



**ACONDICIONAMIENTO DE LA UNIDAD DE
REMOCIÓN DE CO₂ A PARÁMETROS DE DISEÑO**

**Eduardo Cabrera Z.
Roberto Torrico E.
PETROBRAS - BOLIVIA**

INTRODUCCION

El Campo San Alberto esta ubicado en la provincia de Yacuiba departamento de Tarija, más propiamente al sur del país.

Este campo cuenta con dos plantas de procesamiento de gas en la cual cada una de ellas tiene una unidad de remoción de CO₂. La primera unidad fue puesta en marcha a finales del año 2000, la misma fue diseñada para remover 3% mol de CO₂ del gas natural; no obstante y de acuerdo a las aperturas de pozos del campo se fue descubriendo que el contenido de CO₂ en el gas de algunos de esos pozos estaba en el orden de 4.2 – 4.5% mol de CO₂ lo que significa nivel alto de este compuesto, en relación a las exigencias para la comercialización del gas natural a través del sistema de ductos y la preservación de los mismos.

Debido al aporte de CO₂ en el gas y para cumplir los volúmenes de entrega por contrato con el gas en especificación, es que se construyo la segunda unidad de remoción de CO₂ que fue puesta en marcha a finales del año 2001, la misma fue diseñada para absorber 5% mol de CO₂ aumentando de esta manera la capacidad de procesamiento y fiabilidad de la nueva unidad de absorción.

Muchos de los problemas que hemos tenido son inherentes a la filosofía del diseño del proceso y por lo tanto son comunes hasta cierto punto a cada planta y/o unidad. Pero, también se han tenido problemas que no son inherentes, es decir problemas causados por la poca práctica operacional de estas unidades.

Es así que en la fase I, se esta haciendo un desarrollo mayor que en la fase II por los problemas acontecidos desde su arranque y puesta en marcha de dicha unidad.



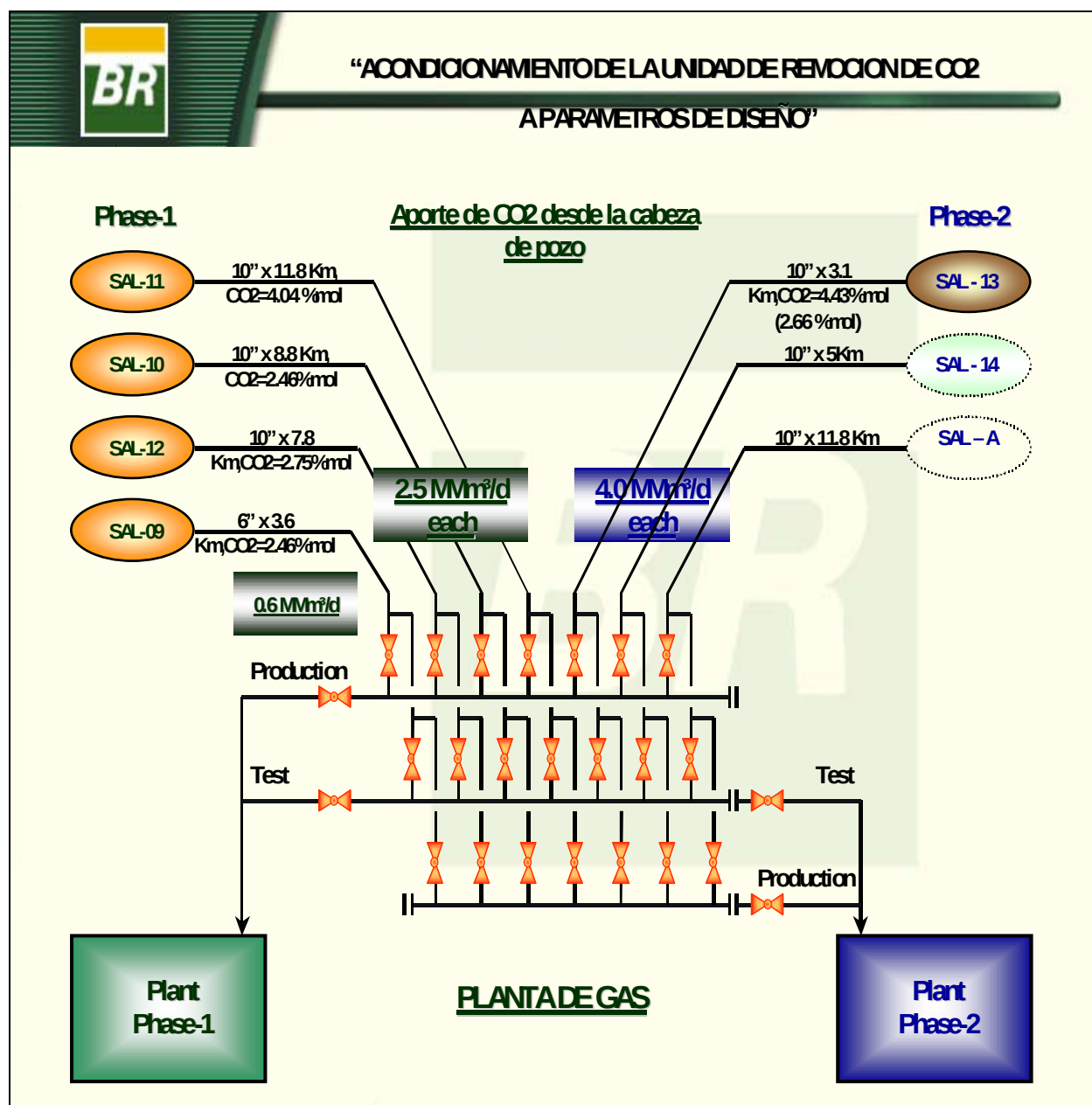
- **DESARROLLO**

OPERACIÓN PLANTA DE AMINA

- Problema inicial, antecedentes
- Causas y consecuencias formación de espuma, arrastre de amina y otros.
- Análisis para manejo del proceso en las condiciones reales.
- Seguimiento de análisis de amina y comportamiento del consumo en ambas fases
- Nuevas condiciones de Gas de Ventas, prueba de rendimiento en ambas fases y mejoras futuras.

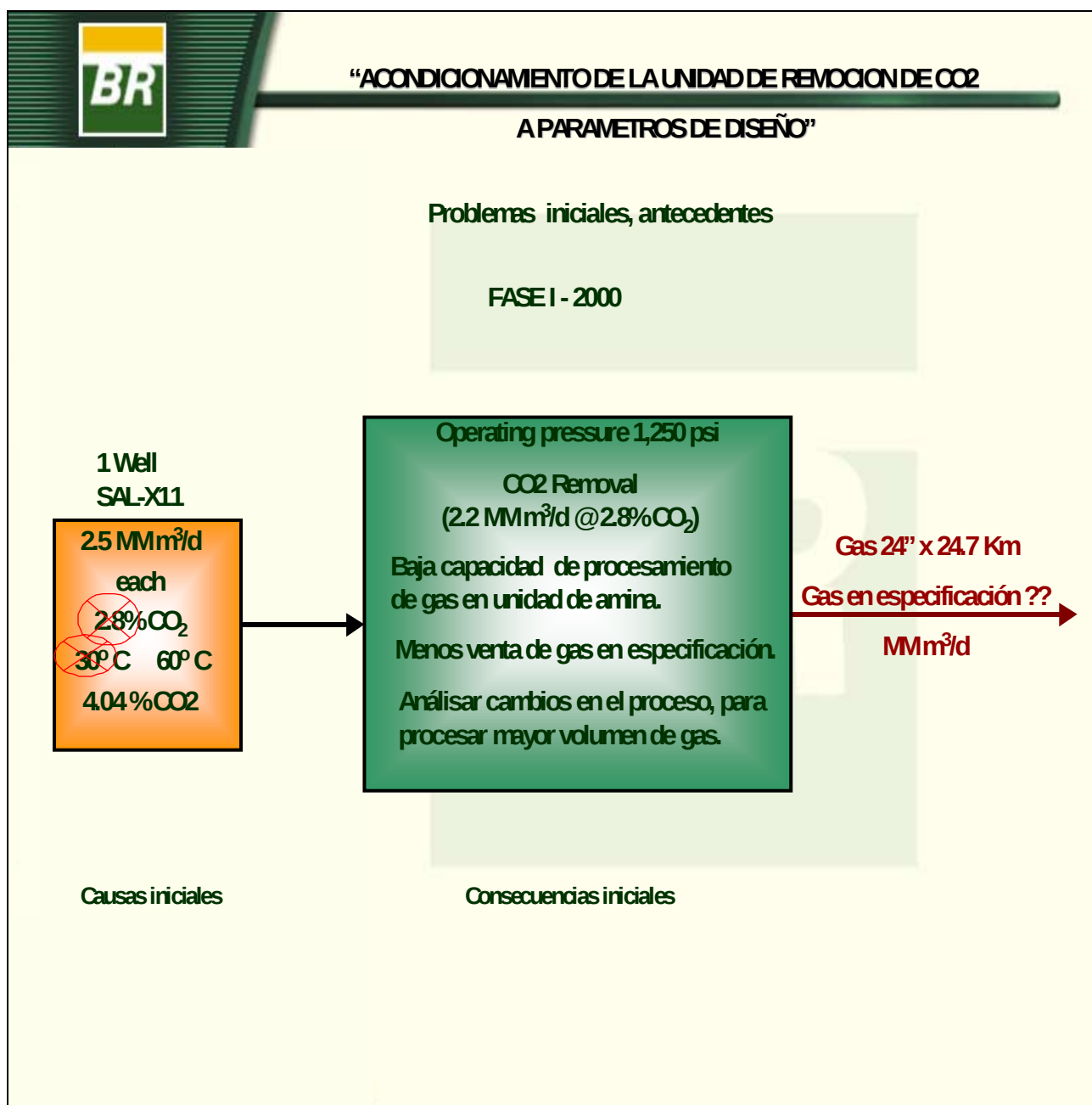


GRAFICA 1 – APOORTE DE CO₂ DESDE LA CABEZA DEL POZO





GRAFICA 2 – PROBLEMAS INICIALES





CAUSAS Y CONSECUENCIAS

Problemas inherentes a la filosofía del diseño.

Temperatura del gas a la contactora no esta en lugar adecuado y de lectura errónea

- Poca practica del manejo operacional de estas unidades. Es la segunda unidad de remoción de CO₂ en Bolivia y la más grande.

En fase I

- Problema inicial mayor aporte de CO₂ y otros como ser alta temperatura en el gas.
- Alta corriente de partida de la bomba de recirculación de solución de amina. Luego de varios intentos y varias paradas de planta se instaló el soft start a las unidades de recirculación de amina dando resultado positivo.

Formación de espuma en la torre absorbidora: Se tuvo varias hipótesis con respecto a este punto y las posibles atribuciones fuerón de tipo:

Proceso : Temperatura, presión, flujo, carga del reboiler, niveles, etc. Es así que en la T era inevitable y cambiarla solo era mediante una reingeniería (coolers), ésto fue realizado posteriormente.

Mecánico: Diámetro de torre contactora, bandejas, etc. Se determino bajar 2" en el baffle del tanque de flasheo, concretamente la caja del condensado.

Composición: Composición del gas de entrada. La composición del gas a fase I era realizada mediante un balance de volumen vs CO₂ de los pozos.

Compatibilidad del inhibidor de corrosión: Se realizó diversos análisis con soporte exterior; el inhibidor tiene PH alto y era causa a otro sector del proceso.

Sólidos presentes: Los cambios de filtros se tuvo que efectuar con mayor frecuencia.

Presencia de condensado: Según análisis de los expertos, la capacidad de los filtros de carbón era pequeña, lo cual indicaba que los cambios de los mismos tenían que ser por lo menos cada 90 días ó menos.

Uso de amina diferente a la recomendada al diseño: En el diseño preveía amina CS⁺, y procedió a usarse CS-1 (MDEA 15% y DEA 35%) de la misma línea.

Alto PH por el uso del inhibidor de corrosión en pozos productores.

Contaminación del sistema de glicol por amina: Debido a descontrol, arrastre de espuma u otro factor, por ende perdida de amina, aumento indebido de glicol al sistema para poder bajar la concentración de amina en éste sistema.

Contaminación de la amina debido a la mezcla de aminas diferentes: Debido a problemas de importación del CS-1 se procedió a utilizar DEA, usando una concentración menor en la solución en el orden de 30 – 33 % y salirse del control al diseño en forma total; realizó seguimiento en forma gradual, para bajar el porcentaje del DEA en esta mezcla, utilizando de manera esporádica otra amina SS que tiene mayor MDEA en su composición.

- Perforación continua en el reboiler de fase I. Luego de análisis de espesor del equipo se determino que es problema de construcción. Realizó reparo provisional hasta su nuevo cambio general.
- **Fase II:** En esta fase los problemas fueron mucho menores.
Presencia de amina en el sistema de glicol



DRO DE SEGUIMIENTO DE AMINA FASE I

	Q, gas a T-501, mmpcd	F, solución amina, GPM	CO2 entrada a torre	CAP	SAP	SAR	EXPLICACIÓN
Ejemplo: 01/04/02	57,3	340	2,87	35,8	0,026	0,22	
	57,3	340	2,87	35,8	0,026	0,332	
1° Caso, aumentar concentración.	57,3	340	2,87	40,0	0,026	0,300	En este caso, se está considerando que el gas, el flujo de solución, la entrada de CO2, los parámetros del sistema de regeneración están normales e incluso estoy considerando que la saturación de amina pobre se mantiene (que en condiciones normales tendría)
	57,3	340	2,87	45,0	0,026	0,270	
	57,3	340	2,87	50,0	0,026	0,245	
	57,3	340	2,87	50,0	0,026	0,245	
2° Caso, mantener la concentración y dar una media a SAP=0.0175 y SAR=0.226.	57,3	448	2,9	40,0	0,0175	0,226	En el caso N°2, la consideración es que se tiene que mantener una concentración de 40% (las saturaciones y concentraciones normales (es decir en sus rangos adecuados); y, lo que se está viendo es que para cierto flujo de gas a la torre hay diferente flujo
	65,5	511	2,9	40,0	0,0175	0,226	
	85,5	667	2,9	40,0	0,0175	0,226	
3° Caso, concentración de 45% y CO2=3.5%	57,3	486	3,5	45,0	0,0175	0,226	En el caso N°3, vamos a trabajar con una concentración de 45% y con el aporte de CO2 en el gas de 3.5% esto implica que el aporte de gas inerte es mayor en el gas a tratar, lo cual también implica que el aumento de flujo de solución sea mayor. Es decir,
	65,5	554	3,5	45,0	0,0175	0,226	
	85,5	723	3,5	45,0	0,0175	0,226	
4° caso, concentración y CO2.	57,3	623	5,0	50,0	0,0175	0,226	En el caso N°4, si considera que vamos a trabajar en 50% de concentración y 5% de CO2 en el gas. Entonces, para mejor apreciación se ve que para los mismos volúmenes de gas se tiene que utilizar más flujo de solución de amina.
	65,5	712	5,0	50,0	0,0175	0,226	
	85,5	930	5,0	50,0	0,0175	0,226	
5° Caso, concentración de 50% y CO2 = 2.3%	57,3	287	2,3	50,0	0,0175	0,226	En el 5° caso, se mantiene la concentración en 50% pero la cantidad o aporte de CO2 en el gas es de 2.3 % considerando el mismo flujo de gas, vemos que el flujo necesario de solución tendría que ser como indica en la columna.
	65,5	328	2,3	50,0	0,0175	0,226	
	85,5	428	2,3	50,0	0,0175	0,226	
6° Caso, concentración de 40% y el aporte de CO2 es mayor cada vez.	57,3	448	2,9	40,0	0,0175	0,226	En el 6° caso, lo que se está viendo es lo siguiente, si nosotros vamos a trabajar con concentración de 40% y vamos a ver que para un mismo caudal de gas pueda que aumente el aporte de CO2 (dependiendo del aporte del pozo que este pasando por dicha fase)
	57,3	448	3,5	40,0	0,0175	0,271	
	57,3	448	4,0	40,0	0,0175	0,308	
	57,3	448	5,0	40,0	0,0175	0,380	
	57,3	465	5,0	40,0	0,0175	0,367	Continuando con el caso N°6, si nosotros vamos a mantener la concentración en 40% y si notamos que la saturación está alta es decir la amina rica, entonces la única manera de bajar esta saturación es subir el flujo de solución de amina a la torre.
	57,3	485	5,0	40,0	0,0175	0,352	
	57,3	500	5,0	40,0	0,0175	0,342	
	57,3	535	5,0	40,0	0,0175	0,321	
	57,3	448	2,9	40,0	0,0175	0,226	
	65,5	623	3,5	40,0	0,0175	0,226	
	85,5	723	3,5	40,0	0,0175	0,226	
	85,5	814	3,5	40,0	0,0175	0,226	
	85,5	1162	5,0	40,0	0,0175	0,226	



TABLA 2 - ANALISIS EFECTUADOS A LA AMINA OPERATIVA EN FASE I DESDE INICIO DE OPERACIONES A LA FECHA

COMPANY:		Unit: 727		
PLANT / UNIT:	PEB	San Alberto Gas Plant #1		
Sample	20021025A	Sample Date	5/28/2002	
Amine Product	GAS/ SPEC+ CS	Received	06/03/2002	
Sample Opacity	Dark	Completed	06/12/2002	
Sample Color	Brown	Sample Source	Lean	
Acid Gas			Upper Limit	Lower Limit
%CO ₂	0.8745			
%H ₂ S	0.0586			
CO ₂ mol/mol	0.06996	High	0.02500	0.01000
H ₂ S mol/mol	0.0016	OK	0.0050	0.0010
Amine			Upper Limit	Lower Limit
Alkalinity, wt %	309.644	Low	520.000	480.000
GC, wt%amine	318.871	Low	520.000	480.000
Solvent Factor	109.015			
Anions - ppmw			Upper Limit	Lower Limit
Bicine	14,003.0	High	250.0	0.0
Acetate	230.0	OK	1000.0	0.0
Formate	555.0	High	500.0	0.0
Chloride	340.0	High	250.0	0.0
Sulfate	< 25	OK	500.0	0.0
Oxalate	495.0	High	250.0	0.0
Phosphate	< 25	OK	5,000.0	0.0
Thio sulfate	750.0	OK	10,000.0	0.0
Heat Stable			Upper Limit	Lower Limit
HSAS Neutralized,	115.254			
HSAS, wt%	21.450	High	0.5000	0.0000
IHS, wt%	0.2794			
Total HSS, wt%	24.244			
Miscellaneous			Upper Limit	Lower Limit
PH	9.57			
Soluble Metals			Upper Limit	Lower Limit
Calcium	13.0			
Chromium	10			
Copper	10			
Iron	397.0			
Potassium	6.0			
Sodium	586.0			
Nickel	10			
Comments				
Sample contains two layers:				
Top Layer is Hydrocarbons,				
Bottom layer is the Amine				



**TABLA 2 – CONTINUACION: ANALISIS EFECTUADOS A LA AMINA OPERATIVA EN
FASE I DESDE INICIO DE OPERACIONES A LA FECHA**

Sample Date	5/28/2002	05/07/2002	4/29/2002	03/04/2002	2/27/2002	01/11/2002 14:25	12/11/2001 15:53	12/10/2001 15:58
Sample Number	20021025A	20020852A	20020853A	20020705A	20020455A	20020170A	20011840A	20011841A
Amine Product	GAS/SPEC* CS-1	GAS/SPEC* CS-1	GAS/SPEC* CS-1	GAS/SPEC* CS-1	GAS/SPEC* CS-1	GAS/SPEC* CS-1	GAS/SPEC* CS-1	GAS/SPEC* CS-1
Sample Source	Lean	Water	Water	Lean	Lean	Lean	Storage	Lean
Sample Opacity	Dark	Light	Clear	Dark	Dark	Dark	Clear	Dark
Sample Color	Brown	Amber	Clear	Amber	Amber	Brown	Clear	Brown
Acid Gas Loadings								
%CO ₂	0.8745			0.0252	0.0642	0.0937		0.0545
%H ₂ S	0.01586			0.01074	0.01413	0.01136		0.01451
CO ₂ mol/mol	0.06996			0.00177	0.00400	0.00580		0.00367
H ₂ S mol/mol	0.0016			0.0010	0.0011	0.0009		0.0013
Amine Concentration								
Alkalinity, wt % amine	309.644	116.881		350.951	395.938	392.390	903.085	353.479
GC, wt%amine	318.871	114.048		370.212	404.360	409.197	915.560	378.955
Solvent Factor	109.015	110.237		108.436	108.578	106.881	112.971	104.738
Anions - ppmw								
Bicine	14,003.0	6,178.0	< 50	24,546.0	20,523.0	25,001.0		25,196.0
Acetate	230.0	55.0	< 25	315.0	370.0	315.0		250.0
Formate	555.0	130.0	< 25	690.0	660.0	475.0		765.0
Chloride	340.0	60.0	< 25	360.0	430.0	465.0		400.0
Sulfate	< 25	< 25	< 25	85.0	100.0	120.0		410.0
Oxalate	495.0	170.0	< 25	605.0	590.0	565.0		610.0
Phosphate	< 25	< 25	< 25	< 25	< 25	< 25		< 25
Thiosulfate	750.0	295.0	< 25	2,080.0	1,280.0	270.0		880.0
Corrosion								
CS, Mils/Yr Liquid								0.38
CS, Temp Deg - F								208.00
CS, Days								100
Foaming Characteristics								
As Received Foam Height, mL								10.00



TABLA 2 – CONTINUACION: ANALISIS EFECTUADOS A LA AMINA OPERATIVA EN FASE I DESDE INICIO DE OPERACIONES A LA FECHA

As Received Break Time, s								1.00
Gas Chromatography								
TEG				0.10 160				
Heat Stable Salts								
HSAS Neutralized, %	11.5 254	13.1 859	0.00 00	8.76 92	11.6 690	11.5 936		8.90 98
HSAS, wt%	2.14 50	0.86 89	0.00 00	3.80 19	3.09 72	3.35 97		3.61 99
IHSS, wt%	0.27 94	0.13 20	0.00 00	0.36 54	0.40 92	0.44 06		0.35 41
Total HSS, wt%	2.42 44	1.00 09	0.00 00	4.16 73	3.50 63	3.80 03	0.00 00	3.97 40
Miscellaneous Analysis								
pH	9.57	9.22	8.53	9.99	10.1 1	10.0 5	10.9 6	10.2 9
Soluble Metals - ppmw								
Calcium	13.0	4.0	1.0	22.0	10.0	9.0		11.0
Chromium	1.0	1.0	< 1	1.0	1.0	1.0		2.0
Copper	1.0	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1		1.0
Iron	397. 0	189. 0	< 1	368. 0	307. 0	480. 0		343. 0
Potassium	6.0	4.0	1.0	7.0	8.0	7.0		6.0
Sodium	586. 0	273. 0	121. 0	771. 0	862. 0	944. 0		774. 0
Nickel	1.0	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1		1.0



TABLA 3 - CONSUMO Y RENDIMIENTO DE AMINA EN FASE I

PRODUCTO	UNIDADES	Enero-01	Febrero-01	Marzo-01
ETILENE GLYCOL	Tambor	30,00	35,00	31,00
DIETANOLAMINA (AMINA)	Tambor	16,00	5,00	8,00
AMINE PRO 807	Tambor	2,00		
DEFOAMER	Tambor		1,00	
AMINA GAS SPEC	Tambor			
Produccion de Gas	SCF	1.626.870.688	2.142.309.658	2.529.864.222
Gas Tratado en Unidad de Aminas (TOTAL MES)	SCF	630.233.792	718.759.205	1.033.503.614
gas a unidad de amina	%	39%	34%	41%
CO2 (promedio/mes)	% mol	3,03	2,56	3,22
Concentración Amina Pobre	% peso	47,5	47,5	47,5
RENDIMIENTO				
Consumo de Glicol	Lts/MMSCF	3,84	3,40	2,55
Consumo de Amina	Lts/MMSCF	5,28	1,45	1,61
	Lts/MMSCFM	3.328,00	1.040,00	1.664,00
Consumo de Amina (que debería ser según experiencias C.N.)	Lts/MMSCFM	190,85	217,66	312,98

TABLA 3 – CONTINUACION: CONSUMO Y RENDIMIENTO DE AMINA EN FASE I

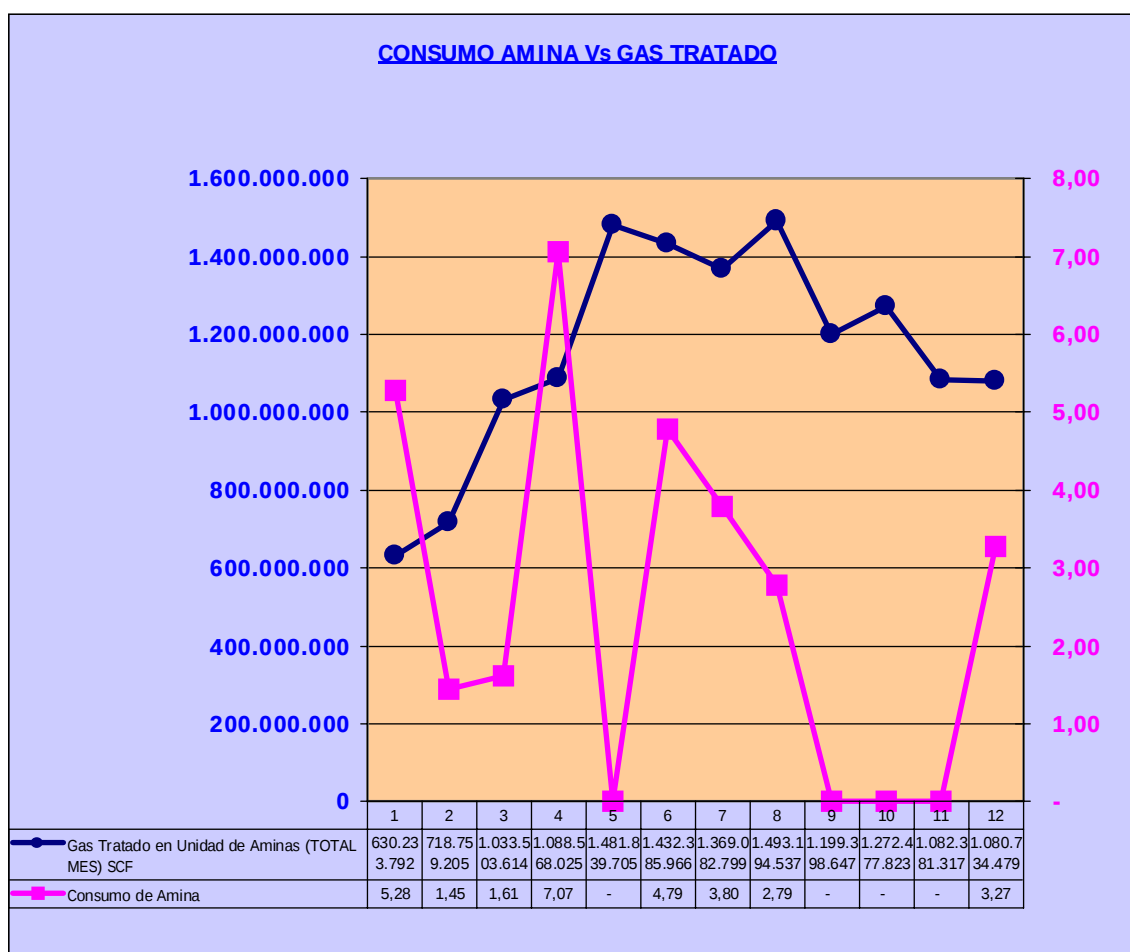
Abril-01	Mayo-01	Junio-01	Julio-01	Agosto-01
33,00	60,00	55,00	34,00	71,00
37,00	-	33,00	25,00	20,00
5,00	3,00	2,00	1,00	4,00
2.313.734.801	3.971.636.499	3.385.469.480	3.510.947.473	4.008.277.288
1.088.568.025	1.481.839.705	1.432.385.966	1.369.082.799	1.493.194.537
47%	37%	42%	39%	37%
2,85	3,16	3,15	2,71	3,11
47,5	47,5	47,5	47,5	
2,97	3,14	3,38	2,01	3,68
7,07	-	4,79	3,80	2,79
7.696,00	-	6.864,00	5.200,00	4.160,00
329,65	448,75	433,77	414,60	452,19



TABLA 3 – CONTINUACION: CONSUMO Y RENDIMIENTO DE AMINA EN FASE I

Septiembre-01	Octubre-01	Noviembre-01	Diciembre-01	Datos promedio
40,00	40,00	35,00	24,00	
-	-	-	17,00	
2,00	2,00	2,00	7,00	
			1,00	
3.354.505.511	3.497.543.659	3.032.241.096	2.994.488.945	3.030.657.443
1.199.398.647	1.272.477.823	1.082.381.317	1.080.734.479	1.156.879.992
36%	36%	36%	36%	38%
2,90	2,76	2,73	2,74	2,91
2,48	2,38	2,40	1,67	2,82
-	-	-	3,27	2,50
-	-	-	3.536,00	-
363,22	385,35	327,78	327,28	350,34

GRAFICA 3 – CONSUMO DE AMINA VS GAS TRATADO



GRAFICA 4 – AMINA FASE II

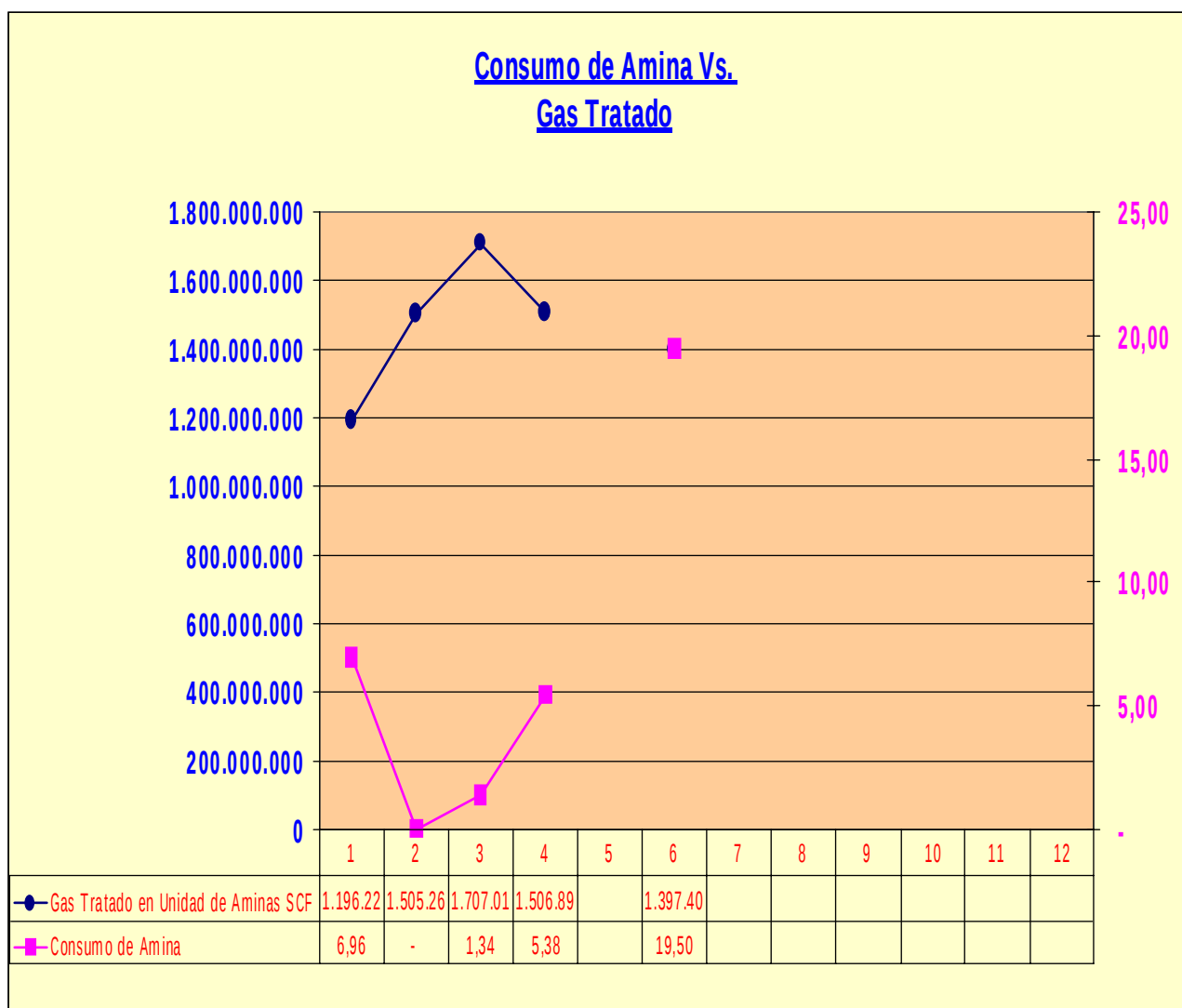




TABLA 4 – CONSUMO Y RENDIMIENTO DE AMINA EN FASE II

PRODUCTO	UNID.	Enero-02	Febrero-02	Marzo-02	Abril-02	Mayo-02	Junio-02
	Tambor			2,00			5,00
ETILENE GLYCOL	Tambor	29,00	65,00	208,00	67,00		71,00
DIETANOLAMINA (AMINA)	Tambor						13,00
AMINE PRO 807	Tambor		3,00		2,00		
DEFOAMER	Tambor				1,00		
AMINA GAS SPEC	Tambor	40,00		11,00	39,00		131,00
Produccion de Gas	SCF	3.406.546.050	3.861.101.355	4.659.512.226	4.018.252.286		3.109.018.195
Gas Tratado en Unidad de Aminas	SCF	1.196.226.538	1.505.269.761	1.707.018.213	1.506.894.210		1.397.404.721
RENDIMIENTOS							
Consumo de Glicol	Lts/MMSCF	1,77	3,50	9,29	3,47		4,75
Consumo de Amina	Lts/MMSCF	6,96	-	1,34	5,38		19,50

GRAFICA 5 – CONSUMO Y RENDIMIENO DE AMINA EN FASE II





- **NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIÓN**

Punto de Rocio HC: 32 °F @ 640 psia

Temperatura de entrada de gas: 60 °C

Remoción de CO₂:

Fase 2 = 4.7 % on 3.0 MM m³/d

Fase 1 = 2.8 % on 2.2 MM m³/d

- **CONCLUSIONES Y RESULTADOS**

Performance Test Fase I:

Resultados / Problemas durante la prueba

Carga de Amina fué baja (32% x 42% del ideal) – fue necesario cambiar toda la Amina antes del test debido a la degradación.

Temperatura alta del gas de salida – excesiva contaminación del glicol (Vapor de Amine en el condensado).

Alto rango de flujo de gas alcanzado = 2.0 MM m³/d

Test interrumpido – excesiva vibración de una línea de Amina (Mal soportada).

Contenido de CO₂ en Gas de Ventas OK (debajo de 2%)

Las simulaciones mostraron buen performance de la unidad.

Performance Test Fase II

Resultados / Problemas durante la prueba:

Carga de Amina OK (40%).

No se observó contaminación en el sistema de glicol.

Altos rangos de caudal de gas alcanzados = 2.6 MM m³/d

Interrupción de la prueba – Vibración excesiva en una línea de amina (mal soporte).

Contenido de CO₂ en el Gas de Ventas OK (debajo del 2%)

Las simulaciones mostraron buen performance de la unidad.

A continuación damos algunas recomendaciones para mejoras futuras en estas unidades para una correspondiente evaluación gerencial:

- Colocar el vane pack en los scrubbers y torre de contacto en ambas fases.
- Colocar un filtro separador a la entrada de las unidades de amina.
- Modificar la toma de señal de la temperatura del gas de entrada a las unidades de amina.
- Trabajar con una concentración de Amina de alrededor de 40 %.



- **FOTOGRAFIAS**



Unidad de Amina Fase I



Unidad de Amina Fase II



• **BIBLIOGRAFIA**

Gas Processors Suppliers Association, GPSA 1994.

Manual de operación de sistemas de amina Dow chemical INEOS 2001.

Gas processing for hydrocarbon and water dew point control, GASTECH

Ingeniería de gas, principios y aplicaciones. Endulzamiento de gas natural. Marcias J. Martinez 1995.

Oilfield Processing : gas oil. F. Manning, Richard Thompson. Pennwell Books 1995.

Manual del ingeniero Químico. Perry 1998.

Química y tecnología del petróleo y del gas. M. Rasina 1985

Tratamiento de gases de petróleo y gases naturales. A. Berlin 1991