



PRODUCCIONES CIENTÍFICAS. Sección: Ciencias de la Ingeniería, Agronomía y Tecnología.

Simulación de Procesos de Acondicionamiento del Gas Natural.

Autores: *Morales, Graciela; Tirado, Gilda; Cabrera, Daniel y Mercado Fuentes, Lorgio.*

Dirección: gmorales@unsa.edu.ar

Consejo de Investigación – Universidad Nacional de Salta

Av. Bolivia 5150 (4400) Salta – Argentina. Tel.Fax.: (0387) 4255347 / 4251006

Introducción:

El gas natural cumple una importante función social en la provincia de Salta (Argentina), desde el punto de vista de los servicios que presta a los sectores de la comunidad en general. Es un combustible de excelente calidad, limpio y de fácil transporte y ha reemplazado con grandes ventajas a combustibles tradicionales como la leña, el carbón y el kerosene, evitando la degradación y tala de montes. Actualmente, su utilización se extiende a la región norte del vecino país, Chile, a través de dos gasoductos: Nor-Andino y Atacama, cuyos volúmenes de transporte aumentaron desde 500.000 m³/d (cada uno) en el año 2000 a 3.000.000 m³/d los últimos meses. Por otra parte, su aplicación industrial, fundamentalmente en nuevas plantas termoeléctricas en nuestra región, sumada a la eliminación de la corriente gaseosa que provenía de Bolivia ha originado la incorporación de nuevos yacimientos en la provincia de Salta.

En general, la corriente de gas natural posee, impurezas o contaminantes como nitrógeno, hidrógeno, anhídrido carbónico, y sulfuro de hidrógeno. El hidrógeno y el nitrógeno son gases inertes que solo van a afectar el poder calorífico del gas y también, lógicamente, el costo de transporte. Mientras que el anhídrido carbónico (CO₂) y el sulfuro de hidrógeno, forman ácidos o soluciones ácidas en presencia del agua contenida en el gas. Estas sustancias son muy indeseables y deben eliminarse del gas natural; particularmente el sulfuro de hidrógeno es un gas tóxico que no puede ser tolerado en gases de uso domiciliario. Afortunadamente las corrientes del gas

natural obtenidas de pozos gasíferos ubicados en la región noreste de la provincia de Salta (Argentina) se caracterizan por su bajo contenido en sulfuro de hidrógeno, que no supera las normas de calidad establecidas por el ENARGAS (Ente Regulador del Gas) (Tabla 1).

CO ₂	2 % molar
Agua	65 mg / m ³
Total Inertes	4 % molar
SH ₂	3 mg / m ³
Azufre entero	15 mg / m ³
Hidrocarb. Condensables Punto de rocío	- 4 °C a 5500 kPa
Oxígeno	0.2 % molar
Partículas sólidas	22.5 kg / MMm ³
Partículas líquidas	100 lt / MMm ³
Poder calorífico superior	8850 –10200 kcal /m ³
Temperatura	50 °C
Otras consideraciones	Libre de arenas, polvos, gomas, aceites, glicoles

Sin embargo, algunas corrientes de gas natural poseen un alto tenor de CO₂, superando en muchos casos lo establecido por las normas de calidad que, en Argentina, prevén un contenido máximo del 2 % en volumen. Estas corrientes se conocen con el nombre de gases ácidos.

Otro contaminante al que hay que prestarle suma importancia es el agua, siempre presente en el gas proveniente del yacimiento, ya que produce corrosión y formación de hidratos. Los hidratos son inclusiones sólidas que se forman cuando los hidrocarburos del gas natural están en contacto con el agua líquida bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. El aumento de presión favorece la formación de hidratos y estos se forman a temperaturas tan altas como 37 °C. Además, los hidrocarburos más pesados que el butano en el gas natural, llamados comúnmente gasolina, también deben eliminarse, dado que condensan a lo largo de los conductos creando problemas en el transporte y su contenido afecta los límites establecidos para el poder calorífico del gas. Por otra parte, la recuperación de la gasolina del gas natural resulta beneficioso económicamente.

El acondicionamiento del gas natural consta de dos procesos fundamentales: la deshidratación y el endulzamiento. El primero consiste en la eliminación del excedente de agua presente en la corriente gaseosa y se realiza juntamente con el proceso de desgasolinaje (eliminación de la gasolina); y el segundo consiste en la eliminación parcial de los gases ácidos contenidos en gas natural.

Ambos procesos se realizan con el objeto de alcanzar las especificaciones de calidad del gas natural comercial y lograr, además, una máxima eficiencia en su transporte.

En cuanto a los procesos de acondicionamiento del gas natural, se encuentra muy poca información en la literatura sobre las características de los mismos dado que estos datos han sido obtenidos, en su mayoría, por compañías que realizan este trabajo y en consecuencia no están disponibles. El uso de paquetes interactivos de simulación de procesos resulta sumamente útil en estos casos, tanto para analizar problemas de operación en plantas existentes y diseñar nuevas plantas, como así también para el ámbito académico.

Esta reseña muestra la necesidad y la importancia del trabajo que se presenta y que consiste en simular los procesos de deshidratación y endulzamiento del gas natural utilizando el simulador comercial HYSYS, 1998; en estado estacionario y, realizando un análisis de sensibilidad paramétrica para identificar las variables sensibles de operación para alcanzar las especificaciones de calidad del gas natural comercial y mejorar la eficiencia de los procesos.

Se trabaja con corrientes gaseosas obtenidas de pozos gasíferos, ubicados en región noreste de la provincia de Salta, de distinta composición química (Tabla 2). Algunas de estas corrientes son gases dulces, es decir no necesitan del proceso de endulzamiento porque su contenido en gases ácidos está por debajo de lo establecido por las normas de calidad.

Tabla 2: Composición de Gas Natural (% mol)

Pozo gasifero	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	NC ₅	C ₆ ⁺	N ₂	CO ₂
Tranquitas	92.09	2.52	0.51	0.10	0.12	0.05	0.04	0.09	0.56	3.92
Aguarague	92.04	2.82	0.74	0.14	0.21	0.10	0.08	0.25	0.78	2.84
Valle Morado	88.31	3.05	0.65	0.24	0.30	0.14	0.14	0.28	3.93	2.98
San Pedrito	87.77	4.86	1.51	0.31	0.41	0.19	0.12	0.21	0.87	3.75
Madrejones	88.02	6.60	1.63	0.20	0.55	0.17	0.21	0.40	1.32	0.90
Chango Norte	88.29	5.32	1.77	0.65	0.49	0.20	0.15	0.30	2.40	0.64
Lomitas	87.48	4.85	1.91	0.34	0.54	0.21	0.16	0.27	0.60	3.64
Porcelana	86.16	6.46	2.32	0.44	0.65	0.25	0.18	0.15	2.21	1.12
Ramos	88.72	5.28	1.69	0.31	0.46	0.18	0.13	0.15	0.59	2.49
Campo Duran I	85.20	6.76	2.73	0.36	1.00	0.30	0.38	0.45	1.09	1.73
Ñacatimbay	85.03	7.00	3.23	0.32	0.82	0.16	0.20	0.24	2.55	0.44
La Bolsa	77.25	8.77	3.35	0.75	1.32	0.44	0.69	0.86	0.46	6.11
Campo Duran II	84.63	6.90	3.48	0.39	1.09	0.24	0.32	0.47	2.00	0.48
Yacarecito	78.07	8.96	3.34	0.71	1.21	0.35	0.50	0.53	0.49	5.84
Climaco	42.02	13.98	10.14	3.75	3.17	1.47	2.04	0.77	2.03	19.94

Proceso de Deshidratación del Gas Natural:

La simulación de este proceso se realiza con una mezcla de dos corrientes gaseosas, las cuales se caracterizan por ser gases dulces, y consta fundamentalmente de dos operaciones bien definidas que se realizan en forma simultánea: la deshidratación y el desgasolinaje.

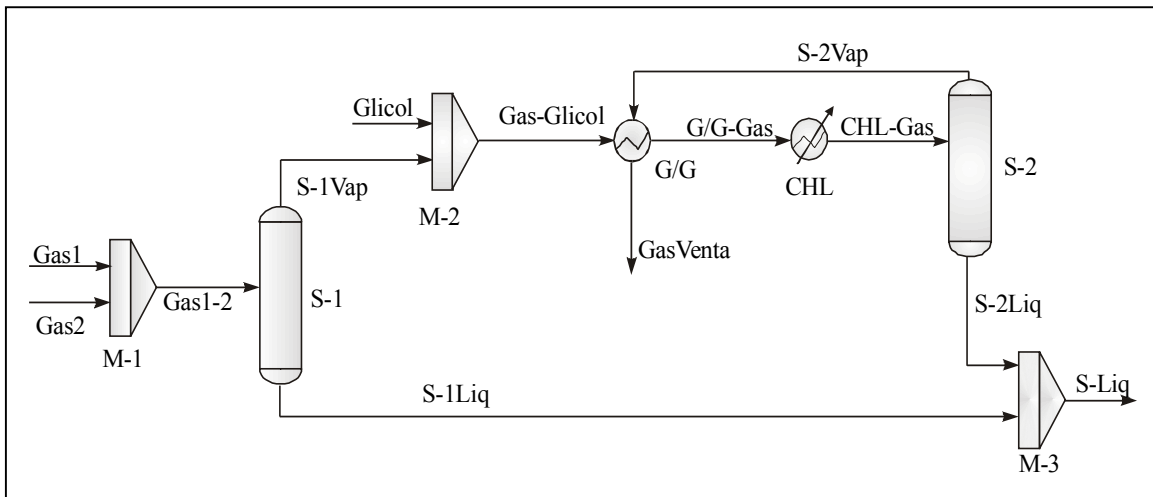


Figura 1: Proceso de Deshidratación del Gas Natural

En la Figura 1 se muestra el proceso de deshidratación del gas natural desarrollado (Morales, G. et al.; 2002), donde:

- M-1:.....Mezclador
- S-1: Separador
- M-2:.....Mezclador
- G/G: Intercambiador de calor gas/gas
- S-2: Separador de baja temperatura (LTS)
- CHL:..... Chiller
- M-3:.....Mezclador

Básicamente este proceso consiste en provocar la separación del vapor de agua mediante absorción en una sustancia deshidratante (algún glicol), y la de los hidrocarburos pesados mediante enfriamiento. Se utiliza como sustancia deshidratante, una solución de etilenglicol (EG) al 80 % en peso y se agrega al proceso en la relación mínima siguiente: 19 kg de solución EG/por kg de agua.

Discusión de los resultados de la Simulación:

En el ejemplo dado en este trabajo se puede inferir, a través de la simulación, que la variable más sensible para producir cambios en los valores del producto final es la temperatura de la corriente de salida del Chiller (CHL-Gas).

En la Tabla 3 se muestran diferentes situaciones obtenidas para la deshidratación del gas y la recuperación de líquido (desgasolinaje) en función de la variable más sensible del proceso. Se observa que en todos los casos se verifican las especificaciones de calidad para la corriente GasVenta en cuanto a los contenidos máximos de agua, hidrocarburos condensables (gasolina) y poder calorífico (Tabla 1). Por otra parte, en cuanto a la gasolina recuperada se observa que, a medida que se disminuye la temperatura de salida del Chiller se recupera una mayor cantidad. Esto daría lugar a un análisis económico, en un trabajo posterior, entre el costo de enfriamiento y el beneficio de la recuperación de la gasolina.

Corrientes	Componentes y Propiedades	Temperatura de la corriente CHL-Gas (°C)			
		-23	-18	-15	-5
GasVenta	Agua: 65 mg/m ³ (máximo)	11.01	16.62	21.05	44.11
	Hidrocarburos Condensables. (Punto de rocío): -4°C a 5500 kPa (máx.)	-23.4	-18.3	-15.3	-5.3
	Poder calorífico: 8850-10200 kcal/m ³ . Incorporación al mercado (actual): alrededor de 9300 kcal/m ³ .	9384	9431	9458	9551
S-Liq	Cantidad de hidrocarburo pesado recuperado (gasolina) (kg/hr)	7182	7044	6956	6621

Proceso de Endulzamiento del Gas Natural:

El proceso que simulamos es una instalación típica del proceso de endulzamiento de gas natural (Morales, G. et. al; 2001) y consiste en la remoción del CO₂, únicamente, utilizando una solución de MDEA (metildietanolamina) en una torre de absorción. Este proceso se completa con la posterior regeneración de la amina utilizada (MDEA) en una torre de destilación (Fig.2). Se trabaja con una corriente de gas natural con una concentración de dióxido de carbono del 3 % en volumen.

El gas a tratar pasa primeramente por un separador bifásico (Separador-1) para remover algo de líquido que contenga antes de su ingreso al absorbedor. El

absorbedor es una torre de platos que trabaja a altas presiones (presión de yacimiento), en la cual el gas ha purificarse ingresa por el fondo y en sentido contrario a la solución de MDEA pobre o magra (muy baja concentración de CO₂). La absorción de CO₂ se realiza en una solución acuosa de MDEA al 50 % en peso.

El gas purificado sale por la cabeza del absorbedor y la amina rica en CO₂ sale por la base del mismo y es enviada a regeneración. Dado que la regeneración de la amina es favorecida por menores presiones y mayores temperaturas, se coloca una válvula de nivelación en la línea de flujo de la amina rica. Dicha válvula cumple la función de disminuir la presión hasta 5 kg/cm², lo cual permite separar parte del CO₂ de la amina en un segundo separador (Separador-2). A continuación el intercambiador de calor cumple la función de precalentar la amina rica en CO₂, antes de su ingreso al regenerador. por intercambio de calor con la amina magra que viene del mismo.

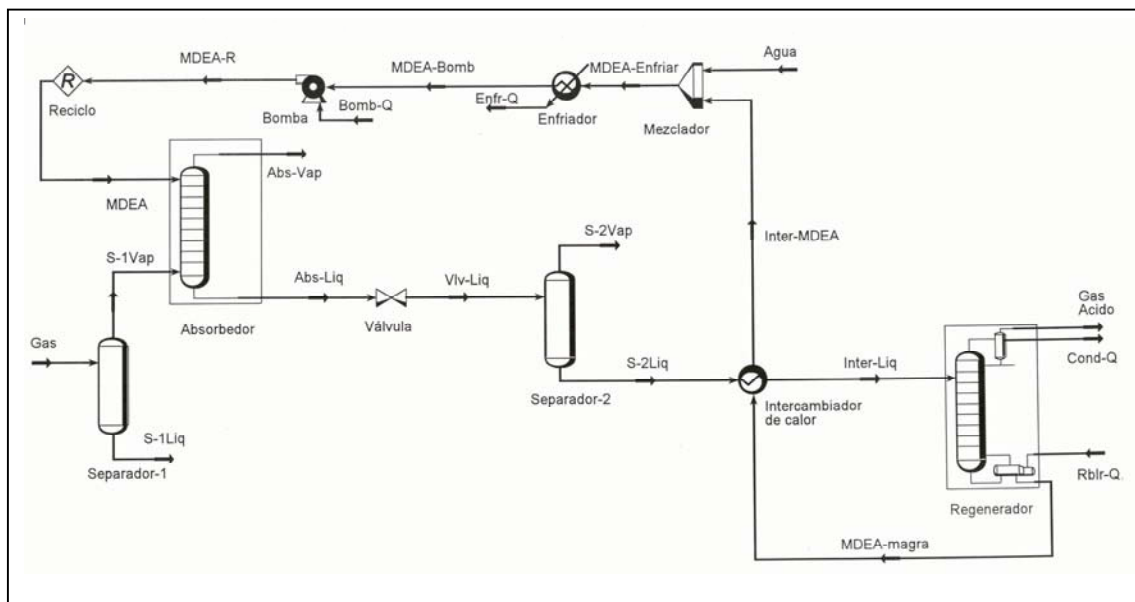


Figura 2: Proceso de Endulzamiento del Gas Natural

El regenerador es una torre de platos donde la solución de amina rica descende en dirección contraria a los vapores de extracción ascendentes que consisten sobre todo en vapor de agua. Es importante tener sumo cuidado de no superar la temperatura de descomposición de la MDEA en el regenerador (temperatura máxima 171 °C) (Ikoku, Chi U.; 1992). Finalmente, en el mezclador se combina la amina magra que proviene del regenerador con la amina de reposición. La necesidad de reponer la MDEA surge del hecho de que parte de la misma se pierde por las cabezas del absorbedor y del regenerador.

Las condiciones de proceso investigadas fueron: i) temperatura de la solución de MDEA alimentada al absorbedor; ii) temperatura de la solución de MDEA; iii) caudal de la solución de MDEA; iv) número de platos del absorbedor y; v)

temperatura del reboiler del regenerador. En cada caso se llevó a cabo la correspondiente simulación del proceso.

Del análisis de los resultados de las simulaciones, se pudo inferir que el caudal de la solución de MDEA es una variable sensible de operación para alcanzar las especificaciones de calidad del gas natural comercial, en cuanto al contenido de CO_2 . Si bien para cada situación en particular el simulador permite encontrar el caudal mínimo de solución de MDEA que se debe alimentar al absorbedor para extraer la cantidad de CO_2 deseada, técnicamente es necesario trabajar con caudales de MDEA por encima del caudal mínimo.

En la Figura 3 se presenta la cantidad de CO_2 extraído (kgmol/hr) en función del caudal de MDEA que ingresa al absorbedor, por encima del caudal mínimo, a 25 °C. La corriente gaseosa ingresa al absorbedor por su base a una temperatura de 70 °C.

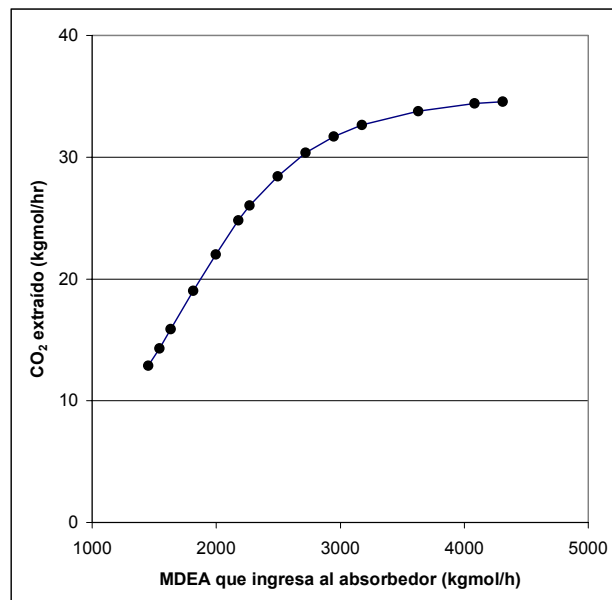


Figura 3: MDEA (kgmol/h) vs CO_2 extraído (kgmol/hr)

Según puede observarse en la Figura 3, a medida que aumenta el caudal de MDEA que ingresa al absorbedor, por encima del caudal mínimo (1452 kgmol/h para el ejemplo desarrollado), aumenta la cantidad de CO_2 extraído de la corriente gaseosa. Sin embargo, la cantidad de MDEA a ser utilizada en condiciones de operación surge de un estudio económico en la etapa de regeneración de la amina, dado que el tratamiento de grandes caudales de amina en el regenerador podría resultar antieconómico.

En cuanto al número de platos de la torre de absorción, en la Tabla 4 se presenta el porcentaje en volumen de CO_2 en el gas tratado en función del número de

platos del absorbedor. Un análisis de esta tabla, permite inferir que el número de platos de la torre de absorción no es una variable sensible de esta operación, y las diferencias de los resultados obtenidos a partir de la segunda cifra decimal pueden atribuirse a los errores de redondeo del simulador.

Tabla 4: % CO₂ en Volumen en el Gas Natural Tratado

Nro. de platos (Torre de Absorción)	% CO ₂ (en volumen)
5	1.976
10	1.964
15	1.967
20	1.958
25	1.976

Por otra parte, en la Tabla 5 se presentan datos de las pérdidas de la solución de MDEA en la cabeza del regenerador en función de la temperatura del reboiler, observándose lo siguiente: i) si bien un aumento de temperatura en el reboiler favorece la regeneración de la solución de MDEA por desprendimiento de CO₂, aumentan las pérdidas de la amina por evaporación en la cabeza del regenerador y en consecuencia, el costo de reposición de la misma; ii) las pérdidas de la solución de MDEA por evaporación en la cabeza del regenerador se hace muy importante por encima de los 110 °C.

Tabla 5: Evaporación de la solución de MDEA en la cabeza del Regenerador

Temperatura Reboiler (°C)	Pérdidas de MDEA (lbmol/h)
70	0.03925
80	0.04477
90	0.05982
105	0.09885
110	0.16289
115	0.55616

En cuanto a la temperatura y a la presión de la solución de MDEA que se alimenta al absorbedor se observó que las mismas no presentan efectos significativos para alcanzar las especificaciones de calidad del gas natural, ni para mejorar la eficiencia del proceso.

Conclusiones:

Se realiza la simulación de los procesos de acondicionamiento de gas natural utilizando el simulador comercial HYSYS y con los objetivos de mejorar la eficiencia de los mismos y alcanzar las especificaciones de calidad de gas comercial. Estos procesos son: la deshidratación (eliminación del excedente de agua presente en la corriente gaseosa) y el endulzamiento (eliminación parcial del dióxido de carbono). Se trabaja con corrientes gaseosas obtenidas de pozos gasíferos de la región noreste de la provincia de Salta. La composición de las mismas, presentada en la Tabla 2, indica que en algunos casos la concentración CO_2 supera el valor máximo establecido por las normas de calidad del gas natural (Tabla 1) y, en consecuencia, dichas corrientes deben ser sometidas al proceso de endulzamiento. Por otra parte, el proceso de deshidratación de la corriente gaseosa debe realizarse siempre, para evitar la formación de hidratos y para reunir las especificaciones de calidad del gas en cuanto al contenido de agua y de hidrocarburos condensables (gasolina).

Se realiza un análisis de sensibilidad paramétrica para identificar las variables de operación que permitan alcanzar los objetivos propuestos. Los resultados obtenidos permiten inferir lo siguiente:

Proceso de deshidratación:

- i) La variable más sensible de operación es la temperatura de la corriente de salida del Chiller (CHL-Gas).
- ii) Si bien en todos los casos de simulación realizados se verifican las especificaciones de calidad para la corriente GasVenta en cuanto a los contenidos máximos de agua, hidrocarburos condensables (gasolina) y poder calorífico, se observa que a medida que disminuye la temperatura de salida del Chiller se recupera mayor cantidad de gasolina.
- iii) Los resultados obtenidos permitirían determinar, dentro de las diferentes situaciones que cumplen con la especificación de calidad del gas de venta, cuál es la óptima. Esto daría lugar a un análisis económico, a realizarse en un trabajo posterior, entre el costo de enfriamiento en el Chiller y la recuperación de la gasolina.

Proceso de endulzamiento:

- i) El caudal de la solución de MDEA alimentado al absorbedor y la temperatura del reboiler del regenerador son variables sensibles del proceso.
- ii) No son variables sensibles de operación del proceso ni la presión, ni la temperatura de la solución de MDEA alimentada al absorbedor; como tampoco lo es el número de platos del absorbedor.
- iii) Si bien un aumento en el caudal de la solución de MDEA, por encima del caudal mínimo, permite extraer mayor cantidad de dióxido de carbono de la corriente gaseosa, la cantidad de amina a ser utilizada en condiciones de operación surge de un estudio económico en la etapa de regeneración.
- iv) El aumento de la temperatura en el reboiler del regenerador permite obtener una solución de MDEA de mayor pureza. Sin embargo, esto daría lugar a un análisis económico entre el costo de calentamiento en el reboiler, para purificar la amina, y el beneficio de la recuperación de la misma.

Por lo anteriormente expuesto, este trabajo resulta de fundamental importancia para los análisis económicos a realizarse en un trabajo posterior; siendo factible la comparación de los datos de simulación con los datos de plantas operando en iguales condiciones.

Bibliografía:

- Campbell J.M., 1979, "Gas Conditioning and Processing", Vol.2. Campbell Petroleum Series Inc. Oklahoma.
- HYSYS 1.2, 1998, Hyprotech Technical Suport. Hyprotech, Canadá.
- Iko Chi U. , 1992, "Natural gas production engineering", Krieger Publishing Company, Malabar. Florida. USA.
- Martinez. M. J., 1998, "Ingeniería de Gas. Principio y Aplicaciones". Ingenieros Consultores. S.R.L., Maracaibo – Venezuela.
- Morales G.V., Tirado G.M. y Mercado L., 2002, "Simulación del Procesos de Deshidratación de Gas Natural", Información Tecnológica, Vol. 13, N° 3.
- Morales G.V., Cabrera D.E. y Mercado Fuentes L., 2001, "Uso de Software Comercial para simular el proceso de Endulzamiento de Gas Natural", Actas del 5° Congreso Interamericano de Computación Aplicada a la Industria de Procesos, CAIP'2001, pags. 141-144. Campos do Jordao, SP – Brasil.
- Morales. G.V., G.M. Tirado. D. Cabrera y L. Mercado Fuentes, 2001, "Guía Conceptual Teórico - Práctico para la simulación de Procesos usando HYSYS.", Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Salta. Salta-Argentina.
- "Secretaría de Minería. Industria y Recursos Energéticos de la Provincia de Salta", 2000, Salta-Argentina.