition curve shall be established for the heat.
- b) In addition, all tests, examination and inspections are to be conducted on each pipe as per this Specification.

The Manufacturer shall submit to Company a report giving the results of all tests mentioned above. The report shall be agreed and signed by Company representative, prior to start of regular production.

The pipes tested above shall be considered to be test pipe(s) per heat, per lot, as required by this specification.

The FDP test for HFW pipes shall follow the same criteria except that the test shall include the review of FHW weld parameters and heat treatment. All tests shall be carried out after the heat treatment.

FIRST DAY PRODUCTION TESTS (SAWH)

Company representative shall select first 10 plates and follow them through various manufacturing stages. Two of the completely finished pipes of the first day's production shall be selected at random for testing to verify that the manufacturing procedure adopted results in fully acceptable pipe as per this specification. If more than one heat is used in the first day's production, at least two heats shall be represented by the test pipes. Each heat shall be represented by at least two pipes for testing.

These first day's production tests shall be repeated upon any change in the manufacturing procedure. The first day production tests shall be carried out on pipes for each wall thickness, each diameter and each grade of steel, unless otherwise indicated in the Purchase Order.

Various tests to be conducted on each pipe shall be as follows. The test method, conditions and acceptance criteria shall be as per this Specification.

a) Mechanical Properties

The mechanical properties of each pipe shall be tested as follows:

- i. Two transverse base material specimens
- ii. Two transverse weld specimens shall be tested for tensile test.
- iii. Two all weld round bar tensile test specimen shall be taken and tested to determine the ultimate tensile strength and elongation. The specimen shall have a gauge length equal to five times the diameter of the test specimen. The tensile strength and elongation shall be equal to or greater than the values reported for the skelp used in production of pipe
- iv. Two guided side bend test specimen shall be taken transverse to weld seam.
- v. Two, weld cross-section specimen from each end of pipe shall be taken for metallographic examination and hardness testing.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

APPENDIX – D

FIRST DAY PRODUCTION TESTS (SAWL)

Not applicable to PSL 1 pipes unless project mandates with necessary modifications

Company representative shall select first 10 plates and follow them through various manufacturing stages. Two of the completely finished pipes of the first day's production shall be selected at random for testing to verify that the manufacturing procedure adopted results in fully acceptable pipe as per this specification. If more than one heat is used in the first day's production, at least two heats shall be represented by the test pipes. Two additional pipes shall be selected for this purpose.

These first day's production tests shall be repeated upon any change in the manufacturing procedure. The first day production tests shall be carried out on pipes for each wall thickness, each diameter and each grade of steel, unless otherwise indicated in the Purchase Order.

Various tests to be conducted on each pipe shall be as follows. The test method, conditions and acceptance criteria shall be as per this Specification.

a) Mechanical Properties

The mechanical properties of each pipe shall be tested as follows:

- i. Two transverse base material specimens
- ii. Two transverse weld specimens shall be tested for tensile test.
- iii. Two all-weld round bar tensile test specimen shall be taken and tested to determine the ultimate tensile strength and elongation. The specimen shall have a gauge length equal to five times the diameter of the test specimen. The tensile strength and elongation shall be equal to or greater than plate used in production of pipe
- iv. Two guided side bend test specimen shall be taken transverse to weld seam.
- v. Two-weld cross-section specimen from each end of pipe shall be taken for metallographic examination and hardness testing.
- vi. Fracture toughness testing specimen shall be extracted as follows:
 - Four sets of three transverse specimen each from base material
 - One set of three transverse specimen each with Weld in the middle
 - One set of three transverse specimen each with HAZ in the middle

The base metal specimen shall be tested at -40, +14, 32, 68°F for shear area and absorbed energy. The value at the test temperature specified in API 5L and as modified in this specification for shear area and absorbed energy respectively shall be used to evaluate the test. The sets of weld and HAZ specimen shall be tested for absorbed energy only, at the same test temperature applicable as per API 5L.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

All UT equipment shall be calibrated at the start of each operating shift and once during the shift (12 hour maximum). If the equipment is found to be faulty or require recalibration, all pipes or plate already inspected since the previous calibration shall be re-inspected.

SAWH:

The reference (calibration) for SAWH pipe shall have the same specified diameter and wall thickness as the pipe being inspected. The type and number of notches for weld seam shall be as per figure given below:

Ultrasonic and Electromagnetic Inspection Reference Standards

The reference (calibration) pipe shall have the same specified diameter and wall thickness as the pipe being inspected. The type and number of notches for weld seam shall be as per figure given below:

- One longitudinal inside notch of type N5 at the weld line.
- One longitudinal outside notch of type N5 at the weld line.
- Two longitudinal inside notches of type N5 at the edge of weld seam.
- Two longitudinal outside notches of type N5 at the edge of weld seam.
- One inside notch of type N5 transverse to weld seam.
- One Outside notch of type N5 transverse to weld seam.
- 1.6mm diameter hole drilled through the centre of weld seam.

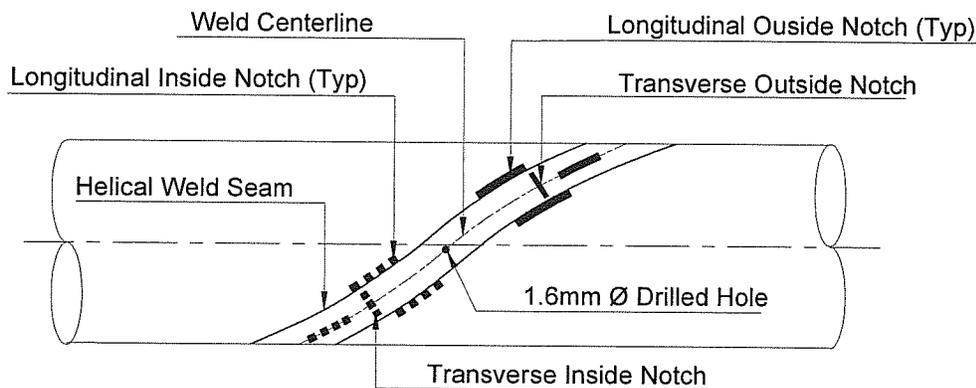


Figure: Apex C-B



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

APPENDIX-C

RECOMMENDED CALIBRATION BLOCK FOR PIPE SEAMS (NORMATIVE)

SAWL:

The reference (calibration) for SAWL pipe shall have the same specified diameter and wall thickness as the pipe being inspected. The type and number of notches for weld seam shall be as per figure given below:

- One longitudinal inside notch of type N5 at the weld line.
- One longitudinal outside notch of type N5 at the weld line.
- Two longitudinal inside notches of type N5 at the edge of weld seam.
- Two longitudinal outside notches of type N5 at the edge of weld seam.
- One inside notch of type N5 transverse to weld seam.
- One Outside notch of type N5 transverse to weld seam.
- 1.6mm diameter hole drilled through the centre of weld seam.

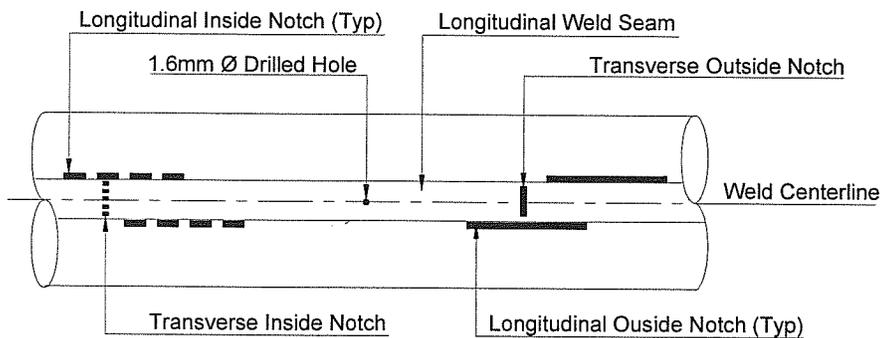


Figure: Apex. C-A

The reference standard for plate/pipe body UT shall contain machined notch of size $1\frac{5}{8}$ inch x $3\frac{1}{2}$ inch x $\frac{1}{2}$ t depth, where 't' is the specified wall thickness. The reference standard for plate edge UT/ and UT of area adjoining weld seam shall have $\frac{1}{4}$ inch (6.4 mm) diameter Flat Bottom Hole (FBH), $\frac{1}{2}$ t depth, where 't' is the specified wall thickness.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

APPENDIX B

REPAIR WELDING PROCEDURE (NORMATIVE)

B.1 Repair Welding Procedure Qualification

B.1.1 Essential Variable

Procedure qualification shall be carried out for both deep repair of $2/3 t$ and shallow repair of up to $1/3t$ (in undercut area) during FDP (First Day Production).

B.1.2 Mechanical Testing

In addition to the standard mechanical test including tensile test, bend test required to qualify a welding procedure following test are mandatory.

B.1.2.1 Charpy V-Notch Test

Charpy V-notch testing, applicable for PSL 2 quality pipes and as modified in this specification, shall be carried out as part of repair welding procedure qualification testing. The specimen shall be taken from new (repair) weld and new HAZ locations.

B.1.2.2 Hardness Test

Hardness test shall be included as part of repair welding procedure qualification testing. New Heat Affected Zone (HAZ) resulting from repair welding shall be taken into consideration while making indentations for the hardness testing.

The location of the hardness survey spots is depicted in the following sketch.

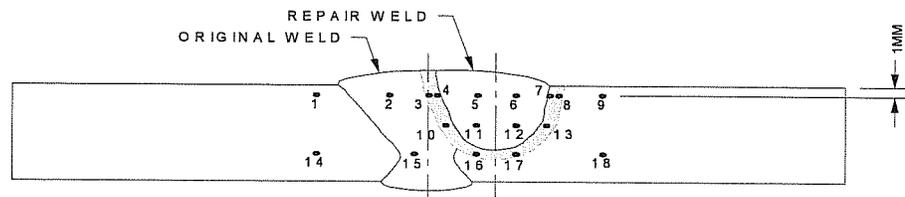


Figure: Apex. B-1



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

APPENDIX-A

REPAIR OF WELDING DEFECTS BY WELDING (NORMATIVE)

A.1.0 Repair welding

All repairs of welding shall be in accordance with the applicable sections of the API 5 L specifications. Welding repair shall be carried out in accordance with a prequalified procedure and only by qualified welders/operators.

A 1.1 Weld Seam of welded Pipes

A 1.1.1 Defects in the nonautogenous welds may be repaired at the option of manufacturer, such repairs shall be in accordance with Appendix B and following requirements:

- a. No repair of weld on the seam up to a distance of 12 inches from pipe ends is permitted.
- b. Weld seam repair length shall not exceed 5% of total length of weld seam.
- c. Repair of a repaired weld is not permitted
- d. Minimum separation between two consecutive repair areas shall be equal to one pipe diameter.
- e. Repaired weld shall be inspected by Ultrasonic as well as X-ray method.
- f. Repair of weld seam after hydrostatic test shall not be permitted.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

14.0 PIPE LOADING

Applicable, and the manufacturer is required to submit all relevant loading calculations, to the Purchaser for approval prior to commencement of loading.

15.0 APPENDICES



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

11.0 MARKING

All sub sections are applicable subject to following modifications.

Marking shall be in English language and English. Marking shall also include API Monogram, Purchase Order number, item number, pipe number, heat number, wall thickness (mm) and weight.

Location of Markings

Marking shall be paint stenciled on the inside/outside surface of each length of the pipe at right angles to the pipe axis at a distance of 8-inches from pipe ends. Whenever pipe mill and coating mill are in the same campus only unique pipe no shall be stenciled at the inside edge of pipe being sent to the coating mill.

Grades and Class

A color code band shall be marked on inside surface of finished pipe for identification of pipes of same diameter but different wall thickness, as indicated in the Purchase Order. The color code band shall be 2 inches wide and shall be marked at a distance of 4 inches from the pipe ends.

Die Stamping

The pipe number shall be marked by low stress cold die stamping/laser marking with a maximum depth of 16 mils on the pipe bevel face for thickness $\frac{1}{4}$ inch and above. Low stress cold die stamping is not permitted on the pipe body.

Bar Code Marking (New optional)

If specified in the P.O, a bar-code label identification system shall be used to assign identification tag to each pipe. A minimum of 3 external (Both ends and middle) and 2 internal (both ends) adhesive labels shall be used. The unique pipe identification number and full steel heat number traceability shall be obtainable by electronic barcode reader scan of the label.

Bar code labels shall be self adhesive white paper of minimum size 3 inch by 1 inch, and shall be attached within 20 inches of the pipe end, equal spaced around the pipe. The bar code label adhesive shall be suitable for bare steel surface, coated surface and ambient temperatures of 68°F (20°C) to 176°F (80°C).

12.0 COATING AND THREAD PROTECTORS

12.1 Coatings and linings

All subsections are applicable. Separate specifications for external and internal coating of project pipes are issued.

12.2 Thread protectors

Not applicable.

13.0 RETENTION OF RECORDS

Applicable.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

calculated test pressure, as is recognized in note b and c of Table 26, then the manufacturer shall test the pipes to maximum possible test pressure however the manufacturer has to cover the liability of failure during the final (Post construction) pipeline hydrostatic test.

The manufacturer has to note that the final test pressure may be up to 110% of the maximum allowed operating pressure (MAOP), the manufacturer is required to give a written guarantee for the performance of the pipe to that test pressure.

The representative(s) of pipe manufacturer is invited to observe the final post construction hydrostatic testing if they choose to witness the test.

10.2.6.2 Applicable

10.2.6.3 Applicable

10.2.6.4 Not Applicable.

10.2.6.5 Applicable subject to the details given in section 10.2.6.1 above

10.2.6.6 Applicable subject to the details given in section 10.2.6.1 above

10.2.6.7 Not Applicable

10.2.7 Visual inspection

Applicable.

10.2.8 Dimensional inspection

Applicable.

10.2.9 Weighing

Applicable.

10.2.10 Non-Destructive inspection

Applicable as per Annex E of API 5L.

10.2.11 Sorting and reprocessing

Applicable.

10.2.12 Retesting

Applicable.

SPECIFICATION FOR LINEPIPE

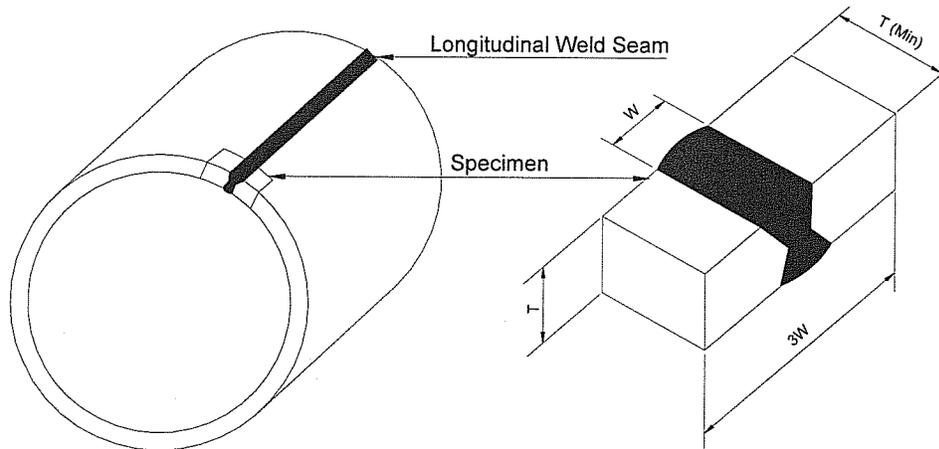


Figure 10.2.5.1 –A (LSAW & HFW)

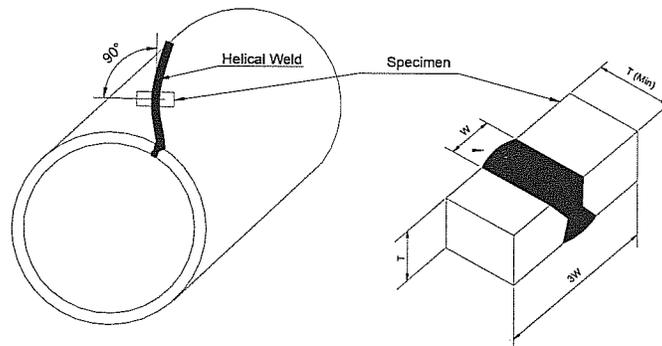


Figure 10.2.5.1-B (HSAW)

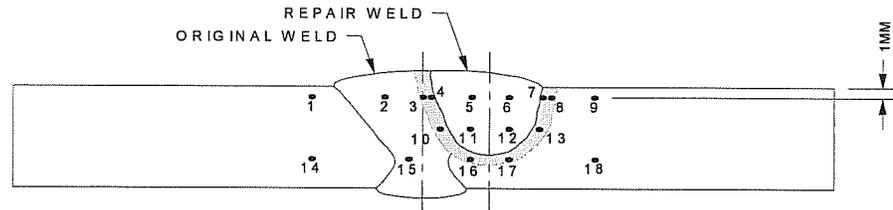
10.2.5.2 Not applicable

10.2.5.3 Applicable for HFW pipes.

10.2.6 Hydrostatic test

10.2.6.1 All pipes manufactured for delivery with or without jointers shall be hydrostatically tested to 90% of the specified minimum yield strength (SMYS) as specified in table 26 of the specification. The test pressure shall be held for at least 10 seconds. The test pressure shall be calculated to 90% of the SMYS of the pipe. If the manufacture is unable to test to the

SPECIFICATION FOR LINEPIPE



10.2.5 Macrographic and metallographic tests

10.2.5.1 Metallographic Examination

Metallographic examination shall be carried out on pipes supplied to this specification. A test specimen for metallographic and hardness examination shall be taken transverse to the seam weld, as shown in Figure 10.2.5.1 A and B, from one finished pipe from each lot of 50 pipes per heat or at least once per operating shift (12 hours maximum) whichever is occurring more frequently and whenever changes of grade, diameter or wall thickness are made. The specimen shall be suitably ground and etched to reveal the macrostructure of weld, fusion line and the weld fusion pattern. The specimen shall be visually examined using at least 20X magnification to provide evidence that proper fusion has been obtained throughout the thickness of joint. In case imperfections or defects are observed, it will become a cause for re-evaluation of welding parameters as deemed necessary by client representative. A clean and legible microphotograph of the etched sample shall be included in the report.

SPECIFICATION FOR LINEPIPE

Applicable.

10.2.4.6 Guided Bend test

Applicable.

10.2.4.7 Flattening test

Applicable.

10.2.4.8 Hardness test

The section is applicable with following addition/modifications.

Vickers Hardness Test

Vickers hardness tests shall be carried out on each specimen taken for metallographic examination in accordance with ASTM E-92, at locations indicated in Figure 10.2.4.8. The resulting Vickers hardness value at any point shall not exceed 248 HV₁₀. The criteria for retest shall be in accordance with section 9.10.6 of the 44th edition of API 5L.

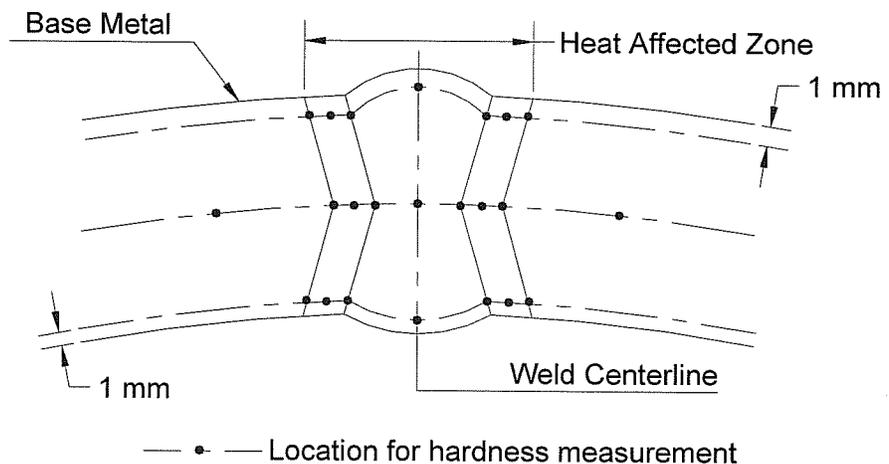


Figure 10.2.4.8 (Hardness test)

Hardness test on repaired welds.

Hardness test as this specification shall be included as part of repair welding procedure qualification testing. New Heat Affected Zone (HAZ) resulting from repair welding shall be taken into consideration while making indentations for the hardness testing.

The location of the hardness survey spots is depicted in the following sketch.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

appointed by the company shall be deemed as authorized inspector.

10.1.1.2 Applicable.

10.1.2 Inspection documents for PSL 1 pipe

Not applicable to this project.

10.1.3 Inspection documents for PSL 2 pipe

The inspection certificate level 3.2 is required as stated in section 10.1.1 above.

All other requirements of this section are applicable.

10.2 Specific inspection

10.2.1 Inspection frequency

The entire section and table are applicable to PSL 2 pipes.

10.2.2 Samples and test pieces for product analysis

Applicable.

10.2.3 Samples and test pieces for mechanical tests

All test samples including CNV, Tensile test, bend test hardness samples shall be prepared in accordance with ASTM A 370. The pressed notch DWTT specimen shall be prepared in accordance with API RP 5L3. The test samples for mechanical tests shall be removed from selected pipe as directed through Figure 5 and Table 19 or 20 as applicable of the API 5L specification.

The CNV test shall be as per the EPRG guideline given in Annex G of API 5L specification.

10.2.4 Test Methods

10.2.4.1 Product analysis

Applicable.

10.2.4.2 Tensile test

Applicable.

10.2.4.3 CVN impact test

Applicable.

10.2.4.4 Drop-weight tear test

Applicable.

10.2.4.5 Full section bend test



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

- 9.12.1.3 Applicable.
- 9.12.1.4 End Squareness
Applicable.
- 9.12.2 Threaded ends (PSL1 only)
Not applicable to this project.
- 9.12.3 Belled ends (PSL1 Only)
Not applicable to this project.
- 9.12.4 Ends prepared for special couplings (PSL1 only)
Not applicable to this project.
- 9.12.5 Plain ends
Applicable, if plain end pipes are ordered.
- 9.13 Tolerances for the weld seam
 - 9.13.1 Radial offset of strip/plate edges
For this project Figure 4, b, d and table 14 tolerances are applicable.
 - 9.13.2 Height of the flash or weld bead reinforcement
 - 9.13.2.1 Not applicable
 - 9.13.2.2 All subsections of this section are applicable including the removal of the outside weld for distance of 6 inches from the ends.

The weld bead height given in table 16 may be altered to give a suitable smooth transition angle from the parent metal to weld in order to meet the requirements of coating application.
- 9.14 Tolerances for mass
Applicable.
- 9.15 Weldability of PSL 2 pipes
The pipe manufacturer shall supply weldability data for the steel.
CE Pcm as given in table 5 and section 9.2 of this specification shall be applicable for this project.

10.0 INSPECTION

- 10.1 Types of inspection and inspection documents
 - 10.1.1 General
 - 10.1.1.1 The final inspection document shall be of type 3.2 as specified in EN 10204. For this purpose the third party inspector



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

Applicable.

9.11.1.1 Applicable.

9.11.1.2 Applicable.

9.11.1.3 Pipe length shall be between 35.2 ft. and 40.0 ft. However a maximum of 5% of the order quantity of pipes with length ranging between 32.0 ft. to 36.8 ft. will be accepted to average length of 38.5 ft. for entire order.

Table 12 of the API specification stands modified

The jointers are not permitted for this project, unless specified in the P.O. If jointers are specified, the minimum length of the pup-section shall not be less than 1.5 D of the pipe or 60 inches whichever is longer. The girth welds of such pipes shall meet the additional requirements of the project. These additional requirements shall be specified separately.

9.11.2 Mass per unit length

Applicable.

9.11.3 Tolerances for diameter, wall thickness, length and straightness

All sections and tables are applicable as relevant to the project.

9.11.3.1 Tolerances for Length

Unless noted on the P.O to the contrary, the requirement for the length is modified in 9.11.1.3 above.

9.11.3.2 Tolerances for straightness

a) The straightness of a unit pipe shall not exceed 0.2% of the pipe length or $\frac{5}{16}$ inch max whichever is less. The measurement for full length and local deviation from straightness shall be carried out as directed through the figure 1 and figure 2 in the corresponding section of API 5L.

b) Applicable.

9.12 Finish of pipe ends

9.12.1 General

9.12.1.1 Not applicable

9.12.1.2 Pipe ends

Pipe shall be supplied with ends as instructed in the P.O in the absence of any specific direction pipe ends shall be supplied with standard API bevels.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

area. Alternatively the pipe body may be tested after welding using rotary ultrasonic equipment that has 100% coverage.

9.10.2 Undercuts

Applicable.

9.10.3 Arc burns

Arc burns in the weld are not acceptable. Arc strike on the pipe body (plate/coil) is not acceptable.

9.10.4 Lamination

Open laminations on the weld bevel shall be treated as non-repairable defect. Such defects may be cut out and removed as a cylinder and adjoining area inspected for any presence of lamination extending beyond the cut out area. If satisfied and pipe still meets all the criteria it may be further processed as acceptable pipe. The acceptance criteria for the lamination shall be as per the EN 10160 S3/E2 as stated in 9.10.1.3 above.

9.10.5 Geometric deviations

9.10.5.1 Applicable.

9.10.5.2 Applicable.

9.10.6 Hard spots

The maximum hardness on localized spots acceptable for this project shall not exceed 25 HRC/250 HB/266 HV₁₀; all other parts of the section are applicable.

For regular acceptable hardness test values refer section 10.2.4.8 of this specification.

9.10.6.1 Welding and Weld Repair (New)

All welding shall be carried out as per ASME Section IX. The pipe manufacturer shall establish the welding procedures and subsequently qualify the welders and welding operators as per the ASME section IX.

Welding procedure for repair of welds shall also follow the requirements given in Annex-D of API 5L and Appendix B of this specification.

9.10.7 Other surface imperfections

Applicable.

9.11 Dimensions, mass and tolerances

9.11.1 Dimensions



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

The edges of the test pieces shall be smoothly rounded to a radius of $\frac{1}{8}$ inch to reduce the chances for this type of cracking.

9.8 CVN impact test for PSL 2 pipes.

9.8.1 General

The test method given in Annex G, Approach 1 (EPRG Guideline) of the API 5L shall be applicable for CVN testing.

9.8.1.1 Applicable.

9.8.1.2 Applicable.

9.8.1.3 The default test temperature of 32°F (0°C) given in API 5L shall be verified according to the project.

9.8.2 Pipe body test

Full section is applicable as relevant to the project.

9.8.3 Pipe weld and HAZ tests

Full section is applicable as relevant to the project.

9.9 DWT test for PSL 2 welded pipe

9.9.1 Applicable

9.9.2 Applicable

9.10 Surface conditions, imperfections and defects

9.10.1 General

9.10.1.1 All pipes shall be free from defects in the finished condition.

9.10.1.2 All pipes shall be free from slivers, gouges scores indentations, slugs, cracks, sweats or any other types of defects and leaks.

9.10.1.3 The non-destructive testing shall conform to the requirements given in Annex E of the API 5L specification except that the UT scan of the plate/coil shall conform to EN 10160 meeting the acceptance level for plate/coil body to level S3 and edges to E2 level.

The longitudinal edges of each plate/coil shall be 100 percent ultrasonically inspected for at least 1 inch to be measured from the duly trimmed edges of the plate.

In addition, the entire remaining plate/coil surface shall be ultrasonically inspected for laminations along parallel lines (straight or zigzag) so as to provide inspection coverage of at least 25 percent of the plate surface, uniformly spread over the



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

The carbon equivalent (CE_{pcm}) for PSL 2 pipes shall be calculated using the equation (2) given in section 9.2.4 of the API 5L specification and it shall not exceed 0.20.

9.3 Tensile properties

For PSL 2 properties given in table 7 shall be acceptable criteria.

The ratio of body yield strength and body ultimate strength shall not exceed 0.90 for each pipe tested. Rate of loading of tensile testing machine shall be same as that is used by the plate/coil manufacturer. Plate RMTC shall declare rate of loading on the certificate.

The weld metal shall be compatible with the pipe material properties in all respect. The ultimate tensile strength of the weld metal shall be equal to or better than the specified minimum ultimate tensile strength (UTS) of the base metal. The all-weld tensile strength shall not exceed more that 10% the specified base metal Ultimate Tensile Strength.

All-weld tensile test specimen shall be drawn from the center of the weld deposit, to determine the maximum possible diameter of the finally machined specimen, the cross section of the cut section shall be etched and its center located. Reduction in all-weld test specimen diameter if required shall be agreed with buyer for lower thickness pipes.

9.4 Hydrostatic test

9.4.1 Applicable.

9.4.2 Not applicable.

9.5 Bend Test

No cracks shall occur in any of the test pieces and no opening of the weld shall occur.

9.6 Flattening test

This section is not applicable to this project.

9.7 Guided Bend test

9.7.1 Except as allowed in section 4.7.2 the test pieces shall not;

- a) Fracture completely,
- b) Reveal any cracks or rupture in the weld metal longer than $\frac{1}{8}$ inch regardless of depth, or
- c) Reveal any cracks or ruptures in the parent metal, HAZ or fusion line longer than $\frac{1}{8}$ inch or deeper than 12.5% of the specified wall thickness.

9.7.2 Cracks that occur at the edges of the test pieces during the testing shall not be cause for rejection, provided that they are not longer than $\frac{1}{4}$ inch.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

8.9 Cold Sizing and Cold expansion

The maximum acceptable cold sizing ratio of the pipe shall not exceed 1.5% of the actual measured diameter the pipe. Equation given in section 8.9.3 shall be used to determine the ratio.

All SAWL pipes shall be mechanically cold expanded for full length. The expansion, measured on the circumference, shall range between 0.8 to 1.5 percent of the value measured before the expansion. The expansion shall be measured and recorded every 50 pipes or at least thrice per operating shift (maximum 12 hour shifts) whichever is more frequent. Target percentage must be declared by the pipe manufacturer during FDP (First day production) and followed during production.

SAWH pipes supplied to this specification shall not be cold expanded. Sizing at ends for ovality correction is acceptable as per procedure qualification in FDP (First Day Production).

8.10 Strip/plate end welds

8.10.1 The skelp weld

The skelp weld in a HSAW pipes shall be at least 20 inches from pipe ends. Changed from 12 inches.

8.11 Jointers

Unless specified in the P.O. Jointers shall not be allowed.

8.12 Heat treatment

Except for the on line normalizing treatment given to the HFW pipes no additional heat treatment is permitted.

8.13 Traceability

Applicable as stated in the specification.

9.0 ACCEPTANCE CRITERIA

9.1 General

9.1.1 This section is not applicable for this project.

9.1.2 This section is applicable to this project.

9.2 Chemical composition

The reported chemical composition of the steel shall meet the requirements stated in the table 4 or 5 as applicable.

Except that maximum carbon content by mass fraction shall not exceed 0.12% for PSL-2 pipes. Note b, under table 5 is not applicable.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

8.2 Process requiring validation

All applicable manufacturing processes are subject to validation during the first day's production testing.

8.3 Starting Material

All the steel for PSL-2 pipes shall be killed and manufactured by Basic Oxygen or Electric Arc Furnace. The company has the right to review and approve the source of the steel being used to make the pipes. No steel source that is not approved shall be used for making of the pipes for this project.

All other sub sections of this section are applicable as relevant.

8.4 Tack Welds

Applicable.

8.5 Weld seam in COW pipe

This process is not applicable.

8.6 Weld seam in SAW pipe

This process is applicable, both helical seam and long seam pipes are considered.

Welding procedure shall conform to ASME section IX with suitable low temperature ductility test at or below the specified temperature. The welding consumable shall have < 1% nickel. The weld consumable shall be so selected that the specified weld metal yield strength shall not be less than the specified minimum of the pipe material. The ultimate tensile strength (UTS) of the selected consumable shall not exceed by 10% over the UTS of the pipe material.

8.7 Weld seam in double seam pipes

This process is not applicable.

8.8 Treatment of weld seams in EW and LW pipes

These process are not applicable to this specification.

8.8.1 PSL 1 EW pipe

Not Applicable.

8.8.2 LW pipe and PSL 2 HFW pipe

The Laser welding process is not applicable to this project.

The heat treatment to PSL 2 pipes manufactured using HFW process is normalizing of the weld seam and adjacent heat affected zone (HAZ). No other heat treatment is acceptable to any part of the pipe including the welds and HAZ.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

3.1 Pipe Grades and Steel Grades

The purchase order (P.O.) for the linepipe and the mandatory requirements of section 7 of the specification shall call out the requirements of product specification level (PSL) for the project.

3.2 Delivery condition

No change

4.0 TERMS AND DEFINITIONS

No change.

5.0 SYMBOLS AND ABBREVIATIONS

No change.

6.0 PIPE GRADE, STEEL GRADE, AND DELIVERY CONDITION

The steel shall be fine grained killed steel produced by Basic Oxygen Furnace (BOF) process that has Mannesmann level 2 or better segregation control. The grade of pipe to be supplied shall meet the requirements of Grade X 70 PSL 2.

The design temperature for the pipeline is – 20°F. The project has no sour service conditions. All steel and pipe grade requirements specified in this specification shall meet material delivery requirements as applicable to PSL 2 pipes.

7.0 INFORMATION TO BE SUPPLIED BY THE PURCHASER

No change. The information requirement shall be provided with the P.O.

7.1 Additional Information

The chemical composition by mass fraction shall meet the requirements of table 4 or 5 as applicable. Additional requirements for PSL 2 linepipes is given in section 9 of this specification.

A separate list of the information to be supplied by the purchaser will be issued with the purchase order (P.O.) that may also include any other items that may be specifically unique to the project.

8.0 MANUFACTURING

Pipes supplied to this specification shall be either Helically seamed Submerged Arc Welded (SAWH) or Longitudinal seam Submerged Arc Welded (SAWL). At the company's option HFW pipes may be supplied if specifically noted in the purchase order.

The manufacturing procedure specification (MPS) shall be qualified prior to start of any production process.

8.1 Process of manufacturing

This specification is applicable to the process identified in section 1 the scope.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

1.0 SCOPE

1.1 Purpose and Coverage as addendum to API 5L 44th edition (NEW)

This Specification establishes the minimum requirements for the manufacture and supply of HFW or submerged arc welded pipes. Both Longitudinal and Helical Seam Submerged Arc Welded (SAWL and SAWH) steel line pipes for the transportation of hydrocarbons fluid are included. Pipe shall be supplied in accordance with 44th edition of ANSI/API Specification 5L and ISO 3183 together with additional requirements detailed in this specification, and any other requirements specified in the Purchase Order.

For ease of reference, the sections, paragraphs and appendices contained herein have the same numbering as that of API Specification 5L 44th edition. Additional requirements, that are not specified in API Specification 5L (API 5L), have also been numbered. Unless specifically amended and/or modified by requirements specified in this document, all requirements of API 5L shall remain applicable.

This specification details requirements for PSL 2 linepipes.

2.0 CONFORMITY

No change.

3.0 NORMATIVE REFERENCES

In addition to the standards listed in API 5L, 44th edition of following standards shall also apply.

49 Code of Federal Regulation (CFR) 192 and 194 minimum safety requirements for pipeline facilities and pipeline for transporting Gas and oil.

ASME (American Society of Mechanical Engineers):

ASME Section IX Qualification Standard for Welding and Brazing procedures, Welders, Brazers, and Welding and Brazing Operators

ASTM (American Society for Testing and Materials):

E112 Standard Test Methods for Determining Average Grain Size

E92 Standard Test Method for Vickers Hardness of Metallic Materials

ISO 9712 Non-destructive Testing – Qualification and Certification of Personnel.

EN 10160 Specification for Acceptance Levels for Internal Imperfections in Steel Plate, Strip and Wide Flats, Based on Ultrasonic Testing

In case of conflict between various requirements of this specification and reference standards mentioned above, more stringent requirement shall apply unless otherwise agreed by Purchaser.



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

9.3	Tensile properties	8
9.4	Hydrostatic test.....	8
9.5	Bend Test	8
9.6	Flattening test.....	8
9.7	Guided Bend test.....	8
9.8	CVN impact test for PSL 2 pipes.....	9
9.9	DWT test for PSL 2 welded pipe	9
9.10	Surface conditions, imperfections and defects	9
9.11	Dimensions, mass and tolerances	10
9.12	Finish of pipe ends.....	11
9.13	Tolerances for the weld seam.....	12
9.14	Tolerances for mass	12
9.15	Weldability of PSL 2 pipes	12
10.0	INSPECTION	12
10.1	Types of inspection and inspection documents.....	12
10.2	Specific inspection.....	13
11.0	MARKING	18
12.0	COATING AND THREAD PROTECTORS	18
12.1	Coatings and linings	18
12.2	Thread protectors	18
13.0	RETENTION OF RECORDS	18
14.0	PIPE LOADING	19
15.0	APPENDICES	19



SPECIFICATION FOR LINEPIPE

TABLE OF CONTENTS

1.0	SCOPE	4
1.1	Purpose and Coverage as addendum to API 5L 44th edition (NEW)	4
2.0	CONFORMITY	4
3.0	NORMATIVE REFERENCES.....	4
3.1	Pipe Grades and Steel Grades	5
3.2	Delivery condition	5
4.0	TERMS AND DEFINITIONS.....	5
5.0	SYMBOLS AND ABBREVIATIONS.....	5
6.0	PIPE GRADE, STEEL GRADE, AND DELIVERY CONDITION.....	5
7.0	INFORMATION TO BE SUPPLIED BY THE PURCHASER	5
7.1	Additional Information	5
8.0	MANUFACTURING.....	5
8.1	Process of manufacturing	5
8.2	Process requiring validation.....	6
8.3	Starting Material.....	6
8.4	Tack Welds.....	6
8.5	Weld seam in COW pipe.....	6
8.6	Weld seam in SAW pipe	6
8.7	Weld seam in double seam pipes	6
8.8	Treatment of weld seams in EW and LW pipes.....	6
8.9	Cold Sizing and Cold expansion	7
8.10	Strip/plate end welds	7
8.11	Jointers.....	7
8.12	Heat treatment.....	7
8.13	Traceability	7
9.0	ACCEPTANCE CRITERIA	7
9.1	General.....	7
9.2	Chemical composition.....	7



Puerto Rico Electric Power Authority
(PREPA)

Via Verde Pipeline Project



SPECIFICATION FOR LINEPIPE
ADDENDUM TO API 5L 44TH EDITION

Specification No.: 1446-000-SP-7004-00

Rev. No.	Date	Revision Description	Prepared	Gulf Review	Ray Approved
B	8/19/2010	Issued for Client Review	R. Singh		
A	7/13/2010	Issued for Internal Review	R. Singh		



Requisition Number: <u>1446-000-MR-2001-00</u> Requisition Description: <u>24" Mainline Pipe, FBE Coated</u> Item Number(s): _____	INSPECTION REQUIREMENTS
---	------------------------------------

	<i>Certificates / Data To Be Provided By Vendor</i>			
	<i>Certificates / Records To Be Checked By Company's Representative</i>			
	<i>Visual Inspection (V) / Witnessing (W) / Observation (O) / Hold Point (H)</i>			
	<i>By Company's Representative</i>			
	GENERAL REQUIREMENTS			
01	Pre-Inspection Meeting (Review vendor's approved Inspection & Test Plan)	W		
02	Quality Control System	O		
03	Workmanship, Material, Surface Defects, Dimensions	V		
04	Compliance with Purchase Order Description, Specifications	V	X	X
05	Welds	V	X	X
06	Pipe Ends	V		
07	Markings	V		
08	Material Test Reports		X	X
09	Repair Records		X	X
10	Calibration of Inspection Equipment		X	
11				
12				
13				
14				
15				
	TEST REQUIREMENTS			
16	Non Destructive Testing (PT, MT, RT, UT, as applicable)		X	
17				
18				
19				
20				
21				
22				
	OTHER REQUIREMENTS			
23				
24				
25				
26				
27				
	FINAL INSPECTION			
28	Markings	V		
29	Final Visual Inspection	H		
30	Shipment Preparation	O		
31	Company's Release Notice Required Prior to Shipment	H		
32				
33				

NOTES:
 Witness = 5 day advance notice, do not stop production. Hold = Vendor give 5 day advance notice; hold for Company's inspector.
 Notify Company's purchasing department for inspection notifications.