



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“Aprovechamiento del Gas de la Zona Sur del Campo Pacoa
como Combustible de un Grupo Electrónico (Generador)”**

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentada por:

Johnny Paul Castellanos Guerra

Segundo Wilmer Eugenio González

GUAYAQUIL – ECUADOR

2004

AGRADECIMIENTO

Al Ing. Ricardo Gallegos O., al Ing. Luis Alban G., quienes con su valiosa colaboración nos proporcionaron sus conocimientos para el desarrollo de este estudio; al Ing. Hector Román F., que como Director de Tesis nos orientó de la mejor manera en la realización de la misma, y al Ing. Gabriel J. Colmont quien estuvo predispuesto a brindarnos su apoyo en el momento mas oportuno.

A Canada Grande y su personal técnico quienes nos brindaron el apoyo y la oportunidad que requeríamos para realizar la Tesis de Grado, con especial mención al Ing. Alamir Alvarez.

DEDICATORIA

Pensé por mucho tiempo, hurgando en mis pensamientos tratando de expresar lo mucho que le agradezco el haberme llevado hasta aquí, pero al darme cuenta que las palabras no me serían suficientes, solo me quedó decir, este trabajo se lo dedico a mi mamá, Ruly Guerra de Castellanos

TRIBUNAL DE GRADUACION

ING. RICARDO GALLEGOS O.
DECANO DE LA FICT
VOCAL

ING. HECTOR ROMAN F.
DIRECTOR DE TESIS



ING. GABRIEL COLMONT.
VOCAL

RESUMEN

El presente estudio está orientado al aprovechamiento del gas asociado, en vista que este, es quemado en cada una de la plataforma a través de mecheros, utilizándose también como combustible para accionar los motores a gas de los balancines. Siendo el objetivo principal del proyecto el aprovechar en su totalidad el gas producido por los pozos para poder ser utilizado como combustible de un generador, que los transformará en energía eléctrica; que será aprovechado para el cambio de motores de gas a eléctricos. Con este cambio de motores, se podrá disminuir la contaminación ambiental, las pérdidas de producción por falta de gas debido a mantenimiento de los pozos o unidades de superficie.

Para la realización de este estudio se empieza analizando en el **Capítulo I**, toda la información técnica y datos de campo, que nos servirá para evaluar de manera preliminar la situación actual y las perspectivas de la utilización del gas en la Zona Sur, con el objetivo de suministrar gas asociado a la planta generadora de energía ubicada en la Estación Sur del Campo Pacoa, mediante la construcción de un gasoducto.

En el **Capítulo II** se describe brevemente los sistemas de producción en la Zona Sur del Campo Pacoa: Flujo natural, Swab y Bombeo Mecánico, y en el **Capítulo III** se especifica el tipo de yacimiento, la composición química del gas de la Zona Sur y las propiedades físicas que lo caracterizan.

En el **capítulo IV** se diseña la tubería de gas utilizando la ecuación de Weymouth, la cual nos dará la presión y dimensión a ser utilizada en la línea de gas.

Para la selección, esta línea se considero la misma ruta de las producción de crudo, que consiste básicamente en el tendido de un ducto, paralelo a la línea de producción el cual se extenderá desde los pozos, a la Estación Sur del Campo Pacoa.

Se diseño un sistema de generación eléctrica para ser implementado en la Estación Sur del Campo Pacoa, con el propósito de maximizar el consumo del gas producido a ser utilizado en su totalidad como combustible, optimizando y haciendo eficaz el sistema actual de levantamiento de petróleo (bombeo mecánico) evitando perdida de producción por falta de gas en los motores.

Para un mayor enfoque del proyecto, se diseñó un sistema de distribución eléctrico desde la Estación Sur hasta los pozos de la Zona Sur, para proveer de un nivel de voltaje adecuado a los motores eléctricos tanto en el arranque como en su continuo funcionamiento.

Finalmente, en el **capítulo V**, en el análisis económicos se detallan los costo de tuberías, generador y costo de operaciones de mantenimientos, que se estima en la inversión para llevar acabo este proyecto. Se realiza un análisis comparativo, de un motor a gas con un motor eléctrico con la finalidad de evaluar costo de inversión que pueda abaratar el proyecto realizado.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VII
INDICE GENERAL	IX
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGIA	XIV
INDICE DE FIGURAS	XVI
INDICE DE TABLAS	XVII
INTRODUCCION	XVIII
1. INFORMACION TECNICA Y DATOS DE CAMPO	1
1.1 Antecedentes del Campo Pacoa	1
1.2 Ubicación Geográfica del Campo Pacoa	6
1.3 Descripción Geológica	6
1.3.1 Generalidades	6
1.3.2 Estratigrafía	8
1.4 Historial de Producción del Campo Pacoa	10
1.5 Información Técnica de la Zona Sur	16

2. DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION EN LA ZONA SUR DEL CAMPO PACOA	26
2.1 Flujo Natural	26
2.2 Levantamiento Artificial	29
2.2.1 Swab	30
2.2.2 Bombeo Mecánico	31
2.2.2.1 Componentes Principales	33
3. PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS DEL GAS DE LA ZONA SUR DEL CAMPO PACOA	52
3.1 Descripción de la Estación de Producción de la Zona Sur	54
3.2 Características del Gas de la Zona Sur	57
3.2.1 Composición del Gas Producido	59
3.2.2 Contaminantes del Gas	61
3.3 Propiedades del Gas Producido	61
3.3.1 Ecuación de Estado y Factor de Compresibilidad del Gas	65
3.3.2 Contenido Líquido del Gas	72
3.3.3 Relación Gas-Petróleo	74
4. DISEÑO DE LA TUBERIA DE GAS	89
4.1 Principales Materiales para la Fabricación de Tuberías Metálicas	89
4.2 Flujo de Fluidos en Tuberías	93

4.3 Ecuación para Flujo en Tuberías	109
4.3.1 Ecuación de Weymouth	112
4.4 Selección de la Ruta de la Línea de Gas	116
4.5 Determinación del Gasoducto	118
4.5.1 Capacidad del Gasoducto	118
4.5.2 Cálculo del Diámetro del Gasoducto	119
4.6 Consideraciones para la Selección del Espesor de las Tuberías ...	120
4.7 Selección de la Tubería a ser Utilizada en la Zona Sur	126
4.8 Demanda de Energía de la Zona Sur del Campo Pacoa	134
4.8.1 Potencia Eléctrica del Gas de la Zona Sur del Campo Pacoa	135

5. ANALISIS ECONOMICO

- 5.1 Gastos por Mantenimiento de los Motores de los Balancines
- 5.2 Evaluación de Costos
 - 5.2.1 Costo Total de la Tubería
 - 5.2.2 Costo Total del Grupo Electrónico (Generador)
 - 5.2.3 Costos de Motores a Gas
- 5.3 Recuperación de la Inversión

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

APENDICES

BIBLIOGRAFIA

ABREVIATURAS

AGD	Agencia de Garantía de Depósitos
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
BLS	Barriles
BPD	Barriles por día
BPPD	Barriles de Petróleo por día
BTU / PCN	Unidad Térmica Británica por Pie Cúbico Estandar
CEPE	Corporación Petrolera Ecuatoriana
CG	Canada Grande Ltd.
°F	Grado Farenheit
gal	Galón
GOR	Relación Gas Petróleo
h	Hora
HP	Caballos de Fuerza
Hv	Poder Calorífico
Km	Kilómetro

kW	Kilovatio
lb	Libras
lbm / pie	Libra Masa por Pie
lbm / pie ³	Libra masa por Pie Cúbico
lpc	Libras por Pulgadas Cuadradas
lpca	Libras por pulgadas Cuadradas Absolutas
MPCND	Miles de Pies Cúbicos Normales por día
MPC	Miles de Pies Cúbicos
PC	Pie Cúbico
PCN	Pies Cúbicos Normales
PCN / BBL	Pies Cúbicos Normales por Barril
psi	Libra por Pulgada Cuadrada
psia	Libra por Pulgada Cuadrada Absoluta
psig	Libra por Pulgada cuadrada Manométrica
pulg	Pulgada
°R	Grado Rankine
US	Dólares Americanos

SIMBOLOGIA

A	Fracción Molar de $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$
A_{int}	Area Interna Transversal de la Tubería
B	Fracción Molar del H_2S
D	Diámetro de la Tubería
D_{int}	Diámetro Interno de la Tubería
D_{ext}	Diámetro Externo de la Tubería
E	Factor de Eficiencia de la Tubería
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_{UL}	Factor de Unión Longitudinal de la Tubería
f	Factor de Fricción de Moody
GPM	Riqueza del Gas Natural
G	Aceleración Local de la Gravedad
g_c	Constante Gravitacional
L	Longitud de la Tubería
M	Peso Molecular de un Gas
M_a	Peso Molecular Aparente del Gas
M_{aire}	Peso Molecular del Aire

n	Número de Moles de un Gas
P	Presión
P _b	Presión Base
P _{MO}	Presión Máxima de Operación del Gasoducto
P _{mp}	Presión Mínima de Prueba Hidrostática
Q _g	Tasa de Producción de Gas
Q _L	Tasa de Producción de Líquido
Q _o	Tasa de Producción de Petróleo
R	Constante Universal de los Gases
Re	Número de Reynolds
rpm	Revoluciones por Minuto
S _{mp}	Esfuerzo Máximo Permisible de la Tubería
T	Temperatura
T _b	Temperatura base
V	Voltaje
Z	Factor de Compresibilidad del Gas

INDICE DE FIGURAS

	Pág.	
Figura 1.1	Campamento Cerro Alto Campo Pacoa	3
Figura 1.2	Mapa de Ubicación del Campo Pacoa	5
Figura 1.3	Columna Estratigráfica	11
Figura 1.4	Historial de Producción de la Zona Sur	23
Figura 2.1	Pozo de Flujo Natural	27
Figura 2.2	Pozo Swab de la Zona Sur	29
Figura 2.3	Unidad de Swab Utilizada en el Campo Pacoa	30
Figura 2.4	Equipo de Bombeo Mecánico	32
Figura 2.5	Ciclo de Funcionamiento de las Bombas de Subsuelo	35
Figura 2.6	Motor Arroz Utilizado en la Unidad de Bombeo Mecánico	45
Figura 2.7	Vista Frontal del Motor Arrow	47
Figura 2.8	Carta de Rangos de BTU	49
Figura 2.9	Rangos de HP para Motores Arroz	50
Figura 3.1	Reservorio por Gas en Solución	53
Figura 3.2	Tanques de Almacenamiento	55
Figura 3.3	Estación de Producción Sur	56
Figura 3.4	Diagrama de la Estación Sur	58
Figura 3.5	Factor de Compresibilidad para Gases Naturales	68
Figura 3.6	Factor de Corrección para Gases Agrios a la Temperatura Seudo-Crítica	70
Figura 3.7	Factor de Compresibilidad por el Método de Eykman	87
Figura 4.1	Tubería Utilizada en el Transporte de Crudo del Campo Pacoa	91
Figura 4.2	Diagrama de Volumen de Control	95
Figura 4.3	Flujo en Tubería Inclinada	99
Figura 4.4	Balance de Fuerzas	100
Figura 4.5	Factor de Fricción para el Flujo en Tuberías	103
Figura 4.6	Relación de Rugosidad e / D	106
Figura 4.7	Mapa del Campo Pacoa	117
Figura 4.8	Mapa Ampliado de la Zona de Estudio	118
Figura 4.9	Motor de Combustión Interna Utilizado	134
Figura 4.10	Esquema de un Sistema de Generación Eléctrica	138
Figura 4.11	Esquema de un Sistema de Distribución Eléctrica	145
Figura 4.12	Motor Eléctrico	147

Figura 4.13	Arreglo del Motor Eléctrico en un Balancín	148
Figura 5.1	Comparación de Costos de Inversión y Operación entre Motores Eléctricos y Motores Arrow	154
Figura 5.2	Comparación de Costos de Inversión y Operación de Motores Eléctricos y Precio en Dólares por Incrementos de Barriles	156
Figura 5.3	Comparación de Costos de Inversión y Operación de Motores Arrow y Precio en Dólares por Incremento de Barriles	157

INDICE DE TABLAS

	Pág.	
Tabla 1.1	Plan de Desarrollo vs. Producción Real	2
Tabla 1.2	Producción Actual de Petróleo y Gas Asociado del Campo Pacoa	13
Tabla 1.3	Reservas Remanentes de Petróleo en el Campo Pacoa	15
Tabla 1.4	Historial de Producción de Petróleo y Gas Asociado de la Zona Sur	18
Tabla 1.5	Producción de Petróleo y Gas de la Zona Sur	19
Tabla 1.6	Producción Acumulada en Barriles de Petróleo por Zona	20
Tabla 1.7	Reservas Remanentes por Zona	21
Tabla 1.8	Predicción de la Producción de la Zona Sur	22
Tabla 1.9	Predicción de la Producción Acumulada de Petróleo hasta el año 2012	24
Tabla 2.1	Pozos de Flujo Natural de la Zona Sur	28
Tabla 2.2	Pozos de Swab de la Zona Sur	31
Tabla 2.3	Pozos de Bombeo Mecánico	33
Tabla 2.4	Valores de BTU para varios Combustible	50
Tabla 3.1	Cromatografía del Gas Producido en la Zona Sur del Campo Pacoa	60
Tabla 3.2	Poder Calorífico del Gas de la Zona Sur	65
Tabla 3.3	Especificaciones para el Cálculo del Contenido de Líquido del Gas Producido	74
Tabla 3.4	Relación Gas-Petróleo para la Zona Sur del Campo Pacoa	75
Tabla 3.5	Cálculo de las Propiedades Seudo-Críticas del Gas por el Método SBV	81
Tabla 3.6	Cálculo de las Propiedades Seudo-Críticas por el Método SBV	82
Tabla 3.7	Cálculo del Factor de Refracción Molecular de Eykman para el Grupo I y el Grupo II	85
Tabla 4.1	Valores de C para algunas Unidades	111
Tabla 4.2	Factor de Tipo de Construcciones	122
Tabla 4.3	Factor de Temperatura de Operación	123
Tabla 4.4	Factor de Tipo de Unión Longitudinal	124
Tabla 4.5	Resistencia Mínima a la Ruptura	125
Tabla 4.6	Cálculo de los espesores de la Tubería Seleccionada	128
Tabla 4.7	Tubería Seleccionada	129
Tabla 4.8	Potencia Eléctrica en Función del Flujo de Gas	137
Tabla 5.1	Costos de Operación y Mantenimiento	150

Tabla 5.2	Costo Total de la Tubería	150
Tabla 5.3	Costo Total del Grupo Electrónico	151
Tabla 5.4	Costo Total del Sistema de Distribución	152
Tabla 5.5	Costo Total de Motores Eléctricos	152
Tabla 5.6	Costo Total de Motores Arrow C-46	153

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto tiene por finalidad analizar y evaluar la situación actual y las perspectivas del aprovechamiento del gas asociado producido en la Zona Sur del Campo Pacoa como combustible de un Grupo Electrónico (Generador).

En cuanto a sus posibilidades de transportar a través de un tendido del gasoducto a la Estación Sur, se los realizo en su totalidad en forma paralela a la línea de producción de crudo, desde los pozos ubicado en Zona Sur a la Estación Sur del Campo Pacoa, para facilitar las operaciones de mantenimiento y reparaciones del gasoducto. En la zona donde se desarrolla es plana, despejada de población. Donde además estará ubicada la planta generadora.

La importancia del gasoducto por parte de la compañía Canadá Grande LTD, radica en aprovechar la cantidad de gas que producen los 8 pozos de bombeo mecánico para ser utilizados por el generador de energía eléctrica y de esta manera conocer la cantidad de Kw que se podría obtener del gas que hoy es quemado, siendo la finalidad de esta tesis cambiar los motores de gas a eléctrico, disponiendo de todo el gas producido.

Las proyecciones en base a la producción diaria de crudo, nos da una estimación de la producción de gas pudiendo garantizar que el sistema de generación de energía estará funcionando hasta la finalidad del contrato que es en el año 2012.

En el futuro, se podría integrar el gas de las zonas Norte y Central del Campo Pacoa con el producido en la Zona Sur para poder alimentar de energía eléctrica a todo el Campo Pacoa, evitando perdidas por mantenimiento de pozos, motores de los balancines, unidades de superficie, pudiendo alimentar al campamento, bodega y facilidades de producción.

A esto se agregan las posibles contribuciones que derivarían de una estructura energética más diversificada y en general más eficiente que redundará en una mejor calidad de vida en el hábitat de las personas al moderar el impacto ambiental en las poblaciones circundantes, debido principalmente por los ruidos producidos por los motores de combustión interna (motores a explosión).

CAPITULO I

INFORMACIÓN TÉCNICA Y DATOS DE CAMPO

1.1 Antecedentes del Campo Pacoa

El 27 de Junio de 1985, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) Y BELCO Petroleum Ecuador Inc. suscribieron un Contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 1 entre la comuna San Pablo y Cerro Alto, el que fue inscrito en el registro de hidrocarburos el 25 de Julio de ese mismo año.

Mediante acuerdo Ministerial, el 4 de Noviembre de 1991 se autorizó el cambio de Belco Petroleum Ecuador Inc. a Tripetrol Petroleum Ecuador Inc. y la transferencia de todos los derechos y obligaciones.

El periodo de explotación petrolera del Bloque 1 comenzó el 22 de Abril de 1992 con la declaración de la comercialidad del Campo Pacoa, realizada por la compañía que a esa fecha era operadora del Bloque 1 "TRIPETROL Exploration And Production Co."

Durante la ejecución de la primera fase, durante los años 1994 y 1995, se perforaron 29 pozos, se construyeron las tres

subestaciones previstas, y se construyó un campamento con sus respectivas logísticas.

A pesar del gran esfuerzo realizado tanto en la parte técnica como económica, no se alcanzaron los niveles de producción que se estimaron en la actualización del plan. Con los resultados así obtenidos en la producción, el margen de comercialidad no se pudo alcanzar, por lo cual ni la compañía estaba recuperando sus inversiones ni la tasa por sus servicios, ni Petroecuador estaba obteniendo beneficio alguno de esta operación. Como en efecto se puede apreciar en la TABLA 1.1

TABLA 1.1

AÑOS	PLAN DE DESARROLLO BPPD	ANUAL	PRODUCCION REAL BPPD	ANUAL
1994	2,821	1,029,626	686	250,465
1995	4,044	1,476,022	746	272,157
1996	5,193	1,895,445	416	152,011
1997	5,681	2,073,780	236	86,170
1998	5,572	2,033,780	145	53,092
1999	5,037	1,838,505	176	64,110

FUENTE: Ingeniería de Petróleo, CANADA GRANDE. L.T.D

NOTA: Producción obtenida de los márgenes de comercialización en los primeros 6 años de producción

Se realizó un estudio geológico y de yacimiento detallado y se suspenda las operaciones de perforación de pozos. Debido a los resultados obtenidos en la producción, se concluyó que desde el punto de vista técnico, no se justificaba la construcción de una estación de almacenamiento y bombeo en Pacoa ni la del oleoducto de 18 Km. ya que, las 3 sub-estaciones construidas en Pacoa tienen la suficiente capacidad para almacenar eficientemente la producción y poder ser evacuado mediante el uso de auto-tanque.

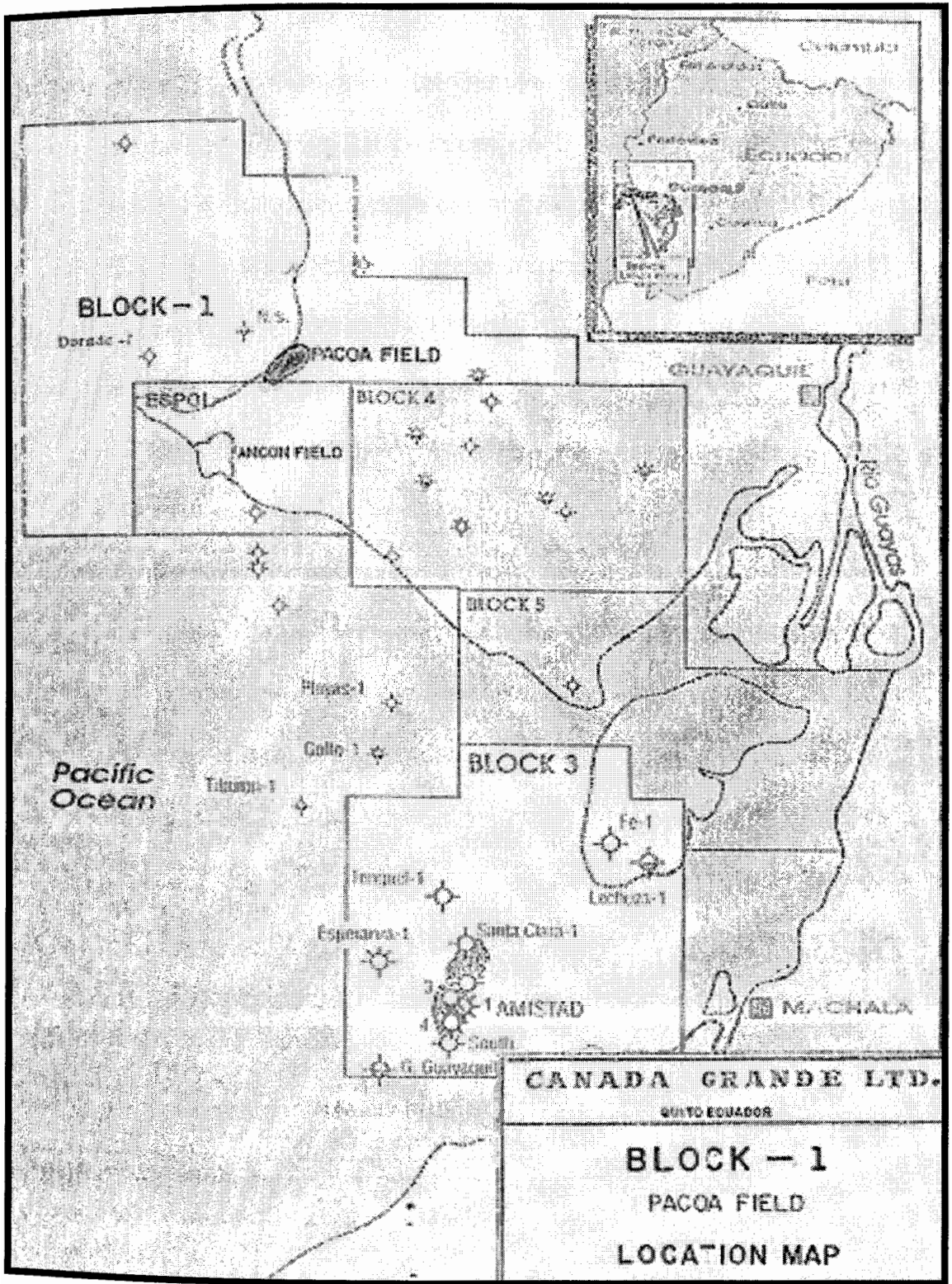
FIGURA 1.1 CAMPAMENTO CERRO ALTO – CAMPO PACOA



El 26 de noviembre de 1998, PETROECUADOR, TRIPETROL Exploration And Production Co, y Canada Grande Limited suscribieron un Contrato de Transferencia de Derechos y Obligaciones Hidrocarburíferas, mediante la cual Canadá Grande Limited adquiere el 50% de la participación de la Compañía TRIPETROL en el contrato del Bloque 1 y además fue declarada operadora del bloque. El 17 de Diciembre de 1998 Canadá Grande Ltd., se hace cargo de la operación del Bloque 1 y recibe las instalaciones del Campo Pacoa.

Con este marco de antecedente, el 26 de Diciembre de 1998 se suscribe la modificación del Contrato de prestación de Servicios a Contrato de Participación, con lo cual el Estado, a través de Petroecuador empieza a recibir el 13% de la producción obtenida. En la actualidad la Agencia de Garantía de Depósitos (AGD) ha incautado el restante 50% de la participación que tenía TRIPETROL en el Contrato del Bloque 1.

FIG 1.2 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO PACOA



1.2 Ubicación Geográfica del Campo Pacoa

El Bloque 1 de la Compañía Canadá Grande Limited se encuentra ubicado en la provincia del Guayas, en el cantón y parroquia de Santa Elena, entre las comunas de San Pablo, Cerro Alto, Santa Rosa y Morrillo. Colindante con el Campo Pacoa, existe la Empresa ECUASAL S.A. El bloque 1 tiene una extensión de 4000 Km², de los cuales 3000 Km² esta costa fuera y 1000 Km² en tierra, tal como se muestra en la Figura 1.2.

1.3 Descripción Geológica

1.3.1 Generalidades

Desde que fueron perforados los primeros pozos exploratorios en la Península de Santa Elena, los geólogos de Anglo correlacionaron las rocas del campo Ancón con las del alto de Monteverde (al norte de Pacoa) principalmente en base a criterios paleontológicos y de secuencia lito-estratigráfica y observaron que existía una correlación cercana entre las series sedimentarias de estas dos áreas.

En el campo Pacoa se tienen cuatro reservorios principales dentro de la formación Socorro que de abajo hacia arriba, se las ha denominado como: "E", "B", "C" y "D" que corresponden a

areniscas de origen turbidítico y litológicamente clasificadas como grawacas. El campo Pacoa es una estructura anticlinal que se formó en la fase tectónica del Eoceno medio.

Se ha determinado que la roca madre es el miembro Guayaquil de la formación Cayo (Cretácico Superior) y todo parece indicar que la migración del petróleo es a través de los planos de las falla y de la discordancia del Eoceno temprano.

El modelo define secciones tectónicas repetidas por efectos de sobrecorrimientos y varias fallas inversa que rompen la continuidad de los reservorios y seccionan a la estructura en pequeños bloques, produciendo un complejo esquema tectónico. Aproximadamente en la parte media del campo, se observa una flexura posiblemente debida a una falla de desplazamiento de rumbo que divide a la estructura anticlinal en dos macro bloques (norte y sur) ya que la dirección del eje de la estructura cambia del norte-sur en el bloque sur a una dirección noreste en el bloque norte.

La evaluación petrofísica se la realizó por tramos según los ciclo turbidíticos y las dislocaciones tectónicas; se utilizaron los

registros de Rayos Gamma, Potencial Espontáneo, Sónico, Inducción y Dual Laterolog.

1.3.2 Estratigrafía

En la Figura 1.3 se detalla la columna estratigráfica generalizada del Campo Pacoa en un ejemplo que muestra la secuencia estratigráfica del campo caracterizada según la respuesta en registro de pozos.

Se aclara que esta columna ha sido elaborada uniendo tramos de diferentes pozos, ya que ningún pozo del campo presenta toda la secuencia sin alteraciones tectónicas.

La Subsistencia del Eoceno Medio

Las áreas de Pacoa y Monteverde constituyeron una zona subsidente durante el Eoceno medio. Las interpretaciones paleo-ambientales indican que la cuenca pudo haber alcanzado en aquella época profundidades equivalentes al talud continental.

En el Grupo Ancón las formaciones Clay Pebble Beds (CPB), Socorro y Seca, están presentes en toda el área, y en algunos

sectores estas formaciones se encuentran cubiertas por una delgada capa de sedimentos Cuaternarios correspondientes a la formación Tablazo. La potencia total del grupo Ancón está entre los 3,000 y 5,000 pies.

Relaciones con el Campo Ancón

El campo petrolero de Ancón situado a unos 15 Km. al sur del Bloque-1 es otra de las zonas subsidentes del eoceno medio. Aunque las dos áreas (Pacoa y Ancón) tienen una historia similar de relleno sedimentario, existe entre ellas una notable diferencia, ya que, mientras en el campo Ancón se presenta una potente secuencia de rocas cuarzíticas que corresponden a la formación Atlanta de edad Paleoceno y constituye el principal reservorio de este campo, esta secuencia no se encuentra presente en el campo Pacoa.

El Grupo Ancón del Eoceno medio, en el área de Ancón sobre-yace a la formación Atlanta y en el área del campo Pacoa sobre-yace a la formación Santa Elena, pero a su vez, la formación Atlanta también sobre-yace a la formación Santa Elena que es de la misma edad Paleocena; este hecho y otros como la composición mineralógica de la formación Atlanta, ha

conducido a considerar que esta formación corresponde a un bloque alóctono que pudo haber sido desplazado desde el sur (Talara) hasta la posición actual por efecto de algún sobrecorrimiento ocurrido durante la fase tectónica del Eoceno inferior.

1.4 Historial de Producción del Campo Pacoa

La infraestructura de producción del Campo Pacoa, al momento, Canadá Grande Limited se encuentra en plena operación con 46 pozos perforados de los cuales 39 están en producción, 7 pozos se encuentran cerrado por falta de aporte; el corte de agua es de un 50% y 1 pozo resultó seco.

La extracción del petróleo se realiza a través de bombeo mecánico en 26 pozos, pistoneo en 9 pozos y 4 pozos son de flujo natural.

La producción total del Campo Pacoa es de 145 barriles diarios de petróleo de 34 API en promedio y 116 barriles de agua de formación que se disponen en las piscinas de las estaciones Norte, Central y Sur, de donde se evaporan a condiciones climáticas. Tal como se detalla en la TABLA 1.2.

STRATIGRAPHIC COLUMN-SANTA ELENA BASIN AND CHONGON-COLONCHE HILLS MAASTRICHTIAN TO EOCENE FORMATION

AGE	CHONGON - COLONCHE HILLS		BLOCK - I: PACOA HIGH		SANTA ELENA PENINSULA	
	FORMATION	LITHOLOGY	FORMATION	LITHOLOGY	FORMATION	LITHOLOGY
UPPER Eocene	SAN MATEO SUPERIOR	GRAY SOFT SILTSTONES AND SHALES W/ OCC. SANDSTONES	SECA	SOFT GREENISH GRAY SHALES	ANCON POINT SST.	TUFF. CONGL. SST AND SOFT GREEN SHALES WITH NAUROL. AND FORAMEN.
	SAN MATEO INF.	TURBIDIC SANDSTONES AND CONGLOMERATES W/ ROMBED VOLC. FRAGS.	SOCORRO	SOFT SHALES W/ INTERCALATIONS OF LIGNITE - FELDSPAR SET.	SECA	SOFT GREENISH GRAY SHALES
MIDDLE Eocene	LAS BASAS - DEIRD	LOOSE GREENISH TO LIGHT GRAY SOFT SILICEOUS SHALES WITH RABDIALARIA AND FORAM. MICROFAUNA	CPB	SOFT GREENISH LIGHT TO DARK GRAY SHALES AND SILICES	SOCORRO	SOFT SHALES AND SILTSTONES W/ MT OF TURB. SANDSTONE
	JAVITA	PURELY LIMESTONE			CPB	CHALKIFIED / BARE
LOWER Eocene	SAN EDUARDO	TURBIDIC LIMESTONES WITH SUBGORGONIC SOFT SHALE. RITZEMUELLER, SOME TUFF SANDSTONES AT THE BASE			ST TOMAS	SOFT GRAY SHALE AND SILTSTONES WITH CLAY IMPREGNATED FIBRILES
						SANDSTONES ALTERNATING SHALES AND SANDSTONES
EARLY EOCENE UNCONFORMITY						
UPPER Paleocene	GUAYACUL FM (UPPER MEMBER)	GRAY, CALC. AND SILICIFIED HARD SHALES W/ DARK GRAY CHERT NODULES, ALTERNATING WITH ARGONNATED SOFT TUFF. SILTSTONES	ROSARIO	TUFF. SHALES AND CONG. SS	ATLANTA	QUARTZITIC SANDSTONES AND CONGLOMERATES W/ SUBROUNDED SILTSTONES AND SHALES.
		SOME TURBIDIC SANDSTONES AT THE BASE	SANTA ELENA	GREENISH GRAY, MUDS, SILICES SHALE WITH INTERCALATIONS OF TUFF. SILTSTONES W/ OCCASIONAL SANDSTONES.	SAN JOSE SHALE	SILTSTONE AND QUARTZITIC SST
LOWER Paleocene	GUAYACUL LOWER M.	SILTSTON. CHERTY SHALE W/ ARGONN. SOFT TUFF. SANDSTONE			SANTA ELENA?	WELL DEFORMED SIL. SHALES AND SILTS.

TABLA 1.2 PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO Y GAS ASOCIADO DEL CAMPO PACOA

IDENTIFICACIÓN POZO				PRODUCCIÓN MENSUAL			
POZO	NIVEL	METODO PRODUC.	PETRÓLEO BPD	PETRÓLEO BLS	AGUA BLS	GAS MPC	API
1	D/C/B	B.M.	6	172	356,7	81,060	33
2	D/C/B	S.W.	3	28	3,75	0	31
3	C/B/E	S.W.	0	11	0	0	33,2
4	D/C	B.M.	12	279	87,8	91,140	32,3
5	D/C/B/E	B.M.	4	102	6,63	87,810	35,8
6	D/C	S.W.	0	0	0	0	38,3
7	D/C/B	S.W.	2	2	0	0	36,3
8	B/D	S.W.	3	9	0,41	0	40
9	D/E	B.M.	3	92	34,66	101,310	37,8
10	B/C/E	B.M.	13	385	121,13	81,060	38,7
11	D/C/B	S.W.	2	8	0,16	0	37,2
12	D/C/B/E	B.M.	3	90	15,26	47,250	28,8
14	D/C	B.M.	3	76	174,83	54,000	25
15	D	S.W.	0	0	0	0	23,1
16	D	S.W.	0	0	0	0	24
17	D	B.M.	2	60	165,56	57,000	23,3
18	D/C	B.M.	3	90	340,62	60,750	23,8
20	D	B.M.	2	60	6,13	57,000	26,3
21	D/C	B.M.	2	60	211,08	54,030	23,6
22	B/D/C	B.M.	5	155	182,44	54,030	41,2
23	C/B	B.M.	2	60	12,1	70,890	26,5
24	D/C/B	S.W.	2	10	0,95	60,750	32,9
25	D/C	B.M.	2	59	134,02	70,890	25,3
26	D/C	B.M.	4	114	54,47	57,600	26,2
27	D/C	S.W.	0	0	0	0	26,2
28	D	S.W.	0	0	0	0	25,5
29	D	S.W.	0	0	0	0	34,2
30	D/C	B.M.	4	133	300,22	54,000	26,5
31	D/C/B	B.M.	3	85	141,47	70,890	26,4
32	D/C/B	B.M.	3	85	339,29	54,000	33,3
33	C	S.W.	3	10	0,08	0	29,5
34	D/C/B	B.M.	2	60	235,57	60,750	32,9
35	D/C/B	S.W.	0	0	0	0	34,8
36	D/C	B.M.	5	142	35,13	54,000	31,2
37	C/D	F.N.	2	60	0,1	0	34,5
38	D/C/B	F.N.	3	90	0	0	29,6
39	D/B/C/E	B.M.	4	120	17,2	67,500	27,7
40	E/C/B	B.M.	10	299	276,37	84,450	44,5
41	D/E/B	B.M.	3	86	88,33	67,560	41,6
42	D/C/B/E	F.N.	11	312	36,61	0	45,5
43	D/C/B/E	B.M.	3	104	50,99	67,560	40,8
44	B/E	F.N.	5	10	0	0	39,4
46	B/C	B.M.	2	60	5,93	57,000	35,5
SAN PABLO	C/D	S.W.	2	60	55,46	0	30,9
MATA CHIVATO	D	B.M.	2	7	0,09	60,750	20,3
TOTAL			145	3.645	3491,54	1.785,030	34,3

FUENTE: Ingeniería de Petróleo, CANADA GRANDE. L.T.D

NOTA: Datos registrados hasta el 30 de Abril del 2004

El gas asociado es quemado en cada una de las plataformas mediante el uso de mecheros. Se utiliza también como combustible para accionar los motores de los balancines.

El gas también es utilizado como un mecanismo de ayuda comunitaria en algunos pozos que se encuentran cerca a las fábricas de harina de pescado, donde se ha procedido a realizar las adecuaciones respectivas para proporcionar este combustible para su operación.

Una vez separado el petróleo y ajustado a las condiciones de entrega, se realiza la evacuación mediante tanquero hasta la Refinería de Libertad, donde se contabiliza y se entrega a Petroecuador.

Reservas Remanentes de Petróleo del Campo Pacoa

Con los datos de volumen de rocas, porosidad y saturación de agua previamente calculados, y el factor volumétrico determinado mediante los análisis PVT, se procedió a calcular el petróleo original in situ.

Bajo la consideración de que el mecanismo de producción natural de los yacimientos es por gas en solución, combinado con la expansión de roca y fluidos, para determinar las reservas iniciales para cada uno de los reservorios del Campo Pacoa, se utilizaron los mismos Factores de Recobro (RF) considerados por Tripetrol, estos son:

- Reservorio "E": RF = 10.00%
- Reservorio "B": RF = 13.51%
- Reservorio "C": RF = 11.45%
- Reservorio "D": RF = 8.25%

Con la producción acumulada del Campo Pacoa y las reservas recuperables se pueden calcular las reservas remanentes de petróleo, las que se presentan en la TABLA 1.3

**TABLA 1.3 RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO EN EL CAMPO
PACOA**

RESERVORIO	PETROLEO "IN SITU" (BLS)	FACTOR DE RECOBRO (%)	RESERVAS RECUPERABLES (BLS)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	RESERVAS REMAN. DE PETROLEO (BLS)
B	6.310.677,00	13,51	852.572,46	429.575,67	422.996,79
C	15.210.633,29	11,45	1.741.617,51	487.437,99	1.254.179,52
D	10.730.616,70	8,25	885.275,88	433.953,21	451.322,67
E	1.360.583,64	10,00	136.058,36	93.490,14	42.568,22
TOTAL	33,612,510.63		3.615.524,21	1.444.457,01	2.171.067,20

FUENTE: Ingeniería de Petróleo, CANADA GRANDE. L.T.D

NOTA: Datos registrados hasta el 30 de Abril del 2004

1.5 Información Técnica de la Zona Sur

En el Campo Pacoa existen tres zonas denominadas: Norte, Central y Sur, a donde llega el fluido por líneas de transferencia que conectan a las plataformas con las estaciones: Norte, Central y Sur.

El presente estudio tiene por finalidad analizar y evaluar de manera preliminar la situación actual y las perspectivas de la utilización del gas en la Zona Sur.

Su objetivo es suministrar gas asociado a la planta generadora de energía, que será ubicada en la Estación Sur del Campo Pacoa, mediante la construcción de un gasoducto, y consiste básicamente en el tendido de un ducto, paralelo a la línea de producción que se extenderá desde los pozos, a la Estación Sur.

Se escogió la Zona Sur por presentar condiciones favorables al proyecto debido a su mayor aporte de crudo y gas asociado, en comparación con las Zonas Norte y Central.

Las facilidades de producción de la Estación Sur que fueron construidas para la explotación del Campo, son suficientes para

seguir llevando a cabo este estudio de factibilidad, por lo que no es requerida la utilización de facilidades adicionales.

La Estación Sur posee suficiente espacio para montar un sistema de generación eléctrica que alimentara a los motores eléctricos de los balancines.

Historial de Producción de Petróleo y Gas Asociado de la Zona Sur.

La Zona Sur presenta una declinación de producción, lo que representa un agotamiento de energía de los yacimientos, es decir que tanto la producción de crudo como la del gas asociado disminuirían durante su vida útil de producción.

En La TABLA 1.4 se detalla la producción de petróleo obtenida de la Zona Sur del Campo Pacoa desglosado por año.

TABLA 1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO Y GAS

ASOCIADO DE LA ZONA SUR

AÑO	PETROLEO BLS	GAS MSCF
1998	30993	9801
1999	36685	10853
2000	29046	8798
2001	25561	8205
2002	25064	7547
2003	22427	6753

FUENTE: Departamento de Producción CANADA GRANDE LTD.

NOTA: El Campo Pacoa comenzó a producir en el año de 1992, pero solo se dispone datos a partir de 1998.

Producción Actual de Petróleo y Gas Asociado de la Zona Sur.

La Zona Sur, tiene una producción actual de aproximadamente 71 barriles diarios de crudo, 20838 pies cúbicos de gas por día y un GOR 293 SCF/STB. (ver TABLA 1.5).

Los mecanismos de producción de la Zona Sur son: 8 por Bombeo Mecánico, 4 por Swab y 2 por Flujo Natural.

TABLA 1.5 PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO Y GAS DE LA ZONA

SUR

POZO #	ARENA	PETRÓLEO BPD	GAS PC/D	AGUA BPD	GOR SCF/STB	MECANISMO DE PRODUCCIÓN
1	D/C/B	6	2702	12	450	Bombeo Mecánico
2	D/C/B	3	0	7,6	0	Swab
5	D/C/B/E	4	2927	0,2	732	Bombeo Mecánico
6	D/C	0	0	0	0	Swab
8	B/D	3	0	0	0	Swab
9	D/E	3	3377	1,15	1126	Bombeo Mecánico
10	B/C/E	13	2702	4	208	Bombeo Mecánico
11	D/C/B	2	0	0	0	Swab
22	B/D/C	5	1801	6,1	360	Bombeo Mecánico
40	E/C/B	10	2815	9,2	282	Bombeo Mecánico
41	D/E/B	3	2252	2,9	751	Bombeo Mecánico
42	D/C/B/E	11	0	1,2	0	Flujo Natural
43	D/C/B/E	3	2252	1,7	751	Bombeo Mecánico
44	B/E	5	0	0	0	Flujo Natural
TOTAL		71	20828	46,05	293	

FUENTE: Departamento de producción CANADA GRANDE LTD.

NOTA: Datos registrados el 30 de Abril del 2004

Producción Acumulada de Petróleo del Campo Pacoa por Zona.

La producción del Campo Pacoa como tal, tiene un comportamiento diferente en cada una de sus diferentes zonas, siendo mayor su recuperación de crudo en la Zona Sur, teniendo el 30 de abril del 2004 su producción aculada de 708.332,06 bls, que representa el 49.04% de barriles producido de 38.7ª API.

**TABLA 1.6 PRODUCCIÓN ACUMULADA EN BARRILES DE PETRÓLEO
POR ZONA**

PRODUCCIÓN ACUMULADA <i>BLS</i>				
ARENA	CAMPO PACOA	ZONA SUR	ZONA CENTRAL	ZONA NORTE
B	429.575,67	373.656,63	53.428,33	2.490,71
C	487.437,99	161.262,38	113.304,90	212.870,71
D	433.953,21	84.906,07	174.870,78	174.176,36
E	93.490,14	88.506,98	4.983,16	-
TOTAL	1.444.457,01	708.332,06	346.587,17	389.537,78

FUENTE: Departamento de Producción CANADA GRANDE LTD.

NOTA: Datos registrados hasta el 30 de Abril del 2004

Reservas Remanentes de la Zona Sur del Campo Pacoa

En base a las reservas recuperables y la producción acumulada de crudo se puede calcular las reservas remanentes de crudo, ver la TABLA 1.7.

La reservas remanentes de petróleo de la zona Sur es de 1.064.721,01 barriles, con una tasa de producción actual que es 71 barriles por día y una gravedad específica de 38,7 API.

TABLA 1.7 RESERVAS REMANENTES POR ZONA

ZONA	RESERVAS RECUPERABLES <i>BLS</i>	PRODUCCIÓN ACUMULADA POR ARENA <i>BLS</i>	RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO <i>BLS</i>	GRAVEDAD ESPECIFICA <i>°API</i>	PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO <i>BPD</i>
SUR	1.773.053,07	708.332,06	1.064.721,01	38,7	71
CENTRAL	867.725,81	346.587,17	521.138,64	31	38
NORTE	974.745,33	389.537,78	585.207,55	33,6	36
TOTAL	3.615.524,21	1.444.457,01	2.171.067,20	34,4	145

FUENTE: Departamento de producción CANADA GRANDE LTD.

NOTA: Datos registrados hasta el 30 de Abril del 2004

Predicción del Comportamiento de la Producción en la Zona Sur

Las predicciones fueron determinadas por pozo, estimando las respectivas producciones por año hasta la finalización del contrato en el año 2012. Los resultados obtenidos se presentan en la TABLA 1.8 y la Figura 1.4.

Para el año 2005 se tiene proyectado realizar reacondicionamiento de los pozos 9, 10, 40 perteneciente a la zona sur, proyectando para

ese año un incremento de producción tanto de crudo como gas asociado.

TABLA 1.8 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ZONA SUR

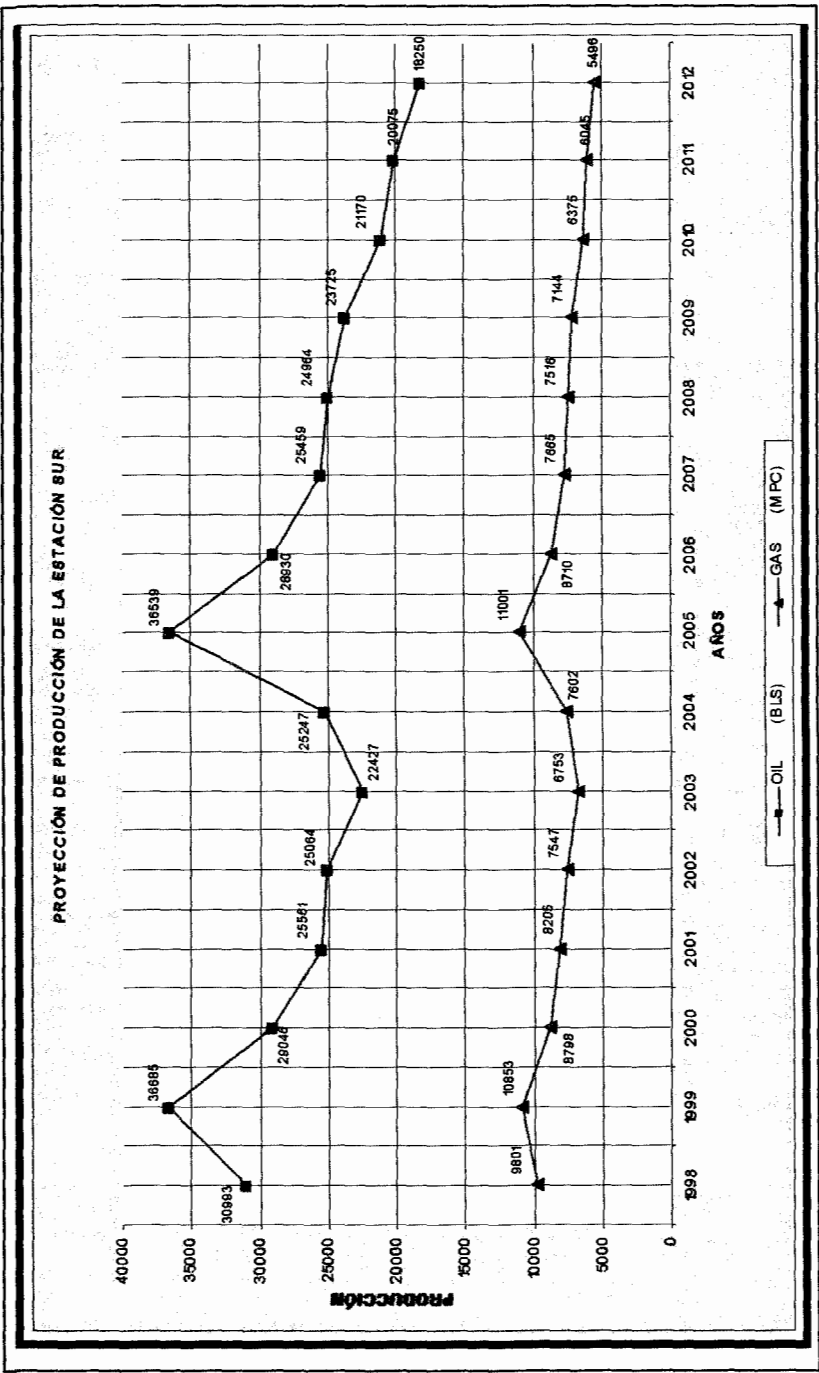
AÑO	PETRÓLEO <i>BLS</i>	GAS <i>MSCF</i>
1998	30993	9801
1999	36685	10853
2000	29046	8798
2001	25561	8205
2002	25064	7547
2003	22427	6753
2004	25915	7602
2005	36539	11001
2006	28930	8710
2007	25459	7665
2008	24964	7544
2009	23725	7144
2010	21170	6375
2011	20075	6045
2012	18250	5496

FUENTE: Departamento de Producción CANADA GRANDE LTD.

NOTA: El campo Paoa comenzó a producir en el año de 1992, pero solo se dispone datos a partir de 1998.

El proyecto esta diseñado en base a la reactivación de la producción en el 2005, para contrarrestar la declinación de la producción de la zona Sur.

FIGURA 1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SUR



Como se puede apreciar en la Figura 1.4, para el 2005 se obtendrá una mayor producción de crudo y gas, de allí en adelante la producción tendrá un decaimiento en vista que no se tiene programado realizar reacondicionamiento de los pozos de la zona Sur. La posibilidad de incrementar la producción también parece limitada de acuerdo a las predicciones.

TABLA 1.9 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO HASTA EL AÑO DEL 2012

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO <i>BPD</i>	PRODUCCIÓN ANUAL DE PETRÓLEO <i>BLS</i>	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PERÓLEO <i>BLS</i>
1998	85	30993	561342
1999	101	36685	598017
2000	80	29046	627063
2001	70	25561	652624
2002	69	25064	677688
2003	61	22427	700115
2004	71	25915	726030
2005	100	36539	762569
2006	79	28930	791499
2007	70	25459	816958
2008	68	24964	841922
2009	65	23725	865647
2010	58	21170	886817
2011	55	20075	906892
2012	50	18250	925142

FUENTE: Departamento de producción CANADA GRANDE LTD.

NOTA: El campo Pacoa comenzó a producir en el año de 1992, pero solo se dispone datos a partir de 1998 con su respectiva proyección hasta el 2012.

Predicción de la Producción Acumulada de Petróleo de la Zona Sur, hasta el año 2012.

La producción acumulada de petróleo de la Zona Sur, hasta el año 2012 es de 925142 barriles, mientras que las reservas remanentes de petróleo son de 1.064.691,36 barriles lo que resulta que las reservas recuperables de 139.549,36 barriles.

CAPITULO II

2. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EN LA ZONA SUR DEL CAMPO PACOA

El Campo Pacoa esta dividido en tres zonas: Zona Norte, Zona Sur y Zona Central. Dichas zonas poseen tres tipos de levantamiento, por Flujo Natural, Bombeo Mecánico y Swab.

La Zona Sur cuenta con 14 pozos, y mantiene una producción de 71 barriles diarios de crudo, con los tres sistemas antes mencionados.

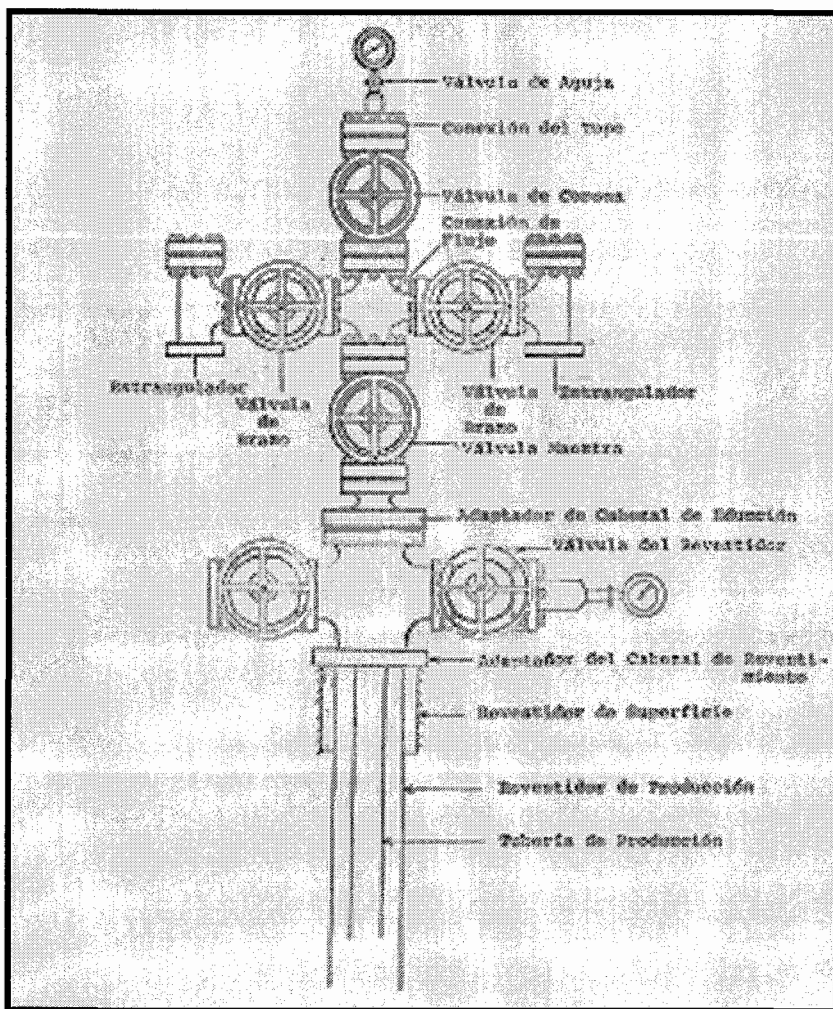
En este estudio se describe brevemente los tres tipos de levantamiento artificial.

2.1 Flujo Natural

El Flujo Natural se consigue cuando la presión de la formación es suficientemente alta para ocasionar el movimiento del petróleo a la superficie, sin ayuda exterior. El petróleo fluye a la superficie debido a la energía contenida en el yacimiento por empuje de gas, empuje de agua o ambos.

Un pozo de flujo natural generalmente está integrado por las tuberías de revestimiento (casing o revestidor), eductor (tubería de producción o tubing) y la cruceta o árbol de navidad con el equipo y conexiones necesarias para controlar la producción del pozo. Como se muestra en la Figura 2.1.

FIGURA 2.1 POZO DE FLUJO NATURAL



Normalmente la producción de los pozos de flujo natural se obtiene a través del tubing, por uno o ambos brazos del árbol de navidad; sin embargo en pozos con altas ratas de flujo, la producción podría efectuarse, usando el espacio anular entre casing y tubing como vía de conducción del crudo a través del casing de producción en el cabezal del pozo.

En la Zona Sur del Campo Pacoa se tiene dos pozos de flujo natural.

Ver la TABLA 2.1.

a 2.1 POZOS DE FLUJO NATURAL DE LA ZONA SUR

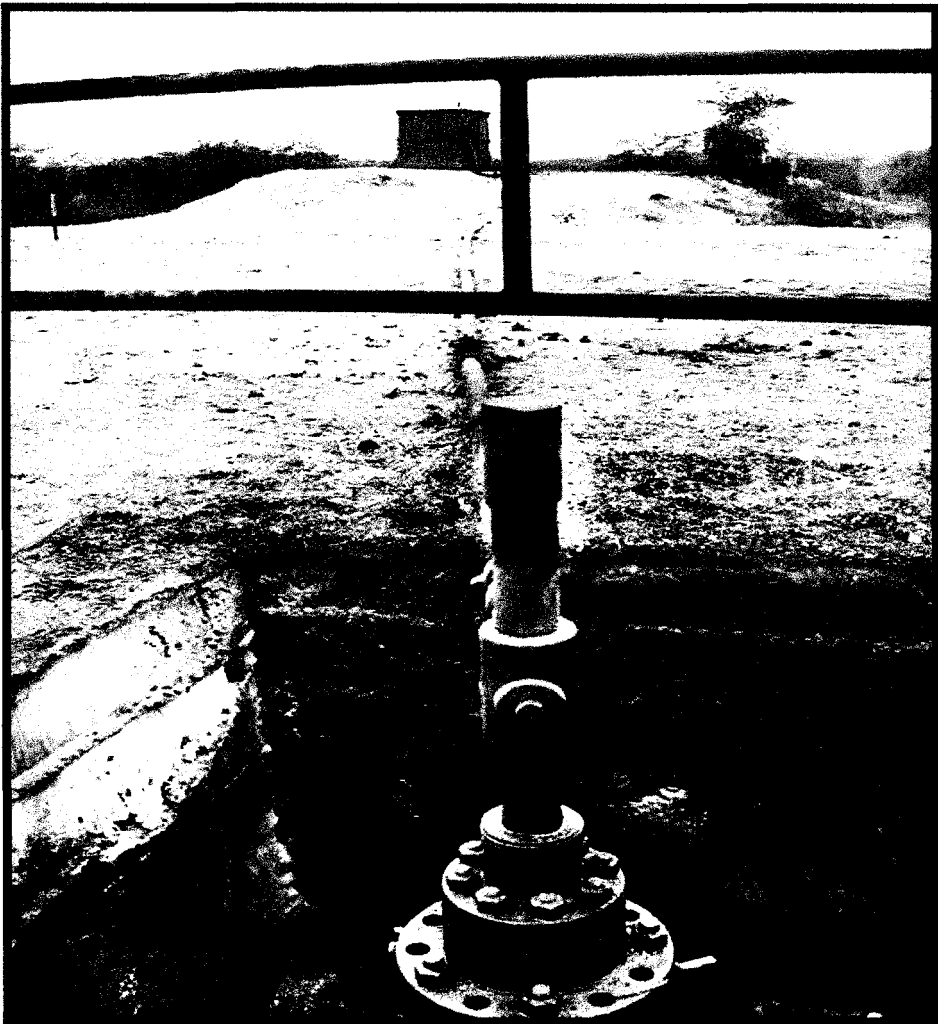
POZO #	ARENA	PETRÓLEO BPD	GAS PC/D	AGUA BPD
42	D/C/B/E	11	0	1,2
44	B/E	5	0	0
TOTAL		16	0	1.2

El sistema de flujo natural en la Zona Sur, mantiene una producción de 16 barriles diarios de crudo que representa el 23% de la producción.

2.2 Levantamiento Artificial

El levantamiento artificial se pone de manifiesto cuando la presión de la formación baja hasta un punto en que el petróleo no puede fluir a la superficie por sus propios medios (nivel dinámico) y en este caso se hace necesario recurrir a métodos de bombeo o levantamiento que varían de acuerdo con las características del yacimiento.

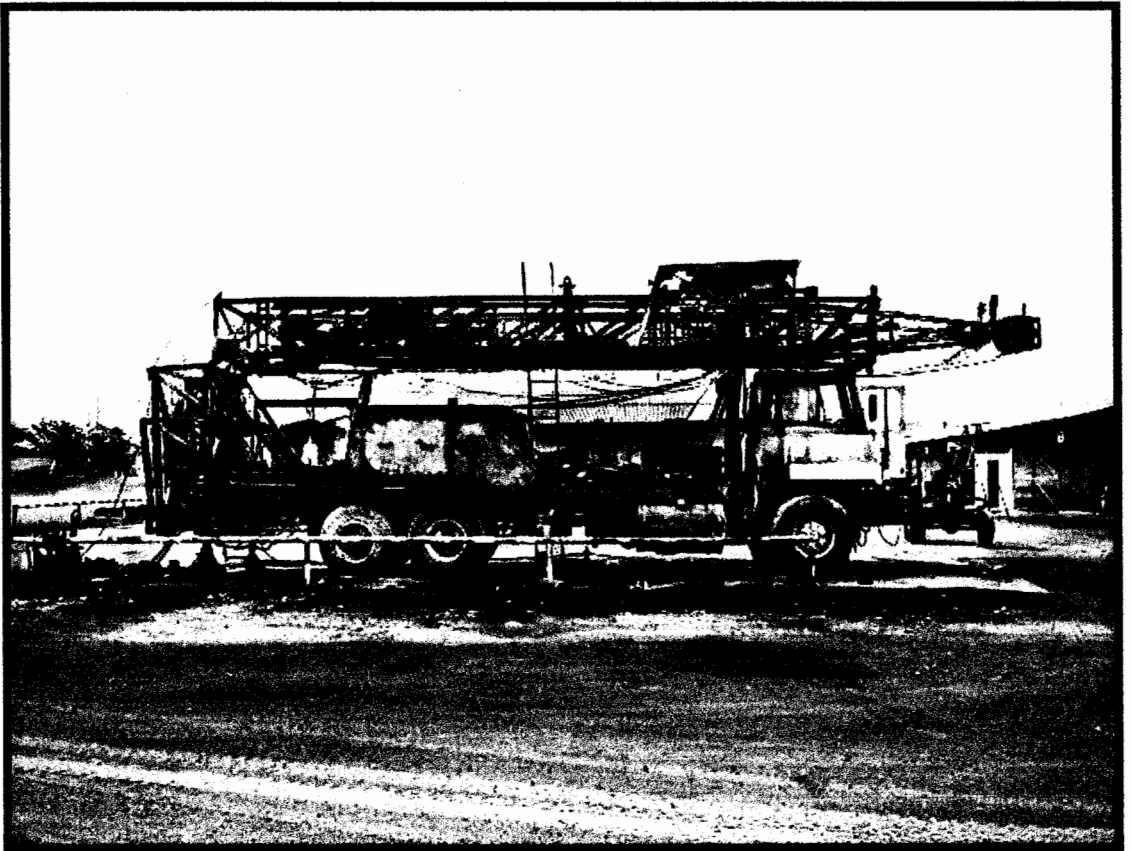
FIGURA 2.2 POZO SWAB DE LA ZONA SUR



2.2.1 Swab

Es un método que consiste en la extracción de fluidos del interior del pozo, desde una profundidad dada hacia la superficie a través del pistoneo del pozo. Esta operación se realiza debido a que la presión de la formación no es lo suficientemente mayor como para vencer la columna hidrostática que existe y poder expulsar el líquido drenado.

FIGURA 2.3 UNIDAD DE SWAB UTILIZADA EN EL CAMPO PACOA



El drenaje de estos pozos es muy lento con respecto al tiempo. Para hacer producir estos pozos, se hace uso de cable de acero que va enrollado en el winche o tambor de swab de la unidad de servicio de pozos, y la copa de swab, que en cada carrera hacen posible la recuperación de liquido, parando dicha operación cuando el nivel de fluido dinámico no es el óptimo. Reiniciando el pistoneo cuando se recupere el nivel de fluido.

Tabla 2.2 POZOS DE SWAB DE LA ZONA SUR

POZO #	ARENA	PETRÓLEO BPD	GAS PC/D	AGUA BPD
2	D/C/B	3	0	7,6
6	D/C	0	0	0
8	B/D	3	0	0
11	D/C/B	2	0	0
TOTAL		8		7.6

El sistema de bombeo por Swab en la Zona Sur mantiene una producción de 8 barriles diarios de crudo que representa el 11% de la producción.

2.2.2 Bombeo Mecánico

Este tipo de sistema de producción es mediante un balancín el cual es accionado por un motor que a través de una banda

hace mover un contrapeso, que hace oscilar el cabezal del balancín haciendo que la sarta de varillas en sus carreras ascendentes y descendentes llenen una bomba de subsuelo con el fluido del pozo y la descarga a superficie (ver figura 2.4) generalmente es usado en la etapa final del yacimiento, o en pozos de baja producción y no profundo.

El hecho de la numerosa aplicación de este sistema ha dado lugar a que sea ampliamente estudiado y que sus equipos, y materiales de construcción sean de la más alta tecnología.

FIGURA 2.4 EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO



En Ecuador este sistema está ampliamente difundido en los campos petroleros de la península de Santa Elena, en la región Oriental son usado en los campo bermejo, Lago Agrio y Guanta.

En la Zona Sur se dispone de 8 pozos por bombeo mecánico (ver la TABLA 2.3).El sistema de bombeo mecánico en la Zona Sur, mantiene una producción de 47 barriles diarios de crudo que representa el 66% de la producción y 20827 pies cúbicos de gas por día.

Tabla 2.3 POZOS DE BOMBEO MECÁNICO

POZO #	ARENA	PETRÓLEO BPD	GAS PC/D	AGUA BPD
1	D/C/B	6	2702	12
5	D/C/B/E	4	2927	0,2
9	D/E	3	3377	1,15
10	B/C/E	13	2702	4
22	B/D/C	5	1801	6,1
40	E/C/B	10	2815	9,2
41	D/E/B	3	2252	2,9
43	D/C/B/E	3	2252	1,7
TOTAL		47	20828	37,25

2.2.2.1 Componentes Principales

En orden secuencial de importancia desde el fondo hasta la superficie los componentes que caracterizan el bombeo mecánico son:

- A. Bomba de subsuelo.
- B. Varilla de transmisión de succión.
- C. Equipo de bombeo superficial.
- D. Motor primario.

Con el objeto de establecer sus funciones en el proceso de extracción de hidrocarburos se describen brevemente.

A. Bomba de Subsuelo.

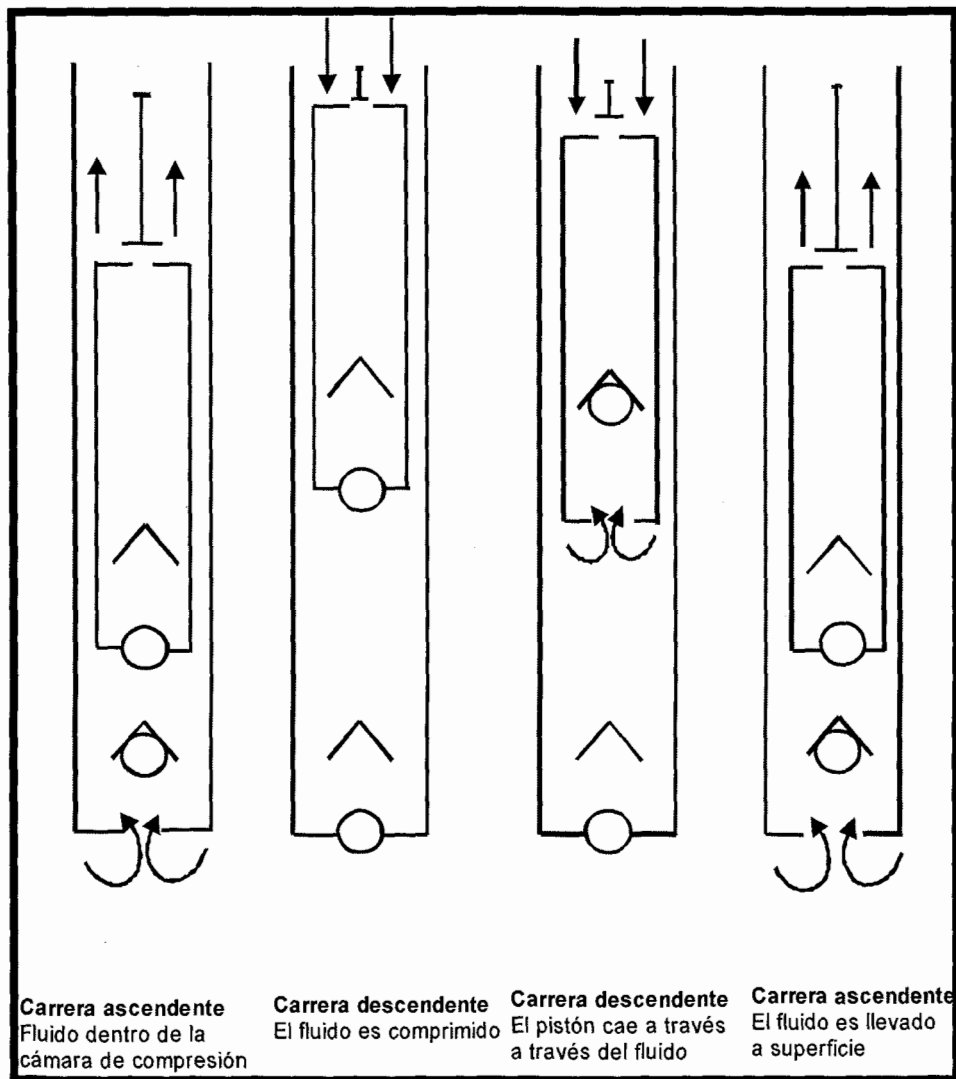
La función de la bomba consiste en admitir fluido de la formación y levantarlo posteriormente hacia la superficie.

Las partes básicas de la bomba son: el tubo barril, el pistón y las dos válvulas (la viajera y la estacionaria).

Para objeto de esta explicación, consideremos que el barril y la válvula estacionaria son inmóviles como el mostrado en la Figura 2.5, y el pistón y la válvula viajera suben y bajan dentro del barril.

En la carrera ascendente, el fluido ingresa a través de la válvula estacionaria a la cámara de compresión entre las dos válvula.

**FIGURA 2.5 CICLO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS BOMBAS DE
SUBSUELO.**



Quando el pistón inicia su carrera descendente, la válvula estacionaria se cierra y el fluido entre las válvulas es comprimido.

Cuando la presión del fluido comprimido es mayor que la presión que actúa sobre la válvula viajera, hace que la válvula viajera se abra y el fluido comprimido fluya a través de la válvula viajera a medida que el pistón continúa bajando en el barril de la bomba. Cuando el pistón inicia su carrera ascendente, la válvula viajera cierra y el fluido atrapado por encima de esta es levantado hacia la superficie.

También, un nuevo ciclo de bombeo inicia porque la válvula estacionaria abre, admitiendo más fluido en la cámara de compresión.

Aunque una pequeña cantidad de fluido es bombeada en cada carrera, la producción de un pozo puede ser grande debido a que la bomba trabaja 24 horas al día a una tasa constante de bombeo.

B. Varilla de transmisión de Succión

La energía proporcionada por el equipo superficial a la bomba de subsuelo se transmite por medio de un conjunto de varillas de acero unidas entre sí en forma de

telescopio, las de mayor diámetro se ubican en la parte superior ya que allí se encontrará la mayor tensión debido a que soportan el peso de todas las varillas. Un adecuado diseño de varillas de transmisión representará una disminución sustancial en el costo de este sistema.

Las cargas actuales sobre las varillas son de naturaleza cíclica. El movimiento de la unidad de bombeo hace que alternadamente suba y baje la sarta de varilla, dando lugar a diferentes tipos de cargas actuando sobre ellas.

La carga máxima que actúa sobre las varillas se presenta durante la carrera ascendente de las mismas, en la cual la varilla localizada al tope de la sarta soporta el peso de toda la sarta más el peso del fluido levantado. Esta carga se conoce como la máxima carga soportada por el varillón pulido.

Durante la carrera descendente, la varilla localizada al tope de la sarta soportará solamente el peso de las demás varillas debajo de ella. Esta carga se conoce como la mínima carga soportada por el varillón pulido.

Las varillas de succión están disponibles en diversos diámetros, los diámetros estándar son 5/8, 3/4, 7/8 y 1 1/8 pulgada. Estas varillas están disponibles en longitudes de 25 y 30 pies de largo, mientras que el varillón pulido es de 1 1/4 pulgada de diámetro y se tiene disponibles varillones de cuatro, seis, ocho y doce pies de largo.

C. Equipo de Bombeo Superficial

La función del equipo superficial es el de transferir la energía del motor primario a las varillas de transmisión, es decir, cambiar el movimiento rotatorio del motor primario a un movimiento recíprocante para las varillas.

Las dimensiones del equipo son función de la profundidad del pozo, del volumen de petróleo que se desea producir y de las condiciones del yacimiento.

El funcionamiento de las bombas de subsuelo se realiza por medio de las varillas cuyo movimiento es generado por la unidad de bombeo o balancín.

Estas unidades están clasificadas de la siguiente manera: Convencionales, Balanceadas por Aire y las unidades del tipo Unitorque Mark II.

Existe una amplia gama de tamaño de unidades de bombeo, fabricándose para capacidades desde 6400 libras-pulgadas de torque y 2100 libras de capacidad de carga hasta 912000 libras-pulgadas de torque y 42700 libras de capacidad de carga, con carreras que oscilan entre 24 pulgadas hasta 168 pulgadas.

La estructura de la unidad está construida con perfiles Standard, que pueden ser ángulo o doble T, de acero al carbono y manganeso. Toda su construcción es soldada con electrodo, con atmósfera inerte. Los movimientos van todos con rodamientos.

La caja reductora es fundida y maquinadas todos sus partes, tales como alojamientos de los cojinetes, y superficies de cierre. Los engranajes suelen ser: los piñones de acero SAE 4140, SAE 1045 o fundición nodular y sus dientes son tallados.

Nomenclatura Utilizada para Identificar las Unidades de Bombeo

Según la norma API 11E, la nomenclatura para identificar las unidades de bombeo debe constar de las siguientes partes:

- Identificación del tipo de unidad de bombeo, mediante una letra:
 - A: Balanceadas por aire.
 - B: Balanceadas en la viga.
 - C: Convencional.
 - M: Mark II unitorque.
- Torque máximo capaz de soportar la caja reductora, en miles de libras, acompañado de una letra que especifica el tipo de reducción que se emplea, para las unidades convencionales se emplea un sistema de doble reducción por lo que la letra utilizada es la D.
- Máxima capacidad de carga de la unidad en cientos de libras.
- Máxima longitud de carrera disponible en pulgadas.

A manera de ejemplo se presenta nomenclatura de una de las unidades empleadas en el Campo:

C-114D-143-74

Se trata de una unidad convencional, cuyo máximo torque en la caja reductora es de 114000 libras-pulgadas, con una capacidad de carga máxima de 14300 libras y una carrera máxima de 74 pulgadas. La caja reductora utiliza un sistema de doble reducción.

La selección de la unidad de bombeo se la realiza luego de hacer los cálculos de máxima y mínima carga en el varillón pulido, la carrera superficial de la unidad asumida en los cálculos de las varillas de bombeo y el valor del torque pico generado en la carrera ascendente y descendente por las varillas. Con estos valores se consulta al Apéndice A en el cual se presenta varias medidas de unidades de bombeo de las cuales se puede realizar la selección de la más adecuada.

D. Motor Primario

La función del motor primario es generar energía mecánica para transmitirlo al equipo de bombeo y posteriormente a la bomba de subsuelo para poder levantar los fluidos del pozo. La potencia que debe tener el motor depende de la tasas de producción que se desean obtener.

Los motores de combustión interna son empleados en lugares donde no existen facilidades para el tendido de una línea o bien en pozos aislados o remotos, en donde no conviene tender líneas eléctricas.

La Estación Sur tiene líneas de transmisión de electricidad, a pesar de eso los pozos de la Zona Sur no están electrificados. Este hecho obliga a que las unidades de bombeo trabajen con motor de combustión interna.

Existen dos clases de motores de combustión interna: motores diesel y motores a explosión.

El motor a diesel es el más difundido pues este tipo presenta más seguridad en cuanto a peligros de incendios. Los motores de explosión, como tienen encendido por bujías, se exponen a que ante una acumulación eventual de gas alrededor de la unidad de bombeo se pueda producir la ignición del gas, provocando luego un incendio. A pesar de ello, empleando adecuados blindajes al sistema eléctrico del encendido, se utilizan estos motores especialmente porque son de menor costo que los de diesel.

Los motores de combustión interna, tanto los diesel como los a explosión se fabrican monocilíndricos o multicilíndricos.

Los primeros como su nombre lo indica son de un solo cilindro. Son conocidos como motores "lentos" o "lerdos" pues su velocidad de rotación varía entre 350 rpm y 800 rpm. Tienen un gran volante para compensar el ciclo positivo que como se sabe, en los motores de cuatro tiempos, cada dos vueltas de cigüeñal se completa un ciclo. Son de gran tamaño, por lo tanto pesados, pero su

alto torque a bajas revoluciones lo hacen sumamente adaptables a los aparatos de bombeo. Se fabrican para potencias entre 5 y 30 HP. Para potencias mayores se fabrican bicilindricos siempre con las mismas características.

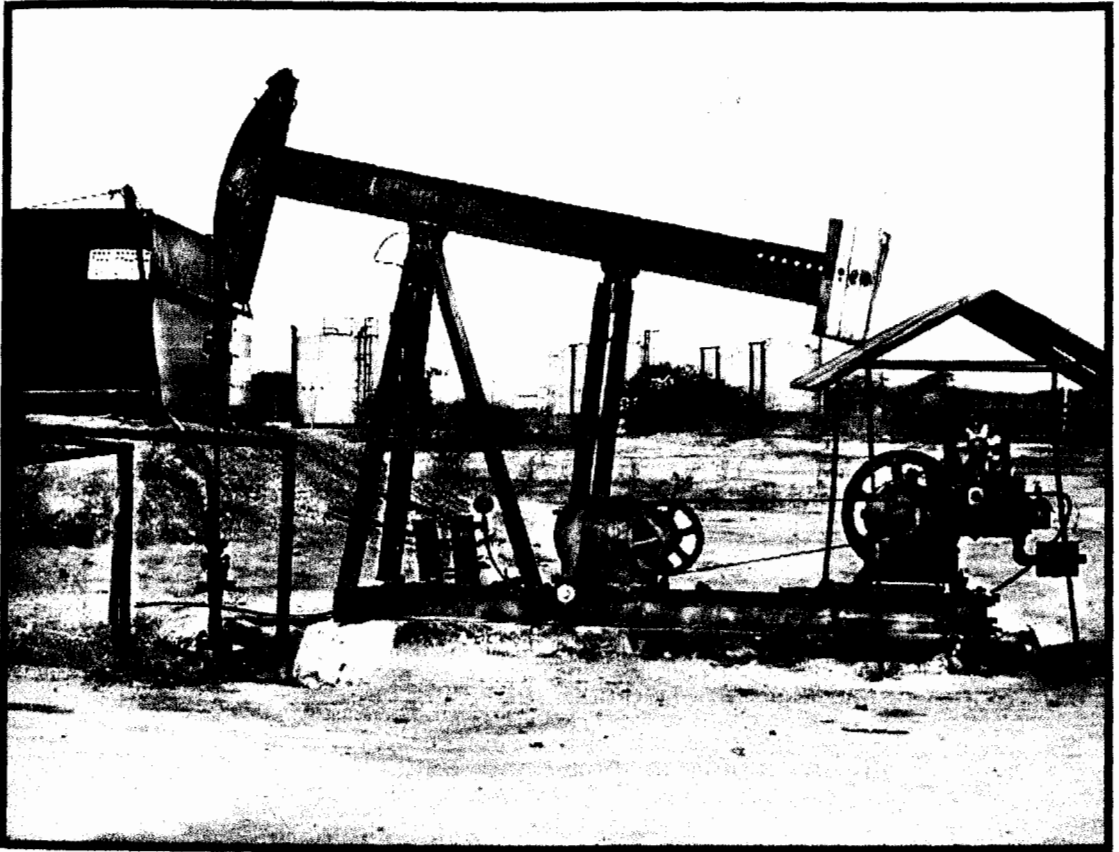
Los motores multicilindricos suelen ser de dos a seis cilindros y son de alta velocidad de rotación. Por esto, este tipo de motores son más pequeños que los anteriores para igualdad de potencia, pero tiene el inconveniente de tener su máximo valor de torque, a un régimen bastante alto de giro, aproximadamente a un 75% de su régimen máximo de velocidad. Sus regimenes de rotación varían entre 1200 y 2500 rpm y las gamas de potencia alcanza de 30 a más de 200 HP.

Poleas de los Motores

Es un accesorio que va instalado en el eje del motor, con canales en forma de V, entre los cuales se colocan las correas, que trasmiten el movimiento rotatorio al volante de la caja de engranajes. La combinación de diámetros

polea-volante son factores determinantes en la velocidad de bombeo.

FIGURA 2.6 MOTOR ARROW UTILIZADO EN LA UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO



Tipo de Motores Utilizados en el Zona Sur de Pacoa.

Las unidades de bombeo Mecánico utilizan motores de marca ARROW, tal como se muestra en la Figura 2.6; los cuales son motores a explosión, accionados por la combustión del mismo gas que proviene de los pozos.

Este tipo de motores ha sido diseñado especialmente para servicio en pozos productores de petróleo, en donde se requiere una operación continua de los mismos con un mínimo de mantenimiento.

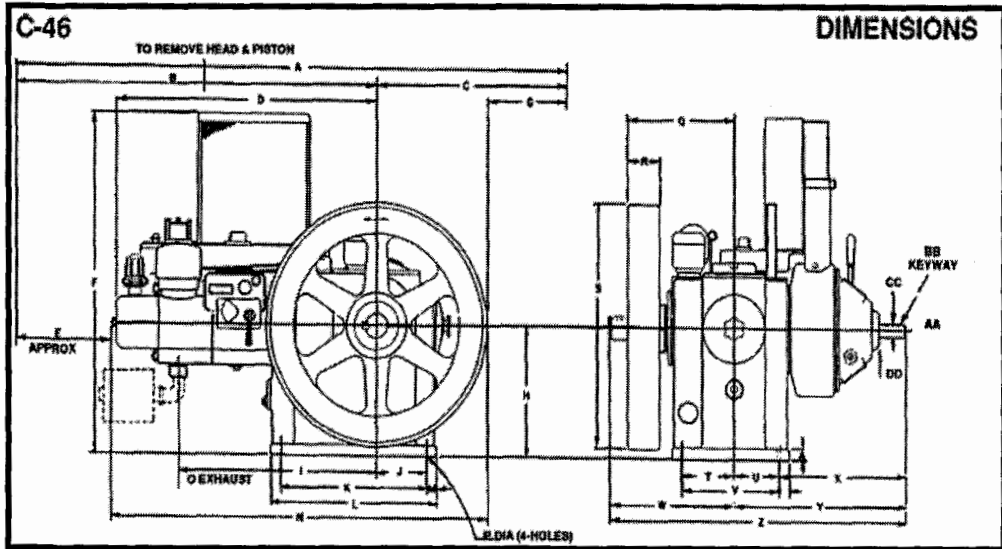
Su continuo mantenimiento se debe a tiempo de operación del motor. Los pozos, al no disponer de una adecuada sarta de varilla, hacen que los motores trabajen en forma forzada, ocasionando problemas al motor, redundando en mayores gastos por mantenimiento y pérdida por producción.

Cabe recalcar que el modelo del motor utilizado en la zona Sur es C-46, diseñado especialmente para servicio en unidades de bombeo de petróleo, requiriendo normalmente operación continua con un mínimo de mantenimiento.

Para cumplir con los requerimientos de operación continua, los motores trabajan a bajas velocidades, disminuyendo el desgaste en las partes del motor, y en

la unidad de bombeo. El C-46, tienen una velocidad máxima de operación de 800 RPM.

FIGURA 2.7 VISTA FRONTAL DEL MOTOR ARROW



Los carburadores de gas natural suministrados de fábrica con estos motores están diseñados para trabajar con gas natural y con LPG (Gas Líquido de Petróleo), sin requerir modificación alguna.

Cuando los motores ARROW operan con combustibles gaseosos, es muy importante tener conectado un tanque volumétrico al motor, por medio de una línea de gas.

El tanque volumétrico ARROW, es el sugerido para este propósito en todos los Motores Arrow monocilíndricos.

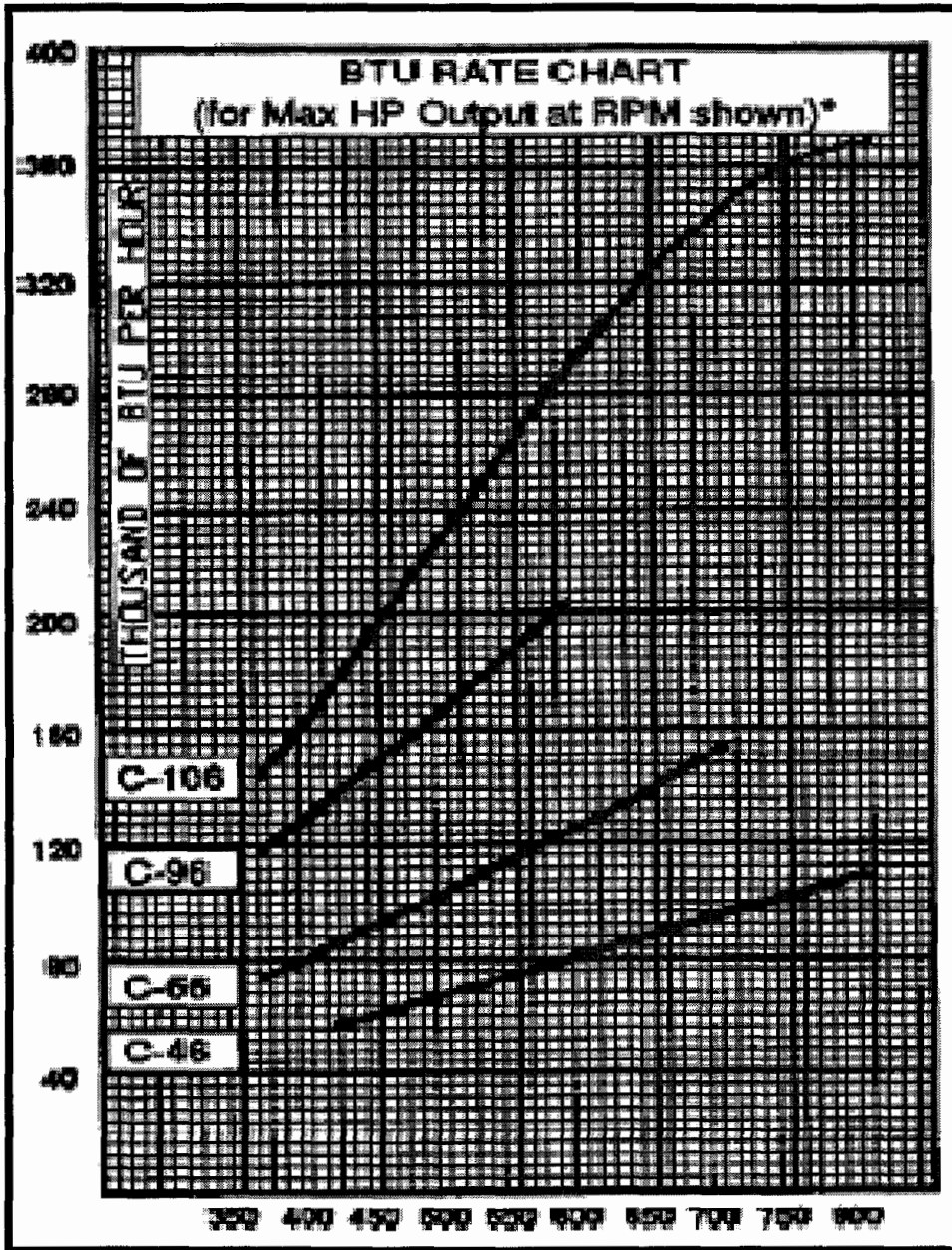
Características clásicas adicionales de los motores Arrow son: Depurador de aire en baño de aceite para asegurar aire limpio al motor, embrague de servicio pesado Twin Disc, interruptores de seguridad por baja presión de aceite y por bajo nivel de agua, base, manivela para el arranque, y manual de instrucciones y de partes.

Consumo de Combustible de los Motores Arrow

Para llegar al rango de consumo de combustible de los motores Arrow, se debe considerar que todos los motores de combustión interna son motores que usan calor.

Esto quiere decir que el combustible consumido provee el calor que a la vez provee el aumento en presiones en el cilindro para generar los impulsos de fuerza.

FIGURA 2.8 CARTA DE RANGOS DE BTU



Al usar la Figura 2.8 de rangos de BTU, se puede determinar el rango de BTU para un CABALLAJE MAXIMO, a las RPM indicadas para cada motor Arrow.

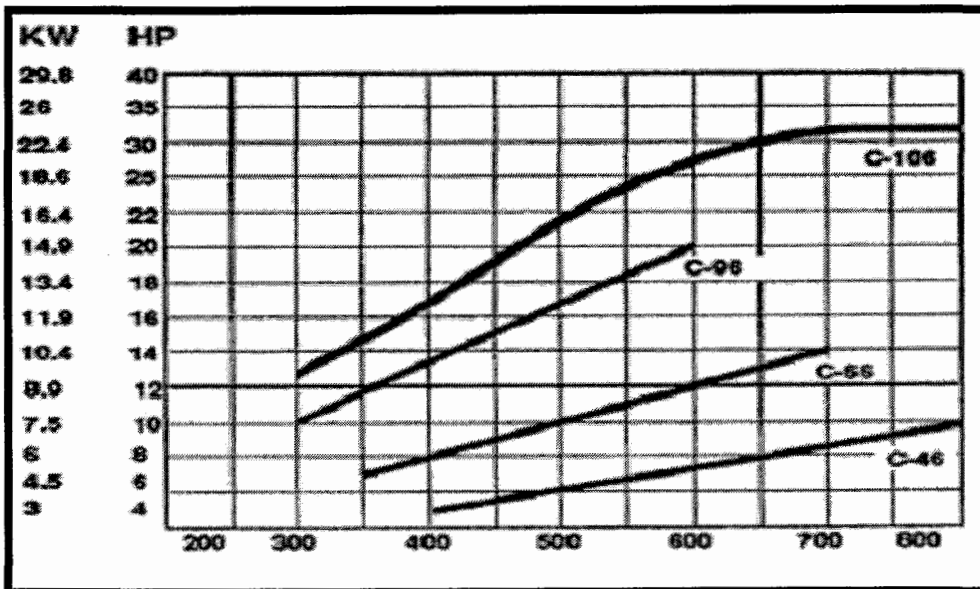
TABLA 2.4 VALORES DE BTU PARA VARIOS COMBUSTIBLES

COMBUSTIBLE	BTU
Gas Natural de Refinería	1,100 / PC
Gas Artificial	600 / PC
Gas de Cabezal de Pozo o del Separador de Gas	1,000 / PC
Butano	21,000 / lb (98,700 / gal)
Propano	21,500 / lb (101,050 / gal)
Gasolina	19,500 / lb (120,000 / gal)

Un promedio de rango de BTU para gas de cabezal de pozo es 1000 por pie cúbico. El gas debe ser analizado para obtener un rango preciso. TABLA 2.4.

La Figura 2.9 muestra los rangos de caballajes para motores Arrow de un cilindro a varias RPM.

FIGURA 2.9 RANGOS DE HP PARA MOTORES ARROW



CAPITULO III

3. PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS DE LA ZONA SUR DEL CAMPO PACOA.

Los fluidos pueden ser divididos en 2 categorías, gases y líquidos, y se distinguen el uno del otro por:

- Los gases son compresibles a diferencia de los líquidos que son incompresibles, y
- Una masa de gas dada puede expandirse hasta ocupar todas las partes del recipiente que lo contiene, muy diferente de los líquidos los cuales ocupan un volumen definido y tienen superficies libres.

El petróleo y el gas ocurren por la acumulación de componentes orgánicos principalmente de hidrógeno y carbono llamados hidrocarburos. Las propiedades físicas y el comportamiento de las mezclas de hidrocarburos son determinadas por la concentración relativa de sus moléculas. El gas natural está conformado por los miembros más volátiles de la serie parafínica principalmente metano, en menor proporción etano, propano y butano así como de cantidades muy pequeñas de compuestos más pesados.

Mecanismo de Producción

El gas puede encontrarse ya sea como yacimientos de gas libre (no – asociado, durante la explotación sube a la superficie en forma natural y es producido solo), en yacimientos de petróleo (asociado, durante la explotación del petróleo aparecen cantidades de gas junto con el).

La principal fuente de energía natural de los yacimientos del Campo Pacoa, proviene de la expansión de gas en solución.

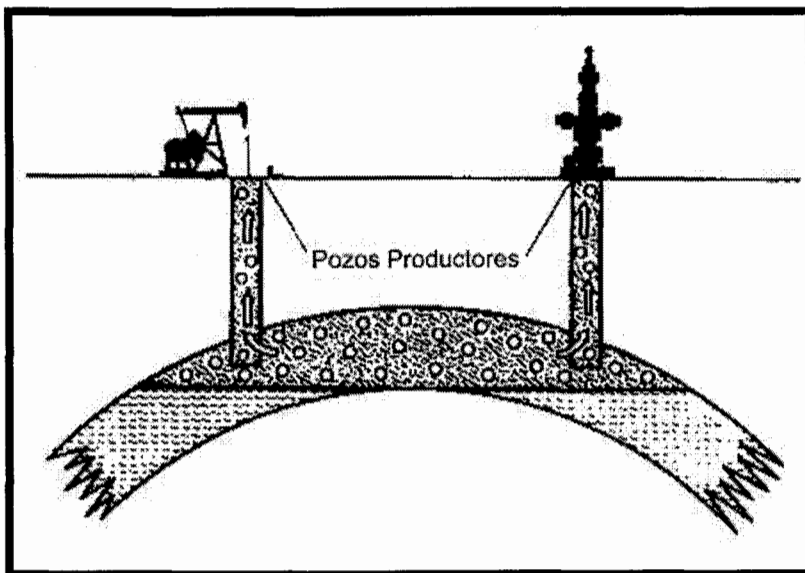


FIGURA 3.1 RESERVORIO POR GAS EN SOLUCIÓN

Debido a la rápida despresurización de los reservorios, hecho notorio en los casos de explotación de pequeños bloques con presencia de un alto grado de fracturamiento, en donde una cantidad significativa de las

reservas se halla en las mencionadas fracturas, la producción de gas ha aumentado. Este hecho nos ha conducido a una drástica caída de la presión de los yacimientos, la misma que ya se encuentra por debajo del punto de burbuja.

Este factor determinante en la pérdida de la energía de los reservorios se ha presentado en un tiempo muy corto, lo que a la par implicará una disminución en las reservas recuperables del campo ya que no conlleva a un constante incremento de la recuperación de gas.

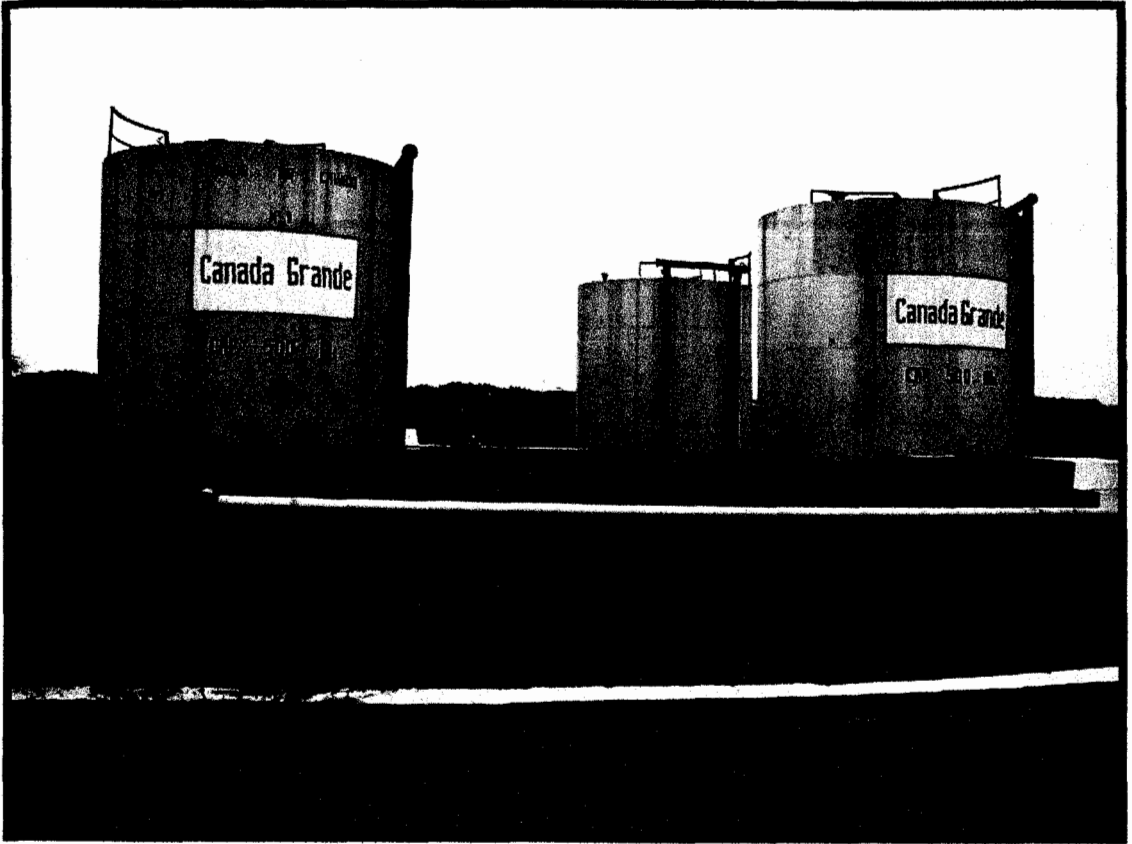
3.1 Descripción de la Estación de Producción de la Zona Sur

La infraestructura existente en el Campo Pacoa comprende: Estaciones satélites, tanques de almacenamiento, líneas de transferencias, campamento, etc., fue construida considerando el plan de desarrollo y de acuerdo a la producción inicialmente proyectada.

Estaciones Satélites

Estación de Producción Norte

La estación de producción Norte tiene una capacidad de 2500 BLS y cuenta en su infraestructura con 4 tanques de 500 BLS cada uno (1

FIGURA 3.2 TANQUES DE ALMACENAMIENTO

tanque de lavado, 2 tanques de surgencia y 1 tanque de carga), 1 cisterna de recepción de producción diaria de 500 BLS, 1 bomba, conexiones entre cisterna y tanques, línea de carga.

Estación de Producción Central

Con una capacidad de 2500 BLS, su infraestructura esta conformada por 4 tanques de almacenamiento (1 tanque de lavado, 2 tanques de surgencia, 1 tanque de carga), 1 cisterna de producción diaria de

500 BLS, 1 bomba, conexiones entre cisterna y tanques, 1 piscina de drenaje y laboratorio de control de calidad.

FIGURA 3.3 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN SUR



Estación de Producción Sur

La estación sur tiene una capacidad de almacenamiento de 4500 BLS, y posee 8 tanques de 500 BL cada uno (1 tanque de lavado, 2 tanques de surgencia, 3 tanques de carga y 2 tanques auto-transportables para emergencia), 1 cisterna de recepción de

producción diaria de 500 BLS, 1 bomba, conexiones entre cisterna y tanque, manifold, 1 piscina de drenaje, y línea de carga.

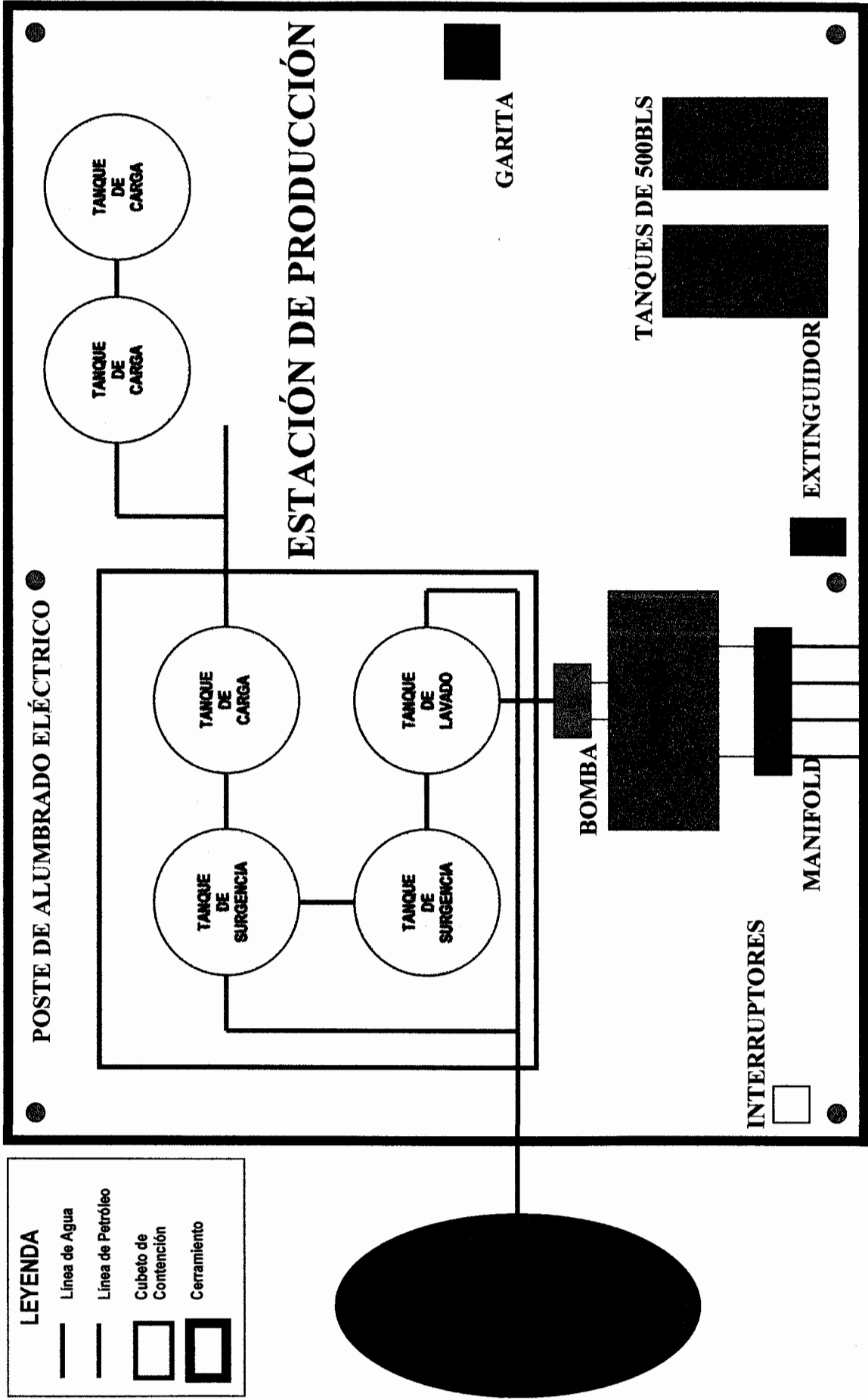
3.2 Características del Gas de la Zona Sur

El gas natural es una mezcla de gases hidrocarburos con algunas impurezas, principalmente nitrógeno (N_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), y dióxido de carbono (CO_2). Los gases contienen cantidades significativas de H_2S o CO_2 , o ambos, y se los llama gases agrios o gases ácidos. Estas impurezas pueden ser removidas antes de que el gas sea utilizado como combustible. Como se verá más adelante, en la Zona Sur del Campo Pacoa la presencia de gases agrios no es significativa y el nitrógeno no afecta mayormente en el proceso de combustión. Los gases hidrocarburos son metano, etano, propano, butano, pentano, y pequeñas cantidades de hexano, heptano, y algunas cantidades de fracciones más pesadas.

En los gases que son utilizados como combustibles el metano es el componente principal, usualmente del 95 al 98 %.

Al gas natural se lo puede clasificar como: gas rico o húmedo, gas pobre o seco, gas dulce, gas agrio.

FIGURA 3.4 DIAGRAMA DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN SUR



- Gas Rico (Húmedo).- Aquel que contiene hidrocarburos licuables o condensados. No refiere al contenido de humedad o vapor de agua (H_2O).
- Gas Pobre (Seco).- Conformado primordialmente por metano. No contiene hidrocarburos licuables.
- Gas Dulce.- En su composición no contiene gases ácidos (H_2S , CO_2).
- Gas Agrio.- Contiene cantidades apreciables de H_2S , el cual es muy corrosivo.

3.2.1 Composición del Gas Producido

La composición, el comportamiento del gas así como sus propiedades pueden ser determinados por pruebas de laboratorio o correlaciones.

Para obtener la composición química de la mezcla de gases se sometió una muestra del gas de la Zona Sur a un análisis cromatográfico, en los laboratorios del Centro de Investigaciones Geológicas Guayaquil de PETROPRODUCCIÓN, los resultados se muestran en la TABLA 3.1

TABLA 3.1 CROMATOGRAFÍA DEL GAS PRODUCIDO EN LA ZONA SUR DEL CAMPO PACOA

COMPOSICIÓN <i>Nombre</i>	FÓRMULA	PORCENTAJE MOLAR %
Metano	CH₄	70.66
Etano	C₂H₆	5.54
Propano	C₃H₈	4.08
Iso – Butano	C₄H₁₀	2.47
Normal – Butano	C₄H₁₀	3.22
Pentano	C₅H₁₂	0.51
Nitrógeno	N₂	12.94
Dióxido de Carbono	CO₂	0.58
TOTAL		100.00

La importancia de este análisis es para evaluar si dicho gas es apto o no para la combustión de un grupo electrógeno, poniendo en consideración el poder calorífico que este gas pueda poseer al igual que los porcentajes de impurezas que pudiesen reducir la eficiencia del equipo de generación.

3.2.2 Contaminantes del Gas

El gas natural y el petróleo crudo contienen componentes no-hidrocarburos tales como el Nitrógeno (N_2), Dióxido de Carbono (CO_2), Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), Oxígeno (O), Helio (He), vapor de agua más algunas trazas de metales. Estas impurezas en suficiente concentración pueden afectar el comportamiento del hidrocarburo y algunos pueden causar corrosión severa.

3.3 Propiedades del Gas Producido

Peso Molecular

En una mezcla de gases el cálculo del peso molecular (M) es llamado peso molecular aparente (M_a), ya que una mezcla no puede ser representada como una fórmula química sencilla por el hecho de estar conformada por moléculas de varios tamaños así como de diferentes pesos moleculares.

Si se conoce la composición de la mezcla, el peso molecular aparente del gas puede calcularse relacionando los pesos moleculares individuales de sus componentes y su fracción utilizando la siguiente expresión

$$M_a = \sum_{i=1}^n (Y_i) (M_i) \quad (3.1)$$

Donde:

M_a = Peso molecular aparente del gas natural

Y_i = Fracción molar del componente **i** a **n** del gas natural

M_i = Peso molecular del componente **i** a **n** del gas natural

n = Número de componentes en la mezcla de gas.

Gravedad Específica

La gravedad específica puede definirse como:

- a) La razón entre el peso molecular del gas dividido para el peso molecular de una sustancia base. Para el caso de los gases se toma al aire como sustancia base.

$$\gamma_g = \frac{M_{gas}}{M_{aire}} \quad (3.2)$$

Donde:

γ_g = Gravedad Específica del Gas (aire = 1.0)

M_{gas} = Peso molecular del gas, lb_m / lb_m – mol

M_{aire} = Peso Molecular del aire, 28.964

b) La gravedad del gas es la razón entre la densidad del gas natural a una presión y temperatura base (14.7 psia y 60 °F) y la densidad del aire bajo las mismas condiciones.

$$\gamma_g = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}} \quad (3.3)$$

Donde:

γ_g = Gravedad Específica del Gas (aire =1.0)

ρ_{gas} = Densidad del gas a Presión y Temperatura del gas,

lb. / PC

ρ_{aire} = Densidad del aire a Presión y Temperatura dada,

lb. / PC

Poder Calorífico del Gas

El poder calorífico o calor de combustión de un gas se define como la energía total transferida en forma de calor en una reacción de combustión ideal a temperatura y presión estándares y en la cual toda el agua formada aparece en forma líquida.

Cualquier combustible que contenga hidrógeno produce agua como uno de los productos de combustión, considerando esto, el poder calorífico puede ser expresado como: poder calorífico bruto, alto o

TABLA 3.2 PODER CALORÍFICO DEL GAS DE LA ZONA SUR

COMPOSICIÓN	FÓRMULA	FRACCIÓN MOLAR Y_i	PODER CALORÍFICO NETO H_{Vi} BTU/SCF	PODER CALORÍFICO BRUTO H_{Vi} BTU/SCF
Metano	CH ₄	0,7066	909,1	1016
Etano	C ₂ H ₆	0,0554	1617,8	1769,6
Propano	C ₃ H ₈	0,0408	2315,9	2517,2
i-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0247	3001	3252,6
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0322	3010,5	3262,3
Pentano	C ₅ H ₁₂	0,0051	3706,8	4008,9
Nitrógeno	N ₂	0,1294		
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,0058		
		1		

3.3.1 Ecuación de Estado y Factor de Compresibilidad del Gas

Las propiedades de los gases son relativamente simples desde los parámetros de presión, volumen, temperatura y pueden ser relacionados por una simple ecuación. La base para esta ecuación es una adaptación de una combinación de las clásicas leyes de Boyle, Charles y Avogadro.

La relación PVT para gases ideales y muchos gases reales a baja presión puede ser expresada como

$$PV = nRT$$

Donde

P = Presión Absoluta, lpcA

V = Volumen, PC

n = Número de moles de gas

R = Constante Universal de los Gases, lpcA PC

T = Temperatura Absoluta, °R

Para describir la relación PVT en los gases hidrocarburos reales bajo condiciones de reservorio, la ecuación anterior es modificada introduciendo un factor de corrección quedando expresada como la Ecuación de Gases Reales

$$PV = n z RT \quad (3.4)$$

Donde

z = Factor de Compresibilidad (V_{real} / V_{ideal}), adimensional

Algunas veces z es llamado Factor de Desviación y es función de la temperatura, presión y la composición del gas. La Figura 3.5 muestra el factor z para el gas natural como una función de la Temperatura pseudo-reducida T_R , y la Presión pseudo-reducida P_R , definidas como

Donde

P = Presión Absoluta, lpcA

V = Volumen, PC

n = Número de moles de gas

R = Constante Universal de los Gases, lpcA PC

T = Temperatura Absoluta, °R

Para describir la relación PVT en los gases hidrocarburos reales bajo condiciones de reservorio, la ecuación anterior es modificada introduciendo un factor de corrección quedando expresada como la Ecuación de Gases Reales

$$PV = n z RT \quad (3.4)$$

Donde

z = Factor de Compresibilidad (V_{real} / V_{ideal}), adimensional

Algunas veces z es llamado Factor de Desviación y es función de la temperatura, presión y la composición del gas. La Figura 3.5 muestra el factor z para el gas natural como una función de la Temperatura seudo-reducida T_R , y la Presión seudo-reducida P_R , definidas como

$${}_sP_R = \frac{P}{{}_sP_C} \quad \text{y} \quad {}_sT_R = \frac{T}{{}_sT_C} \quad (3.5), (3.6)$$

donde ${}_sP_C$ y ${}_sT_C$, son la presión pseudo-crítica y la temperatura pseudo-crítica respectivamente, dadas por:

$${}_sP_C = \sum_{i=1}^n (Y_i)(P_{Ci}) \quad (3.7)$$

$${}_sT_C = \sum_{i=1}^n (Y_i)(T_{Ci}) \quad (3.8)$$

Donde

${}_sP_C$ = Presión pseudo-crítica, lpca

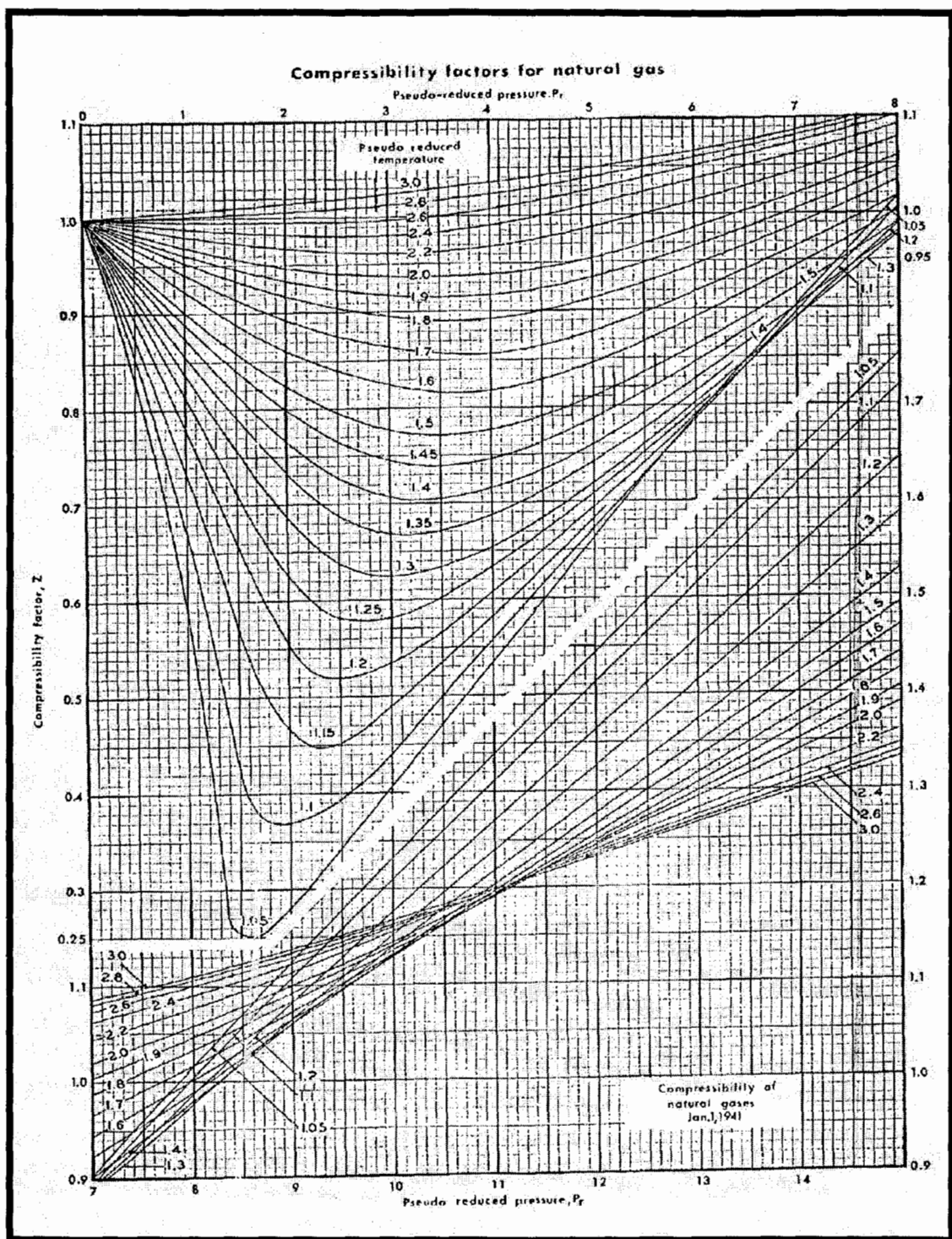
${}_sT_C$ = Temperatura pseudo-crítica, °R

Y_i = Fracción molar del componente **i** de la mezcla

P_{Ci} = Presión crítica del componente **i** de la mezcla, lpca

T_{Ci} = Temperatura crítica del componente **i** de la mezcla, °R

n = Número de componentes de la mezcla de gas natural.



**FIGURA 3.5 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD PARA GASES
NATURALES**

Después de que han sido determinadas la presión y temperatura pseudo-reducida, el factor de compresibilidad de la muestra puede ser determinado por el método de Standing-Katz, que es uno de los más utilizados para gases dulces, pero el gas natural frecuentemente contiene otros componentes no hidrocarburos, tales como el nitrógeno (N_2), dióxido de carbono (CO_2), y sulfuro de hidrógeno (H_2S). La presencia de estas impurezas afecta el factor de desviación.

Un procedimiento para ajustar las propiedades pseudo-críticas del gas fue propuesto por Wicher y Aziz, en función de las concentraciones de CO_2 y H_2S

$${}_pT_C = {}_sT_C - \varepsilon \quad (3.9)$$

Donde

${}_pT_C$ = Temperatura pseudo-crítica ajustada por impurezas, °R

ε = Factor de ajuste a la temperatura pseudo-crítica
determinado de la composición del gas, °R

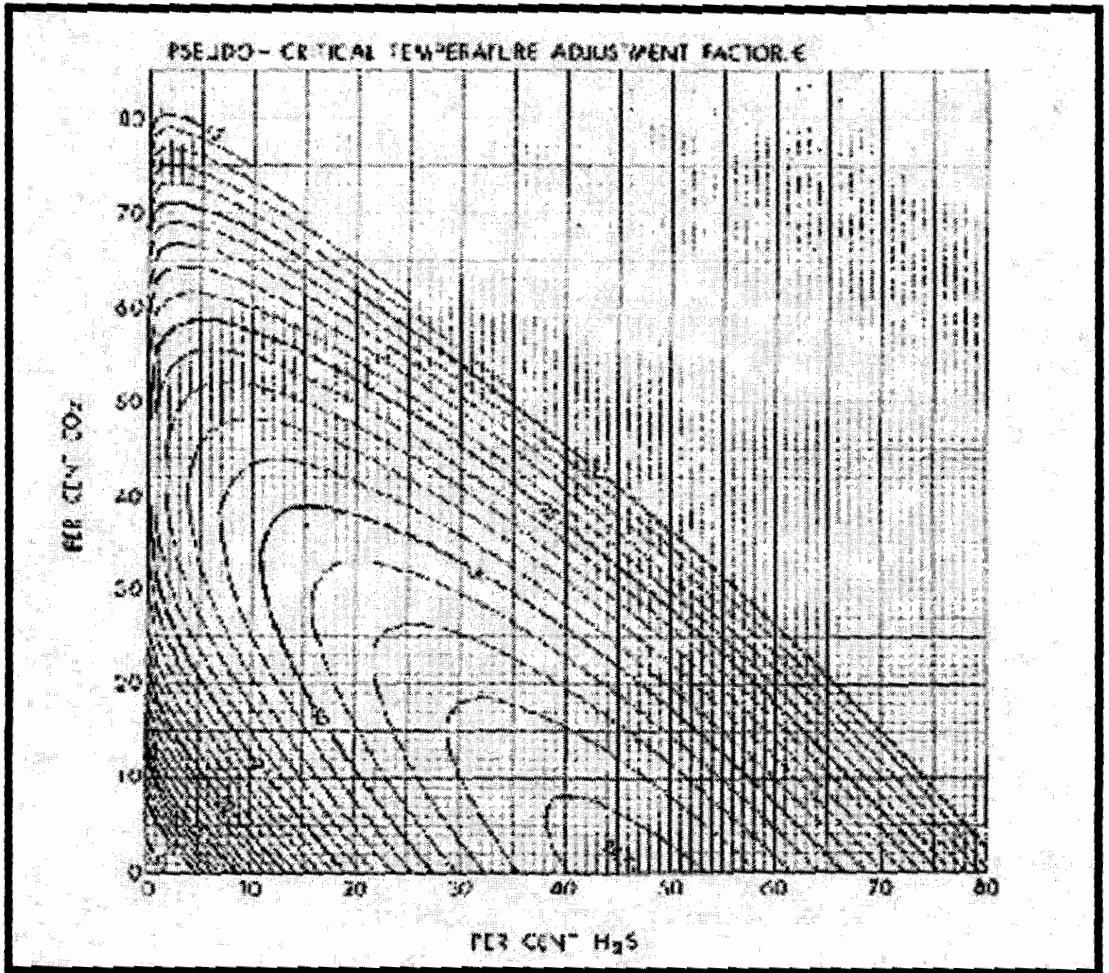


FIGURA 3.6 FACTOR DE CORRECIÓN PARA GASES AGRIOS A LA TEMPERATURA SEUDO CRÍTICA

Este factor viene dado por la Figura 3.6 o por la expresión:

$$\epsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(\sqrt{B} - B^4) \quad (3.10)$$

Donde

A = Fracción molar de $H_2S + CO_2$

B = Fracción molar de H_2S

y el ajuste de la presión pseudo-crítica viene dado por:

$${}_pP_C = \frac{({}_sP_C)({}_pT_C)}{{}_sT_C + B(1-B)\varepsilon} \quad (3.11)$$

Donde

${}_pP_C$ = Presión pseudo-crítica ajustada por impurezas, lpca

B = Fracción molar de H₂S

De la misma forma las correcciones se dan por la presencia de Nitrógeno y vapor de agua:

$${}_sP_C|_C = \frac{({}_pP_C) - (493.1)Y_{N_2} - (3200)Y_{H_2O}}{(1 - Y_{N_2} - Y_{H_2O})} + {}_pP'_C \quad (3.12)$$

$${}_sT_C|_C = \frac{({}_pT_C) - (227.2)Y_{N_2} - (1165)Y_{H_2O}}{(1 - Y_{N_2} - Y_{H_2O})} + {}_pT'_C \quad (3.13)$$

$${}_pP'_C = (1270)Y_{H_2O} - (162)Y_{N_2} \quad (3.14)$$

$${}_pT'_C = (400)Y_{H_2O} - (246.1)Y_{N_2} \quad (3.15)$$

donde Y_{N_2} y Y_{H_2O} son la fracción molar del nitrógeno y vapor de agua respectivamente.

Con estos valores corregidos se calculan la presión y temperatura pseudo-reducidas de las ecuaciones 3.5 y 3.6. El factor de compresibilidad se determina luego de la Figura 3.4.

En la parte final de este capítulo se mostraran 3 de los métodos más utilizados para el cálculo de las propiedades pseudo-críticas, así como el valor del factor de compresibilidad del gas.

3.3.2 Contenido Líquido del Gas

Llamado riqueza del gas, esta relación indica la cantidad de hidrocarburos licuables que el gas pueda contener, expresado como GPM, se lo define como el número de galones de líquido que pueden obtenerse de 1000 pies cúbicos normales (PCN) de gas.

Al Propano y los compuestos más pesados se consideran como líquidos recuperables, a diferencia del Metano y Etano que no son considerados al momento de calcular el contenido líquido de un gas por permanecer en estado gaseoso.

El contenido líquido del gas se lo calcula con la densidad líquida de cada uno de sus componentes, la fracción molar dada previamente por los análisis de composición química y los respectivos pesos moleculares (TABLA 3.3), todo esto se expresa mediante la siguiente relación matemática

$$GPM = \sum_{i=1}^n \frac{7481 (Y_i) (M_i)}{379 (\rho_L)_i} \quad (3.5)$$

Donde:

GPM = Galones de líquido por cada 1000 PCN de gas natural.

Y_i = Fracción molar de cada componente del gas

M_i = Peso molecular de cada componente del gas

$(\rho_L)_i$ = Densidad líquida del componente i del gas, lbm / PC

n = Número de componentes de la mezcla de gas natural.

3.3.3 Relación Gas - Petróleo

La razón del gas producido al petróleo producido durante la explotación del yacimiento puede definirse como la rata de producción de gas dividida por la rata de producción de petróleo, ambas cantidades a condiciones normales.

**TABLA 3.3 ESPECIFICACIONES PARA EL CÁLCULO DEL CONTENIDO
LÍQUIDO DEL GAS PRODUCIDO**

COMPOSICIÓN	FÓRMULA	FRACCIÓN MOLAR <i>Y_i</i>	PESO MOLECULAR <i>M_i</i>	DENSIDAD LÍQUIDA <i>D_{liq}</i> <i>lbm / SCF</i>
Metano	CH ₄	0,7066		
Etano	C ₂ H ₆	0,0554		
Propano	C ₃ H ₈	0,0408	44,097	31,62
i-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0247	58,124	35,1
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0322	58,124	36,43
Pentano	C ₅ H ₁₂	0,0051	72,151	39,36
Nitrógeno	N ₂	0,1294		
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,0058		
		1		

$$RGP = \frac{Q_g}{Q_o} \quad (3.9)$$

Donde

RGP = Razón gas-petróleo, PCN / BN

Q_g = Tasa de producción de gas, PCN / D

Q_o = Tasa de producción de petróleo, BN / D

**TABLA 3.4 RELACIÓN GAS PETRÓLEO PARA LA ZONA SUR DEL
CAMPO PACOA**

POZO #	ARENA	PETRÓLEO BPD	GAS PC/D	AGUA BPD	GOR SCF/STB	MECANISMO DE PRODUCCIÓN
1	D/C/B	6	2702	12	450	Bombeo Mecánico
2	D/C/B	3	0	7,6	0	Swabb
5	D/C/B/E	4	2927	0,2	732	Bombeo Mecánico
6	D/C	0	0	0	0	Swabb
8	B/D	3	0	0	0	Swabb
9	D/E	3	3377	1,15	1126	Bombeo Mecánico
10	B/C/E	13	2702	4	208	Bombeo Mecánico
11	D/C/B	2	0	0	0	Swabb
22	B/D/C	5	1801	6,1	360	Bombeo Mecánico
40	E/C/B	10	2815	9,2	282	Bombeo Mecánico
41	D/E/B	3	2252	2,9	751	Bombeo Mecánico
42	D/C/B/E	11	0	1,2	0	Flujo Natural
43	D/C/B/E	3	2252	1,7	751	Bombeo Mecánico
44	B/E	5	0	0	0	Flujo Natural
TOTAL		71	20828	46,05	293	

Al comienzo de la producción de un yacimiento, cuya presión sea la del punto de burbujeo, la razón gas - petróleo será igual a la razón gas disuelto-petróleo, esto es evidente, ya que no habrá flujo de gas, la razón de gas – petróleo producido disminuye y puede llegar prácticamente a cero.

En la TABLA 3.4 se muestran los valores de RGP por pozo, la producción de agua, las arenas productoras, así como el mecanismo de producción para cada uno de los pozos de la Estación Sur del Campo Pacoa.

Cálculo de las Propiedades del Gas Producido

En base a las definiciones anteriores, se pueden establecer las propiedades del gas producido en la Zona Sur del Campo Pacoa:

- $$M_a = \sum_{i=1}^n (Y_i) (M_i)$$

$$= (0.7066) (16.043) + (0.0554) (30.07) + (0.0408) (44.097) +$$

$$(0.0247)(58.124) + (0.0322) (58.124) + (0.0051) (72.151) +$$

$$(0.1294)(28.013) + (0.0058) (44.010)$$

$$= \mathbf{22.3564}$$

- $$\gamma_g = \frac{M_{gas}}{M_{aire}} = 22.3564 / 28.964 = \mathbf{0.7719}$$

Método de Standig - Katz

- $${}_s P_C = \sum_{i=1}^n (Y_i) (P_{Ci})$$

$$= (0.7066) (666.4) + (0.0554) (706.5) + (0.0408) (616) +$$

$$(0.0247)(527.9) + (0.0322) (550.6) + (0.0051) (488.6) +$$

$$(0.1294)(493) + (0.0058) (1071)$$

$$= \mathbf{638.4175 \text{ psia}}$$

$$\begin{aligned}
 {}_sT_C &= \sum_{i=1}^n (Y_i)(T_{Ci}) \\
 &= (0.7066)(343) + (0.0554)(549.59) + (0.0408)(665.73) + \\
 &\quad (0.0247)(734.13) + (0.0322)(765.29) + (0.0051)(845.47) + \\
 &\quad (0.1294)(227.16) + (0.0058)(547.58) \\
 &= \mathbf{379.6306 \text{ }^\circ\text{R}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \varepsilon &= 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(\sqrt{B} - B^4) \quad \text{donde } A = 0.0058 \quad B = 0 \\
 &= 120(0.0058^{0.9} - 0.0058^{1.6}) \\
 &= \mathbf{1.3317 \text{ }^\circ\text{R}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 {}_pT_C &= {}_sT_C - \varepsilon \\
 &= 379.6306 - 1.3317 = \mathbf{378.4974 \text{ }^\circ\text{R}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 {}_pP_C &= \frac{({}_sP_C)({}_pT_C)}{{}_sT_C + B(1-B)\varepsilon} \\
 &= (638.4175) \times (378.4974) / (379.6306) \\
 &= \mathbf{636.5118 \text{ psia}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 {}_pP_C^i &= (1270)Y_{H_2O} - (162)Y_{N_2} \\
 &= (-162)(0.1294) = \mathbf{-20.9628 \text{ psia}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 {}_pT'_C &= (400)Y_{H_2O} - (246.1)Y_{N_2} \\
 &= (-246.1)(0.1294) = \mathbf{-31.8453\text{ }^\circ\text{R}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 {}_sP_C|_C &= \frac{({}_pP_C) - (493.1)Y_{N_2} - (3200)Y_{H_2O}}{(1 - Y_{N_2} - Y_{H_2O})} + {}_pP'_C \\
 &= \frac{(636.5118) - (493.1)(0.1294)}{(1 - 0.1294)} + (-20.9628) \\
 &= \mathbf{636.8678\text{ psia}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 {}_sT_C|_C &= \frac{({}_pT_C) - (227.2)Y_{N_2} - (1165)Y_{H_2O}}{(1 - Y_{N_2} - Y_{H_2O})} + {}_pT'_C \\
 &= \frac{(378.4974) - (227.2)(0.1294)}{(1 - 0.1294)} + (-31.8453) \\
 &= \mathbf{369.1399\text{ }^\circ\text{R}}
 \end{aligned}$$

$${}_sP_R = \frac{P}{{}_sP_C} = {}_sP_R = \frac{P}{{}_sP_C|_C} = \frac{14.73}{636.8678} = \mathbf{0.02313\text{ psia}}$$

$${}_sT_R = \frac{T}{{}_sT_C} = {}_sT_R = \frac{T}{{}_sT_C|_C} = \frac{520}{369.1399} = \mathbf{1.4087\text{ }^\circ\text{R}}$$

con los valores de presión y temperaturas reducidas corregidas por la presencia de N_2 y CO_2 se calcula el valor de Z por medio de la Figura 3.5 el cual es $Z = 0.9978$.

Método de Stewart – Burkhardt – Voo (SBV)

Para determinar el valor de las propiedades pseudo-críticas se desarrollo el método SBV que muestra estos resultados con mayor exactitud

$${}_sT_C = \frac{K^2}{J} \quad (3.10)$$

$${}_sP_C = \frac{{}_sT_C}{J} \quad (3.11)$$

Donde

$$J = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^n Y_i \left(\frac{T_C}{P_C} \right)_i + \frac{2}{3} \left(\sum_{i=1}^n Y_i \sqrt{\left(\frac{T_C}{P_C} \right)_i} \right)^2 \quad (3.12)$$

$$K = \sum_{i=1}^n Y_i \left(\frac{T_C}{\sqrt{P_C}} \right)_i \quad (3.13)$$

${}_sT_C$ = Temperatura pseudo-crítica, °R

${}_sP_C$ = Presión pseudo-crítica, lpca

Y_i = Fracción molar de cada componente del gas

$T_C|_i$ = Temperatura crítica de cada componente del gas

$P_C|_i$ = Presión crítica de cada componente del gas

n = Número de componentes de la mezcla de gas natural

COMPOSICIÓN	FÓRMULA	FRACCIÓN MOLAR Y _i	PESO MOLECULAR M _i	TEMPERATURA CRÍTICA T _{ci} (°R)	PRESIÓN CRÍTICA P _{ci} (psia)
Metano	CH ₄	0,7066	16,043	343	666,4
Etano	C ₂ H ₆	0,0554	30,07	549,59	706,5
Propano	C ₃ H ₈	0,0408	44,097	665,73	616
i-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0247	58,124	734,13	527,9
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0322	58,124	765,29	550,6
Pentano	C ₅ H ₁₂	0,0051	72,151	845,47	488,6
Nitrógeno	N ₂	0,1294	28,013	227,16	493
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,0058	44,01	547,58	1071
		1			

T _{ci} / P _{ci}	Y _i (T _{ci} / P _{ci})	Y _i (T _{ci} / P _{ci}) ^{0.5}	Y _i x (T _{ci} / P _{ci}) ^{0.5}
0,514705882	0,363691176	0,506936076	9,388587517
0,777905166	0,043095946	0,048862209	1,145493169
1,080730519	0,044093805	0,042414941	1,094379465
1,390666111	0,034349329	0,029127795	0,789212752
1,389920087	0,044755427	0,037962149	1,050180153
1,730392959	0,008825004	0,006708764	0,195070522
0,460770791	0,05962374	0,087836849	1,323861879
0,511279178	0,002965419	0,00414722	0,097046714
	0,601399848	0,763996003	15,08383217

TABLA 3.5

CÁLCULO DE LAS

PROPIEDADES SEUDO -

CRÍTICAS DEL GAS

POR EL MÉTODO SBV

TABLA 3.6 CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES SEUDO-CRÍTICAS POR EL MÉTODO SBV

Ma GAS	22,35639	
Ma AIRE	28,9625	
SG	0,771908	
Y x (Tc / Pc)	0,6014	
Y x (Tc/Pc)^0.5	0,58369	
Y x [Tc / (Pc^0.5)]	15,08383	
J	0,589593	
K	15,08383	
sTc	385,8966	°R
sPc	654,5132	psia
E	1,133169	°R
pTc	384,7634	°R
pPc	652,5913	psia
pTc'	-31,8453	°R
pPc'	-20,9628	psia
sTc corr	376,3372	°R
sPc corr.	655,3342	psia

La TABLA 3.5 y 3.6 muestra los cálculos efectuados para encontrar los valores de presión y temperatura pseudo-crítica para posteriormente evaluar la presión y temperatura pseudo-reducida como sigue

$${}_sP_R = \frac{P}{{}_sP_C} = {}_sP_R = \frac{P}{{}_sP_C|_C} = \frac{14.73}{655.3342} = \mathbf{0.0225 \text{ psia}}$$

$${}_sT_R = \frac{T}{{}_sT_C} = {}_sT_R = \frac{T}{{}_sT_C|_C} = \frac{520}{376.3372} = \mathbf{1.3817 \text{ °R}}$$

Con estos valores y la Figura 3.5 el factor de compresibilidad: $Z = 0.997$

Método de Refracción de Eykman (EMR)

Uno de los usos principales del método de refracción de Eykman (EMR) es la predicción del contenido del agua pero puede utilizado para obtener una correlación de los valores críticos, el factor de compresibilidad del gas en hidrocarburos parafínicos normales y otros componentes del gas natural, lo que involucra el uso de un gráfico de compresibilidad diferente al utilizado anteriormente (Figura 3.7) y otras formas de correlaciones. Para hidrocarburos parafínicos se muestra una correlación bastante exacta del índice de refracción EMR en función del peso molecular.

$$EMR = 2.4079 + 0.7293M + 0.00003268M^2 \quad (3.15)$$

La aproximación EMR muestra valores de constantes pseudo-críticas más cercanos a los valores reales que la aproximación de Katz.

- En el cálculo del factor de compresibilidad del gas, la mezcla debe ser dividida en dos grupos y se calcula el factor EMR

Grupo 1: Metano, Dióxido de Carbono, Sulfuro de Hidrógeno, Nitrógeno

Grupo 2: Etano e hidrocarburos más pesados

$$EMR = \sum_{i=1}^n (Y_i^*) (EMR)_i \quad (3.15)$$

los resultados se muestran en la TABLA 3.7.

Con EMR calculado la relación T_c / P_c por cada grupo viene dado por

$$\begin{aligned} \text{Grupo I: } \left. \frac{T_c}{P_c} \right|_1 &= 0.4998 + 0.00125(EMR) & (3.16) \\ &= 0.4998 + 0.00125 (13.4026) = \mathbf{0.5166} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Grupo II: } \left. \frac{T_c}{P_c} \right|_2 &= 0.1419 + 0.02437(EMR) + 0.00007911(EMR)^2 & (3.17) \\ &= 0.1419 + 0.02437 (35.2354) + 0.00007911 (35.2354)^2 \\ &= \mathbf{1.0988} \end{aligned}$$

En combinación con las dos relaciones T_c / P_c del grupo I y II, se calcula

$$\begin{aligned} \frac{T_c}{P_c} &= \left(\sum_{i=1}^n Y_i \left(\frac{T_c}{P_c} \right) \right)_1 + \left(\sum_{i=1}^n Y_i \left(\frac{T_c}{P_c} \right) \right)_2 & (3.18) \\ &= (0.8418) \quad (0.5166) \quad + \quad (0.1582) \quad (1.0988) \quad = \quad \mathbf{0.6087} \end{aligned}$$

TABLA 3.7 CÁLCULO DEL FACTOR DE REFRACCIÓN MOLECULAR DE EYKMAN PARA EL GRUPO I Y

EL GRUPO II

COMPOSICIÓN	FÓRMULA	PORCENTAJE MOLAR %	FRACCIÓN MOLAR Y_i	$Y_i / \sum Y_i$ $*Y_i$	EMR	EMR I $*Y_i \times \text{EMR}$
Nitrógeno	N2	12,94	0,1294	0,153718223	9,407	1,446027322
Dióxido de Carbono	CO2	0,58	0,0058	0,006888998	15,75	0,108517463
Metano	CH4	70,66	0,7066	0,83939178	14,115	11,84801497
			0,8418	1		13,40255975
EMR II						
Etano	C2H6	5,54	0,0554	0,350189633	24,365	8,532370417
Propano	C3H8	4,08	0,0408	0,257901391	34,628	8,930609355
i-Butano	C4H10	2,47	0,0247	0,156131479	44,741	6,985478508
n-Butano	C4H10	3,22	0,0322	0,203539823	44,243	9,005212389
Pentano	C5H12	0,51	0,0051	0,032237674	55,267	1,78167952
			0,1582	1		35,23535019

- El EMR de la mezcla puede ser calculado

$$\begin{aligned}
 EMR|_m &= \left(\sum_{i=1}^n Y_i \right)_1 (EMR|_1) + \left(\sum_{i=1}^n Y_i \right)_2 (EMR|_2) \\
 &= (0.8418)(13.4026) + (0.1582)(35.2354) \\
 &= \mathbf{16.8565}
 \end{aligned} \tag{3.19}$$

- Una vez evaluado EMR de la mezcla la relación $T_c / \sqrt{P_c}$ es calculada

$$\begin{aligned}
 \frac{T_c}{\sqrt{P_c}} &= 5.130 + 0.6604EMR - 0.001074EMR^2 \\
 &= 5.130 + 0.6604(16.8565) - 0.001074(16.8565)^2 \\
 &= \mathbf{15.9569}
 \end{aligned} \tag{3.20}$$

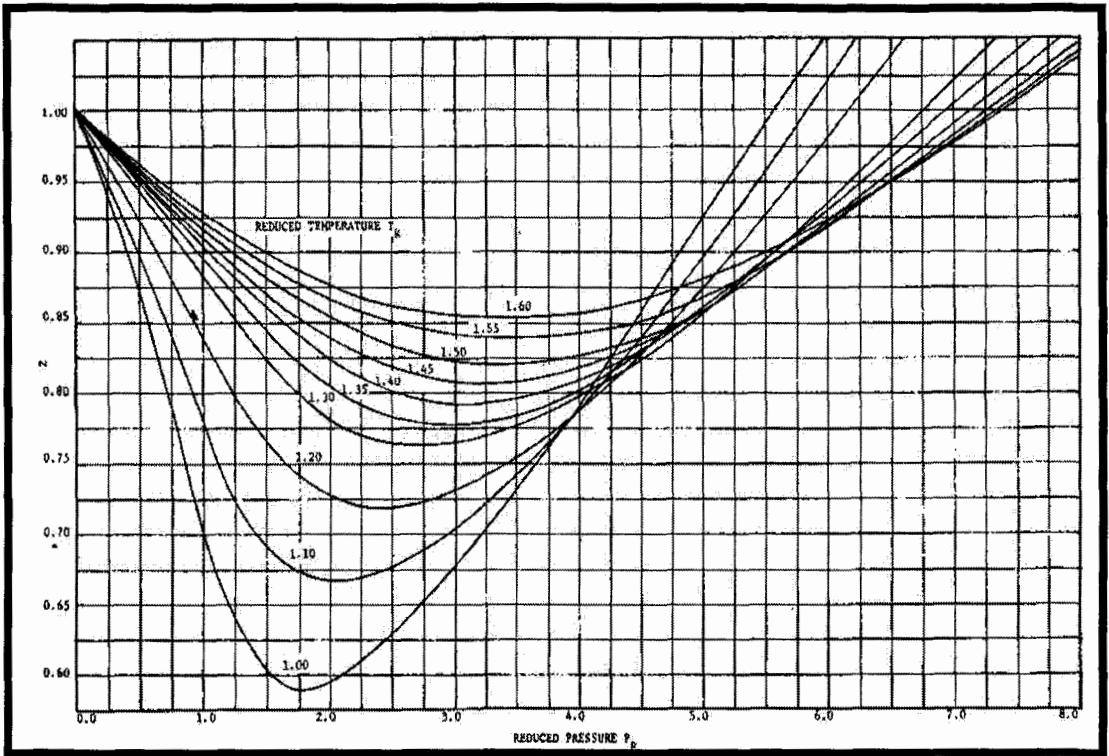
- Con T_c / P_c y $T_c / \sqrt{P_c}$, se determina T_c y P_c y por tanto T_r y P_r

$$P_r = \frac{P}{P_c} = \frac{14.73}{687.2877} = \mathbf{0.02143}$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} = \frac{520}{418.3280} = \mathbf{1.2430}$$

- Finalmente de la Figura 3.8, $Z = \mathbf{0.99}$

FIGURA 3.7 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD POR EL MÉTODO DE EYKMAN



Cálculo del Poder Calorífico del Gas Producido

Para determinar el poder calorífico del gas nos referimos a la TABLA 3.2, del contenido líquido a la TABLA 3.3, donde se describen los poderes caloríficos, densidad líquida para cada uno de los componentes del gas de la Zona Sur del Campo Pacoa.

- $$PC|_{NETO} = \sum_{i=1}^n (Y_i)(PC_i|_{NETO})$$

$$= (0.7066)(909.6) + (0.0554)(1617.8) + (0.0408)(2315.9) +$$

$$(0.0247)(3001) + (0.0322)(3010.5) + (0.0051)(3706.8)$$

$$= \mathbf{1016.4524 \text{ BTU / PCN}}$$

$$PC|_{\text{SUPERIOR}} = \sum_{i=1}^n (Y_i)(PC_i|_{\text{SUPERIOR}})$$

$$= (0.7066)(1016) + (0.0554)(1769.6) + (0.0408)(2517.2) +$$

$$(0.0247)(3252.6) + (0.0322)(3262.3) + (0.0051)(4008.9)$$

$$= \mathbf{1124.4739 \text{ BTU / PCN}}$$

$$GPM = \sum_{i=1}^n \frac{7481 (Y_i) (M_i)}{379 (\rho_L)_i}$$

$$= \frac{7481(0.0408)(44.097)}{379(31.62)} + \frac{7481(0.0247)(58.124)}{379(35.1)} +$$

$$\frac{7481(0.0322)(58.124)}{379(36.43)} + \frac{7481(0.0051)(72.151)}{379(39.36)}$$

$$= \mathbf{3.12 \text{ GAL / MPCN}}$$

CAPITULO IV

4. DISEÑO DE LA TUBERÍA DE GAS

4.1 Principales Materiales para la Fabricación de Tubos Metálicos

Hoy en día, hay una gran variedad de materiales para la producción de tuberías. Sólo A.S.T.M (Sociedad Americana para Ensayos de Materiales) especifica más de 500 tipos diferentes de materiales. De los que podemos resumir los principales:

Ferrosos

Acero al carbón
Aleación de Acero.
Acero-Limpio
Hierro colado
Hierro forjado
Hierro de aleación fundido o colado.

No Ferrosos

Cobre
Latón
Cobre-Níquel
Aluminio
Níquel
Titanio, Zirconio

TUBOS DE ACERO AL CARBÓN

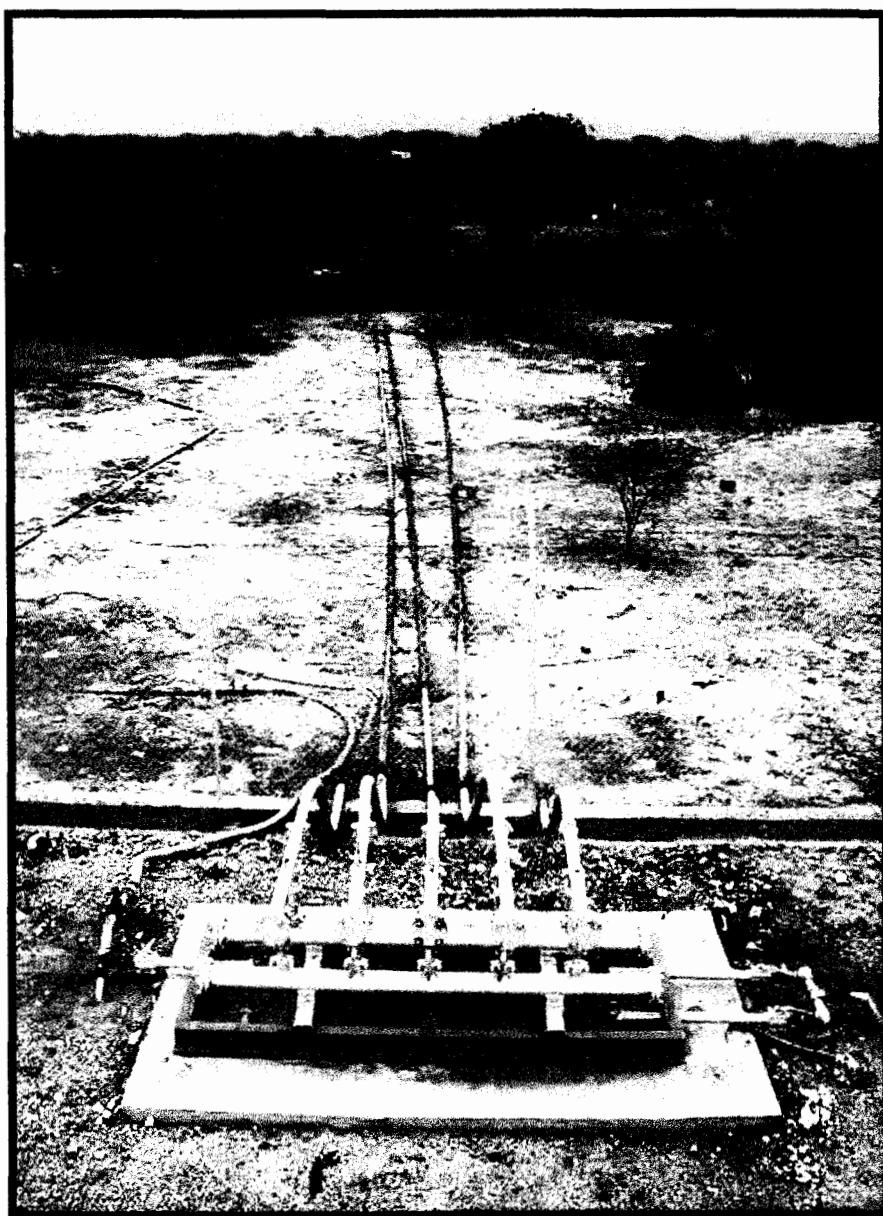
Debido a su bajo costo, excelentes cualidades mecánicas y facilidad de soldar, la tubería de acero al carbón es denominada como, material de uso general, todos los otros materiales son usados en apenas algunos casos especiales. En la industria de procesamiento más del 80% de la tubería es de acero al carbón, siendo utilizados para la conducción de agua dulce, vapor de baja presión, condensados, aire comprimido, aceites, gases y muchos otros fluidos poco corrosivos, en temperaturas desde $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ y a cualquier presión.

Algunos tubos de acero al carbón son galvanizados con un revestimiento interno y externo de zinc, para dar mejor resistencia contra la corrosión.

La resistencia mecánica del acero al carbón empieza a sufrir una fuerte disminución en temperaturas superiores a $400\text{ }^{\circ}\text{C}$, debido principalmente a fenómenos de deformaciones permanentes por fluencia, que comienzan a ser observados a partir de $370\text{ }^{\circ}\text{C}$, y eso debe ser considerado obligatoriamente para cualquier servicio en temperaturas que estén sobre los $400\text{ }^{\circ}\text{C}$, ya que la deformación por fluencia será mayor y más rápida cuanto más elevada sea la

temperatura y más largo sea el tiempo durante el cual el material este sometido a esta.

FIGURA 4.1 TUBERÍA UTILIZADA EN EL TRANSPORTE DE CRUDO DEL CAMPO PACOA



En temperaturas superiores a 530 °C el acero al carbón sufre una intensa oxidación superficial (descascarado), cuando es expuesto al aire, con formación de gruesas costras de óxido, lo que se vuelve inaceptable para cualquier servicio continuo. Debe observarse que en contacto con otros medios la oxidación puede empezar en temperaturas mas bajas. La exhibición prolongada del acero-carbono a temperaturas superiores a 440 °C puede causar una precipitación de carbono, que hace el material se vuelva quebradizo.

Por todas estas razones no se recomienda el uso de acero - carbono para tuberías de trabajo permanentemente a más de 450 °C, aunque eventualmente pueden ser utilizadas incluso a 550 °C, a no muy grandes esfuerzos mecánicos y por poco tiempo.

Cuando mayor sea la cantidad de carbono en el acero mayor será la su dureza y mayor serán los límites de resistencia; en compensación el aumento de carbono perjudica la ductilidad del acero. Por ese motivo, en tuberías de acero puede tener un 0.35 % de carbono (C), con 0.30 % de carbono la soldadura es relativamente fácil, y si contiene 0.25 % de carbono la tubería puede ser doblada en frío.

En temperaturas muy bajas el acero al carbón presenta un comportamiento quebradizo, estando sujeto a fracturas repentinas. Ese efecto es mejorado cuando el acero de bajo carbono es normalizado para obtener de una granulación fina. Por ese motivo, el acero para trabajos a temperaturas inferiores a los 0 °C, debe tener un máximo de 0.3 % de carbono y normalizado para una granulación fina.

El acero al carbón cuando es expuesto a la atmósfera sufre una corrosión uniforme (óxido), que es tanto mas intenso cuando mayor sea la humedad y la polución del aire. El acero al carbón es violentamente atacado por los ácidos minerales, principalmente cuando están diluidos o calientes. De manera general, los residuos de corrosión del acero al carbón no son tóxicos, pero pueden afectar al fluido contenido.

4.2 Flujo de Fluidos en Tuberías

El cálculo de flujo en tuberías es una tarea rutinaria en el área de petróleos por la necesidad de transportar petróleo, gas y agua desde los yacimientos hasta las estaciones de flujo recolectoras donde son separados los fluidos para luego enviarlos a su destino a través de tuberías.

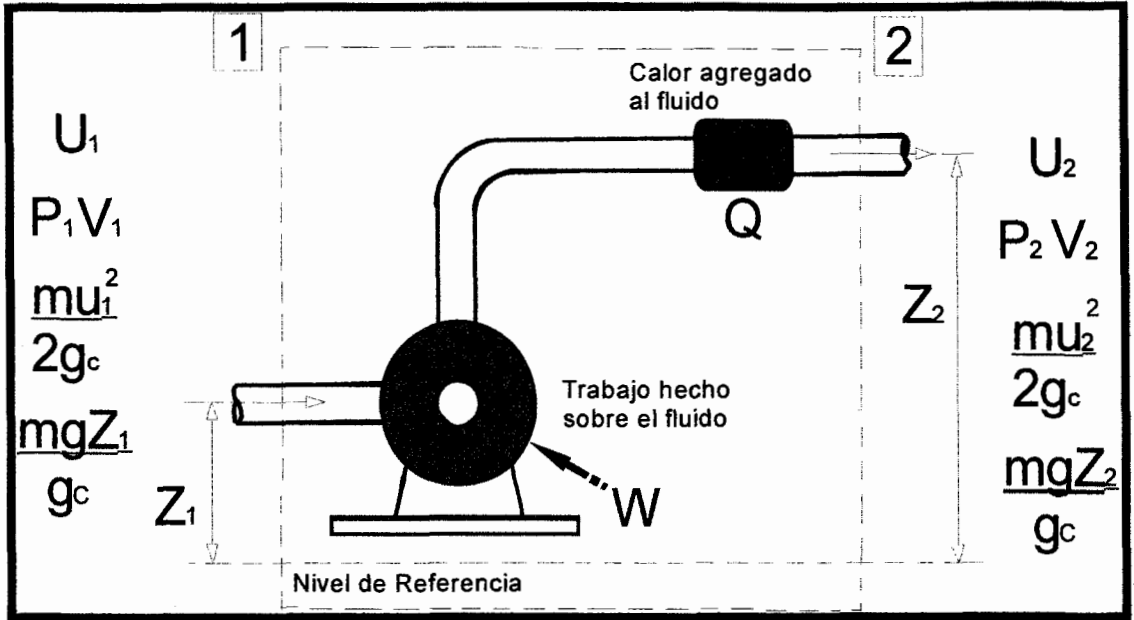
Muchos factores son considerados en el diseño de tuberías de gas. Estos incluyen la naturaleza y el volumen de gas a ser transportado, la longitud de la línea, el tipo de terreno que atravesara la tubería y la máxima elevación de la ruta.

Estudios de las condiciones de flujo de gas natural han permitido el desarrollo de ecuaciones como las de Weymouth, Panhandle y Panhandle-modificado, para relacionar el volumen transmitido a través de una tubería de gas con otros factores, los cuales son considerados en la decisión de la óptima presión y dimensión a ser utilizada en las líneas de flujo. Para las ecuaciones de este tipo, varias combinaciones de diámetros de tuberías y espesores para una tasa de gas deseada pueden ser calculadas.

Balance de Energía

La base teórica de las ecuaciones de flujo de fluido es la ecuación general de la energía. Considerando la Figura 4.2, se describe entonces el balance de energía entre dos puntos cualesquiera (puntos 1 y 2) en un sistema de flujo particular de régimen permanente.

FIGURA 4.2 DIAGRAMA DE UN VOLUMEN DE CONTROL



La ecuación de conservación de la energía se describe entonces como: “La energía del fluido que entra en cualquier sección del sistema más cualquier trabajo adicional hecho sobre el fluido menos cualquier pérdida de energía es igual a la energía del fluido que sale de esa sección”

Asumiendo que no existe acumulación de materia y energía en cualquier punto en el sistema, se tiene:

$$U_1 + p_1 V_1 + \frac{mu_1^2}{2g_c} + \frac{mgZ_1}{g_c} + Q - w = U_2 + p_2 V_2 + \frac{mu_2^2}{2g_c} + \frac{mgZ_2}{g_c} \quad (4.1)$$

Donde:

U = Energía Interna llevada con el fluido

Q = Energía calórica adicionada al fluido

w = Trabajo

pV = Energía de Expansión y Compresión

$\frac{mu^2}{2g_c}$ = Energía Cinética

$\frac{mgZ}{g_c}$ = Energía Potencial

Dividiendo la ecuación 4.1 por m para obtener el balance de energía por unidad de masa y escribiendo el resultado en forma diferencial:

$$dU + d\left(\frac{p}{\rho}\right) + \frac{udu}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ_1 + dQ - dw = 0 \quad (4.2)$$

La ecuación anterior puede ser convertida a un balance de energía mecánica usando la relación termodinámica:

$$dh = Tds + \frac{dp}{\rho} \quad (4.3)$$

y

$$dU = dh - d\left(\frac{p}{\rho}\right) = Tds + \frac{dp}{\rho} - d\left(\frac{p}{\rho}\right) \quad (4.4)$$

Donde:

h = Entalpía

s = Entropía

T = Temperatura

Sustituyendo la Ec. 4.4 en la Ec. 4.2:

$$Tds + \frac{dp}{\rho} + \frac{udu}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ_1 + dQ - dw = 0 \quad (4.5)$$

Con la desigualdad de Clausius para un proceso irreversible:

$$ds \geq \frac{-dQ}{T} \quad (4.6)$$

o

$$Tds = -dQ + d(lw) \quad (4.7)$$

donde lw es usualmente llamado trabajo perdido y representa las pérdidas tales como la fricción, utilizando la ecuación 4.7 en la ecuación 4.5 se tiene:

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{u du}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ_1 + d(lw) - dw = 0 \quad (4.8)$$

Si no existe trabajo hecho por o en el fluido, $dw = 0$, entonces:

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{u du}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ_1 + d(lw) = 0 \quad (4.9)$$

Si se considera una tubería inclinada a un ángulo θ con la horizontal, $dZ = dL \text{ Sen}(\theta)$ como se muestra en la Figura 4.3, y escribiéndola en términos de gradiente de presión al multiplicarla por

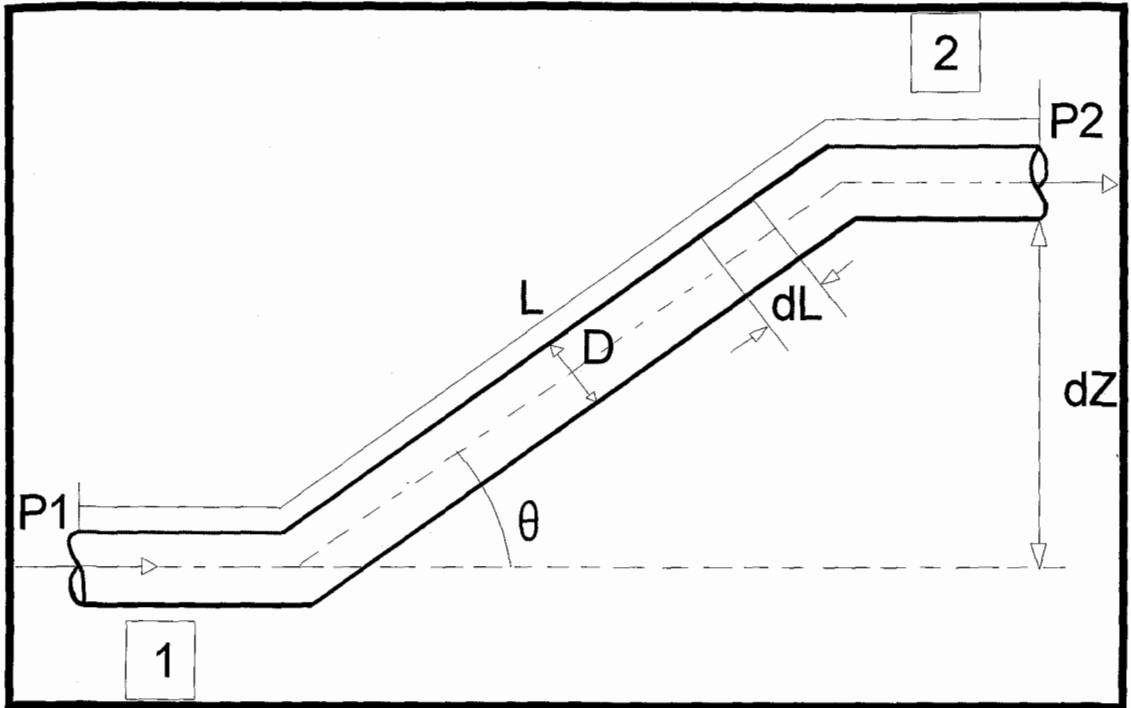
$\left(\frac{\rho}{dL}\right)$:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right) + \left(\frac{\rho u du}{g_c dL}\right) + \frac{g}{g_c} \rho \text{ Sen}\theta + \rho \frac{d(lw)}{dL} = 0 \quad (4.10)$$

Considerando la caída de presión como positiva en la dirección del flujo, la ecuación 4.10 puede ser escrita como:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} \rho \text{ Sen}\theta + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \frac{\rho u du}{g_c dL} \quad (4.11)$$

FIGURA 4.3 FLUJO EN TUBERÍA INCLINADA



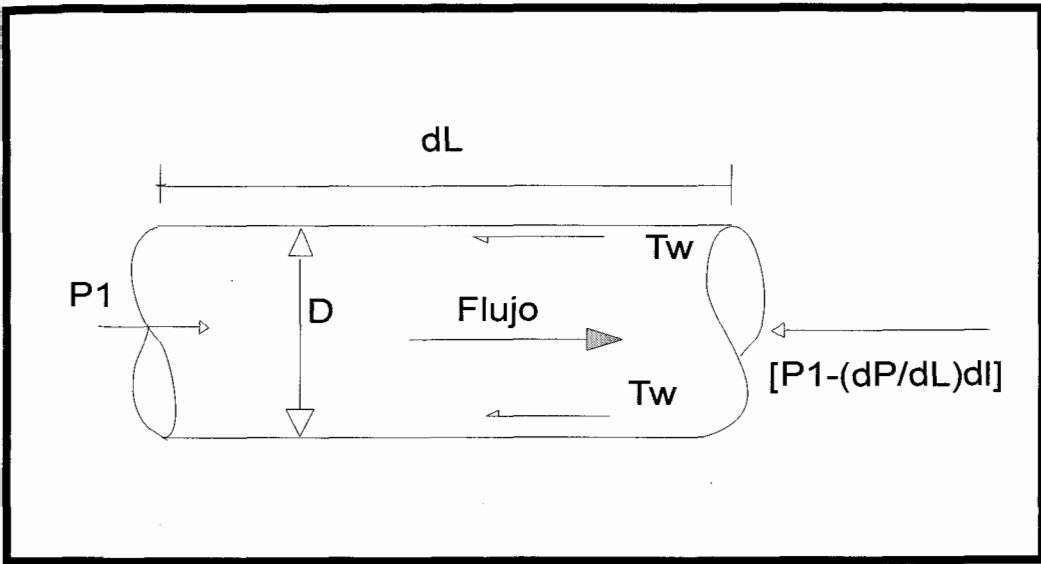
donde el gradiente de presión debido a la viscosidad o las pérdidas por fricción han sido expresadas como:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f \equiv \rho \frac{d(lw)}{dL} \quad (4.12)$$

En el flujo de tuberías horizontales las pérdidas de energía o caída de presión son causadas solamente por los cambios de energía cinética y pérdidas de fricción, ya que la mayoría de esta viscosidad ocurre a las paredes de la tubería considerada como el esfuerzo de corte a las paredes (τ_w) definiendo al factor de fricción como:

$$f' = \frac{\tau_w}{\frac{\rho u^2}{2g_c}} = \frac{\text{esfuerzo de corte}}{\text{energía cinética por unidad de volumen}} \quad (4.13)$$

FIGURA 4.4 BALANCE DE FUERZAS



El esfuerzo de corte puede ser considerado como un balance entre la presión y la viscosidad (Figura. 4.4):

$$\left[p_1 - \left(p_1 - \frac{dp}{dL} dL \right) \right] \frac{\pi d^2}{4} = \tau_w (\pi d) dL \quad (4.13A)$$

o

$$\tau_w = \frac{D}{4} \left(\frac{dp}{dL} \right)_f \quad (4.14)$$

y reemplazándola en la ecuación 4.13

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{2f' \rho u^2}{g_c D} \quad (4.15)$$

la cual es conocida como la ecuación de Fanning y f' es llamado el factor de fricción de Fanning. En términos del factor de fricción de Moody o Darcy – Weisbach, $f = 4f'$ la ecuación 4.15 se convierte a:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f \rho u^2}{2g_c D} \quad (4.16)$$

La ecuación que relaciona el trabajo perdido por unidad de longitud de tubería y las variables de flujo es

$$\frac{d(lw)}{dL} = \frac{f u^2}{2g_c D} \quad (4.17)$$

Donde

lw = Energía mecánica convertida en calor, pie – lbf / lbm

u = Velocidad del flujo, pie / seg

g_c = Conversión del factor gravitacional = 32.17 lbm pie / lbf seg²

D = Diámetro de la tubería, pie

f = Factor de fricción de Moody

Integrando la ecuación 4.17

$$l_w = \frac{f u^2 L}{2 g_c D} \quad (4.18)$$

donde el valor de f puede obtenerse del diagrama de Moody (Figura 4.5), el cual relaciona cuatro condiciones de flujo: laminar, crítico, de transición y turbulento.

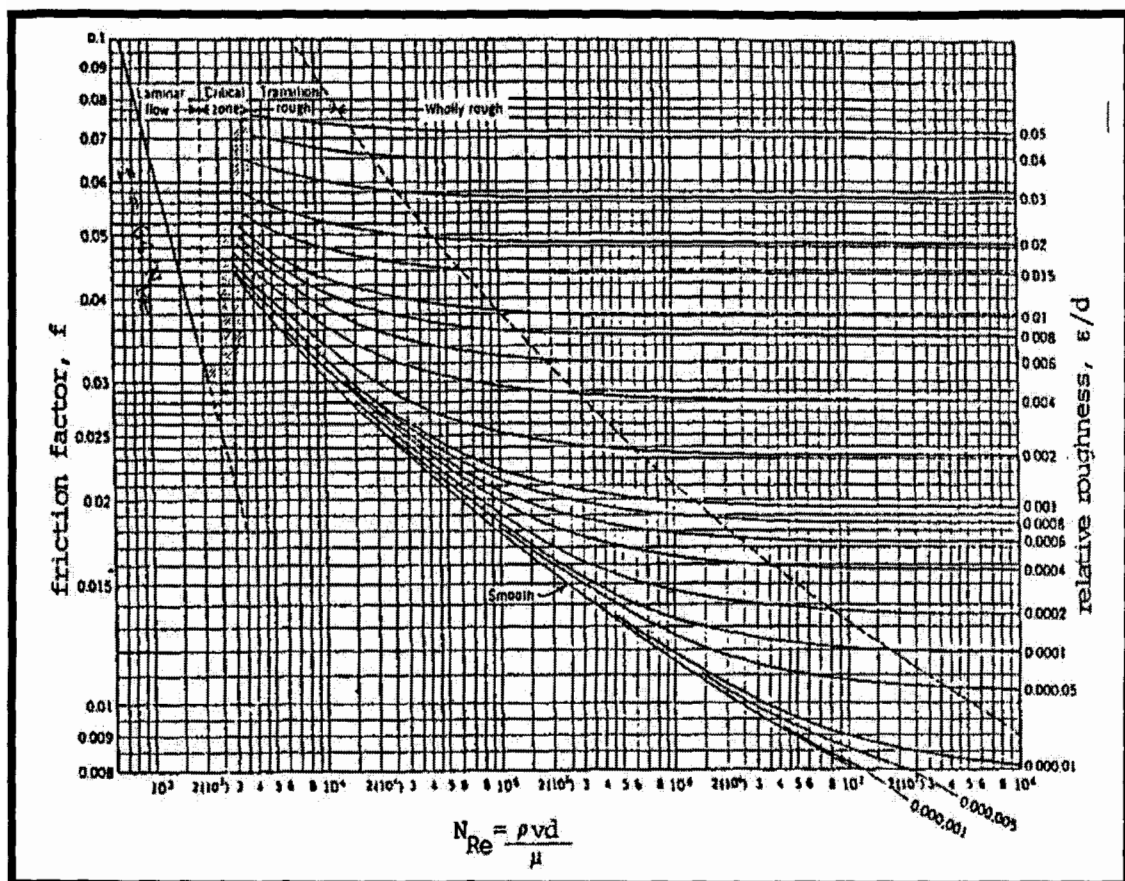
El parámetro para distinguir entre el flujo de fluido laminar y turbulento es llamado el Número de Reynolds el cual se define como:

$$N_{Re} = \frac{D(\text{pie}) u(\text{pie/seg}) \rho(\text{lbm/ pie}^3)}{\mu(\text{lbm/ pie seg})} \quad (4.20)$$

Se considera cambio de flujo laminar a flujo turbulento cuando el número de Reynolds es de 2100 para flujos en tuberías circulares. Si μ esta dado en centipoise, entonces el número de Reynolds

$$N_{Re} = 1488 \frac{D u \rho}{\mu} \quad (4.21)$$

FIGURA 4.5 FACTOR DE FRICCIÓN PARA FLUJO EN TUBERÍAS



El flujo de masa esta dado por

$$\mu(\text{pie/seg})\rho(\text{lbm/pie}^3) = \left[\frac{\text{lbm}}{\text{seg}} \times \frac{1}{\text{pie}^2} \right] = \frac{\text{flujo de masa}}{\text{area}}$$

Si el gas fluye a q ($M\text{pies}^3$) medidos a T_b ($^{\circ}R$) y p_b (psia), el flujo de masa en lbm/seg esta dado por

$$\left[\frac{\text{lbm}}{\text{seg}} \right] \frac{(1000)q \text{ Mp}_b}{(24)(3600)z_b R T_b} = \frac{(3.128 \times 10^{-2})q \gamma_g p_b}{z_b T_b}$$

$$\text{Área transversal de la tubería} = \frac{D^2 \pi}{(4)(144)}$$

entonces, para propósitos prácticos, el numero de Reynolds puede ser expresado como

$$N_{\text{Re}} = 92.1 \frac{q_l \gamma_l}{\mu D}, \quad \text{para líquidos} \quad (4.22)$$

y

$$N_{\text{Re}} \cong 20 \frac{q_g \gamma_g}{\mu D}, \quad \text{para gases} \quad (4.23)$$

Donde

q_g = Flujo volumétrico de gas a 60 °F y 14.73 lpca, MPCND

q_l = Flujo volumétrico de líquido, BPD

γ_g = Gravedad específica del gas (aire = 1)

γ_l = Gravedad específica del líquido referida al agua

μ = Viscosidad, a condiciones de flujo (presión y temperatura), cp

D = Diámetro interno de la tubería, pulg

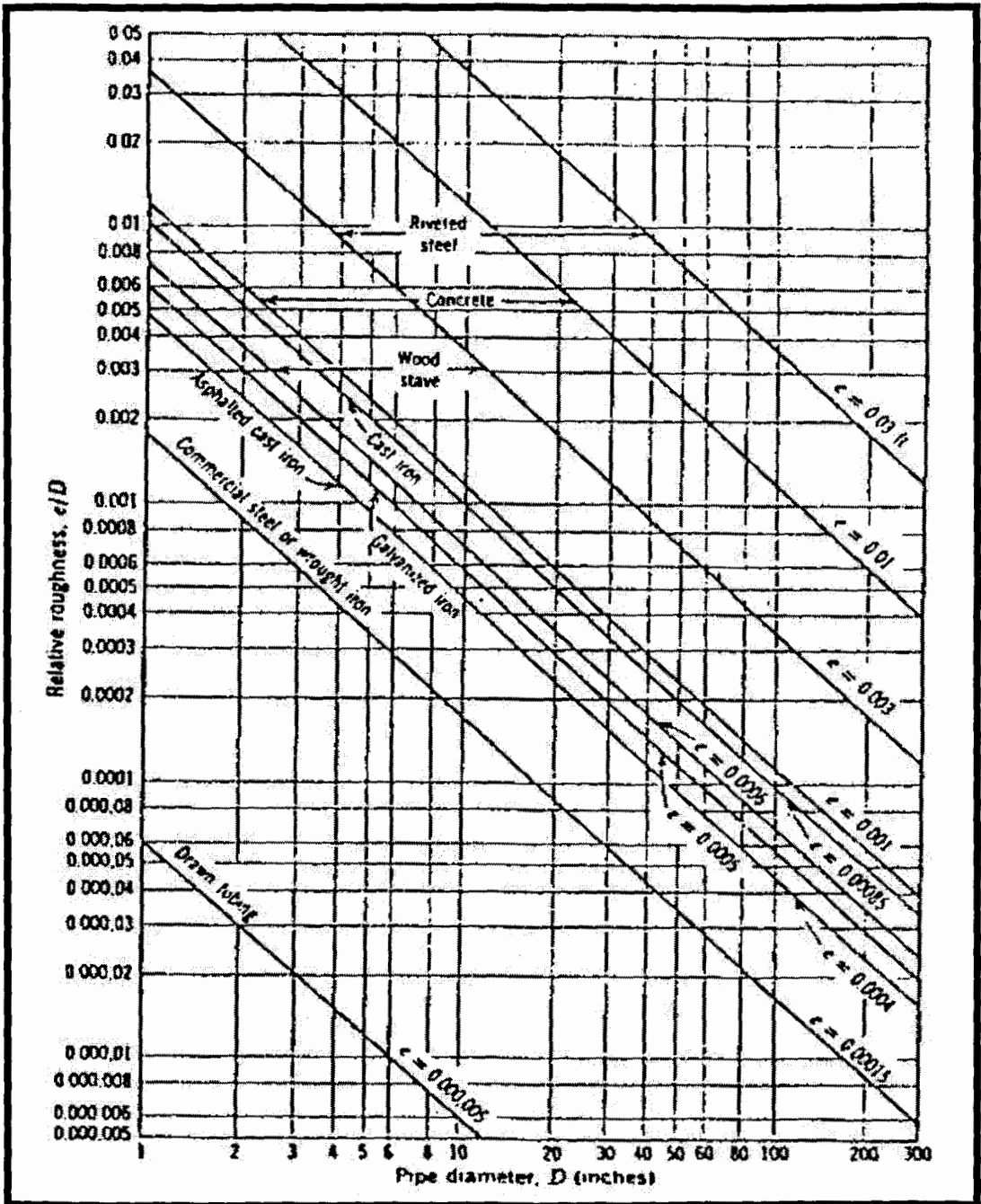
El interior de las tuberías son normalmente lisas, y la rugosidad de las paredes de las mismas es función del material con el cual son fabricadas y del ambiente al cual son expuestas.

Los análisis sugieren que el efecto de la rugosidad es relativa con respecto al diámetro interno de la tubería. La rugosidad relativa, e/D , es la razón entre la rugosidad absoluta y el diámetro interno de la tubería

$$\text{Rugosidad relativa} = \frac{e(\text{pies})}{D(\text{pies})} \text{ o } \frac{e(\text{in})}{D(\text{in})} \quad (4.24)$$

Ya que la determinación de los valores de rugosidad de las paredes de tubería a utilizar en la ecuación del factor de fricción es algo difícil.

La Figura 4.6 arroja resultados aceptables, pudiendo estos valores cambiar significativamente por efecto de parafinas, erosión o corrosión. Si los valores de gradientes son disponibles, el factor de fricción y el número de Reynolds puede ser calculados además de e/D pueden obtenerse del diagrama de Moody.

FIGURA 4.6 RELACIÓN DE RUGOCIDAD e / D 

Si no existe información de la rugosidad, un valor de $e = 0.0006$ pulg es recomendable para tubería de producción (tubing) y tubería de transporte (line pipe).

Combinando las ecuaciones (4.11) y (4.16) la ecuación de gradiente de presión para tuberías con cualquier grado de inclinación puede ser escrita como

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} \rho \text{ Sen}\theta + \frac{f \rho u^2}{2g_c D} + \frac{\rho u du}{g_c dL} \quad (4.25)$$

donde el factor de fricción, f , es función de el número de Reynolds y la rugosidad de la tubería.

El gradiente de presión total puede considerarse como una composición de tres componentes

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_e + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \left(\frac{dp}{dL}\right)_a \quad (4.26)$$

Donde

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_e = \frac{g}{g_c} \rho \text{ Sen}\theta = \text{Gradiente de presión por elevación}$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f \rho u^2}{2g_c D} \quad = \text{Gradiente de presión por fricción}$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_a = \frac{\rho u du}{g_c dL} \quad = \text{Gradiente de presión por aceleración}$$

Esta ecuación que esta en forma diferencial, puede ser integrada para permitir que la caída de presión quede en función de la tasa de flujo, el diámetro de la tubería y las propiedades del fluido.

4.2.1 Flujo de un Fluido Compresible

No es sencillo determinar la pérdida de energía de un fluido compresible que circula por una tubería, ya que es necesario conocer la relación entre la presión y el volumen específico.

Existen casos en los cuales se consideran flujos adiabáticos ($PV^k = C$), que ocurre en tuberías cortas y bien aisladas, y el flujo isotérmico, el cual se acerca más a la realidad en las tuberías de gas natural.

La solución para fluidos compresibles a través de una tubería puede obtenerse de la ecuación general de gradiente ecuación 4.25, considerando las siguientes suposiciones se plantea una ecuación general para el flujo de gas en tuberías.

1. El cambio de energía cinética, es insignificante y es asumido igual a cero.
2. El flujo es isotérmico y laminar.
3. La tubería es recta y horizontal entre los puntos extremos.
4. La temperatura es constante a un valor promedio para la sección considerada.
5. El factor de compresibilidad es considerado constante y a una temperatura y presión promedio.
6. La aceleración puede despreciarse por ser una tubería larga.
7. No se aporta ni se realiza trabajo mecánico sobre o por el sistema.

4.3 Ecuación para flujo en Tuberías

Si se considera un estado de flujo continuo de gas seco con un diámetro de tubería constante y horizontal, la ecuación de energía mecánica (ecuación 4.25) se transforma en

$$\frac{dp}{dL} = \frac{f \rho u^2}{2g_c D} = \frac{pM}{ZRT} \frac{f u^2}{2g_c D} \quad (4.27)$$

Muchas de las ecuaciones para flujo en tuberías han sido desarrolladas por integración de la ecuación 4.27, la diferencia entre ellas radica en los métodos utilizados para el manejo del factor de

compresibilidad (z), y el factor de fricción, entonces al integrar la ecuación anterior se tiene

$$\int dp = \frac{M f u^2}{2Rg_c D} = \int \frac{p}{zT} dL \quad (4.28)$$

Al integrar dL entre la presión de entrada p_1 y la presión de salida p_2 , asumiendo además una temperatura constante como valor promedio a lo largo de la tubería \bar{T} , y el factor de compresibilidad del gas \bar{z} calculado con una temperatura promedio y presión promedio \bar{p}

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{25 \gamma_g q^2 \bar{T} \bar{z} f L}{D^5} \quad (4.29)$$

Donde

p_1 = Presión de entrada al sistema considerado, lpca

p_2 = Presión de salida del sistema

γ_g = Gravedad específica del gas (aire = 1)

q = Tasa de flujo de gas, MMPCND (a 14.7 lpca, 60 °F)

\bar{T} = Temperatura promedio, °R

\bar{z} = Factor de desviación del gas a \bar{T} y \bar{p}

$$\bar{p} = (p_1 + p_2)/2$$

L = Longitud de la tubería, pies

D = Diámetro interno de la tubería, pulg

f = Factor de fricción de Moody = $f(N_{Re}, e/D)$

TABLA 4.1 VALORES DE C PARA ALGUNAS UNIDADES

Presión	Temperatura	Diámetro	Longitud	Caudal	Constante
P	T	D	L	Q	C
Lpca	°R	Pulg	Millas	PCSD	38.774
Lpca	°R	Pulg	Pies	PCSD	5634
Lpca	°R	Pulg	Pies	PCSD	5.634×10^{-3}
Lpca	°R	Pulg	metros	PCSD	1.149×10^6

La ecuación 4.29 puede ser escrita en términos de la tasa de flujo medida a condiciones bases tomadas (T_b y p_b)

$$q = \frac{CT_b}{p_b} \left[\frac{(p_1^2 - p_2^2)D^5}{\gamma_g T f L \bar{z}} \right]^{0.5} \quad (4.30)$$

La TABLA 4.1 muestra los valores de la constante C que depende de las unidades utilizadas en la ecuación.

4.3.1 Ecuación de Weymouth

Uno de los primeros en desarrollar una ecuación de flujo de gas que permita calcular razonablemente el diámetro requerido fue Thomas R. Weymouth, la cual se produjo a partir de datos operacionales.

Con estas suposiciones, el balance de energía queda en términos del trabajo perdido y el trabajo de expansión

$$vdp + lw = 0 \quad (4.31)$$

o

$$(144)vdp + \frac{fu^2}{2gcD} dL = 0 \quad (4.32)$$

Donde

v = Volumen específico, PC / lbm

p = Presión, lpca

f = Factor de fricción de Moody, adimensional

u = Velocidad, pies / seg

D = Diámetro de la tubería, pies

L = Longitud de la tubería, pies

g_c = Factor de conversión = 32.17 lbf-pies / lbf-seg²

La velocidad u en la ecuación anterior puede expresarse en términos de la tasa de flujo y el área de la sección transversal de la tubería

$$u \left(\frac{\text{pies}}{\text{seg}} \right) = \frac{\text{pies}^3}{\text{seg}} \times \frac{1}{\text{pies}^2}$$

si q es la tasa de flujo de gas (pch), medido a condiciones de T_b (°R) y p_b (lpca), se tiene

$$v \left(\frac{\text{pies}^3}{\text{lbm}} \right) = \frac{zRT}{pM} = \frac{10.732 z T}{29 \gamma_g p}$$

al introducirlo en la ecuación 4.32

$$(144) \left(\frac{10.732 z T}{29 \gamma_g p} \right) dp + \frac{f}{2 \times 32.17} \left(\frac{4 q T p_b z}{3600 T_b \pi p D^2} \right)^2 \frac{dL}{D} = 0$$

$$53.29 \frac{zT}{\gamma_g P} dp + 1.9444 \times 10^{-9} \frac{f}{D^5} \left(\frac{qT p_b z}{T_b P} \right)^2 dL = 0$$

integrando y utilizando un valor de z promedio

$$1.9444 \times 10^{-9} \frac{f}{D^5} \left(\frac{qT p_b \bar{z}}{T_b} \right)^2 \int_0^L dL = -53.29 \frac{\bar{z}T}{\gamma_g} \int_{p_1}^{p_2} p dp$$

o

$$q^2 = \frac{53.29}{1.9444 \times 10^{-9}} \left(\frac{T_b}{p_b} \right)^2 \frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{2 f z T \gamma_g L}$$

si la longitud de la tubería esta en millas y el diámetro de la tubería en pulgadas

$$q^2 = \frac{53.29}{1.9444 \times 10^{-9}} \left(\frac{T_b}{p_b} \right)^2 \frac{(p_1^2 - p_2^2) (D/12)^5}{2 f z T \gamma_g (5280L)}$$

o

$$q = 3.23 \frac{T_b}{p_b} \left[\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{\gamma_g z T f L} \right]^{0.5} \quad (4.33)$$

Weymouth propuso que el coeficiente de fricción es una función del diámetro interno de la tubería con la siguiente relación

$$f = \frac{0.032}{D^{1/3}} \quad (4.34)$$

si el valor de f , se substituye en la ecuación 4.33

$$q = 18.062 \frac{T_b}{p_b} \left[\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^{16/3}}{\gamma_g z L T} \right]^{0.5} \quad (4.35)$$

al expresar la tasa de flujo de gas en pies cúbicos por día (PCD), la ecuación de Weymouth se reduce a

$$q = 433.488 \frac{T_b}{p_b} \left[\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^{16/3}}{\gamma_g z L T} \right]^{0.5} \quad (4.36)$$

Donde

q = Tasa de flujo de gas, PCD a T_b y p_b

T_b = Temperatura base, °R normalmente 520 °R

p_b = Presión base, lpca normalmente 14.7 lpca

p_1 = Presión de entrada al sistema, lpca

p_2 = Presión de salida del sistema, lpca

D = Diámetro interno de la tubería, pulg

γ_g = Gravedad específica del gas (aire = 1.0)

\bar{z} = Factor de compresibilidad del gas como promedio de la temperatura y la presión

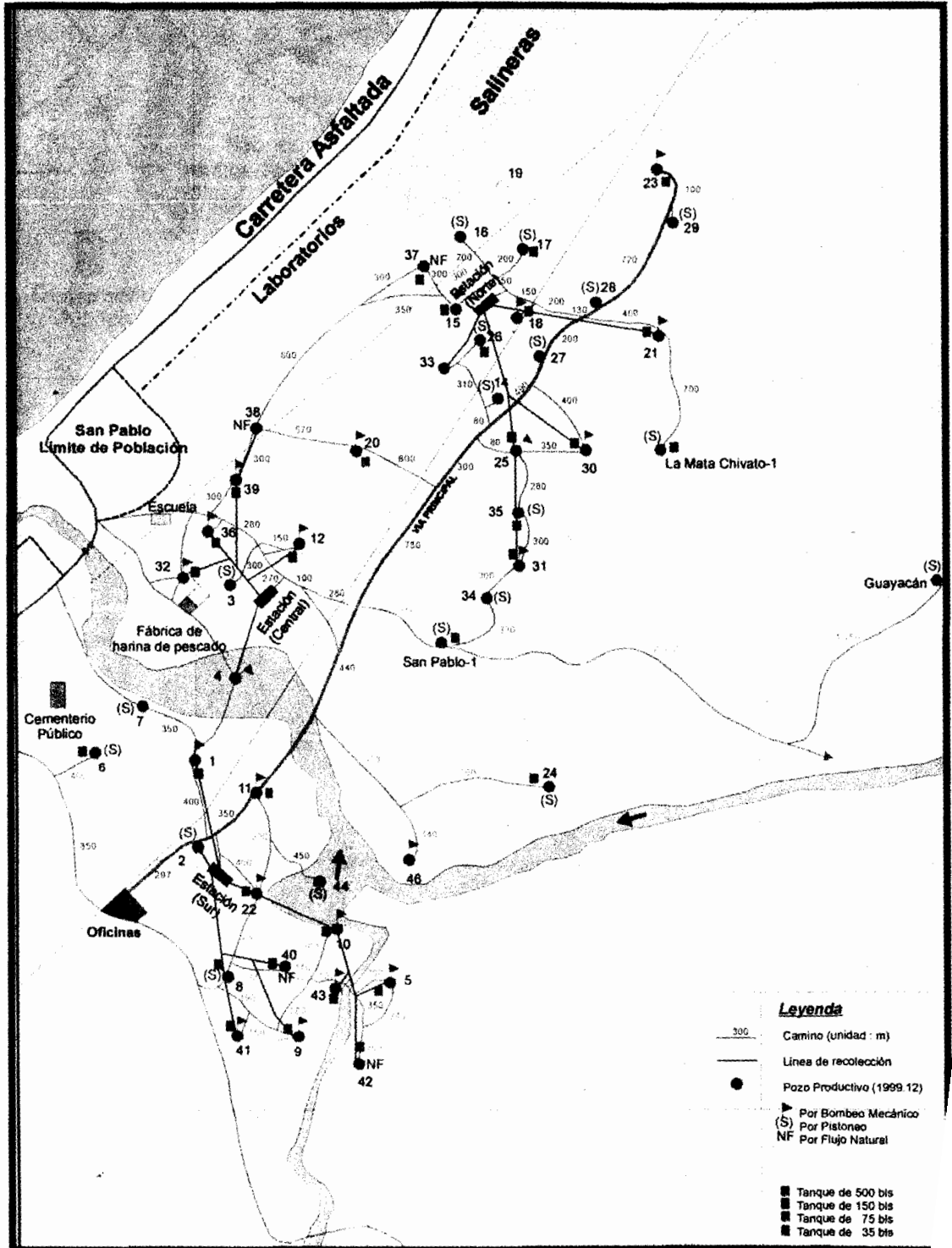
L = Longitud de la tubería, millas

\bar{T} = Temperatura promedio del gas en el sistema a condiciones de flujo, °R

4.4 Selección de la Ruta de la línea de Gas

Para la selección de la ubicación del sistema de generación de energía eléctrica se escogió la estación de producción sur como lugar de captación del gas producido. La línea de gas se instalará colindante a la línea de producción de crudo, para minimizar los costos de instalación, facilitar el mantenimiento de la línea y su operación. La Figura 4.7 muestra un mapa vial y las líneas de producción del Campo Pacoa, mientras que la Figura 4.8 la zona a ser considerada para el diseño.

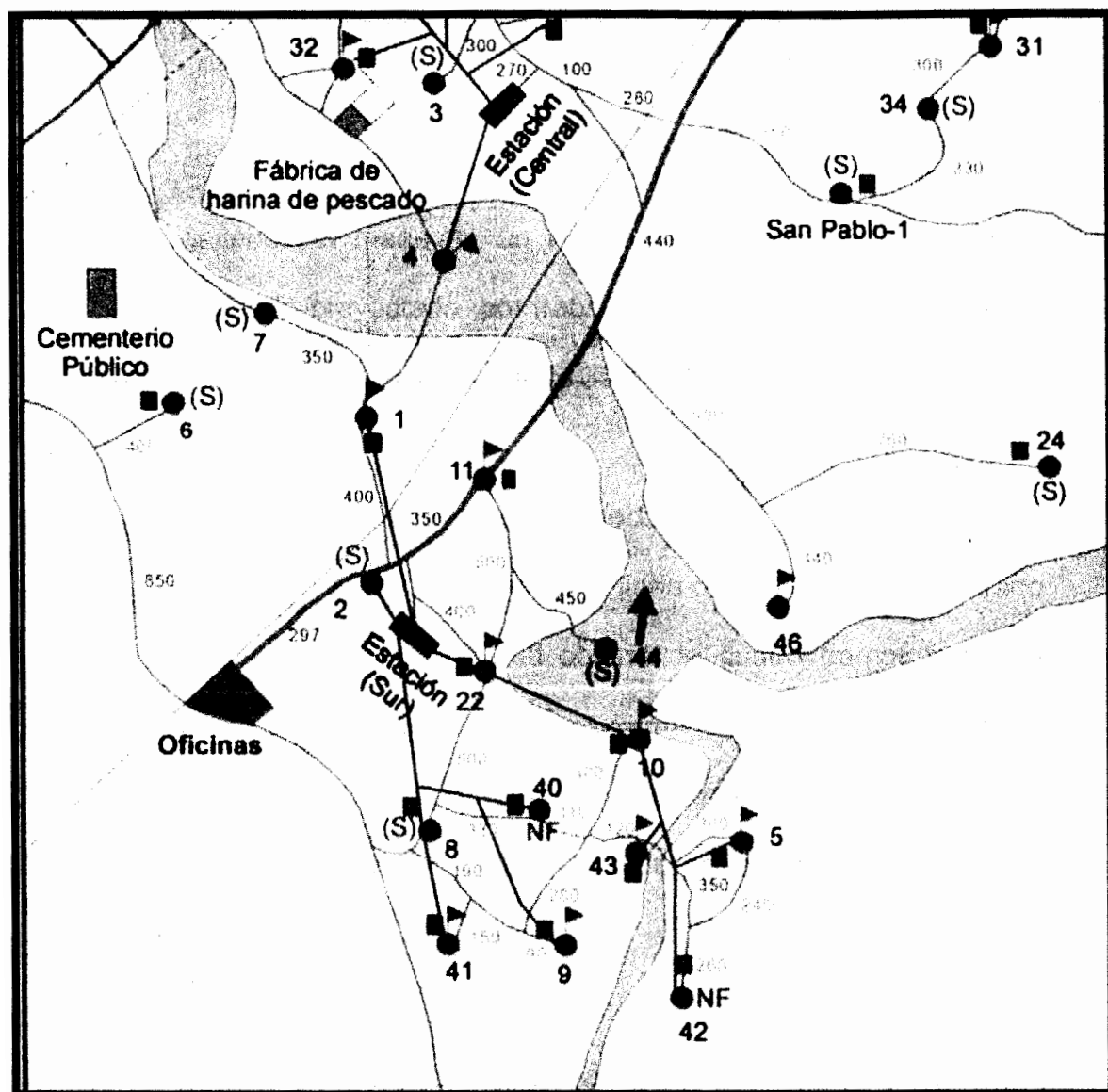
FIGURA 4.7 MAPA DEL CAMPO PACOA



Legenda

- 300 — Camino (unidad : m)
- Línea de recolección
- Pozo Productivo (1999-12)
- ▲ Por Bombeo Mecánico
- (S) Por Pistoneo
- NF Por Flujo Natural
- Tanque de 500 bis
- Tanque de 150 bis
- Tanque de 75 bis
- Tanque de 35 bis

FIGURA 4.8 MAPA AMPLIADO DE LA ZONA DE ESTUDIO



4.5 Determinación del Gasoducto

4.5.1 Capacidad del Gasoducto

Para establecer la capacidad del gaseoducto, de los 14 pozos que conforman la Zona Sur 6 pozos no se han considerado

(pozos 2, 6, 8, 11, 42, 44), ya que estos no aportan gas de manera continua y su caudal es muy bajo.

En base a los datos de producción de gas del campo el gaseoducto manejará un caudal de 21000 PCN / D con un aumento proyectado por trabajos de reacondicionamiento para el 2005 de aproximadamente 30000 PCN / D.

4.5.2 Cálculo del Diámetro del Gasoducto

En el cálculo del diámetro de la línea de gas se ha considerado al sistema como una red abierta de cuatro tramos hasta el punto de captación, el primero formado tan solo por el pozo 1, el segundo tramo por el pozo 40, el tercer tramo lo integran los pozos 9, 41, y el cuarto constituido por los pozos 5, 43, 10, y 22.

Utilizando la ecuación 4.36 y despejando el factor D se obtiene una expresión para el cálculo del diámetro interno de la tubería

$$D_{\text{int}} = \left(\left[\frac{q p_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}} \quad (4.37)$$

Donde

D_{int} = Diámetro interno de la tubería, pulg.

q = Tasa de flujo de gas, PCD

p_b = Presión base, lpca normalmente 14.7 lpca

E = Factor de eficiencia

T_b = Temperatura base, °R normalmente 520°R

G = Gravedad específica del gas natural, aire = 1

T = Temperatura de diseño, °R

L = Longitud de la tubería, millas

z = Factor de compresibilidad del gas natural

P_1 = Presión de entrada al sistema, lpca

P_2 = Presión de salida del sistema, lpca

Los cálculos para los diámetros internos de cada uno de los tramos de la línea de gas se muestran al final de la sección 4.7.

4.6 Consideraciones para la Selección del Espesor de las Tuberías

Para la selección del espesor de la tubería se deben considerar las presiones del gas a transportarse, así como su temperatura, debiendo también tomar en cuenta la descripción general del área geográfica con su características (índice de población, vía de

comunicación, etc.), como una base para escoger el tipo de construcción y los métodos de prueba.

El espesor es inversamente proporcional al tipo de construcción de la misma.

Ecuación para el Cálculo del Espesor Requerido

Calculados los diámetros para los diferentes tramos mediante el uso de la ecuación de flujo, se procede a determinar el espesor de la tubería a usar.

La ecuación esta en función de la presión máxima de operación, la clase de acero a usar, la forma en que la tubería ha sido manufacturada, la máxima temperatura de operación y el medio ambiente que rodea la línea.

Todos estos factores se encuentran relacionados mediante la ecuación 4.38

$$e = \frac{P_{Mo} \times D_o}{2 \times S_{Mp} \times F_{TC} \times F_{TO} \times F_{UL}} \quad (4.38)$$

Donde:

e = Espesor de la pared de la tubería

P_{Mo} = Presión de Diseño (20 % adicional sobre la presión máxima de trabajo); psig.

D_o = Diámetro externo nominal; pulg.

F_{TC} =Factor por tipo de construcción de la tubería. (Ver TABLA 4.2)

F_{TO} = Factor de temperatura de operación. (Ver TABLA 4.3)

F_{UL} = Factor de unión longitudinal de la tubería. (Ver TABLA 4.4)

S_{Mp} =Esfuerzo máximo permisible de la tubería; psi (Ver TABLA 4.5)

TABLA 4.2 FACTOR DE TIPO DE CONSTRUCCIONES

TIPO DE CONSTRUCCIÓN	FACTOR F_{TC}
A	0,72
B	0,60
C	0,50
D	0,40

La ecuación 4.38 al igual que los valores de factores de diseño que se muestran en las TABLAS 4.2 y 4.3 han sido extracto del Código ANSI B31.8 y ANSI B21.8 respectivamente, y son ampliamente utilizados en la especificación de tuberías para transmisión y distribución de gas.

TABLA 4.3 FACTOR DE TEMPERATURA DE OPERACIÓN

TEMPERATURA <i>°F</i>	FACTOR <i>FTO</i>
250 o menos	1.000
300	0.967
350	0.933
400	0.900

Los distintos tipos de construcciones se describen:

Tipo A: zona con bajo índice de población, cuando la línea cruza o es paralela a vías de comunicación privada o pública, terreno apropiado para la agricultura y zonas montañosas.

Tipo B: Incluye zona similares a las señaladas en el Tipo A, pero con densidad de poblacional media.

Tipo C: Cubre líneas que cruza o son paralelas a vías de comunicación pública o privadas, en área subdivididas para usos comerciales y residenciales.

Tipo D: Zona con alto índice de población, línea que cruza área donde prevalecen edificios de múltiples pisos, tráfico pesado y otras instalaciones de utilidad pública bajo tierra.

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha publicado una serie de especificaciones, tipo de tubería y su factor de unión longitudinal para el diseño de tubería de acero, resumida en la TABLA 4.4

TABLA 4.4 FACTOR DE TIPO DE UNIÓN LONGITUDINAL

Nº DE ESPECIFICACIÓN	TIPO DE TUBERÍA	FACTOR FUL
ASTM-A53	Sin costura	1,00
ASTM-A53	Soldadura con resistencia eléctrica	1,00
ASTM-A106	Sin costura	1,00
ASTM-A134	Soldadura por fusión de arco eléctrico	0,80
ASTM-A135	Soldadura por resistencia eléctrica	1,00
ASTM-A139	Soldadura por fusión eléctrica	0,80
ASTM-A155	Sin costura	1,00
API-5L	Sin costura	1,00
API-5L	Con costura	0,80

Normalmente en las líneas de gas se usa la especificación API 5L

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.

SMP es válido para temperatura entre -20 y 250 °F.

TABLA 4.5 RESISTENCIA MINIMA A LA RUPTURA

GRADO	ESFUERZO MÍNIMO DE FLUENCIA	ESFUERZO MÁXIMO PERMISIBLE
	<i>SF</i> <i>psi</i>	<i>SMP</i> <i>psi</i>
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

De los aceros mencionados los más utilizados en la construcción de líneas son el grado B y X65. El primero es utilizado en la construcción de líneas largas que operan a bajas presiones y líneas cortas que operan a elevadas presiones en el interior de plantas compresoras y procesadoras. Para el diseño, se utilizará la tubería de acero grado B, por su baja presión.

De acuerdo a nuestro diseño para la determinación de los espesores de la tubería, se selecciono:

$$FTC = 0.72$$

$$FTO = 1.00$$

$$FUL = 1.00$$

$$SMP = 25200 \text{ psi}$$

Los cálculos de los espesores es en base a la ecuación 4.38, se presentan en la TABLA 4.6

4.7 Selección de la Tubería a ser Utilizada en la Zona Sur

Para la selección de la tubería se han considerado factores como el diámetro, espesor, presión de trabajo, material.

El Instituto Americano del Petróleo (API) en cooperación con la Asociación Americana de Gas ha desarrollado especificaciones que reúnen las necesidades de la industria del petróleo y gas para tubería de hierro corrugado y acero, que son publicados en los estándares API 5L y 5LX. Estas especificaciones proveen estándares para dimensiones, esfuerzos, resistencia a la corrosión tanto para tuberías de uso temporal como para tuberías permanentes, asegurando una completa inter cambiabilidad entre las tuberías de superficie (line pipe). Además las normas API han

desarrollado especificaciones para trabajar bajo esas consideraciones tuberías de asbesto, de plástico, de aluminio.

Calculados los diámetros y con ayuda del ANEXO B la tubería seleccionada para el gaseoducto de la Zona Sur en cada uno de los tramos (TABLA 4.7), será de acero al carbono, norma API, especificación 5L, grado B, extremo plano, diámetro nominal de 1 pulgada estandar, diámetro interno 1.049 pulgadas, espesor de pared 0.133 pulgadas, 1.68 lb / pie de peso.

Cálculo del Diámetro de la Tubería

Con ayuda de la ecuación 4.37 se calcularán los diámetros de las tuberías en cada uno de los tramos seleccionados de la Zona Sur del Campo Pacoa.

- **TRAMO 1:**

$$D_{\text{int}} = \left(\left[\frac{q p_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= \left(\left[\frac{(2702)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.379526)(0.99)}{(24.73 - 24.23)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= 0.7742 \text{ pulg.}$$

TABLA 4.6 CÁLCULO DE LOS ESPESORES DE LA TUBERÍA SELECCIONADA

	L millas	L Metros	P psig	Pmo psig	Do pulg	S Psi	Fc	Fu	T	e pulg	Pmp psig
TRAMO 1											
A - B	0.379526264	610.6577588	24.73	29.676	1.049	25200	0.72	1	1	0.0008579	44.514
TRAMO 2											
C - F	0.493932214	794.7369323	54.73	65.766	1.049	25200	0.72	1	1	0.0018985	98.514
TRAMO 3											
B - D	0.246596376	396.773569	19.73	23.676	1.049	25200	0.72	1	1	0.0006844	35.514
A - E	0.26425394	425.1845895	19.73	23.676	1.049	25200	0.72	1	1	0.0006844	35.514
D - E	0.142530518	229.3316035	19.61	23.532	1.049	25200	0.72	1	1	0.0006803	35.298
E - F	0.286241696	460.5628889	19.54	23.448	1.049	25200	0.72	1	1	0.0006778	35.172
TRAMO 4											
B - C	0.111485374	179.3799668	19.73	23.676	1.049	25200	0.72	1	1	0.0006844	35.154
C - D	0.135328492	217.7435436	19.69	23.628	1.049	25200	0.72	1	1	0.0006830	35.442
A - D	0.068366428	110.0015827	19.73	23.676	1.049	25200	0.72	1	1	0.0006844	35.514
D - E	0.177807396	286.0921002	19.64	23.568	1.049	25200	0.72	1	1	0.0006813	35.352
E - F	0.280232758	450.8945076	19.43	23.316	1.049	25200	0.72	1	1	0.0006740	34.974
F - G	0.045150924	72.64783672	19.63	22.356	1.049	25200	0.72	1	1	0.0006463	33.534

TABLA 4.7 TUBERÍA SELECCIONADA

	L millas	L metros	Q PC/D	Dint (calculado) plg	Dnom (selec.) plg	Dint plg	P1 psia	P2 psia	P2 psi
TRAMO 1									
A - B	0,379526264	610,6577588	2702	0.77419	1	1,049	24,73	24,632	9,902
TRAMO 2									
C - F	0,493932214	794,7369323	2815	0.71094	1	1,049	54,73	54,667	39,937
TRAMO 3									
B - D	0,246596376	396,773569	3377	0.89092	1	1,049	19,73	19,605	4,875
A - E	0,26425394	425,1845895	2252	0.70519	1	1,049	19,73	19,671	4,941
D - E	0,142530518	229,3316035	3377	0.86949	1	1,049	19,61	19,537	4,807
E - F	0,286241696	460,5628889	5629	1.01422	1	1,049	19,54	19,129	4,399
TRAMO 4									
B - C	0,111485374	179,3799668	2927	0.78472	1	1,049	19,73	19,688	4,958
C - D	0,135328492	217,7435436	2927	0.81533	1	1,049	19,69	19,638	4,908
A - D	0,068366428	110,0015827	2252	0.57039	1	1,049	19,73	19,715	4,985
D - E	0,177807396	286,0921002	5179	1.21219	1	1,049	19,64	19,427	4,697
E - F	0,280232758	450,8945076	7881	1.35888	1	1,049	19,43	18,631	3,901
F - G	0,045150924	72,64783672	9682	0.96849	1	1,049	18,63	18,43	3,7

- TRAMO 2:

$$\begin{aligned}
 D_{\text{int}} &= \left(\left[\frac{q p_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}} \\
 &= \left(\left[\frac{(2815)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.49393)(0.99)}{(54.73 - 54.23)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}} \\
 &= 0.7109 \text{ pulg}
 \end{aligned}$$

- TRAMO 3:

- Sección B – D

$$\begin{aligned}
 D_{\text{int}} &= \left(\left[\frac{q p_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}} \\
 &= \left(\left[\frac{(3377)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.2466)(0.99)}{(19.73 - 19.43)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}} \\
 &= 0.8909 \text{ pulg}
 \end{aligned}$$

- Sección A – E

$$\begin{aligned}
 D_{\text{int}} &= \left(\left[\frac{q p_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}} \\
 &= \left(\left[\frac{(2252)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.26425)(0.99)}{(19.73 - 19.23)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}
 \end{aligned}$$

$$= 0.7052 \text{ pulg}$$

- Sección D – E

$$D_{int} = \left(\left[\frac{q P_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= \left(\left[\frac{(3377)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.14253)(0.99)}{(19.43 - 19.23)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= 0.8695 \text{ pulg}$$

- Sección E – F

$$D_{int} = \left(\left[\frac{q P_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= \left(\left[\frac{(5629)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.28624)(0.99)}{(19.23 - 18.73)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= 1.0142 \text{ pulg}$$

- TRAMO 4:

- Sección B – C

$$D_{int} = \left(\left[\frac{q P_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= \left(\left[\frac{(2927)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.11149)(0.99)}{(19.73-19.53)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= 0.7847 \text{ pulg}$$

- Sección C – D

$$D_{\text{int}} = \left(\left[\frac{q P_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= \left(\left[\frac{(2927)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.13533)(0.99)}{(19.53-19.33)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= 0.8153 \text{ pulg}$$

- Sección A – D

$$D_{\text{int}} = \left(\left[\frac{q P_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= \left(\left[\frac{(2252)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.06837)(0.99)}{(19.73-19.33)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= 0.5704 \text{ pulg}$$

- Sección D – E

$$D_{\text{int}} = \left(\left[\frac{q P_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= \left(\left[\frac{(5179)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.17781)(0.99)}{(19.33 - 19.23)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= 1.2122 \text{ pulg}$$

- Sección E – F

$$D_{\text{int}} = \left(\left[\frac{q P_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= \left(\left[\frac{(7881)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.28023)(0.99)}{(19.23 - 19.03)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= 1.3589 \text{ pulg}$$

- Sección F – G

$$D_{\text{int}} = \left(\left[\frac{q P_b}{433.488 E T_b} \right]^2 \left[\frac{G T L z}{(P_1 - P_2)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

$$= \left(\left[\frac{(9682)(14.73)}{433.488(0.9)(520)} \right]^2 \left[\frac{(0.772)(560)(0.04515)(0.99)}{(19.03 - 18.73)^2} \right] \right)^{\frac{3}{16}}$$

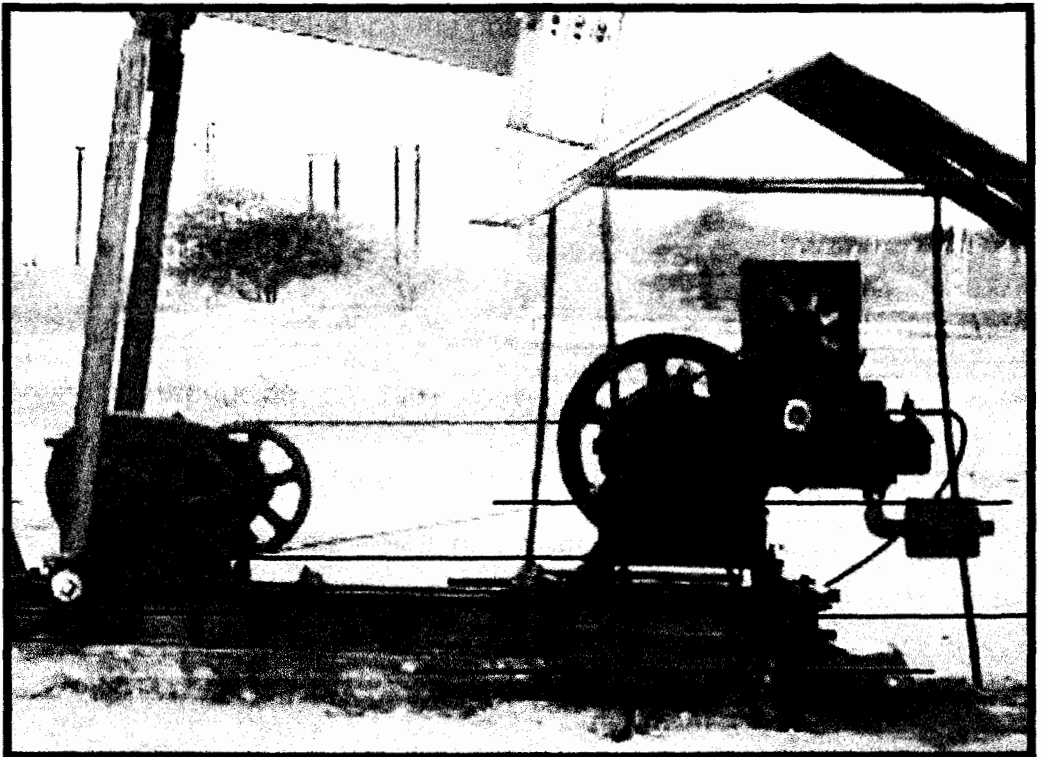
$$= 0.9685 \text{ pulg}$$

4.8 Demanda de Energía de la Zonas Sur del Campo Pacoa

SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

El sistema de generación eléctrica a ser implementado en la Zona Sur del Campo Pacoa, tiene como propósito el maximizar el consumo del gas natural producido como combustible, brindando un método alternativo al sistema actual de levantamiento de petróleo (bombeo mecánico) para darle mayor eficiencia.

FIGURA 4.9 MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA UTILIZADO



El sistema motriz del Bombeo Mecánico en la Zona Sur del Campo Pacoa viene dado por motores de combustión interna (Arrow C – 46)

que utilizan como combustible el gas producido en los pozos, estos motores trabajan actualmente con una potencia promedio de 5 HP o expresado en términos de potencia eléctrica 3.73 kW.

Los motores actuales no aprovechan el gas natural producido en su totalidad, a diferencia de los motores eléctricos que son alimentados por un generador que aprovechara la mayor cantidad de gas.

El proyecto de cambio de motores de combustión interna a motores eléctricos demandará una potencia eléctrica de 29.83 kW.

4.8.1 Potencia Eléctrica del Gas de la Zona Sur del Campo Pacoa

Para obtener potencia eléctrica a partir del gas natural producido, se debe convertir la potencia calórica en potencia mecánica con un motor de combustión y la potencia mecánica en eléctrica a través de un generador.

La eficiencia combinada, térmica y mecánica de un motor de gas está alrededor del 32 %, mientras que la eficiencia de un generador está en el 95 %.

La potencia calórica es igual al poder calorífico del gas multiplicado por el flujo.

$$PC = 3.9294 \times 10^{-4} HV|_{Neto} \times Q \quad (4.39)$$

Donde

PC = Potencia calórica, HP

$HV|_{Neto}$ = Poder calorífico neto del gas producido, BTU / pie³

Q = Caudal del gas producido, pie³ / hora

$$1 \text{ BTU / hr} = 3.9294 \times 10^{-4} \text{ HP}$$

Potencia eléctrica es igual a la potencia calórica del combustible multiplicada por la eficiencia del motor de combustión interna y por la eficiencia del generador.

$$PE = 0.7457 PC \times EM \times EG \quad (4.40)$$

$$PE = 0.01242 Q_g \times EM \times EG \quad (4.41)$$

Donde

PE = Potencia eléctrica, kW

PC = Potencia calórica, HP

EM = Eficiencia del motor, 32 %

EG = Eficiencia del generador, 95 %

Q_g = pie³ estándar de gas / día

1 HP = 0.7457 kW

0.01242 kW = 1 pie³ / día, del gas de 1017 BTU / pie³

Para un poder calorífico neto del gas de 1016.4524 BTU / pie³ estándar y con las eficiencias arriba mencionadas se puede obtener la siguiente potencia eléctrica en bornes del generador en función del flujo de gas.

TABLA 4.8 POTENCIA ELÉCTRICA EN FUNCIÓN DEL FLUJO DE GAS

Caudal <i>PC / D</i>	Potencia Eléctrica <i>kW</i>
15000	56.6302
17000	64.1809
19000	71.7316
21000	79.2823
23000	86.8329
25000	94.3837

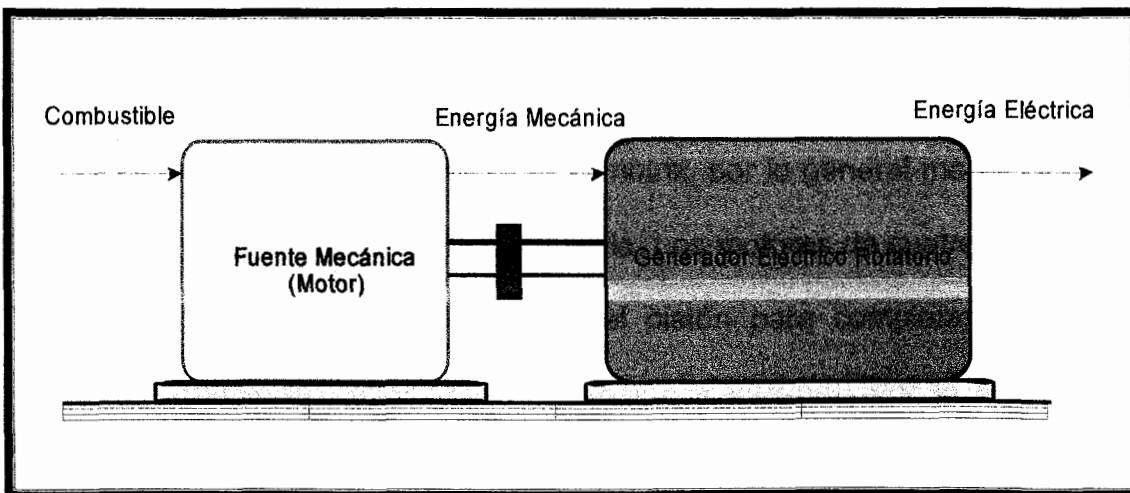
Conversión de Energía Electromecánica

La energía es generada en estaciones eléctricas por generadores rotatorios. Estos generadores pertenecen a una

larga clase de equipos conocidos como convertidores de energía electromecánica, llamados también máquinas eléctricas.

Un grupo electrógeno (motor y generador) es una máquina que convierte la energía química, que contiene el combustible (en el momento de la combustión) en energía mecánica (potencia mecánica) la cual se la utiliza desde la salida del eje cigüeñal para convertirla en energía eléctrica (potencia eléctrica). La fuente de la energía mecánica viene dada por un motor, el cual esta acoplado al generador a fin de producir electricidad, como se muestra en la Figura 4.10.

FIGURA 4.10 ESQUEMA DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA



Entre las diferentes clases de motores están los de fuente térmica, hidráulica, eólica.

Selección del Generador a ser Implementado

En el mercado se dispone de grupos electrógenos con motores a diesel y a gas natural como combustible, los que son clasificados de acuerdo al número de vueltas que da el cigüeñal para realizar un ciclo de trabajo, divididos en motores de 2 tiempos y en motores de 4 tiempos.

Motor de Cuatro Tiempos

Los motores estacionarios de combustión interna se emplean en plantas industriales, principalmente para generar energía eléctrica primaria y de emergencia. La mayoría de los motores de combustión interna utilizan el principio del émbolo reciprocante, según el cual, un émbolo se desliza dentro de un cilindro transmitiendo fuerza motriz, por lo general mediante un mecanismo de biela y manivela. Los motores de cuatro tiempos necesitan cuatro carreras del pistón para completar el ciclo (admisión, compresión, explosión y escape). Por lo tanto, el cigüeñal tiene que dar dos revoluciones para completar un solo ciclo.

En la carrera de admisión se induce una mezcla de aire combustible hacia el interior del cilindro del motor, en la carrera de compresión se eleva la temperatura de la mezcla, se comprime por la elevación del émbolo y la chispa enciende la mezcla cerca del final de la carrera, durante la carrera de explosión la chispa enciende la mezcla, liberando energía que aumenta la temperatura y la presión de los gases, esta expansión de combustión empujan al émbolo hacia abajo, al final, en la carrera de escape la válvula de escape se abre y el pistón empieza a subir empujando los gases quemados.

Generador

El principio eléctrico básico de un generador se lo puede describir como una espira (rotor acoplado al motor) girando dentro de los polos Norte y Sur de un campo magnético (estator), dicho movimiento induce o produce un voltaje eléctrico, transmitido hacia un colector (conmutador) arreglado de forma tal que forme una corona circular y sobre él se apoyen unas escobillas dispuestas de manera que recojan el máximo valor de la tensión o corriente eléctrica pasándola hacia el circuito alimentado por el generador.

De los análisis hechos durante el desarrollo de este trabajo se puede concluir que el gas natural producido en la Zona Sur del Campo Pacoa, es apto para ser quemado en motores de combustión interna y producir electricidad para satisfacer la demanda de energía eléctrica de la estación (sustitución de motores mecánicos a motores eléctricos en el sistema motriz de levantamiento por bombeo mecánico).

Especificaciones Técnicas del Equipo Electrónico

Potencia Eléctrica	120 kW
Revoluciones	1800 rpm
Voltaje	480 V trifásico 60 Hz
Accionador	Motor de combustión interna a gas

Especificaciones del Motor

Tipo.- De cuatro tiempos, posenfriado y turboalimentado.

Disposición de cilindros en línea.

Sistema de admisión.- Con filtro de aire tipo seco y protección contra la lluvia. Dispondrá de un dispositivo para indicar el estado del filtro. Turbocargador tipo seco con válvula de contrapresión controlada por los gases de escape.

Sistema de Combustible.- Con regulador de presión de gas, sistema de combustible de baja presión, requiere 1.5 – 5 lpc de gas.

Sistema de ignición.- Con sistema de ignición digital y módulo sensor de detonación por cada cilindro.

Sistema de escape.- Tubo de escape único con acople flexible de acero inoxidable.

Sistema de arranque.- Por medio de motor de arranque accionado por baterías de 24 VDC con interruptor de desconexión de la batería

Sistema de lubricación.- Aceite lubricante, filtro de aceite, línea de drenaje de aceite con válvula, respiradero del cárter, reservorio de aceite.

Sistema de enfriamiento.- Radiador con guarda 15 CVS (mínimo 41°C), circuito de enfriamiento separado del posenfriador, líneas de drenaje del refrigerante con válvulas, ventilador y guardas de la banda, refrigerante caterpillar y sensor de bajo nivel de refrigerante.

Sistema de control.- Gobernador tipo Woodward, Flo-tech 68.

Sistema de protección.- Paro del motor por alta temperatura del agua, baja presión de aceite, alta temperatura de admisión y sobrevelocidad.

Especificaciones del Generador

Tipo: Sin escobillas de magneto permanente (óptimo para funcionamiento con cargas SCR).

Construcción: De un cojinete, de acoplamiento directo.

Fases: 3, conexión en estrella, cableado tipo Random Wound.

Aislamiento: Clase H, tropicalizado.

Cubierta: A prueba de goteo IP22.

Capacidad de sobreaceleración: 150 %

Desviación de onda: Menos del 5 %

Regulador de voltaje: Detección de 3 fases con voltios/Hz, ajustable de -25 % a +10 %.

Aumento de voltaje: Ajustable para compensar la caída de velocidad del motor y pérdida de línea.

Instrumentación

Panel de control electrónico modular montado en el generador, con sistema de módulos de microprocesadores, sellados al medioambiente, de estado sólido. Control automático / manual de arranque / parada del motor con cierres de seguridad programables y sus correspondientes indicadores de diodos luminiscentes (LED) para baja presión de aceite, alta

temperatura del refrigerante, exceso de giros en el arranque, aceleración excesiva y parada de emergencia.

Períodos de giro / reposo ajustables de 1 a 60 segundos, temporizador de enfriamiento ajustable de 0 a 30 minutos

Display digital con indicadores para presión de aceite del motor, temperatura del refrigerante, régimen del motor, voltaje DC, horas de servicio del motor, códigos de diagnóstico del motor, voltaje AC y frecuencia del generador.

Sensado y arranque / parada remoto a través de un PC mediante interfaz optativo de comunicación. Potenciómetro de ajuste de voltaje y botón de parada de emergencia.

Sistema de Montaje

Base ancha de acero forjado con aisladores de vibración entre la base y el motor – generador.

Accesorios Incluidos

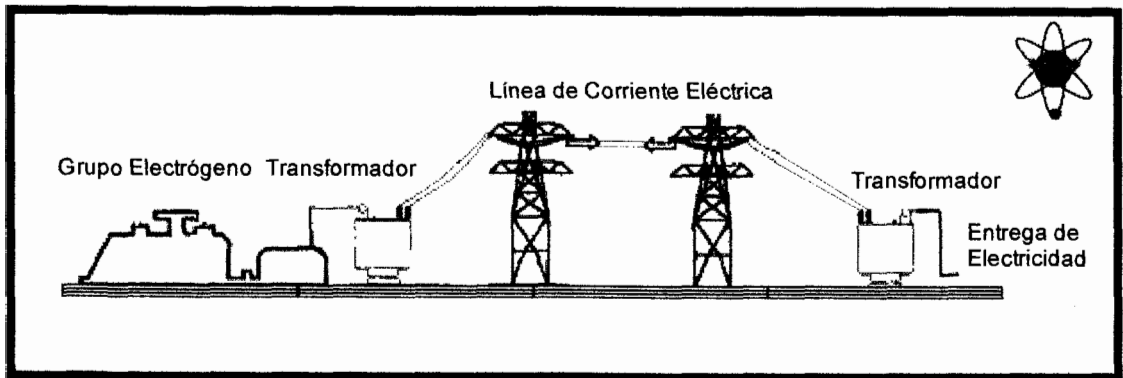
Alternados de 45 amperios, acople flexible, brida, silenciador arresta-chispas de 5 pulgadas, codo, baterías, cables y soporte de baterías, breaker de 350 amperios 3 polos, generador de

magneto permanente, regulador de voltaje digital, protector de humedad y corrosión, bomba manual del depósito de aceite.

Sistema de Distribución Eléctrica

El requerimiento básico para el sistema de distribución eléctrica es el proveer un nivel de voltaje adecuado a los motores tanto en el arranque como en su continuo funcionamiento.

FIGURA 4.11 ESQUEMA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA



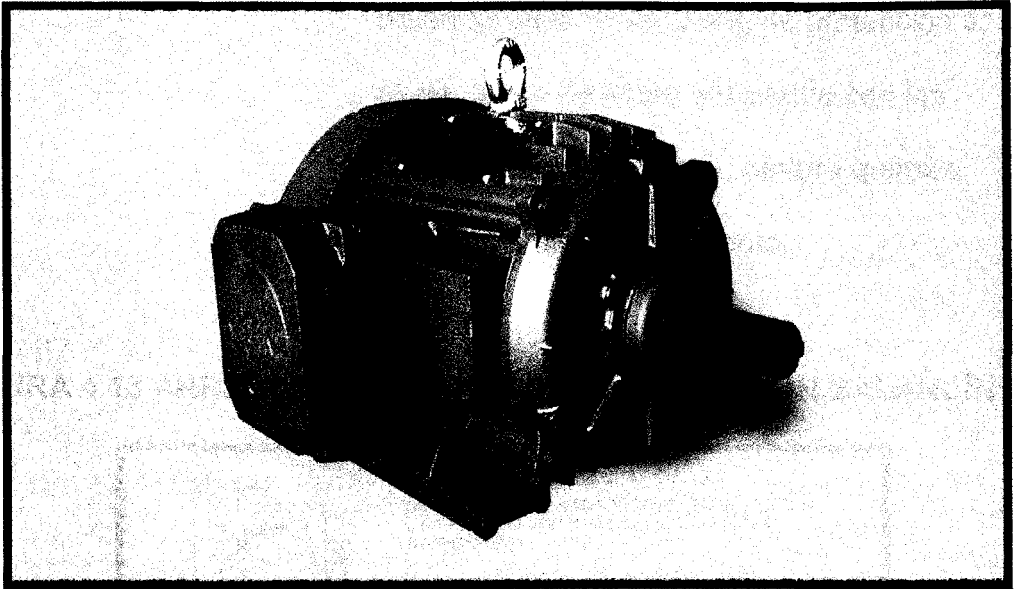
La red de distribución eléctrica diseñada para la Estación Sur del Campo Pacoa se compone de un banco de transformadores, que elevan el voltaje de la energía eléctrica; las líneas de transporte en alta tensión; las líneas de distribución en baja tensión; transformadores, que bajan el voltaje al valor utilizado por el sistema motriz del levantamiento

por bombeo mecánico; postes de hormigón armado de 11 metros para las líneas de transporte y 9 metros para las líneas de distribución, así como de equipos suplementarios para proteger los transformadores y las líneas de conducción.

El trazado de las líneas eléctricas se hace siguiendo un criterio de línea recta evitando quiebres con importantes ángulos por razones económicas

Una utilización de voltaje estándar bastante común que se encuentran en los campos petroleros es de 480 voltios trifásico de 60 Hz. Otros voltajes secundarios tales como 240, 762, 880, y 1200 voltios trifásico, y 480 y 240 voltios monofásicos también pueden encontrarse. En general, la distribución de sistemas trifásicos brindan un mejor diseño tanto económico como operacional, particularmente cuando involucran largas distancias de distribución y grandes cargas.

El ANEXO C muestra el diseño de la red de generación y distribución de energía eléctrica para los motores a ser implementados en la Estación Sur del Campo Pacoa.

FIGURA 4.12 MOTOR ELÉCTRICO**Especificaciones del Motor Eléctrico**

Motor de uso en condiciones severas, diseñado para ambientes de trabajo pesado con alta eficiencia energética.

Potencia: 5 HP

Revoluciones: 1200 rpm

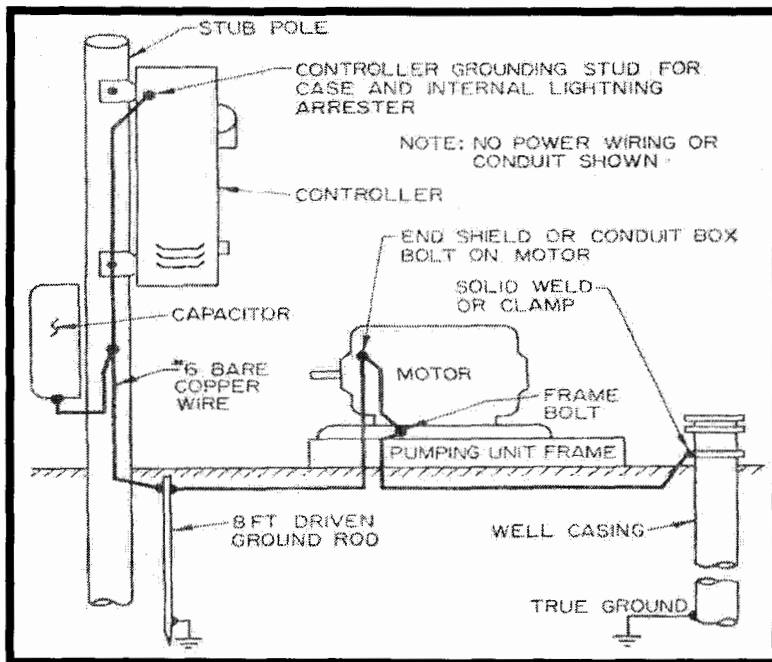
Voltaje: 208 – 230 / 460 V, trifásico, 60 Hz, con variador de frecuencia

Factor de Servicio: 1.30, torque diseño C

Aislamiento: Clase F con curva de temperatura clase B, a máxima potencia.

Incluye: Carcaza en hierro fundido, tapa de ventilador en hierro fundido, sello O'ring de protección sobre el eje, placa de acero inoxidable con las características del motor, pintura química resistente, doble rodamiento.

FIGURA 4.13 ARREGLO DEL MOTOR ELÉCTRICO EN UN BALANCÍN



Un esquema de conexión de los motores eléctricos en los sistemas de bombeo mecánico se observa en la Figura 4.13, donde se muestra una común conexión del motor, controlador, capacitor, y el arreglo de la unidad de bombeo a la tubería de revestimiento.

CAPITULO V

5. ANALISIS ECONOMICO

Para determinar la factibilidad económica en la utilización de un sistema de generación eléctrica por medio del gas producido en la Zona Sur del Campo Pacoa como fuente de alimentación del sistema motriz con motores eléctricos en el bombeo mecánico por los actuales motores mecánicos, se establecerá tanto el ahorro que se obtendrá por suspensión de producción temporal de crudo, así como la inversión que tendrá la adquisición de un nuevo sistema eléctrico con el mayor aprovechamiento del gas producido.

5.1 Gastos por Mantenimiento de los Motores de los Balancines

Los motores actuales de las unidades de bombeo mecánico tienen una operación de 38 años aproximadamente lo que hace cada vez menos eficiente su funcionamiento y provoque continuos inconvenientes para los operadores de CANADA GRANDE Ltd.

Entre los problemas más comunes están los del sistema de encendido, desgaste de los pistones, mal funcionamiento del sistema de enfriamiento, etc. Todos estos problemas a pesar de ser

solucionados por el personal, causan periodos de suspensión de bombeo y por consiguiente no aporte de producción, además del incremento de sus costos por mantenimiento.

TABLA 5.1 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL US \$
Costo de operación y mantenimiento de los motores Arrow C-46	3000

5.2 Evaluación de Costos

5.2.1 Costo Total de la Tubería

TABLA 5.2 COSTO TOTAL DE LA TUBERÍA

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US \$	COSTO TOTAL US \$
Tubería, Dnom.= 1 pulg.	13894,069 pies	1,34 / pie	18618
Accesorios			5000
Prueba Hidrostática			500
Instalación	13894,069 pies	0,35 / pies	4863
Scrubber	1 unidad	1000	1000
SUB - TOTAL			29981
Costos Indirectos (10%)			2998
COSTO DE INVERSIÓN US \$			32979

Los gastos por concepto de instalación de tubería representan un rubro importante en la evaluación del proyecto, este depende del tipo de material a utilizar, ruta optima para su

construcción y del diámetro más adecuado que permita su mejor desempeño.

Gran parte de la tubería utilizada en el transporte de gas es hecha de acero, pero en la actualidad el uso de materiales alternativos como el aluminio o plástico reducen el costo considerablemente, a más de ser menos pesadas y más resistentes a la acción corrosiva.

5.2.2 Costo Total del Grupo Electrónico (Generador)

La evaluación de costos del grupo electrónico, no solo incluirá el precio de la inversión inicial de este equipo, sino que además se incluirán los costos de los motores eléctricos y del sistema de distribución eléctrica.

TABLA 5.3 COSTO TOTAL DEL GRUPO ELECTRÓNICO (GENERADOR)

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US \$	COSTO TOTAL US \$
Costo del Equipo (Generador)	1	65000	65000
12% IVA			7800
Instalación			11700
COSTO DE INVERSIÓN US \$			84500

TABLA 5.4 COSTO TOTAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL US \$
Materiales	20889
Dirección Técnica	3000
Mano de Obra	2298
SUB - TOTAL	26187
Costos Indirectos 10%	2619
COSTO DE INVERSIÓN US \$	28806

TABLA 5.5 COSTO TOTAL DE MOTORES ELÉCTRICOS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US \$	COSTO TOTAL US \$
Costo del Equipo (Motor 5 HP)	8	192	1536
12 % IVA		23,04	184
Instalación			277
COSTO DE INVERSIÓN US \$			1997

5.2.3 Costos de Motores a Gas

Una alternativa que pueda permitir una comparación de la viabilidad del proyecto esta en la de considerar el sistema motriz actual para las unidades de bombeo mecánico, pero con la diferencia de considerar motores nuevos.

TABLA 5.6 COSTO TOTAL DE MOTORES A GAS ARROW C-46

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US \$	COSTO TOTAL US \$
Costo del Equipo (Arrow C-46)	8	10957	87653
Empaque			1161
Manipuleo			581
Transporte en USA			1741
Transporte Internacional			2902
SUB - TOTAL			94038
Impuestos y Aranceles			5805
Precio Ex-aduanas			99843
Instalación 18% Ex-aduanas			17972
COSTO DE INVERSIÓN US \$			117815

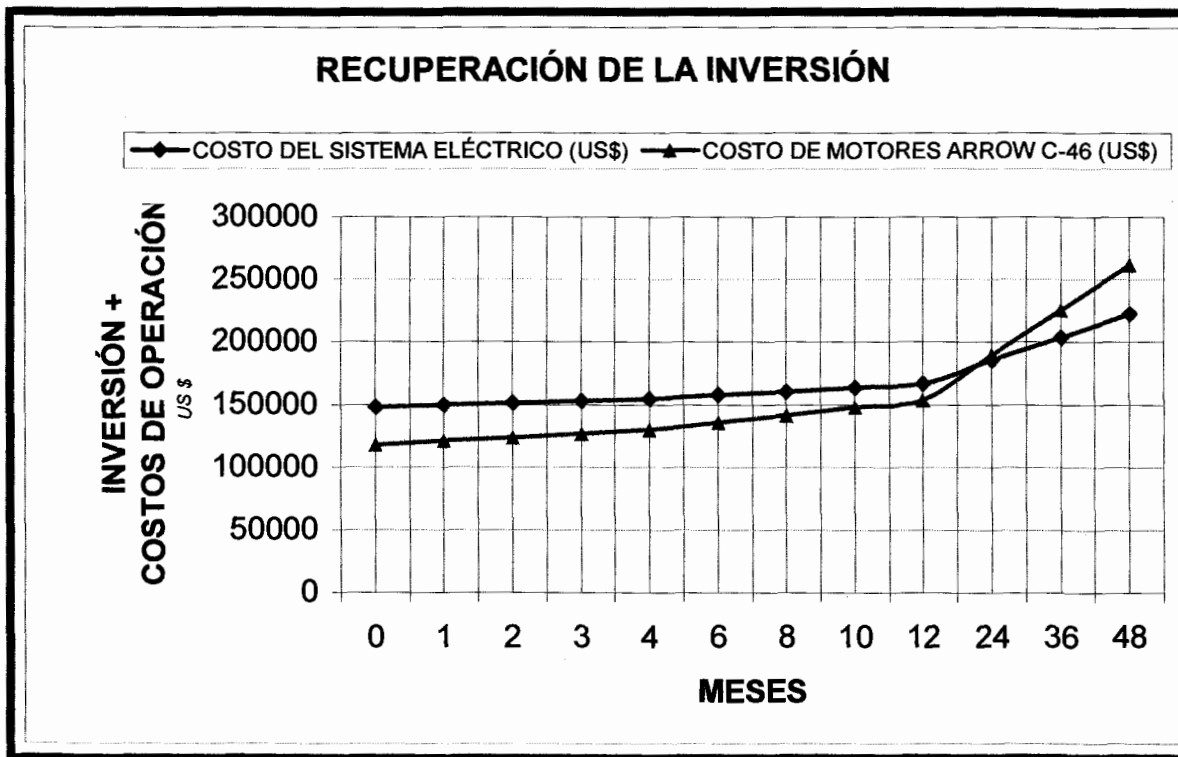
5.3 Recuperación de la Inversión

Para evaluar los costos de los sistemas motrices para las unidades de bombeo mecánico, se deben tomar en cuenta la inversión y el costo de operación de ambos métodos, el de motores de combustión interna y el de motores eléctricos

La inversión para la compra e instalación del sistema motriz por motores eléctricos, incluyen tubería de gas, grupo electrógeno, transformadores, postes, cables para la línea de transmisión, accesorios para la instalación del sistema de distribución, motores eléctricos. En el sistema motriz por motores de combustión interna, se mostrara la inversión por los motores Arrow C-46.

La inversión por la compra e instalación de sistema de generación eléctrica es de 148282 dólares, mientras que la inversión para la compra e instalación de los motores Arrow es de 117815 dólares.

FIGURA 5.1 COMPARACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN ENTRE MOTORES ELÉCTRICOS Y MOTORES ARROW



La Figura 5.1, muestra los costos de generación con gas para motores eléctricos y para motores de combustión interna, incluyendo el costo de los equipos, operación y mantenimiento. Se puede ver

que la inversión realizada para el sistema eléctrico luego de 21 meses de operación se recupera prácticamente.

La inversión para la adquisición e instalación de un sistema de generación eléctrica se justifica en un periodo de 33 meses y un sistema por motores de combustión interna en un periodo de 39 meses después de haber sido implementados.

FIGURA 5.2 COMPARACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN DE MOTORES ELÉCTRICOS Y PRECIO EN DÓLARES POR INCREMENTO DE BARRILES

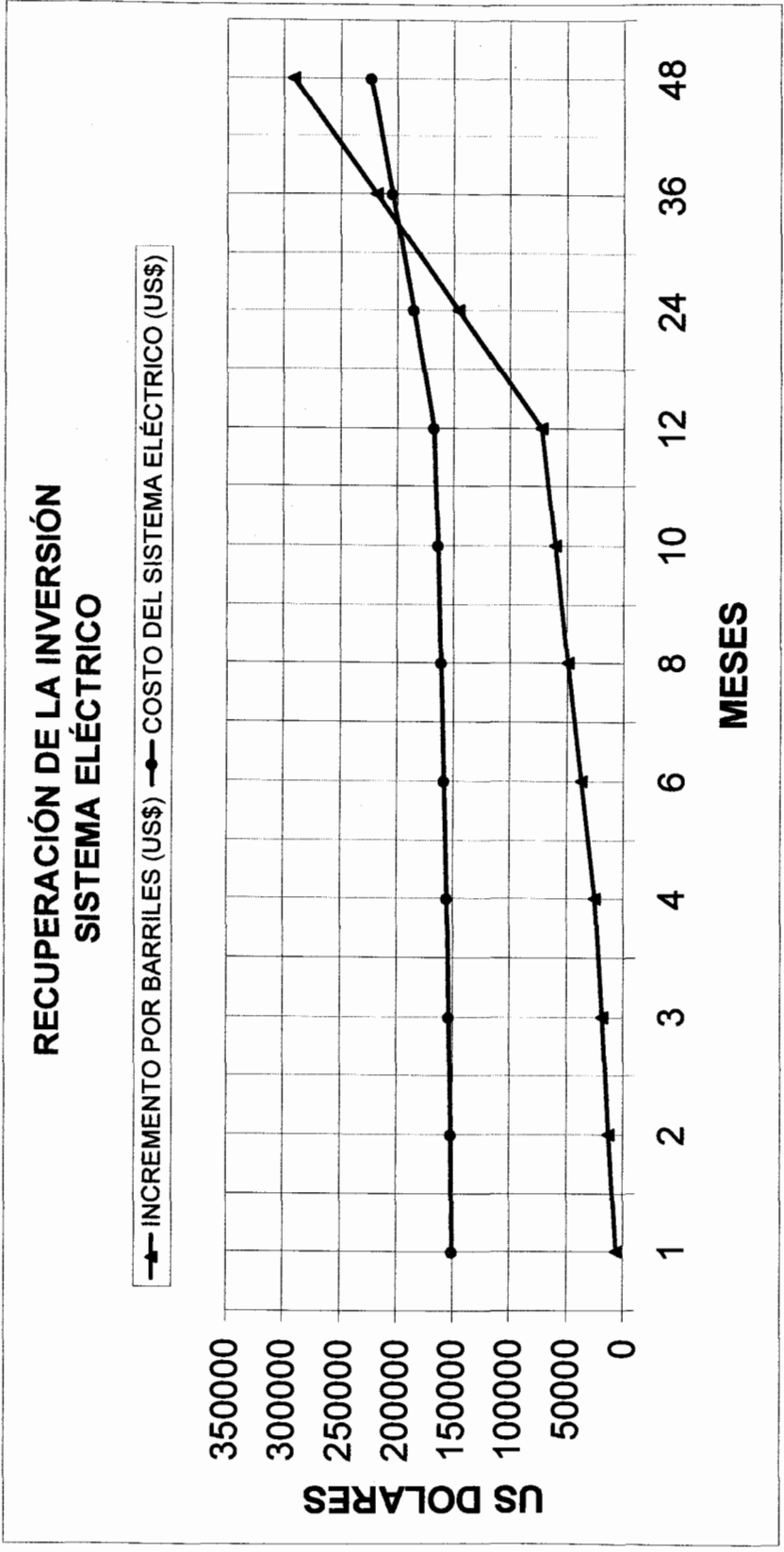
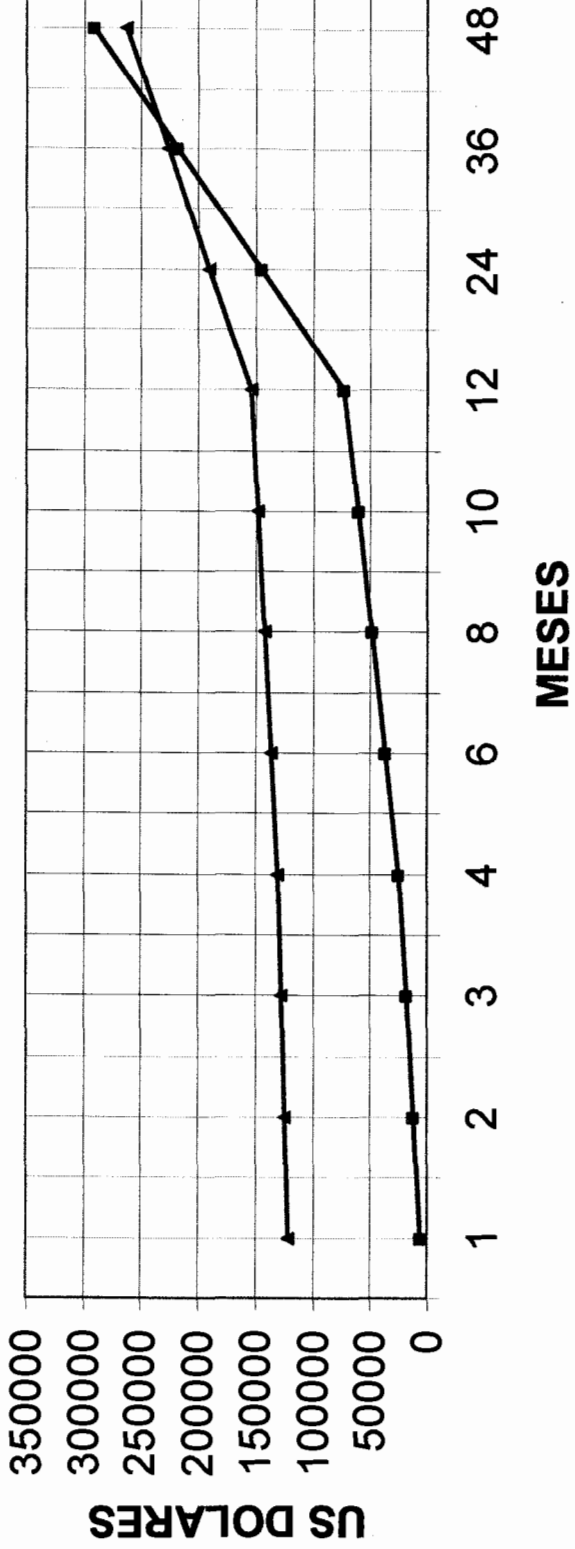


FIGURA 5.3 COMPARACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN DE MOTORES A GAS ARROW Y

PRECIO EN DÓLARES POR INCREMENTO DE BARRILES

RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN MOTORES ARROW

■ INCREMENTO POR BARRILES (US\$) ▲ COSTO DE MOTORES ARROW C-46 (US\$)



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El análisis cromatográfico establece que el gas producido de la Zona Sur del Campo Pacoa es considerado como gas seco por su bajo contenido de hidrocarburos licuables y un alto porcentaje de Metano en el orden del 70.66%.
2. Los porcentajes de Propano, Iso-Butano, N-Butano, Pentano en el gas de la Zona Sur no afectan el rendimiento del grupo electrógeno (generador) por sus bajos valores de 4.08%, 2.47%, 3.22%, 0.51% respectivamente.
3. El contenido de contaminantes (Nitrógeno, Dióxido de Carbono) del gas de la Zona Sur no presenta inconvenientes en el transporte y en la generación de energía eléctrica.
4. El poder calorífico del gas de la Zona Sur es de 1016.45 BTU/PCN, el cual está justamente dentro de los parámetros de diseño de los motores ya que estos son diseñados para quemar gas metano cuyo poder calorífico es de 900 BTU / PCN.

5. Las propiedades del gas de la Zona Sur son: $\gamma = 0.7719$, $sTc|_{CORR} = 376.337$ °R, $sPc|_{CORR} = 655.334$ psia, GPM = 3.12 GAL / PCN.
6. En la Zona Sur del Campo Pacoa el gas que llega a la Estación Sur es de baja presión 4 psig y 100 °F, bajo estas consideraciones el sistema de generación seleccionado opera normalmente ya que sus rangos de operación son de 1.5 a 8 psig.
7. La línea de gas de la Zona Sur fue dividida en cuatro tramos que en base a la ecuación de Weymouth se obtuvieron diámetros variables de 0.6 a 1.4 pulg., los cuales se estandarizaron a diámetros internos de 1 pulg. y espesor de 0.133 pulg., API 5L.
8. Se determinó que la potencia eléctrica requerida por la Zona Sur es de 29.83 kW, el flujo de gas se estima en 21000 PCN / D que proporciona una potencia eléctrica de 79.28 kW cubriendo así la demanda de la Zona Sur.
9. Los análisis económicos demuestran que en 21 meses el sistema con motores eléctricos es más rentable que el sistema con motores a gas, debido a gastos operacionales.

10. La inversión para la adquisición e instalación del sistema con motores eléctricos, tiene un tiempo de recuperación de 33 meses, mientras que el sistema con motores a gas su tiempo de recuperación será de 39 meses.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que el tendido del gasoducto seguir vaya paralelo a la línea de producción de crudo para facilitar las operaciones de mantenimiento y reparaciones del gasoducto.
2. En caso de querer enlazar un nuevo tramo a la línea principal del gasoducto se recomienda seguir con el procedimiento trabajado para la selección de la ruta, en base a la ecuación de Weymouth.
3. Se deberá realizar trabajos de mantenimiento para los motores eléctricos cada seis meses por cambio de rodamientos, carbones y engrase de armadura, por encontrarse en ambiente salobre. Los motores eléctricos a pesar de no requerir rebobinado se recomienda realizarlo cada 17520 horas.
4. Para el funcionamiento óptimo del grupo electrógeno, los cambios de aceite deberán realizarse cada 2100 horas, teniendo como servicio planificado y overhaul cada 4000 y 22000 horas respectivamente.
5. Realizar al generador chequeos continuos para evitar baja presión de aceite, alta temperatura, mala lubricación.

6. A pesar que el grupo electrógeno esta climatizado para ambiente salino este deberá estar provisto de la protección adecuada para minimizar problemas posteriores.
7. Es importante tener un buen control en el voltaje en el generador a los transformadores para evitar variaciones de voltaje en los motores eléctricos de las unidades de bombeo mecánico en caso de ser implementado.
8. Los trabajos de reacondicionamiento a realizarse en el 2005 muestran un incremento en la producción, se recomienda entonces continuar con dichos trabajos para poder garantizar un alto volumen de gas.
9. De acuerdo con el análisis comparativo entre el sistema con motores eléctricos y motores a gas se recomienda implementar el sistema con motores eléctricos por su bajo costo de mantenimiento.
10. Para evitar el paso de líquidos que pueda contener el gas, al generador, es recomendable la implementación de un scrubber.

11. El sistema de generación eléctrica puede garantizar la alimentación de los 8 motores y además puede alimentar a los pozos vecinos o en su defecto ser utilizado en el campamento de la compañía Canada Grande Ltd.

ANEXO A

PUMPING UNIT SIZE RATING (Specification for Pumping Units RP 11E)

Pumping unit size	reducer rating, in-lb	Structure capacity, lb	Max. Stroke length, in.
6,4-32-16	6400	3200	16
6,4-21-24	6400	2100	24
10-32-24	10000	3200	24
10-40-20	10000	4000	20
16-27-30	16000	2700	30
16-53-30	16000	5300	30
25-53-30	25000	5300	30
25-56-36	25000	5600	36
25-67-36	25000	6700	36
40-89-36	40000	8900	36
40-76-42	40000	7600	42
40-89-42	40000	8900	42
40-76-48	40000	7600	48
57-76-42	57000	7600	42
57-89-42	57000	8900	42
57-95-48	57000	9500	48
57-109-48	57000	10900	48
57-76-54	57000	7600	54
80-109-48	80000	10900	48
80-133-48	80000	13300	48
80-119-54	80000	11900	54
80-133-54	80000	13300	54
80-119-64	80000	11900	64
114-133-54	114000	13300	54
114-143-64	114000	14300	64
114-173-64	114000	17300	64
114-143-74	114000	14300	74
160-173-64	160000	17300	64
160-143-74	160000	14300	74
160-173-74	160000	17300	74
160-200-74	160000	20000	74
228-173-74	228000	17300	74
228-200-74	228000	20000	74
228-213-86	228000	21300	86
228-246-86	228000	24300	86

ANEXO B

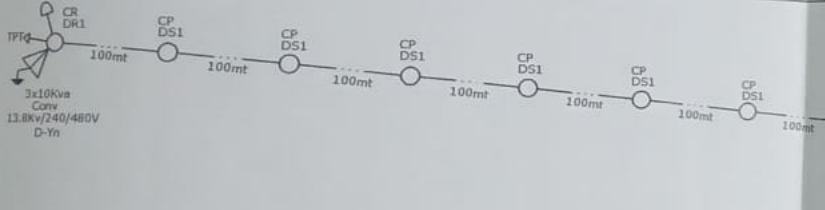
ESPECIFICACIONES API 5L PARA TUBERÍAS DE ACERO

Diámetro Nominal <i>Pulg</i>	Diámetro Externo <i>pulg</i>	Peso <i>lb / pie</i>	Espesor de la Pared <i>pulg</i>	Diámetro Interno <i>pulg</i>	Prueba de Presión <i>lpc</i>	
					Grado A <i>lpc</i>	Grado B <i>lpc</i>
1/8	0.405	0.24	0.068 std	0.269	700	700
		0.31	0.095 Xstg	0.215	850	850
¼	0.540	0.42	0.088 std	0.364	700	700
		0.54	0.199 Xstg	0.302	850	850
3/8	0.675	0.57	0.091 std	0.493	700	700
		0.74	0.126 Xstg	0.423	850	850
½	0.840	0.85	0.109 std	0.622	700	700
		1.09	0.147 Xstg	0.546	850	850
		1.71	0.294 XXstg	0.252	1000	1000
¾	1.050	1.31	0.133 std	0.824	700	700
		1.47	0.147 Xstg	0.742	850	850
		2.44	0.294 XXstg	0.434	1000	1000
1	1.315	1.68	0.133 std	1.049	700	700
		2.17	0.179 Xstg	0.957	850	850
		3.66	0.358 XXstg	0.599	1000	1000
1 ¼	1.660	2.27	0.140 std	1.380	1200	1200
		3.00	0.191Xstg	1.278	1800	1800
		5.21	0.382 XXstg	0.896	2200	2300
1 ½	1.900	2.72	0.145 std	1.610	1200	1300
		3.63	0.200 Xstg	1.500	1800	1900
		6.41	0.400 XXstg	1.100	2200	2300
2	2.375	3.65	0.154 std	2.067	1200	1300
		5.02	0.218 Xstg	1.939	1800	1900
		9.03	0.436 XXstg	1.503	2200	2300

SIMBOLOGIA

○	POSTE H.A.11mX350Kg
●	POSTE H.A.9mX350Kg
▷	BANCO DE TRANSFORMADORES
↘	PUESTA A TIERRA
←	TENSOR A TIERRA
⊕	LUMINARIA 150W-Na
---	LINEA TRIFASICA ACSR#4
—	RED BAJA TENSION ACSR#4
⊗	SECCIONADOR PORTA FUSIBLE

PACOA-1



PACOA-22



PACOA-1



PACOA-10



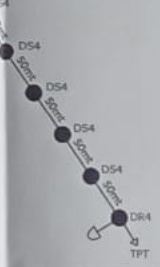
PACOA-43



PACOA-9



PACOA-41



PACOA-5



PROYECTO:		DISEÑO ELECTRICO CAMPO PETROLERO PACOA	
FECHA:		NOVIEMBRE 2004	
ESCALA:	PLANO:	E 1/1	
DISEÑADO POR: CASTELLANOS GUERRA PAUL REVISADO POR: GUGENIO GONZALEZ SEGUNDO			

ANEXO D

DISEÑO DE SCRUBBER PARA LA SEPARACIÓN DE SÓLIDOS Y LIQUIDOS DEL GAS ASOCIADO DEL CAMPO PACOA.

En el campo petrolero el sistema de separación esta relacionado con la producción de petróleo. La fase de separación son agua, aceite y gas.

FIGURA I

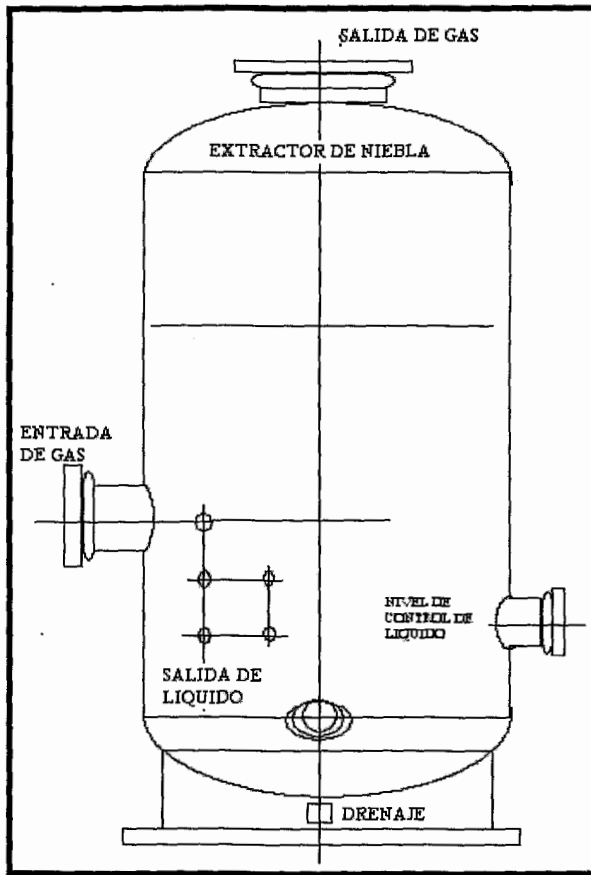


DIAGRAMA DE UN "SCRUBBER"

Para la separación del gas, los equipos disponibles son diversos pero el más recomendable es el "scrubber", por su alta separación de líquido del gas y su configuración vertical debido a su gran facilidad para manejar material sólido.

Se presenta ecuaciones fundamentales para el diseño del scrubber, suponiendo que se van a separar partículas de líquido con un diámetro de 100 micrones. Campbell, recomienda utilizar el 25% de resistencia a la tensión común para efecto de determinar "S" y una eficiencia de 0.85 para juntas con doble soldadura. Para presiones que no excedan los 3000 psig, normalmente debe añadirse 1/8 o 1/16 de pulgada al espesor de las paredes del "scrubber" como un valor de corrosión permisible.

Un diámetro más grande que el cálculo por la ecuación 1, puede ser aceptado siempre y cuando satisfaga también la ecuación 2. 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.

ECUACIONES FUNDAMENTALES PARA EL DISEÑO DEL "SCRUBBER"

Capacidad de Gas:

$$d_s = 22.45 \sqrt{\frac{(Q_g)(T_{os})(Z)(K)}{P_{os}}} \quad \text{EC.(1)}$$

Tal:

d_s : Diámetro interno del "scrubber" pulg.

Q_g : Tasa de flujo de gas; MMSCFPD.

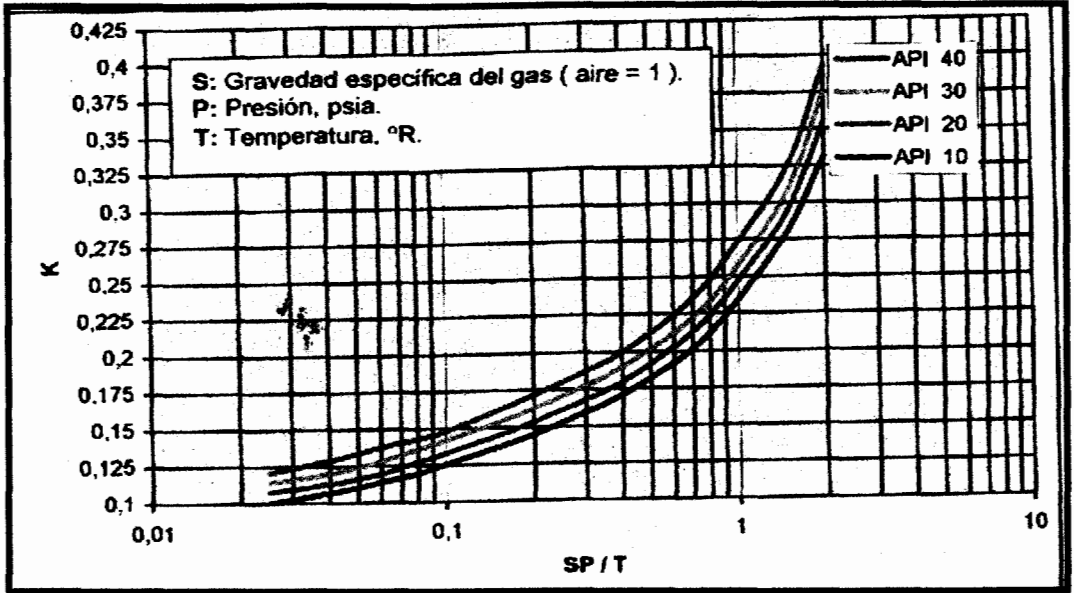
T_{os} : Temperatura de operación del "scrubber"; °R

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

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

K : Constante, para partículas de 100 micras de diámetro.

Tabla I



CONSTANTE K PARA PARTICULAS DE 100 MICRAS.

$$Q_L = \frac{(GPM)(Q_g)}{42} \quad \text{EC.(2)}$$

QL: Tasa de flujo de líquido; BPD

GPM: Contenido de Líquido; gal/MSCF

Qg : Tasa de flujo de gas ; MSCFPD.

Capacidad de Líquido:

$$h = \frac{8.33(t_{RL})(Q_L)}{ds^2} \quad \text{EC.(3)}$$

Tal:

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

TRL: Tiempo de retención de líquido (tabla B); min.

QL: Tasa de flujo de líquido; BPD

ds: Diámetro interno del "scrubber"; pulg.

TABLA II

TIEMPO DE RETENCIÓN DE LÍQUIDO EN EL “SCRUBBER”

GRAVEDAD DEL PETROLEO (°API)	TIEMPO DE RETENCIÓN, t _{RL} (min.)
Mayor a 35	1
20 - 25	1 - 2
Menor a 20	2 - 5

Longitud de Costura a Costura:

$$L_{CC} = \frac{h + ds + 40}{12} \quad \text{EC.(4)}$$

Tal:

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

h: Altura del volumen de líquido; pulg.

ds: Diámetro interno del “scrubber”; pulg.

Espesor de las Paredes del “Scrubber”

$$t = \frac{P_{ds} \left(\frac{ds}{2} \right)}{(S)(E) - 0.6(P_{ds})} + Cc \quad \text{EC.(5)}$$

Tal:

t: Espesor de las paredes del “scrubber”, pulg

ds: Diámetro esfuerzo disponible en el material ; psi.

S: Máximo esfuerzo disponible en el material; psi.

E: Eficiencia de la junta.

Cc: Factor de daño por corrosión; pulg.

P_{ds}: presión de diseño del “scrubber”: psi.

Mínimo 1.2 veces la presión de operación.

Cálculos para determinar las dimensiones del "Scrubber":

$$Q_g = 0.021 \text{ MM SCFPD}$$

$$T_{os} = 520 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$P_{os} = 18.7 \text{ psia}$$

$$Z = 0.99$$

Petróleo: 39 °API

$$\gamma_g P / T = (0.7719)(18.7) / 520 = 0.028$$

$$K = 0.125$$

$$d_s = 22.45 \sqrt{\frac{(0.021)(520)(0.99)(0.125)}{18.7}} = \mathbf{6.04 \text{ pulg.}}$$

$$Q_L = (3.21)(21.0) / (42) = \mathbf{1.61 \text{ BPD}}$$

t_{RL} = 1 min.

$$h = \frac{8.33(1)(1.61)}{(6.04)^2} = \mathbf{0.37 \text{ pulg}}$$

$$L_{cc} = \frac{0.37 + 6.04 + 40}{12} = \mathbf{3.87 \text{ ft}}$$

$$S = (0.25)(3000) = 750 \text{ psi}$$

$$E = 0.85$$

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

$$P_{ds} = 25 \text{ psi}$$

$$t = \frac{(25)\left(\frac{6.04}{2}\right)}{(750)(0.85) - 0.6(25)} + \frac{1}{16} = \mathbf{0.2 \text{ pulg.}}$$

Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento, MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

COSTOS MOTORES ARROW C-46	MESES											
	0	1	2	3	4	6	8	10	12	24	36	48
COSTO DE INVERSIÓN US\$	117815											
COSTO DE MANTENIMIENTO MOTOR ARROW		3000	6000	9000	12000	18000	24000	30000	36000	72000	108000	144000
COSTO TOTAL + INVERSIÓN INICIAL (US \$)	117815	120815	123815	126815	129815	135815	141815	147815	153815	189815	225815	261815

COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE MOTORES ELÉCTRICOS Y MOTORES ARROW C-46

MESES	0	1	2	3	4	6	8	10	12	24	36	48
	COSTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (US\$)	148282	149822	151362	152902	154442	157522	160602	163682	166762	185242	203722
COSTO DE MOTORES ARROW C-46 (US\$)	117815	120815	123815	126815	129815	135815	141815	147815	153815	189815	225815	261815

COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN DE MOTORES ELÉCTRICOS Y PRECIO EN DÓLARES POR INCREMENTO DE BARRILES

MESES	0	1	2	3	4	6	8	10	12	24	36	48
INCREMENTO POR BARRILES (US\$)												
	201,72	6051,6	12103	18155	24206	36310	48413	60516	72619	145238	217858	290477
COSTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (US\$)	148282	149822	151362	152902	154442	157522	160602	163682	166762	185242	203722	222202

COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN DE MOTORES A GAS ARROW Y PRECIO EN DÓLARES POR INCREMENTO DE BARRILES

MESES	0	1	2	3	4	6	8	10	12	24	36	48
INCREMENTO POR BARRILES (US\$)												
	201,72	6051,6	12103	18155	24206	36310	48413	60516	72619	145238	217858	290477
COSTO DE MOT. ARROW C-46 (US\$)	117815	120815	123815	126815	129815	135815	141815	147815	153815	189815	225815	261815

BIBLIOGRAFIA

1. ARAUJO BOLIVAR, Diseño de un Gasoducto (Tesis, Programa de Post grado en Ingeniería de gas Natural, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1984).
2. BROWN KERMIT, The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 2 Pennwell Book, Tulsa – Oklahoma, 1984.
3. CAMPBELL JOHN, Gas Conditioning and Processing, Volume 1, Campbell Petroleum series, Seventh Edition, USA, July 1992.
4. CANADA GRANDE LTD, Informe Técnico del Campo Pacoa, Ecuador, Marzo 2000.
5. Dr R. N. MADDOX, Gas and Liquid Sweetening, Campbell Petroleum series, USA, April 1977.
6. EDWARDS F. OBERT, Motores de Combustión Interna, Primera Edición, 1996.

7. FABIAN GONZALO MIÑO ORBE, Evaluación del Comportamiento Optimo de Separadores (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencia de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1984).
8. IKOKU, Natural Gas and Production Engineering, John Wiley and Sons Inc, USA 1984.
9. KATZ, CORNELL, KOBAYASHI, POETTMANN, VARY, ELENBAAS, WEINAUG, Handbook of Natural gas Engineering, McGraw-Hill Book company, New York, 1959.
10. M. DALE BEGGS, Gas Production Operations OGCI Publications, Tussa, 1984.
11. Motores de Combustión Interna, ESPOL, Guayaquil 1982.
12. PAZMIÑO JORGE, Sistema Para Diseñar Instalaciones Superficiales de Producción, Tomo II, Primera Edición 1993.
13. RAFAEL Rodríguez Zambrano, Optimización del Bombeo Mecánico del Campo Tigre (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencia de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2000).

14. RAMIRO PEREZ PALACIO, Ingeniería de yacimiento de Petróleo, universidad de Zulia, Maracaibo-Venezuela, 1964.
15. ROMMEL JAVIER ALVARADO TORRES, Captación de gas del campo guanta y su Utilización como Combustible para las Turbinas “Rustón” de lago Agrio”,(Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencia de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2002).
16. SYED A. NASAR, Electric Energy Systems, Prentice Hall New Jersey, 1996.
17. THOMAS C. FRICK, R. WILLIAN TAYLOR, Mathematics and Production Equipment Volume I, Society of Petroleum Engineers Dallas, Texas 1962.
18. TYLER HICKS, Manual de Cálculo para los Ingenieros, Tomo 2, McGraw-Hill, México 1998.