

*Metodología de cálculo del empaque de los diversos
Permisos que forman parte del Sistema de
Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado
de Gas Natural(SISTRANGAS)*

Sistema Nacional de Gasoductos
(SNG)

Unidad de Transporte y Almacenamiento

Dirección Ejecutiva de Operación

Coordinación de Simulación

Metodología y Cálculo del Empaque para el
Sistema Nacional de Gasoductos (**SNG**)

Septiembre 2019

CONTENIDO

- I. Objetivo**
- II. Antecedentes**
- III. Metodología y Cálculo del Empaque**
- IV. Resultados**
- V. Conclusiones**

I. Objetivo

El presente documento tiene como propósito presentar la Metodología y el Cálculo del Empaque desarrollado con la configuración física de los ductos integrados al Sistema Nacional de Gasoductos (**SNG**) y a las condiciones operativas (Presiones, Temperaturas y Calidad de Gas) que el **SCADA** recolecta, procesa y almacena, con los controles necesarios que permiten operar el **SNG** dentro de los límites máximos y mínimos del Empaque establecidos.

II. Antecedentes

Actualmente para la operación del **SNG** el **CENAGAS** cuenta con el Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (**SCADA**) y con base a la información que recolecta, procesa y almacena en su base de datos permite controlar y supervisar en tiempo real, de manera eficiente y segura las condiciones operativas de todo el **SNG** y **SNH**, como se muestra en la figura 1.

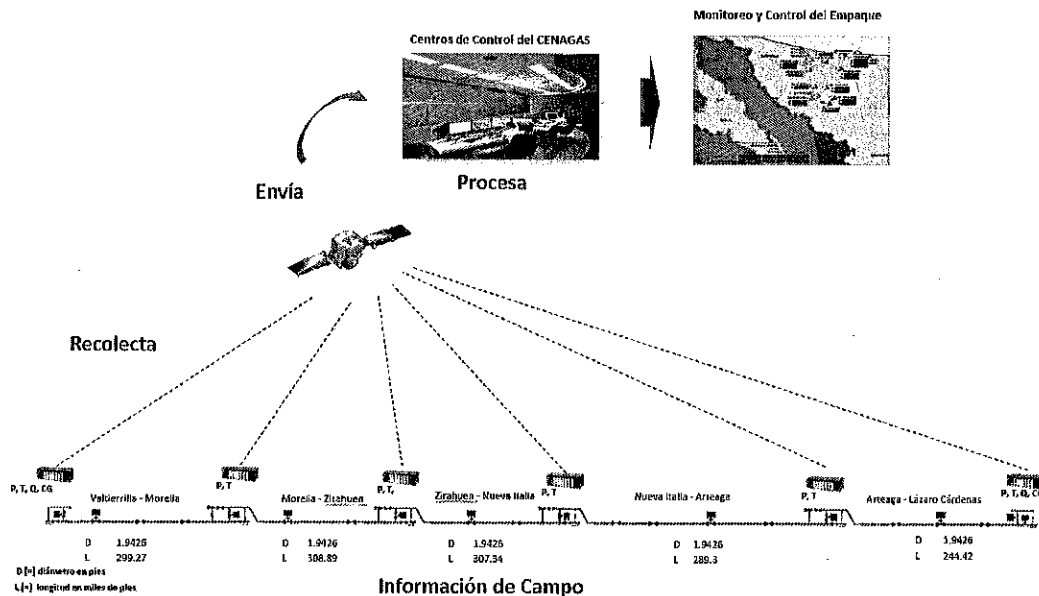


Figura 1: Diagrama de Flujo de Datos

El **SNG** cuenta con aproximadamente **8610.797** kilómetros de ductos interconectados de diferentes diámetros y longitudes; de los cuales **8316.156** kilómetros se consideran en la configuración para estimar los valores del Empaque tanto para la Zona Norte, Zona Centro y Zona Sur del **SNG**. Esta longitud se extiende en el territorio nacional, como se muestra en la figura 2.

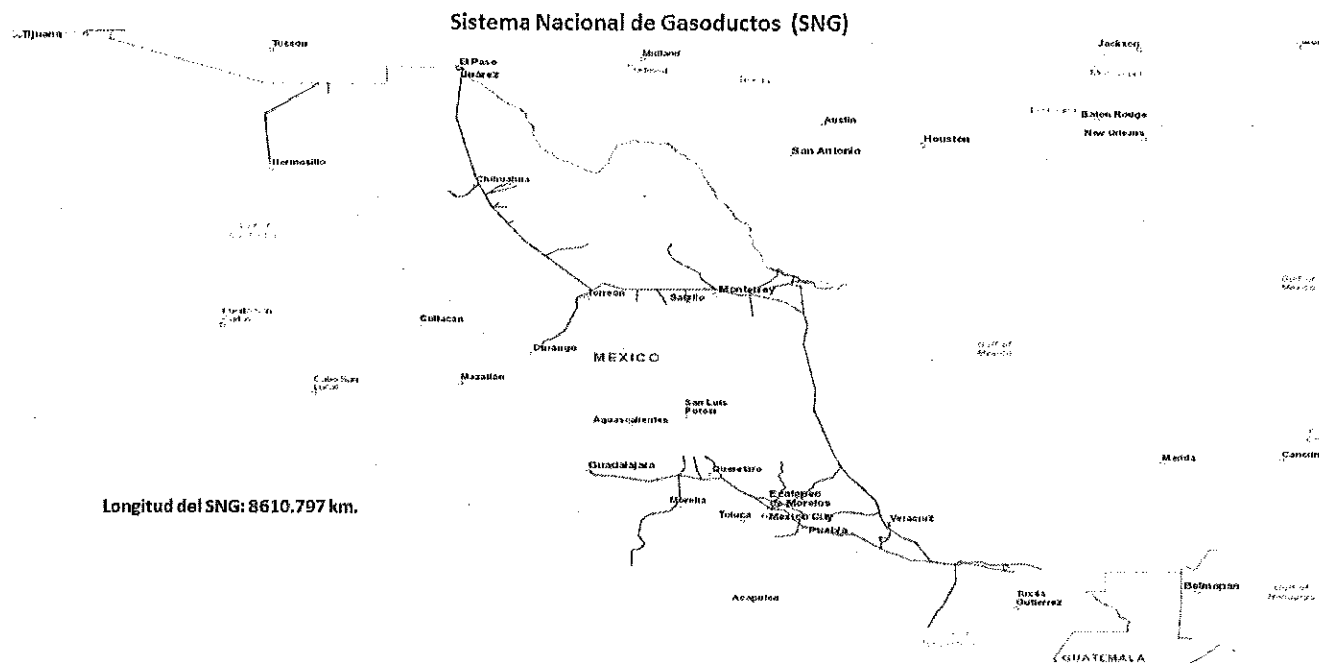


Figura 2: Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)

III. Metodología y Cálculo del Empaque

El **SCADA** cuenta actualmente con aplicaciones (**Line Pack**) en tiempo real que permiten monitorear, calcular y desplegar el volumen de gas contenido (Empaque de Línea) en un segmento o tramo de ducto del **SNG**. El empaque es un valor operativo de vital importancia ya que de esto depende en gran medida la toma oportuna de decisiones para importar gas natural, arrancar o parar estaciones de compresión y en algunos casos bajar el suministro en algunos puntos en caso de que el empaque este fuera de los límites establecidos.

Metodología

El **SCADA** del **CENAGAS** tiene integradas diferentes aplicaciones como herramientas de soporte que permiten el monitoreo y control de las condiciones operativas del **SNG** dentro de los límites establecidos.

Una de las herramientas del **SCADA** es el **LINE PACK** (Empaque de Línea), la cual tiene las siguientes funcionalidades:

- Configuración de segmentos de ductos.
- Calcula el empaque cada minuto por segmento de ducto.
- Genera y registra el cambio en el Empaque de Línea horario (hora previa) y diario (día previo)
- Consolida la información del Empaque de Línea en subtotales y totales, para generar los valores del empaque de las Zona Norte, Zona Sur, Zona Centro, así como el empaque total del **SNG**.
- Genera los históricos diarios y horarios del empaque de línea.
- Configuración de alarmas para el valor máximo y valor mínimo del empaque correspondiente a cada zona y el total del **SNG**.

Ecuaciones para el cálculo del empaque

La herramienta **Line Pack** del **SCADA** calcula el empaque cada minuto con base en la siguiente ecuación de la Ley Universal del Gas.

$$(1) \quad LP \cong \left(\frac{P_{AV}}{P_B} \right) \times V_{SEG} \times \left(\frac{T_B}{T_{AV}} \right) \times F_{PV}^2 \times C_F$$

Dónde:

LP [=] valor calculado del empaque para un segmento o tramo del gasoducto en MMPC

P_{AV} [=] valor calculado de la presión promedio para un segmento o tramo del gasoducto en PSIA,

T_{AV} [=] valor calculado de la temperatura promedio para un segmento o tramo del gasoducto en °F,

F_{PV} [=] valor calculado del factor de Supercompresibilidad promedio las condiciones de **P_{AV}** y **T_{AV}**

V_{SEG} [=] valor calculado del volumen geométrico para un segmento o tramo del gasoducto en ft^3

C_F [=] factor de Corrección de Volumen usado para ajustar el volumen de gas del segmento para las condiciones no ideales de elevación, se asigna valor de 1, ya que se considera el perfil de elevaciones de los segmentos configurados.

Cálculo de la Presión Promedio P_{AV}

Los valores de la presión promedio son calculados usando los puntos de telemetría analógicos de presión al origen y destino del segmento con base en la siguiente ecuación:

$$(2) \quad P_{AV} = 2/3 \times \left(P_1 + P_2 - \left(\frac{P_1 \times P_2}{P_1 + P_2} \right) \right) + P_A$$

Dónde:

P_{AV} [=] valor calculado de la presión promedio para un segmento o tramo del gasoducto en PSIA,

P_1 [=] valor analógico instantáneo de la presión manométrica al inicio del segmento o tramo del gasoducto, poleado y almacenado en la base de datos de tiempo real en psig,

P_2 [=] valor analógico instantáneo de la presión manométrica al final del segmento o tramo del gasoducto, poleado y almacenado en la base de datos de tiempo real en psig,

P_A [=] valor calculado de la presión atmosférica promedio para un segmento o tramo del gasoducto PSI

Cálculo de la Temperatura Promedio T_{AV}

Los valores de la temperatura promedio son calculados usando los puntos de telemetría analógicos de temperatura al origen y destino del segmento o tramo del gasoducto con base en la siguiente ecuación:

$$(3) \quad T_{AV} = T_2 + 1/3 \times (T_1 - T_2) + 460$$

Dónde:

T_{AV} [=] valor calculado de la temperatura promedio para un segmento o tramo del gasoducto en ° F

T_1 [=] valor analógico instantáneo de la temperatura al inicio del segmento o tramo del gasoducto, poleado y almacenado en la base de datos de tiempo real en ° F

T_2 [=] valor analógico instantáneo de la temperatura al final del segmento o tramo del gasoducto, poleado y almacenado en la base de datos de tiempo real en ° F

Aplicación Line Pack (SCADA)		Telemetría (base de datos SCADA)			
Segmento	Descripción	Presión 1 psig	Temperatura 1 ° F	Presión 2 psig	Temperatura 2 ° F
SA-VAL029TMOR	Segmento Valtierra - Morelia 24 pulg	610.6875	89.0625	557.875	89.0625
SA-MOR029TZIR	Segmento Morelia - Zirahuen 24 pulg	558.25	89.0625	490.9395142	89.0625
SA-ZIR029TNIT	Segmento Zirahuen - Nueva Italia 24 pulg	490.939514	85.57142639	534.6875	85.57142639
SA-NIT029TART	Segmento Nueva Italia - Arteaga 24 pulg	534.375	81.99390411	299.1199951	81.99390411
SA-ART029TLCA	Segmento Arteaga - Lazaro Cardenas 24 pulg	483.75	81.99390411	298.1818237	81.99390411

Cálculo del Volumen geométrico para el segmento o tramo del gasoducto V_{SEG}

Los valores del volumen geométrico son calculados usando las características físicas del segmento o tramo del gasoducto con base en la siguiente ecuación:

$$(4) \quad V_{SEG} = \pi * \left(\frac{D}{2}\right)^2 * L_{SEG}$$

Dónde:

D [=] valor del diámetro interno del segmento o tramo del gasoducto en pies (ft)

L_{SEG} [=] valor de la longitud segmento o tramo del gasoducto en miles de pies (ft)

		Valtierra - Morelia		Morelia - Zirahuen		Zirahuen - Nueva Italia		Nueva Italia - Arteaga		Arteaga - Lázaro Cárdenas	
D [=] diámetro en pies	D	1.9426		1.9426		1.9426		1.9426		1.9426	
L [=] longitud en miles de pies	L	299.27		308.89		307.34		289.3		244.42	

Con base en la figura 2, las propiedades físicas de los 26 subsistemas de transporte de gas natural están configurados en la herramienta LINE PACK del SCADA, para el cálculo del volumen geométrico.

Cálculo del Factor de Supercompresibilidad para el segmento o tramo del gasoducto F_{pv}

Los valores del factor de supercompresibilidad son calculados usando las propiedades termodinámicas de la corriente del gas transportado por el segmento o tramo del gasoducto con base en la siguiente ecuación:

$$(5) \quad F_{pv} = \left(\frac{Z_B}{Z_{AV}}\right)^{0.5}$$

Dónde:

Z_B [=] valor calculado del factor de compresibilidad promedio a las condiciones de P_B y T_B

P_B [=] valor de la presión base a las condiciones de 14.73 PSIA

T_B [=] valor de la temperatura base a las condiciones de 60°F

Z_{AV} [=] valor calculado del factor de compresibilidad a las condiciones de P_{AV} y T_{AV}

P_{AV} [=] valor calculado de la presión promedio para un segmento o tramo del gasoducto en PSIA,

T_{AV} [=] valor calculado de la temperatura promedio para un segmento o tramo del gasoducto en °F,

Estimación de los factores de compresibilidad para el segmento o tramo del gasoducto Z_B y Z_{AV}

Los valores del factor de compresibilidad son calculados usando la composición de la corriente del gas transportado por el segmento o tramo del gasoducto con base en el método del **AGA 8 Detallado** el cual tiene la siguiente ecuación:

$$(6) \quad z = 1 + \frac{DB}{K^3} - D \sum_{n=1}^{18} C_n^* T^{-u_n} + \sum_{n=1}^{58} C_n^* T^{-u_n} (b_n - c_n k_n D^{k_n}) D^{b_n} \exp(-c_n D^{k_n})$$

Donde:

z = Factor de compresibilidad
 B = Segundo coeficiente virial
 K = Parámetro de tamaño de la mezcla
 D = Densidad reducida
 C_n^* = Coeficientes que son funciones de la composición
 T = Temperatura absoluta
 u_n, b_n, c_n, k_n = constantes

La metodología y cálculo del factor de compresibilidad está descrito en la siguiente referencia:

**Compressibility Factors
 of Natural Gas
 and Other Related
 Hydrocarbon Gases**
 by
 K.E. Starling and J.L. Savidge

Cálculos del SCADA

Con base a lo descrito arriba y como ejemplo, el **SCADA** genera los valores del Empaque de la siguiente forma:

Aplicación Line Pack (SCADA)		Telemetría (base de datos SCADA)				Empaque Actual	Empaque Hr. Previa	Empaque día Previa	Estado
Segmento	Descripción	Presión 1 psig	Temperatura 1 ° F	Presión 2 psig	Temperatura 2 ° F				
SA-VAL029TMOR	Segmento Vallenilla - Morelia 24 pulg.	610.6875	89.0625	657.875	89.0625	36.50462743	38.2463052	39.13075963	Normal
SA-MOR029TZIR	Segmento Morelia - Zihuan 24 pulg.	580.25	89.0625	490.9385142	89.0625	33.66481889	35.22095552	36.27469289	Normal
SA-ZIR029TNIT	Segmento Zihuan - Nueva Italia 24 pulg.	490.939514	85.57142639	634.6875	85.57142639	33.04270792	33.11010198	33.42778151	Normal
SA-NIT029TART	Segmento Nueva Italia - Arteaga 24 pulg.	634.375	81.99390411	298.119951	81.99390411	26.06948697	26.12638845	26.35993712	Normal
SA-ART029TLCA	Segmento Arteaga - Lazaro Cardenas 24 pulg.	483.75	81.99390411	298.1818237	81.99390411	20.48623554	20.66772758	20.83114003	Normal
Empaque Total del Gasoducto:						149.7678769	153.2704887	156.0323111	Normal

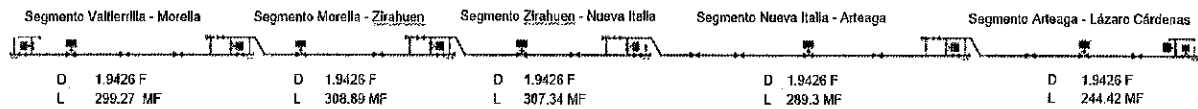
Con base en la figura 2, las propiedades físicas y la telemetría asociada a los 6 subsistemas de la red de gasoductos del **SNG**, están configurados en la herramienta **LINE PACK** del **SCADA**, para el cálculo del empaque del **SNG**.

Cálculo Manual

En caso de falla en las comunicaciones del SCADA, se tiene configurado en EXCEL las ecuaciones descritas anteriormente.

Configuración de la Hoja Excel

Configuración de segmentos



Segmentos			Telemetría				Datos calculados							Volumen Calculado		
Nombre	Descripción	Punto GasQuality	P1 (Kg/cm2)	T1 (°C)	P2 (Kg/cm2)	T2 (°C)	D (F)	Lseg (MF)	PA (Kg/cm2)	PB (Kg/cm2)	CF	Ta (°R)	VolScale	Zb	Zf	VSEG (MCF)
Gasoducto 24" Valtierra - L. Cárdenas																
SA-VAL029TMOR	Segmento Valtierra - Morelia 24 pulg	GQ-ZCENTRO-TGDO	42.94	31.70	39.22	31.70	1.543	299.179	0.8340	1.04	1.00	515.67	0.001	0.9977	0.9306	886.783
SA-MOR029TZIR	Segmento Morelia - Zirahuen 24 pulg	GQ-ZCENTRO-TGDO	39.25	31.70	34.52	31.70	1.543	308.890	0.8016	1.04	1.00	515.67	0.001	0.9977	0.9372	915.568
SA-ZIR029TNIT	Segmento Zirahuen - Nueva Italia 24 pulg	GQ-ZCENTRO-TGDO	34.62	29.76	37.59	29.76	1.543	307.332	0.8984	1.04	1.00	515.67	0.001	0.9977	0.9369	910.949
SA-NIT029TART	Segmento Nueva Italia - Arteaga 24 pulg	GQ-ZCENTRO-TGDO	37.57	27.77	21.03	27.77	1.543	289.320	0.9867	1.04	1.00	515.67	0.001	0.9977	0.9453	857.561
SA-ART029TLCA	Segmento Arteaga - Lazaro Cardenas 24 pulg	GQ-ZCENTRO-TGDO	34.01	27.77	23.96	27.77	1.543	244.435	1.0087	1.04	1.00	515.67	0.001	0.9977	0.9489	724.549

Segmentos			Telemetría				Formulas del LINE PACK									
Nombre	Descripción	Punto GasQuality	P1	T1	P2	T2	PAV		TAV			(PAV/PB)	(TB/TAV)	FPV	EMPAQUE	
			(Kg/cm2)	(°C)	(Kg/cm2)	(°C)	PSIG	Kg/cm2	°C	°R	°F				MMPC (MANUAL)	MMPC (ECADA)
Gasoducto 48" Compoala - Santa Ana																
Gasoducto 24" Valtierra - L. Cárdenas																
SA-VAL029TMOR	Segmento Valtierra - Morelia 24 pulg	GQ-ZCENTRO-TGDO	42.94	31.70	39.22	31.70	596.541	41.941	31.701	548.733	89.063	40.498	0.947	1.035	36.47	36.50
SA-MOR029TZIR	Segmento Morelia - Zirahuen 24 pulg	GQ-ZCENTRO-TGDO	39.25	31.70	34.52	31.70	538.716	37.736	31.701	548.733	89.063	36.437	0.947	1.032	33.63	33.66
SA-ZIR029TNIT	Segmento Zirahuen - Nueva Italia 24 pulg	GQ-ZCENTRO-TGDO	34.62	29.76	37.59	29.76	625.903	36.976	29.762	645.241	85.671	36.703	0.953	1.032	33.01	33.04
SA-NIT029TART	Segmento Nueva Italia - Arteaga 24 pulg	GQ-ZCENTRO-TGDO	37.57	27.77	21.03	27.77	441.849	31.065	27.774	641.664	81.994	29.997	0.959	1.027	26.05	26.07
SA-ART029TLCA	Segmento Arteaga - Lazaro Cardenas 24 pulg	GQ-ZCENTRO-TGDO	34.01	27.77	20.96	27.77	412.539	29.004	27.774	641.664	81.994	28.007	0.959	1.025	20.47	20.49
														Total	149.63	149.77

IV. Resultados

Con base a la metodología y cálculo del empaque descrita en la sección anterior, el SCADA despliega los siguientes resultados.

Empaque Instantáneo por Segmento de Ducto:

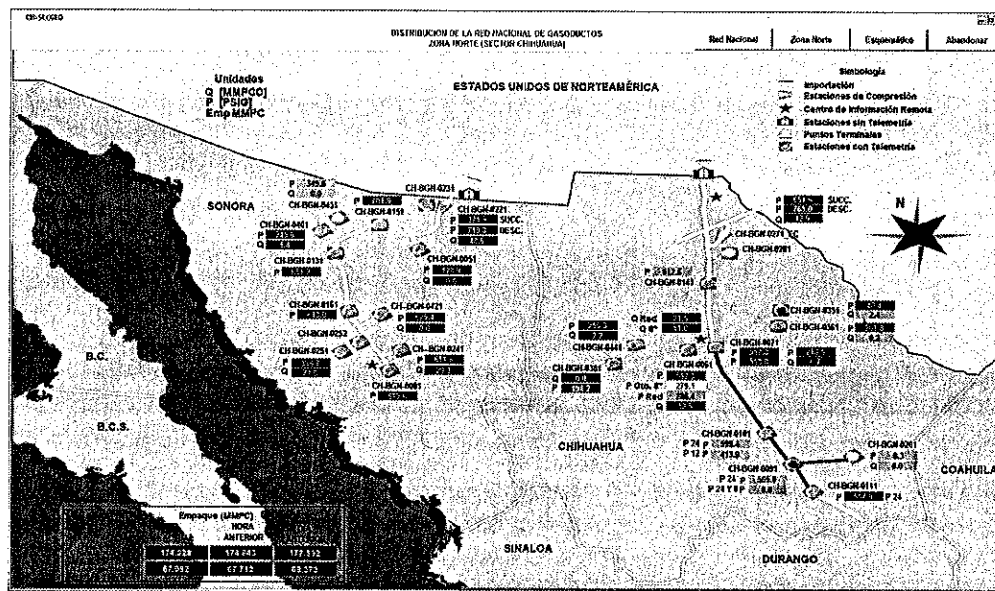
Actualmente el SCADA del CENAGAS despliega el valor del empaque de los segmentos correspondientes a los 6 subsistemas del SNG de la siguiente forma

Aplicación Line Pack (SCADA)		Telemetría (base de datos SCADA)				Empaque Actual	Empaque Hr. Previa	Empaque día Previa	Estado
Segmento	Descripción	Presión 1 psig	Temperatura 1 ° F	Presión 2 psig	Temperatura 2 ° F				
SA-VAL029TMOR	Segmento Valdierrilla - Morelia 24 pulg	610.6875	89.0625	557.875	89.0625	36.50452743	38.2463052	39.13875053	Normal
SA-MOR029TZIR	Segmento Morelia - Zirahuen 24 pulg	558.25	89.0625	480.5395142	89.0625	33.66481889	35.22096552	36.27409269	Normal
SA-ZIR029TINT	Segmento Zirahuen - Nueva Italia 24 pulg	490.939514	85.57142639	534.6875	85.57142639	33.04270792	33.11010196	33.42778151	Normal
SA-NIT029TART	Segmento Nueva Italia - Arteaga 24 pulg	534.375	81.99390411	299.1199951	81.99390411	26.06948697	26.12538345	26.35993712	Normal
SA-ART029TLCA	Segmento Arteaga - Lazaro Cardenas 24 pulg	483.75	81.99390411	298.1818237	81.99390411	20.48623564	20.56772758	20.63114003	Normal

Los valores mostrados son calculados a condiciones base de 60°F y 14.73 PSIA

Empaque Instantáneo por Subsistema o Sector:

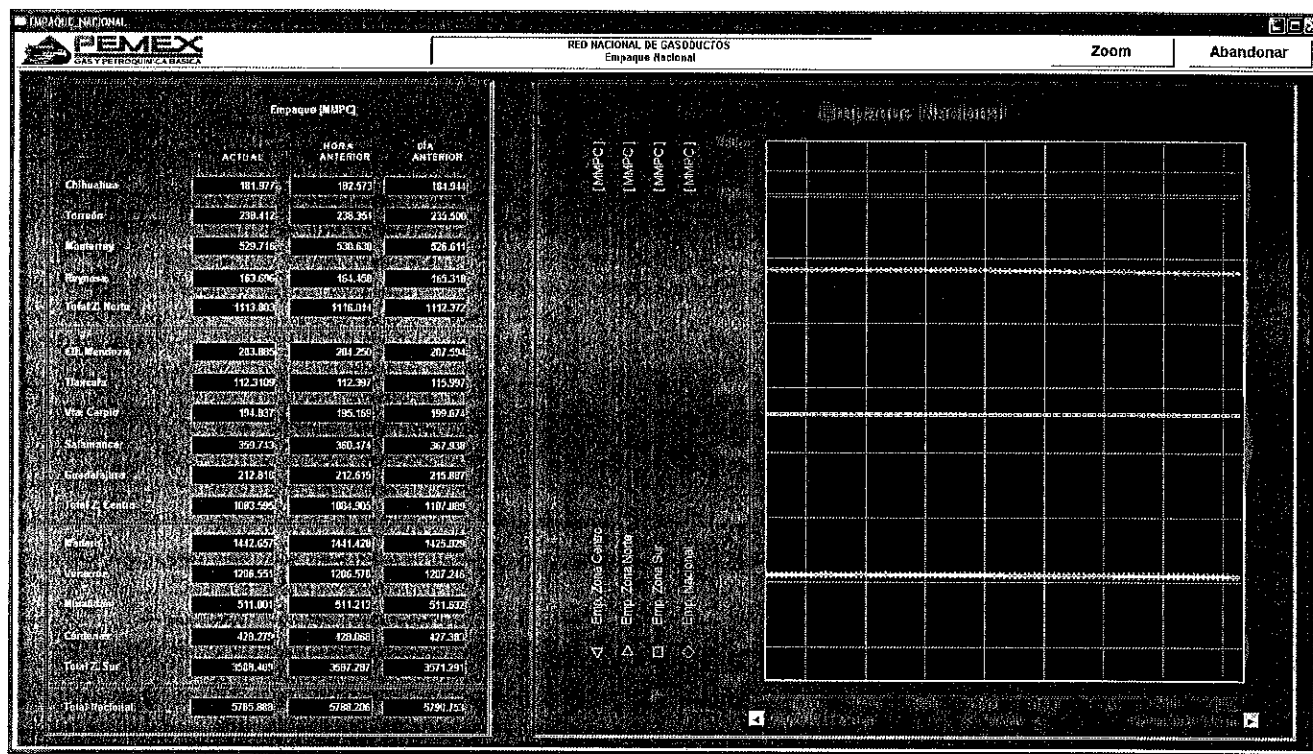
Actualmente el SCADA del CENAGAS despliega el valor del empaque correspondiente a los 6 subsistemas del SNG de la siguiente forma:



Los valores mostrados son calculados a condiciones base de 60°F y 14.73 PSIA

Empaque Instantáneo por Zona y Nacional:

Actualmente el **SCADA** del **CENAGAS** no despliega el valor del empaque correspondiente a las Zonas Norte, Centro y Sur, así como el Empaque total del **SNG**, esta información es proporcionada por el **SCADA** de **PEMEX** Logística, en su carácter de operador del **CENAGAS**, de la siguiente forma:



Los valores mostrados son calculados a condiciones base de 20°C y 1 kg/cm²

Resultados del Cálculo manual del Empaque:

Con base a la metodología y cálculo manual del empaque descrita en la sección anterior, personal de operación del Centro de Control del SCADA del CENAGAS a través de las hojas de cálculo del empaque correspondiente a los 6 Subsistemas, generan los siguientes resultados.

Segmentos		Telemetry				Formulas del LINE PACK									
Nombre	Descripción	P1 (Kg/cm2)	T1 (°C)	P2 (Kg/cm2)	T2 (°C)	PAV		TAV		(PAV/P2)		(T1/TAV)	FPV	EMPAQUE	
						PSIG	Kg/cm2	°C	R	F				MMPC (SID)	MMPC (PCE)
Gasoducto 48" Compoala - Santa Ana															
TX-CEM003TZAP	Segmento Compoala - E. Zapala 48 pulg	52.42	33.23	0.07	33.23	511.034	35.929	33.231	551.485	91.815	34.693	0.942	1.030	82.53	88.68
TX-ZAP003TJOY	Segmento E Zapala - La Joya 48 pulg	48.82	24.54	44.47	24.54	676.914	47.592	24.539	535.840	76.170	45.955	0.970	1.045	58.89	61.94
TX-JOY003TDEL1	Segmento La Joya - Las Delicias 48 pulg	44.59	24.54	43.58	24.54	638.212	44.871	24.539	535.840	76.170	43.327	0.970	1.042	162.94	171.11
TX-DEL003TIRO	Segmento Las Delicias - Irolo 48 pulg	43.67	24.54	45.14	24.54	642.604	45.180	24.539	535.840	76.170	43.625	0.970	1.042	182.70	191.87
TX-IRO003TSAN	Segmento Irolo - Santa Ana 48 pulg	45.14	24.54	43.15	24.54	639.037	44.929	24.539	535.840	76.170	43.383	0.970	1.042	168.43	176.88
Total													665.48	688.38	
Gasoducto 6" Carpio - Minera Autlan															
VC-VCA101TATO	Segmento V de Carpio - Atotonilco 6 pulg	39.07	0.83	30.39	0.83	507.940	35.712	0.833	493.170	33.500	34.483	1.054	1.047	2.41	2.83
VC-ATO101TZAC	Segmento Atotonilco - Zacualipán 6 pulg	30.39	16.28	30.52	16.28	444.876	31.264	16.277	520.969	61.299	30.188	0.998	1.032	1.24	1.31
VC-ZAC101TAUT	Segmento Zacualipán - M. Autlan 6 pulg	30.21	16.28	30.21	16.28	441.864	31.068	16.277	520.969	61.299	29.998	0.998	1.032	0.95	1.00
Total													4.60	4.83	
Gasoducto 24" Valtierra - L. Cárdenas															
SA-VAL029TMOR	Segmento Valtierra - Morelia 24 pulg	42.94	31.70	39.22	31.70	596.541	41.941	31.701	548.733	89.063	40.498	0.947	1.035	36.47	38.30
SA-MOR029TZIR	Segmento Morelia - Zirahuén 24 pulg	39.25	31.70	34.52	31.70	536.716	37.735	31.701	548.733	89.063	36.437	0.947	1.032	33.83	35.32
SA-ZIR029THIT	Segmento Zirahuén - Nueva Italia 24 pulg	34.52	29.76	37.59	29.76	525.903	36.975	29.762	545.241	85.571	35.703	0.953	1.032	33.01	34.67
SA-NIT029TART	Segmento Nueva Italia - Artega 24 pulg	37.57	27.77	21.03	27.77	441.849	31.068	27.774	541.664	81.994	29.987	0.969	1.027	26.05	27.36
SA-ART029TLCA	Segmento Artega - Lázaro Cárdenas 24 pulg	34.01	27.77	20.96	27.77	412.539	29.004	27.774	541.664	81.994	28.007	0.969	1.025	20.47	21.50
Total													149.63	157.14	
Gasoducto 16" Chávez - Durango															
TO-EC8057TRGZ	Segmento Chávez - Rojo Gómez 16 pulg	55.37	17.46	49.36	25.17	759.225	53.379	22.800	534.407	74.737	51.543	0.972	1.050	21.24	22.31
TO-RGZ057TCAM	Segmento Rojo Gómez - Campanas 16 pulg	49.32	25.17	36.84	25.17	629.117	44.231	25.171	536.979	77.308	42.710	0.968	1.040	17.82	18.71
TO-CAM057TOGO	Segmento Campanas - Durango 16 pulg	38.84	19.34	24.56	19.34	454.175	31.932	19.341	526.493	68.613	30.833	0.997	1.031	13.18	13.84
Total													52.25	54.87	
Gasoducto Avalos - Anahuac 8 pulg															
CH-AVA099TANA	Segmento Avalos - Anahuac 8 pulg	19.87	11.99	14.83	11.99	260.386	18.307	11.994	513.269	53.589	17.677	1.012	1.019	2.38	2.50
Total													2.38	2.50	
Gasoducto Escalón - Química del Rey 8 pulg															
TO-ESC114REY1	Segmento Escalón - Química del Rey 8 pulg	28.50	20.33	9.67	20.33	306.211	21.529	20.330	528.264	68.594	20.789	0.984	1.020	2.84	2.99
Total													2.84	2.99	

V. Conclusiones

De acuerdo con la metodología y Cálculo del Empaque, se tienen los siguientes resultados:

EMPAQUE			
Zona	Valor Reportado por Pemex (MMPC)	Valor Reportado por Cenagas (MMPC)	Total MMPC
Zona Norte	1113	69	1182
Zona Centro	1083	971	2054
Zona Sur	3588	0	3588
Total	5784	1040	6824

Estos valores están calculados a condiciones de 20°C y 1 kg/cm².

Para el monitoreo y control del empaque, se tienen los siguientes límites:

Límite superior del Empaque: 7500 MMpc

Límite inferior del Empaque: 6850 MMpc

Operativamente para el **CENAGAS** el empaque óptimo es el empaque máximo que el sistema soporta dentro de condiciones seguras.

Gasoductos del Noreste
(GDN)

Al respecto, y en respuesta al documento en comento, por medio del presente le envío la información solicitada, referente a la metodología para el cálculo del empaque máximo y mínimo del Sistema Ramones Fase I está basada en el simulador *Aspen Hysys*. El cual está configurado con las siguientes fórmulas para determinar la presión promedio, la temperatura promedio y el factor de compresibilidad:

$$V_k = 28.798 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_{ave}}{Z_{ave} T_{ave}} \right) (D^2 L)$$

donde

V_k = line pack en segmento (SCF)

T_b = Temperatura base (°R)

P_b = Presión base (psig)

P_{ave} = Presión promedio de gas (psig)

T_{ave} = Temperatura promedio de gas (°R)

Z_{ave} = Factor de compresibilidad promedio

D = Diámetro interno del ducto (pulgadas)

L = Longitud del segmento del ducto (millas)

$$Z = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{P_{ave} \times 344.400 \times 10^{-1} \times 1.785 \times SG}{T_{ave}^{1.785}} \right) \right]}$$

donde:

P_{ave} = Presión de gas promedio (psig)

T_{ave} = Temperatura promedio (°R)

SG = gravedad específica

$$P_{ave} = \frac{2}{3} * \left(P_1 + P_2 - \frac{P_1 \times P_2}{P_1 + P_2} \right) \quad T_{ave} = \frac{2}{3} * \left(T_1 + T_2 - \frac{T_1 \times T_2}{T_1 + T_2} \right)$$

Así mismo, los datos con la información del ducto donde se está calculando dicho empaque ya están precargados:

- Temperatura base
- Presión base
- Diámetro interno del ducto
- Longitud del segmento

De este modo, los datos que se ingresan para calcular el empaque únicamente son la presión y temperatura de cada tramo del ducto donde se está calculando el empaque, de esa manera se realiza el cálculo del empaque por tramos y el Hysys suma cada tramo para darnos el resultado de todo el ducto.

TAG Pipelines Norte
(TPN)



Al respecto, y en respuesta al documento en comento, por medio del presente hago de su conocimiento que la metodología para el cálculo del empaque máximo y mínimo del Sistema Ramones Fase II Norte está basada en el simulador *Aspen Hysys*. El cual está configurado con las siguientes fórmulas para determinar la presión promedio, la temperatura promedio y el factor de compresibilidad:

$$V_b = 28.798 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_{ave}}{Z_{ave} + T_{ave}} \right) (D^2 L)$$

donde

V_b = line pack en segmento (SCF)

T_b = Temperatura base (°R)

P_b = Presión base (psi)

P_{ave} = Presión promedio de gas (psig)

T_{ave} = Temperatura promedio de gas (°R)

Z_{ave} = Factor de compresibilidad promedio

D = Diámetro interno del ducto (pulgadas)

L = Longitud del segmento del ducto (millas)

$$Z = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{P_{ave} \times 344,400 \times 10^{1.789 \times SG}}{T_{ave}^{2.429}} \right) \right]}$$

donde:

P_{ave} = Presión de gas promedio (psig)

T_{ave} = Temperatura promedio (°R)

SG = gravedad específica

$$P_{ave} = \frac{2}{3} * \left(P_1 + P_2 - \frac{P_1 \times P_2}{P_1 + P_2} \right) \quad T_{ave} = \frac{2}{3} * \left(T_1 + T_2 - \frac{T_1 \times T_2}{T_1 + T_2} \right)$$



Así mismo, los datos con la información del ducto donde se está calculando dicho empaque ya están precargados:

- Temperatura base
- Presión base
- Diámetro interno del ducto
- Longitud del segmento

De este modo, los datos que se ingresan para calcular el empaque únicamente son la presión y temperatura de cada tramo del ducto donde se está calculando el empaque, de esa manera se realiza el cálculo del empaque por tramos y el *Hygys* suma cada tramo para darnos el resultado de todo el ducto.

TAG Pipelines Sur
(TPS)

Calculating linepack in Steady State

PUBLISHED: May 26, 2015

UPDATED:

AUTHOR: Jeff Gregory (Source: Alex Hollis)

APPLIES TO: Synergi Gas

Question

How does Synergi Gas calculate linepack?

Answer

1. Volume of the Pipe, V_P

$$V_P = \frac{\pi}{4} D^2 L$$

2. Apply the Gas Law

$$\frac{P_b V_b}{Z_b T_b} = \frac{P_{avg} V_P}{Z_{avg} T_{avg}}$$

Where:

P_{avg} = average gas pressure in pipe segment

T_{avg} = average gas temperature in the pipe segment

Z_{avg} = average compressibility at T_{avg} & P_{avg}

Z_b = compressibility at base conditions = 1.0

3. Combine and Re-arrange

$$V_b = \frac{\pi}{4} D^2 L \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_{avg}}{Z_{avg} T_{avg}} \right)$$

4. Test Case

Pipe: 18"od x 0.375"wt x 20 mi

P1 1050 psig

P2 783 psig

T1, T2 60 degF

P_{avg} =

$$P_{avg} = \frac{2}{3} \left[P_1 + P_2 - \left(\frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \right) \right]$$

$$P_{avg} = \frac{2}{3} \left[1064.73 + 797.73 - \left(\frac{1064.73 \cdot 797.73}{1064.73 + 797.73} \right) \right]$$

$$P_{avg} = 937.656 \text{ psia}$$

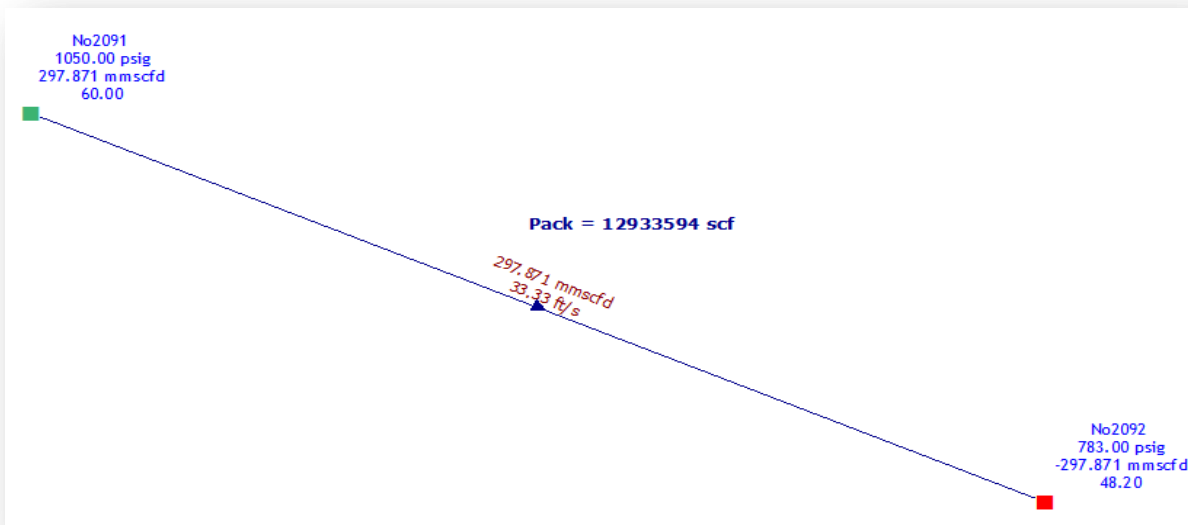
Zavg Plugged into Synergi Gas at Pavg & 60 degrees and get – 0.857949

$$V_b = \frac{\pi}{4} D^2 L \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_{avg}}{Z_{avg} T_{avg}} \right)$$

$$V_b = \frac{\pi}{4} \left(\frac{17.25}{12} \right)^2 (20 \cdot 5280) \left(\frac{519.67}{14.73} \right) \left(\frac{937.656}{0.857949 \cdot 519.67} \right)$$

$$= 0.7854 \cdot 2.0664 \cdot 105600 \cdot 35.28 \cdot 2.1031$$

$$12,716,210.49 \text{ ft}^3$$



Fairly close 12,933,594 to 12,716,210.49 (1.68%). Roundoff? Z? Temperature?

For more information

For more information on this issue or any other support issue, please email us at software.support@dnvgl.com.

Gasoductos del Bajío
(GDB)

Calculating linepack in Steady State

PUBLISHED: May 26, 2015

UPDATED:

AUTHOR: Jeff Gregory (Source: Alex Hollis)

APPLIES TO: Synergi Gas

Question

How does Synergi Gas calculate linepack?

Answer

1. Volume of the Pipe, V_P

$$V_P = \frac{\pi}{4} D^2 L$$

2. Apply the Gas Law

$$\frac{P_b V_b}{Z_b T_b} = \frac{P_{avg} V_P}{Z_{avg} T_{avg}}$$

Where:

P_{avg} = average gas pressure in pipe segment

T_{avg} = average gas temperature in the pipe segment

Z_{avg} = average compressibility at T_{avg} & P_{avg}

Z_b = compressibility at base conditions = 1.0

3. Combine and Re-arrange

$$V_b = \frac{\pi}{4} D^2 L \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_{avg}}{Z_{avg} T_{avg}} \right)$$

4. Test Case

Pipe: 18"od x 0.375"wt x 20 mi

P1 1050 psig

P2 783 psig

T1, T2 60 degF

P_{avg} =

$$P_{avg} = \frac{2}{3} \left[P_1 + P_2 - \left(\frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \right) \right]$$

$$P_{avg} = \frac{2}{3} \left[1064.73 + 797.73 - \left(\frac{1064.73 \cdot 797.73}{1064.73 + 797.73} \right) \right]$$

$$P_{avg} = 937.656 \text{ psia}$$

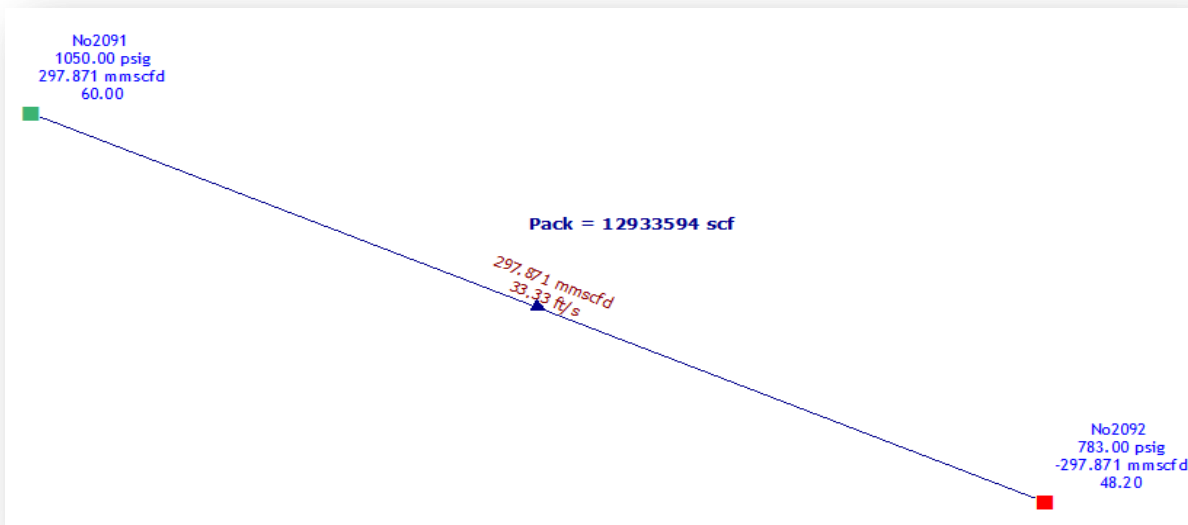
Zavg Plugged into Synergi Gas at Pavg & 60 degrees and get – 0.857949

$$V_b = \frac{\pi}{4} D^2 L \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_{avg}}{Z_{avg} T_{avg}} \right)$$

$$V_b = \frac{\pi}{4} \left(\frac{17.25}{12} \right)^2 (20 \cdot 5280) \left(\frac{519.67}{14.73} \right) \left(\frac{937.656}{0.857949 \cdot 519.67} \right)$$

$$= 0.7854 \cdot 2.0664 \cdot 105600 \cdot 35.28 \cdot 2.1031$$

$$12,716,210.49 \text{ ft}^3$$

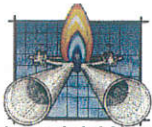


Fairly close 12,933,594 to 12,716,210.49 (1.68%). Roundoff? Z? Temperature?

For more information

For more information on this issue or any other support issue, please email us at software.support@dnvgl.com.

Gas Natural del Noroeste
(GNN)



Gas Natural del Noroeste,
S.A. de C.V.

Máximo empaque

Pipe Data		Other Data		Heat Loss/Gain Data	
Pipe Flow Equation... Institute of Gas Technology - Improved					
Segment Data...				End Conditions...	
Diameter:	12.312	Inches	i	In Pressure:	343.3 Psi
Length:	174.941	Kilometers		Out Pressure:	304 Psi
Efficiency:	.92	Decimal		In Elevation:	1919 Meters
Roughness:	0.000700	Inches		Out Elevation:	2158 Meters
Flow Rate:	415.983	Mcfh		In Temperature:	17.76 Celsius
				Out Temperature:	25.6 Celsius
Calculated Values...					
Inside Diameter:	*Not Found*			Compressibility:	1.000
Pressure Drop:	39.30 Psi			Line Volume:	10586.856 Mcf
Min / Max Velocity:	5.9 / 6.7 Feet/sec			Ave Pressure:	324.04 Psi
Calculate		Swap Pressures	Base Conditions	Clear	Help
Cancel		Open	Save	Print	Close

Mínimo empaque.

Pipe Data		Other Data		Heat Loss/Gain Data	
Pipe Flow Equation... Institute of Gas Technology - Improved					
Segment Data...				End Conditions...	
Diameter:	12.312	Inches	i	In Pressure:	342.9 Psi
Length:	174.941	Kilometers		Out Pressure:	281 Psi
Efficiency:	.92	Decimal		In Elevation:	1919 Meters
Roughness:	0.000700	Inches		Out Elevation:	2158 Meters
Flow Rate:	542.593	Mcfh		In Temperature:	17.86 Celsius
				Out Temperature:	24.60 Celsius
Calculated Values...					
Inside Diameter:	*Not Found*			Compressibility:	1.000
Pressure Drop:	61.90 Psi			Line Volume:	10252.552 Mcf
Min / Max Velocity:	7.7 / 9.4 Feet/sec			Ave Pressure:	312.95 Psi
Calculate		Swap Pressures	Base Conditions	Clear	Help
Cancel		Open	Save	Print	Close

[Background Information](#)

[Equations - Pipe Flow](#)

[Equations - Heat Loss/Gain](#)

[Example Calculation](#)

[General Calculation Procedures](#)

[Notes & Considerations](#)

[Screen Description](#)

[See Also](#)

General Calculation Procedures

To calculate the various values associated with the pipe flow calculation, complete the following steps:

- Select the *Pipe Flow* menu item from the *Pipe* menu list. The Pipe Flow calculation screen will be displayed.
- Select the *Clear* command button to set all of the values to an empty (null) value.
- Select the *Base Conditions* command button. The Base Conditions screen will be displayed.
 - Enter an appropriate base pressure and temperature value.
 - Select an appropriate file or the **None** option from the *Use Gas Properties File* list. If the **None** item is selected, enter the appropriate gas property values.
 - Select an appropriate method from the *Atmospheric Pressure Method* list.
 - Select an appropriate method or the **None** item from the *Compressibility Method* list.
 - Select the *Apply* command button to save the changes and return to the current calculation screen.
- Select the desired equation from the *Pipe Flow Equation* list.
- Click on the red label associated with the item to be calculated (the unknown) until the label is underlined.
- Select the desired dimensional units for all of the data items.
- Enter a value for all known data items.
- Select the *Calculate* command button.



Example Calculation

Calculate the outlet pressure associated with the following pipe values and operating conditions using the Institute of Gas Technology - Improved pipe flow equation:

Diameter = 2 Inch polyethylene SDR 11
Length = 1000 Feet [305 Metres]
Efficiency = 0.95 Decimal
Flow Rate = 10 Mcfh [280 m3h]
Inlet Pressure = 20 Psig [1380 mBar]
Inlet Elevation = 0 Feet [0 Metres]
Outlet Elevation = 0 Feet [0 Metres]
Inlet Temperature = 60 Fahrenheit [15.6 Celsius]
Outlet Temperature = 60 Fahrenheit [15.6 Celsius]

No fittings are attached.
No heat loss calculations will be performed.

Base Pressure = 14.73 Psia [1016 mBar]
Base Temperature = 60 Fahrenheit [15.6 Celsius]
Gas Composition = US Standard sample gas mixture [UK Standard sample gas mixture]
Atmospheric Pressure Method = AGA
Compressibility Method = None

To perform the calculation, complete the following steps.

- Select the *Pipe Flow* menu item from the *Pipe* menu list. The Pipe Flow calculation screen will be displayed.
- Select the *Clear* command button.
- Select the *Base Conditions* command button. The Base Conditions screen will be displayed.
 - For *Pressure*, enter **14.73 Psi (Abs)** [1016 mBar (Abs)].
 - For *Temperature*, enter **60 Fahrenheit** [15.6 Celsius].
 - From the *Use Gas Properties File* list, select **us standard.prp** [uk standard.prp].
 - From the *Atmospheric Pressure Method* list, select **AGA**.



- From the *Compressibility Method* list, select **None**.
- Select the *Apply* command button.
- On the *Pipe Data* tab:
 - From the *Pipe Flow Equation* list, select **Institute of Gas Technology - Improved**.
 - In the *End Conditions* section, click on the *Out Pressure* label until it is underlined.
 - In the *Segment Data* section:
 - From the *Diameter* list, select **2P-S11 Inches** [Millimeter].
 - For *Length*, enter **1000 Feet** [305 Metres].
 - For *Efficiency*, enter **0.95 Decimal**.
 - For *Flow Rate*, enter **10 Mcfh** [280 m3h].
 - In the *End Conditions* section:
 - For *In Pressure*, enter **20 Psi** [1380 mBar].
 - For *In Elevation*, enter **0 Feet** [0 Metres].
 - For *Out Elevation*, enter **0 Feet** [0 Metres].
 - For *In Temperature*, enter **60 Fahrenheit** [15.6 Celsius].
 - For *Out Temperature*, enter **60 Fahrenheit** [15.6 Celsius].
- In the *Calculated Values* section:
 - From the *Min/Max Velocity* dimensional units list, select **Feet/sec** [Metres/sec].
- If the caption for the *Other Data* tab is followed by a number, select the *Other Data* tab.
- Select the *Clear* command button located under the *Additional Components* list box.



- Select the *Heat Loss/Gain Data* tab.
 - From the *Calculation Method* list, select **None**.
 - Unselect (uncheck) the *Include Joule-Thomson Cooling* option.
- Select to the *Pipe Data* tab.
- Select the *Calculate* command button.

Results - The results should be similar to the following:

Out(let) Pressure:	15.11 Psi	[1050 mBar]
Inside Diameter:	1.943 Inches	[49.352 Millimeter]
Pressure Drop:	4.89 Psi	[330 mBar]
Min(imum) Velocity:	57.21 Feet/sec	[17 Metres/sec]
Max(imum) Velocity:	66.6 Feet/sec	[20 Metres/sec]
Compressibility:	1.000	
Line Volume:	0.045 Mcf	[1.284 M3]
Ave(rage) Pressure:	17.62 Psi	[1219 mBar]



Screen Description

The various values associated with the flow in a pipe segment may be calculated using the Pipe Flow calculation routine. To perform a calculation, select the *Pipe Flow* menu item from the *Pipe* menu list. The Pipe Flow calculation screen will be displayed. The features associated with the screen are described as follows.

Pipe Data Tab

Pipe Flow...

Pipe Data | **Other Data** | **Heat Loss/Gain Data**

Pipe Flow Equation...
Institute of Gas Technology - Improved

Segment Data...

Diameter: ? 2P-S11 Inches i
Length: 1000 Feet
Efficiency: 0.95 Decimal
Roughness: 0.000060 Inches
Flow Rate: 10 Mcfh

End Conditions...

In Pressure: 20 Psi
Out Pressure: Psi
In Elevation: 0 Feet
Out Elevation: 0 Feet
In Temperature: 60 Fahrenheit
Out Temperature: 60 Fahrenheit

Calculated Values...

Inside Diameter: 1.943 Inches
Pressure Drop:
Min / Max Velocity: Feet/sec
Compressibility:
Line Volume:
Ave Pressure:

*** Calculate *** | Swap Pressures | Base Conditions | Clear | Help | Notes
Cancel | Open | Save | Print | Close

Data Items

Diameter - A data list used to enter, select, or display the inside diameter of the pipe segment. If the value is known, either select an item from the list, enter a value by typing it into the data field, or select the ? command button to select a size using the Pipe Selection screen. If the value is entered, ensure the value is expressed in terms of the selected dimensional unit.



Efficiency - A data field used to enter or display the efficiency value of the pipe segment. If the value is known, enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the selected dimensional unit.

Flow Rate - A data field used to enter or display the flow rate through the pipe segment. If the value is known, enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the selected dimensional unit.

Inlet Atmospheric Pressure - A data field used to enter the atmospheric pressure value for the inlet (upstream) end of the pipe segment. The item is only displayed and enabled when the *Atmospheric Pressure Method* in the Base Conditions is set to "None - Entered Value". If the field is displayed and enabled, enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the selected dimensional unit.

Inlet Elevation - A data field used to enter the height above mean sea level of the inlet (upstream) end of the pipe segment. The item is only displayed and enabled when the *Atmospheric Pressure Method* in the Base Conditions is not set to "None" or "None - Entered Value". If the field is displayed and enabled, enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the selected dimensional unit.

Inlet Pressure - A data field used to enter or display the pressure for the inlet (upstream) end of the pipe segment. If the value is known, enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the selected dimensional unit.

Inlet Temperature - A data field used to enter the flowing temperature value of the inlet (upstream) end of the pipe segment. Enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the selected dimensional unit.

Length - A data field used to enter or display the hydraulic length value of the pipe segment. If the value is known, enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the selected dimensional unit.

Outlet Atmospheric Pressure - A data field used to enter the atmospheric pressure value for the outlet (downstream) end of the pipe segment. The item is only displayed and enabled when the *Atmospheric Pressure Method* in the Base Conditions is set to "None - Entered Value". If the field is displayed and enabled, enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the assigned dimensional unit.

Outlet Elevation - A data field used to enter the height above mean sea level of the outlet (downstream) end of the pipe segment. The item is only displayed and enabled when the *Atmospheric Pressure Method* in the Base Conditions is not set to "None" or "None - Entered Value". If the field is displayed and enabled, enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the assigned dimensional unit.

Outlet Pressure - A data field used to enter or display the pressure for the outlet (downstream) end of the pipe segment. If the value is known, enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the assigned dimensional unit.



Outlet Temperature - A data field used to enter the flowing temperature value of the outlet (downstream) end of the pipe segment. Enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the assigned dimensional unit. This item is only calculated if the Heat Loss/Gain calculation method is not set to "None" or the *Include Joule-Thomson Effect* option is selected (checked).

Pipe Flow Equation - A drop-down list used to select the flow equation to use during the calculation. Select an item from the list. The unknown value should be recalculated if the flow equation is changed.

Roughness - A data field used to enter or display the internal wall roughness of the pipe segment. If the value is known, enter a value by typing it into the data field. Ensure the value is expressed in terms of the selected dimensional unit. This item is only used for certain pipe flow equations.

