

T
622.1828
ALU
C.2



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“ Captación de Gas del Campo Guanta y su
Utilización como Combustible para las Turbinas
“ Ruston ” de Lago Agrio ”**

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentada por:

Rommel Javier Alvarado Torres

GUAYAQUIL – ECUADOR

2002



D-31488

CIB

AGRADECIMIENTO

Al Ing. Ricardo Gallegos Orta, por su valiosa ayuda y colaboración como Director de Tesis en la realización del presente Trabajo.

A PETROPRODUCCION, filial de PETROECUADOR, de manera especial a su personal técnico, en particular al Ing. Carlos Román E, por la oportunidad y apoyo brindado.

DEDICATORIA



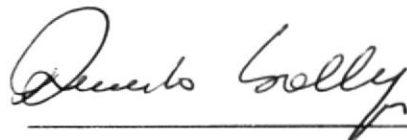
A aquella **MUJER**, que me inspira y me hace pensar que todo vale la pena, y que todo es posible;

a aquella **MUJER**, que ni siquiera conozco, pero que en algún rincón del

UNIVERSO, está esperando por **MI**.




TRIBUNAL DE GRADUACION



ING. RICARDO GALLEGOS O.
DECANO DE LA FICT
DIRECTOR DE TESIS



ING. KLEBER MALAVE T.
VOCAL

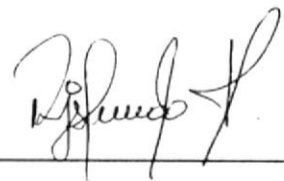


ING. LUIS ALBAN G.
VOCAL

DECLARACION EXPRESA

" La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL "

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).



Rommel Javier Alvarado Torres

RESUMEN

El presente trabajo está encaminado a determinar la posibilidad de aprovechar el gas natural que se produce conjuntamente con el petróleo en los separadores, y que se quema sin beneficio alguno en los mecheros de la estación de producción del Campo Guanta, el cual pertenece a PETROECUADOR, operado actualmente por su filial PETROPRODUCCION.

La finalidad de aprovechar este gas es con el propósito de disminuir la contaminación ambiental y a su vez abaratar los costos de generación eléctrica usándolo como combustible sustituto del diesel en las turbinas " Ruston " de propiedad de PETROPRODUCCION, ubicadas en la estación central del Campo Lago Agrio, a 24 Km de la estación de producción del Campo Guanta.

Para la realización de este estudio, se empieza analizando en el **capítulo I** la factibilidad de utilización del gas natural como combustible, señalando sus ventajas y desventajas, y se describen los beneficios que se esperan obtener como consecuencia de la captación de este recurso proporcionado por el campo petrolero en mención. Con el objeto de justificar la ejecución del proyecto, también se presenta el potencial de producción actual de gas natural del campo y se hace una revisión cuantitativa de los requerimientos actuales y futuros de energía eléctrica en PETROPRODUCCION, necesarios

para que las actividades de explotación de petróleo de todos sus campos se realicen con normalidad.

Siguiendo con la estructura del temario, en el **capítulo II** se especifica el tipo de yacimiento que existe en el Campo Guanta, luego, se determina la composición química del gas natural que se produce allí y se calculan las principales propiedades físicas que permiten su caracterización.

Debido a los varios kilómetros que separa a la zona de producción de gas del punto de consumo, en el **capítulo III** se calcula la potencia de compresión requerida y se diseña el gasoducto de tal modo de poder conducir el gas natural hasta el centro de generación eléctrica a las mejores condiciones para la correcta operación de las turbinas. Además, se describe el tratamiento que hay que realizarle a este fluido antes de ser transportado y se citan algunas consideraciones relacionadas con la protección, tendido y operaciones de mantenimiento del gasoducto.

Finalmente, en el **capítulo IV** se realiza un análisis económico, el mismo que empieza con la cuantificación del volumen de diesel que se ahorra al utilizar gas natural como combustible; luego, se estima el monto de la inversión necesaria para llevar a cabo este proyecto y se establece el tiempo de recuperación de la misma.

INDICE GENERAL

	Pág
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGIA	XIV
INDICE DE FIGURAS	XVII
INDICE DE TABLAS	XIX
INTRODUCCION	1
I. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE EJECUCION DEL PROYECTO	6
1.1. La Industria del Gas Natural en Ecuador	7
1.2. Principales Usos del Gas Natural	12
1.3. El Gas Natural Como Combustible	15
1.4. Necesidades Actuales y Futuras de Energía Eléctrica en Petroproducción	18
1.5. Historia de Producción de Gas Natural Asociado de Guanta y sus Proyecciones Futuras	25
1.6. Beneficios que se Obtienen del Aprovechamiento del Gas Natural	29
II. PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL QUE SE	

PRODUCE EN GUANTA	32
2.1. Tipo de Yacimiento	33
2.2. Separación de Petróleo y Gas	38
2.3. Componentes Generales del Gas Natural	42
2.3.1. Composición Química del Gas Natural	44
2.3.2. Contenido de Contaminantes Permitidos Según Normas Establecidas	46
2.4. Peso Molecular Aparente del Gas Natural	49
2.5. Gravedad Específica del Gas Natural	51
2.6. Factor de Compresibilidad del Gas Natural	52
2.7. Poder Calorífico del Gas Natural	61
2.8. Calor Específico del Gas Natural	63
2.9. Viscosidad del Gas Natural	66
2.10. Relación Gas Disuelto – Petróleo	70
2.11. Relación Gas – Petróleo de Producción	72
III. DISEÑO DEL GASODUCTO	82
3.1. Selección de la Ruta Desde Guanta Hasta Lago Agrio	83
3.2. Ecuación General Para el Flujo de Gas en Tuberías	86
3.3. Condiciones de Presión y Temperatura del Gas Natural en los Separadores	94
3.4. Condiciones de Presión y Temperatura del Gas Natural en el Gasoducto de Llegada a la Planta de Generación de Energía	

Eléctrica	96
3.5. Dimensionamiento del Gasoducto	98
3.5.1. Capacidad del Gasoducto	98
3.5.2. Cálculo del Diámetro del Gasoducto	100
3.5.3. Selección del Tipo de Tubería a Usar Según las Especificaciones API	121
3.6. Compresión del Gas Natural	124
3.6.1. Relación de Compresión	125
3.6.2. Cálculo de la Potencia Requerida en las Unidades de Compresión	127
3.6.3. Selección del Tipo de Compresor a Utilizar	137
3.7. Consideraciones Relacionadas con el Tendido del Gasoducto	145
3.8. Protección del Gasoducto Contra la Corrosión	148
3.9. Operaciones de Mantenimiento del Gasoducto	153
IV. ANALISIS ECONOMICO	160
4.1. Determinación del Precio del Gas Natural	161
4.2. Volumen de Diesel que se Ahorra al Utilizar Gas Natural	162
4.3. Evaluación de Costos	165
4.3.1. Costo Total de Tubería	166
4.3.2. Costo Total de Compresión	167
4.3.3. Costos de Operación y Mantenimiento	168
4.3.4. Costo de Capital Para la Ejecución del Proyecto	169

4.4. Recuperación de la Inversión	170
---	-----

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	172
--	------------

APENDICES

BIBLIOGRAFIA

ABREVIATURAS

ANSI	Instituto Nacional Americano de Normas
API	Instituto Americano del Petróleo
°API	Grados API
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
ASTM	Sociedad Americana de Pruebas de Materiales
BES	Bombeo Eléctrico Sumergible
BLS	Barriles
BPD	Barriles por Día
BPPD	Barriles de Petróleo por Día
BT	Basal Tena
BTU / gal	Unidad Térmica Británica por Galón
BTU / lb _m	Unidad Térmica Británica por Libra Masa
BTU/lb _m – mol/°R	Unidad Térmica Británica por Libra Mol - Grado Rankine
BTU / SCF	Unidad Térmica Británica por Pie Cúbico Estándar
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
Combust	Combustible
Compon	Componente
Construc	Construcción
Crít	Crítica
EC	Ecuación
EWO	Esperando " Work Over "
°F	Grado Farenheit
ft	Pie
ft / seg	Pie por Segundo
ft ²	Pie Cuadrado
ft ³ / día	Pie Cúbico por Día
ft ³ / lb _m	Pie Cúbico por Libra Masa
ft ³ / seg	Pie Cúbico por Segundo
Gal / día	Galones por Día
Gener	Generación
GOR	Relación Gas – Petróleo de Producción
GTA	Guanta
g	Gramo



H _{sup}	Hollín Superior
HP	Caballos de Fuerza
Intercon	Interconectado
Km	Kilómetro
Kw	Kilovatio
Lb _m / ft	Libra Masa por Pie
lb _m / ft ³	Libra Masa por Pie Cúbico
lb _m - ft / lb _f - seg ²	Libra Masa -Pie por Libra Fuerza - Segundo al Cuadrado
lb _m / ft - seg	Libra Masa por Pie por Segundo
lb _m / lb _m - mol	Libra Masa por Libra Mol
lb _m / MMSCF	Libra Masa por Millón de Pie Cúbico Estándar
LPG	Gas Licuado de Petróleo
Manten	Mantenimiento
MDC	Mauro Dávalos Cordero
MMSCF	Millones de Pies Cúbicos Estándar
MMSCFPD	Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día
MSCF	Miles de Pies Cúbicos
MSCFPD	Miles de Pies Cúbicos Estándar por Día
Mw	Megavatio
min	Minuto
NE	Noreste
PCN _i	Poder Calorífico Neto del Componente " i " del Gas
PCB _i	Poder Calorífico Bruto del Componente " i " del Gas
PPM	Partes por Millón
Pres	Presión
Psi	Libra por Pulgada Cuadrada
psia	Libra por Pulgada Cuadrada Absoluta
psig	Libra por Pulgada Cuadrada Manométrica
Pulg ²	Pulgada Cuadrada
°R	Grado Rankine
Reman	Remanentes
°R / psia	Grado Rankine por Libra por Pulgada Cuadrada Absoluta
SCF / BBL	Pie Cúbico Estándar por Barril
SCF / día	Pie Cúbico Estándar por Día
SCF / STB	Pie Cúbico Estándar por Barril de Petróleo Estándar
SO	Suroeste
STB	Barril a Condiciones Estándar
STB / día	Barriles Estándar por Día
Std	Estándar
Temp	Temperatura
TM / D	Tonelada Métrica por Día
US\$ / gal	Dólares Americanos por Galón
VHR	Víctor Hugo Ruales
Vs	Versus

SIMBOLOGIA

A	Fracción Molar de CO ₂ + H ₂ S
A _{int}	Area Interna Transversal de la Tubería
B	Fracción Molar del H ₂ S
C _C	Factor de Daño por Corrosión en un " Scrubber "
C ₁	Constante
C ₂	Constante
D _{ext}	Diámetro Externo de la Tubería
D _{int}	Diámetro Interno de la Tubería
D _{int, min}	Diámetro Interno Mínimo de la Tubería
d _S	Diámetro Interno del " Scrubber "
E	Factor de Eficiencia
e	Espesor de la Pared de la Tubería
F _S	Factor de Seguridad para Evitar la Deformación Permanente del Material
F _{TC}	Factor por Tipo de Construcción de la Tubería
F _{TO}	Factor de Temperatura de Operación de la Tubería
F _{UL}	Factor de Unión Longitudinal de la Tubería
f	Factor de Fricción de Moody
GPM	Riqueza del Gas Natural
GPM _w	Contenido de Agua Líquida del gas Natural
g	Aceleración local de la Gravedad
g _c	Constante Gravitacional
h	Altura del Volumen de Líquido en el " Scrubber "
K	Coefficiente Adiabático, Constante para el Dimensionamiento de " Scrubbers "
L	Longitud de la Tubería
L _{CC}	Longitud de Costura a Costura en un " Scrubber "
M	Peso Molecular de un Gas
M _a	Peso Molecular Aparente del Gas Natural
M _{aire}	Peso Molecular del Aire
MCp	Calor Específico Molar del Gas Natural a Presión Constante
MCp _i	Calor Específico Molar a Presión Constante del Componente " i " del Gas Natural

MC_v	Calor Específico Molar del Gas Natural a Volumen Constante
M_i	Peso Molecular del Componente " i " de una Mezcla de Gas
M_w	Peso Molecular del Agua Pura
n	Número de Componentes de una Mezcla de Gas, Número de Moles de un Gas, Número de Etapas del Compresor, Exponente Politrópico
P	Presión
PC	Poder Calorífico del Gas Natural
PC_i	Poder Calorífico del Componente " i " del gas Natural
PCB_i	Poder Calorífico Bruto del Componente " i " del Gas Natural
PCN_i	Poder Calorífico Neto del Componente " i " del Gas Natural
P_{ci}	Presión Crítica del Componente " i " de una Mezcla de Gas
P_d	Presión de Descarga del Compresor
P_{ds}	Presión de Diseño del " Scrubber "
P_{MO}	Presión Máxima de Operación del Gasoducto
P_{Mp}	Presión Máxima de Prueba Hidrostática
P_{mg}	Presión más Baja en el Gasoducto
P_{mp}	Presión Mínima de Prueba Hidrostática
P_{OS}	Presión de Operación del " Scrubber "
P_s	Presión de Succión del Compresor
P_{SC}	Presión Estándar
q_e	Tasa de Gas a la Cual Empieza la Erosión en la Tubería
Q_g	Tasa de Producción de Gas Natural
Q_L	Tasa de Flujo de Líquido en el " Scrubber "
Q_o	Tasa de Producción de Petróleo
Q_{SC}	Tasa de Flujo de Gas Natural a Condiciones Estándar
R	Constante Universal de los Gases
R_c	Relación de Compresión
R_{CS}	Relación de Compresión Óptima entre Etapas
Re	Número de Reynolds
R_s	Relación Gas Disuelto - Petróleo
S	Máximo Esfuerzo Disponible en el Material del " Scrubber "
S_f	Esfuerzo Mínimo de Fluencia de la Tubería
S_{Mp}	Esfuerzo Máximo Permisible de la Tubería
sP_c	Presión Seudocrítica del Gas Natural
sP_R	Presión Seudoreducida del Gas Natural
sT_c	Temperatura Seudocrítica del Gas Natural
sT_R	Temperatura Seudoreducida del Gas Natural
T	Temperatura
T_{ci}	Temperatura Crítica del Componente " i " de la Mezcla de Gas
T_d	Temperatura del Gas Natural a la Descarga del Compresor
T_s	Temperatura del Gas Natural en la Succión del Compresión
T_{OS}	Temperatura de Operación del " Scrubber "
T_{SC}	Temperatura Estándar
t	Tiempo, Espesor de las Paredes del " Scrubber "

t_{RL}	Tiempo de Retención de Líquido en el " Scrubber "
V	Volumen, Velocidad
W	Contenido de Vapor de Agua del Gas Natural, Trabajo, Potencia
W_f	Pérdida de Energía por Irreversibilidades
Y_{H_2O}	Fracción Molar del Vapor de Agua
Y_i	Fracción Molar del Componente " i " de una Mezcla de Gas
Y_{N_2}	Fracción Molar del Nitrógeno
Y_w	Fracción Molar del Vapor de Agua del Gas Natural
Z	Factor de Compresibilidad del Gas Natural
Z_S	Factor de Compresibilidad del Gas a Condiciones de Succión
Z_{avg}	Factor de Compresibilidad Promedio del Gas Natural
ΔH	Diferencia de Altura
ϵ_{mec}	Eficiencia Mecánica
γ_g	Gravedad Específica del Gas Natural
η_p	Eficiencia Politrópica de Compresión
η_{ad}	Eficiencia Adiabática de Compresión
μ_g	Viscosidad Absoluta o Dinámica del Gas Natural
v_g	Volumen Específico del Gas Natural
ρ_{aire}	Densidad del Aire
ρ_g	Densidad del Gas Natural
ρ_{Li}	Densidad Líquida del Componente " i " del Gas Natural
ρ_{Lw}	Densidad Líquida del Agua
ξ	Factor de Ajuste de Temperatura y Presión Seudocrítica del Gas por Presencia de CO_2 y H_2S

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Generación Promedio Diaria de Potencia Eléctrica Para el Sistema Interconectado de PETROPRODUCCION.....	21
Figura 1.2. Proyección del Consumo de Potencia Eléctrica en PETROPRODUCCION	24
Figura 1.3. Historia de Producción del Campo Guanta	26
Figura 2.1. Columna Litológica Típica del Campo Guanta, Pozo Guanta – 01	35
Figura 2.2. Diagrama de Fases Típico de una Mezcla de Hidrocarburos	37
Figura 2.3. Sistema de Separación de Petróleo y Gas Natural en Dos Etapas.....	40
Figura 2.4. Sistema de Separación de Petróleo y Gas Natural en Tres Etapas	41
Figura 2.5. Factor de Ajuste de la Temperatura y Presión Seudocrítica del Gas por Presencia de H ₂ S y CO ₂	55
Figura 2.6. Correlación Simplificada Para Calcular Z	57
Figura 2.7. Compresibilidad de Gases Naturales en Función de Presión y Temperatura Reducida	60
Figura 2.8. Viscosidad de Gases Naturales a una Atmósfera de Presión	68
Figura 2.9. Viscosidad de Gases Naturales Corregida por Presión	69
Figura 2.10. Comportamiento de Rs con la Presión Para Yacimientos del Campo Guanta	71
Figura 2.11. Contenido de Vapor de Agua de Gases Naturales	77
Figura 3.1. Mapa Vial del Campo Guanta	85
Figura 3.2. Volumen de Control Para el Balance de Energía en Sistemas de Flujo por Tuberías	86
Figura 3.3. Constante K Para Partículas de 100 Micras	115
Figura 3.4. Diagrama Simplificado de un "Scrubber" Vertical	120
Figura 3.5. Volumen de Control Para el Balance de Energía en Sistemas de Compresión	128
Figura 3.6. Eficiencia Politrópica Aproximada de	

	Compresores Dinámicos	131
Figura 3.7.	Diagrama de Procesos de Compresión	132
Figura 3.8.	Ciclo de Compresión Reciprocante	139
Figura 3.9.	Compresor Reciprocante	140
Figura 3.10.	Principio de Funcionamiento de la Compresión Centrífuga	141
Figura 3.11.	Compresor Centrífugo	142
Figura 3.12.	Curvas de Presión - Temperatura Para Predecir la Formación de Hidratos	158
Figura 4.1.	Consumo Promedio de Diesel y Gas Natural en el Centro de Generación Eléctrica de Lago Agrio	164



INDICE DE TABLAS

		Pág
Tabla I	Proyectos Para la Captación de Gas Natural en Campos de PETROECUADOR	11
Tabla II	Potencia Nominal y Efectiva del Sistema Eléctrico Interconectado de PETROPRODUCCION	19
Tabla III	Generación Promedio Diaria de Potencia Eléctrica Para el Sistema Interconectado de PETROPRODUCCION	20
Tabla IV	Proyección del Consumo de Potencia Eléctrica en PETROPRODUCCION	23
Tabla V	Historia de Producción de Petróleo y Gas Natural del Campo Guanta	25
Tabla VI	Producción Actual de Petróleo y Gas Natural del Campo Guanta	26
Tabla VII	Reservas de Petróleo del Campo Guanta	27
Tabla VIII	Reservas Remanentes de Gas Natural del Campo Guanta	28
Tabla IX	Formaciones Productoras de Petróleo del Campo Guanta	34
Tabla X	Cromatografía del Gas Natural Producido en la Estación del Campo Guanta	45
Tabla XI	Características del Gas Natural Para un Correcto Funcionamiento de las Turbinas	49
Tabla XII	Cálculo del Peso Molecular Aparente del Gas Natural Producido en el Campo Guanta	50
Tabla XIII	Cálculo de las Propiedades Seudocríticas del Gas Natural del Campo Guanta	58
Tabla XIV	Cálculo del Poder Calorífico del Gas Natural Producido en el Campo Guanta	63
Tabla XV	Cálculo del Calor Específico Molar del Gas Natural Producido en el Campo Guanta	65
Tabla XVI	Relación Gas – Petróleo de Producción (GOR) del Campo Guanta	74
Tabla XVII	Cálculo del Contenido Líquido del Gas Natural del	

	Campo Guanta	76
Tabla XVIII	Características del Gas Natural Para su Transporte por Gasoductos	81
Tabla XIX	Presión y Temperatura Promedio del Gas Natural en los Separadores del Campo Guanta	95
Tabla XX	Condiciones Promedio de Presión y Temperatura del Gas Natural en las Turbinas "Ruston"	97
Tabla XXI	Condiciones Promedio de Presión y Temperatura del Gas Natural en la Estación Lago Agrio Norte.....	98
Tabla XXII	Resistencia Mecánica de Tuberías de Acero Especificación API 5L	105
Tabla XXIII	Factores de Diseño por Tipo de Construcción Para Tuberías de Acero	106
Tabla XXIV	Factores de Temperatura de Operación Para el Diseño de Tuberías de Acero	106
Tabla XXV	Factores por Tipo de Unión Longitudinal Para el Diseño de Tuberías de Acero	107
Tabla XXVI	Espesor Mínimo de Pared Para Tuberías de Acero Especificación API 5L	109
Tabla XXVII	Factores de Seguridad Para Evitar Deformación Plástica en Pruebas Hidrostáticas	112
Tabla XXVIII	Tiempos de Retención de Líquido en un "Scrubber"	116
Tabla XXIX	Criterios Para la Selección de Compresores	143
Tabla XXX	Selección de Compresores de Acuerdo al Volumen de Gas a Manejar	143
Tabla XXXI	Selección de Compresores de Acuerdo a los Requerimientos de Presión	144
Tabla XXXII	Consumo de Combustible de las Turbinas "Ruston" de Lago Agrio	163
Tabla XXXIII	Consumo Promedio de Diesel y Gas Natural en el Centro de Generación Eléctrica de Lago Agrio	164
Tabla XXXIV	Costo Total de Tubería	167
Tabla XXXV	Costo Total de Compresión	168
Tabla XXXVI	Costos de Operación y Mantenimiento	169
Tabla XXXVII	Flujo de Caja Descontado	171

INTRODUCCION

El conocimiento de la existencia del gas natural se remonta a la antigüedad y han sido muchas las décadas que han transcurrido hasta que el hombre comprobara por el año de 1900 su verdadero valor práctico, esto es, como combustible gaseoso o como materia prima para la industria petroquímica.

Al inicio, por la carencia de conocimientos su uso como combustible fue limitado, teniéndose que desperdiciar enormes cantidades en los campos de petróleo que era donde se lo producía. En la actualidad, la industria del gas natural ha ganado mucho espacio en todo el mundo debido a que gran parte de los requerimientos de energía pueden ser suministrados por este recurso.

Desde el inicio de las actividades de la industria petrolera en Ecuador, los esfuerzos exploratorios han sido orientados principalmente a la localización y producción de petróleo; sin embargo, la mayor parte de los yacimientos descubiertos en el tiempo transcurrido son del tipo de gas en solución, haciéndose por lo tanto necesaria la producción conjunta del petróleo y gas almacenado en los mismos. Como consecuencia de esta situación y debido a que una buena parte del gas así producido no ha encontrado utilización, se ha venido quemando en los mecheros de las diferentes áreas productoras.

En PETROPRODUCCION, si bien es cierto que las cantidades de gas natural que se desperdiciaban eran porcentualmente elevadas con respecto

a la producción total, también es verdad que en los últimos años en los campos petrolíferos más grandes se ha producido un acentuado incremento de su utilización como consecuencia de las medidas conservacionistas establecidas por esta filial.

Con la finalidad de que se aproveche también en su totalidad el gas natural que se produce en los campos de petróleo más pequeños que opera el Estado, en este proyecto de Tesis se presenta como la alternativa más práctica, el estudio para la captación y transporte del gas asociado a la explotación de crudo del Campo Guanta para su posterior utilización como combustible para la generación de energía eléctrica por medio de las turbinas " Ruston " que PETROPRODUCCION tiene en Lago Agrio.

El gas que se separa del crudo en las estaciones de recolección es por lo general de baja presión, de modo que es imprescindible la aplicación de modernos desarrollos tecnológicos en materia de compresores para lograr elevar la presión a niveles apropiados y poder transportarlo por gasoductos a los centros de consumo, ubicados generalmente a grandes distancias.

Por otro lado, los resultados de estudios de ingeniería realizados por varios investigadores (Weymouth, Panhandle, etc.) nos permiten ya en la actualidad disponer de numerosas ecuaciones que facilitan la predicción del comportamiento de un gas fluyendo por una tubería. Estas ecuaciones son

de interés porque a través de ellas es posible calcular para cualquier aplicación en particular las presiones y dimensiones de tubería óptimas a ser utilizadas para un caudal de gas deseado.

Dentro del consumo mundial de energía, el gas natural por su naturaleza no contaminante cada vez adquiere más importancia como combustible y su contribución al abaratamiento energético de un país produce desplazamiento del resto de energías en los sectores donde está en competencia.

Por eso, las reservas actuales de gas natural en el mundo tienen gran relevancia, puesto que aseguran el abastecimiento de la demanda por mucho más tiempo que las reservas de petróleo; inclusive, se prevé que las necesidades energéticas futuras en muchos países sean atendidas con un mayor desarrollo de esta fuente.

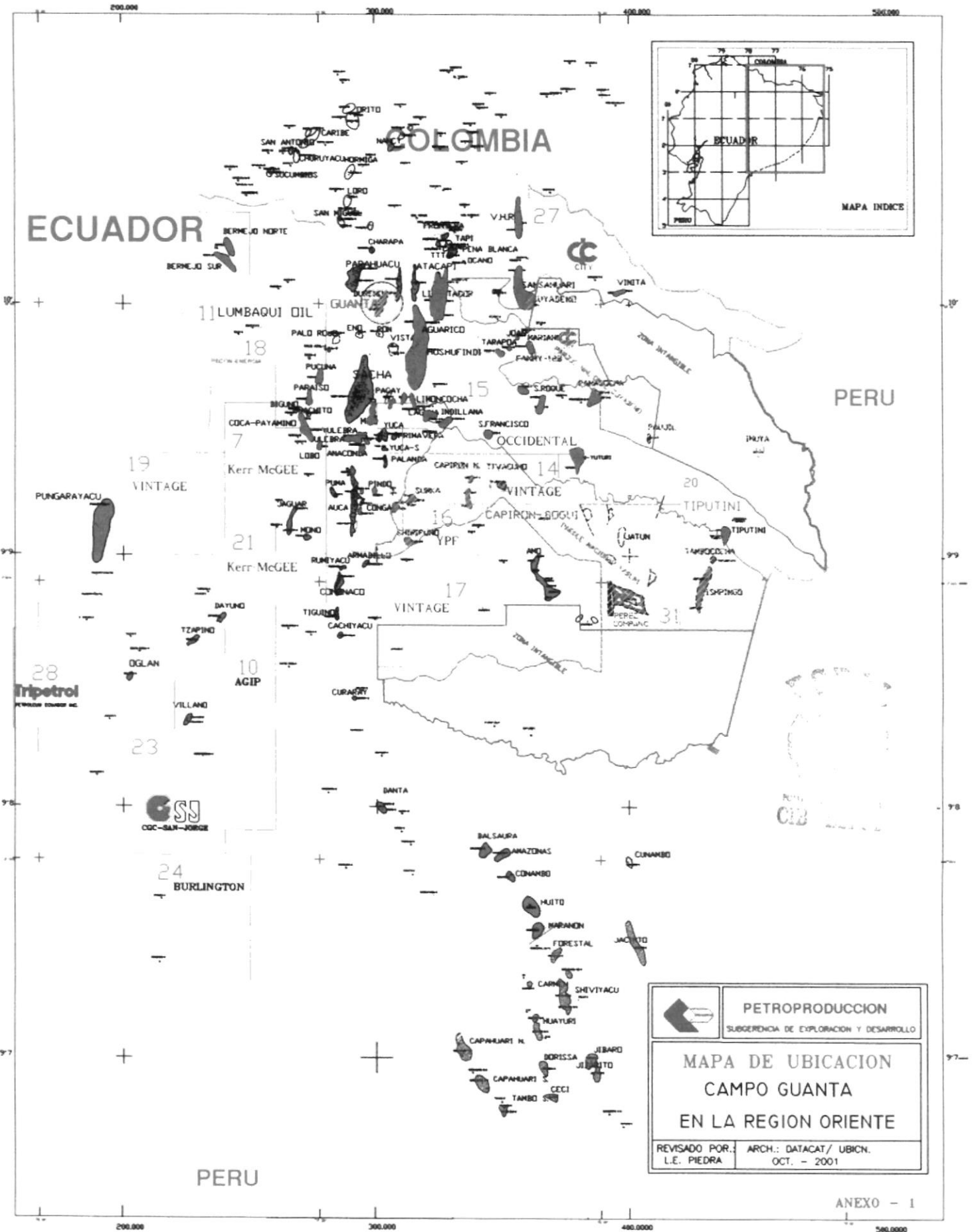
ANTECEDENTES DEL CAMPO GUANTA: El Campo Guanta fue descubierto por el Consorcio CEPE – TEXACO. Luego de realizar trabajos exploratorios – sísmicos en la zona Subandina se comprobó la existencia de hidrocarburos en cantidades comerciales con la perforación del pozo exploratorio Dureno – 1, en Julio de 1969, alcanzando la profundidad total de 10292 pies probando los niveles arenosos de " T " y Hollín, arrojando una producción inicial de 490 BPPD de 31 ° API, iniciándose luego su desarrollo para la incorporación a la producción nacional a fines de 1984⁽³⁾.

Está relacionado geológicamente a una estructura anticlinal asimétrica alargada de dirección Norte - Sur, limitado al Este por una falla normal que controla el Campo. La manifestación de hidrocarburos se presenta en cuatro zonas, siendo los principales reservorios los niveles arenosos de " U " inferior y " T " principal, en segundo orden las areniscas de Hollín y Basal Tena⁽³⁾.

Hasta la fecha se han perforado 13 pozos con espaciamiento de 750 a 1000 m, de los cuales el pozo Guanta - 03 produce mediante flujo natural, los pozos Guanta – 06, 09 y 11 producen con bombeo mecánico, los pozos Guanta – 01, 02, 05, 10 y 12 producen con bombeo electrosumergible, los pozos Guanta – 04 y 15 producen con bombeo hidráulico, el pozo Guanta – 07 es reinyector de agua de formación y, el pozo Guanta – 08 está cerrado por mantenimiento de equipo de subsuelo (Mayo de 2002).

Sus reservas " in situ " y recuperables se estiman en 223025000 BLS y 46337750 BLS de petróleo de 29.6 ° API respectivamente, promedio con la producción de 4518 BPPD y una producción acumulada de 28660400 BLS de petróleo, a Mayo de 2002⁽³⁾.

UBICACION GEOGRAFICA DEL CAMPO GUANTA: Se encuentra localizado en la Provincia de Sucumbios al Norte de la Cuenca Oriental Napo, al Sureste del Campo Lago Agrio, aproximadamente a 200 Km de Quito en línea recta. Se enmarca en las siguientes coordenadas geográficas: Longitud, 76° 45´ 50.98" Oeste; Latitud, 00° 01´ 52.489" Norte⁽³⁾.



CAPITULO I

1. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE EJECUCION DEL PROYECTO.

La elaboración de cualquier proyecto que involucre inversión de capital requiere del análisis previo de varios factores. Además de la parte económica se debe analizar también la factibilidad o viabilidad de ejecución del mismo, lo cual tiene que ver con la recopilación de información de carácter técnico que tenga relación con el proyecto para que ayude a visualizar o a identificar desde una panorámica más amplia situaciones o aspectos que justifiquen o impidan concretar la idea. Dicho en otras palabras, se debe lograr tener un enfoque muy claro de lo que nos deparará el futuro del proyecto para poder fijar políticas o tomar decisiones que arrojen resultados positivos o favorables.

En lo referente al gas natural, Ecuador no es un país que posee un atractivo potencial de reservas exportables como lo tiene por ejemplo

Venezuela y Argentina a nivel de Sudamérica. Sin embargo, sí contamos con reservas probadas que pueden ser aprovechadas internamente, de las cuales la mayor parte están en el Golfo de Guayaquil con aproximadamente 345 000 MMSCF y que recién están siendo explotadas; seguido por las reservas de gas natural que está asociado junto con el petróleo en los yacimientos del Oriente ecuatoriano, donde una gran cantidad se quema en los mecheros, existiendo la gran posibilidad de usarlas como combustible sustituto del diesel para la generación de energía eléctrica en PETROPRODUCCION para poder hacer frente a las actuales y futuras demandas crecientes a presentarse debido a la existencia de los ya conocidos proyectos de incremento de producción de petróleo.

1.1. La Industria del Gas Natural en Ecuador.

El gas natural se está convirtiendo en la fuente de energía del futuro. La explotación de grandes yacimientos de gas libre y la acertada idea de dejar de quemar inútilmente en los mecheros el gas que se produce conjuntamente con el petróleo ha originado que la industria de este recurso hidrocarburífero no renovable vaya creciendo y avanzando a pasos agigantados en todo el mundo.

Como es conocido, nuestro país dispone de cuantiosos recursos de gas natural, una parte en la Península de Santa Elena y en la Región

Oriental (asociado con el petróleo), y otra parte, la más relevante, en el Golfo de Guayaquil (yacimientos de gas libre). A pesar de representar este recurso una materia de primera importancia como fuente energética y como insumo para procesos petroquímicos, en el Ecuador el desarrollo de esta industria se ha mantenido prácticamente estancado en los últimos 15 años.

La utilización a escala comercial del gas natural asociado con el petróleo empieza en la Península de Santa Elena cuando la empresa Cautivo del Ecuador y la compañía Anglo Ecuatorian Oilfields instalan en sus concesiones plantas recuperadoras de LPG y gasolina natural, en 1957 y 1960 respectivamente⁽⁴⁾. Debido al agotamiento natural de los campos petroleros de esta región, su incidencia en el abastecimiento del mercado interno no tiene mayor importancia actualmente, pues para el periodo comprendido entre Enero y Septiembre de 2001 se obtuvo una producción bruta de sólo 6867 BLS de LPG en la Refinería La Libertad⁽¹⁴⁾.

Como consecuencia de la explotación de los campos petrolíferos del Oriente ecuatoriano, el Estado a través de CEPE construye la Refinería Estatal de Esmeraldas, la misma que desde el inicio de sus operaciones en el año 1977 ha venido aportando con LPG para el abastecimiento del consumo doméstico nacional. Su producción

bruta es de 1110612 BLS de LPG (Enero - Septiembre de 2001)⁽¹⁴⁾.

En la Amazonía de nuestro país, en los primeros años de producción de petróleo, el gas natural que éste liberaba en los separadores era quemado casi en su totalidad sin ningún beneficio. En consideración de que esto generaba una cuantiosa pérdida económica para la Nación, CEPE cree conveniente aprovechar el gas de Shushufindi con la instalación de una nueva planta de recuperadora de LPG y gasolina natural, con una capacidad de procesamiento de 25 MMSCFPD de gas natural⁽³¹⁾. El inicio de las operaciones de esta planta fue por el año de 1980 y actualmente registra una producción bruta de 783389 BLS de LPG (Enero – Septiembre de 2001)⁽¹⁴⁾.

A pesar de contar el país con grandes reservas de gas natural y con plantas para su procesamiento, el acelerado crecimiento del consumo interno de LPG en las dos últimas décadas ha causado que la demanda supere a la oferta, por lo que la atención al creciente mercado ha tenido que hacerse a través de continuas importaciones, en volúmenes cada vez más grandes, con la consecuente fuga de divisas. Tal es el caso que, para el periodo Enero – Septiembre de 2001, de los 5835671 BLS de LPG consumidos en todo el territorio nacional, 4088038 BLS (70 %) son importados de países vecinos y tan sólo 1747633 BLS (30 %) son

provenientes de las Refinerías de Esmeraldas y La libertad, y de la Planta de Gas de Shushufindi⁽¹⁴⁾.

Debido a los continuos desperdicios de grandes volúmenes de gas natural producidos en el Distrito Amazónico, y con la finalidad de ahorrar millones de dólares evitando la importación de derivados, a mediados del año 2000 las autoridades de PETROECUADOR dieron inicio al proyecto para ampliar la captación del gas asociado que se quema en los mecheros de las diferentes estaciones de producción de sus campos petroleros, mediante la convocatoria a empresas nacionales y extranjeras para que participen con capitales privados en el diseño y construcción de estaciones de captación y plantas procesadoras de gas natural.

Los proyectos que se presentaron inicialmente para su desarrollo a corto, mediano y largo plazo, se detallan en la **tabla I**. Actualmente aquellos de menor complejidad deberían estar ya ejecutados o por lo menos en marcha (Secoya, Aguarico, Atacapi – Parahuacu), mientras que el resto deben irse concretando a medida que se disponga y asignen los recursos económicos.

TABLA I
PROYECTOS PARA LA CAPTACION DE GAS NATURAL EN
CAMPOS DE PETROECUADOR

DENOMINACION	VOLUMEN A CAPTARSE (MMSCFPD)	INVERSION (US\$)	INCREMENTO DE LPG (TM / D)	INGRESO ANUAL (US\$)
Aguarico - Secoya	1.5	1600000	21	2600000
Atacapi -Parahuacu (I Fase)	2.0	2000000	28	3400000
Atacapi -Parahuacu (II Fase)	3.0	1000000	42	5200000
Guanta, Yuca, Pichincha	2.0	2200000	28	3400000
Cambio de " Gas Lift " a BES en Shushufindi	3.0	10000000	42	5200000
Planta de Gas Sacha	8.5	30000000	100	12400000
Otros Campos	2.5	5000000	35	4300000
TOTAL	22.5	51800000	296	36500000

FUENTE: Tomado de la Revista PETROSUCESOS, publicada por PETROECUADOR, Julio 2000.

Por otro lado, a través de trabajos de exploración iniciados hace aproximadamente 50 años, se ha podido comprobar mediante perforación que Ecuador posee en el Golfo de Guayaquil su mayor potencial gasífero, con reservas que ascienden a los 345000 MMSCF. Su explotación ha sido postergada durante décadas debido a los conflictos generados entre el Estado y las varias empresas adjudicatarias de ese entonces; sin embargo, en la actualidad el Ecuador por primera vez en su historia se encuentra aprovechando estos yacimientos de gas natural localizados en el fondo marino del Campo Amistad.

La compañía extranjera Energy Development Corporation (EDC) está encargada de la explotación del gas del Golfo, la cual tuvo que construir una Central de Generación Eléctrica con el nombre de Machala Power en la Parroquia Bajoalto del Cantón Machala, de la Provincia de El Oro, para de esta manera poder canalizar la utilización de este recurso. Esta Central Termoeléctrica fue inaugurada el 4 de Octubre de 2002 con una generación inicial de 140 megavatios. Su capacidad total es de 320 megavatios los mismos que estarán a disposición para el Sistema Nacional Interconectado⁽¹⁵⁾.

1.2. Principales Usos del Gas Natural.

El gas natural es un recurso proveniente del subsuelo que resulta económicamente muy importante para muchos países; se lo puede aprovechar para darle una diversidad de utilidades, ya sea dentro de los mismos campos petroleros con fines operativos, o a nivel industrial para la obtención de subproductos. En la actualidad tiene muchas aplicaciones entre las cuales podemos mencionar:

- 1) Como sustancia combustible, para el funcionamiento de equipos estacionarios (compresores, generadores, etc.), generación de energía eléctrica por medio de turbinas a gas y, para el funcionamiento de vehículos con motores de combustión interna.

- 2) Para su empleo como materia prima en la industria petroquímica, para la obtención de varios productos finales tales como^{(4).(18).(31)}:
- Plásticos: Polietileno, polivinil cloruro, poliestireno, resinas, poliuretano, fundas, tuberías, aislante de cables, botellas, etc.
 - Fibras Sintéticas: Nylon, cinturones de seguridad, vestidos, mallas, etc.
 - Caucho Sintético: Para neumáticos, cintas transportadoras, tuberías flexibles, etc.
 - Detergentes Sintéticos: Para uso doméstico, limpieza, etc.
 - Barnices y Solventes: Barnices para proteger superficies, solventes para pinturas y barnices, etc.
 - Fertilizantes: Sustancias nutritivas para el suelo, tales como: Urea, sulfato de amonio, nitrato de calcio, nitrato de amonio.
 - Otros Productos: Que no caen en las categorías anteriores, como productos farmacéuticos, colorantes, insecticidas, blanqueadores, aditivos alimenticios, etc.
- 3) Para su procesamiento en plantas de gas con el objeto de obtener productos líquidos, gasolina natural y LPG, éste último

para la industria de distribución de gas en cilindros para fines domésticos (como combustible).

- 4) Cuando el H_2S (impureza) está presente en el gas natural en una concentración apreciable, se puede recuperar el azufre para emplearlo como material químico en bruto. Además, se puede recuperar también el CO_2 del gas natural para ser empleado en forma sólida (hielo seco)^{(30),(31)}.
- 5) Para la obtención de hidrógeno, el mismo que es usado como agente reductor en el procesamiento del mineral de hierro.
- 6) Para recuperación secundaria de petróleo mediante su inyección en los yacimientos con el fin de aumentar el recobro de crudo.
- 7) Como fluido motriz para la producción de petróleo con la técnica de levantamiento artificial por " Gas Lift ".
- 8) Para mantener o aumentar la presión del yacimiento al devolverlo a la formación petrolífera.

Como se puede apreciar, el gas natural posee una excelente versatilidad en cuanto a su utilización. Sin embargo, de acuerdo a las condiciones y necesidades actuales que se presentan en

PETROPRODUCCION en el área de Lago Agrio, el mejor aprovechamiento que se le puede dar al gas es usándolo como combustible sustituto del diesel en las turbinas " Ruston " para la generación de energía eléctrica, con la finalidad de disminuir los gastos por consumo de diesel ya que el gas que se pretende captar no tiene costo alguno puesto que se lo recuperará de las estaciones de producción evitando con esto quemarlo en los mecheros.

1.3. El Gas Natural Como Combustible.

El gas natural ocupa un lugar de mucha importancia en el mundo como fuente de energía. Los rápidos avances científicos y tecnológicos más las ventajas que ofrece como combustible sobre el petróleo ha ido incrementando en los últimos años cada vez más su utilización, especialmente como una fuente alternativa para generar electricidad.

Como combustible, en la actualidad el gas natural compite con todas las demás formas de energía, a las que técnicamente puede reemplazar en casi el 80 % de sus usos; inclusive en algunos países se lo está empleando como carburante en motores de vehículos por su alto rendimiento y escasa contaminación⁽³⁰⁾. Sus excelentes cualidades lo han categorizado como el mejor de los combustibles por las siguientes razones:

- La combustión del gas natural es completamente limpia, por lo que produce un mínimo deterioro ambiental.
- A diferencia de los combustibles sólidos y líquidos, el gas natural permite obtener altas eficiencias de combustión debido a su gran facilidad para mezclarse con el comburente (aire). Además, los gases de escape al no contener compuestos sulfurosos pueden salir a menor temperatura, con un consecuente aumento en el rendimiento del sistema.
- El gas natural no requiere de un precalentamiento para obtener una rápida e íntima mezcla con el flujo de aire de combustión, cosa que no sucede con los combustibles pesados.
- Con el gas natural es posible conseguir una mejor regulación del calor y un mejor control de la temperatura, lo cual es muy favorable para una buena operación y conservación de los materiales térmicos que están expuestos directamente a las llamas (especialmente en turbinas a gas).
- El gas natural es un combustible mucho más flexible y manejable que los combustibles líquidos; y por lo tanto, se presta más fácilmente al control automático a distancia.

- El equipo de combustión para gas natural es más simplificado, de allí que la operación y el mantenimiento se vea facilitado.
- Los gases producidos durante la combustión del gas natural no generan depósitos de hollín sobre las superficies metálicas que están expuestas directamente a ellos. Esto favorece económicamente en especial a las centrales de generación eléctrica ya que el mantenimiento a darse a los equipos por este motivo no tendrá que ser hecho con tanta frecuencia como en el caso del diesel o bunker, lo cual representa a la vez la no salida de línea de las unidades de generación.
- A diferencia del diesel y bunker (normalmente usados en generación eléctrica), el gas natural producido en el Ecuador no contiene azufre, situación que es conveniente ya que al estar presente en los gases de combustión originarían serios problemas de corrosión.

Por otro lado, cabe señalar también que la utilización del gas natural como combustible presenta algunos inconvenientes, a saber: Consignas severas de seguridad para el personal, es difícil su detección en caso de fugas, se debe precisar de una atención y vigilancia continua y exigente, al tener características de fácil y

rápido encendido genera mayores peligros y riesgos de explosión; etc. Pero sin embargo, estas desventajas pueden ser superadas.

En definitiva, si se toman las debidas precauciones de seguridad, las posibilidades de utilizar como combustible el gas natural que se produce en los campos de petróleo son bastante amplias debido precisamente a las ventajas que anteriormente se mencionaron.

1.4. Necesidades Actuales y Futuras de Energía Eléctrica en Petroproducción.

La generación eléctrica en PETROPRODUCCION se realiza en la actualidad de dos formas mecánicamente diferentes: 1) mediante grupos electrógenos (motor y generador) y, 2) a partir de turbinas a gas, las cuales alimentan al Sistema Eléctrico Interconectado el mismo que está conformado por Centrales de Generación en Lago Agrio, Sacha y Shushufindi.

La mayoría de la generación eléctrica a partir de grupos electrógenos se la realiza utilizando diesel como combustible, con ciertas excepciones en los pozos y estaciones de producción donde se aprovecha una mínima cantidad del gas que va a los mecheros. La potencia instalada en Lago Agrio a partir de grupos electrógenos es de 8880 Kw de los cuales sólo se demanda aproximadamente el

50 % ya que existen ciertos generadores para reserva y otros están fuera de servicio por mantenimiento.

La generación eléctrica a partir de turbinas a gas (Sistema Interconectado) se realiza utilizando diesel y gas natural como combustible, existiendo una potencia instalada según se muestra en la **tabla II**.

TABLA II
POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DEL SISTEMA ELECTRICO
INTERCONECTADO DE PETROPRODUCCION

ESTACION	TIPO DE TURBINA	TIPO DE COMBUSTIBLE	POTENCIA NOMINAL (Kw)	POTENCIA EFECTIVA (Kw)
	TA # 1	Gas o Diesel	1000	820
LAGO AGRIO	TA # 2	Gas o Diesel	1000	820
	TB # 1	Gas, Diesel o Dual	3000	2540
TOTAL (A)			5000	4180
	TA # 1	Gas o Diesel	1000	820
	TA # 2	Gas o Diesel	1000	820
SHUSHUFINDI	TA # 3	Gas o Diesel	1000	820
	TB # 1	Gas o Diesel	3000	2540
	TB # 2	Gas o Diesel	3000	2540
	TYPHOON	Gas, Diesel o dual	3750	3270
TOTAL (B)			12750	10810
	TA # 1	Gas o Diesel	1000	820
SACHA	TB # 1	Gas o Diesel	3000	2540
TOTAL (C)			4000	3360
TOTAL (A + B + C)			21750	18350

FUENTE: Departamento Eléctrico de PETROPRODUCCION.

NOTA: En condiciones normales de operación del Sistema Eléctrico Interconectado, en Lago Agrio trabajan solo dos turbinas, la TB # 01 a diesel y la TA # 01 a gas, estando la TA # 02 para reserva con diesel.

La demanda de energía eléctrica en PETROPRODUCCION puede dividirse en dos categorías: Primero, para consumo en campamentos, y segundo, para operar los campos de petróleo, siendo para el segundo caso mayores los requerimientos por la complejidad de los sistemas que se utilizan para la producción de petróleo. Para el caso de Lago Agrio, en el Sistema Interconectado de PETROPRODUCCION, punto de entrega de energía de las turbinas " Ruston " objeto de nuestro estudio, la generación actual de energía eléctrica se presenta en la **tabla III, figura 1.1**.

TABLA III
GENERACION PROMEDIO DIARIA DE POTENCIA ELECTRICA
PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO DE PETROPRODUCCION

MES	POTENCIA GENERADA EN LAGO AGRIO (Kw)	GENERACION TOTAL SISTEMA INTERCON. (Kw)
Abril - 2001	2727	14543
Mayo - 2001	2566	14866
Junio - 2001	2537	13129
Julio - 2001	2719	14297
Agosto - 2001	2673	14730
Septiembre - 2001	2854	14527
Octubre - 2001	3151	15137
Noviembre - 2001	3126	14230
Diciembre - 2001	2891	13943
Enero - 2002	3011	14494
Febrero - 2002	2277	13577
Marzo - 2002	2711	13738
Abril - 2002	2700	14352
Mayo - 2002	2728	14309

FUENTE: PETROPRODUCCION, Central de Generación Eléctrica de Lago Agrio.

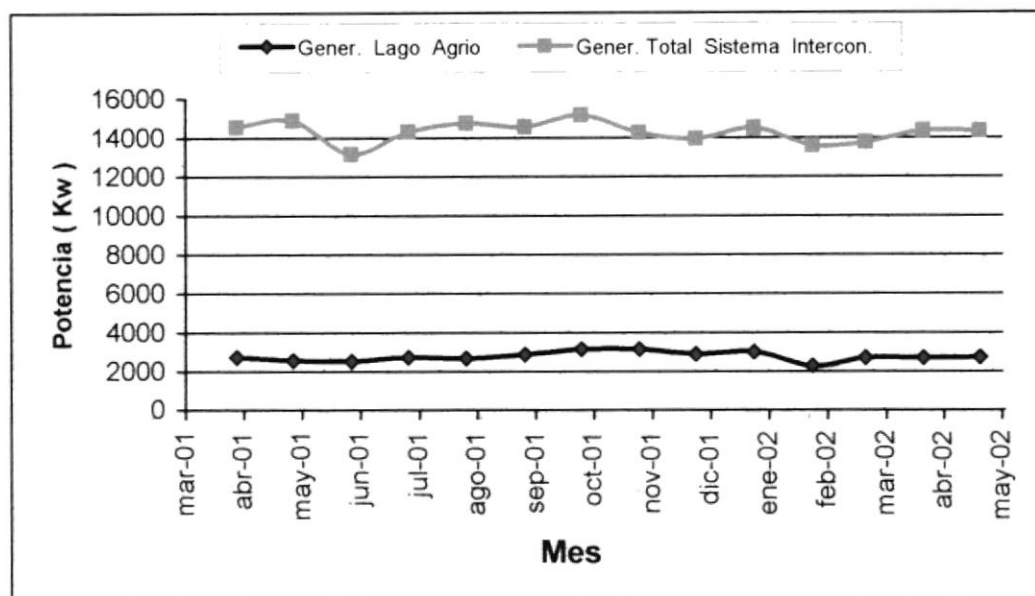


FIGURA 1.1. GENERACION PROMEDIO DIARIA DE POTENCIA ELECTRICA PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO DE PETROPRODUCCION.

La capacidad instalada de generación eléctrica con que cuenta PETROPRODUCCION en estos momentos es insuficiente, por lo que no logra satisfacer todas sus necesidades; tal es el caso que, según los funcionarios de la filial, en el año 2001 no se pudieron cumplir a plenitud con todas las metas operativas conforme se había programado, precisamente por la carencia de este recurso, puesto que cerca del 68 % de los pozos productivos trabajan bajo el sistema de bombeo eléctrico, a lo cual se tiene que sumarle el bombeo mecánico, bombeo hidráulico y “ gas lift ”⁽²⁹⁾.

Actualmente, las perspectivas de generación eléctrica en esta filial son bastante grandes, principalmente porque se pretende cristalizar dos objetivos fundamentales:

1. Cumplir con el compromiso de totalizar el número de barriles diarios de petróleo que deberán ser transportados por el nuevo oleoducto de crudos pesados. Para aquello se está llevando a cabo numerosos proyectos de incremento de producción, tales como: Suscripción de convenios para desarrollar nuevos campos de petróleo (Edén – Yuturi, Tiputini, etc.), reacondicionamiento de 90 pozos cerrados, alianzas operativas con empresas privadas (campos VHR, MDC, Atacapi – Parahuacu, Culebra – Yulebra), perforación de nuevos pozos, entre otros^{(16),(27)}.
2. Cumplir con el programa de reinyectar el 100 % del agua de formación que se produce conjuntamente con el petróleo en los diferentes campos de la filial, ya que en la actualidad se está reinyectando aproximadamente sólo el 70 %⁽¹⁶⁾.

Para lograr estos dos objetivos, PETROPRODUCCION está dedicando sus mejores esfuerzos para desarrollar varios proyectos de ampliación energética, de los cuales podemos mencionar: Adquisición e instalación de equipos generadores propios por 21

megavatios, generación eléctrica mediante alianzas operativas con compañías privadas (11 megavatios con Dygoil), contratación de energía eléctrica emergente por 20 megavatios con la empresa Ecuapet, etc.

Todos estos proyectos y los que tengan que realizarse en el futuro, se conectarán con el Sistema Eléctrico Interconectado de PETROPRODUCCION, los cuales, junto con la potencia instalada actual, deberán ser capaces de satisfacer en los próximos años una demanda estimada según se muestra en la **tabla IV, figura 1.2.**

TABLA IV
PROYECCION DEL CONSUMO DE POTENCIA ELECTRICA
EN PETROPRODUCCION

AÑO	CONSUMO TOTAL DE POTENCIA (Mw)
2002	74.9
2003	95.5
2004	118.4
2005	148.2
2006	180.1
2007	185.3
2008	188.1
2009	190
2010	190
2011	190

FUENTE: Departamento Eléctrico de PETROPRODUCCION.

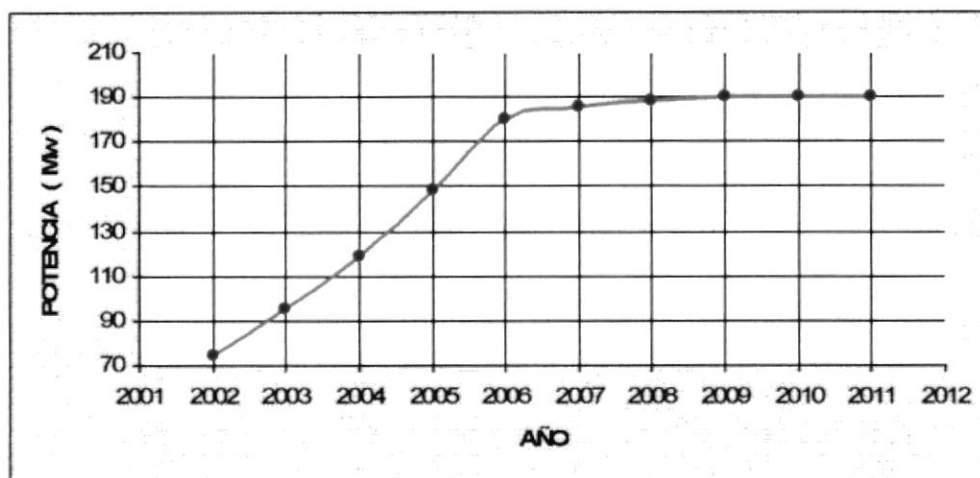


FIGURA 1.2. PROYECCION DEL CONSUMO DE POTENCIA ELECTRICA EN PETROPRODUCCION.

Las turbinas " Ruston " de Lago Agrio pueden operar usando como combustible diesel o gas natural. En la actualidad, lo que más se consume es diesel, en un promedio de 7985 gal / día; mientras que, el consumo de gas natural apenas asciende a 597 MSCFPD en promedio, teniéndose que quemar en los mecheros otra parte.

Entonces, en vista a la gran demanda de energía eléctrica que se prevé para el futuro y con la finalidad de disminuir el consumo de diesel aprovechando la energía química del gas natural que se quema en los mecheros, esta Tesis tiene como objetivo realizar el estudio de captación del gas que se produce en la Estación Guanta para su utilización en las turbinas de Lago Agrio, la misma que servirá como guía para los futuros proyectos de generación eléctrica

mencionados anteriormente, para que se pueda analizar la posibilidad de usar como combustible el gas natural que se quema sin beneficio en los mecheros de otras estaciones de producción.

1.5. Historia de Producción de Gas Natural Asociado de Guanta y sus Proyecciones Futuras.

En los campos de petróleo, debido al continuo agotamiento de la energía de los yacimientos, la producción de crudo y gas natural disminuye conforme va pasando el tiempo. Para el caso particular del Campo Guanta, como no podía ser de otra manera, también se observa este comportamiento, con un historial según se indica en la tabla V, figura 1.3.

TABLA V
HISTORIA DE PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS
NATURAL DEL CAMPO GUANTA

AÑO	PETROLEO (BLS)	GAS NATURAL (MSCF)
1993	2169059	478104
1994	2271463	545362
1995	1797986	466730
1996	1669789	454849
1997	1648686	430927
1998	1684153	330176
1999	1200588	337466
2000	1233848	372925
2001	1282562	316003

FUENTE: Subgerencia de Exploración y Desarrollo de PETROPRODUCCION.
NOTA: El Campo Guanta empezó a producir en el año de 1984, pero sólo se dispone de datos a partir de 1993.

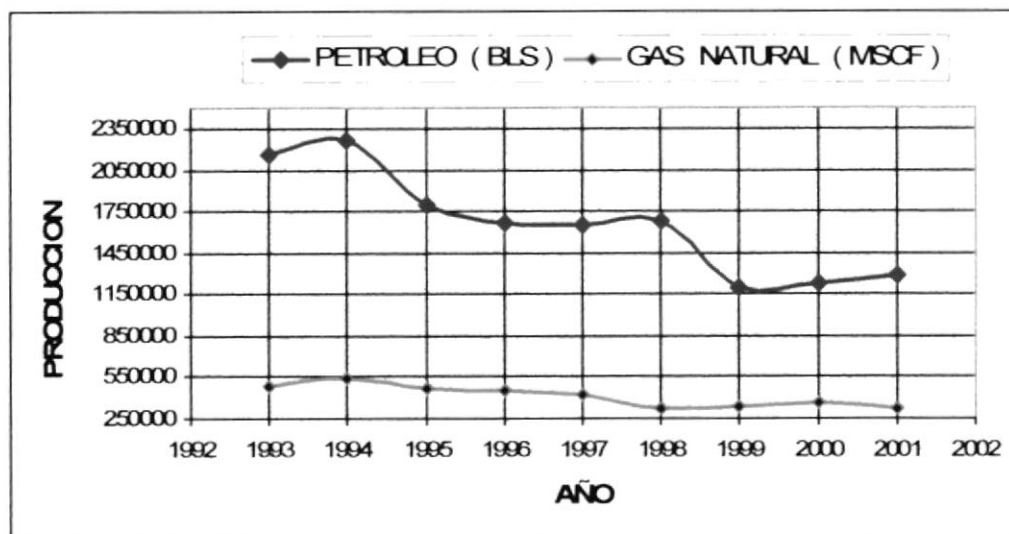


FIGURA 1.3. HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO GUANTA.

Actualmente, casi todos los pozos del Campo están produciendo, las condiciones y potencial de cada uno de ellos constan en la **tabla VI**.

TABLA VI

PRODUCCION ACTUAL DE PETROLEO Y GAS NATURAL DEL CAMPO GUANTA

POZO	ARENA	PETROLEO (BPD)	GAS (MSCFPD)	GOR (SCF/STB)	CONDICION DEL POZO
GTA - 01	U	591	212	359	PRODUCTOR
GTA - 02	U	340	158	465	PRODUCTOR
GTA - 03	Hollín	1023	27	27	PRODUCTOR
GTA - 04	T	550	103	187	PRODUCTOR
GTA - 05	U + B.T.	153	135	882	PRODUCTOR
GTA - 06	U + B.T.	211	33	156	PRODUCTOR
GTA - 08	B.T.	133	23	173	E.W.O
GTA - 09	B.T.	162	27	167	PRODUCTOR
GTA - 10	U	274	141	515	PRODUCTOR
GTA - 11	U	248	29	117	PRODUCTOR
GTA - 12	U + T	203	28	138	PRODUCTOR
GTA - 15	H _{Sup.}	630	36	57	PRODUCTOR
TOTAL		4518	952	211	

FUENTE: PETROPRODUCCION.

NOTA: Producción reportada el 23 DE MAYO DE 2002.

El pozo GTA – 07 no está considerado en la tabla anterior porque es reinector de agua de formación. El pozo GTA – 08 está esperando “work over” (E.W.O) por lo que los 952 MSCFPD de gas reportados no es lo que se está produciendo actualmente (Mayo 2002).

Para Guanta no existen programas futuros de perforación de pozos de petróleo. Los reacondicionamientos están efectuándose en pozos cerrados con el fin de mantener la producción de crudo de 30 ° API.

Por otro lado, para estimar el tiempo durante el cual se puede explotar y utilizar el gas natural asociado que resta en el Campo Guanta, es necesario conocer primero las reservas probadas de petróleo. Estas se indican en la **tabla VII** y fueron calculadas por el método volumétrico usando información de registros eléctricos y de mapas estructurales (isópacos) de cada formación.

TABLA VII
RESERVAS DE PETROLEO DEL CAMPO GUANTA

FORMACION	PETROLEO “ IN SITU ” (BLS)	FACTOR DE RECOBRO (%)	RESERVAS RECUPERABLES (BLS)	PRODUCCION ACUMULADA (BLS)
BASAL TENA	24270000	15	3640500	2807300
U	82120000	25	20530000	20300600
T	70025000	25	17506250	4223900
HOLLIN	46610000	10	4661000	1328600
TOTAL	223025000		46337750	28660400

FUENTE: Subgerencia de Exploración y Desarrollo de PETROPRODUCCION.

NOTA: Datos registrados hasta el 31 DE MAYO DE 2002.

En base a las reservas recuperables y a la producción acumulada de petróleo se puede calcular las reservas remanentes de gas natural asociado, las mismas se detallan en la **tabla VIII** y para aquello se han tomando valores promedios de solubilidad del gas en el petróleo.

TABLA VIII
RESERVAS REMANENTES DE GAS NATURAL DEL
CAMPO GUANTA

FORMACION	RESERVAS REMAN. DE PETROLEO (BLS)	SOLUBILIDAD DEL GAS (SCF / BBL)	RESERVAS REMAN. DE GAS (MMSCF)
BASAL TENA	833200	220	183.3
U	229400	314	72.0
T	13282350	392	5206.7
HOLLIN	3332400	300	999.7
TOTAL	17677350		6461.7

FUENTE: Subgerencia de Exploración y Desarrollo de PETROPRODUCCION.

NOTA: Datos registrados hasta el 31 DE MAYO DE 2002.

Tomando la tasa de producción actual de petróleo de 4518 barriles por día y asumiendo que ésta se mantiene constante de aquí en adelante, se tiene finalmente que el tiempo promedio de explotación de crudo y gas natural remanente de los yacimientos Basal Tena, " U " , " T " y Hollín del Campo Guanta es:

$$t = (\text{Reservas remanentes de crudo}) / (\text{Tasa de producción})$$

$$t = (17677350 \text{ BLS}) / (4518 \text{ BPD})$$

$$t = \mathbf{10.72 \text{ años}}$$

1.6. Beneficios que se Obtienen del Aprovechamiento del Gas Natural.

El gas natural es un recurso hidrocarburífero de importancia conocido mundialmente con el nombre de energético. Como fuente de energía no renovable disponible para la humanidad es una de las más demandadas, posicionándose comercialmente en los mercados internacionales en el segundo lugar, después del petróleo; generando grandes réditos económicos para las compañías que se dedican a su explotación, industrialización y comercialización.

En PETROPRODUCCION, el aprovechamiento del gas natural del Campo Guanta como combustible sustituto del diesel para la generación de energía eléctrica en las turbinas “ Ruston ” de Lago Agrio otorga varios beneficios, tales como:

1. Los costos por concepto de adquisición de combustible en la Central de Generación Eléctrica se reducen al utilizar gas natural, ya que éste, a diferencia del diesel, no requiere de onerosos procesos industriales para su obtención.
2. Reducción de la contaminación del aire y cambios climáticos originados por el venteo directo del gas natural a la atmósfera o por los gases generados cuando se lo quema en los mecheros.

3. Obtención de una combustión más limpia, lo que permite mantener en mejor estado las turbinas debido a que el gas natural no genera hollín como en el caso del diesel.
4. Disminución de la rapidez de agotamiento de los recursos hidrocarburíferos no renovables que posee el país, puesto que se puede aprovechar el gas natural como combustible sustituto de cualquier otro evitando que se quemara en los mecheros sin ningún beneficio.
5. Al utilizar gas natural en vez de diesel, se prescinde de tanques de almacenamiento, filtros, equipo de bombeo y la dedicación constante del personal de planta encargado de la recepción del combustible.
6. A diferencia del diesel, los gases derivados de la combustión del gas natural no contienen productos de azufre, lo cual hace que disminuyan los problemas de corrosión en los equipos componentes del sistema de combustión. Además, las interrupciones en el funcionamiento de la Central Eléctrica, relacionadas con las reparaciones de las partes sometidas a corrosión, no son muy frecuentes.
7. El gas natural se adapta muy bien a la combustión mixta con el

diesel, situación que es favorable ya que en el caso de que se interrumpa el suministro de gas, éste rápidamente puede ser reemplazado por el otro combustible.

CAPITULO II

2. PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL QUE SE PRODUCE EN GUANTA.

De la misma manera que el petróleo, el gas natural se origina por la descomposición de materias orgánicas y puede ocurrir como tal ya sea asociado con yacimientos de petróleo, en yacimientos de gas condensado o, en yacimientos de gas libre; siendo esta última la forma más común de encontrarlo en el mundo. Dependiendo de estos modos de ocurrencia y de la posición geográfica del país de procedencia, los elementos que lo conforman y el porcentaje en que intervienen varían muy ampliamente, lo cual ha hecho que se lo pueda clasificar como gas dulce o agrio, gas rico o pobre, según sea el caso.

Hablando particularmente del Campo Guanta, el gas natural es producido conjuntamente con el petróleo (por estar disuelto en él) y sus componentes químicos, propiedades y características más importantes

tales como peso específico, poder calorífico, contenido de contaminantes, entre otras, serán determinadas en el presente capítulo con el objeto de analizar su comportamiento como combustible y además para disponer de los parámetros básicos que se requieren en el diseño del sistema de captación y transporte.

2.1. Tipo de Yacimiento.

Los yacimientos de petróleo pueden ser caracterizados en función de los parámetros que comúnmente se miden en los fluidos que se encuentran almacenados en él, tales como: Densidad del líquido y gas, relación gas – petróleo, peso molecular, salinidad y densidad del agua, etc. Sin embargo, el método más adecuado de caracterizar un yacimiento es hacerlo en función de su presión y temperatura de fondo, con relación a la presión y temperatura del punto crítico, en un diagrama de fases del fluido total del yacimiento.

Este último principio será considerado en nuestro caso para definir el tipo de yacimiento, pero antes de eso, primeramente se describirán ciertos aspectos geológicos importantes que se deben conocer del Campo Guanta.

ESTRATIGRAFIA: La estratigrafía del Campo Guanta se haya representada por sedimentos que van desde el tope del Jurásico

(constituida por arcillolitas café rojizo, blanco, negro, masiva, semidura) hasta sedimentos recientes del Plioceno⁽²⁰⁾.

La columna litológica típica para el Campo se muestra en la **figura 2.1**, en la cual la serie prospectiva de edad cretácica está constituida por depósitos fluviales de las areniscas de la formación Hollín y los depósitos marinos de plataforma estable de la formación Napo⁽²⁰⁾.

Los intervalos arenosos productores de petróleo son varios y están clasificados tal como se indica en la **tabla IX**.

TABLA IX
FORMACIONES PRODUCTORAS DE PETROLEO DEL
CAMPO GUANTA

FORMACION	RESERVORIO	ARENISCA
TENA	Basal Tena	
NAPO	" U "	" U " superior
		" U " media
		" U " principal
	" T "	" T " superior
" T " principal		
HOLLIN	Hollín	Hollín superior
		Hollín principal

FUENTE: Subgerencia de Exploración y Desarrollo de PETROPRODUCCION.

ERA	CENOZOICO										DESCRIPCION
PERIODO	CRETACICO										
PISO	MAESTRICHTIANO - PALEOCENO										
FORMACION	T E N A										
MIEMBRO FORMACIONAL											
LITOLOGIA											
ESPESOR(m)	328 m.										
AMBIENTE	CONTINENTAL										
	<p>MESOZOICO</p> <p>CICLO-1 CICLO-2 CICLO-3 CICLO-4</p> <p>APTIANO - ALBIANO CENOMANIANO TURONIANO CONIACIANO - SANTONIANO</p> <p>HOLLIN N A P O</p> <p>GRUPO BASAL INFERIOR MEDIO SUPERIOR</p> <p>HP HS TP TS "B" U1 U2 CAL "A" CAL M-2 CAL M-1</p>										
	<p>75 m.</p> <p>CONT. TRANSICIONAL</p> <p>ARENISCA Qz, BLANCO LECHOSO, DELEZNA-BLE, GRANO MEDIO GRUESO, SUBANGULAR-SUBREDONDEADO, BUENA CLASIFICACION, CMTO. CALCAREO, GLAUCONITICA AL TOPE IMPREGNADA DE HC. AL TOPE.</p>										
	<p>21 m.</p> <p>CONTINENTAL</p> <p>ROCAS METAMORFICAS: ARCILLOLITAS CAFE ROJIZO BLANCO Y NEGRO MASIVA, SEMIDURA-DURA.</p>										
	<p>329 m.</p> <p>MARINO</p> <p>LUTITAS, CALIZAS INTERESTRATIFICADAS, CALIZAS FOSILIFERAS, LUTITAS, CALIZAS Y ARENISCAS CON PRESENCIA DE HIDROCARBUROS DE LOS PRINCIPALES RESERVORIOS "U" y "T"</p>										
	<p>328 m.</p> <p>CONTINENTAL</p> <p>ARCILLOLITA COLOR ROJO LADRILL CON VERRILLAS BLANCAS CALCAREAS, SUAVES, TRAZAS DE ANHIDRITA Y CALCITA</p>										

FIGURA 2.1. COLUMNA LITOLÓGICA TÍPICA DEL CAMPO GUANTA, POZO GUANTA - 01.

MECANISMOS DE EMPUJE: El Campo Guanta está limitado en un porcentaje por acuíferos laterales no muy activos. Los yacimientos " U " y " T " de la formación Napo están constituyendo un sistema gas disuelto – petróleo subsaturado por cuanto las presiones iniciales de 3750 psig y 4083 psig de " U " y " T " respectivamente, son mayores que la presión de saturación de 1400 psig y 1398 psig de " U " y " T " respectivamente⁽³⁾.

De acuerdo con el comportamiento de los yacimientos " U " y " T ", el mecanismo de empuje de éstos es una combinación de expansión del sistema roca – fluido dado por el sistema gas disuelto bajo saturado con entrada parcial de agua⁽³⁾.

AMBIENTE DEPOSICIONAL: Los reservorios " U " principal y " T " principal son los más productores del campo, se los define como de un medio de depósito marino somero a marino marginal, depositándose en forma de un canal de dirección aproximada NE – SO circundado de lutitas de prodelta con el desarrollo de barras de desembocadura en el Norte y Centro del Campo⁽²⁰⁾.

CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS BASADO EN EL DIAGRAMA DE FASES⁽¹¹⁾: Los diagramas de fases se construyen para cada tipo de hidrocarburo en particular y su finalidad es mostrar

los efectos que se producen en dicho fluido cuando las condiciones de presión y temperatura a las cuales se encuentra sometido son alteradas. Por tal motivo, en los reservorios de petróleo resulta más técnico caracterizar los diferentes tipos de yacimientos por la localización de su presión y temperatura inicial con respecto a la región de dos fases (líquido + gas), es decir, la región comprendida por la curva de burbujeo y la curva de rocío, **figura 2.2.**

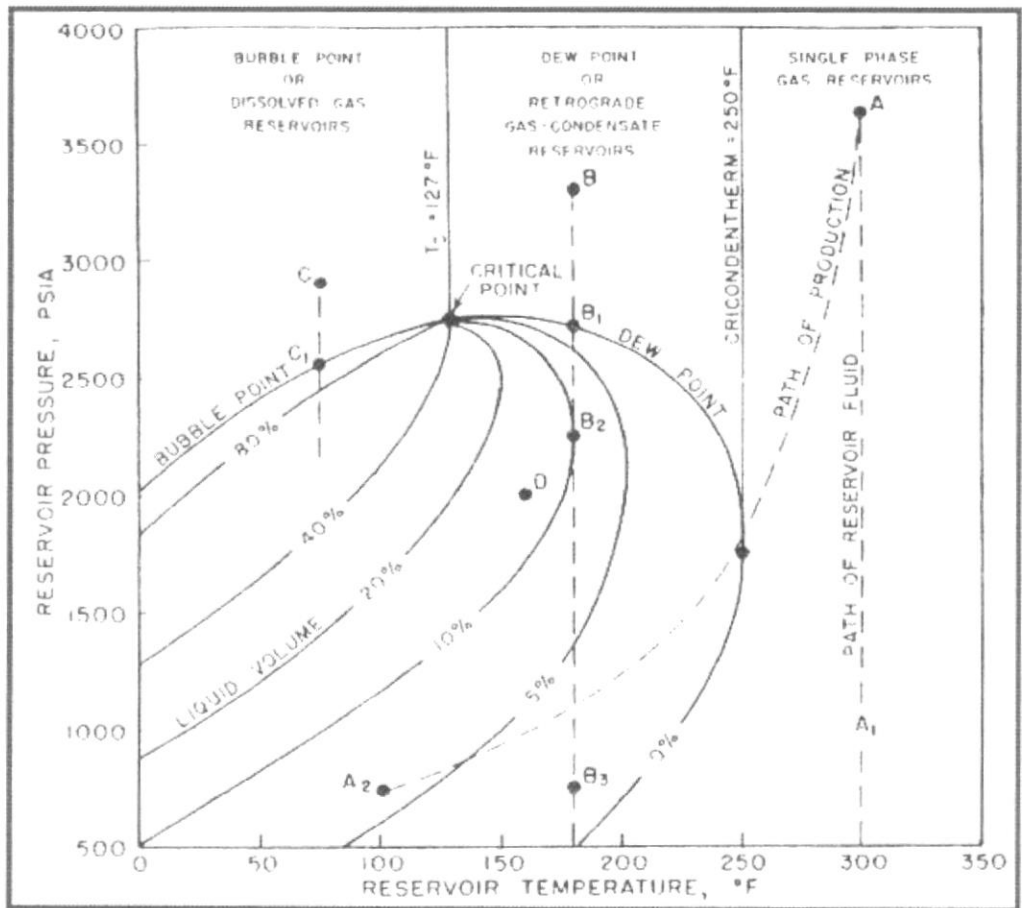


FIGURA 2.2. DIAGRAMA DE FASES TÍPICO DE UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS.

La figura anterior es un diagrama de fases típico de una mezcla particular de hidrocarburos puros. Allí podemos identificar cuatro tipos de yacimientos:

- 1) Yacimiento de gas (punto A).
- 2) Yacimiento de condensados (punto B).
- 3) Yacimiento de petróleo con gas en solución, saturado (punto C).
- 4) Yacimiento de dos fases, saturado (punto D).

El petróleo producido en el Campo Guanta básicamente proviene de tres formaciones: Basal Tena, Napo y Hollín. Cada una de ellas tiene profundidades, propiedades y parámetros petrofísicos diferentes por lo que de acuerdo al diagrama de fases quedarían clasificadas cualitativamente como yacimientos de petróleo con gas en solución (punto C de la figura 2.2).

2.2. Separación de Petróleo y Gas.

El proceso de separación de petróleo y gas en el campo se lleva a cabo en la estación de producción, en el sistema de separación, y es una operación que se realiza obligatoriamente para la producción de hidrocarburos líquidos. Consiste básicamente en hacer pasar por un equipo llamado separador, una corriente de fluido, denominada alimentación (fluido que sale del pozo), permitiendo que alcance

equilibrio a la presión y temperatura del separador⁽²⁵⁾.

La parte gaseosa y la parte líquida (petróleo + agua) se separan durante el paso del fluido a través de unas placas fijadas en la parte interna del separador y por diferencia de densidades, el gas se acumula en la parte superior mientras que el líquido lo hace en la parte inferior del recipiente⁽²⁵⁾.

La presión del separador depende principalmente de la presión con que llega el fluido desde el pozo y está sujeta a control directo por medio de instrumentos reguladores de presión. La temperatura del separador se determina generalmente por la temperatura del fluido entrante y la temperatura ambiente existente en la zona, teniendo en cuenta que aumenta durante el día y disminuye durante la noche. El control de estos dos parámetros es importante y se realiza con la finalidad de que el hidrocarburo líquido recobrado en el tanque a las condiciones del mismo sea máximo⁽²⁵⁾.

Varios separadores pueden ser operados en serie, cada uno recibe la fase líquida proveniente del separador que opera a la presión más elevada siguiente. Cada condición de presión y temperatura a la cual el gas y el líquido se separan se llama una etapa de separación. Esquemas de procesos de separación en dos y tres etapas se

ilustran en la **figura 2.3** y **figura 2.4** respectivamente. Puede notarse que un proceso usando un separador y un tanque de almacenamiento es un proceso de dos etapas, a menos que las condiciones de presión y temperatura de los dos sean idénticas.

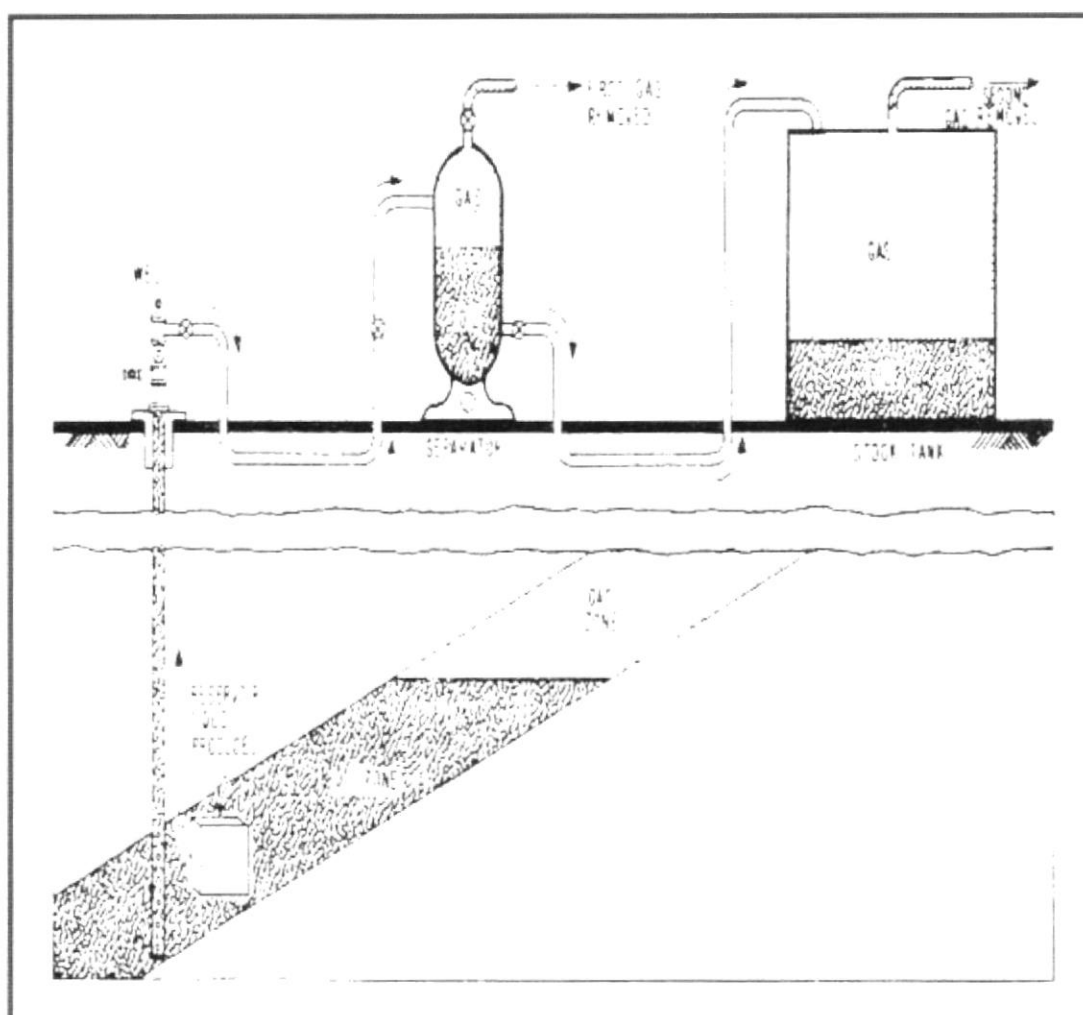


FIGURA 2.3. SISTEMA DE SEPARACION DE PETROLEO Y GAS NATURAL EN DOS ETAPAS.

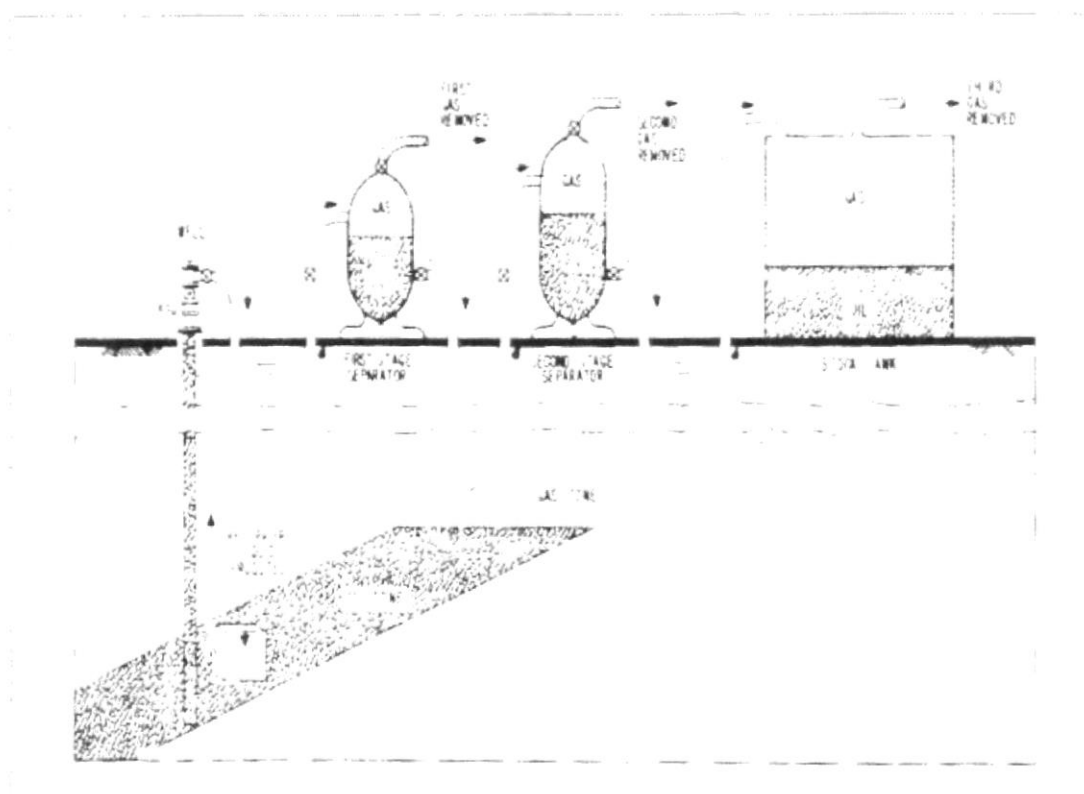


FIGURA 2.4. SISTEMA DE SEPARACION DE PETROLEO Y GAS NATURAL EN TRES ETAPAS.

Hablando particularmente del Campo Guanta, la separación del gas y el líquido se realiza en tres etapas; es decir, en un separador, en una bota de gas y en un tanque. El gas producido en el separador (que es de nuestro interés) fluye por una tubería, donde una parte se usa como combustible en dos generadores eléctricos y un calentador de agua, y la otra parte se dirige a los mecheros para ser quemado. El gas separado en la bota y en el tanque no es aprovechado por ser de baja presión y porque su volumen es pequeño, de modo que es transportado directamente al mechero.

2.3. Componentes Generales del Gas Natural.

En términos generales, el gas natural es una mezcla en proporciones variables de elementos de naturaleza tanto orgánica (parafinas) como inorgánica, los cuales pueden clasificarse como: Combustibles, diluyentes y contaminantes⁽²⁾.

COMBUSTIBLES: Son los hidrocarburos que van desde el Metano hasta el Heptano e incluso hidrocarburos más pesados. Normalmente el Metano es el constituyente de mayor proporción en la mezcla.

DILUYENTES: Son compuestos inertes, no combustibles, considerados como agentes que disminuyen el poder calorífico del gas natural. Los más comunes son: Dióxido de Carbono, Nitrógeno, Oxígeno, Vapor de Agua, Helio, Argón, Kriptón, Xenón, etc. Dependiendo de la concentración de estos compuestos, puede ser necesaria su remoción para cumplir con las especificaciones de calidad que debe tener el gas natural para su transporte y utilización.

CONTAMINANTES: Los contaminantes en el gas natural pueden causar daño (por efectos de corrosión) principalmente a las instalaciones metálicas que estén en contacto con el mismo. Para evitar aquello, y además para cumplir con las normas sanitarias que

existen internacionalmente, éstos deben ser eliminados o mantenidos a muy bajas concentraciones. Algunos de ellos tienen una acción tóxica y perjudicial para el medio ambiente. Los más comunes son: Nitrógeno, Oxígeno, Vapor de Agua, Sulfuro de Hidrógeno, Disulfuro de Carbono, Sulfuro de Carbonilo, Mercaptanos, Azufre orgánico y libre. Los sólidos que pueden presentarse en el gas se consideran como suciedad y al igual que el contenido líquido deben eliminarse para conformar un gas limpio.

En el análisis ordinario de una muestra de gas natural, el grupo de componentes orgánicos (parafínicos) representa normalmente más del 90 % en volumen y está formado por los siguientes compuestos: Metano, 60 – 90 %; Etano, 3 – 10 %; Propano, 1.5 – 6 %; Butano Normal e Isobutano, 0.5 – 4 %; Pentano Normal e Isopentano, 0.3 – 2 %; Hexanos, 0 – 1.5 y; Heptanos Plus, 0 – 1 %. Este último es un componente complejo y su denominación es adoptada para describir todo el remanente de componentes pesados, su peso es mayor que el de los Hexanos y debido a las ínfimas concentraciones en el gas, resulta difícil su identificación desde el punto de vista de laboratorio^{(2),(13)}.

El grupo de componentes inorgánicos (no hidrocarburos) aportan normalmente menos del 10 % en volumen en la muestra de gas y

están representados generalmente por: Dióxido de Carbono, 1 – 8 %; Sulfuro de Hidrógeno, 0 – 1 %; Nitrógeno, 0 – 3 %. Además de los compuestos anteriores también se encuentra presente en el gas natural cantidades variables de agua, la misma que no se incluye en los análisis de composición ya que éstos se realizan en base seca, dándose por descontado su presencia⁽²⁾.

2.3.1. Composición Química del Gas Natural.

Los gases naturales que se encuentran en el subsuelo se forman en diferentes espacios porosos – permeables bajo determinadas condiciones de presión y temperatura y están constituidos por una mezcla de varias sustancias gaseosas cuya composición química resultante es de carácter compleja, por lo que no es posible especificarla mediante un fórmula química ordinaria.

Esta complejidad ha obligado a realizar grandes esfuerzos por desarrollar métodos modernos de análisis de gases que permitan identificar y cuantificar con bastante exactitud todos los compuestos químicos que están presentes en una muestra de gas natural en particular. Uno de estos métodos es la cromatografía y actualmente es el más utilizado por la industria petrolera.

En el Campo Guanta, como no podría ser de otra manera, el gas natural que se produce en los separadores contiene una serie de gases puros los cuales están mezclados entre sí. Un adecuado manejo del mismo requiere del análisis previo de cada uno de sus componentes, por lo que, su composición química debe determinarse con anticipación, **tabla X**.

TABLA X
CROMATOGRAFIA DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN
LA ESTACION DEL CAMPO GUANTA

COMPONENTE	PORCENTAJE MOLAR (%)
Dióxido de Carbono (CO_2)	4.795
Nitrógeno (N_2)	1.511
Metano (CH_4)	68.607
Etano (C_2H_6)	13.719
Propano (C_3H_8)	6.387
Iso Butano ($i\text{C}_4\text{H}_{10}$)	1.258
Normal Butano ($n\text{C}_4\text{H}_{10}$)	2.134
Iso Pentano ($i\text{C}_5\text{H}_{12}$)	0.667
Normal Pentano ($n\text{C}_5\text{H}_{12}$)	0.484
Hexano (C_6H_{14})	0.438
Heptano (C_7H_{16})	0.0
TOTAL	100

FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Lago Agrio, PETROPRODUCCION.

NOTA: Gas que sale de los separadores. Realizada en Abril de 1999.

La importancia del conocimiento de todos estos componentes que ocurren en el gas natural radica en el hecho de que a través de las propiedades físicas y el porcentaje molar de cada

uno de ellos se puede determinar las propiedades físicas más comunes que permiten caracterizar la mezcla de gas.

2.3.2. Contenido de Contaminantes Permitidos Según Normas Establecidas.

En secciones anteriores se mencionó que el gas natural está compuesto por varias sustancias las cuales pueden agruparse ya sea como combustibles, diluyentes o contaminantes. Como nuestro único objetivo es aprovechar en las turbinas la energía calorífica que libera la parte combustible cuando se quema con el oxígeno del aire, lógicamente los diluyentes y contaminantes (no combustibles) presentes en el gas deben ser eliminados en su totalidad, o en el peor de los casos, mantenidos por debajo de ciertos niveles de concentración recomendados con la finalidad de cumplir con las especificaciones de calidad establecidas tanto por los organismos internacionales de manejo de gas como por los fabricantes de las turbinas.

De todos los elementos combustibles existentes en el gas natural, el Metano, Etano y Propano deben ser los compuestos cuyas fracciones molares predominen en la mezcla porque así se garantiza un mayor rendimiento de energía en la combustión⁽²⁾.

Los compuestos de Azufre presentes en el gas deben ser controlados para prevenir la corrosión, toxicidad y contaminación ambiental al ser quemado. El contenido de Dióxido de Carbono en bajas concentraciones ordinariamente no reviste problemas graves; sin embargo, cuando está presente en cantidades que disminuye apreciablemente el poder calorífico del gas, es recomendable su remoción para cumplir las especificaciones de calidad⁽²⁾.

Los compuestos de Azufre y Dióxido de Carbono se vuelven más corrosivos en presencia de agua libre; de allí que, su eliminación tiene mucha importancia cuando se prevé estas condiciones.

Los líquidos del gas natural (petróleo, agua, etc.) y sólidos en general son considerados como impurezas y tienen que ser eliminados previamente, en filtros o " scrubbers ", para evitar problemas operacionales tanto en el sistema de captación y transporte como en las unidades de generación eléctrica (turbinas).

El contenido de vapor de agua en el gas natural se debe controlar para prevenir la condensación en la tubería

(depositándose en tramos bajos), corrosión interna (por presencia de H_2S y CO_2) y la formación de hidratos cuando se tiene bajas temperaturas. Generalmente se recomienda como máximo 6 libras de agua por cada millón de pies cúbicos de gas a condiciones normales⁽⁷⁾.

El efecto de todos estos contaminantes, diluyentes e impurezas presentes en el gas natural es de carácter negativo y se refleja principalmente en el valor calorífico del mismo, teniéndose que a mayores concentraciones, menor capacidad tendrá el gas para liberar energía útil.

De acuerdo a estudios realizados, las turbinas " Ruston " operan eficientemente siempre y cuando el gas natural cumpla con los requisitos de calidad de la **tabla XI**. Por lo tanto, el gas que se va a captar en la estación de producción del Campo Guanta deberá ajustarse a éstos parámetros para que sea considerado su uso apto como combustible en la generación de electricidad.

TABLA XI
CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL PARA UN
CORRECTO FUNCIONAMIENTO DE LAS TURBINAS

CARACTERISTICA	CANTIDAD
Poder Calorífico Bruto	950 – 1250 BTU / SCF
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	Máximo 3 % en Volumen
Dióxido de Carbono (CO ₂)	Máximo 5 % en Volumen
Sodio (Na)	Máximo 1 PPM
Agua (H ₂ O)	0 %
Hidrocarburos y Contaminantes Sólidos	Máximo 20 PPM

FUENTE: Departamento Eléctrico de PETROPRODUCCION.

2.4. Peso Molecular Aparente del Gas Natural.

Cuando se trata de mezclas de gases, generalmente no se habla de peso molecular en el mismo sentido que los compuestos puros, ya que una mezcla no se puede representar con una fórmula química sencilla por el hecho de estar conformada por moléculas de varios tamaños con diferentes pesos moleculares. Sin embargo, para las diversas aplicaciones su comportamiento puede estudiarse considerando el denominado peso molecular aparente, M_a .

El peso molecular aparente de un gas natural, formado por " n " componentes, puede calcularse a partir de la fracción molar y pesos moleculares individuales de cada componente, mediante la siguiente ecuación matemática⁽²⁵⁾:

$$Ma = \sum_{i=1}^n (Y_i)(M_i) \dots\dots\dots EC. (2.1)$$

Donde:

M_a : Peso molecular aparente de la mezcla de gas, $lb_m / lb_m\text{-mol}$.

M_i : Peso molecular del componente " i " de la mezcla de gas.

Y_i : Fracción molar del componente " i " de la mezcla de gas.

n : Número de componentes en la mezcla de gas.

Aplicando la ecuación (2.1), se puede determinar el peso molecular aparente del gas natural producido en el Campo Guanta. Los cálculos se detallan en la **tabla XII**.

TABLA XII

**CALCULO DEL PESO MOLECULAR APARENTE DEL GAS
NATURAL PRODUCIDO EN EL CAMPO GUANTA**

COMPONENTE	FRACCION MOLAR (Y_i)	PESO MOLECULAR (M_i)	Ma $\Sigma (Y_i \times M_i)$
CO ₂	0.04795	44.010	2.110
Nitrógeno	0.01511	28.016	0.423
Metano	0.68607	16.043	11.007
Etano	0.13719	30.070	4.125
Propano	0.06387	44.097	2.816
i-Butano	0.01258	58.124	0.731
n-Butano	0.02134	58.124	1.240
i-Pentano	0.00667	72.151	0.481
n-Pentano	0.00484	72.151	0.349
Hexano	0.00438	86.178	0.377
Heptano	0.0	100.205	0.0
TOTAL	1		23.659

REALIZADO POR: Rommel Alvarado T.

2.5. Gravedad Específica del Gas Natural.

La gravedad específica de un gas o de una mezcla de gases en general, γ_g , es definida como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire seco, cuando ambas son medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura; es decir⁽¹¹⁾:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \dots\dots\dots EC. (2.2)$$

Donde:

γ_g : Gravedad específica del gas natural.

ρ_g : Densidad del gas natural, lb_m / ft^3 .

ρ_{aire} : Densidad del aire, lb_m / ft^3 .

Modelando el comportamiento del gas y del aire como gases ideales a condiciones estándar (14.65 psia y 60 °F), la ecuación (2.2) puede ser expresada como:

$$\gamma_g = \frac{M_a}{M_{aire}} \dots\dots\dots EC. (2.3)$$

Donde:

M_a : Peso molecular aparente del gas natural, $lb_m / lb_m\text{-mol}$.

M_{aire} : Peso molecular del aire, 28.9625 $lb_m / lb_m - mol$.

Aunque la ecuación (2.3) es derivada bajo la asunción de un gas ideal a condiciones estándar, su uso como una definición para gases reales es común en la industria del gas natural.

Una vez conocido el peso molecular aparente del gas natural producido en el Campo Guanta, y haciendo uso de la ecuación (2.3), se tiene finalmente que su gravedad específica es:

$$\gamma_g = \frac{23.659}{28.9625}$$

$$\gamma_g = 0.817$$

Este parámetro es muy importante para el dimensionado de tuberías y el cálculo de la potencia del compresor puesto que nos permite caracterizar el gas que fluirá por el gasoducto.

2.6. Factor de Compresibilidad del Gas Natural.

El factor de compresibilidad, Z, es una cantidad adimensional que se usa en la industria del gas natural para corregir el comportamiento ideal de los gases ($Z = 1$) a su comportamiento real, por medio de la ecuación de estado $PV = nZRT$. El factor de compresibilidad es función de la presión, temperatura y composición química del gas; puede ser menor a uno, uno, o mayor a uno. Por definición, es la

razón del volumen que ocupa un gas a determinada presión y temperatura, al volumen que ocuparía ese mismo gas si se comportara como ideal^{(9),(25)}. Generalmente varía entre 0.7 y 1.2.

Para determinar el factor de compresibilidad de mezclas de gases, como el caso del gas natural, se ha introducido el concepto de presión y temperatura pseudocrítica. Estas dos propiedades pueden ser calculadas a partir de una serie de reglas de combinación, siendo la de Stewart la que arroja resultados más exactos, siempre y cuando no exista en la mezcla de gas la presencia de H₂S y CO₂. Las ecuaciones que ha desarrollado son⁽²¹⁾:

$${}_s T_C = K^2 / J \quad \dots\dots\dots EC. (2.4)$$

$${}_s P_C = {}_s T_C / J \quad \dots\dots\dots EC. (2.5)$$

Donde:

$$J = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^n \left(\frac{Y T_C}{P_C} \right)_i + \frac{2}{3} \left[\sum_{i=1}^n \left(Y \sqrt{\frac{T_C}{P_C}} \right)_i \right]^2 \quad \dots\dots\dots EC. (2.6)$$

$$K = \sum_{i=1}^n \left(\frac{Y T_C}{\sqrt{P_C}} \right)_i \quad \dots\dots\dots EC. (2.7)$$

Siendo:

J : Parámetro de cálculo; °R / psia.

K : Parámetro de cálculo; °R / psia^{1/2}.

T_{ci} : Temperatura crítica del componente " i " del gas; °R.

P_{ci} : Presión crítica del componente " i " del gas; psia.

Y_i : Fracción molar del componente " i " del gas.

n : Número de componentes en la mezcla de gas.

sT_C : Temperatura pseudocrítica del gas; °R.

sP_C : Presión pseudocrítica del gas; psia.

Si en el gas natural existe la presencia de los contaminantes H₂S y CO₂, los valores de presión y temperaturas pseudocríticas son modificados por medio de un factor de ajuste, ξ , desarrollado por Wichert y Aziz, el mismo que puede ser obtenido de la **figura 2.5** ó por medio de la siguiente ecuación⁽²⁵⁾:

$$\xi = 120 (A^{0.9} - A^{1.6}) + 15 (B^{0.5} - B^4) \dots\dots\dots EC. (2.8)$$

Donde:

ξ : Factor de ajuste por presencia de H₂S y CO₂; °R.

A : Fracción molar de CO₂ + H₂S.

B : Fracción molar del H₂S.

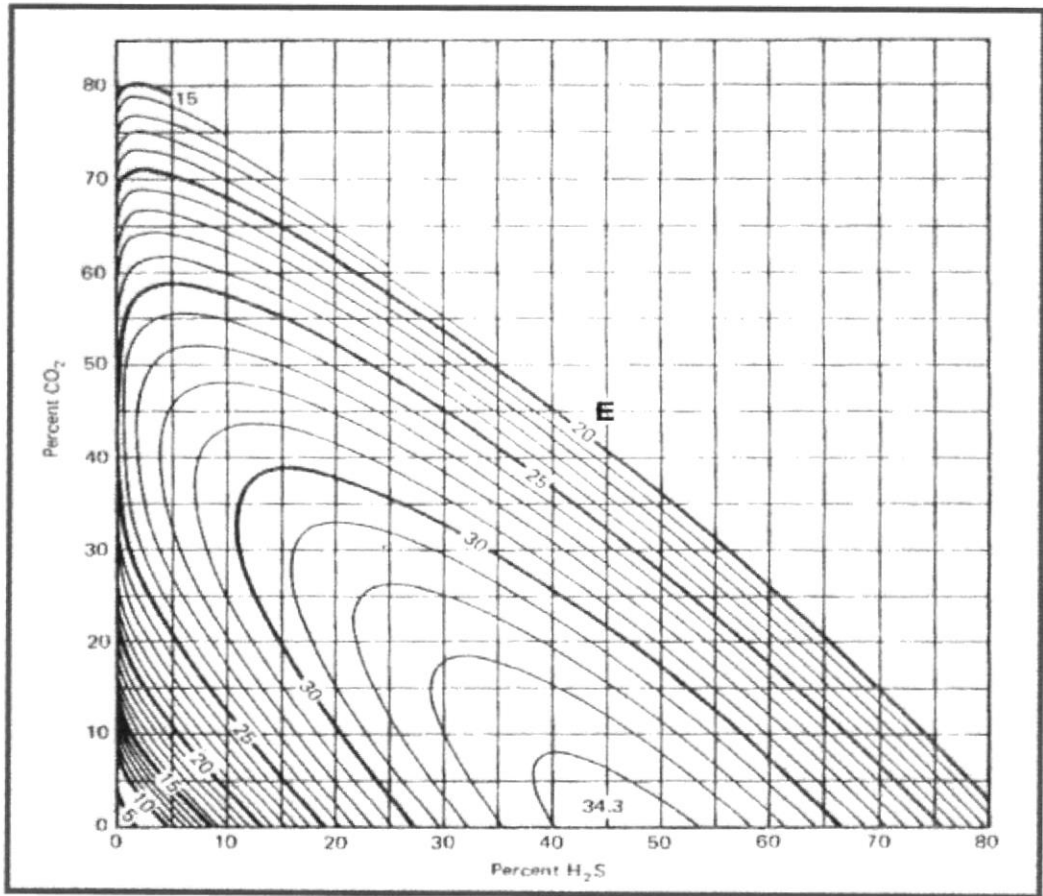


FIGURA 2.5. FACTOR DE AJUSTE DE LA TEMPERATURA Y PRESION SEUDOCRITICA DEL GAS POR PRESENCIA DE H₂S Y CO₂.

Por lo tanto, las ecuaciones (2.4) y (2.5) corregidas por el factor ξ quedarían⁽²¹⁾:

$${}_sT_c' = {}_sT_c - \xi \dots\dots\dots EC.(2.9)$$

$${}_sP_c' = \frac{({}_sP_c)({}_sT_c')}{[{}_sT_c + B(1 - B)\xi]} \dots\dots\dots EC.(2.10)$$

Las ecuaciones (2.9) y (2.10) fueron desarrolladas para gases bajo el siguiente rango de condiciones⁽²¹⁾:

$$154 < P \text{ (psia) } < 7026$$

$$40 < T \text{ (} ^\circ\text{F) } < 300$$

$$0 < \text{CO}_2 \text{ (\% molar) } < 54.56$$

$$0 < \text{H}_2\text{S (\% molar) } < 73.85$$

Además, si el gas natural contiene Nitrógeno y Vapor de Agua, las ecuaciones (2.9) y (2.10) deben ser corregidas por la presencia de estos dos componentes, obteniendo⁽²¹⁾:

$${}_s T_C'' = \frac{\left({}_s T_C' \right) - (227.2) Y_{N_2} - (1165) Y_{H_2O}}{(1 - Y_{N_2} - Y_{H_2O})} + {}_s T_{C,Corr} \dots EC. (2.11)$$

$${}_s P_C'' = \frac{\left({}_s P_C' \right) - (493.1) Y_{N_2} - (3200) Y_{H_2O}}{(1 - Y_{N_2} - Y_{H_2O})} + {}_s P_{C,Corr} \dots EC. (2.12)$$

Donde:

$${}_s P_{C,Corr} = (-162) Y_{N_2} + (1270) Y_{H_2O} \dots EC. (2.13)$$

$${}_s T_{C,Corr} = (-246.1) Y_{N_2} + (400) Y_{H_2O} \dots EC. (2.14)$$

TABLA XIII

CALCULO DE LAS PROPIEDADES SEUDOCRITICAS DEL GAS NATURAL DEL CAMPO GUANTA

COMPON.	FRACCION MOLAR (Y _i)	TEMP. CRIT. T _{ci} (°R)	PRES. CRIT. P _{ci} (psia)	(Y T _c / P _c) _i	[Y (T _c / P _c) ^{1/2}] _i	[Y T _c / (P _c) ^{1/2}] _i
CO ₂	0.04795	547.58	1071.0	0.0245	0.0343	0.802
Nitrógeno	0.01511	227.16	493.0	0.00697	0.0103	0.155
Metano	0.68607	343.0	666.4	0.353	0.492	9.116
Etano	0.13719	549.59	706.5	0.107	0.121	2.837
Propano	0.06387	665.73	616.0	0.0690	0.0664	1.713
i-Butano	0.01258	734.13	527.9	0.0175	0.0148	0.402
n-Butano	0.02134	765.29	550.6	0.0297	0.0252	0.696
i-Pentano	0.00667	828.77	490.4	0.0113	0.00867	0.250
n-Pentano	0.00484	845.47	488.6	0.00837	0.00636	0.185
Hexano	0.00438	913.27	436.9	0.00915	0.00633	0.191
Heptano	0.0	972.37	396.8	0.0	0.0	0.0
TOTAL	1			0.636	0.783	16.347

J = 0.621	K = 16.347	$sT_c = 430.31$ °R	$sP_c = 692.93$ psia
-----------	------------	--------------------	----------------------

$\xi = 6.866$ °R	$sT'_c = 423.44$ °R	$sP'_c = 681.87$ psia
------------------	---------------------	-----------------------

$sT_{c,corr} = -3.719$ °R	$sP_{c,corr} = -2.448$ psia	$sT''_c = 422.73$ °R	$sP''_c = 682.32$ psia
---------------------------	-----------------------------	----------------------	------------------------

REALIZADO POR: Rommel Alvarado T.

Una vez calculadas las propiedades pseudocríticas del gas, ecuaciones (2.11) y (2.12), el factor de compresibilidad, Z, a cualquier presión y temperatura puede ser determinado en base al teorema de Estados Correspondientes, el cual utiliza el concepto de presión y temperatura pseudoreducidas, las mismas que se definen como⁽²¹⁾:

$${}_s P_R = P / {}_s P_C'' \dots\dots\dots EC. (2.15)$$

$${}_s T_R = T / {}_s T_C'' \dots\dots\dots EC. (2.16)$$

Donde:

P : Presión a la cual se desea determinar " Z " ; psia.

T : Temperatura a la cual se desea determinar " Z " ; °R.

${}_s P_R$: Presión pseudoreducida.

${}_s T_R$: Temperatura pseudoreducida.

En la actualidad se disponen de varios métodos para la determinación del factor de compresibilidad de un gas. El más popular es el propuesto por Standing – Katz, el mismo que utiliza la correlación presentada en la **figura 2.7**, donde " Z " está en función de ${}_s P_R$ y ${}_s T_R$ ⁽⁷⁾.

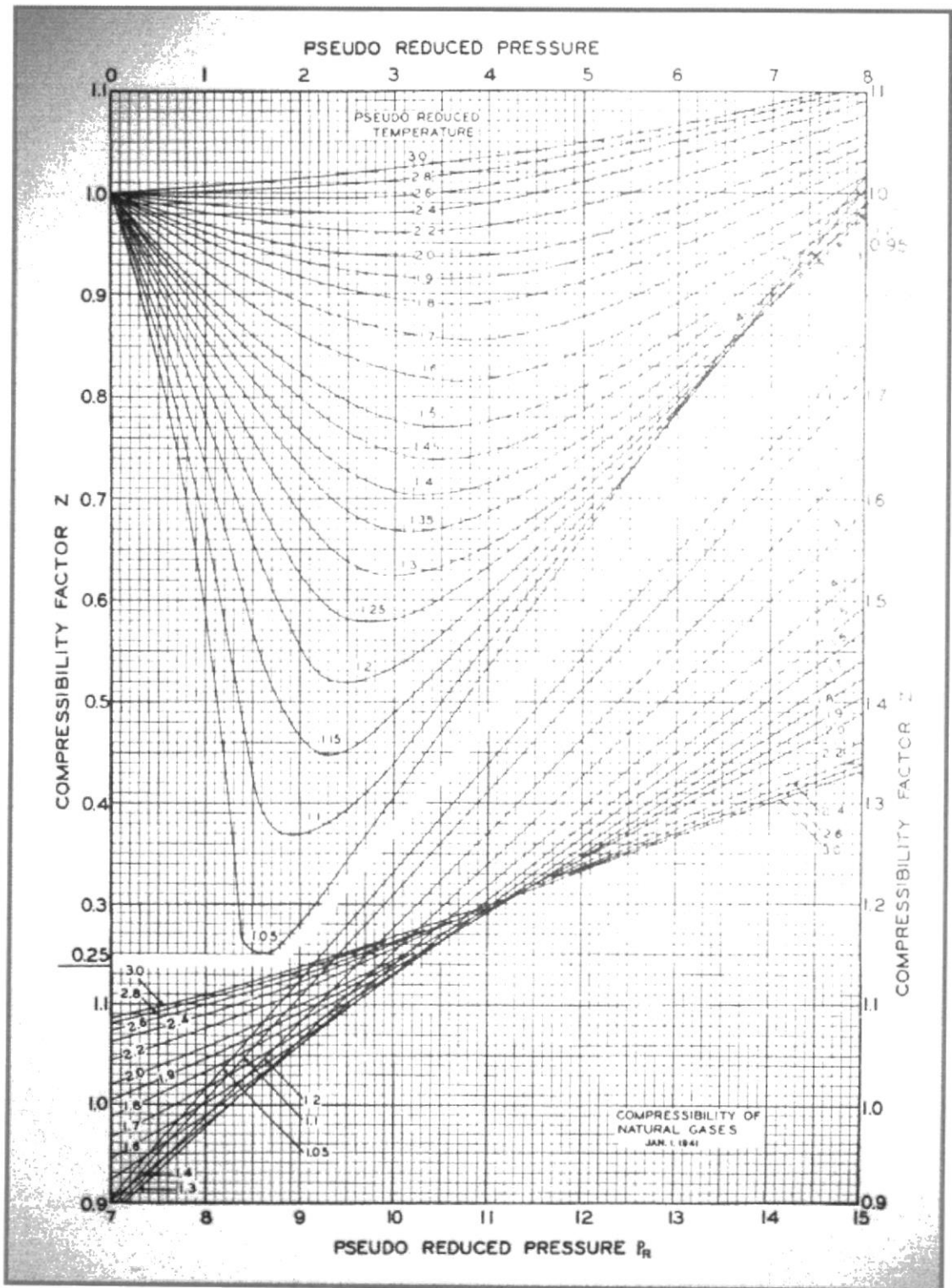


FIGURA 2.7. COMPRESIBILIDAD DE GASES NATURALES EN FUNCION DE PRESION Y TEMPERATURA REDUCIDA.

Para el gas natural del Campo Guanta, el valor de " Z " se determinará usando este método, dependiendo de la presión y temperatura a la que se encuentre.

2.7. Poder Calorífico del Gas Natural.

El poder calorífico, denominado también valor o potencia calorífica, es una característica importante del gas natural y su precio como combustible depende de dicha propiedad. Se lo define como el calor liberado al quemarse completamente un volumen unitario del gas bajo determinadas condiciones de presión y temperatura^{(2),(25)}. Generalmente se lo expresa a condiciones estándar, en unidades de BTU / SCF o BTU / lb_m.

Se conocen dos tipos de poder calorífico: Poder calorífico neto o inferior; y poder calorífico bruto, total o superior. El primero se define como el calor liberado al quemar un volumen unitario de gas bajo determinadas condiciones de presión y temperatura, considerando que el agua formada durante la combustión permanece en estado de vapor. En cambio, el poder calorífico bruto considera que el agua formada durante la combustión se recoge en estado líquido. La diferencia entre estos dos valores representa la cantidad de calor necesario para transformar el agua líquida a vapor.

Conocida la composición química de un gas natural a través de un análisis cromatográfico, se puede calcular su poder calorífico en base al poder calorífico de cada una de las sustancias puras que estén presentes. Para aquello, la fracción molar de cada hidrocarburo puro es multiplicada por su respectivo poder calorífico y la suma de todos los productos es finalmente el poder calorífico del gas natural⁽²⁵⁾. Esto es:

$$PC = \sum_{i=1}^n (Y_i)(PC_i) \dots\dots\dots EC. (2.17)$$

Donde:

PC : Poder calorífico del gas natural; BTU / SCF.

Y_i : Fracción molar del componente " i " del gas natural.

PC_i : Poder calorífico del componente " i " del gas; BTU / SCF.

n : Número de componentes en la mezcla de gas.

Haciendo uso de la ecuación (2.17), los cálculos necesarios para determinar el poder calorífico a condiciones estándar del gas natural producido en el Campo Guanta se muestra en la **tabla XIV**.

TABLA XIV
CALCULO DEL PODER CALORIFICO DEL GAS NATURAL
PRODUCIDO EN EL CAMPO GUANTA

COMPON.	FRACCION MOLAR (Y _i)	P.C. NETO PCN _i (BTU / SCF)	P.C. BRUTO PCB _i (BTU / SCF)	PC. NETO (Y _i) x (PCN _i) (BTU / SCF)	PC. BRUTO (Y _i) x (PCB _i) (BTU / SCF)
CO ₂	0.04795	0.0	0.0	0.0	0.0
Nitrógeno	0.01511	0.0	0.0	0.0	0.0
Metano	0.68607	909.1	1016.0	623.71	697.05
Etano	0.13719	1617.8	1769.6	221.95	242.77
Propano	0.06387	2315.9	2517.2	147.92	160.77
i-Butano	0.01258	3001.0	3252.6	37.75	40.92
n-Butano	0.02134	3010.5	3262.3	64.25	69.62
i-Pentano	0.00667	3697.9	4000.9	24.66	26.69
n-Pentano	0.00484	3706.8	4008.9	17.94	19.40
Hexano	0.00438	4403.9	4756.1	19.29	20.83
Heptano	0.0	5100.3	5502.8	0.0	0.0
TOTAL	1			1157.47	1278.05

REALIZADO POR: Rommel Alvarado T.

Para obtener el poder calorífico del gas a cualquier presión y temperatura, se divide el poder calorífico calculado a condiciones estándar, para el factor de compresibilidad " Z " , determinado a la presión y temperatura requerida.

2.8. Calor Específico del Gas Natural.

El calor específico de un gas natural es función de la temperatura y de su composición química, y se lo define como la capacidad que tiene una unidad de masa de gas para absorber o liberar calor cuando su temperatura aumenta o disminuye respectivamente en

la unidad. Se lo determina ya sea manteniendo la presión constante y el volumen variable, designado por C_p ; o viceversa, C_v . También se suele usar el calor específico molar del gas y en este caso, se multiplica el calor específico por su peso molecular, obteniéndose unidades de $\text{BTU} / \text{lb}_m - \text{mol} / ^\circ\text{R}$ (**apéndice A**)⁽²²⁾.

Conociendo la temperatura y la composición de un gas natural, sus calores específicos pueden computarse haciendo uso de la teoría de fracciones molares, bajo el supuesto de que todos los componentes absorben calor independientemente unos de los otros^{(2),(22)}. Las ecuaciones que se utilizan son:

$$MC_p = \sum_{i=1}^n (Y_i) (MC_{p_i}) \dots\dots\dots EC. (2.18)$$

$$MC_v = MC_p - 1.99 \dots\dots\dots EC. (2.19)$$

Donde:

MC_p : Calor específico molar del gas a presión constante;
 $\text{BTU} / \text{lb}_m - \text{mol} / ^\circ\text{R}$.

MC_v : Calor específico molar del gas a volumen constante;
 $\text{BTU} / \text{lb}_m - \text{mol} / ^\circ\text{R}$.

MC_{p_i} : Calor específico molar del componente " i " del gas;
 $\text{BTU} / \text{lb}_m - \text{mol} / ^\circ\text{R}$.

Y_i : Fracción molar del componente " i " del gas natural.

n : Número de componentes en la mezcla de gas.

Para el caso del Campo Guanta, los calores específicos molares del gas natural se calcularán a 100 °F, que es la temperatura promedio de salida del gas de los separadores. Los resultados se muestran en la **tabla XV**.

TABLA XV
CALCULO DEL CALOR ESPECIFICO MOLAR DEL GAS
NATURAL PRODUCIDO EN EL CAMPO GUANTA

COMPON.	FRACCION MOLAR (Y_i)	MCp_i (BTU / lb _m - mol / °R)	MCp $\Sigma (Y_i) \times (MCp_i)$ (BTU / lb _m - mol / °R)
CO ₂	0.04795	9.004	0.432
Nitrógeno	0.01511	6.956	0.105
Metano	0.68607	8.651	5.935
Etano	0.13719	12.95	1.777
Propano	0.06387	18.17	1.161
i-Butano	0.01258	23.95	0.301
n-Butano	0.02134	24.07	0.514
i-Pentano	0.00667	29.42	0.196
n-Pentano	0.00484	29.70	0.144
Hexano	0.00438	35.36	0.155
Heptano	0.0	41.01	0.0
TOTAL	1		10.72

REALIZADO POR: Rommel Alvarado T.

La importancia del cálculo de los calores específicos de un gas radica en el hecho de que en muchas de las ecuaciones de

compresión surge la necesidad de determinar la relación C_p / C_v , conocida como coeficiente adiabático o factor " K ". Entonces, de los datos de la **tabla XV** y la ecuación (2.19) se tiene que:

$$MC_v = MC_p - 1.99 = 10.72 - 1.99 = 8.73 \frac{BTU}{lb_m - mol - ^\circ R}$$

$$K = \frac{MC_p}{MC_v} = \frac{10.72}{8.73}$$

$$K = 1.23$$

Para facilitar los cálculos, valores de " K " a otras temperaturas pueden ser determinados con ayuda de la figura del **apéndice B**⁽²²⁾.

2.9. Viscosidad del Gas Natural.

La viscosidad del gas natural, μ_g , es una propiedad usada principalmente en cálculos de flujo por tuberías y expresa la resistencia al movimiento de la masa debido a la fricción interna que se produce al rozar una molécula con otra. Es un parámetro que depende de la presión, temperatura y composición del gas en estudio⁽⁷⁾.

Existen dos valores de viscosidad: Viscosidad absoluta o dinámica y viscosidad cinemática, siendo ésta última la viscosidad absoluta

dividida para la densidad del gas. Las unidades de medida más usadas en la industria petrolera son el Poise para la viscosidad absoluta y el Stoke para la viscosidad cinemática.

La viscosidad de los gases naturales rara vez se determina en el laboratorio, ya que se puede estimar con bastante precisión a partir de las correlaciones desarrolladas por Carr, Kobayashi y Burrows, **figuras 2.8 y 2.9**, las cuales hacen uso de las propiedades pseudocríticas del fluido⁽⁷⁾.

Así pues, dado un gas natural cualquiera y caracterizado por su composición química, la viscosidad del mismo a una atmósfera de presión y a cualquier temperatura puede ser estimada con ayuda de la **figura 2.8**. En caso de existir la presencia de N_2 , H_2S y CO_2 , el mismo gráfico proporciona correcciones en función de la gravedad específica del gas.

Como el gas natural no es utilizado únicamente a la presión de una atmósfera, las correcciones por presión son realizadas con la **figura 2.9**, la misma que requiere del cálculo previo de la presión y temperatura seudoreducida del gas.

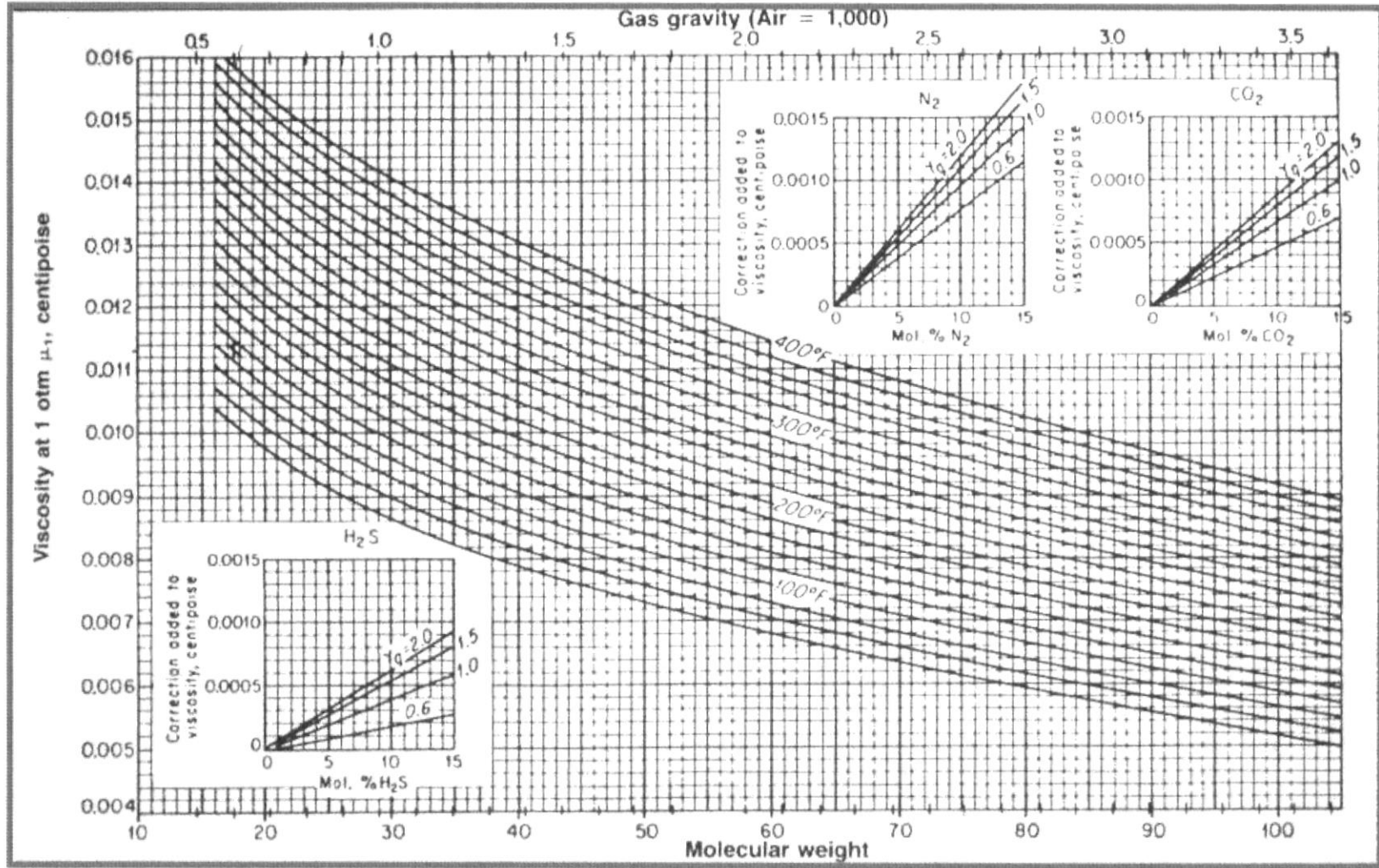


FIGURA 2.8. VISCOSIDAD DE GASES NATURALES A UNA ATMOSFERA DE PRESION.

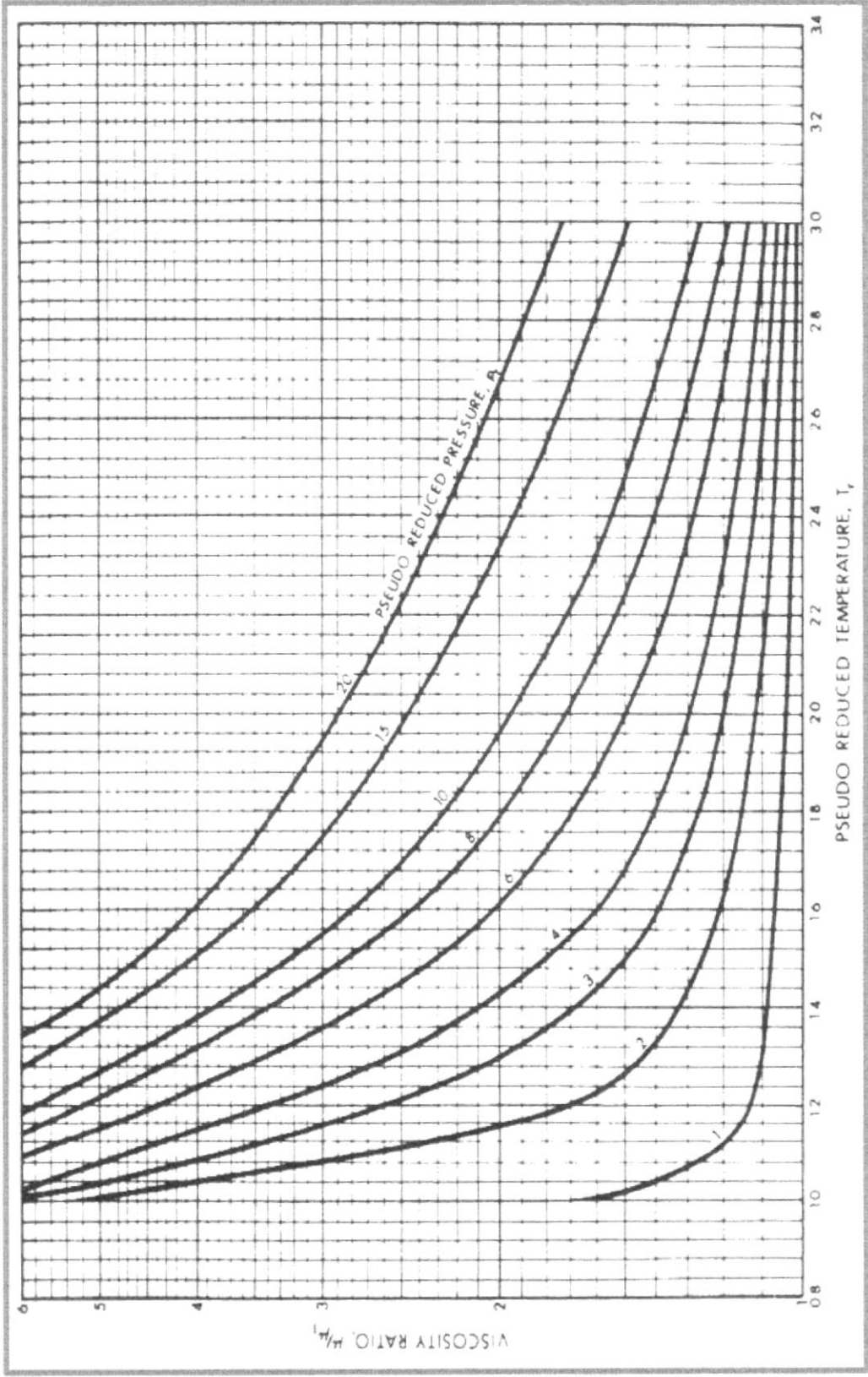


FIGURA 2.9. VISCOSIDAD DE GASES NATURALES CORREGIDA POR PRESION.

2.10. Relación Gas Disuelto – Petróleo.

La relación gas disuelto – petróleo, o solubilidad del gas, R_S , es un parámetro fundamental de un yacimiento y expresa la cantidad de gas a condiciones estándar que se encuentra en solución en un barril normal de petróleo, cuando ambos son sometidos a determinadas condiciones de presión y temperatura⁽²⁵⁾. Es un valor que depende, además de la presión y de la temperatura, de la composición del gas y del petróleo.

Como el volumen de petróleo crudo aumenta considerablemente debido al gas en solución, es por esta razón que el valor de R_S se refiere por lo general a una unidad de petróleo fiscal, expresándose la relación en unidades de SCF / STB.

Tomando muestras de fondo de un crudo en particular, los valores de R_S en función de la presión y temperatura pueden ser obtenidos en el laboratorio mediante un análisis PVT, usando el proceso de liberación diferencial. Cuando no se dispone de análisis de laboratorio, a menudo se estima R_S con bastante exactitud por medio de correlaciones especificando solamente ciertas propiedades puntuales tanto del petróleo como del gas en cuestión. También en muchos casos, R_S se estima ya sea de yacimientos vecinos o asumiendo que la relación gas – petróleo

en la prueba inicial de producción es la relación gas – petróleo en solución inicial del yacimiento^{(6),(11),(25)}.

En la explotación inicial de un campo petrolífero, conocer cuánto gas está asociado con el petróleo es de importancia porque permite diseñar las facilidades de producción y sobre todo planificar un adecuado aprovechamiento del gas una vez liberado en los separadores.

En vista de que no se dispone de estudios PVT para todos los yacimientos del Campo Guanta, en la **figura 2.10** se presenta el comportamiento de R_s en función de la presión únicamente para la arenisca " U " y " T "⁽²³⁾.

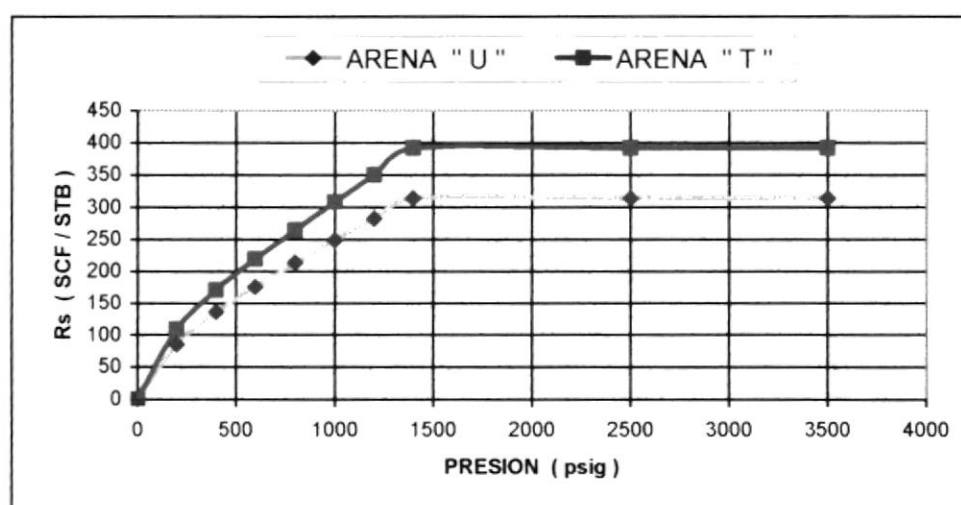


FIGURA 2.10 COMPORTAMIENTO DE R_s CON LA PRESION PARA YACIMIENTOS DEL CAMPO GUANTA.

2.11. Relación Gas – Petróleo de Producción.

La relación gas – petróleo de producción, GOR, medida a cualquier tiempo en particular, se define como la razón de los pies cúbicos estándar, SCF, de gas que están siendo producidos a ese tiempo cualquiera con respecto a los barriles de petróleo que están siendo producidos a ese mismo tiempo en el tanque de almacenamiento, STB⁽²⁵⁾.

Los SCF de gas que se están produciendo pueden provenir solo del gas que está en solución o del gas libre más el gas de solución, de allí que, el valor del GOR es constante e igual a R_s siempre y cuando la presión del yacimiento se encuentre por arriba de la presión de saturación o burbujeo, lo cual sucede al inicio de la producción de un pozo. Una vez que la presión de saturación es alcanzada, se comienza a formar gas libre en el yacimiento.

A diferencia del R_s , el GOR de producción es medido en superficie y su valor depende principalmente de la presión y temperatura a la cual está operando el separador; por eso, la selección óptima de estos dos últimos parámetros es importante si se quiere obtener la máxima recuperación de petróleo y la mínima producción de gas (valores de relación gas – petróleo

bajos). La ecuación que se utiliza para determinar el GOR de producción es:

$$GOR = \frac{Q_g}{Q_o} \dots\dots\dots EC. (2.20)$$

Donde:

GOR : Relación gas – petróleo de producción; SCF / STB.

Q_g : Tasa de producción de gas; SCF / día.

Q_o : Tasa de producción de petróleo; STB / día.

En las estaciones de producción de petróleo, el GOR puede ser medido en cada etapa de separación. En el Campo Guanta, el petróleo se separa del gas en tres etapas. La primera etapa la constituye el separador, en él se libera la mayor cantidad de gas natural y en la actualidad solamente allí se está cuantificando la producción. En la segunda y tercera etapa de producción (bota de gas y tanque) se separa el remanente de gas que no fue liberado en el separador; pero, esta cantidad es mínima y actualmente no se está midiendo.

Teniendo en cuenta esto, en la **tabla XVI** se presentan el GOR por pozo y el GOR promedio del Campo Guanta, los mismos que son obtenidos aplicando la ecuación (2.20).

TABLA XVI
RELACION GAS – PETROLEO DE PRODUCCION (GOR)
DEL CAMPO GUANTA

POZO	ARENA	PETROLEO (BPD)	GAS (MSCFPD)	GOR (SCF / STB)
GTA - 01	U	591	212	359
GTA - 02	U	340	158	.465
GTA - 03	Hollín	1023	27	27
GTA - 04	T	550	103	187
GTA - 05	U + B.T.	153	135	882
GTA - 06	U + B.T.	211	33	156
GTA - 08	B.T.	133	23	173
GTA - 09	B.T.	162	27	167
GTA - 10	U	274	141	515
GTA - 11	U	248	29	117
GTA - 12	U + T	203	28	138
GTA - 15	H _{Sup.}	630	36	57
TOTAL		4518	952	211

FUENTE: PETROPRODUCCION.

NOTA: Producción reportada el 23 DE MAYO DE 2002.

CONTENIDO LIQUIDO DEL GAS NATURAL: El contenido líquido del gas natural, también conocido con el nombre de " Riqueza del gas " , se define como el número de galones de líquido que pueden obtenerse de 1000 pies cúbicos estándar de gas. Se expresa generalmente por el símbolo GPM y es un factor importante que debe ser conocido principalmente en sistemas de captación y transporte de gas (para su eliminación) así como en plantas de gasolina natural (para su recuperación)⁽²⁵⁾.

De todos los componentes químicos que intervienen en el gas

natural, se asume que solo el Propano y compuestos más pesados son totalmente recuperados como líquido, aunque esto no ocurre en la práctica. Por otro lado, el Metano y Etano permanecen en estado gaseoso por lo que no se consideran al calcular el contenido de líquidos, GPM, del gas⁽²⁵⁾.

Si se han determinado todos los compuestos químicos de un gas con sus respectivos porcentajes de participación en la mezcla, los GPM pueden calcularse con la ecuación (2.21) siempre y cuando se conozca la densidad líquida de cada componente⁽²⁵⁾:

$$GPM = \sum_{i=1}^n \frac{19.7(Y_i)(M_i)}{(\rho_L)_i} \dots\dots\dots EC. (2.21)$$

Donde:

GPM : Galones de líquido por cada 1000 SCF de gas natural.

Y_i : Fracción molar del componente " i " de la mezcla de gas.

M_i : Peso molecular del componente " i " de la mezcla de gas.

$(\rho_L)_i$: Densidad líquida del componente " i " del gas; lb_m / ft^3 .

La importancia del cálculo del contenido líquido del gas natural en un sistema de captación radica en el hecho de que permite dimensionar correctamente las unidades destinadas a la separación de los componentes más pesados de la mezcla de

gas, es decir los “scrubbers”, los mismos que son indispensables para asegurar solo flujo de gas en la succión del compresor.

Basándose en la ecuación (2.21), los GPM del gas natural producido en el Campo Guanta se presentan en la **tabla XVII**.

TABLA XVII
CALCULO DEL CONTENIDO LIQUIDO DEL GAS NATURAL
DEL CAMPO GUANTA

COMPON.	FRACCION MOLAR (Yi)	PESO MOLECULAR (Mi)	DENSIDAD LIQUIDA, ρ_{li} (lb _m / SCF)	GPM
CO ₂	0.04795			
Nitrógeno	0.01511			
Metano	0.68607			
Etano	0.13719			
Propano	0.06387	44.097	31.62	1.76
i-Butano	0.01258	58.124	35.10	0.41
n-Butano	0.02134	58.124	36.43	0.67
i-Pentano	0.00667	72.151	38.96	0.24
n-Pentano	0.00484	72.151	39.36	0.18
Hexano	0.00438	86.178	41.39	0.19
Heptano	0.0	100.205	42.92	0.0
TOTAL	1			3.45

REALIZADO POR: Rommel Alvarado T.

CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA DEL GAS NATURAL:

El contenido de vapor de agua de un gas natural es un parámetro que depende de su composición y se refiere a la cantidad de agua en estado de vapor que puede admitir dicho gas bajo determinadas condiciones de presión y temperatura⁽²¹⁾. Puede ser calculado a través de la **figura 2.11⁽⁷⁾**.

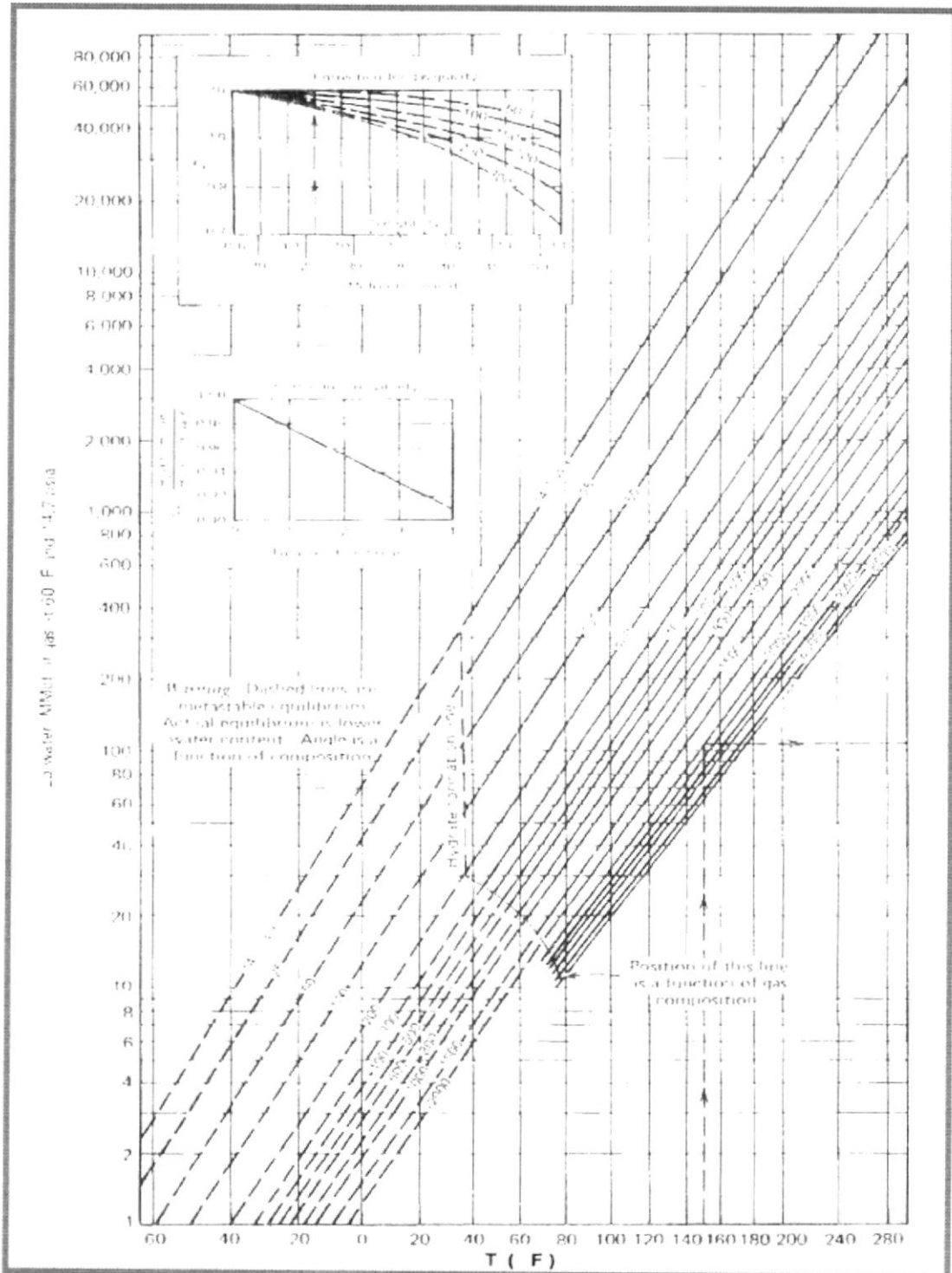


FIGURA 2.11. CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA DE GASES NATURALES.

Los análisis de laboratorio de gases naturales usualmente no cuantifican la cantidad de vapor de agua que contiene el gas. Sin embargo, para mayor exactitud, la ecuación (2.22) puede ser empleada para calcular en fracción molar la cantidad de vapor de agua presente en un gas natural⁽²¹⁾.

$$Y_w = \frac{W}{47452} \dots\dots\dots EC. (2.22)$$

Donde:

Y_w : Fracción molar del vapor de agua del gas natural.

W : Contenido de vapor de agua del gas a ciertas condiciones de presión y temperatura, **figura 2.11**; $lb_m / MMSCF$.

Para nuestro caso, W será calculado a las condiciones del separador, es decir: $P = 35$ psia y $T = 100$ °F, o sea:

$$W = 1500 \text{ lb}_m / MMSCF$$

$$Y_w = \frac{W}{47452} = \frac{1500}{47452} = 0.0316$$

Si aplicamos la ecuación (2.21), los galones de agua líquida que se pueden obtener por cada 1000 pies cúbicos estándares de gas natural serían:

$$GPM_w = \frac{19.7(Y_w)(M_w)}{(\rho_{LW})} \dots\dots\dots EC. (2.23)$$

Donde:

GPM_w : Galones de agua líquida por cada 1000 SCF de gas.

Y_w : Fracción molar del vapor de agua del gas natural.

M_w : Peso molecular del agua pura; 18.015 lb_m / lb_m – mol.

ρ_{LW} : Densidad líquida del agua; 62.34 lb_m / ft³.

Reemplazando tenemos:

$$GPM_w = \frac{19.7(0.0316)(18.015)}{(62.34)}$$

$$GPM_w = 0.180 \text{ gal / MSCF}$$

Finalmente, la cantidad total de líquido que se podría obtener del gas natural producido en el Campo Guanta sería:

$$Q_L = 3.45 + 0.180$$

$$Q_L = 3.63 \text{ gal / MSCF}$$

ELIMINACION DE LIQUIDOS DURANTE LA CAPTACION, TRANSPORTE Y UTILIZACION DEL GAS NATURAL:

Debido a los diversos problemas que se pueden originar a causa

de la presencia de partículas líquidas en el gas natural, éstas tienen que ser separadas obligatoriamente de la corriente de flujo para garantizar que todos los equipos del sistema realicen un funcionamiento eficiente y se prolongue su vida útil de servicio bajo las condiciones de operación requeridas.

La eliminación de los líquidos, proceso conocido también con el nombre de deshidratación del gas, se puede llevar a cabo a través de diferentes métodos^{(2),(9)}:

- a) Deshidratación utilizando productos químicos (glicoles, cloruro de calcio, etc.).
- b) Deshidratación mediante el empleo de filtros.
- c) Deshidratación usando separadores (" scrubbers ").

En el sistema de captación y en los equipos que utilizan gas natural, la eliminación de los líquidos se realiza comúnmente con "scrubbers", los cuales son colocados a la entrada del compresor y a la entrada de las máquinas de combustión (turbinas), respectivamente.

En la línea de flujo de gas, la eliminación de líquidos forma parte de las operaciones de mantenimiento de la misma y se ejecuta

drenando en los puntos bajos de la línea con el propósito de aumentar la eficiencia de flujo de gas y evitar la corrosión interna. Para gasoductos de diámetros grandes la eliminación de líquidos y sólidos se realiza con los llamados cochinos.

Como en todo proceso de separación, tanto de líquidos, sólidos y otros contaminantes que pudiera tener el gas natural, las eficiencias obtenidas no son del 100%, los organismos internacionales que regulan el **transporte** de gas recomiendan que el máximo contenido de impurezas se limite a los siguientes valores^{(7),(9)}:

TABLA XVIII
CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL PARA SU
TRANSPORTE POR GASODUCTOS

CARACTERISTICA	CANTIDAD
Vapor de Agua	Máximo 7 lb _m / MMSCF
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	Máximo 2.5 g / MSCF
Dióxido de Carbono (CO ₂)	Máximo 2 % en Volumen
Nitrógeno (N ₂)	Máximo 2 % en Volumen
Temperatura de descarga en el punto de consumo	Máximo 120 °F

CAPITULO III

3. DISEÑO DEL GASODUCTO.

Una vez que se ha cuantificado la producción de gas natural del Campo Guanta y realizada la caracterización del mismo a través de la determinación de sus principales propiedades físicas y químicas, lo que toca ahora es diseñar las instalaciones necesarias que permitan la correcta captación, compresión, transporte y distribución del gas en el Centro de Generación de Energía Eléctrica de Lago Agrio.

El gas natural que se produce en la estación de recolección de petróleo sale de los separadores a una presión relativamente baja; por lo que, para poder conducirlo hasta el centro de consumo es necesario disponer de una tubería llamada gasoducto y además, de una energía adicional a la entrada del flujo en el ducto, la misma que es proporcionada por un equipo mecánico llamado compresor.

El dimensionamiento de todas las facilidades requeridas depende, además del tipo de gas a manejar, de otros factores tales como: Temperatura de flujo, presión de suministro, volumen a ser entregado, la longitud de la tubería, la máxima elevación y el tipo de terreno a través del cual tiene que pasar la línea. Todos estos parámetros serán analizados en este capítulo de tal modo de poder aplicar las ecuaciones básicas que permiten predecir capacidades de líneas y requerimiento de presión, así como diámetros y espesores de tubería.

3.1. Selección de la Ruta Desde Guanta Hasta Lago Agrio.

Las turbinas Ruston se encuentran operando en la Estación de Producción Lago Agrio Central, localizada a una distancia de aproximadamente 24 Km desde la estación de producción del Campo Guanta; razón por la cual, existe la necesidad de instalar tubería para poder transportar el gas natural hasta el Centro de Generación Eléctrica. La ruta que seguirá ésta tubería (gasoducto) deberá garantizar principalmente seguridad operacional y el menor egreso de dinero; por lo que, para realizar una buena selección se debe considerar básicamente los siguientes criterios^{(2),(12)}:

1. Evitar pasar por suelos inestables con la finalidad de no tener problemas de rotura de tuberías por deslizamientos de tierra.

2. Aprovechar rutas existentes para reducir costos de instalación de tubería y además preservar el medio ambiente evitando la tala de árboles, deforestación y erosión de suelos.
3. Seleccionar una ruta que represente la menor distancia entre la Estación Guanta y el Centro de Generación con el objetivo de reducir costos por concepto de adquisición e instalación de tubería.
4. Evitar pasar por lugares poblados para prevenir accidentes en caso de presentarse fugas de gas.
5. Preferir seguir una ruta paralela a la carretera de acceso al Campo Guanta para facilitar las operaciones de mantenimiento y reparación del gasoducto.

El Campo Guanta presenta la ventaja de que dispone de una carretera para su acceso directo desde Lago Agrio, **figura 3.1**, y paralela a ésta carretera pasa el oleoducto secundario Guanta – Lago Agrio. Lógicamente, para no tener que construir una nueva ruta, en esta Tesis el gasoducto será dimensionado aprovechando dicha ruta.

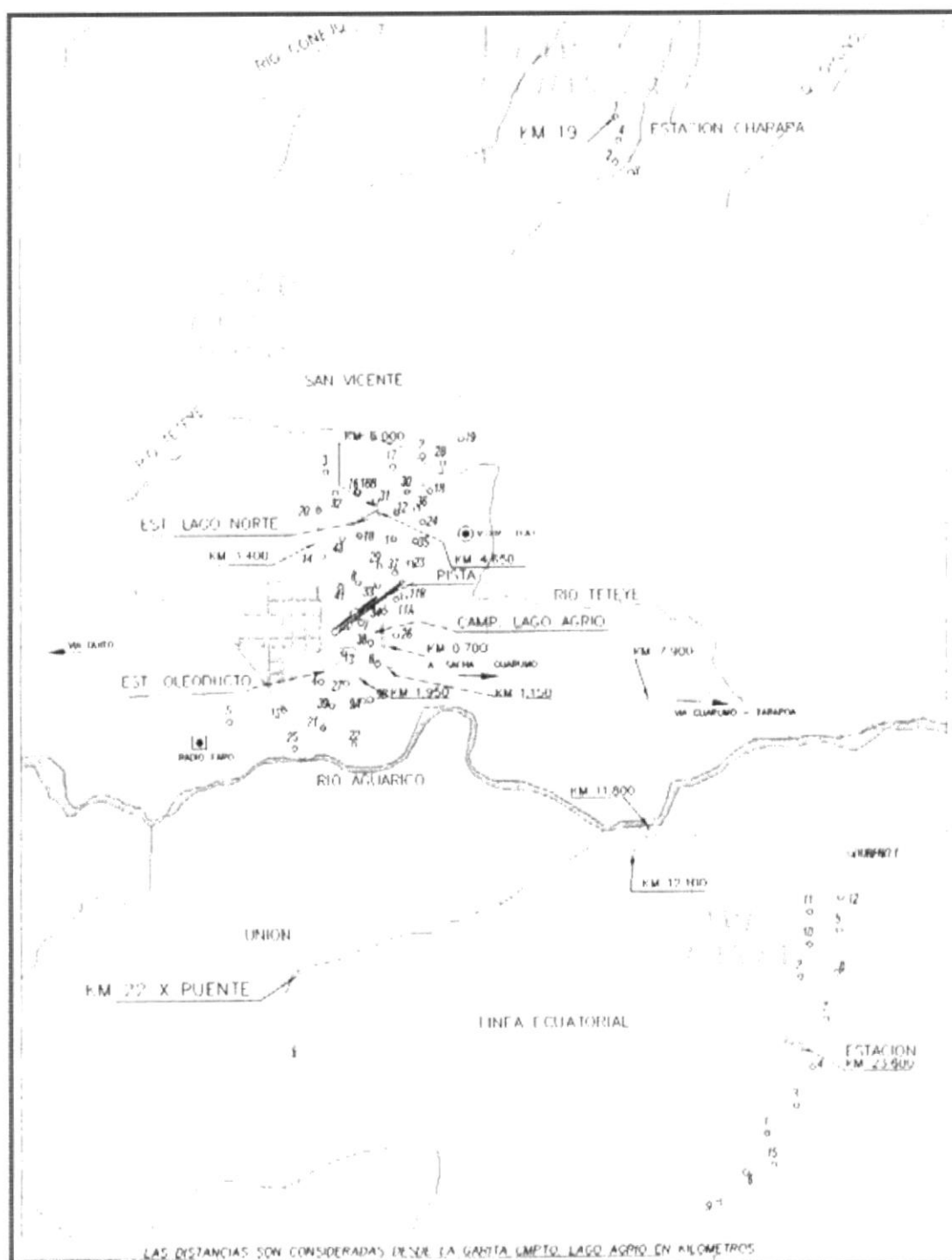


FIGURA 3.1. MAPA VIAL DEL CAMPO GUANTA.

3.2. Ecuación General Para el Flujo de Gas en Tuberías.

La ecuación básica que gobierna el flujo de un fluido a través de una tubería se deriva del establecimiento de un BALANCE DE ENERGIA sobre el fluido que circula entre dos puntos cualesquiera de la tubería. Para el caso general de una línea de transmisión de gas de diámetro interno " D_{int} " y longitud " L ", con una diferencia de nivel " ΔH " entre un punto 1 y un punto 2 de su trayectoria, **figura 3.2**, la ecuación de partida es⁽²⁾:

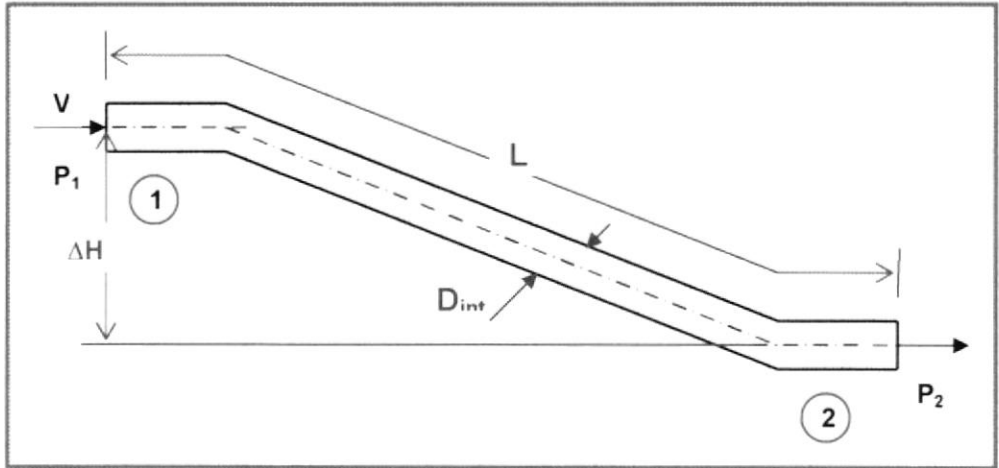


FIGURA 3.2. VOLUMEN DE CONTROL PARA EL BALANCE DE ENERGIA EN SISTEMAS DE FLUJO POR TUBERIAS.

$$\int_{P_1}^{P_2} v_g dP + \Delta \left(\frac{V^2}{2g_c} \right) + \frac{g\Delta H}{g_c} + W_f + W = 0 \dots\dots\dots EC.(3.1)$$

Donde:

$\int v_g dP$: Energía potencial debido a compresiones o expansiones.

v_g : Volumen específico del gas.

P_1 : Presión inicial.

P_2 : Presión final.

$\Delta(V^2 / 2g_c)$: Cambio de energía cinética.

V : Velocidad de flujo.

g : Aceleración local de la gravedad.

g_c : Constante gravitacional.

ΔH : Cambio de energía potencial debido a la diferencia de altura.

W_f : Energía perdida por irreversibilidades (fricción).

W : Trabajo realizado por el fluido durante su movimiento.

Para el caso de un flujo de un fluido compresible como el gas natural, las siguientes suposiciones son válidas:

- 1) El sistema no realiza ni recibe ningún trabajo; $W = 0$.
- 2) El flujo es isotérmico y se comporta de acuerdo a la Ley de Boyle
($P_1 V_1 / Z_1 = P_2 V_2 / Z_2$).
- 3) La diferencia neta de nivel en la tubería es despreciable (flujo horizontal); $\Delta H = 0$.
- 4) El flujo es en estado continuo (flujo de masa constante).

5) Los cambios de energía cinética se consideran despreciables;

$$\Delta(V^2 / 2g_c) = 0.$$

En base a estas suposiciones la ecuación (3.1) se reduce en forma diferencial a:

$$v_g dP + dW_f = 0 \dots\dots\dots EC. (3.2)$$

Ha sido imposible encontrar una expresión analítica para W_f para todo régimen de flujo, la ecuación que se dispone es producto de la experimentación realizada por Darcy – Weisback:

$$dW_f = \frac{f V^2}{2 g_c D_{int}} dL \dots\dots\dots EC. (3.3)$$

Reemplazando la ecuación (3.3) en la ecuación (3.2), se obtiene la ecuación que permite la derivación de varias ecuaciones para la transmisión del gas natural:

$$v_g dP + \frac{f V^2}{2 g_c D_{int}} dL = 0 \dots\dots\dots EC. (3.4)$$

Donde:

P : Presión.

f : Factor de fricción de Moody; adimensional.

D_{int} : Diámetro interno de la tubería.

L : Longitud de la tubería.

g_c : Constante gravitacional; $32.17 \text{ lb}_m - \text{ft} / \text{lb}_f - \text{seg}^2$.

En la ecuación (3.4), " f " es un parámetro adimensional conocido como factor de fricción y cuyo valor depende de la rugosidad relativa de la tubería y del número de Reynolds, siendo este último definido como:

$$R_e = \frac{D_{int} V \rho_g}{\mu_g} \dots\dots\dots EC.(3.5)$$

Donde:

R_e : Número de Reynolds; adimensional.

V : Velocidad del gas; ft / seg .

ρ_g : Densidad del gas; $\text{lb}_m / \text{ft}^3$.

μ_g : Viscosidad del gas; $\text{lb}_m / \text{ft} - \text{seg}$.

D_{int} : Diámetro interno de la tubería; ft .

La velocidad, V , puede expresarse en términos de volumen (tasa de

flujo) y el área transversal de la tubería, así:

$$V = \frac{Q_g}{A_{int}} * \rho_g v_g \dots\dots\dots EC. (3.6)$$

Donde:

V : Velocidad del gas.

Q_g : Tasa de flujo de gas a condiciones estándar.

A_{int} : Area interna transversal de la tubería.

ρ_g : Densidad del gas a condiciones estándar.

v_g : Volumen específico del gas a condiciones estándar.

Según la Ley Universal de los Gases, para una libra de gas se obtiene:

$$v_g = \frac{ZRT}{PM_a} \dots\dots\dots EC. (3.7)$$

Donde:

v_g : Volumen específico del gas.

P : Presión.

Z : Factor de compresibilidad del gas; adimensional.

R : Constante universal de los gases; 10.73 psia – ft³ / mol - °R.

T : Temperatura del gas.

M_a : Peso molecular aparente del gas.

Dividiendo la ecuación (3.4) para v_g^2 y reemplazando las ecuaciones (3.6) y (3.7) en la misma, se tiene:

$$\frac{M_a P}{Z R T} dP + \frac{f}{2 g_c D_{int} v_g^2} \left[\frac{Q_g \rho_g v_g}{\frac{\pi}{4} D_{int}^2} \right]^2 dL = 0$$

$$\frac{(M_{aire} \gamma_g)}{Z R T} P dP + \frac{16 f Q_g^2 \rho_g^2}{2 * \pi^2 g_c D_{int}^5} dL = 0 \dots\dots\dots EC. (3.8)$$

Integrando la ecuación (3.8) para los límites respectivos y usando un valor promedio de " Z " entre las presiones P_1 y P_2 , obtenemos:

$$\frac{M_{aire} \gamma_g}{Z_{avg} R T} (P_2^2 - P_1^2) + \frac{16 f Q_g^2 \rho_g^2}{\pi^2 g_c D_{int}^5} L = 0 \dots\dots\dots EC. (3.9)$$

El parámetro ρ_g representa la densidad del gas y puede ser expresado en términos de la gravedad específica:

$$\rho_g = \gamma_g \rho_{aire} \dots\dots\dots EC. (3.10)$$

Donde:

ρ_g : Densidad del gas; $\text{lb}_m / \text{ft}^3$.

γ_g : Gravedad específica del gas; adimensional.

ρ_{aire} : Densidad del aire a condiciones estándar; $0.0764 \text{ lb}_m / \text{ft}^3$.

Muchos autores usan el factor de fricción de Fanning, el mismo que se relaciona con el factor de fricción de Moody mediante la siguiente relación:

$$f_{\text{Moody}} = 4 * f_{\text{Fanning}} \dots\dots\dots \text{EC. (3.11)}$$

Substituyendo las ecuaciones (3.10) y (3.11) en la ecuación (3.9) y despejando Q_g se tiene:

$$Q_g = \left[\frac{\pi^2 g_c D_{\text{int}}^5 M_{\text{aire}} (P_1^2 - P_2^2)}{64 Z_{\text{avg}} R T L f \gamma_g \rho_{\text{aire}}^2} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots \text{EC. (3.12)}$$

De la ecuación (3.12) se derivan una serie de fórmulas, dependiendo de cómo se interprete el factor de fricción. Muchos investigadores han realizado su propio trabajo y de acuerdo a la experiencia; la relación propuesta por Weymouth, ecuación (3.13),

permite calcular razonablemente el diámetro requerido en una tubería de gas (menores o iguales a 12 pulgadas) con valores de Reynolds altos y longitudes cortas:

$$f = \frac{0.008}{D_{\text{int}}^{1/3}} \dots\dots\dots EC. (3.13)$$

Reemplazando la ecuación (3.13) en la ecuación (3.12), la ecuación de **Weymouth** finalmente quedaría:

$$Q_g = 15319 \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) D_{\text{int}}^{16/3}}{Z_{\text{avg}} T L \gamma_g} \right]^{1/2} * E \dots\dots\dots EC. (3.14)$$

Donde:

Q_g : Tasa de flujo de gas a condiciones estándar; $\text{ft}^3 / \text{día}$.

P_1 : Presión de entrada al sistema; psia.

P_2 : Presión de salida del sistema; psia.

D_{int} : Diámetro interno de la tubería; pulg.

Z_{avg} : Factor de compresibilidad promedio del gas, a $(P_1 + P_2) / 2$.

T : Temperatura de flujo del gas en el sistema; °R.

γ_g : Gravedad específica del gas; adimensional.

L : Longitud de la tubería; millas.

El parámetro " E " es un factor de eficiencia que corrige las suposiciones hechas para obtener la ecuación (3.2) y además que cuantifica pérdidas de presión y flujo debido a las posibles condensaciones en la línea. Usualmente varía entre 0.7 y 0.92 y es a menudo obtenido por experiencia. Los efectos de tubería vieja y corrosión también tienen un gran efecto en la eficiencia de flujo de gas.

3.3. Condiciones de Presión y Temperatura del Gas Natural en los Separadores.

Los separadores de petróleo, además de la capacidad, son diseñados en base a una presión y temperatura de operación determinada; sin embargo, debido a varios factores esta presión y temperatura muy poco se mantiene constante, pues está variando permanentemente. El rango de fluctuación de estos parámetros es controlado y depende principalmente de la presión y temperatura con la cual fluye el petróleo en cada pozo y de las condiciones ambientales del sitio.

La presión del gas natural a la salida del separador es la misma presión que tiene el separador. En vista de que ésta presión está variando no se puede especificar un valor de presión único y constante del gas; pero, sí se puede dar un valor tal que éste sea el

que más se mantenga constante; es decir, que a partir de allí empiece a aumentar o disminuir según lo permitido.

De igual manera, la temperatura del gas a la salida del separador varía permanentemente, incluso más ampliamente que la presión y prácticamente no se puede controlar porque depende principalmente de las condiciones climatológicas de la zona.

En base a lo expuesto anteriormente, en la **tabla XIX** se presentan valores promedios de presión y temperatura del gas natural tomados a la salida del separador. Estos dos parámetros son importantes y necesarios para determinar la capacidad del compresor ya que éste captará el gas precisamente desde la salida del separador.

TABLA XIX

**PRESION Y TEMPERATURA PROMEDIO DEL GAS NATURAL
EN LOS SEPARADORES DEL CAMPO GUANTA**

PARAMETRO	VALOR
Presión	20 psig
Temperatura	100 °F

FUENTE: Estación de Producción del Campo Guanta.

NOTA: Valores tomados en el mes de Mayo de 2002.

3.4. Condiciones de Presión y Temperatura del Gas Natural en el Gasoducto de Llegada a la Planta de Generación de Energía Eléctrica.

El gas natural además de cumplir con ciertas condiciones de calidad, debe también cumplir con ciertas condiciones de presión y temperatura antes de ingresar a la turbina, de tal modo de poder realizar el proceso de combustión de manera eficiente, según lo especificado por el fabricante.

El parámetro que más influye para el funcionamiento de las turbinas con gas, es la presión de suministro de gas; por lo que, cuando este valor disminuye de 220 psig, se cierra la válvula de suministro de gas y automáticamente se abre una válvula de suministro de diesel sin necesidad de parar la turbina, puesto que pueden funcionar con dos combustibles.

En cuanto a la temperatura del gas, ésta no tiene un control tan estricto como se tiene con la presión, lo único que se hace es prevenir que disminuya hasta tal punto de obtener condensados en la tubería y equipos de generación eléctrica.

En la **tabla XX** se presentan las condiciones de presión y temperatura a las cuales debe de llegar a la planta el gas natural

para el buen funcionamiento de las turbinas “ Ruston ”.

TABLA XX
CONDICIONES PROMEDIO DE PRESION Y TEMPERATURA
DEL GAS NATURAL EN LAS TURBINAS “ RUSTON ”

PARAMETRO	VALOR
Presión	240 psig
Temperatura	90 °F

FUENTE: Central de Generación Eléctrica de Lago Agrio.

NOTA: Valores tomados en el mes de Mayo de 2002.

Actualmente la turbina TA # 01 está trabajando con el gas natural que se produce en la Estación Norte del Campo Lago Agrio, que es aproximadamente 700 MSCFPD. Como las turbinas están localizadas en la Estación Lago Central, el gas de la Estación Norte es comprimido y transportado por un compresor de alta presión con capacidad de 2000 MSCFPD. Por lo tanto, en vista a la alta presión de descarga (300 psig) y a la capacidad disponible del compresor, el gas natural captado en la Estación Guanta será transportado solo hasta la Estación Lago Norte. Para esta situación, las condiciones promedio de presión y temperatura a las cuales debe llegar el gas de la Estación Guanta hasta la Estación Lago Norte se indica en la **tabla XXI**.

TABLA XXI
CONDICIONES PROMEDIO DE PRESION Y TEMPERATURA
DEL GAS NATURAL EN LA ESTACION LAGO NORTE

PARAMETRO	VALOR
Presión	16 psig
Temperatura	90 °F

FUENTE: Estación de Producción Lago Agrio Norte.

NOTA: Valores tomados en el mes de Mayo de 2002.

3.5. Dimensionamiento del Gasoducto.

El gas natural captado en la estación del Campo Guanta tiene que ser transportado mediante tuberías hasta la Estación Lago Agrio Central para su utilización como combustible en las turbinas. Un correcto dimensionamiento y selección de estas tuberías permitirá minimizar costos, disponer de un gasoducto seguro y además, se conseguirá que el gas llegue en las condiciones requeridas. Para lograr aquello, es necesario especificar varios parámetros tales como: Cantidad de gas que deberá fluir por el sistema, presiones de salida y llegada del gas, entre otros; los mismos que serán analizados a continuación.

3.5.1. Capacidad del Gasoducto.

Para determinar la capacidad de transporte de gas natural del gasoducto se requiere conocer la producción actual de gas

natural del Campo Guanta, debiéndose tener en cuenta además los programas de perforación y reacondicionamiento elaborados para el futuro ya que esto permitirá incrementar la producción de gas asociado.

Como se mencionó anteriormente (sección 1.5), para el Campo Guanta no se tiene pensado perforar nuevos pozos de petróleo, por lo que el gasoducto será dimensionado en base a la cantidad de gas que producen actualmente todos los pozos existentes (**tabla VI**).

El gas de los pozos Guanta – 06, Guanta – 09, Guanta – 11 y Guanta – 12 no será considerado porque es quemado en sus respectivas locaciones. Así mismo, el gas de los pozos Guanta – 03 y Guanta – 15 no será contabilizado porque actualmente están produciendo de la formación Hollín, la cual contiene gas asociado de mala calidad (aproximadamente 34 % de CO₂), los mismos que son enviados directamente a la bota de gas con el objetivo de no degradar la calidad del gas de los otros pozos que llegan al separador y que sí puede ser utilizado como combustible.

Además, hay que considerar que en la estación de producción

del Campo Guanta operan con gas natural de los separadores dos generadores eléctricos y un calentador de agua de formación, consumiendo 95 y 30 MSCFPD respectivamente.

Tomando en cuenta todos estos aspectos, se tiene finalmente que en la estación de producción del Campo Guanta la cantidad de gas natural disponible para ser transportado y usado como combustible en las turbinas " Ruston " de Lago Agrio es de 647 MSCFPD. Este valor no siempre va a ser constante y para evitar posibles problemas con el gasoducto por falta de capacidad de manejo de gas, es recomendable dimensionarlo asumiendo un porcentaje adicional a la cantidad real a transportar. Para nuestro caso, la capacidad máxima del gasoducto será:

$$Q_{\text{gasoducto}} = 900 \text{ MSCFPD}$$

3.5.2. Cálculo del Diámetro del Gasoducto.

Para calcular el diámetro de una línea de transmisión de gas se debe considerar varios factores, tanto de carácter técnico como económico. Desde un punto de vista operacional una combinación satisfactoria sería seleccionar un diámetro de tubería grande de tal modo que permita además de manejar

altos volúmenes de gas, reducir las pérdidas de carga por fricción con la finalidad de conseguir presiones de trabajo bajas, lo cual se vería reflejado en la adquisición de unidades de compresión más pequeñas (de menor costo).

Si enfocamos el panorama desde el punto de vista económico, seleccionar una tubería de gran diámetro significará incrementar los costos iniciales del proyecto. Por otro lado, adoptar diámetros pequeños de tubería ocasionará menor inversión inicial de capital, pero posiblemente grandes gastos operativos. De allí la importancia del manejo adecuado de estos parámetros (diámetro y presión) para un diseño óptimo del sistema.

Además, el diámetro interno de la línea de transmisión no puede ser demasiado pequeño porque se incrementará la velocidad del gas, causando por consiguiente ruido, caídas de presión y erosión en la misma, especialmente si la corriente de flujo arrastra partículas sólidas. La velocidad a la cual esta erosión empieza a ocurrir no puede ser determinada con exactitud; sin embargo, con buena aproximación la siguiente ecuación permitirá conocer el diámetro interno mínimo que debe tener la tubería para que la velocidad del gas no produzca

erosión en la misma⁽⁷⁾.

$$D_{int,min} = 0.0314 \left[\frac{q_e}{\left(\frac{P_{mg}}{Z T \gamma_g} \right)^{\frac{1}{2}}} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots EC. (3.15)$$

Donde:

$D_{int,min}$: Diámetro interno mínimo de la tubería; pulg.

q_e : Tasa de gas a la cual empezará la erosión; MSCFPD.

P_{mg} : Presión más baja a lo largo del gasoducto; psia.

T : Temperatura en el punto donde P_{mg} es determinada; °R.

Z : Factor de compresibilidad del gas a P_{mg} y T .

γ_g : Gravedad específica del gas; adimensional.

Conocido el diámetro interno mínimo del gasoducto y teniendo en cuenta lo expuesto en los párrafos precedentes, el diámetro interno de una tubería por cuyo interior circula gas puede ser calculado a partir de la ecuación general de flujo, la misma que fue deducida en la sección 3.2; o sea:

$$D_{int} = \left\{ \left[\frac{Q_g}{15319 E} \right]^2 \left[\frac{Z_{avg} T L \gamma_g}{(P_1^2 - P_2^2)} \right] \right\}^{\frac{3}{16}} \dots\dots\dots EC. (3.16)$$

Aplicando las ecuaciones (3.15) y (3.16), el cálculo del diámetro del gasoducto Guanta – Lago Agrio se realiza a continuación:

$$Q_g = q_e = 900\,000 \text{ SCFPD.}$$

$$P_1 = 160 \text{ psia.}$$

$$P_2 = P_{mg} = 39.7 \text{ psia.}$$

$$Z = 0.993$$

$$Z_{avg} = 0.97$$

$$T = 560 \text{ }^\circ\text{R.}$$

$$\gamma_g = 0.817$$

$$L = 17.39 \text{ millas.}$$

$$E = 0.90$$

$$D_{int,min} = 0.0314 \left[\frac{900}{\left(\frac{39.7}{0.993 * 560 * 0.817} \right)^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$D_{int,min} = 1.73 \text{ pulg.}$$

$$D_{int} = \left\{ \left[\frac{900000}{15319 (0.9)} \right]^2 \left[\frac{(0.97)(560)(17.39)(0.817)}{(160^2 - 39.7^2)} \right] \right\}^{\frac{3}{16}}$$

$$D_{int} = 3.874 \text{ pulg.}$$

CALCULO DEL ESPESOR DE LA TUBERIA: Una vez fijado el diámetro interno de la tubería mediante el uso de la ecuación de flujo, se procede a determinar el calibre o espesor de la misma. Este es función de la máxima presión interna de operación de la línea, de la clase de acero a utilizar, de la forma en que la tubería ha sido manufacturada, de la máxima temperatura de operación, del área geográfica (índice de población) y del medio ambiente que rodeará la línea.

Para conducción de gas los espesores de las tuberías generalmente son obtenidos de tablas con sus respectivas especificaciones, pero si éstas no están disponibles el espesor puede ser calculado mediante la ecuación (3.17), la misma que incluye ciertos factores por la presencia de soldaduras longitudinales en la tubería, localización en zonas pobladas y temperaturas altas, los cuales incrementan el espesor proporcionando mayor seguridad^{(1),(2),(24)}.

$$e = \frac{P_{Mo} * D_{int}}{2 (S_{Mp} * F_{TC} * F_{UL} * F_{TO} - P_{Mo})} \dots\dots\dots EC. (3.17)$$

Donde:

e : Espesor de la pared de la tubería; pulg.

P_{Mo} : Presión máxima de operación del gasoducto; psi.

D_{int} : Diámetro interno de la tubería; pulg.

S_{Mp} : Esfuerzo máximo permisible de la tubería (**tabla XXII**); psi

F_{TC} : Factor por tipo de construcción de la tubería (**tabla XXIII**).

F_{TO} : Factor de temperatura de operación (**tabla XXIV**).

F_{UL} : Factor de unión longitudinal de la tubería (**tabla XXV**).

TABLA XXII

**RESISTENCIA MECANICA DE TUBERIAS DE ACERO
ESPECIFICACION API 5L**

GRADO	ESFUERZO MINIMO DE FLUENCIA, S_f (psi)	ESFUERZO MAXIMO PERMISIBLE, S_{Mp} (psi)
A	30000	21600
B	35000	25200
X42	42000	30240
X46	46000	33120
X52	52000	37440
X56	56000	40320
X60	60000	43200
X65	65000	46800
X70	70000	50400
X80	80000	57600

NOTA: El esfuerzo máximo permisible es igual al esfuerzo mínimo de fluencia multiplicado por un factor de seguridad de 0.72, de tal modo que el material no quede sometido a una deformación permanente. S_{Mp} es válido para temperaturas entre - 20 y 250 °F.

Los factores de construcción, F_{TC} , y los factores de temperatura, F_{TO} , incluidos en la ecuación (3.17) son designados por la norma ANSI B31.8 y ANSI B21.8 respectivamente, y son ampliamente utilizados en el diseño de tuberías para transmisión y distribución de gas.

TABLA XXIII
FACTORES DE DISEÑO POR TIPO DE CONSTRUCCION
PARA TUBERIAS DE ACERO

TIPO DE CONSTRUCC.	DESCRIPCION	FACTOR (F_{TC})
A	Para líneas que cruzan áreas escasamente pobladas, paralelas o atraviesan vías de comunicación, pasan por campos petroleros o zonas montañosas y terrenos apropiados para la agricultura.	0.72
B	Para zonas similares a las señaladas en el tipo A, pero con áreas semipobladas.	0.60
C	Para líneas que cruzan o son paralelas a vías de comunicación, con presencia de estaciones de compresión y áreas comerciales y residenciales.	0.50
D	Para líneas que cruzan áreas densamente pobladas, donde prevalecen edificios de múltiples pisos, el tráfico es pesado y denso y donde puede haber otras instalaciones de utilidad pública bajo tierra.	0.40

TABLA XXIV
FACTORES DE TEMPERATURA DE OPERACION PARA
EL DISEÑO DE TUBERIAS DE ACERO

TEMPERATURA (°F)	FACTOR (F_{TO})
- 20 a 250	1.0
251 a 300	0.967
301 a 350	0.933
351 a 400	0.90
401 a 450	0.867

Por otro lado, el Instituto Americano del Petróleo (API) ha publicado una serie de especificaciones sobre factores por tipo de unión longitudinal (F_{UL}) para tuberías comúnmente usadas en la construcción de líneas de gas, los mismos que se muestran en la **tabla XXV**.

TABLA XXV
FACTORES POR TIPO DE UNION LONGITUDINAL PARA
EL DISEÑO DE TUBERIAS DE ACERO

ESPECIFICACION	TIPO DE TUBERIA	FACTOR (F_{UL})
ASTM - A53	Sin costura	1.0
ASTM - A53	Soldadura con resistencia eléctrica	1.0
ASTM - A106	Sin costura	1.0
ASTM - A134	Soldadura por fusión de arco eléctrico	0.8
ASTM - A135	Soldadura por resistencia eléctrica	1.0
ASTM - A139	Soldadura por fusión eléctrica	0.8
ASTM - A155	Sin costura	1.0
API - 5L	Sin costura	1.0
API - 5L	Con costura	0.8

De todos los tipos de aceros mencionados anteriormente, **tabla XXII**, los más utilizados en la construcción de líneas de transmisión de gas son el grado B y el grado X65. El primero es usado en líneas que operan a bajas presiones mientras que el segundo resulta más conveniente para el diseño de líneas con presiones de operación elevadas, ya que para una misma presión requiere de menos espesor que una tubería grado B.

Para nuestro caso, se utilizará tubería de acero grado B. Los cálculos necesarios para la determinación de su espesor se presentan a continuación:

$$P_{Mo} = 180 \text{ psig.}$$

$$D_{int} = 3.874 \text{ pulg.}$$

$$S_{Mp} = 25200 \text{ psi.}$$

$$F_{TC} = 0.72$$

$$F_{TO} = 1.0$$

$$F_{UL} = 1.0$$

$$e = \frac{180 * 3.874}{2 (25200 * 0.72 * 1.0 * 1.0 - 180)}$$

$$\mathbf{e = 0.0194 \text{ pulg.}}$$

Una vez encontrado el espesor mínimo requerido y conocido además el diámetro interno de la tubería, se procede a determinar el diámetro nominal de la misma a través de tablas proporcionadas por fabricantes de tuberías (**apéndice C**)⁽¹⁾. En ocasiones, cuando las presiones de operación de la línea son bajas, los cálculos arrojan un espesor muy bajo y puede ocurrir que la presión externa debido a cargas o a su propio peso, exceda a la interna, por lo que el mínimo espesor a

seleccionar será según se indica en la **tabla XXVI**⁽¹⁾.

TABLA XXVI
ESPESOR MINIMO DE PARED PARA TUBERIAS DE
ACERO ESPECIFICACION API 5L

DIAMETRO NOMINAL (pulg)	DIAMETRO EXTERIOR (pulg)	ESPESOR MINIMO (pulg)
2	2.375	0.083
2 ½	2.875	0.083
3	3.50	0.083
3 ½	4.0	0.083
4	4.50	0.083
5	5.563	0.083
6	6.625	0.083
8	8.625	0.125
10	10.75	0.156
12	12.75	0.172
14	14.0	0.188
16	16.0	0.188
18	18.0	0.188
20	20.0	0.188

PRUEBA DE PRESION HIDROSTATICA: La prueba hidrostática se realiza con la finalidad de comprobar que tanto la tubería como las uniones soldadas se encuentren en buenas condiciones, de tal modo que garanticen un funcionamiento seguro de la línea de gas bajo las características particulares de operación.

La prueba se puede llevar a cabo de forma completa o por

tramos y siempre antes de ocultar o enterrar la tubería. El fluido a utilizar en la prueba puede ser agua, aire o un gas inerte (Nitrógeno). Generalmente se usa agua (siempre y cuando no exista peligro de congelamiento) debido a que la prueba resulta más fácil, segura y económica⁽¹²⁾.

El procedimiento consiste en hacer primeramente un barrido en la tubería con el propósito de limpiarla, para luego empaquetarla y presurizarla con agua. Una vez alcanzada y estabilizada la presión y temperatura requerida para la prueba, se empieza a registrar estos valores por un tiempo mínimo de 12 horas, de tal modo que permita la detección de las eventuales fugas. La prueba debe repetirse hasta cuando se hayan subsanado todos los defectos detectados⁽¹²⁾.

Antes de la puesta en marcha del gasoducto se procederá a su secado y limpieza interior. El llenado de la línea con gas natural se realizará de forma que se evite la formación de mezclas gas – aire que puedan inflamarse.

La presión de prueba se encuentra ligada directamente con la máxima resistencia del material y con la máxima presión de servicio de la tubería, y por lo general los valores se encuentran

estandarizados y tabulados en función del diámetro y grado de acero. Cuando no se dispone de estas tablas, la presión mínima o máxima a la cual debe realizarse la prueba puede ser determinada según las ecuaciones (3.18)⁽¹²⁾ y (3.19)⁽¹⁾ respectivamente:

$$P_{mp} = 1.5 P_{Mo} \dots\dots\dots EC. (3.18)$$

Donde:

P_{mp} : Presión mínima de prueba hidrostática; psig.

P_{Mo} : Presión máxima de operación del gasoducto; psig.

$$P_{Mp} = \frac{2eS_f F_s}{D_{ext}} \dots\dots\dots EC. (3.19)$$

Donde:

P_{Mp} : Presión máxima de prueba hidrostática; psig.

e : Espesor de la pared de la tubería; pulg.

D_{ext} : Diámetro externo de la tubería; pulg.

S_f : Esfuerzo mínimo de fluencia (**tabla XXII**); psi.

F_s : Factor de seguridad para evitar la deformación permanente del material (**tabla XXVII**)⁽¹⁾.

TABLA XXVII
FACTORES DE SEGURIDAD PARA EVITAR DEFORMACION
PLASTICA EN PRUEBAS HIDROSTATICAS

GRADO	DIAMETRO EXTERNO DE LA TUBERIA (pulg)	FACTOR DE SEGURIDAD (Fs)
A y B	2 3/8 y mayores	0.60
Desde X42 hasta X80	5 9/16 y menores	0.60
	6 5/8 y 8 5/8	0.75
	De 10 3/4 hasta 18	0.85
	20 y mayores	0.90

NOTA: Para diámetros que no estén especificados en esta tabla, estimar el valor de Fs para diámetros próximos que sí están en la tabla.

Aplicando la ecuación (3.18), la presión mínima a la cual se debe realizar la prueba hidrostática del gasoducto es:

$$P_{mp} = 1.5 (180)$$

$$P_{mp} = 270 \text{ psig}$$

Debido a que el espesor del gasoducto resultó ser muy pequeño, la aplicación de la ecuación (3.19) se vuelve impráctica para determinar la presión máxima de prueba hidrostática. En este caso, esta presión quedará establecida cuando se especifique definitivamente el tipo de tubería que se va a utilizar (sección 3.5.3).

DISEÑO DEL SISTEMA DE SEPARACION DE SOLIDOS Y LIQUIDOS DEL GAS NATURAL: En la captación y transporte del gas natural, el sistema de remoción de partículas sólidas y, líquidas (petróleo y agua), suspendidas y arrastradas por la corriente de gas que sale de los separadores de prueba y producción, desempeña un papel importante porque con él se garantiza que sólo la fase gaseosa ingrese a la succión de las unidades de compresión y líneas de transmisión, protegiéndolas de daños y asegurando un buen funcionamiento.

Los equipos disponibles para este fin son diversos, pero generalmente los más utilizados en la industria petrolera son los denominados " scrubbers ", especialmente los de configuración vertical debido a su gran facilidad para manejar material sólido. Van instalados en la línea de gas que sale de los separadores, antes de los compresores, con la finalidad de proveer un gas seco en la succión de los mismos.

Para una óptima separación a las condiciones de operación que se fijen previamente, el diseño de ellos debe realizarse considerando básicamente los siguientes factores⁽²⁴⁾:

- Diámetro y longitud del “ scrubber ”.
- Diseño y arreglo de las partes internas.
- Características físicas y químicas de los fluidos.
- Presión y temperatura de operación.
- Contenido de sólidos en el flujo.
- Nivel de líquido mantenido en el “ scrubber ”.

Los fundamentos teóricos que se aplican para el diseño de un “ scrubber ” son prácticamente los mismos que se utilizan para el diseño de un separador de petróleo y gas; es decir, el gas al entrar al “ scrubber ” choca contra unas placas provocando que partículas sólidas y líquidas se depositen en el fondo por gravedad, al mismo tiempo que el gas fluye hacia la parte superior del recipiente, con una continua precipitación de más partículas. Adicionalmente, para una buena separación de la fase líquida del gas, en la parte superior del “ scrubber ” se coloca un extractor de niebla para remover las partículas de diámetros aún más pequeños⁽²⁴⁾.

A continuación se presentan las ecuaciones fundamentales para el diseño de un “ scrubber ”, suponiendo que se van a separar partículas de líquido con un diámetro de 100 micrones.

Capacidad de Gas:

$$d_s = 22.45 \sqrt{\frac{Q_g T_{OS} Z K}{P_{OS}}} \dots\dots\dots EC. (3.20)$$

Donde:

d_s : Diámetro interno del " scrubber "; pulg.

Q_g : Tasa de flujo de gas; MMSCFPD.

T_{OS} : Temperatura de operación del " scrubber "; °R.

P_{OS} : Presión de operación del " scrubber "; psia.

Z : Factor de compresibilidad del gas a T_{OS} y P_{OS} .

K : Constante, obtenida de la **figura 3.3**, para partículas de 100 micrones de diámetro.

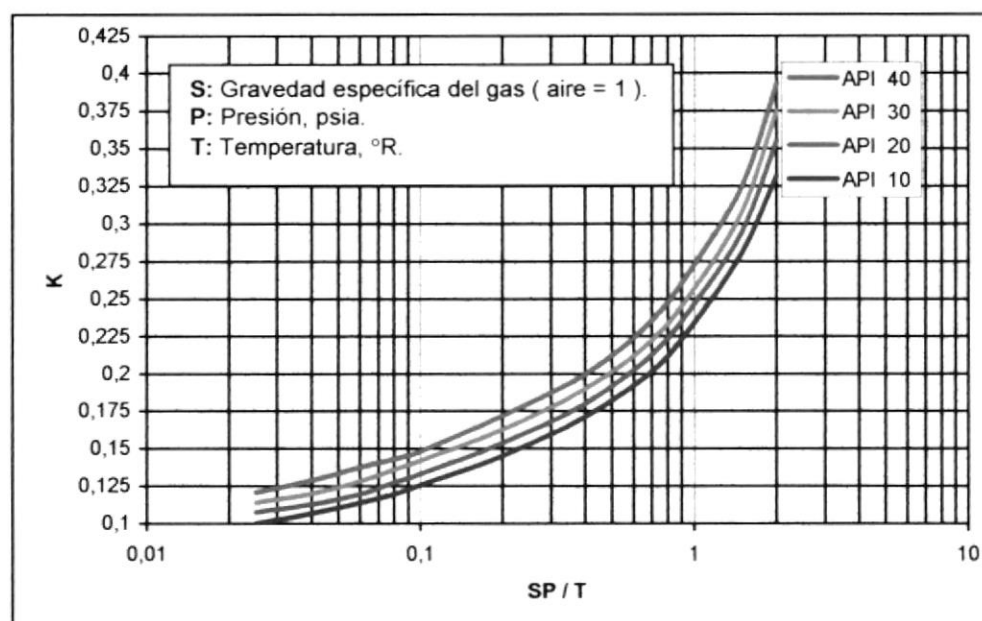


FIGURA 3.3. CONSTANTE K PARA PARTICULAS DE 100 MICRAS.

Capacidad de Líquido:

$$h = \frac{8.33(t_{RL})(Q_L)}{d_S^2} \dots\dots\dots EC. (3.21)$$

Donde:

h : Altura del volumen de líquido en el " scrubber "; pulg.

t_{RL} : Tiempo de retención de líquido (**tabla XXVIII**)⁽¹⁷⁾; min.

Q_L : Tasa de flujo de líquido; BPD.

d_S : Diámetro interno del " scrubber "; pulg.

TABLA XXVIII

TIEMPOS DE RETENCION DE LIQUIDO EN UN " SCRUBBER "

GRAVEDAD DEL PETROLEO (°API)	TIEMPO DE RETENCION, t_{RL} (min.)
Mayor a 35	1
20 - 35	1 - 2
Menor a 20	2 - 5

Longitud de Costura a Costura:

$$L_{CC} = \frac{h + d_S + 40}{12} \dots\dots\dots EC. (3.22)$$

Donde:

L_{CC} : Longitud de costura a costura; ft.

h : Altura del volumen de líquido; pulg.

d_s : Diámetro interno del "scrubber"; pulg.

Un diámetro más grande que el calculado por la ecuación (3.20) puede ser aceptado siempre y cuando satisfaga también la ecuación (3.21). En este caso el diámetro debe ser elegido de tal forma que la relación de esbeltez, definida por L_{CC} / d_s , esté en el rango de tres a cuatro⁽²⁴⁾.

Espesor de las Paredes del "Scrubber": Para el cálculo del espesor se utilizan las especificaciones ASME, es decir:

$$t = \frac{P_{ds} (d_s / 2)}{S * E - 0.6 P_{ds}} + C_c \dots\dots\dots EC. (3.23)$$

Donde:

t : Espesor de las paredes del "scrubber"; pulg.

d_s : Diámetro interno del "scrubber"; pulg.

S : Máximo esfuerzo disponible en el material; psi.

E : Eficiencia de la junta.

C_c : Factor de daño por corrosión; pulg.

P_{ds} : Presión de diseño del "scrubber"; psi. Mínimo 1.2 veces la presión de operación.

Se recomienda utilizar el 40% de la resistencia a la tensión del acero común para efectos de determinar " S " y, una eficiencia " E " de 0.85 para juntas con doble soldadura. Para presiones de diseño que no excedan los 3000 psig, normalmente debe añadirse 1/8 ó 1/16 de pulgada al espesor de las paredes del " scrubber " como un valor de corrosión permisible.

Los cálculos para determinar las dimensiones del " scrubber " se detallan a continuación:

$$Q_g = 0.9 \text{ MMSCFPD}$$

$$T_{OS} = 545 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$P_{OS} = 34.7 \text{ psia}$$

$$Z = 0.99$$

$$\text{Petróleo: } 30 \text{ }^\circ\text{API}$$

$$\gamma_g P/T = (0.817) (34.7) / 545 = 0.052$$

$$K = 0.125$$

$$d_s = 22.45 \sqrt{\frac{(0.9)(545)(0.99)(0.125)}{34.7}}$$

$$d_s = 30.0 \text{ pulg.}$$

$$Q_L = 77.79 \text{ BPD}$$

$$t_{RL} = 2 \text{ min.}$$

$$h = \frac{8.33(2)(77.79)}{(30)^2}$$

$$h = 1.44 \text{ pulg.}$$

$$L_{CC} = \frac{1.44 + 30 + 40}{12}$$

$$L_{CC} = 6.0 \text{ ft.}$$

$$S = (0.4)(30000) = 12000 \text{ psi}$$

$$E = 0.85$$

$$C_C = 1/16 \text{ pulg.}$$

$$P_{ds} = 100 \text{ psi}$$

$$t = \frac{(100)(30/2)}{(12000)(0.85) - 0.6(100)} + 1/16$$

$$t = 0.211 \text{ pulg.}$$

En la **figura 3.4** se puede apreciar la forma de un "scrubber" vertical con sus respectivos parámetros de diseño. Para propósitos de selección el **apéndice D** puede utilizarse.

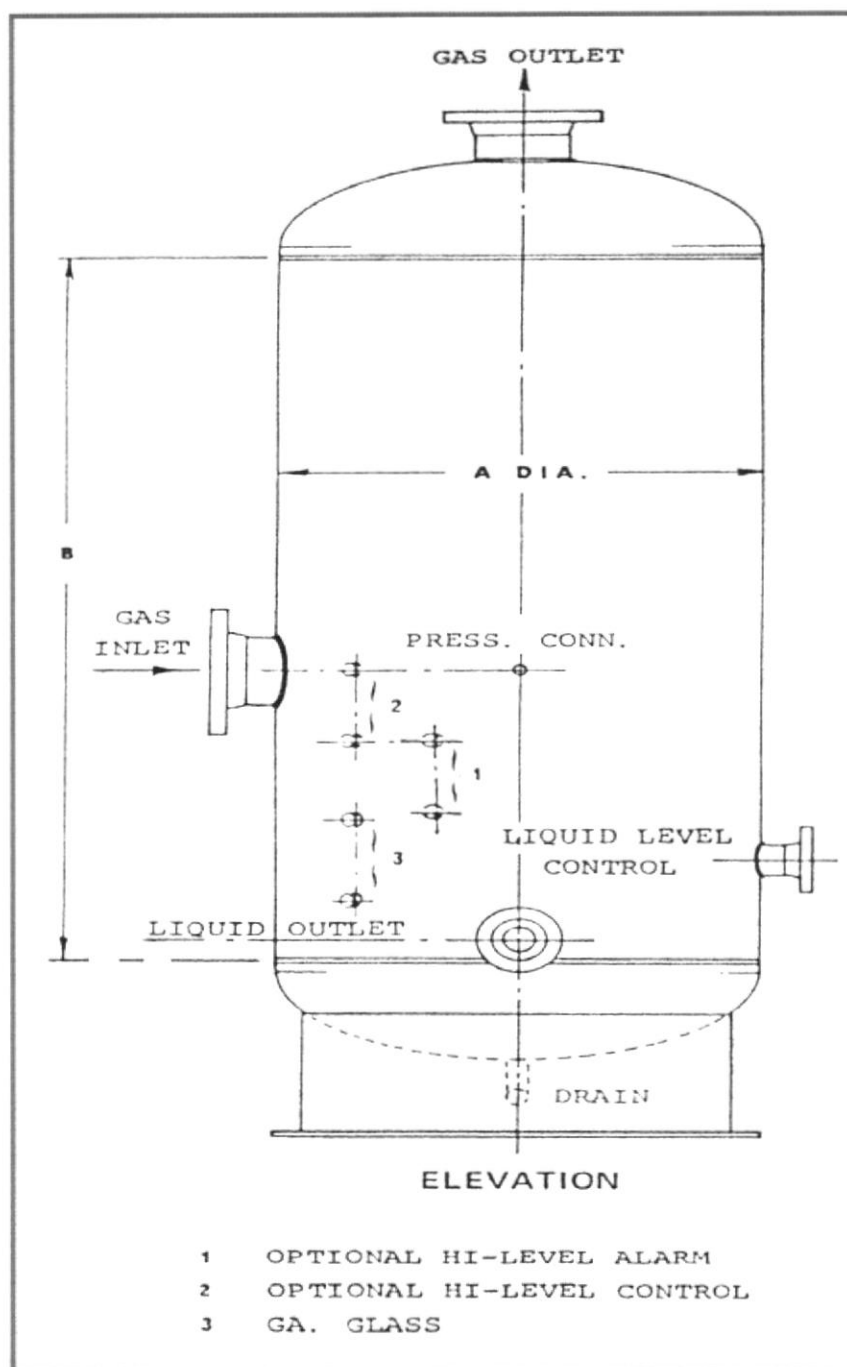


FIGURA 3.4. DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UN "SCRUBBER" VERTICAL.

3.5.3. Selección del Tipo de Tubería a Usar Según las Especificaciones API.

La selección del tipo de tubería para la instalación de un gasoducto debe realizarse de tal modo que la calidad del material del cual está hecha la misma y sus características de construcción cumplan con los requerimientos mínimos del diseño efectuado, con el propósito de garantizar a un costo conveniente un adecuado nivel de seguridad tanto para el sistema como para su entorno.

Los tubos utilizados en líneas de transmisión de gas son por lo general de acero y dependiendo de las características particulares del proceso de fabricación, éstos pueden ser sin costura o con costura longitudinal o helicoidal. Las normas bajo las cuales se los especifica son varias y gracias a los últimos adelantos tecnológicos desarrollados en este campo, en la actualidad disponemos principalmente de las siguientes:

- a) Instituto Americano del Petróleo (API): Proporciona especificaciones de equipos y materiales utilizados en la industria petrolera. Para el caso particular de tuberías, se cuenta con la especificación 5L en grados A, B y X.

- b) Sociedad Americana para Ensayos de Materiales (ASTM): Proporciona normas sobre características y rendimientos de los materiales tales como: Composiciones químicas y propiedades físicas. Para el caso de tuberías, se dispone principalmente de las especificaciones A – 53 y A – 106.

- c) Instituto Nacional Americano de Normas (ANSI): Proporciona información acerca de seguridad en las labores de identificación, diseño y construcción de sistemas que incluyen tuberías y sus accesorios.

- d) Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME): Especifica requerimientos para la construcción de recipientes a presión y tuberías de presión.

Los grandes proveedores de tuberías para la conducción de fluidos en el mundo se basan para la fabricación principalmente en las especificaciones API 5L, ASTM A – 53 y ASTM A – 106. La elección de una de ellas para la aplicación en algún caso en particular depende de las exigencias del diseñador en cuanto a calidad del material; sin embargo, en la industria petrolera la norma API es la que se utiliza con mayor frecuencia, la misma que cubre las tuberías de acero sin costura o soldadas

longitudinalmente, en los grados A, B y X (el grado A es menos resistente que el B y el grado X es más resistente que el B).

En la sección anterior, los cálculos del espesor y diámetro interno requerido para la tubería que se va a utilizar en la construcción del gasoducto se hicieron bajo la especificación API 5L. Con la finalidad de proporcionar la información básica necesaria para el pedido de la misma a los proveedores, a continuación se presenta más detalladamente las características más importantes de la tubería a solicitar⁽¹⁾:

Norma: API

Especificación: 5L

Grado: B

Designación: Estándar

Diámetro Nominal: 4 pulg.

Diámetro Interno: 4.026 pulg.

Espesor de Pared: 0.237 pulg.

Proceso de Fabricación: Sin costura

Extremo: Plano (cortado a escuadra).

Peso: 10.79 lb_m / ft.

Material: Acero

Presión de prueba hidrostática: 2210 psig.

Las uniones entre tuberías serán soldadas a tope mediante soldadura eléctrica. Es recomendable controlar por medio de radiografía el 100% de las soldaduras realizadas en el gasoducto⁽¹²⁾; sin embargo, cuando esto no sea posible, se debe comprobar al menos el 10 %.

3.6. Compresión del Gas Natural.

En la estación de producción del Campo Guanta, el gas natural disponible para su utilización como combustible sale del separador a una presión manométrica promedio de 20 psi, la misma que no es suficiente para vencer las pérdidas friccionales que se originan entre el gas y la superficie interna del tubo en todo el trayecto hasta la Estación Norte del Campo Lago Agrio. Por tal motivo, existe la necesidad de incrementar la energía del gas mediante compresión, la misma que se verá reflejada en un incremento de presión.

Por otro lado, la distancia que deberá recorrer el gas hasta Lago Agrio es de aproximadamente 28 kilómetros y no se requerirá restaurar la presión colocando estaciones de compresión a lo largo de la línea de transmisión. Esto quiere decir que solo se va a seleccionar un compresor el mismo que será instalado en la estación de producción del Campo Guanta. Sus características y requerimientos de potencia se determinan a continuación.

3.6.1. Relación de Compresión.

La relación de compresión, representada comúnmente por R_C , es un parámetro que se maneja con mucha frecuencia cuando se trabaja con máquinas compresoras y es una medida de cuánto trabajo hay que realizar para comprimir el gas. Se la define como el cociente entre la presión absoluta de descarga y la presión absoluta de succión de un compresor, es decir⁽⁷⁾:

$$R_C = \frac{P_d}{P_s} \dots\dots\dots EC. (3.24)$$

Donde:

R_C : Relación de compresión; adimensional.

P_d : Presión de descarga del compresor; psia.

P_s : Presión de succión del compresor; psia.

En los compresores recíprocos, debido a las altas temperaturas que se generan durante la compresión del gas y a los altos esfuerzos de tensión y compresión a los cuales se exponen sus componentes mecánicos, las relaciones de compresión para cualquier etapa sencilla se encuentran limitadas entre 5 y 6 aproximadamente. Así mismo, valores de temperatura entre 350 y 400 °F son permitidos como máximo a

la descarga, de tal modo que el enfriamiento entre etapas a menudo es requerido⁽⁹⁾.

En caso de que cierta aplicación exija relaciones de compresión mayores a 6, la compresión del gas deberá realizarse en varias etapas, tomando en cuenta que relaciones de compresión iguales entre etapas proporcionan la mínima potencia requerida. En este caso, el gas se recoge de la descarga de un cilindro y se lo conduce a la succión del otro, logrando de esta manera la presión de descarga requerida con " n " etapas⁽²⁾.

Conocidas la presión de descarga y la presión de succión, la relación de compresión óptima entre etapas para " n " etapas puede ser determinada con la siguiente ecuación⁽⁷⁾:

$$R_{CS} = (R_C)^{\frac{1}{n}} \dots\dots\dots EC. (3.25)$$

Donde:

R_{CS} : Relación de compresión óptima entre etapas.

R_C : Relación de compresión total; P_d / P_s .

n : Número de etapas.

3.6.2. Cálculo de la Potencia Requerida en las Unidades de Compresión.

La determinación de los requerimientos de potencia de los equipos de compresión es de primordial importancia en la selección de los mismos. Para este efecto se han desarrollado dos métodos que permiten predecir con bastante precisión el trabajo a realizar por unidad de tiempo; estos son: 1) método analítico y, 2) método termodinámico⁽²⁴⁾.

El primer método hace uso de fórmulas matemáticas mientras que, el segundo método está basado en el diagrama de Mollier (Entalpía vs Entropía) del gas en estudio. En esta Tesis se aplicará el primer método debido a que el segundo método posee limitada información en cuanto a diagramas de Mollier para gases naturales.

Al igual que en el caso de flujo de gas en tuberías, la formulación matemática para determinar la potencia de compresión por ambos métodos tiene su punto de partida en la ecuación de balance de energía⁽⁷⁾:

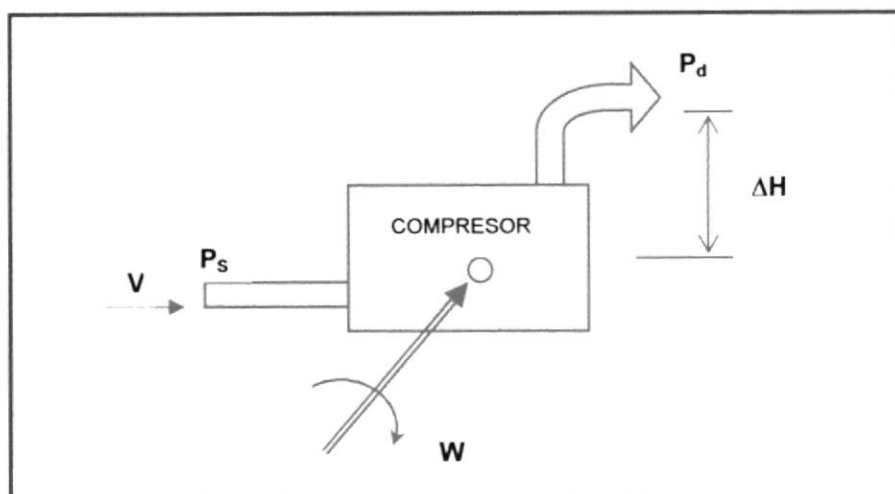


FIGURA 3.5. VOLUMEN DE CONTROL PARA EL BALANCE DE ENERGIA EN SISTEMAS DE COMPRESION.

$$\int_{P_s}^{P_d} v_g dP + \Delta \left(\frac{V^2}{2g_c} \right) + \frac{g\Delta H}{g_c} + W_f + W = 0 \dots\dots EC. (3.26)$$

Donde:

$\int v_g dP$: Energía potencial debido a compresión.

v_g : Volumen específico del gas.

P_s : Presión de succión.

P_d : Presión de descarga.

$\Delta (V^2 / 2g_c)$: Cambio de energía cinética.

V : Velocidad del fluido.

g : Aceleración de la gravedad.

g_c : Constante gravitacional.

ΔH : Cambio de energía potencial por diferencia de altura.

W_f : Energía perdida por irreversibilidades (fricción).

W : Trabajo entregado al fluido.

Despreciando los cambios de energía cinética, diferencia de altura y pérdidas de energía, la ecuación (3.26) se reduce a:

$$-W = \int_{P_s}^{P_d} v_g dP \dots\dots\dots EC.(3.27)$$

Siendo el trabajo negativo porque es ejercido por el sistema.

La ecuación (3.27) constituye la ecuación base para la derivación de otras ecuaciones que permiten calcular la potencia requerida en cualquier tipo de unidad de compresión; sin embargo, en la actualidad se pueden encontrar procedimientos detallados de diseño únicamente para compresores recíprocos y centrífugos. Los primeros se aproximan más a una compresión adiabática (ni se añade ni se extrae calor) siendo el proceso para un gas ideal expresado por:

$$P_s V_s^K = P_d V_d^K = C_1 \quad \text{..... EC. (3.28)}$$

Donde:

P_s : Presión de succión.

v_s : Volumen específico del gas en la succión.

P_d : Presión de descarga.

v_d : Volumen específico del gas en la descarga.

K : Factor o exponente adiabático; C_p / C_v .

C_1 : Constante.

Las unidades de compresión centrífuga generalmente son diseñadas basadas en el ciclo politrópico, siendo el proceso de compresión para un gas ideal expresado por⁽⁷⁾:

$$P_s V_s^n = P_d V_d^n = C_2 \quad \text{..... EC. (3.29)}$$

Donde C_2 es una constante, y " n " representa el exponente politrópico, el mismo que es determinado experimentalmente para cada tipo de máquina en particular por la empresas fabricantes de estos equipos. Conocido el exponente adiabático, el exponente politrópico puede ser obtenido de la

siguiente ecuación⁽⁷⁾:

$$\frac{n - 1}{n} = \frac{K - 1}{K * \eta_p} \dots\dots\dots EC. (3.30)$$

El parámetro η_p representa la eficiencia politrópica de compresión y puede ser estimada mediante la **figura 3.6**⁽⁷⁾.

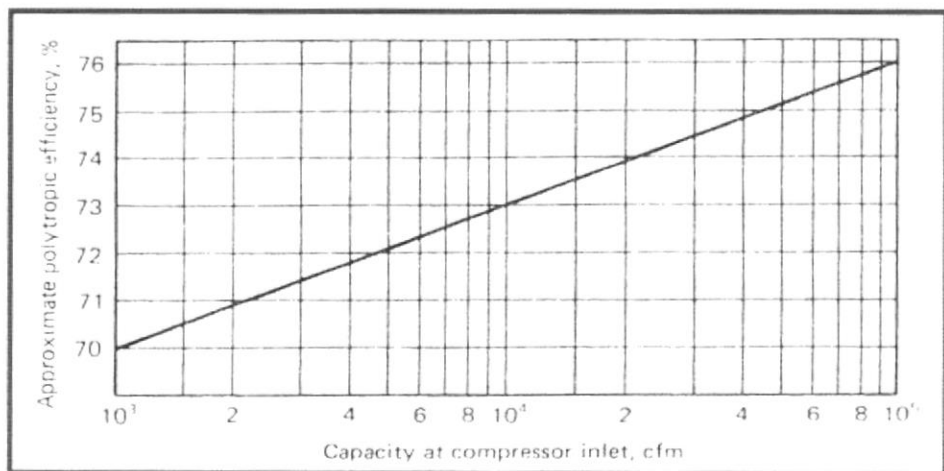


FIGURA 3.6. EFICIENCIA POLITROPICA APROXIMADA DE COMPRESORES DINAMICOS.

A manera de comparación cualitativa, en la **figura 3.7** se puede apreciar las curvas que desarrollan en un gráfico presión versus volumen, tanto un proceso de compresión adiabática como uno de compresión politrópica. Como el área bajo la curva

representa el trabajo necesario para la compresión del gas, se concluye que el ciclo politrópico con enfriamiento requiere de menos trabajo⁽⁹⁾.

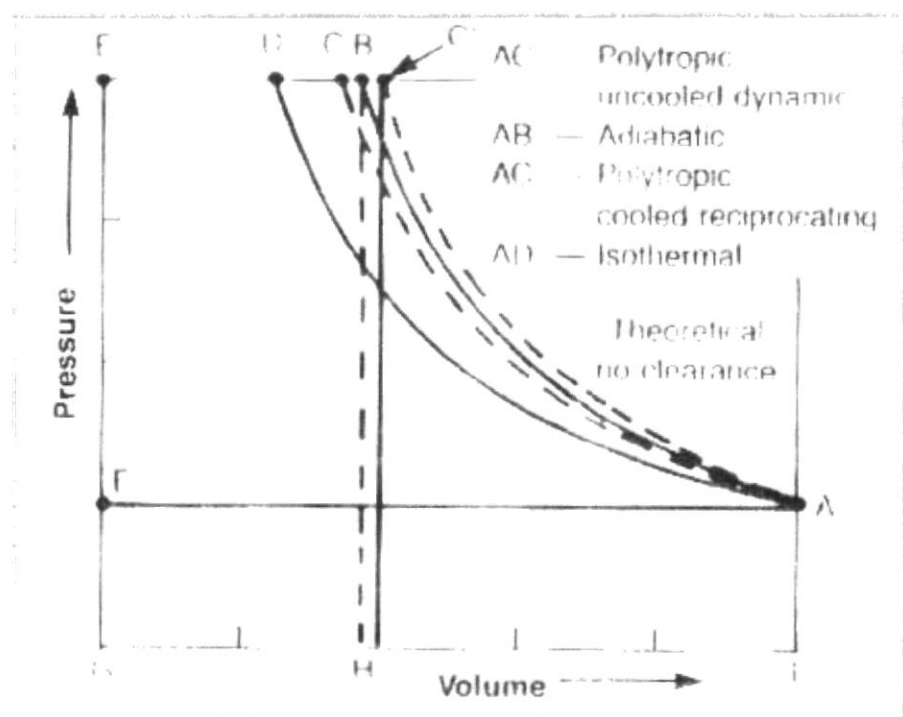


FIGURA 3.7. DIAGRAMA DE PROCESOS DE COMPRESION.

Reemplazando la ecuación (3.28), $PV^k = C_1$, en la ecuación (3.27) e integrando, se obtiene la ecuación que permite calcular la potencia al eje requerida en un compresor **reciprocante** para comprimir un gas real desde P_s a $P_d^{(7),(24)}$:

$$W = \frac{3.027 P_{SC} T_S K Q_{SC}}{T_{SC} (K - 1) \eta_{ad} \epsilon_{mec}} \left[R_C^{Z_S (K - 1)/K} - 1 \right] \dots\dots\dots EC. (3.31)$$

Donde:

W : Potencia al eje del compresor; HP.

Q_{SC} : Tasa de flujo de gas; MMSCFPD.

P_{SC} : Presión a condiciones estándar; 14.7 psia.

T_{SC} : Temperatura a condiciones estándar; 520 °R.

T_S : Temperatura del gas a la succión; °R.

K : Relación de calores específicos del gas, a la succión.

Z_S : Factor de compresibilidad del gas, a la succión.

R_C : Relación de compresión; P_d / P_S.

η_{ad} : Eficiencia adiabática, se asume por experiencia 0.74.

ε_{mec} : Eficiencia mecánica, se asume un valor de 0.80.

$$\frac{1}{\eta_{ad}} = \frac{R_C^{(n-1)/n} - 1}{R_C^{(K-1)/K} - 1} \dots\dots\dots EC. (3.32)$$

De la misma manera que en los compresores reciprocantes, si se substituye la ecuación (3.29), $PV^n = C_2$, en la ecuación (3.27) e integrando, resulta la ecuación con la que se puede determinar la potencia al eje requerida en una unidad

centrífuga para comprimir un gas real desde P_S a $P_d^{(7)}$:

$$W = \frac{0.0857 Q_{SC} Z_{avg} T_S n}{(n-1) \eta_P \epsilon_{mec}} \left[R_C^{(n-1)/n} - 1 \right] \dots\dots\dots EC. (3.33)$$

Donde:

W : Potencia al eje del compresor; HP.

Q_{SC} : Tasa de flujo de gas; MMSCFPD.

T_S : Temperatura del gas a la succión; °R.

n : Exponente politrópico, ecuación (3.30).

Z_{avg} : Factor de compresibilidad del gas, $(Z_S + Z_d) / 2$.

R_C : Relación de compresión; P_d / P_S .

η_P : Eficiencia politrópica, fracción, **figura 3.6**.

ϵ_{mec} : Eficiencia mecánica, se asume un valor de 0.90.

Para compresores recíprocos, la temperatura del gas a la descarga, es decir, después de la compresión, puede ser estimada a partir de la ecuación (3.34)^{(7),(9)}:

$$T_d = T_S R_C^{Z_S (K-1)/K} \dots\dots\dots EC. (3.34)$$

Mientras que, para compresores centrífugos la temperatura del gas a la descarga se puede determinar con la ecuación (3.35):

$$T_d = T_s R_c^{(n-1)/n} \dots\dots\dots EC. (3.35)$$

Tanto en las ecuaciones (3.34) y (3.35), las temperaturas deben estar expresadas en °R. Por otro lado, para llevar una tasa de flujo de gas de condiciones estándar (520 °R y 14.7 psia) a cualquier otra condición de presión y temperatura, la siguiente ecuación puede ser empleada⁽²⁴⁾:

$$Q_g = \frac{0.02827 T Z Q_{sc}}{P} \dots\dots\dots EC. (3.36)$$

Donde:

Q_g : Flujo de gas a condiciones de " P " y " T " ; ft³ / día.

Q_{sc} : Tasa de flujo de gas a condiciones estándar; SCFPD.

T : Temperatura; °R.

P : Presión; psia.

Z : Factor de compresibilidad del gas medido a " P " y " T " .

Por razones que en la próxima sección se explicarán, el cálculo de la potencia de compresión se realizará a continuación en base a la selección de una unidad centrífuga:

$$Q_{SC} = 0.9 \text{ MMSCFPD}$$

$$P_d = 160 \text{ psia}$$

$$P_s = 34.7 \text{ psia}$$

$$T_s = 545 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$Z_s = 0.99$$

$$Q_g = 3.96 \times 10^5 \text{ ft}^3 / \text{día, a condiciones de } T_s \text{ y } P_s.$$

$$\eta_p = 0.76$$

$$K = 1.23$$

$$R_C = 160 / 34.7 = 4.611$$

$$\frac{n - 1}{n} = \frac{1.23 - 1}{1.23 * 0.76}$$

$$n = 1.326$$

$$T_d = 545 (4.611)^{(1.326 - 1) / 1.326}$$

$$T_d = 794 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$Z_d = 0.992$$

$$Z_{avg} = (0.99 + 0.992) / 2$$

$$Z_{avg} = 0.991$$

$$\varepsilon_{mec} = 0.90$$

$$W = \frac{0.0857 Q_{SC} Z_{avg} T_S n}{(n-1) \eta_p \varepsilon_{mec}} \left[R_C^{(n-1)/n} - 1 \right]$$

$$W = \frac{0.0857(0.9)(0.991)(545)(1.326)}{(1.326-1)(0.76)(0.90)} \left[4.611^{(1.326-1)/1.326} - 1 \right]$$

$$W = 113 \text{ HP.}$$

3.6.3. Selección del Tipo de Compresor a Utilizar.

En la actualidad la industria del gas natural dispone en el mercado de una gran diversidad de compresores, los mismos que son clasificados de acuerdo a su principio de operación en dos grandes grupos:

- 1) Compresores de desplazamiento positivo, llamados también de flujo intermitente.
- 2) Compresores dinámicos, llamados también de flujo continuo.

En el primer grupo de compresores, sucesivos volúmenes de gas son confinados dentro de un espacio cerrado para luego ser elevado a una presión más alta. En el segundo grupo, la

rotación de varios álabes acoplados a un eje le transfiere energía al gas produciéndole un cambio en su cantidad de movimiento, la misma que es convertida luego en energía de presión en un difusor o en otro grupo de álabes pero ahora estacionarios⁽⁷⁾.

En las numerosas aplicaciones de la industria petrolera, la compresión de un gas se efectúa comúnmente con unidades reciprocantes (de desplazamiento positivo) o con unidades centrífugas (dinámicas) y la selección de uno u otro tipo depende de las características o requerimientos propios de cada caso en particular.

COMPRESORES RECIPROCANTES: En los compresores reciprocantes, conocidos también como compresores de pistón o émbolo, el gas entra en un cilindro por un orificio de carga, luego es comprimido debido al desplazamiento del pistón y desalojado posteriormente por un orificio de descarga, **figura 3.8**. En estas unidades, tanto para una o varias etapas, el proceso de compresión se lleva a cabo en forma cíclica o repetitiva y la energía requerida para su funcionamiento es suministrada por una unidad independiente, siendo los motores de combustión interna a gas los comúnmente empleados^{(9),(24)}.

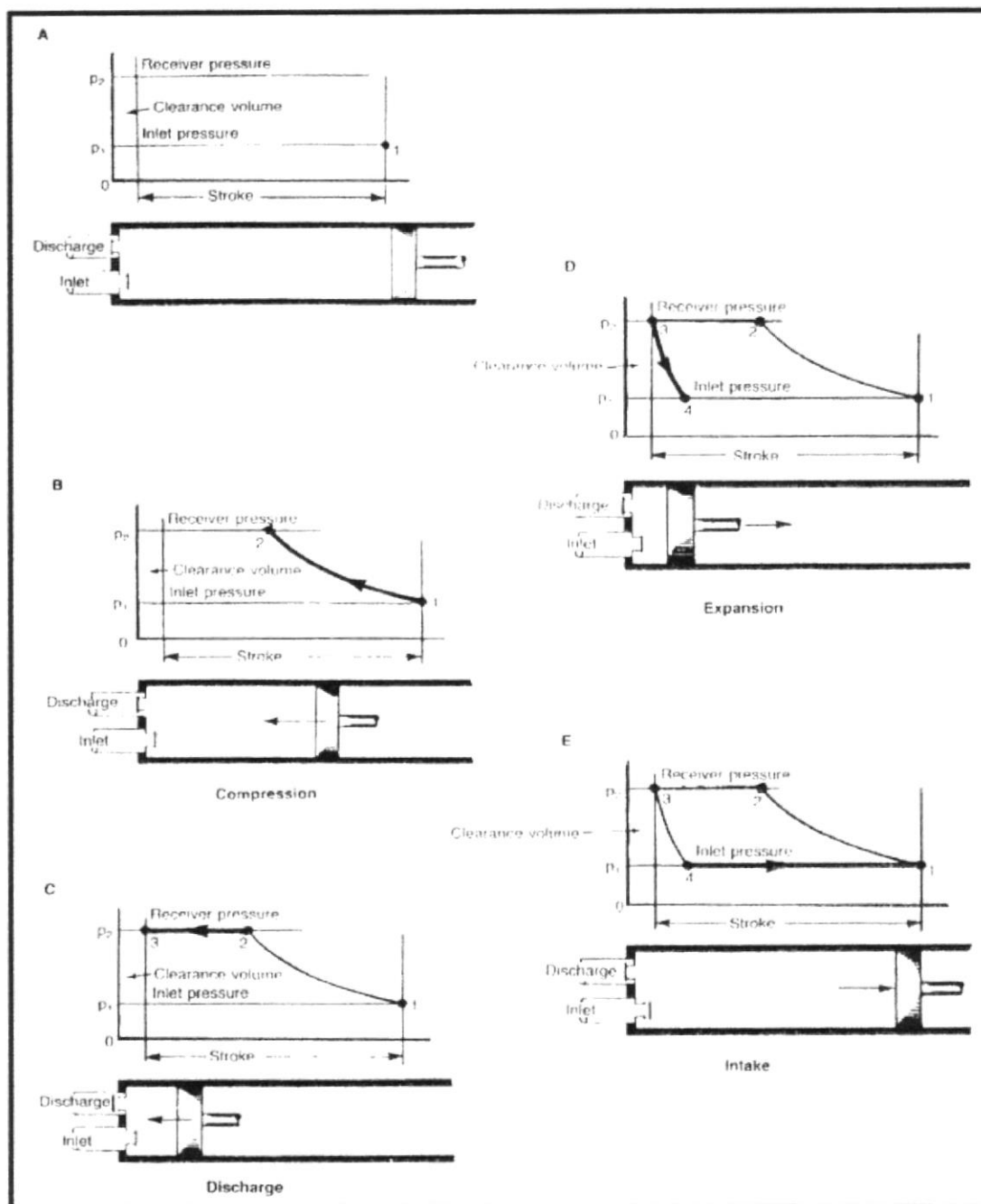


FIGURA 3.8. CICLO DE COMPRESION RECIPROCANTE.

Debido a la naturaleza del mecanismo y a las consideraciones mecánicas del diseño, los compresores reciprocantes generalmente se utilizan para aplicaciones de baja y mediana capacidad, con requerimientos de gas relativamente constantes y altas presiones de suministro.

En la **figura 3.9** se puede apreciar una unidad reciprocante típica utilizada para el manejo de gases naturales producidos en campos de petróleo.



FIGURA 3.9. COMPRESOR RECIPROCANTE.

COMPRESORES CENTRIFUGOS: En estos compresores la rápida rotación de un " set " de álabes acelera el gas y por la configuración característica de los mismos, **figura 3.10**, el flujo recorre una trayectoria radial al eje del compresor; por lo que, la transferencia de energía es predominantemente debido a un cambio en las fuerzas centrífugas que actúan sobre el gas. En la mayoría de los casos estos compresores son impulsados por un motor eléctrico⁽⁷⁾.

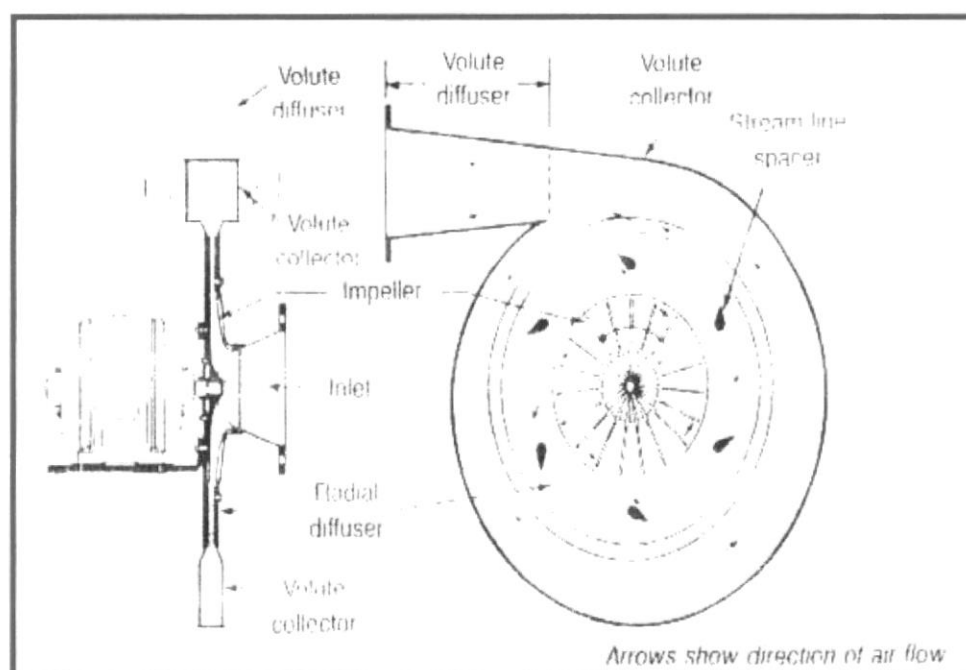


FIGURA 3.10. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA COMPRESION CENTRIFUGA.

Al contrario de los compresores recíprocos, las unidades centrífugas son utilizadas generalmente en aplicaciones donde

se requieren altos volúmenes de gas, desarrollan presiones de descarga moderadas, sus dimensiones son más pequeñas y en caso de ser de varias etapas éstas estarán contenidas en una sola armadura, cosa que no sucede con los reciprocantes.

En la **figura 3.11** se muestra un compresor centrífugo empleado comúnmente para transportar gases naturales en campos petroleros.

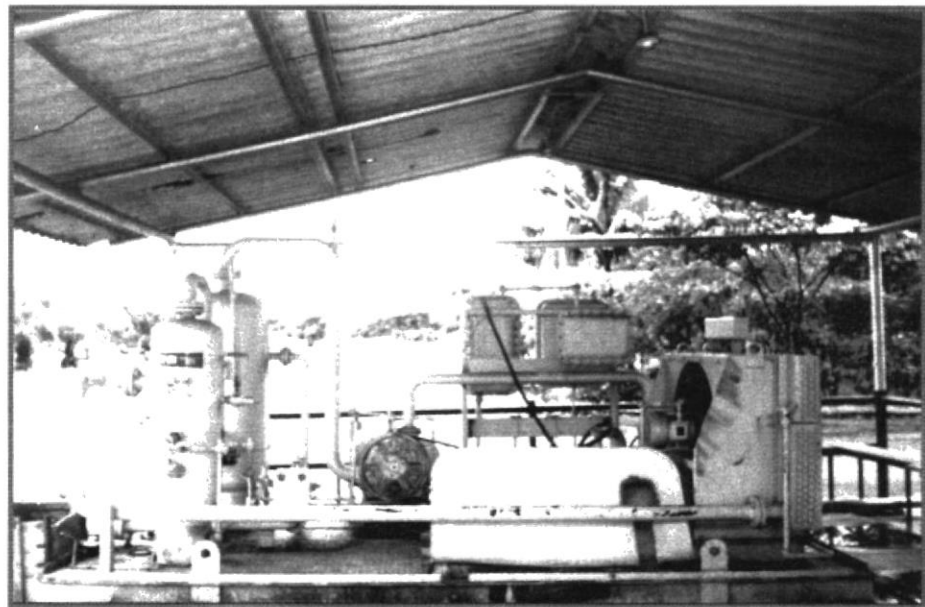


FIGURA 3.11. COMPRESOR CENTRIFUGO.

CRITERIOS PARA SELECCIONAR COMPRESORES: No existe un criterio único para la selección de un equipo de compresión adecuado, de tal forma que, cada aplicación en particular tendrá que ser estudiada detalladamente dedicando especial atención a los requerimientos específicos del proyecto. Sin embargo, para que la toma de decisión acerca del tipo de compresor a instalarse sea la óptima, los puntos de las **tablas XXIX, XXX y XXXI** deberán considerarse^{(2),(24)}:

TABLA XXIX
CRITERIOS PARA LA SELECCION DE COMPRESORES

CRITERIO	COMPRESOR RECIPROCANTE	COMPRESOR CENTRIFUGO
Inversión	Alta	Baja
Operación y Manten.	Mayor	Menor
Combustible	Alto	Bajo
Flexibilidad	Mayor	Menor
Eficiencia	Mejor a altas R_C	Mejor a bajas R_C
Automatización	Más difícil	Menos difícil
Requerimiento de espacio	Mayor	Menor
Relocalización	Más difícil	Menos difícil
Fabricación	Complicada	Simple
Peso	Mayor	Menor

TABLA XXX
SELECCION DE COMPRESORES DE ACUERDO AL VOLUMEN DE GAS A MANEJAR

TASA DE FLUJO (MSCFPD)	TIPO DE COMPRESOR
Menor a 720	Reciprocante
720 - 10800	Reciprocante o Centrifugo
Mayor a 10800	Centrifugo

TABLA XXXI
SELECCION DE COMPRESORES DE ACUERDO A LOS
REQUERIMIENTOS DE PRESION

PRESION	TIPO DE COMPRESOR
Baja	Centrífugo
Mediana	Centrífugo o Reciprocante
Alta	Reciprocante

Tomando como guía las tablas anteriores, resulta que para el diseño que se presenta en esta Tesis es conveniente usar un compresor centrífugo básicamente por las siguientes razones:

- 1) La presión requerida para transportar el gas desde la estación de producción del Campo Guanta hasta el Centro de Generación de Energía Eléctrica en Lago Agrio es baja.
- 2) La tasa de flujo de gas natural a comprimir es mediana.
- 3) Los costos de inversión, operación y mantenimiento son bajos en comparación con los de los compresores reciprocantes. Además, son de construcción simple lo cual hace que sean más pequeños y menos pesados facilitando su manipulación y transporte.

3.7. Consideraciones Relacionadas con el Tendido del Gasoducto.

Un gasoducto puede ser construido y tendido ya sea en la superficie sobre soportes metálicos en forma de " H " o enterrado en su totalidad. La selección de una de estas dos alternativas o una combinación de ambas depende principalmente de las características particulares de la zona por donde se tenga que pasar, de aspectos económicos y además del grado de agresividad del suelo o terreno para deteriorar la tubería.

Cuando no se tiene que atravesar zonas pobladas generalmente lo que se hace es limpiar y acondicionar una ruta para fijar en el suelo soportes para tubería en forma de " H " y así asentar sobre éstos la línea de transmisión de gas.

Por otro lado, las rutas corrientemente se seleccionan evitando pasar por ríos, quebradas o esteros; pero, cuando esto no es posible conseguir, la tubería podrá cruzar los mismos de acuerdo a las siguientes alternativas⁽²⁾:

- a) Pasando la tubería por debajo del lecho del río, quebrada o estero.
- b) Pasando la tubería por encima del lecho del río, mediante la utilización de puentes, estructuras de soporte o cables.

Cuando el gasoducto tiene que cruzar por zonas pobladas lo recomendable es enterrar la tubería como medida de seguridad para evitar posteriormente problemas y accidentes que puedan presentarse por cualquier eventualidad. Para aquello, las siguientes operaciones deben realizarse^{(2),(12)}:

1) PREPARACION DE LA ZANJA: Se realiza con máquinas excavadoras apropiadas como para alcanzar una profundidad tal que la generatriz superior de la tubería quede por lo menos a un metro con relación a la superficie del suelo. El ancho de la zanja depende del diámetro de la tubería a instalar, de tal modo que:

- Para diámetros de tubería menores a 4 pulgadas, el ancho de la zanja debe ser de 40 cm.
- Para diámetros de tubería entre 4 y 8 pulgadas, el ancho de la zanja debe ser de 60 cm.
- Para diámetros de tubería superiores a 8 pulgadas, el ancho de la zanja debe ser el diámetro de la tubería más 30 cm.

Debajo de la generatriz inferior de la tubería (fondo de la zanja) debe haber como mínimo 15 cm. de un lecho de arena, libre de

materiales peligrosos que puedan causar daño a la misma.

- 2) BAJAR LA TUBERIA: Las tuberías por lo general bajan en tramos formados por varias unidades, con la ayuda de dos “ winches ” o máquinas afines.
- 3) DOBLADURAS: Cada vez que la zanja cambia de dirección o elevación, hay que adaptar la tubería a esos cambios. Debido a esto, muchas juntas de tubería tendrán que ser dobladas o curvadas. Las tuberías pequeñas pueden doblarse en una zapata de curvas, pero las de gran diámetro, así como las de paredes delgadas requieren un tratamiento especial para no sufrir distorsiones, para lo cual existen equipos especiales.
- 4) RELLENO Y APISONAMIENTO: Una vez que la tubería ha sido colocada en la zanja y que las conexiones hayan sido hechas, se procede a descargar dentro de la misma unos 20 o 30 cm. de arena limpia a partir de la generatriz superior de la línea y luego se compacta (por medios mecánicos). Sucesivamente, se descarga y compacta hasta llegar a la superficie el material que se ha sacado inicialmente.

Como se mencionó anteriormente, existe una ruta construida para

transportar el crudo desde la estación del Campo Guanta hasta Lago Agrio; por lo que, esta misma ruta se utilizará para el gasoducto, quedando la tubería en su mayoría descansando sobre perfiles en forma de " H " teniéndose que enterrar por seguridad únicamente en zonas pobladas. En esta ruta el gasoducto tendrá que atravesar el Río Aguarico y para aquello se tendrá que suspender la tubería en el puente vehicular de dicho río a través de elementos mecánicos diseñados para ese fin.

3.8. Protección del Gasoducto Contra la Corrosión.

Hasta la actualidad, es básicamente universal la práctica de proteger y preservar la tubería que se está utilizando en alguna aplicación industrial en particular. En el caso específico del transporte del gas natural, los beneficios de recurrir a esta técnica se ven reflejados en un manejo más seguro de dicho fluido combustible y en una disminución relativa de los costos por concepto de mantenimiento y reparación de la línea de transmisión, lo cual representa una ventaja económica durante la vida útil del proyecto puesto que se prolonga la vida de servicio de la tubería especialmente en lugares donde el medio es sumamente corrosivo.

La importancia de este estudio en el diseño de un gasoducto estriba en el hecho de que actualmente la corrosión ha adquirido

proporciones alarmantes, lo cual representa un gasto adicional de importancia para la industria del gas, especialmente ello se acentúa en tuberías enterradas que atraviesan áreas saladas, pantanosas, etc.; siendo su presencia de menor importancia en tuberías superficiales.

CORROSION: La corrosión es la degradación química o electroquímica de un metal por parte del medio que lo rodea, lo cual hace que éste regrese a su estado natural en forma de óxidos, hidróxidos y sales⁽²⁾.

La corrosión en conductos circulares puede producirse tanto en las paredes externas como internas. En el primer caso, depende exclusivamente del entorno al que se encuentre expuesto; mientras que en el segundo, depende del tipo y calidad del gas que se está transportando y resulta más perjudicial debido a que el óxido fino generado es arrastrado por la corriente de gas causando desgaste excesivo en los compresores y erosión especialmente en válvulas y medidores de flujo⁽¹²⁾.

CAUSAS DE LA CORROSION: La corrosión es causada debido a muchos factores; siendo los principales: Presencia de gases disueltos tales como O_2 , H_2S , CO_2 ; compuestos de sulfuro, ácidos

orgánicos, celdas de corrosión electroquímica. Otros factores que aumentan la rata de corrosión son: Temperatura, pH (condiciones ácidas), bacterias, sólidos disueltos, velocidad de flujo.

TIPOS DE CORROSION: Las tuberías metálicas están expuestas a los siguientes tipos de corrosión^{(2),(12)}:

- a) Corrosión electroquímica.
- b) Corrosión por ataque químico directo.
- c) Corrosión por oxidación.
- d) Corrosión por picaduras.
- e) Corrosión por fatiga.
- f) Corrosión por oxígeno.
- g) Corrosión bacteriana.
- h) Corrosión por corrientes vagabundas.

CONTROL DE LA CORROSION: Para el control de la corrosión de tuberías se han realizado muchos adelantos técnicos, los mismos que permiten hoy en día disponer de varios métodos. Para la selección de alguno en particular se requiere del análisis y evaluación de algunos factores técnicos y económicos. Entre éstos métodos podemos mencionar:

- a) Selección de la tubería metálica apropiada, de tal modo que resista la agresividad corrosiva del medio donde va a trabajar.
- b) Protección catódica de tuberías expuestas a medios o terrenos corrosivos.
- c) Formar una barrera inerte entre la superficie metálica y el medio corrosivo mediante la aplicación de un revestimiento o película protectora (pintura).
- d) Eliminación de los gases corrosivos (Oxígeno, H_2S , CO_2) que formen parte de la mezcla de gas que fluye por el interior de la tubería.
- e) Uso de inhibidores de corrosión formando una barrera entre la superficie metálica y el medio corrosivo.

En la industria petrolera las tuberías usadas en gasoductos son de acero, fabricadas según las normas API; de modo que, la selección de un mejor material que resista más la corrosión resulta una limitante si se quiere acudir a este método de protección. Por otro lado, la aplicación de inhibidores de corrosión resulta costosa y es poco común en nuestro medio por lo que en esta Tesis no se considerará.

Las sustancias corrosivas, especialmente el H_2S y CO_2 , se presentan con mucha frecuencia en los gases naturales que están asociados con el petróleo; la eliminación de las mismas se consigue a través de medios mecánicos o químicos especiales y es muy común en la actividad petrolera especialmente cuando intervienen en concentraciones altas. En el gas natural del Campo Guanta los análisis cromatográficos no reportan la existencia de H_2S , mientras que los volúmenes de CO_2 son bajos, por lo que su presencia no ocasiona daños severos de corrosión siendo de poca importancia su eliminación.

Para este proyecto, se considerarán los dos métodos más importantes que se utilizan en el control de la corrosión de gasoductos: El primero, denominado protección catódica, que usa ánodos metálicos de sacrificio (comúnmente Magnesio o Zinc) y que se aplica en tuberías enterradas en suelos agresivos. El segundo, que consiste en aplicar en la superficie metálica un recubrimiento, el mismo que puede ser una cinta plástica en el caso de que la tubería vaya enterrada y, pintura (según las normas, de color amarillo) en el caso de que la tubería esté en superficie, sobre el suelo.

La protección de un gasoducto contra la corrosión incrementa los

costos iniciales del proyecto, por tal motivo, es necesario localizar las zonas del terreno que son más agresivas mediante un reconocimiento y estudio del trazado, que permita determinar la naturaleza y resistividad del mismo. Las siguientes reglas pueden adoptarse como guía⁽¹²⁾:

- 1) Terrenos con resistividades superiores a $1000 \Omega - m$ se consideran no agresivos.
- 2) Terrenos con resistividades entre 50 y $1000 \Omega - m$ se consideran débilmente agresivos.
- 3) Terrenos con resistividades inferiores a $50 \Omega - m$ se consideran agresivos.

3.9. Operaciones de Mantenimiento del Gasoducto.

Al igual que en cualquier instalación, las labores de mantenimiento preventivo y correctivo tanto en el sistema de captación como en la línea de transporte de gas deben programarse y ejecutarse con la finalidad de asegurar una vida útil prolongada de los equipos y un suministro de gas permanente en las turbinas.

El sistema de captación, conformado principalmente por el

“scrubber” y compresor de gas natural, estará montado en la estación de producción de Guanta, por lo que, los trabajos mecánicos de mantenimiento y reparación podrán realizarse periódicamente sin mayor dificultad según lo recomendado por el fabricante. Normalmente, cada seis meses deben atenderse, entre otras, las siguientes partes:

1. Verificar que el “scrubber” esté separando y drenando de manera adecuada los líquidos presentes en el gas.
2. En el compresor, revisar y reapretar todas las tuercas, pernos y tornillos que están al descubierto. Revisar y limpiar las válvulas; sustituir las piezas gastadas o rotas. Probar todos los dispositivos de seguridad para verificar que el ajuste y funcionamiento del grupo es adecuado.
3. Revisar que las válvulas, manómetros y demás accesorios del sistema de captación estén en buen estado y funcionando normalmente.

Para el caso del gasoducto, como éste tendrá que cruzar muchas de las veces por zonas de difícil acceso, las operaciones de mantenimiento resultan un poco tediosas; pero pese a ello, los

trabajos estarán encaminados básicamente a cumplir con las siguientes actividades:

1. Realizar trabajos periódicos de desbroce y limpieza de la maleza y árboles caídos que se encuentren sobre la tubería.
2. Controlar que la tubería no esté asentada directamente sobre el suelo, especialmente en zonas de alta humedad con el fin de evitar que se oxide exteriormente. En caso de estarlo, se debe instalar soportes metálicos.
3. Realizar periódicamente mediciones de espesores de la tubería, para comprobar si existe o no desgaste o corrosión interna.
4. Cambiar los tramos de tubería que presenten alta corrosión, principalmente para evitar causar contaminación ambiental y preocupación o malestar en las comunidades aledañas por las roturas de las mismas.

PROBLEMA DE LIQUIDOS EN LA CAPTACION, TRANSPORTE Y UTILIZACION DEL GAS NATURAL: El gas natural proveniente de los separadores de producción arrastra vapores de agua e hidrocarburos pesados, los mismos que se

condensan durante la captación y transporte como consecuencia de la disminución de la temperatura ambiente, ocurrida principalmente en horas de la noche.

Durante la captación del gas natural, la presencia de partículas líquidas causa erosión en los álabes de las unidades de compresión centrífuga; mientras que, en las unidades de compresión recíprocante, pueden llegar a producir roturas de las bielas cuando las concentraciones son elevadas.

Durante el transporte, la formación de líquidos en el fondo de la tubería ocasiona graves problemas, tales como: Restricción de flujo, pérdidas localizadas de presión, mal funcionamiento de instrumentos de medición, etc.; por lo que su eliminación de la corriente de gas a través de algún medio es de fundamental importancia especialmente si existe la presencia de los contaminantes CO_2 y H_2S ya que son agentes que aceleran la corrosión^{(7),(9)}.

En los equipos que utilizan el gas natural, es decir las turbinas a gas, la presencia de partículas líquidas erosionan la superficie de los álabes debido a las grandes velocidades que adquieren cuando ingresan a la cámara de combustión.

Otro de los problemas, quizás el más peligroso, que puede presentarse en las turbinas y accesorios a causa de la condensación del vapor de agua del gas, es la formación de cristales de hielo conocidos comúnmente como HIDRATOS. Estos sólidos muchas de las veces impiden el flujo bloqueando líneas y equipos; por lo que, para un mejor control es necesario conocer las condiciones que promueven su formación^{(7),(19)}:

- a) El gas está por debajo de su punto de rocío, y con presencia de agua libre.
- b) Bajas temperaturas.
- c) Altas presiones.
- d) Flujo a altas velocidades.
- e) Pulsaciones de presión.
- f) Agitación.
- g) Presencia de H_2S y CO_2 .
- h) Detalles de construcción del gasoducto, tales como: Cambios bruscos de dirección o sección, válvulas, reguladores.

Las condiciones de operación favorables para la formación de hidratos pueden ser categorizadas de dos maneras⁽⁹⁾:

- 1) Formación de hidratos debido a una disminución de temperatura,

sin caídas súbitas de presión. Este caso se presenta comúnmente en líneas de flujo de gas, y para un mejor control, la **figura 3.12** puede ser utilizada para predecir la temperatura de formación de hidratos en función de la presión y gravedad específica del gas.

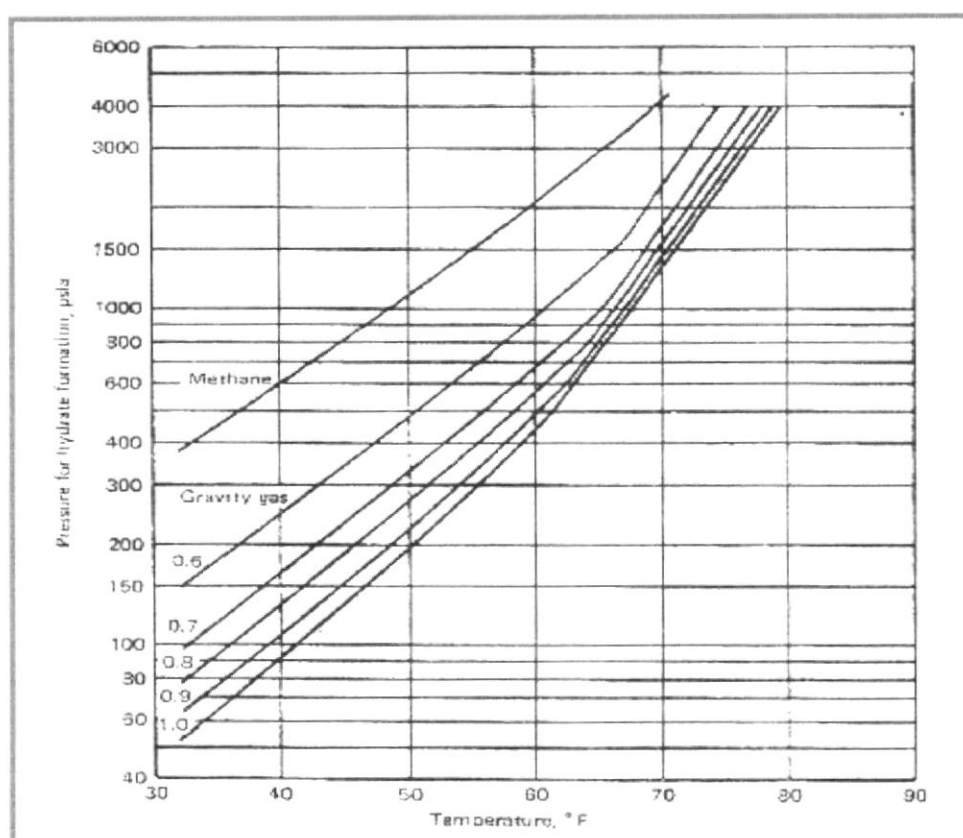


FIGURA 3.12. CURVAS DE PRESION – TEMPERATURA PARA PREDECIR LA FORMACION DE HIDRATOS.

La **figura 3.12** es aplicable únicamente a gases naturales dulces; sin embargo, puede ser usada para gases agrios, siempre y

cuando se mantenga en mente que la presencia de H_2S y CO_2 aumenta la posibilidad de formación de hidratos.

- 2) Formación de hidratos debido a expansiones súbitas ocurridas en restricciones, tales como: Válvulas, medidores de orificio, reguladores de presión, choques, etc. En este caso, las figuras del **apéndice E** pueden ser usadas para determinar las condiciones bajo las cuales en un gas natural en particular se pueden formar hidratos.

Estas figuras también son limitadas a gases dulces, por lo que no predicen con exactitud la formación de hidratos cuando son aplicadas a gases agrios. También pueden ser utilizadas para gravedades específicas intermedias mediante interpolación lineal entre figuras.

La formación de hidratos se puede evitar o controlar calentando o eliminando el vapor de agua del gas natural, o en su defecto, reduciendo su punto de congelamiento a través de la inyección de químicos inhibidores (comúnmente metanol o glicol) dentro del sistema de flujo de gas.

CAPITULO IV

4. ANALISIS ECONOMICO.

Realizado el estudio de factibilidad, junto con el diseño y selección de los equipos necesarios para la captación y transporte del gas natural, el siguiente paso que tiene que llevarse a cabo es el relacionado con el análisis económico, el mismo que es fundamental para conseguir la fuente de financiamiento que permita la ejecución del proyecto.

La importancia de las consideraciones económicas en este trabajo, radica en que su implementación debe satisfacer las exigencias técnicas a la par de mínimos costos de instalación y operación.

De todos los factores que afectan el costo de un sistema de transporte de gas, los más relevantes son los constituidos por las dimensiones de la tubería y la potencia requerida para la compresión. Sin embargo, en este capítulo se estimarán y detallarán todos los costos que estén involucrados en el proyecto.

4.1. Determinación del Precio del Gas Natural.

Para este proyecto, el precio del gas natural que se capte en Guanta y se utilice en las turbinas " Ruston ", se lo estimará haciendo una equivalencia con el diesel en términos de costo y energía, ya que este último es el combustible que se está reemplazando con el gas. La ecuación a utilizar es la siguiente:

$$C_g = 1000 * (PC_g) \left(\frac{C_d}{PC_d} \right) \dots\dots\dots EC. (4.1)$$

Donde:

C_g : Precio del gas natural por cada MSCF.

PC_g : Poder calorífico del gas natural; BTU / SCF.

C_d : Precio del diesel por cada galón.

PC_d : Poder calorífico del diesel; BTU / gal.

Para el caso del gas natural, se usará el poder calorífico bruto calculado en la **tabla XIV**, con una disminución estimada del 10 % debido a la condensación y separación de los componentes más pesados que se lleva a efecto en el " scrubber ".

Haciendo uso de la ecuación (4.1), los cálculos concernientes a la determinación del precio del gas natural se realizan a continuación:

$$PC_g = 1150 \text{ BTU / SCF}$$

$$C_d = \text{US\$ } 0.775 / \text{gal.}$$

$$PC_d = 139620 \text{ BTU / gal.}$$

$$C_g = 1000 * (1150) \left(\frac{0.775}{139620} \right)$$

$$C_g = \text{US\$ } 6.38 / \text{MSCF}$$

PETROPRODUCCION abastece de diesel a las turbinas desde la refinería de Shushufindi, pagando por galón US\$ 0.775, incluyendo el costo de transporte. Por lo tanto, el precio del gas calculado con la ecuación (4.1) es un precio que también debe considerar los gastos de transporte involucrados; es decir, puesto en las turbinas. Pero, como se tratan de dos fluidos física y químicamente diferentes, para una mayor exactitud, el precio real del gas debería ser calculado tomando en cuenta los gastos propios que representa el hecho de ponerlo en las turbinas. Sin embargo, hay que tener presente que internacionalmente cada MSCF cuesta aproximadamente US\$ 2.0.

4.2. Volumen de Diesel que se Ahorra al Utilizar Gas Natural.

Los fabricantes de turbinas a gas garantizan una potencia y consumo de combustible bajo ciertas condiciones de presión y temperatura de operación. A medida que estos parámetros cambian

por las condiciones atmosféricas del sitio donde va a operar la máquina, el consumo de combustible tiende por lo general a aumentar a medida que aumenta la altitud con respecto al nivel del mar. Para el caso particular de las turbinas “ Ruston ” que se encuentran operando a las condiciones de Lago Agrio, los consumos de combustible se indican en la **tabla XXXII**.

TABLA XXXII
CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS TURBINAS
“ RUSTON ” DE LAGO AGRIO

TIPO DE TURBINA	POTENCIA EFECTIVA (Kw)	CONSUMO DE DIESEL (gal / día)	CONSUMO DE GAS (MSCFPD)
TA # 01	820	3000	600
TA # 02	820	3000	600
TB # 01	2540	7000	1200
TOTAL	4180	13000	2400

FUENTE: Departamento Eléctrico de PETROPRODUCCION.

NOTA: Consumos obtenidos operando a una carga del 82 % de la nominal.

En el Sistema Eléctrico Interconectado de PETROPRODUCCION, al igual que en cualquier otro Sistema, la generación de energía eléctrica no es constante, pues permanece variando continuamente conforme se vaya requiriendo, teniendo como consecuencia horas de menor y mayor consumo (horas pico). Lógicamente, esto hace que la cantidad de diesel necesario para la operación de las turbinas también varíe de manera proporcional a la demanda, siendo los consumos según se muestra en la **tabla XXXIII**, **figura 4.1**.

TABLA XXXIII

CONSUMO PROMEDIO DE DIESEL Y GAS NATURAL EN EL
CENTRO DE GENERACION ELECTRICA DE LAGO AGRIO

MES	CONSUMO DE DIESEL (gal / día)	CONSUMO DE GAS NATURAL (MSCFPD)
Enero - 2001	8664	520
Febrero - 2001	8159	547
Marzo - 2001	8242	567
Abril - 2001	7336	504
Mayo - 2001	8151	486
Junio - 2001	7391	452
Julio - 2001	8364	580
Agosto - 2001	8227	611
Septiembre - 2001	8369	587
Octubre - 2001	9457	635
Noviembre - 2001	7326	624
Diciembre - 2001	8116	628
Enero - 2002	9413	719
Febrero - 2002	6639	663
Marzo - 2002	7072	686
Abril - 2002	7793	694
Mayo - 2002	7024	649
PROMEDIO	7985	597

FUENTE: PETROPRODUCCION, Centro de Generación Eléctrica de Lago Agrio.

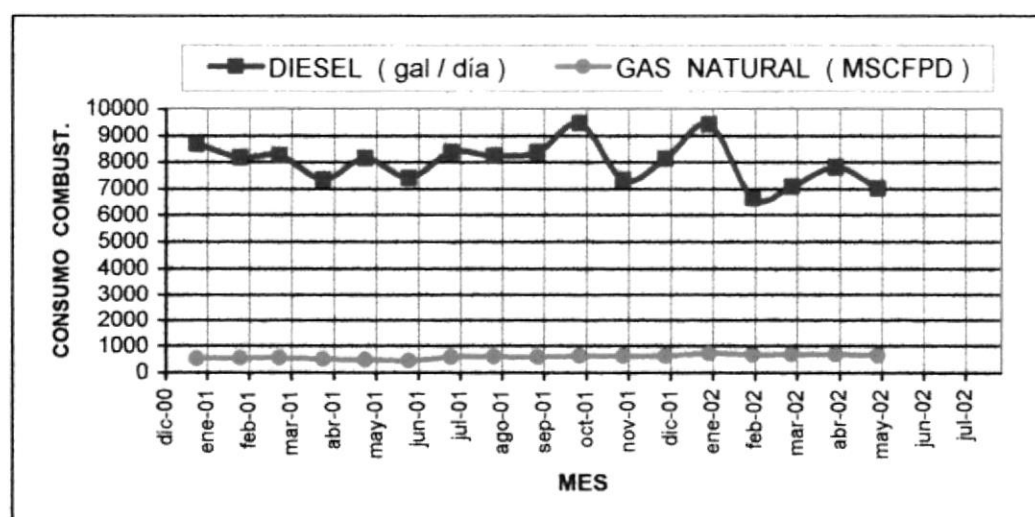


FIGURA 4.1. CONSUMO PROMEDIO DE DIESEL Y GAS NATURAL EN EL
CENTRO DE GENERACION ELECTRICA DE LAGO AGRIO.

La turbina TB # 01 puede funcionar sólo con gas, sólo con diesel, o con los dos combustibles a la vez (por ejemplo: 30 % gas y 70 % diesel); las turbinas TA # 01 y TA # 02 pueden funcionar sólo con gas o sólo con diesel.

En la actualidad, la turbina TB # 01 está funcionando al 100 % con diesel, la TA # 02 está parada la mayor parte del tiempo (sólo para reserva) y la TA # 01 está funcionando con el gas natural producido en la Estación Norte del Campo Lago Agrio, consumiendo en promedio 600 MSCFPD, lo cual permite ahorrar 3000 galones de diesel diarios (tabla XXXII).

La cantidad de gas natural aprovechable de la Estación Guanta asciende a 647 MSCFPD y su captación y utilización permitirá completar, con el gas de la Estación Lago Norte, 1200 MSCFPD, con lo cual se podrá ahora operar la turbina TB # 01 sólo con gas y la TA # 01 sólo con diesel, obteniéndose un ahorro neto de 4000 galones de diesel diarios, o sea, US\$ 1131500 por año.

4.3. Evaluación de Costos.

Para determinar la magnitud de la inversión económica que hay que hacer para la ejecución de un proyecto y con ello la rentabilidad que se espera obtener por el mismo, es necesario realizar la evaluación

de costos de cada una de las partes que componen el proyecto y que generan egresos. Para el caso de captación de gas natural hay que evaluar básicamente lo siguiente: Costos de tubería, costos de compresión, costos de operación y mantenimiento y, costos de capital de inversión.

4.3.1. Costo Total de Tubería.

El tipo de tubería a usar y la longitud de la misma, lo cual tiene que ver con la selección de la ruta por donde se tenderá o pasará el gasoducto, constituyen los parámetros básicos que determinan el costo por concepto de tubería a instalar.

Para el transporte de gas natural se deben tomar medidas de precaución más estrictas que para el caso del transporte de crudo, debido a que las fugas de gas son más difíciles de detectar que las del petróleo y por lo tanto podría ocasionar desastres lamentables. Esto obliga a seleccionar un tipo de tubería con un espesor de pared más grande que el normalmente calculado por medio de ecuaciones, encareciendo obviamente los costos.

Los gastos por concepto de instalación de tubería también influyen considerablemente y depende del uso de tubería

roscada o soldada. Por cuestiones de seguridad operacional y para evitar molestias a las comunidades aledañas es recomendable soldar la tubería. Los costos mencionados anteriormente se detallan en la **tabla XXXIV**.

TABLA XXXIV
COSTO TOTAL DE TUBERIA

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (US\$)	COSTO TOTAL (US\$)
Tubería, $\phi_{nom} = 4"$	91868 ft	4.96 / ft	455666
Instalación tubería	91868 ft	0.57 / ft	52365
Prueba hidrostática			1100
Protección catódica			45000
Scrubber, $\phi_{int} = 30"$ $Q_g = 900$ MSCFPD $L = 10$ ft, $P = 20$ psig	1	7000	7000
Accesorios			15000
SUB - TOTAL			576131
Imprevistos (10 %)			57613
TOTAL			633744

REALIZADO POR: Rommel Alvarado Torres.

4.3.2. Costo Total de Compresión.

El gas natural para ser transportado de un lugar a otro tiene que ser comprimido para incrementar su presión. Dependiendo de la capacidad de manejo de gas y de las presiones de succión y descarga se determina los requerimientos de potencia del motor que impulsará el compresor, lo cual tiene relación directa con el precio del mismo.

Para las condiciones de operación que se establecieron en la sección 3.6.2, los costos por concepto de compresión se indican en la **tabla XXXV**.

TABLA XXXV
COSTO TOTAL DE COMPRESION

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (US\$)	COSTO TOTAL (US\$)
Compresor, $P_d = 160$ psia 113 HP, 900 MSCFPD	1	100000	100000
Instalación		35000	35000
Obras civiles	120 m ²	100 / m ²	12000
SUB - TOTAL			147000
Imprevistos (10 %)			14700
TOTAL			161700

REALIZADO POR: Rommel Alvarado Torres.

4.3.3. Costos de Operación y Mantenimiento.

El compresor de captación de gas natural va a estar operando continuamente y las tuberías deben prestar su servicio cada vez que el compresor se encuentre funcionando. Por lo tanto, para que el suministro de gas a las turbinas sea permanente y no se tenga que cambiar de combustible (a diesel) con mucha frecuencia por la ocurrencia de cualquier falla mecánica, se debe elaborar o diseñar programas de mantenimiento para conservar en buenas condiciones todos los equipos mecánicos que componen el sistema de captación y transporte.

Esto involucra lógicamente egresos económicos que deben ser considerados en la determinación de la rentabilidad que se espera obtener del proyecto para poder estimar con mayor exactitud el tiempo de recuperación de la inversión. Para este estudio se estimará un costo anual de operación y mantenimiento (**tabla XXXVI**) igual al 10 % del costo total de tubería (US\$ 633744) y de compresión (US\$ 161700).

TABLA XXXVI
COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (US\$)
Costos de operación y mantenimiento	80000

REALIZADO POR: Rommel Alvarado Torres.

4.3.4. Costo de Capital Para la Ejecución del Proyecto.

Todo proyecto, para su ejecución, requiere de una inversión económica. El capital a desembolsar o utilizar puede ser obtenido de varias maneras, ya sea mediante recursos propios de la empresa dueña del proyecto o de alguna fuente de financiamiento nacional o internacional. Cualquiera que fuese el caso, se debe de tomar en cuenta los egresos que generará el uso de ese capital, conocido normalmente como costo de capital.

Para proyectos petroleros, los costos de capital son estimados comúnmente en un 10 % anual del dinero tomado como préstamo, de tal modo que éste valor se usará en esta Tesis.

4.4. Recuperación de la Inversión.

El dinero que se ha de invertir para la ejecución de cualquier proyecto tiene que ser recuperado para que éste sea considerado como lucrativo o beneficioso. El tiempo de recuperación del mismo es muy importante y constituye el centro de atención del análisis de un proyecto, ya que de este depende el grado de rentabilidad que se espera obtener y así asegurar una ganancia razonable.

Para saber en qué tiempo se va a recuperar el capital invertido en el proyecto, se debe hacer un balance entre los egresos y los ingresos involucrados en el mismo, **tabla XXXVII**. Para nuestro caso, los ingresos se calcularán con un precio internacional estimado del gas natural de US\$ 2.0 / MSCF, y una producción inicial de gas de 647 MSCFPD, la misma que irá decreciendo el 5% por año.

TABLA XXXVII
FLUJO DE CAJA DESCONTADO

AÑO	INGRESO ANUAL (US\$)	EGRESO ANUAL (US\$)	FLUJO DE CAJA NO DESCONTADO (US\$)	FLUJO DE CAJA DESCONTADO (US\$)		
				10%	20%	42.44%
0		795444	- 795444	- 795444	- 795444	- 795444
1	472310	80000	392310	356646	326925	275421
2	448950	80000	368950	304917	256215	181846
3	426320	80000	346320	260195	200417	119834
4	405150	80000	325150	222082	156805	78987
5	384710	80000	304710	189201	122456	51967
6	365730	80000	285730	161287	95690	34211
7	347480	80000	267480	137260	74649	22484
8	329960	80000	249960	116608	58133	14751
9	313170	80000	233170	98887	45190	9660
10	297840	80000	217840	83987	35182	6336
VALOR PRESENTE:				1135626	576218	53

Tasa Interna de Retorno: 42.44 %

Tiempo de Pago de la Inversión al 10 %: 2.67 años

REALIZADO POR: Rommel Alvarado T.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- 1) El contenido de diluyentes y contaminantes del gas natural producido en el Campo Guanta es bajo, situación que permite caracterizar a este recurso como apto para su transporte y utilización como combustible en las turbinas " Ruston " de Lago Agrio para la generación de energía eléctrica, puesto que cumple con los requerimientos internacionales de calidad para un correcto funcionamiento de las mismas.
- 2) Las propiedades calculadas del gas natural que permiten caracterizar al mismo en el Campo Guanta son: $\gamma_g = 0.817$, $sT_C = 422.73$ °R, $sP_C = 682.32$ psia, $PC_{neto} = 1157.47$ BTU / SCF, $K = 1.23$, $GPM = 3.45$.
- 3) En el Campo Guanta el gas natural que se libera en los separadores es de baja presión, es decir; $P = 20$ psig y $T = 100$ °F. Este debe ser comprimido de tal modo de obtener en promedio una temperatura de 90 °F y una presión de 240 psig en la Central Eléctrica para el eficiente funcionamiento de las turbinas.



- 4) Para el adecuado transporte del gas desde Guanta hasta Lago Agrio, se requiere de un gasoducto con un diámetro interno de 3.874 pulgadas y un espesor mínimo de pared de 0.0194 pulgadas, para una capacidad de manejo de gas de 900 MSCFPD. La prueba hidrostática se debe realizar con una presión mínima de 270 psig.
- 5) Para la eliminación de partículas sólidas y líquidas que pudiera arrastrar el gas natural, se usará un "scrubber" con las siguientes características:
 $d = 30$ pulgadas, $L_{CC} = 6$ ft, $t = 0.211$ pulgadas, $Q_g = 900$ MSCFPD.
- 6) Se selecciona un compresor centrífugo para el transporte del gas desde Guanta hasta Lago Agrio, sus características son: $Q_g = 900$ MSCFPD, $P_d = 160$ psia, $P_s = 34.7$ psia, $W = 113$ HP, $T_d = 794$ °R.
- 7) El gas natural que se puede aprovechar del Campo Guanta asciende a 647 MSCFPD (para generar aproximadamente 820 Kw) y su captación y utilización permitirá completar, con el gas de la Estación Lago Norte, 1200 MSCFPD, con lo cual se podrá operar la turbina TB # 01 sólo con gas, obteniéndose un ahorro neto de 4000 galones de diesel diarios, es decir, US\$ 1131500 por año.
- 8) Para la ejecución de este proyecto, la inversión económica que se debe realizar es de US\$ 795444, la misma que será recuperada aproximadamente en un año después de entrar en funcionamiento.

RECOMENDACIONES:

- 1) Se recomienda no dejar que se inunden los separadores tanto de prueba como de producción porque esta situación hace que el gas natural arrastre partículas de petróleo en grandes cantidades que muchas de las veces el " scrubber " no es capaz de retener y por lo tanto ingresan a la unidad de compresión ocasionando perjuicios.
- 2) Se recomienda realizar trabajos de mantenimiento periódicamente en el sistema de separación de sólidos y líquidos del gas natural con el propósito de evitar problemas operacionales tanto en el sistema de captación y transporte como en las unidades de generación eléctrica.
- 3) El manejo de gases naturales es una operación muy peligrosa que requiere de mucha atención, por tal motivo, se recomienda revisar con frecuencia que no existan fugas o situaciones de riesgo en el sistema.
- 4) Para el transporte de gas natural se debe seleccionar un tipo de tubería con un espesor de pared grande con la finalidad de hacer frente a los problemas de corrosión y además por medidas de seguridad ya que el gas es un compuesto muy peligroso y difícil de detectar. Además, se recomienda soldar la tubería para mayor confiabilidad y para evitar problemas relacionados con el robo de la misma.

- 5) Se recomienda elaborar planes de contingencia para proporcionar a las comunidades aledañas una respuesta inmediata y eficiente ante las posibles emergencias que puedan suscitarse, tales como incendios originados por fugas de gas a partir de roturas accidentales de tuberías.
- 6) El acarreo de líquidos no debe exceder los 0.1 galones de partículas mayores a 10 micrones de diámetro por millón de pie cúbico estándar de gas natural.
- 7) Para conocer las condiciones de operación del gasoducto, se deben elaborar programas para el control permanente de la corrosión.
- 8) Para disponer de una mayor cantidad de gas natural y por ende disminuir aún más el consumo de diesel en la Central de Generación Eléctrica, se recomienda realizar el estudio correspondiente para integrar a este proyecto la captación del gas que se produce en otros campos de petróleo, especialmente los que se encuentran más próximos al Campo Guanta, como es el caso de los Campos Atacapi y Parahuacu.

APENDICES

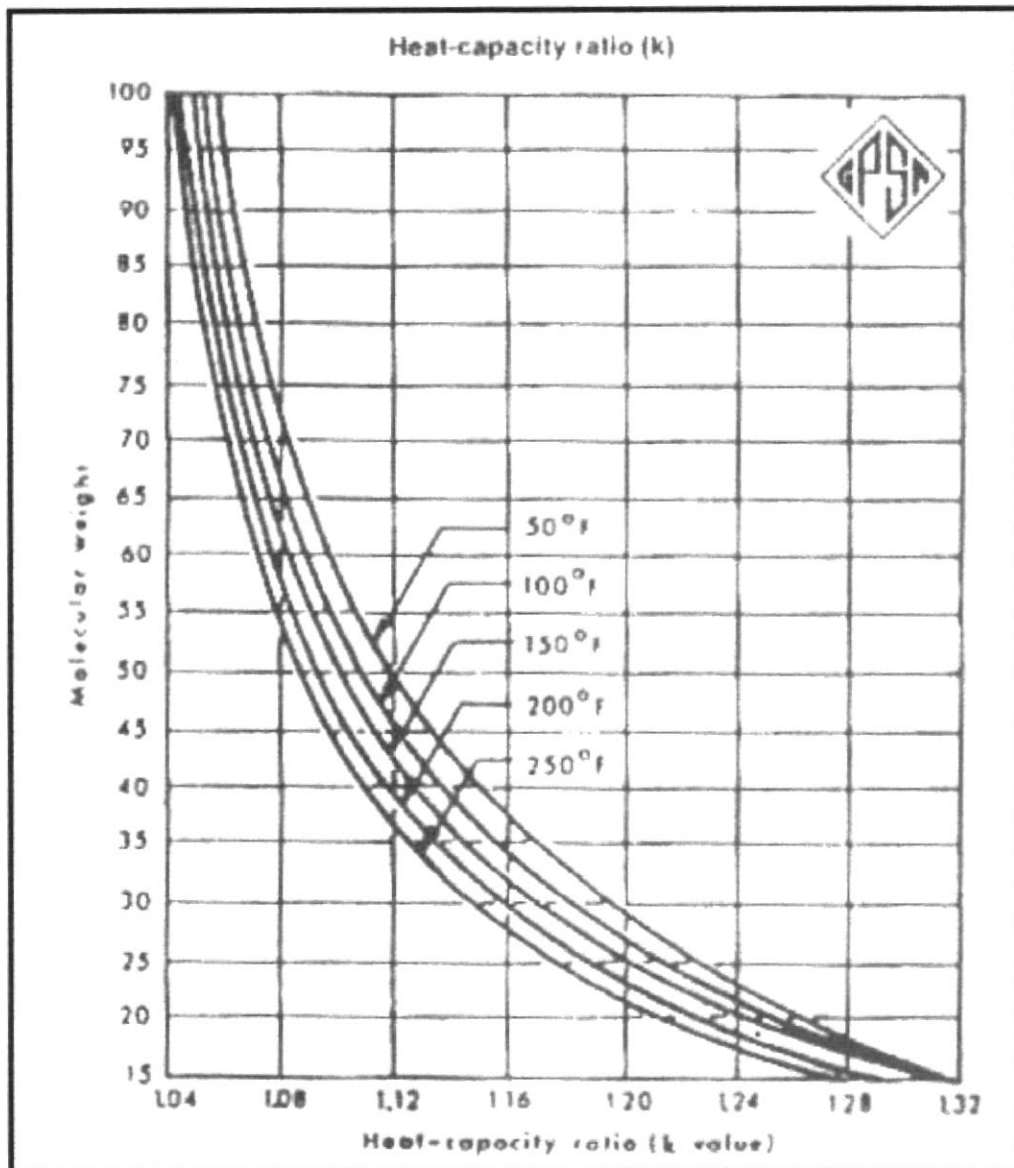
APENDICE A

CALORES ESPECIFICOS MOLARES DE HIDROCARBUROS GASEOSOS (ESTADO DE GAS IDEAL)

COMPON.	MCp (BTU / lbm - mol / °R)							
	0 °F	50 °F	60 °F	100 °F	150 °F	200 °F	250 °F	300 °F
Metano	8.233	8.414	8.456	8.651	8.947	9.277	9.638	10.01
Etano	11.44	12.17	12.32	12.95	13.77	14.63	15.49	16.34
Propano	15.64	16.88	17.13	18.17	19.52	20.89	22.25	23.56
i-Butano	20.40	22.15	22.50	23.95	25.77	27.59	29.39	31.11
n-Butano	20.80	22.38	22.71	24.07	25.81	27.54	29.23	30.90
i-Pentano	24.93	27.16	27.61	29.42	31.66	33.87	36.03	38.14
n-Pentano	25.64	27.61	28.01	29.70	31.86	33.99	36.07	38.12
Hexano	30.17	32.78	33.30	35.36	37.91	40.45	42.91	45.36
Heptano	34.96	37.00	38.61	41.01	43.47	46.93	49.77	52.60
CO ₂	8.380	8.698	8.762	9.004	9.282	9.559	10.31	10.05
Nitrógeno	6.951	6.954	6.954	6.956	6.963	6.970	6.984	6.998

APENDICE B

RELACIONES DE CALORES ESPECIFICOS APROXIMADOS DE GASES NATURALES



APENDICE C

DIMENSIONES DE TUBERIAS DE ACERO ESPECIFICACION API 5L

DIAMETRO NOMINAL (Pulg.)	DESIG- NACION	DIAMETRO EXTERNO (Pulg.)	PESO (Lbm / ft)	ESPEJOR DE PARED (Pulg.)	DIAMETRO INTERNO (Pulg.)	PRUEBA DE PRESION, MIN.	
						GRADO A Std. (psi)	GRADO B Std. (psi)
1/8	Std	0.405	0.24	0.068	0.269	700	700
1/8	XS	0.405	0.31	0.095	0.215	850	850
1/4	Std	0.540	0.42	0.088	0.364	700	700
1/4	XS	0.540	0.54	0.119	0.302	850	850
3/8	Std	0.675	0.57	0.091	0.493	700	700
3/8	XS	0.675	0.74	0.126	0.423	850	850
1/2	Std	0.840	0.85	0.109	0.622	700	700
1/2	XS	0.840	1.09	0.147	0.546	850	850
1/2	XXS	0.840	1.71	0.294	0.252	1000	1000
3/4	Std	1.050	1.13	0.113	0.824	700	700
3/4	XS	1.050	1.47	0.154	0.742	850	850
3/4	XXS	1.050	2.44	0.308	0.434	1000	1000
1	Std	1.315	1.68	0.133	1.049	700	700
1	XS	1.315	2.17	0.179	0.957	850	850
1	XXS	1.315	3.66	0.358	0.599	1000	1000
1 1/4	Std	1.660	2.27	0.140	1.380	1200	1300
1 1/4	XS	1.660	3.00	0.191	1.278	1800	1900
1 1/4	XXS	1.660	5.21	0.382	0.896	2200	2300
1 1/2	Std	1.900	2.72	0.145	1.610	1200	1300
1 1/2	XS	1.900	3.63	0.200	1.500	1800	1900
1 1/2	XXS	1.900	6.41	0.400	1.100	2200	2300
2	Std	2 3/8	2.03	0.083	2.209	1260	1470
2	Std	2 3/8	2.64	0.109	2.157		
2	Std	2 3/8	3.00	0.125	2.125		
2	Std	2 3/8	3.36	0.141	2.093		
2	Std	2 3/8	3.65	0.154	2.067	2330	2500
2	XS	2 3/8	4.05	0.172	2.031	2500	2500
2	XS	2 3/8	4.39	0.188	1.999	2500	2500
2	XS	2 3/8	5.02	0.218	1.939	2500	2500
2	XXS	2 3/8	5.67	0.250	1.875	2500	2500
2	XXS	2 3/8	6.28	0.281	1.813	2500	2500
2	XXS	2 3/8	9.03	0.436	1.503	2500	2500
2 1/2	Std	2 7/8	2.47	0.083	2.709	1040	1210
2 1/2	Std	2 7/8	3.22	0.109	2.657		
2 1/2	Std	2 7/8	3.67	0.125	2.625		
2 1/2	Std	2 7/8	4.12	0.141	2.593		
2 1/2	Std	2 7/8	4.53	0.156	2.563	1950	2280
2 1/2	Std	2 7/8	4.97	0.172	2.531	2150	2500
2 1/2	Std	2 7/8	5.40	0.188	2.489	2350	2500
2 1/2	Std	2 7/8	5.79	0.203	2.469	2500	2500
2 1/2	XS	2 7/8	6.13	0.216	2.443	2500	2500

DIAMETRO NOMINAL (Pulg.)	DESIG- NACION	DIAMETRO EXTERNO (Pulg.)	PESO (Lbm / ft)	ESPEJOR DE PARED (Pulg.)	DIAMETRO INTERNO (Pulg.)	PRUEBA DE PRESION, MIN.	
						GRADO A Std. (psi)	GRADO B Std. (psi)
2 1/2	XS	2 7/8	7.01	0.250	2.375	2500	2500
2 1/2	XS	2 7/8	7.66	0.276	2.323	2500	2500
2 1/2	XXS	2 7/8	13.69	0.552	1.771	2500	2500
3	Std	3 1/2	3.03	0.083	3.334	850	1000
3	Std	3 1/2	3.95	0.109	3.282		
3	Std	3 1/2	4.51	0.125	3.250	1290	1500
3	Std	3 1/2	5.06	0.141	3.218		
3	Std	3 1/2	5.57	0.156	3.188	1600	1870
3	Std	3 1/2	6.11	0.172	3.156	1770	2060
3	Std	3 1/2	6.65	0.188	3.124	1930	2260
3	Std	3 1/2	7.58	0.216	3.068	2220	2500
3	XS	3 1/2	8.68	0.250	3.000	2500	2500
3	XS	3 1/2	9.66	0.281	2.938	2500	2500
3	XS	3 1/2	10.25	0.300	2.900	2500	2500
3	XXS	3 1/2	18.58	0.600	2.300	2500	2500
3 1/2	Std	4	3.47	0.083	3.834	750	870
3 1/2	Std	4	4.53	0.109	3.782	980	1140
3 1/2	Std	4	5.17	0.125	3.750	1120	1310
3 1/2	Std	4	5.81	0.141	3.718	1270	1480
3 1/2	Std	4	6.40	0.156	3.688	1400	1640
3 1/2	Std	4	7.03	0.172	3.656	1550	1810
3 1/2	Std	4	7.65	0.188	3.624	1690	1970
3 1/2	Std	4	9.11	0.226	3.548	2030	2370
3 1/2	Std	4	9.11	0.226	3.548		
3 1/2	XS	4	10.01	0.250	3.500	2250	2620
3 1/2	XS	4	11.16	0.281	3.438	2530	2800
3 1/2	XS	4	12.50	0.318	3.364	2800	2800
4	Std	4 1/2	3.92	0.083	4.334	660	770
4	Std	4 1/2	5.11	0.109	4.282	870	1020
4	Std	4 1/2	5.84	0.125	4.250	1000	1170
4	Std	4 1/2	6.56	0.141	4.218	1130	1320
4	Std	4 1/2	7.24	0.156	4.188	1250	1460
4	Std	4 1/2	7.95	0.172	4.156	1380	1610
4	Std	4 1/2	8.66	0.188	4.124	1500	1750
4	Std	4 1/2	9.32	0.203	4.094	1620	1890
4	Std	4 1/2	10.01	0.219	4.062	1750	2040
4	Std	4 1/2	10.79	0.237	4.026	1900	2210
4	XS	4 1/2	11.35	0.250	4.000	2000	2330
4	XS	4 1/2	12.66	0.281	3.938	2250	2620
4	XS	4 1/2	13.96	0.312	3.876	2500	2800
4	XS	4 1/2	14.98	0.337	3.826	2700	2800
4	XXS	4 1/2	19.00	0.438	3.624	2800	2800
4	XXS	4 1/2	22.51	0.531	3.438	2800	2800
4	XXS	4 1/2	27.54	0.674	3.152	2800	2800

DIAMETRO NOMINAL (Pulg.)	DESIG- NACION	DIAMETRO EXTERNO (Pulg.)	PESO (Lbm / ft)	ESPEJOR DE PARED (Pulg.)	DIAMETRO INTERNO (Pulg.)	PRUEBA DE PRESION, MIN.	
						GRADO A Std. (psi)	GRADO B Std. (psi)
5	XS	5 9/16	4.86	0.083	5.397	540	630
5	XS	5 9/16	7.26	0.125	5.312	810	940
5	XS	5 9/16	9.01	0.156	5.251	1010	1180
5	XS	5 9/16	10.79	0.188	5.187	1220	1420
5	XS	5 9/16	12.50	0.219	5.125	1420	1650
5	XS	5 9/16	14.62	0.258	5.047	1670	1950
5	XS	5 9/16	15.85	0.281	5.001	1820	2120
5	XS	5 9/16	17.50	0.312	4.939	2020	2360
5	XS	5 9/16	19.17	0.344	4.875	2230	2600
5	XS	5 9/16	20.78	0.375	4.813	2430	2800
5	XXS	5 9/16	27.04	0.500	4.563	2800	2800
5	XXS	5 9/16	32.96	0.625	4.313	2800	2800
5	XXS	5 9/16	38.55	0.750	4.063	2800	2800
6	XS	6 5/8	5.80	0.083	6.459	450	530
6	XS	6 5/8	7.59	0.109	6.407	590	690
6	XS	6 5/8	8.68	0.125	6.375	680	790
6	XS	6 5/8	9.76	0.141	6.343	770	890
6	XS	6 5/8	10.78	0.156	6.313	850	990
6	XS	6 5/8	11.85	0.172	6.281	930	1090
6	XS	6 5/8	12.92	0.188	6.249	1020	1280
6	XS	6 5/8	13.92	0.203	6.219	1100	1290
6	XS	6 5/8	14.98	0.219	6.187	1190	1390
6	XS	6 5/8	17.02	0.250	6.125	1360	1580
6	XS	6 5/8	18.97	0.280	6.065	1520	1780
6	XS	6 5/8	21.04	0.312	6.001	1700	1980
6	XS	6 5/8	23.08	0.344	5.937	1870	2180
6	XS	6 5/8	25.03	0.375	5.875	2040	2380
6	XS	6 5/8	28.57	0.432	5.761	2350	2740
6	XXS	6 5/8	32.71	0.500	5.625	2720	2800
6	XXS	6 5/8	36.39	0.562	5.501	2800	2800
6	XXS	6 5/8	40.05	0.625	5.375	2800	2800
6	XXS	6 5/8	45.35	0.719	5.187	2800	2800
6	XXS	6 5/8	47.06	0.750	5.125	2800	2800
6	XXS	6 5/8	53.16	0.864	4.897	2800	2800
8	XS	8 5/8	11.35	0.125	8.375	520	610
8	XS	8 5/8	14.11	0.156	8.313	650	760
8	XS	8 5/8	16.94	0.188	8.249	780	920
8	XS	8 5/8	19.66	0.219	8.187	910	1070
8	XS	8 5/8	22.36	0.250	8.125	1040	1220
8	XS	8 5/8	24.70	0.277	8.071	1160	1350
8	XS	8 5/8	27.70	0.312	8.001	1300	1520
8	XS	8 5/8	28.55	0.322	7.981	1340	1570
8	XS	8 5/8	30.42	0.344	7.937	1440	1680
8	XS	8 5/8	33.04	0.375	7.875	1570	1830

DIAMETRO NOMINAL (Pulg.)	DESIG- NACION	DIAMETRO EXTERNO (Pulg.)	PESO (Lbm / ft)	ESPESOR DE PARED (Pulg.)	DIAMETRO INTERNO (Pulg.)	PRUEBA DE PRESION, MIN.	
						GRADO A Std. (psi)	GRADO B Std. (psi)
8	XS	8 5/8	38.30	0.438	7.749	1830	2130
8	XS	8 5/8	43.39	0.500	7.625	2090	2430
8	XXS	8 5/8	48.40	0.562	7.501	2350	2740
8	XXS	8 5/8	53.40	0.625	7.375	2610	2800
8	XXS	8 5/8	60.71	0.719	7.187	2800	2800
8	XXS	8 5/8	63.08	0.750	7.125	2800	2800
8	XXS	8 5/8	67.76	0.812	7.001	2800	2800
8	XXS	8 5/8	72.42	0.875	6.875	2800	2800
10	XS	10 3/4	17.65	0.156	10.438	520	610
10	XS	10 3/4	21.21	0.188	10.374	630	730
10	XS	10 3/4	24.63	0.219	10.312	730	860
10	XS	10 3/4	28.04	0.250	10.250	840	980
10	XS	10 3/4	31.20	0.279	10.192	930	1090
10	XS	10 3/4	34.24	0.307	10.136	1030	1200
10	XS	10 3/4	38.23	0.344	10.062	1150	1340
10	XS	10 3/4	40.48	0.365	10.020	1220	1430
10	XS	10 3/4	48.24	0.438	9.874	1470	1710
10	XS	10 3/4	54.74	0.500	9.750	1670	1950
10	XS	10 3/4	61.15	0.562	9.626	1880	2200
10	XS	10 3/4	67.58	0.625	9.500	2090	2440
10	XS	10 3/4	77.03	0.719	9.312	2410	2800
10	XS	10 3/4	80.10	0.750	9.250	2510	2800
10	XS	10 3/4	86.18	0.812	9.126	2720	2800
10	XS	10 3/4	92.28	0.875	9.000	2800	2800
10	XS	10 3/4	98.30	0.938	8.874	2800	2800
10	XS	10 3/4	104.13	1.000	8.750	2800	2800
12	XS	12 3/4	23.11	0.172	12.406	490	570
12	XS	12 3/4	25.22	0.188	12.374	530	620
12	XS	12 3/4	29.31	0.219	12.312	620	720
12	XS	12 3/4	33.38	0.250	12.250	710	820
12	XS	12 3/4	37.42	0.281	12.188	790	930
12	XS	12 3/4	41.45	0.312	12.126	880	1030
12	XS	12 3/4	43.77	0.330	12.090	930	1090
12	XS	12 3/4	45.58	0.344	12.062	970	1130
12	XS	12 3/4	49.56	0.375	12.000	1060	1240
12	XS	12 3/4	57.59	0.438	11.874	1240	1440
12	XS	12 3/4	65.42	0.500	11.750	1410	1650
12	XS	12 3/4	73.15	0.562	11.626	1590	1850
12	XS	12 3/4	80.93	0.625	11.500	1760	2060
12	XS	12 3/4	88.63	0.688	11.374	1940	2270
12	XS	12 3/4	96.12	0.750	11.250	2120	2470
12	XS	12 3/4	103.53	0.812	11.126	2290	2670
12	XS	12 3/4	110.97	0.875	11.000	2470	2800
12	XS	12 3/4	118.33	0.938	10.874	2650	2800

APENDICE D

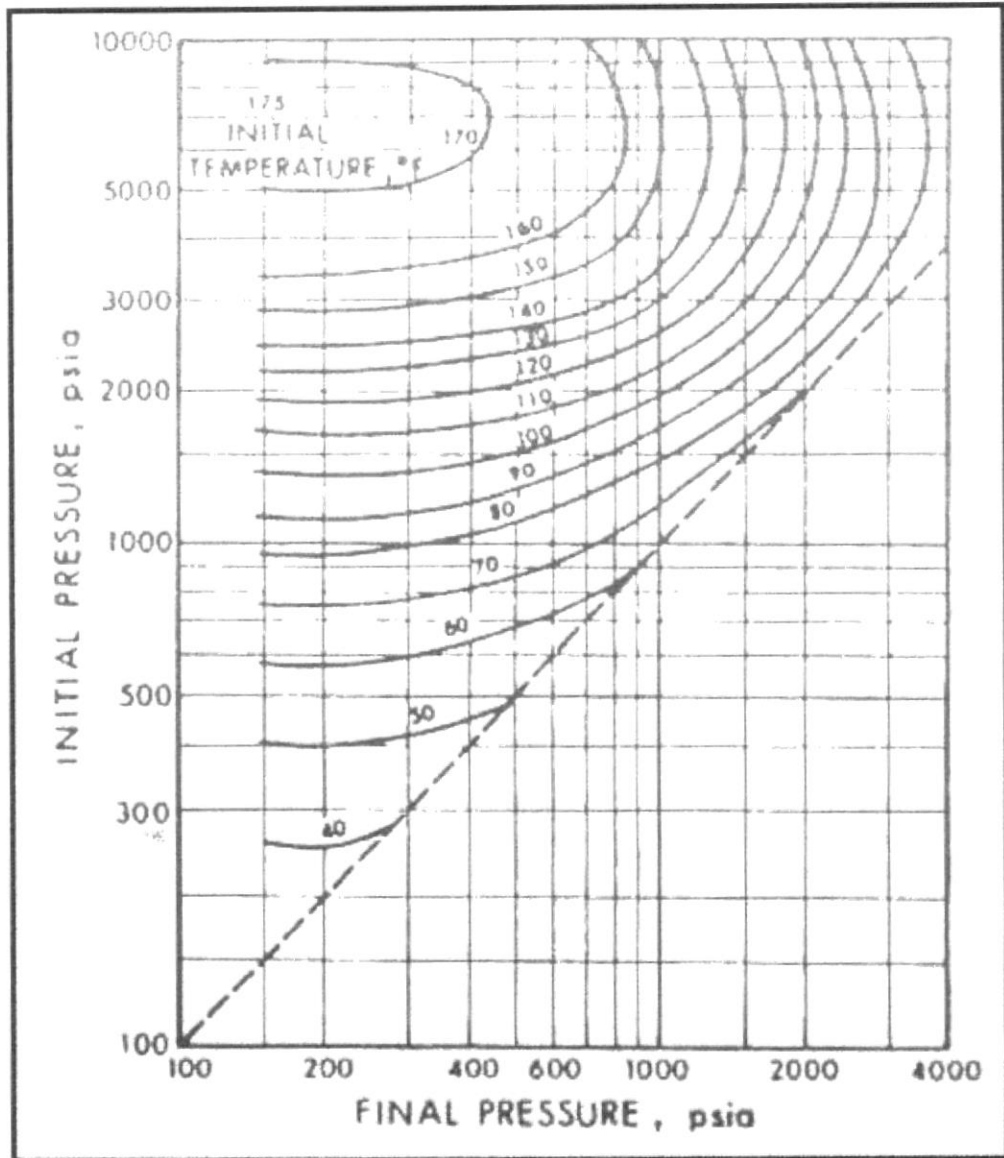
CAPACIDADES NOMINALES DE GAS PARA SCRUBBERS VERTICALES

DIAMETRO NOMINAL	LONGITUD	MMSCFPD @ PSIG								
		50	100	200	600	800	1000	1200	1440	1500
16" O.D.	7' 6"	2.03	2.9	3.71	6.25	7.6	8.49	9.12	9.88	10.30
20" O.D.	7' 6"	2.93	4.97	7.17	11.3	11.32	15.06	16.73	18.25	19.02
	10' 0"	3.02	5.03	7.31	11.53	11.55	15.36	17.06	18.61	19.4
24" O.D.	7' 6"	6.59	8.34	10.63	19.86	20.19	24.56	28.56	29.47	30.57
	10' 0"	6.79	8.51	10.84	20.25	20.59	25.05	29.13	30.06	31.18
30" O.D.	10' 0"	9.89	13.09	17.94	30.26	35.38	39.49	43.12	45.80	47.72
	15' 0"	10.60	13.48	18.30	30.86	36.09	40.28	43.98	46.72	48.67
36" I.D.	10' 0"	13.77	19.59	25.15	42.97	49.57	55.55	60.62	65.00	67.80
	15' 0"	14.00	20.18	25.65	43.83	50.56	56.66	61.83	66.30	69.15
42" I.D.	10' 0"	19.38	25.25	35.64	56.55	66.05	72.94	79.73	85.50	89.04
	15' 0"	19.77	26.01	36.35	57.68	67.37	74.40	81.32	87.21	90.82
	20' 0"	20.17	27.53	37.08	58.83	68.72	75.89	82.94	88.97	92.64
48" I.D.	10' 0"	29.32	36.28	52.74	85.33	96.60	108.80	116.40	124.00	131.92
	15' 0"	29.91	37.37	54.79	87.03	98.53	110.98	118.73	126.48	134.55
	20' 0"	30.80	38.12	55.89	88.77	100.50	113.20	121.10	129.01	137.24
54" I.D.	10' 0"	34.60	47.52	65.63	106.82	123.19	136.77	149.53	162.20	166.84
	15' 0"	34.74	48.95	66.94	108.95	125.65	139.50	152.52	165.44	170.18
	20' 0"	35.43	49.93	68.27	111.13	128.16	142.29	155.57	167.75	173.58
60" I.D.	10' 0"	43.20	59.88	80.10	135.24	155.82	172.66	188.18	202.00	210.50
	15' 0"	43.96	61.68	81.70	137.94	158.94	176.11	191.94	206.04	214.71
	20' 0"	44.71	62.91	83.43	140.80	162.12	179.64	195.78	210.16	219.00

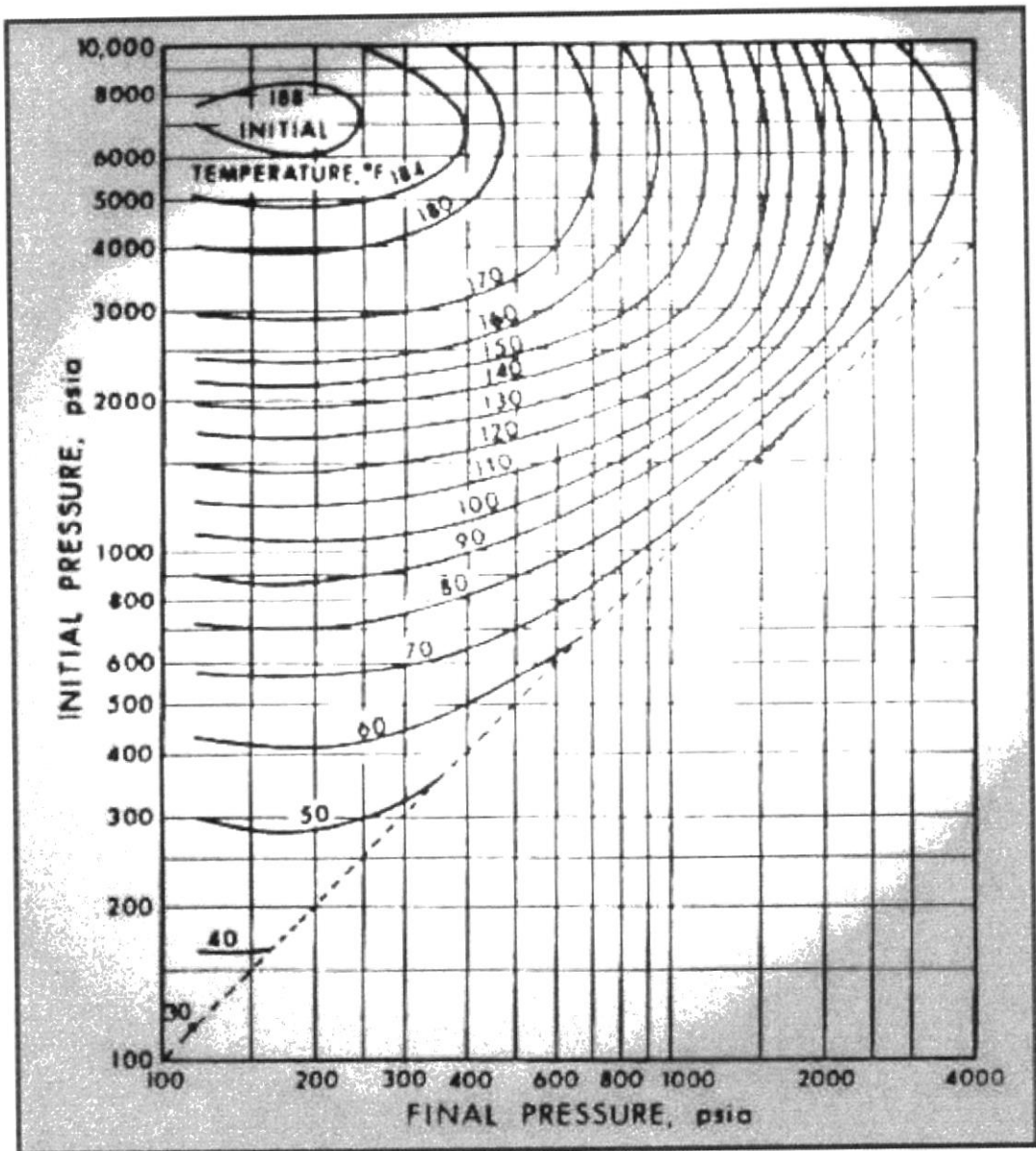
FUENTE: SMITH INDUSTRIES, INC.

APENDICE E

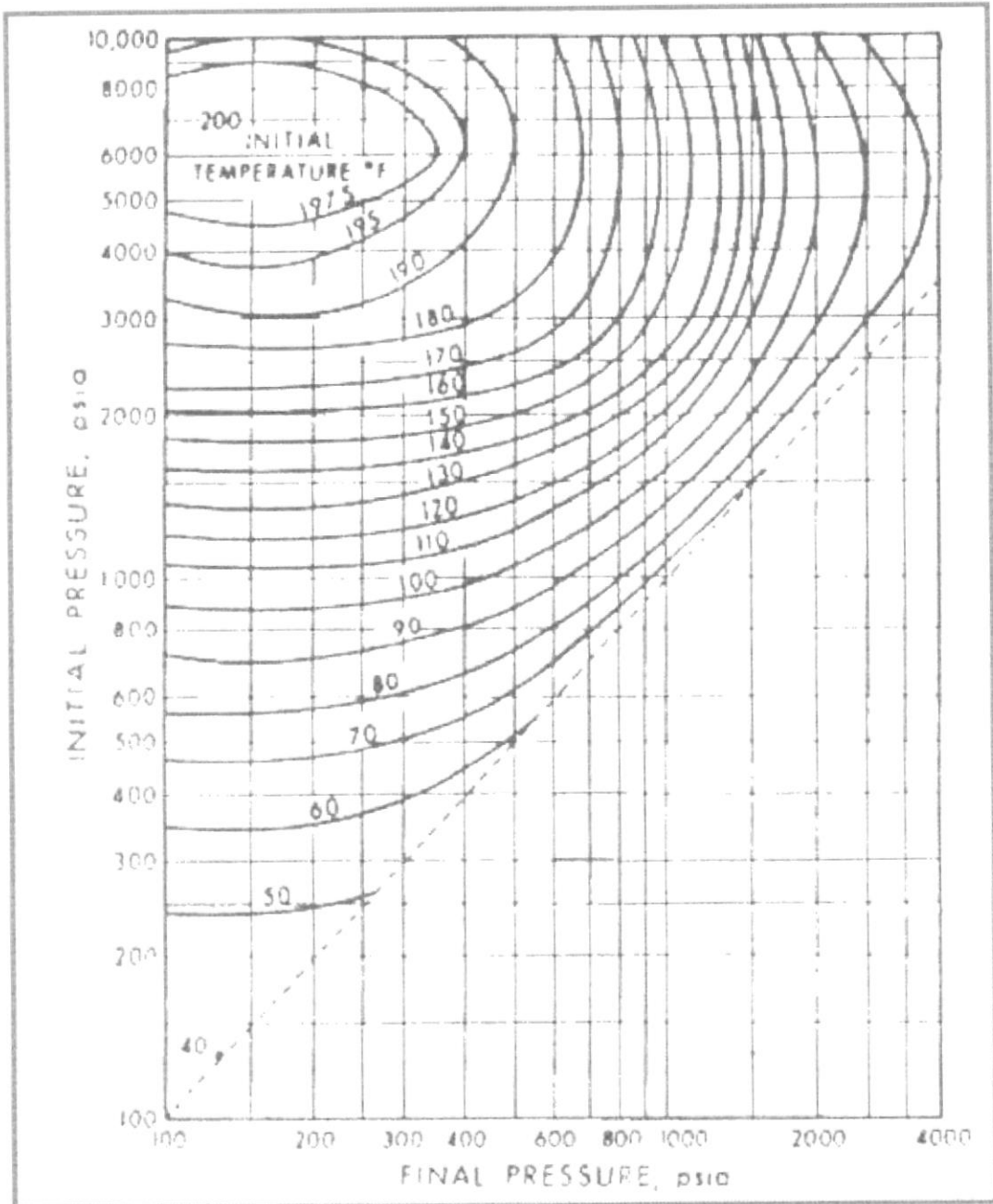
EXPANSION PERMISIBLE DE GASES NATURALES PARA EVITAR LA FORMACION DE HIDRATOS



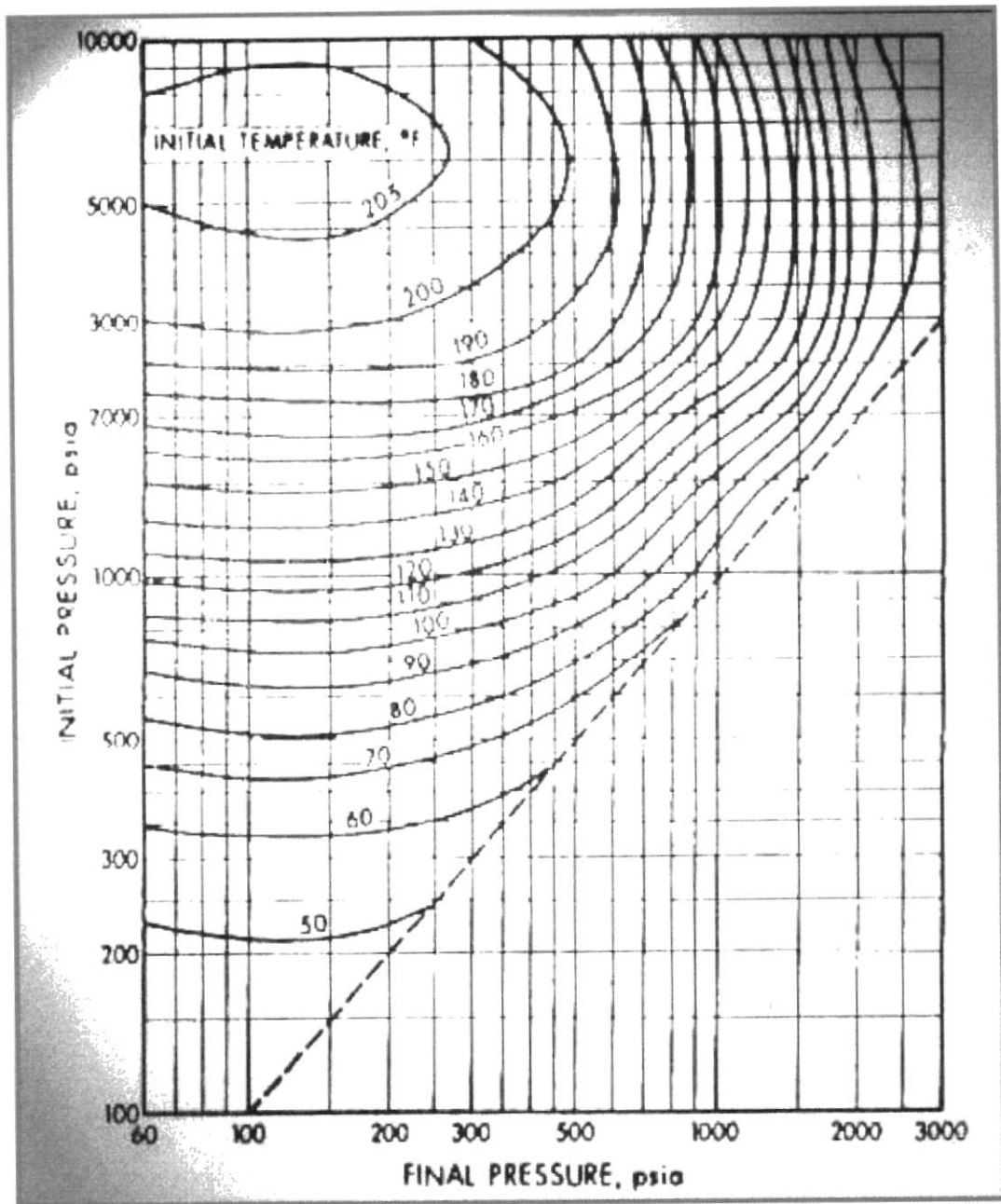
Gravedad Específica del Gas: 0.6



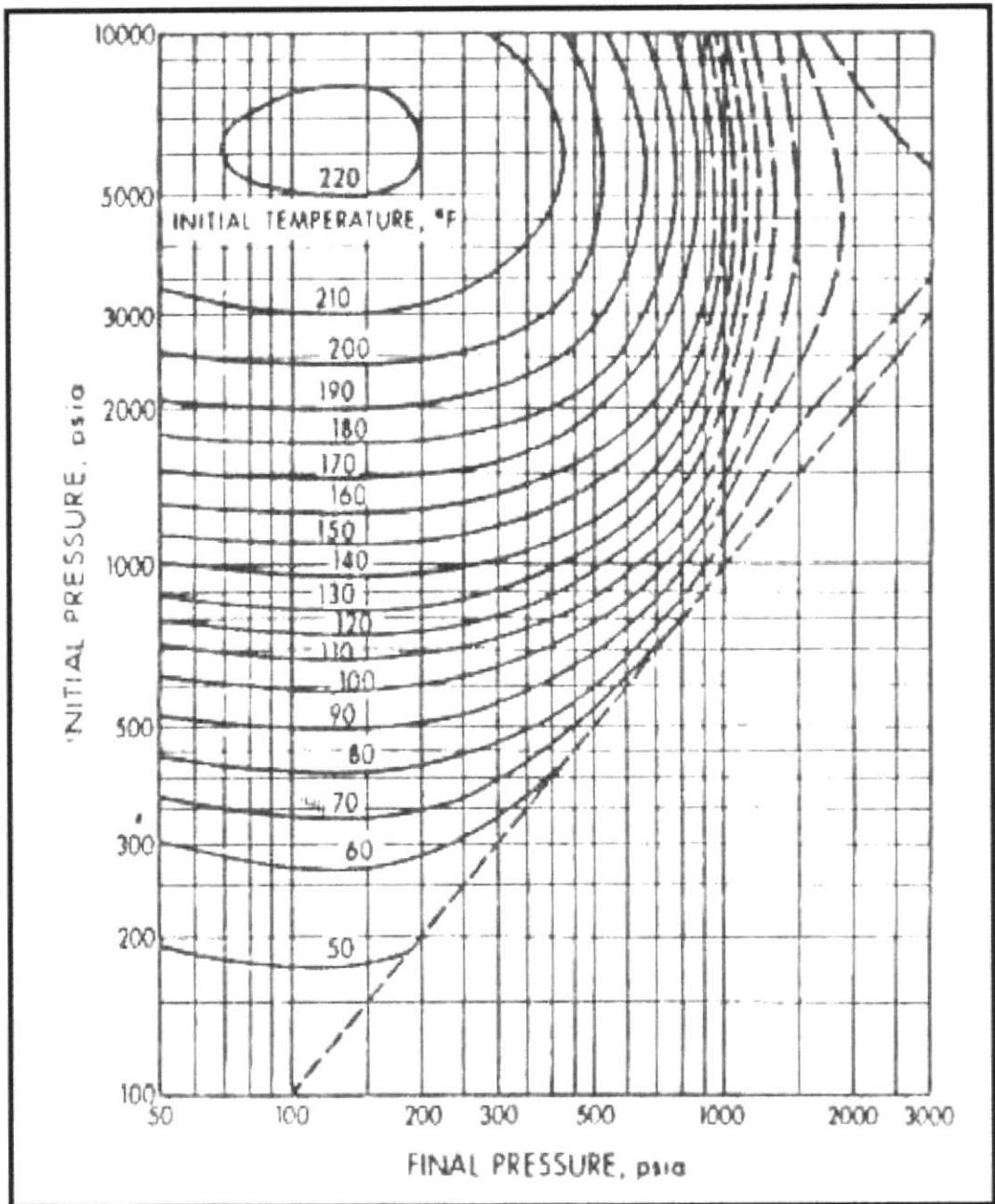
Gravedad Específica del Gas: 0.7



Gravedad Específica del Gas: 0.8



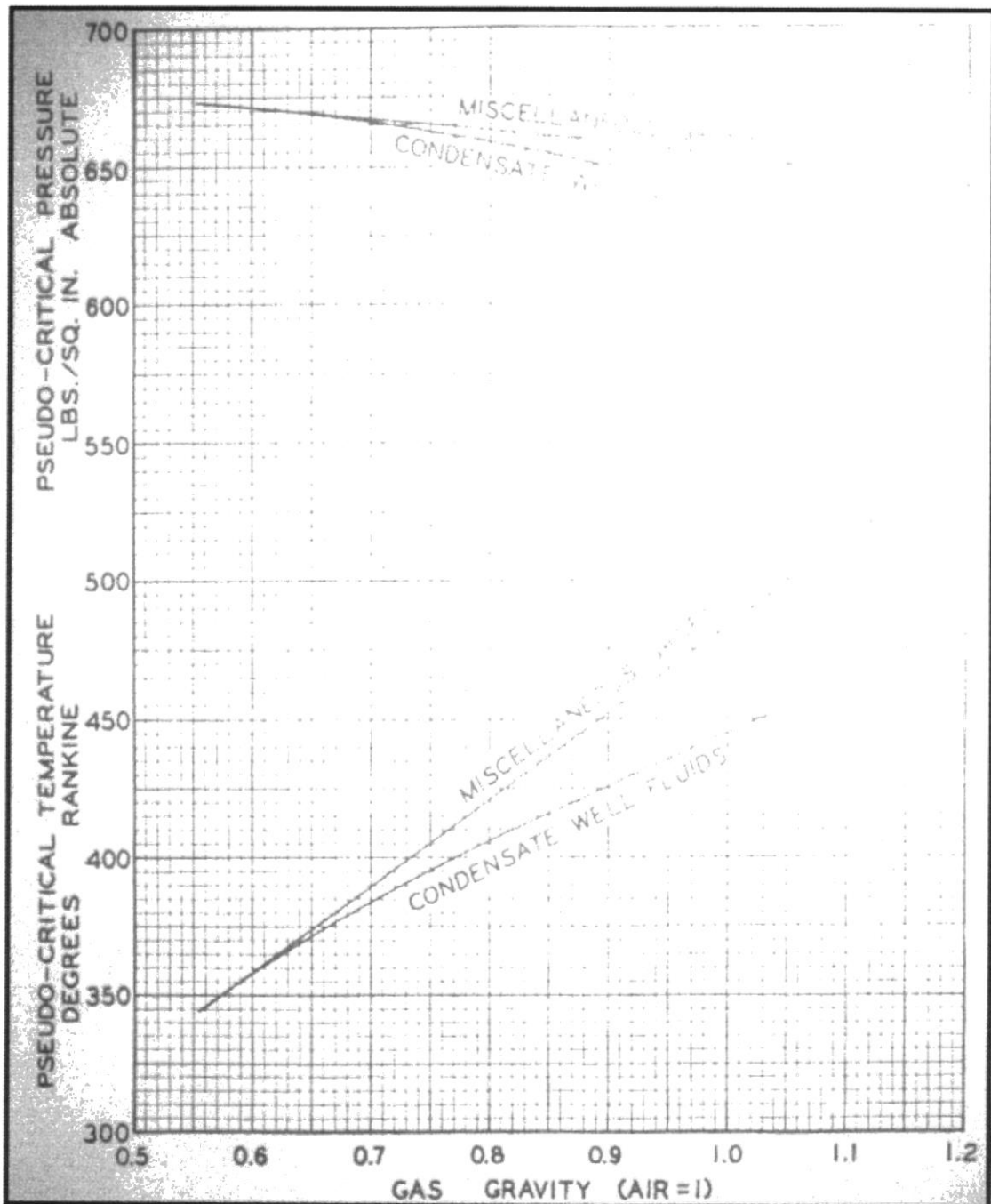
Gravedad Específica del Gas: 0.9



Gravedad Especifica del Gas: 1.0

APENDICE F

PROPIEDADES SEUDOCRITICAS DE GASES NATURALES COMO FUNCION DE LA GRAVEDAD ESPECIFICA



APENDICE G

RESUMEN EJECUTIVO DE LOS DATOS TECNICOS DEL PROYECTO

1) Composición Química y Propiedades Físicas del Gas Natural del Campo Guanta.

CROMATOGRAFIA DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN LA ESTACION DEL CAMPO GUANTA

COMPONENTE	PORCENTAJE MOLAR (%)
Dióxido de Carbono (CO ₂)	4.795
Nitrógeno (N ₂)	1.511
Metano (CH ₄)	68.607
Etano (C ₂ H ₆)	13.719
Propano (C ₃ H ₈)	6.387
Iso Butano (iC ₄ H ₁₀)	1.258
Normal Butano (nC ₄ H ₁₀)	2.134
Iso Pentano (iC ₅ H ₁₂)	0.667
Normal Pentano (nC ₅ H ₁₂)	0.484
Hexano (C ₆ H ₁₄)	0.438
Heptano (C ₇ H ₁₆)	0.0
TOTAL	100

FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Lago Agrio, PETROPRODUCCION.

NOTA: Gas que sale de los separadores. Realizada en Abril de 1999.

Gravedad Específica: 0.817

Presión Seudocrítica: 682.32 psia

Temperatura Seudocrítica: 422.73 °R

Poder Calorífico Neto: 1157.47 BTU / SCF

Riqueza del Gas Natural (GPM): 3.45 gal / MSCF

Coefficiente Adiabático (K): 1.23

2) Producción Actual de Petróleo y Gas Natural del Campo Guanta.

POZO	ARENA	PETROLEO (BPD)	GAS (MSCFPD)	GOR (SCF / STB)	CONDICION DEL POZO
GTA - 01	U	591	212	359	PRODUCTOR
GTA - 02	U	340	158	465	PRODUCTOR
GTA - 03	Hollin	1023	27	27	PRODUCTOR
GTA - 04	T	550	103	187	PRODUCTOR
GTA - 05	U + B.T.	153	135	882	PRODUCTOR
GTA - 06	U + B.T.	211	33	156	PRODUCTOR
GTA - 08	B.T.	133	23	173	E.W.O
GTA - 09	B.T.	162	27	167	PRODUCTOR
GTA - 10	U	274	141	515	PRODUCTOR
GTA - 11	U	248	29	117	PRODUCTOR
GTA - 12	U + T	203	28	138	PRODUCTOR
GTA - 15	H _{Sup}	630	36	57	PRODUCTOR
TOTAL		4518	952	211	

FUENTE: PETROPRODUCCION.

NOTA: Producción reportada el 23 DE MAYO DE 2002.

3) Condiciones Promedio de Presión y Temperatura del Gas Natural en los Separadores de la Estación de Producción del Campo Guanta.

PARAMETRO	VALOR
Presión	20 psig
Temperatura	100 °F

FUENTE: Estación de Producción del Campo Guanta.

NOTA: Valores tomados en el mes de Mayo de 2002.

4) Condiciones Promedio de Presión y Temperatura del Gas Natural en la Estación de Producción Lago Norte.

PARAMETRO	VALOR
Presión	16 psig
Temperatura	90 °F

FUENTE: Estación de Producción Lago Agrio Norte.

NOTA: Valores tomados en el mes de Mayo de 2002.

5) Condiciones Promedio de Presión y Temperatura del Gas Natural en las Turbinas “ Ruston ”.

PARAMETRO	VALOR
Presión	240 psig
Temperatura	90 °F

FUENTE: Central de Generación Eléctrica de Lago Agrio.

NOTA: Valores tomados en el mes de Mayo de 2002.

6) Características del Gasoducto.

Capacidad: 900 MSCFPD

Presión de Entrada: 160 psia

Presión de Salida: 39.7 psia

Temperatura Promedio: 560 °R

Longitud: 28 Km.

Diámetro Nominal: 4.0 pulg.

Diámetro Interno: 4.026 pulg.

Espesor de Pared: 0.237 pulg.

Presión Mínima de Prueba Hidrostática: 270 psig

Presión Máxima de Prueba Hidrostática: 2210 psig

Material: Acero (API 5L, grado B, sin costura, extremo plano).

7) Características del Compresor.

Tipo: Centrífugo

Capacidad: 900 MSCFPD

Presión de Succión: 34.7 psia

Presión de Descarga: 160 psia

Temperatura de Succión: 545 °R

Relación de Compresión: 4.611

Potencia al Eje: 113 HP

8) Características del “ Scrubber ”.

Capacidad de Gas: 900 MSCFPD

Capacidad de Líquido: 77.79 BPD

Presión de Operación: 34.7 psia

Temperatura de Operación: 545 °R

Diámetro Interno: 30.0 pulg.

Espesor de Pared: 0.211 pulg.

Longitud de Costura a Costura: 6.0 ft

Material: Acero

9) Consumo de Combustible de las Turbinas “ Ruston ” de Lago agrio.

TIPO DE TURBINA	POTENCIA EFECTIVA (Kw)	CONSUMO DE DIESEL (gal / día)	CONSUMO DE GAS (MSCFPD)
TA # 01	820	3000	600
TA # 02	820	3000	600
TB # 01	2540	7000	1200
TOTAL	4180	13000	2400

FUENTE: Departamento Eléctrico de PETROPRODUCCION.

NOTA: Consumos obtenidos operando a una carga del 82 % de la nominal.

10) Evaluación de Costos.

COSTO TOTAL DE TUBERIA

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (US\$)	COSTO TOTAL (US\$)
Tubería, $\phi_{nom.} = 4"$	91868 ft	4.96 / ft	455666
Instalación tubería	91868 ft	0.57 / ft	52365
Prueba hidrostática			1100
Protección catódica			45000
Scrubber, $\phi_{int.} = 30"$ $Q_g = 900$ MSCFPD $L = 10$ ft, $P = 20$ psig	1	7000	7000
Accesorios			15000
SUB - TOTAL			576131
Imprevistos (10 %)			57613
TOTAL			633744

REALIZADO POR: Rommel Alvarado Torres.

COSTO TOTAL DE COMPRESION

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (US\$)	COSTO TOTAL (US\$)
Compresor, $P_d = 160$ psia 113 HP, 900 MSCFPD	1	100000	100000
Instalación		35000	35000
Obras civiles	120 m ²	100 / m ²	12000
SUB - TOTAL			147000
Imprevistos (10 %)			14700
TOTAL			161700

REALIZADO POR: Rommel Alvarado Torres.

BIBLIOGRAFIA

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API Especification for Line Pipe, Thirty First Edition, USA, March 1980.
2. ARAUJO BOLIVAR, Diseño de un Gasoducto (Tesis, Programa de Post Grado en Ingeniería de Gas Natural, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1984).
3. AREVALO GALO, Estudio Técnico Campo Guanta – Dureno, Formación Napo, Yacimientos U y T, Consorcio CEPE – TEXACO, Septiembre 1989.
4. ARROBA ERNESTO, El Gas del Golfo de Guayaquil, Editorial Imgraf, Guayaquil – Ecuador, 1978.
5. ASHFORD FRANK, Fundamentos y Aplicaciones de la Ingeniería de Gas, Primera y Segunda Parte.
6. ASTUDILLO DIEGO, Factibilidad de Uso del Gas Natural de los Campos

Pindo y Palanda – Yuca Sur, (Tesis, Ingeniería de Petróleo, Escuela Politécnica Nacional, 2001)

7. BEGGS H, Gas Production Operation, OGCI Publications, Tulsa – Oklahoma, 1984.
8. BROWN KERMIT, The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 2 y 4, Pennwell Books, Tulsa – Oklahoma, 1984.
9. CAMPBELL JOHN, Gas Conditioning and Processing, Volume 1, Campbell Petroleum Series, Seventh Edition, USA, July 1992.
10. CASTILLO CARLOS, Análisis Presión – Volumen – Temperatura (P.V.T.): Manual de Aplicación Operacional y Cálculos de Parámetros de Ingeniería de Yacimientos, (Tesis, Facultad de Ingeniería Geología, Minas y Petróleo, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1987).
11. CRAFT B. and HAWKINS M, Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice – Hall, New Jersey – USA, 1959.
12. DE ANDRES J, POMATTA R, AROCA S, GARCIA M, Instalaciones de Combustibles Gaseosos, A. Madrid Vicente Ediciones, Primera Edición, 1997.

13. DEUTSCH IRVING, Tecnología del Gas Para Ingenieros y Abogados, Editorial Blume, Barcelona – Madrid, Primera Edición, 1972.
14. DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Boletín Estadístico Hidrocarburífero, Quito – Ecuador, 2001.
15. EL UNIVERSO, Presidente Noboa Inaugura Machala Power, Guayaquil, 03 de Octubre de 2002.
16. EN CRUDO, Organo de Información de Petroproducción, Septiembre 2001, Año 5, No 4.
17. GOMEZ DOLORES, SOTO NIXON, VOCAL MABEL, Diseño Básico de una Estación de Producción de Petróleo y Gas: Campos Pañacocha y Yuturi, (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1998).
18. GOZZELINO GIUSEPPE, El Gas Natural Como Materia Prima en la Industria Química Orgánica, Primera Parte, Departamento de Ingeniería en Geología, Minas y Petróleo, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1981.
19. IKOKU CH, Natural Gas Production Engineering, John Wiley and Sons

Inc, USA, 1984.

20. JORDAN MANUEL, Informe de Avance del Modelo Geológico Depositional del Campo Guanta – Dureno, Subgerencia de Exploración y Desarrollo – PETROPRODUCCION, Quito, Diciembre de 1996.
21. LEE JOHN, WATTENBARGER ROBERT, Gas Reservoir Engineering, 1996.
22. NATURAL GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION, Engineering Data Book, Ninth Edition, Tulsa – Oklahoma, 1972.
23. OROZCO JULIO, PEREZ MARCO, Normalización de Estudios P.V.T. Campo Guanta Zona Arenisca U, PETROPRODUCCION, Centro De Investigación Geológica – Quito, Julio 1997.
24. PAZMIÑO JORGE, Sistemas Para Diseñar Instalaciones Superficiales de Producción, Tomo II, Primera Edición, 1993.
25. PEREZ RAMIRO, Ingeniería de Gas Natural, Ecuador, 1982.
26. PETROAMAZONAS – INGENIERIA DE PETROLEOS: YACIMIENTOS, Informe Técnico Campo Guanta – Dureno, Ecuador, Septiembre 1991.

27. PETROSUCESOS, Organo Informativo de Petroecuador y sus Filiales,
Julio 2000.
28. PETROSUCESOS, Organo Informativo de Petroecuador y sus Filiales,
Diciembre 2000.
29. PETROSUCESOS, Organo Informativo de Petroecuador y sus Filiales,
Agosto 2001.
30. VILLALBA RODRIGO, La Industria del Gas Natural en Venezuela,
Caracas, 1975.
31. YEPEZ FERNANDO, Algunos Apuntes Sobre Gas Natural, Ecuador,
1980.