

**PRIMERAS JORNADAS LATINOAMERICANAS
SOBRE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL
TARTAGAL (SALTA)
12, 13 Y 14 DE NOVIEMBRE DE 2003**

**“COMPRESIÓN EN MEDIA PRESIÓN
CAMPO LOMA LA LATA”**

1 SÍNTESIS HISTÓRICA

En el año 1973 YPF S.A. inició los primeros trabajos en el área, realizándose el primer descubrimiento en 1977 en la Formación Tordillo. La mayor actividad exploratoria en la zona fue en 1980, completándose el desarrollo en la zona central del yacimiento en 1987. Entre los años 1988 a 1992 se continuó el desarrollo de la Formación Sierras Blancas y se investigaron las posibilidades gasíferas de la Formación Lotena.

Durante 1994 y 1995 se implementó un plan agresivo de perforación con el propósito de aumentar la producción del campo de 26 a 38 M m³/d.

A partir de 1997 las campañas de perforación a la Formación Sierras Blancas tuvieron como objetivo mantener la producción de 38/40 M m³/d. La evaluación técnico económica de este desarrollo determinó la instalación de compresión en media presión. La compresión en media presión se inició en 1996, llevándose hasta la actualidad más de 74.000 HP instalados.

2 DESARROLLO DE LA COMPRESIÓN DE GAS EN MEDIA PRESIÓN

Sibien en los años 1995 y 1996 se realizó un proyecto piloto de compresión en media presión con dos turbocompresores que fueron instalados en las USP 8 (trasladada luego a la USP 5), y en la USP 11, puede decirse que es en 1996 cuando se inicia el Proyecto de Media Presión en el campo Loma La Lata. Las distintas etapas de este proyecto se detallan en el siguiente cuadro.

Etapa 1	EC-2, EC-3, EC-4, EC-7.	Nov-96 a Jun-97
Etapa 2	EC-1, EC-8, EC-9, EC-10.	May-01 a Feb-02
Etapa 3	EC-6, EC-12, EC-13, EC-14.	Ene a Jun-03
Etapa 4	EC-2, EC-5, EC-11.	Nov-03 a Abril-04

Etapas 1

La primera etapa de este proyecto se desarrolló entre Noviembre de 1996 y Junio de 1997, y abarcó las Estaciones Compresoras (en adelante EC) N° 2, 3, 4 y 7. El objetivo principal de esta etapa fue posibilitar incrementar el gas a procesar en las plantas de tratamiento del campo Loma La Lata (Turboexpansión y Separación por Baja Temperatura - LTS) en las épocas de baja demanda de gas, a fines de incrementar la recuperación de líquidos asociados al gas producido (propano, butano y gasolina). Este gas, una vez procesado en las mencionadas plantas, era destinado a ventas o se inyectaba, mediante los compresores instalados en las mencionadas EC, en la misma formación productora (Sierras Blancas), en función de las demandas del mercado como se mencionó anteriormente.

En esta primera etapa se instalaron 28900 hp, que permitían inyectar en la formación Sierras Blancas unos 10 Mm³/d de gas con una presión de descarga de 260 kg/cm². Al mismo tiempo, estos motocompresores fueron diseñados para comprimir 9,9 Mm³/d de gas de media a alta presión (40 a 80 kg/cm²) en épocas de alta demanda.

Etapas 2

La segunda etapa, implementada entre Mayo de 2001 y Febrero de 2002, consistió en la adecuación y construcción de 4 Unidades de Separación Primaria (en adelante USP) y EC adicionales. Estas instalaciones fueron diseñadas, al igual que las construidas en las etapas posteriores, específicamente para trabajar en media presión (40 kg/cm²) y alta presión (80kg/cm²), adoptándose un criterio de estandarización de instalaciones, equipos y distribución en planta de los mismos.

En esta etapa se instalaron 13 motocompresores, totalizando 20450 hp, en las USP-EC 1, 8, 9 y 10, diseñadas para el funcionamiento discriminado de pozos en alta y media presión, con el objeto de optimizar la utilización de la energía propia del yacimiento y contemplar el pasaje progresivo de la totalidad de los pozos que reportan a cada unidad a la condición de media presión.

Etapas 3

En esta etapa se seleccionaron cuatro USP (6, 12, 13 y 14) junto a las cuales se construyeron cuatro estaciones compresoras, instalándose un total de 12 motocompresores, con un total de 19800 hp. Al mismo tiempo se amplió la EC 7, donde se instalaron dos motocompresores (3300 hp, adicionales a los cinco compresores ya instalados), diseñados para trabajar sólo en media presión. En esta etapa se instalaron 14 motocompresores en las cinco plantas mencionadas

anteriormente, totalizando 23100 hp. Esta etapa tuvo la particularidad de haber sido puesta en marcha en su totalidad en el período de Febrero a Junio de 2003.

Etapas 4

Es la etapa final del proyecto de Compresión en Media Presión, etapa que permitirá adecuar las instalaciones para poder trabajar en media presión en la totalidad del yacimiento cuando la energía del mismo lo requiera. Esta etapa ha sido iniciada en Septiembre de 2003 con la construcción de la USP y EC 2.

La totalidad de la misma contempla la reforma y ampliación de cuatro estaciones compresoras existentes (EC 1, 3, 5 y 11) y la construcción de una completamente nueva (EC 2) que reemplazará completamente a una de las estaciones compresoras construidas en la primer etapa de este proyecto.

Este proyecto se concluirá en el año 2004, previendo su puesta en marcha previo al invierno del mismo.

1 INYECCIÓN DE GAS A FORMACIÓN SIERRAS BLANCAS

En el año 1997 había cuatro estaciones compresoras (2, 3, 4, y 7) con la capacidad de inyectar 10 M m³/d de gas a formación, a través de 17 pozos inyectoras, que funcionaban como productores de gas en épocas de alta demanda y como inyectores de gas en épocas de baja demanda.

En el año 2001, cuando la planta MEGA (fraccionadora de C2, C3, C4 y gasolina) fue puesta en funcionamiento, se reorganizó el sistema de inyección, quedando disponibles para inyectar gas a formación sólo dos estaciones compresoras, las EC 3 y 7, con una capacidad diaria de 6 M m³/d distribuidos en seis pozos en Loma La Lata. Al mismo tiempo se incrementó la capacidad de inyección en el yacimiento Sierra Barrosa para derivar gas desde Loma La Lata, siendo la capacidad de inyección en el yacimiento Barrosa de aproximadamente 4 M m³/d.

La capacidad de inyección a formación existente otorga flexibilidad operativa al yacimiento Loma La Lata en función de las importantes variaciones que se registran en la demanda de gas desde los centros de consumo entre invierno y verano. A fines

de maximizar a lo largo de todo el año, en la medida de lo posible, la producción de líquidos asociados a la producción de gas, estas estaciones compresoras permiten almacenar el gas, una vez tratado o fraccionado en plantas, en la misma formación productora.

1 INSTALACIONES ACTUALES – SISTEMA DE SEGURIDAD DE PLANTAS

Las instalaciones actuales, como fue mencionado anteriormente, responden a un diseño que permite apreciar una disposición tipo de planta de acuerdo a un criterio unificado, donde se pueden distinguir áreas modulares perfectamente diferenciadas, siendo las mismas el área de colectores, área de separación, senda principal de cañerías, área de compresión y servicios auxiliares.

En la definición del tipo de instalación, se priorizó el concepto de planta integrada al medio ambiente. Es por ello que, independientemente de las capacidades de separación y compresión particulares de cada planta, todas cuentan con una idéntica disposición de equipos y servicios auxiliares. Al mismo tiempo, todas las plantas están permanentemente monitoreadas y controladas en tiempo real desde la Sala de Control del yacimiento a través de un sistema de control de última generación y un sistema red ethernet de comunicaciones redundante. Las siguientes figuras permiten apreciar la vista general del yacimiento así como el nivel de detalle que con que pueden monitorearse las instalaciones, tanto USP como EC, desde la Sala de Control.

El sistema de venteo con receptor a presión atmosférica (KOD), cuenta con dos bombas automatizadas mediante control por radar del nivel de líquido en dicho receptor, las que permiten el bombeo hacia la línea de condensados. Además, el sistema de venteo tiene un control de encendido de antorcha por sistema triple de frente de llama y termocuplas, asegurando de este modo la eliminación de emisiones no deseadas y descartando la posibilidad de provocar un derrame.

Desde las USP y EC las descargas de líquidos (condensado y agua), son impulsadas por la presión de trabajo de los separadores, destinándose a oleoducto y acueducto respectivamente. En caso de producirse incrementos inusuales de nivel dentro de los separadores instalados en las distintas unidades de separación, las mismas pueden

ser derivadas hacia el receptor a presión atmosférica y de allí bombeadas al oleoducto mencionado anteriormente.

Los drenajes debidos a limpieza de equipos, purgas de fondo, visores de nivel, etc. son conducidos hacia un tanque soterrado atmosférico, el que cuenta con doble pared y cámara de inspección intermedia, control de nivel por radar, alarmas visual y acústica local y en salas de control (refugio de unidad y planta LTS), con bombeo automático a la línea colectora principal. Esta instalación permitió la eliminación de las piletas abiertas en el yacimiento.

El sistema de control está estructurado sobre el concepto de operación remota y local, lo que permite controlar cada planta desde la sala de control y asimismo convertir a las estaciones de trabajo de cualquier unidad en maestra de un grupo de unidades previamente definidas, geográficamente próximas.

