



**REDISEÑO BASICO DEL SISTEMA DE COMPRESION DE GAS NATURAL
PERTENECIENTE A UN CAMPO DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA**

MARIA NATHALIA LEÓN DUSSÁN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA

2018



**REDISEÑO BASICO DEL SISTEMA DE COMPRESION DE GAS NATURAL
PERTENECIENTE A UN CAMPO DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA**

MARIA NATHALIA LEÓN DUSSÁN

Trabajo de Grado para Optar el título de
ESPECIALISTA EN INGENIERIA DEL GAS

Director

MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS

Magíster en Ingeniería Química

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA

2018

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1. FUNDAMENTOS DE SISTEMAS DE COMPRESIÓN.....	2
1.1 ¿QUÉ ES EL GAS NATURAL?.....	2
1.2 FASES EN UN YACIMIENTO.....	3
1.2.1 Criconderbárico	4
1.2.2 Cricondenterma	4
1.2.3 Punto Crítico.....	4
1.2.4 Punto de Burbuja	4
1.2.5 Punto de Rocío.....	4
1.3 PROPIEDADES DEL GAS	4
1.4 ¿QUÉ ES UN COMPRESOR?.....	6
1.4.1 Compresores Reciprocantes:	7
1.4.2 Compresores Rotativos:.....	10
1.4.3 Compresores Centrífugos	11
1.4.4 Compresores Axiales	12
1.5 ECUACIONES TERMODINÁMICAS DE COMPRESIÓN	13
1.5.1 Relación de compresión.....	16
1.5.2 Número de etapas	16
1.5.3 Presión inter-etapa	16
1.5.4 Temperatura de descarga	17
1.5.5 Potencia de compresión	17
1.5.6 Eficiencia de compresión.....	18
1.5.7 Factor de compresibilidad.....	19
2. UNIDAD DE COMPRESIÓN ACTUAL DEL CAMPO DE GAS COLOMBIANO EN EL VIM	23
2.1 BREVE DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO.....	25
2.2 ESPECIFICACIONES DEL GAS DE ENTRADA	29
3. BASES DE DISEÑO Y PROPUESTA DEL REDISEÑO DE LA UNIDAD DE COMPRESIÓN DE GAS31	
3.1 CÁLCULOS DE COMPRESIÓN CON LA PRODUCCIÓN DE GAS ACTUAL	32
3.2 CÁLCULOS DE COMPRESIÓN CON LA PRODUCCIÓN DE GAS FUTURA	35
3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS	36



Universidad
Industrial de
Santander

4. CONCLUSIONES 38

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 39

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Leyes de los gases ideales	5
Figura 2. Clasificación de compresores	7
Figura 3 Ciclo real del funcionamiento de un compresor reciprocante	8
Figura 4 Funcionamiento del pistón en el compresor reciprocante	9
Figura 5. Compresor Reciprocante	10
Figura 6. Compresor Rotativo de espiral	11
Figura 7. Compresor Centrifugo	12
Figura 8. Compresor Axial	13
Figura 9. Transformación Isotérmica.....	14
Figura 10. Transformación Adiabática	15
Figura 11. Factor de compresibilidad para gravedad especifica del gas de 0.65	20
Figura 12. Factor de compresibilidad para gravedad especifica del gas de 0.70.....	21
Figura 13. Factor de compresibilidad para gravedad especifica del gas de 0.80.....	22
Figura 14. Ubicación del Bloque Gasífero	23
Figura 15. Facilidades del Campo de Gas-Petróleo.....	24
Figura 16. Diagrama básico de la planta de gas.....	25
Figura 17. Diagrama de unidad de compresión del Campo de Gas-Petróleo	27
Figura 18. Compresor Reciprocante Ariel Línea JGJ	28
Figura 19. Simulación en Hysys Operación actual del Campo	34



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composición típica del Gas Natural.	3
Tabla 2. Eficiencia total según tipo de compresor	18
Tabla 3. Especificaciones Compresor Reciprocante Ariel Línea JGJ	28
Tabla 4. Cromatografía del gas de producción	29
Tabla 5. Condiciones de operación de compresión del gas	31
Tabla 6. Cálculos de Compresión actual del Campo	33
Tabla 7. Cálculos de Compresión futura del Campo	35

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Diagrama de fases en un yacimiento de hidrocarburos	3
Gráfico 2. Envolvente del gas de producción actual.....	30
Gráfico 3. Proyección de producción de gas de la compañía operadora	32

RESUMEN

TITULO: REDISEÑO BASICO DEL SISTEMA DE COMPRESION DE GAS NATURAL PERTENECIENTE A UN CAMPO DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA*

AUTHOR: Maria Nathalia León Dussán**

PALABRAS CLAVES: Compresor reciprocante, gas, producción, presión, temperatura, caudal, cilindros.

DESCRIPCION:

En la industria de los hidrocarburos, con el pasar de los años la oferta y demanda de los mismos ha variado considerablemente, pues la necesidad de contribuir a la disminución del calentamiento global y optimizar el flujo de caja de las compañías ha convertido el gas en uno de los recursos energéticos más importantes del país a pesar de enfrentar diferentes retos de producción, un ejemplo de estos, es el manejo de las fluctuaciones de producción que dificultan el tratamiento y procesamiento del gas natural y con ello la explotación del potencial que puede ofrecer un campo colombiano.

De esta manera, surge la importancia de centrar esfuerzos en el mantenimiento de equipos en las plantas de gas natural, evaluar capacidades de producción, mejorar los tiempos y especificaciones del gas; con el objetivo de mantener bajos costos de operación, transporte y dar cumplimiento a la regulación nacional y la comercialización de los hidrocarburos.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías físico químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Manuel Cabarcas. Ingeniero de Petróleos.



ABSTRACT

TITLE: BASIC DESIGN OF THE COMPRESSION SYSTEM OF NATURAL GAS BELONGING TO A FIELD OF THE LOWER VALLEY OF MAGDALENA*

AUTHOR: Maria Nathalia León Dussán**

KEYWORDS: Reciprocating compressor, gas, production, pressure, temperature, flow, cylinders.

In the hydrocarbons industry, over the years, the supply and demand of these has varied considerably, because the need to contribute to the reduction of global warming and optimize the cash flow of companies has become the gas in one of the most important energy resources of the country despite the different production challenges, an example of these, the handling of production fluctuations that hinder the treatment and processing of natural gas and exploiting the potential it can offer a Colombian field.

In this way, the importance of focusing efforts on maintaining equipment in natural gas plants, evaluating production capacities, improving gas timing and specifications; with the objective of maintaining low operating costs, transportation and compliance with national regulations and the commercialization of hydrocarbons.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías físico químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Manuel Cabarcas. Ingeniero de Petróleos.

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial y específicamente en Colombia, la necesidad de generar energía más limpia bajo costos razonables al alcance de la población media, le exige al gobierno nacional, las compañías operadoras y de servicios optimizar sus procesos y generar productos rentables y amigables con el medio ambiente. Este reto involucra la implementación de nuevas tecnologías y la capacitación del personal para trabajar en el incremento de la producción de petróleo y gas que genere el presupuesto requerido para seguir el desarrollo de la industria.

Es por esto, que los problemas que se presentan durante la producción de los hidrocarburos tienen prioridad de resolución. Un ejemplo, son las características de las facilidades de producción de un campo de gas, las cuales tienen un límite de operación y producción y es tema de interés en este trabajo de grado, en el cual se generan oportunidades de mejora en la capacidad de procesamiento de los compresores y con esto el cumplimiento de los estándares de calidad para la comercialización del gas e inherentemente el incremento de producción que se espera lograr mediante nuevos pozos productores de gas.

En este caso, el reto a superar, comprende mejorar el funcionamiento de los compresores que se ve afectado por la variación en los caudales de producción de gas de los pozos que se reciben en esta planta. Esta condición afecta las presiones y temperaturas de operación, que sí se salen de control pueden provocar una condición altamente peligrosa. Por esta razón, se trabaja constantemente en el ajuste de parámetros de operación de los equipos y se busca obtener una solución definitiva.

El análisis de estas condiciones de la planta de gas y las mejoras a proponer, se enfocan en mejorar el flujo de caja de la compañía mediante el aumento de la producción de gas y adicionalmente; como compromiso social de la misma, suministrar los recursos para contribuir con el programa “Gas para el cambio”, que se inició en 1986 en Colombia con la intención de proveer el servicio de gas natural en las ciudades, ampliar la red de gasoductos del país y aumentar las reservas de gas. Es así como la comunidad colombiana, puede verse beneficiada con el servicio de gas natural a través de gasoductos en sus hogares, eliminando los riesgos que trae consigo el uso de las pipetas de gas e incrementando la posibilidad de usar gasodomecicos que mejoran la calidad de vida.

1. FUNDAMENTOS DE SISTEMAS DE COMPRESIÓN

Para realizar el estudio sobre las mejoras que se pueden implementar en la unidad de compresión del campo, se iniciara con las generalidades del gas natural y las propiedades del mismo que influyen en el proceso.

1.1 ¿QUÉ ES EL GAS NATURAL?

El gas natural es una mezcla natural de gases hidrocarburos (origen fósil) extraída del subsuelo y considerada como la más amigable con el medio ambiente. Compuesto de moléculas en diferentes combinaciones de hidrógeno y carbono, altamente compresibles y expansibles. Contiene impurezas como dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y vapor de agua.¹

Se le agrega un odorizante llamado mercaptano, que le permite ser detectado en cualquier momento. Se distribuye a través de gasoductos de acero y polietileno, materiales altamente resistentes incluso en zonas sísmicas. De esta forma se puede consumir en hogares, comercios e industrias. Está considerado como el tipo de energía más limpia ya que no contamina y no es tóxico.²

¹ ARIZA, Nicolas. “Guía para la selección, instalación y mantenimiento de compresores recíprocos de gas” Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2016.

² GAS NATURAL FENOSA. www.gasnaturalfenosa.com.co. Retrieved from Comercio-El gas natural- que es. Disponible en: <http://www.gasnaturalfenosa.com.co/co/comercio/el+gas+natural/1297102553412/que+es.html>.

Tabla 1. Composición típica del Gas Natural.

Constituyente	Fórmula química	Composición por volumen (%)
Metano	CH ₄	81.86
Etano	C ₂ H ₆	11.61
Propano	C ₃ H ₈	1.92
I-Butano	C ₄ H ₁₀	0.23
N-Butano	C ₄ H ₁₀	0.22
Nitrógeno	N ₂	0.90
Dióxido de carbono	CO ₂	3.18

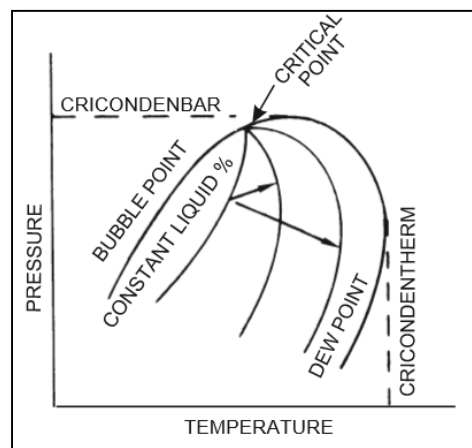
Fuente: Gas Natural Fenosa. Disponible en:

<http://www.gasnaturalfenosa.com.co/co/comercio/el+gas+natural/1297102553412/que+es.html>.

1.2 FASES EN UN YACIMIENTO³

En un yacimiento petrolero los fluidos dependen de la presión y la temperatura para estar en equilibrio y presentarse en fase líquida o gaseosa. La siguiente gráfica muestra las fases de los hidrocarburos y puntos críticos del yacimiento:

Gráfico 1. Diagrama de fases en un yacimiento de hidrocarburos



Fuente: GPSA Engineering Data Book Volumes I & II. Gas Processors Suppliers Association. Oklahoma. 2004.

³ GPSA. Engineering Data Book Volumes I & II. Gas Processors Suppliers Association. Oklahoma. 2004

1.2.1 Criconderbárico (**Cricondenbar**): Es la presión más alta a la que las fases de líquido y vapor pueden existir en equilibrio en un sistema multicomponente.

1.2.2 Cricondenterma (**Cricondentherm**): Es la temperatura más alta a la que las fases de líquido y vapor pueden existir en equilibrio en un sistema multicomponente.

1.2.3 Punto Crítico (Critical Point): Es el punto donde convergen la fase líquida y la fase gaseosa en el cual no se puede diferenciar el líquido del gas.

1.2.4 Punto de Burbuja (**Bubble Point**): Es la temperatura, a una presión específica, a la cual el primer vapor estable se forma por encima de un líquido.

1.2.5 Punto de Rocío (**Dew Point**): Es la temperatura a cualquier presión dada, o la presión a cualquier temperatura dada, a la cual el líquido inicialmente se condensa a partir de un gas o vapor. Se aplica específicamente a la temperatura a la cual el vapor de agua comienza a condensarse a partir de una mezcla de gases (punto de rocío del agua), o cuando los hidrocarburos comienzan a condensarse (punto de rocío de hidrocarburo).

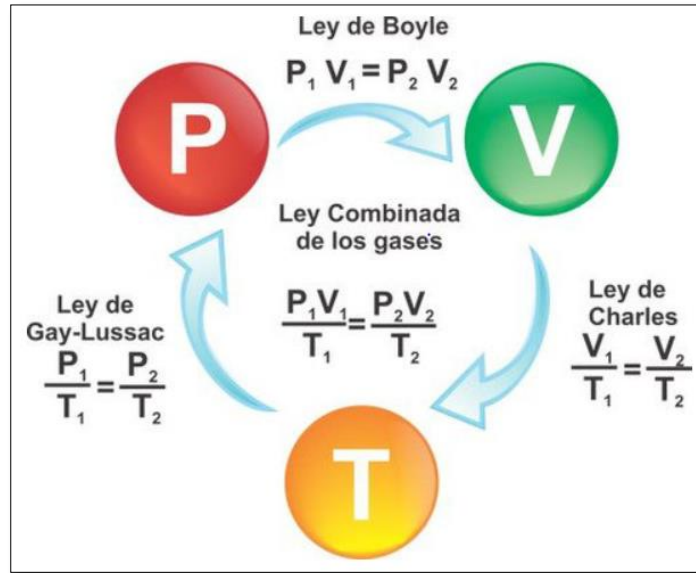
1.3 PROPIEDADES DEL GAS

Considerando el gas como un fluido, ya que cuenta con propiedades que le permiten comportarse como tal, se dice que es un fluido homogéneo de baja viscosidad y densidad, que no tiene volumen definido pero se expande llenando el recipiente que lo contiene y sus moléculas se encuentran libres, lo que les permite moverse en espacios vacíos a grandes velocidades y se distribuyen fácilmente (haciéndolo comprimible).

Cuando un gas se somete a bajas condiciones de presión y temperatura (condiciones estándar) se considera un comportamiento ideal, donde las moléculas no interactúan entre sí y se mueven aleatoriamente sin atracción ni repulsión entre ellas; por tanto, son choques elásticos.

La evaluación de estos gases se determinó mediante tres leyes de gases ideales:

Figura 1. Leyes de los gases ideales



Fuente: FISIC chanel. Termodinámica-Ley de los gases ideales. Disponible en:
<https://www.fisic.ch/contenidos/termodinámica/ley-de-los-gases-ideales/>

Donde:

Ley de Boyle	—————→	Temperatura (T) constante
Ley de Charles	—————→	Presión (P) constante
Ley de Gay-Lussac	—————→	Volumen (V) constante

Al combinar estas leyes en una sola ecuación, se obtiene la *Ecuación general de los gases ideales*:

$$PV = nRT \quad \text{Ec. 01}$$

Donde:

P = es la presión del gas

V = el volumen del gas

n = el numero de moles

T = la temperatura del gas medida en Kelvin

R = la constante de los gases ideales

La R es igual para todas las mezclas gaseosas; sin embargo, varia de acuerdo a las unidades en las que se trabaje:

$$R = \begin{cases} = 0,08205746 \left[\frac{\text{atm}\cdot\text{L}}{\text{mol}\cdot\text{K}} \right] \\ = 62,36367 \left[\frac{\text{mmHg}\cdot\text{L}}{\text{mol}\cdot\text{K}} \right] \\ = 1,987207 \left[\frac{\text{cal}}{\text{mol}\cdot\text{K}} \right] \\ = 8,314472 \left[\frac{\text{J}}{\text{mol}\cdot\text{K}} \right] \end{cases}$$

No obstante, en la industria de los hidrocarburos el gas normalmente no tiene un comportamiento ideal debido a las condiciones a las cuales se encuentra en el yacimiento, altas presiones y temperaturas. Por esta razón, se considera un gas real que requiere corrección de volumen con el *factor de compresibilidad*, Z, y se calcula en función de las propiedades reducidas del gas.

De esta manera, la ecuación general de gases ideales corregida por el factor de compresibilidad queda así:

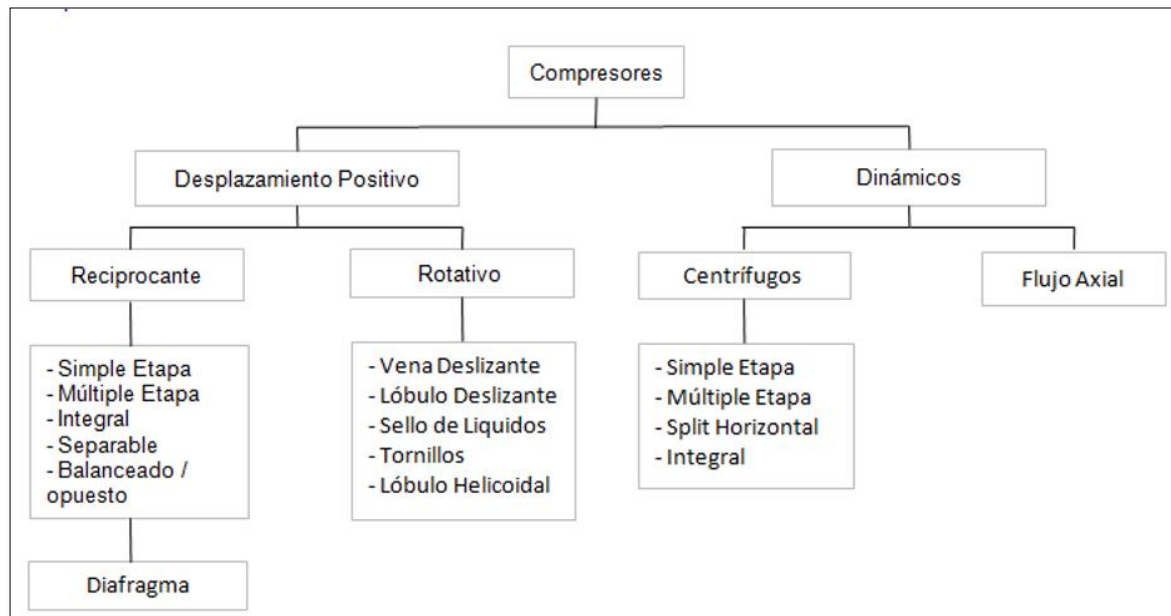
$$PV = znRT \quad \text{Ec. 02}$$

1.4 ¿QUÉ ES UN COMPRESOR?

Un compresor es un equipo que convierte la energía cinética en presión, usado para aumentar la presión en una corriente de gas según lo requiera el proceso, hasta llegar al punto de entrega.

Durante este proceso de compresión el volumen específico del gas se reduce y la temperatura aumenta debido al incremento de la velocidad a la cual se mueven las moléculas del mismo. Estos equipos se clasifican de la siguiente manera:

Figura 2. Clasificación de compresores



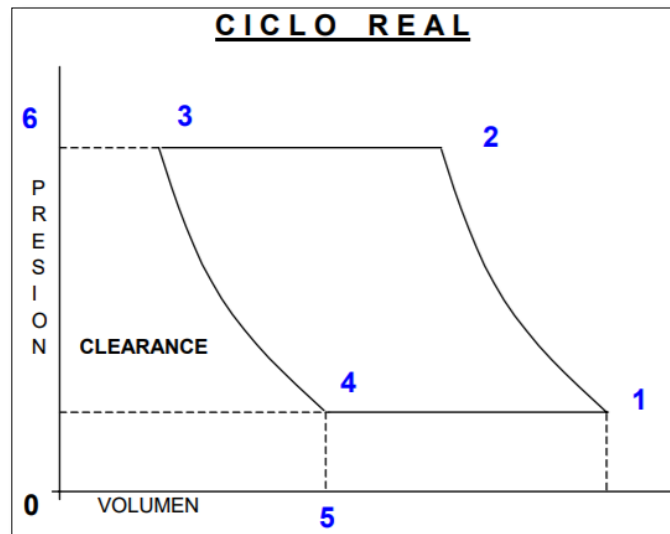
Fuente: ARIZA, Nicolas. “Guía para la selección, instalación y mantenimiento de compresores recíprocos de gas” Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2016.

1.4.1 Compresores Recíprocos:⁴ Los compresores recíprocos son máquinas que atrapan un volumen de gas del área de admisión, lo confina en el espacio vacío del cilindro y al mover el pistón, lo comprime hasta obtener un diferencial de presión y lo expulsa por el área de descarga. Estos compresores pueden ser de una etapa o múltiples etapas. El número de etapas lo determina la relación de compresión que se ve limitada por la máxima temperatura permisible de descarga del gas. De acuerdo a la norma API 617, la temperatura máxima permisible de descarga del gas es de 290-300°F.

⁴ VILLARROEL, Armando. “Estudio de los procesos de optimización del fenómeno de surge en compresores centrífugos. Universidad de Oriente. Puerto La Cruz, 2009.

En la vida real los equipos de compresión tiene una eficiencia que nunca llega al 100%; razón por la cual; su funcionamiento se resumen en el siguiente ciclo de presión contra volumen:⁵

Figura 3 Ciclo real del funcionamiento de un compresor recíprocante



Fuente: GÓMEZ, Pedro. “Diseño y cálculo de compresores”. Instituto Técnico Central. Bogotá D.C. 2010.

- ✓ **Posición 1:** Este es el inicio de la carrera de compresión (Stroke). El cilindro está lleno de gas a la presión de succión. El pistón empieza a desplazarse para llegar a la posición 2, el gas es comprimido por éste desplazamiento del pistón y está representado por el tramo curvo 1-2.
- ✓ **Posición 2:** En éste punto la presión del cilindro supera en un diferencial a la presión existente en la tubería de descarga. Este diferencial origina la apertura de la válvula de la descarga. La descarga o transferencia de gas continúa hacia la tubería. Esta acción está representada por el tramo 2-3 en el diagrama y por el cambio de posición del pistón desde la posición 2 a la posición 3.

⁵ GÓMEZ, Pedro. “Diseño y cálculo de compresores”. Instituto Técnico Central. Bogotá D.C. 2010.

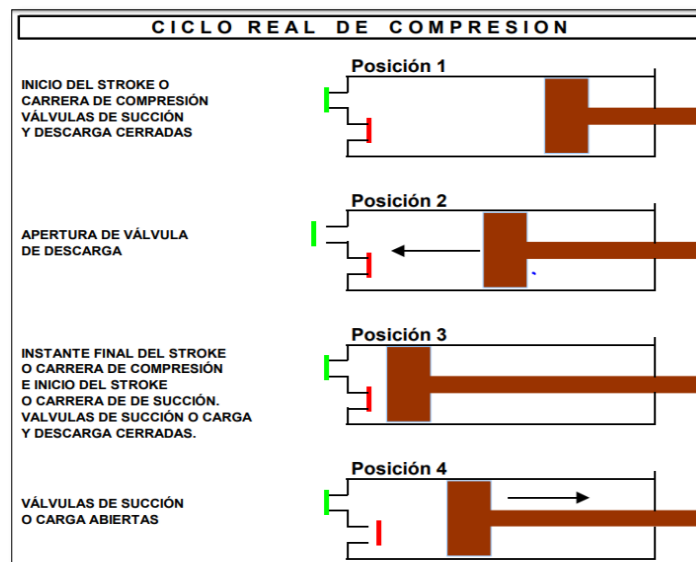
- ✓ **Posición 3:** En ésta posición, el pistón completó toda la descarga o transferencia del gas desde el cilindro de compresión hasta la línea de descarga. En éste instante termina el stroke. El diseño de un compresor no puede lograr un acoplamiento perfecto de la superficie circular del pistón y el extremo del cilindro; por tanto, éste es el origen del volumen remanente de gas, el cual recibe el nombre de CLEARANCE (Volumen muerto).

Al empezar el retorno del pistón, la presión dentro del cilindro será mayor que la presión de succión, porque el volumen muerto o volumen clearance está a la presión de descarga, y se irá expandiendo con la consecuente disminución de presión a lo largo de la curva 3-4, hasta llegar a la presión de succión en el punto 4.

- ✓ **Posición 4:** En éste punto, al ser igual la presión del cilindro y la presión de succión o de carga al compresor y empezar el stroke, se produce la apertura de la válvula de succión permitiendo el ingreso del gas al cilindro. Esta acción está representada por el tramo 4-1.

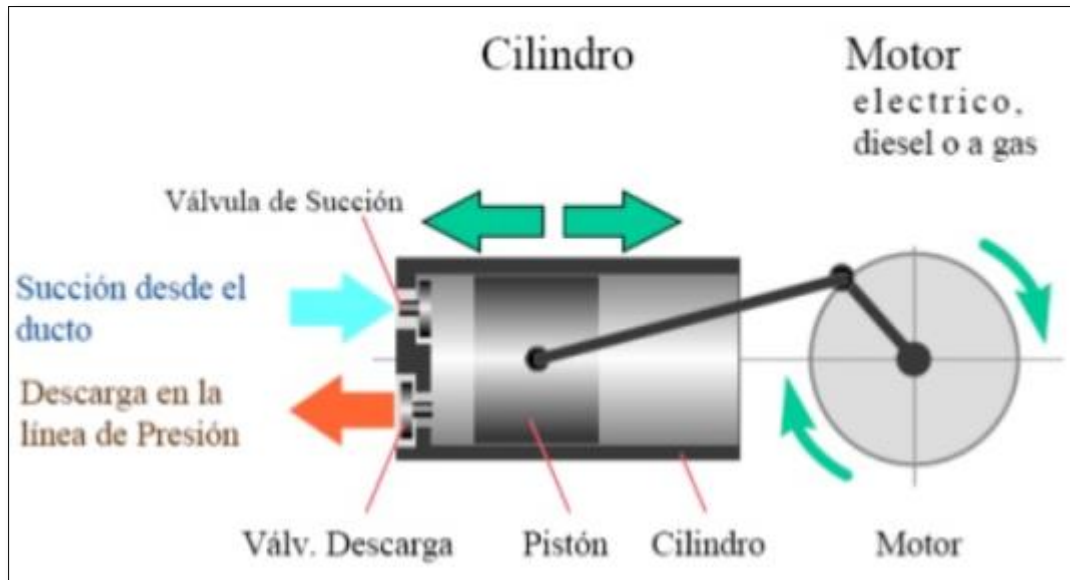
En resumen, el pistón del compresor funciona de la siguiente manera:

Figura 4 Funcionamiento del pistón en el compresor recíprocante



Fuente: GÓMEZ, Pedro. "Diseño y cálculo de compresores". Instituto Técnico Central. Bogotá D.C. 2010

Figura 5. Compresor Reciprocante



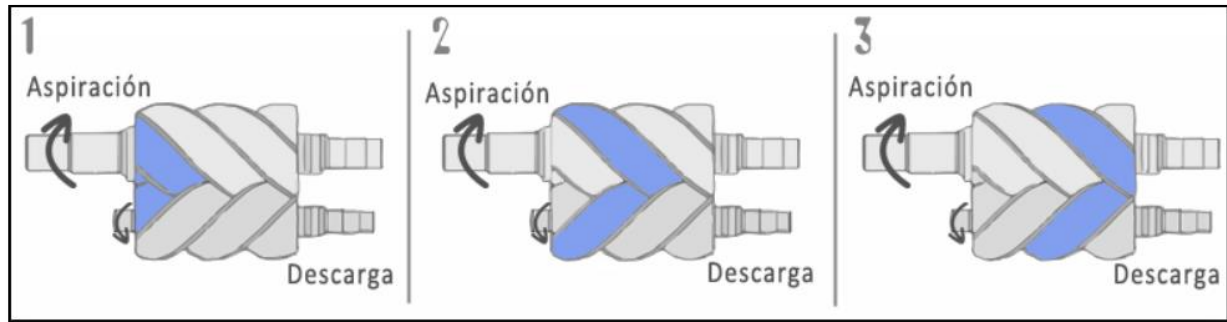
Fuente: GÓMEZ, Pedro. “Diseño y cálculo de compresores”. Instituto Técnico Central. Bogotá D.C. 2010

1.4.2 Compresores Rotativos:⁶ Los compresores rotativos tienen un sistema rotatorio y continuo que aspira el fluido hacia la descarga, comprimiéndolo. Estos compresores pueden ser de dos tipos, espiral o de aspas.

Los compresores rotativos de espiral realizan el desplazamiento de fluidos mediante pistones espirales y está compuesto por rotores machos y hembras que se mueven unos hacia otros reduciendo el volumen entre ellos. Su relación de presión depende de la longitud, el perfil y la forma del puerto de descarga. Puede trabajar a altas velocidades de eje y combinar un gran caudal con dimensiones exteriores reducidas.

⁶ VILLARROEL, Armando. “Estudio de los procesos de optimización del fenómeno de surge en compresores centrífugos. Universidad de Oriente. Puerto La Cruz, 2009

Figura 6. Compresor Rotativo de espiral



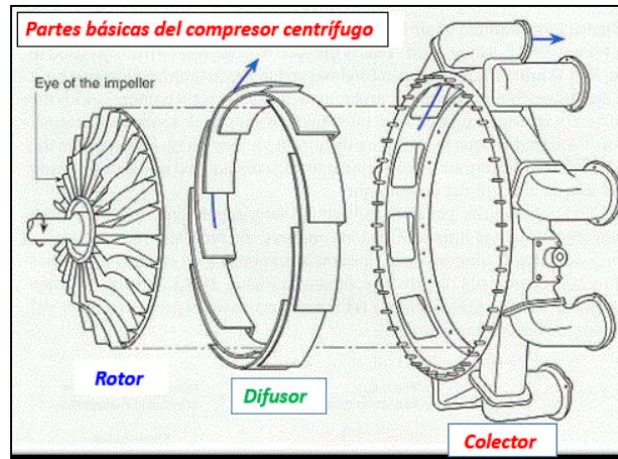
Fuente: Mundo compresor, mundo compresor. Disponible en: <https://www.mundocompresor.com/articulos-tecnicos/como-funciona-compresor-tornillo-lubricado>

Los compresores rotativos de espas, tiene un rotor con ranuras por donde las espas se deslizan hacia adentro y afuera en cada revolución. Estas espas atrapan el gas y gradualmente reducen el volumen al mismo tiempo que se incrementa la presión, hasta que este sale por los orificios de la carcasa. Se caracterizan por manejar bajas presiones, requieren lubricación y son sensibles a la corrosión debido a que son fabricados en hierro fundido, lo que los hace inadecuados para gases ácidos.

1.4.3 Compresores Centrífugos: Los compresores centrífugos están compuestos por uno o varios impulsores que giran a altas revoluciones dentro de una caja, aproximadamente a más de 1000 RPM mediante flujo continuo. Las altas velocidades que alcanzan estos compresores permite comprimir volúmenes de gas natural superiores a 100.000 FCD pero el equipo no requiere gran espacio en planta.

Las altas velocidades de trabajo provocan cambios de densidad del gas, peso molecular y la constante politrópica del gas. El cambio más significativo es el incremento de la constante politrópica del gas como consecuencia de la disminución en la densidad y el peso molecular; el resultado final, es la variación de la relación de compresión. Su eficiencia de compresión varía entre 70-78%.

Figura 7. Compresor Centrifugo

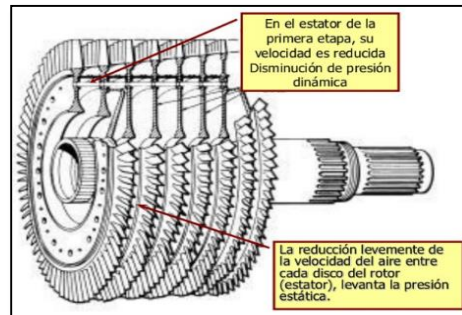


Fuente: RIVAS, A. “Motores de turbina de gas y compresores” Aerocomando. 2015

1.4.4 Compresores Axiales: Los compresores axiales son máquinas compuestas de dos ejes de hojas axiales, uno rota mientras el otro permanece estático. Durante el funcionamiento, el gas circula en forma paralela al eje de rotación del compresor; es decir, en flujo axial convirtiendo la velocidad del gas en presión. Se caracterizan por ser más económicos en comparación con los centrífugos cuando son usados para transferir caudales mayores de 70 MPC (mil pies cúbicos por minuto). Su tamaño es pequeño pero su eficiencia es un poco mayor a los centrífugos, variando entre 75 y 82%. Debido a su pequeño diámetro manejan velocidades más elevadas, aproximadamente un 25% superior a la velocidad de los compresores centrífugos.

Normalmente los compresores axiales, son usados en casos en que se dispone de caudales constantes a presiones moderadas. Es de notar que estos compresores no son de mucha utilidad para el proceso de compresión de gas natural; sino en aplicaciones que requieren flujos de gas superiores a 75 mil o 100 mil pies cúbicos normales por segundo. Sin embargo, su costo es elevado por lo cual en tamaños pequeños solo se justifica por su mayor eficiencia.

Figura 8. Compresor Axial



Fuente: VILLARROEL, Armando. “Estudio de los procesos de optimización del fenómeno de surge en compresores centrífugos. Universidad de Oriente. Puerto La Cruz, 2009

1.5 ECUACIONES TERMODINÁMICAS DE COMPRESIÓN

Teóricamente existen tres maneras de comprimir un gas natural, de acuerdo a las condiciones a las que se encuentre el proceso se pueden presentar diferentes transformaciones termodinámicas:⁷

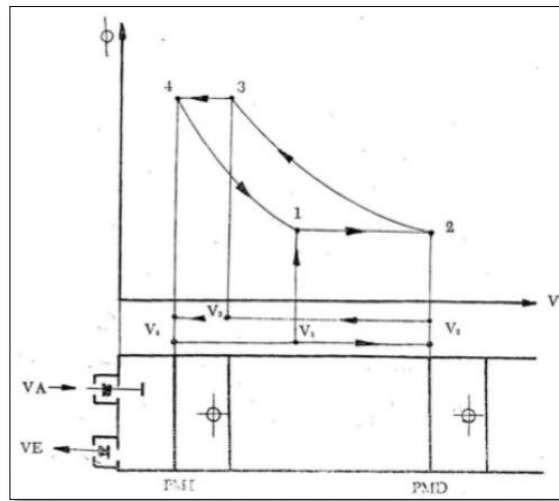
- ✓ *Proceso Isotérmico:* Es el proceso de compresión en el cual la temperatura permanece constante, cumpliendo con la Ley de Boyle y Maiotte y siendo su representación una hipérbola equilátera.

$$P \times V = C \quad \text{Ec.03}$$

Donde: P = presión
 V = Volumen
 C = Calor

⁷ BIGLIERI, Luis. “Termodinámica-Compresores”. Instituto Tecnológico de ciudad Madero. 2011

Figura 9. Transformación Isotérmica



Fuente: BIGLIERI, Luis. "Termodinámica-Compresores". Instituto Tecnológico de ciudad Madero. 2011.

- ✓ *Proceso Adiabático:* Es el proceso de compresión donde no hay transferencia de calor al exterior. Su representación está dada por una hipérbola no equilátera.

$$P \times V^k = C \quad \text{Ec. 04}$$

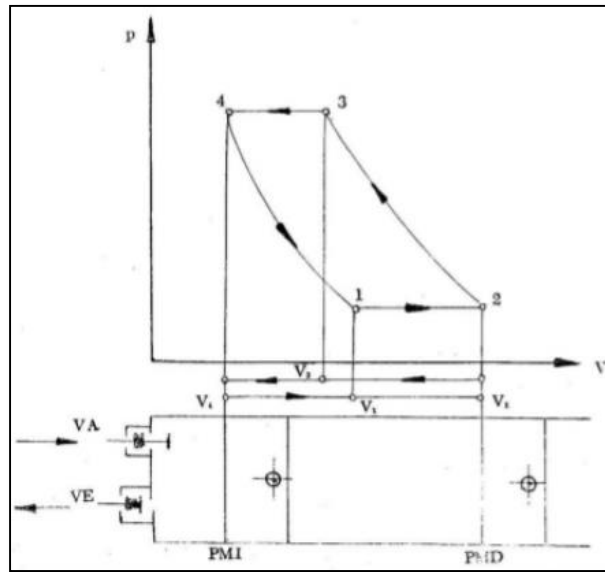
Donde: k = exponente adiabático

$$K = \frac{C_p}{C_v} \quad \text{Ec. 05}$$

C_p = Calor específico a presión constante

C_v = Calor específico a volumen constante

Figura 10. Transformación Adiabática



Fuente: BIGLIERI, Luis. "Termodinámica-Compresores". Instituto Tecnológico de ciudad Madero. 2011.

- ✓ *Proceso Politrópico*: Es el proceso de compresión donde hay transferencia de calor desde el medio al exterior o inversa, y donde el incremento o reducción de temperatura es proporcional a la cantidad de calor añadido o disipado.

$$P \times V^n = C \quad \text{Ec. 06}$$

Donde: n = exponente politrópico (generalmente son menores a k)

$$n = \frac{C - C_p}{C - C_v} \quad \text{Ec.07}$$

C = cantidad de calor que debe absorber un Kg de gas para un incremento de temperatura de 1°C (adicionalmente al trabajo realizado)

Una vez evaluadas las condiciones de compresión, se realizan los cálculos de diseño del compresor a usar asumiendo variables reales; es decir, politrópicamente:

1.5.1 Relación de compresión (**RC**): es la relación de la presión absoluta de descarga respecto a la presión absoluta de succión en el cilindro del compresor. Se recomienda que sea menor o igual a cuatro (≤ 4), de lo contrario este valor indica que el compresor requiere de otra etapa para mantener la temperatura del gas bajo condiciones de calidad ($\leq 300^\circ\text{F}$).

$$RC = \left(\frac{P_d}{P_s}\right)^{1/n} \quad \text{Ec. 08}$$

Donde:

P_d = Presión de descarga (psia)

P_s = Presión de succión (psia)

n = número de etapas

1.5.2 Número de etapas (**n**): para hallar el número de etapas se realiza una iteración con la misma ecuación de *relación de compresión*, variando el valor de “ n ” hasta que nos dé un valor menor o igual a 4 de RC; una vez logrado ese resultado, el número de etapas será el valor dado a “ n ”.

1.5.3 Presión inter-etapa (**Pi**): Esta presión se calcula teniendo en cuenta el diferencial de presión en el intercambiador de calor que ayuda a mantener la temperatura del gas bajo condiciones de calidad.

$$P_i = \frac{\Delta P}{2} + \sqrt{\frac{\Delta P}{2} \times P_d} \quad \text{Ec.09}$$

Donde:

ΔP = diferencial de presión en el intercambiador de calor (psi)

P_d = Presión de descarga (psia)

P_s = Presión de succión (psia)

1.5.4 Temperatura de descarga (**TD**): Este valor se puede calcular por etapa de compresión o por todo el trabajo del compresor de la siguiente manera:

$$T_D = T_1 \left[1 + \frac{\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1}{E_{isen}} \right] \quad \text{Ec.10}$$

Donde:

T_1 = Temperatura de succión (°R)

P_1 = Presión de succión (psia)

P_2 = Presión de descarga (psia)

E_{isen} = Eficiencia

$k = C_p / C_v$; sin embargo, se puede calcular así:

$$k = \frac{\sum (y_i)(C_{pi})}{\sum (y_i)(C_{vi})} \quad \text{O} \quad k = 1,3 - (0,31)(y_g) \quad \text{Ec.11}$$

$y_i - y_g$ = Gravedad específica

C_{pi} = Calor específico a presión de succión

1.5.5 Potencia de compresión (**HP**): Este valor se puede calcular por etapa de compresión o por todo el trabajo del compresor de la siguiente manera:

$$HP = 3.03 \frac{Q_g T_1}{E} \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right) \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad \text{Ec.12}$$

Donde:

Q_g = Flujo de gas (MMSCFD)

T_1 = Temperatura de Succión (°R)

E = Eficiencia global

Z_1 = Factor de compresibilidad de succión

Z_2 = Factor de compresibilidad de descarga

P_{SC} = Presión a condiciones estándar (psia)

T_{SC} = Temperatura a condiciones estándar (°R)

P_1 = Presión de succión (psia)

P_2 = Presión de descarga (psia)

1.5.6 Eficiencia de compresión (**E**): de acuerdo al tipo de compresor, tamaño y cauda podemos definir que tan bien está funcionando el compresor; por este motivo, esta característica solo se puede medir una vez esté trabajando; sin embargo, para los diseños se tiene en cuenta la información estimada por el fabricante.

Para la planificación, se recomiendan las siguientes eficiencias totales según el tipo de compresor:

Tabla 2. Eficiencia total según tipo de compresor

Compressor Type	Efficiency, η
Centrifugal	0.70 - 0.85
High Speed Reciprocating	0.72 - 0.85
Low Speed Reciprocating	0.75 - 0.90
Rotary Screw	0.65 - 0.75

Fuente: CAMPBELL, J.M., Gas Conditioning and Processing, Campbell Petroleum Series, Oklahoma, 2014

Esta referencia incluye el análisis de las pérdidas en compresores, así:⁸

- ✓ *Eficiencia Mecánica:* Es la que tiene en cuenta las pérdidas de potencia mecánica (pérdidas por fricción interna, de lubricación, bomba de lubricación, etc.). El uso adecuado de un aceite lubricante ayuda a la reducción de las pérdidas por fricción.

⁸ CAMPBELL, J.M., Gas Conditioning and Processing, Campbell Petroleum Series, Oklahoma, 2014

- ✓ *Eficiencia Volumétrica:* se refiere a las pérdidas que se generan en la reexpansión del gas refrigerante dentro del cilindro; por ejemplo, fugas en válvulas, anillos de pistones, obstrucción o pérdida de flujo de gases.
- ✓ *Eficiencia eléctrica:* se refiere a las pérdidas que se generan en los motores eléctricos en partes de diferentes materiales como el cobre, el hierro, las laminaciones.
- ✓ *Eficiencia térmica:* se refiere a las pérdidas de calor en la compresión del gas debido a que no se realiza perfectamente adiabática.

Para evaluar el rendimiento de un compresor existente se calcula la eficiencia de compresión de la siguiente manera:

Eficiencia Isoentrópica (E_{2Isen}):

$$E_{2Isen} = \frac{h_{2Isen} - h_1}{h_{2Isen} - h_1} \quad \text{Ec.13}$$

Donde:

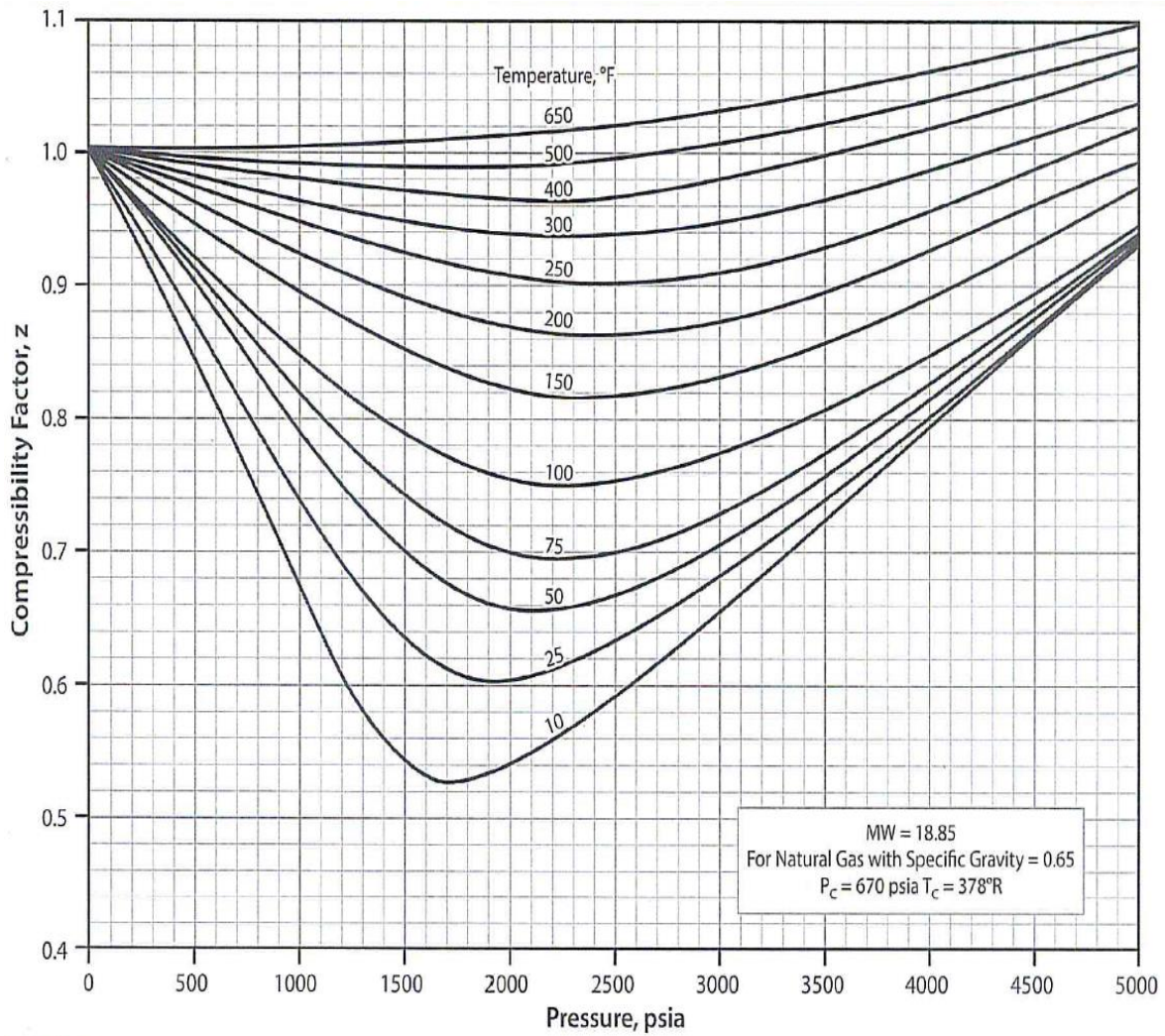
h_{2Isen} = Entalpía Isoentrópica a la descarga a P_2 o T_2 $S_{2Isen} = S_1$ y composición (Z_i)

h_1 = Entalpía de succión calculada a S P_1 , T_1 y composición (Z_i)

h_2 = Entalpía de succión calculada a S P_2 , T_2 y composición (Z_i)

1.5.7 Factor de compresibilidad (**Z**): se leen de las siguientes correlaciones de acuerdo a la gravedad específica del gas que se esté procesando:

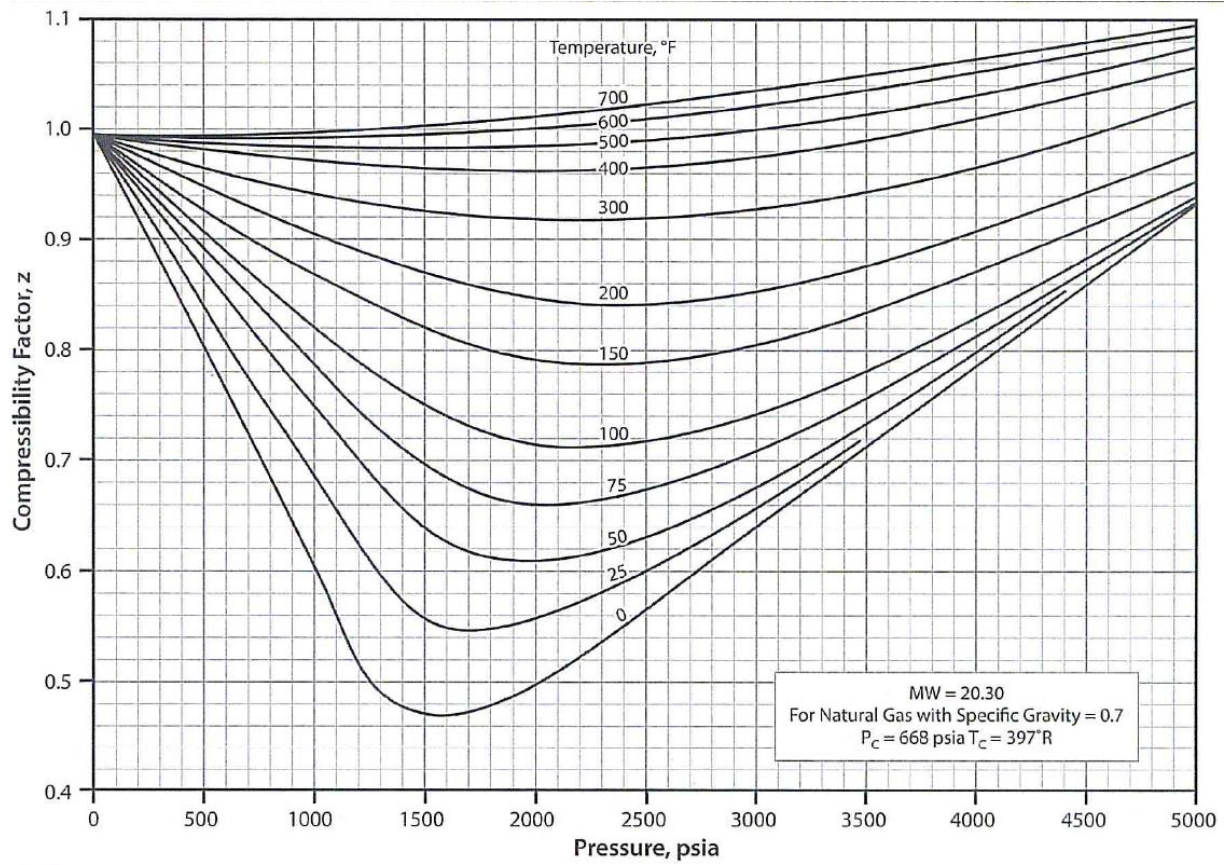
Figura 11. Factor de compresibilidad para gravedad especifica del gas de 0.65



Fuente: CAMPBELL, J.M., Gas Conditioning and Processing, Campbell Petroleum Series, Oklahoma, 2014

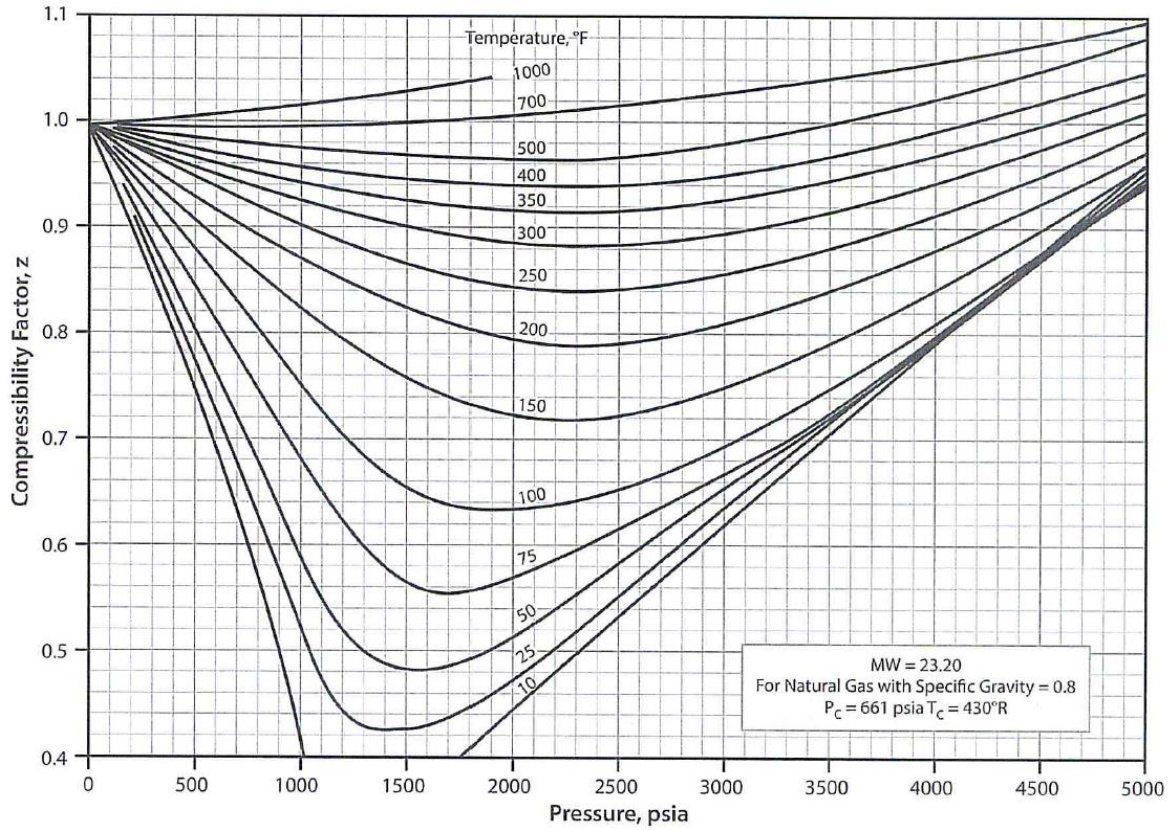


Figura 12. Factor de compresibilidad para gravedad especifica del gas de 0.70



Fuente: CAMPBELL, J.M., Gas Conditioning and Processing, Campbell Petroleum Series, Oklahoma, 2014

Figura 13. Factor de compresibilidad para gravedad específica del gas de 0.80

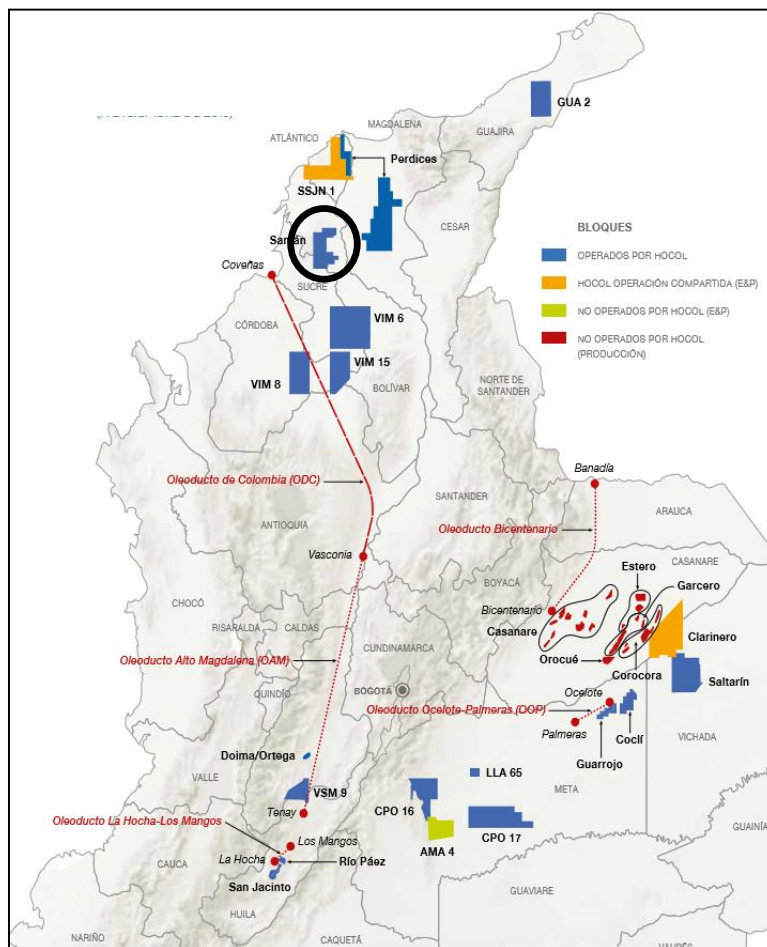


Fuente: CAMPBELL, J.M., Gas Conditioning and Processing, Campbell Petroleum Series, Oklahoma, 2014

2. UNIDAD DE COMPRESIÓN ACTUAL DEL CAMPO DE GAS COLOMBIANO EN EL VIM

En el año 2006, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) adjudica el bloque gasífero a una Compañía Operadora Colombiana, bajo el contrato de exploración y producción de hidrocarburos como única dueña del mismo. Dicho bloque se encuentra ubicado aproximadamente a 120 kilómetros de distancia al suroriente de Cartagena en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, en el departamento de Sucre.

Figura 14. Ubicación del Bloque Gasífero



Fuente: COMPAÑÍA OPERADORA. “Asumiendo retos” Informe de sostenibilidad. 2013

Fue hasta el año 2011, que la compañía operadora declara descubrimientos de yacimientos de gas natural en el área con el pozo exploratorio 1 a una profundidad de más de 10 mil pies, y en el año 2012 con el pozo 2 a una profundidad similar. Estos pozos tenían como objeto principal la formación Ciénaga de oro la cual hallaron a una profundidad entre los 9570 pies y 9930 pies, donde se realizaron las pruebas iniciales.

El informe de estas pruebas dice que el pozo 1 alcanzó una tasa de producción de 18 MMSFCD (millones de pies cúbicos por día) y el pozo 2 de 39 MMSFCD en choke de 40/64 y adicionalmente una producción de 20-30 barriles de petróleo por día de 38-42° API. Una de las ventajas de este descubrimiento es la cercanía a las facilidades de gasoductos del área los cuales no superan los 20 kilómetros de distancia.⁹

De acuerdo a estas cifras de producción, la compañía inició el plan de adaptaciones a las facilidades de superficie para un campo de gas natural seguro, que permita la explotación del mismo.

Figura 15. Facilidades del Campo de Gas-Petróleo



Fuente: ACOSTA & ACOSTA, Construcciones S.A.S. Disponible en: <http://acostasas.com/campo-2/>

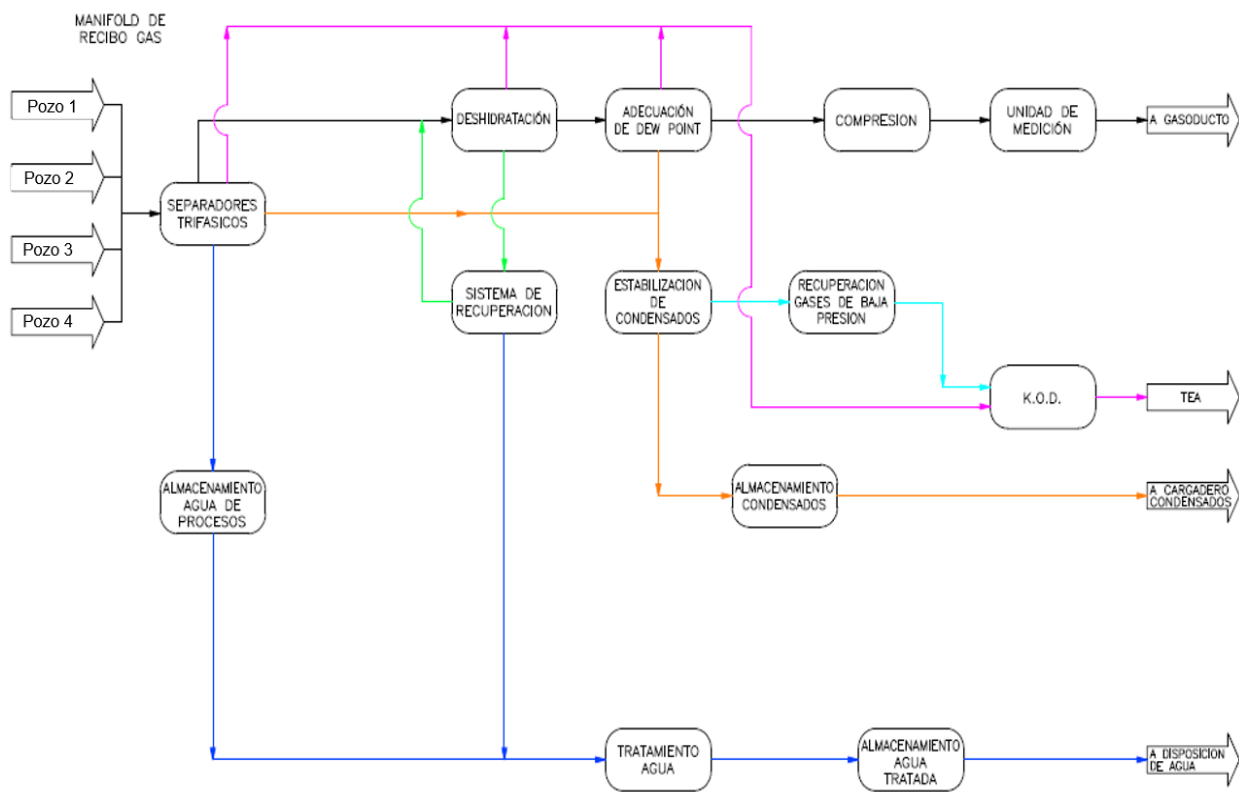
⁹ Disponible en: <https://www.elespectador.com/noticias/economia/hocol-anuncio-encontro-petroleo-bloque-saman-articulo-378632>

2.1 BREVE DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

A continuación se realiza una breve descripción del proceso a realizar al gas desde cabeza de pozo con su posterior tratamiento y entrega a condiciones RUT para transporte.

Hoy por hoy, la planta de tratamiento, deshidratación y compresión de gas cuenta con una potencia de 3200 HP. Cuenta con una capacidad instalada de 30 MMPCD (millones de pies cúbicos diarios) y unas facilidades de ampliación modular hasta 60 MMPCD. Adicionalmente, tiene una generación eléctrica de 800 KVA (Kilovoltiamperios).

Figura 16. Diagrama básico de la planta de gas



Fuente: Elaboración propia

✓ **Cabeza de pozo**

El gas producido en las cabezas de pozos tiene una presión inicial de flujo que varía entre 400 y 600 psi. Con el fin de adecuarlo para su transporte, se aumentará su presión hasta valores de 1200 psi mediante el sistema de compresión, generando un aumento de temperatura hasta aproximadamente 30°F.

✓ **Líneas de flujo y manifold de recibo**

El gas es transportado de forma individual (línea de flujo dedicada) desde cada pozo hasta la estación, a través de líneas de flujo en el ANSI que aplique para las condiciones de presión y temperatura. Estas líneas de flujo están conectadas a un manifold de 60 MMSCFD de capacidad total, compuesto por dos cabezales de producción y uno de prueba, cada uno con capacidad de recibir ocho (8) pozos.

Inicialmente, el manifold está equipado para el recibo de los primeros 4 pozos y con las facilidades equipadas con válvulas para el futuro conexionado de los demás pozos.

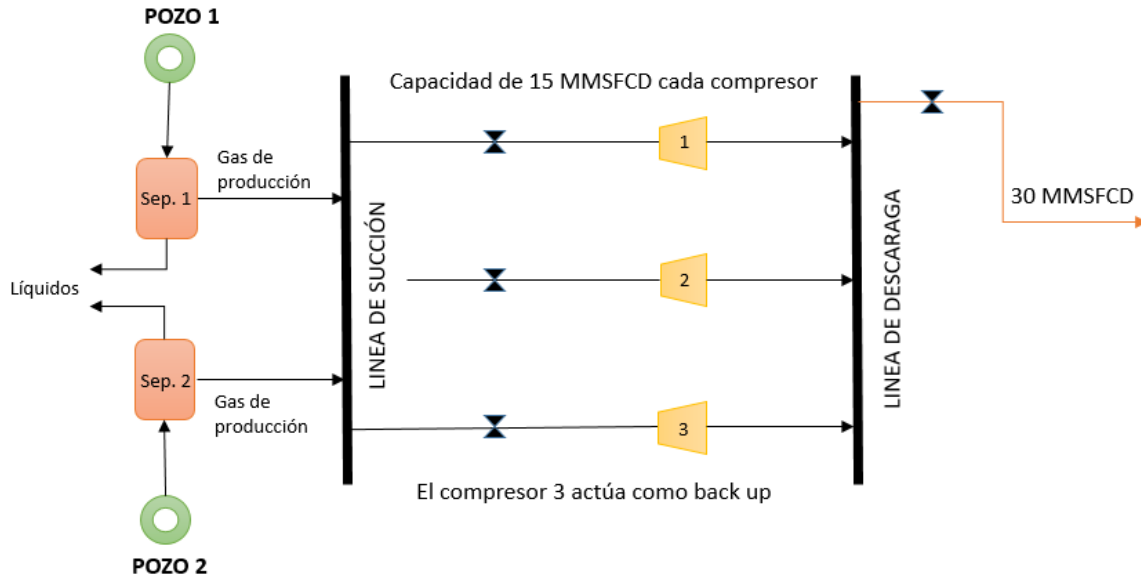
✓ **Tratamiento y transferencia de custodia**

El tratamiento del gas en la planta, inicia con una separación primaria mediante separadores trifásicos. El gas producido en esta etapa de separación pasará por una etapa de reducción del contenido de agua y una etapa de reducción de Dew Point mediante la remoción de hidrocarburos pesados, donde sufre enfriamiento y por cumplimiento de estándares de transporte, requiere pasar por una etapa de compresión y aumento de temperatura. Posterior a esto el gas estará dentro de especificaciones RUT para entrega a transportadores y se realiza una medición de cantidad y calidad mediante un sistema de transferencia de custodia.

Como unidad principal de tratamiento se encuentra la unidad de compresión, que actualmente está compuesta por tres (3) compresores reciprocantes Ariel, de los cuales dos están en

funcionamiento y el tercero está disponible para hacer conexión en paralelo como equipo back up, en caso de ser requerido. Como se muestra en el siguiente diagrama:

Figura 17. Diagrama de unidad de compresión del Campo de Gas-Petróleo

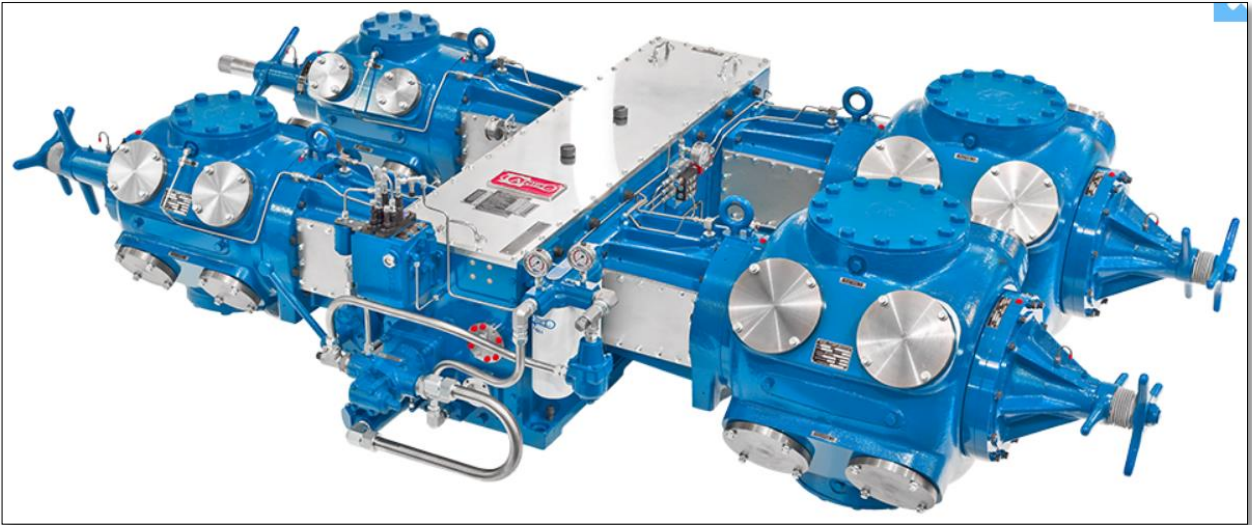


Fuente: Elaboración propia

Estos compresores reciprocantes son de una (1) etapa con cuatro (4) cilindros marca Ariel motor wauskessa de 16 válvulas de la línea JGJ, separables, de tamaño mediano, adecuados para la recolección de gas en pozos de tamaño moderado. El JGJ es particularmente efectivo para aplicaciones de aumento de gas combustible y a menudo se combina con motores eléctricos y de gas natural.¹⁰

¹⁰ ARIEL, World Standard Compressors. Compresores de gas recíprocos línea JGJ. Disponible en: <https://www.arielcorp.com/JGJ/>

Figura 18. Compresor Reciprocante Ariel Línea JGJ



Fuente: ARIEL, World Standard Compressors. Compresores de gas recíprocos línea JGJ. Disponible en:

<https://www.arielcorp.com/JGJ/>

Tabla 3. Especificaciones Compresor Reciprocante Ariel Línea JGJ

Marco	JGJ / 2	JGJ / 4	JGJ / 6
Cantidad de tiros	2	4	6
Potencia nominal (BHP)	620	1240	1860
Carrera (pulgada)		3.5	
RPM máximo		1,800	
Velocidad del pistón (FPM)		1,050	
Carga total de varilla (lbs)		42,000	
Tensión (lbs)		21,000	
Compresión (lbs)		23,000	
Peso promedio sin cilindros (lbs)	1,700	3,400	5,100
Longitud máxima (pulgada)	41	78	108
Ancho nominal (pulgadas)		104	
Línea central del cigüeñal, desde abajo (pulgada)		12	

Fuente: ARIEL, World Standard Compressors. Compresores de gas recíprocos línea JGJ. Disponible en:

<https://www.arielcorp.com/JGJ/>

2.2 ESPECIFICACIONES DEL GAS DE ENTRADA

El gas de producción del campo de estudio, es seco y presenta la siguiente cromatografía bajo condiciones de succión con una presión de 400 psig y temperatura de 95 °F:

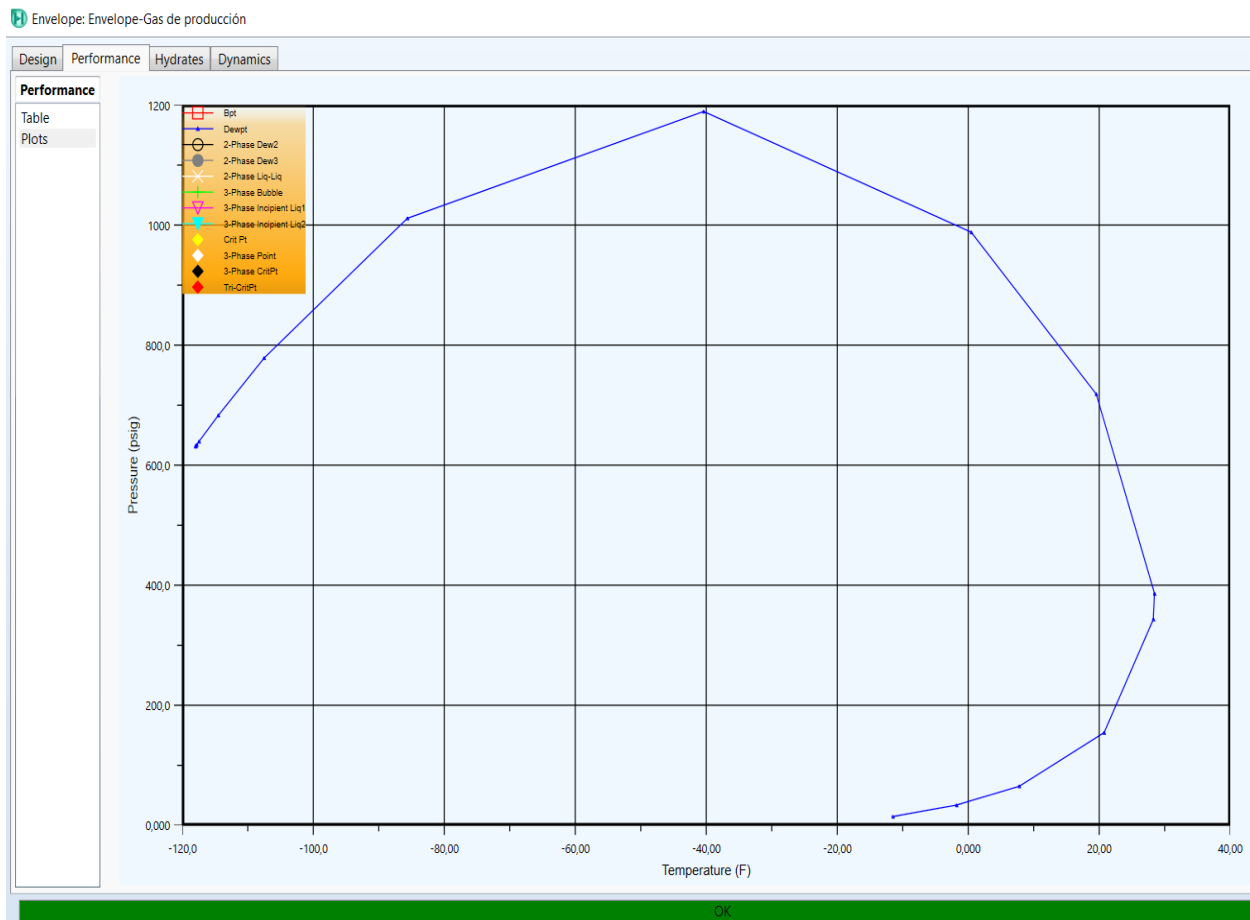
Tabla 4. Cromatografía del gas de producción

COMPONENTE	FORMULA	COMPOSICIÓN PORCENTAJE MOLAR
METANO	CH ₄	96,1302
NITRÓGENO	N ₂	2,652
DIÓXIDO DE CARBONO	CO ₂	0,0188
ETANO	C ₂ H ₆	0,6651
PROPANO	C ₃ H ₈	0,2425
AGUA	H ₂ O	0
SULFURO DE HIDRÓGENO	H ₂ S	0
HIDRÓGENO	H ₂	0
MONÓXIDO DE CARBONO	CO	0
OXÍGENO	O ₂	0
i-BUTANO	C ₄ H ₁₀	0,153
n-BUTANO	C ₄ H ₁₀	0,0457
i-PENTANO	C ₅ H ₁₂	0,0272
n-PENTANO	C ₅ H ₁₂	0,0127
n-HEXANO	C ₆ H ₁₄	0,0028
n-HEPTANO	C ₇ H ₁₆	0,032
n-OCTANO	C ₈ H ₁₈	0,0147
n-NONANO	C ₉ H ₂₀	0,0033
n-DECANO	C ₁₀ H ₂₂	0
HELIO	He	0
ARGÓN	Ar	0
TOTAL		100

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a esta composición del gas de producción, se genera la siguiente envolvente:

Gráfico 2. Envoltente del gas de producción actual



Fuente: ASPEN HYSYS V10, Elaboración propia

Con una criconderterma de 28.44°F y una criconderbárica de 1189 psig.

3. BASES DE DISEÑO Y PROPUESTA DEL REDISEÑO DE LA UNIDAD DE COMPRESIÓN DE GAS

En este campo de gas, la producción proviene de 2 pozos productores de gas asociado al crudo de 38-42°API, sumando una producción de 30 MMSCFD en promedio, bajo las siguientes condiciones por cada compresor:

Tabla 5. Condiciones de operación de compresión del gas

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Presión atmosférica del sitio	P_{atm}	14,7	Psia
Factor de compresibilidad de succión	Z_1	0,92	
Factor de compresibilidad de descarga	Z_2	0,92	
Flujo a comprimir a condiciones base	Q_{gas}	15	MMSPCD
Presión de succión	P_s	400	Psig
Temperatura de succión	T_s	95	°F
Presión de descarga final	P_d	1200	Psig
Delta de presión en el Cooler	ΔP	5	Psig
Eficiencia Isentrópica o adiabática	E	0,75	
Gravedad Específica del gas	G_g	0,7	

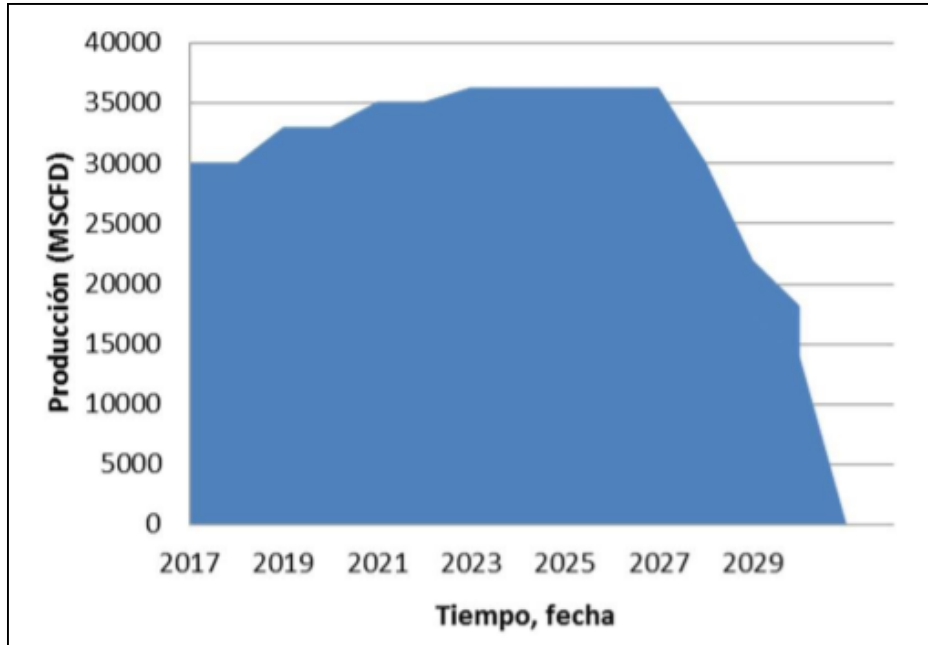
Fuente: Elaboración propia

Como se mencionó anteriormente, se usan dos compresores recíprocos cada uno con la capacidad de comprimir 15 MMSCFD cumpliendo con las necesidades del campo y ofreciendo un gas bajo condiciones de calidad del Reglamento único de transporte-RUT de gas natural.

Sin embargo, la compañía tiene planeada la perforación de un nuevo pozo para finales de 2018 y otro en 2019, lo que aumentaría la producción, en perspectiva, hasta los 37 MMSCFD, como se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfico 3. Proyección de producción de gas de la compañía operadora



Fuente: COMPAÑÍA OPERADORA, “Realidades y perspectivas en el VIM”. Cartagena, 2017

Por este motivo, es necesario hacer el análisis de un rediseño básico que permita suplir las necesidades futuras de producción del campo.

3.1 CÁLCULOS DE COMPRESIÓN CON LA PRODUCCIÓN DE GAS ACTUAL

En el campo de gas de estudio, se operan dos compresores recíprocos de una etapa y cuatro cilindros cada uno, trabajando en un rango de 14-15 MMSCFD con una presión de succión de 400 psi y una temperatura de succión de 95°F. Estas son las condiciones de operación de cada compresor:

Tabla 6. Cálculos de Compresión actual del Campo

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Presión atmosférica del sitio	P_{atm}	14,7	Psia
Factor de compresibilidad de succión	Z_1	0,92	
Factor de compresibilidad de descarga	Z_2	0,92	
Flujo a comprimir a condiciones base	Q_{gas}	15	MMSPCD
Presión de succión	P_s	400	Psig
Temperatura de succión	T_s	95	°F
Presión de descarga final	P_d	1200	Psig
Delta de presión en el Cooler	ΔP	5	Psig
Eficiencia Isentrópica o adiabática	E	0,75	
Gravedad Especifica del gas	G_g	0,7	

RELACIÓN DE COMPRESIÓN (RC) Y NUMERO DE ETAPAS DE COMPRESIÓN RECOMENDADAS (n)		
Número de etapas de compresión	Relación de compresión	$RC = \left(\frac{P_d}{P_s}\right)^{1/n}$
n	RC	
1	2,93	Notas: 1. El RC debe ser ≤ 4 , de lo contrario indica que se requiere una etapa más. 2. En cuanto al número de etapas de compresión, se escoge la menor.
2	1,71	
3	1,43	
4	1,31	
5	1,24	
Se requiere un compresor de una (1) etapa		

TEMPERATURA DE DESCARGA FINAL (T_D), °F			
Para el cálculo de la temperatura de descarga se requiere k :		$T_D = T_1 \left[1 + \frac{\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1}{E_{isen}} \right]$	
$k = 1,3 - (0,31)(y_g - 0,55)$			
$k =$	1,25	$T_D =$	274,6

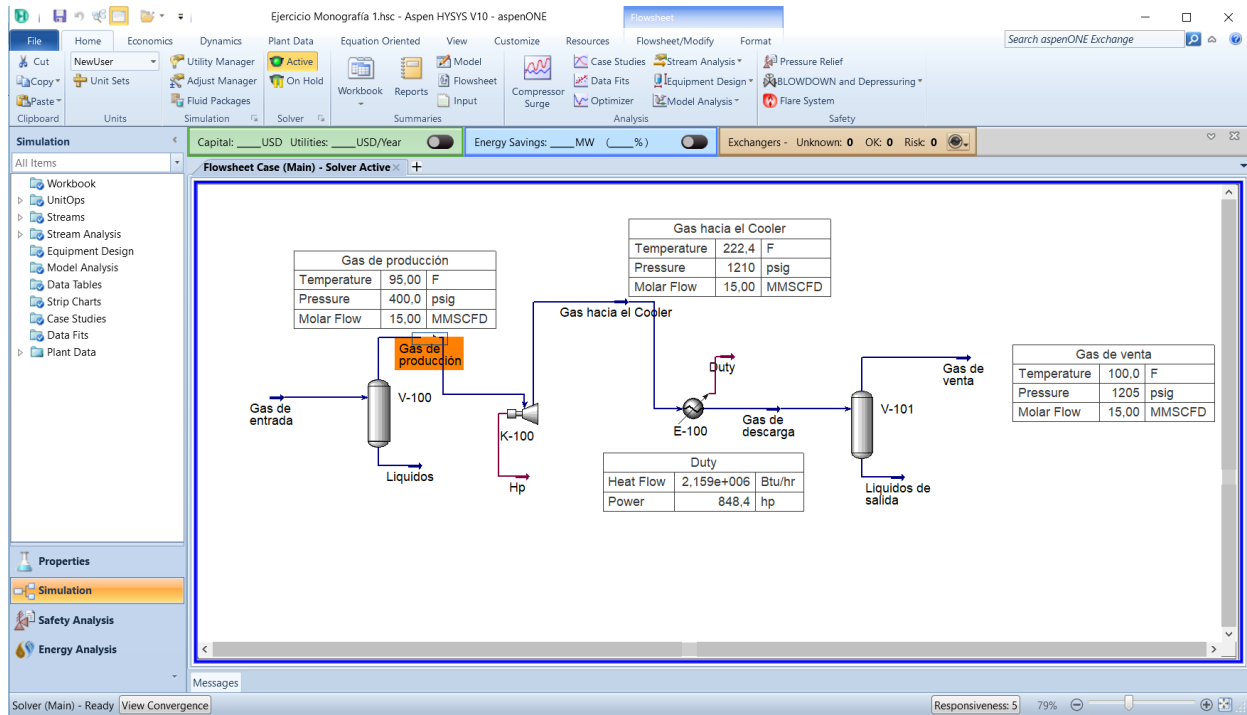
POTENCIA DE COMPRESIÓN FINAL (HP)	
La P_{sc} y T_{sc} , presión y temperatura a condiciones estandar es 14,7 psia y 60°F. Sin embargo, para los calculos de potencia la T es dada en °R	
$HP = 3,03 \frac{Q_g T_1}{E} \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right) \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$	
$HP =$	1054,50

Fuente: Elaboración propia

Tras los cálculos de operación, se halló la temperatura de descarga 275°F y la potencia que alcanza el compresor de 1054 HP. Cabe resaltar que este tipo de compresores tienen una capacidad máxima de 1240 HP.

Llevando estos datos de operación al simulador Aspen Hysys V10, comprobamos los cálculos realizados, así:

Figura 19. Simulación en Hysys Operación actual del Campo



Fuente: Elaboración propia

Según las especificaciones de estos compresores marca Ariel de la línea JGJ (Tabla 3.) y las del reglamento único de transporte de gas natural – RUT, estos compresores entregan un gas bajo estándares de calidad y no superan los rangos máximos de operación de los mismos.

En cuanto a la temperatura máxima permitida para el transporte de gas natural, el RUT especifica que debe ser 300°F. En este caso, la unidad de compresión genera un gas con una temperatura entre 220°F – 270°F.

Por otro lado, la potencia máxima de este compresor es 1240 BHP (Tabla 3.) y se encuentra trabajando a una potencia de 1055 BHP.

3.2 CÁLCULOS DE COMPRESIÓN CON LA PRODUCCIÓN DE GAS FUTURA

Teniendo presente que la producción del campo tiene una proyección de 30 MMSCFD a 37 MMSCFD, se debe dividir este caudal en dos (2) por el uso de dos compresores; es decir, cada compresor debe comprimir un caudal de 18.5 MMSCFD aproximadamente. Suponiendo que las condiciones de presión de succión, temperatura de succión y presión de descarga se aproximen a las actuales, se realizan los siguientes cálculos en base a las ecuaciones termodinámicas de un proceso politrópico:

Tabla 7. Cálculos de Compresión futura del Campo

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Presión atmosférica del sitio	P_{atm}	14,7	Psia
Factor de compresibilidad de succión	Z_1	0,92	
Factor de compresibilidad de descarga	Z_2	0,92	
Flujo a comprimir a condiciones base	Q_{gas}	18,5	MMSPCD
Presión de succión	P_s	400	Psig
Temperatura de succión	T_s	95	°F
Presión de descarga final	P_d	1200	Psig
Delta de presión en el Cooler	ΔP	5	Psig
Eficiencia Isentrópica o adiabática	E	0,75	
Gravedad Especifica del gas	G_g	0,7	

RELACIÓN DE COMPRESIÓN (RC) Y NUMERO DE ETAPAS DE COMPRESIÓN RECOMENDADAS (n)		
Número de etapas de compresión	Relación de compresión	$RC = \left(\frac{Pd}{Ps}\right)^{1/n}$
n	RC	
1	2,93	Notas: 1. El RC debe ser ≤ 4 , de lo contrario indica que se requiere una etapa más. 2. En cuanto al número de etapas de compresión, se escoge la menor.
2	1,71	
3	1,43	
4	1,31	
5	1,24	
Se requiere un compresor de una (1) etapa		

TEMPERATURA DE DESCARGA FINAL (T_D), °F			
Para el cálculo de la temperatura de descarga se requiere k:			
$k = 1,3 - (0,31)(y_g - 0,55)$		$T_D = T_1 \left[1 + \frac{\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1}{E_{isen}} \right]$	
$k =$	1,25		
		$T_D =$	274,6

POTENCIA DE COMPRESIÓN FINAL (HP)	
La P_{sc} y T_{sc} , presión y temperatura a condiciones estandar es 14,7 psia y 60°F. Sin embargo, para los calculos de potencia la T es dada en °R	
$HP = 3,03 \frac{Q_g T_1}{E} \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right) \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$	
$HP =$	1300,55

Fuente: Elaboración propia

En teoría, este compresor podría trabajar en una etapa ya que las presiones no varían y por ende la relación de compresión no sufre cambios. De la misma manera, actúa la temperatura de descarga, ya que está en función de la presión, k y la temperatura de succión, condiciones que no cambian. Es decir, la temperatura se mantiene bajo los 300°F.

Sin embargo, la potencia máxima del motor de este compresor (1240 BHP) no es la suficiente para el proceso de compresión del gas a un caudal de 18.5 MMSCFD, pues este requiere más de 1300 BHP. De acuerdo a la ecuación de potencia, el caudal de flujo es directamente proporcional a la potencia; por tanto, al aumentar el caudal de procesamiento es obligatorio aumentar la potencia del compresor para la operación.

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS

De acuerdo a la simulación en el software Aspen Hysys V10 y los cálculos de número de etapas requeridas para la compresión de un gas seco, temperatura de descarga y potencia del motor, se identifica que la unidad de compresión existente, procesa de manera correcta el gas de producción de los pozos 1 y 2 y lo entrega bajo condiciones de RUT.

En cuanto al número de etapas de compresión, este es un factor en función de las presiones de succión y descarga, en este caso, éstas se mantienen estables en una etapa por lo tanto, no se considera necesario cambiar la cantidad de etapas con las que trabajan los compresores reciprocantes. Esto se comprobó con los cálculos realizados y todos se mantienen ≤ 4 con una sola etapa.

La temperatura de descarga también se mantiene estable sobre los 270°F debido a que este factor está en función de las presiones de succión y descarga, la temperatura de succión y la k , que depende de la gravedad específica del gas y como seguimos trabajando con el mismo fluido, esta también es una condición que no cambia.

Evaluando la potencia del motor requerida para comprimir diferentes caudales, se evidenció que a mayor caudal por procesar, mayor debe ser la potencia del motor para comprimir el flujo de gas: tal como lo refleja la ecuación de potencia que está en función del flujo y son directamente proporcionales.

Tal como se muestra en la Tabla 3, las especificaciones de los compresores reciprocantes que están instalados en campo, son condiciones máximas que los equipos no pueden superar. De acuerdo con los cálculos, para un flujo de 15 MMSCFD se requiere una potencia de motor del compresor de 1055 BHP lo cual está por debajo de la potencia máxima que opera este equipo que es 1240 BHP. Caso contrario a lo que ocurre con la potencia que se requiere para procesar un caudal de 18.5 MMSCFD, que es 1300 BHP. Es decir, estos compresores no tienen la capacidad de comprimir este flujo de gas.

Finalmente, reuniendo estas condiciones de operación respecto a la proyección de producción de la compañía y teniendo presente las capacidades máximas de trabajo de los compresores reciprocantes JGJ existentes en campo, se sugiere la instalación de una nueva plaza de compresión con todas las facilidades y/o conexiones que se requieran para acoplarla a la unidad de compresión que se encuentra en operación. De esta manera, los compresores no trabajarán a condiciones cercanas a las máximas y se podrá obtener un gas de venta bajo las condiciones de calidad del RUT, sin olvidar la oportunidad de incrementar la producción de gas con nuevos pozos productores.

4. CONCLUSIONES

- ✓ Para el diseño de una unidad de compresión, se deben evaluar las condiciones máximas de trabajo de un compresor de acuerdo al tamaño del mismo, la oferta de producción que hay en el campo, condiciones de ubicación y composición del gas a procesar.
- ✓ El número de etapas de compresión, la temperatura de descarga y la potencia del motor de un compresor, son factores indispensables para la elección de un compresor y el cumplimiento de los estándares de calidad de producción de gas y el transporte del mismo.
- ✓ Se sugiere la instalación de una nueva plaza de compresión que permita procesar la producción futura de gas, aprovechando la ampliación modular existente. Esta ampliación se hace necesaria, ya que la capacidad de los compresores recíprocos existentes es de 15 MMSCFD y de acuerdo a la proyección de la compañía se va requerir procesar un caudal de 18.5 MMSCFD aproximadamente.
- ✓ La potencia de compresión es directamente proporcional al caudal de gas que se requiere procesar; por esta razón, esta una condición crítica para elegir el equipo y evaluar el correcto funcionamiento del mismo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ✓ ARIZA, Nicolas. “Guía para la selección, instalación y mantenimiento de compresores reciprocantes de gas” Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2016.
- ✓ ARIEL, World Standard Compressors. Compresores de gas recíprocos línea JGJ. Disponible en: <https://www.arielcorp.com/JGJ/>
- ✓ BIGLIERI, Luis. “Termodinámica-Compresores”. Instituto Tecnológico de ciudad Madero. 2011.
- ✓ CAMPBELL, J.M., Gas Conditioning and Processing, Campbell Petroleum Series, Oklahoma, 2014
- ✓ COMPAÑÍA OPERADORA, “Realidades y perspectivas en el VIM”. Cartagena, 2017
- ✓ COMPAÑÍA OPERADORA. “Asumiendo retos” Informe de sostenibilidad. 2013
- ✓ FISIC chanel. Termodinámica-Ley de los gases ideales. Disponible en: <https://www.fisic.ch/contenidos/termodinamica/ley-de-los-gases-ideales/>.
- ✓ GAS NATURAL FENOSA. www.gasnaturalfenosa.com.co. Retrieved from Comercio-El gas natural- que es. Disponible en: <http://www.gasnaturalfenosa.com.co/co/comercio/el+gas+natural/1297102553412/que+es.html>.
- ✓ GÓMEZ, Pedro. “Diseño y cálculo de compresores”. Instituto Técnico Central. Bogotá D.C. 2010.

- ✓ GPSA Engineering Data Book Volumes I & II. Gas Processors Suppliers Association. Oklahoma. 2004.
- ✓ VILLARROEL, Armando. “Estudio de los procesos de optimización del fenómeno de surge en compresores centrífugos. Universidad de Oriente. Puerto La Cruz, 2009.