

**Universidad Nacional de Ingeniería  
Facultad de Ingeniería de Petróleo**



**“ ESTUDIO FACTIBILIDAD PERFORACION  
POR GAS YACIMIENTO CARRIZO -  
RESERVORIO MOGOLLON “**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO DE PETROLEO**

**GERARDO ALVAREZ CAZASOLA**

**Promoción 1974 - II**

**Lima ✱ Perú ✱ 1989**

## SUMARIO

Como consecuencia de la puesta en operación de las Plantas Industriales en Talara (año 1975), se incrementaron las necesidades de gas, teniéndose que, suspender proyectos de mantenimiento de presión y adquirir volúmenes de gas del área de Petromar S.A.. Actualmente la situación es crítica por falta de gas y Petroperú S.A. deberá considerar dentro de sus Planes y Programas, montos sustanciales para incrementar la producción de gas natural.

Se han analizado los yacimientos con mayores perspectivas para perforar por gas, habiéndose detectado que el yacimiento Carrizo, reservorio Mogollón, es el área con mayor potencial en reservas de gas no asociado.

La evaluación económica a nivel país es la siguiente:

	<u>CASO I</u>	<u>CASO II</u>
Ubicac. y Reacond., (Prod./Secos)	2/0 y 5/1	8/2 y 5/1
Reservas, (MMPC)	5,600	13,600
Inversión, (MUS\$)	1,504	4,672
V.A.N. @ 20%, (MUS\$)	467	11

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA PERFORACION POR GAS**  
**YACIMIENTO CARRIZO - RESERVORIO MOGOLLON**

**CONTENIDO**

SUMARIO

INTRODUCCION

DISCUSION

**1. UBICACION**

**2. INFORMACION GENERAL SOBRE GAS NATURAL**

**2.1 Definiciones, Propiedades y Usos del Gas Natural**

**2.1.1 Definiciones**

**2.1.2 Propiedades Principales**

**2.1.3 Usos del Gas Natural**

**2.2 Clasificación de los Reservorios**

**2.2.1 Gas Seco**

**2.2.2 Gas Humedo**

**2.2.3 Gas Condensado**

## **2.3 Métodos de Evaluación y Prueba de Pozos de Gas**

### **2.3.1 Análisis de Presiones**

### **2.3.2 Pseudo Presión de un Gas Real**

### **2.3.3 Pruebas de Potencial**

## **2.4 Estimados Reservas de gas**

### **2.4.1 Volumétrico**

### **2.4.2 Balance de Materiales**

### **2.4.3 Curvas de Declinación de Presión**

### **2.4.4 Simulación de Reservorios**

## **2.5 Completación Pozos de Gas**

### **2.5.1 Hueco Abierto**

### **2.5.2 Forros de Producción Cementados**

### **2.5.3 Empaque de Grava**

## **3. DESCRIPCION DEL RESERVORIO MOGOLLON**

### **3.1 Información Geológica**

### **3.2 Características de Roca y Fluidos**

#### **3.2.1 Porosidad**

#### **3.2.2 Permeabilidad**

#### **3.2.3 Saturación de agua**

#### **3.2.4 Análisis Cromatógrafico del Gas**

### **3.3 Contacto de Fluidos**

### **3.4 Mecanismo de Producción**

## **4. HISTORIA DE EXPLOTACION**

### **4.1 Perforación y Completación**

### **4.2 Producción Pozos de Gas**

### **4.3 Historial de Presiones**

## **5. DISPONIBILIDAD DE GAS EN EL AREA OPERADA POR PETROPERU**

### **5.1 Producción Gas Noroeste**

### **5.2 Sistemas de Recolección de Gas Natural**

#### **5.2.1 Baterías de Producción**

#### **5.2.2 Estaciones de Compresión**

#### **5.2.3 Recolección de Gas**

### **5.3 Demanda de Gas Natural**

#### **5.3.1 Combustible**

#### **5.3.2 Materia Prima**

#### **5.3.3 Inyección a Reservorios**

### **5.4 Gas Procesado en Plantas**

**5.5 Problemas por Falta de Gas**

**6. FACTIBILIDAD DE DESARROLLO ADICIONAL**

**6.1 Volumen de Gas Insitu (GIIP)**

**6.2 Reservas de Gas**

**6.2.1 Pozos en Actual Producción**

**6.2.2 Perforación Adicional**

**6.2.3 Reacondicionamientos**

**7. ESQUEMAS DE DESARROLLO ADICIONAL EVALUADOS**

**7.1 CASO I: Perforación de Dos Ubicaciones y Cinco Reacondicionamientos**

**7.2 CASO II: Caso I + Perforación Adicional**

**7.3 Pronósticos de Producción**

**7.3.1 Gas Asociado**

**7.3.2 Gas No Asociado**

**8. EVALUACION ECONOMICA**

**8.1 Inversión**

**8.2 Precio y Gastos Operativos**

### **8.3 Rentabilidad**

## **9. CONCLUSIONES**

## **10. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS**

## **11. TABLAS**

## **12. FIGURAS**

## INTRODUCCION

El presente estudio ha sido preparado teniendo en consideración que Petroperú S.A. en sus operaciones en el Noroeste del Perú, tiene déficit de producción de gas, el cual irá incrementando en el futuro.

Se han analizado los yacimientos con mayores perspectivas para perforar por gas e incrementar la producción de gas no asociado, habiéndose detectado que el yacimiento Carrizo-reservorio Mogollón, es el área con mayor potencial en reservas de gas no asociado, en el área operada por Petro-Perú en el Noroeste del Perú.

El área materia del estudio se encuentra ubicada en el yacimiento Carrizo, en la Cuenca Talara, en el área "A", aproximadamente a 25 Kms. al norte de la ciudad de Talara (Figura CA-1). El descubrimiento del área se hizo el año 1953 con la perforación del pozo AX-26, el cual alcanzó la profundidad de 6787'. Posteriormente se continuó con el desarrollo del campo, habiéndose obtenido producción de petróleo y/o gas de las formaciones Verdún, Arenas Talara, Hélico, Echino, Ostrea, Mogollón, San Cristóbal y Basal Salina .

Por el objetivo principal Mogollón se han perforado 30 pozos. De éstos, dos fueron perforados por gas, el 5895 y el



6316 en los años 1980 y 1981, obteniéndose los resultados siguientes:

Pozo 5895            5.2 MMPCD x 1/4" x 2525 psi.

Pozo 6316            386 BPD x 24D x 1/4" x 3,221 PC/Bl. x -/1500.

A la fecha, existen en total 6 pozos productores de gas en la formación Mogollón, uno en Basal Salina y uno en Ostrea-Echino.

La producción promedio de gas natural del presente año en el área operada por PetroPerú es de 30.1 MMPCD revisado, debido a la falta de disponibilidad de medidores en las operaciones de campo (Baterías). De este volumen, el gas no asociado representa el 15.9% (4.8 MMPCD).

Los requerimientos de gas en Operaciones de Petroperú en el Noroeste (Plantas Industriales, Termoeléctrica Malacas, Combustible Campo, Población, etc.) son de aproximadamente 58.1 MMPCD. Para cubrir dicha demanda es necesario comprar gas a nuestra filial Petromar (26.2 MMPCD). A pesar de ello, actualmente la disponibilidad de gas para cubrir las necesidades de los usuarios, es crítica y tiene un déficit de 1.8 MMPCD. La menor disponibilidad de gas se debe principalmente a la declinación de la producción de gas asociado en Area Lima. La producción de gas no asociado es principalmente usado como gas de procesos para la Planta de

Fertilizantes (requiere 6.0 MMPCD). Los pozos de gas que aportan directamente alcanzan el 42% (2.5 MMPCD).

Adicionalmente a lo anterior, existirá una mayor demanda de energía (electrificación de pozos, crecimiento población, recuperación secundaria, ampliación de la refinería Talara, etc.) a partir del año 1990. Para cubrir ello, es necesario que Petroperú S.A. instale una nueva Central Termoeléctrica en Talara con capacidad para 16,000 Kilovatios, el cual requiere de un volumen de 6.0 MMPCD de gas combustible.

En tal sentido, el presente estudio fue realizado con los objetivos siguientes:

- (.) Recomendar acciones tendentes a incrementar la producción de gas no asociado (perforación, reacondicionamientos, etc).
- (.) Preparar pronósticos de producción de gas Asociado y No Asociado, así como; la demanda de gas.
- (.) Posibilidades de disponer de mayores volúmenes de gas para que Petroperú S.A. instale una nueva Central Termoeléctrica en Talara.

## DISCUSION

### **1. UBICACION**

El área materia del estudio se encuentra ubicada en el yacimiento Carrizo, en la Cuenca Talara, en el área "A", aproximadamente a 25 Kms. de la ciudad de Talara (Figura CA-1)

La extensión del área es de aproximadamente 15 Kms<sup>2</sup> (Figura CA-2).

### **2. INFORMACION GENERAL SOBRE GAS NATURAL**

Los volúmenes de gas son medidos a condiciones normales de presión y temperatura. Aproximadamente 1 pie<sup>3</sup> de gas natural, tiene cerca de 1,000 BTU de potencial calorífico. El gas es altamente compresible.

#### **2.1 Definiciones, Propiedades y Usos del Gas Natural**

Aspectos más importantes, son los siguientes:

##### **2.1.1 Definiciones**

Hidrocarburos que existen en un reservorio en fase gaseosa o en solución con el petróleo.

**Gas asociado.-** Hidrocarburos gaseosos que se encuentran en reservorios, en contacto con el petróleo. El gas puede estar como gas libre o disuelto en el petróleo.

**Gas No asociado.-** Hidrocarburos que se encuentran a condiciones de reservorio y de superficie como un solo sistema (fase gaseosa).

**Gas Crudo.-** Es tal y como se produce del reservorio, incluye cantidades de hidrocarburos pesados que pueden licuarse a condiciones atmosféricas de presión y temperatura, puede tener trazas de agua y otros componentes ( $\text{CO}_2$ , He,  $\text{N}_2$ ). No es apropiado para el consumo, debe someterse a procesos de purificación.

**Gas Húmedo.-** Hidrocarburos gaseosos con un alto porcentaje de metano (75-90%) en su composición. Los componentes más pesados son mayores que en el gas seco. Gas Húmedo es más o menos equivalente a condensado de gas fluido existente en el reservorio, denominados Reservorios de Gas Condensado.

El rendimiento de licuables generalmente está por encima de 20 Bls./MMPC.

**Gas Dulce.**- Es aquel que no contiene azufre o se encuentra en cantidades mínimas (<1%), no requieren de un proceso de tratamiento y puede ser usado como combustible doméstico e industrial.

**Gas Acido.**- Contiene cantidades apreciables de azufre (>2%), para su comercialización debe ser sometido a un proceso de desulfuración. También el gas ácido incluye CO<sub>2</sub>, mercaptanos, tiofenos, etc.

#### **2.1.2 Propiedades Principales**

Pueden ser determinados directamente de pruebas de laboratorio o de su composición química.

**Constantes Críticas (P<sub>c</sub>,T<sub>c</sub>).**- La temperatura crítica de una sustancia pura puede ser definida como la máxima temperatura, en la cual la fase líquida y vapor pueden coexistir en equilibrio. La presión de vapor a esta temperatura es llamada presión crítica. Kay (1936) formuló reglas para determinar

las propiedades físicas del gas natural a partir de los componentes constituyentes; éstos son:

Temperatura Pseudo-crítica       $T_{pc} = T/T_c$

Presión Pseudo-crítica           $P_{pc} = P/P_c$

Temperatura Pseudo-reducida       $T_{pr} = T/T_{pc}$

Presión Pseudo-reducida           $P_{pr} = P/P_{pc}$

Donde:

$Y_i$  = Fracción molar del componente  $i$ .

**Factor de Volumen de Formación ( $B_g$ ).** - Es la relación del volumen de una cantidad dada del gas a condiciones del reservorio, al volumen del mismo en la superficie a condiciones normales de presión (14.7 psia) y temperatura (60°F).

$$B_g = 0.00504 (zT/P) \text{ Bls./SCF}$$

**Factor de Desviación (z).**- Es una cantidad adimensional, se emplea para corregir el comportamiento ideal de los gases ( $z=1$ ) a su comportamiento real.

**Compresibilidad (Cg).**- La compresibilidad a condiciones isotérmicas, de una sustancia gaseosa es definida como:

$$C_g = 1/P - 1/z * (dz/dP)_t$$

**Viscosidad ( $\mu g$ ).**- La viscosidad de un gas depende de la presión, temperatura y composición del gas. Es expresado en poises, centipoises, micropoises, etc.

**Formación de Hidratos de Gas.**- Son compuestos cristalinos parecidos al hielo, formados por la combinación del gas natural y agua, bajo presiones y temperatura considerablemente encima del punto de congelamiento del agua. Este efecto acarrea problemas muy serios en las operación de producción y en las Plantas Procesadoras de Gas.

### **2.1.3 Usos del Gas Natural**

El gas natural es usado como combustible desde hace más de 150 años. Inicialmente fue usado en áreas donde se producía, el exceso era venteado al aire o quemado. Con el tiempo se inició la era de la Petroquímica, rama más moderna de la industria que exige la utilización de una tecnología avanzada y complicada, unido a un recurso humano apropiadamente preparado. Constituye una de las primeras actividades económicas en la mayoría de los países industrializados.

El gas natural en el Perú es utilizado para las plantas industriales, combustible, materia prima, usos domésticos y para conservación de energía en reservorios.

La industria Petroquímica en el Perú nació con la refinación, cuando el craqueo catalítico hizo su aparición en 1912. El Complejo de Fertilizantes de PETROPERU S.A. instalado en Talara, entró en operación en Marzo-1975. Adicionalmente se construyeron las Plantas de Solventes y Negro de Humo.



El Complejo de Fertilizantes es capaz de producir 510 TM/D de úrea, a partir de la conversión de 300 Ton. de amoníaco, además; cuenta con una capacidad de generación eléctrica de 54,000 Kilovatios, compuesta de tres turbogeneradores que usan gas natural como combustible. En esta planta se elaboran fertilizantes requeridos para el país, reduciendo el déficit de abonos nitrogenados y contribuyendo así a elevar la producción agropecuaria.

La Planta de Solventes inaugurada en Julio 1979, esta diseñada para producir 5,000 TM anuales de acetona y 10,000 TM anuales de alcohol isopropílico. Aportando a la industria nacional materias primas necesarias para la elaboración de pinturas, lacas, reactivos de metalurgia, etc.

La Planta Negro de Humo entro en operación en 1977, tiene una capacidad de 15,000 Ton. anuales. Se emplea para la fabricación de llantas para toda clase de vehículos y sirve de pigmento para la elaboración de artículos de caucho en general, tintes de imprenta, pinturas, discos, etc.

## **2.2 Clasificación de los reservorios de Gas**

Debido a la diferencia fundamental en su comportamiento de fases (presión, temperatura), los reservorios de gas natural son clasificados como: gas seco, gas húmedo y gas condensado (Figura CA-3).

### **2.2.1 Gas Seco**

Está compuesto principalmente por metano (>92%), con cantidades menores de etano, propano y butano. Este gas no condensa líquido en el reservorio ni en superficie durante la producción.

El comportamiento es ilustrado en la Figura CA-3A. La temperatura está sobre la temperatura crítica de condensación de la mezcla de gas, no condensa líquido con la caída de presión (1 a 2), por falta de suficiente componentes pesados en la mezcla.

### **2.2.2 Gas Húmedo**

Un gas húmedo es predominantemente metano (75-90%). Cuando declina la presión condensa poco líquido en el reservorio, debido a que la temperatura es suficientemente alta para conservar la mayoría de los componentes en

la fase de gas. Algo de condensado será formado a la temperatura de superficie.

El comportamiento de fase es mostrado en la Figura CA-3B, donde la temperatura está sobre la temperatura crítica de condensación de la mezcla de gas. Una reducción de presión (1 a 2) no causaría condensación de líquido. Pasando el gas de temperatura actual a condiciones de tanque (donde la temperatura es muy baja), resultaría formación de líquido. Ello es causado por un decremento en la energía cinética de moléculas pesadas con caída de temperatura y sus subsecuentes cambios a líquido.

Es práctica común, separar los componentes más pesados del gas producido, por técnicas de estabilización a baja temperatura.

### **2.2.3 Gas Condensado**

Los reservorios de gas condensado son de especial interés, debido al fenómeno retrógrado asociado con su explotación. Un reservorio que originalmente existe en el punto 1 (Figura CA-3C), está en una sola fase gaseosa después de una reducción de la

presión del reservorio (1-2-3) a temperatura constante, la condensación retrógrada tiene lugar cuando la línea del punto 2 es atravezada. La cantidad de líquido condensado incrementa hasta que un punto de máxima condensación es alcanzada.

La explotación de este tipo de reservorios puede ser desarrollada en una de las dos formas:

Produciendo el reservorio por depletación natural.- Los fluidos producidos son procesados y el resultado es gas seco y gasolina.

Reinyectando todo o parte del gas seco obtenido del reservorio.- Lo fundamental de esta técnica de reciclaje es pronosticar las pérdidas incurridas por condensación retrógrada al inicio de la vida del reservorio y cómo el reciclaje es llevado a cabo.

### **2.3 Métodos de Evaluación y Prueba de Pozos de Gas**

Uno de los principales problemas que se presenta cuando se completa un pozo de gas, es determinar la capacidad de producción-presión. Ello, es muy importante, porque de los resultados dependen las

inversiones a realizarse para continuar perforando y enviar el gas a los centros de consumo.

### 2.3.1 Análisis de Presiones

Wattenbarger y Ramey, han demostrado que para reservorios de gas, se debe tener en cuenta lo siguiente:

(.) Presiones del reservorio encima de 3,000 psi, flujo en un reservorio activo-infinito, puede ser analizado por "Pws". Para el caso de un cierre (build up) en un pozo se grafica en papel semi-logarítmico Pws vs.  $\text{Log}(t + t)/t$  y se obtiene:

$$Kh = 162.6 * (Qg * Bg * \mu_i) / m$$

$$s = 1.151 [ (P_{1hr} - P_{wf}) / m - \text{Log}(K / \phi \mu_i c_t r_w^2) ] + 3.23$$

(.) Para presiones del reservorio debajo de 2,000 psi, flujo en un reservorio activo-infinito, puede ser analizado por "Pws<sup>2</sup>". Para el caso de un cierre (build up) se grafica en papel semi-

logarítmico  $Pws^2$  vs.  $\text{Log}(t_p + t)/t$  y se obtiene:

$$Kh = 1,637 * (Qg * \mu_i * z_i * T) / m$$

$$s = 1.151 [ (Pws_1^2 - Pwf_o^2) / m - \text{Log}(K / \phi \mu_i c_t r_w^2) + 3.23 ]$$

(.) Para altos y bajos valores de presión del reservorio se usa Pseudo Presión Real del Gas (U). Para el caso de un cierre (build up) se grafica en papel semi-logarítmico  $Uws$  vs.  $\text{Log}(t + t_p)/t$ , y se obtiene:

$$Kh = 1.632 * Qsc * T / m$$

$$s = 1.151 [ (Uws_1 - Uwf_o) / m - \text{Log}(K / \phi \mu_i c_t r_w^2) + 3.23 ]$$

Las propiedades del reservorio cerca de las paredes del hueco (wellbore), son generalmente alterados durante la perforación, completación y estimulación de pozos. Ello causa daño a la formación y por consiguiente una caída de presión adicional durante el

flujo, este efecto es denominado daño físico (s).

Durante el flujo radial, la velocidad del flujo incrementa en las paredes del hueco, esto debido a que el área perpendicular a la dirección del flujo empieza a ser más pequeña. Este incremento en la velocidad favorece el desarrollo de flujo turbulento alrededor de las paredes del hueco (wellbore), ello ocurre más comúnmente en flujo de pozos de gas. La caída de presión total en pozos de gas es debido a efectos de flujo laminar, efecto skin y flujo turbulento, el cual en términos de pseudo presión es el siguiente:

$$U = U_{\text{laminar}} + U_{\text{skin}} + U_{\text{turbulento}}$$

El factor skin compuesto o total, esta dado por:

$$s' = s + Dq_{sc}$$

Donde:

D= Factor de flujo turbulento.

### **2.3.2 Pseudo Presión de un Gas Real**

La aproximación más rigurosa aplicada al flujo de gas, es introduciendo el concepto de "Pseudo Presión Real del Gas". La ecuación fue introducida por Al-Hussainy en 1965, para evaluar principalmente los efectos de viscosidad y factor de desviación del gas, la cual es definida como:

$$U = 2 \int (P/\mu z) \delta P$$

Donde:

Po = Presión de referencia especificada.

El uso de U requiere de un gráfico U(P) vs. P, para el pozo de gas a analizarse, a temperatura del reservorio.

### **2.3.3 Pruebas de Potencial**

Pruebas de entrega de gas (Back Pressure) hacen posible la predicción de los regímenes de flujo del pozo con la depletación del reservorio.

Como resultado de un gran número de observaciones empíricas (Rawlins y Schellhardt en 1936), se determinó la



ecuación de entrega en pozos de gas, siendo la ecuación la siguiente:

$$Q_{sc} = C (P_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

Donde :

$Q_{sc}$  = Régimen de flujo a condiciones normales (14.7 psia y 60°F), MMPCD.

$P_r$  = Presión Promedia del Reservorio, psia

$P_{wf}$  = Presión Fluyente de Fondo, psia.

$C$  = Coeficiente el cual describe la posición de la línea de entrega estabilizada.

$n$  = Exponente el cual describe la inversa de la pendiente de la línea de entrega estabilizada.

La expresión de entrega de gas, también puede ser expresada en forma más rigurosa; es decir, en términos de pseudo presión:

$$Q_{sc} = C (U_r - U_{wf})^n$$

Los factores "C" y "n" dependen de las propiedades del gas (viscosidad, temperatura y compresibilidad) y de las propiedades del reservorio (permeabilidad, espesor neto de

arena, área de drenaje, diámetro del hueco y daños del pozo). El exponente "n" varía de 0.5 - 1.0, para flujo en el reservorio completamente turbulento y laminar, respectivamente.

El potencial absoluto a flujo abierto en un pozo (AOF), es definido como el régimen al cual produciría, con una contrapresión de cero en las paredes del pozo. No puede ser medido directamente, pero puede ser determinado de pruebas de entrega.

La aplicación de la ecuación de entrega de gas, tiene una serie de asunciones:

- (.) Condiciones isotérmicas constantes en el reservorio.
- (.) Efectos de gravedad negligibles.
- (.) Fluido que fluye esta en una sola fase.
- (.) Medio homogéneo e isotrópico y la porosidad es constante.
- (.) Permeabilidad independiente de la presión.
- (.) Viscosidad y Compresibilidad constantes.

(.) Modelo de flujo radial-cilíndrico es aplicable.

Adicionalmente a lo anterior, para determinar las características del reservorio (n y C) y el potencial absoluto de gas (AOF), existe un método teórico, el cual consiste en plotear en papel logaritmico ( $P_r^2 - P_{wf}^2$ )/ $Q_g$  vs.  $Q_g$ , el resultado es una línea recta de pendiente b, e intercepto a. La ecuación es la siguiente:

$$P_r^2 - P_{wf}^2 = aQ_g + bQ_g^2$$

Donde :

$$a = 1422 (u_g z_g T)/kh [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s]$$

$$b = 1422 [(u_g z_g T)/kh]*D$$

Los principales métodos para determinar las entregas de pozos de gas son:

**Convencional.-** Empieza con un cierre. El pozo es abierto con un tamaño de estrangulador y no es movido hasta que el flujo y  $P_{wf}$  estabilicen. Esto requiere en algunos casos un tiempo muy prolongado, dependiendo

de la permeabilidad del reservorio. El procedimiento se repite para varios estranguladores, generalmente cuatro.

**Isocronal.-** La prueba está basada en que a tiempos iguales de flujo, el mismo volumen de reservorio es afectado independiente del régimen de flujo. Este procedimiento requiere de por lo menos un punto de estabilización para evaluar el coeficiente "C".

**Isocronal Modificado.-** El procedimiento consiste en abrir y cerrar el pozo por un mismo período de tiempo para cada tamaño del estrangulador (Katz en 1959). Durante estos tiempos, la presión estática restablecerá al valor  $P_{ws}$ , el cual será menor después de cada período de flujo. Un período de flujo extenso es aún requerido para evaluar el coeficiente "C".

La Figura CA-4 muestra un gráfico de los métodos de capacidad de entrega en un pozo de gas.

La determinación de entregas de gas en reservorios de baja permeabilidad (mayoría

de casos de los reservorios del Noroeste del Perú), donde los periodos de flujo y cierre no alcanzan estabilización, es recomendable que estos periodos sean de igual duración (isocronal modificado) y al final un flujo extenso es requerido, para determinar la ecuación o curva de entrega de gas estabilizada.

## **2.4 Estimado Reservas de Gas**

Los estimados de reservas en reservorios de gas son muy importantes, el grado de exactitud depende del conocimiento y datos existentes del reservorio.

### **2.4.1 Volumétrico**

Las reservas de gas natural bajo control volumétrico (sin entrada ni producción de agua), esta dada por:

$$R_g = 43,560 A h \phi (1-S_w) * (1/B_{g_i}) * E_g$$

Donde:

$S_{wi}$  = Saturación de agua inicial, fracción

$A$  = Area product. original del reserv., acres

$h$  = Espesor de formación neto efectivo, pies

$\phi$  = Porosidad, fracción

Eg =Factor de recuperación, fracción del gas insitu al recuperable.

El factor de recuperación (Eg) de un reservorio de gas, es principalmente una función de la presión de abandono y características del reservorio. Algunas compañías usan una presión de abandono de 100 psi/1,000 pies de profundidad. La presión de abandono es más baja para un reservorio de alta permeabilidad. Reservorios de impulsión por agua, generalmente tienen un bajo factor de recuperación, debido a la alta presión de abandono, por entrada de agua a los pozos productores.

Para reservorios de gas finitos y si la presión de abandono es conocida, el factor de recuperación es:

$$Eg = 100*(1-Bg_i/Bg_a) = 100*(1-PaZi/PiZa)$$

Para reservorios de impulsión por agua:

$$Eg = 100*(Sg_iBg_a - Sg_aBg_i)/Sg_iBg_a$$

Donde:

$Sg_i, Sg_a$  = Saturación gas inicial y de abandono.

$Bg_i, Bg_a$  = F.V.F. inicial y de abandono, PC/PCS.

$P_a$  = Presión de abandono, psia.

$Z_a$  = Factor de desviación al abandono.

Para reservorios de impulsión por agua activos, donde el gas residual es atrapado a altas presiones,  $E_g$  puede ser 50 ó 60%, comparado a 70-80% por impulsión de agua moderado y 80-90% para reservorios volumétricos.

#### 2.4.2 Balance de Materiales

El gas insitu, las reservas, entrada de agua, etc. pueden ser estimados del comportamiento histórico, usando el método de Balance de Materiales, para lo cual se debe disponer de datos de producción-presión confiables y exactos.

La producción acumulada esta dada por:

$$G_p = [G(Bg - Bg_i) + W_e - W_p B_w] / B_g$$

Para reservorios sin entrada de agua, ni producción de agua:

$$G_p = [G(B_g - B_{g_i})] / B_g$$

Donde:

$G_p$  = Prod. acumulada de gas de  $P_i$  a  $P$ , PCS

$W_e$  = Barriles de agua atrapados en el reservorio.

$W_p$  = Barriles de agua producidos en superficie, Bls.

$B_w$  = F.V.F. del agua, Bls./STB

La ecuación de balance de materiales no es relevante en la vida de producción inicial del reservorio.

### 2.4.3 Curvas de Declinación de Presión

Para un reservorio volumetrico finito (sin entrada de agua ni producción de agua), tenemos:

$$P/Z = -(P_b * T * G_p) / (5.615 * z_b * T_b * V_i) + P_i / z_i$$

Entonces, un gráfico de  $P/Z$  vs.  $G_p$ , será una línea recta para un reservorio volumétrico de gas, esto es más confiable si se analiza



despues de haber producido un razonable volumen de gas (cerca del 20% de las reservas). El intercepto  $P/Z = 0$  dará el Gas In-situ:

$$G = 5.615 * z_b * T_b * V_i * P_i / P_b * T * z_i$$

La pendiente esta dada por

$$-1/d = -P_b * T / 5.615 * z_b * T_b * V_i$$

#### **2.4.4 Simulación de Reservorios**

En la industria del petróleo y gas existen numerosos simuladores de reservorios. Ellos permiten evaluar y con bastante grado de exactitud, las reservas de hidrocarburos (petróleo y gas), para lo cual requieren datos petrofisicos y de fluidos en forma detallada y precisa.

Estimar reservas de hidrocarburos (petróleo y gas) es una de las partes más importantes del trabajo del ingeniero de petróleo, porque de ello depende las inversiones a ejecutarse en el futuro.

Durante la vida inicial de un yacimiento, desafortunadamente las reservas de hidrocarburos

no son confiables debido a la pobre información disponible. Para ilustrar esta idea podemos decir que durante la vida de un yacimiento existen tres periodos. El primero antes que los pozos sean perforados, algunos estimados serán necesarios basados en el conocimiento del área o pozos, generalmente las reservas serán expresadas en Bls./Acre. El segundo periodo sigue después de perforarse uno ó más pozos, existe información de registros eléctricos, datos de análisis de núcleos, fluidos y presiones del reservorio, información geológica, es posible conocer el mecanismo de producción, muchos estimados de reservas serán realizados volumétricamente, las reservas se expresarán en Bls./Acre-pie. El tercer periodo es cuando se tiene suficiente información para revisar los cálculos volumétricos, se cuenta con tendencias de curvas de declinación de producción-presión, etc. lo que permite conocer verdaderamente el mecanismo de producción y el petróleo y/o gas insitu y recuperable, es posible ahora efectuar cálculos de Balance de Materia, Simulación de Reservorios, etc.

## **2.5 Completación Pozos de Gas**

En muchos casos en un pozo de gas, es más importante la eficiencia de completación que las carac-

terísticas del reservorio. Existen principalmente tres tipos de completación, dependiendo de la profundidad del pozo y tipo de reservorio.

#### **2.5.1 Hueco Abierto**

Esto consiste en sentar los forros de producción en el tope del reservorio productivo. El reservorio no es cementado, tampoco son requeridos perforados. Este tipo de completación fue descontinuada hace muchos años.

#### **2.5.2 Forros de Producción Cementados**

Es el método de completación más ampliamente usado, consiste en sentar la tubería hasta el fondo del reservorio a evaluar, luego se llena de cemento el anillo entre los forros de producción y el hueco.

Es necesario perforar el forro de producción para establecer comunicación con el reservorio productivo. Este tipo de completación permite seleccionar la zonas que serán abiertas. La eficiencia de completación es alta dependiendo del número de perforados, profundidad en la cual la perforación se extiende en el reservorio,

patrón de perforación y si hay una presión diferencial positiva del pozo al reservorio y viceversa. La compactación del reservorio en los alrededores a los perforados, puede reducir la eficiencia considerablemente.

### **2.5.3 Empaque de Grava**

La falta de material cementante en el reservorio, permite producir arena del pozo. Cuando los pozos completados tienen la formación no consolidada, una completación de empaque de grava es frecuentemente empleada.

En este tipo de completación, un liner perforado es sentado dentro del casing al otro lado del reservorio productivo. El anillo entre el casing y el liner es entonces llenado con una arena que es más gruesa que la arena de la formación.

## **3. DESCRIPCION DEL RESERVORIO MOGOLLON**

Actualmente en el área de estudio, por el objetivo principal Mogollón, se tienen perforados 30 pozos.

### **3.1 Información Geológica**

Las operaciones en actual explotación se desarrollan en la Cuenca Talara. La característica más notable de las formaciones productivas de la Costa Noroeste del Perú es su irregularidad. La rápida deposición, aunque favorable para la generación de hidrocarburos, fue desfavorable desde el punto de vista de calidad de roca reservorio.

La geología de subsuelo que presenta el área, es objeto de intensos cambios laterales, afectando ello la calidad y continuidad de los reservorios productivos. La geología estructural, es la de grandes bloques, limitados por fallas de gran desplazamiento vertical; éstos a su vez, están formados por bloques pequeños limitados por fallas menores, las cuales se controlan cuando en el bloque principal se han perforado un gran número de pozos. Estos factores propios de los reservorios, en conjunto con la intensa actividad tectónica posterior a la deposición, dan como resultado la presencia de numerosos campos productores pequeños e independientes, con variados comportamientos productivos.

Los principales horizontes productivos son: Basal Salina, Mogollón, Ostrea, Pariñas, Echino, Terebratula, Talara, etc.

El presente estudio consiste en evaluar el reservorio Mogollón del yacimiento Carrizo, para perforar pozos por gas.

La secuencia de Mogollón se ha depositado en por lo menos cuatro sistemas yuxtapuestos, que abarcan desde el medio fluvial, al de conos de depositación sumergidos y turbiditas, pero sin delta intermedio.

En la formación Mogollón del yacimiento Carrizo se han identificado aproximadamente 1,500 pies de secuencias de arenas y lutitas. Se distinguen tres miembros importantes: Mogollón Superior, Medio e Inferior (Figura CA-5). En algunos casos el Mogollón Superior se encuentra saturado con gas.

**Mogollón Superior.**- Muestra tres unidades litológicas bien diferenciadas en los perfiles de los pozos.

**Chorro Superior.**- Areniscas de cuarzo blanco verdoso, de grano medio a grueso, firme en partes friables, que están intercaladas con estratos de

lutitas abigarradas (rojizas verdosas), de textura suave, masiva, no calcárea.

**Chorro Inferior.**- Arenisca de cuarzo, grano medio a grueso, de color blanco en pequeñas partes, ligeramente verdoso, y conglomerados de cuarzo subredondeados con aisladas intercalaciones de capas de lutitas abigarradas.

**Fuente.**- Areniscas de cuarzo y pocas cuarcitas, de grano medio a grueso, blanco y conglomerados de cuarzo semilechoso, subredondeados, en matriz de areniscas con cemento calcáreo, con delgadas intercalaciones de lutitas abigarradas; suaves, blandas, masivas, no calcareas.

**Mogollón Medio.**- Lutitas grises, oscuras, con granos de glauconita y limolita de color gris, compactas masivas.

**Mogollón Inferior.**- Areniscas de cuarzo, grano medio a grueso de color gris, ligeramente blanco y granos verdosos de sílica con intercalaciones de conglomerados de cuarzo hialino y semilechoso, subredondeados, intercalados con lutita abigarrada.

Las Figuras CA-6 y CA-7 muestran las correlaciones estratigráficas entre los pozos de gas.

Gran parte de la producción de la formación Mogollón proviene de fracturas tectónicas y las secciones que generan un grado más alto de fracturas son las secuencias de conglomerados y areniscas o en las capas en las que gradan de conglomerados a areniscas de grano grueso a medio.

### **3.2 Características de la Roca y Fluidos**

Se han obtenido núcleos en el pozo AX-16 (intervalo 6589-6603'). Asimismo, se dispone de la información de núcleos (Tabla CA-1), de las áreas La Tuna, Laguna-Zapotal, Taiman.

#### **3.2.1 Porosidad**

La formación Mogollón está compuesta de un sistema de porosidad primaria, con valores que varían entre 4.4-7.3% y de porosidad secundaria (microfracturas naturales), sobresaliendo la mayor porosidad en el Miembro Chorro Inferior.

#### **3.2.2 Permeabilidad**

Del análisis de núcleos se han obtenido valores de permeabilidad que varían desde 0.1



a 10 md. De los análisis de pruebas de presión de fondo se obtiene en algunos casos, valores mayores de 5 md de permeabilidad al petróleo. De los análisis de presiones de fondo, obtenidos en pozos de gas, se ha alcanzado valores de 1 md de permeabilidad al gas.

### **3.2.3 Saturación de Agua**

Valores obtenidos de muestras de núcleos no son representativas por cuanto, están afectadas por los fluidos de perforación. Debido a la muy baja permeabilidad observada (0.5-4.0 md) y a la poca información con que se cuenta; se han tomado valores obtenidos en forma indirecta a través de correlaciones de Saturación de Agua vs. Altura Relativa, preparada en base a toda la información disponible de análisis especiales para el Area El Alto.

En el reservorio Mogollón la saturación de agua connata varia entre 36 y 58%.

### **3.2.4 Análisis Cromatográfico del Gas**

Los pozos productores de gas tienen alto contenido de metano (94%), su gravedad es-

pecífica es de 0.60. Muestran un rendimiento teórico de licuables de 10 Bls/MMPC (Tabla CA-2).

El primer pozo perforado en el área de estudio (AX-26), en las pruebas de formación de Mogollón, mostró alta saturación de gas. El análisis cromatográfico del gas tiene un contenido de Metano de 92.8%.

### **3.3 Contacto de Fluidos**

Debido a los diversos bloques estructurales existentes en el área, se tienen diferentes niveles de fluidos, presiones y relaciones petróleo/agua, gas/agua.

Información de presiones capilares (obtenidos de núcleos en el laboratorio), no son disponibles en el área de estudio, ello hubiera sido muy importante debido a que con la información de registros eléctricos, hubiese sido posible determinar la distribución de saturaciones (gas, petróleo y agua) del reservorio Mogollón. Rocas de baja permeabilidad tienen altas presiones capilares y grandes zonas de transición, en rocas de alta permeabilidad sucede lo contrario.

### **3.4 Mecanismo de Producción**

El mecanismo de producción que controla el comportamiento productivo de los pozos de gas es por expansión del gas. El reservorio es volumétrico. La producción de agua no es considerable y no hay impulsión de agua natural.

## **4. HISTORIA DE EXPLOTACION**

La explotación del área en estudio por la formación Mogollón, se describe a continuación:

### **4.1 Perforación y Completación**

El primer pozo perforado fue el AX-26, el cual alcanzó la profundidad de 6787', fue abandonado sin completarse. En las pruebas de formación a hueco abierto se encontró que la formación Mogollón estaba saturada con gas (Metano 92.8%).

En total se han perforado 110 pozos. Todos han sido perforados por el sistema rotario, completados con casing y cementados. El último pozo perforado fue el 6821 en Junio-1985, completado en la formación Mogollón.

Los pozos de gas (al igual que los de petróleo) son baleados y fracturados hidráulicamente, utilizan regímenes de inyección que varían entre 24-32 BPM, empleando altas concentraciones de arena.

Información de completación de los pozos de gas en Mogollón del área en estudio se muestra en la Tabla CA-3. Los únicos pozos perforados por gas fueron el 5895 y 6316, siendo el primero de ellos productor de gas.

El pozo 6681 fue completado como pozo productor de gas en la formación Basal Salina, sin embargo; este pozo tuvo problemas de mala cementación, los cuales posteriormente fueron resanados.

#### **4.2 Producción Pozos de Gas**

Después del pozo AX-26, se han perforado por Ostrea-Hélico (79), Mogollón (30) y Basal Salina (1). Todos estos pozos han resultado productivos. De los 110 pozos, 6 fueron productores de gas en Mogollón, 1 en Ostrea-Hélico y 1 en Basal Salina.

El pozo de gas más antiguo en el área es el 5701, completado en el año 1975 (RPI: 2.25 MMPCD x 3/16" x -/2800). Actualmente la producción de gas del área es 1.5 MMPCD, siendo la producción acumulada

6,549 MMPC. Datos de producción inicial, producción promedia del presente año y producción acumulada, se muestran en las Tablas CA-4 y CA-5.

Las medidas de la producción de gas no asociado en los pozos del yacimiento Carrizo son estimados en un 80%, principalmente por no disponer de equipos de medición. Sin embargo, medidas de gas (volumen y presión) confiables, se tienen de los pozos de mayor producción.

#### **4.3 Historial de Presiones**

La información de presiones de fondo en su totalidad son tomados con registrador Amerada, con cierre en superficie. Los resultados de éstas, en algunos casos (15%), no son analizables por encontrarse en el período de sobreflujo (afterflow).

La Tabla CA-6 muestra el historial de presiones de fondo de los pozos productores de gas de la formación Mogollón. La gradiente de presión original promedio es 0.570 psi/pie, que corresponde a una presión del reservorio de 3600 psi.

Durante el mes de Enero 1985, en los pozos 6344 y 6409, completados en Agosto 1981 y Junio 1982 respectivamente, se efectuaron pruebas de potencial

de gas (Isocronal Modificado), para determinar las características petrofísicas y de fluido del reservorio Mogollón; así como, para determinar la capacidad de producción a flujo abierto sin contrapresión (Figura CA-8), determinándose lo siguiente:

	<u>Pozo 6344</u>	<u>Pozo 6409</u>
Pres.Reserv. (-5503'), psia	3135	2891
Permeab. Efect. (md)	0.8	0.2
Gravedad Específica	0.6	0.6
Potenc. Flujo, AOF (MMPCD)	5.3	2.9
Coefficiente C (MPCD/Psia <sup>2n</sup> )	5.8	23.4
Exponente n	0.86	0.75

La Tabla CA-7, muestra un resumen de estas pruebas, donde incluye la ecuación de entrega de gas para los pozos 6344 y 6409, las cuales sirvieron para preparar el pronóstico de producción de gas en ubicaciones del área materia de estudio.

## **5. DISPONIBILIDAD Y USOS DE GAS EN EL AREA OPERADA POR PETROPERU**

Actualmente PetroPerú no cubre las demandas de gas natural en sus operaciones (58.1 MMPCD), se tiene que recurrir a compras de la filial Petromar (26.2 MMPCD).

### **5.1 Producción Gas Noroeste**

La producción promedio total de gas natural en operaciones propias durante el presente año es de 30.1 MMPCD, correspondiendo al Area Lima el 63% (Figura CA-9). La mayor producción de gas se obtiene de pozos perforados por petróleo (gas asociado: 25.3 MMPCD), el cual representa el 84.1% de la producción total.

La producción de gas no asociado en el Noroeste es 4.8 MMPCD, de los cuales para el área de estudio es 1.5 MMPCD (Figura CA-10). Los pozos de gas activos en el Noroeste son del orden de 36.

La producción promedio de gas natural en las áreas operadas por PetroPerú (Figura CA-11), se distribuye de la forma siguiente:

<b>DISTRIBUCION</b>	<b><u>VOLUMEN (MMPCD)</u></b>
A Plantas de Absorción	17.0
Combustible Campo	7.9
Inyección a Reservorio	0.3
Al Aire	4.8
Gas Lift no recirculado	<u>0.1</u>
<b>T O T A L</b>	<b>30.1</b>

Por falta de medición en las baterías (92), existen diferencias en los volúmenes que entrega Dpto. Producción (21.2 MMPCD) y lo que recibe Planta Gas Natural (17.0 MMPCD), siendo los volúmenes medidos los que reporta Planta Gas Natural. Al respecto se ha solicitado a la Superintendencia Exploración-Producción Noroeste, la importancia de conocer las razones de tales variaciones.

El gas venteado a la atmósfera es 4.8 MMPCD (Figura CA-12), actualmente se están tomando acciones para reducir estos volúmenes de gas.

Los requerimientos actuales de gas que necesitan las Plantas Industriales, Población, Refinería, etc., son de aproximadamente 58.1 MMPCD (actual 56.3 MMPCD). Para cubrir esta demanda de gas, es



indispensable contar con entregas de Petromar (26.2 MMPCD). A pesar de ello, existe déficit de gas (1.8 MMPCD).

## **5.2 Sistemas de Recolección de Gas Natural**

Con la instalación de los Complejos Industriales, Planta Eléctrica de Malacas y de Fertilizantes principalmente, el gas natural cobró vital importancia dentro de las operaciones de Petroperu S.A.

### **5.2.1 Baterías de Producción**

La principal fuente de gas natural es el gas asociado que se produce con el petróleo, el uso de gas de pozos gasíferos se limita básicamente como materia prima fertilizantes.

En operaciones Noroeste, Petroperú tiene 92 baterías, donde se recolecta producción de petróleo y gas. El gas se puede agrupar de acuerdo a su aplicación en los sistemas siguientes:

- Sistema de recolección de gas lift.
- Sistema de gas combustible.
- Sistema de gas materia prima para Fertilizantes.

El área con mayor producción de gas se encuentra en Area Lima. Un resumen del balance de gas por baterías es el siguiente:

<u>AREAS</u>	<u>GAS NATURAL (MMPCD)</u>			<u>N° BATERIAS</u>
	<u>AL AIRE</u>	<u>GAS NETO</u>	<u>GAS LIFT</u>	
L.B.P.	1.9	8.6	-	46
Organos (Ex-EPF)	0.3	1.3	-	9
Area Lima	1.6	16.2	3.3	30
Lag.-Zapotal	<u>1.0</u>	<u>4.0</u>	<u>-</u>	<u>7</u>
T O T A L	4.8	30.1	3.3	92

La Tabla CA-8 muestra la distribución promedia del gas por baterías durante el presente año. Los mayores volúmenes de gas corresponden al Area Lima-Laguna Zapotal (20.2 MMPCD), lo que significa el 67.1% de la producción total.

### **5.2.2 Estaciones de Compresión**

Con la finalidad de entregar gas a presión a Planta Pariñas (250 psi), Planta de Fertilizantes (600 psi), etc., fue necesario instalar sistemas de compresión en el área de operaciones.

Actualmente las principales estaciones de compresión se encuentran en Coyonitas (3), El Alto (4) y Carrizo (1).

### **5.2.3 Recolección de Gas**

Con la finalidad de recolectar el gas producido (asociado) de los pozos de petróleo y de los pozos de gas no asociado, fue necesario instalar en toda el área de operaciones un sistema de gasoductos.

La longitud total de las principales troncales (7) de recolección de gas, asciende a aproximadamente 485,500 pies (148 Kms.), para una capacidad instalada de 128 MMPCD (Tabla CA-9).

Un resumen de los sistemas de recolección de gas se muestra a continuación:

**Gas de Vacío de las Plantas.-** Este sistema interconecta las baterías de producción para recolectar el gas producido, con las Plantas Pariñas, Pozo y la Estaciones de Compresión de Lobitos, Arenal y Portachuelo. Involucra gasoductos y compresores.

**Gas para Materia Prima de Fertilizantes.-**

Este sistema cuenta con dos gasoductos de 6"o cada uno, Lagunitos (Pozo 5525) y Coyonitas; ambos gasoductos llegan directamente hasta la Planta de Fertilizantes. El gasoducto de Coyonitas recibe gas de tres estaciones de compresión, que recolectan gas de baterías (321, 323, 325, 328, 402, 602) y de pozos de gas de baja presión de Coyonitas.

**Gas Asociado a 250 psi.-** Este sistema involucra los principales gasoductos siguientes:

Area Lima.- Recolecta el gas del área de Laguna, Somatito, Central, Merina y Carrizo, para la Planta de Fertilizantes.

Lobitos.- Transfiere el gas recolectado del Area Lobitos, hasta la Planta Pariñas. Conecta con el gasoducto de Area Lima.

Arenal.- Sin uso por parada de los compresores del Booster, por falta de corriente eléctrica.

Peña Negra.- Es propiedad de Petroperú, sirve para transportar el gas asociado adquirido a Petromar S.A. del área de Peña Negra. El gas se recepciona en la Planta Pariñas y/o Pozo.

Primavera.- Transporta el gas adquirido a Petromar S.A. del área de Lobitos (Primavera) hasta conectar con el gasoducto que viene de Peña Negra. Este gasoducto es de propiedad de Petromar S.A.

Providencia.- Gasoducto tendido por Petromar S.A. a Planta Pozo, para transferir el gas de baterías, adquirido a Petromar S.A. de su área de Providencia.

Booster Portachuelo-Lomitos.- Fue instalado para transferir el gas asociado del área de Portachuelo a los sistemas de gas combustible de Lomitos -Lagunitos. Durante el año 1983 (período de lluvias), fue destruido casi en su integridad.

La Figura CA-13, muestra los principales sistemas de recolección de gas, así como;

los volúmenes promedios transportados en 1988, en las áreas de Petroperú y Petromar.

### **5.3 Demanda de Gas Natural**

El gas natural en Operaciones Noroeste (Petroperú S.A., Petromar S.A. y Occidental-Bridas), es usado principalmente para: inyección de gas a reservorios, combustible en operaciones de campo, Plantas Industriales, Población Talara, etc.

#### **5.3.1 Combustible**

El volumen actual usado como gas combustible en operaciones propias, son del orden de 51.5 MMPCD, lo que representa el 91.5% de la producción disponible total actual (56.3 MMPCD).

Los usuarios con mayores requerimientos de gas combustible son: Planta Termoeléctrica de Malacas, Talara, Verdún (10.2 MMPCD), Refinería Talara (9.0 MMPCD) y como combustible en las operaciones de Exploración-Producción (12.3 MMPCD), los cuales usan el 56.0% del gas disponible total (Tabla CA-10).

Adicionalmente a lo anterior existe a corto plazo (año 1990), déficit de energía debido, a los mayores requerimientos: electrificación de pozos, crecimiento población, ampliación Refinería Talara, recuperación secundaria, etc., para lo cual Petroperú S.A. deberá instalar una nueva Central Termoeléctrica en Talara, la cual requiere de un volumen adicional de 6.0 MMPCD de gas combustible. En las condiciones actuales no será posible atender estos requerimientos.

El volumen promedio de gas durante 1988 que recibe Planta Gas Natural (de Petroperú: 17.0 MMPCD y Petromar: 26.2 MMPCD), para cumplir con los requerimientos de los usuarios, es de 43.2 MMPCD (Figura CA-14). Un resumen se muestra a continuación:

<b>Fuente</b>	<b><u>Volumen (MMPCD)</u></b>
Petromar: -Comprimido	25.6
-Baterías	0.6
Petroperú: -Asociado	12.3
-No Asociado	0.2
-Directo Mat. Prima	<u>4.5</u>
T O T A L	43.2

Actualmente los requerimientos de las Plantas de Gas son de 45.0 MMPCD, y en las operaciones de producción 13.1 MMPCD, con lo cual Petroperú para su operación normal tendría que disponer de 58.1 MMPCD. Se puede concluir que actualmente Petroperú tiene un déficit de gas del orden de 1.8 MMPCD.

Es factible que en operaciones Noroeste, se pueda obtener mayores volúmenes de gas:

-Del área de Petromar S.A., donde actualmente se está liberando al aire un volumen promedio de 14.1 MMPCD (Figura CA-15).

-Que Petroperú S.A. intensifique la búsqueda de áreas prospectables para perforación exploratoria y de desarrollo por gas.

En caso que por falta de gas Petroperú S.A. no pueda instalar la nueva Central Termoeléctrica, será necesario coordinar con Electroperú para que conecte su sistema eléctrico del norte del Perú, con las instalaciones en Talara.



### 5.3.2 Materia Prima

El gas seco (Metano  $\geq$  92%), sirve como materia prima para la Planta de Fertilizantes de Talara, para producir 510 TM de úrea por día, a partir de la conversión de 300 TM de amoniaco.

Los volúmenes de gas seco requeridos, están en el orden de 6.0 MMPCD. Actualmente de pozos de gas no asociado se recolecta el 42% (2.5 MMPCD).

La materia prima (gas seco) para la planta se obtiene de diferentes fuentes:

	<u>MMPCD</u>
Pozos de gas no asociado	2.5
De Estaciones de Compresión	1.0
Del Procesamiento en Pta. Pariñas	<u>2.5</u>
T O T A L	6.0

Los reactores de la Planta han sido diseñados para trabajos con un gas de alto contenido de Metano (>92%). Un alto contenido de hidrocarburos pesados del gas natural, originaría la deposición de residuos de carbón en los reactores de la planta, lo

cual trae como consecuencia de que estos se carbonicen.

### **5.3.3 Inyección a Reservorios**

Las operaciones de inyección de gas en el área operada por PetroPerú se iniciaron en el año 1927. En estas operaciones, principalmente se usó gas asociado, para lo cual se tuvo que instalar sistemas de gasoductos para recolectar el gas. El gas asociado es procesado en Plantas de Absorción, donde se recuperan los productos líquidos, mientras que el gas seco se envía a los pozos inyectoros a través de los sistemas de compresión. Los proyectos previos de inyección de gas suman 48, siendo 40 en La Brea y Pariñas, 5 en el Area Lima y 1 en Los Organos. A la fecha, sólo hay un proyecto activo.

Al 30.09.88, se han inyectado 450,900 MMPC (Figura CA-16), atribuyéndose a sus efectos, una recuperación adicional de 89.0 MMBls. (Tabla CA-15). En estas cifras se incluye la recuperación adicional, debido a la segregación gravitacional, inducida por la inyección de gas. Un resumen se muestra a continuación:

<u>Area</u>	<u>N° Proyect</u>	<u>Iny. de Gas (MMPC)</u>	<u>Recuper. Adic. (MMBls.)</u>
L. B. P.	40	416,046	84.7
Los Organos	1	2,311	
Area Lima	<u>7</u>	<u>32,543</u>	<u>4.3</u>
TOTAL	48	450,900	89.0

Actualmente no existen recursos para llevar a cabo proyectos de mantenimiento de presión a reservorios, sólo se inyecta de pozos de gas no asociado (6344 y 6409), a un pozo (6573) ubicado en un bloque del yacimiento Carrizo - Miembro Hélico.

Los insignificantes volúmenes actuales de gas para inyección (0.3 MMPCD), representan menos del 1% de la producción total y no corresponde a una demanda real, sino más bien, a la disponibilidad de gas para este propósito.

Las necesidades de gas a corto plazo para mantenimiento de presión son: Carrizo (0.5 MMPCD), Batanes (0.5 MMPCD) y Leones (2.0 MMPCD). Estos requerimientos se incremen-

tarán conforme se vayan concluyendo los correspondientes estudios técnico-económicos.

Existe un proyecto de almacenamiento de gas en el yacimiento Corral Quemado Fm. Pariñas, el cual fue implementado teniendo en consideración que la inyección de gas se hará sólo cuando existan excedentes de gas en Planta Pariñas. El promedio de inyección de gas en el presente año es de 0.5 MMPCD.

#### **5.4 Gas Procesado en Plantas**

Para procesar el gas natural en Operaciones Noroeste, Petroperú cuenta con dos Plantas de absorción (Pariñas y Pozo) y una Planta de Destilación-Estabilización de gasolina (Verdún).

El gas asociado que se recolecta en operaciones propias y las entregas de Petromar, que vienen con una fracción de líquidos del gas (LGN), es procesado con un corte de kerosene de 42°API (aceite pobre o mineral), donde se separa el LGN mediante el proceso de absorción.

El kerosene enriquecido es bombeado a Verdún y es destilado en alambiques. El kerosene regresa a las

plantas y el LGN es fraccionado en sus componentes (propano, butano, pentano y hexano).

El propano y butano son usados como refrigerante en las plantas de absorción, el GLP como mezcla propano-butano para usuarios particulares (como agente en la industria oleaginoso) y el hexano como solvente.

La capacidad teórica de procesamiento de gas en las plantas (Pariñas y Pozo) es de 55.5 MMPCD, sin embargo; actualmente se procesa un volumen de 38.4 MMPCD. Un resumen del gas procesado se muestra a continuación:

<u>Plantas</u>	<u>Capacidad Teórica</u>	<u>(MMPCD) Actual</u>
Pariñas	43.0	26.7
Pozo	<u>12.5</u>	<u>11.7</u>
T O T A L	55.5	38.4

Los líquidos recuperados por el procesamiento de gas en plantas, son del orden de 1,080 BPD, lo que da un rendimiento de 28.1 Bls./MMPC.

El rendimiento del gas considerado a partir del propano y más pesados es de 45 Bls./MMPC. Asumiendo la eficiencia de una Planta en 85%, se tendría una

recuperación de 38 Bls./MMPC. Sin embargo; a las condiciones actuales, da un rendimiento de 28.1 Bls./MMPC. Un resumen es el siguiente:

. Gas Procesado (MMPCD)	38.4
. Rendim. del Gas Teórico (Bls./MMPC) (obtenido del análisis del gas)	45.0
. Rendim. del gas obtenido en Plantas (Bls./MMPC)	28.1
. Eficiencia de Planta real (%)	62.4

Esta baja eficiencia (62.4%), se debe principalmente a la antigüedad de nuestros equipos de procesamiento de gas, falta de repuestos, etc.

#### **5.5 Problemas por Falta de gas**

La disponibilidad de gas en el Noroeste ha bajado considerablemente en los últimos años, esto debido principalmente a la declinación de los pozos viejos y al menor aporte productivo (gas asociado) de los pozos nuevos. Adicionalmente, la recolección no es eficiente, debido a paradas y bajas eficiencias de los compresores de gas por falta de repuestos, por la antigüedad de muchos de ellos, etc.

Por otro lado, Petromar que actualmente entrega volúmenes promedios de 26.2 MMPCD, entre las 16 y

24 horas, disminuyen sus entregas de gas (24-25 MMPCD), lo que origina problemas operativos en las Plantas Industriales por falta de gas.

El déficit existente de producción de gas natural (1.8 MMPCD), ocasiona problemas, principalmente en las plantas industriales. Esta situación es aún más crítica, si tomamos en cuenta que no existe gas disponible para mantenimiento de presión en nuestros reservorios del Noroeste, lo cual trae como consecuencia que nuestros campos tengan una declinación más acentuada y por lo tanto, menos recuperación final de petróleo.

De continuar lo anterior, y para cumplir con las necesidades de los usuarios, se tendrían las consecuencias siguientes:

-Menor producción de Urea (70% menos), por baja carga a Planta Fertilizantes.

-Se tendría que usar (quemar), aproximadamente 500 BPD de gas licuado de petróleo (propano, butano), en el sistema de gas combustible de Refinería.

-Operar con combustible diesel una turbina de la Planta Eléctrica Malacas.

Adicionalmente, de no disponer Petroperú S.A. de mayor energía, a partir de 1990 traería como consecuencia una disminución en la producción de petróleo (menor electrificación de pozos).

De no tomar lo antes posible acciones tendentes a incrementar la producción de gas, traería como consecuencia enormes pérdidas, lo cual sería sumamente oneroso para Petroperú S.A.

#### **6. FACTIBILIDAD DE DESARROLLO ADICIONAL**

La determinación del mejor programa de desarrollo y explotación de los reservorios de gas, dependen de la energía del reservorio, demanda de producción, pozos existentes en el reservorio y capacidad de producción de los pozos.

El mayor potencial de reservas de gas no asociado al 31.12.87, en el área operada por Petroperú en el Noroeste es en el yacimiento Carrizo Fm. Mogollón (Tabla CA-12).

En base a la información disponible: mapas estructurales y arena neta, pozos productores de gas, evaluación de pozos vecinos, etc., se ha determinado que al sur del



área de estudio (Figura CA-17), existe una zona prospectable de aproximadamente 1,000 acres para desarrollo adicional por gas no asociado (BLOQUE "C").

En el área de estudio seleccionada, se han perforado 30 pozos por la formación Mogollón; de éstos, a la fecha existen 6 pozos productores de gas, los otros pozos fueron completados como productores de petróleo.

La mayor probabilidad de encontrar pozos de gas no asociado en volúmenes considerables (Bloque C), se da en el área donde se encuentran los pozos de gas 6344 y 6409, y donde el pozo AX-16, completado con lina perforada en la Fm. Mogollón, probó una producción de gas inicial de 872 MPCD (RPI: 10 x 0 x 87,270 PC/Bl x 5/16" x 550/650). Se aisló Mogollón para reacondicionar arenas de Talara y Helico con pobres resultados.

Adicionalmente a lo anterior, será necesario que Petroperú S.A. considere dentro de su presupuesto de los próximos años, montos para continuar la búsqueda de áreas prospectables para perforación por gas, debido a que como se ha mencionado anteriormente, el déficit de gas será cada vez mayor y en su remplazo se tendría que quemar GLP, diesel y/o residual, asimismo; se tendría una mayor declinación en la producción de petróleo.

Entre las áreas potenciales para evaluar por gas están: Coyonitas, Fondo, Bodega, Lagunitos, etc.

### **6.1 Volumen de Gas Insitu (GIIP)**

El volumen Insitu de Gas No Asociado del reservorio Mogollón (**Bloque C**), afectado por los riesgos estructural-estratigrafico y de fluidos, ha sido estimado mediante el cálculo volumétrico en 16,000 MMPC. La información básica ha sido los mapas estructurales y de arena neta, preparados por Dpto. Geología, que se muestran en las Figuras CA-17 y CA-18. Adicionalmente, para el resevorio Mogollón, se han utilizado los parámetros promedios siguientes:

Volumen Rocoso (Acre-pie)	188,000
Porosidad (%)	6.0
Saturación de Agua Inicial (%)	50.0
Factor de Volumen de Formación del gas (PCS/PC)	210

Es de mencionar que los espesores promedios netos de gas son bastante optimistas (250 pies), que representa el 16.7% del espesor total. Ello, si tomamos en cuenta que en el Estudio de Factibilidad de Desarrollo Adicional en el Yacimiento Carrizo-Merina-La Tuna, la relación espesor neto/bruto es

del orden de 10%. Lo anterior ha sido tomado en cuenta para los cálculos del volumen insitu de gas.

Para los pozos de gas , actualmente en producción (6), el cálculo del volumen insitu asciende a 14,880 MMPC (Tabla CA-13), ello ha sido estimado en base a información de presiones de fondo/factor de compresibilidad del gas vs. producción acumulada de gas, información obtenida durante el tiempo de producción de los pozos. El pozo 5895 es el que tiene el mayor volumen insitu de gas (6,000 MMPC), que representa el 40.3% del total.

## **6.2 Reservas de Gas**

Las reservas de gas no asociado han sido estimadas al 30.11.88, en base a la interpretación geológica, información de presiones de fondo y producción de gas.

### **6.2.1 Pozos en Actual Producción**

Para los pozos en actual producción (6) de la formación Mogollón, ubicados dentro del área de estudio, las reservas recuperables a Noviembre 1988 ascienden a 12,234 MMPC, ello ha sido estimado en base a información de presiones de fondo/factor de compresibilidad del gas vs. producción acumulada de gas

GEN. 414  
AL

información obtenida durante el tiempo de producción de los pozos. La producción acumulada es 6,594 MMPC (Tabla CA-13).

El factor de recuperación obtenido es el 82.2% del gas insitu, para una presión de abandono de 100 psi de presión por cada 1,000 pies de profundidad. La Figura CA-19, muestra el gráfico con los estimados de las reservas de gas (pozos: 5701, 5895, 6344, 6409)

Es importante destacar que la información de presiones de fondo en algunos casos es limitada y no confiable (pozos 6657, 6121).

De los seis pozos productores, el volumen de gas es medido en cuatro (67%), siendo éstos: 5701, 5895, 6344 y 6409; es decir, los que aportan los mayores volúmenes de gas.

### **6.2.2 Perforación Adicional**

Las reservas de gas para el **Bloque C** han sido estimados volumétricamente, los cuales están en el orden de 12,000 MMPC, para lo cual se ha considerado parámetros de reservorio de otras áreas y de pozos vecinos,

tales como: porosidad (6%), saturación de agua (50%), presión inicial, etc. El factor de recuperación es 80%, que es el valor más representativo de los pozos vecinos del área.

En el presupuesto de 1989 se ha incluido la perforación de dos pozos por gas en la formación Mogollón del yacimiento Carrizo. Se ha estimado que estos pozos desarrollarán reservas de 4,000 MMPC. El régimen de producción inicial (RPI), de cada uno de estos pozos es estimado en 2.0 MMPCD.

Debido al alto grado de fallamiento en la formación Mogollón del Yacimiento Carrizo es necesario que de acuerdo a la evaluación de los resultados de los pozos (2) anteriormente mencionados, así como de la información geológica revisada, y con la finalidad de determinar la explotación adecuada en el bloque C, perforar pozos adicionales (6), a un espaciamiento de aproximadamente 80 acres. La perforación de estas (8) ubicaciones, desarrollarán reservas de 12,000 MMPC, considerando que sólo (6) pozos resultarán productivos (éxito: 75%).

Las Figuras CA-20 y CA-21, muestran las secciones estructurales entre los pozos 6344, 6409, AX16 y AX16, AX36, respectivamente.

Es de mencionar, que para las ubicaciones a perforarse no se han estimado reservas para la formaciones superiores (Ostrea, Hélico y Echino).

Para la perforación, completación y producción de los pozos, debe tenerse en consideración los aspectos siguientes:

- (.) No utilizar pesos de lodo mayores de 11.0 lb/gl.
- (.) Acondicionar los sistemas de recolección de gas (gasoducto Coyoñitas) de manera que permita manipular la producción adicional.
- (.) Efectuar pruebas de potencial (isocronal modificado), de acuerdo a programas preparados por el Dpto. Ingeniería de Petróleo.

- (.) Medir adecuadamente los fluidos producidos, para lo cual se debe disponer de un separador portátil de alta presión.
  
- (.) Tomar muestras de gas y realizar el análisis cromatográfico respectivo (incluir determinación CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S)
  
- (.) Continuar con los programas periódicos de toma de presiones de fondo en pozos de gas.

### **6.2.3 Reacondicionamientos**

Se ha considerado la ejecución de 5 reacondicionamientos, con un porcentaje de éxito de 80%; es decir, se asume que un pozo no será exitoso. Estos pozos desarrollarán reservas del orden de 1,600 MMPC.

Actualmente se están evaluando por gas el reservorio Mogollón en los pozos 6681, 5689, 6344 - Carrizo, 6714-Coyonitas, etc. Estos reacondicionamientos consistirán en balear y fracturar arenas no abiertas por ríes o de gas durante la completación de dichos pozos.

En tal sentido, se debe continuar con la búsqueda de reacondicionamientos atractivos por gas.

## **7. ESQUEMA DE DESARROLLO ADICIONAL EVALUADOS**

Se han considerado dos opciones de explotación, que consisten en lo siguiente:

### **7.1 Caso I: Perforación (2) Ubicaciones y (5) Reacondicionamientos.**

Se seleccionó este caso debido a la alta posibilidad de encontrar exitosas las ubicaciones propuestas (1 y 2), dado que existe a aproximadamente 1,000' el pozo de gas AX-16, abierto a producción en Mogollón (872 MPCD) sólo pocos días durante su completación con lina perforada. Además es posible que después de perforar estas dos ubicaciones se tengan bloques más pequeños limitados por fallas menores.

Se considera que la perforación de los dos pozos (1 y 2), desarrollarán reservas del orden de 4,000 MMPC, adicionalmente con los reacondicionamientos se obtendría un volumen de 1,600 MMPC (factor de éxito: 80%).



La producción incremental máxima sería de 4.4 MMPCD en el segundo año (1990). El tiempo de vida productiva sería de 13 años.

Los pozos serán perforados con el equipo 2 de PetroPerú, en el segundo semestre de 1989.

**7.2 Caso II:** Caso I + Perforación Adicional de (6) Pozos.

Es de mencionar que este caso, está sujeto a la evaluación de los resultados de la perforación de los pozos del Caso I, sin embargo; para una evaluación preliminar se ha considerado la perforación integral de los pozos (8), con un factor de éxito de 75% .

Las reservas totales serían del orden de 12,000 MMPC. La producción incremental máxima sería de 8.8 MMPCD en el tercer año (1991).

La Figura CA-22 muestra el inventario de ubicaciones en el Bloque C.

**Riesgos.-** Los riesgos que involucra el proyecto son fundamentalmente técnico-operativos, debido principalmente a la compleja geología de subsuelo.

Para disminuir tales riesgos, la generación de cada una de las recomendaciones de perforación de las ubicaciones, debe hacerse en forma detallada, principalmente en el aspecto geológico. Paralelamente, se debe llevar a cabo un programa de presiones de fondo y obtención de información, mediante perfiles, lo cual permitirá optimar el cálculo de reservas.

### **7.3 Pronósticos de Producción**

Para la preparación de los pronósticos de producción de gas, se ha tomado en cuenta el Plan Operativo de Petroperú de perforación exploratoria y desarrollo por petróleo hasta el año 1996. Posteriormente, se ha incluido la perforación de dos pozos por gas.

#### **7.3.1 Gas Asociado**

Se han elaborado curvas de producción de petróleo y gas por áreas, según programa de perforación de pozos por año. Asimismo, según el Plan Operativo se han agrupado por áreas las ubicaciones a perforarse.

En los volúmenes de gas asociado que entrega el Dpto. de Producción N.O. a Planta Gas Natural (21.2 MMPCD) vs. los volúmenes ue

recibe Planta Gas Natural (17.0 MMPCD), existe una diferencia de aproximadamente 4.2 MMPCD. Esto significa que el Dpto. de Producción tiene volúmenes de gas superiores en un 19.8%. Se ha tomado como volumen correcto, lo medido por Planta Gas Natural. En base a ello, se han tenido que efectuar correcciones en los pronósticos de gas asociado (Figura CA-23).

### **7.3.2 Gas No Asociado**

El Plan Operativo a largo alcance (1990-1996), no incluye perforación por gas, sin embargo; se está considerando en el Presupuesto de Inversiones de 1989, la perforación y reacondicionamientos por gas, de dos y cinco pozos, respectivamente. En base a ello, se ha elaborado el pronóstico de producción de gas no asociado.

Los pronósticos de producción de gas no asociado, considerando la perforación de dos y ocho pozos (Casos I y II), se muestran en la Figura CA-24.

De continuar con estos mismos requerimientos de gas, continuará existiendo d icit de

gas, a pesar de la perforación de pozos por gas en Carrizo y de los reacondicionamientos (Tabla CA-14). Asimismo, se está considerando que las entregas de Petromar S.A. a Petroperú S.A., continuarán siendo del orden de 27.0 MMPCD.

Según como se muestra en la Tabla CA-14 , a pesar de los esfuerzos de perforación y reacondicionamientos por gas (Año 1989) se continuará teniendo déficit de gas, en tal sentido la instalación de la nueva Central Termoeléctrica no será factible, debido a las demandas de gas que requiere (6.0 MMPCD). Una alternativa será coordinar con Electroperú la posibilidad que su sistema de electrificación del norte del país sea extendida hasta la ciudad de Talara. Otra posibilidad será evaluar la compra de mayores volúmenes de gas a Petromar S.A. que actualmente libera a la atmósfera un promedio de 14.0 MMPCD.

## **8. EVALUACION ECONOMICA**

El análisis económico se ha hecho teniendo en cuenta que en el Presupuesto de 1989 de Petroperu S.A. se ha considerado la perforación de dos pozos por gas.

Para el sistema de recolección de gas natural, existe el gasoducto de alta presión del área de Coyonitas a Planta Fertilizantes, el cual pasa aproximadamente a 0.8 Kms. de los pozos propuestos. Asimismo, ya se ha coordinado con Planta Gas Natural N.O., la inclusión de montos en su presupuesto operativo del año 1989, que servirán para poner en producción los dos pozos de gas (líneas, registradores, etc.).

### 8.1 Inversión

El costo de la perforación y completación de un pozo de gas asciende a 520 MUS\$, para una profundidad promedio por pozo de 6500'.

Los gastos detallados para la perforación de un pozo se muestra en la Tabla CA-15; un resumen es el siguiente:

<u>DESCRIPCION</u>	<u>MONTO US\$</u>
Plataforma	36,000
Desarmado y Armado	13,680
Perforación	383,600
Completación	<u>87,160</u>
T O T A L	520,000

## **8.2 Precio y Gastos Operativos**

Para determinar valores representativos de gastos operativos y precio del gas, se coordinó con la Unidad Planeamiento y Sistemas EPR, habiéndose obtenido los valores siguientes:

<b>Precio del Gas (\$/MPC)</b>	<b>0.61</b>
<b>Gastos Operativos, Fijo (\$/pozo-año)</b>	<b>0.02</b>
<b>Variable (\$/MPC)</b>	<b>0.04</b>

Es de mencionar que el precio del gas de 0.61 \$/MPC, es el que actualmente PetroPerú viene pagando a Petromar por las entregas de gas en Planta Pariñas. Sin embargo; Planeamiento Corporativo en el año 1985, preparó una evaluación técnico-económica respecto al precio del gas natural para utilizarse en proyectos de inversión. Estos precios fueron:

<b>Gas Asociado (\$/MPC)</b>	<b>2.0</b>
<b>Gas No Asociado (\$/MPC)</b>	<b>2.5</b>

## **8.3 Rentabilidad**

Parámetros adicionales para el análisis económico, son los siguientes :

Tasa Impositiva (%)	35
Tasa de Descuento (%)	20

Los resultados de la evaluación económica se muestran en la Tabla CA-16, cuyo resumen es:

	<u>CASO I</u>		<u>CASO II</u>	
	<u>Empresa</u>	<u>País</u>	<u>Empresa</u>	<u>País</u>
V.A.N. al 20% (MUS\$)	273	467	(87)	11
T.I.R. (%)	35	38	18	20
Retorno Inver. (años)	4.3	4.0		12.8

En el Caso II a Nivel Empresa, la rentabilidad es marginal, principalmente por el bajo precio del gas.

### **Sensibilidad**

Paralelamente para definir la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto en el Caso I, se efectuó el análisis, en función de las reservas, las inversiones y el precio del gas (todas a nivel corporativo).

Puede concluirse, que el proyecto no resulta atractivo para la Empresa, si las reservas <sup>BS</sup> <sub>C</sub> e ven

reducidas hasta el 21%, o si las inversiones se incrementan en 27%, o si el precio del gas disminuye en 21%.

La Figura CA-25 muestra la sensibilidad del proyecto (Caso I).



## **9. CONCLUSIONES**

- (1) En el yacimiento Carrizo el reservorio productivo de gas no asociado es Mogollón. Este reservorio tiene un espesor total promedio de 1500 pies, siendo el neto de 250 pies. Su desarrollo es heterogéneo y produce por fracturas naturales.
  
- (2) El mecanismo de producción predominante que controla el comportamiento de los pozos de gas, es por expansión del mismo. El reservorio es volumétrico. La producción de agua no es considerable y no hay impulsión de agua natural.
  
- (3) En las condiciones actuales de producción de los 6 pozos productores de gas en Mogollón, del área de estudio, se estima una recuperación final de 12,234 MMPC, lo que representa un factor de recuperación de 82%. La recuperación final promedia por pozo es de 2,039 MMPC. La producción acumulada actual de dichos pozos a Noviembre 1988 alcanza a 6,594 MMPC.

La producción promedia de los pozos (36) de gas no asociado en el Noroeste es de 4.8 MMPCD, de los cuales para el área de estudio es de 1.5 MMPCD.

(4) Actualmente, en las operaciones de Petroperú en el Noroeste, existe déficit de producción de gas (1.8 MMPCD), principalmente por requerimientos en las Operaciones de Exploración-Producción (12.3 MMPCD), Plantas Termoeléctricas de Malacas, Talara, Verdún (10.2 MMPCD, Refinería (9.0 MMPCD), etc. De continuar esta situación, se tendría que utilizar como combustible: gas licuado de petróleo, diesel y/o residual, lo cual sería sumamente oneroso para PetroPerú.

En adición, es también prioritario para la adecuada explotación de los reservorios, incrementar las operaciones de mantenimiento de presión por inyección de gas; ello, para mantener la energía de los reservorios y aumentar la producción de petróleo.

Actualmente, se inyecta solamente 0.3 MMPCD, que representa menos del 1% de la producción total y no corresponde a una demanda real, sino más bien, a la disponibilidad de gas para este propósito. Nuestras necesidades de gas para inyección a corto plazo son de 3.0 MMPCD, los cuales se usarán en pozos de los yacimientos Carrizo, Batanes y Leones, los que se irán incrementando conforme se vayan concluyendo los correspondientes estudios técnico-económicos.

- (5) Basados en la interpretación geológica, acreaje por desarrollar, calidad y continuidad de roca resevorio, información de pozos vecinos, grado de depletación y la saturación actual de gas, se ha identificado un área de aproximadamente 1,000 acres en la cual es factible perforar por gas, en el yacimiento Carrizo - Fm. Mogollón (Bloque C).

El número de ubicaciones se ha estimado en 8 (profundidad promedio 6500'), con un porcentaje de éxito del 75 %. Esto significaría un incremento en las reservas de gas no asociado del orden de 12,000 MMPC. Inicialmente se deben generar (2) ubicaciones, para las restantes (6), será necesario previamente actualizar la interpretación estructural-estratigráfica. Adicionalmente se debe continuar la búsqueda de reacondicionamientos por gas. Los trabajos a ejecutarse (perforación de 2 pozos y 5 reacondicionamientos), han sido incluidos en el Presupuesto de Inversiones de PetroPerú S.A. del año 1989.

Considerando la perforación de estos pozos a partir del segundo semestre 1989, la producción de gas no asociado en el área operada por Petroperú, alcanzaría un máximo de 8.8 MMPCD (año 1991). Estos volúmenes servirán principalmente para mantenimiento de presión por inyección de gas a reservorios.

La perforación de las ubicaciones tomarán 0.55 equipo-año del equipo 2 de PetroPerú.

- (6) La evaluación económica se ha efectuado tanto a nivel Empresa como a Nivel País, considerando 2 casos:

**Caso I.** Perforación y Reacondicionamiento de 2 y 5 pozos, respectivamente.

**Caso II.** Caso I + Perforación de 6 pozos.

Los resultados de la rentabilidad del proyecto son los siguientes:

	<u>CASO I</u>		<u>CASO II</u>	
	<u>Empresa</u>	<u>País</u>	<u>Empresa</u>	<u>País</u>
V.A.N. al 20% (MUS\$)	273	467	(87)	11
T.I.R. (%)	35	38	18	20
Retorno Inver. (años)	3.3	3.0		12.8
Inversión (M US\$)	1,504		4,672	
Reservas (MMPC)	5,600		13,600	
Producc. Máxima (MMPCD)	4.4		8.8	
Ubicaciones :Prod./Secos	2/0		8/2	
Reacondic.:Prod./Secos	5/1		5/1	

La evaluación económica a Nivel Empresa indica que el proyecto es marginal para el Caso II, principalmente debido al bajo precio del gas (0.61 US\$/MPC).

Para medir y considerar cobertura por riesgo, se ha efectuado análisis de sensibilidad a la inversión, producción y precio del gas (Caso I). Se ha determinado que el proyecto continúa siendo rentable a Nivel Empresa, aún en las condiciones siguientes:

Parámetro de Variación	Máximo Incremento o Disminución Permisible	
	%	Cantidad
Inversión	+27	1.9 MMUS\$
Reservas	-21	4,424 MMPC
Precio del Gas	-21	0.48 US\$/MPC

- (7) De la totalidad de pozos de gas (36) existentes en operaciones de PetroPerú, la producción sólo es medida en un 25% (9 pozos), siendo estos últimos los pozos de mayor capacidad de producción. Sin embargo es necesario que para tener medidas confiables del gas producido se adquiriera un mayor número de medidores de gas y registradores de presión; asimismo, se debe disponer en óptimas condiciones de separadores de prueba portátiles de alta presión, para efectuar pruebas isocronales en pozos de gas.

(8) Continuar con la búsqueda de áreas prospectables para perforación por gas. Ello servirá principalmente para lo siguiente:

- . Evaluar adecuadamente el potencial gasífero del Noroeste
- . Implementar proyectos nuevos de mantenimiento de presión por inyección de gas.

Garantizar los requerimientos de los usuarios (Plantas Industriales, refinería, combustible campo, población, etc.).

- . Implementar el sistema de producción por gas lift en un mayor número de pozos.

(9) Debido a que con el precio del gas actual (0.61 US\$/MPC) la economía de la perforación de pozos por gas es marginal, la Función Producción Industrial de PetroPerú debe preparar pautas del efecto económico, en caso que no se disponga de gas principalmente para las Plantas Industriales y se tenga que utilizar como combustible: GLP, Diesel y/o Residual. Ello servirá para que Planeamiento Corporativo revise los precios a utilizarse para el gas natural asociado y no asociado.

(10) A corto plazo (año 1990), PetroPerú S.A. tendrá déficit de energía en Talara, para cubrir las demandas de: electrificación de pozos, ampliación de la Refinería Talara, etc.; ello significará la instalación de una Nueva Central Termoeléctrica, la cual requiere de un volumen de 6.0 MMPCD de gas combustible. De no ser factible por PetroPerú la instalación de esta Planta, se deberá coordinar con Electroperú la posibilidad de que su sistema de electrificación que actualmente trabaja en el norte del País, sea extendido hasta la ciudad de Talara.

**NOMENCLATURA**

$P_r$  = Presión promedio del reservorio psia.

$P_{wf}$  = Presión fluyente del reservorio psia.

$U$  = Pseudo presión del gas, psia<sup>2</sup>/cp.

$U_r$  = Pseudo presión correspondiente a  $P_r$ , psia<sup>2</sup>/cp.

$U_{wf}$  = pseudo presión correspondiente a  $P_{wf}$ , psia<sup>2</sup>/cp.

AOF = Potencial de gas a flujo abierto, MMPCD.

$U_{laminar}$  = Pseudo presión debido a flujo laminar.

$U_{skin}$  = Pseudo presión debido a daño.

$U_{turbulento}$  = Pseudo presión debido a flujo turbulento.



**10. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS**

1. Reservoir Engineering: Applied  
H.K. Van Poolen and Associates, Inc.
2. Elements of petroleum Reservoirs  
Norman Clark
3. Ingenieria Aplicada de Yacimientos Petroliferos  
B.C. Craft y M.F. Hawkins, Jr.
4. Gas Production Operations  
H. Dale Beggs
5. Theory and Practice of the Testing of Gas Wells  
Energy Resources Conservation Board  
Calgary, Alberta, Canada - Ed. 1975
6. Fundamentals of Reservoir Engineering  
L.P. Dake
7. Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil  
and Condensate Systems.  
J.P.T. - Julio 1986
8. Determinación de Correlaciones para Estimar Permeabili  
dades Relativas - Noroeste (IT-2063).  
Petroperü S.A.
9. Natural Gas Reservoir Engineering  
Chi U. Ioku
10. The Technology of Artificial Lift Methods - Vol.4  
Kermit E. Brown
11. Well Testing

John Lee

12. Oil and Gas Property Evaluation and Reserve Estimates  
SPE Reprint Series.