



**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.

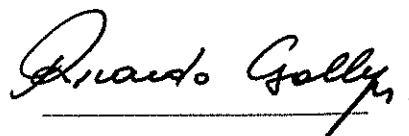
A Dios por ser el amigo incondicional, prestó a escuchar en todo momento.

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.

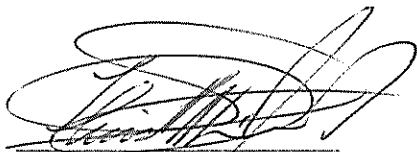
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



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. |
| C_v : | 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.

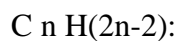
1.10.2 Valor de medición exacta.

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 específica (**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

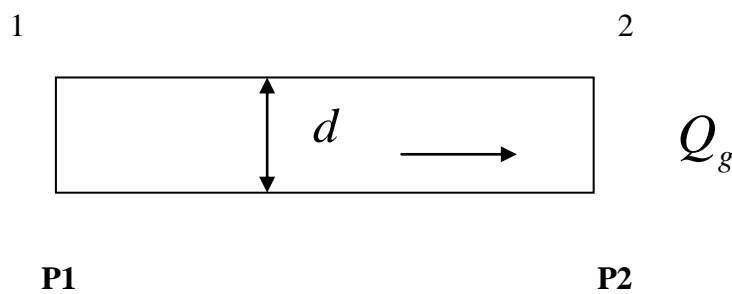
| TIPO DE TUBERIA (Limpia y nueva) | RUGOSIDAD (ft) | RUGOSIDAD (in) |
|---|-------------------------|-------------------------|
| Concreto (unlined concreto) | 0.0001- 0.01 | 0.012 - 0.12 |
| Castirón – uncoated. | 0.00085 | 0.01 |
| Galvanized iron | 0.0005 | 0.006 |
| Carbon stell | 0.00015 | 0.0018 |
| 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 promedia.
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/ seg²

A = área o sección de tubería ft².

Ve = volumen específico de gas a condiciones contra corriente ft³/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.

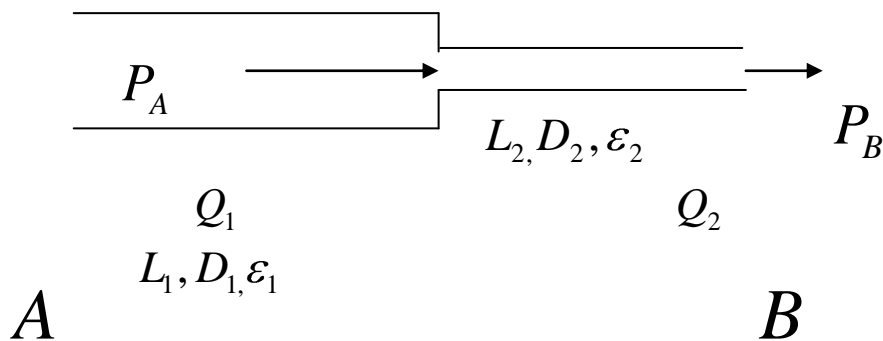


Fig 1.20. Sistemas de tuberías en serie.

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.

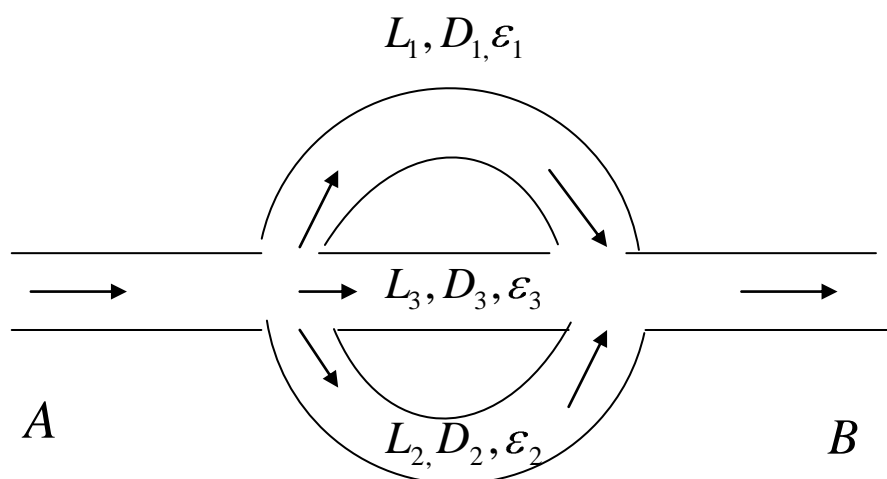


Fig. 1.21. Sistema de tuberías en paralelo.

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:

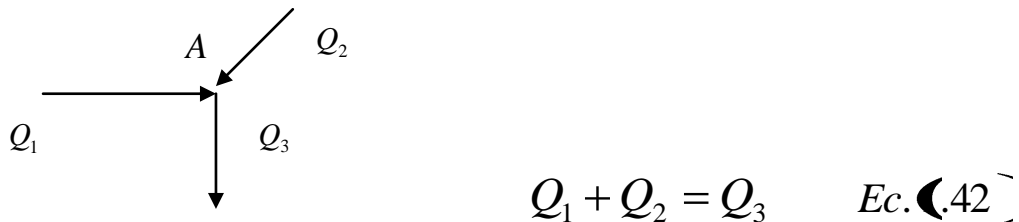


Fig. 1.22 Red abierta de tuberías

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.

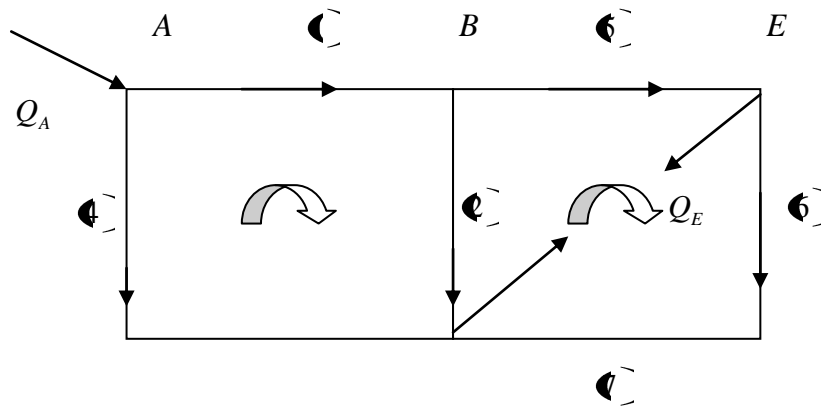
La solución de una red implica calcular el caudal de cada tramo de tubería y la presión en cada nodo. La Fig. 1.23 muestra una red de tuberías que consta de dos circuitos 1 y 2 con 7 tramos de tuberías identificados con el número del (1) al (7) y seis nodos con las letras de (A) a (F), un nodo fuente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

Coefficiente 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.

Z_s y Z_d = factores de compresibilidad a condiciones de succión y de descarga.

R = razón de compresión para cada etapa.

V_s y V_d = 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) es 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 taponos.

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**

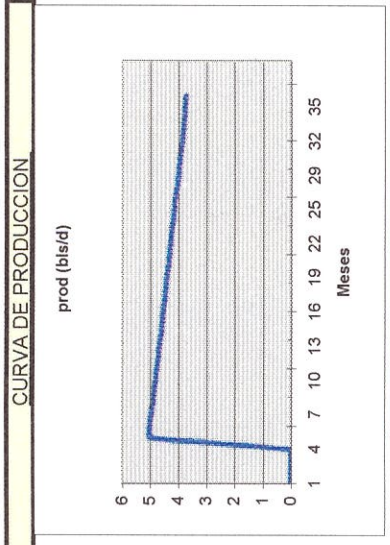
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | |
|---------------------------|------------------|
| MANO DE OBRA Y TRANSPORTE | 12.160,00 |
| MATERIALES | 4868,3 |
| IMPREVISTOS | 1702,83 |
| TOTAL (\$) | 18.731,13 |

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 | -0.233 |
| 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 |



| 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 |

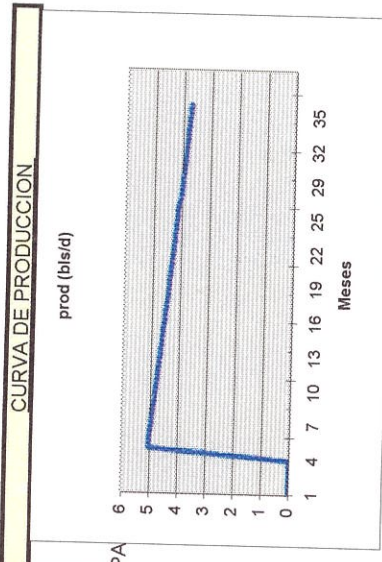
| | |
|--------|--|
| 38 | |
| 1 | |
| 0,95% | |
| 54.281 | |
| 64% | |
| 21 | |
| 4221 | |

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 | FCaputm |
|-----|-----------------|---------------|---------------|-----------------|--------------------|-----------|------------|---------|
| 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 meses 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.

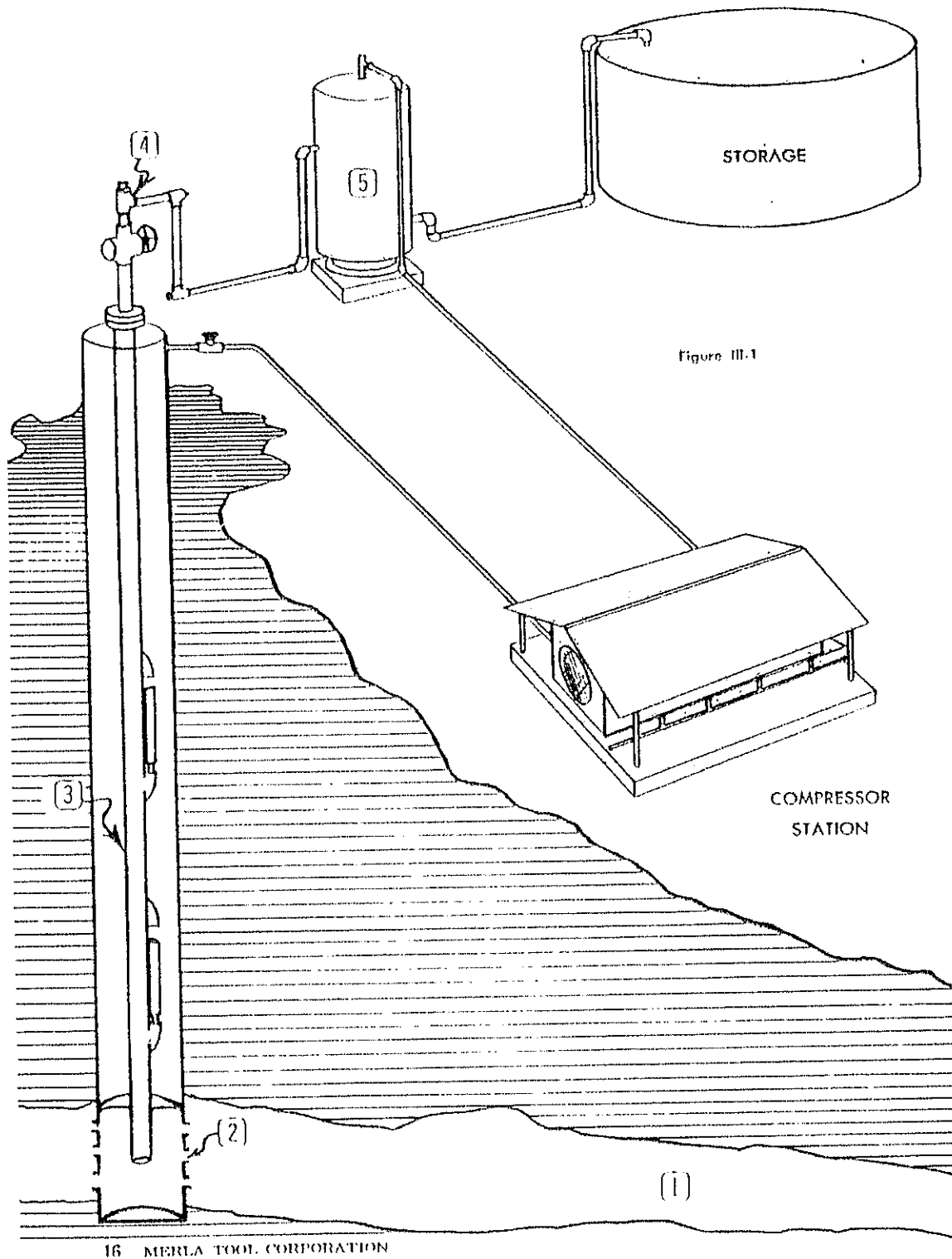
- Conectar al sistema de captación los pozos ANC 1276, ANC 1203, ANC 1672, ANC 1788, ANC 1455, ANC 0868, ANC 0015, ANC 2007, ANC 0868, ANC 1918 Y ANC 0304, que en los actuales momentos presentan alta presión de gas .

- 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

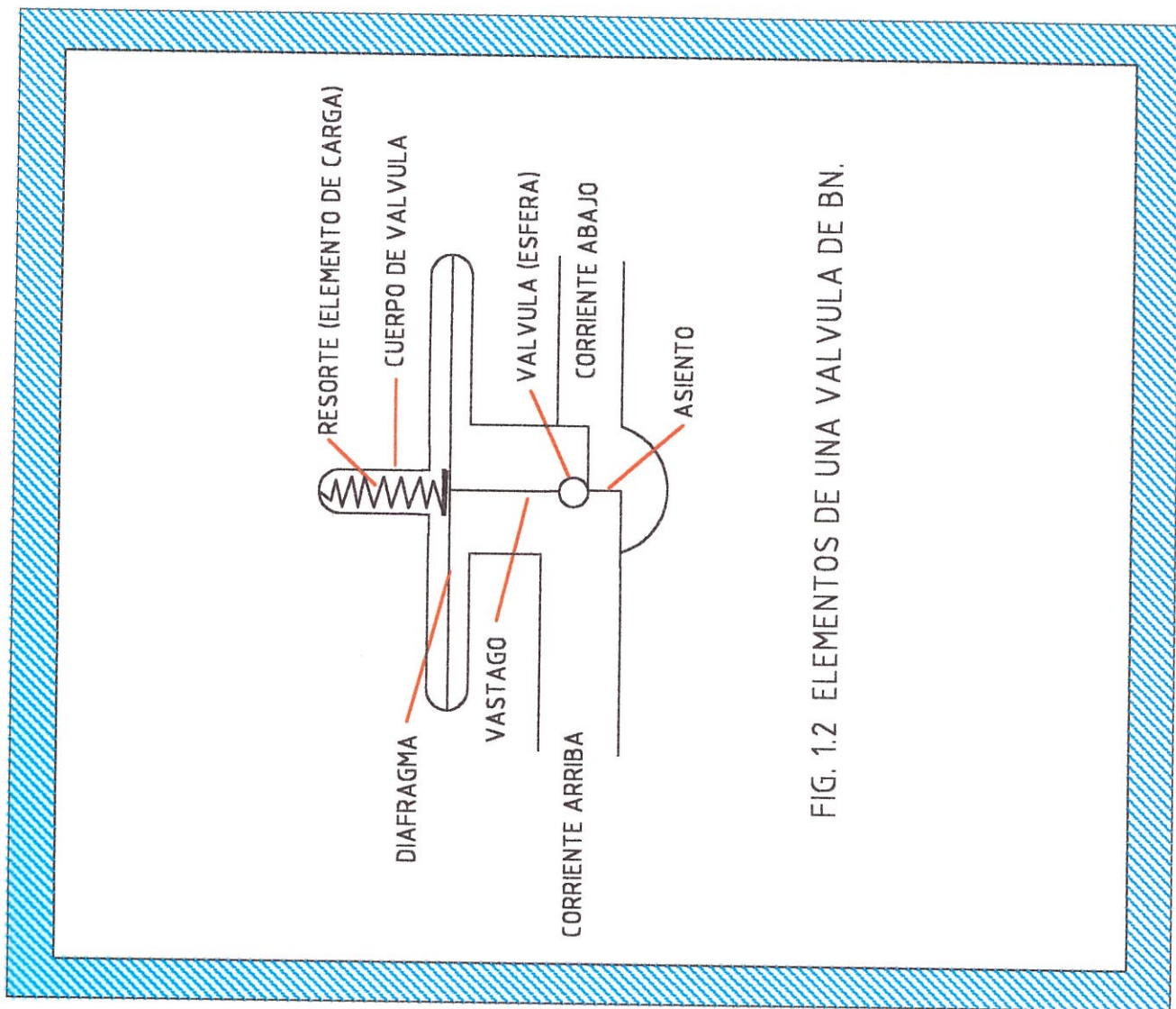


FIG. 1.2 ELEMENTOS DE UNA VALVULA DE BN.

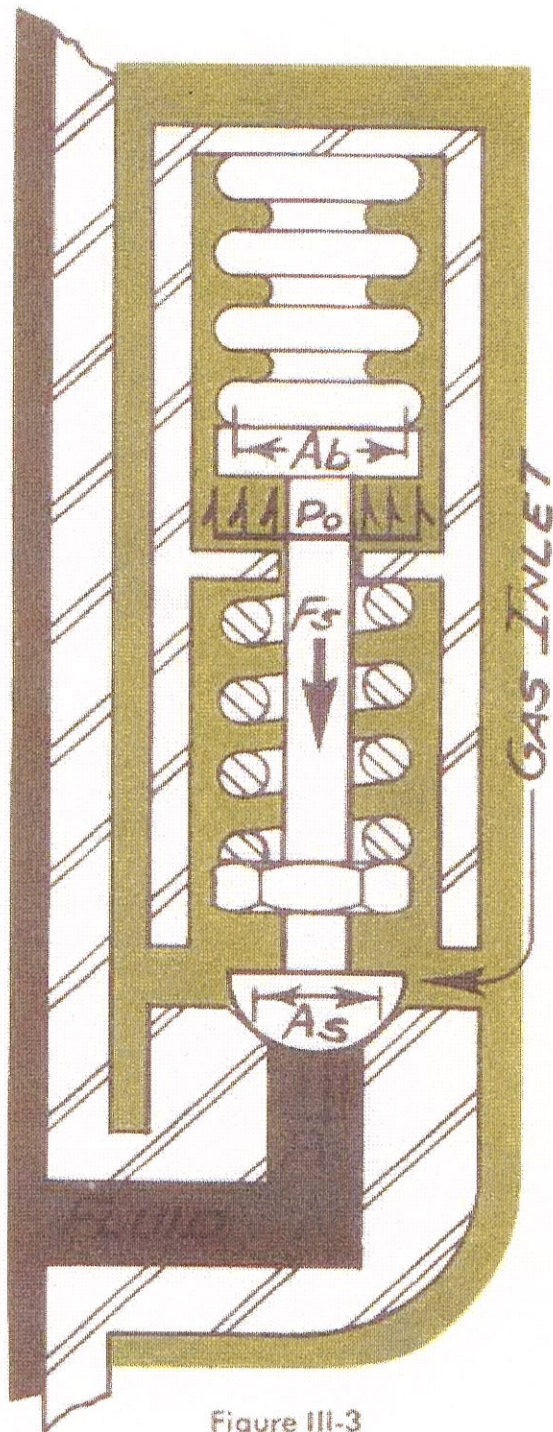


Figure III-3

Figura 1.3 válvula balanceada para BN

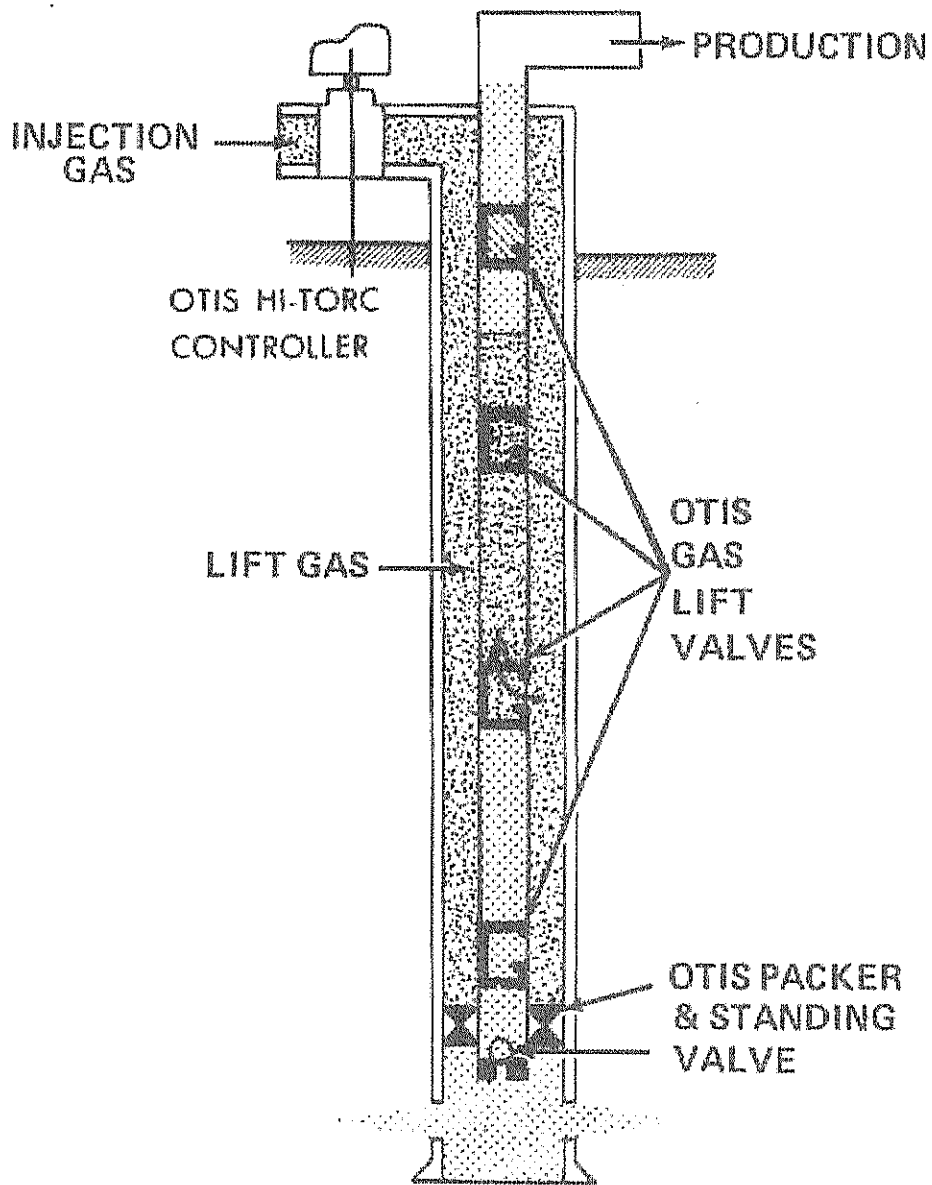


Figura 1.4 gas lift intermitente punto único de inyección

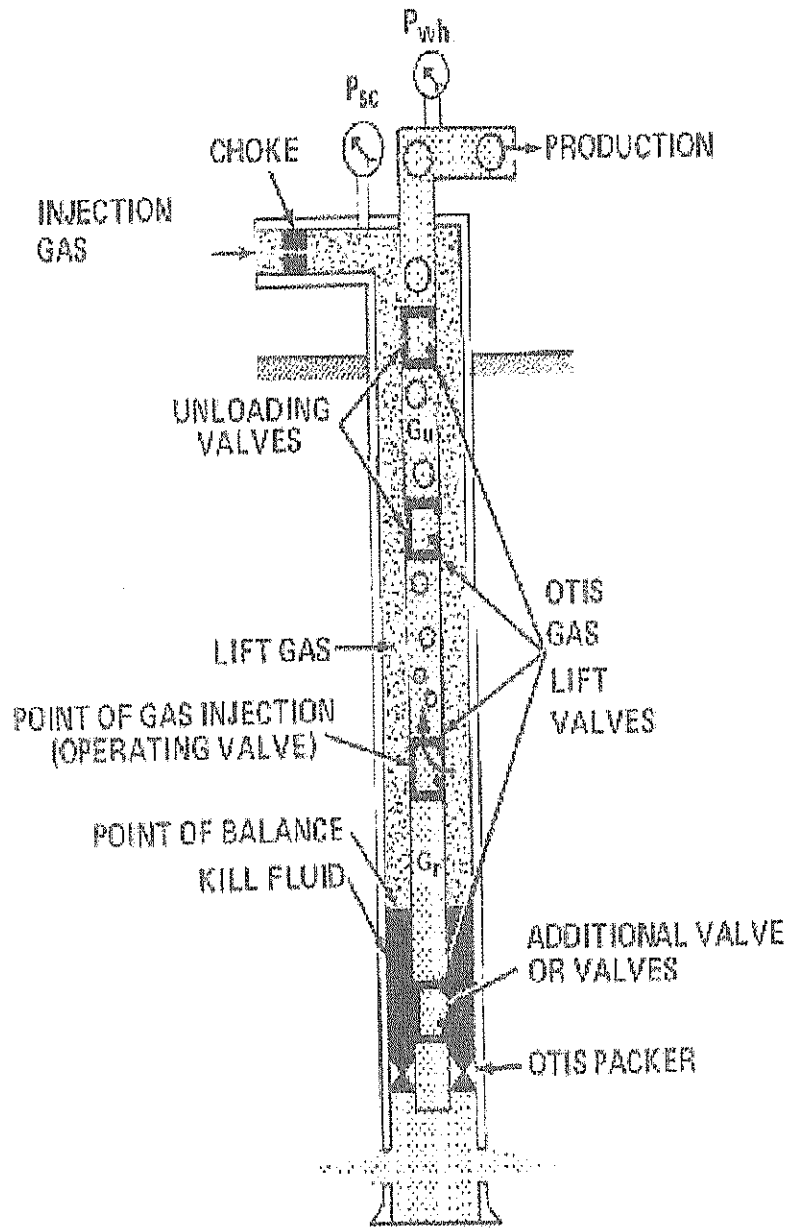


Figura 1.5 gas lift intermitente punto múltiple de inyección.

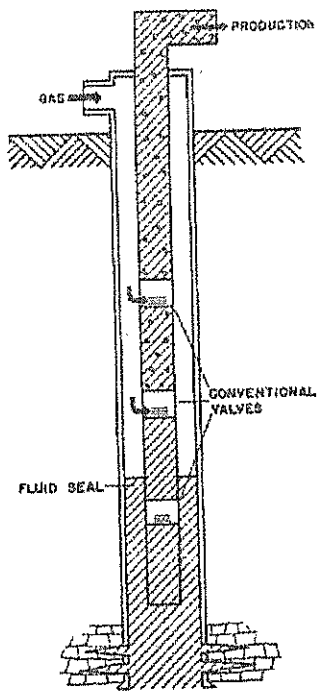


Figura 1.6
Instalación gas lift cerrada

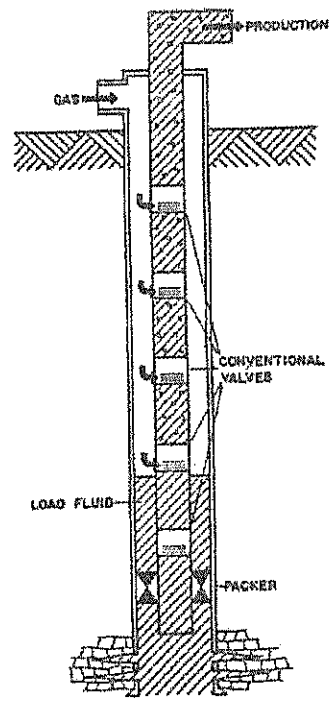


figura 1.7
Instalación gas lift semi-cerrada

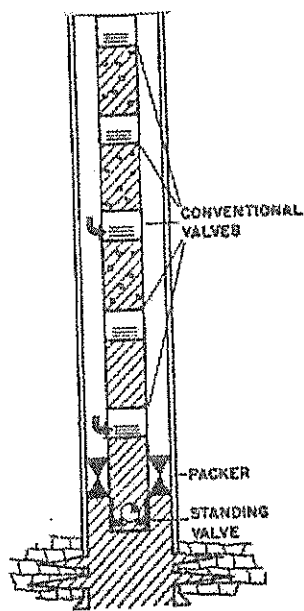


Figura 1.8
Instalación gas lift abierta

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

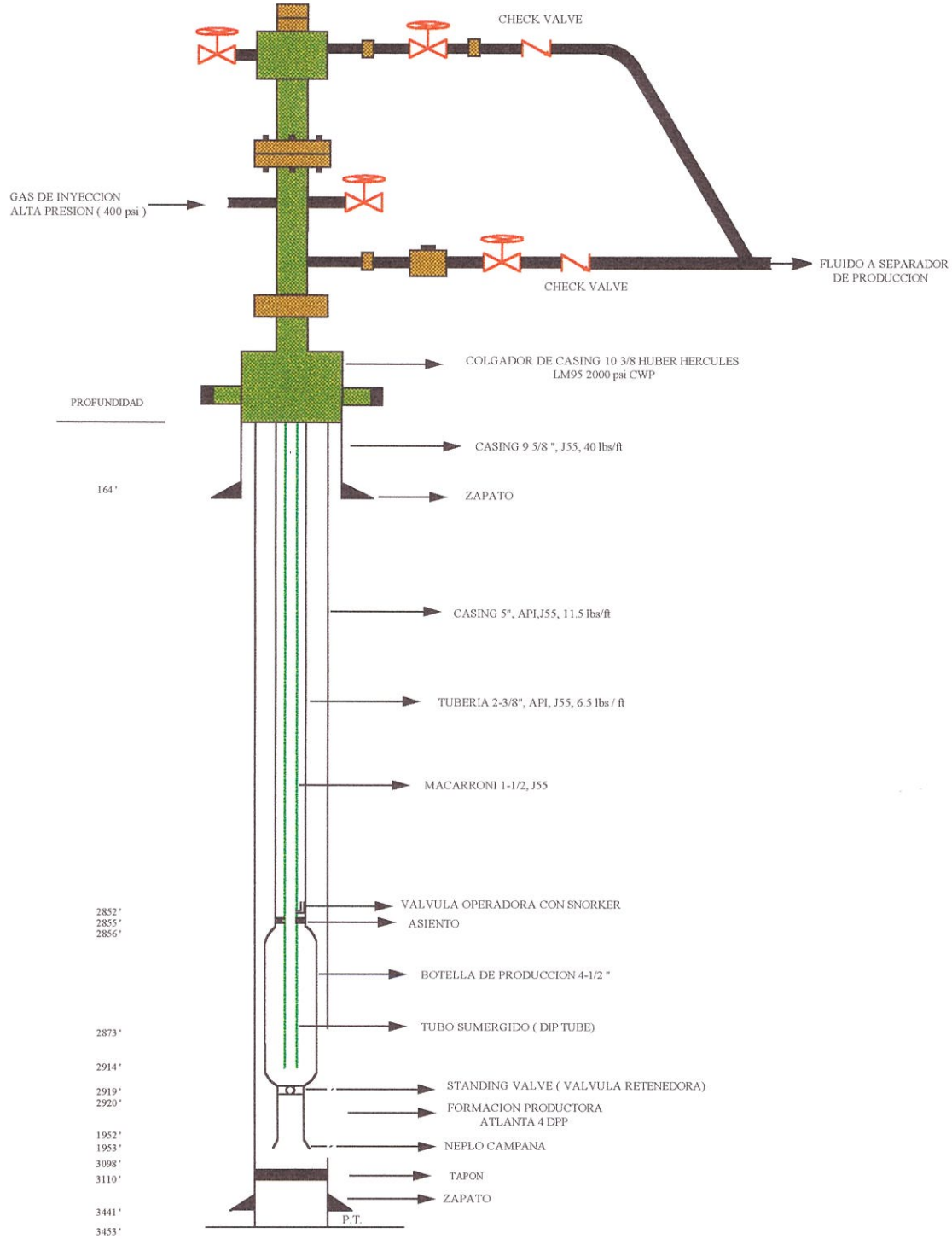
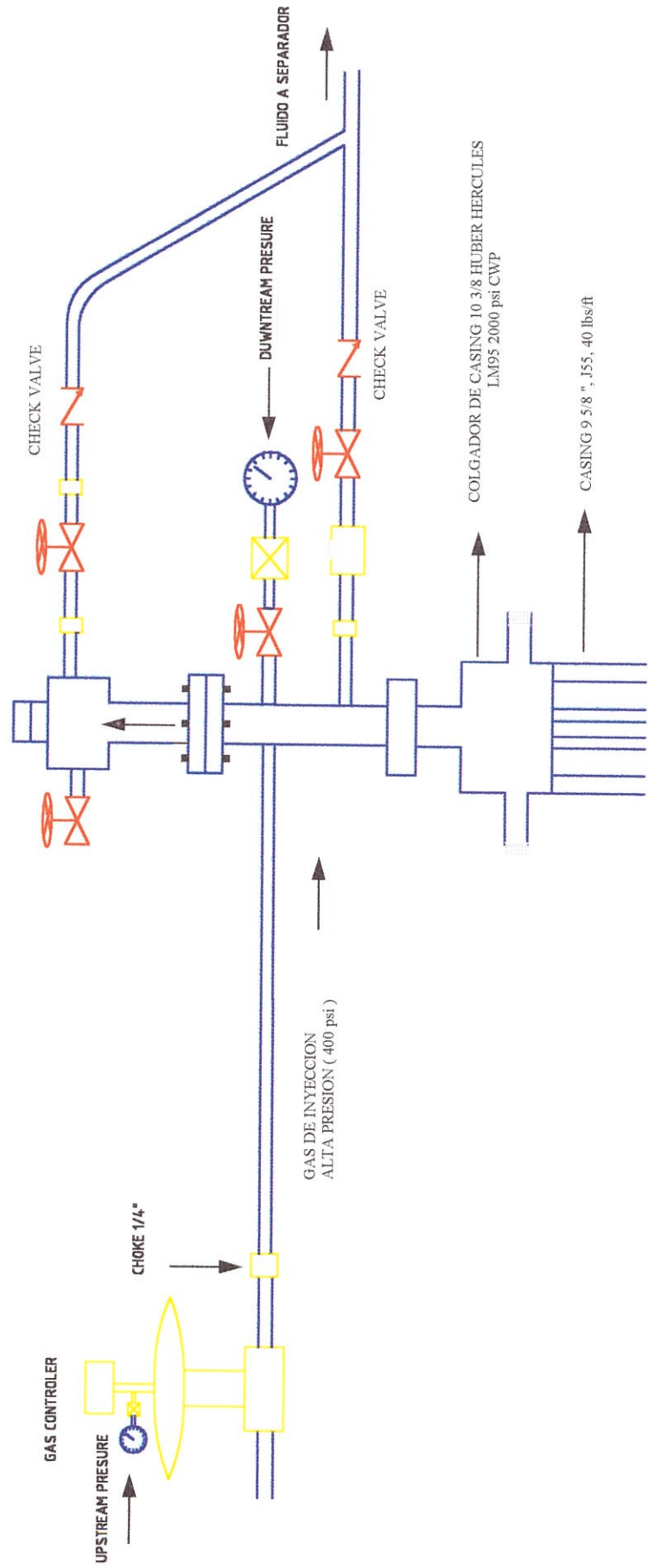


FIGURA 1.9

FIGURA 1.10

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL I.G.O.R



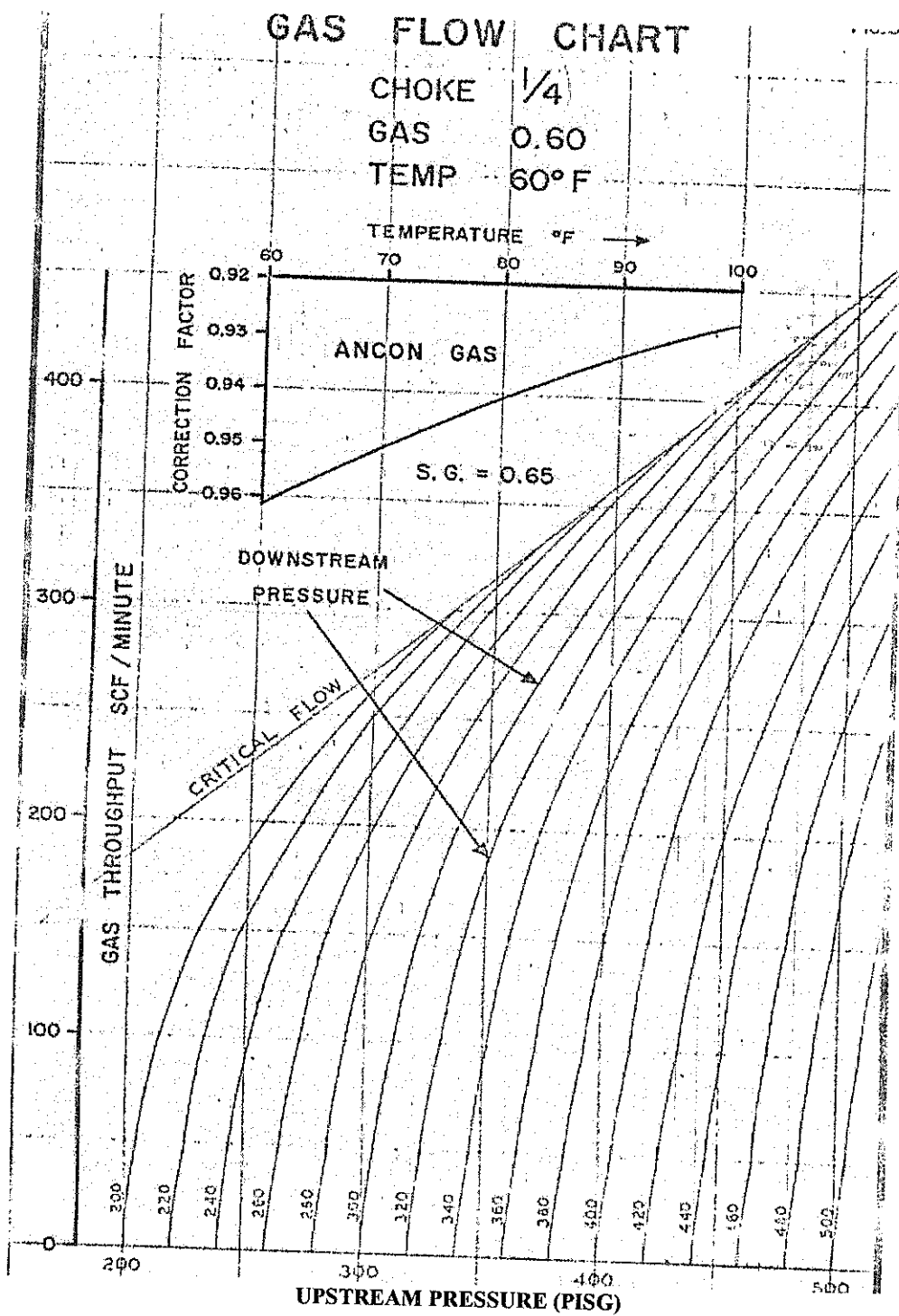


Figura 1.11 Grafico para determinar el consumo de gas por pozos
 Choke $\frac{1}{4}$ "

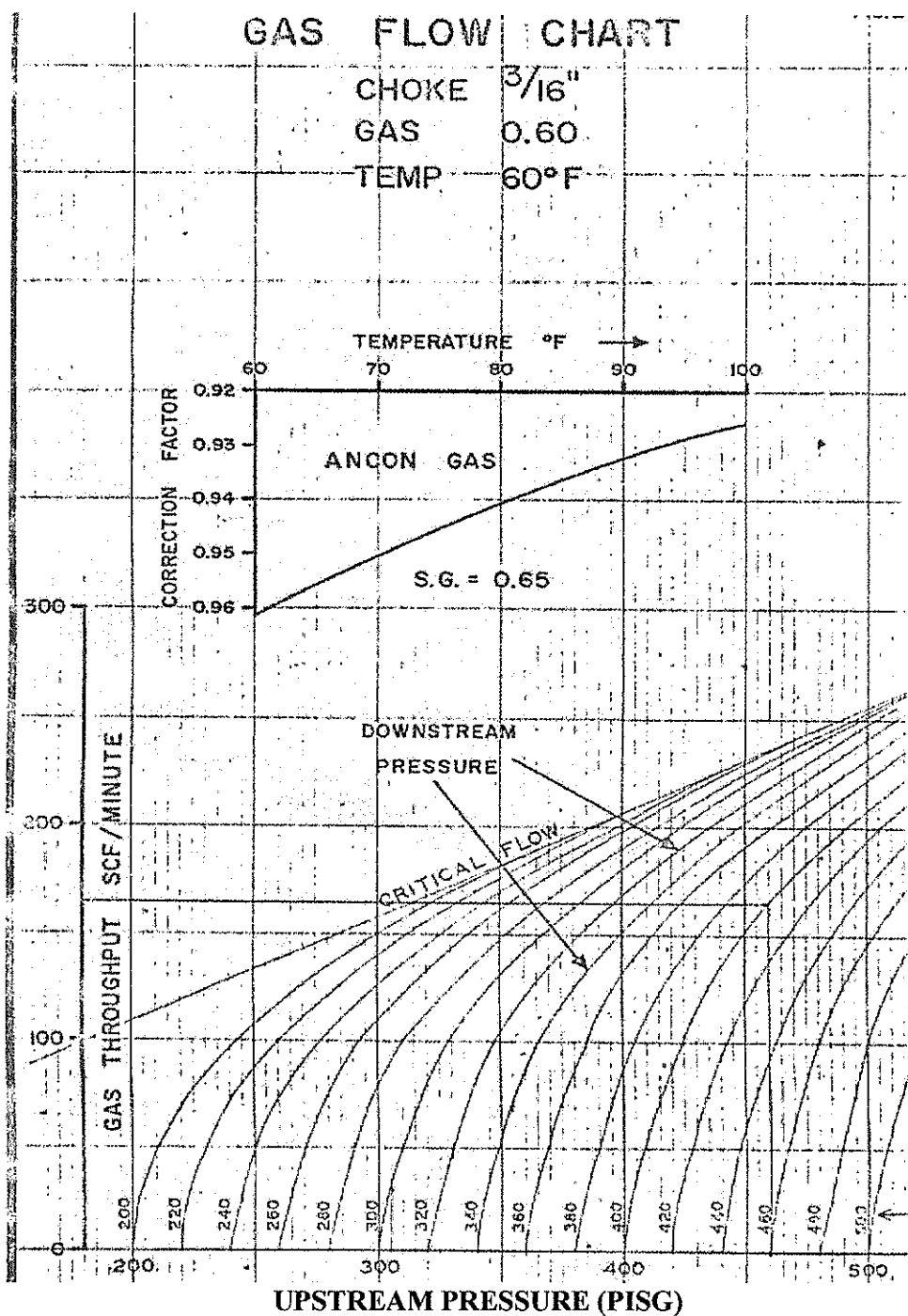


Figura 1.12 grafico para determinar el consumo de gas por pozos
Choke $\frac{3}{16}$ " (CAMCO)

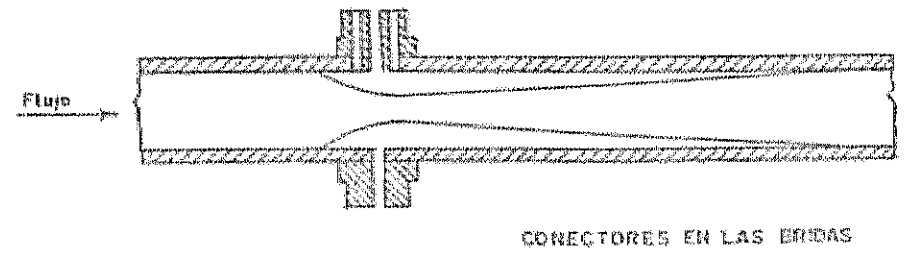
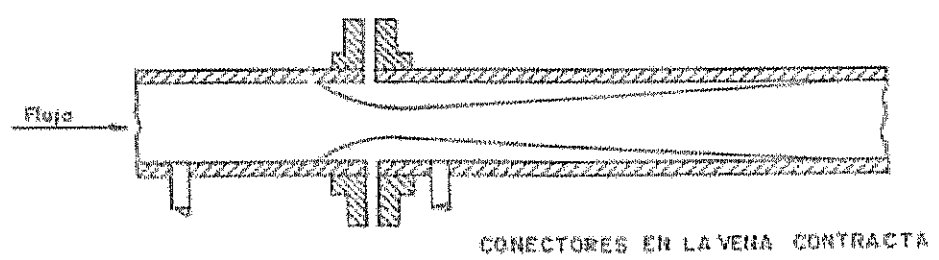
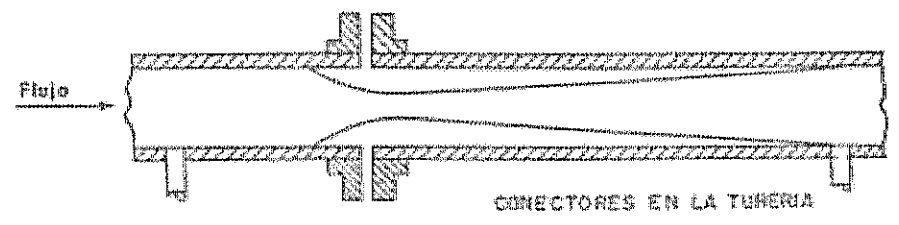
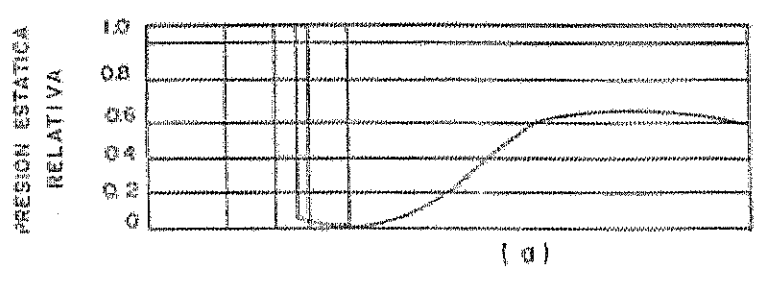
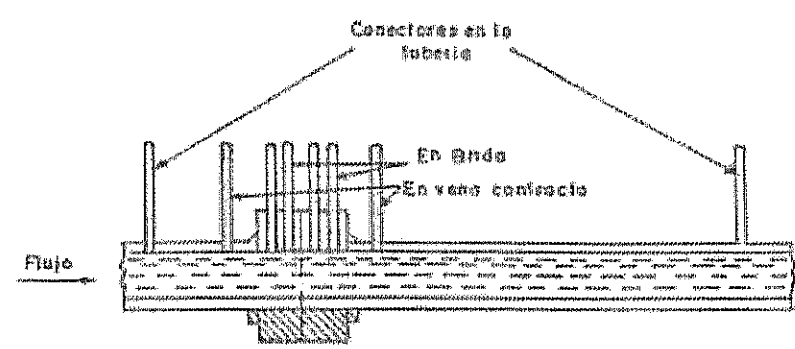


Figura 1.13 medidor de orificio (Daniel)

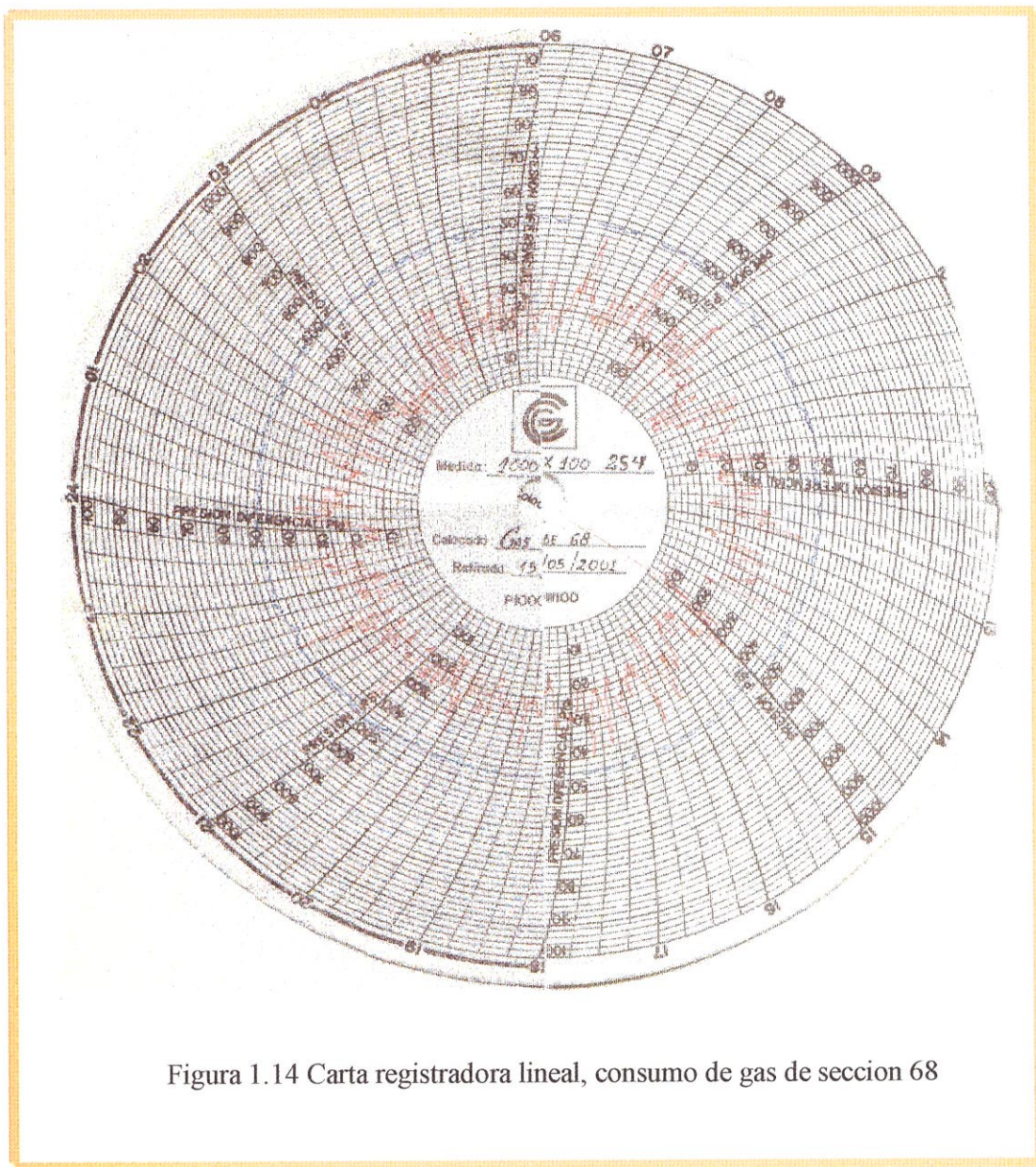
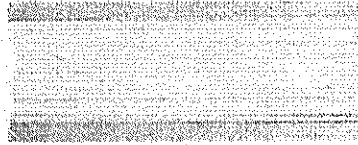
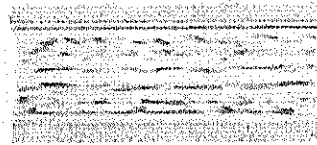


Figura 1.14 Carta registradora lineal, consumo de gas de seccion 68



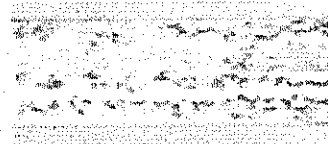
Flujo laminar
Fotografía que muestra cómo los filamentos coloreados se trasladan sin mezclarse por el caudante de agua.

Figura 1.15 flujo laminar



Esto es la zona crítica, entre las zonas laminares de transición. A la izquierda están los filamentos laminares y nítidos, indicando 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

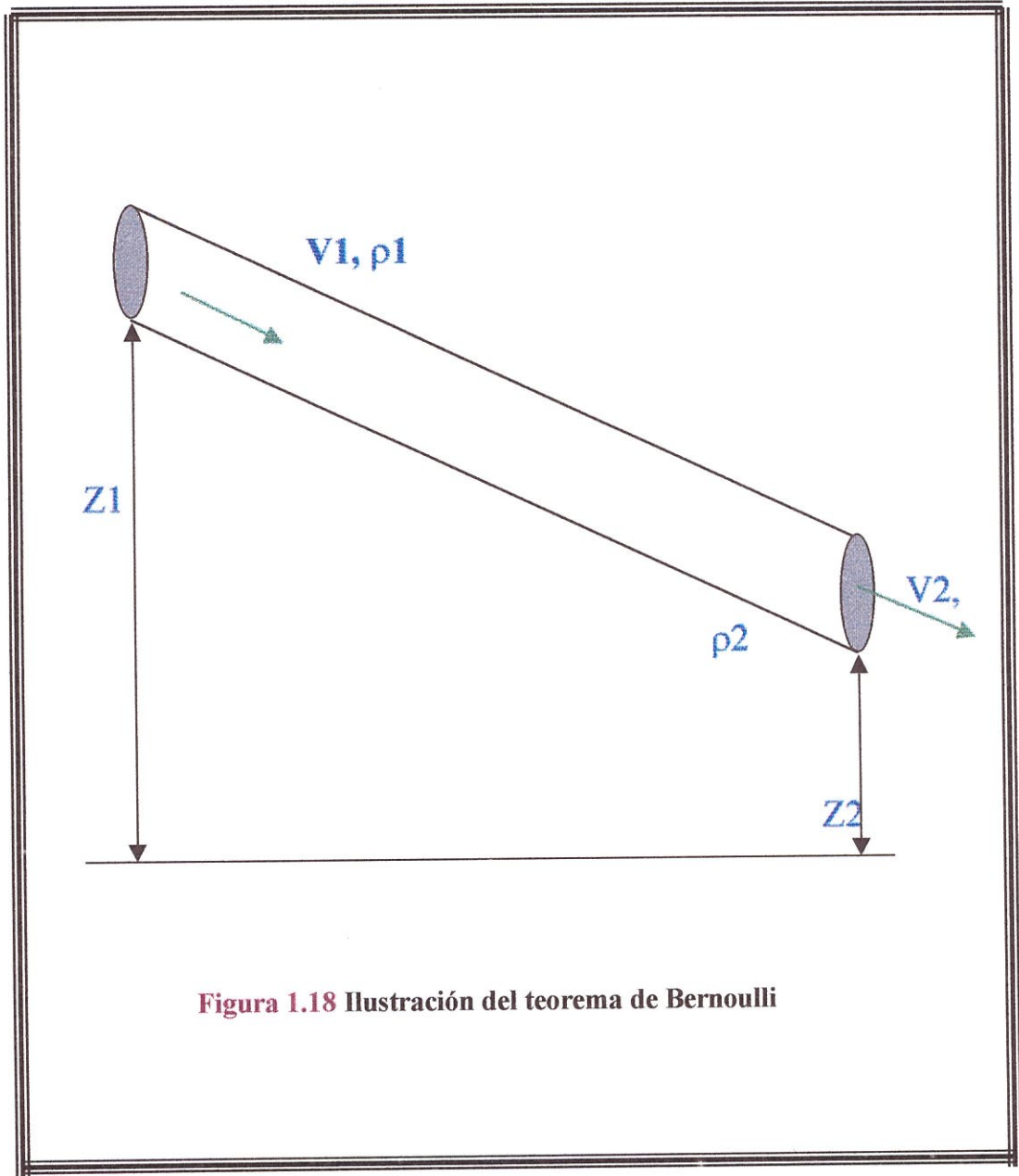


Figura 1.18 Ilustración del teorema de Bernoulli

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

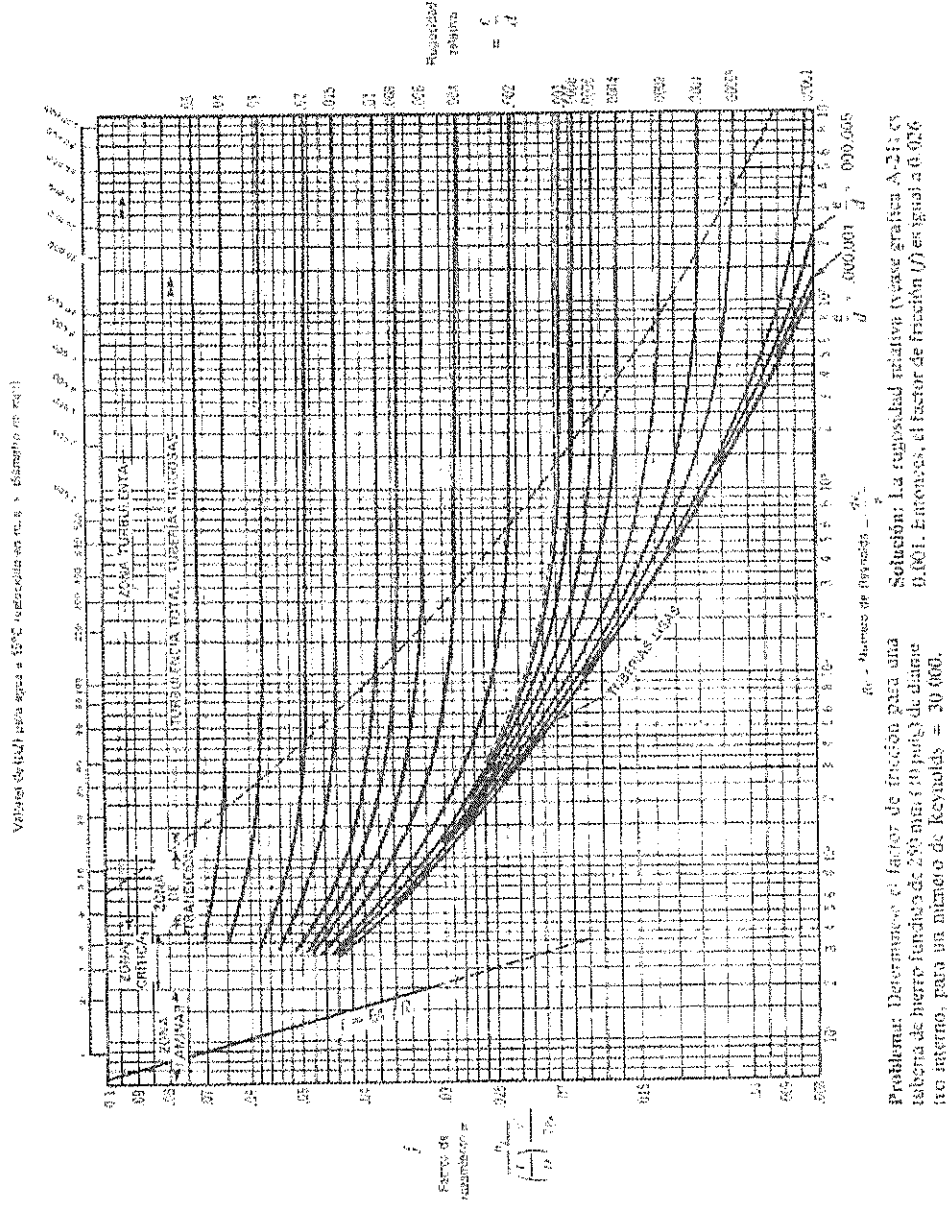
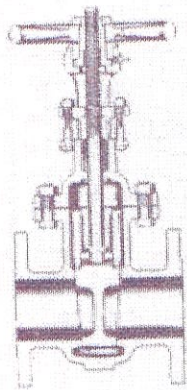
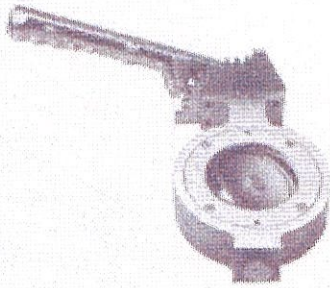


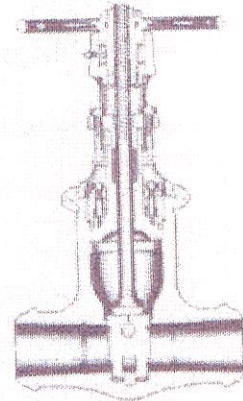
Figura 1.19 (Fuente flujo de fluidos, Crane)



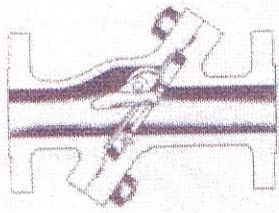
Válvula de compuerta de coifa tipo esterilizada



Válvula de mariposa de rendimiento alto



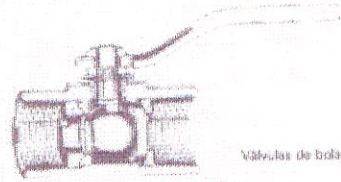
Válvula de compuerta de coifa flexible (tapa con sello e presión)



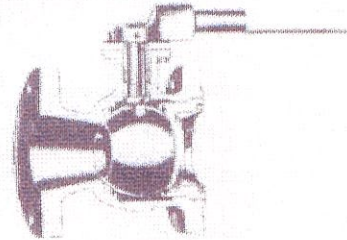
Válvula de retención de disco oscilante



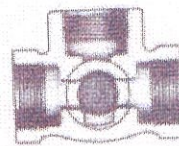
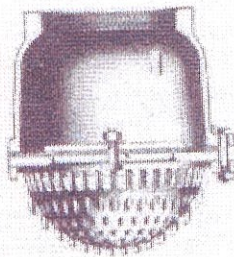
Válvula de mariposa sin bridas



Válvulas de bola



Válvulas de pje tipo oscilante y ascendente

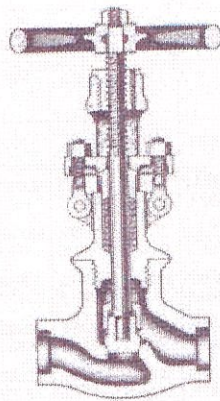


Serre de tres vías: Vistas exterior y en sección

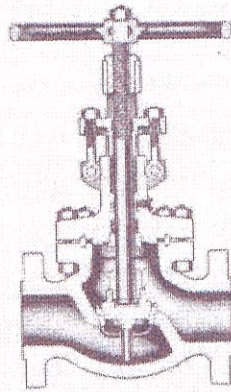


Figura 1.24 diferentes tipos de válvulas (Crane)

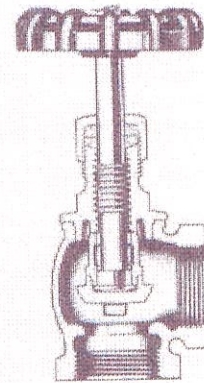
A-15. Tipos de válvulas



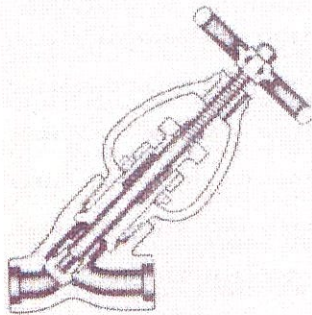
Válvula de globo convencional



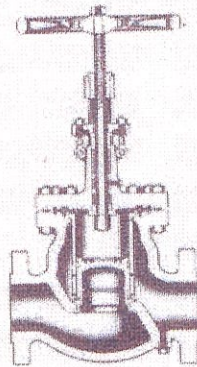
Válvula de globo convencional con obturador guiado



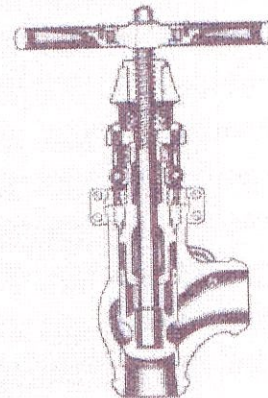
Válvula angular de globo convencional



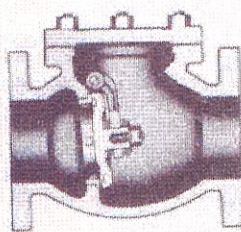
Válvula de globo, modelo en Y, con vértigo a 45°



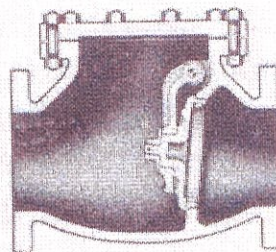
Válvula de retención y cierre, de paso recto



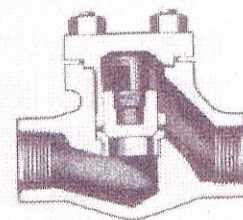
Válvula de retención y cierre, de paso angular



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

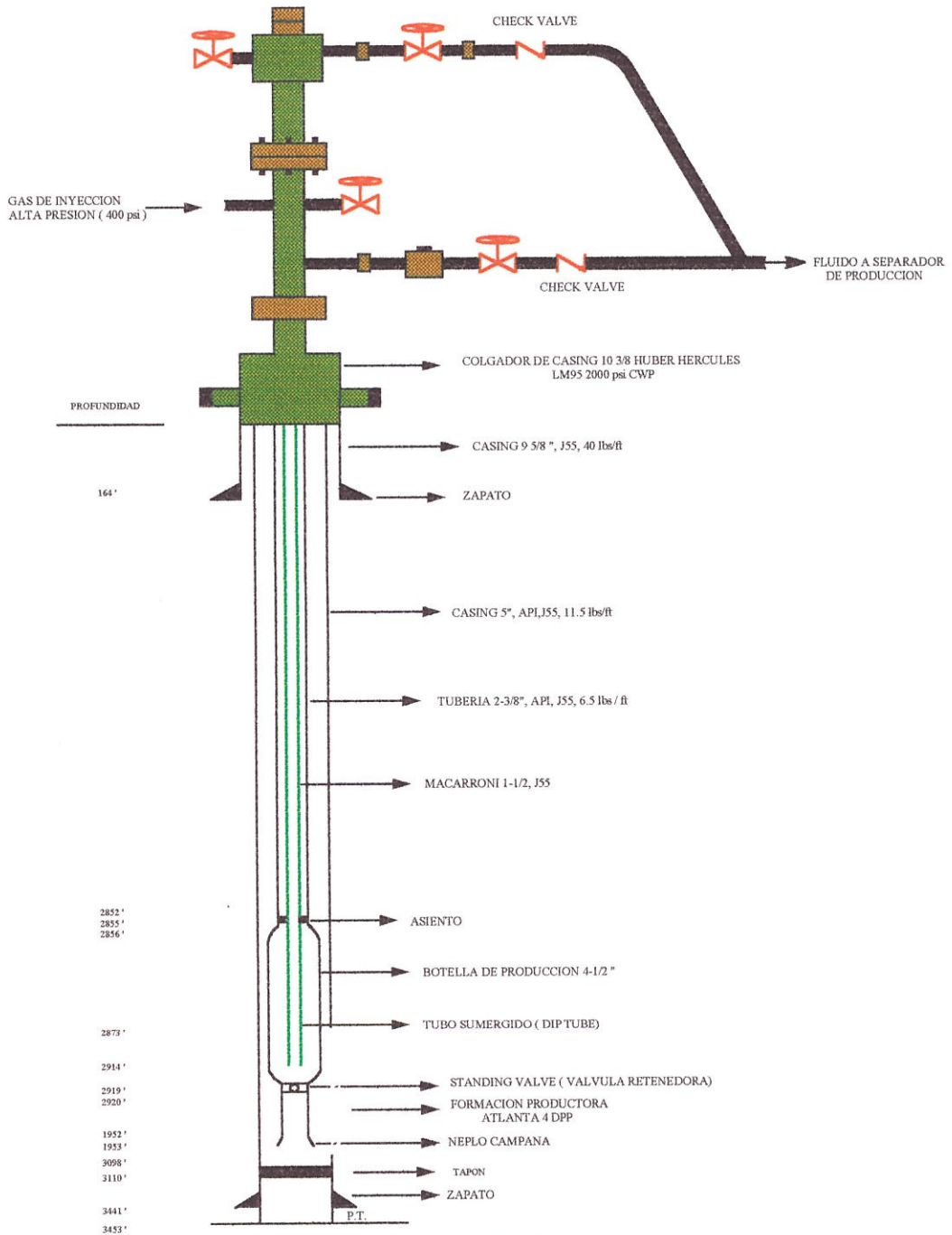


FIGURA 3.1

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. B.H.P. | R.P.M. | MEDIDAS CILINDRO COMPRESION | | | CAPACIDAD TEOR. (M/SCFD) | | ESTADO | | | |
|-----------------|-------------|-------|-------|------|---------------------------------------|--------|--------------------------------|----------------|-------------------|-----------------------------|-------|--------------|--|-------------|------------|
| | | | | | | | ETAPAS | CARR. PULG. | DIAMETRO IN. | NO. PAS. ETAPA | ETAPA | | | | |
| 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 | |
| | | | | | | | | | | | | | GAS COMBUSTIBLE REQUERIDO (TOTAL) | | 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

| TAMANO DE 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 | 2.057 | 2.300 | 2.625 | 2.900 | 3.058 | 3.152 | 3.438 |
| .250 | 12.699 | 12.708 | 12.711 | 12.714 | 12.712 | 12.708 | 12.705 | 12.702 | 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 | 159.56 | 158.47 | 157.12 | 156.00 | 155.41 | 155.14 | 155.03 | 154.71 |
| 1.000 | 219.77 | 212.47 | 210.22 | 207.44 | 205.12 | 204.04 | 203.54 | 203.33 | 202.75 |
| 1.125 | 290.69 | 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 | 585.62 | 569.63 | 562.58 | 559.72 | 552.31 |
| 1.750 | | | | | 701.26 | 674.44 | 663.42 | 658.96 | 647.34 |
| 1.875 | | | | | 834.86 | 793.88 | 777.13 | 770.44 | 753.17 |
| 2.000 | | | | | | 930.65 | 909.01 | 895.06 | 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 | | |
| | 3.625 | 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 | 112.75 | 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 | 200.96 | 200.88 | 200.48 | 200.40 | 200.23 |
| 1.125 | 258.69 | 256.33 | 255.31 | 255.08 | 254.72 | 254.56 | 253.99 | 253.65 | 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 | 456.63 | 455.16 | 453.63 | 453.37 | 452.28 | 452.28 | 452.72 |
| 1.625 | 545.69 | 543.61 | 537.77 | 536.64 | 535.03 | 534.39 | 532.77 | 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 | 808.34 |
| 2.125 | 970.95 | 960.48 | 934.97 | 930.35 | 924.07 | 921.71 | 914.76 | 913.69 | 913.69 |
| 2.250 | 1104.7 | 1089.9 | 1054.4 | 1048.1 | 1030.5 | 1026.3 | 1027.1 | 1025.9 | 1025.6 |
| 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 | 1425.0 | 1405.4 | 1402.9 | 1402.2 |
| 2.750 | 1797.1 | 1746.7 | 1628.9 | 1606.7 | 1582.0 | 1573.3 | 1545.7 | 1542.9 | 1541.6 |
| 2.875 | | 1955.5 | 1801.9 | 1774.5 | 1740.0 | 1727.5 | 1693.4 | 1689.3 | 1688.4 |
| 3.000 | | 2195.0 | 1958.8 | 1952.4 | 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 | Piny. (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 | 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 |

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 is a vast expanse of water meeting a clear sky at the horizon.

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 |
| | | ... | 160 | ... | .187 | .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 |
| | | ... | 160 | ... | .219 | .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 |
| | | ... | 160 | ... | .250 | .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 |
| | | ... | 160 | ... | .250 | 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 |
| | | ... | 160 | ... | .281 | 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 |
| | | ... | 160 | ... | .344 | 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 |
| | | ... | 160 | ... | .375 | 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 |
| | | ... | 160 | ... | .438 | 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.

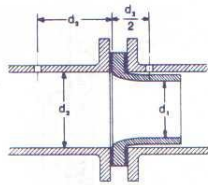
ANEXO I Dimensiones de tuberías comerciales (Fuente flujo de fluidos, Crane)

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 $\left(\frac{I}{D.E.}\right)$ |
|---|-----------------------------------|--------------------------|------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---------------------------|--|-------------------------------------|--|--|---|
| | | Medida Tubería de hierro | Número de cédula | | | | | <i>a</i> (pulgadas cuadradas) | <i>A</i> (pies cuadrados) | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | |
| 3/2 | 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 |
| | | ... | 120 | ... | .438 | 3.624 | 5.595 | 10.31 | .0716 | 11.65 | 19.00 | 4.47 | 1.178 | 5.178 |
| | | ... | 160 | ... | .531 | 3.438 | 6.621 | 9.28 | .0645 | 13.27 | 22.51 | 4.02 | 1.178 | 5.898 |
| ... | ... | XXS | ... | ... | .674 | 3.152 | 8.101 | 7.80 | .0542 | 15.28 | 27.54 | 3.38 | 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 |
| | | ... | 120 | ... | .500 | 4.563 | 7.953 | 16.35 | .1136 | 25.73 | 27.04 | 7.09 | 1.456 | 9.250 |
| | | ... | 160 | ... | .625 | 4.313 | 9.696 | 14.61 | .1015 | 30.03 | 32.96 | 6.33 | 1.456 | 10.796 |
| ... | ... | XXS | ... | ... | .750 | 4.063 | 11.340 | 12.97 | .0901 | 33.63 | 38.55 | 5.61 | 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 |
| | | ... | 120 | ... | .562 | 5.501 | 10.70 | 23.77 | .1650 | 49.61 | 36.39 | 10.30 | 1.734 | 14.98 |
| | | ... | 160 | ... | .719 | 5.187 | 13.32 | 21.15 | .1469 | 58.97 | 45.35 | 9.16 | 1.734 | 17.81 |
| ... | ... | XXS | ... | ... | .864 | 4.897 | 15.64 | 18.84 | .1308 | 66.33 | 53.16 | 8.16 | 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 |
| | | ... | 20 | ... | .250 | 8.125 | 6.57 | 51.85 | .3601 | 57.72 | 22.36 | 22.47 | 2.258 | 13.39 |
| | | ... | 30 | ... | .277 | 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 |
| | | XS | 60 | ... | .406 | 7.813 | 10.48 | 47.94 | .3329 | 88.73 | 35.64 | 20.77 | 2.258 | 20.58 |
| | | ... | 80 | 80S | .500 | 7.625 | 12.76 | 45.66 | .3171 | 105.7 | 43.39 | 19.78 | 2.258 | 24.51 |
| | | ... | 100 | ... | .594 | 7.437 | 14.96 | 43.46 | .3018 | 121.3 | 50.95 | 18.83 | 2.258 | 28.14 |
| | | ... | 120 | ... | .719 | 7.187 | 17.84 | 40.59 | .2819 | 140.5 | 60.71 | 17.59 | 2.258 | 32.58 |
| | | ... | 140 | ... | .812 | 7.001 | 19.93 | 38.50 | .2673 | 153.7 | 67.76 | 16.68 | 2.258 | 35.65 |
| ... | ... | XXS | ... | ... | .875 | 6.875 | 21.30 | 37.12 | .2578 | 162.0 | 72.42 | 16.10 | 2.258 | |
| ... | ... | ... | ... | ... | .906 | 6.813 | 21.97 | 36.46 | .2532 | 165.9 | 74.69 | 15.80 | 2.258 | |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| 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 |
| | | ... | 20 | ... | .250 | 10.250 | 8.24 | 82.52 | .5731 | 113.7 | 28.04 | 35.76 | 2.814 | 21.15 |
| | | ... | 30 | ... | .307 | 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 |
| | | XS | 60 | 80S | .500 | 9.750 | 16.10 | 74.66 | .5185 | 212.0 | 54.74 | 32.35 | 2.814 | 39.43 |
| | | ... | 80 | ... | .594 | 9.562 | 18.92 | 71.84 | .4989 | 244.8 | 64.43 | 31.13 | 2.814 | 45.54 |
| | | ... | 100 | ... | .719 | 9.312 | 22.63 | 68.13 | .4732 | 286.1 | 77.03 | 29.53 | 2.814 | 53.22 |
| | | ... | 120 | ... | .844 | 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 | |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| 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 |
| | | ... | 20 | ... | .250 | 12.250 | 9.82 | 117.86 | .8185 | 191.8 | 33.38 | 51.07 | 3.338 | 30.2 |
| | | ... | 30 | ... | .330 | 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 |
| | | XS | ... | ... | .406 | 11.938 | 15.77 | 111.93 | .7773 | 300.3 | 53.52 | 48.50 | 3.338 | 47.1 |
| | | ... | ... | 80S | .500 | 11.750 | 19.24 | 108.43 | .7528 | 361.5 | 65.42 | 46.92 | 3.338 | 56.7 |
| | | ... | 60 | ... | .562 | 11.626 | 21.52 | 106.16 | .7372 | 400.4 | 73.15 | 46.00 | 3.338 | 62.8 |
| | | ... | 80 | ... | .688 | 11.374 | 26.03 | 101.64 | .7058 | 475.1 | 88.63 | 44.04 | 3.338 | 74.6 |
| | | ... | 100 | ... | .844 | 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 | |
| ... | ... | ... | ... | ... | 1.312 | 10.126 | 47.14 | 80.53 | .5592 | 781.1 | 160.27 | 34.89 | 3.338 | |

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

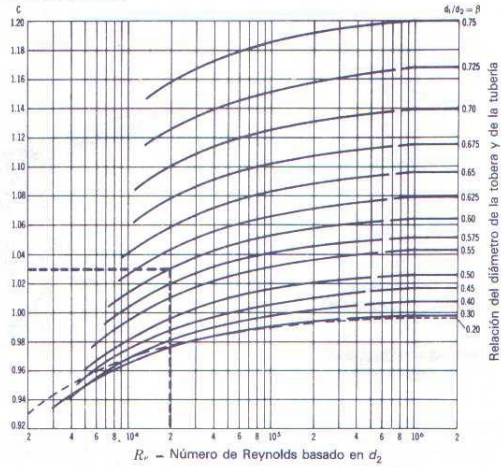
A-16. Coeficiente de flujo C para toberas para ambos sistemas



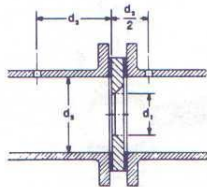
Sentido de flujo →

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

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.



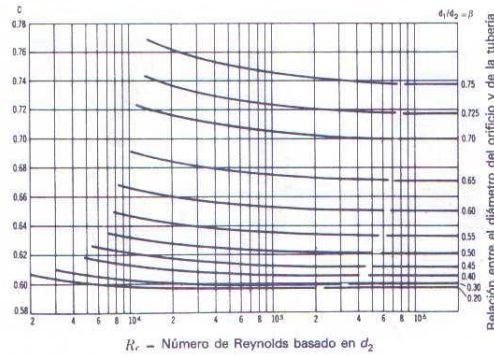
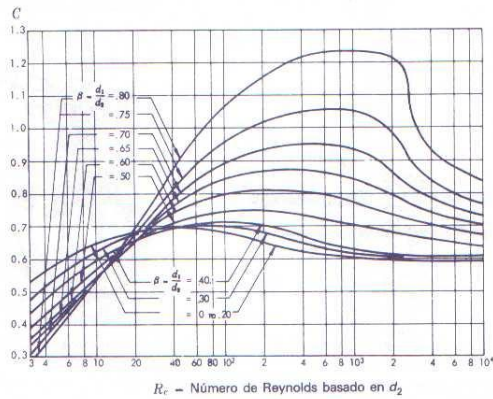
A-17. Coeficiente de flujo C para orificios de cantos vivos^{9,17}



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

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

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

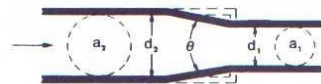
$$\beta = \frac{d_1}{d_2}$$

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

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

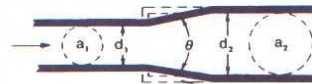
ESTRECHAMIENTO BRUSCO Y GRADUAL



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

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

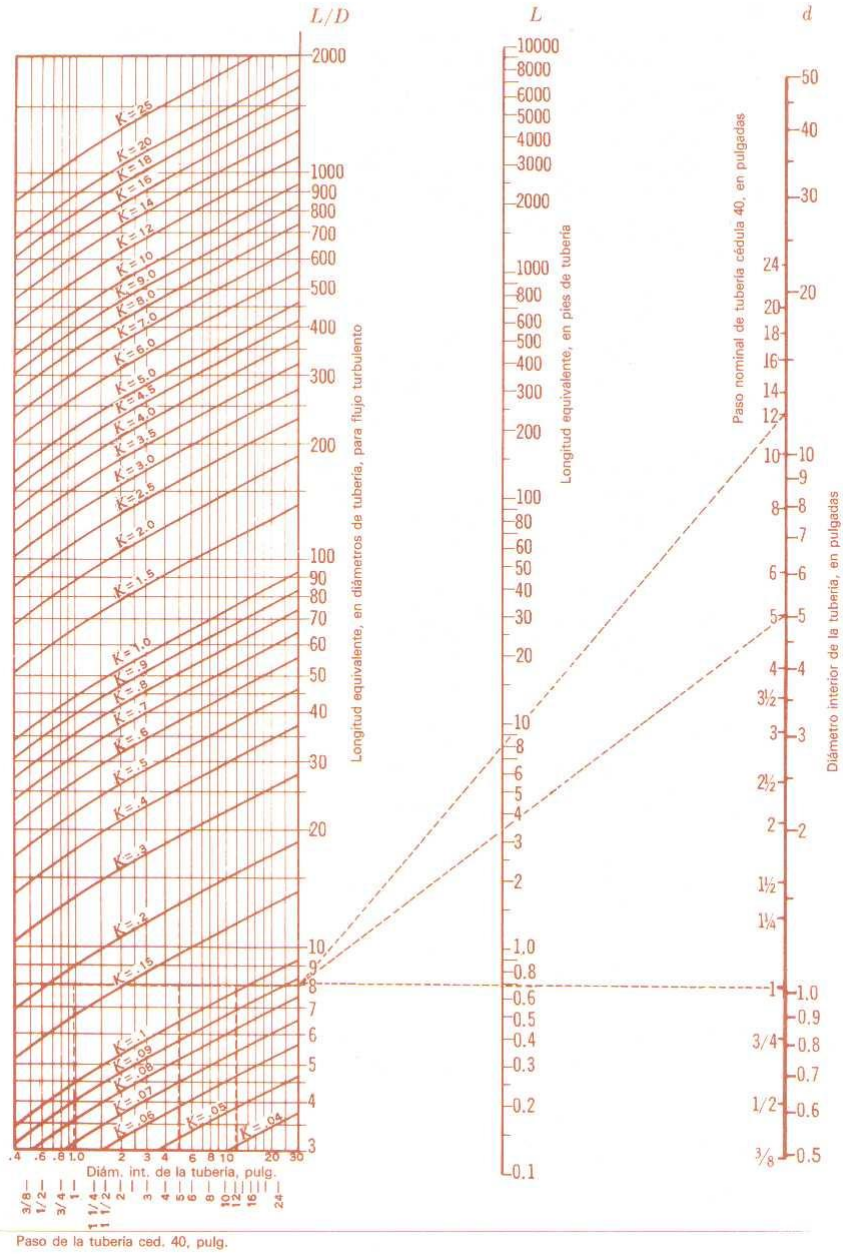
ENSANCHAMIENTO BRUSCO Y GRADUAL



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]

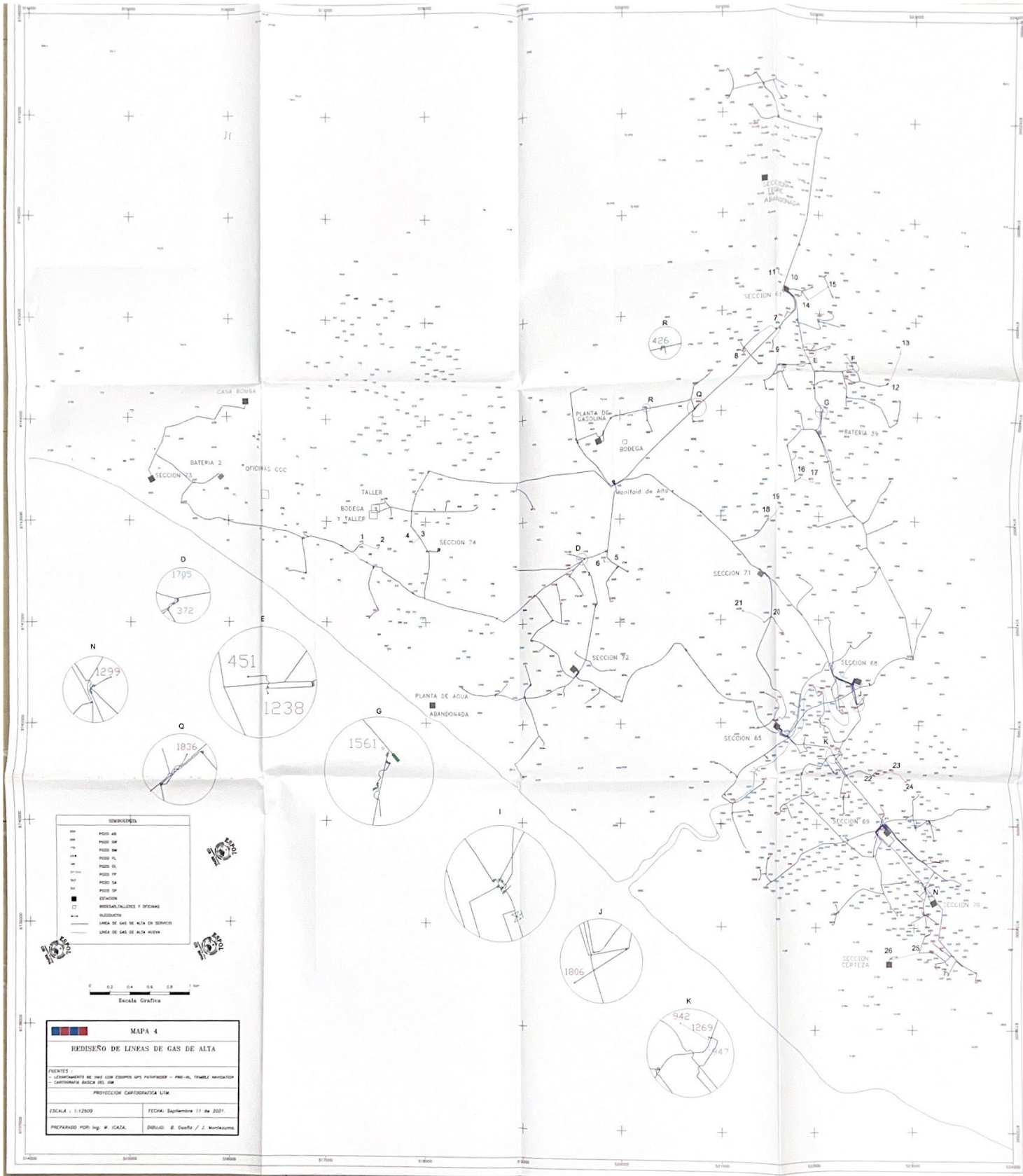
Note: Figures may be approximate due to variations in engine services, and are representative of new engines only. Refer to manufacturer for exact rates.

| 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 |

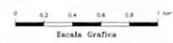
ANEXO VIII Tabla para determinar Kc (fuente: GPSA)

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



| SIMBOLOGIA | |
|------------|----------------------------------|
| --- | POZO AB |
| --- | POZO SP |
| --- | POZO SA |
| --- | POZO PL |
| --- | POZO IL |
| --- | POZO FP |
| --- | POZO SA |
| --- | POZO SP |
| ■ | ESTACION |
| □ | INDICIALES Y OFERTAS |
| — | ALICATADO |
| --- | LINEA DE GAS DE ALTA EN SERVICIO |
| --- | LINEA DE GAS DE ALTA NUEVA |



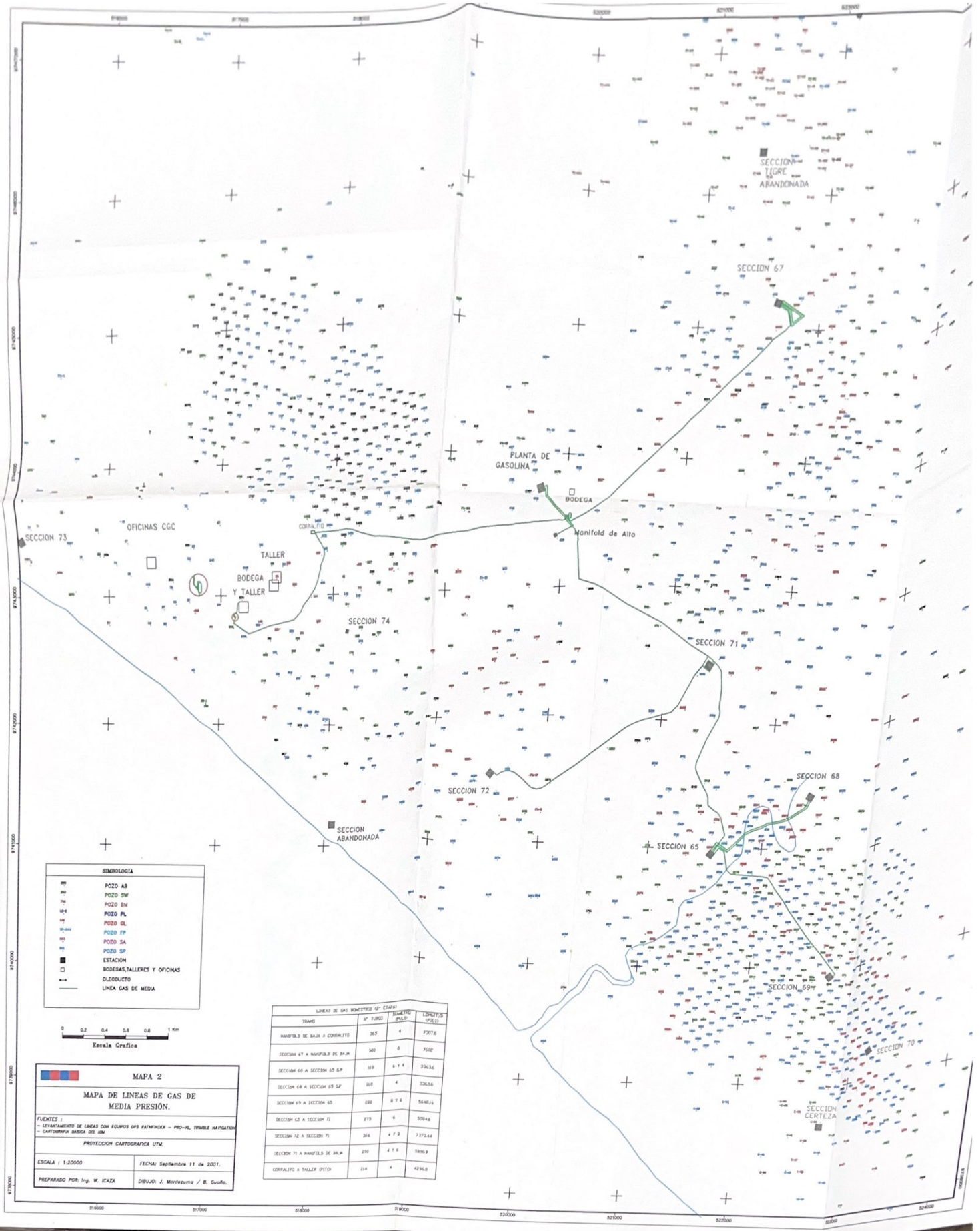
MAPA 4
REDISEÑO DE LINEAS DE GAS DE ALTA

FUENTES:
 - LEVANTAMIENTO DE TIERRAS CON CUERPOS GPS PANDORA - PRO-UL, FRANKEL NAVIGATION
 - CARTOGRAFIA BASICA DEL IGM

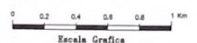
PROYECCION CARTOGRAFICA UTM.

ESCALA : 1:12500 FECHA: Septiembre 11 de 2021.

PREPARADO POR: Ing. W. CAZA. DIBUJO: E. Cuevas / J. Montalvamo



| 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 | 0 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 1 6 | 5000.9 |
| CORRALITO A TALLER (SP) | 114 | 4 | 4236.8 |

MAPA 2

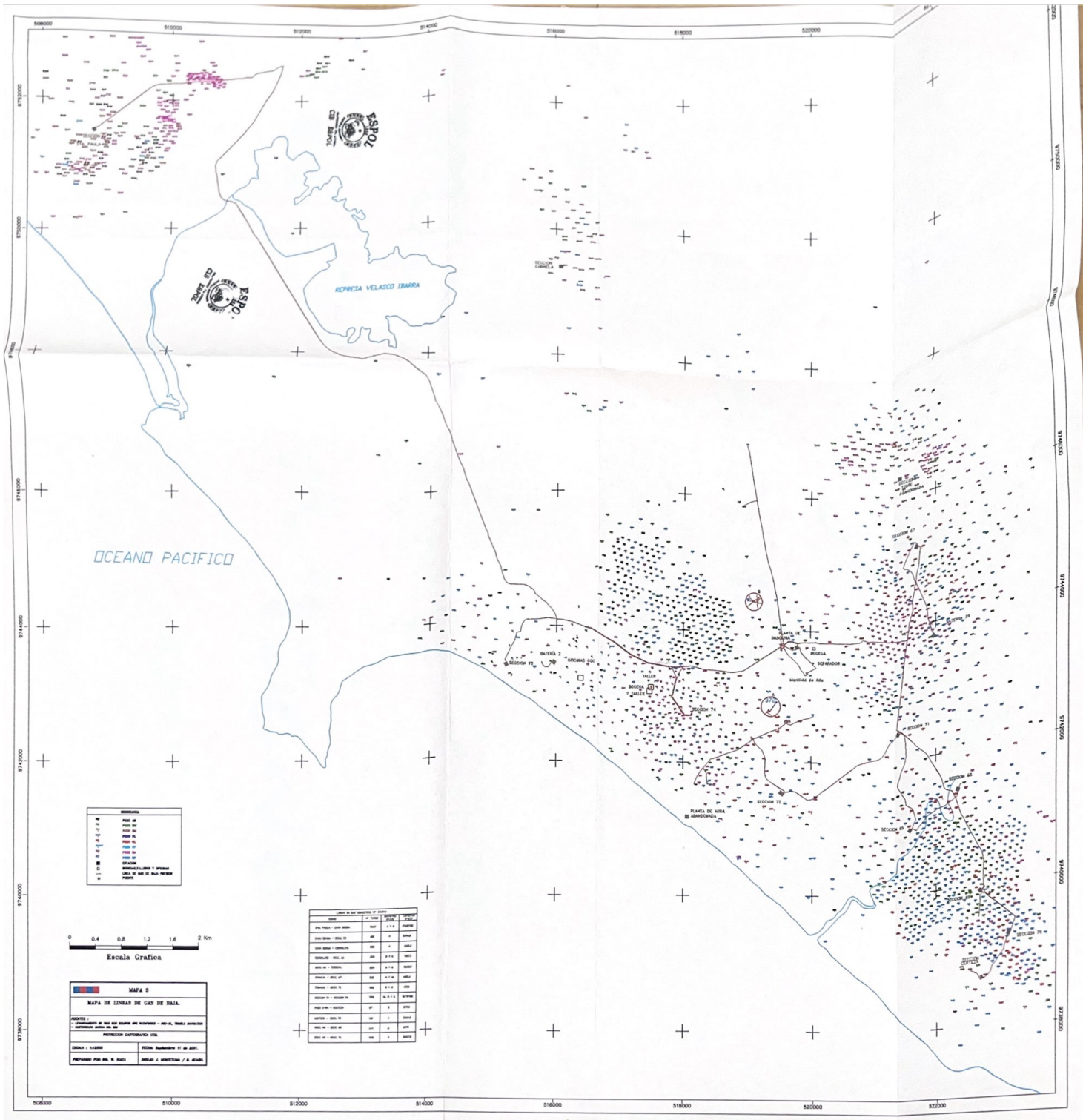
MAPA DE LINEAS DE GAS DE MEDIA PRESION.

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

PROYECCION CARTOGRAFICA UTM.

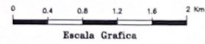
ESCALA 1:10000 FECHA: Septiembre 11 de 2007.

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



ABRIGUADOS

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|



MAPA 3

MAPA DE LINEAS DE GAS DE BAJA.

PROYECTO DE LINEAS DE GAS DE BAJA EN EL AREA DE IQUITOS Y SU ZONA DE INFLUENCIA.

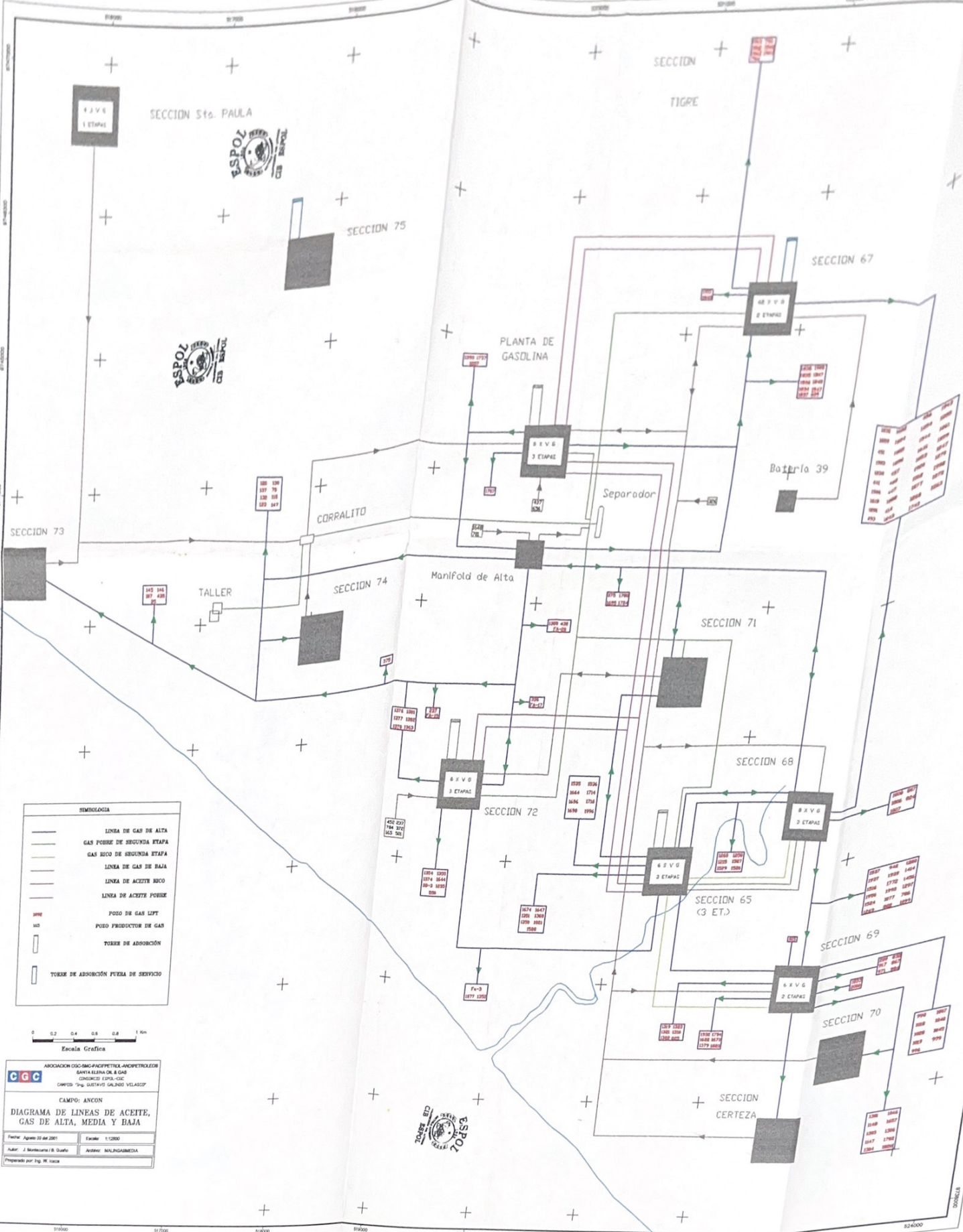
PROYECTO CONSTRUCION DEL SISTEMA DE LINEAS DE GAS DE BAJA EN EL AREA DE IQUITOS Y SU ZONA DE INFLUENCIA.

PROYECTO CONSTRUCION DEL SISTEMA DE LINEAS DE GAS DE BAJA EN EL AREA DE IQUITOS Y SU ZONA DE INFLUENCIA.

PROYECTO CONSTRUCION DEL SISTEMA DE LINEAS DE GAS DE BAJA EN EL AREA DE IQUITOS Y SU ZONA DE INFLUENCIA.

LINEAS DE GAS DE BAJA

| LINEA | TIPO | ANCHO | PROFUNDIDAD | TIPO DE TUBERIA | TIPO DE VALVULA |
|-------|------|-------|-------------|-----------------|-----------------|
| 01 | 1 | 100 | 1.0 | 1 | 1 |
| 02 | 2 | 100 | 1.0 | 2 | 2 |
| 03 | 3 | 100 | 1.0 | 3 | 3 |
| 04 | 4 | 100 | 1.0 | 4 | 4 |
| 05 | 5 | 100 | 1.0 | 5 | 5 |
| 06 | 6 | 100 | 1.0 | 6 | 6 |
| 07 | 7 | 100 | 1.0 | 7 | 7 |
| 08 | 8 | 100 | 1.0 | 8 | 8 |
| 09 | 9 | 100 | 1.0 | 9 | 9 |
| 10 | 10 | 100 | 1.0 | 10 | 10 |
| 11 | 11 | 100 | 1.0 | 11 | 11 |
| 12 | 12 | 100 | 1.0 | 12 | 12 |
| 13 | 13 | 100 | 1.0 | 13 | 13 |
| 14 | 14 | 100 | 1.0 | 14 | 14 |
| 15 | 15 | 100 | 1.0 | 15 | 15 |
| 16 | 16 | 100 | 1.0 | 16 | 16 |
| 17 | 17 | 100 | 1.0 | 17 | 17 |
| 18 | 18 | 100 | 1.0 | 18 | 18 |
| 19 | 19 | 100 | 1.0 | 19 | 19 |
| 20 | 20 | 100 | 1.0 | 20 | 20 |
| 21 | 21 | 100 | 1.0 | 21 | 21 |
| 22 | 22 | 100 | 1.0 | 22 | 22 |
| 23 | 23 | 100 | 1.0 | 23 | 23 |
| 24 | 24 | 100 | 1.0 | 24 | 24 |
| 25 | 25 | 100 | 1.0 | 25 | 25 |
| 26 | 26 | 100 | 1.0 | 26 | 26 |
| 27 | 27 | 100 | 1.0 | 27 | 27 |
| 28 | 28 | 100 | 1.0 | 28 | 28 |
| 29 | 29 | 100 | 1.0 | 29 | 29 |
| 30 | 30 | 100 | 1.0 | 30 | 30 |
| 31 | 31 | 100 | 1.0 | 31 | 31 |
| 32 | 32 | 100 | 1.0 | 32 | 32 |
| 33 | 33 | 100 | 1.0 | 33 | 33 |
| 34 | 34 | 100 | 1.0 | 34 | 34 |
| 35 | 35 | 100 | 1.0 | 35 | 35 |
| 36 | 36 | 100 | 1.0 | 36 | 36 |
| 37 | 37 | 100 | 1.0 | 37 | 37 |
| 38 | 38 | 100 | 1.0 | 38 | 38 |
| 39 | 39 | 100 | 1.0 | 39 | 39 |
| 40 | 40 | 100 | 1.0 | 40 | 40 |
| 41 | 41 | 100 | 1.0 | 41 | 41 |
| 42 | 42 | 100 | 1.0 | 42 | 42 |
| 43 | 43 | 100 | 1.0 | 43 | 43 |
| 44 | 44 | 100 | 1.0 | 44 | 44 |
| 45 | 45 | 100 | 1.0 | 45 | 45 |
| 46 | 46 | 100 | 1.0 | 46 | 46 |
| 47 | 47 | 100 | 1.0 | 47 | 47 |
| 48 | 48 | 100 | 1.0 | 48 | 48 |
| 49 | 49 | 100 | 1.0 | 49 | 49 |
| 50 | 50 | 100 | 1.0 | 50 | 50 |



SIMBOLOGIA

| | |
|--|--------------------------------------|
| | LINIA DE GAS DE ALTA |
| | GAS PORRE DE SEGUNDA ETAPA |
| | GAS SECO DE SEGUNDA ETAPA |
| | LINIA DE GAS DE BAJA |
| | LINIA DE ACEITE SECO |
| | LINIA DE ACEITE PORRE |
| | POZO DE GAS LIFT |
| | POZO PRODUCTOR DE GAS |
| | TORRE DE ADSORCIÓN |
| | TORRE DE ADSORCIÓN FUERA DE SERVICIO |



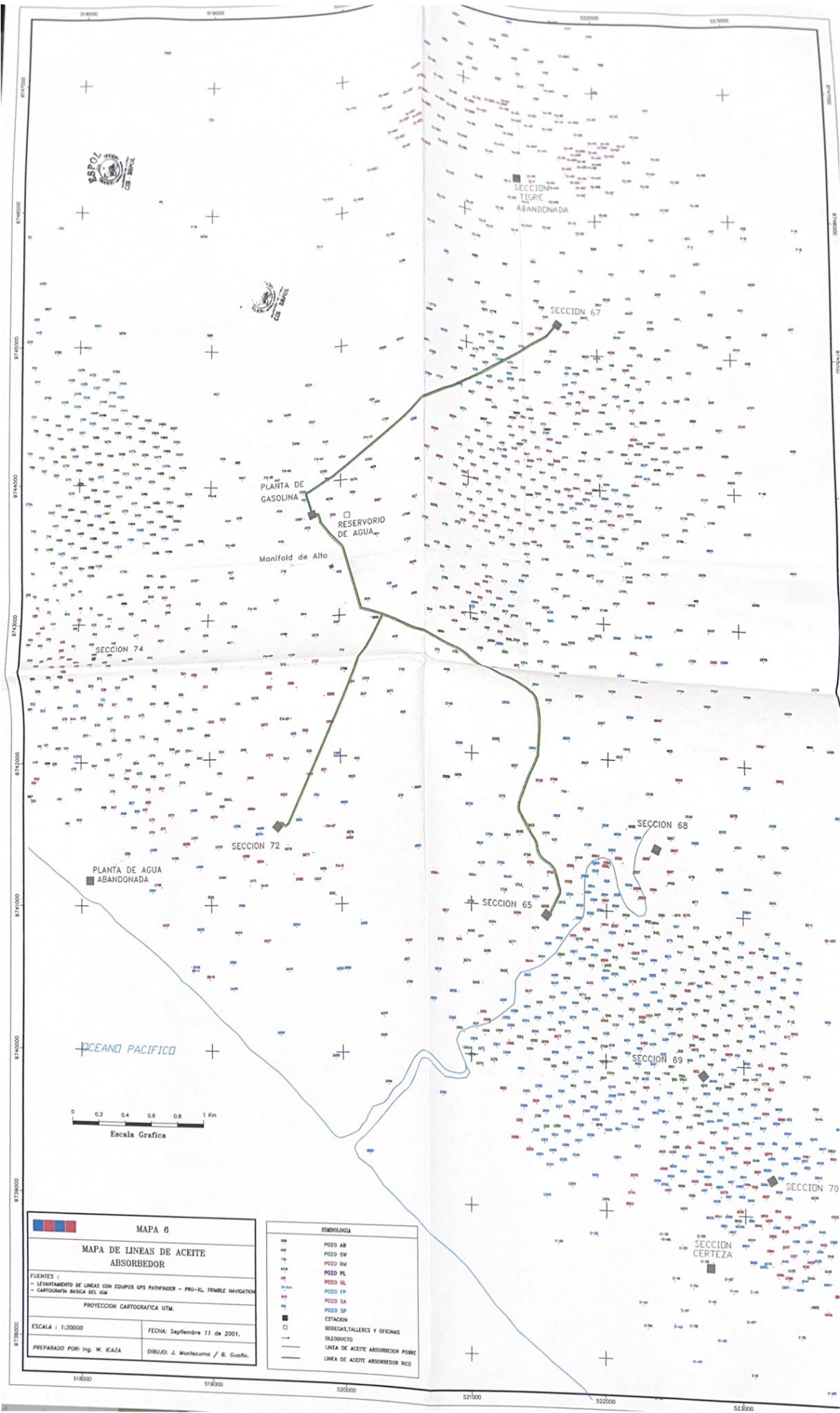
ASOCIACION COCA-SM-FINCEPETEL-ANCIETROTELOS
 SANTA ELENA DE B. GAS
 INGENIERO ESPOL-IGC
 CAMPO: "San GUSTAVO SALINAS VELAZQUEZ"

CAMPO: ANCON

**DIAGRAMA DE LINEAS DE ACEITE,
 GAS DE ALTA, MEDIA Y BAJA**

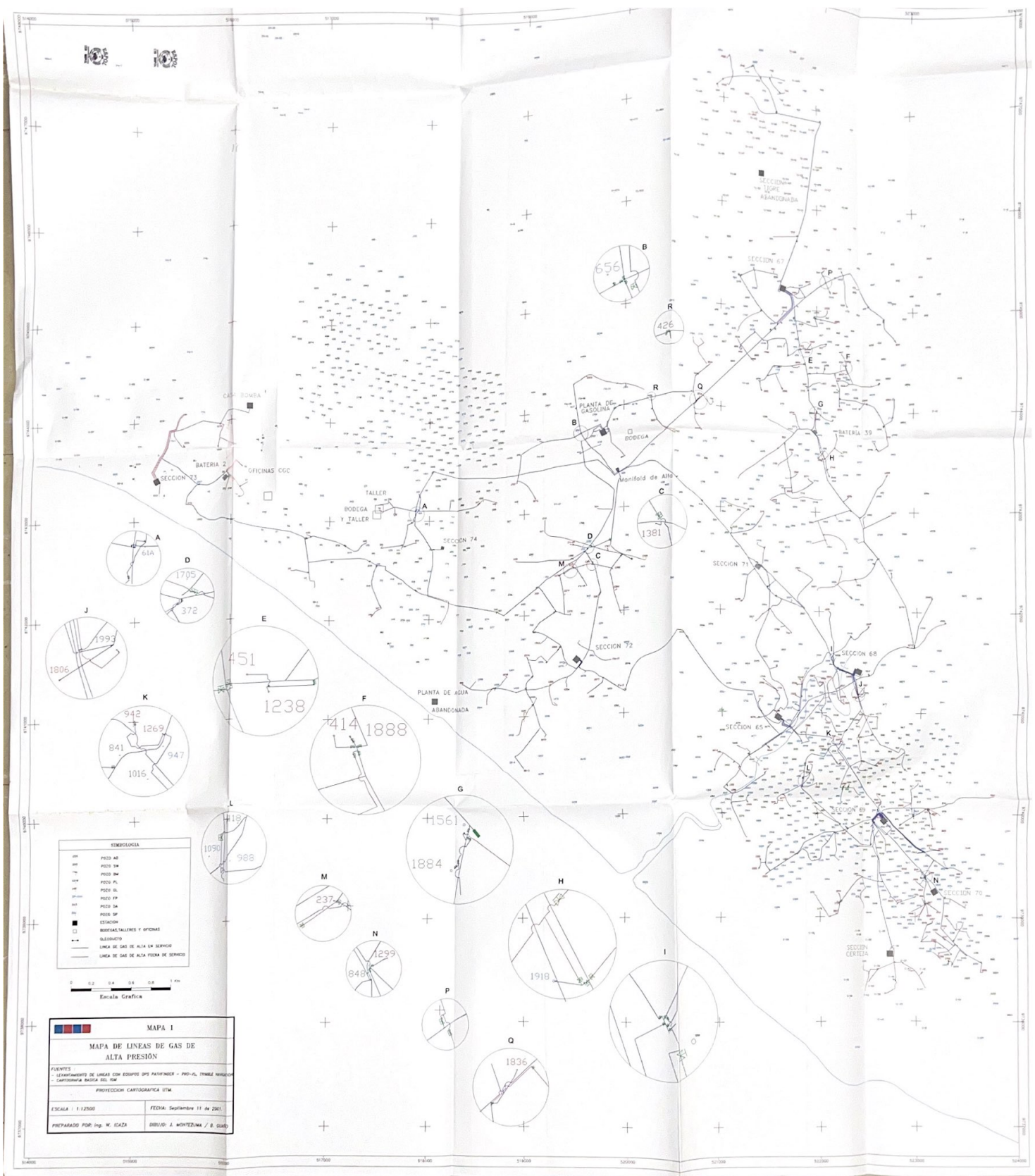
Fecha: Agosto 20 del 2001 Escala: 1:25000
 Autor: J. Montenegro / R. Quispe Asesor: MALINDAGMEDIA
 Preparado por Ing. W. Saca

| | | | | | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1000 | 1001 | 1002 | 1003 | 1004 | 1005 | 1006 | 1007 | 1008 | 1009 |
| 1010 | 1011 | 1012 | 1013 | 1014 | 1015 | 1016 | 1017 | 1018 | 1019 |
| 1020 | 1021 | 1022 | 1023 | 1024 | 1025 | 1026 | 1027 | 1028 | 1029 |
| 1030 | 1031 | 1032 | 1033 | 1034 | 1035 | 1036 | 1037 | 1038 | 1039 |
| 1040 | 1041 | 1042 | 1043 | 1044 | 1045 | 1046 | 1047 | 1048 | 1049 |
| 1050 | 1051 | 1052 | 1053 | 1054 | 1055 | 1056 | 1057 | 1058 | 1059 |
| 1060 | 1061 | 1062 | 1063 | 1064 | 1065 | 1066 | 1067 | 1068 | 1069 |
| 1070 | 1071 | 1072 | 1073 | 1074 | 1075 | 1076 | 1077 | 1078 | 1079 |
| 1080 | 1081 | 1082 | 1083 | 1084 | 1085 | 1086 | 1087 | 1088 | 1089 |
| 1090 | 1091 | 1092 | 1093 | 1094 | 1095 | 1096 | 1097 | 1098 | 1099 |

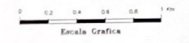


| | |
|--|-------------------------------------|
| MAPA 6 | |
| MAPA DE LINEAS DE ACEITE ABSORBEDOR | |
| FUENTES: | |
| - LEVANTAMIENTO DE LINEAS CON EQUIPOS GPS PATHFINDER - PRO-IL TRIMBLE NAVIGATION | |
| - CARTOGRAFIA BASICA DEL IGM | |
| PROYECCION CARTOGRAFICA UTM. | |
| ESCALA : 1:20000 | FECHA: 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 FP |
| ■ | 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 DEPÓSITOS |
| — | OLEODUCTO |
| — | LÍNEA DE GAS DE ALTA DE SERVIDO |
| — | LÍNEA DE GAS DE ALTA PIEDRA DE SERVIDO |



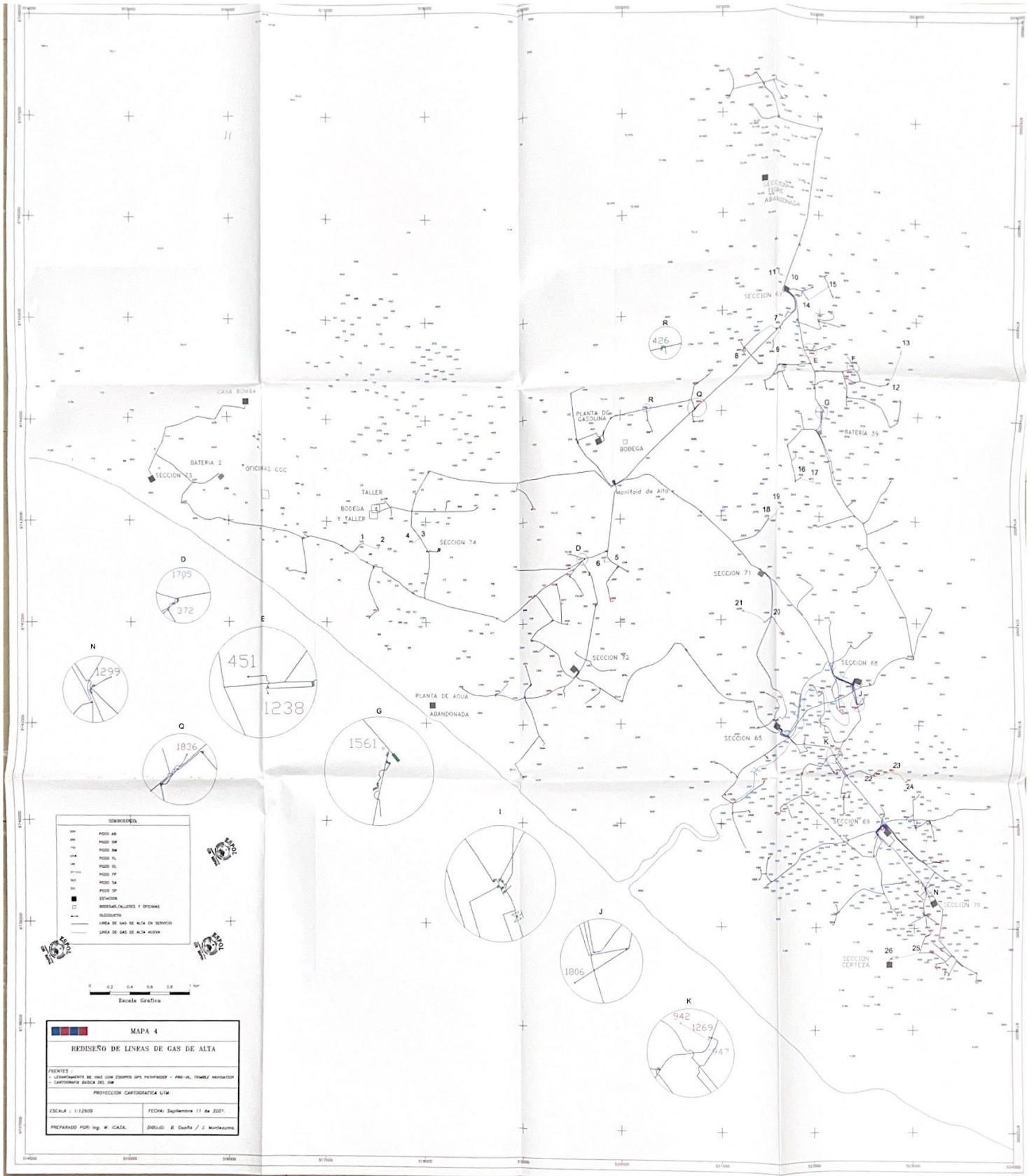
MAPA I

MAPA DE LINEAS DE GAS DE ALTA PRESION

FUENTES:
 LEVANTAMIENTO DE LINEAS CON EQUIPO GPS PARANIPER - PRO-PL, TRIMBLE NAVICOR
 CARTOGRAFIA BASICA S.R.L. S.M.
 PROYECCION CARTOGRAFICA UTM

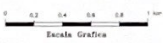
ESCALA 1:12500 FECHA: Septiembre 11 de 2001

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



LEYENDA

| | |
|------|----------------------------------|
| 100 | POSO AB |
| 150 | POSO AP |
| 200 | POSO AM |
| 250 | POSO AL |
| 300 | POSO OL |
| 350 | POSO OP |
| 400 | POSO OA |
| 450 | POSO OA |
| 500 | POSO OP |
| 600 | ESTACION |
| 700 | INDICIALES Y OFERTAS |
| 800 | INDICIALES |
| 900 | ALICATORIO |
| 1000 | LINEA DE GAS DE ALTA EN SERVICIO |
| 1100 | LINEA DE GAS DE ALTA NUEVA |

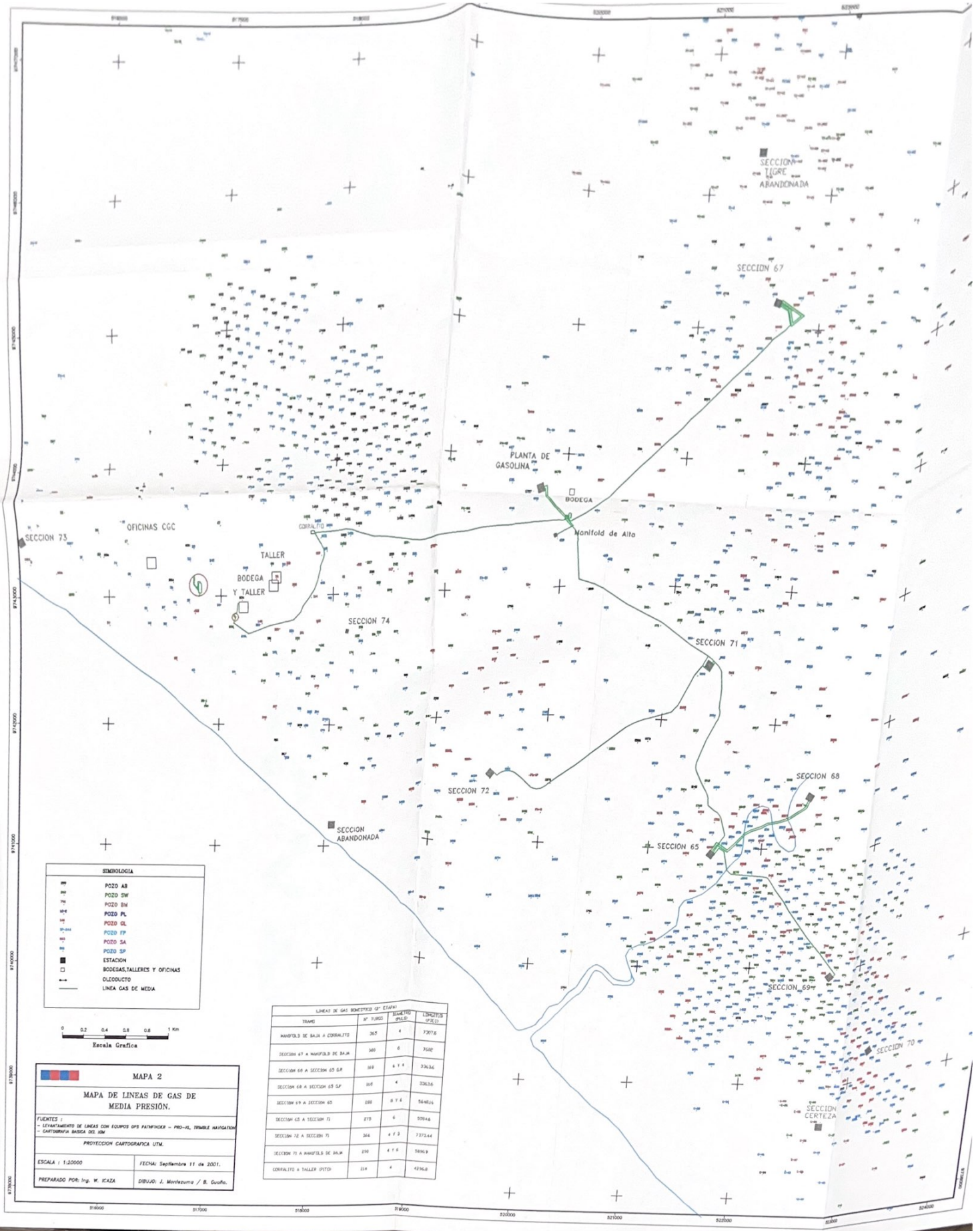


MAPA 4
REDISEÑO DE LINEAS DE GAS DE ALTA

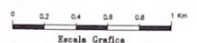
FUENTES:
 - LEVANTAMIENTO DE TERRENO CON EQUIPO GPS GARMIN - PRO-UL, TRIMBLE NAVIGATION
 - CARTOGRAFIA AEREA DEL OMA

PROYECCION CARTOGRAFICA UTM.

| | |
|-----------------------------|--------------------------------|
| ESCALA: 1:12500 | FECHA: Septiembre 11 de 2021 |
| PREPARADO POR: Ing. W. CAZA | DIBUJO: E. Cofre / 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 | 367 | 4 | 3207.8 |
| SECCION 67 A MANIFOLD DE BAJA | 368 | 6 | 3540 |
| SECCION 68 A SECCION 65 GR | 369 | 4 1 1 | 3263.6 |
| SECCION 68 A SECCION 65 SP | 368 | 4 | 3263.6 |
| SECCION 69 A SECCION 65 | 388 | 8 7 6 | 5648.6 |
| SECCION 65 A SECCION 71 | 373 | 6 | 3284.6 |
| SECCION 72 A SECCION 71 | 366 | 4 7 3 | 3272.4 |
| SECCION 71 A MANIFOLD DE BAJA | 370 | 6 7 6 | 5888.9 |
| CORRALITO A TALLER (SP) | 314 | 4 | 4296.8 |

MAPA 2

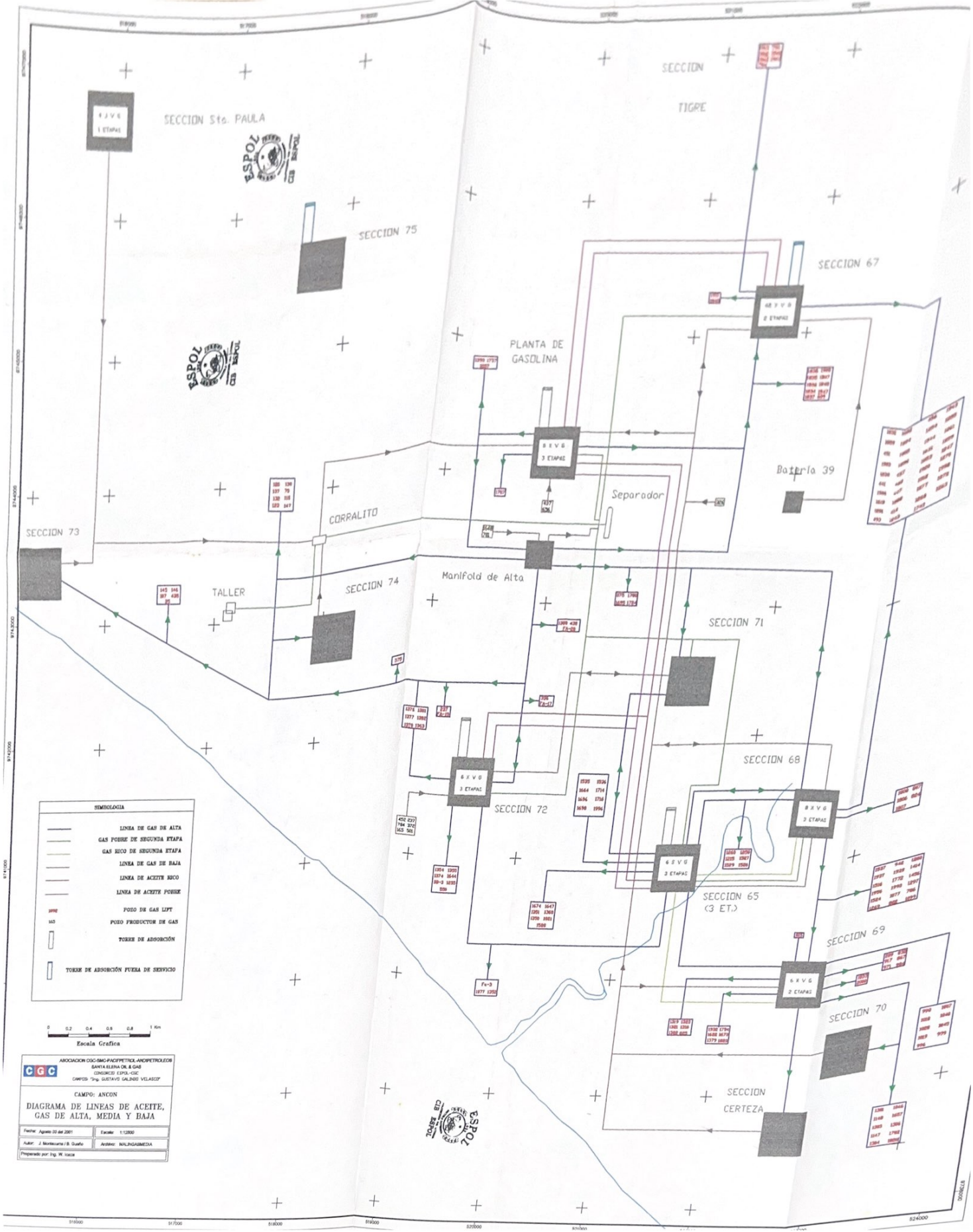
MAPA DE LINEAS DE GAS DE MEDIA PRESION.

FUENTES:
 - LEVANTAMIENTO DE LINEAS CON EQUIPOS GPS GARMIN - 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.



| SIMBOLOGIA | |
|------------|--------------------------------------|
| | LINEA DE GAS DE ALTA |
| | GAS PORRE DE SEGUNDA ETAPA |
| | GAS SUICO DE SEGUNDA ETAPA |
| | LINEA DE GAS DE BAJA |
| | LINEA DE ACEITE SUICO |
| | LINEA DE ACEITE PORRE |
| | POZO DE GAS LIFT |
| | POZO PRODUCTOR DE GAS |
| | TORRE DE ADSORCIÓN |
| | TORRE DE ADSORCIÓN FUERA DE SERVICIO |

0 0.2 0.4 0.6 0.8 1 Km
Escala Grafica

ASOCIACION OCS-IMP-FCPE-CEPEL-ANCPETROLEROS
SANTA ELENA DE B GAS
CONSEJO ESPOL-OSC
CAMPO "San GUSTAVO GALINDO VELAZCOZ"

CAMPO: ANCON

DIAGRAMA DE LINEAS DE ACEITE,
GAS DE ALTA, MEDIA Y BAJA

Fecha: Agosto 20 del 2001 Escala: 1:10000
Autor: J. Montenegro / R. Cuervo Asesor: NALINDARMEIDA
Preparado por Ing. W. Sotoca

SECCION Sta. PAULA

SECCION TIGRE



PLANTA DE GASOLINA

CORRALITO

Bateria 39

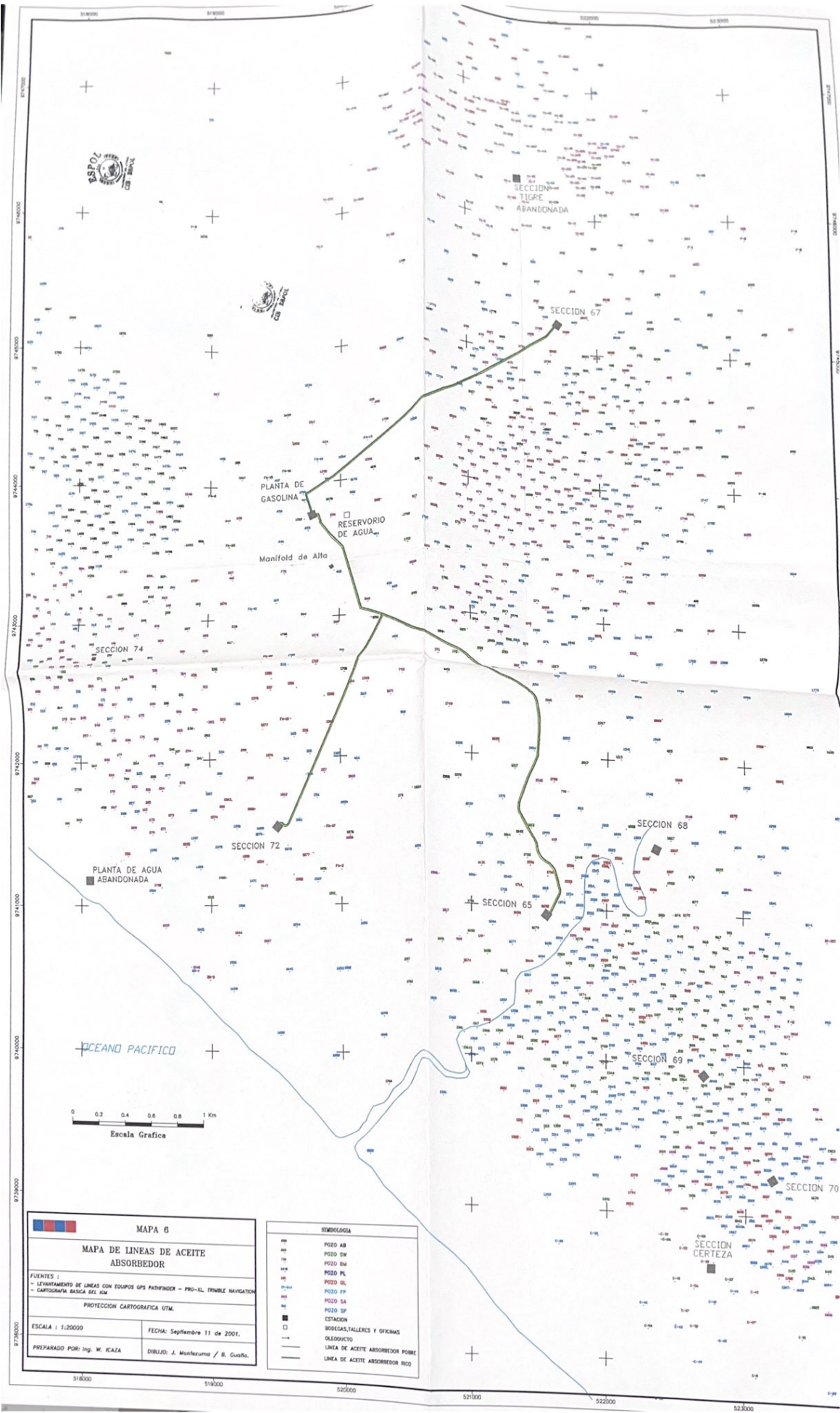
TALLER

Manifold de Alta

Separador

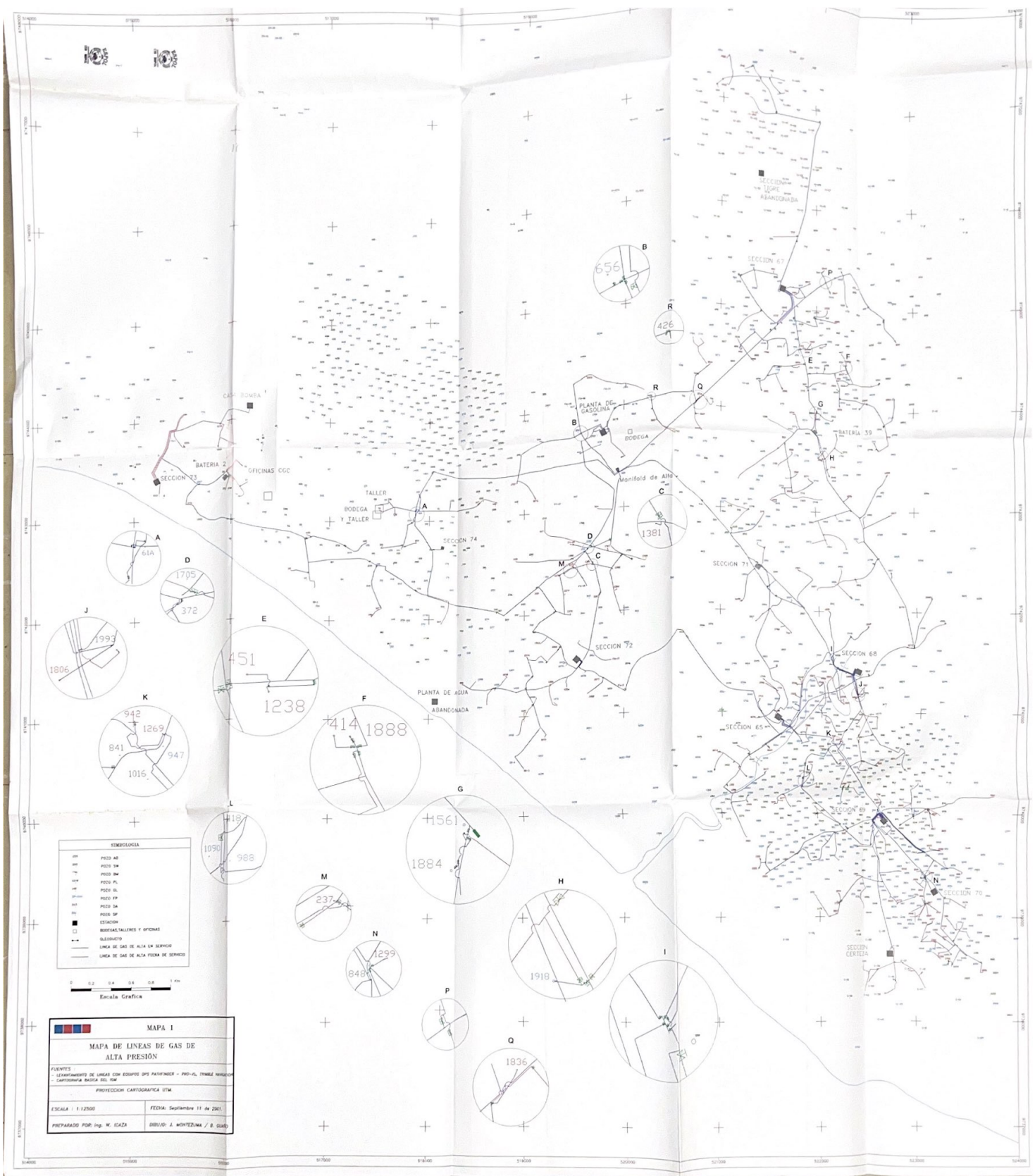
| | | | | | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |





| | |
|--|-------------------------------------|
| 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 | |
|------------|----------------------------------|
| [Symbol] | POZO AB |
| [Symbol] | POZO BW |
| [Symbol] | POZO BU |
| [Symbol] | POZO PL |
| [Symbol] | POZO OL |
| [Symbol] | POZO FP |
| [Symbol] | POZO SA |
| [Symbol] | POZO SP |
| [Symbol] | ESTACION |
| [Symbol] | BOBECAS, TALLERES Y OFICINAS |
| [Symbol] | OLEODUCTO |
| [Symbol] | LINEA DE ACEITE ABSORBEDOR PORRE |
| [Symbol] | LINEA DE ACEITE ABSORBEDOR RCO |



| SIMBOLOGIA | |
|------------|--|
| — | PROD AB |
| — | PROD 19 |
| — | PROD 24 |
| — | PROD PL |
| — | PROD 26 |
| — | PROD 17 |
| — | PROD 34 |
| — | PROD 37 |
| ■ | BODEGAS/TALLERES Y OFICINAS |
| — | OLEODUCTO |
| — | LÍNEA DE GAS DE ALTA DE SERVIDO |
| — | LÍNEA DE GAS DE ALTA PIEDRA DE SERVIDO |



MAPA I

MAPA DE LINEAS DE GAS DE ALTA PRESION

FUENTES:
 LEVANTAMIENTO DE LINEAS CON EQUIPO GPS PARAMINER - PRO-PL, TRIMBLE NAVSTAR
 CARTOGRAFIA BASICA S.R.L. S.M.
 PROYECCION CARTOGRAFICA UTM.

ESCALA 1:12500 FECHA: Septiembre 11 de 2001.
 PREPARADO POR: Ing. W. ICASA DIBUJO: A. MONTEZUMA / B. GUÑO