

**PROCEDIMIENTOS PARA REPARACIONES DE GASODUCTOS SIN
INTERRUMPIR EL SERVICIO UTILIZANDO BY - PASS CON STOPPLES,
MEDIANTE CORTES CON EQUIPO HOT - TAPPING MACHINE.**

EDUARDO GALLÓN MEDINA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS
BUCARAMANGA
2005**

**PROCEDIMIENTOS PARA REPARACIONES DE GASODUCTOS SIN
INTERRUMPIR EL SERVICIO UTILIZANDO BY - PASS CON STOPPLES,
MEDIANTE CORTES CON EQUIPO HOT - TAPPING MACHINE.**

EDUARDO GALLÓN MEDINA

**Trabajo de Grado presentado como requisito para
optar al título de Especialista en Ingeniería de Gas**

**DIRECTOR
ÁLVARO RUIZ RODRÍGUEZ´
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS
BUCARAMANGA
2005**

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES	3
1.1 OBJETIVO GENERAL	3
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.3 BENEFICIOS ESPERADOS	4
2. SOPORTE TEÓRICO	5
2.1 CONCEPTOS GENERALES DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL	5
2.1.1 Contaminación	5
2.1.2 Calentamiento global	6
2.1.3 Pérdida de capa de ozono	7
2.1.4 Contaminación por emisiones de gas a la atmósfera	9
2.1.5 Pacto de kyoto	10
2.1.6 Contaminación por gas natural	13
2.2 SISTEMAS DE GASODUCTOS DEL PAÍS	15
2.2.1 Red nacional de gasoductos	15
2.2.2 Gasoducto Ballena – Barrancabermeja	17
2.2.3 Gasoducto Mariquita – Cali	18
2.2.4 Gasoducto Centro Oriente	19
2.2.5 Gasoducto Cusiana – Apiay. Propiedad de ECOGAS	19
2.2.6 Gasoducto Cusiana – El Porvenir – La Belleza	20
2.2.7 Compresoras	20
2.3 MARCO REGULATORIO SECTOR GAS	21
2.3.1 Aspectos principales	21
2.3.2 Producción	22
2.3.3 Transporte	22
2.3.4 Distribución y consumo	22

	pág.
2.3.5 Agentes productores y operadores	23
2.3.6 Comercializadores	23
2.3.7 Transportadores	23
2.4 CALCULO DE CANTIDAD DE GAS QUE SE VENDEA EN UNA REPARACIÓN NORMAL	28
2.5 PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REPARACIÓN DE LÍNEAS	31
2.5.1 Personal estimado	31
2.5.2 Equipo y materiales estimados	32
2.5.3 Medidas de protección ambiental	32
2.5.4 Manejo del elemento ambiental "suelo"	33
2.5.5 Manejo del elemento ambiental "agua"	34
2.5.6 Manejo de residuos	35
2.5.7 Medidas de seguridad industrial	36
2.5.8 Medidas especiales para reparaciones en frío	40
2.5.9 Localización de la tubería del gasoducto a reparar	41
2.5.10 Actividades preliminares a los trabajos	41
2.5.11 Condiciones operativas requeridas	42
2.5.12 Criterios de tubería	43
2.5.13 Tiempo de venteo	44
2.5.14 Supervisión de los trabajos	44
2.5.15 Trabajos de reparación mecánica	45
2.5.16 Reconformación	46
2.5.17 Asfaltado del área	47
2.5.18 Prueba, llenado y presurización	48
2.5.19 Responsabilidad de normalización operativa en el área	48
3. PROCEDIMIENTOS REPARACIONES EN CALIENTE	49
3.1 TERMINOLOGÍA	50
3.1.1 Reparación en caliente	50

	pág.
3.1.2 Equipos "HOT TAPPING"	50
3.1.3 Equipos "STOPPLER PLUGGING"	51
3.1.4 Elementos selladores	52
3.1.5 Válvulas sándwich	54
3.2 RECURSOS NECESARIOS	55
3.2.1 Personal	55
3.2.2 Herramientas y equipos.	55
3.2.3 Materiales.	55
3.3 SEGURIDAD INDUSTRIAL	56
3.4 RESPONSABILIDAD	56
3.5 PROCEDIMIENTO	56
3.5.1 Soldadura de "STOPPLE FITTING"	58\
3.5.2 Operación del taladro	58
3.5.3 Proceso de obturación	61
3.5.4 Colocación de cabeza obturadora	63
3.5.5 Procedimiento para colocar la cabeza obturadora en posición	64
3.5.6 Remoción de cabeza obturadora	65
3.5.7 Seguridad	66
3.6 RECOMENDACIONES COMPLEMENTARIAS	67
4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA UTILIZACIÓN DE ESTE PROCEDIMIENTO DE REPARACIÓN DE LÍNEAS.	74
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
BIBLIOGRAFÍA	82
ANEXOS	83

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Volumen de gas venteado según varios escenarios En Colombia	30
Cuadro 2. Ventajas y desventajas de la reparación en caliente con respecto al método tradicional.	75

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Equipo tapping machine	50
Figura 2. Equipo plugging machine.	51
Figura 3. Fitting y lock-o-ring.	54
Figura 4. Válvula sandwich	54
Figura 5. Doble stopple con by-pass temporal incluido.	70

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Red nacional de gasoducto	84
Anexo B. Tapping machine y plugging machine	93
Anexo C. Stopple fittings	105
Anexo D. Válvulas sandwich	112
Anexo E. Lock – o ring.	117

RESUMEN

TITULO: PROCEDIMIENTOS PARA REPARACIONES DE GASODUCTOS SIN INTERRUPTIR EL SERVICIO UTILIZANDO BY - PASS CON STOPPLES, MEDIANTE CORTES CON EQUIPO HOT - TAPPING MACHINE *

AUTOR: EDUARDO GALLÓN MEDINA**

PALABRAS CLAVES:

- Procedimientos para reparaciones de Gasoductos.
- Hot – Tapping y Plugging Machine.
- Emisiones de gas.
- Fitting, válvula sándwich y lock-o-ring.

CONTENIDO:

El presente documento describe en forma didáctica el procedimiento de las reparaciones de los gasoductos en caliente utilizando el equipo hot – tapping y plugging machine. Igualmente se plantea la contaminación de las emisiones de gas relacionada con el contexto actual del calentamiento global. Se encuentra la red nacional de gasoductos y el marco regulatorio del sector gas en Colombia. Se presenta el cálculo de volumen de gas que se ventearía según varios escenarios de reparación. Se describe los procedimientos de una reparación en frío con cortes del suministro de gas por el gasoducto y la emisión a la atmósfera del gas confinado en el tramo de la reparación.

Se presenta el procedimiento de reparaciones en caliente, describiendo paso a paso la secuencia: construcción de by-pass, soldadura de los fitting, instalación de las válvulas sándwich, cortes con el equipo hot – tapping, instalación del by-pass, obturación de la línea con stopples, y después de realizar la reparación o cambio del accesorio, el retiro de los stopples, instalación de los lock-o-ring, desmonte del by-pass y de las válvulas sándwich, e instalación de las bridas ciegas.

Con un ejemplo de costos se concluye que en reparaciones a líneas de diámetros importantes donde se transporte un volumen de gas diario de mas de 60 Millones pcs es mas rentable hacer la reparación en caliente, no se contamina con emisiones de gas a la atmósfera y no se interrumpe el suministro a los usuarios.

* Trabajo de Grado

**Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Ingeniería de Gas. ALVARO RUIZ RODRIGUEZ

SUMMARY

TITLE: PROCEDURES FOR REPAIRS OF GAS PIPELINE WITHOUT INTERRUPTING SERVICE USING BY - PASS WITH STOPPLES, BY MEANS OF CUTS WITH EQUIPMENT HOT - TAPPING MACHINE *

AUTHOR: EDUARDO GALLÓN MEDINA**

KEY WORDS:

- Procedures for repairs of Gas Pipeline.
- Hot - Tapping and Plugging Machine.
- Discharges of gas.
- Fitting, sandwich valve and lock-o-ring.

CONTENT:

The present document describes in didactic form the procedure of the repairs of the gas pipeline in hot using the equipment hot - tapping and Plugging Machine. Equally it is established the contamination becomes of the gas discharges related to the present context of the global heating. Here is the national network of gas pipeline and Colombia's regulation mark concerning the gas sector. It also show the calculation of volume of gas appears that is ventilated according to several scenes of repair. The procedures of a repair in cold is described with cuts of the gas provision by gas pipeline and the discharge to the atmosphere of the gas confined in the section of the repair.

It also show the procedure of repairs in hot, describing the sequence step by step: construction of by-pass, weld of fitting, installation of the Sandwich valves, cotes with the equipment hot - tapping, installation of by-pass, clogging of the line with stopples, and after making the repair or change of the accessory, the retirement of stopples, installation of the lock-o-rings, clearing of by-pass and the sandwich valves, and installation of the blind bridles.

With an example of costs one concludes that in repairs to lines of important diameters where a volume of daily gas of but of 60 is transported Million pcs is but profitable to make the repair in hot, it is not contaminated with gas discharges to the atmosphere and the provision to the users is not interrupted.

* MODALITY MONOGRAPH

** School of Engineering of Petroleum, Specialization in Engineering of gas, Managing ALVARO RUIZ RODRIGUEZ

INTRODUCCIÓN

Los gasoductos del País cuentan con un sistema de válvulas de seccionamiento cada 20 Km. aproximadamente. Cuando se requiere la ejecución de trabajos programados en los tramos, se aísla el sistema, y el gas empaquetado en el tramo, se ventea a la atmósfera o se quema con las respectivas pérdidas, la contaminación que se genera, y los riesgos asociados con estas operaciones.

Si el empaquetamiento de las líneas es pequeño o si la reparación es de larga duración, se generan incumplimientos en las entregas de gas que generan muchos traumas, y si se considera realizar una reparación o cambio de una válvula de seccionamiento, el gas venteado sería el doble.

Una de las prácticas mas utilizadas cuando existe la necesidad de realizar trabajos que impliquen intervenir un gasoducto consiste en efectuar el cierre antes y después del sitio de trabajo, y el gas contenido en el tramo se ventea a la atmósfera en forma libre o quemado.

La otra alternativa utilizada es el trabajo en caliente que requiere de procedimientos y equipos especiales que es el tema a desarrollar en esta monografía.

La mayor justificación radica en presentar los procedimientos de reparación en el cual no se realizan emisiones a la atmósfera de gran cantidad de gas evitando los efectos de contaminación que se generan y los costos directos por la pérdida del gas venteado lo mismo que los costos asociados al transporte del gas hasta el sitio de los trabajos.

Otra justificación muy importante de la utilización de reparaciones en caliente es que no se interrumpe el servicio de suministro de gas por la línea que se interviene, lográndose cumplir con las entregas de gas en forma normal.

En los escenarios actuales, uno de los impedimentos en la masificación del gas en los remitentes industriales es el grado de incertidumbre que se maneja en el suministro. Existen varias modalidades de contrato de suministro en la cual el valor del transporte aumenta para contratos en firme y disminuye para contratos interrumpibles.

Las mayores interrupciones en los transportes de gas por la red de gasoductos, son originadas por las reparaciones en frío. Al realizar todas las reparaciones en caliente, no se interrumpe el servicio, lográndose mayor confiabilidad del sistema contribuyendo al aumento de remitentes industriales y disminuyendo el valor final del gas al cambiar su contrato de transporte a interrumpible con buena garantía del cumplimiento del servicio.

Por último, como ventaja final de la utilización del procedimiento de reparación en caliente se menciona el hecho de que la práctica de realizar las emisiones a la atmósfera de un volumen considerable de gas representa ciertos riesgos para los trabajadores que ejecutan estas tareas y para los moradores del área de influencia.

1. GENERALIDADES

1.1 OBJETIVO GENERAL

Presentar los procedimientos de reparación de gasoductos que no generen interrupciones del servicio y que impida descargas de gas a la atmósfera.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir los problemas generados por la contaminación en general y por las emisiones de gas para generar conciencia de la contaminación producida.
- Describir la red nacional de gasoductos y las reglamentaciones actuales del sector gas en Colombia para generar los posibles escenarios en las reparaciones.
- Describir el procedimiento de reparación en frío mediante cierres de válvulas y emisiones a la atmósfera del gas empaquetado en el tramo aislado.
- Desarrollar el procedimiento que se debe realizar para las reparaciones en caliente con la utilización de equipos especiales.
- Presentar las ventajas y desventajas de la utilización de este procedimiento de reparación de líneas, donde se muestre el incremento de la confiabilidad del sistema.

1.3 BENEFICIOS ESPERADOS

Presentar los procedimientos de reparación de líneas de conducción de gas sin la interrupción del servicio. Este método propone generar conciencia del alto grado de contaminación que se produce con las prácticas actuales de reparación. Con la utilización de estos equipos y este procedimiento se evita aislar el tramo a reparar con la respectiva pérdida del gas empaquetado y la suspensión del servicio por la línea que se interviene, incentivando el incremento de remitentes industriales producto del aumento en la confiabilidad del sistema y evitando las pérdidas por lucro cesante que dependiendo del volumen transportado puede ser muy alta.

2. SOPORTE TEÓRICO

2.1 CONCEPTOS GENERALES DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL

2.1.1 Contaminación. La contaminación se produce cuando en el medio ambiente aparecen determinados agentes físicos, químicos, o biológicos que producen efectos nocivos en los seres vivos que pueden hacer peligrar la existencia de vida en el planeta. La presencia de estos agentes es el resultado de verter desechos y sustancias tóxicas en la atmósfera, en el suelo y en el agua¹.

La contaminación es obra fundamentalmente del hombre generada por combustiones industriales y domésticas, circulación, tratamientos agrícolas, actividades nucleares, etc.

El planeta tierra se contamina en sus tres elementos fundamentales así:

- ❖ Aire
- ❖ Suelo
- ❖ Agua

La contaminación atmosférica o del aire modifica el medio. La polución urbana e industrial también puede influir en las temperaturas y en las precipitaciones

Actualmente podemos cifrar las fuentes de contaminantes generados por la

¹ www.html/elrincondelvago.com.acc

actividad humana en tres grandes grupos:

- Actividades industriales: generan, principalmente, óxidos de azufre, de nitrógeno, y en menor medida, plomo metálico.
- Actividades domésticas: producen, principalmente, óxidos de azufre y, en menor medida, de nitrógeno.
- Transporte: vierte a la atmósfera, principalmente, óxidos de nitrógeno y plomo, y, en menor proporción, óxidos de azufre.

2.1.2 Calentamiento Global. Es un hecho que la Tierra se está calentando cada vez más. Los científicos predicen que aumentarán las sequías, las inundaciones y las condiciones climáticas extremas.²

La mayoría de los investigadores también señala que hay pruebas crecientes de que el calentamiento global está vinculado a actividades humanas. Los estudiosos estipulan que este calentamiento puede tener implicaciones graves para la estabilidad del clima, de la que depende gran parte de la vida del planeta. Sin embargo, otros especialistas dicen que los cambios actuales forman parte de un ciclo natural y no hay por qué alarmarse.

Algunos investigadores consideran que es posible que ya hayamos condenado a la capa de hielo de Groenlandia a su total e irreversible descongelación. Esta descongelación tardaría siglos, si no milenios, pero podría causar un aumento estimado de siete metros en el nivel del mar.

Globalmente, podemos esperar condiciones climáticas extremas, con olas de calor más fuertes y más frecuentes. Los científicos predicen un aumento de

² www.news.bbc.co.uk/hi/spanish/specials/2005/Kyoto/newsid_423200

las lluvias, pero también señalan que como los veranos serán más calidos, aumentará el riesgo de que haya sequías en áreas de tierra adentro. Se cree que el aumento del nivel del mar y las tormentas provocarán más inundaciones. Sin embargo, podría haber grandes variaciones regionales, que son muy difíciles de predecir.

El impacto potencial es enorme, con predicciones de falta de agua potable, grandes cambios en las condiciones para la producción de alimentos, y un aumento en los índices de mortalidad debido a inundaciones, tormentas, sequías y olas de calor. Los países pobres serán los que sufrirán peores consecuencias. Los países más pobres, que están menos preparados para enfrentar cambios rápidos, serán los que sufrirán las peores consecuencias. Se predice la extinción de animales y plantas, ya que los hábitats cambiarán tan rápido que muchas especies no se podrán adaptar a tiempo. La Organización Mundial de la Salud ha advertido que la salud de millones de personas podría verse amenazada por el aumento de la malaria, la desnutrición y las enfermedades transmitidas por el agua.

No se sabe exactamente qué proporción del calentamiento global se debe a actividades humanas y cuáles serán sus efectos a largo plazo. El calentamiento global provocará algunos cambios que acelerarán un mayor calentamiento, entre ellos la liberación de grandes cantidades de metano, uno de los gases que causan el efecto de invernadero, a medida que se derritan los hielos permanentes (conocidos como permagel).

2.1.3 Pérdida de Capa de Ozono. El ozono es un gas contaminante a nivel de la superficie pero que nos protege a nivel de la estratosfera. Este nos protege de las radiaciones ultravioletas que emite sol actuando como un filtro, lo cual resulta de vital importancia para la supervivencia de la vida en nuestro planeta. Estas radiaciones actúan sobre el ozono descomponiendo

sus moléculas, es decir rompiendo los enlaces entre átomo y átomo de oxígeno. Hoy en día en nuestra sociedad ha disminuido la producción de los aerosoles gradualmente, sobretodo de CFC (Clorofluorocarbonados), que son gases que liberan cloro cuando absorben rayos ultravioletas del sol, el cual reacciona con el oxígeno, para formar CLO. Esta liberación de cloro se produce en la Antártida y cuando aparece la luz solar el cloro produce una serie de reacciones químicas que provocan el deterioro la capa de ozono, es decir, la destruye. De esta manera se ha producido el actual agujero de la capa de ozono que hay en la Antártida.

Hay gran cantidad de consecuencias por la pérdida de ozono tales como:

Mutaciones a nivel celular, provocando una alteración en el ADN, lo que origina el peligroso cáncer de piel. Además, provoca otras enfermedades como la herpes, tuberculosis y debilitación la visión, pudiendo llegar a la ceguera en algunas personas.

Contaminación de la atmósfera con radiaciones y compuestos químicos perjudiciales para la salud humana, provocando sobre las personas dolor de pecho, problemas en el aparato respiratorio y perjudica seriamente nuestro sistema inmunológico.

Además de afectar seriamente a nuestro organismo afecta a los animales y a las plantas, por lo tanto resulta evidente decir, que afectara también a nuestros alimentos y por consiguiente a nosotros.

La producción de CFC prácticamente ha desaparecido, ya que se ha prohibido su producción para el año 2000, pero esto no nos deja libres de todos sus efectos malignos, ya que los CFC tardan 7-9 años en llegar a la atmósfera, pero tienen un periodo de vida de unos 90 años

aproximadamente, lo cual quiere decir que hasta dentro de unos 90 años la atmósfera no volverá a alcanzar un estado normal y por tanto seguiremos afectados por efectos negativos de los CFC. Parece evidente que los efectos negativos que el hombre produce sobre la tierra por razones económicas y ambiciosas se vuelven en su contra, pudiendo llegar a producirle la muerte.

2.1.4 Contaminación por Emisiones de Gas a la Atmósfera. La combustión de carbón, petróleo y gasolina es el origen de buena parte de los contaminantes atmosféricos. Más de un 80% del dióxido de azufre, un 50% de los óxidos de nitrógeno, y de un 30% a un 40% de las partículas en suspensión emitidos a la atmósfera en Estados Unidos proceden de las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles, las calderas industriales y las calefacciones. Un 80% del monóxido de carbono y un 40% de los óxidos de nitrógeno e hidrocarburos emitidos proceden de la combustión de la gasolina y el gasóleo en los motores de los coches y camiones. Otras importantes fuentes de contaminación son la siderurgia y las acerías, las fundiciones de cinc, plomo y cobre, las incineradoras municipales, las refinerías de petróleo, las fábricas de cemento y las fábricas de ácido nítrico y sulfúrico. Las altas chimeneas de las industrias no reducen la cantidad de contaminantes, simplemente los emiten a mayor altura, estos contaminantes pueden ser transportados a gran distancia y producir sus efectos adversos en áreas muy alejadas del lugar donde tuvo lugar la emisión.

La preocupación de sectores ambientalista llevó a realizar mediciones de la temperatura mundial desde finales del siglo XIX. Estas mediciones muestran que, en promedio, la temperatura ha aumentado en aproximadamente 0,6°C en el siglo XX. El término "efecto de invernadero" se refiere al papel que desempeña una capa de gases que retiene el calor del Sol en la atmósfera de la Tierra. Sin estos gases el planeta sería demasiado frío y la vida, como la conocemos, no podría sustentarse.

Entre los gases se encuentran el dióxido de carbono, el metano y el óxido nítrico, que son liberados por la industria moderna, la agricultura y la combustión de combustibles fósiles (carbón, petróleo, *gas natural*). Su concentración en la atmósfera está aumentando: sólo la del dióxido de carbono ha crecido en más de un 30% desde 1980.

La mayoría de los científicos acepta que el aumento de la temperatura terrestre es directamente proporcional al aumento de estos gases.

El nivel del mar ha crecido de 10 a 12 centímetros y los investigadores consideran que esto se debe a la expansión de océanos cada vez más calientes. La mayoría de los glaciares no polares estudiados están disminuyendo y algunas mediciones indican que el hielo ártico se ha reducido en cerca de un 40% en los veranos y otoños de las últimas décadas.

Según diversos modelos climáticos, si no se hace nada para reducir las emisiones, la temperatura global aumentará entre 1,4°C y 5,8°C antes de 2100.

2.1.5 Pacto de Kyoto. Es un acuerdo internacional que compromete a los países industrializados a cumplir metas específicas para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. El acuerdo fue suscrito en la ciudad japonesa de Kyoto el 10 de diciembre de 1997.

El protocolo sufrió un gran golpe cuando Estados Unidos, responsable por una cuarta parte de las emisiones globales, lo abandonó en 2001. Sin embargo en 2004 Rusia decidió ratificarlo, lo que posibilitó que se convirtiera en realidad.

Aunque muchos países ya han tomado medidas para reducir sus emisiones, se cree que las metas de Kyoto no son más que una fracción de las

reducciones necesarias para frenar de forma significativa el calentamiento global. Hasta la fecha, 136 países se han adherido al acuerdo. Hay quienes consideran que su fracaso significaría una catástrofe global, mientras que otros plantean que es demasiado débil, inoperante, o incluso innecesario.

Jurídicamente se trata de un acuerdo vinculante cuyo objetivo es que, en el período 2008-2012, los países industrializados reduzcan sus emisiones colectivas de gases que causan el efecto de invernadero en un 5,2%, respecto a 1990.

Los principales países industrializados con emisores en 1990 eran:

- ❖ Estados Unidos (36,1%)
- ❖ Unión Europea (24,2%)
- ❖ Federación Rusa (17,4%)
- ❖ Japón (8,5%)
- ❖ Canadá (3,3%)
- ❖ Australia (2,1%)

Cada vez son más los países que adoptan sistemas alternativos de generación de energía. Cada país signatario tiene sus propias metas. Las naciones de la Unión Europea deberán disminuir sus emisiones totales en un 8% (aunque algunos países miembros tienen metas diferentes en relación al desarrollo de su economía), mientras que Japón deberá hacerlo en un 5%. En cambio, a algunos países con bajas emisiones se les autoriza a incrementarlas, lo que posibilita las negociaciones entre los países industrializados para reducir las emisiones.

El razonamiento es que, para la atmósfera, las fronteras nacionales carecen de significado: si un país industrializado invierte en el desarrollo de un mecanismo limpio desde el punto de vista medioambiental en otro país, se

puede incluir como parte de su meta.

También los países que sobrepasen sus cuotas de emisiones podrán comprarles "unidades de carbono" a países que emitan menos. Este sistema fue un gran incentivo para que Rusia decidiera ratificar el protocolo. Como Rusia dejó de emitir miles de toneladas debido al cierre de muchas de sus industrias pesadas luego de la desintegración de la Unión Soviética, ahora podría recibir dinero de países más contaminantes.

La ONU dice que las naciones industrializadas no están ahora cumpliendo con sus metas y predice que para 2010 las emisiones estarán 10% por encima de los niveles de 1990. Sólo cuatro países de la Unión Europea podrían cumplir sus objetivos para el final de la década.

El presidente de EE.UU., George W. Bush, se retiró del protocolo en 2001, con el argumento de que éste dañaría gravemente la economía de su país. El segundo mayor emisor de gases de efecto de invernadero del mundo es China. Sin embargo, se liberó a China de cualquier responsabilidad respecto al Protocolo de Kyoto. Éste es un desafío que requiere un 100% de esfuerzo de nuestra parte, pero también del resto del mundo.

Algunos científicos plantean que incluso si todos los países ratificaran el protocolo y cumplieran sus metas, los posibles cambios de la temperatura global serían mínimos. Algunos de ellos argumentan que, ya que reducir las emisiones cuesta tanto y los resultados son tan insignificantes, que los esfuerzos deberían dirigirse a la adaptación a las nuevas condiciones climáticas.

Los principales interesados en la Convención de Cambio Climático quieren empezar a hablar de lo que ocurrirá después de 2012.

2.1.6 Contaminación por Gas Natural. El gas natural es un combustible más limpio que el carbón y el petróleo, ya que en su combustión produce de un 40 a un 45 por ciento menos dióxido de carbono que el carbón, y entre un 20 y un 30 por ciento menos que los productos derivados del petróleo. Otra de las características de esta fuente de energía es que no emite partículas sólidas ni cenizas en su combustión, y las emisiones de óxidos de nitrógeno son inferiores a las del carbón y los productos petrolíferos. Asimismo, las emisiones de dióxido de azufre son prácticamente nulas.

Una de las preocupaciones con respecto al uso del gas natural es que su principal componente, el metano, es un potente gas que contribuye al efecto invernadero. Se estima que “atrapa” el calor 21 veces más que el dióxido de carbono. Sin embargo, un estudio realizado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) concluyó que el saldo entre una reducción en las emisiones de dióxido de carbono y el aumento en las emisiones de metano, por el reemplazo de otras fuentes de energía con gas natural, es favorable para el ambiente. El Panel Intergubernamental de Cambio Climático de las Naciones Unidas (IPCC) ha incluido entre sus recomendaciones incrementar el uso del gas natural como fuente de energía.

El gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los utilizados, tanto en la etapa de extracción, elaboración y transporte, como en la fase de utilización.

³Respecto a la fase de extracción, la única incidencia medioambiental está ligada a los pozos en los que el gas natural se encuentra ligado a yacimientos de petróleo que carecen de sistemas de re inyección. En esos casos el gas se considera como un subproducto y se quema en antorchas. Por otro lado, la transformación es mínima, limitándose a una fase de

³ www.mityc.es/energia/hidrocarburos/gas/default.htm

purificación y en algunos casos, eliminación de componentes pesados, sin emisión de efluentes ni producción de escorias.

Las consecuencias atmosféricas del uso del gas natural son menores que las de otros combustibles por las siguientes razones:

- ❖ La menor cantidad de residuos producidos en la combustión permite su uso como fuente de energía directa en los procesos productivos o en el sector terciario, evitando los procesos de transformación como los que tienen lugar en las plantas de refino del crudo.
- ❖ La misma pureza del combustible lo hace apropiado para su empleo con las tecnologías más eficientes: Generación de electricidad mediante ciclos combinados, la producción simultánea de calor y electricidad mediante sistemas de cogeneración, climatización mediante dispositivos de compresión y absorción.
- ❖ Se puede emplear como combustible para vehículos, tanto privados como públicos, mejorando la calidad medioambiental del aire de las grandes ciudades.
- ❖ Menores emisiones de gases contaminantes (SO₂, CO₂, NO_x y CH₄) por unidad de energía producida.

Emisiones de CO₂: El gas natural como cualquier otro combustible produce CO₂; sin embargo, debido a la alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas, sus emisiones son un 40-50% menor de las del carbón y un 25-30% menor de las del fuel-oil.

La propia composición del gas natural genera dos veces menos emisiones de NO_x que el fuel-oil y 2,5 veces menos que el fuel-oil. Las modernas

instalaciones tienen a reducir las emisiones actuando sobre la temperatura, concentración de nitrógeno y tiempos de residencia o eliminándolo una vez formado mediante dispositivos de reducción catalítica.

Emisiones de CH₄: el metano, que constituye el principal componente del gas natural es un causante del efecto invernadero más potente que el CO₂, aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera más corto que el del CO₂. De acuerdo con estudios independientes, las pérdidas directas de gas natural durante la extracción, transporte y distribución a nivel mundial, se han estimado en 1% del total del gas transportado.

La mayor parte de las emisiones de metano a la atmósfera son causadas por la actividad ganadera y los arrozales, que suponen alrededor del 50% de las emisiones causadas por el hombre.

2.2 SISTEMAS DE GASODUCTOS DEL PAÍS

2.2.1 ⁴Red Nacional de Gasoductos. En el País existen dos grandes transportadores de Gas Natural: Promigas que transporta el gas que se consume en la Costa Atlántica y Ecogas que transporta el Gas hacia el Interior. Ecogas a través de la Red Nacional de Gasoductos, suministra gas natural a los principales centros de consumo industrial y residencial.

La red de Ecogas está conformada por un sistema de tres gasoductos principales a los cuales se conectan ramales regionales. Estos últimos transportan el gas hasta los municipios. Ecogas, a través de su propia red o la que contrate con el sector privado, maneja el sistema central de

⁴ www.ecogas.com.co/seccion.asp?id=8.

gasoductos y los subsistemas de distribución hasta los municipios. Las redes municipales de distribución son contratadas por el Ministerio de Minas y Energía, mediante licitación para áreas exclusivas de servicio, o por los municipios directamente.

Los gasoductos troncales y regionales (ramales) de la red de Ecogas, tienen una extensión total de 3.233 km. En esta cifra no se consideran las redes domiciliarias para la distribución en los municipios. La capacidad actual de transporte del sistema es de 150 mpc/d, en el tramo Ballena - Barrancabermeja y de 200 mpc/d a partir de Barrancabermeja, pero la cantidad que se transporta depende de la demanda efectiva. Adicionalmente se transporta por el Gasoducto Cusiana – El Porvenir – La Belleza mas de 60 mpc/d desde los campos de Cusiana. Actualmente se está ampliando el transporte por este gasoducto y antes de finalizar este año se estará transportando 180 mpc/d, para llegar a un transporte final de 250 mpc/d. Ver anexo 1. Red nacional de gasoductos

Parte de la red fue construida utilizando oleoductos ya existentes que transportaban petróleo crudo, los que mediante un proceso de conversión, fueron habilitados para el transporte de gas. Otra parte fue construida directamente por Ecopetrol, y tanto la una como la otra fueron escindidas a Ecogas. Adicionalmente, tres (3) de los gasoductos principales y sus ramales fueron construidos y financiados por la industria privada bajo el sistema BOMT (Build Operate Maintain and Transfer).

EL BOMT es un mecanismo ampliamente utilizado para el desarrollo de proyectos de infraestructura mediante el cual el sector privado construye, es propietario, opera y mantiene un activo durante un plazo determinado al final del cual transfiere el bien a una entidad estatal. El sistema requiere la intervención de varios organismos públicos, compañías privadas, inversionistas, bancos.

Los préstamos normalmente son negociados por el contratista, quien es responsable de su pago oportuno. El contratista - propietario opera el bien durante un plazo largo, entre 10 y 20 años, y recibe un pago periódico del usuario que incluye una tarifa por la utilización del servicio, el precio de venta del producto obtenido, y un canon de arrendamiento. Adicionalmente, el pago debe ser suficiente para cubrir costos financieros y de operación, amortizar capital invertido y permitir un margen de utilidad atractivo.

2.2.2 Gasoducto Ballena – Barrancabermeja. Fue el primero desarrollado dentro del Plan de Masificación del Gas Natural aprobado en marzo de 1993 por el Consejo Nacional de Política Económica y Social CONPES, siendo la empresa estatal Ecopetrol la encargada de su organización y puesta en marcha.

Ecopetrol, el día 12 de Mayo de 1994, suscribió con la firma Centragas - Transportadora de Gas de la Región Central de ENRON & Cía, S.C.A.-, el contrato para la prestación del servicio de transporte de Gas Natural por Gasoducto entre Ballena (Departamento de La Guajira) y Barrancabermeja (Departamento de Santander), que luego cedió a Ecogas, bajo la modalidad BOMT, a través del cual Centragas financia la totalidad del proyecto, lo construye y posteriormente lo opera y mantiene por un tiempo de 15 años, al cabo del cual, Ecogas tiene la opción de comprarlo o dejarlo definitivamente como una propiedad de Centragas.

El gasoducto Ballena - Barrancabermeja cuenta con una planta Deshidratadora de Gas en Ballena (Km. 0 +000), indispensable para mantener el gas dentro de las condiciones de humedad exigidas para su transporte y una Estación Terminal en Barrancabermeja (Km. 578,8 + 000), sistema de telecomunicaciones a lo largo del trazado, estaciones de lanzamiento y recepción de raspadores y válvulas de corte o seccionamiento,

entre otras. Los 578,8 km de construcción de la línea principal se realizaron en tubería de 18 pulgadas de diámetro, con un espesor de 0.344" y calidad API 5LX-60; los 199 km de ramales de conducción de gas hasta las 31 poblaciones beneficiarias del proyecto en su etapa inicial, fueron construidos en tubería de 2" a 4" de diámetro, calidad API 5L Gr. B.

La capacidad nominal de transporte del gasoducto Ballena - Barrancabermeja es del orden de 108 mpc/d, a condiciones de presión de 1,200 psig en la Estación Ballena y 300 psig en Barrancabermeja, utilizando sólo la presión de los campos de producción de Chuchupa (costa - afuera). A partir de diciembre de 1997, mediante la instalación de la Estación Compresora de Casacará (Departamento del Cesar), se incrementó la capacidad de transporte del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja, a 150 mpc/d.

Beneficia directamente a 31 poblaciones de los Departamentos de La Guajira, Cesar, Magdalena y Santander. Su interconexión con los otros gasoductos troncales facilita el transporte de este gas hasta Cali y Bogotá.

Durante el primer semestre de 1998 su operación fue vital para enfrentar con éxito los efectos del fenómeno de El Niño. Entre enero y julio se transportó un promedio de 82,2 mpc/d.

2.2.3 Gasoducto Mariquita – Cali. La construcción y operación de este gasoducto fue adjudicada a la firma Transgas de Occidente S.A. por el sistema BOMT, contrato que fue cedido a Ecogas a partir del 1º de enero de 1998. Antes de la construcción del Gasoducto, Ecopetrol desarrolló un estudio de impacto ambiental, que consistió en realizar un análisis detallado del medio ambiente, conociendo los cultivos, la fauna, las fuentes de agua y los aspectos sociales y económicos de las poblaciones por las que pasaría el

Gasoducto. Este estudio permitió desarrollar el Plan de Manejo Ambiental, aprobado por el Ministerio del Medio Ambiente, y así poder adelantar el proyecto.

Su construcción se inició el 19 de enero de 1996, terminándose la misma, el 24 de agosto de 1997. La línea troncal consiste de 340 Km. de tubería de 20 pulgadas y sus ramales tienen una longitud de 424 Km. en tuberías que van de 2 a 8 pulgadas de diámetro. La fase operativa, que se inició el 25 de agosto de 1997, será de veinte (20) años, con transferencia a Ecogas, en agosto de 2017. Se estima que cubrirá las necesidades de más de 2.556.000 colombianos en el occidente del país. Actualmente cuenta con facilidades para atender el suministro de 48 municipios de los departamentos del Valle del Cauca, Quindío, Caldas, Risaralda, Tolima y las térmicas Termovalle y Termoemcali.

2.2.4 Gasoducto Centro Oriente. Propiedad de Ecogas, es el principal activo de la Empresa. Está conformado por un primer sector desde Barrancabermeja hasta Neiva y un segundo sector desde Vasconia hasta Cogua, en cercanías de Zipaquirá. El primer sector suministra Gas Natural a 18 municipios de los departamentos de Caldas, Cundinamarca y Tolima; a través del Centro Operacional de Sebastopol al Gasoducto Sebastopol-Medellín; a las plantas de generación eléctrica de Termocentro, Termodorada, Termomerilétrica, Termosierra, y en Mariquita al Gasoducto de Occidente. El segundo sector alimenta a 18 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Santander y Boyacá y a la capital del país.

2.2.5 Gasoducto Cusiana – Apiay. Propiedad de Ecogas. Inició operaciones en junio de 1995 y satisface las necesidades de gas natural de las ciudades de Villavicencio y Santa Fé de Bogotá, la Termoeléctrica de Ocoa y varias poblaciones de los departamentos de Casanare, Meta y

Cundinamarca.

2.2.6 Gasoducto Cusiana – El Porvenir – La Belleza. Inicia operación como gasoducto solo el tramo El Porvenir – La Belleza que era el antiguo oleoducto Central de los Llanos convertido a gasoducto entre 1999 y mediados del año 2000. Este primer tramo conecta los municipios de El Porvenir y La Belleza en una línea de 190 Km. con tubería de 20 pulgadas. La capacidad del tubo llega a 100 mpc/d. Para transportar el gas desde los campos de Cusiana, Ecogas adquiere el Tramo de oleoducto de 20" Cusiana – El Porvenir y realiza la conversión mediante un contrato de Mandato con la Compañía BP. El gasoducto entra en operación en día 17 de mayo de 2003 transportando gas desde Cusiana hasta Bogotá y entregando en el camino a los municipios de Boyacá y Santander a través del Gasoducto de GBS.

2.2.7 Compresoras. La función de una estación compresora de gas es, elevar la presión del fluido en la línea, con el fin de suministrar la energía necesaria para su transporte. Para la estación se cuenta con una línea de succión donde el flujo inicia su recorrido, pasando luego por unos medidores de flujo computarizados que son los encargados de medir y almacenar minuto a minuto toda la información referente a la corriente de entrada, datos de presión, temperatura, volumen y caudal. El gas continúa su recorrido hacia los compresores, pasando antes por los "scrubbers", que se encargan de extraer el posible contenido de líquido. Finalmente, el gas a una mayor presión, sale por la línea de descarga de las compresoras, pasando por los medidores de flujo de esta línea.

Toda estación cuenta, también, con un suministro de potencia para la puesta en marcha de los compresores, un motor por cada compresor, un ventilador para el sistema de enfriamiento, un sistema de válvulas que regulan el paso de gas tanto para el funcionamiento de los compresores como para el

sostenimiento de la presión de trabajo deseada, un pequeño compresor para el accionamiento de dichas válvulas, filtros que se encargan de extraer las impurezas que pueda contener el gas para cumplir con los requerimientos del mercado y toda la instrumentación necesaria para el control del proceso de compresión.

Además, dentro de la estación se cuentan con tanques de almacenamiento para los lubricantes y refrigerantes que son utilizados en los motores, y para los condensados drenados en la operación, esto último, con el propósito de proteger y conservar el entorno natural. Es importante señalar que en cada estación de compresión de gas natural, se cuenta con el plan de manejo ambiental dando cumplimiento a las disposiciones legales nacionales sobre la materia.

La red nacional de gasoductos de Ecogas cuenta con varias compresoras distribuidas estratégicamente a lo largo de sus gasoductos importantes para garantizar el “Q” comprometido. Se mencionan las compresoras actuales en servicio :

- ❖ Estación compresora de Hato Nuevo
- ❖ Estación compresora de Norean
- ❖ Estación compresora de Casacará (se desmontará en Julio de 2005)
- ❖ Estación compresora de Vasconia.

2.3 MARCO REGULATORIO SECTOR GAS

2.3.1 Aspectos Principales. Separación de las actividades de producción, transporte, comercialización y distribución. No deberá existir discriminación en ninguna fase del negocio.

2.3.2 Producción. Permite comercialización por parte de Ecopetrol y Asociados. Restringe comercialización conjunta para 2 o 3 contratos de exportación y producción Limita participación en sistemas de transporte y generadoras de electricidad al 25%. Para campos marginales (flujo de gas que no pasa por Vasconia) los consumidores dentro de las mismas áreas de producción, tienen preferencias por esta producción dadas las tarifas de transporte (resolución CREG 044).

2.3.3 Transporte. Se establecen tarifas máximas para el cobro de servicio de transporte con vigencia de 3 años. Acceso abierto y prohibición de propiedad del gas por el transportador, quien debe ser un ente independiente. Proceso de oferta pública para la reventa de capacidad de transporte. Centro de Coordinación de Transporte único de gas. Vigencia de un Reglamento de Transporte que contemple normas de seguridad y calidad del servicio. Se permiten contratos de transporte en pico, firmes o interrumpibles.

2.3.4 Distribución y Consumo

- Se define como Gran Consumidor a quien consuma más de 500 mpc/d.
- Se prohíben los subsidios a partir de julio 12/96 con excepción de los estratos residenciales 1, 2 y 3.
- Se establece una contribución de solidaridad del 8.9% del costo del gas con excepción de los estratos 1, 2 y 3 y generadores eléctricos.
- Todos los Grandes Consumidores y Distribuidores deberán tener contratos de compra de combustible.

2.3.5 Agentes Productores y Operadores

- ❖ Ecopetrol.
- ❖ B.P. Exploration Co.
- ❖ Chevron Texaco
- ❖ Amoco Colombia Petroleum Company
- ❖ Hocol S.A.
- ❖ Lasmo Oil (Colombia) Limited
- ❖ Perenco Colombia S.A.
- ❖ Petrosantander (Colombia) Inc.

2.3.6 Comercializadores

- ❖ Ecogas (Mercado Secundario del transporte del Gas Natural).
- ❖ Todos los Productores son Comercializadores.
- ❖ Otros

2.3.7 Transportadores

- ❖ Promigas S.A.
- ❖ Transoriente S.A.
- ❖ Ecogas
- ❖ Transmetano
- ❖ Progasur

En materia legal y reglamentaria el subsector gas dio un gran paso, toda vez, que mediante la expedición de 24 resoluciones por parte de la CREG se estableció el esquema regulatorio del funcionamiento de esta industria en el país. Este esquema define aspectos relacionados con la producción, transporte, suministro, distribución, comercialización, precios y tarifas.

Se mencionan las resoluciones de las tarifas y transporte así:

Tarifas:

- ❖ Resolución 031 de octubre 6 de 1995, por la cual se autoriza a las empresas de gas natural a modificar su estructura tarifaria para usuarios no residenciales.

- ❖ Resolución 040 de octubre 23 de 1995, por la cual se regula el procedimiento para la determinación tarifaria y su régimen de transición a las empresas comercializadoras y distribuidoras de gas por redes.

Transporte:

- ❖ Resolución 017 de junio 13 de 1995, por la cual se establecen las definiciones generales sobre el servicio de transporte de gas combustible por redes, se define la metodología y los cargos por uso del sistema de transporte del interior, se adoptan los procedimientos para regular el uso de sistema de transporte del interior y se dictan otras disposiciones.

- ❖ Resolución 019 de junio 22 de 1995, por la cual se regula el servicio público de transporte de gas combustible por red y el acceso, conexión y uso del sistema nacional de transporte.

- ❖ Resolución 044 de noviembre 20 de 1995, por la cual se clarifica el alcance de la resolución 017 de junio de 1995.

- ❖ Resolución 048 de noviembre 20 de 1995, por la cual se establece la metodología y los cargos por uso del sistema de transporte del Gasoducto Centro Oriente.

❖ Resolución 057 de noviembre 20 de 1995, por la cual se establecen los cargos por uso del sistema de transporte de propiedad de la Empresa Progasur.

❖ Resolución 079 de diciembre 27 de 1995, por la cual se establecen regulaciones complementarias para el servicio de transporte de gas combustible establecido en la Resolución CREG 017 de 1995.

❖ Resolución 057 de 1996, por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio publico de gas combustible por red y para sus actividades complementarias.

❖ Resolución 001 de 2000, por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del sistema nacional de transporte.

❖ Resolución 013 de 2003, por la cual se establecen los cargos regulados para el sistema de transporte de Ecogas.

❖ Resolución 125 de 2003, por la cual se resuelven los Recursos de Reposición interpuestos contra la resolución CREG-013 de 2003, mediante la cual se establecen los cargos regulados para el sistema de transporte de Ecogas, procedimiento en el cual se hizo parte BP EXPLORATION COMPANY como tercero interesado.

En materia de normatividad se han emitido varias resoluciones a medida que el van requiriendo. Se mencionan las mas importas en cuanto a transporte y tarifas:

Transporte:

- ❖ Transporte en General - Creg 57/1996 - Capitulo IV
- ❖ Reglamento Único de Transporte - Creg 071/1999
- ❖ Sistema Nacional de Transporte - Creg 033/1999
- ❖ Cargos por Servicio / Uso - Creg 001/2000
- ❖ Cargos por Conexión - Creg 071/1999
- ❖ Nominación del Transporte - Creg 071/1999 - Num. 4.5
- ❖ Nominación del Transporte - Creg 017/2000 - Art. 10
- ❖ Nominación del Transporte - Creg 234/1997
- ❖ Nominación del Transporte - Creg 033/1999 - Art. 13
- ❖ Costo Promedio Máximo - Creg 007/2000 - Art. 6-7
- ❖ Costo Promedio Máximo para compras en el SNT - Creg 092/1999 - Art. 6-7
- ❖ Exportación - Creg 017/2000
- ❖ Transporte de Boca de Pozo a un punto - Creg 028/1999 - Art. 6.3
- ❖ Restricción del Suministro y/o Transporte - Creg 017/2000 - Art. 7-7.2
- ❖ Resolución CREG 0125 - 2003
- ❖ Cargos Regulados para el servicio de transporte de Ecogas - Creg 013/2003

Tarifas:

Las tarifas de transporte de gas natural son reguladas por la CREG, la cual establece los cargos máximos que se permiten cobrar por la utilización de los diferentes Sistemas de Transporte. La Resolución CREG-125 diciembre de 2003 estableció los cargos regulados para el sistema de transporte de Ecogas.

Los cargos por utilización del sistema de clasifican en:

- ❖ Cargos Fijos
- ❖ Cargos Variables
- ❖ Cargos de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M)

Tipos de Cargos: los Cargos Fijos (US\$ por Kpcd-año) se cobran sobre la capacidad en firme que se contrate con cada usuario (Remitente) y remuneran un porcentaje de los costos de inversión de la empresa. Los cargos variables (US\$ por Kpc) se cobran sobre los volúmenes efectivamente transportados por cada usuario (Remitente) y remuneran un porcentaje de los costos de inversión de la empresa.

Los cargos de AO&M (pesos por Kpcd-año) se cobran sobre la capacidad en firme que se contrate con cada usuario (Remitente) y remuneran los gastos de administración, operación y mantenimiento en que incurre la empresa para la óptima prestación del servicio de transporte de gas.

De acuerdo con la Resolución tarifaria CREG-125 de 2003, el 90% de los costos de inversión y de los gastos de AO&M se remuneran por distancia y el 10% se remuneran mediante estampilla (independiente de la distancia).

Nodos de entrada: los nodos de entrada al Sistema de Transporte de Gas Natural del Interior del País, son los siguientes:

- ❖ Ballena
- ❖ Barrancabermeja
- ❖ Cusiana
- ❖ Apiay
- ❖ DINA
- ❖ Saldaña
- ❖ Montañuelo

- ❖ Morichal
- ❖ Gualanday

Nodos de Salida: Los nodos de salida del Sistema de Transporte de Gas Natural del Interior del País son los siguientes:

- ❖ Barrancabermeja
- ❖ Sebastopol
- ❖ Vasconia
- ❖ Mariquita
- ❖ Pereira
- ❖ Armenia
- ❖ Cali
- ❖ La Belleza
- ❖ Cogua (Bogotá)
- ❖ El Porvenir
- ❖ Gualanday
- ❖ Neiva
- ❖ Apiay
- ❖ Usme (Bogotá)
- ❖ Villavicencio
- ❖ Gasoducto Boyacá – Santander
- ❖ Yopal

2.4 CALCULO DE CANTIDAD DE GAS QUE SE VENDEA EN UNA REPARACIÓN NORMAL

Según la red nacional de gasoductos anteriormente descrita, se tomarán los diámetros promedios que existen para establecer hipotéticamente el volumen de gas que se ventearía en una reparación normal. Para calcular el volumen

de gas que se ventea, se considera la distancia entre válvulas que se cierran y el volumen contenido es el que se produce por empaquetamiento en este tramo como un envase. Se utiliza la fórmula del cálculo de volúmenes por presiones, abajo descrita, tomando una presión promedio que es la misma en todo el tramo, el volumen calculado mediante esta fórmula es función del diámetro interno de la tubería, la presión y la distancia a llenar.

$$Q[kpcs] = [P+Pb] * Fpv^2 * Di^2 / (K*Pb) * (L*1000/24)$$

Donde:

Q: Es el volumen en miles de pies cúbicos estándar

P: Presión del tramo confinado en psi. Para los ejemplos que se mostraran se calculará con tres presiones promedios, de 1000, 800 y 600 Psi.

Pb: Presión base 14,65

Fpv: Factor de compresibilidad depende de la presión y la temperatura, se puede calcular con el AGA 8, teniendo en cuenta la composición del gas.

Para efectos del ejercicio se asume un valor de 1.05 adimensional

Di: Diámetro interno de la tubería en pulgadas

K: Constante adimensional es 2328,71

L: Longitud de la tubería en kilómetros. Se tomaran 2 valores típicos de distancia a ventear, de 24 y 48 metros que corresponde a una reparación entre válvulas y una reparación en una válvula de seccionamiento respectivamente.

Cuadro 1. Volumen de gas venteado según varios escenarios en Colombia.

DIAMETRO	LONGITUD	PRESIÓN	VOLUMEN
Pulgadas	Kilómetros	psi	Kpcs
20	24	1000	12.088
20	48	1000	24.175
20	24	800	9.705
20	48	800	19.410
20	24	600	7.322
20	48	600	14.645
18	24	1000	9.701
18	48	1000	19.401
18	24	800	7.788
18	48	800	15.577
18	24	600	5.876
18	48	600	11.753
14	24	1000	5.713
14	48	1000	11.427
14	24	800	4.587
14	48	800	9.174
14	24	600	3.461
14	48	600	6.922
12	24	1000	4.113
12	48	1000	8.226
12	24	800	3.302
12	48	800	6.605
12	24	600	2.492
12	48	600	4.983
10	24	1000	2.775
10	48	1000	5.551
10	24	800	2.228
10	48	800	4.457
10	24	600	1.681
10	48	600	3.362

De los resultados se puede establecer que para diámetros de 12” en adelante los volúmenes venteados son por encima de 5 Millones pcs.

2.5 PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REPARACIÓN DE LÍNEAS

A continuación se relacionaran las actividades principales que se requieren para la reparación de gasoductos tanto en frío como en caliente. Se presentará un glosario de términos empleados, se relacionaran los recursos los procesos preliminares y los procedimientos y las secuencias de las reparaciones. Cabe mencionar que las dos reparaciones son similares en cuanto a los preparativos y normas a emplear.

Antes de describir el procedimiento utilizado actualmente para la reparación de líneas conducción de gas⁵, es importante conocer los recursos humanos y físicos (materiales y equipos) indispensables así como todas las actividades técnicas así:

2.5.1 Personal Estimado

❖ Ingeniero de oleoductos	Uno (1)
❖ Inspector de seguridad industrial	Uno (1)
❖ Soldador API	Dos (2)
❖ Tubero Alineador Doblador	Uno (1)
❖ Supervisor	Uno (1)
❖ Ayudantes de soldadura	Dos (2)
❖ Obreros.....	Seis (6)
❖ Electricista	Uno (1)
❖ Mecánico	Uno (1)
❖ Conductores	Tres (3)

⁵ Procedimiento de reparaciones. Consorcio Operadores Asociados.

2.5.2 Equipo y Materiales Estimados

❖ Campero	Dos (2)
❖ Maquina de soldar	Tres (3)
❖ Motobomba con mangueras	Dos (2)
❖ Planta eléctrica de 6 Kva. con 6 reflectores	Uno (1)
❖ Camión Winche	Uno (1)
❖ Carro taller	Uno (1)
❖ Compresor con martillos	Uno (1)
❖ Retroexcavadoras	Una (1)
❖ Grapa alineadora de	Uno (1)
❖ Cortatubo con juego de cuchillas	Uno (1)
❖ Biseladora	Uno (1)
❖ Equipo de oxicorte	Uno (1)
❖ Pulidoras.....	Cuatro (4)
❖ Detector gas explosímetro	Uno (1)

Herramienta menor y consumibles en general.

2.5.3 Medidas de protección ambiental. De acuerdo a la política ambiental se propenderá por no alterar el medio ambiente, para lo cual es necesario establecer medidas de mitigación tendientes a evitar daños al entorno, y en el caso de presentarse, que sean por situaciones de fuerza mayor.

Además de una cuidadosa planeación, se aplica también una serie de medidas normales de mitigación para minimizar los impactos ambientales durante la ejecución de los trabajos de alivio de esfuerzos, entre los cuales figuran: conservación de la capa vegetal superior y la no contaminación de los componentes ambientales.

El Ingeniero Ambiental en campo, identificará y señalará las áreas ambientales de especial cuidado, cruces de agua, humedales, tomando

registro fotográfico y fílmico de todos estos lugares en ángulos estratégicos para futuras referencias y comparaciones.

2.5.4 Manejo del Elemento Ambiental “Suelo”. Puesto que los terrenos donde se desarrollaran los trabajos son de vocación agrícola y ganadera, los efectos de la ejecución de los trabajos sobre tales terrenos deben reducirse a un período corto y a la aplicación de medidas propias de mitigación y restauración.

Se debe hacer todo lo posible para no interferir con las labores de los propietarios de las tierras.

Se deben instalar cercas temporales aislando la zona de los trabajos, si se requiere que la zanja vaya a quedar destapada para la instalación y monitoreo de la instrumentación (Deformímetros), para evitar que el ganado entre a la zona de los trabajos. Si a pesar de todo, la finca sufre daños durante los trabajos, se restaura para dejarla en un estado equivalente al que tenía antes de los trabajos.

Los trabajos, referente al recurso suelo consistirán en su remoción para lo cual se tendrán los siguientes cuidados:

- ❖ No talar árboles maderables.

- ❖ Retirar la capa vegetal y disponerla en forma segura a un lado del derecho de vía. La capa vegetal debe estar protegida del arrastre por el agua de escorrentía, mediante trinchos temporales en el sector que es favorecido por la pendiente natural del terreno.

- ❖ Retirar el suelo inorgánico y colocarlo al otro lado del derecho de vía, realizar las obras geotécnicas preventivas para asegurar el material de la excavación y evitar contaminaciones con este material a zonas adyacentes.
- ❖ Para el lleno de la zanja deberá colocarse primero el material compresible seguido del suelo inorgánico y posteriormente cubrir con el suelo orgánico.
- ❖ No contaminar los suelos con residuos sólidos y líquidos contaminantes.
- ❖ Se recuperará la franja afectada por los trabajos, mediante la re vegetalización y reforestación con especies nativas, siempre y cuando se apruebe estos trabajos.
- ❖ Una vez se autorice el tapado de la tubería, se realizaran las recomendaciones detalladas de las obras geotécnicas necesarias, tendientes a garantizar la estabilidad y a la restitución del derecho de vía.

2.5.5 Manejo del Elemento Ambiental “Agua”. Debe existir el compromiso de no contaminar las fuentes de agua cercanas, teniendo en cuenta las siguientes indicaciones:

- ❖ No se arrojarán desperdicios de la obra madera, aceites, otros, a los cuerpos de agua.
- ❖ No se incorporarán a las aguas cuerpos o sustancias sólidas, líquidas o gaseosas que afecten su estado normal.
- ❖ En los cauces de los ríos se debe remover la menor cantidad de material posible y se deberá colocar lejos del cauce.

- ❖ Construir estructuras de contención para evitar derrumbes y aporte de sedimentos a las aguas.
- ❖ Conservar la vegetación ubicada en la franja protectora del cauce.
- ❖ Establecer acciones que mitiguen la alteración de la dinámica hidrológica del área, la interrupción de cuerpos de agua, la contaminación hídrica y la afectación de las especies hídricas.
- ❖ No pueden bloquear el flujo normal de las corrientes.
- ❖ Mantener la calidad del agua (análisis fisicoquímicos, microbiológicos e hidrobiológicos), en el evento si desarrollan trabajos sobre cuerpos de agua.
- ❖ Cumplir con las vedas establecidas por las autoridades competentes.
- ❖ Reducir los tiempos de trabajo dentro del cuerpo de agua.
- ❖ No alterar los cauces naturales de las corrientes hídricas.

2.5.6 Manejo de Residuos. El objetivo fundamental es Impedir o minimizar de la manera más eficiente, los riesgos que para los seres humanos y el medio ambiente ocasionan los residuos sólidos y líquidos, contribuyendo a la protección ambiental eficaz. Se debe minimizar la generación de residuos tanto sólidos como líquidos. Se debe adecuar en el sitio de trabajo recipientes para la disposición de los residuos. En lo posible clasificar los residuos en según colores establecidos. Finalmente hacer una adecuada disposición de los residuos.

Otras Consideraciones:

- ❖ Se utilizarán las vías de acceso existentes para la movilización de vehículos y equipos.
- ❖ No obstaculizar las vías existentes ni interferir con las actividades desarrolladas por los moradores de la región.
- ❖ No afectar instalaciones del gasoducto o de terceros.
- ❖ Todas aquellas que tenga a bien sugerir el Ingeniero Ambiental en beneficio de los trabajos.

2.5.7 Medidas de Seguridad Industrial. El Ingeniero Ambiental y de Seguridad Industrial debe estar presente en el sitio de los trabajos a realizar, con el fin de velar por el cumplimiento de las normas de seguridad establecidas en el presente procedimiento y garantizar la integridad de todos los participantes en los trabajos aquí programados. El será el encargado de expedir permisos de trabajo, verificar el cumplimiento de normas de seguridad, hacer inspección preoperacional de equipos y herramientas, revisar “check list” de equipos y herramientas, verificar que los empleados tengan sus documentos legales al día (EPS, ARP, Fondo de Pensiones, Contrato Laboral, etc.) y que usen los elementos de protección personal adecuados, además de ejecutar la charla de seguridad sobre el gas natural y sus riesgos y verificar que todos los participantes conozcan la forma de operar el equipo contra incendio.

Antes de la iniciación de los trabajos se dará una inducción de seguridad sobre el gas natural y los riesgos que implica trabajar en este tipo de instalaciones, a todo el personal involucrado en la operación para garantizar el conocimiento de todas las normas que se deben implementar y advertir sobre los riesgos que implica este tipo de trabajos. De igual forma se

entrenará al personal en el uso de extintores y equipo contra incendio. Se debe dejar constancia de esta inducción, mediante un acta firmada por todos los participantes, destacando los temas tratados en ella.

Antes de la iniciación de los trabajos, todos los participantes deben conocer este procedimiento, el cual debe ser difundido mediante reunión previa, de la que se debe dejar constancia por escrito.

Se debe expedir diariamente, el respectivo permiso de trabajo (en frío o en caliente) antes de iniciar las actividades programadas, en cada uno de los frentes de trabajo. Este permiso de trabajo es la garantía de que el sitio de trabajo, los equipos empleados y los procedimientos son los adecuados para garantizar la integridad de todo el personal involucrado y la seguridad y protección de las instalaciones del gasoducto.

Se debe disponer de equipo contra incendio y de primeros auxilios, en cada uno de los frentes de trabajo, El botiquín de primeros auxilios debe estar dotado de material de curación y medicamentos adecuados para estabilizar heridos, desinfectar heridas y aliviar dolencias leves.

Se debe tener un plan de emergencias médicas que incluya directorio de centros hospitalarios o de asistencia, a donde puedan ser llevados sus trabajadores en caso de ser necesario.

Cada uno de los grupos de trabajo debe tener Explosímetro o equipo para detección de gas, el cual debe utilizarse según las normas y frecuencias estipuladas en el procedimiento determinación de atmósferas explosivas.

Se debe realizar con anterioridad a la iniciación de las actividades, un “check list” de los equipos y herramientas a utilizar en cada uno de los frentes de

trabajo. Si como resultado de este “check list” no se dispone de todos los equipos, e instrumentos adecuados y en la cantidad requerida (ejemplo: un explosímetro y un vehículo por cada frente de trabajo) se recomienda no iniciar las actividades programadas hasta tanto se supere este inconveniente, pues estos equipos y elementos son indispensables para garantizar la seguridad de los trabajos y la integridad de todo el personal involucrado en él.

Se debe hacer inspección preoperacional de equipos y herramientas utilizadas en los trabajos. Si como resultado de esta inspección estos elementos no se encuentran en perfectas condiciones, deben ser reemplazados inmediatamente y bajo ninguna circunstancia se pueden utilizar en los trabajos a ejecutar.

Para izar la tubería se debe tener en cuenta la Norma ASME B30.9 sobre uso de eslingas, usando la eslinga adecuada según el diámetro de la tubería. Antes de la iniciación de los trabajos el Ingeniero Ambiental y de HSE debe hacer inspección a este tipo de elementos, los cuales deben estar en perfectas condiciones operativas, para evitar incidentes.

No debe existir alguna fuente de ignición cerca de los puntos de trabajo, ni cuando se realicen los venteos de gas.

No se deben realizar venteos de gas cerca de líneas de conducción de energía eléctrica, ni en presencia de tormentas eléctricas.

En presencia de tormentas eléctricas deben suspenderse inmediatamente los trabajos que se realicen.

Todos los participantes deberán usar los elementos de seguridad industrial requeridos para este tipo de trabajos (botas de seguridad, casco, guantes,

protectores auditivos, ropa adecuada según el clima y gafas de seguridad).

Bajo ninguna circunstancia se puede permitir que el personal labore sin el uso de la dotación de seguridad requerida.

Si la zanja tiene una profundidad igual o mayor a 2 metros, debe entibarse para garantizar su estabilidad y la integridad de todas las personas que laboran dentro de ella.

Se usarán obturadores solo si persiste una saturación alta de gas en los sitios de corte, como reflejo de que existe un pase de gas en las válvulas extremas al sector asilado.

Cuando la tubería esta sometida a tensión, el primer corte que se haga, debe efectuarse cerca de una pega y las retroexcavadoras utilizadas y el personal deben ubicarse del mismo lado del tubo, en la parte interna de la curva, con el fin de evitar que el posible pateo de la tubería, al cortar, pueda golpear a las personas involucradas en la operación. Otra alternativa para evitar los movimientos bruscos del primer corte es la construcción de barreras en la zanja que envuelvan el tubo y lo confinen.

La retroexcavadora nunca debe ubicarse sobre la tubería.

Se debe evitar golpear la tubería.

Durante las interrupciones del trabajo se deberán dejar debidamente sellados los extremos cortados de la tubería para garantizar que por lluvia o drenaje de aguas nacidas, haya ingreso de agua al gasoducto.

Se deben mantener los lugares de trabajo en condiciones seguras y

saludables durante todo el tiempo que se realicen actividades allí.

Todas las medidas y recomendaciones relacionadas anteriormente aplican también para las reparaciones en caliente.

2.5.8 Medidas especiales para reparaciones en frío. Para la ejecución de las labores de venteo deberá darse estricto cumplimiento al procedimiento de permisos de trabajo y los procedimientos diseñados para cada actividad.

Debe aterrizar adecuadamente las válvulas en las cuales se realice venteo y purga.

Todas las actividades deben ser coordinadas con el CPSC.

Se debe localizar los vehículos o equipos con motores de combustión interna o circuitos que no sean a prueba de explosión (explosión proof) fuera del área de trabajo.

No usar teléfonos celulares en sitios donde haya presencia de gas.

Todos los equipos utilizados deben ser operados por personal idóneo y con amplia experiencia.

Seguir todas las indicaciones dadas en el sitio de los trabajos por los coordinadores de las labores desarrolladas y por el representante de seguridad industrial. (Siempre debe estar presente un representante del área de seguridad industrial en cada frente de trabajo).

Como el proceso de venteo de gas genera altos niveles de ruido, se debe distribuir entre la población vecina a estas áreas de venteo, protectores

auditivos desechables, con el fin de disminuir el impacto de este fenómeno en los habitantes del sector.

2.5.9 Localización de la tubería del gasoducto a reparar. Antes de cualquier trabajo, se debe obtener la posición de la tubería con el localizador de tubería y materializar los puntos de corte en el sitio de la reparación. En el derecho de vía del gasoducto se debe corroborar la existencia de otras tuberías. El Ingeniero Ambiental en campo debe identificar las vías de acceso de utilidad y tramitar los permisos para su utilización, y tener un conocimiento de los recursos de apoyo en el área de influencia.

Si los trabajos se refieren a la reparación o cambio de un accesorio en línea, como válvulas de seccionamiento no es necesaria la actividad de localización.

2.5.10 Actividades Preliminares a los Trabajos

- ❖ Movilización de equipos y personal por el CONTRATISTA.

- ❖ Realizar una lista de chequeo para verificar la disponibilidad de los equipos, materiales y personal requerido por cada frente de trabajo.

- ❖ Verificar que las válvulas tengan sello hermético (no exista pase de gas natural).

- ❖ Verificar que la tubería que se vaya a utilizar para reemplazar el niple retirado sea nueva y de la misma especificación. En caso de utilizar tubería recuperada pero en buen estado deberá consultarse al ingeniero mecánico.

- ❖ Movilización de tubería.

- ❖ Retirar la capa vegetal existente en el tramo a reparar o excavar y disponerla en un sitio distinto al de disposición del subsuelo.

- ❖ Desconectar los rectificadores del tramo de la referencia, para evitar inconvenientes durante la realización de las soldaduras.

- ❖ Verificación de la calificación vigente de soldadores de acuerdo a WPS y norma API 1104.

- ❖ Realizar pruebas de pericia y destreza a los operadores de las retroexcavadoras y comprobar diariamente su estado de alcoholemia antes de iniciar las labores.

- ❖ Verificación del “rating” y grado de las tuberías y accesorios a instalar.

- ❖ Verificar que puedan operar como ansi 600 para la presión de operación de 1200 psi, o las presiones de la línea a reparar.

2.5.11 Condiciones operativas requeridas. A la hora cero definida para la reparación, el grupo de trabajo estará disponible en el sitio y debe verificar que las válvulas estén completamente cerradas. Se debe colocar a la válvula un aviso de “PROHIBIDO OPERAR”.

Seguidamente se debe iniciar el proceso de despresurización. En el caso de reparaciones en Frío.

Una vez terminado el proceso de despresurización, el venteo aguas abajo se debe dejar abierto para que realice el efecto sifón hacia la parte alta del

sector, de tal manera que el aire empiece a desplazar el gas residual.

Paralelo a lo anterior, con la condición de cero presión, se debe poner en funcionamiento el “Air Mover” en la válvula, para succionar en forma rápida el gas residual en el sector. Se recomienda permitir la operación del “Air Mover” por lo menos unas dos horas antes de realizar los cortes, para sacar la totalidad del gas residual existente.

2.5.12 Cortes de Tubería. Luego de las dos horas de espera para la evacuación de la mayor cantidad de gas en el sector, debe iniciarse primero el corte en el sector crítico para facilitar la evacuación y agilizar la velocidad del gas residual a la sección aguas abajo del sector crítico. Terminados los cortes en los sectores críticos debe continuar la operación del “Air Mover” en la válvula.

Como la válvula se encuentra cerrada, a la hora cero de los trabajos, se debe iniciar la despresurización del sector utilizando el venteo aguas arriba de la válvula.

Una vez se tenga cero presión en el sector indicado, se debe colocar en funcionamiento el “Air Mover”, con una presión de operación estimada de 70 psi.

El actuador de la válvula debe colocarse en forma manual y colocar a la válvula un aviso de “PROHIBIDO OPERAR”.

Si durante la iniciación del proceso de soldadura no existen problemas en el proceso de fusión, debe dejarse el “Air Mover” en operación (o el venteo aguas arriba abierto), en caso de presentarse el fenómeno debe cerrarse.

Se debe estar informando a los centros de Operación de los gasoductos los tiempos durante la despresurización del sector, a cada hora la presión en el sitio y al finalizar el venteo confirmar la hora final de venteo y posición de las válvulas (en lo posible monitorear posibles pases de gas en las válvulas). Dentro del procedimiento se debe asignar a una persona o grupo esta labor.

2.5.13 Tiempo de Venteo. Se debe calcular el tiempo de venteo. El coordinador de campo, es la persona responsable de verificar que la presión del sistema en el área de los trabajos esté al nivel deseado, es decir cero presión, además que las condiciones indicadas para las válvulas fueron cumplidas por el personal responsabilizado en esos sitios. En caso de presentarse tormentas eléctricas durante el venteo, debe suspenderse la actividad en el sitio en que se detecten, hasta tanto el fenómeno haya desaparecido.

A partir de este momento, se darán las instrucciones locales en el frente de trabajo para iniciar las actividades.

2.5.14 Supervisión de los Trabajos. Los siguientes procedimientos deben ser usados como referencia por los ingenieros de campo:

- ❖ Monitorear durante el desarrollo de los trabajos el sector para estar seguros que no exista presencia de gas.

- ❖ Supervisar la ejecución de los trabajos en lo que respecta al manejo ambiental, social y seguridad industrial.

- ❖ Velar por la realización de los trabajos de acuerdo a los procedimientos establecidos y dentro del programa de trabajo y tiempo aprobado.

2.5.15 Trabajos de Reparación Mecánica. A continuación se describen las pautas que deben seguirse durante las actividades de reparación de la tubería. Se debe entonces considerar la siguiente secuencia:

- ❖ Los trabajos son de mantenimiento correctivo programado.

- ❖ Mantenga abierto los venteos agua abajo de la y aguas arriba de las válvulas con el objetivo de mantener efecto sifón que continúe desplazando el gas natural remanente en la tubería.

- ❖ Realice los cortes de tubería y prepare los biseles para insertar la nueva sección de tubería. Deben considerarse que si existe tensión muy probable que durante el primer corte de tubería, esta se rompa, por lo cual deberán tomarse las medidas preventivas del caso como el anclar las máquinas o anclar la tubería con material del terreno para evitar su movimiento brusco.

- ❖ Si luego de realizar los cortes existe alta concentración de gas, es importante esperar que los sitios de corte hagan efecto de tiro y realizar mediciones para mirar el descenso de la concentración de gas.

- ❖ Luego de verificar que no existe concentración de gas, se procede con la inyección de un bache de nitrógeno a ambos lados, y se realiza la perforación del tubo con el equipo de oxicorte para colocar los “couplings” de 1 pulgada. La ubicación de los “couplings” debe hacerse a una distancia tal que permita la instalación de un obturador en el caso de requerirse (1,0 metro como mínimo de la cara interna del obturador). Estas soldaduras de filete deberán ser inspeccionadas utilizando tintas penetrantes.

- ❖ Previamente haga las mediciones necesarias y calibre distancias.

- ❖ Prepare el niple de reemplazo con sus biseles.

- ❖ Si llega a ser necesario, instale internamente un obturador en el diámetro requerido y verifique que quede con la presión adecuada. Realice prueba de contaminación de gas, para verificar que no existe pase a través de él. Repita esta actividad para la otra sección.

- ❖ Haga monitoreo de presión a través de los “couplings”, para tener un concepto de su nivel (ponga encima una hoja de papel para determinar si existe expansión de posibles hidrocarburos al interior del sistema).

- ❖ Desmagnetizar la tubería, implementando el procedimiento definido.

- ❖ Alinear y soldar la tubería según procedimiento WPS desarrollado, utilizando soldadores debidamente calificados.

- ❖ Realizar pruebas de calidad al 100% de las juntas soldadas según técnicas del código ASME V y criterios de calificación API 1104.

- ❖ Acondicionar bien la tubería en la zanja, colocando como soporte sacos para evitar el daño del revestimiento. En el bajado de la tubería deberá utilizarse bandas especiales que eviten el daño del revestimiento.

- ❖ Aplicar material protector en las juntas Soldadas (manguitos).

2.5.16 Reconformación

- ❖ La tubería debe estar protegida de movimientos verticales, mediante la instalación de tabiques temporales en material seleccionado de la excavación, distanciados cada 15 metros.

- ❖ En los lugares que la tubería sea susceptible de ser golpeada por piedras de tamaño relativo, se hará un pretapado.
- ❖ Cuando en el fondo se detecte roca se debe recubrir con una capa de arena o suelo desmenuzado o con bolsas llenas de arena o suelo de por lo menos 10 cm. de espesor.
- ❖ El fondo de la zanja debe ser conformado en forma uniforme y quedar libre de rocas y/o materiales extraños que puedan afectar la tubería.
- ❖ Adicionalmente y como medida de protección temporal de la tubería se deben instalar sacos de fibra natural rellenos con suelo seleccionado de la excavación alrededor de la tubería.
- ❖ La Longitud a tratar con este procedimiento es para los sitios que presenten rocas tanto confinadas como no confinadas.

2.5.17 Aislamiento del área. En el área donde se desarrollaran los trabajos la tubería se encuentra destapada y como medida de seguridad los tramos se aislaron mediante la instalación de una cerca temporal (postes de madera y alambre de púa), para evitar la entrada de semovientes y/o personas ajenas al proyecto. Para lo cual se deberá tener en cuenta lo siguiente.

- ❖ Retiro del tramo de cerca temporal por donde ingresarán los equipos y el personal que adelantará los trabajos.
- ❖ No permitir el ingreso de semovientes y/o personas ajenas a los trabajos durante el desarrollo de los trabajos.

❖ Una vez finalicen los trabajos de alivio de Esfuerzos en cada uno de los sitios críticos se deberá restaurar la cerca temporal dejándola igual o en mejores condiciones a las encontradas.

En ningún momento se efectuara el llenado de la tubería con gas natural sin que por lo menos se hallan instalado presillas o tabiques de material de la zanja cada quince (15) metros que impidan que la tubería se levante del fondo de la zanja en el momento de realizar el llenado y presurización con gas natural.

Debe controlarse que se retire todos los desechos del sitio de trabajo, la tubería retirada será almacenada donde se disponga y se realice adecuadamente la reconformación final y limpieza del área de trabajo.

2.5.18 Purga, Llenado y Presurización. Cuando el Coordinador de campo obtenga información satisfactoria del avance de los trabajos y verifique que finalizaron los trabajos mecánicos pondrá en alerta a los grupos de trabajo comprometidos con el arranque del sistema y con el Centro de Control.

2.5.19 Responsabilidad de Normalización Operativa en el Área. El coordinador de operación en el área de los trabajos, no abandonará el sitio hasta tanto haya reportado al Centro de Control que las válvulas quedaron abiertas y en condición manual transitoriamente hasta que se recupere los niveles de operación normal. Una vez que se tenga la operación normal, el técnico a cargo debe colocar en posición automática los actuadores de las válvulas.

Los actuadores se ajustarán a la condición automática cuando se tenga un perfil de presiones adecuado y será autorizado por el centro principal de control.

3. PROCEDIMIENTOS REPARACIONES EN CALIENTE

El procedimiento de este tipo de reparaciones en cuanto a los preparativos, normas y recursos a utilizar es muy similar a las reparaciones en frío. Por lo tanto no se mencionará nuevamente las medidas y recomendaciones ambientales repetidas ni las normas de seguridad y recomendaciones comunes.

El presente procedimiento determina la forma como se deberá realizar los trabajos de la reparación en caliente usando los equipos especiales Hot – Tapping y Pluggin Machine, ajustándose a las normas internacionales aplicables a este tipo de trabajos. Entre las normas mas las importantes a tener en cuenta en este tipo de trabajos se mencionan:

- ❖ American Petroleum Institute
 - 1104 Welding of Pipeline and Related Facilities
 - 1107 Pipeline Maintenance welding practice
 - 5L Specification for Line Pipe

- ❖ American National Standards Institute
 - Seccion V Non destructive examination
 - A-105 Forgings carbon steel for piping components
 - A-106 Seamless carbon steel pipes

- ❖ American Society Of Mechanical Engineers
 - B 16.5 Pipe flanges and flanged fittings
 - B 16.9 Factory made wrought steel bult-welding fittings
 - B 31.8 Gas Transmission and distribución piping system

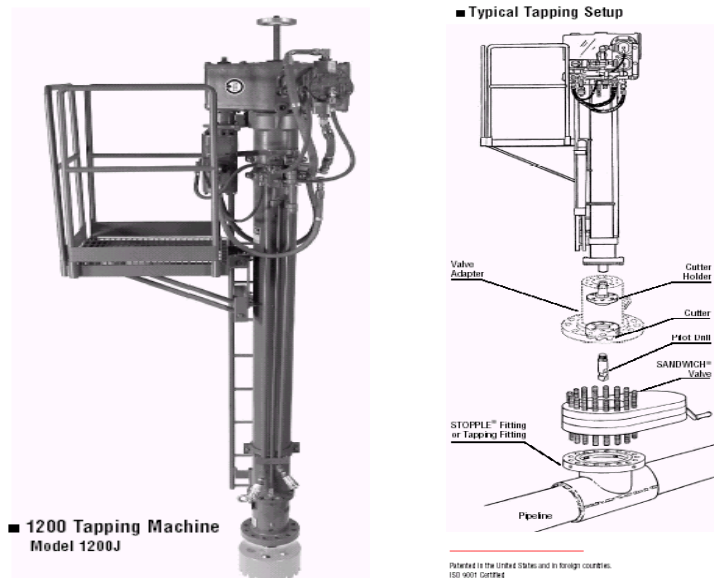
3.1 TERMINOLOGÍA

⁶Punto de Salida: Comprende la derivación física de la línea trocal, la cual dependiendo de las condiciones operativas puede ser una TEE normal, una TEE Reductora, Weldolet. etc, y una válvula con su respectivo actuador.

3.1.1 Reparación en Caliente. Reemplazo de un elemento averiado o con mal funcionamiento en la línea, por uno en óptimas condiciones sin suspender flujo.

3.1.2 Equipos “Hot Tapping”: Con estos equipos se realiza una perforación en el tubo sin suspender el flujo de gas. En una reparación en caliente pueden necesitarse seis (6) perforaciones, dos para obturar, dos para el by pass y dos para igualar presión.

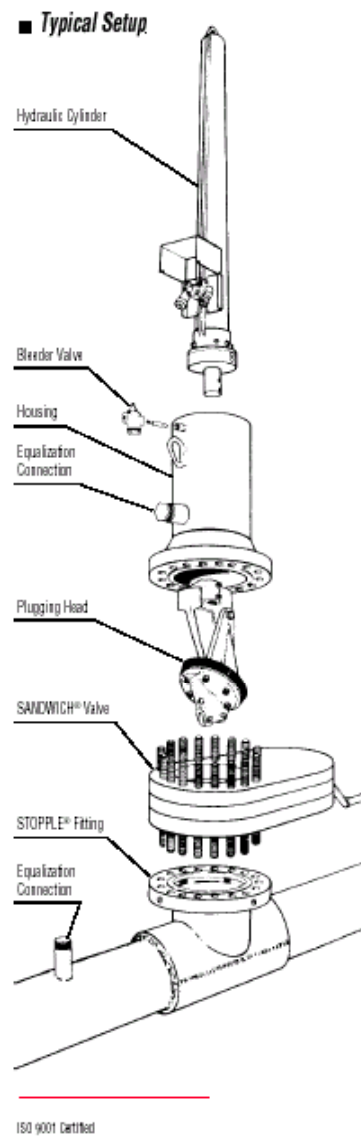
Figura 1. Equipo Tapping Machine.



⁶ Procedimiento de reparación en la Variante DEXTON. Ecogas.

3.1.3 Equipos “Stoppler Plugging”. Después de perforar el tubo, se usan estos equipos para suspender el flujo de gas en el tramo a ser reparado. Usan la fuente de potencia suministrada con los equipos de “HOT TAP”. La maquina obturadora Stoppler Plugging Machine consiste en tres componentes principales:

Figura 2. Equipo Plugging Machine.



❖ Un cilindro hidráulico: Los cilindros se encuentran disponibles en cuatro tamaños diferentes, todos operan de la misma manera; sin embargo tienen diferentes rangos de operación a saber: (a) 6-12", (b) 14-20" (c) 22-34" (d) 36-48".

❖ Un alojamiento: El alojamiento se acopla al cilindro hidráulico y sirve para alojar la cabeza obturadora, la cara posterior es bridada para su acoplamiento con la válvula del taladro, el alojamiento cuenta con las conexiones para purga, equilibrio de presiones y válvula de alivio.

❖ Una cabeza obturadora: La cabeza obturadora funciona como válvula de bloqueo, interrumpiendo completamente el flujo a través de la línea, una vez que desciende por el orificio del taladro gira en el interior de la tubería hasta quedar en la posición de sellado final.

3.1.4 Elementos selladores. Los elementos selladores son fabricados a partir de elastómeros reforzados con malla y han sido diseñados especialmente para aplicaciones con maquinas obturadoras, el borde frontal de los mismos se han reforzado con malla para proporcionar un soporte rígido contra la presión de la línea.

Cada elemento sellador cuenta con un anillo de sello moldeado en la cara posterior, este anillo permite sellar los orificios de los pernos de la cabeza obturadora al comprimir el elemento sellador contra el plato del yugo, los elementos selladores solo se deben usar una sola vez.

Un mismo cilindro hidráulico puede ser usado con varios diámetros de cabezas obturadoras, pero en este caso específico se usara el del diámetro a intervenir y serán presentados por EL CONSTRUCTOR a LA INTERVENTORÍA. Esta podrá solicitar, los diagramas que se consideren de importancia para la interpretación de los resultados de la obturación.

EL CONSTRUCTOR suministrará los accesorios, la instrumentación y equipos menores necesarios para llevar a cabo exitosamente la obturación. Las especificaciones y características sobre los materiales, e instrumentación serán proporcionadas por EL CONSTRUCTOR para aprobación de LA INTERVENTORÍA. El operador podrá verificar los equipos necesarios para la obturación.

Se requiere de los siguientes suministrará los siguientes aparatos, materiales e instalaciones:

- ❖ Conjunto de válvulas, bridas, flanche ciego de 20", selladores, accesorios y cualquier otro suministro relacionado con las operaciones de prueba.
- ❖ Manómetros de presión con una gama de 0 = 1.500 psi.
- ❖ Mangueras para la unidad de potencia.
- ❖ Tapones Lock-O-Ring.
- ❖ Pernos de cabeza para el acople.

La presión de trabajo para operar con seguridad dependerá de las condiciones internas de la tubería. La temperatura del fluido, acumulaciones de escorias y desechos, así como la presencia de costuras internas en la tubería afectaran la capacidad de sellado de la cabeza obturadora.

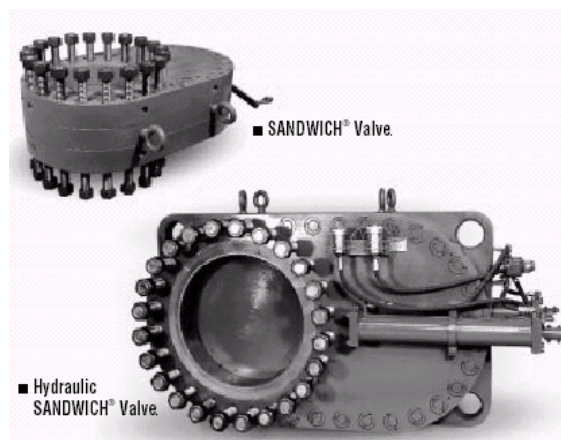
Figura 3. Fitting y Lock-o-ring.



EL CONSTRUCTOR no podrá hacer variaciones a los diseños propuestos, los cuales serán aprobados por LA INTERVENTORÍA.

3.1.5 Válvulas Sándwich. Son válvulas que funcionan como una guillotina, sus mayores ventajas son su amplia apertura y su poco recorrido

Figura 4. Válvula Sandwich



3.2 RECURSOS NECESARIOS

3.2.1 Personal

❖ Supervisor de línea.....	Uno (1)
❖ Operadores de Equipo pesado.....	Uno (1)
❖ Operador de la Obturadora.....	Uno (1)
❖ Ayudante de soldadura.....	Uno (1)
❖ Conductor	Uno (1)
❖ Soldador	Uno (1)
❖ Conductor	Uno (1)
❖ Obreros.....	Cuatro (4)

3.2.2 Herramientas y Equipos.

❖ Retroexcavadora	Uno (1)
❖ Maquina Stopple Machina de 20”	Uno (1)
❖ Tapping Machina de 20”	Uno (1)
❖ Moto soldador.....	Uno (1)
❖ Planta Eléctrica 5 KVA	Uno (1)
❖ Alineador externo (grapa)	Uno (1)
❖ Pulidoras.....	Uno (1)
❖ Equipo de Oxicorte	Uno (1)
❖ Juego de eslingas de Nylon.....	Uno (1)
❖ Camioneta	Uno (1)
❖ Herramientas Menores	Uno (1)

3.2.3 Materiales. Válvula Sándwich, “Stopple fitting” del diámetro requerido según el gasoducto a intervenir, flanche ciego, tapón “Lock-O-Ring”, soldadura, gratas, discos abrasivos, oxigeno, acetileno, polines, sacos de polipropileno.

3.3 SEGURIDAD INDUSTRIAL

Todo el personal involucrado en esta actividad debe conocer los riesgos y las estrategias para prevenir los accidentes. Así mismo disponer y utilizar elementos de protección personal acordes con la actividad.

Los elementos de protección personal mínimos a utilizar son: cascos, guantes, caretas con protector en acrílico, gafas de seguridad, botas de seguridad, camisa y pantalón de trabajo.

Verificar que la Máquina Obturadora, demás equipos y accesorios estén debidamente colocados y apoyados antes de realizar esta actividad.

3.4 RESPONSABILIDAD

De esta actividad y del personal que la efectúa, es responsable el supervisor jefe de frente, quien debe velar por su seguridad y su trabajo.

3.5 PROCEDIMIENTO

Se describe a continuación los trabajos que llevará a cabo EL CONSTRUCTOR para la ejecución de la obturación de la línea; dentro de las que se incluyen las siguientes actividades como mínimo:

- ❖ Suministro de equipos e instrumentación del Stoppie.
- ❖ Soldadura de Stoppie y Fitting.
- ❖ Procedimiento de Operación del Obturador STOPPLE PLUGGING.
- ❖ Colocación de la cabeza obturadora.
- ❖ Remoción de la cabeza Obturadora.

EL CONSTRUCTOR deberá presentar para aprobación de LA INTERVENTORÍA con una antelación no menor de cinco (5) días calendario a la ejecución de la prueba, el procedimiento para la obturación y bloqueo de la línea, el cual deberá incluir toda la información referente a presiones, puntos de control, sitios de taladrado, equipos, medidas de seguridad, etc. Para cada sección de obturación se deberá incluir, en forma detallada:

- ❖ El perfil de la tubería.
- ❖ La ubicación con el correspondiente abscisado del sitio de obturación.
- ❖ El procedimiento de operación del taladro u obturador.
- ❖ El procedimiento para la ejecución de la obturación para el bloqueo del flujo del gas deberá ser aprobado por Propietario del Gasoducto y el Visto Bueno del Operador, antes de iniciar cualquier operación de obturación, EL CONSTRUCTOR deberá someterlo a consideración de LA INTERVENTORÍA y deberá obtener una nueva aprobación.

EL CONSTRUCTOR avisará a LA INTERVENTORÍA con una anticipación de por lo menos 2 días calendario, sobre la iniciación de todos los trabajos relacionados con el proceso de obturación de la línea.

EL CONSTRUCTOR realizará un programa detallado de trabajo y lo someterá a consideración de LA INTERVENTORÍA; este programa tendrá en cuenta las especificaciones sobre el procedimiento descrito adelante y eventualidades que se puedan presentar en el proyecto.

Se anexará al programa la lista completa del personal encargado de la ejecución de la obturación, los aparatos, materiales e instalaciones a

emplear, los puntos, características de las mismas y todas las demás circunstancias particulares de la obra exigidas en esta especificación, observando en todo momento las exigencias del Plan de Manejo Ambiental y lo estipulado en el Programa de Salud Ocupacional y Seguridad Industrial aprobado por el Operador o Propietario del gasoducto.

3.5.1 Soldadura de “Stoppie Fitting”

- ❖ Se realiza la soldadura con flujo de gas, se limpia la superficie del tubo y se hace un barrido con el medidor de espesores para asegurar la continuidad en la tubería.

- ❖ Se presentan las dos partes del “Stoppie fitting” buscando que estén alineados y nivelados y se realiza la soldadura con electrodo 7018 en especial porque es de alta resistencia, bajo hidrogeno y al espesor del elemento, de acuerdo con las especificaciones de soldadura del fabricante y del procedimiento de soldadura WPS, se buscara una soldadura repartida al aplicarla, distensionándola por golpe al aplicarla.

- ❖ Se aplicaran tintas penetrantes como método de inspección para evitar poros, fisuras.

- ❖ Una vez efectuada la soldadura del “fitting” se practicará prueba hidrostática como mínimo 30 minutos de prueba

3.5.2 Operación del taladro

- ❖ De acuerdo con el tamaño del cilindro hidráulico el dispositivo cuenta con una, dos, o tres abrazaderas de bronce-aluminio que aseguran la barra de control, y para accionar las abrazaderas se emplean tornillos de cabeza, al

apretar éstos, las abrazaderas de sujeción aprietan la barra de control, asegurándola en posición.

- ❖ Para apretar la abrazadera gire los tornillos en sentido de las manecillas del reloj con una llave hex, se gira en sentido contrario para aflojar. Antes de avanzar o retraer la barra de control, afloje las abrazaderas, apriete las abrazaderas una vez que la cabeza obturadora que en posición de sellado final.

- ❖ Se perfora bajo condiciones de flujo, para dispersar las virutas de corte.

- ❖ Se utilizaran accesorios originales para asegurar el alineamiento como también asegurar el paso de cortadores y cabeza de obturadora.

- ❖ Antes de perforar el tubo abra y cierre la válvula sándwich para asegurar su funcionamiento.

- ❖ Instalar un manómetro para verificar la presión en el alojamiento.

- ❖ Utilizar una grúa con suficiente capacidad de carga.

- ❖ Revisar la máquina obturadora antes de conectarla.

- ❖ Inspeccionar el anillo Lock-O-Ring en la parte superior del alojamiento Stopple para asegurarse que se encuentra limpio y sin daño alguno, acoplar el cilindro Stopple en su alojamiento teniendo la precaución de alinear la misma dirección de la válvula de control del cilindro y la conexión para equilibrar presiones.

- ❖ Se coloca el cilindro Stopple y el alojamiento de la cabeza obturadora en

posición horizontal con la conexión para equilibrar hacia arriba. se debe apoyar adecuadamente al extremo superior del cilindro. Se debe colocar cuñas bajo la brida del alojamiento para evitar que ruede.

- ❖ Se conectan mangueras de la unidad de potencia a la válvula de control.

- ❖ Lleve a cabo la inspección preliminar de arranque de la unidad de potencia.

- ❖ Se debe avanzar la barra de control, girando la palanca de la válvula de control a la posición de “abajo”. No sobreavance la barra de control, detenga el avance de la barra cuando esta sobresalga lo suficiente para instalar la cabeza obturadora.

- ❖ Para instalar la cabeza obturadora en la barra de control, se apoyara y nivelara la cabeza con el centro de la barra de control. La nariz de la cabeza obturadora debe quedar alineada en la misma dirección de la válvula de control y la conexión para equilibrar presiones.

- ❖ Se acoplara la cabeza obturadora en la barra control mediante los dos juegos de pernos y tuercas especiales provistos con la maquina.

- ❖ Se retrae completamente la cabeza obturadora dentro de su alojamiento girando la palanca de la válvula de control a la posición de “arriba”, se debe tener en cuenta una lectura de cero en la mirilla de observación del cilindro hidráulico.

- ❖ Se medirá la distancia de la cara de la brida del alojamiento del Stopple Plugging y el extremo inferior de la cabeza de la barra de control.

- ❖ Alinear el equipo.

3.5.3 Proceso de Obturación

- ❖ Se debe avanzar la cabeza obturadora para permitir la remoción de la nariz, el extremo de la cabeza de la barra de control deberá permanecer dentro del alojamiento para ayudar a soportar el peso de la cabeza obturadora.

- ❖ Se debe remover los pernos y el plato de la nariz del yugo. Se inspeccionaran las piezas de la cabeza obturadora llevando a cabo el mantenimiento necesario.

- ❖ Revisar todas las piezas del ensamble de la cabeza, deben estar limpias y se asegura que la cabeza obturadora gire libremente.

- ❖ Revisar individualmente la pieza para localizar cualquier defecto que pueda afectar la capacidad del sello. La cara del yugo y la nariz no deberán tener mellas ni golpes, como tampoco, cortes o fisuras, separación o daño alguno.

- ❖ Se instala el elemento sellador, lubricando el anillo, lubrique el anillo de sello en la cara posterior del elemento sellador, coloque el elemento sellador de manera uniforme, éste deberá acoplarse fácilmente en la cara del yugo, el elemento sellador puede presentar cierta cobertura evitando que asiente totalmente.

- ❖ Se debe colocar la nariz sobre el elemento sellador, enroscar los pernos manualmente hasta que ajusten contra la cara de la nariz, y posteriormente se dará un torque, la necesidad de aplicar un torque adicional dependerá de

varios factores tales como la condición de las roscas, la compresibilidad del elemento sellador y la fricción en las superficies de desgaste de los pernos.

- ❖ Apretar los pernos en forma gradual, apretar un perno hasta que ajuste, después pase a otro perno en el extremo opuesto y apriete, se debe continuar esta operación hasta que el elemento se expanda uniformemente y quede bien ajustado.

- ❖ Cuando el elemento sellador se encuentre perfectamente centrado apretar los pernos.

- ❖ Se aplica una capa de grasa pesada en elemento sellador.

- ❖ Se retrae la cabeza obturadora cuidadosamente, asegurando que el elemento sellador entre en el alojamiento en forma uniforme y sin trabar, emplee destornilladores para guiar los lados del elemento sellador dentro del alojamiento evitando que el canto del mismo sea jalado de adentro hacia fuera, mientras se retrae la cabeza obturadora.

- ❖ Se toman las medidas requeridas. Antes de colocar la cabeza obturadora en posición, es necesario saber la distancia de recorrido de la misma, esta distancia puede determinarse tomando las siguientes medidas:

- ❖ Se debe medir la distancia comprendida desde la cara superior de la válvula del alojamiento, a la parte superior e la tubería a obturar. Asegurase que la medición sea hecha a la parte superior de la tubería y no a la base del accesorio de taladrar.

- ❖ Se debe determinar el diámetro exterior de la tubería menos una vez el espesor de la pared. Y añada la distancia entre cara del alojamiento y la

parte inferior de la cabeza de la barra taladradora, cuando la cabeza obturadora ha sido retraída en su totalidad. Esta medida se tomo durante la instalación del elemento sellador.

- ❖ La distancia que la cabeza obturadora deberá descender hasta quedar en posición de sello total es la suma de todas las medidas estando la cabeza obturadora en su posición.

- ❖ Antes de alzar la máquina, se consideran las dimensiones y el peso del cilindro Stopple Plugging y su alojamiento, asegurarse que el equipo de maniobra disponible tenga la capacidad de carga suficiente y se realiza las siguientes operaciones.

- ❖ Se centrara la maquina sobre la válvula Sándwich y se procederá a su instalación colocando la conexión para equilibrar presiones del mismo lado que la sección por aislar, las conexiones para equilibrar presiones en la maquina y en la tubería deberán quedar alineadas entre si.

- ❖ Se instalara la válvula de purga en el alojamiento del Stopple, la tubería de conexión para llenado y equilibrio de presiones debe ser montada en el campo.

- ❖ Se instala la válvula de purga en el alojamiento del “stopple” y se monta la tubería para el llenado y equilibrio de presiones.

3.5.4 Colocación de cabeza Obturadora

- ❖ Cuando se va a realizar una aplicación con la tubería en operación se deberá seguir las siguientes precauciones:

- ❖ Antes de descender la cabeza obturadora a la tubería se deberá abrir la línea de derivación, primero descienda y coloca en posición la cabeza obturadora de aguas abajo.
- ❖ Luego descienda y coloca en posición la cabeza obturadora de aguas arriba.
- ❖ Al terminar el trabajo equilibrar la presión desde el extremo de aguas arriba (alta presión).
- ❖ Retire primero la cabeza obturadora de aguas arriba.

3.5.5 Procedimiento para colocar la Cabeza Obturadora en Posición

- ❖ Se abrirá la derivación de la válvula Sándwich, luego purgue el aire del alojamiento Stopple a través de la válvula de purga, al terminar de purgar, cierre la válvula de purga.
- ❖ Dejar abierta. La derivación interna de la válvula Sándwich para equilibrar las presiones en ambas caras de la compuerta.
- ❖ Seguidamente abra la válvula sándwich, una vez abierta, cierre la derivación interna.
- ❖ Se colocara en posición la maquina obturadora de aguas abajo primero, luego avance lentamente la cabeza obturadora Stopple a la posición de sellado girando la palanca de control hacia abajo, el elemento sellador quedara en posición final cuando la lectura en la barra de control corresponda con distancia de avance predeterminada.

- ❖ Una vez que la cabeza obturadora se encuentre en posición, regrese la palanca de la válvula de control a la posición neutral, se verifica la medida en la mirilla de observación para asegurarse que corresponda con la distancia previamente calculada para que la cabeza obturadora selle totalmente.
- ❖ Se debe apretar los tornillos de cabeza en la abrazadera de sujeción de la barra usando la herramienta provista y apretar los tornillos con los torques adecuados: Diámetro 14"- 34" 100 pie-lbs. Para el caso de tubería de 20".
- ❖ Desconectar las mangueras hidráulicas al terminar de apretar las abrazaderas de las barras, instalar los tapones cubrepolvo en los accesorios hidráulicos.
- ❖ Una vez finalice la obturación y quedando aislado se cierra la válvula en la línea para equilibrar presiones, purgar y drenar completamente la sección aislada de tubería.

3.5.6 Remoción de cabeza Obturadora

- ❖ Cuando se equilibren las presiones en el flujo de la línea interrumpida, siempre se llena y se equilibra la presión desde el extremo de la tubería con mayor presión estática, se retrae primero la cabeza obturadora del extremo de la tubería con mayor presión.
- ❖ En la operación con la línea en servicio se equilibra las presiones desde el extremo de aguas arriba y se retrae primero la cabeza obturadora de aguas arriba.

- ❖ Conectar las mangueras hidráulicas, luego soltar las abrazaderas de sujeción de la barra.
- ❖ Se retrae la cabeza obturadora, girando la válvula de control lentamente hacia arriba , continuar la retracción hasta que se observe la lectura de cero en la mirilla de observación.
- ❖ Después cierre la válvula de taladro Sándwich, cierre la válvula para equilibrar presiones y por ultimo abrir la válvula d purga y drenar el alojamiento.
- ❖ Una vez drenado el alojamiento de la cabeza obturadora, desmonte la máquina Stopple, y proceda a instalar el tapón de terminación Lock-O-Ring.

3.5.7 Seguridad

- ❖ Se debe advertir al personal que trabaje en esta área que cuando se descargue la válvula de purga se debe hacer en dirección opuesta al área de trabajo y del personal, aléjese al abrir la válvula de purga. De otra manera el material descargado puede causar un accidente personal.
- ❖ EL OPERADOR, tramitará los permisos para el Trabajo en caliente copia de los cuales estarán a disposición de EL CONSTRUCTOR quien se obliga a cumplir con todas las exigencias en ellos contenidos y que sean de su competencia. LA INTERVENTORÍA inspeccionará las operaciones tanto de obturación como de corte de la línea, determinando su aceptabilidad y testificando la validez de sus resultados.
- ❖ Todos los registros se incluirán en formatos apropiados firmados por LA INTERVENTORÍA en constancia de la superación de la actividad.

- ❖ La rapidez de la operación deberá ser controlada de manera que en ningún sitio se sobrepasen las presiones de trabajo del sistema.
- ❖ La velocidad de despresurización será regulada para asegurar una reducción moderada y constante de la presión. Se considera una velocidad aceptable de 3 Bar/mm.
- ❖ Cualquier falla debida a materiales defectuosos proporcionados por EL CONSTRUCTOR o por mano de obra ineficiente, deberá ser reparada por él mismo, sin cargo alguno para EL OPERADOR.
- ❖ EL CONSTRUCTOR entregará un procedimiento de ejecución del trabajo en caliente que cumpla con todos los requerimientos descritos en estas especificaciones y con el fin de cumplir con lo estipulado por las normas ambientales en el plan de manejo.

3.6 RECOMENDACIONES COMPLEMENTARIAS

Recomendaciones Complementarias. Verificar la presión de la línea y el ANSI del Equipo hot – tap. Verificar si el rating del equipo de corte Drilling Machine es adecuado para las condiciones de trabajo de la línea. La tubería no se debe operar por encima del MAOP – Máxima presión permitida de Operación.

Se debe verificar el Ovalamiento de la tubería en el sitio escogido, seguidamente se debe realizar la inspección con ultrasonido, verificando en toda la superficie y especialmente en la que va a soldar. La prueba ultrasónica es usada para determinar y confirmar que el interior de la tubería presenta un espesor adecuado sin desgaste por corrosión y que no está laminado el materia del tubo. El fitting debe quedar completamente limpio y

los biseles bien definidos sin rebordes ni socavaciones. Todo el conjunto debe quedar libre de humedad. Se debe garantizar la linealidad y asentamiento del fitting sobre el tubo.

Cuando se suelden los fitting, la secuencia de la soldadura es muy importante, inicialmente se debe realizar la soldadura longitudinal. Se recomienda precalentar todo el conjunto para remover la humedad. La soldadura de filete debe ser por lo menos 1,5 veces el espesor del tubo. Se recomienda terminar completamente una de las soldaduras de filete, esperar a que se enfríe el conjunto y realizar completamente la segunda soldadura de filete.

En caso de que la soldadura longitudinal coincida con la costilla de la tubería se debe buscar otro sitio.

El área de hot – tap no debe contener soldaduras longitudinales, a menos que se tome radiografía a un tramo de 10” a cada lado de la conexión y se determine la ausencia de defectos mecánicos o de fabricación en esta soldadura.

Se deben evitar la ejecución de trabajos con equipos hot – tap a distancias menores de 18” de una conexión bridada o roscada ni a menos de 3” de una unión soldada.

No se deben realizar hot – tap aguas arriba de equipos rotativos o válvulas automáticas de control a menos que estos equipos estén protegidos con trampa o sellos. Tampoco se debe trabajar hot – tap en tuberías que requieran alivio de esfuerzos.

Antes de dar inicio a los trabajos se debe realizar check list, verificando el

estado de los equipos, fresa cortadora y válvulas. La válvula debe ser de paso completo (Full bore) puede ser WXF O FXF. Si es WXF se deben realizar las pruebas END (ensayos no destructivos) a la soldadura para garantizar su estado.

Las soldaduras deben realizarse con base a un procedimiento calificado, con electrodos de bajo hidrógeno (EXX15, EXX16, EXX18). Con el fin de evitar los quemones en la soldadura deberán utilizarse electrodos de diámetro pequeño. Se puede utilizar electrodos de mayor diámetro para el relleno cuando el espesor del metal base es de mínimo ½”.

Verificar con el representante el contratista la velocidad del gas para evitar un enfriamiento demasiado brusco.

Una vez se haya instalado soldado e inspeccionado el accesorio se procederá a chequear la resistencia de la soldadura mediante la ejecución de una prueba de hermeticidad con nitrógeno. La válvula de bloqueo debe quedar abierta. La prueba debe durar mínimo 4 horas.

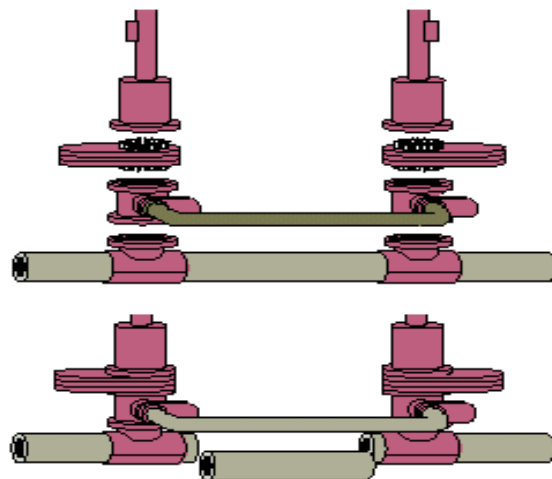
Finalmente las canastillas se deberán instalar cuando se realizan hot tap sobre líneas marraneables. Las canastillas deben inspeccionarse y presentarse antes de realizar la soldadura, teniendo en cuenta las características de la línea (Diámetro, espesor sentido de flujo, etc). Verificar si la rosca de la canastilla es compatible con la del tornillo de sujeción del Tapping Machine. Se debe verificar que las ranuras de sujeción de la canastilla coincida con los prisioneros del Lock O Ring correctamente.

Adicionalmente cabe mencionar otras consideraciones muy importantes al realizar este tipo de trabajo:

❖ Teniendo en cuenta que los Fitting, no se recuperan y que en una reparación se requiere la instalación de cuatro Fitting, dos (2) para obturar la línea y dos (2) para la instalación del by-pass temporal. Se recomienda que los Fitting del by-pass sean de menor diámetro que el gasoducto para reducción de costo, debido a que a mayor diámetro de salida es mayor el valor del Fitting.

❖ Una buena alternativa es la utilización de solo dos Fitting. Estos son los de Obturar, que se aprovecharían para instalarle después de la válvula Sándwich un carrito bridado con derivación lateral. Esta alternativa se puede realizar, siempre que se cuente con una máquina con un avance lo suficientemente largo que permita obturar e instalar los Lock-Oring.

Figura 5. Doble Stopple con by-pass temporal incluido.



**Double STOPPLE® Plugging Using a
Spool Adapter and Temporary Bypass**

TEMPORARY

❖ En el mercado se encuentra un obturador plegable, que permite la utilización de Fitting de menor diámetro que la Línea del gasoducto. Estos obturadores plegables están restringidos a presiones ANSI 150, pero es una buena opción a considerar cuando se evalúen alternativas más económicas.

❖ Debido que la inversión inicial por la compra del equipo y sus complementos es bastante grande, se recomienda hacer una buena evaluación de necesidades. En el mercado existen varias fábricas que suministran estos equipos en una buena gama para satisfacer las necesidades de los clientes.

❖ Como un comentario aparte, a pesar que no es el alcance de esta Monografía involucrar los costos ni las marcas que abundan en el mercado, se presenta a continuación un análisis hecho para determinar cual equipo es el mas conveniente para la compra, en la que se concluye que los equipos TDW son que ofrecen mayores ventajas por las razones que a continuación se exponen.

❖ En Colombia, los equipos TDW son usados por la mayoría de las empresas transportadoras de hidrocarburos., los equipos IPSCO y PLS han sido utilizados por muy pocas empresas en el País. Los equipos de TEAM INDUSTRIAL SERVICES no han sido utilizados por ninguna empresa en Colombia.

❖ Los principales inconvenientes de una empresa en la utilización de estos equipos son la inexperiencia de su personal y el de sus operadores en este tipo de servicios y la propiedad de una línea de transporte de varios diámetros. TDW tiene centros y personal especializado en capacitar y entrenar a los usuarios de sus equipos, así como operadores certificados para un eventual acompañamiento y un departamento de investigación que

les permite proporcionarnos un equipo que trabaja con igual confiabilidad, en un rango de 3 a mas de 20”.

- ❖ La empresa al no poseer la experiencia en la utilización de equipos Hot Tapping debe asegurarse que los equipos comprados funcionen correctamente para sus objetivos, pues no tiene disponibles otros en caso de una eventual falla de los que se están comprando.

- ❖ Adquirir equipos que no posean reconocimiento y experiencia en la industria seria incurrir en un riesgo económico y financiero, pues después de ser los primeros en utilizarlos se podría concluir que no eran los adecuados, teniendo que invertir en la adquisición de equipos de otra marca asumiendo los costos de la no disponibilidad de estos equipos (Gas Venteado y Lucro Cesante), los costos de multas, sanciones e indemnizaciones por posibles accidentes.

- ❖ Mediante indagación en el mercado se concluye que hay cuatro fabricantes de estos equipos, TDW y Flowserve (IPSCO) con comprobada trayectoria en Colombia y el mundo, PLS con poca experiencia en Colombia, pero que en la actualidad se retiro del mercado y TEAM INDUSTRIAL SERVICES representado en Colombia por TEOGAS que no demostró experiencia en la fabricación de equipos Hot Tapping y no es claro que fabrique estos equipos, pues en el catalogo anexo a la oferta presentada y en su pagina Web se ofrece solamente el servicio.

- ❖ La operación de Hot Tapping es crítica en cuanto a seguridad pues se utilizan para intervenir líneas de gas a alta presión, adicionalmente se utilizan en diversas condiciones físicas, logísticas y operativas, razón por la cual es prioritario para la empresa que los equipos comprados hayan demostrado su buen desempeño y se tenga experiencia en Colombia. Una falla del equipo

de Hot Tapping pondría en riesgo la integridad del gasoducto, la continuidad del servicio y la vida tanto del personal a cargo de la operación como la de los vecinos al sitio que se estén efectuando los trabajos.

- ❖ El buen desempeño demostrado de los equipos bajo diferentes circunstancias operativas es garantía de que se está adquiriendo un equipo que funcionara correctamente, de confiabilidad y de seguridad en una operación tan crítica en este aspecto.

- ❖ Todos los propietarios y usuarios de este tipo de equipos en Colombia, adquirieron su experiencia con TDW.

- ❖ Mayor conocimiento del personal externo de este tipo de equipos.

- ❖ Desempeño óptimo de equipos TDW, comprobado en Colombia por más de 10 años y en el mundo por más de 70 años.

- ❖ Líder y pionero en la fabricación de equipos Hot Tapping y la prestación del servicio.

- ❖ Garantía de la fábrica TDW.

- ❖ Centro de servicio TDW Valencia – Carabobo.

4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA UTILIZACIÓN DE ESTE PROCEDIMIENTO DE REPARACIÓN DE LÍNEAS.

Se relaciona a continuación un cuadro resumen con las principales ventajas y desventajas de las reparaciones en caliente con respecto a una reparación tradicional.

Cuadro 2. Ventajas y desventajas de la reparación en caliente con respecto al método tradicional.

No	REPARACIÓN EN CALIENTE	MÉTODO TRADICIONAL	OBSERVACIÓN
1	Se evita las emisiones a la atmósfera de gran cantidad de gas que contribuyen por su contaminación al efecto invernadero	Emisiones de gas a la atmósfera del tramo empaquetado	VENTAJA
2	Se evita los costos por la pérdida de gas.	Se pierde el gas	VENTAJA
3	Se evita la pérdida del valor del transporte al sitio	Se pierde el valor del transporte al sitio	VENTAJA
4	Se mantiene el servicio de transporte	Se suspende el transporte que puede generar interrupciones	VENTAJA
5	Confiablez en el sistema	Se genera desconfianza por las interrupciones	VENTAJA
6	Se evita pérdidas por lucro cesante, manteniendo la facturación por entregas	Se generan pérdidas por lucro cesante. Se deja de facturar por transporte.	VENTAJA
7	Se aumenta el tiempo de la reparación	Menor el tiempo de reparación	DESVENTAJA
8	Existen elementos costosos que no se recuperan	No requiere elementos especiales	DESVENTAJA
9	Gran inversión inicial en los equipos, costos de mantenimiento y depreciación.	No requiere de estos equipos especiales	DESVENTAJA
10	Costos directos de la reparación de mayor valor		DESVENTAJA

Con la reparación en caliente, se logra la disminución de costos producto de la pérdida de gas, el transporte del gas hasta el punto de reparación y los lucros cesantes por la no utilización del gasoducto.

Se estima un promedio de 1.6 dólares por KPC por costos de transporte mas el valor del gas un promedio 0.8 dólares por KPC. En una reparación normal en un tubo de 20" fácilmente se ventean 15 millones de pies cúbicos de gas lo que equivalen a 60 millones de pesos. Una Operación Normal para un gasoducto de 20" y 300 Km. puede estar costando 4 millones diarios que se deben pagar aunque el gasoducto no transporte. Finalmente por no transportar un día, la empresa transportadora deja de percibir para un ejemplo de transporte de 60 millones de PC 240 millones de pesos. Se concluye entonces que los costos totales de una reparación con interrupción del servicio para un día seria por el orden de 300 millones dependiendo de los transportes del gasoducto, sin incluir los costos de la reparación en sí. Para un gasoducto de transporte importante de mas de 200 millones de pies cúbicos, por lucro cesante en un día de parada son pérdidas por 800 millones de pesos.

Una empresa transportadora que posea varios gasoductos y su volumen de transporte sea importante, debe invertir en la compra de un equipo de reparación en caliente adicionalmente por:

- ❖ Las principales empresas transportadoras poseen estos equipos y es difícil el alquiler y disponibilidad de estos equipos para préstamo.
- ❖ Algunas empresas ofrecen el arriendo de los equipos pero no el personal para realizarlo, además presenta problemas de disponibilidad y tiempos de respuesta muy alto.

- ❖ No se posee disponibilidad de equipos para algunos diámetros.

- ❖ Adquirir experiencia en este tipo de trabajos.

- ❖ Disminuir el número de intermediarios entre el cliente y el dueño de la línea, permitiendo prestarle un mejor servicio al mismo tiempo en que se disminuyen los costos.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La contaminación se produce cuando en el medio ambiente aparecen determinados agentes físicos, químicos, o biológicos que producen efectos nocivos en los seres vivos. Estos agentes es el resultado de verter desechos y sustancias tóxicas en la atmósfera, en el suelo y en el agua. La contaminación es obra fundamentalmente del hombre generada por combustiones industriales y domésticas, circulación, tratamientos agrícolas, actividades nucleares, etc.

La contaminación atmosférica o del aire modifica el medio. La polución urbana e industrial también puede influir en las temperaturas y en las precipitaciones. Es un hecho que la Tierra se está calentando cada vez más.

Una de las preocupaciones con respecto al uso del gas natural es que su principal componente, el metano, es un potente gas que contribuye al efecto invernadero. Se estima que “atrapa” el calor 21 veces más que el dióxido de carbono por lo que se deben evitar las emisiones. Según diversos modelos climáticos, si no se hace nada para reducir las emisiones, de gases como el Metano que provocan el efecto invernadero, la temperatura global aumentará entre 1,4°C y 5,8°C antes de 2100 con consecuencias catastróficas.

Preocupada por la estabilidad del Planeta algunas naciones entre ellas Colombia, firmaron el Pacto de Kyoto. Este es un acuerdo internacional que compromete a los países industrializados a cumplir metas específicas para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. El acuerdo fue suscrito en la ciudad japonesa de Kyoto el 10 de diciembre de 1997. Las metas no se están cumpliendo y existen naciones que no se acogieron a este programa como los EE. AA.

El gas natural es un combustible más limpio que el carbón y el petróleo, ya que en su combustión produce de un 40 a un 45 por ciento menos dióxido de carbono que el carbón, y entre un 20 y un 30 por ciento menos que los productos derivados del petróleo. Otra de las características de esta fuente de energía es que no emite partículas sólidas ni cenizas en su combustión, y las emisiones de óxidos de nitrógeno son inferiores a las del carbón y los productos petrolíferos. Asimismo, las emisiones de dióxido de azufre son prácticamente nulas.

Se estima que las pérdidas directas de gas natural durante la extracción, transporte y distribución son del orden del 1% del total del gas transportado. Para un País como Colombia que consume más de 500 millones de pies cúbicos estándar día, las emisiones por pérdidas son de 5 millones diarios aproximadamente

Con todas las anteriores referencias se concluye que aunque el gas natural como combustible, es menos contaminante que el carbón y otros hidrocarburos, pero sus emisiones a la atmósfera son sumamente perjudiciales para el medio ambiente, por lo que se debe evitar todo venteo disminuyendo al máximo las emisiones a la atmósfera.

Existe un método de reparación de gasoductos que aprovechando la existencia de válvulas de seccionamiento cada 20 Km aproximadamente. Se interrumpe el servicio de transporte venteando el gas atrapado en el tramo a reparar.

La otra alternativa utilizada es el trabajo en caliente que requiere de procedimientos y equipos especiales descritos en la presente Monografía.

La mayor justificación de reparar en caliente es que no se realizan emisiones

a la atmósfera de gran cantidad de gas evitando los efectos de contaminación que se generan y los costos directos por la pérdida del gas venteado lo mismo que los costos asociados al transporte del gas hasta el sitio de los trabajos.

Otra justificación muy importante de la utilización de reparaciones en caliente es que no se interrumpe el servicio de suministro de gas por la línea que se interviene, lográndose cumplir con las entregas de gas en forma normal y evitando las pérdidas por lucro cesante. Esto hace que se estimule el incremento de remitentes por la confianza en las entregas de gas.

Se estima un promedio de 1.6 dólares por KPC por costos de transporte más el valor del gas un promedio 0.8 dólares por KPC. En una reparación normal en un tubo de 20" fácilmente se ventean 15 millones de pies cúbicos de gas lo que equivalen a 60 millones de pesos. Una Operación Normal para un gasoducto de 20" y 300 Km. puede estar costando 4 millones diarios que se deben pagar aunque el gasoducto no transporte. Finalmente por no transportar un día, la empresa transportadora deja de percibir para un ejemplo de transporte de 60 millones de PC, 240 millones de pesos. Se concluye entonces que los costos totales de una reparación con interrupción del servicio para un día sería por el orden de 300 millones dependiendo de los transportes del gasoducto, sin incluir los costos de la reparación en sí. Para un gasoducto de transporte importante de más de 200 millones de pies cúbicos, por lucro cesante en un día de parada son pérdidas por 800 millones de pesos.

Con la evidencia de las cifras mencionadas, se recomienda en trasportes importantes utilizar las reparaciones en caliente por resultar más económicas, no se contamina y no se interrumpe el suministro a los usuarios finales.

En el País existen dos grandes transportadores de Gas Natural: Promigas que transporta el gas que se consume en la Costa Atlántica y Ecogas que transporta el Gas hacia el Interior. Ecogas a través de la Red Nacional de Gasoductos, suministra gas natural a los principales centros de consumo industrial y residencial.

El procedimiento de reparaciones en caliente en cuanto a los preparativos, normas y recursos a utilizar es muy similar a las reparaciones en frío. La duración de una reparación en caliente es mayor debido a que se involucran actividades complementarias como la construcción de by-pass, soldadura de los fitting, instalación de las válvulas Sándwich, cotes con el Equipo Hot – Tap, instalación del by-pass, obturación de la Línea con Stopples, y después de realizar la reparación o cambio del accesorio, el retiro de los Stopples, instalación de los Lock-O-Ring, desmonte del by-pass y de las válvulas Sándwich, y finalmente instalación de las bridas ciegas.

Se mencionan a continuación las recomendaciones más importantes en cuanto a la utilización de estos procedimientos de reparación:

- ❖ Teniendo en cuenta que los Fitting, no se recuperan y que en una reparación se requiere la instalación de cuatro Fitting, dos (2) para obturar la línea y dos (2) para la instalación del by-pass temporal. Se recomienda que los Fitting del by-pass sean de menor diámetro que el gasoducto para reducción de costo, debido a que a mayor diámetro de salida es mayor el valor del Fitting.

- ❖ Una buena alternativa es la utilización de solo dos Fitting. Estos son los de Obturar, que se aprovecharían para instalarle después de la válvula Sándwich un carrito bridado con derivación lateral.

❖ Debido que la inversión inicial por la compra del equipo y sus complementos es bastante grande, se recomienda hacer una buena evaluación de necesidades. En el mercado existen varias fábricas que suministran estos equipos en una buena gama para satisfacer las necesidades de los clientes. Sin embargo se debe considerar las experiencias de la casa fabricante, el conocimiento que se tenga de ellas en el País, las facilidades de capacitación al personal, la confiabilidad para realizar trabajos en diferentes diámetros, garantías del fabricante y representación directa del fabricante para asesoría en la compra.

Finalmente analizando las ventajas y desventajas y teniendo en cuenta todas las conclusiones relacionadas, se recomienda realizar las reparaciones de los gasoductos en diámetros importantes con los procedimientos descritos, utilizando los equipos Hot – Tapping y Plugging Machine.

Adicionalmente se recomienda llevar esta solicitud a los entes regulatorios de Colombia para que se normatice este tipo de reparación volviéndola obligatoria cuando se requiere ventear mas de un Millón de pies cúbicos estándar.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. ASME B31.8 - 1995 Edition.

Procedimiento de reparaciones. Consorcio Operadores Asociados.

Procedimiento de reparación en la Variante DEXTON. Ecogas.

www.elrincondelvago.com.acc.

www.envtox.ucdavis.edu/cehs/TOXINS/SPANISH/airpollution.htm

www.news.bbc.co.uk/hi/spanish/specials/2005/Kyoto/newsid_423200

www.mityc.es/energia/hidrocarburos/gas/default.htm

www.ecogas.com.co/seccion.asp?id=8

www.tdwilliamson.com.

ANEXOS

Anexo A.
Red Nacional de Gasoductos

SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL





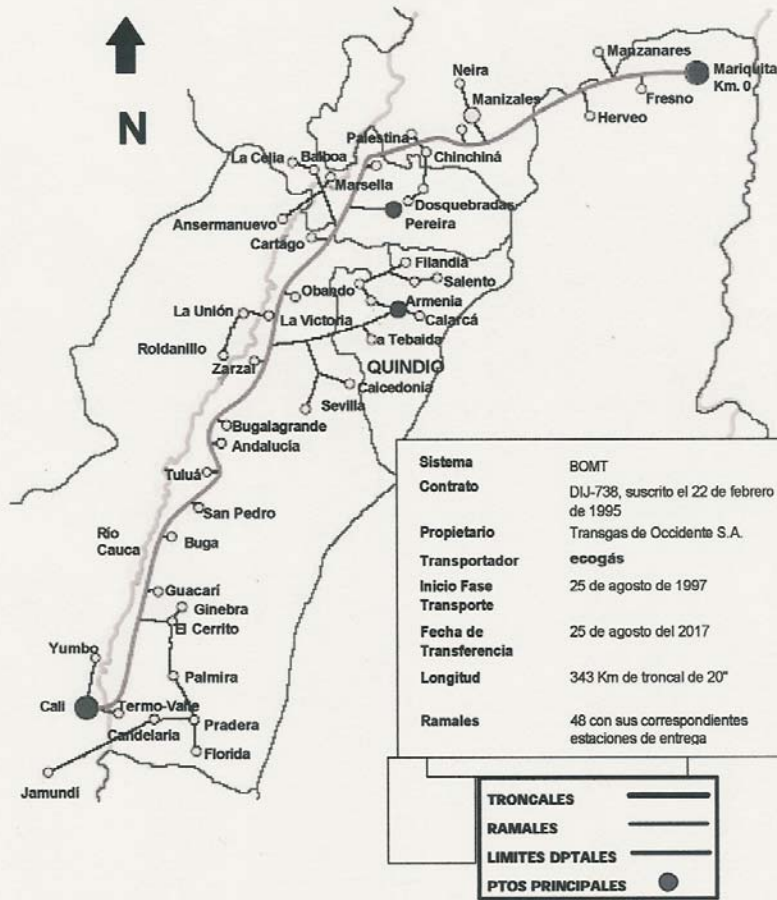
GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA

Longitud	578 Km
Diámetro	18 Pulgadas
Capacidad de Transporte	150 mpc/d
Poblaciones servidas	31
Departamentos	Cesar, Magdalena, Santander y La Guajira
Propietario del Gasoducto	Centragas
Operador	Centragas
Inicio de Operación	12 de Marzo de 1996
Inicio de Construcción	14 de Diciembre de 1994
Finalización Construcción	24 de Febrero de 1996
Tipo de Contrato	BOMT
Fecha de Transferencia a ecogás	23 de febrero del 2011





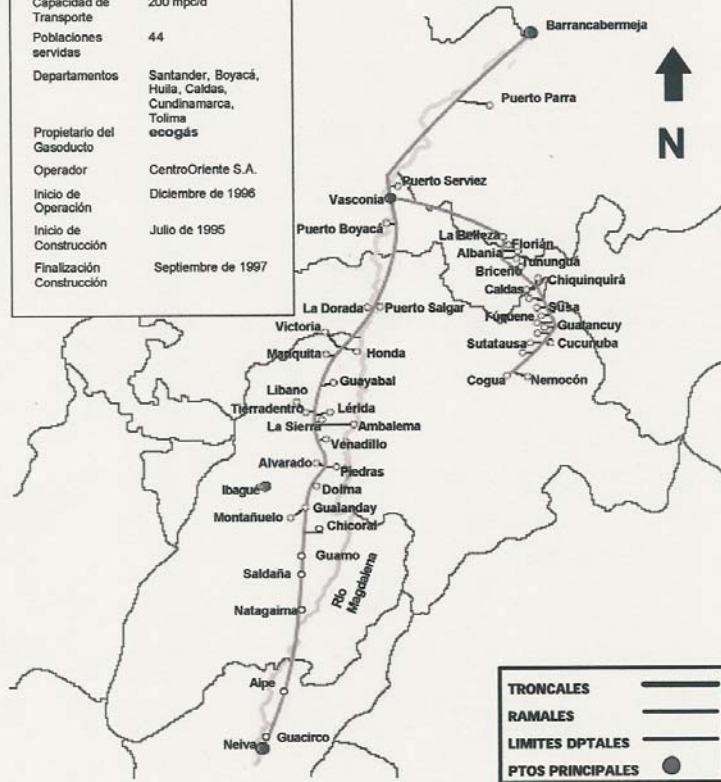
GASODUCTO MARIQUITA - CALI





GASODUCTO CENTRORIENTE

Longitud	770 Km
Capacidad de Transporte	200 mpc/d
Poblaciones servidas	44
Departamentos	Santander, Boyacá, Huila, Caldas, Cundinamarca, Tolima
Propietario del Gasoducto	ecogás
Operador	CentroOriente S.A.
Inicio de Operación	Diciembre de 1996
Inicio de Construcción	Julio de 1995
Finalización Construcción	Septiembre de 1997





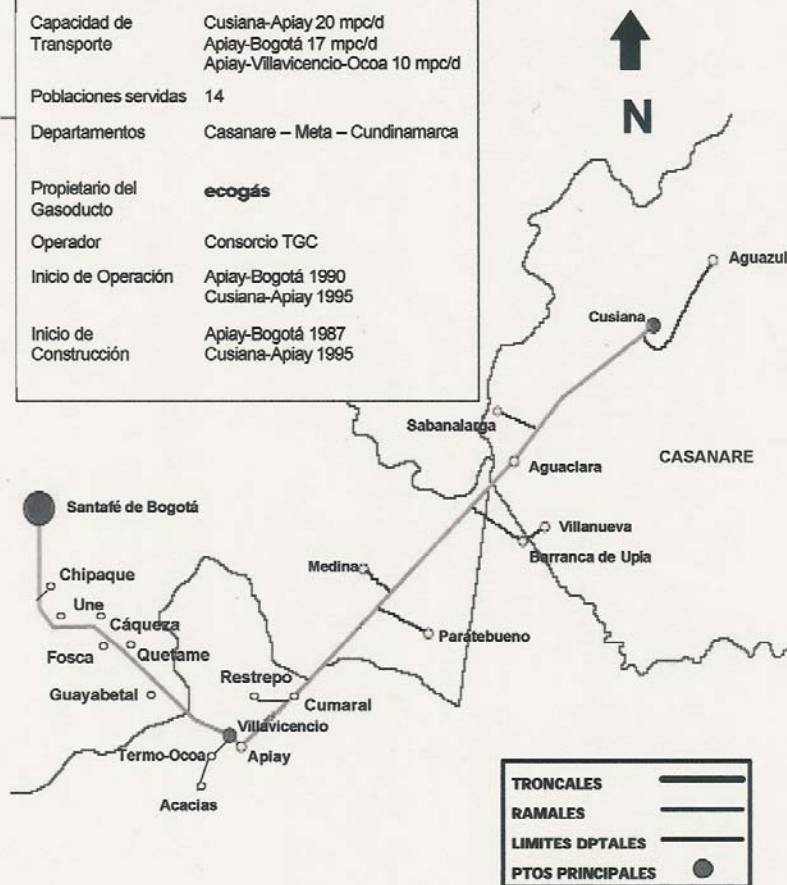
GASODUCTO A 39 LOCALIDADES DE BOYACA Y SANTANDER





GASODUCTO CUSIANA - BOGOTA

Capacidad de Transporte	Cusiana-Apiay 20 mpc/d Apiay-Bogotá 17 mpc/d Apiay-Villavicencio-Ocoa 10 mpc/d
Poblaciones servidas	14
Departamentos	Casanare – Meta – Cundinamarca
Propietario del Gasoducto	ecogás
Operador	Consortio TGC
Inicio de Operación	Apiay-Bogotá 1990 Cusiana-Apiay 1995
Inicio de Construcción	Apiay-Bogotá 1987 Cusiana-Apiay 1995





GASODUCTO MORICHAL - YOPAL



Capacidad de Transporte	4 mpc/d
Poblaciones servidas	Yopal
Departamentos	Casanare
Propietario del Gasoducto	ecogás
Operador	Perenco
Inicio de Operación	Noviembre 1994
Inicio de Construcción	Enero 1994
Finalización Construcción	Abril 1994
Longitud	14 km
Diámetro	4"



GASODUCTO MONTAÑUELO - GUALANDAY



Capacidad de Transporte	9 mpc/d
Poblaciones servidas	San Luis (Tolima)
Departamentos	Tolima
Propietario del Gasoducto	ecogás
Operador	Ranpetrol
Inicio de Operación	24 de Mayo de 1996
Inicio de Construcción	Febrero de 1995
Finalización Construcción	Diciembre 1995
Longitud	32 km en 6" 4 km en 4"

Anexo B.
Tapping machine y plugging machine

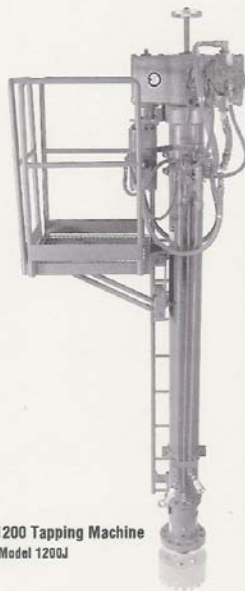
1200 Tapping Machine

Sizes: 12- to 42- inches Model 1200J



T. D. Williamson, Inc.

Bulletin No. 1000.001.02
Date: July 2003
Cross Indexing No. n/a
Supersedes: 1000.001.01 (2/00)



■ 1200 Tapping Machine
— Model 1200J

Description

Tapping machines are used for making connections to pipelines, tanks and plant piping without shutdown and are used to make hot taps in preparation for plugging machine applications.

T. D. Williamson, Inc. Model 1200J Tapping Machines are designed to make hot taps into metal pipe, tank tops and walls. They are hydraulically operated and are used for making pipe and tank taps from 12- to 42- inches (305 mm to 1067 mm). Maximum working pressure is 1,480 psi (100 bar) at 100°F (38°C). Operating temperature is -20°F (-29°C) to 700°F (371°C) at 700 psi (48 bar) for intermittent service. Maximum continuous rating is 350°F (177°C) at 1,025 psi (48 bar).

Model 1200J Tapping Machine is fitted with a ladder and platform for operator use.

The 1200 Tapping Machine meets NACE standard MR0175-93 (sulfide stress cracking-resistant, metallic material for oilfield equipment).

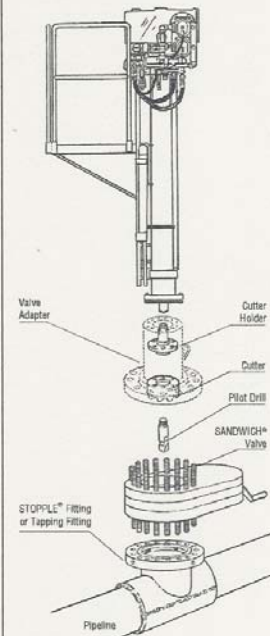
Features

The basic machine includes:

- Tapping machine
- Ladder and platform
- Hydraulic piping
- Skid
- Connecting hoses
- Power unit
- Twin-drive motors
- Feed motor

Consult the factory for special cutters and pilots required for tank taps.

Typical Tapping Setup



Patented in the United States and in foreign countries.
ISO 9001 Certified

Toll Free
1-888-TDWmSon (839-6766)

Dimensions and Part Numbers



T. D. Williamson, Inc.
1000.001.02 - p2

1200 Tapping Machine Model 1200J

	Lbs.	Kg.	XL Part Number
Complete System includes the following:**	6000	2730	05-1077-0000-00
Tapping Machine	3000	1365	05-1077-0001-00
Ladder and Platform	200	90	05-0951-0000
Hydraulic Piping	440	200	05-2184-0000
Skid	400	180	05-0344-0047
Connecting Hoses	400	180	05-0014-0000
Power Unit with Diesel Engine**	1650	750	05-0963-0000
Power Unit with Diesel Engine***	1700	773	05-1067-000

* Includes a belt-drive motor and a feed motor.
** Battery and hydraulic fluid not included.
*** Required for taps longer than 36 inch. Battery and hydraulic fluid not included.

Accessories

Item	Part Number
Fall Arrest System Kit	05-1077-0106



■ Fall Arrest System

Lengths	Boring Bar Travel		Machine		Machine With Measuring Rod	
	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm
XL	108	2743	146	3718	231	5867

Operating Specifications

Maximum Operating Pressure	1,480 psi (100 bar) @ 100°F (38°C)
Maximum Operating Temperature	700°F (371°C) at 700 psi (48 bar)*
Power	Hydraulically powered 11,800 lb-in. (203N-M) input torque†
Feed	0.004" (0.102 mm) per Revolution
Lower-In Crank	12 Turns per Inch (2.1 mm/turn)

** For intermittent service only. Its maximum continuous rating is 390°F (177°C) at 1,025 psi (48 bar).

Power Unit

Engine: Halz Diesel	24 hp @ 2400 rpm
Pump	Vane Type or Variable Piston
Hydraulic Reservoir Capacity	55 Gallons
Engine Fuel Capacity (Diesel Engine)	5.8 Gallons
Relief Valve Preset at factory at	1,000 psi
Hydraulic Oil Filters	10 Micron
Motors (at tapping machine)	Gear Type
Battery 12-volt, 455 amp, cold crank at 0°F	Customer Provided

LOCK-O-RING® Plug Holder	Inches	mm	Lbs.	Kg.	Part Number
	12-36	300-900	14	6.4	05-0076-0000

Cutter Holders

	12-30	300-750	17-1/2	7.9	05-0056-0000
	30-36	750-900	17	7.7	05-0278-0000
	38-42	950-1050	29	13.2	05-1019-0000

LOCK-O-RING® Bypass Gauge

	8 oz.	227 grams	07-0963-0000
--	-------	-----------	--------------

T. D. Williamson, Inc. ■ P.O. Box 3409 ■ Tulsa, Oklahoma 74101-3409 ■ 918-447-5100 ■ Fax: 918-446-6327 ■ www.tdwilliamson.com

Dimensions and Part Numbers

1200 Tapping Machine Model 1200J



T. D. Williamson, Inc.
1000.001.02 - p3

Adapters for Standard Valves

Nominal Tap Size		ASME Class 150 RF Flange			ASME Class 300 RF Flange			ASME Class 600 RF Flange		
Inches	DN	Lbs.	Kg.	Part Number	Lbs.	Kg.	Part Number	Lbs.	Kg.	Part Number
12	300	170	77	06-5184-0012	255	116	06-5085-0012	268	122	06-5185-0012
14	350	240	109	06-5184-0014	232	105	06-6106-0014	354	161	06-5185-0014
16	400	280	127	06-9333-0016	315	143	06-6106-0016	510	231	06-5185-0016
18	450	329	149	06-5184-0018	363	165	06-6106-0018	560	254	06-5185-0018
20	500	425	193	06-5184-0020	465	211	06-6106-0020	730	331	06-5185-0020
22	550	416	189	06-5184-0022	567	257	06-6106-0022	925	420	06-5185-0022
24	600	612	278	06-5184-0024	786	357	06-6106-0024	1,125	510	06-5185-0024
26	650	633	287	06-5184-0026	920	417	06-6106-0026	960	435	06-5185-0026
28	700	700	318	06-5184-0028	1,066	484	06-6106-0028	1,530	694	06-5185-0028
30	750	791	359	06-5184-0030	1,375	624	06-6106-0030	1,875	851	06-5185-0030
32	800	990	449	06-5184-0032	1,500	720	06-6106-0032	2,036	924	06-5185-0032
36	900	1,650	748	06-5184-0036	2,650	1200	06-6106-0036	2,615	1,186	06-5185-0036
38	950	Available on Request			Available on Request			4,064	1,856	06-5087-0038
40	1000	Available on Request			Available on Request			5,042	2,292	06-5087-0040
42	1050	2870	1305	06-5184-0042	Available on Request			5,736	2,067	06-5087-0042

Adapters for TDW SANDWICH® Valves

Nominal Tap Size		ASME Class 600 RF Flange		
Inches	DN	Lbs.	Kg.	Part Number
12	300	234	106	06-5087-0012
14	350	440	200	06-5087-0014
16	400	614	279	06-5087-0016
18	450	687	312	06-5087-0018
20	500	1,148	521	06-5087-0020
22	550	1,400	635	06-5087-0022
24	600	1,750	794	06-5087-0024
26	650	2,011	912	06-5087-0026
28	700	2,380	1,080	06-5087-0028
30	750	2,573	1,167	06-5087-0030
32	800	3,180	1,442	06-5087-0032
34	850	3,550	1,610	06-5087-0034
36	900	4,050	1,837	06-5087-0036
38	950	4,064	2,032	06-5087-0038
40	1000	5,042	2,292	06-5087-0040
42	1050	5,750	2,615	06-5087-0042

Dimensions and Part Numbers



T.D. Williamson, Inc.
1000.001.02 - pt

1200 Tapping Machine Model 1200J

Standard Hot Tap Applications

Nominal Tap Size		Actual Size		Standard Cutters			Standard Pilot Drills			Spare U-Rods
Inches	DN	Inches	mm	Lbs.	Kg.	Part Number	Lbs.	Kg.	Part Number	Part Number
12	300	11-1/2	292	36	16	05-0389-0012	5	2	05-0294-0001	00-1424-0008
14	350	12-3/4	324	42	19	05-0389-0014	5-1/2	3	05-0294-0002	00-1424-0008
16	400	14-11/16	373	55	25	05-0389-0016	6	3	05-0294-0003	00-1424-0008
18	450	15-1/16	383	53-1/2	24	05-0388-0016	6	3	05-0294-0003	00-1424-0008
20	500	17	432	84	38	05-0388-0018	6-1/2	3	05-0294-0004	00-1424-0008
22	550	19	483	98	45	05-0388-0020	7-1/2	3	05-0294-0005	00-1424-0008
24	600	21	533	125	57	05-0388-0022	8	3	05-0294-0006	00-1424-0008
26	650	23	584	126	57	05-0388-0024	8-1/2	4	05-0294-0007	00-1424-0008
28	700	25	635	156	71	05-0388-0026	10-1/2	5	05-0294-0008	00-1424-0008
30	750	27	686	232	105	05-0388-0028	11	5	05-0294-0009	00-1424-0008
32	800	29	737	275	125	05-0388-0030	15	7	05-0294-0010	00-1424-0009
34	850	31	787	230	150	05-0388-0032	15	7	05-0294-0010	00-1424-0009
36	900	33	838	395	179	05-0388-0034	18	8	05-0294-0011	00-1424-0009
38	950	35	889	430	195	05-0388-0036	18	8	05-0294-0011	00-1424-0009
40	1000	36-7/8	937	450	204	05-0388-0038	20	9	05-0294-0012	00-1424-0009
42	1050	38-7/8	987	523	238	05-0388-0040	20	9	05-0294-0020	00-1424-0009

STOPPLE® Applications

Nominal Tap Size		Actual Size		STOPPLE® Cutters			STOPPLE® Pilot Drills			Spare U-Rods
Inches	DN	Inches	mm	Lbs.	Kg.	Part Number	Lbs.	Kg.	Part Number	Part Number
12	300	11-13/16	300	40-1/2	18	05-0388-0012	5	2	05-0294-0001	00-1424-0008
14	350	13-1/16	332	49	22	05-0388-0014	5-1/2	3	05-0294-0002	00-1424-0008
16	400	15-1/16	383	53-1/2	24	05-0388-0016	6	3	05-0294-0003	00-1424-0008
18	450	17	432	84	38	05-0388-0018	6-1/2	3	05-0294-0004	00-1424-0008
20	500	19	483	98	45	05-0388-0020	7-1/2	3	05-0294-0005	00-1424-0008
22	550	21	533	125	57	05-0388-0022	8	4	05-0294-0006	00-1424-0008
24	600	23	584	126	57	05-0388-0024	8-1/2	4	05-0294-0007	00-1424-0008
26	650	25	635	156	71	05-0388-0026	10-1/2	5	05-0294-0008	00-1424-0008
28	700	27	686	232	105	05-0388-0028	11	5	05-0294-0009	00-1424-0008
30	750	29	737	275	125	05-0388-0030	11	5	05-0294-0009	00-1424-0008
32	800	31	787	330	150	05-0388-0032	15	7	05-0294-0010*	00-1424-0009
34	850	33	838	395	179	05-0388-0034	18	8	05-0294-0011	00-1424-0009
36	900	35	889	430	195	05-0388-0036	18	8	05-0294-0011	00-1424-0009
38	950	36-7/8	937	450	204	05-0388-0038	20	9	05-0294-0012	00-1424-0009
40	1000	38-7/8	987	523	238	05-0388-0040	20	9	05-0294-0020	00-1424-0009
42	1050	40-7/8	1038	606	276	05-0388-0042	20	9	05-0294-0020	00-1424-0009

*Required with Cutter Holder 05-0278-0000 for making 30-inch (750 mm) taps.

T.D. Williamson, Inc. ■ P.O. Box 3409 ■ Tulsa, Oklahoma 74101-3409 ■ 918-447-5100 ■ Fax: 918-446-6327 ■ www.tdwilliamson.com

T-101 Drilling Machine

Sizes: 1/2- to 6-inches Model T-101B to 4" and Model T-101B-XL to 6"



T. D. Williamson, Inc.

Bulletin No: 2000.001.03

Date: October 2004

Cross Indexing No: N/A

Supersedes: May 2004



T-101 Drilling Machine
Model T-101B

Description

Drilling machines are used to make connections to pipelines, tanks and plant piping without shutdown and are used to make hot taps in preparation for plugging machine applications.

The T-101 Drilling Machine is a manual or power-driven machine which taps into pipe while under pressure. It is used for making 1/2" through 4" (DN 15 - DN 100) taps without shutdown. It can be used to install 2" and 3" completion plugs in tapping nipples to permit recovery of tapping valves and to install TDW PIG-SIG® Scraper Passage Indicators.

Features

The Model T-101B Drilling Machine is available in two versions: the standard T-101B with 18" of travel and the XL Model with 28" of travel.

The T-101 and T-101 XL Drilling Machines meets NACE Standard MR0175-93, sulfide stress cracking resistant metallic material for oilfield equipment. The maximum working pressure is 1,480 psi (100 bar) at 100°F (38°C). Its operating temperatures are -20°F (-29°C) to 700°F (371°C) at 700 psi (48 bar) for intermittent service. The maximum continuous rating is 350°F (177°C) at 1,025 psi (48 bar).

The 904 Drilling Machine is a higher pressure (balanced) version of the T101XL machine. It is rated at 2,220 psi (150 bar) at 180°F (82°C). At this higher pressure, it is limited to a maximum of 4" (DN 100) taps. For special requirements, such as higher pressure or temperature, consult the factory.

Other features include:

- Lightweight 32 pounds (XL is 50 pounds)
- Versatile 1-1/2" through 4" taps
- Operates to 1,480 psi (2,220 psi for 904 Model)

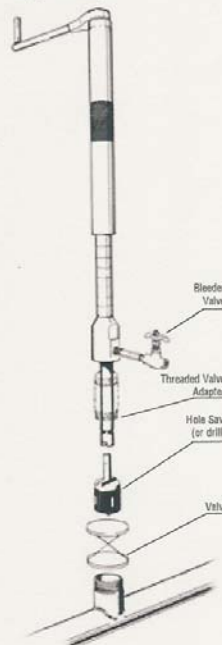
T.D. Williamson, Inc., is committed to providing you with the exact product to assist

Options

you in planning, budgeting and meeting the specifications for your individual application needs. The following options are available:

- The T-101 Drilling Machine is furnished with a ratchet crank for manual operation. An optional hose-connected, hand-held air motor can be easily added.

Typical Setup



ISO 9001 Certified

Toll Free
1-888-TDWmSon (839-6766)

Dimensions and Part Numbers

T-101 Drilling Machine Models T-101B and T-101B-XL



T. D. Williamson, Inc.
2000.001.03 - p2

Drilling Machine



■ The cap locks the feed and rotation of machine to set and retrieve completion plugs.

Item	Wt./Lb.	Wt./Kg.	Part Number
T-101B Drilling Machine	32	15	05-1028-0000
T-101B-XL Drilling Machine	50	22	05-1029-0000
Includes: Ratchet Crank			00-1443-0001
Cap			05-1028-0046
Bleeder Valve			00-0774-0001
Nipple			00-0220-0001
Packing Wrench			05-0184-0020
Optional Equipment:			
Air Motor (Fistal Grip)	6	3	00-1508-0001
Air Motor (Right Angle)	8	4	05-2160-0000
Drive Socket			00-1509-0004
Steel Carrying Case (Std.)	15	7	05-2100-0000
Steel Carrying Case (XL)	20	9	05-2101-0000
Plug Holder for 2" THREAD-O-RING™ Plug			05-0185-0001
Plug Holder for 2" and 3" SHORTSTOPP® Completion Plug			08-2120-0000

Operating Specifications

Maximum Operating Pressure	1,400 psi (100 bar) @ 100°F (38°C)
Maximum Operating Temperature	700°F (371°C) @ 700 psi (48 bar)*

* For intermittent service only. Maximum continuous rating is 330°F (177°C) at 1,025 psi (70 bar).

Drilling Machine Specifications

Item	Standard Model		XL Model	
	Inches	mm	Inches	mm
Boring Bar Travel	18	457	28	711
Overall Length	46-5/16	1176	55	1397
Boring Bar Extension/Revolution	0.125	3.2	0.125	3.2
Feed Mechanism	Hand-Fed Machine		Hand-Fed Machine	

Accessories for PIG-SIG® II and IV Installation

Item	Part Number
Drill for wall thickness more than 3/8" (9.5mm)	05-0193-0001
Valve Adapter for Cutter or Drill - for use on 2" (50 mm) threaded valve	00-0706-0016
2" (50 mm) THREAD-O-RING™ Plug Holder	05-0185-0001
2" (50 mm) ASME Class 600 conventional valve with 2-1/16" (53mm) through-bore is recommended for use in making PIG-SIG® II Taps.	

Dimensions and Part Numbers



T. D. Williamson, Inc.
2000.001.03 - p3

T-101 Drilling Machine Models T-101B and T-101B-XL

Drills	Drill Diameter		Drill Length		Valve Size		Part Number
	Inches	DN	Inches	mm	Inches	mm	
	1/2	12.7	6	150	1-1/4 - 2	32-50	05-0203-0005
	1/2	12.7	22-1/4	565	1	25	05-0189-0001
	3/4	19.0	6	150	1-1/4 - 2	32-50	05-0203-0009
	3/4	19.0	22-1/4	565	1	25	05-0189-0002
	1	25.0	6	150	1-1/4 - 2	32-50	05-0203-0012
	1-1/4	32.0	6	150	1-1/2 - 2	40-50	05-0203-0013
	1-7/16	36.5	7-3/8	187	1-1/2 - 2	40-50	05-0193-0001

Hole Saws/Cutters and Holder Pilots	Tap Size		Outer Diameter		Size-on-Size		Not Size-on-Size
	Inch	DN	Inch	mm	Hole Saw/Cutter Part No.	Holder Pilot Part No.	Holder Pilot Part No.
	1-1/4	32	1-5/16	33.3	00-1151-0005	05-1130-0000	05-1130-0000
	1-1/2	38	1-9/16	39.7	00-1151-0009	05-0275-0000	05-0290-0000
	2	50	1-7/8	47.6	05-0179-0002	05-0204-0000	05-0207-0000
	3	80	2-7/8	73.0	05-0179-0003	05-0204-0000	05-0207-0000
	4	100	3-7/8	98.4	05-0179-0004	05-0205-0000	05-0228-0000

Threaded Valve Adapters	Inches	DN	Part Number	Maximum Pressure	
				psi	Bar
	1	25	06-1223-0001	1480	100
	1-1/4	32	00-0757-0012	1480	100
	1-1/2	38	00-0757-0011	1480	100
	2	50	00-0706-0015	1480	100
	3	80	06-1303-0001-02	1480	100

Flanged Valve Adapters - ASME Class	Inches	DN	ASME Class		
			Class 150 RF	Class 300 RF	Class 600 RF
	2	50	06-1305-0015	06-1305-0030	06-1305-0060
	3	80	06-1318-0015	06-1318-0030	06-1318-0060
	4	100	06-1302-0015	06-1302-0030	06-1302-0060*
	6" SANDWICH®	150	06-8872-0001	06-8872-0002	06-8872-0003
	6" Gate Valve	150	06-8684-0001	06-8685-0001	06-8872-0004

*For 4-inch taps with the T-101 this adapter must be used with TDW 4-inch SANDWICH® Valve to ensure sufficient boring bar travel to complete the tap.

Valve Dimensions for Making Taps	Nominal Size		Minimum Bore	
	Inches	DN	Inches	mm
	2	50	2-1/16	52.4
	3	80	3-1/16	72.8
	4	100	4-1/32	102.4

STOPPLE® Plugging Machine

Sizes: 4" and Larger



T. D. Williamson, Inc.

Bulletin No: 1030.001.00

Date: February 1999

Cross Indexing No: n/a

Supersedes: 501.0 (8/1/87)



■ STOPPLE® Plugging Machine

Description

TDW STOPPLE® Plugging Machines serve as temporary block valves installed anywhere in a piping system. They are used to isolate a section of line for repairs or additions without interruption of service.

The STOPPLE Plugging Machine consists of three major sections: a hydraulic cylinder or jackscrew, a plugging head housing, and a plugging head.

Features

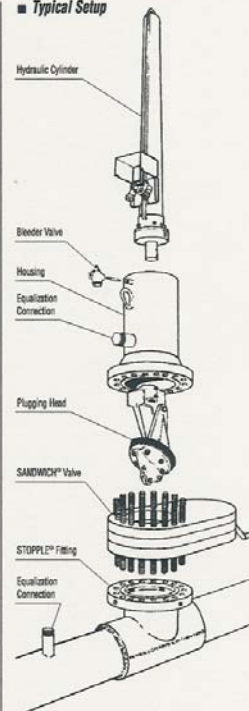
Operation of the hydraulic STOPPLE Plugging Machine is easy due to the location of the control valve, which is positioned at the lower end of the hydraulic cylinder. The hydraulically operated control bar has a direct reading scale visible to the operator, enabling him to know the plugging head position at all times.

- The TDW STOPPLE Plugging Machine is available for pipe sizes 4" (DN 100) and larger.

Its maximum operating temperature is 180°F (82°C).

* For design code options not listed and additional sizes, consult your sales representative.

Typical Setup



ISO 9001 Certified

Toll Free
1-888-TDWmSon (839-6766)

STOPPLE® Plugging Machine



T. D. Williamson, Inc.

Cylinder Operation

Jackscrew Operated Cylinder	Lbs.	Kg.	Part Number
4" (DN 100) and 6" (DN 150)	69	31	08-0299-0000
Hydraulic Operated Cylinders			
6" (DN 150), 8" (DN 200), 10" (DN 250), 12" (DN 300)	235	107	08-2116-0000
14" (DN 350), 16" (DN 400), 18" (DN 450), 20" (DN 500)	862	391	08-2117-0000
22" (DN 550), 24" (DN 600), 26" (DN 650), 30" (DN 750)	1800	816	08-2118-0000
36" (DN 900), 42" (DN 1050), 48" (DN 1200)	2200	997	08-2119-0000

Plugging Heads & Sealing Elements

Size		Plugging Heads			Sealing Elements		
Inches	DN	Lbs.	Kg.	Part Number	Lbs.	Kg.	Part Number
4	100	7	3	08-1886-0000	1	5	08-0036-0005
6	150	25	11	08-1888-0000	2	9	08-0040-0005
8	200	50	23	08-1889-0000	2	9	08-0246-0005
10	250	90	41	08-1890-0000	4	2	08-0247-0005
12	300	150	68	08-1891-0000	5	2	08-0248-0005
14	350	185	84	08-1892-0000	7	3	08-0249-0005
16	400	260	118	08-1893-0000	9	4	08-0250-0005
18	450	455	206	08-1894-0000	12	5	08-0251-0005
20	500	525	238	08-1895-0000	19	9	08-0252-0005
22	550	670	304	08-1896-0000	24	11	08-0253-0005
24	600	870	395	08-1897-0000	37	17	08-0254-0005
26	650	1050	476	08-1898-0000	40	18	08-1863-0005
30	750	1610	730	08-1900-0000	64	29	08-1623-0005
36	900	3025	1372	08-2048-0000	77	35	08-2046-0005
42	1050	4925	2234	08-1905-0000	95	43	08-0984-0005
48	1200	8500	3856	08-2050-0000	165	75	08-1755-0005

When ordering sealing elements specify pipe ID, pressure, material of sealing element desired and number of bolt holes and bolt circle diameter required. Factory recommends two elements be purchased with each plugging head, one to be used as a spare. STD Machines are designed for STD weight pipe. If used in heavy or thin wall pipe, special components may be required.

STOPPLE® Housings

Housings For Jackscrew Cylinders:		Class 150			Class 300			Class 600		
Inches	DN	Lbs.	Kg.	Part Number	Lbs.	Kg.	Part Number	Lbs.	Kg.	Part Number
4	100	32	15	08-0319-0000	43	20	08-0320-0000	60	27	08-0300-0000
6	150	56	25	08-0322-0000	73	33	08-0323-0000	75	34	08-0302-0000
Housings For Hydraulic Cylinders:										
6	150	56	25	08-0270-0000	73	33	08-0276-0000	75	34	08-1715-0000
8	200	92	42	08-0202-0000	130	59	08-0213-0000	187	85	08-1716-0000
10	250	128	58	08-0203-0000	185	84	08-0214-0000	270	122	08-1645-0000
12	300	200	91	08-0204-0000	285	129	08-0215-0000	350	159	08-0129-0000
14	350	327	148	08-0205-0000	410	186	08-0216-0000	570	259	08-1647-0000
16	400	410	186	08-0206-0000	535	243	08-0217-0000	660	299	08-0131-0000
18	450	480	218	08-0207-0000	655	297	08-0218-0000	955	433	08-0132-0000
20	500	600	272	08-0208-0000	735	333	08-0219-0000	1025	465	08-1648-0000
22	550	770	349	08-0209-0000	985	447	08-0220-0000	1365	619	08-1664-0000
24	600	935	424	08-0210-0000	1225	556	08-0221-0000	1740	789	08-1649-0000
26	650	1075	488	08-0211-0000	1410	640	08-0222-0000	1875	851	08-1864-0000
30	750	1425	646	08-0212-0000	1795	814	08-0223-0000	2440	1107	08-1650-0000
36	900	1550	703	08-0423-0000	2100	953	08-0360-0000	5130	2327	08-2257-0000
42	1050	--	--	--	--	--	--	6927	3142	08-1670-0000
48	1200	--	--	--	--	--	--	7500	3402	08-2052-0000

Note: Housings are equipped with flanges which are drilled, faced and pressure-rated to match ANSI Class 150, 300 or 600 flanges.

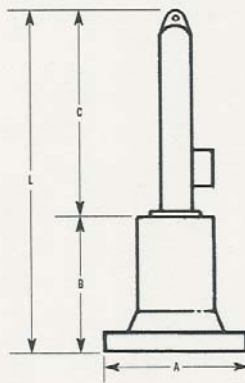
T. D. Williamson, Inc. ■ P.O. Box 3409 ■ Tulsa, Oklahoma 74101-3409 ■ 918-447-5100 ■ Fax: 918-446-5327 ■ www.tdwilliamson.com



T. D. Williamson, Inc.

STOPPLE® Plugging Machine

Approximate Dimensions for Determining Machine Clearances



Size		A*		B*		C		L	
Inches	DN	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm
4	100	11	280	14	356	58	1473	72	1829
6	150	14	356	17	432	58	1473	75	1905
8	200	17	432	19	483	85	2159	104	2642
10	250	20	508	23	533	85	2159	108	2743
12	300	22	559	25	610	85	2159	110	2794
14	350	24	610	32	787	124	3150	156	3962
16	400	27	686	35	889	124	3150	159	4039
18	450	30	762	39	991	124	3150	163	4140
20	500	32	813	42	1041	124	3150	166	4216
22	550	35	889	46	1168	166	4216	212	5385
24	600	37	940	52	1321	166	4216	218	5537
26	650	40	1015	52	1321	166	4216	218	5537
30	750	45	1143	60	1524	166	4216	226	5740
36	900	52	1321	67	1803	166	4216	233	5918
42	1050	59	1498	86	2184	163	4140	249	6325
48	1200	63	1600	99	2515	163	4140	262	6655

*Maximum with 600 Class Flange.

Plugging Head Specifications

The TDW 660/760 Tapping Machine power unit normally operates 6" (DN 150) through 12" (DN 300) plugging machines. The power unit for the 1200 Tapping Machines operates 14" (DN 350) and larger.

Hydraulic cylinder (08-2116-0000) is furnished with hydraulic couplings for 660/760 Tapping Machine power unit.

Hydraulic cylinders (08-2117-0000, 08-2118-0000, and 08-2119-0000) are furnished with hydraulic couplings for 1200 Tapping Machine power units.

Hydraulic cylinder (08-2117-0000) can be used with the 660/760 power unit with the purchase of a conversion kit (08-0384-0000).

If other power unit to hydraulic cylinder combinations are to be used, be sure to specify so that proper couplings can be furnished.

Control Bar
Travel

Max. Operating
Pressure

	Inches	mm	psi	bar
with Jackscrew Cylinder				
4" (DN 100) and 6" (DN 150)	48	1219	900	62
with Hydraulic Cylinders				
6" (DN 150), 8" (DN 200), 10" (DN 250), 12" (DN 300)	72	1829	900	62
14" (DN 350), 16" (DN 400), 18" (DN 450), 20" (DN 500)	102-1/2	2604	750	52
22" (DN 550), 24" (DN 600), 26" (DN 650),				
30" (DN 750), 42" (DN 1050)	140	3556	625	43
36" (DN 900)	140	3556	1000	70
48" (DN 1200)	140	3556	1200	82

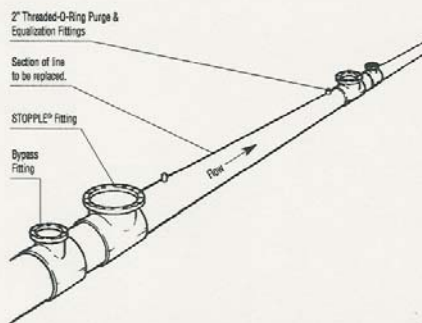
NOTE: This chart is applicable to STOPPLE® equipment ordered from and manufactured at the Tulsa Manufacturing Plant. STOPPLE® equipment ordered from and manufactured at TDW (UK) in England and TDW (SA) in Belgium is designed for a standard maximum operating pressure of 1,000 psi (70 bar). For STOPPLE® equipment requiring higher pressure ratings or sizes other than those indicated in the above chart, consult the factory.

*When ordering 6" (DN 150) STOPPLE® equipment, please specify either jackscrew or hydraulic cylinder.



Plugging Without Shutdown – Typical Procedure

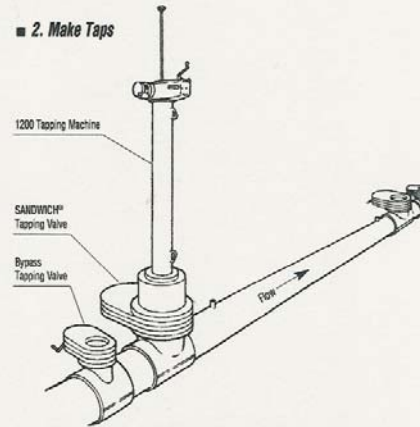
1. Weld Fittings



STOPPLE® Fittings with LOCK-O-RING® Flanges* are welded on each end of the section to be isolated. Bypass fittings with LOCK-O-RING Flanges and equalization fittings are welded to the line.

*See LOCK-O-RING Flanges, Bulletin 1120.001.00.

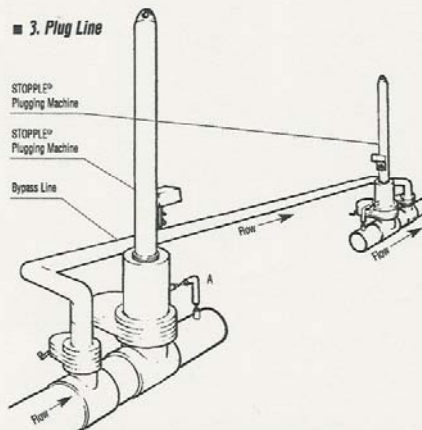
2. Make Taps



A Tapping Valve* is mounted on each fitting and taps are made through the valves into the pipeline. The cutter is withdrawn after each tap, the valve closed, and tapping machine removed.

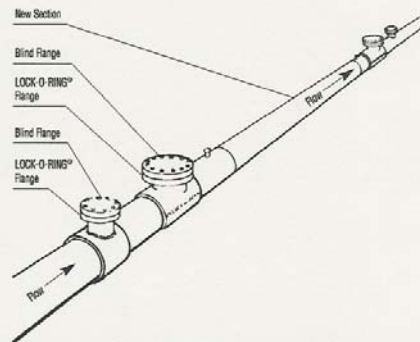
*See SANDWICH® Valve, Bulletin 1020.001.00.

3. Plug Line



Bypass connections are made and the bypass valves are opened. STOPPLE® Plugging Machines are mounted and the plugging heads are lowered through valves into sealing position. After the new section is tied in, pressure is equalized by connection from the STOPPLE® Housing to the pipeline (See A).

4. Recover Valves



Tapping machine cutters are replaced with LOCK-O-RING® Plugs, and tapping machines (or machine) are mounted on valves. The LOCK-O-RING® Plugs are lowered into position inside LOCK-O-RING® Flanges. Tapping machines are removed, valves recovered, and blind flanges installed.

Anexo C. Stopples fittings

STOPPLE® Fittings & Reduced Branch Split Tees, Sizes 4" and Larger



T. D. Williamson, Inc.

Bulletin No: 1100.001.02

Date: October 2002

Cross Indexing No: n/a

Supersedes: 1100.001.01 (10/99)



■ STOPPLE® Fitting
Type B (Extruded Branch)
Sizes 4" through 30"



■ STOPPLE® Fitting
Type C (Welded Branch)*
Sizes 32" and larger

Description

STOPPLE® Fittings are full-branch split tees designed for use with TDW plugging machines. The design has undergone extensive strain-gauge and pulsation testing. The average cyclic lives of the fittings are 30% greater than other designs tested. STOPPLE® Fittings are furnished with LOCK-O-RING® Flanges drilled and faced to match ASME Class 150, 300, or 600 flanges.

These reduced branch, split tee fittings are furnished with LOCK-O-RING® Flanges for use as bypass fittings. Other sizes and pressure ratings are available.

Features

Factory welding of TDW STOPPLE® fittings is 100% radiographically inspected at all TDW manufacturing plants except Nivelles, Belgium, where 100% ultrasonic examination is used.

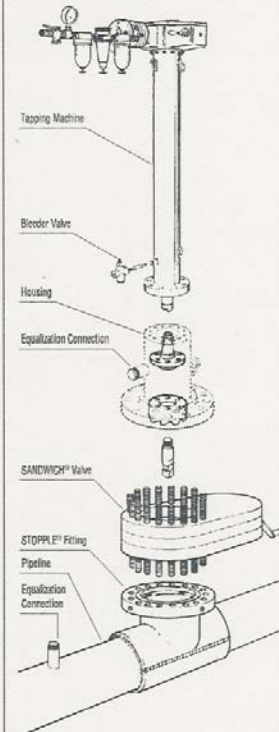
Option



■ Reducing Branch Fitting

* 22", 26", 28" are Type C

Typical Tapping Setup For Plugging Operation



ISO 9001 Certified

Toll Free
1-888-TDWmSon (839-6766)

T.D. Williamson, Inc. ■ P.O. Box 3409 ■ Tulsa, Oklahoma 74101-3409 ■ 918-447-5100 ■ Fax: 918-446-6327 ■ www.tdwilliamson.com

Not subject to change without notice. © 2002 Williamson, Inc. All rights reserved. The trademarks of T. D. Williamson, Inc. in the United States and foreign countries. No copyright 1999. All rights reserved. T. D. Williamson, Inc. Printed in USA.

Dimensions and Part Numbers

STOPPLE® Fittings



T. D. Williamson, Inc.
1100.001.02 Pg. 2

Class 150 Maximum allowable operating pressure (in psi) per ASME B31.8 at -20 to +100° F

Inches	DN	Lbs.	Kg.	Design factor				Part Number
				0.72	0.6	0.5	0.4	
4	100	45	20	285	285	285	285	06-8807-0415
6	150	80	36	285	285	285	285	06-8807-0615
8	200	120	54	285	285	285	285	06-8807-0815
10	250	190	86	285	285	285	285	06-8807-1015
12	300	300	136	285	285	285	285	06-8807-1215
14	350	410	186	285	285	285	260	06-8807-1415
16	400	560	254	285	285	285	285	06-8807-1615
18	450	670	304	285	285	285	250	06-8807-1815
20	500	970	440	285	285	262	210	06-8807-2015
22	550	940	426	285	285	285	238	06-8807-2215
24	600	1605	728	285	279	233	186	06-8807-2415
26	650	1340	608	285	285	285	259	06-8807-2615
28	700	1465	665	285	285	250	200	06-8807-2815
30	750	2895	1303	285	285	285	248	06-8807-3015
34	850	2320	1044	285	285	258	206	06-8807-3415
36	900	2780	1251	285	285	239	191	06-8807-3615
40	1000	--	--	--	--	--	--	--*
42	1050	--	--	--	--	--	--	--*
48	1200	--	--	--	--	--	--	--*

Maximum Allowable Operating Pressure per ASME B31.4 at -20 to +180° F = 285 psi

* Consult the factory.

Class 300 Maximum allowable operating pressure (in psi) per ASME B31.8 at -20 to +100° F

Inches	DN	Lbs.	Kg.	Design Factor				Part Number
				0.72	0.6	0.5	0.4	
4	100	55	25	740	740	740	740	06-8807-0430
6	150	75	34	740	740	740	733	06-8807-0630
8	200	115	52	740	740	624	499	06-8807-0830
10	250	190	86	740	740	629	503	06-8807-1030
12	300	280	127	740	740	634	507	06-8807-1230
14	350	365	166	740	740	658	527	06-8807-1430
16	400	560	254	740	740	699	559	06-8807-1630
18	450	685	311	740	740	740	610	06-8807-1830
20	500	985	447	740	740	621	497	06-8807-2030
22	550	975	442	740	641	534	427	06-8807-2230
24	600	1690	767	740	740	627	502	06-8807-2430
26	650	1540	699	740	740	646	517	06-8807-2630
28	700	1950	885	740	625	520	415	06-8807-2830
30	750	2985	1343	740	740	740	672	06-8807-3030
34	850	3065	1379	740	685	570	455	06-8807-3430
36	900	3780	1701	740	700	580	465	06-8807-3630
40	1000	--	--	--	--	--	--	--*
42	1050	--	--	--	--	--	--	--*
48	1200	--	--	--	--	--	--	--*

Maximum Allowable Operating Pressure per ASME B31.4 at -20 to +180° F = 740 psi

* Consult the factory.

T. D. Williamson, Inc. ■ P.O. Box 3409 ■ Tulsa, Oklahoma 74101-3409 ■ 918-447-5100 ■ Fax: 918-446-6327 ■ www.tdwilliamson.com
Data subject to change without notice / Dimensions not for construction unless certified / © Registered trademark of T. D. Williamson, Inc. in the United States and foreign countries / TM Trademark of T. D. Williamson, Inc. in the United States and foreign countries / © Copyright 1999. All rights reserved. T. D. Williamson, Inc. / Printed in USA



STOPPLE® Fittings & Reduced Branch Split Tees

Class 600

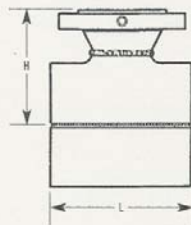
Maximum allowable operating pressure (in psi) per ASME B31.8 at -20 to +100° F

Maximum Allowable Operating Pressure per ASME B31.8 at -20 to +100° F = 1480 psi

Inches	DN	Lbs.	Kg.	Design Factor				Part Number
				0.72	0.6	0.5	0.4	
4	100	60	27	1480	1480	1480	1453	06-8807-0460
6	150	100	45	1480	1372	1140	915	06-8807-0660
8	200	160	73	1480	1235	1030	825	06-8807-0860
10	250	280	127	1480	1480	1255	870	06-8807-1060
12	300	385	175	1480	1260	1050	840	06-8807-1260
14	350	540	245	1480	1230	1025	820	06-8807-1460
16	400	690	313	1480	1285	1070	855	06-8807-1660
18	450	815	370	1480	1300	1085	865	06-8807-1860
20	500	1210	549	1480	1325	1105	885	06-8807-2060
22	550	1725	782	1480	1480	1235	985	06-8807-2260
24	600	1895	860	1480	1335	1125	900	06-8807-2460
26	650	2070	932	1480	1245	1035	830	06-8807-2660
28	700	2730	1238	1480	1270	1060	845	06-8807-2860
30	750	3180	1431	1480	1255	1045	835	06-8808-3060
34	850	4640	2088	1480	1372	1143	914	06-8807-3460
36	900	5990	2696	1480	1335	1110	890	06-8807-3660
40	1000	6705	3041	1480	1315	1095	875	06-8807-4060
42	1050	--	--	1480	1265	1050	840	06-8807-4260
48	1200	--	--	--	--	--	--	--*

* Consult the factory.

Reducing Branch Fitting



Reducing Branch Split Tees (Hot Drawn) with LOCK-O-RING® Flanges

Class 600

Maximum allowable operating pressure (in psi) per ASME B31.8 at -20 to +100° F

Inches	Size	DN	Dimension L		Dimension H		Weight		Design Factor			
			Inches	mm	Inches	mm	Lbs.	Kg.	Part Number	0.72	0.60	0.50
6 x 4	150 x 100	10.750	273	8.375	213	75	34	06-8812-0604	1480	1480	1295	1035
8 x 4	200 x 100	10.750	273	9.375	238	80	36	06-8812-0804	1480	1235	1030	825
10 x 6	250 x 150	14.000	356	11.250	286	140	64	06-8812-1006	1480	1305	1085	870
12 x 6	300 x 150	14.000	356	12.438	316	170	77	06-8812-1206	1480	1260	1050	840
14 x 8	350 x 200	16.500	419	13.688	348	245	111	06-8812-1408	1480	1230	1025	820
16 x 12	400 x 300	24.000	610	15.938	405	485	220	06-8812-1612	1480	1270	1058	847
20 x 12	500 x 300	24.000	610	18.312	465	605	274	06-8812-2012	1480	1270	1058	847



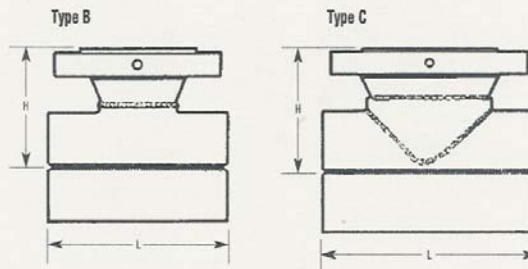
STOPPLE® Fittings

Description of Fittings

Type B: Hot-drawn, full-branch opening, snug-fitting sleeve and a LOCK-O-RING® Flange of the desired series.

Type C: Fabricated full-size nipple, branch outlet welded to snug-fitting sleeve and a LOCK-O-RING® Flange of the desired series.

Reducing-Branch Split Tee: Hot-drawn, reduced-branch opening, snug-fitting sleeve and a LOCK-O-RING® Flange or standard weld-neck flange of the desired series.



Standard cataloged Class 600 STOPPLE® fittings and Class 600 reduced-branch fittings are designed for working pressure of 1480 psi (102 bar) with a design factor F of .72 per ASME B31.8-1995 and B31.4-1992. Consult the factory for fittings for other applications or design factors.

Dimensions

Size	Inches	DN	Type	L (All Series)		H (Class 150)		H (Class 300)		H (Class 600)	
				Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm
4	100	B	10.750	273	6.625	165	6.562	162	7.312	182	
6	150	B	14.000	356	8.125	202	8.312	207	9.125	227	
8	200	B	16.500	412	9.688	240	9.750	242	10.812	270	
10	250	B	20.000	508	11.250	280	11.250	280	12.875	320	
12	300	B	22.000	550	12.938	322	12.938	322	14.188	352	
14	350	B	26.000	660	13.938	347	13.938	347	15.062	375	
16	400	B	30.000	762	15.875	395	15.875	395	16.188	402	
18	450	B	33.000	838	16.812	420	17.125	427	17.438	435	
20	500	B	36.000	914	17.938	447	18.438	460	20.188	502	
22	550	C	40.000	1016	19.125	477	20.312	507	21.312	532	
24	600	B	43.000	1092	20.500	512	21.938	547	22.375	557	
26	650	C	47.000	1194	21.250	530	22.500	562	25.750	642	
28	700	C	49.000	1245	22.688	565	23.812	595	25.812	645	
30	750	B	56.000	1423	24.562	612	25.375	632	27.234	692	
34	850	C	61.000	1541	27.188	677	27.750	692	30.438	760	
36	900	C	65.000	1651	28.438	710	29.062	725	31.125	777	
40	1000	C	--	--	--	--	--	--	--	--	
42	1050	C	--	--	--	--	--	--	--	--	
48	1200	C	--	--	--	--	--	--	--	--	

NOTE: Flanges in sizes 10" (250 mm) and below are drilled and faced according to ANSI B16.5. Flanges above 10" (250 mm) are drilled and faced according to MSS-SP44. When ordering replacement fittings, please specify fitting equipped with flanges which will fit existing hot tap or STOPPLE® equipment.

¹Class 600 50.00 (1270)

■ ■ ■ **THREAD-O-RING™ Fittings**

For Size 2" and 3"



T. D. Williamson, Inc.

Bulletin No. **2100.001.00**

Date: February 1999

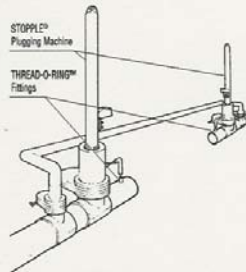
Cross Indexing No.: n/a

Supersedes: 506.0 (1/1/80)



■ **THREAD-O-RING™ Fittings**

■ Typical Setup Using THREAD-O-RING™ Fittings



TDW THREAD-O-RING™ Fittings are used for blow down of the isolated pipe section following a double STOPPLE™ operation.

Description

THREAD-O-RING™ Fittings are used with TDW STOPPLE™ Plugging Machines as purge and equalization fittings. They can also be installed during new construction and used for blowdown connections on either side of a block valve. T-O-R Fittings are available in two sizes: 2" and 3" (DN 50 and DN 80).

The 2" T-O-R Fitting will accept the corrosion test coupons, thermometer wells, gauge adapters and other instrument probes.

The 2" T-O-R Fitting has a maximum operating pressure of 3600 psi (248 bar). The 3" fitting has a maximum operating pressure of 1500 psi (103 bar). Both sizes have a maximum operating temperature of 180°F (82°C).

Features

The THREAD-O-RING Fitting complete consists of: cap, plug, O-ring, and nipple.

THREAD-O-RING Fitting taps can be made without shutdown using the TDW T-101 Drilling Machine or the 360 Tapping Machine.

Two-inch T-O-R Plugs are set using either the T-101 Drilling Machine or the 360 Tapping Machine. Three-inch T-O-R Plugs can be set with the 360 Tapping Machine only.

One of the many uses of the THREAD-O-RING Fitting is as a purge and equalization fitting during plugging operations on pipelines and plant piping.

ISO 9001 Certified

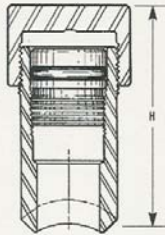
**Toll Free
1-888-TDWmSon (839-6766)**

T. D. Williamson, Inc. ■ P.O. Box 3409 ■ Tulsa, Oklahoma 74101-3409 ■ 918-447-5100 ■ Fax: 918-446-6327 ■ www.tdwilliamson.com

This subject is always within the scope of the company's products and services. © Registered trademark of T. D. Williamson, Inc. in the United States and foreign countries. TM Trademark of T. D. Williamson, Inc. in the United States and foreign countries. © Copyright 1999. All rights reserved. T. D. Williamson, Inc. is a member of T. D. Williamson Group.



THREAD-O-RING™ Fittings



Dimensions

Size	"H" for pipe Smaller than 6"		"H" for 6" and larger pipe		Min. Valve I.D.		Weight		Part Number
	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Lb.	Kg.	
2	5/8	135	5-3/16	132	2-1/16	52.4	6-1/2	2.9	See Chart
3	80	121	4-3/4	121	3-1/16	77.8	12-3/8	5.6	06-1387-0000

T R - N N B B - P M R R - C C

2" (DN 50) TDW THREAD-O-RING™ Fitting

Nipple Material

"NN"	Nipple Material	Part Number
00	Steel, Carbon ASTM A-333 GR 6	00-7148-00xx
01	Steel, Stainless 304L ASTM A-312	00-7148-01xx
02	Steel, Stainless 316L ASTM A-312	00-7148-02xx
03	Aluminum, 6061-T6	00-7148-03xx

Weld Bevel

"BB"	Pipe Size	Detail
00	6.000 and larger	B
01	5.000 Nom. or 5.562 OD	A
02	4.000 Nom. or 4.500 OD	A
03	3.500 Nom. or 4.000 OD	A
04	3.000 Nom. or 3.500 OD	A
05	2.500 Nom. or 2.875 OD	A
06	2.000 Nom. or 2.375 OD	A



Threaded Cap

"CC"	Cap Material	Part Number
00	ASTM A105	00-0200-0001
01	ASTM A350 LF2	00-0200-0008
02	ASTM A-312 304L SST	00-0200-0015
03	ASTM A-312 316L SST	00-0200-0021
04	Aluminum 6061-T6	00-0200-0022

O-Ring Material

"RR"	O-Ring Material	Part Number
00	No O-Ring	N/A
01	Buna-N (Standard) N674-70	00-0118-0006
02	Viton V747-75	00-1248-0002
03	Neoprene C873-70 (Std)	00-1947-0006
04	Ethylene Propylene E540-80 DEPDM	00-2977-0001
05	Buna-N (Low-Temp) N103-70	00-3079-0001
06	Teflon	00-1327-0001

Plug Material

"P"	Plug Material	Part Number
00	ASTM B-16 Yellow Brass (Std. Mat'l)	00-7147-0000
01	ASTM C1213/1215 CF Sst.	00-7147-0001
02	ASTM 304 CF SST	00-7147-0002
03	ASTM 316 CF SST	00-7147-0003
04	Aluminum, 6061-T6	00-7147-0004
05	ASTM A350 LF2	00-7147-0005

Anexo D. Válvulas Sandwich

SANDWICH® Valves

Sizes: 4" and Larger



T. D. Williamson, Inc.

Bulletin No: 1020.001.00

Date: February 1999

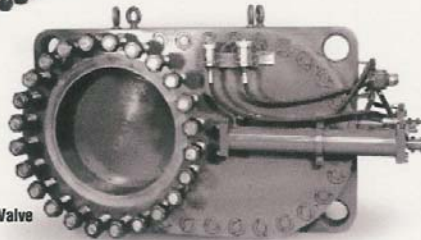
Cross Indexing No: n/a

Supersedes: 503.0 (7/1/85)

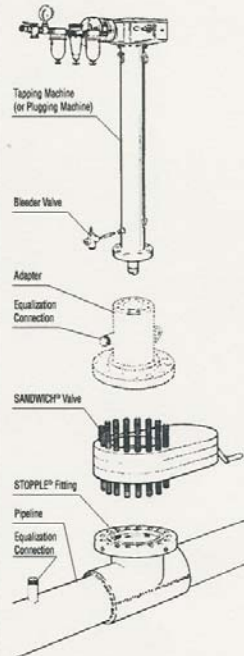


■ SANDWICH® Valve

■ Hydraulic SANDWICH® Valve



■ Typical Setup



ISO 9001 Certified

Toll Free
1-888-TDWmSon (839-6766)

Description

SANDWICH® Valves are designed for use with TDW Tapping Machines, TDW STOPPLE® Plugging Machines, and fittings with LOCK-O-RING® Flanges during hot tapping and plugging operations. SANDWICH Valves have flat-faced, serrated gasket surfaces and are supplied to match ASME Class 150, 300, 400 or 600 flanges.

SHORTSTOP® 500 requires the use of 4" through 12" ASME Class 300 SANDWICH Valves.

The SANDWICH Valve is bidirectional and can be installed on the fitting in any direction as long as the bore of the valve is in line with the fitting bore. The valve can be oriented parallel or perpendicular to the pipeline to fit the excavation.

Other design features of the SANDWICH Valve include an oversized bore, positive shutoff, a built-in pressure equalizing valve and integral flange studs.

Options

T. D. Williamson, Inc., is committed to providing you with the exact product to assist you in planning, budgeting and meeting the specifications for your individual application needs. The following options are available:

Available in sizes 4" (100 mm) through 22" is hand operated, 24" and larger valves are hydraulically operated.

Features

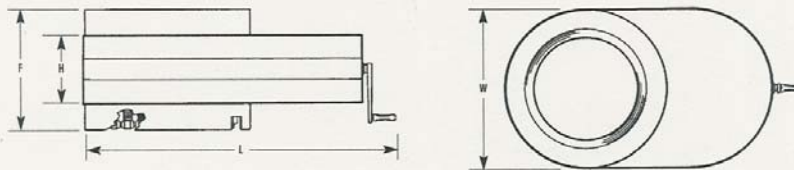
TDW SANDWICH Valves average 75% less total face-to-face dimensions than conventional valves, which means less installation time and easier handling and functioning in tight places where other equipment would be difficult or impossible to use.

Dimensions and Part Numbers

SANDWICH® Valves



T. D. Williamson, Inc.



Class 150*

Size		Approx. Weight		W-Width		L-Open		L-Closed		H-Face to Face		F-Overall		Part Number
Inches	mm	Lbs.	Kg.	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	
14	350	1150	522	26-1/8	664	38-5/8	981	38-5/8	981	6-1/2	165	13-1/2	343	09-0183-0000
18	450	1650	748	25	635	45-1/8	1146	45-1/8	1146	7-3/4	197	15-1/8	384	09-0513-0000
20	500	2000	907	27-1/2	699	53-1/8	1349	53-1/8	1349	7-5/8	194	14-1/8	359	09-0137-0000
24	600	3660	1660	32	813	58-1/4	1480	58-1/4	1480	10-3/8	264	19-3/8	492	09-0109-0000
30	750	7900	3583	38-3/4	984	114-5/8	2911	84	2134	10-5/8	270	18-3/8	467	09-0129-0000

*Covers bolt pattern only. See Maximum Operating Pressures Chart.

Class 300*

Size		Approx. Weight		W-Width		L-Open		L-Closed		H-Face to Face		F-Overall		Part Number
Inches	mm	Lbs.	Kg.	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	
4**	100	153	69	10	254	20-5/8	524	20-5/8	524	4-1/4	108	9-1/4	235	09-0097-0000
6**	150	260	118	12-1/2	318	25	635	25	635	5-1/2	140	10-1/4	260	09-0077-0000
8**	200	415	188	15	381	29-1/2	749	29-1/2	749	5-7/8	149	11-1/8	283	09-0064-0000
10**	250	750	340	17-1/2	445	34-3/8	873	34-3/8	873	7	178	13	330	09-0106-0000
12**	300	1150	522	20-1/2	521	39-5/8	1006	39-5/8	1006	7-5/8	194	14-1/4	362	09-0066-0000
14	350	1600	726	23	584	38-1/2	978	38-1/2	978	7-3/4	197	16	406	09-0512-0000
18	450	2320	1050	28	911	47-1/2	1207	47-1/2	1207	10-1/8	251	18-3/4	476	09-0515-0000
20	500	3200	1452	30-1/2	775	56-3/4	1441	56-3/4	1441	10-5/8	270	19-1/8	486	09-0103-0000
22	550	4800	2177	30-1/2	775	52-1/2	1334	52-1/2	1334	10-5/8	270	20-1/8	511	09-0511-0000
24	600	5300	2404	36	914	96	2438	72-3/8	1838	12-3/4	324	22-3/4	578	09-0052-0000
26	650	6900	3130	38-1/4	972	103-3/4	2635	77	1956	14-3/4	375	25-1/4	641	09-0123-0000
30	750	10000	4536	43	1092	118-7/8	3019	87-7/8	2232	16-7/16	418	28-1/4	718	09-0108-0000
36	900	15500	2031	50	1270	138-3/4	3524	102	2591	9-9/16	497	32-13/16	833	09-0079-0000

*Covers bolt pattern only. See Maximum Operating Pressures Chart.

**For use with 4" through 12" SHORTSTOPP 500

T. D. Williamson, Inc. ■ P.O. Box 3409 ■ Tulsa, Oklahoma 74101-3409 ■ 918-447-5100 ■ Fax: 918-446-6327 ■ www.tdwilliamson.com



T. D. Williamson, Inc.

SANDWICH® Valves

Class 400*

Size		Approx. Weight		W-Width		L-Open		L-Closed		H-Face to Face		F-Overall		Part Number
Inches	mm	Lbs.	Kg.	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	
4	100	153	69	10	254	20-5/8	524	20-5/8	524	4-1/4	108	9-1/2	241	09-0120-0000
6	150	300	136	12-1/2	318	25	635	25	635	6	152	11-3/4	298	09-0075-0000
8	200	460	209	15	381	29-1/2	749	29-1/2	749	6-5/8	168	13-1/8	333	09-0076-0000
10	250	800	363	17-1/2	445	34-3/8	873	34-3/8	873	7-1/4	184	14-1/2	368	09-0114-0000
12	300	1200	544	20-1/2	521	39-5/8	1006	39-5/8	1006	8-1/8	206	16	406	09-0102-0000
14	350	1600	726	23	584	43-1/4	1099	--	--	7-13/16	198	15-7/8	403	09-0121-0000
16	400	1800	816	25-1/2	648	47-1/8	1197	--	--	8-3/4	222	17-1/4	438	09-0088-0000
18	450	2300	1043	28	711	52-3/8	1330	--	--	10-1/16	256	18-13/16	478	09-0101-0000
20	500	3200	1452	30-1/2	775	56-3/4	1441	56-3/4	1441	10-5/8	270	20-1/8	511	09-0100-0000
26	650	6900	3130	38-1/4	972	103-3/4	2635	77	1956	14-3/4	375	26-3/4	679	09-0085-0000
30	750	10000	4536	43	1092	118-7/8	3019	87-7/8	2232	16-7/16	418	29-7/8	759	09-0098-0000
32	800	11000	4990	45-1/4	1149	121-3/4	3092	93	2362	16-5/8	422	30-5/8	778	09-0151-0000
34	850	13500	6124	47-1/2	1207	133-7/8	3400	97-7/8	2486	18-3/8	467	32-5/8	829	09-0104-0000
36	900	15780	7158	50	1270	134-1/2	3416	99-1/2	2527	19-1/2	495	34	864	09-0087-0000
40	1000	17200	7802	54-1/2	1384	154-1/8	3915	112-7/8	2867	21	533	37	940	09-0110-0000

*Covers bolt pattern only. See Maximum Operating Pressures Chart.

Class 600*

Size		Approx. Weight		W-Width		L-Open		L-Closed		H-Face to Face		F-Overall		Part Number
Inches	mm	Lbs.	Kg.	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	
4	100	177	80	10-3/4	273	21-3/8	543	21-3/8	543	5	127	10-3/4	273	09-0096-0000
6	150	450	204	14	356	26-1/8	664	26-1/8	664	6-1/2	165	13-1/2	343	09-0061-0000
8	200	575	261	16-1/2	419	31-3/8	797	31-3/8	797	7-1/8	181	14-7/8	378	09-0060-0000
10	250	950	431	20	508	37-1/4	946	37-1/4	946	8	203	16-1/2	419	09-0067-0000
12	300	1500	680	22	559	41	1041	41	1041	9-15/16	252	18-1/2	470	09-0058-0000
14	350	1900	862	23-3/4	603	43-7/8	1114	43-7/8	1114	10-5/8	270	19-5/8	498	09-0059-0000
16	400	3000	1361	27	686	48-5/8	1235	48-5/8	1235	11-3/4	298	21-3/4	552	09-0054-0000
18	450	3750	1700	29-1/4	743	54	1372	54	1372	13-5/16	338	24	610	09-0063-0000
20	500	4700	2132	32	813	57-5/8	1464	57-5/8	1464	13-3/4	349	24-7/8	632	09-0029-0000
22	550	6200	2812	34-1/4	870	62-1/8	1578	62-1/8	1578	13-3/4	349	25-7/8	651	09-0514-0000
24	600	6300	2858	37	940	102-1/8	2594	76-1/8	1934	13-7/8	352	26-5/8	676	09-0162-0000
26	650	8500	3856	40	1016	105	2667	78-1/4	1988	16-1/4	413	30	762	09-0134-0000
28	700	10000	4536	42-1/2	1080	112-1/4	2851	83-1/2	2121	17-1/2	445	31-3/4	806	09-0115-0000
30	750	11780	5343	44-1/2	1130	119-1/2	3035	88-5/8	2251	17-3/4	451	33	838	09-0068-0000
34	850	15500	7031	49	1245	134-3/8	3413	98-3/8	2499	19-7/8	505	35-3/8	898	09-0156-0000
36	900	23000	10433	51-3/4	1314	140-3/4	3575	104	2642	25-1/2	648	41-3/4	1060	09-0124-0000
40	1000	27250	--	57-1/8	1450	153	3886	114	2896	22-5/8	575	41-5/8	1057	09-0506-0000
42	1050	23700	10750	58-5/8	1492	155	3937	114	2896	22-1/2	572	41-1/2	1054	09-0159-0000
48	1200	32500	14742	64	1626	175-3/4	4464	127	3226	22-9/16	573	45	1143	09-0536-0000

*Covers bolt pattern only. See Maximum Operating Pressures Chart.

SANDWICH® Valves



T. D. Williamson, Inc.

**Maximum Operating Pressures

Class	PN	4" through 20" (100 mm through 500 mm)		22" through 36" (550 mm through 900 mm)	
		Max. Operating Pressure		Max. Operating Pressure	
		psi	bar	psi	bar
150	20	275	20	275	20
300	50	720	50	720	50
400	64	960	64	720	50
600	100	1200	83	900	62

40" (1000 mm)			
400	64	600	41

**Note: 22" through 36" (550 mm through 900 mm) Class 600 (PN 100) SANDWICH® Valve ordered from and manufactured by TDW (UK) in England and TDW (S.A.) in Belgium have a standard maximum operating pressure of 1000 psi (70 bar).

IMPORTANT: Contact factory for bolt circle dimensions for sizes above 36".

Full Rated ASME Class 600 SANDWICH® Valves

Nom. Size		Approx. Weight		W-Width		L-Open		L-Closed		H-Face to Face		F-Overall		Part Number
Inches	mm	Lbs.	Kg.	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	Inches	mm	
8	200	630	286	16.5	420	34.62	880	34.62	880	9.19	234	17.25	438	09-0702-0000
10	250	1400	635	20.0	508	39.88	1013	39.88	1013	10.44	266	19.25	489	09-0703-0000
12	300	1900	862	22.0	559	44.00	1118	44.00	1118	11.31	288	20.50	521	09-0704-0000
14	350	2400	1089	23.75	604	45.75	1162	45.75	1162	11.94	304	21.75	553	09-0705-0000
16	400	3500	1588	27.00	686	49.88	1267	49.88	1267	13.06	332	23.40	595	09-0706-0000
18	450	4100	1860	29.25	743	54.13	1375	54.13	1375	13.88	353	25.00	635	09-0707-0000
20	500	5090	2309	32.00	813	58.88	1496	58.88	1496	14.94	379	26.50	673	09-0708-0000
22	550	6250	2835	34.25	870	63.75	1620	63.75	1620	16.09	409	28.00	712	09-0709-0000
24	600	8300	3765	37.00	940	107.13	2721	82.00	2721	17.38	442	30.50	775	09-0710-0000
30	750	14000	6351	44.50	1131	128.50	3264	97.38	3264	20.94	532	36.00	915	09-0713-0000
34	850	18500	8392	49.00	1245	141.00	3582	105.88	3582	23.19	587	39.00	991	09-0715-0000
36	900	20000	9072	51.75	1315	147.75	3753	110.62	3753	24.44	621	41.00	1042	09-0716-0000

The above SANDWICH® Tapping Valves are fully rated to 1480 psi @ 100°F and are compatible with NACE MRO 1-75 applications. They also feature a raised-face flange design. Consult factory for other sizes.

Anexo E.
Lock – o - ring

LOCK-O-RING® Flanges & Plugs

Sizes 4" through 36"



T. D. Williamson, Inc.

Bulletin No: 1120.001.01

Date: October 2002

Cross Indexing No: n/a

Supersedes: February 1999



■ LOCK-O-RING® Plug with Scarfed Nipple



■ LOCK-O-RING® Flange

■ LOCK-O-RING® Plug With Scarfed Nipple For Coupon



LOCK-O-RING® Plugs can be welded to scarfed pipe spaces to install original coupons inside tapped holes to eliminate pigging hazards.

■ Flow-Through LOCK-O-RING® With Pig Guide Bars



For pig guides in side openings, a special flow-through LOCK-O-RING® assembly with guide bars will allow full flow into a branch line and will permit pigs to traverse the opening.

Description

LOCK-O-RING® Flanges and Plugs are used as a means of recovering tapping valves after a STOPPLE® Plugging Machine operation. They are used in new construction to permit future expansion of a pipeline or a piping system.

Providing a pressure-tight seal over the tapped holes, LOCK-O-RING Flanges eliminate the need for valves until such time as valves may be necessary. For example, fittings with LOCK-O-RING Flanges and Plugs are installed on the line during construction. Later, when branch connections are needed, valves can be installed on the fittings and the LOCK-O-RING Plugs removed with a tapping machine. In some applications, LOCK-O-RING Flanges entirely eliminate the need for permanent valves.

Features

LOCK-O-RING Flanges are drilled and faced to match ASME Class 150, 300 or 600 flanges.

LOCK-O-RING Flanges are mounted on STOPPLE® Fittings. They are also used on reduced branch fittings and plain nipples (See Bulletin 1100.001.00).

Patented in the United States and in foreign countries.
ISO 9001 Certified

Toll Free
1-888-TDWmSon (839-6766)

T.D. Williamson, Inc. ■ P.O. Box 3409 ■ Tulsa, Oklahoma 74101-3409 ■ 918-447-5100 ■ Fax: 918-446-6327 ■ www.tdwilliamson.com

LOCK-O-RING® Flanges



T. D. Williamson, Inc.
1120.001.01 - p2

ASME Class 150 Maximum allowable operating pressure (in psi) per ASME B31.8 at -20 to +100° F

Inches	DN	Approx. Weight		Design Factor				Part Number
		Lbs.	Kg.	0.72	0.6	0.5	0.4	
4	100	27	12	285	285	285	285	06-6423-0415
6	150	45	20	285	285	285	285	06-6423-0615
8	200	70	32	285	285	285	285	06-6423-0815
10	250	94	43	285	285	285	285	06-6423-1015
12	300	140	64	285	285	285	285	06-6423-1215
14	350	207	94	285	285	285	260	06-6423-1415
16	400	265	120	285	285	285	285	06-8823-1615
18	450	275	125	285	285	285	250	06-6423-1815
20	500	350	159	285	285	262	210	06-6423-2015
22	550	406	184	285	285	285	238	06-6423-2215
24	600	487	221	285	279	233	186	06-6423-2415
26	650	680	308	285	285	285	259	06-6423-2615
28	700	666	302	285	285	250	200	06-6423-2815
30	750	870	395	285	285	242	194	06-6423-3015
34	850	1101	500	285	285	258	206	06-6423-3415
36	900	1240	562	285	285	239	191	06-6423-3615

For sizes and series not shown, consult the factory. Consult the factory before pressure-testing above 1800 psi (124 bar).
MOP per ASME B31.4 at -20 to +100° F = 285 psi

LOCK-O-RING® Flanges are drilled and faced to match ASME Class 150, 300 or 600 flanges.

ASME Class 300 Maximum allowable operating pressure (in psi) per ASME B31.8 at -20 to +100° F

Inches	DN	Approx. Weight		Design Factor				Part Number
		Lbs.	Kg.	0.72	0.6	0.5	0.4	
4	100	38	17	740	740	740	740	06-6423-0430
6	150	42	19	740	740	740	733	06-6423-0630
8	200	63	29	740	740	624	499	06-6423-0830
10	250	90	41	740	740	629	503	06-6423-1030
12	300	123	56	740	740	634	507	06-6423-1230
14	350	158	72	740	740	658	527	06-6423-1430
16	400	239	108	740	740	699	559	06-6423-1630
18	45	290	132	740	740	740	610	06-8823-1830
20	500	345	156	740	740	621	497	06-8823-2030
22	550	487	221	740	641	534	427	06-8823-2230
24	600	625	283	740	740	627	502	06-8823-2430
26	650	676	307	740	740	646	517	06-8823-2630
28	700	834	378	740	739	616	452	06-8823-2830
30	750	981	445	740	690	575	460	06-8823-3030
34	850	1204	546	740	657	548	438	06-8823-3430
36	900	1459	662	740	740	634	507	06-8823-3630

For sizes and series not shown, consult the factory. Consult the factory before pressure-testing above 1800 psi (124 bar).
MOP per ASME B31.4 at -20 to +100° F = 285 psi

LOCK-O-RING® Flanges are drilled and faced to match ASME Class 150, 300 or 600 flanges.

Dimensions and Part Numbers



T. D. Williamson, Inc.
1120.001.01 - p3

LOCK-O-RING® Flanges & Plugs

LOCK-O-RING® Flanges ASME Class 600

Maximum allowable operating pressure (in psi) per ASME B31.8 at -20 to +100° F

Size Inches	DN	Approx. Weight		Design Factor				Part Number
		Lbs.	Kg.	0.72	0.6	0.5	0.4	
4	100	46	21	1480	1480	1480	1411	06-6423-0460
6	150	66	30	1480	1372	1140	915	06-6423-0660
8	200	111	50	1480	1480	1304	1020	06-6423-0860
10	250	180	82	1480	1480	1255	1004	06-6423-1060
12	300	225	102	1480	1270	1058	847	06-6423-1260
14	350	334	151	1480	1350	1125	900	06-6423-1460
16	400	481	218	1480	1293	1078	862	06-8823-1660
18	450	531	241	1480	1313	1094*	875	06-8823-1860
20	500	590	268	1480	1313	1094	875	06-8823-2060
22	550	730	331	1480	1313	1094	875	06-8823-2260
24	600	923	419	1480	1313	1094	875	06-8823-2460
26	650	1060	481	1480	1199	999	799	06-8823-2660
28	700	1137	516	1480	1239	1032	826	06-8823-2860
30	750	1227	556	1480	1239	1032	826	06-8823-3060
34	850	1472	668	1480	1238	1032	825	06-8823-3460
36	900	1741	790	1480	1238	1032	825	06-8823-3660

For sizes and series not shown, consult the factory. Consult the factory before pressure-testing above 1600 psi (124 bar).

LOCK-O-RING® Flanges are drilled and faced to match ASME Class 150, 300 or 600 flanges.

LOCK-O-RING Plug Spare O-Rings*

ASME Class 150, 300, 600

ASME Class	Part Number
150	00-1250-0001
300	00-1250-0002
600	00-1250-0003
150	00-1250-0004
300	00-1250-0005
600	00-0122-0006
150	00-0122-0007
300	00-0122-0008
600	00-0122-0009
150	00-0122-0010
300	00-0122-0011
600	00-0122-0012
150	00-0122-0017
300	00-0335-0005
600	00-0335-0008
150	00-0335-0010

*Standard O-Rings are Buna-N

LOCK-O-RING® Plugs ASME Class 150, 300, 600

Maximum allowable operating pressure (in psi) per ASME B31.8 at -20 to +100° F

Size Inches	DN	Approx. Weight		Design Factor				Part Number
		Lbs.	Kg.	0.72	0.60	0.50	0.40	
4	100	9	4	1480	1480	1480	1480	07-0312-0000
6	150	19	9	1480	1480	1480	1480	07-1265-0000
8	200	35	16	1480	1480	1480	1480	07-1266-0000
10	250	56	25	1480	1480	1480	1480	07-0286-0000
12	300	76	34	1480	1480	1480	1480	07-0287-0000
14	350	95	43	1480	1480	1480	1480	07-0288-0000
16	400	140	63	1480	1480	1480	1480	07-0289-0000
18	450	200	91	1480	1480	1480	1480	07-0290-0000
20	500	260	118	1480	1480	1480	1350	07-0291-0000
22	550	320	145	1480	1480	1480	1480	07-0292-0000
24	600	383	174	1480	1480	1480	1480	07-0293-0000
26	650	370	168	1480	1480	1480	1345	07-0294-0000
28	700	273	124	1480	1480	1480	1235	07-0295-0000
30	750	520	236	1480	1480	1480	1360	07-0296-0000
34	850	715	324	1480	1480	1480	1365	07-0298-0000
36	900	850	386	1480	1480	1480	1350	07-0299-0000

Consult the factory for larger sizes.



LOCK-O-RING® Flange



LOCK-O-RING® Plug

T. D. Williamson, Inc. ■ P.O. Box 3409 ■ Tulsa, Oklahoma 74101-3409 ■ 918-447-5100 ■ Fax: 918-446-6327 ■ www.tdwilliamson.com

See website for change without notice. *Standard O-Rings are Buna-N. © Registered trademark of T. D. Williamson, Inc. in the United States and other countries. TM Trademark of T. D. Williamson, Inc. in the United States and other countries. © Copyright 1999. All rights reserved. T. D. Williamson, Inc. 1120.001.01

Dimensions and Part Numbers

LOCK-O-RING® Plugs



T. D. Williamson, Inc.
1120.001.01 - p4

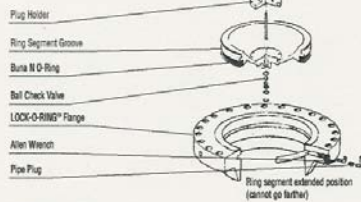
LOCK-O-RING® Plugs with Scarfed Nipple for Use with TDW STOPPLE® Fittings



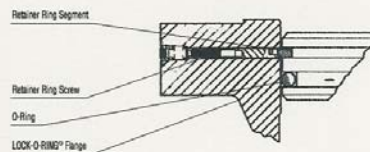
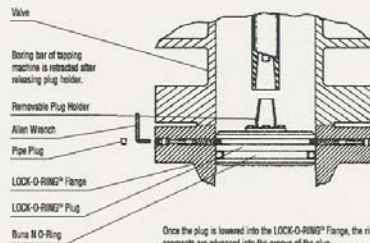
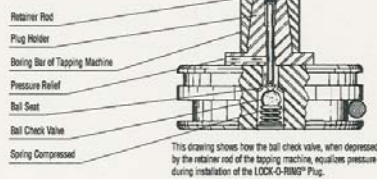
■ LOCK-O-RING® Plug with Scarfed Nipple

Size		ASME Class 150	ASME Class 300	ASME Class 600
Inches	DN	Part Number	Part Number	Part Number
4	100	07-0356-0004	07-1268-0004	07-1270-0004
6	150	07-0356-0006	07-1268-0006	07-1270-0006
8	200	07-0356-0008	07-1268-0008	07-1270-0008
10	250	07-0356-0010	07-1268-0010	07-1270-0010
12	300	07-0356-0012	07-1268-0012	07-1270-0012
14	350	07-0356-0014	07-1268-0014	07-1270-0014
16	400	07-0356-0016	07-1268-0016	07-1270-0016
18	450	07-0356-0018	07-1268-0018	07-1270-0018
20	500	07-0356-0020	07-1268-0020	07-1270-0020
22	550	07-0356-0022	07-1268-0022	07-1270-0022
24	600	07-0356-0024	07-1268-0024	07-1270-0024
26	650	07-0356-0026	07-1268-0026	07-1270-0026
28	700	07-0356-0028	07-1268-0028	07-1270-0028
30	750	07-0356-0030	07-1268-0030	07-1270-0030
34	850	07-0356-0034	07-1268-0034	07-1270-0034
36	900	07-0356-0036	07-1268-0036	07-1270-0036

LOCK-O-RING® Plug
(typical 16" 400 mm, and larger)



LOCK-O-RING® Plug
(typical 14", 350 mm, and smaller)



T.D. Williamson, Inc. ■ P.O. Box 3409 ■ Tulsa, Oklahoma 74101-3409 ■ 918-447-5000 ■ Fax: 918-447-5154 ■ www.tdwilliamson.com
Data subject to change without notice. / Dimensions not for construction unless certified. / © Registered trademark of T.D. Williamson, Inc. / © Trademark of T. D. Williamson, Inc. / Printed in USA

Typical Application

LOCK-O-RING® Flanges & Plugs

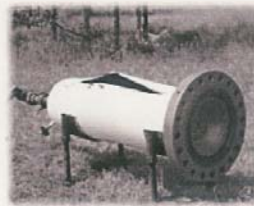


T. D. Williamson, Inc.
1120.001.01- p5

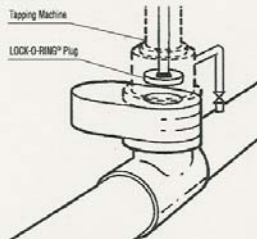
Destruction Tests Prove Strength of LOCK-O-RING® Flange and Plug

For test purposes, a LOCK-O-RING® Flange was welded to a test vessel made of 16" (400 mm), Grade B, 1/2" (12.7 mm) wall pipe. A LOCK-O-RING® Plug was installed in the flange. The test vessel was then hydrostatically pressured to failure, rupturing at 4,400 psi (300 bar). The LOCK-O-RING Plug and Flange assembly was undamaged.

Standard LOCK-O-RING Flanges are welding neck type with thickness to mate with standard weight, Grade B pipe, unless otherwise ordered. Special flanges can be supplied for higher yield pipe. Consult the factory.

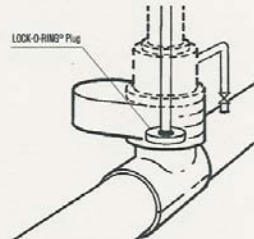


■ Step 1



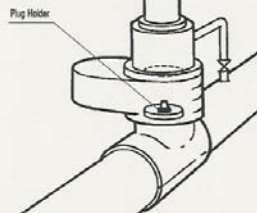
Upon completion of a tapping or plugging job, a LOCK-O-RING® Plug is installed on the boring bar of the tapping machine. The machine is mounted on the tapping valve.

■ Step 2



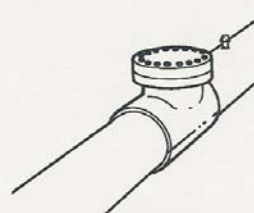
The valve is opened, and the tapping machine boring bar is extended to lower the plug into position inside the LOCK-O-RING® Flange.

■ Step 3



The flange segments are advanced into plug grooves. The tapping machine is released from the plug holder, and the boring bar is retracted.

■ Step 4



The tapping machine, valve and plug holder are removed and a blind flange is installed. The plug can be removed any time to provide for recirculation.

T.D. Williamson, Inc. ■ P.O. Box 3409 ■ Tulsa, Oklahoma 74101-3409 ■ 918-447-5100 ■ Fax: 918-446-6327 ■ www.tdwilliamson.com
This notice is change without notice. / Dimensions and for construction unless certified. / © Registered trademark of T. D. Williamson, Inc. in the United States and foreign countries. / The "Trademark" of T. D. Williamson, Inc. in the United States and foreign countries. / © Copyright 1999. All rights reserved. T. D. Williamson, Inc. / Printed in USA.