

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN, COMPRESIÓN Y TRATAMIENTO DE GAS. YACIMIENTO LOS PERALES – LAS MESETAS, SANTA CRUZ

Preparado para presentar en las Primeras Jornadas Latinoamericanas sobre Compresión de Gas Natural (Tartagal – Salta), 12, 13 y 14 de Noviembre del 2003.

Fernando Adrián Lapania

REPSOL YPF , Unidad Económica Las Heras, Unidad de Negocios Argentina Sur.

Abstract.

Los yacimientos de la cuenca del Golfo San Jorge tienen una larga tradición como productores de petróleo y en mucho menor medida como productores de gas.

El presente trabajo abordará sobre la experiencia de Repsol - YPF en el campo que opera en el sector norte de la provincia de Santa Cruz. Un yacimiento de gas asociado en el cual se buscó optimizar al máximo las instalaciones de superficie relacionadas con la producción de gas.

Resumiendo lo realizado en campo, tanto sea en la captación, separación gas – petróleo, compresión, tratamiento, como en los resultados de calidad de gas de laboratorio.

En la primer etapa, se puso todo el énfasis en la reducción de los volúmenes líquidos que ingresaban a las estaciones compresoras provenientes de los gasoductos de captación. Para tal fin se trabajó directamente sobre el sistema de separación de gas en las baterías colectoras y purgado de gasoductos, ideando un diseño específico para este tipo de yacimiento.

Con los resultados obtenidos se rediseñó la red de gasoductos de captación, ubicación de plantas de compresión, simulación de compresores y sistemas de tele supervisión.

Por último se hace notar que las actuales condiciones de operación, han modificado favorablemente los costos de procesamiento de gas, introduciéndonos en una etapa de desafío para estandarizar métodos, instalaciones y aumentar la calidad de los servicios.

Los resultados obtenidos fueron positivos, traducándose en un ahorro efectivo para la operadora, a la vez que permitió cumplir con los requerimientos de la Secretaría de Energía.

Introducción.

La cuenca del Golfo San Jorge abarca una amplia región ubicada en la Patagonia Central (Figura N°1). Es una cuenca del tipo intracratónica con inicio de su historia geológica en el Jurásico Medio.

Perteneciendo la mayoría de los reservorios al miembro inferior de la formación Bajo Barreal y la superior de la formación Castillo.

El yacimiento Los Perales - Las Mesetas se encuentra ubicado en el flanco Oeste de la cuenca del Golfo San Jorge, a unos 60 Kmts. al NNO de la ciudad de Las Heras, Provincia de Santa Cruz. (Figura N° 2). Conforman dicha área los yacimientos: Cañadón de la Escondida, Las Heras, Loma del Cuy, El Guadal, Los Perales, Las Mesetas, Cerro Piedra, Aguada Bandera y Barranca Yankowsky.

En dicho ámbito se ubica la Unidad Económica Las Heras, con una producción de petróleo de 10.500 m3, obtenidos de aproximadamente 3.300 pozos, todos con sistema de extracción artificial y en su gran

mayoría con bombeo mecánico. También se a implementado un ambicioso programa de recuperación secundaria habiéndose convertido unos 610 pozos, inyectando unos 60.000 m³/día de agua. La producción de gas es de 2.5 millones de m³, siendo el 90 % gas asociado. Todo esto operado en una superficie cercana a los 2.500 kilómetros cuadrados. (Figura N° 3)

En un clima inhóspito donde la temperatura varía entre -25° y 35° Centígrados, una media anual acumulada de nieve de 900 mm y una velocidad del viento promedio anual de 30 Km/hs con una máxima relevada en el área de 220 Km/hs.

El yacimiento posee una capacidad de compresión instalada de 22.050 HP en compresores alternativos, mas 900 HP de compresión para sistema de frío en planta y 2.240 HP en compresores a tornillo para consumo de campo. Distribuidos en 17 estaciones compresoras con planta deshidratadora y una planta de Dew Point para 1,5 millones de m³/día.

El gas producido se utiliza para (Figura N° 4) :

Consumo de campo 1,2 millón de m³/día. Los cuales son entregados a presión regulada desde los gasoductos de media para uso en motores a explosión de bombas, pozos, calentadores, inertización de tanques e instrumental.

Generación 0,5 millones de m³/día. Son entregados a 21 Kg/cm² a la central para generar a través de dos turbo generadores, 80 Mega Watt los cuales se utilizan para uso interno y venta al sistema Interconectado Patagónico.

Venta 0,8 millón de m³/día, los que se entregan en especificación comercial a través de un gasoducto de 10 pulgadas con 80 Kg/cm² en cabecera y 110 kilómetros de longitud, para finalmente ingresar al gasoducto General San Martín en la zona de Holdich.

La esencia del proyecto consistió siempre en disminuir el impacto ambiental provocado por la operación sobre la atmósfera, suelo y subsuelo, como también en aumentar los volúmenes de venta y mejorar la calidad del servicio de captación y abastecimiento de gas a la operación de producción de crudo.

Desarrollo.

La totalidad de los pozos productores concurren a baterías colectoras en grupos de 20 a 35, ubicados estos en un radio de 2.500 mts. La producción llega hasta un manifold colector por líneas de 4 pulgadas revestidas y soterradas, lo que hacen una red de 3.460 kilómetros de ductos. (Figura 5)

La mezcla gas líquido proveniente de los pozos se separa en un separador bifásico a una presión de 5 Kg/cm². El gas fluyente se mide con tramos que van de 2 a 8 pulgadas dependiendo del potencial gasífero de la zona (Figura N° 6). Para obtener un mayor control de la producción, los valores medidos son transmitidos a tres centros de supervisión.

Cada grupo de baterías próximas, entregan el gas a través de gasoductos de baja presión a una ó mas estaciones compresoras, para esto se cuenta en la actualidad con una red de 340 kilómetros de gasoductos de baja presión (Figura N° 7). En las estaciones compresoras de campo se eleva la presión de 2 a 25 Kg/cm² dependiendo de su ubicación en el yacimiento, para luego secarlo en una torre contactora con circulación de trietilenglicol . En la gran mayoría de los casos estos equipos trabajan en dos etapas. (Cuadro 1)

Una vez comprimido el gas se transporta al centro del yacimiento mediante una red de 210 Kilómetros de gasoductos de media presión, soterrada y bajo protección catódica. Desde esta se realiza la alimentación del consumo al campo a través de 20 “ Puentes de Regulación ”, que regulan la presión de entrega luego de un calentamiento. Desde esta red se alimenta a la Central Termoeléctrica de Los Perales y finaliza en un manifold colector en el ingreso de la Planta de Tratamiento. En esta se enfría el gas a través de un proceso de expansión de propano, el cual posee un circuito cerrado con dos

compresores a tornillo, saliendo con un punto de rocío de – 12° C para el agua y – 6° C para el hidrocarburo. Con el gas ya en especificación comercial se re comprime a 84 Kg/cm2 con cuatro compresores alternativos para luego descargar en el gasoducto de alta presión (Figura N° 8).

CUADRO 1					
ESTACION	MOTOR		COMPRESOR		
COMPRESORA	MARCA	MODELO	MARCA	MODELO	ETAPAS
EC01	WAUKESHA	L5108/GSI	DRESSER RAND	5KOCE4-2	2
EC02 1	WAUKESHA	L7042/GSI	DRESSER RAND	6HOS2-2	2
EC02 2	WAUKESHA	L7042/GSI	DRESSER RAND	6HOS2-2	2
EC03	WAUKESHA	L5108/GSI	DRESSER RAND	5KOCE4-2	2
EC04 1	WAUKESHA	L5108 /GL	ARIEL	JGK-4-4	4
EC04 2	WAUKESHA	L7042/GSIU	INGERSOLL RAND	5.5RDS4-3	3
EC05	WAUKESHA	L5108/GSI	DRESSER RAND	5KOCE4-2	2
EC06	WAUKESHA	L9390/GSI	DRESSER RAND	6HOS4-2	2
EC07	WAUKESHA	L9390/GSI	DRESSER RAND	6HOS4-2	2
EC08	WAUKESHA	L9390/GSI	DRESSER RAND	6HOS4-2	2
EC09	WAUKESHA	L7042/GSI	INGERSOLL RAND	5.5RDS4-3	3
EC10	WAUKESHA	L5108/GSIU	WORTHINGTON	OF5HU2-2	2
EC12 1	CATERPILLAR	G3516TA	GEMINI	E504-2	2
EC12 2	CATERPILLAR	G3516TA	GEMINI	E504-2	2
DPP 01	TOSHIBA	ELEC 1500 HP	WHITE SUPERIOR	MW 66	2
DPP 02	TOSHIBA	ELEC 1500 HP	WHITE SUPERIOR	MW 66	2
DPP 03	WAUKESHA	L7042/GSI	ARIEL	JGK 4	2
DPP 04	WAUKESHA	L7042/GSI	ARIEL	JGK 4	2
DEW POINT	TEFC		FRICK	TDSH 193L	
DEW POINT			MYCOM	200 LUD - HEX	
LH 01	CATERPILLAR	G3306TA	FRICK	TDSH 193L	
LH 23	CATERPILLAR	G3306TA	FRICK	TDSH 193L	
EG 02	CATERPILLAR	G3306TA	FRICK	TDSH 193L	
LC 3 / 1	CATERPILLAR	G3306TA	FRICK	TDSH 193L	
LC 3 / 2	CATERPILLAR	G3306TA	FRICK	TDSH 193L	
CP 01	CATERPILLAR	G3306TA	FRICK	TDSH 193L	
CG 07	CATERPILLAR	G3306TA	FRICK	TDSH 193L	

Proceso de cambios.

No siendo la separación existente en batería, garantía suficiente para alimentar las plantas compresoras se modificaron las instalaciones para disminuir al máximo los ingresos de líquidos a los gasoductos. Estos aportes de líquidos eran el principal motivo de estaciones compresoras fuera de servicio.

Indirectamente este gas de mala calidad producía roturas constantes sobre los peek de las válvulas compresoras y su posterior pérdida de rendimiento, además de incidir directamente en la calidad del gas de salida, lo que hacía aumentando los costos de operación.

Con la idea de trabajar sobre el origen del problema se montaron en el interior de las baterías “ INTERCEPTORES ” los cuales son separadores horizontales con doble control de nivel. El controlador de nivel inferior hace actuar la válvula neumática de drenaje y el controlador de nivel superior bloquea la captación en caso que el líquido supere el nivel de seguridad. Se montaron sobre bases de hormigón, para impedir su deterioro.

En todos los casos se cambió la válvula de drenaje de líquidos original de 1” por válvulas neumáticas y cañerías de 2” y 3” de acuerdo a los volúmenes de proceso. La experiencia demostró que válvulas de drenaje de tan poco diámetro en condiciones invernales severas y con fluidos pesados permanecían bloqueadas e inoperables, lo cual terminaba bloqueando la captación de la batería ó ingresando con petróleos pesados al gasoducto.

Los drenajes de estos equipos se entubaron a los tanques de las baterías a través de la salida de petróleo caliente de los calentadores, se buscó de esta manera que el fluido retorne al tanque por medio de líneas cortas, que posean circulación permanente a buena temperatura y de esta manera evitar bloqueos de líneas inmóviles con bajas temperaturas. Antiguamente estos drenajes conducían sus fluidos a piletas abiertas pegadas a los mismos. Este echo era el principal motivo de contaminación superficial del suelo en el sistema de captación de gas (Figura N° 9).

La alimentación de gas del instrumental de estos equipos se realizó 100% con gas limpio y seco proveniente de los gasoductos de media presión. Con esta medida se evito salidas esporádicas de servicio por hidratos en los filtros de las reguladoras tipo 67FR y toberas de los controladores de nivel y presión.

Anualmente se realiza un plan de mantenimiento el cual no solo incluye el instrumental, sino también válvula de seguridad, placa estallido, puesta a tierra, protección catódica y desparafinado con caldera de vapor.

Las instalaciones se reformaron de manera tal que el puente de control de presión de separación se ubicó aguas abajo del interceptor, con lo que se logró menor velocidad del gas en su interior y mayor presión para el drenaje de líquidos (Figura N° 10).

Para asegurarse la continuidad de la operación ante un corte inesperado del gas limpio que alimenta el instrumental de toda la batería colectora, se montaron autoalimentaciones de gas sucio de la propia batería, estas actúan en forma automática ante una eventual disminución de presión, asegurando la normal operación. Para abaratar costos no se montaron controladores de presión, se colocaron válvulas neumáticas de 1” con posición normal abierta, con presión sobre la cabeza a través de una reguladora del tipo 67FR. Al disminuir la presión de gas de instrumentos la presión en la cabeza baja y abre, ingresando el propio gas de la batería a través de un decantador dotado de válvula de seguridad.

Incremento de caudal.

Una vez realizadas estas reformas el volumen y la calidad del gas captado aumentó considerablemente por lo que fue necesario aumentar la capacidad de compresión.

Por ello se decidió entonces encarar una prueba piloto con la disminución de la presión sobre la red de gasoductos de media presión. Aprovechando de este modo la potencia ociosa que existía en la planta de re compresión de media a alta presión y obtener mayores volúmenes en las estaciones de compresión de baja a media, donde la potencia instalada estaba muy ajustada.

Verificando de no sobrepasar el valor mínimo de descarga de cada unidad se bajó la presión en 7 Kg/cm² obteniendo un aumento del volumen comprimido en media presión de 200.000 m³/día en el total del parque.

Luego de varios meses de aumento de caudal se decidió replantear la ubicación de las estaciones compresoras, decidiendo realizar el traslado de una unidad a 70 Kmts de su ubicación. El equipo elegido entregaba para el consumo de campo en la misma zona el 100% del gas comprimido, por lo cual captaba en 2 Kg/cm² aumentando a 25 Kg/cm², para luego a metros reducir a 5 Kg/cm² en los dos puentes de regulación próximos. Para mantener la captación en este sector se montó una estación compresora con dos equipos a tornillo de 40.000 m³/día cada uno con su respectivas torres deshidratadoras, los cuales trabajan hasta los 10 Kg/cm² y entregan gas seco directamente al consumo de campo.

Habiendo aumentado notoriamente los valores comprimidos se presentaba el problema que ante la salida de servicio de una estación compresora, las ubicadas en su proximidad venteaban por sus alivios de succión ó se paraban en cadena, no pudiendo las plantas mas alejadas aprovechar este excedente. Se plantearon dos caminos de solución, uno directamente ligado a la ingeniería de la planta y el otro a la red de gasoductos.

En el caso de las plantas, estaban diseñadas de manera tal que para no sobrepasar la presión máxima de succión del equipo poseían una válvula de alivio, por la cual mandaban a quema el gas excedente. De esta manera los gasoductos de baja presión mantenían sus presión constante y el gas excedente no podía ser captado por otra unidad. Se dotó a cada motocompresor de válvulas neumáticas para la regulación de presión de succión, calibrando ahora la válvula de alivio de entrada al valor máximo de operación de los gasoductos de baja presión. De esta manera se logró poder captar este gas por otras unidades mas alejadas mediante el aumento de la presión en los gasoductos.

En el caso de la red de gasoductos de baja, se trabajó en su interconexión y eliminación de retenciones. Se construyeron 2.650 metros de gasoducto de 4 pulgadas, 13.200 metros de 6 pulgadas y 11.100 metros de 8 pulgadas. También se construyeron manifold de vinculación entre estaciones compresoras y eliminaron todos las reducciones de diámetros en los empalmes de gasoductos, válvulas de menor diámetro y hot tap. De esta manera se logró igualar la presión de succión de todas las estaciones compresoras, independizándolas del aporte de sus baterías colectoras próximas. Con estos trabajos, ante el paro de una unidad, todas las restantes aumentan levemente su presión en la entrada y comprimen el excedente.

Estas modificaciones produjeron un mejor funcionamiento del compresor, lo que se vio reflejado en una disminución sustancial de horas fuera de servicio por problemas de succión, vástago, pistones y aros. Proporcionalmente con esta mejora se redujeron los kilómetros recorridos por los móviles de la empresa del servicio de compresión, lo que produjo en su conjunto disminuir los costos.

Una vez que se trabajó sobre la distribución del gas en todo el parque, se debió realizar un análisis particular de las condiciones de trabajo de cada equipo, con el cual se seleccionó el equipo adecuado para cada planta y se adaptó el campo para obtener el mejor rendimiento, potencia instalada – volumen comprimido. Se trabajó en conjunto con el departamento técnico del contratista de compresión para la selección de cada parámetro.

En el caso de la Estación Compresora 2, el límite estaba dado por la temperatura de descarga de segunda etapa, por lo que se aumentó la presión de succión y se colocó el pistón de primera etapa en

simple efecto, obteniendo un aumento de 30.000 m³/día y una mejora en las temperaturas de trabajo de la segunda etapa.

En el caso de la Estación Compresora 5, el aumento de caudal estaba limitado por la potencia entregada por el motor, cambiando el Waukesha 5108 GSIU existente por un GSI. De esta manera se logró comprimir 40.000 m³/día adicionales.

En la Estación Compresora 10, el aumento en la presión de succión estaba limitada por la potencia requerida por el compresor. Realizando la rotación del motor por el desmontado anteriormente, en reemplazo del Waukesha 5108 G original, logrando pasar de 60.000 a 100.000 m³/día.

En el caso de la Estación Compresora 4 (Máquina 2), se logró aumentar 10.000 M³/día con la disminución de la presión de descarga, después de eliminar el Hot Tap existente al ingreso del gasoducto con su pasaje reducido en 2" del valor nominal.

Habiendo logrado en esta etapa duplicar los valores de venta, de años anteriores, se presentaban otro aspecto donde se debía poner énfasis. Es el caso de la capacidad y la calidad del proceso de la planta de punto de rocío.

Como primera medida se encarga la instalación de un segundo compresor de frío stan-by, dado que los caudales de venta, exigían una garantía adicional. Se instaló un compresor a tornillo nuevo, marca Frick TDSH-283S Hi-Stage de 3.550 RPM, con motor eléctrico de 500 HP. Este paquetizado a diferencia del anterior se instaló con enfriamiento de aceite dentro del mismo patín, por expansión de propano, controlado por una válvula termostática. Este cambio permitió una mas rápida vinculación a la planta existente.

En el sistema de enfriamiento se colocó un transmisor de temperatura con ingreso a l sistema SCADA existente.

Estando la capacidad de proceso del patín de tratamiento sobrepasada para alimentar a la central eléctrica (0,5 millones m³/día) y a la venta (0,8 millones m³/día), se estudió lo posibilidad de alimentar a la central termoeléctrica desde los gasoductos de media, sin entrar a la planta de tratamiento.

Se tomaron cromatografías y realizaron diferentes simulaciones, teniendo en cuenta las especificaciones del gas de alimentación a las turbinas. De este estudio surgió una clara indicación de las características del proceso a desarrollar y del rendimiento global del sistema. Se montaron en el ingreso a la planta generadora dos separadores horizontales para decantar líquidos, con sus drenajes revestidos, calefaccionados y conectados a una batería próxima. Posteriormente se colocó un calentador aguas a bajo de los separadores para elevar el punto de rocío de hidrocarburo, seguido de dos filtros absolutos para remover partículas de mas de 0,05 micrones. Por razones de seguridad se montó una línea de venteo, seteada al valor máximo admisible por la planta de regulación de las turbinas.

A partir de este momento la alimentación de las turbinas dependía directamente de la presión del gasoducto de media, por lo que se equipó la planta recompresora de alta con un nuevo cuadro de regulación a efectos de mantener una regulación óptima de la presión sobre los gasoductos de media. A estos nuevos puentes de regulación, venteo y recirculación de alta a media se los dotó de lazos de control con electro posicionadores, los cuales reemplazaron los antiguos controladores neumáticos. Por lo que el valor de presión del gasoducto de media se mantenía estable en cualquier condición operativa.

De esta manera se dejó de proveer gas en especificación comercial a la central turbo generadora, quedando la totalidad de la capacidad de procesamiento para continuar con el aumento de los volúmenes de venta.

En paralelo con esto, se trabajó en programar una reforma del circuito de salida de planta, ya que ahora la totalidad del gas ingresado para el tratamiento se descarga por los cuatro equipos motocompresores en la salida de venta. Esta parte de la planta originalmente estaba diseñada para despachar a venta solo

750.000 m³/día, con los dos electro-compresores de 1.500 HP. Se diseñó un manifold colector de 10 pulgadas donde se vinculan las descargas de los cuatro compresores de alta (sumando dos compresores Ariel con Waukesha 7042 GSI), se reemplazó el tramo de medición por uno de mayor diámetro, al igual que la válvula de shut down y la salida de planta hasta la cabecera de gasoducto, que pasó de 6 a 10 pulgadas. De esta manera se bajaron notablemente las presiones de descarga de la última etapa.

Posteriormente, se procedió a trabajar sobre un sector del yacimiento con casquete de gas libre, se realizaron reparaciones para lograr un grupo de pozos surgentes con un 100% de producción de gas. Se determinó con las pruebas realizadas que los mismos no aprovechaban totalmente el potencial de las reservas existentes, debido a las altas presiones de línea que los contrapresionaba. Se montaron tres sistemas de captación de gas libre en diferentes lugares del yacimiento, los cuales, aportan directamente a la succión de las estaciones compresoras, sin pasar por batería. Para seguir manteniendo la seguridad lograda en la calidad del gas se los dotó de separador, interceptor, sistemas de drenaje, bloqueo por alto nivel de líquido, alivio por alta presión y transmisores de presión y caudal.

A medida que se incrementaba la eficiencia del sistema de captación, compresión y tratamiento, fue necesario aumentar el seguimiento de los valores operativos de cada estación compresora, para lo cual se montó una red de transmisión desde la totalidad de las plantas compresoras a la oficina central, con lo cual se realiza el seguimiento de las presiones de entrada, salida, temperatura y caudal inyectado. Esta información también es retransmitida a la base del contratista del servicio de compresión, lo cual mejoró notablemente el seguimiento del servicio.

Durante las actividades desarrolladas para incrementar los volúmenes captados, se trabajó tomando en cuenta la importancia de la conservación del medio ambiente, para lo cual se planteó dos grupos de trabajo.

En el primero se trató de disminuir el impacto generado en la superficie, donde una cantidad importante de incidentes ambientales estaba dada por el pulverizado de petróleo y condensados sobre el campo virgen en las proximidades de las estaciones compresoras. Los líquidos salían en forma de spray por el sistema de flare, sin pasar antes por ningún separador.

Como medida correctiva se trabajó sobre el diseño de las plantas compresoras y su sistema de alivio, también se inició una campaña de cercado y regeneración de la zona.

Se colocó en el sistema de venteo a flare de cada estación compresora, un separador de salida, donde son retenidos todos los líquidos, para luego drenados mediante una bomba eléctrica con los condensados de las plantas hacia una batería colectora próxima.

El otro campo a trabajar fue erradicar toda fuente que pudiera contaminar una napa de agua. Dado que la gasolina es muy volátil (su densidad es 3 ó 4 veces la del aire), no es aconsejable utilizar para el purgado piletas de hormigón dado que se pueden generar filtraciones ó fisuras. Tampoco es seguro drenar a piletas de acero por el ataque de la corrosión y los tanque de PRFV no son aptos ya que la ley prohíbe la utilización de material combustible.

Se trató de buscar un sistema tal que los hidrocarburos purgados de los gasoductos en ningún momento salieran de un sistema cerrado, desterrando el uso de piletas de purga en campo.

Se diseñó un camión apto para recoger directamente de los gasoductos los líquidos, el cual está equipado con sistema de válvulas de seguridad y puesta a tierra, de diseño similar a un camión de propano. Este nuevo sistema tuvo en cuenta todos los aspectos de la Ley de Medio Ambiente SE 105/92 y SC 76/93 de la Secretaría de Combustibles.

Se acondicionaron baterías colectoras en diferentes sectores para que estos líquidos ingresen nuevamente al proceso de separación gas – líquido.

A raíz de este sistema de purgado era necesario que las trampas sean de gran capacidad y estén ubicadas en la proximidad de un camino. Se eliminaron la totalidad de las purgas y piletas de drenaje existentes en campo. Las purgas se reubicaron colocando un nuevo diseño en los laterales de los caminos principales. Estas fueron dotadas de válvulas de cierre rápido, válvulas de regulación y acople rápido con retención para evitar contaminación de la superficie (Figura N° 11 y 12).

Para monitorear esto se realizan seguimientos de la existencia de gasolina sobre nadante en cada acuífero. En la actualidad hay mas de 60 freatímetros de monitoreo.

Para realizar todas las modificaciones de batería, construcción de gasoductos, purgas y reformas en plantas demandaron aproximadamente unas 38.200 horas hombre trabajadas. Durante los dos años que demandaron estos trabajos no se produjeron accidentes.

Conclusiones.

Se eliminaron 46 piletas de drenaje de los interceptores que se ubicaban en las afueras de las baterías colectoras. Se eliminaron 91 piletas de drenaje de gasoductos de baja, media y alta. Se colocaron 81 purgas de nuevo diseño en los cruces con los caminos principales. La recuperación de los fluidos que se drenaban a piletas aéreas no solo trajo una mejora ambiental sino que produjo un aumento de la producción de líquidos.

Se disminuyeron los incidentes ambientales en un 71 % en dos años.

El aumento del volumen de venta fue el principal factor de seguimiento, mostrando directamente los resultados de los trabajos realizados en el campo. En la gráfica se nota claramente el incremento sostenido hasta Enero del 2003 donde se establece una nueva estrategia de explotación del reservorio. (Figura N° 13)

El aumento del caudal comprimido fueron notables y sostenidos hasta el día de hoy (Figura N° 14).

Mediante la aplicación de un buen monitoreo on line de los valores de operación, se ha logrado una mejora importante en la producción, utilizando esto para tener un mejor panorama de los posibles problemas y poder adelantarse a las fallas.

La calidad del gas de venta es monitoreada en el punto de entrega a través de un cromatógrafo on – line, no habiendo tenido apartamientos de los valores de especificación.

Al introducir todas estas modificaciones en el sistema se incurrió en mayores costos, siendo estos compensados por el aumento en el caudal comprimido e ingresos por venta de gas. Los costos de operación en relación al volumen comprimido se redujeron en un 50%, con respecto los anteriores caudales.

Agradecimiento.

El autor agradece a Repsol – YPF por la autorización para la presentación de este artículo. A los integrantes del equipo de trabajo: Horacio Blanco, Ing. Guillermo Ríos, Nelson Chanampa, Gastón Soto y Armando Cárcamo, Repsol-YPF, por su incondicional colaboración.

Datos del Autor.

FERNANDO ADRIÁN LAPANIA: Es ingeniero, egresado de la UTN, Facultad Regional Buenos Aires (1997), como ingeniero electrónico con especialización en comunicaciones. Trabajó para Servicios Tipsa como operador de plantas compresoras y de tratamiento. Posteriormente en Transportadora Gas del Sur, como operador y responsable electrónico de la planta turbo compresora de Bosque Petrificado. Se ha desempeñado como supervisor de operaciones en la zona de Chubut – Santa Cruz y Rincón de Los Sauces para Weatherford Global Compresión. Ha trabajado como supervisor regional para la zona sur en Universal Compresión. Desde el 2001 es el responsable del sector Gas de la Unidad Económica Las Heras de Repsol – YPF.

Figuras.

Figura N° 1. “ UBICACIÓN D E LA CUENCA DEL GOLFO ”.

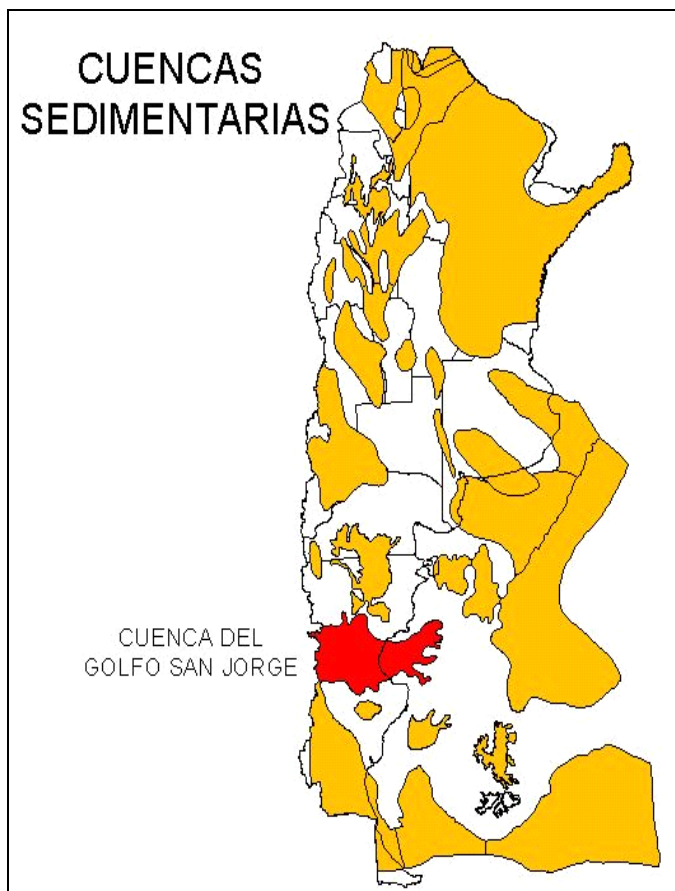


Figura N° 2 “UBICACIÓN DE LA U.E.L.H. REPSOL-YPF “

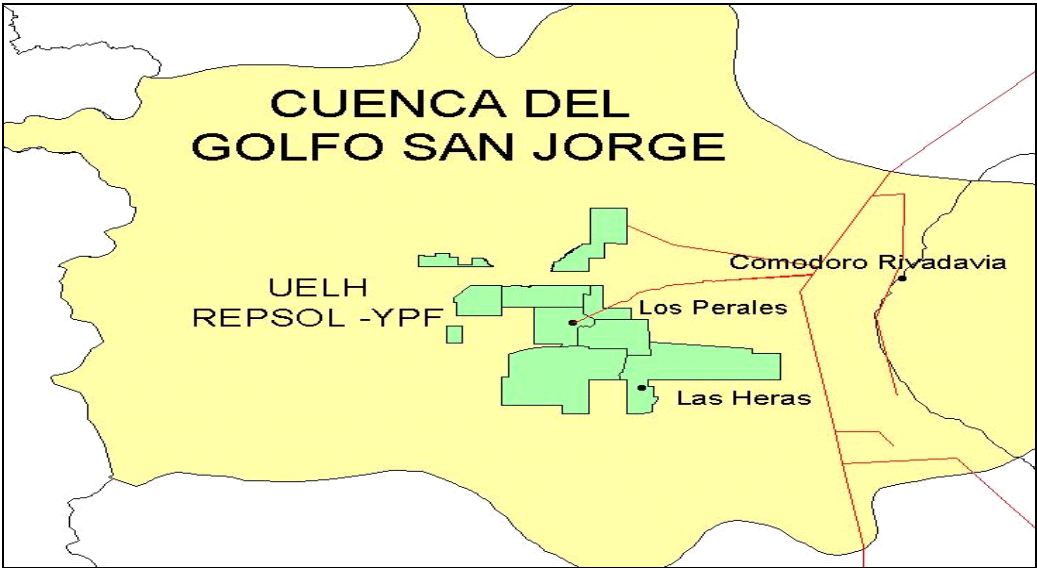


Figura N° 3 “UBICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS Y SALIDA DE GAS DE VENTA”

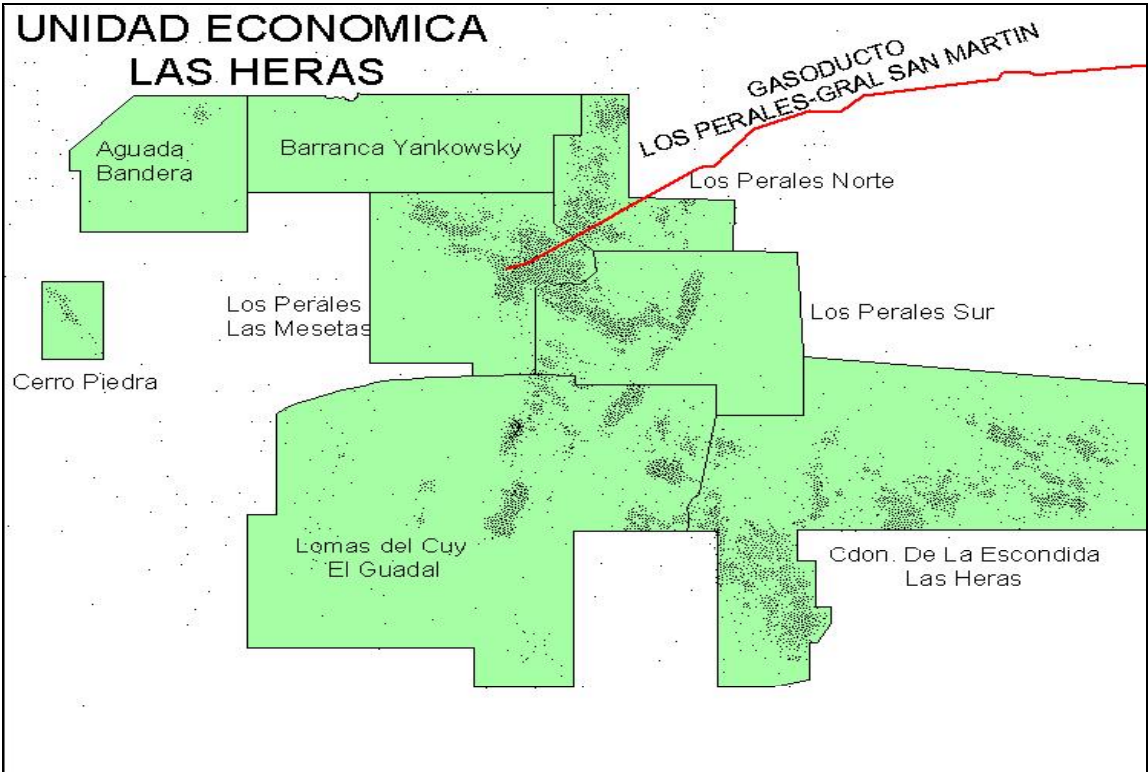


Figura N° 4 “ ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS “

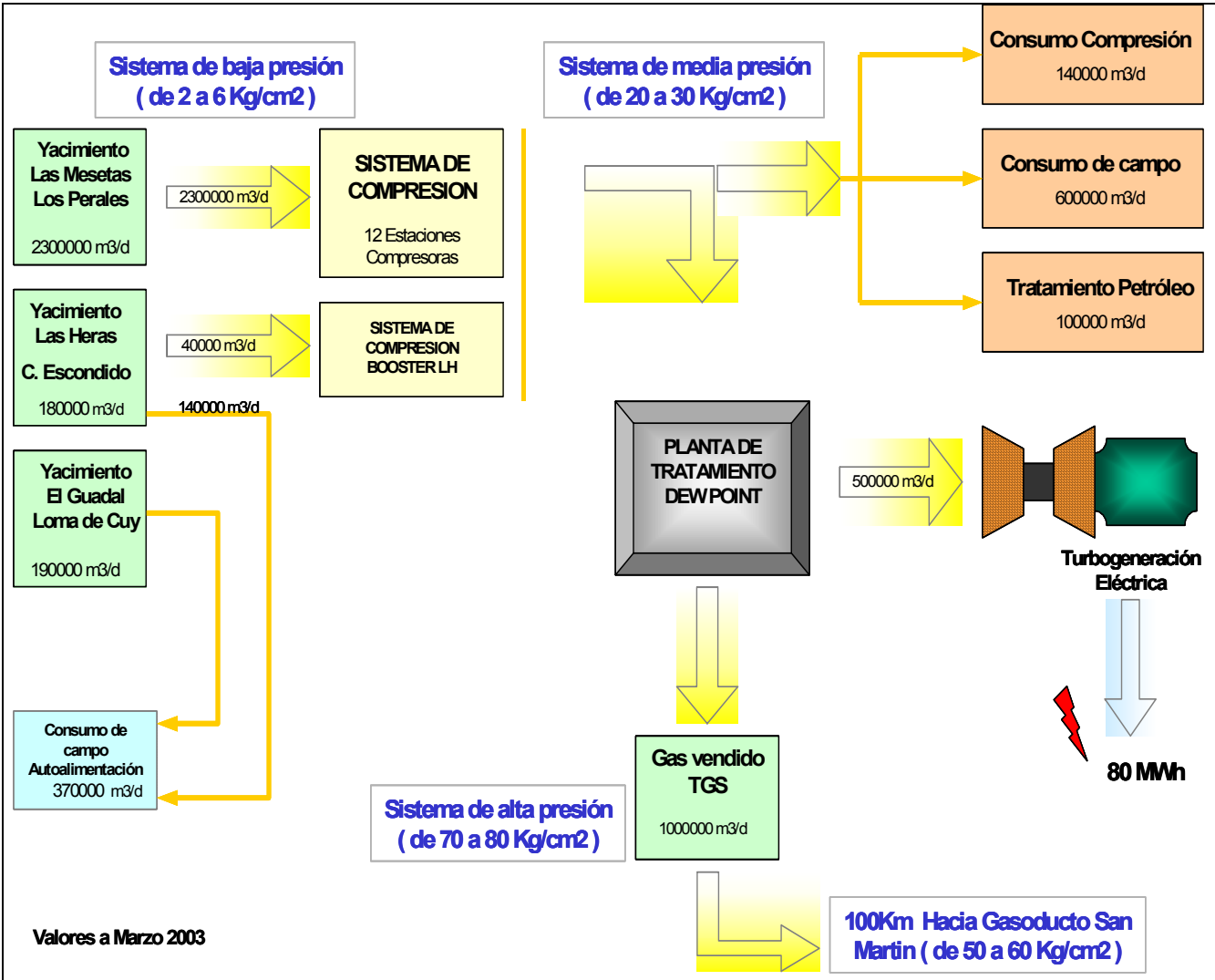


Figura N° 5 “ RELEVAMIENTO DE POZOS DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN “

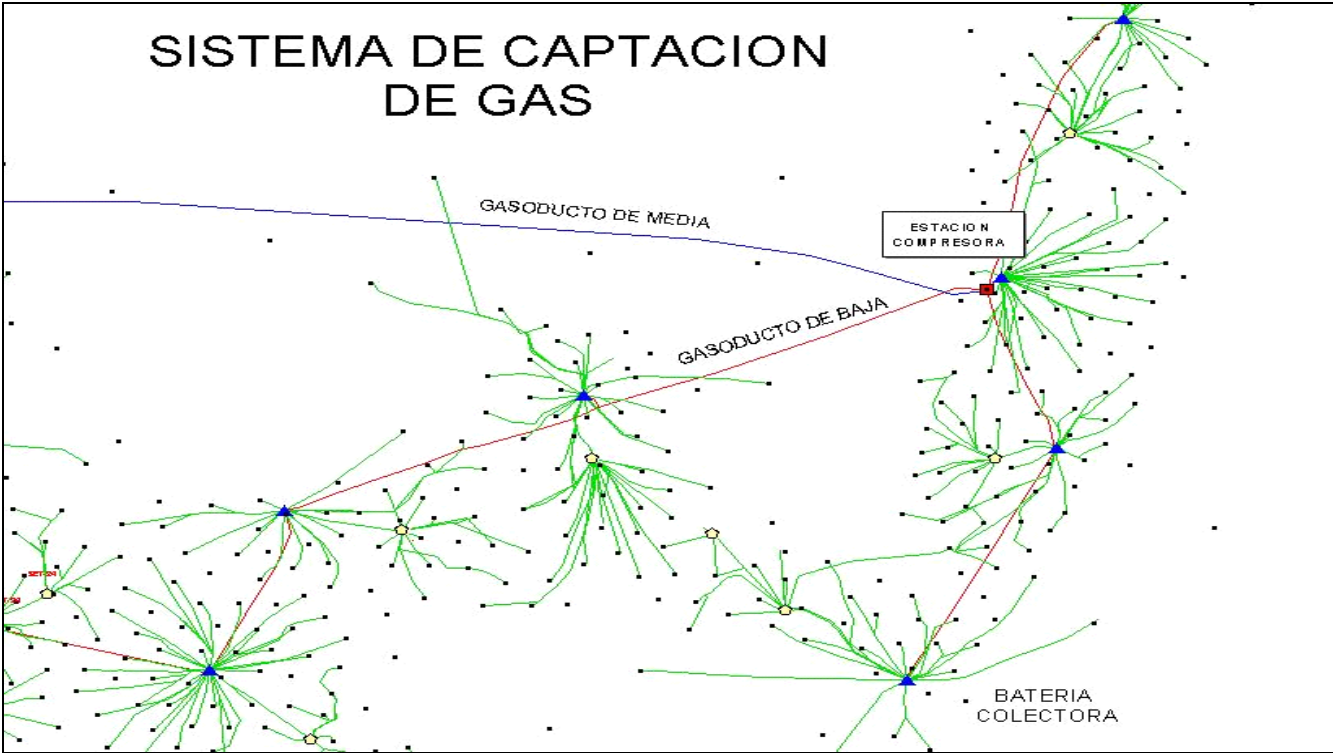


Figura N° 6 “ ESQUEMA DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN DE GAS “.

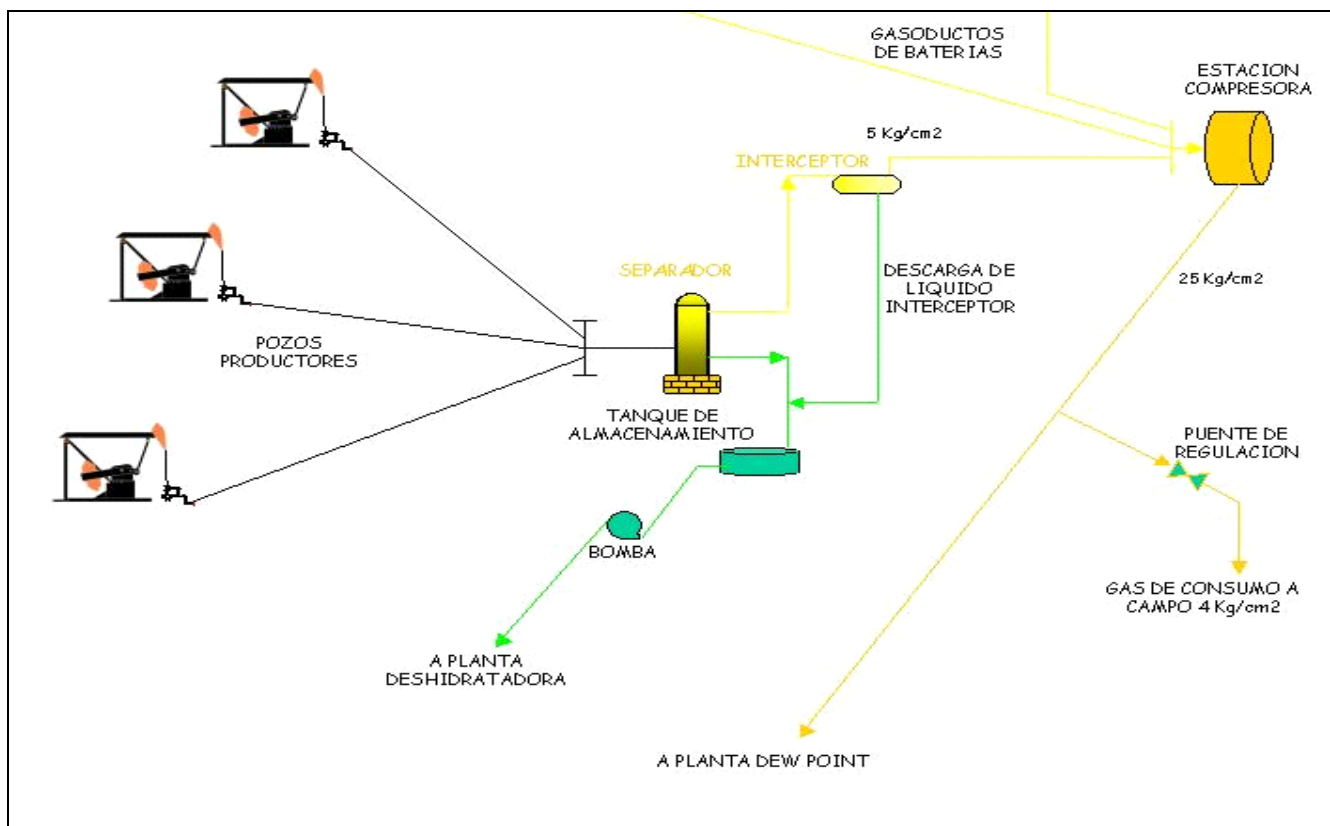


Figura N° 7 “RED DE GASODUCTOS DE BAJA PRESIÓN “



Figura N° 10 “ INSTALACIÓN ESTANDARIZADA “



Figura N° 11 “ PURGA DE NUEVO DISEÑO “

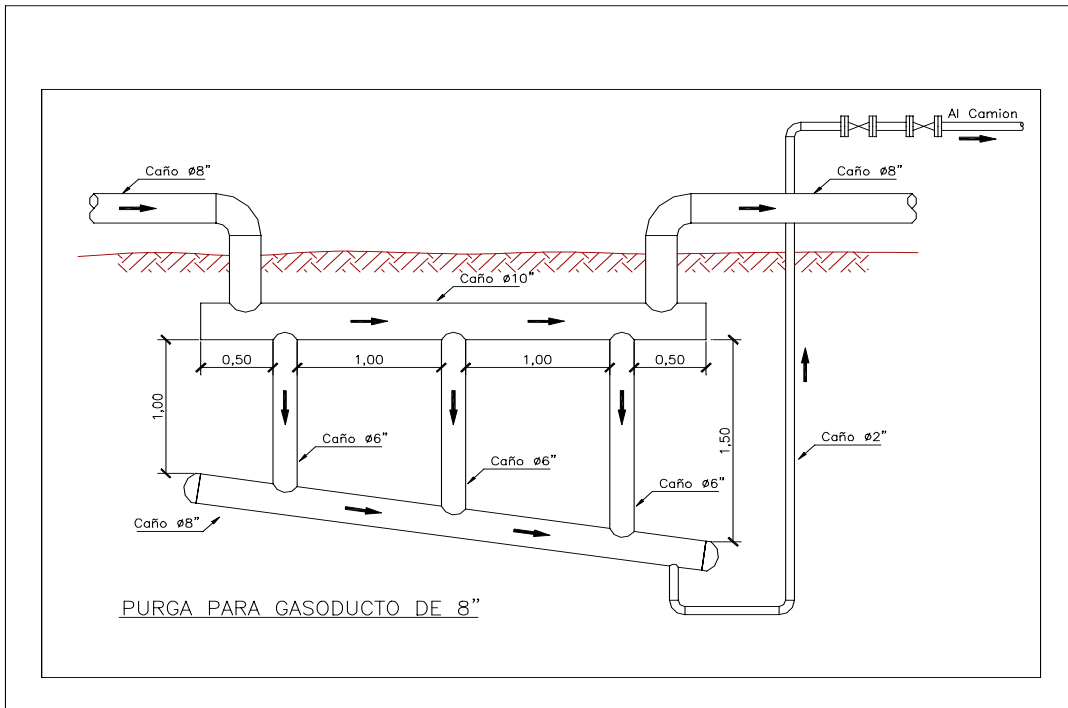


Figura N° 12 “ SISTEMA DE PURGADO “



Figura N° 13

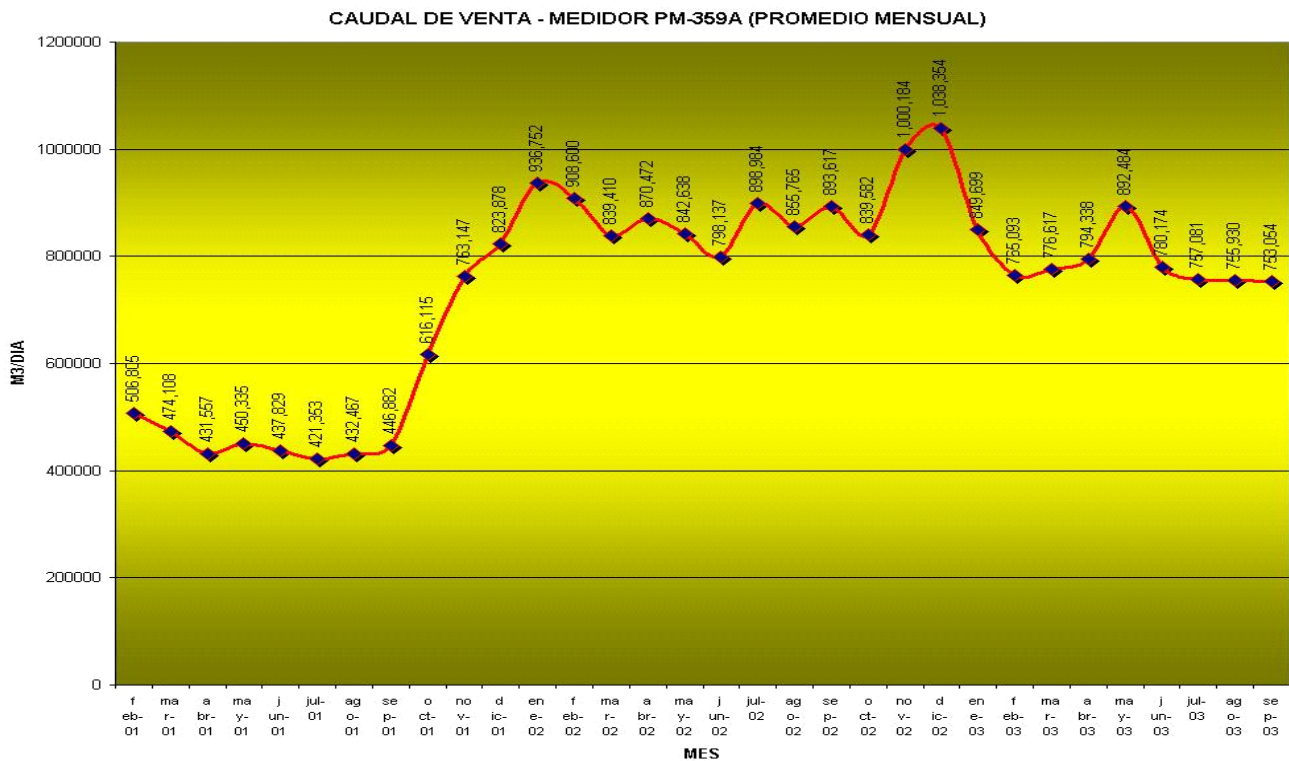


Figura N° 14

