



**ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
ESPECIALIZACION PETROLEOS**

**“ANALISIS DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE
GAS LIFT EN EL CAMPO ANCON”
CAMPOS PETROLEROS
Ing: “GUSTAVO GALINDO V.”**

**TESIS DE GRADO
Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO DE PETROLEO**

Presentada por:

**VICTOR BOLIVAR GUAÑO AREVALO
Y
JAVIER ANDRES MONTEZUMA CARRIEL**

**GUAYAQUIL - ECUADOR
2001**

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi agradecimiento a Dios quien me permite contemplar un nuevo amanecer con salud y felicidad.

A mi madre María Piedad Arévalo por su gran apoyo económico y espiritual, a mi Padre, a mis Hermanos Pedro, Jaime; Héctor y Clara, A Miguel Angel y a Leonardo.

Agradezco también a una mujer especial.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) y a la Compañía General de Combustibles (CGC) miembros del Consorcio ESPOL-CGC quienes al auspiciar el desarrollo de Tesis han hecho posible elaborar el presente trabajo.

Al ingeniero Walter Icaza por su ayuda desinteresada durante el desarrollo del presente estudio.

Al ingeniero Ricardo Gallegos, Director de Tesis, por sus consejos y enseñanzas.



DEDICATORIA

A mi querida madre quien, con su apoyo y amor, ha sabido guiarme por el camino del bien y del éxito.

A mis hermanos que de alguna manera fueron ejemplo en el desarrollo de mi vida y que siempre estuvieron prestos a brindarme el consejo más sincero y sabio.

A Miguel y Leonardo

À Pedro Arévalo mi hermano de toda la vida.

A la mujer que transformo mi vida JMBM

A mis parientes y a mis amigos.

AGRADECIMIENTO

A mis padres que me apoyaron en todo momento hasta los últimos días de sus vidas, a mis hermanos y al Sr. Luis E. Montezuma, por brindarme su apoyo moral, material, comprensión y consejo en los momentos difíciles.

Agradezco a la Compañía General de Combustibles (CGC), a su personal en general y especialmente al Ing. Walter Yeaza Olvera por haber sabido compartir sus más caras experiencias profesionales en la realización de este trabajo.

A la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL, por los conocimientos impartidos, al Ing. Luis Albán, por su ayuda desinteresada durante el desarrollo del presente trabajo y al ingeniero Ricardo Gallegos, Director de Tesis, por sus consejos y enseñanzas.

DEDICATORIA

A mis queridos y bien recordados padres, Hector Montezuma y Angela Carriel, quienes supieron impartirme los preceptos morales y la disciplina para forjarme como hombre de bien.

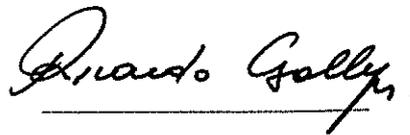
A Dios por ser el amigo incondicional, prestó a escuchar en todo momento.

A mis hermanos, Alberto, Alba, Rosa, Humberto, Jeaneth y Camilo Montezuma Carriel, quienes han sido mi soporte y motivo de inspiración para salir triunfante en la mas difíciles pruebas que impone la vida.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Edison Navarrete C
DECANO DE LA FICT



Ing. Ricardo Gallegos O.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Luis Alban.
VOCAL



Ing. Walter Icaza O.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

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

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



VICTOR BOLIVAR GUAÑO AREVALO



JAVIER ANDRES MONTEZUMA CARRIEL

RESUMEN

Se presenta la tesis “Análisis de las Facilidades de Superficie de Gas Lift en el Campo Ancón”, cuyo objetivo es realizar un estudio de las facilidades de superficie del sistema de gas lift en el campo Ancón y plantear soluciones a los diferentes problemas que presenta, en función de las prioridades de la empresa.

Para realizar este estudio se procedió a la inspección y toma de datos de todas las facilidades de superficie del sistema existentes en el campo, como son: líneas de gas de alta, líneas de gas de media, líneas de gas de baja, unidades de compresión, planta de gasolina, válvulas y accesorios.

En el análisis técnico de las facilidades de superficie, se aplicaron los conocimientos básicos de flujo de fluidos en tuberías, los criterios para el diseño y rediseño de facilidades de superficie utilizando la ecuación de Weymouth, el Sistema de Posicionamiento Global (G.P.S), el programa Auto-CAD 14, y cartografía básica del Instituto Geográfico Militar (I.G.M).

Aplicando las soluciones técnicas planteadas en éste trabajo se va a mejorar la eficiencia de operación del sistema, se minimizaran las perdidas de gas por fugas, se facilitaran las operaciones de control y mantenimiento y de tendrá un incremento en la producción de gasolina natural.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	VIII
SIMBOLOGÍA.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
ÍNDICE DE MAPAS.....	XIV
INTRODUCCIÓN.....	1
I. CONSIDERACIONES TEORICAS.....	3
1.1. Introducción.....	4
1.2. Sistemas de levantamiento artificial.....	6
1.3. Bombeo neumático continuo.....	6
1.4. Bombeo neumático intermitente.....	7
1.5. Características de las válvulas de bombeo neumático.....	9
1.6. Mecanismo de las válvulas subsuperficiales de bombeo neumático.....	9
1.7. Clasificación de las válvulas de bombeo neumático.....	10
1.8. Clasificación de las instalaciones de bombeo neumático.....	14

1.8.1. Instalación abierta.....	14
1.8.2. Instalación semi-cerrada.....	15
1.8.3. Instalación cerrada.....	15
1.8.4. Instalación macarroni.....	16
1.9. Medida de la relación gas inyectado-petróleo para bombeo neumático intermitente.....	16
1.9.1. Procedimiento para obtener el IGOR en el campo.....	17
1.10. Medidas básicas de flujo.....	21
1.10.1. Unidades de medida.....	22
1.10.2. Valor de medición exacta.....	22
1.10.3. Componentes y calidad del gas.....	23
1.10.4. Tipos de medidores de flujo de gas.....	24
1.10.5. Medidor de orificio.....	25
1.10.6. Cálculos volumétricos.....	25
1.10.7. Ecuación de flujo de gas – orificio.....	25
1.10.8. Cálculos en el campo.....	26
1.10.9. Procedimiento para calcular el caudal de flujo a través de un orificio.....	29
1.11. Propiedades físicas de los fluidos.....	29
1.11.1. Regímenes de flujo de fluidos en tuberías.....	31
1.12. Ecuación general para el balance de energía mecánica.....	33
1.13. Ecuación de flujo de fluidos.....	35

1.13.1. Ecuación de flujo de fluidos incompresibles.....	38
1.13.2. Flujo de fluidos compresibles.....	39
1.13.2.1. Ecuación Isotermal.....	40
1.13.2.2. Ecuación de Weymouth.....	43
1.13.2.3. Ecuación de Panhale.....	45
1.14. Selección de la tubería.....	46
1.15. Tuberías equivalentes.....	48
1.16. Distribución de flujo de fluidos en tuberías en serie y en paralelo.....	48
1.17. Red de tuberías.....	52
1.17.1. Red abierta.....	52
1.17.2. Red cerrada.....	53
1.18. Caídas de presión en válvulas y accesorios.....	55
1.18.1. Tipos de válvulas.....	55
1.18.2. Válvulas de bloqueo.....	56
1.18.3. Válvulas de estrangulamiento.....	56
1.18.4. Válvulas de retención.....	57
1.18.5. Válvulas de control o desahogo de presión.....	57
1.18.6. Accesorios.....	58
1.19. Ecuaciones para calcular las perdidas de presión en válvulas y accesorios.....	59
1.20. Sistema de compresores.....	65

1.20.1. Generalidades.....	65
1.20.2. Principios de operación.....	66
1.21. Consideraciones básicas para el diseño de un servicio de compresores de gases.....	66
1.21.1. Propiedades del gas para el diseño.....	67
1.22. Tipos de compresores.....	71
1.22.1. Compresores reciprocantes.....	71
1.22.2. Características de los compresores reciprocantes.....	73
 II. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	80
 III. DESCRIPCION DEL ESTADO PRESENTE DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	85
3.1. Condiciones actuales del bombeo neumático	86
3.2. Estado mecánico de las unidades de compresión.....	89
3.3. Tuberías.....	91
3.3.1. Líneas de alta presión.....	93
3.3.2. Líneas de media presión	94
3.3.3. Líneas de baja presión.....	95
3.4. Accesorios.....	95
3.5. Válvulas.....	98

3.6. Planta de gasolina.....	99
3.7. Trazado de líneas.....	101
IV. ESTUDIO, ANALISIS Y SOLUCIONES.....	103
4.1. Capacidad del sistema de compresión.....	104
4.2. Sistema de captación.....	104
4.3. Capacidad de la planta de gasolina.....	106
4.4. Balance de gas.....	107
4.4.1. Balance de gas por secciones.....	107
4.4.2. Balance general.....	110
4.5. Análisis del sistema de alta presión.....	111
4.6. Solución técnica propuesta.....	112
V. ANALISIS ECONOMICO DE LA PROPUESTA	115
5.1. Análisis económico de la propuesta técnica.....	116
5.1.1 Tiempo de recuperación de la inversión utilizando tubería nueva.....	117
5.1.2 Tiempo de recuperación de la inversión utilizando tubería usada.....	118

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 123

6.1. Conclusiones..... 124

6.2. Recomendaciones..... 128

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

ABREVIATURAS

API:	American Petroleum Institute.
BFPD:	Barriles de fluido por día.
Bls/día:	Barriles por día.
BN:	Bombeo neumático.
cp:	Centi-poise.
Ev:	Eficiencia volumétrica.
FC:SGYT:	Factor de corrección por gravedad y temperatura para el IGOR.
gal./día	Galones por día.
Gi:	Gas inyectado.
hw:	Presión diferencial.
IGOR:	Relación gas inyectado – petróleo.
IP:	Indice de productividad.
Lm:	Longitud en millas.
MMSCFD:	Millones de pies cúbicos estándar por día.
MSCFD:	Miles de pies cúbicos estándar por día.
Mw:	Peso molecular.
P:	Presión.
PD:	Presión de descarga.
Pf:	Presión estática.
PS:	Presión de succión.

Psi:	Libras por pulgada cuadrada (presión manométrica)
Psig:	Libras por pulgada cuadrada (presión absoluta)
Pv:	Presión de vapor.
rc:	Relación de presión crítica.
re:	Razón de compresión por etapas.
SCFD:	Pies cúbicos standard por día.
SG:	Gravedad específica.
T:	Temperatura.
TP:	Tubería de producción.
TR:	Tubería de revestimiento.

SIMBOLOGIA

ε :	Factor de rugosidad.
ΔP :	Caída de presión.
E:	Factor de eficiencia en tuberías.
γ :	Peso específico.
K:	Coefficiente de resistencia.
Cv:	Coefficiente de flujo para válvulas y accesorios.
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit.
$^{\circ}R$	Grados Rankine.
KM:	Coefficiente de ajuste de la válvula.
η_{is} :	Eficiencia de compresión isentrópica.
η_m :	Eficiencia mecánica.
C':	Coefficiente de orificio.
f :	Factor de fricción
ρ :	Densidad.
Z:	Factor de compresibilidad de gas.
μ :	Viscosidad.
Re:	Numero de Reynolds.

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Diagrama del sistema de gas lift.....	131
Figura 1.2. Elementos de una válvula de bombeo neumático.....	132
Figura 1.3. Válvula balanceada.....	133
Figura 1.4. Completación para gas lift intermitente con punto único de inyección.....	134
Figura 1.5. Completación para gas lift intermitente con punto múltiple de inyección.....	135
Figura 1.6. Instalación abierta	136
Figura 1.7. instalación semicerrada.....	136
Figura 1.8. Instalación cerrada.....	136
Figura 1.9. Instalación macarroni.....	137
Figura 1.10. Procedimiento esquemático para determinar el I.G.O.R	138
Figura 1.11. Gráfico para determinar el consumo de gas en choke de ¼ pulg.....	139
Figura 1.12. Gráfico para determinar el consumo de gas en choke de 3 1/16 pulg.....	140
Figura 1.13. Medidor de orificio (DANIEL).....	141
Figura 1.14. Carta registradora.....	142
Figura 1.15. Flujo laminar.....	143
Figura 1.16. Flujo transicional.....	143

Figura 1.17. Flujo turbulento.....	143
Figura 1.18. Ilustración del teorema de Bernoulli.....	
Figura 1.19. Gráfico para determinar el factor de fricción (f).....	144
Figura 1.20. Sistema de tuberías en serie.....	49
Figura 1.21. Sistema de tuberías en paralelo.....	50
Figura 1.22 Red abierta de tuberías.....	53
Figura 1.23. Red cerrada de tuberías.....	55
Figura 1.24. Tipos de válvulas.....	145
Figura 2.1. Mapa petrolero.....	
Figura 3.1. Completación actual de los pozos de gas lift en el campo Ancón.....	146
Figura 3.2. Diagrama esquemático del sistema de compresión.....	147

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Composición y calidad de gas del campo Ancón.....	147
Tabla 1.2. Valores de rugosidad en tuberías.....	37
Tabla 1.3. Valores de eficiencia de tuberías (E).....	46
Tabla 1.4. Coeficientes de resistencia para conectores de tuberías.....	64
Tabla 2.1. Producción por sistema de levantamiento en el campo Ancón.....	84
Tabla 3.1. Producción de petróleo y de gas por secciones.....	87
Tabla 3.2. Capacidad de operación de las torres de adsorción.....	89
Tabla 3.3. Compresores en operación.....	150
Tabla 3.4. Presión de operación de los compresores.....	151
Tabla 3.5. Eficiencia de operación de los compresores.....	152
Tabla 3.6. Características de las tuberías usadas en el campo Ancón.....	153
Tabla 3.7. Presión de operación en bridas.....	97
Tabla 4.1. Calidad del gas del campo Ancón.....	154
Tabla 4.2. Producción de gas de pozos por secciones (valores medidos).....	155
Tabla 4.3. Coeficiente básico de orificio.....	156
Tabla 4.15. Constante del integrador para diferentes escalas.....	109
Tabla 1.16. Balance general de gas.....	
Tabla 4.17. Consumo teórico de los pozos de gas lift.....	157
Tabla 4.18. Cálculos de rediseño de líneas de gas de alta presión.....	158

Tabla 4.19. Cálculos de rediseño para líneas de gas de media presión.....	158
Tabla 4.20. Cálculos de rediseño para líneas de gas de baja presión.....	158
Tabla 5.1. Gastos de mano de obra y transporte.....	119
Tabla 5.2. Materiales y costos.....	119
Tabla 5.3. Tiempo de duración del proyecto.....	120
Tabla 5.4. Costo del proyecto con tubería nueva y con tubería usada.....	120
Tabla 5.5. Cálculo de la T.I.R y el tiempo de recuperación de la inversión utilizando tubería nueva.....	121
Tabla 5.6. Cálculo de la T.I.R y el tiempo de recuperación de la inversión utilizando tubería usada.....	122

INDICE DE MAPAS

- Mapa 1.** Ubicación de líneas de gas de alta presión.....
- Mapa 2.** Ubicación de líneas de gas de media presión.....
- Mapa 3.** Ubicación de líneas de gas de baja presión.....
- Mapa 4.** Mapa de rediseño de líneas de alta presión.....
- Mapa 5.** Mapa esquemático del sistema de gas lift en el campo Ancón.....
- Mapa 6.** Mapa de ubicación de líneas de aceite absorbedor.....

INTRODUCCION

El sistema de bombeo neumático actualmente aporta con el 23 % de la producción total de petróleo en los Campos Petroleros “Ing. Gustavo Galindo V.” (Bloque 2), ubicado en la Península de Santa Elena, que opera la Compañía general de Combustibles (C.G.C) desde Junio de 1996 en consorcio con la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL).

El sistema de producción por bombeo neumático o gas lift se inicio por el año de 1945 y se fue incrementando hasta el año 1965 en el que alcanzo su máximo con 707 y una producción de 6613 bppd y 15000 MSCFD de gas circulado, luego los pozos bajo este sistema se fueron sacando de producción o cambiando de sistema a otros tales como swab, bombeo mecánico. Al presente 180 pozos producen bajo este sistema con un aporte a la producción de 280 bppd y 2900 MSCFD de gas circulado, lo que ha ocasionado que el sistema de gas lift quede sobredimensionado.

El objetivo de este proyecto es buscar la solución a este problema para tratar de optimizar la distribución de presión en el sistema, así como elaborar mapas de ubicación exacta correspondientes a los tendidos de líneas que forman parte de las facilidades de gas lift, tales como líneas de alta presión, de gas domestico, líneas de baja presión y líneas de aceite. Estos mapas serán fundamentales para el

cumplimiento de nuestro objetivo. Además se realizará una breve revisión del estado actual de operación de los compresores.

En la primera fase de este trabajo que corresponde a la toma de datos en el campo, se realiza una inspección de todas las líneas e instalaciones, toma de presiones en los puntos críticos utilizando manómetros, las medidas de los flujos de gas utilizando los medidores de flujo (Bartom), y la toma de coordenadas de ubicación de las líneas utilizando el G.P.S.

En la segunda fase del proyecto se realiza la elaboración de los mapas utilizando el programa AutoCAD-14 y cartografía básica del I.G.M, el análisis global del sistema actual, el estado en que se encuentran las facilidades de gas lift en superficie, el estado mecánico de las unidades de compresión así como de la planta de gasolina natural que es parte fundamental del sistema de compresión. Se analiza cuantitativamente las capacidades del sistema, se realiza un balance de consumo de gas y un análisis de presiones en el sistema de alta presión, el cual implica la aplicación de ecuaciones fundamentales de ingeniería detalladas en el capítulo 1.

Finalmente utilizando la ecuación de Weymouth se realiza un rediseño para las líneas de alta presión tomando en consideración las presiones estáticas y de inyección necesarias para la operación de los pozos implicados en el mismo.

CAPITULO I

CONSIDERACIONES TEORICAS

1.1. INTRODUCCION

El método más común para transportar fluidos de un punto a otro es impulsarlo a través de un sistema de tuberías. Las tuberías de sección circular son las más frecuentes, ya que esta forma ofrece no sólo mayor resistencia estructural sino también mayor sección transversal para el mismo perímetro exterior que cualquier otra forma.

El manejo de los fluidos en superficie provenientes de un yacimiento de petróleo o gas, requieren de la aplicación de conceptos básicos relacionado con el flujo de fluidos en tuberías en sistemas sencillos y en red de tuberías, el uso de válvulas accesorios y las técnicas necesarias para diseñar y especificar equipos utilizados en operaciones de superficie.

Los fluidos de un yacimiento de petróleo son transportados a los separadores, donde se separan las fases líquidas y gaseosas. El gas debe ser comprimido y tratado para su uso posterior y el líquido formado por petróleo agua y emulsiones debe ser tratado para remover el agua y luego ser bombeado para transportarlo a su destino.

El propósito de este capítulo es proporcionar los conceptos básicos para el entendimiento del sistema de gas lift utilizado en el campo Ancón, así como para el diseño y rediseño de las facilidades en superficie del sistema.

1.2 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT

También llamado sistema de bombeo neumático, es un método importante de levantamiento artificial que no necesita ningún tipo de bomba, consiste en inyectar gas natural dentro del pozo a una presión relativamente alta (en el campus Gustavo Galindo se inyecta a una presión de 430-490 Psi en superficie) al espacio anular, el cual pasa a la tubería de producción a través de válvulas colocadas en uno o mas puntos de inyección (Fig.1.1). Existen dos métodos de gas lift que son los siguientes:

1.3 BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

En este método se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción para airear o aligerar la columna de fluidos, hasta que la reducción de la presión de fondo permita una diferencial suficiente a través de la formación, causando que el pozo produzca al gasto deseado. Para realizar esto se usa una válvula en el punto de inyección mas profundo con la presión disponible del gas de inyección, junto con la válvula reguladora en la superficie. Este método se usa en pozos con alto índice de productividad ($IP > 0.5$ bl/dia/lb/pg²) y presión de fondo fluyendo relativamente

alta, (columna hidrostática del orden del 50% o más en relación con la profundidad del pozo).

En pozos de este tipo la producción de fluidos puede estar dentro de un rango de 200 a 20000 bl/día a través de tuberías de producción comunes. Si se explota por el espacio anular, es posible obtener aún más de 80000 bl/día. El diámetro interior de la TP (tubería de producción) rige la cantidad de flujo, siempre y cuando el índice de productividad del pozo, la presión de fondo fluyendo, el volumen y la presión del gas de inyección y las condiciones mecánicas sean ideales.

1.4 BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión, el gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos; este gas pasa posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la TP. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas, Sin embargo, debido al fenómeno de “resbalamiento” del líquido, que ocurre dentro de la tubería de producción, solo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en superficie, mientras que el resto cae al

fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continua aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

En el bombeo neumático intermitente el gas es inyectado a intervalos regulares, de tal manera que el ciclo es regulado para que coincida con la relación de fluidos que esta produciendo la formación hacia el pozo.

El bombeo neumático intermitente es usado en pozos las siguientes características:

Bajo índice de productividad, baja RGL de yacimiento, baja presión de yacimiento, bajas tasas de producción, pozos sin producción de arena, en pozos con baja presión de fondo, columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación a la profundidad. Las características de los yacimientos del campo Ancón cumplen con los requisitos necesarios para la aplicación del sistema de bombeo neumático intermitente.

1.5 CARACTERISTICAS DE LAS VALVULAS DE BOMBEO NEUMATICO

Al establecer el método de bombeo neumático (BN) se debe seleccionar el tipo de válvula subsuperficial, de acuerdo a las características propias del diseño de la instalación, ya que estas pueden operar en forma continua o intermitente.

1.6 MECANISMO DE LAS VALVULAS SUBSUPERFICIALES DE BN.

Los diversos fabricantes han categorizado a las válvulas de BN dependiendo de que tan sensible es una válvula a una determinada presión actuando en la TP o en la TR. Generalmente son clasificadas por el efecto que la presión tiene sobre la apertura de la válvula, esta sensibilidad esta determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada del gas.

Normalmente la presión a la que se expone una válvula la determina el área del asiento de dicha válvula. Los principales mecanismos de las válvulas para ambos casos, es decir, en la tubería de revestimiento y en la TP, son los mismos, y solo la nomenclatura cambia.

Las válvulas de BN operan de acuerdo a ciertos principios básicos, que son similares a los reguladores de presión.

Las partes que componen una válvula de BN (Fig. 1.2) son:

1. Cuerpo de la válvula (fuelle).
2. Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos)
3. Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule)
4. Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal)
5. Elemento medidor (orificio o asiento).

1.7 CLASIFICACION DE LAS VALVULAS DE BOMBEO NEUMATICO

Las válvulas de bombeo neumático se clasifican en:

a) Válvulas balanceadas.

Es la que no está influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o en la posición abierta (fig.1.3). Se observa que la presión de la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión (presión del domo). De acuerdo a esto la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.

b) Válvulas desbalanceadas.

Son aquellas que tienen un rango de presión limitado por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinada por las condiciones de trabajo del pozo; es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

Dentro de este grupo de válvulas tenemos las siguientes:

Válvula operada por presión del gas de inyección.- Generalmente se conoce como válvula de presión, esta válvula es del 50 al 100% sensible a la presión en la tubería de revestimiento en la posición cerrada y el 100% sensible en la posición de apertura. Se requiere un aumento en presión en el espacio anular para abrir y una reducción de presión en la tubería de revestimiento para cerrar la válvula.

Válvula reguladora de presión.- Es también llamada como válvula proporcional o válvula de flujo continuo. Las condiciones que imperan en esta son las mismas a las de la válvula de presión en la posición cerrada. Es decir, una vez que la válvula esta en la posición abierta es sensible a la presión en la TP, es lo que se requiere que se aumente la presión en el espacio anular para abrirla y una reducción de presión en la TP o en la TR para cerrar la válvula.

Válvula operada por fluidos de formación.- La válvula operada por fluidos de la formación es 50 a 100% sensible a la presión en la TP en la posición cerrada y 100% sensible a la presión en la TP en la posición abierta. Esta válvula requiere un incremento en la presión de la TP para abrir y una reducción en la presión de la TP para lograr el cierre de la válvula.

Válvula combinada.- También es llamada válvula de presión operada por fluidos y por presión del gas de inyección; en ésta se requiere un incremento en la presión del fluido para su apertura y una reducción de presión en el espacio anular para cerrarla.

Válvulas para bombeo neumático continuo.- Una válvula usada para flujo continuo debe ser sensible a la presión en la TP cuando esta en la posición de apertura, es decir, responderá proporcionalmente al incremento y decremento de la presión en la TP. Cuando la presión decrezca la válvula deberá empezar a regular el cierre, para disminuir el paso de gas. Cuando la presión en la tubería de producción se incrementa, la válvula debe regular la apertura en la cual se incrementa, el flujo de gas a través de la misma. Estas respuesta de la válvula mantienen estabilizada la presión en la TP o tienden a mantener una presión constante. Estas mismas características pueden ser determinadas en el caso de que se tuviera un regulador de presión o una válvula operada por fluidos.

Válvula para bombeo neumático intermitente.- Una instalación de BN intermitente puede llevarse a cabo con cualquier tipo de válvula de BN, solo que debe ser diseñada propiamente, de acuerdo a las características o condiciones de trabajo del pozo. Básicamente se tienen dos tipos de BN intermitente:

Uno es el de punto único de inyección, en este caso todo el gas necesario para subir el bache de petróleo a la superficie se inyecta a través de la válvula operante (Fig. 1.4).

El otro es el de punto múltiple de inyección. La Fig. 1.5 muestra la secuencia de los pasos para el punto múltiple de inyección. La operación de la válvula enseña en cada esquema la expansión del gas elevando consigo el bache de aceite a una válvula posterior localizada inmediatamente arriba. En este tipo se abre la válvula que se encuentra debajo del bache de petróleo y que se comporta como una válvula de operación.

Todas las válvulas que se tienen en la sarta de producción no necesitan estar abiertas en el tiempo que se aplica este tipo de bombeo. El número de válvulas abiertas va a depender del tipo de válvula usada, del diseño de BN, y en si de toda la configuración del bombeo neumático. Cualquiera de las válvulas vistas pueden ser usadas en este tipo de bombeo, pero diseñadas correctamente.

Existen otros tipos de válvulas de BN, tales como:

Válvula piloto.

Válvula de nitrógeno.

Válvula sensitiva a la presión de liquido.

1.8 CLASIFICACION DE LAS INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO

En general, el tipo de instalación esta condicionada por la decisión de hacer producir un pozo con bombeo neumático continuo o intermitente.

Las características del pozo, el tipo de completación, tal como agujero descubierto, así como la posible producción de arena y la conificación de agua y/o gas son condiciones de vital importancia que influyen en el diseño de una instalación.

Existen los siguientes tipos de instalaciones para BN:

1.8.1 Instalación abierta.

La tubería de producción se suspende en el pozo sin obturador. El gas se inyecta hacia abajo por el espacio anular casing / tubing y el fluido se produce a través del tubing. (Fig. 1.6)

No es muy recomendada para pozos de BN intermitente.

1.8.2 Instalación semi – cerrada.

Es idéntica a la instalación abierta, excepto que se agrega un obturador para establecer un sello entre el tubing y el casing. Fig. 1.7

Ofrece varias ventajas:

1. Una vez que el pozo se ha descargado, no hay camino por el cual el fluido pueda regresar al espacio anular de la TR, ya que todas las válvulas tienen un dispositivo de retención “ check”
2. Cualquier fluido dentro de la PT no puede abandonar la tubería de producción y pasar al espacio anular de la TR.
3. El obturador aísla a la TR de cualquier fluido proveniente del fondo de la TP.

Este tipo de instalación puede ser usado en BN intermitente.

1.8.3 Instalación cerrada.

Es similar a la instalación semi – cerrada excepto que en el tubing se coloca una válvula fija. Esta válvula evita que la presión del gas de inyección actúe contra la formación. Fig. 1.8

Este tipo de instalación es a menudo recomendada para BN intermitente.

1.84 Instalación macarroni.

Son instalaciones que se terminan con tubing de $2\frac{3}{8}$ ó $2\frac{7}{8}$ de pulgadas y dentro de ellas se corre tubería de 1 ó $1\frac{1}{2}$ respectivamente para producir el pozo por gas lift. Esta tubería de diámetros pequeños se denominan comúnmente macarroni.

Fig. 1.9.

Este tipo de instalaciones son las que se utilizan en el campo Ancón.

1.9 MEDIDA DE RELACION GAS INYECTADO-PETROLEO PARA BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE.

Uno de los criterios sobre eficiencia de las operaciones de gas lift es el mantenimiento de optima relación gas inyectado petróleo (IGOR) el cual es definido como el numero de pies cúbicos necesarios para levantar un barril 1000 pies de altura. Para operaciones de gas lift intermitente esto es calculado como sigue:

$$\text{IGOR} = \frac{(\text{Relación de flujo})(\text{periodo de inyección})(\text{ ciclos por día})}{(\text{BPD de fluido})(\text{ profundidad de elevación}/1000)} \quad \text{Ec.(1.1)}$$

donde:

Relación de flujo.- es el promedio introducido por gas (en SCF/minuto) al pozo durante el periodo de inyección.

Periodo de inyección.- es el tiempo en segundos o minutos mientras el gas fluye al pozo durante cada ciclo.

BPD de fluido.- es el promedio de producción diaria del pozo (petróleo y agua) producido bajo las mismas condiciones en que la prueba de IGOR fue realizada.

Profundidad de elevación.- es tomada usualmente como la profundidad de la válvula retenedora (standing valve).

1.9.1 PROCEDIMIENTO PARA OBTENER EL IGOR EN EL CAMPO.

El método para obtener el IGOR es el siguiente.

1. . Para medir el Medir el flujo de gas hacia el pozo flujo de gas es necesario usar el siguiente equipo:
 - 2 medidores de presión.
 - 1 cronometro.

- i Conecte un medidor de presión antes del choke (orificio) para medir la presión del gas en flujo ascendente “upstream pressure” (una posición recomendable es en el aparato intermitente de gas).
- ii Conecte el segundo medidor de presión en la cabeza del pozo después del choke (presión de flujo descendente “ downstream pressure”).
- iii Antes de la inyección de gas ambas presiones deben ser iguales.
- iv Lea la presión antes de que comience la inyección y luego cada 20 segundos en el medidor de presión de flujo descendente.

La fig. 1.10 ilustra el procedimiento a seguir.

Ejemplo.

Pozo ANC0120

Presión antes del choke 480 psig

Presión después del choke = 80 psig

Las presiones tomadas cada 20 segundos durante la inyección son las siguientes:

180-220-265-300-330-355-380-395-405-420-430-435-435 psig

Pinyección = 330 psig(presión promedio de flujo descendente)

2. Usando las medidas de presión de flujo descendente y presión de flujo ascendente es posible obtener la relación de flujo, usando uno de los siguientes gráficos.

Figura 1.11 – 3/ 16” chokes

Figura 1.12 – 1/4” chokes

Ejemplo:

Pozo ANC0120

Presión de flujo ascendente (presión estática en la línea) = 460 psig.

Presión promedio de flujo descendente (presión de inyección) = 330 psig.

Choke 1/4”

De la figura 1.12 la cantidad de gas introducida es 410 SCF/ minuto.

3. Los valores obtenidos de las figuras 1.11 ó 1.12 requieren correcciones de gravedad especifica y temperatura. En Ancón es suficiente asumir una gravedad especifica
4. Constante de (SG) 0.65 y corregir para la temperatura promedio que puede ser medida o estimada. La relación de flujo de gas es entonces corregida
5. Multiplicando por el siguiente factor:

$$FC.SGYT = \sqrt{\frac{060*520}{SG(460+T)}} \quad Ec. (2)$$

Ejemplo:

Pozo ANC0120

SG = 0.65 (valor estimado para el campo Ancón)

T = 75 °F. (valor estimado para la estación de verano)

FC(factor de corrección por SG y T) = 0.946

Entonces la relación de flujo corregida es:

$410 * 0.946 = 388.3$ SCF/minuto.

El **IGOR** puede ser calculado usando los siguientes factores:

Gas inyectado (Gi), MSCF

Periodo de inyección de gas (ti), segundos

Ciclos. Minutos

Ciclos por día

Producción de fluidos por día (BFD), bls

Profundidad de la válvula retenedora (standing valve) (Prof.st), pies (ft)

Ejemplo:

Pozo ANC0120

Datos:

$G_i = 388 \text{ SCF/minuto}$

$t_i = 280 \text{ segundos}$

Ciclos cada 60 minutos

Ciclos/día = 24

BFD = 2.5 bls

Prof. standing = 1600 ft.

Entonces aplicando la ecuación 1.1 tenemos:

$$\mathbf{IGOR} = (388 * 280 * 24 / 60) / (2.5 * 1600 / 1000)$$

$$\mathbf{IGOR} = 10.684 \text{ SCF/D}$$

1.10 MEDIDAS BASICAS DE FLUJO

En la industria petrolera la medida de flujos es de suma importancia ya que es la única manera de saber cual es el caudal de flujo que circula por una determinada línea de flujo.

Los fluidos se dividen básicamente en dos tipos: líquidos y gases. En el campo de la medición de caudal, al vapor de agua se le considera como un tercer tipo de fluido, por lo tanto nos referiremos a la medición de líquidos gases y vapor.

En el Campo Ancón es de suma importancia la medida de los flujos de gas de alta presión. Baja presión y domestico.

1.10.1 Unidades de medida.

En el sistema ingles de unidades que es el que se utiliza en el campo, los volúmenes de gas se miden en pies cúbicos estándar.

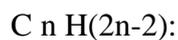
1.10.2 Valor de medición exacta.

Las exactitudes en la medición de caudal se expresan como un porcentaje por encima y por debajo del valor real. La mejor exactitud obtenible con un medidor de orificio oscila entre $\pm 0.5\%$ y $\pm 1\%$ de la escala total. Desde el punto de vista técnico, estas exactitudes solo pueden obtenerse observando rigurosamente las recomendaciones de instalación y operación enunciadas en las normas sobre la materia. En vista de la cuantiosa inversión de dinero que significa la medición de caudal, es importante que todo el personal involucrado en esta actividad este

consciente de utilizar los cuidados necesarios en la instalación, mantenimiento y operación diaria de los equipos para asegurar la mejor exactitud posible en la medición de caudal.

1.10.3 Composición y calidad del gas.

El átomo es la partícula más pequeña de la materia. Las combinaciones de átomos forman moléculas. Los hidrocarburos se forman por la combinación de átomos de carbono e hidrógeno. La molécula básica de los hidrocarburos es la del metano que tiene un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno. El etano que tiene dos átomos de carbono y seis de hidrogeno. En general los hidrocarburos se forman basándose en la siguiente formula:



Donde n es el número de átomos de carbono.

La tabla 1.1.muestra la composición del gas del campo Ancón.

La composición del gas es de vital importancia para determinar las propiedades físicas del flujo de gas, parámetros importantes en el diseño, rediseño y operación de las facilidades de superficie de gas lift, en nuestro caso.

1.10.4 Tipos de medidores de flujo de gas

Para medir gas existen varios tipos de medidores de caudal. Los factores mas importantes que afectan la selección del tipo de medidor a utilizar incluyen caudal de flujo, rango del caudal y calidad del gas. Los medidores se pueden clasificar según su principio de operación y subclasificar según el método de operación, de la siguiente manera:

A. Medidores por presión diferencial

1. Orificio
2. Venturi
3. Tobera
4. Tubo pitot y Annubar
5. Codo

B. Medidores de desplazamiento positivo.

1. Diafragma
2. Rotativos

C. Medidores de turbina.**D. Otro tipo de medidores.**

1. Vortex
2. Area variable (rotámetros)

1.10.5 Medidor de orificio (DANIEL)

El medidor de presión diferencial utilizado en el campo Ancón es el medidor de orificio. Consiste una placa metálica delgada y plana montada perpendicularmente al sentido de flujo dentro de una tubería. A la planta se le abre un orificio afilado que actuara con una restricción al flujo para crear una caída de presión. El gas al entrar por el orificio incrementa su velocidad creando una disminución de presión en ese punto. Al salir el gas del orificio o restricción este disminuye su velocidad incrementando la presión de nuevo. Sin embargo la presión no retorna a su valor anterior debido a cierta perdida permanente de presión (fricción) Fig 1.13.

1.10.6 Cálculos volumétricos

Los datos obtenidos en la instalación de un medidor de orificio se emplean para calcular el flujo a través del medidor mediante el uso de una formula relativamente

sencilla. La ecuación básica de flujo de gas combina los datos de presión diferencial a través del orificio y la presión estática junto con un coeficiente del orificio para determinar el caudal. El coeficiente del orificio contiene factores para el diámetro del orificio, las características del gas medido y las condiciones bases de un pie cúbico de gas.

1.10.7 Ecuación de flujo para gas-orificio.

La ecuación de flujo de gas con medidores de orificio es la siguiente:

$$Q = C' \sqrt{hw * Pf} \quad \text{Ec. (3)}$$

$$C' = Fb * Ftb * Fpb * Ftf * Fg * Fpv * Fr * Y * Fa * Fl * Fm \quad \text{Ec. (4)}$$

Esta ecuación puede ser dividida en dos partes importantes:

- a. Coeficiente de orificio (C')
- b. Extensión de presión dado por.

$$\sqrt{hw * Pf}$$

a) coeficiente de orificio

El coeficiente de orificio esta compuesto de varios factores utilizados para definir las características físicas de las instalaciones y de las propiedades de fluido. Algunos de estos factores son constantes para una instalación de medición en particular, mientras que otros son variables que requieren el uso de valores promedios.

Factores constantes

Los factores constantes son aquellos que aplican para un tipo de instalación en particular y no cambiaran a no ser que algo se cambie manualmente para alterar las características físicas de la instalación en medición. Los factores constantes son los siguientes:

- a. Factor de flujo básico del orificio.(**Fb**).
- b. Factor básico de temperatura (Ftb).
- c. Factor básico de presión (Fpb)
- d. Factor de ubicación del manómetro (Fl).

Factores variables

Los factores variables se consideran constantes durante cualquier periodo dado pero puede variar con cambios en las condiciones de flujo, por lo que se debe utilizar un valor promedio durante el periodo. Los factores variables son:

- a. Factor de gravedad especifica (**Fg**)
- b. Factor de temperatura fluyente (**Ftf**)
- c. Factor de supercompresibilidad (**Fpv**)
- d. Factor del numero de Reynolds (**Fr**)
- e. Factor de expansión (**Y**)
- f. Factor de manómetro (**Fm**)
- g. Factor de expansión térmica del plato (**Fa**)

b) Extensión de presión

Las dos variables medidas en un registrador de flujo de dos plumas son la presión diferencial y la presión estática. La presión diferencial es la caída de presión a través del orificio normalmente medida en términos de pulgadas de agua. La presión estática es la presión de la línea en unidades de presión absoluto (Psia). La

raíz cuadrada del producto de la presión diferencial y la presión estática se conoce como extensión de presión. Esta extensión puede ser calculada manualmente o a través de planímetros o integradores. La figura 1.14, muestra una carta registradora tomada de un punto de medida en el Campo Ancón.

En el campo Ancón se utiliza el integrador que es un dispositivo que en forma continua multiplica la presión diferencial estática instantánea y obtiene la raíz cuadrada de este producto.

1.10.8 Cálculos en el campo

Cuando se efectúan cálculos en el campo, varios de los factores de corrección menores pueden ser considerados iguales a uno. Estos factores son F_r , Y , F_l , F_m , y F_a .

1.10.9 Procedimiento para calcular el caudal de flujo a través de un orificio.

Para calcular los caudales de flujo a través de un orificio se debe seguir el siguiente procedimiento:

- a. Determinar el coeficiente de orificio. (Usando la Ec. 1.4)
- b. Determine el valor de la extensión de presión (usando el integrador y la Ec. 1.5)
- Para cartas lineales use:

$$\sqrt{hw * Pf} \quad \text{Ec. (1.5)}$$

- Para cartas L-10 (gráficas de raíz cuadrada) use: Ec. 1.6

$$M * h * P \quad \text{Ec. (1.6)}$$

$$M = 0.01 \sqrt{hw(\max) * Pf(\max)} \quad \text{Ec. (1.7)}$$

donde:

$hw(\max)$ = máximo rango de la presión diferencial

$Pf(\max)$ = máximo rango de la presión estática.

Cuando se emplean cartas L-10 el elemento de presión estática del registrador debe calibrarse en unidades absolutas (psia) no manométricas (psig).

- c) Multiplique el coeficiente de orificio por la extensión de presión.

1.11 PROPIEDADES FISICAS DE LOS FLUIDOS.

Antes de diseñar los equipos y tuberías usadas en el proceso, es necesario definir algunas propiedades básicas de los fluidos, así como también analizar los procedimientos de cálculos, conversiones y operaciones usadas para los fluidos.

Gravedad específica y densidad.

Es la relación de la densidad del líquido a 60 ° F, para la densidad del agua pura.

$$API = \frac{141.5}{SG} - 131.5 \quad Ec. (1.8)$$

Donde:

SG = gravedad específica de un líquido (agua = 1).

La gravedad específica de un gas (SG), es la relación de la densidad del aire a condiciones standard de presión y temperatura.

$$SG = \frac{Mw}{29} \quad Ec. (1.9)$$

La densidad del gas a cualquier condición de presión y temperatura puede ser determinada considerando que la densidad del aire a condiciones standard es:

$$\rho_g = \frac{SG * P}{T * Z} \quad \text{Ec. (10)}$$

ó,

$$\rho_g = 0.093 * \frac{Mw * p}{T * Z} \quad \text{Ec. (11)}$$

donde:

P = presión, Psia.

Z = factor de compresibilidad del gas.

T = temperatura, °F.

Viscosidad.

Indica su resistencia al flujo, es una propiedad dinámica, es medida cuando el fluido esta en movimiento.

La viscosidad sin embargo es una simple relación a cualquier rata de corte, entre el esfuerzo cortante a la rata de corte.

Viscosidad absoluta o dinámica (μ) es representada en el SI por el poiseuille (Pl) cuya unidad es el segundo Pascal (Pas) o también Newton segundo por metro cuadrado ($N s / m^2$), o sea kilogramo por metro segundo (Kg / ms).

El Pl no es igual que el poise (P). El poise es la unidad correspondiente en el sistema CGS de unidades y tiene dimensiones de dina segundo por centímetro cuadrado o de

gramos por centímetro segundo. La unidad mas utilizada para medir la μ es el centipoise (**cP**).

La viscosidad cinemática: es el cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad.

$$v \text{ (Centistokes)} = \mu \text{ (centipoise)} / \rho \text{ (gramos / cm}^3\text{)}. \quad \textbf{Ec.(1.12)}$$

La viscosidad cambia con la temperatura. La viscosidad de los líquidos decrece con el incremento de la temperatura. La viscosidad del gas inicialmente decrece con un incremento de temperatura, para luego crecer con el incremento de temperatura.

1.11.1 Regímenes de flujo de fluidos en tuberías

Hay dos tipos diferentes de flujo de fluidos en tuberías:

Flujo laminar.- Existe a velocidades más bajas que la crítica, se caracteriza por el deslizamiento de capas cilíndricas concéntricas una sobre otras de manera ordenada. se determina que hay flujo laminar cuando el numero de Re (Reynolds) es menor de 2000. Fig. 1.15.

Flujo transicional. - también llamado flujo crítico, existe cuando el caudal se incrementa después de estar en flujo laminar hasta que las laminas comienzan a ondularse y romperse en forma brusca y difusa. Se determina cuando el numero de Re tiene valores entre 2000 y 4000. Fig. 1.16.

Flujo turbulento.- existe a velocidades mayores que la critica, cuando hay un movimiento irregular e indeterminado de las partículas del fluido en direcciones transversales a la dirección principal de flujo. Es determinado cuando el numero de Re tiene valores mayores a 4000. Fig. 1.17.

Numero de Reynolds.

Relaciona la fuerza de inercia y fuerza de viscosidad. Para calcular el numero de Re tenemos la siguiente ecuación:

$$\text{Re} = \frac{\rho * D * v}{\mu} \quad \text{Ec. (13)}$$

Donde:

Re = numero de Reynolds.

ρ = densidad (lb/ pie³)

D = diámetro ID, ft.

V = velocidad de flujo (pie / seg).

μ = viscosidad (lb / ft-seg).

Para gases se utiliza:

$$\text{Re} = \frac{20100 * Q_g * SG}{d * \mu} \quad \text{Ec. (14)}$$

Donde:

SG = gravedad específica del gas a condiciones standard (aire = 1)

d = diámetro interior de tubería, in (pulgadas)

μ = viscosidad del gas, cp

Q_g = flujo de gas, en MMSCF (millones de pies cúbicos standard).

1.12 ECUACION GENERAL PARA EL BALANCE DE ENERGIA MECANICA.

El teorema de Bernoulli es una forma de expresión de la aplicación de la ley de la conservación de la energía al flujo de fluidos en tuberías.

La Fig. 1.18 ilustra el balance de energía para dos puntos de un fluido según Bernoulli.

$$Z_1 + \frac{144 * P_1}{\rho_1} + \frac{v_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{144 * P_2}{\rho_2} + \frac{v_2^2}{2g} + H_L \quad \text{Ec. (15)}$$

Donde :

Z = elevación de la cabeza, ft

P = presión , psi

ρ = densidad, lb/ft³

v = velocidad, pie (ft)/seg.

g = constante gravitacional

H_L = pérdida de presión de cabeza por fricción, psi.

Para calcular H_L utilizamos la ecuación de Darcy:

$$H_L = \frac{f * L * v^2}{D * 2g} \quad \text{Ec. (16)}$$

Donde:

f = factor de proporcionalidad (factor de fricción).

L = longitud de tubería en pies.

D = diámetro de tubería.

Si conocemos en los dos puntos 1 y 2 Z , P , D respectivamente se puede calcular fácilmente la velocidad de flujo.

Para diseño de facilidades en ocasiones se asume que $Z_1 - Z_2$ es cero por lo que la ecuación de Bernoulli (Ec. 1.15) nos queda:

$$P_1 - P_2 = \Delta P = \frac{\rho * H_L}{144} \quad \text{Ec. (17)}$$

ó;

$$\Delta P = 0.0013 \frac{f * L * v^2}{d} \quad Ec. (18)$$

donde:

d = diámetro interior de la tubería (ID), in.

Para determinar f utilizamos el gráfico 4. Desarrollada por Moody.

Para flujos turbulentos necesitamos el factor de rugosidad (ϵ / d).

En la tabla 1.2 encontramos valores de rugosidad para distintos tipos de tuberías:

TABLA 1.2

RUGOSIDAD DE TUBERIA

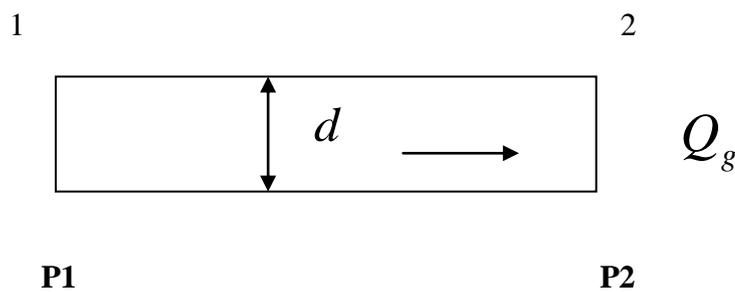
TIPO DE TUBERIA (Limpia y nueva)	RUGOSIDAD (ft)	RUGOSIDAD (in)
Concreto (unlined concreto)	0.0001- 0.01	0.012 - 0.12
Castirón – uncoated.	0.00085	0.01
Galvanized iron	0.0005	0.006
Carbon stell	0.00015	0.0018
Fiberglass	0.00002515	0.0003
Draw tubing	0.000005	0.00006

1.13 ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS

1.13.1 Flujo de fluidos incompresibles

En un fluido incompresible, la densidad puede ser considerada constante.

Dentro de las facilidades se consideran diámetros pequeños. Para aplicar la siguiente ecuación para el flujo de un líquido a través de una tubería de diámetro constante, colocada en una posición horizontal ($Z_1 - Z_2 = 0$) se tiene:



$$\Delta P = 11.5^{-6} \frac{f * L * Q_1^2 * SG}{d^5} \quad Ec. (19)$$

Dependiendo de la Temperatura, rugosidad, fricción, viscosidad, hay que asumir algunos factores fundamentales.

Para la aplicación de la Ec. 1.19 se siguen los siguientes pasos.

1. se tiene que conocer la rata de flujo permisible y optima.

2. Se calcula el Re.
3. Con el Re calculo f (Fig 1.19)
4. En algunos casos se asume un factor típico de fricción ($f_a = 0.025$) es utilizado en la industria petrolera.
5. Estimar un factor de rugosidad.

1.13.2 Flujo de fluidos compresibles.

La determinación de la pérdida de energía de un fluido compresible que circula por una tubería requiere conocer, la relación entre presión y volumen específico; esto no es fácil de determinar para cada problema en particular. Los casos extremos considerados normalmente son el flujo adiabático ($P \cdot V^k = C$), el cual se supone ocurre en tuberías cortas y bien aisladas, y el flujo isotérmico o flujo a temperatura constante que se considera, ocurre muy a menudo, en parte por conveniencia, o mas bien, porque se acerca mas a la realidad de lo que sucede en las tuberías de gas natural.

La solución para un fluido compresible a través de una tubería puede obtenerse utilizando las siguientes ecuaciones con la ayuda de una ecuación de estado y la ecuación de continuidad para expresar la densidad y la velocidad en términos de presión.

En general se hace las siguientes suposiciones:

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

1.13.2.1 ECUACIÓN ISOTERMAL.

$$Wg = \frac{144 * g * A^2}{Ve \left(f * L / D + Log_e \frac{P_1}{P_2} \right)} - \frac{P_1^2 - P_2^2}{P_1} \quad Ec. (20)$$

Donde:

Wg = rata de flujo de gas, lb/seg.

g = ft / seg^2

A = área o sección de tubería ft^2 .

Ve = volumen específico de gas a condiciones contra corriente ft^3/lb .

f = factor de fricción.

P_1 = presión contracorriente, psia (upstream).

P_2 = presión a factor corriente, psia (downstream).

Esta ecuación asume:

1. No se realiza trabajo entre los puntos 1 y 2.
2. No hay compresores.
3. No hay expansión de gas.
4. No existen cambios de elevación.
5. El gas esta fluyendo.

Asunciones para fines prácticos en el campo.

1. Para propósitos de oleoductos.

$2 \log_e (P_1 / P_2) \ll fL / D$, por lo que puede ser ignorado.

$$P_1^2 - P_2^2 = 25.1 \frac{SG * Q_g^2 * Z * T_1 * f * L}{d^5} \quad \text{Ec. (21)}$$

Donde:

Q_g = MMscfd

T_1 = temperatura de flujo (°R).

f = factor de fricción de Moody

d = diámetro interno tubería, in.

2. El factor Z puede cambiar entre un punto y P_1 Y P_2 , entonces se puede promediar utilizando la siguiente ecuación:

$$promedio = \frac{2}{3} * \left[\frac{P_1 + P_2}{2} - \frac{P_1 * P_2}{P_1 + P_2} \right] \quad Ec. (.22)$$

Para obtener:

$$Q_g = 0.199 * \left[\frac{d^5 (P_1^2 - P_2^2)}{Z * T_1 * f * L * SG} \right]^{\frac{1}{2}} \quad Ec. (.23)$$

3. Si el cambio de presión es menor al 10 %, entonces:

$$P_1^2 - P_2^2 \cong 2 * P_1 (P_1 - P_2) \quad Ec. (.24)$$

Por lo tanto:

$$\Delta P = \frac{SG * Q_g * Z * T_1 * f * L}{P_1 * d^5} \quad Ec. (.25)$$

4. Asumo un diámetro para ver el factor de fricción.

El objetivo del diseño es determinar un diámetro que produzca la menor caída de presión a una tasa de flujo deseada.

Las siguientes ecuaciones evitan las asunciones anteriores:

1.13.2.2 Ecuación de Weymouth

Funciona donde la curva de Moody es la parte horizontal

Weymouth hace las siguientes asunciones:

1. Rugosidad absoluta.
2. Tubería de acero:

$$f = \frac{0.032}{d^{\frac{1}{3}}} \quad \text{Ec. (26)}$$

En tubería horizontal prácticamente no hay cambios de cabeza.

3. Para fines petroleros

$$Wg = 1.11 * d^{2.67} * \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{LSZT_1} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. (27)}$$

Donde:

W_g = rata de flujo de gas, MMscfd.

D = diámetro interno, in.

P_1 y P_2 = presión en el punto 1 y 2, psi.

L = longitud de tubería en pies (ft).

S = gravedad específica del gas a condiciones standard.

T_1 = temperatura del gas a la entrada, °R.

Z = factor de compresibilidad.

Asumiendo $T = 520$ °R = 60 °F

$$Z = 1$$

$$S = 0.6$$

Tenemos: la Ec. 1.28

$$Q_g = E * 865 * d^{2.67} * \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{Lm} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. (1.28)}$$

Donde:

Q_g = tasa de flujo de gas, scfd

L_m = longitud de tubería, millas.

La ecuación de Weymouth no se debe usar para diámetros mayores a 12" (in.) y distancias muy largas.

1.13.2.3 Ecuación de Panhale.

Usa la región de pendiente moderada sobre la curva de Moody, esta ecuación asume valores moderados de Re.

Con las siguientes ecuaciones:

$$\log f = n * \log \text{Re} + \log C \quad \text{Ec. (29)}$$

$$f = \frac{C}{\text{Re}^n} \quad \text{Ec. (30)}$$

Asumiendo viscosidad constante:

$$Qg = 0.028 * E * \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{S^{0.961} Z T_1 L m} \right]^{0.51} * d^{2.53} \quad \text{Ec. (31)}$$

Donde:

E = factor de eficiencia de tuberías

La tabla 1.3 muestra valores tabulados de E para diferentes estados de las tuberías.

TABLA 1.3

VALOR DE (E)	CONDICIONES DE LA TUBERIA
1.0	Completamente nueva
0.95	En buenas condiciones
0.92	En condición promedio
0.85	En condiciones no favorables

Recomendaciones para el uso de estas ecuaciones:

1. La ecuación de general de flujo es recomendada para la mayoría de usos.
2. Use la ecuación de Weymouth solamente para pequeños diámetros ($< 15''$), longitudes cortas y Re altos.
3. Use la ecuación de Panhale solamente para diámetros ($> 15''$) y longitudes grandes, y Re moderados.
4. Tenga cuidado con el uso de factor de eficiencia en tuberías usadas.

1.14 SELECCIÓN DE LA TUBERIA.

Para seleccionar tuberías se deben considerar los siguientes factores:

Diámetro, espesor, presión de trabajo, material, juntas, uniones y pruebas.

La ASTM (American Society for Testing Material), la ASME (American Society of Mechanical Engineers) y la API (American Petroleum Institute) realizaron una clasificación detallada de mas de 150 materiales diferentes para usarse en la fabricación de tubos.

Para tuberías a presión se aplican las normas dependiendo del fluido a manejar y el tipo de servicio.

Para determinar el espesor de la tubería se debe atender a los siguientes estándar.

ASME B31.4 Liquid Petroleum Transportation Piping Systems. Este estándar es normalmente usado en facilidades de producción de petróleo en tierra.

ASME B31.8 Gas Transmisión and Distribution Piping Systems.

Este estándar es normalmente usado para líneas de gas en Facilidades de producción en tierra o en transporte y distribución de gas.

ASME B Chemical Plant and Petroleum Refinery and Piping.

Este estándar es usado para tuberías en refinerías y plantas químicas.

El espesor especificado por ASME B31.8 para una tubería dada puede ser calculado por:

$$t_m = \frac{PD_o}{2S^1 F^1 E^1 T^1} \quad Ec. (32)$$

Donde:

P = presión de diseño, lpcm

S_1 = esfuerzo mínimo de deformación permanente, lpc.

F_1 = factor de diseño del tipo de construcción.

E_1 = factor de junta.

T_1 = factor de temperatura.

T_m = espesor mínimo requerido, pulg.

D_o = diámetro externo nominal, pulg.

Las tablas 3 y 4 de los ANEXOS I y II presentan datos de dimensiones de tuberías comerciales.

1.15 TUBERIAS EQUIVALENTES.

Se dice que dos sistemas de tuberías son equivalentes si la misma pérdida de carga produce igual flujo de descarga en ambos sistemas.

1.16 DISTRIBUCION DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERIAS EN SERIE Y EN PARALELO.

En la solución de problemas de flujo de fluidos en tuberías, se dispone de sistemas que constan de mas de una tubería de diámetros diferentes ó de diámetros iguales y rugosidad diferentes arregladas en serie y/o en paralelo.

Sistemas de tuberías en serie.

Cuando dos tuberías de diámetro o rugosidad diferentes conectan de modo que el fluido fluya por la tubería y luego por la otra, se dice que están conectadas en serie.

La Fig. 1.20 ilustra un sistema típico de tuberías en serie, donde fluye un fluido de A a B, se ha simplificado a un sistema horizontal donde se desprecian las pérdidas secundarias.

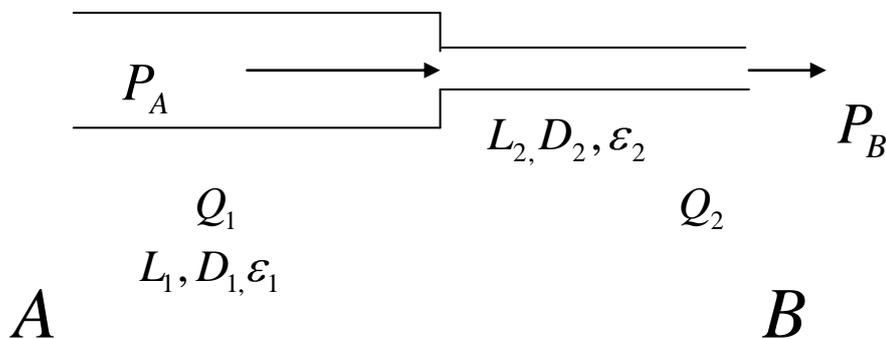


Fig 1.20. Sistemas de tuberías en serie.

Para tuberías en serie se cumple:

$$\Delta P_{AB} = \Delta P_1 + \Delta P_2 = \sum_{i=1}^N \Delta P_i \quad \text{Ec. (33)}$$

Para solución de tuberías en serie se sugiere convertir en sistema de “N” tuberías en

$$L_{eT} = \sum_{i=1}^N L_{ei} \quad \text{Ec. (34)}$$

una sola tubería equivalente a un diámetro especificado, para esto se calcula una longitud equivalente para cada tubería aplicando las ecuaciones de flujo, y luego se suman y se aplica una sola vez la ecuación de flujo.

Sistemas de tuberías en paralelo.

Una combinación de dos o más tuberías conectadas como se muestra en la figura 1.21, de modo que el flujo se divide entre las tuberías y luego se vuelve a unir, recibe el nombre de sistema de tuberías en paralelo.

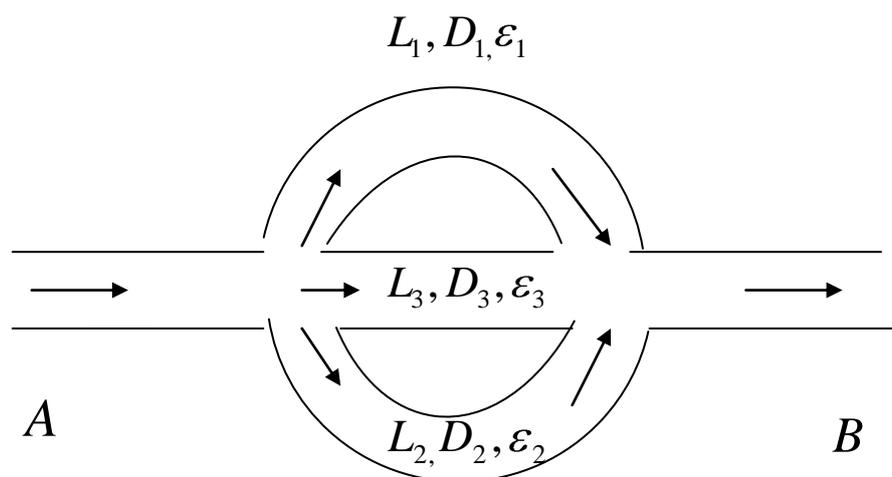


Fig. 1.21. Sistema de tuberías en paralelo.

La distribución del caudal en las tuberías del sistema en paralelo, puede ser determinado por el porcentaje del caudal manejado por cada una, como sigue.

$$\%Q_i = \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^N Q_i} * 100 \quad \text{para } i = 1, N \quad \text{Ec. (35)}$$

- a) Si las tuberías son de la misma longitud, la capacidad total del flujo puede ser calculado por:

$$\% Q_i = \frac{\frac{D_i^{2.5}}{f_i^{2.5}}}{\sum_{i=1}^N \frac{D_i^{2.5}}{f_i^{2.5}}} \quad \text{Ec. (36)}$$

Si se aplica la Ec. De Weymouth se tiene:

$$\% Q_i = \frac{D_i^{2.667}}{\sum_{i=1}^N D_i^{2.667}} * 100 \quad \text{Ec. (37)}$$

- b) Si las tuberías son de longitudes diferentes resulta:

$$Q_T = C^{11} * \sum_{i=1}^N \frac{D_i^{2.5}}{f_i^{0.5} * L_i^{0.5}} \quad \text{Ec. (38)}$$

$$\% Q_i = \left(\frac{D_i^{2.5}}{f_i^{0.5} * L_i^{0.5}} \right) * \left[\frac{1}{\sum_{i=1}^N \frac{D_i^{2.5}}{f_i^{0.5} * L_i^{0.5}}} \right] * 100 \quad \text{Ec. (39)}$$

Para la ecuación de Weymouth resulta:

$$\%Q_i = \frac{D_i^{2.667} / L_i^{1/2}}{\sum_{i=1}^N D_i^{2.667} / L_i^{1/2}} * 100 \quad \text{para } i = 1, N \quad \text{Ec. (40)}$$

Se utilizan tuberías en paralelo para incrementar la capacidad de flujo en un sistema manteniendo la capacidad de flujo y en otros casos como seguridad en el sistema existente.

1.17 RED DE TUBERIAS.

En la distribución de fluidos como: agua petróleo y gas se manejan sistemas complejos de tuberías formando redes que pueden ser abiertas o cerradas.

1.17.1 Red abierta.

Una red es abierta cuando las tuberías que la componen se ramifican sucesivamente sin interceptarse luego, para formar circuitos.

En la siguiente figura (Fig. 1.22) se muestra una red sencilla compuesta por tres tuberías. Se conoce la energía estática ($P / \gamma + Z$) de los puntos terminales del sistema dado, las longitudes, diámetros y rugosidad de las tuberías y las propiedades del fluido. El propósito es conocer la magnitud y dirección del flujo en cada tubería..

La solución de este problema para cualquier tipo de fluido monofásico, se resuelve por ensayo y error, suponiendo una energía estática en un punto (A), despreciando el cambio de energía cinética y aplicando la ecuación de continuidad de manera que el flujo que entra en la unión (A) sea igual al flujo que sale de la misma. La ecuación de continuidad suponiendo un fluido incompresible resulta:

$$Q_1 = Q_2 + Q_3 \quad Ec. (41)$$

Para la aplicación de la ecuación de continuidad se debe tener en cuenta si el fluido entra o sale del punto de referencia. Convencionalmente se considera (-) cuando entra y (+) cuando sale el flujo del nodo. Por ejemplo: para este caso en el punto A la ecuación de continuidad es:

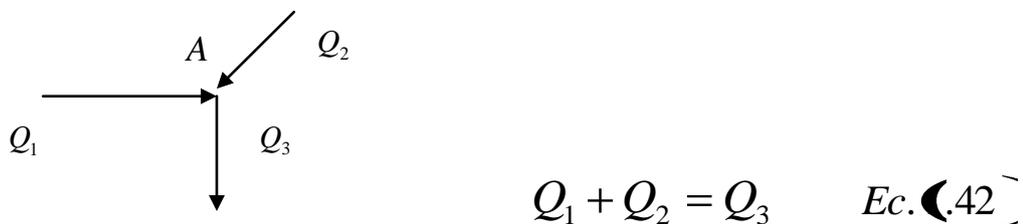


Fig. 1.22 Red abierta de tuberías

1.17.2 Red cerrada.

Es aquella en la cual las tuberías que la componen se cierran formando circuitos. Se requiere un diagrama de la red, que consiste de un mapa a escala del sistema de

tuberías, donde se indique los puntos de consumo, denominados nodos de consumo y los puntos de alimentación de fluido denominados nodos fuente, así como la información de cada tubería incluyendo las pérdidas menores y otros equipos que pueden estar presentes en la tubería.

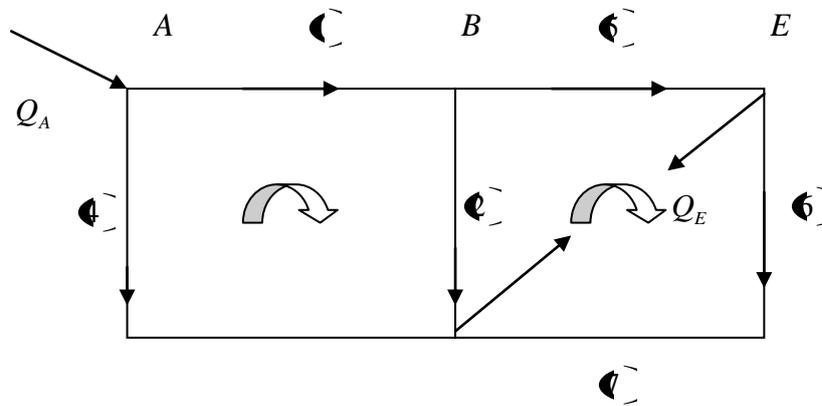
La solución de una red implica calcular el caudal de cada tramo de tubería y la presión en cada nodo. La Fig. 1.23 muestra una red de tuberías que consta de dos circuitos 1 y 2 con 7 tramos de tuberías identificados con el número del (1) al (7) y seis nodos con las letras de (A) a (F), un nodo fuente (A) y de dos nodos de consumo (C,E).

El método sistemático mas utilizado para resolver problemas de flujo estacionario en redes de distribución de fluidos monofásicos en tuberías es el método de Hardy Cross, para resolver redes relativamente pequeñas.

En los últimos años con el auge de las computadoras se han desarrollado modelos que utilizan el método de Newton Raphson para resolver grandes redes de distribución, en el cual se plantea un conjunto de ecuaciones que se resuelven simultáneamente.

El fundamento matemático de los métodos de calculo provienen de las leyes de Kirchoff. La primera ley plantea la ecuación de continuidad en cada nodo y la segunda ley establece la igualdad de la caída de presión para cada circuito.

Fig. 1.23. Red cerrada de tuberías.



1.18 CAIDA DE PRESION EN VALVULAS Y ACCESORIOS

Constituyen una de las partes básicas en una planta de procesos, estaciones de flujo, líneas de flujo, Etc. sirven para controlar el flujo en un fluido, pueden ser de cierre o bloqueo, de estrangulación (modulación del flujo), o para impedir el flujo inverso.

1.18.1 Tipos de Válvulas:

El tipo de válvula dependerá de la función que debe efectuar, se clasifican en: válvulas de cierre o bloqueo, válvulas de estrangulamiento y válvulas de retención o de flujo inverso, válvulas de control de presión y otras válvulas para funciones especiales tales como dirigir, servicio de muestreo, cerrar salidas de recipientes o tanques, Etc.

1.18.2 Válvulas de bloqueo.

Son dispositivos cuya misión es la de bloquear cuando sea necesario, el flujo de fluidos de alimentación o escape en tuberías o equipos de procesos.

Dentro de este grupo están las siguientes válvulas:

- De compuerta.
- De macho.
- De bola.
- De mariposa.
- De ángulo.
- De tipo Y.

1.18.3 Válvulas de estrangulamiento.

Estas válvulas permiten regular el paso de un fluido en función de los requerimientos del proceso.

Las mas comunes son:

- De globo.

- De aguja.
- En Y.
- De ángulo.
- De mariposa.

1.18.4 Válvulas de retención (check).

Son aquellas que no permiten el flujo inverso, actúan de manera automática entre los cambios de presión para evitar que se invierta el flujo. La presión del fluido circulante abre la válvula; el peso del mecanismo de retención y cualquier inversión en el flujo la cierran.

Existen diferentes tipos, y su selección depende de la temperatura, caída de presión que producen y la limpieza del fluido.

Están disponibles en los siguientes tipos:

- Bisagra.
- Disco inclinable
- Elevación (disco, pistón o bola).
- De pie.

1.18.5 Válvulas de control o desahogo de presión.

Se utilizan cuando se requiere el desahogo o descarga de la presión cuando esta exceda la que se puede controlar.

Dependiendo del servicio que realizan se les denomina:

- De desahogo.
- De seguridad.
- De seguridad convencional.
- De desahogo equilibrado.
- De purga.

La figura 1.24 muestra diferentes tipos de válvulas usadas en una planta de procesos.

1.18.6 Accesorios.

Los acoplamientos o accesorios para conexión se clasifican en:

- De derivación
- Reducción.
- Ampliación y derivación.

Dentro de los accesorios derivación tenemos:

- Tés.
- Cruces
- Codos con salida lateral, Etc.

Los conectores de reducción o ampliación son aquellos que cambian la superficie de paso de fluido. En esta clase están las reducciones y manguitos.

Los accesorios de desvío, curvas, codos, curvas en U etc., son los que cambian la dirección de flujo.

1.19 ECUACIONES PARA CALCULAR LA PERDIDA DE PRESION DEBIDO A VALVULAS Y ACCESORIOS.

Las válvulas y accesorios en una tubería alteran la configuración del flujo y producen una pérdida de energía adicional a la fricción en la línea.

La pérdida de presión total producida por una válvula o accesorio consiste en:

1. La pérdida de presión dentro de la válvula.
2. La pérdida de presión en la tubería de entrada es mayor de la que se produce normalmente si no existe válvula en la línea. Este efecto es pequeño.

3. La pérdida de presión en la tubería de salida es superior a la que se produce normalmente si no hubiera válvula en la línea. Este efecto puede ser muy grande.

El flujo por una válvula o accesorio en una línea de tubería causa una reducción de la altura estática que puede expresarse en función de una altura de velocidad y aplicando la ecuación de Darcy por:

$$h_L = K \frac{V^2}{2g} \quad \text{Ec. 43}$$

En unidades de campo para fluido incompresible

$$h_L = 0.00259 \frac{KQ^2}{d^4} \quad \text{Ec. 44}$$

Donde:

h_L = Pérdida de carga, pies.

Q = caudal del líquido, galones por minuto (gal / min).

d = diámetro, pulgadas (pulg.).

K = coeficiente de resistencia.

h_L depende del número de Reynolds, rugosidad y de la geometría de la válvula o conector.

El coeficiente de resistencia K es independiente del factor de fricción y del número de Reynolds y puede considerarse constante para cualquier obstáculo dado en un sistema de tubería bajo cualquier condición de flujo, incluida la de régimen laminar.

$$K = \frac{fL}{D} \quad \text{Ec. (45)}$$

Crane presenta información de coeficientes de resistencia K para diferentes tipos de válvulas y accesorios. Estos coeficientes se dan como el producto del factor de fricción para la medida deseada de tubería nueva de acero comercial y flujo en la zona de turbulencia completa, por una constante que representa la longitud equivalente L / D de la válvula o accesorio en diámetros de tubería para las mismas condiciones de flujo, basados en datos de pruebas. Esta longitud equivalente o constante, es válida para todas las medidas del tipo de válvula o accesorio con el cual se identifica.

Coeficiente de flujo C_v de la válvula.

En la industria de fabricación de válvulas de control es conveniente expresar la capacidad de flujo de la válvula y las características de flujo en función de un

$$C_v = Q \sqrt{\frac{S}{\Delta P}} \quad \text{Ec. (46)}$$

Coeficiente de válvula definido como los galones de agua a 60°F a través de la válvula con una caída de presión de un psi. Para líquidos se aplican las siguientes ecuaciones.

$$C_v = \frac{29.9 * d^2}{\sqrt{K}} \quad \text{Ec. (47)}$$

$$\Delta P_{PERM.} = K_M (P_1 - r_c P_v) \quad \text{Ec. (48)}$$

$$C_v = \frac{29.9 * d^2}{\sqrt{fL/D}} \quad \text{Ec. (49)}$$

La ecuación 1.47 es la relación entre el Cv y el K.

Donde:

Cv = coeficiente de flujo para válvulas (ANEXO III).

Q = caudal. GPM.

S = gravedad específica.

ΔP = presión diferencial a través de la válvula.

$\Delta P_{perm.}$ = máxima caída de presión permitida para propósito de calcular el tamaño de la válvula.

P_v = presión de vapor del líquido a la temperatura de entrada a la válvula.

K_M = coeficiente de ajuste de la válvula. Dado por el fabricante.

r_c = relación de presión crítica.

d = diámetro interno, in.

D = diámetro de la tubería.

La siguiente ecuación dada por Fluid Controls Institute puede ser aplicada para gases.

$$\Delta P = 941 \left[\frac{Q_G}{C_v} \right]^2 \left[\frac{ST}{P} \right] \quad Ec. (50)$$

Donde:

C_v = coeficiente de la válvula (GPM de flujo de agua a 60°F a través de la válvula con un ΔP de 1 psi).

Q_g = flujo de gas, MMMPCND (a 14.7 psi y 60°F).

S = gravedad específica del gas referida al aire.

T = temperatura, °R.

P = presión de entrada., psia.

ΔP = Presión diferencial a través de la válvula (psi).

La tabla 1.4, muestra valores de coeficiente de resistencia para conectores de tuberías.

TABLA 1.4.

COEFICIENTES DE RESISTENCIA PARA CONECTORES DE TUBERIA	
TIPO DE CONECTOR	VALOR
Válvula de globo o de esfera abierta	10.0
Válvula de ángulo abierta	5.0
Válvula de compuerta abierta	0.2
Válvula de compuerta medio abierta (50 %)	5.6
Retorno doblado	2.2
T	1.80
Codo 90 °	0.9
Codo 45 °	0.4

En el ANEXO IV se encuentran la tabla 6,(A24) para determinar el factor K para válvulas y accesorios y en el ANEXO V la figura 1.25, (A26) para determinar la equivalencia del coeficiente de resistencia K y el coeficiente de flujo Cv. (tomados del libro de Crane).

1.20 SISTEMA DE COMPRESORES.

1.20.1 Generalidades.

La operación de compresión constituye un factor fundamental y común en cualquier campo petrolero donde se produce y maneja gas natural.

La necesidad de comprimir gas natural surge ante el hecho de disponer de un volumen dado de gas a un nivel de presión inferior al requerido.

La compresión de gas natural es utilizada generalmente para:

- a) Inyección en yacimientos petroleros a fin de mantener presiones de fondo para incrementar el volumen de petróleo a recuperar.
- b) Alimentación de gas comprimido a plantas de procesamiento para recuperar hidrocarburos licuables presentes en el gas natural rico o húmedo.
- c) Transmisión de volúmenes de gas a través de gasoductos hasta centros de consumo urbano o industriales.

1.20.2 Principios de operación.

El principio consiste en el movimiento de un gas causado por la disminución del volumen de una cámara, producido por el órgano intercambiador de la energía el cual está sometido a un movimiento alternativo o a un movimiento rotativo.

El órgano transmisor de la energía puede ser un pistón, un émbolo o un diafragma sometido a un movimiento alternativo tipo reciprocante o un tornillo, aletas, pistón u otros sometidos a un movimiento rotativo.

1.21 CONSIDERACIONES BASICAS PARA EL DISEÑO DE UN SERVICIO DE COMPRESION DE GASES.

El diseño de un servicio de compresión comprende básicamente tres etapas:

- a) Establecer la necesidad del servicio de compresión.
- b) Selección y diseño del compresor requerido.
- c) Diseño de las instalaciones.

Conducen estas etapas a escoger unidades que cumplan con las exigencias pautadas de operatividad, confiabilidad y costos involucrados.

Los factores que tienen mayor influencia en los costos involucrados son:

- Número de unidades de compresión.
- Número de etapas.
- Tipo de compresor.
- Tasa de flujo.
- Cabezal o carga de energía requerida.
- Potencia requerida.
- Equipos auxiliares.
- Tipos de control requerido.
- Tipo de motor a usar.

1.21.1 Propiedades del gas para el diseño.

Composición del gas.

Si es una mezcla se requiere conocer la fracción molar de cada componente en la mezcla, los datos deben ser confiables para el cálculo de los calores específicos, peso molecular y factor de compresibilidad a las condiciones de entrada y de descarga.

Presión y temperatura crítica de los componentes.

Requeridos para el uso de correlaciones para el calculo de otras propiedades.

Peso molecular.

Afecta la conversión de la tasa de flujo másico o tasa de flujo volumétrico y a la relación de presión con el cabezal de energía requerida.

Relación entre los calores específicos.

Esta relación debe ser obtenida con los calores específicos calculados a las condiciones de entrada o de descarga según sea el caso.

$$K = \frac{MC_p}{MC_v} = \frac{MC_p}{MC_p - 1,986} \quad Ec.(1.51)$$

Donde:

MC_p = calor específico molar a presión constante, BTU/lbmmol °F.

MC_v = calor específico molar a volumen constante, BTU/lbmmol °F.

Factor de compresibilidad (Z).

Se recomienda calcular un promedio entre las condiciones de entrada y de descarga.

Contenido de líquidos.

El contenido de líquidos en la corriente de entrada al compresor usualmente es dañino, y debe ser retirado antes de entrar al compresor, colocando un depurador a la entrada de cada etapa del compresor.

Contenido de sólidos.

Las partículas de sólidos de gran tamaño en la corriente del gas causan daños en todos los compresores y las partículas pequeñas tales como desechos de soldadura, productos de corrosión, arena, etc. Pueden dañar las válvulas y desgastar las partes de los compresores reciprocantes, no así en los compresores centrífugos y rotativos a menos que las cantidades sean excesivas.

Componentes corrosivos del gas.

Componentes tales como el sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, agua y otros componentes ácidos pueden causar corrosión en los equipos.

Componentes peligrosos en el gas

La presencia de aire en el gas constituye un peligro latente en los cilindros de compresión ya que forma una combinación explosiva.

Presión de entrada.

Debe ser especificada para el valor más bajo para el cual el compresor va a operar. Es la presión inmediatamente aguas arriba de la brida de entrada al compresor.

Presión de descarga.

Es la requerida en la brida de descarga del compresor. Debe considerar la presión deseada en la descarga más la caída de presión permitida para el flujo a través de las tuberías, iterenfriadores, depuradores, etc.

Temperatura de entrada.

Afecta al flujo volumétrico y los requerimientos del cabezal para el servicio de compresión, razón por la que debe conocerse y controlarse durante la compresión, está influenciada por otros equipos como los intercambiadores cuando estos están localizados a la entrada de cada etapa de compresión.

Temperatura de descarga.

Está influenciada por la temperatura de entrada, por la relación de presión de descarga y de entrada, el calor específico del gas y por la eficiencia del compresor. La temperatura de descarga afecta el diseño mecánico, la tendencia a la formación de espuma en el gas, el número de etapas, diseño de los interenfriadores, diseño mecánico de las tuberías y los requerimientos de aislamiento.

1.22 TIPOS DE COMPRESORES

Existen dos grandes grupos de tipos de compresores, que son:

Reciprocantes y Centrífugos

A continuación se describe al grupo de los compresores reciprocantes por formar parte del sistema de compresión del campo Ancón.

1.22.1 Compresores reciprocantes.

Los compresores de tipo reciprocante constan básicamente de las siguientes partes:

- El cilindro en que se deslizan los pistones o émbolos y donde se deposita momentáneamente el gas.
- El pistón o embolo que tiene la función de impulsar el gas en un movimiento alternativo dentro del cilindro, montado sobre los vástagos con su tuerca y contratuerca.

- El vástago que está conectado en un extremo al pistón y por el otro a las bielas.
- Las válvulas de succión y de descarga que permiten la entrada y salida del gas y operan automáticamente por un diferencial de presión dentro del cilindro entre la línea de succión o de descarga.
- La parte mecánica o transmisión cuya función es transformar el movimiento rotativo del eje del motor en un movimiento alternativo de los vástagos. Esta parte mecánica a su vez consta de las siguientes partes:
 - a) Eje intermedio montado transversalmente sobre el cuerpo y en su extremo saliente tiene montada una polea.
 - b) Piñón, el cual es un engranaje menor y forma una sola pieza con el eje intermedio.
 - c) Eje cigüeñal, sobre el cual está montada una rueda dentada.
 - d) Bielas, colocadas una a cada lado de la rueda dentada.
 - e) Cruceta, donde están conectadas las bielas en un extremo y en el otro los vástagos.

La fuerza motriz puede ser originada por un motor eléctrico o un motor de combustión interna.

En estos compresores el gas sigue un ciclo de operación que consiste en cuatro etapas que son: compresión, descarga, expansión y succión.

1.22.2 Características de los compresores reciprocantes.

- **Desplazamiento del pistón:** volumen barrido en el recorrido del pistón desde el comienzo de la compresión hasta el final de la embolada. Para determinar el desplazamiento del pistón se usan las siguientes ecuaciones:

- a) Para acción simple y compresión del lado del vástago.

$$PD = 4.55 * 10^4 * S * N * D^2 \quad Ec.(1.52)$$

- b) Para acción simple y compresión del lado del vástago

$$PD = 4.55 * 10^4 * S * N * (D^2 - d^2) \quad Ec.(1.53)$$

- c) Para acción doble de ambos lados del pistón.

$$PD = 4.55 * 10^4 * S * N * (2D^2 - d^2) \quad Ec.(1.54)$$

Donde:

PD = desplazamiento del pistón (pies³/min).

S = longitud del movimiento del pistón o carrera (pulg).

N = velocidad (RPM).

D = diámetro interno del cilindro (pulg).

d = diámetro externo del vástago (pulg).

- **Volumen muerto:** es el volumen que permanece en el cilindro después de una embolada. Consiste en el volumen entre el cabezal del cilindro y el pistón, el volumen remanente en las partes de asentamiento de las válvulas y entre el cilindro y el pistón. Para compresores de acción doble, se debe sumar el volumen de las dos carreras efectuadas por el pistón. Se cuantifica en porcentaje según la ecuación:

$$\%C = \frac{\text{volumen} - \text{muerto} - \text{total}}{\text{desplazamiento} - \text{del} - \text{pistón}} * 100 \quad \text{Ec.(1.55)}$$

Eficiencia volumétrica: es la relación entre el flujo volumétrico real de gas medido a condiciones de temperatura y presión de entrada y el desplazamiento del pistón.

$$E_v = \frac{Q}{PD} \quad \text{Ec.(1.56)}$$

$$E_v = 96 - r - \% C \left[\frac{Z_s}{Z_d} * r^{\left(\frac{1}{k}\right)} - 1 \right] \quad Ec.(1.57)$$

$$E_v = 96 - r - \% C \left[\frac{Z_s}{Z_d} \left(\frac{V_s}{V_d} \right) - 1 \right] \quad Ec.(1.58)$$

Donde:

Q = capacidad actual o flujo volumétrico real descargado a condiciones de temperatura y presión de succión, pies³/min.

Zs y Zd = factores de compresibilidad a condiciones de succión y de descarga.

R = razón de compresión para cada etapa.

Vs y Vd = volúmenes específicos a condiciones de succión y de descarga respectivamente, pies³/lbm.

- **Capacidad actual:** es el volumen de gas medido a las condiciones de entrada de la primera etapa de un compresor de múltiples etapas. Puede ser calculada por requerimientos del proceso o si se conoce las especificaciones del cilindro, por la ecuación:

$$Q = PD * E_v \quad Ec.(1.59)$$

Si se conoce el flujo volumétrico a otras condiciones, se calcula con la ecuación:

$$Q = \frac{Q_g * T_s * Z_s}{0.05192 * P_s} \quad \text{Ec.(1.60)}$$

Donde:

Q_g = volumen de gas comprimido, MMMPCSD a 60 °F, 14.7 lpca.

P_s = presión de succión, lpca.

T_s = temperatura de succión, °R.

Z_s = factor de compresibilidad a condiciones de succión.

Q = capacidad actual a condiciones de entrada, pies³/min.

- **Razón de compresión:** relación entre la presión de descarga y la presión de succión.

Para este tipo de compresores la razón de compresión está limitada por la temperatura de descarga, que no debe pasar de los 300 °F, y por las cargas sobre el vástago del pistón para prevenir fallas mecánicas, normalmente para una etapa la razón de compresión está entre 4 ó 5.

Cuando no se cumple la razón de compresión o la temperatura de descarga recomendada, se requieren múltiples etapas las cuales deben ser analizadas para decidir si requieren o no enfriamiento.

El calculo de la razón de compresión se realiza de la siguiente manera.

Para un compresor de n etapas sin enfriamiento.

$$P_{d_i} = P_{s_i} * r_e \quad Ec.(1.61)$$

$$r_e = \sqrt[n]{\frac{P_{d_n}}{P_{s_1}}} \quad Ec.(1.62)$$

Para un compresor de n etapas con enfriamiento.

$$P_{d_i} = P_{s_i} - \Delta P \quad Ec.(1.63)$$

Donde:

$$i = 1, 2, \dots, n$$

ΔP = caída de presión iteretapas, (lpca).

- **Eficiencia de compresión (isentrópica):** es la relación entre el trabajo isentropico y el trabajo real de compresión. Los valores varían entre 50 – 95% dependiendo del diseño del cilindro y la razón de compresión.

$$\eta_{is} = \frac{W_{is}}{W_{real}} \quad Ec.(1.64)$$

- **Eficiencia mecánica:** es la relación entre la potencia real de compresión requerida por el gas y la potencia al freno.

$$\eta_m = \frac{GHP}{BHP} \quad Ec.(1.65)$$

Los valores varían entre 90 –93% para cilindros manejados por motores eléctricos y entre 87 – 90% para unidades manejadas por maquinas de vapor.

- **Carga sobre el vástago del pistón:** las cargas sobre el vástago varían cíclicamente ocasionando cargas de compresión y de tensión. Las máximas cargas están dadas por:

Carga en la compresión.

$$Cc = (Pd - Ps)Ap + Ps * Ar \quad Ec.(1.66)$$

Carga en la tensión.

$$Ct = (Pd - Ps)Ap - Pd * Ar \quad Ec.(1.67)$$

Donde:

A_p = área de la sección transversal, pulg².

A_r = área de la sección transversal del vástago, pulg².

P_s = presión de succión, lpca.

P_d = presión de descarga, lpca.

- **Velocidad del pistón.**

La velocidad del pistón está dada por la ecuación:

$$VP = 2 * S * N \qquad \text{Ec. (1.68)}$$

CAPITULO II

GENERALIDADES DEL CAMPO

GENERALIDADES DEL CAMPO

La actividad petrolera en el bloque 2 de la Península de Santa Elena (figura 2.1) se inició en el año 1911 bajo la operación de la compañía petrolera ANGLO ECUADORIAN OILFIELD COMPANY, que desarrolló y explotó los campos petroleros que conforman el bloque 2 hasta el año 1976.

El campo petrolero Ancón es el más importante del bloque y tiene una superficie de 1200 kilómetros cuadrados. El 55% (660 Km²) es costa afuera y el 45% (540 Km²) costa adentro. Aquí se perforaron los primeros pozos productores de petróleo del Ecuador y su explotación comenzó con el pozo ANC0001 cuya perforación se inició en 1911 cerca de Anconcito, a una profundidad de 2116 pies, con una escasa producción de crudo al nivel de la Fm. Socorro. Consta de 2900 pozos, de los cuales se han obtenido 116 MM barriles de petróleo (Diciembre/1998). La producción diaria máxima se alcanzó en 1961 con 7300 bppd (CEPE 1985). Actualmente se tiene una producción de 1200 bppd de 36° API (Mayo de 2001).

El 75% del área (zona sur) correspondió a una concesión de la Anglo Ecuadorian Oilfield Co., (Operadora de los campos: Concepción, Seca, Central, Cacique,

Emporio, Certeza, Santo Tomás, La Fe y Tablazo). El 25% restante (zona norte) se entregó a otras compañías como: International Petroleum Co (I.P.C.) (operadora de los campos Carmela y Matilde); Carolina Oil Company (operadora de los campos Santa Paula, Carolina y Petrópolis) y Ecuador Oilfield Ltd, que descubrió el campo Tigre en 1934 y después, junto con otras propiedades de esta compañía, en 1951, pasan a poder de Manabí Exploration Co. (M.E.C.); las que a su vez fueron adquiridas en 1958 por Tennessee del Ecuador (TENEC) hasta que finalmente todos los campos del norte fueron cedidos en 1963 a Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana C.A. (CEPECA).

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) se hizo cargo de la explotación de los yacimientos de la Península en 1976 dedicándose a conservar la producción sin realizar pozos exploratorios; hasta que mediante el Decreto Ejecutivo No 2186 del 11 de Octubre de 1994 se suscribió un acuerdo entre Petroproducción y la Escuela Superior Politécnica del Litoral para el desarrollo de los hidrocarburos de la península. Posteriormente la ESPOL mediante lo estipulado en el Art. 3 del Decreto 2186, convoca a licitación a empresas nacionales y extranjeras para la formación de consorcios y poner en marcha la ejecución del contrato de Servicios Específicos para la exploración y explotación de hidrocarburos en los Campos Petroleros Gustavo Galindo V.

La empresa Argentina Compañía General de Combustibles (CGC.SA) obtuvo la adjudicación del área licitada dando lugar a la formación del Consorcio CGC-ESPOL; la misma que inicio sus operaciones el 6 de Junio de 1996 hasta la fecha, con lo cual se inicia la internacionalización de CGC hasta llegar, actualmente, a explotar yacimientos petroleros en: Guatemala, Venezuela, Bolivia y Paraguay.

Desde el inicio de la explotación de los campos los sistemas de producción mas usados fueron, flujo natural, gas lift, bombeo mecánico y pistoneo (swab), siendo el mas importante el sistema de gas lift intermitente en el campo Ancón exclusivamente.

Actualmente los sistemas de producción antes mencionados se mantienen pero ha sido necesario implementar el sistema plunger lift para algunos pozos. La producción actual de cada sistema se muestra en la tabla 2.1, donde se puede notar claramente que el sistema de mayor relevancia es el Swab con 370 pozos , bombeo mecánico con 190 , gas lift con 180 pozos operativos, 4 con flujo natural y 1 pozo bajo el sistema de plunger lift.

El numero de pozos que operan bajo el sistema de gas lift han venido disminuyendo en el transcurso de las cuatro ultimas décadas. En el año 1965 se registro la mayor cantidad de pozos que producían por este sistema.(promedio de 707 pozos) que dieron una producción de 6613 bppd, un total de gas de pozos de 15000 MSCFD, gas recirculado de 9657 MSCFD y un total de gas de formación de 5343 MSCFD,

además tenía una producción diaria de gasolina de 8366 gal./día Actualmente el sistema consta de solamente 180 pozos operativos con una producción de 280 bppd, 3273 MSCFD total gas de pozos, 1732 MSCFD de gas en circulación, 1541 MSCFD de gas de formación y 2333 gal./día de gasolina natural, es decir se tiene en operación el 25 % de la cantidad de pozos que se tenía en el año de 1965.

Tabla 2.1

Producción actual por sistemas

SISTEMA DE PRODUCCION	NUMERO POZOS	PRODUCCION PROMEDIO (BLS/D)
Bombeo Mecánico	190	659
Flujo Natural	4	9
Gas Lift	180	280
Swab	370	270
Plunger Lift	1	2

CAPITULO III

DESCRIPCION DEL ESTADO PRESENTE DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE

3.1 CONDICIONES ACTUALES DEL BOMBEO NEUMATICO

El bombeo neumático es uno de los sistemas de producción más importante en el campo Ancón, ya que aporta con el 23% de la producción diaria. Realizamos una descripción de las condiciones actuales de las facilidades de superficie que lo conforman.

Todos los pozos que operan mediante el sistema de gas lift en el campo Ancón tienen completación macarroni sin válvulas aliviadoras ni válvula operadora. Figura 3.1.

Presenta problemas comunes como taponamiento de las tuberías en superficie (especialmente las de 1”), fallas en el standing por taponamiento y mal sello debido a la acumulación de oxido proveniente de las facilidades de superficie.

El campo Ancón esta dividido en 12 secciones de operación, de las cuales 2 no producen por bombeo neumático (73 y 75). En la tabla 3.1 se indica la producción de petróleo, de gas natural y el consumo de gas lift en cada sección del mes de Mayo del 2001.

TABLA 3.1

SECCION	PRODUCCION (BPPD)	GAS DE POZOS (MPCSD)	CONSUMO GAS LIFT (MPCSD)	TORRE DONDE SE PROCESA
65	30.1	190	420	
68	40.1	317	215	
69	23	237	381	65
70	67	174	No se registra ind.	
71	10	135	55	
CERTEZA	0	60	0	
66	7	184	41	
74	38	214	163	66
67	46	1038	245	
72	21	377	204	72
73	0	0	8	ENVIA GAS A TRONCAL
SANTA PAULA	0	347	0	ENVIA GAS A TRONCAL
TOTAL	282.2	3273	1732	3

De la tabla se puede observar que durante el mes de Mayo del 2001 la producción de gas de formación es de 1541 MPCD, que se obtiene de la diferencia entre el gas de pozos y gas lift utilizado en cada sección.

Este sistema esta conformado por centros de distribución del gas que se ubican en las estaciones de compresión, intercomunicados entre sí a través de un manifold de alta presión al cual se puede enviar o recibir gas de alta presión entre las diferentes secciones según sus necesidades de consumo de cada sección.

Debido a que el sistema esta diseñado para operar con gas seco de alta presión (500 psi), las torres de adsorción y planta de gasolina natural adquieren importancia ya que en ellas se trata el gas rico de segunda etapa para obtener como producto final gas pobre domestico (115-120 psi) el cual es distribuido a las diferentes secciones que tienen compresor de tres etapas.

El sistema esta compuesto de 3 torres de adsorción en funcionamiento y 1 en la sección 67 que se encuentra suspendida, en la tabla 3.2, se puede observar las capacidades de operación a las que fueron diseñadas, lo que procesan actualmente y el porcentaje de la capacidad con que esta trabajando.

TABLA 3.2

TORRE	SECCIONES QUE APORTAN GAS A LA TORRE	CAPACIDAD DE PROCESAMIENTO MPCD	CANTIDAD QUE ESTA PROCESANDO MPCD	%
65	65 68 69 70 71 CERTEZA	7900	1474	18.7
66	66 74 67	1200	1098	91.5
72	72	1000	395	39.5
		TOTAL	2967	

3.2 ESTADO MECÁNICO DE LAS UNIDADES DE COMPRESIÓN.

El sistema de compresión es parte fundamental en el sistema de producción artificial por Gas Lift o bombeo neumático. El gas es comprimido y circula en un circuito cerrado de la siguiente manera:

El gas que viene de los pozos entra en primera etapa de compresión con una presión promedio de 4 a 8 pulgadas de mercurio al vacío, pasa a segunda etapa con 15 a 20 psi, saliendo con presión de 125 – 130 psi, hacia las torres de adsorción de donde sale de las mismas con una presión de 115-120 psi, entra a tercera etapa de compresión, saliendo con una presión de 450 – 500 psi. (Ver tabla 3.4)

Actualmente existen 7 centros de compresión en funcionamiento (ANEXO VI, mapa 5). El sistema lo conforman 7 compresores en operación (tabla 3.3), los cuales funcionan irregularmente como se puede apreciar en la tabla 3.5, donde se ve el tiempo de parada de los mismos incidiendo directamente en la presión de operación y por consiguiente en la producción.

En la tabla 3.3 se puede apreciar también las características de diseño, modelo, capacidad teórica de compresión, volumen actual de compresión, el estado en que se encuentra y su ubicación en los diferentes centros de compresión. Todos los compresores de la tabla son de tipo reciprocantes de acción doble marca Ingersoll-Rand (IR).

Estos compresores operan con una eficiencia promedio de 95% a excepción cuando se han presentado daños mecánicos en las maquinas tales como fallas en los magnetos o, daños en las válvulas de los cilindros compresores, Etc. también son parados

intencionalmente para ser sometidos a mantenimiento cada 80 días, o a chequeo cada 35 días.

3.3 TUBERIAS.

El transporte de gas natural es mediante líneas de tuberías desde los pozos a los separadores y separadores de producción hasta los consumidores finales. En las plantas de procesos el gas es tratado y procesado. Estas operaciones permiten obtener un gas residual apropiado para transportar por tuberías.

Los aspectos fundamentales de los gasoductos son:

- Las condiciones de operación.
- El comportamiento del gas a las condiciones de operación.
- El comportamiento de los materiales que forman la línea de tubería.
- La capacidad o la cantidad de gas que transporta.
- Las dimensiones (diámetro y longitud).
- Accesorios, conexiones y válvulas.

El fundamento de un gasoducto, es transportar una cantidad de gas por unidad de tiempo. El gas entra a la línea en su punto inicial a la presión a la cual el gas se pone a disposición para entrar en el, conocida como presión de entrada.

El gas llega a un punto final (presión final) el cual es inferior a la presión inicial. La diferencia se conoce como caída de presión del gas a través de la línea, (ΔP). Entre mayor sea esta diferencia de presiones, mayor es el volumen de gas transportado por una línea.

La temperatura de flujo de gas a través de la línea también incide en la capacidad de transporte, a mayor temperatura menor capacidad y viceversa.

La temperatura de entrega de gas a través del gasoducto es relativamente baja en el sistema de gas lift debido a los sistemas de refrigeración utilizados en el sistema. Una vez el gas en la tubería va adquiriendo la temperatura ambiente. Por esta razón las condiciones climáticas de lluvia, frío intenso y los rayos del sol afectan.

De acuerdo a este criterio el sistema debe ser manejado en función de las condiciones climáticas, por ejemplo en las condiciones de tiempo actual en la que se presenta mucho frío (20-24 °C) las líneas transportan menos volumen y en las partes bajas pueden formarse los llamados condensados en las líneas de alta presión especialmente. En las líneas de pozos a los separadores se forman precipitaciones de parafinas.

Las facilidades de gas lift esta formado por redes abiertas que son las líneas que llevan gas a los pozos y redes cerradas que son las que llevan gas de sección a el manifold de alta presión y de nuevo a las secciones, según el requerimiento.

Las redes del sistema están formadas por las tuberías que se describen en la tabla 3.6

Las redes cerradas están conformadas por tuberías de 2-7/8" y las abiertas de 2-3/8" principalmente y 1" en pequeños tramos hasta los pozos.

El transporte del gas en el campo Ancón lo podemos clasificar según las condiciones de presión a la que operan las líneas como: líneas de gas de alta presión, líneas de gas de media presión y líneas de gas de baja presión.

Para la toma de datos de las líneas de gas en el campo se realizó una inspección minuciosa de las mismas. Durante este trabajo de inspección se tomaron datos de los diámetros, estado de las líneas, la ubicación y tipo de válvulas, reductores y derivadores usando el Sistema de Posicionamiento Global (GPS).

3.3.1 Líneas de gas de alta presión.

Las líneas de gas de alta presión son las encargadas de transportar el gas que sale de la tercera etapa de compresión hacia los manifolds y luego hacia los pozos que producen por gas lift a una presión entre 400 – 500 psi. Están constituidas por tuberías de 3/4", 1", 1½", 2", 4" y 6" de diámetro. Estas tuberías que tienen ya muchos años en servicio y que en algunos casos han superado el tiempo de vida útil, presentan innumerables puntos de fuga, ya sea por fittings debido a la corrosión y por desgaste en las válvulas, uniones y bridas.

Las fugas en las tuberías y accesorios son debidas no solo a la oxidación externa provocada por el ambiente salino en que se encuentran sino también a la oxidación interna ocasionada por la formación de liquido al condensarse el gas y al desgaste abrasivo provocado por la circulación del gas a alta presión. El gas circulante va arrastrando consigo oxido, el mismo que se acumula en las válvulas y en las tuberías más delgadas ocasionando los taponamientos.

3.3.2 Líneas de gas de media (Gas domestico)

Las líneas de gas de media están constituidas por tuberías de 4" y 6" y son las encargadas de transportar el gas que sale de la segunda etapa de compresión a una presión entre 140 – 160 psi. El gas de segunda etapa es transportado desde una estación de compresión que no está provista de torre de adsorción hacia otra que si la tiene. Luego de que el gas ha perdido sus componentes licuables en la torre, queda listo para entrar a la tercera etapa de compresión.

En las líneas de gas de media se presentan los mismos problemas de corrosión que se mencionaron para las líneas de gas de alta, ocasionando así mismo fugas por fittings, válvulas, uniones y bridas.

El principal problema en las líneas de gas de media presión es la formación de condensado el cual provoca grandes caídas de presión y en el peor de los casos, la pérdida total de flujo.

3.3.3 Líneas de gas de baja presión.

Las líneas de gas de baja presión están constituidas por tuberías de 2", 4", 6", 8" y 10". Estas líneas son las encargadas de transportar el gas que sale de los separadores (gas inyectado a los pozos + gas de formación) hacia la primera etapa del compresor. Este gas entra con una presión entre 4 - 8 plg de mercurio al vacío y sale de primera etapa a una presión entre 25 – 30 psi.

Debido a que las líneas de gas de baja presión operan al vacío, no se producen fugas por los fittings, válvulas y uniones sino que más bien absorben aire del ambiente por estos puntos, lo cual incide peligrosamente en la operación de los compresores ya que el aire con el gas forma una combinación explosiva cuando se encuentran a altas presiones.

3.4 ACCESORIOS.

Los accesorios utilizados en aquellas partes de la línea donde se producen cambios de dirección, de diámetro, ramificaciones o empalmes son fabricados en acero al carbón y al igual que en las tuberías se les especifica en los catálogos de los fabricantes, mediante diámetros nominales y su calibre. En el anexo se encuentran gráficos para determinar K y Cv para válvulas y accesorios tomados del libro de Crane.

En el sistema de alta presión se utiliza accesorios soldados en diámetros nominales de 1/2" a 1-1/2" y de 2" en adelante.

Los accesorios comprenden codos, tees, reducciones y tapones.

Los codos son de 45° y 90°, reducidos de acuerdo al ángulo y forma. De radio largo y corto, prefiriéndose en todo momento, usar los de tipo largo en líneas de gas debido a que causa una menor caída de presión.

Tees son utilizadas donde se producen empalmes y ramificaciones.

Las reducciones es utilizada donde hay cambios de diámetros son de dos tipos. La excéntrica se utiliza cuando se desea conservar el mismo nivel para el fondo de la línea a pesar del cambio de diámetro.

Tapones son utilizados para rematar extremos de líneas.

Conexiones son utilizadas para insertar o conectar válvulas u otros equipos de líneas, son de dos tipos roscados o de brida .en el sistema de alta presión se utilizan conexiones de brida hasta de 1".

Las conexiones de brida son de uniones de anillos (ring Joint) para calibres iguales o superiores a las 600 lbs. ANSI. En el sistema se manejan comúnmente construcción de conexiones de cuello soldado (welding neck) y las de brida ciega (blind).

Las guías API y ANSI publican tablas donde aparece la máxima presión de operación en conexiones de brida de acuerdo con la temperatura de trabajo, **tabla 3.6**

TABLA 3.7

**MAXIMA PRESION DE OPERACIÓN EN
BRIDAS (psi)**

	CALIBRE LIBRAS ANSI						
TEMPERATURA							
DE OPERACIÓN							
°F	150	300	4000	6000	900	1500	2500
20-100	275	720	960	1440	2160	3600	6000
150	255	710	945	1420	2130	3550	5915
200	240	700	930	1400	2100	3500	5830
250	225	690	920	1380	2070	3450	5750
300	210	680	910	1365	2050	3415	5690
350	195	675	900	1350	1025	3375	5625
400	180	665	890	1330	2000	3330	5550

3.5 VALVULAS

En el sistema de gas al igual que en cualquier otro sistema de manejo de fluidos, las válvulas cumplen tres funciones básicas:

1. Control de paso.
2. Control de flujo.
3. *Control de dirección.*

En el sistema existen válvulas operadas manualmente, excepto las válvulas de control que operan de manera automática.

Las válvulas presentan para su conexión extremos con bridas aun para diámetros de 1” en las líneas de alta presión.

Se usan válvulas de bola con extremos soldados para servicios y sitios donde la seguridad de las instalaciones esta por encima de cualquier otro factor operacional.

Las válvulas de compuerta (Gate) presentan ciertas características de control de flujo aunque resultan menos herméticas que las de tapón o bola, bajo condiciones muy severas de operación y para largos periodos de operación.

Las de tapón son mas herméticas que las de compuerta pero con menos características de tapón de flujo cuando operan en posiciones intermedias..

Las de bola no tienen características de flujo pero si gran hermeticidad de resistencia, muy pequeña al flujo de gas.

En el grupo de válvulas de control de dirección se encuentran las llamadas válvulas de retención (CHEK) las cuales actúan en las líneas de gas asegurando el flujo en una dirección pero bloqueándolo en el sentido opuesto, aislando así por ejemplo un sistema de alta presión de otro de baja presión. Existen de dos tipos, de pistón en los sistemas de alta presión y de lengüeta o bola en las líneas de mediana y baja presión.

3.6 PLANTA DE GASOLINA

La planta de gasolina natural esta ubicada en la estación de la sección 66, en esta planta se produce gasolina natural en un volumen promedio de 2333 gal/día.

La capacidad de proceso de la planta es de 22.000 gal./día (522 bls/día), debido a las malas condiciones en que se encuentra, no procesa en forma normal ya que tiene paradas imprevistas, ocasionando muchos problemas en la operación del sistema neumático porque el gas inyectado a los pozos no atraviesa la etapa de adsorción, entrando gas rico al sistema y formándose condensados en las líneas de distribución de los pozos, ocasionando daños en las maquinas de control de superficie, taponamientos de válvulas en el subsuelo, por el oxido existente en el interior de las líneas de alta presión que también están en malas condiciones.

Para obtener la gasolina natural en la planta en el campo Ancón (Sección 66) se realizan dos operaciones básicas que son absorción y destilación fraccionada, además de las operaciones complementarias de transferencia de calor, bombeo y compresión.

La adsorción.- ocurre en las torres indicadas anteriormente cuando dos fases, un líquido y un gas se ponen en contacto, los componentes licuables que contiene la fase gaseosa son absorbidos por el líquido (aceite absorbedor) el cual luego los lleva a la planta de gasolina para ser procesado.

La destilación es el proceso inverso de la adsorción.

La operación de adsorción. es de naturaleza cíclica, en la cual el aceite absorbente transporta los componentes hidrocarburos licuables que retira del gas natural húmedo o rico, en las torres absorbedoras. Los hidrocarburos licuados son luego despojados del aceite absorbente en otra torre despojadora mediante la operación de destilación.

El aceite absorbente despojado retorna al sistema inicial donde vuelve a recoger componentes hidrocarburos completando de esta forma el ciclo.

El ciclo se inicia en las torres de las secciones 65, 66 y 72 que están constituidas en su interior por platos de burbujeo perforados. A las torres se les alimenta por el fondo la corriente de gas natural a procesar (gas rico), la cual asciende hacia el tope de la torre cruzando los platos donde entra en íntimo contacto con el aceite absorbente frío, de una consistencia similar al Kerosén y de peso molecular que oscila entre 120 y 200, el absorbente es alimentado por el tope de la torre. Figura 3.2.

Al ocurrir el contacto entre la corriente de gas y el aceite absorbedor pobre, se produce una transferencia de los componentes licuables, desde la corriente de gas hacia el aceite absorbente. Estos componentes transferidos están constituidos por el 99 % de izo butano, 90-95 % de los butanos y de un 70-85 % del propano.

La torre destiladora se diferencia de las absorbedoras básicamente por el tipo de componentes que separan de una corriente, lo cual implica diferencias en las presiones de operación, temperatura de tope y fondo, tasas de circulación de reflujo de tope y fondo, condiciones a las cuales debe efectuarse la alimentación o carga, la cantidad de calor a suministrar en el rehervidor u horno y a remover en el condensador de cima.. por otro lado las torres de destilación se asemejan notablemente en su estructura y aspecto físico ya que todas están constituidas en su interior por platos de burbujeo perforados.

Actualmente la planta de gasolina se encuentra operando con una eficiencia del 70 % aproximadamente y el aceite absorbente se encuentra en circulación desde hace 5 años.

3.7 TRAZADO DE LINEAS

Para el trazado de las líneas de baja, media, alta presión y de aceite rico y pobre que forman parte fundamental de las facilidades de gas lift, se utilizo el Sistema de

Posicionamiento Global (G.P.S), cartografía básica del I.G.M y el programa AutoCAD- 14. En los mapas elaborados luego de largos días de trabajo de campo (ver anexo VI) , se puede apreciar el trazado actual de las líneas de gas. Estos mapas nos permitirán mas adelante determinar las longitudes de tuberías para hacer el análisis de presiones y una propuesta técnica de rediseño en las líneas de alta presión..

CAPITULO IV

ESTUDIO, ANALISIS Y SOLUCIONES

4.1 CAPACIDAD DEL SISTEMA DE COMPRESION

Actualmente el sistema de compresión tiene una capacidad teórica de 11320 MSCFD para primera y segunda etapa y 4000 MSCFD para tercera etapa pero; procesa 2967 MSCFD y 2009 MSCFD respectivamente, es decir que, la eficiencia de compresión del sistema es de 26 % en primera y segunda y 50 % en tercera etapa. (Ver tabla 3.3).

Los valores de eficiencia nos indican que el sistema esta sobredimensionado y que podría operar con menos unidades de las que actualmente funciona pero, debido a que los yacimientos están depletados y no hay suficiente presión para transportar el gas de los pozos a los separadores y de estos hasta las unidades de compresión, no es posible dejar fuera de servicio una o mas unidades, puesto que se encuentran ubicadas en puntos estratégicos que hacen que la captación de gas sea eficiente a esas condiciones.

4.2 SISTEMA DE CAPTACION.

La captación de gas se la realiza desde los pozos de gas lift, de algunos pozos de bombeo mecánico que producen gas y de pozos que producen gas únicamente.

La recolección de gas desde los pozos hasta los separadores de producción se lo hace por medio de tuberías de 2-3/8" que en su mayoría se encuentran en malas

condiciones lo cual ocasionan perdidas de flujo y por ende perdidas de presión que junto con el problema de depletación de los yacimientos hace que los compresores tengan que crear succión para extraer el gas a la entrada de primera etapa.

Los valores de presión de entrada y salida para primera, segunda y tercera etapa en las diferentes secciones se muestran en la tabla 3.4. Se puede observar claramente que de los 7 compresores 6 trabajan con presiones de entrada al vacío (2-12-pulg, de agua) y solamente 1 (Santa Paula) trabaja con una presión de 17 psig de entrada. Como las líneas están sobredimensionadas y en mal estado, al crear succión los compresores absorben aire a través de las bridas válvulas, uniones y tuberías en mal estado.

La presencia de aire en el gas, tabla 4.1 forma una mezcla explosiva y como este gas también es usado como combustible lo hace pobre y de mala calidad debido a que pierde el poder calórico.

El gas proveniente de los pozos es medido en la salida de los separadores de producción de cada sección, las medidas se las realizan todos los días. Ver, tablas 4.2. en esta tabla se puede notar claramente que la sección que aporta la mayor cantidad de gas es la 67, mientras que la sección 73 no aporta debido a las bajas presiones de formación.

El GOR promedio del campo tiene un valor de:

$$\text{GOR} = \frac{\text{Producción total gas de formación}}{\text{Producción total de petróleo}} \quad \text{Ec. (4.1)}$$

$$\text{GOR} = 1541000/1200 = 1284 \text{ SCF/BL}$$

4.3 CAPACIDAD DE LA PLANTA DE GASOLINA

La planta de gasolina fue diseñada para procesar 22.000 gal/día de gasolina natural, con un volumen de gas circulado de 16000 MSCFD, pero actualmente procesa 2333 gal./día de un total de 2967 MSCFD de gas circulado, es decir que opera al 11% de su capacidad teórica.

Si la planta de gasolina estuviera operando en optimas condiciones, los 2967 MSCFD debería producir aproximadamente 4000 gal/día de gasolina, como se produce solamente 2333 gal./día, se concluye que se tiene una perdida de 1667 gal/día, estas perdidas se deben a la falta de mantenimiento de la planta y torres de adsorción.

La falta de mantenimiento también repercute en la operación de los compresores, puesto que el gas entra a la tercera etapa de compresión con alto contenido de liquido.

El contenido de liquido en el gas a su vez provoca la formación de condensados en las

líneas de alta presión, lo cual conlleva a tener problemas como: oxidación interna de las tuberías, accesorios y válvulas, los taponamientos por acumulación de óxido en superficie y en el subsuelo; por lo tanto, es urgente realizar un servicio de mantenimiento a la planta de gasolina y a las torres de adsorción.

El costo estimado para realizar el mantenimiento recomendado es de 45000 dólares (mano de obra, compra de enfriador y platos perforados). Esta inversión se recuperará en un tiempo máximo de dos meses, teniendo en cuenta que la producción de gasolina se incrementará en 35 BPD aproximadamente, a un costo de 38 dólares por barril, es decir se tendría un ingreso mensual de 39900 dólares.

4.4 BALANCE DE GAS

4.4.1 Balance de gas por secciones

Para realizar los cálculos del consumo de gas por secciones se utilizaron medidores marca Daniel, y los valores promedios de los datos tomados por los operadores de Campo en el mes de Mayo del presente año.

Todos los datos fueron medidos cuidadosamente. Con el uso del integrador se determinaron las lecturas de las cartas lineales que son las utilizadas en el campo Ancón. Para calcular el flujo de gas en las secciones, se utilizaron los datos de Fb

(coeficiente básico de orificio) de la Tabla 4.3, posteriormente estos datos de F_b son corregidos por gravedad y temperatura cuyos valores están tabulados en el ANEXO VII (tablas 4.4 hasta la 4.14).

Ejemplo:

Consumo de gas lift en la sección 68.

Coeficiente básico de orificio (F_b) (de tabla 4.3) = 204.04

Factor de gravedad (F_g):

$$F_g = \sqrt{\frac{1}{SG}} \quad \text{Ec. 4.2}$$

Para $SG=0.62$ tenemos que $F_g = 1.27$

Factor de temperatura (F_{tb})

$$F_{tb} = \sqrt{\frac{520}{460+T^{\circ}F}} \quad \text{Ec. 4.3}$$

Para $T= 80$ se tiene $F_{tb} = 0.9813$

$$C'(\text{coeficiente de orificio corregido}) = F_b * F_g * F_t$$

$$C' = 254$$

Rango de la carta (carta lineal): 0-100 H₂O y 1000 psia (1000 x 100)

Constantes del integrador para diferentes escalas:

TABLA 4.15

Valor de constante	Rango de la carta
3088	0-1000
6578	0-50
9528	0-100

Una vez ingresado la constante al integrador de acuerdo al rango de la carta, nos da los siguientes valores (los valores proporcionados por el integrador son equivalentes a la raíz cuadrada de las presiones diferencial y estática):

$$P_f = 21.9 \text{ psia.}$$

$$h_w = 1.7'' \text{ H}_2\text{O}$$

$$\text{Por lo tanto } Q_g = 228 \text{ MSCFD}$$

Este procedimiento se siguió para hacer los cálculos de los *valores medidos* que se muestran en la tabla 4.16.

4.4.2 Balance general

Los cálculos para el balance fueron realizados tomando los datos promedios de las medidas hechas en el mes de Mayo del presente año.

Para calcular el gasto de gas combustible para los compresores se utilizó un valor promedio de 174 Btu/ft/D/BHP. Este valor se lo determino utilizando la siguiente ecuación:

$$GRC = \left(\frac{K_c * 24 * BHP}{1000} \right) \frac{1}{1000} ; \text{ MSCFD} \quad \text{Ec. 4.4}$$

Donde:

Kc= contante dada por el fabricante

BHP= potencia requerida al freno

GRC= gas requerido para combustible

Para Kc= 7250 (valor leído en el la tabla del ANEXO VIII)

Se tiene:

GRC = 57 Mscfd para un compresor de 300BHP.

La tabla 4.16 muestra el balance general de consumo de gas del Campo Ancón, donde se presentan los valores del gas procesado en las torres, pérdidas en las torres, gas que sale de las torres, gas de entrada a los compresores, gas de/a troncal (+ recibe de troncal, - envía a troncal), el consumo de gas lift en las secciones, consumo de gas combustible para cada compresor, consumo de gas en los volúmetros, gas combustible para la planta de gasolina y las pérdidas por fugas.

Para el cálculo del consumo teórico de gas lift por pozo (*valores teóricos*) se utilizó el procedimiento para calcular la relación gas inyectado petróleo (**IGOR**) para bombeo neumático intermitente descrito en el capítulo 1.

Todos los valores teóricos de consumo de gas por pozo se muestran en la tabla 4.17

4.5 ANALISIS DEL SISTEMA DE ALTA PRESION

Las presiones estáticas del sistema de alta distribuidas en el campo están tabuladas en la tabla 4.17. en el final de la tabla se puede apreciar los valores promedios de:

Presión en la línea (presión estática, **Pe**) = **466 psi**

Presión de inyección (**Piny.**) = **282 psi**

Consumo promedio de gas por pozo = **415 SCF/Minuto**

Estos valores son el resultado de las mediciones hechas en el campo a cada pozo de gas lift.

Los valores de presión estática varían entre 495 y 420 psi, dando un promedio de 466 psi. Esta presión es suficiente para producir a las condiciones actuales de completación de los pozos, ya que se tiene un promedio de 282 psi para las presiones de inyección. Pero las presiones estáticas tienden a sufrir considerables bajas cuando ocurre una falla en una de las unidades de compresión, por lo tanto resulta necesario plantear una solución para que la distribución de presión sea más uniforme en todo el campo.

4.6 SOLUCION TECNICA PROPUESTA.

El sistema actual de alta presión puede ser modificado y mejorado en cuanto a la complejidad del trazado de líneas, realizando un estudio de presiones y aplicando los conocimientos básicos de flujo de fluidos en tuberías.

El objetivo es mantener una presión óptima de operación en las líneas de alta presión a un costo razonable, minimizando al máximo las pérdidas por fugas y simplificando el sistema en cuanto al trazado de líneas.

Los cálculos que se muestran en las tablas 4.18, 4.19 y 4.20 fueron realizados utilizando la ecuación de Weymouth (confiable para líneas de diámetros menores de 12”), los mapas 1, 2 y 3 (para determinar las distancias y la nueva trayectoria de las líneas) y haciendo las siguientes consideraciones:

- Topografía del terreno uniforme (flujo horizontal)
- Sistema isotérmico (temperatura ambiente)

Flujo monofásico (se desprecia la presencia de condensados)

Se considera un valor de $E = 0.85$ para tuberías usadas.

Los resultados de los cálculos sugieren un cambio de diámetro en las tuberías de gas de baja y de media presión, pero las restricciones económicas hacen que dicha sugerencia no sea ejecutable. Lo más indicado para este caso es la reparación de todas las fugas en las líneas de gas de baja presión para evitar de esta manera la entrada de aire a la primera etapa de compresión.

Si se tiene una gran capacidad de transporte y de compresión, se debe incrementar el volumen de gas en el sistema, conectando nuevos pozos productores de gas al sistema de captación, ya que existen pozos suspendidos en el campo que pueden aportar con una considerable cantidad de gas de formación.

El mapa 4, presenta el trazado de líneas simplificado que beneficiará al sistema en las operaciones de control , mantenimiento y en una mejor distribución de la presión estática, puesto que se minimizaran las perdidas por fugas y por distancia.

La propuesta debe ser ejecutada la siguientes manera:

1. Levantar toda la tubería que ya no es necesaria en el sistema.
2. Rediseñar las líneas de alta presión considerando los cambios y las trayectorias hechas en el mapa 4.
3. Levantar la tubería que quede fuera de servicio después de ejecutar el rediseño.

Agregar al sistema de captación los siguientes pozos productores de gas. ANC 1276, 1203, 1672, 1788, 1455, 0015, 2007, 0868, 1918, 0304, 1968, 1962, 1946, 1912, 0973, 0974. Cada uno de estos pozos produce en promedio 7.670 MSCFD (dato proporcionado por la Empresa)

Este proyecto será ejecutado bajo la supervisión del Departamento de Ingeniería De proyectos de la empresa.

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO DE LA PROPUESTA

5.1 ANALISIS ECONOMICO DE LA PROPUESTA TECNICA

La propuesta técnica hecha en el capítulo anterior, requiere de una evaluación económica en función de gastos e ingresos. Los gastos están relacionados con la mano de obra, costo de materiales, transporte, imprevistos, mantenimiento y depreciación de los materiales nuevos usados en el proyecto.

Los ingresos serán función de la producción adicional de gasolina debido a la disminución de las pérdidas de gas por fugas y del aporte de gas al sistema de los nuevos pozos productores.

En la tabla 5.1 se puede notar que el costo diario por mano de obra, transporte y combustible es de 160 dólares por día. En la tabla 5.2 se muestra la lista de materiales requeridos y los costos. El tiempo que durará la implementación del proyecto es de 76 días (ver tabla 5.3), tres meses aproximadamente considerando los imprevistos. Los costos del proyecto para las alternativas de usar tubería nueva o tubería usada, están en la tabla 5.4.

Es preciso notar que al ejecutar el proyecto con tubería usada se tiene ventajas económicas, debido a que esta tiene cero valor comercial; pero, el tiempo de vida útil es una gran desventaja que debe ser considerado en las alternativas.

En los análisis de las alternativas no se incluye el costo de mantenimiento, debido a que no se requerirá contratar personal para la inspección de las líneas, además el incremento en el valor para la compra de materiales para el mismo (grasa, abrazaderas, etc.) es mínimo de tal manera que puede ser despreciado.

5.1.1 TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION UTILIZANDO TUBERIA NUEVA (ALTERNATIVA 1)

Se realiza un análisis del tiempo de recuperación de la inversión (pay out) para esta alternativa propuesta en un periodo de tiempo de 3 años (tabla 5.5). Nótese que para hacer este análisis se toma en cuenta los siguientes valores:

- Costo de estudio del proyecto
- Costo de materiales
- Tener como parte del capital inicial por lo menos para pagar un mes de sueldo.
- Depreciación de los materiales nuevos 1 % mensual
- Imprevistos

Las valores de las variables económicas para esta alternativa son VAN (valor actual neto) de 54,281 dólares, TIR (tasa interna de retorno) del 64 % para un tiempo de recuperación de la inversión de 21 meses.

5.1.2 TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION UTILIZANDO TUBERIA USADA (ALTERNATIVA 2)

El análisis para esta alternativa es similar al realizado a la alternativa anterior.

Las valores de las variables económicas para esta alternativa son VAN de 101,988.00 dólares, TIR del 335 % para un tiempo de recuperación de la inversión de 10 meses (tabla 5.6)

Aplicando los conceptos de VAN, TIR y considerando el menor tiempo de recuperación de la inversión (pay out) en las dos alternativas propuestas, se recomienda ejecutar el proyecto con tubería usada, debido a que nos permitirá recuperar la inversión en 10 meses con un VAN de 101,988.00 dólares y Una TIR de 335 %.

ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO.

INGENIERIA DE PROYECTOS
EMPRESA CGC

TABLA 5.1

COSTO/DIA(\$)	
PERSONAL DE CAMPO	
2 CUADRILLAS DE 3 HOMBRES c/u	70
TRANSPORTE	
PLATAFORMA	60
COMBUSTIBLE	30
TOTAL(\$)	160

TABLA 5.2. LISTA DE MATERIALES Y COSTOS

MATERIALES	CANTIDAD	COSTO/U.(\$)	COSTO/T(\$)
PARA LEVANTAMIENTO DE TUBERIA			
TAPONES 2 7/8"	5	12	60
TAPONES 2 3/8"	80	9	720
TAPONES 1 1/2"	6	7	42
TAPONES 1"	15	4	60
PARA REDISEÑO			
Tubería de 2 3/8" J55	297	70,9	21057,3
Tubería de 1" J55	20	65,62	1312,4
Tubería usada J55(cero valor comercial)	280	0	0
válvulas de compuerta para línea 2 3/8"	10	318,63	3186,3
válvulas de compuerta para línea 1"	20	40	800
Las válvulas y tapones son de acero			
PARA REDISEÑO			
Tubería usada J55(cero valor comercial)	319	0	0

TABLA 5.3. TIEMPO DE DURACION DEL PROYECTO

	LONGITUD (Pies)	# TUBOS	# TUBOS/DIA	TOTAL/DIAS	COSTO/TOTAL
Levantar tubería fuera de servicio	85647	2660	70	40	6.400,00
Tendido e instalación de tubería PARA REDISEÑO	8920	280	40	8	1.280,00
Levantar tubería después de rediseño	44326	1377	70	20	3.200,00
Tendido e instalación de tubería PARA POZOS DE GAS	10283	319	40	8	1.280,00
Dias laborables				76	
Tiempo de duración del proyecto (Meses)				3	

TABLA 5.4. COSTO DEL PROYECTO

**1.-ALTERNATIVA
CON TUBERIA NUEVA**

COSTO TOTAL DEL PROYECTO	
MANO DE OBRA Y TRANSPORTE	12.160,00
MATERIALES	48649,8
IMPREVISTOS	6080,98
TOTAL (\$)	66.890,78

**2.-ALTERNATIVA
CON TUBERIA USADA**

COSTO TOTAL DEL PROYECTO	
MANO DE OBRA Y TRANSPORTE	12.160,00
MATERIALES	4868,3
IMPREVISTOS	1702,83
TOTAL (\$)	18.731,13

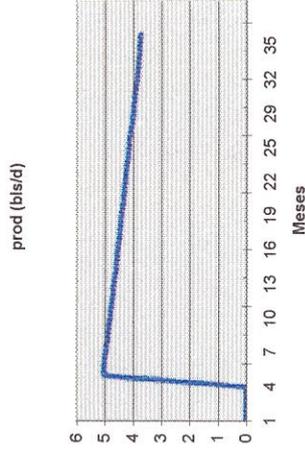
TABLA 5.5

TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION PARA ALTERNATIVA DE USAR TUBERIA NUEVA

mes	declinación (%)	prod (bls/d)	prod (bls/m)	Ingresos (U\$S)	Inversiones (U\$S)	FC (u\$S)	Ingresos y	FCacum
0		0	0	0	(61259)	-61.259	-61.259	-61.259
1		0	0,0	0,0	(4800)	-4.800	-4.754	-66.013
2		0	0,0	0,0	(4800)	-4.800	-4.709	-70.722
3		0	0,0	0,0	(4800)	-4.800	-4.664	-75.387
4		0	0,0	0,0	0	0	0	-75.387
5	1%	5	152,0	5624,0		5.624	5.362	-70.025
6	1%	5	152,0	5624,0		5.624	5.311	-64.714
7	1%	5	150,5	5567,8		5.568	5.208	-59.506
8	1%	5	149,0	5512,1		5.512	5.107	-54.399
9	1%	5	147,5	5457,0		5.457	5.008	-49.392
10	1%	5	146,0	5402,4		5.402	4.911	-44.481
11	1%	5	144,6	5348,4		5.348	4.815	-39.666
12	1%	5	143,1	5294,9		5.295	4.722	-34.944
13	1%	5	141,7	5241,9		5.242	4.630	-30.314
14	1%	5	140,3	5189,5		5.190	4.540	-25.773
15	1%	5	138,9	5137,6		5.138	4.452	-21.321
16	1%	5	137,5	5086,2		5.086	4.366	-16.955
17	1%	4	136,1	5035,4		5.035	4.281	-12.674
18	1%	4	134,7	4985,0		4.985	4.198	-8.476
19	1%	4	133,4	4935,2		4.935	4.117	-4.360
20	1%	4	132,0	4885,8		4.886	4.037	-0.323
21	1%	4	130,7	4837,0		4.837	3.958	3.636
22	1%	4	129,4	4788,6		4.789	3.882	7.517
23	1%	4	128,1	4740,7		4.741	3.806	11.323
24	1%	4	126,8	4693,3		4.693	3.732	15.056
25	1%	4	125,6	4646,4		4.646	3.660	18.716
26	1%	4	124,3	4599,9		4.600	3.589	22.305
28	1%	4	121,8	4508,4		4.508	3.451	29.275
29	1%	4	120,6	4463,3		4.463	3.384	32.659
30	1%	4	119,4	4418,7		4.419	3.318	35.977
31	1%	4	118,2	4374,5		4.374	3.254	39.231
32	1%	4	117,0	4330,7		4.331	3.191	42.422
33	1%	4	115,9	4287,4		4.287	3.129	45.551
34	1%	4	114,7	4244,5		4.245	3.068	48.619
35	1%	4	113,6	4202,1		4.202	3.009	51.628
36	1%	4	112,4	4160,1		4.160	2.950	54.578

DATOS	
Costo de estudio	2240 U\$S
materiales	48649,8 U\$S
1 meses de sueldo	4800 U\$S
Eventualidades(10%)	5568,98 U\$S
inversion inicial (Co)	61258,8 U\$S

CURVA DE PRODUCCION



CASO BASE	
Precio	U\$S/bbl
Costo Operativo (marg.)	U\$S/bbl
Tasa de Descuento	%/Mes
VAN	U\$S
TIR	
Pay Out	Meses
Acumulada 3 años	Bbls

PAY OUT

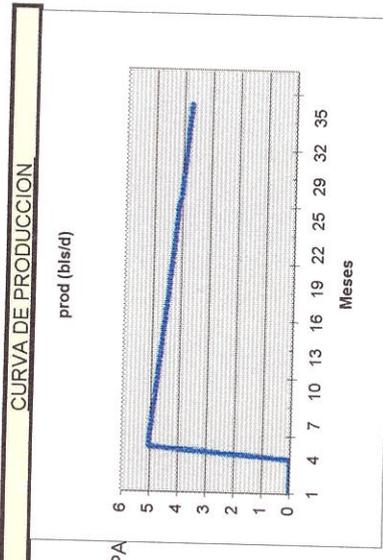
	38
	1
	0,95%
	54.281
	64%
	21
	4221

TABLA 5.6

TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION PARA ALTERNATIVA CON TUBERIA USADA

mes	declinación (%)	prod (bbls/d)	prod (bbls/m)	Ingresos (U\$S)	Inversiones (U\$S)	FC (u\$S)	Ingresos y	FCaput
0		0	0	0	(13099)	-13.099	-13.099	-13.099
1		0	0,0	0,0	(4800)	-4.800	-4.754	-17.854
2		0	0,0	0,0	(4800)	-4.800	-4.709	-22.563
3		0	0,0	0,0	(4800)	-4.800	-4.664	-27.227
4		0	0,0	0,0	0	0	0	-27.227
5	1%	5	152,0	5624,0		5.624	5.362	-21.865
6	1%	5	152,0	5624,0		5.624	5.311	-16.554
7	1%	5	150,5	5567,8		5.568	5.208	-11.347
8	1%	5	149,0	5512,1		5.512	5.107	-6.240
9	1%	5	147,5	5457,0		5.457	5.008	-1.232
10	1%	5	146,0	5402,4		5.402	4.911	3.679
11	1%	5	144,6	5348,4		5.348	4.815	8.494
12	1%	5	143,1	5294,9		5.295	4.722	13.216
13	1%	5	141,7	5241,9		5.242	4.630	17.846
14	1%	5	140,3	5189,5		5.190	4.540	22.386
15	1%	5	138,9	5137,6		5.138	4.452	26.838
16	1%	5	137,5	5086,2		5.086	4.366	31.204
17	1%	4	136,1	5035,4		5.035	4.281	35.485
18	1%	4	134,7	4985,0		4.985	4.198	39.684
19	1%	4	133,4	4935,2		4.935	4.117	43.800
20	1%	4	132,0	4885,8		4.886	4.037	47.837
21	1%	4	130,7	4837,0		4.837	3.958	51.795
22	1%	4	129,4	4788,6		4.789	3.882	55.677
23	1%	4	128,1	4740,7		4.741	3.806	59.483
24	1%	4	126,8	4693,3		4.693	3.732	63.215
25	1%	4	125,6	4646,4		4.646	3.660	66.875
26	1%	4	124,3	4599,9		4.600	3.589	70.464
28	1%	4	121,8	4508,4		4.508	3.451	77.435
29	1%	4	120,6	4463,3		4.463	3.384	80.819
30	1%	4	119,4	4418,7		4.419	3.318	84.137
31	1%	4	118,2	4374,5		4.374	3.254	87.391
32	1%	4	117,0	4330,7		4.331	3.191	90.582
33	1%	4	115,9	4287,4		4.287	3.129	93.711
34	1%	4	114,7	4244,5		4.245	3.068	96.779
35	1%	4	113,6	4202,1		4.202	3.009	99.788
36	1%	4	112,4	4160,1		4.160	2.950	102.738

DATOS	
Costo de estudio	2240 U\$S
materiales	4868,3 U\$S
1 mes de sueldo	4800 U\$S
Eventualidades(10%)	1190,83 U\$S
inversion inicial (Co)	13099,1 U\$S



CASO BASE	
Precio	U\$S/bbl 38
Costo Operativo (marg.)	U\$S/bbl 1
Tasa de Descuento	%/Mes 0,95%
VAN	U\$S 101.988
TIR	335%
Pay Out	Meses 10
Acumulada 3 años	Bbls 4221

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES.

- Los problemas de fugas en el sistema de gas lift son de considerable importancia puesto que representan una pérdida del 8.25 % del gas circulado. Esto conlleva a una disminución en la presión de operación del sistema y a pérdidas en la producción de gasolina natural.
- El sistema de gas lift opera con una presión estática promedio de 466 psi. aproximadamente para producir a las condiciones actuales de completación que presentan los pozos.
- La completación actual de los pozos de gas lift, hace que en el sistema circule una cantidad de gas aproximadamente tres veces mayor de la que circulaba cuando los pozos tenían completación con válvula operadora. Habiendo la capacidad de compresión suficiente, esto beneficia de manera sustancial a la producción de gasolina natural, ya que se tiene una mayor cantidad de gas rico para ser procesado.
- Las pérdidas de gas no se deben solamente a las fugas causadas por la vetustez de la tubería en superficie, sino también a la acumulación de óxido en el standing valve lo cual ocasiona que éste no haga sello, permitiendo que el gas inyectado se

vaya hacia la formación. Esto ocasiona además que el pozo no de su potencial o no produzca.

- La mayor cantidad de puntos de fuga en superficie se localizan en la tubería que está fuera de servicio (aproximadamente 26 Km. de longitud), debido a que esta tubería no ha sido revisada desde hace muchos años y se encuentran en lugares de difícil acceso.
- Las líneas de baja y media presión que forman un circuito cerrado se encuentran sobredimensionadas como se muestra en las tablas 4.19 y 4.20.
- A la tercera etapa de compresión entran partículas de oxido y aceite absorbedor que al comprimirse a 500 psi, adquieren energía cinética, ocasionando rupturas en los elementos constitutivos de los cilindros del compresor.
- El sistema de compresión opera con una eficiencia de 26% en primera y segunda etapa y 50 % en tercera etapa de la capacidad teórica de compresión.
- El sistema de compresión, en general está sobredimensionado, de tal manera que se podría pensar en una simplificación del sistema de compresión. Pero tal simplificación se ve limitada debido a que los yacimientos están depletados y no hay la suficiente presión para transportar el gas de una estación a otra durante el

proceso de captación. Se debe considerar además que en las condiciones actuales los compresores trabajan al vacío; por lo tanto la eliminación de una de las unidades de compresión disminuirá considerablemente la captación de gas.

- El mal estado de las líneas de gas de primera etapa, junto con el sobredimensionamiento de las mismas, ocasionan que los compresores absorban aire por las bridas, válvulas, conectores y huecos en la tubería. El aire con el gas forma una mezcla explosiva que puede ocasionar incendios en los compresores.
- El motivo principal que ocasiona la parada de los compresores es la variación en la calidad del gas combustible.
- El trazado actual de las líneas de gas de tercera etapa presenta trayectorias innecesarias de la tubería, lo que ocasiona caídas de presión por distancia y por la presencia de condensados.
- La planta de gasolina natural opera con una eficiencia del 11 % de su capacidad teórica y con una eficiencia operativa de 70 %.
- Los problemas en el proceso de adsorción ocasionan daños a los compresores que hacen tercera etapa y forma condensados en las líneas de gas de alta presión.

- Si se realiza un mantenimiento a la planta de gasolina y a las torres de adsorción, se tendrá una producción adicional de 35 Bls/día de gasolina natural, lo cual representa un ingreso adicional de 39900 U\$\$/mes.

- La ejecución de la propuesta planteada en el capítulo IV reducirá en un 70 % las pérdidas por fugas y se tendrá una producción adicional de gasolina de 3 Bls/día. Adicionalmente si se conectan al sistema de captación los pozos recomendados, se tendrá un incremento de 2 Bls/día, es decir 5 Bls/día en total lo cual implica un ingreso adicional de 5700 U\$\$/Mes.

- Los mapas de ubicación de líneas ayudarán en las operaciones de mantenimiento y de control en casos emergentes.

6.2 RECOMENDACIONES

- Levantar, transportar e inspeccionar la tubería que está fuera de servicio.

- Reparar todas las fallas de la tubería de gas de baja, para evitar que los compresores absorban aire en la entrada a primera etapa.

- Minimizar el uso de las tuberías de 1” en tercera etapa para evitar los taponamientos por acumulación de óxido. Estos diámetros de tuberías se deben utilizar solamente a la llegada de los pozos y no en tramos largos.

- Aplicar la propuesta con tubería usada para las líneas de alta presión, planteada en el mapa 4 (anexo VI), para evitar las caídas de presión por las largas e innecesarias trayectorias.

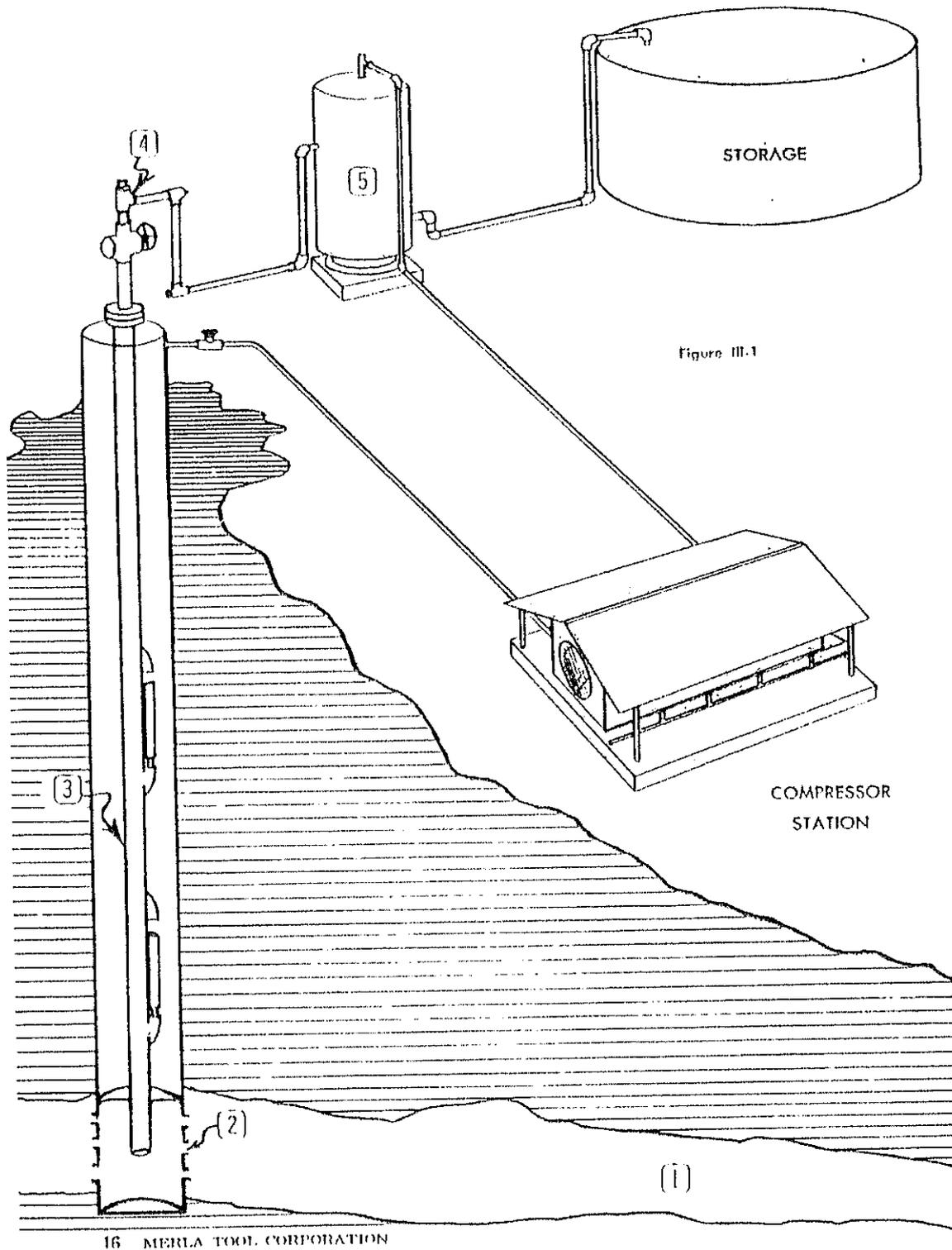
- Conectar al sistema de captación los pozos ANC 1276, ANC 1203, ANC 1672, ANC 1788, ANC 1455, ANC 0868, ANC 0015, ANC 2007, ANC 0868, ANC 1918 Y ANC 0304, que en los actuales momentos presentan alta presión de gas .

- Aprovechar el gas de formación de los pozos de tigre ANC 1968, ANC 1962, ANC 973, ANC 1912, ANC 1913 y ANC 794, cambiando el sistema de

levantamiento a bombeo mecánico y utilizando luego la línea que actualmente lleva gas de alta para captar el gas de formación en la sección 67.

- Realizar un mantenimiento general a la planta de gasolina y torres de adsorción por lo menos una vez por año.
- Realizar un análisis periódico al aceite absorbedor para determinar su capacidad de absorción.
- Utilizar parte de la tubería levantada para realizar los cambios propuestos en el mapa 4.
- Todos los cambios que se realicen en las líneas de conducción de gas deben ser reportados con el objetivo de mantener actualizados los mapas de líneas que desde ahora constan en la base de datos de la empresa.

FIGURAS



16 MERLA TOOL CORPORATION

Figura 1.1 Diagrama esquemático del sistema de gas lift

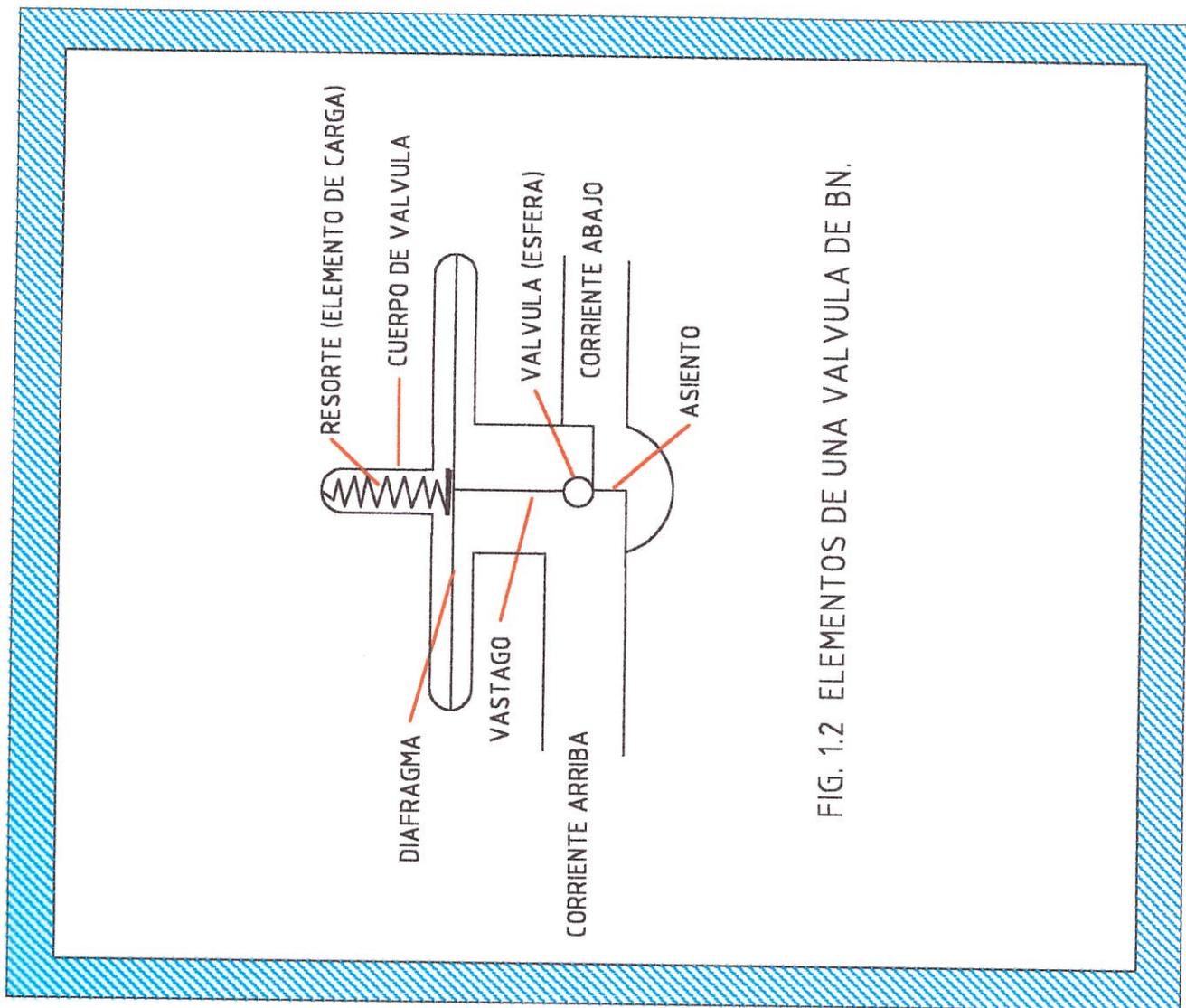


FIG. 1.2 ELEMENTOS DE UNA VALVULA DE BN.

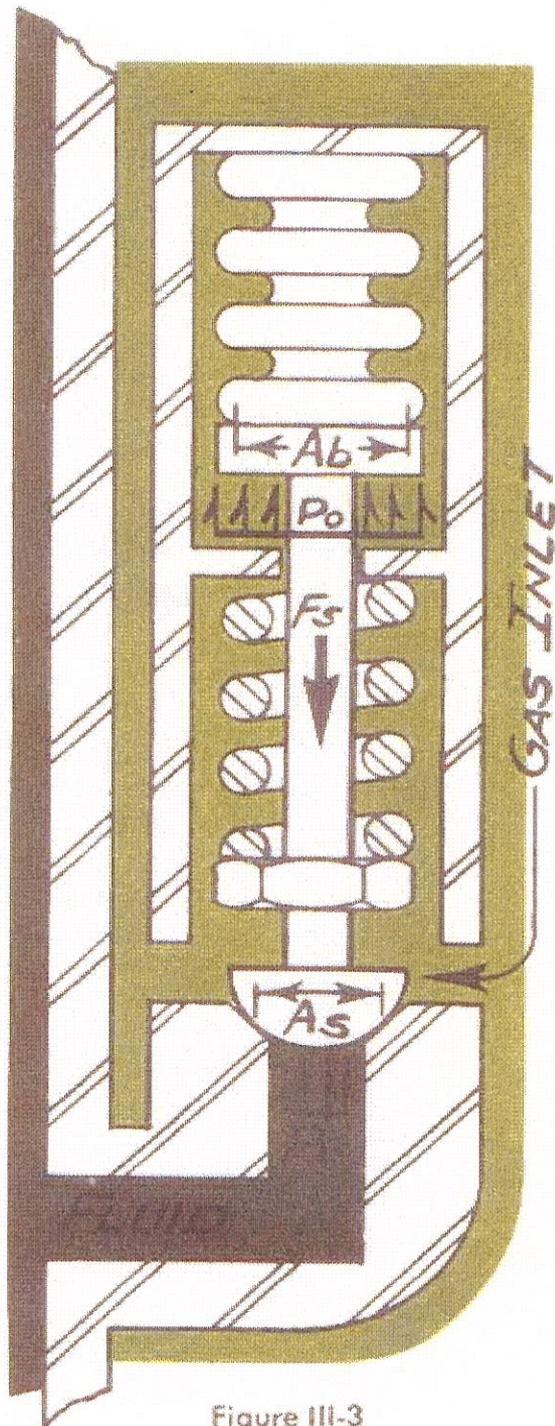


Figure III-3

Figura 1.3 válvula balanceada para BN

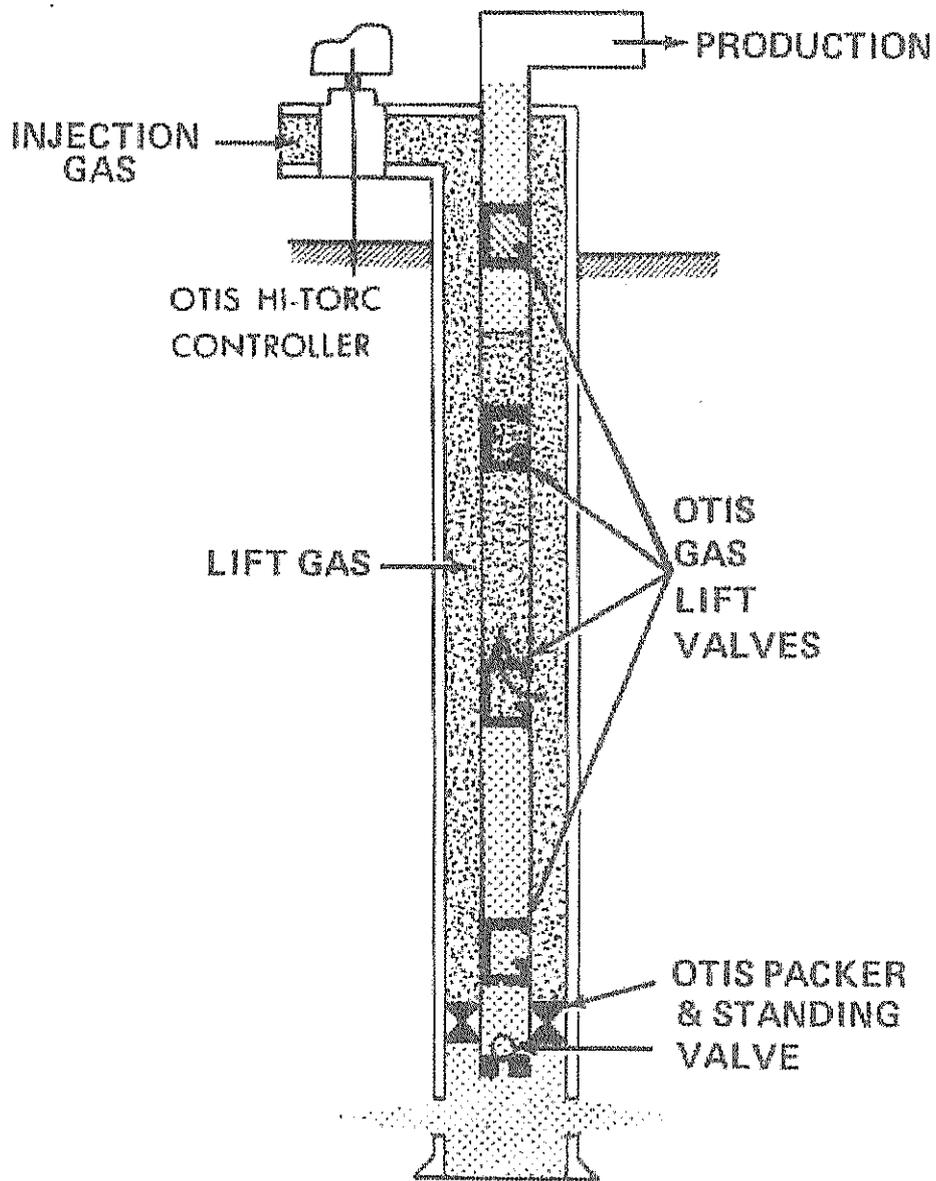


Figura 1.4 gas lift intermitente punto único de inyección

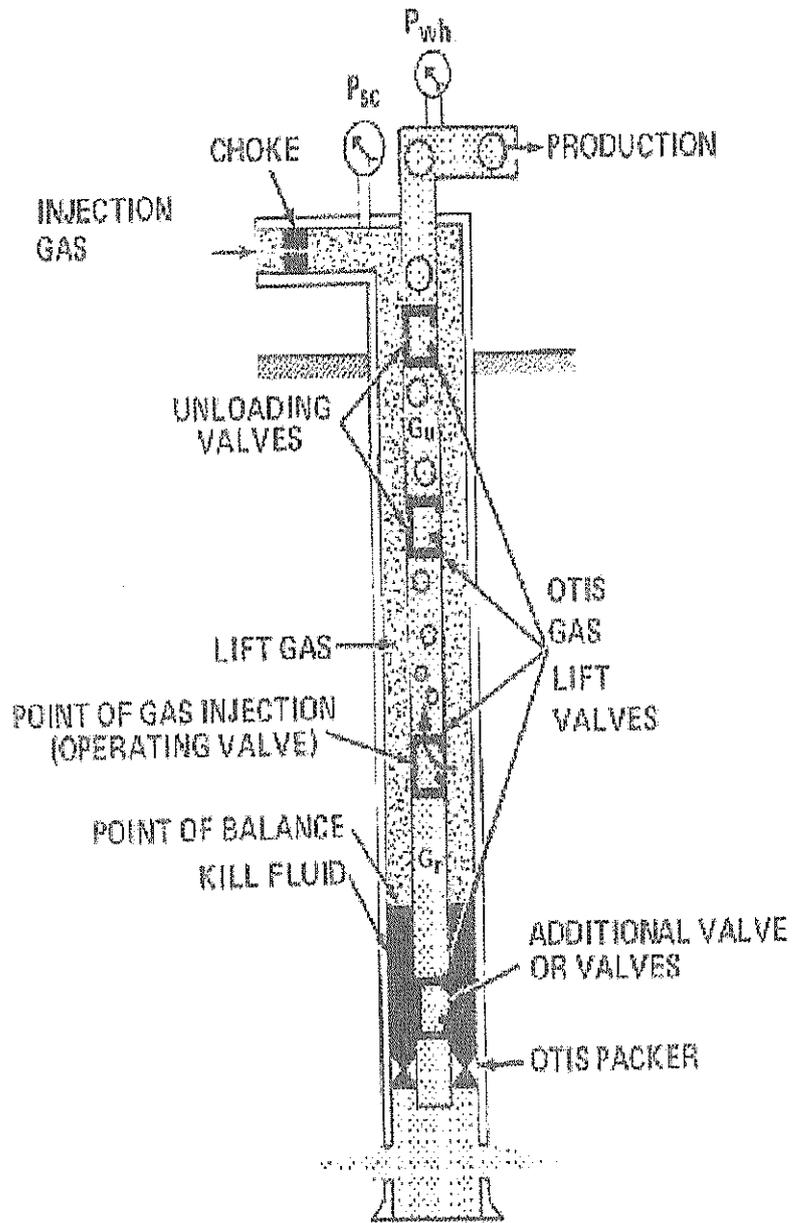


Figura 1.5 gas lift intermitente punto múltiple de inyección.

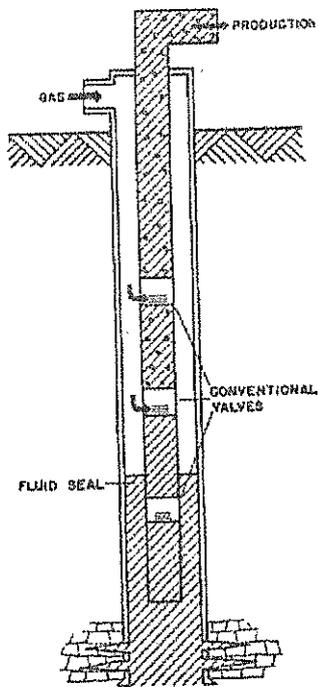


Figura 1.6
Instalación gas lift cerrada

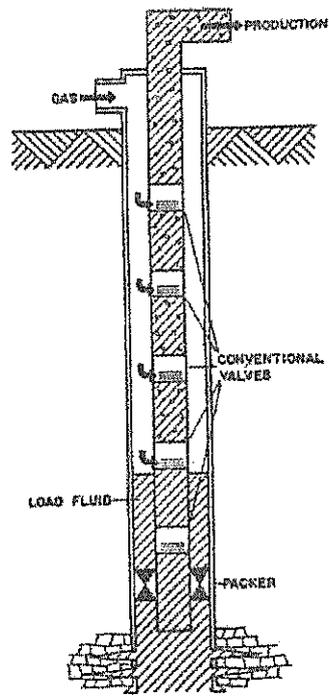


figura 1.7
Instalación gas lift semi-cerrada

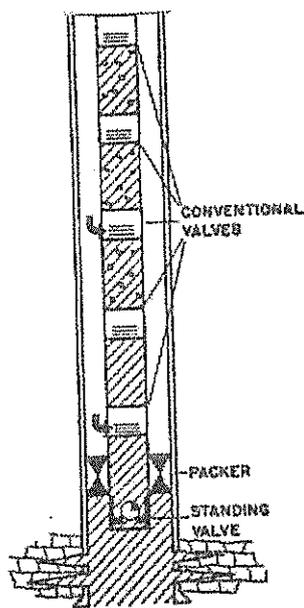


Figura 1.8
Instalación gas lift abierta

DIAGRAMA DE COMPLETACION DE UN POZO DE GAS LIFT
 POZO ANC. 1912

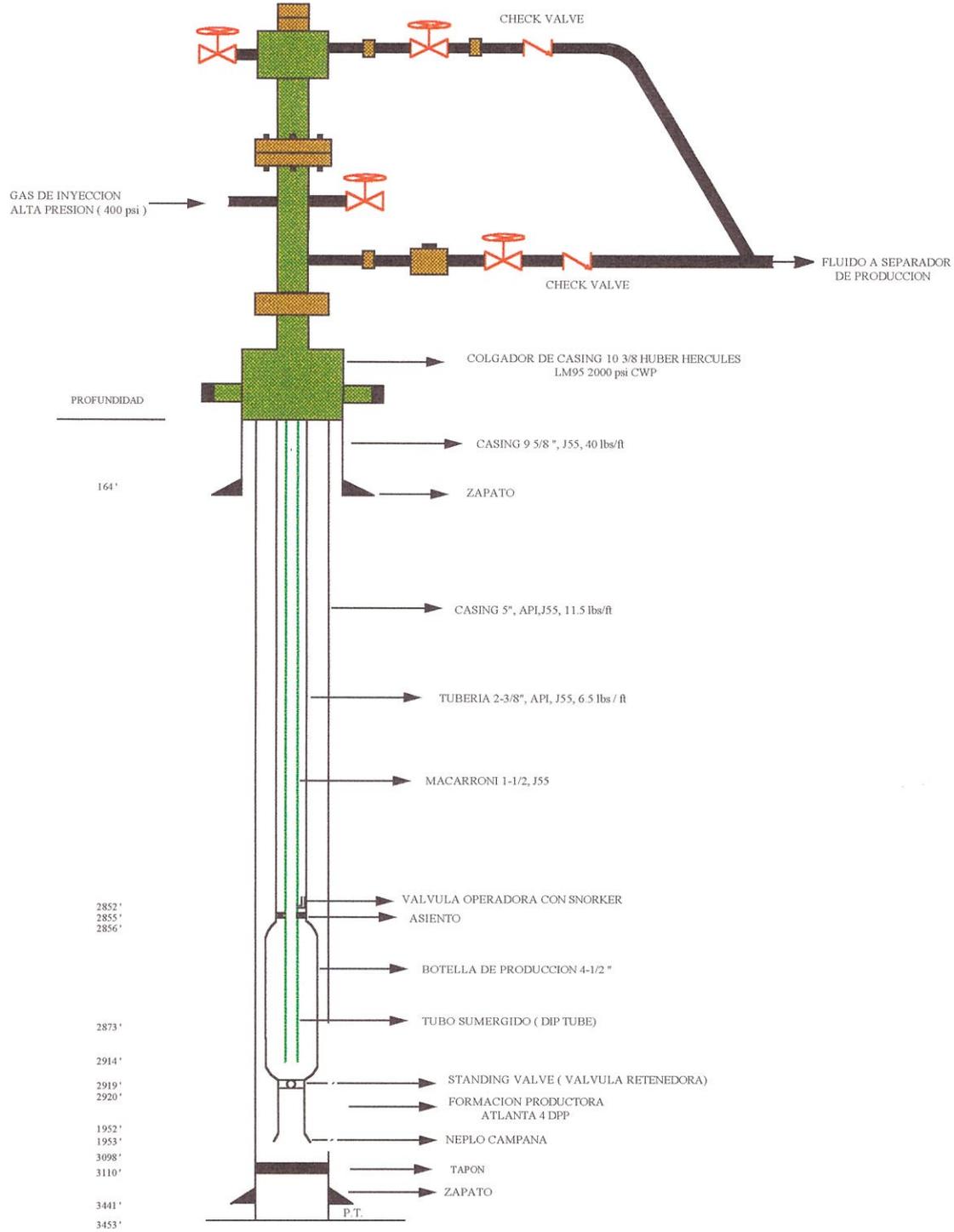
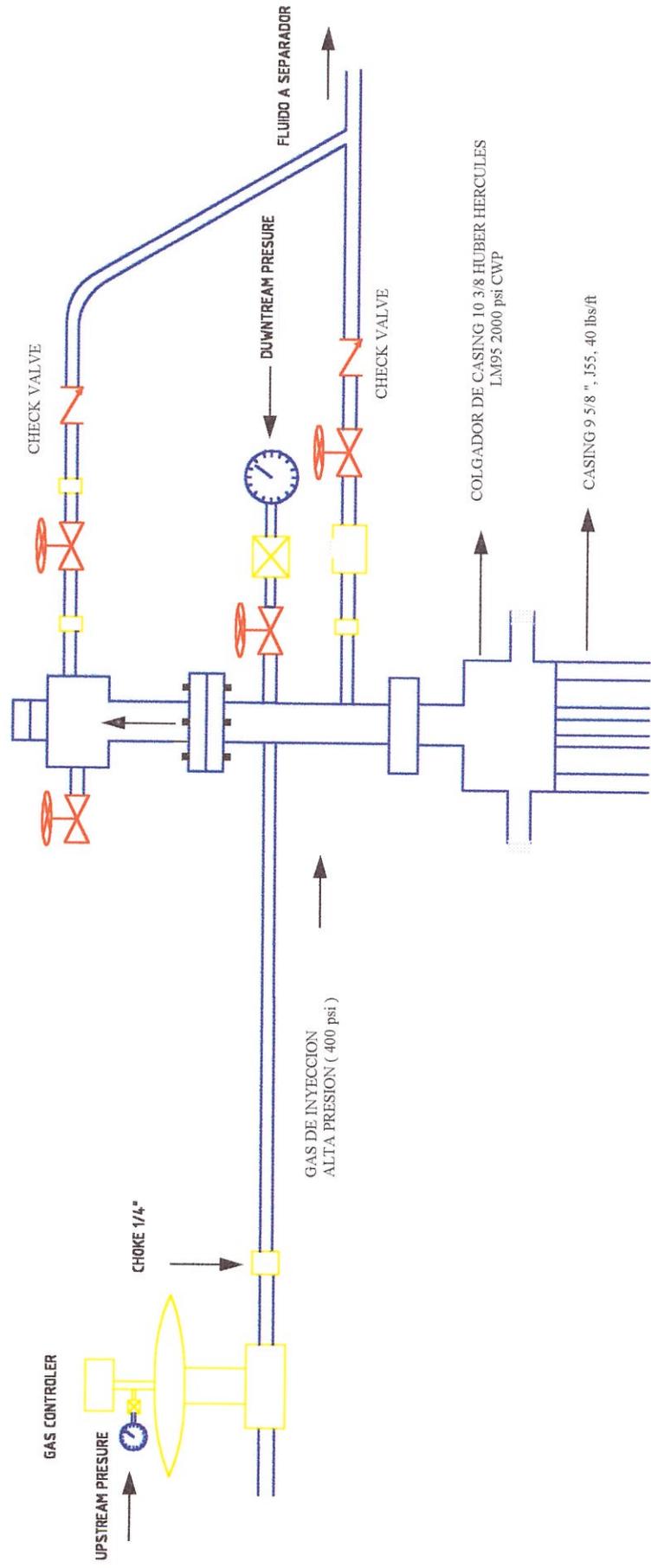


FIGURA 1.9

FIGURA 1.10

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL I.G.O.R



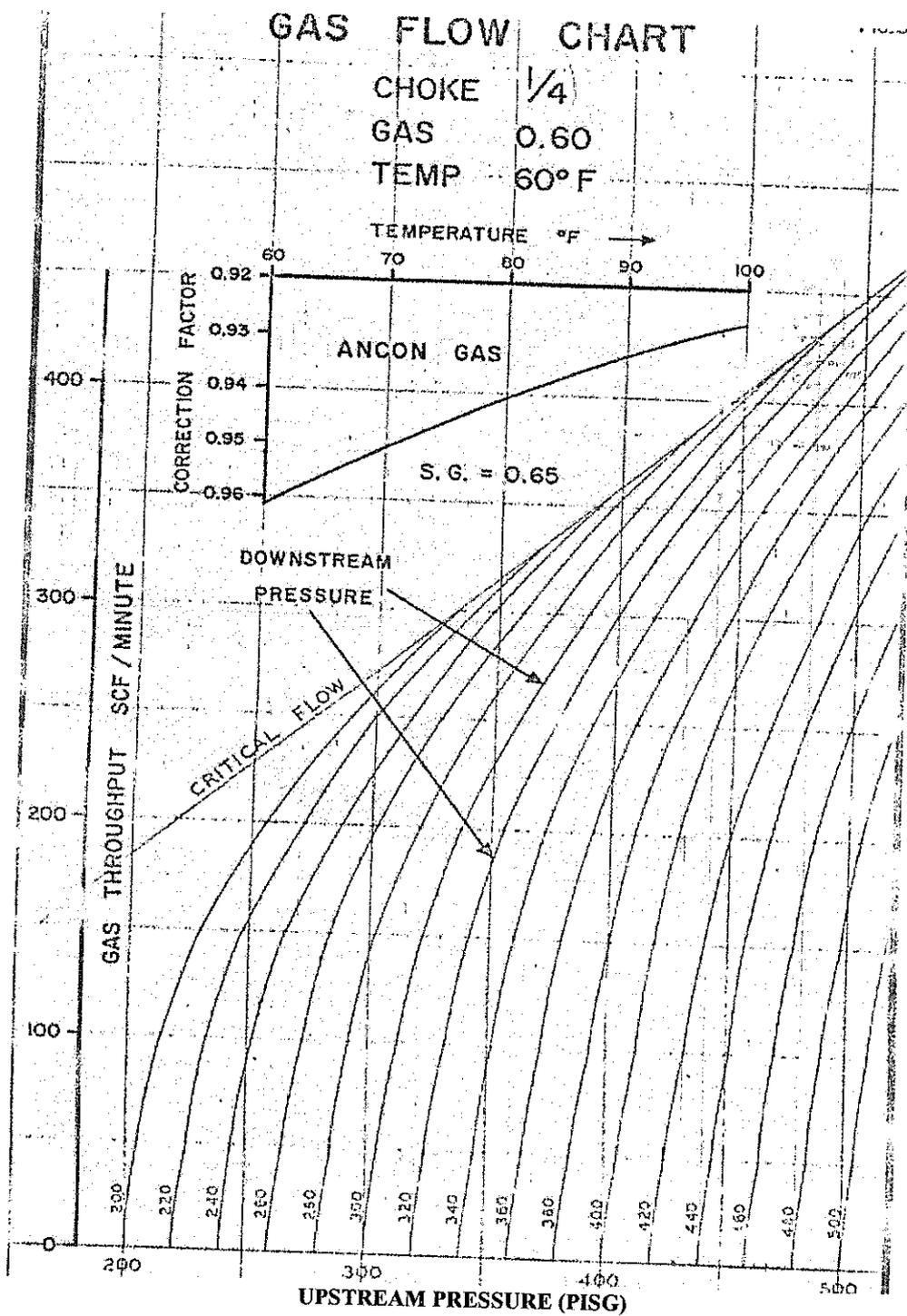


Figura 1.11 Grafico para determinar el consumo de gas por pozos
 Choke $\frac{1}{4}$ "

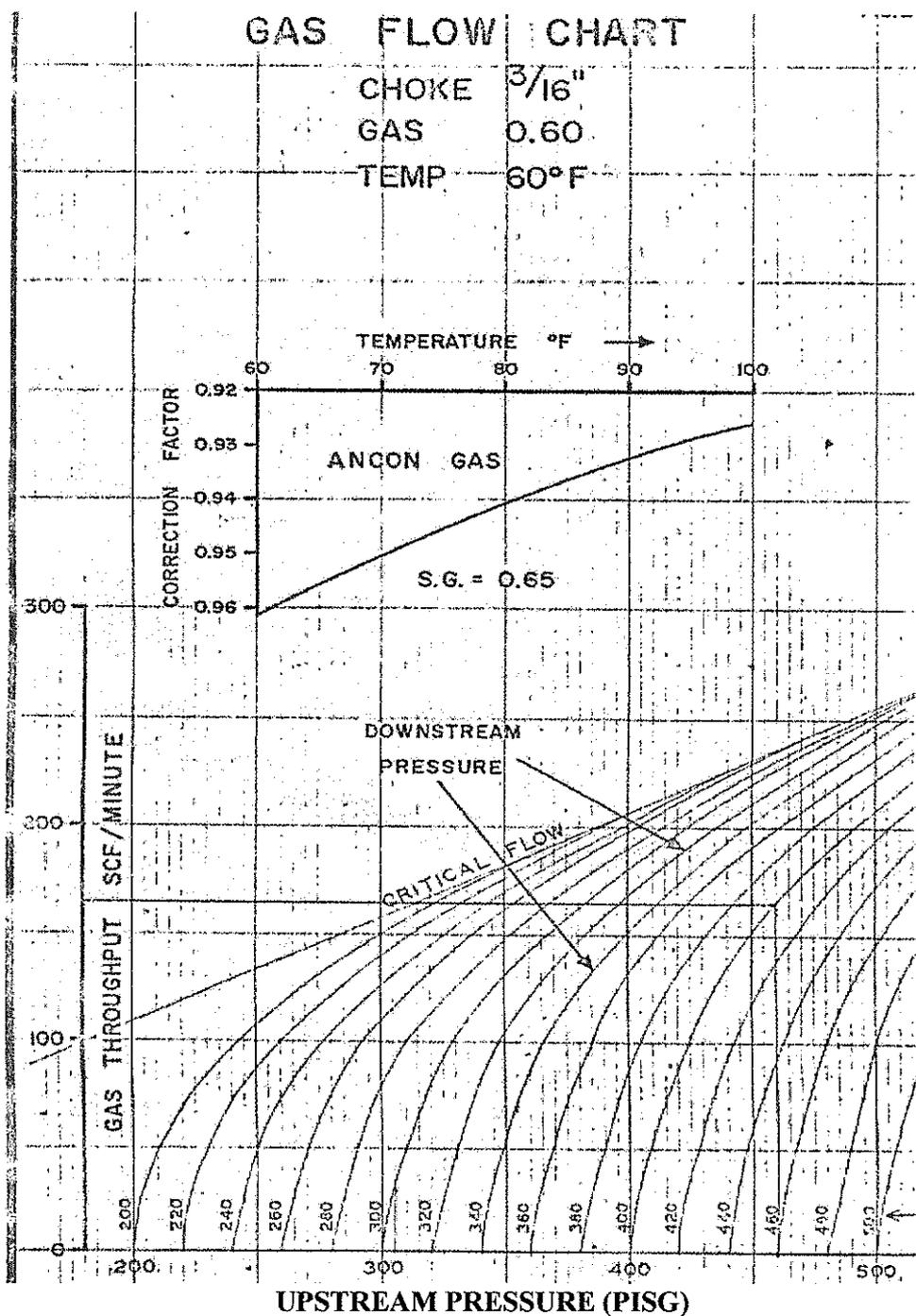


Figura 1.12 grafico para determinar el consumo de gas por pozos
Choke $\frac{3}{16}$ " (CAMCO)

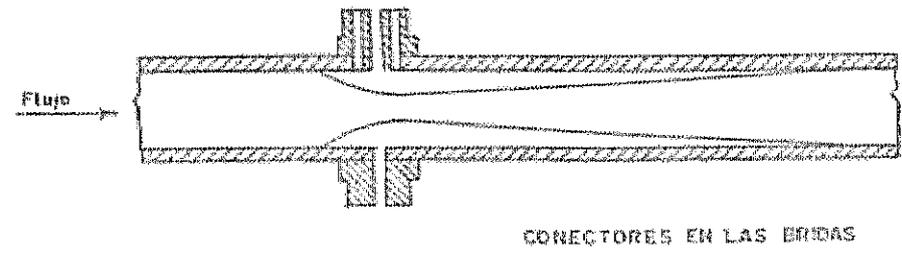
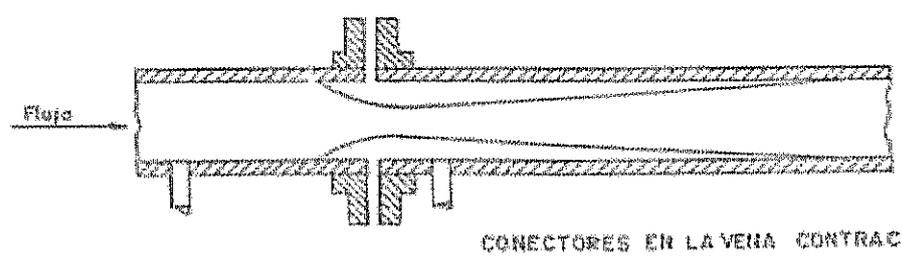
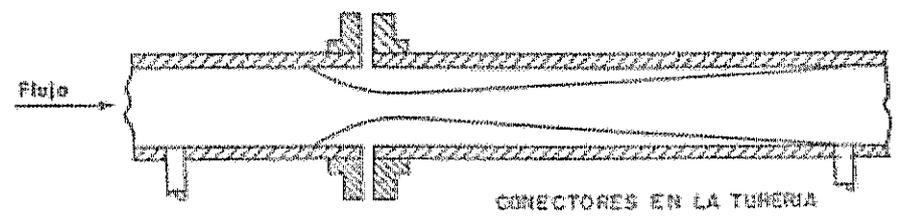
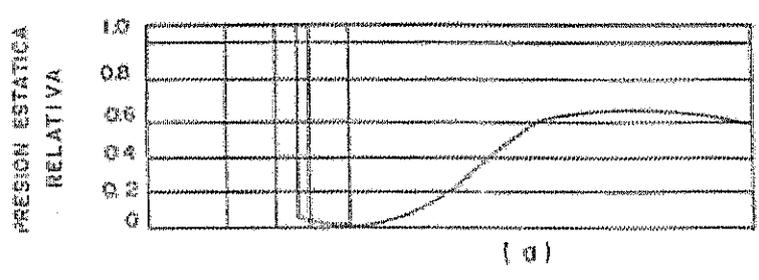
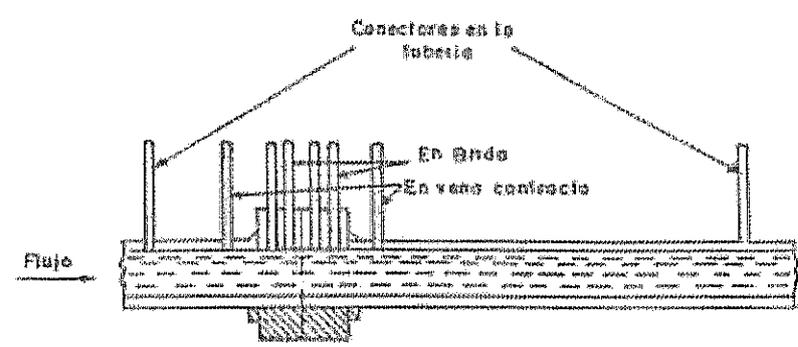


Figura 1.13 medidor de orificio (Daniel)

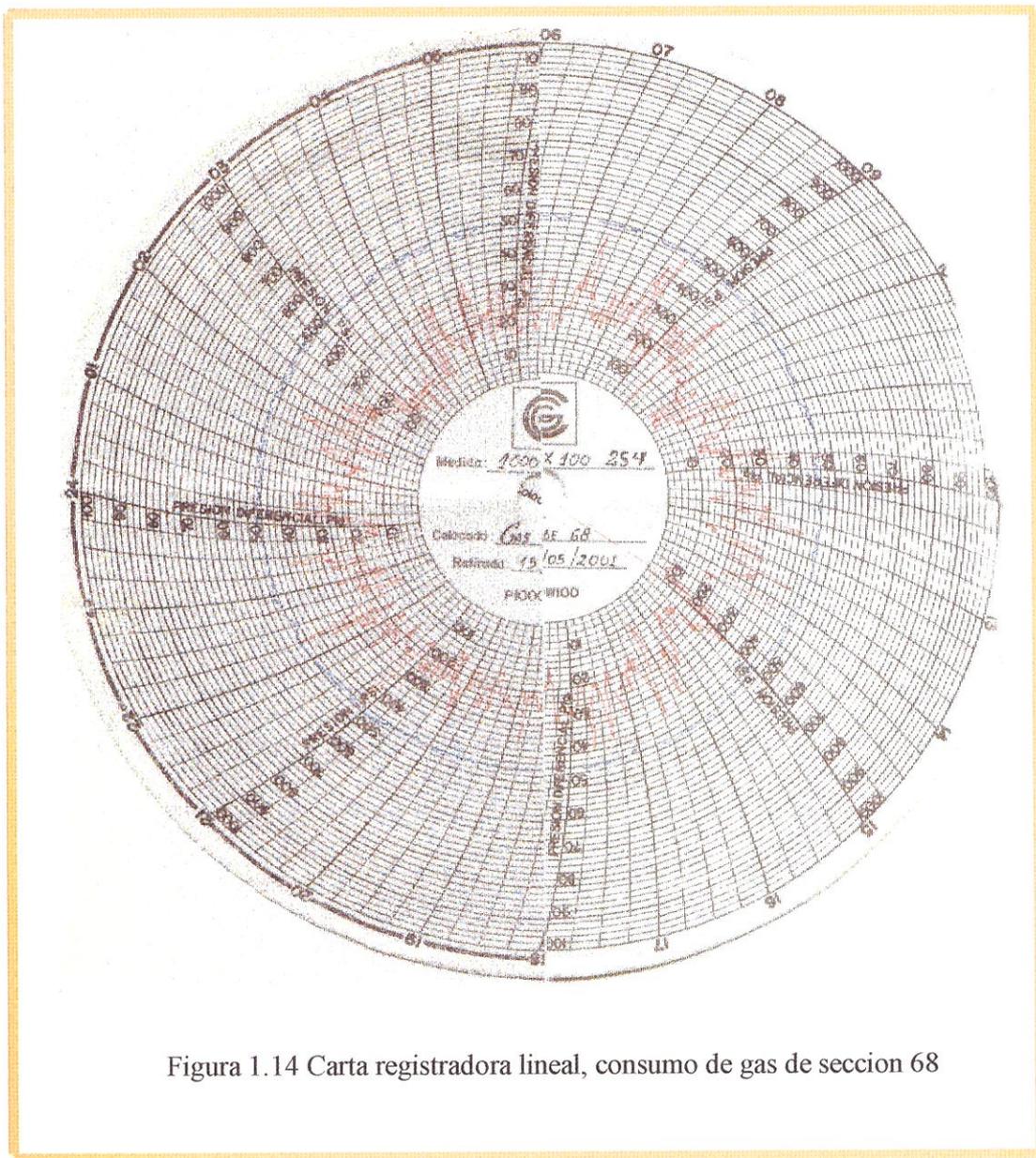
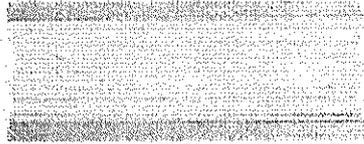
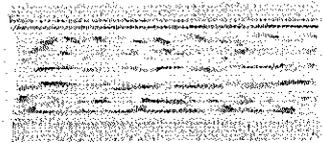


Figura 1.14 Carta registradora lineal, consumo de gas de seccion 68



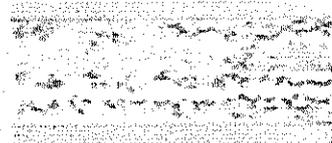
Flujo laminar
Fotografía que muestra cómo los filamentos coloreados se trasladan sin mezclarse por el corriente de agua.

Figura 1.15 flujo laminar



Esto es la zona crítica, entre las zonas laminares de transición. A la izquierda y hacia los filamentos turbulentos y rugosos, indican que el flujo comienza a ser turbulento.

Figura 1.16 Flujo transicional



Flujo turbulento
Esta fotografía muestra cómo y momento en la corriente dispersa completamente los filamentos coloreados a por debajo del punto de turbulencia.

Figura 1.17 Flujo turbulento

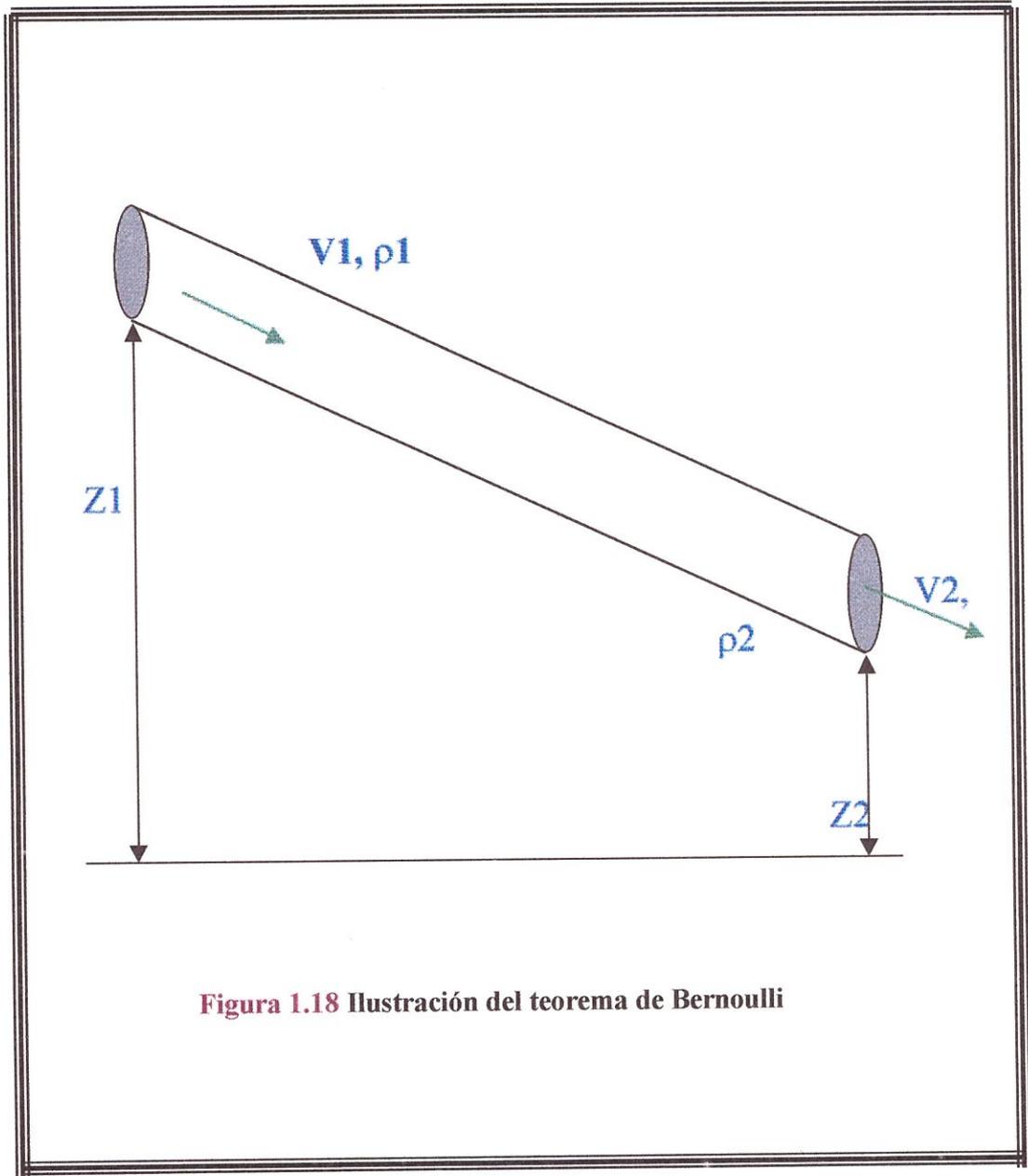


Figura 1.18 Ilustración del teorema de Bernoulli

A-22b. Factores de fricción para cualquier tipo de tubería comercial

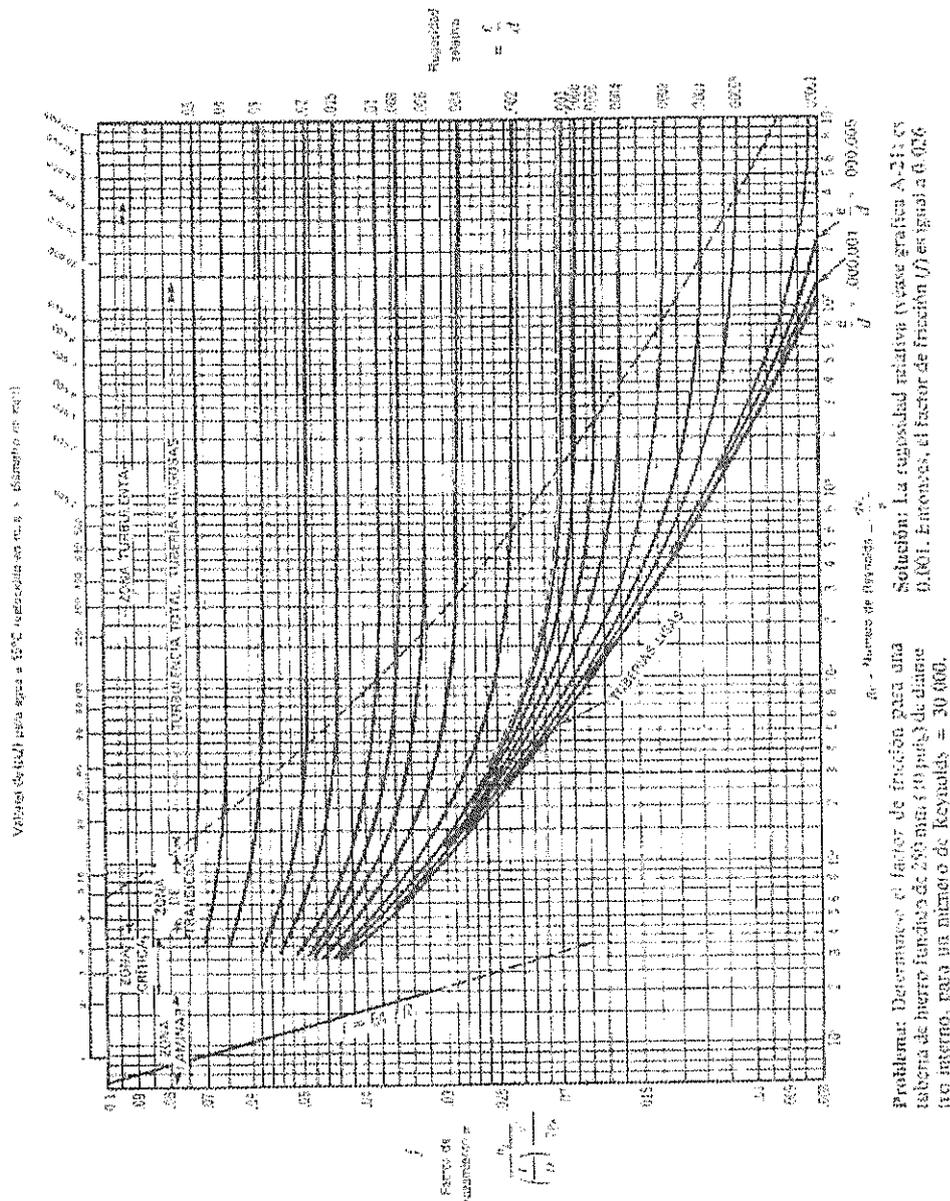
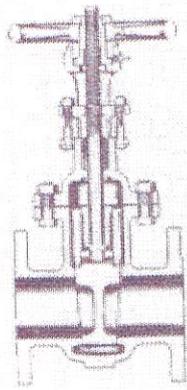
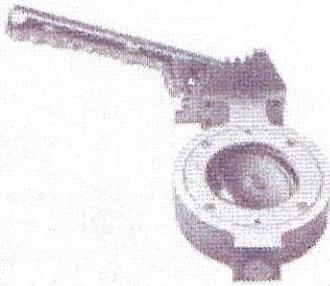


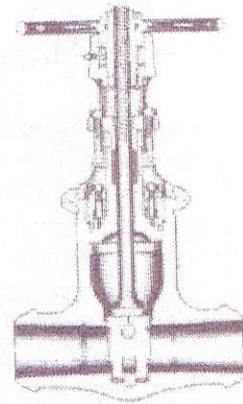
Figura 1.19 (Fuente flujo de fluidos, Crane)



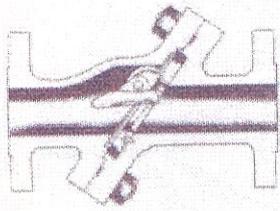
Válvula de compuerta de cofa tipo esterilizada



Válvula de mariposa de rendimiento alto



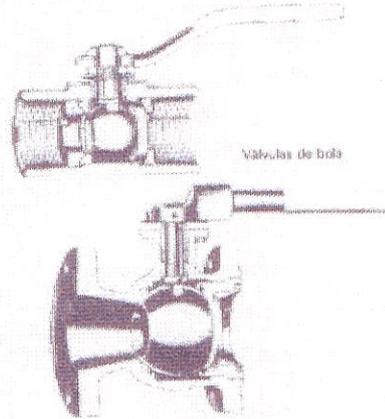
Válvula de compuerta de cofa flexible (tapa con sello e presión)



Válvula de retención de disco oscilante



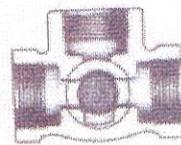
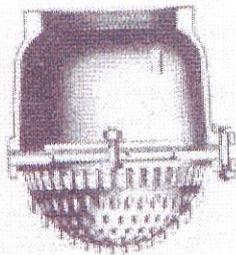
Válvula de mariposa sin bridas



Válvulas de bola



Válvulas de pie tipo oscilante y ascendente

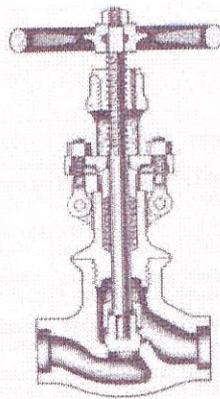


Serre de tres vías: Vistas exterior y en sección

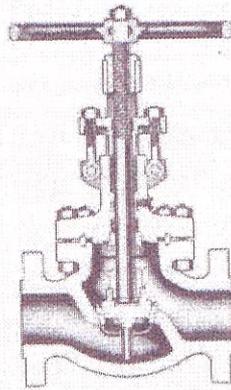


Figura 1.24 diferentes tipos de válvulas (Crane)

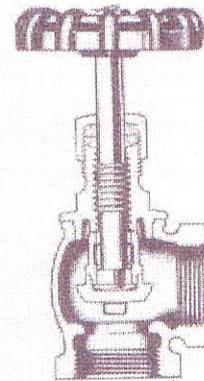
A-15. Tipos de válvulas



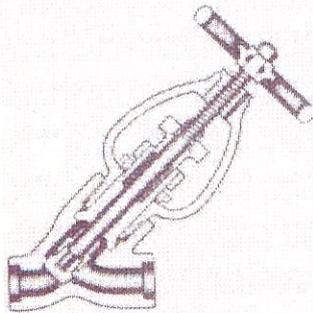
Válvula de globo convencional



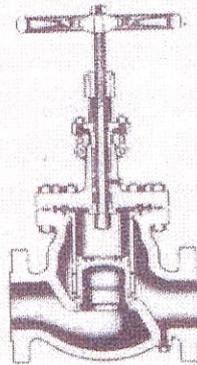
Válvula de globo convencional con
 obturador guiado



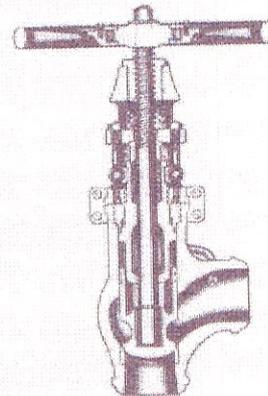
Válvula angular de globo convencional



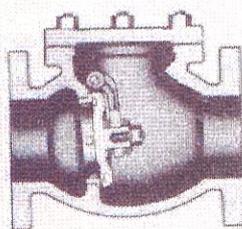
Válvula de globo, modelo en Y, con
 vértigo a 45°



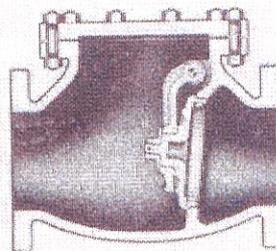
Válvula de retención y cierre, de paso
 recto



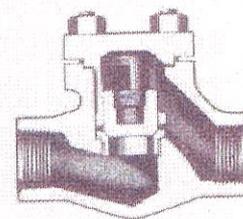
Válvula de retención y cierre, de paso
 angular



Válvula de retención convencional, de
 obturador oscilante



Válvula de retención de paso total con
 obturador oscilante



Válvula de retención de paso recto, con
 obturador oscilante

Figura 1.24 diferentes tipos de válvulas (Crane)

DIAGRAMA DE COMPLETACION ACTUAL DE UN POZO DE GAS LIFT
POZO ANC. 1912

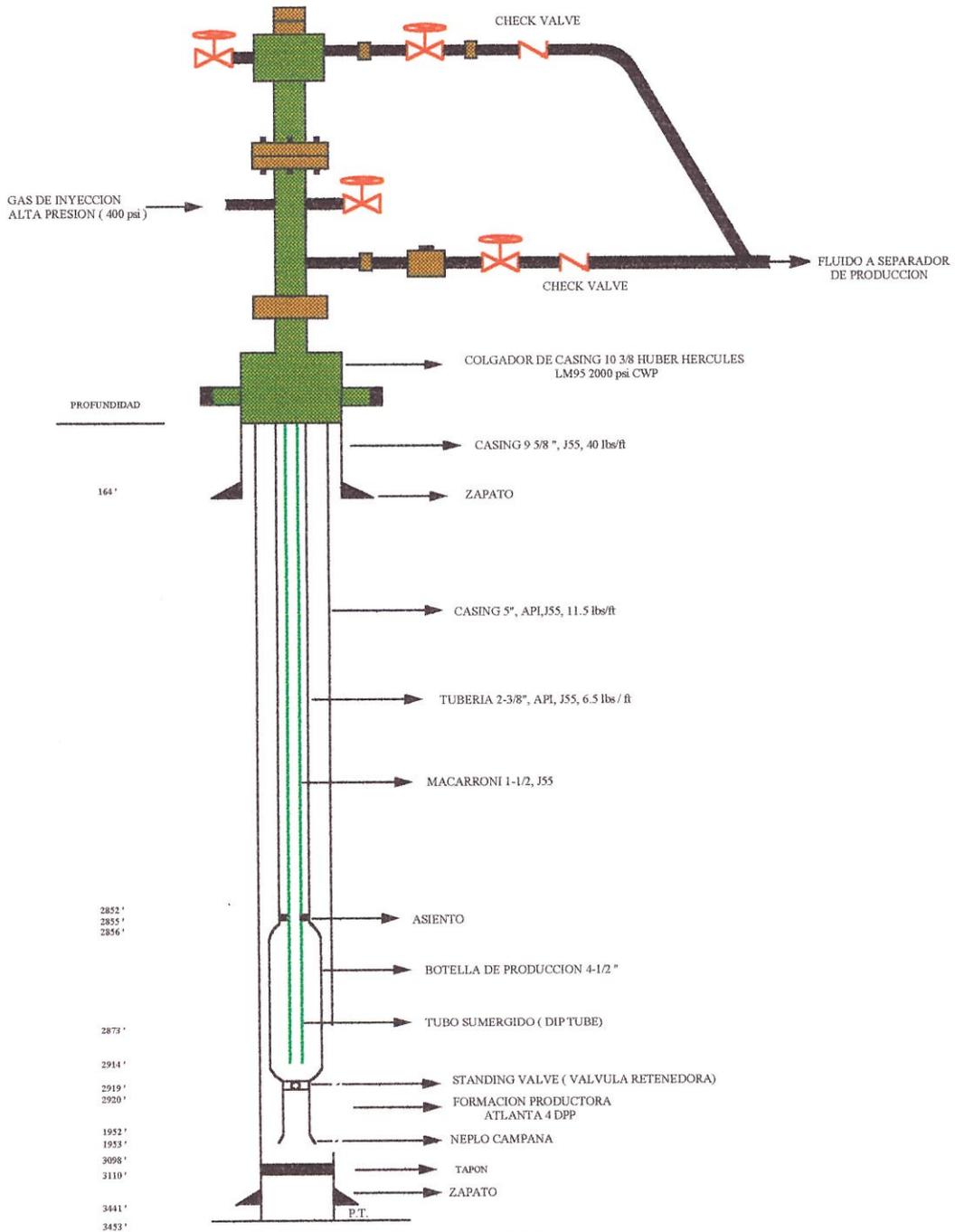


FIGURA 3.1

TABLAS

TABLA 1.1

CALIDAD Y PROPIEDADES DEL GAS: CAMPO ANCON

COMPOSICION

Componente	F. Molar (%)	Peso Molecular	M ² Mi	Tc	Tc ² Mi	Pc	Pc ² Mi
O2	1,01	32,00	0,32	278,60	2,81	736,90	7,44
N2	13,60	28,02	3,81	227,00	30,87	492,20	66,94
CO2	0,76	44,01	0,33	547,50	4,16	1070,20	8,13
C1	71,68	16,04	11,50	343,20	246,01	673,10	482,48
C2	4,69	30,07	1,41	549,90	25,79	708,30	33,22
C3	3,38	44,09	1,49	666,00	22,51	617,40	20,87
iC4	1,12	58,12	0,65	734,60	8,23	529,10	5,93
nC4	1,24	58,12	0,72	765,70	9,49	550,10	6,82
iC5	0,65	72,15	0,47	829,60	5,39	483,50	3,14
nC5	0,45	72,15	0,32	846,20	3,81	489,80	2,20
C6+	1,42	86,17	1,22	914,20	12,98	440,10	6,25
	100,00		22,26		372,06		643,42

Densidad del Gas (Relativa al Aire)

Dg= 0,77

Gravedad específica del gas

GE: 0,77

Factor de Compresibilidad (Z):

Condiciones Standard:

Pstd= 14,7 psi

Tstd= 60 °F

Psr= 0,02

Tsr= 1,40

De Gráfico Zsc=1

Condiciones de Reservorio:

Pr= 300 psi

Tr= 95 °F

Psr= 0,47

Tsr= 1,49

De Gráfico, Z= 0,95

Factor de Volúmen del gas (Bg):

Bg= 0,0089 Bbl/sCF

0,0497 CF/sCF

0,05 m3/stdm3

Viscosidad@: 0.011 cp

TABLA 3.3

DATOS DE LOS COMPRESORES

UBICAC CAMPO	COMP. N°	MARCA	TIPO	AÑO	POT. S.H.P.	R.P.M.	MEDIDAS CILINDRO COMPRESION			CAPACIDAD TEOR. (M/SCFD)		ESTADO			
							ETAPAS	CARR. PULG.	DIAMETRO PULG.	NO. PAS. ETAPA	SCFD				
													1°	2°	3°
SECC. 65	1	IR	6SVG	1958	330	350	3	12	16,5	10	6	1340	1390	EN SERVICIO	
SECC. 66	3	IR	8XVG	1950	330	335	3	12	16,5	10	4,5	1330	1290	EN SERVICIO	
SECC. 67	5	IR	62KVG	1952	660	330	2	14	32	18		4200,00		EN SERVICIO	
SECC. 68	8	IR	8XVG	1946	350	350	3	12	16,5	11	4,5	1530	660	EN SERVICIO	
SECC. 69	9	IR	6XVG	1937	225	325	2	12	16,5	7,5		1090		EN SERVICIO	
SECC. 72	13	IR	6XVG	1950	250	350	3	12	16,5	10	4,5	1170	660	EN SERVICIO	
Sant. Pua	6	IR	4JVG	1944	120	350	1	9	10			660		EN SERVICIO	
TOTAL					2265							11320	4000		
					VOLUMEN PROCESADO ACTUAL (V P)								2867,00	2009	
									C11/V P				2,82	1,99	
									EFICIENCIA				26	50	
													365		

IR = INGERSOLL - RAND (MOTO COMPRESOR)

TABLA 3.4
PRESIONES DE OPERACIÓN DE LOS COMPRESORES

UBICAC CAMPO	COMP. N°	ETAPAS N°	PRESIÓN		TEMPERATURA		CAUDAL	
			ENTRADA (Psig)	SALIDA (Psig)	ENTRADA (°F)	SALIDA (°F)	ENTRADA MPCD	SALIDA MPCD
SECC.65	1	1	10(plg.vacio)	16	90	185	344	
		2	16	136	124	701		
		3	128	495	100	230		701
SECC. 66	3	1	2 (plg.vacio)	14	80	280	337	
		2	14	130	120	280	360	
		3	130	500	90	260		360
SECC. 67	5	1	12 (plg.vacio)	14	90	250	998	
		2	14	130	120	260	998	
SECC. 68	8	1	6 (plg.vacio)	30	90	260	317	
		2	30	140	120	275	348	
		3	110	490	90	260		348
SECC. 69	9	1	9 (plg.vacio)	26	90	260	471	
		2	26	140	120	270	471	
SECC. 72	13	1	10 (plg.vacio)	14	90	260	377	
		2	14	130	120	320	600	
		3	110	470	90	270		600
SPA	6	1	17	66	90	160	600	
							TOTAL	2009

TABLA 3.5

EFICIENCIA DE OPERACIÓN DE LOS COMPRESORES

UBICAC CAMPO	COMP. N°	ETAPAS N°	HORAS TRABAJO	HORAS PARO	EFICIENCIA (%)	OBSERVACIONES
SECC.65	1	1	730	14	98,12	Cambia intercambiador de aceite
		2				
		3				
SECC. 66	3	1	742	2	99,74	Neplo de agua roto
		2				
		3				
SECC. 67	5	1	744	0	100	
		2				
SECC. 68	8	1	708,5	12,5	95,23	Falla de gas combustible
		2				
		3				
SECC. 69	9	1	744	0	100	Cambio de neplo roto
		2				
SECC. 72	13	1	744	0	100	
		2				
		3				
SPA	6	1	744	0	100	

TABLA 3.6
CARACTERISTICAS DE LAS TUBERIAS USADAS
EN LAS FACILIDADES DEL CAMPO ANCON

TUBERIA (pulg)			PESO (lbm/ft)	ESPESOR PARED (in)	TASAS DE PRESION (psi)	CLASIFICACION	GRADO
NOMINAL	OD	ID					
1/2	0,840	0,622	0,85	0,109	6,540	CEDULA 40 Ó STD	J-55
		0,546	1,09	0,147	8,820	CEDULA 80 Ó XS	
		0,466	1,3	0,187	11,220	CEDULA 160	
3/4	1,050	0,824	1,13	0,113	5,424	CEDULA 40 Ó STD	J-55
		0,742	1,47	0,154	7,392	CEDULA 80 Ó XS	
		0,614	1,94	0,218	10,464	CEDULA 160	
1	1,315	1,049	1,68	0,133	5,097	CEDULA 40 Ó STD	J-55
		0,957	2,17	0,179	6,861	CEDULA 80 Ó XS	
		0,815	2,84	0,25	9,582	CEDULA 160	
1 1/4	1,660	1,38	2,27	0,14	4,251	CEDULA 40 Ó STD	J-55
		1,278	3	0,191	5,799	CEDULA 80 Ó XS	
		1,16	3,77	0,25	7,590	CEDULA 160	
1 1/2	1,900	1,81	2,72	0,145	3,846	CEDULA 40 Ó STD	J-55
		1,5	3,63	0,2	5,305	CEDULA 80 Ó XS	
		1,338	4,87	0,281	7,454	CEDULA 160	
2	2,375	2,067	3,65	0,154	3,268	CEDULA 40 Ó STD	J-55
		1,939	5,02	0,218	4,626	CEDULA 80 Ó XS	
		1,689	7,46	0,343	7,279	CEDULA 160	
2 1/2	2,875	2,469	5,79	0,203	3,559	CEDULA 40 Ó STD	J-55
		2,323	7,66	0,276	4,838	CEDULA 80 Ó XS	
		2,125	10,01	0,375	6,574	CEDULA 160	
3	3,500	3,068	7,7	0,216	3,110	CEDULA 40 Ó STD	J-55
		2,9	10,33	0,3	4,320	CEDULA 80 Ó XS	
		2,624	14,31	0,438	6,307	CEDULA 160	
4	4,500	4,025	10,79	0,237	2,654	CEDULA 40 Ó STD	J-55
		3,826	14,98	0,337	3,774	CEDULA 80 Ó XS	
		3,438	22,52	0,531	5,947	CEDULA 160	
6	6,625	6,065	18,97	0,28	2,130	CEDULA 40 Ó STD	J-55
		5,76	28,57	0,432	3,286	CEDULA 80 Ó XS	
		5,187	45,34	0,719	5,470	CEDULA 160	
8	8,625	8,125	22,36	0,25	1,461	CEDULA 20	J-55
		7,981	28,55	0,322	1,882	CEDULA 40	
		7,625	43,39	0,5	2,922	CEDULA 80 Ó XS	
10	10,750	8,813	74,71	0,906	5,294	CEDULA 160	J-55
		10,25	28,04	0,25	1,172	CEDULA 20	
		10,02	40,48	0,365	1,711	CEDULA 40	
12	12,750	9,75	54,74	0,5	2,344	CEDULA 80 Ó XS	J-55
		9,562	64,4	0,594	2,785	CEDULA 80	
		12,25	33,38	0,25	988,000	CEDULA 20	
		11,938	53,56	0,406	1,605	CEDULA 40	
		11,626	73,22	0,562	2,222	CEDULA 60	
		11,374	88,57	0,688	2,720	CEDULA 80	

TABLA 4.1

CALIDAD DEL GAS: CAMPO ANCON

COMPOSICION

Componente	F Molar (%)	Peso Molecular	K _{PHI}	T _c	T _{oPHI}	P _c	P _{oPHI}
O ₂	1,01	32,00	0,32	278,60	2,81	736,90	7,44
N ₂	13,60	28,02	3,81	227,00	30,87	492,20	66,94
CO ₂	0,76	44,01	0,33	547,50	4,16	1070,20	8,13
C ₁	71,68	16,04	11,50	343,20	246,01	673,10	482,48
C ₂	4,69	30,07	1,41	549,90	25,79	708,30	33,22
C ₃	3,38	44,09	1,49	666,00	22,51	617,40	20,87
iC ₄	1,12	58,12	0,65	734,60	8,23	529,10	5,93
nC ₄	1,24	58,12	0,72	765,70	9,49	550,10	6,82
iC ₅	0,65	72,15	0,47	829,60	5,39	483,50	3,14
nC ₅	0,45	72,15	0,32	846,20	3,81	489,80	2,20
C ₆₊	1,42	86,17	1,22	914,20	12,98	440,10	6,25
	100,00		22,26		372,06		643,42

Fuente C.G.C

TABLA 4.2
PRODUCCION DE GAS DE POZOS POR SECCIONES

FECHA	SECC. 65	SECC. 66	SECC. 67	SECC. 68	CERTEZA	SECC. 69	SECC. 70	SECC. 71	SECC. 72	SECC. 73	SANTA PAULA	SECC. 74	TOTAL GAS POZOS
01/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
02/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
03/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
04/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
05/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
06/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
07/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
08/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
09/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
10/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
11/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
12/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
13/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
14/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
15/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
16/05/01	190	174	1027	257	60	252	157	129	354	0	378	201	3179
17/05/01	190	213	1069	385	60	243	218	164	389	0	340	212	3483
18/05/01	190	213	1069	385	60	243	218	164	389	0	340	212	3483
19/05/01	190	213	1069	385	60	243	218	164	389	0	340	212	3483
20/05/01	190	213	1069	385	60	243	218	164	389	0	340	212	3483
21/05/01	190	213	1070	385	60	243	218	164	389	0	340	212	3484
22/05/01	190	213	1071	385	60	243	218	164	389	0	340	212	3485
23/05/01	190	180	1037	378	60	207	176	128	411	0	295	237	3299
24/05/01	190	180	1037	378	60	207	176	128	411	0	295	237	3299
25/05/01	190	180	1037	378	60	207	176	128	411	0	295	237	3299
26/05/01	190	180	1037	378	60	207	176	128	411	0	295	237	3299
27/05/01	190	180	1037	378	60	207	176	128	411	0	295	237	3299
28/05/01	190	180	1037	378	60	207	176	128	411	0	295	237	3299
29/05/01	190	180	1037	378	60	207	176	128	411	0	295	237	3299
30/05/01	190	180	1037	378	60	207	176	128	411	0	295	237	3299
31/05/01	190	180	1037	378	60	207	176	128	411	0	295	237	3299
TOTAL	5890	5682	32182	9824	1860	7353	5404	4200	11697	0	10743	6621	101456
PROMEDIO	190	183	1038	317	60	237	174	135	377	0	347	214	3273

SECCION	SECCION	TOTAL	PROMEDIO
65	5890	190	
66	5682	183	
67	32182	1038	
68	9824	317	
69	7353	237	
70	5404	174	
CERTEZA	1860	60	
71	4200	135	
72	11697	377	
73	0	0	
74	6621	214	
NORTE STA. PAULA	10743	347	
TOTAL	101456	3273	

FLANGE TAPS—BASIC ORIFICE FACTORS— F_b

Orifice Diam., d , Inches	Internal Diameter of Pipe, D , Inches								
	2			3			4		
	1.889	1.939	2.067	2.300	2.626	2.900	3.068	3.152	3.438
.250	12.699	12.708	12.711	12.714	12.712	12.708	12.705	12.703	12.697
.375	28.474	28.440	28.427	28.411	28.393	28.382	28.376	28.373	28.364
.500	50.777	50.587	50.621	50.435	50.356	50.313	50.292	50.283	50.258
.625	80.090	79.568	79.311	79.052	78.817	78.687	78.625	78.600	78.523
.750	117.09	115.82	115.14	114.52	113.99	113.70	113.56	113.50	113.33
.875	162.95	159.50	158.47	157.12	156.00	155.41	155.14	155.03	154.71
1.000	219.77	212.47	210.22	207.44	205.10	204.04	203.54	203.33	202.75
1.125	290.60	276.19	271.70	266.35	262.00	259.95	259.04	258.65	257.63
1.250	385.78	353.88	345.13	335.12	327.39	323.63	322.03	321.37	319.61
1.375	448.59	433.80	418.75	402.18	395.80	393.09	391.97	389.03
1.500	542.27	510.85	487.98	477.36	472.96	471.14	466.39
1.625	623.91	586.62	569.63	562.58	559.72	552.31
1.750	701.26	674.44	663.42	659.96	647.34
1.875	834.86	793.88	777.13	770.44	753.17
2.000	930.65	909.01	896.06	870.99
2.125	1091.2	1052.5	1038.1	1001.4
2.250	1223.2	1196.9	1147.7
2.375	1311.7
2.500	1495.4

Orifice Diam., d , Inches	Internal Diameter of Pipe, D , Inches								
	4			6			8		
	3.626	4.026	4.897	5.189	5.751	6.065	7.625	7.991	8.671
.250	12.688	12.683
.375	28.353	28.348
.500	50.234	50.224	50.197	50.181	50.182	50.176
.625	78.450	78.421	78.338	78.321	78.296	78.287
.750	113.15	113.08	112.87	112.82	112.79	112.72
.875	154.40	154.27	153.88	153.78	153.63	153.56	153.34	153.31	153.31
1.000	202.20	201.99	201.34	201.19	200.98	200.88	200.48	200.40	200.23
1.125	258.89	256.33	255.31	255.08	254.72	254.56	253.99	253.63	253.67
1.250	318.03	317.45	315.83	315.48	314.95	314.72	313.91	313.78	313.74
1.375	386.45	385.51	382.99	382.47	381.70	381.37	380.25	380.09	380.02
1.500	462.27	460.79	456.83	456.16	455.03	454.57	453.62	452.78	452.72
1.625	545.89	543.61	537.77	536.64	535.03	534.39	532.27	531.99	531.97
1.750	637.83	634.39	625.73	624.09	621.79	620.89	618.02	617.60	617.90
1.875	738.75	733.68	721.03	718.69	715.44	714.10	710.32	709.77	709.64
2.000	849.41	842.12	823.93	820.68	816.13	814.41	809.22	808.50	803.94
2.125	970.95	960.48	934.97	930.35	924.07	921.71	914.76	913.69	913.60
2.250	1104.7	1089.9	1054.4	1048.1	1030.5	1026.3	1027.1	1026.9	1026.6
2.375	1252.1	1231.7	1182.9	1174.2	1162.6	1158.3	1146.2	1144.7	1144.3
2.500	1415.0	1387.2	1320.9	1309.3	1293.9	1288.2	1272.3	1270.2	1269.8
2.625	1595.6	1558.2	1469.2	1453.9	1433.5	1426.0	1405.4	1402.9	1402.2
2.750	1797.1	1746.7	1628.9	1606.7	1582.0	1573.3	1545.7	1542.9	1541.8
2.875	1935.5	1801.9	1774.5	1740.0	1727.5	1693.4	1689.3	1688.4
3.000	2195.0	1958.8	1932.4	1907.4	1891.9	1848.6	1843.5	1842.3
3.125	2187.2	2143.4	2085.4	2065.1	2011.6	2005.2	2003.8
3.250	2404.2	2346.8	2276.5	2250.6	2182.5	2174.6	2172.9
3.375	2639.5	2569.8	2479.1	2446.8	2361.8	2352.0	2349.9
3.500	2895.6	2808.1	2695.1	2654.9	2549.7	2537.7	2534.0
3.625	3180.8	3055.3	2923.7	2876.0	2746.5	2731.6	2728.6
3.750	3345.5	3172.1	3111.2	2982.6	2934.8	2930.6
3.875	3657.7	3435.8	3361.6	3168.3	3146.9	3142.1
4.000	3718.2	3628.2	3394.3	3360.5	3362.9
4.250	4354.8	3879.4	3842.3	3834.2
4.500	4900.9	4412.8	4350.5	4342.0
4.750	5000.7	4928.1	4912.2
5.000	5650.0	5551.1	5529.5
5.250	6350.3	6236.4	6207.3
5.500	7170.9	6992.6	6953.6
5.750	7830.0	7777.8
6.000	8707.0

Tabla 4.3 Coeficiente básico de orificio (Fuente Medidores Daniel)

TABLA 4.17
CONSUMO TEORICO DE LOS POZOS DE GAS LIFT

SECCION	POZO	Prof. Standing(ft)	Pe en línea	Pliny. (psi)	De Graf. SCF/min.	SCFa sg=66 SCF/min.	BRUTA Bls.	DIAS EFEC.	B.F.P.D. Bis.	PERIODO (segundos)	CICLOS (min.)	CICLOS DIA	CONSUMO SCF/D	CONSUMO MES (MPC)
65	ANC0824	1350	440	220	395	376,04	16,1	15	1,1	210	80	18	15953,21	239298,15
65	ANC0882	1487	480	240	430	409,36	17,6	16	1,1	180	80	18	13514,36	216229,76
65	ANC1077	1245	475	260	428	407,456	33,1	31	1,1	180	60	24	21421,56	664068,36
65	ANC1099	1247	470	260	420	399,84	30,5	31	1	180	60	24	23086,19	715671,89
65	ANC1350	1050	475	310	420	399,84	22,8	31	0,7	240	60	24	52224	1618944
65	ANC1368	1163	475	320	410	390,32	22,7	31	0,7	180	60	24	34520,38	1070131,78
65	ANC1516	950	480	260	430	409,36	75,0	11	6,8	210	80	18	3992,21	43914,31
65	ANC1524	950	480	290	430	409,36	57,2	10	5,7	210	60	24	6350,18	63501,8
65	ANC1526	950	477	240	428	407,456	11,0	10	1,1	180	80	18	21055,14	210551,4
65	ANC1527	954	475	310	420	399,84	10,3	11	0,9	210	60	24	39117,82	430296,02
65	ANC1529	921	475	310	420	399,84	9,7	11	0,9	180	60	24	34730,94	382040,34
65	ANC1536	950	470	305	416	396,032	108,7	19	5,7	180	60	24	5265,8	100050,2
65	ANC1537	1150	475	300	426	405,552	392,2	31	12,7	180	60	24	1999,3	61978,3
65	ANC1588	930	480	320	418	397,936	24,1	19	1,3	240	30	48	63195,79	1200720,01
65	ANC1647	865	475	310	420	399,84	28,6	31	0,9	240	60	24	49305,9	1528482,9
65	ANC1664	1056	478	305	430	409,36	22,0	31	0,7	180	60	24	39872,73	1236054,63
65	ANC1674	912	475	240	428	407,456	23,4	31	0,8	240	60	24	53612,63	1661991,53
65	ANC1696	1100	480	220	430	409,36	28,8	31	0,9	180	60	24	29771,64	922920,84
65	ANC1698	1100	480	280	430	409,36	266,0	31	8,6	210	60	24	3634,91	112682,21
65	ANC1714	1088	470	310	415	395,08	119,4	31	3,9	240	90	16	5958,97	184728,07
65	ANC1716	1100	475	260	428	407,456	75,5	28	2,7	210	60	24	11524,01	322672,28
66	ANC0585	2265	490	305	440	418,88	166,7	31	5,4	210	60	24	2876,78	89180,18
66	ANC1073	506	490	310	435	414,12	16,3	9	1,8	240	60	24	43649,01	392841,09
66	ANC1393	1355	490	305	440	418,88	19,4	8	2,4	210	60	24	10819,78	86558,24
66	ANC1707	850	480	305	428	407,456	40,6	9	4,5	240	60	24	10226,35	92037,15
66	ANC1709	699	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
66	ANC1737	900	490	280	438	416,976	63,8	10	6,4	240	80	18	5212,2	52122
66	ANC1838	800	480	250	430	409,36	22,6	4	5,6	240	45	32	11696	46784
66	ANC1891	1652	483	235	430	409,36	15,8	6	2,6	210	60	24	8005,74	48034,44
67	ANC0414	948	479	300	430	409,36	17,7	6	2,9	210	80	18	9380,79	56284,74
67	ANC0441	900	480	305	428	407,456	13,2	6	2,2	240	60	24	19755,44	118532,64
67	ANC0447	960	479	280	430	409,36	31,0	6	5,2	210	60	24	6888,27	41329,62
67	ANC0451	706	480	240	430	409,36	18,3	6	3,1	180	60	24	13467,02	80802,12
67	ANC0456	960	478	220	430	409,36	31,6	7	4,5	210	60	24	7959,78	55718,46
67	ANC0457	1063	475	270	428	407,456	12,7	6	2,1	240	80	18	13141,98	78851,88

TABLA 4.17
CONSUMO TEORICO DE LOS POZOS DE GAS LIFT

SECCION	POZO	Prof. Standing(ft)	Pe en líneas	Pliny. (psi)	De Graf. SCF/min.	SCFa sg=.65 SCF/min.	BRUTA Bis.	DIAS EFEC.	B.F.P.D. Bis.	PERIODO (segundos)	CICLOS (min.)	CICLOS DIA	CONSUMO SCF/D	CONSUMO MES (MPO)
67	ANC0460	1060	475	290	426	405,552	95,5	31	3,1	210	60	24	10367,12	321380,72
67	ANC0493	940	483	310	426	405,552	20,9	7	3	240	60	24	13806,03	96642,21
67	ANC0609	2133	480	320	418	397,936	115,9	31	3,7	240	80	18	3630,39	112542,09
67	ANC0794	1753	475	320	412	392,224	57,2	31	1,8	220	80	18	8203,96	254322,76
67	ANC1238	1862	480	315	424	403,648	121,3	31	3,9	300	60	24	6670,21	206776,51
67	ANC1243	3021	479	310	426	405,552	65,5	31	2,1	310	60	24	7926,81	245731,11
67	ANC1254	2856	475	300	426	405,552	89,9	31	2,9	280	80	18	4113,1	127506,1
67	ANC1277	3294	460	315	395	376,04	65,5	31	2,1	280	80	18	4566,36	141557,16
67	ANC1512	1200	460	305	403	383,656	16,2	6	2,7	180	60	24	8525,69	51154,14
67	ANC1544	1200	470	300	418	397,936	27,2	9	3	240	60	24	10611,63	95504,67
67	ANC1618	1247	484	290	435	414,12	16,5	6	2,8	210	60	24	9962,79	59776,74
67	ANC1631	1098	478	280	429	408,408	26,7	9	3	240	60	24	11902,6	107123,4
67	ANC1832	900	483	300	432	411,264	14,4	4	3,6	210	60	24	10662,4	42649,6
67	ANC1834	1000	485	270	434	413,168	24,1	10	2,4	200	60	24	13772,27	137722,7
67	ANC1835	1000	485	290	434	413,168	73,7	31	2,4	200	80	18	10329,2	320205,2
67	ANC1836	950	485	293	434	413,168	59,8	31	1,9	210	80	18	14420,82	447045,42
67	ANC1837	900	485	240	434	413,168	62,7	31	2	240	60	24	22035,63	683104,53
67	ANC1845	900	485	320	422	401,744	69,8	31	2,3	240	60	24	18631,61	577579,91
67	ANC1847	900	485	290	434	413,168	19,8	9	2,2	200	60	24	16693,66	150242,94
67	ANC1848	900	484	310	430	409,36	22,2	9	2,5	240	60	24	17466,03	157194,27
67	ANC1853	1200	467	270	422	401,744	30,9	10	3,1	210	80	18	6803,73	68037,3
67	ANC1888	1665	479	265	430	409,36	24,8	9	2,8	260	60	24	9132,01	82188,09
67	ANC1889	1700	482	210	431	410,312	16,0	7	2,3	210	60	24	8814,89	61704,23
67	ANC1892	1783	480	305	428	407,456	67,1	31	2,2	240	60	24	9971,9	309128,9
67	ANC1903	1540	480	300	430	409,36	132,6	31	4,3	210	60	24	5192,73	160974,63
67	ANC1904	2003	470	310	415	395,08	145,9	31	4,7	210	60	24	3525,21	109281,51
67	ANC1905	1946	465	295	417	396,984	58,8	31	1,9	240	60	24	10307,37	319528,47
67	ANC1909	1450	485	250	435	414,12	54,5	11	5	240	80	18	4112,64	45239,04
67	ANC1911	1300	475	300	425	404,6	68,5	31	2,2	240	60	24	13580,98	421010,38
67	ANC1913	1578	475	290	428	407,456	167,2	31	5,4	240	60	24	4590,41	142302,71
67	ANC1934	2716	450	301	392	373,184	25,3	3	8,4	280	60	24	1832,03	5496,09
67	ANC1945	2500	455	310	394	375,088	54,6	31	1,8	240	80	18	6001,41	186043,71
67	ANC1946	2990	470	315	410	390,32	67,1	31	2,2	210	80	18	3738,24	115885,44
67	ANC1962	3106	470	310	412	392,224	102,3	31	3,3	240	60	24	3673,58	113880,98

TABLA 4.17

CONSUMO TEORICO DE LOS POZOS DE GAS LIFT

SECCION	POZO	Prof. Standing(ft)	Pe en línea	Piny. (psi)	De Graf. SCF/min.	SCFa sg=65 SCF/min.	BRUTA Bls.	DIAS EFEC.	B.P.P.D. Bls.	PERIODO (segundos)	CICLOS (min.)	CICLOS DIA	CONSUMO SCF/D	CONSUMO MES (MPC)
67	ANC1968	2315	470	315	410	390,32	92,1	31	3	280	60	24	6294,58	195131,98
68	ANC1247	2651	460	300	406	386,512	23,9	31	0,8	360	60	24	26243,74	813555,94
68	ANC1255	2020	465	260	418	397,936	39,9	22	1,8	240	60	24	10506,56	231144,32
68	ANC1258	2182	465	220	418	397,936	34,1	31	1,1	240	60	24	15916,11	493399,41
68	ANC1259	2676	460	270	415	395,08	21,8	31	0,7	200	80	18	12654,71	392296,01
68	ANC1260	2706	472	280	420	399,84	34,1	31	1,1	240	80	18	9671,6	299819,6
68	ANC1263	3004	450	300	393	374,136	20,1	31	0,6	240	60	24	19927,35	617747,85
68	ANC1269	3120	485	310	430	409,36	53,1	14	3,8	240	60	24	3314,66	46405,24
68	ANC1270	3440	460	290	412	392,224	61,1	30	2	220	30	48	10033,64	301009,2
68	ANC1272	2595	460	290	410	390,32	144,2	31	4,7	220	30	48	5632,46	174606,26
68	ANC1280	1918	470	265	420	399,84	46,9	31	1,5	210	30	48	23348,32	723797,92
68	ANC1297	1659	480	250	430	409,36	119,4	31	3,9	240	60	24	6073,87	188289,97
68	ANC1414	1126	470	210	424	403,648	1006,0	31	32,5	200	60	24	882,41	27354,71
68	ANC1456	1316	470	315	412	392,224	34,1	31	1,1	240	80	18	19508,24	604755,44
68	ANC1772	2151	470	320	408	388,416	83,8	31	2,7	260	80	18	5216,6	161714,6
68	ANC1806	1500	480	260	430	409,36	10,7	9	1,2	210	60	24	19103,47	171931,23
68	ANC1807	1484	480	240	430	409,36	36,8	31	1,2	210	60	24	19309,43	598592,33
68	ANC1808	1300	480	300	430	409,36	15,7	11	1,4	240	60	24	21592,62	237518,82
68	ANC1939	3298	480	300	430	409,36	150,0	31	4,8	220	60	24	2275,6	70543,6
68	ANC1956	2244	455	260	410	390,32	7,3	6	1,2	210	60	24	12175,76	73054,56
68	ANC1993	3504	470	290	418	397,936	85,3	31	2,8	220	80	18	2676,92	82984,52
68	ANC1998	2012	455	315	390	371,28	82,6	31	2,7	240	80	18	4920,87	152546,97
69	ANC0815	1220	480	270	430	409,36	22,6	22	1	210	60	24	28185,44	620079,68
69	ANC0825	1225	475	270	428	407,456	17,6	16	1,1	240	60	24	29028,41	464454,56
69	ANC0832	1328	475	240	428	407,456	60,0	31	1,9	200	60	24	12918,71	400480,01
69	ANC0867	1402	475	220	428	407,456	46,2	24	1,9	240	60	24	14684,2	352420,8
69	ANC0917	1655	480	280	430	409,36	143,2	31	4,6	240	60	24	5162,03	160022,93
69	ANC0971	1461	475	280	428	407,456	22,2	31	0,7	240	45	32	50996,74	1580898,94
69	ANC0984	1318	470	280	418	397,936	101,1	31	3,3	210	45	32	10247,12	317660,72
69	ANC1316	1000	465	300	412	392,224	40,9	31	1,3	210	45	32	33791,61	1047539,91
69	ANC1319	950	460	320	393	374,136	41,5	31	1,3	220	60	24	26659,08	826431,48
69	ANC1321	1413	460	335	380	361,76	58,2	31	1,9	200	60	24	10779,9	334176,9
69	ANC1322	1486	460	310	400	380,8	46,6	31	1,5	240	80	18	12300,4	381312,4
69	ANC1323	1264	460	315	397	377,944	64,8	31	2,1	210	80	18	8970,19	278075,89
69	ANC1379	1532	460	300	408	388,416	136,4	31	4,4	240	80	18	4148,76	128611,56

TABLA 4.17

CONSUMO TEORICO DE LOS POZOS DE GAS LIFT

SECCION	POZO	Prof. Standing(ft)	Pe en líneas	Pliny. (psi)	De Graf. SCF/min.	SCFa sg=.66 SCF/min.	BRUTA Bis.	DIAS EFEC.	B.F.P.D. Bis.	PERIODO (segundos)	CICLOS (min.)	CICLOS DIA	CONSUMO SCF/D	CONSUMO MES (MPC)
69	ANC1622	1756	470	280	428	407,456	41,5	16	2,6	200	60	24	7139,58	114233,28
69	ANC1673	960	470	260	428	407,456	46,0	19	2,4	210	60	24	14855,17	282248,23
69	ANC1823	1203	460	250	415	395,08	96,1	23	4,2	240	80	18	5629,93	129488,39
69	ANC1932	1537	475	255	428	407,456	223,5	31	7,2	260	60	24	3829,2	118705,2
69	ANC2009	1530	480	250	430	409,36	76,3	25	3,1	200	60	24	6904,66	172616,5
70	ANC0996	790	430	305	361	343,672	303,5	31	9,8	240	60	24	4261,5	132106,5
70	ANC0999	772	430	270	382	363,664	426,3	31	13,8	240	60	24	3276,99	101586,69
70	ANC1007	790	430	315	352	335,104	128,7	15	8,6	240	60	24	4735,06	71025,9
70	ANC1018	717	460	318	392	373,184	92,1	25	3,7	220	60	24	12378,98	309474,5
70	ANC1019	684	460	310	394	375,088	206,3	25	8,3	210	60	24	5549,81	138745,25
70	ANC1028	750	460	270	415	395,08	439,9	31	14,2	210	80	18	2337,09	72449,79
70	ANC1033	851	460	245	415	395,08	65,3	26	2,5	300	80	18	16713,14	434541,64
70	ANC1040	706	430	200	385	366,52	95,7	30	3,2	260	60	24	16872,38	506171,4
70	ANC1045	642	430	220	385	366,52	237,0	31	7,6	210	60	24	6309,99	195609,69
70	ANC1046	850	420	260	380	361,76	170,5	31	5,5	210	60	24	6500,07	201502,17
70	ANC1148	900	465	280	418	397,936	201,2	31	6,5	240	60	24	6530,23	202437,13
70	ANC1299	2316	470	260	422	401,744	361,4	30	12	240	60	24	1387,72	41631,6
70	ANC1301	800	420	275	372	354,144	613,8	31	19,8	210	60	24	1878,04	58219,24
70	ANC1303	764	420	290	370	352,24	126,2	31	4,1	210	60	24	9445,84	292821,04
70	ANC1304	928	420	305	360	342,72	150,0	31	4,8	240	60	24	7386,21	228972,51
70	ANC1306	900	420	270	375	357	194,4	31	6,3	210	60	24	5288,89	163955,59
70	ANC1657	1952	425	240	415	395,08	259,2	31	8,4	240	60	24	2313,11	71706,41
70	ANC1782	1646	420	267	375	357	237,6	27	8,8	240	80	18	1774,55	47912,85
70	ANC1826	1055	420	245	390	371,28	172,3	29	5,9	260	80	18	4652,56	134924,24
70	ANC2000	2011	460	300	408	388,416	70,0	28	2,5	240	60	24	7416,79	207670,12
71	ANC0375	700	480	280	430	409,36	13,2	8	1,7	210	60	24	28896	231168
71	ANC1261	1810	460	275	415	395,08	59,3	31	1,9	240	80	18	8271,52	256417,12
71	ANC1268	2164	455	260	410	390,32	76,7	31	2,5	210	60	24	6060,42	187873,02
71	ANC1695	1725	475	300	425	404,6	68,6	31	2,2	220	60	24	9382,03	290842,93
71	ANC1724	1815	475	300	425	404,6	143,2	31	4,6	220	60	24	4264,56	132201,36
71	ANC1780	1637	475	240	428	407,456	64,3	31	2,1	210	60	24	9956,16	308640,96
72	ANC0237	1503	475	310	420	399,84	47,5	31	1,5	240	60	24	17025,79	527799,49
72	ANC0336	1524	470	305	418	397,936	56,8	31	1,8	220	60	24	12765,52	395731,12
72	ANC0550	1542	450	290	397	377,944	132,3	31	4,3	220	60	24	5016	155496
72	ANC1235	2050	450	290	397	377,944	75,8	31	2,4	240	60	24	7374,52	228610,12

TABLA 4.17

CONSUMO TEORICO DE LOS POZOS DE GAS LIFT

SECCION	POZO	Prof. Standing(ft)	Pe en línea (psi)	Piny. (psi)	De Graf. SCF/min.	SCFa sg=66 SCF/min.	BRUTA Bls.	DIAS EFEC.	B.F.P.D. Bls.	PERIODO (segundos)	CICLOS (min.)	CICLOS DIA	CONSUMO SCF/D	CONSUMO MES (MPC)
72	ANC1352	1121	465	300	414	394,128	52,4	8	6,5	260	80	18	4219,03	33752,24
72	ANC1363	1200	460	240	417	396,984	61,4	31	2	260	80	18	12901,98	399961,38
72	ANC1374	9135	460	230	430	409,36	5,4	9	0,6	240	60	24	7169,96	64529,64
72	ANC1380	851	475	235	428	407,456	44,3	31	1,4	200	80	18	20519,86	636115,66
72	ANC1383	823	465	220	418	397,936	40,9	31	1,3	200	60	24	29755,01	922405,31
72	ANC1644	2165	455	238	410	390,32	68,0	31	2,2	240	80	18	5900,28	182908,68
72	ANC1877	1235	470	240	426	405,552	56,3	31	1,8	180	60	24	13135,29	407193,99
72	ANCDD03	2153	455	260	410	390,32	113,2	31	3,7	280	60	24	5487,73	170119,63
72	ANCFA03	956	465	295	416	396,032	129,6	31	4,2	210	60	24	8285,19	256840,89
72	ANCFA17	1325	470	300	420	399,84	85,3	31	2,8	210	60	24	9052,98	280642,38
72	ANCFA19	1012	475	250	428	407,456	66,5	31	2,1	240	60	24	18405,69	570576,39
72	ANCFA20	1312	480	287	430	409,36	44,3	31	1,4	210	60	24	18720,73	580342,63
74	ANC0035	1652	470	270	428	407,456	75,4	31	2,4	220	80	18	6782,71	210264,01
74	ANC0070	913	480	240	430	409,36	28,5	7	4,1	240	60	24	10498,37	73488,59
74	ANC0107	1852	470	290	428	407,456	301,8	31	9,7	210	60	24	1905,23	59062,13
74	ANC0115	1567	480	320	420	399,84	85,8	31	2,8	240	60	24	8748,44	271201,64
74	ANC0120	1600	480	330	410	390,32	78,4	31	2,5	280	60	24	10928,96	338797,76
74	ANC0123	1356	480	320	420	399,84	14,5	6	2,4	210	80	18	7740,27	46441,62
74	ANC0130	1607	480	305	428	407,456	73,9	31	2,4	210	60	24	8874,28	275102,68
74	ANC0132	1500	480	290	430	409,36	68,2	31	2,2	210	60	24	10420,07	323022,17
74	ANC0137	1575	440	330	360	342,72	25,7	9	2,9	200	60	24	6002,76	54024,84
74	ANC0145	1872	475	270	428	407,456	54,6	31	1,8	200	60	24	9673,69	299884,39
74	ANC0146	1700	475	340	405	385,56	112,5	31	3,6	240	60	24	6048	187488
74	ANC0147	1853	480	305	428	407,456	85,3	31	2,8	240	60	24	7539,08	233711,48
74	ANC0173	2145	470	315	412	392,224	156,4	9	17,4	210	60	24	882,75	7944,75
74	ANC0333	701	460	295	410	390,32	154,4	9	17,2	210	60	24	2719,28	24473,52
74	ANC0435	1654	470	295	420	399,84	114,1	31	3,7	240	60	24	6272,2	194438,2
74	ANC0438	1536	475	300	426	405,552	40,7	31	1,3	210	60	24	17060,48	528874,88
74	ANC1354	1212	470	260	422	401,744	169,8	31	5,5	260	60	24	6267,83	194302,73
74	ANC1376	921	470	320	404	384,608	22,3	7	3,2	240	60	24	12527,95	87695,65
74	ANC1377	899	475	335	400	380,8	82,2	9	9,1	220	60	24	4096,18	36865,62
74	ANC1378	856	470	340	386	367,472	27,1	6	4,5	240	60	24	9158,18	54949,08
74	ANC1382	780	470	300	418	397,936	133,0	31	4,3	220	60	24	10440,78	323664,18
			80100	48409	71214									
														49729458

CONSUMO TOTAL GAS CALCULADO

TABLA 4.18

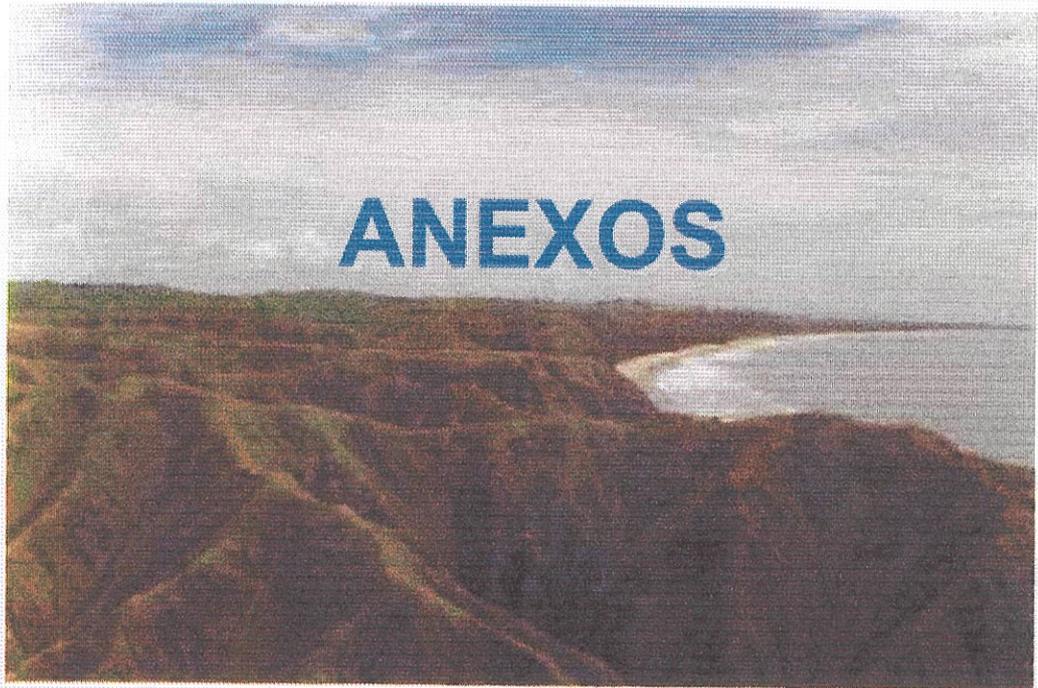
CALCULOS REDISEÑO DE ALTA PRESION DE LAS FACILIDADES DE GAS LIFT					
TRAMO	L millas	P1 psi	Qg scfd	d in	P2(Req.) psi
(1) - (2)	0,1	475	561.600	2	473,525
(3) - (4)	0,06	480	574.560	2	479,084
(5) - (6)	0,045	480	568.430	2	479,328
(7) - (8)	0,122	485	2.254.325	2	455,76
(7) - (9)	0,092	485	596.332	2	483,5
(10) - (11)	0,04	485	582.332	2	484,379
(12) - (13)	0,3	480	537.120	2	475,982
(14) - (15)	0,16	485	560.260	2	482,696
(16) - (17)	0,09	460	541.440	2	458,727
(18) - (19)	0,125	480	561.600	2	478,174
(20) - (21)	0,262	475	582.624	2	470,828
(22) - (23)	0,123	480	541.440	2	478,33
(23) - (24)	0,135	440	563.325	2	437,84
(25) - (26)	0,17	425	535.000	2	422,462

TABLA 4.19

REDISEÑO DE LAS LINEAS DE GAS DE MEDIA PRESIÓN						
TRAMO	L millas	P1 psi	P2 psi	Qg scfd	d in	d actual in
sec. 68 - secc.65	0,64	135	130	488.000	3	4y6
SECC. 65 - SECC 68	0,64	130	120	348.000	3	4
SECC. 69 - SECC 65	1,07	130	120	405.000	3	6
SECC. 65 - SECC 71	1,06	130	127	774.000	4	6
SECC 71 - SECC 72	1,4	127	120	328.000	3	4 Y 3

TABLA 4.20

REDISEÑO DE LAS LINEAS DE GAS DE BAJA PRESIÓN						
TRAMO	L millas	P1 psia	P2 psia	Qg scfd	d in	d actual in
Sta. Paula- C.bomba	9,034	61,7	19,7	367.000	4	4y6
C.bomba-Corralito	1,19	19,7	15,7	367.000	4	4
Corralito-Sec.66	1,34	19,7	8,7	568.000	5	8y6
Sec.66-TroncalA	1,08	9,7	7,7	300.000	5	8y6
TroncalA-Sec.67	0,88	7,7	5,7	300.000	5	8y10
Trocal-Sec.71	0,86	7,7	4,7	200.000	4	8y6
Certeza-Sec.70	0,46	9,7	6,7	60.000	3	4
Sec.69-Sec.71	1,98	13,7	7,7	66.000	3	6,8y10

An aerial photograph of a coastal landscape. The foreground shows rolling hills with a grid-like pattern, possibly agricultural fields, in shades of brown and green. A bay or inlet is visible on the right side, with a sandy beach. The background shows a wide expanse of water meeting a hazy sky. The word "ANEXOS" is overlaid in the center of the image.

ANEXOS

Figura B-14. Datos técnicos de las tuberías

Aceros al carbón - Aceros inoxidables

Medida nominal de la tubería (pulgadas)	Diámetro exterior D.E. (pulgadas)	Identificación			Espesor de pared <i>t</i> (pulgadas)	Diámetro interior <i>d</i> (pulgadas)	Área metálica (pulgadas cuadradas)	Área interna transversal		Momento de inercia <i>I</i> (pulgadas ⁴)	Peso de la tubería (libras por pie)	Peso de agua (libras por pie de tubería)	Superficie externa (pies cuadrados por pie de tubería)	Módulo de sección $(\frac{I}{D.E.})$
		Acero		Número de cédula en acero inoxidable				<i>u</i> (pulgadas cuadradas)	<i>A</i> (pies cuadrados)					
		Medida Tubería de hierro	Número de cédula											
1/8	0.405	10S	.049	.307	.0548	.0740	.00051	.00088	.19	.032	.106	.00437
		STD	40	40S	.068	.269	.0720	.0568	.00040	.00106	.24	.025	.106	.00523
		XS	80	80S	.095	.215	.0925	.0364	.00025	.00122	.31	.016	.106	.00602
1/4	0.540	10S	.065	.410	.0970	.1320	.00091	.00279	.33	.057	.141	.01032
		STD	40	40S	.088	.364	.1250	.1041	.00072	.00331	.42	.045	.141	.01227
		XS	80	80S	.119	.302	.1574	.0716	.00050	.00377	.54	.031	.141	.01395
3/8	0.675	10S	.065	.545	.1246	.2333	.00162	.00586	.42	.101	.178	.01736
		STD	40	40S	.091	.493	.1670	.1910	.00133	.00729	.57	.083	.178	.02160
		XS	80	80S	.126	.423	.2173	.1405	.00098	.00862	.74	.061	.178	.02554
1/2	0.840	5S	.065	.710	.1583	.3959	.00275	.01197	.54	.172	.220	.02849
		10S	.083	.674	.1974	.3568	.00248	.01431	.67	.155	.220	.03407
		STD	40	40S	.109	.622	.2503	.3040	.00211	.01709	.85	.132	.220	.04069
		XS	80	80S	.147	.546	.3200	.2340	.00163	.02008	1.09	.102	.220	.04780
		...	160187	.466	.3836	.1706	.00118	.02212	1.31	.074	.220	.05267
...294	.252	.5043	.050	.00035	.02424	1.71	.022	.220	.05772		
3/4	1.050	5S	.065	.920	.2011	.6648	.00462	.02450	.69	.288	.275	.04667
		10S	.083	.884	.2521	.6138	.00426	.02969	.86	.266	.275	.05655
		STD	40	40S	.113	.824	.3326	.5330	.00371	.03704	1.13	.231	.275	.07055
		XS	80	80S	.154	.742	.4335	.4330	.00300	.04479	1.47	.188	.275	.08531
		...	160219	.612	.5698	.2961	.00206	.05269	1.94	.128	.275	.10036
...308	.434	.7180	.148	.00103	.05792	2.44	.064	.275	.11032		
1	1.315	5S	.065	1.185	.2553	1.1029	.00766	.04999	.87	.478	.344	.07603
		10S	.109	1.097	.4130	.9452	.00656	.07569	1.40	.409	.344	.11512
		STD	40	40S	.133	1.049	.4939	.8640	.00600	.08734	1.68	.375	.344	.1328
		XS	80	80S	.179	.957	.6388	.7190	.00499	.1056	2.17	.312	.344	.1606
		...	160250	.815	.8365	.5217	.00362	.1251	2.84	.230	.344	.1903
...358	.599	1.0760	.282	.00196	.1405	3.66	.122	.344	.2136		
1¼	1.660	5S	.065	1.530	.3257	1.839	.01277	.1038	1.11	.797	.435	.1250
		10S	.109	1.442	.4717	1.633	.01134	.1605	1.81	.708	.435	.1934
		STD	40	40S	.140	1.380	.6685	1.495	.01040	.1947	2.27	.649	.435	.2346
		XS	80	80S	.191	1.278	.8815	1.283	.00891	.2418	3.00	.555	.435	.2913
		...	160250	1.160	1.1070	1.057	.00734	.2839	3.76	.458	.435	.3421
...382	.896	1.534	.630	.00438	.3411	5.21	.273	.435	.4110		
1½	1.900	5S	.065	1.770	.3747	2.461	.01709	.1579	1.28	1.066	.497	.1662
		10S	.109	1.682	.6133	2.222	.01543	.2468	2.09	.963	.497	.2598
		STD	40	40S	.145	1.610	.7995	2.036	.01414	.3099	2.72	.882	.497	.3262
		XS	80	80S	.200	1.500	1.068	1.767	.01225	.3912	3.63	.765	.497	.4118
		...	160281	1.338	1.429	1.406	.00976	.4824	4.86	.608	.497	.5078
...400	1.100	1.885	.950	.00660	.5678	6.41	.42	.497	.5977		
2	2.375	5S	.065	2.245	.4717	3.958	.02749	.3149	1.61	1.72	.622	.2652
		10S	.109	2.157	.7760	3.654	.02538	.4992	2.64	1.58	.622	.4204
		STD	40	40S	.154	2.067	1.075	3.355	.02330	.6657	3.65	1.45	.622	.5606
		XS	80	80S	.218	1.939	1.477	2.953	.02050	.8679	5.02	1.28	.622	.7309
		...	160344	1.687	2.190	2.241	.01556	1.162	7.46	.97	.622	.979
...436	1.503	2.656	1.774	.01232	1.311	9.03	.77	.622	1.104		
2½	2.875	5S	.083	2.709	.7280	5.764	.04002	.7100	2.48	2.50	.753	.4939
		10S	.120	2.635	1.039	5.453	.03787	.9873	3.53	2.36	.753	.6868
		STD	40	40S	.203	2.469	1.704	4.788	.03322	1.530	5.79	2.07	.753	1.064
		XS	80	80S	.276	2.323	2.254	4.238	.02942	1.924	7.66	1.87	.753	1.339
		...	160375	2.125	2.945	3.546	.02463	2.353	10.01	1.54	.753	1.638
...552	1.771	4.028	2.464	.01710	2.871	13.69	1.07	.753	1.997		
3	3.500	5S	.083	3.334	.8910	8.730	.06063	1.301	3.03	3.78	.916	.7435
		10S	.120	3.260	1.274	8.347	.05796	1.822	4.33	3.62	.916	1.041
		STD	40	40S	.216	3.068	2.228	7.393	.05130	3.017	7.58	3.20	.916	1.724
		XS	80	80S	.300	2.900	3.016	6.605	.04587	3.894	10.25	2.86	.916	2.225
		...	160438	2.624	4.205	5.408	.03755	5.032	14.32	2.35	.916	2.876
...600	2.300	5.466	4.155	.02885	5.993	18.58	1.80	.916	3.424		

Nota: Véase la notación al final de la tabla.

ANEXO I Dimensiones de tuberías comerciales (Fuente flujo de fluidos, Crane)

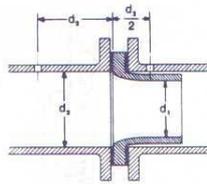
B-14. Datos técnicos de las tuberías (continuación)

Aceros al carbón. Aceros inoxidables

Medida nominal de la tubería (pulgadas)	Diámetro exterior D.E. (pulgadas)	Identificación		Número de cédula en acero inoxidable	Espesor de pared <i>t</i> (pulgadas)	Diámetro interior <i>d</i> (pulgadas)	Área metálica (pulgadas cuadradas)	Área interna transversal		Momento de inercia <i>I</i> (pulgadas ⁴)	Peso de la tubería (libras por pie)	Peso de agua (libras por pie de tubería)	Superficie externa (pies cuadrados por pie de tubería)	Módulo de sección $(\frac{I}{D.E.})$
		Acero						<i>a</i> (pulgadas cuadradas)	<i>A</i> (pies cuadrados)					
		Medida Tubería de hierro	Número de cédula											
3 1/2	4.000	5S	.083	3.834	1.021	11.545	.08017	1.960	3.48	5.00	1.047	.9799
		10S	.120	3.760	1.463	11.104	.07711	2.755	4.97	4.81	1.047	1.378
		STD	40	40S	.226	3.548	2.680	9.886	.06870	4.788	9.11	4.29	1.047	2.394
		XS	80	80S	.318	3.364	3.678	8.888	.06170	6.280	12.50	3.84	1.047	3.140
4	4.500	5S	.083	4.334	1.152	14.75	.10245	2.810	3.92	6.39	1.178	1.249
		10S	.120	4.260	1.651	14.25	.09898	3.963	5.61	6.18	1.178	1.761
		STD	40	40S	.237	4.026	3.174	12.73	.08840	7.233	10.79	5.50	1.178	3.214
		XS	80	80S	.337	3.826	4.407	11.50	.07986	9.610	14.98	4.98	1.178	4.271
		...	120438	3.624	5.595	10.31	.0716	11.65	19.00	4.47	1.178	5.178
		...	160531	3.438	6.621	9.28	.0645	13.27	22.51	4.02	1.178	5.898
...	...	XXS674	3.152	8.101	7.80	.0542	15.28	27.54	3.38	1.178	6.791
5	5.563	5S	.109	5.345	1.868	22.44	.1558	6.947	6.36	9.72	1.456	2.498
		10S	.134	5.295	2.285	22.02	.1529	8.425	7.77	9.54	1.456	3.029
		STD	40	40S	.258	5.047	4.300	20.01	.1390	15.16	14.62	8.67	1.456	5.451
		XS	80	80S	.375	4.813	6.112	18.19	.1263	20.67	20.78	7.88	1.456	7.431
		...	120500	4.563	7.953	16.35	.1136	25.73	27.04	7.09	1.456	9.250
		...	160625	4.313	9.696	14.61	.1015	30.03	32.96	6.33	1.456	10.796
...	...	XXS750	4.063	11.340	12.97	.0901	33.63	38.55	5.61	1.456	12.090
6	6.625	5S	.109	6.407	2.231	32.24	.2239	11.85	7.60	13.97	1.734	3.576
		10S	.134	6.357	2.733	31.74	.2204	14.40	9.29	13.75	1.734	4.346
		STD	40	40S	.280	6.065	5.581	28.89	.2006	28.14	18.97	12.51	1.734	8.496
		XS	80	80S	.432	5.761	8.405	26.07	.1810	40.49	28.57	11.29	1.734	12.22
		...	120562	5.501	10.70	23.77	.1650	49.61	36.39	10.30	1.734	14.98
		...	160719	5.187	13.32	21.15	.1469	58.97	45.35	9.16	1.734	17.81
...	...	XXS864	4.897	15.64	18.84	.1308	66.33	53.16	8.16	1.734	20.02
8	8.625	5S	.109	8.407	2.916	55.51	.3855	26.44	9.93	24.06	2.258	6.131
		10S	.148	8.329	3.941	54.48	.3784	35.41	13.40	23.61	2.258	8.212
		...	20250	8.125	6.57	51.85	.3601	57.72	22.36	22.47	2.258	13.39
		...	30277	8.071	7.26	51.16	.3553	63.35	24.70	22.17	2.258	14.69
		STD	40	40S	.322	7.981	8.40	50.03	.3474	72.49	28.55	21.70	2.258	16.81
		...	60406	7.813	10.48	47.94	.3329	88.73	35.64	20.77	2.258	20.58
		XS	80	80S	.500	7.625	12.76	45.66	.3171	105.7	43.39	19.78	2.258	24.51
		...	100594	7.437	14.96	43.46	.3018	121.3	50.95	18.83	2.258	28.14
		...	120719	7.187	17.84	40.59	.2819	140.5	60.71	17.59	2.258	32.58
		...	140812	7.001	19.93	38.50	.2673	153.7	67.76	16.68	2.258	35.65
...	...	XXS875	6.875	21.30	37.12	.2578	162.0	72.42	16.10	2.258	37.56
...906	6.813	21.97	36.46	.2532	165.9	74.69	15.80	2.258	38.48
10	10.750	5S	.134	10.482	4.36	86.29	.5992	63.0	15.19	37.39	2.814	11.71
		10S	.165	10.420	5.49	85.28	.5922	76.9	18.65	36.95	2.814	14.30
		...	20250	10.250	8.24	82.52	.5731	113.7	28.04	35.76	2.814	21.15
		...	30307	10.136	10.07	80.69	.5603	137.4	34.24	34.96	2.814	25.57
		STD	40	40S	.365	10.020	11.90	78.86	.5475	160.7	40.48	34.20	2.814	29.90
		...	60500	9.750	16.10	74.66	.5185	212.0	54.74	32.35	2.814	39.43
		XS	80594	9.562	18.92	71.84	.4989	244.8	64.43	31.13	2.814	45.54
		...	100719	9.312	22.63	68.13	.4732	286.1	77.03	29.53	2.814	53.22
		...	120844	9.062	26.24	64.53	.4481	324.2	89.29	27.96	2.814	60.32
		...	140	...	1.000	8.750	30.63	60.13	.4176	367.8	104.13	26.06	2.814	68.43
...	...	XXS	1.125	8.500	34.02	56.75	.3941	399.3	115.64	24.59	2.814	74.29
12	12.75	5S	.156	12.438	6.17	121.50	.8438	122.4	20.98	52.65	3.338	19.2
		10S	.180	12.390	7.11	120.57	.8373	140.4	24.17	52.25	3.338	22.0
		...	20250	12.250	9.82	117.86	.8185	191.8	33.38	51.07	3.338	30.2
		...	30330	12.090	12.87	114.80	.7972	248.4	43.77	49.74	3.338	39.0
		STD	...	40S	.375	12.000	14.58	113.10	.7854	279.3	49.56	49.00	3.338	43.8
		...	40406	11.938	15.77	111.93	.7773	300.3	53.52	48.50	3.338	47.1
		XS	...	80S	.500	11.750	19.24	108.43	.7528	361.5	65.42	46.92	3.338	56.7
		...	60562	11.626	21.52	106.16	.7372	400.4	73.15	46.00	3.338	62.8
		...	80688	11.374	26.03	101.64	.7058	475.1	88.63	44.04	3.338	74.6
		...	100844	11.062	31.53	96.14	.6677	561.6	107.32	41.66	3.338	88.1
...	120	...	1.000	10.750	36.91	90.76	.6303	641.6	125.49	39.33	3.338	100.7		
...	...	XXS	1.125	10.500	41.08	86.59	.6013	700.5	139.67	37.52	3.338	109.9
...	1.312	10.126	47.14	80.53	.5592	781.1	160.27	34.89	3.338	122.6

ANEXO II Dimensiones de tuberías comerciales (fuente: flujo de fluidos, Crane)

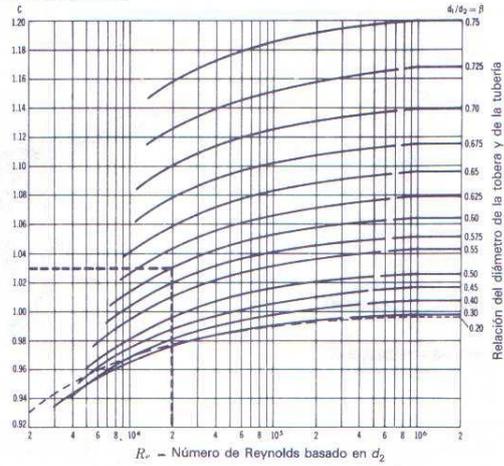
A-16. Coeficiente de flujo C para toberas para ambos sistemas



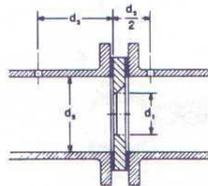
Sentido de flujo →

$$C = \frac{C_d}{\sqrt{1 - \beta^4}}$$

Ejemplo: El coeficiente de flujo C para una relación de diámetros β de 0.60 con un número de Reynolds de 20 000 (2 × 10⁴) es igual a 1.03.



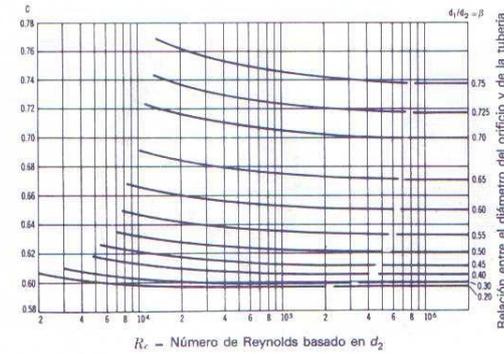
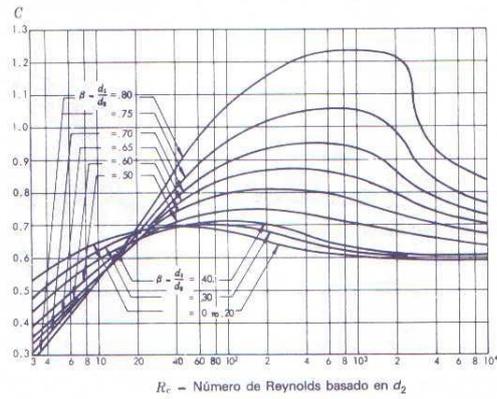
A-17. Coeficiente de flujo C para orificios de cantos vivos^{9,17}



Sentido de flujo →

$$C = \frac{C_d}{\sqrt{1 - \beta^4}}$$

$$K_{\text{orificio}} \approx \frac{1 - \beta^2}{C^2 \beta^4}$$



ANEXO III Coeficiente de Flujo (Fuente flujo de fluidos, Crane)

A-24. TABLA DEL FACTOR "K" (página 1 de 4)
Coefficientes de resistencia (K) válidos para válvulas y accesorios

("K" está basado en el uso de las tuberías cuyos números de cédula se dan en la página 2-10)

FACTORES DE FRICCIÓN PARA TUBERÍAS COMERCIALES, NUEVAS, DE ACERO, CON FLUJO EN LA ZONA DE TOTAL TURBULENCIA

Diámetro Nominal	mm	15	20	25	32	40	50	65, 80	100	125	150	200, 250	300-400	450-600
	pulg	½	¾	1	1¼	1½	2	2½, 3	4	5	6	8, 10	12-16	18-24
Factor de fricción (f _r)		.027	.025	.023	.022	.021	.019	.018	.017	.016	.015	.014	.013	.012

FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR "K" PARA VÁLVULAS Y ACCESORIOS CON SECCIONES DE PASO REDUCIDO

Fórmula 1

$$K_2 = \frac{0.8 \left(\sin \frac{\theta}{2} \right) (1 - \beta^2)}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4}$$

Fórmula 2

$$K_2 = \frac{0.5 (1 - \beta^2)}{\beta^4} \sqrt{\sin \frac{\theta}{2}} = \frac{K_1}{\beta^4}$$

Fórmula 3

$$K_2 = \frac{2.6 \left(\sin \frac{\theta}{2} \right) (1 - \beta^2)^2}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4}$$

Fórmula 4

$$K_2 = \frac{(1 - \beta^2)^2}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4}$$

Fórmula 5

$$K_2 = \frac{K_1}{\beta^4} + \text{Fórmula 1} + \text{Fórmula 3}$$

$$K_2 = \frac{K_1 + \sin \frac{\theta}{2} [0.8 (1 - \beta^2) + 2.6 (1 - \beta^2)^2]}{\beta^4}$$

Fórmula 6

$$K_2 = \frac{K_1}{\beta^4} + \text{Fórmula 2} + \text{Fórmula 4}$$

$$K_2 = \frac{K_1 + 0.5 \sqrt{\sin \frac{\theta}{2} (1 - \beta^2) + (1 - \beta^2)^2}}{\beta^4}$$

Fórmula 7

$$K_2 = \frac{K_1}{\beta^4} + \beta (\text{Fórmula 2} + \text{Fórmula 4}), \text{ cuando } \theta = 180^\circ$$

$$K_2 = \frac{K_1 + \beta [0.5 (1 - \beta^2) + (1 - \beta^2)^2]}{\beta^4}$$

$$\beta = \frac{d_1}{d_2}$$

$$\beta^2 = \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2 = \frac{a_1}{a_2}$$

El subíndice 1 define dimensiones y coeficientes para el diámetro menor. El subíndice 2 se refiere al diámetro mayor.

*Úse el valor de K proporcionado por el proveedor, cuando se disponga de dicho valor

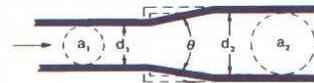
ESTRECHAMIENTO BRUSCO Y GRADUAL



Si: $\theta < 45^\circ$ $K_2 = \text{Fórmula 1}$

$45^\circ < \theta < 180^\circ$ $K_2 = \text{Fórmula 2}$

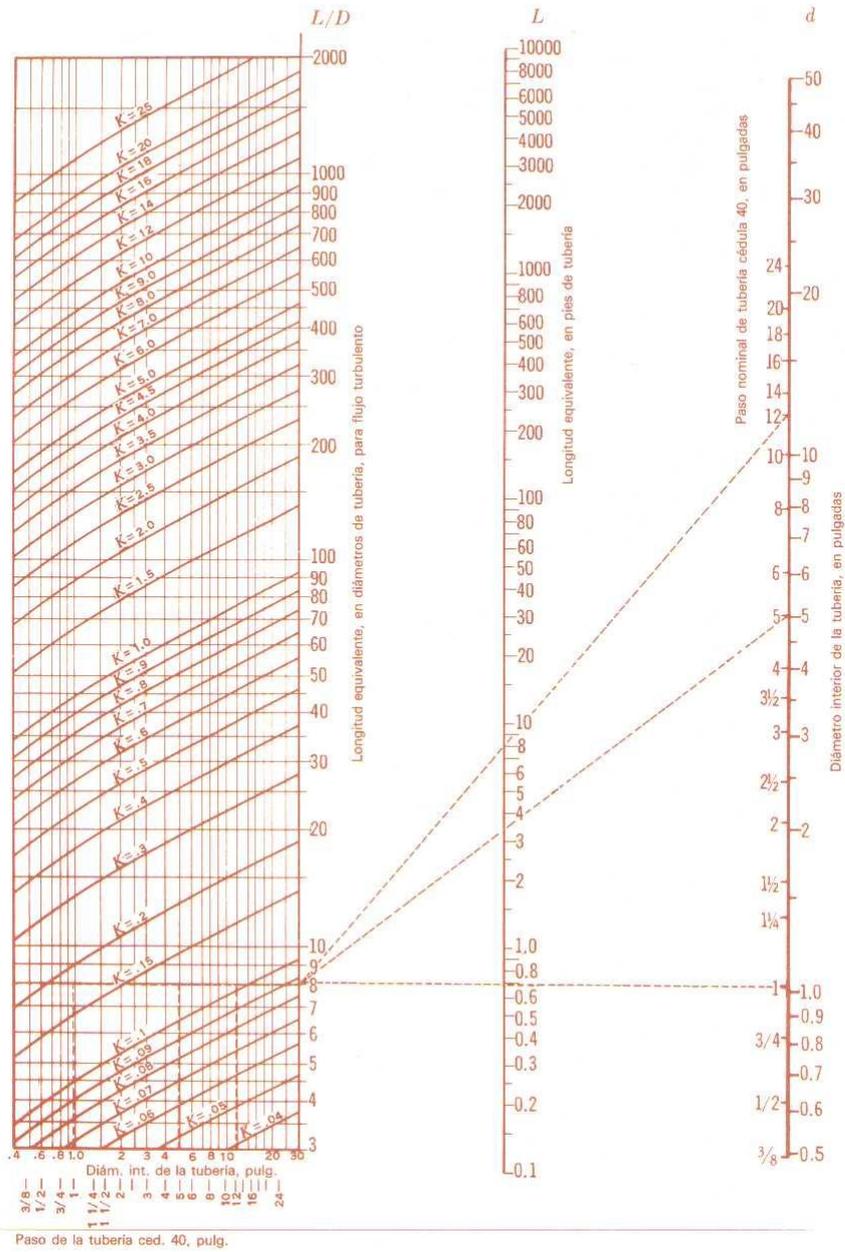
ENSANCHAMIENTO BRUSCO Y GRADUAL



Si: $\theta < 45^\circ$ $K_2 = \text{Fórmula 3}$

$45^\circ < \theta < 180^\circ$ $K_2 = \text{Fórmula 4}$

A-25b. Longitudes equivalentes L y L/D , nomograma del coeficiente de resistencia K



ANEXO V. Equivalencia del K y el C_v (Fuente flujo de fluidos, Crane)

ANEXO VI

- Mapa 1.** Ubicación de líneas de gas de alta presión.....
- Mapa 2.** Ubicación de líneas de gas de media presión.....
- Mapa 3.** Ubicación de líneas de gas de baja presión.....
- Mapa 4.** Mapa de rediseño de líneas de alta presión.....
- Mapa 5.** Mapa esquemático del sistema de gas lift en el campo Ancón.....
- Mapa 6.** Mapa de ubicación de líneas de aceite absorbedor.....

ANEXO VII

TABLA 4.4
CALCULO DE COEFICIENTE DE ORIFICIO EN LOS DIFERENTES PUNTOS DE MEDIDA
SECCION 65

MEDIDA DE	DIAMETRO LINEA NOM/D.I.	DIAMETRO ORIFICIO	COEFICIENTE BASICO ORIFICIO Fb	FACTOR GRAVEDAD Fg	FACTOR TEMPERATURA Ftb	COEF. ORIFICIO C'	TIPO DE MEDIDOR
Gas rico de baja presión De Sec 68 65	6"/6.065	2 3/4 "	1572,3	1,1785	0,9813	1818	50x100
Gas separador 65 + 68 rico de baja presión	6"/6.065	2 1/4 "	1036,3	1,1785	0,9813	1198	50x50
Escape exceso de gas rico de baja presión	4"/4.026	1 3/4 "	634,39	1,1785	0,9813	734	50x100
Salida de torres gas pobre 120 psi	4"/4.026	1 1/2 "	460,79	1,1785	0,9813	533	1000x100
Entrada a Comp. 6SVG rico baja presión	6"/6.065	2 1/2 "	1288,2	1,1785	0,9813	1490	50x50
Sal. a comp. 6XVG 2da. etapa 120 psi gas pobre	6"/6.065	2 "	823,99	1,1785	0,9813	953	1000x100
Exceso Gas domestico	2"/1.939	1 1/8"	276,2	1,27	0,9813	344	50x50
Linea troncal	6 "	2 1/4"	1036,3	1,1785	0,9813	1198	1000x50
Exceso gas 120 psi torre gas pobre.(escape aire)	4"/4.026	1 1/2 "	460,79	1,27	0,9813	574	250x100
Gas lift De Sec 65 65	2"/1.939	1 7/8 "	115,62	1,27	0,9813	144	1000x50
Gas lift De Sec 65 68	3"/2.900	1 1/4"	204,04	1,27	0,9813	254	1000x100
Gas lift De Sec 65 69	3"/2.900	1 1/2 "	477,36	1,27	0,9813	595	1000x100
Gas lift De Sec 65 71	2"/1.939	1 1/8"	276,2	1,27	0,9813	344	1000x100

TABLA 4.5
SECCION 66

MEDIDA DE	DIAMETRO LINEA NOM/D.I.	DIAMETRO ORIFICIO	COEFICIENTE BASICO ORIFICIO Fb	FACTOR GRAVEDAD Fg	FACTOR TEMPERATURA Ftb	COEF. ORIFICIO C'	TIPO DE MEDIDOR
Gas entrada al compresor	6"/6.065	2 1/8 "	921,71	1,1785	0,9813	1066	50x50
Gas separador rico de baja presión	6"/6.065	2 3/4 "	1572,3	1,1785	0,9813	1818	100x50
Escape exceso de gas rico de baja presión	4"/4.021	2 "	842,12	1,1785	0,9813	974	100x50
Gas tanque aceite rico V-100 a separador 66	2"/2.067	1 1/4 "	345,13	1,1547	0,9813	391	100x50
Gas entrada a torre sec. 66 120 psi	3"/3.068	1"	203,54	1,1785	0,9813	235	1000x100
Salida de torre. 120 psi gas pobre	4"/4.026	1 3/8"	733,68	1,27	0,9813	914	250x1000
Combustible planta de gasolina 120 psi gas p.	2"/1.939	1 1/8"	276,2	1,27	0,9813	344	50x100
Linea troncal Sec. 66	6"/6.065	1 1/2 "	454,57	1,1785	0,9813	526	50x50
Gas a manifold de alta presión (HP)	2"/1.939	1 "	212,47	1,27	0,9813	265	1000x100
Gas lift De Sec 66 66	2"/1.939	1 7/8 "	115,62	1,27	0,9813	144	1000x50

TABLA 4.6
CALCULO DE COEFICIENTE DE ORIFICIO EN LOS DIFERENTES PUNTOS DE MEDIDA
SECCION 67

MEDIDA DE	DIAMETRO LINEA NOM/D.I.	DIAMETRO ORIFICIO	COEFICIENTE BASICO ORIFICIO Fb	FACTOR GRAVEDAD Fg	FACTOR TEMPERATURA Ftb	COEF. ORIFICIO C'	TIPO DE MEDIDOR
Escape exceso de gas rico baja presión	6"/6.065	2"	814,41	1,1785	0,9813	942	50x50
Entrada a Comp. 8XVG rico baja presión	6"/6.065	3"	1891,9	1,1785	0,9813	2188	50x50
Salida de gas pobre de torres 120 psi.	6"/6.065	2 1/2 "	1288,2	1,27	0,9723	1591	250x100
Gas lift salida del compresor 8XVG	2"/1.939	1 1/8"	276,2	1,27	0,9813	344	1000x100
Gas lift total de la sección 67	3"/2.900	1 1/2"	477,36	1,1785	0,9813	552	1000x100
Combustible para com. rico baja presión	6"/6.065	3"	1891,9	1,1785	0,9813	2188	50x100
Manifold de HP a Sec.67 (en sección 67)	2"/1.939	1"	212,47	1,27	0,9813	265	1000x100
Linea troncal	2"/1.939	1 1/2"	456,16	1,1785	0,9813	528	50x50
Gas lift de Sec. 67 a Tigre	2"/1.939	1/4"	127,07	1,1785	0,9813	147	50x1000
Entrada de gas de segunda etapa	4"/4.026	1 5/8 "	543,61	1,27	0,9813	677	250x100

TABLA 4.7
SECCION 68

MEDIDA DE	DIAMETRO LINEA NOM/D.I.	DIAMETRO ORIFICIO	COEFICIENTE BASICO ORIFICIO Fb	FACTOR GRAVEDAD Fg	FACTOR TEMPERATURA Ftb	COEF. ORIFICIO C'	TIPO DE MEDIDOR
Gas de separador rico baja presión	6"/6.065	4 1/4"	4216,6	1,1785	0,9813	4876	50x50
Escape exceso de gas rico baja presión	4"/4.026	1 3/4"	634,39	1,1785	0,9813	734	50x100
Entrada al compresor rico baja presión	6"/6.065	3 1/4"	2250,8	1,1785	0,9813	2603	50x50
Salida segunda etapa 120 psi. Gas rico	6"/6.065	2"	814,41	1,1785	0,9813	942	1000x100
Entrada a tercera etapa 120 psi. Gas pobre	6"/6.065	2 1/2"	1288,2	1,27	0,9813	1605	50x100
Gas lift de la sección	3"/2.900	1"	204,04	1,27	0,9813	254	1000x100
Gas rico a linea troncal	4"/4.026	1 1/2"	460,79	1,1785	0,9813	533	50x100

TABLA 4.8
CALCULO DE COEFICIENTE DE ORIFICIO EN LOS DIFERENTES PUNTOS DE MEDIDA
SECCION 69

MEDIDA DE	DIAMETRO LINEA NOM/D.I.	DIAMETRO ORIFICIO	COEFICIENTE BASICO ORIFICIO Fb	FACTOR GRAVEDAD Fg	FACTOR TEMPERATURA Ftb	COEF. ORIFICIO C'	TIPO DE MEDIDOR
Gas de separador rico baja presión	6"/6.065	4"	3628,2	1,1785	0,9813	4196	1000x100
Escape exceso de gas rico baja presión	4"/4.026	2 3/4"	1746,7	1,1785	0,9813	2020	50x50
Entrada al compresor 6XVG	6"/6.065	2 3/4"	1572,3	1,1785	0,9813	1818	50x100
Combustible gas rico baja presión	4"/4.026	1"	201,99	1,1785	0,9813	234	50x50
Gas lift para Certeza	2"/1.939	1"	212,47	1,27	0,9813	265	1000x100
Gas lift de la sección	6"/6.065	4 1/4"	4216,6	1,1785	0,9813	4876	1000x100
Gas rico baja presión a línea troncal	8"/8.028	3"	1842,3	1,1785	0,9813	2131	50x50
Pozo C-55 Gas rico	2"/1.939	1 1/4"	345,13	1,1785	0,9813	399	50x100
Gas baja presión Pozos de Certeza	4"/4.026	2"	842,12	1,1785	0,9813	974	50x50
Gas rico 120 psi a línea troncal	6"/6.065	2 1/4"	1036,3	1,1785	0,9813	1198	250x100

TABLA 4.9
SECCION 70

MEDIDA DE	DIAMETRO LINEA NOM/D.I.	DIAMETRO ORIFICIO	COEFICIENTE BASICO ORIFICIO Fb	FACTOR GRAVEDAD Fg	FACTOR TEMPERATURA Ftb	COEF. ORIFICIO C'	TIPO DE MEDIDOR
Gas de separador rico baja presión	6"/6.065	3"	1891,9	1,1785	0,9813	2188	50x50

TABLA 4.10
SECCION 71

MEDIDA DE	DIAMETRO LINEA NOM/D.I.	DIAMETRO ORIFICIO	COEFICIENTE BASICO ORIFICIO Fb	FACTOR GRAVEDAD Fg	FACTOR TEMPERATURA Ftb	COEF. ORIFICIO C'	TIPO DE MEDIDOR
Gas de separador rico baja presión	6"/6.065	4"	3628,2	1,1785	0,9813	4196	50x100
Gas de trocal a otras secciones	8"/8.029	2 3/4"	1541,8	1,1785	0,9813	1783	50x100
Gas lift a pozos de sección	2"/1.939	3/4"	115,62	1,27	0,9813	144	1000x100

TABLA 4.11
CALCULO DE COEFICIENTE DE ORIFICIO EN LOS DIFERENTES PUNTOS DE MEDIDA
SECCION 72

MEDIDA DE	DIAMETRO LINEA NOM/D.I.	DIAMETRO ORIFICIO	COEFICIENTE BASICO ORIFICIO Fb	FACTOR GRAVEDAD Fg	FACTOR TEMPERATURA Ftb	COEF. ORIFICIO C'	TIPO DE MEDIDOR
Gas de separador rico baja presión	6"/6.065	3 1/4"	2348,8	1,1785	0,9813	2716	50x50
Escape exceso de gas rico baja presión	4"/4.026	2 1/2"	1387,2	1,1785	0,9813	1604	50x100
Salida de torres gas pobre 120 psi	4"/4.026	1 5/8"	543,61	1,27	0,9813	677	250x100
Salida de torre 65 gas pobre 120 psi	4"/4.026	1 1/2"	460,79	1,27	0,9813	574	250x100
Gas entrada a compresor 6XVG	6"/6.065	2 1/2"	1288,2	1,1785	0,9813	1490	50x50
Gas lift de la sección a pozos	3"/2.900	1 7/8"	155,41	1,27	0,9813	194	1000x100
Gas rico baja presión de línea troncal (71-69)	6"/6.065	3/4"	115,62	1,27	0,9813	144	50x50

TABLA 4.12
SECCION 74

MEDIDA DE	DIAMETRO LINEA NOM/D.I.	DIAMETRO ORIFICIO	COEFICIENTE BASICO ORIFICIO Fb	FACTOR GRAVEDAD Fg	FACTOR TEMPERATURA Ftb	COEF. ORIFICIO C'	TIPO DE MEDIDOR
Gas de separador rico baja presión	4"/4.026	1 1/2"	460,79	1,1785	0,9813	533	50x100
Gas lift a pozos de sec. 72 a 74	2"/1.939	3/4"	115,62	1,27	0,9813	144	1000x100
Manifold HP a sección 74	2"/1.939	3/4"	115,62	1,27	0,9813	144	1000x100

TABLA 4.13
MANIFOLD DE ALTA PRESION (MHP)

MEDIDA DE	DIAMETRO LINEA NOM/D.I.	DIAMETRO ORIFICIO	COEFICIENTE BASICO ORIFICIO Fb	FACTOR GRAVEDAD Fg	FACTOR TEMPERATURA Ftb	COEF. ORIFICIO C'	TIPO DE MEDIDOR
Gas de alta presión De MHP → 74	2"/1.939	1/2"	50,587	1,27	0,9813	63	1000x100
De MHP ← → 72	2"/1.939	3/4 "	115,62	1,27	0,9813	144	1000x100
De MHP ← → 66	2"/1.939	3/4 "	115,62	1,27	0,9813	144	1000x100
De MHP → 67	2"/1.939	1"	212,47	1,27	0,9813	265	1000x50
De MHP ← → 65-68	2"/1.939	3/4 "	115,62	1,27	0,9813	144	1000x100

TABLA 4.14
OTROS PUNTOS DE MEDIDA

MEDIDA DE	DIAMETRO LINEA NOM/D.I.	DIAMETRO ORIFICIO	COEFICIENTE BASICO ORIFICIO Fb	FACTOR GRAVEDAD Fg	FACTOR TEMPERATURA Ftb	COEF. ORIFICIO C'	TIPO DE MEDIDOR
Gas de Santa Paula a Ancon (73)	6"/6.065	1 1/2"	454,57	1,1785	0,9813	526	50x50
Gas Santa Paula salida de comp.	4"/4.026	1 1/2"	460,79	1,1785	0,9813	533	50x100

Heat rejection and fuel requirements for various gas engines
[All figures in Btu/(bhp · hr) based on fuel gas LHV]

Note: Figures may be approximate due to variations in engine services, and are representative of new engines only. Refer to manufacturer for exact rates.

Engine	Fuel requirements	Power-end jackets with water-cooled exhaust manifolds	Power-end jackets with dry exhaust manifolds	Turbo-after-cooler	Oil cooler
Clark					
HMC	8300	—	1500	—	475
VMC	8000	—	1450	285	500
Bobcat	8150	—	1250	—	550
TLAD-1	7000	—	1100	325	400
TVC-1	6850	—	1050	380	350
TCVC-1	6850	—	1050	440	350
TCVD-1	6850	—	1050	440	350
Cooper					
GMVA-A	7895	—	1200	—	515
GMVE	7895	—	1200	—	600
GMVH	6785	—	1040	210	405
Q145L	6980	—	800	245	500
Q145H	6830	—	815	275	445
Q155L	6980	—	815	240	475
Q155H	6830	—	815	250	435
V-275	6895	—	1085	260	335
W-330	6880	—	935	335	295
Z-330	6880	—	1000	400	400
De Laval Enterprise	6805	1290	N.A.	350	270
Caterpillar					
G399	TA-HCR	2505	—	125	—
	TA-LCR	2670	—	90	—
G398	NA-HCR	310	—	—	—
	NA-LCR	3810	—	—	—
	TA-HCR	2365	—	117	—
G379	TA-LCR	2520	—	88	—
	NA-HCR	2950	—	—	—
	NA-LCR	3355	—	—	—
G342	TA-HCR	2370	—	130	—
	TA-LCR	2515	—	61	—
	NA-HCR	2945	—	—	—
3306G	NA-LCR	3350	—	—	—
	TA-HCR	2370	—	123	—
	TA-LCR	2710	—	81	—
3304G	NA-HCR	2175	—	—	—
	NA-LCR	2520	—	—	—
	TA-HCR	2385	—	130	—
3304G	TA-LCR	2750	—	65	—
	NA-HCR	2655	—	—	—
	NA-LCR	2995	—	—	—
3304G	NA-HCR	2710	—	—	—
	NA-LCR	2685	—	—	—
	3306G and 3304G at 1500 RPM; all others at 1000 RPM				
Ingersoll-Rand					
SVG	8400	3375	2675	—	265
KVG	8000	5880	—	—	450
KVGR	7800	2710	—	—	425
TVR	7300	—	1720	—	475
SVS	7200	—	1540	175	450
KVS 6/8	7275	—	1950	127	325
	10/12	7200	—	1950	127
KVSR 6/8	7150	—	1950	165	325
	10/12	7105	—	1850	165
12/16	6400	—	800	550	325

ANEXO VIII Tabla para determinar Kc (fuente: GPSA)

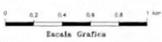
BIBLIOGRAFIA

1. SINGER METER DIVISION, ORIFICE METERS CONSTANTS
2. J.B. Davis, P.J. Trhash. C. Canalizo, GUIDELINES TO GAS LIFT DESIGN
AND CONTROL
3. CAMCO Incorporated, BASIC GAS LIFT TECHNOLOGY
4. Prof. Norka Vera F, FACILIDADES DE SUPERFICIE
5. Division de Ingeniería de: CRANE, FLUJO DE FLUIDOS
6. Gas Processors Suppliers Association, ENGINEERING DATA BOOK
7. CEPE, REHABILITACION DE CAMPOS PETROLEROS PENINSULA
DE SANTA ELENA
8. Kermit E. Brown, MECANICA DE LOS DIFERENTES MODELOS DE
VALVULAS DE GAS LIFT
9. P. Orris, L. Bickings, E. Demoss, PRACTICAL GAS LIFT



LEYENDA

---	POSO AB
---	POSO BP
---	POSO BR
---	POSO PL
---	POSO IL
---	POSO FP
---	POSO SA
---	POSO SP
■	ESTACION
□	INDICIALES Y OTRAS
---	ALICATORIO
---	LINEA DE GAS DE ALTA EN SERVICIO
---	LINEA DE GAS DE ALTA NUEVA

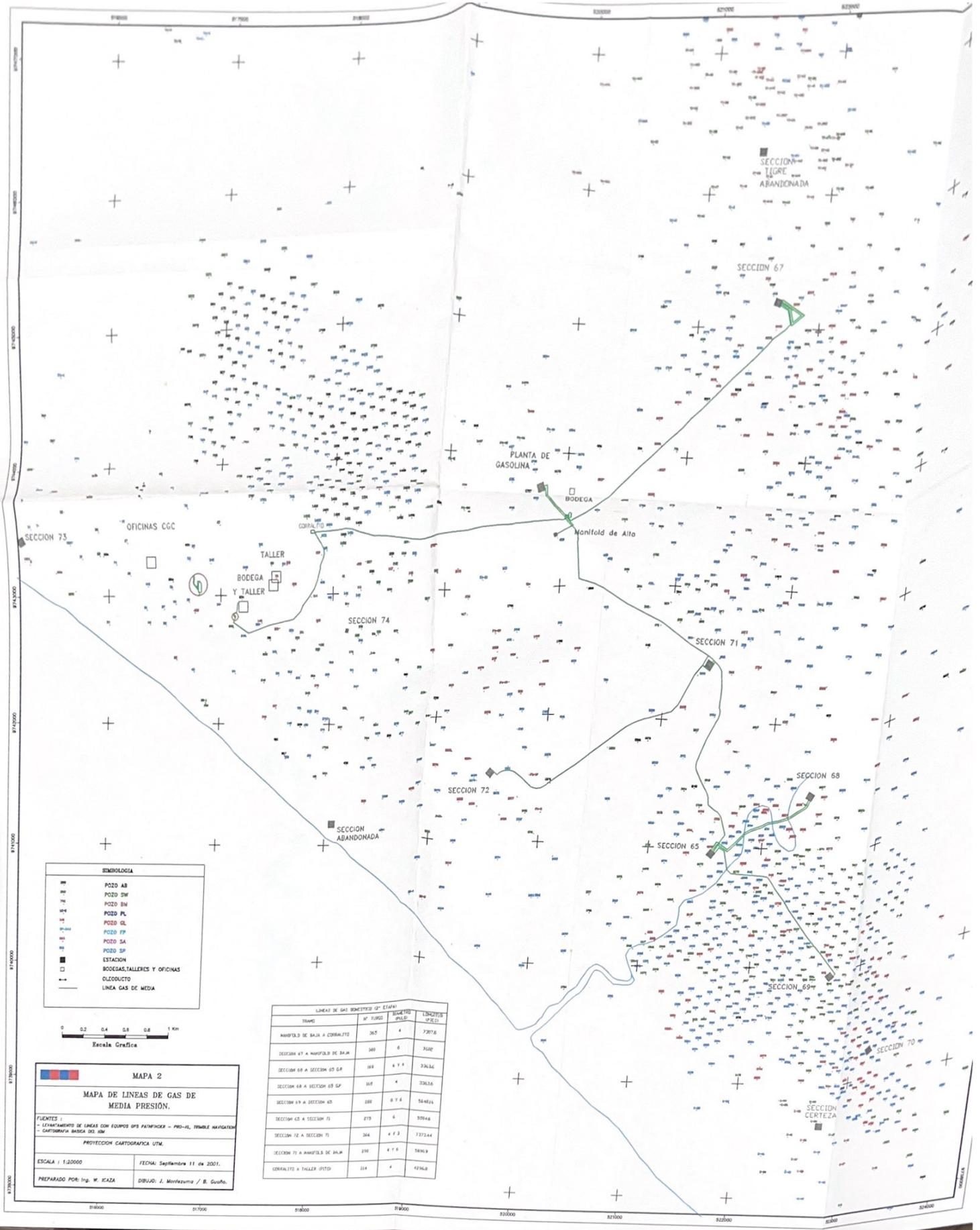


MAPA 4
REDISEÑO DE LINEAS DE GAS DE ALTA

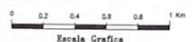
FUENTES:
 - LEVANTAMIENTO DE TERRENO CON EQUIPO GPS GARMIN - PRO-UL, TRIMBLE NAVIGATION
 - CARTOGRAFIA AEREA DEL OEA

PROYECCION CARTOGRAFICA UTM.

ESCALA : 1:12500	FECHA: Septiembre 11 de 2021.
PREPARADO POR: Ing. W. CAZA.	DIBUJO: E. Cordero / J. Montalvo.



SIMBOLOGIA	
⊕	POZO AB
⊕	POZO DM
⊕	POZO BM
⊕	POZO PL
⊕	POZO CL
⊕	POZO FP
⊕	POZO SA
⊕	POZO SP
⊕	ESTACION
□	BODEGAS, TALLERES Y OFICINAS
—	OLEODUCTO
—	LINEA GAS DE MEDIA



LINEAS DE GAS BOMBEADAS (2ª ETAPA)			
TRAMO	Nº PUNOS	PROYECTO PUNOS	LONGITUD METROS
MANIFOLD DE BAJA A CORRALITO	307	4	3207.8
SECCION 67 A MANIFOLD DE BAJA	300	6	3500
SECCION 68 A SECCION 65 GR	189	4 1 1	3263.6
SECCION 68 A SECCION 65 SP	168	4	3063.6
SECCION 69 A SECCION 65	180	8 7 6	5648.6
SECCION 65 A SECCION 71	270	6	5084.6
SECCION 72 A SECCION 71	244	4 7 3	7373.4
SECCION 71 A MANIFOLD DE BAJA	230	6 7 6	5000.9
CORRALITO A TALLER (SP)	114	4	4236.8

MAPA 2

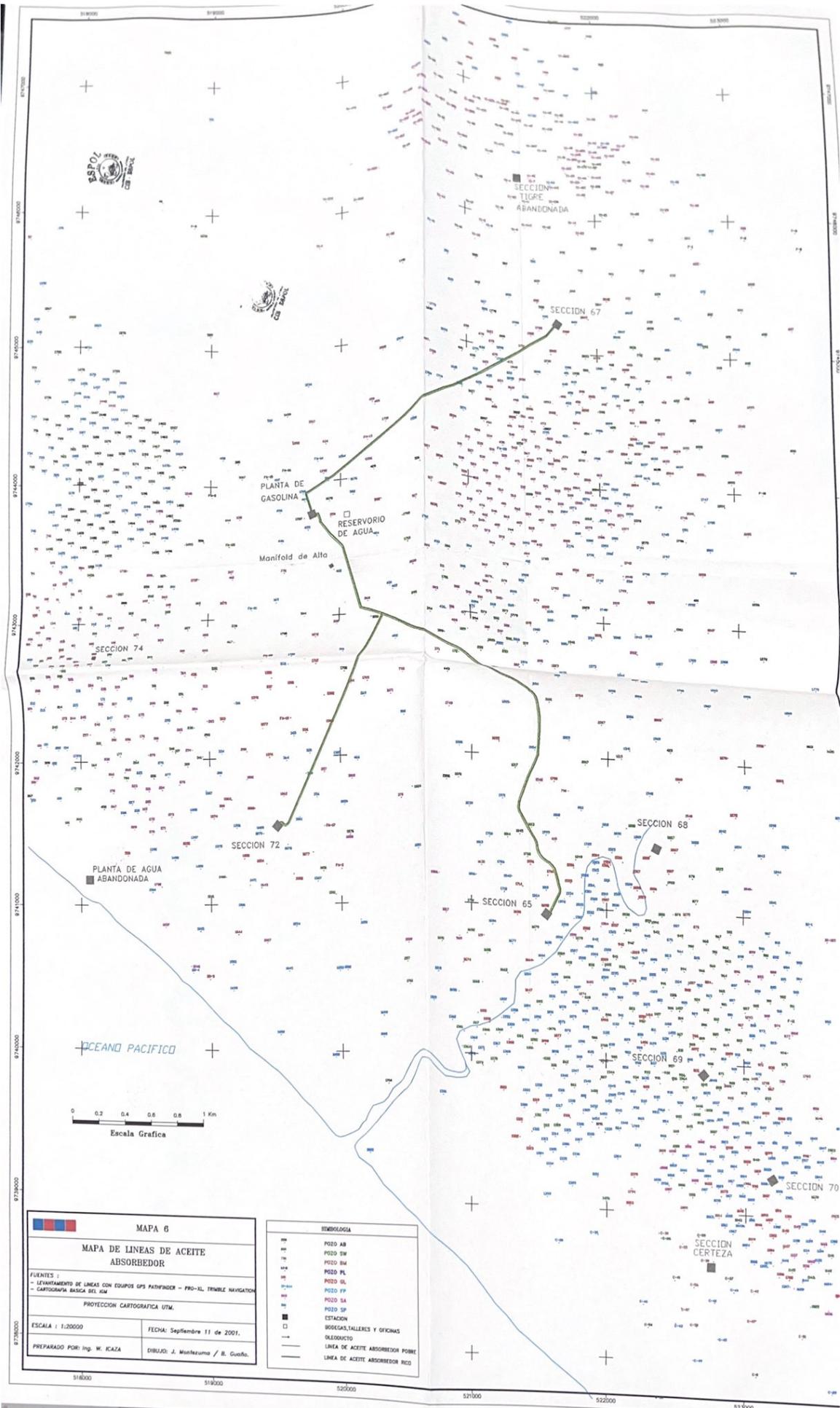
MAPA DE LINEAS DE GAS DE MEDIA PRESION.

FUENTES:
 - LEVANTAMIENTO DE LINEAS CON EQUIPOS GPS GARMINER - PRO-JL, TRIMBLE NAVSTAR
 - CARTOGRAFIA BASICA DEL AGN

PROYECCION CARTOGRAFICA UTM.

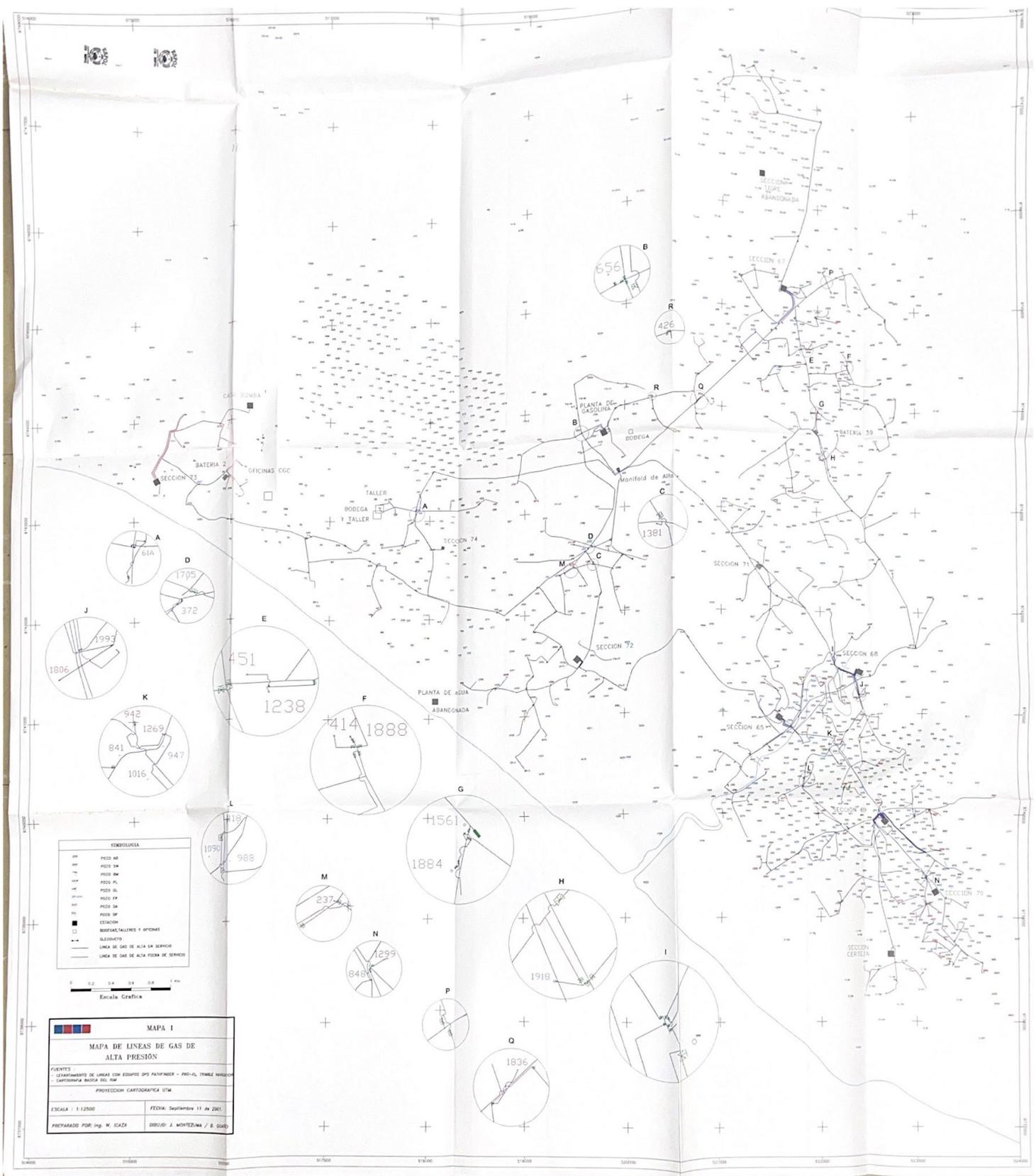
ESCALA 1:10000 FECHA: Septiembre 11 de 2007.

PREPARADO POR: Ing. W. KAZA DIBUJO: J. Montesano / B. Guafre.



MAPA 6	
MAPA DE LINEAS DE ACEITE ABSORBEDOR	
FUENTES:	
- LEVANTAMIENTO DE LINEAS CON EQUIPOS GPS PATHFINDER - PRO-IL TRIMBLE NAVIGATION	
- CARTOGRAFIA BASICA DEL IGM	
PROYECCION CARTOGRAFICA UTM.	
ESCALA : 1:20000	FECHA: Septiembre 11 de 2001.
PREPARADO POR: Ing. W. KAZA	DIBUJADO: J. Montezuma / B. Guaflo.

SIMBOLOGIA	
■	POZO AB
■	POZO BW
■	POZO BU
■	POZO PL
■	POZO OL
■	POZO PP
■	POZO SA
■	POZO SP
■	ESTACION
■	BODEGAS, TALLERES Y OFICINAS
—	OLEODUCTO
—	LINEA DE ACEITE ABSORBEDOR PORRE
—	LINEA DE ACEITE ABSORBEDOR RCO



SIMBOLOGIA	
AB	PROD AB
BA	PROD BA
CA	PROD CA
DA	PROD DA
EA	PROD EA
FA	PROD FA
GA	PROD GA
HA	PROD HA
IA	PROD IA
JA	PROD JA
KA	PROD KA
LA	PROD LA
MA	PROD MA
NA	PROD NA
OA	PROD OA
PA	PROD PA
QA	PROD QA
RA	PROD RA
SA	PROD SA
TA	PROD TA
UA	PROD UA
VA	PROD VA
WA	PROD WA
XA	PROD XA
YA	PROD YA
ZA	PROD ZA
■	BODEGAS/TALLERES Y OFICINAS
—	OLEODUCTO
—	LINEA DE GAS DE ALTA DE SERVIDO
—	LINEA DE GAS DE ALTA PIEDA DE SERVIDO



MAPA I

MAPA DE LINEAS DE GAS DE ALTA PRESION

FUENTES:
 LEVANTAMIENTO DE LINEAS CON EQUIPO GPS PARANIPER - PRO-PL, TRIMBLE NAVSTAR
 CARTOGRAFIA BASICA DEL INM

PROYECCION CARTOGRAFICA UTM

ESCALA 1:12500 FECHA: Septiembre 11 de 2001

PREPARADO POR: Ing. W. ICASA DISEÑO: A. MONTEZUMA / B. GONZALEZ



LEYENDA

---	POSO AB
---	POSO BR
---	POSO CR
---	POSO DL
---	POSO EL
---	POSO FL
---	POSO GL
---	POSO PL
---	POSO RL
---	POSO SL
---	POSO TL
---	POSO UL
---	POSO VL
---	POSO WL
---	POSO XL
---	POSO YL
---	POSO ZL
---	ESTACION
---	INDICACIONES Y OBRAS
---	ALDEGARRA
---	LINEA DE GAS DE ALTA EN SERVICIO
---	LINEA DE GAS DE ALTA NUEVA

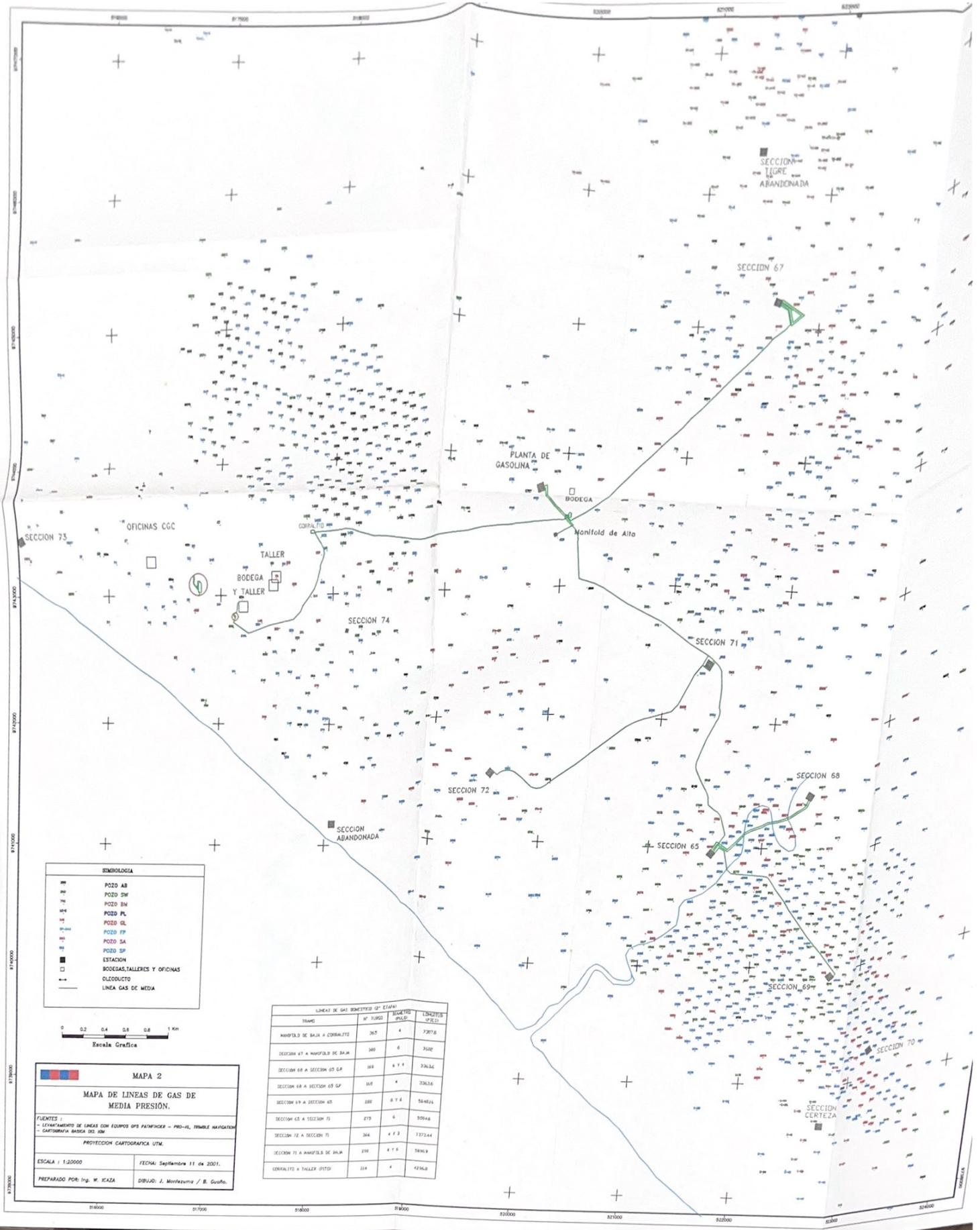


MAPA 4
REDISEÑO DE LINEAS DE GAS DE ALTA

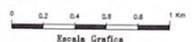
FUENTES:
 - LEVANTAMIENTO DE TERRENO CON EQUIPO GPS GARMIN - PRO-UL, TRIMBLE NAVIGATION
 - CARTOGRAFIA MILITAR DEL IGM

PROYECCION CARTOGRAFICA UTM.

ESCALA : 1:12500	FECHA: Septiembre 11 de 2021.
PREPARADO POR: Ing. W. CAZA.	DIBUJO: E. Cordero / J. Montalvo.



SIMBOLOGIA	
■	POZO AB
■	POZO DM
■	POZO BM
■	POZO PL
■	POZO CL
■	POZO FP
■	POZO SA
■	POZO SP
■	ESTACION
■	BODEGAS, TALLERES Y OFICINAS
---	OLEODUCTO
---	LINEA GAS DE MEDA



LINEAS DE GAS BOMBEADAS (ETAPAS)			
TRAMO	N° TUBOS	DIAMETRO (PULG.)	LONGITUD (Metros)
MANIFOLD DE BAJA A CORRALITO	307	4	7307.8
SECCION 67 A MANIFOLD DE BAJA	360	6	9540
SECCION 68 A SECCION 65 GR	189	4 1/2	3263.6
SECCION 68 A SECCION 65 SP	368	4	5263.6
SECCION 69 A SECCION 65	189	6 1/4	5448.6
SECCION 65 A SECCION 71	273	6	6284.6
SECCION 72 A SECCION 71	244	4 1/2	7372.4
SECCION 71 A MANIFOLD DE BAJA	230	6 1/4	5806.9
CORRALITO A TALLER (SP)	114	4	4236.8

MAPA 2

MAPA DE LINEAS DE GAS DE MEDIA PRESION.

FUENTES:
 - LEVANTAMIENTO DE LINEAS CON EQUIPOS GPS GARMIN - PRO-HI, TRIMBLE NAVSTAR
 - CARTOGRAFIA BASICA DEL AGN

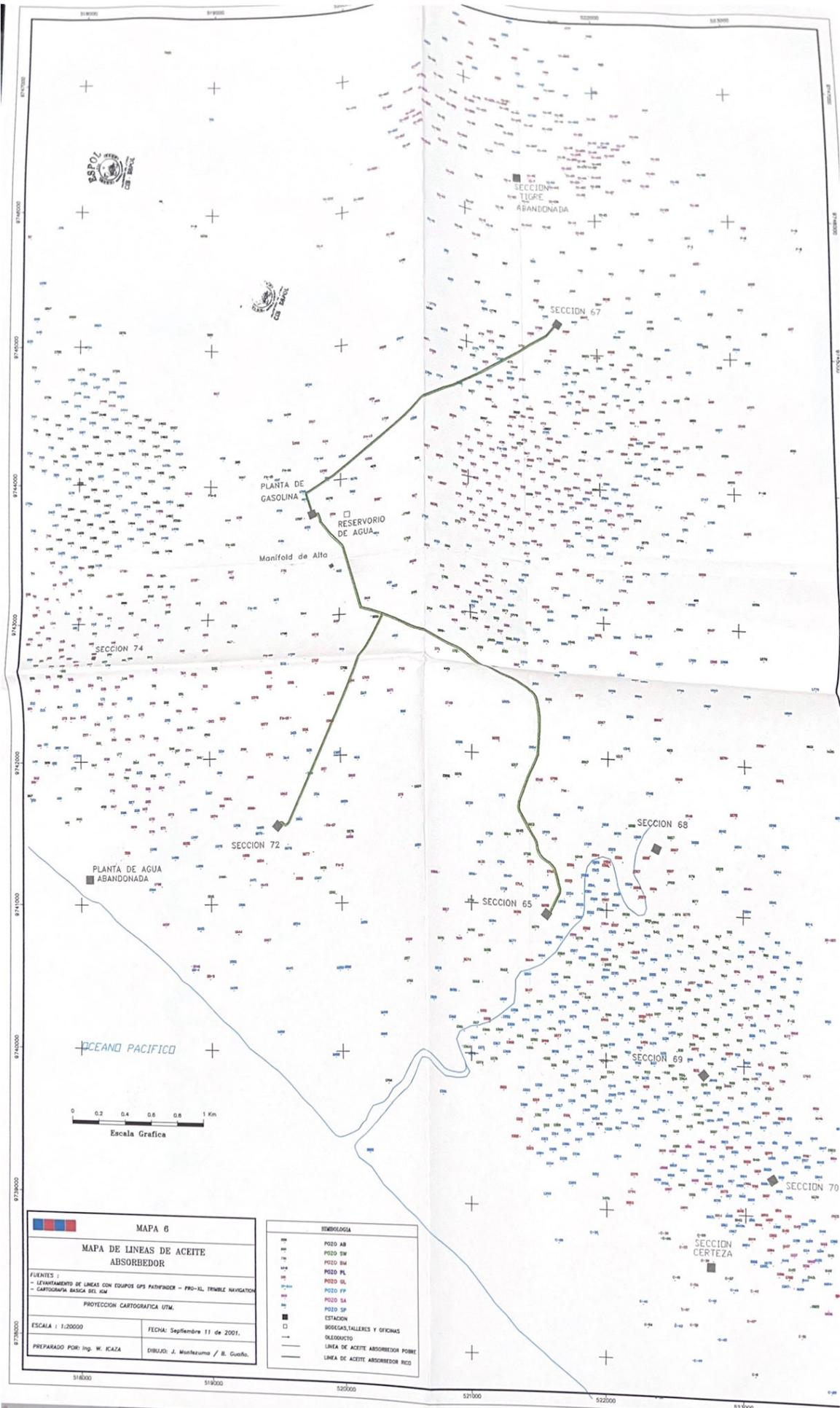
PROYECCION CARTOGRAFICA UTM.

ESCALA 1:120000

FECHA: Septiembre 11 de 2007.

PREPARADO POR: Ing. W. KAZA

DIBUJO: J. Montezuma / B. Guafre.



MAPA 6	
MAPA DE LINEAS DE ACEITE ABSORBEDOR	
FUENTES:	
- LEVANTAMIENTO DE LINEAS CON EQUIPOS GPS PATHFINDER - PRO-IL TRIMBLE NAVIGATION	
- CARTOGRAFIA BASICA DEL IGM	
PROYECCION CARTOGRAFICA UTM.	
ESCALA : 1:20000	FECHA: Septiembre 11 de 2001.
PREPARADO POR: Ing. W. KAZA	DIBUJADO: J. Montezuma / R. Guaflo.

SIMBOLOGIA	
■	POZO AB
■	POZO BW
■	POZO BU
■	POZO PL
■	POZO OL
■	POZO PP
■	POZO SA
■	POZO SF
■	ESTACION
■	BODEGAS, TALLERES Y OFICINAS
—	OLEODUCTO
—	LINEA DE ACEITE ABSORBEDOR PORRE
—	LINEA DE ACEITE ABSORBEDOR RCO

