

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**FACULTAD DE INGENIERIA QUIMICA Y
MANUFACTURERA**



**"DISEÑO DEL SISTEMA DE RECOLECCION,
COMPRESION Y DISTRIBUCION DE GAS
NATURAL EN RECICLO PARA EXTRACCION
DE PETROLEO MEDIANTE INYECCION A
POZOS DE LA ZONA PEÑA NEGRA- EL ALTO"**

TESIS

**PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO QUIMICO**

CARLOS VICENTE CABRERA GARCIA

LIMA - PERU

1992

INDICE

INTRODUCCION	9
CAPITULO I : GENERALIDADES	12
1.1 Gas Natural	12
1.1.1 Composición	13
1.1.2 Propiedades	14
1.1.3 Usos	17
1.2 Producción y Distribución de Gas Natural en O- peraciones Noroeste	19
1.2.1 Mecanismo de Producción	19
1.2.2 Producción	20
1.2.2.1 Gas Asociado	20
1.2.2.2 Gas No Asociado	21
1.2.2.3 Contratistas	22
i) Oxy-Bridas	22
ii) Petromar	23
1.2.3 Distribución	24
1.2.3.1 Combustible	24
1) Planta de Fertilizantes	24
ii) Refinería	25
iii) Plantas Termoeléctricas	25
iv) Dpto. de Producción - Campo	26

v) Planta de Gas Natural	27
vi) Servicios Generales - Poblaciones	27
1.2.3.2 Líquidos de Gas Natural (Recuperados)	28
1.2.3.3 Inyección de Gas	28
1.2.3.4 Venteo de Gas	29
1.3 Situación Actual del Sistema de Recolección - Compresión y Distribución de Gas Natural : Zona Peña Negra - Taiman	30
1.3.1 Sistema Gas Lift en Operaciones Noroeste	30
1.3.2 Sistema Gas Lift : Peña Negra - Taiman	32
1.3.2.1 Estaciones de Compresores	33
i) Estación de Compresores 914 Taiman	33
ii) Estación de Compresores 945 Central	35
iii) Estación de Compresores 953 Reventones	36
iv) Estación de Compresores 996 Restín	37
1.3.2.2 Gasoductos de Recolección y Distribución de Gas Natural	38
i) Sistema de Recolección	38
ii) Sistema de Distribución	38
1.3.2.3 Balance de Gas en Baterías	39

1.3.2.4 Pozos de Gas Lift	39
1) Presión del Sistema : 700 psig	39
11) Presión del Sistema : 400 psig.	40
CAPITULO II : SELECCION Y REDISEÑO DEL SISTEMA	57
2.1 Tipos de Sistema	57
2.1.1 Sistema Abierto	57
2.1.2 Sistema Semi-cerrado	58
2.1.3 Sistema Cerrado en Reciclo	58
2.1.3.1 Inyección Continua	58
2.1.3.2 Inyección Intermitente	59
2.2 Ubicación de la Planta de Compresores	59
2.2.1 Distribución de Pozos de Gas Lift	60
2.2.2 Fuente de Gas	60
2.2.3 Gasoductos del Sistema de Recolección y Distribución	61
2.2.4 Facilidades e Infraestructura : Energía, Vías de Comunicación, Clima, Agua, Ter- reno, Mano de Obra	63
2.3 Requerimiento de Gas	67
2.3.1 Volumen de Gas	67
2.3.2 Presión de Inyección	69
2.3.3 Contrapresión de Bateria de Recolección	69
2.3.4 Reposición de Gas (MAKE UP)	70
2.3.5 Excedente de Gas	71

	Pág.
2.3.6 Arranque del Sistema	71
2.4 Diseño y Selección de Equipos	73
2.4.1 Compresor	73
2.4.1.1 Parámetros de Diseño	74
2.4.1.2 Selección	79
2.4.2 Motor	80
2.4.2.1 Parámetros de Diseño	80
2.4.2.2 Selección	82
2.4.3 Gasoductos	85
2.4.3.1 Sistema de Recolección de Gas a Baja Presión	86
2.4.3.2 Sistema de Distribución de Gas a Alta Presión	89
2.4.4 Separadores	90
2.4.4.1 Parámetros de Diseño	91
2.4.4.2 Selección	93
2.4.5 Nueva Batería de Recolección	94
2.4.6 Auxiliares	95
2.4.6.1 Bomba de Transferencia de Gaso- lina Natural	95
2.4.6.2 Reguladores y Controladores de Presión	97
2.4.6.3 Registradores de Presión Dife- rencial	99
2.4.7 Sistema de Control	100
2.5 Distribución de la Planta	103
2.5.1 Cimientos y Estructuras	103

	Pág.
2.5.2 Edificios y Caseta	104
2.5.3 Líneas	105
2.5.4 Servicios	108
2.5.5 Almacenamiento de Condensado : L.G.N.	109
2.5.6 Seguridad	109
CAPITULO III : EVALUACION ECONOMICA	132
3.1 Inversiones	132
3.1.1 Alternativa "A"	132
3.1.2 Alternativa "B"	133
3.1.3 Descripción de Inversiones	134
3.1.4 Calendario de Inversiones	137
3.2 Ingresos	137
3.3 Egresos	138
3.4 Evaluación y Selección de Alternativa	139
3.4.1 Análisis de Sensibilidad	139
3.4.1.1 Sensibilidad a la Inversión	139
3.4.1.2 Sensibilidad a los Ingresos	140
CAPITULO IV : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	144
4.1 Conclusiones	144
4.2 Recomendaciones	148
BIBLIOGRAFIA	151
TABLA DE NOMENCLATURA	154
ANEXOS	159

INTRODUCCION

Durante la última década y debido a la crisis mundial de energía por el incremento sustancial en el costo de los combustibles, la industria petrolera se ha preocupado en efectuar estudios y desarrollar técnicas para el uso óptimo de los recursos energéticos disponibles, de los cuales el principal es el gas natural.

Nuestro País, con motivo del descubrimiento de los yacimientos de Gas de Camisea (Cuzco), ha logrado incrementar sustancialmente las reservas de gas natural y condensados, los que a mediano plazo deberán explotarse en forma racional para obtener un buen factor de recuperación de fluidos durante la etapa de explotación, lo cual se logrará mediante las técnicas de reciclaje de gas para mantenimiento de presión en los reservorios.

En la zona de Talara, la extracción y producción de petróleo es a través de reservorios del tipo "gas en disolución", que requieren el uso de grandes volúmenes de gas de inyección para mantenimiento de presión en los reservorios, a fin de extraer y recuperar el mayor volumen de petróleo durante la etapa primaria. Este tipo de explotación fue aplicada durante el período 1950-1970, habiendo sido discontinuado en forma progresiva hasta la actua-

lidad por una inadecuada política de extracción y producción en las áreas administradas por Petróleos del Perú; situación que debe revertirse para en un futuro incrementar el nivel actual de producción de petróleo y gas en el Noroeste.

El Gas Natural también puede usarse como fluido para extracción de petróleo, mediante inyección del mismo a alta presión, proporcionando la energía que requieren los fluidos en el interior del pozo, para su levantamiento a la superficie y transferencia a las baterías de recolección; este sistema denominado "Gas Lift" cuando es operado correctamente permite disponer de volúmenes excedentes que deben utilizarse preferentemente para inyección a los Reservorios.

El presente trabajo intenta contribuir al conocimiento de las técnicas de manipuleo y uso del gas natural, y ha sido desarrollado luego de un diagnóstico y análisis de la problemática que existe en el Area de Peña Negra (El Alto Talara), y la alternativa de solución que se propone, permitirá el logro de los siguientes objetivos :

- i) Mejor y racional uso de la energía disponible del reservorio en producción.
- ii) Mejorar la operación, control y evaluación del sistema de inyección "Gas Lift", al centralizarse en

una área determinada los equipos e instalaciones actualmente operativos.

- iii) Usar en forma óptima la capacidad instalada de los Motocompresores del Sistema "Gas Lift" Peña Negra - Taiman, actualmente en servicio.
- iv) Reducir los costos de producción por conversión de pozos con equipo de Bombeo Mecánico al Sistema "Gas Lift", cuyos costos de operación y mantenimiento son menores.
- v) Recuperación de Equipos de Bombeo Mecánico para ser instalados en otras Areas.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 GAS NATURAL

Es la fase gaseosa del petróleo, constituido principalmente por Metano, acompañado por pequeñas cantidades de Etano, Propano, Butano y en menor proporción Pentanos y Hexanos. Otros compuestos gaseosos acompañan al gas natural como el Nitrógeno, Dióxido de Carbono, Sulfuro de Hidrógeno y Vapor de Agua.

El gas natural se encuentra en el reservorio de roca porosa en el subsuelo a altas presiones y se le extrae en forma de :

Gas Natural Asociado, en los que el producto principal es el petróleo.

Gas natural en fase gaseosa exclusivamente en pozos de gas.

Gas Natural de pozos con alto contenido de condensados (L.N.G.)

A partir de la Segunda Guerra Mundial y gracias al desarrollo de la industria del gas licuado (Butano y

Propano) y de la gasolina natural; la utilización del gas "seco" como combustible se incrementa por su bajo costo y fácil comercialización.

Actualmente, el gas natural y sus productos líquidos asociados, tienen alta demanda en la industria petroquímica como fuente de energía principalmente, así también son requeridos como materia prima en diversos procesos de manufactura de productos químicos.

La industria del gas natural comprende 4 fases :

1. Descubrimiento y perforación de depósitos de petróleo, gas y condensados.
2. Producción de fluidos de los reservorios en explotación.
3. Separación o procesamiento en Plantas para recuperar Hidrocarburos líquidos y extracción de impurezas.
4. Transporte y distribución hacia los mercados y usuarios.
5. Almacenamiento en reservorios para atención de requerimiento en periodos de grandes fluctuaciones en los centros de consumo.

1.1.1 COMPOSICION

En la industria del gas natural no es posible determinar una composición "Típica" debido a la

diversidad de componentes : hidrocarburos parafínicos y presencia de compuestos no combustibles en proporciones variables que le dan ciertas características en contenido de líquidos de gas natural y como combustible.

En función de su composición el gas natural recibe ciertas denominaciones, tales como :

GAS HUMEDO : Si contiene más de 0.1 Galones de gasolina natural por cada 1,000 pies cúbicos.

GAS SECO : Si el contenido de gasolina natural es menor a 0.1 galones por cada 1,000 pies cúbicos.

GAS RANCIO : Cuando contiene Sulfuro de Hidrógeno.

GAS DULCE : Cuando hay ausencia de Sulfuro de Hidrógeno.

En la Tabla I.1 se muestra las diferencias de composición entre el gas asociado o húmedo recolectado en las Baterías de Producción de petróleo y el gas seco de pozos gasíferos de la zona de Talara.

1.1.2 PROPIEDADES

El gas natural al ser una mezcla de Hidrocarburos gaseosos y gases como Nitrógeno, Dióxido de Carbono, Sulfuro de Hidrógeno, así como Vapor de Agua;

tiene características y propiedades que están directamente relacionada con su composición (Tabla I.2), tales propiedades permitirán determinar los parámetros de diseño y operación de los diversos equipos para las etapas de producción, procesamiento y transporte.

Entre las propiedades más importantes del gas natural y sus componentes que son de interés, tenemos :

- PESO MOLECULAR (M)

Peso relativo de una mol de gas natural o uno de sus componentes expresado en Lb/Mol y se determina en función de la composición para el caso de una mezcla.

- GRAVEDAD ESPECIFICA (G)

Relación de la densidad de gas natural o uno de los componentes referida a la del aire ($G_A = 1.0$).

- COMPRESIBILIDAD (Z)

Factor de desviación de los gases reales referida a la ley de los gases ideales.

- PROPIEDADES CRITICAS (P_C, T_C)

Presión y temperatura absolutas de un componente o una mezcla en estado crítico, en la que no

existe distinción entre las fases líquida y vapor, así como sus propiedades : Densidad, Viscosidad, etc, que son idénticas en ambas fases.

- VISCOSIDAD (μ)

Propiedad que indica la resistencia de un fluido a la transferencia de cantidad de movimiento y se expresa en centipoise = 0.01 gr/cm-seg ó 2.42 lb/pie-hr.

CONDUCTIVIDAD TERMICA (K)

Indica la velocidad de transferencia de calor por conducción de una sustancia o fluido; se especifica en unidades de : BTU/pie² x hr-°F/pie

- DIFUSIVIDAD (D)

Coeficiente que expresa la movilidad de un componente en una mezcla hasta alcanzar una composición uniforme, se indica en unidades de :
cm²/seg = 3.87 pie²/hr

- CALOR ESPECIFICO (C_p , C_v)

A presión o volumen constante es la cantidad de energía (BTU) requerida para incrementar en 1°F la temperatura de una cantidad específica de masa

de cualquier sustancia o mezcla, está referida en unidades de : BTU/Lb-°F.

- ENTALPIA (H)

Propiedad que determina el calor requerido para aumentar o disminuir la temperatura de una sustancia o mezcla, se especifica en unidades de: BTU/ Mol-lb.

- CALOR LATENTE DE VAPORIZACION (λ)

Energía requerida para vaporizar una unidad de sustancia a presión y temperatura constante, y se expresa en unidad de : BTU/Lb.

- PODER CALORIFICO

Cantidad de energía liberada (BTU/pie³) cuando una unidad de combustible gaseoso es quemado a las condiciones de 14.7 psia y 60 °F.

1.1.3 USOS

La industria del gas natural está directamente ligada al desarrollo de las fuentes energéticas, teniendo en consideración que comparado con otros combustibles como el carbón y el petróleo; el gas natural es de fácil manejo en sus etapas de pro-

ducción, transporte y uso por tener una eficiente combustión y limpieza de productos residuales; todo lo cual lo hace un combustible barato y de gran demanda

Entre los principales usos tenemos :

- a) GAS COMBUSTIBLE : Para operación de motores de combustión interna que accionan equipos para extracción tratamiento y transporte de petróleo y/o gas de los yacimientos; operación de Plantas de Refinación de Petróleo, Complejos Petroquímicos, Plantas Termoeléctricas, Plantas de Vapor, Industria Siderúrgica, Industria de Procesos Químicos, etc. y finalmente para uso doméstico en Sistema de Calefacción en edificios y viviendas.
- b) GAS DE PROCESO : En la Industria Petroquímica se le usa para la obtención de Gas Licuado de Petróleo (GLP), Gas Natural Licuado (GNL), Gas de síntesis : Amoníaco, Urea, etc. y para obtención de diversos productos intermedios y finales : METANOL, METILTIRBUTIL-ETER; BUTENO-1, POLIETILENO, ALCOHOLES SUPERIORES, PLASTIFICANTES, P.V.C., etc.
- c) EXTRACCION DE PETROLEO : Mediante inyección de gas natural a altas presiones en el interior de

pozos para levantamiento de columna de petróleo, denominado Gas Lift.

d) INYECCION DE GAS : Para operaciones de recuperación secundaria de petróleo mediante inyección de gas natural a elevadas presiones para mantenimiento de presión en reservorios.

Las operaciones de inyección de gas se utilizan también para fines de almacenamiento de reservas de gas natural en zonas próxima a los centro de consumo.

1.2 PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN OPERACIONES NOR-OESTE

1.2.1 MECANISMO DE PRODUCCION

El principal mecanismo de impulsión que controla la producción de los reservorios en el Nor-Oeste es mediante gas en disolución.

La energía que hace producir el petróleo es el gas, por lo que a medida que se explota el reservorio, la producción y presiones declinan por la liberación del gas.

La recuperación primaria promedio del petróleo

que se obtiene en reservorio mediante impulsión por gas disuelto es bajo, alrededor de 10% de las reservas probadas, por lo que para mejorar la recuperación del petróleo, se realizan operaciones de inyección de gas desde el inicio de la explotación de los reservorios.

1.2.2 PRODUCCION

Las operaciones de explotación de petróleo y gas ubicada en las provincias de Talara al Norte del Perú a 1,200 Km de la ciudad de Lima, se han desarrollado en la llamada Cuenca Talara (Figura I-1) que se caracteriza por la presencia de numerosos campos pequeños e independientes de distinto comportamiento productivo.

Los principales reservorios de características productivas son : Basal Salina, Mogollón, Ostrea, Echino, Pariñas, Talara.

1.2.2.1 GAS ASOCIADO

El mecanismo de producción de Petróleo en el Nor-Oeste libera gran cantidad de gas, que inicialmente se encuentra en el reservorio en contacto con el petróleo en forma disuelta o libre.

La producción de gas asociado se obtiene a través de 1500 pozos el cual se recolecta a través de 92 baterías, en donde se le separa del petróleo.

A inicios de 1990, las reservas probadas de gas natural asociado ascendían a 71,301 MMPC.

En la Figura I-2 se muestra los volúmenes anuales de producción de gas asociado en las 3 áreas operadas por Petroperú : Brea-Pariñas, Ex-EPF y Area Lima.

1.2.2.2 GAS NO ASOCIADO

El gas no asociado está constituido por los hidrocarburos que se encuentran en estado gaseoso, ya sea en el reservorio o a las condiciones de operación en superficie; y en ambos casos no ha habido contacto con petróleo, este gas se caracteriza por estar constituido exclusivamente por Metano el cual puede llegar a 95% de composición.

La producción de gas no asociado se realiza a través de 36 pozos; y dependiendo de las características de presión fluyente, se les conecta a las baterías de recolección de petróleo y gas o al gasoducto de recolección de gas a alta presión para su procesamiento en Planta Pariñas.

A comienzo de 1990 las reservas probadas de gas

natural no asociado eran del orden de 37,554 MMPC.

En la Figura I-2 se muestra el registro de producción de los últimos años de gas no asociado total en el área operada por Petroperú.

1.2.2.3 CONTRATISTAS

i) OXI-BRIDAS

En la zona NOR-OESTE del Perú, opera la contratista Oxi-Bridas en las áreas de Carrizo, Somatito y Los Organos. Desde 1980, año en que inicia sus operaciones de recuperación secundaria mediante inyección de agua de mar; las que fueron seriamente afectadas durante el año 82-83 como consecuencia del Fenómeno del Niño.

Los niveles de producción del gas natural de la contratista han descendido de 10 MMPCD en 1982 a aproximadamente 3 MMPCD, los cuales utiliza exclusivamente en sus propias operaciones para cubrir sus necesidades de combustible para : grupos electrógenos, estaciones de inyección, tratadores térmicos, etc.

ii) PETROMAR

Desde los años 70 en el zócalo continental frente a las costas de Talara inicia sus operaciones la compañía Belco con resultado bastante promisorios, primero durante trabajos de explotación y luego en la etapa de exploración en otras áreas.

Los reservorios costa afuera son de características productivas mejores que los localizados en tierra firme, por lo que la contratista Belco desarrolló rápidamente sus campos localizados en las áreas : Peña Negra, Primavera, Litoral y Providencia, frente a las costas de El Alto, Lobitos y Negritos respectivamente.

La compañía Belco el año 1985 se retira luego de infructuosas negociaciones con el Gobierno del Perú, por lo que las instalaciones y operaciones de dicha contratista fueron transferidas a la nueva empresa Petromar S.A., la cual mantiene actualmente los niveles de producción en 20,500 BPD de petróleo y 70 MMPCD de gas natural, este último utilizado extensamente en sus operaciones de extracción de petróleo mediante el Sistema Gas Lift o para

mantenimiento de presión de reservorios mediante inyección de gas.

Los niveles de producción de gas asociado por parte de Petromar son de tal magnitud, que le permite disponer de excedentes que son transferidos a Petroperú mediante operaciones de compra-venta de aproximadamente 20 MMPCD a través de gasoductos que permite su transporte a las Plantas de Absorción de : Pariñas y Pozo ubicadas en Talara.

En las Figuras I-3, I-4 y I-5 se observa el nivel de producción total de gas natural durante los últimos 10 años correspondientes a Petroperú, Petromar y Oxy-Bridas.

1.2.3 DISTRIBUCION

1.2.3.1 COMBUSTIBLE

1) PLANTA DE FERTILIZANTES

La Planta de Fertilizantes actualmente sólo usa 1.9 MMPCD para la operación de la Unidad Desalinizadora de agua de mar, la cual puede producir 130 TM/Hr de agua destilada mediante operaciones de destilación, flash.

El agua destilada es transferida a la Refinería para su uso en los distintos procesos y operaciones.

ii) REFINERIA

La obtención de derivados del petróleo tales como : Gas Licuado del Petróleo, Gasolina, Kerosene, Diesel, Solventes, Bases Lubricantes, Grasa Lubricantes, Asfalto, etc., se realiza en la Refinería Talara en la Unidad de Destilación Primaria, Unidad de Craqueo Catalítico, Unidad de Vacío, Planta de Lubricantes y Planta de grasas. La capacidad de refinación de petróleo es de 65 MBPD, para lo cual requiere el uso de gas natural como combustible para los diversos procesos y operaciones en cada una de sus plantas.

La demanda de gas natural por parte de la Refinería de Talara es de 9.5 MMPCD.

iii) PLANTAS TERMoeLECTRICAS

El complejo industrial y petroquímico de la ciudad de Talara, requiere un suministro de energía eléctrica confiable, lo que se ha logrado mediante la puesta en servicio de la Planta Termoeléctrica de Malacas con una

capacidad de generación de 54 megawattios a través de 3 turbogeneradores que operan con gas natural.

Para cubrir los requerimientos de energía eléctrica de la ciudad y de las diversas instalaciones en el campo se cuenta con Líneas de Interconexión con las Plantas Termoeléctricas de Talara y Verdún, las cuales operan con ciertas limitaciones al utilizar máquinas obsoletas y de bajo rendimiento.

La demanda del gas natural como combustible para generación de energía termoeléctrica es actualmente de 7.9 MMPCD.

iv) DEPTO. DE PRODUCCION - CAMPO

La necesidad del gas combustible para la operación de Motores de Combustión Interna que accionan a las Unidades de Bombeo, Bombas, Compresores, Grupos Electrónicos y por otra parte el suministro a Tratadores Térmicos, Calderos, etc., que permiten efectuar las operaciones de extracción, recolección, tratamiento y transferencia de petróleo y gas del campo hacia los centros de refinación, procesamientos y consumo en Talara; se satisface mediante el uso de gas asociado de

las Baterías de Recolección en volumen de 7.8 MMPCD, que debe complementarse con gas de alta presión suministrado de las Plantas de Absorción de Pariñas y Pozo, en volumen de 3.7 MMPCD, representando una demanda global de 11.5 MMPCD.

v) PLANTAS DE GAS NATURAL

La Unidad Planta de Gas Natural tiene la función de recolectar el gas natural asociado y no asociado producido en el campo para procesarlos en sus Plantas de Absorción de Pariñas y Pozo; y la Planta de Destilación y Fraccionamiento de Verdún. Se recuperan los líquidos de gas natural tales como : Propano, Butano, Pentano, Hexano y Gasolina natural; el gas seco lo distribuye a las unidades usuarias que lo utilizan como combustible. Para cumplir con las funciones de transferencia de gas a través de sus estaciones de compresión en el campo, así como su procesamiento en las plantas, requiere un volumen de 1.5 MMPCD para cubrir sus propias demandas de combustible.

vi) SERVICIOS GENERALES - POBLACIONES

Petroperú mantiene compromisos para suminis-

tro de gas natural para su uso como combustible doméstico a través de redes de distribución domiciliaria en las ciudades de Talara, Lobitos, El Alto, y Los Organos. Este uso es exclusivo para el personal de la empresa.

Para cubrir las necesidades de los usuarios, deben suministrarse alrededor de 5.2 MMPCD en toda la Provincia de Talara.

1.2.3.2 LIQUIDOS DE GAS NATURAL

Los líquidos de gas natural : Propano, Butano, Pentano, Hexano, Gasolina natural se obtienen mediante el procesamiento del gas asociado en las Plantas de Pariñas, Pozo mediante operaciones de absorción y en la Planta de Fraccionamiento de Verdún.

El volumen promedio del gas procesado es de 26.0 MMPCD de los cuales 1.9 MMPCD son convertidos en líquidos de gas natural.

1.2.3.3 INYECCION DE GAS

Las operaciones de inyección de gas para mantenimiento de presión e incremento de la fase productiva de los reservorios se han realizado en casi

todas las áreas del Nor-Oeste con muy buenos resultados en las zonas de la Brea y Pariñas, durante los años 50 y 60.

En el yacimiento de Corral Quemado desde 1986 se viene desarrollando el proyecto de inyección de gas excedente de Planta Pariñas en aproximadamente 1.0 MMPCD, con fines de almacenamiento.

Además, se efectúa inyección de gas para mantenimiento de presión en los yacimientos de Carrizo (200 MMPCD) y Leones (300 MMPCD).

1.2.3.4 VENTEO DE GAS

El volumen promedio de gas liberado a la atmósfera es de 4.8 MMPCD, el que se realiza principalmente en las Baterías de Recolección, motivado por : parada de compresores para mantenimiento, reparación de gasoducto de recolección o transferencia, falta de gasoducto por no justificar dichas inversiones el poco volumen a recuperar o estar las áreas muy alejadas de las plantas de procesamiento, tal como sucede con la zona de Portachuelo a 60 Km. al sur de Talara.

Los niveles de producción, recolección y distribución del gas natural efectuado por Petroperú - Nor-Oeste año 1988-1990 se indican en las Tablas I.3 y I.4. Se puede obser-

var que la producción de gas natural en las áreas de Petroperú ha disminuido en los 3 últimos años de 34.3 a 27.3 MMPCD, afectando el suministro de combustible y materia prima a los diversos usuarios. Así también, Petromar por problemas en sus operaciones, entrega menor volumen de gas natural que han disminuido de 26.0 en 1989 a 19.2 MMPCD en 1991.

La actual situación de falta de gas natural, ha obligado a Petroperú a tomar la decisión de efectuar el cierre definitivo de las Plantas de Fertilizantes y Negro de Humo.

1.3 SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA DE RECOLECCION - COMPRESION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL : ZONA PEÑA NEGRATAIMAN

1.3.1 SISTEMA GAS LIFT EN OPERACIONES NOROESTE

El sistema de extracción de petróleo mediante inyección de gas denominado GAS LIFT fue uno de los métodos de producción inicialmente usado en el Perú; así en el año 1930 ya se efectuaba inyección de gas a pozos a través de tubería con extremo abierto, con el desarrollo de válvulas para inyección de gas, así como las técnicas para operar un sistema cerrado en reciclo,

el Gas Lift se hizo económicamente atractivo.

En el año 1953 la Compañía Petrolera Lobitos en la zona de Organos Sur efectuó la conversión de 64 pozos que operaban con centrales de bombeo (Catalinas) con muy buenos resultados, por lo cual se amplió este sistema a otras áreas, operando 300 pozos con Gas Lift por el año 1955.

La Compañía International Petroleum Co. poco después pasó a administrar dichas áreas manteniendo el Sistema Gas Lift en sus operaciones, hasta su retiro del Perú en octubre de 1969.

En el año 1970 se utilizan 7.0 millones de pies cúbicos para inyectar a 325 pozos con una producción promedio de 4,000 B.P.D.

La mayor parte de los pozos que operaban con Gas Lift, fueron transferidos a la Cía. Occidental Peruana en el año 1980; la cual instaló Equipos de Bombeo Mecánico en los mismos, disminuyendo a 95 los pozos Gas Lift operados por Petróleos del Perú.

Actualmente el Sistema de Gas Lift en Operaciones Nor-oeste se utiliza en 4 áreas que operan en forma independiente.

Sistema Peña Negra - Taiman - Presión de operación: 400 psig.

Sistema Restín : Presión de operación = 700 psig.

Sistema Ballena : Presión de operación 350
psig.

Sistema Organos : Presión de operación 350
psig.

1.3.2 SISTEMA GAS LIFT : PEÑA NEGRA - TAIMAN

En la zona de Peña Negra - Taiman se utiliza Gas Lift del tipo semiabierto e intermitente en 45 pozos que involucran una producción de 400 B.P.D. de petróleo; siendo por lo tanto el área de mayor importancia por la infraestructura y equipos disponibles; así como el número de pozos en el cual se aplican el bombeo neumático. En la Figura I-6 se muestra el sistema actual de recolección y distribución de gas natural. Así como la ubicación de Las baterías de Recolección y Estación de compresores del Sector Taiman - Peña Negra.

El estudio y análisis de la forma como se viene operando el Gas Lift en dichas áreas, permitirá determinar la factibilidad de reubicar los equipos de mayor capacidad en la zona de Peña Negra, ampliando el bombeo neumático a otros pozos, centralizando el mismo y facilitando su operación y control, el cual se aplica actualmente a 23 pozos que producen 309 B.P.D. de petróleo en dicha zona.

1.3.2.1 ESTACIONES DE COMPRESORES

El Sistema Gas Lift Peña Negra - Taiman . cuenta con la siguiente infraestructura :

- Estaciones de Compresores: 4
- Compresores : 8

Capacidad de Compresión Teórica :

- . Sistema G/L 400 psig : 5.24 MMPCD
- . Sistema G/L 700 psig : 1.00 MMPCD(E.C.996)

En la Estación de Compresores 996 Restín, se encuentra en operación desde Mayo de 1988, el Compresor Ingersoll Rand HHE N.L. 965, para operar el sistema Gas Lift de los pozos dirigidos : 6286, 6287, 6288, 7304, 7306, 7307 y 7309 de la zona Restín, a una presión de descarga de 700 psig. y una producción de 230 BPD. de petróleo.

Las características de los Compresores y Motores se indican en las Tablas : I.5, I.6 y I.7.

1) ESTACION DE COMPRESORES 914 TAIMAN

A. SUCCION

El gas que alimenta a la Estación proviene de las Baterías 904 Peña Negra, 914 y

942 del Sector Taiman.

Los gasoductos de succión de las indicadas baterías se encuentran operativos, debiéndose señalar que el de la Batería 914 tiene un ramal que permite suministrar gas combustible a la población de El Alto y al cual se encuentra interconectado el gasoducto de la Batería 992 Cabo Blanco, actualmente fuera de servicio por falta de gas para transferir al sistema de recolección.

B. DESCARGA

El gas comprimido se distribuye a través de líneas de 2 pulgadas a los pozos de Gas Lift de las Baterías 942, 904 y 995; y se encuentra interconectado al gasoducto principal de 4 pulgadas que une las Estaciones 953 Reventones y 945 Central.

C. COMPRESORES

La Estación tiene instalado tres compresores NL: 718 765 y 1001 con una capacidad de compresión de 1.94 MMPCD.

El compresor NL 1001 se encuentra operativo en forma permanente, y los compresores NL

718 y 765 por ser de menor capacidad de compresión se mantienen como equipos de reserva, permitiendo disponer de 100 % de confiabilidad operativa.

ii) ESTACION DE COMPRESORES 745 - CENTRAL

A. SUCCION

El gas de succión de esta Estación proviene de las Baterías 910, 911 y 917 del Sector Taiman - Central.

El gasoducto troncal de succión de esta Estación se encuentra conectado al ramal de la Batería 914 que suministra gas combustible a la Población de El Alto, y que eventualmente se usa para tal fin.

B. DESCARGA

El gas comprimido se descarga en el gasoducto principal de Gas Lift de 4 pulgadas.

C. COMPRESORES

En esta Estación se encuentra instalado el compresor NL 1003 de 1.0 MMPCD de capacidad actualmente operativo.

iii) ESTACION DE COMPRESORES 953 - REVENTONES

A. SUCCION

Esta Estación recibe gas de las baterías 942 y 953 exclusivamente; y en forma eventual de la Bateria 996 Restín, cuando se tiene volúmenes excedentes en la misma.

B. DESCARGA

El gas comprimido se descarga al gasoducto principal de 4 pulgadas que une esta Estación y la Estación 945 Central; así como un ramal de 2 pulgadas que permite la interconexión con la descarga del compresor NL 716 de la Estación 996 Restín.

C. COMPRESORES

En esta Estación se encuentra instalado dos compresores NL 1002 y 1006 con una capacidad de compresión de 2.0 MMPCD; los cuales no pueden operar simultáneamente por falta de gas, debiendo uno de ellos mantenerse como equipo de reserva, mientras el otro se encuentra en servicio.

iv) ESTACION DE COMPRESORES 996 - RESTIN

A. SUCCION

La Estación recibe gas sólo de la Bateria 996 - Restin.

B. DESCARGA

El gas del compresor NL 965 se descarga al gasoducto de 3 pulgadas del Sistema Gas Lift de los (7) pozos dirigidos de Restin, que opera a 700 psig.

El gas del compresor NL 716 se descarga en el gasoducto de 2 pulgadas de Gas Lift de los pozos de Peña Negra que operan a 400 psig, esta línea está interconectada con la descarga de la Estación 953 Reventones mediante un gasoducto de 2 pulgadas.

El gas de alta presión excedente del sistema de 700 psig, el cual se controla mediante una válvula que regula la contrapresión, es transferido al gasoducto de 2 pulgadas del Sistema Gas Lift de 400 psi, mediante una interconexión en la misma Estación.

C. COMPRESORES

En esta estación se encuentra instalado dos compresores NL 965 y 716 con una capacidad de compresión de 1.0 MMPCD y 0.4 MMPCD respectivamente, operativos el primero para el sistema de 700 psig y el segundo para el sistema de 400 psig.

1.3.2.2 GASODUCTOS DE RECOLECCION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

i) SISTEMA DE RECOLECCION

El sistema de Recolección de gas asociado de las Baterías del área Peña Negra Taiman, tiene las siguientes características (Tabla I.8).

- a) Baterías : 10
- b) Gasoductos : 12
- c) \emptyset Gasoductos : 3,4,5,6,8 y 10 pulgadas.
- d) Longitud total : 73,360 pies aproximadamente.

ii) SISTEMA DE DISTRIBUCION

El sistema de Distribución de Gas de Alta Presión, tiene las siguientes características : (Tabla I.9).

- a) Gasoductos : 5
- b) Ø Gasoductos : 2, 3 y 4 Pulgadas.
- c) Longitud Total : 55,000 Pies aproximadamente.

1.3.2.3 BALANCE DE GAS EN BATERIAS

- Gas Reciclado	:	2.49	MMPCD
- Gas Producción	:	2.88	MMPCD
- Gas Total Medido	:	5.37	MMPCD
- Gas Combustible :- Motores (campo):	:	1.47	MMPCD
		Población El Alto:	1.00 MMPCD
		TOTAL :	2.47 MMPCD
- Gas Venteado	:	0.41	MMPCD

En la Tabla I.10 se puede observar el Gas total medido y la forma como se distribuye en cada Bateria para el período : Enero-Diciembre 90.

1.3.2.4 POZOS DE GAS LIFT

i) PRESION DEL SISTEMA : 700 PSIG

- Pozos activos	:	7
- Producción	:	269 BPD
		(Petróleo + Agua)
		Profundidad Promedio: 6,800 pies
- Gas Comprimido	:	740 MPCD

- IGOR utilizado : 740 MPCD / 269 BPD x
6.8 x 1000 pies
: 404 PC/Bl x 1000 pies

ii) PRESION DEL SISTEMA : 400 PSIG

- Pozos Activos : 38
- Producción : 185 BPD (Petróleo +
Agua)
Profundidad Promedio : 2,500 pies
- Gas Comprimido : 1.75 MMPCD
. Combustible : 0.20 MMPCD (Trata-
dor Térmico, Calde-
ro, Motor de Esta-
ción Bombas El Al-
to).
- Gas Neto a G/L : 1.55 MMPCD
- IGOR utilizado : 1,550 MPCD/185 BPD x
2.5 x 1,000 pies
: 3,350 PC/BL x 1000'
- Pozos atendibles (10 BPD) : 1,550 MPCD / 25.0 MPCD
Pozo - 62 Pozos.
- Producción esperada : 620 BPD.

TABLA I.1

ANALISIS CROMATOGRAFICO DEL GAS NATURAL - PETROPERU

COMPONENTE	ASOCIADO (% MOL)	NO ASOCIADO (% MOL)
METANO	87.95	96.65
ETANO	4.65	2.27
PROPANO	2.26	0.59
I-BUTANO	0.72	0.15
N-BUTANO	0.83	0.18
I-PENTANO	0.47	0.09
N-PENTANO	0.55	0.05
	0.67	0.02
CO ₂	0.22	
O ₂	0.80	
N ₂	0.88	
TOTAL	100.00	100.00
GRAVEDAD ESPECIFICA	0.66	0.58

TABLA I.2
PROPIEDADES DEL GAS NATURAL Y SUS COMPONENTES

COMPONENTE	PESO MOLECULAR (M)	PRESION CRITICA (PSIA)	TEMP. CRITICA (°R)	% MOL	n x M	n x Pc	n x Tc
METANO (CH ₄)	16	673	343	87.95	14.072	591.90	301.66
ETANO (C ₂ H ₆)	30	708	550	4.65	1.395	32.92	25.56
PROPANO (C ₃ H ₈)	44	617	666	2.26	0.9944	13.94	15.05
n-BUTANO (n-C ₄ H ₁₀)	58	551	765	0.83	0.4814	4.57	6.35
i-BUTANO (i-C ₄ H ₁₀)	58	529	735	0.72	0.4176	3.80	5.29
n-PENTANO (n-C ₅ H ₁₂)	72	490	846	0.55	0.3960	2.69	4.65
i-PENTANO (i-C ₅ H ₁₂)	72	483	830	0.47	0.3384	2.27	3.90
HEXANO (C ₆ H ₁₄)	86	440	914	0.67	0.5762	2.95	6.12
CO ₂	44	1073	548	0.22	0.0968	2.36	1.20
O ₂	32	730	278	0.80	0.2560	5.84	2.22
N ₂	28	492	227	0.88	0.2464	4.33	1.99
				100.00	19.27	667.57	373.99

PROPIEDADES DEL GAS NATURAL (BASE SECO)

PESO MOLECULAR (M)	:	19.27
GRAVEDAD ESPECIFICA (G)	:	19.27 : 29 = 0.66
RELACION DE CALORES ESPECIFICOS	:	(K) = 1.27
PRESION SEUDOCRITICA (Pc)	:	667 PSIA
TEMPERATURA SEUDOCRITICA (Tc)	:	374 °R

TABLA I.4

RECOLECCION DE GAS NATURAL Y DISTRIBUCION - PETROPERU (MMPCD)

RECOLECCION	1988	1991	DISTRIBUCION	1988	1991
1. PRODUCCION PETROPERU					
LA BREA - PARINAS	10.3	7.6	1. MATERIA PRIMA - PLTA. FERTILIZANTES	6.5	
LOS ORGANOS (EX-EPF)	2.3	1.5			
AREA LIMA	21.7	18.2	PLTA. FERTILIZANTES-SERVICIOS AUXILIARES	5.5	
TOTAL	34.3	27.3	REFINERIA	10.0	9.5
			NEGRO DE HUMO	0.8	0.6
			PLTA. TERMOELECTRICAS	10.0	7.9
			DPTO. DE PRODUCCION	12.4	11.5
2. ENTREGA DE PETROMAR	26.0	19.2	PLTA. GAS NATURAL	2.0	1.5
			POBLACIONES	5.0	5.2
TOTAL	60.3	46.5	3. CONVERSION A L.G.N.	2.0	1.9
			4. INYECCION	1.3	1.5
			5. VENTEO	4.8	5.0
			TOTAL	60.3	46.5

TABLA I.6

COMPRESORES SISTEMA GAS LIFT : PEÑA NEGRA - TAIMAN

ESTACION	MARCA	MODELO	SERIE	N.L.	S.H.E.	AÑO
914 - TAIMAN	I-RAND	2RDS	YRS-287	1001	K1001	1974
914 - TAIMAN	I-RAND	ES-1	94778	765	K0817	1960
914 - TAIMAN	I-RAND	ES-2	92038	718	K0804	1956
945 - CENTRAL	I-RAND	2RDS	YRS-327	1003	K1003	1974
953 - REVENTONES	I-RAND	2RDS	YRS-288	1002	K1002	1974
953 - REVENTONES	I-RAND	2RDS	YRS-334	1006	K1006	1974
996 - RESTIN	I-RAND	ES-2	91572	716	K0802	1956
996 - RESTIN	I-RAND	HHE	HH965	965	K0819	1962

TABLA I.9

CARACTERISTICAS DE OPERACION DE COMPRESORES : PEÑA NEGRA - TAIMAN

COMPRESOR N. L.	CAPAC. TEORICA (MMPCD)	CAPAC. USADA (MMPCD)	ETAPAS	PRESION DE OPERACION (MAX.)	ESTADO
1001	1.00	0.50	2	600	Operativo
765	0.54	-	2	500	Stand By.
718	0.40	-	2	450	Stand By.
1003	1.00	0.50	2	600	Operativo
1002	1.00	-	2	600	Stand By.
1006	1.00	0.50	2	600	Operativo
716	0.40	0.30	2	450	Operativo
965	1.00	0.70	3	1,000	Operativo

TABLA I.7

CARACTERISTICAS DE MOTORES : PEÑA NEGRA - TAIMAN

COMPRESOR N.L.	MOTOR N.L.	MARCA	MODELO	SERIE	S.H.E.	ESTADO
1001	2003	CATERPILLAR	G-398	73B-1017	M0903	Operativo
765	J-178	WAUKESHA	6 WAK	941941	M0855	Stand By
718	J-181	WAUKESHA	6 WAK	919542	M0823	Stand By
1003	2001	CATERPILLAR	G-398	73B-1013	M0901	Operativo
1002	2008	CATERPILLAR	G-398	73B-1030	M0908	Stand By
1006	2007	CATERPILLAR	G-398	73B-1029	M0907	Operativo
716	J-810	WAUKESHA	F 817	297817	M0810	Operativo
965	J-852	WAUKESHA	L-3712	49095	M0906	Operativo

TABLA I.8

SISTEMA DE RECOLECCION DE GAS : PEÑA NEGRA - TAIMAN

ITEM	GASODUCTO	LONGITUD (APROX.)	Ø (PULG.)	MATERIAL	TIPO	OBSERVACIONES
	E.C. 945 - E.C. 914	21,200 PIES	6,8,10,12	ACERO AL CARBONO	ROSCADO/SOLDADO	OPERATIVO
2	BAT.917-INTERSECC.(1)	3,200	4,5 1/2	ACERO AL CARBONO	ROSCADO.VICTAULIC.	OPERATIVO
3	BAT.911-INTERSECC.(1)	1,400	3	ACERO AL CARBONO	ROSCADO	OPERATIVO
4	BAT.992-INTERSECC.(1)	8,800	6,8	ACERO AL CARBONO	ROSCADO.VICTAULIC.	FUERA SERV.
5	BAT.914-INTERSECC.(1)	240	4	ACERO AL CARBONO	SOLDADO	OPERATIVO
6	BAT.904-E.C. 914	8,800	6	ACERO AL CARBONO	ROSCADO	OPERATIVO
7	BAT.904-E.C. 914	8,500	4,5	ACERO AL CARBONO	ROSCADO	OPERATIVO
8	BAT.942-E.C. 914	7,200	4	ACERO AL CARBONO	ROSCADO	OPERATIVO
9	BAT.942-E.C. 953	6,500	6	ACERO AL CARBONO	SOLDADO	OPERATIVO
10	BAT.996-E.C. 953	6,400	8	ACERO AL CARBONO	SOLDADO	OPERATIVO
11	E.C. 996-INTERSECC.(10)	120	6	ACERO AL CARBONO	SOLDADO	OPERATIVO
12	BAT.910-E.C. 945	1,000	4	ACERO AL CARBONO	SOLDADO	OPERATIVO

TABLA I.9

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE GAS : PEÑA NEGRA - TAIMAN

ITEM	GASODUCTO	LONGITUD (APROX.)	Ø (PULG.)	MATERIAL	TIPO	OBSERVACIONES
1	E.C. 945 - E.C. 914	25,000 PIES	4	ACERO AL CARBONO	SOLDADO	OPERATIVO
2	E.C. 914-INTERSECC.(1)	5,000	4	ACERO AL CARBONO	SOLDADO	OPERATIVO
3	E.C. 914 - E.C. 996	15,000	2	ACERO AL CARBONO	ROSCADO	OPERATIVO
4	E.C. 953 - E.C. 996	7,000	2	ACERO AL CARBONO	ROSCADO	OPERATIVO
5	E.C. 996 - POZOS DIRIGIDOS RESTIN	3,000	3	ACERO AL CARBONO	SOLDADO	OPERATIVO

TABLA I.10

BALANCE DE GAS EN BATERIAS : PEÑA NEGRA - TAIMAN

BATERIA	GAS TOTAL (MMPCD)	GAS A COMPRESORES (MMPCD)	GAS COMBUSTIBLE (MMPCD)	GAS VENTADO (MMPCD)
910	0.13	0.06	0.02	0.05
911	0.55	0.13	0.42	
917	0.34	0.08	0.24	0.02
914	0.28	0.14	0.14	
904	1.09	0.48	0.51	0.10
942	0.46	0.24	0.18	0.04
953	0.27	0.12	0.15	
996	1.74	1.24	0.42	0.08
995	0.25		0.13	0.12
992	0.26		0.26	
TOTAL	5.37	2.49	2.47 (1)	0.41

(1) : Gas combustible Población El Alto = 1.0 MMPCD

Gas combustible Campo (Motores de Combustión Interna) :

$$2.47 - 1.0 = 1.47 \text{ MMPCD}$$

FIGURA I - 1

MAPA DE UBICACION - CUENCA TALARA

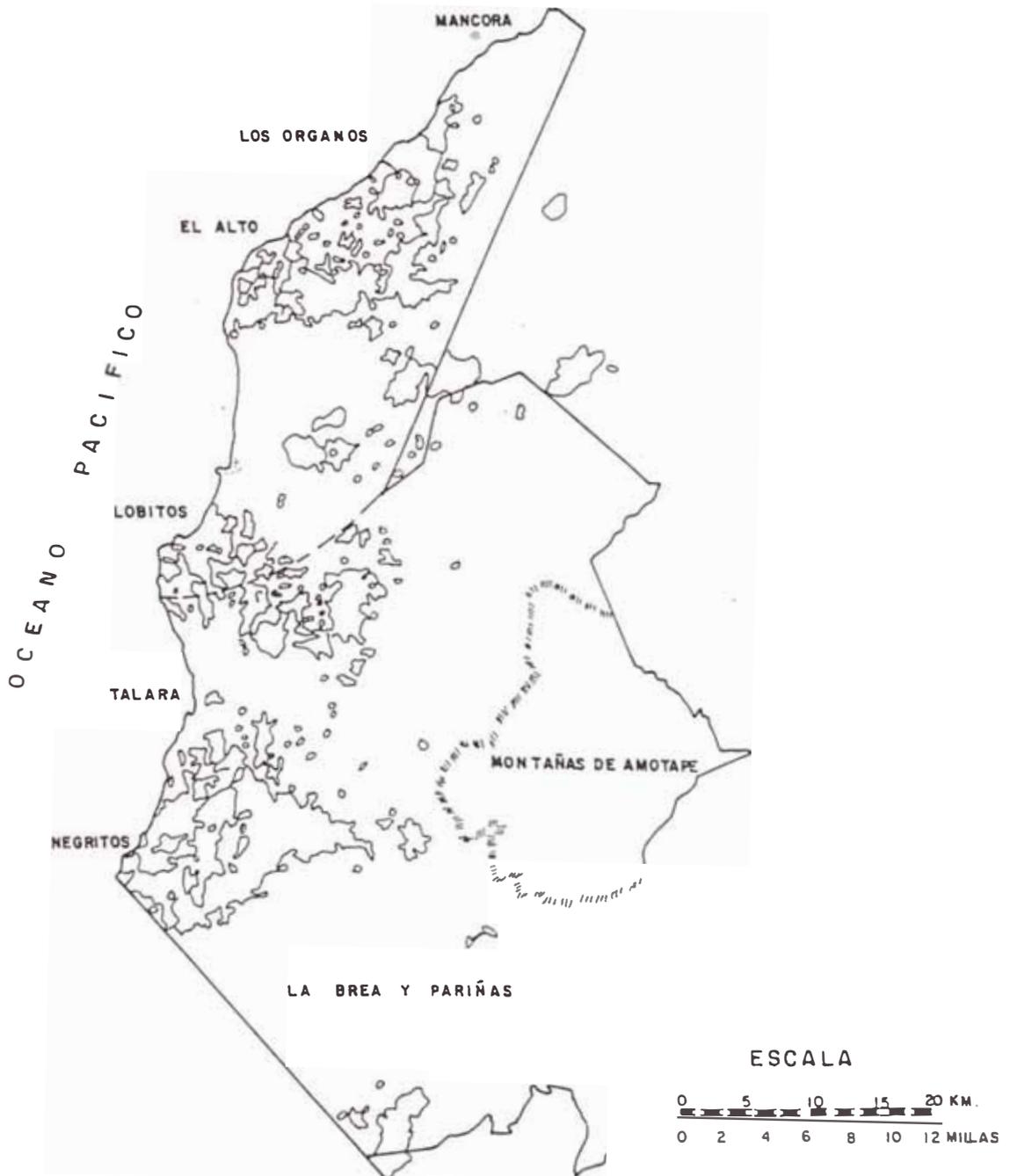


FIGURA I-2

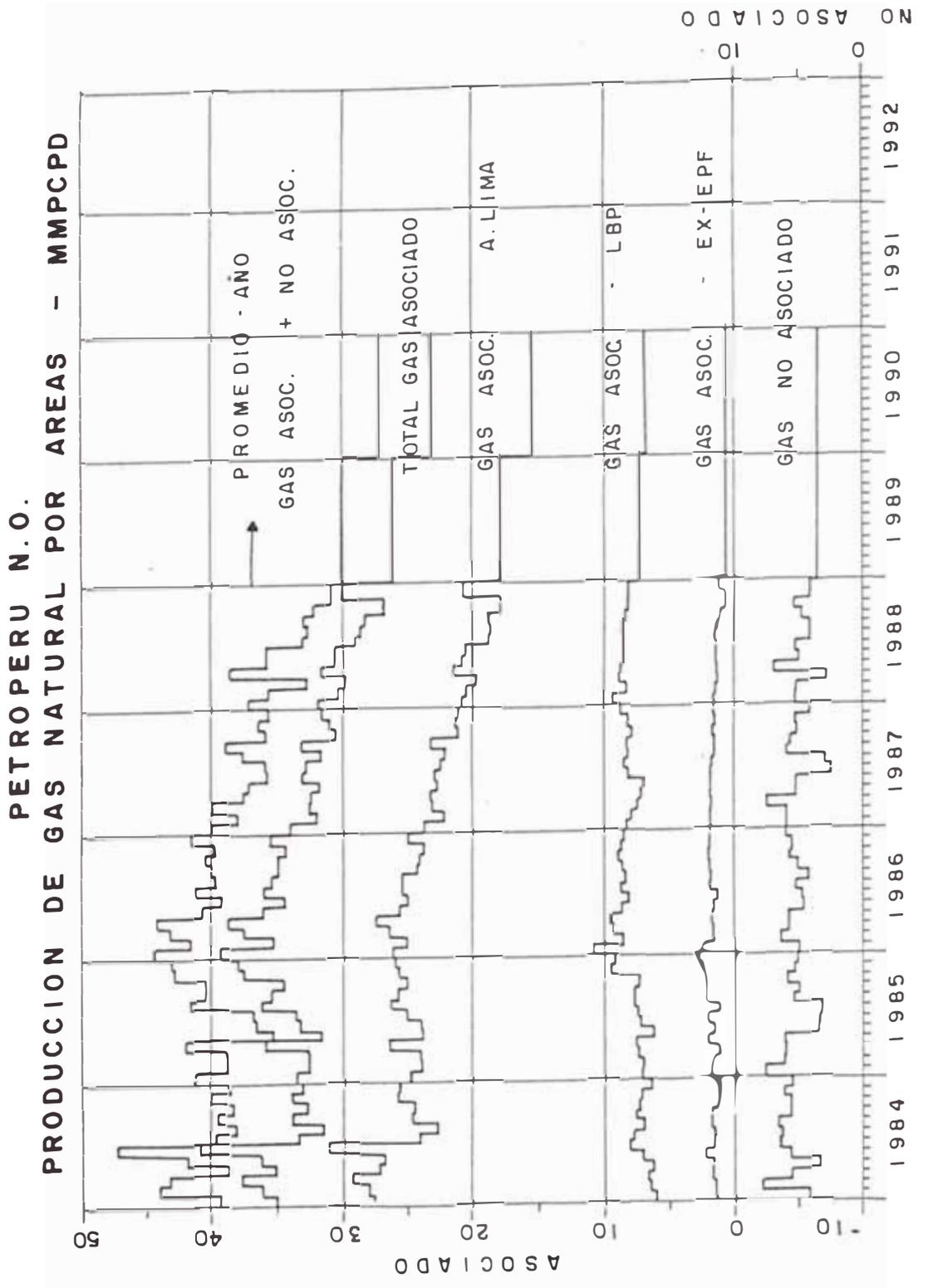


FIGURA I - 3

**PETROPERU N.O.
PRODUCCION DE GAS TOTAL**

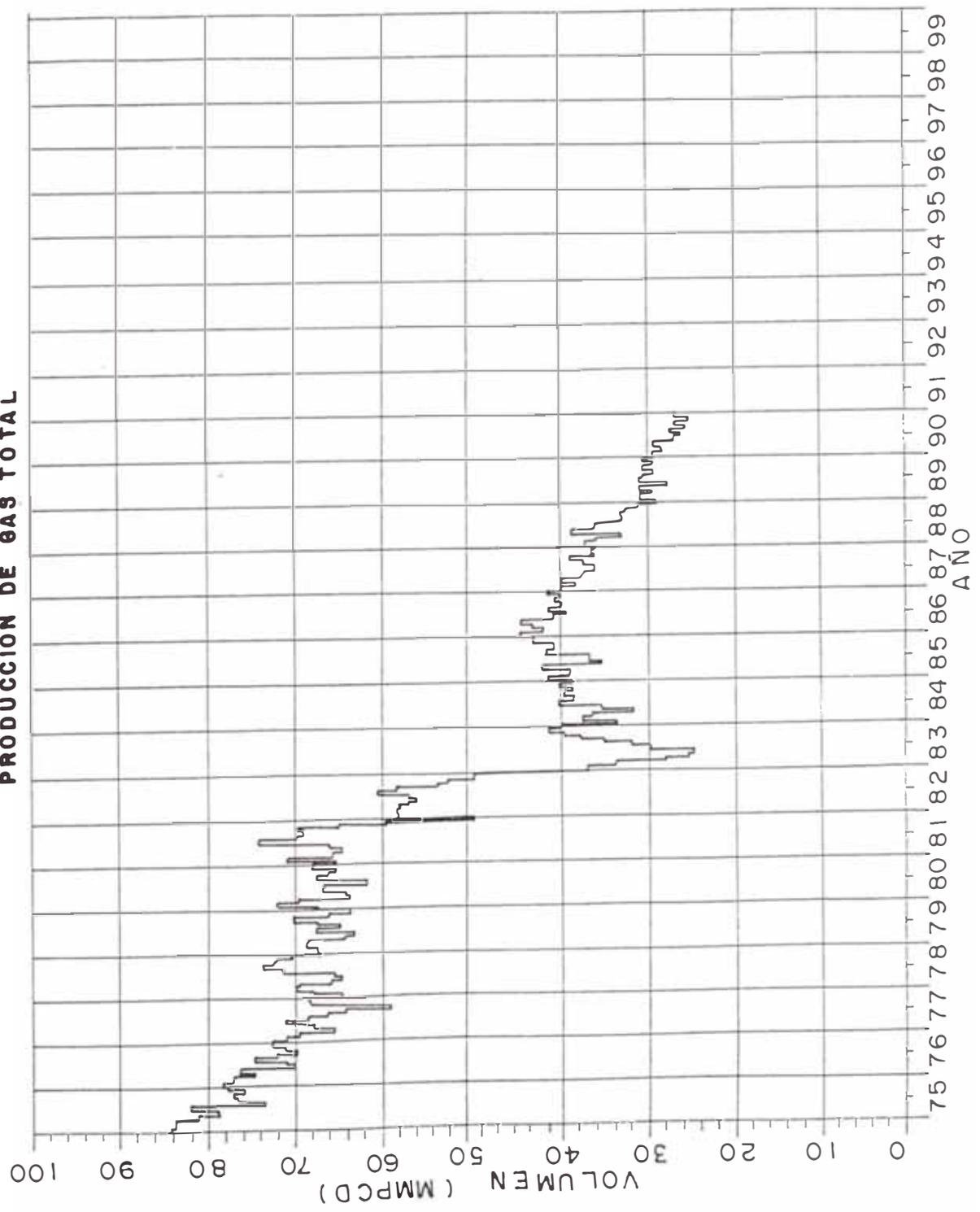


FIGURA I-4
PRODUCCION DE GAS NATURAL (ASOCIADO) PETROMAR

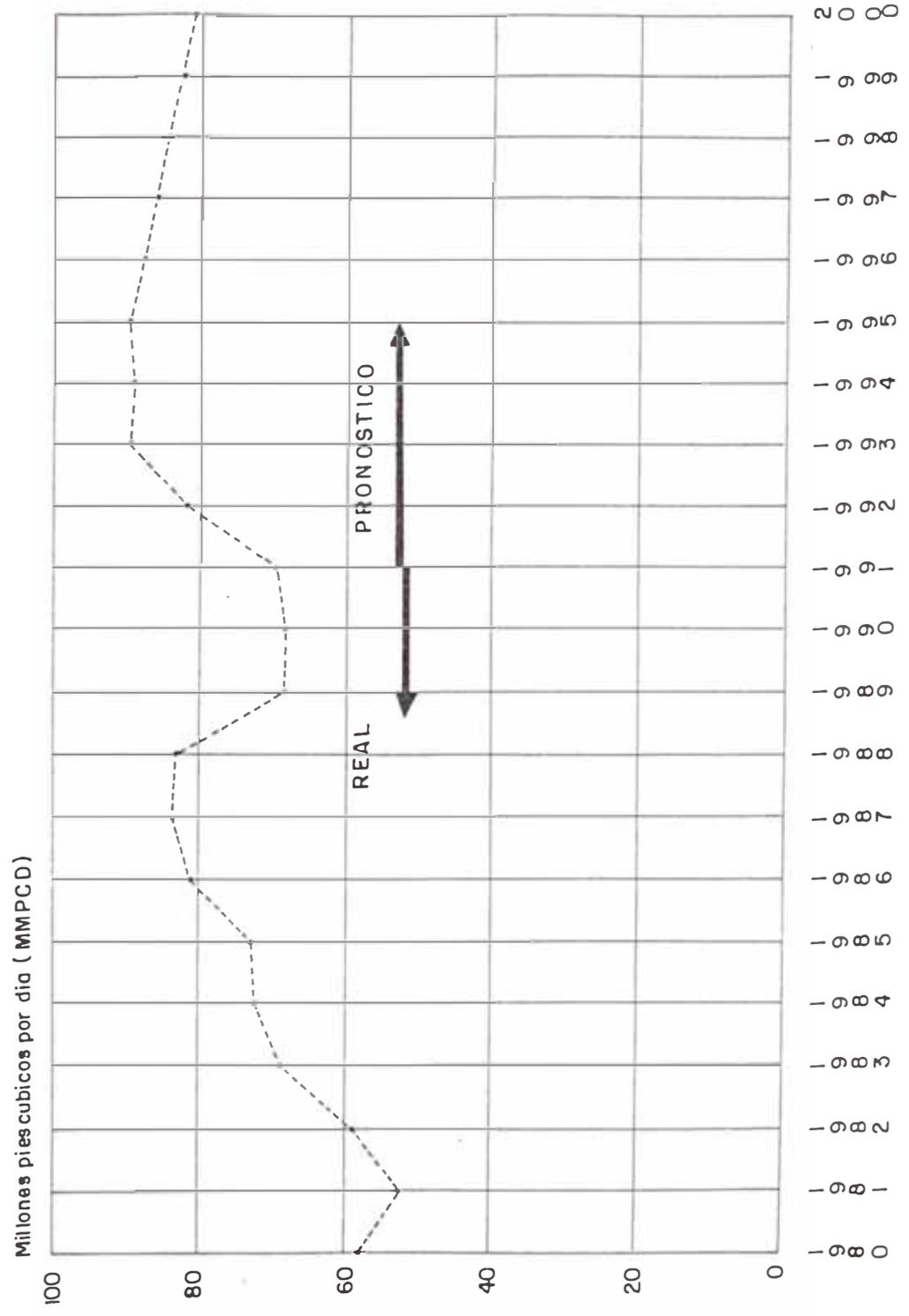
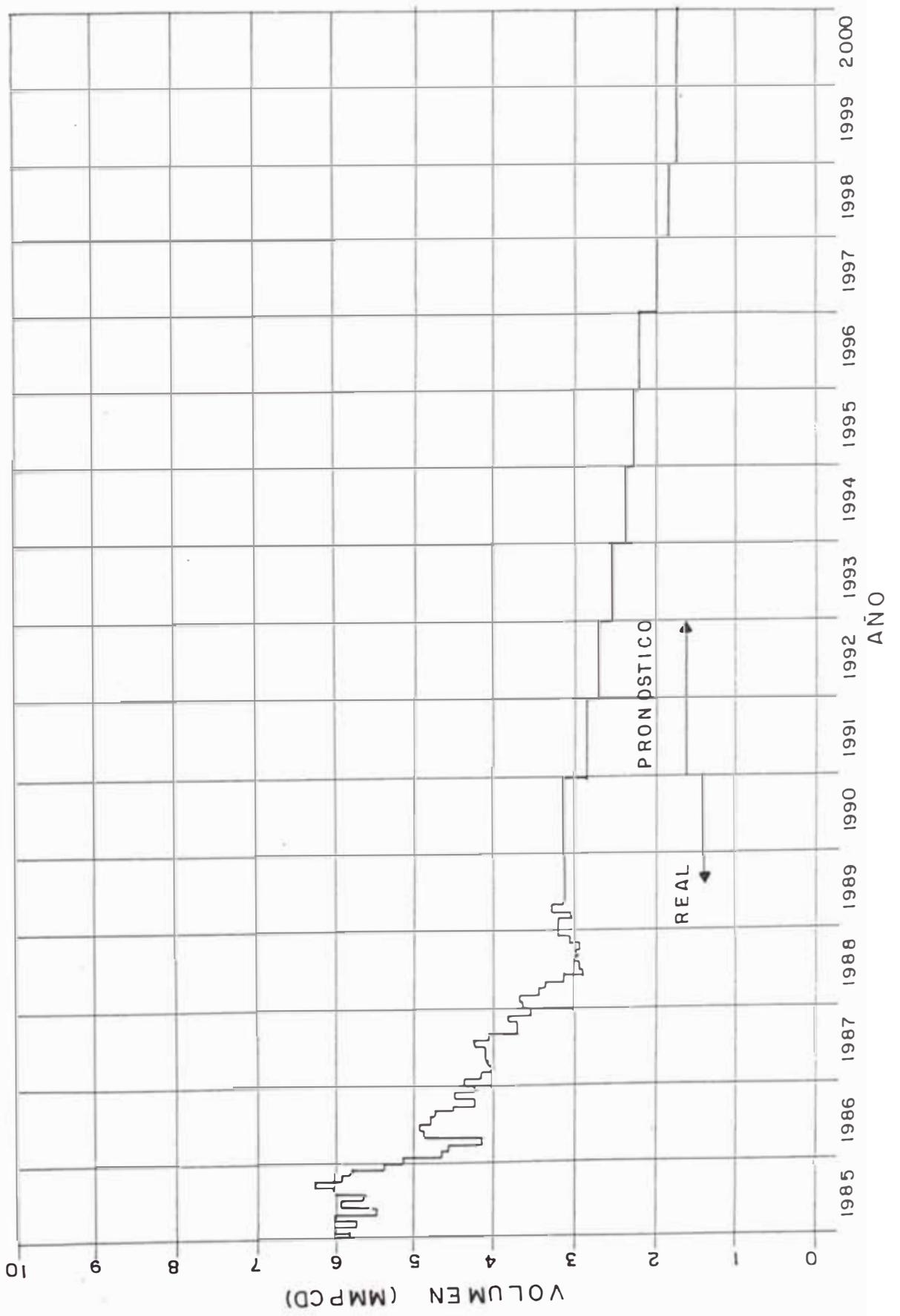


FIGURA I - 5

PRODUCCION DE GAS NATURAL OCCIDENTAL / BRIDAS



CAPITULO II

SELECCION Y REDISEÑO DEL SISTEMA

2.1 TIPOS DE SISTEMA

Los primeros sistemas de inyección para extracción de petróleo, utilizaron aire comprimido, el cual presentaba problemas de corrosión así como situaciones potenciales de mezclas explosivas, por lo que rápidamente fue introducido el uso de gas natural comprimido.

Los sistemas de inyección pueden clasificarse en :

Sistema abierto

Sistema semi-cerrado

Sistema cerrado en reciclo

2.1.1 SISTEMA ABIERTO

Sistema en el cual el gas de captación a baja presión se comprime para efectos de extracción de petróleo, retornando al mismo u otro sistema de recolección de gas de donde se le distribuye para su uso con otros fines generalmente como

combustible o su venteo a la atmósfera.

2.1.2 SISTEMA SEMI-CERRADO

Este sistema es básicamente similar al abierto, con la diferencia que el gas es parcialmente reciclado para su compresión, para lo cual en forma permanente debe efectuarse reposición de gas en volúmenes que permitan mantener operativo el sistema.

2.1.3 SISTEMA CERRADO EN RECICLO

Mediante este sistema el gas efectúa el ciclo : Compresor - Pozo - Batería - Compresor, cuando es diseñado apropiadamente, no se requiere gas de reposición.

Para arrancar este sistema es necesario efectuarlo por etapas y disponer de una fuente de gas.

2.1.3.1 INYECCION CONTINUA

Permite inyectar gas a presión en forma continua, para extracción de altos volúmenes de petróleo, lo cual requiere una adecuada infraestructura para manipular grandes volúmenes de gas para in-

yección.

2.1.3.2 INYECCION INTERMITENTE

La inyección de gas se realiza por ciclos en aquellos pozos de baja producción y/o baja presión de flujo del reservorio.

La presión y el volumen de inyección son lo suficientes para levantar el petróleo hasta la superficie, el cual se acumula en la tubería o cámaras de subsuelo.

2.2 UBICACION DE LA PLANTA DE COMPRESORES

Un buen diseño del sistema de inyección en reciclo, requiere que la Planta de Compresores se instale en la zona que permita la menor caída de presión en los sistemas de distribución de gas de alta presión y en el de recolección de gas de baja presión.

Entre los principales factores que determinan la ubicación de la planta de compresores tenemos :

Ubicación y distribución de pozos de Gas Lift.

Número y distribución de gasoductos del Sistema de recolección y distribución de gas.

Fuente de gas : Pozos gasíferos o Bateria de recolección de petróleo.

Facilidades : Energía, mano de obra, comunicaciones, clima, etc.

2.2.1 DISTRIBUCION DE POZOS DE GAS LIFT

Los pozos de Gas Lift considerados en el estudio, se encuentran ubicados en la zona de Peña Negra a 6 Km al SUR-OESTE del distrito de El Alto, en una franja de costa de 3 Km de largo frente al mar.

De los 48 pozos considerados, 05 tienen actualmente instalación de Gas Lift y 43 serán convertidos a este sistema para operación a 550 psig.

En la Tabla II.1, II.2 y II.3 se muestra la relación actual de pozos con Bombeo Mecánico y Gas Lift de Las Baterías 904 Peña Negra y 996 Restín.

En la Figura II-1 se muestra la ubicación y distribución de los pozos de Gas Lift.

2.2.2 FUENTE DE GAS

El gas requerido para operar el sistema será

suministrado de las Baterías de Recolección de petróleo y gas asociado de la zona.

Las Baterías consideradas en el presente estudio son : La Batería 904 Peña Negra y la Batería Nueva Restín, adyacente a la Planta de compresores a instalarse en dicha área, así como la Batería 996 Restín.

2.2.3 GASODUCTOS DEL SISTEMA DE RECOLECCION Y DISTRIBUCION

El diseño del sistema de Gas Lift intermitente requiere de un adecuado estudio de los requerimientos de gas natural para inyección, así como combustible para mantener en operación la Planta de Compresores.

El Sistema de recolección de gas natural está directamente relacionado con la ubicación de la planta de compresores y las zonas fuentes de gas. El diseño del sistema debe permitir un suministro constante en presión y volumen a los compresores, evitando fluctuaciones de que obligan al uso de excesivo gas de reposición.

El Sistema de distribución de gas a alta presión desde la descarga de los compresores hacia

los pozos debe diseñarse para cubrir los requerimientos de inyección en todo momento, principalmente durante los picos de demanda de gas presurizado y ocasionar la menor caída de presión en el sistema que determinará las condiciones de descarga del compresor.

Las consideraciones antes mencionada, determinan que exista estrecha relación entre la ubicación final de la Planta de Compresores, la fuente de gas natural para operarla y la forma como se distribuyen los pozos de la zona Peña Negra.- Restín, que operarán con Gas Lift; para esto el proyecto considera la instalación y operación de los siguientes gasoductos :

a) SISTEMA DE RECOLECCION DE GAS A BAJA PRESION

Gasoducto de 6" Bateria 904 - Planta de Compresores.

Gasoducto de 4" Bateria Nueva Restin-Planta de Compresores.

Gasoducto de 8" Bateria 996 - Planta de Compresores.

b) SISTEMA DE DISTRIBUCION DE GAS DE ALTA PRESION

Gasoducto de 3" : Planta Compresores Sector Peña Negra.

Gasoducto de 3" : Planta de Compresores -
Sector Restín.

Gasoducto de 2" : Planta Compresores
Sector Batería Nueva.

En la Figura II-2 se muestra los gasoductos del Sistema de Recolección y Distribución de gas considerados en el proyecto.

2.2.4 FACILIDADES E INFRAESTRUCTURA

La locación de una planta de compresores para operar el sistema de extracción de petróleo mediante inyección de gas o Gas Lift, está directamente relacionado con las fuentes de gas natural y la ubicación y distribución de pozos; aspectos determinantes que han sido evaluados anteriormente. Además de estos factores es necesario evaluar y mencionar otros, considerados en todo proyecto :

1) DISPONIBILIDAD DE ENERGIA

La operación de una planta de compresores, se hace más económica si se usa el gas natural como combustible por su fácil disponibilidad y bajo costo en las zonas de explotación de petróleo, tal como sucede en el presente estudio.

ii) VIAS DE COMUNICACION

El área de Peña Negra - Restín, está comunicada con el distrito de EL ALTO mediante 3 vías de acceso, dos de ellas afirmada y una tercera asfaltada : EL ALTO - CABO BLANCO - PEÑA NEGRA - RESTIN; además es posible acceder a dicha zona por el mar, si se tiene en cuenta su cercanía a CABO BLANCO que dispone de un muelle artesanal.

Desde EL ALTO la comunicación con la ciudad de Talara y el resto del país se efectúa mediante la Carretera Panamericana, la cual se encuentra asfaltada en su totalidad.

iii) CLIMA

La zona de Peña Negra cuenta con un clima cálido todo el año con una media de 23 °C y alta humedad por encontrarse frente al mar, esto hace necesario el uso de medios de protección externa contra la corrosión ambiental en los equipos que se instalan en dicha área.

Durante los meses de verano : Enero-Marzo

se presenta un período de lluvias característico en la zona Nor-Oeste del Perú, lo que obliga a tomar medidas preventivas para afrontar y atenuar las dificultades que se presenta en las vías de acceso a dicha zona.

iv) DISPONIBILIDAD DE AGUA

El uso de agua se circunscribe exclusivamente a las operaciones de enfriamiento de las camisas de los motores de combustión interna y compresores de gas natural, los cuales usan agua de reposición para cubrir las pérdidas por evaporación.

El agua para enfriamiento debe transportarse desde EL ALTO por medio de cisternas que deben descargarla en tanques de almacenamiento, esto debido a falta de infraestructura apropiada para su transferencia por línea.

v) TERRENO

La Planta de Compresores debe instalarse en un área próxima a la zona de extracción de petróleo por inyección de gas.

La zona seleccionada en el área de Peña

Negra próxima al mar tiene una topografía suave, poco accidentada, de fácil acceso y suelo de tipo arcilloso, característico de la zona de Talara, lo que facilita los trabajos de movimiento de tierras, así como obliga a trabajos de reforzamiento de los cimientos para la instalación de equipos y estructuras.

v1) MANO DE OBRA

Una Planta de Compresores requiere de personal técnico de mando medio para la operación y mantenimiento periódico de los equipos.

Tanto en la ciudad de Talara como en los distritos de El Alto y los Organos, existe una amplia oferta de mano de obra que no es satisfecha por falta de desarrollo industrial en la zona.

Petróleos del Perú en la zona Nor-Oeste cuenta con personal técnico de amplia experiencia en operaciones de producción, recolección y compresión de gas natural, así como en labores de mantenimiento menor y mayor de equipos en el campo o en talleres, ubicados en El Alto y Talara.

2.3 REQUERIMIENTO DE GAS

2.3.1 VOLUMEN DE GAS

En las tablas II.4, II.5 y II.6 se indica las principales características de los pozos para operarlos con el Sistema de Bombeo neumático : Producción, profundidad, tiempo de inyección, N° de ciclos y requerimientos de gas de inyección.

Las condiciones asumidas para este proyecto se han obtenido de información de campo y de la experiencia en operación de equipos y pozos que mantienen este método de extracción de petróleo. Entre los principales podemos mencionar :

- 1) Los niveles de producción de petróleo : 5-30 BPD, profundidad promedio de 4,000 pies, y presión de fondo baja, hacen recomendable el uso de inyección de gas en forma intermitente por medio de control de ciclos, utilizando instalaciones de subsuelo tipo Macarroni flujo tubular.
- 2) La relación gas-líquido (Petróleo+agua) ó GLR de los pozos comprendidos en el proyecto se encuentran en el rango de 500 - 5000 PC/BL, tomándose valores promedio para los pozos de cada batería así :

- . Bateria 904 Peña Negra :
GLR (Promedio/pozo) = 1,831 pie³/Barril.
- . Bateria 996 Restin :
GLR (Promedio/pozo) = 1,884 pie³/Barril.
- . Bateria Nueva :
GLR (Promedio/Pozo) = 2,759 pie³/Barril.

3) Los requerimientos de gas para inyección en pozos de Gas Lift, señalada por diversos autores y confirmado en la práctica, está en el rango de 500-750 PC/BL x 1,000 pies (profundidad del pozo), utilizando el máximo valor para ser más riguroso durante el presente estudio.

En la Figura II-3 se muestra el diagrama de flujo de los volúmenes de gas producido y recolectado en las baterías, transferido a la Planta de Compresores, Reciclado al Sistema Gas Lift, convertido en líquidos de gas natural (L.G.N.) y excedentes para inyección a reservorios o transferencia a plantas de procesamiento.

Para la operación y mejoras del Sistema Gas Lift de Peña Negra se requerirá de 4.72 MMPCD para inyección a los 55 pozos que se consideran en el proyecto.

2.3.2 PRESION DE INYECCION

La presión de inyección del sistema está en relación directa con la profundidad promedio de los pozos, requiriéndose en la cabeza o superficie en promedio 100 psig por cada 1,000 pies de profundidad. El estudio comprende 44 pozos cuya profundidad va en el rango de 2,200 - 5,500 pies, habiéndose considerado 4 pozos entre 5,500 - 5800 pies, los cuales requerirán pequeñas modificaciones en su diseño final para operarse a una presión promedio de inyección de 550 psig en la cabeza de los pozos.

2.3.3 CONTRAPRESION DE BATERIA DE RECOLECCION

La presión de operación de una Bateria de Recolección de petróleo debe seleccionarse de tal manera que facilite la afluencia de flujo de petróleo y gas desde la cabeza del pozo a la misma, permitiendo cubrir las pérdidas por fricción propias en las operaciones de transferencia a través de tuberías; asimismo debe facilitar la transferencia de gas desde la Bateria de Recolección a la Planta de Compresores para que operen con una presión de succión apropiada.

En Operaciones Nor-Oeste debido a las características propias de reservorio y mecanismo de depleta-

ción, las Baterías se operan a presiones de 20-30 psig que producen una contrapresión permisible sobre el reservorio, que permite el flujo y la afluencia de petróleo hacia las zonas perforadas del mismo.

La presión seleccionada para operación de la batería nueva y las que están actualmente en operación: Baterías 904 y 996, es de 25 psig.

2.3.4 REPOSICION DE GAS (MAKE UP)

El gas de reposición o Make Up se usa generalmente para el arranque del sistema, permitiendo disponer de volúmenes adecuados para la operación de la Planta de Compresores y los pozos de inyección, para lo cual es necesario presurizar los gasoductos de los sistemas de recolección y distribución; esto debe realizarse en forma progresiva hasta tener el sistema operativo, luego de lo cual se mantiene reciclando el gas.

La operación del sistema de inyección en reciclo debe considerar un volumen estimado de gas de reposición para cubrir las pérdidas ocasionadas principalmente por pequeñas fugas en las instalaciones y conexiones.

El gas de Make Up para el proyecto ha sido estimado

en un 5% del volumen requerido para inyección a los pozos.

2.3.5 EXCEDENTES DE GAS

La operación del Sistema de inyección en reciclo, permitirá disponer de excedentes, aproximadamente 1.4 MMPCD, los cuales pueden transferirse inicialmente a las plantas de procesamiento en la ciudad de Talara.

El gas excedente de las operaciones de Gas Lift, debe en lo posible usarse prioritariamente en proyectos de inyección de gas a reservorios para mantenimiento de presión, lográndose con esto incrementar la recuperación primaria de petróleo.

La transferencia de gas natural para su uso en Plantas, requiere de instalar un gasoducto de interconexión de la nueva Planta de Compresores Restín con el gasoducto Peña Negra - Planta Pariñas, que atraviesa la zona, próximo a las nuevas instalaciones y que la Unidad Planta Gas Natural de Petroperú usa para sus operaciones de compra y transferencia de gas natural de Petromar.

2.3.6 ARRANQUE DEL SISTEMA

La puesta en operación del sistema debe considerar

la conversión por sectores y en forma progresiva de los pozos que operan con Bombeo Mecánico y que pasarán a Gas Lift; de esta forma se podrá contar con gas asociado de las Baterías comprendidas en el proyecto en forma permanente, el cual irá siendo reemplazado por el gas de inyección reciclado y el de producción propia de los pozos de Gas Lift.

Las etapas para el arranque deben ser :

a) 1era. Etapa. Gas de succión se toma de Baterías 904 y 996 y se pone en operación los pozos del sector Batería 996 - Restín.

b) 2da. Etapa. Arranque y operación de pozos sector Batería Nueva - Restín.

c) 3era. Etapa. Arranque y operación de pozos sector Batería 904 - Peña Negra.

El arranque y operación de los pozos de Gas Lift debe efectuarse mediante una adecuada programación de los trabajos y estrecha coordinación entre personal de Producción y Servicio de Pozos; estos últimos responsables de los cambios de instalaciones de subsuelo.

2.4 DISEÑO Y SELECCION DE EQUIPOS

2.4.1 COMPRESOR

Los compresores utilizados en la industria son principalmente del tipo : reciprocante, centrífugo y de flujo axial.

Los compresores reciprocantes son máquinas de desplazamiento positivo, en el cual el elemento que comprime y se desplaza es un pistón; el cual tiene un movimiento reciprocante en el interior de un cilindro, también se les denomina máquinas de "volumen constante y presión variable".

Cuando el pistón de un compresor sólo actúa sobre un extremo del cilindro, se dice que es de acción simple y cuando lo realiza en ambos es de doble acción. En la Figura II-4 se muestra las diferentes etapas de compresión en un diagrama Presión-Volumen.

El compresor reciprocante usa válvulas instaladas en el cilindro que permiten el flujo de gas en un solo sentido: entrada o salida.

Las aplicaciones de los compresores reciprocantes comprende capacidades de hasta 3,000 ICFM y presiones de descarga de 60,000 psia.

La compresión por etapas se emplea para economizar potencia, controlar la temperatura del gas de descarga y limitar las presiones diferenciales. Los compresores reciprocantes usan relaciones de compresión por etapa 2:1 a 6:1; a mayor razón de compresión se tiene menor eficiencia mecánica volumétrica, y mayores esfuerzos mecánicos.

La temperatura de salida está limitada a 350 °F, dependiendo de las propiedades del gas.

2.4.1.1 PARAMETROS DE DISEÑO

1) POTENCIA

El trabajo teórico requerido para cada etapa, considerando una operación adiabática durante la compresión del gas natural; además de no haber cambios de energía cinética y potencial, viene dado por la relación :

$$- W - \int_{P_1}^{P_2} V dP$$

Para una compresión adiabática

$$P V^k = \text{Constante}$$

Luego de sustituir en la Ecuación del Trabajo Teórico, tenemos la expresión :

$$-W = \frac{K}{K-1} \frac{53.241}{G} T_1 \left[(P_2/P_1)^{(K-1)/K} - 1 \right]$$

La potencia requerida para comprimir adiabáticamente 1 MMPCD de gas, se expresa por la siguiente relación :

$$\text{BHP/MMPCD} = 3.03 \frac{T_s}{T_b} P_b \frac{1}{E_M} \frac{K}{K-1} \left[R^{(K-1)/K} - 1 \right]$$

• Para una temperatura y presión base de 60 °F y 14.4 psia.

$$\text{BHP/MMPCD} = 0.0839 \frac{K}{K-1} \frac{1}{E_M} T_s \left[R^{(K-1)/K} - 1 \right]$$

La fórmula anterior ha permitido obtener gráficos para el cálculo rápido de potencia (BHP/MMPCD), conociendo la relación de calores específicos (K) y la relación de compresión (R); la eficiencia mecánica (E_M) está determinada por el tipo y tamaño del compresor, considerando valores promedio del 90%.

Finalmente la potencia calculada para cada etapa debe corregirse mediante el uso de factores por gravedad específica (composición molar) y compresibilidad por tratarse de un gas no ideal.

$$\text{BHP}_{\text{Etapa}} = \text{BHP/MMPCD} \times \text{MMPCD} \times F_{\text{sg}} \times F_z$$

ii) EFICIENCIA VOLUMETRICA

La eficiencia volumétrica de un compresor se expresa como la relación del volumen de gas a las condiciones de entrada al cilindro y el desplazamiento de volumen en el interior del mismo.

$$E_v = \text{ICFM}/V_D$$

La fórmula para determinar la eficiencia volumétrica se expresa como una función de la relación de compresión y calores específicos, el espacio muerto del cilindro y los factores de compresibilidad.

$$E_v = 0.97 - C \left[\frac{R^{1/K} - 1}{Z_d / Z_s} \right]$$

iii) DIAMETRO DEL PISTON

El volumen de desplazamiento relaciona el área efec-

tiva del pistón, la longitud de la carrera y la velocidad de rotación del cigueñal.

$$V_D = \left(\frac{A_{HE} + A_{CE}}{144} \right) \left(\frac{L_D}{12} \right) N$$

iv) VELOCIDAD DEL PISTON

Para compresores reciprocantes, la velocidad del pistón está limitada a velocidades de 800 850 pie/min, con la finalidad de evitar operar a altas velocidades que ocasionan excesivo desgaste y mantenimiento en el equipo.

$$U_D = 2 N \left(\frac{L_D}{12} \right)$$

v) ESFUERZOS MECANICOS

La estructura o carcasa del compresor está sometido a fuerzas que se aplican durante la compresión. Estas cargas pueden determinarse a partir del diámetro del cilindro y las presiones que actúan sobre el pistón.

Para un cilindro de doble acción, la fuerza de compresión sobre el la carcasa, se produce cuando el pistón se desplaza hacia el lado donde se encuentra el cigueñal.

$$F_C = P_D A_{HE} - P_S A_{CE}$$

La carga o fuerza de tensión sobre la carcasa se presenta cuando el pistón actúa en el extremo externo del cilindro en dirección opuesta a la ubicación del cigueñal.

$$F_T = P_S A_{HE} - P_D A_{CE}$$

Luego la carga sobre la carcasa es igual a la suma de las fuerzas de tensión y compresión ejercidas sobre cada pistón acoplado al cigueñal del compresor.

Los fabricantes con frecuencia dan información respecto a fuerza o cargas sobre la barra del pistón, que se determinan conociendo la presión diferencial que actúa en el pistón para cada una de las etapas.

$$F_B = (P_D - P_S)(A_{HE})$$

La barra del pistón es una parte crítica en todo compresor y debe diseñarse para máxima seguridad y períodos de servicio largos. El esfuerzo máximo permisible en estos elementos es de 8,000 a 10,000 **psi**, por lo que es importante limitar las presiones diferenciales que se pueden presentar en el pistón.

2.4.1.2 SELECCION

Los fabricantes de compresores disponen de equipos de los más diversos tamaños y modelos de una, dos o más etapas; de accionamiento directo o mediante fajas de transmisión y en forma de unidades compactas o portátiles.

El proyecto considera las siguientes alternativas :

1. Alternativa "A" : Selección y adquisición de 5 compresores nuevos de una mayor capacidad (1.5 MMPCD) y para una presión de descarga de 1000 psi, que permitirá la aplicación intensiva del Gas Lift en la zona de Peña Negra.
2. Alternativa "B" : Reubicación de equipos actualmente en servicio, modificando las condiciones de operación del compresor de 2 etapas, Marca: Ingersoll Rand, Modelo 2 RDS de 1.0 MMPCD de capacidad para operar lo a una presión de descarga de 600 psi; y la adquisición de 2 compresores nuevos de 1.5 MMPCD de capacidad.

Las condiciones de operación y los paráme-

tros calculados (Tabla II.7 y II.8) han permitido determinar la factibilidad técnica y seleccionar los equipos para las Alternativas "A" y "B" respectivamente. Las características de los compresores se indican en la Tabla II.9.

2.4.2 MOTOR

Las plantas de compresores instaladas en el campo, utilizan motores de combustión interna operados con gas natural como combustible por su fácil manejo y bajo costo, además permite obtener una mayor eficiencia térmica en servicio continuo y facilita las labores de supervisión y mantenimiento.

2.4.2.1 PARAMETROS DE DISEÑO

1) RAZON DE COMPRESION

Relación que determina la eficiencia de un motor. En los motores de aspiración natural la eficiencia es de 28-32%; mientras en los turbocargados se encuentran en rango 34-40%.

Para valores altos de relación de compresión, en el interior de los cilindros se producen altas presiones

y temperaturas de los gases de combustión, ocasionando mayor desgaste en los pistones, anillos, etc.

ii) TAMAÑO DEL MARCO

Denominado también cilindrada, se determina en función del diámetro interno del cilindro, longitud de carrera y número de cilindros.

iii) POTENCIA NOMINAL

Es la potencia de salida disponible, cuyo valor varía de acuerdo a las condiciones de operación del equipo: R.P.M. y tipo de servicio que va a tener : continuo o intermitente.

iv) COMBUSTIBLE

Los motores de combustión interna están diseñados para operar con combustible líquido, gaseoso o mezcla de ambos.

La selección del combustible está determinado exclusivamente por su disponibilidad, costo de aprovisionamiento

to y almacenamiento.

El rendimiento y eficiencia del combustible se determina por el valor menor de calentamiento (L.H.V.) para los de tipo gaseoso y por el valor superior de calentamiento (H.L.V.) para combustibles líquidos expresado en BTU/HP-Hr o Libras (combustible)/HP-Hr respectivamente.

v) SOBRECARGA - TURBO CARGA :

Sistema que permite al motor disponer de accesorios que incrementen la presión del aire del múltiple de entrada por encima de la presión ambiente.

Los motores con turbocarga, utilizan la expansión de los gases de combustión en una turbina para impulsar el compresor de aire de sobrecarga.

2.4.2.2 SELECCION

Los compresores con motor del tipo integral, predominan en la industria y en menor proporción se encuentran los de tipo separable, en los que el motor acciona el com-

presor mediante un acoplamiento.

En Operaciones Noroeste se utilizan motores de combustión interna, tipo multicilindrico que usan gas natural como combustible, de las marcas Caterpillar y Waukesha, que tienen buen factor de servicio y ofrecen una gran confiabilidad operativa para funcionamiento en el campo.

Durante los últimos años se han intensificado el uso de motores Caterpillar para accionar bombas de transferencia y compresores de gas natural, marca cuya representación en nuestro país la tiene la Compañía Enrique Ferreyros, que ofrece un permanente stock de repuestos y servicios así como personal altamente calificado, lo cual permite efectuar mantenimiento preventivo de dichos motores en el campo con personal de nuestra empresa; y para el mantenimiento mayor, efectuarlo en los talleres de dicha compañía ubicados en la ciudad de Piura.

Para la selección del motor se ha considerado la alternativa de compresores de tipo separable, con las siguientes opciones :

1) Compresores actualmente en servicio, marca: Ingersoll Rand, Modelo : 2RDS para compresión de 1.0 MMPCD a 14.7 psia y 60 °F, que requieren el uso de motores, Marca : Caterpillar, Modelo : G-398, los cuales desarrollan 400 HP a 1000 RPM; para mayores detalles se puede ver la Tabla II.10 en el que se indica las características de dicho equipo.

2) Adquisición de Equipos, que considera el uso de compresores de una capacidad de 1.5 MMPCD a 14.7 psia y 60 °F, para accionarlo, se ha seleccionado el Motor Caterpillar Modelo G-399 que desarrolla una potencia de 500 HP a 1000 RPM, las características de este equipo se indica en la Tabla II.10.

También es posible considerar la factibilidad de adquirir compresores integrales o con motor incorporado, para lo cual el fabricante o contratista debe disponer de un buen nivel de aprovisionamiento de repuestos y servicio técnico para mantenimiento del motor en forma complementaria al suministrado para el compresor.

2.4.3 GASODUCTOS

El diseño y determinación del diámetro de los gasoductos para el Sistema de Recolección y Distribución de gas para operaciones de extracción de petróleo mediante Gas Lift, está directamente relacionado con la producción de gas, la capacidad de compresión de la planta, la capacidad de almacenamiento de los gasoductos de recolección y distribución, y los requerimientos de gas para inyección que se necesita en todo momento para que opere el Sistema.

Existen diversas fórmulas desarrolladas para el cálculo de flujo a través de tuberías, una de las más usadas es la Fórmula de Weymouth en la que el factor de fricción es función del diámetro de la tubería : $f = 0.032/d^{1/3}$.

La Ecuación de Weymouth viene expresada por la relación :

$$Q = 18.062 \frac{T_o}{P_o} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GTLZ} \right)^{1/2} d^{8/3}$$

En donde :

Q - Flujo de gas a 14.7 psia y 60 °F, FT³/HR

L Longitud de la tubería, millas.

- P - Presión Absoluta, Psia
G - Gravedad Específica del gas
T - Temperatura Promedio del gas en la tubería, °R
Z Factor de Compresibilidad del gas.
d - diámetro interno de la tubería, pulgadas.
P₀ - Presión Base, 14.7 psia.
T₀ Temperatura Base, 520 °R.

2.4.3.1 SISTEMA DE RECOLECCION DE GAS A BAJA PRESION

El Sistema de Recolección de gas natural diseñado considera la captación del gas producido en las baterías : 904 Peña Negra y 996 Restín, actualmente en servicio, y de la nueva Batería ubicada próxima a la Planta de Compresores Restín.

La producción actual promedio de fluidos (Petróleo, agua y gas) de los pozos de ambas baterías, así como la nueva distribución de pozos con bombeo mecánico y Gas Lift se indican en la Tabla II.11 .

A. GASODUCTO BATERIA 904 - PLANTA DE COMPRESORES

La Batería 904 Peña Negra tiene actual-

mente 39 pozos con bombeo mecánico y una producción de 543 BPD de petróleo, así como 16 pozos de Gas Lift con una producción de 79 B.P.D. de crudo.

El proyecto considera la conversión de 25 pozos de bombeo mecánico al sistema Gas Lift así como la operación de los 6 pozos de mayor producción que actualmente operan con dicho sistema.

La relación Gas/Líquido promedio para los pozos de esta batería es de 2,265 pie³/BL (líquido), permitiendo obtener una producción de 0.32 MMPCD de gas asociado con un reciclo de 0.65 MMPCD y un total de 0.97 MMPCD a ser transferido a la Planta de Compresores.

Las condiciones de operación y características del gasoducto se indica en las Tablas II.12 y II.13

B. GASODUCTO BATERIA 996 - PLANTA DE COMPRESORES

La Batería 996 Restín recolecta la producción de 35 pozos con Bombeo Mecánico y 7 pozos de Gas Lift, equivalente a 747 B.P.D. y 230 B.P.D. de petróleo respectivamente.

En esta área se ha considerado el cambio de sistema de extracción de 17 pozos de Bombeo Mecánico a Gas Lift. Así como incrementar con este método, la producción de petróleo y gas de 7 pozos dirigidos.

La relación Gas-Líquido promedio para los pozos de esta batería es de 3,985 pie³/BL(líquido), requiriéndose reciclar 3.05 MMPCD para lograr una producción de 1.28 MMPCD de gas asociado y un total de 4.33 MMPCD.

Las condiciones de operación y características de este gasoducto se indican en las Tablas II.12 y II.13 .

C. GASODUCTO BATERIA NUEVA - PLANTA DE COMPRESORES

La nueva Batería estará ubicada próxima a la Planta de Compresores y a ella serán conectados 19 pozos de Gas Lift y 7 pozos con Bombeo Mecánico con una producción de 307 BPD y 92 BPD de petróleo respectivamente.

La relación Gas-Líquido promedio para los pozos de esta batería se ha calculado en 3,191 pie³/BL(líquido), con un reciclo de 1.02 MMPCD, una producción de gas asociado de 0.33

MMPCD y un total de 1.35 MMPCD.

Las características y condiciones de operación para este gasoducto se indica en las Tablas II.12 y II.13 .

2.4.3.2 SISTEMA DE DISTRIBUCION DE GAS A ALTA PRESION

El sistema de distribución de gas natural que se comprime en la planta de compresores considera el tendido de 3 gasoductos troncales que permitirán transferir el gas de inyección a los pozos ubicados en los sectores de Peña Negra y Restín. Las características y condiciones de operación se indican en las Tablas II.14 y II.15 .

A. GASODUCTO PLANTA DE COMPRESORES - SECTOR PEÑA NEGRA

Esta línea permitirá suministrar 0.65 MMPCD de gas requerido para inyección a 18 pozos que producirán por Gas Lift y que se encuentran ubicados próximos a la Batería 904 Peña Negra.

El diámetro del gasoducto calculado inicialmente en 2 pulgadas, se ha incrementado a 3 pulgadas para aumentar la capacidad de almacenamiento y disminuir la caída de presión en el mismo.

B. GASODUCTO PLANTA DE COMPRESORES - SECTOR RES-
TIN

Este gasoducto hará posible reciclar 3.05 MMPCD de gas para inyección a 11 pozos convertidos al sistema Gas Lift y mejorar la operación de los 7 pozos dirigidos que actualmente producen mediante este sistema.

El gasoducto que permitirá transferir el volumen de gas a las condiciones de operación requeridas, deberá tener un diámetro de 3 pulgadas.

C. GASODUCTO PLANTA DE COMPRESORES - SECTOR BATERIA NUEVA

Para operar 19 pozos de Gas Lift ubicados próximo a la nueva Bateria, se requerirá tener un gasoducto para reciclar 1.02 MMPCD.

El diseño de este gasoducto ha determinado un diámetro inicial de 2 pulgadas. Para ampliar la capacidad del mismo se ha incrementado el diámetro a 3 pulgadas.

2.4.4 SEPARADORES

Los separadores son recipientes cerrados, diseñados

para separar en forma mecánica las fases líquida y gaseosa del flujo de petróleo, logrando un arrastre máximo de 0.10 galones de líquido por millón de pies cúbicos de gas a condiciones normales.

Los separadores suministrados por los fabricantes, difieren en ciertos detalles de diseño, pero en general se pueden clasificar en :

Separadores de Tipo Vertical.

Separadores de Tipo Horizontal.

Separadores de Tipo Esférico.

2.4.4.1 PARAMETROS DE DISEÑO

El diámetro y altura de los separadores se determinan en base a la capacidad de estos equipos para separar gas y líquidos.

Capacidad de Gas : Está determinada por la velocidad de ascensión del gas en el interior del separador que logra mantener en suspensión las partículas de líquido.

La velocidad de suspensión viene expresada por la fórmula de SAUDER-BROWN:

$$v = C \left(\frac{P_L - P_g}{P_g} \right)^{1/2}$$

El caudal o flujo de gas a las condiciones de operación, viene dada por la relación :

$$Q = (v) (A) \text{ pie}^3/\text{seg}$$

Expresando el flujo de gas Q en MMPCD a condiciones normales, tenemos :

$$Q_{sc} = C \frac{(P_L - P_g)^{1/2}}{P_g} \left(\frac{\pi d_s^2}{4} \right) (60 \times 60 \times 24) \left(\frac{P_{sc}}{14.7} \right) \left(\frac{520}{T_{sc}} \right)$$

$$Q_{sc} = (2.4 C) \frac{(P_L - P_g)^{1/2}}{P_g} \left(\frac{P_{sc}}{Z T_{sc}} \right) (d_s^2)$$

El coeficiente empírico de separación "C" utilizado para diseñar estos equipos, depende fundamentalmente de la configuración del equipo, así :

- a) Separador Vertical $C = 0.21$
- b) Separador Horizontal $C = (0.45) (L/10)^{0.56}$
- c) Separador Esférico $C = 0.35$

- Capacidad de Líquido : Volumen de líquido separado del gas en un determinado tiempo y está en función del período de retención en el separador, que es de aproximadamente 1 minuto para la mezcla de petróleo-agua y gas.

La capacidad de líquido de un separador expresado en B.P.D. viene dado por la siguiente relación :

$$Q_L = 100.5 \frac{d_s^2 h}{t_R}$$

Como se ha indicado anteriormente el tiempo de retención t_R para estos equipos es de 1 minuto y la altura de la columna de líquido en el interior del separador se ha determinado experimentalmente para varios equipos, así :

Altura de Separador,	H(pies):	5	10	15
Altura de Columna Líquido,	h(pies):	2.5	3.25	4.25

2.4.4.2 SELECCION

El proyecto considera la selección de 3 separadores tipo bifásico y 2 Scrubber a instalarse en la nueva Bateria, y la Planta de Compresores.

Para el caso de la Nueva Bateria, la recolección de 423 B.P.D. de petróleo-agua y 1.35 MMPCD de gas requerirán separadores de 24 pulgadas de diámetro interior y 8 pies de altura, además de un Scrubber de 30 pulgadas y 10 pies de altura.

El Scrubber de la Planta de Compresores para una

capacidad máxima de 6.14 MMPCD de gas procedente de las 3 baterías será de 48 pulgadas de diámetro interior y 10 pies de altura.

Las principales características de los separadores se indican en la Tabla II.16 .

2.4.5 NUEVA BATERIA DE RECOLECCION

La Nueva Batería de recolección de petróleo y gas considerada en el proyecto permitirá descongestionar las baterías 904 Peña Negra y 996 Restín que actualmente operan 55 y 35 pozos respectivamente, además de facilitar la operación del Sistema Gas Lift en ciclo cerrado.

Los equipos de esta batería recibirán los fluidos de 26 pozos de los cuales inicialmente 19 operarán con bombeo neumático con una producción estimada de 399 B.P.D. de petróleo, 24 B.P.D. de agua y 1.35 MMPCD de gas asociado.

La relación de equipos es la siguiente :

- Un (1) Tanque de Almacenamiento de 500 Bls.
- Dos (2) Tanques de Almacenamiento de 250 Bls.
- Tres (3) Separadores bifásicos
- Un (1) Scrubber
- Un (1) Tanque Lavador o Gun Barrel de 250 Bls

Tres (3) Medidores de Volumen (petróleo) de 1/2 Barril de capacidad.

Cuatro (4) Medidores de orificio para gas

Dos (2) Manifolds de recolección de 11 entradas cada uno

Una (1) Bomba de Transferencia de Petróleo

Un (1) Motor a gas para accionar Bomba de Transferencia

En la Tabla II.17 se indican las principales características de los equipos considerados anteriormente.

2.4.6 AUXILIARES

2.4.6.1 BOMBA DE TRANSFERENCIA DE GASOLINA NATURAL

Durante la operación de compresión y enfriamiento del gas natural y por efectos de los cambios de presión y temperatura, el agua y los hidrocarburos más volátiles : Butanos, Pentano y Hexano principalmente condensan y son recuperados en los separadores de interetapa y transferidos a los Tanques de Almacenamiento, luego de separar y descargar la fase acuosa, se obtiene la gasolina natural.

La gasolina natural es usada para mezclarla con la gasolina obtenida en la Unidad de

Destilación Primaria, y mejorar las propiedades de octanaje y volatilidad, por lo que se hace necesaria su transferencia a las Plántas de Procesamiento de gas natural ubicadas en Talara.

El proyecto considera la transferencia de gasolina natural mediante una bomba centrífuga a los tanques de almacenamiento de gasolina de Petromar ubicados en la zona de Peña Negra.

Los volúmenes de agua y gasolina natural a recuperar se han estimado en 27 y 30 B.P.D. respectivamente, considerando que el vapor de agua saturando el gas condensa totalmente y que un 50% de la fracción de butano, pentano y hexano son convertidos en líquidos durante la operación de compresión de 6.19 MMPCD.

SELECCION

Para seleccionar la bomba centrífuga se requiere determinar la cabeza de energía necesaria para cubrir principalmente las pérdidas por fricción en la línea y las diferencias de nivel entre los puntos de bombeo, así :

$$H_T = H_D - H_S + H_A + H_F$$

Todos los términos se expresan en pie de altura del fluido equivalente a la presión ejercida por una columna del mismo.

Otro parámetro importante es la cabeza neta de succión positiva N.P.S.H. requerida para evitar la formación y colapso de burbujas de vapor del fluido que produzcan cavitación en la bomba.

$$\text{N.P.S.H.} = \frac{(P_S - P_{VF})}{G_F} (2.31) + H_A - H_F$$

Para un caudal de bombeo de 25 GPM de gasolina natural, será necesario una bomba centrífuga con una cabeza disponible de 200 pies y un NPSH de 6 pies, características que tienen las bombas del tipo 1 1/2 x 2, la cual será accionada por un motor eléctrico de 5 HP.

2.4.6.2 REGULADORES Y CONTROLADORES DE PRESION

Instrumentos que se utilizan para :

Controlar la presión del gas de succión a los compresores.

Controlar la presión de operación de las baterías de recolección de petróleo.

Regular la presión del Sistema de Distribución

de gas de inyección en el Sistema Gas Lift y transferencia de excedentes.

Regular la presión de gas para operación de instrumentos : válvulas de control, controladores de nivel de líquidos, etc.

SELECCION

La operación del Sistema Gas Lift en ciclo cerrado, requerirá el uso de reguladores y controladores de presión de las marcas Kimray o Fisher que se utilizan ampliamente en las baterías de recolección de petróleo y plantas de compresión de gas. Entre los principales tenemos :

Reguladores marca Kimray para control de presión del gas combustible de los motores de la planta de compresores, control de la presión de gas de succión a los compresores, así como alivio de sobrepresión en el sistema de recolección de gas que ingresa a la planta.

Válvulas de Control marca Fisher para controlar sobrepresión en el sistema de distribución de gas a alta presión, reciclando gas a la succión de los compresores, y transferencia de excedentes a Planta Gas Natural, para su procesamiento.

2.4.6.3 REGISTRADORES DE PRESION DIFERENCIAL

Estos equipos permiten medir y registrar la presión estática en la línea y caída de presión a través del plato de orificio que determinan el caudal o flujo de gas natural que circula en el interior de una tubería.

Para efectuar un correcto balance en la planta de compresores así como controlar la eficiencia volumétrica de los equipos, deben instalarse registradores de presión diferencial para efectuar la medición de :

Gas total a la entrada de la planta.

Gas combustible para motores de la planta de compresores.

Gas venteado en la planta por sobrepresión en línea de entrada.

Gas total de descarga a la salida de la planta.

Gas recirculado de alta presión a línea de succión de los compresores.

- Gas de alta presión excedente del sistema de distribución que se transfiere para su procesamiento en plantas.

Gas de entrada y salida para cada compresor, mediciones que debe efectuarse de acuerdo a un programa de evaluación de eficiencia de los

equipos.

SELECCION

Las operaciones de medición de gas en los campos del Nor-Oeste, se realizan en su totalidad con los Registradores de Presión Diferencial de la marca Barton, Modelos : 202-A y 202-E, instalados en las baterías de recolección de petróleo y estaciones de compresores.

En la Tabla II.18 se indican las principales características de los equipos auxiliares para operar el sistema Gas Lift - Peña Negra.

2.4.7 SISTEMA DE CONTROL

Una planta de compresores en la que operan varios equipos requiere un sistema de control que permita recolectar la información de los parámetros de operación del motor y compresor, que se determinan en forma instantánea o periódica; los cuales son comparados por una Unidad de Control Automático o un Operador, efectuándose los ajustes necesarios para mantener las variables en los niveles adecuados, así como proporcionar seguridad durante la operación de los mismos.

El tipo de sistema de control que se utiliza dependerá en gran medida de la importancia que tenga el servicio que presta el compresor en un determinado proceso.

Para los compresores del Sistema Gas Lift, se requiere monitorear los parámetros críticos mediante sensores que se instalan en determinados elementos del compresor y del motor que transmiten señales neumáticas o eléctricas a un panel central, que para el caso de condiciones u operación anormal hacen actuar los elementos de protección : alarma, luz de peligro o parada del equipo en forma instantánea por medio de señales eléctricas que cortan el suministro de gas combustible al motor o accionan switch de parada en el caso de motores eléctricos.

Un panel de control en forma general cuenta con los siguientes elementos :

Indicador/Paro automático para alta/baja presión de succión en cada etapa.

Indicador/Paro automático para alta/baja presión de descarga en cada etapa.

Indicador/Paro automático por alta temperatura de descarga en cada etapa.

Indicador/Paro automático por baja presión en Sistema de Lubricación de compresor.

Indicador/Paro automático por baja presión en Sistema de Lubricación de Motor a Gas.

Indicador/Paro automático por alta temperatura en Sistema de Enfriamiento del Compresor.

Paro automático por alto nivel de líquido en Scrubber de succión e interetapa.

Indicador/Paro automático por alta temperatura en Sistema de Enfriamiento del Motor.

Paro automático por vibración en compresor, motor o ventilador.

Paro automático por bajo nivel en el lubricador del compresor.

Paro automático por bajo nivel de aceite en el carter del compresor.

Paro automático por bajo nivel de aceite en el carter del motor.

Algunos de estos elementos pueden omitirse, dependiendo del grado de control que se desee aplicar; además existen otros elementos que pueden considerarse tales como : paros automáticos por sobrevelocidad, baja/alta presión de gas combustible, tacómetros, horómetros, etc.

SELECCION

Los fabricantes de compresores suministran estos equipos con panel de control incluidos en

el costo del equipo; éstos consideran además de los indicadores y paros automáticos señalados anteriormente, elementos como interruptores de arranque-parada, sincronizador para arranque y pruebas en vacío, etc.

Los compresores Ingersoll-Rand se entregan con Panel de Control "MURPHYMATIC" Modelo - H 1636 diseñados por la Cia. Frank W. Murphy INC., que permiten operarlos en el campo en forma segura.

2.5 DISTRIBUCION DE LA PLANTA

La planta de compresores para este proyecto se ubicará en la zona de Peña Negra - Restín, aproximadamente a 200 metros de la playa, en las coordenadas Petroperrú 23F:250 mts Norte - 100 mts Este, en un área aproximada de 1500 metros cuadrados, a un costado de la pista asfaltada Restín - Peña Negra - Cabo Blanco - El Alto.

Las principales características y facilidades de esta instalación se indican a continuación :

2.5.1 CIMIENTOS Y ESTRUCTURAS

La principal estructura de esta Planta son las bases o cimientos de los compresores, los cuales se levantan ciñéndose a las recomenda-

ciones de los fabricantes de equipos y cuya principal función es la de mantener alineado y nivelado el conjunto motor-compresor, así como disminuir la vibración de los mismos y estructuras adyacentes.

Es de completa responsabilidad del comprador o dueño del equipo el levantamiento de la base según lo especificado en los planos de cimentación, de allí la importancia de mantener una supervisión permanente durante su construcción.

Petróleos del Perú en la zona de Talara a través de la Unidad de Diseños y Construcciones, efectúa trabajos de cimentación con personal propio o mediante compañías de servicios de amplia experiencia en el rubro.

Con la finalidad de evitar deterioro en las bases de concreto, así como facilitar las labores de limpieza de los equipos se coloca losas de cemento debidamente impermeabilizado y canaletas de desagüe alrededor de los equipos.

2.5.2 EDIFICIOS Y CASETA

La distribución de los compresores en el interior de la Planta será en una fila simple de 5 equipos, instalados uno al costado del otro, con el motor orientado hacia el Oeste, permitiendo operar en

mejores condiciones al conjunto ventilador-enfriador de aire, acoplado a los equipos.

La principal estructura de la Planta de Compresores está constituida por la caseta techada, instalada a lo largo de los equipos con soportes, vigas transversales y rieles para colocar winches, permitiendo protegerlos de las inclemencias del tiempo : lluvias, vientos, etc. así como facilitar las labores de mantenimiento y reparación de partes pesadas.

Para dar facilidades en el retiro del motor o accesorios grandes y su posterior transporte, se cuenta con una área libre en la zona posterior de la planta que permite el estacionamiento y ~~manio-~~bras de camiones con plataforma.

planta contará también con ambientes para la oficina del operador, un almacén o bodega y servicios higiénicos.

2.5.3 LINEAS

instalación de tuberías constituye la mayor parte del trabajo de conexión y puesta en servicio de los equipos de una planta de compresores, por lo que es importante tomar precauciones en el momento de conectarlas, principalmente en lo que se refiere

a la limpieza interna de las mismas y su correcto alineamiento.

Las principales líneas que se instalan en un compresor de 3 etapas, accionado con un motor a gas son :

Línea de entrada de gas al cilindro de la 1era. Etapa.

Línea de salida de gas del cilindro de la 3era. Etapa.

Línea de desfogue para arranque o paradas de compresor.

Líneas de venteo de válvulas de seguridad instaladas en la línea descarga de los cilindros o Scrubbers de interetapa.

Línea de gas combustible para funcionamiento del motor.

Línea de gas o aire comprimido para arranque de motor.

Línea de suministro de agua de reposición para el sistema de enfriamiento del conjunto motor-compresor.

Las tuberías de conexión entre los cilindros y el enfriador de gas para cada etapa viene incluido en el equipo y es suministrado por los fabricantes, asimismo están considerados los amortiguadores de

pulsación instalados en las líneas de succión y descarga de cada cilindro.

Para evitar problemas de vibración en los equipos por deficiente instalación de líneas, deben considerarse las siguientes recomendaciones :

Instalar líneas troncales colectoras para distribución de gas de succión a cada compresor, y recepción del gas de descarga. Esta tubería estará instalada en forma paralela al eje de distribución de los equipos.

Facilitar el ensamblaje y desarmado de la tubería mediante el uso de conexiones de brida.

Antes de conectarse una línea al compresor, debe limpiarse interiormente con aire comprimido.

Previo a la puesta en servicio de los equipos, debe instalarse temporalmente un filtro tipo sombrero de malla fina en la línea de succión con la finalidad de retener las partículas de suciedad, arena, etc. que pueden ocasionar averías en las válvulas, cilindro, pistón, etc.

Proporcionar soportamiento adecuado a las líneas para reducir los esfuerzos a que están sometidos las bridas de conexión.

Instalar curvas de expansión en las líneas sometidas a esfuerzos por dilatación térmica.

Instalar anclajes en las líneas que están sometidas a contracciones y expansiones cíclicas.

En la Figura II.5 se indica la distribución de los equipos y de las principales líneas de la planta de compresores, así como válvulas, reguladores de presión, registradores de presión diferencial y válvulas de control.

2.5.4 SERVICIOS

La Planta de Compresores debe contar con permanente suministro de agua para reposición en los sistemas de enfriamiento de los motores y compresores, esto puede lograrse instalando un tanque de 100 Bls. de capacidad, que se rellena en forma regular mediante cisternas que transportan agua a las instalaciones del campo.

La energía eléctrica requerida para el alumbrado e iluminación de las instalaciones, funcionamiento del equipo de radio, motor de la bomba de gasolina, etc. se puede obtener mediante una línea de transmisión entre la batería 904 Peña Negra y la Planta de Compresores de este proyecto; y complementarse con un grupo electrógeno de 20 Kw. de capacidad que opere con gas natural para atender situaciones de emergencia.

2.5.5 ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO L.G.N.

En los Scrubbers de la 2da. y 3era. Etapa se retiene líquidos de gas natural (L.G.N.) principalmente gasolina natural en un volumen estimado de 30 B.P.D. que serán almacenados en 2 tanques horizontales de 100 Barriles de capacidad cada uno, localizados en el interior de la planta.

Los tanques deben mantener a una presión interna de 10 psig, que es la presión de vapor de la gasolina natural a la temperatura ambiente de 100 °F.

2.5.6 SEGURIDAD

En una planta de compresores se pueden presentar condiciones que originen explosiones o incendios, peligros que se incrementan cuando se manipula gas natural, por lo que se requiere tomar medidas de prevención para evitar siniestros, entre estas tenemos :

Eliminar todas las fugas de gas que se presenten en las líneas y/o conexiones.

Revisar y reemplazar los elementos eléctricos defectuosos: cables, bujías, magneto, etc. que produzcan chispas en los equipos.

Probar en forma regular el funcionamiento de los paros automáticos en el panel de control.

Efectuar mantenimiento y verificar las presiones de apertura de las válvulas de seguridad cada seis meses.

Usar válvulas de bloqueo rápido en las líneas de gas combustible de los motores y colocar una válvula para bloqueo en la línea troncal de gas combustible de la Planta.

Instalar carteles de seguridad y de procedimientos en caso de incendio y/o siniestros, los cuales estarán en áreas visibles.

Por último, una Planta de compresores debe contar con un adecuado equipo de contra incendio, constituido por :

Extintores portátiles de 30 lbs. de polvo químico seco instalados en cada equipo.

Extintores de carreta de 150 lbs. de capacidad ubicados en las áreas de mayor peligro : caseta de compresores, tanque de almacenamiento de gasolina natural.

TABLA II.1

POZOS CON BOMBEO-MECANICO BATERIA 904 PEÑA NEGRA

POZO	PRODUCCION		UNIDAD DE BOMBEO		MOTOR		PROFUNDIDAD P.T (PIES)
	PETROLEO BPD	AGUA BPD	MARCA	MODELO	MARCA	MODELO	
188	12	1	Lufkin	C-40D	Climax	C-46	2,327
189	8	2	Lufkin	B-16D	Continental	CE-46	2,469
1545	12	2	Lufkin	C-80D	Continental	CE-106	6,965
1562	10		Lufkin	T5A-7C	Continental	CE-66	4,610
1584	8		Lufkin	T5A-7B	Arrow	C-46	3,130
1601	10		Lufkin	C-40D	Continental	CE-46	3,818
1612	10	1	Lufkin	C-40D	Continental	CE-66	4,215
1627	10		Lufkin	T5A-7B	Continental	CE-46	5,032
1653	5		Lufkin	C-40D	Climax	C-46	4,196
1654	30	1	Lufkin	C-40D	Continental	CE-46	3,666
1658	20		Lufkin	C-114D	Arrow	C-66	5,555
1666	12		Lufkin	T6D-9B	Westinghouse	10 HP	4,855
1674	12	1	Lufkin	C-80D	Ajax	E-15	5,373
1688	8		Sima-Microlab	160D	Continental	CE-96	5,940
1696	6		Lufkin	C-80D	Parkinson	15 HP	4,690
1718	15	1	Lufkin	T6D-9B	Continental	CE-46	4,310
1731	10		Lufkin	TC-33	Westinghouse	10 HP	5,199
1733	10		American	C-80D	Ajax	E-15	5,895
1754	5		Lufkin	T5A-7C	Westinghouse	20 HP	4,233
1763	15	2	Lufkin	TC 33	Continental	CE-66	6,440
1783	8		Lufkin	B-16D	Continental	CE-46	3,001
1835	20		Sima-Microlab	160D	Ajax	EA-30	8,210
1859	15		Lufkin	C-80D	Continental	CE-66	4,428
1996	10		Lufkin	C-57D	Continental	CE-46	4,715
5614	12		Lufkin	T5A-7B	Continental	CE-66	3,085
5633	20		Lufkin	C-160D	Continental	CE-96	7,039
5651	20	8	Lufkin	C-160D	Continental	CE-96	6,152
5665	10		Lufkin	C-160D	Continental	CE-106	5,976
5778	5		Lufkin	C-160D	Ajax	EA-30	6,390
5782	5		National	F160D	Ajax	EA-30	6,635
5831	10		Lufkin	C-40D	Continental	CE-46	3,369
5888	10		Lufkin	C-40D	Continental	CE-46	3,873
5907	10	1	Lufkin	C-57D	Continental	CE-46	2,733
6576	40	5	Lufkin	C-160D	Ajax	EA-22	5,294
6577	10		Lufkin	C-40D	Arrow	C-46	2,824
6747	20	5	Bethlehem	160D	Ajax	EA-22	6,016
6901	20		Lufkin	C-40D	Continental	CE-46	2,770
6902	20		Lufkin	C-40D	Continental	CE-46	2,530
7251	50		Lufkin	C-40D	Climax	C-66	3,100

TABLA II.2

POZOS CON BOMBEO MECANICO-BATERIA 996 RESTIN

POZO	PRODUCCION		UNIDAD DE BOMBEO		MOTOR		PROFUNDIDAD P.T (PIES)
	PETROLEO BPD	AGUA BPD	MARCA	MODELO	MARCA	MODELO	
1615	8	1	Lufkin	C-57D	Continental	CE-46	5,655
1766	5		Lufkin	T5A-7C	Climax	C-66	4,354
1834	7		Lufkin	T5A-7C	Arrow	CE-46	4,648
1874	7		Lufkin	C-40D	Continental	CE-46	4,467
1907	8	2	Lufkin	C-40D	Climax	C-46	4,360
1939	17	2	Lufkin	C-160D	Ajax	EA-30	7,400
1978	7		Lufkin	T5A-7C	Continental	CE-66	4,600
2063	31	1	Lufkin	C-40D	Continental	CE-46	2,194
2078	47	2	Bethlehem	160D	Ajax	EA-22	5,791
2111	10	1	Lufkin	C-160D	Continental	CE-96	6,500
2112	8		Sima-Microlab	160D	Continental	CE-106	7,390
2189	15		Lufkin	C-160D	Ajax	EA-30	7,000
2232	10		National	F-160D	Ajax	EA-30	6,950
5668	25	2	Lufkin	C-160D	Ajax	EA-30	7,450
5863	15	1	National	F-160D	Arrow	C-96	6,315
5963	18	1	Lufkin	C-80D	Ajax	EA-22	5,605
6034	10		Lufkin	T5A-7C	Continental	CE-66	4,540
6114	35		Lufkin	C-160D	Continental	CE-96	5,537
6116	8		Lufkin	TC-33	Ajax	EA-22	4,504
6213	30		Lufkin	C-160D	Arrow	C-106	7,240
6214	15	4	Lufkin	C-160D	Ajax	EA-22	7,131
6271	42	1	Lufkin	C-160D	Climax	C-66	5,300
6272	38	4	Lufkin	C-80D	Ajax	C-66	4,678
6289	10	5	Lufkin	MII-320D	Ajax	E-42	7,450
6291	18	4	Lufkin	MII-320D	Ajax	E-42	7,775
6513	40	2	Lufkin	C-80D	Ajax	E-15	4,752
6514	35	5	Lufkin	C-114D	Ajax	E-15	4,678
6523	100		Lufkin	C-160D	Ajax	EA-30	7,090
6526	20	10	Lufkin	MII-320D	Ajax	E-42	8,060
6647	20	1	Lufkin	C-80D	Arrow	C-66	8,010
6686	8	1	National	F-160D	Arrow	C-96	7,160
6844	10	1	Lufkin	C-80D	Ajax	E-15	5,049
6904	20	2	Sima-Microlab	160D	Ajax	EA-30	7,230
6906	10	2	Sima-Microlab	160D	Ajax	EA-30	7,200
6907	40	20	Lufkin	C-160D	Ajax	EA-30	6,600

TABLA II.3

POZOS CON BOMBEO NEUMATICO O GAS LIFT BATERIA 904 PEÑA NEGRA

POZO	PRODUCCION		PROFUNDIDAD P.T (PIES)	TIPO DE INSTALACION
	PETROLEO BPD	AGUA BPD		
148	10	2	2,144	Flujo Anular
210	5		2,372	Flujo Tubular
212	5		2,603	Flujo Tubular
219	2		2,245	Flujo Tubular
270	5		3,370	Flujo Tubular
1510	2		3,036	Flujo Tubular
1717	2		3,366	Flujo Tubular
1757	5		2,800	Flujo Anular
1782	5		2,810	Flujo Anular
1787	5		2,310	Flujo Anular
1801	5	1	2,828	Flujo Tubular
1809	5	1	3,283	Flujo Tubular
1827	3		3,756	Plunger Lift
1877	5		3,430	Flujo Anular
1954	5		2,000	Flujo Anular
2503	10	1	3,690	Flujo Tubular

POZOS CON BOMBEO NEUMATICO O GAS LIFT - BATERIA 996 RESTIN

6286	15	2	7,464	Flujo Anular
6287	20	4	7,870	Flujo Anular
6288	35	1	6,452	Packer Convencional
7304	30	5	7,047	Flujo Anular
7306	35	20	7,938	Flujo Anular
7307	30	2	5,262	Flujo Tubular
7309	65	5	5,704	Flujo Anular

TABLA II.4

POZOS CON GAS LIFT - BATERIA 904 PEÑA NEGRA

(Propuesto)

ITEM	POZO	PRODUCCION PETROLEO AGUA (BPD)	TIEMPO INYECCION (MIN/SEG)	PROFUNDIDAD P.T. (PIES)	N° DE CICLOS/DIA	VOLUMEN DE GAS RE- QUERIDO PARA INYECCION (PIE ³ /DIA)
1	7251	50 x 0	3' 10"	3,100	96	116,250
2	1584	8 x 0	3' 10"	3,130	24	18,600
3	1627	10 x 0	5' 00"	5,032	24	37,500
4	1654	30 x 1	3' 40"	3,666	72	83,250
5	1696	6 x 0	4' 40"	4,690	12	21,150
	1754	5 x 0	4' 20"	4,233	12	15,750
7	1783	8 x 0	3' 00"	3,000	24	18,000
8	1859	15 x 0	4' 10"	4,420	36	49,500
9	5614	12 x 0	3' 00"	3,085	24	27,900
10	5831	10 x 0	3' 20"	3,369	24	25,500
11	5888	10 x 0	3' 50"	3,873	24	29,250
12	5907	10 x 1	2' 50"	2,733	24	22,275
13	6577	10 x 0	2' 50"	2,824	24	21,000
14	1782	5 x 0	2' 50"	2,810	12	10,500
15	6901	20 x 0	2' 30"	2,770	48	42,000
16	6902	20 x 0	2' 30"	2,530	48	37,500
17	2503	10 x 1	3' 40"	3,690	24	30,525
18	1809	5 x 1	3' 20"	3,283	12	14,850

TABLA II.5

POZOS CON GAS LIFT - BATERIA 996 RESTIN

(Propuesto)

ITEM	POZO	PRODUCCION PETROLEO AGUA (BPD)	TIEMPO INYECCION (MIN/SEG)	PROFUNDIDAD P.T. (PIES)	N° DE CICLOS/DIA	VOLUMEN DE GAS RE- QUERIDO PARA INYECCION (PIE ³ /DIA)
1	1776	5 x 0	4' 30"	4,359	12	16,125
2	1834	7 x 0	4' 40"	4,648	24	24,150
3	1874	7 x 0	4' 30"	4,467	24	23,100
4	1907	8 x 2	4' 30"	4,360	24	32,250
5	1978	7 x 0	4' 00"	4,600	24	24,150
6	2063	31 x 1	2' 10"	2,194	60	52,800
7	6034	10 x 1	3' 30"	4,540	24	33,750
8	6116	8 x 0	4' 30"	4,504	24	27,000
9	6272	38 x 4	4' 30"	4,670	64	140,050
10	1615	8 x 1	5' 40"	5,655	24	30,475
11	2078	47 x 12	5' 50"	5,791	100	252,225

TABLA II.6

POZOS CON GAS LIFT NUEVA BATERIA RESTIN

(Propuesto)

ITEM	POZO	PRDUCION PETROLEO AGUA (BPD)	TIEMPO INYECCION (MIN/SEG)	PROFUNDIDAD P.T. (PIES)	N° DE CICLOS/DIA	VOLUMEN DE GAS RE- QUERIDO PARA INYECCION (PIE ³ /DIA)
1	188	12 x 1	2' 20"	2,327	24	22,425
2	189	8 x 2	2' 30"	2,469	24	18,750
3	1601	10 x 0	3' 50"	3,018	24	28,500
	1653	5 x 0	4' 10"	4,196	12	15,750
5	1666	12 x 0	4' 50"	4,855	24	44,100
6	1718	15 x 1	4' 10"	4,310	32	51,600
7	1731	10 x 0	5' 10"	5,199	24	39,000
8	1996	10 x 0	4' 50"	4,715	24	35,250
9	1787	10 x 0	2' 30"	2,310	24	17,250
10	6271	42 x 1	5' 10"	5,300	96	170,925
11	6513	40 x 2	4' 50"	4,752	96	148,050
12	6514	35 x 5	4' 40"	4,670	96	141,000
13	6844	10 x 1	5' 10"	5,049	24	41,250
14	6114	35 x 0	5' 30"	5,537	72	144,375
15	5963	18 x 1	5' 40"	5,601	48	79,800
16	148	10 x 2	2' 10"	2,144	24	18,900
17	270	5 x 0	3' 20"	3,370	12	12,750
18	1562	10 x 0	4' 40"	4,610	24	34,500
19	1612	10 x 1	4' 10"	4,215	24	34,650

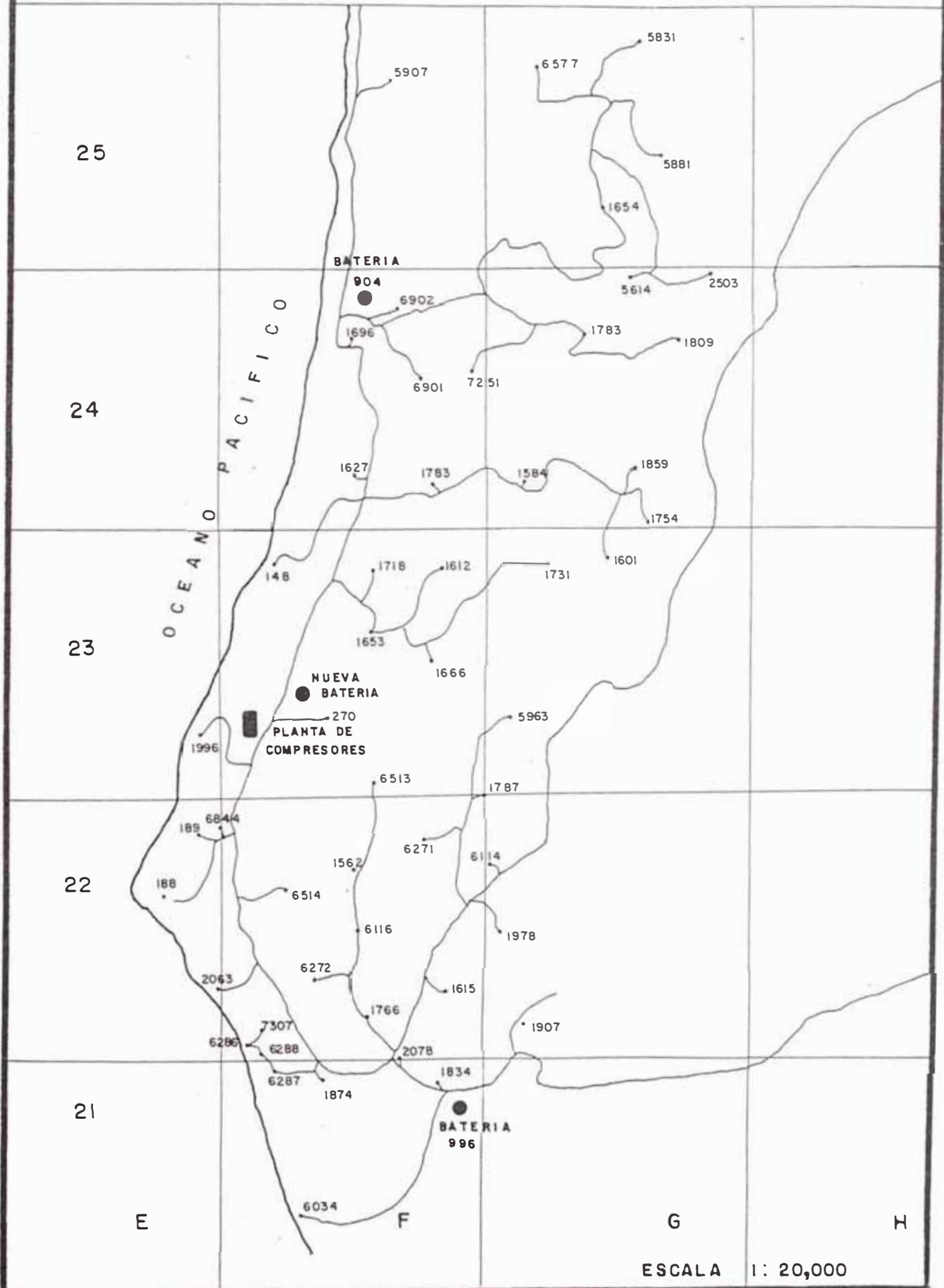
TABLA II.7

CONDICIONES DE OPERACION DE COMPRESORES : ALTERNATIVAS "A" Y "B"

	COMPRESOR "A"	COMPRESOR "B"
PRESION DE SUCCION (PSIG)	15	15
TEMPERATURA DE SUCCION (°F)	100	100
PRESION DE DESCARGA (PSIG)	600	1,000
CAPACIDAD (14.7 PSIA Y 60°F) MMPCD	1.0	1.5
ELEVACION	NIVEL DEL MAR	NIVEL DEL MAR
PRESION ATMOSFERICA (PSIA)	14.7	14.7
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	0.66	0.66
RELACION DE CALOR ESPECIFICO (K)	1.27	1.27
HUMEDAD RELATIVA DEL GAS	SATURADO	SATURADO

FIGURA II - 1

UBICACION Y DISTRIBUCION: POZOS DE GAS LIFT- PEÑA NEGRA.



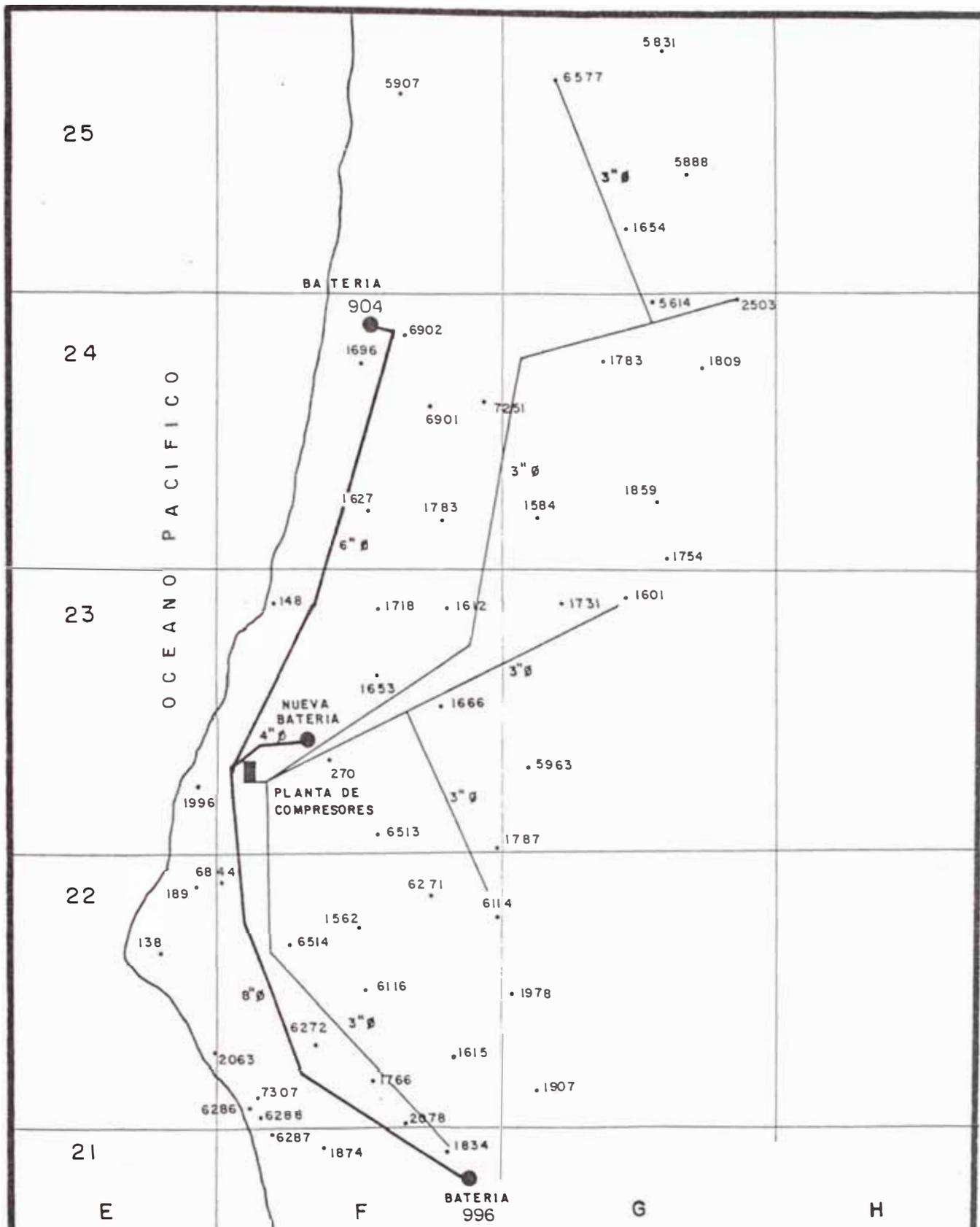


FIGURA II-2

SI STEMA DE RECOLECCION Y DISTRIBUCION DE GAS PEÑA NEGRA (PROPUESTO)	
LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
●	BATERIA
■	PLANTA DE COMPRESORES
— (thick)	GASODUCTO DE RECOLECCION
— (thin)	GASODUCTO DE DISTRIBUCION

FIGURA II-3

DIAGRAMA DE FLUJO : PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL SISTEMA GAS LIFT - PEÑA NEGRA

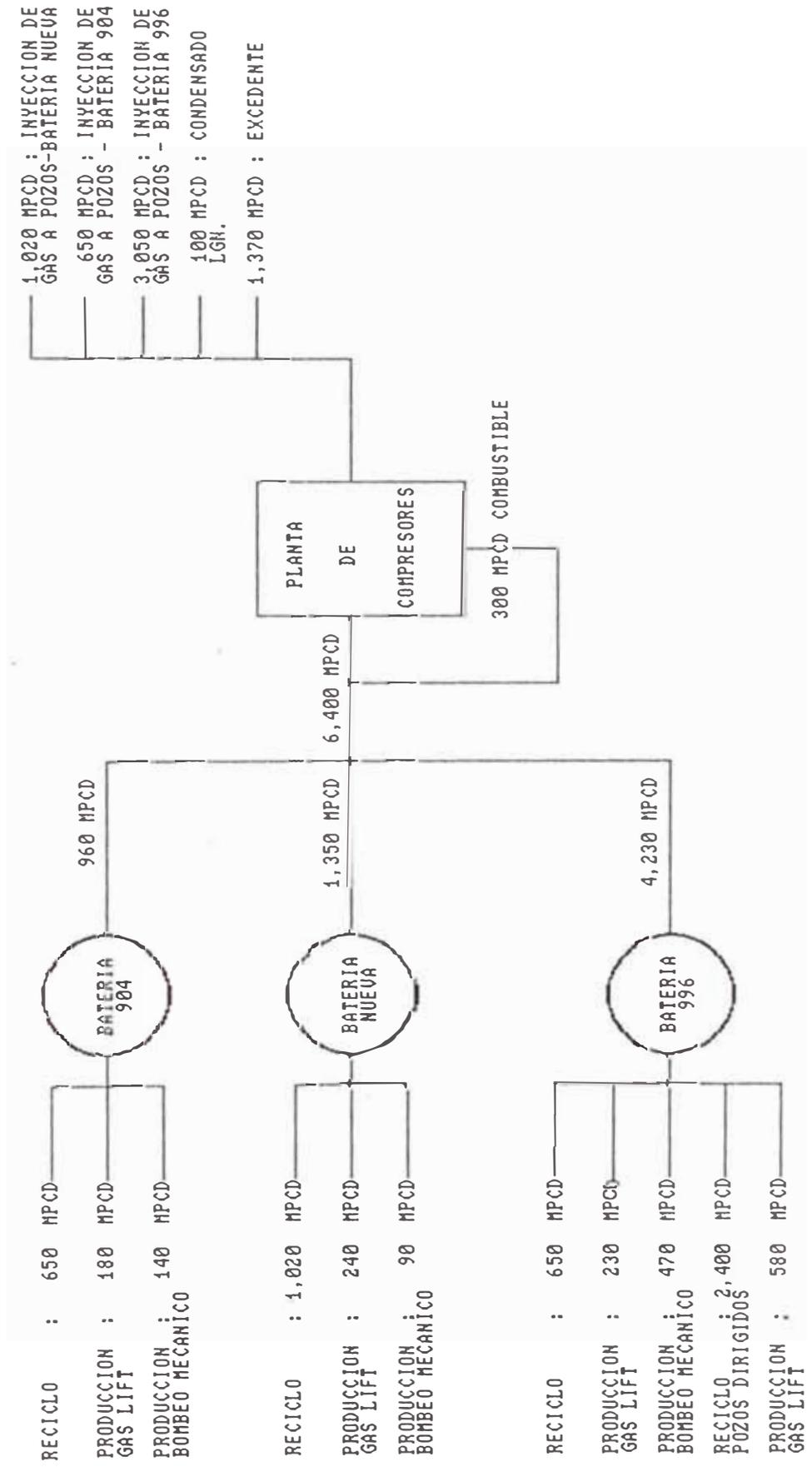
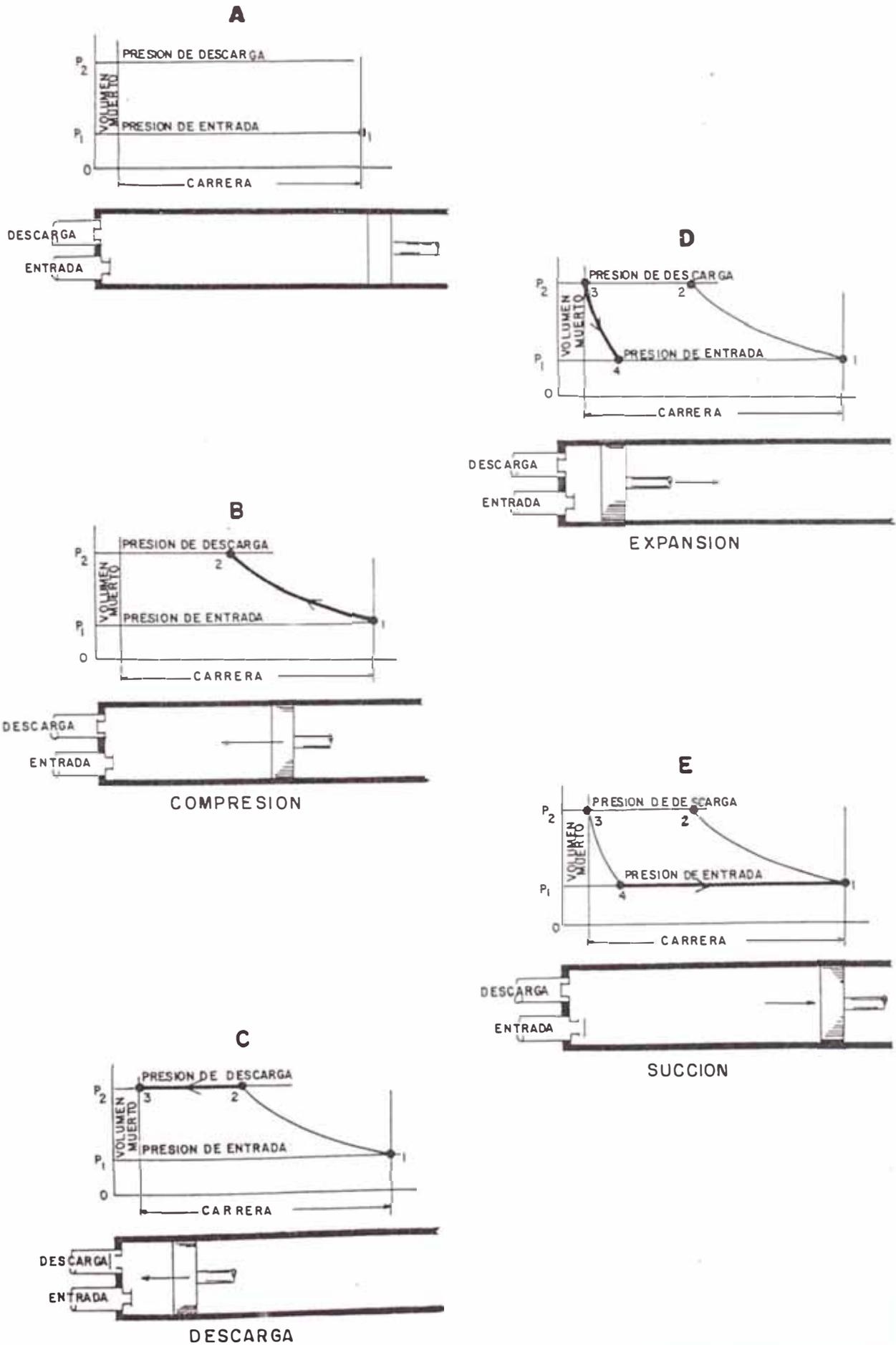


FIGURA II - 4

CICLO DE TRABAJO DE UN COMPRESOR RECIPROCANTE



CAPITULO III

EVALUACION ECONOMICA

3.1 INVERSIONES

Las inversiones para este proyecto se consideran para dos alternativas :

Alternativa A : Adquisición del total de equipos e inversión en infraestructura nueva.

Alternativa B : Adquisición parcial de equipos, reubicación de compresores actualmente en servicio e inversión en infraestructura nueva.

3.1.1 ALTERNATIVA "A"

La inversión para este caso se ha estimado en 4.82 MM U.S \$ que comprende la adquisición de :

Equipo de superficie y subsuelo para instalarse en 41 pozos.

Adquisición de 5 motocompresores de 500 HP
c/u.

- Compra de tubería para los gasoductos del sistema de recolección y distribución.

Instalaciones y servicios para la nueva Planta de Compresores.

3.1.2 ALTERNATIVA "B"

Para esta alternativa la inversión se estima en 3.55 MM U.S. \$, menor que la anterior, debido a que sólo se ha considerado la adquisición de 2 motocompresores y la reubicación de 3 compresores Ingersoll Rand, Modelo 2RDS, con sus respectivos motores.

El resumen de inversiones para las alternativas "A" y "B" se indican en la Tabla III.1.

3.1.3 DESCRIPCION DE INVERSIONES

1. Equipo de superficie para pozo de gas lift		
- Válvula motora, marca : Camco, modelo D-7 de acción directa, asiento 3/4", 2500 psig	\$	1,000.0
- Controlador electrónico para ciclos de inyección, marca : Camco, modelo DIGITROL II	\$	1,450.0
- Reguladores para alta y baja presión, marca Fisher, modelos: 1301-F y 67-R respectivamente		500.0
- Bridas de orificio, 2 pulgadas, alta presión	\$	200.0
-Estrangulador de 1/4"	\$	400.0
- Tubería, 2 pulgadas, alta presión : 1,000 pies para inyección	\$	2,000.0
- Tubería, 2 pulgadas, baja presión : para transferencia de producción		Reinvertido
2. Equipo de subsuelo para pozo de gas lift		
- Tubing 2 3/8" O.D., tipo J-55, E.U.E		Reinvertido
- Tubing 1 1/4" O.D., tipo J-55, E.U.E Macarroni, 4,000 pies	\$	8,000.0
- Accesorios para inyección de gas en el subsuelo		
Válvula de gas lift Camco 1" O.D tipo BK-1 ó J-40	(4EA)	
Válvula de retención Camco, tipo B,1" O.D	(1EA)	
Mandril concavo, tipo BLT, 1" O.D	(3EA)	
Mandril tipo Snorkel, 1" O.D	(1EA)	
Cámara de acumulación 3" O.D 150 pies de largo	(1EA)	
- Sub-total de Accesorios de Subsuelo	\$	7,000.0

3. a) Dos (2) motocompresores de 2.0 MMPCD de capacidad 500 HP de potencia c/u	\$ 500,000.0
- Labor e instalación	\$ 500,000.0
- Reubicación de motocompresor Ingersoll Rand 2RDS (3 unidades)	\$ 175,000.0
- Labor e instalación	\$ 175,000.0
b) Cinco (5) motocompresores de 2.0 MMPCD de capacidad 500 HP c/u	\$ 1'250,000.0
- Labor e instalación	\$ 1'250,000.0
4. Sistema de recolección de gas	
- Gasoducto Bateria 996 - Planta de Compresores : 8 pulg. O.D y 5280 pies (12 \$/pie)	63,360.0
- Gasoducto Bateria 904 - Planta de Compresores : 6 pulg. O.D y 5280 pies (10 \$/pie)	52,800.0
- Gasoducto Bateria nueva - Planta de Compresores : 4 pulg. O.D y 500 pies (6 \$/pie)	3,000.0
- Labor e instalación	119,160.0
5. Sistema de distribución de gas	
- Gasoducto Planta de Compresores - Sector Bateria 904 : 3 pulg. O.D y 10,560 pies (6 \$/pie)	\$ 63,360.0
- Gasoducto Planta de Compresores - Sector Bateria 996 : 3 pulg O.D y 5,280 pies (6 \$/pie)	\$ 31,680.0
- Gasoducto Planta de Compresores - Sector Bateria nueva : 3 pulg. O.D y 5,280 pies (6 \$/pie)	\$ 31,680.0
- Labor e instalación	126,720.0
6. Nueva Bateria	
- Un (1) tanque de almacenamiento: 500 Bls	13,000.0
- Dos (2) tanques de almacenamiento : 250 Bls c/u	14,000.0

- Un (1) tanque lavador o gun barrel : 250 Bls		9,000.0
- Tres (3) separadores bifásico		21,000.0
- Un (1) separador tipo Scrubber		8,000.0
- Tres (3) medidores de volumen - petróleo	\$	9,000.0
- Cuatro (4) medidores de orificio - gas	\$	5,200.0
- Dos (2) manifold de 11 entradas c/u	\$	10,600.0
- Una (1) bomba de transferencia de petróleo		15,500.0
Un (1) motor a gas para accionar bomba	\$	12,000.0
Un (1) inyector de productos químicos	\$	1,500.0
- Labor e instalación	\$	30,000.0
7. Edificio y servicios de planta (15% de costo de compresores)		187,500.0
8. Gastos indirectos y contingencias (10% activo fijo)		
- Alternativa "A"	\$	417,080.0
- Alternativa "B"	\$	302,080.0
9. Capital de trabajo		
- Cambio de equipo de subsuelo a 41 pozos (12 hr/pozo y 100 \$/hr)	\$	49,200.0
- Requerimiento de gas para arranque del sistema (10 días para c/u de las 3 áreas). Precio de gas 3.01 \$/MPC.		121,604.0
- Gastos para pago de servicios de personal técnico durante pruebas y entrega de equipos en operación	\$	60,000.0

3.1.4 CALENDARIO DE INVERSIONES

El tiempo para la ejecución de este proyecto se estima en 12 meses, el cual comprenderá el levantamiento de infraestructura y servicios para instalar los motocompresores, la nueva batería de recolección de petróleo y gas, así como el tendido de los gasoductos de recolección y distribución de gas hacia los pozos de Gas Lift.

3.2 INGRESOS

Los ingresos a ser considerados en este proyecto se estiman en 2.81 MM U.S. \$ anuales, correspondiente a los siguientes rubros :

- Disponibilidad de excedentes de gas natural (1.37 MMPCD) para operaciones de transferencia-venta a un valor de 3.01 U.S. \$/MPC que representa un ingreso de 1.51 MM U.S. \$.

También es factible usar los excedentes de gas para desarrollar proyectos de inyección para mantenimiento de presión en reservorios y mejorar los factores de recuperación primaria de petróleo en la zona de Peña Negra.

- Incrementar la producción de petróleo en los 7 po-

zos dirigidos del sector Restín que actualmente tienen instalaciones de Gas Lift, al aumentar el volumen de gas de inyección, permitiendo mejorar la recuperación y extracción de 150 B.P.D. de petróleo, a un precio promedio de 20.0 \$/Bl, logrando ingresos por 1,095.0 M U.S \$ por año.

Obtención de aproximadamente 30 B.P.D. de gasolina natural durante la operación de compresión, la cual es recuperada en los scrubbers de interetapa y cuyo precio de comercialización es de 18.5 U.S. \$/Bl.; lográndose ingresos anuales de 202.6 M U.S. \$ en este rubro.

3.3 EGRESOS

Los egresos para el proyecto se consideran exclusivamente como gastos operativos en un 5% referido a la inversión en Activo Fijo, para mantenimiento de equipos e instalaciones.

El proyecto no contempla la contratación adicional de personal; ya que el que se dispone actualmente será asignado, al control y operación de la Planta de Compresores y equipo de los pozos.

La depreciación de las inversiones en Activos Fijos será lineal en 10 años.

La tasa de impuestos que se considera en la evaluación del proyecto es de 35%.

3.4 EVALUACION Y SELECCION DE ALTERNATIVA

Los resultados de la evaluación para las dos alternativas del proyecto son las siguientes :

ALTERNATIVA "A" :

V.A.N. (15%)	=	4,404.9 M U.S. \$
T.I.R.	=	36.5%
PAY OUT	=	2.49 AÑOS

ALTERNATIVA "B" :

V.A.N. (15%)	=	5,654.3 M U.S. \$
T.I.R.	=	51%
PAY OUT	=	1.81 AÑOS

De el análisis económico y resultados obtenidos se concluye que la alternativa "B" es la más conveniente para implementar el proyecto.

3.4.1 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

3.4.1.1 SENSIBILIDAD A LA INVERSION

Con incrementos en las inversiones superior al 20%, la alternativa "B" del proyecto mantiene una rentabilidad del 42% y con aumentos hasta del 50%, el

T.I.R. es aun superior al 32%.

3.4.1.2 SENSIBILIDAD A LOS INGRESOS

Para una disminución de los ingresos en el orden del 20%, la alternativa "B" del proyecto obtiene una rentabilidad cercana al 40% y para una reducción de hasta 50% de ingresos el T.I.R. se encuentra en el orden de 23%.

El análisis de sensibilidad demuestra que el proyecto es altamente rentable y bastante flexible a variaciones en los niveles de inversión e ingresos, debido principalmente a que el área donde se implementará el mismo, la explotación del yacimiento, se encuentra en una etapa de desarrollo, es decir la inversión es de poco riesgo,; además de usarse equipos reinvertidos (en servicio), que alcanzarán mejores niveles de eficiencia operativa.

Por último, se debe indicar que la Evaluación Económica del Proyecto, ha considerado una situación no muy optimista, en la que no se disponga de capitales para efectuar las inversiones necesarias; por lo cual se generarán pérdidas en producción de petróleo y venteo de gas, estimadas en 4.71 MM U.S. \$ Anuales, tal como se señala en la Tabla III.3.

TABLA III.1

I N V E R S I O N E S

D E S C R I P C I O N	ALTERNATIVA "A" (M.U.S. \$)	ALTERNATIVA "B" (M.U.S. \$)
- Equipo de superficie y subsuelo para 41 pozos de gas lift	842.6	842.6
- Dos (2) motocompresores y Reubicación de cinco (5) equipos		1,350.0
- Cinco (5) motocompresores	2,500.0	
- Sistema de recolección de gas	238.3	238.3
- Sistema de distribución de gas	253.4	253.4
- Equipos de nueva batería	149.0	149.0
Equipos y servicios de planta	187.5	187.5
- Gastos indirectos y contingencias	417.0	302.0
- Capital de trabajo	230.8	230.8
- Inversión total	4,818.6	3,553.6

TABLA III.2

EVALUACION ECONOMICA (M.U.S.\$)

	ALTERNATIVA "A"	ALTERNATIVA "B"
Inversión activo fijo	4,587.8	3,322.8
Capital de trabajo	230.8	230.8
Inversión total	4,818.6	3,553.6
Ingresos (anual)	2,810.0	2,810.0
Egresos (gastos operativos)	229.4	166.1
Ingreso neto	2,580.6	2,643.9
Depreciación	458.8	332.3
Ingresos (antes de impuesto)	2,121.8	2,311.6
Ingresos (después de impuestos)	1,379.1	1,502.5
Flujo de caja	1,837.9	1,834.8
V.A.N (15%)	4,404.9	5,654.3
T.I.R	36.5 %	51 %
Pay out	2.49 años	1.81 años

TABLA III.3

PERDIDAS POR FALTA DE INVERSION

I . Pérdidas en Producción de Petróleo

- Producción Diferida (Sistema 700 psig) : 150 B.P.D.
Pérdida · 150 BPD x 20 U.S. \$: 3,000 U.S. \$/día
- Producción Diferida (Sistema 400 psig.) · 435 B.P.D.
Pérdida · 435 BPD x 20 U.S. \$: 8,700 U.S. \$/día
- Subtotal : 11,700 U.S. \$/día

II . Pérdidas por Venteo de Gas

- Gas al aire (Sistema Taiman - Peña Negra) : 400 MPCD
Pérdida : 400 MPCD x 3.01 U.S. \$/MPC : 1,204 U.S. \$/día

III. Pérdida Total

(I) + (II) : 11,700 + 1,204 = 12,904 U.S. \$/día ó
4.71 MM U.S. \$/año

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- i) La producción de gas en los campos de Nor-Oeste es en un 90% del tipo asociado o sea gas disuelto en petróleo, por lo que en el interior del yacimiento suministra la energía requerida para la afluencia de los fluidos del reservorio hacia el pozo, razón por la cual debe usarse en forma racional.

- ii) El sistema de extracción de petróleo mediante "Gas Lift" actualmente en operación no es usado en forma eficiente, debido a los siguientes factores :
 - Es de tipo semiabierto
Se aplica en un área geográfica bastante extensa con ocho estaciones de compresores, dificultando su operación y control.
 - Uso parcial de la capacidad instalada de compresión por la aplicación limitada de este

método de producción en los pozos del Noroeste.

- iii) El sistema "Gas Lift" del área Peña Negra - Taiman al estar interconectadas sus 4 estaciones de compresores mediante gasoductos, no permite un funcionamiento eficiente del mismo, el que se refleja en los siguientes indicadores :

Capacidad de compresión usada : 40% de la instalada.

Volumen del gas reciclado a los compresores es 46% del total producido.

Volumen de gas venteado es 8% del gas total producido, localizado principalmente en la Batería 995 Chacritas.

- iv) La relación gas/petróleo de inyección a los pozos de "Gas Lift" de la zona Peña Negra es de 3,350 PC/B1x1000 pies, valor muy alto para los usualmente empleados que oscilan de 500-750 PC/B1x1000 pies, motivado por :

Deficiencias en operación, control y evaluación de los equipos de superficie y subsuelo. Aplicación de este método a pozos de producción marginal o depletados : 2, 3 y 5 B.P.D. Mala distribución de pozos que operan con

este sistema al estar ubicados la mayor parte en áreas alejadas de las estaciones de compresores.

- v) El nivel de consumo de gas combustible para funcionamiento de los motores que accionan las unidades de bombeo mecánico, es elevado en los campos de Petroperú, así como en la zona de Peña Negra-Taiman principalmente por fugas en las líneas de distribución.

Así también el suministro de 1.0 MMPCD en las zonas de El Alto, para atender las necesidades de combustible del personal de la empresa es aproximadamente 50 veces mayor que el realmente requerido, debido a :

Fugas en las líneas troncales y red domiciliaria del sistema de distribución.

Uso extensivo por parte de particulares a través de conexiones clandestinas.

Derroche por parte de usuarios al no existir sistemas de control de consumo domiciliario.

- vi) El sistema de extracción mediante "Gas Lift" tiene costos operativos menores que el bombeo mecánico debido principalmente a que los gastos de mantenimiento de equipos de superficie y subsuelo son inferiores en cuanto a empleo de

mano de obra, costo de repuestos y reparaciones; así para mantenimiento de los equipos de subsuelo la frecuencia es 0.5 intervenciones/pozo-año en instalaciones con "Gas Lift", y de 1.5 intervenciones/pozo-año en el caso de bombeo mecánico.

vii) La operación del sistema "Gas Lift" a 700 psig utilizado en los pozos dirigidos, tiene limitaciones por sólo disponerse de un motocompresor para el suministro de gas para inyección a 7 pozos, en volumen insuficiente; además de presentarse paradas del equipo por averías o mantenimiento programado, esto puede superarse con la adquisición de nuevos equipos para cubrir los requerimientos de presión y volumen de gas para inyección a los 7 pozos dirigidos del Sector Restin.

viii) Es factible técnica y económicamente utilizar los compresores Marca : Ingersoll Rand 2RDS y los motores Caterpillar G-398 para aplicaciones a presiones de hasta 600 psig, que se adecúa a los requerimientos del Proyecto de ampliación de "Gas Lift" a la zona de Peña Negra.

ix) El proyecto para ampliar y aplicar en forma intensa el método de "Gas Lift" en la zona de

Peña Negra es económicamente favorable para las alternativas propuestas, de las cuales la más rentable es la Alternativa "B" que tiene un V.A.N. de 5.65 MM U.S. \$ y T.I.R. de 51%.

- x) De no ejecutarse el proyecto, manteniendo el sistema actual de operación de los pozos de "Gas Lift" de la zona Taiman - Peña Negra, las pérdidas por menor producción de petróleo y venteo de gas se estiman en 4.71 MM U.S. \$ anuales.

4.2 RECOMENDACIONES

-) Para optimizar el diseño de los equipos de subsuelo de los pozos considerados en el proyecto, deberá efectuarse pruebas de presión de fondo (BHP), nivel de fluido, producción de fluidos, relación Gas/Petróleo, etc. para cada pozo.
- 11) Centralizar el uso del método de extracción de petróleo mediante "Gas Lift" en una ó dos áreas de trabajo, usando la totalidad de la capacidad de compresión disponible actualmente en las zonas de El Alto y Los Organos.

Una de las áreas a considerarse debe ser la zona de Peña Negra - Restin evaluada en este proyecto.

- iii) Estudiar la factibilidad de aplicar "Gas Lift" a otras zonas, principalmente en aquellas áreas con pozos de alta relación de gas/petróleo (G.O.R) como : Lobitos, Portachuelo, Carrizo, etc. Estos estudios deben considerar en forma prioritaria el uso de los excedentes para proyectos de inyección de gas, para mantenimiento de presión en reservorios.

- iv) Para aquellas áreas que mantengan el sistema de extracción mediante bombeo mecánico deberá acelerarse la electrificación de las instalaciones para un mejor aprovechamiento de la energía que proporciona el gas como combustible.

- v) Utilizar el gas natural en forma racional como principal fuente de energía disponible en los reservorios de petróleo del Noroeste, otorgando primera prioridad a los proyectos del Area Exploración-Producción que contemplen aplicaciones de "Gas Lift" y/o mantenimiento de presión en los reservorios.

- vi) Eliminar el suministro de gas combustible mediante redes domiciliarias, reemplazándolo por balones de G.L.P. doméstico para el personal de la empresa en la zona de El Alto, Los Organos y

Talara, que permitirá disponer de aproximadamente 5.0 MMPCD para proyectos de mantenimiento de presión y/o uso como combustible principalmente para generación de Energía Termoeléctrica en las Plantas de Petróleos del Perú instaladas en Talara.

BIBLIOGRAFIA

- ABIDI F., "Pipeline System Costs Estimated", Oil and Gas J., 73(41) : 99 (1975).
- AUSTIN G.T., Manual de Procesos Químicos en la Industria, 5ta. Edición, Mc Graw Hill, México 1988. Sección 4,6.
- BROWN P. J., "Compresor and Engine Maintenance", Chem. Eng. Progr., 68 (6) : 77 (1972).
- CAMCO I.N.C., "Principles of Gas Lift", Texas 1984.
- CAMCO I.N.C., Gas Lift Design Data.
- CENTRO DE CAPACITACION PETROPERU, "Tecnología sobre Operaciones de Producción" Lima 1976.
- CONTRERAS M. y ALVA M., "Estudio Uso y Disponibilidad de Gas Natural en el Nor-Oeste", Departamento de Producción Petroperú, Talara 1989.
- CORDES R.J., "Use Compressor Safely", Hydrocarbon Process., 56 (10) : 227 (1977).
- DEPARTAMENTO DE PRODUCCION, PETROPERU, "Informe Situacional del Sistema de Extracción de Petróleo Mediante Gas Lift", Talara 1989.
- DEPARTAMENTO DE PRODUCCION, PETROPERU, Informe Mensual Balance de Gas Natural en Baterías del Campo", Talara 1990.
- DIMOPLON W., "What Engineers Need To Know About Compressors" Hydrocarbon Process., 57 (5) : 221 (1978).
- ELONKA A.S., Equipos Industriales, 3era Edición, Mc Graw Hill, México 1987. Sección 2.
- FAUST A.S., Principio de Operaciones Unitarias, 13ava. Edición, John Wiley and Sons, New York 1980. Sección 20 y 21.

- GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION, Engineering Data Book, Novena Edición, Oklahoma 1981.
- KATZ, CORNELL, KOBAYASHI Y OTROS, Handbook of Natural Gas Engineering, 1st. Edition, Mc Graw Hill, New York 1959. Sección 4.
- KIRK PATRICK D.M.; "Simpler Sizing of Gas Piping", Hydrocarbon Process., 48 (12) : 135 (1969).
- MADUEÑO JAIME, "Incremento de la Producción de Líquidos por Procesamiento del Gas de Petroperú y Petromar Noroeste", Talara, Junio 1990.
- MESSER J., "Selecting and Maintaining Reciprocating Compressor Piston Rods", Chem. Eng., (21 Mayo, 1979).
- MIND T.E.W., Principles of Well Oil Production, 2nd. Edition, Mc Graw Hill, New York 1981. Sección 6.
- MORALES V. JORGE, Bombeo Neumático, Centro de Capacitación Petrolera, Lima 1980.
- NEERKEN R.F., "Compressor Selection for the Chemical Process Industries" Chem. Eng., 82 (2) : 78 (1975).
- PERRY R. H. AND CHILTON C.H., Biblioteca del Ingeniero Químico, 5ta. Edición, Mc Graw Hill, México 1986. Sección 25.
- PETERS S. M., Plant Design and Economics For Chemical Engineers, Third Edition, Mc Graw Hill, New York 1980. Sección 5, 9.
- PLANTA GAS NATURAL, PETROPERU, Informe Mensual "Balance de Gas Natural en Plantas de Procesamiento", Talara 1990.
- RIDGWAY R. S., "Instalation, Operation and Maintenance of Reciprocating Compressors", Compressor Handbook, Hydrocarbon Process, (Octubre, 1969).
- SIMPSON L. L., "Sizing Piping For Process Plants", Chem Eng., 75 (13) : 192 (1968).
- SIVALLS, INC., Diseño de Separadores de Baja Presión, ODESSA, Texas.
- STREETER V.L., Mecánica de Fluidos; 6ta. Edición, Mc Graw Hill, Bogota 1981. Sección 6.

WATKINS R.N., "Sizing Separators And Accumulators", Hydrocarbon Process., 46 (11) : 253 (1967).

WINKLER H. W., "Gas Lift Solves Special Producing Problems", World Oil, Noviembre 1988.

WINKLER H. W., "How To Design a Closed Rotative Gas Lift Systems", World Oil, Agosto 1960.

WINKLER H. W., "Producing Stripper Wells by Gas Lift in Perú", Petroleum Engineer, Abril 1958.