

# Inyección de gas en el yacimiento Sierra Barrosa

por Alberto Gasparini, Miguel A. Sola, Jorge Campanari y Sebastián Cottone  
YPF S.A.

Como consecuencia de la disminución del consumo de gas natural en el período estival el Yacimiento Loma La Lata debe cerrar pozos productivos con las consiguientes pérdidas de volúmenes de líquidos asociados. Para mantener la mayor parte de los pozos en producción se analizaron alternativas de almacenamiento subterráneo, optándose por la inyección en el Yacimiento Sierra Barrosa.

Para la realización del proyecto se debió diseñar el tratamiento, transporte y compresión del gas a inyectar, además de adecuar las instalaciones de los pozos para las nuevas exigencias.

Las ventajas que se obtienen por su implementación son la producción extra de hidrocarburos líquidos durante los meses de inyección y gas adicional para el mercado en los picos de consumo.

El trabajo "Inyección de gas en el yacimiento Sierra Barrosa" que obtuvo mención especial en el 2° Simposio de Producción de Hidrocarburos realizado recientemente en Mendoza, desarrolla las posibilidades y ventajas de este proyecto.

*Alberto Gasparini es Ingeniero Industrial egresado de la Universidad Nacional del Comahue en 1973. Ingresó a YPF S.A. en 1974 y actualmente se desempeña como Encargado de Planificación y Contralor en al Area de Operaciones de Producción de Gas (Loma La Lata) de la Regional YPF S.A. en Plaza Huincul.*

*Miguel A. Sola es Licenciado en Ciencias Geológicas de la Universidad Nacional del Sur en 1972. Ingresó a YPF S.A. en 1973 y actualmente es encargado de Planeamiento del Area Reservorios de la Regional Plaza Huincul.*

*Jorge Campanari es Ingeniero Químico egresado de la Universidad Nacional de La Plata en 1973. Ingresó a YPF S.A. en 1974 y actualmente se desempeña como Encargado de Planeamiento del Area de Operaciones de Producción de Gas (Loma La Lata) de la Regional de YPF S.A. en Plaza Huincul.*

*Sebastián Cottone es Ingeniero Civil egresado de la Universidad Católica Argentina en 1983. Ingresó a YPF S.A. en 1985 y actualmente se desempeña como Encargado de la Sub-Regional Loma La Lata del Area Reservorios de la Regional de YPF S.A. en Plaza Huincul.*

**C**omo es sabido, el 68% de la producción total de gas del país es aportada por diferentes campos de la Cuenca Neuquina. De este porcentaje, el 46% corresponde al Yacimiento Sierras Blancas del campo Loma La Lata (Fig. 1).

Dadas las particularidades del mercado interno de gas, el cual se caracteriza por una activa participación del consumo domiciliario, se producen significativas diferencias en los requerimientos entre el período invernal y el resto del año.

Ese fenómeno llamado estacionalidad toma un rol preponderante en la explotación del Yacimiento Sierras Blancas. Al tratarse del más grande reservorio de gas del país, es el que está sujeto a las variables antes mencionadas (Fig. 2).

La repotenciación de los gasoductos Centro Oeste y Neuba II (Neuquén-Buenos Aires) en 1994 contribuyó a incrementar la demanda insatisfecha de invierno, pero al no haber una respuesta similar del mercado en el período estival, se agravaron los inconvenientes apuntados.

La solución propuesta consiste en mantener en producción los pozos de Loma La Lata en la época estival, comprimiendo el gas e inyectándolo en otro yacimiento.

## DESARROLLO

### Análisis de diferentes alternativas de solución

A fin de no aventar los sobrantes de gas registrados durante el verano ni reducir la producción de hidrocarburos líquidos, es posible considerar los siguientes recursos:

a) Almacenamiento en entrampamientos no hidrocarburíferos.

b) *Cycling*.

c) Inyección en yacimientos hidrocarburíferos.

La primera de las alternativas, si se cuenta con una estructura apta en las proximidades de los centros de consumo, es la solución que más se aproxima a lo ideal.

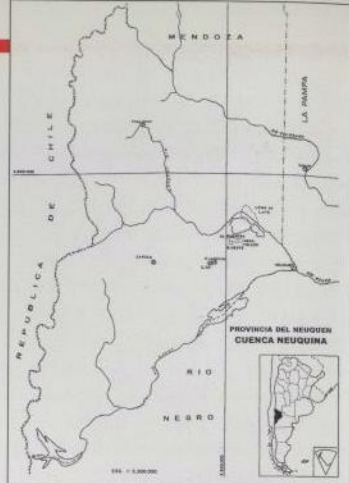
En el *cycling*, del gas producido se extraen los componentes licuables y se reinyecta el gas seco barriendo el espacio poral, lo que provoca la reevaporación del condensado retrógrado en la formación.

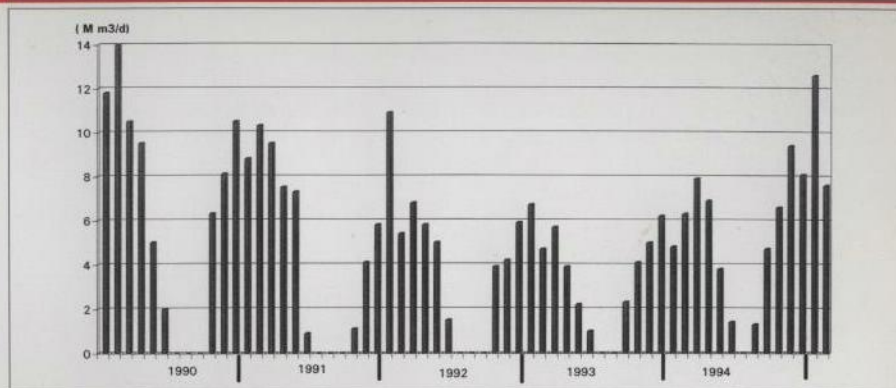
La inyección en yacimiento contempla dos aspectos, uno es la aplicación del sistema en el mismo campo que se explota, previa recuperación de hidrocarburos líquidos. El otro es la utilización de un yacimiento en avanzado estado de explotación o agotado, que reúna condiciones de hermeticidad seguras, para volver a ser utilizado como reservorio para almacenar los excedentes estacionales.

Con el objeto de facilitar la operación del sistema, fue considerada en primera instancia la reinyección de gas en el yacimiento Loma La Lata. Esta alternativa fue dejada de lado debido al elevado costo de su implementación por la necesidad de altas presiones de reinyección, sumado a que los pozos a ser utilizados como inyectores, dejaban de producir importantes volúmenes de hidrocarburo líquido.

De todas formas no se descarta la posibilidad de su realización. A tal efecto están próximos a comenzar los ensayos de reinyección de gas en la zona de los pozos LLL120 y LLL 122.

El yacimiento Sierra Barrosa presentó





tece plenamente la demanda de invierno, pero supera holgadamente las solicitudes de verano llegándose en enero a tener la mitad de los pozos cerrados.

**SIERRA BARROSA:** la estructura referida a los niveles basales de la Fm. Vaca Muerta, consiste en un anticlinal con un rumbo aproximado Este-Oeste.

Su flanco Norte presenta una pendiente relativamente suave y es donde fue desarrollado con mayor intensidad el yacimiento. En contraposición, el flanco Sur debido al efecto dislocante de la falla Sierra Barrosa, posee una pendiente más acentuada.

Los límites del yacimiento están dados al sur por una falla inversa de carácter regional de alto ángulo (falla de Sierra Barrosa), dejando en el labio alto a los yacimientos Aguada Toledo - Sierra Barrosa, y en el Labio bajo Barrosa Oeste y Aguada Baguales. El rumbo de la falla es prácticamente este-oeste y el buzamiento del plano de falla es hacia el norte.

Por el oeste y por el norte, el límite está dado por la tabla agua - petróleo.

En dirección este, este halo petrolífero con casquete de gas que constituye Sierra Barrosa se continúa en el yacimiento Aguada Toledo (Fig. 4).

Debido a variaciones faciales existentes entre los litosomas acuosos considerados, la correlación ha sido en extremo dificultosa.

En general, los horizontes productivos son continuos dentro de la zona analizada. No obstante su espesor permeable muestra extrema variabilidad entre pozos vecinos; las arcilitas y limolitas se distribuyen tanto lateralmente como verticalmente en los cortes, sin mostrar afinidad con ningún intervalo estratigráfico en particular, un espesor medio de 4 a 6 m puede pasar de 0 a 20 m en 400 m de distancia. La porosidad media de la roca productiva (F) tiene un valor medio de 12,5%, mientras que la saturación de agua ( $S_w$ ) es en promedio del 37% y la formación productiva es Lajas, con una profundidad media de 1.900 mbbp. La presión de reservorio original era de 16.869 KPa, siendo la actual de 7.846 KPa.

De acuerdo con los estudios de transmisibilidad de presión entre pozos de gas y de petróleo, se ha determinado que existe comunicación entre el casquete de gas y el halo petrolífero (Fig.5). Esto permite deducir que al presurizar el casquete de gas se lo-

garía una mayor recuperación adicional de petróleo, que no ha sido tenida en cuenta en la evaluación económica del proyecto.

### Metodología del trabajo

Se ha efectuado una correlación a nivel de capas (se han seleccionado aquellas cuya distribución areal ha sido factible determinar, teniendo en cuenta el grado de dificultad para efectuar el seguimiento), comprobándose que existe comunicación entre el casquete gasífero y la zona productiva de petróleo de los pozos que rodean la cúpula de gas.

Es de suponer que parte del fluido inyectado se difundirá lateralmente hacia los pozos vecinos, en los cuales el incremento de GOR podrá motivar el cambio de sistema de extracción para evitar la pérdida de producción ocasionada por probables bloqueos de bomba. Además se deberá analizar la factibilidad de implementar un proyecto piloto de *Huff and Puff* en los pozos petrolíferos utilizando las máquinas compresoras instaladas.

Por otro lado se realizó una campaña de gradientes de presión estática en todos los pozos involucrados en este proyecto, de modo de conocer la presión de reservorio actual.

Se seleccionaron cuatro pozos distribuidos arealmente, en relación a sus acumuladas de gas y parámetros petrofísicos. Se efectuaron ensayos isocronales y con los resultados de dichos ensayos se calcularon los caudales máximos admisibles por pozo según la fórmula siguiente:

$$Q = \frac{C(Pwf^2 - Pws^2)^n}{e^S} \quad (Ec. n^\circ 1)$$

Donde C y n son constantes que se determinan por cada pozo.

Pwf = Presión dinámica de fondo (psia)

Pws = Presión estática de fondo (psia)

Variando las presiones estática y dinámica se puede obtener la gama completa de caudales máximos admisibles, según se muestra en la Fig. 6.

Luego se calculó la pérdida de carga en *tubing* para cada uno de los pozos según:

$$Pwf = \frac{Ptf^2 - bQ^2f}{e^S} \quad (Ec. n^\circ 2)$$

Donde:

Pwf = Presión final (dinámica de fondo) en psia

Ptf = Presión inicial (dinámica de boca) en psia

las mejores condiciones para almacenar gas por lo siguiente:

- Se encuentra ubicado en la cabecera de dos gasoductos y puede aportar o recibir indistintamente de uno u otro.
- Es un yacimiento de petróleo con casquete gasífero bien delimitado, el que se fue depletando como consecuencia de la explotación de algunos pozos de gas y los vecinos petrolíferos con capas asociadas al casquete.
- Las presiones de inyección necesarias son relativamente bajas.
- Existe un gasoducto de Ø 609 mm que conecta ambos yacimientos (LLL-SB).
- Se dispone de 14 pozos perforados en el casquete.
- La capacidad total de almacenamiento del casquete es de casi  $11 \times 10^9 \text{ m}^3$ .
- Permite contar con un yacimiento alternativo que suministre gas en períodos invernales.
- Existe la posibilidad de una recuperación adicional de petróleo en el yacimiento.

### Ubicación geográfica de los yacimientos (Fig. 3)

Loma La Lata está ubicado a 90 km al N.O. de la ciudad de Neuquén, al norte del embalse los Barreales, que forma parte del complejo hidroeléctrico Cerros Colorados.

El yacimiento cubre una extensión de 18 km de Este a Oeste por 10 km de Norte a Sur, con una superficie de 36.270 Ha de reservas comprobadas.

El yacimiento Sierra Barrosa se encuentra ubicado a 45 km al N.NE. de la localidad de Plaza Huincul.

Las temperaturas máximas de verano llegan a 41°C y en invierno las temperaturas medias son de 10°C. La humedad relativa del ambiente es de 43% en promedio en verano, los vientos máximos de 34,8 M/seg y la Planta Compresora se ubica a 864 m sobre el nivel del mar.

### Características de los yacimientos

**LOMA LA LATA:** fue descubierto en 1979 y está en producción desde entonces. La estructura es un monoclinal cuyo eje tiene sentido SO - NE.

Posee tres formaciones productivas, dos gasíferas y una petrolífera. De las formaciones gasíferas, la más profunda, ubicada a 3.100 m de profundidad (Formación Lotena), produce gas seco con 9 - 13% de anhídrido carbónico ( $\text{CO}_2$ ) y 42.760 KPa de presión estática original. La segunda formación gasífera (Sierras Blancas) se encuentra a 2.900 m de profundidad, produce gas con bajo contenido de  $\text{CO}_2$  (2%) H.C., líquido asociado y su presión estática original fue 31.385 KPa. La relación gas a petróleo (G.O.R.) es variable desde 2.700 hasta  $26.000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

En la actualidad hay 104 pozos en producción de la Fm. S.B. y 4 pozos de la Fm Lotena.

La producción total del yacimiento abas-

Fig. 3

GERENCIA PRODUCCION REGIONAL PLAZA HUINCUL  
PLANTA COMPRESORA SIERRA BARROSA

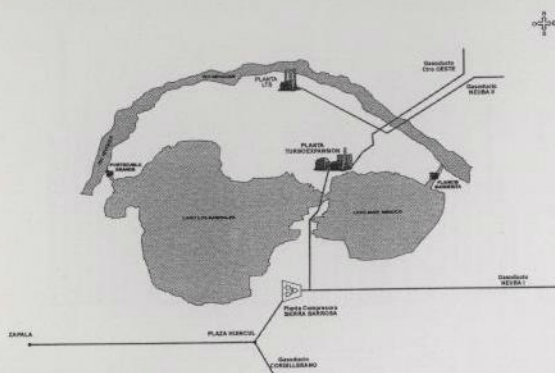
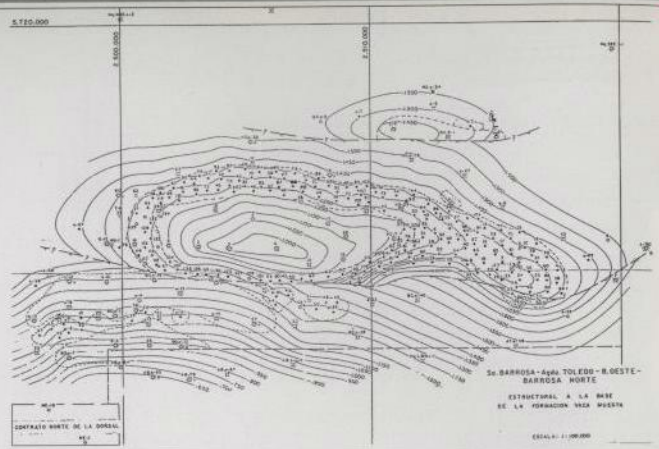


Fig. 4



$Q$  = Caudal de gas en condiciones standard  
 $\text{cfd} \times 10^3$

$$S = \frac{0.0375 \times G \times L}{T_m \times Z_m} \quad (\text{Ec. n}^\circ 3)$$

$G$  = Gravedad específica del gas (aire = 1)  
 $L$  = Longitud de tubing (pie)  
 $T_m$  = Temperatura media entre el fondo y boca de pozo en ( $^\circ\text{R}$ )  
 $Z_m$  = Factor de compresibilidad medio entre  $P_{wf}$  y  $P_t$

$$b = \frac{6.67 \times 10^{-4} \times T_m^2 \times Z_m^2 (e^S - 1)}{d^5} \quad (\text{Ec. n}^\circ 4)$$

$d$  = Diámetro interior del tubing (pulg.)

$$f = \frac{30.9208 \times 10^{-3} \times Q^{-0.065} D^{-0.058} \times G^{-0.065}}{\mu^{-0.065}} \quad (\text{Ec. n}^\circ 5)$$

Siendo:

$f$  = Factor de fricción de Moody  
 $Q$  = Caudal de gas en condiciones standard en  $10^6$  cfd  
 $D$  = Diámetro interior del tubing (pie)  
 $\mu$  = Viscosidad del gas en (Lb/pie  $\times$  seg.)

Con los caudales máximos admisibles por pozo y las pérdidas de carga en tubing, se calcularon los caudales máximos de inyección para distintas presiones. (Fig. 7)

Estos resultados fueron corroborados luego con pruebas de inyectividad con nitrógeno realizadas en dos pozos.

El paso siguiente fue acondicionar los pozos como inyectores. Para ello se dispuso de un equipo de reparación que efectuó las siguientes operaciones básicas:

- Retirar material de producción.
- Calibrar pozo hasta fondo.
- Registrar CBL-VDL-Ne.
- Bajar instalación de inyección.

Se han acondicionado como inyectores diez pozos de los catorce disponibles en el casquete.

### Equipamiento de los pozos y red de captación

(Fig. 10 y 11)

Para acceder a los pozos inyectores, se diseñó una red de cañerías telescópica de

254, 203 y 102 mm de diámetro, con espesores adecuados para resistir la presión de envío de los compresores. Se realizaron los cálculos para permitir la utilización de las cañerías en ambos sentidos, ya que durante la época invernal se requiere una producción adicional del yacimiento Sierra Barrosa que será tomada por los compresores y enviada al gasoducto NEUBA I.

La red fue calculada aplicando la fórmula de WEYMOUTH, extraída del manual GPSA (Sociedad de Procesadores de Gas de Estados Unidos de Norte América):

$$Q_s = \frac{433.45 \times T_s \times D^{2.677}}{Z^{1/2} \times P_s} \times \frac{(P_i^2 - P_f^2)^{1/2}}{L \times T \times S} \quad (\text{Ec. n}^\circ 6)$$

$Q_s$  = Caudal en scfd  
 $T_s$  = Temperatura de referencia  $^\circ\text{R}$   
 $P_s$  = Presión de referencia psia  
 $Z$  = Factor de compresibilidad  
 $D$  = Diámetro interno de la cañería (pulg.)  
 $P_i$  = Presión inicial absoluta (psia)  
 $P_f$  = Presión final absoluta (psia)  
 $L$  = Longitud del tramo (pie)  
 $T$  = Temperatura de flujo ( $^\circ\text{R}$ )  
 $S$  = Gravedad específica del gas

El cálculo se realizó para las condiciones de inyección ( $2 \times 3 \times 10^6$ ) y producción ( $1 \times 1.5 \times 10^6$ ).

Para el cálculo de los espesores se tuvo en cuenta la Norma ASME B31.8:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times \tau \times F \times E \times B} + C \quad (\text{Ec. n}^\circ 7)$$

$t$  = Espesor calculado (pulg.)  
 $P$  = Presión de trabajo (psia)  
 $D$  = Diámetro exterior de la cañería (pulg.)

$\tau$  = Tensión admisible del acero (psia)  
 $F$  = Factor de diseño (0,5 en planta y 0,72 en el campo)  
 $E$  = Factor de junta longitudinal de soldadura (1 para caño sin costura)  
 $B$  = Factor por temperatura ( $B = 1$  para  $T < 250$   $^\circ\text{F}$ )  
 $C$  = Factor de sobre espesor por corrosión (no se consideró por los fundamentos indicados).

Con estas consideraciones la configuración adoptada puede verse en tabla de pág. 52.

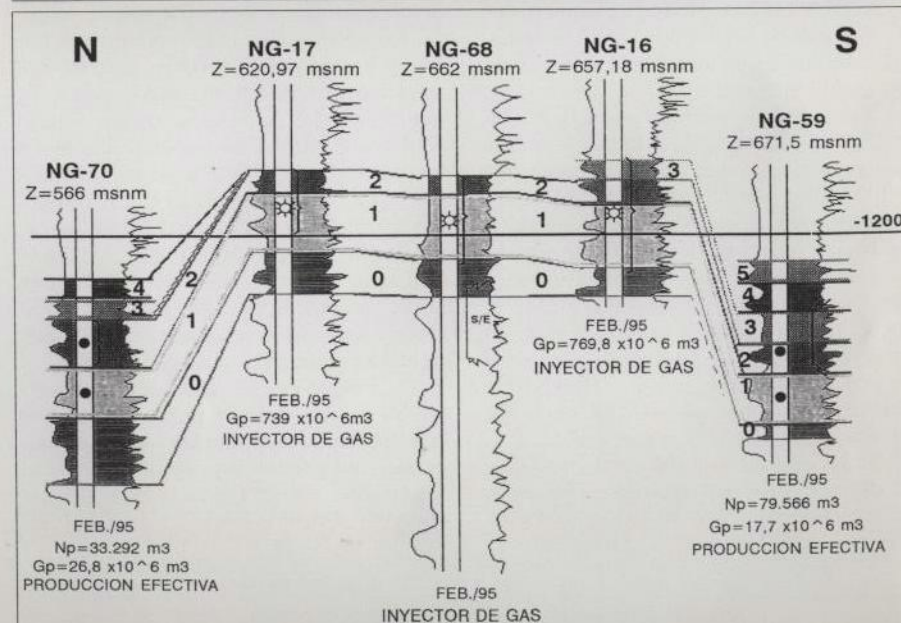
Cada pozo dispone de medición de caudal y presión en forma independiente para evaluar el comportamiento individual (Fig. 9).

La instalación de producción (Fig. 8) está compuesta por los siguientes elementos:

### GUIA DE ENTRADA - WIRELINE.

Va colocada en el extremo de la columna y

Fig. 5



| DIAMETRO<br>(mm) | LONGITUD<br>(m) | ACERO | ESPESOR<br>(mm) | OBSERVACIONES       |
|------------------|-----------------|-------|-----------------|---------------------|
| 254              | 100             | X 46  | 12,15           | Perímetro de planta |
| 254              | 7000            | X 46  | 11,05           | Para el campo       |
| 203              | 6500            | X 46  | 7,11            | Para el campo       |
| 102              | 500             | Gr.B  | 8,56            | Para el pozo        |

Fig. 6 CAUDALES MAXIMOS ADMISIBLES

$$Q = C (Pwf^2 - Pws^2)^n \text{ [m}^3/\text{d]}$$

$$C = 137 \cdot 10^{-7}$$

$$n = 0,80$$

| Pws<br>KPa | Pwf KPa |           |           |           |
|------------|---------|-----------|-----------|-----------|
|            | 11.769  | 13.731    | 15.692    | 17.654    |
| 7.503      | 917.034 | 1.341.186 | 1.791.917 | 2.270.524 |
| 7.846      | 869.713 | 1.298.264 | 1.752.043 | 2.232.968 |
| 8.827      | 718.416 | 1.162.685 | 1.626.800 | 2.115.382 |
| 98.077     | 539.096 | 1.006.285 | 1.483.896 | 1.981.994 |
| 10.788     | 320.838 | 825.948   | 1.321.816 | 1.831.895 |
| 11.769     |         | 616.178   | 1.138.356 | 1.663.879 |
| 12.750     |         | 384.750   | 930.078   | 1.476.282 |
| 13.731     |         |           | 690.915   | 1.266.694 |
| 14.712     |         |           | 407.374   | 1.031.364 |
| 15.692     |         |           |           | 763.679   |
| 16.673     |         |           |           | 448.909   |

posee el borde biselado para facilitar el reingreso a la cañería de las herramientas operadas en el pozo.

**NIPLE DE ASIENTO - NO GO.** Para alojar el futuro tapón que permita intervenir el pozo sin necesidad de ahogarlo y evitar caídas de herramientas al fondo del pozo ante pescas con alambre.

**TUBING BAJO PACKER.** Para poder accionar las herramientas y alojar de ser necesario un tapón reperforable en la intervención de los pozos.

**NIPLE DE ASIENTO.** Similar al NO GO pero de material especial inoxidable (cromo 9%).

**PACKER.** Su objetivo fundamental es sellar el espacio anular existente entre el casing y la tubería de producción. Es de tipo permanente reperforable diseñado para altas presiones diferenciales (68.500 KPa). Poseen pocas piezas móviles y doble mordaza para resistir esfuerzos en ambos sentidos. Su fijación es por corte de los pines de seguridad en el mandril principal, de manera que pueda realizarse con cable o hidráulicamente. Tienen además anillos de metal por encima y debajo de las gomas de sello para evitar la extrusión de las mismas.

**CAMISA DE CIRCULACION.** Son de acero inoxidable y permiten el desplazamiento del agua con petróleo para dejarlo como fluido de empaquetamiento, previniendo así la corrosión galvánica que pudiera producirse entre caños. Además permite, ante una reparación futura, normalizar el pozo antes de extraer la columna.

**TUBING.** Son de acero N - 80 con rosca cuadrada, sin recalque para evitar la concentración de tensiones posibilitando la recuperación sin riesgo de la cañería usada. Posee sello metal-metal interno que evita la variación de sección interna eliminando las turbulencias. El filete de la rosca posee un ángulo de 1 a 3 grados cuya tangente es inferior al coeficiente de rozamiento entre los metales ( $f = 0,05 - 0,08$ ); para asegurar el no desacople de uniones en pozos desviados o con columnas pandeadas. El tubing se encuentra anclado al packer, y se precarga después de

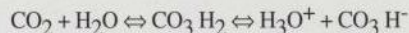
instalado para compensar los esfuerzos que se generan durante las estimulaciones.

**ARMADURA DE SURGENCIA.** Para presión de trabajo de 34.327 KPa, cuerpo standard e interiores de acero inoxidable. Posee una válvula tipo aguja con asiento y tapón de stellite para resistir la erosión. Puede trabajar en forma bidireccional, o sea durante la producción del pozo y en la inyección de gas desde el exterior.

**BRIDAS PORTAPLACA.** Están ubicadas en la entrada de cada pozo y permiten tomar la presión aguas arriba y aguas abajo de la placa orificio de medición de caudal.

### Consideraciones sobre corrosión

El gas natural de Loma La Lata no es corrosivo en ausencia de humedad. Cuando está presente el agua su contenido de anhídrido carbónico ( $\text{CO}_2$ ) genera ácido carbónico de acuerdo con lo siguiente:



La presión parcial de  $\text{CO}_2$  es uno de los parámetros utilizados para predecir la corrosividad de los fluidos y se determina de la

siguiente manera:

$$P_p = P_t \cdot x_{\text{CO}_2}$$

Donde:

$P_p$  = Presión parcial del anhídrido carbónico

$P_t$  = Presión total del sistema

$x_{\text{CO}_2}$  = Fracción molar del anhídrido carbónico en la mezcla

La Asociación Norteamericana de Ingenieros para la corrosión (NACE) informa que la corrosión en un sistema es función de la presión parcial del  $\text{CO}_2$  y varía según la siguiente escala:

$P_p > 207$  KPa indica corrosión

$104 \text{ KPa} < P_p \leq 207$  KPa indica corrosión leve

$P_p \leq 104$  KPa indica ambiente no corrosivo

Durante el periodo de inyección de gas a los pozos la presión parcial de  $\text{CO}_2$  será de 205 KPa si bien este tenor indicaría una leve corrosión en realidad no va a afectarse la instalación debido a que el gas está deshidratado. Durante el invierno, cuando el pozo produce gas húmedo, la presión parcial de  $\text{CO}_2$  será de 69 KPa por debajo del límite corrosivo.

De todas maneras se prevé un estricto seguimiento y control de la corrosión mediante determinaciones de hierro en el agua de purga y utilización de corrosómetros. En función de esos resultados se definirá la necesidad de inyección de inhibidores filmicos para proteger las líneas de conducción y el equipamiento en general.

### Instalaciones para tratamiento y compresión del gas

El gas a inyectar estará libre de hidrocarburos (H.C.) pesados, sólidos en suspensión y humedad. La composición química del mismo puede verse en tabla de pág. 53.

Para tratar el gas en Loma La Lata se dispone de unidades de turboexpansión (TURBEX).

Las unidades de separación primaria (U.S.P.) eliminan el grueso (80%) del agua

Fig. 7

CAUDALES MAXIMOS DE INYECCION

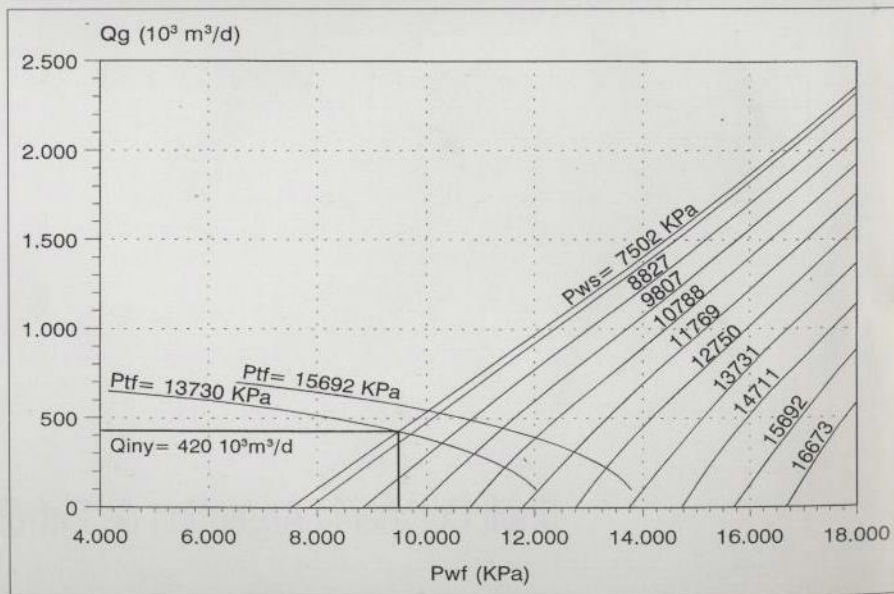
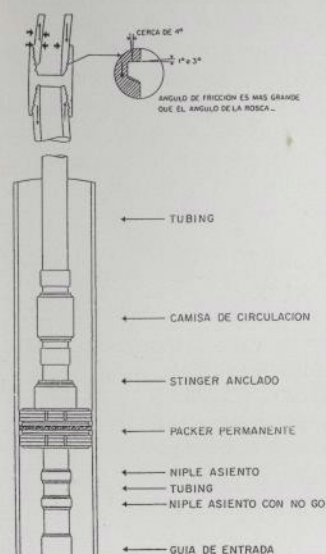


Fig. 8

# YACIMIENTO SIERRA BARROSA COMPLETACION POZO INYECTOR DE GAS



y del H.C. pesado. En TURBEX se adecua el punto de rocío del gas para obtener las especificaciones requeridas por el mercado. Debido a que la especificación para el gas de inyección es más estricta que la del mercado de gas natural, el gas que se envía a Sierra Barrosa se debe tratar separando inclusive el PROPANO y el BUTANO, con el gas ya en condiciones de calidad, se lo envía a Sierra Barrosa a 5.860 KPa a través de

un gasoducto de 609 mm de diámetro y 42 km de extensión.

En Sierra Barrosa se montaron 5 unidades de compresión que tomarán el gas proveniente de Loma La Lata y lo inyectarán a 17.700 KPa (Fig. 12, 13 y 14). Las máquinas son de 1.500 HP, alternativas de doble etapa, movidas por motores a gas y con el mismo eje mueven los ventiladores para enfriar el gas de salida. Los equipos se completan con separadores de entrada, filtros de salida, enfriadores con aire y paneles de control con señalización de alarmas, paros, recipientes para lubricante y agua de refrigeración. Cada compresor posee en su patín un manifold con by-pass, que en caso de una mala maniobra (cierre de todos los pozos), permite que automáticamente el compresor pueda reciclar hasta el 100% del gas comprimido. Estos equipos fueron alquilados mediante licitación, a una firma norteamericana y montados entre diciembre de 1994 y marzo de 1995, estimándose su puesta en servicio para fines de marzo de este año. En promedio, estas máquinas inyectarán gas de Loma La Lata en Sierra Barrosa durante 10 meses y extraerán gas del casquete de Sierra Barrosa para venta al mercado durante los dos meses restantes, con la sola modificación de las líneas que conectan las etapas de compresión. Las condiciones operativas en las distintas épocas del año serán:

| COMPOSICION<br>CORRIENTE | S.BARROSA<br>1 | Loma La Lata<br>2 | COMBINACION<br>3 |
|--------------------------|----------------|-------------------|------------------|
| N2                       | 0,734          | 0,747             | 0,743            |
| C1                       | 93,773         | 92,510            | 92,889           |
| CO2                      | 1,448          | 1,551             | 1,520            |
| C2                       | 2,450          | 4,531             | 3,907            |
| C3                       | 0,814          | 0,435             | 0,549            |
| iC4                      | 0,134          | 0,056             | 0,079            |
| nC4                      | 0,256          | 0,097             | 0,145            |
| iC5                      | 0,076          | 0,018             | 0,035            |
| nC5                      | 0,096          | 0,023             | 0,045            |
| C6+                      | 0,219          | 0,032             | 0,088            |

Fig. 10

## ETAPA DE REINYECCION

Qt = 2 x 10<sup>-6</sup> m<sup>3</sup>/día.

| TRAMO  | CAUDAL<br>m <sup>3</sup> /d x 10 <sup>-6</sup> | LONG.<br>m | DIAM. mm<br>NOM. INT. | P.INICIAL<br>Kpa | P.FINAL<br>Kpa | AH<br>m | AP<br>Kpa. | VELOC.<br>m/s |
|--------|------------------------------------------------|------------|-----------------------|------------------|----------------|---------|------------|---------------|
| P1-P2  | 2,0                                            | 5.000      | 273 253               | 17.653,80        | 17.932,40      | -250    | 278,6      | 2,18          |
| P2-P3  | 1,2                                            | 2.000      | 273 253               | 17.932,40        | 17.918,60      |         | -13,8      | 1,30          |
| P3-P4  | 0,8                                            | 2.700      | 219 200               | 17.918,60        | 17.889,20      |         | -29,4      | 1,38          |
| P4-P5  | 0,6                                            | 2.700      | 219 200               | 17.889,20        | 17.869,60      |         | -19,6      | 1,04          |
| P5-NG6 | 0,2                                            | 400        | 114,3 97,2            | 17.869,60        | 17.859,80      |         | -9,8       | 1,47          |

Qt = 3 x 10<sup>-6</sup> m<sup>3</sup>/día

| TRAMO  | CAUDAL<br>m <sup>3</sup> /d x 10 <sup>-6</sup> | LONG.<br>m | DIAM. mm<br>NOM. INT. | P.INICIAL<br>Kpa | P.FINAL<br>Kpa | AH<br>m | AP<br>Kpa. | VELOC.<br>m/s |
|--------|------------------------------------------------|------------|-----------------------|------------------|----------------|---------|------------|---------------|
| P1-P2  | 3,0                                            | 5.000      | 273 253               | 17.653,80        | 18.016,70      | -250    | 362,9      | 3,26          |
| P2-P3  | 1,8                                            | 2.000      | 273 253               | 18.016,70        | 18.006,90      |         | -9,8       | 1,93          |
| P3-P4  | 1,2                                            | 2.700      | 219 200               | 18.006,90        | 17.997,10      |         | -9,8       | 2,06          |
| P4-P5  | 0,9                                            | 2.700      | 219 200               | 17.997,10        | 17.987,30      |         | -9,8       | 1,55          |
| P5-NG6 | 0,3                                            | 400        | 114,3 97,2            | 17.987,30        | 17.967,70      |         | -19,6      | 2,19          |

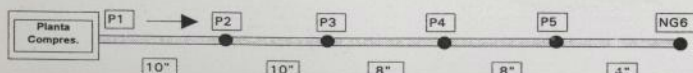
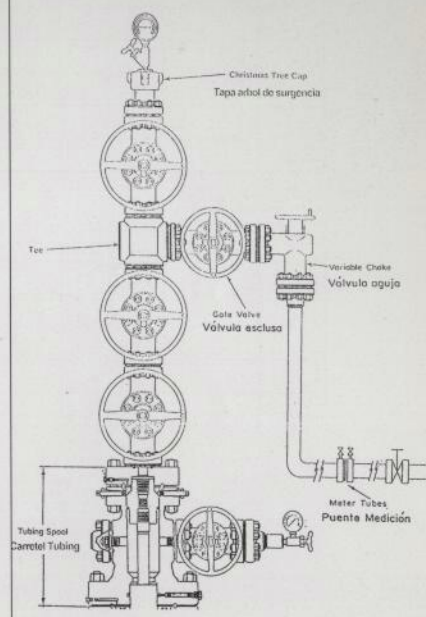


Fig. 9

# ARBOL DE SURGENCIA Y ENSAMBLE CABEZA DE POZO



## Invierno

|                                   |                                        |
|-----------------------------------|----------------------------------------|
| Presión de succión                | 3.430 KPa                              |
| Presión de envío                  | 5.880 KPa                              |
| Caudal a extraer                  | 1 * 10 <sup>6</sup> sm <sup>3</sup> /d |
| Temp. de envío                    | 40 °C                                  |
| Etapas de compresión en paralelo. |                                        |

## Verano

|                                |                                        |
|--------------------------------|----------------------------------------|
| Presión de succión             | 4.410 KPa                              |
| Presión de envío               | 17.650 KPa                             |
| Caudal de inyección            | 2 * 10 <sup>6</sup> sm <sup>3</sup> /d |
| Temp. de envío                 | 50 °C                                  |
| Etapas de compresión en serie. |                                        |

## Análisis económico

El proyecto de inyección de gas produce ingresos por la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en las diferentes épocas del año. A los fines de los cálculos se debió asumir una serie de parámetros ya que se desconoce el comportamiento exacto del mercado consumidor. Se consideró una curva de estacionalidad similar a la del promedio del último trienio, ya que en el presente ejercicio se incrementará la cantidad de gas disponible (perforación de 27 pozos), y también las ventas. De esta manera se calculó el GOR medio para cada mes del año en que se producirá reinyección (2 \* 10<sup>6</sup> sm<sup>3</sup>/d), para obtener la producción de líquidos asociados. Esta producción de líquidos se compone de condensado de baterías de separación más gasolina recuperada en las plantas de tratamiento. El resto del año, cuando la demanda supera la capacidad de aporte de gas de Loma La Lata, se comienza a producir en Sierra Barrosa cambiando el modo de operar los compresores. Durante este período el ingreso económico extra consiste en la producción de 1 \* 10<sup>6</sup> sm<sup>3</sup>/d de gas del casquete que de no explotarse en media presión, no podría ingresar a gasoducto troncal.

$$Q_t = 1,0 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{dia.}$$

| TRAMO  | CAUDAL<br>m <sup>3</sup> /d x 10 <sup>-6</sup> | LONG.<br>m | DIAM. mm |      | P.INICIAL<br>Kpa | P.FINAL<br>Kpa | AH<br>m | AP<br>Kpa. | VELOC.<br>m/s |
|--------|------------------------------------------------|------------|----------|------|------------------|----------------|---------|------------|---------------|
|        |                                                |            | NOM.     | INT. |                  |                |         |            |               |
| P2-P1  | 1,00                                           | 5.000      | 273      | 253  | 618,9            | 588            | 250     | 30,9       | 5,57          |
| P3-P2  | 0,70                                           | 2.000      | 273      | 253  | 622,7            | 618,9          |         | 3,8        | 3,78          |
| P4-P3  | 0,50                                           | 2.700      | 219      | 200  | 631,5            | 622,7          |         | 8,8        | 4,27          |
| P5-P4  | 0,30                                           | 2.700      | 219      | 200  | 634,7            | 631,5          |         | 3,2        | 2,54          |
| NG6-P5 | 0,15                                           | 400        | 114,3    | 97,2 | 636,5            | 634,7          |         | 1,8        | 5,36          |

$$Q_t = 1,5 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{dia}$$

| TRAMO  | CAUDAL<br>m <sup>3</sup> /d x 10 <sup>-6</sup> | LONG.<br>m | DIAM. mm |      | P.INICIAL<br>Kpa | P.FINAL<br>Kpa | AH<br>m | AP<br>Kpa. | VELOC.<br>m/s |
|--------|------------------------------------------------|------------|----------|------|------------------|----------------|---------|------------|---------------|
|        |                                                |            | NOM.     | INT. |                  |                |         |            |               |
| P2-P1  | 1,50                                           | 5.000      | 273      | 253  | 642,4            | 588,0          | -250    | 54,4       | 8,18          |
| P3-P2  | 1,00                                           | 2.000      | 273      | 253  | 649,7            | 642,4          |         | 7,3        | 5,17          |
| P4-P3  | 0,75                                           | 2.700      | 219      | 200  | 668,2            | 649,7          |         | 18,5       | 6,07          |
| P5-P4  | 0,45                                           | 2.700      | 219      | 200  | 674,8            | 668,2          |         | 6,6        | 3,57          |
| NG6-P5 | 0,20                                           | 400        | 114,3    | 97,2 | 682,9            | 674,8          |         | 8,1        | 6,64          |

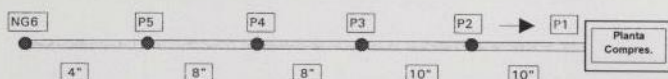
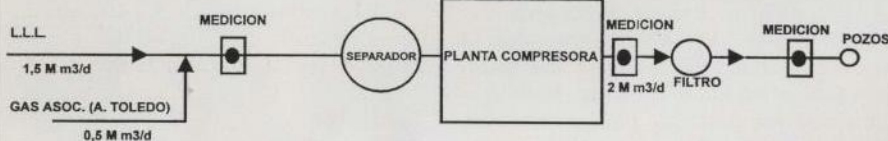


Fig. 12

## PLANTA COMPRESORA SIERRA BARROSA

## DISPOSICION DE EQUIPOS

## VERANO (inyección)



## INVIERNO (producción)

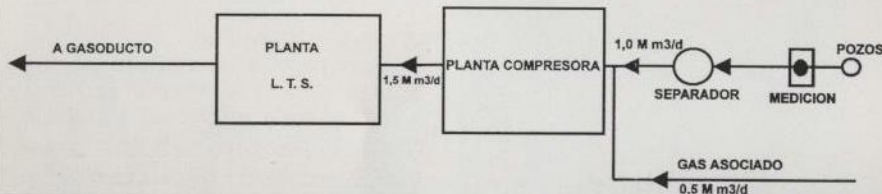
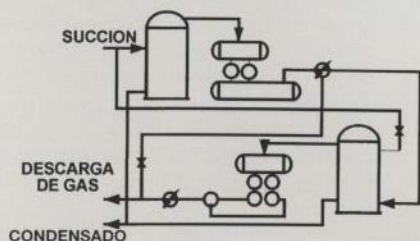


Fig. 13

## REINYECCION DE GAS EN YACIMIENTO SIERRA BARROSA

## EQUIPOS

| CANT.                                            | MOTOR<br>(Turbocargado)<br>NOMINAL<br>(HP) | COMPRESORES (r.p.m.: 950)                                                                                                 |                                     |                               |                              |
|--------------------------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
|                                                  |                                            | DIAMETRO<br>PISTONES                                                                                                      | RELACION<br>COMPRESION<br>POR ETAPA | PRESION                       |                              |
|                                                  |                                            |                                                                                                                           |                                     | ASPIRACION<br>KPa<br>absoluta | IMPULSION<br>KPa<br>absoluta |
| 5                                                | 1.500                                      | Fase inyeccion (5 equipos)<br>2 (dos) etapas de compresión:<br>1ra. etapa: 2 (dos) de 6,5"<br>2da. etapa: 2 (dos) de 4,5" | 1,9                                 | 5.002                         | 17.752                       |
|                                                  |                                            | Fase Produccion (4 equipos)<br>1 (una) etapa con:<br>2 (dos) de 6,5" y<br>2 (dos) de 4,5"                                 | 1,5                                 | 4.021                         | 5.983                        |
| TOTAL: 7 EQUIPOS Y 10.500 HP DE POTENCIA NOMINAL |                                            |                                                                                                                           |                                     |                               |                              |



| REFERENCIA |           |
|------------|-----------|
|            | SEPARADOR |
|            | COMPRESOR |
|            | ENFRIADOR |

Los volúmenes anuales de hidrocarburos producidos por todo concepto son:

Producción de gas:  $168 \times 10^6 \text{ m}^3$   
Producción de líquido:  $48.120 \text{ m}^3$

Los costos asociados al proyecto son los derivados de la necesidad de tratamiento, transporte, compresión y consumo de gas combustible. Los índices de costos para cada etapa mencionada son:

Tratamiento: 2,53 \$/K m<sup>3</sup>  
Transporte: 1,01 \$/K m<sup>3</sup>  
Compresión: 3,59 \$/K m<sup>3</sup>  
Gas combustible: 1,07 \$/K m<sup>3</sup>

Con los datos anteriores se obtienen los resultados que se listan abajo:

INGRESOS TOTALES 11.050.200 \$/A  
Costo Compresión 2.863.500 \$/A  
Costo Gas Combustible 1.071.400 \$/A  
Costo Peaje 720.000 \$/A  
Costo Trat. Gas 433.200 \$/A  
Regalías 1.272.000 \$/A  
Amortiz. e Impuestos 1.518.700 \$/A  
TOTAL GASTOS 7.878.761 \$/A

## UTILIDAD ANTES

DE IMP. GAN. 3.171.400 \$/A

T.I.R. 26,3 %

PERIODO DE REPAGO 3,7 AÑOS

VAN (12 %) 7.189.200 \$

## Las conclusiones

La puesta en marcha del proyecto genera los siguientes beneficios a nuestra compañía:

- Moviliza reservas.
- Incrementa la producción de hidrocarburos y consecuentemente, los ingresos.
- Permite asegurar el cumplimiento de los planes de acción y cubrir los requerimientos de mercado.
- En base a las perspectivas que se visualizan y dependiendo del comportamiento del reservorio, se cree poder incrementar a corto plazo el caudal de inyección hasta  $5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , con mejora sustancial de la rentabilidad del proyecto.

A pesar de lo anteriormente mencionado se promueven ensayos para reinyectar gas en Loma La Lata con el objeto de comparar los beneficios aportados por cada alternativa.

## BIBLIOGRAFIA

- F.F. FARSHAD - Ing. Garber: *How to Increase Gas Well Production and Temper Corrosion* (Petroleum Engineer de abril 1993)  
G.P.S.A. - *Gas Processors Suppliers Association Fluid Flow and Piping*  
G.P.S.A. - *Reciprocating Compressors*  
F.F. FARSHAD - Michael Amodin: *Predicting Bottomhole Pressure For Gas and Gas Condensate Wells* (Petroleum Engineer de Noviembre 1980)

Obs: En las ecuaciones se han respetado las unidades originales para evitar confusiones con las que aparecen en la bibliografía apuntada.