

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



TESIS

***DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO ÓPTIMO DE UN
GASEODUCTO UTILIZANDO LA ECUACIÓN DE WEYMOUTH,
CON EL OBJETIVO DE PROVEER GAS NATURAL A LA
PROVINCIA DE HUAMANGA A UN COSTO MÍNIMO***

***PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN
INGENIERÍA CON MENCIÓN EN APLICACIÓN ENERGÉTICA DEL GAS
NATURAL***

ELABORADO POR

FEDERICO GILBERTO EFRAÍN DÍAZ MORALES

ASESOR

Dr. ELMAR JAVIER FRANCO GONZÁLES

LIMA-PERÚ

2016

DEDICATORIA

A mi compañera Olga, mi familia y todos mis amigos que siempre han estado a mi lado.

"Un hombre inteligente es aquel que sabe ser tan inteligente como para contratar gente más inteligente que él".

John Fitzgerald Kennedy (1917-1963).

RECONOCIMIENTOS

Expreso mi gratitud y profundo agradecimiento a mi asesor el Ing. Dr. Javier Franco González, por creer en mí y ayudarme cuando todo parecía sombrío. Su aliento y constantes ideas creativas siempre me motivaron a trabajar más allá de mis capacidades.

También agradecer al Ing. Carlos Díaz Rojas por sus motivaciones constantes y apoyo incondicional en la resolución de problemas. Gracias por su esfuerzo.

Por último, dar las gracias a La Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Mecánica, sección posgrado por los conocimientos y experiencia aportados durante mi empeño para la obtención del grado de Maestro en Ingeniería con mención en Aplicación Energética del Gas Natural.

TABLA DE CONTENIDOS

DEDICATORIA.....	i
RECONOCIMIENTOS.	ii
TABLA DE CONTENIDOS.....	iii
RESUMEN.....	vii
ABSTRACT:.....	ix
INTRODUCCIÓN.	1
1 Título..	3
2 Nombre del graduando.....	3
3 Ámbito del Desarrollo de la Investigación..	3
4 Descripción de la Tesis..	3
4.1 Antecedentes Bibliográficos..	3
4.2 Descripción de la realidad problemática.....	16
4.3 Beneficios del gas natural.....	25
4.4 Formulación del problema.....	26
4.5 Marco teórico..	27
4.5.1 Gas natural.	27
4.5.2 Clasificación del gas natural.....	28
4.5.3 Composición según el tipo de yacimiento.....	30
4.5.4 Impurezas del gas natural.....	30
4.5.5 Transporte del Gas Natural.....	31

4.5.6	Códigos y normas aplicables a la construcción de ductos.....	34
4.5.7	Leyes y Regulaciones del Gobierno Peruano aplicables a la construcción de ductos..	34
4.5.8	Estudio de riesgos.	35
4.5.9	Plan de Contingencias..	36
4.6	Marco Conceptual.....	38
4.7	Justificación e importancia de la Investigación.....	43
5	Objetivos, Hipótesis, Variables e Indicadores..	45
5.1	Objetivos.....	45
5.1.1	Objetivo General.	45
5.1.2	Objetivos Específicos.....	45
5.2	Hipótesis.....	46
5.2.1	Hipótesis General..	46
5.2.2	Hipótesis específica..	46
5.3	Variables e Indicadores.....	46
5.3.1	Variable independiente.....	46
5.3.2	Indicadores de la variable independiente.....	46
5.3.3	Variable dependiente..	46
5.3.4	Indicadores de la Variable dependiente..	46
6	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	48
6.1	Importancia del Factor "z" de los Gases Reales.....	48
6.2	Traza del Gaseoducto: Chiquintirca - Ayacucho.....	51
6.3	Ecuación de Weymouth.....	55
6.4	Ecuación de Clinedinst.....	58
6.5	Estimación de la Población de Huamanga / Ayacucho.....	60
6.6	Estimación de la demanda de Gas Natural en la Provincia de Huamanga (Ayacucho).....	62
6.6.1	Consumo de Gas doméstico - Población.....	62
6.6.2	Consumo de Gas por la Industria.....	63

6.6.3	Consumo de Gas para el Transporte..	63
6.6.4	Consumo total de Gas Natural en la Provincia de Huamanga..	64
6.7	Determinación del diámetro del Ducto mediante Weymouth..	65
6.8	Determinación del diámetro del Ducto mediante Clindenist..	66
6.9	Análisis de sensibilidad en la determinación del diámetro del Gaseoducto.	66
6.10	Costo del Gaseoducto...	69
6.11	Evaluación Económica y Análisis de Sensibilidad del ducto...	70
6.12	Prueba de Hipótesis..	74
7	Conclusiones y Recomendaciones..	75
7.1	Conclusiones:..	75
7.2	Recomendaciones:..	76
8	Bibliografía..	78
9	Referencias:..	81
10	Anexos..	83
10.1	Convenio Específico N° 001-2013/MEM-GRA,.	83
10.2	Resolución Ejecutiva Regional N° 0655 -2013-GRA/PRES....	86
10.3	Resumen del artículo científico Ecu. Weymouth.	92
10.4	Software que calcula el factor de desviación ("z") y las Propiedades de mezclas de Gas Natural..	101
10.4.1	Recomendaciones..	101
10.4.2	Requerimientos Mínimos del Sistema.	107
10.4.3	Corrección de Presión y Temperatura Críticas por la presencia de gases ácidos; H ₂ S y CO ₂ en la composición del Gas.	108
10.4.4	Algoritmo para la determinación del factor z...	109

10.4.5	Determinación de la ecuación de segundo grado para calcular el factor “z” con los valores calculados con el programa “FactZ”	111
10.5	Presiones Normalizadas para el Gas producido en Camisea.	112
10.6	Estimación del costo de Construcción del ducto.....	114
	HOJA DE VIDA.....	117

RESUMEN.

Actualmente a nivel mundial, el empleo del Gas Natural como energético alternativo al petróleo está en ascenso, por lo que se plantea la necesidad de mejorar la capacidad de transporte, distribución y almacenamiento de éste hidrocarburo.

Es por ello que en julio de 1999 se emitió la "Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural" (Ley N° 27133) declarándose de interés nacional y necesidad pública, el fomento y desarrollo de la industria del gas natural en el Perú.

En diciembre del 2000, se firmó el contrato de licencia para la explotación del gas de Camisea entre Perupetro y el consorcio Pluspetrol Perú Corporation S.A., contando con unas reservas probadas de 8.7 TCF de gas y 587 MM Bbls. de líquidos de gas natural¹.

El Consorcio Camisea inició las operaciones de producción de Gas Natural del Lote 88, el 4 de agosto de 2004.

En el presente trabajo se desarrolla la Ingeniería Conceptual de un proyecto de construcción de un Gaseoducto para transportar gas desde la planta de compresión de TGP en Chiquintirca hasta la ciudad de Ayacucho.

Existen varias ecuaciones para la determinación de las caídas de presión en ductos que transportan Gas, entre las ecuaciones que se conocen tenemos: Weymouth, Panhandle A, Panhandle B (Modificado), Clindenist, Spitzglass, AGA, otras.

Emplearemos la ecuación de Weymouth y para su comparación o comprobación utilizaremos la ecuación de Clindenist, la misma que toma en cuenta la composición y características del fluido que transportará (Gas Natural).

No se toman en cuenta las labores y obras conexas (supervisión medioambiental, transporte de materiales y campamentos, logística, suministros, otros), por ser temas especializados que corresponden a otros tipos de estudios y análisis, y que consideramos que no corresponden al objetivo del presente trabajo.

Una variable de gran importancia es el factor de compresibilidad de los gases reales (factor "z") que es un parámetro que se utiliza en diversos cálculos de ingeniería en temas técnicos referentes a gases; empleándose principalmente el método gráfico de la correlación Standing & Katz; un revés importante es que, para las aplicaciones basadas en la informática, no es funcional su cálculo por este método.

¹ Daniel Guerra, Economista, adscrito a la Gerencia General de PLUSPETROL PERU CORPORATION, INDUSTRIAL DATA 2001, (4) 2 : 85-88 (a15.pdf).

Por ésta razón, para determinar mas eficazmente el factor "z", se desarrolló con ayuda del lenguaje de programación "Visual Basic 6.0" un programa de computadora llamado "FactZ", y que se ha utilizado en el presente trabajo.

El empleo de cualquiera de las dos ecuaciones para el diseño en la zona o área de estudio, nos conducen a los mismos resultados, por lo que la metodología de cálculo y diseño es indiferente si se utiliza la Ecuación de Weymouth o la de Clindenist.

ABSTRACT:

At the present time, in the worldwide, the use of natural gas as an alternative energy to oil is rising, so the need to improve transport capacity, distribution and storage of hydrocarbon has increased over last years.

For this reason, at July 1999 the "Law for the Promotion of Development of Natural Gas Industry" (Law No. 27133) was promulgated, point out to promotion and development of the natural gas industry as national interest and public necessity, and it was published in the oficial diary "El Peruano" of Peru.

In December 2000, the license agreement for the exploitation of Camisea gas between Perupetro and the consortium Pluspetrol Peru Corporation SA, with a proven reserves of 8.7 TCF of gas and 587 MM Bbls of natural gas liquids was signed.

The Camisea Consortium began production operations of Natural Gas from Block 88, on August 4, 2004.

In this paper develops the Conceptual Engineering of a project to build a pipeline to transport gas from the compression plant in Chiquintirca (owner TGP) to the city of Ayacucho.

There are several equations for determining the pressure drops in pipelines carrying natural gas, among the equations that we know there are: Weymouth, Panhandle A, Panhandle B (Modified), Clindenist, Spitzglass, AGA, and others.

We will use the Weymouth equation for design, and the Clindenist equation for comparison or verification of results, which takes into account the composition and characteristics of the fluid transported.

It is not considered the civil works and related works (environmental monitoring, transportation of materials and camps, logistics, supplies, etc.), since they are specialized topics that correspond to other types of studies and analyzes, and we believe that not correspond to the objective of this work.

A very important variable is the compressibility factor of real gases ("z" factor) which is a parameter used in various engineering calculations on technical issues concerning gases; mainly employing the graphical method of correlation of Standing & Katz; a major setback is that for computer-based applications, is not functional method for calculation.

For this reason, it developed a computer program called "FactZ" using the programming language "Microsoft, Visual Basic 6.0" to determine more accuracy the "z" factor, and that has been used in this work.

Finally the use of either of the two proposed equations for design into the geographical area or area of study, lead us to similar results, so that the calculation methodology and design is irrelevant whether the equation Weymouth is used or the Clindenist.

INTRODUCCIÓN.

En el Perú, la demanda de Gas Natural está en ascenso, por lo que es necesario incrementar la capacidad de transporte, distribución y almacenamiento de éste hidrocarburo, mediante la instalación o construcción de Gaseoductos para interconectar de modo eficiente los reservorios que lo producen con los centros de consumo.

Es por ello que mediante la Ley N° 27133², conocida también como “Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural” [9.2], se declaró de interés nacional y necesidad pública, el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país, comprendiendo la explotación de los yacimientos de gas, desarrollo de la infraestructura para el transporte de gas y condensados; la distribución mediante red de ductos y el uso industrial en el Perú.

El ingeniero de reservorios a cargo de un proyecto o reservorio en producción, dispone de suficiente información de las condiciones y características del reservorio o del pozo, que debe ser la más representativa y confiable, para realizar eficientemente el análisis del comportamiento del mismo y la predicción de la producción futura del pozo o reservorio bajo diferentes modos o escenarios de operación.

Análogamente, el ingeniero de producción conoce la condición de los pozos de producción y de los pozos inyectoros de gas natural con la finalidad de emitir sus mejores recomendaciones para el gerenciamiento del reservorio.

² Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural; Ley N° 27133 dada por el Congreso de la República del Perú, promulgada por el Presidente Constitucional de la República Alberto Fujimori Fujimori, y publicada en el Diario Oficial El Peruano el 4 de junio de 1999.

El Ingeniero de Planeamiento y Proyectos, con la información proporcionada por la Ingeniería de Reservorios e Ingeniería de Producción es quién procederá con el diseño y planificación para la construcción del ducto requerido.

El presente trabajo corresponde a la Ingeniería Conceptual para un proyecto de construcción de un Gaseoducto para transporte de gas entre la planta de Compresión de TGP de Chiquintirca y la ciudad de Ayacucho, a lo largo de ± 65.0 Km. con características propias y desafíos varios como son el clima, topografía, conflictos sociales, variados problemas constructivos, otros.

Se pondrá principal énfasis para el diseño del Gaseoducto la utilización de la ecuación de Weymouth en su versión para ductos horizontales e inclinados y su comparación o comprobación con la ecuación de Clindenist que tiene en cuenta la composición y características del fluido que transportará (Gas Natural); dicho de otro modo la ecuación de Clindenist [9.3], se emplea para diseños de fluidos determinados o particulares.

Las labores conexas (supervisión medioambiental, transporte de materiales y campamentos, logística, suministros, otros), no se han considerado ya que son temas especializados que corresponden a otros tipos de estudios y análisis que no corresponden al objetivo del presente trabajo.

1 Título.

"Determinación del diámetro óptimo de un gaseoducto utilizando la ecuación de Weymouth, con el objetivo de proveer gas natural a la provincia de Huamanga a un costo mínimo".

2 Nombre del graduando.

Federico Gilberto Efraín Díaz Morales.

3 Ámbito del Desarrollo de la Investigación.

La investigación la desarrollaremos para la zona de Camisea, en la ruta Cuzco - Ayacucho, con la finalidad de proveer Gas Natural a ésta zona del Perú.

4 Descripción de la Tesis.

4.1 Antecedentes Bibliográficos.

En 1859, se perforó el primer pozo de petróleo en el mundo por Edwin Laurentine "Coronel" Drake, en Titusville, condado de Crawford, Pensilvania, EE.UU.; y rápidamente se conoció en todas partes la importancia del petróleo y también en el Perú (Figura 4.1.01).

La producción de hidrocarburos en el Perú data desde 1863³, año en que el ingeniero E. A. Prentice, perforó en la zona al sur de la Bahía de la Cruz, en la bocatoma de la quebrada de Tucillal, en el área de Zorritos, Provincia de Contralmirante Villar, actual Región Tumbes, el pozo N°4, iniciando los trabajos el 2 de noviembre de 1863, con el método tubular, avanzando a razón de un metro por día durante tres semanas y tres días.

³ ALCO CER PEÑA, NEIL LUIS; AROHUANCA LAGOS, DELMAR GLENN; EMMA DEL PILAR, GUILLÉN CHÁVEZ, "Planeamiento Estratégico para el Sector Gas Natural en el Perú", Tesis para obtener el grado de Magíster en Administración Estratégica de Empresas otorgado por la Pontificia Universidad Católica del Perú, de la Escuela de Pos grado, Febrero 2013.

Cuando la perforación había alcanzado los 24 metros de profundidad, un chorro caliente de crudo surgió dando una producción inicial de 2,500 galones por día (59.5 BPD).

De éste modo se obtuvo el primer pozo de petróleo en el Perú y el segundo en América Latina y el mundo. Los depósitos fueron los primeros explotados en la costa americana del Océano Pacífico.

El inicio de la perforación del pozo N°4, el 2 de noviembre, también es recordado en el Perú como el "Día de la Ingeniería del Petróleo".

Figura 4.1.01: El pozo de Edwin Drake, Pensylvania, en 1859



Fuente: Enciclopedia Británica.

Según el Ministerio de Energía y Minas (MEMIN) [9.12] en su libro anual de reservas de hidrocarburos en el Perú, al 31 de diciembre del 2014, indicó que las reservas probadas de gas natural fueron de 14.63 Trillones de Pies Cúbicos Americanos (TCF = 10^{12} pies cúbicos); las reservas probables y posibles fueron de 11.28 TCF y los recursos contingentes y prospectivos son de 78.22 TCF.

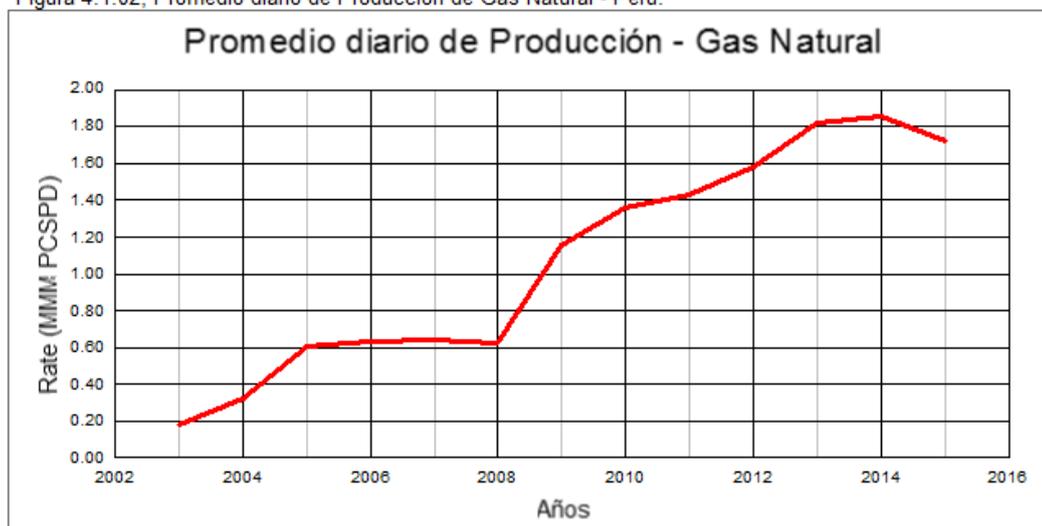
La producción de Gas Natural en el Perú, se ha incrementado significativamente desde una producción de 64.9×10^9 SCF/Año para el año 2003, mostrando una fuerte tendencia ascendente hasta 675.9×10^9 SCF/Año

para el año 2014, con un descenso a 627.4×10^9 SCF/Año en el año 2015 por motivos operativos, la misma que se espera se incremente en los próximos años, dicho comportamiento se muestra en la Figura 4.1.02.

El uso del gas natural en el Perú como fuente de energía se encuentra en proceso de desarrollo, su crecimiento y uso ya comenzó a tomar gran importancia dentro de la economía nacional aportando beneficios a nivel económico y medioambiental. Los futuros proyectos petroquímicos en el sur del país son una alternativa para impulsar el uso del gas natural a nivel industrial, utilizándolo como insumo de diversos productos con mayor valor agregado para el mercado interno y externo.

Se tienen dos razones importantes que sustentan el desarrollo del gas natural en el país:

Figura 4.1.02, Promedio diario de Producción de Gas Natural - Perú.



Elaboración propia; Fuente: Perupetro, Estadística Petrolera 2014. (Peru- Meca-Cap14038a)
Año 2015: Valores estimados.

(a) Reservas probadas y con una política abierta a la inversión extranjera, el Perú es un país con grandes posibilidades de dejar de ser un país importador de combustibles como el petróleo y alinear su crecimiento modificando su matriz energética en base al uso del gas natural.

(b) Porque el gas natural presenta ventajas ecológicas en cuanto a su uso como tener una combustión limpia, su versatilidad en la industria, su alto

rendimiento energético y grandes ahorros en la economía interna, convirtiéndolo en un combustible especialmente útil en cualquier proceso de generación de energía, calor y/o frío, y en múltiples aplicaciones domésticas, comerciales, industriales (petroquímica) y de generación de energía eléctrica.

El futuro del gas natural se muestra alentador para el país en el corto y mediano plazo, dentro de él las oportunidades de ahorro en costos de energía, creación de nuevos negocios, creación de puestos de trabajo que contribuirán con mejorar la competitividad en costos de los productos peruanos dentro y fuera del país, así como sus beneficios desde el punto de vista medio ambiental por sus características menos agresivas con el medio ambiente.

Por otro lado, debe empezar a reflejarse estos beneficios en los pobladores comunes, sobre todo en los de menores posibilidades económicas, a través de los mecanismos del estado que manejan y controlan los recursos del canon energético y regalías.

El gas natural con todas sus ventajas técnicas, económicas y ecológicas representa una gran oportunidad para el desarrollo del país, pero debe estar adecuadamente planificada y orientada hacia el beneficio general. Para el Perú significa la oportunidad de aprovechar sus factores potenciales de desarrollo existentes en este momento económico favorable, para encaminar su desarrollo.

Por lo tanto es importante elaborar un plan estratégico para el sector del gas natural en el Perú que nos indique los lineamientos que aseguren el suministro sostenido de este recurso y nos permita alcanzar el tan ansiado desarrollo que el país necesita dentro de un contexto medio ambiental y socialmente responsable.⁴

⁴ ALCOCER PEÑA, NEIL LUIS; AROHUANCA LAGOS, DELMAR GLENN; EMMA DEL PILAR, GUILLÉN CHÁVEZ, "Planeamiento Estratégico para el Sector Gas Natural en el Perú", Tesis para obtener el grado de Magíster en Administración Estratégica de Empresas otorgado por la Pontificia Universidad Católica del Perú, de la Escuela de Pos grado, Febrero 2013.

El departamento de Ayacucho se encuentra ubicado en la zona sur – central de los andes peruanos, con un área total de 43,814.80 km², equivalente al 3.4 por ciento del Territorio Nacional⁵, limita por el norte con Junín, por el noroeste con Huancavelica, por el oeste con Ica, por el sur con Arequipa, por el este con Apurímac y con el Cuzco por el nor-este. La altura de la ciudad de Ayacucho es de 2,746 metros sobre el nivel del mar [9.4].

Se encuentra políticamente dividido en 11 provincias y 111 distritos, siendo su capital la ciudad de Ayacucho, y se encuentra a 576 km de la ciudad de Lima.

La superficie muestra un relieve muy accidentado, donde los ríos Apurímac, Pampas y Mantaro forman impresionantes cañones. En las punas o altas mesetas andinas el relieve presenta pampas onduladas, y en el sur el nevado Sara - Sara es el más importante. Su suelo es muy accidentado por el cruce de dos cordilleras que lo dividen en tres unidades orográficas: montañosa y tropical al norte, de abrupta serranía al centro y de altiplanicies al sur.

En relación a su población, según las proyecciones poblacionales del INEI, el 2010 el departamento contaba con 650,718 habitantes (2.2 por ciento del total nacional) siendo la provincia de Huamanga la que concentra la mayor población (38.6 por ciento del total departamental), y para el 2015 es de 688,657 habitantes [9.14]. Su última tasa de crecimiento inter censal es de 1.5 por ciento, además de tener una distribución casi equilibrada de la población según sexo, como se puede apreciar en la Tabla No. 4.1.01.

La situación de pobreza en el departamento de Ayacucho⁶ están expresados en el hecho de que 91% de viviendas carecen de servicios higiénicos, 90% de

⁵DIRECCIÓN GENERAL PARLAMENTARIA, OFICINA DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y ESTADÍSTICA; Carpeta Estadística Georeferencial del departamento de Ayacucho, 2013, Editorial del Congreso de la República, Lima, http://www.congreso.gob.pe/dgp/Gestion_Informacion_Estadistica/georeferencial/2013/1trimestre/5.AYACUCHO.pdf, PP 18.

⁶ LI SUÁREZ, DIANA "Ayacucho: Análisis de situación en población", Fondo de Población de las Naciones Unidas - Perú, Primera edición: Lima, agosto del 2009, UNFPA-CIES-ASP-Ayacucho.pdf; PP 101.

los hogares cocinan con leña y otros, y 79% de las viviendas no tienen agua potable, lo que se suma a las elevadas tasas de desnutrición crónica (46%) y analfabetismo (26%) [9.5]; el comportamiento del índice de pobreza del año 2001 al año 2012 en el departamento de Ayacucho se muestra en la figura 4.1.01a.

Según Tames Eliseo, (2009)⁷, Los resultados del estudio a nivel departamental de la Incidencia de pobreza en las Regiones, han permitido distinguirlos en cinco grupos por su relativa similitud, siendo los siguientes:

En el primer grupo se encontraría Huancavelica con una incidencia de 85,7%.

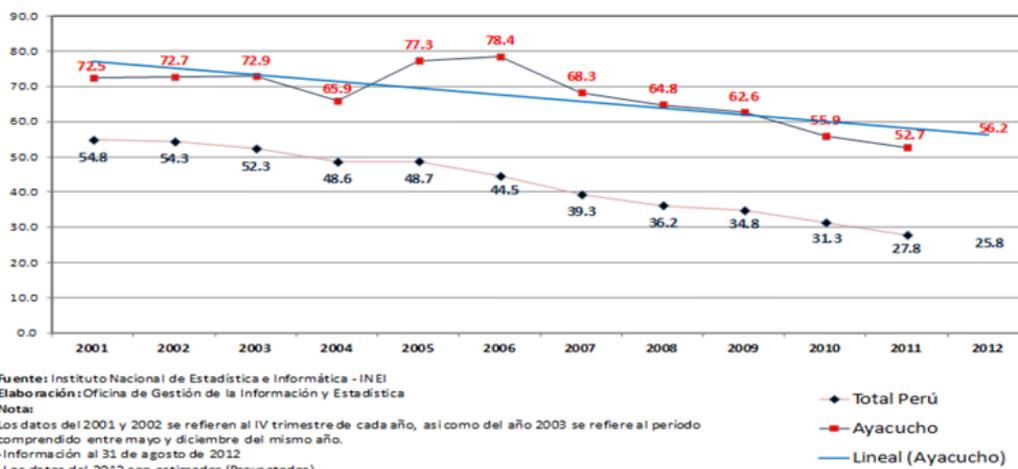
En el segundo grupo, cuyas tasas de pobreza se ubican entre 63,4% y 69,5%, estarían conformados por Apurímac (69,5%), Ayacucho (68,3%), Puno (67,2%), Huánuco (64,9%), Cajamarca (64,5%) y Pasco (63,4%).

Un tercer grupo, cuyo rango de pobreza varía entre 54,6% y 57,4%, en el que se ubican Cuzco (57,4%), Amazonas (55,0%) y Loreto (54,6%).

El cuarto grupo está conformado por los departamentos de: Piura (45,0%), Ucayali (45,0%), San Martín (44,5%), Junín (43,0%), Ancash (42,6%), Lambayeque (40,6%) y La Libertad con (37,3%).

⁷ TAMES, ELISEO SEBASTIÁN; "Estudio de Electrificación con Energía Solar Plaza Pública Distrito de Llauta-lucanas, Ayacucho", Tesis para optar el Grado de Maestría en Gestión y Auditorías Ambientales de la Universidad de Piura, (Thesis-MAS_GAA_005.pdf); Febrero 2009, PP 129.

Figura 4.1.01a: Índice de pobreza en el departamento de Ayacucho.



Finalmente, el quinto grupo comprende los departamentos de: Moquegua (25,8%), Arequipa (23,8%), Tacna (20,4%), Lima (19,4%), Tumbes (18,1%), Madre de Dios (15,6%) e Ica (15,1%)⁵. En el mapa de la Figura 4.1.02, se ilustran éstos rangos de pobreza por departamentos, y actualizado al año 2013 en la figura 4.1.02a.

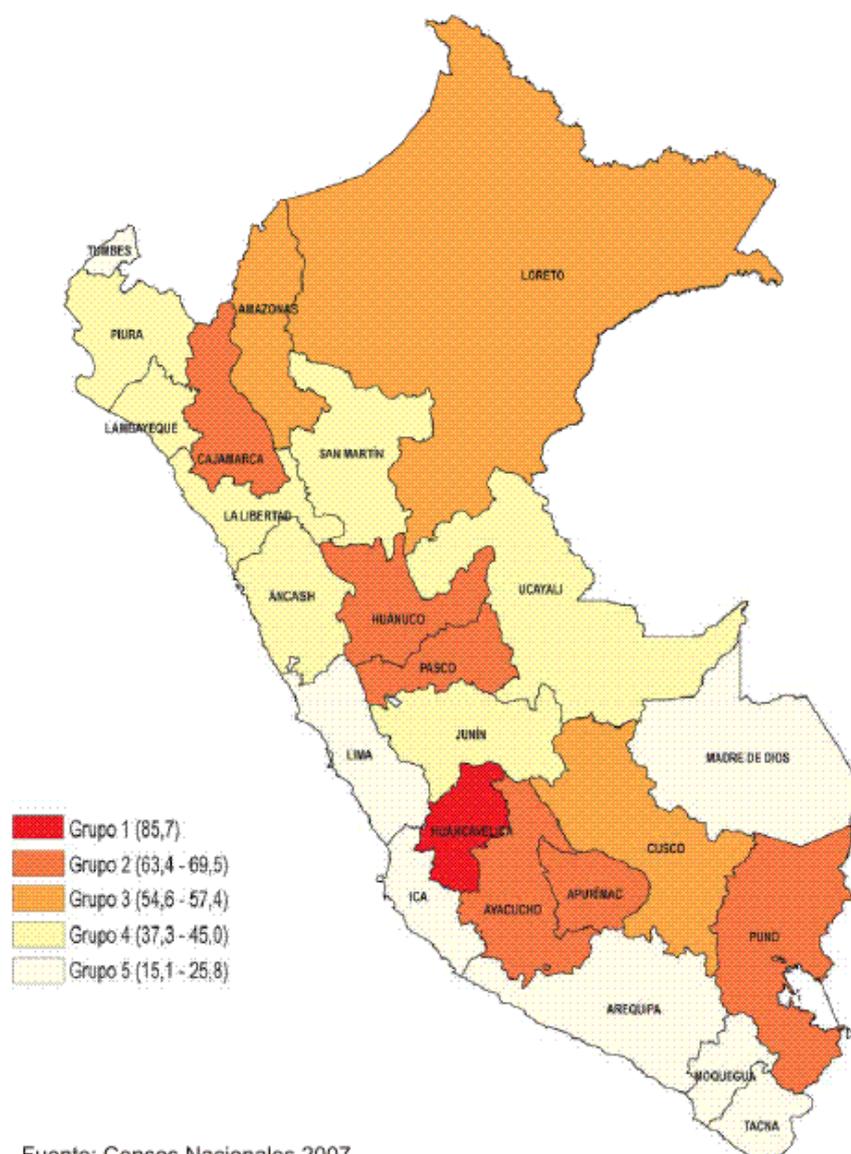
En lo relacionado al transporte, de manera general, en Ayacucho no existe parque automotor que utilice Gas Natural; tomando como un antecedente la ciudad de Lima y la provincia constitucional del Callao⁸, según la información de la Cámara Peruana de Gas Natural Vehicular, a finales del 2009 se tenía un total de 81,029 vehículos convertidos a GNV, lo que equivale a un 41% más de vehículos respecto al 2008; y la cantidad promedio de vehículos convertidos por mes asciende a 1,900 unidades de vehículos [9.6]; La Figura 4.1.03 muestra la cantidad de vehículos convertidos por año desde finales del 2006 hasta diciembre del 2009.

⁸ PÉREZ PALOMINO, PATRICIA CAROL, "Propuesta de Conversión del Parque Automotor de Lima y Callao para el Uso de Gas Natural", para optar el Título de Ingeniera Industrial, Mayo de 2010, de la Pontificia Universidad Católica del Perú - Facultad de Ciencias E Ingeniería, PP 113.

Asimismo aproximadamente el 70% de vehículos convertidos por mes, corresponde a taxis; la Figura 4.1.03 muestra la cantidad de vehículos particulares y de taxis a GNV a diciembre del 2009 y en la Figura 4.1.03a se muestra la proyección de vehículos que se estima serán convertidos a GNV; los que se reflejarían proporcionalmente en la ciudad de Ayacucho, si es que contara con suministro de gas en cantidad suficiente.

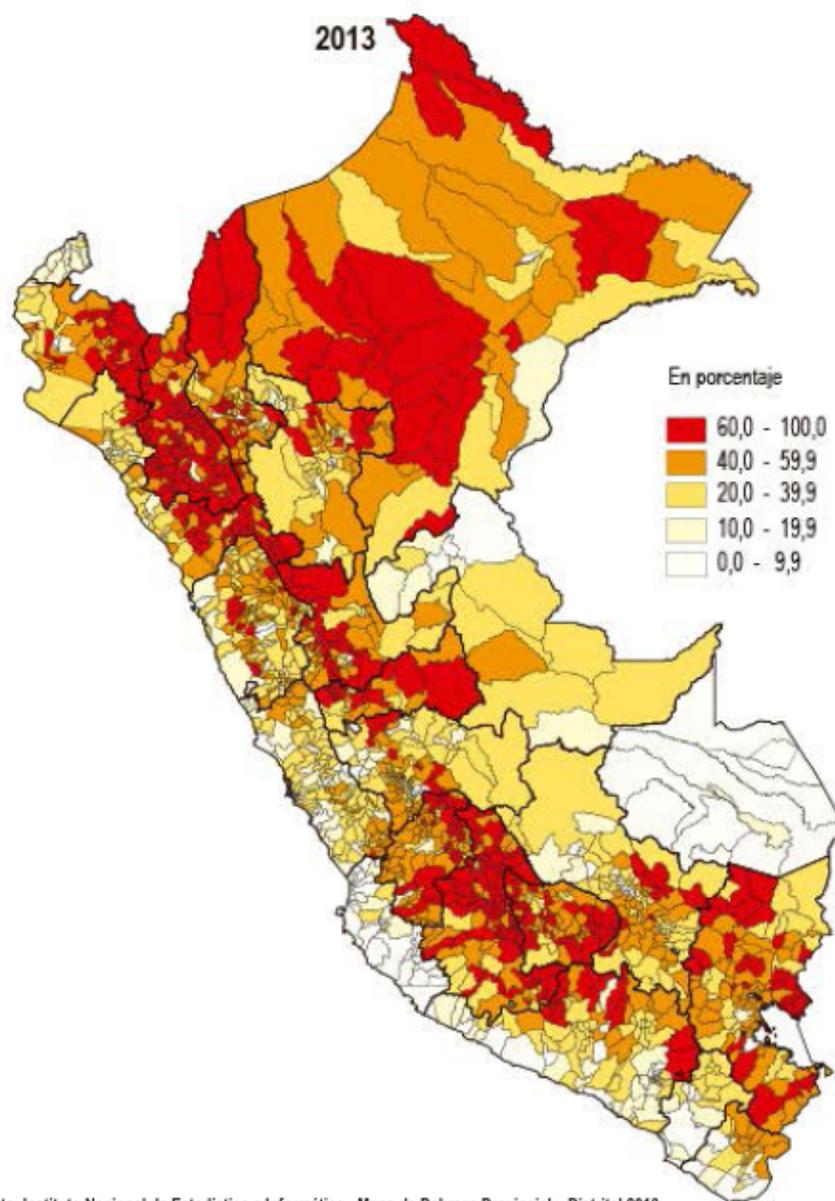
Figura 4.1.02: Regiones - Mapa de rangos de pobreza.

DEPARTAMENTOS POR SIMILAR RANGO DE POBREZA TOTAL, 2007



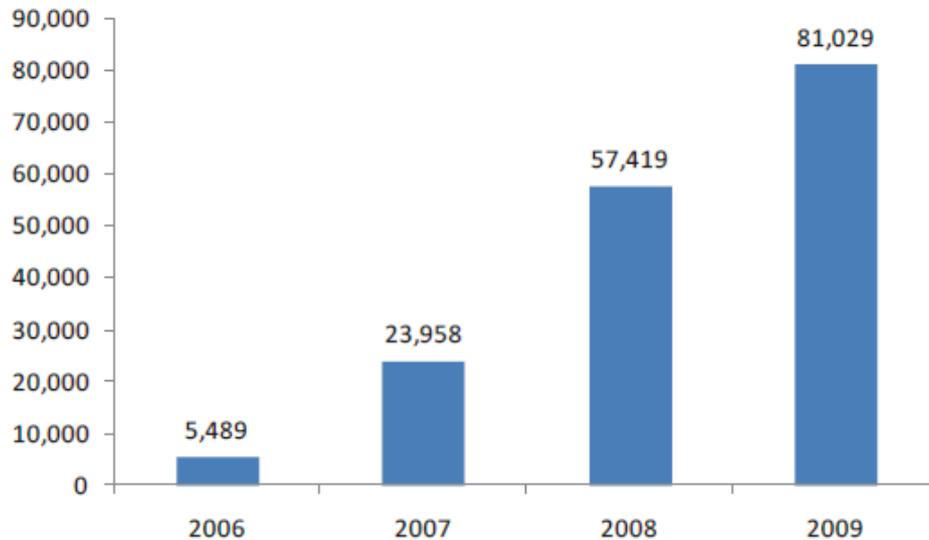
Fuente: Censos Nacionales 2007
INEI, XI de Población y VI de Vivienda (Mapa_Peru_Pobreza.cpt)

Figura 4.1.02a: Mapa de Rangos de Pobreza - 2013

PERÚ: INCIDENCIA DE LA POBREZA TOTAL, SEGÚN DISTRITO, 2013

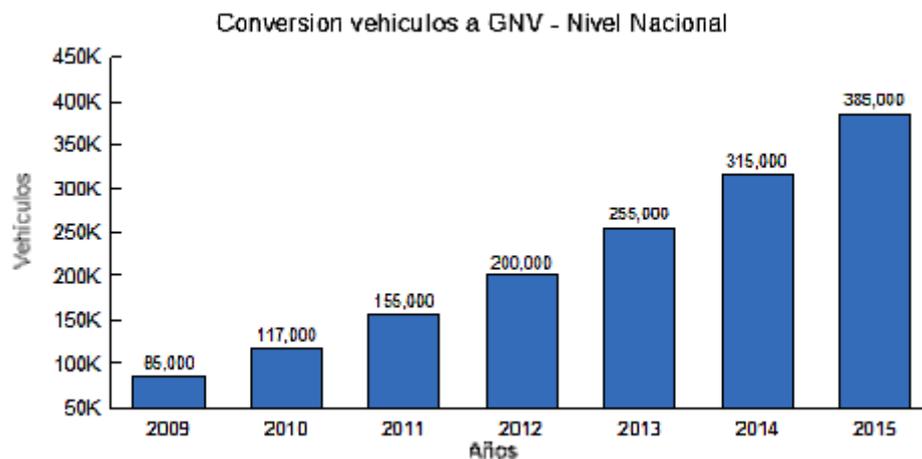
En la actualidad el Gas Natural es, dentro del sector energético, el combustible de mayor crecimiento en el mundo por las ventajas que ofrece su uso industrial, siderúrgico, petroquímico, doméstico y adicionalmente como fuente generadora de electricidad.

Figura 4.1.03: Vehículos convertidos a GNV por año (Acumulado)



Fuente: Patricia Carol Pérez Palomino, tesis de grado de la PUCP.

Figura 4.1.03a: Proyección acumulada de vehículos a convertirse a GNV



Fuente: Cámara Peruana del GNV; Jorge Juárez Eyzaguirre. (Proy- vehiculos)

En la generación eléctrica el gas compite con el petróleo, el carbón y las centrales hidroeléctricas. Debido a su bajo costo los generadores eléctricos que usan petróleo o carbón van reemplazando estos insumos por gas natural. Además en lo relativo a la inversión inicial, la generación eléctrica utilizando gas natural como fuente de energía, compite ventajosamente con una central hidráulica.

La forma más económica para transportar el gas es a través de tuberías como sucede en todos los países que cuentan con este recurso o que lo importan⁹.

Existe un crecimiento de oferta y demanda de energía eléctrica en el Perú y los proyectos de construcción de centrales térmicas con gas natural en estos momentos tienen una gran rentabilidad para la industria peruana, los proyectos de construcción de plantas de acondicionamiento y transporte de gas natural para abastecimiento de estas centrales térmicas hacen viable el crecimiento de la oferta de la energía eléctricas.

Debido a los diferentes usos que se le dan al gas natural, ya sea en procesos industriales, como en quehaceres domésticos, la comercialización de éste recurso requiere de especial atención a ciertos factores que conforman la estructura de un sistema de entrega de gas (sistema de distribución de gas) desde el yacimiento hasta el usuario final.

⁹ MELGAR GÁLVEZ, JAVIER RAÚL; "Diseño óptimo del proceso de una planta de regulación, medición, acondicionamiento y gasoducto de gas natural para una central Térmica en la ciudad de ica" para optar el título profesional de Ingeniero Petroquímico de la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima - Perú:, 2011, PP 208.

Tabla 4.1.01: Ayacucho, Superficie, Población y densidad poblacional (2012).

Departamento y Provincia	Superficie (Km ²)	Población Estimada 2012	Densidad Poblacional Hab/Km ²
PERÚ 1/	1,286,966.66	30,135,875	23
AYACUCHO	43,814.80	666,029	15
Huamanga	2,981.37	261,382	88
Cangallo	1,916.17	34,298	18
Huanca Sancos	2,862.33	10,472	4
Huanta	3,878.91	102,619	26
La Mar	4,392.15	87,160	20
Lucanas	14,494.64	67,167	5
Parinacochas	5,968.32	32,023	5
Páucar del Sara Sara	2,096.92	11,028	5
Sucre	1,785.64	12,255	7
Victor Fajardo	2,260.19	24,213	11
Vilcas Huamán	1,178.16	23,412	20

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI , Estimaciones y Proyecciones de Población 2000 al 2015 Departamento, Provincia y Distrito.

Extracción: Oficina de Gestión de la Información y Estadística

1/ Incluye: 4 996,28 km² que corresponde al lado peruano del lago Titicaca.

Nota: Población proyectada al 30 de junio del 2012

Entre estos aspectos, se pueden mencionar¹⁰: la recolección, tratamiento, acondicionamiento, compresión a la presión requerida y por último la transmisión por el gasoducto; cada uno de estos aspectos necesita de un profundo estudio y análisis, lo cual requiere de la aplicación de diferentes tecnologías para tener resultados eficientes en cuanto al manejo y entrega del gas.

Entre los aspectos mencionados, podemos citar la entrega de gas, consistente en transportar diariamente un determinado volumen de gas, de un punto a otro. Es importante señalar que entre estos puntos son muchas las variantes que se pueden presentar; por ejemplo, la geografía que implica la trayectoria a seguir

¹⁰ ROMERO P. CARLOS; "Diseño Y Evaluación de un Sistema Integral de manejo de gas del yacimiento al usuario final", para optar el título de Ingeniero de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela, Caracas - Venezuela, 2007, PP 235, (Thesis-TEG-CR.pdf).

entre las estaciones de separación, recolección y los puntos de entrega, en toda esta trayectoria la longitud, el diámetro, la capacidad y la presión son algunos de los muchos parámetros a determinar.

El negocio del gas es muy complejo y requiere de muchas operaciones que son simuladas mediante modelos matemáticos, programados en diferentes lenguajes de computación, con la finalidad de diseñar proyectos óptimos desde el punto de vista técnico y seguridad de todo el sistema.

En la actualidad existen modelos comerciales diseñados por empresas especializadas en el área de hidrocarburos, modelos que están fundamentados en diferentes teorías y desarrollados bajo múltiples métodos, pero siempre con la finalidad de dar resultados lo más cercanos posibles a las condiciones de operación reales.

Esto obliga a investigar y desarrollar un sistema de distribución de gas, que permita determinar algunos parámetros necesarios e indispensables para evaluar y garantizar de ser posible, la entrega de gas en cuanto al caudal y la presión requerida por el cliente [9.7].

4.2 Descripción de la realidad problemática.

Un asunto clave en el crecimiento económico del Perú tiene que ver con los altos precios de los minerales e hidrocarburos que el Perú exporta. Claramente el crecimiento económico del Perú está asociado con el sector extractivo. Las cifras de este crecimiento y reducción de la pobreza son interpretadas por los sectores empresariales, gobierno central y organismos multilaterales como evidencias del desarrollo peruano; la siguiente cita ilustra esta idea desde la visión de uno de los organismos multilaterales:¹¹

¹¹ ANCHANTE RULLÉ, MARLENE DEL PILAR 2012, "Negociaciones por compensaciones y desarrollo. El caso de la cc Chiquintirca (Ayacucho) y la empresa TGP en el marco del proyecto Camisea", para optar el grado académico de doctora en antropología de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Escuela de posgrado", Lima, 2014, PP 313.

"Durante estos últimos cinco años el Perú ha logrado grandes avances en su desarrollo, con tasas de crecimiento altas, baja inflación, estabilidad macroeconómica, gran acumulación de reservas internacionales, reducción de la deuda externa, obtención del grado de inversión, superávits fiscales, reducción de pobreza y otros avances importantes en indicadores sociales y de desarrollo. Estos son solo algunos de los logros obtenidos (Banco Mundial, 2011)" [9.8]

Pero también, el crecimiento económico del Perú está directamente asociado a la inversión privada (especialmente extranjera), la cual se considera indispensable para el desarrollo del país; suscitándose alrededor de ella controversias que han enfrentado a los propios niveles de gobierno, central, regional y local.

En la última década, el Perú destacó como una de las economías de más rápido crecimiento en América Latina y el Caribe con una tasa de crecimiento promedio del PIB fue del 5,9%, en un entorno de baja inflación (2,9% en promedio).

Un contexto externo favorable, políticas macroeconómicas prudentes y reformas estructurales en distintos ámbitos se combinaron para dar lugar a este escenario de alto crecimiento y baja inflación. Como resultado, el fuerte crecimiento del empleo y de los ingresos generó una reducción drástica de los índices de pobreza desde un 55,6% hasta un 21,8% de la población entre 2005 y 2015.

Sin embargo, en un contexto de confianza empresarial más baja, de lenta implementación de algunos proyectos mineros (Conga, Tía María, etc.) y del bajo dinamismo del sector inmobiliario, la inversión privada se contrajo en un 7,5%.

Para 2016 se espera que el crecimiento del Perú sea similar a los niveles de 2015 y que, en adelante, se recupere progresivamente a un ritmo promedio de alrededor del 3,8% en 2017-18.

En este sentido, la expectativa es que el inicio de la fase de producción de grandes proyectos mineros en los próximos dos o tres años así como una mayor inversión tanto pública como privada en proyectos de infraestructura den soporte a la demanda agregada, mientras que la aplicación continua de reformas estructurales sostendrían la confianza de los inversionistas privados.

En el ámbito externo, los factores que pueden impactar el crecimiento económico son:

- ▶ La caída de los precios de las materias primas, vinculada en gran medida con la desaceleración de China, uno de los principales socios comerciales del Perú;
- ▶ Un eventual período de volatilidad financiera, asociado al ritmo del ajuste monetario de Estados Unidos.

En el ámbito interno, las proyecciones de crecimiento del PIB son vulnerables a:

- ▶ Los retrasos en la implementación de los programas de inversión pública y privada.
- ▶ Al impacto del Fenómeno de El Niño en la economía real.
- ▶ Los retos asociados a la capacidad del próximo gobierno a seguir implementando reformas para incrementar la productividad y competitividad nacional.

En adelante, los principales desafíos serán: lograr que el crecimiento económico sea sostenible y continuar fortaleciendo los vínculos entre el crecimiento y la equidad. Por consiguiente, se debe tomar en cuenta la vulnerabilidad de un parte de la población a los vaivenes del crecimiento que podría recaer en la pobreza revirtiendo, de este modo, el progreso logrado en la última década. (Banco Mundial, 2016)" [9.9]

El Proyecto Camisea tiene sus antecedentes en el año 1981 en que el Estado Peruano suscribió un contrato con la corporación multinacional Royal Ducht/Shell (conocida simplemente como Shell), para operaciones de petróleo en los lotes 38 y 42, en la cuenca del Ucayali.

Como resultado de los trabajos de perforación en el año 1987 se descubrieron dos yacimientos de gas natural (San Martín y Cashiriari) en el área de Camisea. Este hallazgo llevó a que se firmara un acuerdo de bases para la explotación del gas de Camisea entre las empresas Shell y PetroPerú en el año 1988, el cual no se viabilizó en las negociaciones correspondientes, principalmente porque la clase política y la población Cuzqueña de aquél entonces tenían un serio malestar por el contenido de las cláusulas del Acuerdo de Bases, por lo que después de seis años se firmó un convenio para evaluar y desarrollar los yacimientos de Camisea entre Shell y Pluspetrol³; sin embargo en 1998 el consorcio Shell-Mobil comunicó al Estado Peruano su decisión de no continuar con el segundo periodo del contrato, por lo que las instalaciones pasaron a beneficio del Estado Peruano.

En este contexto, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI¹²) acordó en 1999 que se realice un proceso de promoción para desarrollar el proyecto Camisea, bajo la lógica de módulos independientes de negocios. Es así que ese mismo año luego de aprobarse Ley N° 27133, cuyo objetivo era asegurar el abastecimiento de gas al mercado interno por veinte años, el Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM), con las bases del concurso y la del modelo del contrato elaborados por un Banco de Inversiones bajo una previsible visión comercial del Proyecto, convocó dos concursos públicos internacionales para otorgar el contrato para la explotación del gas de Camisea; así como las concesiones de transporte de líquidos y gas desde los mismos yacimientos hasta la costa, y de distribución de gas en Lima y Callao.

¹² La COPRI fue creada en 1991 mediante el Decreto Legislativo 674 con el fin de planear y ejecutar un programa de privatización a gran escala.

En el caso del concurso para concesionar el sistema de transporte de ductos se presentó un solo postor que fue Transportadora de Gas del Perú (TgP).

Para el caso del lote 88, el Estado ofreció una regalía del 10%, la que se incrementó hasta 37.24% debido a la existencia de más postores.

El Proyecto Camisea tiene tres componentes independientes:

a) componente de explotación (Upstream), que comprende la exploración y explotación de los yacimientos de gas en Camisea, lo que implica actividades de procesamiento en Las Malvinas, una planta de fraccionamiento para líquidos de gas natural y un terminal marítimo ubicados al sur de Pisco, todo ello bajo la responsabilidad de un consorcio multinacional encabezado por la empresa PLUSPETROL.

b) El componente de transporte (downstream), que consiste en el transporte de gas natural desde Malvinas hasta el City Gate en Lurín-Lima, y de líquidos de gas natural a la planta de fraccionamiento ubicada al sur de Pisco, bajo la responsabilidad de Transportadora de Gas del Perú (TgP), y el tercer componente.

c) distribución, que consiste en la distribución del gas natural a Lima y Callao, bajo la responsabilidad de Tractebel.

La no existencia de un proceso eficiente para la alimentación de Gas Natural a la ciudad de Ayacucho y zonas aledañas nos lleva a plantear una investigación para:

- Revisar los principios para realizar los cálculos para la obtención de las propiedades físico químicas del Gas Natural a diferentes condiciones de operación.
- También se desarrollarán los factores y condiciones de operación para evitar la formación de hidratos que son perjudiciales en el transporte de Gas Natural.

Figura 4.1.04: Trayectoria de los ductos Gas - Líquidos, Proyecto Camisea.



Fuente: Revista Digital "Con nuestro Perú", Alfredo Palacios Dongo

- Desarrollar los principios de flujo de Gas Natural en estado estacionario y para el estado no estacionario, el efecto de la temperatura, velocidades máximas y mínimas que afectan en el diseño de un sistema de Suministro de Gas Natural.
- Desarrollar el diseño básico del sistema de suministro de Gas Natural aplicado para el caso de transporte de Gas Natural hacia la ciudad de Ayacucho; éste diseño básico abarcará el diseño del proceso de acondicionamiento y el dimensionamiento de los equipos de las áreas de regulación, medición, transporte por ducto según las normas y reglamentos para la industria del gas natural.
- El desarrollo la parte económica de este proyecto se basará en la determinación del costo de la ingeniería propuesta teniendo como base los equipos especificados para cada proceso.

Se han dado avances significativos en la dirección de promover el consumo de gas natural, citaremos como ejemplo la suscripción del Convenio Específico N°

001-2013/MEM-GRA, del 11 de julio del año 2013, entre el Ministerio de Energía y Minas y el Gobierno Regional de Ayacucho¹³, al amparo del Convenio Marco de Cooperación Inter-institucional N° 003-2012/MEM-GRA; el que tiene por objeto determinar la obligación de las partes relacionadas con la promoción de proyectos de masificación del uso de gas natural en la región, a través del desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de Gas Natural Comprimido (GNC), a través del mecanismo de la participación pública Privada, con el objeto de acelerar la transformación prioritaria del sector residencial, los pequeños consumidores, atender la demanda energética; así como el transporte vehicular en la región Ayacucho¹⁴.

El crecimiento del país en los últimos años ha descansado en un sistema energético, particularmente competitivo en la región, con gran potencial y con una matriz energética diversificada, el cual fue reconocido por el Foro Económico Mundial, que ha clasificado al Perú, en el 2013¹⁵ y el 2014, consecutivamente, en el primer lugar entre 105 y 124 países (muchos de ellos desarrollados), respectivamente, en lo que se refiere a competitividad y apoyo al desarrollo económico.¹⁶

Esta matriz debe ser balanceada en función de la dinámica del crecimiento, priorizando el consumo interno, sin que ello signifique renunciar a la exportación en un futuro, propiciando la construcción de más centrales

¹³ Ver Anexos 10.1 y 10.2

¹⁴ GOBIERNO REGIONAL DE AYACUCHO; "Resolución Ejecutiva Regional N° 0655 -2013-GRA/PRES, del 8 de agosto del 2013", conjuntamente con el Convenio Especifico: N° 001-2013/MEM-GRA: "Convenio específico entre el Ministerio de Energía y Minas y el Gobierno Regional de Ayacucho suscrito al amparo del Convenio Marco de Cooperación Inter institucional N°003-2012-MEM-GRA"; del 11 de julio del 2013, que vencerá el 10 de julio del 2017 (RER_655_2013.pdf).

¹⁵ WORLD ECONOMIC FORUM: "The Peru Travel & Tourism Competitiveness, Report 2013".

¹⁶ MERINO TAFUR, JORGE; "Gasoducto Sur Peruano: Parte de un plan energético", Publicado por: Publicación "ProActivo", del 25/07/2014 en Noticias. "<http://proactivo.com.pe/gasoducto-sur-peruano-parte-de-un-plan-energetico/>", consultado Ago.10.14.

hidroeléctricas y el uso del gas con mayor valor agregado para sustituir al petróleo.

En esa perspectiva, el Ministerio de Energía y Minas encargó a ProInversión procesos energéticos por US\$ 3,200 millones en el 2013 y por más de US\$ 12,000 millones en el 2014; sin embargo, no son suficientes las asignaciones de la buena pro, es más importante la ejecución de los proyectos en el menor tiempo posible para impulsar la reactivación económica.

Como parte de esta política, en diciembre del 2012 se aprobó la Ley de Seguridad Energética para hacer viable el Gasoducto del Sur, que busca mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico mediante la descentralización de la generación y propiciar el desarrollo industrial de esa zona del país.

El proyecto integral se inició garantizando la demanda a través del nodo energético, con plantas térmicas en Ilo y Mollendo, a las que se suma, además, el interés de consumidores iniciales, que totalizan 850 millones de pies cúbicos por día, lo que da como resultado un sistema auto sostenible.

De otro lado, el inicio de la producción de los yacimientos de gas de Camisea y la construcción del gasoducto, en el 2004, que aportó a la competitividad y a la consolidación de la matriz energética, así como al inicio de la masificación del gas, a través de redes de conexión domiciliaria en Lima, Callao e Ica, fue posible con la creación de la garantía de red principal (GRP) para su financiamiento, la cual consistió en un mínimo incremento de la tarifa del servicio de electricidad a todos los peruanos; ese mismo sistema es aplicado hoy para construir el Gasoducto Sur Peruano.

Es por esta razón que a partir del 2012 se ha dado el mayor impulso y atención al uso del gas en beneficio de la población.

De las 50,000 conexiones que existían al 2011, a la fecha se han alcanzado 220,000, siendo 480,000 conexiones la proyección al 2016. Los impactos económicos son sustantivos al comprobar que en Lima Metropolitana miles de

usuarios pagan entre 8 y 14 soles mensuales por consumo de gas. Este beneficio tenía que hacerse extensivo al resto del país.

Por ello, mediante la Ley N° 29852, publicada en abril 13 del 2012, se creó el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), por el cual los sectores más pobres se benefician con un bono de S/.16.00 para la compra de un balón de gas. Este beneficio debe alcanzar el millón de hogares a fines del 2014.

En paralelo, se estableció el programa de Cocinas Perú, permitiendo el reemplazo de cocinas a leña por el de gas natural. A la fecha, ya suman más de un millón seiscientos mil los beneficiados.

A mediados del 2012 se adjudicaron licitaciones para que empresas privadas desarrollen proyectos de transporte virtual de gas en forma líquida en la Costa Sur y Norte y con gas natural comprimido en las regiones altoandinas. Esta última zona siempre estuvo excluida, desde el inicio del proyecto Camisea, en el 2004, a los beneficios del gas.

A fin de incluirla se priorizó el transporte virtual de gas desde Ayacucho a las ciudades de Cusco, Puno, Juliaca, Abancay, Andahuaylas, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Huamanga y Huanta. Para ello, se TGP procedió con la construcción e instalación de una nueva planta compresora, la cual se ubicará en la progresiva kilométrica 127 del ducto Malvinas - City Gate (Lima), en la zona selva entre Malvinas y Chiquintirca; está ubicada a 2,950.00 msnm, equipada con cuatro turbocompresores de 18,000 HP cada uno, representando una potencia de 72,000 HP. La planta, en conjunto con el Anillo Costa 2, podrá transportar los 920 MM PCD de gas con sólo tres turbocompresores manteniendo el cuarto en espera o “stand by” a efectos de aumentar y garantizar la confiabilidad y disponibilidad de la misma

Esto abre la oportunidad para la instalación de redes domiciliarias en esas localidades, y en breve plazo, mediante asociaciones público-privadas, se iniciará su construcción. Estas redes estarán funcionando cuando las obras del

gasoducto y sus ramales culminen y solo faltará conectarlas para reemplazar el gas virtual y beneficiar a más de 600,000 hogares.

4.3 Beneficios del gas natural.

El gas natural es el combustible de menor precio y permite obtener un ahorro sustancial en relación con otros combustibles; El Estado Peruano, por intermedio del Ministerio de Energía y Minas y OSINERGMIN, garantiza la calidad del servicio que recibe el usuario a un bajo costo siendo los siguientes los principales beneficios.

A.- Económico

El Gas Natural es el de menor costo comparandolo con el costo de las diferentes fuentes de energía alternativas, especialmente con las del petróleo o carbón, brindando sobre toda una disponibilidad y consumo que evita las perdidas.

B.- Seguro

El gas natural proporciona la seguridad a la población o industrias que lo utilicen, no es tóxico ni corrosivo, y se disipa rápidamente a la atmósfera cuando hay alguna fuga; de esta forma se minimizan los riesgos en su uso.

C.- Brinda comodidad

Como el gas natural se distribuye por tubería, se dispone del servicio las 24 horas y los 365 días del año; de esta forma se evita tener que almacenarlo en tanques o cilindros, disfrutando de un suministro continuo, similar al servicio de agua, electricidad y teléfono de cualquier ciudad moderna.

D.- Combustible ecológico, limpio y menos contaminante.

El gas natural posee innumerables beneficios medio ambientales entre los cuales podemos mencionar que no contiene Azufre ni plomo, reduce hasta un 97% las emisiones de monóxido de carbono (CO) en relación con los combustibles líquidos, reduce hasta un 100% las emisiones de particulado.

4.4 Formulación del problema.

¿Se puede proveer de gas natural a la provincia de Huamanga a un costo mínimo mediante la construcción de un gaseoducto desde el punto mas cercano al gaseoducto Chiquintirca?.

4.5 Marco teórico.

4.5.1 Gas natural¹⁷

El gas natural es un energético natural de origen fósil, que se encuentra normalmente en el subsuelo continental o marino. Según las teorías proviene de un proceso análogo al de la formación del petróleo, la cual indica que se formó hace millones de años cuando una serie de organismos descompuestos como animales y plantas, quedaron sepultados bajo lodo y arena, en lo más profundo de antiguos lagos y océanos.

En la medida que se acumulaba lodo, arena y sedimento, se fueron formando capas de roca a gran profundidad. La presión causada por el peso sobre éstas capas más el calor de la tierra, transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural.

El gas natural se acumula en bolsas entre la porosidad de las rocas subterráneas, pero en ocasiones, el gas natural se queda atrapado debajo de la tierra por rocas sólidas que evitan que el gas fluya, formándose lo que se conoce como un yacimiento. El gas natural es incoloro, insípido, no es corrosivo ni tóxico, sin forma particular y más ligero que el aire.

Si el gas natural se enfría a una temperatura de -161°C y a una presión atmosférica normal, se condensa bajo la forma de un líquido llamado gas natural licuado (GNL); un volumen de este líquido ocupa casi 600 veces menos espacio que el gas natural en estado de vapor y es dos veces menos pesado que el agua (45% aproximadamente). Cuando se evapora se quema solamente en concentraciones del 5% al 15% mezclado con el aire.

Por razones de seguridad, se le añade "Tetrahidrotiofeno" (THT), un agente químico que le da un olor a huevo podrido, con el propósito de detectar, mediante el olfato, una posible fuga de gas.

¹⁷ ESCOBAR BURGUILLOS, YETSI JOHANA, 2011, "Comparación de Correlaciones de Caída de Presión en una Tubería de Transporte para Flujo Gaseoso", Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente para Optar al Título de: "INGENIERO QUÍMICO", Barcelona, agosto de 2011, Consultado en Junio 7, 2014.

Los expertos coinciden a la hora de calificarlo como la energía por excelencia del siglo XXI.

4.5.2 Clasificación del gas natural.

Cuando el gas está presente en yacimientos donde el producto principal del mismo es el petróleo, se habla de gas asociado; en cambio cuando el producto principal del yacimiento es el gas se llama gas no asociado. Sin embargo hay una clasificación más detallada del gas natural según la clasificación del yacimiento.

Los Yacimientos de Gas son aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo y se clasifican en yacimientos de:

- **Yacimiento de Gas seco**
- **Yacimiento de Gas húmedo**
- **Yacimiento de Gas condensado**

En los yacimientos de gas seco la mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa, tanto en el subsuelo como en superficie, durante su vida productiva (a cualquier presión). Además, la temperatura de estos yacimientos es mayor que la temperatura cricondentérmica de la mezcla.

En cambio, los Yacimientos de Gas Húmedo producen líquido en superficie al pasar la mezcla a través del sistema de separación, generando relaciones gas-líquido (RGL) mayores de 15,000 PCS/BS.

A diferencia de los anteriores, los Yacimientos de Gas Condensado presentan condensación retrógrada en el yacimiento a presiones por debajo de la presión de rocío y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica de la mezcla. En este caso las relaciones gas-líquido son superiores a 3,200 PCS/BS.

También existe una clasificación según los componentes del gas: Gas rico (húmedo): Es aquel gas natural del cual se puede obtener apreciables

cantidades de hidrocarburos líquidos (C3 +) aproximadamente de 3 GPM (galones por mil pies cúbicos en condiciones estándar) debido a que contienen alta proporción de componentes pesados. Es utilizado en petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural, éstos son:

Gas pobre (Seco): Está formado prácticamente por metano (85-90 %); Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presiones de yacimientos, así como en la producción de hidrógeno.

También se utiliza en sistemas de compresión de gas, se habla de "Gas Húmedo" cuando se encuentra saturado de vapor de agua y "Gas Seco o Deshidratado" que contiene vapor de agua en pequeñas cantidades a niveles de partes por millón (ppm).

Gas agrio (Ácido): Es aquél que contiene impurezas como H₂S y CO₂, los cuales son altamente corrosivos en presencia de agua. No tiene ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas.

Gas dulce: Es aquél que no contiene o que contiene muy poca cantidad de impurezas (H₂S y CO₂). Contiene cantidades de sulfuro de hidrógeno menores a 4 ppm. La GPS (Gas Processors Supplies Asociación) define un gas apto para ser transportado por tuberías como aquél que contiene menos de 4 ppm de H₂S, menos de 3 % de CO₂ y 6 a 7 libras de agua por millón de pies cúbicos en condiciones estándar (60 °F, 14.7 psia).

Gas condensado: los gases condensados son también denominados gases retrógrados, y en su composición química todavía predominan un alto porcentaje de metano, pero posee una cantidad relativamente mayor de hidrocarburos pesados en comparación a los gases húmedos y secos; los gases retrógrados contienen líquidos disueltos. Su relación gas-condensado (RGC) es mayor a 3,200 PCS/BS, la gravedad API del condensado oscila entre 40 y 70 °API.

4.5.3 Composición según el tipo de yacimiento.

La composición del gas natural incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano, por sobre el 90%, y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno; una composición porcentual molar representativa del Gas Natural que se obtiene de un reservorio natural es la siguiente:

	Compuesto	% Molar
▶	C1H4	92.26
▶	C2H6	3.26
▶	C3H8	2.22
▶	n-C4H10	1.25
▶	i-C4H10	0.51
▶	n-C5H12	0.25
▶	i-C5H12	0.10
▶	n-C6H14+	0.15

El Gas Natural que se transporta por el Gaseoducto Malvinas - City Gate Lima, (fluido producido en Camisea), está compuesto únicamente por Metano (C_1H_4 , 92.52% molar) y Etano (C_2H_6 7.48% molar), se trata en la planta de Malvinas, en donde se les separa los hidrocarburos Propano y superiores ($C_3H_8^+$) que se obtienen como líquidos (condensados) y son transportados hacia la planta de fraccionamiento de Pisco por un ducto separado que ha sido construido para éste fin.

4.5.4 Impurezas del gas natural.

- ▶ Sulfuro de Hidrógeno (H_2S).
- ▶ Monóxido de Carbono (CO).
- ▶ Dióxido de Carbono (CO_2).
- ▶ Sulfuro de Carbonilo (COS).
- ▶ Disulfuro de Carbono (CS_2).
- ▶ Mercaptanos (RSH).

- Nitrógeno (N_2).
- Agua (H_2O).

4.5.5 Transporte del Gas Natural.

Un sistema de transporte de gas natural comprende tuberías de alta presión que transportan gas entre puntos de abastecimiento y puntos de distribución a las áreas de consumo. El gas distribuido en las áreas de mercado ingresa al sistema de distribución a presión más baja para ser distribuida a los consumidores finales.

El gas también puede ser transportado para su almacenaje o bien para su conexión a otros sistemas de transporte.

Los sistemas de transporte consisten de secciones de tubería interconectados y frecuentemente incluyen estaciones compresoras ubicadas a intervalos conforme a las necesidades de variación de presión del flujo de gas a través de las tuberías. La distancia entre estaciones compresoras depende principalmente de los volúmenes a transportarse y de las presiones en las estaciones compresoras que se disponga, adicionalmente a los requerimientos económicos y las condiciones del terreno por donde se desarrolla el sistema.

Las presiones de operación máximas de los sistemas de transporte son generalmente mayores a 3,450 Kpa (500 psig.) y pueden llegar a los 13,800 Kpa (2,000 psig.). Los sistemas de transporte del gas se pueden dividir en: sistema de recolección, facilidades de compresión y tratamiento, sistema de tuberías principales y sistema de distribución. Los gasoductos que comprenden los sistemas de recolección, troncales principales y los sistemas de distribución constituyen un medio muy económico para transportar el gas a largas distancias.

En el diseño de gasoductos para transportar gas a largas distancias se deben considerar varios factores, como: composición y cantidad del gas a ser transportado, condiciones operacionales, tipo y perfil del terreno a ser recorrido y la distancia entre los extremos del gasoducto. La inversión inicial representa

los grandes costos asociados al transporte, puesto que los costos de operación son relativamente bajos.

Los sistemas de recolección están formados por una serie de tuberías de pequeño a mediano diámetro que convergen en tuberías de mayores diámetros o troncales principales, los cuales deben tener la capacidad para transportar la producción actual y los crecimientos previstos en el área. El sistema de distribución está conformado por una serie de tuberías de diámetros relativamente pequeños, que sirven para conducir el gas desde el centro de compresión hasta los centros de consumo o clientes.

Las partes que conforman estos sistemas de distribución son:

Línea Matriz. Conjunto de tuberías y accesorios en acero que permiten transportar el gas desde la estación receptora hasta las estaciones reguladoras.

Línea Arteria. Conjunto de tuberías en un gasoducto urbano, que conducen el gas desde las estaciones reguladoras hasta los anillos.

Anillo. Tubería que conduce el gas desde una línea arteria a una zona habitada, a la cual se conectan las acometidas para el consumo final.

Acometida. Derivación comprendida entre una tubería de la red local de gas, generalmente un anillo, y el medidor de un inmueble que será alimentado con gas. El medidor forma parte de la acometida.

Instalación Interna. Comprende las tuberías, válvulas y accesorios utilizados para conducir el gas desde el medidor hasta los aparatos de consumo.

Medidor de Gas. Dispositivo utilizado para medir volúmenes de gas.

Estación Receptora. Conjunto de aparatos, tuberías, válvulas y accesorios que reciben el gas de un gasoducto troncal o ramal y que permiten la limpieza, la medición, la regulación de la presión y la odorización del gas.

Estación Reguladora. Es el conjunto de aparatos, tuberías, válvulas, reguladores y accesorios que reciben el gas de una línea matriz y que permiten odorizar, disminuir y mantener constante la presión de entrega de gas.

Odorización. Acción de agregar una sustancia química de olor característico a un producto inodoro para hacerlo fácilmente detectable en el evento de fugas o escapes.

4.5.6 Códigos y normas aplicables a la construcción de ductos.

Los códigos y normas que aplican a la construcción e instalación de las flowlines o ductos son los siguientes:

- ▶ ASME B31.8 - Gas Transmission and Distribution Piping Systems
- ▶ ASME B31.4 - Liquid Petroleum Transportation Piping Systems
- ▶ ASME B16.5 - Pipe Flanges and Flanged Fittings
- ▶ ASME B16.9 - Factory Made Wrought Steel Butt Welding Fittings
- ▶ MSS-SP-75 - Specifications of High Test Wrought Welding Fittings
- ▶ API 5L - Specification for Line Pipe
- ▶ API 6D - Specification for Flowline Valves
- ▶ API 1102 - Steel Flowlines Crossing Railroads and Highways
- ▶ API 1104 - Welding of Flowlines and Related Facilities
- ▶ ASME/NFPA 70 - National Electrical Code
- ▶ NACE - National Association of Corrosion Engineers

4.5.7 Leyes y Regulaciones del Gobierno Peruano aplicables a la construcción de ductos¹⁸.

Las Leyes y Regulaciones que aplican a la construcción e instalación de las flowlines o ductos son los siguientes:

- ▶ DECRETO SUPREMO N° 09-95-EM Decreto Supremo que Modifica el Reglamento de Medio Ambiente para las Actividades de Hidrocarburos. (13/05/95).
- ▶ DECRETO SUPREMO No. 041-1999-EM Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.
- ▶ DECRETO SUPREMO No. 274-2001-PCM - Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental del Aire (Perú).

¹⁸ Portal del Estado peruano, normas legales, consultado en Julio 23, 2014, "http://www.peru.gob.pe/normas/pep_normas.asp"

- ▶ DECRETO SUPREMO No. 085-2003-PCM - Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido (Perú).
- ▶ DECRETO SUPREMO No. 015-2006-EM - Reglamento para la Protección Ambiental para las actividades de Hidrocarburos (Perú).
- ▶ DECRETO SUPREMO N° 043-2007-EM, Reglamento de seguridad para las actividades de Hidrocarburos y modificación de diversas disposiciones.
- ▶ DECRETO SUPREMO No. 081-2007-EM - Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (Perú).
- ▶ DECRETO SUPREMO N° 007-2012-EM, Modifican el reglamento de Transporte de Hidrocarburos por ductos.
- ▶ DECRETO SUPREMO N° 005-2014-EM, Aprueban el Reglamento de la Ley N° 29970 en lo referido al Sistema integrado de Transporte de Hidrocarburos.
- ▶ RESOLUCIÓN DEL CONSEJO DIRECTIVO OSINERGMIN N° 240-2010-OS/CD que aprueba el "Procedimiento de Evaluación y Aprobación de los Instrumentos de Gestión de Seguridad para las Actividades de hidrocarburos".

4.5.8 Estudio de riesgos - Identificación de peligros y análisis de riesgos.

El objetivo de esta etapa es conducir un análisis de riesgo que permita identificar las amenazas o peligros a los que estará sometido el gaseoducto durante su operación para obtener elementos que permitan definir las formas más eficientes de Mitigación.

Para ésta etapa se debe realizar un análisis de riesgo para cumplimentar los requerimientos estipulados en el D.S. N° 081-2007-EM (Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos), los mismos que son:

Recolección de la información: Esta actividad estará orientada a recolectar la información y datos necesarios para desarrollar el programa de

gerenciamiento. Se requerirán datos de la traza seleccionada (geología, altimetrías, cruces, etc.), espesor, material, composición esperada del gas transportado, etc.

Identificación de Peligros, a partir de los datos que se colectaron en el punto anterior se identificarán los posibles peligros que puedan afectar a los ductos y conducir a una falla de las mismas.

Se deberán analizar todas y cada una de las amenazas y se definirán cuales de ellas son plausibles. Cuando una amenaza sea descartada por considerar que no es aplicable o creíble se generara un informe justificando la decisión tomada.

Definición del Riesgo: Se analizara la probabilidad de ocurrencia de los peligros identificados en la etapa anterior (probabilidad de falla). Las consecuencias de una falla se evaluarán distinguiendo entre una fuga, y una rotura.

Evaluación de las medidas de Mitigación del Riesgo; En caso de que los niveles de riesgo sean superiores a los niveles aceptables para la sociedad o la legislación vigente se realizarán recomendaciones de las acciones de mitigación necesarias para disminuir el nivel riesgo a niveles aceptables.

Se analizarán las diferentes alternativas de medidas de mitigación del riesgo a nivel de ingeniería básica.

4.5.9 Plan de Contingencias.

El Plan de Contingencias (PdC), tiene como objetivo establecer las guías para las acciones que permitan controlar emergencias, contingencias y minimizar las posibles consecuencias, detallando las acciones a llevarse a cabo en caso de emergencias, como resultado de derrames, fugas, incendios, desastres naturales, etc.

Asimismo, se debe diseñar, e implementar un sistema conformado por la infraestructura organizacional de la empresa que construirá el ducto, los recursos humanos, técnicos y los procedimientos estratégicos que se activarán

de manera rápida, efectiva y segura ante posibles emergencias que se puedan presentar durante la instalación y puesta en operación del ducto propuesto.

El contenido del PdC, sin perjuicio de cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 20° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos aprobado por DS-043-2007-EM y las disposiciones establecidas en los Reglamentos específicos, el PdC debe ser redactado conforme se especifica en la Resolución del Consejo Directivo del OSINERGMIN N° 240-2010-OS/CD.

4.6 Marco Conceptual.

API°: Unidad de medida de la calidad de un crudo o condensado producidos, se conoce también como grados API de los hidrocarburos líquidos; a mayor grado API° el crudo es de mayor calidad y es más fluido, siendo mayor su rendimiento en gasolinas.

BIOMASA: Se conoce como biomasa al conjunto de materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial. El contenido energético de la biomasa procede de la energía solar fijada por los vegetales durante la fotosíntesis. Es empleada como combustible, por lo que se trata de una fuente de energía renovable. La gama de biomasa es muy amplia, pudiendo además establecerse diferentes clasificaciones, aunque el uso final sea siempre el mismo: como combustible. Según su origen y características se clasifica en biomasa natural, residual seca, residual húmeda, cultivos energéticos y residuos sólidos urbanos. Según su composición química, se divide en primaria (oleaginosas, amiláceas, lignocelulósicas) y secundaria (residuos animales, industriales y antropogénicos).

BS&W: Porcentaje de agua y sedimentos de una muestra de producción de hidrocarburos líquidos, sea petróleo o condensados. (Del inglés: "Bottom sediments and water").

CAPACIDAD GARANTIZADA.- Capacidad de transporte por la Red Principal exigida como mínimo, según lo establecido en el Contrato respectivo.

CAPACIDAD.- Volumen de gas a transportar por unidad de tiempo. Se expresa normalmente en Millón de pies cúbicos por día o Millón de metros cúbicos por día.

CAPACIDAD(ES) CONTRATADA(S).- Capacidad de transporte requerida o demandada por el cliente al operador de la Red Principal, según lo establecido en el contrato celebrado de compraventa respectivo.

CONSUMIDOR(ES) INICIAL(ES).- Consumidor de gas natural que participa en el Proceso de Promoción y suscribe contratos de compraventa de gas y capacidad de transporte de la Red Principal antes del otorgamiento.

CONTRATISTA: Persona natural o jurídica nacional o extranjera que realiza actividades de exploración o explotación de hidrocarburos, bajo formas contractuales que establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221 del Perú.

CONTRATO(S): Acuerdo aceptado por las partes, en los que se estipulan los términos y condiciones, por los que Perupetro S.A. autoriza al contratista para la realización de operaciones, en concordancia con lo establecido en la Ley N° 26221 y la legislación pertinente y suscrito(s) al amparo de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.

COSTO DEL SERVICIO.- Costo eficiente del servicio de Red Principal ofertado por el inversionista según los procedimientos de otorgamiento del Texto Único Ordenado. Dicho costo incluye la inversión y los costos de operación y mantenimiento del inversionista.

CTE.- Comisión de Tarifas de Energía.

DESULFURACIÓN: Operación consistente en la eliminación de los compuestos de azufre contenidos en los gases combustibles. También se la conoce como purificación del gas.

ENERGÍA ÚTIL VS. ENERGÍA DISIPADA: Se conoce como energía útil a la parte de la energía disponible que se aprovecha para el fin destinado. En contraposición, la parte de la energía que provoca cambios que no responden a lo que se pretendía, se denomina energía disipada.

EOS: Ecuaciones de Estado.

FISE: Fondo de Inclusión Social Energético

GARANTÍA.- Mecanismo para garantizar los ingresos anuales que retribuyan adecuadamente el Costo del Servicio a los Inversionistas.

GAS NATURAL CRUDO (RAW NATURAL GAS): Gas natural que contiene impurezas y sustancias indeseables tales como: agua, nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico gaseoso y helio. Estos se remueven antes de que el gas se venda.

GASODUCTO: Tubería para el transporte de gas natural a alta presión y grandes distancias. Los gasoductos pueden ser nacionales e internacionales, y suministran a una sola o varias regiones.

GENERADOR(ES) ELÉCTRICO(S).- Consumidor eléctrico que destina el gas natural para la generación eléctrica.

GNC: El gas natural comprimido, más conocido por las siglas GNC, es un combustible para uso vehicular que, por ser económico y ambientalmente limpio, es considerado una alternativa sustentable para la sustitución de combustibles líquidos. En ocasiones se usan indistintamente los términos gas natural comprimido y gas natural vehicular (GNV). Sin embargo, el GNV, además de GNC, también puede ser gas natural licuado (GNL), que también es usado como combustible vehicular, aunque en menor medida.

GNL: El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para rentabilizar reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a -162°C donde la licuefacción reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

HIDROCARBUROS: Compuestos bioquímicos que forman el esqueleto de la materia orgánica, formados únicamente por un armazón de carbono al que se le unen átomos de hidrógeno.

OTROS CONSUMIDORES.- Consumidores del gas natural no comprendidos en la definición del Generador Eléctrico.

PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE: Es la presión estabilizada en el fondo del Pozo a la altura del estrato abierto a producción o "Wellbore", se denota como "FBHP" por sus siglas en inglés de "Flowing Bottom Hole Pressure"; ocasionalmente se denota como Pf.

PRESIÓN DEL RESERVORIO: También se conoce como presión estática o presión estabilizada del reservorio y se denota como "SBHP" por sus siglas en inglés de "Static Bottom Hole Pressure"; ocasionalmente se denota como Ps.

PROCESO DE PROMOCIÓN.- Procedimientos para incentivar la suscripción de contratos de compraventa del gas natural o Capacidad de Red Principal por parte de los Consumidores Iniciales. Dicho proceso será definido en las Bases o su equivalente.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA: Hidrocarburos provenientes de determinada área, producidos y medidos bajo términos y condiciones acordados en cada contrato celebrado por Perupetro S.A. y las empresas contratistas.

PRODUCTOS ODORIZANTES DEL GAS NATURAL: Compuestos químicos con olor característico que se añade al gas natural para permitir su detección. Actualmente se utiliza el producto "Tetrahidrotiofeno" (THT) como odorizante, aunque existen otros que también pueden ser empleados, como los Mercaptanos.

PROGRESIVA: Es la identificación de la distancia de un ducto en kilómetros, ejemplo la progresiva 100+250 equivale a 100 kilómetros, 250 metros, o simplemente 100.25 kilómetros.

RED PRINCIPAL.- Red de Ductos destinada al Transporte de Gas Natural y a la Distribución en alta presión del Gas Natural, incluidas las conexiones de los Consumidores Iniciales.

REGASIFICACIÓN: Se conoce como regasificación al proceso que incluye toda una serie de etapas que van desde el transporte del gas natural licuado (GNL) a la red de distribución de gas natural. Este proceso se lleva a cabo en una planta regasificadora, en donde el gas natural entra en estado líquido y sale en forma gaseosa, transportándose posteriormente mediante gasoductos hasta las centrales térmicas y los núcleos industriales, turísticos o uso general por la población.

TCF (Teras de pies cúbicos estándar): Unidad de medición o referencia americana de volumen de reservas de Gas Natural, equivale a 10^{12} PCS.

THT (TETRAHIDROTIOFENO O SULFURO DE TETRAMETILENO): Compuesto químico cuya fórmula es C_4H_8S , que se añade al gas natural como odorizante, en una proporción tal que cualquier fuga pueda ser detectada con facilidad por el olfato humano, cuando exista una mezcla cuya concentración volumétrica sea un quinto de la correspondiente al límite inferior de inflamabilidad.

USUARIOS DE LA RED.- Comprende a los Generadores Eléctricos y otros Consumidores que utilizan la Red Principal.

WELLBORE: Es el área correspondiente al estrato o reservorio abierto o expuesto a producción, en el fondo de un pozo productor.

4.7 Justificación e importancia de la Investigación.

A partir de la conclusión de la primera etapa del Proyecto Camisea el mes de Agosto del año 2004 que dio inicio a la prestación comercial de servicios de gas natural en Lima y Callao, y a la producción de GLP y condensados en la planta de fraccionamiento en Pisco, se abrieron nuevas oportunidades para el desarrollo de proyectos y usos del gas natural en diversas actividades que benefician a los habitantes del Perú.

En los años subsiguientes, el gas natural devino como un componente de importancia significativa en la matriz energética del país.

El Gobierno Peruano, consciente de la disponibilidad de este energético y del éxito en la primera etapa, dio comienzo a los estudios de pre-factibilidad Técnico Económica para una segunda etapa del Proyecto Camisea, que comprendía la extensión de los gasoductos principales y secundarios para proveer el servicio de gas natural a cuatro regiones del interior del país: Ayacucho, Junín, Ica - Pisco, y Cuzco. Estos estudios posteriormente servirán al diseño de las concesiones de transporte y distribución (suministro) de gas natural en estas regiones¹⁹.

De acuerdo al marco legal y reglamentario vigente en el Perú estos servicios deben darse en concesión a empresas privadas mediante concursos abiertos.

Cada uno de los estudios de pre-factibilidad comprendió las siguientes tareas:

- I. Estudios de Mercado.
- II. Diagnóstico Socio - Económico.
- III. Evaluación Ambiental.
- IV. Evaluación de trazas de gasoductos

¹⁹ ESMAP TECHNICAL, PAPER 103, "Extensión de Ramales de Gas Natural al Interior del Perú", Abril 2006, ESMAP, c/o Energy and Water Department, The World Bank Group 1818 H Street N.W., Washington D.C. 20433, U.S.A.

- V. Ingeniería básica
- VI. Desarrollo conceptual de redes de distribución
- VII. Pre factibilidad Económica
- VIII. Elaboración de propuesta de plan estratégico para la concesión del transporte y distribución de gas natural en las regiones citadas.

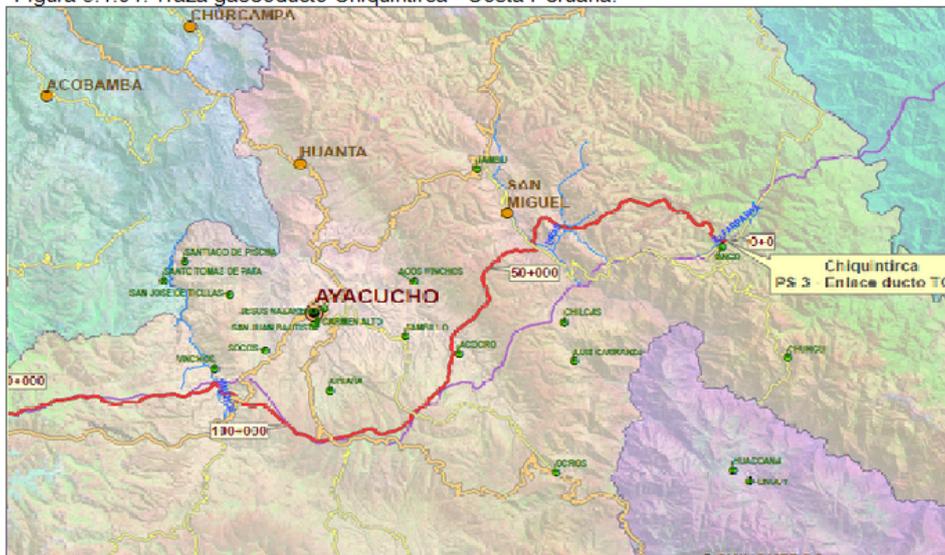
5 Objetivos, Hipótesis, Variables e Indicadores.

5.1 Objetivos.

5.1.1 Objetivo General

“Reducir los costos en la construcción de un Gaseoducto mediante la determinación del diámetro óptimo de la tubería o ducto a construirse”.

Figura 5.1.01: Traza gaseoducto Chiquintirca - Costa Peruana.



Fuente: Peru LNG (Rendy.png)

5.1.2 Objetivos Específicos

Los principales objetivos específicos son los siguientes:

- I. Reducir los costos mediante el máximo caudal de transferencia o transporte de Gas Natural.
- II. Reducir los costos mediante la máxima presión que se pueda lograr en el gaseoducto principal de donde se obtendrá el suministro de gas natural para la zona de Ayacucho.
- III. Reducir los costos mediante la máxima presión que se pueda lograr en el "City Gate" o punto de llegada del gas en la ciudad de Ayacucho.
- IV. Reducir los costos mediante la determinación del mejor perfil o traza por donde será tendido el ducto.

5.2 Hipótesis.

5.2.1 Hipótesis General.

Mediante la determinación del diámetro óptimo del gaseoducto, se logrará reducir los costos de su construcción.

5.2.2 Hipótesis específica.

Se logrará reducir los costos para la construcción de un gaseoducto que una el Gaseoducto principal con la ciudad de Ayacucho.

5.3 Variables e Indicadores.

5.3.1 Variable independiente.

“Determinación o cálculo del diámetro en la construcción de un Gaseoducto”.

5.3.2 Indicadores de la variable independiente.

- I. Caudal de transferencia o transporte de Gas Natural.
- II. Presión en el gaseoducto principal de donde se obtendrá el suministro de gas natural para la zona de Ayacucho.
- III. Presión en el “City Gate” o punto de llegada del gas en la ciudad de Ayacucho.
- IV. Perfil o traza por donde será tendido el ducto.

5.3.3 Variable dependiente.

“Reducción de los costos en la construcción de un Gaseoducto”.

5.3.4 Indicadores de la Variable dependiente.

Los indicadores son:

- I. Reducción de costos por el Caudal de transferencia o transporte de Gas Natural.

- II. Reducción de costos por la Presión en el gaseoducto principal de donde se obtendrá el suministro de gas natural para la zona de Ayacucho.
- III. Reducción de costos por la presión en el “City Gate” o punto de llegada del gas en la ciudad de Ayacucho.
- IV. Reducción de costos por la determinación del perfil o traza por donde será tendido el ducto.

6 DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.

6.1 Importancia del Factor "z" de los Gases Reales.

El factor de compresibilidad de los gases reales ("z") es un parámetro que se utiliza para diversos fines de ingeniería en la industria petrolera; la correlación Standing & Katz, entre otros métodos, es un método ampliamente aceptado para determinar el factor z, utilizando gráficos para el gas natural desarrollados para ésta finalidad, de composición ya sea conocida o desconocida; un revés importante es que, para las aplicaciones basadas en la informática, no es funcional su cálculo por este método.

Existen correlaciones o ecuaciones de estado (EOS)²⁰ disponibles para el cálculo de los factores de compresibilidad de gas "z", que son fáciles de programar en un ordenador para resolver las ecuaciones y obtener el valor de z. Las correlaciones o ecuaciones de estado consideradas con ésta finalidad son: Standing & Katz (1959)²¹, Hall & Yarborough, Beggs & Brill, y Dranchuk & Abou-Kassem.

Se desarrollaron ecuaciones para la determinación del factor z mediante la regresión lineal de datos en diferentes rangos de temperaturas y presiones pseudo reducidas, obtenidos a partir de la correlación Standing-Katz & Brown utilizando un programa de ordenador desarrollado en Visual Basic; los resultados así obtenidos se compararon con los obtenidos con otras correlaciones y se encontró que es más preciso que los otros métodos, con error absoluto medio en "z" menor al 0,1%.

Una subrutina para calcular el factor "z", se incorpora fácilmente en la ventana de la aplicación de cualquier programa de computadora como MS Excel, MATLAB o visual Basic, utilizando las ecuaciones desarrolladas con éste propósito para determinar las propiedades del gas natural, la estimación de las

²⁰ EOS, del inglés: Equation Of State.

²¹ Para el presente trabajo, se ha utilizado el método de "Dranchuk, Purvis y Robinson" (1974), que se ajusta a la correlación para el factor z de Standing-Katz por medio de una Ecuación de estado con ocho coeficientes (Benedict-WebbRubin [8.9])

reservas de gas en los reservorios, el dimensionamiento de separadores de petróleo y gas, el diseño de las tuberías para el transporte de gas (gaseoductos), la determinación de la caída de presión en tuberías para las condiciones de flujo monofásica y multifásica.

Tabla 6.1.01: composición molar de dos gases.

No.	Comp.	Gas A	Gas B
		% Molar	% Molar
1	C1H4	94.58	87.54
2	C2H6	3.25	6.50
3	C3H8	1.42	3.85
4	nC4H10	0.50	0.80
5	iC4H10	0.25	0.40
6	nC5H12	0.00	0.35
7	iC5H12	0.00	0.21
8	nC6H14	0.00	0.15
9	iC6H14	0.00	0.08
10	C7H16+	0.00	0.12

Fuente: Elaboración propia. (Dat- FactZ-Values-15c09)

En una mezcla de dos o más gases definidos (aire o gas natural, por ejemplo), se requiere la composición molar del gas para que el factor de compresibilidad sea calculada, la misma que se ve afectada significativamente respecto de la composición molar del gas, se ilustra con el siguiente ejemplo.

Tabla 6.1.02: Factor "z" para dos gases de diferente composición.

No.	Psig.	z - Gas A	z - Gas B	No.	Psig.	z - Gas A	z - Gas B
1	0	0.998	0.998	14	3,250	0.857	0.819
2	250	0.970	0.963	15	3,500	0.869	0.835
3	500	0.942	0.929	16	3,750	0.884	0.854
4	750	0.917	0.897	17	4,000	0.902	0.872
5	1,000	0.893	0.867	18	4,250	0.918	0.892
6	1,250	0.873	0.840	19	4,500	0.939	0.914
7	1,500	0.856	0.818	20	4,750	0.958	0.937
8	1,750	0.844	0.803	21	5,000	0.977	0.962
9	2,000	0.836	0.793	22	5,250	0.998	0.988
10	2,250	0.833	0.789	23	5,500	1.019	1.015
11	2,500	0.833	0.790	24	5,750	1.042	1.035
12	2,750	0.838	0.797	25	6,000	1.065	1.064
13	3,000	0.845	0.806				

Fuente: Elaboración propia. (Dat- FactZ-Values-15c09)

Dos gases de diferente composición molar, que se muestran en la Tabla 6.1.01, el gas "A" más liviano que el gas "B" que es el más pesado, se procede a determinar el Factor de desviación "z" para cada muestra de gas, en el rango

de presiones desde una atmósfera ó 14.70 psi., hasta 408.2 atmósferas ó 6,000 Psi, obteniéndose los resultados que se muestran en la Tabla 6.1.02.

Éstos datos obtenidos, se grafican en coordenadas cartesianas, obteniendose la Figura 6.1.01, en donde se aprecia que para el gas liviano (Gas A) el rango de variación del factor "z" es menor que el rango para el gas más pesado (Gas B), siendo la diferencia del orden del 5.53%, y es en el punto más bajo que se da la mayor separación entre curvas, vale decir en el entorno de la presión de 2,250 psi, y cuyos resultados que se presentan en la Tabla 6.1.03.

Tabla 6.1.03: Resultados.

Psig.	z - Gas A	z - Gas B	Diff. - Gas B
2,250	0.833	0.789	5.53%

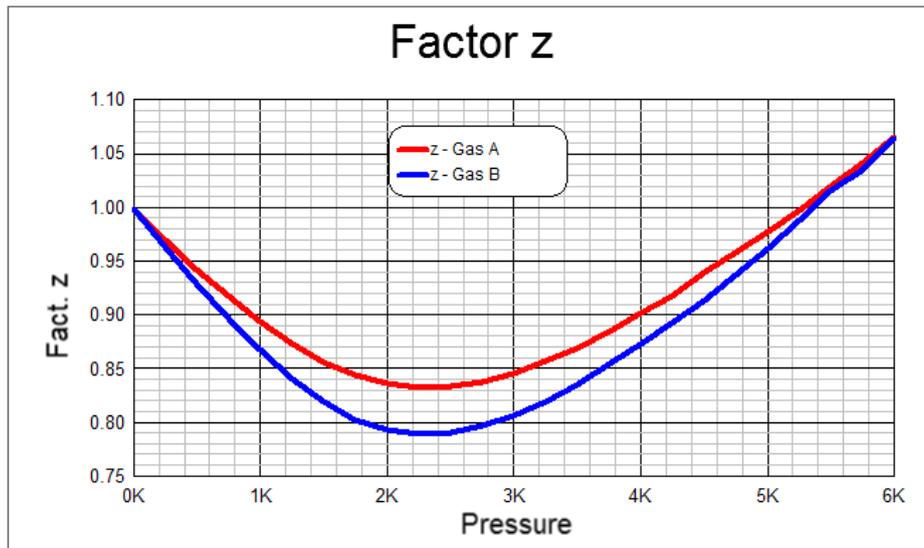
Fuente: Elaboración propia. (Dat- FactZ-Values-15c09)

La diferencia del 5.53% se traduce en una distorsión de significativos volúmenes de gas que afectarían las tasas de producción de los pozos, la determinación de las curvas del IPR²² y consecuentemente las estimaciones de producción futura de los pozos (Production Forecast) afectando los análisis financieros.

En la tecnología del Gas natural, el factor "z" es adimensional y varía por lo general entre los valores de 0.75 y 1.10 (El valor de 1.0 representa el comportamiento ideal del gas).

²² Se conocen como "Curvas IPR" a las curvas de rendimiento o capacidad productiva de un pozo, se obtienen al medir las tasas de producción bajo diferentes presiones de fondo de producción; de sus siglas en inglés: Inflow Performance Relationship (IPR).

Figura 6.1.01: Factor "z" para la mezcla de dos gases.



Fuente: Elaboración propia. (Calc- FactZ-Values-15c09)

Con la finalidad de operar eficazmente con el factor de desviación del gas "z", se desarrolló un programa de computadora llamado "FactZ", utilizando el lenguaje de programación "Visual Basic 6.0", cuya descripción se presenta en el Anexo 9.4: "Programa que calcula las propiedades y el factor de desviación ("z") de las mezclas de gases", y es el que se ha aplicado en el desarrollo del presente trabajo para la comparación de la ecuación de Weymouth con la ecuación de "Clinedinst".

6.2 Traza del Gaseoducto: Chiquintirca - Ayacucho.

El principal objetivo es el de construir un gaseoducto de 65.5 Km, de longitud desde el punto denominado Chiquintirca (Base) hacia el Pueblo de Ayacucho para proveerle de Gas natural, y por extensión los pueblos de San Miguel y Huanta.

Figura 6.2.01: Rutas propuestas para el Gaseoducto



Fuente: Google earth, (Figu- Coordenadas-15c08)

Se ha escogido la estación de Chiquintirca, que es el punto inicial del Gaseoducto, porque ya existen facilidades de compresión para ampliar la capacidad de transporte de gas hacia las facilidades de exportación (Pampa Melchorita) y el “City Gate” en Lima.

Para cumplir con éste objetivo, se plantean dos alternativas o rutas las que se denominan Ruta 1 y Ruta 2 respectivamente, cuyos recorridos se muestran en la Figura 6.2.01 .

La Ruta 1, se inicia en Chiquintirca siguiendo la ruta lo más recta que el terreno lo permite, siguiendo la ruta hacia Chilcas, Acocro, Alanya llegando a la parte Sur-Este de la ciudad de Ayacucho, con una longitud aproximada de 62.54 Km.

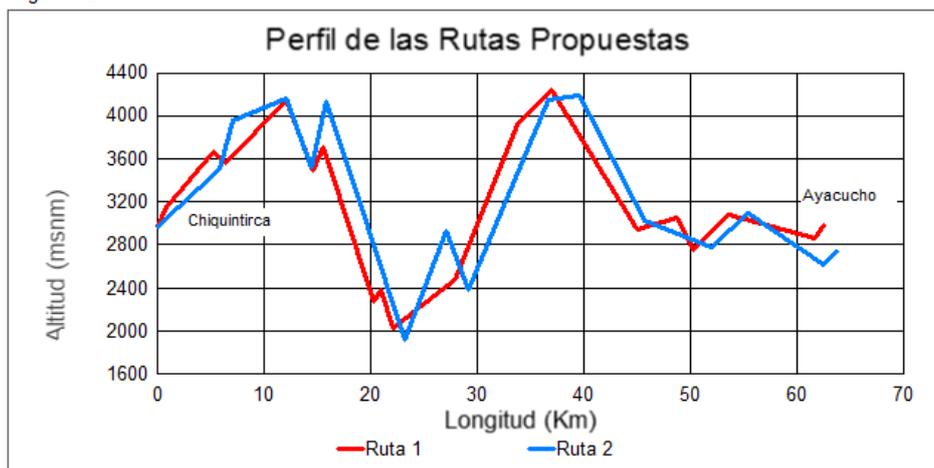
Tabla 6.2.01: Rutas, Coordenadas UTM WGS 84

No.	Ruta 1		Ruta 2	
	Norte	Este	Norte	Este
1	8,557,508	642,120	8,544,793	588,492
2	8,557,214	641,346	8,544,907	589,694
3	8,555,042	637,730	8,542,535	596,060
4	8,554,859	636,563	8,544,654	598,636
5	8,553,819	631,235	8,542,080	603,918
6	8,553,197	628,890	8,543,536	609,525
7	8,552,778	628,093	8,544,642	612,203
8	8,549,249	625,209	8,548,062	618,414
9	8,548,997	624,689	8,548,022	620,365
10	8,548,661	623,633	8,547,778	624,096
11	8,547,954	618,093	8,549,733	626,713
12	8,545,092	613,214	8,553,334	627,582
13	8,543,925	610,406	8,553,311	628,940
14	8,542,063	602,998	8,554,295	630,889
15	8,544,102	600,029	8,555,046	635,654
16	8,544,621	598,550	8,554,378	636,683
17	8,542,605	596,109	8,557,153	641,483
18	8,540,366	588,743		
19	8,540,528	587,893		

Google earth: (Info- Coordenadas-15c08)

La Ruta 2, también se inicia en Chiquintirca, tratando en lo posible de seguir las partes altas de la cordillera y también una dirección lo más recta que sea posible, siempre siguiendo la ruta Chilcas, Acocro, Alanya llegando a la parte Central-Este de la ciudad de Ayacucho, con una longitud aproximada de 63.80 Km. Las coordenadas en el sistema World Geodetic System (Sistema Geodésico Mundial) 1984 - WGS84 se muestran en la Tabla 6.2.01.

Figura 6.2.02: Perfil de las Rutas

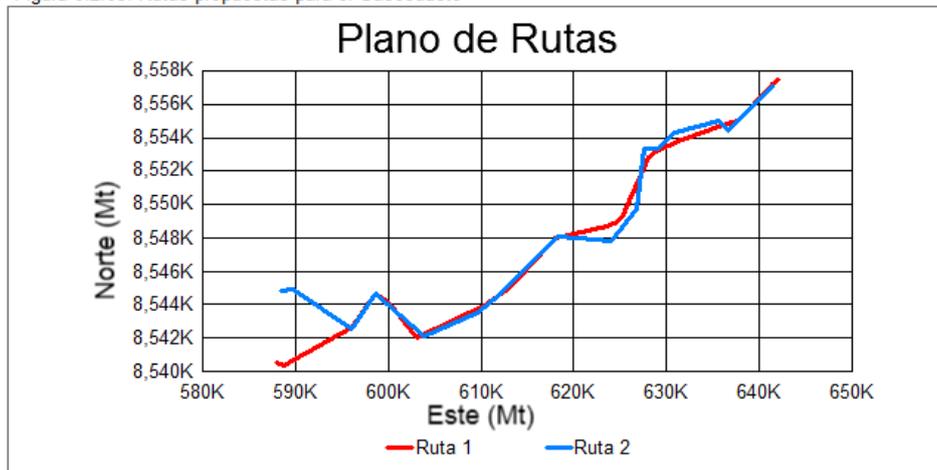


Google earth: (Data- Coordenadas-15c08)

Ambas rutas son semejantes diferenciándose solamente en la longitud total a recorrer, como se muestra en la Figura 6.2.02.

Las Rutas propuestas se han plasmado en un plano en coordenadas UTM WGS 84, el mismo que se muestra como Figura 6.2.03.

Figura 6.2.03: Rutas propuestas para el Gaseoducto



Fuente: Google earth, (Ruta- Coordenadas-15c08)

6.3 Ecuación de Weymouth²³.

Para la determinación del cálculo de caídas de presión en ductos para fluidos compresibles (gases) en flujo horizontal, existe la ecuación de Weymouth, la misma que fue deducida a partir de la ecuación de balance de energía, con varios supuestos de ingeniería razonables, y es la ecuación fundamental o base en que a partir de ella se derivaron otras ecuaciones que actualmente se emplean en la industria.

Es por ésta razón que proponemos su utilización en los cálculos a realizarse para la determinación del gaseoducto propuesto, y posteriormente contrastar los resultados con la ecuación de Clinedinst, que integra o emplea la composición molar del gas que se transporta por el ducto, con la finalidad de confirmar los resultados y verificar la validez de la ecuación (Weymouth).

La ecuación de Weymouth está basada en las mediciones realizadas con aire comprimido en tuberías con diámetro comprendido en el intervalo de 0.8 y 11.8 pulgadas, con comportamiento en la región de flujo turbulento donde el factor de fricción es constante en el diagrama de Moody e independiente del número de Reynolds, [9.11 y 9.13] y se muestra como ecuación 6.3.01.

En su deducción se consideran las siguientes asunciones:

- ▶ Asumir que la energía cinética es irrelevante.
- ▶ El flujo es isotérmico y estabilizado.
- ▶ Perfil del flujo: horizontal.
- ▶ Condiciones adiabáticas²⁴.
- ▶ Trabajo realizado por el gas es irrelevante.
- ▶ Composición homogénea del gas.

²³ Weymouth, T.R., 1912. "Problemas de ingeniería en gas natural"; Transacciones de AIME No. 34, Pág. 185.

²⁴ Proceso adiabático: aquel en que el sistema no pierde ni gana calor. La primera ley de Termodinámica con $Q=0$ muestra que todos los cambios en la energía interna están en forma de trabajo realizado

$$q_h = 3.23 \frac{T_b}{P_b} \left(\frac{1}{f} \right)^{\frac{1}{2}} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{\gamma_g \bar{T} \bar{L} \bar{z}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Ecu. 6.3.01})$$

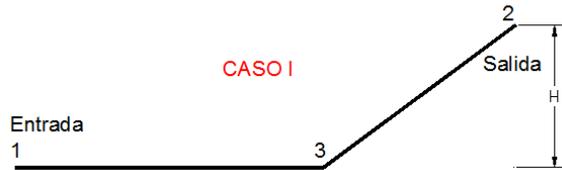
Las unidades de la ecuación son las siguientes:

- ▶ q_h = Tasa de producción, scfph.
- ▶ T_b = Temperatura base, R° (520.0 R°)
- ▶ P_b = Presión base, psi. (14.70 Psi).
- ▶ f = Factor de fricción (Moody).
- ▶ P_1 = Presión entrada, psi.
- ▶ P_2 = Presión Salida, psi.
- ▶ D = Diámetro, pulgadas.
- ▶ γ_g = Gravedad del Gas (Aire = 1.00).
- ▶ T = Temperatura promedio, R°.
- ▶ L = Longitud, Millas.
- ▶ z = Factor desviación del Gas a T y P

En esta región (de turbulencia), el factor de fricción puede calcularse mediante la ecuación 6.3.02 mostrada.

$$f = \frac{0.032}{\sqrt[3]{D}} \quad (\text{Ecu. 6.3.02})$$

La ecuación de Weymouth también está desarrollada para tuberías inclinadas, es decir cuando el punto de ingreso del fluido en el ducto está por debajo del punto de salida o entrega, al final del ducto, en éste caso se denomina Caso I y tiene el siguiente perfil:



En éste caso, la ecuación a emplearse está dada por la ecuación 6.3.03

$$q_k = 3.23 \frac{T_2}{P_2} \left[\frac{(P_1^2 - e' P_2^2) D^5}{\gamma_s \bar{T} f L \bar{Z}} \right]^{0.5} \quad (\text{Ecu. 6.3.03})$$

Donde el factor S se determina con la ecuación 6.3.04.

$$S = 0.0375 \frac{\gamma_s |\Delta Z|}{\bar{T} \bar{Z}} \quad (\text{Ecu. 6.3.04})$$

En el caso inverso, es decir cuando el punto de ingreso del fluido en el ducto está por encima del punto de salida o entrega, al final del ducto, en éste caso se denomina Caso II y tiene el siguiente perfil:



En éste caso, la ecuación a emplearse está dada por la ecuación 6.3.05

$$q_k = 3.23 \frac{T_2}{P_2} \left[\frac{(P_1^2 / e' - P_2^2) D^5}{\gamma_s \bar{T} f L \bar{Z}} \right]^{0.5} \quad (\text{Ecu. 6.3.05})$$

El valor de la variable S, siempre se calcula con la Ecuación 6.3.04.

6.4 Ecuación de Clinedinst.

La ecuación de Clinedinst fue desarrollada para determinar caídas de presión en tuberías horizontales que considera rigurosamente el factor de desviación del gas natural, del comportamiento ideal ("z").

Esta ecuación es una integración rigurosa de la ecuación de Balance de Energía en términos pseudo reducidas de presión y temperatura, con las suposiciones siguientes:

- ▶ El cambio de energía cinética es despreciable y puede considerarse cero.
- ▶ El flujo está en estado de equilibrio e isotérmico.
- ▶ El flujo es horizontal.
- ▶ El calor no se transfiere hacia o desde el gas a los alrededores.
- ▶ No hay trabajo realizado por el gas durante el flujo.

La ecuación de Clinedinst así deducida bajo los términos y supuestos descritos, esta dada por la Ecuación 6.4.01

$$q = 3,973.0 \frac{z_b T_b P_{pc}}{P_b} \sqrt{\frac{d^5}{T f L \gamma_g} \left(\int_0^{Pr1} \frac{P_r}{z} \partial P_r - \int_0^{Pr2} \frac{P_r}{z} \partial P_r \right)} \quad (\text{Ecu.6.4.01})$$

Donde:

- ▶ q = Volumen de transferencia, en miles de pies cúbicos por día.
- ▶ z_b = Factor de desviación del gas a condiciones estándar adimensional.
- ▶ T_b = Temperatura a condiciones estándar (520 R°).
- ▶ P_{pc} = Presión pseudo crítica, Psi.
- ▶ P_b = Presión a condiciones estándar (14.70 Psig).
- ▶ d = Diámetro en Pies.
- ▶ T = Temperatura promedio del ducto, en R°.
- ▶ f = Factor de fricción de Moody adimensional.
- ▶ L = Longitud del ducto, en Pies.
- ▶ γ_g = Gravedad del fluido, adimensional, (Aire = 1.0)
- ▶ Pr = Presión pseudo reducida, a la entrada o salida, adimensional.

- ▶ z = Factor de desviación del gas "z", adimensional.

Esta ecuación (Ecu. 6.4.01), también denominada "Presión Normalizada para los Gases Reales sin impurezas" está desarrollada para presiones pseudo reducidas, los principales términos a calcularse son las integrales de las razones de las presiones reducidas al factor "z" (Ecu. 6.4.02) a las condiciones de entrada y salida del ducto; el mismo que se ha calculado mediante integración trapezoidal, de las características de presión y del factor "z" obtenidos directamente de una muestra representativa del fluido que transportará el ducto.

$$n(p) = \int_0^{Pr} \frac{Pr}{z} \delta Pr \quad (\text{Ecu. 6.4.02})$$

Tomando los valores de la composición molar del gas natural que transporta el ducto Malvinas - City Gate (Lima), se ha procedido resolver la integral de la ecuación 6.3.02 mediante integración trapezoidal cuyo procedimiento y resultados se muestran en el Anexo 5: "Presiones Normalizadas para el Gas producido en Camisea".

6.5 Estimación de la Población de Huamanga / Ayacucho.

El incremento de la población nacional medida por la tasa de crecimiento promedio anual, refiere que la población ha presentado un crecimiento promedio nacional anual para el periodo 1993 - 2007 (fecha del último censo nacional realizado), de 1,6%, lo cual confirma la tendencia decreciente observada en los últimos 46 años²⁵.

Tabla 6.5.01: Estadística poblacional de Ayacucho Provincia.

<u>Año</u>	<u>Ayacucho</u>	<u>A. A. Cáceres</u>
2000	87,981	-
2001	89,563	-
2002	91,338	-
2003	93,217	-
2004	95,104	-
2005	96,913	-
2006	98,652	-
2007	100,380	-
2008	102,092	-
2009	103,780	-
2010	105,445	-
2011	107,083	-
2012	108,700	-
2013	90,675	20897
2014	91,960	21242
2015	93,222	21585

Fuente: <http://proyectos.inei.gob.pe/web/poblacion/#> (Pobl- Proyecciones 02-18-07)

Entre los censos de 1981 y 1993, el crecimiento poblacional nacional fue de 2,0% por año; este nivel fue mayor en el período intercensal 1972 - 1981 (2,6% anual).

El incremento de la población para el departamento de Ayacucho es del 1.5%²⁶ de manera sostenida y constante desde el año 2000, y si tomamos los cinco últimos años (2011-2015), la tasa de crecimiento es de 1.72%, por lo que se tomó ésta tendencia para todas las estimaciones y proyecciones realizadas.

El pico o la mayor demanda de Gas Natural para la zona de Ayacucho, se estima que será en el año 2025 en que la declinación de los reservorios de San

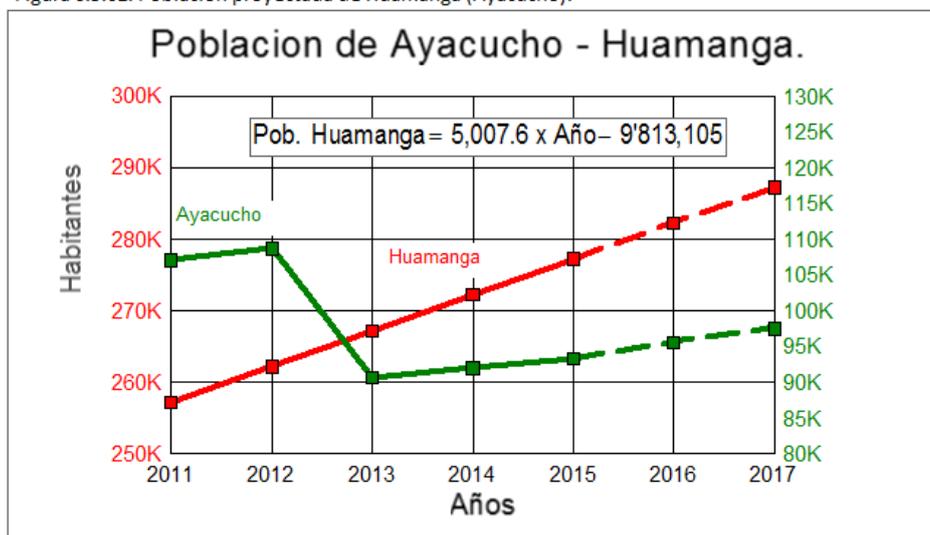
²⁵ INEI, Censos nacionales 2007, XI de población y VI de vivienda, pág. 8.

²⁶ INEI, Primeros resultados de los Censos nacionales del 2007; XI de población y VI de Vivienda, "Perú: Crecimiento y distribución de la población, 2007.

Martín, Cashiriari y Pagoreni de los Lotes 88, 56 y 57 será fuerte no permitiendo incrementar la producción a mayores niveles que la demanda nacional requiera.

Para realizar la proyección poblacional de la provincia de Ayacucho al año 2025, se ha procedido a realizar un análisis estadístico mediante regresión lineal utilizando el Software "COREL, Quatro Pro X5" a los datos obtenidos desde el año 2011, considerando la población del distrito Andrés Avelino Cáceres²⁷ como parte integrante del Distrito de Ayacucho, con regresión lineal y extrapolándolo al año 2025, en que la población proyectada será de 327,285 habitantes. (Figura 6.5.01).

Figura 6.5.01: Poblacion proyectada de Huamanga (Ayacucho).



Fuente: Propia (Gas- Proyecciones 02-18-07)

²⁷ Distrito de Andrés Avelino Cáceres, creado el 28 de abril de 2013, bajo la Ley N°30013, Ley de Demarcación y Organización Territorial de la Provincia de Huamanga. Esta nueva jurisdicción se establece en el sector este del Distrito de Ayacucho. Al no contar con autoridad municipal todavía, sigue dirigido por la Municipalidad Provincial de Ayacucho.

6.6 Estimación de la demanda de Gas Natural en la Provincia de Huamanga (Ayacucho).

La estimación de la demanda de Gas Natural de la provincia de Huamanga se realizó para las actividades de consumo doméstico, Industria y transporte, con sus respectivos supuestos del modo siguiente:

6.6.1 Consumo de Gas doméstico - Población.

Para el cálculo del consumo doméstico se procedió con los siguientes supuestos:

- ▶ Población de Huamanga: 0.33 millones de habitantes.
- ▶ Se considera que la familia promedio está compuesta por 6 personas.
- ▶ Se estima que el 70.0 % de familias utilizarán Gas, el restante utilizará energía alternativa.
- ▶ Considerar el 8.5 % del total de gas como pérdidas por distintas razones.
- ▶ Para diseño, considerar un margen de seguridad del 15.0 %.
- ▶ Gas: equivalencia energética de 962.11 BTU/Ft³ (inferior.).
- ▶ Equivalencia energética del Petróleo 15.0 API: 151,141 BTU/Gal.
- ▶ Equivalencia volumétrica Gas/Petroleo de 15.0 API: 157.1 Ft³/Gal.

Con estos supuestos se determina que el consumo de la población en su conjunto será de 11.75×10^6 pcspd de gas natural, como se muestra en la Tabla 6.6.01 adjunta.

Tabla 6.6.01: Consumo de Gas de la Poblacion.

Huamanga: Poblacion estimada: 327,285 Hab.

Consumo por día - Familia de 6 personas

Consumo energético por día.	BTU/H	Hr-dia	BTU/Totales
1 Estufa a Gas	2,730	1.00	2,730
2 Cocina domestica a gas.	13,649	1.00	13,649
3 Horno domestico.	15,355	0.50	7,677
4 Terma de agua.	5,118	0.25	1,280
Total			25,335
Equivalencia Ft3 Gas/BTU:			26.33 Ft3/Dia
1 Poblacion que utiliza el gas			38,183 Familias
2 Total demanda de gas			1.01 MM Ft3/Dia
3 Perdidas			0.09 MM Ft3/Dia
Total Gas demanda:			1.09 MM SCF

Fuente: Elaboración propia. (Pobl- Proyecciones 02-18-07)

6.6.2 Consumo de Gas por la Industria.

El consumo de gas por la industria de Huamanga es de 2.92×10^6 pcspd, cuyos cálculos se muestran en la Tabla 6.6.02.

Tabla 6.6.02: Consumo de Gas de la Industria.

Demanda diaria de la industria con petróleo como combustible.					
Considerando pérdidas del 15.0 %.					
	No.	Bls. 15 API.	Total Bbls.	MMSCFD	
1	Procesadora Ladrillos (Quemadores)	2	25	50	0.33
2	Generacion eléctrica	3	80	240	1.58
3	Industrias menores (Miel, Velas, Etc)	1	10	10	0.07
4	Mantenimiento vial	1	85	85	0.56
			200	385	2.54
				Pérdidas:	0.38
				Total =	2.92

Fuente: Elaboración propia. (Indu- Total-Demanda-Gas-Huamanga-15c15)

6.6.3 Consumo de Gas para el Transporte.

Para determinar la demanda de Gas para el transporte, se han considerado los siguientes supuestos:

- ▶ El 40% de las familias posee auto.
- ▶ Cada familia consta de 6 miembros.
- ▶ El 70% de unidades serán convertidos a Gas.
- ▶ El promedio de desplazamiento de las unidades de 45 Kms/día.
- ▶ Rendimiento promedio de cada unidad es de 35 Km/Gal.
- ▶ Considerar un 25% de pérdida de eficiencia del motor por cambio.
- ▶ Considerar pérdidas del 15.0 %.
- ▶ Capacidad calórica de Gasolina de 84 Octanos: 210,000.0 BTU/Gal.
- ▶ Equivalencia energética Gas/Gasolina: 218.27 Ft³/Gal.

Con estos supuestos se determina que el consumo de gas que demanda el transporte será de 6.16×10^6 pcspd, como se muestra en la Tabla 6.6.03 adjunta.

Tabla 6.6.03: Consumo de Gas para el transporte.

Familias-Auto	Carros-Gas	Kms	Gls. Gaso.	MM SCFPD
21,819	15,273	687,299	19,637	6.16

Fuente: Elaboración propia. (Auto- Total-Demanda-Gas-Huamanga-15c15)

6.6.4 Consumo total de Gas Natural en la Provincia de Huamanga.

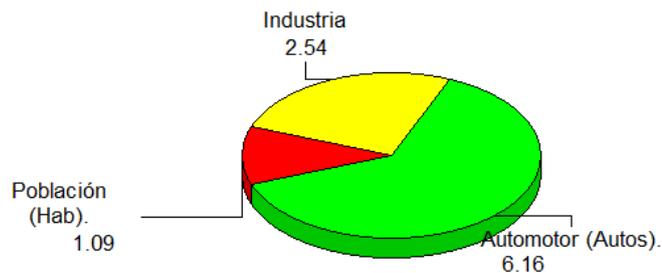
De los cálculos realizados para el consumo de la población, de la industria y del transporte, y considerando un 20.0% como margen de seguridad, se concluye que las necesidades de Gas Natural de Huamanga son de 11.75×10^6 pcspd, como se muestra en la Tabla 6.6.04 y en la Figura 6.6.01.

Tabla 6.6.04: Consumo Total de Gas - Huamanga.

N°	Rubro	MM pcspd	
1	Población (Hab).	1.09	
2	Industria	2.54	
3	Automotor (Autos).	6.16	
		9.79	MM SCFDia
	Margen de seguridad	20.0 %	<u>1.96</u>
	Total:	11.75	MM SCFDia

Fuente: Elaboración propia. (Suma- Proyecciones 02-18-07)

Figura 6.6.01: Consumo Total de Gas - Huamanga. (en MM pcspd).



Fuente: Elaboración propia. (Suma- Total-Demanda-Gas-Huamanga-15c15)

6.7 Determinación del diámetro del Ducto mediante Weymouth.

Para determinar el diámetro del ducto que se requiere para transportar los 11.75×10^6 pcspd de Gas natural desde la planta de Chiquintirca hasta la ciudad de Ayacucho, se empleará la ecuación de Weymouth (Ecu. 6.3.04 y Ecu. 6.3.05), y se realizó bajo los siguientes parámetros de diseño:

- ▶ Volumen Gas a Transportarse: 11.75 MM scfpd.
- ▶ Cota Chiquintirca: 2,968 masl
- ▶ Cota Ayacucho 2,740 masl
- ▶ Temp. Promedio = 57.2 F°
- ▶ Pres. (Chiquin.) = 2,050 Psi
- ▶ Pres. (Ayacu.) = 1,850 Psi
- ▶ Longitud = 63.8 Kmts.
- ▶ $T_b = 60$ F°
- ▶ $P_b = 14.7$ Psi.
- ▶ Prom. Fact. $z = 0.7416$ @ 1,950 Psia. and 57.2 F°
- ▶ Gas Grav. = 0.59
- ▶ Gas visc. = 0.0177 cp. @ 1,950 Psia. and 57.2 F°
- ▶ $T_c = 358.83$ R°
- ▶ $P_c = 670.79$ Psia

Con la ecuación de Weymouth y los supuestos, se realizaron los cálculos, cuyos resultados se muestran en la Tabla 6.7.01 mostrada.

Tabla 6.7.01: Weymouth - determinacion del diámetro del ducto

Diff. Cotas =	228.0 Meters.				
Avg. Pres. =	1,950 Psig.				
s =	1.01				
Diametro (Inches) =	4	6	8	10	12
ID (Inches) =	3.438	5.187	6.875	8.5	10.126
f (friction) =	0.021	0.018	0.017	0.016	0.015
Q = (MM SCFPD)	3.73	11.18	23.70	41.74	66.57

Sobrediseño, Requerido: 11.75; Calculado: 23.70; Diff. 101.72%

Fuente: Elaboración propia. (Weym- Total-Demanda-Gas-Huamanga-15c1

De éste gráfico, se puede concluir que para transportar los 11.75×10^6 pcspd, debe instalarse un ducto de 8 pulgadas de diámetro nominal Sch. 160, ANSI B31.3-1976

Grade B, seamless; con lo que se podrá transportarse hasta un volumen de 23.70×10^6 pcspd.

6.8 Determinación del diámetro del Ducto mediante Clindenist.

Empleando la ecuación de Clindenist, para determinar el diámetro del ducto requerido para transportar los 11.75×10^6 pcspd de Gas natural desde la planta de Chiquintirca hasta la ciudad de Ayacucho, (Ecu. 6.4.01), empleando los mismos parámetros de diseño utilizados con la ecuación de Weymouth, y los valores de las Presiones Normalizadas para el Gas producido en Camisea mediante integración trapezoidal (Ver Anexo 10.5), se realizaron los cálculos, cuyos resultados se muestran en la Tabla 6.8.01 mostrada:

Tabla 6.8.01: Clindenist, determinación del diámetro del ducto.

Diametro (Inches) =	4	6	8	10	12
ID (Inches) =	3.438	5.187	6.875	8.5	10.126
f (friction) =	0.021	0.018	0.017	0.016	0.015
Q = (MM SCFPD)	3.73	11.18	23.70	41.74	66.57

Sobrediseño, Requerido: 11.75 MM pcspd, Calculado: 23.70; Diff. 101.7%

Fuente: Elaboración propia. (Prob- Problema-Clinesdint-01).

Donde se constata que para transportar los 11.75×10^6 pcspd requeridos en Huamanga, debe instalarse un ducto de 8 pulgadas de diámetro nominal Sch. 160, ANSI B31.3-1976 Grade B, seamless; con lo que se podrá transportarse hasta un volumen de 23.70×10^6 pcspd.

Los resultados obtenidos mediante la aplicación de la ecuación de Clindenist, son exactamente iguales a los obtenidos aplicando la ecuación de Weymouth, con lo se confirma el diseño del diámetro del ducto.

6.9 Análisis de sensibilidad en la determinación del diámetro del Gaseoducto.

El análisis de sensibilidad concierne a posibles cambios en el modelo original de las variables que determinaron el diámetro óptimo del ducto, y consecuentemente evaluar los resultados.

Para el análisis, se han escogido dos variables que tendrán impacto decisivo, y que son; primero la tasa de crecimiento demográfico que determina la demanda

y segundo el diámetro del ducto que determina la capacidad de transporte de gas que necesita la zona.

La demanda o necesidad de gas natural para la zona de Huamanga se ha estimado en función a la población actual de la zona, (que para el 2015 es de 277, 224 habitantes), y su tasa de crecimiento demográfico promedia de los años del 2011 al 2015 y que es de 1.89% anual²⁸.

Analíticamente, (cálculo estadístico) se ha deducido la ecuación 6.9.01 que nos da la demanda de Gas natural de Huamanga (Población, Industria y Transporte) en función de la tasa de crecimiento poblacional y que es la siguiente:

$$Q_{TC} = 30.717 e^{(Tasa \times t)} \quad (\text{Ecu. 6.9.01})$$

Siendo las variables siguientes:

- Q_{TC} = Demanda de gas natural en función de la tasa de crecimiento, (Millones de pcspd).
 e = Base de los logaritmos neperianos, (2.7183).
 Tasa = Tasa de crecimiento demográfico, (inicialmente 1.892%).
 t = Tiempo, en años.

La ecuación para determinar la capacidad de transporte del ducto se ha estimado en función del diámetro que se implemente, tomando en consideración las condiciones del diseño inicial, es decir la distancia que recorrerá, las condiciones de presión y temperatura, la composición del gas, perfil de la traza o recorrido del ducto; y es la ecuación 6.9.02:

$$Q_D = 0.1005 \times D^{(2.6196)} \quad (\text{Ecu. 6.9.02})$$

Siendo las variables siguientes:

- Q_D = Transporte de gas natural en función a las condiciones dadas (Millones de pcspd).
 D = Diámetro del ducto.

²⁸ Datos obtenidos del INEI: "<http://proyectos.inei.gob.pe/web/poblacion/#>", normalizado mediante regresión lineal.

Con éstas ecuaciones, se evalúa el margen de seguridad o sobre capacidad de transporte del ducto, que estará dado por la diferencia: Capacidad de transporte del ducto menos el volumen de la demanda de Huamanga en función de la tasa de crecimiento poblacional para el año 2025, que numéricamente sería:

$$23.33 \text{ MM} - 10.40 \text{ MM} = 12.93 \text{ MM (pcspd)}.$$

Lo que significa que el ducto de 8" de diámetro tiene una sobre capacidad o remanente de diseño de 12.93 MM pcspd.

Implementando éste criterio y empleando las ecuaciones deducidas, se generó la Tabla 6.9.01 correspondiente al análisis de sensibilidad haciendo variar los valores del diámetro del ducto de 4" a 14" y las tasas de crecimiento poblacional entre los valores de 1.6% a 4.0%.

Tabla 6.9.01: Análisis de consistencia, Diámetro del ducto - incremento poblacional.

		Diámetros (Pulgadas)					
12.93		4	6	8	10	12	14
Tasa de crecimiento poblacional (%)	1.6%	-6.32	0.87	13.22	31.74	57.37	90.94
	1.8%	-6.52	0.66	13.01	31.54	57.16	90.74
	2.0%	-6.73	0.45	12.80	31.33	56.96	90.53
	2.2%	-6.94	0.24	12.59	31.12	56.74	90.32
	2.4%	-7.16	0.02	12.37	30.90	56.53	90.10
	2.6%	-7.38	-0.20	12.15	30.68	56.30	89.88
	2.8%	-7.61	-0.42	11.93	30.45	56.08	89.65
	3.0%	-7.84	-0.65	11.70	30.22	55.85	89.42
	3.2%	-8.07	-0.89	11.46	29.99	55.61	89.19
	3.4%	-8.31	-1.13	11.22	29.75	55.37	88.95
	3.6%	-8.56	-1.37	10.98	29.50	55.13	88.70
	3.8%	-8.81	-1.62	10.73	29.25	54.88	88.45
4.0%	-9.06	-1.88	10.47	29.00	54.63	88.20	

Fuente: Elaboración propia (Cons- Proyecciones 02-18-07)

De ello podemos concluir que el diámetro de 8" es el más conveniente ya que cubre el rango de 1.6%-4.0% de la tasa de crecimiento poblacional, mientras que el diámetro de 6" cubriría únicamente tasas menores o iguales al 2.4%.

Obviamente, diámetros menores a 4" no cubriría la demanda de Huamanga en ningún escenario, estaría sub diseñada.

6.10 Costo del Gaseoducto.

El costo de un gasoducto depende de varios factores, dependiendo del diámetro de la tubería, de la longitud total del ducto, de las características del terreno por el que recorre, de la geología, del relieve, existencia de infraestructura y de los costos ambientales que involucre su instalación entre otros; otro factor a tenerse en cuenta son los cruce de ríos y humedales si existieran.

Es importante considerar la presión inicial del gas en la estación de origen, que determina la calidad del tubo (Grado, Schedule) ya que se requiere mayor espesor de la tubería por la mayor presión, aunque también la mayor presión de trabajo reduce la cantidad de estaciones intermedias de compresión.

Para realizar un estimado grueso y general de lo que puede costar un gasoducto se utiliza el criterio planteado por el Banco Mundial que propone la regla "Rule-of-Thumb"²⁹, en la que establece un estimado inicial que es función de dos variables: del diámetro y de su longitud.

La Tabla 6.10.01 muestra los costos promedios de un gasoducto planteado por el Banco Mundial, aunque el valor verdadero se debe calcular en cada caso en concreto.

Tabla 6.10.01: Costos de Gaseoductos por diámetros.

Diametro Pulg.	Costo (\$/Kmt.)
6	120,000
8	160,000
10	200,000
12	240,000
14	280,000
16	320,000
18	360,000

Fuente: Banco Mundial (Graf- Costos-Linea12-15c17)

Esta regla para determinar el costo, propone entre 15 y 30 dólares por cada pulgada de diámetro, por metro de longitud, (recomienda usar conservadoramente 20 dólares) [9.1].

²⁹ "Rule of thumb", (Español: Regla del pulgar), es una expresión del idioma inglés que designa un principio o criterio de amplia aplicación que no es necesariamente preciso ni fiable en toda situación. Establece una especie de fórmula u observación generalmente aceptada como conocimiento práctico basado en la experiencia, no se trata de una proposición científica (https://es.wikipedia.org/wiki/Rule_of_thumb).

El costo estimado de fabricación y tendido del ducto de 8" es de USA\$ 9'630,371.00 que considera los materiales y la maquinaria y equipo empleados, el personal o mano de obra y la instalación de una caseta a la llegada a Ayacucho para recepción del gas, control de calidad y medición, que nos da un valor de USA\$ 150,946/ Km, con 8" de diámetro, con una reducción de USA\$ 9,054 por debajo de lo calculado mediante lo planteado por el Banco Mundial.

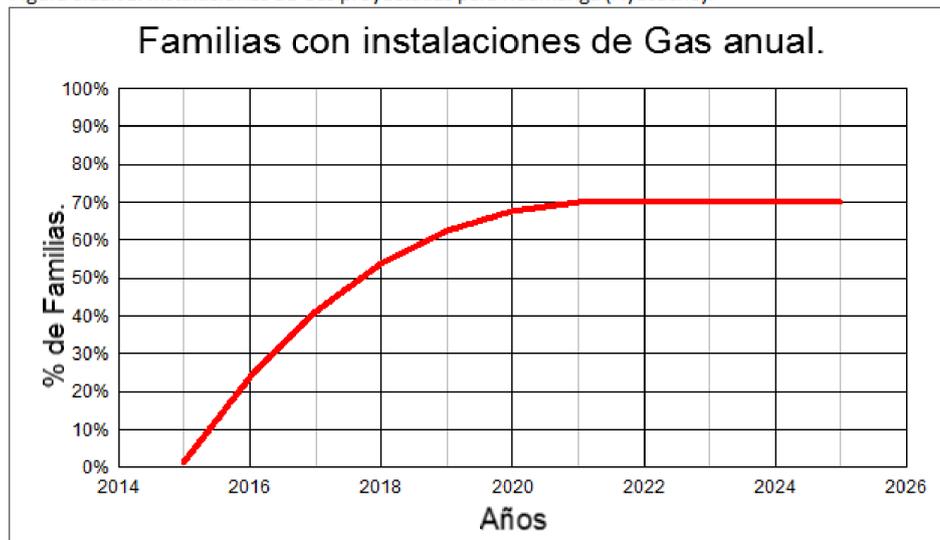
6.11 Evaluación Económica y Análisis de Sensibilidad del ducto.

En la Evaluación económica se han tenido en cuenta los siguientes supuestos:

- ▶ La tarifa que se ha considerado para el consumo de la población es la "Categoría A1"³⁰, para un máximo de consumo de 30 Mt³ al mes y que es la que se espera sea el consumo familiar en Huamanga.
- ▶ La tarifa considerada para el consumo en la Industria es la "Categoría C", con un consumo máximo de 300,000 Mt³ al mes.
- ▶ Para el transporte, la tarifa considerada es la "Categoría GNV", que es para los Gasocentros y Estaciones de servicio, sin límite de consumo.
- ▶ El porcentaje de crecimiento de la demanda por la población se considera creciente acorde una curva polinomial de tercer orden, bajo los supuestos que para el primer año (en el 2015) de la población, solamente el 1.3% tendrán gas con conexión domiciliaria alcanzándose la meta proyectada del 70% de familias con conexión en el transcurso de 7 años (para 2021), gráficamente se muestra en la Figura 6.11.01.
- ▶ Se considera el tipo de cambio para el precio del gas en boca de pozo de S/.3.5266 por dolar y el tipo de cambio para la red principal de S/.3.51 por dolar; estos valores pueden cambiar en el tiempo, pero para el presente trabajo lo consideramos representativo.
- ▶ Postulamos que el comportamiento de la demanda del sector industrial y de transporte responderá a la misma tasa de crecimiento de la población, por lo que para éstos dos sectores se aplicará la misma proporción de demanda.
- ▶ Tasa de interés comercial: 12.0%

³⁰ Empresa "Calidda" de Gas natural de Lima y Callao S.A., en el Pliego tarifario del servicio de distribución de gas natural: Tarifas únicas de distribución 2016-Marzo-01.

Figura 6.11.01: Instalaciones de Gas proyectadas para Huamanga (Ayacucho).



Elaboración propia. (Anal- Proyecciones 02-18-07)

Tabla 6.11.01: Balance económico del Ducto Chiquintirca - Huamanga: Años 2015 - 2025

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Poblacion MM scf	0.277	0.282	0.288	0.293	0.299	0.304	0.310	0.316	0.322	0.328	0.334
Gas Poblacion: MM Mt3/día	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
MM BTU gas	889	906	923	940	958	976	995	1,014	1,033	1,052	1,072
MM GJ	0.0009	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0011	0.0011	0.0011
No. de familias MM	0.046	0.047	0.048	0.049	0.050	0.051	0.052	0.053	0.054	0.055	0.056
Consumo familiar Mt3/mes	24.61	24.61	24.61	24.61	24.61	24.61	24.61	24.61	24.61	24.61	24.61
Margen fijo - S/. Mes	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44
Margen Distribucion - S/. Mes	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60
Boca del pozo - S/. Mes	8.84	8.84	8.84	8.84	8.84	8.84	8.84	8.84	8.84	8.84	8.84
Red principal - S/. Mes	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33
Pago/fam soles (Categoría A1) Mes	27.21	27.21	27.21	27.21	27.21	27.21	27.21	27.21	27.21	27.21	27.21
Income Pob. MM soles/Mes	0.016	0.305	0.536	0.714	0.844	0.932	0.984	1.003	1.022	1.041	1.061
Gas Industria: MM Mt3/Mes	2.13	2.17	2.21	2.25	2.30	2.34	2.38	2.43	2.48	2.52	2.57
MM BTU gas	72,418	73,785	75,179	76,598	78,044	79,518	81,020	82,549	84,108	85,696	87,314
MM GJ	0.0764	0.0778	0.0793	0.0808	0.0823	0.0839	0.0855	0.0871	0.0887	0.0904	0.0921
Margen fijo - Mes (MM S/.)	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.004	0.004	0.004	0.004
Margen Fijo Dist - Mes (MM S/.)	0.047	0.048	0.049	0.050	0.051	0.051	0.052	0.053	0.054	0.055	0.057
Margen Vari. Dist - Mes (MM S/.)	0.237	0.242	0.247	0.251	0.256	0.261	0.266	0.271	0.276	0.281	0.286
Boca del pozo - Mes (MM S/.)	0.765	0.780	0.794	0.809	0.825	0.840	0.856	0.872	0.889	0.906	0.923
Red principal - Mes (MM S/.)	0.288	0.294	0.299	0.305	0.311	0.317	0.323	0.329	0.335	0.341	0.348
Income Ind. MM soles/Mes (Cat C)	0.025	0.464	0.816	1.087	1.286	1.420	1.499	1.529	1.558	1.587	1.617
Gas Automotor: (Cat. GNV, Mt3/Me	4.496	4.580	4.667	4.755	4.845	4.936	5.029	5.124	5.221	5.320	5.420
MM BTU gas	152,743	155,627	158,565	161,559	164,610	167,718	170,885	174,111	177,399	180,749	184,162
MM GJ	0.161	0.164	0.167	0.170	0.174	0.177	0.180	0.184	0.187	0.191	0.194
Margen fijo Com. - Mes (MM S/.)	0.055	0.056	0.057	0.058	0.059	0.061	0.062	0.063	0.064	0.065	0.066
Margen F Distribucion - Mes (MM S/.)	0.084	0.085	0.087	0.089	0.090	0.092	0.094	0.095	0.097	0.099	0.101
Margen V Distribucion - Mes (MM S/.)	0.424	0.432	0.440	0.448	0.457	0.465	0.474	0.483	0.492	0.501	0.511
Boca del pozo - Mes (MM S/.)	1.614	1.645	1.676	1.707	1.739	1.772	1.806	1.840	1.875	1.910	1.946
Red principal - Mes (MM S/.)	0.608	0.620	0.631	0.643	0.655	0.668	0.680	0.693	0.706	0.720	0.733
Income GNV MM soles/Mes	0.051	0.964	1.695	2.258	2.670	2.948	3.113	3.174	3.234	3.295	3.358
Total Income mensual: (MM S/.)	0.09	1.73	3.05	4.06	4.80	5.30	5.60	5.71	5.81	5.92	6.04
Total Income mensual: (MM S)	0.03	0.49	0.87	1.16	1.37	1.51	1.59	1.63	1.66	1.69	1.72

Elaboración propia. (Anal- Proyecciones 02-18-07)

Con los valores supuestos, se realizó la determinación del valor presente y de la tasa de retorno del proyecto, considerándose que los desembolsos se producirán al inicio del periodo, obteniéndose los resultados de NPV = \$66.2 MM y una Tasa de retorno del 67.2%, como se muestran en la Tabla 6.11.01 y Tabla 6.11.02.

Tabla 6.11.02: Balance económico del Ducto Chiquintirca - Huamanga: Años 2015 - 2025 (NPV, IRR)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Años:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cash Flow	-9.63	0.31	5.93	10.42	13.88	16.41	18.12	19.13	19.51	19.88	20.25	20.63
Factor	1.00	1.12	1.25	1.40	1.57	1.76	1.97	2.21	2.48	2.77	3.11	3.48
V. Presente	-9.63	0.28	4.72	7.41	8.82	9.31	9.18	8.65	7.88	7.17	6.52	5.93
NPV =	66.2	\$ MM										
IRR =	67.2	%										

Elaboración propia. (Anal- Proyecciones 02-18-07)

Bajo éste escenario, se realizó el Análisis de sensibilidad del Valor presente variando tasa comercial y tasa poblacional, obteniéndose los resultados mostrados en la Tabla 6.11.03.

Tabla 6.11.03: Análisis de sensibilidad del Valor presente variando tasa comercial y tasa poblacion

		Tasa interes comercial								
		66.25	8.0%	9.0%	10.0%	11.0%	12.0%	13.0%	14.0%	15.0%
Tasa de incremento de la poblacion	1.50%	84.67	79.08	73.93	69.16	64.74	60.65	56.85	53.33	
	1.75%	86.01	80.33	75.09	70.24	65.75	61.60	57.74	54.15	
	1.87%	86.67	80.94	75.66	70.77	66.25	62.06	58.17	54.56	
	2.25%	88.77	82.90	77.48	72.47	67.83	63.53	59.55	55.85	
	2.50%	90.19	84.22	78.70	73.61	68.89	64.53	60.48	56.72	
	2.75%	91.63	85.56	79.95	74.77	69.98	65.54	61.42	57.60	
	3.00%	93.10	86.92	81.22	75.95	71.08	66.57	62.38	58.50	
	3.25%	94.59	88.31	82.51	77.15	72.20	67.61	63.36	59.41	
	3.50%	96.11	89.72	83.82	78.37	73.34	68.67	64.35	60.34	
	3.75%	97.66	91.15	85.16	79.62	74.50	69.76	65.36	61.28	
4.00%	99.23	92.62	86.52	80.88	75.68	70.86	66.39	62.24		
4.25%	100.83	94.10	87.90	82.17	76.87	71.97	67.43	63.22		

Elaboración propia. (Anal- Proyecciones 02-18-07)

En ésta tabla se puede apreciar que con cambios del orden del 1.0% de la tasa de interés comercial o financiero, el NPV cambia de modo significativo, siendo del orden de \$5.0 MM a favor del proyecto para tasas de 11% o menores, las que van decreciendo hasta \$3.6 MM a una tasa del 15%.

Análogamente, se aprecia que la tasa de crecimiento poblacional presiona al alza el valor presente del proyecto a una razón de \$1.10 MM por un 0.25% de incremento poblacional.

El análisis de sensibilidad concerniente a la evaluación económica del ducto se ha realizado teniendo en cuenta dos escenarios posibles con alta probabilidad de ocurrencia y que son; en primer término el Costo del ducto en función de la

variación de los costos de Mano de obra y variación del costo de las Maquinarias y Equipos; y en segundo término el Costo del ducto en función de la variación de los costos de los materiales y variación del costo de las Maquinarias y Equipos.

Primer escenario: Variación del costo del ducto en función de la variación de los costos de Mano de obra y variación del costo de las Maquinarias y Equipos

El comportamiento o variación del costo del ducto muestra consistencia; por ejemplo si los costos de las maquinarias y equipos sufren un incremento del costo en un 20% manteniéndose estable el costo de mano de obra, el precio del ducto se incrementará de 9.63 \$ MM a 9.98 \$ MM, es decir un incremento de 3.6% en la obra total; éste comportamiento se aprecia en la Tabla 6.11.01

Tabla 6.11.01: Costo del ducto (en \$ MM) en función de la variación de los costos de Mano de obra y variación del costo de las Maquinarias y Equipos.

		Porcentaje de variación de costo de Maq. y Equipos					
		9.63	-30.0%	-20.0%	-10.0%	0.0%	10.0%
Porcentaje de variación de costo de Mano de obra	-10.0%	8.93	9.11	9.28	9.45	9.62	9.80
	-5.0%	9.02	9.19	9.37	9.54	9.71	9.89
	0.0%	9.11	9.28	9.46	9.63	9.80	9.98
	5.0%	9.20	9.37	9.55	9.72	9.89	10.07
	10.0%	9.29	9.46	9.64	9.81	9.98	10.16
	15.0%	9.38	9.55	9.73	9.90	10.07	10.24

Fuente propia (Sens- Costos-Linea12-15c17)

Segundo escenario: Variación del costo del ducto en función de la variación de los costos de los materiales y variación del costo de las Maquinarias y Equipos.

En éste caso, el comportamiento o variación del costo del ducto también muestra consistencia; por ejemplo si los costos de las maquinarias y equipos sufren un decremento del costo en un 30%, e incrementándose el costo de los materiales e insumos en 10.0%, el precio del ducto bajará de 9.63 \$ MM a 9.61 \$ MM, es decir un abaratamiento de 0.16% en la obra total; asimismo éste comportamiento se muestra en la Tabla 6.11.02

Tabla 6.11.02: Costo del ducto (en \$ MM) en función de la variación de los costos de los Materiales y la variación del costo de las Maquinarias y Equipos.

		Porcentaje de variación de costo de Maq. y Equipos					
		9.63	-30.0%	-20.0%	-10.0%	0.0%	10.0%
Porcentaje de variación de costo de Materiales (Ductos, etc)	-15.0%	8.36	8.53	8.70	8.87	9.05	9.22
	-10.0%	8.61	8.78	8.95	9.13	9.30	9.47
	-5.0%	8.86	9.03	9.21	9.38	9.55	9.72
	0.0%	9.11	9.28	9.46	9.63	9.80	9.98
	5.0%	9.36	9.54	9.71	9.88	10.06	10.23
	10.0%	9.61	9.79	9.96	10.13	10.31	10.48
15.0%	9.87	10.04	10.21	10.39	10.56	10.73	

Fuente propia (Sens- Costos-Linea12-15c17)

6.12 Prueba de Hipótesis.

La hipótesis: “Se logrará reducir los costos para la construcción de un gaseoducto que una el Gaseoducto principal con la ciudad de Ayacucho” queda demostrada por el costo de \$USA 150,946 por kilómetro³¹ frente a los \$USA de 160,000 por kilómetro promedio presentada por el banco Mundial.

³¹ Este valor de USA\$ 164,588 no incluye los gastos de transporte de la tubería desde los centros de recepción (Puerto del Callao) hacia Ayacucho, seguros, aduanas ni utilidad de la empresa constructora que es variable dependiendo de su estructura de costos; solamente están relacionadas al costo y los gastos de construcción del ducto.

7 Conclusiones y Recomendaciones.

7.1 Conclusiones:

- 7.1.1 La metodología de cálculo y diseño es indiferente si se utiliza la Ecuación de Weymouth o la de Clindenist; se obtienen los mismos resultados.
- 7.1.2 El diámetro requerido del ducto a ser construido es de 8 pulgadas nominal, Schedule 160, ANSI B31.3-1976 Grade B, seamless; con lo que se podrá transportarse hasta un volumen de 23.70×10^6 pcspd, que cubre los requerimientos de la región con una sobre capacidad de 11.75×10^6 adicionales, con lo que se puede proveer de gas a Huancavelica que también es una zona pobre del Perú.
- 7.1.3 El tiempo requerido para su construcción es de 554 días calendario ($1\frac{1}{2}$ años), pero puede reducirse a 292 días calendario (10 meses) si se contratan dos cuadrillas de soldadores en lugar de una y trabajadores de refuerzo como está calculado.
- 7.1.4 El costo directo aproximado para ejecutar ésta obra es del orden de los \$USA 9'630,371.
- 7.1.5 Una vez construido el ducto, y completada la distribución en la ciudad de Ayacucho; la unión a las ciudades y zonas circundantes, como son las ciudades de Huanta, San Miguel, otras será inmediata; pudiendo continuar con el departamento de Huancavelica y ciudades circundantes.
- 7.1.6 Se cumplirá con el convenio específico suscrito al amparo del Convenio Marco de Cooperación Inter-institucional N° 003-2012/MEM-GRA, entre las partes: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS y el GOBIERNO REGIONAL DE AYACUCHO, celebrado el 11 de julio del 2013 y que tiene por objeto determinar la promoción de proyectos de masificación del uso de gas natural en la región a través del desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de Gas Natural Comprimido (GNC), a través del mecanismo de la participación pública privada, con el objeto de acelerar la transformación prioritaria del sector residencial, los pequeños consumidores,

atender la demanda energética industrial, así como el transporte vehicular en la Región.

7.2 Recomendaciones:

- 7.2.1 Se recomienda para el diseño de Gaseoductos el empleo de la ecuación de Clindenist, porque en su constitución toma en consideración la naturaleza del fluido que transportará, es decir la composición molar promedia del gas a transportar.
- 7.2.2 Realizar un estudio adicional evaluando la posibilidad de ampliar el tendido del gaseoducto hacia las ciudades de Acobamba, Lircay y Huancavelica en el departamento de Huancavelica.
- 7.2.3 La introducción al consumo del gas natural se recomienda cuando el precio del gas, constituido por el precio en boca del pozo, más el precio del transporte, más el costo de distribución es menor que el precio del energético a ser sustituido. En otras palabras se debe analizar en mayor profundidad el mercado de la zona de Ayacucho (demanda actual y demanda futura) para determinar la viabilidad económica del proyecto propuesto.
- 7.2.4 Se recomienda que el gobierno central incentive el consumo de gas natural, la construcción de ductos y cambio de la matriz energética en las zonas deprimidas como Ayacucho, Huancavelica, otros; mediante subvenciones y promociones varias por los principales beneficios dado que el Gas Natural, en su combustión produce de un 40 a un 45% menos dióxido de carbono (CO_2) que en la del carbón, y entre un 20 y un 30% menos que en la de los productos derivados del petróleo. Además, no emite partículas sólidas ni cenizas, las emisiones de dióxido de azufre son prácticamente nulas y las de óxidos de nitrógeno son inferiores a las del carbón y los productos petrolíferos [9.10], adicionado el incremento o mejora de la calidad de vida de la población.
- 7.2.5 Se recomienda la Generación eléctrica para Ayacucho mediante la instalación de centrales térmicas a gas natural, con la finalidad de electrificar

la zona de manera económica y eficiente, impulsado de ésta manera el desarrollo y crecimiento regional.

- 7.2.6 Se recomienda a las autoridades competentes y Gobierno Central, potenciar las capacidades del Gobierno Regional de Ayacucho en materia de Energía (también Minería), realizando las acciones correspondientes con el objetivo que cuente con los profesionales que éstos proyectos requieren: Ingenieros Mecánicos/Eléctricos, Ingenieros en Gas Natural/Energéticos, profesionales en Ingeniería con experiencia en Asuntos Ambientales, abogados con conocimientos de la normatividad del sector energético y minero que son requeridos para la ejecución de proyectos de ésta naturaleza.

8 Bibliografía.

- 8.1 ALCOCER PEÑA, NEIL LUIS; AROHUANCA LAGOS, DELMAR GLENN; EMMA DEL PILAR, GUILLÉN CHÁVEZ, "Planeamiento Estratégico para el Sector Gas Natural en el Perú", Tesis para obtener el grado de Magíster en Administración Estratégica de Empresas otorgado por la Pontificia Universidad Católica del Perú, de la Escuela de Pos grado, Febrero 2013.
- 8.2 ANCHANTE RULLÉ, MARLENE DEL PILAR 2012, "Negociaciones por compensaciones y desarrollo. El caso de la cc Chiquintirca (Ayacucho) y la empresa TGP en el marco del proyecto Camisea", para optar el grado académico de doctora en antropología de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Escuela de posgrado", Lima, 2014, PP 313.
- 8.3 ASME B31.8; (American Society of Mechanical Engineers), Código internacional para tuberías de transporte y distribución de Gas; Edición 1999.
- 8.4 BEGGS, H. DALE; "Production Optimization using Nodal Analysis", OGCI and Petroskills Publications, Tulsa Okl., USA, Edition 2003.
- 8.5 BEGGS, H. DALE; "Gas Production Operations", OGCI Publications, Oil & Gas Consultants International Inc., Tulsa Okl., USA, Edition 1984.
- 8.6 BRADLEY, HOWARD B.; "Petroleum Engineering Handbook", Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, U.S.A., Edition 1992.
- 8.7 CAMPBELL, JOHN M.; "Gas Conditioning and Processing", Campbell Petroleum Series, Seventh Edition, 1992.
- 8.8 CHI U. IKOKU, "NATURAL GAS RESERVOIR ENGINEERING", 1992 Krieger Publishing Company, Malabar, Florida USA.
- 8.9 CHI U. IKOKU, "NATURAL GAS PRODUCTION ENGINEERING", 1992. Krieger Publishing Company, Malabar, Florida USA.
- 8.10 CRAFT B.C., Y HAWKINS, M.F. JR., "Ingeniería aplicada de Yacimientos Petrolíferos", 1968, Editorial TECNOS – Madrid.

- 8.11 DIRECCIÓN GENERAL PARLAMENTARIA, OFICINA DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y ESTADÍSTICA; Carpeta Estadística Georeferencial del departamento de Ayacucho, 2013, Editorial Congreso de la República, Lima, http://www.congreso.gob.pe/dgp/Gestion_Informacion_Estadistica/georeferencial/2013/1trimestre/5.AYACUCHO.pdf, PP 18.
- 8.12 ESCOBAR BURGUILLOS, YETSI JOHANA, 2011, "Comparación de Correlaciones de Caída de Presión en una Tubería de Transporte para Flujo Gaseoso", Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente para Optar al Título de: "INGENIERO QUÍMICO", Barcelona, agosto de 2011, Consultado en Junio 7, 2014.
- 8.13 ESMAP TECHNICAL, PAPER 103, "Extensión de Ramales de Gas Natural al Interior del Perú", Abril 2006, ESMAP, c/o Energy and Water Department, The World Bank Group 1818 H Street N.W., Washington D.C. 20433, U.S.A.
- 8.14 GOBIERNO REGIONAL DE AYACUCHO; "Resolución Ejecutiva Regional N° 0655 -2013-GRA/PRES, del 8 de agosto del 2013", conjuntamente con el Convenio Especifico: N° 001-2013/MEM-GRA: "Convenio específico entre el Ministerio de Energía y Minas y el Gobierno Regional de Ayacucho suscrito al amparo del Convenio Marco de Cooperación Inter institucional N°003-2012-MEM-GRA"; del 11 de julio del 2013, que vencerá el 10 de julio del 2017.
- 8.15 KATZ, DONALD L. AND L. LEE, ROBERT, "Natural Gas Engineering, Production and Storage", 1990 by McGraw Hill Inc. USA.
- 8.16 LI SUÁREZ, DIANA "Ayacucho: Análisis de situación en población", Fondo de Población de las Naciones Unidas - Perú, Primera edición: Lima, agosto del 2009, UNFPA-CIES-ASP-Ayacucho.pdf; PP 101.
- 8.17 MELGAR GÁLVEZ, JAVIER RAÚL; "Diseño óptimo del proceso de una planta de regulación, medición, acondicionamiento y gasoducto de gas natural para una central Térmica en la ciudad de Ica" para optar el título profesional de Ingeniero Petroquímico de la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima - Perú.; 2011, PP 208.

- 8.18 MENON, E. SHASHI; Gas Pipeline Hydraulics, Editorial Taylor & Francis, Ed. 2005.
- 8.19 MERINO TAFUR, JORGE; "Gasoducto Sur Peruano: Parte de un plan Energético", Publicado por: "ProActivo", del 25/07/2014 en Noticias. "<http://proactivo.com.pe/gasoducto-sur-peruano-parte-de-un-plan-energetico/>", consultado Ago.10.14.
- 8.20 MEZA TALAVERA, ABEL: "Tendido de un sistema de ductos de recolección de Producción "Gathering" y reinyección de gas en la Selva Peruana - Lote 88", tesis para optar el título de Ingeniero de Petróleo 2008 de la Universidad Nacional de Ingeniería del Perú, Facultad de Petróleo, Petroquímica y Gas Natural.
- 8.21 MOKHATAB, SAEID; "Handbook of Natural Gas Transmission and Processing", Gulf Professional Publishing, Elsevier Science Ltd., Edition 2012.
- 8.22 PÉREZ PALOMINO, PATRICIA CAROL, "Propuesta de Conversión del Parque Automotor de Lima y Callao para el Uso de Gas Natural", para optar el Título de Ingeniera Industrial, Mayo de 2010, de la Pontificia Universidad Católica del Perú - Facultad de Ciencias E Ingeniería, PP 113.
- 8.23 ROMERO P. CARLOS; "Diseño Y Evaluación de un Sistema Integral de manejo de gas del yacimiento al usuario final", para optar el título de Ingeniero de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela, Caracas - Venezuela, 2007, PP 235, (Thesis-TEG-CR.pdf).
- 8.24 TAMES, ELISEO SEBASTIÁN; "Estudio de Electrificación con Energía Solar Plaza Pública Distrito de Llauta-lucanas, Ayacucho", Tesis para optar el Grado de Maestría en Gestión y Auditorías Ambientales de la Universidad de Piura, (Thesis-MAS_GAA_005.pdf); Febrero 2009, PP 129.

9 Referencias:

- 9.1 AXPE, Andrés Mata. ¿Cuánto cuesta un gasoducto? Caracas, Venezuela: Soberania, 2006.
- 9.2 Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural; N° 27133 dada por el Congreso de la República del Perú, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 4 de junio de 1999.
- 9.3 Guo Ghalambor, Natural Gas Engineering Handbook, páginas 230, 300 y 310.
- 9.4 “CARPETA GEO REFERENCIAL, AYACUCHO”, Marzo 2013, Dirección General Parlamentaria, oficina de gestión de la información estadística, Pág. 5 y siguientes.
- 9.5 LI SUÁREZ, DIANA expone éstas cifras y una explicación de las mismas en la publicación "Ayacucho: Análisis de situación en población" del Fondo de Población de las Naciones Unidas - Perú, Primera edición: Lima, agosto del 2009, (UNFPA-CIES-ASP-Ayacucho.pdf); Página 28.
- 9.6 PÉREZ PALOMINO, PATRICIA CAROL, lo propone en su tesis: "Propuesta de Conversión del Parque Automotor de Lima y Callao para el Uso de Gas Natural", página 48 y siguientes.
- 9.7 ROMERO P. CARLOS; en su tesis para optar el título de Ingeniero de Petróleo: "Diseño Y Evaluación de un Sistema Integral de manejo de gas del yacimiento al usuario final", página 26 (Thesis-TEG-CR.pdf).
- 9.8 ANCHANTE RULLÉ, MARLENE DEL PILAR 2012, en su tesis para optar el grado académico de doctora en antropología: "Negociaciones por compensaciones y desarrollo. El caso de la cc Chiquintirca (Ayacucho) y la empresa TGP en el marco del proyecto Camisea", página 30 a la 32.
- 9.9 Banco Mundial, portal de Internet consultado en Mayo 02, 2016 <http://www.bancomundial.org/es/country/peru/overview>,
- 9.10 FERNÁNDEZ MUERZA, ALEX, en su publicación: “Consumo de gas natural: ¿fallará el suministro?” del 20 de abril de 2009.

http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2009/04/20/184666.php.

- 9.11 Deducción de la ecuación de Weymouth en el texto: "Natural Gas Production Engineering" del autor Chi U. Ioku, 1992. Editorial Krieger Publishing Company, Malabar, Florida USA, capítulo 7, página 260 y siguientes.
- 9.12 "RESUMEN EJECUTIVO LIBRO ANUAL DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS" al 31 de Diciembre del 2014, reservas y recursos de gas natural pág. 21.
- 9.13 "Solución de Redes de Flujo para Gases Usando el Modelo de Balance de Nodos y el Método de Linealización de Ecuaciones", por Paulo César Narváez, en la "Revista Ingeniería e Investigación No. 44" de Diciembre de 1999.
- 9.14 "Perú, Síntesis estadística 2015", INEI Lima Septiembre del 2015, Página 11, cuadro de "POBLACIÓN PROYECTADA, SUPERFICIE Y DENSIDAD, SEGÚN DEPARTAMENTO, 2007 y 2015".

10 Anexos.

- 10.1 Convenio Específico N° 001-2013/MEM-GRA, el 11 de julio del año 2013, entre el Ministerio de Energía y Minas y el Gobierno Regional de Ayacucho, que tiene como objetivo determinar la obligación de las partes relacionadas con la promoción de proyectos de masificación del uso de gas natural en la región, a través del desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de Gas Natural Comprimido (GNC) en la región Ayacucho.

U/I



GOBIERNO REGIONAL DE AYACUCHO

Ayacucho, 08 AGO. 2013

RESOLUCION EJECUTIVA REGIONAL

N° 0655 -2013-GRA/PRES



VISTO:

El Convenio Específico N° 001-2013/MEM-GRA, suscrito entre el Ministerio de Energía y Minas y el Gobierno Regional de Ayacucho, de fecha 11 de julio del 2013, al amparo del Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional N° 003-2012/MEM-GRA; y



CONSIDERANDO:

Que, conforme a lo establecido en el Artículo 191° de la Constitución Política del Perú; y el Artículo 2° de la Ley N° 27867, Ley Orgánica de Gobiernos Regionales; estos cuentan con autonomía política, económica y administrativa en los asuntos de su competencia, constituyendo para su administración económica y financiera, un Pliego Presupuestal; así mismo cuentan con personería jurídica de derecho público;



Que, la finalidad esencial del Gobierno Regional de Ayacucho es fomentar el desarrollo integral, sostenible, promoviendo la inversión pública y privada, el empleo y garantizar el ejercicio pleno de los derechos y la igualdad de oportunidades de su población, en concordancia con los planes y programas nacionales y locales de desarrollo;



Que, las atribuciones del Presidente Regional se hallan enumeradas taxativamente en el Artículo 21° de la Ley N° 27867, Ley Orgánica de Gobiernos Regionales; y entre las cuales, la que se precisa en el Literal k) que establece que el Presidente Regional tiene facultades para celebrar y suscribir contratos, convenios y acuerdos relacionados con la ejecución o concesión de obras, proyectos de inversión, prestación de servicios y demás acciones de desarrollo con diversas instituciones para el cumplimiento de sus fines y objetivos;



Que, con fecha 11 de julio del año 2013, se suscribió el Convenio Específico N° 001-2013/MEM-GRA, entre el Ministerio de Energía y Minas y el Gobierno Regional de Ayacucho, al amparo del Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional N° 003-2012/MEM-GRA; el que tiene por objeto determinar la obligación de las partes relacionadas con la promoción de proyectos de masificación del uso de gas natural en la región, a través del desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de Gas Natural Comprimido (GNC), a través del mecanismo de la participación pública privada, con el objeto de acelerar la transformación prioritaria del sector residencial, los pequeños consumidores, atender la demanda energética; así como el transporte vehicular en la región;

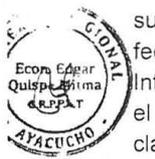


Que, estando a lo expuesto en los considerandos precedentes y en uso de las competencias y facultades conferidas por la Ley N° 27783, Ley de Bases de la Descentralización, Inciso k) del Artículo 21° de la Ley N° 27867, Ley Orgánica de Gobiernos Regionales y sus modificatorias, Leyes Nos. 27902, 28013, 28926, 28961 y 28968.



SE RESUELVE:

Artículo Primero.- APROBAR el Convenio Específico N° 001-2013/MEM-GRA, suscrito entre el Ministerio de Energía y Minas y el Gobierno Regional de Ayacucho, de fecha 11 de julio del 2013, al amparo del Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional N° 003-2012/MEM-GRA; el que tiene por objeto las acciones descritas en el penúltimo considerando de la presente resolución; el que en 05 folios, contiene 13 cláusulas; y forma parte de la presente resolución.



Artículo Segundo.- NOTIFICAR la presente resolución al Ministerio de Energía y Minas; y a las dependencias del Gobierno Regional de Ayacucho que correspondan, con las formalidades establecidas por Ley



REGISTRESE, COMUNIQUESE, CUMPLASE y ARCHIVESE



GOBIERNO REGIONAL AYACUCHO

WILFREDO OSCORIMA NUÑEZ
PRESIDENTE

**GOBIERNO REGIONAL AYACUCHO
SECRETARIA GENERAL**

Se Remite a Ud. copia Original de la Resolución la misma que acompaña transcripción oficial expedida por mi despacho

Atentamente



WILDER W. QUISPE TORRES
SECRETARIO GENERAL

- 10.2 Resolución Ejecutiva Regional N° 0655 -2013-GRA/PRES, del 8 de agosto del 2013, que aprueba el Convenio Especifico: N° 001-2013/MEM-GRA: "Convenio específico entre el Ministerio de Energía y Minas y el Gobierno Regional de Ayacucho suscrito al amparo del Convenio Marco de Cooperación Inter institucional N°003-2012-MEM-GRA"; del 11 de julio del 2013, y que vencerá el 10 de julio del 2017.

CONVENIO ESPECIFICO N° 001/ 2013/MEM-GRACONVENIO ESPECIFICO ENTRE EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS Y EL GOBIERNO REGIONAL DE AYACUCHO SUSCRITO AL AMPARO DEL CONVENIO MARCO DE COOPERACION INTERINSTITUCIONAL N° 003-2012/MEM-GRA

Conste por el presente documento, el Convenio Especifico suscrito al amparo del Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional N° 003-2012/MEM-GRA, que celebran de una parte el **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**, con Registro Único de Contribuyente N° 20131368829, con domicilio legal en la Avenida Las Artes Sur N° 260, San Borja, Provincia y Departamento de Lima, debidamente representado por su Ministro de Energía y Minas, Ing. Jorge Humberto Merino Tafur, identificado con DNI N° 07341351, designado por Resolución Suprema N° 392-2011-PCM, a quien en adelante se le denominara "**MEM**", y de la otra parte, el **GOBIERNO REGIONAL DE AYACUCHO**, con Registro Único de Contribuyente N° 20452393493, con domicilio en Jr. Callao N° 122, Ayacucho, Provincia de Huamanga, Departamento de Ayacucho, debidamente representado por el Presidente Regional, Sr. Wilfredo Ocorima Núñez, identificado con DNI N° 06825885, a quien en adelante se le denominara "**GOBIERNO REGIONAL**", en los términos y condiciones siguientes:

CLAUSULA PRIMERA: DE LAS PARTES

1.1 EL MEM es un organismo público integrante del Poder Ejecutivo, con personería jurídica de derecho público y ente rector del Sector Energía y Minas, tiene como finalidad formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero - energéticas. Asimismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a las actividades minero - energéticas.

1.2 El GOBIERNO REGIONAL, de acuerdo a lo establecido en el artículo 191 de la Constitución Política del Perú y en la Ley N° 27867, Ley Orgánica de Gobiernos Regionales, tiene autonomía política, económica y administrativa en los asuntos de su competencia. Su misión es organizar y conducir la gestión pública regional de acuerdo a competencias exclusivas, compartidas y delegadas en el marco de las políticas nacionales y sectoriales, para contribuir al desarrollo integral y sostenible de la Región.

CLAUSULA SEGUNDA: MARCO LEGAL

El presente Convenio se rige por las siguientes normas legales:

- Decreto Ley N° 25962, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas, y sus normas reglamentarias, modificatorias y conexas.
- Ley N° 27867, Ley Orgánica de Gobiernos Regionales y sus normas reglamentarias, modificatorias y conexas.
- Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.
- Decreto Legislativo N° 1012, Decreto Legislativo que aprueba la Ley Marco de Asociaciones Público - Privadas para la generación de empleo productivo y dicta normas para la agilización de los procesos de promoción de la inversión privada, y sus normas reglamentarias, modificatorias y conexas



- Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, y sus normas reglamentarias, modificatorias y conexas.
- Ley N° 29969, Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación de Gas Natural, y sus normas reglamentarias, modificatorias y conexas.
- Ley N° 29970, Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país.
- Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, y sus normas reglamentarias, modificatorias y conexas.
- Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional N° 003-2012/MEM-GRA.



CLAUSULA TERCERA: DEL OBJETO

El presente Convenio Especifico tiene por objeto determinar la obligación de las partes relacionadas con la promoción de proyectos de masificación del uso de gas natural en la región a través del desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de Gas Natural Comprimido (GNC), a través del mecanismo de la participación pública privada, con el objeto de acelerar la transformación prioritaria del sector residencial, los pequeños consumidores, atender la demanda energética, así como el transporte vehicular en la Región.

CLAUSULA CUARTA: DE LOS COMPROMISOS DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

El MEM se obliga al cumplimiento de los siguientes compromisos:

- 4.1 Promover la masificación del uso del Gas Natural en la Región para los potenciales consumidores residenciales y vehiculares mediante el sistema de transporte por ductos y de transporte de Gas Natural Comprimido (GNC), de conformidad con el Plan de Acceso Universal a la Energía.
- 4.2 Procurar apoyo en el soporte técnico especializado, en la medida de sus competencias a fin de promover la instalación de las redes de distribución de Gas Natural en las principales localidades de la Región.
- 4.3 Procurar apoyo para obtener los estudios técnicos especializados que se requieran para el desarrollo de Proyectos relacionados con el sistema de transporte por ductos y de transporte de Gas Natural Comprimido (GNC).
- 4.4 Prestar sus buenos oficios en la negociación con el Operador de Camisea para que el precio de suministro de Gas Natural sea en condiciones preferenciales para la Región.
- 4.5 Apoyar en la gestión de la evaluación de los Estudios Ambientales que sean necesarios para el objetivo de los proyectos de masificación de uso de gas natural en la región Ayacucho.
- 4.6 Desarrollar programas de capacitación de técnicos y profesionales de la Región, conducentes a la formación de cuadros técnicos locales capaces de operar las tecnologías energéticas en la Región.

CLAUSULA QUINTA: DE LOS COMPROMISOS DEL GOBIERNO REGIONAL DE AYACUCHO

EL GOBIERNO REGIONAL se obliga al cumplimiento de los siguientes compromisos:

- 5.1 Identificar las necesidades sociales energéticas de la Región y proponer sus prioridades según el Plan de Acceso Universal a la Energía y las normas pertinentes.



- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 5.2 Promover el desarrollo de la Interconexión entre el Ducto de Gas de Transportadora de Gas del Perú (TGP) y la Región.
- 5.3 Proporcionar el (los) terreno(s) que se requieran para la instalación del City Gate u otras instalaciones relacionadas con los proyectos de masificación del uso de Gas Natural en la región a través del desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de Gas Natural Comprimido (GNC).
- 5.4 Desarrollar estrategias para ampliar de manera progresiva el desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de Gas Natural Comprimido (GNC), en la región y expandir la cobertura, permitiendo la atención de otras regiones.
- 5.5 Prestar sus mejores oficios para la promoción y/o ejecución de proyectos que permitan el mantenimiento y/o reforzamiento de la Red Vial que se encuentre bajo su competencia, a fin de promover el transporte de Gas Natural Comprimido (GNC), en la región.
- 5.6 Brindar apoyo en la gestión de los permisos ambientales que se requieran para el desarrollo de las Derivaciones Principales del sistema de transporte por ductos y de transporte de gas natural comprimido y gas natural licuado, en la región.
- 5.7 Brindar apoyo en la gestión de los permisos ambientales que se requieran para el desarrollo de Derivaciones Principales del Sistema de transporte por ductos y de transporte de Gas Natural Comprimido (GNC), en la región.
- 5.8 Promover la conexión domiciliaria en la red de distribución.
- 5.9 Ser aportante para el programa de masificación del Gas Natural dentro de la Región, con fondos del Canon.
- 5.10 Apoyar la ejecución de programas tendientes a lograr financiamiento para la conversión vehicular a gas en la Región, de acuerdo con la disponibilidad energética en la zona, en el mismo sentido promoverá la instalación de talleres de conversión vehicular.
- 5.11 Participar en forma conjunta y solidaria en las acciones que propone el MEM.
- 5.12 Coordinar y promover la participación de la comunidad local en la ejecución de las iniciativas materia del Convenio.
- 5.32 Coadyuvar al desarrollo de programas de capacitación de técnicos y profesionales de la Región, conducentes a la formación de cuadros técnicos locales capaces de operar las tecnologías energéticas en la Región.

CLAUSULA SEXTA: DEL FINANCIAMIENTO

Las partes sufragarán los gastos que demande la ejecución del presente Convenio de acuerdo a su disponibilidad presupuestal.

CLAUSULA SÉPTIMA: DE LAS MODIFICACIONES

Si en la ejecución de presente Convenio Específico, fuera necesario definir criterios o mecanismos para su mejor ejecución, o modificar los términos acordados, las partes podrán suscribir las adendas que consideren correspondientes.

CLAUSULA OCTAVA: RESOLUCIÓN DEL CONVENIO

El presente Convenio quedara resuelto antes de su vencimiento, en los siguientes casos:

- 8.1 Por acuerdo entre las partes, el mismo que deberá ser expresado por escrito.
- 8.2 Por caso fortuito o fuerza mayor que imposibilite el cumplimiento de una o ambas partes, por un tiempo mayor a 30 días calendarios.



8.3 Por incumplimiento injustificado de cualquiera de los compromisos asumidos por las partes, otorgando a la parte afectada el derecho de resolver el presente Convenio, para cuyo efecto se deberá remitir comunicación escrita, solicitando se efectúen las acciones correctivas en un plazo no mayor de quince (15) días calendario de notificada o para que subsane el mismo. De persistir el incumplimiento luego de vencido dicho el plazo, el presente Convenio se entenderá resuelto de pleno derecho con la sola remisión del requerimiento por la parte afectada.



En caso de finalización del presente Convenio antes de la fecha prevista, las actividades iniciadas y que cuenten con financiamiento aprobado, deberán continuar hasta su finalización, debiendo cada parte asumir la responsabilidad que les compete.



Para la resolución del presente Convenio, cada una de las partes deberá comunicar a la otra su decisión, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de producido el hecho que lo genere.

CLAUSULA NOVENA: LIBRE ADHESIÓN Y SEPARACIÓN

En cumplimiento de lo establecido en el numeral 77.3 del artículo 77 de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, las partes declaran expresamente que el presente Convenio es de libre adhesión y separación.



Las partes declaran conocer el contenido y alcance de todas y cada una de las Clausulas estipuladas en el presente Convenio y se comprometen a respetarlas, de acuerdo a las reglas de buena fe y común intención de las partes, señalando que no ha mediado dolo, vicio o error que pudiera invalidarlo.



Las partes acuerdan que el presente Convenio podrá declararse concluido previa notificación entre las partes.

CLAUSULA DECIMA: COORDINACIÓN

Para efectos de la ejecución del presente Convenio, se designan como coordinadores a:



Por el MEM :
Por el Gobierno Regional :

Los coordinadores para los efectos del presente Convenio, realizaran las acciones orientadas a compartir las funciones de seguimiento y supervisión de la ejecución del presente Convenio; así como, evaluar el cumplimiento de sus objetivos y metas, dando cuenta de ello a las partes.



Todo cambio en la designación de los coordinadores deberá ser comunicado obligatoriamente a la otra parte por escrito en un plazo de cinco (05) días calendario, contados desde el día siguiente en que la entidad dispuso el mencionado cambio.

CLAUSULA DECIMA PRIMERA: DE LA SOLUCIÓN DE CONFLICTOS

Las partes acuerdan que cualquier controversia relacionada con la interpretación, validez o ejecución del presente Convenio Especifico será resuelta mediante trato directo, dejando constancia del acuerdo a través de la suscripción del Acta correspondiente, la cual pasará a formar parte integrante del presente Convenio.



El MEM y el Gobierno Regional acuerdan que no obstante haberse promovido una solución por trato directo de controversias, si esta no se concreta según lo expuesto en el párrafo anterior, será resuelto por un Tribunal Arbitral conformado por tres árbitros con sede en la ciudad de Lima. Para dichos efectos, cada una de las partes designará a un árbitro y éstos de común acuerdo designarán al tercero, quien será el Presidente del Tribunal Arbitral.

CLAUSULA DECIMA SEGUNDA: DE LA CESIÓN

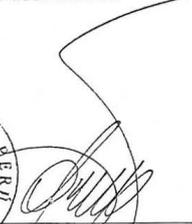
Ninguna de las partes puede transferir total o parcialmente los compromisos y actividades materia del presente Convenio Específico que a su amparo se suscriban.

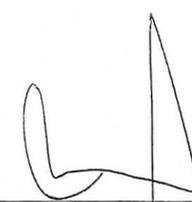
CLAUSULA DECIMA TERCERA: DE LA VIGENCIA

La vigencia del presente Convenio será por un plazo de cuatro (04) años y regirá a partir de la fecha de su suscripción.

De conformidad con todas y cada una de las cláusulas estipuladas en el presente Convenio, las partes firman en dos ejemplares de igual valor, en la ciudad de Lima a los 11 del mes de julio del año dos mil trece.




Wilfredo Oscurima Nuñez
Presidente del Gobierno Regional de Ayacucho
GOBIERNO REGIONAL


Jorge Humberto Merino Tafur
Ministro de Energía y Minas
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

- 10.3 Resumen del artículo científico Ecu. Weymouth, para determinar las caídas de presión en ductos que transportan gases: “Direct Calculation of Unsteady-State Weymouth Equations for Gas Volumetric Flow Rate with Different Friction Factors in Horizontal and Inclined Pipe”.

Direct Calculation of Unsteady-State Weymouth Equations for Gas Volumetric Flow Rate with Different Friction Factors in Horizontal and Inclined Pipes

Abayomi O. Olatunde¹, Tunde A. Adeosun^{2*}, Mohammed A. Usman¹, Olabisi M. Odunlami³,
Moses A. Olowofoyeku⁴, Testy E. Ekakitie², Atanda M. Mohammed²

¹Department of Chemical Engineering, University of Lagos, Lagos, Nigeria

²Department of Mathematics, Yaba College of Technology, Yaba, Nigeria

³Department of Chemical Engineering, Lagos State Polytechnic, Lagos, Nigeria

⁴Department of Civil Engineering, Yaba College of Technology, Yaba, Nigeria

Email: *adebaba2001@yahoo.com

Received January 26, 2012; revised March 7, 2012; accepted March 15, 2012

ABSTRACT

Direct calculations of unsteady-state Weymouth equations for gas volumetric flow rate occur more frequently in the design and operation analysis of natural gas systems. Most of the existing gas pipelines design procedures are based on a particular friction factor and steady-state flow analysis. This paper examined the behavior of different friction factors and the need to develop model analysis capable of calculating unsteady-state gas flow rate in horizontal and inclined pipes. The results show different variation in flow rate with Panhandle A and Panhandle B attaining stability in accurate time with initial unsteadiness at the instance of flow. Chen and Jain friction factors have opposition to flow with high flow rate: The prediction also reveals that Colebrook-White degenerated to Nikuradse friction factor at high Reynolds number. The horizontal and inclined flow equations are considerably enhanced on the usage of different friction factors with the aid of Matlab to handle these calculations.

Keywords: Unsteady-State; Flow Rate; Friction Factor; Stability; Variations; Unsteadiness

1. Introduction

[1] derived gas flow equation in a rigorous algebraic analytical equation for isothermal steady-state flow in gas pipeline to calculate volumetric flow rate and pressure losses in horizontal pipelines. For slightly inclined pipes, the elevation change is compensated by simply adding the static head of gas column to the pressure losses. Researchers continue to develop transient mathematical models that focus on the unsteady nature of these systems. Many related design problems, however, could be solved using steady-state modeling. Several investigators have studied the problem of gas flow through the pipeline and have developed a range of numerical schemes, which include the method of characteristics, finite element methods, and explicit and implicit finite difference methods. The choice partly depends on the individual requirements of the system under investigation. Common solution techniques for steady-state network analysis include nodal and loop formulation [2] and the entire set of hydraulic equation [3]. Reference [4] presented a central implicit finite difference method and compared this

method with the method of characteristics. They showed that the implicit method is very accurate for large time steps and so in the implicit procedure the maximum practical time increment is limited by the frequency of the variables imposed at the boundary condition at the inlet and outlet ends of the pipe. [5,6] discussed the importance of a transient simulation and the advantages of using a transient simulation. He notes that transient simulation is not only an excellent tool for training operations personnel, but it can also act as a helpful tool in on-line systems. He emphasizes its use in the design phase of a gas pipeline without storage facilities and with a flow demand that varies with respect to time on an hourly basis so as to show a behavior that could not be considered as a steady state.

[7,8] compared a variety of transient models. Numerical solution of the partial differential equations, which characterize a dynamic model of the network, requires significant computational resources. The problem is to find, for a given mathematical model of a pipeline, a numerical method that meets the criteria of accuracy and relatively small computation time. The main goal of this paper is to characterize different transient models and

*Corresponding author.

existing numerical techniques to solve the transient equations. Reference [9] presented an analytical unsteady-state flow equation for gas pipelines in two categories: gas flow in wellbore during production and gas flow in pipe-lines during transportation. This is the most recent development that was based on the steady-state gas flow developed [10], and the paper assumed Moody friction factor and observed in their paper that all unsteady-state processes tend towards steady-state with time and applicable over a wide range of Reynolds number and relative roughness values within an acceptable standard of accuracy. The methods for gas pipeline calculations have some limitations in their accuracy due to assumptions considered in the used of friction factors on their models. Most of the methods neglected kinetic energy contribution. All are developed on the basis of steady-state flow for horizontal and inclined pipes. Most recently, [11] developed equations that assume unsteady-state gas volumetric flow rate calculations that are based on Weymouth's equations. The new equations are obtained by solving the fundamental energy equation without neglecting any assumption in the momentum equation. However, the basic flow equation consists of four components: elevation, kinetic energy, frictional losses and accumulation term. The elevation component is dependent upon the gas gravity and when computed over the length of a horizontal or inclined pipeline becomes negligible.

In this work, the developed model equations in [11] will be applied to other friction factor equations producing different flow rate from the unsteady-state Weymouth equations. Use of fundamental equation for calculating flow requires the numerical evaluation of friction factor. In general the friction factor itself is in turn a function of flow rate, thus making the whole flow equation an implicit one. For the purpose of determining friction factor, it has been found that fluid flow may be characterized by a dimensionless grouping of variables known as Reynolds number. The other parameter in the friction factor correlation is pipe roughness. Friction factor may be correlated as a function of the Reynolds number and the relative pipe roughness. Reynolds numbers are defined as the ratio of gas density, gas velocity, and pipe diameter to gas viscosity. The relative roughness is expressed as the absolute roughness of the pipe to its diameter.

This paper considered different friction factor equations for use in Equations (1) and (2) and these are substituted into the unsteady state equations for solutions. These solutions can be used to calculate the instantaneous volumetric gas flow rate in both horizontal and inclined pipes if p_1 and p_2 are known. The developed equations for both the horizontal and incline pipes are stated as follows:

$$q_h = 3.23 \left(\frac{T_b}{p_b} \right) \sqrt{\left(\frac{p_1^2 - p_2^2}{\bar{z} T \gamma_g} \right) D^5 \left[\frac{\Delta t}{f L \Delta t + \frac{D \Delta t}{63360} + \frac{D L}{12}} \right]} \quad (1)$$

for horizontal pipeline and

$$q_h = 3.23 \left(\frac{T_b}{p_b} \right) \sqrt{\left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{\bar{z} T \gamma_g} \right) D^5 \left[\frac{\Delta t}{f L e \Delta t + \frac{D \Delta t}{63360} + \frac{D L e}{12}} \right]} \quad (2)$$

For vertical pipeline. For a uniform slope:

$$Le = \left(\frac{e^s - 1}{s} \right) L$$

$$\text{where } s = \frac{0.0375 \gamma_g}{\bar{z} T}$$

and if the Moody friction factor for Weymouth equation is

$$f = \frac{0.032}{D^{1/3}} \quad (3)$$

All these friction factors below will be substituted into Equations (1) and (2) respectively to calculate the instantaneous volumetric gas flow rate in horizontal and inclined pipes.

1.1. Panhandle A Equation

The Panhandle A pipeline flow equation assumes that f varies as follows:

$$f = \frac{0.085}{N_{Re}^{0.147}} \quad (4)$$

1.2. Panhandle B Equation

This is probably the most widely used equation for long lines (transmission and delivery). The modified Panhandle equation assumes that f varies as

$$f = \frac{0.015}{N_{Re}^{0.0392}} \quad (5)$$

1.3. Nikuradse's Friction Factor

This correlation is still the best one available for fully developed turbulent flow in rough pipes:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left(\frac{2e}{D} \right) \quad (6)$$

1.4. Hagen-Poiseuille Equation

This is used for laminar flow.

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (7)$$

1.5. Chen Equation

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4 \cdot \log \left(\frac{e/D}{3.7065} + \frac{5.0452}{N_{Re}} \log \left[\frac{(e/D)^{1.1096}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{N_{Re}} \right)^{0.8961} \right] \right) \quad (8)$$

1.6. Jain Equation

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.14 - 2 \log \left(\frac{e}{D} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \quad (9)$$

1.7. Colebrook-White Equation

This is applicable to smooth pipes and to flow in transition and fully rough zones of turbulent flow.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left(\frac{2e}{D} + \frac{18.7}{N_{Re} \sqrt{f}} \right) \quad (10)$$

2. Analysis of the Unsteady-State Analytical Equation

Equations (1) and (2) are for horizontal and inclined pipes and these provide a fundamental relationship between gas flow rate, inlet and outlet pressures, and the usual pipeline parameters. These two equations are based on fundamental fluid flow equations that governs compressible gas flow in pipes [9-14] considered a single phase real gas flow in pipe with uniform cross-sectional area using the mass conservation principle to developed a conservation equation for a control system that includes energy equation that so obtained the unsteady-state equa-

tions for gas flow in pipes and these can be applied to a variety of problems.

In deriving Equations (1) and (2), it was assumed that temperature and compressibility factor are constant, for a very short piece of pipeline, this assumption claimed to be valid and thus the equations should be accurate [11]. These equations can be used to estimate any of these variables in the specified order. However, we can always divide a long pipeline into small segments for stepwise calculations to retain the same level of accuracy.

3. Result and Discussions

The volumetric gas flow rate for horizontal and inclined pipes is calculated for a period of 1000 hours using Equations (1) and (2) for the different friction factors. These are compared with steady-state gas flow for both horizontal and inclined pipes and are hereby discussed. **Figure 1** shows the variation of flow rate with time for both horizontal and inclined pipes using Panhandle A Equation. The graph shows increase in the flow rate from 0 to 380 hours and stabilizes from 400 to 1000 hours for horizontal pipe. It also shows increase in flow rate from 0 to 560 hours and then stabilizes from 580 to 1000 hours for inclined pipe. The steady state gas flow rate is achievable as 49.4 MMScf/hour for horizontal pipe and 38.2 MMScf/hour for inclined pipe. **Figure 2** shows the variation of flow rate with time for both horizontal and inclined pipes using Panhandle B Equation. The graph shows increase in the flow rate from 0 to 420 hours and then stabilizes from 440 to 1000 hours for horizontal pipe. The graph shows that the flow rate also increases from 0 to 480 hours and then stabilizes from 500 to 1000 hours for inclined pipe.

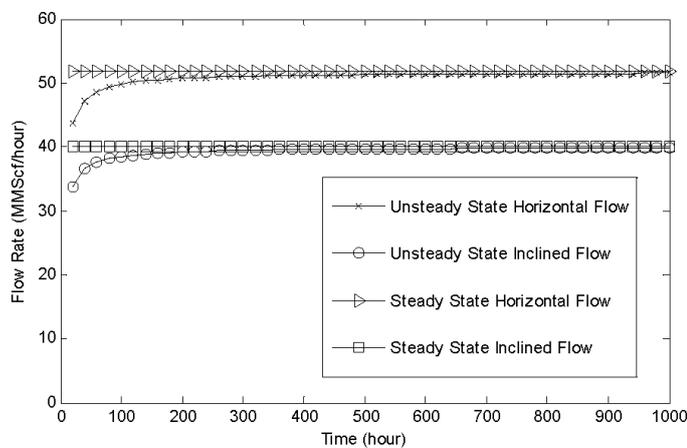


Figure 1. Flow rate variation with time using Panhandle A Equation.

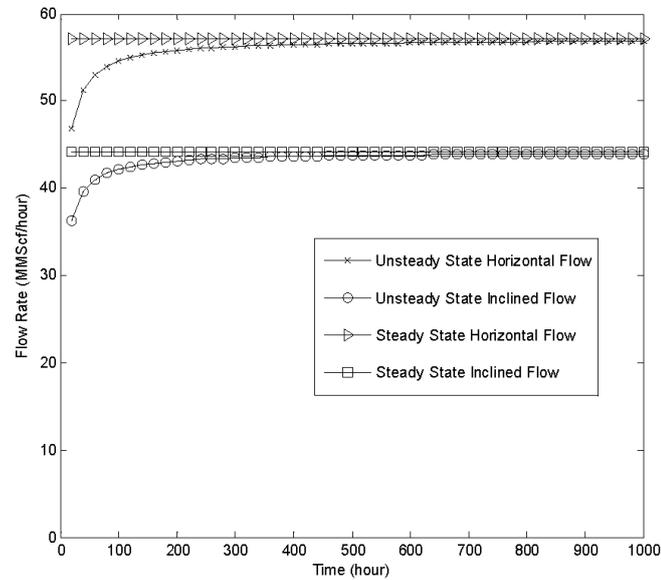


Figure 2. Flow rate variation with using Panhandle B Equation.

The steady-state gas flow rate is achievable as 56.5 MMScf/hour for horizontal pipe and 43.7 MMScf/hour for inclined flow. **Figure 3** shows the variation of flow rate with time for both horizontal and inclined pipes using Nikuradse's friction factor. The graph shows increase in the flow rate from 0 to 420 hours and then stabilizes from 440 to 1000 hours for horizontal pipe. The graph shows that the flow rate also increases from 0 to 680 hours and then stabilizes from 700 to 1000 hours for inclined pipe. The steady-state gas flow rate is achievable as 40.2 MM Scf/hour for horizontal pipe and 31.1 MMScf/hour for inclined pipe. **Figure 4** shows the variation of flow rate with time for both horizontal and inclined pipes using Hagen-Poiseuille Equation. The graph shows increase in the flow rate from 0 to 380 hours and then stabilizes from 400 to 1000 hours for horizontal pipe. The graph shows that the flow rate also increases from 0 to 420 hours and then stabilizes from 440 to 1000 hours for inclined pipe. The steady-state gas flow rate is achievable as 59.2 MM Scf/hour for horizontal pipe and 45.8 MMScf/hour for inclined pipe. **Figure 5** shows the variation of flow rate with time for both horizontal and inclined pipes using Chen Equation. The graph shows increase in the flow rate from 0 to 680 hours and then stabilizes from 700 to 1000 hours for horizontal pipe. The graph also shows increase in flow rate from 0 to 920 hours and then stabilizes from 940 to 1000 hours for inclined pipe.

The steady-state gas flow rate is achievable as 79.0

MMScf/hour for horizontal pipe and 61.1 MMScf/hour for inclined pipe. **Figure 6** shows the variation of flow rate with time for both horizontal and inclined pipes using Jain Equation. The graph shows increase in the flow rate from 0 to 640 hours and then stabilizes from 660 to 1000 hours for horizontal pipe. The graph shows that the flow rate also increases from 0 to 680 hours and then stabilizes from 700 to 1000 hours for inclined pipe.

The steady-state gas flow rate is achievable as 39.5 MMScf/hour for horizontal pipe and 30.5 MMScf/hour for inclined pipe. **Figure 7** shows the variation of flow rate with time for both horizontal and inclined pipes using Colebrook-White Equation. The graph shows increase in the flow rate from 0 to 440 hours and then stabilizes from 460 to 1000 hours for horizontal pipe. The graph shows that the flow rate also increases from 0 to 740 hours and then stabilizes from 760 to 1000 hours for inclined pipe. The steady-state gas flow rate is achievable as 40.2 MMScf/hour for horizontal pipe and 31.0 MMScf/hour for inclined pipe.

The analysis of results and discussion shows that all the flow variations in the graphs are evident that there exists an initial transience at the instance of flow which later stabilizes with time. It is observed that the flow rate for inclined flow is smaller when compared to horizontal flow. It is also observed that it took a longer time to achieve steadiness in inclined pipes as compared to horizontal pipes and these observations can be attributed to gravity effect due to change in elevation. The gas volumetric

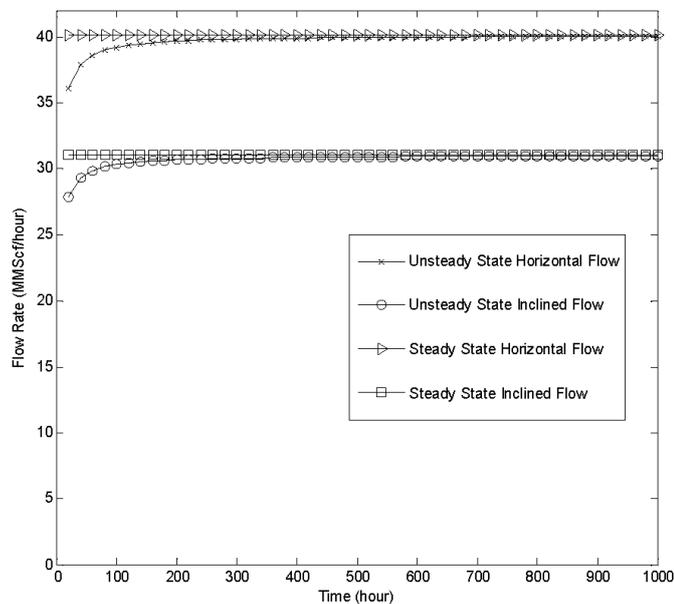


Figure 3. Flow rate variation with time using Nikuradse's friction factor.

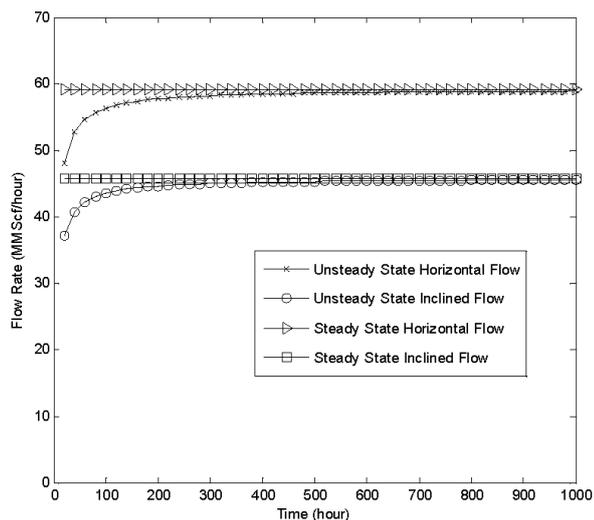


Figure 4. Flow variation with time using Hagen-Poiseuille Equation.

flow rate obtained when using Panhandle B is higher than the volumetric flow rate when using Panhandle A.

This can be attributed to the fact that Panhandle B equation is correlated for higher flow rates. We also observed that gas volumetric flow rate increased with de-

creasing friction factor.

Chen Equation which has a friction factor of 0.0045 has the highest flow rate while Jain Equation which has a friction factor of 0.01739 has the lowest flow rate. This can be attributed to friction factor that shows the degree

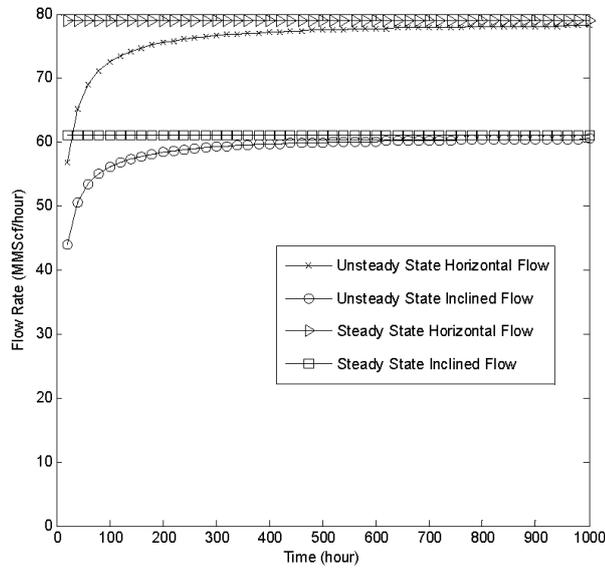


Figure 5. Flow variation with time using Chen Equation.

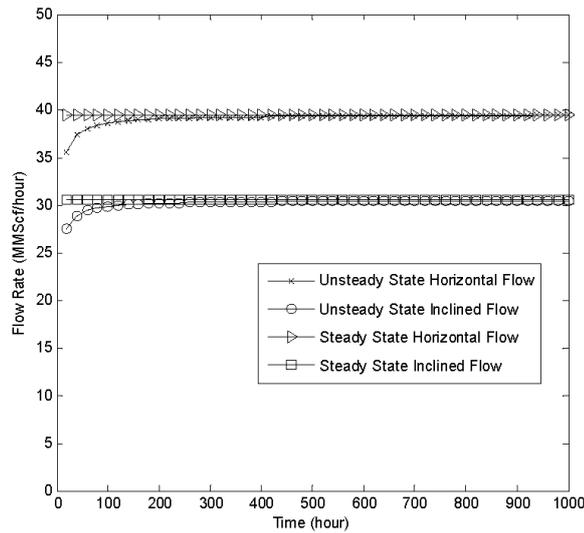


Figure 6. Flow variation with time using Jain Equation.

to which flow is opposed in a pipe. Hence, a small friction factor means that opposition to flow is low which implies high flow rate and vice versa.

The Nikuradse's friction factor obtained is approximately equal to the friction factor of the Colebrook-White Equation for a Reynolds number of 8×10^5 . This

is because Colebrook-White degenerates to Nikuradse correlation at high Reynolds number.

4. Conclusion

Direct calculation of unsteady-state Weymouth equations has been examined on different friction factors without

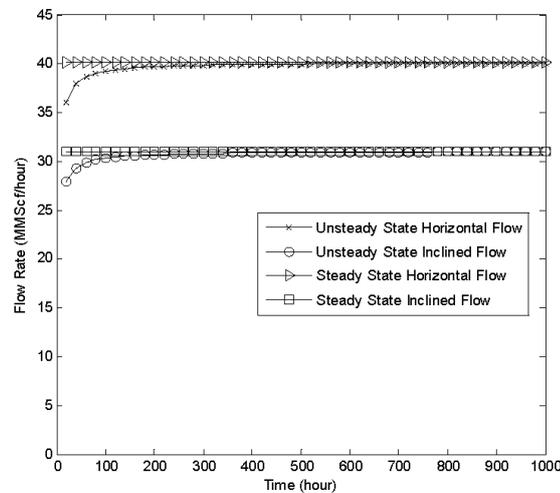


Figure 7. Flow variation with time using Colebrook-White Equation.

neglecting any of the terms in the fundamental gas flow equations. These friction factors show a functional relationship between flow rate, inlet and outlet pressure and are very useful in gas pipeline calculations where any of these variables needs to be estimated if the others are given. The friction factors show different variation in flow rate with more realistic results, however, we can predict that panhandle A and panhandle B are more accurate in attaining stability with initial unsteadiness and flow rate at any given time. It is observed that Chen and Jain friction factors have opposition to flow which implies high flow rate and vice versa. The examination also observed that Colebrook-White degenerate to Nikuradse friction factor at high Reynolds number. In conclusion, we observed that all unsteady-state processes tend towards steady-state with time. The initial unsteadiness at the instance of flow is enhanced at high Reynolds number. The usage have tremendous application when examined through different friction factors and is able to predict unsteady-state flow in pipeline compare to the steady-state process assumed in industry.

5. Acknowledgements

The authors acknowledged the support of the Chemical Engineering lab at the University of Lagos and the assistance and suggestions. Authors would like to thank the Nigerian Gas Company for making it possible to write this paper.

REFERENCES

- [1] T. R. Weymouth, "Problems in Natural Gas Engineer-

ing," *Transactions of the ASME*, Vol. 34, 1912, p. 185.

- [2] J. A. Ferguson, "Gas Flow in Long Pipelines," *Chemical Engineering*, Vol. 56, No. 11, 2002, pp. 112-135.
- [3] M. A. Stoner, "Steady-State Analysis of Gas Production, Transmission and Distribution Systems," *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIIME*, Denver, 28 September-1 October 1969, 8 Pages.
- [4] D. W. Schroeder, "A Tutorial on Pipe Flow Equations," *33rd Annual Meeting Pipeline Simulation Interest Group (PSIG)*, Salt Lake City, 17-19 October 2001.
- [5] J. Zhou and M. A. Adewumi, "Gas Pipeline Network Analysis Using an Analytic Steady-State Flow Equation," *Eastern Regional Meeting*, Pittsburgh, 9-11 November 1998, 13 Pages.
- [6] L. Ouyang and K. Aziz, "Steady-State Gas Flow in Pipes," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 14, No. 3-4, 1996, pp. 137-158. doi:10.1016/0920-4105(95)00042-9.
- [7] R. N. Maddox and P. Zhou, "Use of Steady-State Equations for Transient Flow Calculations," *15th Annual Meeting Pipeline Simulation Interest Group (PSIG)*, Detroit, 27-28 October 1983.
- [8] G. A. Rhoads, "Which Flow Equation—Does It Matter?" *15th Annual Meeting Pipeline Simulation Interest Group (PSIG)*, Detroit, 27-28 October 1983.
- [9] T. A. Adeosun, A. O. Olatunde and A. Okwananke, "Development of Unsteady-State Equations for the Flow of Gas through Pipelines," *Journal of Advances and Applications in Fluid Mechanics*, Vol. 7, No. 1, 2010, pp. 45-60.
- [10] S. Tian and M. A. Adewumi, "Development of Analytical Design Equation for Gas Pipelines," *SPE Production & Facilities*, Vol. 9, No. 2, 1994, pp. 100-106.
- [11] T. A. Adeosun, A. O. Olatunde, J. O. Aderohunmu and T.

- O. Ogunjare, "Development of Unsteady-State Weymouth Equations for Gas Volumetric Flow Rate in Horizontal and Inclined Pipes," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 1, No. 1, 2009, pp. 113-117. [doi:10.1016/j.jngse.2009.09.001](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2009.09.001)
- [12] D. L. Katz and R. L. Lee, "Natural Gas Engineering Production and Storage," McGraw-Hill Publishing Co., New York, 1990.
- [13] C. U. Ikoku, "Natural Gas Production Engineering," John Wiley and Sons Publishing Co, New York, 1984.
- [14] P. U. Ohirhian, "Direct Calculation of the Gas Volumetric Flow Rate in Horizontal and Inclined Pipes," Paper SPE 37394, 2002.

Nomenclature

P_1 = Inlet pressure, *psia*
 P_2 = Outlet pressure, *psia*
 g = Acceleration due to gravity, *ft/sec²*
 T = Average flowing temperature, *°R*
 e = Base of natural logarithm = 2.718
 T_b = Base temperature, *°R*
 P_b = Base pressure, *psia*
 A = Constant cross-sectional area of the pipeline, *ft²*
 L_e = Effective length of the pipeline, *mile*.
 ρ = Gas density
 \bar{Z} = Gas deviation factor at average flowing temperature and average pressure
 q_n = Volumetric gas flow rate, *cfh* at P_b and T_b .
 γ_g = Gas specific gravity (air = 1)
 u = Gas velocity, *ft/sec*
 g_c = Gravitational conversion factor = 32.17 *lbm-ft/lbf-sec²*
 D = Inside diameter of pipe, *in*
 L = Length of pipe, *miles*
 f = Moody friction factor
 ΔZ = Outlet elevation – inlet elevation
 V = Specific volume, *ft³/lbm*
 α = Angle of Inclination, *degree*.
 R = Gas Constant, *psiaft³/lb – mol°R*
 Z = Gas Compressibility Factor
 Δt = Change in time

SI Metric Conversion Factors

Psia = psi \times 6.894757
 Psi = *ib/in²*
 1k = 1.8⁰ R
 Units based on US empirical units.

Parameters and Conditions

P1 = 933.45
 P2 = 899.35
 Tb = 520
 Pb = 14.7
 z = 0.9
 T = 512.2
 Gas gravity = 0.62
 Diameter = 1
 L = 101711
 e = 0.0006
 Time = 20 - 1000 hrs
 Reynolds number:
 1. Panhandle A: 800000
 2. Panhandle B: 800000
 3. Hagen-Poiseuille: 8000
 4. Chen: 800000
 5. Jain: 800000
 6. Colebrook: 800000

10.4 Software que calcula el factor de desviación ("z") y las Propiedades de mezclas de Gas Natural.

Como ayuda para la realización del presente trabajo, se escribió el programa de computadora al que se le ha denominado "FactZ" para determinar las propiedades de una mezcla de gas natural a partir de su composición y a la presión y temperatura que está el gas.

Está desarrollado básicamente, para su aplicación en la industria petrolera³², es decir para mezcla de gases que producen los pozos de petróleo o gas, a presiones relativamente altas (en el intervalo de 50 Psi hasta 5,000 Psi.), o que se procesan en plantas de tratamiento de gas natural; no se recomienda su uso para cálculos termodinámicos o sustancias puras, ni tampoco para gases que están a presiones menores de 50 Psi.

10.4.1 Recomendaciones y sugerencias para su uso.

Configurar el computador para utilizar el punto decimal para las fracciones, no el signo "coma" (,) para separar los enteros de los decimales, de no ser así los resultados serán aleatorios.

El programa consta principalmente de cuatro archivos, los mismos que son:

Gas1.txt: En formato ASCII, contiene los valores de las fracciones molares de la muestra de gas. Se actualiza constantemente con cada corrida del programa, reteniendo siempre los últimos valores de composición del gas que se ingresaron.

Gas2.txt: En formato ASCII, en el que se guardan los valores físico-químicos de los diferentes componentes para una mezcla gases. Se recomienda no modificarlo ya que tornaría el programa inoperable.

FactZ.exe: Es el programa ejecutor principal del programa presentado.

³² Su fundamentación, conjuntamente con otros métodos prácticos de exponen en el texto de Riazi, M. R., "Characterization and Properties of Petroleum Fractions", pág.216, ASTM manual series: MNL50 de enero del 2005.

Lista.txt: En formato ASCII, es un archivo generado por el programa y guarda los últimos valores del factor de desviación “z” del gas calculados a las condiciones de composición, de presión y temperatura dadas.

Copiar éstos archivos en el directorio de uso y que obligatoriamente será: **C:\Vb60\FactZ** (Tener presente que el programa principal o ejecutor FactZ.exe, siempre apunta a éste directorio), antes de ejecutar el programa.

Se inicia el programa ejecutando el archivo **FactZ.exe** que es el ejecutor, apareciendo la pantalla que se muestra en la figura 10.4.01.

Figura 10.4.01: Pantalla inicial del programa FactZ.

Comp.	% Molar
C1H4	93.22
C2H6	4.58
C3H8	1.5
n-C4H10	0.7
i-C4H10	0
n-C5H12	0
i-C5H12	0
n-C6H14	0
i-C6H14	0
C7H16+	0
N2	0
CO2	0
CO	0
H2S	0
H2O	0

Fuente Propia.

Introducir en el casillero “**Please type the Key Word**” la palabra clave o password, la misma que se proporciona por separado. Si ha ingresado la clave correcta, éste casillero desaparecerá de la pantalla y se operará sin problema; Si no es así, emitirá un aviso y la dirección de un correo electrónico donde solicitar la clave sin compromiso alguno.

Luego de ingresar la palabra clave, pulsar la tecla **Run** y se obtendrá la pantalla mostrada como Figura 10.4.02; tener presente que si la sumatoria de las

fracciones molares diferente de 100, hay un error evidente respecto a la composición molar del gas, por ello el programa alerta de ésta posibilidad, pero continuará operando normalmente, por lo que los resultados tendrán cierto grado de desviación o error como consecuencia de los errores introducidos en la composición molar.

Figura 10.4.02: Pantalla luego de ingresar el "Key word"

Comp.	% Molar
C1H4	93.22
C2H6	4.58
C3H8	1.5
n-C4H10	0.7
i-C4H10	0
n-C5H12	0
i-C5H12	0
n-C6H14	0
i-C6H14	0
C7H16+	0
N2	0
CO2	0
CO	0
H2S	0
H2O	0.000

Gas Properties:

- BTU/Ft3 (Gross): 1,082.85
- BTU/Ft3 (Net): 977.37
- Mol. Weighth: 17.401
- S. Gravity: 0.600
- Critic Tem. R°: 360.63
- Critic Press. Psia.: 668.04

Data input:

- Pressure Psia.: 1500
- Temperature F°: 170
- Dens. Lb/Ft3: []
- Visc. at Press. (cp): []
- Z Factor: []

Fuente Propia.

A continuación en la pantalla se aprecian tres zonas claramente definidas las mismas que son:

Gas Composition. Zona en donde se colocarán los valores del porcentaje molar de la muestra de gas y que utiliza el computador, excepto para el último término, es decir para el agua, la misma que es calculada por el ordenador con diferencia a 100. En caso de que la sumatoria de los componentes sea mayor que 100 la casilla del agua tomará un valor negativo y tornará a un color rojizo como aviso al operador para revisar los valores de los porcentajes de la muestra de gas que obviamente no están correctos, no obstante el programa continuará corriendo y da resultados incorrectos o desviados.

Gas Properties. Es la zona donde están los valores de las diferentes propiedades para la muestra de gas en particular, luego de presionar la tecla *Run*. Las mismas que son: Capacidad Calórica en BTU/Pie³ Gross o superior y la Capacidad Calórica en BTU/Pie³ Neto o inferior; Peso molecular, Gravedad específica, Temperatura y presión críticas en grados Rankine y Psi respectivamente, (Las mismas que ya están corregidas por la presencia del H₂S y CO₂ en los casos de mezcla de gases agrios o ácidos, ver texto de IKOKU CHI U., "Natural Gas Production Engineering", 1992. Krieger Publishing Company, Malabar, Florida USA.).

Tener en cuenta que éstos dos casilleros tienen un fondo amarillento, como ayuda visual de que es posible cambiar los valores a voluntad para calcular el factor de desviación del gas "z" (Si se desconoce la composición del gas pero son conocidas las propiedades pseudo críticas de la muestra de gas a la presión y temperatura que son ingresadas en la sección "*Data Input*").

Data Input. En las dos primeras casillas se ponen la presión y la temperatura a las cuáles se desea obtener el factor de desviación Z, por defecto se ponen 1,500 Psi y 170 grados Fahrenheit, pulsando la tecla *Calculation* se obtendría el resultado para el factor Z, a éstas condiciones que para éste caso ejemplo sería de **0.895**.

Obligatoriamente deberá efectuarse el cálculo de las propiedades del gas, antes de trabajar en ésta zona, ya que en ésta parte el programa hace uso de los valores y propiedades del gas. (Pulsar previamente Botón "Run").

Figura 10.4.03: Pantalla con los resultados obtenidos.

The screenshot shows a software window titled "Softor Inc. - Factor Z". It contains two main sections: "Gas Composition" and "Gas Properties".

Gas Composition:

Comp.	% Molar
C1H4	93.22
C2H6	4.58
C3H8	1.5
n-C4H10	0.7
i-C4H10	0
n-C5H12	0
i-C5H12	0
n-C6H14	0
i-C6H14	0
C7H16+	0
N2	0
CO2	0
CO	0
H2S	0
H2O	0.000

Gas Properties:

BTU/Ft3 (Gross)	1.082.85
BTU/Ft3 (Net)	977.37
Mol. Weigth	17.401
S. Gravity	0.600
Critic Tem. R°	360.63
Critic Press. Psia.	668.04
Pressure Psia.	1500
Temperature F°	170
Dens. Lb/Ft3	4.31
Visc. at Press. (cp)	0.015
Z Factor	0.895

Buttons: Run, Calculation, Graph, End.

Footer: F Diaz M - 10827

Fuente Propia.

Asimismo, nos da los valores de viscosidad del gas a la presión y temperatura solicitada (en este caso para 1,500 Psi y 170 F°), que en el presente ejemplo se obtiene el valor de 0.015 cp.

Si se ha seguido el proceso correctamente, se tendrá los resultados mostrados en la Figura 10.4.03.

La terminación o finalización del programa se realiza pulsando la tecla *End*, guardandose en memoria la última composición del gas y los últimos valores calculados, cerrando los archivos de trabajo, finalmente saliendo automáticamente del programa.

Como el factor z es función exclusiva de las constantes críticas; se está en libertad de cambiarse indistintamente los valores de Presión y Temperatura críticos para determinar el factor z, (Los casilleros resaltados con fondo amarillo).

Para el caso del ejemplo se escogen indistintamente los valores de $T_c = 350\text{ F}^\circ$ y $P_c = 700$, cambiandolos en sus casillas y presionando la tecla **Calculation** se

obtendrá el nuevo valor de $z = 0.910$, vale decir que es posible variar a voluntad los valores críticos de temperatura y presión y calcular el valor respectivo de z , **Tener en cuenta que los valores de la viscosidad no cambian ya que éstos cálculos se realizan con la tecla *Run*; si desea los valores de viscosidad a los nuevos valores de P y T , pulsar nuevamente la tecla *Run*.**

Figura 10.4.04: Pantalla disponible de cambio de valores.

Gas Composition		Gas Properties	
Comp.	% Molar		
C1H4	93.22	BTU/Ft3 (Gross)	1,082.85
C2H6	4.58	BTU/Ft3 (Net)	977.37
C3H8	1.5	Mol. Weight	17.401
n-C4H10	0.7	S. Gravity	0.600
i-C4H10	0	Critic Tem. R°	350
n-C5H12	0	Critic Press. Psia.	700
i-C5H12	0		
n-C6H14	0		
i-C6H14	0		
C7H16+	0		
N2	0		
CO2	0		
CO	0		
H2S	0		
H2O	0.000		

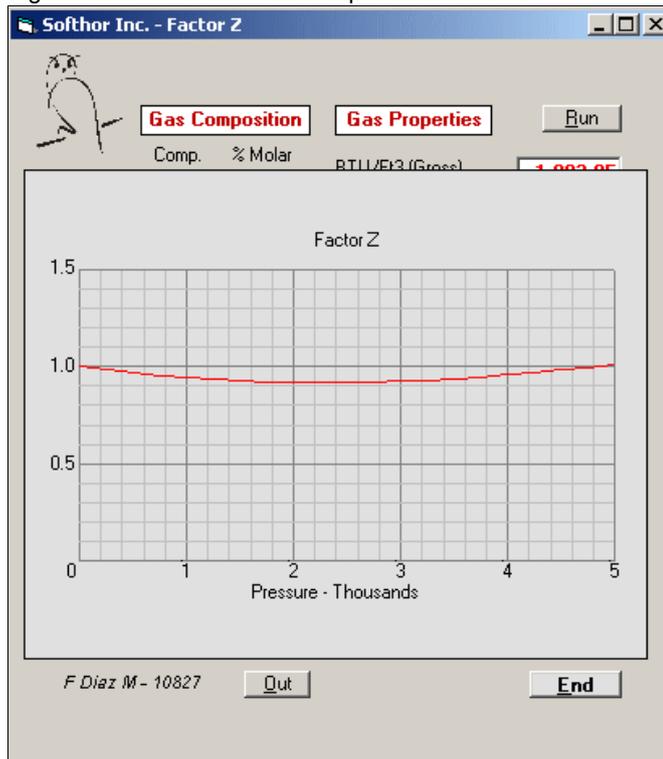
Pressure Psia.	2100
Temperature F°	200
Dens. Lb/Ft3	5.63
Visc. at Press. (cp)	0.016
Z Factor	0.916

Fuente Propia.

En estas circunstancias, es posible variar a voluntad el valor de la presión y temperatura a las que se desee el valor del factor de desviación del gas z , por ejemplo si requerimos éste valor, con los valores críticos precedentes y a 2,100 Psi y 200 F°, los mismos los introducimos en sus casilleros respectivos, presionando la tecla **Calculation** y obteniendo el nuevo valor de $z = 0.916$.

De éste modo, proceder a cambiar los datos cuantas veces se crea conveniente, afinando los resultados, como se muestra en la figura 10.4.04.

Figura 10.4.05: Gráfico del comportamiento de z



Fuente Propia.

Asimismo, a modo de apoyo visual, se obtiene una Figura del comportamiento del factor "z" en función de la presión, para éstas condiciones de mezcla de gases, (de los valores críticos), al mismo que se accede con el botón **Graph** y se regresa a la pantalla original con el botón de **Out** se acceden en cualquier momento, y la Figura corresponde a las condiciones que figuran en el momento en los sectores: "Gas composition" y "Gas Properties" como se muestra en la figura 10.4.05.

10.4.2 Requerimientos Mínimos del Sistema:

- Computador Pentium I, o superior.
- Sistema operativo: Windows XP o superior.
- Espacio de memoria del sistema: 256KB.
- Espacio en disco Duro, menos de 500 KB.
- No requiere impresora ni conexión a Internet para ejecutarse.

10.4.3 Corrección de Presión y Temperatura Críticas por la presencia de gases ácidos; H₂S y CO₂ en la composición del Gas.

El programa corrige los valores de Presión y Temperatura pseudo críticas por la presencia de los gases ácidos H₂S y CO₂, [6.8] mediante las ecuaciones 10.4.01, 10.4.02 y 10.4.03.

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon_3 \quad (\text{Ecu. 10.4.01})$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + B(1-B)\varepsilon_3} \quad (\text{Ecu. 10.4.02})$$

$$\varepsilon_3 = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^{4.0}) \quad (\text{Ecu. 10.4.03})$$

Donde se tiene:

T'pc = Temperatura pseudo crítica corregida.

P'pc = Presión pseudo crítica corregida.

A = Suma de las fracciones molares de H₂S y CO₂.

B = Fracción molar del H₂S.

10.4.4 Algoritmo para la determinación del factor z.

Se ha utilizado el método de “Dranchuk, Purvis y Robinson” (1974), que se ajusta a la correlación para el factor z de Standing-Katz por medio de una Ecuación de estado con ocho coeficientes (Benedict-WebbRubin³³), que dada su complejidad se resuelve mediante ensayo y error; la iteración o proceso de cálculo se detiene cuando la diferencia $(z_{n+1} - z_n) < 0.005$.

La Ecuación de estado empleada es la ecuación 10.4.04.

$$z = 1 + (A_1 + A_2 / T_r + A_3 / T_r^3) \rho_r + (A_4 + A_5 / T_r) \rho_r^2 + A_5 A_6 \rho_r^5 / T_r + \dots$$

$$\dots A_7 \rho_r^2 / T_r^3 (1 + A_8 \rho_r^2) \exp(-A_8 \rho_r^2) \quad (\text{Ecu. 10.4.04})$$

Mediante la ecuación 10.4.05 se calcula el valor de la densidad reducida:

$$\rho_r = \frac{0.27 P_r}{z T_r} \quad (\text{Ecu. 10.4.05})$$

P_r y T_r son las constantes pseudo reducidas del gas.

Las 8 constantes que se utilizan en la resolución de la Ecuación de estado se muestran en la tabla 10.4.01.

Tabla 10.4.01: Constantes de la ecuación de estado

$A_1 =$	0.31506237	$A_4 =$	0.53530771	$A_7 =$	0.68157001
$A_2 =$	-1.0467099	$A_5 =$	-0.61232032	$A_8 =$	0.68446549
$A_3 =$	-0.57832729	$A_6 =$	-0.10488813		

Fuente: Dranchuk, Purvis y Robinson (Cons- FactZ-Gas01-15c09)

De modo análogo, la densidad a la presión y temperatura solicitadas en “Data Input”, es calculada con la ecuación 10.4.06.

$$\rho = \frac{0.0932 \times P \times PM}{(460 + T) \times z} \quad (\text{Ecu. 10.4.06})$$

³³ Ver texto de: IKOKU CHI U., "Natural Gas Production Engineering", 1992. Krieger Publishing Company, Malabar, Florida USA.

Siendo: ρ la densidad en Lbm/Pie³, P la presión en Psi, T la temperatura en F°, PM el peso molecular, z es el factor de desviación del gas.

El cálculo de la viscosidad de los gases, está basado en el método Figura que presenta Chi U. Ikkoku, por lo cuál, para el presente programa se ha limitado para componentes de peso molecular comprendidos en el intervalo (20, 40), que comprende la mayoría de la mezcla de los gases naturales; la temperatura que se ha considerado está en el intervalo (40, 400) grados Fahrenheit.

Asimismo el programa ejecuta las correcciones a la viscosidad del gas, por presencia de los gases contaminantes: H₂S, CO₂ y N₂.

10.4.5 Determinación de la ecuación de segundo grado para calcular el factor “z” con los valores calculados con el programa “FactZ”.

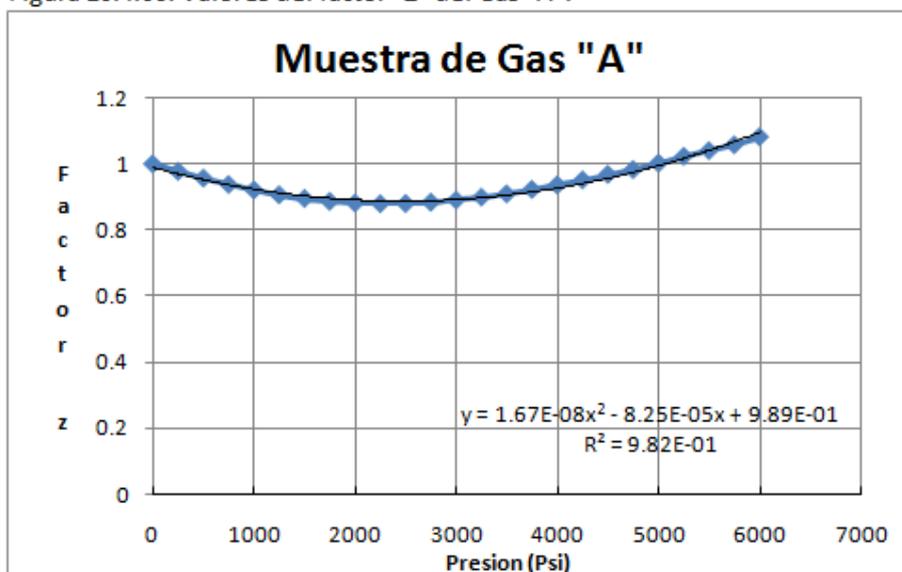
Cuando se trabaja con el programa “FactZ”, como se menciona en el acápite 10.4.1, se genera el archivo “Lista.txt” que contiene el listado de los valores de presión y su correspondiente valor del factor “z” a las condiciones de composición y temperaturas dadas; Tomando el gas que se presenta en el ejemplo del acápite 6.1, para la muestra del gas “A” cuya composición se muestra en la Tabla 6.1.01, con el apoyo del programa se tienen los resultados mostrados en la Tabla 6.1.02.

Con estos valores de “z” hallados y con el apoyo del Software Excel, mediante regresión lineal, hallamos la ecuación de segundo grado que lo representa, la misma que se muestra en la figura 10.4.06 y en la ecuación 10.4.07.

$$z = 1.67 \times 10^{-8} P^2 - 8.25 \times 10^{-5} P + 9.89 \times 10^{-1} \quad (\text{Ecu. 10.4.07})$$

Esta ecuación es la que se emplea para la realización de los diversos cálculos en lo que se requiere el valor de z, que corresponda al gas de composición dada y a la temperatura del reservorio.

Figura 10.4.06: Valores del factor "Z" del Gas "A".



Fuente: Propia (z-regresion-15c09)

10.5 Presiones Normalizadas para el Gas producido en Camisea.

Estas presiones son las que las empleadas en la resolución de la ecuación de Clindenist y se obtienen por integración mediante métodos numéricos, ya sea empleando el método Trapezoidal o mediante la regla de Simpson de 1/3.

El Gas Natural que se transporta por el Gaseoducto Malvinas - City Gate Lima, su composición promedia es: Metano (C_1H_4 , 92.52% molar) y Etano (C_2H_6 7.48% molar), la temperatura medioambiental del entorno es de 26.67 C° (80.0 F°), en consecuencia las propiedades para esta mezcla de gases son las siguientes:

- ▶ $PM = 17.09$ Adim.
- ▶ $P_c = 670.79$ Psig
- ▶ $T_c = 358.83\text{ R}^\circ$
- ▶ $Grav = 0.59$ Adim.

Con éstos valores, se procede con la integración Trapezoidal de la función $n(p)$, cuyos cálculos y resultados se muestran en la Tabla 10.5.01 y gráficamente en la Figura 10.5.01.

Los valores que se emplean en la resolución de la ecuación de Clindenist corresponden a las columnas P y $n(p)$; cuando se trata de una presión que no está en la columna P, se debe proceder con la interpolación lineal de los valores $n(p)$.

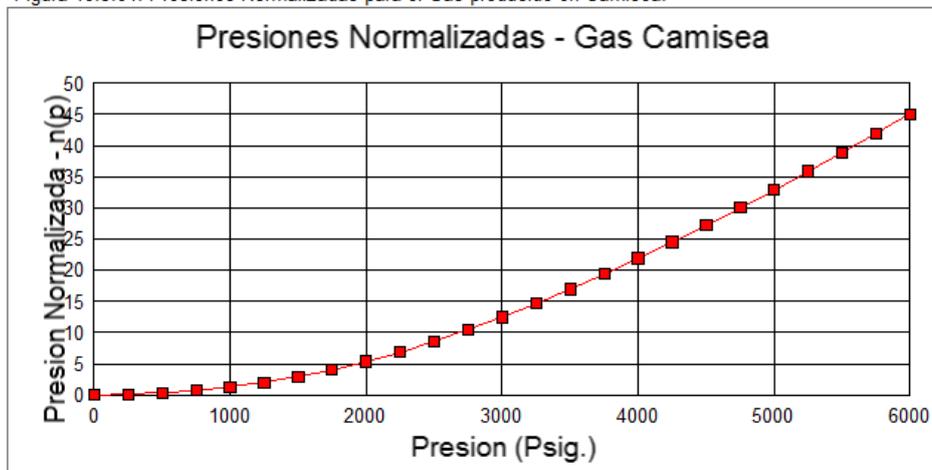
Tabla 10.5.01: Integración Trapezoidal Pr/z

P	z	Pr	Pr/z	Area	n(p)
0	0.9978	0.00	0.00	0.00	0.00
250	0.9614	0.37	0.39	0.07	0.07
500	0.9256	0.75	0.81	0.22	0.29
750	0.8910	1.12	1.25	0.38	0.68
1000	0.8593	1.49	1.73	0.56	1.24
1250	0.8307	1.86	2.24	0.74	1.98
1500	0.8075	2.24	2.77	0.93	2.91
1750	0.7896	2.61	3.30	1.13	4.04
2000	0.7792	2.98	3.83	1.33	5.37
2250	0.7749	3.35	4.33	1.52	6.89
2500	0.7764	3.73	4.80	1.70	8.59
2750	0.7825	4.10	5.24	1.87	10.46
3000	0.7935	4.47	5.64	2.03	12.49
3250	0.8070	4.85	6.00	2.17	14.66
3500	0.8241	5.22	6.33	2.30	16.96
3750	0.8407	5.59	6.65	2.42	19.38
4000	0.8640	5.96	6.90	2.53	21.90
4250	0.8853	6.34	7.16	2.62	24.52
4500	0.9083	6.71	7.39	2.71	27.23
4750	0.9332	7.08	7.59	2.79	30.02
5000	0.9518	7.45	7.83	2.87	32.89
5250	0.9791	7.83	7.99	2.95	35.84
5500	1.0079	8.20	8.13	3.01	38.85
5750	1.0280	8.57	8.34	3.07	41.92
6000	1.0588	8.94	8.45	3.13	45.05

Fuente: Elaboración propia. (Prob- Problema-Clinesdint-01)

Por ejemplo si se requiere el valor de $n(p)$ a la presión de 2,110 Psi, se toman la presión de 2,000 Psi de $n(p) = 5.37$ y para la presión de 2,250 Psi, que tiene el valor de 6.89; la interpolación proporcional entre estos valores para la presión de 2,110 Psi. En que se obtendrá el valor de $n(p) = 6.04$

Figura 10.5.01: Presiones Normalizadas para el Gas producido en Camisea.



Fuente: Elaboración propia. (Prob- Problema-Clinesdint-01)

10.6 Estimación del costo de Construcción del ducto.

El costo de construcción del gaseoducto Chiquintirca - Ayacucho, se ha realizado con costos unitarios para cada partida y con las siguientes asunciones y estimaciones:

Materiales y combustibles a ser Utilizados en la construcción:

- ▶ Longitud de cada tubo de 8 pulg, SCH 80, API 5L X-52 = 40.0 Pies
- ▶ Tubería necesaria total: 5,253 Tubos
- ▶ Rendimiento en soldado de los tubos: 10 Uniones / Día
- ▶ Días necesarios para completar pegas 524 Días
- ▶ Número de soldadores necesarios: 4 (Raíz, relleno y acabado)
- ▶ Soldadura AWS E6010 P-T, 1/8": 35 Varillas / Pega
- ▶ Soldadura AWS E7010A1 70-T, 5/32": 25 Varillas / Pega
- ▶ Soldadura AWS E7018 Supercito, 1/8": 24 Varillas / soporte "H"
- ▶ Piedra de Esmeril: 8 uniones / Unidad
- ▶ Escobillas de Esmeril: 5 uniones / Unidad
- ▶ Carburo: 0.25 Can / Día
- ▶ Oxígeno: 0.05 Bot / Día / Sold
- ▶ Diesel (Equipo pesado): 60 Gal / Día / Equip
- ▶ Diesel (camioneta y camión): 20 Gal / Día / Equip

Maquinarias y equipos a emplearse en la construcción:

- ▶ 2 Tractores, incluido el Mant. (D5h LGP, con winche y zapatas anchas)
- ▶ 1 "Sideboom", incluido el Mant. (Con doblador de tubos y pluma reforzada)
- ▶ 1 Retro-excavadora CASE 250, con operador
- ▶ 1 Cargador frontal Volvo L90C, sin operador
- ▶ 4 Maquinas de soldar marca Lincoln 250
- ▶ 2 Equipos de oxicorte
- ▶ 6 Esmeriles de Mano.
- ▶ 1 Bomba para probar la tubería
- ▶ 1 Camioneta, inc. Mant. (Con toldo para transporte de personal)
- ▶ 1 Camión, incluido el Mant. (Para transportar 6" pipe line).

Personal a cargo de la construcción del Ducto:

- ▶ 1 Supervisor de la obra (Ing. Senior).
- ▶ 1 Ingeniero de seguridad.
- ▶ 1 Capataz.
- ▶ 4 Soldadores.
- ▶ 7 Choferes de equipo pesado.
- ▶ 1 Chofer de camioneta.
- ▶ 3 Ayudantes especializados.
- ▶ 6 Ayudantes generales.
- ▶ 1 Enfermero.
- ▶ 1 Médico.

Se está considerando la construcción de una caseta para control y laboratorios en la llegada a la ciudad de Ayacucho (City gate en Ayacucho), como un costo global.

También se ha estimado los costos por licencias, estudios de suelos, estudio de impacto ambiental, licencias ante las municipalidades, etc. que son requeridos para la ejecución de las obras de ésta naturaleza.

No se ha considerado los costos de transporte, seguros, estiba, aduanas, etc., desde los centros de manufactura hasta el punto de entrega final, que sería en la ciudad de Ayacucho.

El costo final estimado es de **USA\$ 9,630,371.**

Cuadros valorativos o presupuestarios para la obra:

COSTO ESTIMADO DEL TENDIDO DE UN DUCTO DE 8" DE 63.8 KM

MATERIALES

DESCRIPCION		COST U.	CANT.	COST PARC.
PIPELINE, 8 IN, SCH 80, API 5L X-52, 0.432 IN. WALL, SEAMLESS, 28.57 LB/FT, BL	Joint	552.27	5,253	2,901,088
PIPELINE, 2 IN, SCH 40, API 5L WALL, SEAMLESS, BLACK,	Joint	194.30	50	9,715
PIG LAUNCHER, 8 IN, SCH 80, API 5L X-52, BLACK, XS, w/ VALVES AND CONTR	Unit.	65,000	2	130,000
VALVE ESD WKM , 8" ANSI 800, BALL FB, TRUNNION MOUNTED MODEL 370 RF	Unit.	8,882	2	17,763
VALVE, BALL, 2 IN. ANSI 800, RFFE, C.S., 350 °F, TRUNNION MOUNTED BALL, P	Unit.	615.46	6	3,693
ROD, WELDING, ELECTRODE, AWS E-8010, 1/8" , CELLOCORD P-T (STD PKG 20	Kg.	78.40	268	21,012
ROD, WELDING, ELECTRODE, AWS E-7010-A1, 5/32" , CELLOCORD 70-T (PKG 20	Kg.	82.80	261	21,618
DISC, GRINDING, 9"X1/8"X5/8"-11	Un.	25.00	657	16,416
STRINGER BEAD KNOT WIRE WHEEL BRUSHES, C. S.	Un.	40.00	1,047	41,884
CARBIDE, CALCIUM, 14ND, 50 KG/CAN	Kg.	47.62	131	6,238
Oxigeno industrial	Botella	200.00	27	5,400
DIESEL	Gal.	4.55	225,304	1,024,109
			\$	4,198,896

MAQUINARIAS Y EQUIPOS

DESCRIPCION	DIAS	CANT.	\$ / DIA	COST PARC.
Tractores, incluido el Mant. (D5h LGP, con winche y zapatas anchas)	554	2	350.00	387,800
Sideboom, incluido el Mant. (Con doblador de tubos y pluma reforzada)	534	1	380.00	202,920
Retroexcavadora CASE 250, con operador	524	1	380.00	188,640
Cargador frontal Volvo L90C, sin operador	174	1	220.00	38,280
Maquinas de soldar marca Lincoln 250	524	4	120.00	251,520
Equipo de oxicorte	524	2	100.00	104,800
Esmeriles de mano	524	6	20.00	62,880
Bomba para probar la tubería	25	1	600.00	15,000
Camioneta, inc. Mant. (Con toldo para transporte de personal)	554	1	250.00	138,500
Camión, incluido el Mant. (Para transportar 6" pipe line).	174	1	300.00	52,200
			\$	1,442,540

MANO DE OBRA

DESCRIPCION	DIAS	CANT.	\$ / DIA	COST PARC.
Supervisor de la obra (Ing. Senior).	554	1	150.00	83,100
Ingeniero de seguridad.	554	1	155.36	86,068
Capataz.	554	1	107.14	59,357
Soldadores.	524	4	115.71	242,537
Choferes de equipo pesado.	554	7	87.88	340,710
Chofer de camioneta.	554	1	82.50	45,705
Ayudantes especializados.	554	3	70.71	117,527
Ayudantes generales.	524	6	70.71	222,326
Enfermero.	554	1	90.00	49,880
Médico.	584	1	160.71	93,857
			\$	1,341,047

CASETA CONTROL (City Gate en Huamanga)

DESCRIPCION		COST PARC.
Obras preliminares	Global	2,882.78
Movimiento de tierras	Global	10,455.07
Obras de concreto	Global	103,088.87
Cerco perimétrico de malla	Global	82,602.41
Pistas	Global	20,982.83
Instalaciones eléctricas	Global	5,723.79
		\$ 225,733.74

VARIOS

DESCRIPCION		COST PARC.
Licencia de construccion ante Municipalidades	Global	97,231
Estudios de Ingenieria, Suelos, Topográficos, etc.	Global	151,924
Estudio de Impacto Ambiental. (EIA), Osinergmin, DGAAE y MTC.	Global	330,826
Costos Administrativos, Oficinas, Financieros, etc.	Global	237,111
		\$ 817,093
SUBTOTAL		\$ 8,025,309
Contingencias del 20.0 %		\$ 1,605,062
TOTAL		\$ 9,630,371
COSTO POR KILÓMETRO		\$ 150,946

Fuente propia (Pres- Costos-Linea12-15c17)

HOJA DE VIDA

Nombre: Federico Gilberto E. Díaz Morales.

Teléfono: (511) 991-338-409 (Celular).

Correo: fdiaz@fip.uni.edu.pe

Estudios: Universitarios - Graduado en Ingeniería de Petróleo.
Universidad Nacional de Ingeniería, LIMA - PERÚ.

Título: Ingeniero de Petróleo CIP: 48421.